



Licitación Pública Yacimiento La Esperanza

TRABAJO FINAL INTEGRADOR ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL

EQUIPO 1:

Versión B:

- De Lellis, Martín
- Iacobelli, Fabián
- Mateos, Santiago

Contenido

1.	Resumen Ejecutivo	3
2.	Reservas	6
3.	Mercado.....	9
4.	Marco Institucional y Legal	13
5.	Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento.....	18
6.	Aprovechamiento de Condensables	22
7.	Obras de Transporte	23
8.	Costos y Tarifas	24
9.	Aspectos Comerciales y Contractuales	25
10.	Evaluación del Proyecto	27
11.	Flujo de Caja	29
12.	Análisis de Sensibilidad	30
13.	Resumen de Resultados	32

1. Resumen Ejecutivo

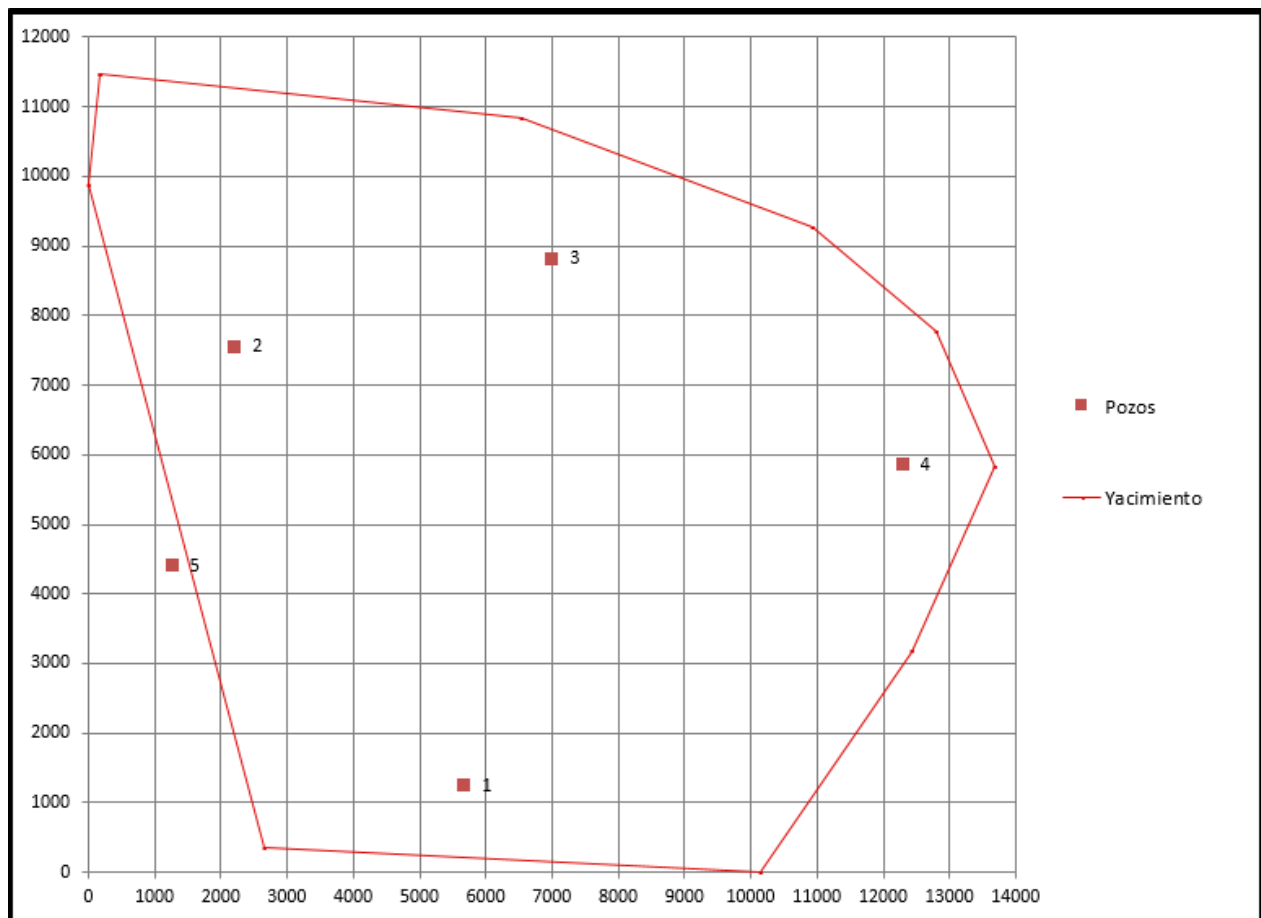
Objetivo:

El objeto de esta evaluación es la participación en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación de un yacimiento convencional de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina. El análisis cubre aspectos geológicos, comerciales, contractuales, operativos y financieros.

Descripción:

El yacimiento “La Esperanza” tiene una superficie aproximada de 114,78 km², sobre dimensiones aproximadas de 13,5 km en dirección E-O y 11,5 km en dirección N-S como puede observarse en la Figura 1.

Figura 1: Localización del Yacimiento



Los hidrocarburos se encuentran a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto por areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco (ver Figura 2 y Figura 3). Tiene reservas estimadas en 16.000 Mm³ de gas y 695 km³ de condensados recuperables.

El yacimiento se encuentra a 200 km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste. A 100 km sobre la traza que une el yacimiento y la cabecera de los gasoductos mencionados, existe una Central Termoeléctrica como se observa en el croquis de la Figura 4.

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

Figura 2: Localización del Yacimiento

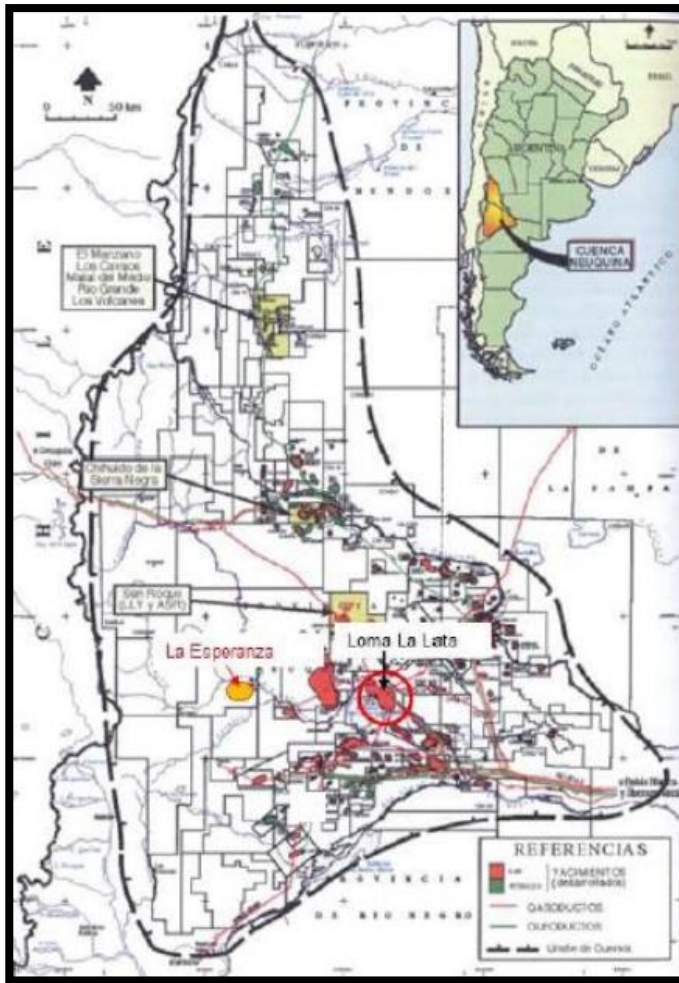


Figura 3: Zona central Cuenca Neuquina, sección Norte - Sur

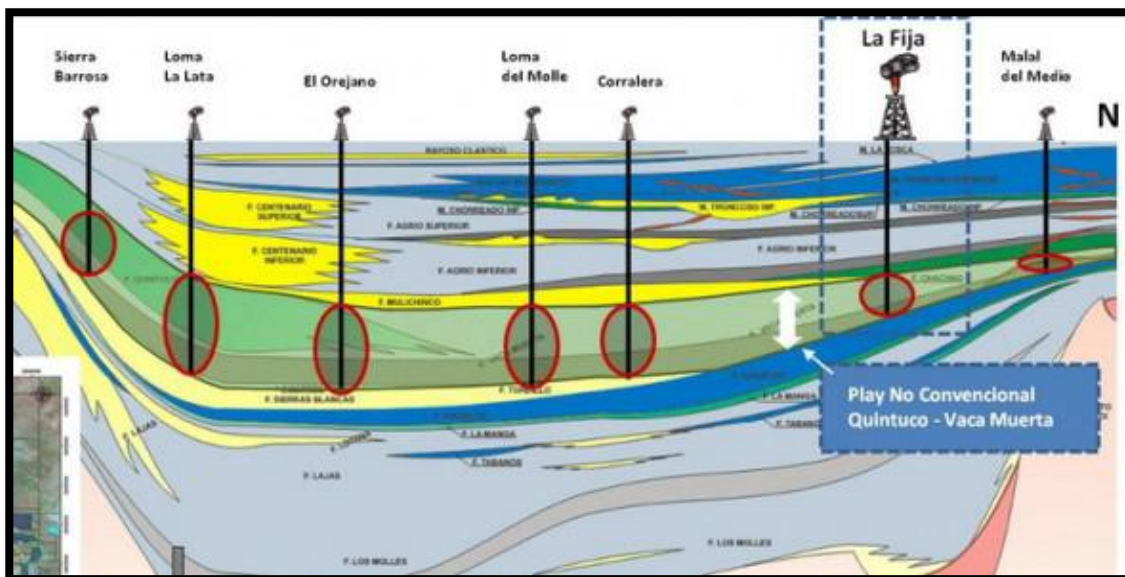
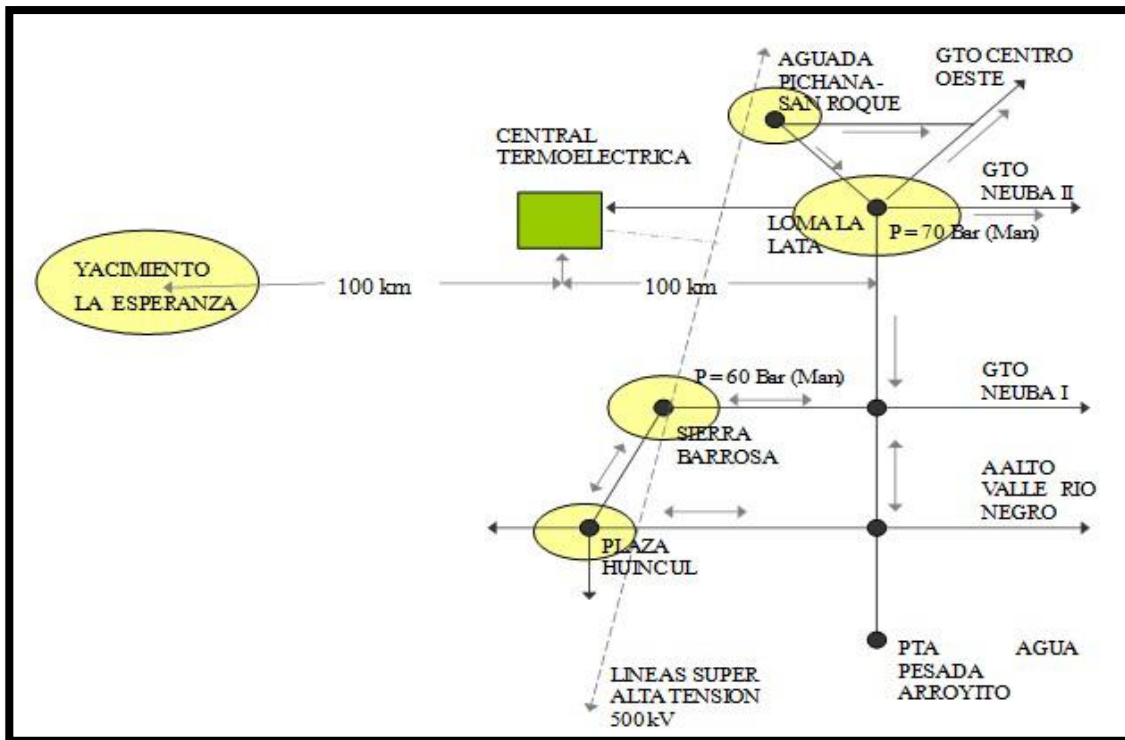


Figura 4: Esquema de ubicación del Yacimiento, Central Termoeléctrica y Gasoductos.



2. Reservas

Cálculo del Volumen de Gas In Situ:

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cinco (5) perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro (4) de las cuales fueron productivas y una (1) resultó estéril.

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 16.000 Mm³ de gas y 695 km³ de condensado recuperable.

Para el cálculo de reservas volumétricas se utilizaron los siguientes datos y ecuaciones:

Volumen de roca	Vr	1250 Mm ³
Porosidad	Φ	12%
Saturación de agua irreducible	Sw	33%
Temperatura del reservorio	Tr	360 °K
Presión del reservorio	Pr	238 Kg/cm ²
Relación Gas-Petróleo	GOR	23000 m ³ g/m ³ p
Temperatura ambiente	Ta	288 °K
Presión atmosférica	Pa	1,033 Kg/cm ²

$$\text{Factor Volumétrico del Gas } (Bg) = \frac{Pa \times Tr \times Zr}{Pr \times Ta \times Za}$$

$$\text{Volumen de Gas In Situ } (G) = \frac{Vr \times \Phi \times (1 - Sw)}{Bg}$$

$$\text{Volumen de Gas Recuperable } (Gp) = Vr \times \Phi \times (1 - Sw) \times \left(\frac{Pr}{Zr} - \frac{Pab}{Zab} \right) \times \frac{Za}{Pa} \times \frac{Ta}{Tr}$$

Pr (kg/cm ²)	Z	Pr/Z(kg/cm ²)	Tr*Zr/Pr	Bg(fact. Vol)	G(Gm ³)	Gp(Mm ³)
238	0,9122	260,91	1,38	0,0049	20,31	0,00
225	0,9058	248,40	1,45	0,0052	19,33	0,97
180	0,8932	201,52	1,79	0,0064	15,68	4,62
120	0,9014	133,13	2,70	0,0097	10,36	9,95
80	0,9220	86,77	4,15	0,0149	6,75	13,55
50	0,9455	52,88	6,81	0,0244	4,12	16,19
45*	0,9510	47,32	7,61	0,0273	3,68	16,624
0	1,0	0				20,31

*Para calcular Z a 45 kg/cm² se realizó una interpolación lineal entre Pr = 0 a Z = 1 y Pr = 50 a Z = 0,9455.

Se define la presión de abandono, aquella a la cual se decide dejar de explotar por ser comercialmente inviable, en 45 kg/cm².

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{Gp}{G} \times 100\%$$

De este modo, el factor de recuperación teórico obtenido es del **81,86%**.

Pronóstico de producción:

Una vez definido el Volumen de Gas In Situ, se propone un esquema teórico de producción para los 25 años de concesión. En función de este esquema propuesto, se calculan P_r/Z y P_{ws} . Con el P_{ws} obtenido para cada año, se construyen las curvas de comportamiento del pozo o IPR, las que responden a la ecuación de Fetkovich:

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

P_{ws} : presión residual del reservorio

P_{wf} : presión dinámica de fondo

$$P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_1$$

Se propuso un ΔP_1 de 30%.

Para el cálculo de la caída de presión del fluido a lo largo del transporte por el *tubing* hasta llegar a la superficie, se utilizó la ecuación de Smith:

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

Mediante esta última expresión se construyen las curvas de contrapresión.

El punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo o IPR, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}).

Las presiones dinámicas de boca de pozo consideradas para este caso fueron: 80 kg/cm², 60 kg/cm² y 40 kg/cm². En el presente trabajo, no fue necesario llegar a una presión dinámica de boca de pozo de 25 kg/cm².

Los contratos de venta de gas en el tiempo se decidieron en función del perfil de producción propuesto (ver Figura 5), existiendo una iteración entre contrato y perfil hasta llegar al resultado final.

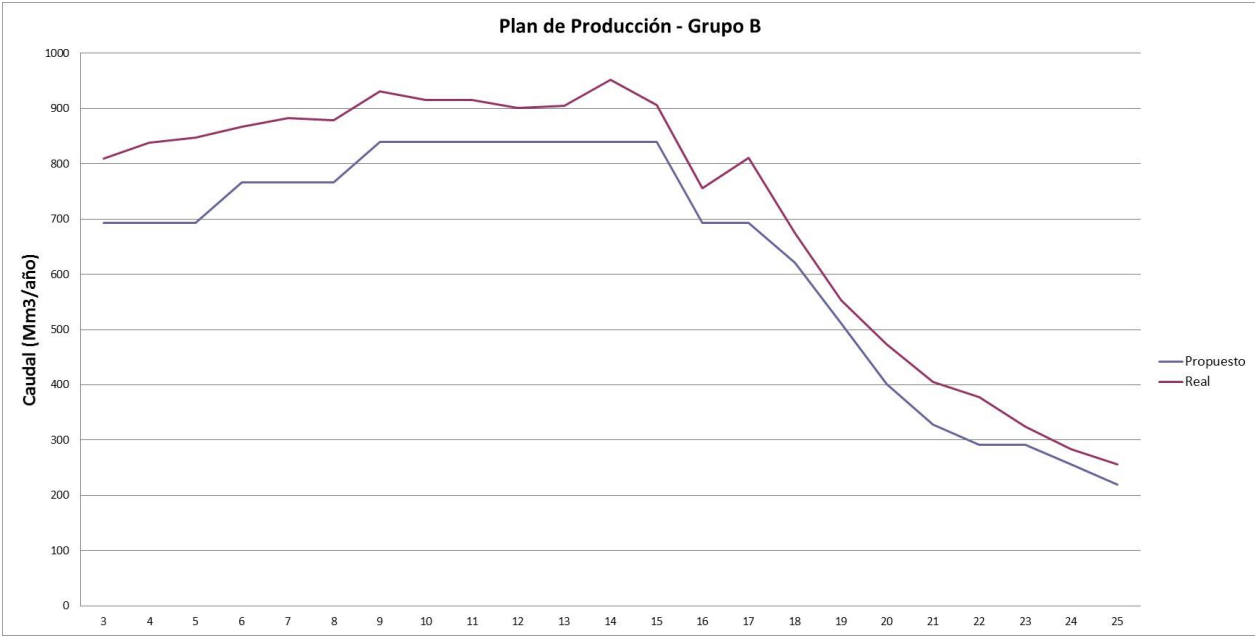
Se estima que el yacimiento se abandonará a una presión de 45,04 kg/cm². De esta manera, el factor de recuperación real de reservas para este yacimiento, y bajo los supuestos asumidos, alcanzaría el 81,08%.

En función del pronóstico de producción propuesto, y los caudales de pozo tipo para cada año, se define la cantidad de pozos a perforar por año.

Se propuso una curva de producción que tiene un caudal inicial de aproximadamente 1,9 MSm³/día (694 Mm³/año) en el primer año y que, según el esquema de perforación de pozos elegido, permite un *plateau* de producción estable de alrededor de 2,3 MSm³/día (840 Mm³/año) durante la etapa media de la explotación. Luego la producción decae entrando en un período de declinación a partir del año 2032 (año 16 de producción) hasta que se alcanza la presión de abandono fijada en 45,04 kg/cm² en el año 2041 cuando finaliza la concesión.

La Figura 5 el perfil de producción propuesto y real a lo largo de los 25 años de explotación, obtenido a partir de la cantidad de pozos perforados, y su caudal tipo.

Figura 5. Perfil de Producción Propuesto y Real.

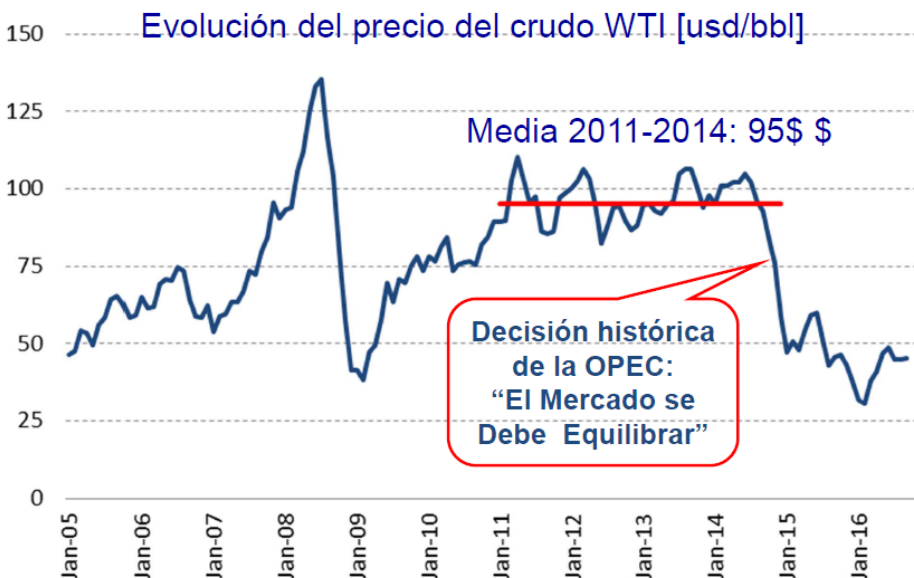
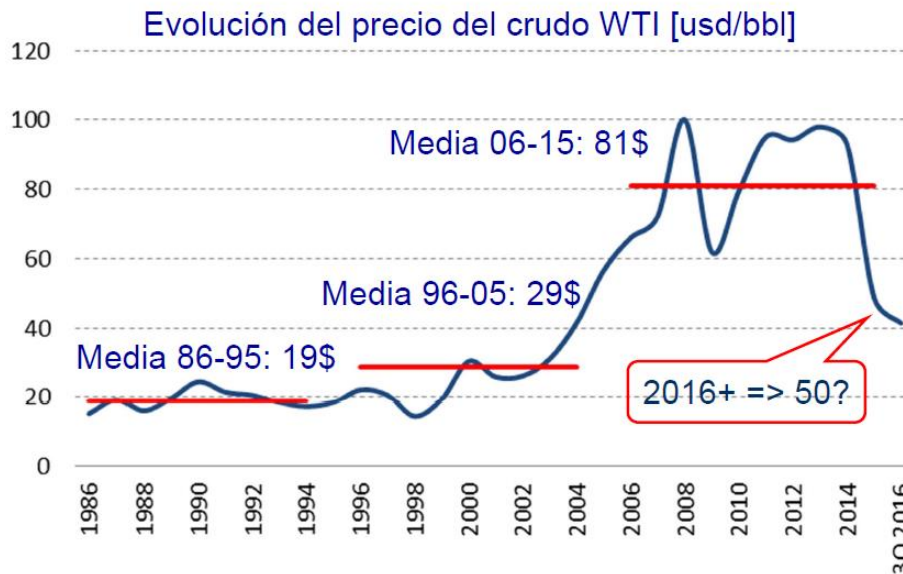


3. Mercado

La coyuntura actual del mercado petrolero está mostrando signos de recuperación. Después de haber alcanzado una caída de Precios del crudo del 70% desde mediados de 2014, esta semana, tras la novedad del compromiso de la OPEP de reducir la producción a partir de 2017, el Precio mostró una importante reacción.

El WTI subió un 9,3% y cerró Noviembre a 49,44 USD/BBL luego del anuncio de la OPEP de recortar la producción desde Enero de 2017, progresivamente, hasta alcanzar los 1,2 millones de barriles al día, limitando así la producción de la OPEP a 32,5 millones de barriles diarios, lo que representa un recorte del 3,5%.

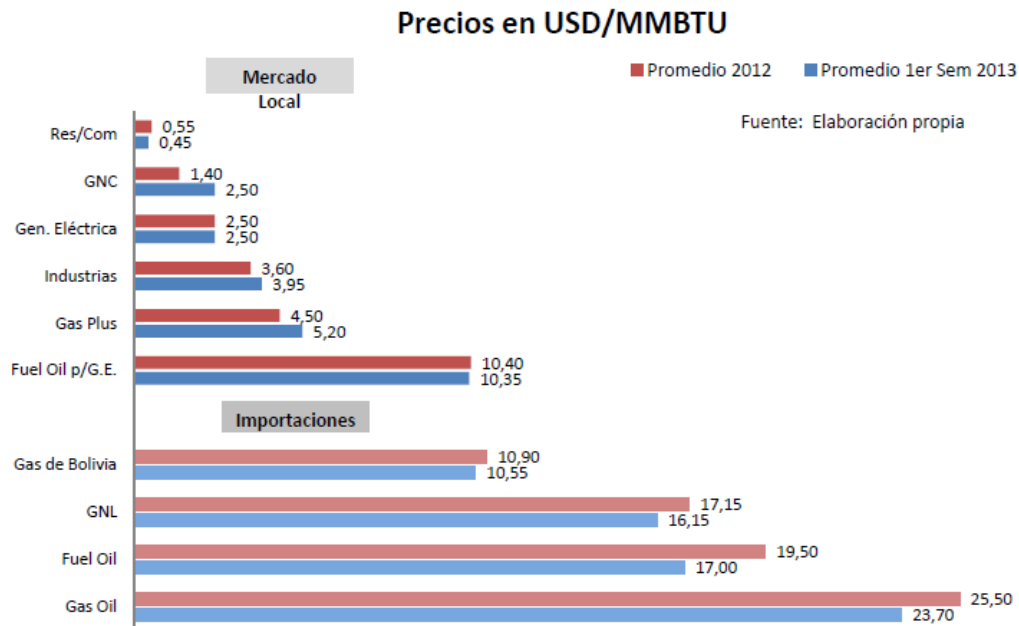
Los siguientes gráficos muestran la evolución histórica del precio del WTI:



(Fuente: Cátedra de Economía Petrolera, EPGN 2015, ITBA).

Si bien los precios del Gas y del Petróleo están correlacionados, en determinados períodos se observan desacoples en las cotizaciones.

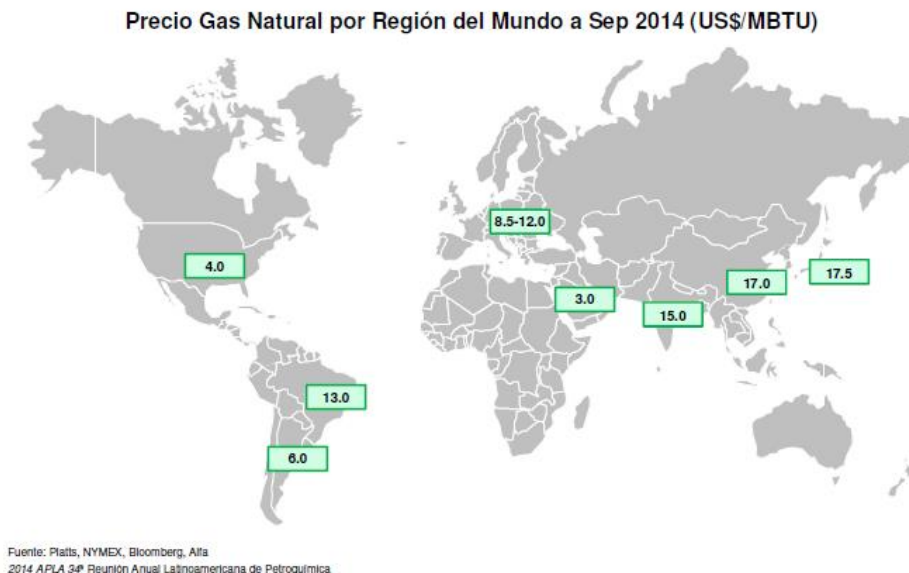
El Precio del Gas es relativo al canal de comercialización. El siguiente gráfico (actualizado a 2013), muestra los precios del Gas para cada canal en USD/MBTU:



(Fuente: Cátedra de Economía Petrolera, EPGN 2015, ITBA).

Las limitantes gubernamentales determinan los volúmenes a vender por cada canal según el volumen producido, debiendo abastecer primero a las distribuidoras (Residencial), luego por contratos de abastecimiento.

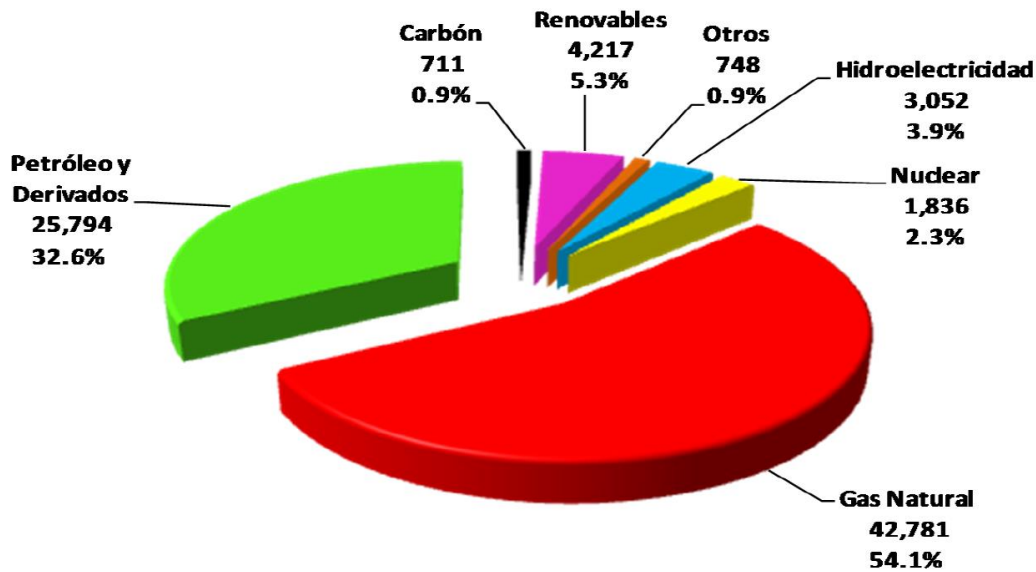
A Septiembre de 2014, Argentina pagaba en promedio alrededor de 6 usd/MBTU. El siguiente gráfico muestra valores de los mercados más importantes a esa fecha:



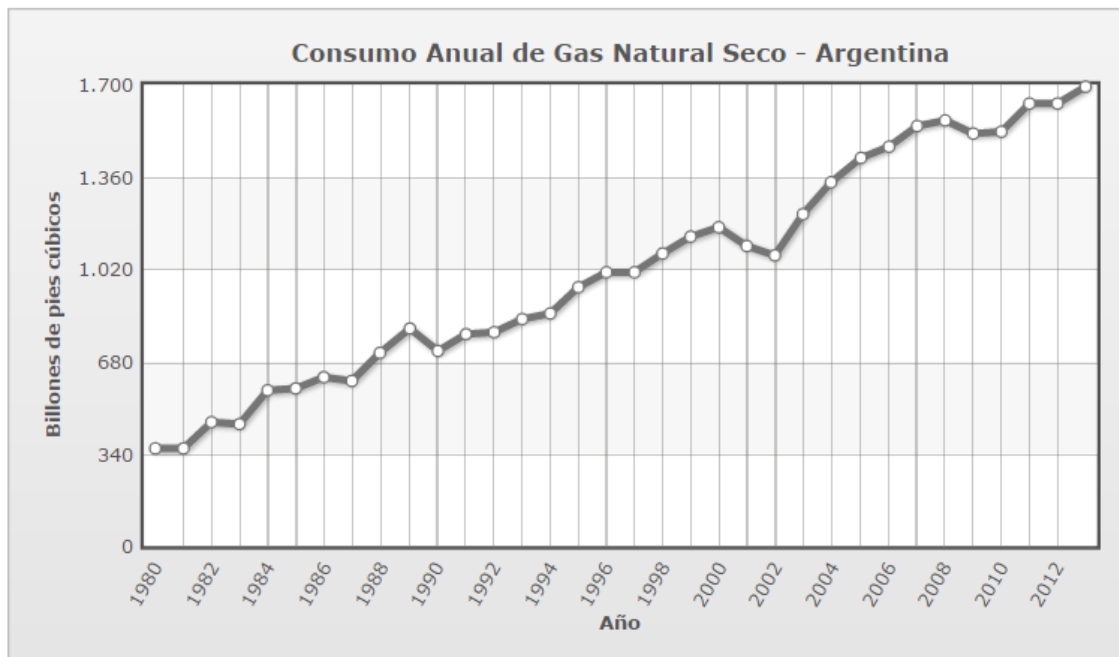
(Fuente: Platts)

La matriz energética Argentina está basada en el Gas Natural. El 88% del consumo energético Argentino depende de hidrocarburos y el 54% es Gas Natural. Tanto la tendencia de consumo de Gas Natural como la proporción del insumo en la matriz energética muestran un panorama alentador para el nivel de Demanda Argentino en los próximos años.

CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA (Miles tep)



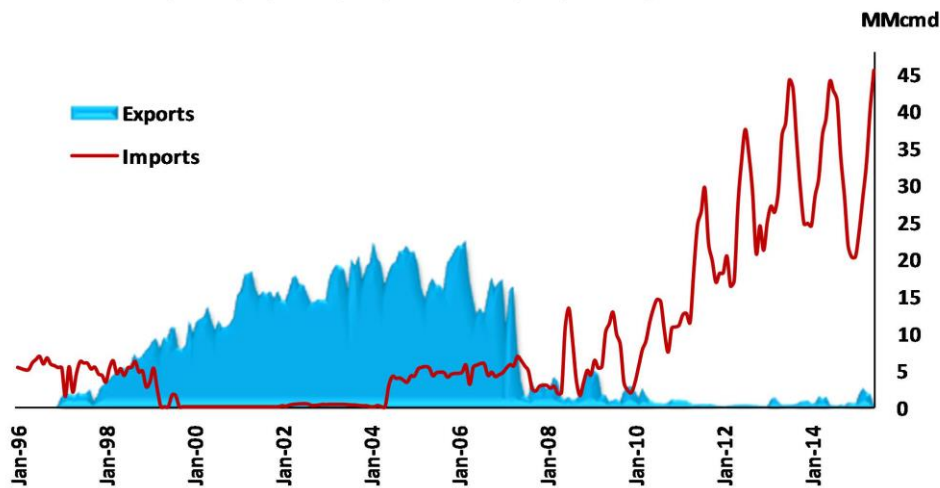
El siguiente gráfico muestra la tendencia de creciente del consumo de Gas en la Argentina:



(Fuente: indexmundi).

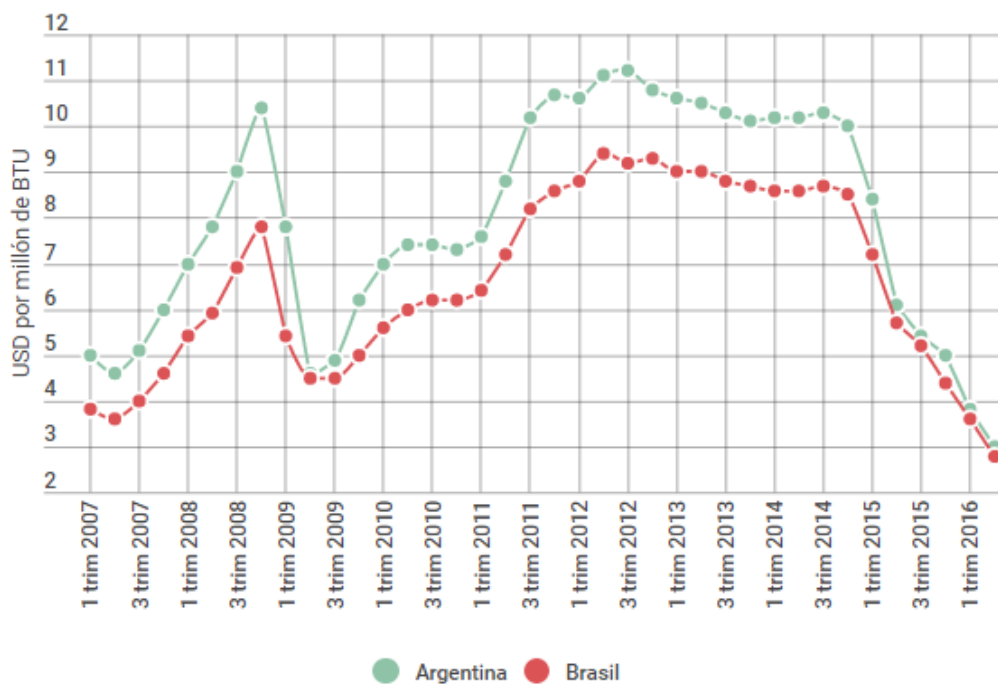
Argentina mantuvo un esquema exportador hasta mediados de 2007. Las bajas tarifas desincentivaron las inversiones en exploración generando una caída significativa de las reservas de Gas. A partir del 2008 en adelante, el país empezó a depender de las importaciones para abastecerse, con picos en los meses invernales cuando la demanda se multiplica.

NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN ARGENTINA



(Fuente: Daniel G. Gerold JUN 2015 / G&G Energy Consultants)

Uno de los principales orígenes de Importaciones de Gas de Argentina es Bolivia. El siguiente gráfico muestra el Precio del Gas Natural importado de Bolivia:



(Fuente: Infografía obtenida de una nota de Infobae).

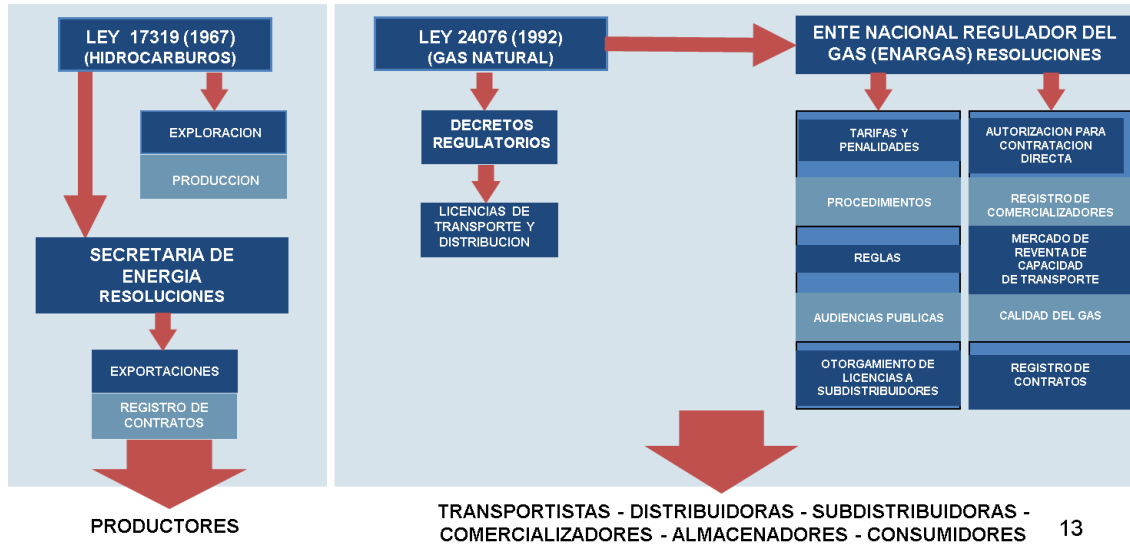
Las tendencias de Precio y Demanda muestran valores alentadores. Desde el precio se observa una recuperación a nivel mundial en el precio de los hidrocarburos, teniendo la Argentina uno de los Precios más altos para el Gas Natural en boca de Pozo. La política energética del actual Ministerio presidido por el Ingeniero Juan José Aranguren apunta a recuperar el auto-abastecimiento fomentando las inversiones.

En cuanto a la Demanda se observa que más de la mitad del consumo energético del país depende del Gas Natural al punto de haber perdido la capacidad de auto-abastecimiento. Todas las tendencias prevén un crecimiento continuo y sostenido, dependiendo del crecimiento vegetativo de la población y del nivel de actividad Industrial.

4. Marco Institucional y Legal

Por Marco Legal se entiende el conjunto de normas y leyes que regulan las relaciones entre los principales actores de la industria y el Gobierno Provincial y Nacional. La estabilidad de este marco incentiva las inversiones. Esta condición, en la Argentina, no se ha dado históricamente con lo cual es de esperarse un Marco Regulatorio inestable también a futuro.

El siguiente cuadro resumen los campos de aplicación de las leyes vigentes en la industria:



13

Ley 24.076: Ley de Gas Natural

Esta ley regula el transporte y distribución del Gas Natural y tiene por objetivos proteger los derechos de los consumidores y promover la competitividad de los mercados de Oferta y Demanda de Gas Natural y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo. Así mismo, regular la actividad del transporte y asegurar tarifas justas. Empezamos por identificar los actores:

Privados/estatales:

- Productores: titular de la concesión de explotación de hidrocarburos
- Procesadores
- Transportistas: responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte hasta el punto de recepción por los distribuidores.
- Almacendores
- Distribuidoras: Abastece a los consumidores finales a través de la red de distribución. Compra el gas directamente a los Productores o Comercializadores.
- Comercializadores: Realiza transacciones de compra-venta de gas y su transporte.
- Grandes Consumidores Aquellos consumidores que compran directamente al productor.

Entes Gubernamentales:

- Gobierno Provincial
- Gobierno Nacional
- EnArGas (creado en el art. 50 de la Ley)

Esta ley regula el transporte y distribución de Gas Natural que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la Ley 17.319 de producción, captación y tratamiento.

En cuanto a la importación y exportación de Gas Natural, la Ley expresa:

“Quedan autorizadas las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa. Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.”

Ley 17.319

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- i. Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- ii. Respecto de las concesiones, se prevén **tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial**, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.

Dicta el ART. 35 de la Ley 27.007:

“Art. 35. — De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:

a) Concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco (25) años.

b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un Período de Plan Piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento de iniciarse la concesión.

c) Concesión de Explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.”

- i. En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga. S
- ii. Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- iii. Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

Contratos del Proyecto

A priori, las alternativas de comercialización de Gas son las siguientes, en virtud de los requerimientos vigentes de abastecimiento:

- **Distribuidoras:** Ventas por un 20% de las inyección disponible cada año en el Gasoducto Troncal.
- **GNC**
- **Generación Eléctrica**
- **Grandes Usuarios** y consumidores Directos.

En cualquiera de estos casos, el contrato de compraventa cuenta con las siguientes cláusulas típicas:

- Plazo, Fecha de Primer entrega
- Origen de la producción y calidad del Gas
- Punto de Entrega, Impuestos y cargos de transporte.
- Cantidades (cantidad mínima) y Nominaciones
- Precio: Fórmula de cálculo, referencias, bandas, etc.
- Cláusulas Take or Pay, Make Up o Recuperación del Gas Natural.
- Cláusulas Delivery or Pay, costos de Gas sustituto y penalidades.
- Facturación y Pago.

Soluciones de Controversias: Legislación Aplicable y confidencialidad.

Evolución Histórica

Año	Documento	Características
2002	Ley N° 25.561	Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. (Pesificación).
2004	Decretos N° 180 & 181	Régimen de Inversiones en Infraestructura Básica - Creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG).
2004	Resolución S.E. N° 208	Acuerdo de Implementación del Sistema de Precios de Gas - PIST.
2005	Resolución S.E. N° 752	Nuevos Usuarios Directos Mecanismo de Compra de Gas en PIST Exclusivo para GNC.
2005	Resolución S.E. N° 2020	Subdivisión en Grupos de la Categoría de Usuarios SGP.
2007	Resolución S.E. N° 599	Acuerdo con los Productores de Gas 2007-2011.
2008	Resolución S.E. N° 24	Programa de Incentivo a la Producción de Gas denominado "Gas Plus". Modificado con Resolución S.E. N° 1031/2008 y 695/2010.
2008	Resolución S.E. N° 1070	Régimen Regulatorio Comercialización de GLP.
2008	Resolución S.E. N° 1417	Acuerdo Complementario Resolución S.E. N° 599/07. Incremento de Precios R
2008	Decreto N° 2067	Cargos Específicos para Cubrir las Importaciones de Gas (LNG - Bolivia).
2009	Acuerdo Intersectorial	Readecuación Precios de Gas a Usinas y Residencial con efecto Precio PIST.
2012	Ley N° 26.741 / Decreto N° 1277	Expropiación de YPF; Soberanía Hidrocarburífera; creación de Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera (CPCE). Derogación de la libre determinación de los precios, de la libre disponibilidad de la producción y de las divisas generadas a partir de la comercialización de la producción. Auditoría de la estructura de costos, precios de insumos, de venta y ganancias.

En el año 2002 se sanciona la Pesificación bajo la Ley 25.561, Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. Con esta Ley se le dieron poderes extraordinario al poder Ejecutivo Nacional y se congelaron las tarifas y se pesificaron los contratos y la Economía en general.

En el año 2004 se dictaron los decretos 180 y 181, creando el Mercado Electrónico de Gas (MEG). La principal función de este organismo es la de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del Gas Natural y coordinar en forma centralizada todas las transacciones SPOT de Gas Natural y secundarios de Transporte y Distribución.

El decreto 180 además crea el Fondo Fiduciario para atender inversiones en Transporte y Distribución de Gas, fijando cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y distribución.

El decreto 181 instruye a la Secretaría de Energía para que elabore un esquema de normalización del precio del Gas Natural en el Punto de Ingreso al sistema de Transporte. Además fija los lineamientos para el unbundling (desagregación) y la segmentación del mercado.

El mismo dicta: **“Facúltase a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte adquirido por las prestadoras**

del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Umbrales de consumo de las categorías del servicio residencial R1, R2 y R3.”

En 2004, la Resolución S.E. N°208, homologa el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el Decreto 181/2004.

En 2007, Los Productores de Gas Natural se comprometieron a entregar a partir de la Resolución SE N° 599/2007 al mercado interno determinado volumen de Gas, discriminando cuenca y tipo de demanda (Demanda Prioritaria, GNC, Centrales Térmicas e Industrias), mientras que se estableció un sendero de precios para cada uno de éstos segmento y la Secretaría de Energía quedó facultada para exigir Inyecciones Adicionales Permanentes en caso de mayores consumos para el mercado interno.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1.070/2008 emitida el 1 de Octubre de 2008, ratifica el acuerdo complementario suscripto entre los Productores de Gas Natural y la Secretaría de Energía el 19 de septiembre de 2008 (el “Acuerdo Complementario”) cuyo objeto es (i) la reestructuración de precios de gas en boca de pozo y la segmentación de la demanda residencial de gas natural y (ii) establecer el aporte de los productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley 26.020. El Acuerdo Complementario también contiene ciertos requerimientos vinculados a la provisión de GLP al mercado doméstico.

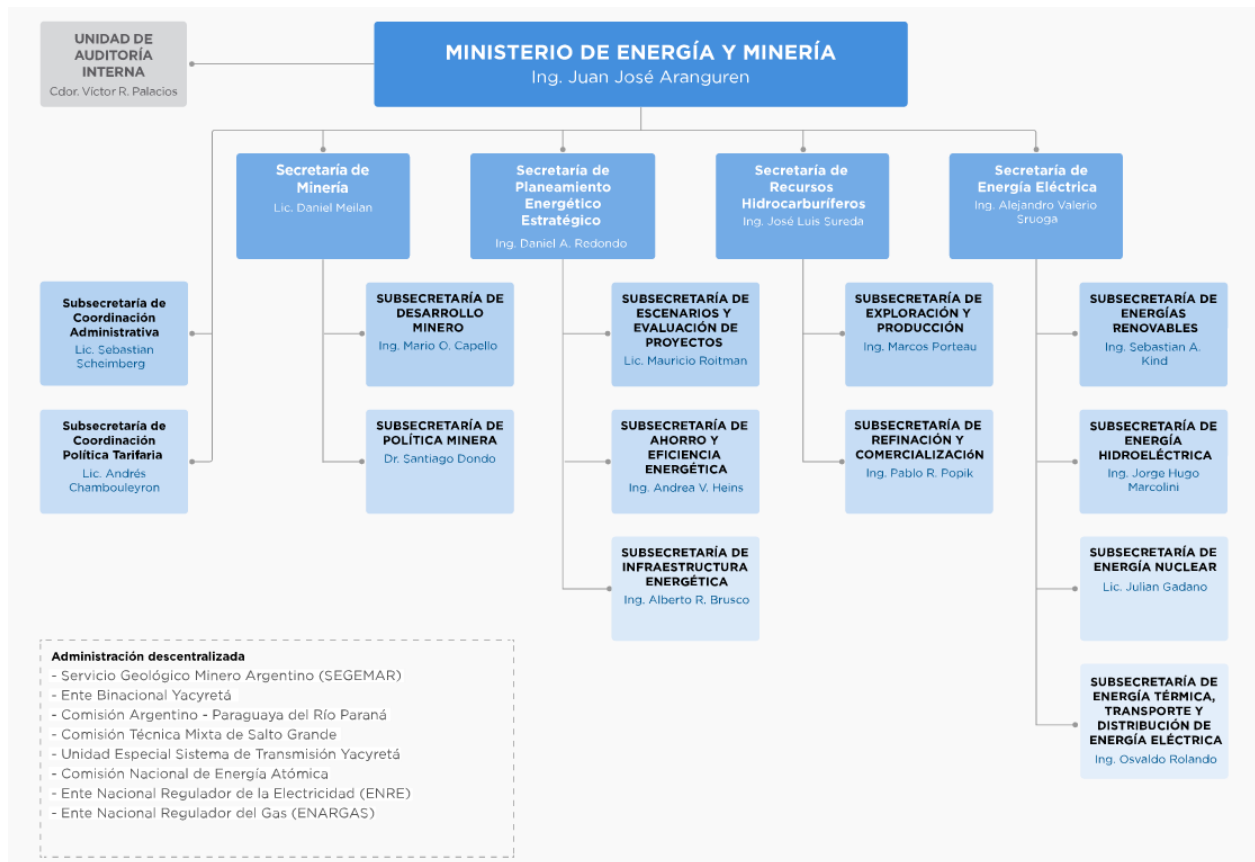
A través de la Resolución 1470/08, la Secretaría de Energía determinó los precios bases para el segmento residencial aplicable a los productores que firmen el Acuerdo Complementario. Con fecha 13 de Enero de 2010 se firmó una Adenda al Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural de fecha 19 de septiembre de 2008 estableciendo el aporte del sector de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la ley 26.020. Por Resolución SE 73/2015 se produjo a partir del 1 de abril de 2015 la derogación del Contrato de Fideicomiso para consumos residenciales de Gas Licuado Petróleo donde los productores de gas hacían su aporte y aprobó el nuevo contrato de fideicomiso para la implementación del Programa Hogar creado por Decreto 470/2015 destinado a otorgar compensaciones directas a usuarios de GLP envasado de bajos recursos y a los productores de GLP. En dicho Programa se establece que los aportes al fideicomiso no lo harán los productores de gas sino el Estado Nacional.

La Resolución de la Secretaría de Energía N° 226/2014 fija los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

Mediante la Resolución 231/2014 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas se determina que el precio del GNC en estaciones de servicio, se modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper de más de NOVENTA Y TRES (93) RON, o del producto que la sustituya en el futuro del último mes publicado por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Estructura Organizativa del Sector energético en la Argentina.

Nuevas autoridades:



5. Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento

- Perforación de pozos.

A fin de abastecer la demanda se proyecta un total de 41 pozos, de los cuales 37 resultan ser productivos y 4 estériles. Partiendo de la existencia de 5 pozos exploratorios (4 productivos y 1 estéril) se planifica un esquema de perforación de 36 pozos a lo largo de la concesión. Asumiendo que 3 de los 36 pozos resultarán estériles (1 pozo estéril cada 10 pozos perforados), se estima la perforación de un total de 33 pozos productivos.

El período de perforación abarca un total de 14 años, comenzando en el año 2018 con la perforación de 4 pozos, y finalizando en el año 2031 también con la perforación de 1 pozo. Los 5 pozos exploratorios vienen junto con la adquisición de la concesión. De este modo, durante los primeros 3 años de la concesión se adecúa el yacimiento para comenzar a producir a partir del año 2019. Los años restantes, desde el 2032 hasta el 2041, no se perfora por razones económicas, ya que el proyecto no generaría los fondos para repagar el mayor costo incurrido a este fin.

La siguiente tabla muestra el esquema de perforación planificado:

Tabla 1. Esquema de perforación de pozos.

Año		N° pozos operativos	N° pozos a perforar/año	N° pozos perforados acumulado	N° pozos estériles acumulado	Total Pozos
2016	0	4	0	4	1	5
2017	1	4	0	4	1	5
2018	2	4	4	8	1	9
2019	3	8	1	9	1	10
2020	4	9	1	10	1	11
2021	5	10	1	11	1	12
2022	6	11	2	13	1	14
2023	7	13	1	14	1	15
2024	8	14	3	17	2	19
2025	9	17	2	19	2	21
2026	10	19	4	23	2	25
2027	11	23	3	26	3	29
2028	12	26	6	32	3	35
2029	13	32	0	32	3	35
2030	14	32	4	36	4	40
2031	15	36	1	37	4	41
2032	16	37	0	37	4	41
2033	17	37	0	37	4	41
2034	18	37	0	37	4	41
2035	19	37	0	37	4	41
2036	20	37	0	37	4	41
2037	21	37	0	37	4	41
2038	22	37	0	37	4	41
2039	23	37	0	37	4	41
2040	24	37	0	37	4	41
2041	25	37	0	37	4	41

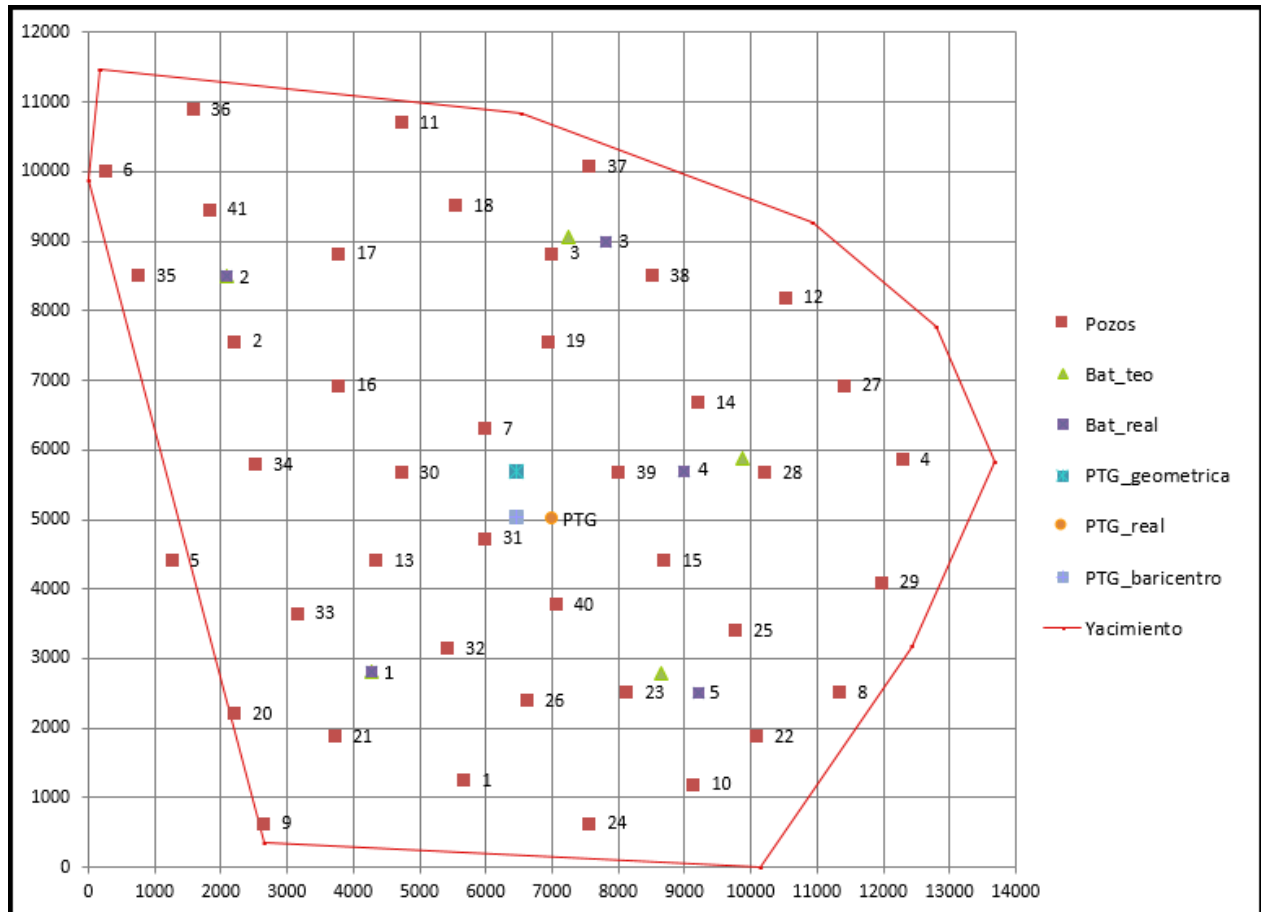
- Distribución de los pozos en el campo.

La foto final del año 2041 pretende haber distribuido los 41 pozos con el objetivo de cubrir todo el territorio que comprende el yacimiento como se observa en la Figura 6. Estimando que el yacimiento “La Esperanza” tiene dimensiones aproximadas de 13,5 km en dirección E-O y 11,5 km en dirección N-S, se proyecta perforar los 36 pozos de modo tal que durante los primeros 8 años de la concesión (hasta el año 2024 inclusive) se desea cubrir una importante porción de la superficie del yacimiento para adquirir conocimiento del territorio y así tener mejores

estimaciones de producción futuras. Luego, a partir del año 2025 se busca optimizar el traslado de los equipos de perforación, resultado que la logística será perforar en zonas cercanas a una misma batería cada año. Si la batería a la cual se conectan los nuevos pozos alcanza o se acerca al máximo de 10, entonces los equipos de perforación serán trasladados a la zona cercana de otra batería para continuar sus tareas. Por el contrario, si no se alcanza el máximo de 10 pozos por batería en el transcurso del año, se continúa perforando en la zona hasta alcanzar o acercarse a este límite.

Para la perforación de los pozos se ha considerado una separación mínima de 1.000 metros. Además, se ha considerado también una separación mínima de 1.000 metros entre pozos e instalaciones (baterías y PTG).

Figura 6: Distribución de instalaciones de superficie.

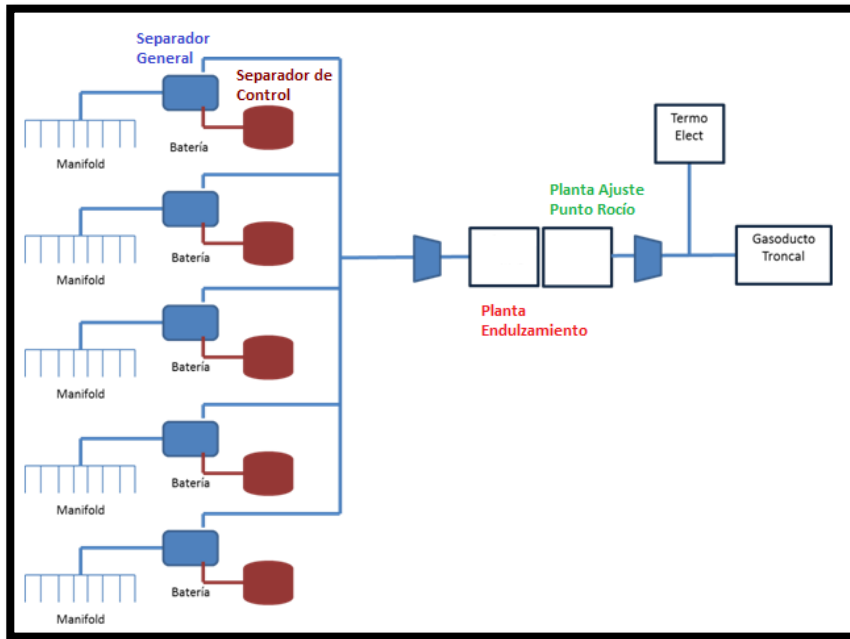


- **Pozos:** hace referencia a la totalidad de los pozos. Comprende los pozos exploratorios y perforados, tanto productivos como estériles.
- **Bat_teo:** refiere al cálculo de las posiciones de las baterías por medio de un cálculo geométrico directo tomando el promedio de las posiciones de los pozos asociados a cada batería para determinar las coordenadas de cada batería.
- **Bat_real:** refiere a la ubicación real de las baterías, ajustando las posiciones calculadas como “Bat_teo”, y considerando la separación mínima entre pozos e instalaciones de 1.000 metros.
- **PTG_geometrica:** refiere al cálculo de la posición de la Planta por medio de un cálculo geométrico directo tomando el promedio de las posiciones de las baterías para determinar las coordenadas de la Planta de Tratamiento.
- **PTG_real:** refiere a la ubicación real de la Planta, ajustando la posición calculada por “PTG_geometrica” y “PTG_baricentro”, y considerando la separación mínima de 1000 metros entre pozos e instalaciones (baterías y PTG).

- **PTG_baricentro:** refiere al cálculo de la posición de la Planta por medio del cálculo de “Baricentro de un sistema de captación”, detallado en el documento “Sistemas de Captación”.
- **Yacimiento:** refiere a los límites del yacimiento “La Esperanza”, definido a partir de coordenadas de puntos de referencia del mismo.

- **Captación, Recolección y Tratamiento.**

Figura 7. Esquema de un sistema Baterías-Planta-Gasoducto.



En base a los 41 pozos totales ubicados en campo, se proponen 5 baterías. Una batería está compuesta por un manifold que consideramos admite un máximo de 10 pozos, un separador de control de 250.000 Sm³/d y un separador general de 500.000 Sm³/d (ver Figura 7). En el caso que la suma de los caudales diarios de los pozos supere la capacidad conjunta de los separadores (control más general), se agrega un separador de control o general según la necesidad de procesamiento de gas, en el año que surge la necesidad.

La distribución de las baterías se realizó en función de la distribución de pozos planificada para el último año de concesión. Así mismo, la instalación de las 5 baterías conformadas inicialmente por un manifold, un separador de control y un separador general, se realiza durante los años 2017 y 2018, previo al inicio de la explotación, en las posiciones calculadas en la Figura 6 como “Bat_teo”. Las posiciones “Bat_real” son las ubicaciones reales de las baterías definidas a partir de las coordenadas “Bat_teo”. La cañería de captación desde los pozos hasta los manifolds de cada batería tiene un diámetro de 3”.

La Tabla 2 muestra la cantidad de pozos que llega a cada una de las 5 baterías instaladas.

Tabla 2. Distribución de pozos por batería.

Batería (#)	Pozos	Estériles	Productivos
	(cantidad)		
1	9	0	9
2	8	1	7
3	7	1	6
4	7	1	6
5	9	0	9
TOTAL	40	3	37

Obs: al total de 40 pozos, se suma el pozo P5 que refiere al pozo exploratorio estéril que no es conectado a ninguna batería.

La PTG (planta de tratamiento de gas) está compuesta por una planta de endulzamiento de 3 MSm³/d de capacidad, y una planta de acondicionamiento en punto de rocío también de 3 MSm³/d. Las 5 baterías instaladas en campo se encuentran conectadas a la Planta por medio de cañerías colectoras de 6". Al igual que las baterías, la PTG se construye a lo largo de los años 2017 y 2018, y sus coordenadas reales se ajustan a partir de las coordenadas geométricas (Figura 6: "PTG_geometrica") y de cálculo de baricentro (Figura 6:"PTG_baricentro"), en base a las coordenadas reales de las baterías (Figura 6: "Bat_real").

- Compresión en Boca de Pozo.

Para la compresión en el yacimiento resulta necesaria la instalación de un total 1500 HP para la etapa 1 y 3000 HP para la etapa 2 (ver Tabla 3).

Cada compresor es de 500 HP, por lo que para la etapa 1 se requieren 3 motocompresores, mientras que para la etapa 2 se requieren adicionar 3 motocompresores, totalizando 6 equipos.

La caída de presión hasta la entrada de la Planta de Tratamiento es de 10 kg/cm². Se consideró que la planta compresora se instala inmediatamente a la salida de la boca de pozo.

La instalación de estos equipos responde al siguiente esquema:

Tabla 3. Distribución de potencia requerida e instalada para compresión en boca de pozo.

Año		Cantidad MC	P (HP req)	P (Hp inst)	P1 (kg/cm ³)	
2016	0	0	0	0	0,00	
2017	1	0	0	0	0,00	
2018	2	0	0	0	0,00	
2019	3	0	0	0	80,00	
2020	4	0	0	0	80,00	
2021	5	0	0	0	80,00	
2022	6	0	0	0	80,00	
2023	7	0	0	0	80,00	
2024	8	0	0	0	80,00	
2025	9	0	0	0	80,00	
2026	10	0	0	0	80,00	
2027	11	0	0	0	80,00	
2028	12	0	0	0	80,00	
2029	13	0	0	0	80,00	
2030	14	3	1.375	1.500	60,00	Etapa 1
2031	15	3	1.309	1.500	60,00	
2032	16	3	1.092	1.500	60,00	
2033	17	6	2.957	3.000	40,00	
2034	18	6	2.464	3.000	40,00	Etapa 2
2035	19	6	2.020	3.000	40,00	
2036	20	6	1.725	3.000	40,00	
2037	21	6	1.478	3.000	40,00	
2038	22	6	1.380	3.000	40,00	
2039	23	6	1.183	3.000	40,00	
2040	24	6	1.035	3.000	40,00	
2041	25	6	936	3.000	40,00	

6. Aprovechamiento de Condensables

Se ha optado por la siguiente alternativa de Acondicionamiento y Tratamiento del Gas:

Planta de Endulzamiento: En pos de eliminar el Dióxido de Carbono y el Ácido Sulfhídrico, y tener el gas dentro de la especificación requerida. Se coloca la planta correspondiente a 3 MSm³/día.

Planta de Acondicionamiento de Punto de Rocío: La misma se utilizará para la remoción de líquidos condensables, los cuales pueden tener como consecuencia la recuperación de gasolinas a partir de la corriente de gas. Se coloca la planta correspondiente a 3 MSm³/día.

Se consideró la alternativa de instalar una Planta de Recuperación de GLP, en lugar de una Planta de Acondicionamiento de Punto de Rocío. Para ello, se realizó un análisis marginal preliminar entre el retorno de uno y otro. Considerando el diferencial de inversiones de instalar la planta de Recuperación de GLP en lugar de la de acondicionamiento de Punto de Rocío, y el ingreso marginal adicional que generaría, esta opción fue desestimada.

En fin, no habrá producción ni ventas de GLP (propano y butano).

7. Obras de Transporte

Se realiza un Gasoducto en 1 solo tramo:

Tramo 1: comprende la salida de la planta de tratamiento hasta la conexión con el gasoducto troncal Neuba II.

Para la realización del cálculo de diámetro, se comenzó calculando el Kp de cada tramo, utilizando la fórmula

$$Kp_{requerido} = \frac{Q}{\sqrt{(P1^2 + P2^2)}}$$

Se consideró un Q máximo de 2,5 Mm³/día, el cual se condice con nuestro pico de producción en el décimo año, siendo P1 la presión de salida de la planta de tratamientos luego de compresión (90 kg/cm²) y P2 la mínima presión de entrada al gasoducto troncal (70 kg/cm²).

Una vez obtenido el Kp y teniendo en cuenta que el gasoducto es de 200Km, se utilizó la tabla de doble entrada presente en los apuntes de Economía y Comercialización de Gas Natural para obtener un diámetro de cañería de 16 pulgadas.

La presión de descarga se encuentra fuera de los parámetros aceptados por el gasoducto Neuba II sin comprimir el gas por encima de la presión de salida de la planta de tratamientos, por lo tanto es necesario llevarlo a una presión de 90 kg/cm².

Para llevar la presión al valor mencionado, se realizó el cálculo de compresión utilizando la fórmula **P(HP) = Krc * Q (Mm3/d)**, con una relación de compresión de 1,3. De esta manera, concluimos que son necesarios 1140 HP de compresión para poder llegar al gasoducto Neuba II con la presión mínima requerida, siendo necesario instalar un compresor de 2500 HP de potencia.

Figura 8. Detalle técnico de ambos tramos del gasoducto.

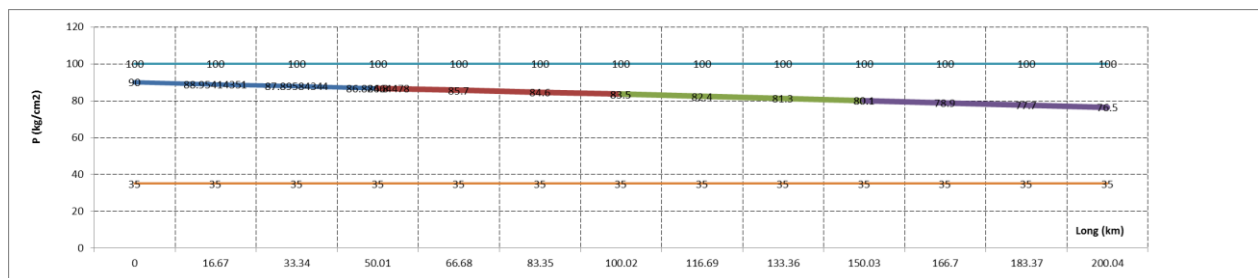
Tramo Único	
Longitud (km)	200
P Máx (kg/cm2)	90
P Min (kg/cm2)	70
Volúmen Máx. (Mm3/d)	2,5
Kp1	44,19
Presión Descarga (kg/cm2)	76,50

Diametro (pulgadas)	16
---------------------	----

Se decidió abordar la inversión de esta manera ya que transportar el caudal de gas necesario con un ducto de 12 pulgadas hubiera requerido una inversión en compresión mayor, la cual resulta antieconómica frente a la opción tomada. Un ducto de 14 pulgadas sería tal vez una buena solución intermedia, pero debido al ser esta una medida no estándar, hubiera generado altos gastos de fabricación los cuales harían inviable su implementación.

Utilizamos la planilla SIMIDUC 14 para calcular la presión de descarga real final (Figura 9).

Figura 9. Perfil de caída de presión a lo largo del gasoducto.



8. Costos y Tarifas

A continuación se listan los costos considerados:

- OPEX:
 - Costos Operativos en Yacimiento:
 - Captación: Se considera un costo de 3,7 USD/BBL equivalente, lo que promedia 16,7 MUSD/año. Este costo representa el 77% aproximadamente, del total de los costos.
 - Workover: Estos son los gastos incurridos por el mantenimiento de pozo. El costo es de 140 kUSD/Pozo/año.
 - Compresión: El costo es de 145 USD/HP instalado. En el 2030 se instalan 1500HP y en el 2033, 1500HP adicionales.
 - Acondicionamiento: Costos de acondicionamiento de hidrocarburos es de 2,75 USD/1.000 Sm³. Este costo es proporcional a la Producción.
 - Tratamiento: Costo de Tratamiento del Gas de Producción. Este costo proporcional a la Producción. El mismo es de 3,75 USD/1.000 Sm³ de Gas tratado.
 - Abandono de Pozos: Representa el costo de abandono de Pozos por un valor de 125 kUSD/pozo.
 - Costos Operativos en Gasoducto:
 - Compresión (Turbocompresores): 260 kUSD/año total por gastos operativos de la planta.
 - Mantenimiento de Gasoductos: el gasto de mantenimiento es de 25 kUSD/año km, que representa 5 MUSD/año para los 200km de gasoducto.
 - Imprevistos: Se considera un 10% de OPEX adicional por Imprevistos.

9. Aspectos Comerciales y Contractuales

Plazos de Contratos

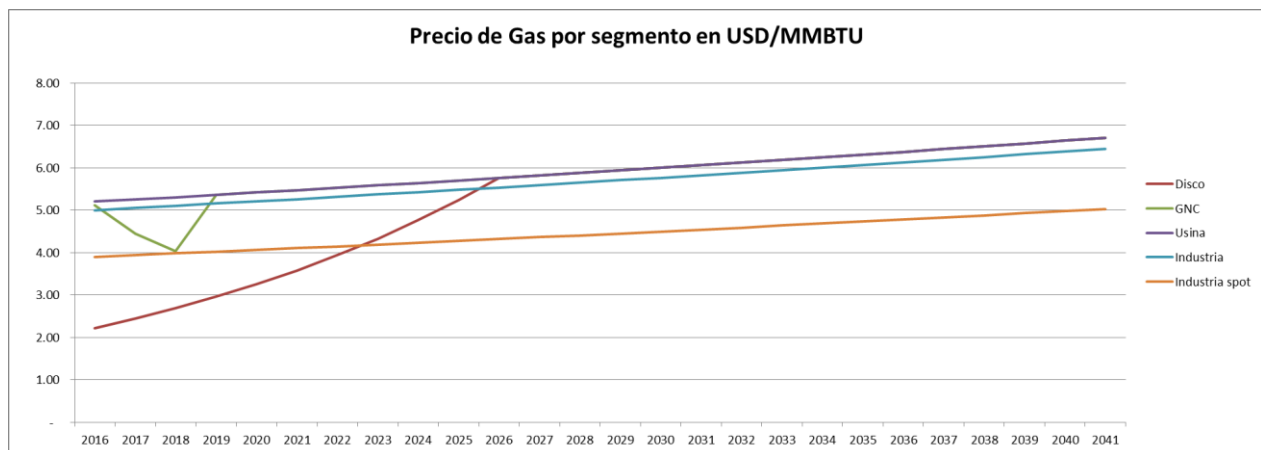
- i. Con las Distribuidoras es de 3 años renovables, por períodos de no menos de 2 años; debiendo contemplarse el crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación y el mínimo establecido de 0,7 M Sm³/d de 9300 kcal/Sm³.
- ii. Con el GNC es de un año con renovación anual.
- iii. Con los Generadores, para la Central Termoeléctrica existente en el yacimiento, de 10 años renovables en períodos de no menos de 3 años. Para vender sobre la cabecera de cualquiera de los Gasoductos a otras Centrales, es de 3 años, renovables en períodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen original en cada renovación.
- iv. Con los usuarios Industriales es de 3 años, renovables en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

Precios de Venta

- i. Para Distribuidoras (R + P1 + P2) el precio será de 1,5 \$/Sm³ a Mayo de 2016. El crecimiento será del 10% anual hasta alcanzar el precio para Generación Eléctrica y luego seguirá el crecimiento del mismo.
- ii. Para el GNC el precio será de 3,0 \$/Sm³ a Mayo de 2016. Luego, a partir del 3er año su precio será el mismo que el de Generación Eléctrica.
- iii. Para la Generación Eléctrica, el precio será de 5,2 us\$/MBTU a Mayo de 2016 y se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice "Producers Price Index" -Industrial commodities - unadjusted index).
- iv. Para Usuarios Industriales el precio será de 5,0 us\$/MBTU a Mayo de 2016 y se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice "Producers Price Index" -Industrial commodities - unadjusted index).

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

Figura 10. Precio de Gas por segmento.



Factor de Carga

El factor de carga indica cuales son los meses de mayor demanda. Esto es clave, ya que se debe programar para tener capacidad de abastecimiento en los meses pico.

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

Otras consideraciones

El tipo de cambio se estima a partir de la cotización del dólar futuro según ROFEX a Diciembre de 2016, como valor inicial. De 2016 a 2020 se asume una variación del Tipo de Cambio de acuerdo a por The Economist Intelligence Unit: “Country Forecast – Argentina”.

Del 2020 en adelante, se mantiene durante 10 años una devaluación del peso fija del 7% anual. Luego, a del 2030 en adelante, un 6%.

Respecto a la cotización del crudo Medanito, con la llegada del nuevo Gobierno y la liberación de los precios en el Mercado Energético, la cotización del crudo Medanito se ve correlacionada con la cotización del crudo Brent más un precio de 5 USD/BBL.

La proyección del Precio del crudo Brent es del US Energy Information Administration. <http://www.eia.gov>

Respecto al Precio del LPG, se considera el precio Export Parity publicado por el Ministerio de Energía de la Nación, tanto para el Propano como para el Butano.

Se asume que el Estado Nacional abandona el esquema de subsidio a la oferta y Precios Tope para subsidiar únicamente la Demanda en los casos de mayor urgencia económica.

La proyección de los precios de Propano y Butano se correlaciona con el Precio del crudo Brent. Se considera el Precio Export Parity del LPG de los últimos 12 años publicados por el Ministerio de Energía y se calcula tomando el promedio del diferencial de precio entre el Precio del Propano y el del Butano con respecto al crudo Brent. En base a la proyección de Precio del Brent se obtienen las proyecciones de Precios de Propano y Butano.

Por último, el **Precio para las Ventas Spot a Industrias** se considera un descuento del 22% del Precio de Contrato con Industrias.

Contratos de abastecimiento firmados

Se consideró un plan de venta en el cual a partir del 2019 se abastece a Generación en la cabecera del Gasoducto por 10 años con un volumen de 0,9 Mm3/d. Luego, del año 2032 al 2034 se abastece con un volumen de 0,5 Mm3/d.

Se asignan también ventas a GNC, el cual tiene los mismos precios que Usinas, pero de esta forma se consigue diversificar la cartera de ventas y además tiene un factor de carga más elevado en verano.

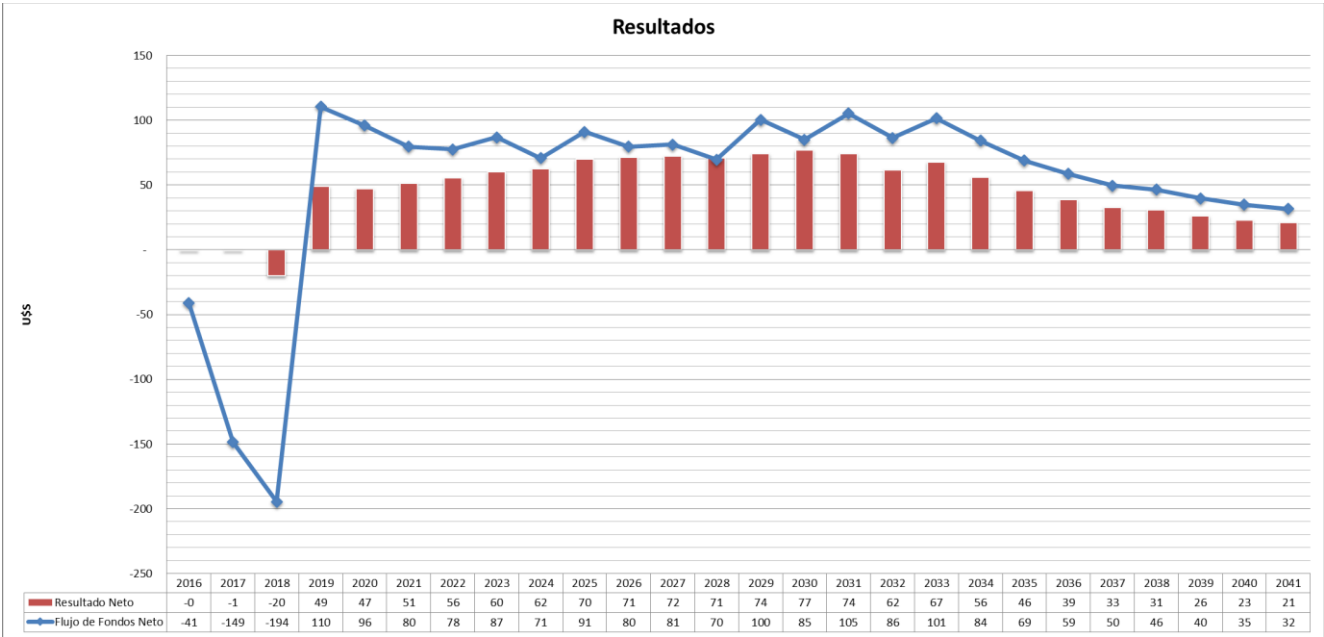
No se firman contratos con Industrias dado que el resto de los segmentos tiene un mayor precio y solamente se abastece a industrias a precio Spot

En los últimos tres años de producción se destina la totalidad de oferta para abastecer el mínimo establecido a demanda prioritaria de Distribuidoras.

10. Evaluación del Proyecto

El siguiente gráfico muestra el flujo de Fondos y el Resultado Neto del Proyecto:

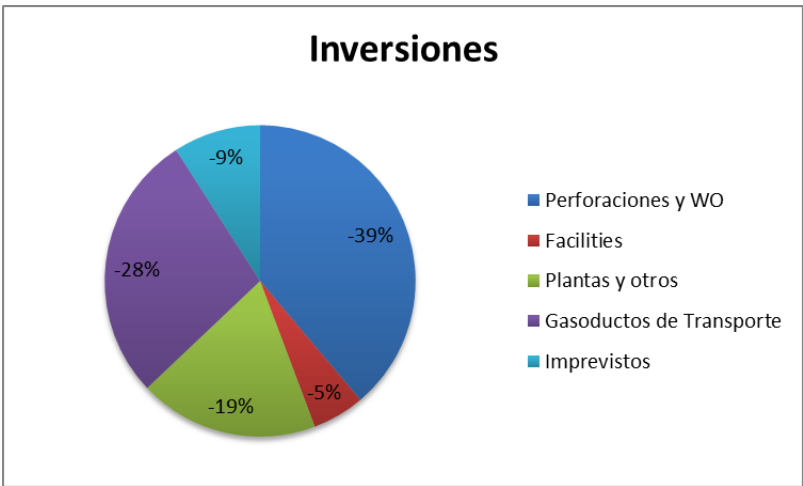
Figura 11. Flujo de Fondos y el Resultado Neto.



Los primeros 2 años del proyecto incluyen el Bono ofertado en la licitación y las inversiones en Perforación, Facilities, construcción de plantas y tendido de Gasoductos. Al 3er año comienzan las Ventas, generando Ingresos totales por 3,701 MUSD hasta 2041.

Las inversiones realizadas, por un total de 489 MUSD se distribuyen de la siguiente manera:

Figura 12. Inversiones.



Para realizar el Proyecto se toma un único préstamo por 134 MUSD en el año 2018 a pagar en 10 años, con dos años de gracia de pago de Capital y una tasa de interés flotante. Con esto se cubre la máxima exposición, alcanzada en el año 2018 de 384 MUSD. El Período de Repago del Proyecto es de 6 años y 87 días.

Tabla 4. Apalancamiento del Proyecto.

Apalancamiento del Proyecto (Total simplificado)			
Deuda	MU\$S	134	35%
Capital Propio	MU\$S	250	65%
Total	MU\$S	384	100%

La tasa de Retorno del Proyecto (WACC) con esta configuración de endeudamiento es de 16,02%.

Tabla 5. Costo del Capital según CAPM.

Cálculo del Costo del Capital según CAPM (Capital Asset Pricing Model)		
Erm	10.000%	Rentabilidad del mercado
Beta desapalancado	0.947	
Beta apalancado	1.630	Medida del riesgo de la acción, el negocio y finan.
Rf	1.626%	Tasa libre de riesgo - Bono de Estados Unidos
		Riesgo País. Se toma la tasa del Riego País de
		septiembre de 2016, última disponible.
Rpais	4.470%	Considero que se mantiene la tendencia a la
		estabilización y bajos riegos.
Rm = b * (Erm - Rf)	13.648%	Prima de riesgo
Er = Rf + (Er - Rf) = Rf + b * (Erm -	15.274%	Esperanza de Retorno (Er)
Tasa Impuesto a las Ganancias (IG)		35%
Cálculo de la tasa WACC = Rd * (D/D+E) * (1-IG) + Re * (E/(D+E))		
Rd	13.986%	Costo de la Deuda
Re = Rf + Rpais + Rm	19.744%	Costo del Capital propio
WACC	16.02%	Tasa de Descuento

Con esta tasa de descuento, el VAN del proyecto es del 74 MUSD y la TIR de 20,02%.

Tabla 6. Principales indicadores.

Principales Indicadores		
VAN @16,02%	MU\$S	74
VAN @15,0%	MU\$S	99
TIR		20,02%
Máxima Exposición	MU\$S	-384
Período de Repago		6 años y 87 días

11. Flujo de Caja

Tabla 7. Flujo de Fondos (ver Excel adjunto).

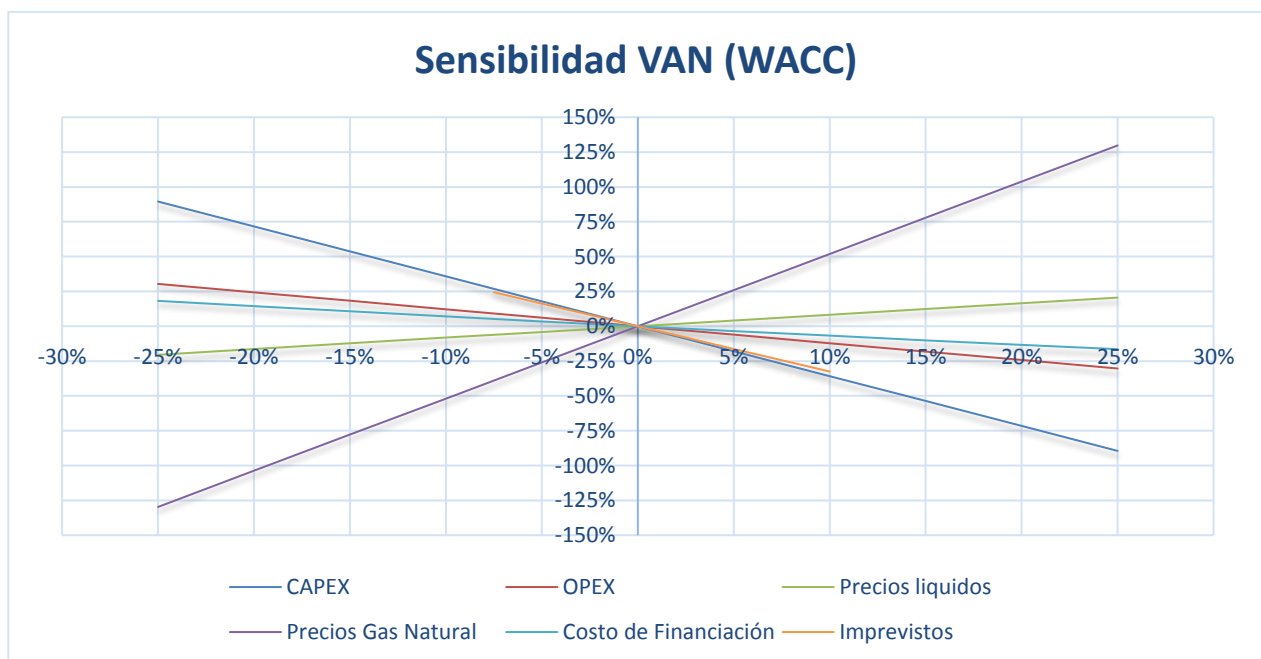
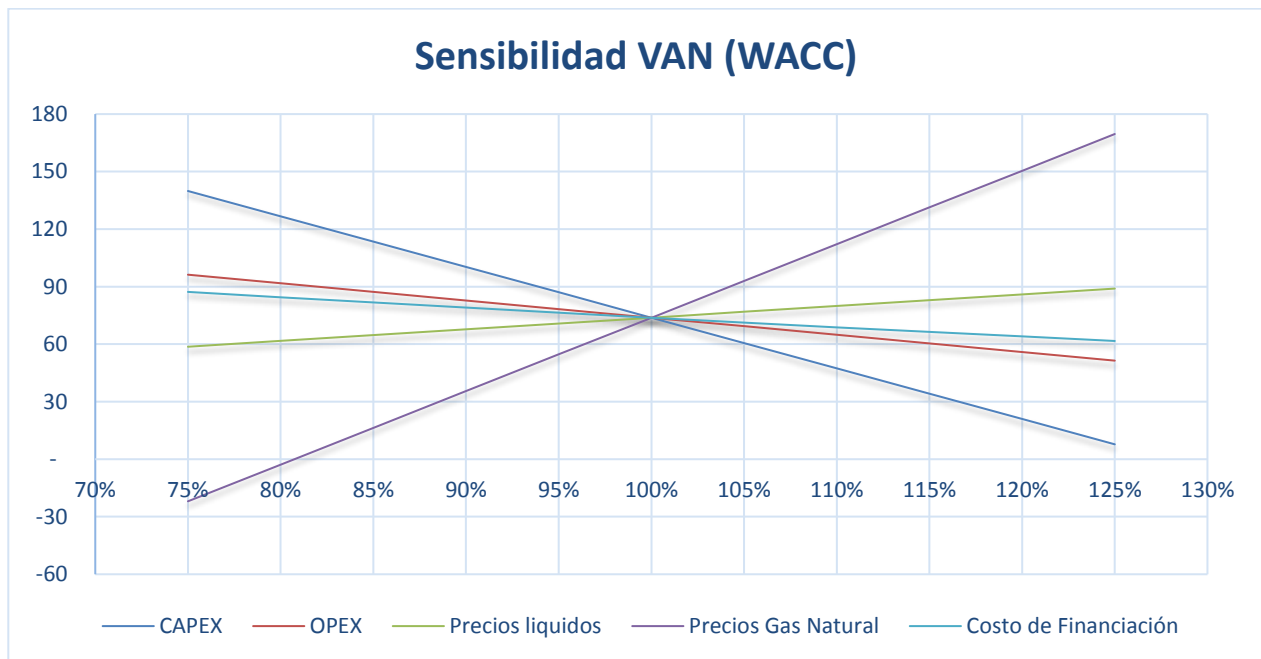
Flujo de Fondos		Total
Ingresos por Ventas	MU\$S	3.693
Petróleo	MU\$S	480
Gas Natural	MU\$S	3.213
GLP	MU\$S	-
Costos Operativos	MU\$S	-622
Costos Operativos en Yacimiento	MU\$S	-500
Costos Operativos en Gasoducto	MU\$S	-121
Canon y Servidumbre	MU\$S	-0
Otros	MU\$S	-
Imprevistos	MU\$S	-62
Inversiones	MU\$S	-530
Bono	MU\$S	-41
Perforaciones y WO	MU\$S	-190
Facilities	MU\$S	-27
Plantas y otros	MU\$S	-91
Gasoductos de Transporte	MU\$S	-137
Imprevistos	MU\$S	-44
Egresos Variables	MU\$S	-533
Regalías	MU\$S	-386
IIBB	MU\$S	-111
IVA	MU\$S	-8
Impuestos a los Débitos y Créditos Banc	MU\$S	-29
Otros Egresos No Operativos	MU\$S	-
Egresos Financiación	MU\$S	-
Flujo de Fondos antes de Impuestos	MU\$S	2.008
Impuesto a las Ganancias	MU\$S	-657
Flujo de Fondos Neto	MU\$S	1.351

12. Análisis de Sensibilidad

Análisis de sensibilidad de las variables:

- CAPEX
- OPEX
- Precios líquidos
- Precios Gas Natural
- Costo de Financiación
- Imprevistos

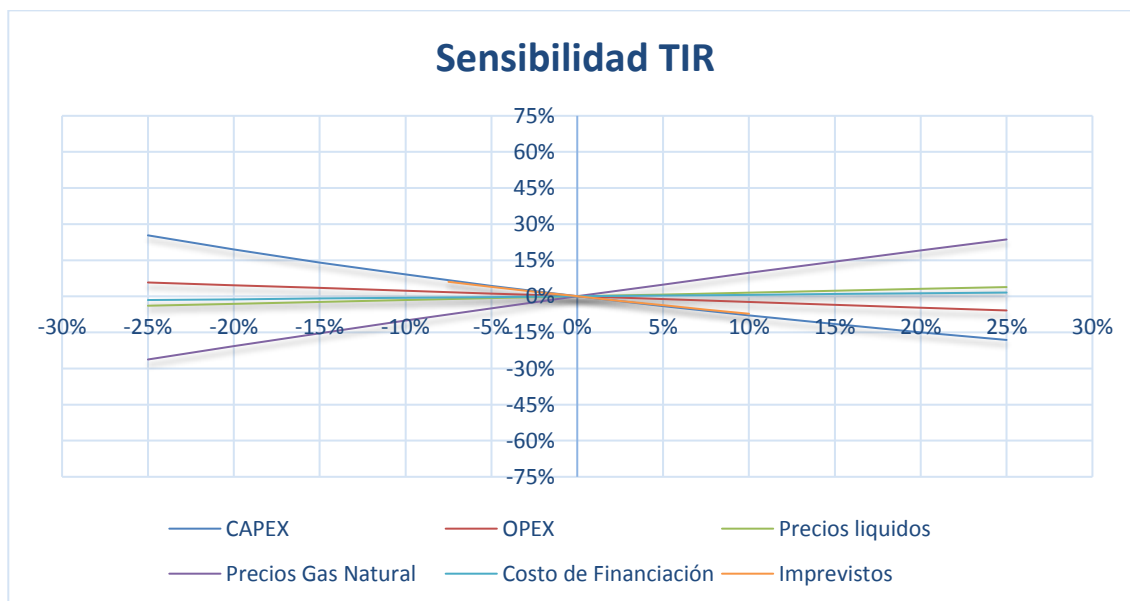
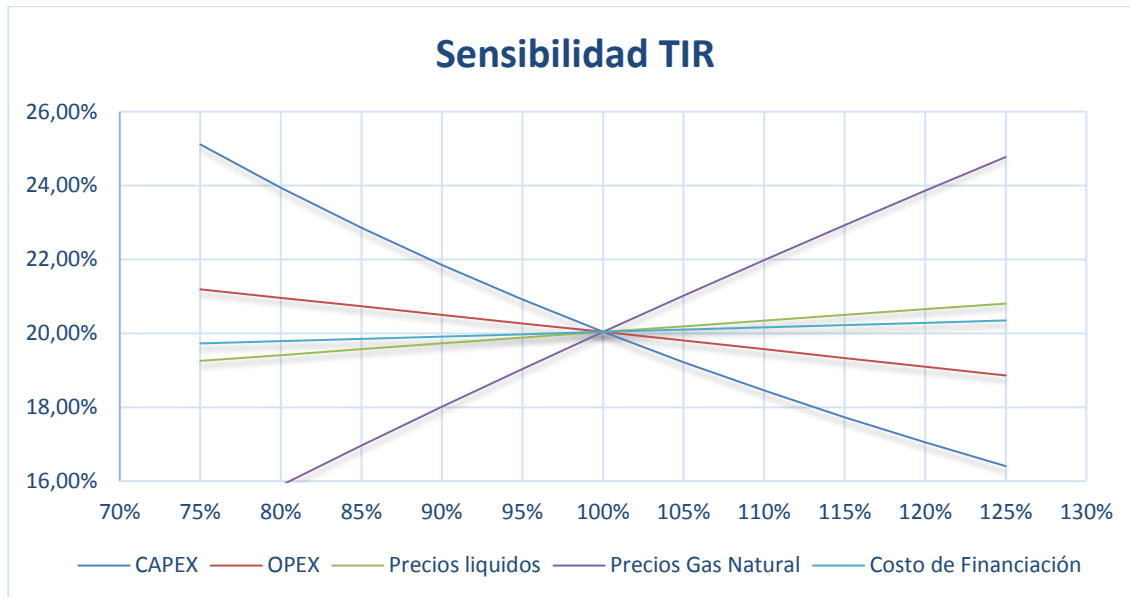
Sensibilidad del VAN respecto a las variables mencionadas.



La variable más influyente en el VAN del proyecto es el Precio de Gas: un desvío incremental de 10% en el precio del Gas con respecto a los precios proyectados generan un aumento en el VAN del 52%; igualmente en el caso de desvío negativo.

En cuanto a los mayores riesgos se encuentran el Costo de Financiación y el CAPEX. El CAPEX es altamente improbable que muestre grandes desvíos más allá de los Imprevistos ya contemplados. El Costo de Financiación, determinado por la tasa LIBOR es el mayor riesgo. El mismo debe mitigarse con herramientas financieras.

Sensibilidad de la TIR respecto a las variables mencionadas:



13. Resumen de Resultados

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				
1a	Gas y Condensado in situ	M m3	20.307	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	M m3	3.842	
1c	Factor de Recuperación	%	81,08%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	45,04	
1e	Cantidad de pozos	Unidades	41	
1f	Potencia total de compresión yacimiento	HP	3.000	
1g	Producción de gas - máxima y promedio	M m3/d	2.608	1.961
1h	Producción de Condensado - máxima y promedio	m3 x 1000	113,39	85,27
DEMANDA Año 3 y Año de máxima			2019	Máxima
2a	Consumo distribuidoras	M m3/d	0,39	0,56
2b	Consumo GNC	M m3/d	0,50	0,71
2c	Consumo termoeléctrica	M m3/d	0,77	0,77
2d	Consumo industria	M m3/d	0,52	0,61
2e	Consumo Total	M m3/d	2,17	-
PROCESAMIENTO Año 3 y Año de máxima			2019	Máxima
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m3/d	3	3
3b	Producción Propano + butano (GLP)	ton/año	N/A	N/A
3c	Producción Gasolina natural	k m3/año	3,39	3,98
TRANSPORTE				
4a	Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación eléctrica	pulg	N/A	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	N/A	
4c	Potencia instalada	Hp	N/A	
4d	Segundo tramo Gasoducto hasta Gasoducto troncal (Único tramo de 200km desde el yacimiento hasta el Gasoducto troncal)	pulg	16	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2,50	
4f	Potencia instalada	Hp	2500	
INVERSIONES				
5a	Inversión campo (yacimiento - Perf y WO)	M u\$s	-190	
5b	Inversión planta/s acondicionamiento (Facilities)	M u\$s	-118	
5c	Inversión Gasoducto	M u\$s	-137	
5d	Inversión otros	M u\$s	-	
5e	Inversiones (contingencia)	M u\$s	-44	
5f	Inversión total	M u\$s	-489	
PRECIOS GAS Año 3 y Año 25			2019	2041
6a	Distribuidoras	u\$s/MMBTU	2,96	6,70
6b	GNC	u\$s/MMBTU	5,36	6,70
6c	Central eléctrica	u\$s/MMBTU	5,36	6,70
6d	Usuarios Industriales	u\$s/MMBTU	4,02	5,03
PRECIOS LIQUIDOS Año 3 y Año 25			2019	2041
7a	Propano Local y Exportación	u\$s/tn	315,99	633,09
7b	Butano Local y Exportación	u\$s/tn	345,39	692,00
7c	Gasolina y Condensado Local	u\$s/m3	67,82	135,89
7d	Gasolina y Condensado Exportación	u\$s/m3	67,82	135,89
RESULTADOS				
8a	VAN al 15%	M u\$s	99	
8b	Tasa (WACC)	%	16,02%	
8c	TIR	%	20,02%	
8d	Repago	Años	6 años y 87 días	
8e	Préstamo (capital) solicitado	M u\$s	134	
8f	Máxima exposición	M u\$s	-384	