

Oportunidades hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut

Concurso Público para exploración de áreas vacantes.

Oct-2026

Cuenca del Golfo San Jorge

Ubicada en Chubut y Santa Cruz (44°-47° S, 66°-71° O).
Cubre ~170.000 km², de los cuales un tercio
corresponde al sector costa afuera. Es la cuenca
petrolera más importante de Argentina.

170.000 km²

Superficie Total
1/3 Costa Afuera

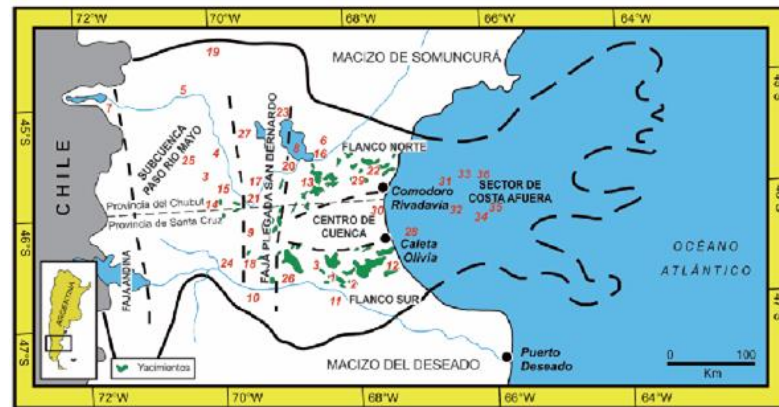
+41.000

Pozos Perforados
Desde el año 1907

Producción Diaria y Acumulada

37.618 m³/d Petróleo (780 MMm³ acum.)

13.582 Mm³/d Gas (3,12 TCF acum.)



Ubicación Cuenca Golfo San Jorge

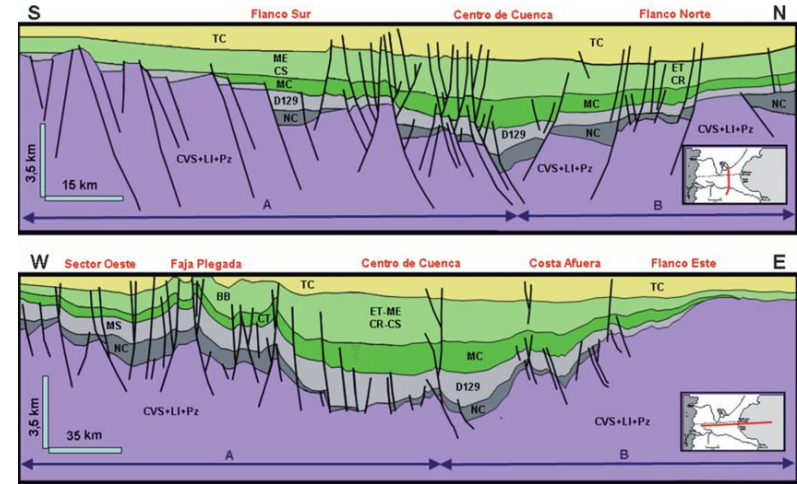
Cuenca del Golfo San Jorge

Marco Geológico y Tectónico

Apertura e Inicio: La CGSJ es una cuenca intracratónica (rift) cuya apertura se inicia durante el Jurásico Superior – Neocomiano.

Fases de Deformación: Si bien se reconocen distintas fases de deformación durante el Jurásico y el Cretácico, durante el Terciario la Cuenca fue deformada en su flanco por esfuerzos compresionales...

Estructura Resultante: Esfuerzos transferidos desde el orógeno andino formaron una faja plegada y fallada conocida como Sierras de San Bernardo.



Cortes estructurales cuenca Golfo San Jorge

Cuenca del Golfo San Jorge

Geología de la Cuenca

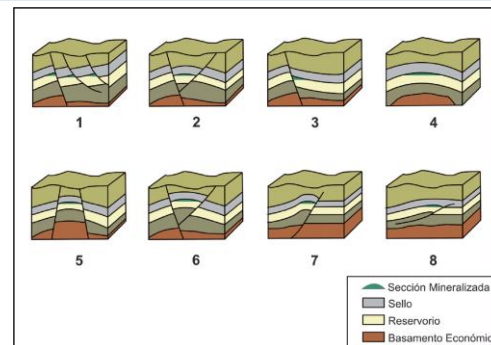
Espesor depositado > 7.000 m de secuencias continentales (fluviales, deltaicas, lacustres) y ocasionales depósitos marinos.

Roca Madre

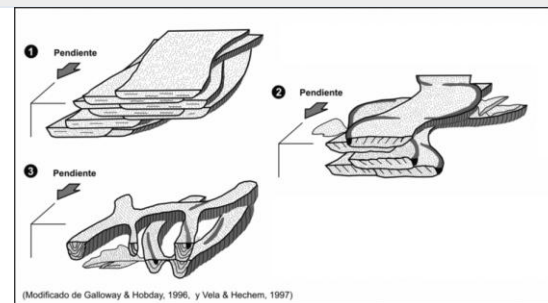
- Fm. Pozo D-129: Principal roca madre lacustre (COT 0.5 - 3%, Materia Orgánica Tipo I/I-II).
- Neocomiano: Pelitas generadoras acotadas al flanco oeste.

Roca Reservorio

- Grupo Chubut: (Fm. Bajo Barreal, Fm. Castillo, Fm. Matasiete). Cuerpos lenticulares con facies arenosas fluviales.



Modelos de entrapamiento reconocidos en la cuenca



Modelo deposicional roca reservorio

Cuenca del Golfo San Jorge

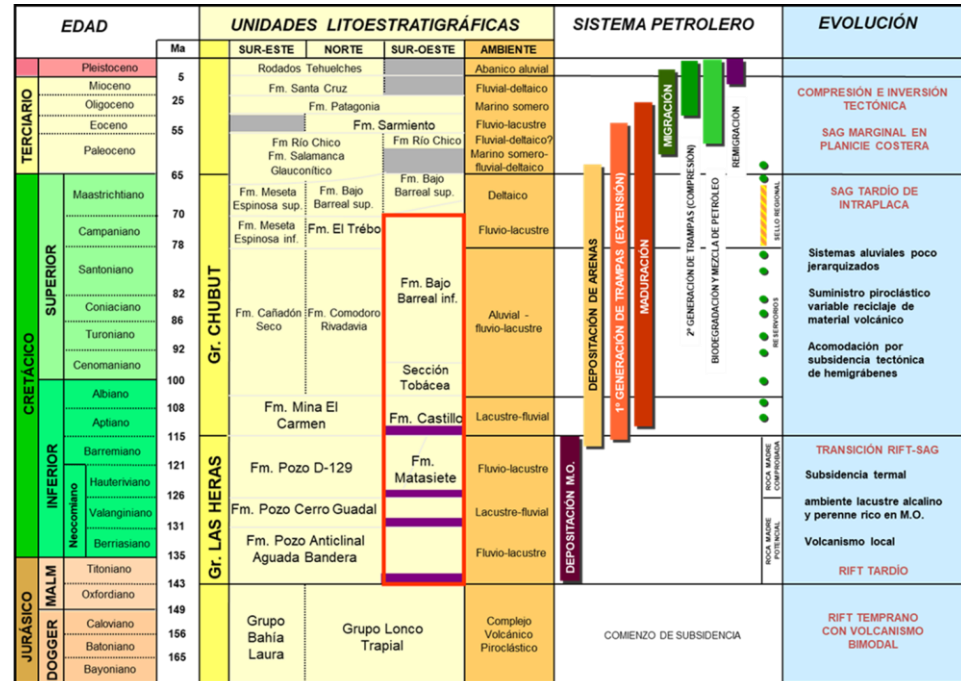
Sistema Petrolero

Roca Madre: Fm. Pozo D-129 y secuencias del Neocomiano con alto contenido orgánico lacustre.

Reservorios: Areniscas fluviales y deltaicas del Grupo Chubut (Fm. Bajo Barreal, Castillo y Matasiete).

Trampas y Sellos: Estructuras extensionales y por inversión tectónica, selladas por pelitas intraformacionales.

Evolución: Eventos de sincronismo desde el Jurásico Tardío hasta el Terciario.



Cuadro resumen de eventos y elementos del sistema petrolero

Proceso licitatorio para otorgamiento de áreas

Marco y Modalidad

Permisos: Otorgamiento de permisos de exploración.

Plazo (Art. 23 Ley 17.319): 2 períodos de 3 años más eventual prórroga de 5 años.

Formato: Riesgo exclusivo sin asociación con empresas estatales ni carry.

Incentivos y Cronograma

Incentivos Fiscales: Reducción de regalías prefijada antes del inicio (Regalía total 9%).

Inicio Estimado: Último trimestre 2026 / Primer trimestre 2027.

Pliego: Bases y condiciones de acceso gratuito.

Áreas Involucradas

- Río Mayo Oeste
- Pampa María Santísima
- Cañadón de las Vertientes
- Cañadón Pilar – Pico Salamanca
- Lago Colhue Huapi
- Manantiales Behr Norte
- Los Alazanes

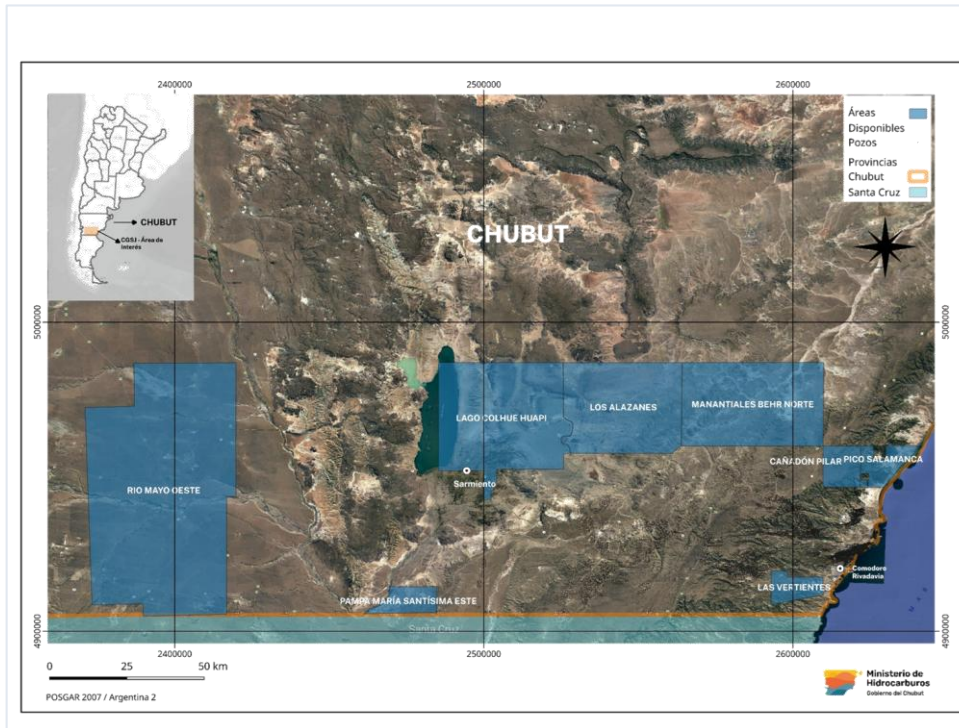
Ubicación de las áreas

Áreas Vacantes

Ubicación: Provincia del Chubut
(Cuenca del Golfo San Jorge)

Bloques a Licitar:

- Río Mayo Oeste
- Pampa María Santísima
- Cañadón de las Vertientes
- Lago Colhue Huapi
- Los Alazanes
- Manantiales Behr Norte
- Cañadón Pilar – Pico Salamanca



Mapa de ubicación de áreas vacantes a ser licitadas.

Yacimiento Colhue Huapi

Colhue Huapi: Ubicación

Información General

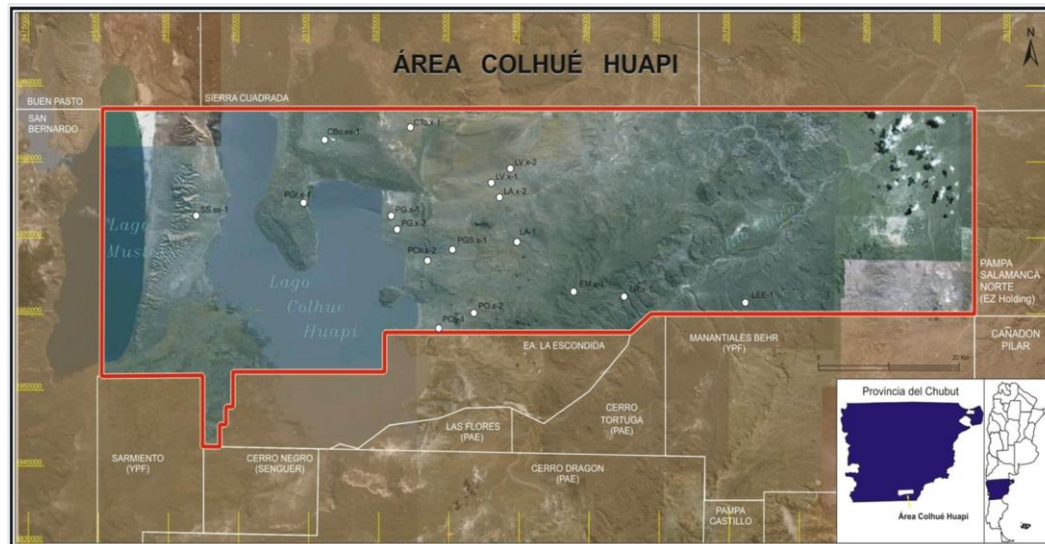
Ubicación: Margen norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, a 80 km al noroeste de Comodoro Rivadavia.

Superficie: 3.795 km²

Límites: Se extiende desde los lagos Musters y Colhue Huapi hasta la Ruta Nacional N°3.

Bloques a Licitar:

- Lago Colhue Huapi
- Los Alazanes
- Manantiales Behr Norte



Ubicación yacimiento Colhue Huapi

Colhue Huapi: Subdivisión del área

3 Bloques a Licitar

El yacimiento se licitará en tres bloques con dominios geológicos claramente diferenciados:

1. Lago Colhue Huapi

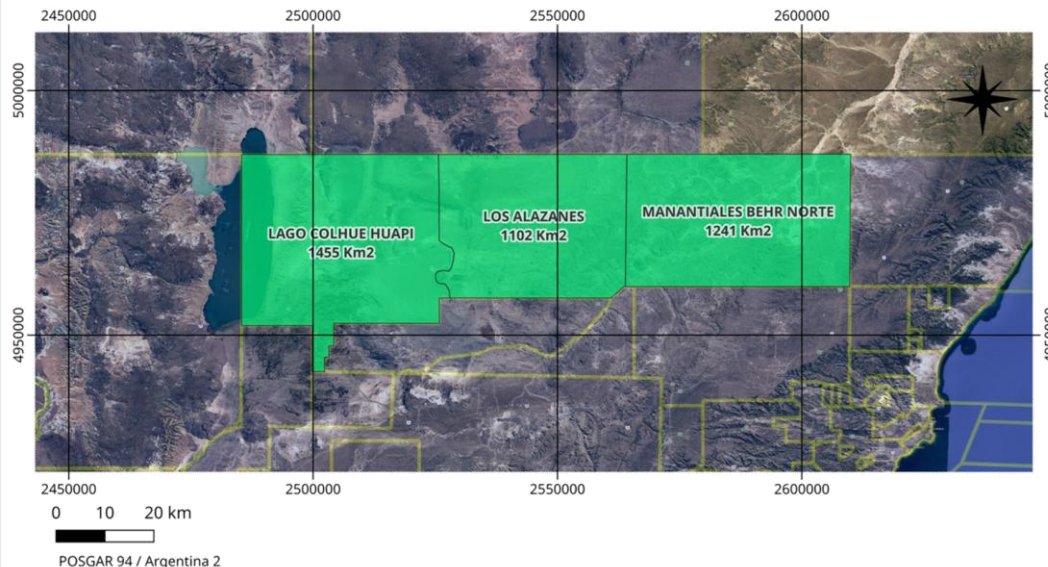
Superficie: **1.455 km²**

2. Los Alazanes

Superficie: **1.102 km²**

3. Manantiales Behr Norte

Superficie: **1.241 km²**



Ubicación yacimiento Colhue Huapi y los bloques menores a ser licitados

Colhue Huapi: Antecedentes

Cronología de Hitos

2010: Adjudicación del permiso de exploración por un período de 10 años.

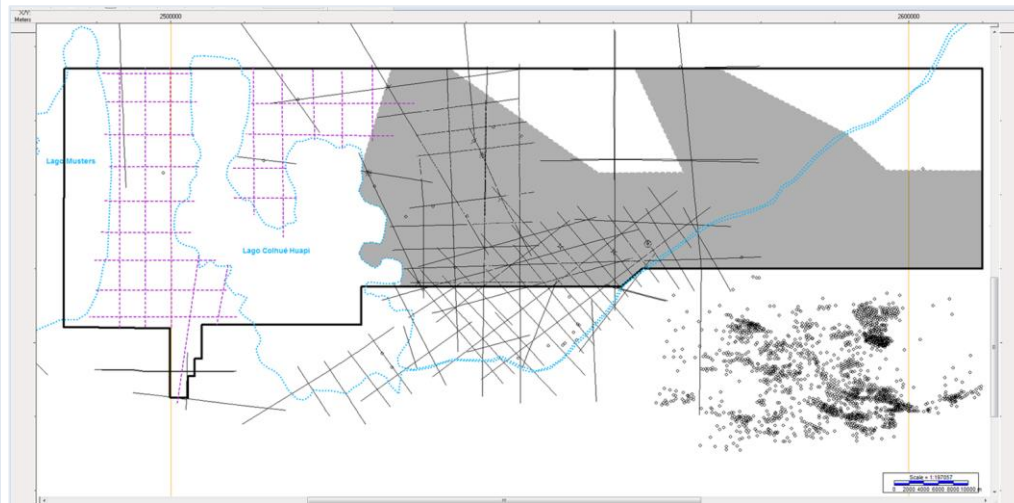
2013: Adquisición de registros sísmicos 3D en el 50 % del área (1.748,5 km²), 1.142 km de líneas 2D, sensores remotos y gravimetría.

2014 - 2017: 3 reparaciones exitosas, trabajos de prospección adicionales y perforación de 12 pozos.

2016: Declaración de comercialidad sobre un lote de 450 km².

2020: Reversión del permiso por acuerdo con las concesionarias ante condiciones macroeconómicas (COVID-19).

Actualidad: Área vacante a la espera de un nuevo proceso para el otorgamiento de permisos de exploración/explotación.



Survey sísmico 3D (gris) en relación al área total Colhue Huapi

Colhue Huapi: Marco Geológico

Dominios Geológicos

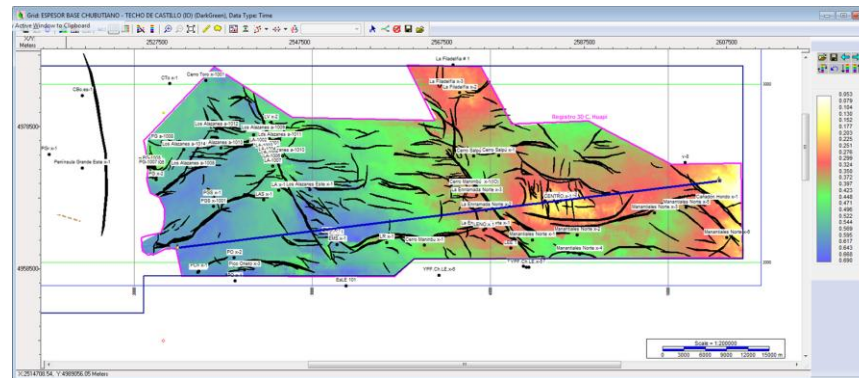
Colhue Huapi se ubica en el borde norte de la CGSJ, con una columna sedimentaria de 900 a 3500 m que se engrosa marcadamente hacia el SO.

Dominio Este

- **Espesor:** Adelgazado (≈ 1200 m)
- **Estructuras:** Extensionales dominantes
- **Hidrocarburos:** Gas somero y petróleos medios-pesados (Roca madre D-129)

Dominio Oeste

- **Espesor:** Mayor profundidad (+3500 m)
- **Estructuras:** Compresivas y extensivas
- **Hidrocarburos:** Gas y petróleo liviano (Roca madre Neocomiana)

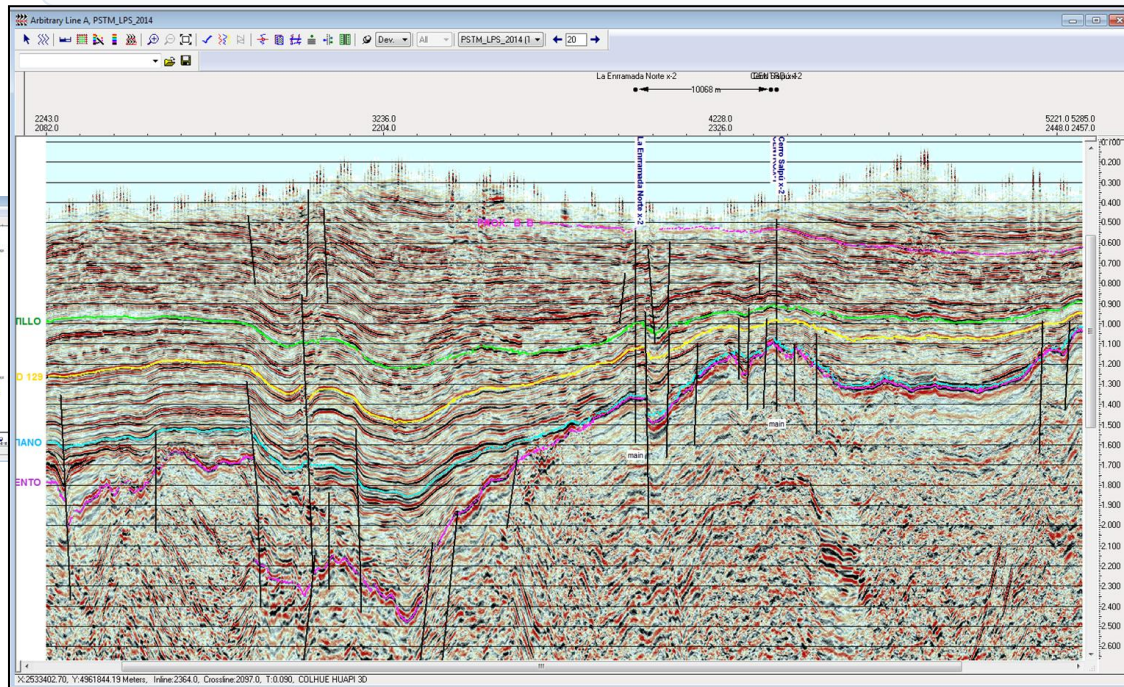
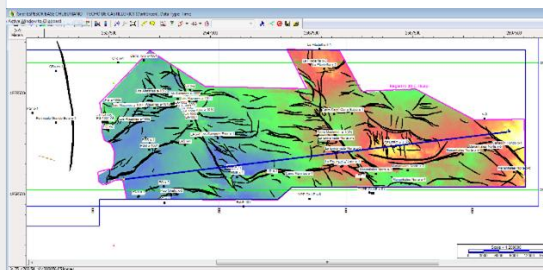


Mapa de espesor intervalo Base Gr. Chubut – Techo Fm. Castillo

Colhue Huapi: Marco Geológico

línea Sísmica SO-NE

Observación: Cambio de espesor del Gr. Chubut hacia el borde oriental

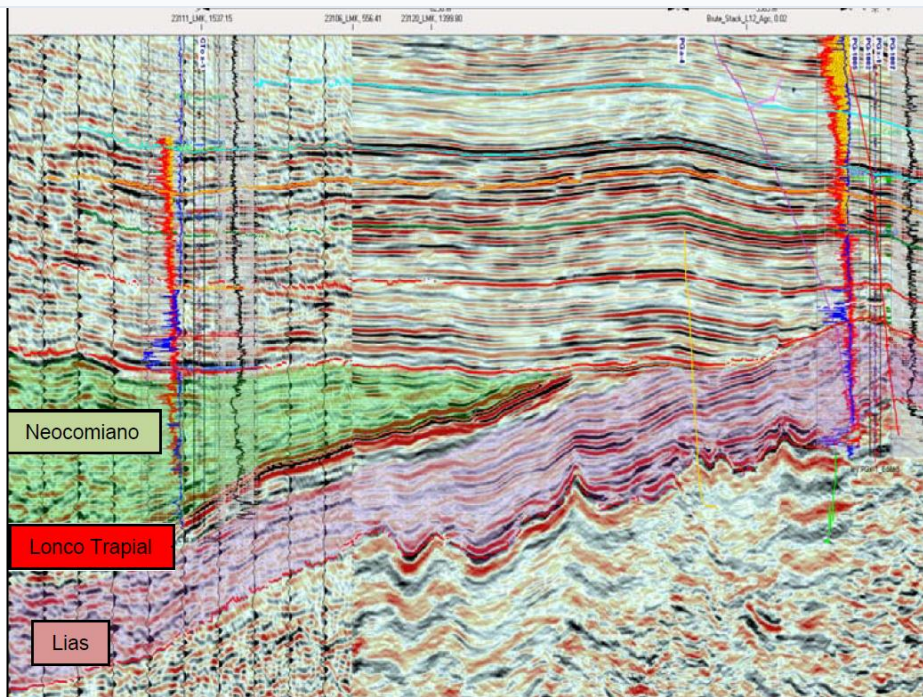
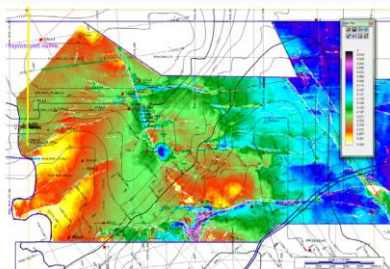


Colhue Huapi: Marco Geológico

| Línea Sísmica N-S

Observación: Discordancias erosivas con posibilidad de generar entrapamientos

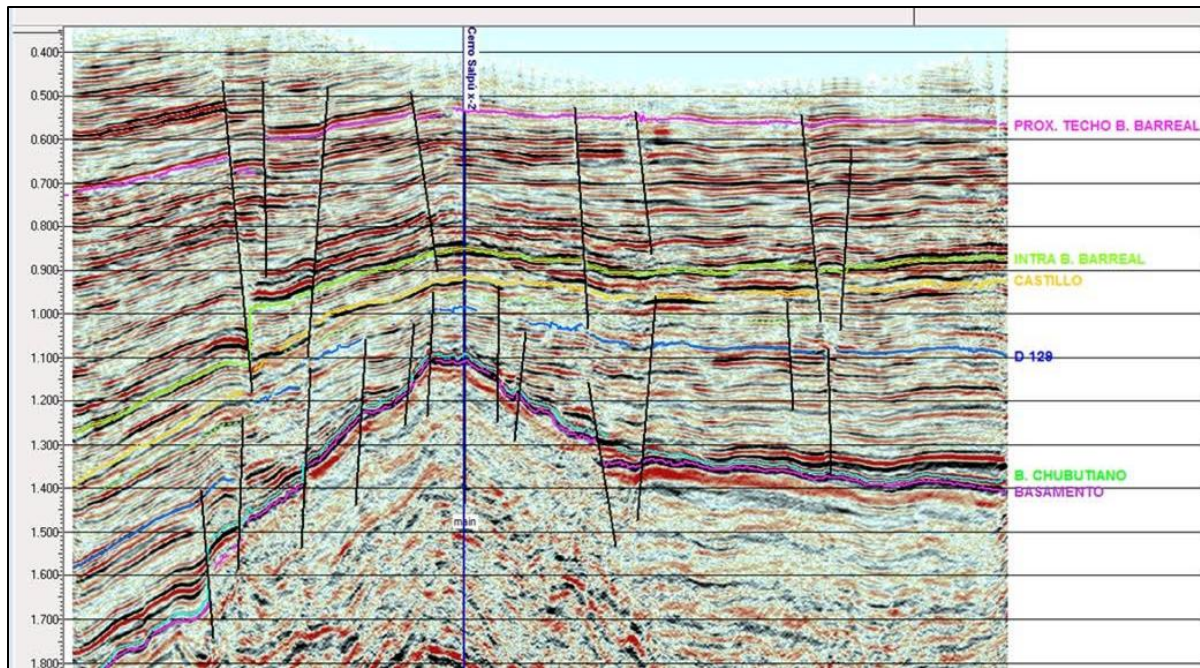
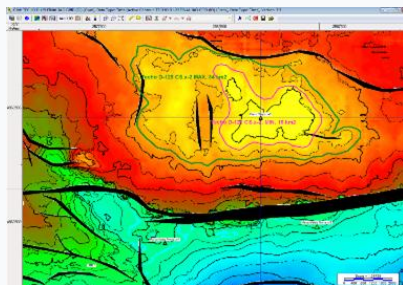
Ubicación / Sector Oeste



Colhue Huapi: Marco Geológico

Línea Sísmica S-N

Observación: Profundización de la columna hacia el sur (zona este)



Colhue Huapi: Producción

Información General

31

Pozos perforados (1956 - 2017)

1.700 m

Profundidad promedio
(890 m – 4000 m)

Detección de Hidrocarburos

Presencia confirmada mediante rastros, impregnaciones y ensayos de producción de petróleo y gas en la mayoría de los pozos.

Antecedentes Productivos de Pozos

Pozo	Año Perforación	Formación	Reservorio (mbbp)	Fluido	Petróleo (m3/d)	Gas (m3/d)	% Agua
PG.x-1	1973	Castillo	513/515	●☀	54	12,714	2%
		D-129	658,5/ 660 - 662,5/664	●	1.2	-	70%
PG.x-2	1974	Castillo	618/621	☀	-	49,923	-
LA.x-2	1973	Castillo	380,5/377,5	☀	-	17,200	-
			499/492	☀	-	24,000	-
MN.x-1	2016	Salamanca	239/238 - 243/240,5	☀	-	50,787	-
		Bajo Barreal	587,5/583 - 593/589,5	●	2.88	-	18%
LEN.x-1	2016	Bajo Barreal	406,5/401	☀	-	104,570	-
CS.x-2	2016	Bajo Barreal	262/.../285,5	☀	-	61,748	-
CS.x-1	2016	Bajo Barreal	238/234,4 - 242,5/241	☀	-	18,376	-
			298,5/295 - 312/309	☀	-	77,398	-
PG-1001	2017	Castillo	570/573	☀	-	71,034	-
PGS.x-1001	2017	D-129	959/970	☀	-	13,894	-
LA-1001	2017	D-129	581/578	☀	-	30,970	-

Resumen técnico de formaciones, reservorios y ensayos de producción - Colhue Huapi

Colhue Huapi: Reservorio

Datos de Reservorio

700 mbbp

Profundidad prom.

14 – 31 %

Porosidad prom.

15 - 35° API

Petróleo

Formación productiva: Castillo / Bajo Barreal / D-129

Litología: Areniscas fluviales / tobas

Tipo de Yacimiento: Petróleo Saturado / Subsaturado / Gas

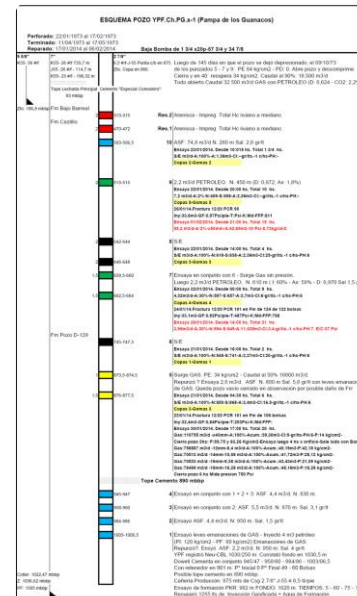
Mecanismo de drenaje: Gas disuelto / Gas

Permeabilidad prom.: 25 md | **SW prom.:** 45 %

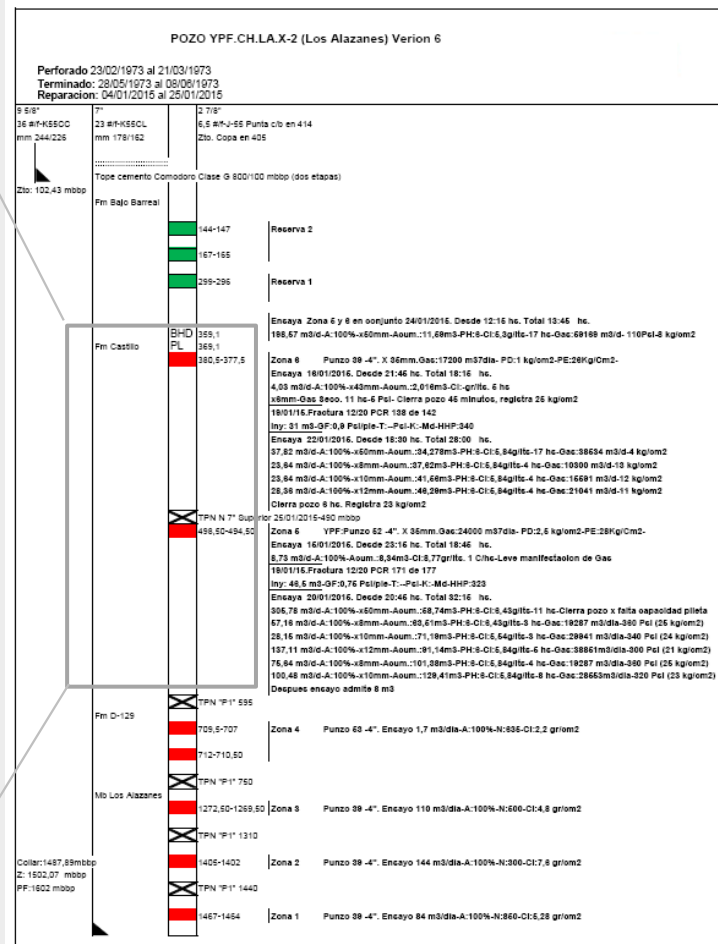
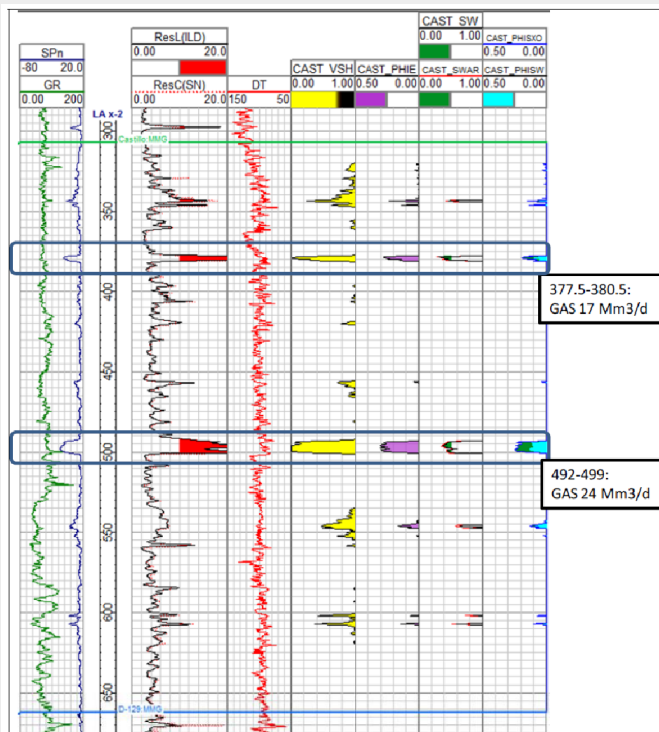
Espesor útil por capa: 2,5 – 6 m (Reservorios multicapa)

Propiedades PVT: Boi: 1,05 | Bgi: 0,01 | GOR: 977

Esquema Pozo PG.x-1



Colhue Huapi: Reservorio



Colhue Huapi: Producción

Indicadores y Características

979 m³

Acum. total petróleo

126 Mm³

Rec. cont. petróleo

653 MMm³

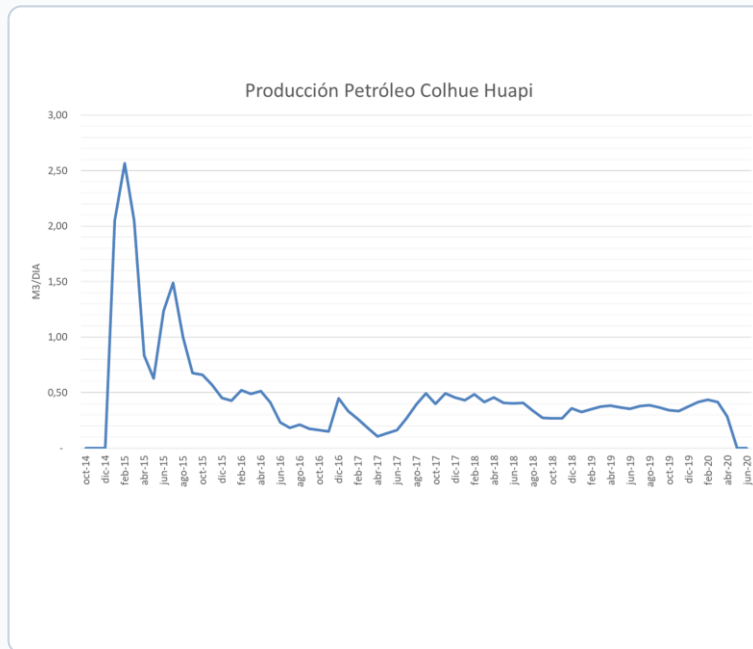
Rec. cont. gas (2019)

Período de actividad: Entrada en producción corta tras reparaciones y perforación de nuevos pozos (2015-2020).

Mecanismo de explotación: Responde únicamente a producción primaria.

Gestión de Gas: Sin ventas registradas por falta de instalaciones para tratamiento y evacuación de gas.

Producción Crudo Colhue Huapi



Colhue Huapi: Instalaciones



Planta de Tratamiento PG

- Capacidad de hasta **90 m³/d** de producción.
- Ubicada en el bloque Pampa de los Guanacos.



Punto de Entrega

- Planta despacho **La Escondida**.
- Punto de entrega estratégico para la logística y comercialización.



Base y Complementarias

- AIB Pampa de los Guanacos.
- Base operativa con oficinas, comedor, almacén y repositorio.

Colhue Huapi: Oportunidades

| Exploración

Alto Potencial Prospectivo

El área posee todos los elementos básicos para acumulaciones comerciales de hidrocarburos que justifican una campaña exploratoria.

- **Cobertura Evaluada**

Menos del 10 % de la superficie del área fue evaluada.

- **Nuevos Sistemas Petroleros**

Evaluación de niveles profundos y nuevos sistemas (Liásico).

- **Formaciones Tight / NOC**

Evaluación en roca madre D-129 / Neocomiano.

| Explotación

Producción Probada

Desarrollo de los bloques en Pampa de los Guanacos, Los Alazanes y Manantiales Behr Norte.

- **Nuevas Perforaciones**

Perforación de nuevas ubicaciones estratégicas.

- **Niveles Productivos (WO)**

Apertura y reactivación de nuevos niveles productivos.

- **Infraestructura de Gas**

Construcción de facilities de gas para su explotación y comercialización.

Colhue Huapi: Información disponible

Data Pack Total: 1,81 TB — Información técnica y operativa completa en formato digital

Geofísica y Sísmica

• Gravimetría y Magnetometría

Estudios Terra Insight Services / NXT Energy en toda el área (3.795 km²).

• Sísmica 2D (1.142 km)

Informes de adquisición/procesamiento (PDF) y archivos SEG Y (PSTM, TAPES).

• Sísmica 3D (1.725 km²)

Cubos finales, inversión sísmica, impedancia acústica y reportes.

Geología y Pozos

• Legajos de 30 Pozos

Informes completos de perforación, terminación y estimulación en PDF.

• Perfiles Digitales

Registros en formato DLIS, LAS y perfiles de control geológico.

• Estudios Especiales

Terminaciones (2016/17), comercialidad, reparaciones y prospectos en 3D.

Producción y Gestión

• Historial de Producción

Registro detallado por pozo y área en hojas de cálculo (Excel).

• Reservas e Instalaciones

Informes de reserva (2014-2018) e inventario de superficie.

• Información GIS y Ambiental

Mapas georreferenciados (GIS/PDF) y línea de base ambiental actualizada.

Yacimiento Pampa María Santísima Este – Pampa María Santísima Oeste

PMSE - PMSO: Ubicación

Superficie Total: 445 km²

Centro sur de la Provincia de Chubut (a 38 km de Sarmiento)

Bloque Este (PMSE) • 144 km²

• Fase de Explotación

Comercialidad declarada tras descubrimientos de producción.

• Infraestructura y Accesibilidad

Atravesada por la Ruta Provincial N° 26 y caminos rurales.

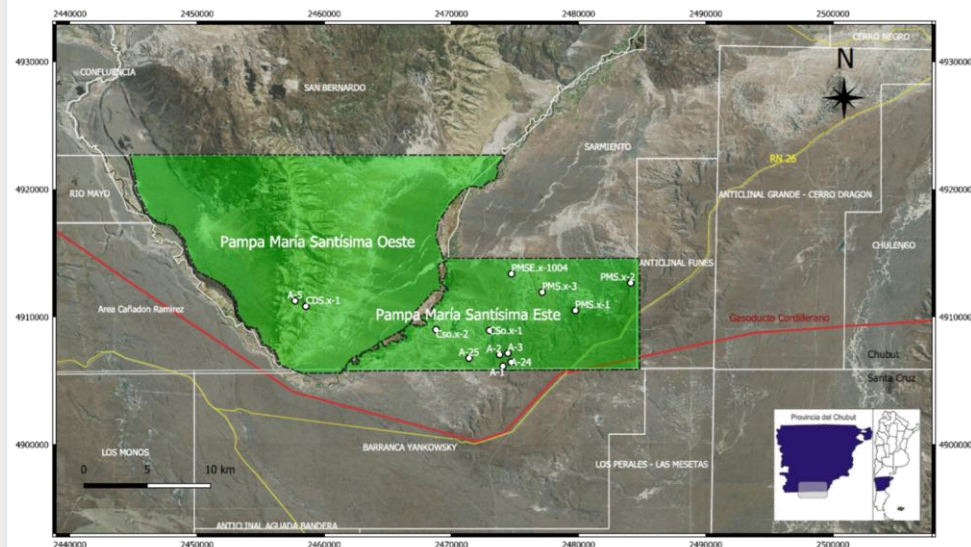
Bloque Oeste (PMSO) • 301 km²

• Fase de Exploración

Sector orientado a trabajos exploratorios y evaluación.

• Ubicación Estratégica

Emplazado a unos 38 km en línea recta al SO de Sarmiento.



Ubicación de las áreas PMSE y PMSO (verde) y pozos perforados

PMSE - PMSO: Antecedentes

1930 – 1989 • Inicios y Descubrimiento

- **Década del 30:** Comienzo de la actividad exploratoria en el área.
- **1/7/1986:** Descubrimiento de petróleo. Pico de perforación en 1987-1989.

2006 – 2008 • Adquisición Sísmica 3D

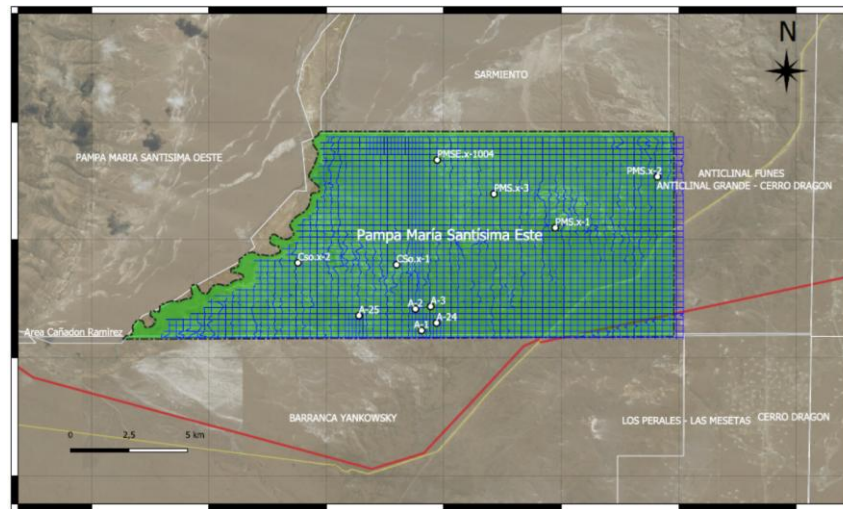
- Campañas 3D en PMSE (156 km²) y PMSO (206 km²).
- **2008:** Interpretación de leads y perforación del pozo PMSE x-1004.

Comercialidad y Reversión (2019)

- Comercialidad declarada en PMSE (144 km²); PMSO en exploración.
- **2019:** Reversión por incumplimientos y vencimiento contractual.

ESTADO ACTUAL • OPORTUNIDAD

Bloques vacantes a la espera de un nuevo proceso para el otorgamiento de permisos de exploración/explotación.



Área PMSE (verde) en relación con el registro sísmico 3D (azul)

PMSE - PMSO: Marco Geológico

Marco Estructural y Deformación

- Deformación compresiva N-S por inversión de fallas normales en el Terciario.
- Destaca la Sierra de San Bernardo (columna exhumada, aflora Fm. D-129) y anticlinales paralelos.

Sistemas de Entrampamiento

- Definidos por anticlinales, flexuras de rumbo N-S y cierres contra fallas.
- Componente estratigráfica asociada que genera trampas combinadas.

Espesor Sedimentario

- Columna sedimentaria que supera en diversos sectores los 5 km de espesor.
- Espesores mayores identificados en depocentros de edad neocomiana.

Roca Madre (Generadora)

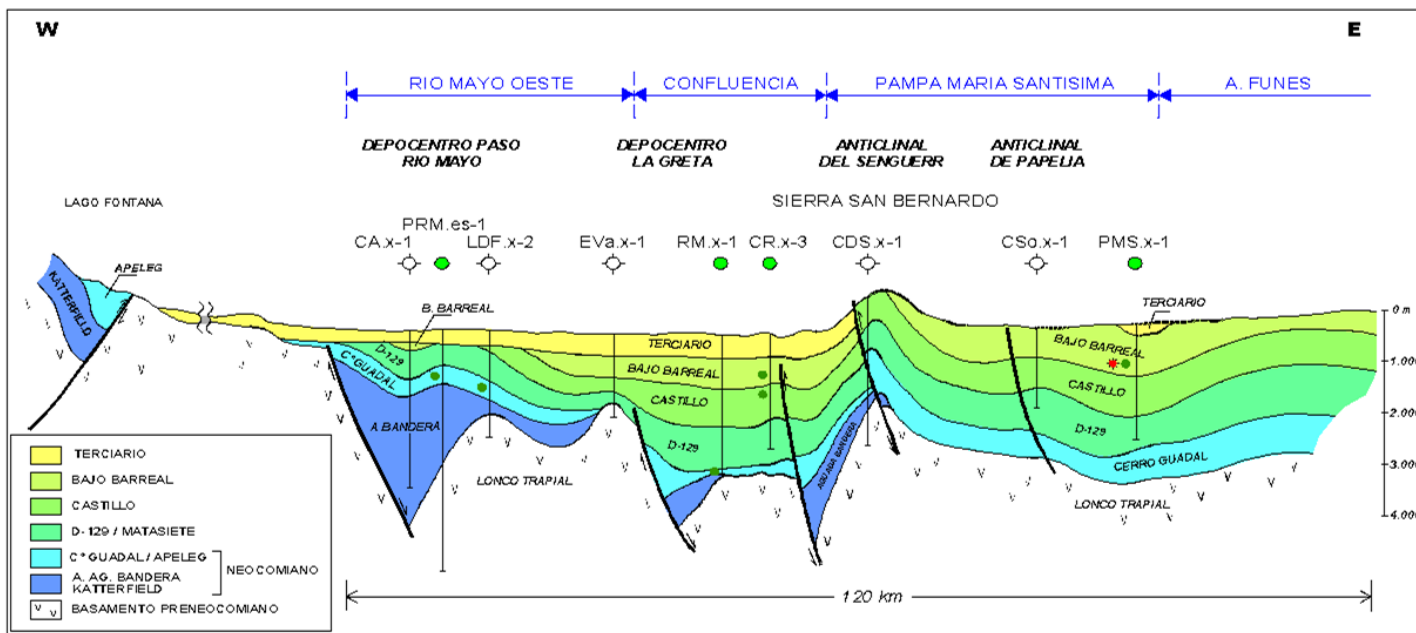
- **Formación D-129:** Principal y tradicional roca madre de la cuenca.
- **Neocomiano:** Unidad generadora complementaria de la secuencia.
- **Características:** Origen lacustre con materia orgánica tipo I a I-II.

Rocas Reservorio

- **Litología:** Areniscas fluviales con material volcaniclástico e intercalaciones de pelitas (distribución de canales de espesor variable).
- **Reservorios Principales:** Fm. Bajo Barreal y Fm. Castillo.
- **Reservorios Potenciales:** Fm. D-129 y Neocomiano.

PMSE - PMSO: Marco Geológico

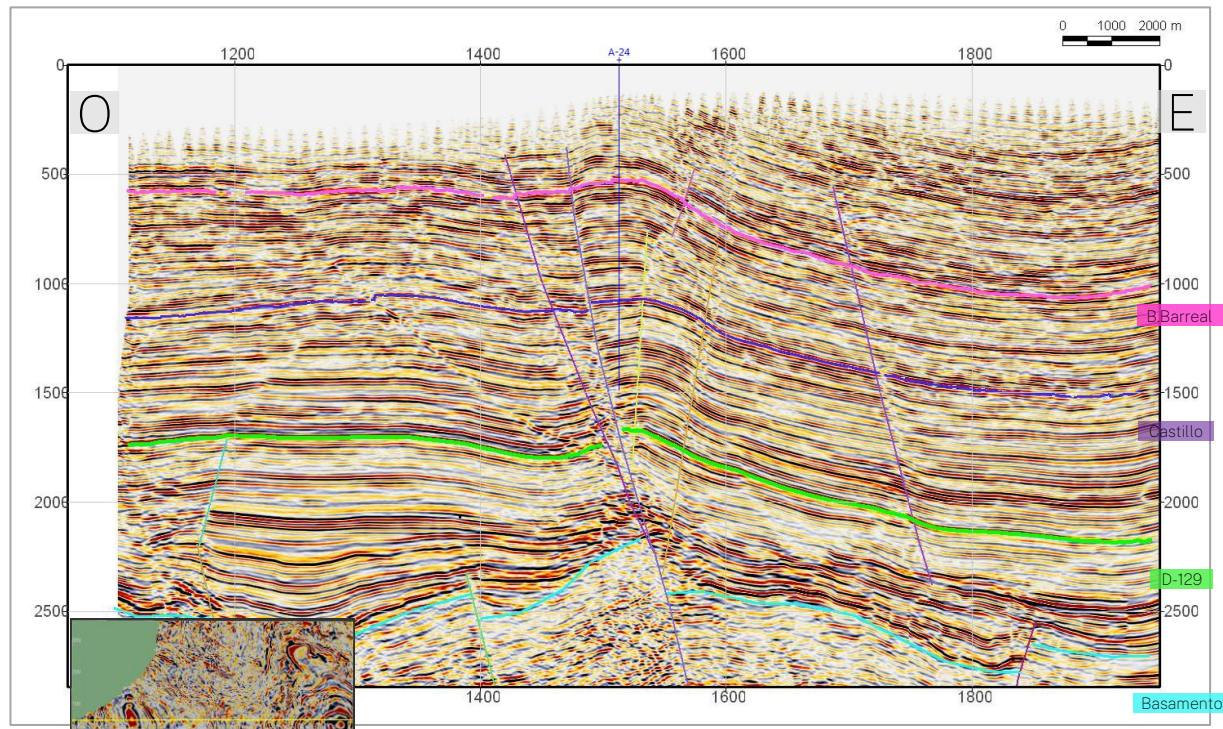
Corte Esquemático Regional



Sección esquemática del flanco oeste CGSJ pasando por PMSE y PMSO

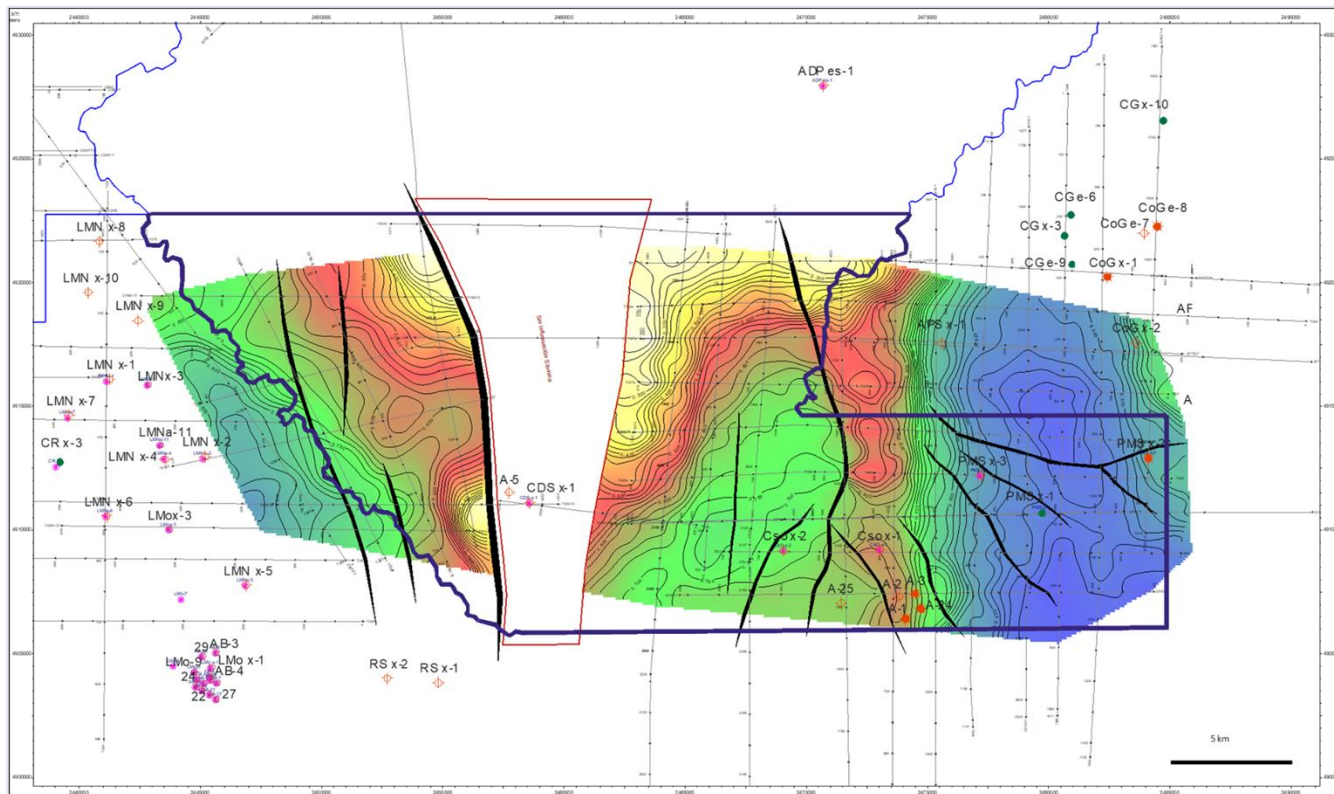
PMSE - PMSO: Marco Geológico

Sección Sísmica 3D sentido O-E



Sección sísmica 3D área PMSE con principales markers y estructuras

PMSE - PMSO: Marco Geológico



Mapa isócrono tope Fm. Castillo área PMSE y PMSO

PMSE - PMSO: Antecedentes productivos

I Historial Exploratorio y Registro de Pozos

Área PMSE (11 pozos perforados 1933-2008 |

Prof. 1185 - 2200m):

- **Década '30:** YPF perforó pozos A-1 (gasífero), A-2 (s/i) y A-3 (gasífero) entre 646 y 2016 mbbp.
- **1959:** Pozo A-24 descubre gas en Fm. Bajo Barreal Inf. y Castillo Sup. Pozo A-25 resulta estéril.
- **1987:** PMS x-1 ensaya nivel petrolífero (Fm. Bajo Barreal Inf.) y PMS x-2 niveles gasíferos (Bajo Barreal Inf. y Castillo Sup.). CSO x-1 y CSO x-2 sin éxito.
- **1989:** PMS x-3 ensaya petróleo en Sección Tobácea (Fm. Bajo Barreal Inf.).
- **2008:** PMSE x-1004 estéril, con abundantes manifestaciones de gas.

Área PMSO:

Pozos A-5 (1000 mbbp, 1933) y CdS x-1 (3675 mbbp, 1974); ambos resultaron estériles.

PMSE - PMSO: Antecedentes productivos

Historial Exploratorio y Registro de Pozos

Pozo	Año Perforación	Prof. Final (mbbp)	Reservorio (mbbp)	Fluido	Petróleo (l/h)	Gas (m3/d)	% Agua
A-24	1958	1217	263/266	☀	-	800	-
			401/409	☀	-	57,000	-
			437/445	☀	-	19,600	-
			503/507	☀	-	29,600	-
			693/697	☀	-	13,800	-
			1052/1055.5	☀	-	35,000	-
PMS.x-3	1987	1500	998/1001	●	300	-	1%
PMS.x.2	1987	2201	578/581	☀	-	135,000	-
			732.5/737	●	335	-	10%
			815.5/817.5	☀	-	81,700	-
PMS.x-1	1987	2203	845/.../883.5	●	403	-	62%
			924.0/28.0 - 930.0/34.0	●☀	960	S/D	20%
			1014.5/18.5	●☀	435	S/D	1%

Tabla: Antecedentes productivos pozos PMSE

PMSE - PMSO: Antecedentes productivos

Perfil Estratigráfico y Registro de Pozos

POZOS		Sin coordenadas											
		Sin informacion						Sin perfiles					
		 CDS C.d.Senguer x-1 1974 535	 Cso Cerro Solo x-1 1987 426	 Cso Cerro Solo x-2 1987 344	 PMS M.Santisim x-1 1987 529	 PMS M.Santisim x-2 1987 517	 PMS M.Santisim x-3 1989 405	A A-5	A A-2	 A A-1 1933 496	 A A-3 1933 538	 A A-24 1959 535	 A A-25 1959 410
UNIDADES ESTRATIGRAFICAS													
TERCIARIO					278								
GRUPO CHUBUT	BAJO BARREAL		948	894	1219	1406	1245			1054	646	1085	990
	CASTILLO	405	768	679	706	636	255			962		132	195
	MATASIETE	1412	282	627		124							
	D-129					34							
NEOCOMIANO	CERRO GUADAL	1415											
	ANTICLINAL AGUADA BANDERA	56											
LONCO TRAPIAL		387											
JURASICO INFERIOR													
LIASICO													

Antecedentes y datos de pozos: estado inicial, nombre abreviado, año de terminación, elevación, profundidad final, topes y espesores de unidades estratigráficas e intervalos productivos

Propiedades y Parámetros del Reservorio

Generalidades del Yacimiento

- **Formación productiva:** Castillo / Bajo Barreal *
- **Litología:** Areniscas fluviales (Reservorios multicapa)
- **Tipo de Yacimiento:** Petróleo Saturado / Gas
- **Mecanismo de drenaje:** Gas disuelto / Gas

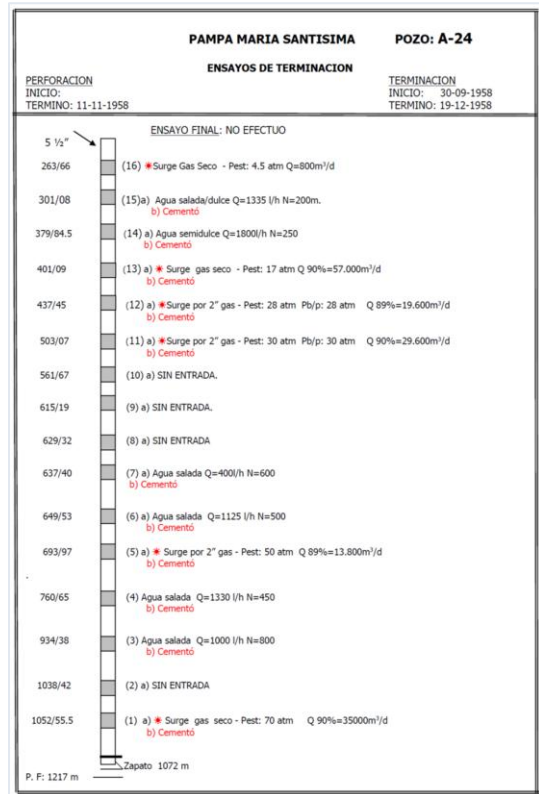
Propiedades Petrofísicas

- **Profundidad promedio:** 300 - 1000 mbbp *
- **Porosidad promedio (%):** 20 - 35 %
- **Permeabilidad promedio (md):** 35 - 265 md
- **SW promedio (%):** 23 - 50 %
- **Espesor útil promedio:** 2 - 12 m por capa

Fluidos y Factores

- **Boi:** 1,05 | **Bgi:** 0,02
- **GOR:** 28 (Bloque PMS) | **API°:** 22

* No se han alcanzado niveles inferiores con producción probada en bloques vecinos.



Esquema Reparación A-24

I Resumen Ejecutivo de Producción

Historial de Producción

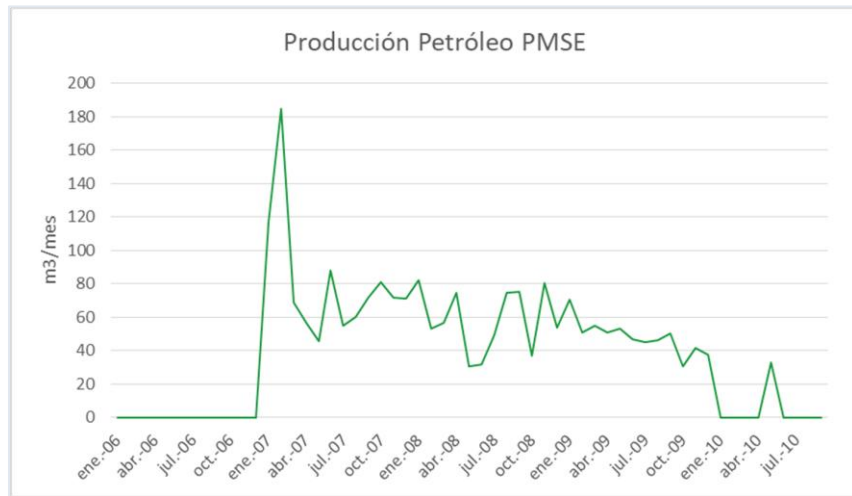
El campo tiene un historial productivo muy acotado, habiéndose producido únicamente petróleo durante los años **2007-2010**. En ese período la producción acumulada total de petróleo fue de **2.125 m³**.

Limitaciones de Infraestructura

- No existen instalaciones de tratamiento de crudo, lo que limitó el desarrollo del campo en el pasado.
- No se registró producción/ventas de gas dado que no fueron construidas instalaciones para tratar y evacuar la producción.

Recursos Contingentes (2016)

Recursos contingentes (2016): **352 Mm³** de petróleo y **276 MM m³** de gas asociados a los pozos perforados actualmente.



Producción crudo PMSE

PMSE - PMSO: Oportunidades

Estrategia para Incrementar el Potencial del Bloque

01 **Reevaluación de Pozos Abandonados**

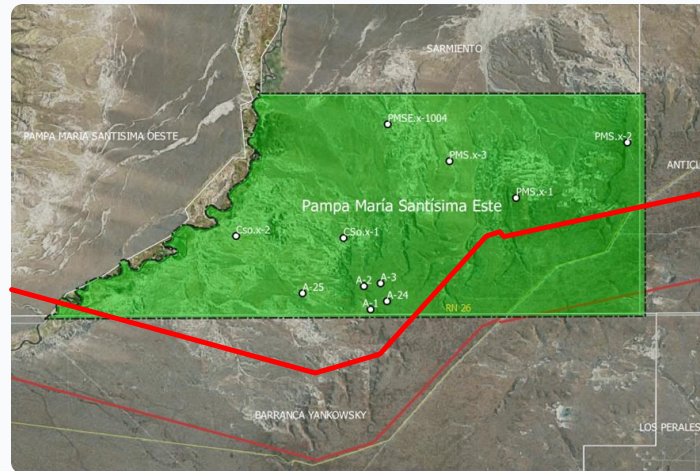
Deben reevaluarse los pozos abandonados sin ensayar, utilizando tecnología moderna frente a los criterios de la década del 30.

02 **Evacuación e Infraestructura de Gas**

La cercanía al Gasoducto Cordillerano (12", 70 kg) permite conectar y evacuar rápidamente la producción de gas con condiciones de mercado actuales favorecidas.

03 **Desarrollo Basado en Sísmica 3D**

Solo se perforó 1 pozo tras la registración 3D, existiendo múltiples locaciones pendientes para definir nuevos proyectos.



Gasoducto Cordillerano atravesando el bloque PMSE

I Oportunidades Clave de Desarrollo y Exploración

01 Reproceso Sísmico 3D

Reproceso de sísmica 3D y procesos especiales (AVO, Inversión) para guiar desarrollo y exploración de gas y petróleo.

02 Perforación de Nuevas Ubicaciones

En base a la registración sísmica 3D y los plays/leads ya identificados.

03 Evaluación de Niveles Profundos

Análisis y evaluación en Fm. Castillo / D-129 / Neocomiano.

04 Formaciones Tight / NOC

Evaluación de formaciones no convencionales en roca madre D-129/Neocomiano.

05 Desarrollo de Bloques Probados

Desarrollo activo de bloques con producción de petróleo y gas probada.

06 Apertura y Estimulación (WO)

Apertura y estimulación de nuevos niveles productivos (Workover).

07 Facilities de Gas

Construcción de instalaciones de gas para su explotación y comercialización.

Prospectos y Leads Identificados Pendientes de Perforar

01 Prospectos Prioritarios

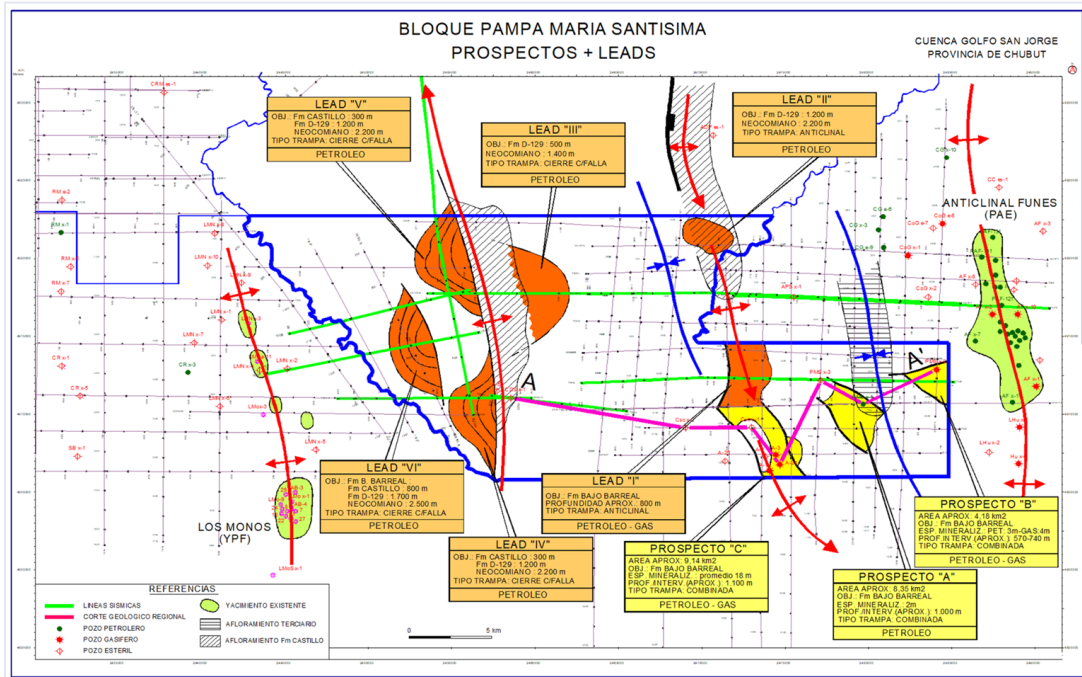
Prospectos A, B y C identificados con objetivos principales en Fm. Bajo Barreal y Fm. Castillo (Petróleo y Gas).

02 Leads Identificados

Múltiples leads (I al VII) evaluados en formaciones Fm. Castillo, D-129 y Neocomiano con trampas estructurales.

03 Potencial Exploratorio

Oportunidades de desarrollo hidrocarburífero con locaciones listas para proyectos de ensayo y perforación.



Áreas PMSO - PMSE. Prospectos y leads identificados pendientes de perforar

PMSE - PMSO: Información disponible

Información Disponible en Formato Digital para Analizar ([Tamaño total del data pack: 4,5 GB](#))

01 Sísmica 2D

Información sísmica 2D en formato segy.

02 Sísmica 3D & VSP

Cubo final PSTM segy: TAPES. VSP PMSE-1004.

03 Mensura y Georreferenciación

Mensura e información georreferenciada en formato PDF y GIS.

04 Historial de Producción

Historial de producción del área, por pozo, en formato Excel.

05 Informes de Reserva

Informes de reserva años 2008-2017 con entregables.

06 Perfiles de Pozo

Perfiles formato LAS y perfiles de pozo PMSE-1004 (DLIS, LAS, PDF).

07 Geoquímica

Estudios de geoquímica área PMSO.

08 Legajos de Pozo (PDF)

Pozos A-1, A-2, A-3, A-5, A-24, A-25, CSO x-1, CSO x-2, PMS x-1, PMS x-2, PMS x-3, PMSE x-1004 y CDS.x-1.

Yacimiento Cañadón Pilar – Pico Salamanca

CP-PS: Ubicación

Características del Área

300 km²

Superficie del Área

15 km

Al norte de C. Rivadavia

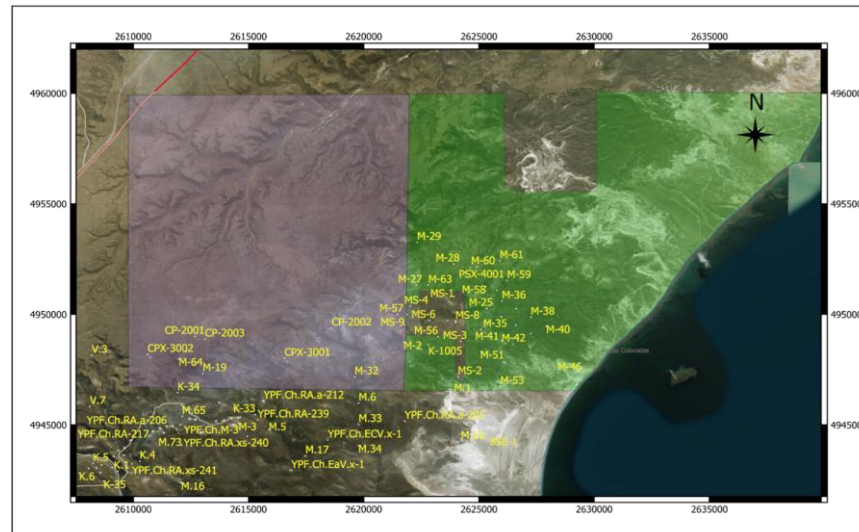
01 Delimitación y Cuenca

Dos yacimientos en la margen norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Se extiende desde la Costa Atlántica hasta la Ruta Nacional N°3.

02 Yacimientos Adyacentes

Ubicación estratégica adyacente a los yacimientos en producción activa: Manantiales Behr y Restinga Alí.

Mapa del Área



Ubicación yacimientos CP (violeta) – PS (verde)

CP-PS: Antecedentes

Resumen Histórico y Exploratorio

35 Pozos

Totales perforados

220 km²

Sísmica 3D (Río Alto)

01 1923 - 1952 | Producción Inicial

Producción de gas en Pico Salamanca (24 pozos someros a 500 mTVD, Mb. Glauconítico Fm. Salamanca).

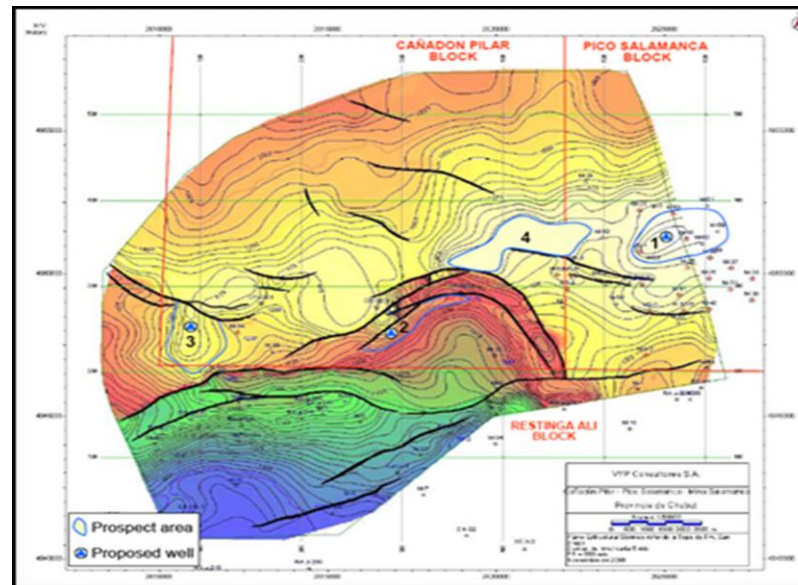
02 1985 - 2010 | Sísmica y Perforación

YPF registró 260 km de sísmica 2D (1985); Río Alto 220 km² 3D (2000). Última campaña de 5 pozos (2001-2010).

03 2014 - Actualidad | Estado Vacante

Resultados no concluyentes llevaron a la reversión en 2014. Actualmente vacante disponible para licitación.

Mapa del Área



Mapa estructural intra Fm. El Trébol (tope Mb. San Diego)

CP-PS: Marco Geológico

Características Geológicas

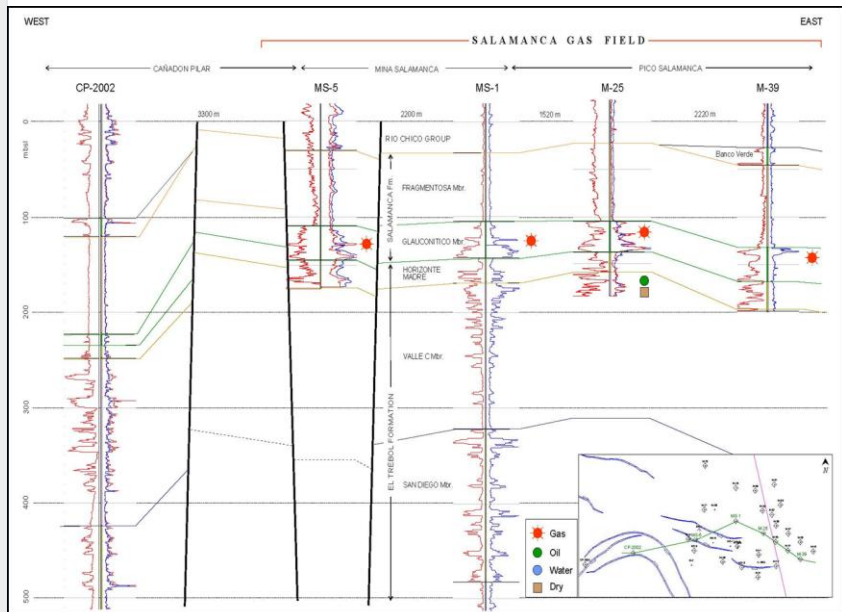
01 Estratigrafía y Roca Madre

Extremo norte de la CGSJ con columna del Gr. Chubut adelgazada (1000–2000 m). Destacan la Fm. Pozo D-129 (roca madre principal) y la Fm. Salamanca (Mb. Glauconítico) con acumulaciones gasíferas.

02 Estilo Estructural Extensional

Sistemas de fallas normales (ENE-OSO) que involucran al basamento e inclinan al Sur. Fallas sintéticas y antitéticas afectan la columna Cretácea/Terciaria, generando entrapamiento estratigráfico-estructural.

Perfil Geológico



Sección E-O perpendicular al principal reservorio gasífero
“Yacimiento Salamanca”

CP-PS: Producción - Reservorios

Resumen de Producción y Reservorios

134.8 MMm³

Gas acumulado (9 pozos)

23 % / 8 m

Porosidad / Espesor útil

01 Historial Productivo y Estado

35 pozos perforados (9 productivos). Producción conjunta con Mina Salamanca (262 MMm³ total, década 30'-50'). Sin producción ni instalaciones actuales.

02 Caract. del Reservorio Glauconítico

Miembro marino arenoso semi-regional a 500 mbbp. En Cañadón Pilar se ensayó gas en 4 pozos sin ser puestos en producción. Petróleo ensayado en bajos caudales (3 pozos).

03 Potencial Futuro

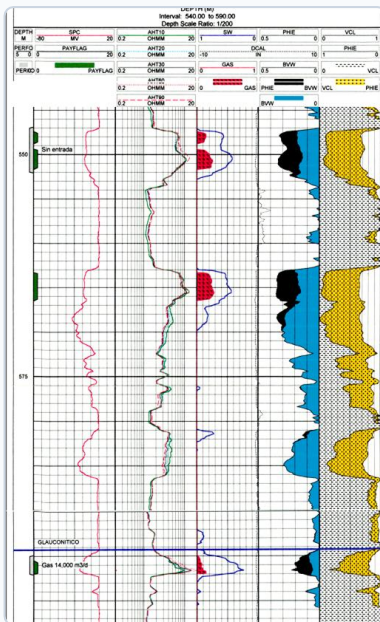
Área sin hidrocarburos líquidos registrados en producción, con **potencial de desarrollo sobre capas someras** del reservorio Glauconítico.

Producción Acumulada por Pozo

Pozo	Condición Actual	Acumulada
M-25	Parado	55.7
M-31	Parado	4.4
M-35	Parado	10.5
M-36	Parado	7.7
M-38	Parado	3.4
M-39	Parado	12.2
M-41	Parado	1.5
M-58	Parado	23.3
M-60	Parado	16.1
Total		134.8

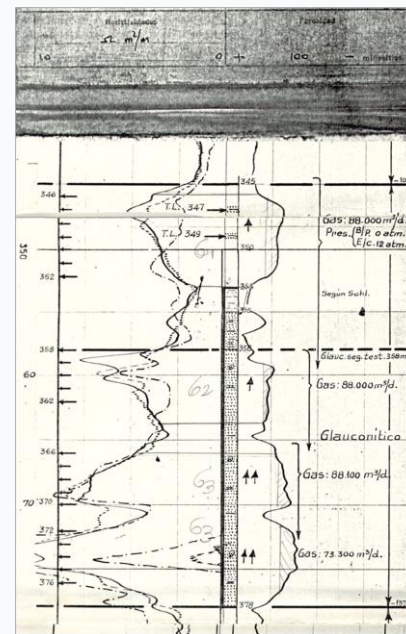
Producción acumulada por pozo. Yacimiento Pico Salamanca

Perfil Interpretado (CP-2003)



Perfil interpretado Cdon. Pilar CP-2003

Perfil SP-ILD (Sección Tipo)



Perfil SP-ILD Yac. PS en su sección tipo

CP-PS: Producción - Reservorios

Características Clave del Gas y Reservorio

Composición del Gas

Principalmente Metano (CH_4)

Sin indicios de contaminantes ni dióxido de carbono (CO_2), lo que confirma una alta calidad del fluido sin necesidad de procesos complejos de endulzamiento.

Presión Estática

10 a 30 kg/cm^2 BDP

Variación de presión en función de la profundidad del reservorio específico y su grado de depletación actual, permitiendo priorizar intervenciones operativas.

Análisis de Cromatografía

REPORTE DE CROMATOGRFÍA DE GAS NATURAL DE PETRÓLEO

COMPANIA:	RIO ALTO
MUESTRA:	CP-2003
FECHA:	11/28/01

ANALITO	MOLES %	% COMPONENTE S EN LA ETIQUETA DEL STD	AREA STD	AREA MUESTRA	BTU
NITROGENO	1.429	1.009	132	18406608	0.000
METANO	97.689	94.664	985918016	1008953728	986.664
CO2	0.000	0.202	2576482	0	0.000
ETANO	0.872	2.013	37868632	16274492	15.438
PROPANO	0.000	1.001	22388570	0	0.000
i-BUTANO	0.005	0.409	118259392	1312606	0.149
n-BUTANO	0.004	0.300	73613328	1004625	0.135
i-PENTANO	0.000	0.151	40464736	0	0.000
n-PENTANO	0.000	0.150	41789040	0	0.000
HEXANOS	0.000	0.101	29918708	112052	0.021
HEPTANOS	0.000	0.100	29918708	0	0.000
Totales	100.000	100.000	1395820977	1046064111	1002.406

Datos de cromatografía de gases pozo CP-2003

CP-PS: Oportunidades

| Nuevos Prospectos

Perforación de 4 nuevos prospectos identificados sobre la base del dato sísmico 3D.

| Pozos Inactivos

Puesta en marcha de 10 pozos inactivos para reactivación de producción.

| Sistemas de Compresión

Montaje de compresión en boca de pozo para aumentar la producción y la acumulada final.

| Repunzado y WO

Estimulación de niveles sin entrada que correlacionan gas mediante intervenciones de Workover.

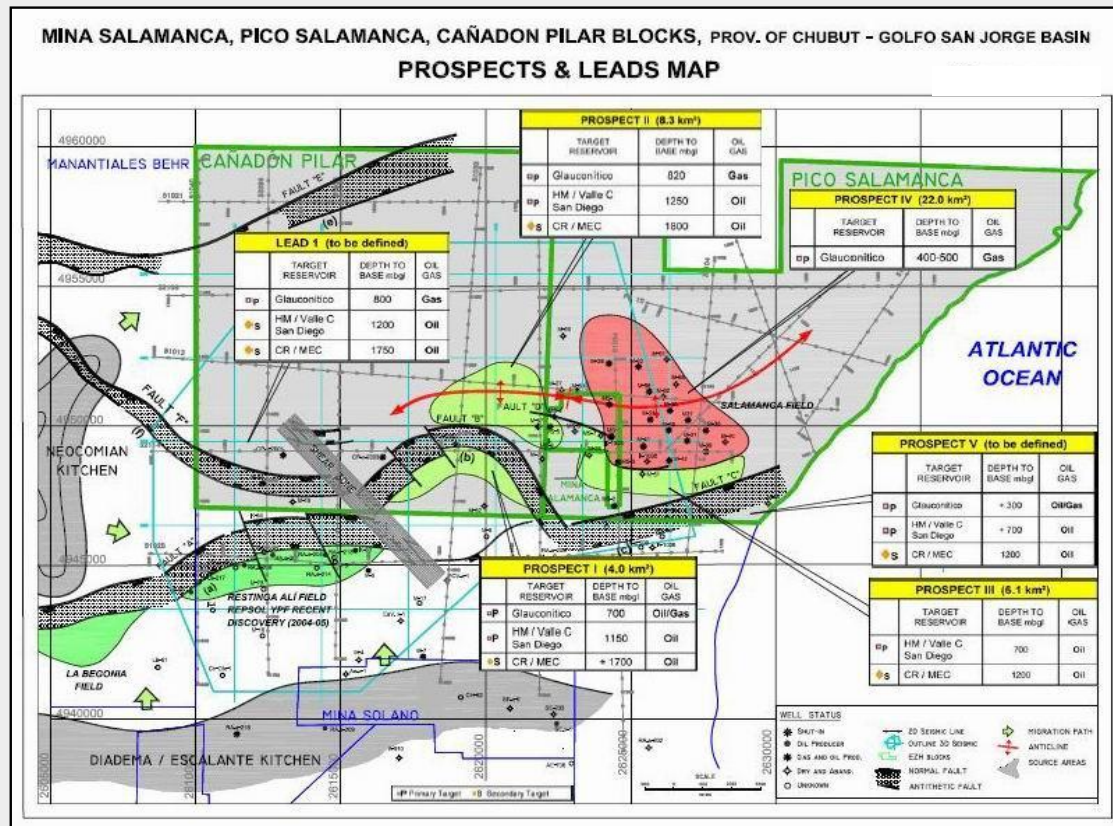
| Evacuación Disponible

A 12 Km de Comodoro Rivadavia y 20 Km de Gasoducto Gral. San Martín (6/7 MMm³ disponibles para inyección en invierno).

| Almacenamiento ASGN

Potencial estratégico para almacenamiento subterráneo de gas natural (ASGN).

CP-PS: Oportunidades



Mapa de prospectos CP-PS

CP-PS: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar:

| Información Sísmica

Datos de sísmica 2D y 3D (parcial).

| Mensura y GIS

Información georreferenciada en formatos PDF y GIS.

| Informes de Reserva

Informes técnicos de reserva correspondientes al año 2008.

| Perfiles de Pozo

Perfiles y legajos documentados de 35 pozos.

| Estudios Geofísicos

Estudios geofísicos completos en formato PDF.

Data Pack

40 GB

Tamaño total del paquete

Yacimiento Río Mayo Oeste

Río Mayo Oeste: Ubicación y antecedentes

Marco general, hitos exploratorios y delimitación del área

| **3.500 km²**

Superficie total

| **36 Pozos**

11 prospectos

| **139,5 km²**

Sísmica 3D

| Ubicación Geográfica

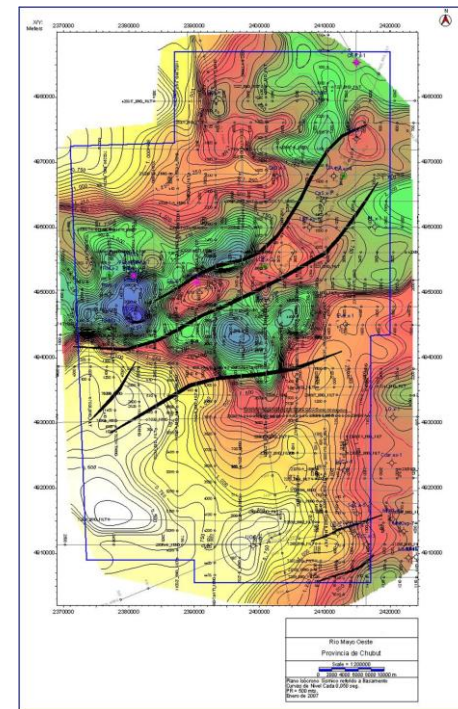
Sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge, Chubut, a 260 km al oeste de Comodoro Rivadavia.

| Exploración y Descubrimientos

Descubrimiento de hidrocarburos en Paso Río Mayo, Cayelli, Cañadón Avilés, Estancia Centeno y Lomas del Faquico. Explotación prolongada en pozos PRM.es-1 y Ca.es-1 hasta 2019.

| Permisos y Período Productivo

Permiso exploratorio de seis años otorgado en 2006, con producción efectiva continuada entre los años 2007 y 2019.



Mapa tope basamento y antecedentes históricos.

Río Mayo Oeste: Ubicación y antecedentes

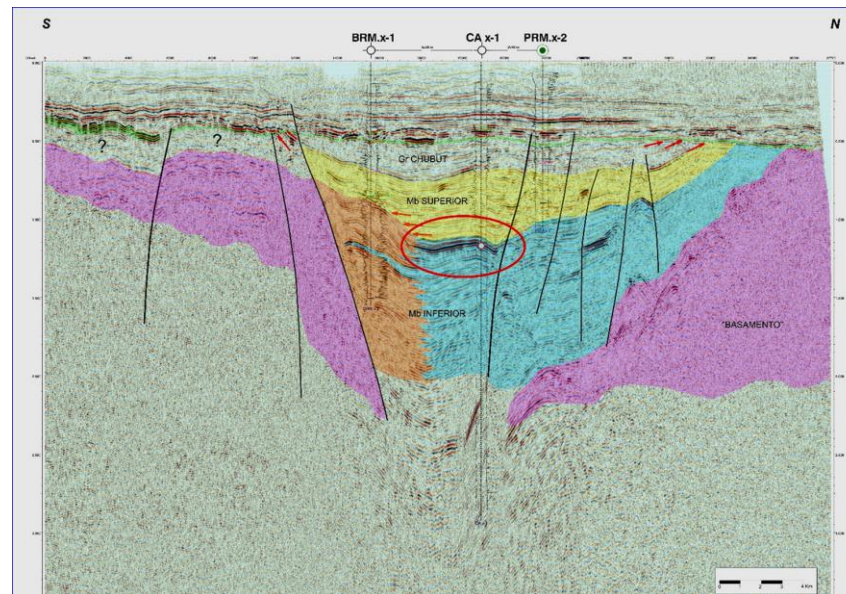
Interpretación de la sección sísmica y secuencias del subsuelo

I Sección Sísmica S-N

Perfil sísmico con orientación Sur-Norte a través del depocentro principal de la cuenca.

I Ciclo Neocomiano

Identificación y caracterización de las principales secuencias productivas de hidrocarburos.



Sección sísmica S-N del principal depocentro donde se identifican las principales secuencias productivas del ciclo Neocomiano

Río Mayo Oeste: Sistema Petrolero

Caracterización del sistema petrolero, roca generadora, reservorios y trampas

Roca Generadora

Pelitas lacustres del Neocomiano Inferior.

Reservorio

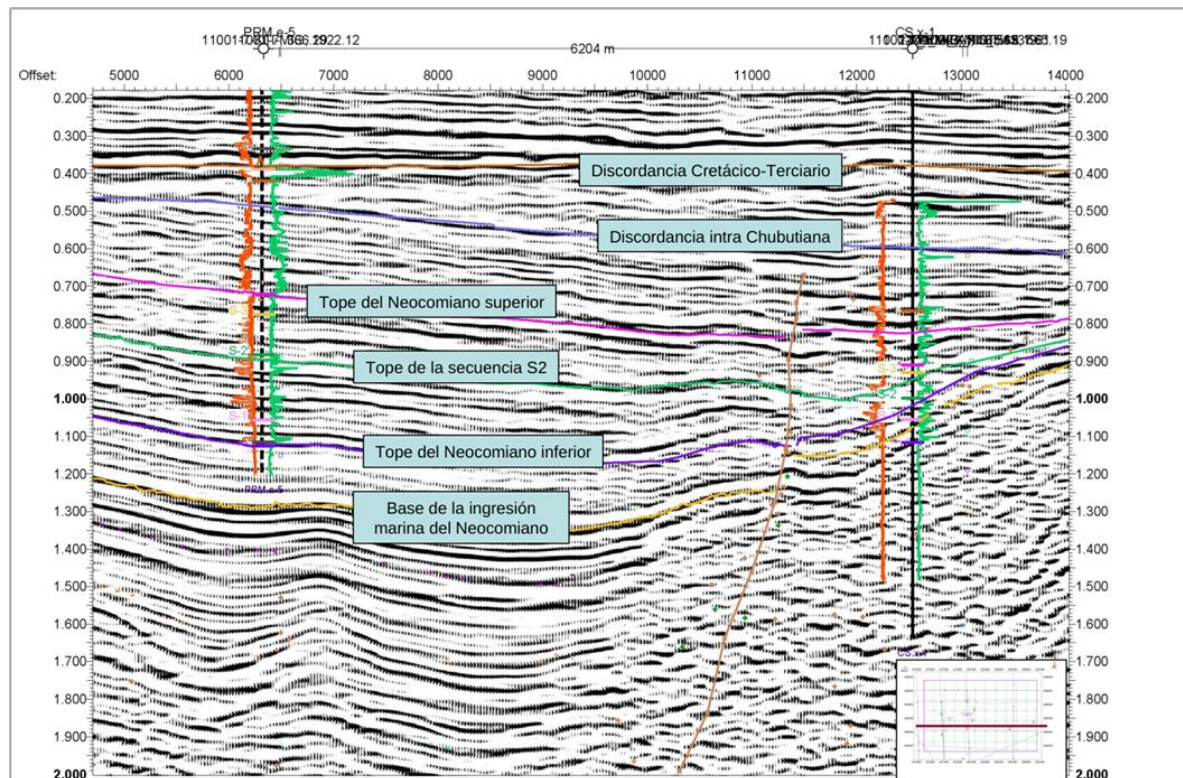
Areniscas del Neocomiano Superior (Fm. Paso Río Mayo, secuencias S1-S2).

Sellos y Trampas

Sellos pelíticos y trampas estructurales, incluidos cierres contra falla.

Parámetro histórico	Paso Río Mayo	Cayelli
Profundidad (mbbp)	1.216	1.480
Porosidad (%)	29	26
Permeabilidad (mD)	646	122
Sw (%)	60	53
Espesor útil (m)	4,5	5,0
Boi (m ³ /m ³)	1,05	1,05
Mecanismo de drenaje	Gas disuelto	Empuje de agua

Parámetros de Certificación y Sección Sísmica



Sección Sísmica principal depocentro.

Río Mayo Oeste: Producción acumulada

Producción total acumulada por pozo (m³) y estado operativo de las localizaciones.

Acum. Petróleo

21.852 m³

Acum. Gas

3.737 Mm³

Acum. Agua (84,8% del líquido)

91.413 m³

Pozo	Prod. Acum. Pet. (m³)	Prod. Acum. Gas (Mm³)	Prod. Acum. Agua (m³)	Estado declarado en 2019
Ch.PRM.es-1	17.519	3.737	46.299	Productivo
Ch.PRM.x-1001	2.662	0	13.276	Productivo
Ch.PRM.x-1002	986	0	23.566	Parado transitoriamente
Ch.LMa.x-1	0	0	0	Sumidero en inyección
Ch.Ca.es-1	685	0	8.272	Parado transitoriamente
Ch.Ca.x-1001	0	0	0	A abandonar
Ch.Ca.x-1003	0	0	0	A abandonar
Total	21.852	3.737	91.413	

* Producción efectiva contabilizada entre los años 2007 y 2019. El agua representa un 84,8% del líquido total extraído.

Río Mayo Oeste: Oportunidades de evaluación

Reevaluación de acumulaciones conocidas y de sectores exploratorios, con prioridad en calidad de reservorio, integridad de pozos y manejo de agua.

Reactivación y desarrollo

Revisar PRM.es-1 y PRM.x-1001 como referencias productivas. Diagnosticar PRM.x-1002 y Ca.es-1 antes de seleccionar reparaciones, repunzados o estimulación.

Exploración

Reinterpretar fallas, continuidad de S1-S2 y depocentros identificados en 2D. Integrar sísmica, perfiles y ensayos antes de definir nuevas ubicaciones.

Shale – Tight

Potencial no convencional en niveles areno tobáceos y pelitas del Neocomiano con ensayos de hidrocarburo y valores de COT >4%.

Río Mayo Oeste: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar*

Tamaño total del Data Pack: 41,5 GB

de documentación técnica georreferenciada, perfiles y estudios prospectivos.

Sísmica y Cartografía

- Información sísmica 2D y 3D.
- Mensura e información georreferenciada en formato PDF y GIS.

Pozos y Producción

- Perfiles y legajos de pozo (36 pozos registrados).
- Información histórica de producción por pozo.

Reservas y Estudios

- Informe de reservas año 2011.
- Modelo prospectivo sedimentario.
- Informes de corona y petrofísica del Neocomiano.
- Informe geológico 2005.

Yacimiento Cañadón de las Vertientes

CDLV: Ubicación Estratégica

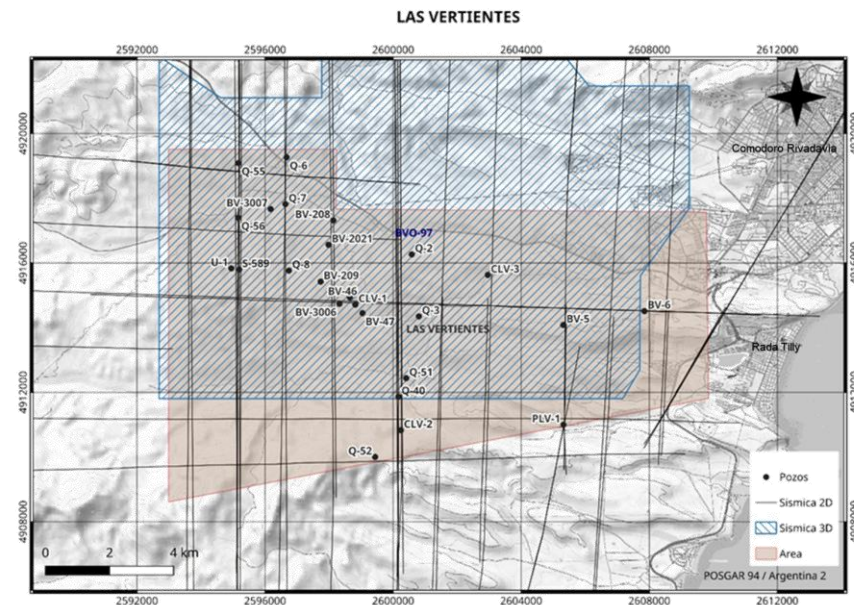
Área Cañadón de las Vertientes: 107 km² en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge

Características del Área

- **Superficie:** 107 km² de extensión
- **Ubicación:** Flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge
- **Distancia:** A 20 km de Comodoro Rivadavia

Concesión y Colindancia

- **Colindante con:** El Tordillo, Bella Vista Oeste y Puesto Quiroga
- **Contexto:** Bloque remanente de la antigua concesión Bella Vista Oeste (tras licitación del Bloque I)



CDLV: Antecedentes

Historia y Descubrimiento

- **Década del 40':** Primeros pozos estructurales (serie Q).
- **1981 (Pozo CLV.x-1):** Hallazgo de hidrocarburos en 3 niveles (Fm. Comodoro Rivadavia y Fm. Mina del Carmen).

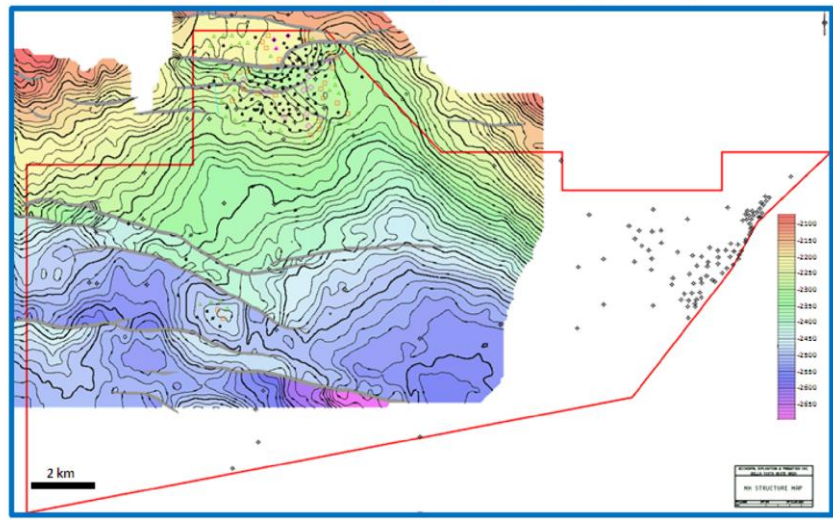
Mecanismo de Drenaje

- **Impulso principal:** Expansión de gas con evidencia clara de empuje de agua.
- **Profundidad media:** 2.500 mbbp (Complejos III y IV).

Propiedades Petrofísicas

- **Porosidad promedio:** 18% (rango 16% - 20%).
- **Permeabilidad:** 10 mD a 1.000 mD.
- **Agua inicial:** Saturación 60% | Salinidad 5.000-8.000 ppm.

Formación Mina del Carmen – Mapa estructural horizonte “mH”



Mapa estructural MEC – Áreas Cañadón de las Vertientes – Bella vista Oeste Bloque I

CDLV: Producción

Estado de los Pozos

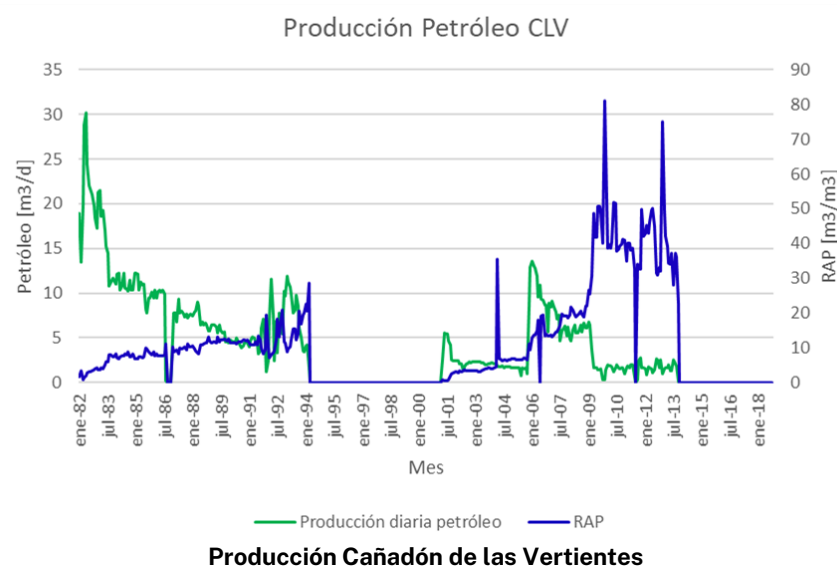
- **Pozos perforados:** 24 pozos en total
- **Condición actual:** 1/3 inactivos y 2/3 en condición de abandono

Historial Productivo

- **Pozos con producción:** Solo 4 pozos
- **Identificación:** BV-46, BV-2021, CLV.x-1 y BV-3006

Producción Acumulada

- **Período activo:** 1982 – 2013 (intermitente)
- **Volumen de crudo:** 55 Mm³ en total
- **Gas asociado:** Volúmenes menores



CDLV: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar:

| Información Sísmica

Información sísmica 2D y 3D.

| Mensura y GIS

Mensura e información georreferenciada en formato PDF y GIS.

| Informes de Reserva

Informes de reserva correspondientes al año 2014/15.

| Perfiles y Pozos

- Perfiles y legajos de pozo (24).
- Información histórica de producción por pozo.

| Cierre Ambiental

Estudio de cierre ambiental.

Data Pack

5,4 GB

Tamaño total del paquete



**Gobierno
del Chubut**

Consultas y contacto

<https://www.hidrocarburos.chubut.gov.ar/>
subse-hidrocarburos@chubut.gob.ar