

# Catálogo de reservorios *tight* y de baja permeabilidad en la provincia del Neuquén



Un relevamiento oficial realizado en noviembre de 2017 sobre la actualidad de la producción en arenas compactas en la provincia del Neuquén.

Por **Magalí Alonso, Antonela Civaroli, Iliana Zabalegui, Agustín González y Adolfo Giusiano** (Dirección General de Estudios, Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía, Secretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén)

La producción de hidrocarburos en la provincia del Neuquén comenzó en 1918 y, a partir de ese momento, se ha producido gas y petróleo de reservorios convencionales correspondientes a las diferentes formaciones que integran la columna de la Cuenca Neuquina.

El aumento en la demanda energética de los últimos años ha provocado un

cambio de paradigma que llevó a considerar nuevas técnicas para la exploración y el desarrollo de los hidrocarburos y de esta manera comenzaron a adquirir mayor relevancia los reservorios en lutitas y areniscas compactas (*shale* y *tight*). Estos reservorios, denominados No Convencionales, están integrados por rocas que contienen gas y/o petróleo, para que su extracción sea económica-

mente rentable, es necesario aplicar métodos de estimulación a través de fracturas hidráulicas en etapas.

La puesta en producción de este tipo de reservorio ha impactado de manera positiva en la producción y reservas de gas y petróleo de la provincia del Neuquén, atenuando la declinación de la producción y las reservas de los reservorios convencionales.

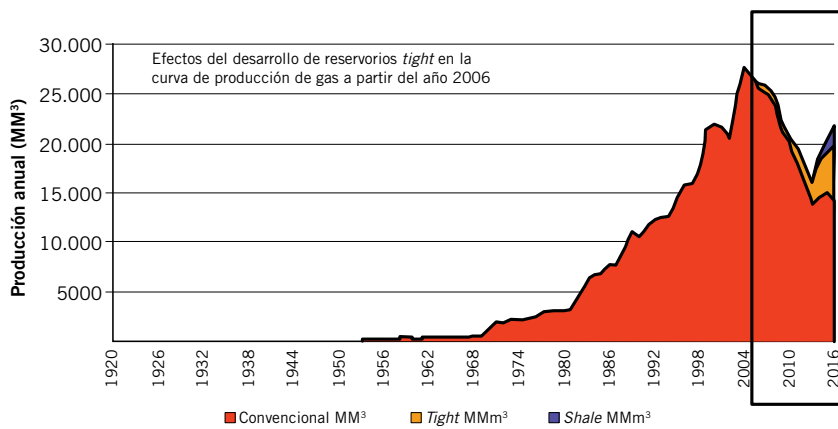


Figura 1. Evolución histórica de la producción de gas en reservorios convencionales, *tight* y *shale* en la provincia del Neuquén.

Este trabajo tiene como finalidad realizar una caracterización geológica de los principales reservorios *tight* y de baja permeabilidad que se encuentran en producción y proponer una distribución areal en base a los antecedentes disponibles.

Producción y reservas de gas en reservorios *tight* y de baja permeabilidad

El desarrollo de los reservorios No Convencionales en la provincia a partir de 2006 contribuyó a la atenuación de la declinación anual en la producción de gas de reservorios convencionales y a partir de 2013 implicó un aumento promedio por año del 6,13% en la producción total (Figuras 1 y 2). Durante 2016 se produjeron 7.019,74 MM<sup>3</sup> (250,7 Bcf) de gas en reservorios *tight*, lo que representa un 32% del total producido en la provincia (Figura 2).

Actualmente existen alrededor de 15 proyectos de gas en reservorios *tight* y algunos de ellos con más de una formación de interés. De acuerdo con la certificación de reservas

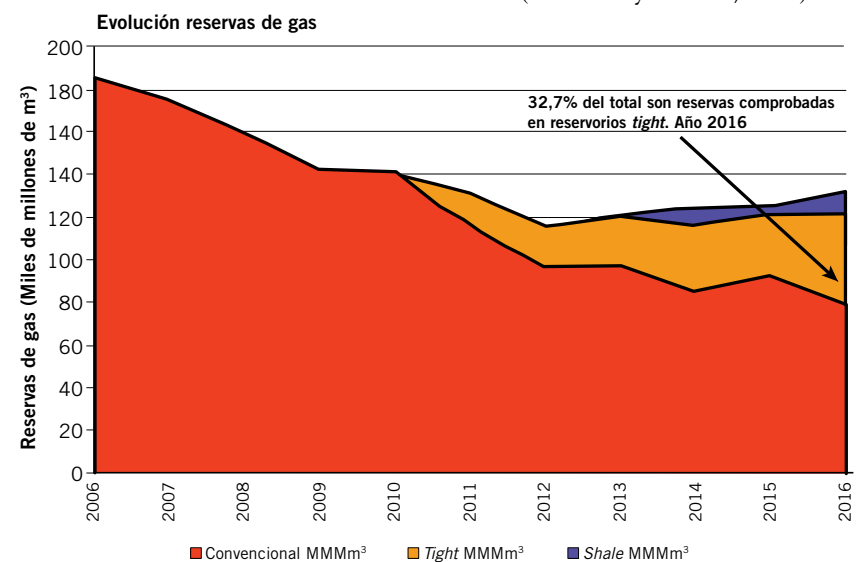


Figura 3. Evolución de las reservas comprobadas de gas durante el período 2006-2016 en la provincia del Neuquén y el porcentaje de participación de los reservorios *tight* en 2016.

de 2016 las reservas comprobadas de gas en reservorios *tight* alcanzaron los 43,2 MMm<sup>3</sup>, lo que representa un 32,7% del total de las reservas gas de la provincia (Figura 3).

el fin de caracterizar algunos de los reservorios declarados como *tight*. Se obtuvieron valores de saturación de agua, volumen de arcillas, porosidad y permeabilidad con los que se estimaron espesores útiles que se validaron ubicando los niveles punzados y puestos en producción de los diferentes pozos utilizados.

Con los datos declarados a la S.E.N. se graficó la evolución de la producción mensual y acumulada de gas de los reservorios comprobados desde el inicio de la producción hasta el primer semestre de 2017.

**Potenciales:** con el fin de definir la extensión geográfica de los reservorios *tight* y de baja permeabilidad se combinaron los antecedentes bibliográficos con información de pozos perforados, mapas paleogeográficos,

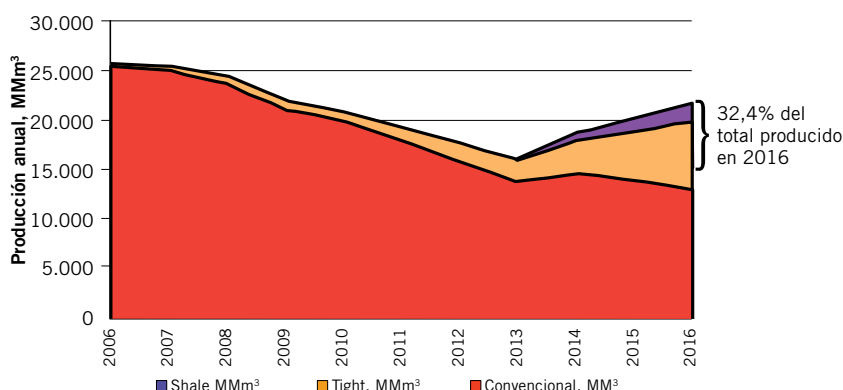


Figura 2. Porcentaje de participación del gas producido en reservorios *tight* en el total provincial.

## Metodología

Para este informe se definieron reservorios *tight* y de baja permeabilidad como comprobados y potenciales de acuerdo con los siguientes criterios:

**Comprobados:** la delimitación se realizó de acuerdo con los reservorios declarados como no convencionales –*tight* o de baja permeabilidad por las diferentes operadoras a la Secretaría de Energía de Nación (S.E.N) (Capítulo IV-DDJJ de Producción).

A partir de las descripciones petrofísicas de coronas, los estudios especiales y los registros eléctricos de pozo, se calcularon parámetros petrofísicos (González y Chanes, 2016) con

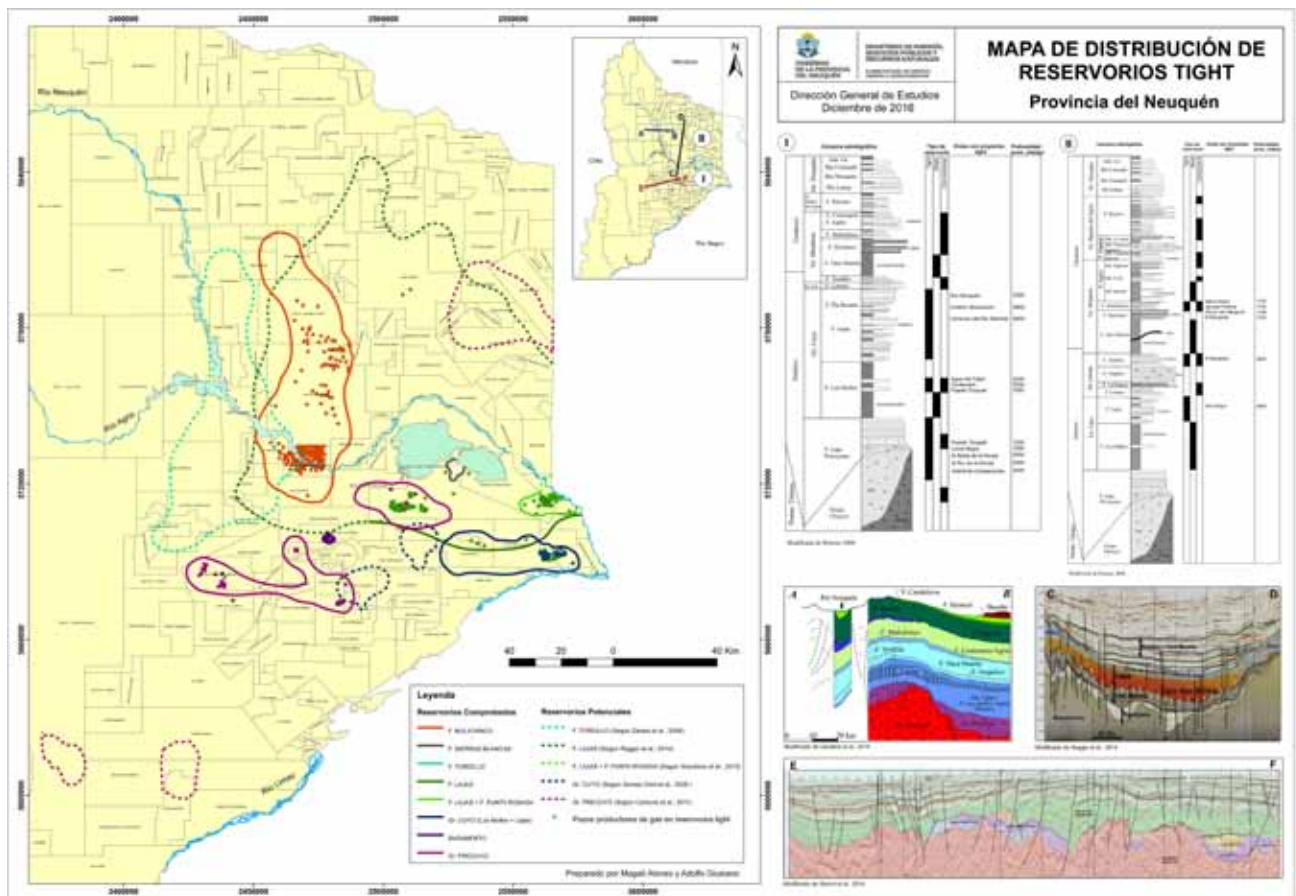


Figura 4: Mapa de distribución de reservorios *tight* en la provincia del Neuquén modificado por Alonso y Giusiano (2016).

estudios sedimentológicos y estructurales. También se buscó identificar los niveles con pobres características petrolíficas en los que se detectaron y/o ensayaron hidrocarburos gaseosos.

Profundidad promedio (mbbp)  
 Porosidad promedio (%)  
 Permeabilidad promedio (mD)  
 Sw promedio (%)

Al Norte de la Dorsal

2700  
 7  
 0,0001 a 0,1  
 < a 35

Anticlinal Campamento

2950  
 11  
 0,08 a 0,5  
 45

Tabla 1. Principales características del reservorio del Basamento.

### Reservorios *tight* en Neuquén

Se incluye dentro de los reservorios *tight* y de baja permeabilidad al Basamento (rocas magmáticas), Grupo Precuyo (areniscas, rocas piroclásticas y efusivas) y a las formaciones Los Molles, Lajas, Punta Rosada, Lotena, Tordillo, Sierras Blancas y Mulichinco, conformados mayoritariamente por areniscas compactas (*tight sands*). Estos reservorios se encuentran ampliamente distribuidos en la región centro-este de la provincia (Figuras 4, 5a y 5b).

### Reservorios comprobados Basamento

Litológicamente corresponde a rocas ígneas, como granitos, andesitas y dacitas cuya alteración dificulta la caracterización. Poseen abundantes

fracturas en parte rellenas generando un sistema de doble porosidad y muy baja permeabilidad. En general, la porosidad es secundaria con una distribución heterogénea generada por microfisuras abiertas o parcialmente rellenas (Sisinni *et al.* 2008).

Esta unidad presenta mayor interés en la zona de la Dorsal de Huincul, en particular en el área al Norte de la Dorsal, donde todos los pozos ensayaron gas y no se encontró contacto de agua aún después de atravesar los 1300 m dentro del basamento. En el área Anticlinal Campamento se trata de un reservorio de baja permeabilidad.

En la tabla 1 se expresan las principales características del Basamento para las áreas al Norte de la Dorsal y Anticlinal Campamento, según los datos declarados en la certificación de reservas de 2016.

La producción histórica de gas del Basamento declarado como reservorio de baja permeabilidad comenzó en 2012 y hasta junio de 2017 ha acumulado 178,47 MMm<sup>3</sup> con un promedio de 5,94 MMm<sup>3</sup>/día, por otra parte, el volumen máximo producido es de 6.501,52 Mm<sup>3</sup> y corresponde a julio de 2012 (Figura 6).

### Grupo Precuyo

El reservorio del Grupo Precuyo está constituido por flujos de lava en parte brechados de escasa distribución areal asociados a hemigrabenes aislados, cuya porosidad está relacionada a la actividad hidrotermal post-diagenética (Sisinni *et al.* 2008). Se caracteriza por ser un reservorio muy heterogéneo con sistemas de doble porosidad y baja permeabilidad.

El Grupo Precuyo es un reservorio

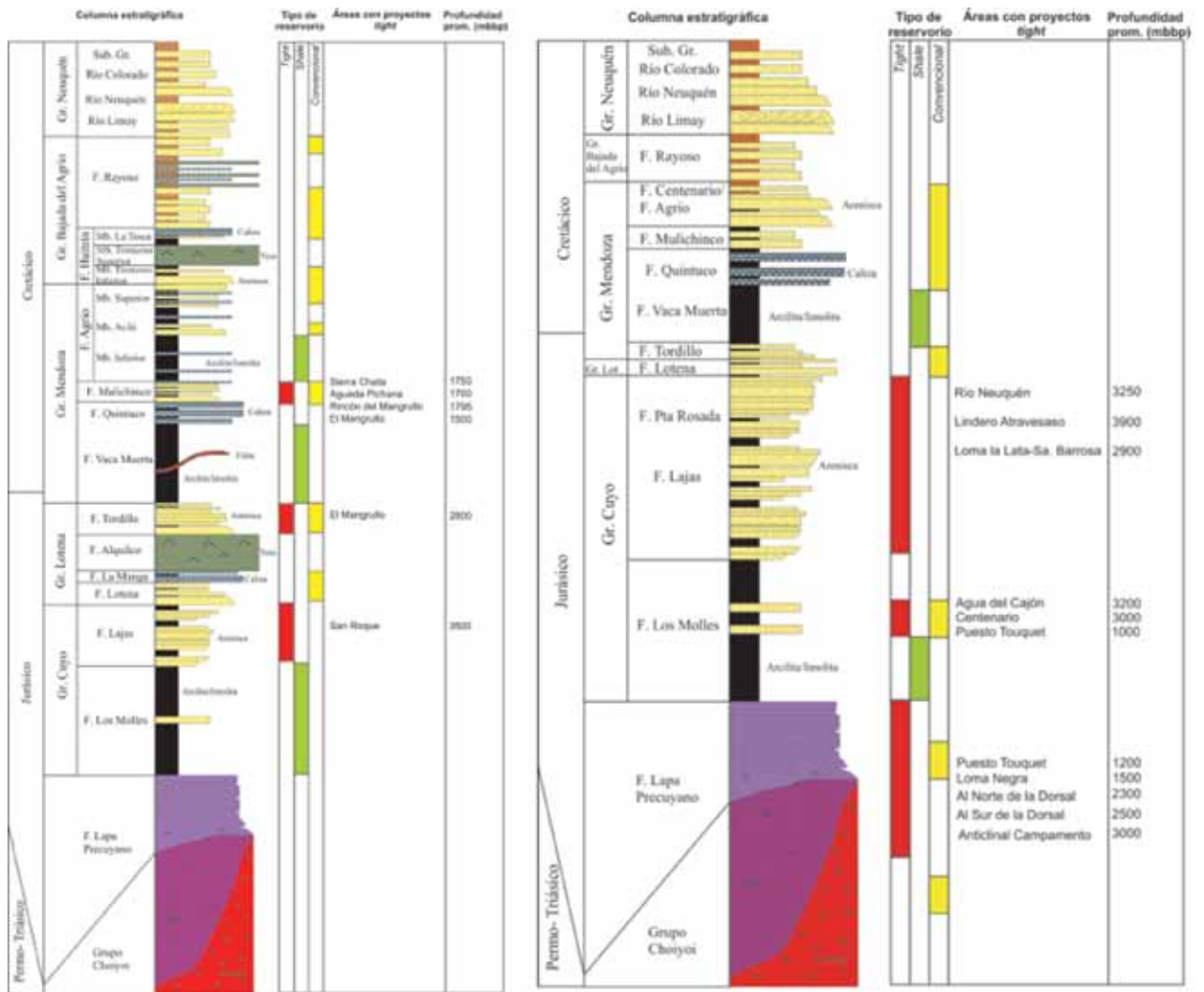


Figura 5. Representación esquemática de la columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, tipos de reservorios, áreas con proyectos *tight* y profundidad promedio de los reservorios *tight* en: a) Zona centro y b) Zona dorsal.

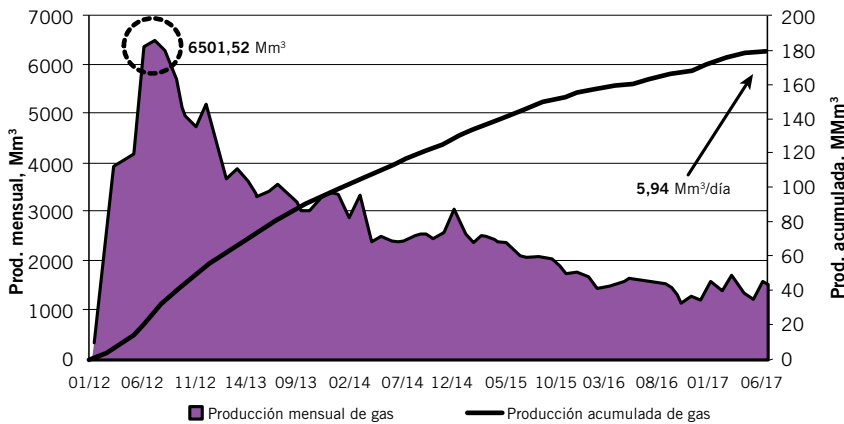


Figura 6. Producción de gas del reservorio *tight* del Basamento. a: Acumulada, b: Mensual.

YACIMIENTO	Anticlinal Campamento	Loma Negra NI	Puesto Touquet	Al Sur de la Dorsal	Cupen Mahuida
Profundidad promedio (mbbp)	2.850	1.550	1.200	700	3.400
Porosidad promedio (%)	3	25	10	16	15
Permeabilidad (mD)	0,02	Sin determinar	0,05	18	0,001-0,3
SW promedio (%)	5	40	45	35	68
Espesor útil promedio (m)	85	30	25	10	35

Tabla 2. Principales características de los reservorios del Grupo Precuyo comprobados.

rio *tight* de gas en las áreas Anticlinal Campamento, Loma Negra NI, Puesto Touquet, al Sur de la Dorsal y Loma La Lata - Sierra Barrosa. En la tabla 2 se detallan las principales características del reservorio según lo que declararon las empresas operadoras en la certificación de reservas de 2016.

Se tomo como ejemplo un pozo con la litología representativa, el cruce densidad-neutrón indicando las zonas mineralizadas con gas y ubicación de los punzados (Figura 7).

Hasta el primer semestre de 2017 se han acumulado 4.158 MMm<sup>3</sup> de gas de niveles de baja permeabilidad del Grupo Precuyo y durante agosto de 2011 se alcanzó una producción máxima de 2.231 Mm<sup>3</sup>/día (Figura 8).

### Grupo Cuyo

Se trata de areniscas y conglomerados de origen fluvial y deltaico con desarrollo de canales e intercalaciones de niveles pelíticos, conformando reservorios de tipo multicapa (Figura 9) asociados al tren de estructuras anticlinales que conforman la Dorsal de Huincul, donde los diferentes pulsos tectónicos han controlado la sedimentación.

Las unidades que conforman el Grupo Cuyo constituyen un reservorio *tight* en las áreas Punta Senillosa, Agua del Cajón y Centenario.

A partir de datos de laboratorio petrofísico y de registros eléctricos de pozo se calcularon e identificaron pa-

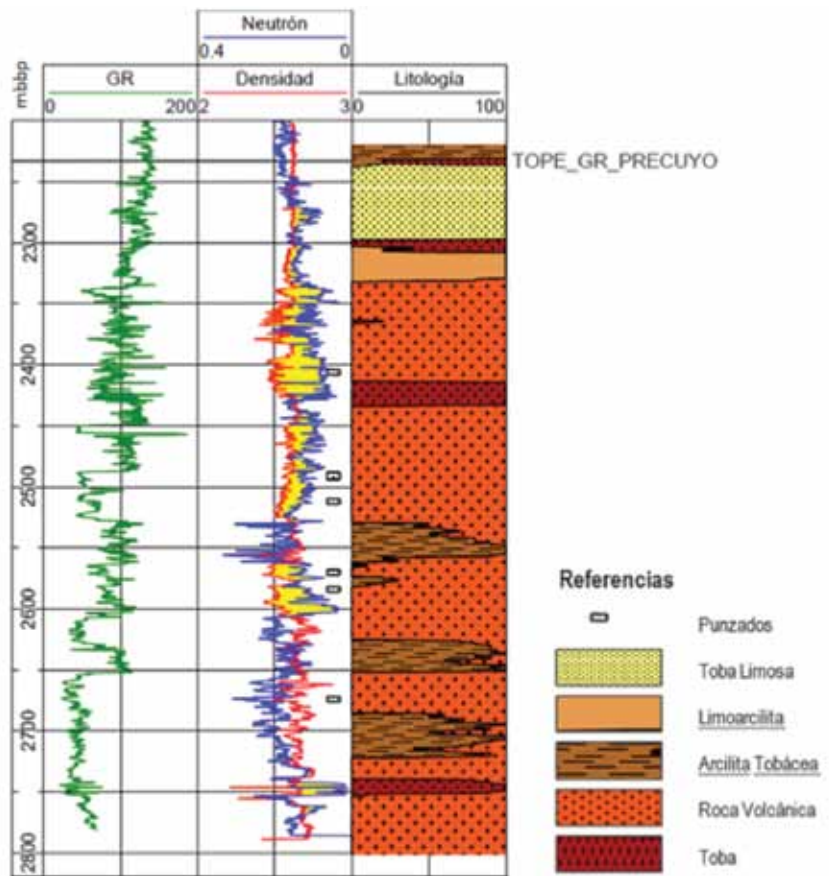


Figura 7. Ejemplo de un pozo con objetivo en el reservorio *tight* del Grupo Precuyo con las curva de rayos gamma (pista 1), el cruce densidad-neutrón indicando las zonas mineralizadas con gas y ubicación de los punzados (pista 2) y litología representativa (pista 3).

rámetros de reservorio para el Grupo Cuyo (Tabla 3).

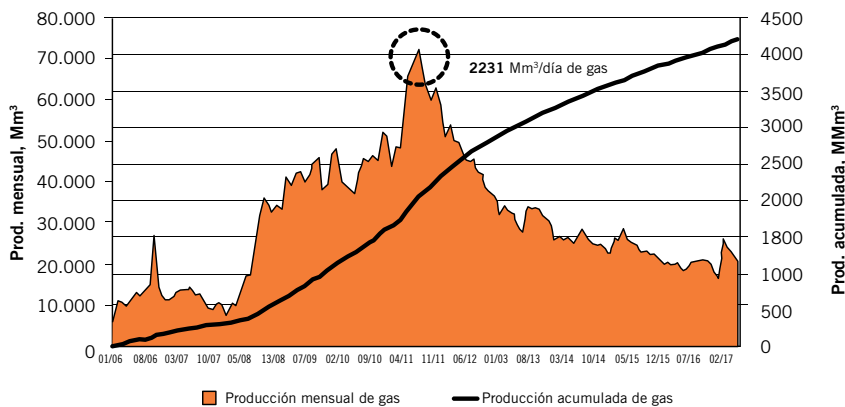
A junio de 2017 se han acumulado 3.679,63 MMm<sup>3</sup> de gas del Grupo Cuyo y el pico de producción se registró durante mayo de 2017 con 55.452,48 Mm<sup>3</sup> y un caudal diario de 1.788,78 Mm<sup>3</sup> (Figura 10).

Características	Agua del Cajón	Centenario	Punta Senillosa
Profundidad promedio (mbbp)	3.200	2.232	2.300
Porosidad promedio (%)	8,5	6	5
SW (%)	35	36	59
Permeabilidad promedio (mD)	<0,01	<0,1	<0,1
Espesor útil promedio (m)	72	117,5	38

Tabla 3. Principales características del reservorio del Grupo Cuyo.

### Formación Lajas - Formación Punta Rosada

Los reservorios *tight* de gas de Formación Lajas y, en algunos casos la Formación Punta Rosada, se localizan principalmente en el ámbito del engolfamiento neuquino donde presentan



Yacimiento	Lindero Atravesado. Río Neuquén	Loma La Lata Sa. Barrosa
Profundidad promedio (mbbp)	3.500	2.232
Porosidad promedio (%)	9,5	9
Permeabilidad (mD)	0,001-0,1	<0.1
SW promedio (%)	60	35
Espesor útil promedio (m)	265	40-50

Tabla 4. Principales características del reservorio de la Fm. Lajas.

mes de junio de 2017 fue de 11.890,38 MMm<sup>3</sup> (Figura 12).

Figura 8. Producción mensual y acumulada de gas del Grupo Precuyo.

su máximo desarrollo y potencialidad.

En el caso del reservorio de la Formación Lajas, (Raggio *et al.* 2014) lo caracteriza como un BCGS (*Basin-Centered Gas System*) donde las acumulaciones de gas se producen en o cerca del eje axial de centro de cuenca. También se han encontrado acumulaciones en los márgenes de cuenca.

Gomez Omil *et al.* (2017) indican que la asociación de facies de frente deltaico de la Formación Lajas constituye el principal reservorio y objetivo exploratorio en el engolfamiento Neuquino y proponen la existencia de acumulaciones de gas en reservorios de baja permeabilidad que pueden alcanzar los 1.000 TCF *in situ*.

Las áreas con mayor desarrollo en el reservorio *tight* de la unidad Lajas-Punta Rosada son Lindero Atravesado, Río Neuquén y Loma La Lata-Sierra Barrosa.

A partir de datos de laboratorio petrofísico y de registros eléctricos de pozo González y Chanes (2016) calcularon e identificaron parámetros de reservorio para Lindero Atravesado y Río Neuquén (Tabla 4 y Figura 11). En el caso de Loma La Lata-Sa. Barrosa se consideraron las características declaradas por la empresa en la certificación de reservas de 2016 (Tabla 4).

También han resultado descubridores de gas en niveles de baja permeabilidad de la Formación Lajas algunos pozos localizados en el oeste como el RDM.xp-38 (Rincón del Mangrullo) y dos en el área centro: EA.xp-1 (San Roque) y BCe.x-1 (Bandurria Centro) (Figura 4).

La mayor producción de gas de las formaciones Lajas y Punta Rosada se registró en mayo de 2017 con un caudal diario promedio de 11.184,71 Mm<sup>3</sup>. El volumen acumulado de gas al

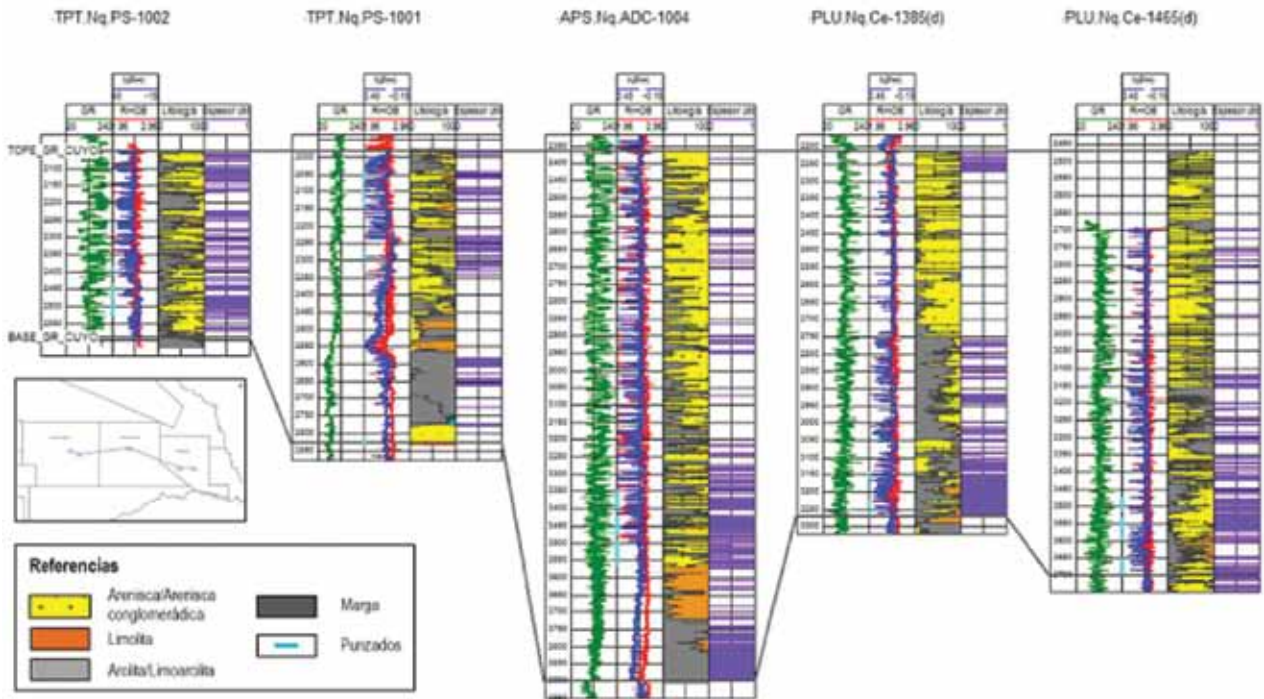


Figura 9. Transecta Oeste-Este en la región de la dorsal de Huincul para el Grupo Cuyo. Profundidad en mbbp, perfil de rayos gamma (pista 1), cruce densidad-neutrón e intervalos punzados (pista 2), litología (pista 3) y espesores útiles (pista 4).

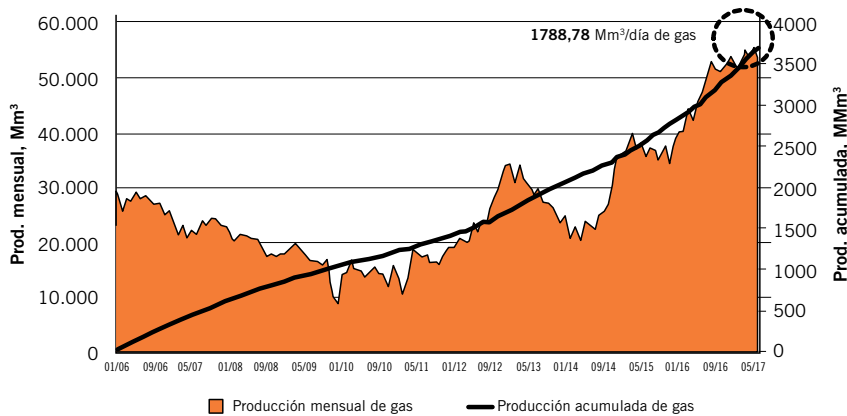


Figura 10. Producción mensual y acumulada de gas del Grupo Cuyo.

### Formación Tordillo

La Formación Tordillo está integrada por facies arenosas de origen eólico y facies gruesas conglomerádicas que se distribuyen en posiciones de borde de cuenca. Los niveles de origen eólico se encuentran fuertemente diagenizados, donde los espesores porosos son el resultado de una porosidad secundaria generada por disolución (Maretto *et al.* 2002).

Solo existe un pozo declarado como productor de gas del reservorio *tight* de la Formación Tordillo y se encuentra en el área El Mangrullo. En la

Características	M.a-1020
Profundidad (mbbp)	2.800
Espesor útil (m)	19
Porosidad promedio (%)	6,5
Permeabilidad promedio (mD)	0,16
Sw promedio (%)	55

Tabla 5. Principales características del reservorio de la Fm. Tordillo.

tabla 5 se indican algunos parámetros del reservorio que fueron tomados de datos de laboratorio petrofísico del pozo M.a-1020.

El pozo M.a-1020 está en producción desde 2012 y a junio de 2017 acumuló 108,94 MMm<sup>3</sup> de gas (Figura 13).

Características del reservorio	
Profundidad promedio (mbbp)	3.000
Porosidad promedio (%)	13
Permeabilidad promedio (mD)	0,1
Sw promedio (%)	35

Tabla 6. Principales características del reservorio de la Fm. Sierras Blancas.

### Formación Sierras Blancas

La Formación Sierras Blancas es una unidad equivalente a la Formación Tordillo en el sector del engolfamiento neuquino y constituye un reservorio *tight* de gas en el centro del área Loma La Lata-Sierra Barrosa. Se trata de una sucesión de areniscas casi exclusivamente eólicas cuyas características petrofísicas están controladas por la diagénesis.

Maretto y Zavala (2005) sugieren un modelo de *depletación* diferencial debido a la existencia de niveles de baja permeabilidad que actuarían como barreras tanto verticales como laterales dentro de un reservorio convencional y, a su vez, se comportan como reservorios *tight*.

Actualmente existen tres pozos en producción de gas del reservorio de baja permeabilidad de la Formación Sierras Blancas. En la tabla 6 se expresan algunos parámetros del reservorio tomados de la declaración de reservas correspondiente a 2016 presentadas por YPF. El máximo de producción se registró en diciembre de 2014 con 777 Mm<sup>3</sup> y a junio de 2017 se acumularon 13,36 MMm<sup>3</sup> de gas (Figura 14).

### Formación Mulichinco

La Formación Mulichinco constituye uno de los reservorios *tight* de mayor extensión en el sector centro-oeste de la provincia del Neuquén y se caracteriza por presentar una secuencia clástica de origen fluvial a litoral

Características del reservorio	Aguada Pichana	Sierra Chata	El Mangrullo	Rincón del Mangrullo
Profundidad promedio (mbbp)	1.795	1.900	1.530	1.795
Porosidad promedio (%)	12	9	11	8,13
Permeabilidad promedio (mD)	0,1	Sin calcular	0,2	0,2
Sw promedio (%)	60	50	53	70

Tabla 7. Principales características del reservorio de la Formación Mulichinco.

donde la litología es dominada por areniscas de grano fino a medio.

Se calcularon parámetros petrofísicos de la Formación Mulichinco para las áreas Aguada Pichana y Sierra Chata (González y Chanes, 2017),

mientras que para El Mangrullo fueron considerados los valores declarados por la empresa operadora y para Rincón del Mangrullo se consideraron los valores publicados por Montagna *et al.*(2010) (Tabla 7).



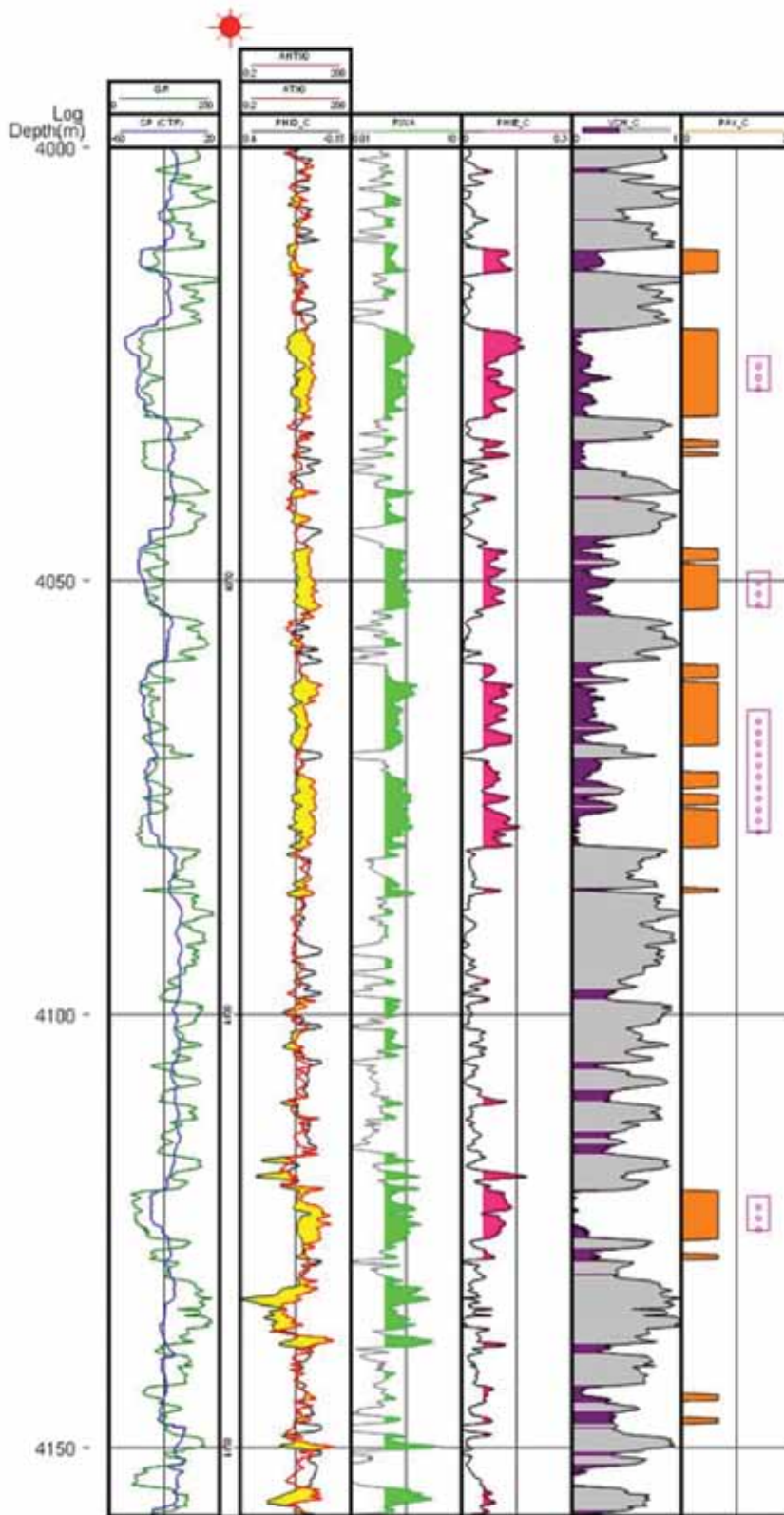


Figura 11. Pozo representativo de las áreas Lindero Atravesado y Río Neuquén. Registros de rayos gamma y SP (Pista 1), cruce densidad resistividad para porosidad (pista 2) y parámetros calculados resistividad aparente ( $R_{wa}$ ), porosidad efectiva (PHIE), volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) y espesor útil (net pay) más intervalos punzados, pistas 3, 4, 5 y 6, respectivamente. Tomado de González y Chanes (2016).

La Formación Mulichinco acumuló 475,72 MMm<sup>3</sup> a junio de 2017 y el pico máximo de producción fue alcanzado en octubre de 2016 con 29.2271,71 Mm<sup>3</sup> de gas (Figura 15).

### Reservorios potenciales Reservorio Potencial Grupo Precuyo

Se delimitaron zonas como potenciales reservorios *tight* del Grupo Precuyo

cuyo en base al mapa de los centros precuyanos (Carbone *et al.* 2011) y a la información de pozos perforados que alcanzaron la profundidad del Grupo Precuyo y detectaron o ensayaron gas en niveles de pobres condiciones petrofísicas (Tabla 8 y Figura 16).

Pozo	Año	Antecedente
SJ.Nq.Zu.x-1 (Zurita)	1995	Surge gas por orificio de 43 mm
SJ.Nq.M.x-1 (Millaquea)	1998	Quema gas por orificio de 43 mm luego de fracturar

Tabla 8. Antecedentes de pozos que detectaron gas en el Gr. Precuyo.

### Reservorio potencial Grupo Cuyo

El Grupo Cuyo como reservorio potencial en las áreas Puesto Touquet, Bajo Baguales y Aguada Baguales surge de su cercanía a algunos proyectos en marcha de gas en reservorios *tight* y de las secuencias de baja permeabilidad en intervalos comprendidos dentro del Grupo Cuyo identificadas por Gómez Omil *et al.* (2002). Además se han identificado manifestaciones de gas en niveles de baja permeabilidad del Grupo Cuyo en pozos perforados (Tabla 9 y Figura 17).

### Reservorio potencial Formación Lajas

De acuerdo con el modelo propuesto por Raggio *et al.* (2014), la Formación Lajas como reservorio *tight* tiene una extensión aproximada de 12.500 km<sup>2</sup> y, dentro de la región delimitada como potencial existen algunos descubrimientos de gas que aún no han sido desarrollados (Tabla 10 y Figura 18).

### Reservorio potencial Formación Tordillo

Para realizar la delimitación del reservorio potencial se combinaron los datos de pozo que registraron gas en niveles con propiedades petrofísicas desmejoradas, con las facies descritas por Zavala *et al.* (2008) y que fueron interpretadas como de baja porosidad (Tabla 11 y Figura 19).

De acuerdo con los antecedentes de pozos registrados y la información petrofísica de coronas y registros eléctricos de pozo, se realizó una caracterización petrofísica de los niveles de baja permeabilidad de la Formación Tordillo en el área Veta Escondida (Tabla 12).

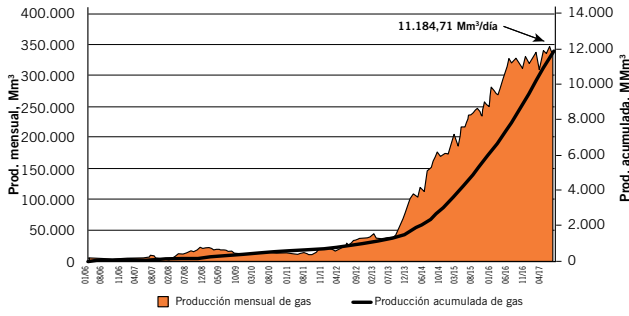


Figura 12. Producción acumulada y mensual de gas de la unidad Lajas-Punta Rosada.

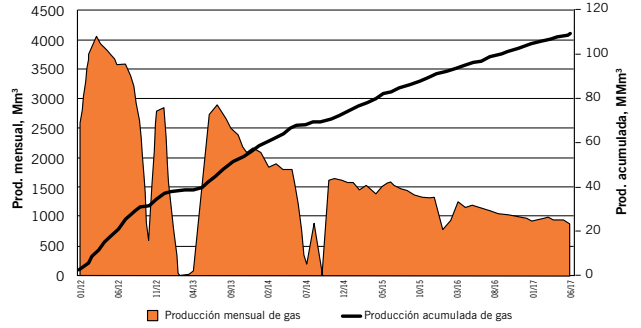


Figura 13. Producción mensual y acumulada de gas de la Fm. Tordillo.

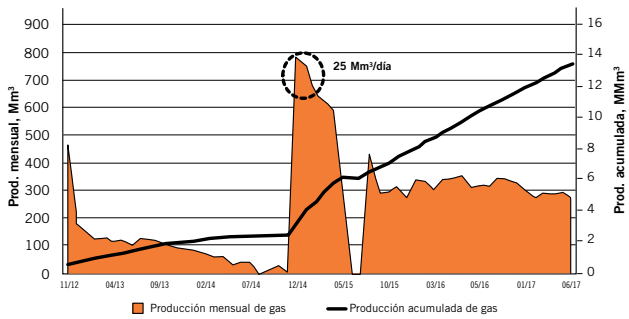


Figura 14. Producción mensual y acumulada de gas del reservorio de baja permeabilidad de la Formación Sierras Blancas.

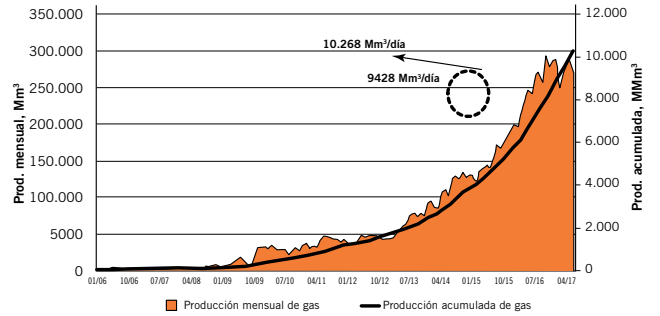


Figura 15. Producción mensual y acumulada de gas del reservorio *tight* de la Formación Mulichinco.

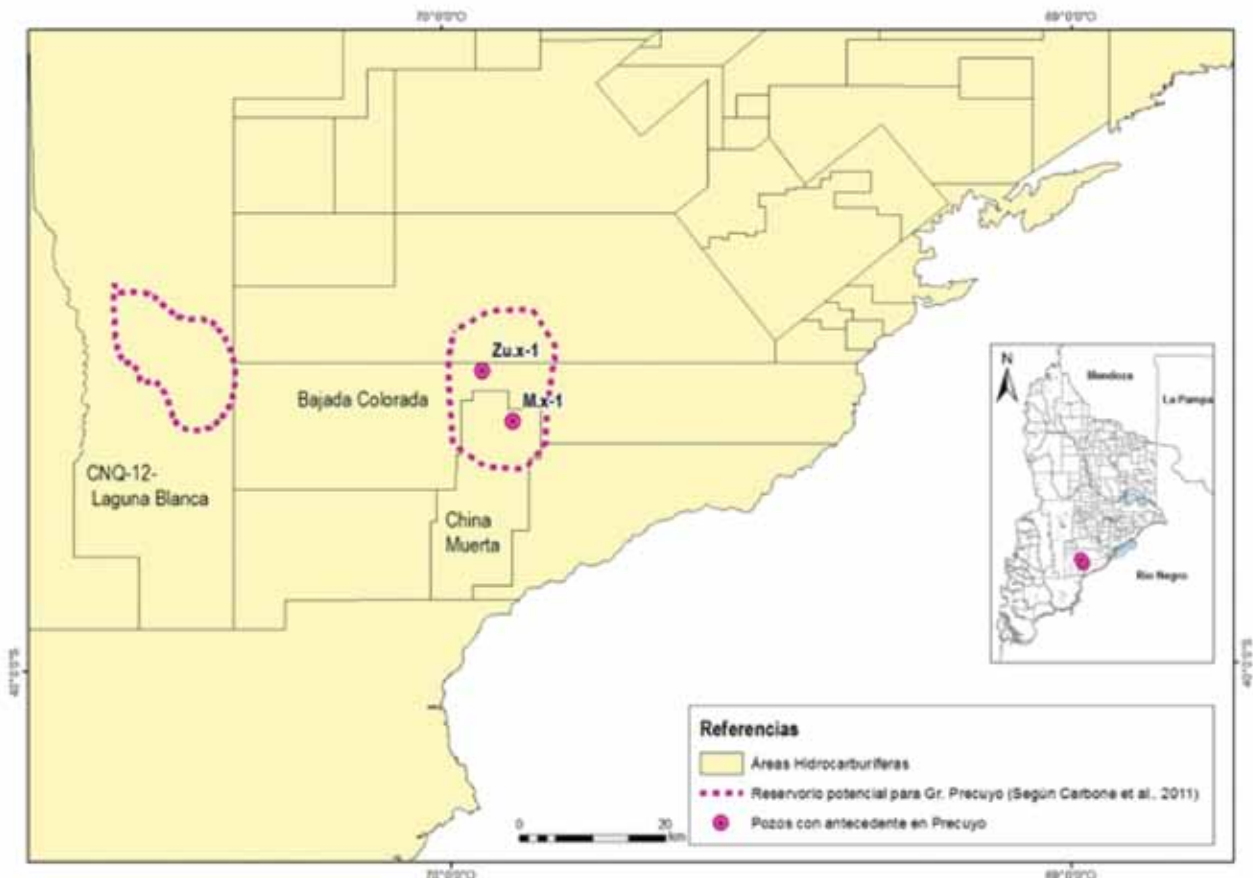


Figura 16. Ubicación de los pozos que detectaron gas en niveles de baja permeabilidad del Grupo Precuyo y delimitación del reservorio potencial.

Pozo	Año	Antecedente
PLU.Nq.ChB.x-1001 (Challacó Bajo)	2012	Ensayó 100 Mm <sup>3</sup> /día de gas y 20 m <sup>3</sup> /día de condensado por orificio de 8 mm luego de fracturar en niveles con porosidad menor a un 14% y permeabilidad entre 0,06 mD y 0,01 mD.
PLU.Nq.FCh.x-1 (Fosa de Challacó)	2012	Detectó gas en niveles con porosidad menor a un 8%. La cromatografía se observó hasta nC5.

Tabla 9. Antecedentes de pozos que detectaron gas en el Gr. Cuyo.

Pozo	Año	Antecedente
YPF.Nq.CP.x-2 (Corral de Piedra)	1980	Aumentó la detección continua de gas en una sección con permeabilidad menor a 1 mD de la Formación Lajas. En testigo corona se observaron leves manifestaciones de hidrocarburos gaseosos.
YPF.Nq.Ba.x-1 (Barditas)	1994	El ensayo a pozo abierto en niveles de la Formación Lajas constató muy baja permeabilidad y lenta recuperación. Los cinco intervalos evaluados a pozo entubado quedaron sin aporte de fluidos quemando gas leve.
YPF.Nq.CSn.x-1 (Chasquivil Sur)	1994	Produjo, luego de acidificar por orificio de 25, mm 8,568 m <sup>3</sup> /día de gas con una PDB del 8,75 kg/cm <sup>2</sup> en niveles de baja permeabilidad de la Formación Lajas.

Tabla 10. Antecedentes de pozos que detectaron gas en el conjunto Lajas/Punta Rosada.

## Reservorio potencial Formación Mulichinco

El reservorio potencial de baja permeabilidad de la Formación Mulichinco se extiende de acuerdo con las detecciones realizadas en dos pozos (Tabla 13 y Figura 20) y la delimitación se realizó considerando el límite por la presencia de la tabla de agua propuesta por Arismendi *et al.* (2016).

## Bibliografía

<http://hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&idsc=50&idc>



Figura 18. Ubicación de los pozos que detectaron gas en niveles de baja permeabilidad de la Formación Lajas y delimitación como reservorio *tight* propuesta por Raggio *et al.* (2014).



Pozo	Año	Antecedente
ESO.Nq.Ch.x-1 (Chihuahó)	1962	Detectó gas con valores de hasta 19.000 unidades en niveles de la Formación Tordillo con porosidad calculada entre un 6% y un 10%.
YPF.Nq.AP.x-1 (Aguada Pichana)	1970	La Formación Tordillo presentó niveles arenosos con regulares condiciones petrofísicas de roca reservorio (porosidad promedio de un 2,51% y permeabilidad menor a 1mD). Los ensayos produjeron un caudal de 10.000 m <sup>3</sup> /día de gas.
YPF.Nq.ChSN.x-2(1) (Chihuahó de la Sierra Negra)	1970	Ensayó 15.800 m <sup>3</sup> /día de gas por surgencia libre de niveles con pobres condiciones petrofísicas de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.PAA.x-1 (Picada Agua Afuera)	1973	Detectó fuertes manifestaciones de gas combustible durante la perforación en niveles de baja permeabilidad de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.SAM.x-1 (Sierra Auca Mahuída)	1980	Registró más de 2.000 unidades de gas con una cromatografía compuesta por cuatro gases en niveles con porosidades que oscilan entre un 4% y un 6% y permeabilidad menor a 1 mD de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.VE.xp-24 (Veta Escondida)	1986	Ensayó 3.220 m <sup>3</sup> /día de gas de la Formación Tordillo por orificio de 6 mm.
Tr.Nq.BB.x-1 (Borde Blanco)	1991	La Formación Tordillo presenta pobres condiciones como roca reservorio de acuerdo con los análisis sobre testigos corona (porosidad de un 4% a un 8% y permeabilidad menor a 0,001 mD). Las relaciones cromatográficas dieron como resultado la presencia de gas seco.
TAU.Nq.AP.xp-1001 (Aguada Pichana)	2011	Alcanzó Formación Tordillo con el fin de realizar una evaluación petrofísica para determinar sus propiedades geomecánicas y contenido de fluidos y fue reconocida como reservorio <i>tight</i> de gas sin riesgo de fuente agua durante la producción.
YPF.Nq.CA.x-8 (Cerro Arena)	2014	Surge gas de la Formación Tordillo y quema al campo.
YPF.Nq.ChSN.x-4 (Chihuahó de la Sierra Negra)	1970	Obtuvo gas y condensado de la Formación Tordillo con un caudal de 15.300 m <sup>3</sup> /día y 4,4 m <sup>3</sup> /día, respectivamente. El análisis de testigos indicó porosidades entre un 11% y un 14 % y permeabilidad entre 1 mD y 2 mD.
YPF.Nq.VE.x-1 (Veta Escondida)	1971	Ensayó gas de una sección con características petrofísicas desfavorables de la Formación Tordillo (entre 2.382 y 2.412 mbbp).
YPF.Nq.AmCh.x-2 (AmocoChihuahó)	1972	Surgió un caudal no estabilizado de 86.366 m <sup>3</sup> /día de gas de la Formación Tordillo. La porosidad registrada fue de un 5% a un 9%.
YPF.Nq.PHa.x-1 (Paso Hacha)	1973	Comprobó la presencia de hidrocarburos en la Formación Tordillo en niveles que mostraron mediocres características petrofísicas, en general son de baja a muy baja permeabilidad.
YPF.Nq.PAA.x-1 (Picada Agua Afuera)	1973	Detectó fuertes manifestaciones de gas combustible durante la perforación en niveles de baja permeabilidad de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.SAM.x-1 (Sierra Auca Mahuída)	1980	Registró más de 2.000 unidades de gas con una cromatografía compuesta por cuatro gases en niveles con porosidades que oscilan entre un 4 y un 6 % y permeabilidad menor a 1 mD de la Formación Tordillo.
YPF.Nq.VE.xp-24 (Veta Escondida)	1986	Ensayó 3.220 m <sup>3</sup> /día de gas de la Formación Tordillo por orificio de 6 mm.
Tr.Nq.BB.x-1 (Borde Blanco)	1991	La Formación Tordillo presenta pobres condiciones como roca reservorio de acuerdo a los análisis sobre testigos corona (porosidad: 4 a 8 % y permeabilidad menor a 0,001 mD). Las relaciones cromatográficas dieron como resultado la presencia de gas seco.
TAU.Nq.AP.xp-1001 (Aguada Pichana)	2011	Alcanzó Formación Tordillo con el fin de realizar una evaluación petrofísica para determinar sus propiedades geomecánicas y contenido de fluidos y fue reconocida como reservorio <i>tight</i> de gas sin riesgo de fuente agua durante la producción.
YPF.Nq.CA.x-8 (Cerro Arena)	2014	Surge gas de la Formación Tordillo y quema al campo.

Tabla 11. Antecedentes de pozos que detectaron gas en la Formación Tordillo.

Características	Reservorio Fm. Tordillo
Profundidad promedio (mbbp)	2.800
Porosidad promedio (%)	12,6
Permeabilidad (mD)	0,001-0,1
Saturación de agua (%)	39
Espesor útil promedio (m)	17

Tabla 12. Principales características del reservorio de la Formación Tordillo en el área Veta Escondida.

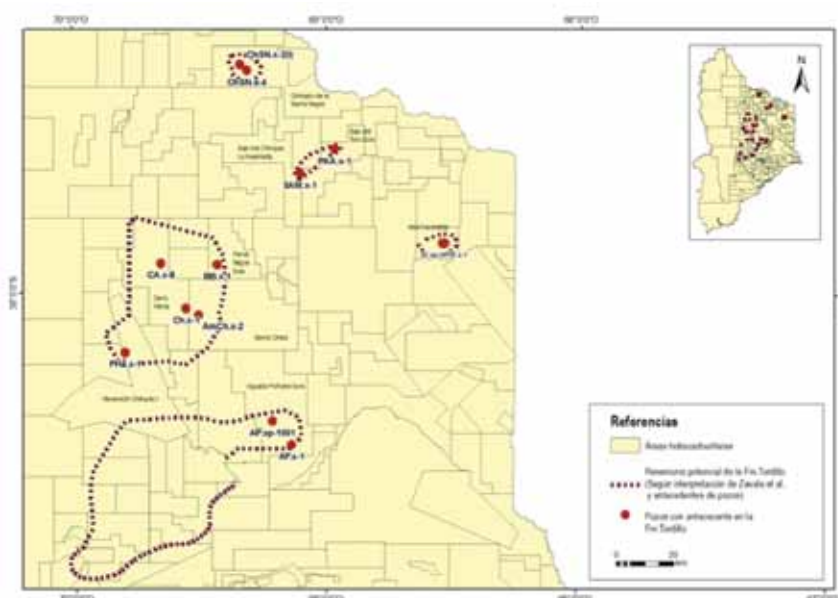


Figura 19. Pozos con antecedentes de gas en niveles de baja permeabilidad de la Fm. Tordillo y delimitación del reservorio potencial.

Pozo	Año	Antecedente
PSF.Nq.SChO.x-1 (Sierra Chata Oeste)	1996	Registró un reservorio poroso, con pobres condiciones de permeabilidad, Sw entre un 9% y un 28% y saturado de gas en las secciones basal e inferior de la Formación Mulichinco.
PSF.Nq.PNE.x-1 (Parva Negra Este)	2001	Surge 36.438 m <sup>3</sup> /día de gas de una sección con pobres condiciones petrofísicas de la Formación Mulichinco.

Tabla 13. Antecedentes de pozos que detectaron gas en la Formación Mulichinco.

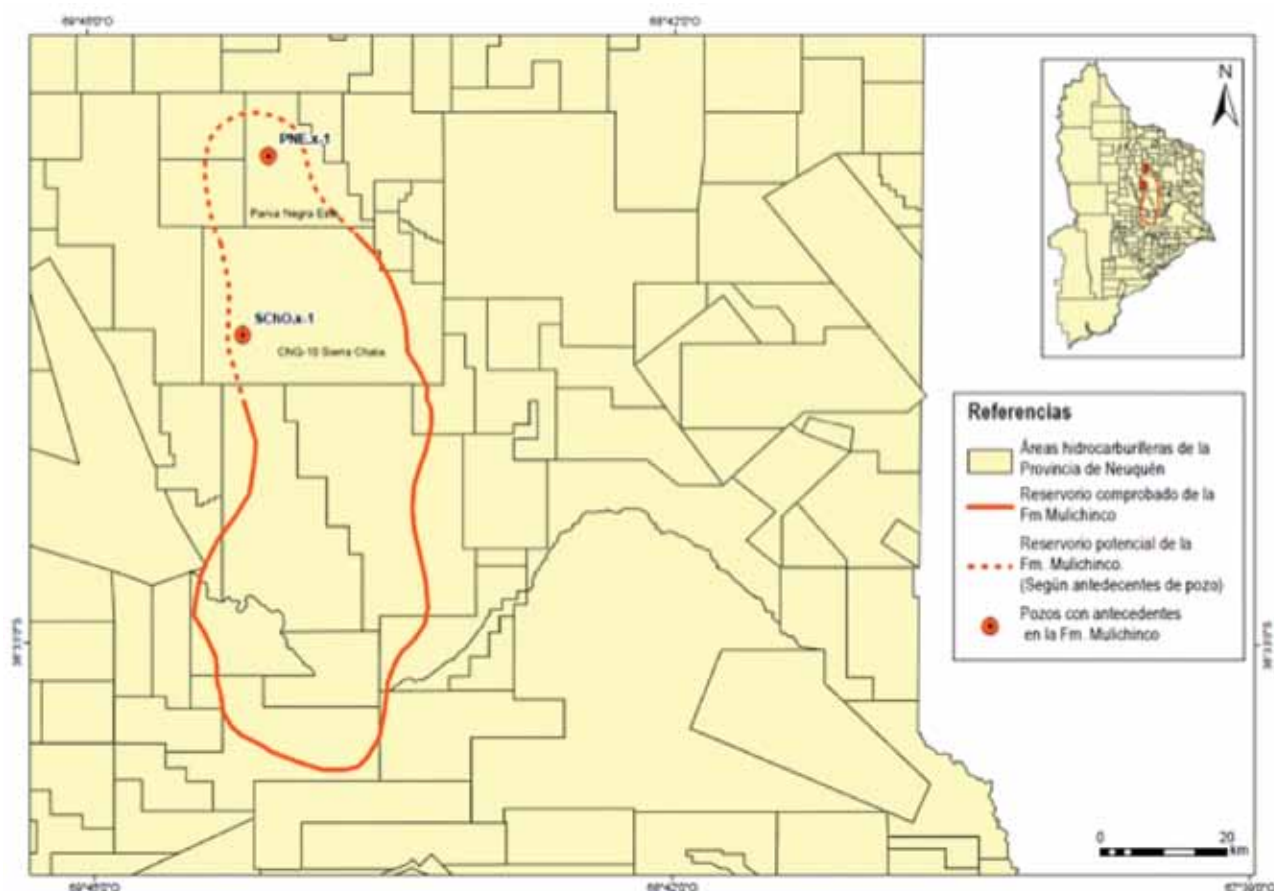


Figura 20. Pozos con antecedentes en la Formación Mulichinco y delimitación del reservorio potencial.