



POSGRADO ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Curso 2019 – Versión con procesamiento de
GLP

Integrantes:

Daubian Guillermo

Estrada Diego

SOBRE A:

PROPUESTA TÉCNICA

Licitación Pública Yacimiento

“LA ESPERANZA”

Índice

1 - Introducción	Pág. 3.
2 - Reservas y sus cálculos	Pág. 4.
3 - Mercado local y contexto Internacional	Pág. 12.
4 - Marco institucional y legal	Pág. 23.
5 - Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento	Pág. 25.
6 - Obras de Transporte	Pág. 29.
7 - Costos y Tarifas	Pág. 31.
8 - Aspectos Comerciales y Contractuales	Pág. 32.
9 – Flujo de Caja.....	Pág. 34.
10 – Evaluación de Proyecto.....	Pág. 35.
11 - Análisis de Sensibilidad	Pág. 36.
12 - Resumen de Resultados	Pág. 37.

1 - Introducción

OBJETIVO: Participar en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación de un yacimiento de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado geográficamente en la Cuenca Neuquina.

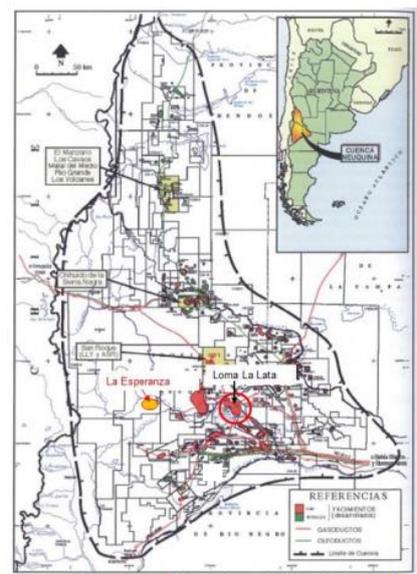
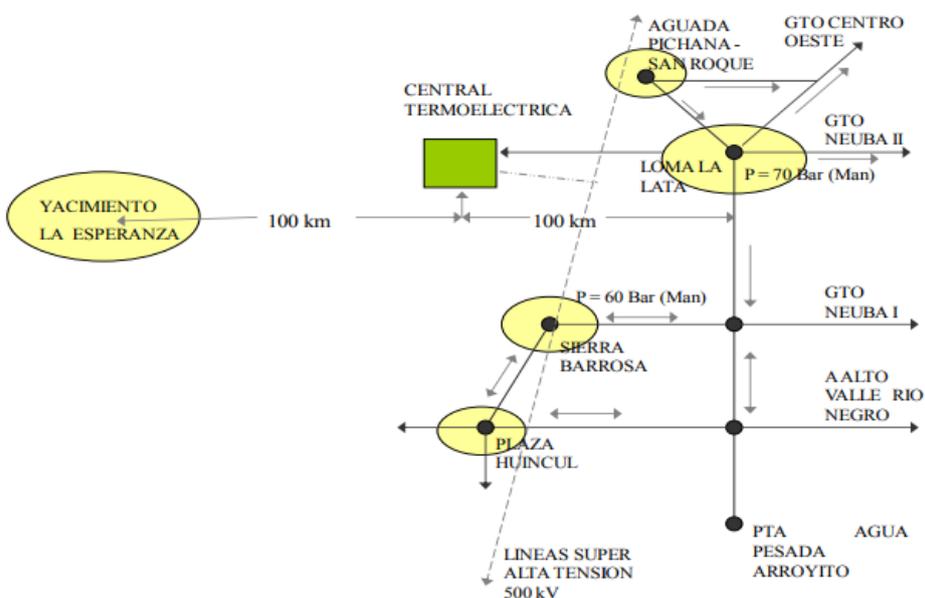


FIGURA N°1: UBICACION DEL YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

Dicho yacimiento se encuentra a unos 200 km de la cabecera de los Gasoductos NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste, y a unos 100 km (en la misma línea) de una Central Termoeléctrica existente. Como puede observarse a continuación:

ESQUEMA



El presente informe detalla las tareas realizadas durante el año 2019 para la elaboración del Trabajo Final Integrador de la Especialización en Economía del Petróleo y Gas Natural.

2 -Reservas - “desarrollado por Guillermo Daubian”.

OBJETIVO: En base a dos escenarios de demanda asumidos, determinar la mejor alternativa para lograr los más altos ingresos al poner en producción un yacimiento de gas con producción de hidrocarburos líquidos (condensado).

Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en la Cuenca Neuquina (Figura 1), localizado a una profundidad promedio de 2.110 metros bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco.

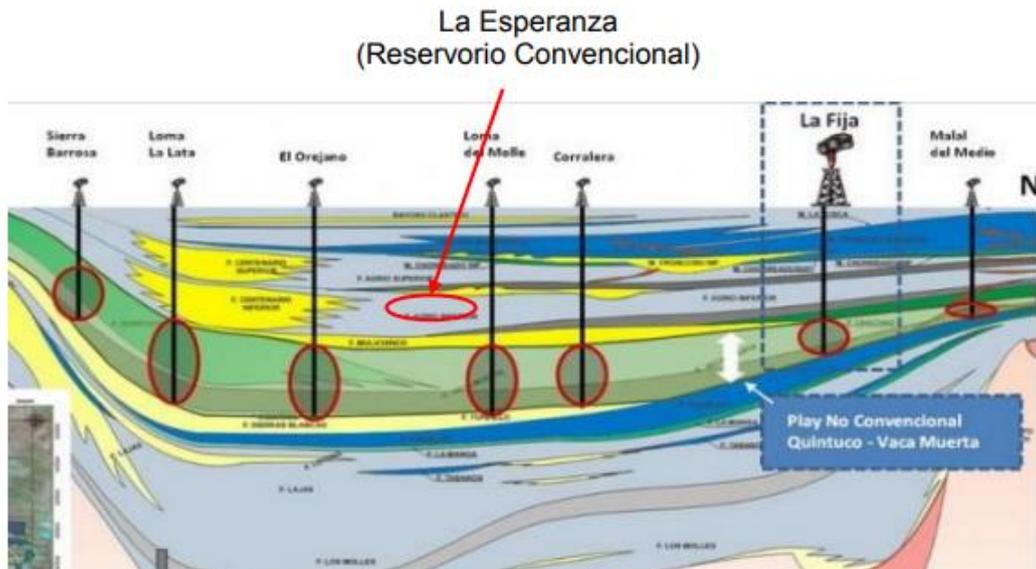


Figura 2. Cuenca Neuquina. Sección norte – sur (zona central)

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y seis (6) perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro (4) de las cuales fueron productivas y dos (2) finalizaron estéril. Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 18.000 Mm³ de gas y 780 km³ de condensado recuperable, con un interesante potencial de producción. Entonces contamos con los siguientes datos de yacimiento

- Volumen de roca, V_R : 1400 Mm³
- Porosidad, ϕ : 12 %
- Saturación de agua irreductible, S_w : 33 %
- Temperatura del Reservorio, T_r : 87 °C = 360 °K
- Presión del Reservorio, P_r : 238 kg/cm²
- Relación Gas-Petróleo (GOR) : 23.000 m³_{gas}/m³_{liq.}
- Temperatura Ambiente, T_a : 15 °C = 288 °K
- Presión Atmosférica, P_a : 1,033 kg/cm²

Factor volumétrico del gas, $B_g = \frac{P_a \cdot T_r \cdot Z_r}{P_r \cdot T_a \cdot Z_a}$

A partir de los anteriores datos, obtenemos un factor volumétrico de gas igual a 0,004922. Este factor representa la relación entre el volumen de gas ocupado en condiciones de reservorio (estándares) y en superficie.

Para la estimación de las reservas volumétricas, según los parámetros del enunciado, se utilizaron las siguientes formulas:

$$G = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

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

Es igual a **22.869 Mm³**

Luego calculamos Z el factor de compresibilidad de los gases es un factor de corrección, que permitirá modelizar el comportamiento de gases reales que se pueden comportar como ideales para condiciones de baja presión y temperatura.

$$G_P = V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot \left(\frac{P_r}{Z_r} - \frac{P_{ab}}{Z_{ab}} \right) \cdot \frac{Z_a \cdot T_a}{P_a \cdot T_r}$$

Realizamos entonces el análisis previsional de la producción de gas. A continuación detallamos una tabla de cálculo del gas "in-situ" y el volumen recuperable de gas.

Pr (kg/cm ²)	Z	Pr/Z (kg/cm ²)	Bg (Factor Volumétrico)	Gas In Situ (Gm ³)	Gas Prod (Gm ³)	Factor de recuperación
238	0,9072	262,34	0,0049	22.868,80	-	
225	0,8999	250,02	0,0052	21.794,37	1.074,43	4,70 %
180	0,8858	203,21	0,0064	17.714,25	5.154,56	22,54 %
110	0,8977	122,53	0,0105	10.681,47	12.187,34	53,29 %
80	0,9155	87,39	0,0148	7.617,54	15.251,26	66,69 %
50	0,9408	53,14	0,0243	4.632,62	18.396,74	79,88 %
15	0,9800	15,31	0,0844	1.334,29	21.695,08	94,21 %
0	1,0000	-	-	-	22.869,80	100,00 %

Presión de Abandono

Gas in Situ y Recuperable:

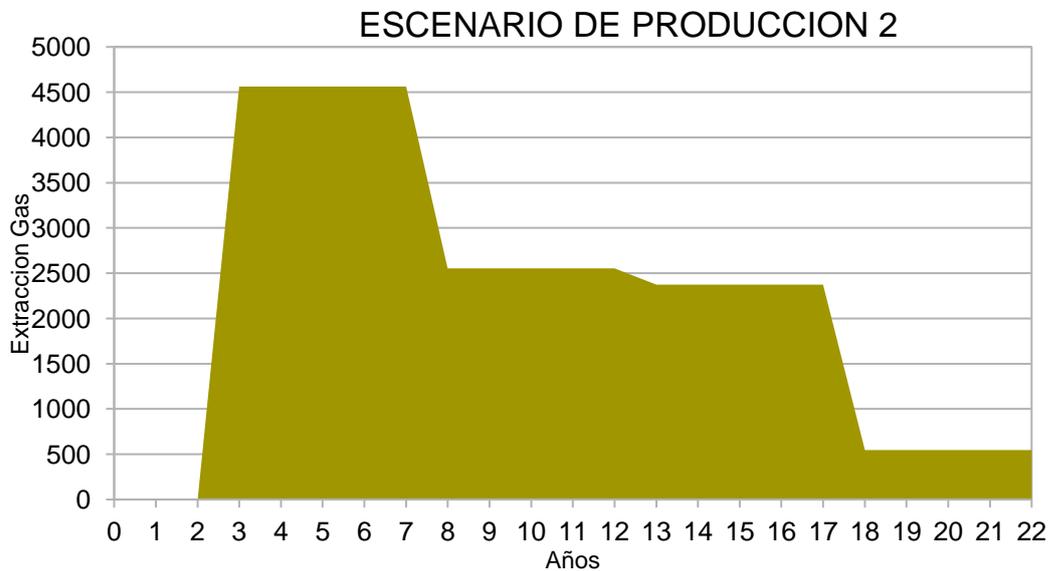
Se puede verificar en la tabla el gas recuperable a medida que la Presión Estática del Reservorio ajustada por un factor de compresibilidad “z” (P_r/z) va disminuyendo, hasta alcanzar el volumen del Gas in Situ. A partir de la misma se puede ver a qué presión de abandono del yacimiento obtenemos un determinado volumen de Gas Recuperable.

Los contratos de venta de gas en el tiempo se decidieron en función de este perfil de producción, existiendo una iteración entre contrato y perfil de producción hasta llegar a este resultado final. Se estima que el yacimiento se abandonará a una presión de 50 kg/cm². De esta manera, el factor de recuperación de reservas para este yacimiento, y bajo los supuestos asumidos, alcanzaría el 80%.

Pronóstico de Producción

Se toma el ejercicio de perforar y extraer lo máximo en los primeros 5 años de producción, alcanzando una extracción de 4,5 MMm³/d. a partir del año 6 se decide bajar la producción hasta alcanzar un plateau de producción constante de unos 2,5 MMm³/d promedio. Luego cae la presión después de 10 años indefectiblemente.

En los últimos años (6) se decide mantener al mínimo los gastos ya que no se repaga la inversión, por lo tanto no se perforan nuevos pozos.



Desarrollo de reservas

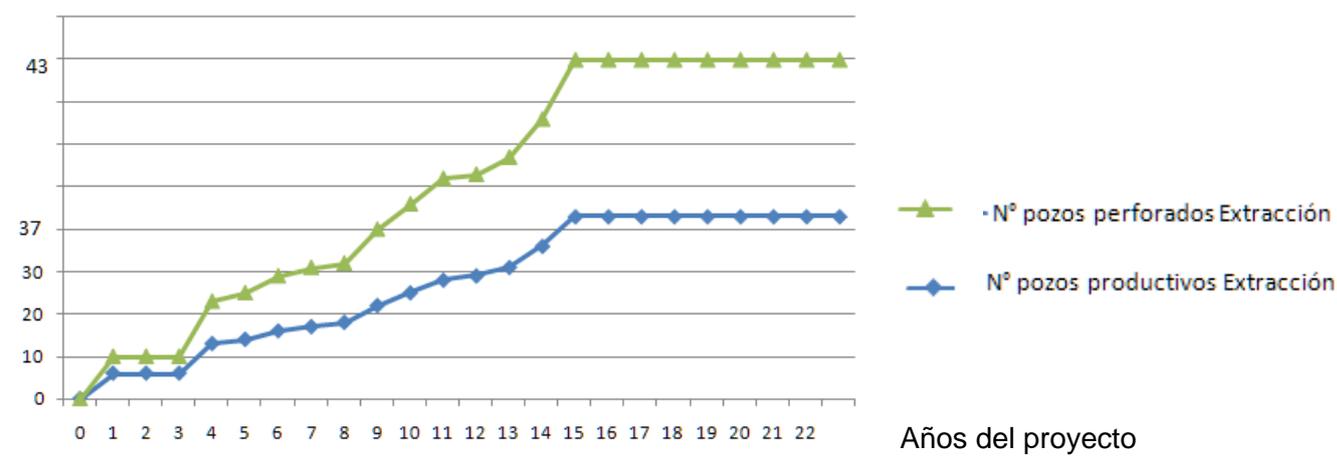
La siguiente etapa consistió en determinar el caudal promedio de producción de los pozos a perforar. Para esto, se trabajó con la metodología de “pozo tipo” con fines simplificados, teniendo en cuenta que, al avanzar la explotación del yacimiento, la

cantidad de gas en el reservorio disminuye y con ella la presión estática en el interior de mismo, por lo que el caudal de extracción de los pozos disminuirá año a año.

Por lo tanto, para mantener la producción, es necesario perforar nuevos pozos o reducirse la presión de extracción en superficie.

Con estos datos se calculan cuántos pozos perforar (43), los cuales apuntan a cumplir con la producción esperada de gas.

Número de pozos perforados



Presión dinámica de fondo

Se utilizó un método iterativo para el cálculo de la presión de fluencia (Pwf) para un determinado caudal depende de un valor de viscosidad del gas que se produce y a su vez este depende de la presión promedio de tubing, que es el promedio entre la presión en cabeza de pozo (PTF) y la Pwf.

Para el cálculo del caudal del pozo tipo se utilizó la ecuación de Fetkovich:

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

Dónde:

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

P_{wf} = Presión dinámica de fondo de pozo

$C = 12^2$

$n = 0,94^2$

Para aplicar la mencionada ecuación, es preciso obtener previamente los valores de P_{ws} para cada año de producción del yacimiento, lo cual se resuelve en forma gráfica al cruzar los valores de Pr/Z con los de P_{ws} . (

Los primero tres años del proyecto no se producen pozos, ya que se están realizando las inversiones para poder captarla en superficie.

A modo de ejemplo, debajo dejamos algunos años ejemplificando los cálculos.

Descenso de presión Pwf
1.00
0.80
0.75
0.70
0.50
0.35
0.20
0.15
0.10
0.00

Pwf a Pws 238 Kg/cm2		2020
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
238.00	238.00	-
	190.40	134,918.1
	178.50	162,056.1
	166.60	187,181.1
	119.00	268,969.8
	83.30	311,744.1
	47.60	339,219.6
	35.70	345,029.1
	23.80	349,174.9
	0.00	352,489.3

Pwf a Pws 238 Kg/cm2		2021
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
238.00	238.00	-
	190.40	134,918.1
	178.50	162,056.1
	166.60	187,181.1
	119.00	268,969.8
	83.30	311,744.1
	47.60	339,219.6
	35.70	345,029.1
	23.80	349,174.9
	0.00	352,489.3

Pwf a Pws 238 Kg/cm2		2022
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
238.00	238.00	-
	190.40	134,918.1
	178.50	162,056.1
	166.60	187,181.1
	119.00	268,969.8
	83.30	311,744.1
	47.60	339,219.6
	35.70	345,029.1
	23.80	349,174.9
	0.00	352,489.3

Pwf a Pws 225 Kg/cm2		2023
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
224.53	224.53	-
	179.63	120,924.6
	168.40	145,247.8
	157.17	167,766.9
	112.27	241,072.6
	78.59	279,410.4
	44.91	304,036.2
	33.68	309,243.1
	22.45	312,958.9
	0.00	315,929.6

Pwf a Pws 215 Kg/cm2		2024
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
215.03	215.03	-
	172.03	111,486.4
	161.28	133,911.2
	150.52	154,672.7
	107.52	222,256.9
	75.26	257,602.4
	43.01	280,306.1
	32.26	285,106.7
	21.50	288,532.5
	0.00	291,271.2

Pwf a Pws 206 Kg/cm2		2025
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
205.54	205.54	-
	164.43	102,408.2
	154.15	123,006.9
	143.88	142,077.8
	102.77	204,158.7
	71.94	236,626.0
	41.11	257,481.0
	30.83	261,890.6
	20.55	265,037.5
	0.00	267,553.2

Pwf a Pws 196 Kg/cm2		2026
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
196.04	196.04	-
	156.83	93,691.8
	147.03	112,537.3
	137.23	129,985.0
	98.02	186,781.9
	68.61	216,485.8
	39.21	235,565.7
	29.41	239,600.0
	19.60	242,479.0
	0.00	244,780.7

Pwf a Pws 187 Kg/cm2		2027
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
186.54	186.54	-
	149.23	85,339.3
	139.90	102,504.8
	130.58	118,397.0
	93.27	170,130.6
	65.29	197,186.5
	37.31	214,565.4
	27.98	218,240.1
	18.65	220,862.5
	0.00	222,958.9

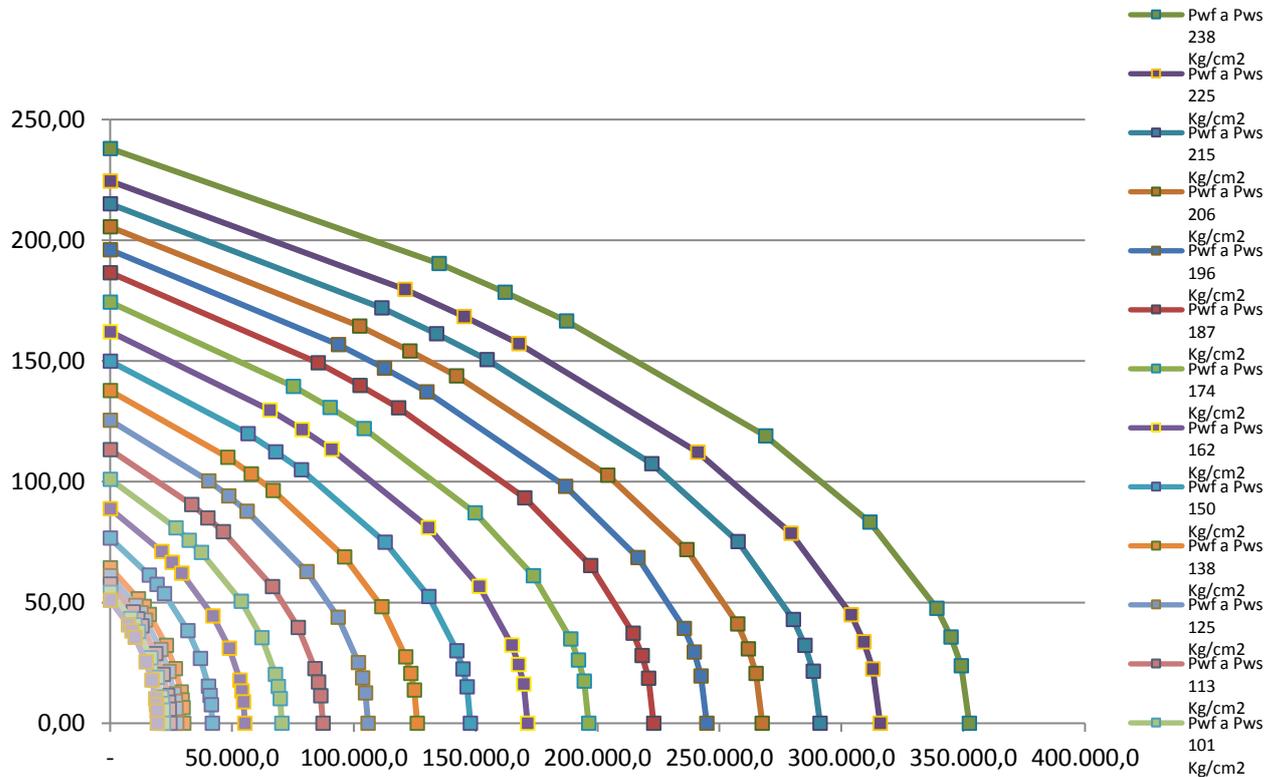
Se puede comparar la caída de la presión de los primeros años con los últimos

Pwf a Pws 54 Kg/cm2		2040
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
54.24	54.24	-
	43.39	8,367.6
	40.68	10,050.7
	37.97	11,609.0
	27.12	16,681.5
	18.98	19,334.4
	10.85	21,038.4
	8.14	21,398.7
	5.42	21,655.9
	0.00	21,861.4

Pwf a Pws 51 Kg/cm2		2041
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
50.85	50.85	-
	40.68	7,411.4
	38.14	8,902.1
	35.59	10,282.3
	25.42	14,775.1
	17.80	17,124.8
	10.17	18,634.1
	7.63	18,953.2
	5.08	19,181.0
	0.00	19,363.0

Pwf a Pws 47 Kg/cm2		2042
Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Q (m ³ /día)
47.46	47.46	-
	37.97	6,509.6
	35.59	7,819.0
	33.22	9,031.2
	23.73	12,977.4
	16.61	15,041.2
	9.49	16,366.9
	7.12	16,647.2
	4.75	16,847.2
	0.00	17,007.1

Curvas IPR del Reservorio

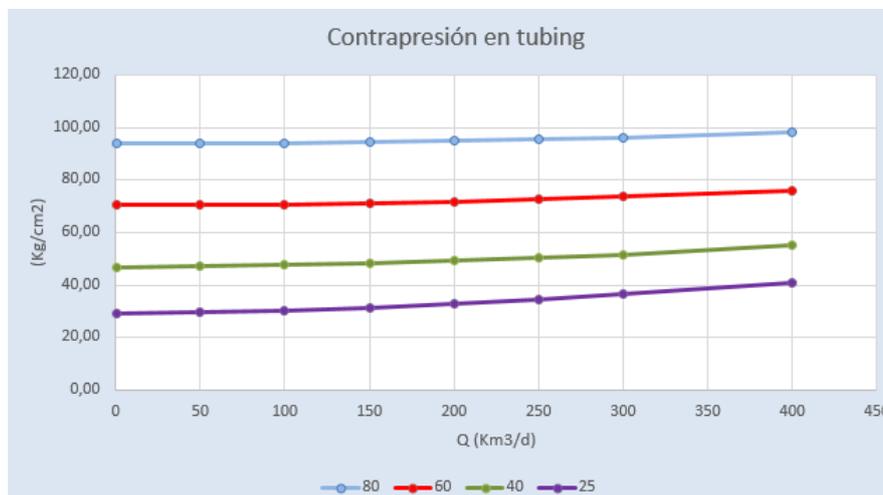


Aplicando la ecuación de Smith

$$Pwf^2 = \frac{(e^s \times Pwf^2) + 6,67 \times 10^{-4} (QT_p Z_p)^2 (e^s - 1) f}{d^5}$$

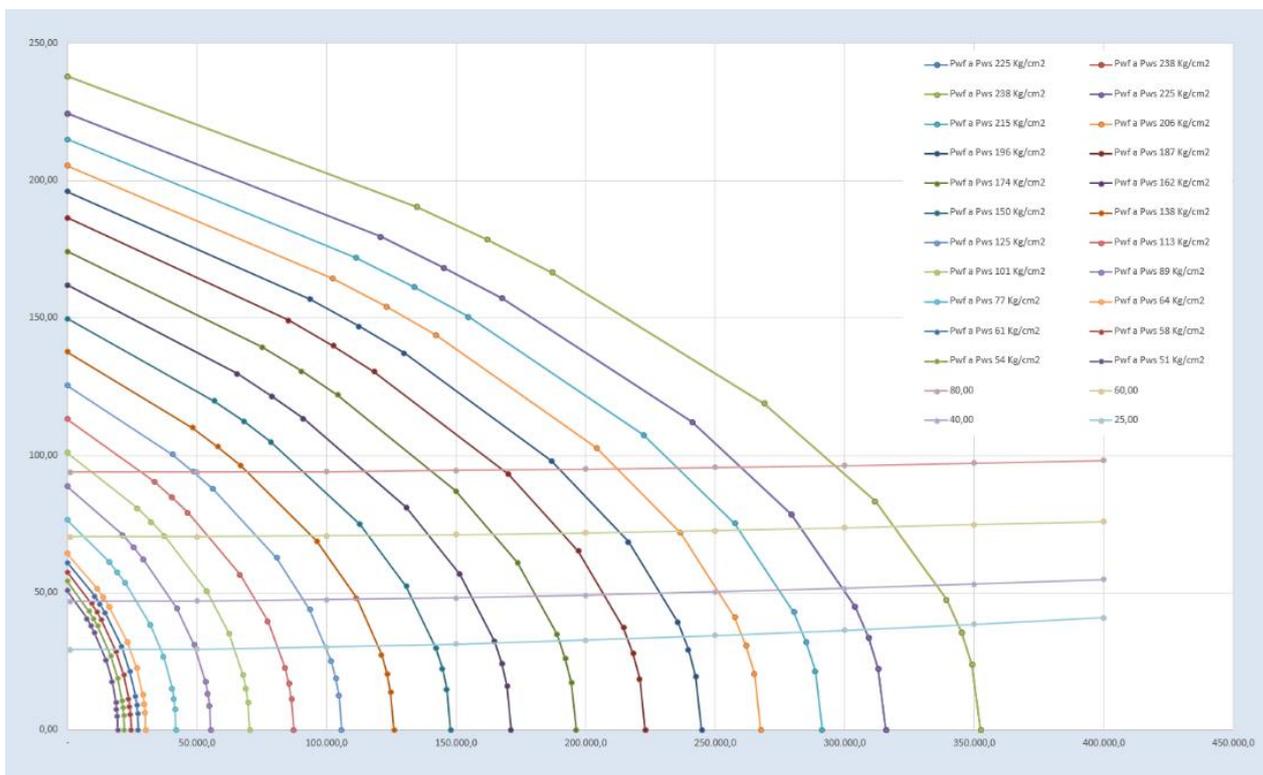
La resolución de esta ecuación requiere de cálculos iterativos, ya que el caudal es función de Pwf, pero a su vez Pwf es función del caudal. Las herramientas de cálculo (MS Excel) ofrecen una solución a este problema mediante el comando "Buscar

Objetivo” que el valor converja. Si se grafica el resultado para los 4 valores de Ptf sugeridos (80, 60, 40 y 25 kg/cm²) se obtienen los resultados expresados en el siguiente gráfico.



Presión dinámica de fondo: Pwf (kg/cm ²)				
Q tubing km ³ /dia	Ptf: kg/cm ² 80	Ptf: kg/cm ² 60	Ptf: kg/cm ² 40	Ptf: kg/cm ² 25
1	93,92	70,44	46,96	29,35
50	93,99	70,54	47,11	29,60
100	94,21	70,83	47,55	30,28
150	94,57	71,30	48,24	31,36
200	95,05	71,94	49,18	32,78
250	95,66	72,74	50,33	34,49
300	96,39	73,69	51,70	36,44
400	98,19	76,02	54,96	40,93

En el punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica en boca de pozo (Ptf), en función del diámetro del tubing considerado. La confección de las curvas de contrapresión del tubing se basa en el cálculo de pérdidas de carga para distintos caudales, es decir, en el cálculo de la presión dinámica de fondo (Pwf), para una Ptf elegida, aplicando la ecuación de Smith.



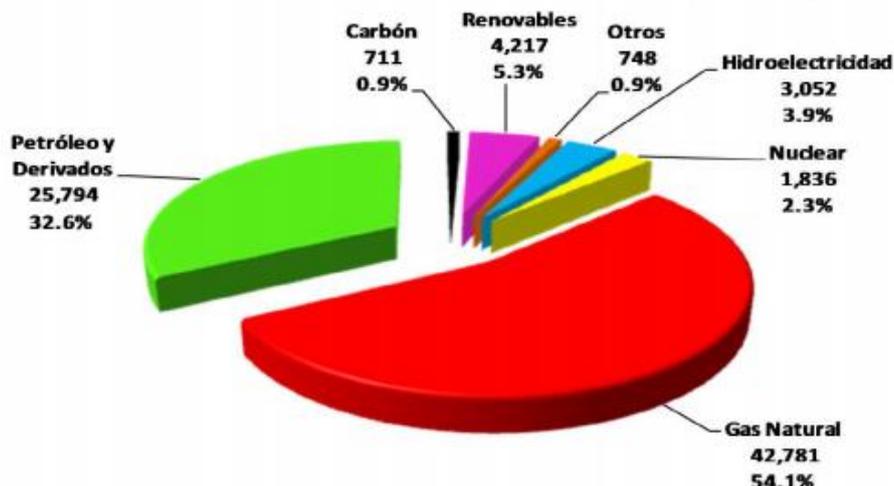
Del gráfico anterior se interpreta que una menor presión dinámica de boca (Pwf) permite producir más gas por pozo, pero esto obliga a su vez a realizar inversiones de compresión en yacimiento para llevar la presión del flujo de gas a la presión de ingreso a la planta de tratamiento. Por lo tanto, estamos frente a un problema que debemos analizar y obtener una solución de compromiso para cada caso en particular. Como regla general se advierte que no suele convenir reducir la presión de boca de pozo en forma anticipada para luego comprimir, sino que debe reducirse únicamente cuando la producción, a la Pwf con la que se esté trabajando, no alcanza para cubrir la producción objetivo.

Entonces el esquema de producción fue planteado para alcanzar a partir del año 3 una producción de unos 4,5 MMm3/d. La perforación de los pozos y la regulación de la presión de boca de pozo fueron programados cada año para mantener ese nivel mientras fuera técnicamente y económica rentable.

3- Mercado Local - “desarrollado por Guillermo Daubian”. Estructura del Mercado Argentino de Gas

La Argentina es un país con un consumo energético orientado a los hidrocarburos. El 88% del consumo energético depende de ellos. El 54% corresponde al gas natural.

CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA (Miles tep)



El sector del upstream (productores de gas y petróleo) se encuentra regulado por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 del año 1967. La misma establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y producción.

Art. 23. — Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada concurso con los máximos siguientes

Plazo básico:	— 1er. período hasta cuatro	(4) años
	— 2do. período hasta tres	(3) años
	— 3er. período hasta dos	(2) años
Período de prórroga:	hasta cinco	(5) años

Art.35. — Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de veinticinco (25) años. YPF y el consorcio del TDF (Total Austral, Pan American Energy y Wintershall Dea) operadores concentran el 70% de la producción de gas natural del país

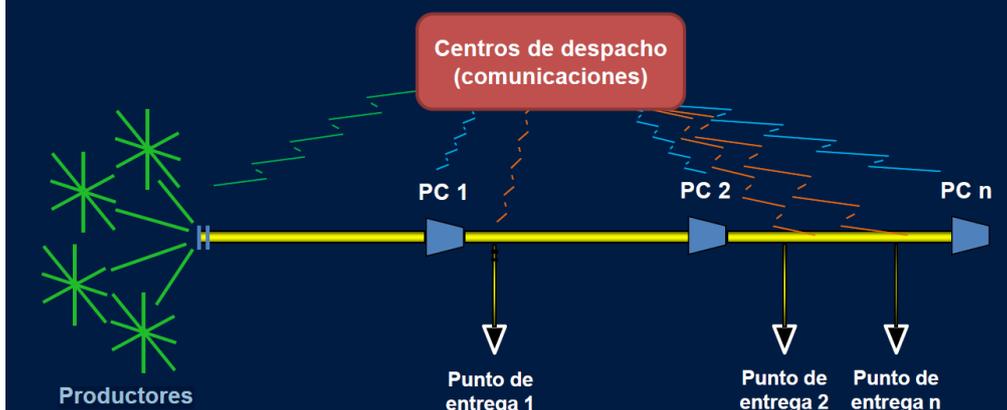


Luego se encuentran las demás, dejamos ejemplos de los productores más relevantes del país



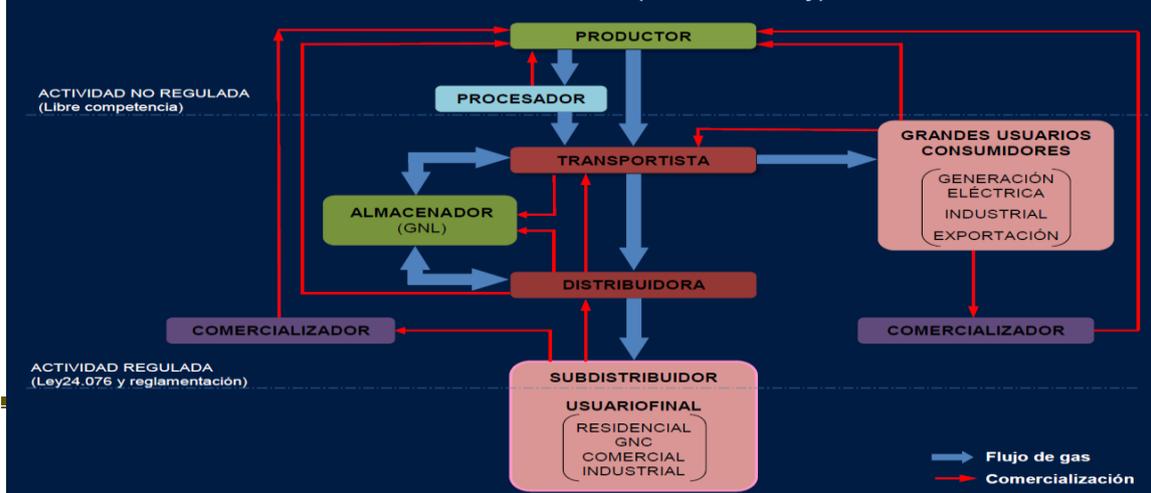
SISTEMA DE DESPACHO DE GAS (cont.)

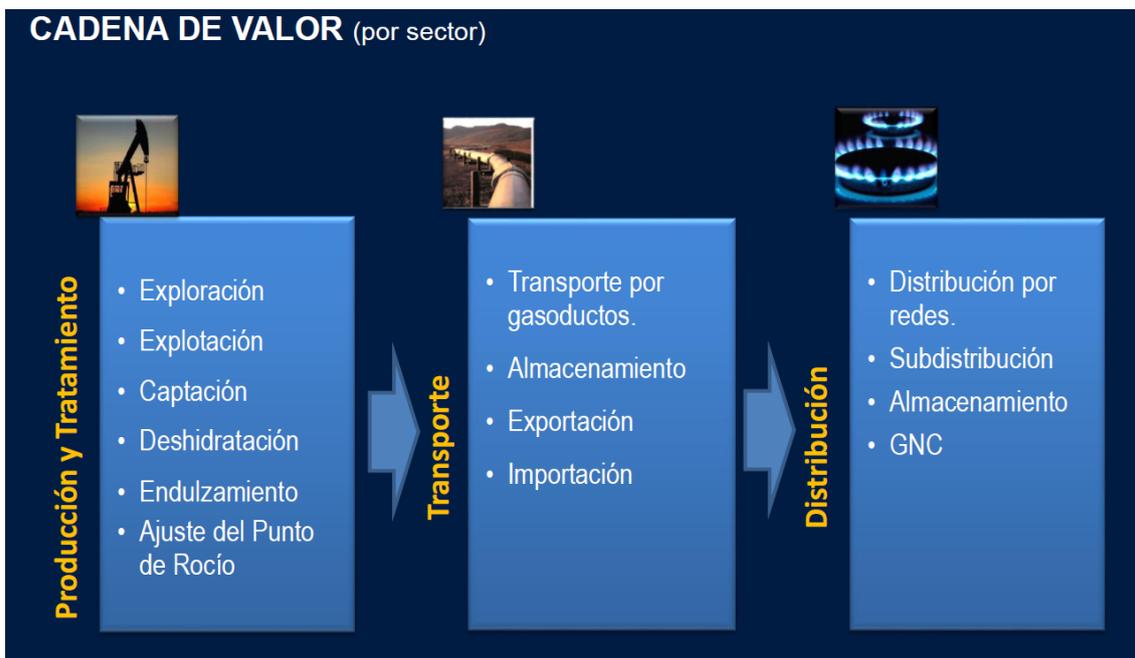
- A modo de privilegiar la transparencia entre los distintos actores, se requieren por lo tanto adecuados medios de comunicación que aseguren la disponibilidad de información redundante para hacer más eficiente el sistema.



La Ley 24.076 de 1992, regula el Transporte y la Distribución de Gas Natural que constituyen un servicio público Nacional, siendo regidos por la Ley 17.319 la producción, captación y tratamiento(Art.1). Como servicio público entendemos toda actividad de la Administración Pública o de terceros que tienda a satisfacer necesidades o intereses de carácter general y requiera el control de la autoridad estatal.

SUJETOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS (art. 9 de la Ley)

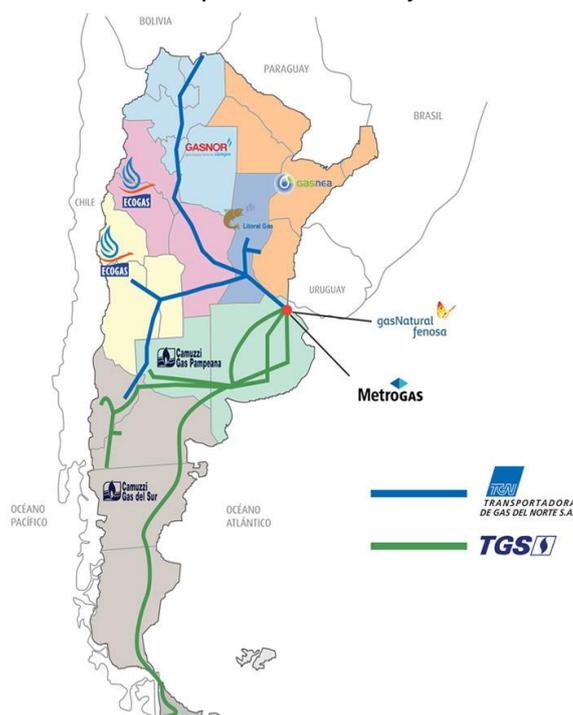




El Transporte y la Distribución de Gas Natural lo realizan personas jurídicas del derecho privado habilitados para tal fin mediante concesión, licencia o permiso (Art.4). Por 35 años, renovables por 10 años más (Art.5 y 6).

* Sistema de Transporte contempla los gasoductos, primordialmente de alta presión, que por medio del Decreto PEN N° 1.189/92 se otorgaron dos Licencias de Transporte a las empresas: Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) y Transportadora de Gas del Norte S.A (TGN).

Gráficamente se puede observar qué zonas maneja cada una de ellas.



TIPOS DE CONTRATOS DE TRANSPORTE DE GAS

"FIRME" o "NO INTERRUMPIBLE" (TF)

- No prevé interrupciones, salvo en casos de emergencia o de Fuerza Mayor.
- Mínimo de 10.000 m³/día durante un plazo no menor a un año
- Se deberá dar aviso al Ente y al Distribuidor de la zona con 6 meses de anticipación

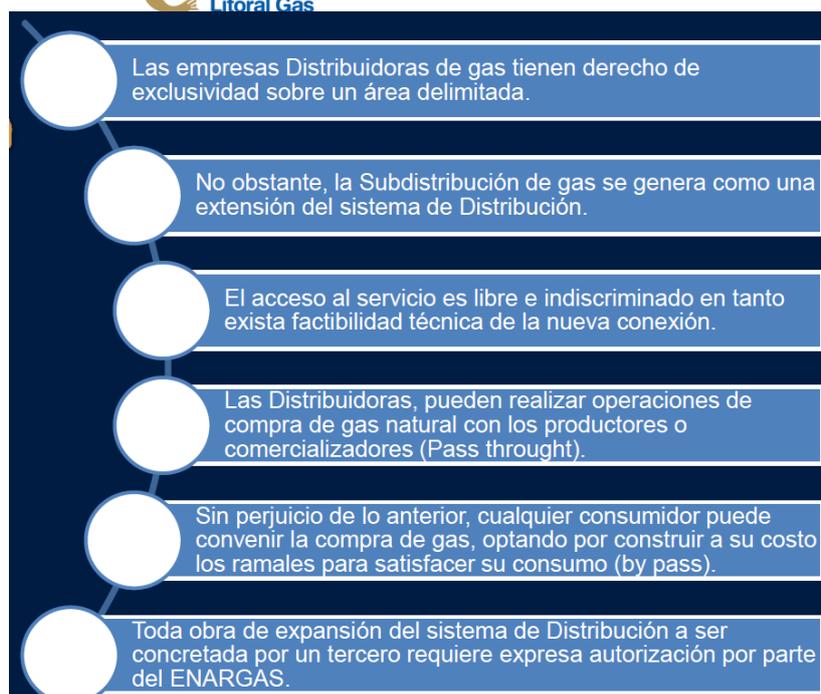
"INTERRUMPIBLE" (TI)

- Permite interrupciones mediante el correspondiente aviso del Transportista al Cargador.
- Mínimo de 3.000.000 de m³ anuales durante un plazo no menor a un año
- Se deberá dar aviso al Ente y al Distribuidor de la zona con 6 meses de anticipación

"INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO" (ED)

- Sujeto a interrupción solamente en el caso de que la capacidad de las instalaciones del Transportista en el(los) Punto(s) de Entrega fuere insuficiente para recibir todas las cantidades ofrecidas.
- Consistirá en:
 1. la recepción de gas del Cargador en el(los) Punto(s) de Recepción
 2. el transporte de gas a través del gasoducto del Transportista;
 3. la entrega de cantidades equivalentes de gas natural por el Transportista al Cargador, en el(los) Punto(s) de Entrega.

* Sistema de Distribución: Nueve compañías se encargan de unir los sistemas de transporte en gasoductos y redes hasta los usuarios o consumidores finales, para el movimiento de Gas.

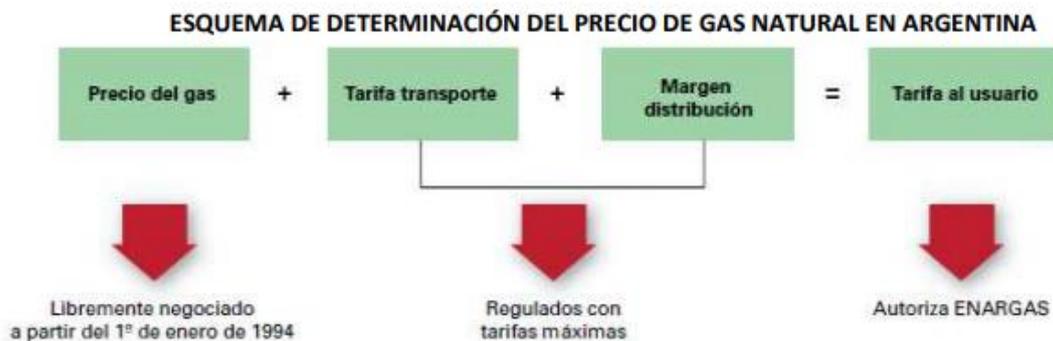


Los anteriores entidades se encuentran regulados por el Ministerio de Energía. (Art.2) con la creación del organismo autárquico ENARGAS, como Autoridad de aplicación de la Ley 24.076, genera normativas técnicas, fiscaliza, resuelve controversias, es asesor y que además aprueba los cuadros tarifarios de gas. Las tarifas reguladas (la RTI) se revisan cada 5 años.

En este sentido, la tarifa de gas será el resultado de la suma de:

1. El precio del gas en el punto de ingreso al Sistema de Transporte;
2. La Tarifa de Transporte;
3. La Tarifa de Distribución.

Las tarifas de Transporte y Distribución incluyen el concepto de *Tarifas Máximas o Price Cup* donde supone la fijación por parte del Ente Regulador de precios máximos por un período de tiempo determinado, a efectos de cubrir los costos ocasionados por la prestación del servicio y otorgar un margen de rentabilidad razonable a cada Licenciataria.



A partir de este esquema, en la actualidad, la variable que establece el precio definitivo que paga cada usuario por el gas puesto en el "punto de consumo" es el precio del gas, precio que está regulado para algunos segmentos de mercado, y es libre (negociado entre partes) para otros.

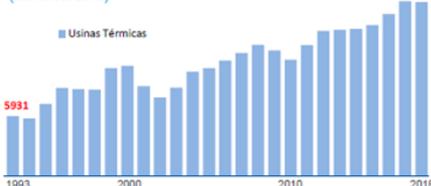
Los Segmentos que intervienen en el mercado Argentino son:

Usuario	Descripción
Residencial	Servicio con medidor de gas para uso doméstico.
Servicio General P (SG-P)	Para uso no doméstico y sin contrato de servicio de gas.
Servicio General G (SG-G)	Para uso no doméstico ni GNC y con contrato de provisión mayor a 1.000 m3/día en al menos un año.
Gran Usuario ID	Para uso no doméstico ni GNC o SDB y con contrato de provisión mayor a 3.000.000 m3 en al menos 12 meses (TI).
Gran Usuario FD	Para uso no doméstico ni GNC o SDB y con contrato de provisión mayor a 10.000 m3/día en al menos 12 meses.
Gran Usuario FT	Para uso no doméstico ni GNC o SDB y con contrato de provisión mayor a 10.000 m3.
Gran Usuario IT	Servicio para clientes conectados al Sistema de Transporte. Para uso no doméstico ni GNC o SDB y con contrato de provisión mayor a 3.000.000 m3 en al menos 12 meses (TI).
SBD (Subdistribuidor)	Servicio para un tercero que opera cañerías de gas conectadas al Sistema de Distribución (TF).
GNC (Gas natural comprimido)	Servicio a un usuario que expende GNC par uso vehicular (TF).
Entidades de bien público	Servicio entidades registradas por el Centro Nacional de Organizaciones de la Comunidad, del consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales y el Ministerio de Desarrollo Social (Resolución 218/16).

Evolución de la Demanda



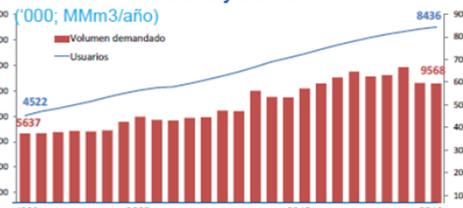
Suministro de gas natural a Usinas
(MMm3/año)



- Mayor segmento en términos de m³ consumido
- El mayor consumo del segmento residencial durante el invierno resulta en una reducción del consumo total de gas ya que las centrales térmicas usan combustibles líquidos como alternativa al gas



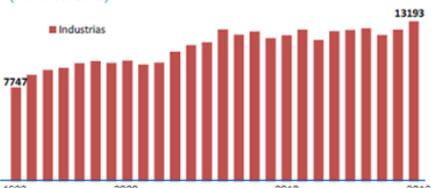
Clientes Residenciales y Consumo
('000; MMm3/año)



- Las tarifas subsidiadas incrementaron el consumo promedio a 1.269 m³ en el periodo 2004 – 2016
- Normalización esperada luego del ajuste tarifario de 2018



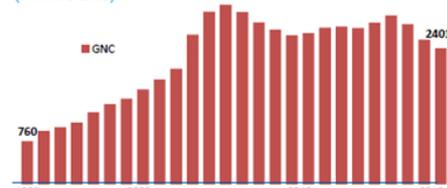
Consumo Industrial
(MMm3/año)



- Crecimiento de un dígito en la última década debido a la incertidumbre sobre la oferta industrial
- Restricciones al suministro de gas en invierno disminuyeron el consumo con demanda insatisfecha en los periodos invernales



Consumo Mensual GNC
(MMm3/año)



- Expansión significativa durante los años 90 y los primeros del 2000
- El consumo retrocedió cuando los precios de los combustibles líquidos fueron mantenidos artificialmente bajos

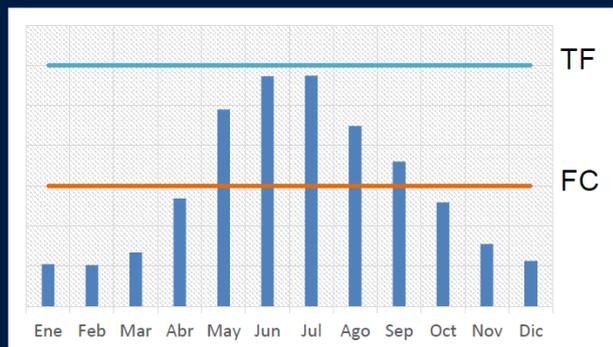
Segmento Residencial, el segmento tienen sus precios regulados por el ENARGAS, el segmento Generación está regulado por el Ministerio de Minería e Industria, el ENRE y el Ministerio de Energía. Mientras que el segmento Industrial tiene sus precios libres.

FACTOR DE CARGA

- Para un determinado período de tiempo el porcentaje de utilización del sistema sobre la capacidad máxima contratada, a esta relación se la denomina Factor de Carga (FC) y es reconocido por la regulación para ajustar el valor de la tarifa en el margen de distribución.

$$FC = \frac{\text{Consumo promedio}}{\text{Consumo máximo}}$$

Factor de carga por categoría	
R	35 %
P	50 %
SDB	75 %
FT-FD-IT-ID-GNC	100 %



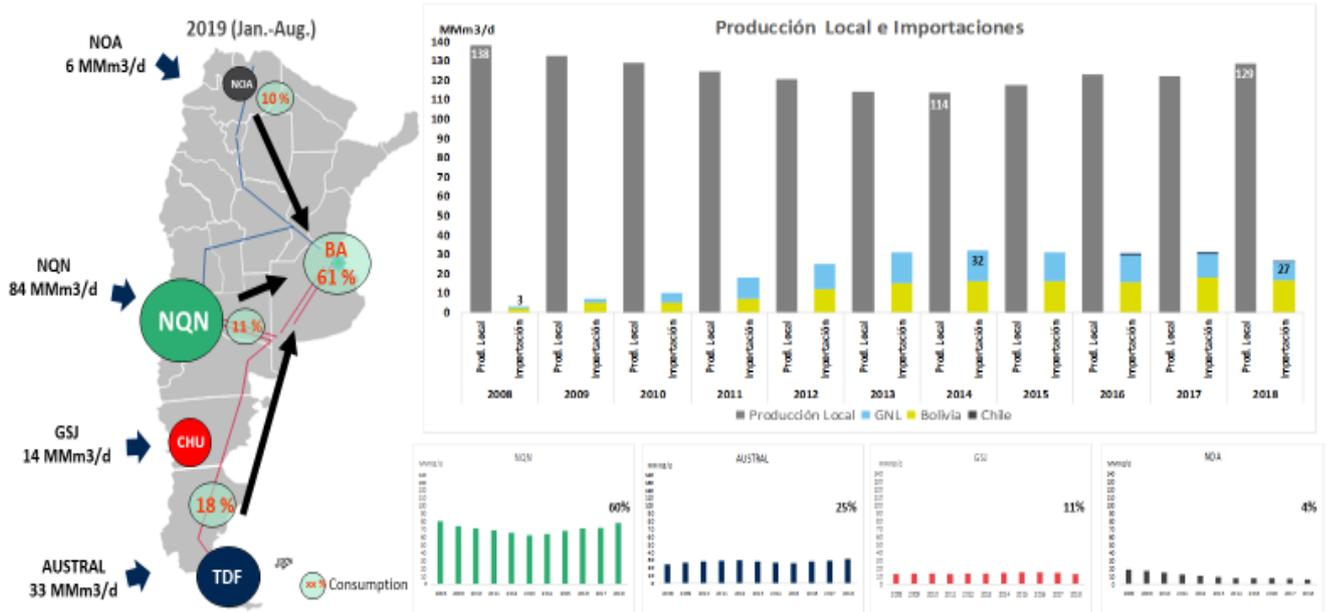
Producción e Importaciones mercado Local

Los yacimientos productores se localizan en 4 cuencas principales: Neuquina, Austral, Golfo de San Jorge y Noroeste.



ARGENTINA GAS PRODUCTION

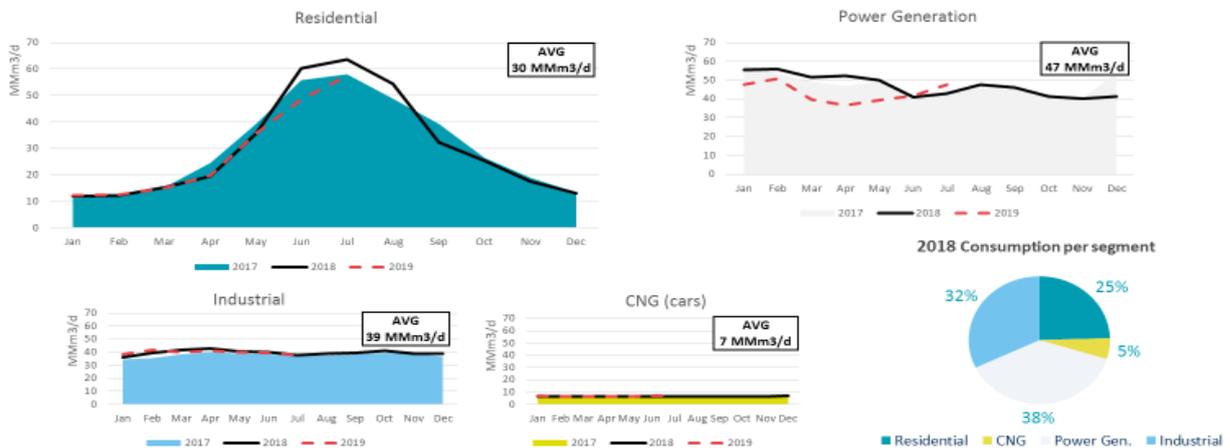
DOMESTIC GAS PRODUCTION INCREASED DUE TO UNCONVENTIONAL GAS DEVELOPMENTS IN NEUQUEN BASIN



Composición del consumo Residencial en Argentina



ARGENTINA GAS CONSUMPTION GAS MARKET EXHIBITS STRONG SEASONALITY DUE TO RESIDENTIAL CONSUMPTION



Source: ENARGAS

LUNCH & LEARN NOV, 2019
5

Del lado de la demanda, o consumidores finales, podemos identificar distintos segmentos de mercado bien diferenciados por sus hábitos de consumo, tanto a lo largo del día como durante las distintas épocas del año. Estos son los consumos residenciales (destinados a satisfacer las necesidades de alimentación, agua caliente y calefacción), consumos comerciales (destinados a la atención al público, como ser bares, restaurantes, clubes, centros comerciales, hospitales, etcétera), consumos industriales (destinados a la elaboración de productos manufacturados), consumo para generación de energía eléctrica y consumo vehicular (GNC).

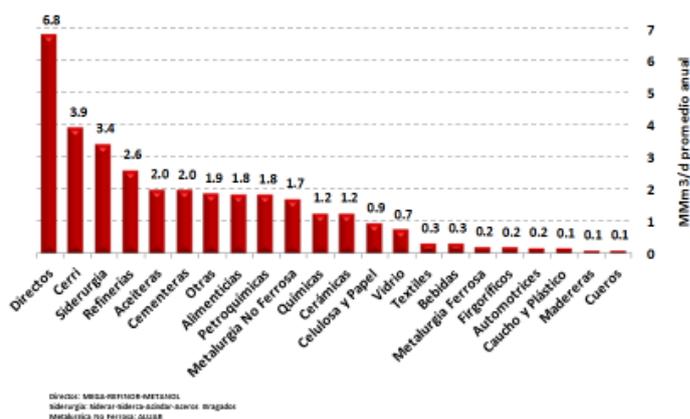
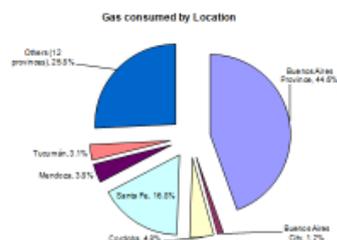
Es necesario expresar que la demanda de gas natural tiene particularidades, con consumos significativamente variables a lo largo del día y en las distintas épocas del año (invierno, primavera, verano y otoño) e inclusive la comercial vinculada al turismo y la industrial estacional (que está ligada a la cosecha).

Composición del consumo Industrial



ARGENTINA INDUSTRIAL CONSUMPTION

- Industry gas demand highly correlated with economic cycle
- Main industries: steel, metallurgy, petrochemical, iron, cement, distillery and chemicals
- Industrial demand flat, though suffering large gas supply restrictions under previous administration, to cover residential demand
- Gas demand concentrated in intensive gas industries (~20 industries account for 2/3 of gas consumption)



Source: ENARGAS

LUNCH & LEARN NOV, 2019

Perspectivas futuras del Mercado Argentino del Gas Natural

Actualmente, el consumo de gas natural en Argentina ronda los 135 Mm³/d, de los cuales 119 Mm³/d (88%) son de producción local y 16 Mm³/d (12%) son importados, ya sea vía gasoducto de Bolivia o como LNG desde las terminales de Bahía Blanca y Escobar. Este déficit de producción respecto al consumo se viene acentuando en los últimos años, y más allá de la desinversiones, la situación de declinación en la oferta y aumento del consumo no será sencillamente modificable en el corto o mediano plazo. La perspectiva mencionada es positiva para el desarrollo del yacimiento “La Esperanza”, ya que minimiza riesgos de comercialización de los volúmenes a producir, permitiendo trabajar todo el año de acuerdo con las curvas normales de consumo y vendiendo el gas excedente al mercado spot.

Pasadas las elecciones presidenciales con el cambio de mando, posible que el Gobierno llame a una mesa de negociación para reducir precios de combustibles y petróleo interno en acuerdos explícitos trimestrales, descartando un mercado libre que tampoco es posible ofrecer en gas natural y menos aún en el mercado laboral. Consideramos que los mercados continuarán siendo administrados y regulados, y de a poco se tenderá a mercados con desregulados. De modo tal que la política de crecimiento gradual de precios de gas natural aliente la inversión, no fomentada durante décadas. Es notable el daño provocado por políticas equivocadas que no solucionan la inflación y en el Sector Energético, requerirán seguramente un trabajo conjunto de inversores, Gobierno, dirigentes políticos y consumidores.

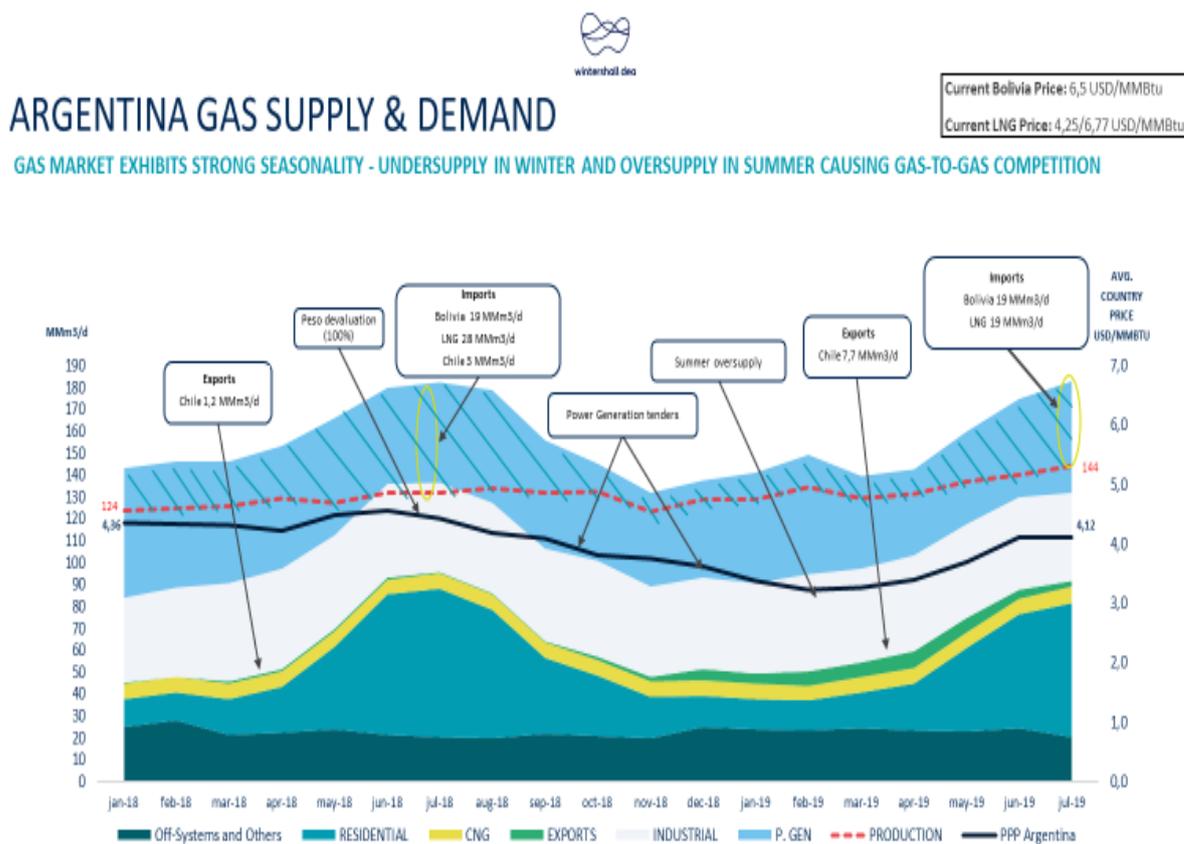
Creemos que el Gobierno y el Ministro de Energía y Minería y su grupo de colaboradores contarán con respaldo y apoyo de los diferentes actores. Existe predisposición favorable y un diagnóstico realista de las dificultades objetivas para

normalizar las condiciones sectoriales. De acuerdo con nuestra información, el Presidente comprende la importancia del Sector Energético en el conjunto de la economía, y su gabinete económico lo comprenderá a poco que analice la situación, ya que de poco servirá una devaluación si no se logra aumentar la inversión y producción energética, que acompañe el crecimiento de la demanda.

La productividad de petróleo y gas se condice con una explotación intensiva. Se requiere inversión continua, nuevas empresas y técnicas. Se requieren políticas de largo plazo y mejores precios.

Además no nos olvidemos el impacto que tendrá en la extracción de gas el producto del gas no convencional.

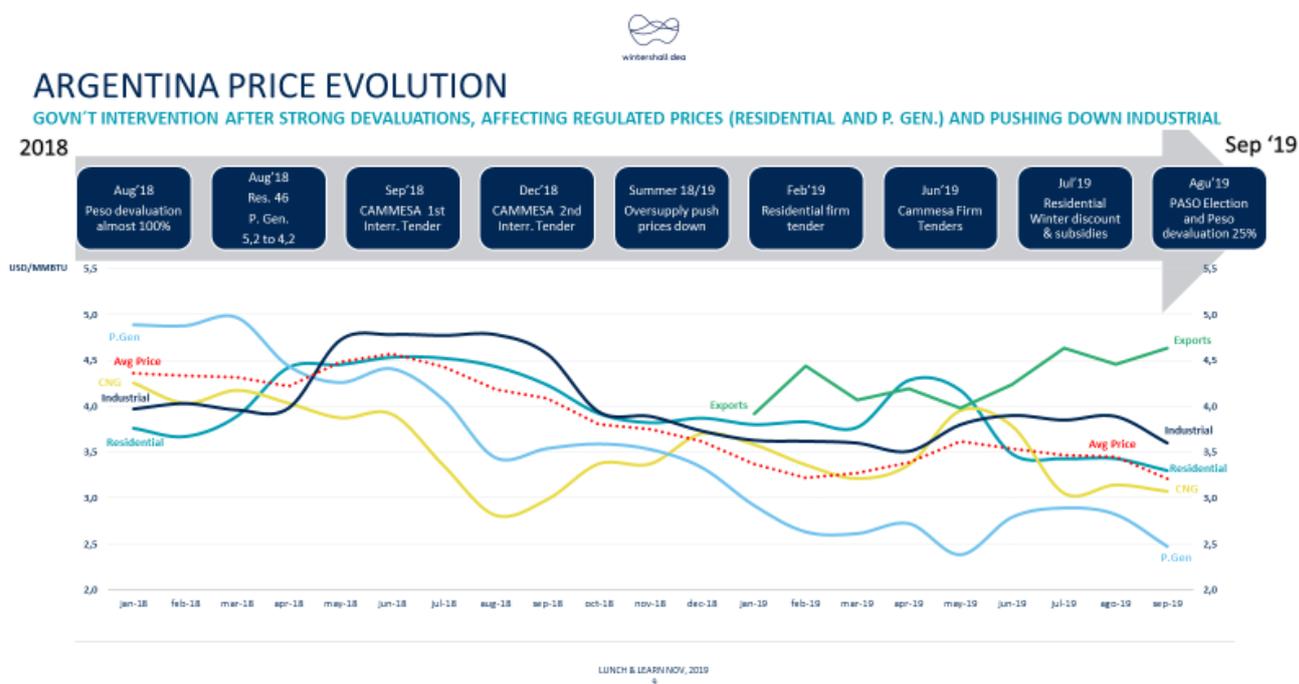
Demanda Argentina año 2018-2019. Importación y Exportación.



Avg. Price Argentina Source: Secretariade Energia (SE)

MARKETING & SALES 5 NOV, 2019

Evolución del precio en Argentina. Año 2018-2019



Mercado Internacional:

Tras muchos años de baja en el precio internacional del barril de crudo Brent ha afectado y estimamos que continuará afectando, la actividad prevista para la industria petrolera en el mundo, fundamentalmente en término de inversiones esperadas en el sector.

Recordemos que estamos frente a tensiones geopolíticas entre Estados Unidos otros países tales como Rusia y Oriente Medio, lo cual aumentan la incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las economías desarrolladas y emergentes.

4 - Marco Institucional y Legal - “desarrollado por Guillermo Daubian”.

El marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera de nuestro país se compone de varias leyes, resoluciones y decretos de muchos años.

A continuación enunciaremos un breve detalle de cada una de las normas vigentes que hoy. En la última década se caracterizó por la intervención de la Administración Pública en la industria, a través de la aplicación de marcos regulatorios restrictivos y la regulación de precios en el sector residencial, volviendo poco atractiva la inversión.

Año 2012: En un contexto mundial de precios altos de petróleo y a nivel local con YPF ya nacionalizada, la Administración reconoce la necesidad de generar incentivos para reducir la brecha entre producción y consumo de gas natural, incrementar la producción de gas natural para poder reducir las importaciones, estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos para aumentar el horizonte de reservas, para así poder garantizar el autoabastecimiento energético del país en el mediano y largo plazo.

Año 2013: A través de las Resolución NO 1/2013 y NO 3/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones se crea e implementa el Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (en adelante "Plan Gas"), que tiene vigencia a partir de diciembre 2012 hasta diciembre 2017. Esto consistía en la presentación de Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural por parte de las empresas productoras donde asumen la obligación de aumentar la Inyección Total de Gas Natural y se comprometen a cumplir con inversiones de exploración y explotación adicionales a las previstas como contrapartida de que se les asegure un Precio Base (máximo) por la inyección Base Ajustada fijada y un Precio Excedente de 7,50 USD/MMBTU por la Inyección Excedente.

Recordemos que este año se batió el record de importación energético.

Año 2014: A través de la Resolución NO 226/SEC/2014 se incrementan los precios de Gas Natural del sector residencial con el fin de atenuar la demanda del segmento y reducir el costo de los Subsidios.

Año 2015: Con la nueva Administración hay un cambio de paradigma donde se empieza a Instalar ya no la necesidad del autoabastecimiento sino la necesidad de garantizar el abastecimiento sobre la base de una política de subsidio cero.

Año 2016: Audiencia pública de septiembre, aumento de precios de GN para el segmento Residencial, GNC y Usinas Térmicas a partir de abril 2016 - Res. 28 / Res. 99 / Res. 129. Asimismo a través de la Res MEyM 74/1 6 Crea el "Programa de estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural: Para aquellas empresas que no sean beneficiarias de las Res 1/13 y 60/13, cobrarán la diferencia entre el precio de venta real y 7,50 U\$S/MMBTU por el volumen de los nuevos proyectos (Tight gas o Shale gas, Yacimientos posteriores al 2013). No podrán presentarse nuevos proyectos

de Gas Plus. Se emite también, la Res MEyM 89/1 6: -Abastecimiento demanda prioritaria": Establece los volúmenes de GN que podrán solicitar las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Volúmenes superiores los definirá el comité de emergencia (ENARGAS)

Año 2017: La Ley 26.197 reglamentó que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional siendo este dueño de los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las 12 millas marinas hasta el límite exterior de la plataforma continental. Y pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de 12 millas marinas.

Res MEyM 46 E/2017: Crea el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales": Solo para Producción Tight gas o Shale gas en la cuenca Neuquina.

Compensación: diferencia entre el Precio mínimo y el Precio promedio ponderado por el volumen total de ventas de cada empresa al mercado interno, incluyendo gas convencional y no convencional.

Precios mínimos:

2018: 7,50 U\$/MMBtu

2019: 7,00 U\$/MMBtu

2020: 6,50 U\$/MMBtu

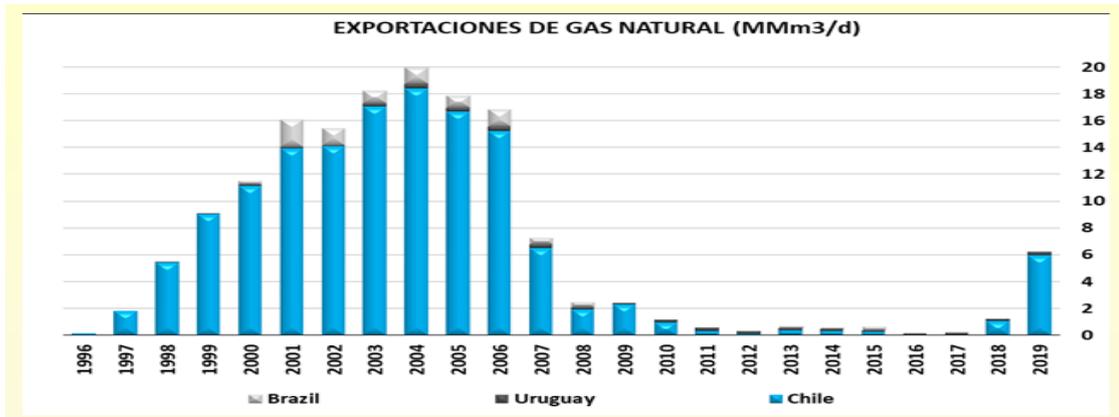
2021: 6,00 U\$/MMBtu

Comienzo anticipado para Plan Gas II (mismo precio que año 2018)

Año 2018: Cambio de Ministro de Energía y cambio en la estructura jerárquica del Ente. Regresa a ser una secretaria en el ámbito del Ministerio de Economía.

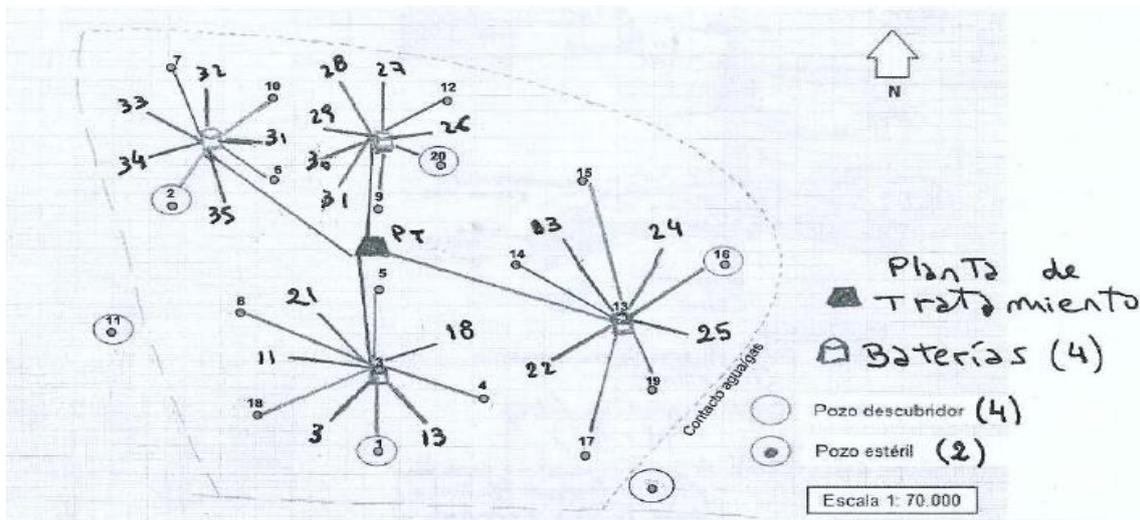
Año 2019: Luego de más de una década, la Argentina volverá a exportar gas natural. Las exportaciones se habían suspendido en 2007 por un déficit en el mercado interno. Las estimaciones preliminares para las exportaciones a Chile son de hasta 10 millones de metros cúbicos por día durante 2019 y hasta 30 millones de metros cúbicos por día en 2022.

A Brasil se venderán 159 millones de metros cúbicos, que provendrán de las áreas San Roque y Aguada Pichana Este, de la cuenca neuquina.



5 - Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento - “desarrollado por Diego Estrada”.

Mapa de Facilities:



Baterías de Captación:

Datos			
Año	Nro de Pozos	Nuevos pozos	Q [m3/día]
2020	0		0
2021	0		0
2022	0		0
2023	10		260.000
2024	11	1	234.000
2025	13	2	210.000
2026	14	1	184.000
2027	15	0	207.000
2028	18	4	184.000
2029	21	3	160.000
2030	24	3	137.000
2031	25	0	152.000
2032	26	2	130.000
2033	31	5	110.000
2034	37	6	91.000
2035	37	0	74.000
2036	37	0	82.000
2037	37	0	68.000
2038	37	0	52.000
2039	37	0	40.000
2040	37	0	28.000
2041	37	0	24.000
2042	37	0	20.000

Se instalarán 4 baterías de separación primaria, la batería 1 reportará un máximo de 10 pozos y el resto de las baterías con un máximo de 9 pozos. La batería 1 es la que genera el máximo caudal de producción en el año 2029. Pero si sumamos el total de las 4 baterías el máximo diario es en el año 2031.

Control de Caudal máximo en separadores					
Batería 1	Batería 2	Batería 3:	Batería 4:	Total diario	Total Anual
0	0	0	0		
0	0	0	0		
0	0	0	0		
780.000	780.000	520.000	520.000	2,60	949
702.000	702.000	702.000	468.000	2,57	940
840.000	630.000	630.000	630.000	2,73	996
736.000	736.000	552.000	552.000	2,58	940
828.000	828.000	621.000	621.000	2,90	1.058
920.000	920.000	736.000	736.000	3,31	1.209
960.000	800.000	800.000	800.000	3,36	1.226

822.000	822.000	822.000	822.000	3,29	1.200
912.000	912.000	912.000	912.000	3,65	1.332
910.000	910.000	780.000	780.000	3,38	1.234
880.000	880.000	770.000	770.000	3,30	1.205
910.000	819.000	819.000	819.000	3,37	1.229
740.000	666.000	666.000	666.000	2,74	999
820.000	738.000	738.000	738.000	3,03	1.107
680.000	612.000	612.000	612.000	2,52	918
520.000	468.000	468.000	468.000	1,92	702
400.000	360.000	360.000	360.000	1,48	540
280.000	252.000	252.000	252.000	1,04	378
240.000	216.000	216.000	216.000	0,89	324
200.000	180.000	180.000	180.000	0,74	270

Acondicionamiento:

Es decir puesta en especificación de lo extraído. A partir de una muestra tomada de los tanques se caracteriza al gas y a los condensados.

Características del Gas Natural Crudo

Separación primaria

COMPONENTE	Gas Crudo	Recup. CO2	Gas Endulzado		PCS GR
	% MOLAR		m3/100m3	% MOLAR f	[Kcal/m3]
Metano	90,97		90,97	91,52	9.008,70
Etano	4,47		4,47	4,50	15.785,40
Propano	1,25		1,25	1,26	22.444,20
I-Butano	0,31		0,31	0,31	29.004,90
N-Butano	0,34		0,34	0,34	29.098,10
I-Pentano	0,09		0,09	0,09	35.685,10
N-Pentano	0,07		0,07	0,07	35.756,80
Hexanos	0,04		0,04	0,04	42.420,30
Heptanos y superiores	0,01		0,01	0,01	49.079,00
Nitrógeno	1,7		1,7	1,71	0,00
Dióxido de Carbono	0,75	0,6	0,15	0,15	0,00
	100		99,4	100	9.506,28

PCS del Gas Natural Crudo sin CO2

Poder calorífico

COMPONENTE	Gas Endulzado	Gas Residual		PCS GR
	% MOLAR i	m3/100m3	% MOLAR f	[Kcal/m3]
Metano	91,52	91,52	93,35	9.008,70
Etano	4,50	4,50	4,59	15.785,40
Propano	1,26	0,15	0,15	22.444,20
I-Butano	0,31	0,00	0,00	29.004,90
N-Butano	0,34	0,00	0,00	29.098,10
I-Pentano	0,09	0,00	0,00	35.685,10
N-Pentano	0,07	0,00	0,00	35.756,80
Hexanos	0,04	0,00	0,00	42.420,30
Heptanos y superiores	0,01	0,00	0,00	49.079,00
Nitrógeno	1,71	1,71	1,74	0,00
Dióxido de Carbono	0,15	0,15	0,15	0,00
	100	98,03	100	9.170,51

PCS del Gas Natural con Recuperación de GLP

Especificaciones Gas Natural			
	Valor Límite	Valor	Especificación
CO2 [%molar]	2,00	0,15	OK
Inertes [%molar]	4,00	1,90	OK
PCS mín [kcal/m3]	8.850,00	9.170,51	OK
PCS máx [kcal/m3]	10.200,00	9.170,51	OK

Productos

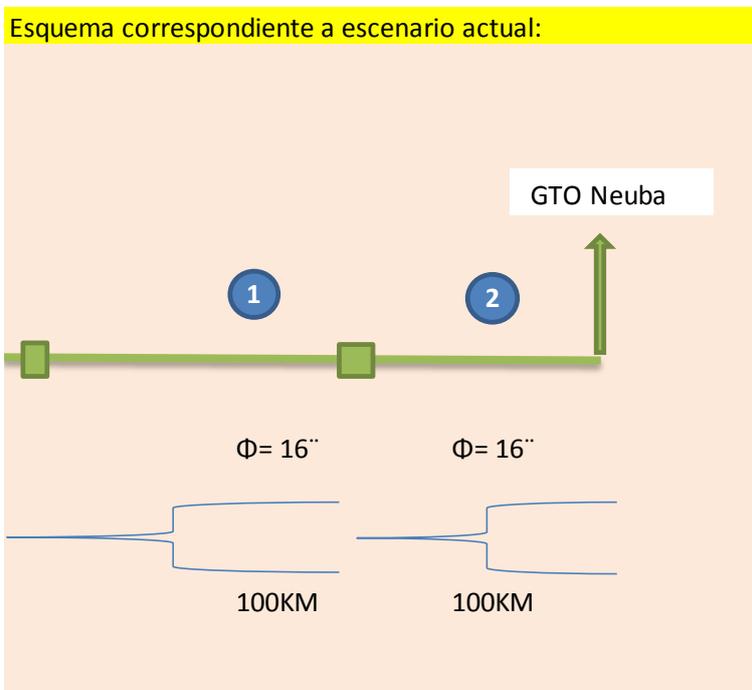
COMPONENTE	Producto m3/100m3	Densidad [Kg/m3] y relación G/L	Kg/100m3 y lts/100m3	
Metano	0			
Etano	0,0000		0,00	
Propano	1,1000	1,8989	2,09	[kg/100m3]
I-Butano	0,3054	2,5394	0,78	[kg/100m3]
N-Butano	0,3383	2,5473	0,86	[kg/100m3]
I-Pentano	0,0900	194	0,46	[lts/100m3]
N-Pentano	0,0700	193,8	0,36	[lts/100m3]
Hexanos	0,0400	166,3	0,24	[lts/100m3]
Heptanos y superiores	0,0100	140,6	0,07	[lts/100m3]
Nitrógeno				
Dióxido de Carbono				
	1,95		4,86	

Resumen Recuperación de GLP

Producto	Cantidad	P.C.S.	Volumen Equiv. m3 de 9300 Kcal
Gas Crudo [Sm3]	1.000.000	9.506	1.022.181
Gas Residual [m3/Mm3]	980.346	9.171	966.696
Propano [kg/Mm3]	20.888	12.034	27.029
Butanos [kg/Mm3]	16.372	11.823	20.813
Gasolina [lts/Mm3]	11.368	7.065	8.635
		Retenido en pta	56.478
			5,53 %

El perfil de producción de gas natural obtenido a partir de la determinación de un volumen objetivo de gas y en función de las ventas proyectadas. Se determinan, entre otras cosas, la cantidad de pozos a perforar, las instalaciones de superficie, los volúmenes de hidrocarburos condensables a obtener y el lay-out del yacimiento.

6- Obras de Transporte - “desarrollado por Diego Estrada”.



Esquema de gasoductos 1 y 2

2 plantas compresoras									
DIMENSIONAMIENTO:									
Primer Trayecto (100km)									
RC	MAPO	P _{mín}	ΔP	Q	KP	KP aprox	L	D	
1,2	96	80,0	53,07	3.211	60,5	79,3	100,0	16	
1,25	96	76,8	57,60	3.211	55,8	79,3	100,0	16	
1,3	96	73,8	61,34	3.211	52,4	79,3	100,0	16	
1,35	96	71,1	64,49	3.211	49,8	79,3	100,0	16	
1,4	96	68,6	67,19	3.211	47,8	79,3	100,0	16	
1,45	96	66,2	69,52	3.211	46,2	79,3	100,0	16	
1,5	96	64,0	71,55	3.211	44,9	79,3	100,0	16	
1,55	96	61,9	73,35	3.211	43,8	79,3	100,0	16	
1,6	96	60,0	74,94	3.211	42,9	79,3	100,0	16	

Segundo Trayecto (100km)									
RC	MAPO	P _{mín}	ΔP	Q	KP	KP aprox	L	D	
1,2	96	80,0	53,07	3.211	60,5	79,3	100,0	16	
1,25	96	76,8	57,60	3.211	55,8	79,3	100,0	16	
1,3	96	73,8	61,34	3.211	52,4	79,3	100,0	16	
1,35	96	71,1	64,49	3.211	49,8	79,3	100,0	16	
1,4	96	68,6	67,19	3.211	47,8	79,3	100,0	16	
1,45	96	66,2	69,52	3.211	46,2	79,3	100,0	16	
1,5	96	64,0	71,55	3.211	44,9	79,3	100,0	16	
1,55	96	61,9	73,35	3.211	43,8	79,3	100,0	16	
1,6	96	60,0	74,94	3.211	42,9	79,3	100,0	16	

POTENCIA DE COMPRESIÓN PRIMER TRAYECTO :

RC	Krc	Q	P(HP)		
1,2	314	3,211	1008,32		
1,3	456	3,211	1464,32		
1,366197183	589	3,211	1891,41	2 x 1600	Saturno
1,5	715	3,211	2296,02		
1,6	835	3,211	2681,37		

POTENCIA DE COMPRESIÓN SEGUNDO TRAYECTO :

RC	Krc	Q	P(HP)		
1,2	314	3,211	1008,32		
1,3	456	3,211	1464,32		
1,4	589	3,211	1891,41		
1,492307692	715	3,211	2296,02	2 x 1600	Saturno
1,6	835	3,211	2681,37		

	P(HP) Teorico	P(HP) Elegido	PLANTAS	INSTALADA(HP)	Costo de Gas p/comp (m3, FACTOR UTILIDAD	CONSUMO (Km3/d)
1er Tramo	1891,41	1600,00	2	3.200	5 75 %	12,00
2do Tramo	2296,02	1600,00	2	3.200	5 75 %	12,00

Consumo Unitario de Gas Combustible (CU) : 10.000 m3/d por HP instalado

INVERSION CAÑERÍA

L(M)	D	COSTO CAÑERÍA	
100.000	16	55	USD 88.000.000
100.000	16	55	USD 88.000.000
			USD 176.000.000

Potencia	Planta	Equipo	Total	
HP	Mus\$/Planta	us\$/HP Inst	us\$/HP Inst	
1000	1,5	1500	3000	
1600	1,86	1458	2580	Se eligieron compresores de 1,600 HP marca Saturno
2000	2,1	1430	2300	

INVERSIÓN EN PLANTAS

	INSTALADA(HP)	COSTO COMPR	COSTO DE INSTAL	
1er Compresor	1.600	1,86	2.580	USD 5.988.000 Compresor de 1,600 HP marca Saturno
2do Compresor	1.600	1,86	2.580	USD 5.988.000 Compresor de 1,600 HP marca Saturno
3er Compresor	1.600	1,86	2.580	USD 5.988.000 Compresor de 1,600 HP marca Saturno
4to Compresor	1.600	1,86	2.580	USD 5.988.000 Compresor de 1,600 HP marca Saturno
				USD 23.952.000 Total

INVERSION TOTAL

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

Seguidamente se detalla el esquema de precios

AÑO	Distribuidoras	GNC	Generación	Industria	Spot	PPP
2023	4,0	4,5	4,2	4,5	3,5	4,6
2024	4,2	4,5	4,2	4,5	3,5	4,5
2025	4,4	4,5	4,2	4,5	3,5	4,7
2026	4,6	4,5	4,2	4,5	3,5	4,4
2027	4,9	4,5	4,2	4,5	3,5	4,5
2028	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,5
2029	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,6
2030	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,5
2031	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,8
2032	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,6
2033	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,5
2034	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,6
2035	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	4,5
2036	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	5,0
2037	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	4,1
2038	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	3,2
2039	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	2,4
2040	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	1,7
2041	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	1,5
2042	5,0	4,5	4,2	4,5	3,5	1,2

8- Aspectos Comerciales y Contractuales - “desarrollado por Guillermo Daubian”.

Mínimo

Opción	Segmento	Mínimo Mm3/d@9300
Opción B	Distribuidoras	1,00
Opción B	GNC	0,25
Opción B	Generación	0,50
Opción B	Industria	-

Factor de carga

Opción	Segmento	Promedio
Opción B	Distribuidoras	56%
Opción B	GNC	87%
Opción B	Generación	70%
Opción B	Industria	91%

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
30%	30%	30%	45%	65%	100%	100%	100%	65%	45%	30%	30%
90%	90%	90%	90%	90%	80%	80%	80%	80%	90%	90%	90%
70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%

Con el fin de estimar los volúmenes mensuales requeridos por cada uno de los posibles canales de comercialización, se consideraron los Factores de Carga que se describen a continuación:

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

Por último, los Plazos de Contratos establecidos para planificar las ventas son los siguientes:

- **Distribuidoras:** 3 años inicial, renovables por períodos de no menos de 2 años; debiendo contemplarse el crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación y el mínimo establecido.
- **GNC:** 1 año inicial, con renovaciones anuales por subasta en el MEG, debiendo mantener el mínimo establecido.
- **Generación Termoeléctrica:** para la opción a) de 10 años renovables en períodos de no menos de 3 años y para la opción b) es de 5 años, renovables en períodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen original en cada renovación.
- **Usuarios Industriales:** 3 años inicial, renovable en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

09- Flujo de Caja - “desarrollado por Diego Estrada”.

Ventas			71,1
Costos			-54,0
Inversiones			-7,1
Impuesto a las ganancias			0,9
Flujo de fondos antes de impuesto a los dividendos			10,8
Impuesto sobre los dividendos	13,0%		-1,4
Capital de trabajo	8,3%		7,4
Flujo de fondos neto			16,8
Flujo de fondos acumulado			1.240,6
<i>Máxima exposición</i>	486,0		1.240,6
Tasa descuento	Wacc	17 %	22
Factor descuento			0,03
FFN descontado @ WACC			0,5
Tasa descuento		10 %	22
Factor descuento			0,12
FFN descontado @ 10%			2,1
VAN - Valor actual neto @ WACC		-18,7	
VAN - Valor actual neto @ 10%		222,5	
TIR		17 %	
IVAN	-	0,04	
Valor presente inversión		-466,1	-0,2
Período de repago (años)		7,2	

Cálculo de la Tasa WACC

17% $WACC = rd (D/(D+E)) (1 - Tc) + re (E/(D+E))$

Donde:
 17% rd: Costo deuda financiera
 59% D/(D+E): Participación deuda (porcentaje de deuda sobre "Deuda + Equity (capital propio)")
 22,0% Tc: tasa impuesto a las ganancias para escudo fiscal
 23,08% re: Costo Equity (Capital Propio) Tasa de costo de oportunidad de los accionistas. Se utiliza el metodo CAPM
 41,2% E/(D+E): Participación Equity (porcentaje de deuda sobre "Deuda + Equity (capital propio)")

17% rd: Costo deuda financiera
 2% Libor (04/12/2019) <https://www.bcr.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/libor.asp>
 9% Promedio Riesgo país
 6% Premio adicional

Participación deuda y equity:
 486,0 Capital Total (MMUSD) (D+E): Participación deuda (porcentaje de deuda sobre "Deuda + Equity (capital propio)")
 286,0 Deuda (MMUSD) D= Deuda financiera contraída
 200,0 Capital propio E = Capital aportado por los accionistas

23,08% re: Costo Equity (Capital Propio) - calculado con CAPM

$$r_E = r_f + \beta (r_M - r_f) + r_{ci} = CAPM$$

Riesgo País.

1,83% Rf: rendimiento de un activo libre de riesgo (Bonos de EEUU - 12/12/2019)
<http://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>

121,46% beta no apalancado: empresa que no tiene deuda en su estructura de capital
 Tomado de Damodarán - set de datos "Beta, Unlevered beta and other risk measures" para "Emerging Markets". Datos correspondientes a industria "Oil/Gas (Production and Exploration)"
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

177,21% beta apalancado: se incorpora el riesgo financiero según apalancamiento determinado

8,59% Rm: rendimiento del mercado
 Tomado de Damodarán - set de datos "Cost of equity and capital (updateable)" para "Emerging Markets". Datos correspondientes a industria "Oil/Gas (Production and Exploration)"
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

9,27% Rc: riesgo país

10- Evaluación del Proyecto - "desarrollado por Diego Estrada".

Resultados	
Bono	50
VAN - Valor actual neto @ WACC	-18,7
VAN - Valor actual neto @ 10%	222,5
TIR	16,5 %
IVAN	-0,04
Valor presente inversión	-466,1
Período de repago (años)	7,2
Capital Total (MMUSD)	486,0
Deuda (MMUSD)	286,0
Capital propio	200,0

11- Análisis de Sensibilidades - “desarrollado por Diego Estrada”.

VAN

1 Producción	1,00	0
2 Costo operativo	1,00	0
3 Inversiones	1,00	1

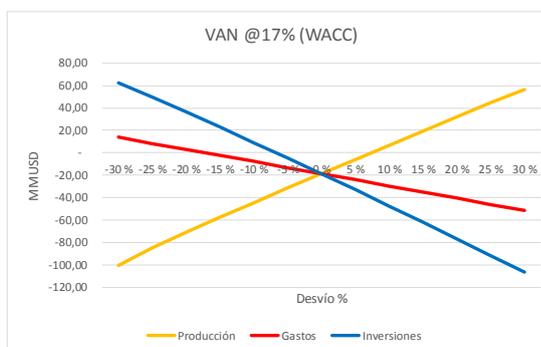
Porcentaje cambio:
 1-13 En 7 se desactivan las sensibilidades
 0%

Variable:
 1-3
 Inversiones

Sensibilidad activa:
 0% Inversiones

MMUSD <---- Seleccionar VAN o TIR

VAN @17% Producción	Gastos	Inversiones	
1	2	3	
-18,65			
1	-100,15	13,77	62,37 -30 %
2	-85,25	8,37	49,43 -25 %
3	-71,02	2,97	36,19 -20 %
4	-57,55	-2,44	22,76 -15 %
5	-44,56	-7,84	9,14 -10 %
6	-31,62	-13,25	-4,67 -5 %
7	-18,65	-18,65	-18,65 0 %
8	-5,78	-24,10	-32,94 5 %
9	6,82	-29,55	-47,40 10 %
10	19,28	-34,99	-62,01 15 %
11	31,73	-40,44	-76,78 20 %
12	44,18	-45,89	-91,68 25 %
13	56,68	-51,34	-106,81 30 %



TIR

1 Producción	1,00	0
2 Costo operativo	1,00	0
3 Inversiones	1,00	1

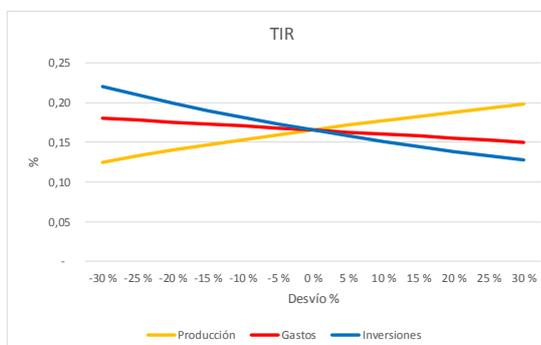
Porcentaje cambio:
 1-13 En 7 se desactivan las sensibilidades
 0%

Variable:
 1-3
 Inversiones

Sensibilidad activa:
 0% Inversiones

% <---- Seleccionar VAN o TIR

TIR	Producción	Gastos	Inversiones	
0,17	1	2	3	
1	0,13	0,18	0,22	-30 %
2	0,13	0,18	0,21	-25 %
3	0,14	0,18	0,20	-20 %
4	0,15	0,17	0,19	-15 %
5	0,15	0,17	0,18	-10 %
6	0,16	0,17	0,17	-5 %
7	0,17	0,17	0,17	0 %
8	0,17	0,16	0,16	5 %
9	0,18	0,16	0,15	10 %
10	0,18	0,16	0,14	15 %
11	0,19	0,16	0,14	20 %
12	0,19	0,15	0,13	25 %
13	0,20	0,15	0,13	30 %



12- Resumen de Resultados

Esta planilla muestra los resultados para el escenario seleccionado en pestaña "Escenarios"

Escenario activo: 2

Acondicionamiento

Recuperación de GLP

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas y Condensado in situ	M m3	23.029
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	M m3	4.633
1c	Factor de Recuperación	%	80 %
1d	Presión de abandono	kg/cm2	50
1e	Cantidad de pozos	Total	43
	Cantidad de pozos	Productivo	37
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	10.000
	Producción de gas – máxima y promedio	M m3/d	
1g	Producción de gas – máxima	Máxima	3.616
1g	Producción de gas – Promedio	Promedio	2.639
	Producción de condensado + gasolina – máxima y promedio	m3/d	
1h	Producción de condensado + gasolina – máxima	Máxima	188
1h	Producción de condensado + gasolina – Promedio	Promedio	137

(valores a Kcc)

	DEMANDA Año 3 y Año n	UNIDAD	Año 3	Año 22
2a	Consumo máximo distribuidoras	M m3/d	0,56	-
2b	Consumo máximo GNC	M m3/d	0,22	0,22
2c	Consumo máximo termoelectrica	M m3/d	0,35	0,35
2d	Consumo máximo industria	M m3/d	1,27	0,05
2e	Consumo máximo total (sumatoria de "2a", "2b", "2c" y "2d")	M m3/d	2,39	0,61

	PROCESAMIENTO	UNIDAD	Año 3	Año 22
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m3/d	3,65	3,65
3b	Propano + butano (GLP)	ton/año	121,69	34,64
3c	Gasolina	m3/d	28,91	8,23

	TRANSPORTE	UNIDAD	CANTIDAD
4a	Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación eléctrica	pulg	16
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	3.211
4c	Potencia instalada	HP	3.200
4d	Segundo tramo de Gasoducto hasta Gasoducto troncal	pulg	12
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	3.211
4f	Potencia instalada	HP	1.600

	INVERSIONES	UNIDAD	CANTIDAD
5a	Inversión campo (yacimiento – Perf y WO)	M us\$	284,60
5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M us\$	233,77
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	205,99
5d	Inversión otros	M us\$	50,00
5e	Inversiones (contingencia)	M us\$	70,40
5f	Inversión total (sumatoria de "5a", "5b", "5c", "5d" y "5e")	M us\$	844,75

	PRECIOS GAS Año 1 y Año 23 (Sin inflación)	UNIDAD	Año 3	Año 23
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	4,00	5,00
6b	GNC	us\$/MBTU	4,50	4,50
6c	Centrales eléctricas	us\$/MBTU	4,50	4,50
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTU	4,50	4,50

	PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 23 (Sin inflación)	UNIDAD	Año 3	Año 23
7a	GLP exportación	us\$/tn		
7b	GLP Local	us\$/tn	397,20	414,01
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/bbl	50	50

Asumimos todo loca

	RESULTADOS	UNIDAD	CANTIDAD
8a	VAN al 10%	M us\$	222,48
8b	Tasa (WACC)	%	-18,7 %
8c	TIR	%	16,5 %
8d	Repago	Años	7,18
8e	Préstamo (capital)	M us\$	286,0
8e	Máxima exposición	M us\$	486,0