

Oportunidades hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut

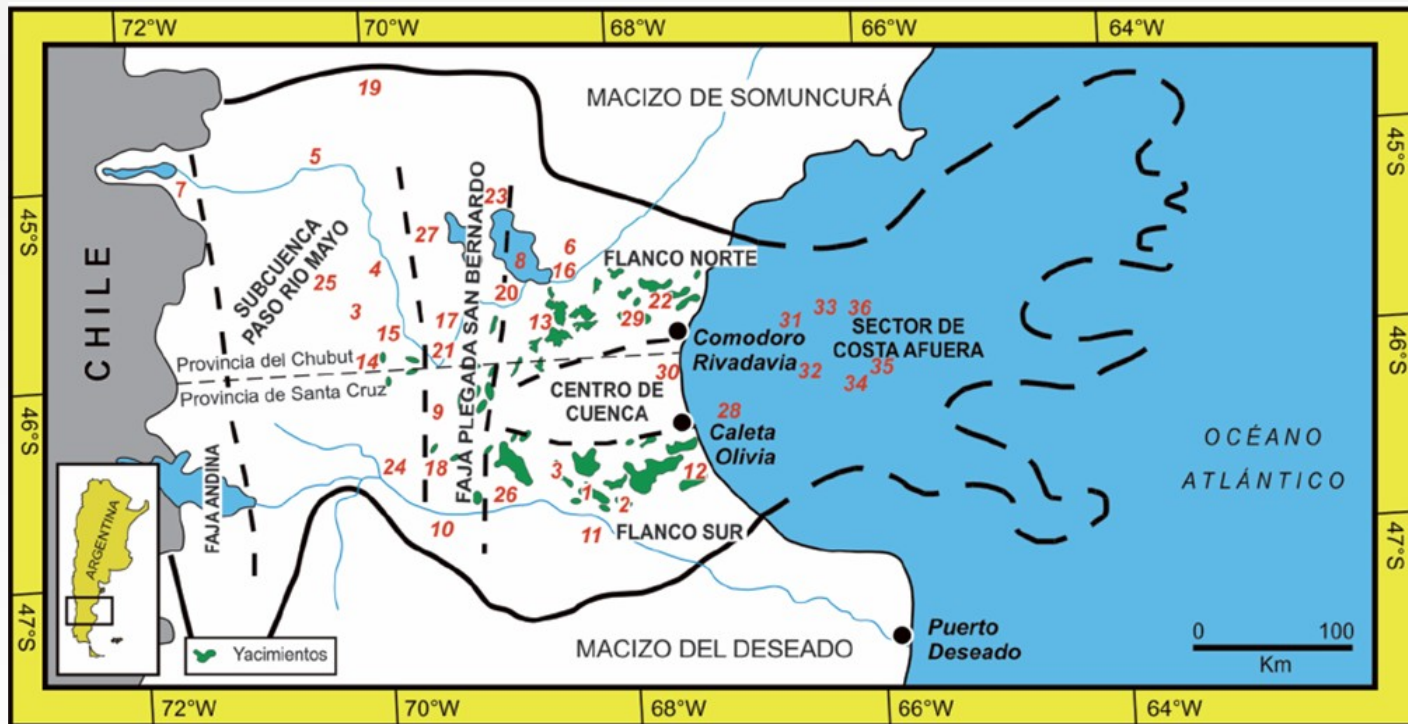
Concurso Público PMC N°xxx/2026

XXX-2026

Cuenca del Golfo San Jorge

La Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) se encuentra ubicada en las provincias argentinas de Chubut y Santa Cruz, entre los 44° y los 47° de latitud Sur y entre los 66° y 71° de longitud Oeste. Cubre una superficie de aproximadamente 170.000 km², de los cuales una tercera parte corresponde al sector de costa afuera.

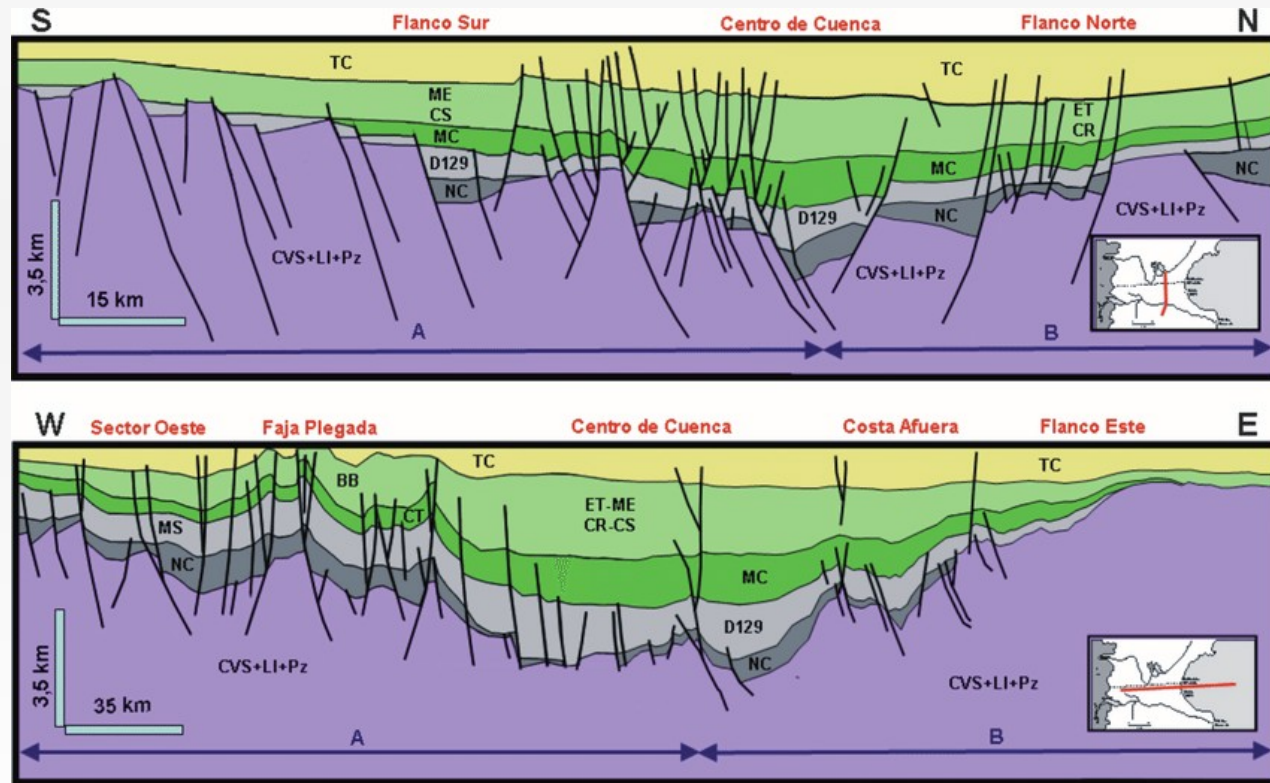
Desde el año 1907 se perforaron más de 41.000 pozos, con una producción acumulada histórica de 780 MMm³ de petróleo y 3,12 tcf de gas. Actualmente es la cuenca petrolera más importante del país con una producción de 37.618 m³/d de petróleo y 13.582 Mm³/d de gas.



Ubicación Cuenca Golfo San Jorge

Cuenca del Golfo San Jorge

La CGSJ es una cuenca intracratónica (rift) cuya apertura se inicia durante el Jurásico Superior – Neocomiano. 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, transferidos desde el orógeno andino, que formaron una faja plegada y fallada conocida como Sierras de San Bernardo.



Cortes estructurales cuenca Golfo San Jorge

Cuenca del Golfo San Jorge

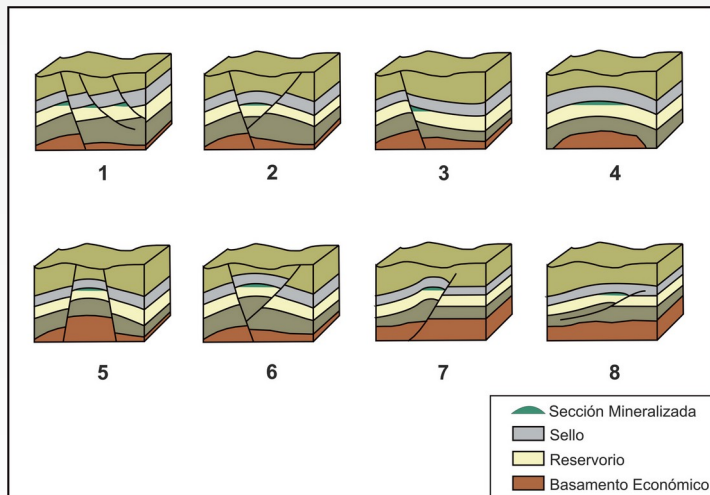
El espesor depositado desde la apertura de la cuenca supera los 7000 m., y se constituye de secuencias continentales fluviales, deltaicas y lacustres, con ocasionales depósitos marinos del Terciario y con escaso interés económico.

Estas secuencias contienen diferentes grupos de rocas madre, reservorio y sello.

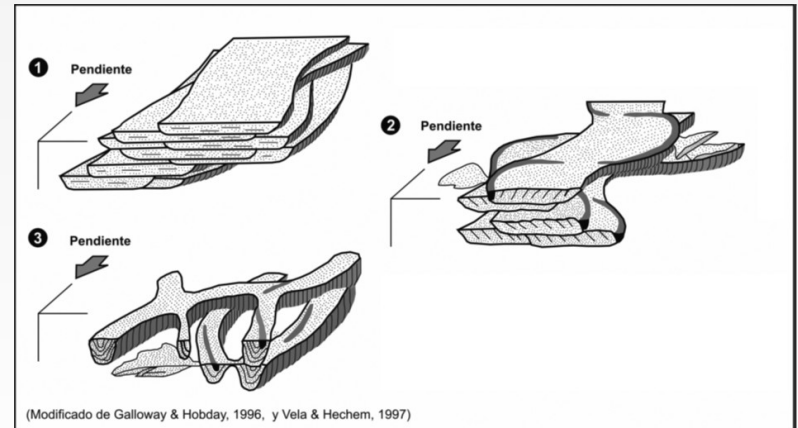
Roca Madre: Formación Pozo D-129: es la principal roca madre de la cuenca compuesta por depósitos lacustres con carbono orgánico total (COT) de 0.5 a 3 % y materia orgánica tipo I a I-II.

Neocomiano: presenta intervalos de pelitas con buenas propiedades generadoras de hidrocarburos, principalmente acotado al flanco oeste de la cuenca.

Roca reservorio: Grupo Chubut (Fm. Bajo Barreal, Fm. Castillo, Fm. Matasiete) se componen por cuerpos lenticulares con facies arenosas asociadas a depositación de sistemas fluviales.



Modelos de entrapamiento reconocidos en la cuenca



Modelo deposicional roca reservorio

Cuenca del Golfo San Jorge: Sistema petrolero

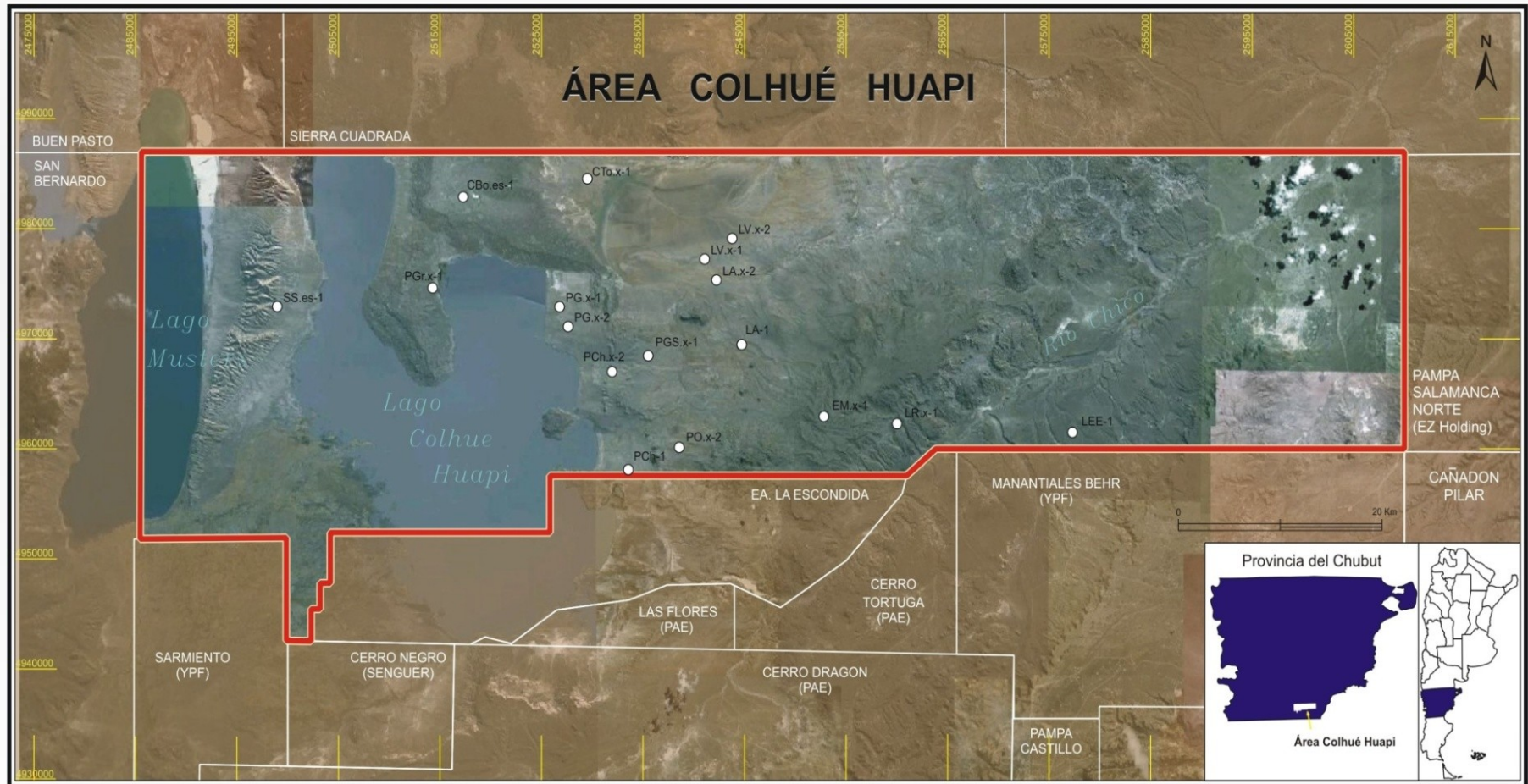
EDAD			UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS				SISTEMA PETROLERO				EVOLUCIÓN		
			Ma	SUR-ESTE	NORTE	SUR-OESTE	AMBIENTE						
TERCIARIO	Pleistoceno		5	Rodados Tehuelches			Abanico aluvial					COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA	
	Mioceno		25	Fm. Santa Cruz			Fluvial-deltaico						
	Oligoceno		55	Fm. Patagonia			Marino somero						
	Eoceno		65	Fm. Sarmiento			Fluvio-lacustre						
	Paleoceno		70	Fm. Río Chico Fm. Salamanca Glaucónico			Fluvial-deltaico? Marino somero-fluvial-deltaico						
CRETÁCICO	SUPERIOR	Maastrichtiano	78	Fm. Meseta Espinosa sup.	Fm. Bajo Barreal sup.	Fm. Bajo Barreal sup.	Deltaico	DEPOSITACIÓN DE ARENAS 1º GENERACIÓN DE TRAMPAS (EXTENSIÓN) MADURACIÓN 2º GENERACIÓN DE TRAMPAS (COMPRESIÓN) BIODEGRADACIÓN Y MEZCLA DE PETRÓLEO REMIGRACIÓN SELLO REGIONAL RESERVARIOS	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA Sistemas aluviales poco jerarquizados Suministro piroclástico variable reciclaje de material volcánico Acomodación por subsidencia tectónica de hemigrábenes				
		Campaniano	82	Fm. Meseta Espinosa inf.	Fm. El Trébo		Fluvio-lacustre						
		Santoniano	86			Fm. Bajo Barreal inf.							
		Coniaciano	92	Fm. Cañadón Seco	Fm. Comodoro Rivadavia		Aluvial - fluvio-lacustre						
		Turoniano	100			Sección Tobácea							
	INFERIOR	Cenomaniano	108										
		Albiano	115	Fm. Mina El Carmen		Fm. Castillo	Lacustre-fluvial						
		Aptiano	121	Fm. Pozo D-129		Fm. Matasiete	Fluvio-lacustre						
		Barremiano	126										
		Neocomiano	131	Fm. Pozo Cerro Guadal			Lacustre-fluvial						
JURÁSICO	MALM	Berriasiano	135	Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera			Fluvio-lacustre	DEPOSITACIÓN M.O.	ROCA MADRE POTENCIAL ROCA MADRE COMPROMIDA	TRANSICIÓN RIFT-SAG Subsidencia termal ambiente lacustre alcalino y perenne rico en M.O. Volcanismo local RIFT TARDÍO			
		Titoniano	143										
	DOGGER	Oxfordiano	149										
		Caloviano	156	Grupo Bahía Laura			Complejo Volcánico Piroclástico					COMIENZO DE SUBSIDENCIA	
		Batoniano	165		Grupo Lonco Trapial								
	Bayoniano								RIFT TEMPRANO CON VOLCANISMO BIMODAL				

Cuadro resumen sistemas petroleros Cuenca del Golfo San Jorge

Yacimiento Colhue Huapi

Colhue Huapi: Ubicación

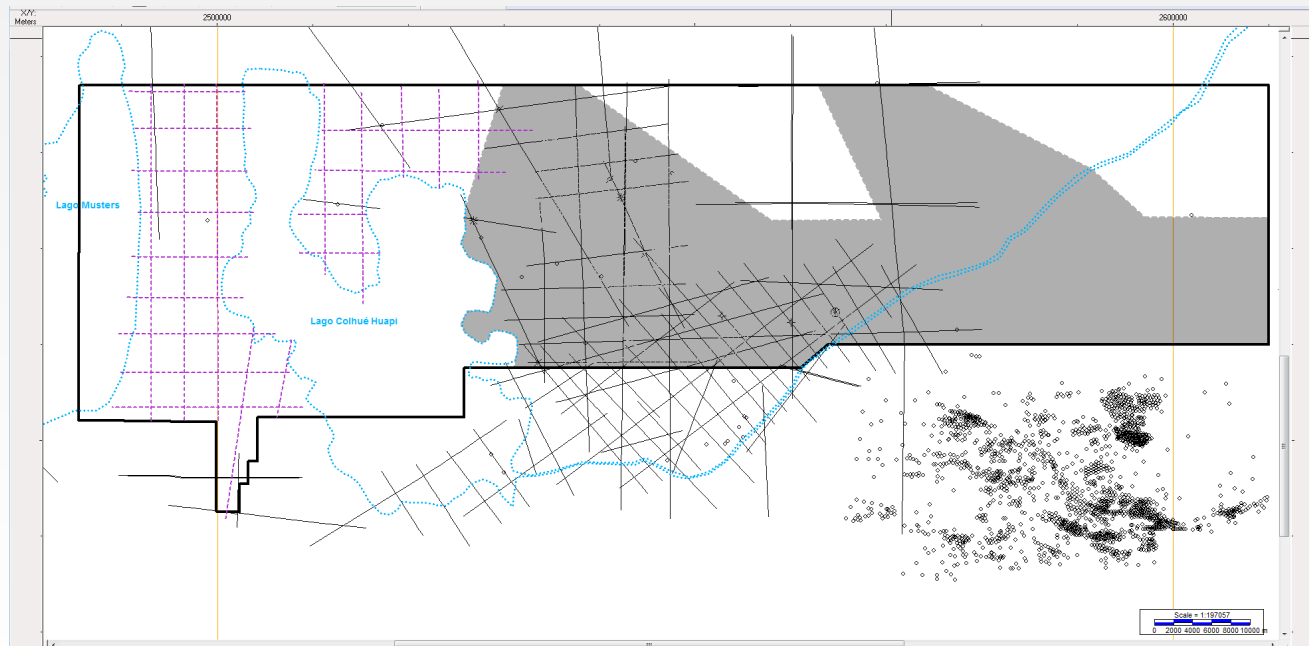
El yacimiento Colhue Huapi se encuentra ubicado en la margen norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, a 80 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. El Área abarca una superficie de 3.795 km² y se extiende desde la superficie de los lagos Musters y Colhue Huapi, hasta la Ruta Nacional N°3.



Ubicación yacimiento Colhue Huapi

Colhue Huapi: Antecedentes

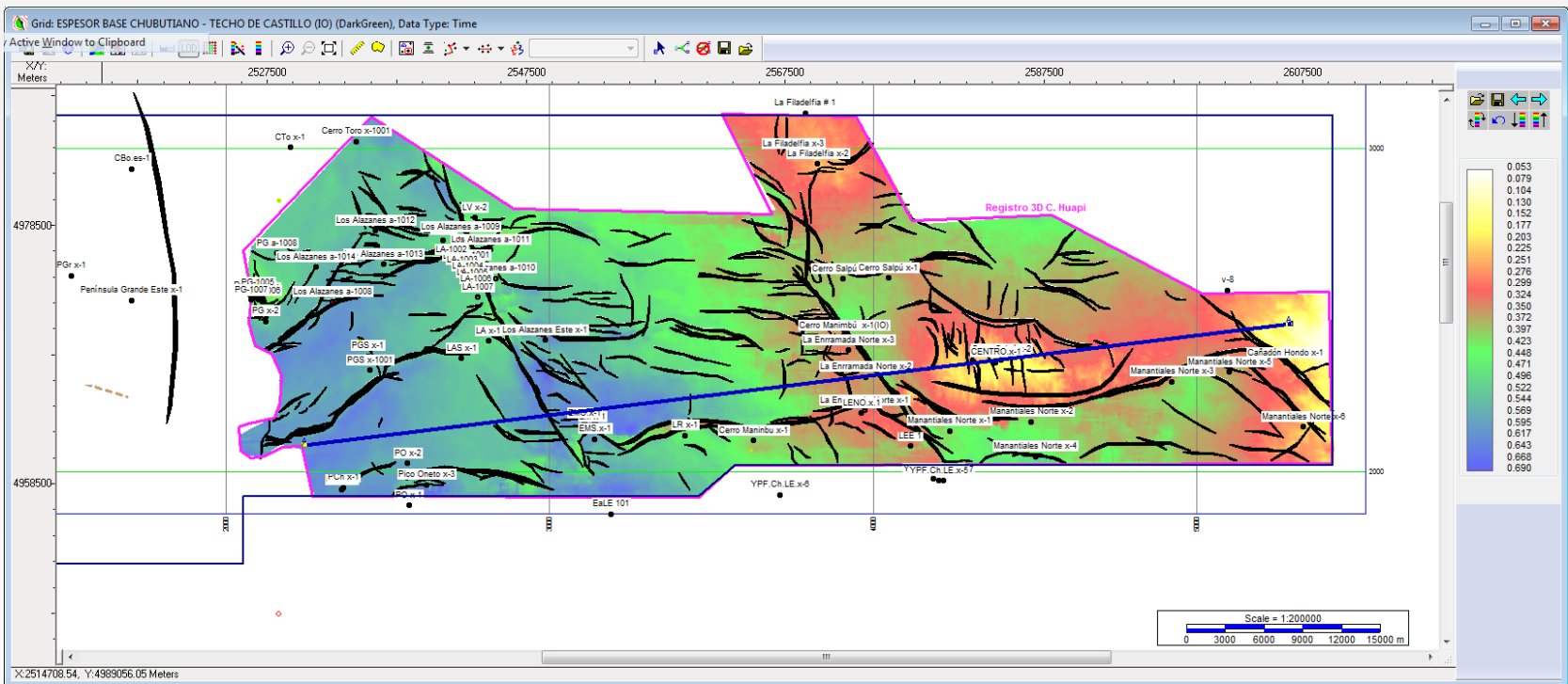
- En el año 2010 fue adjudicado el permiso de exploración por periodo de 10 años.
- En el año 2014 se realizaron 3 reparaciones con resultados exitosos, lo que determinó la realización de trabajos de prospección adicionales y la perforación de 12 pozos en los años 2016/2017.
- El área cuenta con registros sísmicos 3D adquiridos en el año 2013, que cubren casi un 50% de la superficie (1.748,5 km²). También fueron adquiridas 1142 km de líneas sísmicas 2D y fueron realizados estudios de sensores remotos y gravimetría en la totalidad del área.
- En base a los descubrimientos fue declarada la comercialidad sobre un lote de 450 Km² en el año 2016.
- El permiso de exploración y concesión emergente fueron revertidos en el año 2020 por acuerdo de las concesionarias en virtud de las condiciones macroeconómicas desfavorables (COVID-19).
- Actualmente el área esta vacante a la espera de un nuevo proceso para el otorgamiento de un permiso de exploración/explotación.



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

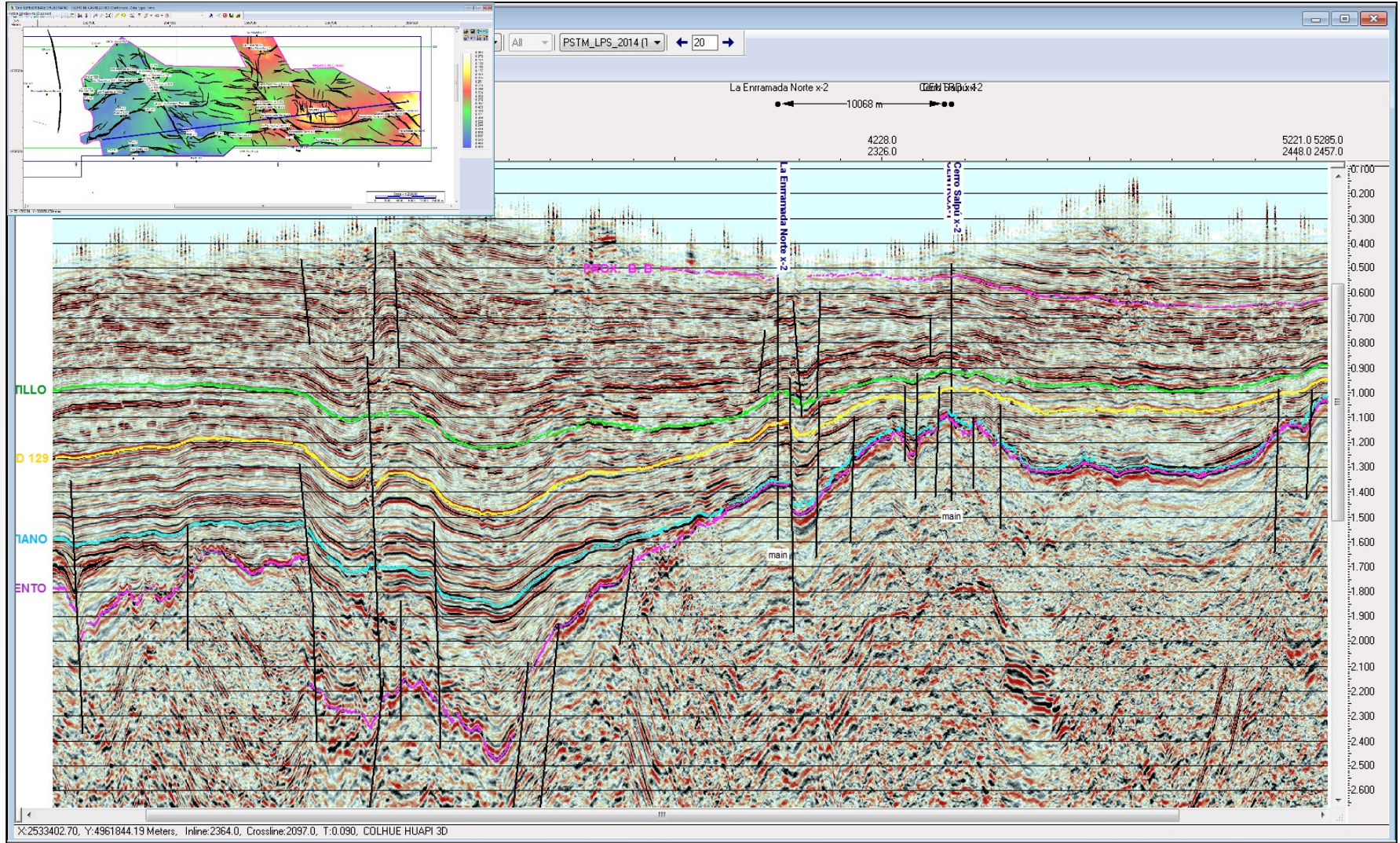
Colhue Huapi: Marco geológico

- Colhue Huapi se ubica en el borde norte de la CGSJ, donde la profundidad de la columna sedimentaria oscila entre los 900 y 3500 m, engrosándose marcadamente en sentido SO.
- En el área se distinguen dos dominios claramente diferenciados:
Este: espesor sedimentario adelgazado (≈ 1200 m), con estructuras extensionales dominantes. Hidrocarburos genéticamente relacionados con depocentros al Sur y roca madre D-129. Presencia de gas en niveles someros y petróleos medios-pesados.
Oeste: mayor espesor sedimentario ($+3500$ m), estructuras compresivas y extensivas. Presencia de gas y petróleo liviano, vinculados genéticamente con roca madre de edad Neocomiana y migrado desde depocentros al SO.



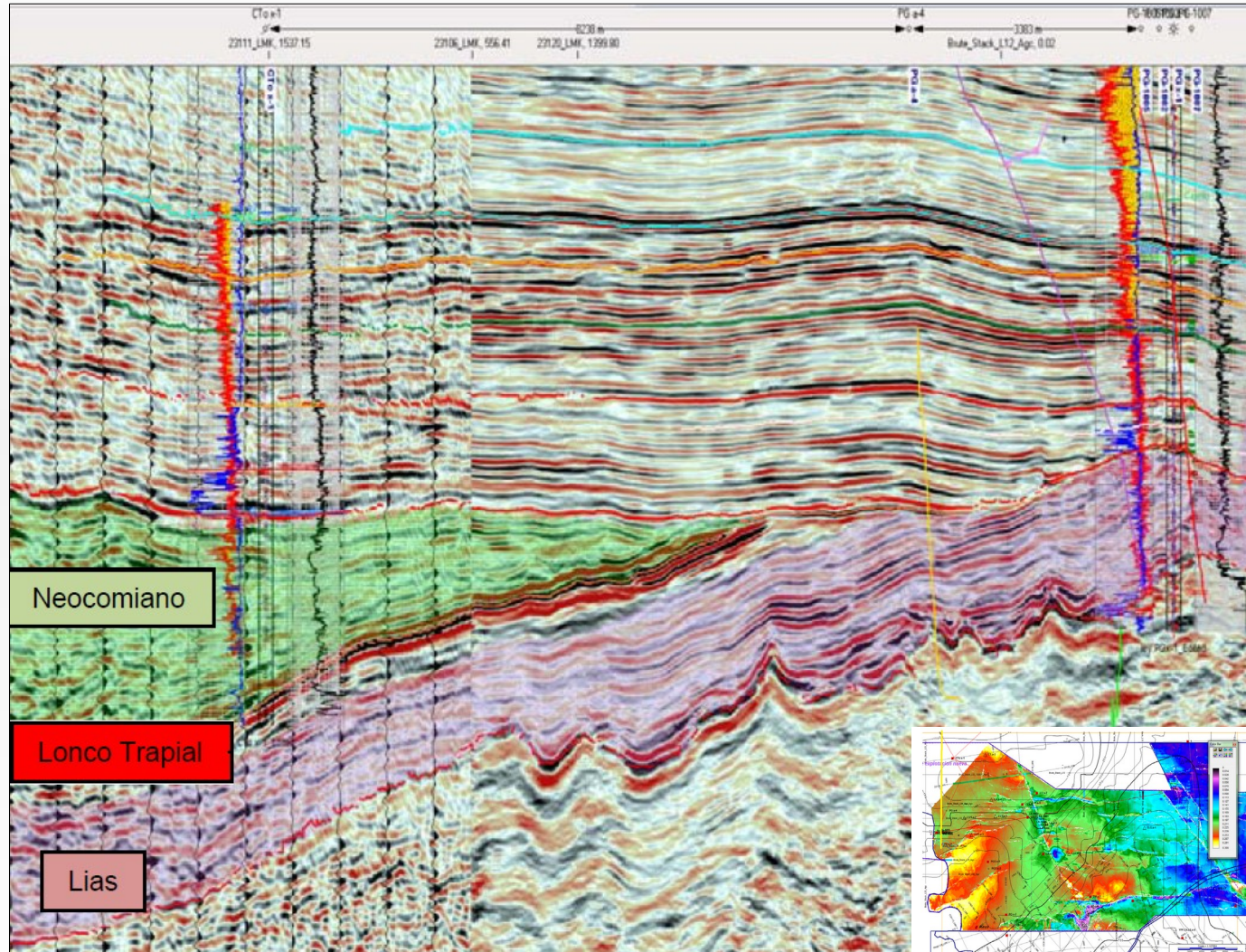
Mapa de espesor intervalo Base Gr. Chubut – Techo Fm. Castillo

Colhue Huapi: Marco geológico



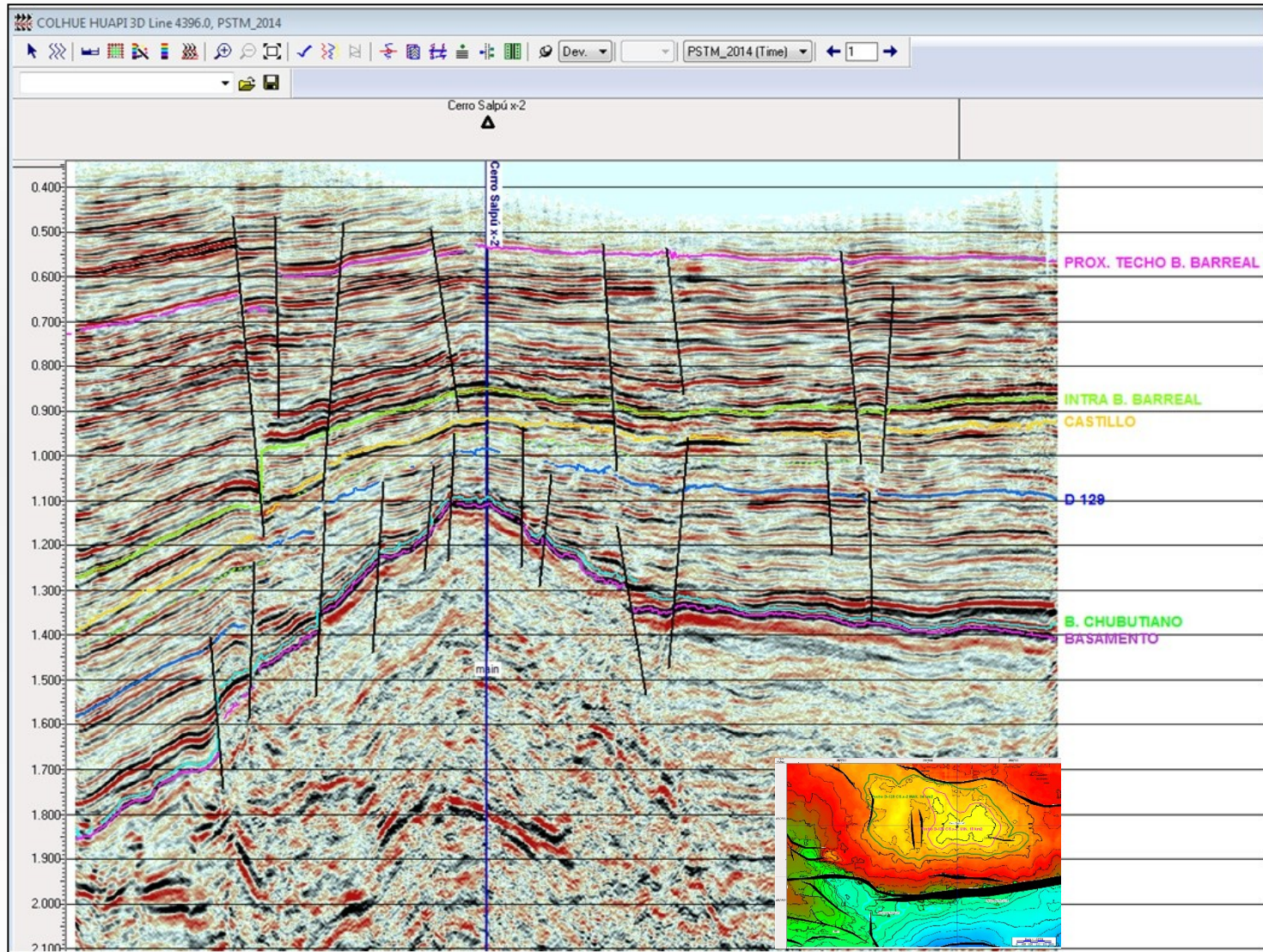
Línea sísmica arbitraria SO-NE. Se puede observar el cambio de espesor del Gr. Chubut hacia el borde oriental

Colhue Huapi: Marco geológico



Línea sísmica arbitraria N-S donde se observan discordancias erosivas con posibilidad de generar entrampamientos (zona oeste)

Colhue Huapi: Marco geológico



Línea sísmica arbitraria S-N donde se observa profundización de la columna hacia el sur (zona este)

Colhue Huapi: Producción

- En el área fueron perforados una total de 31 pozos en distintas campañas desde el año 1956 hasta el año 2017. La profundidad de los mismos oscila entre los 890 y 4000m, promediando los 1700m.
- En la mayoría los pozos se han detectado hidrocarburos en forma de rastros e impregnaciones, así como también mediante ensayos y producción de petróleo y gas.

En la planilla a continuación se resumen los principales antecedentes productivos.

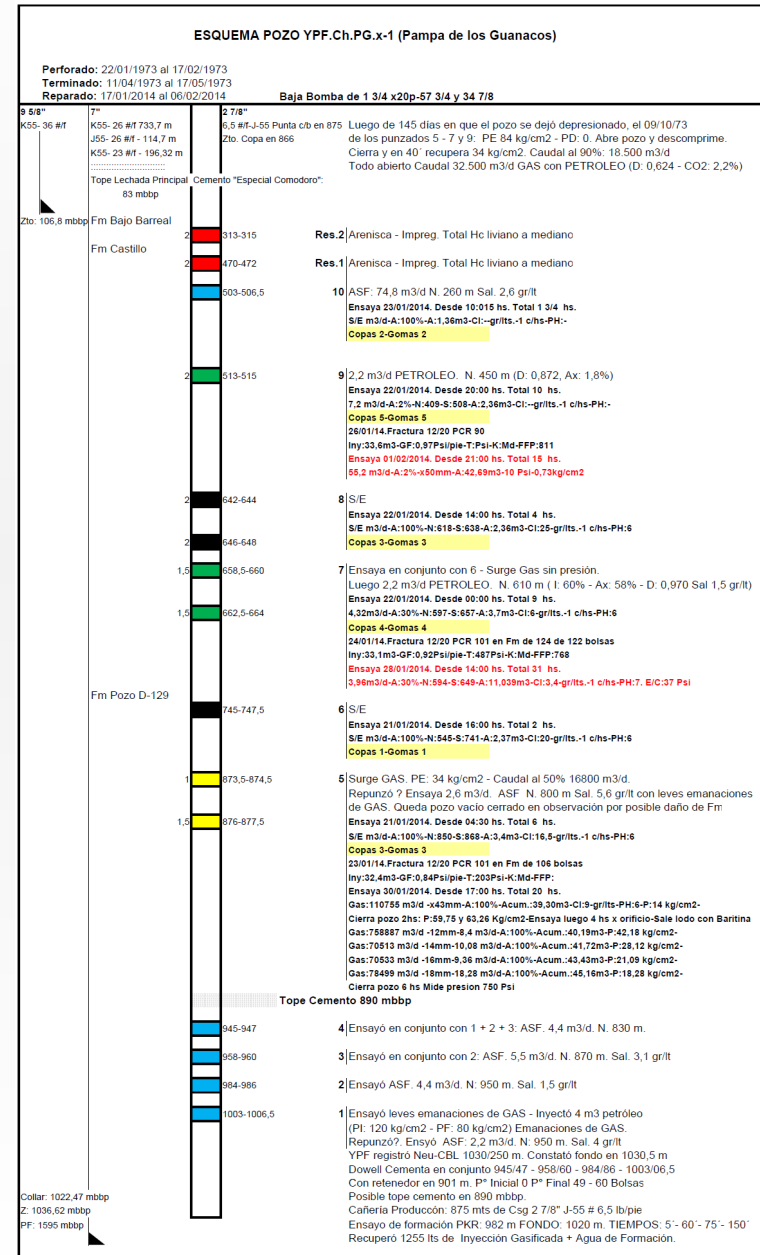
Pozo	Año Perforación	Formación	Reservorio (mbbp)	Fluido	Petróleo (m3/d)	Gas (m3/d)	% Agua
PG.x-1	1973	Castillo	513/515	●	54	12,714	2%
		D-129	658,5/ 660 - 662,5/664	●	1.2	-	70%
PG.x-2	1974	Castillo	618/621		-	49,923	-
LA.x-2	1973	Castillo	380,5/377,5		-	17,200	-
			499/492		-	24,000	-
MN.x-1	2016	Salamanca	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	-

Antecedentes productivos pozos Colhue Huapi

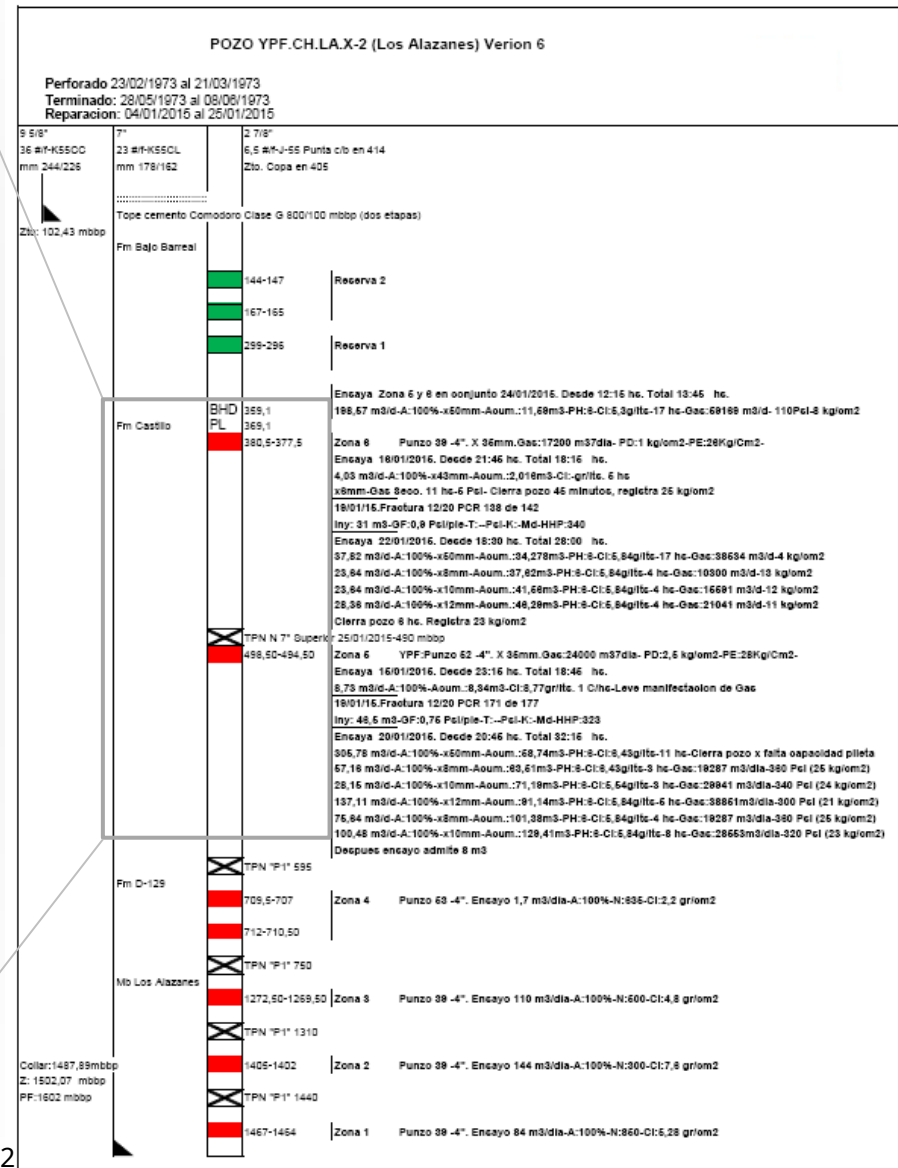
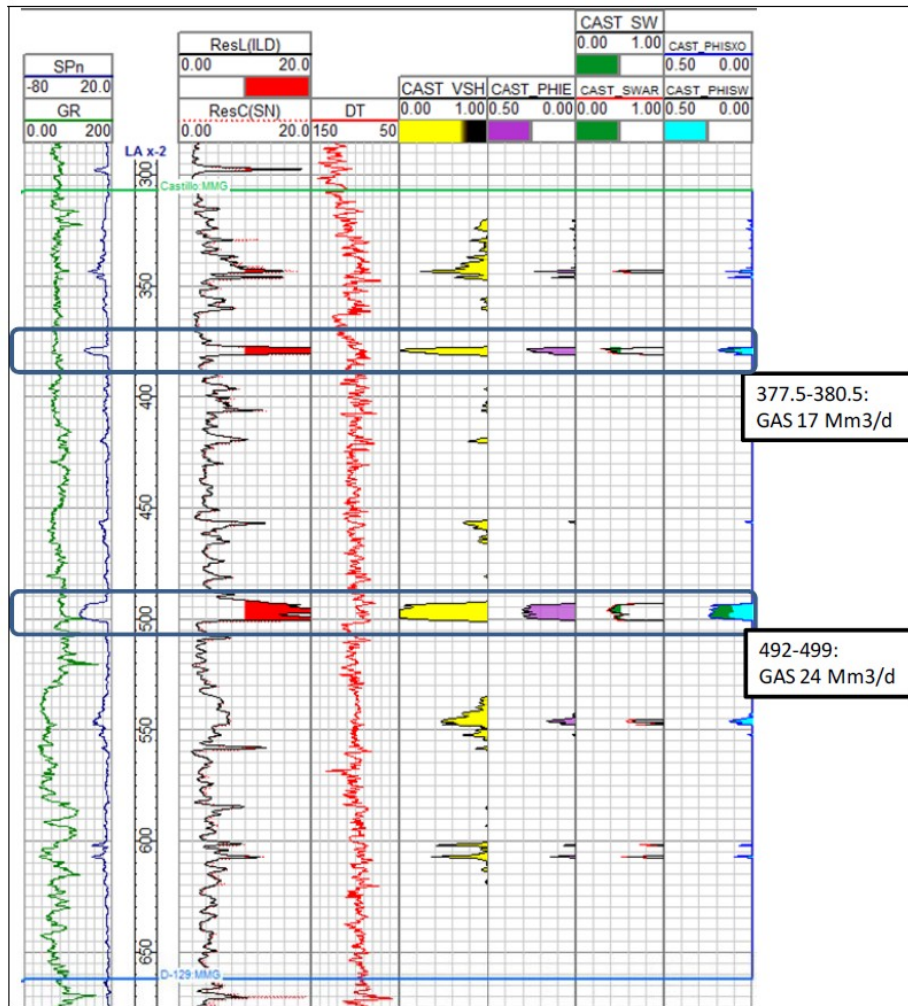
Colhue Huapi: Reservorio

Datos de reservorio:

- Formación productiva: Castillo / Bajo Barreal / D-129
- Litología: Areniscas fluviales / tobas
- Tipo de Yacimiento: Petróleo Saturado / Subsaturado / Gas
- Mecanismo de drenaje: Gas disuelto / Gas
- Profundidad promedio reservorios (mbbp): 700
- Porosidad promedio (%): 14 – 31
- Permeabilidad promedio (md): 25
- SW promedio (%): 45
- Espesor útil promedio por capa (m): 2,5 – 6
- Reservorios multicapa
- Boi: 1,05
- Bgi: 0,01
- GOR: 977
- APIº: 15 - 35



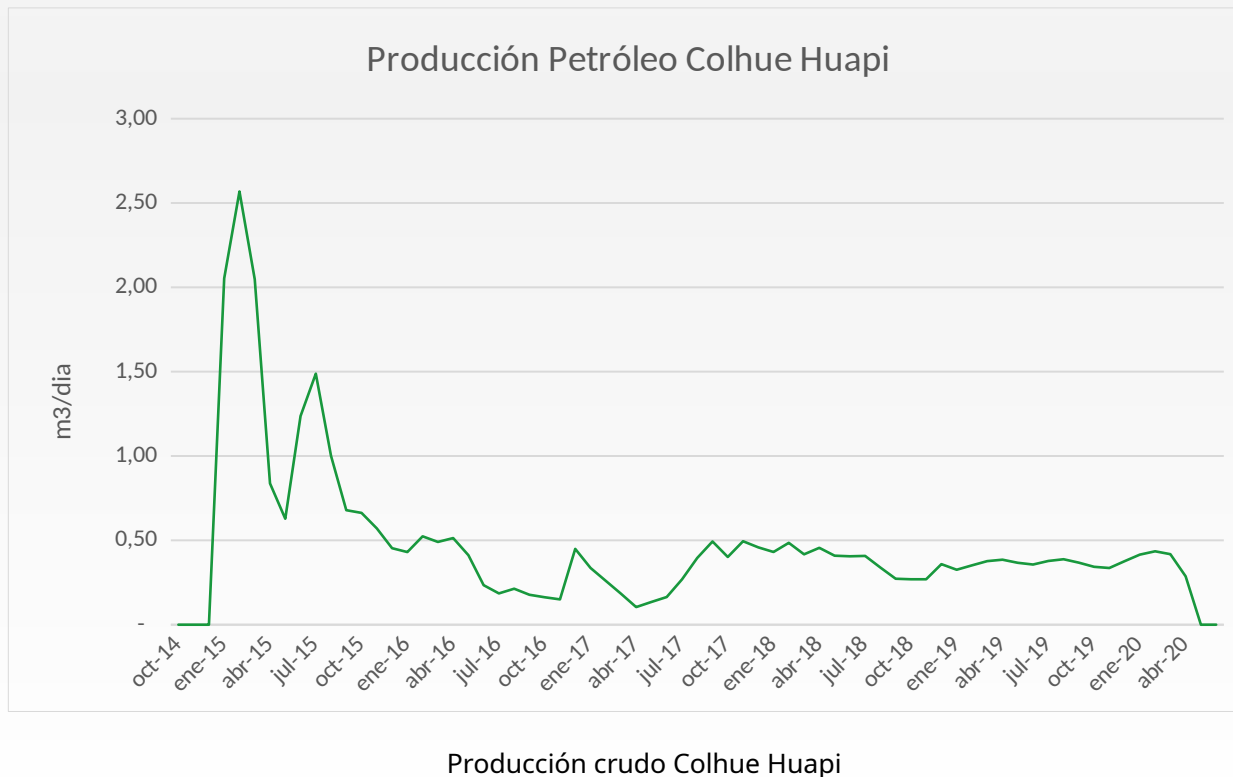
Colhue Huapi: Reservorio



Esquema Pozo - Interpretación petrofísica LA.x-2

Colhue Huapi: Producción

- A partir de los resultados de las reparaciones y perforación de nuevos pozos, el área entró en un corto periodo de producción. La acumulada total del bloque es de 979 m³ de petróleo, producidos entre el año 2015 y 2020.
- La producción responde únicamente a producción primaria.
- No se registraron ventas de gas dado que no fueron construidas las instalaciones para tratar y evacuar la producción de gas.
- Recursos contingentes (2019): 126 Mm³ de petróleo y 653 MMm³ de gas.



Colhue Huapi: Instalaciones

El yacimiento dispone de instalaciones en el bloque Pampa de los Guanacos, consistente en: planta de tratamiento de crudo con capacidad de hasta 90 m³/d de producción; punto de entrega (La Escondida); Instalaciones complementarias (base con oficinas y comedor, almacén, repositorio)



AIB Pampa de los Guanacos



Planta despacho La Escondida



Planta tratamiento crudo PG

ABR 1 2015

Colhue Huapi: Oportunidades

Exploración

- Desde el punto de vista exploratorio, el área posee todos los elementos básicos para la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. El potencial exploratorio justifica una campaña de exploración, en especial en los sectores donde se desarrollan los depocentros y las áreas marginales, de mayor interés prospectivo.
- Potencial exploratorio: menos del 10% de la superficie del área fue evaluada.
- Evaluación de niveles profundos y nuevos sistemas petroleros (Liásico¿?)
- Evaluación de formaciones tight/NOC en roca madre D-129/Neocomiano.

Explotación

- Desarrollo de los bloques con producción probada; Pampa de los Guanacos, Los Alazanes y Manantiales Behr Norte.
- Perforación de nuevas ubicaciones.
- Apertura de nuevos niveles productivos (WO).
- Construcción de facilities de gas para su explotación y comercialización.

Colhue Huapi: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar*:

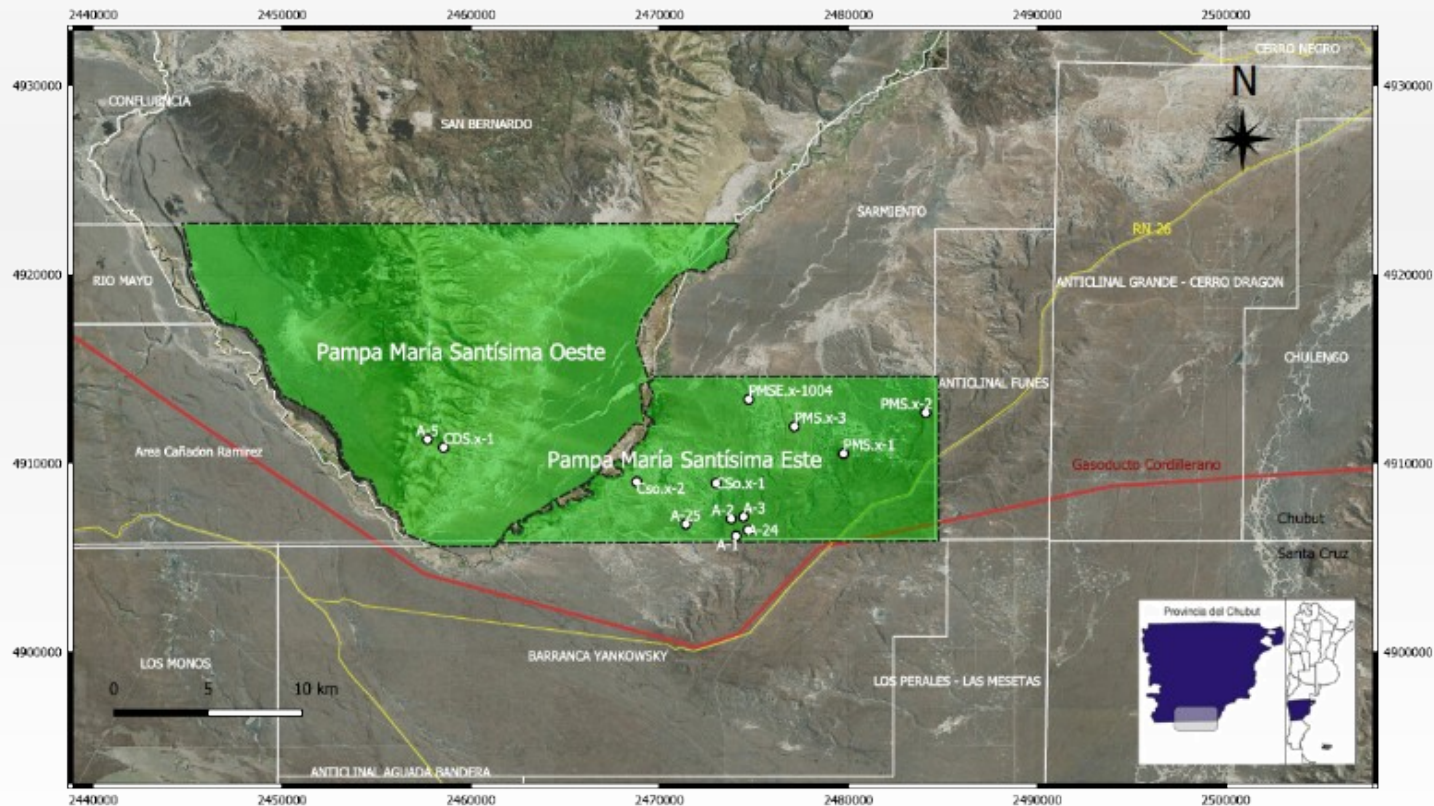
- Informes y entregables de estudios de gravimetría y magnetometría Terra Insight Services / NXT Energy Solutions sobre toda el Área (3.795 km²).
- Información sísmica 2D 1142 km (2013 y anterior): - Informes de adquisición y procesamiento (pdf); - Archivos segy: TAPES, líneas procesadas PSTM (raw, gain, otros).
- Información sísmica 3D 1725 km² (2013): - Informes de adquisición y procesamiento (pdf); - Archivos segy: TAPES, partial stacks, vel cubes, cubos finales (postp, raw, gain, etc). Inversión sísmica, reporte y archivos segy imp. acústica.
- Información georreferenciada en formato pdf y gis.
- Producción: Historial de producción del área, por pozo, formato Excel.
- Informes de reserva años 2014-2018 con entregables.
- Inventario de instalaciones formato pdf.
- Estudios en formato pdf: resumen de terminaciones de pozos perforados 2016/2017, estudio geológico para solicitud de comercialidad, resumen y resultados de reparaciones 2014, estudio geológico sobre sísmica 3D para identificación del plays y prospectos de perforación.
- Información ambiental y línea de base ambiental actual.
- Información de pozos (30): Legajos de pozo (formato pdf) con informes de perforación, terminación, estimulación, etc. Perfiles de pozo en formato digital (pdf u otros), ddis y las. Información y perfiles de control geológico.

*Tamaño total del data pack 1.81 TB.

Yacimiento Pampa María Santísima Este –
Pampa María Santísima Oeste

PMSE - PMSO: Ubicación

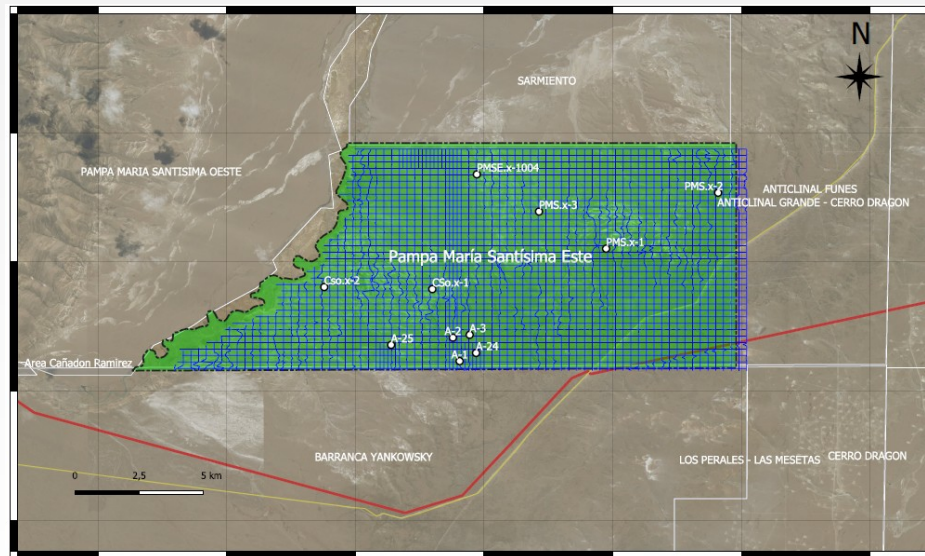
El área Pampa María Santísima se encuentra emplazada en el centro sur de la Provincia de Chubut, a unos 38 km en línea recta al SO de la ciudad de Sarmiento. El área se divide en dos bloques: Este y Oeste, en el primero fue declarada la comercialidad entrando en fase de explotación, y en el segundo solo se realizaron trabajos de exploración. La superficie total del área es de 445 km², ocupando el sector Este 144 km² y el sector Oeste 301 km². El área Pampa María Santísima Este se encuentra atravesada por la Ruta Provincial N° 26, caminos de acceso a campos y numerosos caminos rurales.



Ubicación Áreas PMSE y PMSO (verde) y pozos perforados

PMSE - PMSO: Antecedentes

- La actividad exploratoria en el área comenzó en la década del 30.
- El descubrimiento de petróleo se efectuó el 1 de julio de 1986, la mayor actividad perforadora se desarrolló entre 1987 y 1989.
- Durante el año 2006 y 2008 se realizaron campañas de adquisición sísmica 3D en las áreas PMSE (156 km²) y PMSO (206 km²) respectivamente. Haciendo uso de la interpretación del dato sísmico y la definición de nuevos leads, en el año 2008 se perfora el PMSE x-1004.
- En base a los descubrimientos fue declarada la comercialidad sobre un lote de 144 Km² (PMSE), permaneciendo PMSO como permiso de exploración.
- Ambas áreas fueron revertidas en el año 2019 por diversos incumplimientos y vencimiento de los plazos contractuales.
- Actualmente los bloques están vacantes a la espera de un nuevo proceso para el otorgamiento de un permiso de exploración/explotación.



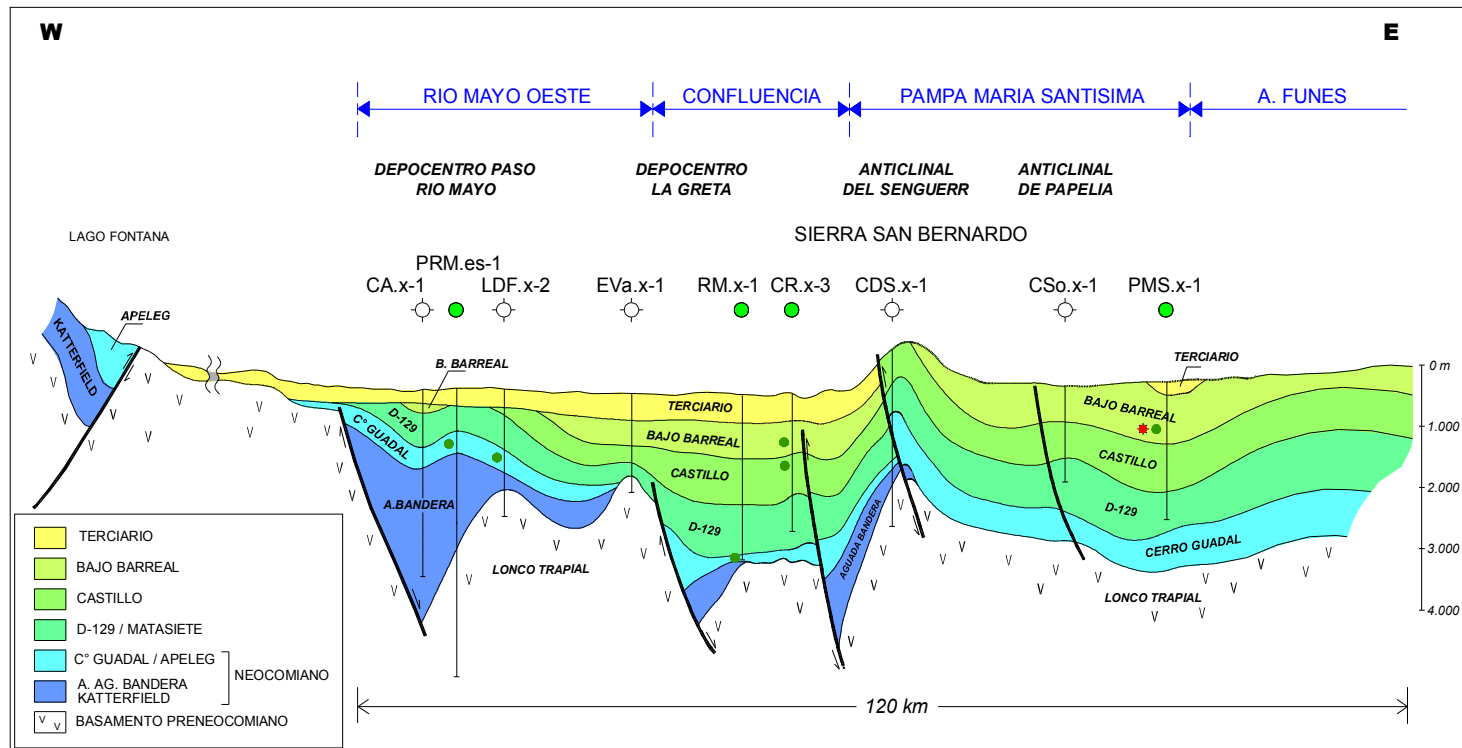
Área PMSE (verde) en relación y registro sísmico 3D (azul)

PMSE - PMSO: Marco geológico

- El bloque Pampa María Santísima, se encuentra en una zona de máxima deformación compresiva de orientación N-S, ocurrida por efecto de la inversión de los sistemas de fallas normales durante el terciario. Como rasgo prominente se destacan la Sierra de San Bernardo, donde gran parte de la columna queda exhumada llegando incluso a aflorar la formación D-129, y otras estructuras anticlinales paralelas menos marcadas.
- Las estructuras y posibles entrapamientos de hidrocarburos están netamente definidas por los anticlinales, flexuras de rumbo preponderantemente N-S y cierres contra fallas. Existe también una componente de entrapamiento asociada a la estratigrafía (trampas combinadas).
- La espesa columna sedimentaria supera en sectores los 5 km de espesor, pudiendo observarse espesores mayores en las zonas mas profundas de los depocentros de edad neocomiana.
- La roca madre está constituida por la Fm. D-129 (tradicional roca madre de la cuenca) como también por el Neocomiano, ambas rocas madres de origen lacustre y materia orgánica tipo I a I-II.
- Los reservorios están compuestos por areniscas de origen fluvial, con material volcaniclástico asociado con intercalaciones de pelitas. Los cuerpos de areniscas presentan una distribución espacial de canales, con espesores variables. La roca reservorio está conformada por la Fm. Bajo Barreal y Castillo mientras que son potenciales rocas reservorio las Fms. D-129 y Neocomiano.

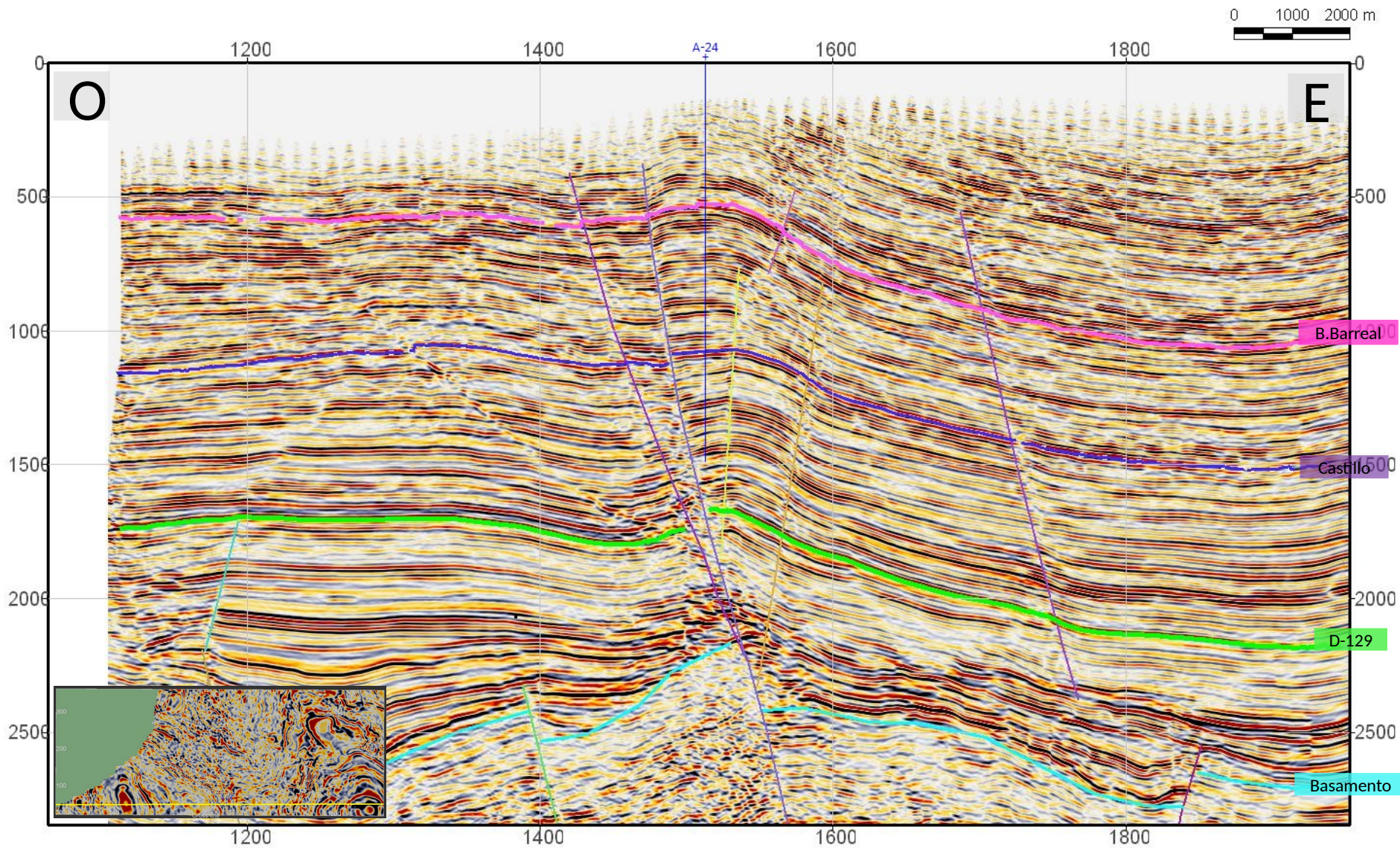
PMSE - PMSO: Marco geológico

E



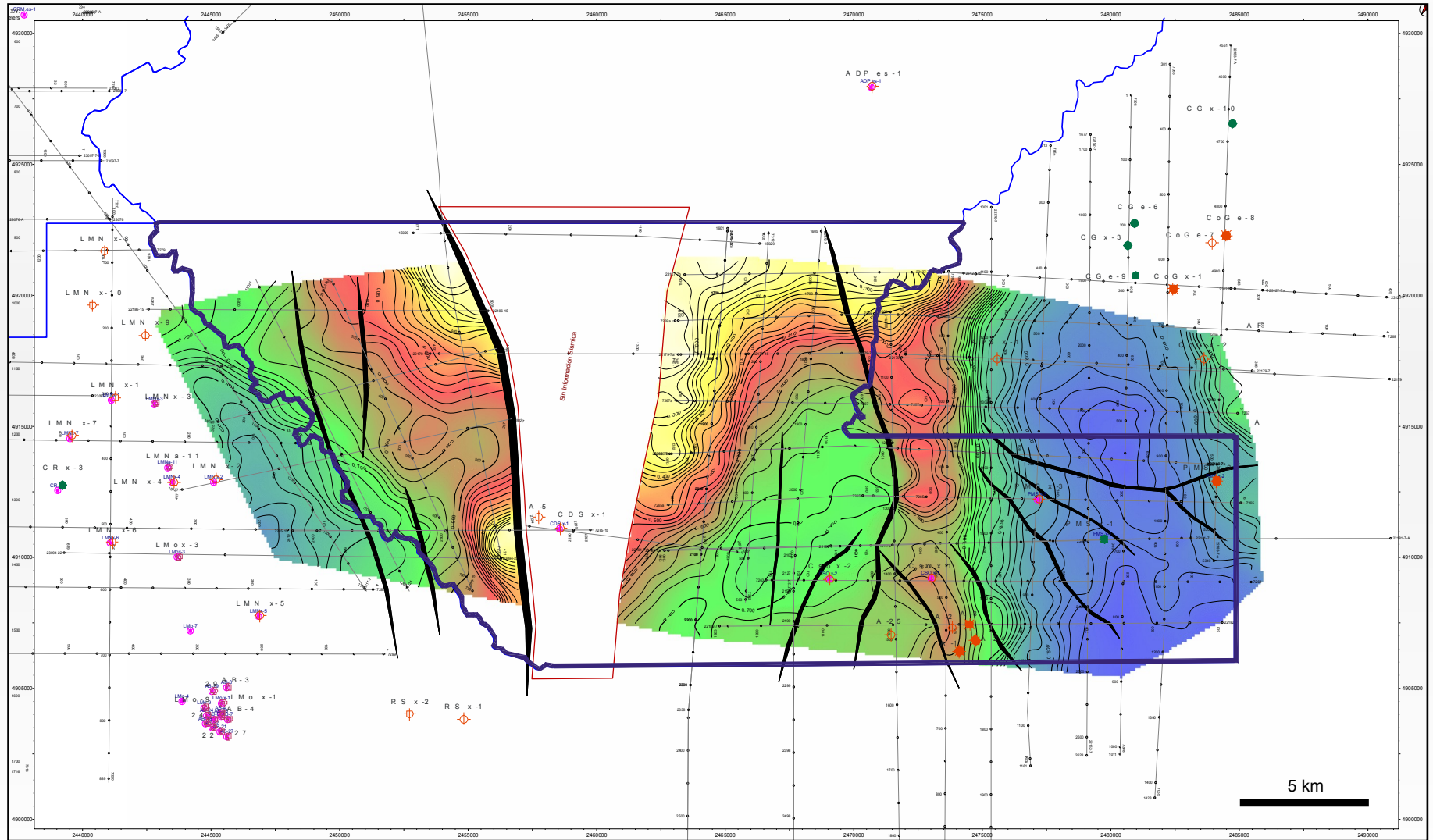
Sección esquemática del flanco oeste CGSJ pasando por PMSE y PMSO

PMSE - PMSO: Marco geológico



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

En el área PMSE fueron perforados una total de 11 pozos en distintas campañas desde el año 1933 hasta el año 2008. La profundidad de los mismos oscila entre los 1185 y 2200m.

- En la década del '30, YPF perforó los pozos A-1 (gasífero), A-2 (sin información), A-3 (gasífero), a profundidades entre 646 y 2016 mbbp.
- En 1959 el pozo A-24 descubre gas en las formaciones Bajo Barreal Inferior y Castillo Superior. En la misma campaña el pozo perforado A-25 resulta estéril.
- En 1987 los pozos CSO x-1 (1998 mbbp) y CSO x-2 (2200 mbbp) se perforan sin éxito. Mientras que el PMS x-1 (2203 mbbp) ensaya un nivel petrolífero en la Fm Bajo Barreal Inf., el PMS x-2 (2200 mbbp) ensaya niveles gasíferos en la Fm. Bajo Barreal Inf y en la Fm. Castillo Sup.
- En 1989 el pozo PMS x-3 ensaya un nivel petrolífero en la Sección Tobácea de la Fm. Bajo Barreal Inf.
- En el año 2008 se perforó el PMSE x-1004 resultando estéril, pero con abundantes manifestaciones de gas en varios intervalos de la columna.

En el área PMSO solo fueron perforados el pozo A-5 (1000 mbbp) en el año 1933, y CdS x-1, en 1974, que alcanzó 3675 mbbp. Ambos pozos resultaron estériles.

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%

PMSE - PMSO: Antecedentes productivos

							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
TERCIARIO				0 278								
GRUPO CHUBUT	BAJO BARREAL	0 426 948	0 344 894	0 278 1219	0 517 1406	0 405 1245			0 496 1054	0 538 646	0 -535 1085	0 -410 990
	CASTILLO	535 405 130	522 768 -1290	550 679 -1229	889 706 -1674	840 636 -1095			558 2016 -1520	108 962 -108	550 132 -682	580 195 -775
	MATASIETE	1412	282	627	2203 2166 -1649	255 1500 -1683						
	D-129	1817 -1282	1998 -1572	2200 -1856	2200 -1683	34						
NEOCOMIANCO	CERRO GUADAL	1415										
	ANTICLINAL AGUADA BANDERA	3232 -2687	56									
LONCO TRAPIAL		3288 -2753										
JURASICO INFERIOR		387 3675 -3140										
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

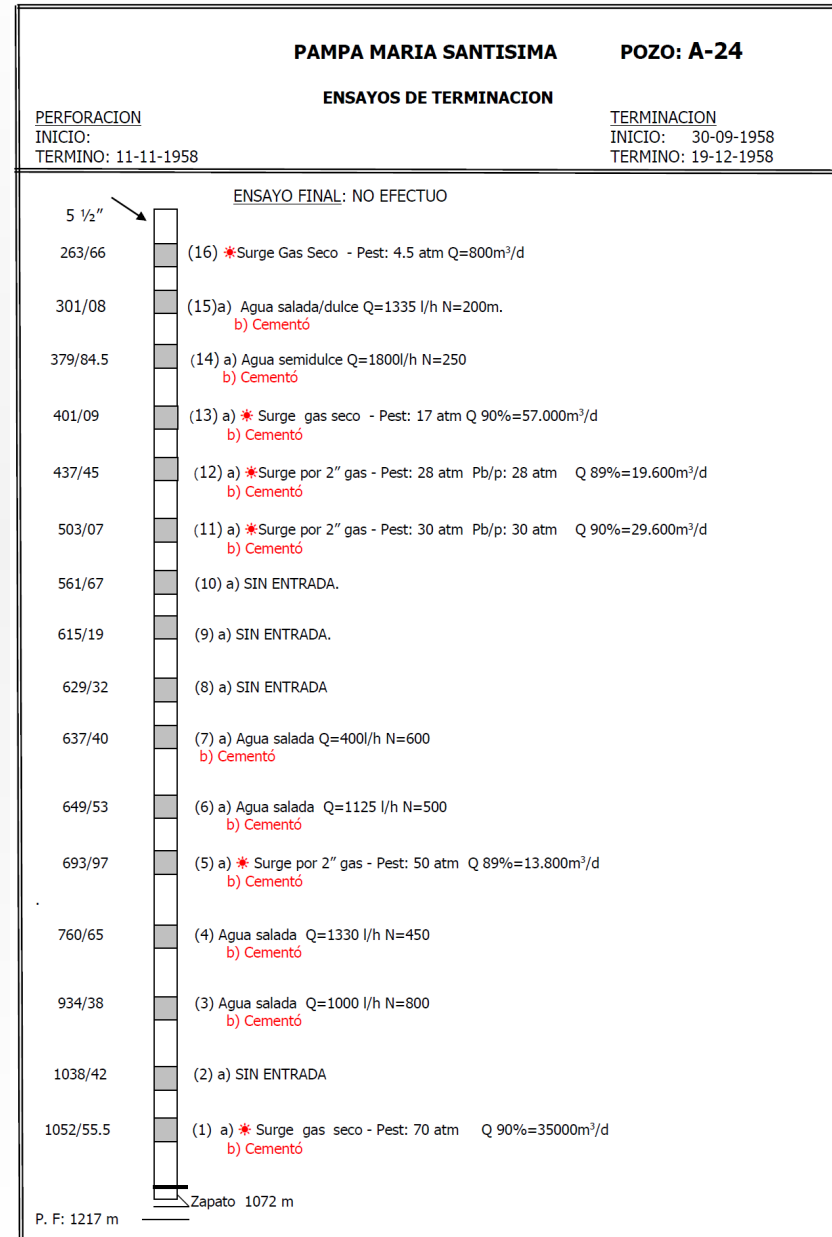
PMSE - PMSO: Reservorio

Datos de reservorio:

- Formación productiva: Castillo / Bajo Barreal *
- Litología: Areniscas fluviales
- Tipo de Yacimiento: Petróleo Saturado / Gas
- Mecanismo de drenaje: Gas disuelto / Gas
- Profundidad promedio reservorios (mbbp): 300 – 1000*
- Porosidad promedio (%): 20 - 35
- Permeabilidad promedio (md): 35 - 265
- SW promedio (%): 23 - 50
- Espesor útil promedio por capa (m): 2 - 12
- Reservorios multicapa
- Boi: 1,05
- Bgi: 0,02
- GOR: 28 (Bloque PMS)
- API°: 22

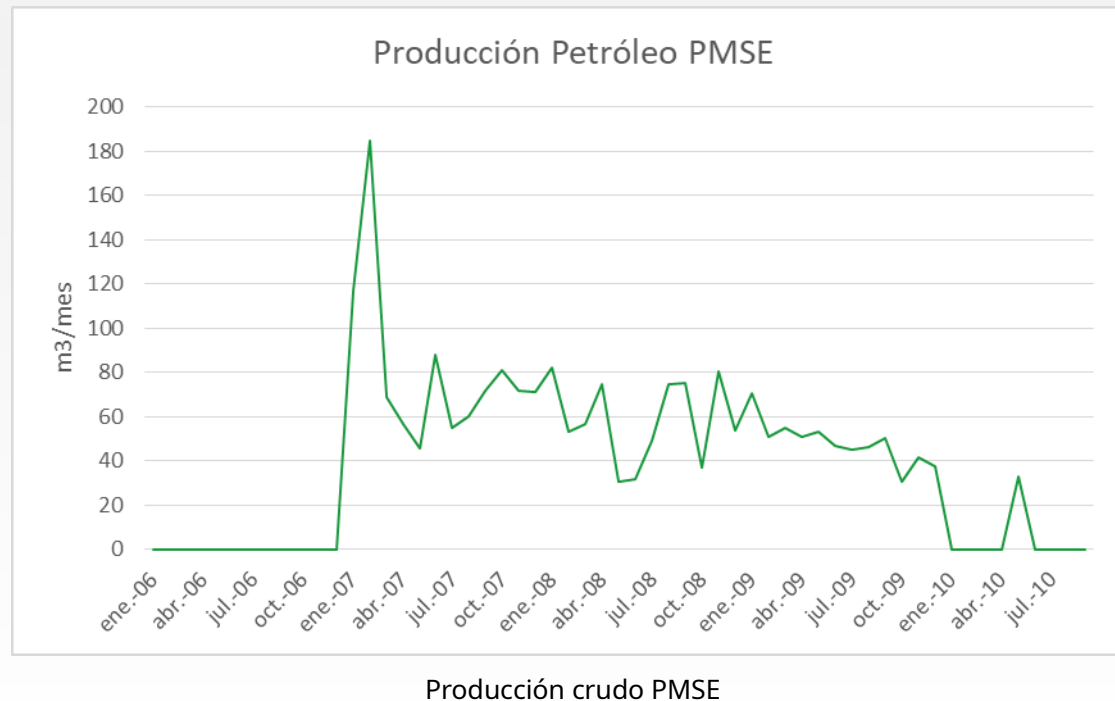
*No se han alcanzado niveles inferiores con producción probada en bloques vecinos.

Esquema Reparación A-24



PMSE - PMSO: Producción

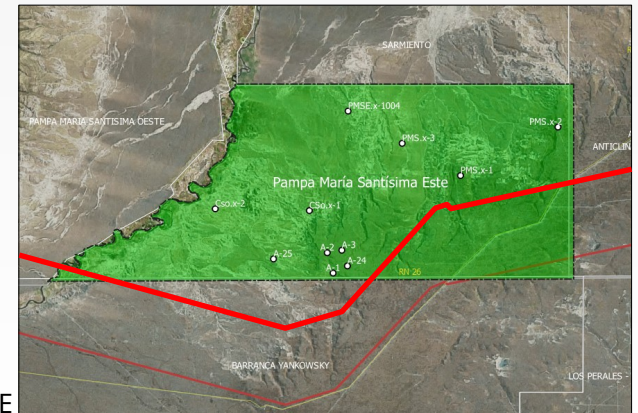
- El campo tiene un historial productivo muy acotado, habiéndose producido únicamente petróleo durante los años 2007-2010. En ese periodo la acumulada total de petróleo fue de 2.125 m3.
- No existen instalaciones de tratamiento de crudo, lo que limitó el desarrollo del campo en el pasado.
- No se registró producción/ventas de gas dado que no fueron construidas instalaciones para tratar y evacuar la producción.
- Recursos contingentes (2016): 352 Mm3 de petróleo y 276 MM m3 de gas asociados a los pozos perforados actualmente.



PMSE - PMSO: Oportunidades

Para aumentar el potencial del bloque debe tenerse en cuenta que:

- Deben reevaluarse los pozos abandonados. Algunos pozos fueron abandonados sin ensayar y sobre la base de información, técnicas y criterios de la década del 30.
- Por condiciones de mercado desfavorables (años 1990-2010) y falta de facilites nunca se orientó el campo a la producción y venta de gas. Hoy el área se encuentra atravesada por el gasoducto cordillerano (12" presión operativa 70 kg), que permite evacuar rápidamente la producción y con condiciones de mercado mejores.
- Con posterioridad a la registración sísmica 3D solo se perforó 1 pozo (quedando incluso locaciones sin perforar). Definir el desarrollo y perforación de nuevas propuestas sobre la base de la información sísmica registrada en toda el área.

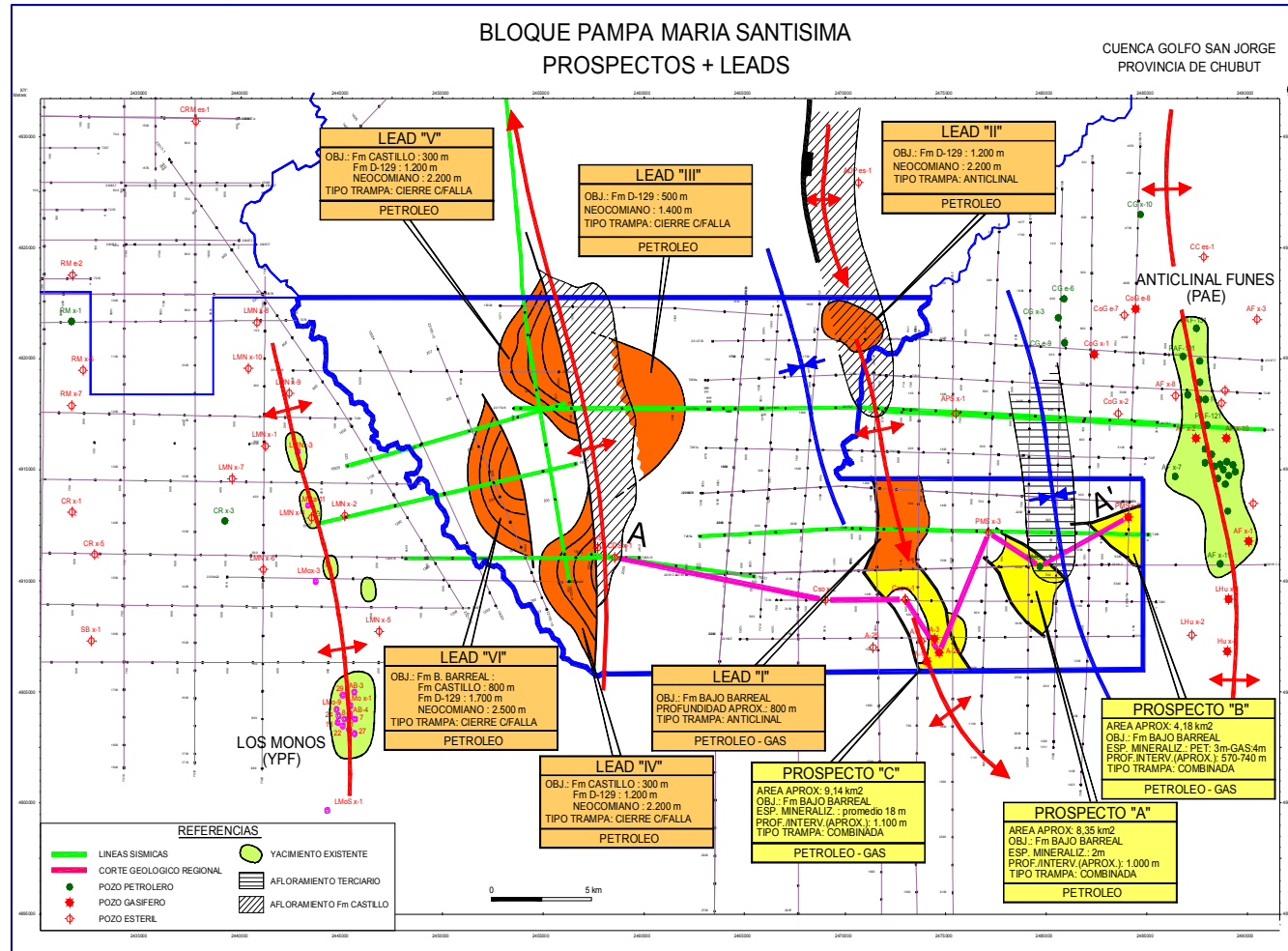


PMSE - PMSO: Oportunidades

Oportunidades

- Reproceso de sísmica 3D y realización de procesos especiales (AVO, Inversión) para guiar el desarrollo y exploración, tanto de gas como petrolero.
- Perforación de nuevas ubicaciones en base a la registración sísmica 3D y los plays/leads ya identificados.
- Evaluación de niveles profundos (Fm. Castillo / D-129 / Neocomiano)
- Evaluación de formaciones tight/NOC en roca madre D-129/Neocomiano.
- Desarrollo de bloques con producción de petróleo y gas probada.
- Apertura y estimulación de nuevos niveles productivos (WO).
- Construcción de facilities de gas para su explotación y comercialización.

PMSE - PMSO: Oportunidades



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

PMSE - PMSO: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar*:

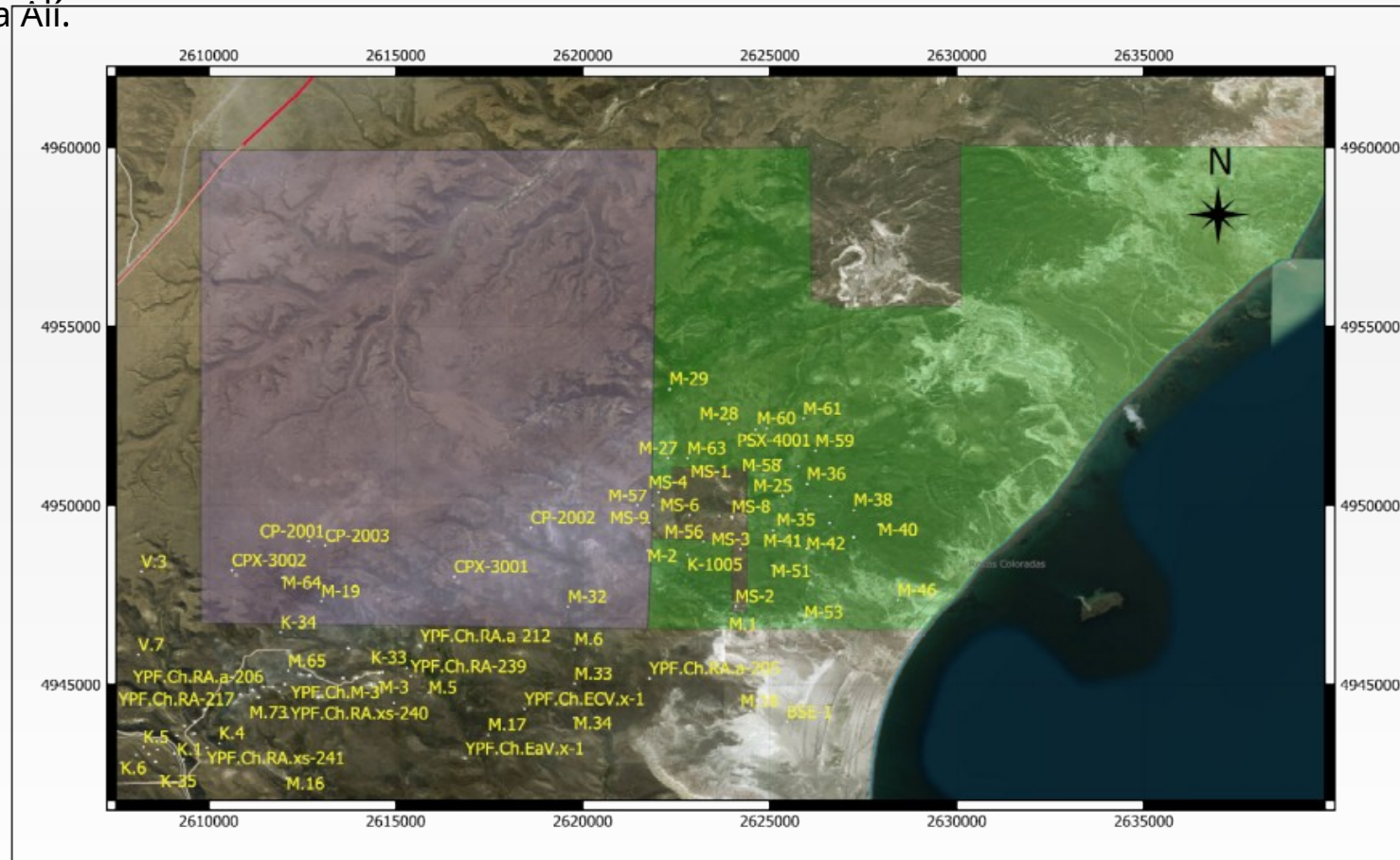
- Información sísmica 2D formato segy.
- Información sísmica 3D. Cubo final PSTM segy: TAPES. VSP PMSE-1004.
- Mensura e información georreferenciada en formato pdf y gis.
- Producción: Historial de producción del área, por pozo, formato Excel.
- Informes de reserva años 2008-2017 con entregables.
- Perfiles de pozo. Perfiles formato las. Perfiles de pozo PMSE-1004 formato dlis, las, pdf.
- Geoquímica área PMSO.
- Legajos de pozo (formato 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.

*Tamaño total del data pack 4,5GB.

Yacimiento Cañadón Pilar – Pico Salamanca

CP-PS: Ubicación

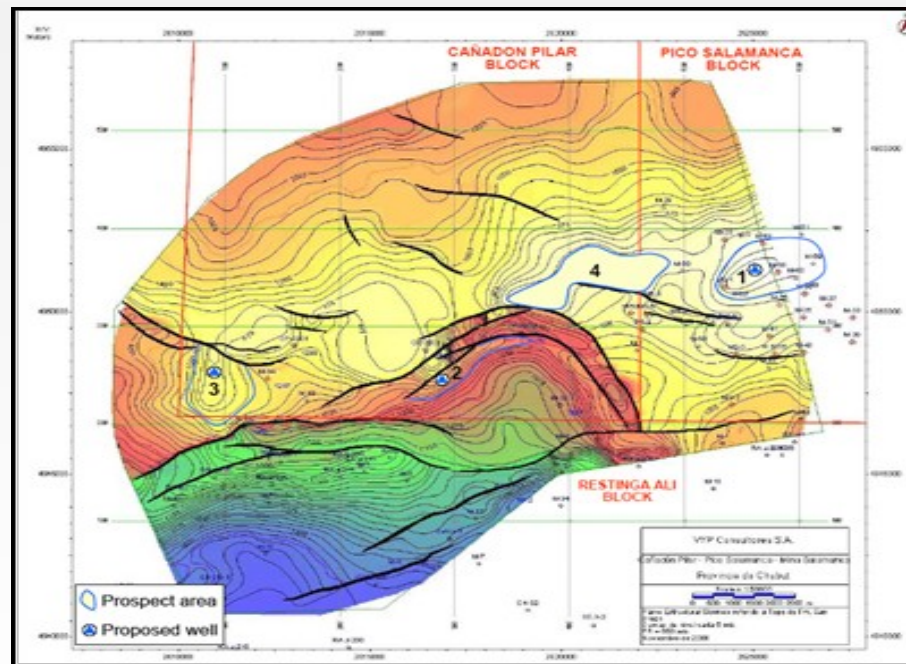
El área Cañadón Pilar – Pico Salamanca (CP-PS) se compone de dos yacimientos ubicados en la margen norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, a 15 km al norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia. El Área abarca una superficie de 300 km² y se extiende desde la Costa Atlántica hasta la Ruta Nacional N°3, encontrándose adyacente a los yacimientos en producción Manantiales Behr y Restinga Añí.



Ubicación yacimientos CP (violeta) – PS (verde)

CP-PS: Antecedentes

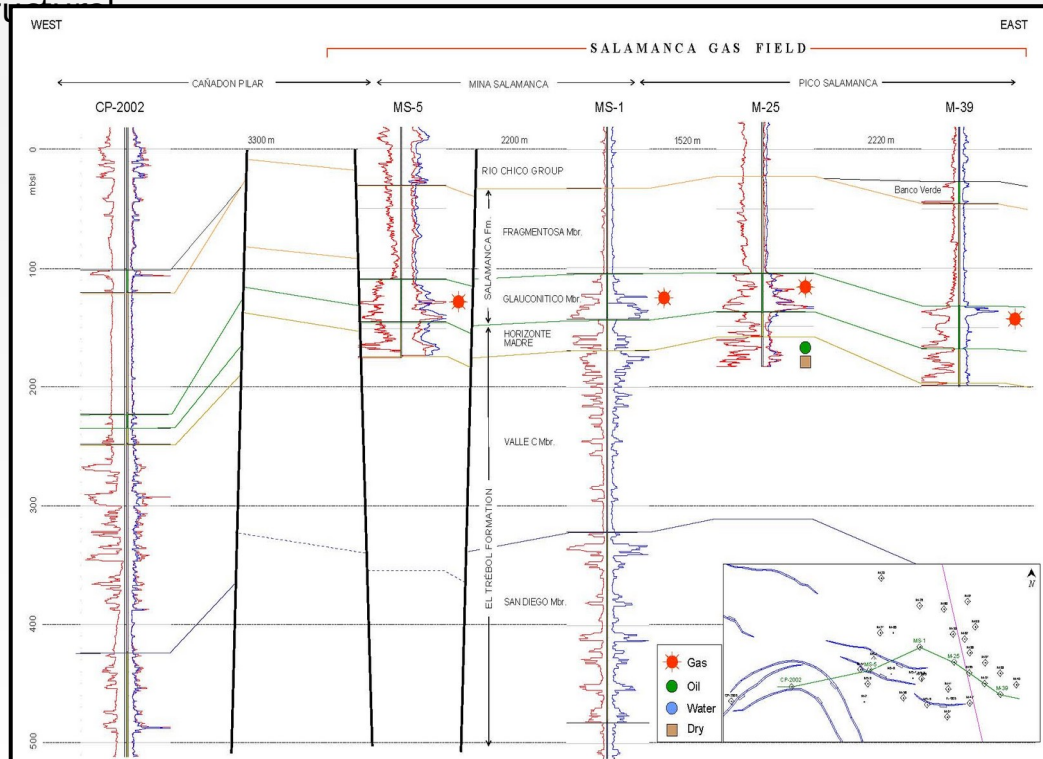
- El yacimiento Pico Salamanca fue productor de gas desde el año 1923 al 1952. Luego estuvo inactivo hasta el año 2000, cuando se iniciaron nuevos trabajos exploratorios en conjunto con el bloque Cañadón Pilar, cuyos resultados no fueron concluyentes, revirtiéndose las áreas en el año 2014. Actualmente el área se encuentra vacante con posibilidades de ser licitada.
- Ambas áreas tienen en total 35 pozos perforados, la mayoría de ellos (24) son muy someros (500 mTVD) y fueron perforados en el denominado Yacimiento Salamanca entre los años 1923 y 1952, para producir gas del Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca (Paleoceno).
- En 1985, YPF registró 260 Km de líneas sísmicas 2D, y posteriormente en el año 2000 Río Alto adquirió 220 Km² de sísmica 3D, que cubren la parte más importante de Cañadón Pilar, Mina Salamanca y el sector oeste de Pico Salamanca. Con base en la información sísmica más reciente, se ejecutó la última campaña de perforación, con 5 pozos realizados entre los años 2001 y 2010.



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

CP-PS: Marco geológico

- Las áreas CP-PS se ubican en el extremo norte de la CGSJ, donde el espesor de la columna sedimentaria del Grupo Chubut se encuentra adelgazado, alcanzando entre 1000 y 2000 metros de espesor total. Las unidades estratigráficas más relevantes corresponden a la Fm. Pozo D-129, por su rol como roca madre principalmente en los depocentros ubicados en las concesiones vecinas hacia el sur, y a la Formación Salamanca, en cuyo Miembro Glauconítico se encuentran las principales acumulaciones gasíferas históricamente desarrolladas.
- El estilo estructural es extensional, y está representado por sistemas de falla normales de orientación ENE-OSO, con fallas principales que involucran el basamento e inclinan hacia al Sur. Subordinadas se desarrollan sistemas de fallas sintéticas y antitéticas, que afectan principalmente a la columna Cretácea y Terciaria, y que colaboran en la conformación de un estilo de entrapamiento combinado de tipo estratigráfico-estructural.



Sección E-O perpendicular la principal reservorio gasífero "Yacimiento Salamanca"

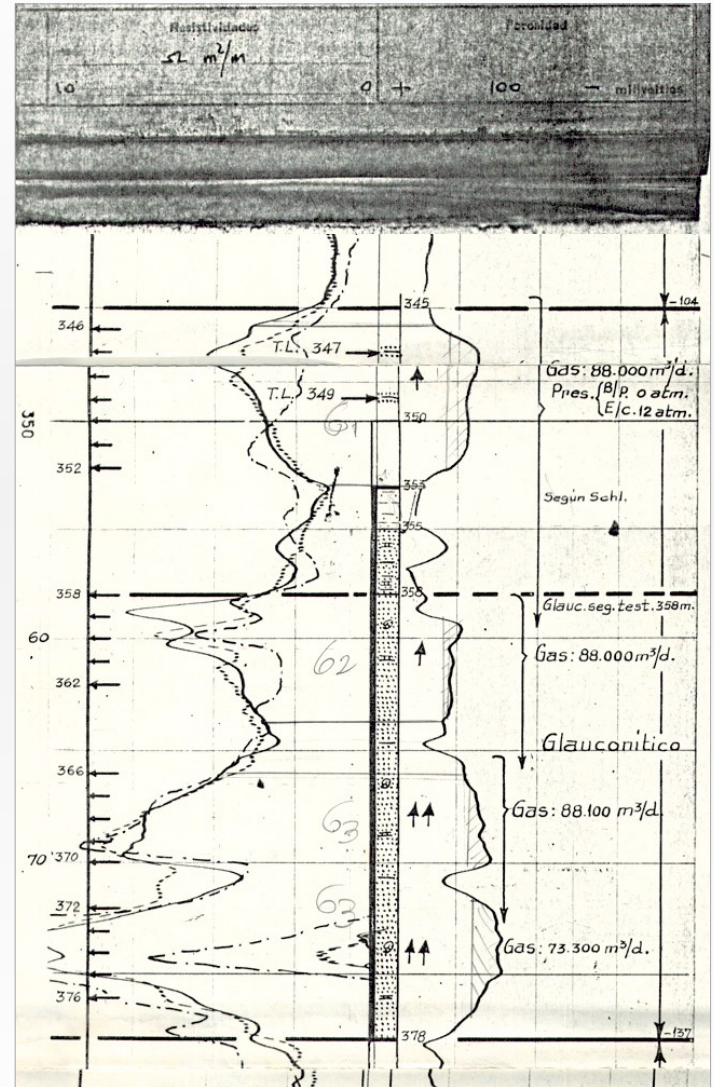
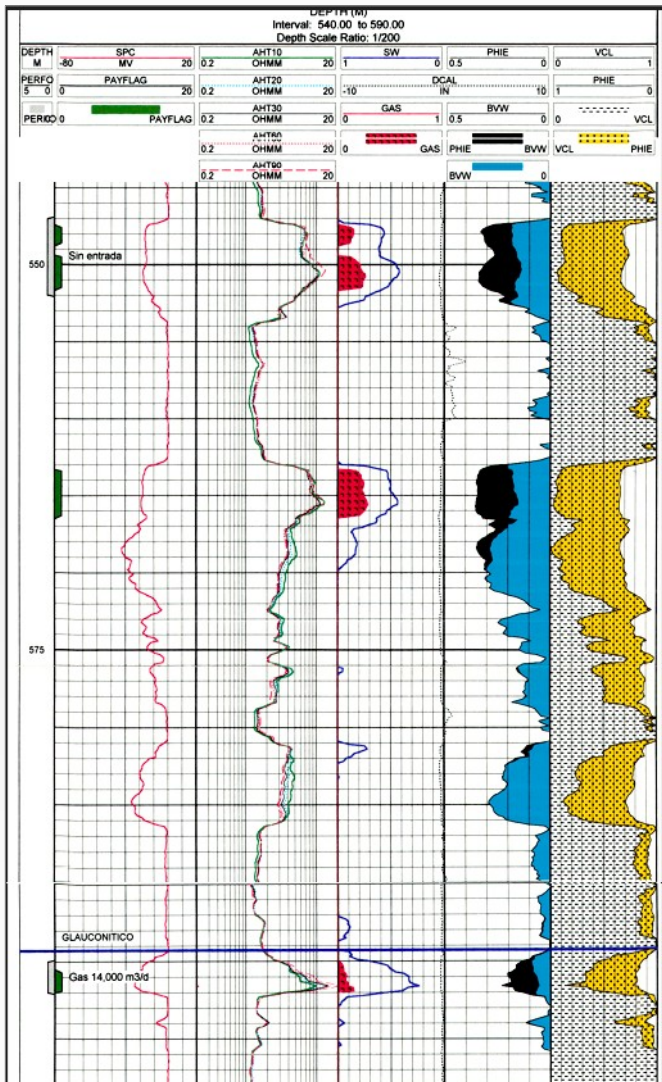
CP-PS: Producción - Reservorios

- Las áreas CP-PS tienen un total de 35 pozos perforados, de los cuales solo 9 registran historial productivo, habiendo acumulado un total de 134.8 MMm³ de gas. No se ha registrado producción de hidrocarburos líquidos y solo se ha ensayado petróleo en bajos caudales en 3 pozos.
- La totalidad de la producción de gas fue producida junto con el bloque vecino Mina Salamanca en la década del 30" al 50", sumando de manera conjunta 262 MMm³ de gas. En el área Cañadón Pilar se ensayó gas en 4 pozos (Glaucónico), sin embargo nunca fueron puestos en producción.
- El principal reservorio lo constituye el Glaucónico, un miembro marino arenoso de distribución semi regional, cuyo espesor útil promedio es de 8 m, su porosidad es del 23% y su profundidad media en el bloque es de 500 mbbp.
- Las áreas no están en producción actualmente y no se dispone de instalaciones de superficie.

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

CP-PS: Producción - Reservorios



Izq: Perfil interpretado Cdon. Pilar CP-2003. Der: Perfil SP-ILD Yac. PS en su sección tipo.

CP-PS: Producción - Reservorios

- Composición del gas: principalmente metano. No hay indicios de contaminantes ni dióxido de carbono.
- Presión estática de los reservorios: 10 a 30 kg/cm² BDP dependiendo del reservorio y grado de depletación.

REPORTE DE CROMATOGRAFÍA DE GAS NATURAL DE PETRÓLEO

COMPañÍA:	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

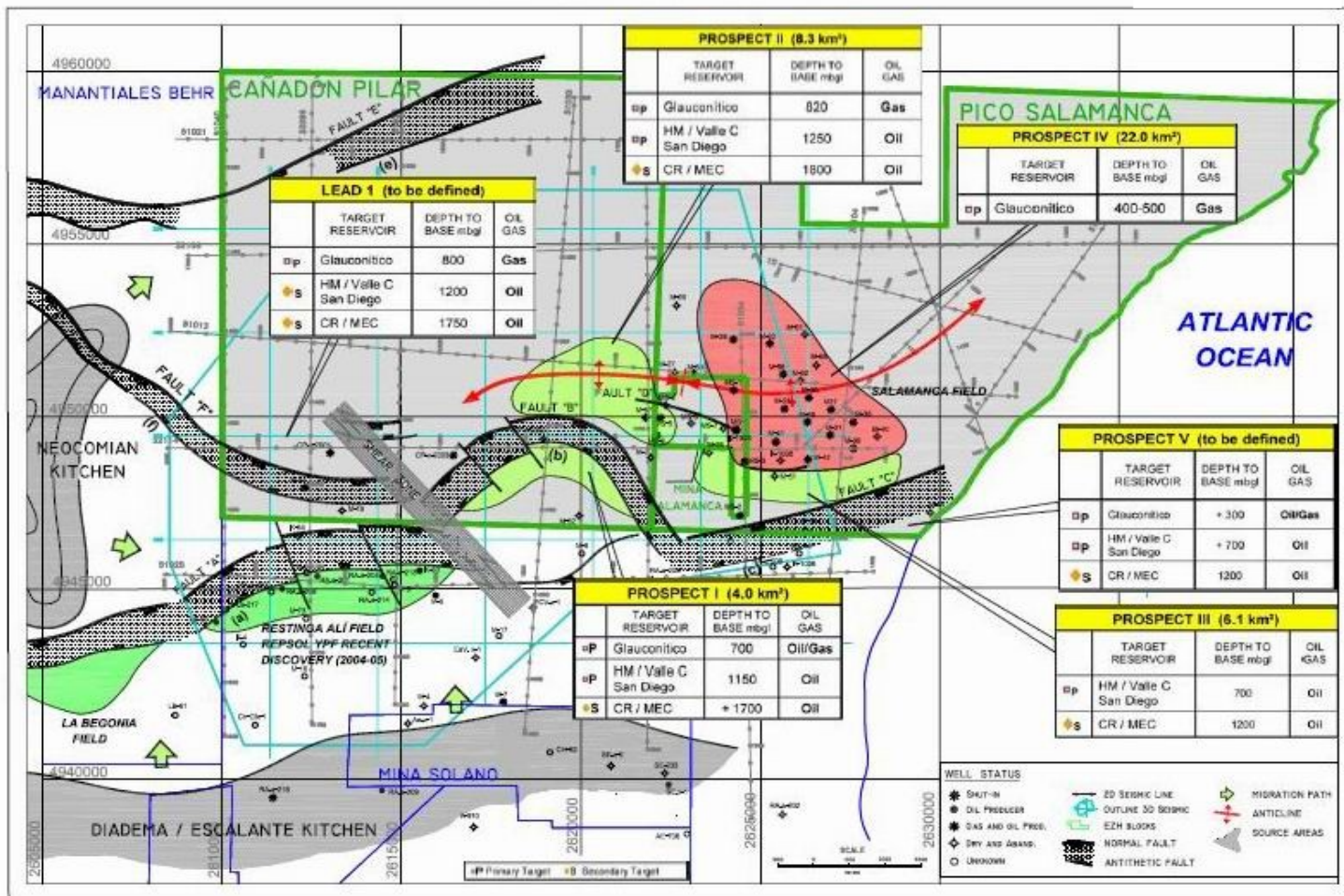
Datos de cromatografía de gases pozo CP-2003

Oportunidades

- Perforación de 4 nuevos prospectos identificados en base al dato sísmico 3D.
- Puesta en marcha de 10 pozos inactivos.
- Montaje de sistemas de compresión en boca de pozo para aumentar producción y acumulada final.
- Repunzado y estimulación de niveles sin entrada que correlacionan gas (WO).
- Capacidad de evacuación disponible: a 12 Km del centro de consumo Comodoro Rivadavia y a 20 Km de Gasoducto Gral. San Martín (6/7MMm3 disponibles para inyección en invierno).
- Potencial para almacenamiento subterráneo de gas natural (ASGN).

CP-PS: Oportunidades

MINA SALAMANCA, PICO SALAMANCA, CAÑADON PILAR BLOCKS, PROV. OF CHUBUT - GOLFO SAN JORGE BASIN PROSPECTS & LEADS MAP



Mapa de prospectos CP-PS

CP-PS: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar*:

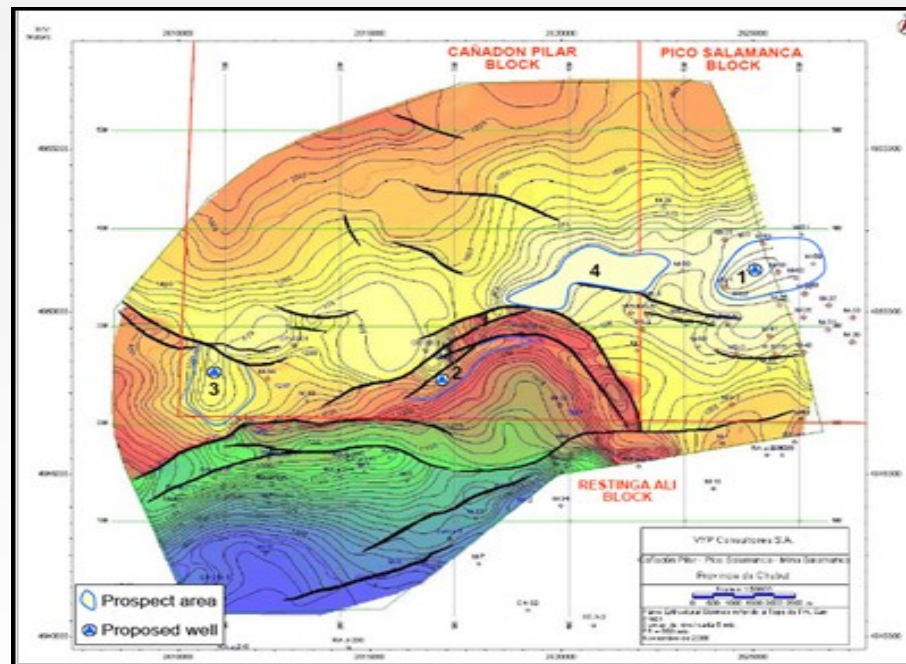
- Información sísmica 2D y 3D (parcial).
- Mensura e información georreferenciada en formato pdf y gis.
- Informes de reserva año 2008.
- Perfiles y legajos de pozo (35).
- Estudios geofísicos formato .pdf.

*Tamaño total del data pack 40GB.

Yacimiento Río Mayo Oeste

CP-PS: Antecedentes

- El yacimiento Pico Salamanca fue productor de gas desde el año 1923 al 1952. Luego estuvo inactivo hasta el año 2000, cuando se iniciaron nuevos trabajos exploratorios en conjunto con el bloque Cañadón Pilar, cuyos resultados no fueron concluyentes, revirtiéndose las áreas en el año 2014. Actualmente el área se encuentra vacante con posibilidades de ser licitada.
- Ambas áreas tienen en total 35 pozos perforados, la mayoría de ellos (24) son muy someros (500 mTVD) y fueron perforados en el denominado Yacimiento Salamanca entre los años 1923 y 1952, para producir gas del Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca (Paleoceno).
- En 1985, YPF registró 260 Km de líneas sísmicas 2D, y posteriormente en el año 2000 Río Alto adquirió 220 Km2 de sísmica 3D, que cubren la parte más importante de Cañadón Pilar, Mina Salamanca y el sector oeste de Pico Salamanca. Con base en la información sísmica más reciente, se ejecutó la última campaña de perforación, con 5 pozos realizados entre los años 2001 y 2010.



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

CDLV: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar*:

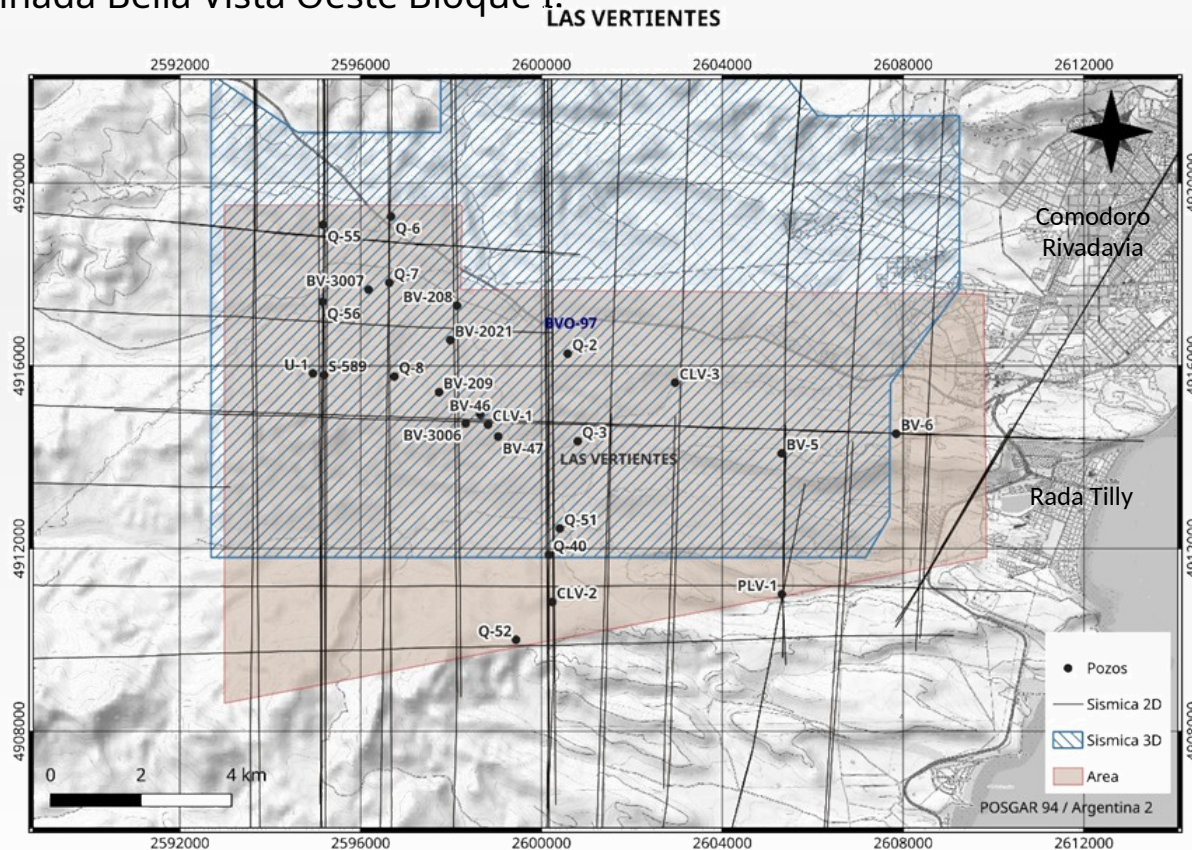
- Información sísmica 2D y 3D.
- Mensura e información georreferenciada en formato pdf y gis.
- Informes de reserva año 2014/15.
- Perfiles y legajos de pozo (24).
- Información histórica de producción por pozo.
- Estudio de cierre ambiental.

*Tamaño total del data pack 5,4 GB.

Yacimiento Cañadón de las Vertientes

CDLV: Ubicación

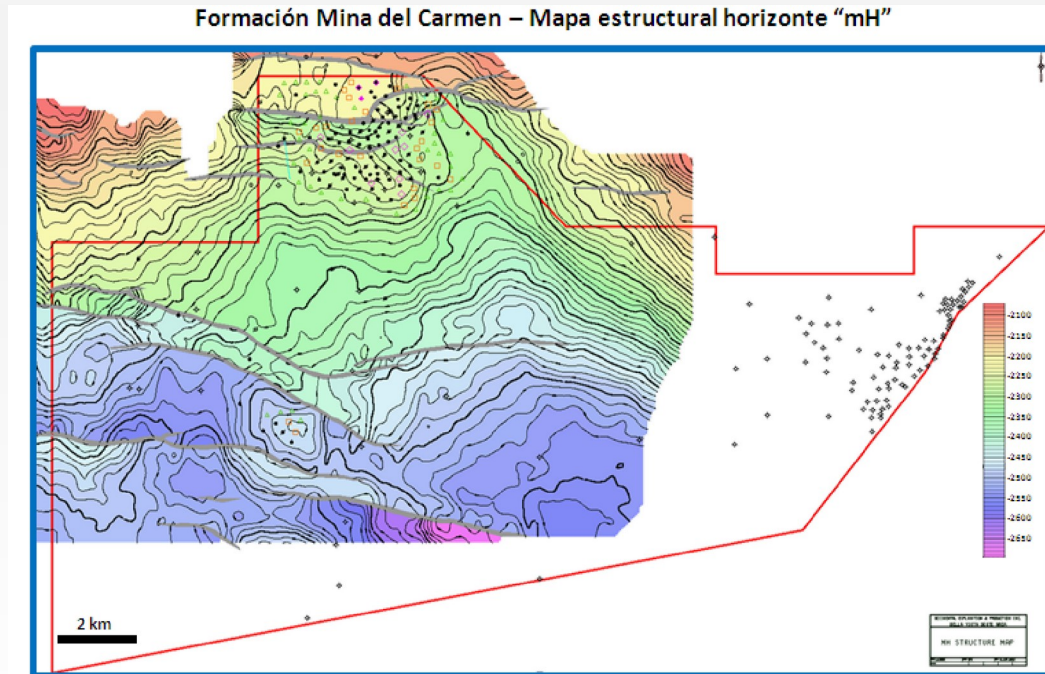
El área Cañadón de las Vertientes, de 107 km² de superficie, se ubica en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, a 20km de Comodoro Rivadavia colindante con las Concesiones El Tordillo, Bella Vista Oeste y Puesto Quiroga. El área constituye uno de los 3 principales bloques de la antigua concesión Bella Vista Oeste, remanente luego de que se licitara y concesionara solo el área comercial activa denominada Bella Vista Oeste Bloque I.



Ubicación yacimientos Cañadón de las vertientes

CDLV: Antecedentes

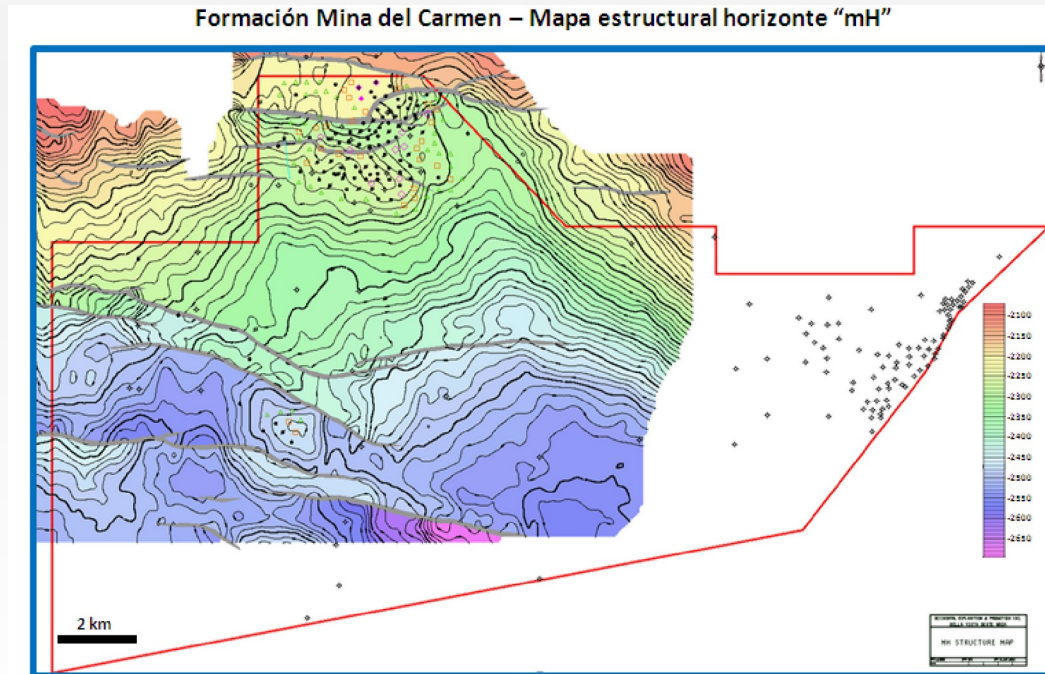
- Los primeros antecedentes del área se remontan a la década del 40' cuando fueron perforados los primeros pozos estructurales de la serie Q. Sin embargo, fue recién en el año 1981 con la perforación del pozo CLV.x-1, que se identificó la presencia de hidrocarburos en al menos 3 niveles mineralizados en la Formación Comodoro Rivadavia y en la base de Formación Mina del Carmen.
- El mecanismo de drenaje principal es la expansión del gas, existiendo también evidencias claras de empuje de agua. La profundidad media de los horizontes productivos es de 2.500 mbbp, para los denominados Complejo III y IV (formaciones Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen, respectivamente).
- Las porosidades promedio se encuentran en un valor de 18 % (mínimo 16 %, máximo 20 %), con permeabilidades que van desde los 10 mD a los 1.000 mD y una saturación de agua inicial del 60 %. Las salinidades del agua de formación son bajas, entre 5.000 a 8.000 ppm.



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

CDLV: Antecedentes

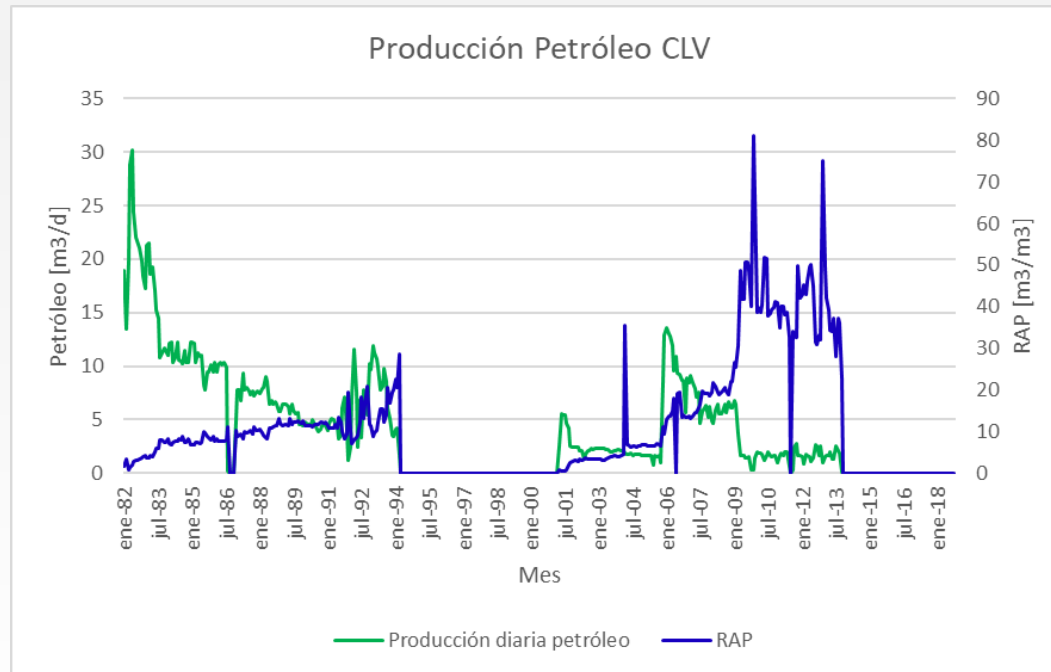
- Los primeros antecedentes del área se remontan a la década del 40' cuando fueron perforados los primeros pozos estructurales de la serie Q. Sin embargo, fue recién en el año 1981 con la perforación del pozo CLV.x-1, que se identificó la presencia de hidrocarburos en al menos 3 niveles mineralizados en la Formación Comodoro Rivadavia y en la base de Formación Mina del Carmen.
- El mecanismo de drenaje principal es la expansión del gas, existiendo también evidencias claras de empuje de agua. La profundidad media de los horizontes productivos es de 2.500 mbbp, para los denominados Complejo III y IV (formaciones Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen, respectivamente).
- Las porosidades promedio se encuentran en un valor de 18 % (mínimo 16 %, máximo 20 %), con permeabilidades que van desde los 10 mD a los 1.000 mD y una saturación de agua inicial del 60 %. Las salinidades del agua de formación son bajas, entre 5.000 a 8.000 ppm.



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

CP-PS: Producción

A la fecha fueron perforados un total de 24 pozos, de los cuales un tercio se encuentra inactivo mientras que el resto se encuentran en condición de abandono. Del total de pozos perforados solo cuatro (BV-46, BV-2021, CLV.x-1 y BV-3006) tienen historial productivo. En conjunto estos pozos produjeron intermitentemente entre los años 1982 y 2013 un total de 55 Mm³ de crudo, y volúmenes menores de gas asociado.



CDLV: Información disponible

Información disponible en formato digital para analizar*:

- Información sísmica 2D y 3D.
- Mensura e información georreferenciada en formato pdf y gis.
- Informes de reserva año 2014/15.
- Perfiles y legajos de pozo (24).
- Información histórica de producción por pozo.
- Estudio de cierre ambiental.

*Tamaño total del data pack 5,4 GB.