



POSGRADO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS PPG

TRABAJO INTEGRADOR FINAL

Profesores a cargo:

Ing. Juan Rosbaco

Alumno:

Ing. Sabrina Paula Videgain
Ing. Tomás Etcheverry

Fecha:

16 de Noviembre de 2009

El Presente Trabajo Integrador tiene como objetivo participar en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación de un yacimiento gasífero, denominado "La Esperanza", ubicado en la Cuenca Neuquina.

Para la participación de la Licitación, nuestro equipo analizó el negocio y realizó una propuesta de inversión, explotación y comercialización de hidrocarburos, con su consiguiente flujo de Ingresos y Egresos.

A continuación, presentamos los puntos que contiene el presente informe.

I - Reservas y Previsión de Producción:

Con la información suministrada por el Consultor de Reservorios pudimos demostrar la existencia de un Yacimiento de gas con reservas y un potencial de producción. A continuación exponemos los objetivos y los resultados a los que llegamos:

- Con los datos del Yacimiento, calculamos las Reservas de Gas Natural in situ y Gas recuperable (G y Gp). Realizamos un análisis "PVT": Se dispone de un análisis a través de muestras tomadas del reservorio que permite el cálculo del volumen de Gas In Situ y el volumen de Gas Recuperable para una determinada presión de abandono.
- Verificamos la caída de presión del yacimiento para diferentes caudales de producción
- Comparamos la relación entre los siguientes parámetros: caudal producido, caída de presión en el yacimiento, número de pozos necesarios para satisfacer el caudal requerido y el incremento de presión en superficie mediante la instalación de compresores.
- Determinamos la presión promedio de pozo aplicando las ecuaciones proporcionadas para un determinado caudal producido.
- Asumiendo escenarios de demandas diferentes, determinamos las mejores condiciones económicas del proyecto.

Resultados:

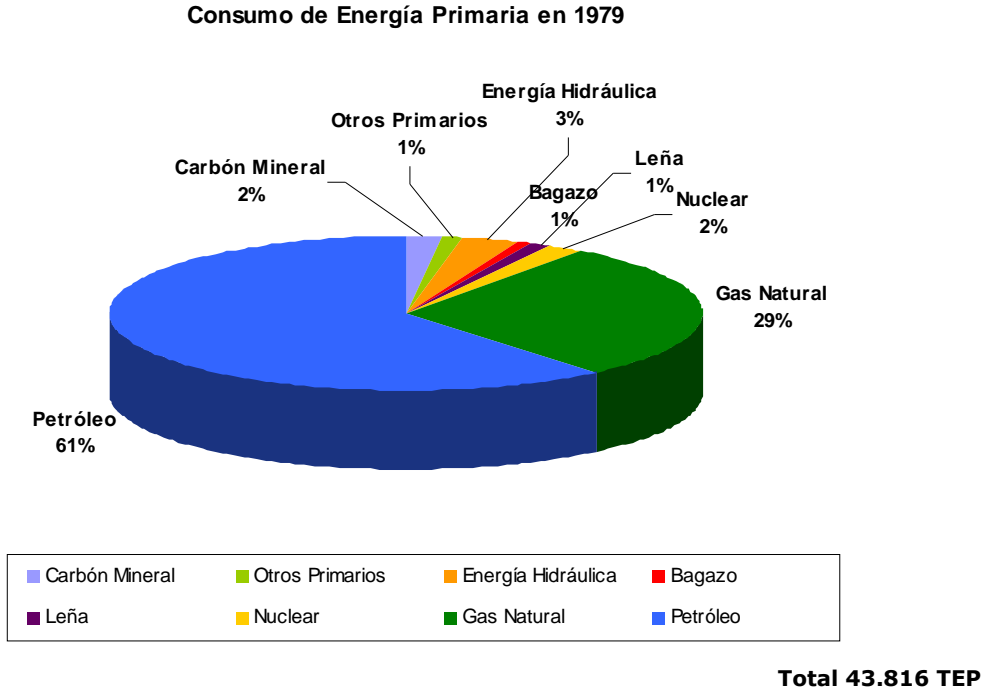
DESAROLLO Y PRODUCCION	UNIDAD	CANTIDAD
Reserva in situ	Mm ³	45.429.000
Reserva a presión de abandono	Mm ³	13.606.557
Presión de abandono	kg/cm ²	58
Cantidad de pozos (incluye secos)		31
Potencia total de compresión en yacimiento año 20	HP	5.800
Producción máxima	Mm ³ /d	4,98

(Ver archivo excel hojas Yacimiento, Producción, Calculador, Datos)

II - Mercado:

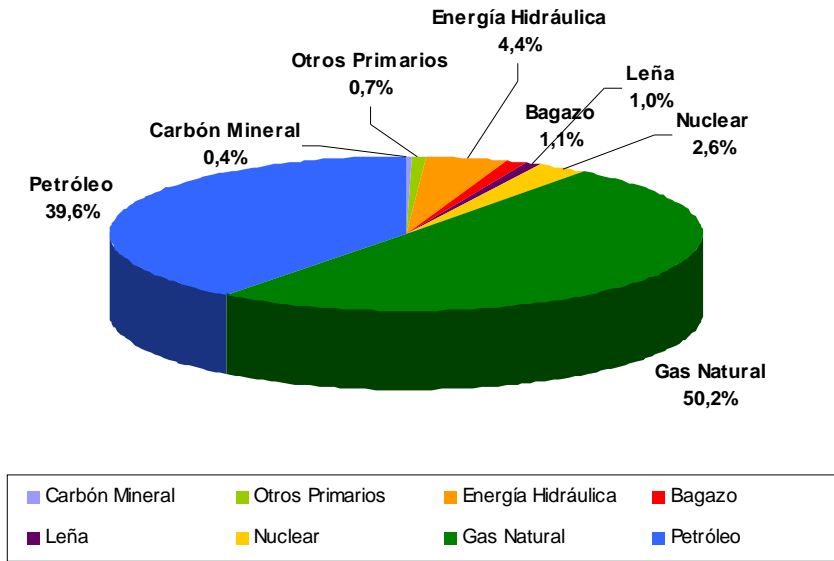
Situación del gas en Argentina: Un poco de historia

El descubrimiento de Loma de la Lata junto con el Neuba I, el cruce del estrecho de Magallanes y la Planta de Cerri comenzaron a producir un cambio cualitativo profundo en la matriz energética Argentina. Así era antes de Loma de la Lata:



El incremento de consumo energético debido al crecimiento económico de los últimos años se basó en energía barata proveniente del crudo y del gas natural. A continuación demostramos la matriz del 2006, en donde se nota que el consumo no se diversifica, sino que se concentra en los hidrocarburos y que el gas natural es más del 50% de la matriz de energía primaria.

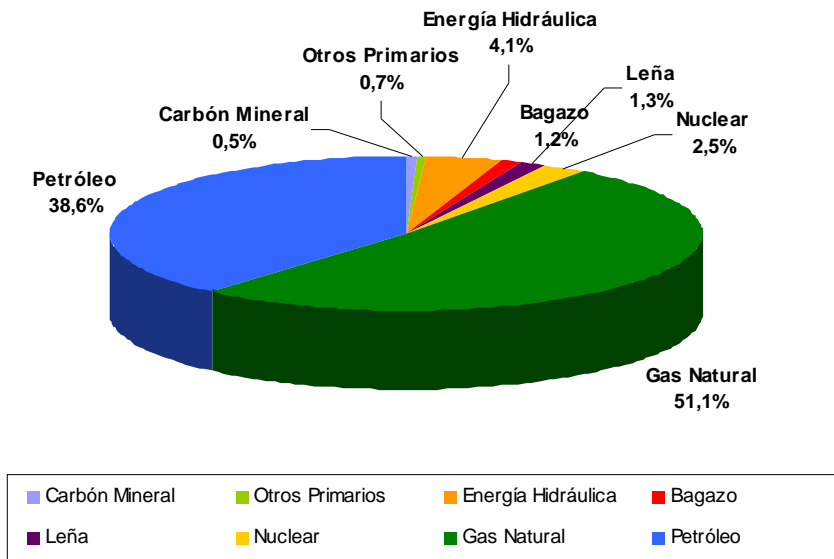
Oferta de Energía Primaria en 2006



Total 85.584 TEP

En los últimos 35 años el petróleo y el gas natural representan casi el 90% de la energía primaria del país, aunque sus proporciones han variado sustancialmente.

Oferta de Energía Primaria en 2007



Total 85.953 TEP (datos de la SE)

Aspectos clave de la Demanda en Argentina:

Dado que la Argentina ha alcanzado el máximo producto bruto interno de la historia, para sostener ese crecimiento se necesita más energía, y la mitad de la energía primaria que consumimos es Gas Natural.

El país usa cada vez más combustibles importados porque el gas que produce no alcanza, debido a que la producción ha comenzado a disminuir (su caída año a año se acelera). La Argentina dejó de ser exportador de gas.

Se estima que cada año ingresara más gas de Bolivia por el gasoducto para mantener la matriz energética por las siguientes razones:

- El gas es el combustible más barato
- Es el combustible al cual estamos acostumbrados, y todas las instalaciones están preparadas para éste. El costo de conversión a líquidos es alto.
- Es el combustible más limpio.

Se estima un mayor número de operaciones de importación de LNG desde Chile a menor presión comercial por precios más reducidos.

Se estima que la demanda de energía eléctrica cae en línea con la caída de la actividad industrial. En cuanto a la demanda eléctrica, la necesidad de mayor potencia disponible se transformó en una necesidad de contar con combustibles para accionar las centrales, siendo el costo de los combustibles una restricción económica muy relevante.

La demanda del sistema CMMESA es la variable más importante del mercado de gas.

Estado del Sector Upstream de Gas Natural:

En el 2009 se registra un alto estancamiento en el número de pozos gasíferos en producción. Esta caída de productividad solo se modificará con la incorporación de nuevos yacimientos.

Se registra un alto nivel de inversión en desarrollo de petróleo – y en menor medida de gas – pero sin embargo, la inversión en exploración permanece en niveles ínfimos e insuficientes.

En cuanto a la perforación de pozos de gas, la misma se da en yacimientos existentes. Los pozos de exploración son casi inexistentes, en un contexto de falta de abastecimiento.

Se registra que la inversión es creciente en mayor potencia en compresión.

Existen mayores costos de operación/inversión, con precios insuficientes.

Actividad Gasífera en las Cuencas Argentinas:

Cuenca Noroeste:

- Registra una veloz declinación en Aguaragüe y Ramos.
- El Yacimiento Acambuco irrumpió como el gran yacimiento, aunque San Pedrito ya opera a media presión.
- Sistema de suministro:
 - o Menor suministro de yacimientos argentinos que 2008 en promedio – 2.1 MMm3/d
 - o Mayor importación desde Bolivia por excedentes no tomados por Petrobras de Brasil: + 2.8 MMm3/d
 - o Esfuerzos de exploración
 - o Ampliación capacidad de transporte suspendida, con 1.8 MMm3/d solo entre Tucumán y Litoral.
 - o Mayor demanda regional de gas

Cuenca Golfo San Jorge:

- La única cuenca donde se incrementa la productividad al incorporarse nuevos yacimientos en etapa inicial de desarrollo.
- PAE posee la mayor oferta, aunque ahorra irrumpe OXY.

Cuenca Austral:

- Las ampliaciones del sur darán lugar a mejoras de productividad por conexión de nuevos yacimientos, hoy cerrados.
- Sistema de suministro:
 - o Crecimiento de oferta vinculado a ampliaciones de capacidad de transporte en el Gasoducto San Martín.
 - o Construcción del nuevo cruce del Estrecho de Magallanes sujeto a la concreción de ampliaciones de Plantas de Compresión aguas abajo en el Continente
 - o Parte del Mercado interpreta que la construcción del nuevo cruce habilita automáticamente numerosos MMm³/d adicionales de oferta
 - o Mayor potencial de producción local
 - o Programas de exploración demorados ante insuficiente mercado
 - o Demanda de gas ampliada

Cuenca Neuquina:

- La cuenca Neuquina ingresó en una etapa de madurez extendida a la mayoría de sus yacimientos.
- La inversión en perforación y mayor compresión no impide la declinación.
- Madurez de Loma La Lata: 50% de declinación en 5 años.
- Sistema de suministro:
 - o Nueva caída del suministro respecto a 2008: 5.0 MMm³/d
 - o Por primera vez cae la producción del Yacimiento Aguada Pichana, a pesar de haber desarrollado Aguada Pichana Norte
 - o Cae Loma La Lata. Cae Centenario por primer año. Cae Agua del Cajón. El Complejo El Portón disminuye su oferta
 - o Demora en el desarrollo de Fase II de El Mangrullo
 - o Desarrollo de Los Bastos y Agua Salada finalizados. Agua Chivato conectado
 - o Apache presenta proyectos de tight sands y reservorios más profundos.
 - o Desarrollo potencial de Rincón del Mangrullo
- Programas de exploración reducidos.
- Potencial de nuevos Almacenamientos Subterráneos de Gas.
- Desarrollo de Tight Sands que requieren elevada inversión (Programa de Gas Plus)

Algunas consideraciones del Escenario Energético – Mediano Plazo:

- La Argentina tiene desafíos crecientes.
- La crisis energética es un tema ya político y mediático.
- La dependencia del gas natural lleva a incentivar su oferta, mas alla de coyunturas de corto plazo con excedentes para esta primavera y verano 2009/2010.
- La alternativa de Bolivia no se materializará en firme hasta antes del 2012/2013, probablemente acotada a 10 MMm³/d.
- Las alternativas desde cuenca Neuquina requieren de inversiones del orden de u\$s 200 millones por cada millón de m³/d de producción.
- La declinación de 4 de los 6 yacimientos de cuenca Neuquina continuará.

- Los proyectos de Tight Sands requerirán inversiones tan grandes que no se harán masivamente en el corto plazo.
- Quizás la conjunción de mayores precios, más capacidad de transporte y alguna estabilidad de reglas pueda llevar a nuevas inversiones exploratorias.
- Sin lugar a dudas, se necesita un cambio de la matriz energética.

III – Marco Institucional y Regulatorio:

Un marco institucional sobre el gas natural es necesario con el fin de promover la inversión y el desarrollo de las fuentes de suministros de gas natural, así como para facilitar la construcción de infraestructuras locales, el desarrollo de redes transfronterizas y de mercados de productos y servicios de gas natural.

Régimen Legal de los Hidrocarburos:

La Ley 17.319 y 26.197, cuya autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía define el Marco Institucional de libre competencia para los productores.

La Ley 24.076 define el Marco Institucional que regulará la participación de los segmentos regulados de Transporte y Distribución (Mercado Mayorista) y los segmentos demandantes de gas (Mercado Minorista). La autoridad de aplicación es el Ente Regulador (ENARGAS), creado con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas. Esta Ley tiene como fin fortalecer la capacidad reguladora del Estado en dichas actividades facilitando el desarrollo de un ambiente competitivo mediante la creación de un marco regulatorio. Los sujetos de dicha Ley, son los siguientes:

- Transportistas: responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores. Fija las tarifas de transporte con ajuste quinquenal y El poder calórico superior del gas a ser recibido y entregado por el transportista debe tener un mínimo de 8.850 Kcal/m³ y un máximo de 10.000 Kcal/m³;
- Distribuidores: responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada;
- Comercializadores: Todo aquel que efectuó transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural y/o su transporte, por sí o por cuenta y orden de terceros;
- Almacenadores: y Consumidores que contraten directamente con el productor podrán pactar libremente las condiciones de transacción.

Ley de Emergencia Económica 2002:

- Pesificación de contratos de compra-venta de producción. Con respecto al gas natural:
 - o Congelamiento de tarifas de distribución;
 - o Pass-Trough (límite al incremento de precio del gas natural);
 - o Sendero de precios industrial doméstico

Ley de Emergencia de Abastecimiento 2002-2005:

- Afectación de la libre disponibilidad de la producción:
 - o Restricciones a las exportaciones de gas natural;
 - o Redireccionamiento de la producción de gas natural;

- Acuerdos varios entre Gobierno y Empresas: Senderos de Precios Gas Natural.

Decreto 180/2004

- Amparado en la Ley 25.561 de Emergencia Pública.
- Crea el Fondo Fiduciario para Inversiones en Transporte y Distribución.
- Crea el Mercado Electrónico de Gas (MEG).
- Aprueba un mecanismo de cortes para distribuidoras de gas.

Decreto 181/2004

- Faculta a la SE para realizar un acuerdo con los productores a fin de establecer un ajuste del precio.
- Implementa mecanismos de protección para los usuarios industriales que inicien la adquisición directa de gas natural.

Resolución 265/2004

- Adopta medidas de prevención para evitar una crisis de abastecimiento interno de gas y sus consecuencias sobre el abastecimiento eléctrico.
- Suspende la exportación de excedentes de gas que resulten útiles para el consumo interno.
- Establece las bases del Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte.

Resolución 659/2004:

Aprueba el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural -sustituye por la Disposición 27/04-

- Se aplica para abastecer la demanda de usuarios residenciales, pequeños usuarios y generadores eléctricos según requerimiento de las Distribuidoras y/o CAMMESA.
- Permite sustituir el gas redireccionado con energía equivalente (gas, electricidad u otros combustibles).
- Los volúmenes redireccionados se valúan al precio final del Sendero (aprox. 1 u\$s/MMBTU).
- El incumplimiento dará lugar a la suspensión de la autorización de exportación.

Resolución 752/2005

- Establece las fechas a partir de las cuales los grandes usuarios deben comprar el gas por fuera de las Distribuidoras (Unbundling) y la prohibición a las Distribuidoras de comprar gas para dichos usuarios.
- Implementa en el MEG un mecanismo de licitación de comprar gas para las GNC y Grandes Usuarios.
- La SE asignará el volumen faltante por un procedimiento de Inyección Adicional Permanente que recaerá sobre los productores exportadores, recibiendo éstos el precio final del Sendero (aprox. 1 u\$s/MMBTU).

Resolución SE N° 599/2007

Homologa Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011

- Productor Firmante / Productor No Firmante – Consecuencias
- Productor Firmante - Obligación de abastecer volúmenes Anexo I
- Intercambio de volúmenes entre productores / Productores exportadores firmantes – posibilidades para cumplir con compromisos de exportación

Resolución SE N° 1070/2008

Acuerdo complementario, al homologado por la Resolución SE 599/2007, con Productores de gas natural. Aportes de los Productores de gas natural al Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Licuado de Petróleo.

A continuación, realizamos algunas consideraciones del Rol de las Distribuidoras y el impacto de las Resoluciones y Decretos en las mismas:

Situación de los contratos de abastecimiento y precios del gas – Mercado Regulado:

Marco Regulatorio de la Industria a del Gas Ley 24.076

Tarifa = Gas + Transporte + Distribución

Rol de las Distribuidoras en la compra del gas natural 1992-2001:

- Obligación de proveer gas natural a todos sus clientes, salvo a los clientes Grandes Usuarios que podían optar.
- Libertad de contrato con productores o comercializadores, en función de las condiciones comerciales (TOP, DOP, carry forward, estacionalidad, etc)
- Pass-Trough de gas, garantizaba a la Distribuidora la neutralidad respecto en la compra y venta del mismo.
- Incentivos para mejorar el precio de la compra de gas con el Decreto 1020/95.
- El precio del gas contenido en las tarifas:
 - o Precio PIST, pronóstico de compra próximo período
 - o +- diferencias diarias acumuladas (diferencias respecto de los pronosticado versus lo real)
 - o Modificación de los valores estacionales en invierno y verano
- Gran poder de compra a través de un precio único para todos los clientes. Contratos a largo plazo con los productores permitiendo el desarrollo de inversiones de similar periodo.
- Nunca existió un subsidio a las distribuidoras, salvo el patagónico donde le reintegran a las distribuidoras la menor tarifa por las condiciones climáticas de la zona.

Rol de las Distribuidoras en la compra del gas natural después de diciembre 2001:

- Pesificación de los contratos por mandato de la Ley de Emergencia
- Caída gradual de los contratos de abastecimiento entre Productores y Distribuidoras.
- Distribuidoras apartadas de la negociación para su abastecimiento.
- Acuerdos Productores – SE:
 - o Fijando Precios y cantidades a abastecer a las mismas
 - o Resolución 208/04 y Resolución 599/07
 - o Faltantes de gas abastecidos con DDR/IAP
- Septiembre 2006: inicio de un proceso de Unbundling de gas para los clientes No Residenciales (quedando solos los SGP < 180.000 M3/año)
- Mercados atendidos: clientes residenciales y pequeños comerciales y esenciales (hospitales , FFAA, etc).
- Demanda creciente y producción con menor tasa. Mercado sobredemandado, corte de exportaciones, redireccionamientos para abastecer el mercado interno.
- Distribuidoras totalmente dependientes del abastecimiento dirigido por la SE, dada la discontinuidad del Pass –trough de gas
- Desacople entre Demanda-Precios-Producción: necesidad de importaciones de gas de Bolivia y luego importación vía buques de GNL.

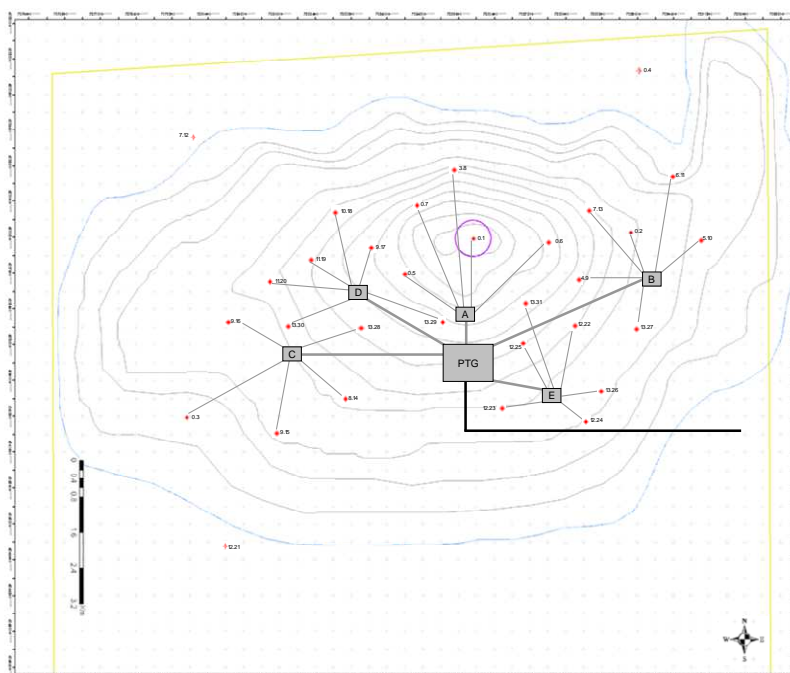
Algunas consideraciones de la Situación Actual del Mercado del Gas Regulado:

- Las Distribuidoras pagan el precio mas bajo a los Productores.

- Esta porción del mercado no genera incentivos para desarrollar nuevas exploraciones / explotaciones.
- La situación de la cadena de valor de la industria del gas, esta con problemas de crecimiento
 - o Las distribuidoras no tienen en su mayoría aumentos tarifarios desde 1999, se resiente la capacidad operativa y de expansión del sistema.
 - o Los transportistas tienen su tarifa congelada desde 1999. No pueden expandir el sistema.
 - o Los productores del gas tienen un lento crecimiento de sus precios, que no llega a alentar la exploración y la explotación, y no pueden atar las inversiones a realizar con contratos de largo plazo que les aseguren su recupero de las mismas.
- Existen 7 segmentos del precio del gas, ajustados en forma diferencial en Sep-08 y Nov-08.
- No hay contrato a largo plazo, al desplazar a las distribuidoras de su poder compra que garantizaba a los productores realizar los desarrollos necesarios para poder abastecer el mercado interno.
- Sin la recomposición del Pass-through, no existe desarrollo alguno posible de contratos de largo plazo, que garanticen una remuneración justa del commodity.

IV – Obras de Captación y Acondicionamiento:

En cuanto a las obras de captación, en el año cero junto con las primeras perforaciones se instalaron los manifolds A, B y C con sus respectivos separadores de control cuyas capacidades se definieron en base al pozo tipo de dicho año. En función de las necesidades de demanda se estableció un cronograma de perforación y en consecuencia la red de captación para acompañar la perforación, tomando cañerías de 6" para la captación y de 12" para la recolección y transporte a Planta de Tratamiento de Gas (PTG). En el año 9 se instala un cuarto manifold y en el 12 el quinto con el cual se logra completar la red de captación conforme al cronograma de perforación establecido. Estos últimos son de una capacidad aproximadamente de la mitad de los primeros tres ya que la producción del pozo tipo en dichos años es inferior a la de los primeros.



En cuanto al acondicionamiento y dadas las especificaciones de la corriente de gas de entrada, para permitir el ingreso del gas natural a la cabecera del gasoducto, en virtud de los requerimientos de calidad para su transporte y distribución (Res. ENARGAS 259/08), seleccionamos los siguientes procesos:

Endulzamiento: Utilizamos el proceso de **Absorción** con solventes químicos (aminas) para la remoción del Dióxido de Carbono (CO₂), donde al gas se lo hace circular en una torre de platos a contracorriente lo que posibilita que vaya absorbiendo el CO₂. Este compuesto es posteriormente eliminado en una torre despojadora (de baja presión) por vaporización. El porcentaje de remoción fue del 99,5%.

Eliminación de Hidrocarburos Pesados (separación primaria): a la entrada de la planta utilizamos un proceso de enfriamiento, mediante productos refrigerantes, a fin de que los hidrocarburos más pesados, pentanos, hexanos y superiores, y sean así separados de la corriente gaseosa.

Deshidratación: Para la eliminación del agua contenida en el gas natural crudo, utilizamos el procedimiento de **Adsorción** a través de un lecho de material sólido de estructura porosa, el que retiene selectivamente sobre su superficie agua e hidrocarburos. La elección de este proceso se basa en la necesidad de eliminar el contenido de agua de la corriente gaseosa para evitar la formación de hidratos debido a las bajas temperaturas y altas presiones de operación de los procesos de recuperación a los que posteriormente se someterá al gas.

Como resultado del acondicionamiento del gas natural, determinamos las cantidades de gasolina que pudieron ser retiradas de la corriente de gas natural rico y el gas residual:

Producto	Unidad	Cantidad	P.C.s (Kcal/ [/m ³], [/Kg], [/lt])	Volumen Equiv. (m ³ de 9300Kcal)
Gas Rico	(Sm ³ /dia)	1.000.000	9.449	1.016.048
Gas Residual	(Sm ³ /dia)	993.395	9.482	1.012.860
Propano	(kg/dia)	0	12.034	0
Butanos	(kg/dia)	0	11.820	0
Gasolina	(lts/dia)	4.256	6.965	3.188
			Diferencia	0
Condensado	M ³ /MMm ³ gas	66,67		

GASOLINA + CONDENSADO	(lts/dia)	70.923
------------------------------	------------------	---------------

RTP (%)	0,7%
----------------	-------------

Recuperación de Hidrocarburos:

En la recuperación de hidrocarburos utilizamos dos procesos:

1. Refrigeración mecánica: a partir de este proceso logramos disminuir la cantidad de vapores de hidrocarburo en equilibrio obteniendo así las condiciones necesarias para que la corriente gaseosa pueda entrar al siguiente proceso, la turboexpansión.
2. Turboexpansión: a fin de recuperar los hidrocarburos de mayor valor agregado (propano y butano), utilizamos este proceso por ser el más eficiente para este tipo de objetivos.

Sabiendo que los rendimientos de extracción del propano, butano y gasolina son respectivamente del 88, 99 y 100 % y que el caudal a tratar es de 1.000.000 m³/d en condiciones Standard, por este proceso, se obtuvieron las siguientes cantidades de propano, butano y gasolina:

Producto	Unidad	Cantidad	P.C.s (Kcal/ [/m ³],[/Kg],[/lt])	Volumen Equiv. (m ³ de 9300Kcal)
Gas Rico	(Sm ³ /dia)	1.000.000	9.449	1.016.048
Gas Residual	(Sm ³ /dia)	980.464	9.114	960.896
Propano	(kg/dia)	20.888	12.034	27.029
Butanos	(kg/dia)	16.372	11.820	20.809
Gasolina	(lts/dia)	11.369	5.983	7.314
			Diferencia	0
Condensado	M ³ /MMm ³ gas	66,67		

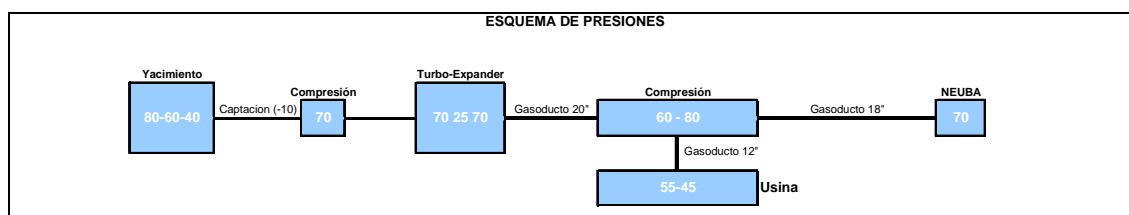
GASOLINA + CONDENSADO	(lts/dia)	78.036
------------------------------	------------------	---------------

RTP (%)	2,0%
----------------	-------------

(Ver archivo excel hojas Captación, Tratamiento, Recuperación y Propiedades HC)

V – Obras de Transporte:

Se adopta el siguiente esquema de diseño de gasoducto y de presiones:



Se construye una planta de compresión en Planta requiriendo una inversión de u\$s 2.555.538 (compresión de 60 a 70 kg/cm²; 1800 HP Total a instalar) y una segunda planta de compresión de u\$s 14.974.126 (compresión de 40 a 60 kg/cm²; 4000 HP Total a instalar).

Se realiza la construcción de un gasoducto en dos tramos hasta llegar a la conexión con el Neuba (total 200 km de longitud). El gasoducto esta dividido en dos tramos: Un primer tramo de 100 km de longitud con un diámetro de 20” que requiere una inversión de u\$s 53.406.000 y un segundo tramo de 100 km de longitud con un diámetro de 18” que requiere una inversión de u\$s 48.022.000.

Se construye una planta de compresión en Gasoducto, requiriendo un inversión de u\$s 6.750.000.

Se construye otro gasoducto con destino a la Central Termoeléctrica de unos 19 km de longitud con un diámetro de 12” con un costo de u\$s 6.224.020.

En resumen:

Costeo de los gasoductos				
	Q (m3)	Diám. (")	Costo (U\$S)	Km
Caudal máximo a la Usina (100 km)	1.200.000	12	6.224.020	19
Caudal máximo al Neuba (200 km)	3.600.000	20	101.428.000	200

(Ver archivo excel hojas Gasoductos y Compresión)

VI – Costos y Tarifas:

Los siguientes son los costos operativos en Yacimiento y Gasoducto que contemplamos en el ejercicio:

Gastos Operativos - Yacimiento		
Captación de Gas	1,0	u\$/bbl eq
Costo de Compresión	150,0	u\$/HP año de cap. Instalada
Combustible para compresión	7,0	m3/HP año de cap. Instalada
Combustible para acondicionamiento	1,5	% del gas procesado
Tratamiento	3,0	u\$/Km3

Gastos Operativos - Gasoducto		
Combustible para compresión	7,0	m3/HP año de cap. Instalada
Turbocompresora	60,0	u\$/HP año de cap. Instalada
Mantenimiento gasoducto	15,0	Ku\$/Km año

Los costos capitalizables son los siguientes:

Capitalizable		
Costo de Perforación de pozos	2,5	Mu\$ por pozo
Costo de Perforación pozo estéril	1,9	Mu\$ por pozo
Mantenimiento de pozos (Work Over)	0,02	Mu\$/año por pozo

En cuanto a las tarifas, las mismas que asumimos fueron las siguientes:

PRECIOS 1er AÑO		
Distribuidores	u\$/MMBTU	0,70
GNC	u\$/MMBTU	0,85
Central eléctrica	u\$/MMBTU	4,50
Usuarios Industriales	u\$/MMBTU	3,00
PRECIOS AÑO "20"		
Distribuidoras	u\$/MMBTU	5,52
GNC	u\$/MMBTU	5,52
Central eléctrica	u\$/MMBTU	8,85
Usuarios Industriales	u\$/MMBTU	9,10
PRECIOS LIQUIDOS AÑO 1		
GLP exportación	u\$/ton	No Expo
GLP local	u\$/ton	207,09
Gasolina local	u\$/bbl	42,59
Gasolina exportación	u\$/m ³	No Expo

PRECIOS LIQUIDOS AÑO "20"		
GLP exportación	u\$/ton	No Expo
GLP local	u\$/ton	534,99
Gasolina local	u\$/bbl	77,64
Gasolina exportación	u\$/m ³	No Expo

(Ver archivo excel hojas Capex y Opex, Precios)

Algunos comentarios sobre el escenario actual de las Tarifas:

- Es necesario el rediseño de la estructura tarifaria para que dé las señales de escasez que tiene el sistema.
- Los criterios para el diseño de la estructura tarifaria deberían ser consistentes con los principios y objetivos regulatorios.
- La estructura tarifaria debería reflejar los costos reales a fin de poder dar señales correctas como incentivo de decisiones futuras, tanto de las licenciatarias, como de los consumidores para que sus decisiones de consumo sean eficientes.

El diseño de la estructura tarifaria, debería contemplar:

- Política del Estado respecto a:
 - o Uso de los recursos energéticos
 - o Aliento de inversiones productivas
 - o Política social respecto del mercado residencial
 - o Política recaudatoria. Sus objetivos impositivos
- Contexto económico: inflación, crecimiento, tasa de empleo, entre otros.
- Posibilidad de accesibilidad al mercado de capitales.
- Independencia del regulador.
- Riesgo bypass comercial y físico.
- Precio de los combustibles alternativos.
- Nivel de desarrollo y cobertura del mercado.

VII – Aspectos Comerciales:

Los aspectos comerciales asumidos fueron los siguientes:

Usinas / Central Térmica:

- Consumo de gas a máxima Potencia: 1.5 MMm³/d. Volúmenes no menores al 30% de la producción del Yacimiento.
- Factor de Carga: 80%
- Plazo contratos de compra-venta: 5 años, renovables en períodos de 2 años.

Distribuidoras:

- Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Volúmenes variables mínimo 25% producción Yacimiento
- Factor de Carga:
 - i.- Junio - Agosto: 100%
 - ii.- Mayo y Septiembre: 65%
 - iii.- Abril y Noviembre: 45%
 - iv.- Resto: 30%
- Plazo de contratos: 3 años renovables por períodos de 2 años (con crecimiento vegetativo).

GNC:

- Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Volúmenes estables no menores al 5% de la producción del Yacimiento
- Factor de Carga:
 - i.- Junio - Septiembre: 80%
 - ii.- Resto del año: 90%
- Plazo de contratos: 1 año, con renovación por subasta en el MEG, manteniendo como mínimo el volumen del año anterior.

Industrias:

- Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos
- Factor de Carga: 95% (con paradas por mantenimiento de 15 días por año)
- Plazo de contratos: 3 años, renovables en periodos de hasta 3 años (pudiendo modificar las cantidades en cada renovación).

(Ver archivo excel hojas Demanda, Precios GNC CT I, PPI)

VIII – Evaluación del Proyecto:

Para la evaluación del proyecto se tomo en cuenta lo siguiente:

a) Base de Precios adoptada:

Calculamos las tasas de crecimiento de los precios de venta de Gas Natural correspondientes a los distintos compradores en función de los precios iniciales y finales y de los períodos de tiempo en que dicha evolución acontece. En el caso de los precios de venta de los grandes usuarios y GTEb se modifican conforme al Producers Price Index – All Commodities – Unadjusted.

	Inicio	Final	Períodos	Tasa %
Tasa de crecimiento mensual Distr	0,70	5,85	20	11,197%
Tasa de crecimiento mensual GNC	0,85	5,85	20	10,122%
Tasa de crecimiento mensual GTEa	4,50	9,48	20	3,794%
Tasa de crecimiento mensual GTEb	1,65	5,85	20	6,530%
Tasa de crecimiento mensual GU	3,00	9,74	20	6,068%

(Ver archivo excel hojas Precios GNC CT I, PPI)

En cuanto a los precios de los líquidos, realizamos una apertura en Mercado Local y Exportación:

- Mercado Local: Los precios para el propano y el butano fueron tomados del precio promedio año 2009 de productores informados en la Secretaría de Energía. Consideramos que el precio del Butano en el mercado local sigue regulado hasta Dic-2010 a un precio de 440,50 \$/ton (Precio de venta de los Productores a los Fraccionadores: 90,50 \$/ton; Valor a compensar 350 \$/ton) según "Acuerdo de Estabilidad del Precio del Gas Licuado de Petróleo envasado en garrafas de 10. 12 y 15 kg de capacidad".

Con respecto a la proyección se ha considerado que seguirá el crecimiento del PPI Industrial Commodities unadjusted index, con un 3.78% anual de incremento.

Con respecto a Gasolina y Condensados, los precios fueron tomados de referencia según la SE, según el promedio del año 2009.

- Exportación: Los precios del 2009 tantos del WTI como propano, butano y gasolina fueron tomados de la Cotización del Platts al 27 de Octubre de 2009 y ajustados los años posteriores siguiendo la evolución del WTI. El WTI tiene una cotización inicial de 80u\$/bbl y una proyección a futuro hasta el 2017 según Nymex. Luego se estima una evolución del 3.78% anual hasta el 2029, en base al promedio del PPI Industrial commodities unadjusted index). Se toma como proyección para el WTI los precios informados por el Nymex hasta el 2017 y luego un incremento anual del 3.78%, según el promedio del PPI Industrial commodities unadjusted index, hasta el año 2029.

Como referencia, se estima el precio Export Parity de Líquidos con un precio de transporte ajustado por PPI.

Se consideran retenciones a las exportaciones del 31% (retención efectiva)

b) Demanda:

En cuanto a la demanda, consideramos los siguientes Perfiles:

PERFIL DE DEMANDA PROMEDIO POR GRUPO:

SEGMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
USINAS	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
DISTRIBUIDORAS	0,36	0,36	0,36	0,54	0,78	1,20	1,20	1,20	0,78	0,36	0,54	0,36	0,67
GNC	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,19	0,19	0,22	0,22	0,22	0,21
INDUSTRIAS	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
TOTAL	3,47	3,47	3,47	3,65	3,89	4,29	4,29	4,29	3,87	3,47	3,65	3,47	3,77

PERFIL DE DEMANDA MAXIMO POR GRUPO:

SEGMENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
USINAS	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
DISTRIBUIDORAS	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
GNC	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
INDUSTRIAS	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
TOTAL	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80

Los contratos son firmados por la máxima demanda, entregando la demanda promedio que contempla el factor de carga. Como el yacimiento va a producir la máxima demanda, el remanente se entrega al mercado spot contemplando un precio en un 10% menor al del segmento industrial.

Sobre la base de estos valores proyectamos la demanda para los próximos años.

Segmento Usina: Se mantiene el contrato con un volumen 1.20 a lo largo de todo el proyecto.

Segmento Distribuidoras: El crecimiento vegetativo que tuvimos en cuenta en este segmento para los años de renovación (4to y 5to año) es del 0.08, valor que calculamos sobre los volúmenes correspondientes al 2008 y 2009 del Anexo I en el marco del "Acuerdo entre Productores 2007-2011". A partir del año 6to se renegocia un volumen equivalente al año 1, lo mismo para el año 11.

Segmento GNC: Se mantienen los 0.21 a lo largo de todo el proyecto.

Segmento Industrial: El volumen considerado es de 1.69 a lo largo del proyecto.

(ver excel hoja Demanda).

c) Cronograma de Gastos e Inversiones:

El cronograma de gastos e inversiones se ve reflejado en los análisis efectuados (ver excel hoja Eva. Económica).

IX – Flujo de Caja:

Como modelo de valuación tomamos el DCF, Present Value.

A continuación, demostramos los resultados que arroja el modelo:

VAN / TIR		
VAN (Mu\$s)	10%	1395,78
	15%	963,58
	20%	695,34
	25%	519,12
	30%	397,44
	35%	309,71
TIR		67%

Max Exp. (Mu\$s)
(223,00)
Año 0

WACC
10,02%

Repago
Durante el Año 3

IVAN
4,32

Estos resultados nos llevan a considerar que el Proyecto es rentable. Su crecimiento sostenible y las ganancias permiten obtener liquidez, la cual permite un desarrollo sin pedir prestamos aumentando el valor de la compañía.

Análisis de Porter de las 4 fuerzas competitivas

Se evaluaron las estrategias de Porter en relación con la posición de la empresa para realizar o no la adquisición del Yacimiento:

1. Fortalezas:
 - a) La empresa conoce el mercado.
 - b) El mercado es atractivo para la realización de inversiones.
 - c) Acceso al capital para la realización de la compra.

2. Debilidades:
 - a) Fuertes inversiones.

3. Oportunidades:
 - a) Adquirir este Yacimiento incrementaría la producción de gas natural de la empresa.
 - b) Posibilidades de aplicar en Gas Plus y Energía Plus (el precio y los volúmenes del gas natural bajo estos programas no son considerados como parte del Acuerdo 2007-2011).
 - c) Aumento del valor de la empresa por la adquisición del Yacimiento.
 - d) Quizás la conjunción de mayores precios, más capacidad de transporte y alguna estabilidad de reglas pueda llevar a nuevas inversiones exploratorias.

4. Amenazas:

- a) Desaprobación de la adquisición por parte de entes reguladores.
- b) Que la matriz de energía no cambie.
- c) Que la situación de la cadena de valor de la industria del gas no cambie y siga con problemas de crecimiento: Lento crecimiento de los precios de venta de gas, el cual no llega a alentar la explotación y la exploración, y no puede atar las inversiones a realizar, con contratos de largo plazo, que le asegure el recupero de las mismas.

X – Análisis de Sensibilidad:

Realizamos 3 análisis de sensibilidad:

- 1. En los Opex: Los gastos operativos de captación pasan de 1u\$/bbl eq. a 3 u\$/bbl eq.
- 2. En los Precios: Variación en los precios de Gas. Los precios de Distribuidoras y GNC se mantienen hasta Diciembre 2011 (cambio de Gobierno) y de ahí aumentan a una tasa del 5% anual. Para La Central se toma el precio de Generación sin obtener el beneficio de Gas Plus. En industrias y Spot crece 5% anual desde el año 1.
- 3. En la Demanda: No pueden disminuirse las cantidades entregadas a Distribuidoras y en cada renegociación de contratos se contempla el crecimiento vegetativo. Los últimos años no han contratos con Industrias y Generación para poder cumplir con Distribuidoras.

Estas sensibilidades arrojaron los siguientes resultados:

CONCEPTO	UNIDAD	Original	Opex x3	Precios	Demanda
DESARROLLO Y PRODUCCION					
Reserva in situ	Mm ³	45.429.000			
Reserva a presión de abandono	Mm ³	13.606.557			13.485.195
Presión de abandono	kg/cm ²	58			
Cantidad de pozos (incluye secos)		31			32
Potencia total de compresión en yacimiento año 20	HP	5.800			
Producción máxima	Mm ³ /d	4,98			4,99
DEMANDA					
Consumo máximo distribuidoras	Mm ³ /d	0,84			1,99
Consumo máximo GNC	Mm ³ /d	0,21			
Consumo máximo termoelectrónica	Mm ³ /d	1,20			
Consumo máximo industria	Mm ³ /d	1,69			
Consumo máximo total	Mm ³ /d	4,80			
PROCESAMIENTO					
Capacidad de procesamiento	Mm ³ /d	5,00			
Propano + butano	ton/año	62.405			62.643
Gasolina	m ³ /año	19.042			19.115
Condensado	m ³ /año	111.658			112.084
TRANSPORTE					
Gto p/ Generación eléctrica	pulg	12			
Capacidad máxima de transporte	Mm ³ /d	2.014			
Potencia instalada	HP	0			
Gto p/ Gto troncal	pulg	20			
Capacidad máxima de transporte	Mm ³ /d	5.001			
Potencia instalada	HP	2.500			5.000

INVERSIONES				
Inversión campo (yacimiento)	Mu\$s	80,1		82,6
Inversión planta/s acondicionamiento	Mu\$s	69,8		
Inversión gasoducto	Mu\$s	115,7		121,4
Inversión otros (Comp. Yacimiento)	Mu\$s	17,5		18,2
Inversión total	Mu\$s	283,1		292,0
PRECIOS 1er AÑO				
Central eléctrica	u\$s/MMBTU	4,50	1,65	
Distribuidores	u\$s/MMBTU	0,70	0,70	
Usuarios Industriales	u\$s/MMBTU	3,00	3,00	
PRECIOS AÑO "20"				
Distribuidoras	u\$s/MMBTU	5,52	1,53	
GNC	u\$s/MMBTU	5,52	1,86	
Central eléctrica	u\$s/MMBTU	8,85	5,46	
Usuarios Industriales	u\$s/MMBTU	9,10	7,58	
PRECIOS LIQUIDOS AÑO 1				
GLP exportación	u\$s/ton	No Expo		
GLP local	u\$s/ton	207,09		
Gasolina local	u\$s/bbl	42,59		
Gasolina exportación	u\$s/m ³	No Expo		
PRECIOS LIQUIDOS AÑO 20				
GLP exportación	u\$s/ton	No Expo		
GLP local	u\$s/ton	534,99		
Gasolina local	u\$s/bbl	77,64		
Gasolina exportación	u\$s/m ³	No Expo		
RESULTADOS				
VAN	Mu\$s	1.396	1258	907
Tasa (WACC)	%	10,02%		
TIR	%	63,64%	60,15%	49,20%
Repago	Años	3er año		
Máxima exposición	Musd	223,0		229,30

XI - Resumen de Resultados:

Nº	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
	DESARROLLO Y PRODUCCION		
1a	Reserva in situ	Mm ³	45.429.000
1b	Reserva a presión de abandono	Mm ³	13.606.557
1c	Presión de abandono	kg/cm ²	58
1d	Cantidad de pozos (incluye secos)		31
1e	Potencia total de compresión en yacimiento año 20	HP	5.800
1f	Producción máxima	Mm ³ /d	4,98
	DEMANDA		
2a	Consumo máximo distribuidoras	Mm ³ /d	0,84
2b	Consumo máximo GNC	Mm ³ /d	0,21
2c	Consumo máximo termoelectrica	Mm ³ /d	1,20
2d	Consumo máximo industria	Mm ³ /d	1,69
2e	Consumo máximo total	Mm ³ /d	4,80
	PROCESAMIENTO		

3a	Capacidad de procesamiento	Mm ³ /d	5,00
3b	Propano + butano	ton/año	62.405
3c	Gasolina	m ³ /año	19.042
3d	Condensado	m ³ /año	111.658
TRANSPORTE			
4a	Gto p/ Generación eléctrica	pulg	12
4b	Capacidad máxima de transporte	Mm ³ /d	2.014
4c	Potencia instalada	HP	0
4d	Gto p/ Gto troncal	pulg	20
4e	Capacidad máxima de transporte	Mm ³ /d	5.001
4f	Potencia instalada	HP	2.500
INVERSIONES			
5a	Inversión campo (yacimiento)	Mu\$s	80,1
5b	Inversión planta/s acondicionamiento	Mu\$s	69,8
5c	Inversión gasoducto	Mu\$s	115,7
5d	Inversión otros (Comp. Yacimiento)	Mu\$s	17,5
5e	Inversión total	Mu\$s	283,1
PRECIOS 1er AÑO			
6a	Distribuidores	u\$s/MMBTU	0,70
6b	GNC	u\$s/MMBTU	0,85
6c	Central eléctrica	u\$s/MMBTU	4,50
6d	Usuarios Industriales	u\$s/MMBTU	3,00
PRECIOS AÑO "20"			
7a	Distribuidoras	u\$s/MMBTU	5,52
7b	GNC	u\$s/MMBTU	5,52
7c	Central eléctrica	u\$s/MMBTU	8,85
7d	Usuarios Industriales	u\$s/MMBTU	9,10
PRECIOS LIQUIDOS AÑO 1			
8a	GLP exportación	u\$s/ton	No Expo
8b	GLP local	u\$s/ton	207,09
8c	Gasolina local	u\$s/bbl	42,59
8d	Gasolina exportación	u\$s/m ³	No Expo
PRECIOS LIQUIDOS AÑO "20"			
9a	GLP exportación	u\$s/ton	No Expo
9b	GLP local	u\$s/ton	534,99
9c	Gasolina local	u\$s/bbl	77,64
9d	Gasolina exportación	u\$s/m ³	No Expo
RESULTADOS			
10a	VAN	Mu\$s	1.396
10b	Tasa (WACC)	%	10,02%
10c	TIR	%	66,64%
10d	Repago	Años	Durante el Año 3
10e	Máxima exposición	Musd	223,0