



INGRESO DE GAS NATURAL

MALARGÜE

Provincia de Mendoza



Ministerio del Interior,
Obras Públicas y Vivienda
Presidencia de la Nación

Informe Final Consolidado: Coordinador

Título del Estudio: Ingreso de Gas Natural a Malargüe

Código del Estudio: 1.EE.704

Período de contratación: Dic16 – Ago17

Mes de Presentación: Agosto de 2017

Se presenta un estudio de prefactibilidad técnica con el objetivo de comprender si existe potencial gasífero en los yacimientos cercanos a Malargüe, de manera de poder suplir de gas natural a la ciudad en el corto / mediano plazo y reemplazar el actual gas vaporizado del GLP.

Los yacimientos cercanos a los que apuntaba el estudio eran los yacimientos Cerro Mollar y Puesto Rojas.

Comenzado el Estudio, se confirmó a través de una reunión con Pablo Magistocchi (Director de EMESA), la posibilidad de que se construya un gasoducto que traería gas a Malargüe desde los yacimientos que opera YPF, a 85 km al Sur de la Ciudad.

Con este nuevo escenario y comprendiendo que la solución a la problemática podría ser a través de dicho gasoducto, se definió con el Municipio de Malargüe colaborar en todo lo que fuese posible con el nuevo proyecto.

Se definieron lineamientos a seguir y nuestro equipo orientó los esfuerzos en conjunto con Emesa, aportando respuestas a diferentes cuestiones técnicas y legales planteadas por ellos. Se contó además, con la colaboración del Municipio de Malargüe, la empresa operadora El Trébol y la distribuidora Ecogas.

El Informe Final contiene completos los Productos N°1, N°2, N°3 y N°4 del Plan de Trabajo, que como se mencionó inicialmente fue focalizado en los Yacimientos cercanos a la Ciudad de Malargüe: Puesto Rojas y Cerro Mollar. Se finaliza con el Producto N°5 que complementa el Plan y realiza el trabajo. Su objetivo fue evaluar el proyecto del nuevo gasoducto desde el punto de vista ingenieril, geológico, ambiental, legal y desde las oportunidades de corto plazo que plantea el proyecto: el análisis de un yacimiento de gas llamado Calmuco propuesto por Emesa, que podría ser una solución a la demanda de gas en Malargüe mientras se construye el nuevo gasoducto.

Índice:

Resumen Ejecutivo	10
Producto 1: Informe Preliminar	21
Actividad 1: (Responsable: 2 e Intervienen: 3-4-6)	22
1.1 Problemática de gas en Malargüe	22
1.2 Relevamiento de la distancia entre pozos: Recorrido por el yacimiento para la verificación del estado de los pozos / Distanciamiento de pozos	25
Actividad 2: (Responsable: 2 e Intervienen: 3-4-6)	26
2.1 Determinación del estado actual de las instalaciones. Mapas de ductos e instalaciones	26
Actividad 3: (Responsable: 2 e Intervienen: 3-4-6)	28
3.1 Verificación de las bodegas y pasivos medioambientales	28
3.2 Verificación de los sistemas de medición / Equipos disponibles	29
Actividad 4 (Responsable: 2 e Intervienen: 3-4):	29
4.1 Historia de producción	29
4.2 Ensayos en pozos.	30
4.3 Problemas de levantamiento actuales y daño en los pozos	30
Actividad 5: Responsable: 2 e (Intervienen: 3-4)	31
5.1 Mapas topográficos, isopáquicos y estructurales. Niveles productivos	31
5.1.1 Columna Estratigráfica Generalizada	33
5.1.2 Estilos Estructurales	41
5.1.3 Sistemas Petroleros Activos en la Región	45
5.1.4 Consideraciones Sobre los Sistemas Petroleros	51
5.1.5 Puesto Rojas y Cerro Mollar	58
5.1.6 Incertidumbre y Cuantificación del Riesgo	61
5.2 Certificaciones de reservas	67
5.3 Carpeta de pozos: partes de P&T perforación -Instalaciones finales	67
Actividad 6: (Responsable: 2 e Intervienen: 3-4)	67
6.1 Estado de integridad de los pozos	67
6.2 Capacidad de Compresión	67
Actividad 7: (Responsable: 7 e Intervienen: 2-3-4)	68

7.1 Plazo de vigencia de las concesiones de Explotación y el Contrato de Suministro de Gas Natural producido en los yacimientos	68
Producto 2: Informe de evaluación técnica	69
Actividad 8: (Responsable: 2 e Intervienen: 3-4)	70
8.1 Oferta de Gas: Productividad de los pozos	70
8.2 Posibilidad de rehabilitar / Shale Gas (muy baja permeabilidad) vs Gas Convencional	70
Actividad 9: (Responsable: Coord e Intervienen: 2-3-4)	74
9.1 Evaluación de los ensayos de los pozos: Ensayos tipo “flow-after-flow”, “isocronales” y/o “build-up” / Gradientes dinámicos y gradientes estáticos	74
Actividad 10: (Responsable: Coord e Intervienen: 2-3-4)	74
10.1 Análisis del fluido: Cromatografía de gas / Ver la necesidad de realizar una cromatografía en el Laboratorio	75
10.2 Evaluar el estado de ductos, necesidad de nuevos tendidos y la necesidad de nuevas instalaciones para el tratamiento	75
Producto 3: Informe económico estratégico	76
Actividad 11: (Responsable: 5 e Intervienen: 2-3-4)	78
11.1 Análisis Potencial de los Yacimientos	78
Actividad 12: (Responsable: 5 e Intervienen: 2-3-4)	81
12.1 Visión y objetivos probables para la Ciudad	81
12.2. Evaluación de la Situación Interna	81
a) Comprensión de la Situación del Gas en Argentina	81
b) Análisis de la Situación del Gas en Malargüe	83
i. <i>Situación actual</i>	
ii. <i>Nuevo Escenario</i>	
iii. <i>Análisis FODA</i>	
iv. <i>Competencias Clave</i>	

12.3	Evaluación de la Situación Externa	85
	<i>a. Planeamiento de Escenarios</i>	
	<i>b. Análisis Porter</i>	
	Actividad 13: (Responsable: 5 e Intervienen: 2-3-4)	87
13.1	Formulación de la estrategia competitiva	87
	<i>a. Análisis de Cadena de Valor Total</i>	
	<i>b. Análisis de entorno: 4P's</i>	
	<i>c. Análisis de entorno: 5C's</i>	
13.2	Definición de los Lineamientos Estratégicos	90
	a. Factores claves de éxito (FCE)	
	b. Análisis del Potencial de los Yacimientos	
	c. Planes de transformación desde el Municipio	
	Actividad 14: (Responsable: 5 e Intervienen: 2-3-4)	91
14.1	Ahorro GLP Gasoducto: Plan de Inversión	91
14.2	Análisis de la Oferta y la Demanda	92
14.3	Gasoducto: Plan de Inversión	93
14.4	Modelo Económico / Sensibilidades / Escenarios	98
14.5	Contrato de Gas	101
	Producto 4: Informe ambiental y regulatorio	104
	Actividad 15: Estudios ambientales: Línea de base - Análisis ambiental con y sin proyecto - Cómo afectaría al cambio climático el proyecto. (Responsable: 6 e Intervienen: 2-3-4)	105
15.1	Ingreso de Gas Natural a Malargüe	105
	A. Introducción	105
	B. Traza del Gasoducto: consideraciones Ambientales	106
	C. Proyecto de Gas en Malargüe: ventajas	108
15.2	Riesgos Potenciales en gasoductos: manejo de Riesgos	112
	A. Introducción	112
	B. Etapa de Diseño y Construcción	112
	C. Etapa de pruebas, operación normal y mantenimiento	113
	D. Riesgos geológicos e hidrológicos	118

15.3	Transformación en Malargüe: impacto en el PEM	119
	A. Mejoramiento e involucramiento del Municipio con YPF, Ecogas, Emesa y Sector petrolero y minero.	119
	B. Tanques actuales de almacenamiento	121
	C. Pymes y microemprendimientos	122
	D. Otros puntos del PEM que se verían afectados	123
15.4	Encuadre jurídico y tarifario aplicable a la construcción y operación del Gasoducto	125
	A. Partes del todo	125
	B. Jurisdicción nacional vs. Jurisdicción provincial	126
	C. Figuras legales teóricas posibles	126
	C.1 Nueva Licencia de Transporte de Gas Natural (Ley N° 24.076)	
	C.2 Sistemas de Captación	
	C.3 Ducto Propio Consumidor	
	C.4 Concesión de Transporte de Hidrocarburos (Artículo 28 de la Ley N° 17.319) a ser solicitada por YPF SA y eventualmente cedida a EMESA	
	C.5 Ducto Propio Consumidor	
	D. Antecedentes de Casos comparables	132
	E. Conclusiones	133
15.5	Estudio de regulaciones legales sobre precio del gas en punto de ingreso del sistema de transporte y régimen de compensación del precio para empresas productoras. "plan gas" y como aplicarlo en el caso particular de utilizar tecnología de licuefacción (gasoducto virtual), a fin de incluir a Emesa dentro de este beneficio para pozos gasíferos del área Calmuco	133
	A. Diversos Programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural	134
	B. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural	135
	B.1 Aspectos temporales de relevancia	
	B.2 Requisitos que debe cumplir el Gas	
	B.3 Requisitos para Acceder	
	B.4 Existen Figuras Intermedias?	

15.6 Estudio de regulaciones legales para el transporte de gas por gasoducto virtual	137
A. GNC, GNP, GNL	137
B. "Gasoducto Virtual" es una marca registrada de GNC Galileo S.A.	138
C. Autorizaciones y Licencias para el Servicio de GNC por Redes	138
D. Normas Técnicas y de Seguridad	139
E. Régimen Tarifario aplicable a Gasoductos Virtuales	140

Producto 5: Informe Final

Geología e Ingeniería del nuevo Proyecto: Gasoducto y Calmuco

Parte A: Geociencias

1. Yacimientos de hidrocarburos en la región	146
A. Historial de Producción y Reservas	146
2. Valle del Río Grande	152
A. Loma Alta - Cerro Divisadero	153
B. Yacimiento Loma Alta Sur	154
C. Los Cavaos - Malal del Medio	156
D. Yacimiento Río Grande	158
E. Yacimiento Pampa Palauco	159
3. El Manzano	161
4. Cerro los Leones	163
5. Agua Botada	165
6. Cajón de los Caballos	166
A. Yacimientos Cajón de los Caballos y Cajón de Molina	167
B. Yacimiento Rincón Amarillo	169
C. Yacimiento Cerro Boleadero	169
D. Yacimiento Lomas Peladas Este	170
7. Cerro Fortunoso	171
8. Calmuco	173
9. CN-V	176
10. Conclusiones	177

Parte B: Prólogo de Ingeniería

1. Evaluación de Reservorios	180
1.1 Productividad de los pozos	180
1.2 Cálculos de Reservas	184
1.3 Análisis Transiente de Presiones (ATP)	187
1.4 Análisis Integral de Reservorio	188
2. Yacimientos de Gas y yacimientos de petróleo con gas asociado	188
3. Producción de Gas Libre y Gas Asociado	190
4. Definición de Reservas y Recursos	192

Parte C. Yacimientos “al sur” de Malargüe (proyecto gasoducto EMESA-YPF)

1. Introducción	198
2. Gasoducto Propuesto por EMESA	198
3. Yacimientos conectados por el ramal Sur-Este	200
3.1 Cerro Boleadero	203
3.2 Lomas Peladas Este	207
3.3 Rincón Amarillo	209
3.4 Estudio de las reservas declaradas en “Cajón de los Caballos”	214
4. Yacimientos conectados por el ramal Sur-Oeste	216
4.1 Loma Alta	216
4.2 Loma Alta Este	218
4.3 Loma Alta Sur	218
4.4 Cerro Divisadero	220
4.5 Cerro Divisadero Sur	221
4.6 Los Cavaos	221
4.7 Malal del Medio	225
4.8 Cerro Fortunoso	228

Parte D. Nuevo Gasoducto

1. Descripción del Proyecto	232
2. Revisión de la traza del Gasoducto	234
3. Sistemas de Procesamiento	236
a. Dew Point	
b. Extractora de Gas Licuado	
c. Endulzamiento de Gas Natural	
d . Especificación tipo de gas	
4. Compresión del Gas natural	241
5. Tendido de Gasoductos	243
6. Tele-supervisión	244
7. Licitación	245

Parte E. Evaluación de los Pozos del Área Calmuco

1. Objetivos	246
2. Introducción	247
3. Oportunidades Detectadas	252
3.1 Oportunidades a corto plazo	
3.2 Oportunidades a mediano plazo	
3.3 Oportunidades a largo plazo	
4. Descripción de las oportunidades detectadas	254
5. Ensayos Sugeridos	272

RESUMEN EJECUTIVO

Proyecto Nuevo Gasoducto

- YPF y EMESA proyectan la construcción de un nuevo gasoducto que llegará a la Ciudad de Malargüe.
- El gasoducto planeado tiene una longitud total de 171 km y constará de dos ramales.
 - Ramal Sur-Oeste: captará el gas del Valle de Rio Grande de los yacimientos Loma Alta, Cerro Divisadero y Los Cavaos.
 - Ramal Sur-Este: captará el gas de la zona de Cajón de los Caballos de los yacimientos Loma Pelada Este y Rincón Amarillo.
- Los yacimientos se encuentran a aproximadamente 85 km de Malargüe.
- El proyecto contempla la instalación de una Central Térmica en el Parque Industrial de la Ciudad. La misma se alimentará exclusivamente de gas natural y consumiría 180 Mm³ por día de gas para generar entre 30 a 35 Megas de energía.
- El gasoducto proveerá de gas a la Ciudad y a la Central Térmica.
- El cambio de combustible generará un ahorro anual nominal estimado de 3 millones de dólares.
- YPF “será juez y parte” del proyecto: será quien produzca el gas, será dueña de los gasoductos que irán desde los yacimientos hasta las Plantas de tratamiento y será el propietario de la central térmica.
- La Provincia se encargará de financiar el gasoducto desde las plantas de tratamiento de YPF hasta la llegada a la Ciudad de Malargüe.
- El consumo diario de Gas en la ciudad se encuentra en un promedio de 84 Mm³ (con picos de 160 Mm³/d).
- El encuadre jurídico y tarifario aplicable a la construcción y operación del Gasoducto podría estructurarse en base a: (i) una concesión de transporte de hidrocarburos (Art. 28 de la Ley 17319) a ser solicitada por YPF SA y luego cedida a EMESA, quien a su vez podría delegar su operación y mantenimiento en TGN o Ecogas. El plazo inicial de la concesión de transporte sería de 35 años (prorrogables por 10 más). En este caso, EMESA debería convenir con la

Usina generadora un contrato de transporte de gas libremente pactado a una tarifa en US\$ tal que permita la financiación de la obra. Esto resultaría viable en la medida en que CAMMESA habilite el traslado de dicha tarifa al costo variable de generación; o (ii) una ampliación de la red de distribución de Ecogas a realizarse por la propia Ecogas, por EMESA o la propia Central Térmica, en su defecto. El Enargas queda facultado para disponer que la ejecución y/u operación de la obra sea efectuada por el prestador (ECOGAS) o por el tercero interesado (EMESA o la propia Central Térmica, en su defecto), atendiendo al criterio de mayor conveniencia para el usuario final. La dificultad que plantea esta alternativa es que el ENARGAS autorice el traslado de una tarifa en dólares. EMESA se reunirá con ENARGAS y CAMMESA para poder discutir este punto sobre la tarifa diferencial de transporte.

- Emesa está esperando el llamado formal de la categoría C de la Res. 420/16. La licitación de la tarifa eléctrica se realizaría en Marzo 2018 y de resultar positivo se podrá firmar el contrato de compra de energía a la Central Eléctrica proyectada. Sin central no hay gasoducto.
- En función de la fecha de la licitación de la tarifa eléctrica y su resultado, se podría llamar a licitación por el gasoducto en Abril de 2018. Se estima que la obra podría comenzar en Septiembre – Octubre del año 2018 y finalizarla a fines del año 2020.
- Al momento de la finalización de este informe Emesa contaba con el anteproyecto de la central térmica, la ingeniería básica, la etapa uno del estudio eléctrico, el convenio con Malargüe por el terreno dentro del parque Industrial, la declaración de interés de la Municipalidad de Malargüe, el estudio de impacto ambiental, la prefactibilidad de conexión, el pedido de acceso y la ampliación al SADI (CAMMESA) y el certificado de necesidad y conveniencia con el Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza (EPRE).

Yacimientos del Sur

En el contexto de la justificación y planificación del plan, se plantea la incógnita acerca de la provisión de gas que alimentaría el gasoducto. Para ello se analizan los factores geológicos involucrados en la actual y posible producción de gas en la región sur de la ciudad de Malargüe, tanto en los yacimientos petrolíferos como en las áreas no perforadas.

Al tratarse de una región petrolera relativamente madura, todos los elementos de los sistemas petroleros tradicionales han sido históricamente estudiados en profundidad. La columna estratigráfica cuenta con múltiples reservorios y la larga historia tectónica combinada con la intensa actividad magmática Terciaria dan

origen a una gran diversidad de trampas ya descubiertas, y a otras más por descubrir, gracias a la gran cantidad de información de pozos y a los avances en la adquisición y procesamiento de datos geofísicos. Para este estudio sólo se contó con datos indirectos de los yacimientos existentes; de modo que únicamente se analizó la información pública de congresos nacionales e internacionales, base de datos del IHS y la Secretaria de Energía. En consecuencia, de este análisis no se puede esperar una cuantificación de recursos gasíferos de los yacimientos existentes, ni de la probabilidad de éxito de encontrar nuevas acumulaciones comerciales de gas.

Sería, por supuesto, muy interesante contar con todas las pruebas de producción, los datos de presión que se le hayan hecho a los pozos perforados y con los datos sísmicos para dar mayor certeza no solo a la productividad sino a las reservas y a los recursos que tendrían estos yacimientos (Emesa tampoco cuenta con dicha información). Se entiende percé que existe una tranquilidad intrínseca en que YPF sí cuenta con el gas necesario para satisfacer la demanda del proyecto (recordar que la central térmica se abastece únicamente con gas natural).

- Zona del Valle de Rio Grande:
 - Los yacimientos tienen potencial manifiesto de gas. No se puede tener un caudal cierto de gas a recolectar e inyectar en el nuevo gasoducto dado que como se dijo para dicho análisis es necesario contar con un mayor grado de detalle en la información a analizar de cada yacimiento (tablas de consumo de gas para generación, proceso y calentadores, esquemas de gasoductos y plantas dentro y entre los yacimientos, presiones de boca de pozo, etc.).
 - El yacimiento Los Cavaos (acumulada de gas de 70.9 bcf) produce cerca de 100 Mm³/d y sería una fuente de inyección potencial muy importante para el nuevo gasoducto. Actualmente provee de gas a su propia planta térmica y a algunos yacimientos vecinos (por ejemplo al yacimiento Cajón de los Caballos).
 - El yacimiento Loma Alta actualmente está produciendo gas y también otros yacimientos cercanos como Malal del Medio que produce unos 68 Mm³/d de gas. De nuevo, habría que analizar cuánto de este gas está siendo actualmente captado y la posibilidad de comprimirlo para ser aprovechado en el proyecto
 - De los yacimientos que aportarían al ramal Sur-Oeste, se estima que al ponerle un factor de riesgo a las reservas y recursos reportados, se podría responder a la demanda diaria proyectada de 264 Mm³ por casi cuatro años.

- Zona de Cajón de los Caballos:
 - Los yacimientos de esta zona deben ser reactivados, ya que han tenido descubrimientos de gas, sin embargo los pozos permanecieron cerrados hasta la actualidad por no tener mercados de interés.
 - Ninguno de los tres yacimientos presentan reservas ni recursos declarados al 31/12/15.
 - Tanto Rincón Amarillo, Loma Pelada Oeste y Cerro Boleadero tienen un pozo descubridor con ensayo de gas y otros pozos alrededor no muy alentadores: han caído en agua, han tenido mala condición de reservorio y/o han tenido un alto contenido de CO₂. Si bien la productividad de los pozos exitosos fue interesante, el resultado de los otros pozos limitaría las reservas de gas en estos yacimientos.
 - El porcentaje de dióxido de carbono hallado en los pozos podría demorar la puesta en marcha de los mismos hasta tanto el gas no se encuentre en especificación para su venta.
 - Habrá por lo tanto, que ser cauto a la hora de realizar una proyección de producción a partir de estos pozos hasta tanto no se reactiven y se realicen los ensayos prolongados de producción y medición correspondientes.

- Yacimiento Cerro Fortunoso:
 - Otro punto interesante será profundizar sobre el yacimiento Cerro Fortunoso (ubicado a unos 20 Km al SE de yacimiento Malal del Medio). Se sabe en función a la información publicada en algunos medios de la existencia de un gasoducto interno que comunica a ambos yacimientos. Este no es un dato menor, pues Cerro Fortunoso es el único yacimiento que posee un volumen muy importante de gas declarado en las certificaciones de reservas y recursos. Posee 285 bcf de recursos y produce actualmente 900 Mm³/d de gas. El gas tiene un elevado porcentaje de CO₂ (el volumen reportado en los cuadros de reservas incluyen todos los contaminantes, por lo cual no es posible saber a priori cuánto de este gas es hidrocarburo y cuanto dióxido de carbono). Como ejercicio de ejemplo, solo imaginar que las impurezas son del 70% y se pudiera dejar solo el 30% del gas en especificación se podrían inyectar los 264 Mm³/d de gas de la demanda actual del proyecto (Ciudad: 84 Mm³/d + Central: 180 Mm³/d) al gasoducto, solo proveniente de este yacimiento. Es aventurado confirmarlo sin embargo habría que trabajar con la Provincia para analizar esta posibilidad.

- Exploración:
 - En este contexto, considerando de que se trata de una región relativamente madura donde los reservorios son ampliamente conocidos y las estructuras del subsuelo empiezan a ser visibles gracias a los avances de la tecnología, una probabilidad de éxito exploratorio del 39% sugerida por YPF parece ser razonable sobre todo si se tiene en cuenta que esta cifra fue utilizada para armar el escenario de oferta de gas donde también podría haber gas probado de los yacimientos descubiertos.
 - Sin duda será necesario realizar exploración y descubrir formaciones con potencialidad gasífera para darle al proyecto el “colchón” de gas suficiente y necesario para los próximos veinte años.
 - Las principales rocas madre: Vaca Muerta, Agrio y Precuyo (rocas no convencionales), dentro de la zona de estudio se encontrarían en una fase temprana de maduración térmica, generando petróleos negros, viscosos y de bajo relación gas petróleo (GOR) con un aumento del gradiente de madurez hacia la zona de la faja plegada y corrida al Oeste, donde sí se podrían encontrar petróleos más livianos e incluso gas libre (no asociado). Se entiende que el GOR aumenta con la mayor madurez térmica de la roca madre.
 - El hecho de que existan yacimientos con petróleos más maduros y livianos (con alto GOR) en los bloques estudiados, da cuenta de variaciones locales en la madurez térmica de las rocas madres que favorecen a la presencia de mayores cantidades de gas en el sistema. A partir de lo dicho el principal punto de análisis en este estudio es el origen de ese gas, principalmente por sus implicancias en la estimación de la cantidad de hidrocarburos livianos que pudieran ser explotados y comercializados.
 - Una aproximación será analizar la posibilidad de un play combinado, asociado a intrusivos andesíticos, donde los filones capa hayan podido aumentar localmente el grado de maduración térmica de las rocas madre, alimentando los reservorios ya cargados. Prácticamente todos los yacimientos que producen de intrusivos en la región tienen asociado este tipo de sistemas combinados.
 - Otra opción plantea también la presencia de sistemas cerrados tipo lacolitos, análogos a los del sur de la Payenia (por ejemplo Bloque Cañadón Amarillo, hacia el Norte del Volcán Payún Matru, en los alrededores de Cerro Fortunoso y al sur del bloque Cajón de los Caballos. Con esto se abriría una nueva ventana exploratoria con grandes posibilidades de contener reservas económicas de

hidrocarburos Sin embargo, al no haber descubrimientos de este tipo reportados en el área de estudio, se considera dicho play como potencial exploratorio en la región.

- Existen otras acumulaciones de gas no asociado hacia el este, como es el caso del bloque exploratorio Cajón de los Caballos, cuyo origen se asocia a la separación del gas en solución durante migraciones secundarias o terciarias. Esto implica la ya comprobada reactivación tectónica de algunas estructuras, con la consecuente re-movilización de los hidrocarburos en la nueva configuración de la trampa, y hacia otras trampas en reservorios más someros (por ejemplo de Huitrín migra hacia el Grupo Neuquén).
- Se concluye que existe gran potencial exploratorio remanente en los múltiples reservorios (convencionales y no convencionales) de la columna sedimentaria, tanto en las estructuras de la faja plegada y corrida como en las del frente emergente (que de a poco se van dejando ver gracias a los avances en la tecnología de adquisición y procesamiento de datos geofísicos).
- Exploración en otras zonas como alternativa potencial para acometer al Ducto:
 - El bloque Agua Botada (que no tiene reservas ni recursos auditados) contendría la continuación Norte de la alineación estructural de los grandes campos productivos del Valle del Río Grande, lo cual le confiere un interesante potencial exploratorio aún por descubrir dado a la mala calidad del dato sísmico existente.
 - El bloque El Manzano (se encuentra al Oeste del yacimiento Cerro Fortunoso) es uno de los que cuenta con mayor potencial exploratorio ya identificado gracias a su excelente ubicación en distintos ámbitos estructurales, la presencia de diversos niveles reservorio en la columna estratigráfica y por supuesto gracias a la gran cantidad de información de pozos y de sísmica 2D y 3D.
 - El bloque Cerro los Leones (que no tiene reservas ni recursos auditados) que se encuentra lindando al Norte del Valle del Río Grande se considera que esta relativamente poco explorada. Las trampas corresponden a la continuación de la alineación estructural del Valle del Río Grande y ya han sido delineados varios prospectos y leads que le dan a este bloque un gran atractivo exploratorio.

- Demanda creciente:
 - De acuerdo al crecimiento de Malargüe, sus alrededores y el aumento de la demanda local de gas, se podría proyectar una nueva obra para conectar el Nuevo Gasoducto al gasoducto El Portón-Gasoducto del Pacífico en el territorio Neuquino.

Puesto Rojas y Cerro Mollar:

- El plazo de sendas concesiones fue extendido hasta el 28 de Julio de 2027 y el 23 de Enero de 2027, respectivamente.
- Los yacimientos históricamente aportaron gas a la Ciudad.
- Actualmente, los yacimientos no se encuentran en condiciones de garantizar entregas mínimas de gas natural al sistema. El volumen de gas asociado producido en los yacimientos se utiliza como gas combustible dentro de los mismos.
- La explotación actual es netamente de petróleo con una pequeña producción de gas asociado de baja presión.
- De existir un volumen de gas suficiente para abastecer en la Ciudad, hoy no existe la capacidad de compresión necesaria. Sin embargo, sería un inconveniente menor, fácil de resolver.
- El contrato de gas actual con la Distribuidora es interrumpible y no tiene correspondencia con el contrato que debería firmar de tener un volumen de gas firme a entregar a la Ciudad.
- Al 31 de diciembre de 2015 solo se declaran reservas de gas comprobadas muy pobres: 0.4 bcf. Las reservas probadas, probables y los recursos son nulos.
- Los objetivos de exploración de acuerdo a nuestra evaluación serían solo posibilidades de hallar petróleo y no gas.

Calmuco

- Calmuco es un yacimiento perteneciente a EMESA que se encuentra a 120 km de Malargüe y que puede ofrecer una alternativa inmediata para suministrar gas a Malargüe mientras se esté construyendo el gasoducto (aproximadamente 2 años). La entrega de gas se haría mediante la implementación de un gasoducto virtual.

- El yacimiento no tuvo producción de gas, ni tiene reservas ni recursos declarados al 31 de Diciembre de 2015. Solo posee ensayos de algunos días donde se comprobó la presencia de gas
- En base a la información analizada, Calmuco posee un pozo, el Ca-1002, que se encuentra en condiciones de ponerlo en producción inmediatamente. Sin embargo, se recomendó a EMESA, realizar previamente un ensayo prolongado de producción para determinar las reservas y la productividad del pozo. El objetivo será estimar un perfil de producción y con el mismo analizar la factibilidad técnica y económica de utilizar el gasoducto virtual para proveer de gas a Malargüe.
- El gas sería gas libre (no asociado) de filones de la formación Huitrín y la formación Troncoso.
- EMESA comunicó que las pruebas de producción las realizarán junto a la empresa Galileo (proveedor del servicio de Gas virtual) y estarían comenzando en los próximos meses de este año.
- Se recomienda que el Municipio se ponga en contacto con Emesa para solicitar información sobre el estado de este proyecto y realice el seguimiento del mismo:
 - El momento del comienzo de los ensayos y cuándo tendrían los resultados y conclusiones de los mismos.
 - Respuesta del Minem sobre el resultado del pedido de la inscripción como empresa operadora (analizado en el siguiente ítem)
- Viabilidad de Acceder al Plan Gas III con nuevos desarrollos de gas de Calmuco: EMESA debería justificar y acreditar la titularidad de la concesión Calmuco. EMESA deberá completar su inscripción como empresa operadora. EMESA confirmó que efectivamente presentó su solicitud de inscripción ante el Registro de Empresas Petroleras del MINEM. Sin embargo, no habría llegado a tiempo a presentar antes de la fecha límite del 30/6/2017 la Solicitud de Inscripción en el Plan Gas III, por lo que su inclusión en el Plan Gas III quedaría a discreción del MINEM. El rigor del plazo que expiró el 30/6/2017 se plantea como un obstáculo difícil de salvar, aún por interposiciones operadores a los cuales EMESA pudiera asociarse para explotar el Área Calmuco.
- Estudio de regulaciones legales para el transporte de gas por gasoducto virtual (consulta realizada por EMESA): El servicio de transporte terrestre de GNC no requiere licencia regulatoria alguna fuera de la habilitación de los vehículos y

conductores. Sin embargo, la prestación del servicio de GNC por redes exige licencia del estado. Como titular de una licencia de distribución con exclusividad zonal, la distribuidora de gas zonal tendría el derecho, pero no la obligación de prestar este servicio. Terceros interesados pueden proponer una ampliación de las redes de distribución de gas según el procedimiento del Artículo 16 de la Ley 24076 y Resoluciones ENARGAS 35/1993 y constituirse como subdistribuidores para la prestación de este servicio.

El ENARGAS no ha reglamentado específicamente el régimen tarifario aplicable al servicio que comprenda el transporte terrestre de GNC. Sin embargo, ha aplicado a la tarifa de servicio de GNC por redes con tramo de transporte terrestre los mismos principios tarifarios que al servicio de transporte/distribución por ducto.

Municipio

- Será muy importante que el Municipio se ponga en contacto con la Subsecretaría de Energía del Gobierno Provincial y con Emesa:
 - Informarse sobre la evolución del proyecto:
 - Reconfirmar con Emesa la fecha de la licitación de la tarifa eléctrica.
 - Informarse a través de la Provincia si YPF presento planes de reactivación de los yacimientos y la exploración gasífera en los yacimientos desde donde se inyectará el gas.
 - Analizar qué puede ofrecer el Municipio con el objetivo de acelerar procesos que ayuden al desenvolvimiento del cronograma establecido.
 - Confirmar cómo finalizaron las negociaciones entre YPF y EMESA respecto a las hipótesis del modelo económico que valide la rentabilidad de las partes.
- Dentro de los planes de transformación:
 - Revisar tasas de crecimiento demográfico de la zona. Proyectar el crecimiento de la demanda residencial, comercial e industrial.
 - Revisar la matriz energética de la zona y los niveles energéticos consumidos en la zona y proyecciones de crecimiento y diversificación de usos.
 - Revisar los planes de radicación industrial, barrios privados y nuevas urbanizaciones.

- Cruzar las proyecciones propias del Municipio con las de Ecogas, Enargas y Cammesa para asegurarse que los escenarios que manejan son realistas
- Instar a Ecogas a solicitar la capacidad de transporte en el nuevo ducto y el suministro de gas necesarios para abastecer toda esta demanda. Si Ecogas no está dispuesta a hacerlo o la Ciudad pretende otra cosa, organizarse / involucrarse para que el Municipio, alguna cooperativa u otro “tercer interesado” se involucren en el plan.
- Tener en cuenta el nuevo Decreto 589/17 que implicaría que:
 - ✓ YPF podría solicitar una concesión de transporte sobre la traza del ducto y una autorización de cesión para otorgársela a EMESA. Es decir que EMESA podría controlar el transporte (y no Ecogas). Para ello necesitan de la colaboración y la conformidad de YPF.
 - ✓ Si el transportista es Ecogas, Emesa no podría encontrar un esquema de libertad contractual para pactar la tarifa de transporte dado que se rige por su licencia de transporte y las tarifas deben ser reguladas por el Enargas (Ecogas presta un servicio público a tarifa regulada según la ley del gas 24076). Si en cambio, el ducto es de propiedad del productor o un concesionario de transporte, la capacidad inicial del ducto puede ser contratada en condiciones diferenciales (la libertad contractual existe para concesiones de transporte de la ley de hidrocarburos 17319) y buscar un cambio en la moneda de la tarifa, el tipo de contrato/servicio de transporte y/o podría también existir un diferencial nominal.
 - ✓ La tarifa de transporte sobre la capacidad excedente del ducto que terceros (Ecogas, Industrias etc) soliciten usar bajo el régimen de acceso abierto será igualmente fijada por el Enargas a tarifas reguladas.
 - ✓ El proyecto tiene una variable competitiva en el factor costo de la generación eléctrica, que incluye el costo del transporte.
 - ✓ EMESA podría subcontratar la operación del ducto con terceros calificados, y la financiación de la obra con fondos públicos o privados y el repago de la inversión con contratos de transporte a largo plazo que resulte necesaria para pagar el ducto. La tarifa de transporte no va a poder castigar demasiado el costo de la generación dado que podría perjudicar el éxito de la licitación con CAMMESA.

- ✓ Idealmente la tarifa conveniente de transporte sería en dólares, lo que ayudaría a bajar el costo de financiación. Para ello necesariamente y como se mencionó el ducto debe estar aislado del sistema regulado por el Enargas.
- ✓ Aunque subyace en el espíritu de esta norma la intención de limitar el traslado a tarifas de los costos de transporte que demanden estas nuevas inversiones, se puede decir que este nuevo decreto podría resultar positivo para Malargüe.
- ✓ Si el Municipio tuviera fondos para invertir en la financiación de la obra, podría asociarse con EMESA en la estructuración de la concesión de transporte.
- ✓ Si el Municipio no tuviera fondos para invertir en la financiación de la obra, pero quisiera involucrarse, podría comprar capacidad de transporte en el ducto firmando contratos de transporte a término con EMESA que le permitan asegurarse capacidad de transporte en el ducto para el día de mañana poder aplicarlo al desarrollo de industrias y/o emprendimientos productivos locales. La función y responsabilidad por el abastecimiento a estos proyectos locales recae por defecto en ECOGAS, pero difícilmente ECOGAS pueda hacer box-pushing y el municipio podría hacerlo si tuviera el interés y compromiso.

Producto 1: Informe Preliminar

**Componente: Relevamiento, recopilación y
análisis de datos disponibles**

ACTIVIDAD N°1

1.1 Problemática de gas en Malargüe

En la actualidad, Malargüe no es provista de gas natural. Es la única localidad en Mendoza que no se encuentra conectada a algunos de los Gasoductos de alta presión que conforman el Sistema Nacional de Transporte (Ver Fig A).

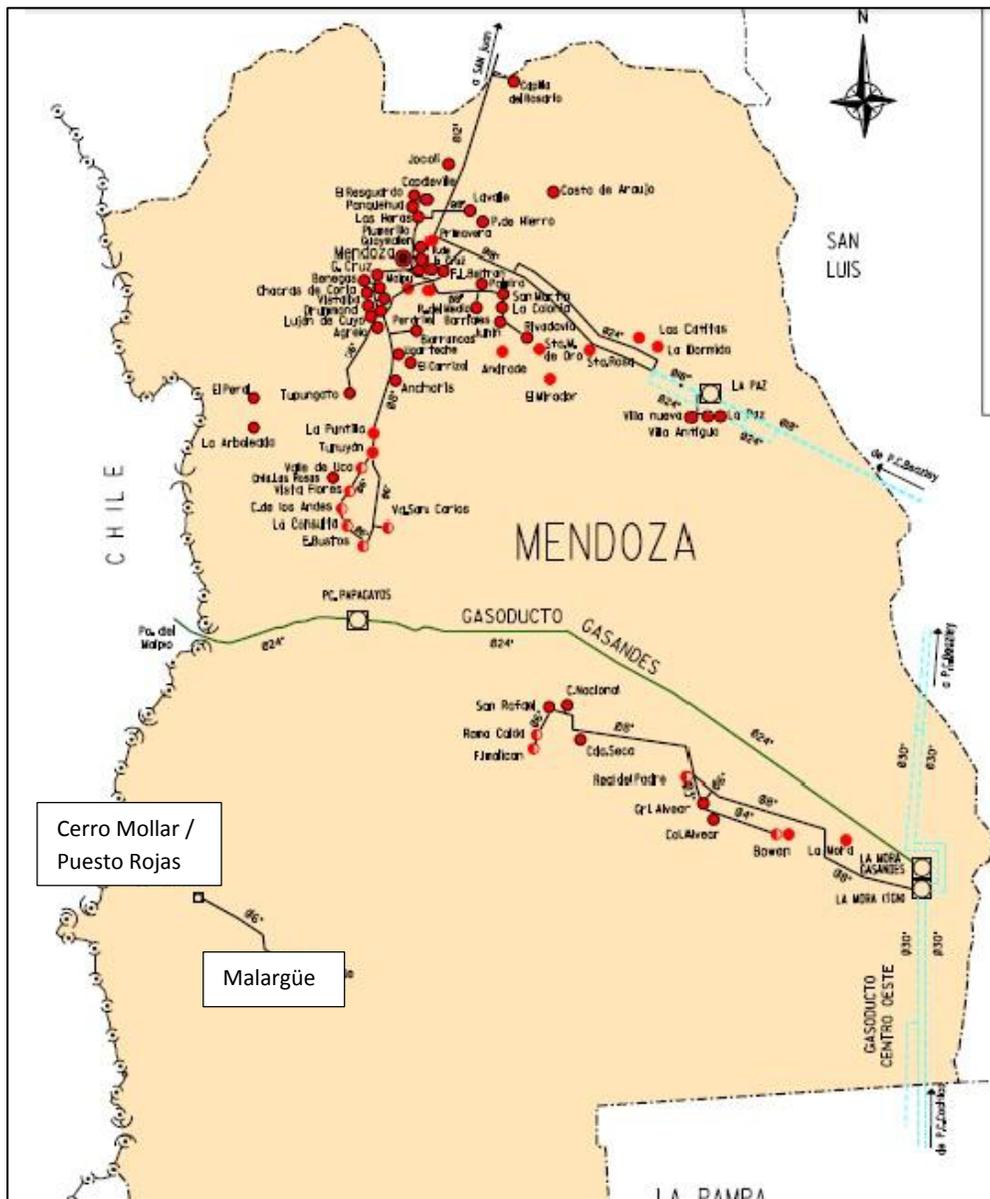


Fig A: Red de Gasoductos en Mendoza

Inicialmente se abastecía del gas proveniente de dos Yacimientos cercanos: Cerro Mollar y Puesto Rojas a través de un gasoducto de 6 pulgadas y 25 kilómetros de longitud (ver Fig.B).

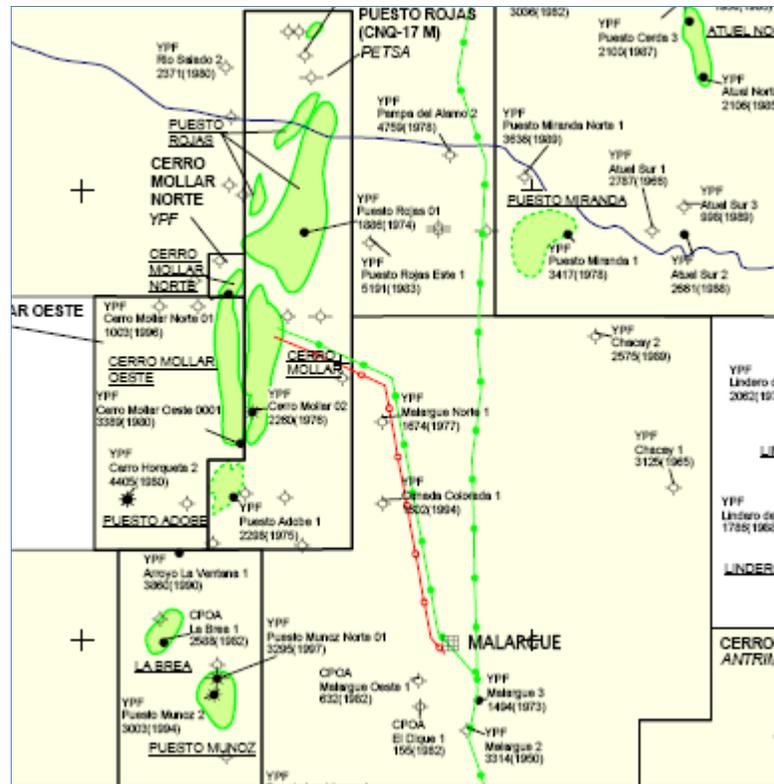


Fig. B: Yacimientos cercanos a Malargüe

- Puede pasar por la planta Vaporizadora (Planta de Inyección de Propano Indiluido) y se obtiene Gas propano que se distribuye a la ciudad. Para ello se deben adaptar los ingresos a las residencias y/o a las industrias y por eso parte de la red de distribución de gas natural pasó a ser de GLP.
- O puede pasar por la planta de Propano Aire: Este tipo de plantas produce gas natural sintético mezclando un 60% de propano vaporizado con un 40% de aire y funciona como si fuera gas natural y se inyecta como si fuera gas metano (es decir no hay que readaptar nada como sí en el caso anterior).

La empresa concesionaria de la distribución del gas en Malargüe es ECOGAS. La cobertura de la red, según un último relevamiento de Septiembre 2016, alcanza el 75% de la Ciudad, unos 6627 domicilios.

Existen algunas restricciones para la conexión de nuevos usuarios al servicio de gas para este sistema. Se necesita:

- Ampliar la planta: más volumen de GLP y de los tanques que lo contengan.
- Conversión de usuarios con red propano aire (ídem gas natural) a GLP vaporizado

Es importante destacar que se pagan cifras muy altas, cerca de diez millones de dólares anuales a través del Estado Nacional para financiar la provisión de gas a de esta forma.

Se estima que si se pudiera reemplazar dicho sistema con la llegada de Gas Natural, se disminuiría el costo de abastecimiento entre un 20 y un 35%. La reconversión de la matriz gasífera, por lo tanto, generaría un ahorro para los usuarios de Malargüe y además liberaría un cupo de aproximadamente de veinte mil toneladas por año de Propano Líquido, el cual podría ser destinado a la exportación generando un factor positivo en la balanza comercial del país.

Al comenzar el estudio de pre-factibilidad en Diciembre 2016, se propuso como objetivo estudiar el potencial de gas de los yacimientos linderos: Cerro Mollar y Puesto Rojas. Los yacimientos, que históricamente habían provisto de gas a la Ciudad eran los señalados. Para su evaluación se armaron un conjunto de actividades que seguían las reglas del arte en el estudio de los yacimientos.

A primera vista, Cerro Mollar y Puesto Rojas podrían ser una solución a corto plazo pero sin solucionar el problema de fondo que es el crecimiento sostenido tanto social como económico de Malargüe.

Se necesita una solución de mediano a largo plazo, un perfil de producción de gas sostenido en el tiempo.

A más de 85 km al Sur de la Ciudad de Malargüe se encuentran un grupo de yacimientos concesionados por YPF que producen gas y petróleo y se creen con potencial exploratorio de gas. Actualmente es imposible llevar ese gas producido a

Malargüe y generar una oferta sostenida en el tiempo por carecer de un gasoducto que lo transporte.

En Febrero de 2017 fuimos notificados por EMESA de una excelente noticia, se construirá un gasoducto que llevará el gas de dichos yacimientos del “Sur” a Malargüe.

A partir de ello, se realinearon nuestros objetivos con los del Municipio de Malargüe y se focalizó el estudio a este nuevo escenario.

Yacimientos Cerro Mollar y Puesto Rojas:

El análisis comenzó por los yacimientos Cerro Mollar y Puesto Rojas muy cercanos a Malargüe. Históricamente aportaron gas a la Ciudad a través de un gasoducto de 6 pulgadas y 25 km de longitud.

A partir de la información aportada por la Concesionaria de Explotación del Bloque, EL TREBOL se evaluaron los siguientes puntos:

1.2 Recorrido por el yacimiento para la verificación del estado de los pozos / Distanciamiento entre pozos

Al analizar el yacimiento se comprobó la existencia tanto de pozos de Gas como de Petróleo. Los yacimientos son de petróleo con algunos altos estructurales que tenían acumulaciones de Gas.

La producción de gas, por lo tanto provenía de esos pequeños casquetes gasíferos y como gas asociado al petróleo.

Hoy en día, luego de la despresurización del yacimiento, la producción de gas es la asociada al petróleo.

El distanciamiento entre los pozos de los yacimientos está entre los 300 a los 600 metros.

ACTIVIDAD N°2

2.1 Determinación del estado actual de las instalaciones

Ambos yacimientos tienen las típicas instalaciones de un yacimiento de petróleo con la batería conformada por el tanque lavador, los tanques de almacenamiento, separadores, calefactores y bombas (Ver Fig. C y D). Todo el crudo se almacena y luego es despachado para venta.

El gas producido en el yacimiento Puesto Rojas se lleva mediante un gasoducto interno de 2^{7/8} pulgadas hacia el yacimiento Cerro Mollar. En Cerro Mollar se juntan con el gas producido en este yacimiento y ambas corrientes pasan por un puente de medición. A continuación el gas es comprimido por un compresor que pertenece a ECOGAS (la distribuidora de Gas en Malargüe), para luego ser inyectado al gasoducto de 6" y 25 km de longitud, que llega a la Ciudad (Información suministrada por Ardían Sejanovich, líder de la gestión de Cuyo de Ecogas). Actualmente solo unos 800 m³/d de gas son enviados a una Estación de GNC en la Ciudad y el resto de lo producido es usado para el consumo interno dentro de los yacimientos mencionados: calentadores, calderas y generación.

Se recomienda que las instalaciones que rodean a la cabecera del gasoducto de 6", cuenten con la presencia de equipos deshidratadores de gas y de filtros coalescentes a posterior del compresor de ECOGAS. Si bien la presión es baja (como se detallará en el próximo apartado), lo cual minimiza las posibilidades de obstrucciones en el ducto, es recomendable la implementación del referido equipamiento con el fin de evitar ingresos de impurezas propias del yacimiento, condensados, aceite, humedad, etc. que disminuyen la vida útil del ducto y además pueden causar dificultades en la estación de GNC donde se requiere un producto limpio.

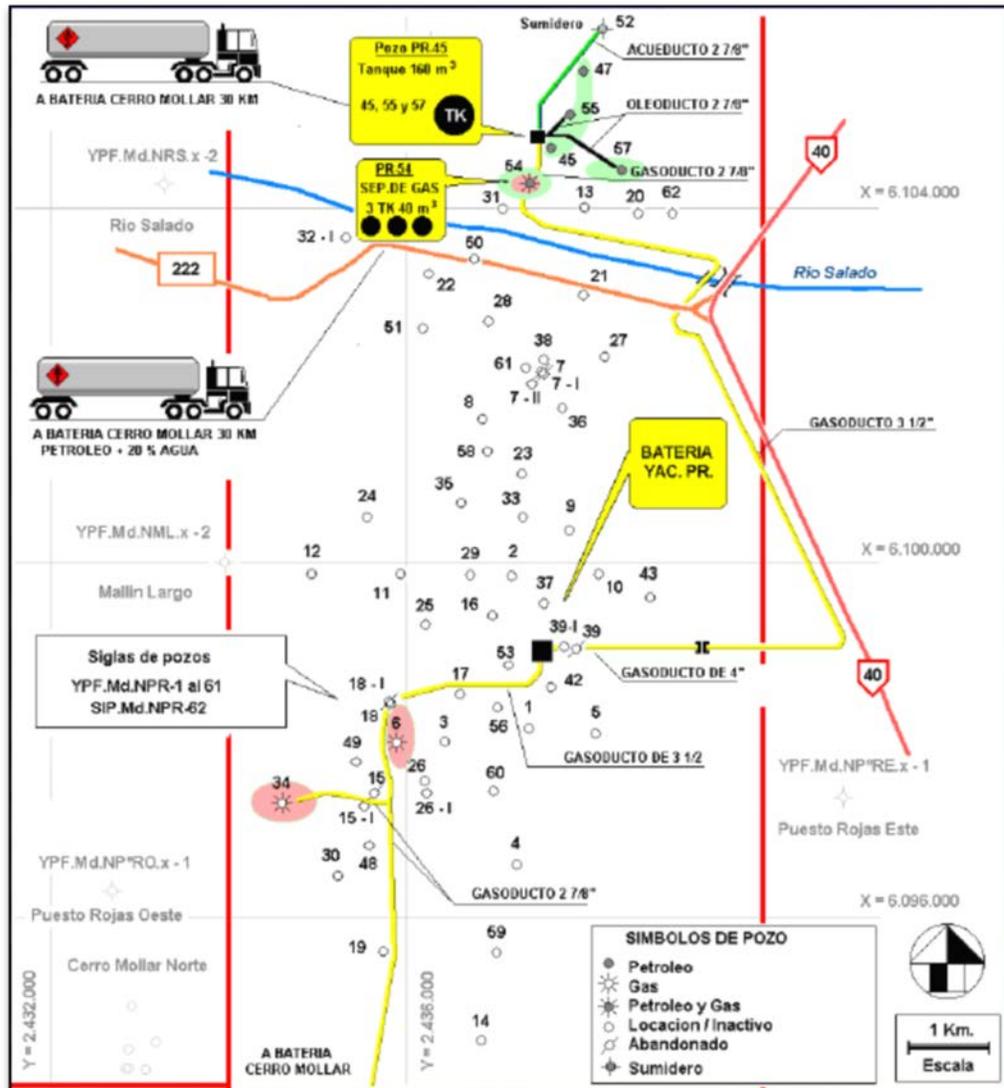


Figura C: Distribución de Instalaciones en Puesto Rojas

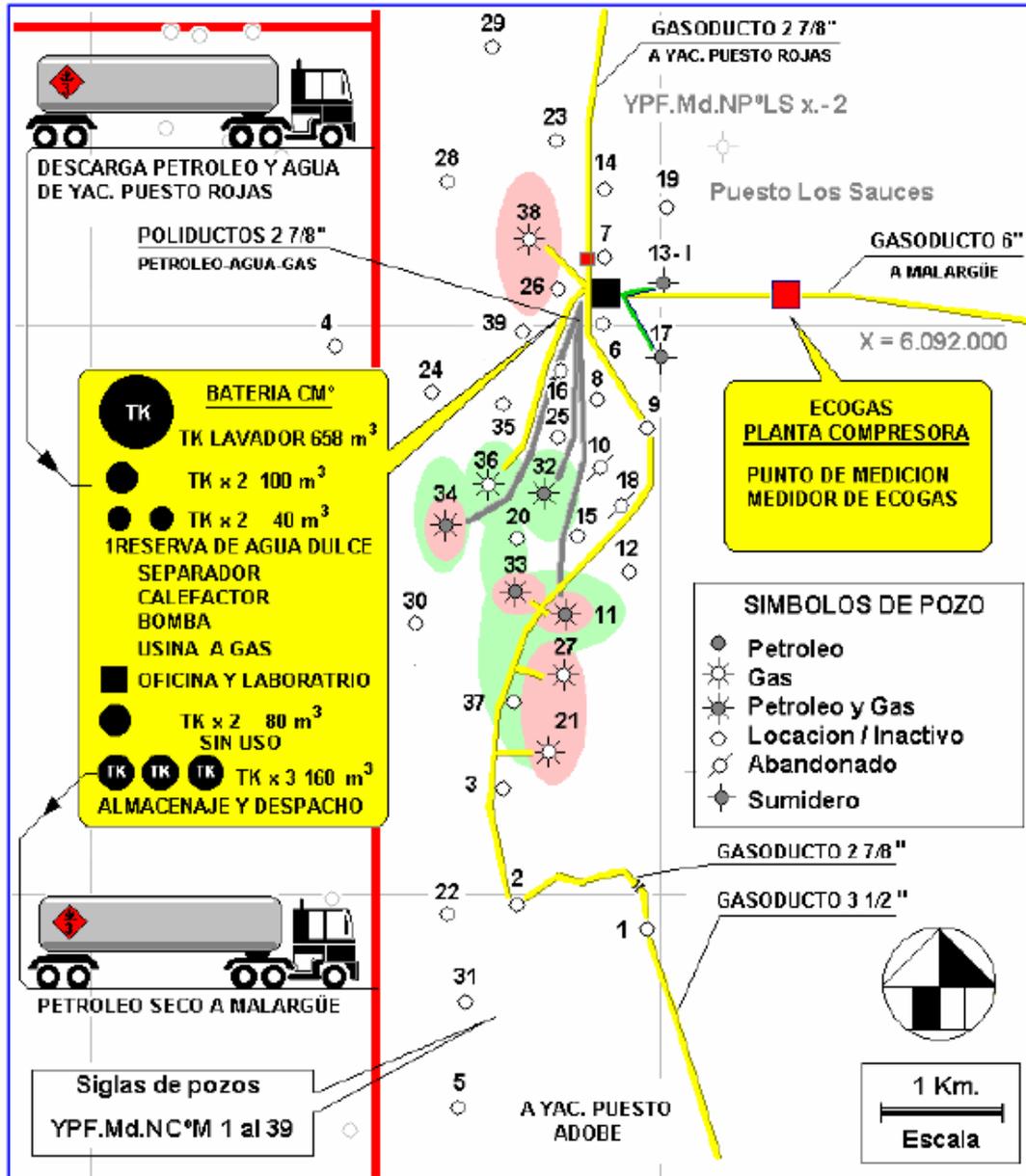


Figura D: Distribución de Instalaciones en Cerro Mollar

ACTIVIDAD N°3

3.1 Verificación de las bodegas y pasivos medioambientales

No fue necesario analizar las bodegas y los pasivos para estos yacimientos dado que no habrá en el corto plazo un cambio de escenario para la producción de gas.

3.2 Verificación de los sistemas de medición / Equipos disponibles en el yacimiento: slick line, equipos de mediciones físicas.

Los yacimientos no poseen sistemas de medición tipo SCADA o telesupervisión, como los necesarios en yacimientos donde existen grandes distancias entre pozos.

ACTIVIDAD N°4

4.1 Historia de producción

La evaluación comenzó sobre el yacimiento Cerro Mollar y Puesto Rojas. Los yacimientos históricamente proveyeron de Gas a la Ciudad y se conectan a Malargüe a través de un gasoducto de seis pulgadas. Sin embargo, como se ve en la evolución de producción de gas (en miles de metros cúbicos por día: m³/d) de la figura E, la producción cayó fuertemente a niveles mínimos que no pueden satisfacer la demanda de la Ciudad. Hoy el nivel de entrega es de 800 m³/d y se necesitan un promedio anual de 70 mil m³/d.

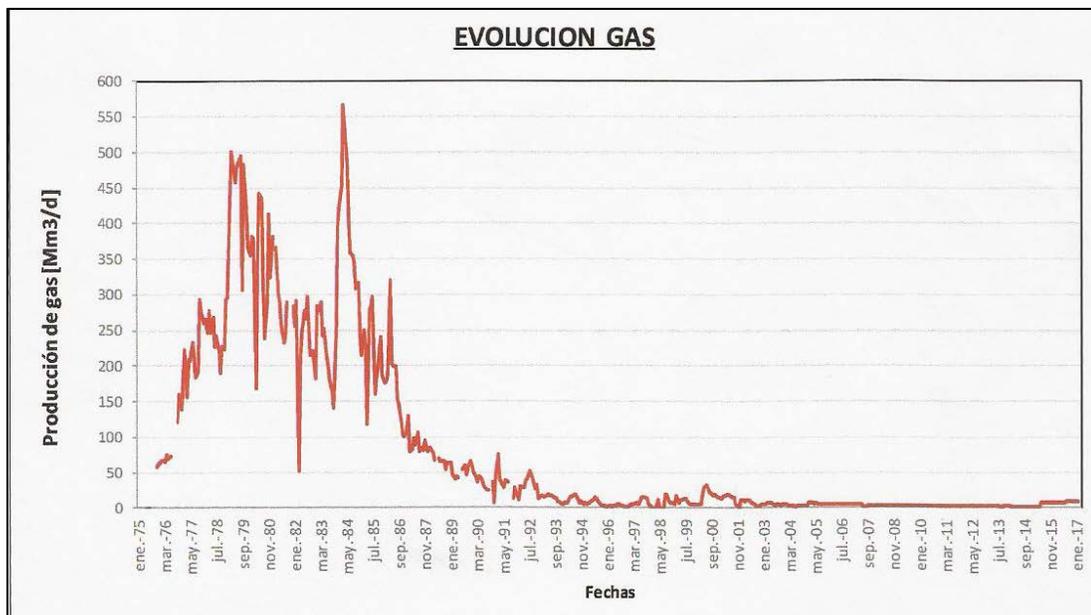


Figura E: Gráfico Producción vs Tiempo (Información suministrada por El Trebol)

4.2 Ensayos en pozos de Gas: Ensayos de producción, gradientes estáticos y dinámicos.

Una forma de clasificar al yacimiento como se mencionó en el prólogo, es a través de la relación Gas-Petróleo. En yacimientos petroleros (Black Oil), la relación inicial es menor a $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y en Yacimientos Gasíferos ésta relación es mayor a $1500 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Los yacimientos del estudio están clasificados como de “petróleo negro” con una relación de 50 a $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$, es decir que por cada m^3 de petróleo que se produce se producen 50 a 100 m^3 de gas.

Inicialmente se produjo a partir de un pequeño casquete de gas y de gas asociado al petróleo. Al agotarse el casquete la producción de gas comenzó a declinar y la producción gasífera comenzó a depender exclusivamente del gas asociado al petróleo.

En la actualidad se está en presencia de un yacimiento de petróleo con baja presión de reservorio y baja producción de gas.

No hay pozos que produzcan naturalmente sino que producen con sistemas artificiales de producción.

No existen ensayos de gas ni gradientes de presión necesarios para monitorear y evaluar las reservas y la productividad de los pozos de gas.

4.3 Problemas de levantamiento y daño de pozo: planes de mitigación

Como se mencionó, los pozos eran surgentes con caudales de gas interesantes para suplir a la Ciudad. El gas asociado al petróleo generaba un empuje natural y el gas se producía desde el casquete. Al reducirse la presión del reservorio, los reservorios se comenzaron a agotar, el gas comenzó a declinar y los pozos dejaron de ser surgentes.

En la actualidad, la mayoría de los pozos poseen sistemas de Bombeo Mecánico, Bombeo Electro-sumergible y Plunger Lift, sistemas de levantamiento típicos de petróleo.

Se reportan tres pozos con surgencia natural que están parados transitoriamente y que podrían esperar algún plan de remediación y mitigar el daño que pudieran

presentar. El daño de los pozos se refiere a la pérdida de productividad que tienen los pozos cuando sufren algún inconveniente: problemas de migración de finos, problemas con el lodo de perforación, penetración parcial, etc. Al solucionar el daño, se esperaría un aumento en la producción a igual diferencial de presión. Actualmente no existen planes de mitigación de daño.

ACTIVIDAD N°5

5.1 Niveles productivos: Mapas topográficos. Mapas isopáquicos y estructurales

El área de estudio corresponde a la sección norte de la Cuenca Neuquina, en el departamento de Malargüe al sur de la provincia de Mendoza; también conocido como el sector surmendocino de la cuenca. Geográficamente la zona está contenida al norte por el Río Malargüe y al sur por el Cerro Payún; al oeste por la Sierra Azul y al este por el límite frente orogénico emergente (Figura 1).

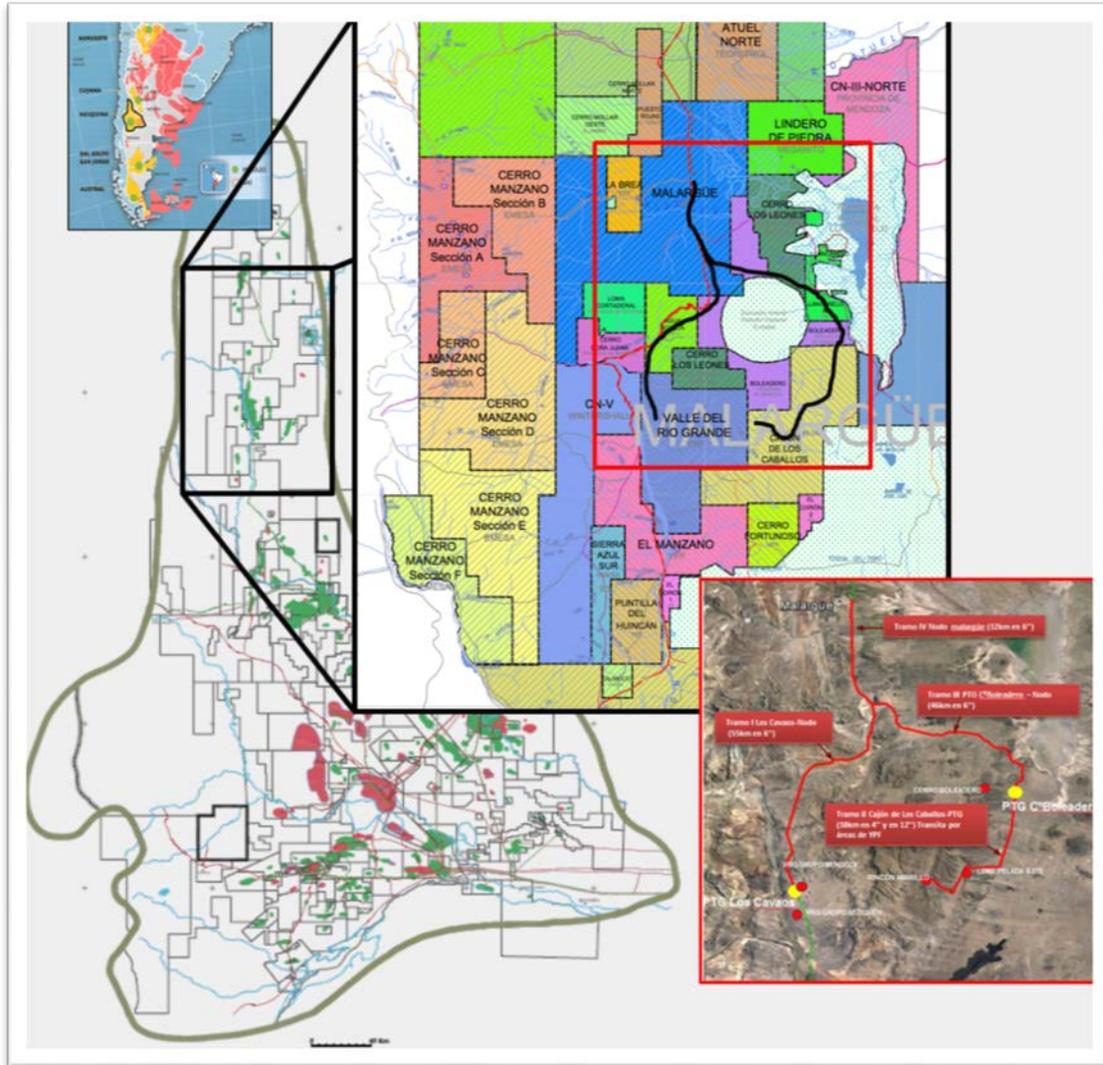


Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio, en relación con los bloques de exploración y explotación de la provincia de Mendoza y el trazado preliminar del gasoducto.

El área comprende principalmente todos aquellos yacimientos de hidrocarburos que podrían ser conectados al gasoducto que se pretende construir al sur de la ciudad de Malargüe. Y en un segundo plano de análisis, aquellos yacimientos de hidrocarburo que se encuentran más alejados, pero que podrían ser conectados al gasoducto en una segunda fase de ampliación (Figura 1).

Se mencionaran entonces yacimientos maduros como Cerro Mollar y Puesto Rojas, que comenzaron a declinar en el año 1998; y yacimientos como Los Cavaos, Malal del Medio, Loma Alta, Cerro Boleadero, Rincón Amarillo y sus zonas de influencia, cuyo potencial gasífero podría optimizar la provisión de los mencionados yacimientos en declive.

5.1.1 Columna Estratigráfica Generalizada

La columna estratigráfica constituye un factor de primer orden al analizar los componentes críticos de las acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en la región (Figura 2). La misma determina la presencia y distribución de rocas reservorio eficientes, de sellos que impidan la migración del hidrocarburo fuera de la trampa y condiciona, mediante la estratigrafía mecánica, la distribución espacial de los estilos estructurales que definen las geometrías de las trampas (Giampaoli, et al., 2005).

El zócalo económico está constituido por el complejo efusivo-sedimentario de edad Permo-triásica asignado al Grupo Choiyoi. Sobre este basamento se depositan niveles areno-tobáceos correspondientes a la Formación Remoredo. Posteriormente se desarrolla un delgado espesor de sedimentitas de los Ciclos Cuyano y Chacayano-Loténiano en facies de borde. El rasgo predominante de este intervalo es el control estructural de los depocentros antiguos, que genera una marcada asimetría en las columnas jurásicas tanto en espesor como en facies y edades (Figura 2).

Suprayacen a estos términos los depósitos expandidos del Grupo Mendoza, constituidos por arcilitas y arcilitas calcáreas con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas. Estos niveles son interrumpidos por las calizas de la Formación Chachao e intrusivos terciarios.

Le sucede el Grupo Rayoso, representado por calizas micríticas, arcilitas, yeso y esporádicos niveles de areniscas correspondientes a la Formación Huitrín, culminando con los depósitos de sabkha costeros y continentales de la Formación Diamante (Figura 2). Este estadio manifiesta una sedimentación en un marco de elevada disponibilidad de espacio de acomodación con predominante control eustático.

Finalmente los clásticos continentales del Grupo Neuquén marcan la desconexión del mar pacífico y el comienzo del tránsito de la cuenca hacia el régimen de antepaís, con cambios paleogeográficos drásticos que habilitan las intrusiones atlánticas del Grupo Malargüe y el advenimiento del Terciario orogénico, que con un importante espesor de vulcanitas y sedimentitas canibalizadas completan la columna sedimentaria (Figura 2).

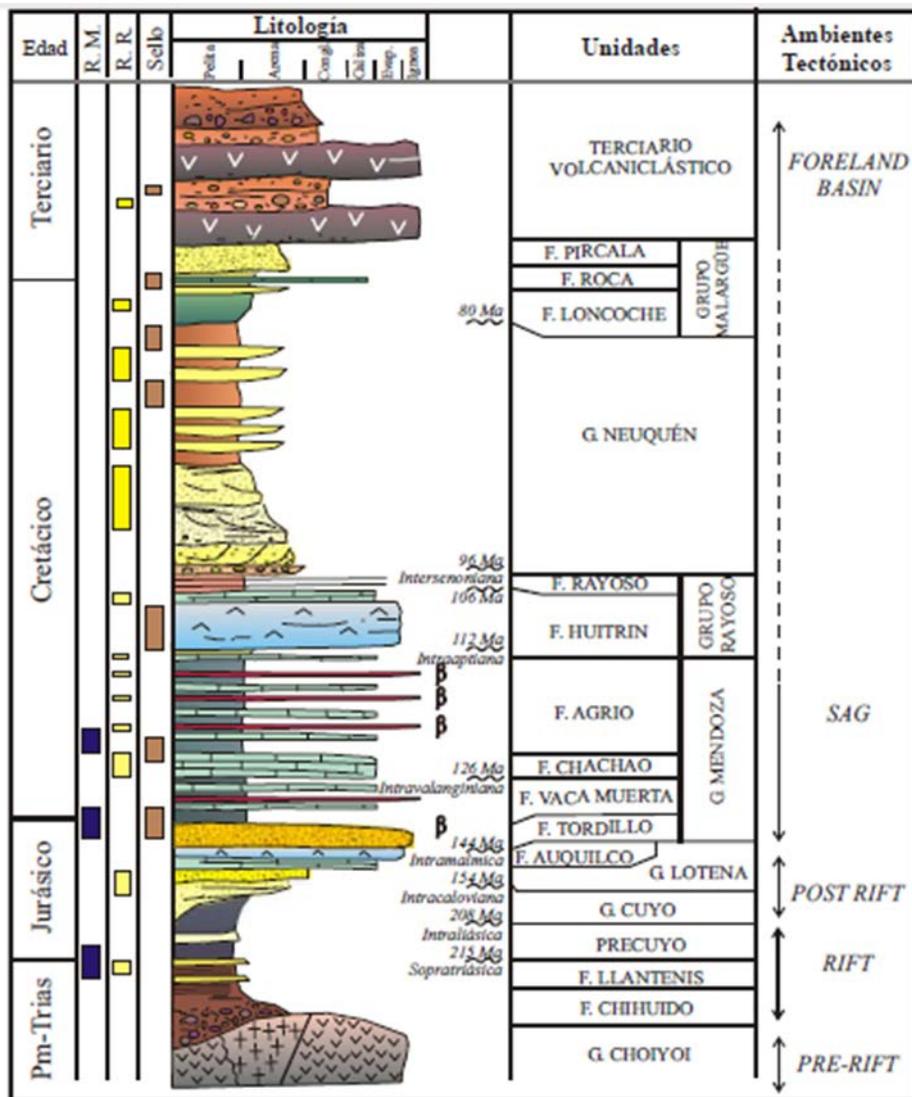


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Neuquina Surmendocina. Tomado de Zamora Valcarce et al, 2006.

a. Reservorios del Grupo Neuquén

El grupo Neuquén comprende los depósitos clásticos que marcan el inicio de la sedimentación del ciclo Riográndico. La depositación del Grupo Neuquén se encuentra vinculada al inicio de la fase de antepaís de la Cuenca Neuquina, originada como consecuencia de una tectónica compresional sobre el margen andino, acaecida a fines del Cretácico Inferior (Figura 3). Los efectos de esta deformación quedan evidenciados en la base del Grupo Neuquén a partir de una marcada discordancia angular y/o erosiva que define a la discordancia Patagonídica. La culminación de este ciclo sedimentario se vincula al desarrollo de un importante arco magmático occidental, asociado a una fuerte subsidencia de la cuenca, lo cual posibilitó la inversión de la pendiente regional y el primer ingreso del océano Atlántico a la Cuenca Neuquina hacia mediados del Campaniano (Garrido, 2011).

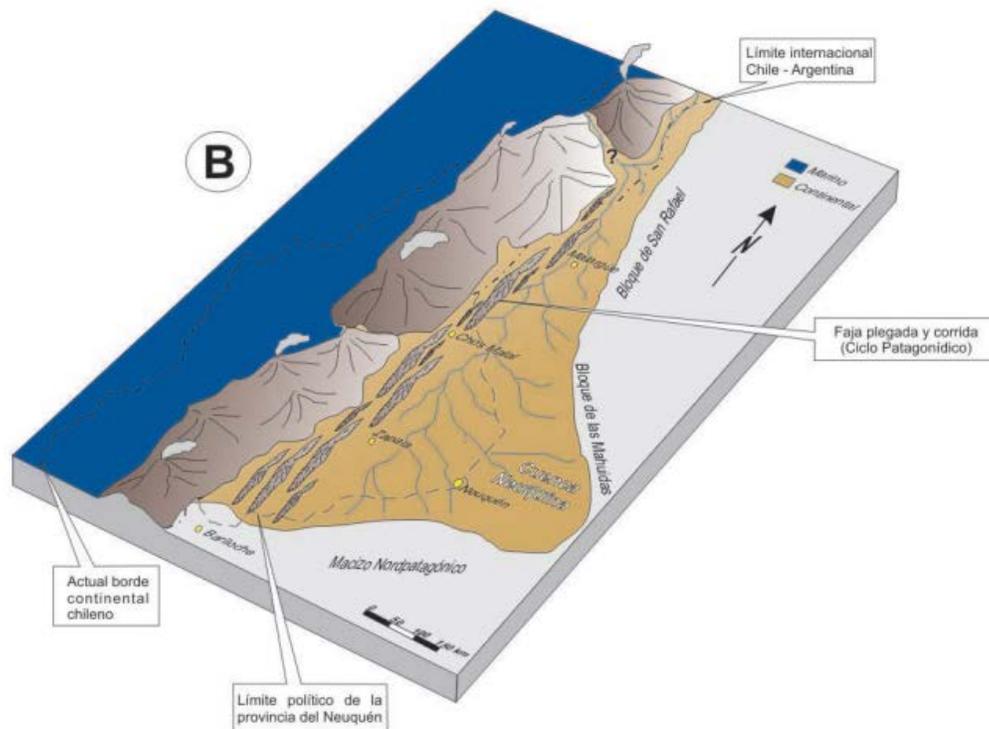


Figura 3. Esquema Paleogeográfico de la Cuenca Neuquina durante la depositación del Grupo Neuquén. Modificado de Garrido, 2011.

Diferentes autores han trabajado en el Grupo Neuquén y reconocen que la subdivisión es compleja debido a la monotonía petrográfica y a la dificultad de establecer niveles guía regionales para la definición de unidades bio/cronoestratigráficas. Históricamente se definen 3 ciclos granodecrecientes en base al reconocimiento de unidades litológicas similares y su continuidad lateral. Los gradientes granulométricos y litofacies sugieren un paleoflujo hacia la vertiente

pacífica al NO y O, orientado hacia un centro de cuenca ubicado al Oeste y Norte de Malargüe o a través de un colector central discurriente en sentido NNO cuya principal área de aporte para el sector de Malargüe corresponde al Sistema de la Sierra Pintada y macizo Nordpatagónico al Este y el Bloque de San Rafael, Bloque Chadileuvú o de las Mahuidas.

Desde el punto de vista secuencial, Legarreta y Gulisano (1989) asimilan al Grupo Neuquén a la mesosecuencia Neuquén desarrollada entre los 94-80 Ma, identificando 8 secuencias deposicionales que representarían intervalos entre 1-3 Ma (considerando edades de topes/base y tasas de sedimentación). Describen así una secuencia gruesa basal, secuencia psamo-pelítica y secuencia pelítica cuspidal con areniscas finas saltuarias (modificado de Consoli et al., 2014).

Agrupando las secuencias deposicionales en unidades de mayor orden, es posible correlacionar a grandes rasgos las unidades cronoestratigráficas con las litoestratigráficas definidas originalmente por Cazau y Uliana (1989) como lo muestra el cuadro comparativo de la Figura 4. (Manacorda et al., 2002)

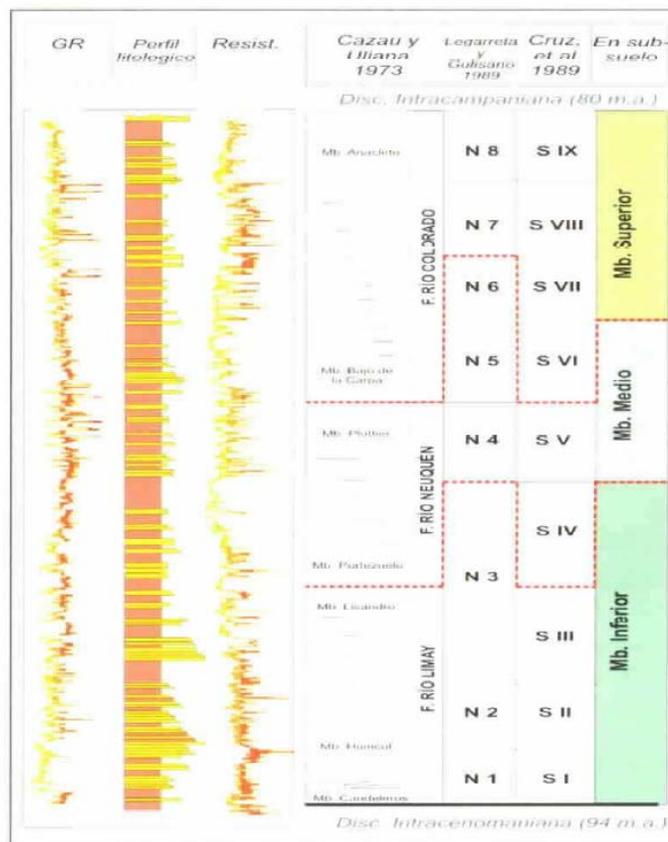


Figura 4. Subdivisiones del Grupo Neuquén según Cruz, 1989. Tomado de Manacorda et al, 2002.

El Grupo Neuquén se caracteriza por la alternancia de areniscas de distintas granulometrías, conglomerados y limoarcilitas parte rojizas y grises, siendo las principales áreas de aporte el Macizo Norpatagónico desde el Sur y el Sistema de la Sierra Pintada desde el Nor-Este.

El modelo deposicional corresponde a un ambiente continental dominado por procesos fluviales; hacia el borde de cuenca se desarrollan abanicos aluviales (facies proximales) pasando a ambientes canalizados (distintos sistemas fluviales) cuyo estilo varía en función del perfil de equilibrio, con desarrollo de planicies de inundación hacia posiciones intermedias e internas. En general se puede establecer un arreglo estrato y granodecreciente para los ciclos de mayor jerarquía, donde predominan los términos más gruesos hacia la base que, dependiendo del sector de la cuenca, pasan hacia arriba a un predominio de facies más finas, pelitas y areniscas finas.

Los principales yacimientos de hidrocarburos productivos de estas unidades se encuentran en el ámbito surmendocino de la Cuenca Neuquina; en este informe se analizan por ejemplo Cerro Fortunoso y Loma Alta Sur. Existen además diversas manifestaciones y acumulaciones de hidrocarburos del mismo grupo en la región que no han sido desarrolladas por considerarse sub-económicas por tener mercado de gas para la venta; tal es el caso de yacimientos como El Manzano, Rincón Amarillo, Cerro Boleadero y Lomas Peladas Este, analizados más adelante en este informe. (Referencia Manacorda et al., 2002)

b. Reservorios del Grupo Rayoso

El Grupo Rayoso está constituido por las formaciones Huitrín y Rayoso; corresponde a una unidad clástica-evaporítica acumulada en un medio predominantemente continental, que marca la desconexión de la Cuenca Neuquina con el Océano Pacífico.

La Formación Rayoso (Barremiano-Aptiano), limita en su base con el Mb La Tosca de la Fm. Huitrín y es truncada en su techo por la discordancia Intersenoniana que la separa del Gr Neuquén. Esta formación presenta gran distribución areal en la cuenca Neuquina, ya sea en afloramientos como en subsuelo. Su desarrollo es variable, en el sector Oeste llega a alcanzar los 1200 m de espesor y disminuye notablemente hacia la plataforma, hasta desaparecer como consecuencia de la acción erosiva de la discordancia en la base del Grupo Neuquén. Esta formación produce en el ámbito de la plataforma al Sur de la provincia de Mendoza, en el límite con las provincias de Neuquén, Río Negro y La Pampa.

La sección inferior del Grupo Rayoso corresponde a la Fm. Huitrín, conformada de base a tope por los miembros Chorreado, Troncoso y La Tosca. En el ámbito surmendocino de la cuenca Neuquina estaría ausente la sección evaporítica del Mb Chorreado, de modo que el Mb Troncoso yace concordantemente o en

situación de onlap sobre el Mb Chorreado inferior o directamente sobre la Fm. Agrio.

El miembro Troncoso se subdivide en superior e inferior. El miembro inferior representa un evento regresivo que generó una cuña de mar bajo, está representado por diversos sistemas de acumulación continental entre los que se incluyen sistemas fluviales entrelazados, efímeros de carga mixta, eólicos y lacustres. (Veiga y Vergani, 2011) Estos cuerpos continentales fueron luego inundados en un medio restringido que resultó en la precipitación de anhidritas y halitas correspondientes a la sección superior del miembro Troncoso. (Masarik, 2002)

El Mb La Tosca constituye uno de los reservorios principales en el ámbito de la Plataforma Neuquina Oriental, donde la llamada "faja oolítica" contiene importantes reservas de hidrocarburos tanto en la provincia de Neuquén, como de Mendoza y el Norte de Río Negro.

Son depósitos carbonáticos de edad barremiana, característicos de un ambiente de rampa somera y extendida, que se encuentran en gran parte de la Cuenca Neuquina. El ambiente de sedimentación se interpreta como una rampa carbonática (Figura 5), afectada por acción de mareas, olas y tormentas, con desarrollo de barras oolíticas someras, en un contexto de clima árido-semiárido. Y tiene en menor proporción facies pelíticas y margosas y brechas de colapso por disolución de la sal subyacente del Mb Troncoso Superior.

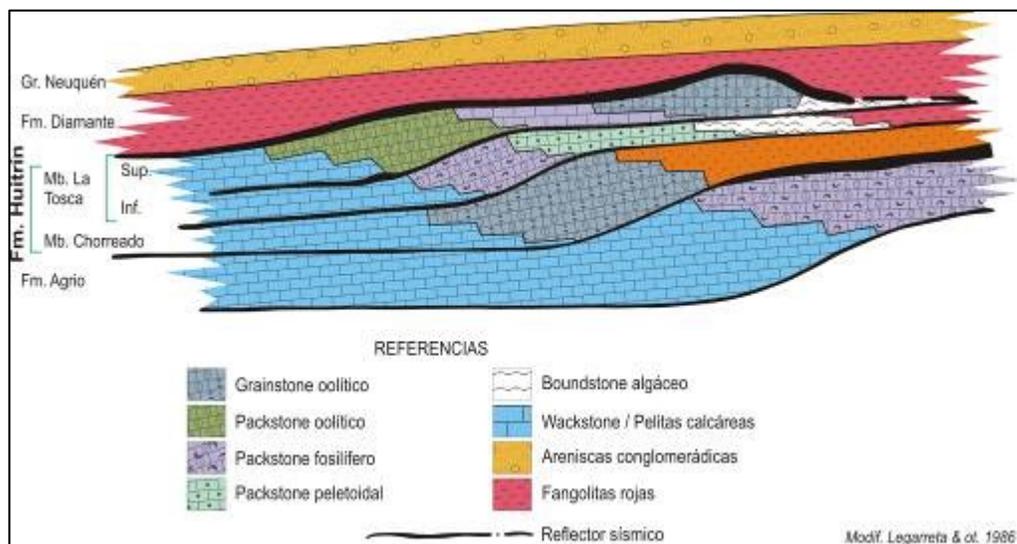


Figura 5. Corte esquemático del Miembro La Tosca al sur de la provincia de Mendoza.

Este miembro suprayace a las evaporitas del Miembro Troncoso superior o, en su ausencia a las sedimentitas continentales del Miembro Troncoso inferior, pudiendo yacer en algunos lugares directamente sobre la Fm. Agrio (Olea et al, 2011).

c. Reservorios del Grupo Mendoza

El principal reservorio del Grupo Mendoza lo constituyen las calizas naturalmente fracturadas de la Formación Chachao; sin embargo, se reconocen en las unidades que lo conforman (Agridio y Vaca Muerta mayormente) diversas intrusiones andesíticas o filones capa, de presunta edad Terciaria, que constituyen el principal reservorio en la región cuando se encuentran fracturados.

De acuerdo a la base de datos del IHS también se encuentran ocasionalmente hidrocarburos alojados en arenas turbidíticas de la Formación Vaca Muerta, selladas lateralmente por fallas, tal es el caso de Los Cavaos Este y el pozo Anticlinal los Novillos.x-1.

La Formación Chachao está conformada por una caliza bioclástica que se desarrolla en la porción Surmendocina de la Cuenca Neuquina. Engrana lateralmente con los depósitos clásticos de la Formación Mulichinco de la cual es sincrónica, o de la Formación Agridio en algunos casos.

El ambiente deposicional es marino sublitoral, en aguas tranquilas, oxigenadas y sin indicaciones de transporte; donde hubo una fuerte proliferación orgánica afectada eventualmente por tormentas y períodos de somerización. (Pérez, 2002)

La Formación Chachao es un típico reservorio naturalmente fracturado, con muy baja porosidad primaria y cuya porosidad y permeabilidad están generadas por fracturas principalmente y por disolución (vugs) y dolomitización en segundo orden. Los valores de porosidad para este reservorio oscilan entre los 2 y 3 %, lo cual hace a las calizas de la Formación Chachao un excelente reservorio dentro del tipo naturalmente fracturado.

Se reconocen diversos yacimientos de hidrocarburos que producen de la Fm. Chachao en la Cuenca Neuquina Surmendocina como lo son: Puesto Rojas, Cerro Mollar, Cerro Divisadero, Pampa Palauco, Cajón de los Caballos y Cajón de Molina. En todos ellos el tipo de trampa siempre es estructural de anticlinales combinados con fallas.

d. Reservorios del ciclo Cuyano/Precuyano

El Cilco Precuyano fue definido por Gulisano (1981) con el fin de describir a depósitos de naturaleza piroclástica, clástica y volcánica comprendidos entre el basamento cristalino de la Cuenca Neuquina y la primera ingesión marina jurásica del Grupo Cuyo.

Esta definición principalmente litoestratigráfica agrupaba bajo un solo nombre a todos los depósitos limitados por dichos contactos, que a causa de su desconexión geográfica y variada composición litológica poseían diferente denominación (Carbone et al., 2011).

Hacia fines del Paleozoico superior el borde occidental del cinturón plegado gondwánico es fragmentado, permitiendo el desarrollo de un campo riolítico Permo-Triásico. Sobre esta estructura se impuso un evento distensivo de gran intensidad que generó una serie de fosas para tiempos del Triásico Tardío – Jurásico Temprano, dando nacimiento a la sedimentación mesozóica.

Esta unidad referida a los depósitos de la localidad de la sierra de Reyes, agrupada bajo el nombre de Fm. Remoredo (Gulisano 1981) pasó a englobar informalmente a las distintos intervalos pertenecientes a los niveles basales del mesozoico neuquino, cuyo rasgo común era su geometría en cuña, sus variaciones de espesor en cortas distancias y su compleja naturaleza volcanoclástica (Figura 6).

Desde el punto de vista tectosedimentario, el Ciclo Precuyano puede representar la etapa de relleno (rift), involucrando en la base asociaciones volcanoclásticas que pueden ser cubiertas por acumulaciones aluviales, costeras o por la transgresión basal cuyana (Pliensbachiano - Toarciano). La existencia de un arco magmático andino activo durante la etapa de relleno precuyano es un tema aún controversial, en el cual intervienen variables magmáticas y geocronológicas.

Por su disposición areal, restringida a hemigrábenes, la generación y preservación de hidrocarburos es de carácter principalmente local. Desde el punto de vista de reservorios la alteración del material volcánico sumado a la existencia de fracturación, lo convierte en un objetivo de importancia a continuar investigando mediante sondeos de exploración.

La situación ideal se ha documentado cuando las rocas de este ciclo están en contacto con la roca madre (Fm. Los Molles) en posiciones estructuralmente favorables (Dorsal) o en la plataforma Nororiental donde una vía de migración regional de excelencia (Fm. Tordillo) carga directamente a las rocas precuyanas (Yacimiento Medanito) (Carbone et al., 2011).

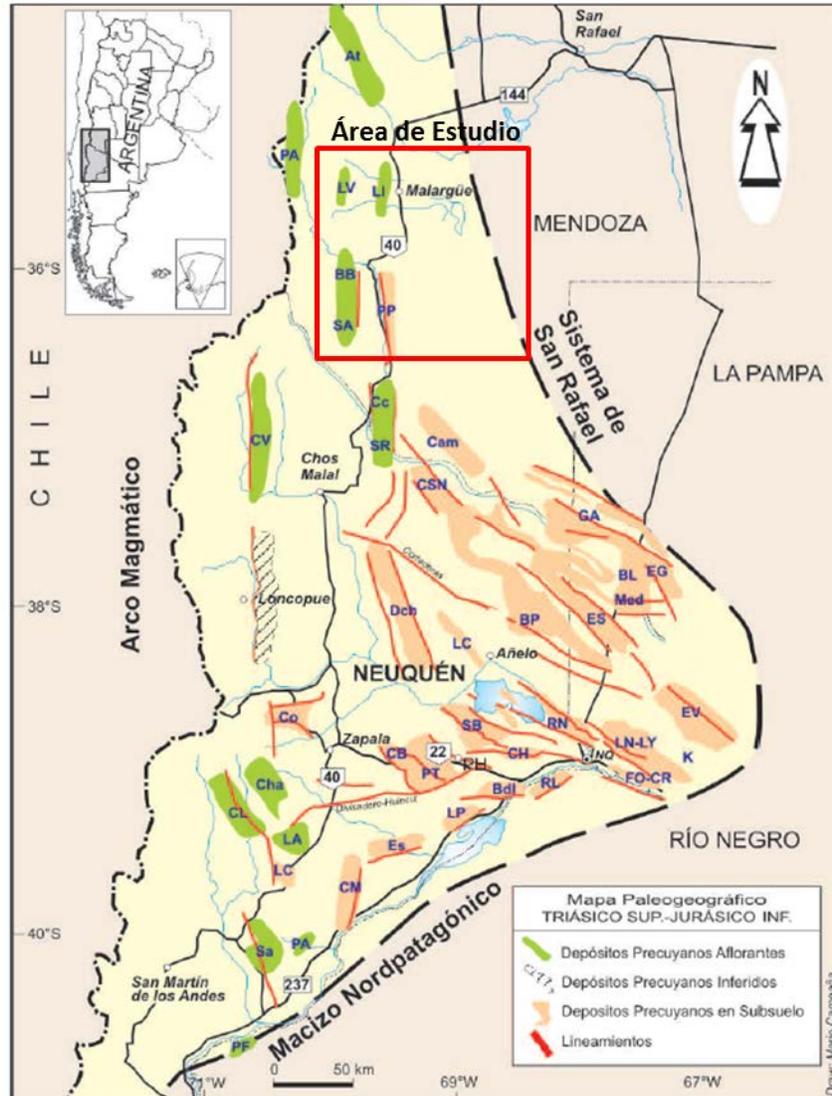


Figura 6. Ubicación de los depocentros precuyanos en la Cuenca Neuquina. Modificado de Carbone et al, 2011

5.1.2 Estilos Estructurales

El área estudiada al Sur de la ciudad de Malargüe comprende diversos estilos estructurales, entre los cuales se distinguen la faja plegada y corrida al Oeste con su complejo sistema del frente emergente, que finalmente se resuelve en transición hacia el ámbito de la plataforma hacia el Este.

Boll et al., 2014 escriben respecto al área foco de este estudio que: En la región comprendida entre la Cordillera del Viento y Pampa Tril, y entre Pehuenche y Cerritos Colorados, Kozlowski et al. (1997) postulan tres etapas de deformación. La primera, anterior a los 50 Ma, con desarrollo de una antifosa incipiente durante

la depositación del Gr Malargüe. La segunda, entre los 50 a 25 Ma, en la que se levantó la Cordillera del Viento junto a una serie de estructuras epidérmicas en su frente, concomitantes con el inicio de inversión de los hemigrábenes de la Plataforma del Río Grande-Pampa Palauco. La tercera, posterior a los 25 Ma, caracterizada como FPC externa, abarca los levantamientos del Macizo del Tromen-Sierra Azul-Bardas Blancas y estructuras de segundo orden asociadas en el frente, además de la reactivación de las estructuras la zona de Río Grande-Pampa Palauco (Figura 7).

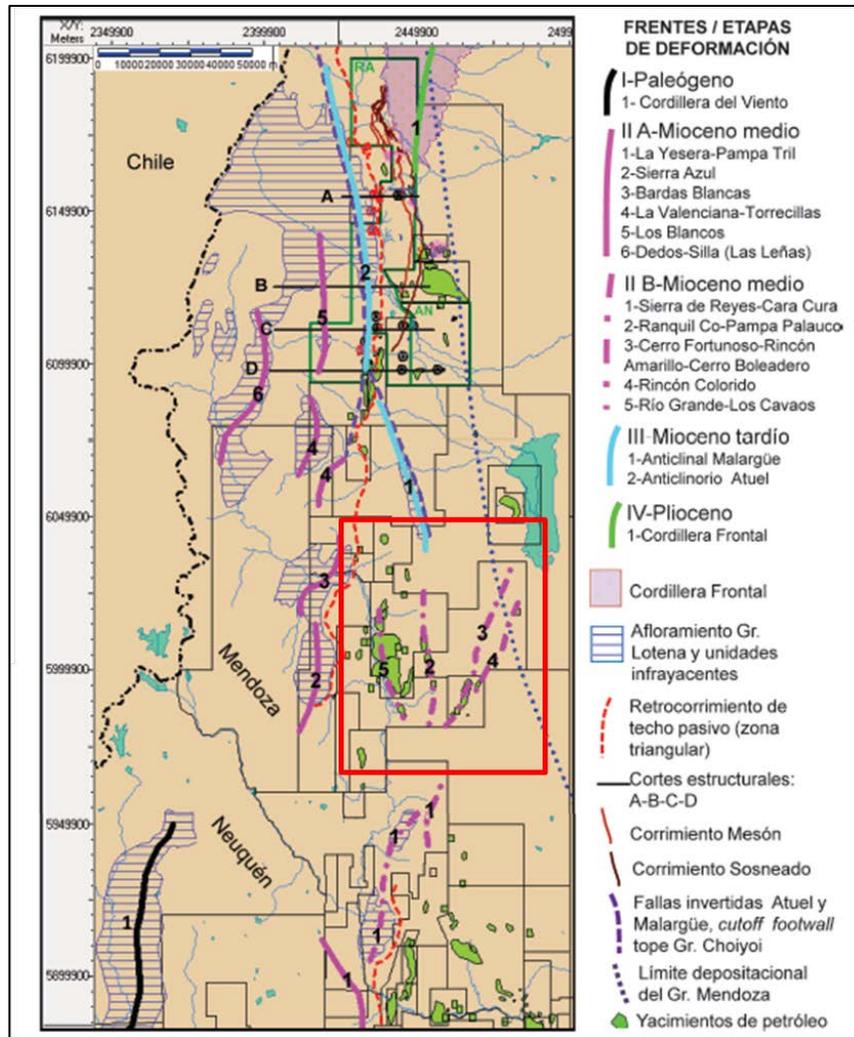


Figura 7. Frentes y etapas de deformación del sistema de la Faja Plegada y Corrida de la cuenca Neuquina. En rojo se remarca el área de foco de este estudio. Modificado de Boll, et al., 2014.

La heterogeneidad de este conjunto se manifiesta con la presencia de corrimientos de alto y de bajo ángulo, con el desarrollo de varios niveles de despegue, cabalgamientos y estructuras de tipo duplex (Figura 8).

Hacia el Este, el ámbito estructural se desarrolla en la transición de la Faja Plegada hacia la plataforma, donde la deformación andina se manifiesta por divergencia de estratos sinorogénicos y estructuras más amplias o muy suaves producto del traslado de la deformación principal hacia el antepaís y la reactivación de zonas de debilidad del basamento (sector Este de las secciones 3, 4 y 5 de la Figura 8).

Giampaoli identifica en la zona de estudio al menos cuatro estilos estructurales, asociados cada a uno a diferentes tipos de entrapamiento y agrupados en aquellos que implican deformación de la cobertura sedimentaria y aquellos que involucran basamento (Giampaoli, et al., 2005).

Los estilos asociados a la deformación de la cobertura estarían representados en primer lugar por el frente deformado de la faja plegada, inmediatamente al Este de la Sierra Azul, en cuyo flanco oriental se desarrolla una importante zona triangular que se extiende a lo largo del valle del Río Grande (sector Oeste de las secciones 3, 4 y 5 de la Figura 8). El principal objetivo de este ámbito lo constituyen las estructuras formadas por los apilamientos de las unidades del Grupo Mendoza en el frente de la zona triangular y los bloques intermedios asociados a esta zona de falla. Dichas estructuras se encuentran desconectadas de la superficie dado que gran parte del rechazo de la faja plegada es absorbido en los niveles correspondientes a la Fm. Huitrín, la cual se encuentra generalmente con un espesor anómalo.

Destaca también dentro de este estilo estructural la zona de la faja plegada intermedia; tiene poca expresión en superficie y posee alineamientos estructurales que comienzan en el Valle del Río Grande y suben estructuralmente al Sur, hasta el gran anticlinal de basamento del Yacimiento Puntilla del Huincán (Subcuenca del Río Grande, señalada en secciones 2-5 de la Figura 8). Si bien la cota estructural es mucho más baja que la de la faja plegada y corrida, estos lineamientos forman parte del mismo sistema, predominando la deformación epidérmica de vergencia oriental.

El otro estilo de deformación en la cobertura estaría representado por anticlinales plegados y transportados por fallas de bajo ángulo, que incluso podrían involucrar el basamento en estadios más avanzados de la deformación. En la zona del Cerro Fortunoso y al Este de la Sierra de Palauco se presenta como un tren de estructuras más pequeñas, de orientación NNE-SSO y dispuestas en un arreglo escalonado, posiblemente vinculado a una componente de desplazamiento de rumbo en las fallas del basamento.

Dentro de los estilos de piel gruesa se destaca el tren de inversión tectónica sobre el cual se extienden los yacimientos Pampa Palauco, Cajón de los Caballos y Cajón de Molina; y

la red de fallas de alto ángulo presentes en los yacimientos Los Cavaos y Malal del Medio (Figura 8). El ámbito de grábenes invertidos está localizado en el extremo oriental de la zona de estudio y corresponde a estructuras suaves de baja expresión en superficie, representadas principalmente por los anticlinales de Ranquil-Có y Del Petiso, que forman parte del tren estructural N-S de la Sierra de Palauco. Este lineamiento constituye un extenso anticlinorio con vergencia occidental que corresponde a un tren de hemigrábenes jurásicos invertidos (Yagupsky, et al., 2007); pero se trata en realidad de varios depocentros alineados que generan un único tren estructural con sillas que definen las diferentes estructuras, claramente asimétricas con un flanco oriental suave, extendido y un flanco occidental abrupto y en parte rebatido.

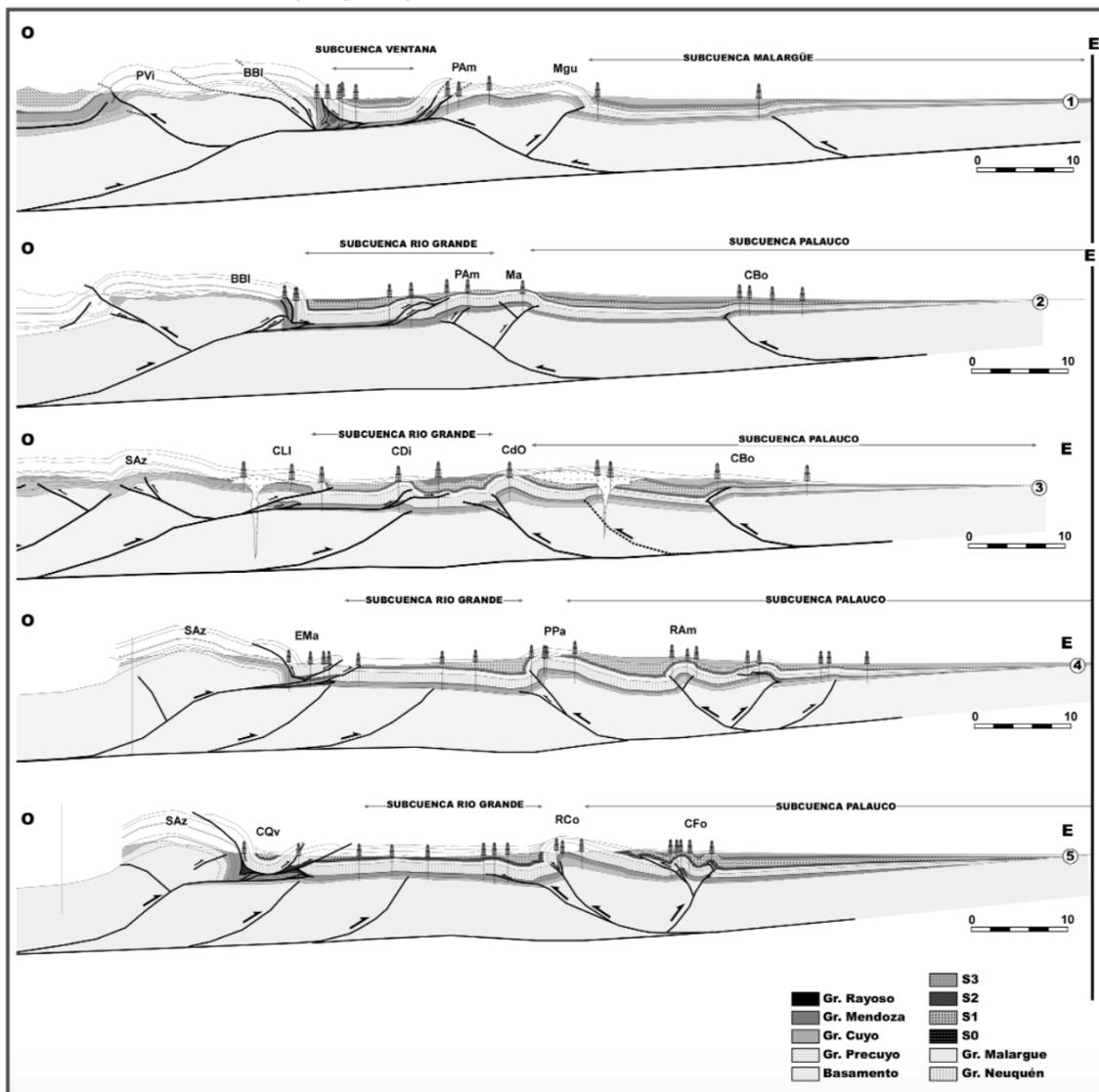


Figura 8. Cortes estructurales esquemáticos de la zona de estudio. Tomado de Silvestro y Atencio, 2009.

5.1.3 Sistemas Petroleros Activos en la Región

Desde el punto de vista de la exploración y producción de hidrocarburos se considera que este sector de la Cuenca Neuquina, al sur de Malargüe, se encuentra en un estado maduro. Los primeros pozos fueron perforados en los años 1930-1940 y tuvieron como objetivo estructuras anticlinales de marcada expresión en superficie, los primeros reservorios productivos fueron las sedimentitas volcanoclásticas del Precuyano o Gr Cuyo (Liásico) Inferior y las rocas carbonáticas del Gr Mendoza (formaciones Agrío, Chachao y Vaca Muerta).

En los años '60-'70 se empieza a adquirir sísmica 2D en la zona; que lamentablemente presenta muy baja relación señal ruido debido a las potentes coladas volcánicas en superficie y a la complejidad estructural del subsuelo. Sin embargo, gracias a la interpretación ayudada por el mapeo geológico, se identificaron nuevas estructuras de menor expresión superficial que también resultaron productivas del Grupo Mendoza y mayormente de los intrusivos asociados.

Si bien ya se habían documentado manifestaciones de hidrocarburos en niveles del Grupo Neuquén, fue recién en la década del '90 que se empezó a considerar este intervalo como reservorio productivo, abriendo una nueva ventana para la actividad petrolera en el área.

Con la llegada de la sísmica 3D y los avances en las técnicas de adquisición y procesamiento sísmico, se siguieron identificando y delineando estructuras en el subsuelo que con el tiempo han permitido mantener activa la actividad petrolera en la zona. (Periale, et al., 2014)

Los niveles generadores por excelencia en la zona son las formaciones Vaca Muerta y Agrío. Sin embargo Periale et al reconocen, luego de un estudio detallado de geoquímica, que en la región existen dos sistemas petroleros activos: uno marino cuya roca madre principal es la Fm. Vaca Muerta y otro continental de origen lagunar vinculado a las pelitas negras del Liásico Inferior, cuyo exponente más destacado es el anticlinal de Pampa Palauco (Figura 9).

Si bien ya se conocía la existencia de estos dos sistemas petroleros, se pudo demostrar que existen zonas donde conviven ambos, como el anticlinal de Cajón de los Caballos y Ranquil-Có – Del Petiso (Periale, et al., 2014). Vergani et al también reconocieron en 2011 que el mayor potencial exploratorio remanente en el área estaba asociado al play del Liásico, en la zona al Este de la faja plegada y corrida. (Vergani, et al., 2011).

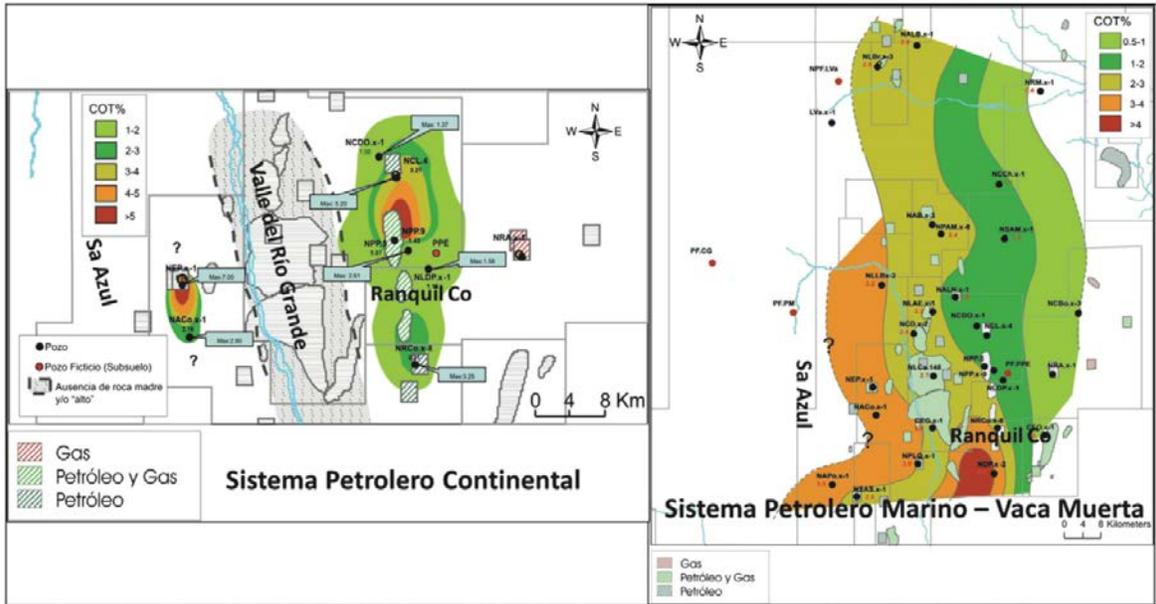


Figura 9. Dos sistemas petroleros que coexisten en la zona de Malargüe. Tomado de Periale, et al., 2014.

Tanto Agrio como Vaca Muerta alcanzan de manera generalizada la ventana de petróleo, con rangos de madurez térmica marginal a moderada, ocasionalmente tardía. Este patrón de madurez acompaña la existencia de petróleos negros en las zonas productivas (con los yacimientos del Área Valle del Río Grande y Cerro Fortunoso como los de mayor importancia), originados en fases tempranas a medias de generación, luego de migraciones de desplazamientos cortos y laterales, alojándose en niveles de Chachao fracturado en el tren de Puesto Rojas-Cerro Mollar, en intrusivos mayoritarios del Grupo Mendoza y en areniscas del Grupo Neuquén, tal como se conoce en la zona del Valle del Río Grande. Los intrusivos que afectaron las secciones generadoras es posible que hayan aumentado la conversión a petróleo en zonas específicas, donde el halo térmico es de dimensiones significativas (ver un análogo de este tipo de sistema en Rodríguez et al., 2007). (Legarreta, et al., 2008)

La facies rica en materia orgánica del sistema continental se acumuló en lagos profundos y condiciones de fondo restringidas, localizados dentro de hemigrábenes extensionales arealmente limitados, desarrollados durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano (Figura 10). De acuerdo a Villar et al. en el congreso de hidrocarburos de Mendoza de 2014, el uso del término "Precuyano" está muy difundido para estos depósitos continentales, sin embargo en un sentido estricto, los hemigrábenes rellenos con facies continentales se desarrollaron durante el "Cuyano", al menos parcialmente y no anteriormente a él. (Villar, et al., 2014)

La composición de las facies continentales cambia de un hemigraben a otro, e internamente muestra alta heterogeneidad lateral. El espesor puede variar de escasas decenas de metros hasta más de 1000 m. Los datos disponibles indican

que el nivel de maduración térmica de esta facies generadora se encuentra dentro de la ventana de petróleo; no obstante, destaca Legarreta et al que los hemigrábenes que se encuentran bajo mayor soterramiento, o bien en posiciones más profundas dentro de los ya conocidos, podrían estar afectados por una madurez mayor. (Legarreta y Villar, 2012)

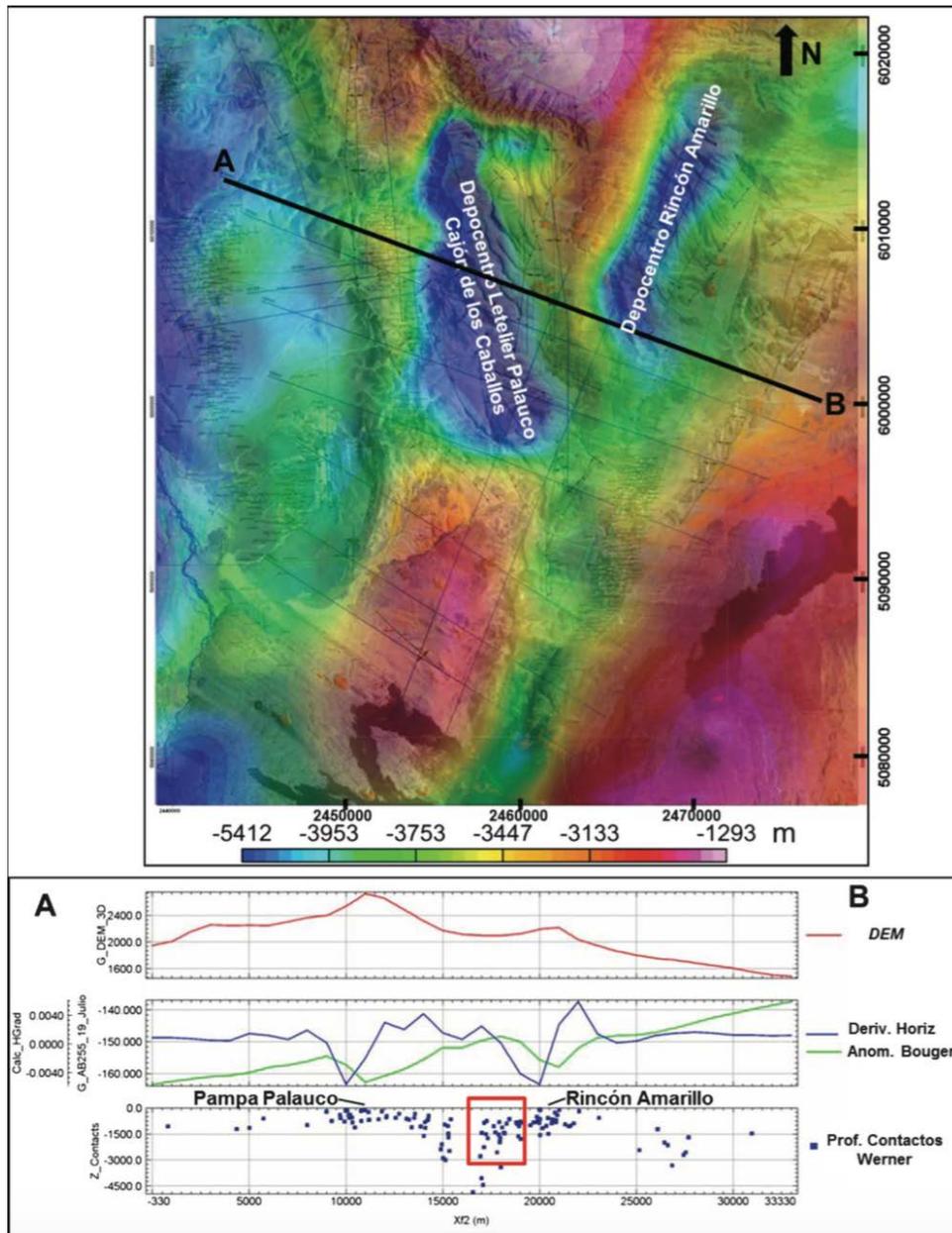


Figura 10. Mapa de anomalía de Bouguer que muestra dos depocentros importantes para el Liásico Inferior en la zona de estudio. Tomado de Periale, et al, 2014

Las principales rocas reservorio de la región pueden ser de tipo primario o secundario. Al primer grupo pertenecen, en orden de importancia, las areniscas fluviales del Grupo Neuquén, las tobas arenosas asignadas al Grupo

Cuyo/Precuyo y las facies clásticas de la Formación Loncoche. Los reservorios de tipo secundario más significativos están asociados al desarrollo de zonas fracturadas en las calizas de la Formación Chachao, Agrio y en los cuerpos ígneos emplazados en las formaciones Vaca Muerta, Agrio y Huitrín. En menor medida, la presencia de fracturas mejoraría la condición de reservorio de los niveles productivos del Grupo Cuyo. Por último, la acción de fenómenos de disolución sumada a la existencia de fracturas, habilita el desarrollo de niveles productivos en las litofacies carbonáticas de las formaciones Rayoso y Huitrín.

Los sellos están conformados por relativamente potentes y lateralmente extensos paquetes de rocas de baja permeabilidad y alta ductilidad que pueden estar localizados por encima de los reservorios (margas y pelitas de las formaciones Vaca Muerta y Agrio, evaporitas de la Formación Huitrín, limos, tobas y anhidritas de la Formación Loncoche), o pueden ser de tipo intraformacional y estar alojados entre los reservorios (margas y pelitas de las formaciones Vaca Muerta y Agrio, pelitas del Grupo Neuquén). En el primero de los casos las trampas asociadas muestran contactos de fluidos definidos para toda la extensión de la trampa, mientras que en el caso de los sellos intraformacionales se observan compartimientos con contactos independientes y diferente distribución de presiones.

El entrampamiento puede ser de tipo estructural, estratigráfico y/o combinado. Las trampas estructurales son las más abundantes, destacándose la presencia de anticlinales asociados a fallas en la cobertura sedimentaria (Cerro Fortunoso), anticlinales de inversión tectónica (eje de Pampa Palauco) y zonas fracturadas vinculadas a la presencia de niveles competentes en sectores afectados por deformación de piel delgada o gruesa (Cerro Mollar y Puesto Rojas). Las trampas estratigráficas se desarrollan hacia el Este, en el sector más externo de la faja plegada y se asocian al acuñaamiento de las unidades estratigráficas contra el borde de cuenca. Las trampas combinadas resultan de la generación de porosidad y permeabilidad secundaria vinculada a fenómenos de disolución y/o fracturación. Siendo estas dos últimas las menos comunes en la zona de estudio.

La migración secundaria de los hidrocarburos se realiza a través de la red de fallas y fracturas que vinculan a la roca madre con la roca reservorio. En la zona de plataforma a este efecto se suma la migración lateral a través de los mismos niveles que actúan como reservorio. Tampoco se descarta la posibilidad de re-migración de los hidrocarburos debido a la reactivación de las estructuras antiguas.

La preservación de los hidrocarburos está afectada por procesos de biodegradación en el ambiente de borde de cuenca como es el caso de Llancañelo. (Giampaoli, *et al.*, 2014)

Vergani *et al.* mencionan en 2011 una región dentro del ámbito de la faja plegada del Sur de Mendoza, que presenta grandes incógnitas en cuanto a su verdadero

potencial y que ha sido escasamente explorada. Es la zona ubicada entre el límite de la Faja Plegada al Oeste y el sector del Engolfamiento hacia el Este, donde reservorios cerrados *tight* jurásico-cretácicos podrían contener significativas reservas de gas. (Vergani *et al.*, 2011). Sin embargo estas afirmaciones podrían aplicarse más directamente a los bloques del sur de la provincia de Mendoza, linderos con la provincia de Neuquén y en menor medida a los bloques incluidos en la zona de estudio.

Existe al sur de la provincia de Mendoza un sistema petrolero atípico asociado a Centros Volcánicos de edad Terciaria, que implican la intrusión de rocas ígneas en los principales niveles generadores: Formaciones Agrio y Vaca Muerta (Delpino *et al.*, 2014).

En este sistema petrolero, elementos como la generación migración y entrapamiento de hidrocarburos están relacionados directamente con la edad de la intrusión y las características de la roca que aloja estos cuerpos ígneos.

Así, las potenciales rocas madre que al momento de la intrusión presentaban una baja madurez termal por soterramiento, se ven alteradas por la transferencia de calor y el halo térmico sustituye el soterramiento requerido para madurarlas.

Los reservorios ven sus propiedades petrofísicas mejoradas por las fracturas inducidas durante el proceso de emplazamiento y enfriamiento de los lacolitos. Las trampas son generadas por las estructuras dómicas resultantes de la intrusión. Y los caminos de migración se consideran diferentes a los tradicionales puestos que involucran varios eventos de migración en múltiples direcciones en distancias relativamente cortas (Figura 11).

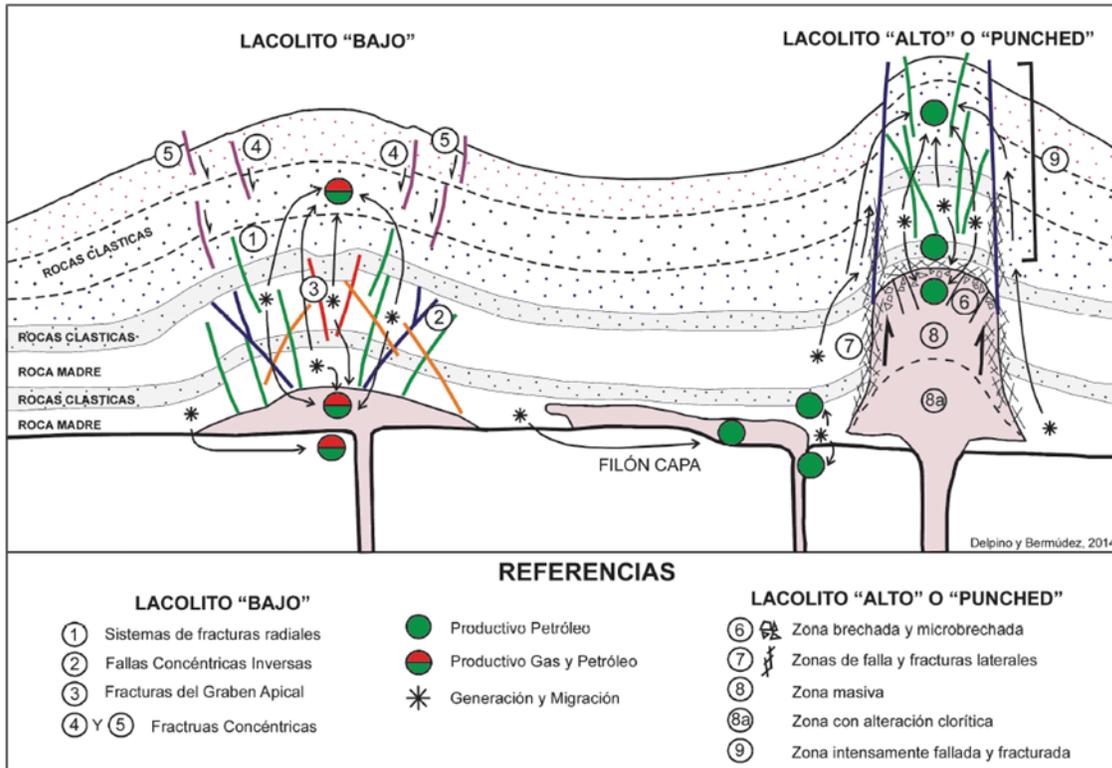


Figura 15. Elementos del modelo geológico y sistema de petróleo asociado con lacolitos "altos" y "bajos".

Figura 11. Elementos de un sistema petrolero asociado a intrusiones ígneas. Tomado de Delpino, et al., 2014.

La extensión areal y distribución geográfica de este tipo de sistemas está asociada al entorno de los lacolitos y a la distribución de fallas y fracturas sin-intrusivas que actúan como límites del sistema, conformando un sistema cerrado; sin embargo parte de los hidrocarburos generados podría migrar, incorporándose a sistemas de petróleo convencionales (Delpino, *et al.*, 2014).

De acuerdo a Llambías en su publicación: Geología de los Cuerpos Ígneos, en un distrito ígneo es frecuente encontrar la asociación de lacolitos con filones capa y/o con cuerpos transicionales entre ambos. El área de estudio se caracteriza por una intensa actividad volcánica y por la gran variedad de filones capa que conforman una de las principales unidades productivas, de modo que no sería descabellado pensar en la presencia de estos sistemas petroleros atípicos, que pudieran haber sido identificados recientemente gracias a los avances en la adquisición y procesamiento de sísmica 3D.

Podría existir entonces un sistema de lacolitos, relacionado al ya conocido en los bloques de la Altiplanicie del Payún. Éste se extendería hacia el Norte del Volcán Payún Matru en los alrededores de Cerro Fortunoso y al sur del bloque Cajón de los Caballos (Figura 12); en cuyo caso se abriría una nueva ventana exploratoria con grandes posibilidades de contener reservas económicas de hidrocarburos.

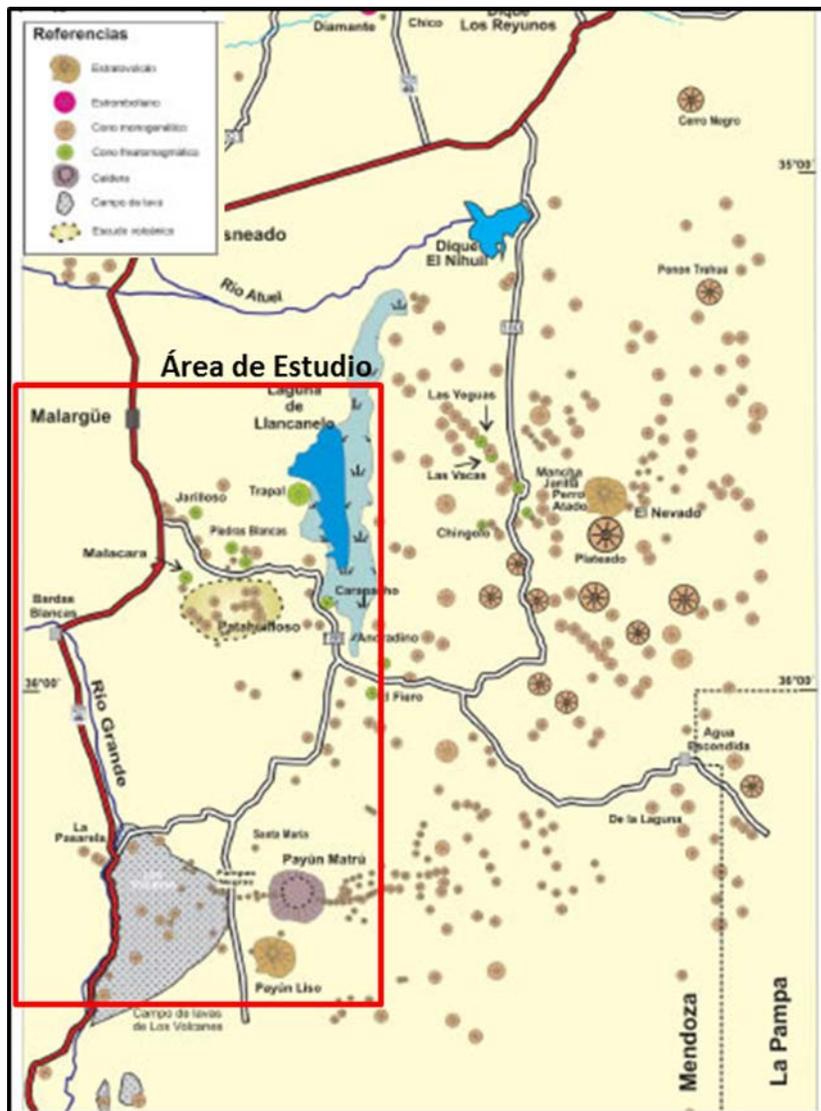


Figura 12. Distribución de conos volcánicos en la provincia volcánica basáltica Payenia, cuyo ambiente tectónico es de retroarco. Modificado de Llambías et al, 2010)

5.1.4 Consideraciones Sobre los Sistemas Petroleros

a. Madurez Térmica y Tipo de Hidrocarburo

Los yacimientos al sur de la ciudad de Malargüe se han caracterizado tradicionalmente por la producción de hidrocarburos líquidos: petróleos negros, viscosos, pesados, con gas en solución y en algunos casos puntuales gas no asociado y condensado. Es por ello que en el contexto de la producción comercial de gas natural es necesario analizar el origen de ese hidrocarburo que alimentaría el gasoducto a la ciudad de Malargüe.

Como ya se describió anteriormente, el principal sistema petrolero de la región es de origen marino y está asociado mayormente a la Formación Vaca Muerta como roca madre. Sin embargo cabe destacar que de acuerdo a los modelados de cuenca publicados, que consideran principalmente la maduración térmica por soterramiento, esta formación estaría en ventana de generación de petróleo (Legarreta, *et al.*, 2008, Legarreta y Villar 2012, Villar, *et al.*, 2014). Lo mismo sucede con la Formación Agrio, cuya madurez térmica estaría en una fase todavía más temprana.

Escriben Gómez Omil, *et al.*, 2014 respecto a la madurez térmica de la Fm. Vaca Muerta en el ámbito de la Faja Plegada y Corrida de la cuenca Neuquina, que se reconoce claramente una disminución en la madurez térmica (Ro) y de la Tasa de Transformación de querógeno (TR) de Sur a Norte, acompañando a la disminución de espesor y contenido de materia orgánica (COT) de dicha formación.

Al Norte de la latitud de la Sierra de Cara Cura, dentro de la provincia de Mendoza, la (TR) estimada es muy baja, menor a un 20% para la base de la Fm. Vaca Muerta. Esto relacionado también al hecho de que al Norte del Río Colorado y hasta la región de Cuchilla de La Tristeza, la Fm. Vaca Muerta habría entrado en ventana de generación de petróleo recién en el Terciario, debido a la subsidencia producida por la carga tectónica y la sedimentación sinorogénica (Mioceno) acaecida durante la orogenia Andina.

Estos modelados de cuenca remiten entonces a la pregunta fundamental acerca del origen y cantidad el gas presente en el sistema. Los gráficos de la Figura 13 muestran la distribución de las rocas madres en ventana de generación de gas, que estarían hacia el Oeste del área de estudio en la zona de la faja plegada y corrida.

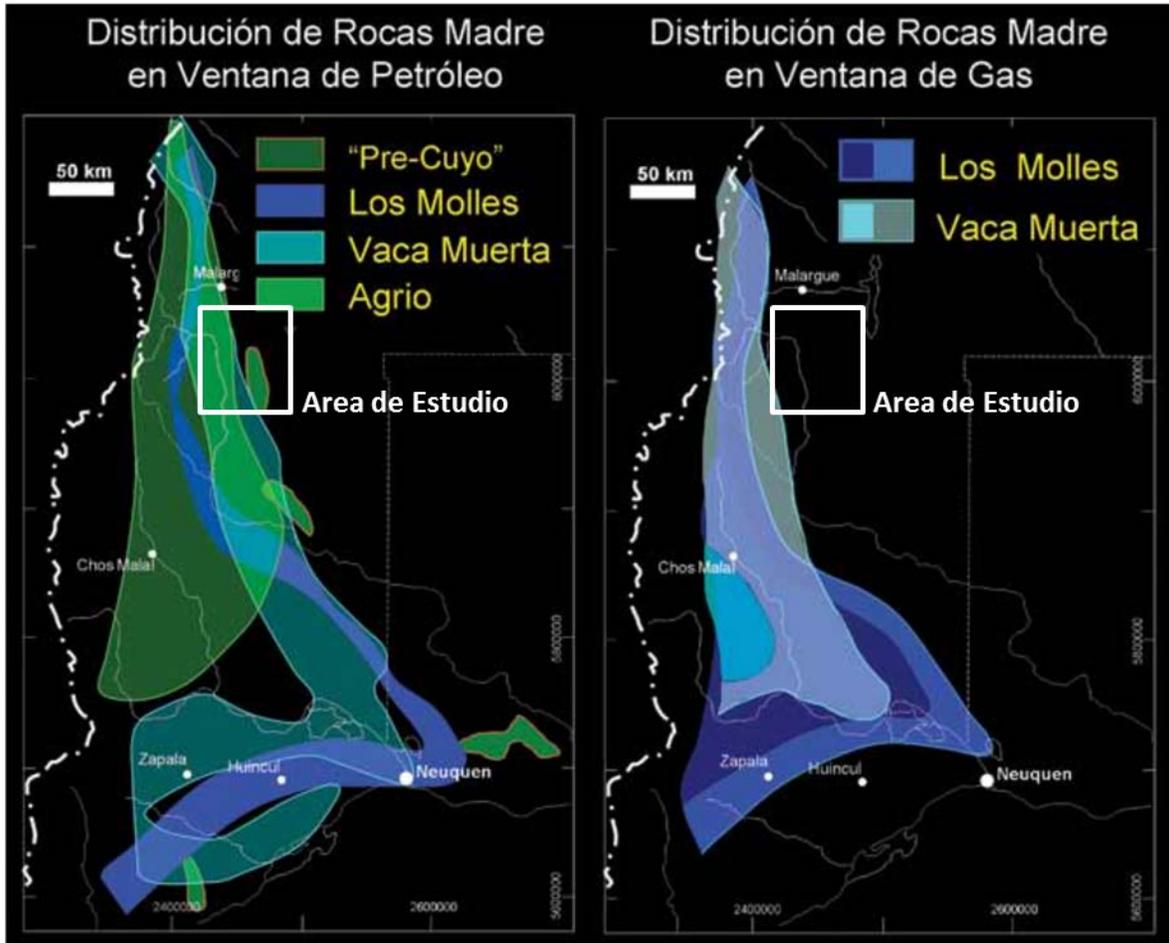


Figura 22. Distribución de las zonas en fase de madurez térmica para petróleo y para gas de cada una de las rocas madre.

Figura 13. Distribución de las rocas madres en la cuenca Neuquina según Legarreta y Villar, 2012. En el cuadrado blanco se señala el área de este estudio.

Gómez Omil, *et al.*, 2014 presentan un análisis más detallado de las cocinas activas en el ámbito de la faja plegada y corrida de Mendoza: en la Figura 14 se puede apreciar un detalle de las cocinas (o zonas donde la roca madre generó hidrocarburos) en la zona de los yacimientos de hidrocarburos al sur de la ciudad de Malargüe.

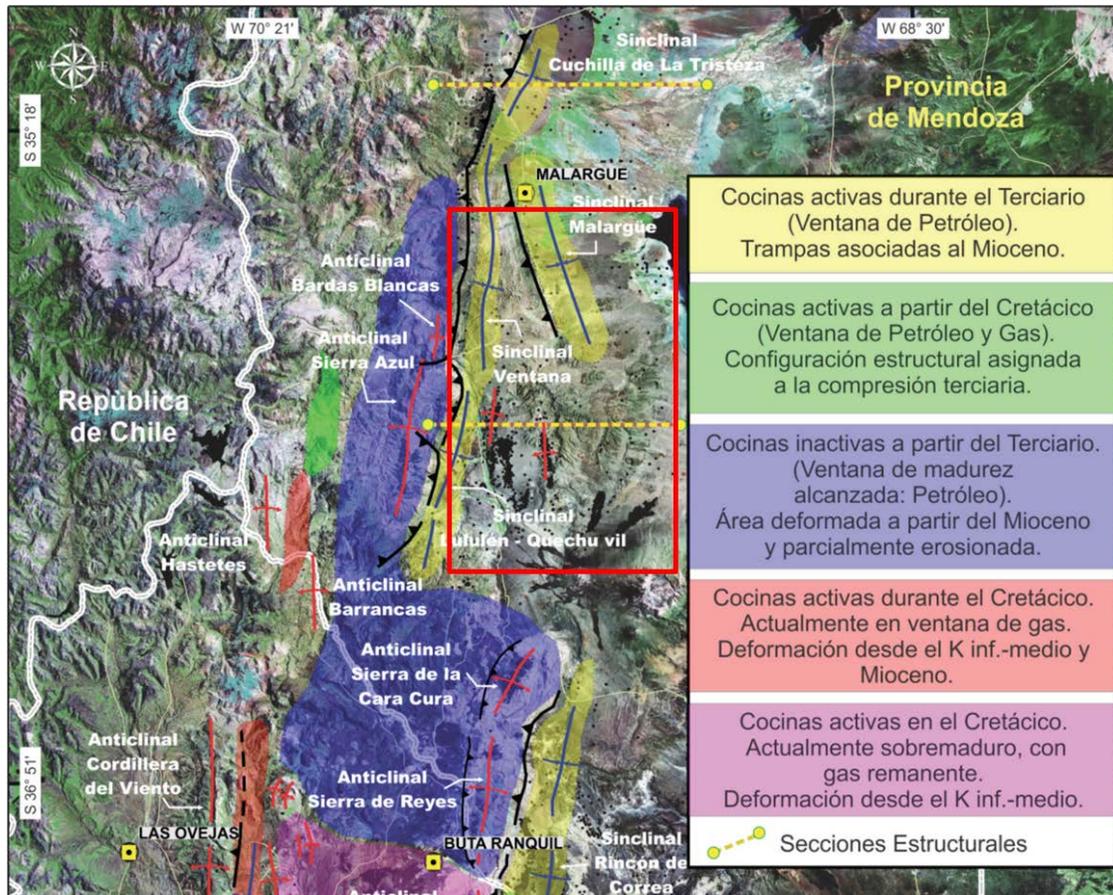


Figura 14. Formación Vaca Muerta: estado actual de las áreas de generación, grado de madurez y edad de las trampas para los yacimientos al sur de la ciudad de Malargüe. Modificado de Gómez Omil et al., 2014.

Sostienen Gómez Omil, *et al.*, 2014 que la Fm. Vaca Muerta actualmente se encontraría generando hidrocarburos solamente en los sinclinales frontales y zonas triangulares con exclusividad en el sector septentrional del ámbito de la faja plegada y corrida, región en la que se encuentran ubicados los bloques analizados en este estudio (zonas coloreadas de amarillo en la Figura 14).

Hasta ahora el único hemigraben precuyano de la región donde se ha constatado la presencia de facies continentales generadoras de hidrocarburos es en el de Pampa Palauco, donde los datos de producción indicarían que la roca madre lacustre se encuentra en ventana de generación de petróleo. Sin embargo, algunos estudios indican que existe la posibilidad de que estos depósitos se encuentren localmente afectados por una madurez mayor (Vergani, *et al.*, 2011 y Periale, *et al.*, 2014).

En publicaciones recientes se analiza la posibilidad de que la intensa actividad volcánica en la región haya podido elevar localmente el índice de transformación de querógeno en las rocas madres afectadas por intrusivos, pudiendo explicar así la presencia de gas y condensado en algunos yacimientos e incluso en reservorios

más someros que los actualmente explotados en los yacimientos tradicionales, como es el caso del Grupo Neuquén (Schiuma, *et al.*, 2014; Zanella, *et al.*, 2015).

También se considera la posibilidad de que las altas temperaturas a las cuales se emplazaron estos intrusivos, hayan hecho descomponer el petróleo que ya estuviese alojado en las formaciones intruídas. De acuerdo a Schiuma *et al.*, 2014 las aureolas térmicas fueron de tamaño pequeño, afectando a su alrededor una zona de aproximadamente uno o dos espesores del filón emplazado. Sin embargo, reconoce YPF en una publicación didáctica lo siguiente acerca de sistemas petroleros atípicos en la cuenca Neuquina (Brisson, 2015):

“Existen en la cuenca Neuquina acumulaciones cuyos hidrocarburos provienen de cocinas que no se formaron por soterramiento, sino por calentamiento provocado por intrusiones magmáticas dentro de la sección generadora de una roca madre inmadura. Si bien los volúmenes generados tienden a ser pequeños, cuando el intrusivo es suficientemente grande y la roca que lo alberga suficientemente rica, han dado lugar a la formación de acumulaciones desarrollables por sí mismas o han contribuido con un volumen adicional al regional en otros casos (Zencich *et al.*, 2004; Baudino *et al.*, 2004; Rodríguez Monreal *et al.*, 2009)”

De cualquier modo, es importante destacar que estas zonas de mayor madurez térmica estarían localizadas y contenidas en el espacio y tiempo en que ocurrieron las intrusiones y su caracterización no tiene correspondencia directa con los resultados de los modelados de madurez térmica por soterramiento.

Se considera entonces que el riesgo en la madurez térmica de la roca madre es elevado respecto a la cantidad de gas generado en el sistema, más allá de que esté comprobada la existencia de gas no asociado en acumulaciones de la región.

b. Trampas

Uno de los principales factores de riesgo, ampliamente conocidos para estos sistemas petroleros es la definición de las trampas. Las estructuras anticlinales más evidentes en superficie ya fueron perforadas y la delimitación de las estructuras del subsuelo es complicada ya que la imagen del dato sísmico es tradicionalmente pobre, tanto por la complejidad de la geometría de las estructuras como por la presencia de múltiples capas basálticas en superficie.

Hoy en día los avances en la tecnología de adquisición y procesamiento sísmico han permitido mejorar la calidad de la imagen sísmica en la región. De este modo se han podido identificar y delimitar nuevas estructuras prospectivas, además de incorporar datos para entender mejor la evolución estructural de esta parte de la Cuenca Neuquina, resultando así en nuevos horizontes exploratorios (Silvestro y Atencio, 2009; Periale *et al.*, 2014). En la Figura 15 se observa un ejemplo tomado de la publicación de Mescua y Giambiagi, 2012, donde se muestra una línea

sísmica re procesada en profundidad, junto a la interpretación estructural correspondiente, representativa de la zona del Valle del Río Grande.

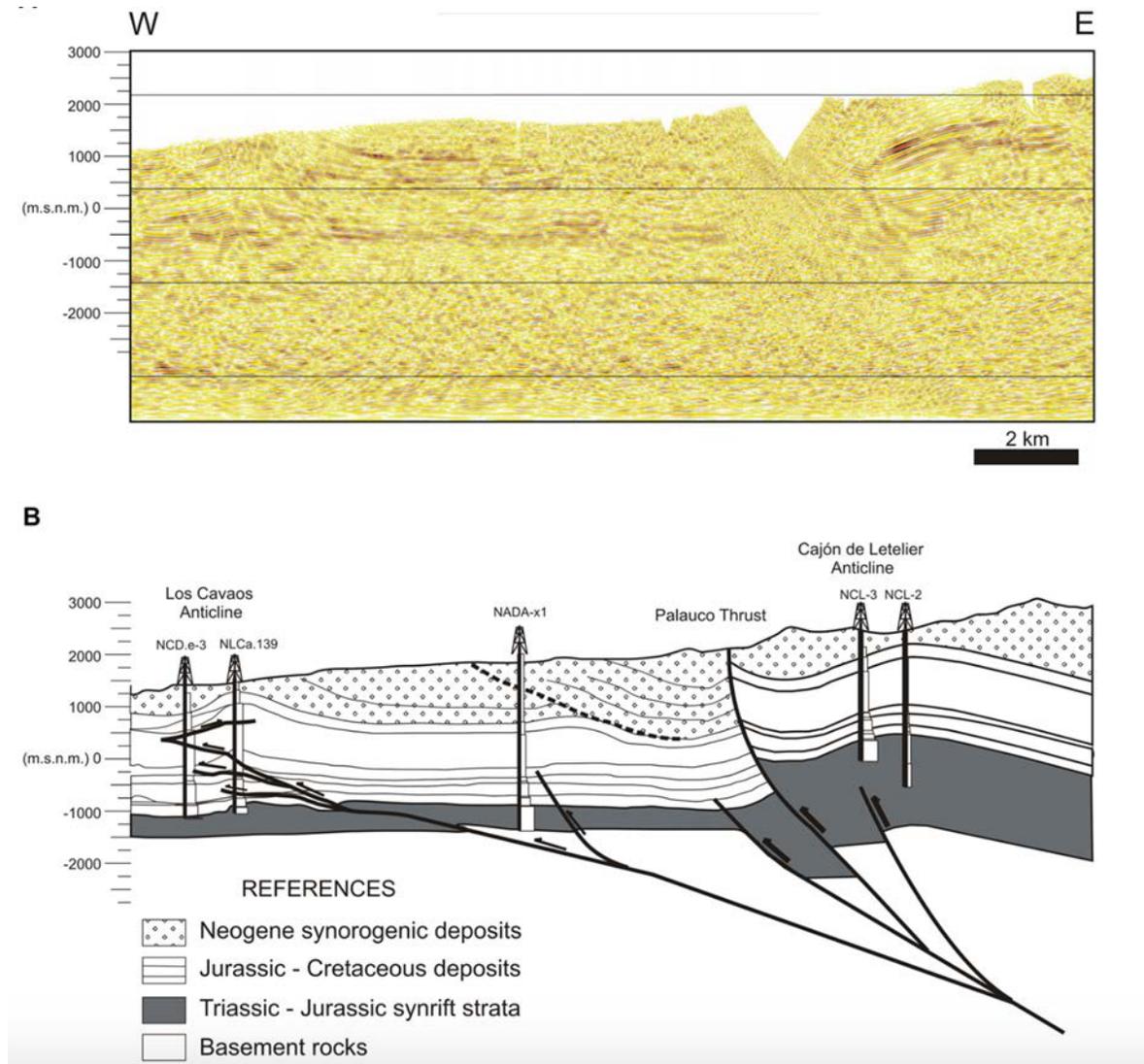


Figura 15. Ejemplo público de sísmica en el área de estudio con la correspondiente interpretación estructural. Tomado de Mescua y Giambiagi, 2012.

Aparte de la incertidumbre en la definición de las estructuras, se plantea un factor de riesgo combinado a la trampa que es la sincronía de generación de las estructuras con los pulsos de generación, expulsión y migración de los hidrocarburos.

Se cree que muchas de las estructuras sutiles, con poca expresión en superficie, podrían haber sido generadas por la intrusión de los lacolitos y/o filones capa y que las trampas estratigráficas asociadas a los intrusivos dependen de la

generación de porosidad secundaria por efecto de la deformación. De modo que existe cierta incertidumbre en cuanto a la sincronización entre la formación de dichas trampas y la generación de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta lo explicado por Gómez Omil, *et al.*, 2014 respecto a las ventanas de generación de hidrocarburos de la Formación Vaca Muerta, se puede pensar que en la zona de estudio el riesgo de sincronidad de las estructuras con la generación de hidrocarburos es relativamente bajo, de modo que la incertidumbre asociada a trampas estratigráficas sería el principal punto de análisis para la cuantificación del riesgo.

c. Reservorios

Otro factor de riesgo tradicional en los sistemas petroleros del sur de la ciudad de Malargüe es la calidad del reservorio. Principalmente se trata de filones capa, calizas fracturadas y en segundo orden de los clásticos del ciclo Cuyano, del Grupo Neuquén y las barras oolíticas del Mb La Tosca (Figura 2).

Las condiciones favorables de reservorio en los intrusivos están asociadas mayormente al plegamiento de estas capas durante la actividad tectónica y en menor grado a las microfracturas generadas por el enfriamiento de dichos intrusivos; sin embargo los filones son difíciles de identificar y correlacionar en la sísmica, lo cual representa un factor de incertidumbre para delimitar los reservorios que no hayan sido perforados. Sin contar las implicancias de la sincronización necesaria del tiempo en que fueron emplazados los filones y los diferentes pulsos de actividad tectónica necesarios para deformarlos.

Las calizas de las formaciones Huitrín y Chachao (Figura 2) tienen todos los riesgos asociados a los reservorios fracturados; por ejemplo la incertidumbre de que las fracturas estén abiertas, o rellenas de calcita, halita o algún otro material impermeable.

Los yacimientos de hidrocarburos en las arenas del Grupo Neuquén se encuentran mayoritariamente en el sector mendocino de la Cuenca Neuquina (por ejemplo Cerro Fortunoso y Loma Alta Sur), sin embargo existen otras manifestaciones de hidrocarburos que aún no han sido desarrolladas como por ejemplo Cerro Boleadero y El Manzano (Manacorda, *et al.*, 2002). Estos reservorios también pueden verse afectados por intrusiones terciarias.

El principal riesgo del Grupo Neuquén en cuanto a calidad de reservorio constituye la heterogeneidad sedimentaria que lo caracteriza, incluyendo importantes variaciones laterales en sus facies; con bajas porosidades y permeabilidades (lo que atenta con la productividad y las reservas de la formación), junto a los frecuentes procesos diagenéticos que van desde la cementación de calcita y/o anhidrita hasta la disolución del cemento generando porosidad secundaria como en el caso del yacimiento Loma Alta Sur.

La conocida faja oolítica del Mb La Tosca tiene como riesgo su identificación y desarrollo ya que por su escaso espesor son muy difíciles de identificar y caracterizar con datos sísmicos 2D; la adquisición y procesamiento de sísmica 3D en los bloques al sur de la ciudad de Malargüe ha permitido delimitar mejor este *play* al sur de la provincia en el límite con la provincia de Neuquén.

5.1.5 Puesto Rojas y Cerro Mollar

Los yacimientos Puesto Rojas y Cerro Mollar se encuentran ubicados al norte de la ciudad de Malargüe (Figura 1 y Figura 16) y son, después de Cerro Fortunoso y los yacimientos del Valle de Rio Grande, aquellos con mayor producción acumulada de gas en la región.

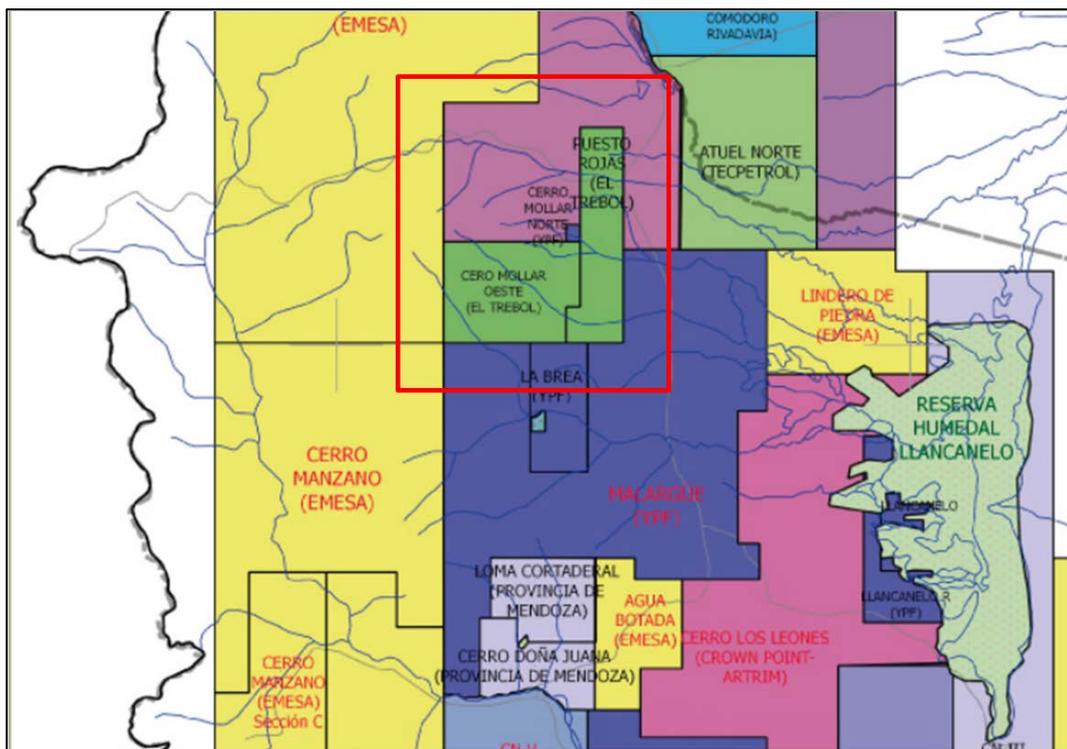


Figura 1. Ubicación de los bloques Puesto Rojas, Cerro Mollar Oeste y Cerro Mollar Norte.

Estos yacimientos se encuentran conectados por un gasoducto a la Ciudad de Malargüe y han abastecido durante años el mercado de gas en la ciudad, sin embargo Cerro Mollar hoy en día no reporta producción de gas y Puesto Rojas ha mostrado una importante declinación en los últimos años. Motivo por el cual es importante generar las infraestructuras que permitan sustituir el gas que estos yacimientos no estarían en condiciones de entregar a la ciudad. Se incluye entonces una breve referencia a los Bloques Puesto Rojas, Cerro Mollar Oeste y Cerro Mollar Norte para apoyar esta afirmación.

Los Bloques Puesto Rojas, Cerro Mollar Oeste y Cerro Mollar Norte están ubicados en el ámbito de la Faja Plegada y Corrida de la cuenca Neuquina (Figura 17). Es una zona de

alta complejidad estructural que constituye el extremo oriental de la faja plegada y fallada de Malargüe; involucra el relleno sedimentario de la Cuenca Neuquina Surmendocina y la inversión tectónica del basamento subyacente (Figura 17).

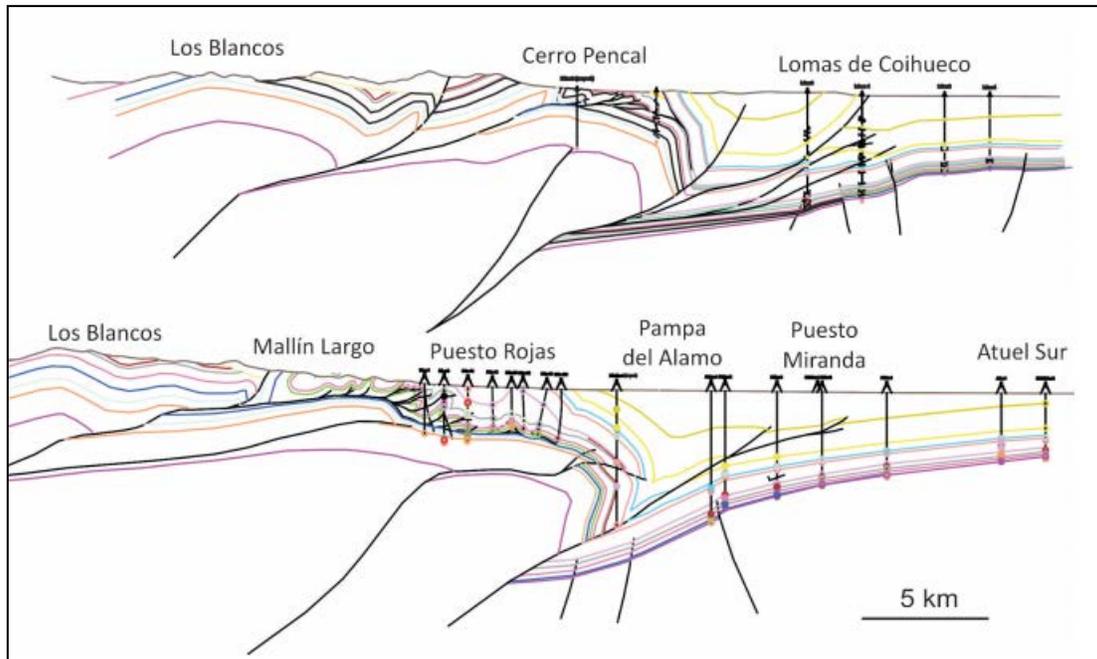


Figura 17. Cortes regionales balanceados representando el nivel de complejidad estructural en las inmediaciones de los bloques Puesto Rojas y Cerro Mollar (Oeste y Norte). Modificado de Boll, et al., 2014.

El Bloque Puesto Rojas contiene los yacimientos Puesto Rojas, Cerro Mollar, Cerro Pencal y Puesto Adobe (Figura 18). Cerro Pencal y Puesto Adobe se encuentran cerrados; Puesto Rojas y Cerro Mollar producen petróleo y gas de las facies carbonáticas masivas y compactas de las Fms Chachao y Agrio (Boll, et al., 2014).

El Bloque Cerro Mollar Oeste se encuentra ubicado al Oeste de Puesto Rojas (Figura 16), allí se produce principalmente petróleo de El Mb Mollar, en la base de la Fm. Rayoso, el cual desarrolla facies carbonáticas estromatolíticas (sabkha) con muy alta productividad (Boll, et al., 2014).

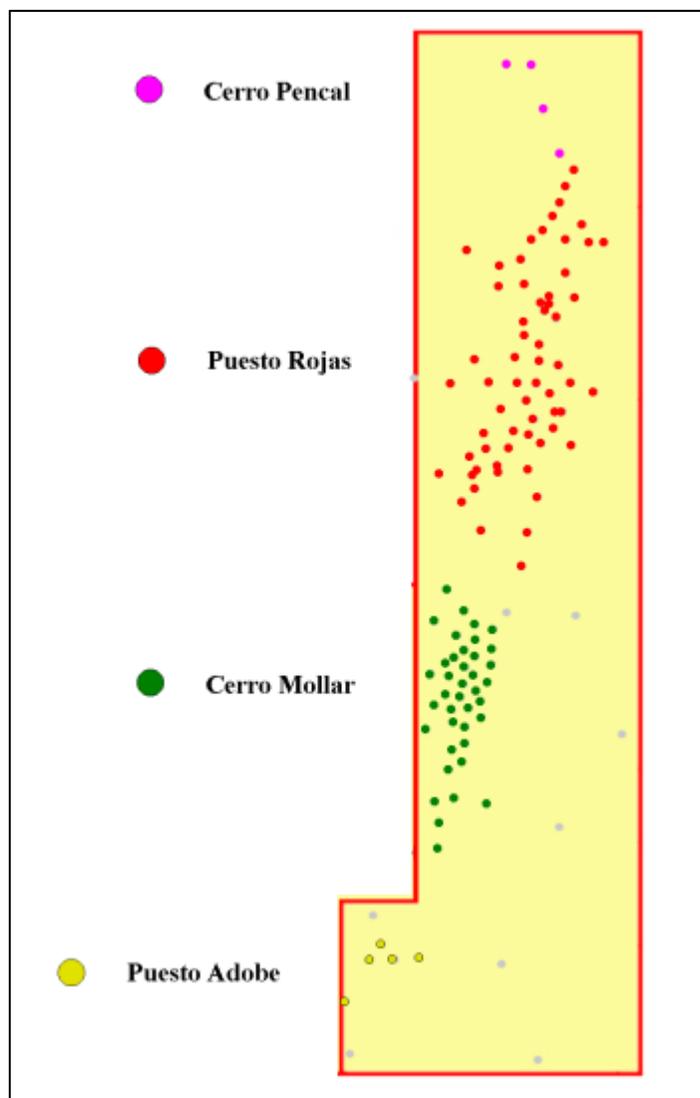


Figura 18. Yacimientos en el área Puesto Rojas. Tomado de:

http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_sectores/direccion_exploracion/jornada_sobre_transporte/pdf/presentaciones_empresas/empresas_cargadoras/Tecnicagua%20SAICA/puesto_rojas.pdf?PHPSESSID=c01c5d67d9889334e4d2b02f8ac4ccb5

El Bloque Cerro Mollar Norte se encuentra ubicado al Norte de Cerro Mollar Oeste (Figura 16), lindando también con Puesto Rojas. La estructura que caracteriza a este yacimiento se relaciona con los despegues cuspidales, que en conjunción con bancos de yeso y pelita podrían haber generado barreras hidráulicas facilitando la compartimentalización del reservorio.

Las estructuras en este bloque producen petróleo y gas de las litofacies carbonáticas que conforman parte de las Formaciones Diamante y Huitrín, presentando particulares características petrofísicas, ya que, aparte de la densidad de fisuras típica de estas litologías en zonas fuertemente deformadas, se registra porosidad generada por disolución vugular y fenestral y en algunos casos

incluso karstificación. Todos estos elementos generaron excelentes condiciones para el entrapamiento de hidrocarburos.

El yacimiento Cerro Mollar Norte tiene una producción acumulada de gas interesante, aunque actualmente sólo produce petróleo.

5.1.6 Incertidumbre y Cuantificación del Riesgo

La probabilidad de éxito geológico (P_g), a veces llamada factor de riesgo, es el método más común para cuantificar la incertidumbre asociada a la perforación de pozos o a la valorización de oportunidades de inversión.

Este factor de éxito se calcula en base a cinco elementos básicos (algunas empresas utilizan 6) que conforman el sistema petrolero: la Roca Madre, el Reservorio, la Trampa, los Sellos y la Migración/Sincronización los elementos en el tiempo. A estos elementos se les asigna un valor del 0 al 1 (equivalentes a 0 y 100% respectivamente) que representa la probabilidad de que se cumplan las premisas que hacen funcionar el sistema petrolero. Finalmente los 5 números se multiplican entre sí para dar como resultado el valor total, conocido como: riesgo, POS (*Probability of Success*), COS (*Chance of Success*), P_g o Probabilidad de Éxito Geológico.

La asignación de la probabilidad de éxito a cada elemento del sistema petrolero es el resultado de estudios multidisciplinarios y del conocimiento técnico del equipo de trabajo, sin embargo tiene una componente subjetiva que suele dar lugar a amplias discusiones a favor o en contra de determinadas propuestas de perforación en el momento de jerarquizar oportunidades.

Bajo el factor Roca Madre se analizan la presencia, espesor, contenido y tipo de materia orgánica total (TOC), madurez térmica y capacidad de generación de hidrocarburos.

En el factor Reservorio se estudian la presencia de unidades geológicas que puedan servir como reservorio de hidrocarburos y cuyas propiedades petrofísicas garanticen que el reservorio pueda entregar los hidrocarburos eficientemente.

El elemento Trampa implica el análisis de la contención de los hidrocarburos: presencia de una estructura que se pueda caracterizar con los métodos prospectivos tradicionales y la confianza en que esa estructura sea de la forma y tamaño interpretados.

El factor Sello se encuentra íntimamente relacionado con la Trampa ya que la contención de los hidrocarburos también depende de la eficiencia de los sellos verticales y laterales, sobretudo en el caso de las trampas estratigráficas donde las variaciones de facies en las unidades reservorio proveen el sello lateral.

En el ítem Migración/Sincronización se analiza el hecho de que la roca madre haya expulsado el hidrocarburo (migración primaria) y que éste haya encontrado vías eficientes para moverse hacia las trampas (migración secundaria). También se analiza que todos los otros elementos hayan estado presentes al momento de la migración, porque para que el sistema petrolero funcione todos los factores tienen que actuar en el momento apropiado; incluso algunas empresas separan el factor de la preservación del hidrocarburo en las trampas y lo analizan como un elemento por sí mismo.

En la Figura 19 se muestra una tabla tomada del libro de entrenamiento del programa de cuantificación de riesgos MMRA de Rose & Associates, donde se explica la lógica empleada durante la asignación de los valores para cada elemento.

Usando esta tabla como guía, es posible realizar un ejercicio para calcular el Pg de la perforación de un pozo con objetivo en las calizas fracturadas de la Fm. Chachao en una estructura recientemente identificada en la sísmica 3D, localizada en el bloque bajo de la falla de un yacimiento en producción.

Si la estructura está totalmente contenida en la sísmica, los cierres estructurales son claros y la imagen es buena; se puede considerar que el factor de éxito para la trampa podría ser mayor a 0.7 en un caso conservador y 1 en caso de estar muy seguros y confiados en que la estructura existe y puede contener hidrocarburos.

A continuación es necesario analizar la incertidumbre asociada a la calidad del reservorio, lo cual implica estudiar el desarrollo de las fracturas naturales, si las fracturas se encuentran rellenas de cemento o sal, o si se encontrarían abiertas. Asumiendo para este ejemplo que durante la generación de la estructura las calizas fueron plegadas y deformadas, sería lógico pensar que en efecto están fracturadas. Y si además la orientación de la estructura respecto de los esfuerzos regionales es propicia para que las fracturas estén abiertas, solo queda la incertidumbre respecto al cemento; de los pozos del yacimiento vecino no se puede extraer un patrón o tren para predecir la presencia de cemento.

Siguiendo el cuadro de la Figura 19 habría que asignar un valor de 0.5-0.6 en el caso más conservador y no más de 0.7 en un caso optimista puesto que la información sobre el cemento es ambigua.

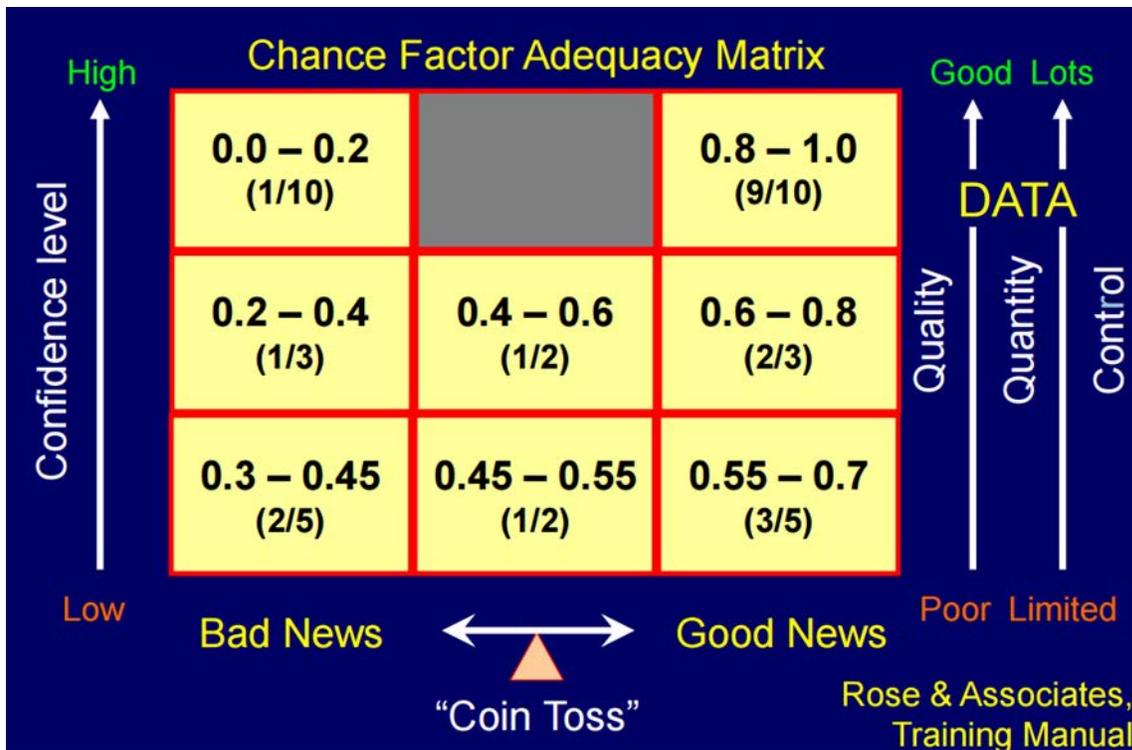


Figura 19. Probabilidad de éxito geológico y valores de referencia. Tomado de Rose & Associates manual de entrenamiento del programa MMRA.

Para este ejemplo la roca madre está probada ya que los pozos vecinos producen hidrocarburos de la misma formación, así que se le asigna un factor de 1. De igual lo mismo sucedería con la sincronización de eventos en el tiempo y la migración de los hidrocarburos a la trampa porque serían idénticos al de la estructura en producción.

Al multiplicar los factores de riesgo la cuenta sería algo como: 0,8 trampa * 0,7 reservorio * 1 roca madre * 1 migración y sincronización y resulta un Pg de 0,56; es decir la chance de éxito geológico es del 56%.

En líneas generales se considera que un prospecto exploratorio debería estar en el rango de 10-20%; los pozos de delineación o avanzada estarían alrededor de los 25-35% de factor de riesgo geológico y un pozo de desarrollo o avanzada en estructuras contiguas estaría por encima de un 40-50% como se muestra en la Figura 20.

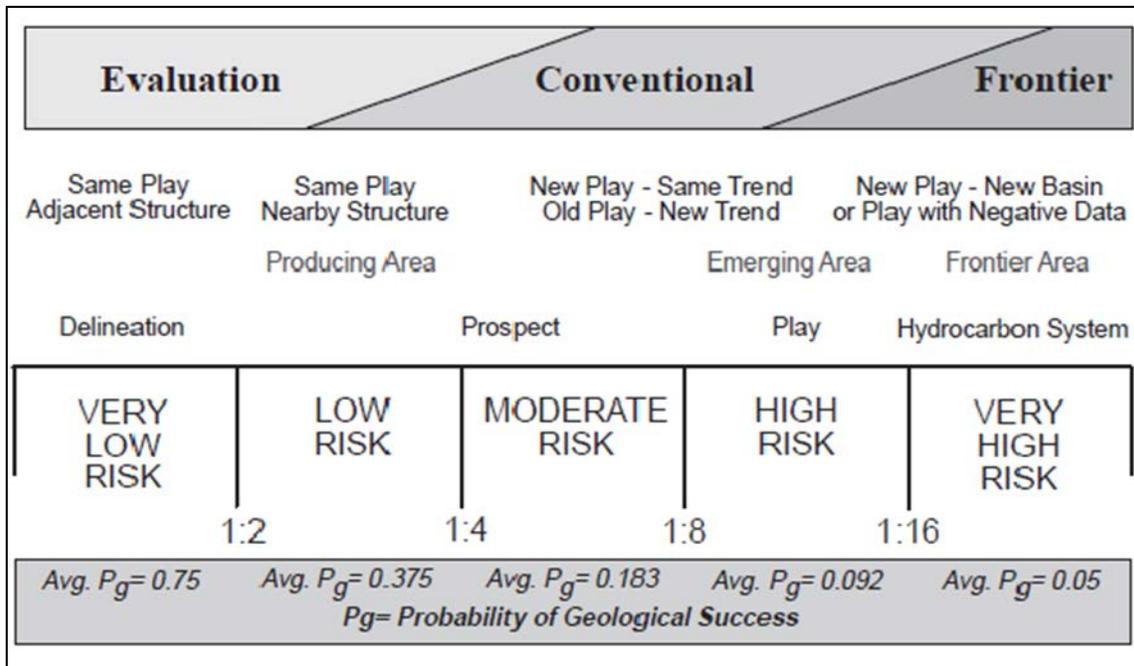


Figura 20. Estimación de riesgo a nivel de “Play” basada en datos de perforación por Otis y Schneiderman (1997). Fuente: <https://www.slideshare.net/StigArneKristoffersen/pbe-play-based-exploration>

De este análisis generalizado sobre los sistemas petroleros del sector surmendocino de la cuenca Neuquina derivan varios factores de incertidumbre asociados a la presencia de acumulaciones de gas, que impactan directamente en la probabilidad de éxito geológico de las propuestas de perforación. La economicidad de los proyectos se analiza por separado y se combina en etapas posteriores de evaluación de oportunidades de inversión.

El primero está asociado precisamente a la generación del gas en el sistema, ya que tradicionalmente se cree que las rocas madres están en una etapa temprana de maduración térmica. La presencia de gas libre en los yacimientos se interpreta en general como gas disociado durante la migración. Sin embargo, en la literatura no hay datos precisos sobre cuál es el mecanismo de la generación o disolución; qué volumen de gas se estima que puede haberse generado o liberado; o donde estarían las cocinas ni cuál sería su extensión.

Gómez Omil, *et al.*, 2014 en su estudio sobre la madurez térmica de la Fm. Vaca Muerta en el ámbito de la faja plegada y corrida de la cuenca Neuquina ofrecen una estimación de los hidrocarburos generados en las cocinas identificadas en la Figura 14. De los resultados mostrados en la Figura 21, únicamente las cocinas del Sinclinal Lululen-Quechuvil y Ventana entrarían en el área de influencia de los bloques analizados en este estudio.

Como se puede observar, se calcula que sólo la Fm. Vaca Muerta ha generado importantes cantidades de petróleo y gas en la región. Todavía faltaría estimar los volúmenes de hidrocarburos posiblemente generados por la roca madre precuyana y de la Fm. Agrio, que aunque representan una menor proporción representan una contribución importante al total.

Es importante resaltar que los resultados de este modelado de cuenca corresponden al hidrocarburo generado por la roca madre, pero no todo habría quedado entrampado en los yacimientos y/o prospectos identificados. Además, esta estimación no considera los hidrocarburos que pudieron haber sido generados por el efecto localizado de los intrusivos terciarios (tanto en Vaca Muerta como en Agrio) y en consecuencia los valores podrían ser mucho mayores, brindando mejores perspectivas para la prospección de gas en la región al sur de la ciudad de Malargüe.

- Sinclinal de Huantraico: Petróleo generado: 13000 MMm ³ ; Gas generado: 629000 MMm ³ . Petróleo expulsado: 5560 MMm ³ ; Gas expulsado: 176000 MMm ³ . Extensión de la cocina: 1075 km ² .
- Sinclinal de Lululén - Quechu vil: Petróleo generado: 4214 MMm ³ ; Gas generado: 228000 MMm ³ . Petróleo expulsado: 1829 MMm ³ ; Gas expulsado: 74000 MMm ³ . Extensión de la cocina: 625 km ² .
- Sinclinal Ventana: Petróleo generado: 3895 MMm ³ ; Gas generado: 172000 MMm ³ . Petróleo expulsado: 1632 MMm ³ ; Gas expulsado: 5200 MMm ³ . Extensión de la cocina: 425 km ² .
- Sinclinal Cuchilla de la Tristeza: Petróleo generado: 1431 MMm ³ ; Gas generado: 77800 MMm ³ . Petróleo expulsado: 610 MMm ³ ; Gas expulsado: 21900 MMm ³ . Extensión de la cocina: 775 km ² .

Figura 21. Estimación de hidrocarburos generados por la Fm. Vaca Muerta en el ámbito de la faja plegada y corrida de la cuenca Neuquina. Las cocinas de interés para este estudio serían el Sinclinal de Lululén-Quechu vil y el Sinclinal Ventana. Tomado de Gómez Omil, *et al.*, 2014.

Sin embargo, el impacto de la incertidumbre en la caracterización de las cocinas de las rocas madre radica principalmente en el cálculo de recursos que pudieran haber sido generados y en la caracterización geoquímica de dichos hidrocarburos en cuanto a la calidad de sus componentes. De modo que, por más que haya gas

en los yacimientos de la región, el factor de riesgo (o el factor de éxito a la inversa) asociado a la madurez térmica de la roca madre no puede ser ignorado.

Un segundo factor de incertidumbre está asociado a la identificación de las trampas. Si bien la imagen sísmica en este sector es tradicionalmente de mala calidad; Periale *et al.*, 2014 demostraron que los avances en la tecnología de adquisición y procesamiento han permitido reincorporar el método sísmico en la exploración de hidrocarburos para disminuir el riesgo en la identificación de las trampas, aumentando así el factor de éxito geológico.

El riesgo asociado a los reservorios radica principalmente en su calidad para entregar hidrocarburos, ya que la columna estratigráfica contiene varias unidades con un gran potencial para almacenar. Siendo tan variadas las características de los hidrocarburos encontrados en la región (desde petróleo negro, pesado y viscoso, hasta gas y condensado), cada reservorio de la columna tiene cualidades a favor y en contra en relación a los distintos fluidos a extraer. En el caso del gas, la incertidumbre en la calidad del reservorio tiene mucho menos impacto en el factor de éxito geológico pues las permeabilidades relativas suelen favorecer la producción de gas.

Respecto de la calidad de los reservorios, dicen Gómez Omil, *et al.*, 2014 lo siguiente: “Los análisis post-drilling de los pozos exploratorios estériles de esta región, en la mayoría de los casos, concluyeron que la principal causa del fracaso de los prospectos resultó de la ausencia de reservorios de calidad. Por otro lado, se ha comprobado la existencia de niveles fracturados capaces de almacenar hidrocarburos en intervalos carbonáticos de las formaciones Vaca Muerta, Agrio, Chachao y La Manga, como así también en intrusivos terciarios.”

Como consideración final, es importante destacar que cada empresa tiene sus propios estándares y metodologías para cuantificar riesgos en la exploración y desarrollo de hidrocarburos. Si bien hay lineamientos internacionales para tal fin, la asignación de riesgos es un proceso integrado y multidisciplinario, cuyos mecanismos suelen ser confidenciales ya que forman parte de la estrategia de crecimiento de la empresa.

De modo que resulta prácticamente imposible llegar a la misma conclusión que la empresa YPF en la asignación del factor de éxito para los pozos propuestos sin tener la misma información y sin haber pasado por el mismo proceso de análisis del equipo que lo acuñó.

5.2 Certificaciones de reservas

Cerro Mollar: al 31 de diciembre de 2015 no presentan reservas ni recursos gasíferos

Puesto Rojas: al 31 de diciembre de 2015 no presentan reservas probables, posibles ni recursos gasíferos. Solo se presentan reservas probadas por 12 MMm³ de gas en pozos de muy baja productividad.

En la Parte A del Producto N°5, denominado “Nuevo Proyecto” se analizarán las reservas y recursos de los yacimientos del Sur, que aportarán gas al gasoducto.

5.3 Carpeta de pozos: partes de P&T. Instalaciones finales.

Dado el pobre potencial de gas de los pozos no es necesario analizar los partes y las instalaciones finales. Sí, se analizará este tema cuando se analicen los pozos con potencial gasífero de Calmuco, pertenecientes a EMESA.

ACTIVIDAD N°6

6.1 Capacidad de compresión

El compresor tiene una capacidad para 2500 m³/d. Actualmente, la presión de succión se encuentra entre los 1.5 a 2 kg/cm² y la de descarga se encuentra en los 7 kg/cm². Es un compresor pequeño rotativo de bajas revoluciones por minuto con una presión de succión mínima de 1.1 kg/cm² y presión de descarga máxima de 15 kg/cm². Actualmente, lo que hacen es levantar la presión de entre 12 a 15 kg/cm² y ahí habilitan la venta (realizan un Gas Pack en el gasoducto) para que la succión del compresor de la GNC lo tome siempre por encima de los 7 kg/cm² (presión mínima comprometida)

Queda claro entonces, que hoy no existe la capacidad de compresión suficiente si hubiera que afrontar la demanda de gas requerida por Malargüe.

Se realizará una evaluación de la compresión para el nuevo proyecto Gasoducto Emesa a Malargüe en la sección: “**Nuevo Gasoducto**”.

6.2 Estado de integridad de los pozos

No se evaluará el estado de los pozos dado que los pozos no tienen potencialidad gasífera. Esta actividad estaba apuntada a analizar pozos de gas que pudieran tener problemas mecánicos.

ACTIVIDAD N°7

7.1 Plazo de vigencia de las concesiones de Explotación y el Contrato de Suministro de Gas Natural producido en los yacimientos

Plazo de vigencia de las concesiones:

Mediante Decreto Provincial 1466/2017 (BO 4/7/2011), la Provincia de Mendoza aprobó el Acta Acuerdo suscripta el 8/6/2011 entre el Gobierno de Mendoza y la empresa Petrolera el Trebol SA mediante la cual se convino la extensión de las Concesiones de explotación de las Concesiones de explotación sobre las áreas Cerro Mollar Oeste y Puesto Rojas por el plazo de 10 años a contar desde sus respectivas fechas de vencimiento.

En consecuencia, el plazo de sendas concesiones, fue extendido hasta el 29 de Julio de 2027 y el 23 d Enero de 2027, respectivamente.

Contrato de Suministro de Gas:

Petrolera El Trébol SA posee un contrato de suministro de gas natural con la Distribuidora de Gas Cuyana de fecha 5 de enero de 2016, suscripto por el plazo de 1 año renovable sucesiva y automáticamente salvo preaviso contrario con un mínimo de tres meses de antelación por cualquiera de las Partes. Dicho contrato tiene por fin abastecer a los clientes prioritarios de la Distribuidora de Gas en Malargüe. Petrolera El Trebol tendría asimismo contrato de suministro de gas natural a una estación de carga de GNC de Malargüe (obligada por la reglamentación vigente a contratar directamente con el productor de gas - unbundling).

Dicho contrato reconoce expresamente que Petrolera El Trébol SA ha manifestado a la Secretaría de Energía de la Nación “la reducción que se ha producido en el gas disponible en las áreas para comercialización, y la consecuente imposibilidad de garantizar entregas mínimas de gas natural al sistema.” Por ello, resulta ser un contrato interrumpible, sin volúmenes diarios establecidos ni mínimos garantizados

El contrato de gas actual con la Distribuidora resulta interrumpible y no tiene correspondencia con el contrato que se podría firmar si se descubre un potencial exploratorio de gas tal que pueda suplir la demanda en la Ciudad de Malargüe.

Los contratos más habituales de darse esa condición suelen fijar volúmenes diarios determinados o determinables en base a nominaciones que realice el comprador al vendedor dentro de una franja de volúmenes mínimos y máximos. Suelen incluir asimismo cláusulas penales (multas contractuales) según las cuales el comprador se obliga a pagar el volumen de gas que se obligó a comprar, aunque no lo tome efectivamente (take or pay) y el vendedor se obliga a pagar el costo del combustible sustituto en caso de no entregar el volumen de gas que se obligó a suministrar (deliver or pay). Dichas multas se complementan con derechos recuperar los volúmenes pagados pero no tomados dentro de una ventana de tiempo dada (cláusula de make up).

Producto 2: Informe de evaluación técnica
Componente: Evaluación e informe técnico
del yacimiento

ACTIVIDAD N°8

8.1 Oferta de Gas: Productividad de los pozos.

La productividad, como se comentó, se define como el caudal que puede entregar un pozo al generar una variación de presión en el reservorio. En el caso de yacimientos fisurados como pueden ser los de Puesto Rojas y Cerro Mollar, existen modelos conocidos como de doble porosidad: zonas de muy baja permeabilidad combinados con canales de alta permeabilidad. En estos sistemas hay que tratar de producir los pozos con bajo diferencial de presión para evitar que el pozo se acuatices (es decir que se venga el agua). Es importante por lo tanto, conocer la productividad de los pozos para comprender hasta donde se puede exigir al pozo en cuestión. En yacimientos como los que estamos analizando se deben ajustar los regímenes de bombeo para que la extracción sea efectiva, económica y no acuaticen rápidamente el pozo.

8.2 Posibilidad de rehabilitar / Shale Gas (muy baja permeabilidad) vs Gas Convencional

Durante la confección de este informe se mantuvieron charlas con Ingenieros de la operadora El Trebol, Gustavo Cartisiano (ingeniero de producción) y con Pablo Prado (gerente de producción, Mantenimiento y Obras) que colaboraron con nosotros. Desafortunadamente cuando se charló sobre la posibilidad de reactivar la producción de gas en caso de que existiese un cambio de escenarios de precios que alentarán dicha producción, no se tuvo respuesta, más allá de los reiterados llamados. Sin embargo, nuestra sensación es que el futuro gasífero de estos yacimientos, tanto en Cerro Mollar como Puesto Rojas, está limitado a la exploración y desarrollo de nuevos horizontes. La formación Vaca Muerta (no convencional) podría ser un objetivo exploratorio en búsqueda de gas. Sin embargo de acuerdo a nuestro análisis en la Sección de Geología y en función a diferentes publicaciones realizadas en varios medios, se entiende que los recientes avances en la exploración de estas reservas no convencionales apuntan

al desarrollo de petróleo y no al gas (todo Vaca Muerta se encuentra en ventana de generación de petróleo en este sector).

Gas de baja permeabilidad vs Gas Convencional

El gas que podría producirse en Vaca Muerta sería el gas conocido como no convencional o shale gas.

Significado de los recursos de gas convencional:

Convencional se refiere a todos los yacimientos de gas explotados con las técnicas tradicionales de producción y exploración y que son económicamente viables bajo las mismas. Pueden producir a caudales económicos sin la necesidad de tratamientos de fracturas masivos. A menudo, tratamientos ácidos, tratamiento de fractura pequeños o pozos horizontales cortos que proveen una adecuada estimulación en el reservorio de gas convencional. Los recursos de gas convencional, en muchos casos incluyen el gas asociado al petróleo y el gas libre que proviene de arenas de diferente calidad.

Es importante hacer un paréntesis aquí y definir a la permeabilidad.

Qué es la permeabilidad?

La permeabilidad define la medida de cuan fácil se mueve el fluido a través de la roca. Cuanto mayor sea la permeabilidad mayor facilidad tendrá el fluido en el reservorio para llegar al pozo y ser producido. La unidad de permeabilidad es el Darcy¹. El Darcy es una unidad muy grande para tener uso práctico, por lo que se utiliza el mili Darcy. La permeabilidad es una función muy fuerte de la roca. El tamaño de grano de la roca tiene una gran influencia en la permeabilidad Dicho tamaño de grano está relacionado con la superficie mojada. A menor tamaño del grano, mayor superficie de contacto sólido-fluido. Debido a la fricción del fluido contra la superficie, en el contacto sólido fluido la velocidad es nula y el esfuerzo de corte es máximo. Por eso se consume mayor energía (mayor pérdida por fricción) para hacer pasar un fluido a través de un lecho rocoso de grano fino que a través de uno de grano grueso. Por lo tanto también será función de la forma de los granos. Para igual volumen de granos la permeabilidad máxima corresponde a granos esféricos (fricción mínima).

¹ La roca tiene una permeabilidad de 1 Darcy, si un fluido con 1 centipoise de viscosidad se mueve a un caudal constante de 1 cm/seg a través de una sección transversal de 1 cm, cuando se aplica un diferencial de presión de 1 atmosfera por cm². (Fuente: Libro Amyx página 64).

Finalmente, la permeabilidad depende también de la distribución del tamaño de granos. Cuanto más amplia es dicha distribución menor será la permeabilidad.

Significado de los recursos de gas no convencional:

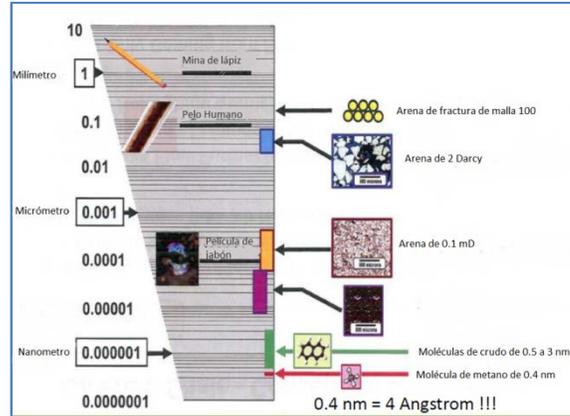
Hasta los comienzos de los años 90, la tecnología aplicada a la producción estaba regida por los conocimientos que se traían de un siglo atrás (Fuente: Paper del SPE Tight Gas Sands por Holditch). El gas se explotaba de una forma convencional y a ese gas se lo conocía como gas convencional. A partir de esa fecha, principalmente en los Estados Unidos y Canadá, se abre un nuevo panorama. La madurez de los campos convencionales, el incremento de la demanda de gas, las mejoras en la exploración geofísica y geológica, el avance de la tecnología de perforación y completación junto a los atractivos precios de gas, hicieron posible que los recursos, que fueron históricamente pasados por alto en la búsqueda de proyectos más económicos de gas convencional, fueran ponderados en Norteamérica y así comenzará la etapa no convencional en la explotación de gas. Este nuevo escenario propició nuevas inversiones, mayor producción y un nuevo escenario energético alrededor del mundo. Los recursos no convencionales eran tradicionalmente pensados como muy complejos o muy caros para ser producidos por la extremada baja permeabilidad de la roca, requiriendo técnicas de terminación complejas para suplir gas comercialmente. Norte América es el líder actual en la producción de todos los tipos de gas no convencionales, con una producción de estos recursos que suma la mitad de la producción de gas en los Estados Unidos y más de un tercio en Canadá (Fuente: Informe World Gas shale Resources: An initial Assessment of 14 Regions por EIA).

El reservorio de gas no convencional es un término comúnmente usado para referir a reservorios de baja permeabilidad que producen principalmente gas seco², es decir sin líquidos, puro metano. Permeabilidades tan bajas que van desde valores máximos de 0.1 mili Darcy (mD) (Reservorios conocidos como Tight Gas) hasta valores mínimos de 0.0001 mD o menos aún (Reservorios conocidos como Gas shale). Determinar la permeabilidad en sistemas porosos con granos finos como los shales conteniendo gas, es el foco de muchas actividades de investigación. Los poros en estos sistemas de granos finos están en el rango de los nanómetros. Para comprender de qué se trata

² La palabra seco significa que el gas no contiene suficientes moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en condiciones de superficie. Fuente: Libro Petroleum Fluids, McCain Página 157.

comparativamente las permeabilidades en Darcies versus las unidades métricas se incluye la figura 1:

Figura 1: Comparativa de permeabilidades en Darcies vs. Unidades métricas



Fuente: Eduardo Barreiro – Congreso: Gas No Convencional – SPE - 2011

Se puede verificar que el diámetro del pelo humano de 0.1 milímetro representaría la permeabilidad que se logra con una fractura hidráulica en un reservorio, obteniéndose conductividad infinita o máxima permeabilidad. Mientras que la película de un jabón que mide entre 0.00001 y 0.00005 milímetros representa a los reservorios que nos ocupan en este trabajo, los gas shale, permeabilidades que van desde 0.0001 mD hasta 0.000001 mD.

El Triángulo de los recursos:

El triángulo de los recursos de gas figura 2 (Fuente: Paper SPE Tight Gas Sands Holditch), ilustra todos los recursos de gas que existen y cómo los recursos de gas natural están distribuidos de acuerdo al tamaño y la facilidad con la que pueden ser extraídos.

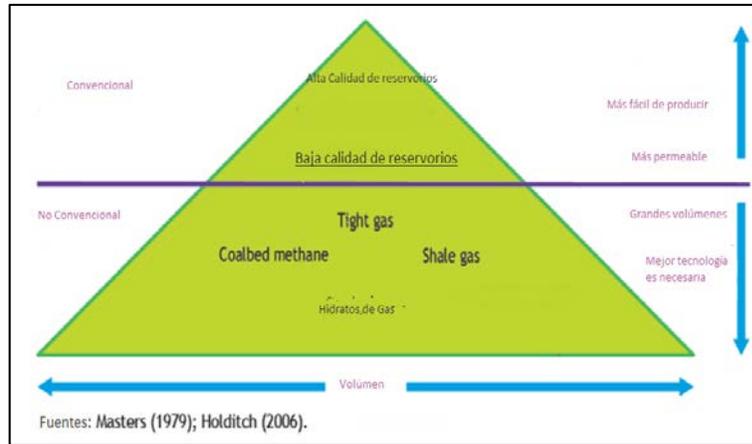


Figura 2: Triángulo de los recursos de gas

El triángulo superior muestra a los recursos convencionales, y representa una pequeña porción de los recursos totales de gas natural, las cuales son las acumulaciones de mayor calidad, se desarrollan de manera convencional, son rentables con las tecnologías que se vienen usando desde hace cien años pero son los recursos más escasos en la actualidad.

Los recursos que se encuentran más abajo hacia la base del triángulo, son los no convencionales. Representan el mayor volumen y son lo más complejos para producir, requiriendo tecnología más compleja y precios de gas mayores para que los proyectos sean rentables. Los recursos no convencionales de gas incluyen: Tight Gas, Coalbed Metano, Hidratos de Gas y los Gas Shale. **El caso de Vaca Muerta sería el caso de una roca Shale.**

ACTIVIDAD N°9

9.1 Evaluación de los ensayos de los pozos: Ensayos tipo “flow-after-flow”, “isocronales” y/o “build-up” / Gradientes dinámicos y gradientes estáticos

Los ensayos en los pozos se realizan para evaluar diferentes variables del reservorio: productividad, tipo de reservorio, permeabilidad, área de drenaje del reservorio, daño en el reservorio. Con ello se determinará cuan bueno es el pozo y/o el área que drenaría dicho pozo. Es una manera de cuantificar la reserva del pozo en cuestión. En yacimientos antiguos y depletados como es el caso de Cerro Mollar y Puesto Rojas no agregará valor realizar estos test.

Diferente sería el caso de un pozo de gas con buena presión que ha dejado de aportar, un yacimiento de gas con continuidad lateral o una zona virgen a explorar, donde el ensayo podría mostrar volúmenes de gas importantes sin explotar.

En el caso del Yacimiento Calmuco, donde hay pozos cerrados con presión y presencia de gas, sería una oportunidad evaluar el potencial gasífero a partir de estos tipos de ensayos. Se volverá sobre este punto cuando se analice el estudio de potencialidad del Yacimiento Calmuco.

ACTIVIDAD N°10

10.1 Análisis del fluido: Cromatografía de gas. Necesidad de realizar una cromatografía en el Laboratorio.

La cromatografía se utiliza para evaluar la composición de gas, su poder calórico, sus impurezas. De tener impurezas y dado que el gas debe ser entregado en especificación para poder ser vendido es que se debe invertir en tratamientos e instalaciones.

Se presenta a continuación la cromatografía del gas de Puesto Rojas. Para destacar es la presencia de dióxido de carbono (CO₂) que contiene el gas (6.2%). El gas debe ser entregado como máximo con 2% de CO₂. Para acondicionar ese gas es común la utilización de sistemas de absorción por aminas o membranas coalescentes (este tema se abordará en el capítulo de los Yacimientos del Sur).

Punto de Muestreo: PRM 1			
Fecha de Muestreo: 01-feb-17 al 08-feb-17			
Componentes	% Molar	% Volumen	% Masa
N2	0,268	0,269	0,363
CO2	6,261	6,255	13,337
CH4	83,913	84,128	65,153
C2H6	4,500	4,482	6,549
C3H8	2,075	2,047	4,428
iC4H10	0,569	0,554	1,602
nC4H10	0,955	0,926	2,686
iC5H12	0,480	0,457	1,677
nC5H12	0,201	0,189	0,701
C8H14	0,474	0,435	1,977
C7H16	0,218	0,189	1,055
C8H18+	0,085	0,069	0,473
O2	0,000	0,000	0,000
SH2	ppmv ; mg/m3	0,0	0,0
Azufre	ppmv ; mg/m3	0,0	0,0
Total	100,00	100,00	100,00

Propiedades		ref.: ISO6976/GPA2145	
PM(kg/kmol)	20,662		
Vm(m ³ /kmol)	23,569		
DENS.(abs.)	0,8767		
DENS.(relat.)	0,7154		
PCs(kcal/m ³)	9809	41,05	MJ/m ³
PCs(kcal/kg)	11273	47,18	MJ/kg
PCI(kcal/m ³)	8875	37,15	MJ/m ³
Indice de Wobbe	11597	48,54	
Cp(kcal/m ³ ·C)	0,3979		
Cv(kcal/m ³ ·C)	0,3136		
K=Cp/Cv	1,2688		
Compresib. Z	0,9968		

10.2 Evaluar el estado de ductos y la necesidad de nuevos tendidos. Evaluar la necesidad de las instalaciones necesarias para el tratamiento

Como ya se mencionó desde Cerro Mollar existe un gasoducto con capacidad ociosa para transportar el caudal necesario para suplir la demanda en Malargüe.

Actualmente no existiría capacidad de compresión, pero no sería un impedimento en caso de que pudiese ingresar el volumen de gas.

La evaluación de los nuevos tendidos de gasoductos y las instalaciones será realizada a partir del análisis del nuevo proyecto: Gasoducto Emesa a Malargüe.

Producto 3: Informe económico estratégico

Componente: Evaluación Económica y

Análisis Estratégico

ACTIVIDAD N°11

11.1 Análisis Potencial de los Yacimientos

Para realizar un correcto estudio del Potencial de Gas de los Yacimientos se debe comprender primero qué volumen de Gas tiene el yacimiento para entregar (Reservas + Recursos) y luego si a partir de ese volumen se puede generar un perfil de producción sostenible en el tiempo y que sea económicamente rentable con los costos y precios actuales para mantener una demanda sostenida (es función de la cantidad y la productividad de los pozos).

Definición de Reservas:

¿Qué son los recursos y las reservas de gas?

Recursos: Hay que diferenciar los recursos contingentes de los prospectivos.

Los *recursos contingentes* representan esas cantidades de gas que fueron estimados en una fecha dada y que serán potencialmente recuperables de reservorios conocidos (o sea ya descubiertos, pero que no se considera actualmente que sean comercialmente recuperables).

Los *recursos prospectivos* que son los volúmenes de gas que se estima, en una fecha dada, serán potencialmente recuperables de los reservorios no descubiertos.

Reservas: Las reservas son las cantidades de gas que se anticipa serán recuperadas comercialmente de reservorios conocidos hasta una fecha dada.

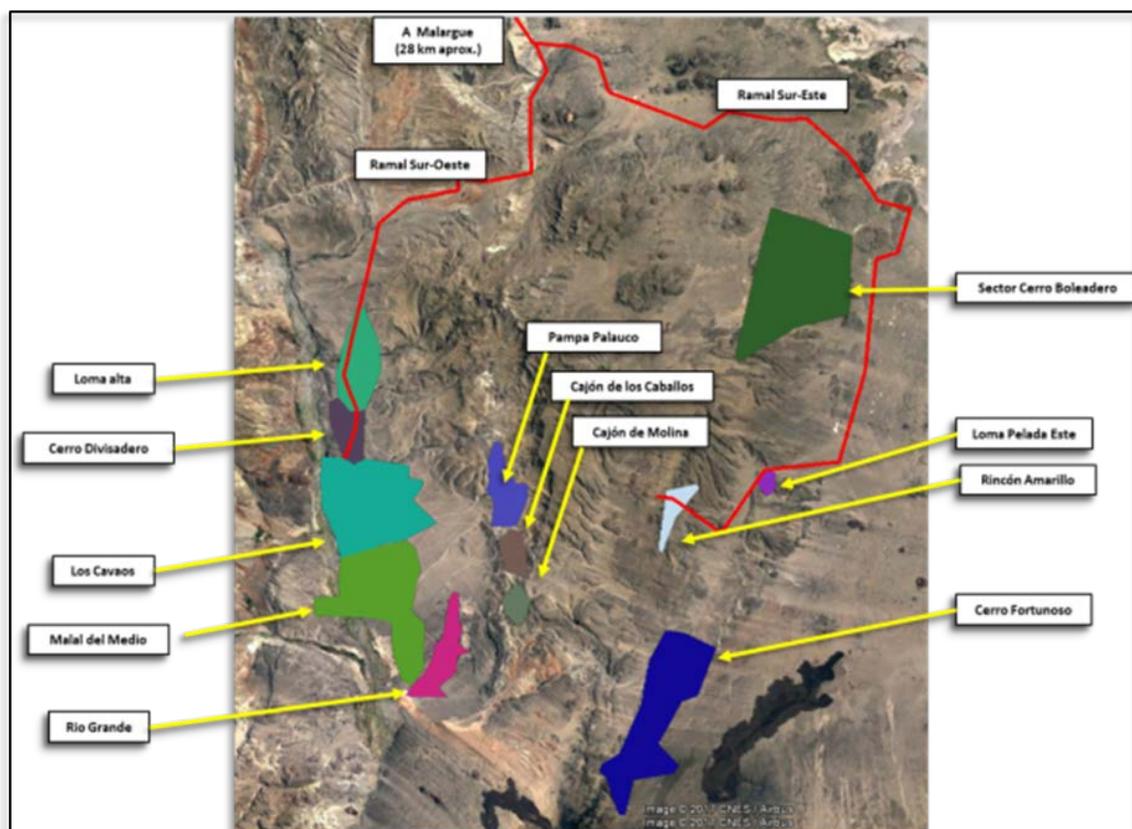
Las reservas se clasifican en:

Reservas probadas: son las cantidades de gas que por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con una razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas, los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales. Hay un 90% de probabilidad que las cantidades recuperadas efectivamente igualarán o excederán la suma de las reservas probadas. A medida que el grado de incertidumbre crece las reservas pasan a la definición de **probables**, donde hay un 50% de probabilidad que las cantidades recuperadas efectivamente igualarán o excederán la suma de las reservas probadas más probables estimadas y luego las **posibles** donde hay un 10% de probabilidad que las cantidades recuperadas efectivamente igualarán o excederán la suma de las reservas probadas más probables más posibles estimadas.

Reservas no probadas: son las que se basan en datos geológicos, ingenieriles y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas, pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación evitan ser clasificadas como probadas.

Tanto en **Cerro Mollar** como en **Puesto Rojas** no hay reservas de gas auditadas que para abastecer a la Ciudad de Malargüe. Desde la empresa operadora de los Yacimientos, se ha informado que tampoco poseen recursos. Nuestro análisis, tampoco le da altas probabilidades de explorar Vaca Muerta en búsqueda de gas (Recursos Prospectivos).

Respecto a los yacimientos que abastecerán de Gas al Nuevo Gasoducto que llegará a Malargüe se dividen en dos zonas principales, los yacimientos del Oeste en el Valle de Río Grande y los yacimientos del Este en Cajón de los Caballos.



Los yacimientos del Valle de Río Grande que conectarían al gasoducto son: Loma Alta, Cerro Divisadero y Los Cavaos.

Al 31/12/15	Reservas			Recursos bcf
	P1 bcf	P2 bcf	P3 bcf	
Loma Alta	0.6	5.7	4.8	0
Cerro Divisadero	0	0	0	0*
Los Cavaos	4.7	0.1	0	6.8

*Pozo en reserva de gas

Los yacimientos de Rincón de los Caballos que conectarían al gasoducto se dividen en dos subzonas:

- Rincón de los Caballos: yacimientos Cajón de Molina y Cajón de los Caballos
- Zona Oriental: yacimientos Rincón Amarillo, Loma Pelada y Cerro Boleadero. Son estos tres yacimientos los que quedarían conectados con el ramal sur-este del gasoducto. Ninguno de estos tres yacimientos posee historia de producción dado que no han sido desarrollados. Se trata de yacimientos con pozos exploratorios que han descubierto gas y han permanecido cerrados. Esto genera que todos los cálculos estimativos de reservas estén basados en métodos volumétricos y/o por ensayo de los pozos descubridores.

Al 31/12/15		Reservas			Recursos bcf
		P1 Bcf	P2 bcf	P3 bcf	
Sector Oriental	Rincón Amarillo	0	0	0	0
	Loma Pelada	0	0	0	
	Cerro Boleadero	0	0	0	
Sector CdLC	Cajón Molina	0	0	0	0
	Cajón de los Caballos	0.14	0	0	9.3

Para graficar el potencial de dicha reservas y recursos se presenta el siguiente ejercicio:

Las reservas más recursos sin riesgo al 31/12/15 suman 32.1 bcf. La demanda de la Ciudad más la Planta, se estiman en un promedio anual de 264 Km³/d. Si la productividad de los pozos existentes permitieran alcanzar dicho plateau de producción, el potencial de gas daría para 9.4 años, (Ver archivo Cálculo de Reservas.xls)

Si en cambio se le aplicará un riesgo a las reservas y a los recursos, el valor total de gas sería de 16.3 bcf y se podría mantener la oferta por 4.8 años.

Se entiende que podría haber reservas y recursos contingentes sin declarar, siendo que el uso del gas está íntegramente ligado a la operatividad del yacimiento y no a la venta.

Además habría potencialidad prospectiva en el descubrimiento de nuevas formaciones con gas que son analizadas en la sección de Geología.

También es importante remarcar que el yacimiento Cerro Fortunoso cercano a los yacimientos analizados, posee altos recursos de gas (285 bcf al 31/12/15, pero con niveles elevados de CO₂). El mismo se encuentra conectado a Malal del Medio y le daría potencialidad gasífera a la zona si se pudiera dejar en especificación el gas (el dióxido de carbono debe ser menor al 2%).

ACTIVIDAD N°12

12.1 Visión y objetivos

Malargüe tiene que ser uno de las Ciudades más pujantes de la Argentina con objetivos a corto, mediano y largo plazo:

- Contar con un servicio de gas ininterrumpido que abastezca a la totalidad de la población: domicilios, comercios e industrias existentes y/o potenciales.
- Ingresos: máxima eficiencia en el uso del capital y aumento de utilidades a través de la innovación y de políticas de estado.
- Integrar su economía a la economía regional
- Crecimiento y expansión constante reflejada en nuevas oportunidades, para los habitantes y quienes deseen invertir en la Ciudad.
- Círculo virtuoso: Crear valor y distribuirlo entre sus habitantes

12.2 Evaluación de la Situación Interna

a. Comprensión de la Situación del Gas en Argentina

La matriz energética de la Argentina está compuesta en un 50% por gas. La producción de dicho hidrocarburo viene cayendo hace años.

Lo contradictorio, es que la Argentina parece tener recursos de gas suficientes para hacerle frente a su creciente déficit energético. No solo para revertir la declinación de la producción actual, sino para volver a ser exportador neto de este hidrocarburo. El país cuenta con reservas extraordinarias de Gas de Esquisto o Gas Shale (en inglés), que se están desarrollando muy bien tanto en Estados Unidos como en Canadá.

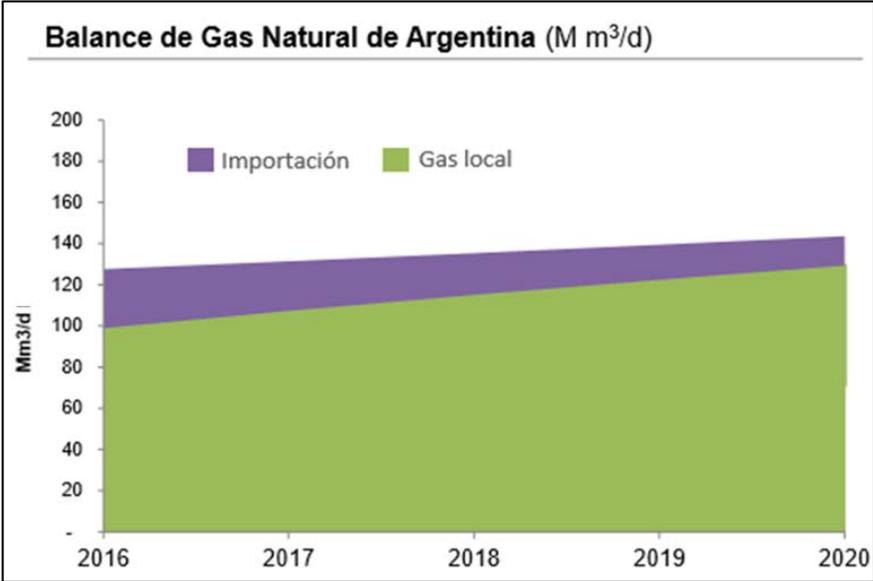
Tanto la actividad productiva y particularmente la exploratoria, necesaria para activar el desarrollo de nuevos yacimientos de gas, fue muy baja durante los últimos quince años. Esto es debido a que no existe incentivo económico por los bajos precios que se pagan por la molécula de gas.

El resultado es que la balanza comercial energética es negativa. Se está importando gas y otros sustitutos como el gas natural líquido o el fuel oil, para hacerle frente a la demanda. Se estiman gastos de más de una decena de miles de millones dólares para suplir la falta de gas.

Será vital contar con políticas nacionales transparentes y con miradas de largo plazo para que el desarrollo de dichos recursos y el autoabastecimiento de gas se vuelvan una realidad.

Hoy el escenario esperado es una recomposición de los precios de gas apuntando al desarrollo exploratorio de zonas no convencionales: gases de baja (Tight Gas) y de muy baja permeabilidad (Shale Gas) y en la continuidad del desarrollo productivo de zonas convencionales. Como consecuencia se podrá ir sustituyendo la importación por la producción de gas de nuevos horizontes.

En el gráfico siguiente se muestra un posible escenario en el balance de Gas natural en la Argentina (en millones de metros cúbicos por día): se observa tanto un incremento en la oferta total como una disminución en la importación.



Teniendo en cuenta la inversión, los costos operativos y las producciones de gas esperadas, los precios de gas necesarios para el repago de los proyectos Exploratorios, de Desarrollo y Explotación como media y tomando una tasa de descuento del 13%, que necesitan las compañías, será creciente en el corto plazo, a medida que se exploren más y más reservorios no convencionales.

Precio Gas Limite Necesario U\$\$/MBTU	
2017	5.8
2018	6.5
2019	7

Las hipótesis siguientes, para obtener los precios arriba mencionados, se realizaron teniendo en cuenta que para el desarrollo de los Gas shale se necesitan pozos horizontales fracturados:

	Convencional	No convencional	
		Gas Tight	Gas Shale
Inversión en MU\$D	4	6.5	12
Costo Operativo (U\$S/MBTU)	0.7	1	1.7
Acumulada de Gas esperada (BCF)	2.5	3.5	7

Es importante aclarar que no todas las empresas podrán afrontar una exploración y desarrollo no convencional, por lo que tendrán mayor exposición a la declinación del gas convencional.

Aún resta crear economías de escala para el desarrollo no convencional, por ello la necesidad de precios de gas altos. El conocimiento que aún se tiene no es suficiente. Se necesitan más cantidad de pozos piloto para encontrar las zonas de alta productividad en estas rocas cerradas y realizar un desarrollo masivo.

b. Análisis de la Situación del Gas en Malargüe

i. Situación actual

Malargüe ha quedado prácticamente aislada en la entrega de gas a través de los gasoductos que componen el Sistema Nacional. Hace unos años era provista de gas natural, a través de un gasoducto de seis pulgadas, de los Yacimientos aledaños Cerro Mollar y Puesto Rojas. Luego de la declinación de dichos yacimientos y como consecuencia de las políticas energéticas del país, dentro del contexto mencionado en el punto de arriba, Malargüe se quedó sin la provisión de Gas Natural. Más aún, es el único departamento en Mendoza que no cuenta con Gas Natural en su red de distribución domiciliaria.

El Gas natural, que hoy llega a la Ciudad desde el Yacimiento Cerro Mollar no es suficiente para abastecerla. Solo se utiliza para proveer una estación de Gas Natural Comprimido (GNC) con aproximadamente 800 m³ de gas por día.

Definida la falta de Gas natural, se eligió instalar una planta revaporizadora de propano Líquido y utilizarlo como combustible sustituto.

La Ciudad de Malargüe, hoy es provista de Propano proveniente mayormente de Luján de Cuyo. El subsidio en la provisión del Propano, le cuesta anualmente al país más de siete millones de dólares. El propano líquido es vaporizado y mezclado con aire e inyectado en la red. Hoy existen cuatro tanques de almacenamiento de 425 m³

ii. ***Nuevo Escenario***

Malargüe necesita asegurarse una oferta de Gas sostenida en el tiempo para su vida diaria y para su crecimiento demográfico, social y económico.

En este contexto, la Empresa Mendocina SA (EMESA) proyecta financiar y comisionar la construcción y operación de 171 km de gasoducto nuevo, mayormente de seis pulgadas de diámetro (el "Gasoducto") que llegará a la Ciudad de Malargüe desde los yacimientos operados por YPF, que se encuentran aproximadamente a 85 km al Sur de la Ciudad.

El gas natural provendrá a partir de la exploración y el desarrollo de por lo menos cinco yacimientos de Gas de los dos polos productivos de la zona, Los Cavaos y Cajón de Los Caballos.

Además el proyecto contempla la construcción de una planta de generación térmica (la "Central Térmica") a ser construida y financiada enteramente por YPF EE en el Parque Industrial de Malargüe,

Asimismo, para entregar el gas en especificación hacia la Ciudad de Malargüe, se espera la construcción y/o instalación de dos nuevas plantas de tratamiento de gas (PTG), a saber: (i) una nueva planta de tratamiento de gas en Los Cavaos para incrementar la capacidad de la planta actual localizada en el Valle de Río Grande y (ii) una nueva planta de tratamiento de gas a situarse en Cajón de los Caballos. La obra será financiada íntegramente por YPF.

- iii. **Análisis Fortalezas – Oportunidades – Debilidades y Amenazas:** El análisis FODA es una herramienta muy simple y poderosa para analizar el entorno competitivo.

Fortalezas

Dueño del Gas (YPF) será dueño de la Planta Térmica

Mejora la seguridad ambiental versus el parque de GLP actual

Construcción de un Gasoducto como único destino de transporte hacia Malargüe

Construcción de la Planta Térmica

Debilidades

Una sola empresa concesionaria operará el Gas.

Parte del Gas esperado sería exploratorio

Oportunidades

Posibilidad de acceso al gas natural para toda la población en un horizonte sostenido.

Crecimiento económico para Malargüe

Entrada de nuevos productores de Gas.

Cerrar el anillo de Gas en Mendoza: Unir el Gasoducto con un nuevo Gasoducto que provenga de El Portón.

Amenazas

Definición del Precio del Gas: Los precios locales de gas no garantizan la rentabilidad.

- iv. **Competencias Clave:** son aquellas capacidades que confieren a la organización una fortaleza competitiva única y duradera. Son el vínculo fundamental que permite conectar las estrategias de negocio con las competencias a nivel Ciudad.

En este caso el proyecto Gasoducto- Central Térmica llevado a cabo tanto por YPF como EMESA le conferirán un impacto competitivo único y durable al proyecto, combinando múltiples habilidades: operación, tecnología, gerencial y de lobby, entre otras.

12.3 Evaluación de la Situación Externa

El Proceso de Planificación Estratégica puede ser dividido en varias fases, orientadas a evaluar la situación actual, definir lineamientos estratégicos y un plan de acción para alcanzar los objetivos de la visión. Comienza con el **Análisis Externo**

Durante esta fase se incluyen diferentes análisis, tales como:

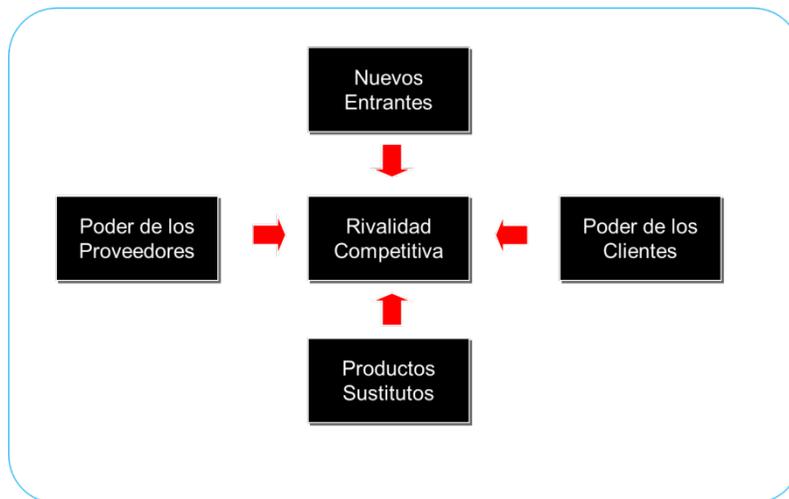
- a. Planeamiento de Escenarios
- b. Análisis de Porter

a. El Planeamiento de Escenarios nos permite definir los escenarios más probables mediante la síntesis de las variables más inciertas y relevantes en la industria.

Dentro de los escenarios, se pueden considerar cómo actuarán las autoridades regulatorias respecto al precio del gas, la cantidad de operadores de los yacimientos que podrán conectarse al gasoducto y el volumen de gas a entregar por los yacimientos

- Autoridades regulatorias respecto al precio del gas:
 - Se esperan precios atractivos que permitan el desarrollo de los yacimientos tanto convencionales como no convencionales.
 - Se deberá estar atentos a la Revisión Tarifaria Integral y a los anuncios del ENARGAS.
- Cantidad de operadores:
 - El escenario más probable a corto plazo es que haya solo un operador que proveerá de gas al gasoducto. En este caso será YPF.
- Reservas de gas:
 - El escenario más probable es que sea provista de gas la Ciudad y también se espera que sea satisfecha la demanda de la Planta.
 - Es importante analizar la evolución de las reservas auditadas y reportadas por YPF. Estar atentos a los nuevos descubrimientos de gas.

b. Análisis Porter:



Nuevos Entrantes: Cuán fácil (+) o difícil (-) es para un nuevo jugador entrar al gasoducto y tomar una participación?

- Altos requerimientos de capital y permisos por capacidad ociosa (-)
- Alto riesgo (-)

- Entrada al Gasoducto regulada y acotada por límite de capacidad (-)
- Largo plazo (-)
- Alta influencia del lobby (+)
- Alta capacitación técnica (-)
- Muy buen marco estatal (+)

Poder de los Proveedores: Cuán dependiente es el gasoducto de sus proveedores?

- Único proveedor de Gas (-)
- Confiabilidad: YPF opera en la Provincia hace muchos años (+)
- Poder muy alto, fuerte necesidad de otras empresas (-)
- Intervencionismo estatal: Alto incentivo a la exploración (+/-)
- Jugador estable (+)

Poder de los Clientes: Cuán fácil es para los clientes cambiar de proveedores?

- No pueden cambiar de proveedor (+/-)
- Desarrollo del polo Industrial (+): Entrada de nuevas industrias

Productos Sustitutos: Se pueden reemplazar el Gas Natural por otros similares?

- Se construirá un gasoducto (-)
- Mejorar y/o mantener el sistema del Propano Líquido (-)
- Sistemas de Gas Virtual: Licuificar Gas en CRIOBIX y revaporizarlo como Gas Metano en el sistema de distribución domiciliaria (-)

Rivalidad Competitiva: Cómo reaccionaría el mercado a una iniciativa de aumentar o disminuir el flujo de gas natural

- Marco regulado: primero se proveerá a los domicilios (+/-)
- En función de la oferta, más actores podrán sumarse (+)
- El Gas es un recurso escaso y no renovable (-)
- Multas por no cumplimiento (+)

ACTIVIDAD N°13

13.1 Formulación de la estrategia competitiva

El Proceso de Planificación Estratégica puede ser dividido en varias fases, orientadas a evaluar la situación actual, definir lineamientos estratégicos y un plan de acción para alcanzar los objetivos. Se apoya en varias herramientas

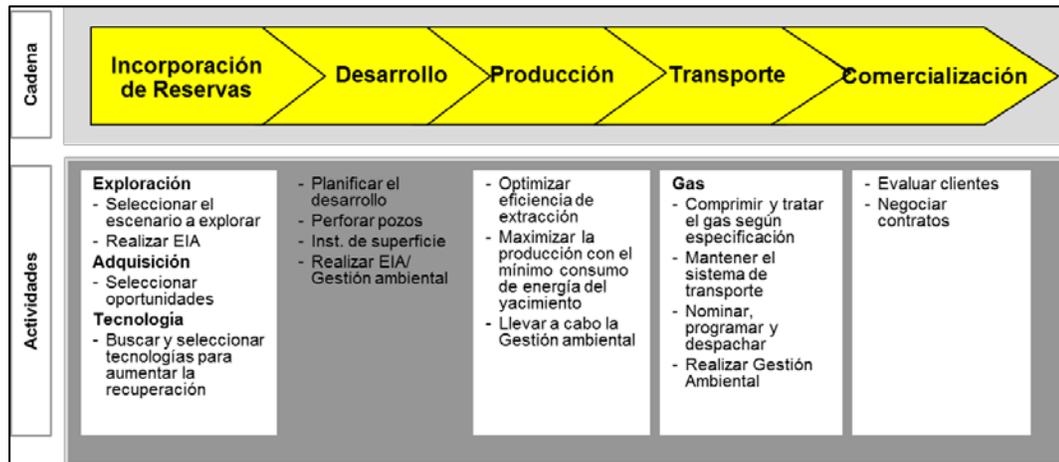
- a. Formulación de la estrategia competitiva
- b. Análisis de entorno: 4P's
- c. Análisis de entorno: 5C's

a. Análisis de Cadena de Valor Total



En el análisis de la cadena de valor se puede comprender que la construcción del gasoducto es una estrategia ganar – ganar, tanto para YPF como para la Ciudad. YPF desarrollará un volumen de gas importante que será consumido por su nueva Planta Térmica como para la Ciudad de Malargüe que podrá contar con el gas necesario para su desarrollo económico.

En cuanto a YPF será relevante identificar las actividades en su cadena de valor que le darán éxito al proyecto del Gasoducto:



b. Análisis de entorno: 4P's: Debe desarrollarse la mejor combinación de variables para cada segmento objetivo.

Precio: El precio del gas se deber fijar tal que haga atractiva la inversión y repague al el desarrollo de los pozos gasíferos. Desde el lado de la comunidad a través de la transportadora se debería fijar un contrato tipo deliver or pay, que aseguraría un pago igual al volumen que no entrega la empresa productora de gas.

Producto: el producto a entregar será el gas procesado en especificación para poder ser inyectado en la Ciudad y en la Planta Térmica.

Plaza: se construirá un gasoducto que permitirá la entrega de gas en la Ciudad. Esto permitirá repositionar a la ciudad hacia un crecimiento económico que hoy se veía limitado.

Promoción: la manera de diferenciarse que tiene la empresa, en este caso la proveedora de Gas (YPF) es honrar los contratos comerciales y cumplir con el desarrollo y la exploración del gas, en tiempo en forma para asegurar la oferta de gas. Además de cooperar con la sociedad en la cual desarrolla sus actividades. El Municipio debe alentar y promocionar actividades a nivel regional y país, para explotar este nuevo escenario de energía.

c. Análisis de entorno: 5C's

Cientes: La ciudad será cautiva de la producción de gas del yacimiento si desmantela la planta revaporizadora de Gas Propano. Aquí encontramos un factor clave de posicionamiento. La demanda será menos elástica. El PBI de la ciudad se verá influenciado positivamente a partir del potencial desarrollo del Parque Industrial.

Compañía: YPF E&P explota gas y petróleo en una zona estratégica al sur de Malargüe. Tiene activos que se encuentran en exploración con grandes chances de producir gas. Además YPF instalará y será dueña de la planta térmica que estará en el Parque Industrial de la Ciudad.

Competidores:

- Al instalar un gasoducto se podrá generar una competencia entre quienes quieran utilizar el gas si hubiera un excedente del mismo: hoteles, industria, minas linderas al paso del gasoducto.
- También podría ser un atractivo para compañías petroleras que pudieran licitar áreas en búsqueda de gas ante un escenario de precios competitivos.
- Y finalmente la transportadora podría ver con buenos ojos incrementar la capacidad de transporte si la oferta y demanda acompañan este crecimiento.

Contexto:

- Desde lo social YPF tiene un compromiso con la comunidad, crea puestos de trabajo, debería contribuir con la sociedad en su conjunto.
- Desde lo político se debe incentivar medidas que favorezcan a la exploración y desarrollo gasífero de la compañías petroleras y también ayudar al crecimiento social laboral el turismo y la industria que será intrínsecos con la llegada del gas natural a la Ciudad.

Colaboradores: con el agregado de este nuevo escenario, se genera un círculo virtuoso y más empresas de servicio están haciendo base en la zona.

13.2 Definición de Lineamientos Estratégicos

a. Factores claves de éxito (FCE): los FCE se relacionan con la cadena de valor vistas en el punto 4.a, y vinculados fuertemente con las necesidades de la Ciudad.

- Exploración y desarrollo de Gas Exitosa: se necesita que los descubrimientos tengan un volumen de gas importante y puedan ser desarrollados.
- Reservas de gas: se debe generar un perfil de producción y entrega de gas estable por lo menos por diez años. Será desarrollado en el punto 5.a2
- Precio del Gas: se debe conseguir un precio de gas atractivo para fomentar la exploración y el desarrollo de las reservas

b. Planes de transformación desde el Municipio a partir del proyecto

- Promocionar el turismo y todas las actividades industriales que puedan desarrollarse en Malargüe.

- Crear políticas para fomentar a las PYMES y a los microemprendimientos.
- Políticas para el financiamiento de recursos necesarios en los planes de inversión.
- Iniciar, mantener y/o acrecentar la relación con YPF, EMESA, ECOGAS y otras empresas del sector petrolero y minero que podrían continuar agregando valor a la Ciudad en proyectos macro como el presentado: nuevas licitaciones de yacimientos, conexión mediante un nuevo gasoducto con El Portón, reactivar zonas gasíferas subexplotadas, entre otras.
- Creación de nuevos puestos de trabajo: impacto positivo en la desocupación.
- Políticas para priorizar y especializar a la mano de obra local.
- Mayor ingreso por el pago de más impuestos por las nuevas actividades generadas.
- Este plan se ampliará en la Sección Medioambiental / Legal y dentro del Resumen Ejecutivo del Informe Final Consolidado.

ACTIVIDAD N°14

14.1 Gasoducto: Plan de Inversión

A la fecha de la entrega de este Informe EMESA e YPF se encuentran en tratativas para terminar de definir algunas condiciones para el repago del proyecto.

La inversión de los 171 km del Gasoducto se realizaría de la siguiente manera:

- La Provincia se hará cargo de la inversión de 143 km (son los tramos aguas abajo de las Plantas de Tratamiento en Los Cavaos y Cerro Boleadero)
- YPF pagará los 28 km restantes (son los tramos aguas arriba de las Plantas de Tratamiento en Los Cavaos y Cerro Boleadero)

La inversión total rondaría los USD60 MM (dato que EMESA aún debe terminar de validar con una consultora externa).

La Provincia:

- Deberá invertir USD43 MM y la idea es financiarlo mediante un fideicomiso o a través de la provincia de Mendoza. Al estar en tratativas con YPF todavía no fue definido.
- La recuperación de la inversión podrá ser a través de la/s:
 - Recaudación del pago de regalías del gas inyectado en el gasoducto.
 - Recaudación de IIBB del pago del gas inyectado en el gasoducto.

- Posibilidad de que haya Inversiones no reembolsables por el cobro de multas a las operadoras de los yacimientos por no cumplir en tiempo y en forma con los compromisos de exploración y/o explotación.
- Obtener el fondo que ECOGAS tiene asignado para la ampliación de la planta de \$ 10.5 MM (según el documento 161130 - COGAS - Informe RTI y anexo descripción obras necesarias adjunto en el CD) y utilizarlo en el nuevo proyecto. Para realizar este pedido se debe esperar a la licitación de la tarifa eléctrica que se realizará en Marzo de 2018 en Cammesa (Orden C de acuerdo a la Resolución 420) y la firma del contrato de compra de energía.
-
- Cobrar una tarifa de Transporte del gas diferencial a la Central Térmica (EMESA se reunirá con ENARGAS y CAMMESA para poder discutir este punto). En la Sección Legal de este Informe se habla de las condiciones de esta opción.

YPF:

- Se haría cargo de los USD17 MM restantes de la inversión del gasoducto.
- Estima que para hacerse cargo de dicha inversión necesita un precio de gas de 9 usd/MMbtu
- EMESA comprende que el Precio de Gas máximo a cobrar sería del orden de los 7.5 USD/MMBTU y sostiene que podría compensar a YPF (por la diferencia del precio) a través de una reducción en el porcentaje de las regalías por un período a definir. Ello podría perjudicar al repago de la inversión por parte de la Provincia, sin embargo se estima que sería balanceado por el pago de los fondos no reembolsables arriba mencionados, un ajuste en la tarifa del transporte, u otro mecanismo.

Como se mencionó YPF y EMESA deben continuar con las negociaciones y definir el mejor escenario.

14.2 Ahorro GLP

Unos de los puntos interesantes a evaluar es el ahorro económico que tendría el Estado Nacional a partir del cambio en la matriz de GLP a Gas Natural (Ver cálculos en Planilla Excel: Ahorro Cambio Matriz_v1.xls).

El ahorro anual se estima en 3 millones de dólares.

- a) Teniendo en cuenta el consumo en Malargüe y los costos Promedio del GLP que paga el usuario, se puede determinar el Costo Promedio mensual del GLP que pagan los usuarios de Malargüe: 2420 AR\$/Ton (*datos suministrados por ECOGAS*)

Cantidad de usuarios por tipo de usuario en Malargüe

Residencial: 6169 / P1: 417 / P2: 53 / P3: 3

Consumo mensual Promedio año (Tn)

Residencial: 14411 / P1: 868 / P2: 1117 / P3: 3077

Costo mensual promedio año GLP a 12000 Kcal (\$/Tn)

Residencial: 1267 / P1: 1267 / P2: 1267 / P3: 1267

Costo mensual promedio año transporte de GLP a 12000 Kcal en \$/Tn

Residencial: 906 / P1: 906 / P2: 906 / P3: 906

- b) El Precio promedio de GLP, valor paridad de exportación con Mont Belviu fue de 5800 AR\$/Tn. (Información tomada de EMESA)
- c) El costo mensual de transporte de GLP sin subsidio es de 1436 AR\$/Tn (Información tomada de EMESA)
- d) El volumen de GLP consumido durante el año 2016 fue de 19806 Tn. (Información tomada de EMESA)
- e) Se puede estimar la tarifa que paga el usuario por el GLP si fuera Gas Natural: 3,38 USD/MMBTU y el costo GLP que pagaría sin subsidio: 10.11 USD/MMBTU.
- f) El Precio de Gas natural considerado en el proyecto es de 6.78 USD/MMBTU
- g) Con las variables mencionadas se puede determinar el valor que la Nación paga por el GLP subsidiado y el valor que pagaría por el nuevo gas. Haciendo la diferencia se obtiene el ahorro de U\$S 3 MM, por el cambio de combustible en la matriz.

14.3 Análisis de la Oferta y la Demanda

La oferta de gas será aquel gas que el operador de los yacimientos pueda poner en especificación en el Gasoducto para ser entregado en Malargüe. Según datos de EMESA habría una curva de oferta sin riesgo y otra incluyendo el riesgo geológico. El riesgo intrínseco que estiman es del 61% que es lo mismo que un factor de éxito del 39%. (Ver cálculos en Planilla Excel: Curvas de Oferta y Demanda.xls e Informe del Contexto Geológico donde se detalla cómo se construye este valor). Este dato lo aporta en general el operador del área, en este caso YPF, quien posee la experiencia suficiente en el área como para poder definirlo. En el área de estudio habrá formaciones con mayor y menor grado de certidumbre, sin embargo YPF espera que ese valor en promedio sea 39%.

Se dará a continuación un ejemplo sobre el factor de éxito. Es solo un ejemplo teórico para comprender cómo se llega a un volumen a descubrir.

Qué indica ese factor de éxito?

- a) Una forma de verlo es que si tenemos 5 yacimientos a explorar con 5 acumulaciones X de gas se descubrirían el 39%, es decir 2 yacimientos ($0.39 * 5$) con un volumen X cada uno.
- b) Otra forma de tomarlo, es que si hay 5 yacimientos a explorar con 5 acumulaciones de un volumen X, se descubrirán gas en los 5 yacimientos, sin embargo cada uno tendrá un volumen de $0.39 * X$.

Qué es el factor de recuperación en yacimientos gasíferos?

El factor de recuperación se define como el porcentaje de gas que puede ser producido respecto al recurso total de gas evaluado. Es útil para conocer a priori que producción final de gas se pueda esperar. Cada reservorio de acuerdo a sus características tiene un factor de recuperación esperable, empírico y asociado. Por ejemplo para los yacimientos convencionales de gas sin un acuífero activo este factor puede llegar al 80%. Es decir que si la reserva calculada para este yacimiento es de 100 BCF de gas, la recuperación final esperable al fin de la vida del yacimiento es de 80 BCF.

El factor de recuperación da una idea ex ante de lo que puede ocurrir. Es una expectativa, una proyección.

El factor de recupero se va a ir reduciendo en base a la magnitud del acuífero que subyace al casquete gasífero. Si el acuífero es importante es esperable recuperar bastante menos, desde un 20% a un 50% del gas total calculado. Es un factor muy crítico cuando se analiza la rentabilidad de los proyectos luego de comprender el tipo de yacimiento que se va a desarrollar. Para los yacimientos no convencionales este factor empírico, no es tan claro dado que el factor de recobro estará también relacionado a la tecnología aplicada como por ejemplo el fracturamiento hidráulico o al tipo de pozo (horizontal, multirama, etc). Por lo tanto no solo depende de las condiciones intrínsecas del reservorio sino también de la tecnología que apliquemos. Los yacimientos del Sur de Malargüe tienen geologías muy diversas, con reservorios convencionales y no convencionales que tendrán factores de recuperación diferentes.

Solo a modo de continuar con el ejemplo, se utilizará un único factor de recuperación del 50% para realizar los cálculos.

En la siguiente tabla se muestran los valores anuales en millones de metros cúbicos de gas a explorar para poder honrar una demanda de diez años, teniendo el factor de éxito y factor de recuperación esperado:

	Volumen de Gas a Explorar (Millones de m3)	Factor de Éxito	Volumen de Gas a Descubrir (Millones de m3)	Factor de Recuperación	Oferta Real de Gas (Miles m3/d)
Año 0					
Año 1					255
Año 2					256
Año 3					258
Año 4					260
Año 5	4906	39%	1913	50%	261
Año 6					263
Año 7					264
Año 8					266
Año 9					268
Año 10					270

En base a estas cifras se puede calcular el total de Gas a Explorar:

	Volumen de Gas a Explorar	
	MMm3	BCF
Total	4906	173

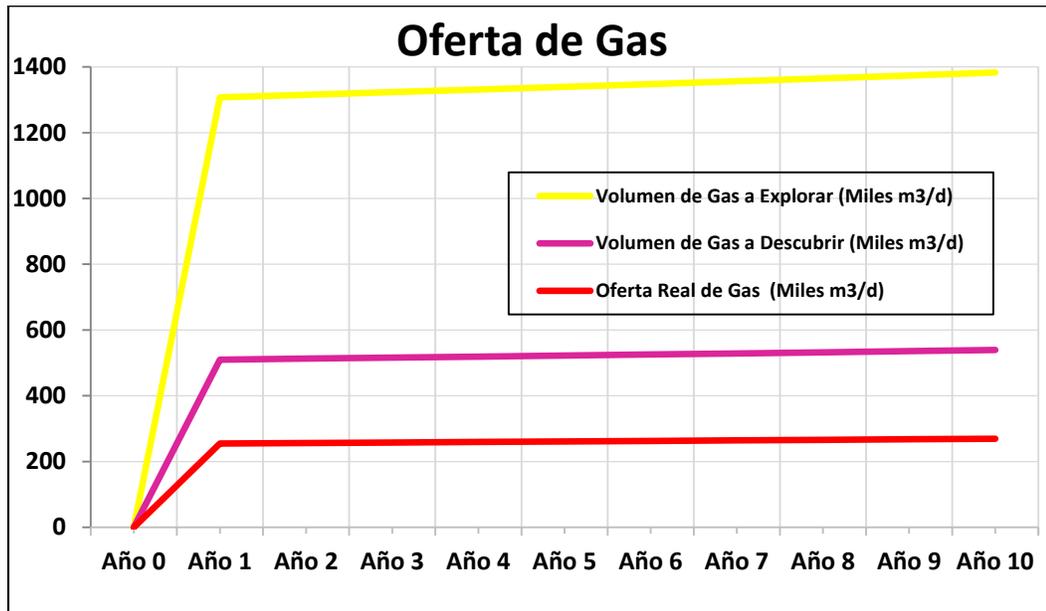
Con el Factor de Éxito del 39% se obtiene el total de Gas a descubrir:

	Volumen de Gas a Descubrir	
	MMm3	BCF
Total	1913	67

Y teniendo el Factor de Recuperación del 50% se estima la oferta de gas:

	Oferta de Gas	
	MMm3	BCF
Total	957	33.8

Las diferentes curvas de Oferta de Gas se muestran a continuación:

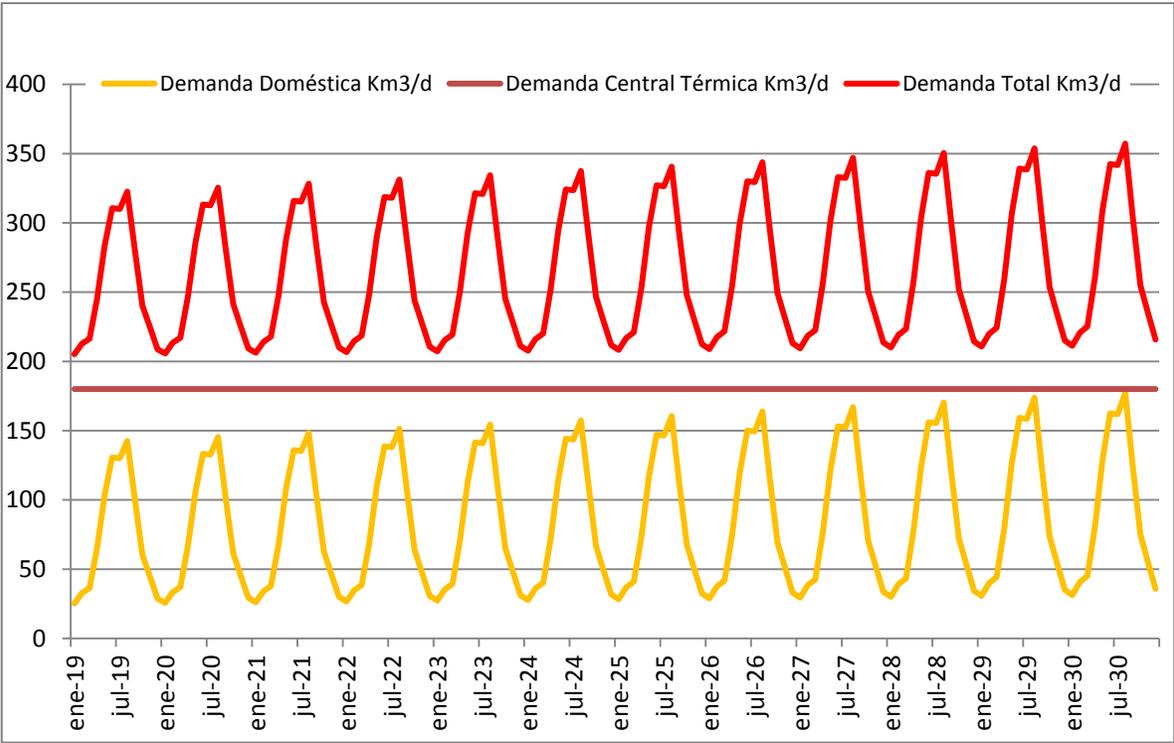


Demanda de Gas:

La demanda promedio anual de gas en la Ciudad se estima en 75 mil metros cúbicos por día con un crecimiento anual del 2%. Mientras que la demanda anual en la Central Térmica se estima en 180 mil metros cúbicos por día (Información brindada por Emesa)

Caudales de Gas Natural			
Demanda Malargüe			
	Demanda Doméstica	Demanda Central Térmica	Demanda Total
Fecha	Km3/d promedio año	Km3/d promedio año	Km3/d promedio año
2019	75	180	255
2020	76	180	256
2021	78	180	258
2022	80	180	260
2023	81	180	261
2024	83	180	263
2025	84	180	264
2026	86	180	266
2027	88	180	268
2028	90	180	270
2029	91	180	271
2030	93	180	273

El siguiente gráfico muestra la demanda diaria mensual estimada en Malargüe:



14.4 Modelo Económico / Escenarios / Sensibilidades

Basado en las charlas con EMESA se realizó un modelo económico a modo de ejercicio (ver Flujo de Fondos Gasoducto.xls en el CD adjunto) que tiene la finalidad de analizar las variables que lo componen y cuáles podrían ser finalmente las definidas una vez que se concluyan las negociaciones entre YPF, EMESA, la Provincia y los entes reguladores ENARGAS y CAMMESA. Las proyecciones económicas para el Gasoducto se realizan con un horizonte de veinte años.

Escenario Base (P90):

Hipótesis de Entrada: Escenario Base (P90)		
Inversión en el Gasoducto: Provincia	43.0	MM USD
Precio GAS	6.8	usd/MMbtu
Precio CRUDO	50	usd/bbl
Peaje de Transporte	0.12	USD/MM BTU
COSTO O&M	0.1	USD/MM BTU
Regalias	15%	
IIBB	2%	
Inversiones no reembolsables	0.0	MM USD
Recuperación fondo Planta GLP	0	MM AR\$
Recuperación fondo Planta GLP	0	MM USD
Tipo de cambio	17.0	AR\$/U\$D

El precio de gas utilizado es de 6.8 usd/MMBtu (Precio de gas libre de subsidio: ver en la planilla f. Cálculo costo GN del archivo Ahorro Cambio de Mariz_v1.xls en el CD adjunto).

La tasa de descuento que le pediría la Provincia al proyecto es del 6%.

A pesar de que existe la posibilidad de obtener inversiones no reembolsables y recuperar los fondos de la planta de GLP, se presenta el escenario Base manteniendo un valor nulo en dichas variables.

El caso Base da como resultado un **valor actual positivo de USD 6 MM** y un **repago de la Inversión en 10 años**

Escenario Probable (P50):

De contar con la posibilidad de que la Provincia reciba las Inversiones no reembolsables y el fondo de la planta podría reducir el ingreso por regalías y mantener los mismos resultados financieros respecto al proyecto Base. Mientras tanto YPF, con dicha reducción de regalías, podría compensar el valor del gas de 9 USD/MMBTU (muy difícil de lograr

este precio) que le está exigiendo al proyecto para hacerlo rentable. A partir de lo escrito se realiza el segundo escenario: **Escenario Probable** con un precio de gas de 7.5 usd/MBTU que según Emesa podría validarse y un precio de transporte pre-negociación EMESA – Cammesa / ENARGAS de 0.3 usd/MMBTU.

Hipótesis de Entrada: Escenario Probable (P50)	
Inversión en el Gasoducto: Provincia	43.0 MM USD
Precio GAS	7.50 usd/MMbtu
Precio CRUDO	50 usd/bbl
Peaje de Transporte	0.30 USD/MM BTU
COSTO O&M	0.1 USD/MM BTU
Regalias	9.2%
IIBB	2%
Inversiones no reembolsables	5.0 MM USD
Recuperación fondo Planta GLP	10.5 MM AR\$
Recuperación fondo Planta GLP	0.6 MM USD
Tipo de cambio	17.0 AR\$/U\$D

Con los nuevos valores se podría reducir el porcentaje de las regalías al 9.2% y continuar honrando el valor actual y el repago de diez años del proyecto base.

Escenario Posible (P10):

Finalmente se plantea un escenario posible, incrementando las Inversiones no reembolsables a 10 MM y la tarifa del transporte a 0.6 usd/MMbtu.

Hipótesis de Entrada: Escenario Probable (P10)	
Inversión en el Gasoducto: Provincia	43.0 MM USD
Precio GAS	7.50 usd/MMbtu
Precio CRUDO	50 usd/bbl
Peaje de Transporte	0.60 USD/MM BTU
COSTO O&M	0.1 USD/MM BTU
Regalias	3.7%
IIBB	2%
Inversiones no reembolsables	10.0 MM USD
Recuperación fondo Planta GLP	10.5 MM AR\$
Recuperación fondo Planta GLP	0.6 MM USD
Tipo de cambio	17.0 AR\$/U\$D

En este caso se podría reducir la regalía a 3.7% y mantener los resultados del caso base.

La conclusión es que hasta tanto Emesa e YPF no se pongan de acuerdo con el mejor escenario para ambos, podrá haber otros tantos escenarios posibles. Las variables son las presentadas en las hipótesis y la proyección final se conocerá con el cierre de la negociación.

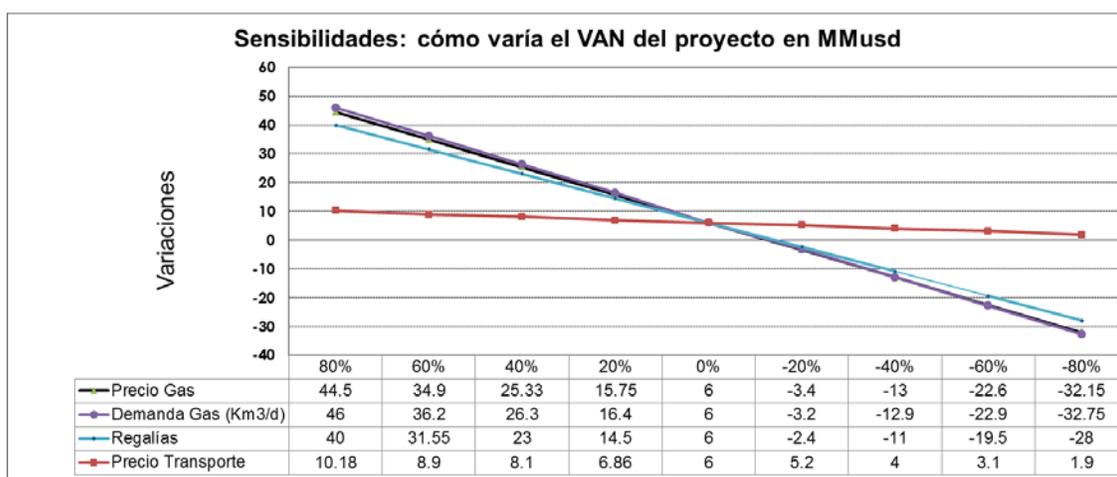
Se recomienda al Municipio estar atento al avance de dichas negociaciones para informarse sobre todo la tarifa de gas que finalmente pagarían los ciudadanos de Malargüe.

Sensibilidades:

Se harán sensibilidades sobre el Modelo Base para diferentes variables con el objetivo de visualizar el impacto que generan en el valor actual del proyecto.

Se hacen variar entre -80% y un 80%, a la demanda, al precio de gas, a las regalías y al transporte.

Como se observa en el gráfico, el impacto es relevante en todas las variables excepto en la tarifa de transporte donde al tener un valor inicial pequeño los incrementos o decrementos (rango: 0.02 a 0.21 usd/MMbtu) no impactan en el valor del proyecto. Sin embargo si se aplicarían esos porcentajes de incrementos a un valor inicial de 0.2 o 0.4 usd/MMbtu, el impacto sobre el valor del proyecto si sería relevante.



14.5 Contrato de Gas

Una vez construido el gasoducto, será importante que los usuarios de la Ciudad satisfagan su demanda.

Para asegurarse que YPF no suministre gas a la planta de generación en desmedro de a la ciudad / subdistribución de GNC, el contrato de venta de gas entre la YPF y Ecogas tiene que tener una cláusula de “deliver or pay”. Es decir, si no cumple con entregar el volumen nominado (hasta el máximo contractual a Ecogas), YPF debería pasar la central a combustible líquido al mayor costo que ello demande o tener que pagar a Ecogas el mayor costo del combustible sustituto necesario para compensar el faltante de gas:

- LPG, si la red de la Ciudad aún aceptara un remanente en la inyección del vaporizado del LPG.
- Sino mientras el sistema siga aislado, no parece haber mucha sustitución posible más que la de los gasoductos virtuales: en el contrato con YPF, ECOGAS debería pedir una cláusula DOP por la cual YPF se obligue a pagarle el mayor costo del GNC o GNL por camiones que sería el combustible sustituto de Ecogas.

- Si algún día terminan interconectados con TGS o Centro Oeste, tal vez tengan gas de otros productores para complementar la oferta. En ese caso, la cláusula DOP podría servir para comprarle el gas a otro productor.

El marco regulatorio y normas de despacho le dan prioridad a Doña Rosa (usuaria de gas residencial). La demanda de gas residencial es prioritaria y no se corta. A lo sumo le bajan la presión, pero no la pueden cortar por regulación. Para que Cammesa despache a un generador, el generador tiene que tener combustible. Si falta gas para generación eléctrica, Cammesa despacha a los generadores que generan con fuel o gasoil y se solucionó el problema. (*Regulaciones adjuntas en el CD*).

Deliver Or Pay (DOP)

El contrato de suministro que Ecogas o la subdistribuidora de GNC por redes tenga con los productores obligará al productor a poner el gas en cuestión a disposición de Ecogas o de la subdistribuidora de GNC por redes. Como ya se habrá advertido, “ponerlo a disposición” se reduce a ofrecerlo y nominar el volumen de gas y su transporte pero no asegura por completo su eventual despacho o entrega al cliente. Para estas eventualidades, puede resultar apropiado apalancar la estructura con una cláusula de deliver or pay.

Marco Regulatorio: Demanda Prioritaria

El marco regulatorio del gas efectivamente prioriza las prestaciones a la “Demanda Prioritaria”, que es la parte de la demanda de gas natural identificada como tal en la Res. SE N° 599/2007 (R residencial, P general pequeño servicio completo y SDB - sub distribución servicio completo).

Cabe aquí en primer lugar considerar a qué categoría de cliente nos referimos por “Ciudad”. Si por “Ciudad” entendemos clientes residenciales del servicio de distribución de gas por redes de la distribuidora, no cabe duda, dichos clientes tendrán prioridad de acceso al transporte y al gas.

Pero si por “Ciudad” nos referimos a subdistribución de GNC por redes, la prioridad ya no resulta expresa e inequívoca sino que exigiría una interpretación por vía analógica.

Nominación de transporte: La nominación de transporte de cada distribuidora para su Demanda Prioritaria tendrá preeminencia por sobre el pedido de otros clientes de la misma distribuidora, ello así en cuanto a que en primer lugar se decidirán las asignaciones y mixes de gas y transporte para abastecer la Demanda Prioritaria. De esta manera, las disposiciones del Artículo 16 de la Res. SE N° 752/2005 y de la Res. SE N° 599/07, en lo referente a la utilización del transporte para abastecer la Demanda Prioritaria, quedan supeditadas a este Procedimiento. Salvo indicación expresa del ENARGAS, las distribuidoras no podrán solicitar gas sobre transporte destinado a consumidores directos, en el marco de las disposiciones de esas resoluciones, antes de utilizar todo el transporte disponible en las rutas que quedaron reservadas para alimentar la Demanda Prioritaria, en tanto cuenten con el respaldo de gas suficiente.

Nominación de gas natural: Cada día las distribuidoras solicitarán para el día operativo n+1, con primera prioridad, el gas natural necesario para abastecer la Demanda Prioritaria, en base a su estimación de consumo. La solicitud de la totalidad del volumen

deberá ser realizada respetando las participaciones de los productores por cada cuenca productora, indicada por la Resolución SE N° 599, y según la capacidad de transporte disponible. A efectos del uso del transporte, se considerará que el GNL, regasificado e inyectado al sistema de TGS en Bahía Blanca, reemplaza gas de la cuenca neuquina. Adicionalmente las Distribuidoras efectuarán las solicitudes correspondientes al resto de los usuarios que adquieren gas a entidades distintas de las mismas (unbundling) y utilizan el transporte contratado por la Distribuidora (GNC, P3, SGG, Grandes Usuarios —GU— y Usinas).

A excepción de la aplicación de lo indicado en el Art. 3.4.2) de la Resolución ENARGAS N° 716/98 o variación significativa de consumo prioritario, el mecanismo de redireccionamiento establecido en el Anexo III no será de aplicación en caso de reprogramaciones sobre las nominaciones.

Art. 3.4.2) de la Resolución ENARGAS N° 716/982: Cuando no haya capacidad de transporte disponible, si la solicitud de cantidad adicional está amparada por capacidad de transporte firme, y está justificada por un incremento de su demanda provocada por una disminución brusca de temperatura que afecte a sus consumos ininterrumpibles el Transportista deberá autorizarla, interrumpiendo los servicios TI que sean necesarios para satisfacer ese requerimiento, teniendo en cuenta la cantidad ya transportada para otro cargador y el plazo de 6 horas previo al corte.

Reprogramaciones:

a) Las solicitudes de servicios de transporte que sean recibidas por las Transportadoras después de las 15 hs. del día inmediato anterior al operativo y hasta las 23 hs. del mismo día operativo serán consideradas solicitudes de reprogramación. Las mismas serán consideradas al comienzo de cada hora.

b) Las solicitudes de reprogramación de los Cargadores efectuadas hasta las 21 hs del mismo día operativo, serán respondidas por las Transportadoras en un plazo de una hora. En caso de no ser respondidas en un plazo de dos horas, se considerarán aceptadas. Las efectuadas entre las 21 hs y las 23 hs deberán ser respondidas si es que fueren aceptadas.

c) Las solicitudes de reprogramación no tendrán limitación alguna en cuanto a su cantidad.

d) Las prioridades de asignación de las reprogramaciones por solicitudes de cantidades mayores a las autorizadas serán las siguientes: Ente Nacional Regulador del Gas 1998 - Año de los Municipios. Dicha disminución brusca estará definida según lo expuesto en el Anexo II de estas pautas. El pedido de reprogramación lo efectuarán los cargadores a estos efectos antes de las 12:30 hs del día operativo en curso.

Nuevo Decreto

A partir del nuevo decreto 589/17 (adjunto en el CD) publicado el día 28 de Julio de 2017 en el Boletín Oficial, que modifica el Decreto 729 (que reglamentó la exclusión de los ductos de exportación del sistema tarifario regulado) se confirma la libre negociación de costos/tarifas de transporte para nuevos ductos que los productores contraten con transportistas.

Las recomendaciones que surgen de este nuevo Decreto son tratadas en el Informe Final y forman parte de los planes de transformación que el Municipio puede tomar en cuenta.

Producto 4: Informe ambiental y regulatorio

Componente: Estudios ambientales

ACTIVIDAD N°15

15.1 Ingreso de Gas Natural a Malargüe

A. Introducción

Malargüe es la capital del departamento del mismo nombre en la Provincia de Mendoza. Es una de las principales ciudades del sur de esta provincia cuyana.

Se encuentra a 421 km de la capital provincial, a 1198 km de la ciudad de Buenos Aires, y se ubica a unos 1475 msnm

Según el censo del 2010 del INDEC, el municipio de Malargüe tiene 27.660 habitantes, de los cuales 21.619 corresponden al tipo *urbano*, 452 a *rural agrupado* y 5.589 a *rural disperso*. Según la misma fuente, la localidad de Malargüe propiamente dicha cuenta con 21.619 habitantes, abarcando la totalidad de la población urbana del municipio. Por la cantidad de población Malargüe es el 6° aglomerado de la provincia de Mendoza y uno de los municipios con mayor crecimiento demográfico del país en la última década.

En primera instancia mucho del crecimiento se ha debido al desarrollo cercano de la explotación petrolera, y al ir mermando ésta, ha comenzado a crecer como un gran atractivo turístico, donde quizás se centran las mayores expectativas para la zona.



El departamento de Malargüe posee una superficie de 41.317 km², lo que representa el 26,5% del territorio provincial. Su clima es árido de tipo continental, presentando grandes amplitudes térmicas tanto diarias como anuales.

La temperatura media es de 11,5 °, con máximas absolutas de 38° y mínimas de -23°. El índice de heladas es elevado desde junio hasta agosto, y el período sin heladas es de aproximadamente 150 días anuales.

Las lluvias son realmente escasas, y se distribuyen de manera uniforme durante el año, con más intensidad en los meses invernales, aunque no llegan a los 200 mm anuales en la llanura y en la Payunia. Mientras que en la zona de cordillera llegan a los 800 mm en forma de nieve.

El promedio anual de días con nieve es el más alto del área poblada provincial, gracias a lo cual hay una gran cantidad de cauces permanentes y vertientes, vegas y mallines que aportan a la actividad ganadera local (caprina fundamentalmente).

Los **cursos de agua** más importantes del departamento de Malargüe son:

- a) Río Atuel: nace en las Vegas de Correa, y sus afluentes más importantes son los ríos de La Laguna, del Humo y el Salado. Las aguas se utilizan fuera del Departamento de Malargüe.
- b) Río Malargüe: sus principales afluentes son los arroyos Pincheira, Macho-Chacay y Torrecillas. Este río, a diferencia de los otros, desemboca en una cuenca cerrada, la Laguna de LLancanelo, y es de muy bajo caudal. El mismo se utiliza para riego a través de la represa Blas Brisoli.
- c) Río Grande: nace en la confluencia de los ríos Cobre y Tordillo, teniendo como afluentes principales los ríos Estrechura, Infiernillo, de la Totorá y Carrizal, y desemboca en la confluencia con el Río Barrancas, formando así el Río Colorado en la frontera con la provincia de Neuquén. Es el más caudaloso de la provincia. En el curso medio y superior del mismo se ha proyectado la construcción de cinco represas para aprovechamiento hidroeléctrico, siendo la más importante de ellas la de Portezuelo del Viento, que ya ha sido adjudicada a la empresa que lo construirá.
- d) Río Barrancas: nace del pequeño río La Negra, dejando a su paso la laguna Pitrai Lauquen que se encuentra en la precordillera Neuquina, y se une al Río Grande formando el Río Colorado.

La **vegetación**, muy dependiente de las condiciones climáticas de la zona, promueven las xerófilas, siendo lo más representativo de la flora en esa zona arbustos tales como zampa, llullin, jarilla, chacay, solube, algarrobo, cortadera, coirones, tupe, molles, etc. Existen escasas praderas naturales que contienen valor forrajero, aptas para la cría de ganado bovino.

B. Traza del gasoducto: consideraciones ambientales

La traza del gasoducto nuevo, con una extensión de 171 km, desde las áreas Los Cavaos y Cajón de Los Caballos, puede utilizar la misma traza del oleoducto Puesto Hernández-Lujan de Cuyo. De realizarlo por la misma traza, se evita parte de la obra civil, ya que dicho oleoducto cuenta con defensas por lluvias, gaviones, y otros sistemas de seguridad que elevarían el costo de construcción.

Igualmente, deberá realizarse la Evaluación de Impacto Ambiental para que sea aprobada según la normativa ambiental de la Provincia de Mendoza. Todos los proyectos de obras o actividades comprendidas en el Anexo I de la Ley 5.961, modificada por la Ley 6.649 deben ser sometidas al proceso de Evaluación de Impacto Ambiental por la autoridad ambiental provincial, conforme los requisitos del Decreto 2.109/94. Dicho estudio deberá incluir formas de medir regularmente indicadores ambientales alrededor del proyecto,

La definición de Impacto Ambiental establece que: “se les llama impactos ambientales a los cambios (positivos o negativos), que se producen debido a un Proyecto o una acción determinada en medios físicos, biológicos y socioeconómicos donde el ser humano desarrolla su vida y sus actividades.

Cada acción debe analizarse, determinando cuáles serán las consecuencias sobre los diferentes factores ambientales, ya sean positivos o negativos. Normalmente se realizan en etapas de proyecto, y luego se evalúan durante su realización y más adelante en operación.

Para analizar la interacción entre las acciones realizadas y los factores ambientales asociados al mismo se utilizan varios métodos: uno de los más utilizados es el de Matrices Causa-Efecto. Estas Matrices se determinan con valores numéricos que muestran cuán “positivo” o cuán “negativo” resulta la consecuencia de dicha acción.

Estos valores numéricos que dan la pauta de cuan positivo o negativo es un efecto, se denominan “indicadores”.

Se consideran “indicadores” a las medidas de los factores ambientales o de especies biológicas. Un factor indicador se selecciona por la importancia del efecto que mide ya sea porque afecta en forma directa la calidad ambiental y los efectos sobre la salud de las personas, y sociales y económicos, o porque aporta a la aparición de otros efectos negativos. Por su parte, un indicador biológico (vegetal o animal) es seleccionado en razón de la sensibilidad o la tolerancia a situaciones ambientales de estrés o de contaminación. Los “indicadores” son de fundamental

importancia en la gestión ambiental; se utilizan para la evaluación de la situación ambiental de un sitio, el establecimiento de líneas de base ambiental, el seguimiento de la evolución ambiental y el de los efectos de las actividades humanas.

Entre los indicadores ambientales orientados a valorar el medio físico y biológico, podemos mencionar: emisiones de diferentes gases o agrupando gases causales de diferentes efectos como el caso de los GEIs, volumen de residuos producidos (municipales, industriales, peligrosos), especies en diferentes categorías de amenaza, otros. Entre los indicadores del medio social y económico, deben citarse: uso de energía, producción industrial, crecimiento de la población, ocurrencia de enfermedades relacionadas con factores ambientales, otros.

Los “índices” se establecen en base a diferentes “indicadores”, es decir combinando, en forma más o menos compleja, distintos factores que aportan a la calidad ambiental. Son importantes en el momento de definir, en forma integral, la situación o la evolución ambiental.



Traza del Gasoducto Tentativo

C. Proyecto gas en Malargüe: ventajas

Aunque no se menciona específicamente, en la construcción de éste gasoducto está tácitamente involucrado el Plan Estratégico de Desarrollo de Malargüe, dado que en el mismo se proveyó a la población de diferentes fuentes de energía, con paneles fotovoltaicos, gas en tanques fijos de 500 kilogramos de GLP, redes y sistemas de provisión de agua potable y energía eléctrica de 220 voltios para los centros comunitarios (grupos electrógenos). En las zonas rurales se construyeron puentes para el cruce de personas y ganado menor, sobre ríos y arroyos. La municipalidad realizó actividades de manera conjunta con la comunidad que contribuyó con la mano de obra. Pero todos estos beneficios incrementan los costos de vida de una forma abrumadora. Y es esperable que la provisión de gas

natural domiciliario, así como una nueva red eléctrica alimentada por la nueva Central Térmica que se localizará en el Parque industrial, constituyan servicios más confiables y menos costosos que los implementados hasta ahora.

También se implementó el Programa Integral de Mejoramiento de la Calidad de Vida Rural. El propósito del mismo era lograr el mejoramiento de los servicios públicos básico en el medio rural con el objetivo de mejorar el arraigo de la población y evitar la migración a la ciudad.

La historia de Malargüe está caracterizada por los altibajos económicos causados por discontinuos intereses e inversiones, relacionados con sus valiosos recursos naturales, como también por la repercusión de las crisis nacionales debido a su dependencia de las decisiones extra locales. Es así que por épocas predominó la desocupación y el éxodo de jóvenes ante el desmantelamiento de empresas mayormente mineras; mientras que en otros períodos se manifestó un creciente despoblamiento del campo por falta de rentabilidad en la actividad pastoril o por políticas ausentes o discontinuas. Ante este panorama, en los últimos quince años la gestión pública ha comenzado un proceso de cambios para superar las condiciones mencionadas, reflejadas en el Plan Estratégico Malargüe (PEM) que se mencionaba anteriormente, implementado desde el año 2000.

La ejecución del Proyecto del Gasoducto abre la puerta para la nueva Central Térmica Malargüe, que estará dentro del Parque Industrial Malargüe.

En el informe del anteproyecto presentado por EMESA e YPF se brinda una memoria descriptiva y técnica de las características de la Nueva Central Térmica Malargüe. En el mismo se detallan las capacidades y especificaciones técnicas de los moto generadores de alta eficiencia que se utilizarían y a su vez se identifican una serie de beneficios que se obtendrán en el área de Malargüe.

Los mismos abarcan tres temáticas fundamentales:

- i. Distribución de Gas Residencial*
- ii. Generación de Energía Eléctrica con consumo de gas nuevo*
- iii. Desarrollo de industrias en el área Malargüe (operaciones y puesta en valor de yacimientos gasíferos del Sur de Malargüe, industrias varias y turismo)*

i. *Distribución de Gas Residencial*

Hoy en día se compra GLP que es transportado en camiones que llegan normalmente desde Lujan de Cuyo y de Bahía Blanca (Cia. MEGA).

Si bien el transporte automotor tendría una baja considerable de actividad, se contribuiría ampliamente a mejorar el impacto ambiental que produce la circulación de dichos camiones, con los riesgos de accidentes asociados a este tipo de transporte (derrames por choque o volcamiento, explosión, incendio), dando lugar a un uso más seguro de rutas.

ii. *Generación de Energía Eléctrica con consumo de gas nuevo*

Actualmente Malargüe está conectada por Línea de Alta Tensión (LAT) a la Estación Transformadora (ET) El Nihuil 1. Una de las ventajas más importantes de generar energía eléctrica localmente se traduce en la confiabilidad de abastecimiento de la que van a gozar los habitantes de Malargüe, ya que ante cualquier falla o desconexión de dicha LAT quedan hoy sin energía.

Por otra parte, esta vinculación con la ET El Nihuil 1 tiene una gran capacidad ociosa que va a poder completarse, invirtiendo el flujo de energía, pasando a ser abastecedores. Además ingresarían como proveedores de energía eléctrica al (SADI) Sistema Argentino de Interconexión, ahorrando efectivamente debido al uso de un combustible nuevo (gas natural) más económico.

iii. *Desarrollo de industrias en el área Malargüe (operaciones y puesta en valor de yacimientos gasíferos del Sur de Malargüe, industrias varias y turismo)*

Al disponer de energía eléctrica más económica y local, se favorecerá el desarrollo industrial, que encuentra en el costo de la energía un obstáculo permanente en la zona. Por otra parte, la energía térmica de los gases de escape de los motogeneradores así como el calor del circuito de refrigeración, pueden reutilizarse como fuentes de calefacción domiciliaria o para usos industriales.

Se espera poder incrementar la hotelería y servicios al turismo que requieren energía adicional y confiable en una zona donde los imprevistos climáticos son algo habitual.

Otro punto destacable es la generación de empleos genuinos, que serían formales y de calidad, mejorando la inclusión social y la seguridad en la población.

A partir del Gasoducto y un precio atractivo para el gas, tendrá sentido avanzar con proyectos de desarrollo y exploración de los Yacimientos cercanos no solo para YPF sino para otras empresas que puedan tener recursos por la zona y estuvieran esperando esta oportunidad.

15.2 Riesgos Potenciales en Gasoductos – Manejo de Riesgos

A. Introducción

Como ya se mencionó, la introducción de Gas Natural a Malargüe va a traer muchos beneficios a la ciudad, tanto económicos como ambientales. Hay que tener en cuenta que el combustible gaseoso genera riesgos considerables por la misma naturaleza combustible.

Los accidentes ocurridos por presencia de atmósferas explosivas o los que se producen en espacios confinados son los accidentes que revisten mayor gravedad en la industria del gas, pero son mucho más frecuentes los accidentes vehiculares, las lesiones posturales por sobreesfuerzos o las caídas o golpes durante trabajos de instalación, reparación o mantenimiento de los gasoductos.

Se irá describiendo cada uno de los Riesgos Potenciales en las diferentes etapas de vida de un Gasoducto.

B. Etapa de diseño y construcción

Medio Ambiente

Cuando se realiza el tendido de un gasoducto se producen algunas modificaciones al ambiente que lo recibe. En principio, el ruido y las vibraciones de los equipos que se utilizan para excavación y movimiento de tierras, así como también el transporte y la entrega de los materiales, son todas acciones que producen alteraciones en el hábitat. Con el tendido se observa una fragmentación del paisaje, y pérdida de algunas especies silvestres, en particular, para la etapa de anidación.

Otros eventos negativos para el medio ambiente son:

- Erosión por acción del movimiento de tierra en excavación
- Emisiones de escape de los motores diésel de equipos de excavación
- Residuos y materiales peligrosos mal gestionados (aceites y combustibles)
- Presencia de objetos arqueológicos

Si el gasoducto atravesara hábitats acuáticos pueden alterarse cursos de agua, humedales y la vegetación ribereña.

Para prevenir y controlar los impactos mencionados en el hábitat que rodea al gasoducto es conveniente utilizar alguna traza de otro servicio que ya esté instalada, como es el caso de este proyecto, para el cual los riesgos considerados en la construcción ya están superados. Se pondrá especial énfasis en los riesgos potenciales de las pruebas iniciales luego del tendido y la operación del mismo, así como también tareas de Mantenimiento y reparaciones.

C. Etapa de pruebas, operación normal y mantenimiento

En estas etapas, los riesgos más comunes pueden ser:

- i. Emisiones a la atmósfera**
- ii. Accidentes personales**
- iii. Accidentes en espacios confinados**
- iv. Exposición de la comunidad a riesgos por explosiones o fugas**

i. Emisiones a la atmósfera

Durante la operación de los sistemas de conducción y distribución de gas se pueden producir fugas, sea durante las operaciones habituales, así como también durante el venteo de equipos por mantenimiento o por desgaste de juntas. El acero y otros metales ferrosos usados para construir un gasoducto pueden sufrir corrosión y/o degradación, que ocurre tanto superficialmente como en soterramiento.

Los análisis de integridad estructural forman parte del mantenimiento preventivo de los gasoductos y de las estaciones de medición y regulación, observando que no haya fugas de metano (CH₄), uno de los gases de efecto invernadero.

Las estaciones de regulación se encontrarán ubicadas en los puntos de entrega (salidas) y en ellas se reduce la presión del gas natural hasta 16

bar, como iniciación del proceso de adaptación a la presión final a la que se utiliza por empresas y particulares, que puede bajar hasta 20 milibar.

Las pautas fundamentales del Mantenimiento Preventivo a exigir en un gasoducto son:

La Aplicabilidad de Normas y Procedimientos

Tanto los gasoductos como todos sus componentes deben regirse por las normas internacionales de Integridad Estructural y Desempeño Operativo. Del mismo modo deben tratarse las técnicas utilizadas para su instalación y los empalmes de conductos (soldaduras). Un ejemplo de ello podría ser la Parte 192 del Título 49 del Código de Reglamentos Federales de los Estados Unidos titulada "Transporte de gas natural y otros gases a través de gasoductos: Normas federales de seguridad mínimas" (Subpartes A-H) y la Norma europea (EN) 12007-1:2000 titulada "Sistemas de suministro de gas. Gasoductos para una presión de funcionamiento máxima de hasta 16 bares. Recomendaciones generales de funcionamiento".

Antes de poner en funcionamiento un gasoducto debe someterse a pruebas de presión y estanqueidad (Parte 192, Título 49 del Código de Reglamentos Federales de Estados Unidos, "Transporte de Gas Natural y otros gases a través de gasoductos: seguridad mínima/ EN 12007-1, Sistemas de suministro de Gas). En todos los casos, los gasoductos deben ser herméticos si se lo prueba a una presión específica superior a la presión normal máxima de funcionamiento.

Corrosión

En las tuberías subterráneas hoy se utilizan cañerías de Polietileno como reemplazo de las de material ferroso, ya que no presentan el problema de una potencial corrosión. La corrosión es uno de los problemas más críticos de cualquier cañería de conducción. Para evitarla en tuberías subterráneas de materiales ferrosos deben usarse técnicas de revestimiento o protección catódica. Este último es el proceso puede hacerse con dos métodos básicos: usando ánodos galvánicos (son metales de sacrificio para proteger tuberías, como el zinc) o con sistemas de corriente impresa directamente en el conducto con un rectificador. Según el Departamento de Transporte de los Estados Unidos, Oficina de Seguridad en Gasoductos (2002) las pruebas de corriente eléctrica usada en la protección catódica debe realizarse regularmente y mantenerse documentada para validar certificaciones.

Las especificaciones estándar para las cañerías de Polietileno se encuentran en ASTM D 2513 para tubería termoplástica o la norma EN 1555 para sistemas de material plástico.

Algunas de sus principales características:

- **SON INERTES**
- **SON INODORAS E INSIPIDAS**
- **SON ATOXICAS E INSOLUBLES**, cumpliendo la normativa sanitaria vigente.
- **INALTERABLES** a la acción de terrenos agresivos, incluso de suelos con alto contenido de yeso o zonas de infiltraciones peligrosas.
- **SON RESISTENTES** a la mayor parte de agentes químicos, tales como álcalis, aceites, alcoholes, detergentes, lejías, etc., excepto disolventes. No obstante, en aplicaciones para conducción de estos agentes comprobar su comportamiento en las Normas UNE 53.390 y 53.405.
- **BAJO FACTOR DE FRICCIÓN:** Las paredes del tubo pueden considerarse hidráulicamente lisas y ofrecen una resistencia mínima a la circulación del fluido, produciendo pérdidas de carga inferiores a las tuberías de materiales tradicionales.
- **BAJO VALOR DE SUS MODULOS ELÁSTICOS**, logrando valores de celeridad bajos, que reducen las sobrepresiones por golpes de ariete en comparación con otros materiales.
- **SON DURADERAS:** Vida útil superior a 50 años, con un coeficiente residual de seguridad al alcanzar este tiempo.
- **MANTENIMIENTO** prácticamente inexistente.
- **FLEXIBLES:** Permiten sensibles variaciones de dirección con curvaturas en frío sin necesidad de accesorios, adaptándose a trazados sinuosos. Pueden fabricarse en bobinas en diámetros hasta 90 mm. En grandes longitudes.
- **LIGERAS:** Fáciles de transportar y montar, lo que se traduce en economía de medios para su instalación.
- **BAJA CONDUCTIBILIDAD ELÉCTRICA:** Son insensibles a las corrientes subterráneas vagabundas y telúricas.
- **NO ADMITEN INCRUSTACIONES**, manteniendo constante su sección original.

Programas de detección de fugas

Las fugas se pueden evidenciar mediante odorizantes en el gas y alarmas para detectar silbidos. Otros indicadores pueden ser los cambios en la vegetación cercana, la actividad de los insectos y la presencia de hongos que rodean las tuberías y sus componentes. Algunos equipos de detección de

fugas incluyen soluciones de jabón especiales, además de los indicadores de gas combustible, los detectores de ionización de llama y los detectores acústicos que se basan en niveles sonoros para localizar las fugas.

Programas de Mantenimiento:

Cuando hay que reparar o reemplazar infraestructura, se hacen pruebas en espacios cerrados (bocas de acceso a alcantarillas, red de agua potable), así como también en las aberturas de las veredas y calles. También hay que ejercer un control importante en zonas de infraestructura de gas sometidas a presión del tráfico de cargas pesadas o sismicidad conocida., dado que pueden producirse fugas o rupturas.

Para realizar periódicamente una comparación entre las cantidades de gas entregadas y su discrepancia con las cantidades compradas o cantidades no contabilizadas se utilizan Unidades LACT (Léase Automatic Custody Transfer). Estas unidades de medición comparan los valores despachados con los valores que se reciben, y normalmente se hacen ajustes pequeños de Transferencia de Custodia que refieren a pequeñísimas pérdidas en el ducto. Cuando la diferencia supera un valor admisible (dependiendo de dimensiones de las cañerías y presiones de las mismas) se pueden presumir **fugas de importancia** y requieren de escaneos con “scrapers”, que recorren la cañería en sentido de circulación y detectan pérdidas de presión y zonas de fugas.

El Mantenimiento debe revisar elementos donde pueden registrarse emisiones fugitivas, por ejemplo, válvulas de seguridad, o filtros, que se ubican en las cámaras y estaciones de regulación de superficie o soterradas, y normalmente se instalan en ellas equipos de detección de gas con alarmas.

ii. Accidentes personales durante reparaciones y mantenimientos:

Durante las reparaciones o mantenimientos de los sistemas de distribución de gas, los trabajadores quedan expuestos a atmósferas peligrosas y a daños producidos por gases que se fugan por roturas o fisuras en las cañerías, teniendo riesgos de inhalaciones dañinas o de accidentes por explosión en atmósferas gaseosas.

Para prevenir y controlar estos accidentes con gas y atmósferas de riesgo explosivo se recomienda:

- Capacitar a los empleados y contratistas en los Procedimientos de Seguridad, brindándoles las herramientas y equipos de protección

personal adecuados. Asimismo, capacitarlos en los Procedimientos de preparación y respuesta a emergencias, indicando cuando participan autoridades públicas, y cuando se procede al cierre de emergencia o reducción de la presión en la red de gas.

- Eliminar fuentes de ignición cuando se realizan venteos de gas por mantenimiento o reparación y purgar las cañerías previo a cualquier trabajo en caliente.
- Odorizar el gas para facilitar la detección de fugas

Hay otro accidente muy común que se registra durante los trabajos de excavación que realizan otras empresas que no son contratistas de gas, cuando rompen ductos por desconocimiento de la traza y profundidad de las cañerías, quedando expuestos a explosión. Para prevenir estos accidentes es importante:

- Identificar y localizar tendidos subterráneos de gas y **otros servicios** ya existentes antes de iniciar cualquier trabajo de reparación. Para ello se deben colocar marcas visuales de los gasoductos durante su instalación y hacer revisiones periódicas.
- Separar adecuadamente las cañerías plásticas de cualquier fuente de calor, y respetar las distancias mínimas a otras instalaciones subterráneas requeridas por norma.

Electrocución: normalmente las instalaciones de cañerías de gas están junto a otros servicios en superficie o soterrados tales como líneas de transmisión eléctricas. Los Procedimientos de Mantenimiento y Operación deben incluir las prevenciones de conocimiento de las cercanías al gasoducto. Antes de iniciar cualquier trabajo es necesario identificar y localizar cualquier infraestructura de servicios diferentes que se encuentran en la zona.

iii. Accidentes en Espacios confinados:

La acumulación de gas natural en lugares cerrados o con escasa ventilación puede tener consecuencias fatales. Para ingresar a dichos espacios los trabajadores deben estar instruidos en Procedimientos de Seguridad, nunca ingresar solos, llevar los equipos de protección necesarios y contar con el apoyo externo necesario para realizarlos sin riesgos de vida.

Las zanjas que se cavan durante la construcción o reparaciones, las estaciones de regulación y las cámaras son algunos ejemplos de espacios confinados de riesgo, donde puede haber atmósferas explosivas o con niveles insuficientes de oxígeno.

Para hacer tareas seguras se debe:

- Requerir permisos de trabajo para ingresar en cualquier espacio confinado
- Instalar controles de acceso adecuados para el personal no autorizado y señalización indicativa para alertar a los trabajadores sobre riesgos en espacios confinados
- Usar equipos de respiración asistida con oxígeno, y tener para rescate equipos de respiración autónoma, así como también detectores personales con alarmas sonoras que indiquen si se encuentran en niveles de excesivo riesgo
- Usar equipos para detección y alarmas de niveles de mezcla de gases explosiva antes de ingresar en cualquier espacio confinado

iv. Exposición de la comunidad a riesgos por explosiones o fugas:

La presencia de sistemas de distribución de gas en zonas pobladas suele traer aparejada la exposición de las personas a los riesgos provocados por las fugas o explosiones de gas. Las fugas pueden tener su origen, como ya se dijo, en la ruptura accidental de las tuberías durante la instalación y reparación o en los contactos producidos durante excavaciones que no tengan vinculación con dicha red de gas. Las empresas de gas tienen la obligación de informar y avisar a las comunidades, escuelas, empresas/establecimientos comerciales y residentes afectados acerca de los riesgos potenciales que conlleva la infraestructura de gas. Y los responsables de la red de distribución deben establecer un plan de Preparación y Respuesta ante emergencias, haciéndolo conocer públicamente, según sea necesario.

Como parte del plan, el operador debe poner a funcionar un sistema de notificación telefónica para responder a las denuncias de fugas o consultas sobre seguridad que haga cualquier miembro de la comunidad afectada y otras partes interesadas. También deben prestar un servicio de localización de cañerías para los contratistas externos y público en general que deba determinar la ubicación de la infraestructura de gas antes de comenzar cualquier obra cercana a los gasoductos.

D. Riesgos geológicos e hidrogeológicos

En las zonas con riesgo sísmico las cañerías deben estar debidamente ancladas y poseer alarmas adicionales para registrar cualquier rotura o fisura en soldaduras, juntas, o equipos que sean parte de la red de gas. El monitoreo debe hacerse con una mayor frecuencia que cualquier instalación en zonas sin sismicidad conocida.

Del mismo modo, antes de realizar la traza de una cañería los responsables de la misma deben asegurarse que no están cortando alguna escorrentía estacional, que al momento de la construcción puede estar seca o vacía.

15.3 Transformación en Malargüe: Impacto en el PEM (Plan Estratégico Malargüe)

A medida que se avanza con el desarrollo del Gasoducto que alimentará de gas natural a la ciudad de Malargüe, también se deberá ir actualizando el Plan Estratégico Malargüe (PEM), para ver con anticipación, algunas de las transformaciones que pueden surgir de este cambio tan significativo en la economía regional.

Veremos en esta sección algunas de las alternativas que se pueden comenzar a prever. Hay que tener en cuenta que para incentivar a la población en el uso del gas natural, habrá que generar facilidades para reconvertir algunas instalaciones y dar inicio a más actividades que agreguen valor.

A. Mejoramiento e involucramiento del Municipio con YPF, Ecogas (Plan de Contingencias), Emesa y sector petrolero y minero

Teniendo en cuenta que el nuevo Gasoducto estará ligado a YPF y a empresas del sector energético (Emesa y Ecogas), es de gran importancia tener alguna persona especializada en el Municipio en temas energéticos que pueda interactuar con dichas empresas en relación a su participación en Planes de Contingencias y Emergencias Ambientales. Si se generaran otros proyectos relacionados a la energía, como por ejemplo, la reactivación de yacimientos gasíferos o la generación de nuevas licitaciones de yacimientos u otros, que puedan aportar al ducto sin duda la participación del Municipio incidirá positivamente, aportando desde lo urbano datos que pueden colaborar en la correcta gestión de dichos proyectos.

En cuanto a los riesgos potenciales que existen por el uso del gas y la red urbana, se analizarán algunos puntos del Plan de Contingencias y Emergencias Ambientales de Ecogas.

En primer lugar y si bien Ecogas es el ente local de manejo del gas urbano, se debería generar un trabajo conjunto en la concientización y adiestramiento de planes de Contingencia y Evacuación, así como también del uso responsable del gas. Esta acción acercaría al Municipio a temas en los que tienden a estar alejados mientras todo funciona normalmente. Pero la experiencia en incidentes

con consecuencias negativas nos enseña que a la hora de señalar responsables, los Municipios quedan expuestos a la crítica pública.

Los **responsables** de la revisión periódica, actualización y control del cumplimiento del Procedimiento de Plan de Contingencias y Emergencias Ambientales son los integrantes de la Gerencia Técnico Operativa-Sector **Seguridad y Ambiente** de Ecogas. Sin embargo, resulta de vital importancia que el Municipio conozca el Procedimiento y participe de las Capacitaciones que se den al respecto.

Se puede ver el **Plan de Contingencias y Emergencias Ambientales** (ver en CD) que maneja Ecogas, y que, como se puede observar al pie de cada página, tiene una actualización en 2008. Atendiendo a los cambios que se avecinan, se recomienda hacer una revisión del mismo en forma conjunta con Ecogas, de modo que haya acuerdos entre ambas partes (Municipio y Ecogas) de lo que debe hacerse en Emergencias. Normalmente, los Planes de Contingencias deben actualizarse cada dos años, si no ocurre ningún incidente. Teniendo en cuenta que esa frecuencia **no ha sido cumplida**, es necesario darle una actualización en breve.

Seguramente los listados telefónicos, los nuevos participantes, así como también los que ya no están vigentes, son datos informativos que hay que revisar para disponer de ellos correctamente, y el Municipio podrían participar en la actualización.

En el punto 10.3 del Plan de Contingencias de Ecogas se menciona la difusión a la comunidad. Este es un tema que debiera manejarse en forma acordada previamente con el Municipio. También el 10.4 (Inventario y equipos de respuesta).

En el 10.5 se habla específicamente del Adiestramiento y Capacitación de este Plan de Emergencia y en dichos entrenamientos debe necesariamente estar presente un equipo del Municipio.

Finalmente hay una sección teórica de Análisis de Riesgos y las fuentes de Riesgos Potenciales, junto con una Matriz de Evaluación. Esta tendrá modificaciones seguramente al tener gas natural en lugar de gas líquido, por lo tanto amerita una actualización.

B. Tanques actuales de almacenamiento

En el año 2014, a través de un convenio entre el Municipio y la empresa distribuidora, se amplió la capacidad de almacenamiento de la Planta, actualmente existen 4 tanques con una capacidad total de 425 m³.

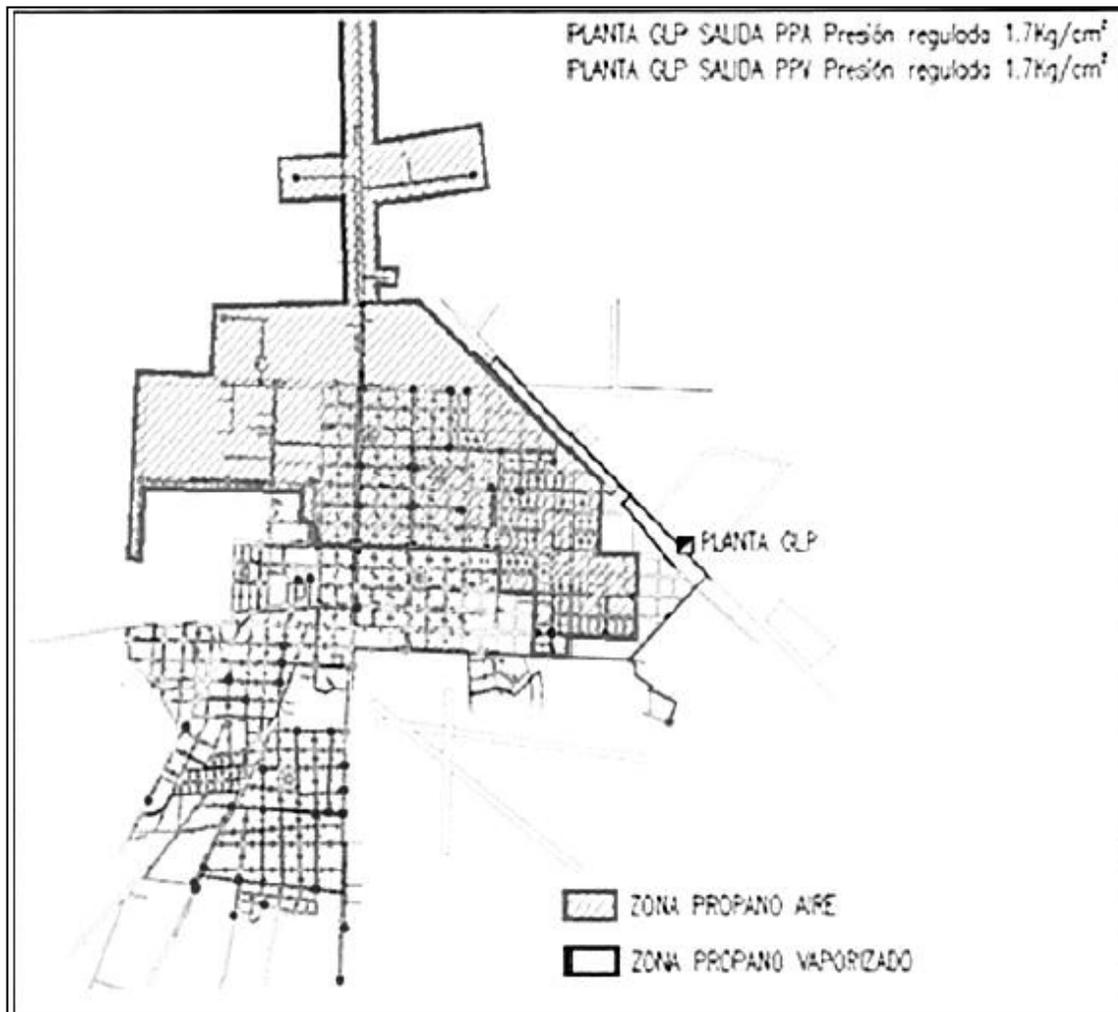
Esta Planta de almacenamiento se reconvertirá seguramente para ser el City Gate de Malargüe, Una City Gate es una unidad paquete que mide, reduce y regula la presión del gas, normalmente instalada fuera de los límites de una ciudad o un ducto de distribución por obvias razones de seguridad. Se encarga de suministrar gas a las ciudades e industrias a una presión requerida por el/los usuarios.



Imagen satelital de ciudad de Malargüe – Planta Almacenamiento

En el esquema que le sigue se puede apreciar la red de distribución urbana de gas, y la referencia de la actual planta de LPG.

La red puede ampliarse de acuerdo a las necesidades que vayan surgiendo, pero su adecuación al uso de gas natural es simple.



Plano de red de distribución aportado por Ecogas

C. PYMES y Microemprendimientos

Ya en Malargüe existe la Agencia de Desarrollo Económico y Promoción Empresarial de Malargüe (FUDEPEM) y la Incubadora de empresas, creada para alentar a microemprendimientos, con facilidades para el financiamiento y algunas ventajas impositivas en la zona, de modo que los nuevos emprendimientos puedan afianzarse comenzando desde cero. Como en toda estrategia de crecimiento, harán falta reglas claras y con objetivos cumplibles en el mediano

plazo, de modo que los que emprendan una tarea la puedan ejecutar y a su vez tengan el seguimiento y el acompañamiento adecuado.

Si hubiera una migración proveniente de otros pueblos de la región, o de otras regiones, que se sientan atraídos por las perspectivas de un futuro económico-laboral en la ciudad de Malargüe, el municipio se verá en la necesidad de ampliar el Plan de Construcción de Vivienda que se puso en marcha a partir del PEM.

Como consecuencia natural, aumentará la necesidad de mano de obra de construcción, tanto para la obra del gasoducto, como para la de viviendas y tareas urbanas.

Es de suma importancia enfatizar el programa Autoconsumo para disminuir el desempleo y cooperar con la población en el aprendizaje de nuevas formas de generar valor agregado en productos de venta al turismo y población en general. El Programa se implementó dentro del marco del **Plan Estratégico de Desarrollo Malargüe**, que se creó en el año 2000 con el propósito de consolidar las actividades efectuadas por grupos en situación de vulnerabilidad, entregándoles insumos para que pudieran producir y posteriormente vender productos, además de consumir. En el año 2010 se planteó una actualización. Actualmente se están desarrollando experiencias de producción de pastas, pan, huerta, talleres de costura, tanto en la ciudad como en la zona rural.

En todos estos procesos de producción se utiliza una mayor cantidad de gas, y esas pequeñas fuentes de comercio amplían también el horizonte de consumo de energía en la ciudad.

D. Otros puntos del PEM que se verían afectados

Si bien ha sido muy cuidado el desarrollo del ganado caprino y la calidad de vida rural en puesteros y población rural, es posible que haya que aumentar la cantidad de ganado producido, en forma proporcional al aumento de población y consumo de alimentos. No habría que descuidar la elaboración de subproductos, como el queso de cabra, que genera valor a nivel internacional. Esta actividad supondría un mayor uso de energía.

Las rutas y caminos de acceso al departamento de Malargüe, al igual que las vías internas, tienen que estar en óptimas condiciones para facilitar la conectividad. El objetivo primario es mejorar la comercialización de sus productos, además de proporcionar fácil acceso al flujo de turistas que recibe a ciudad. En este tema debería haber establecerse una buena relación entre las direcciones Provincial y Nacional de Vialidad.

En cuanto al Turismo, y dado que ya es una ciudad con una creciente afluencia de turismo gracias al desarrollo que se ha hecho de los espacios públicos y de interés, como el Observatorio Pierre Auger, o el moderno Centro de Convenciones, habrá que reforzar en la población la conciencia del trato con el Turismo y la cultura de Servicios que se requieren, reforzando la toma de conciencia del valor de la calidad ambiental de Malargüe. En el Ministerio de Turismo de la Nación hay áreas de Capacitación en el tema Servicios del Turismo que pueden ayudar a crear el ambiente propicio para que el turista se sienta atraído y lo recomiende a otros. Debieran acrecentarse la generación de eventos de interés Provincial, así como también a nivel Regional y Nacional, utilizando y promoviendo la Hotelería disponible y el nuevo Centro de Convenciones. Existen algunos programas locales llamados “Entre Mates y Tortas fritas” y “Safaris Fotográficos”: el primero promueve la realización de eventos que organizan las distintas uniones vecinales en su esfuerzo por rescatar y poner en valor los juegos y entretenimientos tradicionales del barrio. El segundo se ha implementado con el propósito de lograr un mayor compromiso con la riqueza natural y patrimonial de Malargüe enseñando a las personas a conocer, respetar y cuidar el patrimonio y los recursos naturales en su lugar de origen. También sería un buen avance crear un equipo que interactuara con los equipos de la Nación para generar eventos de interés Nacional e Internacional con sedes en Malargüe.

Los Programas para la formación de líderes culturales, junto con el de Historia en su lugar y Herencias, resultan excelentes para incentivar en la población la pertenencia. Pero además estos deben resaltar con el Turismo, los valores del Patrimonio regional, creando actividades que ofrecer al turismo nacional.

Los Programas Aula y Campus, el de Centros Tecnológicos comunitarios y el Universidad allá Vamos, incentivan el deseo de progresar en los jóvenes de Malargüe, contribuyendo ampliamente a enfocarlos hacia actividades saludables y positivas y alejándolos de drogas y alcohol.

El Planetario y el Observatorio Pierre Auger son de primera línea y muestran la conexión de Malargüe con la Ciencia y la Tecnología, y los visitantes quedan realmente sorprendidos de hallar en la ciudad algo tan novedoso.

a) Ajustes al PEM

Ya en el año 2010 hubo cambios en el Plan, propiciados por el Municipio, invitando a diversos actores Nacionales y Regionales a participar de talleres y reuniones donde se analizara la vigencia y formas de optimización del PEM.

En dicha oportunidad se identificaron como conclusión, tres Ejes de Intervención: el Desarrollo Económico Local; el Desarrollo Territorial; el Desarrollo Humano y Social en los que el municipio se compromete a actuar en aportes concretos.

Posiblemente y antes los cambios que inexorablemente ocurran con la llegada del Gasoducto, se puedan promover una nueva convocatoria para analizar los aspectos a tener en cuenta para que el cambio sea aprovechado en su totalidad. De hecho, ya se han generado acercamientos entre el Municipio, Emesa y otros organismos para analizar modificaciones y generar un acercamiento participativo, como se ha publicado en periódicos locales.

En resumen, el Municipio viene desarrollando un Plan Estratégico para la ciudad, que con algunas modificaciones o ampliaciones, llevará a Malargüe al aprovechamiento más integral de la nueva fuente de energía que ingresará como nuevo jugador. Los efectos positivos en la economía del Malargüe al cambiar LPG transportado por gas natural ingresando por gasoducto son múltiples, pero es claro que una creciente provisión de gas permitirá planificar a más largo plazo, y sin duda, estos beneficios pueden volcarse en mejoras que el Municipio podrá brindar a la comunidad malargüina.

15.4 Encuadre jurídico y tarifario aplicable a la construcción y operación del Gasoducto

A. Partes vs. Todo

Si bien EMESA considera al Gasoducto como un único proyecto, cabe adelantar que desde el punto de vista jurídico: i) distintas estructuras jurídicas podrían aplicarse a la totalidad del Gasoducto, y ii) distintas estructuras jurídicas podrían aplicarse a distintas partes del Gasoducto, lo que ameritaría disquisiciones sobre la financiación de sus distintas partes. Por ejemplo, el Tramo II (Cajón de los Caballos-PTG) podría constituirse en una concesión de transporte del Art. 28 de la Ley N° 17.319. Sin embargo, a los fines de simplificar el análisis y atento a las preferencias de EMESA asumiremos en este Informe que la totalidad del Gasoducto compartirá una única y misma naturaleza jurídica. Respecto sendas PTG, entendemos serán construidas, operadas y financiadas por la propia YPF. El Anteproyecto elaborado por YPF señala que el Gasoducto quedaría comprendido dentro de la superficie de distintas áreas de YPF. Sin embargo, sujeto a la mejor opinión de cartógrafos/geógrafos/expertos en imágenes, la revisión del plano de la traza del Gasoducto vs. el plano de concesiones y permisos que nos fueron

provistos por EMESA y nuestra revisión del Sistema de información geográfica del MINEM, nos llevan a concluir el Gasoducto podría atravesar necesariamente las áreas Boleadero (de EMESA) y Cerro Los Leones (de Crown Point). En la medida en que YPF proyecte emplazar las PTGs más allá de los límites de las concesiones de explotación que las anteceden, YPF debería solicitar las respectivas concesiones de transporte del Art. 28 de la Ley 17.319 para emplazar dichas PTG fuera de los límites de sus propias concesiones de explotación.

B. Jurisdicción Nacional vs. Jurisdicción Provincial

Cabe analizar en primer lugar si la competencia para el otorgamiento del título jurídico que habilite la construcción y operación del Gasoducto resultaría nacional o provincial. Ello depende esencialmente de la figura jurídica a adoptar. De optarse por una concesión de transporte de la Ley N°17319 (a ser solicitada y detenida por YPF), el Poder Ejecutivo de la Provincia sería competente para su otorgamiento en virtud de las previsiones de la Ley N°26.197. Sin perjuicio de ello, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS en tanto Autoridad de Aplicación de la Ley N° 24.076:

- a) Ejercerá en jurisdicción Nacional sus funciones de control, estableciendo y verificando el cumplimiento de las condiciones particulares que deberán observarse para avanzar en la construcción de las instalaciones que resulten propias de la concesión que se otorgue, pudiendo a tal fin solicitar a los presentantes la información que considere pertinente.
- b) Verificará asimismo el cumplimiento de la normativa técnica que dicte en materia de transporte, seguridad, protección ambiental y demás circunstancias relativas al diseño, construcción, operación y mantenimiento de los gasoductos.
- c) Aprobará las tarifas que se sometan a su consideración para la prestación del servicio público de transporte cuando terceros interesados pretendan acceder a la capacidad de transporte disponible de los gasoductos.

c. Figuras Legales Teóricas Posibles

C.1 Nueva Licencia de Transporte de Gas Natural (Ley N° 24.076)

La Ley N°24.076 reconoce la existencia de 2 clases de licencias de transporte de gas natural: (i) las resultantes de la Privatización de Gas del Estado (TGN y TGS); y (ii) las que pudieran otorgarse en el futuro mediante licitación pública. Hasta la

fecha, no se ha otorgado ninguna licencia de transporte nueva fuera de las resultantes de la privatización de YPF (TGN y TGS).

En el caso de gasoductos construidos después de la sanción de la Ley 24.076, el marco regulatorio del gas exige los gasoductos afectados a licencias de transporte (i) excedan en longitud Cincuenta (50) kilómetros o en diámetro las Doce (12) pulgadas y no hayan sido declarados, a los efectos de la ley, integrantes de un Sistema de Captación por el ENARGAS, o (ii) hayan sido declarados integrantes de un Sistema de Transporte por el ENARGAS.

El Gasoducto bajo análisis supera la longitud mínima y por ello podría válidamente el Estado Nacional convocar a licitación pública para otorgar la licencia de transporte respectiva a terceros interesados en ejecutar el proyecto. El servicio de transporte a ser prestado por el Licenciatario constituiría Servicio Público Nacional, y quedaría sujeto al reglamento del servicio de transporte.

En paralelo, cabe mencionar que en 1997, TGN incorporó una nueva unidad de negocios basada en la operación y mantenimiento de gasoductos de propiedad de terceros. Es decir que además de ECOGAS, TGN podría interesarse en la operación técnica del Gasoducto cuya titularidad podría corresponder a EMESA. Esta se presentaría como una alternativa de interés para una eventual futura interconexión del Gasoducto con el gasoducto Centro Oeste.

C.2 Sistema de Captación

C.2.1) Captación Pura – dentro de los límites de una concesión de explotación

En el caso de tuberías construidas después de la fecha de sanción de la Ley N° 24.076, un Sistema de Captación es (i) un sistema de tuberías utilizado para el movimiento de Gas desde el punto de producción del Gas hasta su ingreso a un Sistema de Transporte, o entre puntos intermedios, siempre que su longitud no supere los Cincuenta (50) kilómetros y su diámetro las Doce (12) pulgadas, o (ii) un sistema de tuberías declarado "Sistema de Captación" por el Ente a los efectos de la ley.

Considerando el Gasoducto supera la extensión, máxima de 50km, esta figura no resulta aplicable al Gasoducto.

C.2.2) Captación-Transporte (fuera de los límites de una concesión de explotación)

Considerando la extensión del Gasoducto y que excede los límites de la concesión de explotación que la origina, la captación-transporte debiera constituirse propiamente en una concesión de transporte (ver punto C.1).

C.3 Ducto Propio Consumidor

El Art. 49 de Ley 24076 y el Art. 13 d) Decreto 1738/1992 disponen que los consumidores que contraten directamente con el productor puedan construir, a su exclusivo costo, sus propios ramales de alimentación para satisfacer sus necesidades de consumo.

No exige licitación alguna, queda sujeto a la jurisdicción del ENARGAS y podría quedar sujeto a acceso abierto en determinadas condiciones.

Considerando YPF EE no estaría dispuesta a fondear el Gasoducto a su exclusivo costo, esta figura no resultaría aplicable.

C.4 Concesión de Transporte de Hidrocarburos (Artículo 28 de la Ley N° 17.319) a ser solicitada por YPF SA y eventualmente cedida a EMESA

El Art. 28 de la Ley 17319 habilita a todo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos (YPF) a obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la sección 4° del presente título. Dicho derecho se constituye cuando las obras permanentes para el transporte de hidrocarburos excedan los límites de alguno de los lotes de una concesión de explotación, cualquiera sea su diámetro y extensión. Cuando las aludidas instalaciones permanentes no rebasen los límites de alguno de los lotes de la concesión, será facultativa la concesión de transporte y, en su caso, el plazo respectivo será computado desde la habilitación de las obras.

Las concesiones de transporte en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad que impida al Poder Ejecutivo otorgar iguales derechos a terceros en la misma zona.

La concesión de transporte confiere, durante un plazo de 35 años (prorrogables por 10 más) el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes.

El otorgamiento no exige licitación pública ni el ducto queda afectado a servicio público pero sí constituye una actividad de interés público y la capacidad excedente queda sujeta a acceso abierto, a tarifa a ser regulada. Mientras sus instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los concesionarios estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación de personas y al mismo precio para todos en igualdad de circunstancias, pero esta obligación quedará subordinada, sin embargo, a la satisfacción de las necesidades del propio concesionario. Los contratos de concesión especificarán las bases para el establecimiento de las tarifas y condiciones de la prestación del servicio de transporte.

Las concesiones de transporte serán otorgadas por el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según sea el caso, a los concesionarios de explotación inscriptos ante las autoridades de aplicación correspondientes.

Resultará Autoridad de Aplicación de la Ley 17.319 aquella que corresponda en virtud de la Ley 26.197, manteniendo el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) su competencia respecto del servicio de transporte, especialmente en materia de seguridad en relación a las concesiones de transporte.

Resultan de jurisdicción nacional y se encuentran alcanzados por el Decreto N° 729/95 aquellas concesiones de transporte cuyas instalaciones pasen por DOS (2) o más provincias o ingresen a la jurisdicción Federal, así como las que se otorguen para transportar gas natural fuera de los límites de una provincia o sobre gasoductos que transporten dicho recurso fuera de los límites del territorio nacional.

Cabe observar asimismo que el Decreto N° 729/95 delimita las competencias de las Autoridades de Aplicación de las Leyes N° 17.319 y 24.076, disponiendo que la Secretaría de Energía propiciará ante el PEN el Decreto respectivo y otorgará las servidumbres mineras de ocupación y de paso para la construcción, mantenimiento y operación de las instalaciones.

Esta figura podría resultar de utilidad para el Gasoducto: YPF podría solicitar la concesión de transporte al Poder Ejecutivo Provincial, para luego cederla a EMESA quien asumiría su financiación y ejecución por sí o por terceros. Existen antecedentes limitados en los que se permitió la cesión de una concesión de transporte a una empresa que no era titular de una concesión de explotación de hidrocarburos (Oleoducto Trasandino, Gasoducto del Pacífico).

C.5 Expansión del Sistema de Distribución de Gas a solicitud de EMESA como tercero interesado

Dispone el Art. 16 de la Ley 24.076 que para el caso de obras no previstas en la respectiva habilitación, las cooperativas y los terceros interesados en su realización (EMESA o la propia Central Térmica, en su defecto) deberán arribar a un acuerdo con el prestador de la zona que corresponda (ECOGAS), y someterlo al ente para que autorice. De no existir acuerdo el ente resolverá la cuestión en un plazo de treinta (30) días, disponiendo dentro de los quince (15) días la realización de una audiencia pública. El ente queda facultado para disponer que la ejecución y/u operación de la obra sea efectuada por el prestador (ECOGAS) o por el tercero interesado EMESA o la propia Central Térmica, en su defecto), atendiendo al criterio de mayor conveniencia para el usuario final.

Para el caso que una solicitud no fuera satisfecha por razones económicas, el distribuidor deberá informar al solicitante el detalle de cálculo y el monto de la inversión que deberá aportar el solicitante para que el suministro de gas fuera económicamente viable.

En ese marco, la Ley 24.076 dispone que ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud —de acuerdo a la calificación que establezca el Ente Nacional Regulador del Gas—, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener del ente la correspondiente autorización de dicha construcción, extensión o ampliación.

La Resolución 910/2009 del ENARGAS regula el procedimiento aplicable a dichas expansiones y define necesariamente como obra de magnitud a los emprendimientos que permitan abastecer localidades que no contaban con el servicio de gas por redes como el Gasoducto.

La expansión podría responder a la solicitud de un tercero interesado (la Central Térmica) o a una iniciativa de la propia Distribuidora.

Las solicitudes de autorización para la ejecución de dichas expansiones, presentadas por una Distribuidora, o en el caso de un Tercero Interesado que haya culminado los trámites en sede de la Licenciataria zonal, deberán ser acompañadas por un legajo único que incluya toda la información requerida en los Anexos de la Resolución 910/2009.

Asimismo, se deberá contar, a mero título enunciativo y no taxativo, con la siguiente información:

1. permisos municipales, provinciales y/o nacionales;

2. permisos de cruces especiales (rutas, vías férreas, cursos de agua, etc.) o constancia de la iniciación del correspondiente trámite;
3. planos de proyecto constructivo y toda otra documentación técnica de la obra, aprobada por la Licenciataria del área;
4. presentación de la solicitud de pedido de inspección con una antelación mínima de QUINCE (15) días hábiles, indicando la fecha de iniciación de la obra;
5. interferencias con otros servicios;
6. cumplimiento de la normativa ambiental aplicable.

La expansión deberá ser construida en el plazo de 180 días de autorizada por el ENARGAS. En caso de suspensión y/o paralización de la construcción de un emprendimiento, la Distribuidora, el Subdistribuidor o el Tercero Interesado deberá dar debido conocimiento al ENARGAS dentro de los TREINTA (30) días corridos de ocurrido el hecho de suspensión y/o paralización, informando en forma pormenorizada las causas que originaron el mismo.

El objeto social de EMESA expresamente la habilita a construir y operar obras como el Gasoducto³. Pero ni la ley de creación de EMESA ni la Ley de Ministerios de Mendoza ni ninguna otra ley provincial de la que tengamos conocimiento reserva a EMESA la facultad exclusiva de realizar el Gasoducto en desmedro del interés que pudieran tener otros particulares.

Sin embargo, debido a su interés en que el Gasoducto sea ejecutado y proveer a su financiación, EMESA propuso tentativamente ECOGAS sea convertida en titular y operadora del Gasoducto. Debido a que ECOGAS detenta una licencia de distribución de gas natural resultante de la privatización de YPF, el Gasoducto quedaría afectado a la licencia de distribución de gas de ECOGAS y alcanzado entonces por la jurisdicción nacional y la Ley N° 24.076.

³ Art. 3° - Objeto: EMESA tendrá por objeto desarrollar las siguientes actividades, teniendo como principal fin la ejecución de la política energética establecida por los órganos competentes del Estado Provincial, debiendo propender al desarrollo armónico y equilibrado en materia energética de la Provincia y a la satisfacción de las necesidades en dicha materia de la población de Mendoza y de sus sectores productivos: a) El estudio, investigación, prospección, administración, exploración y explotación de toda clase de recursos energéticos, cualquiera sea su fuente. b) La producción, **transporte**, almacenamiento, distribución, comercialización e industrialización de todos los productos, subproductos y derivados directos e indirectos, obtenidos de la explotación referida en el inciso anterior. c) La generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. d) La formulación y ejecución de proyectos de construcción, renovación, reactivación y/o ampliación de las obras necesarias para la exploración y explotación de todos los recursos energéticos, **cualquiera sea su fuente**.

D. Casos comparables:

D.1) Gasoducto Cerro Mollar hasta Malargüe

En conferencia telefónica con Martín Angelini se nos indicó que ECOGAS tendría licencia de transporte (sic) de un gasoducto de 25 km de 6" que va desde Cerro Mollar hasta Malargüe y se nos propuso analizáramos y validáramos la aplicación de la misma figura para el Gasoducto.

Nuestro análisis al respecto indica preliminarmente:

- 1) Que el Sistema de Información Geográfica del MINEM identifica a dichos ductos como concesión de transporte de titularidad de Petrolera El Trebol) Gasoducto Pro 555 2, Gasoducto Pro 24 y Gasoducto Pro 55. Sin perjuicio de ello, no hemos encontrado evidencia de que Petrolera El Trebol ni su antecesora Tecnicagua hayan solicitado ni obtenido concesión de transporte alguna sobre dicho ducto.
- 2) la Resolución 1538/2000 del ENARGAS que constituye las servidumbres sobre los inmuebles afectados por el ducto indica que el gasoducto desde Cerro Mollar hasta Malargüe integraría el inventario de activos transferidos a ECOGAS dentro de su licencia de distribución (i.e. habría sido construido por Gas del Estado).

D.2 Gasoducto Patagónico / Gasoducto Cordillerano

Estos gasoductos fueron autorizados en el marco del Decreto 180/2004 (Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de Gas) mediante Decreto PEN 1243/2005. La titularidad del gasoducto resultó controvertida y existen causas judiciales abiertas al respecto.

Si bien estos ductos resultan interprovinciales y de neta jurisdicción federal, la figura legal empleada (expansión del sistema Art. 16b Ley 24076) y el esquema financiero (fideicomisos de gas) empleado podría ser replicado a escala provincial para el caso del Gasoducto, cuidando siempre que la titularidad del Gasoducto sea retenida por EMESA (tercero interesado).

D.3 Gasoducto NEA

Mediante decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 267/2007, se otorgó a ENARSA la concesión para la operación del Gasoducto del Noreste Argentino, durante 35 años, prorrogables, incluyendo la responsabilidad de construir, operar, mantener, prestar el servicio de transporte y comercialización.

E. Conclusiones

Las figuras presentadas en los puntos 3.4 y 3.5 parecen ser de las más apropiadas para fundar el título del Gasoducto.

La preferencia por una u otra dependería de la permeabilidad que: (i) el ENARGAS demuestre para autorizar una tarifa de Transporte de gas natural 1.2 a 1.3 USD/MMBTU a la Central Térmica, dentro del marco tarifario actual de ECOGAS, y/o (ii) CAMMESA demuestre para autorizar el traslado de una tarifa 1.2 a 1.3 USD/MMBTU como tarifa convenida libremente entre las partes, considerando es la tarifa estimada necesaria para repagar el proyecto.

En principio, la figura de la concesión de transporte del Art. 28 de la Ley 17.319 permitiría a EMESA e YPF EE acordar libremente dicha tarifa, incluso en USD. La tarifa a ser pagada por ECOGAS por el servicio de transporte debería en cambio ser regulada por el ENARGAS.

15.5 Estudio de regulaciones legales sobre precio del gas en punto de ingreso del sistema de transporte y régimen de compensación del precio para empresas productoras. "plan gas" y como aplicarlo en el caso particular de utilizar tecnología de licuefacción (gasoducto virtual), a fin de incluir a Emesa dentro de este beneficio para pozos gasíferos área Calmuco.

EMESA realiza la consulta sobre la factibilidad de obtener un precio de estímulo de US\$ 7.50 MMBtu para el gas natural a ser producido en la concesión Calmuco por la propia EMESA en el marco de la Resolución 74/2016 Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural.

Se aclara que EMESA nunca se inscribió en Gas Plus ni en ninguno de los subsiguientes regímenes de estímulo al precio del gas creados por el Poder Ejecutivo Nacional. Tampoco Emesa tiene registros de producción de gas previos.

15.5 Estudio de regulaciones legales sobre precio del gas en punto de ingreso del sistema de transporte y régimen de compensación del precio para empresas productoras. "plan gas" y como aplicarlo en el caso particular de utilizar tecnología de licuefacción (gasoducto virtual), a fin de incluir a Emesa dentro de este beneficio para pozos gasíferos del área Calmuco

A. Diversos Programas de Estímulo a la Producción de Gas Natural

Desde 2008, el Estado Nacional creó diversos programas de estímulo a la producción de gas natural tendientes a reducir la importación de gas natural, a saber:

#	BO	Norma	Denominación
1.	13/3/2008	Resolución 24/2008	Gas Plus
1.1.	12/9/2008	Resolución 1031/2008	Modifica Programa Gas Plus
2.	14/2/2013	Resolución 1/2013	Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural. ("Plan Gas I")
2.1.	26/4/2013	Resolución 3/2013	Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.
3.	29/11/2013	Resolución 60/2013	Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida ("Plan Gas II").
3.1.	9/12/2013	Resolución 83/2013	Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida
4.	29/9/2015	Resolución 185/2015	Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección. No fue reglamentado ni implementado. Se derogó y fue reemplazado por Resolución 74/2016
4.1.	19/5/2017	Resolución 74/2016	Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural ("Plan Gas III")
5.	6/3/2017	Resolución 46/E 2017	Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales ("Plan Gas IV")

Los beneficios y requisitos para acceder a cada uno de dichos regímenes han tenido diversas particularidades, pero todos en su conjunto han pretendido abarcar a la oferta más amplia posible de gas natural incremental, adicional y/o nuevo.

B. Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural (“Plan Gas III”)

Este programa aspira a captar el interés de empresas sin inyección alguna de gas natural al sistema y su entrada en vigencia marcó el fin del Programa Gas Plus, cuyos incentivos económicos resultaban menores a los previstos en este Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural.

B.1 Aspectos temporales de relevancia:

B.1.1 Aunque su eventual prórroga ha sido objeto de pujas y debates, este Plan Gas III tiene fecha de vencimiento. La fecha límite de para presentar un proyecto a este programa es el 30/6/2017.

B.1.2 El Programa de estímulo (el precio de US\$ 7.50MMBtu) estará disponible en principio hasta el 31/12/2018 y no existe consenso sobre si el incentivo sería prorrogado más allá de esa fecha, pareciendo que la atención y estímulos estatales se circunscribirían a en lo sucesivo a Vaca Muerta.

B.2 Requisitos que debe cumplir el Gas:

B.2.1 Provenir de una concesión de explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; o

B.2.2 Provenir de una concesión de explotación de yacimientos caracterizados como de “Tight Gas” o “Shale Gas” (no convencionales), o

B.2.3 pertenecer a empresas sin registros de inyección de gas natural y que adquiriesen una participación en áreas que pertenezcan a empresas inscriptas al “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” o al “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, creado por Resoluciones Nros. 1/2013 y 60/2013, respectivamente, de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas pero que durante el período en el que la empresa vendedora hubiese calculado su Inyección Base, la Inyección Total proveniente de las áreas en cuestión hubiera sido nula, incluida la adquisición de áreas en su totalidad.

Si bien Gustavo Kemeny (representante técnico de EMESA) ha ratificado que EMESA no tiene registros de inyección de gas natural, cabe analizar si en este

caso se cumplen las condiciones adicionales del inciso c) (si Alianza Petrolera Argentina – antecesora en el título de Calmuco- se encuentra inscrita en alguno de los demás programas) o si el descubrimiento de gas en Calmuco es posterior al 14/2/2013 (fecha de entrada en vigencia de la Resolución 1/2013) de modo de poder calificar a través del inciso a).

B.3 Requisitos para Acceder

B.3.1 EMESA debería inscribirse en el Registro de Empresas Petroleras de la Nación sin más demora (esta misma semana). La inscripción exige un análisis económico financiero y otro de capacidad técnica que toman su tiempo y difícilmente se podrían alcanzar antes de fin de junio

B.3.2 EMESA debería justificar y acreditar la titularidad de la concesión Calmuco. El Poder Ejecutivo

Provincial deberá haber otorgado dicha concesión a EMESA, no bastando en principio con la titularidad de un área de reserva estatal. GYPN ha accedido en el pasado a otros regímenes de estímulo distintos del Plan Gas III, pero ha debido inscribirse ante el MINEM y acreditado el otorgamiento en su nombre de las respectivas

B.3.3 EMESA debería presentar antes del 30/6/2017 una solicitud de acceso al Programa que incluya:

- i. Estimación de reservas de gas natural para el reservorio que se estará afectando al programa.
- ii. Estimación de la evolución de la producción diaria, hasta el agotamiento de las reservas afectadas al Programa y hasta el fin de la concesión, en caso de estimarse que ello sucederá en forma previa.

B.4 Existen Figuras Intermedias?

EMESA nos confirmó que efectivamente presentó su solicitud de inscripción ante el Registro de Empresas Petroleras del MINEM antes del 30/6/2017. Sin embargo, no habría llegado a tiempo a presentar antes de la fecha límite del 30/6/2017 la Solicitud de Inscripción en el Plan Gas III. Teniendo en cuenta los tiempos y solicitudes para la inscripción descriptos EMESA nos solicitó, investigar si existe algún tipo de figura intermedia, que asociado a un Operador permita a EMESA obtener este beneficio. Hemos tomado contacto telefónico con la Dra. María Luján Crespo del MINEM explicando las dificultades de cumplir con dichos plazos. Ella nos anticipó la opinión preponderante en el MINEM es que el Plan Gas III no sería

prorrogado y que en lo sucesivo todos los planes de incentivos estarían dirigidos exclusivamente a no convencionales. Ella nos sugirió manifestar y solicitar por escrito la inscripción aún sin cumplir con los requisitos ad referendum del MINEM, aunque sin comprometer resolución favorables.

En cuanto a eventuales soluciones intermedias, tales como obtener este beneficio a través de otra operadora inscrita que pudiera asociarse a EMESA, la dificultad mayor que tales soluciones intermedias plantean es que el acceso al beneficio exige precisar información del reservorio que se estará afectando al programa. Es decir, el tercero asociado a EMESA debería encontrarse inscripto en el Plan antes del 30/6/2017 y ampliar su inscripción preexistente al Área Calmuco con posterioridad al 30/6/2017.

El rigor del plazo que expira el 30/6/2017 se plantea como un obstáculo difícil de salvar, aún por interpósitos operadores a los cuales EMESA pudiera asociarse para explotar el Área Calmuco.

15.6 Estudio de regulaciones legales para el transporte de gas por gasoducto virtual

EMESA nos consulta sobre el marco legal aplicable al transporte de gas por gasoducto virtual (GNL por camiones) y su régimen tarifario.

A. GNC, GNP, GNL

Cabe en primer lugar precisar las distintas tecnologías utilizadas para viabilizar gasoductos virtuales.

Gas Natural Comprimido (GNC): significa gas natural almacenado y/o transportado a una presión máxima de 200 bar, o a una superior autorizada por normas oficiales, a temperatura ambiente y apto para ser inyectado en redes de distribución.

En el **Gas Natural a Presión (GNP)**, la presión de transporte es de hasta 70 bar.

En el **Gas Natural Licuado (GNL)**, el gas natural se encuentra en estado líquido a una temperatura próxima a los (- 160 °C).

Galileo Technologies ha desarrollado y comercializa Cryobox, una nano-estación de producción de gas natural licuado (GNL). Siete de estos equipos producen el combustible del primer ferry a GNL que cruza a diario el Río de la Plata entre la Argentina y Uruguay.

Sin embargo, no nos consta la tecnología GNL se haya usado hasta la fecha en Argentina para abastecer demanda residencial de regiones aisladas. Se conoce que la tecnología más difundida en gasoductos virtuales es el GNC.

El transporte terrestre de GNC podría abastecerse desde una estación de GNC o desde una estación reductora de la propia distribuidora.

B. "Gasoducto Virtual" es una marca registrada de GNC Galileo S.A.

Cabe mencionar que el término "**Gasoducto Virtual**" ha sido registrado como marca por **GNC Galileo S.A.**, al igual que estas otras:

- ENERSAVE
- GALILEO
- GELILEO
- GNC GALILEO
- MICROAL
- MICROBOX
- MICROSKID
- NANOBOX
- POWER G
- SRM
- TARTARINI
- VERIFIQUE, CUMPLA Y GANE
- VIRTUAL

En consecuencia, para su uso en material que pueda ser publicado o difundido por EMESA, se sugiere su reemplazo por "transporte terrestre" de GNC/GNP/GNL a granel a fin de evitar potenciales usos indebidos de marca.

C. Autorizaciones y Licencias Necesarias para la prestación del Servicio de GNC por redes

El servicio de transporte terrestre de GNC no requiere licencia regulatoria alguna fuera de la habilitación de los vehículos y conductores.

Sin embargo, la prestación del servicio de GNC por redes exige licencia del estado.

Como titular de una licencia de distribución con exclusividad zonal, la distribuidora de gas zonal tendría el derecho, pero no la obligación de prestar este servicio.

Terceros interesados pueden proponer una ampliación de las redes de distribución de gas según el procedimiento del Artículo 16 de la Ley 24076 y Resoluciones ENARGAS 35/1993 y constituirse como subdistribuidores para la prestación de este servicio.

C.1 Antecedentes de Casos comparables

A título de ejemplo, mediante Resolución 2759/2002, el ENARGAS autorizó a la ASOCIACION COOPERATIVA TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR DE CORDOBA (TRANSGAS) a operar y mantener como Subdistribuidor al sistema denominado "LOCALIDADES DEL SUR DE LA PROVINCIA DE CORDOBA – ABASTECIMIENTO CON GNC", según planos aprobados, dentro del área Licenciada a la DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO SA. Dicha autorización fue conferida inicialmente por el término de 10 años y recientemente prorrogada por Resolución 4526/2017 del ENARGAS por el resto del plazo de la licencia de distribución de Distribuidora de Gas del Centro.

D. Normas Técnicas y de Seguridad

Las siguientes normas dictadas por el ENARGAS disponibles en su sitio web (<http://www.enargas.gov.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=4>) rigen los distintos aspectos técnicos de relevancia para un proyecto de gasoducto virtual:

Nomenclatura: NAG-E 406 (2001)

Anterior: ET-ENRG-GD N° 6 (2001)

Nombre del documento: Sistemas para transporte de módulos contenedores para GNC.

Contenido: Rige el proyecto, construcción, pruebas, habilitación, revisiones, itinerario y personal habilitado, para los sistemas compuestos por módulos de cilindros contenedores y su vehículo de transporte.

Nomenclatura: NAG-443 (2009)

Nombre del documento: Norma Argentina para el proyecto, construcción, operación y mantenimiento de Plantas de Carga y Descarga de GNC y GNP a granel.

Contenido: Tiene por objeto la fijación de las pautas mínimas a observar en el proyecto, construcción, pruebas y habilitación de las instalaciones pertenecientes a Plantas de Carga y Descarga de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural a Presión (GNP) a granel abastecido por vía terrestre.

E. Régimen Tarifario aplicable a Gasoductos Virtuales

El ENARGAS no ha reglamentado específicamente el régimen tarifario aplicable al servicio que comprenda el transporte terrestre de GNC. Sin embargo, ha aplicado a la tarifa de servicio de GNC por redes con tramo de transporte terrestre los mismos principios tarifarios que al servicio de transporte/distribución por ducto.

En efecto, el ENARGAS aprueba tanto: (i) un cargo adicional por repago de la inversión de capital (planta de carga, compresión y redes de distribución). Dicho Factor K es amortizable a 35 años para redes de distribución, aunque el tratamiento puede variar en cada caso según el modo de financiar esta inversión; y (ii) una tarifa de transporte propiamente dicha que comprende:

- a. El precio del gas según la categoría R3 4°
- b. La tarifa de la distribuidora zonal hasta el punto de carga
- c. El costo de transporte por ruta. Se toma a costos de mercado (libres). Se entiende que la amortización de los vehículos y módulos corre por cuenta del transportista subcontratado quien presta un servicio de transporte y cobra por ello una tarifa de transporte. El ENARGAS acepta hasta un máximo que calcula como promedio de mercado. Los promedios de mercado tomados por el ENARGAS para la última revisión tarifaria serían:

AR\$ 24 por Km por vehículo de hasta 23TN de GLP; y
AR\$ 20 por KM por vehículo de hasta 4445m³ de GNC de 9300Kcal.

El ENARGAS permite a su vez ajustar el costo de transporte por ruta según variables razonables de la economía.

A modo de referencia, las tarifas actualmente vigentes para el servicio de GNC por redes en el Sur de la Provincia de Córdoba y Chilecito (La Rioja) resultantes de la última revisión tarifaria (Resolución ENARGAS I 4359/2017 son las siguientes⁴:

⁴ Una vieja Resolución 2376/2001 del ENARGAS dispuso en sus considerandos que la tarifa del Gas Natural Comprimido despachado a través estaciones de carga satelitales abastecidas por sistemas de transporte aprobados mediante el proyecto de Especificación Técnica ET-ENRG-GD N° 6 (reemplazada por NAG-E 406 (2001)), sería la misma que la aplicada al Gas Natural Comprimido despachado en estaciones de carga abastecidas por gasoducto. Sin embargo, a continuación dispuso “resulta conveniente que la tarifa final a abonar por el usuario del gas natural transportado sea autorizada por el ENARGAS para el resto de los casos, en base a una presentación efectuada por la Licenciataria de Distribución o por un tercero interesado de acuerdo con lo descripto en el Artículo 16 de la Ley 24.076, dada la diversidad de las nuevas posibles aplicaciones de los transportes aprobados bajo el documento en tratamiento” y este último criterio es el que aplica aún en la actualidad. Es decir, la tarifa es calculada y propuesta por el prestador al ENARGAS y aprobada por éste.

ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4359

DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

LOCALIDADES DE: CHEPES, VILLA UNIÓN Y AIMOGASTA - PROVINCIA DE LA RIOJA

GNC POR REDES: TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL
USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 y P3 - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
----------------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	119,246698	5,330584
R2 1*	125,655711	5,330584
R2 2*	143,293000	5,506572
R2 3*	161,460207	5,560124
R3 1*	208,467972	5,780692
R3 2*	240,513038	5,780692
R3 3*	320,650710	6,137342
R3 4*	512,921107	6,137342

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	288,347978	5,311519	5,250998	5,185676

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	431,600778	5,311519	5,250998	5,185676

ANEXO DE LA RESOLUCION N° 1 - 4 5 5 9

DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

GNC POR REDES: TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

LOCALIDAD DE: CHILECITO - PROVINCIA DE LA RIOJA

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	68,766187	5,062926
R2 1*	72,462083	5,062926
R2 2*	82,633008	5,518357
R2 3*	93,109520	5,656943
R3 1*	120,217565	7,250501
R3 2*	138,697045	7,250501
R3 3*	184,910167	8,173459
R3 4*	295,787049	9,034661

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	166,282097	3,880202	3,799901	3,747805

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	623,550577	5,294232	5,224222	5,176286

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

Categoría de Usuario	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	R3 1*-R3 2*-R3 3*	R3 4*	P1 - P2	P3
Costo de ingreso al sist. de transp.	1,692847	2,681396	3,513792	0,812602	1,876362
Cargos diarios acumulados.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Costo incluido en los cargos por m3 consumido	1,692847	2,681396	3,513792	0,812602	1,876362

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,177869				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*):	0,058563		(37,43% Cuenca Neuquina, 62,57% Cuenca Noroeste)		
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1*-R3 2*-R3 3*):	0,092793		(37,43% Cuenca Neuquina, 62,57% Cuenca Noroeste)		
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4*):	0,121599		(37,43% Cuenca Neuquina, 62,57% Cuenca Noroeste)		
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,028121		(37,43% Cuenca Neuquina, 62,57% Cuenca Noroeste)		

También a modo de referencia, cabe mencionar que la tarifa de gas propano/butano indiluido por redes dentro de la misma zona de distribución de la Distribuidora de Gas Cuyana SA es la siguiente:

ANEXO ¹ DE LA RESOLUCION N° I - 4359		
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.		
COOPERATIVA LTDA. DE ELECTRICIDAD, OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, CREDITO Y VIVIENDA DE CARNERILLO - COOPELCAR		
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS		
En \$ (Pesos)		
GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	CARNERILLO	295,787049
Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)		
precio de compra reconocido (*)	0,981892	
diferencias diarias acumuladas.	0,000000	
precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,981892	
costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,407084	
) Equivalente a (\$/Tn)	1,267	
*) Equivalente a (\$/Tn)	525	

ANEXO DE LA RESOLUCION N° I - 4359

DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

COOPERATIVA LTDA. DE ELECTRICIDAD, OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, CREDITO Y VIVIENDA DE CARNERILLO - COOPELCAR

TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES		Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
Tarifa única para todos los usuarios			
GPI / GBI	CARNERILLO	295.787049	2,157704

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

precio de compra reconocido (*)	0,981892
diferencias diarias acumuladas.	0,000000
precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,981892
costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,407084
*) Equivalente a (\$/Tn)	1.267
**) Equivalente a (\$/Tn)	525

Producto 5: Informe Final
Geología e Ingeniería del nuevo Proyecto:
Gasoducto y Calmuco

Componente: Informe Final

Parte A: Geociencias

1. Yacimientos de Hidrocarburos en la Región

El mapa de la Figura 19 muestra la ubicación de los bloques de exploración y producción de la zona Malargüe Sur, muchos de ellos referidos en este análisis.

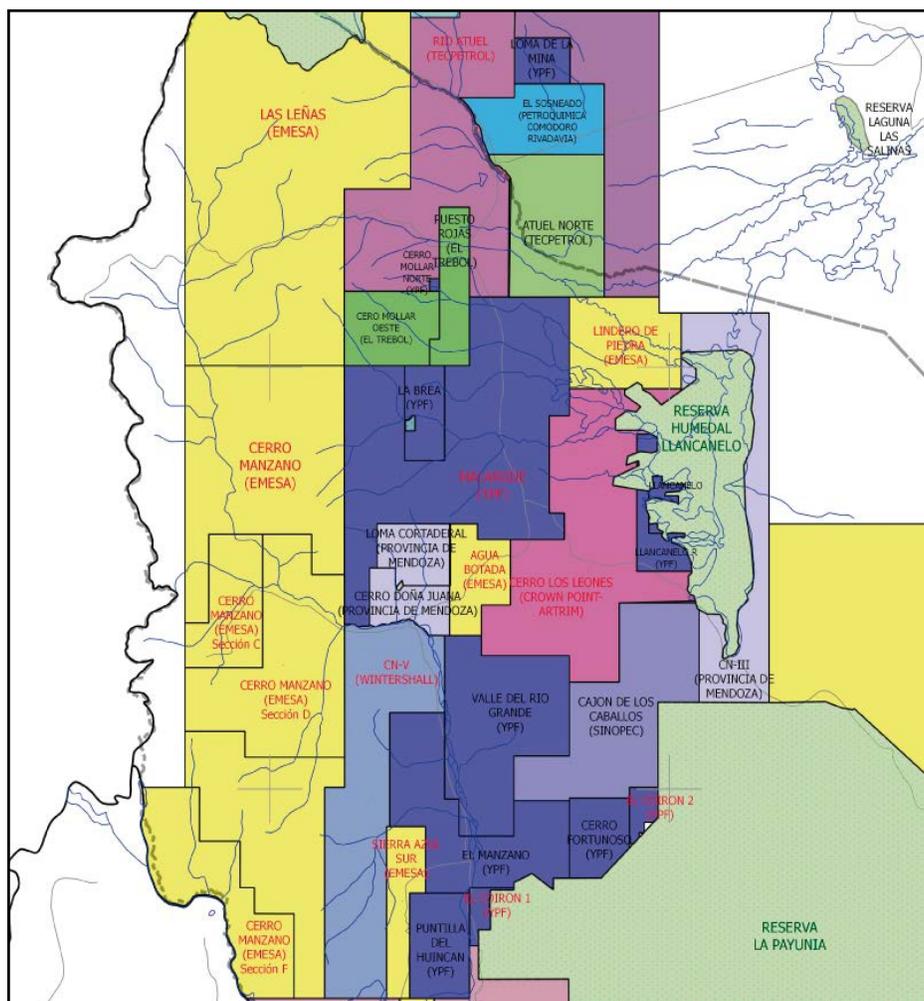


Figura 19. Mapa de bloques de Exploración y Explotación en los alrededores de la ciudad de Malargüe. Tomado de <http://energia.mendoza.gov.ar/wp-content/uploads/sites/18/2014/09/mapa-petroleo-para-web.jpg>

Sin embargo la historia petrolera de la provincia de Mendoza se inició mucho más al Sur en la década del sesenta, cuando se produjo el hallazgo de petróleo en el Norte neuquino. El descubrimiento de gas en Puesto Hernández en el año 1967 permitió que en 1968 se hallase el halo petrolífero de lo que sería durante años el yacimiento petrolero más importante del País. El desarrollo pleno del campo compartido entre Neuquén y Mendoza, logrado en 1971, posibilitó la integración de la Provincia de Mendoza como cuarta productora efectiva de la Cuenca Neuquina.

El descubrimiento de petróleo en el yacimiento Puesto Rojas en el año 1974, marcó el inicio de una nueva etapa de explotación de la Cuenca Neuquina Surmendocina, dado que al mismo le continuarán otros importantes hallazgos en el sector plegado de la cubeta, como ser los yacimientos de: Cerro Mollar (1976), Pampa Palauco (1984), Los Cavaos (1984), Río Grande (1984) y Cerro Fortunoso (1984); dando así un muy fuerte empuje económico y social a la localidad de Malargüe, en la Provincia de Mendoza. Fuente: <http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/cms/files/contenido/68/historialhidrocarburos.pdf>

El tipo de yacimientos hasta ahora identificados en la cuenca Neuquina Surmendocina es muy variado; incluye yacimientos convencionales con reservorios clásticos, yacimientos fracturados ya sea de areniscas, carbonatos o intrusivos andesíticos; y más recientemente del tipo no convencional asociado al *play* de las arcillas de Vaca Muerta, que en el área de influencia de este estudio tiene posibilidades limitadas puesto que la Formación Vaca Muerta no estaría presente en varios de los bloques ubicados al Este (hacia el ámbito de la plataforma).

a. Historial de Producción y Reservas

La Provincia en sus dos cuencas presenta 50 áreas de explotación distribuidas en 7 departamentos. De acuerdo a los datos publicados en la página del ministerio de energía (Capítulo IV), la Cuenca Neuquina presenta la mayor parte de la extracción de petróleo y condensado de Mendoza con aproximadamente el 60% de la producción y abarca las zonas de Malargüe Norte y Malargüe Sur.

De acuerdo a Gómez Omil, *et al.*, 2014 se han descubierto muy pocos yacimientos de magnitud considerable en la región de la faja plegada y corrida de la cuenca Neuquina, encontrándose estos yacimientos principalmente asociados a la presencia de excelentes rocas reservorio de edad Cretácico: Mb Troncoso Inferior de la Fm. Huitrín y Mb. Avilé de la Fm. Agrio, y a posiciones estructurales específicas, en estrecha relación con sinclinales ubicados al frente de las estructuras mayores de basamento, coincidiendo con algunas de las denominadas zonas triangulares: yacimientos Filo Morado, El Portón, Chihuido de la Salina.

Se puede comprobar en la Figura 20 que a excepción del tren estructural del yacimiento El Portón y Puesto Rojas - Cerro Mollar, el resto de los campos hidrocarburíferos descubiertos hasta la fecha, en este ambiente geológico, son de talla pequeña (yacimientos Puntilla de Huincán, El Manzano, Cerro Doña Juana, Vega Grande, Agua Botada, La Brea, etc.); registrándose además significativas manifestaciones de gas y petróleo en varios de los sondeos perforados.

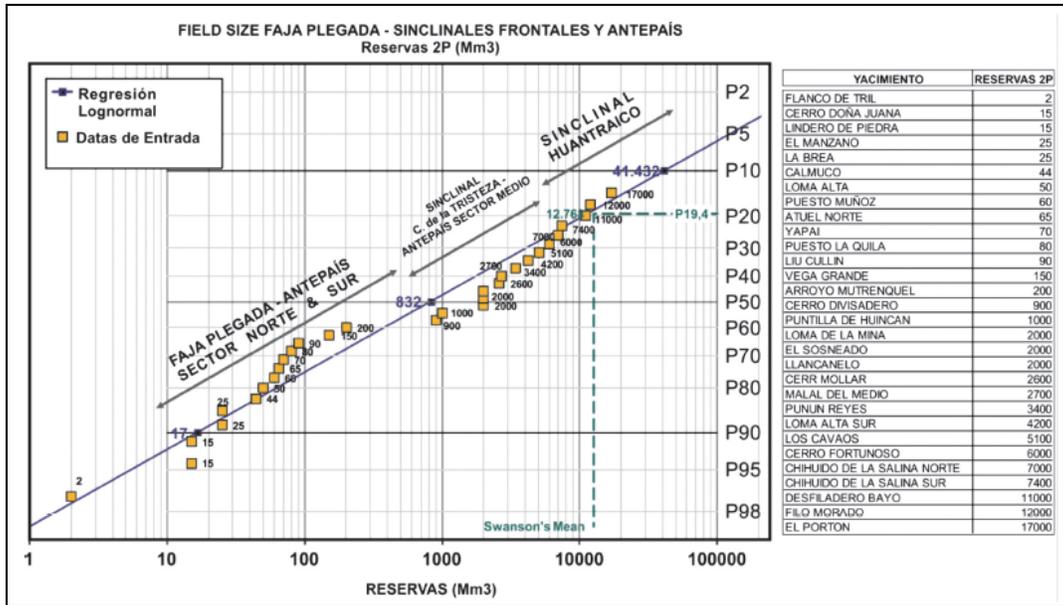


Figura 20. Gráfico de distribución de yacimientos por tamaño en el ámbito de la faja plegada y corrida de la Cuenca Neuquina en general (Neuquén y Mendoza). Tomado de Gómez Omil, et al., 2014

Giampaoli *et al.*, 2014 compilaron un cuadro informativo de los principales yacimientos de hidrocarburos de la región, donde las reservas al año 2014 están expresadas en unidades de Petróleo Equivalentes (Figura 21) El cuadro incluye los yacimientos de la zona Malargüe Norte y Sur y discrimina las principales formaciones productivas de cada uno de ellos. Del cuadro se puede deducir que los principales reservorios son las calizas de la Fm. Chachao y los intrusivos alojados tanto en la Fm. Agrio como en la Fm. Vaca Muerta; de dichas formaciones produce el yacimiento Los Cavaos, con las mayores producciones acumuladas y reservas comprobadas.

Yacimiento	Roca/s Reservorio	Sello/s	Geometría de la Trampa	Acumulada Total (Mm ³ PE)	Reservas Totales (Mm ³ PE)	Estilo de Entrampamiento
Cerro Fortunoso	Gr. Neuquén	Fm. Loncoche Gr. Neuquén	Anticlinal asociado a fallas de piel delgada y gruesa.	3847	9301	Anticlinales asociados a fallas de bajo ángulo.
Los Cavaos	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza.	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Zonas fracturadas asociadas a fallas.	5236	8002	Bloques limitados por fallas.
Puesto Rojas	Fm. Chachao Fm. Agrio	Fm. Huitrín Fm. Agrio	Pliegues asociados a fallas.	3687	6108	Faja plegada y fallada epidérmica.
Loma Alta Sur	Gr. Neuquén	Fm. Loncoche	Anticlinal asociado a falla de piel delgada.	2490	5187	Anticlinales asociados a fallas de bajo ángulo.
Pampa Palauco	Gr. Cuyo Fm. Chachao	Gr. Mendoza	Anticlinal de inversión tectónica.	3398	4845	Anticlinales asociados a fallas de alto ángulo.
Malal del Medio	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Zonas fracturadas asociadas a fallas.	2454	4585	Bloques limitados por fallas.
Cajón de los Caballos	Fm. Chachao Gr. Cuyo	Gr. Mendoza	Anticlinal asociado a fallas de piel delgada y gruesa.	1369	2418	Anticlinales asociados a fallas de alto ángulo
Cerro Mollar	Fm. Chachao Fm. Agrio	Fm. Huitrín Fm. Agrio	Pliegues asociados a fallas.	1466	2178	Faja plegada y fallada epidérmica
Cajón de Molina	Fm. Chachao Gr. Cuyo	Gr. Mendoza	Anticlinal asociado a fallas de piel delgada y gruesa.	1118	1953	Anticlinales asociados a fallas de alto ángulo.
Río Grande	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Zonas fracturadas asociadas a fallas.	695	1124	Bloques limitados por fallas.
Sosneado Norte y Occidental	Mbro. La Tosca	Fm. Rayoso Fm. Huitrín Zonas de falla	Zonas fracturadas en barras marinas con facies oolíticas.	470*	708*	Plataforma deformada.
Cerro Mollar Oeste	Gr. Rayoso	Gr. Rayoso	Retrocorrimientos en calizas afectadas por disolución.	315	560	Faja plegada y fallada epidérmica.
Vega Grande	Roca ígnea en la Fm. Agrio	Fm. Agrio	Pliegues asociados a fallas de piel delgada.	229	487	Faja plegada y fallada epidérmica.
Sosneado Oriental	Fm. Loncoche Gr. Neuquén	Fm. Loncoche	Cambios de facies y truncaciones erosivas en un espolón estructural.	295*	435*	Plataforma deformada.
Cerro Divisadero	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Pliegues asociados a fallas de piel delgada.	164	418	Anticlinales asociados a fallas de bajo ángulo.
Puntilla del Huincán	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza.	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Anticlinal con zonas fracturadas asociadas a fallas.	138	410	Bloques limitados por fallas.
La Brea	Fm. Agrio	Fm. Huitrín Fm. Agrio	Pliegues asociados a fallas.	165	398	Faja plegada y fallada epidérmica.
Loma de la Mina	Gr. Neuquén	Fm. Loncoche Roca ígnea	Deformación asociada a la intrusión de un domo ígneo.	194	353	Plataforma deformada.
Llancanello	Gr. Neuquén	Fm. Loncoche	Anticlinal limitado por fallas de alto ángulo.	103	353	Plataforma deformada.
El Manzano	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Pliegues asociados a fallas de piel delgada.	127	254	Faja plegada y fallada epidérmica.
Cerro Mollar Norte	Gr. Rayoso	Gr. Rayoso	Retrocorrimientos en calizas afectadas por disolución.	92	229	Faja plegada y fallada epidérmica.
Puesto Muñoz	Fm. Agrio	Fm. Huitrín Fm. Agrio	Pliegues asociados a fallas.	70	185	Faja plegada y fallada epidérmica.
Atuel Norte	Mbro. La Tosca	Fm. Rayoso Fm. Huitrín	Barras marino marginales con facies oolíticas.	89	183	Plataforma deformada.
Los Volcanes	Rocas ígneas y calizas del Gr. Mendoza.	Fm. Huitrín Gr. Mendoza	Pliegue con zonas fracturadas asociadas a fallas.	65	135	Bloques limitados por fallas.

Figura 21. Tomado de Giampaoli/IHS (Giampaoli, et al., 2014)

De acuerdo a los datos suministrados por la Secretaría de Energía de la Nación, las reservas comprobadas de petróleo de la Provincia comenzaron a aumentar a partir de 1992 para alcanzar sus niveles máximos en el año 2000, período a partir del cual muestran una disminución sostenida hasta el año 2006, donde comienzan nuevamente a ascender en forma leve hasta volver a caer en 2012 (Figura 22).

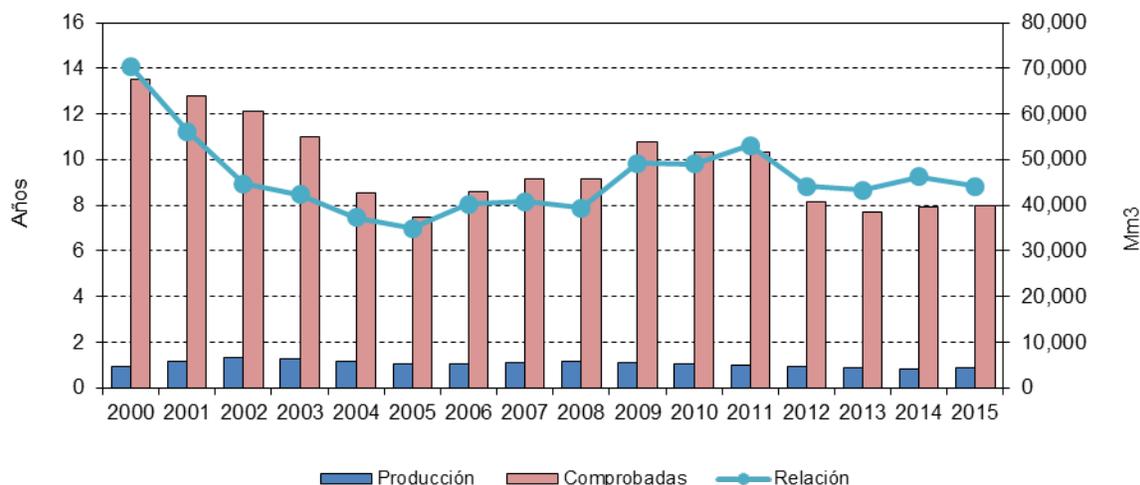


Figura 22. Gráfico comparativo de reservas comprobadas y producción de hidrocarburos en la provincia de Mendoza. Modificado del informe económico 2010 de la DEIE, Sector explotación de minas y canteras; con datos actualizados de producción y reservas de la secretaria de energía. Fuente: <http://www.deie.mendoza.gov.ar/publicaciones/informeconomico2010/Sector%20Explotacion%20Minas%20y%20Canteras.pdf>

Los yacimientos de la región producen principalmente petróleo, en algunos casos viscoso, pesado y con gas asociado, cuya expansión constituye generalmente el principal mecanismo de drenaje. De acuerdo a las bases de datos públicas, el único yacimiento de condensado y gas no asociado de la región es Cerro Boleadero, donde el gas se encuentra en las calizas fracturadas de las Fms. Huitrín y Chachao, sin embargo se reporta también un alto contenido de CO₂. Este campo aún no ha sido puesto en producción.

Históricamente, en las cercanías de la zona de estudio, el gas se produce en los yacimientos de la faja plegada y fallada epidérmica al Oeste de Mendoza, donde se sabe que las formaciones Vaca Muerta y Agrio se encuentran en una fase más avanzada de maduración térmica y donde la facies marina de la Formación Los Molles también estaría en ventana de generación.

Sin embargo, los yacimientos de petróleo actualmente en producción al sur de la ciudad de Malargüe tienen importantes acumuladas y producción mensual de gas; como son Los Cavaos y Malal del Medio, donde hay una planta de conversión a GLN y una central eléctrica alimentada por el gas natural producido en el yacimiento.

La tabla y gráficos de la Figura 23 muestran los datos de producción mensual y acumulada de petróleo y gas de algunos de los yacimientos de la región al sur de la ciudad de Malargüe, que apoya la afirmación anterior.

Yacimiento	Acumulada de Pet (m3)	Acumulada de Gas (Mm3)	Prod. Mensual de Pet (m3)	Prod. Mensual de Gas (Mm3)
CERRO FORTUNOSO	7087102,3120	4425798,5840	21656,4500	27610,7800
LOS CAVAOS	5531284,1040	2009009,5890	2446,0200	3060,5400
MALAL DEL MEDIO	3214572,0280	975021,7050	1937,3400	2066,4500
PUESTO ROJAS	3978165,9150	931952,9361	12193,9800	1004,0700
CERRO MOLLAR	1441446,4060	430065,2670	28,3200	0,0000
RIO GRANDE	849840,1910	164154,0580	518,7600	337,6000
PAMPA PALAUCO	3848463,5530	151160,5630	2054,8100	2,9800
LOMA ALTA	289168,2140	142034,9640	1003,0400	629,7000
LOMA ALTA SUR	3574108,6550	57059,3890	5880,5500	4,5100
CERRO FORTUNOSO SUR	56274,4860	44964,2490	804,1100	811,2000
CAJON DE LOS CABALLOS	1754558,3253	44861,3534	1508,6866	80,4135
CAJON DE MOLINA	1053949,2103	23330,4504	133,1531	4,4051
CERRO DIVISADERO	336325,0990	10339,9090	1395,6600	0,3000
AGUA BOTADA	16881,1993	4091,3398	0,0000	0,0000
LOS CAVAOS ESTE	5624,6100	3862,8890	0,0000	0,0000
CERRO MOLLAR NORTE	195542,2850	992,2500	488,4700	0,0000
ANTICLINAL LOMA ATRAVESADA	11716,8400	698,5410	1,2000	0,0000
MALAL DE ESTANISLAO	2988,4000	137,9490	0,0000	0,0000
ANTICLINAL LOS NOVILLOS	380,6570	0,2930	0,0000	0,0000
LOMA ALTA ESTE	13,4550	0,0300	0,0000	0,0000
Total general	33248405,9449	9419536,3087	52050,5497	35612,9487

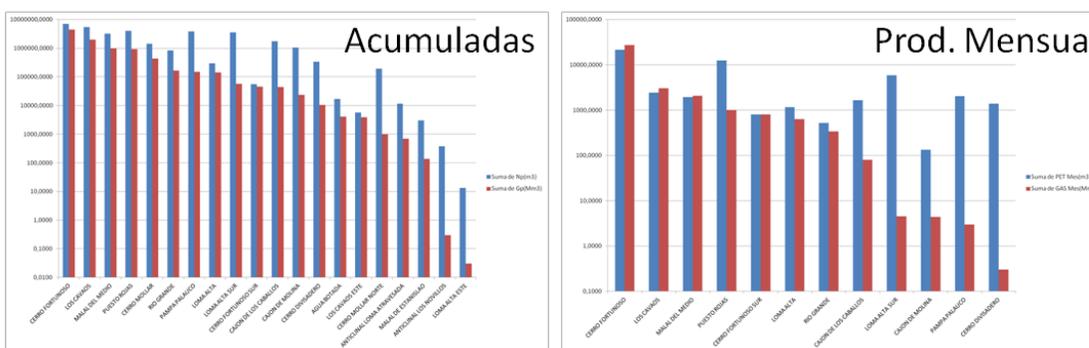


Figura 23. Gráfico de producción mensual y acumulada de gas y petróleo de los principales yacimientos al sur de la ciudad de Malargüe. Elaborado con datos de la Secretaria de Energía (Capítulo IV) a la fecha de 31 de Julio de 2017.

Se puede afirmar entonces que descubrimientos como Calmuco, Rincón Amarillo y Cerro Boleadero que no han sido puestos en producción; hallazgos recientes en Grupo Neuquén como el de Geopark en el bloque CN-V y de Crown Point en Cerro los Leones (no poseen reservas ni recursos auditados); el gas que se produce en diversos campos productores de petróleo y los diversos puntos de venteo ya identificados por la Secretaria de Energía de la Nación, son evidencia de la existencia de un importante recurso hidrocarburífero aún no desarrollado, posiblemente por la falta de infraestructura para ponerlo en producción.

A continuación se presenta una síntesis de varios yacimientos productivos al sur de la ciudad de Malargüe: aquellos de Valle del Río Grande, Cajón de los Caballos y Agua Botada serían directamente contactados por la traza propuesta del

gasoducto; aquellos de Cerro Fortunoso, Cerro los Leones, El Manzano y CN-V se encontrarían en un segundo anillo de influencia; finalmente aquellos de Puesto Rojas y Cerro Mollar se incluyen a modo de referencia para presentar el estado actual de los principales yacimientos que proveen de gas a la ciudad de Malargüe y Calmuco se presenta como una alternativa de reemplazo para ese gas, mientras se construye el gasoducto propuesto.

2. Valle del Río Grande

El Valle del Río Grande sería directamente contactado por la trama Oeste del gasoducto propuesto. Se encuentra limitado al Oeste por la sierra Azul y culmina al Este con la Sierra de Palauco. Contiene yacimientos tradicionales de la región como aquellos del eje de Los Cavaos además de la parte Norte del tren de la misma Sierra de Palauco (Figura 24).

Este sector del sur de Mendoza se encuentra en producción de petróleo desde mediados de la década del '70 a partir del descubrimiento de las acumulaciones de Río Grande, Cerro Divisadero, Malal del Medio, Los Cavaos y Los Volcanes, mayormente de intrusivos en el Gr Mendoza o niveles fracturados en dichas unidades. A finales de la década del '80 y principios de la década del '90 se produjo el descubrimiento de petróleo en el Gr Neuquén en Loma Alta Sur. Por más de 20 años no hubo nuevos descubrimientos de relevancia en los alrededores.

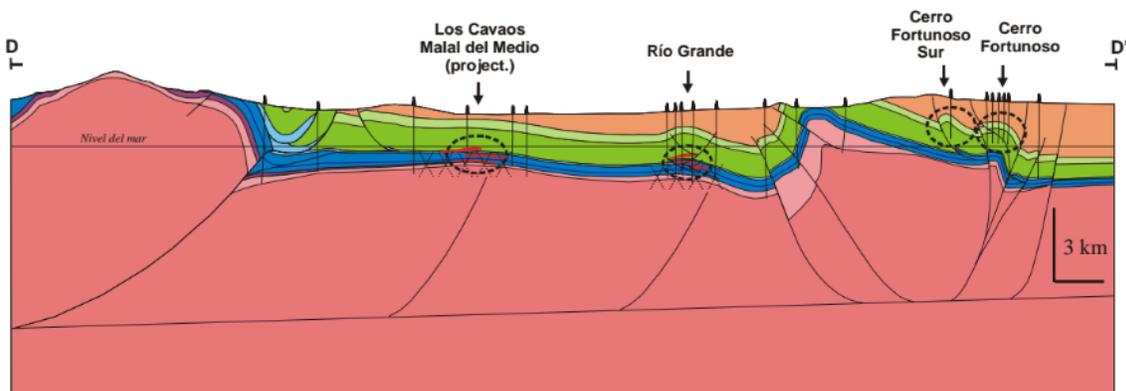


Figura 5: Cortes estructurales AA' y BB' (véase la Fig. 3 para la ubicación de los mismos y la Fig. 4 para las referencias).

Figura 24. Corte estructural representativo para el Valle del Río Grande. Tomado de Giampaoli, 2005.

A. Loma Alta - Cerro Divisadero

Los yacimientos Loma Alta y Cerro Divisadero forman parte de una alineación estructural Norte Sur que incluye además yacimientos como Malal del Medio, Los Cavaos, Río Grande y Los Volcanes de Norte a Sur.

Loma Alta y Cerro Divisadero producen petróleo con gas en solución, principalmente de las Fms Chachao y Agrio (Figura 24). Los reservorios comprenden a los filones capa alojados en el Grupo Mendoza y a las calizas de la Formación Chachao (Figura 2). Estos niveles habrían tenido una respuesta frágil ante la deformación andina, fracturándose en medio de una columna plástica conformada por las pelitas de las formaciones Vaca Muerta y Agrio, las cuales además constituyen la roca madre de este sistema petrolero. El modelo poroso que describe a estos reservorios se puede analizar como bloques de matriz de baja porosidad separados por fisuras que le confieren al conjunto una alta permeabilidad (Schiuma, 1988). La distribución de fluidos puede variar entre los distintos bloque limitados por fallas, lo que indicaría que hubo reactivaciones tectónicas que promovieron la remigración de los hidrocarburos y modificaron las condiciones de entrapamiento.

Los niveles productivos más importantes corresponden a las calizas de las formaciones Chachao y Agrio. Estos reservorios son de tipo fracturado y se caracterizan por mostrar una porosidad de matriz baja (entre 5 y 8 %) pero una alta permeabilidad (hasta 100 mD) asociada a las presencia de fracturas.

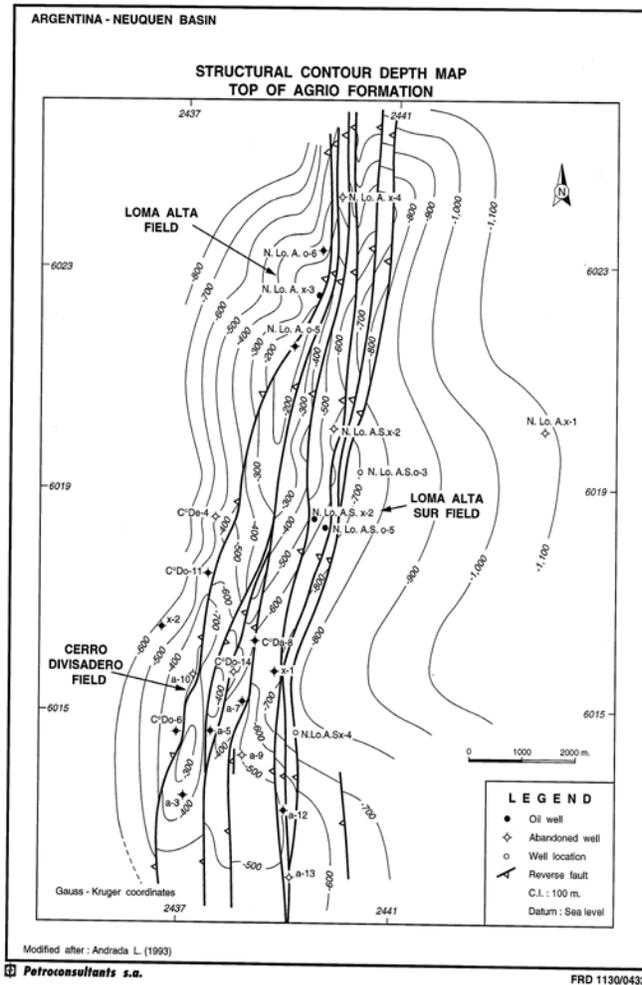


Figura 25. Mapa estructural al tope de la Fm. Agrio para los yacimientos Loma Alta, Loma Alta Sur y Cerro Divisadero. Tomado de www.ihs.com.

B. Yacimiento Loma Alta Sur

La estructura del Yacimiento Loma Alta Sur es un anticlinal a fallas de bajo ángulo que despegan en los niveles dúctiles del Grupo Mendoza y hacen rampa en el Grupo Neuquén, conformando un bloque alóctono donde los hidrocarburos se alojan en las arenas de ésta unidad sedimentaria (**Figura 26**).

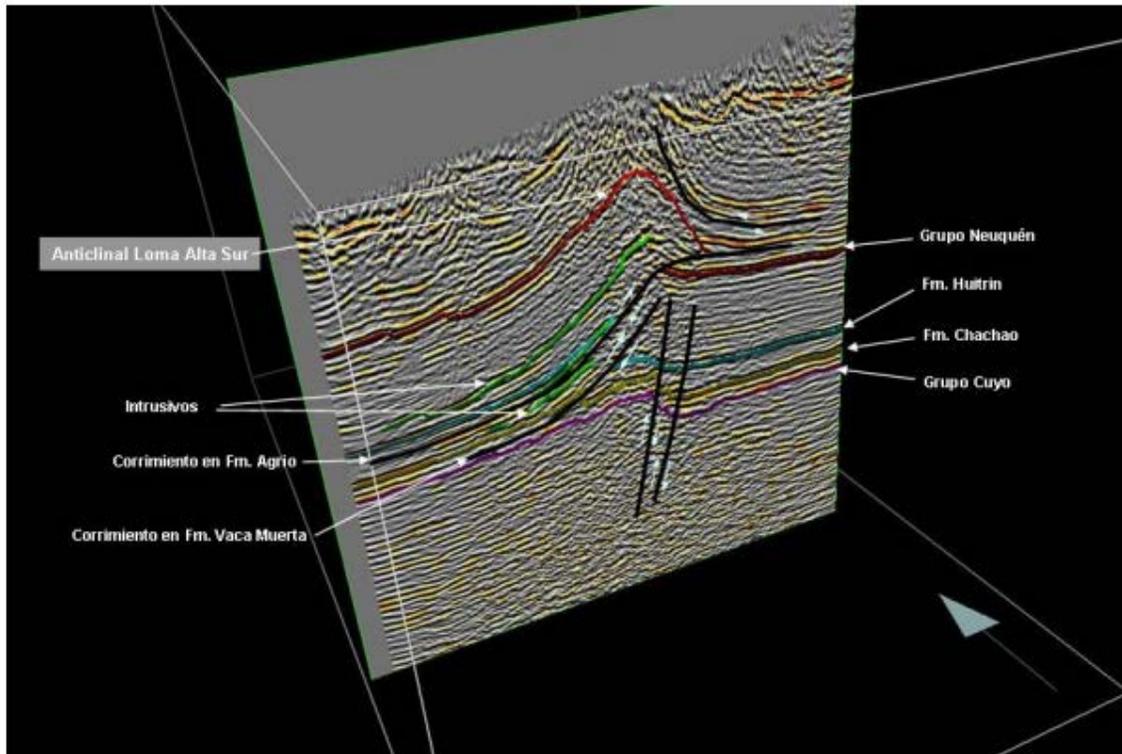


Figura 26. Sección sísmica del Yacimiento Loma Alta Sur ilustrando la geometría de la trampa. Tomado de Giampaoli et al., 2005.

Los intervalos productivos corresponden a las secciones Media y Superior del Grupo Neuquén, que se encuentran a poca profundidad (aprox 300-800 mbbp). Se trata de reservorios tipo multicapa cuyo sello regional corresponde a los niveles de baja permeabilidad presentes en el tope del mismo grupo y en la Formación Loncoche. Los paquetes pelíticos que separan a los distintos reservorios pueden actuar como sellos locales provocando diferencias de presiones en las capas ensayadas y la presencia de niveles acuíferos intercalados entre otros con petróleo (Giampaoli, 2005).

El petróleo de este yacimiento es pesado, de gravedad API de 16.5 y con un contenido de azufre del 2.8% aproximadamente. El sistema poroso permeable es en gran parte secundario, originado por la disolución de altos porcentajes de cemento calcáreo que le confieren porosidades de hasta el 30%.

Lamentablemente las altas porosidades conllevan a la producción de arenas, lo cual sumado al hecho de que el petróleo a extraer es pesado hace que el mecanismo de drenaje no sea eficiente y que se requiera estimulación para producirlo. De acuerdo a la base de datos del IHS, luego de un programa de recuperación secundaria por inyección de agua, el único recurso remanente en el yacimiento es de gas.

C. Los Cavaos - Malal del Medio

Los yacimientos Los Cavaos y Malal del Medio forman parte de una alineación estructural Norte Sur que incluye además yacimientos como Loma Alta, Cerro Divisadero, Río Grande y Los Volcanes.

Malal del Medio fue de los primeros yacimientos en descubrir petróleo a fines de los años '70. Luego, en el año 1981 se perforó el pozo exploratorio YPF.Md.NLCa.x-1 en una estructura anticlinal detectada en superficie, descubriendo petróleo en los reservorios fracturados del Grupo Mendoza (Figura 27). La sísmica 3D fue registrada en el año 1995, habiéndose perforado hasta esa fecha un total de 145 sondeos: la mayoría productivos de petróleo y algunos de gas. La mala calidad de la sísmica impidió que fuera utilizada para continuar con el desarrollo del yacimiento. Actualmente, diez años después, se retomó la actividad en este campo.

Los reservorios de ambos yacimientos tienen características similares, de tipo fracturado y correspondiente a cuerpos ígneos alojados en el Grupo Mendoza y a las calizas de la Formación Chachao. El principal sistema de entrapamiento es estructural, con régimen combinado de fracturamiento y fallamiento transcurrente de sentido dextral. Sin embargo, también se ha observado la existencia de una componente estratigráfica asociada a variaciones laterales en las propiedades mecánicas de los reservorios.

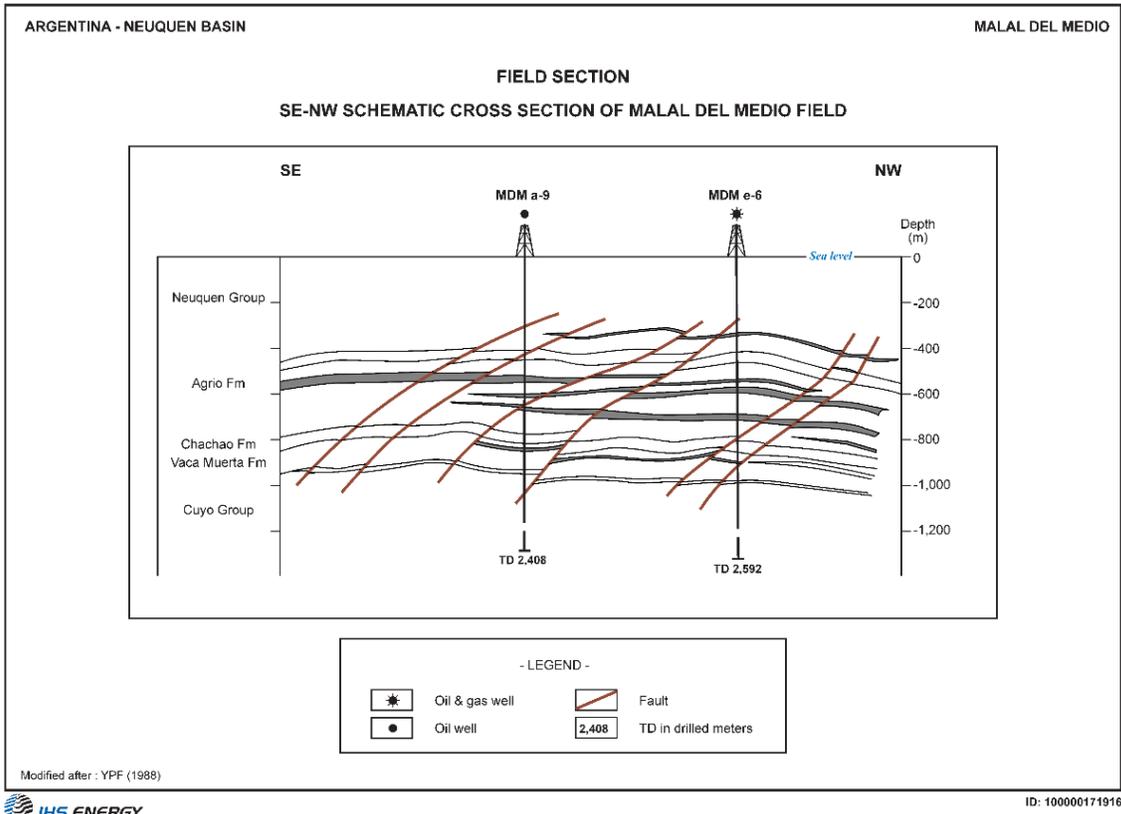


Figura 27. Corte esquemático del campo Malal del Medio. Tomado de www.ihs.com

La roca madre corresponde a las lutitas bituminosas de la Formación Vaca Muerta y Agrio. Estudios geoquímicos demostraron que el petróleo presente en las intrusiones está genéticamente relacionado con la materia orgánica de la roca de caja adyacente. La proximidad del reservorio a la roca madre indica una corta migración del hidrocarburo generado, que aprovecha las fracturas subverticales como vías de carga. Los sellos laterales están dados por los mismos cuerpos ígneos sin fracturar y los sellos verticales corresponden a las pelitas suprayacentes. El petróleo alojado en los principales niveles productivos es liviano (27° a 30° API) y poco viscoso (0,75 cp en el reservorio); a excepción del petróleo alojado en los reservorios del Grupo Neuquén, cuya densidad varía de 14.4 - 19.8° API, con un contenido de azufre del 2.8% aproximadamente. El mecanismo de empuje en el primer caso es por gas disuelto. Existe comunicación hidráulica vertical entre los filones y las calizas de la Formación Chachao. Después de Cerro Fortunoso, Los Cavaos y Malal del Medio tienen la mayor producción acumulada y diaria de gas en los alrededores de la ciudad de Malargüe; con 70.9 bcf, 3.5 MMcf/d y 34.4 bcf, 2.4 MMcf/d respectivamente.

D. Yacimiento Río Grande

El Yacimiento Río Grande es característico del *play* Cretácico-Terciario estratigráfico-estructural junto con Puntilla del Huincán, donde las intrusiones andesíticas generaron las primeras estructuras que luego fueron falladas, deformadas e intruídas nuevamente (Figura 28).

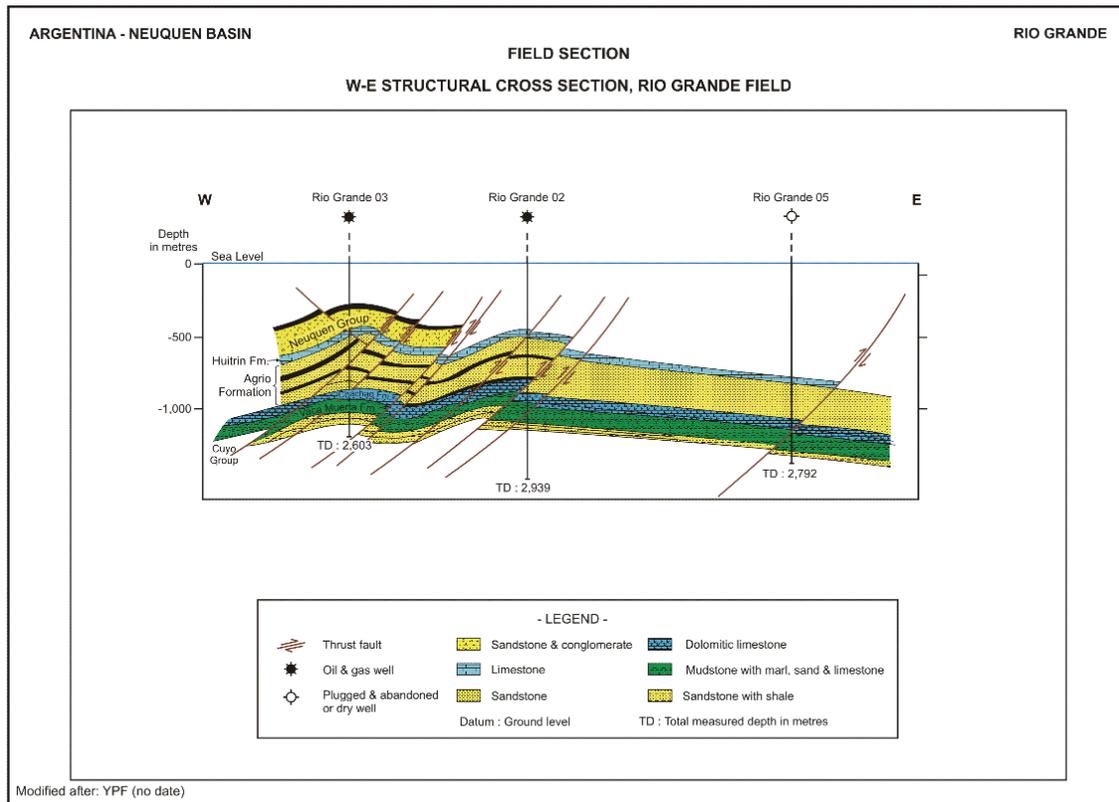


Figura 28. Corte transversal esquemático del Yacimiento Río Grande. Tomado de www.ihs.com

El yacimiento produce principalmente de los filones capa fisurados e intruídos en toda la columna estratigráfica; pero también tiene importantes reservas de petróleo y gas en las arenas del Grupo Neuquén, las unidades calcáreas de la Fm. Huitrín y las calizas fisuradas de la Fm. Chachao.

El petróleo en este yacimiento una densidad de aproximadamente 27-30° API y el mecanismo de drenaje lo constituye el gas en solución. Al cabo de varios años de producción de líquidos la presión del reservorio disminuye y el mecanismo de drenaje se vuelve ineficiente, razón por la cual el principal recurso remanente lo constituiría el gas liberado.

E. Yacimiento Pampa Palauco

Situado en el sur del Departamento de Malargüe de la Provincia de Mendoza, el yacimiento Pampa Palauco fue descubierto en 1941 por YPF. Recién varias décadas después, se pudo constatar que los hidrocarburos en producción fueron generados en facies organógenas, inicialmente caracterizadas como “terrestres” del Grupo Cuyo (Rosso y Labayén 1991) y posteriormente como de ambiente lacustre (Wavrek *et al.* 1994), donde también se acumularon facies piroclásticas y volcánicas (Figura 2). (Villar, *et al.*, 2014)

La estructura actual del eje N-S de Palauco corresponde a un hemigraben invertido con vergencia occidental. Los reservorios se localizan en las calizas de la Formación Chachao y en una sucesión de rocas sedimentarias y piroclásticas poco investigadas, sin contenido fosilífero, que han sido asignadas alternativamente al los grupos Cuyo, Precuyo (Formaciones Remoredo, Chihuido y Llantenis) e incluso al Grupo Choiyoi (Freytes, 1976).

La Formación Chachao presenta una porosidad de matriz baja y una permeabilidad alta asociada a las presencia de fracturas. Las acumulaciones de hidrocarburo localizadas en los niveles más profundos están asociadas a capas clásticas porosas y a tobas silicificadas que se encuentran fracturadas (Andrada, 1993). Se presume que la porosidad primaria de este último grupo de reservorios era pobre, pero que luego fue mejorada por efectos tectónicos y la acción de fenómenos hidrotermales localizados (Benítez, 1993).

Los niveles de sello están dados por las pelitas de las formaciones Vaca Muerta y Agrio. La geometría de las trampas queda definida por estructuras anticlinales de rumbo aproximado N-S, asimétricas, de vergencia occidental y con doble cierre (Figura 29). Las mismas están afectadas por varias fallas transversales y longitudinales, destacándose por su extensión y magnitud de rechazo los retrocorrimientos que cortan los flancos occidentales de estas estructuras (Andrada, 1993). (Giampaoli, 2005)

Los numerosos pozos que perforaron el Precuyo en el yacimiento muestran la presencia de una sección basal de alrededor de 50 m, integrada por alternancia de calizas y lutitas oscuras, seguido por varios intervalos de varias decenas de metros compuestas por lutitas oscuras, ricas en materia orgánica que alternan con facies clásticas, tufáceas y piroclásticas.

Los sondeos detectaron dentro de la secuencia mayormente pelítica la presencia de flujos lávicos que, localmente, pueden cobrar importancia. Se trata de un ambiente de acumulación lacustre, con condiciones de fondo restringido, hacia donde arribaron flujos lávicos, así como niveles clásticos y de composición piroclásticas. Hacia la sección cuspidal predominan los términos clásticos y tufáceos de tonos rojizo intenso, posiblemente asociados con la colmatación final

del hemigraben donde prevalecieron condiciones subaéreas en ambiente fluvial y aluvial.

Hacia el Este, en subsuelo, se encuentra el hemigraben invertido de Rincón Amarillo y hacia el Sur, en los afloramientos de las sierras de Cara Cura y Reyes, estos depocentros contienen facies dominadas por flujos lávicos, niveles de tobas y términos clásticos/tufáceos de ambiente aluvial y fluvial.

Como consecuencia del tipo de querógeno (prolífico para petróleo) y de la madurez térmica en general limitada, no habría acumulaciones significativas de gas asociadas a estos depocentros lacustres. Las migraciones han sido verticales y de corta distancia, con mayoría de acumulaciones en reservorios del Pre-Cuyo. Existen sin embargo petróleos que “escaparon” fuera del sistema, como las acumulaciones de la Fm. Chachao en Pampa Palauco, donde la biodegradación ha afectado significativamente a los petróleos alojados. (Villar, *et al.*, 2014)

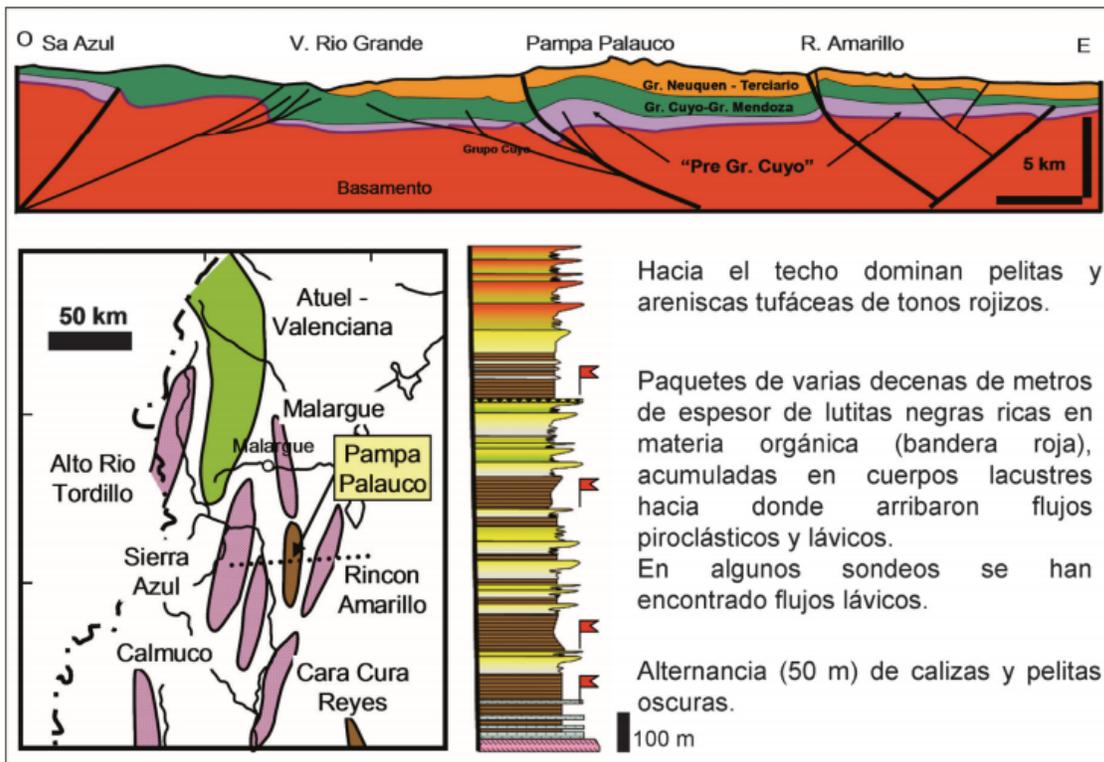


Figura 3. Depocentro Pampa Palauco. Corte geológico esquemático que muestra la geometría y estructuración actual y, al mismo tiempo, ilustra la presencia de los depocentros del Rincón Amarillo y de Sierra Azul (parcialmente). El perfil litológico corresponde a una descripción simplificada de las facies perforadas en el Yacimiento de Pampa Palauco.

Figura 29. Corte esquemático de las estructuras de Pampa Palauco y Rincón Amarillo, mapa de los depocentros y columna estratigráfica típica de la sección asignada al precuyano. Fuente: <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/CONEXPLOR2014/45-Faciesorganicas.pdf>

3. El Manzano

El Área de Explotación El Manzano se encuentra ubicada aproximadamente a 100 Km al sur de la localidad de Malargüe (Figura 1 sección Geología), tiene una superficie total de 630 Km² y se encuentra en el sector surmendocino de la Cuenca Neuquina, en el ámbito de la faja plegada y corrida.

El Bloque presenta una gran complejidad estructural (Figura 7 sección Geología), afortunadamente cuenta con una gran cantidad de información de pozos y sísmica 2D y 3D de buena calidad (Figura 30), lo cual ha permitido identificar tres unidades morfoestructurales claramente definidas, presentando cada una modelos prospectivos diferentes (Giampaoli, *et al.*, 2005, Periale, *et al.*, 2014).

Figura 30. Mapa base del Bloque El Manzano, mostrando los pozos perforados y la cobertura sísmica.

El sector occidental del área se ubica en el ámbito de la faja plegada, inmediatamente al Este de la Sierra Azul. Ésta constituye un extenso anticlinal con vergencia oriental, en cuyo núcleo afloran rocas del basamento cristalino y del Grupo Cuyo. En su flanco oriental se desarrolla una importante zona triangular que se extiende a lo largo del límite entre las áreas El Manzano y CN-V. Esta zona triangular se caracteriza por su gran extensión meridional y porque gran parte del rechazo que la genera es absorbido en los niveles correspondientes a la Formación Huitrín, la cual se encuentra generalmente con un espesor anómalo.

El principal objetivo de este ámbito lo constituyen los apilamientos de las unidades correspondientes al Grupo Mendoza en el frente de la zona triangular y los bloques intermedios asociados a esta zona de falla.

La porción intermedia del bloque se encuentra situada en el ámbito del Valle del Río Grande. Esta zona posee alineamientos estructurales que comienzan en el Valle del Río Grande y suben estructuralmente hacia el Sur hasta el gran anticlinal en basamento del Yacimiento Puntilla del Huincán. Predomina la deformación epidérmica con vergencia oriental y los bloques limitados por fallas.

El extremo oriental del bloque El Manzano se encuentra ubicado en el ámbito de la sierra de Palauco. En este sector se encuentran los anticlinales de Ranquil-Có y Del Petiso, que forman parte del tren N-S de hemigrábenes jurásicos invertidos de la Sierra de Palauco donde también estaría presente la roca madre Precuyana.

Las estructuras Ranquil-Có y Del Petiso, son estructuralmente las más altas de ésta alineación, encontrándose las rocas del Grupo Mendoza aproximadamente 1000 m más altas que en el Valle del Río Grande. Las rocas más antiguas que afloran en este sistema corresponden a la Formación Huitrín y se encuentran en la zona de Ranquil-Có.

Los principales reservorios están representados por las calizas fracturadas de la Formación Chachao y los cuerpos ígneos terciarios intruídos dentro de la columna sedimentaria (área El Manzano y Los Volcanes), los cuales han aportado al grueso de la producción histórica de petróleo en el sur de Mendoza.

Además debe destacarse las areniscas del Grupo Neuquén (Loma de las Espinas, El Manzano, Quechuvil) que si bien presentan un desmejoramiento de sus propiedades petrofísicas en comparación a los yacimientos del Valle del Río Grande, han tenido alguna producción en el bloque. Asimismo las capas clásticas-tobáceas de la Formación Remoredo (Arroyo Los Menucos) y Grupo Cuyo (Ranquil-Có), y las areniscas calcáreas de la Formación La Manga, merecen una revisión merced a sus manifestaciones en distintos sectores del área.

El Bloque El Manzano es uno de los que cuenta con mayor potencial exploratorio ya identificado gracias a su excelente ubicación en distintos ámbitos estructurales, la presencia de diversos niveles reservorio en la columna estratigráfica y por supuesto gracias a la gran cantidad de información de pozos y de sísmica 2D Y 3D. Tiene recursos contingentes auditados al 31/12/16 por 4.7 bcf. Hoy en día no está siendo considerado para acometer al nuevo Ducto, pero podría ser una alternativa potencial.

4. Cerro Los Leones

El bloque Cerro los Leones se encuentra al Sur Este de la ciudad de Malargüe y se considera que esta relativamente poco explorada. En toda esta zona se produjeron muchos afloramientos de petróleo.

Actualmente solo contiene el yacimiento Vega del Sol (Figura 31), descubierto por YPF en 1995 con el pozo Vega del Sol.X-1 que ensayo petróleo de un intrusivo fracturado de la Fm. Chachao. Luego se descubrió que el Grupo Neuquén también tenía importantes reservas de gas y petróleo.

En el año 2014 la empresa Crown Point, en asociación con YPF, reactivó el bloque con la perforación de dos pozos (Vega del Sol.X-2 y X-3) que resultaron descubridores de petróleo y gas. Reportan que el primer pozo tendría una capacidad de producción diaria estimada de 19.000 m³ de gas y 3 m³ de petróleo de las arenas del Grupo Neuquén, mientras que el segundo pozo alcanzaría los 35 m³ de petróleo por día de niveles intrusivos en la Fm. Chachao.

El estilo estructural es intermedio entre la faja plegada y la plataforma oriental, con anticlinales angostos limitados por fallas de bajo ángulo. Estas trampas corresponden a la continuación norte de la alineación estructural del Valle del Rio Grande y por lo que se muestra en la Figura 31 ya han sido delineados varios prospectos y leads que le dan a este bloque un gran atractivo exploratorio.

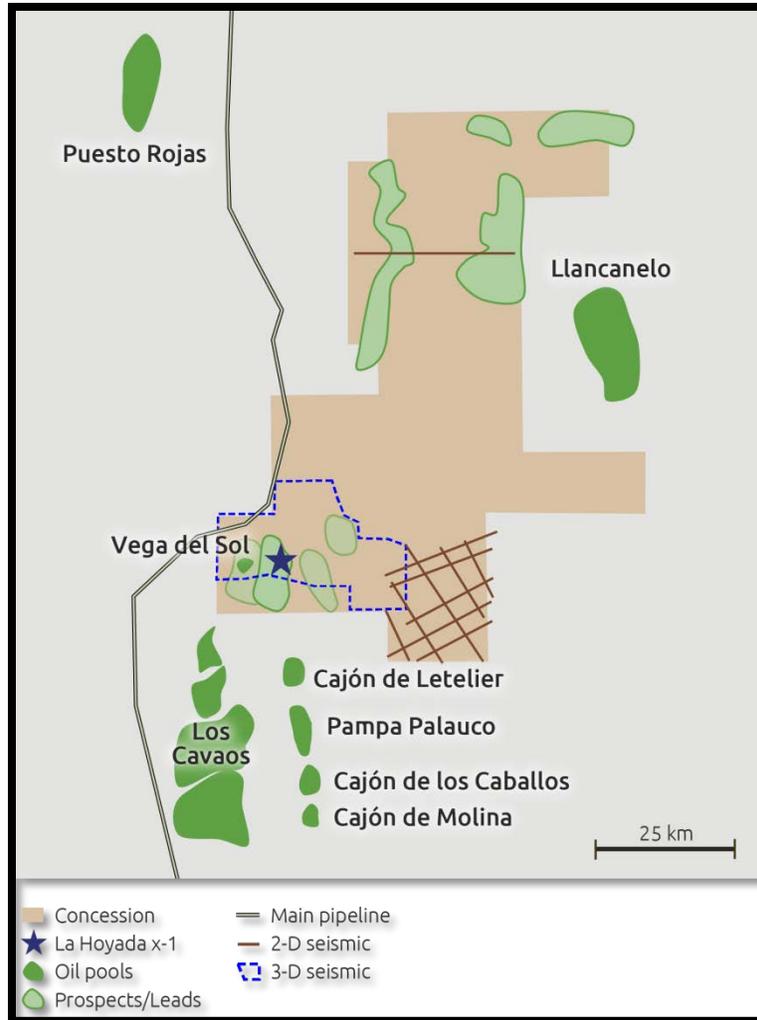


Figura 31. Mapa base del bloque exploratorio Cerro Los Leones y ubicación de los prospectos identificados. Fuente: <http://www.codigoenergetico.com/2016/03/9339/>

Fuente:

[http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/oportunidades de inversion/Mendoza/areas_petroleras.pdf](http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/oportunidades_de_inversion/Mendoza/areas_petroleras.pdf)

[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/oportunidades de inversion/Mendoza/cerro_leones.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/oportunidades_de_inversion/Mendoza/cerro_leones.pdf).

5. Agua Botada

El bloque Agua Botada se encuentra 30Km aproximadamente al Sur Oeste de la ciudad de Malargüe; incluye los campos Agua Botada y Los Cerrillos y estaría en el camino del ramal occidental del gasoducto propuesto.

El yacimiento Agua Botada fue descubierto en el año 1978 y produjo petróleo y gas de las calizas de la Fm. Huitrín, Fm. Chachao y de las areniscas de la Fm. Lotena. La Formación Lotena se presenta en facies turbidíticas dentro de las facies margosas de su equivalente lateral la Fm. Barda Negra.

La trampa correspondería a una estructura compleja, de anticlinal fallado al pie de la faja plegada y corrida. La zona cuenta con escasa información sísmica debido a la complejidad estructural.

El yacimiento Los Cerrillos se encuentra al sur del yacimiento Agua Botada, fue descubierto en 1981 y produjo petróleo de las arenas de la Fm. Agrío y las calizas de la Fm. Chachao (izquierda de la Figura 32). La trampa sería similar a la del yacimiento Agua Botada pero más pequeña.

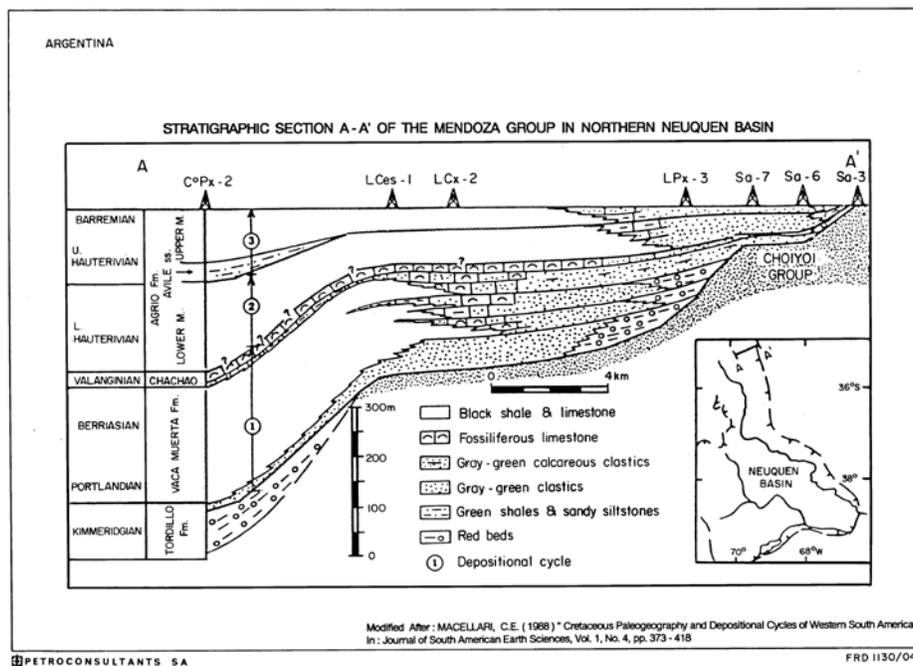


Figura 32. Correlación estratigráfica del Grupo Mendoza al norte de la Cuenca Neuquina. Tomado de www.ihs.com

En los reportes de la secretaria de energía solo figura actividad en el año 2015 con muy poca producción de petróleo y gas, seguramente producto de algún ensayo. La base de datos del IHS confirma que en 2015 la compañía ROCH ensayó aproximadamente 31.8 m³/d de petróleo de las Fms Huitrín, Vaca Muerta y Lotena.

Este bloque contendría la continuación Norte de la alineación estructural de los grandes campos productivos del Valle del Río Grande, lo cual le confiere un interesante potencial exploratorio aún por descubrir debido a la mala calidad del dato sísmico existente.

6. Cajón de los Caballos

El bloque Cajón de los Caballos está ubicado 45 kilómetros al Sur Este de la localidad de Malargüe y sería contactado por la rama Este del gasoducto propuesto. El área se caracteriza por contener grandes volúmenes de basalto en superficie con afloramientos del Terciario, sin embargo es posible reconocer tres alineaciones estructurales importantes: Rincón Amarillo, Lomas Peladas y Cerro Boleadero (Figura 33). El área contiene también al Oeste la porción Sur del Hemigraben Palauco, en el que se ha comprobado la presencia de rocas asociadas al ciclo Precuyano.

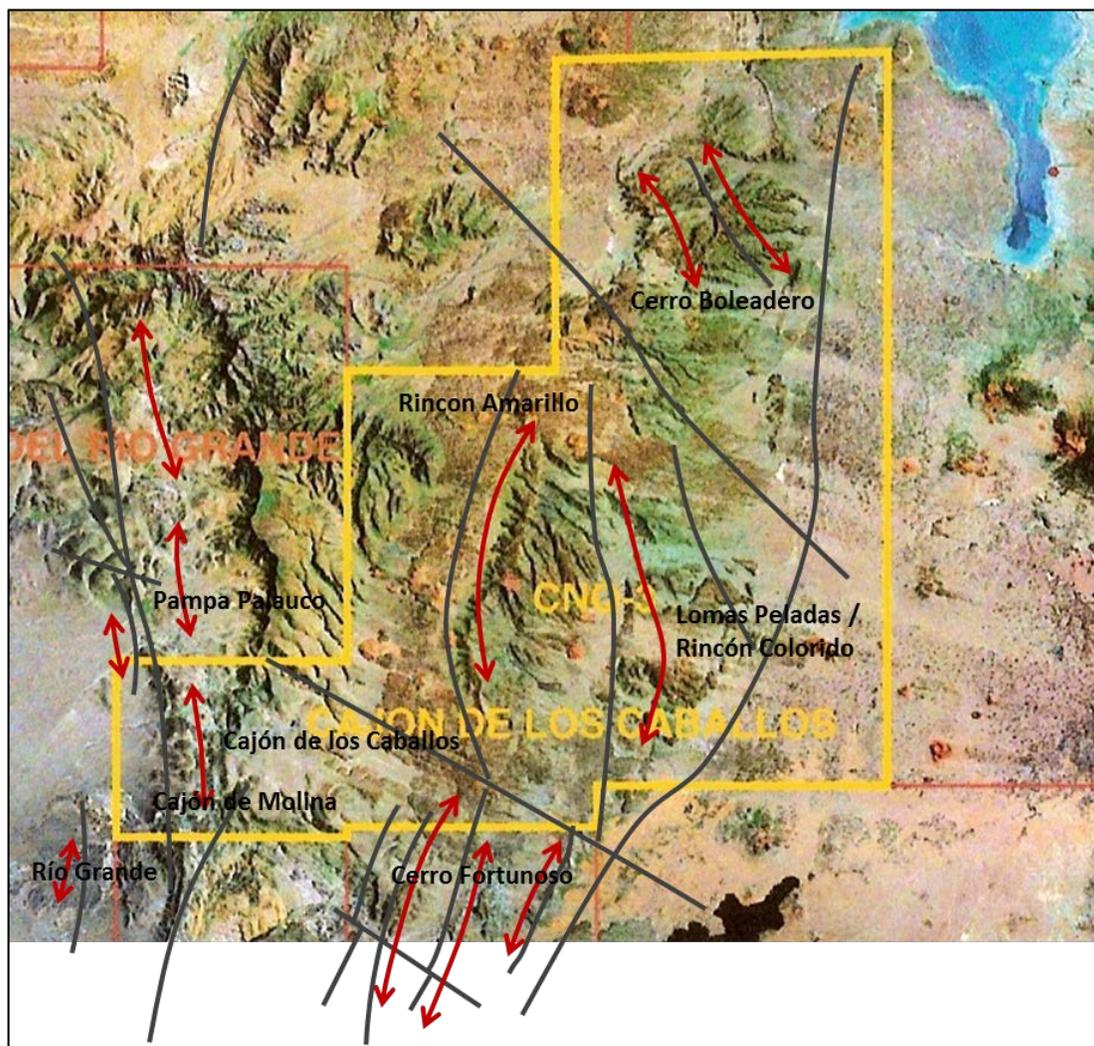


Figura 33. Imagen satelital del bloque Cajón de los Caballos mostrando las alineaciones estructurales en subsuelo y su correspondiente expresión en superficie.

Este bloque presenta diversos tipos de acumulaciones en varias unidades litoestratigráficas de la columna sedimentaria. Los yacimientos Cajón de los Caballos y Cajón de Molina forman parte del eje de Palauco y producen petróleo con gas en solución, principalmente de las calizas de la Fm. Chachao. Los yacimientos Rincón Amarillo y Lomas Peladas Este han probado gas y condensado en las unidades media y superior del Grupo Neuquén. Por otro lado, el yacimiento Cerro Boleadero probó gas y condensado pero de las calizas del miembro Troncoso de la Fm. Huitrín, mientras que el pozo La Buitrera.x-1 encontró petróleo viscoso en esta misma unidad.

Se puede observar que el bloque ha sido intensamente perforado, seguramente sin mucho éxito a causa de la escasa calidad del dato sísmico debido a la presencia de basaltos en superficie.

Tradicionalmente la geología del área había sido poco comprendida debido a la escasez de información sísmica, la complejidad estratigráfica y estructural, con presencia de capas de alto ángulo, y la ausencia de estudios de detalle sobre las muestras recuperadas por el control geológico; sin embargo, la reciente adquisición de sísmica 3D y gravimetría de alta resolución (Figura 10 sección Geología) han permitido estudiar las estructuras productivas con mayor detalle como es el caso de los yacimientos del eje de Palauco y la estructura de Rincón Amarillo.

A. Yacimientos Cajón de los Caballos y Cajón de Molina

Estos dos yacimientos forman parte de un conjunto de anticlinales regionales con orientación N-S ubicados al este del Río Grande, en el ámbito de la Sierra de Palauco. De norte a sur estos anticlinales son: Cajón de Olatino, Cajón de Letelier, Pampa Palauco, Cajón de los Caballos, Cajón de Molina y Ranquil-co; todos ellos ubicados sobre las últimas estribaciones de la faja plegada y corrida de Malargüe.

La estructura de los yacimientos se puede definir como anticlinales asimétricos cuyo flanco occidental adquiere gran inclinación a causa de una falla regional, que con un importante rechazo constituye el borde de la Sierra de Palauco (Figura 8 sección Geología). El eje del pliegue que contiene ambas estructuras se orienta N-S y es doblemente buzante, presentando un cierre estructural en ambas direcciones. Otro rasgo importante lo constituye un juego de fallas de rumbo N-S con una componente NO-SE; a pesar de poseer poco rechazo, estas fallas le confieren excelentes características petrofísicas (porosidad y permeabilidad secundaria) a las calizas de la Fm. Chachao, que constituyen el principal reservorio.

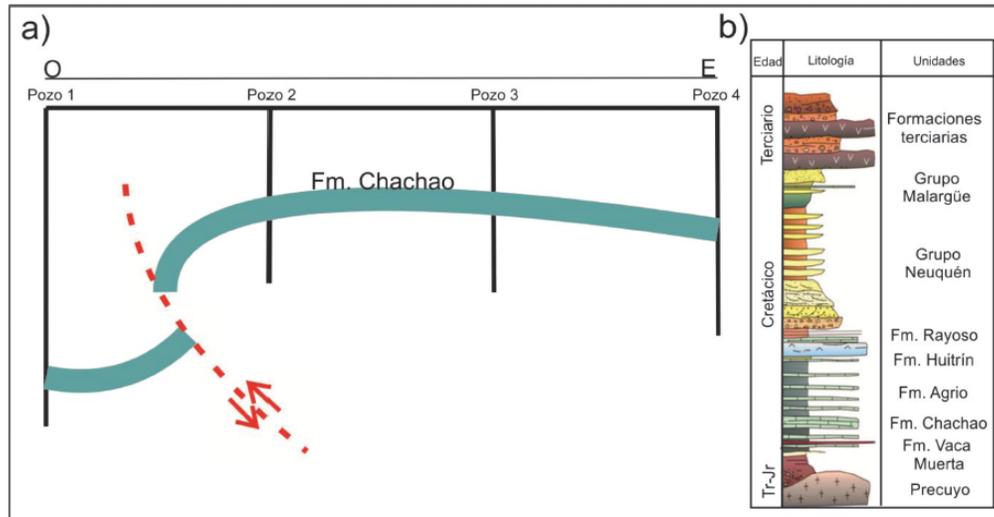


Figura 3. a) Corte estructural esquemático, en sentido Oeste-Este, donde se observa la estructura del yacimiento para la Fm Chachao. b) Columna estratigráfica reconocida en el subsuelo del área y alrededores.

Figura 34. Corte esquemático del yacimiento Cajón de los Caballos. Tomado de de la Cal et al, 2014

La definición de las estructuras mencionadas se ha realizado en su mayoría a partir del mapeo geológico de superficie y de la fotointerpretación (a los que se suman los datos de pozos existentes); sin embargo la reciente adquisición e interpretación de datos gravimétricos de alta resolución (Figura 10 sección Geología) y sísmica 3D en el yacimiento y sus alrededores, han permitido interpretar que la estructura es el resultado de la inversión tectónica de un gran hemigraben precuyano.

La columna estratigráfica está compuesta de base a techo por una potente secuencia de depósitos piroclásticos y volcánicos intercalados con arenas, conglomerados y calizas del Ciclo Cuyano/Precuyano. Sobre ésta se dispone el Grupo Mendoza integrado por las formaciones Vaca Muerta, Chachao y Agrio, intruídas por filones capa de presunta edad Terciaria. A continuación se reconocen las formaciones Huitrín y Rayoso (clásticos, evaporitas y carbonatos) y finalmente los grupos Neuquén y Malargüe. En superficies se observan importantes mantos basálticos y aglomerados volcánicos de edad Terciaria.

Las principales rocas productoras de hidrocarburos corresponden a las calizas fisuradas de la Formación Chachao y las rocas del Ciclo Cuyano/Precuyano. (Descripción del yacimiento tomada de la publicación de la Cal, et al., 2014)

B. Yacimiento Rincón Amarillo

El yacimiento Rincón Amarillo se encuentra en el ámbito de la plataforma al Nor-Este de la Cuenca Neuquina, en el mismo eje anticlinal NE-SO del Yacimiento Cerro Fortunoso al Sur y Cerro Boleadero al Nor-Este (Figura 33).

El primer pozo en las inmediaciones de esta acumulación fue perforado por YPF en el año 1977 con el objetivo de explorar la columna sedimentaria. Los siguientes pozos fueron perforados para investigar el halo de petróleo encontrado en las arenas del Grupo Neuquén del Yacimiento Cerro Fortunoso e investigar reservorios más antiguos como por ejemplo las unidades calcáreas de la Fm. Huitrín y las calizas de la Fm. Chachao.

Respecto al reservorio principal, las asociaciones de facies reconocidas permiten inferir una variada gama de ambientes fluviales dentro del Grupo Neuquén; se los interpreta como ambientes de mega abanicos fluviales compuestos por sistemas diversos que varían desde el margen proximal al centro de la cubeta. Los niveles productivos se encuentran principalmente en las litofacies arenosas de las secciones Media y Superior.

La estructura fue inicialmente identificada con sísmica 2D y más recientemente delineada con sísmica 3D. La trampa la constituye un anticlinal asimétrico de vergencia occidental, tiene un flanco abrupto hacia el Oeste con inclinaciones del orden de los 50° para el Grupo Neuquén y un flanco más tendido hacia el Este (Figura 29).

Se interpreta que esta estructura responde a la reactivación de fallas antiguas que involucran el basamento, donde ha sido constatada la presencia de unidades asignadas al ciclo Cuyano/Precuyano por debajo del Grupo Mendoza (ver corte estructural 4 de la Figura 8 sección Geología).

Los pozos Rincón Amarillo.x-2 y .x-5 fueron los únicos que encontraron hidrocarburos, ensayando grandes caudales de gas y condensado con importantes concentraciones de CO₂ y algunas leves manifestaciones de petróleo en las secciones media y superior del Grupo Neuquén. Este descubrimiento de gas y condensado nunca fue puesto en producción.

C. Yacimiento Cerro Boleadero

El yacimiento Cerro Boleadero se encuentra, al igual que Rincón Amarillo y Cerro Fortunoso, en un eje anticlinal NE-SO dentro del ámbito de la plataforma al noreste de la Cuenca Neuquina (Figura 33). El pozo descubridor fue perforado por YPF en el año 1973, resultando productivo de gas y condensado en las facies calcáreas del miembro La Tosca de la Fm. Huitrín y las calizas de la Fm. Chachao.

Se interpreta que la estructura responde a un pliegue anticlinal elongado con orientación NNW-SSE y limitado por una falla inversa al Este del Cerro La Buitrera (ver los cortes estructurales 2 y 3 de la Figura 8 sección Geología).

De acuerdo a Mescua y Giambiagi, 2012, la zona de Palauco se caracteriza por la inversión de los depocentros mesozoicos; donde la porción de menor ángulo de la falla es la que se reactiva, generando shortcuts en la parte superior que le dan forma a las estructuras actuales. De acuerdo a Silvestro y Atencio, 2009, este sistema de estructuras invertidas fue el último pulso de inversión, que posiblemente genero la reactivación de estructuras preexistentes y es el que le da la apariencia actual a la geomorfología de la región.

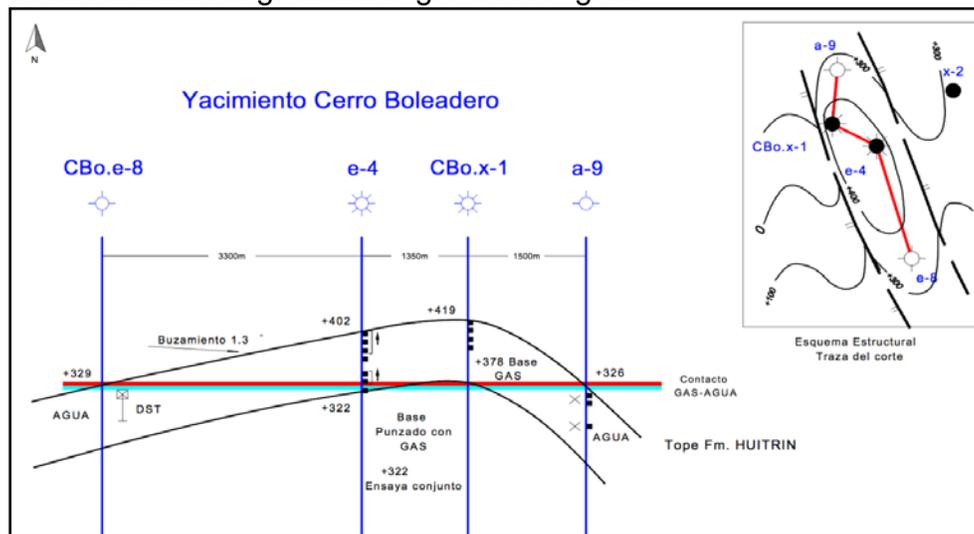


Figura 35. Corte esquemático del Yacimiento Cerro Boleadero.

D. Yacimiento Lomas Peladas Este

El descubrimiento Lomas Peladas Este se encuentra al este del bloque Cajón de los Caballos; en una estructura similar a la del yacimiento Rincón Amarillo que involucra la inversión de un depocentro mesozoico (Figura 36). El pozo Lomas Peladas Este.x-1, perforado por YPF en el año 1984, ensayó gas y condensado en varios intervalos de las arenas del Grupo Neuquén y se reportan elevadas concentraciones de CO₂.

La estructura tiene solo dos pozos perforados, los recursos descubiertos nunca fueron puestos en producción.

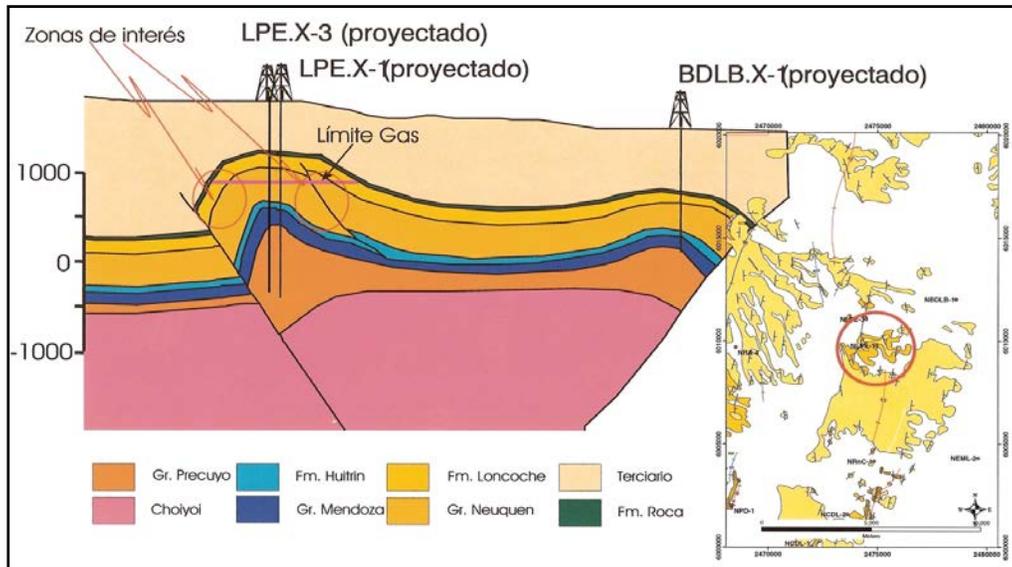


Figura 36. Corte esquemático de la estructura del Yacimiento Lomas Peladas Este.

7. Cerro Fortunoso

El yacimiento Cerro Fortunoso está situado 85 km al sudeste de la localidad de Malargüe, provincia de Mendoza. La zona en la que se extiende este yacimiento se caracteriza por la mala calidad de la información sísmica debido a la presencia en superficie de importantes espesores de rocas ígneas y la gran complejidad estructural con capas de fuertes buzamientos en subsuelo (Figura 37).

La estructura que conforma el yacimiento fue descubierta en el año 1984 por el sondeo YPF.Md.NCF.x-1 teniendo como objetivo principal los reservorios fracturados del Grupo Mendoza. Sin embargo, las buenas condiciones de productividad que mostraron las areniscas del Grupo Neuquén determinaron que se enfocara la exploración y el desarrollo sobre estos niveles.

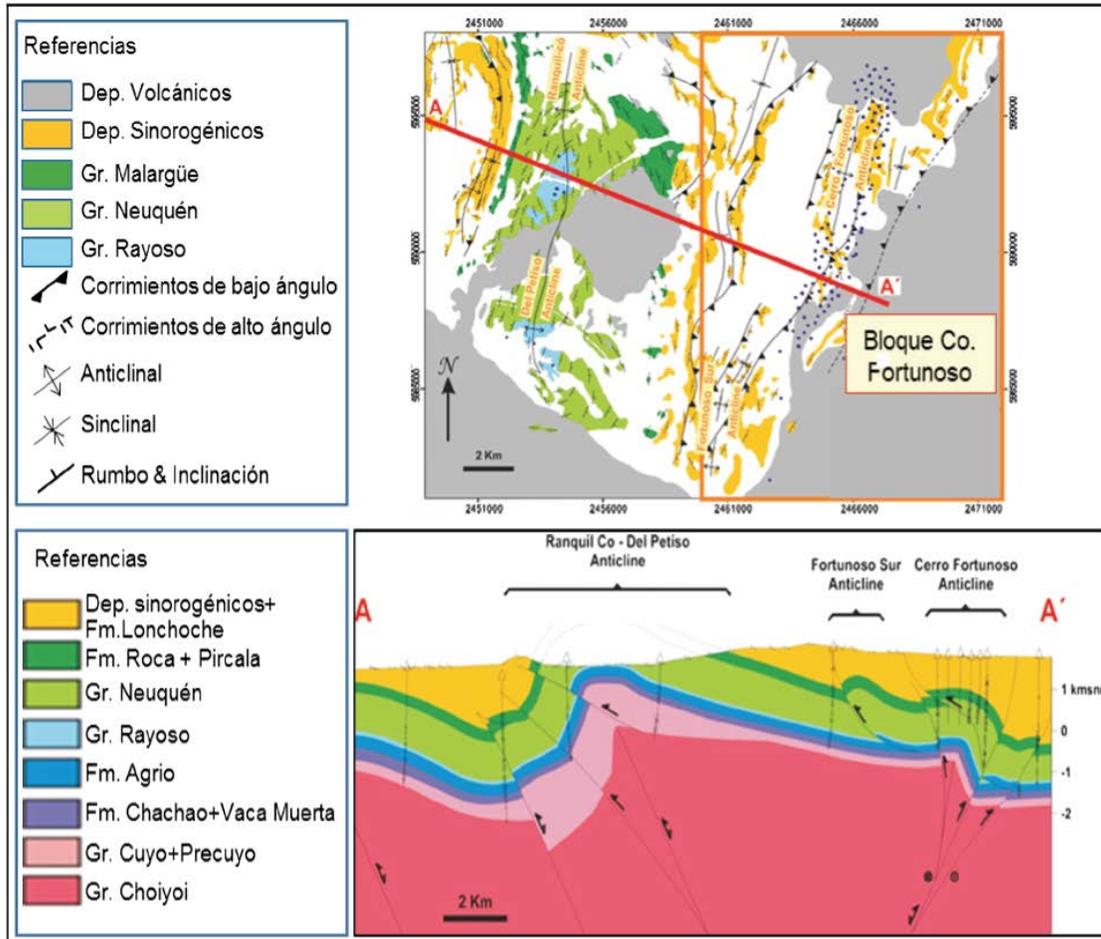


Figura 37. Mapa geológico Estructural del área de Malargüe y corte transversal al rumbo de las estructuras. Tomado de Consoli et al, 2014; modificado de Giampaoli et al, 2002, 2005.

El principal mecanismo de entrapamiento es de tipo estructural, con una participación subordinada de trampas estratigráficas dadas por el acuñamiento de los reservorios arenosos dentro de las litofacies pelíticas. El anticlinal de Cerro Fortunoso tiene una longitud de 12 km y un ancho promedio de 2 km, el rumbo general de la estructura es N 15° E y la vergencia predominante es hacia el antepaís. La frecuente presencia de rocas ígneas asociadas a las trazas de estas fallas, muestran que las fracturas actuaron como zonas de debilidad, facilitando la intrusión de cuerpos ígneos (Consoli et al., 2014).

La roca madre corresponde a las lutitas bituminosas de la Formación Vaca Muerta. La migración secundaria del petróleo se produjo a través de las fallas que cortan la secuencia sedimentaria y ponen en contacto a la Formación Vaca Muerta con los reservorios del Grupo Neuquén.

El reservorio corresponde al Grupo Neuquén, que se encuentra limitado por discordancias entre el Grupo Rayoso conformado por las formaciones Huitrín y Diamante y litológicamente representado por dos secuencias deposicionales carbonáticas, seguidas cada una de ellas por secuencias clástico-evaporíticas. Por encima se desarrolla el Grupo Malargüe, cuya Fm. Lonchoche constituye el sello regional caracterizado por niveles de baja permeabilidad (Figura 2). Genéticamente los depósitos son netamente continentales, aluviales-fluviales, caracterizados por la alternancia de areniscas de distintas granulometrías hasta conglomerados y limoarcilitas pardo rojizas y grises (Consoli et al., 2014).

El petróleo alojado en los niveles productivos tiene densidades entre los 17 - 22 °API y 35 cp de viscosidad en condiciones de reservorio, variables debido a la diferencia de profundidades de los mismos e importante concentración de asfaltenos, con un contenido de azufre del 2.4% aproximadamente. El yacimiento presenta un casquete de gas carbónico (CO₂: 97.5% aproximadamente) y un contacto agua-petróleo que varía según la posición en la estructura. El mecanismo de empuje es por gas disuelto. La baja energía de los reservorios, potenciada por el carácter heterogéneo de los mismos, determina que el yacimiento tenga una baja eficiencia de producción primaria. (Giampaoli, 2005)

8. Calmuco

El Área Calmuco se encuentra ubicada dentro del Departamento Malargüe, aproximadamente a 180 km al sur de la capital departamental y geológicamente corresponde a la Cuenca Neuquina Sur Mendocina. Limita al Norte con los bloques Puntilla del Huincán de YPF y Sierra Azul Sur de E.M.E.S.A., y se encuentra rodeado en los otros flancos por el bloque Ranquil Norte de Wintershall.

Esta área, de 54,36 km² de superficie, fue una concesión de explotación por Decreto PEN 1970/93 y su operación estuvo a cargo de la Empresa Alianza Petrolera Argentina SA. Fue revertida en 2011 al Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Transporte y en 2014 transferida a E.M.E.S.A.

El bloque queda fuera del área de influencia del gasoducto propuesto, sin embargo se analizan los descubrimientos en el área como una alternativa para la provisión de gas a la ciudad mientras se construye el gasoducto.

El área cuenta con tres pozos, dos de ellos descubridores de gas no asociado en las calizas fracturadas de la Fm. Huitrín y en diversos intrusivos andesíticos en la columna sedimentaria. Los tres pozos fueron perforados en una de las alineaciones estructurales identificadas por los afloramientos del Grupo Neuquén en superficie que se muestran en la Figura 38.

Las estructuras identificadas en el bloque están asociadas a la falla de Calmuco que aflora al Oeste del bloque. De acuerdo a lo expuesto por Galarza et al., 2009, la falla Calmuco posee una vergencia noroccidental y se desarrolla como un retro corrimiento originado en el basamento, proveniente de la misma falla principal profunda que el corrimiento en el bloque Laguna Blanca al Oeste (Figura 39).

El retro corrimiento Calmuco posee un comportamiento escalonado de Este a Oeste, propagándose en forma de rampa desde el basamento hasta la Formación Auquilco, en la cual adopta una geometría de plano. Luego corta las unidades del Grupo Mendoza y la Formación Huitrín y se vuelve a comportar como un plano, formando un nuevo escalón en el cual se originarían las estructuras identificadas en el bloque Calmuco (Figura 39).

Desde allí la falla asciende hacia el Oeste, hasta alcanzar la superficie atravesando la Formación Diamante y los grupos Neuquén y Malargüe. Estas variaciones de inclinación del plano de falla se ven reflejadas en los anticlinales de vergencia noroccidental que afloran al Este del corrimiento. El sucesivo aumento de la amplitud de los anticlinales hacia el Este coincide con los escalonamientos de la falla Calmuco, ya que la mayor amplitud se asocia a la mayor profundidad del cambio de inclinación del plano de falla.

De acuerdo al modelo estructural planteado por Galarza et al., los anticlinales presentes en el bloque tendrían su despegue en la Formación Huitrín, quedando los depósitos del Grupo Mendoza únicamente al sector Este de las estructuras de superficie; con una posible repetición de estas unidades, asociada a la rampa de la falla Calmuco (Figura 39).

Las implicancias de este modelo estructural son que las unidades del Grupo Mendoza encontradas en situación de bloque bajo tendrían menos posibilidades de presentar una trampa estructural, y al tener menos deformación las unidades más competentes tendrían menos posibilidades de estar fracturados

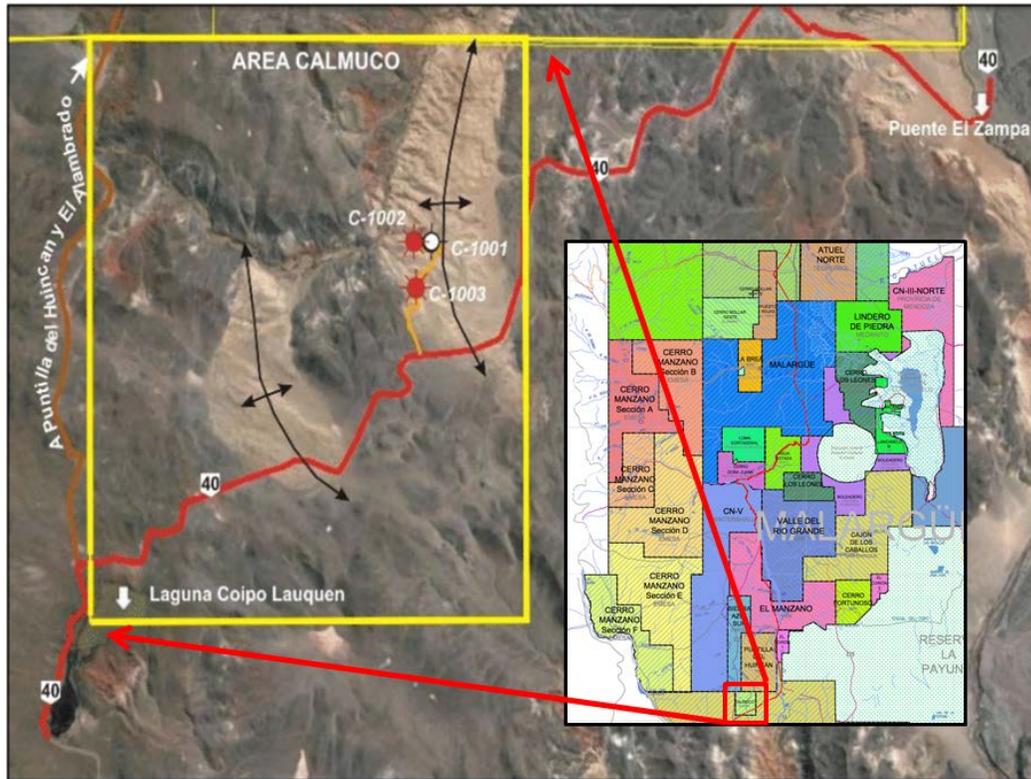


Figura 38. Mapa de superficie mostrando ubicación del bloque Calmuco y las dos estructuras anticlinales observadas en superficie.

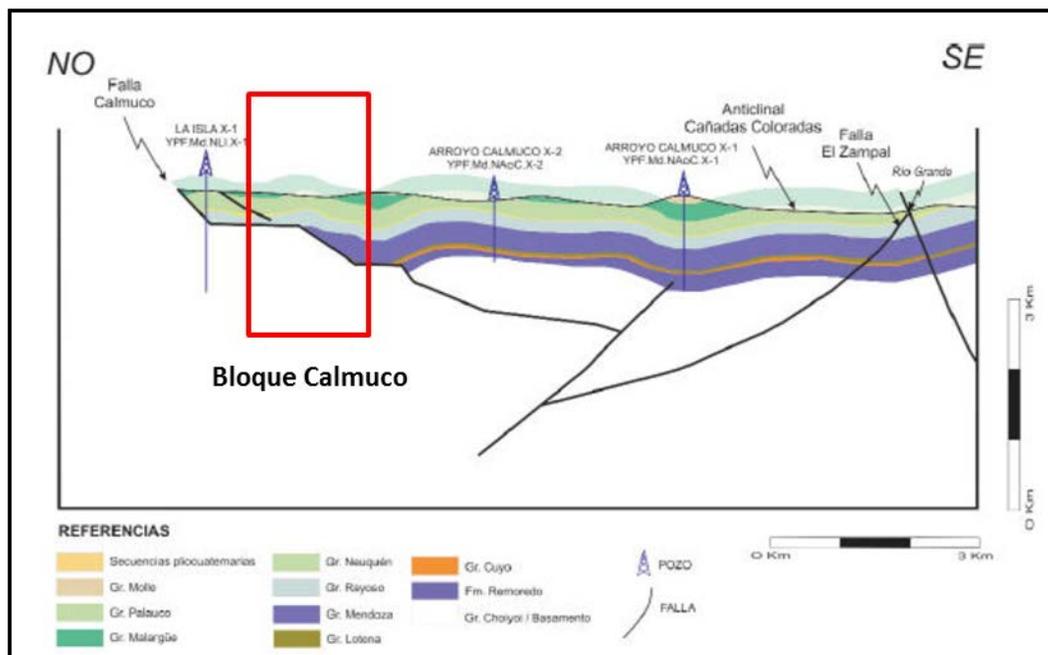


Figura 39. Corte estructural balanceado del área denominada Puntilla del Huincán, al sur del bloque homónimo. Modificado de Galarza, et al., 2009.

9. CN-V

El bloque exploratorio CN-V tiene un área aproximada de 470 Km², se encuentra ubicado al Sur de las concesiones Cerro Doña Juana y Loma Cortaderal; y al Oeste del Valle del Río Grande, El Manzano y Sierra Azul Sur (de Norte a Sur).

En Agosto 2017 GeoPark y Wintershall anunciaron el descubrimiento de hidrocarburos con el pozo Río Grande Oeste.x-1, con una profundidad total de 1676 m. Reportan que identificaron al menos 15 potenciales reservorios de areniscas con un espesor mineralizado de aproximadamente 112 m, los primeros ensayos de producción resultaron en 300 bbl/d de petróleo con una gravedad de 28° API y 7 % de corte de agua. Este descubrimiento invita a hacer una breve referencia al bloque ya que las compañías aseguran que este hallazgo aumenta las probabilidades de encontrar más hidrocarburos livianos en el bloque e incluso mencionan potencial para el play no convencional de las arcillas de Vaca Muerta.

El bloque incluye al Oeste una porción del sector interno de la faja plegada, donde se encontraría la zona triangular, y una parte del frente emergente o sector externo al Nor-Este. El pozo Río Grande Oeste.x-1 estaría ubicado en esta última porción, en el ámbito del frente emergente de la faja plegada y corrida, inmediatamente al Oeste del yacimiento Loma Alta (Figura 40).

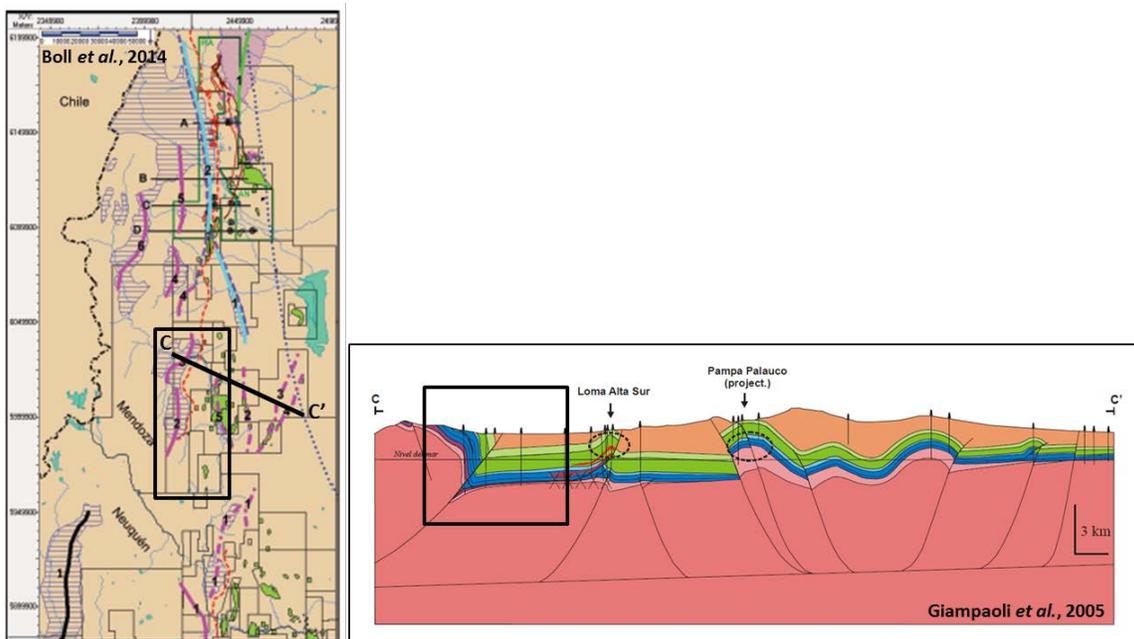


Figura 40. Ensemble orientativo del pozo Río Grande Oeste.x-1. En el corte estructural del área Valle del Río Grande tomado de Giampaoli et al., 2005, se señala en el cuadro rojo la posición relativa del pozo Río Grande Oeste.x-1 al Oeste de la alineación de Loma Alta. En el mapa tomado de Boll et al., 2014 se señala la posición relativa a los principales elementos estructurales regionales.

10. Conclusiones

En el marco del Plan Estratégico de Energía para cubrir las necesidades energéticas de la ciudad de Malargüe, surge la discusión acerca de la factibilidad geológica de que los yacimientos puedan entregar el caudal de gas requerido para alimentar el gasoducto y la planta térmica propuestos.

Los bloques o concesiones incluidos en este análisis son principalmente aquellos que estarían directamente contactados por el gasoducto: Valle del Río Grande y Agua Botada en el ramal Oeste; y Cerro Los Leones, Cerro Fortunoso y Cajón de los Caballos en el ramal Este.

Se hace referencia también a algunos bloques que se encontrarían en un segundo anillo de influencia de la trama del gasoducto propuesto, debido al potencial que representan para una futura ampliación del gasoducto: Cerro Fortunoso, El Coirón, El Manzano; Loma Cortaderal, Cerro Doña Juana y CN-V, donde se reportó un importante descubrimiento de hidrocarburos en las arenas del Grupo Neuquén mientras se realizaba este estudio.

Finalmente se incluyeron los bloques Calmuco, Cerro Mollar y Puesto Rojas con una breve referencia a la historia de producción y el potencial remanente.

Dentro del análisis de los yacimientos y descubrimientos de hidrocarburos reportados en el área de estudio, se plantearon entonces las incertidumbres asociadas a la presencia de acumulaciones de gas independientes o asociadas a petróleo. Dado que la presencia de gas está ampliamente comprobada en la zona, la principal incógnita estaría en el origen de ese gas, considerando que las rocas madres se encuentran en una fase temprana de maduración térmica.

De acuerdo a los modelados de cuenca por soterramiento, las rocas madres de la zona se encontrarían entrando en ventana de generación de petróleo. Sin embargo, el petróleo alojado en varios de los yacimientos tiene una relación de gas disuelto (GOR) relativamente más alta, que en la mayoría de los casos constituye el principal mecanismo de drenaje (expansión monofásica). En algunos de estos yacimientos, el gas disociado luego de años de producción de líquidos ha formado casquetes dentro del mismo reservorio, dejando un importante recurso gasífero remanente una vez que el recurso petrolífero ha sido agotado (como es el caso de Loma Alta Sur).

Existen también en la región acumulaciones de gas no asociado en niveles estratigráficos más jóvenes, cuyo origen no se detalla en la literatura. Sin embargo se puede pensar en gas disociado del petróleo durante migraciones secundarias de los hidrocarburos, producto de la reactivación de estructuras más antiguas; ya

que se sabe por ejemplo que las alineaciones estructurales de Cerro Fortunoso, Rincón Amarillo, Lomas Peladas Este y Cerro Boleadero son las más jóvenes en la evolución tectónica vinculada a la Orogenia Andina, y es en esta alineación donde se encuentra la mayoría de descubrimientos de gas no asociado al Sur Sur-Este de la ciudad de Malargüe.

Por otro lado, se plantea la hipótesis de un gas generado localmente por intrusivos que se alojan en las rocas madres y las maduran dentro de la extensión de la aureola térmica. Los intrusivos alojados en diversos niveles de la columna estratigráfica, que constituyen el principal reservorio en la región, evidencian la intensa actividad magmática Terciaria en la provincia basáltica de la Payenia.

Si bien el tipo de sistema petrolero cerrado, asociado a lacolitos, está comprobado al sur de la provincia de Mendoza en las inmediaciones del bloque Cañadón Amarillo; no hay publicaciones en congresos o revistas técnicas que confirmen la existencia de dichos sistemas en los bloques aquí estudiados. Sin embargo se puede pensar en sistemas combinados, donde la maduración térmica de las rocas madres no depende únicamente del soterramiento, favoreciendo la presencia de hidrocarburos líquidos maduros (con alto GOR) y posiblemente de gas no asociado.

En cuanto a la calidad de los reservorios, las trampas y los sellos, las incertidumbres son compartidas con los sistemas petroleros comprobados para hidrocarburos líquidos; con la ventaja comparativa de que las permeabilidades relativas favorecerían la producción de gas por sobre el petróleo.

A la luz de los escasos datos disponibles para realizar este estudio, sería técnicamente irresponsable asignar un valor de probabilidad de éxito geológico (Pg) para encontrar acumulaciones de gas. De modo que sólo es posible validar la cuantificación del riesgo realizada por las empresas dueñas de la información, de acuerdo a la tabla proporcionada en el capítulo 6: Cuantificación del Riesgo, en el contexto de los campos en producción o las concesiones de exploración. En este contexto, una probabilidad de éxito del 39% parece razonable considerando que se trata de una región relativamente madura donde los reservorios son ampliamente conocidos y las estructuras del subsuelo empiezan a ser visibles gracias a los avances de la tecnología.

Respecto al factor de recobro aplicable, se habla de yacimientos fracturados convencionales (Calizas de Huitrín, Chachao e Intrusivos Terciarios) o de yacimientos clásticos convencionales (arenas del Grupo Neuquén y del Ciclo Precuyano) con los factores de recobro tradicionales para este tipo de yacimientos. El desarrollo de yacimientos no convencionales, como por ejemplo

las arcillas de Vaca Muerta, todavía se encuentra en una fase temprana dentro de la porción mendocina de la cuenca Neuquina y no fue discutido en este análisis puesto que se enfoca en la extracción de petróleo; sin embargo el potencial sería limitado en la zona de estudio ya que las facies ricas en materia orgánica se empobrecen y los espesores de la Fm. Vaca Muerta disminuyen notablemente hacia el Este de la cuenca, en los alrededores de los bloques analizados.

Existen evidencias importantes sobre la productividad de los principales reservorios ya que los yacimientos al sureste de la ciudad de Malargüe producen petróleo con gas asociado. Encabeza la lista el yacimiento Cerro Fortunoso con una producción actual de 907,95 Mm³/d (32 MMcf/d) de gas con alto contenido de CO₂, en segundo lugar Los Cavaos con 100,6 Mm³/d (3,5 MMcf/d) y le sigue de cerca Malal del Medio con 67,9 Mm³/d (2,4 MMcf/d) de gas combustible. Atrás quedan Puesto Rojas con 33,1 m³/d (1,1 MMcf/d) y de último están Pampa Palauco y Cerro Mollar, que a pesar de tener importantes acumuladas de gas ya casi no reportan producción mensual a la secretaría de energía.

Luego de este análisis se concluye que los descubrimientos dentro de los bloques que serían contactados por ambas tramas del gasoducto propuesto tienen potencial para la producción de gas natural, demostrado principalmente por los yacimientos del Valle del Río Grande donde este gas hoy en día se produce para alimentar una pequeña red local.

Si bien el potencial no ha podido ser cuantificado en este estudio por falta de información detallada; las estimaciones del gas generado por las rocas madre y los datos de producción acumulada de gas en los bloques estudiados, apoyan la posible provisión de hidrocarburos para alimentar el gasoducto a la ciudad de Malargüe.

Con un mayor potencial a desarrollarse, proveniente de aquellos descubrimientos de gas que aún no han sido puestos en producción y cuyos caudales aún no pueden ser estimados. Y con un gran potencial exploratorio remanente en los múltiples reservorios de la columna sedimentaria, tanto en las estructuras de la faja plegada y corrida como en las del frente emergente, que de a poco se van dejando ver gracias a los avances en la tecnología.

Sólo faltan incentivos e infraestructura para activar la exploración y producción de gas en la región.

Parte B: Prólogo de Ingeniería

1. Evaluación de Reservorios.

Cuando se evalúa un reservorio para verificar si el mismo es capaz de suplir una determinada demanda de gas en un lapso de tiempo, son dos las variables más importantes que hay que tener en cuenta: La productividad de los pozos y las reservas de gas.

1.1 Productividad del pozo.

El primer aspecto tiene que ver con la calidad de los pozos y cuánto caudal instantáneo (en las condiciones de presión actual del reservorio) puede producir. Esto permite conocer si la cantidad de pozos actuales son suficientes para producir el gas necesario para suplir la demanda o si es que hace falta agregar más pozos para lograr dicho objetivo. Además, permite predecir los caudales de estos pozos “a futuro” a medida que las propiedades del reservorio vayan evolucionando con el tiempo (fundamentalmente la presión de reservorio, la cual va a ir disminuyendo conforme se extraigan más fluidos del pozo. Para poder evaluar la productividad de un pozo, se suele realizar lo que se conoce como un ensayo de pozo del tipo “*Flow-after-flow*” o también “*corrida de orificios*”.

Este ensayo, operativamente consiste en conectar la boca de pozo a una unidad de separación y medición de caudales (separador bifásico o trifásico) y bajar al fondo del pozo un instrumento para medir presiones (conocido como amerada electrónica o “memory”). Una vez que se encuentra todo conectado se procede a abrir el pozo y hacerlo producir durante varias horas a través de un orificio determinado (el orificio es un elemento que se coloca en la boca de pozo con lo que se logra regular un caudal determinado). Una vez alcanzada la estabilización de los parámetros del pozo con dicho primer orificio (caudales y presiones en superficie que se vuelcan a una planilla) se procede a variar el diámetro del orificio y volver a medir los parámetros mencionados en esta nueva condición de producción. Esto se repite con 3 o 4 orificios diferentes (de ahí el nombre del ensayo “*corrida de orificios*”).

Este tipo de ensayo de pozo, dependiendo de los tiempos que tarde en estabilizar cada corrida suele durar entre 1 y 5 días aproximadamente.

Concluido el ensayo, se procede a retirar el registrador de presiones del fondo del pozo para luego correlacionarlo con los caudales medidos en superficie y resolver la ecuación que modela la productividad del pozo. El modelo más utilizado para pozos de gas, es mediante la ecuación de *Bureau of Mines*, también conocida como ecuación de C y n. En función de los resultados del ensayo de producción, se puede resolver esta ecuación y obtener las constantes mencionadas.

Método "Bureau of Mines"

Es una ecuación empírica que representa el flujo en pozos de gas

$$Q = C \cdot (Pr^2 - Pwf^2)^n$$

C: coeficiente de flujo
n: exponente, depende de características del pozo

Ensayos
FAF
Isocronal
Isocronal modificado

Fig 1. Ecuación de "Bureau of Mines" para modelar pozos de gas.

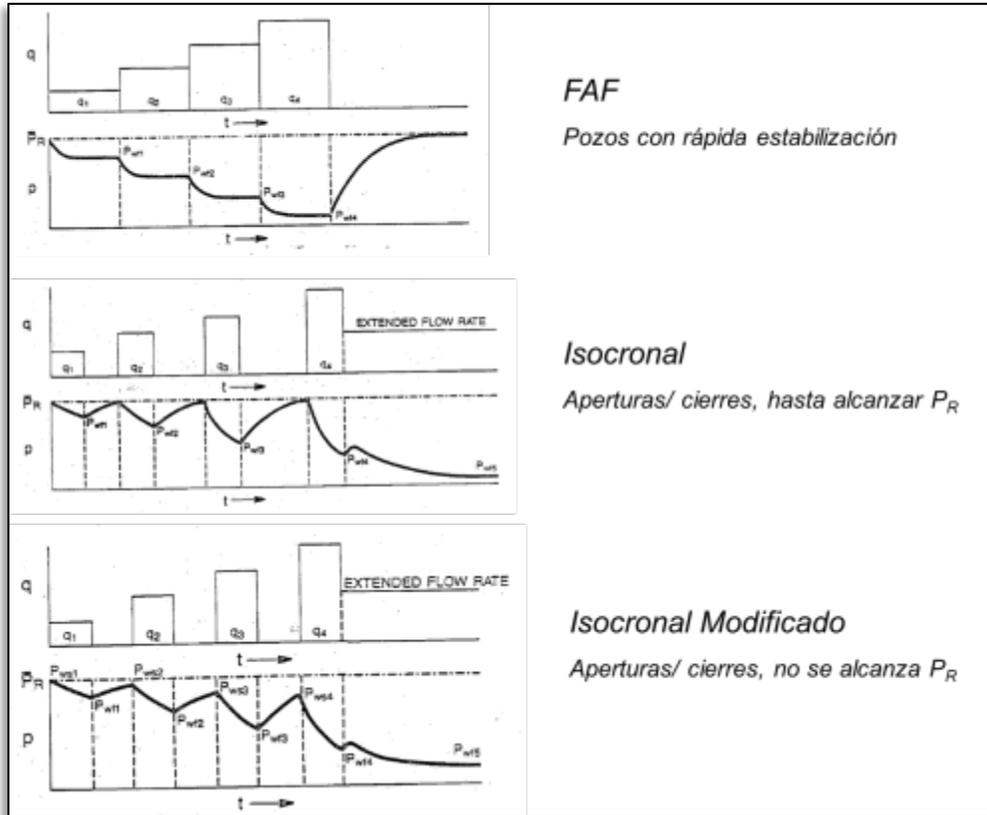


Fig 2. Ensayos utilizados para la determinación de la productividad de un pozo.

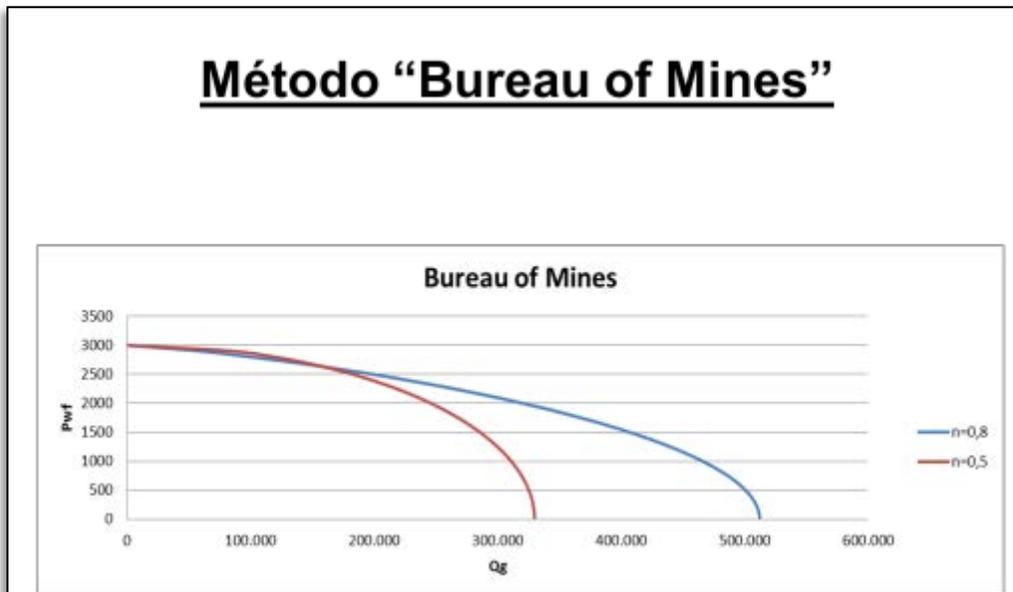


Fig 3. Gráficos IPR los cuales vinculan los posibles caudales en función de la presión dinámica de fondo.



Fig. 4: Equipo de Slick Line utilizado para bajar registradores de presión dentro del pozo



Fig. 5 y 6: Imágenes de un camión de alambre (slick) y de los registradores de presión y temperatura de fondo que son introducidos dentro de los pozos para realizar los diferentes tipos de estudios.

Una vez halladas estas constantes, es posible modelar una curva con ejes x-y (Caudal – Presión) que permite predecir el caudal de gas para diferentes diferenciales de presión.

Qué se busca con este tipo análisis? Estudiar la productividad del pozo para comprender si es capaz de entregar un caudal a una presión suficiente para que pueda ingresar al gasoducto.

Imaginemos que se necesita inyectar 500 Km³/d de gas y tenemos un pozo P que produce ese caudal y llega al gasoducto con una presión de 50 kg/cm². Si el gasoducto trabaja a una presión menor a 50 kg/cm² se podrá inyectar dicho caudal sin problemas por un cierto período. En cambio si el pozo P no llegará a esa presión de gasoducto, se debería restringir el orificio para incrementar la presión de entrega con la consecuente caída del caudal. Como consecuencia se necesitará de otro pozo P1 para suplir el caudal faltante. Dicho pozo deberá tener una productividad tal que produzca el faltante de gas y supere la presión de ingreso al gasoducto. De esta manera y simulando diferentes escenarios a partir de los datos obtenidos en los ensayos de productividad, es que se obtienen la cantidad de pozos necesarios para suplir la demanda de gas. El siguiente paso será comprender si el volumen de gas de donde drena cada pozo es suficiente para hacerle frente a la demanda o se necesitarán otros horizontes productivos dentro del mismo pozo, y/o más pozos dentro del mismo yacimiento y/u otros yacimientos dentro del campo. Es hora de calcular las reservas.

1.2 Cálculo de Reservas:

El otro pilar fundamental para la evaluación de un reservorio es la determinación de las reservas de hidrocarburo que este posee (el volumen de gas en este caso). De nada sirve tener pozos de alta productividad si las reservas de gas son bajas, pues cuando se coloquen en servicio los pozos, si bien los mismos podrán darnos el caudal deseado los primeros meses, al poco tiempo de estar en producción las mismas se acabarán y los pozos dejarán de producir. Es por eso que el cálculo de reservas es fundamental para **determinar por cuánto tiempo se podrán mantener los caudales productivos requeridos.**

Para poder determinar las reservas existen varios métodos. Uno de los primeros que se suele utilizar en un yacimiento recién descubierto es el cálculo volumétrico. Para realizar este cálculo, los geólogos confeccionan unos mapas del reservorio, llamados “*mapas estructurales*” y “*mapas isopáquicos*”. El mapa estructural es similar a un mapa topográfico pero correspondiente al tope del reservorio a analizar. En cambio, el mapa isopáquico lo que determina es el espesor del

reservorio en una vista “de planta”. Para poder confeccionar estos mapas, los geólogos se apoyan en los perfiles de los pozos perforados y también en datos de la sísmica y de la topografía de superficie.

Una vez confeccionado estos mapas, se procede a determinar los límites del reservorio (este puede ser limitado por una falla o una determinada estructura – trampa estructural, mediante la finalización de la roca reservorio –trampa estratigráfica) y mediante los contactos de las fases determinados o estimados – “Gas Down to” o “Oil-Gas Contact”. Una vez que se determinaron los límites del reservorio, con los mapas isopáquicos podemos calcular el volumen de roca reservorio. Luego procedemos a calcular la reserva de gas aplicando la siguiente fórmula que tiene en cuenta las propiedades petrofísicas de la roca reservorio (porosidad, saturaciones iniciales, etc.). Este cálculo se puede realizar en forma adimensional o mediante algunos mapas especializados.

$$Reserva = A * h * \phi * (1 - S_w) * Fr$$

Fig. 7: Ecuación general utilizada para el cálculo volumétrico de reservas

El cálculo de reservas por el método volumétrico suele arrojar buenos resultados en aquellos reservorios donde las propiedades petrofísicas son homogéneas y logramos tener bien representado el reservorio (lo que se conoce como el modelo estático del reservorio). Para poder conocer la homogeneidad del reservorio y saber si nuestro modelo es bueno, necesitamos una cierta cantidad de pozos perforados en el reservorio para contrastar sus resultados. Si tenemos una poca cantidad de pozos, no podremos realizar un control de calidad para conocer qué tan certero es nuestro modelo estático, por lo que se requerirá más historia de producción para poder validar el cálculo de reserva.

Balance de Materiales:

Otra forma de determinar reservas es mediante balance de materiales. En el balance de materiales, se aplica una fórmula de conservación de la materia y energía en el reservorio, por la cual cuando resolvemos la misma, logramos

determinar la cantidad de volumen de gas que posee el mismo (también conocido como GOIS, gas original in-situ o recurso de gas).

$$N_g(B_o + (R_p - R_s)B_g) = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_w - R_s)B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1+m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_r}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] + (W_e - W_p)B_w$$

Fig. 8: Ecuación general de balance de materiales. Fundamentals of Reservoir Engineering, L. P. Dake

La ventaja de este método es que es mucho más representativo que el cálculo volumétrico. La desventaja es que, para poder aplicar este cálculo, se requiere de una historia de producción de manera de poder evaluar la variación de la presión de reservorio en función de los volúmenes de hidrocarburos producidos. Es por esto que, de querer aplicar esta técnica en un yacimiento recientemente descubierto, es necesario realizar un ensayo de producción prolongado. Estos estudios suelen durar al menos un mes y al pozo se lo hace producir generalmente quemando el gas a una fosa de quema o a una antorcha (la realización de estos ensayos son los que determinan la viabilidad económica de los mismos y es en función de estos es que se decide si se va a construir o no las instalaciones y gasoductos necesarios para colocarlos en producción definitiva).

La forma de realizar el ensayo prolongado de producción consiste en medir la presión de fondo de pozo con una amerada electrónica o *memory*, colocar el pozo en producción continua por un período de tiempo (generalmente un mes) y sin interrupciones. Finalizado este período, se cierra el pozo para volver a medir la presión estática.

Luego de dicho ensayo, se procede a colocar los parámetros de volumen producido que se midió en el separador y la variación de la presión de reservorio (obtenida mediante los registros de presión de fondo) en las ecuaciones o modelos de balance de materiales (P/Z, Havlena y Odhe, Dake y Campbell) para lograr determinar las reservas de gas.



Fig. 9 y 10: Fotografías de un ensayo prolongado de producción de un pozo gasífero, en donde se puede ver la boca de pozo conectada a un separador vertical y la salida a una antorcha de quema.

1.3 Análisis Transiente de presiones (ATP):

Si bien no es un método para determinar reservas, los análisis transientes de presiones son herramientas que nos ayudan a validar los modelos anteriores, ya que en caso de existir barreras de reservorios (fallas, contactos con acuíferos, etc.) estas pueden ser detectadas durante estos ensayos. Además, los análisis transientes de presión brindan información importante de los pozos como el valor de permeabilidad o si tenemos presente “daño de formación” entre otros datos.

El ensayo de análisis transiente de presión más utilizado en pozos surgentes es el que se conoce como “*build up*”. Este ensayo consiste en dejar en el fondo del pozo un registrador digital de presiones y colocar el pozo en producción por un período de tiempo hasta lograr que los caudales se estabilicen. Luego el pozo se cierra. El mismo permanecerá cerrado por un período de tiempo determinado. Para un buen ensayo *build-up* y en pozos descubridores se requieren tiempos prolongados de cierre que pueden oscilar entre 2 a 4 semanas como mínimo.

Debido a que tanto en los ensayos de producción tipo “*flow after flow*” como en los ensayos prolongados de producción se debe bajar al fondo del pozo los mencionados registradores de presión, es muy común combinar el “*build-up*” con

cualquiera de estos otros dos ensayos, de manera de tener la mayor cantidad de información a la hora de modelar el reservorio.

1.4 Análisis Integral de Reservorio:

El análisis integral de reservorio surge de unir la productividad de pozos (determinado en los ensayos flow-afer-flow) con la determinación de las reservas del reservorio (obtenido con en el ensayo prolongado o mediante los métodos volumétricos) y también las instalaciones o condiciones de producción en superficie (presión de gasoducto, si es que se va a coloca un compresor, etc.). Esta técnica **es la única manera de poder garantizar la continuidad de un determinado caudal de producción de gas a lo largo del tiempo**, ya que con las misma puedo conocer como irán evolucionando las condiciones del reservorio (presión estática) y también el caudal que producirán mis pozos en función de las condiciones futuras del reservorio y de mis instalaciones de superficie.

Para poder realizar estos cálculos en redes de pozos sencillas (pocos pozos) se puede realizar “a mano” combinando los análisis de productividad con los de reservas. Para redes más complejas (gran cantidad de pozos, gasoductos que unen diferentes yacimientos, compresores intermedios, etc.) es necesario modelar la red en algún software específico para entender como esta red afecta la productividad de los diferentes pozos. Los software más utilizados a tal fin son el Pipesim de *Schlumberger* y el *IPM* de *Petroleum Experts* (este último es el más utilizado).

2. Yacimientos de Gas y yacimientos de petróleo con gas asociado.

Existen un par de conceptos que son importantes tenerlos presentes a la hora de evaluar la posibilidad de que un yacimiento pueda suministrar gas en forma continua a lo largo del tiempo.

Un reservorio se puede definir como una “trampa” de una roca permeable que termina en algún sello y la cual almacena en sus espacios porales algún tipo de hidrocarburo (gas o petróleo). Para poder visualizar este concepto, podemos

imaginar a esta trampa como una “cacerola invertida” y en su interior encontraremos los hidrocarburos atrapados (lo que se conoce generalmente como una trampa estructural del tipo anticlinal).

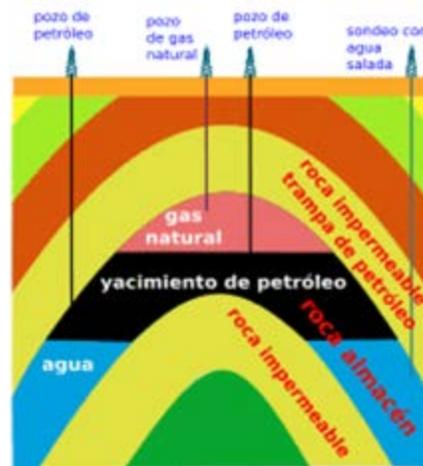


Fig. 11: Trampa estructural del tipo anticlinal. Geología (F Agueda y otros autores)

La diferencia entre lo que se conoce como un yacimiento de gas y un yacimiento de petróleo son los volúmenes de reserva de cada uno de estos almacenamientos de fluidos. Catalogamos a un reservorio como “gasífero” si el volumen de reservas de gas es mucho mayor al volumen de reservas de petróleo atrapado. Es por eso que en los yacimientos de gas la mayor cantidad de pozos son productores de gas, aunque pueden existir pozos que produzcan petróleo proveniente del “halo” de petróleo alrededor de la acumulación de gas (es muy común que por debajo del gas, haya petróleo).

En cambio, en un yacimiento de petróleo, las mayores acumulaciones suelen ser, obviamente, de petróleo. Es por eso que en estos tipos de yacimientos la mayor cantidad de pozos van a ser productores de petróleo. Esto no quita que en la parte superior de la trampa, exista lo que se conoce como un “casquete de gas”. Este gas pudo estar presente desde el inicio de la puesta en producción del reservorio (en cuyo caso el yacimiento se lo clasifica como de petróleo saturado), o también pudo haberse formado por un fenómeno de segregación de gas a lo largo de la etapa de explotación del reservorio (estos yacimientos son conocidos como de

petróleo sub-saturado): El gas de hidrocarburo es soluble en el petróleo. Esto significa que el petróleo, en condiciones de presión y temperatura de fondo, poseen un volumen de gas natural disuelto dentro del mismo (lo que se conoce justamente como “gas disuelto” o también el factor “Rs”). A medida que un reservorio está siendo explotado y la presión estática comienza a descender, el petróleo se saturará y comenzará a liberar parte del gas que se encontraba disuelto. Este gas migra por segregación gravitacional (las fases más livianas como el gas flotan sobre las fases más densas como el petróleo) hacia la parte superior de la trampa donde se comienza a acumular y conforman el casquete de gas secundario.

Esta es la razón por la cual, en un yacimiento principalmente de petróleo, podemos llegar a encontrar algún pozo de gas (o sea que produzca únicamente gas). Estos son aquellos pozos que fueron perforados (en forma intencional o durante la etapa de exploración del reservorio) en la parte alta de la estructura y se encontraron con esta acumulación superior de gas característica de los reservorios de petróleo.

Estos conceptos son importantes tenerlos en consideración puesto que en muchas evaluaciones de yacimientos encontramos algunos pozos cerrados catalogados como “En reserva de gas”. Es importante entender que los volúmenes de gas que pueden llegar a producir estos pozos generalmente son mucho menores a los volúmenes que pudiera producir un pozo en un yacimiento de gas como ya se explicará más adelante.

3. Producción de Gas Libre y Producción de gas asociado:

Cuando se analiza la producción de los pozos hidrocarbúferos, vamos a encontrar que lo más común es que un pozo de “gas” produzca también petróleo o condensado, al mismo tiempo que un pozo de petróleo producirá también algo de “gas” en forma simultánea. Entonces, se define a un pozo como “de gas” cuando la relación entre la producción de gas en función de la producción de petróleo es

elevada, mientras que si esta relación no llega a cierto valor, al pozo se lo clasifica como “pozo de petróleo”.

TIPO DE POZO
(ACU) Acuifero Pozo productor de agua.
(GAS) Gasifero Pozo terminado que produce o que se prevé que podrá producir hidrocarburos, que, en condiciones normales de presión y temperatura (1 atmósfera y 15 °C) presente una relación gas/petróleo mayor a 1.500 m ³ /m ³ .
(PET) Petrolifero Pozo terminado que produce o que se prevé que podrá producir hidrocarburos, que, en condiciones normales de presión y temperatura (1 atmósfera y 15 °C) presente una relación gas/petróleo menor a 1.500 m ³ /m ³ .

Fig. 12: Definiciones de la Secretaría de Energía según su “Glosario de términos de estado de pozo”, página web de S.E.

Un pozo de gas puede pertenecer a un yacimiento de gas o bien tratarse de un pozo que está perforado en la zona alta de yacimiento de petróleo, pero su característica principal es que el gas que está drenando del reservorio es “gas libre”- o sea gas que en condiciones de reservorio se encuentra como tal.

En cambio, un pozo de petróleo si bien producirá también un cierto volumen de gas, lo más probable es que este gas se trate de “gas disuelto” que ha sido liberado, o sea gas que normalmente se encontraba en solución, pero al disminuir la presión en la zona cercana al pozo por la misma puesta en producción, este gas es liberado. También existe una parte de gas que es liberado a medida que el petróleo viaja desde el fondo del pozo hasta la superficie a través del tubing. Todo este gas se lo conoce como gas disuelto o gas asociado al petróleo, pues es un gas que está siendo producido gracias que se está produciendo petróleo (el cual contiene originalmente a este gas). Como la cantidad de gas que se puede disolver en el petróleo (y luego liberar) es limitada, la relación gas-petróleo para los pozos petroleros con gas asociada nunca llegará a valores tan altos como en aquellos pozos donde se produce gas libre (pozos de gas).

A la hora de evaluar el potencial de gas actual y a futuro de un reservorio, es importante tener en cuenta todo estos factores y conceptos, pues nos da una idea

de cuánto volumen de gas podemos producir actualmente y como variará el mismo en función del tiempo.

En primer lugar, que en un yacimiento exista algún pozo de gas cerrado categorizado como “en reserva de gas” alrededor de varios pozos petroleros, no necesariamente significa que allí se encuentre una gran cantidad de reserva de gas tal como ya hemos mencionado. Por el contrario, lo más probable es que sea un simple pozo a la parte alta de la estructura, y la cantidad de reserva de gas va a estar circunscripta al tamaño de este casquete, el cual generalmente no suele ser demasiado grande.

A su vez, el gas que producen los pozos de petróleo (gas asociado) también hay que tener en cuenta que, a medida que caiga la producción de petróleo (por una caída de los caudales brutos o bien por incremento del corte de agua) generará que también caiga el caudal de gas producido a lo largo del tiempo. Este gas asociado entonces es una importante fuente de gas únicamente en aquellos reservorios de petróleo de gran volumen y que poseen una gran cantidad de gas disuelto inicial (un elevado R_s). Si la cantidad de petróleo es baja o la cantidad de gas disuelto no es alta (lo que se conoce generalmente como un “*Black Oil*”) entonces la producción de gas asociado al petróleo en estos pozos declinará en forma pronunciada conforme pase el tiempo.

4. Definiciones de Reservas y Recursos.

Como ya mencionamos en el apartado 1.3, las “reservas” de hidrocarburo es el parámetro que nos permite estimar la duración en el tiempo de la explotación de un yacimiento. Es por eso que en este informe se hará referencia en forma reiterada a esta definición. Es de gran importancia entonces explicar algunos conceptos referidos a la estimación y certificación de estas reservas.

I) DEFINICIONES Y CLASIFICACION DE RESERVAS Y RECURSOS:

Las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la unificación de criterios aprobados en marzo de 1997 por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congress), y a partir de febrero de 2000 se agrega la definición de Recursos, de acuerdo con la AAPG (American Association of Petroleum Geologists) y las entidades mencionadas anteriormente, y que han sido aceptadas internacionalmente.

1. RESERVAS:

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

[...]

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como COMPROBADAS y NO COMPROBADAS.

Las reservas NO COMPROBADAS tienen menor certeza en la recuperación que las RESERVAS COMPROBADAS y pueden además clasificarse en RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

[...]

2. RESERVAS COMPROBADAS:

Las RESERVAS COMPROBADAS o PROBADAS son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

[...]

Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico.

Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos [...] debe haber por lo menos un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

[...]

5. RESERVAS NO COMPROBADAS:

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

[...]

Las RESERVAS NO COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

[...]

6. RESERVAS PROBABLES:

Las RESERVAS PROBABLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES.

[...]

7. RESERVAS POSIBLES:

Las RESERVAS POSIBLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES más las RESERVAS POSIBLES.

[...]

8. RECURSOS:

RECURSOS son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, **los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son RECURSOS.**

En el futuro, estos RECURSOS pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

Fig. 13: Extracto del Anexo 1-A de la resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía (los recortes y subrayados son del autor).

Para resumir los conceptos que son utilizados a la hora de clasificar las reservas de hidrocarburos, existen básicamente 4 categorías a asignar dichos volúmenes: Reservas Probadas, Reservas Probables, Reservas Posibles y Recurso Contingente¹.

Nota 1: Si bien en la ley 324/2006 se menciona “recursos”, en el documento “NORMAS COMPLEMENTARIAS Y ACLARATORIAS PARA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE LA RESOLUCIÓN S. E. N° 324/2006” se aclara que los recursos están referidos a lo que se conoce como “recursos contingentes”, excluyendo explícitamente a los “recursos prospectivos”.

Para la estimación de los recursos, sólo deben considerarse los catalogados como contingentes, o sea aquellos hidrocarburos estimados como potencialmente recuperables - a la fecha de la auditoría - de acumulaciones conocidas, pero que bajo las condiciones económicas a esa misma fecha, su explotación no se considera económica.

Los recursos contingentes pueden incluir aquellas acumulaciones de hidrocarburos donde no exista un mercado para comercializarlas, o donde la recuperación deseada de los mismos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

No deben ser auditados aquellos recursos que entran en la categoría de prospectivos, o sea los hidrocarburos aún no descubiertos pero si inferidos a través de información geofísica o geológica del área en estudio, y en analogías con áreas donde han sido descubiertos.

Fig. 14: Extracto del documento "NORMAS COMPLEMENTARIAS Y ACLARATORIAS PARA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE LA RESOLUCIÓN S. E. N° 324/2006"

Siempre que hablamos de reservas o recursos existe cierto grado de incertidumbre tal cual la ley menciona explícitamente. Varias de las distintas categorías justamente son utilizadas para expresar este grado de incertidumbre, aunque también existen otros conceptos a tener en cuenta.

Por ejemplo, la primera división con las que nos encontramos es la de Reserva y Recurso. La diferencia entre reservas (sea probada, probable o posible) y el recurso contingente, no está asociado directamente al grado de incertidumbre, sino que se basa en la viabilidad comercial. Para que un volumen sea categorizado como reserva, más allá del grado de incertidumbre, debe existir la mencionada viabilidad comercial. Esto significa que la explotación de este hidrocarburo debe ser económicamente viable dentro de los marcos de costos actuales o esperados a futuro, y además debe de existir un mercado el cual permita presumir la venta de dicho hidrocarburo para asegurar esta viabilidad económica. La ausencia cualquiera de estos dos puntos (o de ambos) hace que el volumen no pueda ser categorizado como reserva y deba sumarse a lo que se conoce como Recurso contingente.

El recurso contingente son entonces los volúmenes de hidrocarburos que tecnológicamente son recuperables pero bajo condiciones anti-económicas, ya

sea por su elevado costo de extracción o bien por la ausencia de un mercado a donde colocar dicho recurso.

Volviendo a la clasificación de reservas, estas pueden ser “probadas” (también referida como reservas comprobadas) o no comprobadas.

Las reservas probadas poseen un gran grado de certeza de que las mismas existen y pueden ser explotadas de forma económicamente rentable. Hablando de modelos probabilísticos, se establece que la chance de éxito (probabilidad acumulada) para esta categoría debe ser igual o superior al 90%.

En cambio, las reservas no probadas son aquellas que su incertidumbre de ser explotadas en forma comercialmente rentables es mayor. Estas se categorizan en “probables” y “posibles”, aumentando en este orden su grado de incertidumbre. Para ejemplificar esto, se establece si se utilizan modelos probabilísticos que las reservas probables tienen una probabilidad acumulada de ocurrencia del 50% mientras que las posibles tan solo del 10%.

Reserva	Comprobada	Probada	HC con gran grado de certeza de poder ser económicamente explotadas (Probabilidad del 90%)
	No comprobada	Probable	HC con mediano grado de certeza de poder ser económicamente explotadas (Probabilidad del 50%)
		Posible	HC con bajo grado de certeza de poder ser económicamente explotadas (Probabilidad del 10%)
Recurso	Contingente		HC tecnológicamente recuperables pero sin viabilidad comercial.
	Prospectivo		HC inferidos (no descubiertos)

Fig. 15: Cuadro esquemático del criterio para la clasificación de reservas y recursos.

Existe otro punto de suma importancia a tener en cuenta cuando hablamos de reservas, el cual aparece en el documento “NORMAS COMPLEMENTARIAS Y ACLARATORIAS PARA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE LA RESOLUCIÓN S. E. N° 324/2006”, y tiene que ver con la composición de los gases que son certificados como reserva según la norma vigente. En dicho documento se aclara que en los volúmenes de gas que se certifican está incluido no solo los hidrocarburos (metano, etano, etc.) sino que además están incluidos aquellos gases tales como dióxido de carbono o gas sulfídico. Es decir que podemos tener un yacimiento por ejemplo que si bien tiene certificado 1 bcf como reserva de gas, si este yacimiento posee un porcentaje de 80% de CO₂, en realidad, solo

tendríamos 0.2 bcf de gas combustible para ser aprovechado. Esto toma gran relevancia sobre todo considerando que en algunos de los yacimientos a evaluar sabemos de antemano que poseen elevados porcentajes de CO₂, como el caso particular de Cerro Fortunoso que se evalúa en este estudio.

h) Las reservas y recursos contingentes de gas deben contemplar la totalidad del gas del área, inclusive aquellos con contenidos de impurezas, tales como dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (SH₂). El gas no comercial, por su alto contenido de impurezas será clasificado como recurso, cuando no sea previsto utilizar en el área o en otras.

Fig. 16: Extracto del documento “NORMAS COMPLEMENTARIAS Y ACLARATORIAS PARA CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE LA RESOLUCIÓN S. E. N° 324/2006”

Parte C: Yacimientos “Sur” de Malargüe

1. Introducción.

Tal como se comentó en el punto 1.1, a raíz de una serie de reuniones que se mantuvieron con EMESA, fuimos notificados que se avanzaría con la construcción de un gasoducto para conectar cinco yacimientos de YPF para abastecer a Malargüe de gas natural. Al mismo tiempo, con la inyección de gas, se estaría alimentando una planta de generación térmica que se ubicaría en el nuevo parque industrial de Malargüe. Es por tal motivo que se decidió realizar un análisis tipo “screening” de los yacimientos en cuestión.

2. Gasoducto propuesto por EMESA.

El gasoducto planeado tiene una longitud total de 171 km y de diversos diámetros (principalmente de 6”, se explicará en la Sección de Instalaciones). Constará de dos ramales, un ramal Sur-Oeste que captará el gas de los yacimientos Loma Alta, Cerro Divisadero y Los Cavaos. El otro ramal con dirección Sur-Este capará el gas de los yacimientos ubicados en el sector oriental del bloque “Cajón de los Caballos”: Cerro Boleadero, Loma Pelada Este y Rincón Amarillo.

Ambos ramales convergerán a unos 28 km al S-SE de la ciudad de Malargüe. Se espera que con el gas proveniente de estos yacimientos se pueda cubrir la necesidad de gas de la central termoeléctrica más la demanda de la ciudad de Malargüe considerando un crecimiento demográfico anual del 2%.

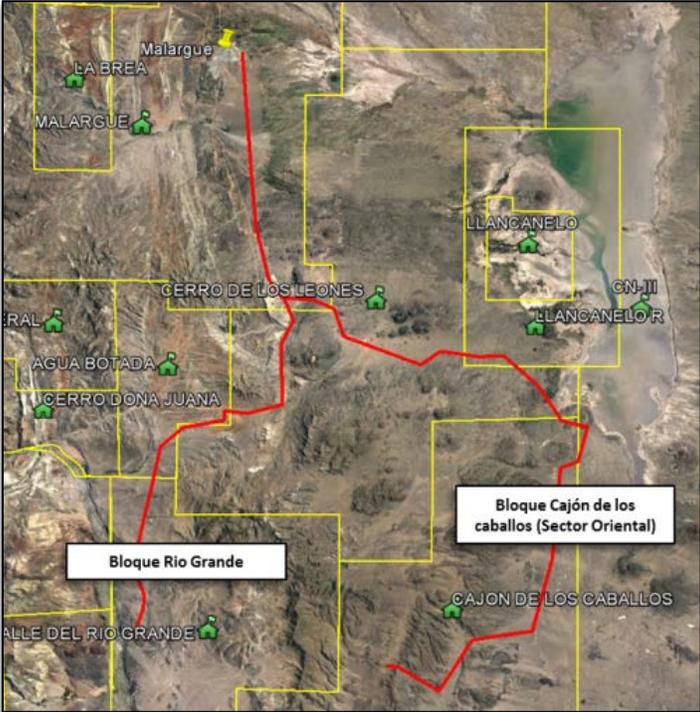


Fig. 1: Trazo propuesta para el gasoducto (en base a los mapas suministrados por EMESA).

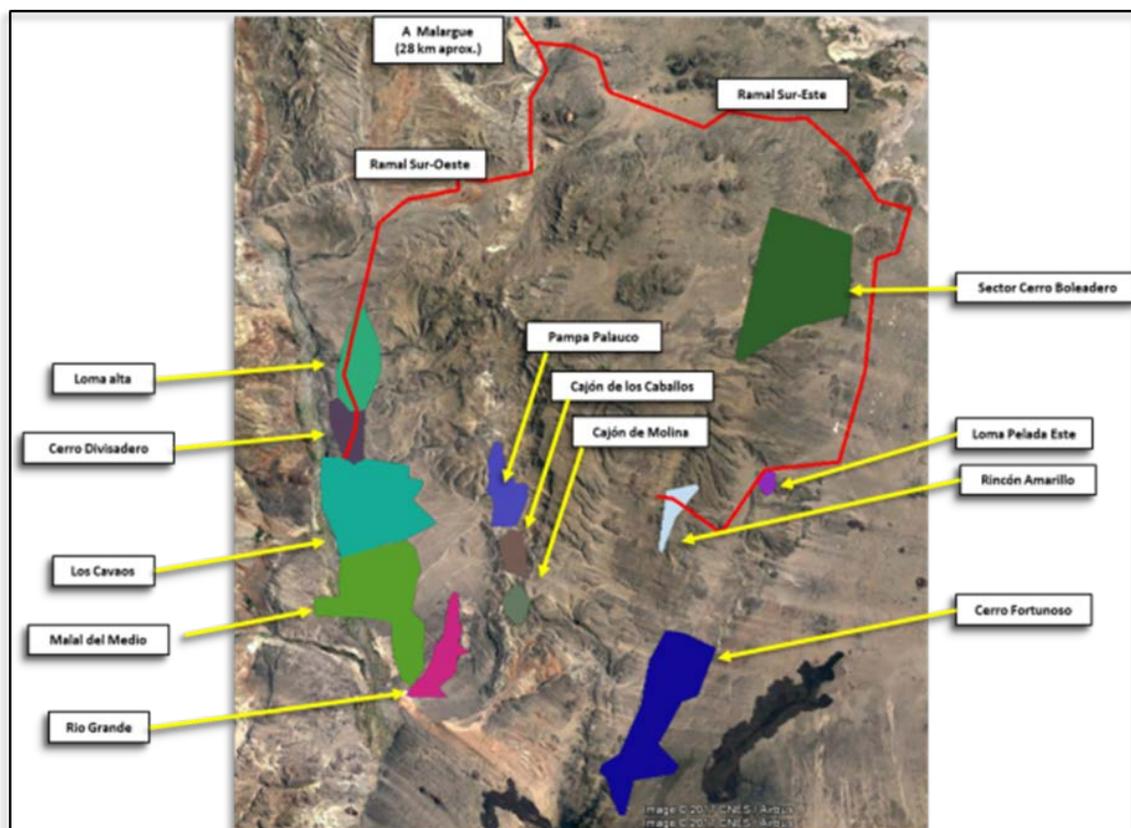


Fig. 2: Yacimientos ubicados al Sur de Malargüe

3. Yacimientos conectados por el ramal Sur-Este: Bloque Cajón de los Caballos

El bloque **Cajón de los Caballos** se encuentra dividido en dos sub-bloques conocidos como “Cajón de los Caballos” y “Sector oriental”. En el sub-bloque homónimo se hallan los yacimientos **Cajón de los Caballos** y **Cajón de Molina**. En tanto, en el **Sector Oriental** se encuentran los yacimientos **Loma Pelada Este**, **Cerro Boleadero** y **Rincón Amarillo**. Son estos tres yacimientos los que quedarían conectados con el ramal sur-este del gasoducto.

Algo que resulta de importancia remarcar es que ninguno de estos tres yacimientos posee historia de producción, sino que se tratan de hallazgos exploratorios, los cuales **no fueron aún desarrollados**. Esto genera que todos los cálculos estimativos de reservas estén basados en métodos volumétricos y/o por ensayo de los pozos descubridores.

Los tres yacimientos mencionados comparten una misma historia: Se tratan de trampas del tipo estructurales conformadas por anticlinales con cierre en las cuatro direcciones. Estos anticlinales tienen una orientación SO-NE y conforman el tren estructural del resto de los yacimientos de la zona como **Cerro Fortunoso y Rio Grande**.

El desarrollo de estos tres yacimientos comparte también una historia similar. Los pozos descubridores fueron a las partes cuspidales de las trampas, encontrando los casquetes gasíferos. Luego se perforaron varios pozos alrededor de estos pozos exploratorios con los objetivos de delimitar los descubrimientos como así también para buscar petróleo en posiciones estructurales más bajas (halo de petróleo). Sin embargo, todos estos pozos de delimitación fueron descartados, ya sea por caer por debajo del contacto de agua-gas o agua-petróleo y/o por no encontrar propiedades de reservorios favorables cayendo fuera de la trampa.

Estos resultados limitaron en gran parte los tamaños de los reservorios y su desarrollo ulterior. Más aún si el interés era el desarrollo de petróleo y no el del gas. El gas carecía de todo mercado: sin precios de gas atractivos no se invertiría en infraestructura y no se generaría un mercado.

A continuación una tabla que refleja los pozos perforados y el estado de los mismos:

Área	Bloque	Yacimiento	Pozos	Categoría Inicial	Estado	Año de Perforación
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-x1	Gas	En Estudio	1973
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-x2	Dry	En Estudio	1974
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-x3	Dry	A Abandonar	1975
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-e4	Gas	En Reserva de Gas	1977
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-e5	Dry	Abandonado	1977
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-a6	Dry	A Abandonar	1978
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-e8	Dry	Abandonado	1986
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerro Boleadero	CoB-a9	Dry	A Abandonar	1986
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerritos Colorados	CoC-x1	Dry	Abandonado	1986
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	Cerritos Colorados	CoC-x2	Dry	Abandonado	1983
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	La Buitrera	LB-x1	Oil	Abandonado	1983
Cajón de Los Caballos	Cerro Boleadero	El Durazno	ED-x1	Dry	Abandonado	1965
Cajón de Los Caballos	Loma Pelada Este	Loma Pelada Este	LPe-x1	Gas	En Reserva de Gas	1984
Cajón de Los Caballos	Loma Pelada Este	Loma Pelada Este	LPe-x3	Dry	Abandonado	1987
Cajón de Los Caballos	Loma Pelada Este	Pampa Palauco Oriental	PO-x1	Dry	Abandonado	1988
Cajón de Los Caballos	Loma Pelada Este	Cerro El Galpón	CoGa-x1	Dry	Abandonado	1986
Cajón de Los Caballos	Loma Pelada Este	Barrial de la Buitrera	BDB-x1	Dry	Abandonado	1985
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Rincón Amarillo	RA-es1	Dry	Abandonado	1976
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Rincón Amarillo	Ra-x2	Gas	En Estudio	1984
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Rincón Amarillo	RA-e3	Dry	Abandonado	1985
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Rincón Amarillo	RA-e4	Dry	Abandonado	1985
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Rincón Amarillo	RA-x5	Gas	En Reserva de Gas	2007
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Cerro del Leon	CDL-x1	Dry	A Abandonar	1977
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Cerro del Leon	CDL-x2	Dry	Abandonado	1991
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Escorial de la Media	EML-es1	Dry	Abandonado	1974
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Escorial de la Media	EML-x2	Dry	Abandonado	1977
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Escorial de la Media	EML-x3	Dry	Abandonado	1985
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Cerro La Olla	CoLO-x1	Dry	A Abandonar	1993
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo		LoAI-x1		En Estudio	2015
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Puesto Diaz	PD-x1	Dry	Abandonado	1989
Cajón de Los Caballos	Rincón Amarillo	Rincón Colorido	RnC-x1	Dry	Abandonado	1984

Fig. 3: Pozos perforados en el bloque “Cajón de los Caballos (Sector Oriental)” que podrían ser conectados al ramal Sureste del gasoducto. (cuadro armado en base a información de Cap. IV de la SE)

Como dato se muestra la columna estratigráfica de los yacimientos:

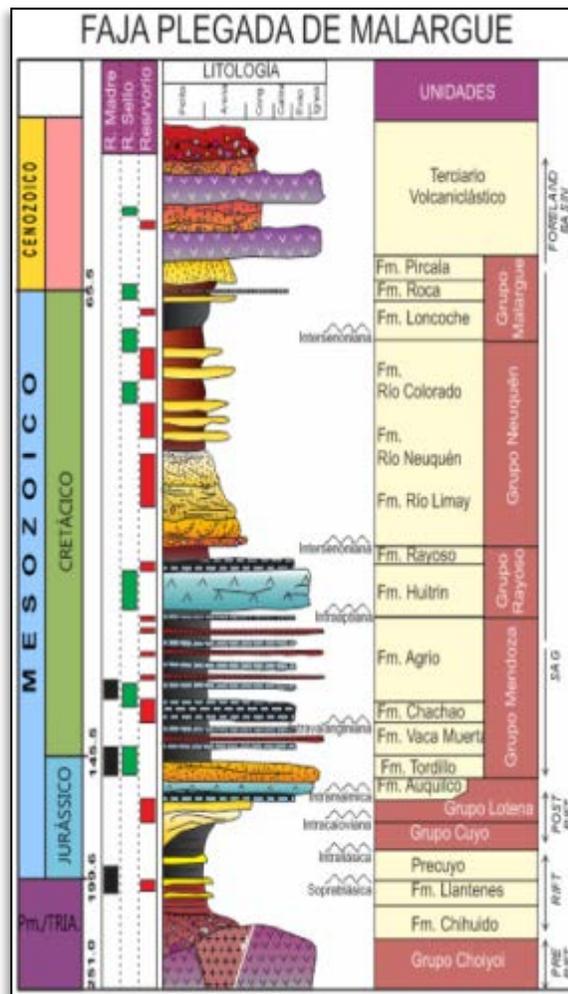


Fig. 4: Columna estratigráfica de la zona

3.1 Cerro Boleadero

La estructura de Cerro Boleadero se trata de un anticlinal estrecho elongado en la dirección SO-NE. Mientras que el flanco oriental posee un ángulo de buzamiento de 10 grados, el flanco occidental posee ángulos de buzamiento mayores.

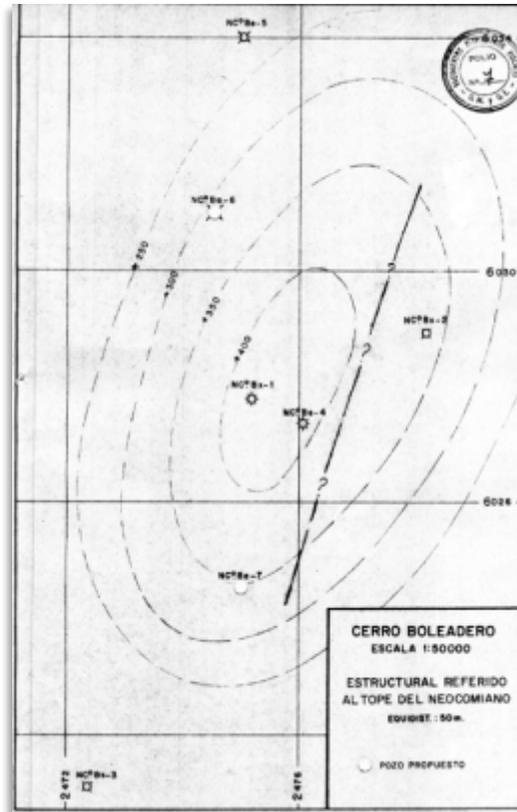
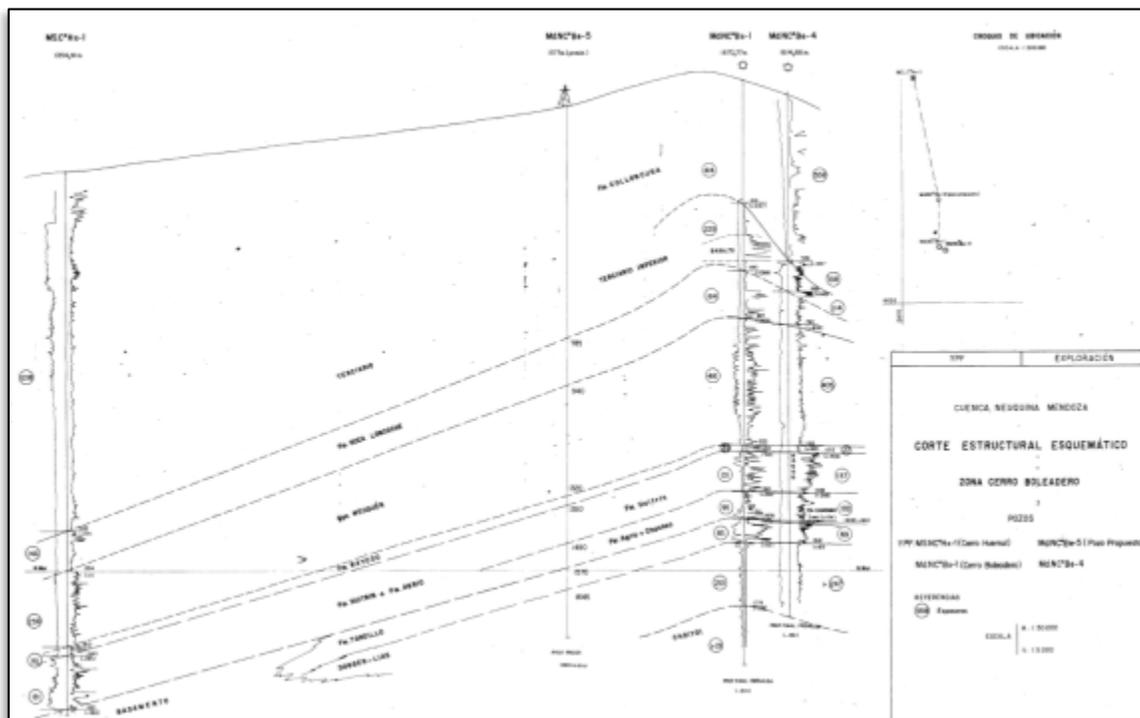


Fig. 5: Mapa estructural
Fig. 6 y 7: Corte estructural de los pozos de Cerro Boleadero



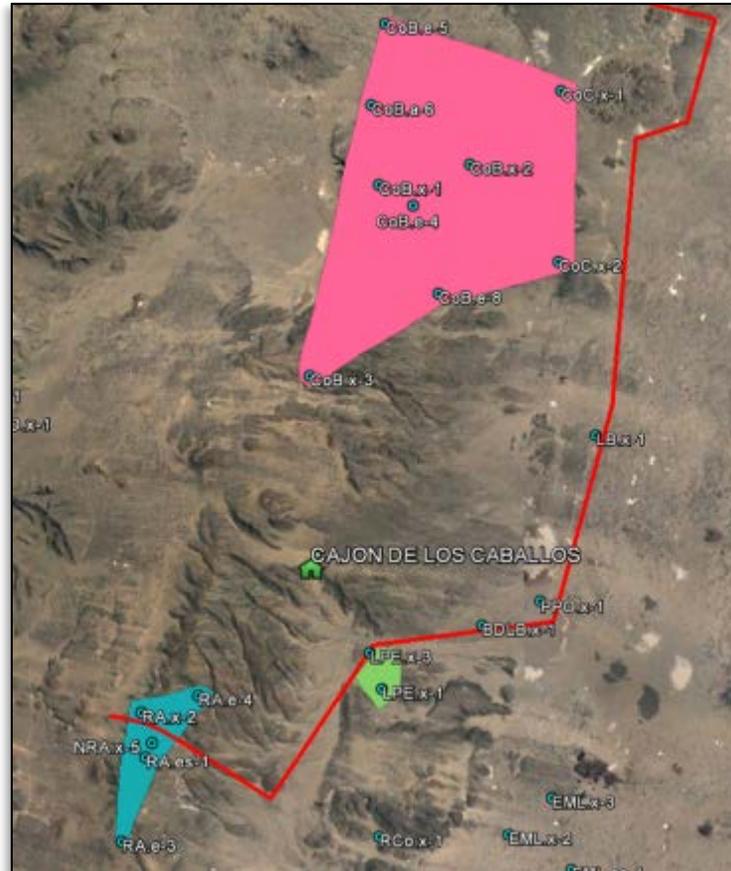


Fig. 8: Mapa de la posición relativa de los yacimientos

El pozo descubridor de esta estructura es el CoB-x1 el cual cae en una posición cuspidal de la estructura. Durante la terminación del mismo se realizaron ensayos de las calizas fracturadas del Grupo Mendoza obteniendo caudales de 23.000 m³/d ensayado por orificio de 6 mm.

Según una muestra obtenida durante este ensayo, se trataría de un gas pobre de una gravedad específica de 0.62 con CO₂ apenas arriba de la especificación del 2%.

C ₁ :	90,43 %
C ₂ :	2,42 %
C ₃ :	0,54 %
C ₄ :	0,09 %
CO ₂ :	3.33 %
N ₂ :	3,11 %

Fig. 9: Cromatografía del gas obtenido durante el ensayo del pozo CoB-x1

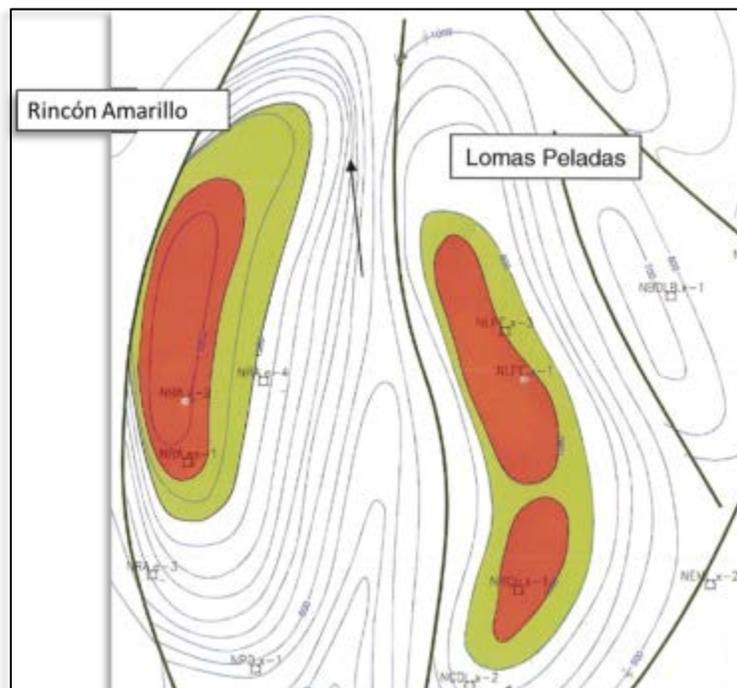
A partir del hallazgo de este pozo, se perforaron 7 pozos adicionales para delimitar la estructura e intentar hallar un posible contacto gas-petróleo. Todos estos pozos resultaron estériles a excepción del pozo CoB-e4 el cual cae en una posición estructural inferior al pozo descubridor (16 metros más bajo).

3.2 Lomas Peladas Este

Lomas Peladas Este es otra estructura anticlinal con cierres en las cuatro direcciones ubicado 12 kilómetros al Sur de Cerro Boleadero. El pozo LPE-x1 es el que se encuentra estructuralmente más alto de la estructura en la cota de 960 m.r.n.m. Este pozo ensayó varios niveles productivos en el Grupo Neuquén con caudales de hasta 170.000 m³/d de gas. Sin embargo los recursos descubiertos nunca fueron puestos en producción porque no había posibilidades de venta.



Fig. 10: Mapa del yacimiento
Fig. 11: Mapa Estructural



Hacia el Norte se perforó el LPE-x3 el cual cae en una cota similar en la estructura (920 m.r.n.m.) también contactando gas. Si bien las propiedades petrofísicas de este pozo son muy buenas y se los ensayó obteniendo altos caudales de gas, los niveles superiores solo produjeron anhídrido carbónico, mientras que los inferiores también produjeron CO₂ con algo de gas combustible. En definitiva se decidió abandonarlo por no tener interés comercial.

Finalmente, el pozo RnC-x1(Rincón Colorido) que también se encuentra en la parte superior de la estructura fue catalogado como pozo estéril por producir únicamente CO₂.

El pozo CDL-x1 (Cerro del León) da el cierre del anticlinal hacia el Sur, cayendo por debajo del contacto de Gas – Agua, en una cota estructural de 760 m.r.n.m.

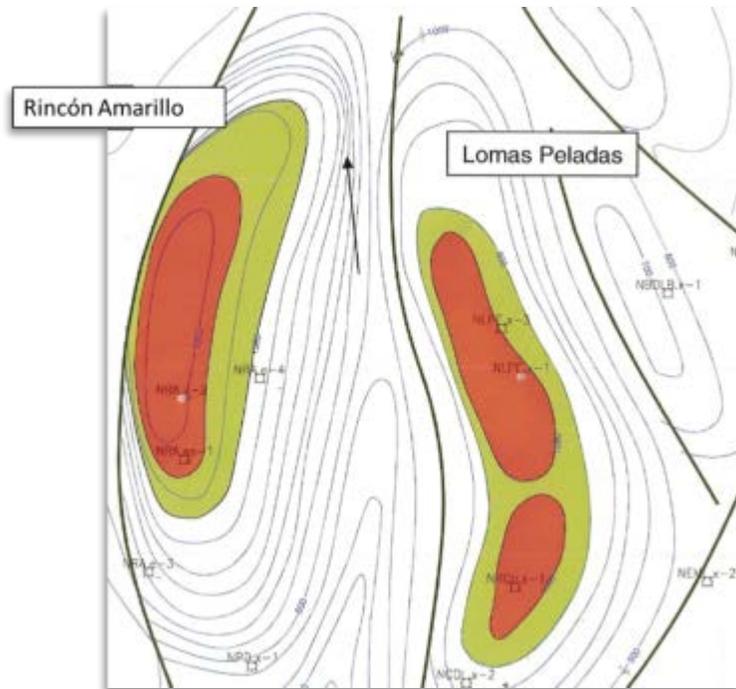
Si bien las propiedades petrofísicas del reservorio en esta estructura fueron interesantes, el resultado de los pozos de exploración limita considerablemente el tamaño de la estructura. Por lo visto, también existe una fuerte incertidumbre sobre el porcentaje de dióxido de carbono almacenado, lo que pone en observación a estos yacimientos.

3.3 Rincón Amarillo

Rincón Amarillo es otra trampa del tipo anticlinal con cierre en las cuatro direcciones y un desarrollo SO-NE que se encuentra a 6 kilómetros hacia el Oeste de Lomas Peladas Este.



Fig. 12: Mapa del yacimiento
Fig. 13: Mapa Estructural



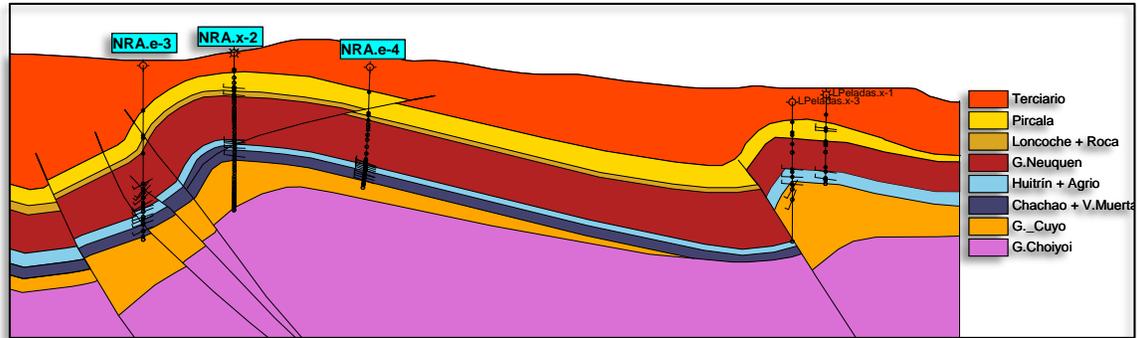


Fig. 14: Corte estructural esquemático

El pozo Ra-x2 fue perforado en la zona cuspidal de la estructura y posee ensayos de gas que van desde los 12.000 a los 100.000 Sm³/d de gas en diferentes capas del Grupo Neuquén y la Formación Huitrín. Las capas más profundas ensayaron agua.

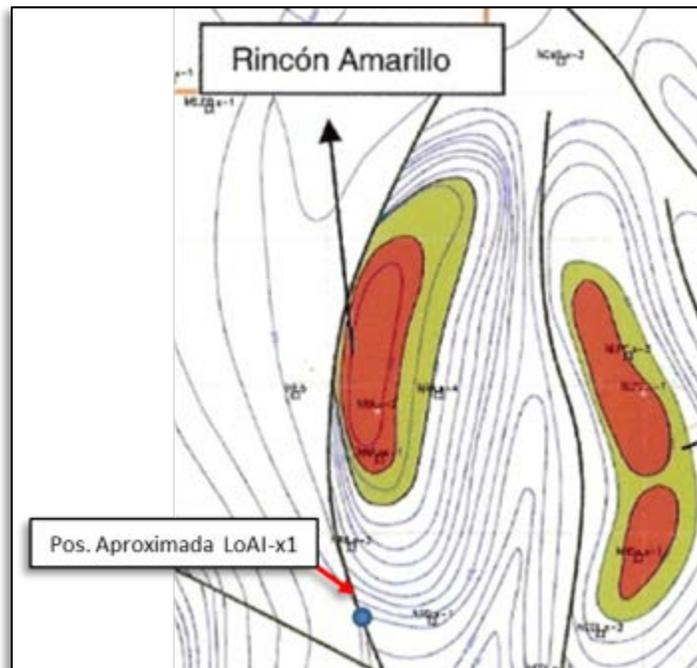
Los demás pozos perforados en diferentes posiciones cayeron por debajo del contacto de Gas - Agua (como el Ra-e3 que fue a explorar el bloque bajo) o no encontraron el desarrollo de reservorio esperado (como el Ra-e4).

Estos resultados obtenidos limitarían una vez más el desarrollo económico del bloque.

En 2007, Repsol-YPF perfora el pozo Ra-x5 en una posición intermedia entre el RA-es1 y el RA-e3 con el objetivo de ir a buscar el halo de petróleo. El resultado del mismo fue gas.



Fig. 16: Mapa del yacimiento
Fig. 17: Mapa Estructural



3.4 Estudio de las Reservas declaradas del bloque “Cajón de los Caballos”

A continuación se presenta un resumen de la evolución de la información de reservas declaradas ante la Secretaría de Energía.

En las declaraciones de Diciembre del 2004 y 2005, el único yacimiento de este sector que poseía reservas “probables” de gas era **Cerro Boleadero** con un volumen de gas de 150 MMm³ (5.3 BCF). Tanto **Loma Pelada Este** como **Rincón Amarillo** no reportaban reservas de gas.

REPUBLICA ARGENTINA 2004					
RESERVAS COMPROBADAS Y PROBABLES DE PETROLEO Y GAS HASTA EL FINAL DE LA VIDA UTIL DE LOS YACIMIENTOS POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO AL 31/12/2004					
RESERVAS		COMPROBADAS		PROBABLES	
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETROLEO (Mm3)	GAS (MMm3)
Cajón de los Caballos	ROCH S.A.				
Cajón de los Caballos		200	0	0	0
Cajón de Molina		71	0	0	0
Cerro Boleadero		0	0	0	150
Loma Pelada Este		0	0	0	0
Rincón Amarillo		0	0	0	0
TOTAL Cajón de los Caballos		270	0	0	150

Fig. 18: Declaración de reservas, año 2004 (Fuente S.E.)

Es importante mencionar que en esos años las reservas se clasificaban únicamente en Comprobadas o Probables. Recién a partir de la declaración de Diciembre de 2006 en adelante se comienza a utilizar la clasificación actual, donde las reservas se dividen en Comprobadas, Probables, Posibles y Recursos. En esta declaración de 2006 se excluyen directamente los bloques del sector oriental de Cajón de los Caballos.

Es recién en el 2012 que vuelven a figurar estos yacimientos agrupados como **“Cajón de los Caballos (Sector Oriental)”**.

En las declaraciones de los años 2012 y 2013 este grupo de yacimientos figura sin ningún valor de reserva.

En la declaración de diciembre del 2014 aparece como **recurso** de gas un volumen de 263 MMm³ (9.28 BCF) las cuales se mantienen hasta la declaración de 2015.

REPUBLICA ARGENTINA 2012									
RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO Y GAS									
POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO									
HASTA EL FINAL DE LA VIDA ÚTIL									
AL 31/12/2012									
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	RESERVAS						RECURSOS	
		COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		PET (Mm3)	GAS (MMm3)
		PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)		
Cajón de los Caballos	ROCH S.A.								
Cajón de los Caballos		183	7	0	0	0	0	0	0
Cajón de Molina		18	1	0	0	0	0	0	0
TOTAL Cajón de los Caballos		201	8	0	0	0	0	0	0
Cajón de los Caballos (Sector Oriental)	YPF S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0

REPUBLICA ARGENTINA 2015									
RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO Y GAS									
POR CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO									
HASTA EL FINAL DE LA VIDA ÚTIL DE LOS YACIMIENTOS									
AL 31/12/2015									
CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	OPERADOR	RESERVAS						RECURSOS	
		COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		PET (Mm3)	GAS (MMm3)
		PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)		
Cajón de los Caballos	ROCH S.A.								
Cajón de los Caballos		96	4	0	0	0	0	0	0
Cajón de Molina		8	5	0	0	0	0	0	0
TOTAL Cajón de los Caballos		105	9	0	0	0	0	0	0
Cajón de los Caballos (Sector Oriental)	YPF S.A.	0	0	0	0	0	0	0	263

Fig. 19 y 20 y 21: Declaración de reservas, año 2012, 2015 (Fuente S.E.)

4. Yacimientos conectados por el ramal Sur-Oeste: Bloque Río Grande

El ramal Suroeste conectaría los yacimientos Loma Alta, Cerro Divisadero y Los Cavaos.

Se conoce que los yacimientos Malal del Medio, Río Grande y Cerro Fortunoso que se encuentran en el bloque, poseen gasoductos internos por lo que también si entrarían en especificación podrían ser conectados en el futuro y de ser necesario al nuevo gasoducto.

A continuación se realizará una screening inicial de los distintos yacimientos;

4.1 Loma Alta

Tiene 21 Pozos Perforados y 37 terminaciones realizadas.

Formaciones Productivas: Vaca Muerta, Agrio, Chachao, Grupo Neuquén y Rayoso

Área	Yacimiento	Estado	Cantidad	S.E.
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	A	7	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	ARAP	2	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	AT	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	EEF	4	4 BM
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	ES	6	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	PT	1	

Fecha	Área	Yacimiento	Form_Pro	CountOfID Po	Caudal		Acumulada	
					Oil	Gas	Oil	Gas
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	AGRI	10	29%	7%	30%	16%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	CHCH	12	68%	90%	66%	75%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	GNEU	3	0%	0%	0%	0%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	RAYO	1	0%	0%	0%	0%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA	VMUT	5	3%	2%	4%	9%

Fig. 22 y 23: Estado de pozos y capas productoras (en base a información del Cap. IV)

De los 21 pozos perforados, solo 4 pozos se encuentran en servicio mediante extracción por “Bombeo Mecánico”. Los restantes se encuentran cerrados o abandonados.

La mayor parte de la producción acumulada y actual de petróleo y gas, provienen principalmente de ChaChao y en menor medida de Agrio. Las demás formaciones acumulan muy poca producción.

El GOR (relación gas petróleo) arranca en valores cercanos a 500 m³/m³ y a partir del 2011 comienza a incrementar hasta alcanzar los 1000 m³/m³. Pese al GOR, el caudal total de gas producido es bajo (unos 20 Mm³/d) debido al bajo caudal de petróleo por el alto corte de agua existente. No sería posible conectar este gas al ducto principal a Malargüe porque seguramente es de muy baja presión. Hay que hacer notar que desde principios del 2014 hasta abril del 2016 este yacimiento estuvo cerrado.

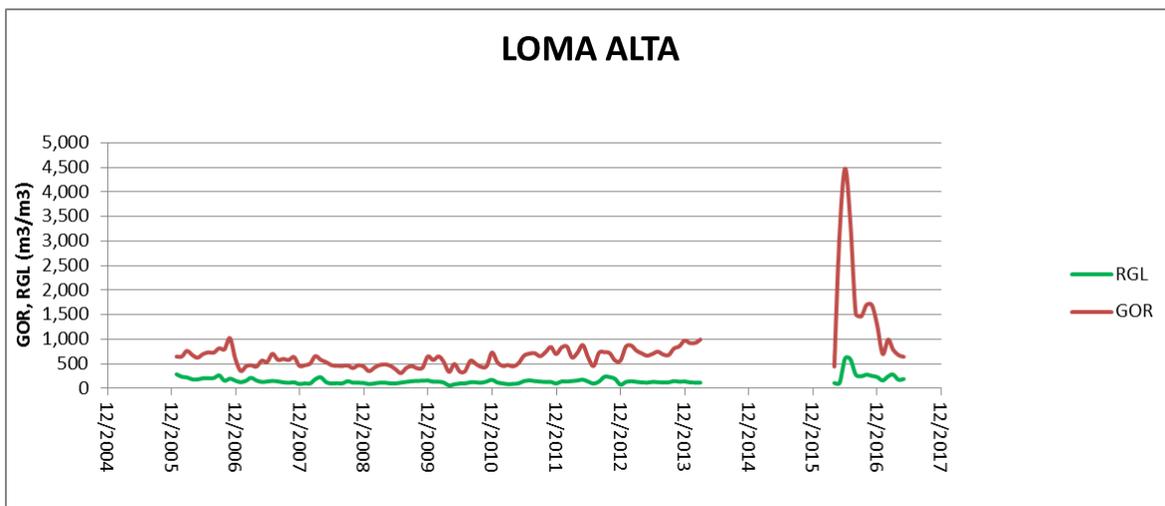
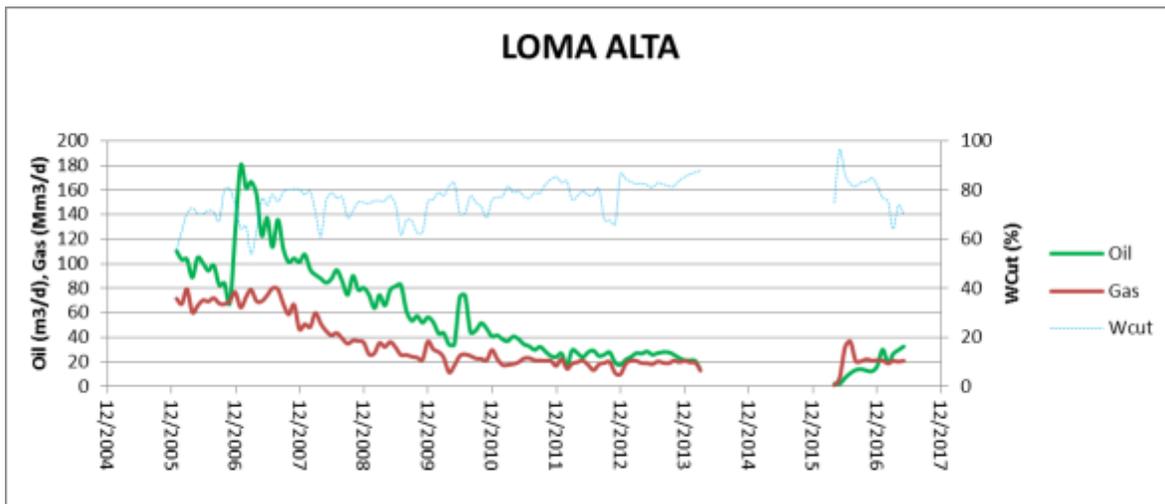


Fig. 24 y 25: Gráficos de producción en función del tiempo. (en base a inf. del Cap IV)

Respecto a las reservas declaradas, no existen registros de reservas para “Loma Alta”. Se desconoce si las mismas están siendo incluidas en algún otro bloque (como por ejemplo “Loma Alta Sur”) o si existe algún otro motivo.

4.2 Loma Alta Este

Cuenta con un solo pozo abandonado (formación Grupo Neuquén) con una muy baja acumulada de petróleo y gas.

4.3 Loma Alta Sur

Área	Yacimiento	Estado	Cantidad	S.E.
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	A	6	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	ARAP	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	EEF	46	41 BCP
				3 BM
				2 OTE
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	EER	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	EIE	17	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	ES	3	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	PT	4	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOMA ALTA SUR	RRSA	1	

Fig. 26 y 27: Estado de pozos y capas productoras (en base a inf. del CIV).

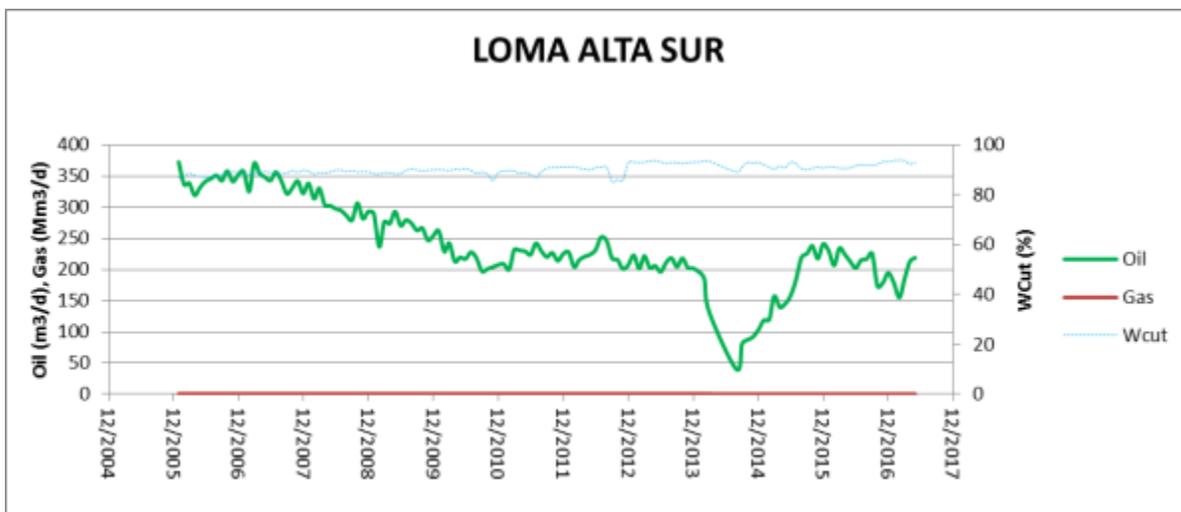


Fig. 28: Gráfico de producción en función del tiempo (en base a inf. del Cap IV).

Loma Alta Sur es un yacimiento que cuenta con 79 pozos perforados, de los cuales 63 se encuentran en servicio a la fecha (46 productores y 17 inyectoros). De los 46 productores, 41 son bombas de cavidades progresivas, 3 bombeos mecánicos y 2 poseen “otro sistema de extracción”.

El total de los pozos productivos lo hacen desde la formación Grupo Neuquén. Existen tres terminaciones a otras formaciones (una a Chachao y otros dos a formaciones improductivas) que resultaron estériles.

Este yacimiento está siendo sometido a una recuperación secundaria. Los valores de producción son típicos a este tipo de yacimientos de petróleo: Pozos con caudales elevados (hasta los 250 m³/d), importantes cortes de agua y muy bajos caudales de gas (el GOR es inferior a 1 m³/m³).

Reservas de Gas:

Año	Area	Yacimiento	Gas- P1 BCF (MM m3)	Gas- P2 BCF (MM m3)	Gas- P3 BCF (MM m3)	Gas- Rec. BCF (MM m3)
2010	Valle del Río Grande	Loma Alta Sur	3.5 (100)	0 (0)	3.2 (90)	0.1 (3)
2011	Valle del Río Grande	Loma Alta Sur	2.7 (76.4)	0 (0)	2.5 (69.6)	0.1 (3.1)
2012	Valle del Río Grande	Loma Alta Sur	0.7 (19)	2.8 (80)	3.6 (102)	0.1 (2)
2013	Valle del Río Grande	Loma Alta Sur	0.7 (19)	0 (0)	0 (0)	0.1 (2)
2014	Valle del Río Grande	Loma Alta Sur	0.6 (18)	5.7 (161)	4.8 (137)	0.1 (2)
2015	Valle del Río Grande	Loma Alta Sur	0.6 (18)	5.7 (161)	4.0 (138)	0 (1)

Fig. 29: Reservas y recursos declarados (fuente S.E.)

Al analizar la historia de producción en conjunto con evolución de las certificaciones disponibles de gas nos encontramos con un comportamiento atípico: En el 2010 se certificaron 3.5 BCF de reservas P1 y 3.2 BCF de reservas P3, aunque este yacimiento nunca reportó producción de gas. Con el pasar del tiempo las reservas P1 han ido bajando al mismo tiempo que se han ido incrementando las reservas P2 y P3 (sin que haya producción alguna de gas). Este comportamiento responde a una reclasificación de reservas, seguramente por un nuevo análisis de la estructura lo que confirma que las posibilidades reales de que este gas exista es cada vez menor (recordemos que las diferencias entre P1, P2 y P3 no tiene que ver con la economicidad del proyecto o la existencia de un mercado, sino en las chances de que dicha reserva exista).

4.4 Cerro Divisadero

Área	Yacimiento	Estado	Cantidad	S.E.
VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	A	8	
VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	ARAP	2	
VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	EEF	6	6 BM
VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	ERG	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	ES	4	
VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	PT	1	

Fecha	Área	Yacimiento	Form_Pro	CountOfID Po	Caudal		Acumulada	
					Oil	Gas	Oil	Gas
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	AGRI	11	3%	2%	6%	13%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	CHCH	13	48%	6%	66%	59%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	GNEU	2	0%	0%	1%	24%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	LAJA	1	0%	0%	0%	0%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	PREC	2	50%	92%	26%	4%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	CERRO DIVISADERO	VMUT	2	0%	0%	1%	1%

Fig. 30 y 31: Estado de pozos y capas productoras (en base a inf. del CIV).

Cerro Divisadero cuenta con 22 pozos perforados (36 terminaciones).

Actualmente hay 6 pozos en producción, todos ellos están siendo producidos mediante Bombeo Mecánico. De las diversas formaciones productivas, la mayor parte de producción acumulada proviene de ChaChao. Actualmente, el 92% de la producción de Gas (aunque este porcentaje representa un caudal de tan solo 300 m³/d) y el 50% del petróleo proviene de dos pozos terminados en el Precuyano.



Fig. 32: Gráfico de producción en función del tiempo (en base a inf. del CIV).

El pozo que está catalogado como “En reserva de Gas” se trata del CD-e17. Si se observa la historia de producción, se puede ver un pico en la producción de gas a fines del 2007. Este aumento de gas se debe a la puesta en servicio justamente del pozo CD-e17. Este pozo está catalogado como pozo de Gas, y aunque presenta historia de producción previa al 2006, su acumulada no es muy elevada. El caudal de producción durante este período que estuvo en servicio (Julio a Noviembre del 2007) tampoco reporta elevados caudales de producción (no supera los 20.000 sm³/d). Esto puede deberse a que el pozo se lo produjo en forma restringida para uso dentro del yacimiento. En general si el gas no se comercializa, su producción no se reporta. Por lo tanto se podría pensar que en esa zona del yacimiento habría un potencial de gas a producir.

El gas reportado en los demás pozos es extremadamente bajo (GOR menor a 20 m³/m³), típico de un yacimiento de petróleo negro.

4.5 Cerro Divisadero Sur

Cerro Divisadero Sur es un yacimiento donde se perforó un único pozo a ChaChao que fue estéril.

4.6 Los Cavaos

Fecha	Área	Yacimiento	Form_Pro	CountOfID Po	Caudal		Acumulada	
					Oil	Gas	Oil	Gas
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	AGRI	87	39%	30%	18%	26%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	CHCH	72	17%	16%	13%	17%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	GNEU	1	0%	0%	0%	0%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	LAJA	1	0%	0%	0%	0%
01/05/2017	VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	VMUT	101	43%	54%	70%	56%

Área	Yacimiento	Estado	Cantidad	S.E.
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	A	38	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	AA	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	ARAP	12	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	AT	5	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	EEF	24	2 BES
				21 BM
				1 SN
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	EER	5	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	EIE	4	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	ERG	2	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	ES	52	
VALLE DEL RIO GRANDE	LOS CAVAOS	PT	1	

Fig. 33 y 34: Estado de pozos y capas productoras (en base a inf. del CIV).

Los Cavaos es un yacimiento que cuenta con un total de 144 perforaciones. Actualmente posee 28 pozos en servicio: cuatro Inyectores y los restantes son pozos productores, los cuales 2 tienen bombeo electro-sumergible, 21 poseen bombeo mecánico y un pozo producido es por surgencia natural.

Con un GOR que va de los 1000 a 2000 m³/m³, se puede decir que además de la producción del gas asociado, podría existir la producción de gas libre (probablemente algún pequeño casquete). Pese a lo dicho, el potencial del gas está vinculado a la producción del petróleo. Los pozos que mayor producción de gas tienen, son aquellos que están siendo explotados a mayor caudal de líquidos mediante sistemas de levantamiento artificial. Los dos pozos que más gas producen se producen con sistema de bombeo electro-sumergible (Ca-134 y Ca-a30), con una producción de gas de 22.400 sm³/d y 17.700 sm³/d respectivamente.

La producción de gas de los demás pozos promedian los 3.700 sm³/d.

El pozo que figura como surgente es el pozo LCa-149 que fue puesto en producción por un par de horas en el mes de mayo con una producción instantánea (días efectivos) de 28.571 sm³/d.

Existen tres pozos de los cuatro pozos originales catalogados como “gasíferos” que actualmente figuran “en reserva de gas”.

Los otros dos pozos, que figuran “en reserva de gas”, son el LCa-134 y LCa-18. Uno de los pozos, es el pozo LCa-134 y tiene muy poca historia de producción. En los últimos años (el pozo tiene una acumulada previa al 2006 de 1665 Mm³), solo se lo ha producido un par de meses durante el 2006 con modestos resultados.

Otro de los pozos es el LCa-18, que tiene una acumulada de gas previa al 2006 de 67 Mm³. Luego de esa fecha no presentó registros de producción.

Finalmente el último pozo que figuraba inicialmente como “de gas” es el LCa-65. Aparentemente este pozo fue convertido a “petrolero” en septiembre del 2007 (incluso se cambia su clasificación en los reportes de Cap IV), y produjo petróleo

por cuatro meses (con un bombeo mecánico) hasta que el mismo fue cerrado por alta relación agua-petróleo (se acuaticizó).

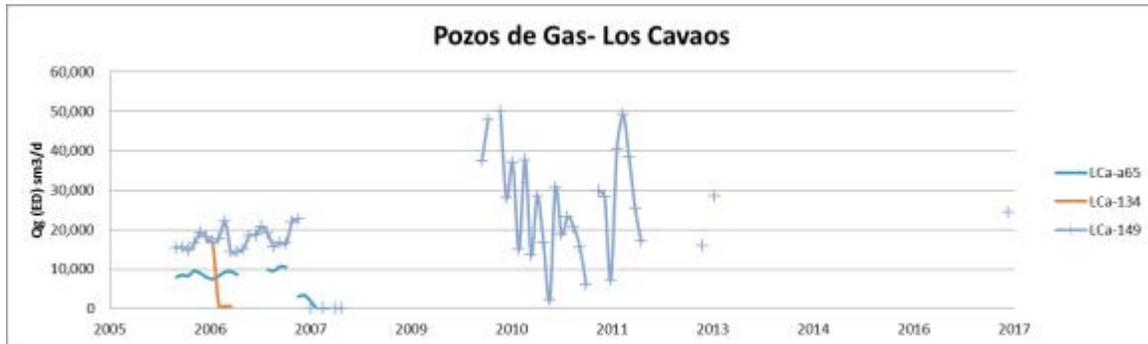


Fig. 35: Gráfico de producción en función del tiempo (en base a inf. del Cap IV).



Fig. 36: Gráfico de Acumuladas de producción en función del tiempo (en base a inf. del CIV).

De sus 295 Terminaciones, 274 resultaron productivas (Agrido, ChaChao, Grupo Neuquén, Vaca Muerta y Lajas). Solo las terminaciones a Lajas no presentan producción actual o hidrocarburos acumulados. Las mayores acumuladas y caudales actuales corresponden a las terminaciones en Vaca Muerta según lo documentado en las declaraciones juradas del Capítulo IV a S.E., seguidas por Agrido y finalmente por ChaChao. En la actualidad, el yacimiento produce cerca de 100 Mm³/d de gas y sería una fuente de inyección potencial muy importante para el nuevo ducto a Malargüe.

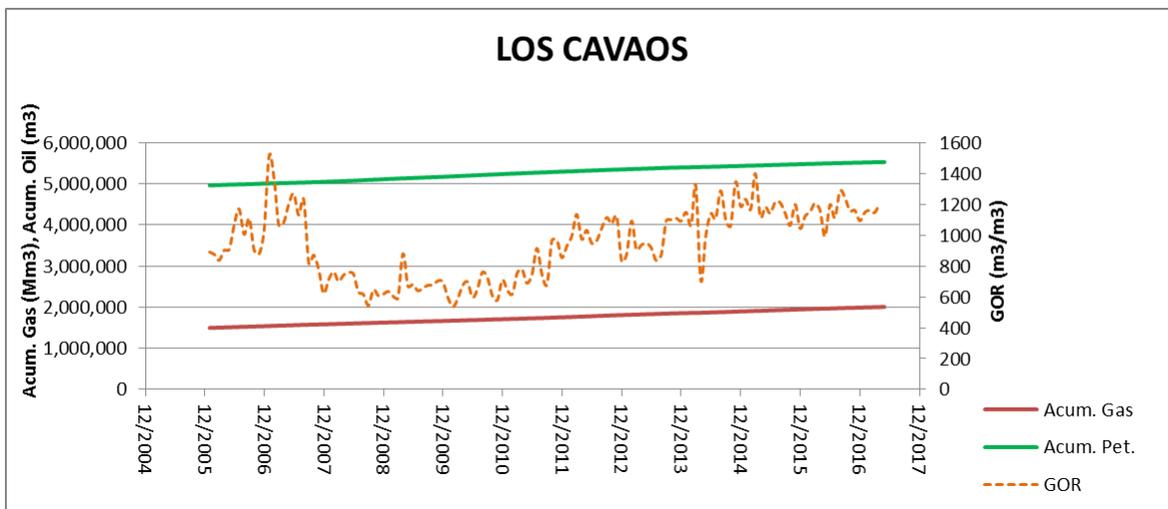
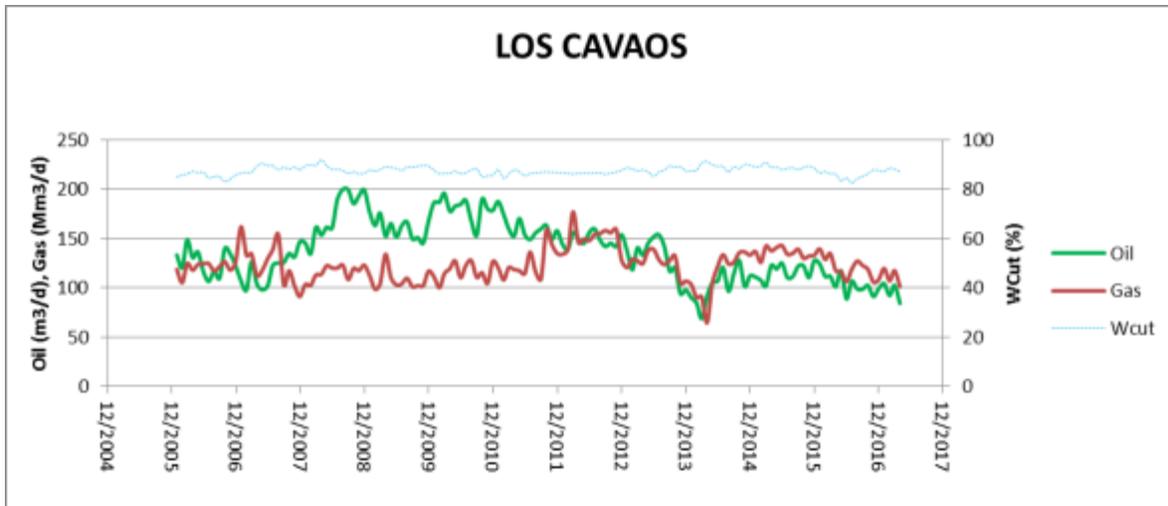


Fig. 37 y 38: Gráficos de producción y acumuladas en función del tiempo (en base a inf. del CIV).

Analizando los gráficos de producción podemos ver que se trata de un yacimiento de petróleo con una producción importante de gas. El GOR ha ido aumentando conforme el yacimiento fue siendo explotado, pasando de uno GOR de 600 m³/m³ a un valor actual de 1200 m³/m³. El gas producido sería mayormente gas asociado de los pozos de petróleo. Sin embargo, el volumen de gas producido es muy significativo. A la fecha, se han producido más de 2000 Mm³ (70.6 bcf) de gas del yacimiento Los Cavaos. Suponemos que gran parte de este gas es utilizado para las necesidades generación de energía eléctrica, calentadores, proceso no solo de este yacimiento sino también de otros campos del área de Valle de Rio Grande.

Reservas de Gas e impacto en el Proyecto del Gasoducto:

Año	Area	Yacimiento	Gas- P1 BCF (MM m3)	Gas- P2 BCF (MM m3)	Gas- P3 BCF (MM m3)	Gas- Rec. BCF (MM m3)
2010	Valle del Río Grande	Los Cavaos	11.1 (315)	1 (28)	6.8 (193)	2.6 (74)
2011	Valle del Río Grande	Los Cavaos	9 (255.3)	0.9 (26.7)	6.9 (196)	4.7 (134.3)
2012	Valle del Río Grande	Los Cavaos	14.8 (418)	2.6 (73)	10.7 (303)	1.2 (33)
2013	Valle del Río Grande	Los Cavaos	14.8 (419)	0.3 (8)	17.7 (501)	0.3 (8)
2014	Valle del Río Grande	Los Cavaos	11.3 (319)	0.3 (8)	0 (0)	1.3 (36)
2015	Valle del Río Grande	Los Cavaos	4.7 (133)	0.1 (4)	0 (0)	6.8 (192)

Fig. 39: Reservas y recursos declarados (Fuente S.E.)

En cuanto a la evolución de reservas, podemos ver que a partir del 2013 las mismas han comenzado declinar. Incluso del 2013 al 2014 ha habido un gran recorte de reservas P3 (recordemos que las reservas P3 son “Posibles” y son la que más riesgos acarrear). En la actualidad, el yacimiento posee 4.7 bcf de reservas de gas probadas. Al ritmo actual de explotación, esto implicaría que se podría mantener una producción de 100 Mm³/d por más de cuatro años, teniendo en cuenta también los recursos contingentes auditados de 6.8 bcf.

4.7 Malal del Medio

Form Pro	CountOfID Po	Caudal		Acumulada	
		Oil	Gas	Oil	Gas
AGRI	61	22%	29%	65%	60%
CHCH	27	16%	13%	8%	8%
GNEU	11	14%	4%	3%	2%
HUIT	3	0%	0%	1%	3%
LAJA	2	0%	0%	1%	1%
PREC	2	1%	1%	0%	0%
VMUT	37	47%	53%	23%	25%

Área	Yacimiento	Estado	Cantidad	S.E.
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	A	17	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	AA	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	ARAP	12	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	EEF	25	1 BES 21 BM
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	EER	2	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	EIE	3	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	ERG	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	ES	36	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	PT	1	
VALLE DEL RIO GRANDE	MALAL DEL MEDIO	RRSA	1	

Fig. 40 y 41: Estado de pozos y capas productoras (en base a info. del Cap IV).

Malal del Medio cuenta con un total 99 pozos perforados. Actualmente hay solo 25 productores activos, de los cuales 24 están siendo producidos mediante bombeo mecánico y el pozo restante mediante una bomba electro-sumergible. Si bien la mayor producción acumulada pertenece a la formación Agrio, actualmente la formación que más producción está aportando es la de Vaca Muerta.

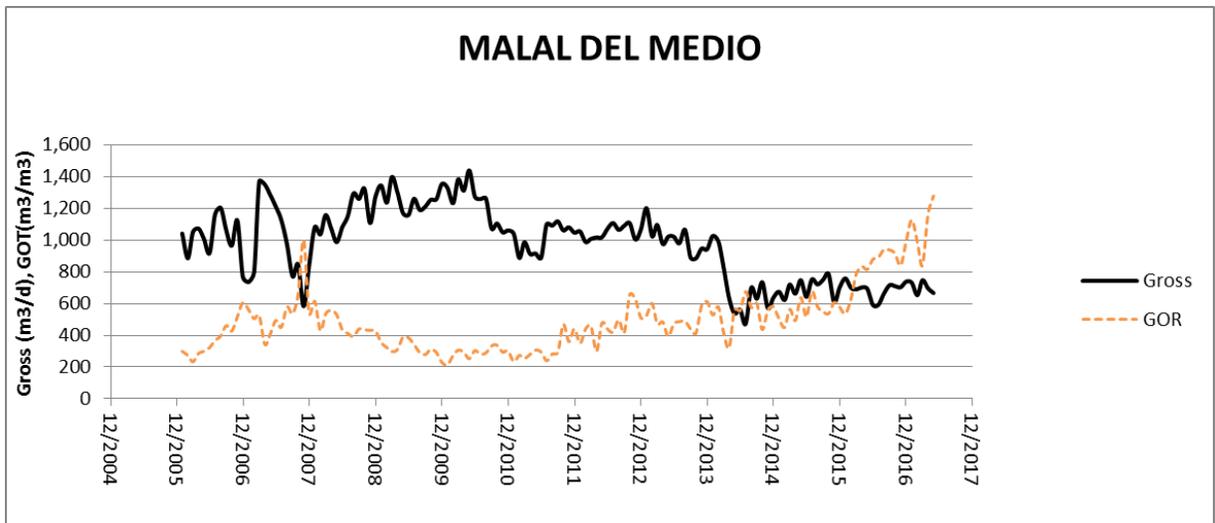
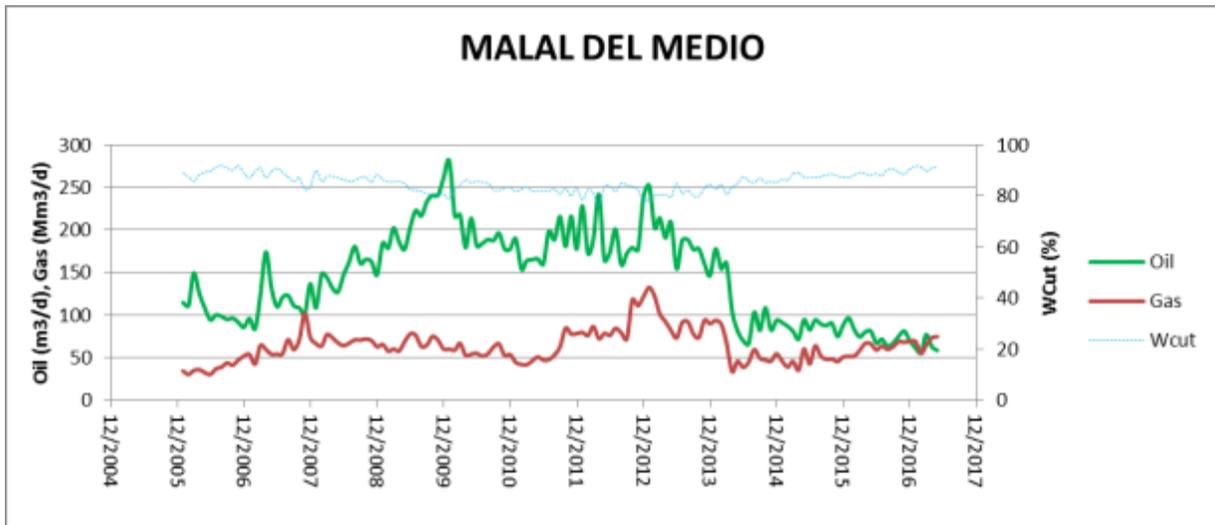


Fig. 42 y 43: Gráficos de producción en función del tiempo (en base a inf. del CIV).

El gas producido en este yacimiento es gas asociado al petróleo. El hecho de que el GOR este incrementándose, habla de una depleción del reservorio. Este yacimiento, al igual que Los Cavaos, posee un GOR de entre 1000 y 2000 m³/m³. La mayoría de los pozos produce con bajos caudales, tanto de petróleo como de

gas, con producciones de petróleo cercanas a 1 m³/d, y caudales de gas que promedian unos 2.400 sm³/d. Existe un único pozo (el MdM-a56) que, debido a que no tiene un elevado corte de agua, produce con un mayor caudal, 11 m³/d de petróleo, y 25.000 m³/d de gas.

Para el aprovechamiento de este gas, unos 68 Mm³/d, habría que analizar por un lado cuanto de este gas está siendo actualmente captado y la posibilidad de comprimirlo para ser aprovechado en el proyecto del gasoducto (se estima que este gas es gas de baja por estar asociado a pozos productores de petróleo).

Existen dos pozos que habían sido catalogados como gasíferos, el MDM-x1 y el MDM-23.

El pozo MdM-x1 tiene una acumulada de 10.596 Mm³ (0.37 BCF) al inicio del 2006, y durante la última década presenta escasa producción esporádica en algunos meses y por pocos días. Actualmente este pozo figura como “en reserva de gas”. Parece interesante para el futuro del proyecto.

El otro pozo que originalmente fue catalogado como gasífero es el MDM-23. Este pozo presentaba una acumulada de gas de 2575 Mm³ (0.09 BCF) al inicio del 2006 y figuró como “en reserva de gas” hasta finales del 2013, momento en el cual es re-catalogado como pozo petrolero y comienza a producir líquido. Se mantiene en producción por 4 meses con una magra producción de gas y petróleo (Qoil: 0.2 m³/d, Qwater: 37 m³/d, Qgas 300 sm³/d) hasta que finalmente se lo cierra por “alta relación agua-petróleo”, estado el cual se mantiene hasta el día de la fecha.

4.8 Cerro Fortunoso

Área	Yacimiento	Estado	Cantidad	S.E.
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	A	16	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	ARAP	3	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	ARGP	10	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	AT	4	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	EEF	168	22 BCP
				1 BES
				143 BM
				2 OTE
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	EER	2	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	EIE	18	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	ES	2	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	OCA	2	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	PT	7	
CERRO FORTUNOSO	CERRO FORTUNOSO	RRSA	14	

Fig. 44: Estado de pozos (en base a inf. del CIV).

Cerro Fortunoso posee un total de 246 pozos perforados, de los cuales 168 son productores en servicio, y también cuenta con 18 inyectores activos. Del total de los pozos productores, 143 pozos poseen sistema de bombeo mecánico, 22 pozos cuentan con bombas de cavidades progresivas (PCP), uno con bomba electrosumergible y otros dos pozos poseen “otro sistema de extracción”.

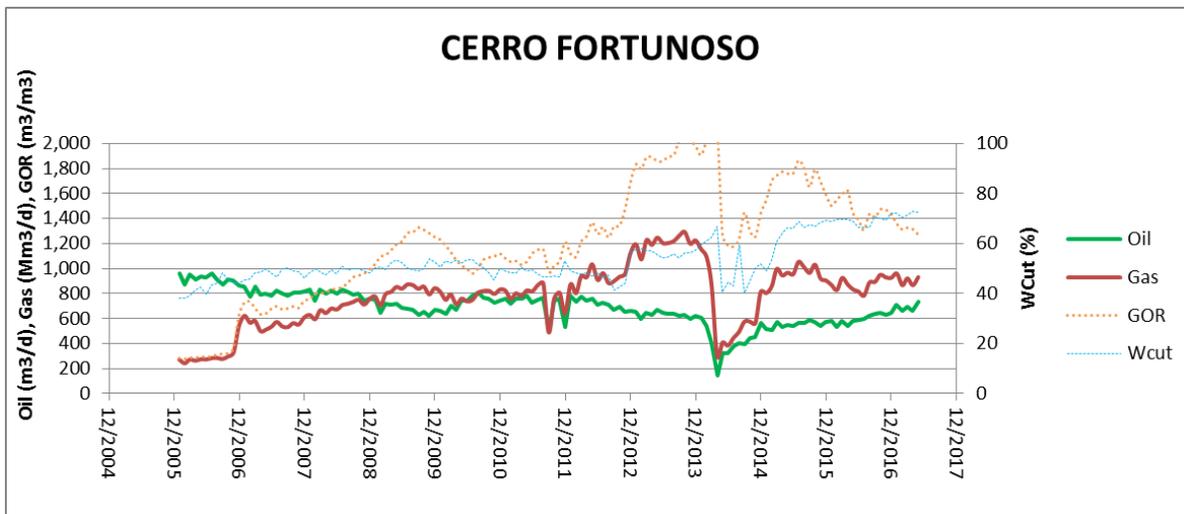


Fig. 45: Gráfico de producción en función del tiempo (en base a info. del Cap IV).

Si bien existe algo de historia de producción de las formaciones Loncoche y Chachao, hoy en día la totalidad de la producción proviene de la formación Grupo Neuquén. Es importante aclarar que el gas reportado generalmente incluye al contenido de CO₂, y como se describirá más adelante, este yacimiento tiene un gas cap de dióxido de carbono. Por lo tanto, un porcentaje del gas reportado es dióxido de carbono (gas no combustible).

Cerro Fortunoso es un anticlinal con cierre en tres direcciones (Norte, Sur, Este) y cerrado por el oeste por una falla. Posee un gran casquete de gas. Si bien los pozos fueron a buscar el halo de petróleo, es de suponer que a medida que la presión del reservorio fue disminuyendo, el casquete se fue expandiendo bajando el contacto gas-petróleo. Los pozos se gasificaron. La alta relación gas-petróleo explicaría entonces el porqué del cierre de varios pozos.

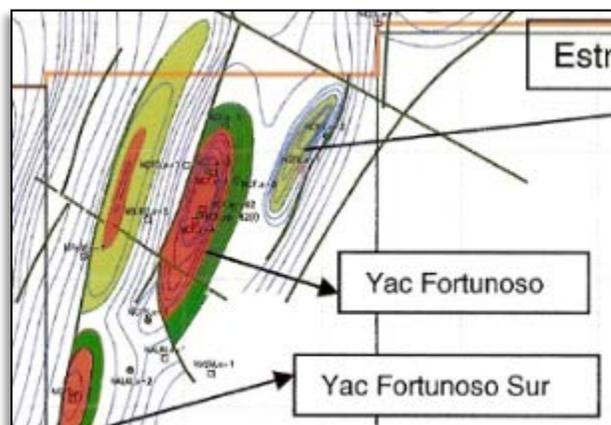


Fig. 46: Mapa estructural del yacimiento, donde se ha demarcado la zona de gas (rojo) y la zona de petróleo (verde)

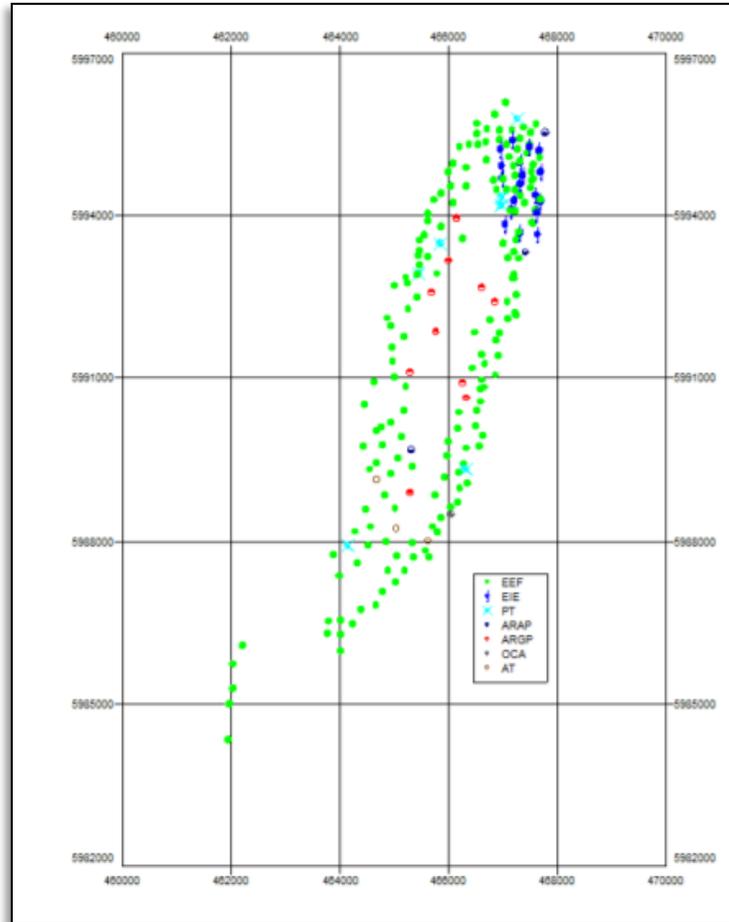


Fig. 47: Se observa en el mapa de estados de los pozos, que los pozos que debieron ser cerrados por alta relación gas-petróleo (en rojo) son los que se encuentran hacia el centro de la estructura (mapa elaborado en base a datos de CIV)

El problema de Cerro Fortunoso es que gran parte de ese gas tiene dióxido de carbono. Cuando uno mira la evolución de las reservas, lo primero que podemos notar es que Cerro Fortunoso no posee reservas probadas, ni probables, ni posibles de gas. Recién a partir del 2009 se comienzan a certificar recursos de gas. Estos valores de recursos, van en aumento conforme pasan los años. Se entiende que para que este gas sea producido para uso comercial se debe reducir considerablemente el CO₂ (a niveles del 2%). Con la llegada del gasoducto quizás dichos recursos puedan pasar a ser reservas previo tratamiento. Es importante mencionar es que si se lograra tratar aunque sea una parte de volumen del gas que produce el yacimiento (que se aprecia en la curva de producción posee una declinación muy leve y hoy produce más de 900 Mm³/d) y llevarlo a gas

normalizado (< 2% de CO₂) sería un volumen de gas muy interesante que se podría inyectar en el “Nuevo Ducto” que irá a la Ciudad.

Año	Area	Gas- P1 BCF (MM m3)	Gas- P2 BCF (MM m3)	Gas- P3 BCF (MM m3)	Gas- Rec. BCF (MM m3)
2004	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)		
2005	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)		
2006	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)		0 (0)
2007	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
2008	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
2009	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	54 (1528)
2010	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	54 (1528)
2011	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	144 (4075)
2012	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	192 (5434)
2013	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	7 (198)
2014	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	278 (7867)
2015	Cerro Fortunoso	0 (0)	0 (0)	0 (0)	285 (8065)

Fig. 48: Reservas y recursos declarados (Fuente S.E).

Parte D: Nuevo Gasoducto

1. Descripción del Proyecto

EMESA planea construir junto a YPF 171 km de gasoducto nuevo. La traza planea tomar el gas desde los yacimientos del Sur que opera YPF: zona de Los Cavaos y Cajón de Los Caballos. Además del Gasoducto, se instalará una Planta Térmica en el Parque Industrial de la Ciudad de Malargüe.

La traza del Gasoducto actual propuesta se integraría por los siguientes tramos (ver figura N°1):

Tramo I: son 55 km de 6" y une el yacimiento de Los Cavaos con el Nodo de convergencia.

Tramo II: son 38 Km en 4" y en 12", une el Yacimiento Cajón de los Caballos con la Planta de Tratamiento de Gas (PTG) en Cerro Boleadero. Es importante remarcar que el gas producido en Cajón de los Caballos posee altos contenidos de dióxido de carbono y deberá ser separado en el mismo yacimiento o en la PTG Cerro Boleadero.

Tramo III: son 46 km de 6" y une la PTG de Cerro Boleadero con el Nodo de convergencia.

Tramo IV: son 32 km de 6" y une el Nodo de convergencia con la Ciudad de Malargüe.

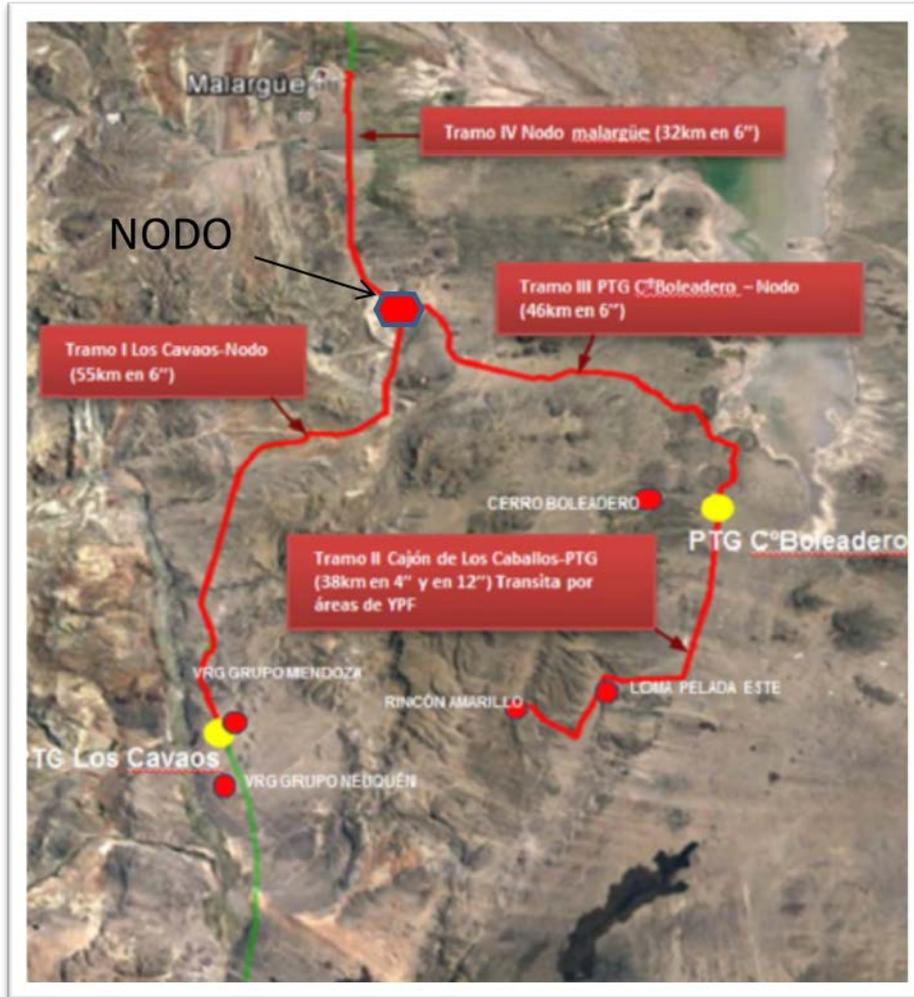


Figura N°1

Asimismo, el proyecto contempla la construcción y financiación por YPF (sin aporte alguno de EMESA) de dos nuevas plantas de tratamiento de gas (PTG), lo que otorgaría una flexibilidad operativa para el despacho de gas en especificación hacia la Ciudad de Malargüe, a saber: (i) una nueva planta de tratamiento de gas en Los Cavaos para incrementar la capacidad de la planta actual localizada en el Valle de Rio Grande, y (ii) una nueva planta de tratamiento de gas a situarse en Cajón de los Caballos.

A partir de la eficiencia de la logística de captación, acondicionamiento y transporte del fluido es posible una alimentación de gas eficiente a la localidad de Malargüe y al sistema de generación eléctrica.

Ello implica importantes inversiones en instalaciones de superficie como anillos de captación de gas, los cuales permiten la recolección de gas dentro de los yacimientos, estaciones de separación, deshidratación, compresión,

acondicionamiento del gas en punto de rocío de agua e hidrocarburos y transporte hasta el punto de entrega y/o consumo. Los volúmenes de gas necesarios para abastecer a Malargüe y a la Central Térmica se estiman aproximadamente en un mínimo de 200.000 m³/d en época estival y un máximo de 320.000 m³/d en época de máxima demanda. Los aportes del “Sur” (aproximadamente los yacimientos aportantes del gas se encuentran a aproximadamente 85 km de la Ciudad de Malargüe) se canalizarán a través de dos cabeceras colectoras de gas, denominadas como Los Cavaos y Cerro Boleadero. En ambos puntos de entrega se instalara una planta de acondicionamiento de gas, denominada PTG, que tienen la finalidad de adecuar el gas para el transporte por el gasoducto y la llegada a la Ciudad.

2. Revisión de la traza del Gasoducto

El primer punto que se le propuso revisar a EMESA con YPF, fue la traza del gasoducto. Por qué no eliminar el Tramo I tal cual se presenta en la Figura 3 y realizar un tramo más corto hacia el Tramo II (como se ve esquemáticamente con la línea de trazos en la Figura 4). Es decir enviar todo el gas por una sola línea de transporte. Con esto se reduciría la inversión de por lo menos 20 km de Gasoducto. Esta recomendación se menciona considerando que los potenciales de gas en los yacimientos se centralizan en la zona de Los Cavaos y en los yacimientos situados en el Este, en la zona de Cajón de los Caballos. De esta manera se referenciaría la construcción de un solo gasoducto de 6” que serviría como colector de gas transportador “único”. En la Figura 5 se muestra cómo quedaría el lay out del nuevo proceso.



Figura 4: Propuesta de Nueva Traza

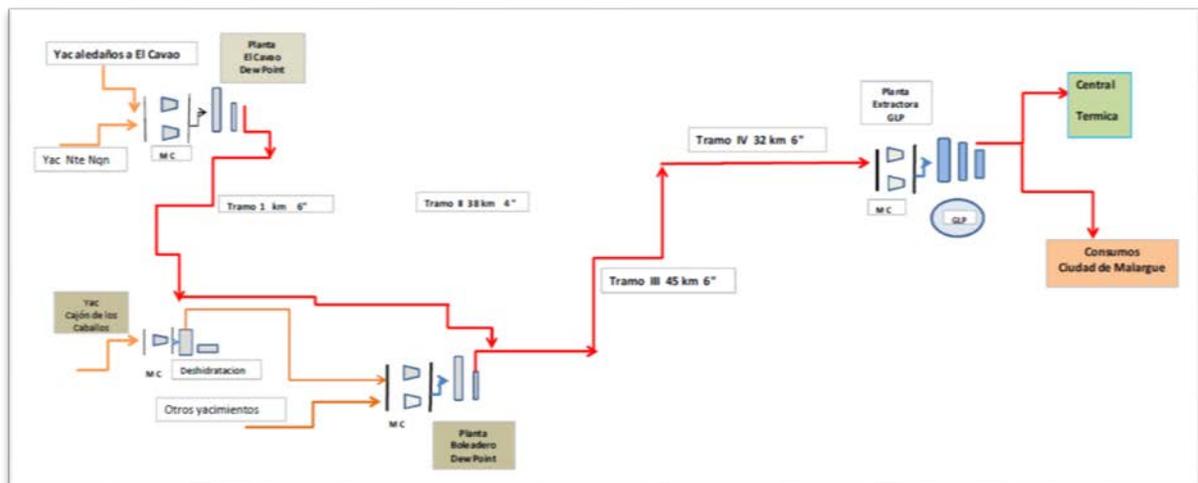


Figura 5: Nuevo Lay Out a partir de la propuesta

La respuesta que envió YPF a través de EMESA, fue que la alternativa había sido considerada, más fue descartada por los siguientes motivos:

- a. Que no se quiere contaminar el gas proveniente de Los Cavaos. Como la corriente del primer punto (Los Cavaos) suministra un gas rico y la corriente de gas de Cajón de los Caballos (proveniente de los yacimientos Rincón Amarillo y Loma Pelada Este) es un gas pobre y con mucho dióxido de carbono, con un solo conducto ambas corrientes se mezclarían.

- b. La topografía del lugar: se debería atravesar una zona de sierras compleja que encarecería el trazado.
- c. Se valoraron los diferentes escenarios y la traza propuesta sería la óptima respecto a inversiones.

3. Sistemas de Procesamiento

a. Dew Point

De la información recibida se entiende que las plantas de tratamiento de Gas (PTG) son del tipo Dew Point, las cuales realizan el acondicionamiento mediante refrigeración mecánica y estabilización de hidrocarburos condensados.

El gas húmedo que ingresa a la planta recibe una inyección de monoetilenglicol para extraer el agua y luego es enfriado mediante un circuito de enfriamiento con propano. El enfriamiento es controlado a una temperatura adecuada tal que permita retener a los hidrocarburos pesados como pentanos (C5) y hexanos (C6), los cuales son estabilizados en una columna de proceso. El agua retenida es aproximadamente menor a 4 libras de vapor de agua por millón de pie cúbicos. Con estas características el gas en alta presión puede circular normalmente evitando la formación de hidratos y condensados del hidrocarburos.

b. Extractora de Gas Licuado

Ante la posibilidad de disponer de una composición de gas rica en hidrocarburos como propanos y butanos, sería interesante evaluar la posibilidad de instalar una “mini”planta extractora de gas licuado en las cercanías de Malargüe.

Para un proyecto de estas características, la curva de producción debe estar fundamentada por un periodo que permita el recupero de la inversión y la rentabilidad del mismo. El promedio estimado de extracción de GLP para una composición tipo y un volumen de 264.000 m³/d, media verano invierno, se estima una producción de 9.000 ton año. Se adjunta planilla con un ejercicio de recupero de GLP con plantas de alto rendimiento (ver Cuadro de Simulación).

Este tema se charló con EMESA para que sea tratado con YPF quienes son los encargados de tratar el Gas, si estaría prevista o no, la recuperación de LPG en algún tramo del proceso. Sería un beneficio para el proyecto dado que se conseguiría un repago con mayor anticipación la inversión del Gasoducto.

La respuesta de YPF fue que el contenido de pesados sería recuperado en las plantas de tratamiento.

Area	Yacimiento	Volumen (Sm3/dia)	Poder Calorífico (Kcal/m3)
	Ejercicio Malargue Gas Tipo	400.000	9650,3

1.- Cálculo de Gas Residual

	C	D	E=C*(1-D/100)	F=E/SUM(E)*100	G
	Composición (% Molar)	Recuperación (%)	Gas Residual (m3/100m3)	Gas Residual (% Molar)	Poder Calorífico Sup. (Kcal/m3)
N2	1,700		1,700	1,758	0,0
CO2	1,970		1,970	2,037	0,0
C1	87,530		87,530	90,502	9008,7
C2	5,470		5,470	5,656	15785,4
C3	1,970	98,000	0,039	0,041	22444,2
iC4	0,380	99,000	0,004	0,004	29004,9
nC4	0,550	99,500	0,003	0,003	29098,1
iC5	0,200	100,000	0,000	0,000	35685,1
nC5	0,110	100,000	0,000	0,000	35756,8
C6	0,090	100,000	0,000	0,000	42420,3
C7+	0,030	100,000	0,000	0,000	49079,0
Total	100,000		96,716	100,000	9077,5

2.- Cálculo de Productos

	H=C*D/100	I	J=H*I	K=H*I	L=H*I*1000
	Productos (m3/100m3)	Dens. (kg/m3) y Relación G/L	Propano (kg/100m3)	Butanos (kg/100m3)	Gasolina (lts/100m3)
N2	0,000				
CO2	0,000				
C1	0,000				
C2	0,000				
C3	1,931	1,8989	3,666		
iC4	0,378	2,5394		0,955	
nC4	0,547	2,5473		1,394	
iC5	0,200	194,0			1,031
nC5	0,110	193,8			0,568
C6	0,090	166,3			0,541
C7+	0,030	140,6			0,213
Total	3,284		3,666	2,349	2,353

3.- Resumen de Resultados

Producto	Unidad	M	N	O=M*N/9300
		Cantidad	P.C.s (Kcal/[m3],[Kg],[lts])	Volumen Equiv. (m3 de 9300Kcal)
Gas Rico	(Sm3/dia)	400.000	9650,3	415.066
Gas Residual	(Sm3/dia)	386.864	9077,5	377.608
Propano	(kg/dia)	14.664	12034,4	18.976
Butanos	(kg/dia)	9.397	11823,0	11.947
Gasolina	(lts/dia)	9.414	6455,9	6.535

4.- Valorización

Producto	Unidad	P	Q	R=P*Q
		Cantidad	Precio (\$/unidad)	Monto Total (\$)
Gas Rico	(Mm3/dia eq.)	415,07		0,00
Gas Residual	(Mm3/dia eq.)	377,81	0,0	0,00
Propano	(Tn/dia)	14,66		0,00
Butanos	(Tn/dia)	9,40		0,00
Gasolina	(m3/dia)	9,41		0,00
			Benef./Pérdida	0,00

S=R/O*1000	T=N/9300*P _{gas}
Precio Equivalente (\$/m ³ a 9300 kcal)	Precio Indiferencia (\$/Tn)
0,00	0,00
0,00	0,00
0,00	0,00

NOTA: Los valores de densidad, poder calorífico y relación gas/líquido utilizados fueron obtenidos a partir de la publicación GPA 2145 SI-95 "Physical Constants of Paraffin Hydrocarbons and other Components of Natural Gas"

Cuadro de Simulación: Recuperación de LPG

Sin embargo, la recomendación será monitorear la composición de la corriente de gas que llega a la Ciudad mediante análisis cromatográficos sistemáticos y evaluar la conveniencia económica de instalar una planta de recuperación de LPG.

Respecto a la plantas de GLP, en la actualidad todas las plantas dedicadas a la extracción de GLP son criogénicas, con niveles de recuperación del 100%. Su diseño dependerá de la composición del gas mezcla, dado que podría retener propano más butanos y/o también etano. Básicamente el proceso consiste en enfriar el gas a temperaturas entre 90 y 100 grados centígrados bajo cero, mediante una expansión controlada.

Esta tecnología es de elevado costo de inversión y se encuentra en el orden de los 8 a los 10 millones de dólares para los caudales que se estarían manejando en este proyecto.

c. Endulzamiento de Gas Natural

El gas para consumo establece por especificación que el porcentaje de CO₂ no debe superar los 2% en la composición molar y el SH₂ no debe exceder 1.5 ppm (partes por millón).

Presencia de dióxido de carbono:

La eliminación del CO₂ es necesaria realizarla debido a que en presencia de humedad es altamente corrosivo y por ende peligroso, limitando rápidamente la integridad de los equipos y cañerías. Sin tratamiento y solo deshidratado es utilizado como gas combustible hasta un determinado volumen o composición molar, en motores a explosión y turbinas.

Presencia de ácido sulfhídrico:

El caso de presencia de SH₂ en la composición del gas natural es también muy delicado. La ingesta de este gas por el ser humano es altamente peligrosa, la misma dependerá del tiempo de exposición y concentración del mismo. En el transporte por gasoductos con destino a centros de consumo, se encuentra limitado a valores máximos como se mencionará más adelante.

Es común encontrarlo en yacimientos que han sido explotados por largo tiempo, en yacimientos con recuperación secundaria por ejemplo, donde el lugar se hace propicio para el desarrollo de bacterias que favorecen a la formación de este ácido.

La industria prevé diferentes tecnologías como:

- Plantas de tratamiento con aminas

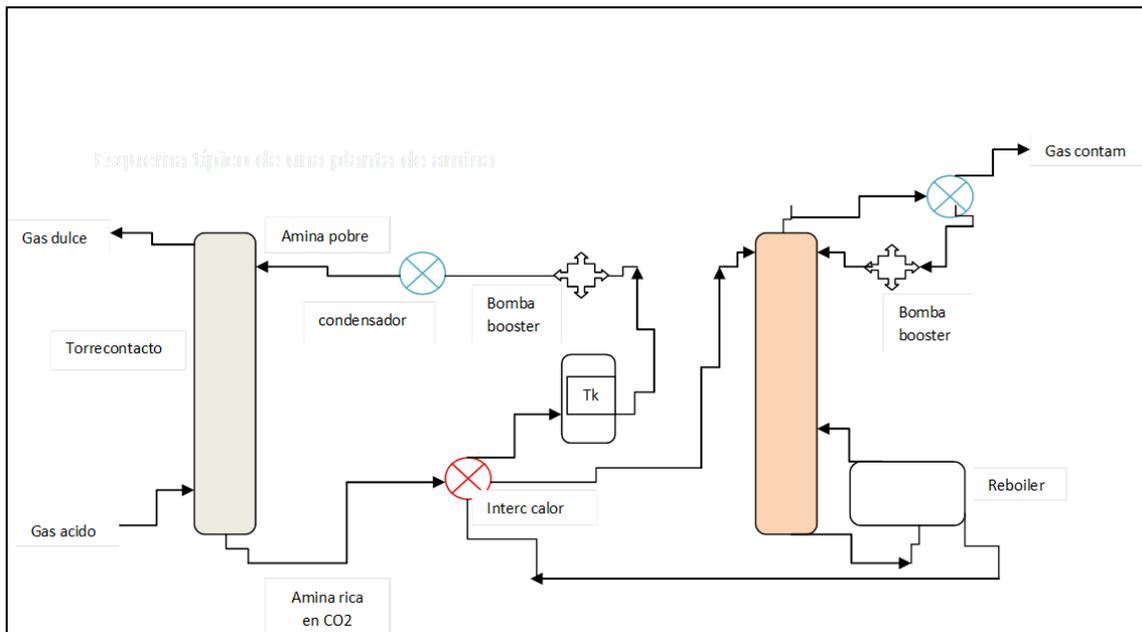
- Plantas de separación por membranas

Plantas de aminas

La eliminación de CO₂ y SH₂ mediante aminas es muy confiable, pero requiere de un sistema de separación muy eficiente instaladas aguas arriba, como filtros para polvos, coalescentes, de forma tal de eliminar toda posibilidad de ingreso de sólidos, hidrocarburos, e incluso inhibidores que son utilizados en las perforaciones. La importancia de los filtros radica en que a partir de alguno de estos contaminantes se podría formar espuma dentro de la amina lo que dificultaría la operación de la planta.

La planta de amina debe ser instalada anterior al proceso de ajuste de punto de rocío de agua e hidrocarburos, ya detallada.

A continuación un esquema de la planta de aminas:



Esquema típico de una planta de tratamiento por AMINAS

Planta de separación de CO₂ por membranas

Este tipo de equipamiento no es muy utilizado en la Argentina si bien existen y son muy eficientes, básicamente requieren menos mantenimiento que una planta de aminas pero la membrana no retiene todo el CO₂ que tamiza, queda un porcentual importante en media y baja presión lo que a posterior requiere una

compresión adicional para un nuevo tratamiento, esta recompresión impacta fuertemente en la inversión.

La selección de tecnología dependerá del grado y tipo de contaminantes y además de la conveniencia económica del proyecto.

El Bloque Cajón de los Caballos es definitivamente un área con elevado porcentaje de contaminantes en CO₂. Se deberá instalar el equipamiento de limpieza en ese lugar y a posterior un módulo de acondicionamiento de punto de rocío para luego enviar el gas a dulce al ducto de transporte.

Esta logística es interesante y de concretarse debería ser tomado en cuenta lo mencionado anteriormente, donde se recomendaba que debería revisarse nuevamente el proyecto considerando la posibilidad de construcción de un solo ducto en 6" y evitar el Tramo I (figura 3), que tenga cabecera en Los Cavaos y a partir de allí direccionarse hacia Cajón de los Caballos y a Campo Boleadero, es decir cumpliría la función de un gasoducto recolector de la producción actual y la futura que surjan de las nuevas exploraciones centralizadas en la zona SUR ESTE de Mendoza

d. Especificación tipo de gas

La siguiente tabla podría ser la de un gas tipo y en especificación a inyectar en un gasoducto comercial:

Componente	Composición (% Molar)
N2	1,700
CO2	1,970
C1	87,530
C2	5,470
C3	1,970
iC4	0,380
nC4	0,550
iC5	0,200
nC5	0,110
C6	0,090
C7+	0,030
Total	100,000

4. Compresión del Gas natural

Teniendo en cuenta el volumen de gas previsto a entregar, del orden de 400.000 m³/d en Los Cavaos y Campo Boleadero, el ducto seleccionado en 6" y la longitud del mismo, se hace necesario implementar un sistema de compresión en ambas cabeceras de carga.

Se asume que son pozos bifásicos (agua/petróleo + gas) y que para poder ingresarlos al gasoducto habrá que incrementar la presión de la corriente de gas a por lo menos 60 kg/cm².

La presión de separación, a priori debe ser lo mínimo posible para favorecer la captación de los líquidos, ya sean gasolinas o petróleo. A través del análisis composicional del gas se podrá entender la conveniencia económica de bajarle la presión a la corriente de fluidos (trabajar con un mayor o un menor diferencial de presión) que entra a la separación para luego comprimir el gas y que pueda ingresar al gasoducto para llegar a la Ciudad.

Un escenario posible es que la composición de la corriente sea muy rica en pesados y la presión deba incrementarse por ejemplo desde los 2 a los 60 kg/cm². Ello implicaría prever un equipamiento de compresión del orden de los 1500 HP de potencia en cada cabecera de carga.

A continuación una tabla con la potencia estimada en cada cabecera, a partir del programa Quick Size para diversos diferenciales de presión:

Presión Succión	Presión Descarga	Caudal Km ³ /d	Grav Especifica del Gas	Temp ° C	Eficiencia Mecánica	Potencia Requerida en HP
2	60	200	0.6	15	98	1469
10	60	200	0.6	15	98	742
20	60	200	0.6	15	98	422
30	60	200	0.6	15	98	252
40	60	200	0.6	15	98	141
50	60	200	0.6	15	98	61

Lo recomendable es que la potencia total se distribuya en dos equipos, de forma tal que no se interrumpa totalmente el flujo de gas ante problemas mecánicos, además de las ventajas que esto generaría en la programación de los mantenimientos.

Asimismo, se recomienda optar por equipos de tres o cuatro etapas, alternativos del orden de las 1200 rpm, del tipo Caterpillar Ariel o similar accionados con

motores a explosión alimentados con gas natural (podrían ser accionados con motor eléctrico pero líneas de alta tensión no son comunes en campo). Son equipos autónomos y fáciles de transportar.

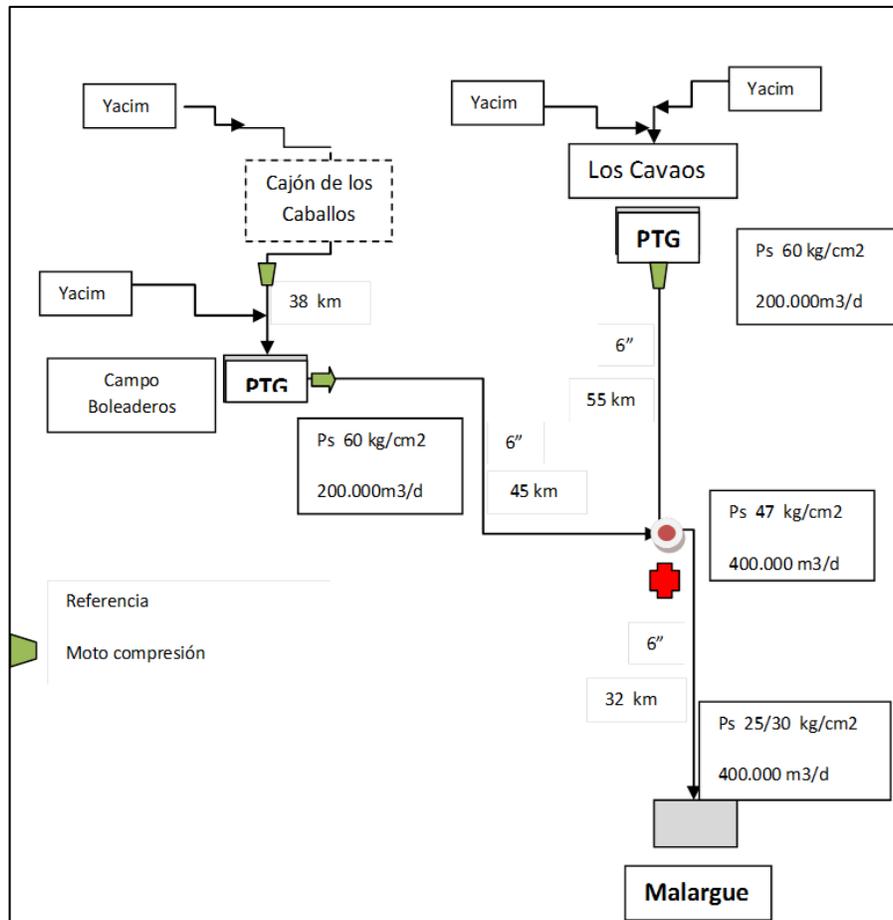
Además no son tan sensibles a las características del gas y pueden ser alimentados con gas natural con un contenido de CO₂ de hasta un 40%. En el mercado petrolero es muy común el arrendamiento de estos equipos para evitar inversiones en etapas tempranas del proyecto.

En la condición que mencionamos de 2 a 60 kg/cm² la configuración responde a tres etapas pero el cliente también podría requerirla en cuatro para darle mayor flexibilidad al equipo, por supuesto que será más cara. La selección de números de etapas depende de la relación de compresión y de la temperatura de descarga en cada una de ellas.

Lo cierto es que se necesita ingresar al gasoducto principal con una presión mínima de 60 kg/cm² como para poder superar la pérdida de carga y llegar a Malargüe con una presión de descarga recomendable de 25 kg/cm².

A continuación se muestra un diagrama con el perfil de presiones a lo largo de la traza del gasoducto principal.

El esquema operativo de los gasoductos requiere una presión en cabecera estimada de 60 kg/cm², para poder disponer en el punto de entrega en Malargüe de una presión entre 25 y 30 kg/cm², para una condición de transporte de 400.000 m³/d de máxima (ver Planilla de cálculo Presiones.xls)



Perfil de Presiones a lo largo del Gasoducto

Ambos tramos de 6" de Los Cavaos y Campo Boleadero hasta el punto + se encuentran aliviados, pero al unirse ambas corrientes de gas se incrementa sensiblemente la pérdida de carga en el último tramo, considerando que se debe disponer de la presión final mencionada anteriormente. Sustener la presión final entre los 25 y 30 kg/cm² es muy importante debido a que cualquier variación en cabecera como por ejemplo la parada de algún compresor o cierre de pozos por razones operativas, va a impactar de inmediato en el ducto de transporte. La finalidad de este pulmón de gas, es la del retraso de efecto, evitará que disminuya la presión a valores inseguros en consumos domiciliarios y en la central termo eléctrica.

5. Tendido de Gasoductos

Si bien las Normativas GNA100 para el tendido de gasoductos son claras, es importante que el ducto este provisto de trampas para pasaje de scrapers de lanzamiento y recepción, que son usadas para la limpieza del ducto. Asimismo deben tener las medidas adecuadas para albergar pigs inteligentes, los cuales tienen la misión de realizar un seguimiento periódico de espesores de la cañería.

También es importante la colocación de válvulas neumáticas de corte cada 30 km en el ducto de 6", necesarias ante incidentes que pueden ser causadas por fuerza mayor (una máquina que rompe daña la cañería por ejemplo).

La supervisión técnica especializada es fundamental en el tendido del ducto en campo, desde que se marca la traza siguiendo por el zanjeo, y desfile, soldadura, tapada, pruebas en general y por último la recomposición de pista. Los cruces especiales como caminos, arroyos, zonas inundables, líneas eléctricas, etc; deben ser tenidas muy en cuenta en el desarrollo de la ingeniería del proyecto, especialmente en esta zona de relieve cambiante.

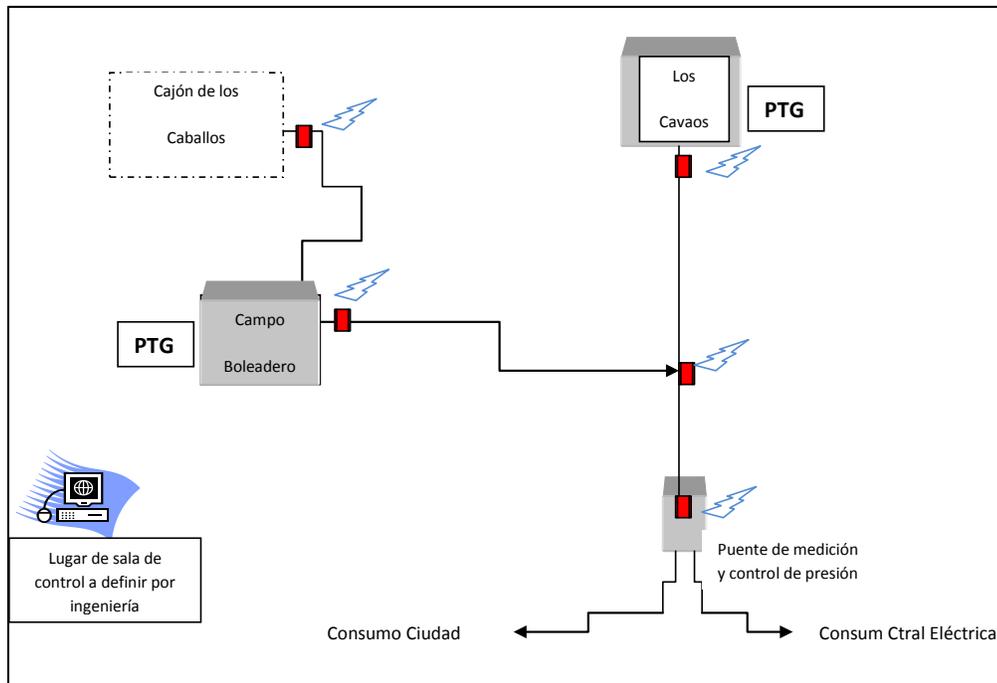
El tendido y montaje de un gasoducto en 6" no requiere de demasiada logística en equipos pesados debido a que es una cañería relativamente liviana, sencilla de manejar en línea con hidrogrúas pequeñas.

6. Tele-supervisión

Todo sistema como el mencionado requiere de una logística de tele supervisión que cubra las necesidades operativas del conjunto, productor y consumidor final. No disponer de la información operativa instantánea puede impactar fuertemente en los centros de consumos y también en la seguridad del conjunto. La sala de control debe manejarse como una especie de "despacho de gas" y disponer permanentemente de las variables operativas como la presión en cada punto de inyección y otros puntos elegidos, caudales de gas, temperatura, equipos en funcionamiento etc

El sistema es imprescindible desde el punto de vista operativo y de seguridad

Esta ingeniería debería hacerla el contratista seleccionado incluyendo montaje y materiales, teniendo en cuenta la complejidad de los materiales.



Esquema tentativo de tele supervisión

7. Licitación

Hay dos maneras de licitar la obra

La **primera opción y más costosa** es la de licitar la obra en su totalidad abarcando todas las especialidades.

La segunda forma de licitar es manejar la obra por el sistema denominado comúnmente “ **obras por administración** “ en este caso que se trata de una cañería liviana en 6”, es muy factible esta opción, además el costo de la obra deberá ser sensiblemente menor.-

Lo primero y más importante es **licitando la ingeniería completa del proyecto**. El costo de la ingeniería es mínimo respecto al total de la obra.-

Licitación de Materiales

Con las hojas técnicas de materiales y planos de las distintas especialidades, se procede a licitar los diferentes **MATERIALES** como cañerías, accesorios para soldar, trampas separadores, medición etc.-

Licitación de Servicios

Con las especificaciones técnicas y planos provenientes de la ingeniería se procede a licitar los siguientes **SERVICIOS** y en forma independiente-

- Topografía y marcación de pista
 - Construcción de la pista, zanjeo, cama de arena, tapado de zanja y recomposición de pista
 - Transporte y desfile de la cañería
 - Soldadura en línea que comprende la bajada de la cañería, empalmes, pruebas neumáticas, parcheo. Incluye insumos
 - Cruces especiales
 - Pruebas hidráulicas
 - Inertización
 - Protección catódica por corriente impresa
 - Tele supervisión
-
- Cartelera en el ducto

Esta forma de contratar requiere de un equipo técnico eficiente en la supervisión, el resultado será una importante disminución en el costo de la obra.-

Parte E: Evaluación de los Pozos del Área Calmuco

1. Objetivos:

Este informe tiene como objetivo realizar una evaluación desde el punto de vista de producción de los pozos actualmente en el área de Calmuco. No se realizará un resumen de los antecedentes de los pozos más que lo necesario, pues ya hay abundantes informes en lo que respecta a la perforación, terminación, historia y temas geológicos de los pozos y sería simplemente redundar en la información ya disponible (el informe realizado por Raúl Gorroño y Jorge Luis Peñaloza con fecha del 19 de Septiembre del 2016 y presentado al Sr. Director de Petróleo de Mendoza resumen en gran detalle los antecedentes del área). Los análisis realizados se basaron en los legajos de los pozos que contenían la siguiente información:

- Parte de Perforación y Terminación
- Resúmenes de actividades
- Informes finales de los pozos

- Datos de superficie de las pruebas realizadas
- Partes e informes del Control Geológico

NOTA: Las profundidades de los pases son referidas a lo informado en el control geológico.

2. Introducción:

El área Calmuco se encuentra a 120 kilómetros de Malargüe dirección Sur-Suroeste. Cuenta actualmente con 3 pozos exploratorios perforados por Alianza Petrolera Argentina en los años 87 y 94 (en 1987 se perfora el primer pozo exploratorio Ca-X1001 y en 1994 se perforan los restantes 2 pozos).

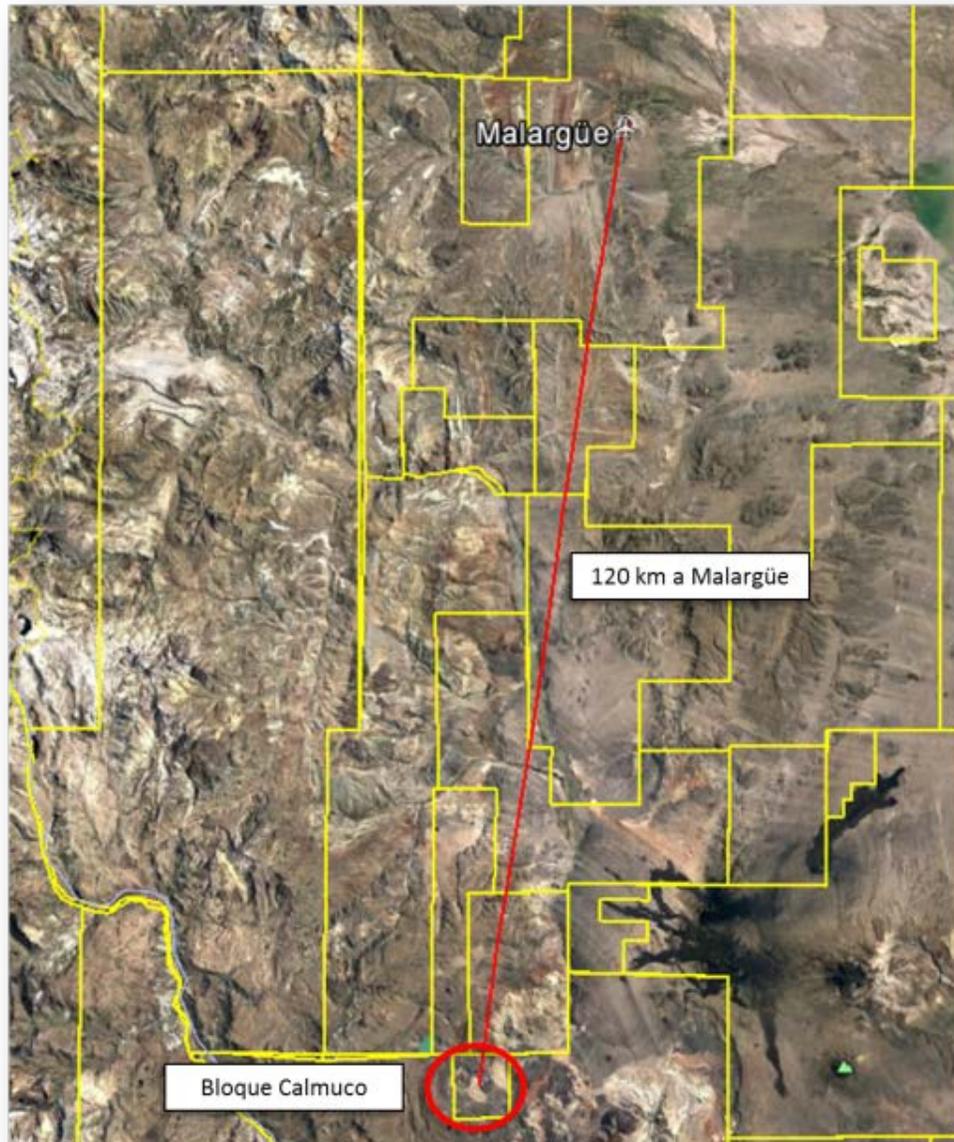


Fig. 1: Bloques y concesiones del Sur de Mendoza.



Fig. 2: Detalle del bloque Calmuco

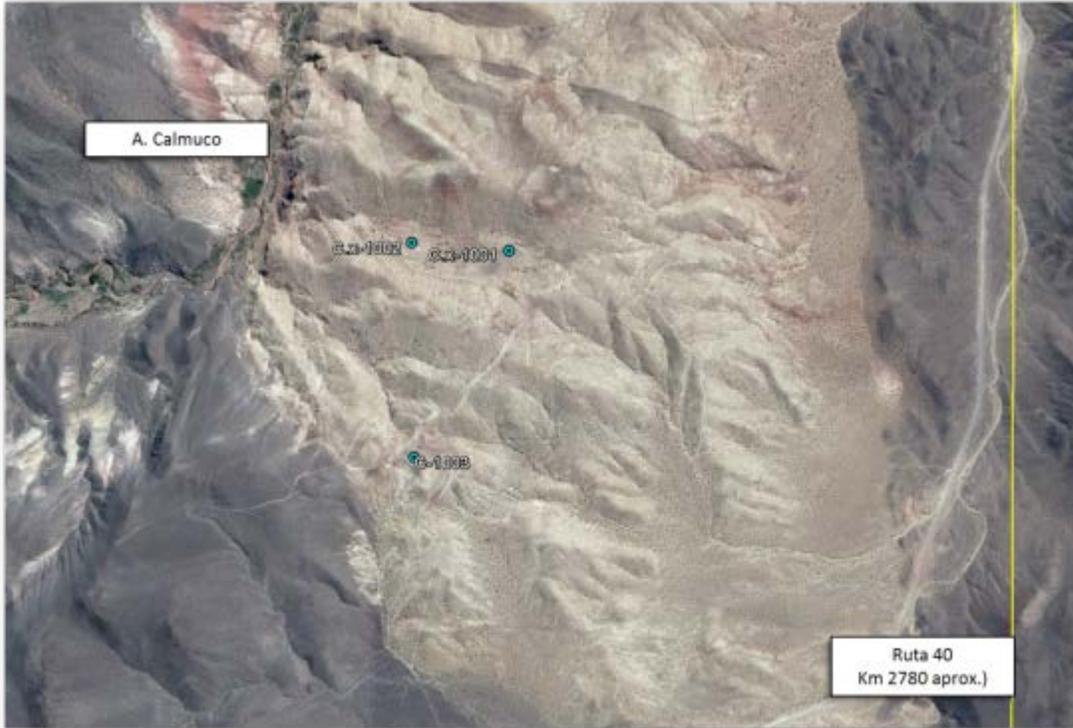


Fig 3: Detalle de la ubicación relativa de los 3 pozos de Calmuco

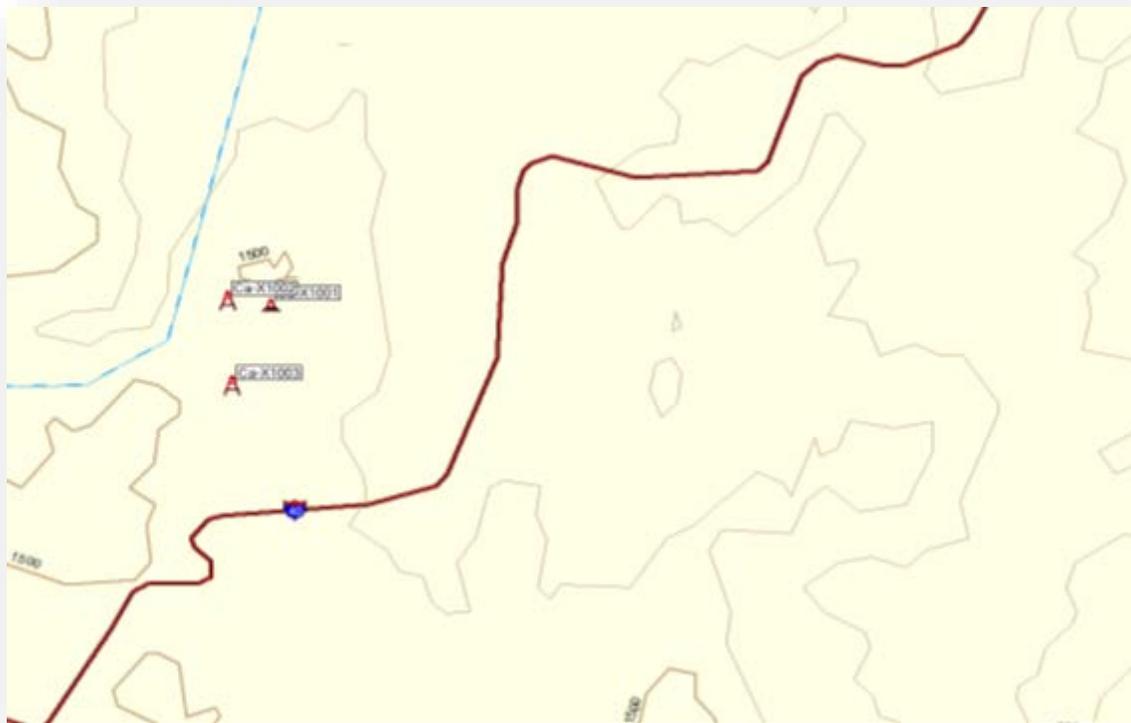


Fig. 4: Mapa topográfico

Si bien los 3 pozos detectaron presencia de hidrocarburos, el pozo Ca-X1001 debió ser abandonado por problemas técnicos durante la etapa final de su perforación.

Cabe destacar que, para evitar repetir los problemas ocurridos en el pozo Ca-X1001, los pozos Ca-X1002 y CaX-1003 fueron perforados con una ingeniería diferente desde el punto de vista de la estructura del pozo (profundidades de los zapatos de los casings) como también del lodo utilizado. Estos cambios si bien lograron asegurar los pozos evitando la pérdida de los mismos, condicionaron la productividad de estos. Se abordará sobre estos temas en más detalles al describir las oportunidades detectadas en el área.

Un comentario aparte merecen las cromatografías de gas que se han obtenido. En ambas muestras aparece un porcentaje de N₂ (gas inerte) el cual se cree que puede ser efecto residual de algunas de las estimulaciones realizadas. Es por esta razón que se recomendará tomar una nueva cromatografía de realizarse el ensayo de producción prolongado, para que la misma sea representativa del yacimiento. Lo que es interesante notar es que se ve baja o nula la presencia de contaminantes como CO₂ o de H₂S, lo que a priori nos indica que el gas no necesitaría un tratamiento complejo.

COMPOSICION	% Molar	Productos Condens. (l/1000 Nm ³)
Nitrógeno	1,555	
CO2	0,577	
Metano	87,718	
Etano	6,234	
Propano	2,375	87,3
i Butano	0,354	15,4
n Butano	0,617	25,9
i Pentano	0,186	8,9
n Pentano	0,165	8,0
Hexanos	0,111	5,9
Heptanos	0,073	4,1
Octanos	0,024	1,4
Nonanos	0,003	0,5
Decanos y Superiores	0,003	0,2
	100	157,6

La Gravedad Específica del gas es 0.648 y el Poder Calorífico es de 8992 Kcal.

3. Oportunidades Detectadas:

3.1 Oportunidades a Corto Plazo:

3.1.1. El pozo Ca-X1002 se encuentra en condiciones de ser colocado inmediatamente en producción para abastecer gas a la ciudad de Malargüe.

3.1.1.1 No se recomienda su colocación en servicio sin antes realizar ciertas pruebas para asegurar la integridad del pozo así también para obtener información crucial para la evaluación futura de las reservas del yacimiento.

3.1.1.2 Se recomienda en una primera etapa producir el pozo a un caudal no mayor a los 100.000 m³/d debido a que el gas puede estar siendo producido por un sistema de fisuras.

3.2 Oportunidades a Mediano Plazo:

3.2.1 Realizar una estimulación hidráulica en los punzados actuales del pozo Ca-X1003.

3.2.1.1 Realizar en primera medida una fractura tipo *skin-by-pass*¹ o un repunzado del tipo *stim-gun*² o *extream over balance*³.

3.2.1.2 Contingente al resultado de la fractura *skin-by-pass* o el repunzado, realizar una fractura mayor con la intención de interconectarse al sistema de fisuras. Evaluar la alternativa de un *bottom screen out*⁴ para maximizar la producción de gas en la primer etapa.

3.2.1.3 Evaluar si se puede, mediante una cementación auxiliar y un repunzado, aislar el intrusivo ígneo de la formación Troncoso para tener un mejor manejo de los fluidos de producción.

3.2.2 Punzar y estimular el primer intrusivo en el Pozo Ca-X1003.

3.2.2.1 Evaluar si esta acción se pretende realizar en conjunto con el desarrollo 3.2.1 o dejarla en reserva para un futuro.

Notas:

1 Skin-by-pass: Se trata de una fractura hidráulica de poco desarrollo (poco largo en sus alas), ya que objetivo es simplemente generar una vía alternativa en la zona cercana al pozo afectada por el daño de formación.

2 Stim-gun: Es una tecnología que, junto con realizar el punzado, se genera una pequeña estimulación a la capa.

3 Estream over balance: Es una técnica de punzado donde al momento de realizar el mismo, hay más presión dentro del pozo que en la formación, lo que genera una pequeña fractura hidráulica junto con el punzado. El efecto es similar al del stim-gun.

4 Bottom screen-out: Es una técnica de fractura en donde se intenta concentrar el mejor propelente en la parte superior, de manera de alentar la producción en la parte del tope de las capas y desalentar la producción de la parte de la base de las mismas.

3.3 Oportunidades a Largo Plazo o contingentes.

3.3.1 Estimular la Formación Troncoso en el pozo Ca-X1002.

3.3.2 Evaluar mediante perfiles a pozo entubado la condición del reservorio Agrio Inferior en el pozo Ca-X1002.

3.3.3 Estimular mediante una fractura hidráulica la formación ChaoChao en el pozo Ca-X1003.

3.3.4 Analizar junto a las compañías de servicio la existencia de alguna tecnología para poder ensayar y/o poner en producción los intervalos que quedaron detrás

del casing intermedio, sobretodo en el caso del pozo Ca-1003. En caso de no ser posible, se puede planificar los estudios de estas formaciones en futuros pozos.

4. Descripción de las oportunidades detectadas:

4.1 Puesta en producción de los punzados actualmente activos en el pozo Ca-X1002 (2do Intrusivo Ígneo + Troncoso).

4.1.1 Introducción y antecedentes

Estos punzados fueron los últimos en ensayarse. Se realizó un ensayo del tipo *flow after flow* (también conocido como corrida de orificios) durante la terminación del pozo (desde 5/4/94 al 7/4/94). Estos ensayos tienen como finalidad conocer el potencial actual del pozo (cuanto caudal puede producir en la actualidad el pozo). Este ensayo es incapaz de determinar el volumen de reservas contactado por el pozo, por lo que si bien se puede estimar un caudal inicial, no se puede conocer cómo evolucionará el mismo a lo largo del tiempo.

Para poder ejemplificar estos estudios de producción, podemos imaginar al reservorio como un tanque donde son almacenados los fluidos (petróleo y gas) y cada pozo como una canilla por donde produciremos estos fluidos. El ensayo realizado durante la terminación nos indica, si hoy abrimos la canilla, cuanto caudal saldrá por la misma. Pero conforme el tanque se vaya vaciando, el caudal que saldrá de la canilla será cada vez menor hasta finalmente consumir nuestras reservas.

Para poder conocer entonces el tamaño de nuestro tanque, son necesarios otro tipo de estudios que se explicarán en la sección de “estudios recomendados” de manera de poder modelar el reservorio mediante un balance de materiales.

Volviendo al estudio *flow-after-flow* realizado durante la terminación, para poder hacer un correcto análisis de los datos es necesario contar con los valores de presiones en fondo durante la realización de este ensayo. Alianza Petrolera Argentina, consciente de esto, bajo durante la terminación un instrumento llamado “amerada” cuyo propósito es justamente registrar estos valores de presión en el

fondo del pozo para la evaluación del mismo. Si bien sabemos que este instrumento fue utilizado, no se ha encontrado en el legajo del pozo ni los registros del mismo ni tampoco referencia a los valores obtenidos más que el valor de presión en condición estática (lo cual confirma que efectivamente el instrumento se bajó, registró y se recuperó).

Es posible estimar los valores de presión de fondo en función de los valores de presión registrados en superficie (los cuales sí se encuentran en las planillas de ensayo) mediante el uso de correlaciones. Cabe mencionar que según los partes del ensayo, el pozo no produjo nada de líquidos, pero si en la realidad hubo aunque sea una mínima producción de líquido, los valores estimados de presión de fondo a partir de la presión de superficie serán incorrectos. Es por esto que el estudio de potencial presentado a continuación debe ser considerado simplemente como una referencia. Para poder establecer el real potencial del pozo será necesario o bien dar con los valores de presión de fondo registrados durante el ensayo inicial, o bien repetir el ensayo nuevamente.

Como un punto adicional, se puede observar que los caudales no estaban completamente estabilizados durante el ensayo de la terminación, sobretodo en la última corrida (ver figura 5), por lo que de repetir el ensayo se podrá re-diagramar el mismo para obtener resultados más conclusivos. Además, como se explicará en la sección correspondiente a los ensayos recomendados, se puede aprovechar este nuevo ensayo *flow-after-flow* para hacer un estudio de transiente de presiones (*build-up*) y eventualmente tratar de modelar el reservorio y sus dimensiones, con el objetivo de estimar la cantidad de reservas contactadas por el pozo.

4.1.2. Análisis del ensayo de producción- Determinación de la curva IPR y el potencial instantáneo del pozo.

Para la evaluación del potencial del pozo Ca-X1002 se propone obtener un diagrama IPR mediante la ecuación "Bureau of Mines". El diagrama IPR nos permite conocer cuánto caudal producirá el pozo con determinadas condiciones

de producción y presión (por ejemplo un orificio determinado en superficie). La ecuación Bureau of Mines es el modelo indicado para pozos de gas.

$$Q = C(Pe - Pd)^n$$

Dónde:

- Q: Caudal de producción
- Pe: Presión estática de fondo
- Pd: Presión dinámica de fondo
- C: Coeficiente de flujo, depende de las propiedades petrofísicas del reservorio y de los fluidos producidos
- n: exponente, depende la eficiencia de los punzados y si el flujo a través del mismo se comportará en forma turbulenta o laminar. Este coeficiente debe estar comprendido entre 0.5 y 1 según los criterios de Bureau of Mines

Nota: No debe confundirse este modelo con el propuesto por Fetkovitch, el cual si bien matemáticamente es igual, sus hipótesis son completamente diferentes.

A continuación se presenta la solución de la curva IPR para el ensayo realizado en el pozo Ca-x1002:

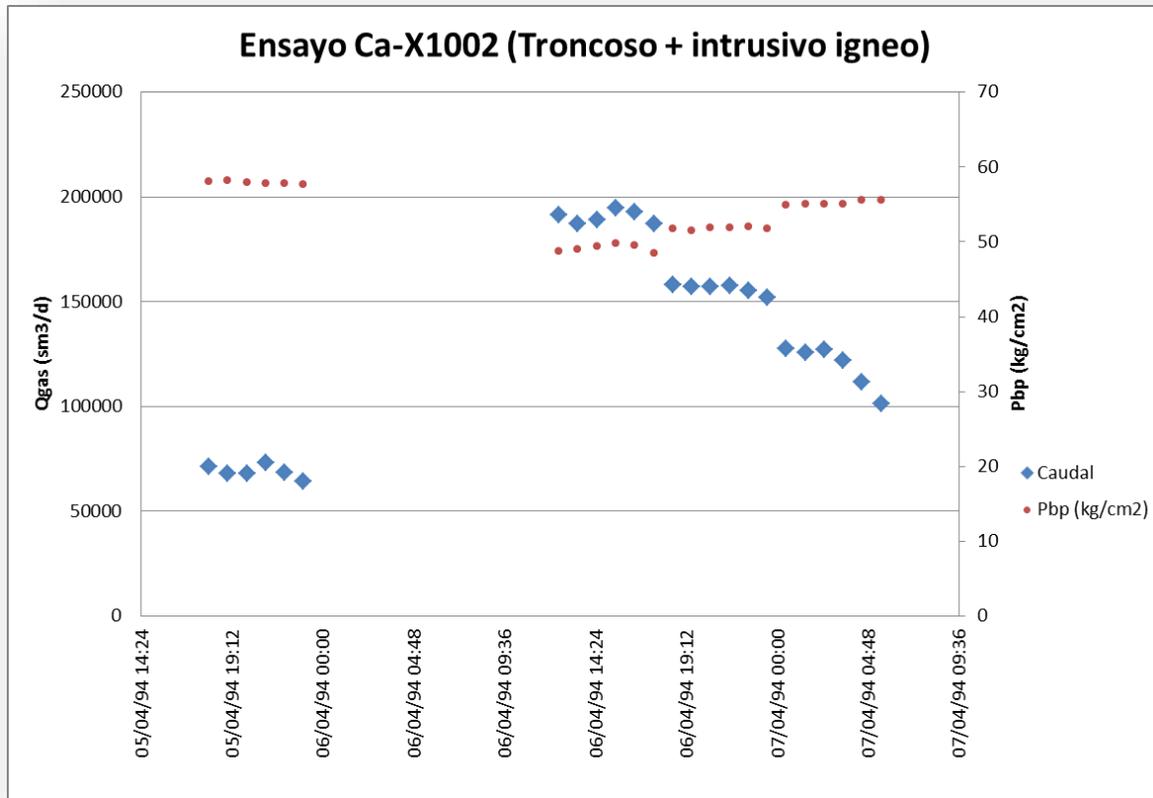


Fig. 5: Valores de caudal y de presión en boca de pozo registrado durante el ensayo del pozo Ca-x1002.

Pbp	Orificio	Qgas	Pdin	Pe	Log(Pe ² -Pd ²)	Log(q)	Qcalculado	Error
kg/cm ²	mm	sm ³ /d	kg/cm ²	kg/cm ²			sm ³ /d	
49	25	190,994	57.2	65.9	3.03	5.28	183,495	-4%
52	16	156,235	58.2	65.9	2.98	5.19	164,727	5%
55	13	119,291	60.6	65.9	2.82	5.08	117,764	-1%

Fig. 6: Valores promedios de caudal y de presión en boca de pozo para cada orificio.

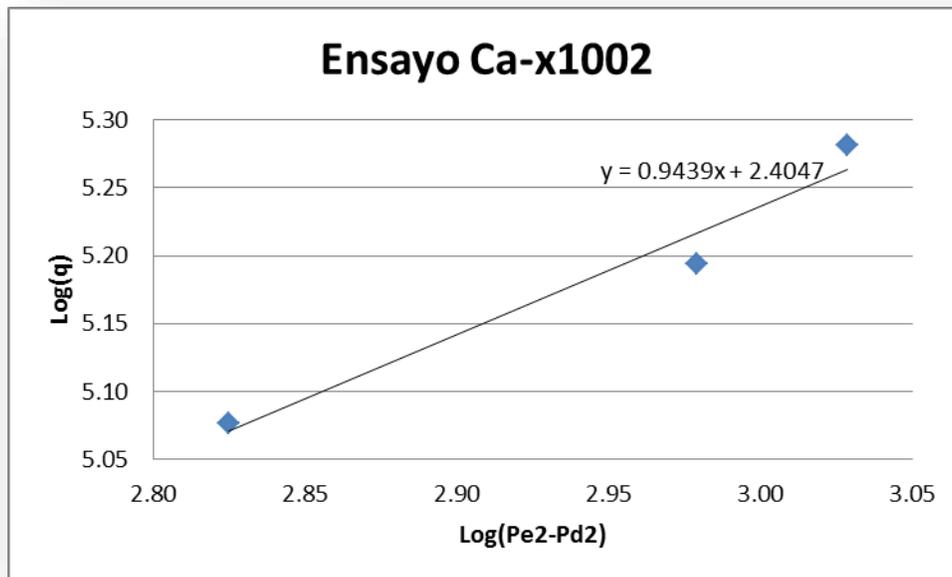


Fig. 7: Solución a la ecuación de C y N. El valor de la pendiente nos da el valor de n (0,94) y la ordenada al origen el valor de C. Notar que los 3 puntos no se están alineando en una recta como debería de suceder, lo cual indica posibles errores en la metodología empleada.

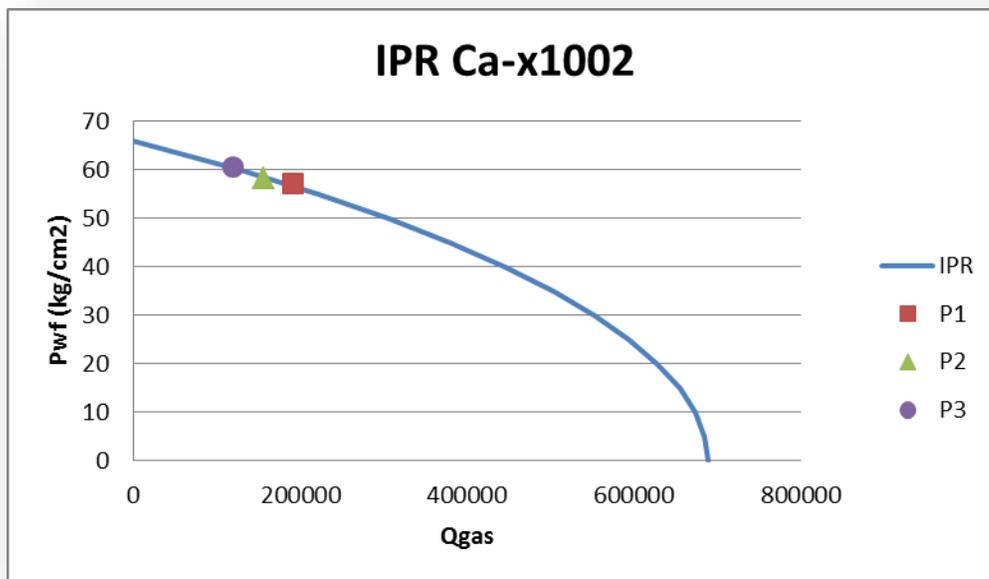


Fig. 8: Curva IPR en función a los datos del ensayo, teniendo en cuenta las limitaciones.

**IMPORTANTE: CONSIDERACIONES SOBRE LA INTERPRETACIÓN DEL
ENSAYO.**

Existen varios motivos por los que **se recomienda no considerar los resultados aquí calculados**. A continuación listaremos los principales motivos.

1. **Ensayo no estabilizado:** Como se puede observar en el gráfico del ensayo (figura 5), los últimos 2 orificios comenzaron a registrar una merma importante de caudal en las últimas horas de ensayo. Esto invalida los resultados aquí obtenidos, puesto que los caudales reales estabilizados va a ser menores a los caudales utilizados para hallar C y n.

2. Los valores de presión de fondo fueron hallados mediante correlaciones que se utilizan para llevar las presiones medidas en superficie a su equivalente en fondo. Para esto, se basó el cálculo en lo que se reportó en los partes de ensayo respecto a que el pozo **no producía nada de líquido**. No obstante, es muy importante como afecta a los resultados de presiones de fondo al agregar apenas un poco que liquido viajando en la cañería, por más que este viaje en forma de niebla (*mist flow*) y no sea percibido en superficie (de aquí la importancia de contar con un registrador que mida la presión de fondo en forma directa y evitar tener que estimarla en función de correlaciones). Esto es crítico si tenemos en consideración el siguiente punto N°3.

3. Los puntos de ensayo están a una presión muy cercana a la presión de reservorio. Esto hace que la IPR generada sea muy sensible a errores. Dicho de otra manera, un muy pequeño cambio en el valor estimado de presión de fondo durante el ensayo, generará un enorme cambio en los valores de la curva IPR. Esto hace que las incertidumbres descritas en el punto 2 tomen mayor relevancia en cuanto a la confiabilidad del estudio.

Por todo esto, **la recomendación es repetir este ensayo de acuerdo a las recomendaciones detalladas más adelante en este informe.**

4.1.3: Puntos a considerar.

4.1.3.1 Ensayos a Realizar:

En caso de decidir poner en producción el pozo, se recomienda realizar antes una serie de pruebas con el objeto asegurar las condiciones mínima de seguridad e integridad del pozo. Además, hay cierto tipo de información que es clave obtenerla previo a colocar el pozo en producción, ya que si no se realizan estas mediciones físicas al comienzo de la historia del pozo, luego introduce incertidumbre en los análisis posteriores (por ejemplo si la existencia de daño lo que indica que el mismo se formó durante la terminación y no durante la producción, o tomar los primeros valores de tendencia de depletamiento del reservorio, lo que puede confirmar o negar la presencia de un acuífero activo afectando a reservorio.

A continuación se enumerarán las pruebas recomendadas. Se detallarán los objetivos de las mismas en la sección pertinente a “pruebas”

1. Revisar el correcto funcionamiento de las válvula maestra, sobre-maestra y de maniobra (fundamental para el pozo Ca-X1002). Revisar estado del porta-orificio y de la conexión superior.
2. Corroborar la correcta hermeticidad del packer y también revisar que no halla presión en los carretes de la sección B y A (entre-caño de los casing 7 y 9 5/8, y entre-caño de los casings de 9 5/8 y 13 3/8 respectivamente).
3. Verificar el correcto calibre del pozo y corroborar que los punzados estén libres.
4. Verificar la integridad del casing realizando un perfil tipo Vertilog.
5. Correr registro de pozos entubados para determinar tipo de fluidos detrás del casing.
6. Realizar un ensayo de producción prolongado tipo *Flow-After-Flow* utilizando un registrador de presiones y temperatura de fondo y de superficie, seguido de *un build-up* prolongado para evaluar el tipo de reservorio, efectividad de los punzados, posible daño de formación, tipo y parámetros de reservorio, límites del

reservorio, tipo de empuje, y eventualmente poder construir un balance de materiales utilizando las técnicas de balance correspondientes (gráficos P/Z, método de Havlena-Odeh o Samaniego según corresponda).

7. Realizar un perfil de producción (*Production Logging Tool- PLT*) con el objeto de establecer si la producción viene del filón ígneo o de Troncoso, y poder cuantificar (alocar) dicha producción.

8. Realizar ensayo de interferencia con el pozo Ca-X1003.

Si bien no es necesario realizar todos los ensayos aquí enumerados, cabe mencionar que cada uno persigue objetivos puntuales. A su vez, en muchos casos se pueden realizar ensayos con propósitos duales (o sea cubrir dos ensayos en la misma operación).

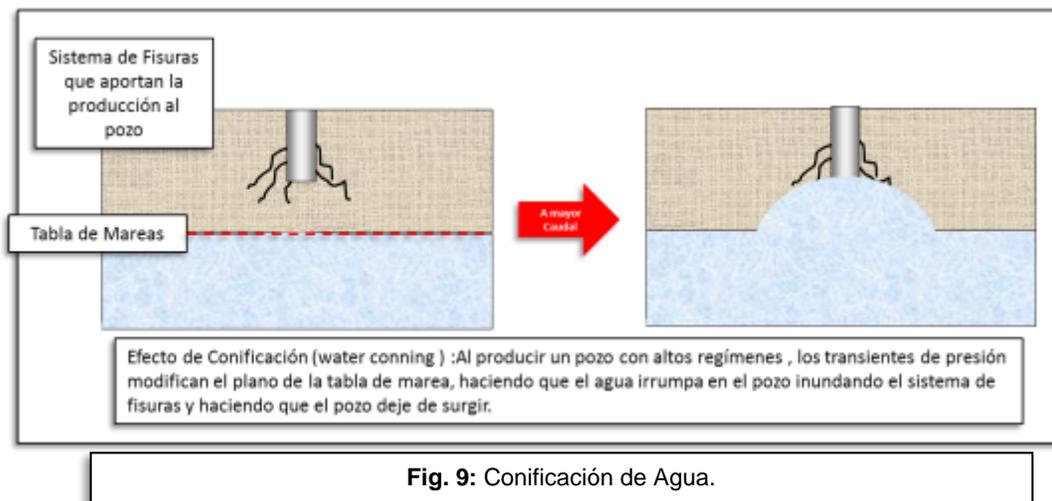
Se remarca que los ensayos 1, 2 y 3 son básicos, requieren muy pocos recursos y son fundamentales para asegurar la integridad de la operación. A su vez, el ensayo 7 y 9 son los que buscan poder cuantificar el tamaño del reservorio. Asumiendo que el gas está siendo producido del filón ígneo, se trata de un reservorio extremadamente heterogéneo, por lo cual la única manera de poder cuantificar las reservas de gas es a través de ensayos de presión, ya que no se recomienda la aplicación de los métodos volumétricos en estos tipos de reservorios. En la sección de “ensayos” se detallará el objetivo que busca cada uno de estas mediciones y también se dejarán las recomendaciones para realizar los mismos.

Los ensayos 4 y 5 si bien no son fundamentales, son altamente recomendables. Existen muchos antecedentes en la zona de pozos de la década de los 90 con problemas de integridad en el casing, fundamentalmente debido a la halita que se encuentra en la columna estratigráfica atravesada por los pozos Ca-X1001, Ca-X1002 y Ca-X1003. Esta halita, puede saturar de cloruros los fluidos tras el casing y generar severa corrosión en el mismo, inclusive si el casing se encuentra protegido por cemento.

4.1.3.2 Caudales recomendados de producción para el Ca-X1002

En función a lo analizado en los partes de perforación, terminación y pruebas de producción, lo más probable es que la producción de gas esté viniendo a través del filón ígneo. Este tipo de reservorios originalmente no tienen propiedades de porosidad efectiva ni de permeabilidad, pero procesos diagenéticos suelen generar fisuras, gracias a los cuales se transforman en **excelente rocas reservorios con muy buenos parámetros de permeabilidad y productividad**.

No obstante, existe un gran riesgo en los yacimientos fisurados, y es que si se los produce a altos caudales, se puede generar una conificación de agua la cual termina por inundar el sistema de fisuras. En caso de pozos petroleros, esto genera que los cortes de agua se disparen drásticamente de 0% a por encima del 95%. En el caso de los pozos de gas, el problema es más drástico aún, pues cuando el agua irrumpe en el pozo, la misma puede generar que el pozo queden sin surgencia, recortando significativamente las reservas del yacimiento.



Es por esta razón que se recomienda iniciar la producción a caudales moderados (por ejemplo, 50% del potencial de producción) limitando así *el draw-down* generado en la formación, hasta tener por lo menos una mayor comprensión de los mecanismos de drenaje del reservorio. Además, se recomienda evitar los cambios bruscos de operación (abrir y cerrar continuamente el pozo).

Otro factor que hay que tener en cuenta son las condiciones en que se abandonó el pozo Ca-X1001. Este pozo se perforó hasta la formación ChaoChao en 1280 mbbp, momento en el cual el pozo comenzó a surgir agua salada. Luego, el pozo fue abandonado por desmoronamiento en las halitas superiores. El primer tapón de abandono se lo realizó a 339 mbbp. Esto significa que por debajo del tapón, puede existir una comunicación entre el reservorio de agua en 1280 y el intrusivo ígneo que será producido en el pozo Ca-X1002, fenómeno conocido como “*Crossflow*” (hay que tener en cuenta que los pozos se encuentran a tan solo 288 metros uno de otro, y que la transmisibilidad en un yacimiento fisurado es extremadamente alta si comparten el mismo sistema de fisuras. Por lo tanto, si se genera un gran desbalance de presiones en el pozo Ca-X-1002 por ser producido a altos caudales, puede favorecer el fenómeno de crossflow en el pozo Ca-X1001 e inundar las fisuras de la roca ígnea, limitando severamente el factor de recuperación de este reservorio.

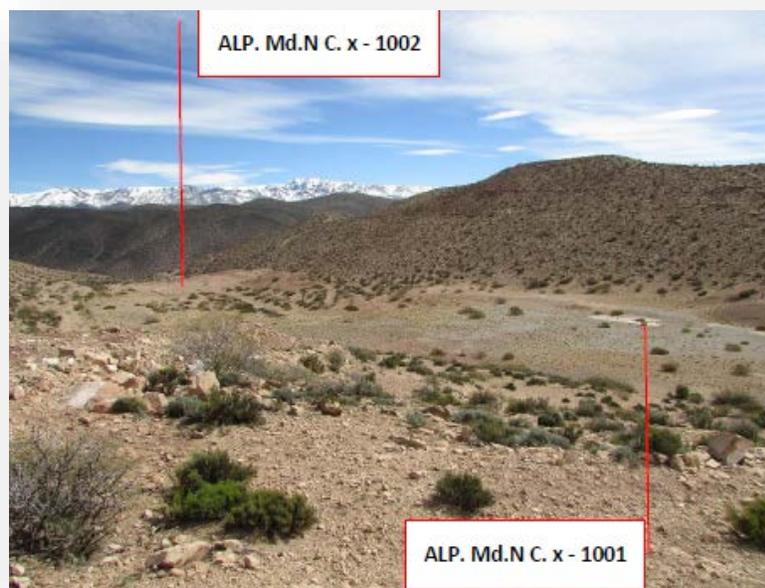


Fig. 10: Esta fotografía, obtenida del informe de R.G. y J.L.P. muestra la cercanía entre ambos pozos

4.2 Realizar una estimulación hidráulica en los punzados actuales del pozo Ca-X1003.

4.2.1 Introducción y antecedentes

Debido a los malos resultados obtenidos de las capas más profundas (ChaChao y Agrio Inferior) en el pozo Ca-X1002, el pozo Ca-X1003 se lo perforó a una profundidad menor para enfocarse en Troncoso y sobretodo en los intrusivos ígneos, que son las capas que se cree que aportarán el gas en el Ca-X1002. Es por esta razón que el pozo se perforó solamente hasta 797 mbbp.

Si bien el reservorio de Troncoso (650 a 735 mbbp) se ve con menores condiciones que en el CA-X1002, durante la perforación se observaron rastros de petróleo fresco y se saturaron los equipos de detección de gas en el retorno. No obstante, el mejor horizonte sería, una vez más, el intrusivo ígneo por debajo de Troncoso, según la descripción que se realiza a partir del control geológico.

Durante la terminación, se punza el intervalo comprendido entre los 774 a 641 mbbp (Troncoso y la roca ígnea). Los ensayos arrojan un resultado muy pobre, el pozo apenas llega a manifestarse. Se realiza una estimulación ácida sin mayores mejorías. Cabe destacar que durante los cierres del pozo, se acumula alta presión en la boca de pozo (900 psi).

4.2.2 Análisis de la información.

Hay que tener en cuenta que en función de la pérdida del pozo Ca-X1001, Alianza Petrolera Argentina decide perforar los pozos Ca-X1002 y Ca-X1003 utilizando una significativa cantidad de material obturante en el lodo, el cual si bien es capaz de controlar las pérdidas, es muy probable que haya inducido un daño en las formaciones de petróleo y gas.

La pobre surgencia, seguida de una lenta pero constante recuperación de presión cuando se cierra el pozo, son características típicas de pozos dañados o de baja permeabilidad.

Para poder determinar si se trata de un caso u otro, se debería de realizar un ensayo tipo *build-up* tal como se recomendó en el pozo Ca-x1002. El problema es que en este pozo no se puede establecer un flujo constante de producción cuando

se lo abre, por lo que el ensayo de *build-up* resultaría muy difícil sino imposible de interpretar.

De todas maneras, ya sea por daño o por la baja permeabilidad, la solución a ambos problemas sería la realización de una estimulación hidráulica (fractura hidráulica). En caso de que se trate de daño, esta fractura generaría un *by-pass* de la zona dañada alrededor del *wellbore*. Y en caso de que se trate de una formación más cerrada o que no se haya contactado con el sistema de fisuras naturales del intrusivo ígneo, la idea de la fractura sería intentar comunicarse con el sistema de fisuras principal.

Como antecedentes, es importante mencionar que existen muchísimos casos de yacimientos donde luego de punzar las capas, los ensayos de producción muestran resultados muy pobres o hasta sin entrada, y luego de realizar una fractura hidráulica, los caudales aumentan significativamente, inclusive hasta llegar a valores sumamente altos (caso como el Troncoso de la en la zona de Chihuido al sur de Neuquén).

Existen 3 formas en que esta estimulación pueda ser llevada al cabo:

Una alternativa a analizar es realizar una fractura hidráulica pequeña del tipo *skin-by-pass* y evaluar el resultado. Si inmediatamente se obtienen buenos resultados, se podría concluir que el problema no era un sistema de baja permeabilidad sino que se trataba de daño.

En caso de que el resultado no sea el esperado, se puede re-fracturar con un diseño de más agresivo para intentar extender el ala de la misma con la idea de conectarse con el sistema de fisuras.

Esta estrategia de dos fracturas tiene como ventaja el poder entender un poco mejor el reservorio, pero es la más costosa ya que existe la posibilidad de que haya que realizar dos operaciones de fracturas independientes (si bien la primer fractura por ser pequeña, no sería tan cara).

Además, es necesario estudiar cómo se comportarían las fracturas (crecimiento vertical vs. crecimiento horizontal), pues hay que recordar que al haber capas abiertas simultáneamente con propiedades petrofísicas muy distintas entre sí, los diseños de fracturas requieren de varias simulaciones para encontrar optimizar la operación. **Se sugiere contactar con una compañía de servicio especializada en fracturas** para que evalúen el comportamiento de las mismas en simuladores para tal fin.

La segunda estrategia podría ser directamente realizar una fractura grande. Esta alternativa tiene como ventaja que solo se va a realizar una operación de fractura. Las desventajas son por un lado que tal vez se esté utilizando un diseño de fractura muy grande (y costosa) cuando en realidad con una fractura más pequeña (y por ende más barata) sería suficiente si el problema solo fuese el daño. Además, quedará la incógnita a futuro si los bajos caudales fueron por daño o por las malas propiedades petrofísicas inherentes del pozo. Este tipo de información puede ser de suma utilidad a futuro si el yacimiento posee potencial de perforar nuevos pozos.

Existe una tercer alternativa entre medio de las dos ya mencionadas.

Se trata de primero repunzar por separado el filón ígneo y luego Troncoso utilizando tecnología especial para punzado, como el *stim-gun* de Schlumberger o la técnica conocida como *extream-over-balance TCP*.

Este tipo de técnicas, luego de generar el punzado, generan una serie de fracturas en la punta de la “zanahoria”. Realizar el repunzado con algunas de estas técnicas daría las siguientes ventajas:

1. Esta pequeña fractura es suficiente para by-pasear la zona dañada, por lo que si luego de repunzar se obtienen buenos resultados, sabremos que el problema del pozo fue daño.
2. Se puede punzar por Troncoso y la roca ígnea y luego ensayar por separado las capas para poder evaluar la producción de cada una. En caso de realizar una

fractura hidráulica es muy probable que ambas capas se comuniquen por detrás del casing, impidiendo a futuro poder discriminar qué fluidos está aportando cada capa.

3. El costo del repunzado suele ser menor a tener que realizar una fractura hidráulica.

En caso que el repunzado con estas técnicas especiales no arroje buenos resultados, entonces se procederá a realizar una fractura hidráulica.



4.3 Punzar el primer Intrusivo por debajo del zapato

4.3.1 Introducción

Justo por debajo del zapato del pozo Ca-X1003, existe otro intrusivo ígneo (423-431 mbbp). El mismo fue ensayado durante la perforación arrojando malos resultados. No obstante, es importante aclarar una vez más que durante la perforación se utilizó mucho material obturante el cual pudo haber generado un daño importante a la formación. Es interesante notar que durante la perforación de este tramo, se saturaron los detectores de gas del retorno.

4.3.2 Análisis de los datos.

En función de lo descrito y realizando una analogía con la oportunidad 3.2, se sugiere punzar esta capa tal como se recomienda en el informe geológico. Se sugiere evaluar las técnicas de punzado tipo *stim-gun* o *extream over-balance* para intentar *bypasear* el daño. También tener previsto la realización de una fractura hidráulica en caso de que con punzado no se obtengan buenos resultados.

4.4 Estimular la formación Troncoso del pozo Ca-x1002.

Debido al mal cemento que se encuentra entre Troncoso y el intrusivo ígneo en 656 mbbp, se decidió punzar estos intervalos en conjunto. Por la descripción realizada en los partes geológicos, Troncoso tenía un mayor potencial petrolero que de gas. Debido a la complejidad litológica, es necesario realizar un interpretación de los perfiles a pozo abierto para poder tener mayor certeza de esto. En caso de confirmarse esta hipótesis a través de dicha interpretación, la misma daría más sustento a que la única capa en producción es el filón ígneo dada sus mayores propiedades petrofísicas y su menor susceptibilidad a ser dañada. Un ensayo PLT (*production logging tool- ver ensayos propuestos*) o perfiles a pozo entubado para detectar fluidos y contactos también podrían ser útil para confirmar esta oportunidad.

De confirmarse que los fluidos están proviniendo del filón ígneo y no de Troncoso, quedaría como oportunidad evaluar alguna estimulación hidráulica para lograr poner Troncoso en Producción.

El problema de realizar una fractura hidráulica al Ca-X1002 en este momento, es que la misma puede ser contraproducente para la formación productora de gas.

Además, el hecho de que actualmente Troncoso no esté produciendo, puede ser inclusive hasta una ventaja, pues la producción de líquido del Troncoso podría afectar a la producción de gas de la roca ígnea. También, el tener en producción dos reservorios tan dispares podría a futuro generar problemas de capa ladrona. Es por eso que se sugiere evaluar la alternativa de una estimulación a Troncoso luego de haber agotado las reservas comerciales de la roca ígnea.

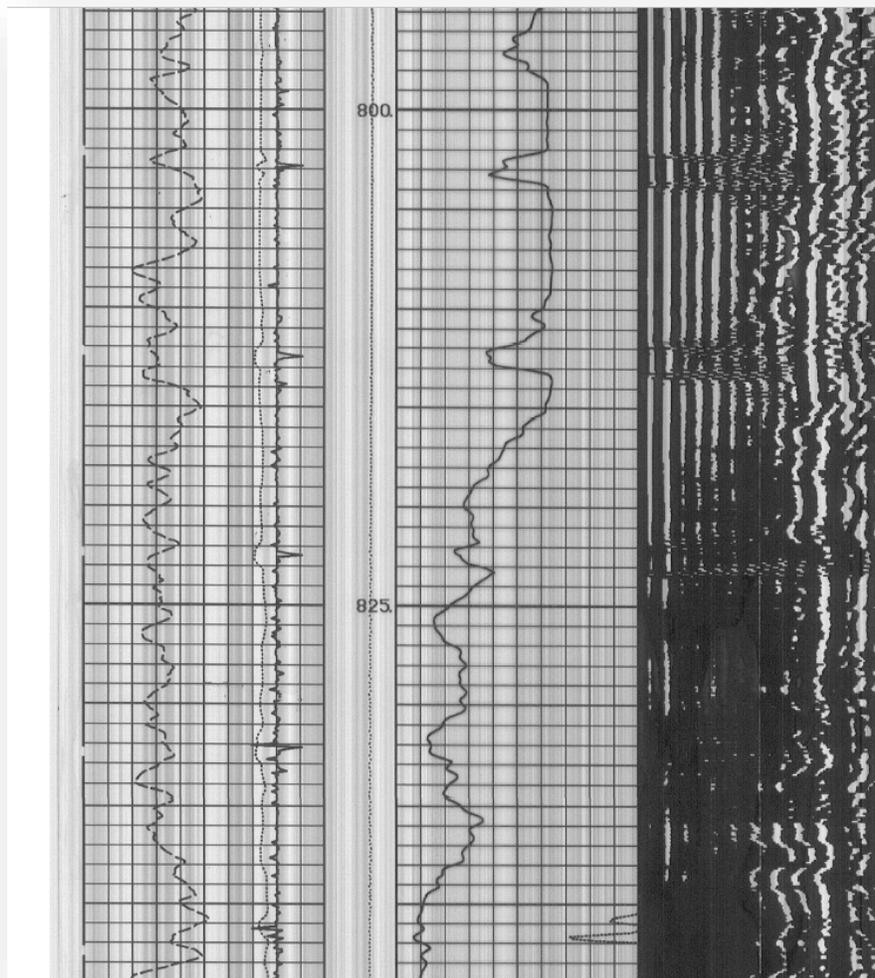


Fig. 12: CBL correspondiente al pozo Ca-1002 en donde se observa que por encima de los 825 mts. la calidad del cemento es muy mala.

4.5. Evaluar mediante perfiles a pozo entubado la condición del reservorio Agrio Inferior en el pozo Ca-X1002

4.5.1 Introducción

Uno de los objetivos más interesantes que se vio durante la perforación del pozo Ca-X1002, es la zona del Agrio inferior, ya que no solo se vio petróleo fresco en el

cutting, sino que también hay reportes de la formación de una película de petróleo en las piletas de lodo durante la perforación de esta capa.

Durante la terminación, se punzó y ensayo esta capa por pistoneo, obteniendo prácticamente todo agua (no se cuenta con los datos del ensayo, tan solo un resumen del mismo)

Para continuar la segunda prueba se aisló el tramo baleado con un tapón mecánico Alpha N en 1078 m. Se realizó la prueba con arreglo TCP en la formación Agrio Inf. Se disparó el cañón de 5" en los tramos : 937.5 - 942.0 , 927.5-936.5, 922.0-926.5, 908.5-914.0 y 899.0-907.5 m. Durante la prueba se observó leve flujo de gas; en 87 carreras de pistón se extrajo 15940 lts de fluido de formación de 99.4 % agua con sólidos y 0.6% agua con lodo.

Fig. 13: Del informe final del pozo Ca-X1002

4.5.2 Análisis

Se sugiere realizar la interpretación de los perfiles para poder comprender en mayor profundidad por qué esta capa en donde se había colocado tanta expectativa, traería solo agua o si está viniendo por algún otro lugar (canalización en el cemento, punzado fuera de zona, etc.).

Para complementar esta interpretación, es interesante mencionar que hoy en día existen herramientas de Perfilaje a pozo entubado que pueden determinar el tipo de fluido que se encuentra por detrás del casing. Se sugiere entonces eventualmente investigar más en detalle esta capa.

Claro está, que para poder correr los perfiles de este intervalo, sería necesario ahogar las capas de Huitrín que actualmente producen gas. Esto obviamente podría inducir un daño en dicha capa de gas, por lo que se sugiere dejar esta oportunidad a futuro una vez que las reservas de Huitrín hayan sido agotadas.

4.6 Estimular mediante una fractura hidráulica la formación Chao Chao en el pozo Cax-1002.

La formación ChaoChao ha sido punzada y ensayada, obteniendo un resultado “sin entrada”. Como ya se ha explicado antes, en muchos casos el daño generado durante la perforación de un pozo hace que al realizar el punzado, el mismo produzca con muy bajo caudal o directamente no produzca. Es por eso que, contingente a la producción actual, se recomienda dejar en reserva la oportunidad de recuperar los tapones y realizar una fractura hidráulica en ChaoChao para luego ensayarla.

4.7 Analizar junto a las compañías de servicio la existencia de alguna tecnología para poder poner en producción los intervalos que quedaron detrás del casing intermedio, sobretodo en el caso del pozo Ca-1003.

Existen tanto, en el pozo Ca-X1002 como en el Ca-X1003, capas que no han podido ser evaluadas ni por control geológico ni por Perfilaje y que han quedado por encima del zapato de 9 ^{5/8}. Ensayar este tipo de capas mediante tecnología tradicional (punzados) es imposible pues ha quedado por detrás del casing de producción y del casing intermedio. La propuesta es estudiar con diferentes compañías de servicio si se ha desarrollado alguna tecnología nueva que permita ensayar un pozo en este tipo de condiciones.

Existen antecedentes en la cuenca de producción en estas capas que han quedado por encima del zapato de la cañería de 9 ^{5/8}. Un comentario aparte merece la Tosca en el pozo Ca-X1003. Esta es una formación muy heterogénea, pues al igual que los reservorios ígneos, La Tosca no es un buen reservorio al menos que haya sucedido algún fenómeno diagenético que le confiera buenas propiedades. Existen antecedentes de muy buenas producciones de La Tosca en aquellos pozos donde se ve alguna alteración en los mantos salinos (como se describe por ejemplo en el pozo Ca-X1003). Una de las teorías más aceptadas es que al moverse las capas de sal (por su propiedad plástica) generan estos

mecanismos diagenéticos necesarios para otorgarle a la tosca propiedades de reservorio.

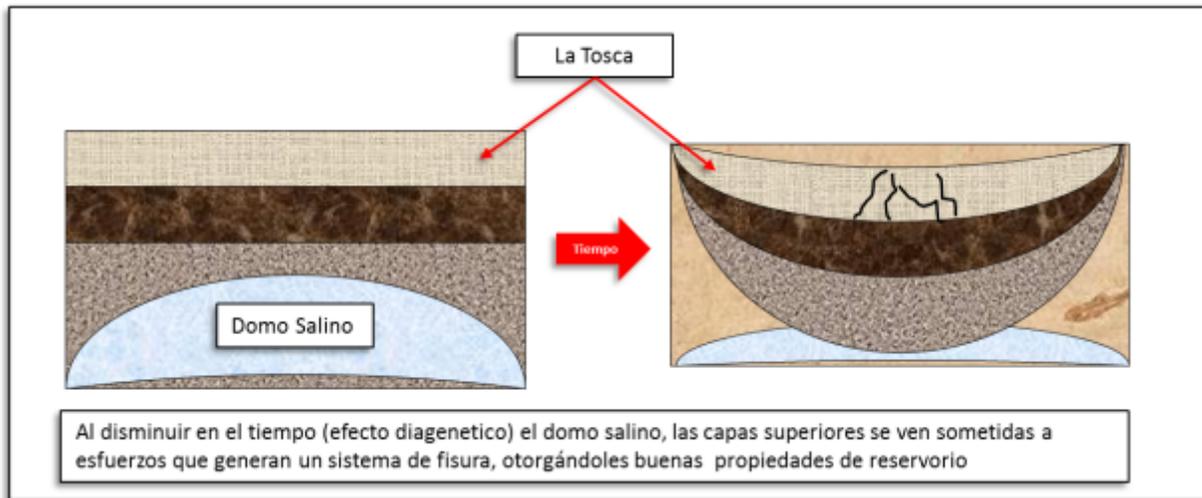


Fig. 14: Posible explicación de la interrelación entre los domos salinos y las propiedades de La Tosca como roca reservorio

5. Ensayos sugeridos.

A continuación se detallarán los ensayos sugeridos ya mencionados, explicando el objetivo de cada uno y también mencionando recomendaciones y sugerencias para su realización.

5.1. Revisar el correcto funcionamiento de las válvulas maestra, sobremaestra y de maniobra (fundamental para el pozo Ca-X1002). Revisar estado del porta-orificio y de la conexión superior. Realizar mantenimiento general (revisar estado de los pernos de brida, realizar engrase de válvulas, etc.).

En pozos donde no hay presencia de fluidos corrosivos como por ejemplo CO₂ o H₂S, es muy raro observar daños en los internos de la sección D cuando el pozo no se encuentra en producción.

No obstante, el revisar estos elementos garantiza la seguridad operacional de los pozos tanto para realizar pruebas como para poder producir los mismos. Una falla en estas válvulas podría echar a perder los resultados de un ensayo de build-up,

así también como poner en riesgo a la operación de producción, sin mencionar el riesgo de generar un incidente medio-ambiental.

Las pruebas para poder verificar el estado de la sección D son muy sencillas y no se requiere equipos especiales. En caso de detectar alguna falla en cualquiera de los elementos, se puede planificar la reparación o reemplazo previo a comenzar a operar o ensayar el pozo.

Un programa sugerido podría ser el siguiente:

1. Revisar estado general de la bodega. En caso de haber acumulación de agua u otros líquidos, coordinar con un camión “chupa” para el drenado de la misma. Colocar las pisaderas faltantes (es posible que para acceder a las válvulas de la sección A y B se requiera correr una de las pisaderas y colocar una escalera para ingresar a la bodega).
2. Realizar una inspección visual de los elementos de las secciones A, B, C y D. Revisar que no halla bulones cortados, desajustados o faltantes en las uniones bridadas.
3. Realizar un engrase a todas las válvulas del árbol de producción.
4. Colocar manómetros en una de las salidas laterales de cada sección con salida de desfogue (A, B y C). Colocar manómetro en la punta del árbol con salida lateral para desfogue. Prever las bridas adaptadores en caso que estén faltando las mismas.
5. Cerrar válvula de ala, válvula de maniobra, válvula maestra y válvula sobre-maestra.
6. Desfogue presión por válvula debajo del manómetro superior.
7. Abrir válvula de maniobra y válvula sobre-maestra, dejando la válvula maestra cerrada. Monitorear presión en boca para verificar el correcto cierre de la válvula maestra.

8. Cerrar válvula sobre-maestra y abrir válvula maestra para probar hermeticidad de la válvula sobre-maestra (NOTA: En caso que la prueba 7 haya arrojado un resultado negativo, realizar un desfogue luego de cerrar la válvula sobre-maestra).
9. Cerrar válvula de maniobra y abrir válvula sobre-maestra para probar hermeticidad de la válvula de maniobra (NOTA: En caso que la prueba 8 haya arrojado un resultado negativo, realizar un desfogue luego de cerrar la válvula de maniobra)
10. Verificar que no halla soplido por la salida lateral luego del porta-orificio
11. Abrir válvula de maniobra. Verificar que no halla pérdidas por la parte superior del árbol.
12. Cerrar válvulas maestra y sobre-maestra, desfogar sección D.
13. Retirar la tapa superior y realizar una inspección visual de la rosca externa e interna de la conexión para el lubricador.
14. Abrir caja porta-choque y realizar una inspección visual de la misma.
15. Volver a armar la caja porta-choque y la tapa superior.

En caso que haya que reemplazar algún elemento del árbol de producción se sugiere evaluar la posibilidad de colocar una segunda barrera aparte de la válvula maestra.

Por la fecha del pozo y el equipamiento utilizado, es muy probable que el colgador de tubing tenga un alojamiento para colocar una válvula H. Se sugiere contactar con el fabricante de los equipos (MotoMecánica) para coordinar con ellos la inspección y el servicio de colocación de la válvula H (la misma se fija mediante un lubricador especial que se coloca por encima de la válvula de maniobra).

En caso de no lograr fijar la válvula H en el colgador, como alternativa se puede fijar un tapón en alguno de los dos nipples que se dejaron en la columna de tubings del pozo. Para esto será necesario contar con un servicio de slick-line. Según el

informe final del pozo los mismos se tratarían de niples tipo Otis, siendo el primero un niple selectivo (*sin no-go*) y el segundo un niple con *no-go*. Si bien el colocar una segunda barrera ya sea con un tapón H o con un tapón colocado en los perfiles de producción pueda sonar redundante, estas prácticas se ajustan a los mayores estándares de seguridad, sobretodo tratándose de pozos de gas en los que ya se han experimentado surgencias descontroladas.

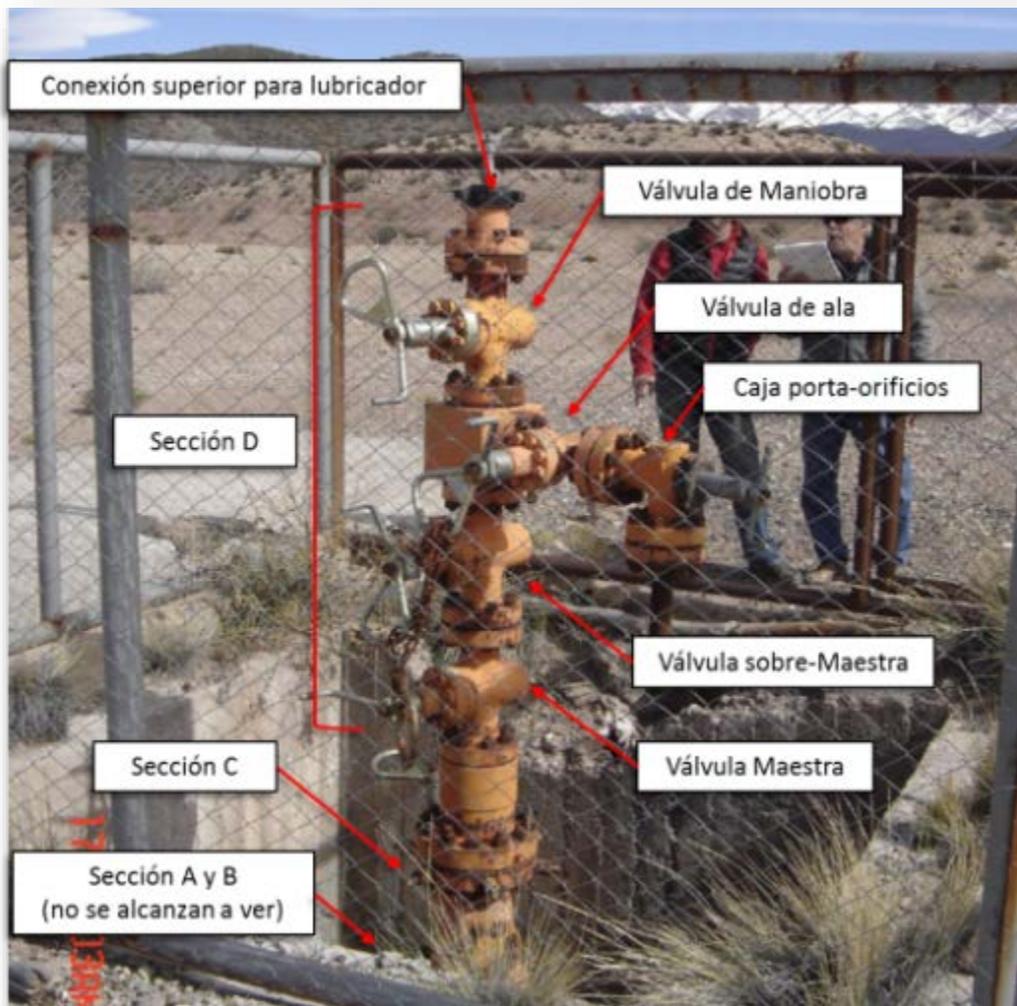


Fig. 15: Partes del árbol de producción (foto original del informe de R. Gorroño y J.L. Peñaloza).

ARREGLO FINAL						
ESQ GRAFICO	POZO : CALCUMO X1002			CIA. ALIANZA PETROLERA ARGENTINA	FECHA : 13/04/94	
	N°	O.D.	I.D.	Description	Length (m)	Depth (m)
		mm	mm		Mts.	Mts.
1	1	79	62	CANERIA 2 7/8 J55 6.5 lb/pie	559.10	559.10
2	2	82.5	59	CAMISA CIRCULACION	0.94	560.04
3	3	82	61	ESTINGER	0.87	560.98
7	4			PACKER PERMASERIES DRILL 7"	0.96	561.10
3		144	82	23-38 #BWB*		
				CENTRO DE GOMA		
4	5	82	62	TUBING O TROZO	1.83	562.93
4	6	81	58	NIPLE X SELECTIVO	0.37	563.30
	7	82	62	TUBING O TROZO	3.08	566.38
	8	81	56	NIPLE X N N° 60	0.37	566.75
	9	81	62	CUPLA BISELADA GUIA	0.15	566.90
5						
6						
7						
8						
9						

Grática 8.4

Fig. 16: Esquema final del pozo Ca-x1002 en donde se observan los 2 perfiles de producción que han dejado.

Otis® X® and XN® Landing Nipples and Lock Mandrels

Tubing						For Standard Tubing Weights						Lock Mandrel ID			
						X® Profile		XN® Profile							
Size	Weight		ID		Drift		Packing Bore		Packing Bore		No-Go ID				
in.	mm	Bb#	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm
1.660	42.16	2.3	3.42	1.380	35.05	1.286	32.66	1.250	31.75	1.250	31.75	1.135	28.83	0.62	15.75
		2.4	3.57												
1.900	48.26	2.4	3.57	1.660	42.16	1.516	38.51	1.500	38.10	1.500	38.10	1.448	36.78	0.75	19.05
		2.76	4.11												
		2.9	4.32												
2.063	52.40	3.25	4.84	1.751	44.48	1.657	42.09	1.625	41.28	1.625	41.28	1.536	39.01	0.75	19.05
2.3/8	60.33	4.6	6.85	1.995	50.67	1.901	48.29	1.875	47.63	1.875	47.63	1.791	45.49	1.00	25.40
		4.7	6.99												
2.7/8	73.03	5.4	8.02	2.441	62.00	2.347	59.61	2.313	58.75	2.313	58.75	2.205	56.01	1.38	35.05
		6.5	9.67												
		9.3	13.84	2.992	76.00										
3 1/2	88.90	10.2	15.18	2.922	74.22	2.797	71.04	2.750	69.85	2.750	69.85	2.635	66.93		
		11	16.37	3.476	88.29	3.351	85.10	3.313	84.15	3.313	84.15	3.135	79.63	2.12	53.85
4	101.60	12.75	18.97	3.958	100.53	3.833	97.36	3.813	96.85	3.813	96.85	3.725	94.62	2.62	66.55
4 1/2	114.30	13	19.35	4.484	114.14	4.369	110.97	4.313	109.55	4.313	109.55	3.987	101.27	2.62	66.55
5	127.00	17	25.30	4.892	124.26	4.767	121.08	4.662	115.87	4.662	115.87	4.455	113.16	3.12	79.25

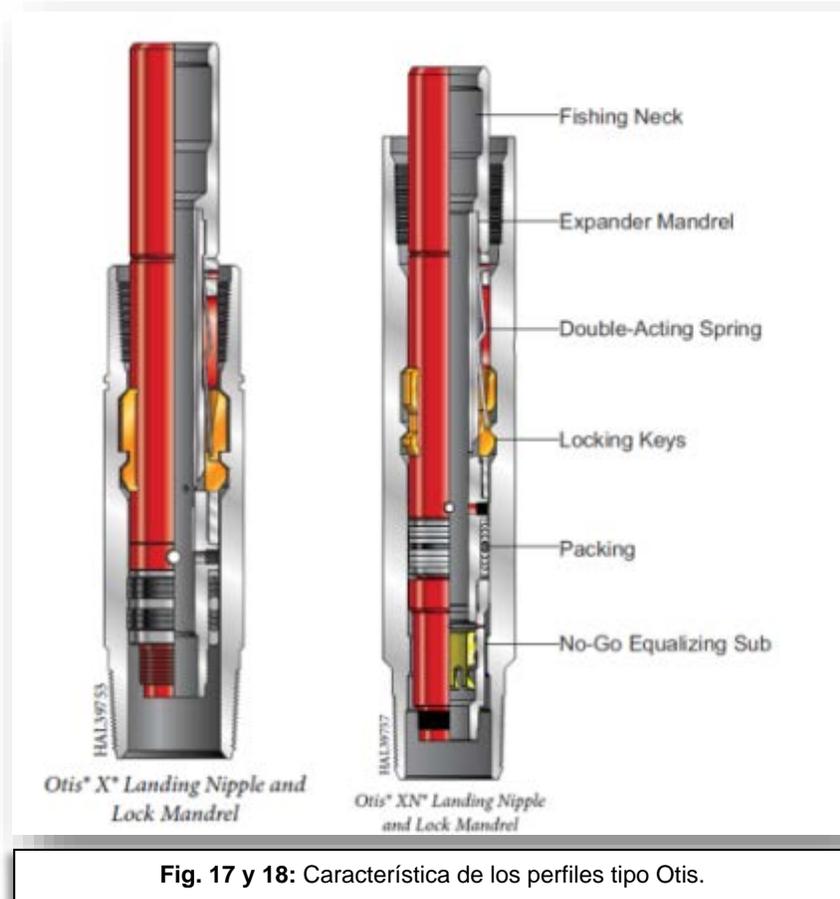


Fig. 17 y 18: Característica de los perfiles tipo Otis.

5.2 Corroborar la correcta hermeticidad del packer y también revisar que no halla presión en los carreteles de la sección A y B (entre-caño de los casing 7 y 9 ^{5/8}, y entrecño de los casings de 9 ^{5/8} y 13 ^{3/8}).

Estas pruebas son muy sencillas de realizar, y nos provee información clave a la hora de proceder con el estudio de los pozos, así también como asegurar la integridad de los pozos y proteger las capas freáticas de la zona, evitando así generar un incidente medioambiental.

Existen 3 espacios anulares a verificar. El espacio entre el tubing y el casing de 7" que se accede por las válvulas de la "sección C", el espacio entre el casing de 7" y el de 9 ^{5/8}" (que se accede por las válvulas de la "sección B", y el espacio entre el casing de 9 ^{5/8} y 13 ^{3/8}". Si bien este último espacio debería encontrarse totalmente cementado hasta superficie, por los comentarios en los partes de perforación hubo varias complicaciones durante la maniobra de cementación por entrada de bolsones de gas.

La recomendación operativa para estas pruebas es la siguiente:

1. Colocar manómetros con válvula de desfogue en las salidas laterales de la sección A, B y C tal como se menciona en el punto 4 de la sección 6.1. Prever las bridas adaptadoras en caso de no estar colocadas.
2. Abrir las válvulas laterales de cada una de las secciones para realizar la lectura de presión de los espacios anulares.
3. En caso de existir presión, desfogar hasta liberal el total de la misma. Una vez liberada toda la presión, registrar la misma cada 24 ó 48 horas por un período de 10 días. Alternativamente se puede dejar colocado un manómetro digital en cada salida los cuales almacenan el histórico de presiones, para evitar estar yendo cada 2 días hasta la boca de pozo.

En caso de que el espacio anular entre el tubing de 2 7/8 y el casing de 7" estén comunicadas, habrá que evaluar si esta comunicación se debe a un problema de fuga en el packer de producción o bien a un problema de integridad del tubing (**tubing leak**). Para ello se recomienda realizar la prueba de integridad del tubing (ver 5.1). En caso que la comunicación se esté dando a través del packer, esto no implica un riesgo inmediato pero es importante tenerlo en cuenta a futuro.

Si las pruebas de los entrecaños de la sección B y sección C resultan negativas, se evaluará entonces los riesgos que esto implica y las acciones correctivas a adoptar. Cabe aclarar que una fuga en los casing intermedio y de superficie puede conllevar a generar un problema de impacto ambiental considerable. No debemos olvidarnos que el hecho de estar atravesando capas salinas, fomenta los daños en los casing. Existen varios antecedentes en las zonas aledañas de problemas de integridad en los casings (*casing leaks*).

5.3 Verificar el correcto calibre del pozo y corroborar que los punzados estén libres.

Para realizar esta prueba es necesario contratar a una compañía de Slick-Line (equipo de alambre). Esta primera maniobra no solo nos indicará el estado general del pozo, sino que es necesaria para luego poder realizar cualquier otra medición física que requiera bajar alguna herramienta dentro del pozo.

Básicamente consiste en bajar con el equipo de alambre un calibre hasta el fondo del pozo. Con esta simple intervención, nos aseguramos poder bajar cualquier herramienta que necesitemos dentro del pozo (un registrador de presiones, un tapón a los nipples de producción, etc.). Además verificamos que la zona de los punzados esté libre. No hay razón para pensar que esto no sea así, pero no tiene ningún costo adicional al de realizar la maniobra de calibre el constatar el fondo del pozo. Se recomienda realizar este ensayo previo a cualquier otra actividad de mediciones físicas ó de puesta en producción del pozo.

Los pasos operativos recomendados serían los siguientes:

1. Montar BOP y lubricador.
2. Bajar con calibre o cuchillo cortador de parafina de un ID menor a 56 mm y constatar fondo del pozo, realizando *un pull-up test* cada 300 metros. Registrar parámetros de tensión descendiente y de *los pull-up test*.

5.4 Verificar la integridad del casing realizando un perfil tipo vertilog.

El objetivo de esta prueba es verificar el estado de integridad de las cañerías del pozo (tubings y casings). Si algunas de las pruebas del punto 5.2 resultaron negativas, correr este perfil es crítico, ya que al tener problemas de hermeticidad es muy probable que alguna cañería se encuentre en mal estado. En caso de que la prueba 5.2 sea positiva, se recomienda de todas formas correr este perfil para conocer el grado de integridad del pozo.

Es importante mencionar una vez más que existen en la zona muchos antecedentes de problemas de integridad de casing. El hecho de que existan capas de halita (sal) en la columna estratigráfica, genera de por sí un ambiente corrosivo para las cañerías de fondo.

Históricamente, este tipo de registros se realizaba con un equipo de Wire-line (equipo de cable) el cual es bastante más costoso que un equipo de slick-line (equipo de alambre). En los últimos tiempos, se han desarrollado herramientas para corroborar la integridad de cañería que pueden ser corridas con los equipos de slick-line, ahorrando tiempo y dinero en dicha operación.

Puesto que la mayoría de las cias. de slick-line cobran por día de operación, se sugiere correr esta herramienta ni bien se termine el calibre del punto 5.3, de manera que solo se cobrará 1 día de operación para ambas pruebas (el cargo por la herramienta siempre es aparte).

En función del resultado de los perfiles de corrosión, se determinarán los pasos a seguir.

Al igual que el ensayo anterior, Se recomienda realizar este ensayo previo a cualquier otra actividad de mediciones físicas ó de puesta en producción del pozo.

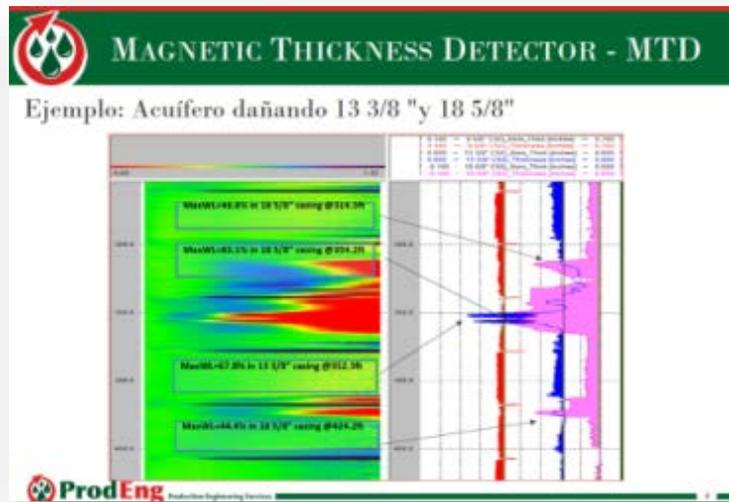
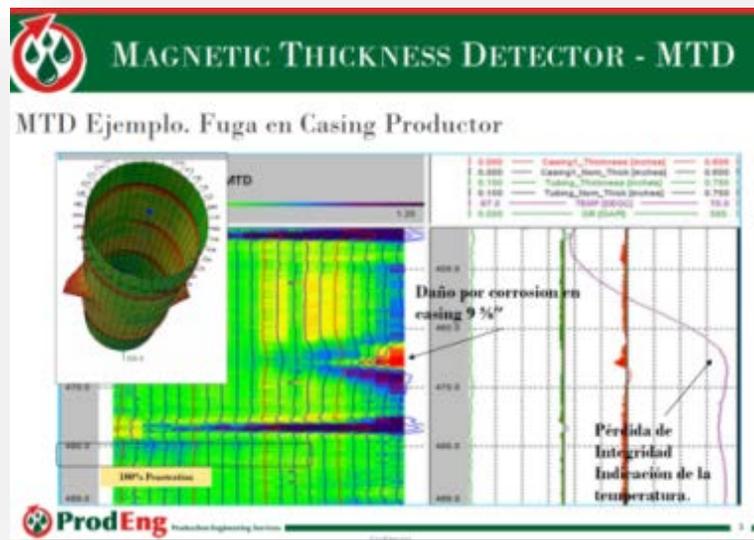


Fig. 19 y 20: Ejemplos de mediciones realizados en casings con herramientas corridas con slick line.



5.5 Correr registro de pozos entubados para determinar tipo de fluidos detrás del casing.

Este estudio no es crítico y tampoco es necesario realizarlo previo a la puesta en producción del pozo. El objetivo de este ensayo es determinar si efectivamente hay petróleo en Troncoso que no se está produciendo. Como la oportunidad de extraer este petróleo no es fundamental en esta etapa, se sugiere dejarla en reserva para el futuro, no urge realizar este estudio en este momento.

5.6 Realizar un ensayo de producción prolongado tipo Flow-After-Flow utilizando un registrador de presiones y temperatura de fondo y de superficie, seguido de un build-up prolongado.

Este estudio es clave para comprender los parámetros básicos del reservorio, poder estimar las reservas del mismo y lograr trazar un perfil de producción (el caudal que puede entregar el pozo a lo largo del tiempo).

Debido a las características técnicas de los ensayos *flow-after-flow* y *build up*, es muy común realizar un ensayo a continuación del otro, ya que en ambos casos se requiere de un registrador de presiones en fondo.

5.6.1 Flow-After Flow.

La producción de fluidos de un pozo depende directamente de la presión dinámica que se establece en el fondo del mismo. Mientras más baja es la presión, mayor caudal de fluidos producirá el pozo. Y mientras más alta sea la presión de fondo, menos fluidos serán producidos, hasta que la presión de fondo sea igual a la presión de formación, momento el cual el pozo dejará de producir. En los pozos surgentes, regulamos la presión de fondo con el orificio (*choke* o estrangulador) en superficie, mientras que en los pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial, la presión de fondo se regula acelerando o frenando la bomba que se encuentra debajo del pozo. Pero, independiente del tipo de pozo, siempre está presente esta relación entre presión de fondo-caudal.

Cuando graficamos esta relación entre presión de fondo del pozo y caudal, obtenemos un curva que se denomina IPR (*inflow performance ratio*). Esta curva es una de las 2 piezas fundamentales para todo el análisis actual y a futuro de un pozo de petróleo o de gas. Nos permite predecir los caudales de producción a diferentes condiciones (por ejemplo si se coloca un orificio de 8 mm, o si deriva la producción hacia un gasoducto determinado), podemos saber si la producción del pozo está optimizada o si existe algún cuello de botella (por ejemplo la producción está limitada por turbulencia en los punzados, o por un diámetro de tubing demasiado chico), también nos permite anticiparnos a problemas de producción como el flujo inestable o problemas de levantamiento de líquido. Lo que también es clave, es que si combinamos los parámetros de la curva IPR con un modelo de balance de materiales (la segunda piedra fundamental en el análisis de un reservorio) podremos predecir el comportamiento del pozo (caudales, presiones, etc.) a futuro hasta que hayamos agotado todas las reservas del mismo.

Para modelar la curva IPR en los pozos de gas, se utiliza como ya mencionamos el modelo de Bureau of mines, también conocido como ecuación de C y n por sus dos factores.

Para poder resolver esta ecuación, necesitamos contar con diferentes caudales de producción a diferentes presiones. Esta es la esencia de un ensayo flow-after flow:

Primero se debe bajar un registrador de presión hasta el fondo del pozo (vulgarmente llamado “memory”, pues la curva IPR se traza no con la presión en superficie sino con la presión medida en el fondo del pozo (es muy difícil estimar correctamente la presión de fondo de pozo en función de la presión en superficie cuando tenemos fluidos multifásico viajando por el tubing, lo que conllevaría a encontrar una curva IPR falsa).

Una vez que el registrador de presiones se encuentra en el fondo del pozo, se abre el mismo colocando un determinado orificio en boca de pozo. De acuerdo a este orificio colocado, se establece una presión de equilibrio en el fondo del pozo y por ende un determinado caudal. Se deben medir este caudal y la presión en el

fondo del pozo con el instrumento que se bajó. Es importante dejar el orificio seleccionado hasta que los parámetros de producción se estabilicen.

Una vez que se logró esta estabilización, se procede a cambiar el orificio en superficie (por ejemplo si teníamos inicialmente un orificio de 8 mm, se puede pasar a un orificio de 10 mm.)

Al cambiar el orificio, se establecerá otra presión de fondo diferente. Entonces ahora pasamos a medir el nuevo caudal de producción correspondiente a la nueva presión de superficie.

Este procedimiento se repite hasta obtener 3 o 4 flujos diferentes (con las correspondientes presiones de fondo). Una vez que tenemos estos valores, podemos resolver matemáticamente los valores de C y n. Con estos valores y la presión de reservorio actual, podemos construir la curva IPR para nuestro pozo. Y si podemos conocer como irá variando la presión de reservorio del pozo en el tiempo, podemos conocer también como serán las nuevas curvas IPR a futuro (por ende conoceremos el caudal que producirá a futuro nuestro pozo). Para poder realizar este cálculo debemos saber cómo irá variando la presión de reservorio en el tiempo, y para eso debemos resolver la segunda parte del estudio que busca establecer el balance de materiales.

Es importante que mientras se realiza el ensayo de *build up* tener un excelente registro de los caudales producidos y de las presiones en boca de pozo en todo momento, pues ante la ausencia de alguno de estos parámetros se dificultará el análisis posterior, quitándole confiabilidad a los resultados obtenidos.

5.6.1 Ensayo de *build-up*:

En ensayo de *build-up* consiste, cuando el pozo está produciendo en forma estable, cerrar en forma súbita el pozo e ir registrando cómo evoluciona la presión en el fondo del pozo luego de este cierre.

Cuando el pozo está produciendo, decimos que la presión del fondo del pozo es la presión dinámica. Cuando el pozo está cerrado, la presión que tenemos en el

fondo del pozo se llama presión estática, y esta presión es igual a la presión de reservorio. El tema está en que cuando el pozo viene produciendo en forma estabilizada y nosotros generamos el cierre repentino del pozo, la presión en el fondo del pozo tarda una cierta cantidad de tiempo de pasar del valor de Presión Dinámica al valor de Presión estática.

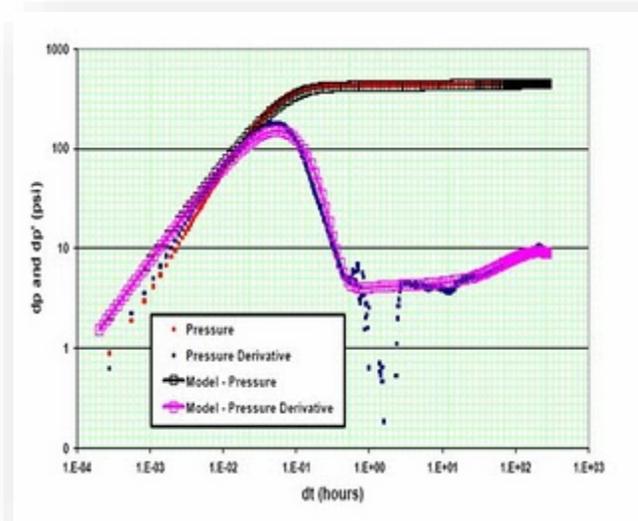


Fig. 21: Ejemplos de un ensayo de build-up. Se grafica presión en función del tiempo (curva superior) y la función derivada de la presión en el tiempo (curva inferior). Dependiendo de la forma de estas curvas y los valores obtenidos, se pueden sacar varias conclusiones del reservorio.

Existe una disciplina que se dedica justamente al estudio puntual de estos transientes de presiones (generalmente se la conoce como análisis de transiente de presión, ATP). Dependiendo de cómo la presión va migrando desde el valor de Presión dinámica al valor de Presión Estática, se puede determinar muchísimas características del reservorio.

A continuación se listan las más importantes y por la cual se recomienda enérgicamente realizar este estudio.

- Determinación exacta de la presión del reservorio (P^*).
- Existencia o no de daño de formación.
- Permeabilidad.
- Tipo de reservorio (convencional, no convencional, fisurado, etc.).

- Límites del reservorio y sus características (límite de presión constante, falla, etc.).

El primer punto es fundamental, pues como se planea realizar el ensayo build-up luego de un ensayo prolongado de producción, la variación entre la presión estática original y la presión estática luego del ensayo de producción serán los valores claves para construir un balance de materiales. Del balance de materiales se podrá estimar la reserva del yacimiento, además de servir para, en conjunto con la curva IPR, poder conocer la evolución de los caudales de producción del pozo en el tiempo. De aquí se desprende la importancia de realizar un estudio (build-up) a continuación del otro (*flow-after-flow*).

El segundo punto también es fundamental, pues da la pauta de que si existe la oportunidad de realizar una estimulación para remover el daño en caso de confirmarlo, lo que permitiría mejorar los caudales de producción (hay que recordar que por los inconvenientes sufridos durante la perforación, la existencia de daño es muy probable). Este estudio no solo determina la existencia o no de daño, sino que también puede cuantificarlo.

El tercer y cuarto parámetro también son de gran importancia, ya que dependiendo del tipo de reservorio nos dará una idea de la mejor manera de ser explotado (a altos o a bajos caudales, si es necesario repunzar o pensar en realizar una fractura hidráulica, etc.).

El último punto es necesario para construir el modelo de balance de materiales, y estimar las reservas contactadas por el pozo.

Secuencia operativa recomendada:

1. Colocar un manómetro digital para medir presión en directa.

Nota: Se recomienda un árbol de surgencia para poder colocar este manómetro y que se encuentre siempre leyendo la presión del tubing, independientemente del estado de las válvulas de maniobra y de ala.

2. Bajar una memory realizando un gradiente dinámico (estaciones de 5 minutos cada 200 metros) y dejar colgada la memory en alguno de los nipples de producción (se recomienda colgarla en el nipple XN por estar más abajo y por ser del tipo no-go).
3. Desmontar el equipo de slick line.
4. Preparar una unidad de prueba. Se recomienda que la unidad de prueba tenga respaldo digital (medidores de caudal tipo multi-variable como floboss o *Scanner 2000* para el gas y tipo turbina, ultrasonido o similar para el líquido) como analógico (registrador de cartas tipo *Barton*).
5. Abrir el pozo a fosa de quema con orificio de 12 milímetros para su limpieza. Ensayar por 24 horas o hasta que estabilice su producción.
6. Cambiar a orificio de 2 mm más chico (pasar a 10 mm) y ensayar por 24 horas o hasta estabilizar producción.
7. Repetir con 2 corridas más disminuyendo 2 mm en cada corrida.
8. Finalizada la corrida de 4 orificios, colocar un orificio intermedio (8 ó 10 mm dependiendo de los resultados) y dejar el pozo en producción hasta completar los 20 ó 30 días.

NOTA 1: Es importante que durante todo el ensayo se cuente con supervisión por parte de ingeniería, pues dependiendo de los resultados puede llegar a ser necesario cambiar el programa.

NOTA 2: Es importante durante todo el ensayo verificar que las mediciones de caudal y de presiones se estén realizando correctamente.

NOTA 3: Verificar la correcta calibración del instrumental (carta registradora de gas, manómetros, termómetros, etc.) previo a comenzar el ensayo.

NOTA 4: En caso de observar producción de líquidos, tomar muestras para su posterior análisis.

9. Previo al cierre del pozo, tomar 2 muestras de gas.

10. Cerrar el pozo (no utilizar valva maestra o sobre-maestra pues se requiere que el manómetro digital en superficie quede registrando).

NOTA 5: Es imperativo verifica el correcto cierre del pozo, pues una mínima fuga generará una interferencia en la lectura de la memory lo cual dificultará o invalidará el estudio posterior.

11. Transcurrido el tiempo de cierre (15 a 20 días), montar lubricador de equipo de slick line y recuperar memorys. No abrir el pozo. Luego de un estudio rápido de los datos registrados en la memory, decidir prolongar el período de build-up (esto podría analizarse in-situ)

5.7. Realizar un perfil de producción (*Production Logging Tool- PLT*) con el objeto de establecer si la producción viene del filón ígneo o de Troncoso, y poder cuantificar (alocar) dicha producción.

Este estudio tiene como objetivo confirmar que la producción de gas proviene del filón ígneo y no de Troncoso tal como se cree. Es un estudio complementario al estudio recomendado en el punto 5.5

Un PLT consiste en bajar una herramienta la cual puede discriminar que fluidos y en qué proporciones está viniendo en cada punzado. De esta manera podremos saber cuándo gas está aportando cada capa, y en caso de haber entrada de líquido, de donde está viniendo.

A diferencia del ensayo 5.5, se recomienda fuertemente realizar este estudio durante la prueba de producción prolongada por las razones que mencionaremos a continuación:

a. Me permite recuperar la información de las *memorys* del *flow-after-flow* para su inmediato análisis (y no tener que esperar hasta finalizado el build-up).

- b. Si bien no se trata de un pozo profundo ni caliente, las *memorys* cuando se encuentran por períodos prolongados debajo en el pozo aumenta el riesgo de falla, Pescar y cambiar las *memorys* antes del build-up me otorgará más confiabilidad en la medición a realizar.
- c. Se puede aprovechar para registrar un gradiente dinámico el cual será de suma utilidad para realizar los perfiles de producción a futuro.
- d. La información del ensayo PLT es extremadamente útil a la hora de analizar el build-up.

Un punto importante a mencionar es que, tal como se mencionó en el ensayo 5.4, también existen hoy en día herramientas que me permiten realizar un PLT con un camión de Slick-Line, el cual es mucho más económico que el equipo de Wire-line que se utiliza comúnmente para este tipo de estudios.

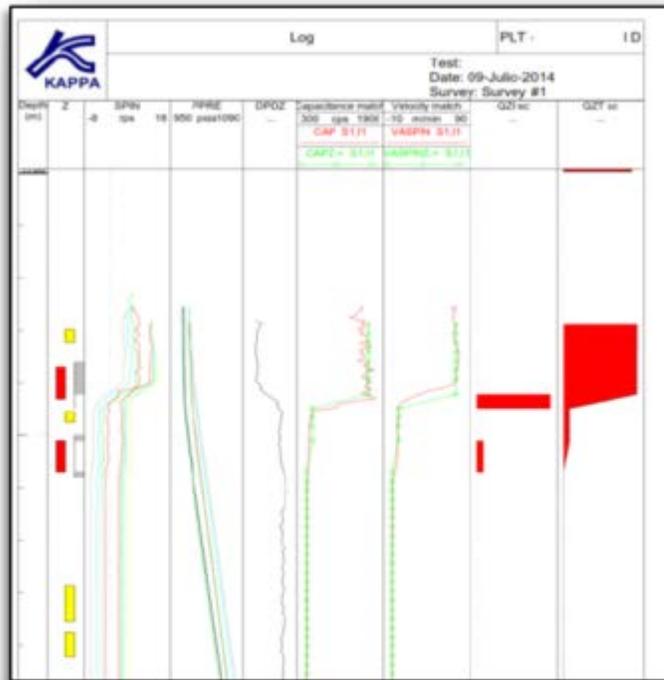
El procedimiento para realizar el PLT sugerido es el siguiente

1. Luego de unos 6 días de estar realizando el ensayo prolongado de producción del pozo (con caudales estabilizados), montar equipo de slick line sin cerrar el pozo. En caso de que el caudal del mismo sea muy elevado para bajar el pescador, cambiar el orificio y dejar el pozo estabilizar 24 horas (esto se puede hacer el día anterior a montar el slick line).

NOTA: es importante que durante esta operación se registre constantemente la presión de boca de pozo con el manómetro digital.

2. Pescar las *memorys* que se habían dejado colgadas en el pozo, sacar realizando un gradiente dinámico con estaciones de 10 minutos cada 100 metros. Bajar datos de la *memorys*.
3. Correr herramienta PLT.
4. Volver a bajar *memorys* al fondo del pozo y dejarlas colgadas en niple XN.

5. Desmontar equipo de Slick line.



Contributions by phase				
Zones m	Qw res. m3/D	Qo res. m3/D	Qg res. m3/D	W O G
Inf. 1 (1737 - 1743)	0.00	4.49	867.86	■
Inf. 2 (1751 - 1757)	14.12	0.34	77.98	■

Fig. 22 y 23.: Ejemplos de un ensayo PLT

5.8. Realizar ensayo de interferencia con el poco Ca-X1003.

Este estudio es de suma importancia para poder determinar el tamaño del reservorio y por ende las reservas del mismo. Además ayudará a caracterizar el yacimiento estableciendo la conexión o falta de esta entre las capas de los pozos Ca-X1002 y Ca-X1003. De realizarse el estudio de ensayo prolongado y build-up en el pozo Ca-X1002, el realizar el estudio de interferencia implica un mínimo costo adicional.

Basta con bajar y dejar un memory en el fondo del pozo previo al inicio del ensayo del Ca-X1002, y recuperarla en el momento que finalice el build-up.

Los pasos recomendados para esta operación son los siguientes:

1. Montar equipo de slick line.
2. Calibrar el pozo hasta el fondo del pozo.
3. Bajar memory y dejar la misma asentada en el perfil XN que posee la instalación actual.
4. Desmontar equipo.



Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda

25 de Mayo 101 • C1002ABC

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina

www.mininterior.gov.ar

Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de Obra Pública

Dirección Nacional de Preinversión

25 de Mayo 145 • C1002ABC • (54-11) 4339-0800 / Interno 71076

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina