Biblioteca Digital
F C E N - U B A

BIBLIOTECA CENTRAL LUIS F LELOIR
BIBLIOTECA CENTRAL LELOIR
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES UBA

Tesis Doctoral

# Caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina

Stinco, Luis Pedro

2015

Este documento forma parte de la colección de tesis doctorales y de maestría de la Biblioteca Central Dr. Luis Federico Leloir, disponible en digital.bl.fcen.uba.ar. Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.

This document is part of the doctoral theses collection of the Central Library Dr. Luis Federico Leloir, available in digital.bl.fcen.uba.ar. It should be used accompanied by the corresponding citation acknowledging the source.

Cita tipo APA:
Stinco, Luis Pedro. (2015). Caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires. http://hdl.handle.net/20.500.12110/tesis_n5890_Stinco

Cita tipo Chicago:
Stinco, Luis Pedro. "Caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina". Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires. 2015. http://hdl.handle.net/20.500.12110/tesis_n5890_Stinco

EXACTAS UBA
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

UBA
Universidad de Buenos Aires

**Dirección:** Biblioteca Central Dr. Luis F. Leloir, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. Intendente Güiraldes 2160 - C1428EGA - Tel. (++54 +11) 4789-9293

**Contacto:** digital@bl.fcen.uba.ar

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

Departamento de Ciencias Geológicas

# Caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina.

Tesis presentada para optar al título de Doctor de la Universidad de Buenos Aires en el área Ciencias Geológicas

Luis Pedro Stinco

Director de tesis: Dr. Sergio A. Marenssi

Director asistente: Dr. Mario F. Schiuma

Consejero de estudios: Dr. Víctor A. Ramos

Fecha de defensa: 16 de diciembre de 2015

Buenos Aires

## Índice

*Resumen* ..... *4*

*Abstract* ..... *5*

*Agradecimientos* ..... *6*

*Capítulo I* ..... *7*

**Introducción** ..... **7**

**Objetivos** ..... **8**

**Área de estudio** ..... **8**

Ubicación y vías de acceso ..... 8

Caracterización geográfica ..... 9

**Metodología** ..... **10**

**Antecedentes** ..... **17**

**Historia de los descubrimientos de hidrocarburos en la cuenca Golfo San Jorge** .. **19**

*Capítulo II* ..... *24*

**Cuenca Golfo San Jorge** ..... **24**

Estratigrafía ..... 25

Basamento ..... 27

Unidades correspondientes al Neocomiano ..... 29

Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera ..... 30

Formación Pozo Cerro Guadal ..... 31

Grupo Chubut ..... 31

Formación Pozo D-129 – Formación Matasiete ..... 32

Formación Mina del Carmen – Formación Castillo ..... 34

Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior; Formación Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; y Formación Comodoro Rivadavia ..... 35

Formación Bajo Barreal, Miembro Superior; Formación Meseta Espinosa; Formación Yacimiento El Trébol; Formación Laguna Palacios ..... 36

Formación Salamanca ..... 37

Formación Río Chico ..... 37

Formación Sarmiento ..... 38

Formación Patagonia ..... 38

Formación Santa Cruz ..... 38

Formación Rodados Patagónicos ..... 38

Depósitos recientes ..... 38

Estructura ..... 39

*Capítulo III* ..... *45*

**Estratigrafía y estructura en el área de estudio** ..... **45**

Basamento – Grupo Bahía Laura ..... 45

Neocomiano ..... 49

Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera ..... 51

Formación Pozo Cerro Guadal ..... 54

Formación Pozo D-129 ..... 58

Formación Mina del Carmen – Formación Castillo ..... 78

Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior; Formación Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; Formación Bajo Barreal, Miembro Superior; Formación Meseta Espinosa ..... 91

Cuerpos intrusivos ..... 129

***Capítulo IV*** ..... ***135***

**Sistema Petrolero** ..... **135**

Roca generadora ..... 135

Caracterización ..... 137

Gradiente geotérmico ..... 147

Generación y migración de hidrocarburos ..... 147

Trampas ..... 152

Rocas reservorio – no reservorio ..... 162

Determinación del volumen de pelitas (Vcl) ..... 162

Estimación de la porosidad (Phi) ..... 176

Estimación de la saturación de agua (Sw) ..... 181

Estimación de la permeabilidad (k) ..... 182

Rocas sello ..... 195

Rocas de carga geostática ..... 196

Cuadro de eventos ..... 196

Modelado de la cuenca ..... 197

Reservorios no convencionales *shale* y *tight* ..... 198

Producción de hidrocarburos ..... 201

Comparación de los elementos y procesos del área de estudio con relación a otros sectores de la cuenca ..... 203

***Capítulo V*** ..... ***205***

**Historia evolutiva de la cuenca y su relación con el sistema petrolero** ..... **205**

***Capítulo VI*** ..... ***211***

**Conclusiones** ..... **211**

***Bibliografía*** ..... ***213***

**Caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina.**

Resumen

La caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge se realizó a partir de contar con 4.900 $km^2$ de sísmica 3D, 88 pozos con registros eléctricos, reportes sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos, petrofísicos, geoquímicos, de microscopía electrónica de barrido, datos de producción e informes de terminación. Este volumen de información se completó con viajes de campo para observar las características de las unidades equivalentes en superficie y, de esta manera, realizar una analogía con la información de subsuelo. Este trabajo permitió conocer las características geológicas del área de estudio focalizando la atención en los elementos y procesos del sistema petrolero presente en el Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, cuenca responsable del 49% de la producción de petróleo y del 12% de gas en el país. Así es que se realizó la descripción en detalle del basamento representado por el Gupo Bahía Laura, de las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal (rocas generadoras y potenciales reservorios no convencionales), de la Formación Pozo D-129 y Formación Matasiete (principal roca generadora y reservorio no convencional), de la Formación Mina del Carmen y Formación Castillo (rocas reservorio), de la Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior; Formación Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; Formación Bajo Barreal, Miembro Superior y Formación Meseta Espinosa (principales rocas reservorio de la cuenca) y de la sucesión terciaria que completan la secuencia. Además se describieron los distintos estilos estructurales, las características depositacionales y paleoambientales de cada unidad. Consecuentemente, se describieron la generación, migración, entrampamiento, preservación y paleobiodegradación de los hidrocarburos, con especial énfasis en caracterizar los reservorios desde la óptica petrofísica, incluyendo a los potenciales reservorios no convencionales de tipo *shale* y *tight*. Asimismo, se analizaron las distintas reservas y declinaciones por yacimiento. Finalmente, se presentó un modelo tectonoestratigráfico para explicar la evolución del sistema petrolero en conjunto con la Cuenca Golfo San Jorge.

**Palabras clave**: cuenca, Golfo San Jorge, flanco sur, sistema petrolero, petrofísica, caracterización de reservorios, shale, tight, tectónica, sedimentación

**Characterization and evolution analysis of the petroleum systems comprised by the cretaceous units located within 46° - 47° S and 67° - 69° W, South Flank of Golfo San Jorge basin, Argentina.**

Abstract

A petroleum system characterization and its evolution in subsurface was performed in the cretaceous units located within 46° - 47° S and 67° - 69° W, South Flank of Golfo San Jorge basin. The database included 4,900 $km^2$ of 3D seismic, 88 wells with open hole logs, sedimentological, petrographical, diagenetic, mineralogic, petrophysical, geochemical and scanning electron microscopy reports together with production and completion data. Additional data was also gathered through field trips, in order to provide analogy input. This study permitted to understand the geological characteristics of the area focusing in the elements and processes of the petroleum system located in the south flank of the Golfo San Jorge Basin, a basin that is responsible for the 49% of the oil and 12% of the gas production in the country. Therefore, a detailed description of the Bahía Laura Group (basement), Pozo Anticlinal Aguada Bandera and Pozo Cerro Guadal formations (source rocks and potential unconventional reservoirs), Pozo D-129 and Matasiete formations (most important source rock and potential unconventional reservoir), Mina del Carmen and Castillo formations (reservoirs), Bajo Barreal Formation, Lower Member; Cañadón Seco Formation, Caleta Olivia, Pozo O-12 and Cañadón Seco-1 Members; Formación Bajo Barreal, Miembro Superior; Formación Meseta Espinosa (most important reservoir of the basin) and the tertiary succession that completes the sequence. Additionally, structural styles together with depositional and paleoenvironmental characteristics for each unit were described. Consequently, a thorough analysis of the generation, migration, trapping, preservation and paleobiodegradation of the hydrocarbons with petrophysical emphasis including shale and tight reservoirs was done. Moreover, a tectonostratigraphic model in order to explain the petroleum system evolution together with the Golfo San Jorge Basin was proposed.

**Keywords**: basin, Golfo San Jorge, south flank, petroleum system, petrophysics, reservoir characterization, shale, tight, tectonics, sedimentation

## Agradecimientos

Es notable lo que se puede hacer teniendo la compañera adecuada, por eso le agradezco a Silvia, la Dra. Barredo, quien a lo largo de todos estos años de vida no ha dejado de darme apoyo, consejos, conocimiento y amor. De no ser por ella difícilmente me hubiera embarcado en este proyecto.

De igual modo, mi gratitud es para Mara, la hija que me acompañó todo este tiempo y que llenó con su frescura los momentos en los que trataba de explicar en familia los intrincados caminos de la tesis.

Un especial agradecimiento es para mis padres, quienes me brindaron todo su apoyo para que yo pudiera acceder a la universidad y, en especial a mi madre, María Agustina, quién como hace más de 35 años, aun me sigue escuchando con gestos de asombro lo que le cuento de la profesión.

Al querido amigo Fernando Fantín, con quién imaginamos una serie de actividades (algunas de ellas cumplidas), vaya mi agradecimiento por su guía y aportes en los temas relacionados con sísmica.

Al Lic. Eduardo Fernández le agradezco el haberme ayudado en la normalización y carga de datos, actividad que demandó un enorme esfuerzo por cierto.

Le estoy muy agradecido al Dr. Sergio Marenssi, que conocí en la facultad cuando comenzamos la carrera y que tuvimos la oportunidad de compartir viajes a la Antártida y proyectos, por haber aceptado el desafío de dirigir la tesis apuntalando la visión académica de la misma.

Asimismo, le agradezco al Dr. Mario Schiuma, con quien hemos compartido muchas horas de trabajo, congresos y viajes, sus comentarios y sugerencias que sirvieron para mejorar el contenido del trabajo.

Además deseo expresar mi agradecimiento a los Drs. Roberto Scasso, Juan Soldo y Claudio Sylwan, miembros del jurado, que contribuyeron a través de sus atinados comentarios y adecuadas sugerencias a mejorar la versión final del manuscrito.

A la empresa Occidental Exploration and Production Argentina le agradezco haber confiado en mí en lo profesional y por facilitarme el acceso a los datos que conforman el presente trabajo.

Destaco también a los colegas que a lo largo de tantos años de trabajo han compartido conmigo sus conocimientos de tal manera que me han instruido no solo en las disciplinas correspondientes sino en la vida misma.

A la Universidad de Buenos Aires, quién me proveyó las herramientas necesarias para iniciarme como geólogo.

# Capítulo I

## *Introducción*

Los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas desarrolladas en la Cuenca Golfo San Jorge han sido objeto de estudio desde su descubrimiento comercial en 1907.

Desde entonces, más de 36.000 pozos se han perforado en la cuenca, correspondiendo el 95% a pozos de desarrollo y unos 1.670 a pozos exploratorios en el continente, con 30 de ellos perforados costa afuera. Asimismo, más de 25.000 $km^2$ de sísmica 3D se han adquirido fundamentalmente en los yacimientos productivos de hidrocarburos.

La producción acumulada supera los 632 x $10^6$ metros cúbicos de petróleo y los 77 x $10^9$ metros cúbicos de gas. La producción promedio en Diciembre de 2014 fue de 41.915 $m^3$ por día de petróleo y de 14.772 $Mm^3$ cúbicos de gas por día, representando el 49,34% y 12,90% del país, respectivamente (IAPG, 2015).

En este trabajo se estudian los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° de latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, definidas en el Flanco sur de la Cuenca Golfo San Jorge y dentro de la zona continental de la misma. El rasgo distintivo de la tesis lo constituye el hecho de que las formaciones objeto de análisis no afloran en el área de estudio y por lo tanto la información utilizada proviene de datos sísmicos y de pozos perforados con el propósito de producir hidrocarburos.

Diversos autores (Barredo y Stinco 2010, 2013) han postulado que en sus orígenes, Neopaleozoico-Mesozoico temprano, la Cuenca Golfo San Jorge correspondía a un antepaís, para luego en el Jurásico Inferior evolucionar como aulacógeno (Ramos y Aguirre-Urreta 2000); otros la definen como una cuenca intracratónica (Strelkov *et al*. 2005, Sylwan *et al*. 2008); y finalmente en el presente trabajo se adhiere al concepto de cuenca de *rift* continental tal como lo propusieran Barredo y Stinco (2010). El relleno de la misma corresponde a material clástico continental y volcaniclástico.

La estructuración del basamento en conjunto con la evolución tectónica de la cuenca proveyeron las condiciones apropiadas para la preservación de la materia orgánica, su maduración, migración y posterior acumulación en las rocas reservorio.

El sistema petrolero está constituido por rocas madre de origen lacustre y rocas reservorio clásticas de origen fluvial. Las rocas sedimentarias de grano fino, mayormente pelíticas, actúan como rocas sellos; en tanto que las trampas son estratigráficas, estructurales y combinadas.

La columna sedimentaria alcanza los 8.000 metros, en tanto que la sección conteniendo hidrocarburos comprende a unos 3.000 metros de espesor. Las unidades estudiadas y sus equivalentes en distintos sectores de la cuenca representan el 98% de la producción de hidrocarburos.

El presente estudio permitió realizar un análisis evolutivo de las unidades, comprender el sistema petrolero así como caracterizar los elementos esenciales y sus procesos en el flanco sur de la Cuenca Golfo San Jorge

## *Objetivos*

El objetivo del presente trabajo es el de caracterizar y analizar evolutivamente los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° de latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco sur de la Cuenca Golfo San Jorge.

A partir del análisis, procesamiento e interpretación de información propia y ampliada con la obtenida por diferentes autores se focalizó la atención en las características propias de las rocas atravesadas, tanto en su condición como roca generadora de hidrocarburos así como también como rocas reservorio y sello. De manera conjunta, se analizó la temporalidad de los eventos tectónicos y su influencia en la eficiencia del sistema petrolero en su conjunto.

Para alcanzar estos objetivos se procedió de la siguiente manera, a saber:

- ✓ Caracterización de los elementos esenciales del sistema petrolero (rocas generadora, reservorio, sello y de carga geostática).
- ✓ Caracterización de los procesos del sistema petrolero (generación, migración, acumulación y preservación) y su temporalidad.
- ✓ Descripción del sistema petrolero dentro de un modelo tectosedimentario calibrado con la respuesta regional de la cuenca y reconocible a partir de la información de subsuelo.
- ✓ Determinación de la potencial existencia de reservorios no convencionales *shale* y *tight*.
- ✓ Caracterización petrofísica de las distintas unidades formacionales.
- ✓ Modelado de propiedades petrofísicas.
- ✓ Caracterización de los hidrocarburos (petróleo y gases).

## *Área de estudio*

<u>Ubicación y vías de acceso</u>

El área de estudio comprende al Flanco Sur de la cuenca Golfo San Jorge, en el extremo norte de la Provincia de Santa Cruz entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste. Se trata de una franja de unos 130 km de extensión desde la costa del Océano Atlántico hacia el oeste, y de unos 40 km en el sentido sur-norte.

Las rutas nacional 3, y provinciales 12, 16 y 43 son las principales vías de acceso. Las localidades de Caleta Olivia, Cañadón Seco, Pico Truncado, Koluel Kayke y Las Heras quedan comprendidas en la misma (figura 1).

La figura 1 muestra el área de estudio, la distribución de los yacimientos y las principales vías de acceso así como las poblaciones correspondientes.

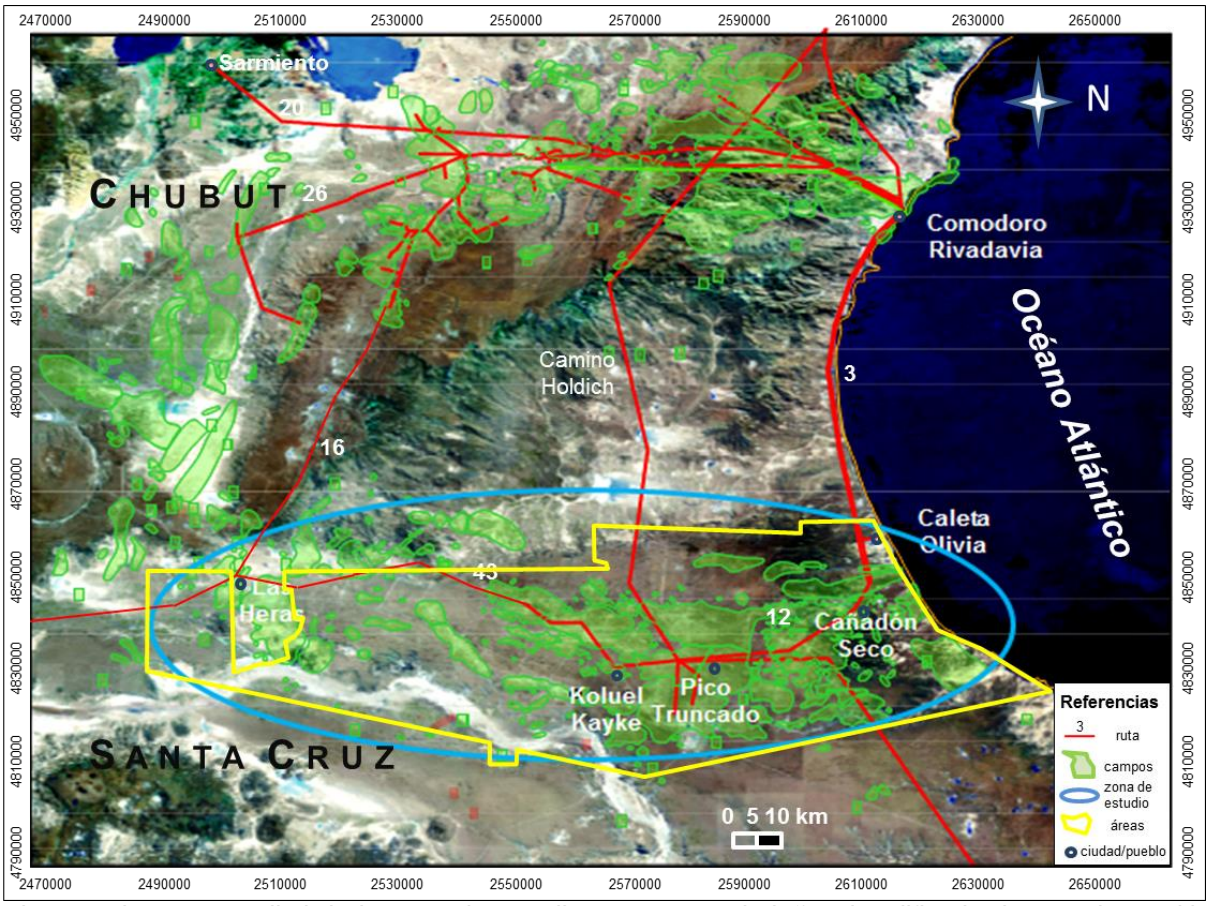



*Figura 1: imagen satelital de la zona de estudio y sectores aledaños (modificada de Google Earth). Los campos o yacimientos (en color verde) corresponden a acumulaciones de hidrocarburos explotadas en el pasado o actualmente en explotación. Las áreas (incluídas en el polígono amarillo) comprenden a la región geográfica estudiada (ver Figura 3 para más detalle).*

## Caracterización geográfica

Geográficamente, el área se encuentra ubicada en la Patagonia extra andina, en la Provincia de Santa Cruz. En la misma, la localidad más importante es la ciudad de Caleta Olivia (52.000 habitantes) distante unos 25 km de Cañadón Seco (2.500 habitantes), 52 km de Pico Truncado (21.000 habitantes), 73 km de Koluel Kayke (250 habitantes) y 134 km de la ciudad de Las Heras (18.000 habitantes) hacia el oeste (figura 1). No obstante, cabe mencionar que la población más importante de la región es la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la Provincia de Chubut, distante 77 km hacia el norte por la Ruta Nacional 3.

Las actividades económicas de base son netamente primarias, concentrándose en la ganadería ovina y desarrollos petroleros y mineros. Como resultado de estas, la población se ha agrupado fundamentalmente en centros urbanos distanciados unos de otros por decenas de kilómetros y con mínima concentración interurbana (Daniele y Natenzon 1994). En particular, las ciudades de Caleta Olivia, Cañadón Seco, Pico Truncado y Las Heras, se encuentran estrechamente ligadas a la exploración y explotación de hidrocarburos y su crecimiento económico acompaña las oscilaciones de la actividad petrolera.

La región se caracteriza por niveles aterrazados, altiplanicies y mesetas con su parte más alta cuasi plana o abovedada que suelen estar seccionadas en sentido oeste-este por valles profundos de ancho variable entre 5 y 15 kilómetros. Asimismo, la existencia de barrancos

de decenas de metros circunscriben valles con cursos de agua estrechos o bien cañadones generalmente secos y con abundante contenido de sales. Hacia el océano, estas mesetas suelen terminar en acantilados sobre la costa. El curso de agua más importante es el Río Deseado, cuya cuenca abarca una superficie aproximada de 32.500 $km^2$, extendiéndose desde la cordillera hasta el Océano Atlántico (CFI 1962, INA 2002).

El rango de temperaturas es fuertemente estacional, ubicándose por debajo de 0º C y con importante precipitación nívea en el invierno hasta sobrepasar los 30º C en el verano. Por su parte, el promedio de precipitaciones se ubica entre los 100 y 300 mm por año. Asimismo, es frecuente que durante el transcurso del año existan entre una y dos semanas de viento continuo y con una velocidad promedio mayor que 70 km/h, con ráfagas de más de 200 km/h, que afectan las actividades petroleras de manera tal que por razones operativas y de seguridad deben ser suspendidas hasta tanto se restablezcan las condiciones climáticas apropiadas.

En el área de estudio, la vegetación se caracteriza por ser achaparrada y de hojas pequeñas, ejemplos de ello son el neneo, el mamuel choique y el coirón (Green y Ferreyra 2011).

La fauna característica está representada por albatros, armadillos, avutardas, cauquenes, cormoranes, gaviotas, guanacos, maras, martinetas, ñandúes, petreles, pingüinos, pumas y zorros colorados (Chebez 2005).

## *Metodología*

La caracterización y análisis evolutivo en subsuelo de los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas -Pozo D-129-Mina del Carmen (!) y Pozo D-129-Bajo Barreal (!)- se realizó utilizando distintas fuentes de información: bibliografía, datos de superficie y subsuelo incluyendo afloramientos, sísmica, registros de pozo y testigos; constituyendo estos últimos los más relevantes.

Inicialmente se llevó a cabo la recopilación bibliográfica correspondiente a la zona de estudio, con énfasis en la información de subsuelo.

Posteriormente, y dado que en el área de interés hay limitados afloramientos de las unidades estudiadas en subsuelo, se efectuaron viajes a diferentes zonas de la cuenca en donde es posible estudiar análogos. Asimismo, se incluyeron unidades aflorantes en las cuencas Ñirihuau y Cañadón Asfalto.

Consecuentemente se visitaron los afloramientos correspondientes al Cerro Ballena, Cerro Guadal, Codo del Río Senguer, Sierra de San Bernardo, Cerro Colorado, Sierra Silva, Cañadón Matasiete, Lago Fontana-Cerro Katterfeld, Dique Florentino Ameghino, Las Plumas, Los Altares, RN40 Liásico, Cañadón Lahuincó, Cerro Cóndor, Paso del Sapo, Piedra Parada y sus alrededores. Las tareas de campo comprenden a los años 2010, 2011 y 2012, respectivamente. En la figura 2 se presentan las localidades visitadas en las sucesivas campañas.

*Figura 2: mapa detallando las localidades (puntos verdes) en donde se visitaron afloramientos de unidades equivalentes (referencias 1 a 14) y complementarias (15 a 16) a las presentes en el área de estudio (delimitación celeste). Referencias: Cerro Ballena (1), Cerro Guadal (2), Codo del Río Senguer (3), Sierra de San Bernardo (4), Cerro Colorado (5), Sierra Silva (6), Cañadón Matasiete (7), Lago Fontana-Cerro Katterfeld (8), Dique Florentino Ameghino (9), Las Plumas (10), Los Altares (11), RN40 Liásico (12), Cañadón Lahuincó (13), Cerro Cóndor (14), Paso del Sapo (15), Piedra Parada (16).*

En superficie, el área comprende a los yacimientos productivos de hidrocarburos (figura 3) denominados como: Tres Picos, Cañadón Seco, Meseta Espinosa Norte, Meseta Espinosa, El Cordón, El Huemul-Koluel Kaike, Piedra Clavada, Sur Piedra Clavada, Las Heras, Cerro Wenceslao, Meseta Sirven, Cerro Overo, Bloque 127, Cañadón Minerales y Cañadón León operados por Occidental Exploration and Production Argentina (actualmente por Sinopec Exploration and Production Argentina).

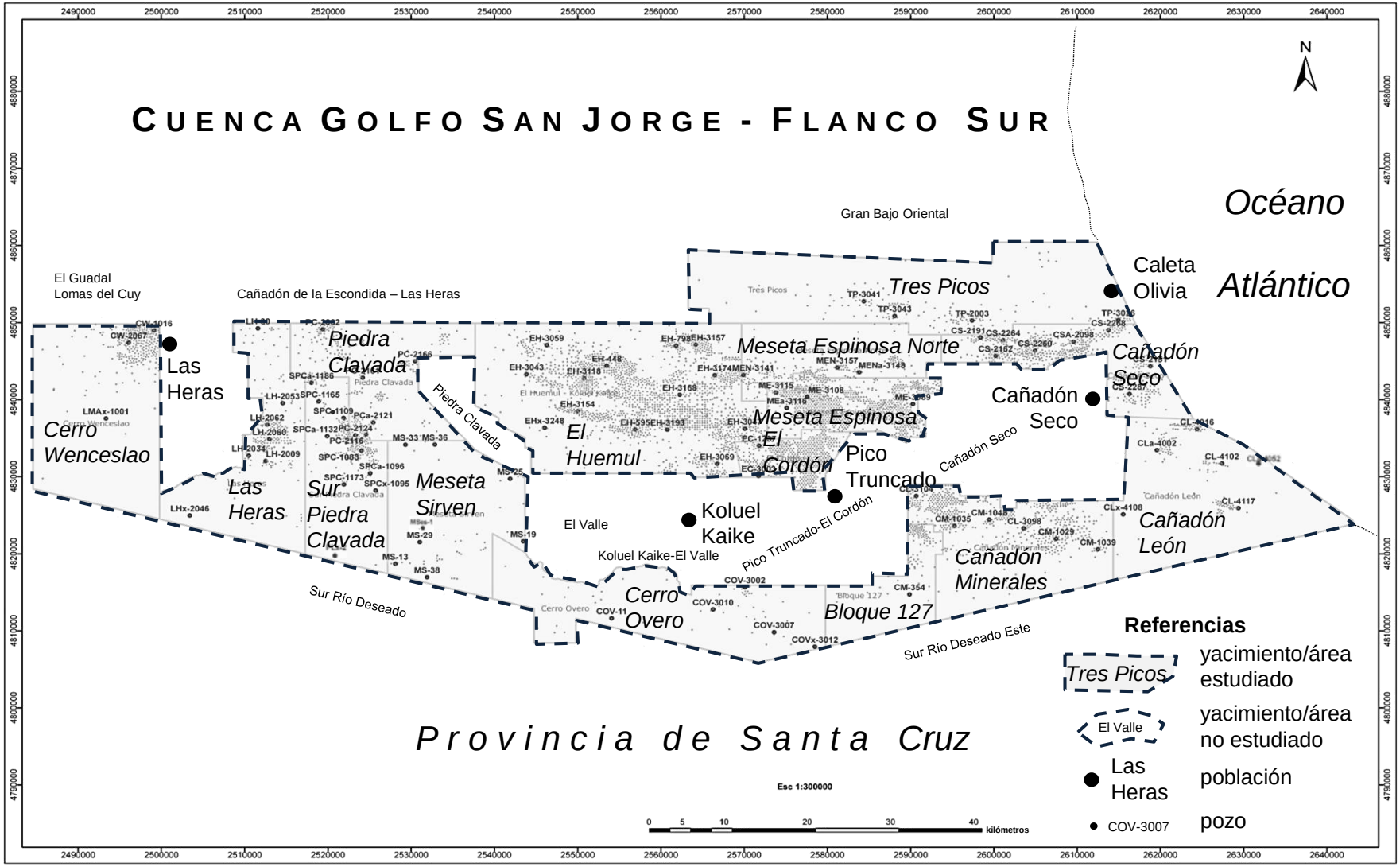



*Figura 3: zona de estudio incluyendo nombres de yacimientos y pozos evaluados. También se incluyen los campos aledaños.*

Cabe aclarar que si bien en las inmediaciones del área de estudio se encuentran los yacimientos Cañadón Seco, Pico Truncado-El Cordón, Cañadón de la Escondida-Las Heras y El Guadal-Lomas del Cuy operados por YPF S.A.; Piedra Clavada y Koluel Kaike-El Valle operados por Pan American Energy LLC; y El Valle operado por Ingeniería Alpa S.A., los mismos no están incluidos en el presente trabajo dado que por cuestiones de confidencialidad no fue posible tener acceso a la información de subsuelo.

Al estudiar los diferentes yacimientos se discriminaron las distintas unidades formacionales que constituyen el sistema petrolero estudiando la estructuración de las mismas así como su desarrollo sedimentario.

El análisis de subsuelo comprendió la interpretación de los registros eléctricos de 88 pozos (figura 3) distribuidos dentro del área de interés, a saber:

CL-3098, CL-3104, CL-4002, CL-4016, CL-4102, CL-4117, CLa-4052, CLx-4108, CM-354, CM-1029, CM-1035, CM-1039, CM-1048, COV-3002, COV-3007, COV-3010, COVa-11, COVx-3012, CS-2151, CS-2162, CS-2191, CS-2260, CS-2264, CS-2268, CS-2287, CSa-2098, CW-1016, CW-2067, EC-1237, EC-3003, EH-448, EH-595, EH-798, EH-3043, EH-3047, EH-3059, EH-3069, EH-3118, EH-3154, EH-3157, EH-3163, EH-3168, EH-3175, EH-3193, EHx-3248, LH-30, LH-2009, LH-2034, LH-2053, LH-2060, LHx-2046, LH-2062, LMAx-1001, ME-3089, ME-3108, ME-3115, ME-3116, MEN-3141, MEN-3157, MENa-3148, MS-13, MS-19, MS-25, MS-29, MS-33, MS-36, MS-38, MSes-1, PC-2062, PC-2116, PC-2124, PC-2161, PC-2166, PCa-2121, PLx-2, SPC-1083, SPC-1109, SPC-1165, SPC-1173, SPCa-1130, SPCa-1186, SPCa-1096, SPCa-1132, SPCx-1095, TP-2003, TP-3026, TP-3041 y TP-3043,

*con CL: Cañadón León, CLa: Cañadón León avanzada, CLx: Cañadón León exploratorio, CM: Cañadón Minerales, COV: Cerro Overo, COVa: Cerro Overo avanzada, COVx: Cerro Overo exploratorio, CS: Cañadón Seco, CSa: Cañadón Seco avanzada, CW: Cerro Wenceslao, EC: El Cordón, EH: El Huemúl, EHx: El Huemúl exploratorio, LH: Las Heras, LHx: Las Heras exploratorio, LMAx: Los Manantiales exploratorio, ME: Meseta Espinosa, MEN: Meseta Espinosa Norte, MENa: Meseta Espinosa Norte avanzada, MS: Meseta Sirven, MSes: Meseta Sirven estratigráfico, PC: Piedra Clavada, PCa: Piedra Clavada avanzada, PLx: Puesto Luden exploratorio, SPC: Sur Piedra Clavada, SPCa: Sur Piedra Clavada avanzada, SPCx: Sur Piedra Clavada exploratorio, TP: Tres Picos.*

La interpretación de los registros a pozo abierto se realizó con el *software* Interactive Petrophysics (IP) e incluye la discriminación de rocas reservorio/no reservorio, porosidad total y efectiva, saturación de agua y permeabilidad. Los resultados de las evaluaciones para cada pozo se adjuntan en formato digital.

En aquellos pozos (CM-1033, CL-4072, CS-2264, CW-2071,EH-3043, EH-3183, LH-2017, LH-2040, PC-2088, PC-2101, PC-2116, SPC-1013, SPC-1020, SPC-1034, SPC-1047, SPC-1173, SPC-1083, SPCa-1049) en donde se disponían datos adicionales tales como: información de testigos corona y laterales, imágenes de pozo, mapas de difusión de resonancia magnética nuclear, reportes sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos, geoquímicos, petrofísicos y de microscopía electrónica de barrido, se los incluyó a los fines de complementar la caracterización de las rocas y fluidos (figura 4).

Asimismo, se incorporaron informes de producción y de terminación que fueron utilizados para calibrar la respuesta relacionada con la distribución de fluidos.

De manera simultánea, se analizaron los datos provenientes de los diferentes volúmenes (cubos) sísmicos que totalizan una superficie de 4.900 $km^2$ de sísmica 3D (figura 5). Se

trata de adquisiciones realizadas entre los años 1995 y 2008, y que cubren el 90% de las áreas comprendidas en el estudio (figura 5). Para realizar la misma se utilizaron los entornos de trabajo y programas correspondientes a Kingdom Suite y Landmark

A partir de la integración de los datos precedentes se caracterizaron los elementos y procesos del sistema petrolero (ver Capítulo IV) de acuerdo con la secuencia descripta a continuación:

- ✓ Roca generadora: litología, ambiente depositacional, distribución areal, espesor, mineralogía, contenido de carbono orgánico total (COT), reflectancia de vitrinita (Romax), índice de hidrógeno (HI), índice de potencial de generación (SPI), determinación de los kerógenos, geoquímica y propiedades mecánicas.

- ✓ Roca reservorio: litología, ambiente depositacional, distribución areal, espesor, determinación del volumen de pelitas, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, compactación, distribución de gargantas porales, diagénesis, mineralogía, y datos de producción de pozos.

- ✓ Roca sello: litología, ambiente depositacional, distribución areal, espesor y mineralogía.

- ✓ Roca de carga geostática: espesor total de la columna y marco temporal.

- ✓ Generación: gradiente geotérmico y marco temporal.

- ✓ Migración: marco temporal, diversidad de eventos, vías y alcance/extensión.

- ✓ Acumulación: distribución geográfica y caracterización de las trampas estructurales, estratigráficas y combinadas.

- ✓ Preservación: biodegradación de los hidrocarburos y conformación actual de la cuenca.

Adicionalmente, y en función de las características inherentes a los reservorios no convencionales del tipo *shale* y *tight*, se analizó el potencial de los mismos como recursos.

La caracterización de los elementos y procesos de acuerdo con la secuencia descripta permitió vincular la presencia de sistemas petroleros muy efectivos con la evolución de la cuenca.

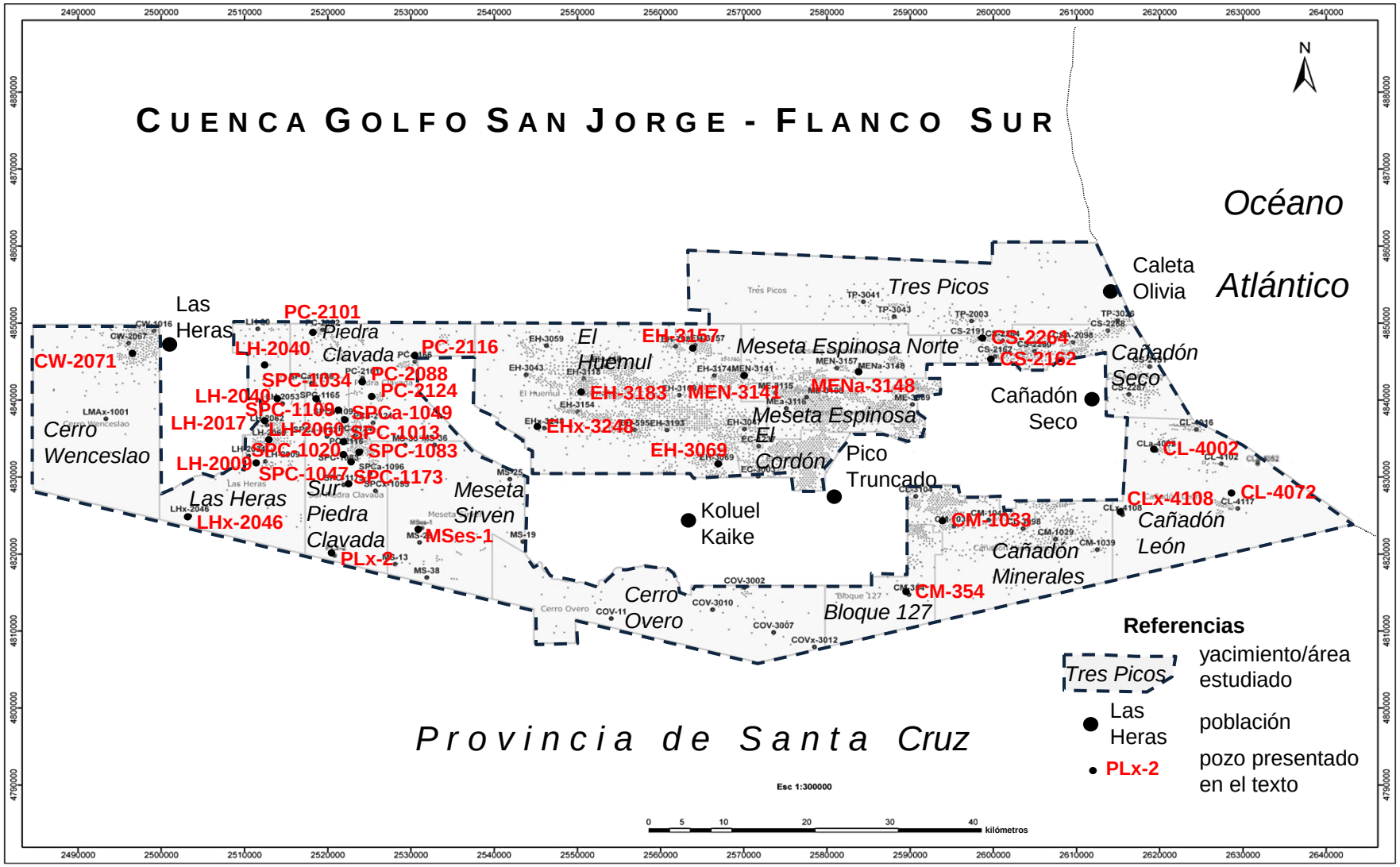



*Figura 4: zona de estudio incluyendo yacimientos y pozos que luego son presentados en el texto como ejemplos por contar con información adiciona (estudios de laboratorio y registros).*

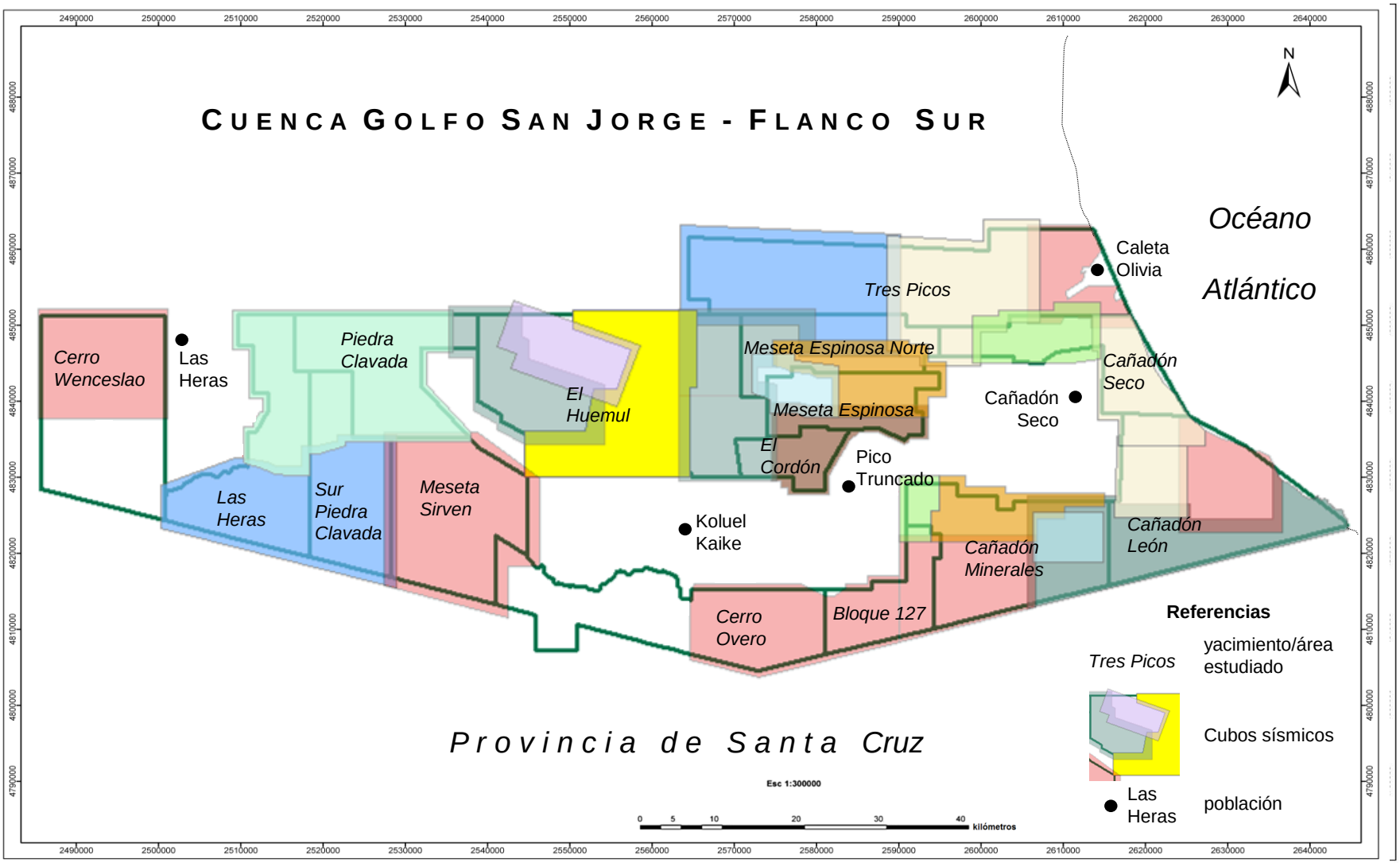



*Figura 5: cubos sísmicos que cubren unos 4900 km$^2$. Cada color corresponde a un volumen adquirido entre los años 1995 y 2008.*

## *Antecedentes*

En virtud de que la Cuenca Golfo San Jorge cuenta con una participación porcentual en el país en la producción de petróleo mayor al 45% y del 12% en gas (IAPG 2015), un importante número de los trabajos publicados (Suero 1955, Bracaccini 1960, Ugarte 1966, Lesta *et al.* 1980, Sciuto (1981), Clavijo (1986), Barcat *et al.* (1989), Fitzgerald *et al.* (1990), Peroni *et al*. (1995), Wavrek *et al*. (1997a), Vela y Hechem (1997), Uliana *et al.* (1999), Figari *et al.* (1999), Sylwan (2001), Rodríguez y Littke (2001), Homovc y Lucero (2002), Gonzalez *et al.* (2002), Salomone *et al.* (2002), Sanagua *et al.* (2002), Jalfin *et al.* (2005), Strelkov *et al.* (2005), Umazano *et al.* (2009), Barredo y Stinco (2010, 2013), Sylwan *et al.* (2011), SEN (2011), EIA (2013), Stinco y Barredo (2014), Utgé *et al*. (2014) y Allard *et al*. (2015) se han orientado hacia la descripción de las unidades generadoras y productivas de hidrocarburos incluyendo reservorios convencionales y no convencionales. Asimismo, la actividad desarrollada por las empresas de exploración y producción de hidrocarburos permitió incorporar e integrar información de superficie con la de subsuelo: sísmica 2D, 3D, registros de pozo, testigos corona, recortes de roca e información de fluidos ensayados y producidos.

Las primeras observaciones geológicas estuvieron orientadas a describir de manera general la región así como a su contenido fosilífero, y fueron realizadas por Darwin (1838), Ameghino (1889, 1906), Ortmann (1902), Wilckens (1905) e Ihering (1907).

En 1949, Feruglio realizó un trabajo integrando la geología de la región patagónica. En el mismo vinculó las unidades sedimentarias con eventos tectónicos y además incorporó información paleontológica que le permitió ajustar en tiempos relativos las diferentes unidades.

Los estudios realizados por Suero (1955) describieron la presencia de rocas de edades comprendidas entre el Carbonífero para las Sierras de Tepuel y Languiñeo, y el Pérmico en la zona de Lubecka y Ferrarotti. Asimismo, este autor acuñó el término Geosinclinal Central Patagónico en donde incluye a los afloramientos del Paleozoico superior de la Patagonia extraandina e inclusive vincula a estos sedimentos con los presentes en las Islas Malvinas hacia el este; modelo al que adhierieron posteriormente Harrington (1962), Borrello (1962), Herrero Ducloux (1963) y Ugarte (1966). Por su parte, Bracaccini (1960) postuló una interpretación diferente, en donde este autor sostiene que los sedimentos Carbonífero-Pérmicos se desarrollan hacia el oeste de la cuenca extendiéndose por la patagonia austral.

De manera simultánea, tanto Harrington (1962) como Borrello (1962) sentaron las bases conceptuales referidas a la estructura relacionada con el Macizo del Deseado y utilizaron el término Nesocratón para referirse con un criterio abarcador a la región positiva durante el Cretácico más la sección deprimida durante el intervalo comprendido entre el Carbonífero y el Jurásico.

En 1966, Ugarte postuló que la evolución tectónica de la cuenca estuvo condicionada por los lineamientos paleozoicos reconocidos más antiguos y que cuentan con una orientación nornoroeste. Asimismo, describió los depósitos carboníferos marinos presentes en el área de Lomas Chatas. Posteriormente, los trabajos de Rolleri (1973) en las Sierras de Pampa de Agnia y de Lonco Trapial invalidaron la propuesta de Bracaccini (1960) y ampliaron el conocimiento del neopaleozoico hacia el oeste de la cuenca.

Por su parte, Lesta *et al.* (1980) resumieron el conocimiento geológico en ese momento de lo que denominan el “Chubut Extrandino” y que circunscribe a la Cuenca Golfo San Jorge.

En el mismo se incluyó información de superficie y de subsuelo a partir de sondeos realizados en diferentes áreas de la cuenca vinculando las distintas unidades entre sí.

El trabajo de Sciutto (1981) describiendo en detalle la geología del codo del río Senguer facilitó la interpretación en superficie de la estructura así como de las unidades aflorantes y, a su vez amplió el conocimiento de las formaciones de interés petrolero. Posteriormente, Clavijo (1986) formalizó el concepto del basamento económico denominando “Complejo Volcánico Sedimentario Jurásico Superior” a la unidad infrayacente en gran parte de la cuenca que delimita en profundidad los objetivos exploratorios de hidrocarburos.

En 1989, Barcat *et al.* actualizaron la información estructural y estratigráfica de la cuenca incluyendo en la misma un modelo que le asigna a la Placa de Nazca y sus variaciones en la velocidad de desplazamiento una influencia marcada en la evolución de la cuenca. Asimismo, Scasso (1989) postuló que la Cuencas Golfo San Jorge y Austral estuvieron conectadas hacia el oeste sobre la base de comparar las características composicionales y edades existentes entre el “Complejo Volcánico Sedimentario Jurásico Superior” y la Serie Tobífera.

A su vez, en 1990, Fitzgerald *et al.* reinterpretaron la evolución tectónica y sedimentaria de la cuenca a partir de la adopción de modelos geológicos en donde sostienen la existencia de una fase de *rift* temprana entre el Triásico y el Jurásico inferior, un episodio volcánico durante el Jurásico medio, una fase de *postrift* comprendida entre el Jurásico tardío y el Cretácico inferior para luego continuar con la fase de *sag* durante el resto del Cretácico.

La geología y el hábitat de los hidrocarburos en la región de las Sierras de San Bernardo fueron descriptas en detalle por Peroni *et al*. (1995). En particular, señalaron que las mismas son el resultado de esfuerzos compresionales acaecidos durante el Cenozoico superior vinculados con la interacción entre las placas de Sudamérica y Nazca.

Un extenso trabajo de subsuelo de la cuenca fue llevado a cabo por Wavrek *et al*. (1997a). En el mismo se describen las características más sobresalientes de la misma vinculándolas con los elementos y procesos del sistema petrolero. Asimismo, Wavrek *et al*. (1997b) realizan un estudio geoquímico de detalle que complementa al trabajo anteriormente mencionado. Ambos trabajos, cuentan con el aporte de Vela y Hechem (1997) en los aspectos estratigráficos y de Schelling (1997) en lo que respecta a la estructura, utilizando estudios de afloramientos, sísmica y pozos.

Desde un punto de vista regional, Uliana *et al.* (1999) realizaron una reseña de la estratigrafía y la geoquímica de las distintas cuencas productivas del país incluyendo a la del Golfo San Jorge. Por su parte, Ramos (1999) detalló los rasgos estructurales del territorio argentino y su evolución tectónica incluyendo en la descripción de los mismos a la Cuenca Golfo San Jorge.

En 1999, Figari *et al.* describieron y modelaron en detalle los sistemas petroleros de la Cuenca Golfo San Jorge. En el mismo incluyeron los distintos sectores: Flanco Norte, Flanco Sur, Centro de cuenca y Costa afuera.

Posteriormente, en el año 2001, Sylwan plasmó una descripción pormenorizada de la cuenca tanto en lo estructural como en lo estratigráfico poniendo énfasis en el sistema petrolero y realizando una detallada descripción de las unidades de subsuelo y su reconocimiento a partir de información de subsuelo.

Rodríguez y Littke (2001) propusieron un modelo de generación y migración de hidrocarburos para la cuenca determinando períodos que comprenden desde los 130 hasta

los 20 millones de años. Este modelo, con variaciones locales y relacionadas con el tamaño de la cuenca, es aún aplicable en los distintos ámbitos de la cuenca.

Un año después, Homovc y Lucero (2002) realizaron una reseña del conocimiento geológico de la cuenca incluyendo en la misma la cronología de incorporación de yacimientos productivos de hidrocarburos así como de las reservas desde 1907. González *et al.* (2002) sintetizaronn el conocimiento adquirido en los yacimientos productivos de hidrocarburos en la cuenca para el Flanco Norte así como Salomone *et al.* (2002) lo realizaron para el Flanco Sur y Sanagua *et al.* (2002) para el sector oeste de la cuenca.

Una descripción esquemática de las trampas y tipos de sellos para los diferentes yacimientos productivos de hidrocarburos de la cuenca la llevaron a cabo Jalfin *et al.* (2005). En el mismo se presentan los modelos actualmente en uso para la exploración y explotación de hidrocarburos en la cuenca. Coetáneamente, Strelkov *et al.* (2005) presentaron una reseña de la cuenca incluyendo posibilidades exploratorias de hidrocarburos tanto hacia sus límites como también hacia a su depocentro.

En el trabajo de Umazano *et al.* (2009) se analizaron los depósitos volcánicos asociados con las unidades productivas de hidrocarburos más jóvenes de la cuenca correspondientes a la Formación Bajo Barreal. En el mismo realizaron un estudio de áreas de proveniencia de sus arenitas y tobas.

Una visión geotectónica de las cuencas productivas y aún sin producción de hidrocarburos en el país incluyendo a la cuenca Golfo San Jorge presentaron Barredo y Stinco en 2010. En el mismo la definen como una cuenca de *rift* continental, afectada por influencia de la fábrica regional caracterizada por una subsidencia por falla que ejerció un control fundamental sobre la evolución de la sedimentación durante su fase extensiva.

Con posterioridad, Sylwan *et al.* (2011) resumieron el conocimiento general alcanzado en la cuenca con énfasis en las características asociadas con los sistemas petroleros. Asimismo, reseñaron las actividades vinculadas con la exploración y la explotación de hidrocarburos en los distintos ámbitos de la cuenca incluyendo el sector costa fuera.

Expandiendo los objetivos petroleros convencionales, la potencial importancia de los reservorios no convencionales del tipo *shale* de la cuenca fue evaluada por SEN (2011), EIA (2013), Barredo y Stinco (2013), Stinco y Barredo (2014) y Utgé *et al*. (2014).

Finalmente, Ramos (2015) presentó la evolución de la cuenca, su estructuración y régimen tectónico en el contexto de la placa Sudamericana describiendo en el tiempo los distintos regímenes compresionales y extensionales a los que estuvo sometida, siendo la compresión Neógena la responsable de la estructura actual. Asimismo, Allard *et al*. (2015) presentaronn la conexión sedimentaria a través de redes de drenaje controladas por factores tectónicos entre la Cuenca Cañadón Afalto y la Cuenca Golfo San Jorge.

## *Historia de los descubrimientos de hidrocarburos en la cuenca Golfo San Jorge*

A continuación se presenta una reseña de las actividades que condujeron al descubrimiento formal de hidrocarburos en la Cuenca Golfo de San Jorge.

En 1903 se perforó el pozo 1 en el centro del poblado de Comodoro Rivadavia. Esta perforación alcanzó solamente los 170 metros de profundidad debido a la falta de

compatibilidad del equipo con las características propias del subsuelo. No obstante la escasa profundidad alcanzada, los operarios habían observado manchas de carácter aceitoso que se incorporaban al lodo utilizado en el pozo. Al carecer de los conocimientos apropiados se atribuyeron esas manifestaciones como pérdidas de lubricante en la bomba de inyección. Esto podría haber representado un indicio de la existencia de hidrocarburos en profundidad (YPF *et al.* 1999).

El pozo 1 había sido perforado por orden de la Comisión de Estudios de Napas de Agua y Yacimientos Carboníferos. Esta comisión fue creada en 1902 por decreto del presidente Julio A. Roca, a propuesta de Wenceslao Escalante, ministro de Agricultura. Este funcionario fundamentó su proyecto de exploración sistemática explicando que la comisión no debía buscar sólo agua, sino también carbón y minerales en general, incluido el petróleo, cuya existencia ya se conocía por manifestaciones de superficie en diversas regiones del país. El objetivo consistía en explorar sistemáticamente el subsuelo del país (YPF *et al.* 1999).

La Comisión de Estudios de Napas de Agua y Yacimientos Carboníferos fue presidida por Enrique M. Hermitte y, cuando en 1905 se transformó en División, el mismo ingeniero continuó al frente de ella. Para este momento, la Sección Hidrología, cuyo jefe era Julio Krause, disponía ya de un parque de 14 máquinas en todo el país. Dos de estas máquinas podían perforar hasta 1000 metros de profundidad, una llegaba a 750 metros, seis a 500 metros y las cinco restantes perforaban respectivamente 300, 240, 200, 150 y 120 metros (YPF *et al.* 1999).

Los estudios geológicos le correspondían a la Sección Geología, donde inicialmente trabajó Guillermo Bodenbender. Desde 1906 pasó a ser dirigida por Juan Keidel, con quien trabajaban, además de Bodenbender, Walter Schiller y Friedrich Kurtz entre otros (YPF *et al.* 1999).

El pozo 2, se denominó Chubut y se ubicó a 3 kilómetros al norte del pueblo y a 1 kilómetro de la costa, siendo perforado por encargue de la División Minas, Geología e Hidrología del Ministerio de Agricultura de la Nación (figura 6). Para el mismo se utilizó una nueva máquina perforadora, del tipo Fauck, denominada Wenceslao Escalante y que correspondía a una de las cinco adquiridas en Europa para renovar el parque de perforación de la flamante división ministerial (YPF *et al.* 1999).

El mismo ya había alcanzado unos 180 metros de profundidad cuando por motivos ajenos a la perforación, ésta se detuvo. Consecuentemente, Krause decidió enviar a Humberto Beghin para hacerse cargo de las operaciones y así instruir adecuadamente a José Fuchs el encargado del equipo de perforación. De hecho, se tomó la decisión técnica de continuar la perforación más allá de los límites teóricos del equipo (Barneda 2007).

El 15 de noviembre de 1907 se envió el siguiente telegrama: ”…sírvase hacer presente al señor Fuchs que esta Sección desearía llevar la perforación a la mayor profundidad posible, pero siempre que a juicio de él no haya ningún peligro de ruptura, pues el poder de la máquina es teóricamente de 500 metros” (Pérez Morando 2010).

El 12 de diciembre Krause recomendaba en otro telegrama: “…para comprobar si encontró petróleo suspenda trabajos perforación y saque toda el agua del interior. Avise resultado” (Pérez Morando 2010).

El telegrama del 13 de diciembre de 1907 enviado por Beghin y Fuchs manifestaba el hallazgo, según: “…perforación sigue bien, profundidad quinientos treinta y nueve metros. Inyección sube siempre espesa con kerosene. Aumentó muy poco. Se está en un terreno

que es casi imposible pasarlo de tan duro. Garantizamos que es kerosene de la mejor calidad. Todo en buen estado" (Pérez Morando 2010).

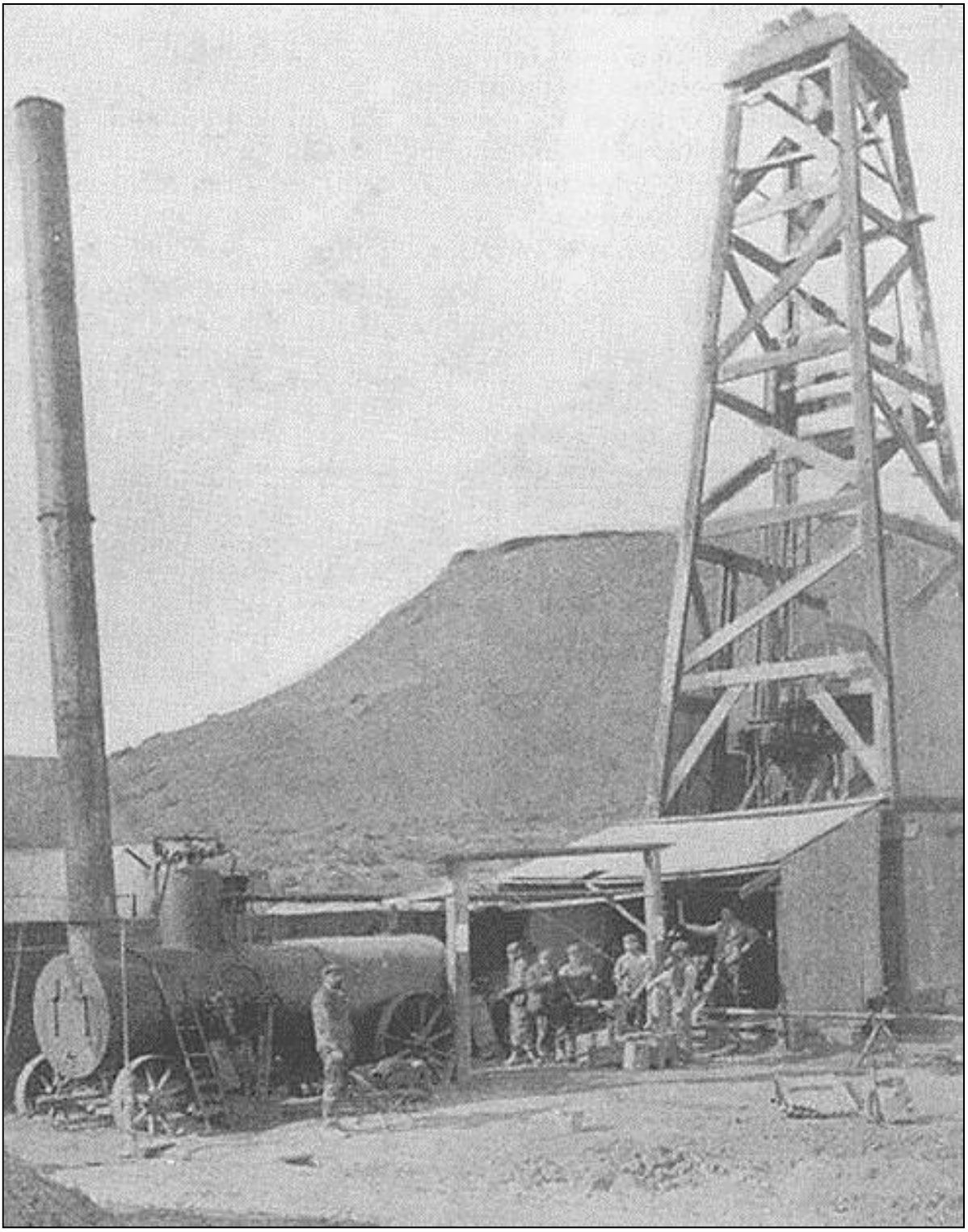


*Figura 6: equipo de perforación en la locación del pozo 2 (YPF et al. 1999).*

Entre los años 1907 y 1910 se perforaron los pozos 3, 4, 5, 6 y 7 (figura 7) con resultados no muy alentadores. Para el trienio, la producción acumulada alcanzó los 8.370 $m^3$ de petróleo.

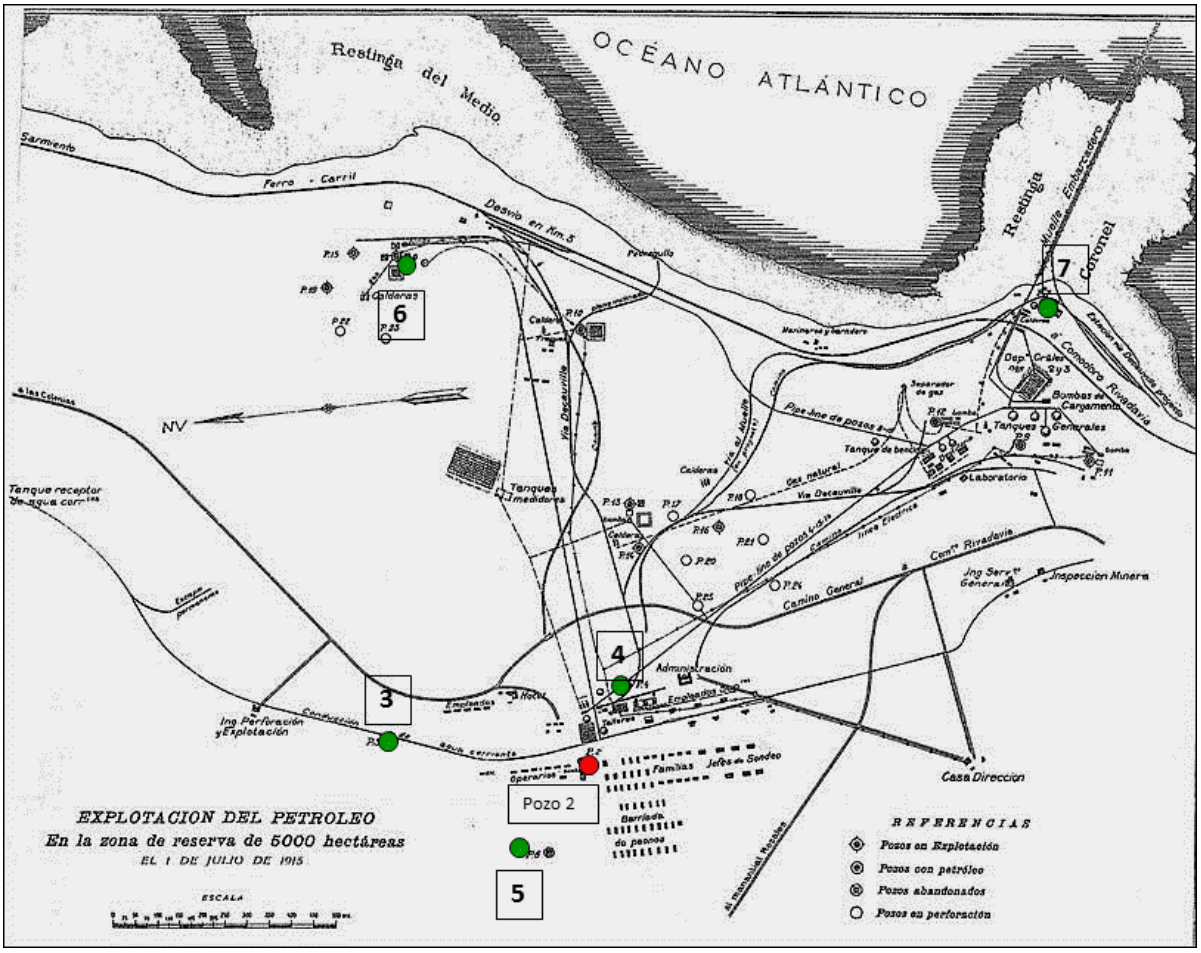



*Figura 7: estado de explotación en la cuenca para el año 1915 (YPF et al. 1999). En rojo pozo descubridor, en verde secuencia de pozos 3, 4, 5, 6 y 7.*

El descubrimiento de hidrocarburos en la región promovió la realización de estudios geológicos, siendo Ricardo Stappenbeck el primer geólogo en realizar un trabajo sobre el nuevo yacimiento (Hechem 2015). Al respecto, comenta que el petróleo se encuentra en las "areniscas abigarradas" (*sensu* Ameghino 1890). También realiza varias observaciones semi-regionales y cita la presencia de afloramientos de petróleo en el río Chico (Stappenbeck 1909).

A partir de 1910, Walter Schiller efectuó distintos tipos de trabajos incluyendo la descripción de las rocas con petróleo y los anticlinales como trampas (Schiller 1925).

De acuerdo con la información presentada por Hechem (2015), en 1927 se crea la Comisión Geológica del Golfo San Jorge, a cargo de Enrico Fossa-Mancini la cual estaba conformada por un equipo de geólogos italianos, rusos y argentinos, cuyos trabajos y observaciones sentarían las bases de la geología de la cuenca, aún vigentes. Egidio Feruglio, Alejandro Piatnitzky, Alejandro Stessin, Traian Serghiescu, Danilo Ramacioni, Dimitri Chahnazaroff, Vicente Franceschi, José Biondi, Ivo Conci, María Casanova, entre otros, son algunos de los integrantes y cuyos nombres se repiten en numerosos informes internos y en distintas publicaciones entre los años 1927 y 1931.

Los primeros trabajos efectuados por la comisión se focalizaron en el reconocimiento de las características estructurales del yacimiento; esto facilitó la comprensión de la geología del de la región de manera tal que siguiendo esos lineamientos hacia el oeste, se descubrieron entre 1928 y 1936 los yacimientos del llamado Flanco Norte, como Cañadón Perdido, Diadema, Escalante, Manantiales Behr, El Trébol, Pampa del Castillo y El Tordillo, (YPF *et al.* 1999). Con el mismo modelo, continuando los lineamientos hacia el norte y este, y aprovechando las amplitudes mareales patagónicas, se desarrollaron Caleta Córdova y Restinga Alí (Hechem 2015).

Entre 1927 y 1929 se realizaron estudios de superficie que llegaron hasta la sierra de San Bernardo, dando por resultado la perforación de pozos en los anticlinales reconocidos entre la sierra misma y la localidad de Las Heras (Hechem 2015).

La exploración el el Flanco Sur comienza en la campaña de perforación de pozos de YPF en el año 1938, con los descubrimientos de las acumulaciones en Cañadón Seco, Cañadón León y Meseta Espinosa (Hechem 2015).

Entre 1958 y 1962, y gracias al empleo intensivo de la sísmica de reflexión, se producen los descubrimientos de los grandes yacimientos de la cuenca, tales como: Bella Vista, El Cordón, Anticlinal Grande, Pico Truncado, Cerro Dragón, El Huemul, Koluel Kaike, Las Heras, Meseta Catorce y Cañadón de la Escondida (Hechem 2015).

Durante la década de 1990 se perforaron algunos pozos en el Centro de cuenca con objetivos profundos que encontraron hidrocarburos pero en condiciones económicas adversas (Hechem 2015).

A partir de los modelos geológicos comprobados fehacientemente en los flancos norte y sur, se perforaron varias de las estructuras principales en Costa afuera buscando trampas análogas a los yacimientos *onshore* (El Trébol, Campamento Central). No obstante los descubrimientos realizados, la economicidad de los proyectos sigue siendo una asignatura pendiente (Hechem 2015).

Durante el año 2014 la producción acumulada para la Cuenca Golfo San Jorge fue de 3,09 x $10^7$ $m^3$ de petróleo y de 4,15 $10^7$ $m^3$ de gas (IAPG, 2015).

# Capítulo II

## *Cuenca Golfo San Jorge*

La Cuenca del Golfo San Jorge es una de las seis cuencas productivas de hidrocarburos en el país, denominadas: Paleozoica, Cretácica, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral (figura 8). La superficie correspondiente a estas cuencas alcanza los 545.000 km$^2$ y representan el 18% de un total de 3.045.000 km$^2$ estimados hasta la fecha con potencial de acumulación de hidrocarburos.

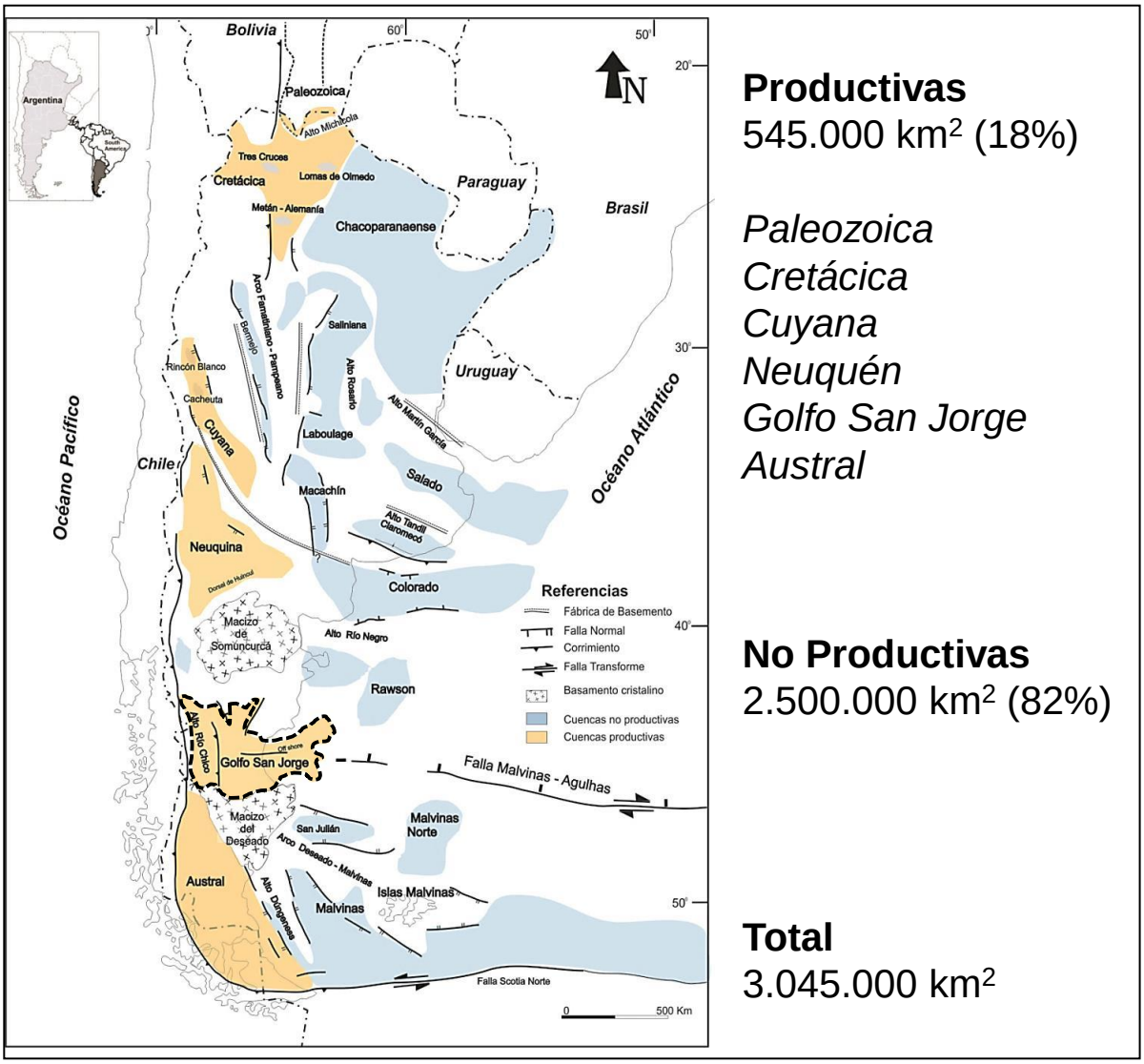



*Figura 8: mapa de ubicación de las cuencas productivas (en amarillo), cuencas aún no productivas (en celeste) y superficies correspondientes (Barredo y Stinco 2013).*

La Cuenca Golfo San Jorge se encuentra en la Patagonia central, entre los 44º y los 47° de latitud Sur y entre los 64º y 71° de longitud Oeste. Su extensión alcanza los 170.000 kilómetros cuadrados (Strelkov *et al*. 2005), ubicándose en las provincias de Chubut y Santa Cruz. Un tercio de la misma se desarrolla costa fuera (figura 9), que a su vez se corresponde con la mayor acumulación de sedimentos. A partir de información sísmica, se

ha estimado que el relleno de la cuenca alcanzaría entre 7 y 8 kilómetros de espesor (Homovc y Lucero 2002, Sylwan *et al.* 2011).

La Cuenca Golfo San Jorge se encuentra limitada al norte por el Macizo Norpatagónico o de Somuncurá, al Sur por el Macizo del Deseado, al Oeste por la Cordillera de los Andes y al Este por el margen continental del Océano Atlántico. Se encuentra dividida por la Sierra de San Bernardo, que la separa de la subcuenca Río Mayo al oeste, mientras que al este se ubica el depocentro principal, que en términos económicos orientados hacia la exploración y explotación de hidrocarburos se subdivide como Flanco Norte, Flanco Sur, Centro de cuenca y Costa afuera (figura 9).

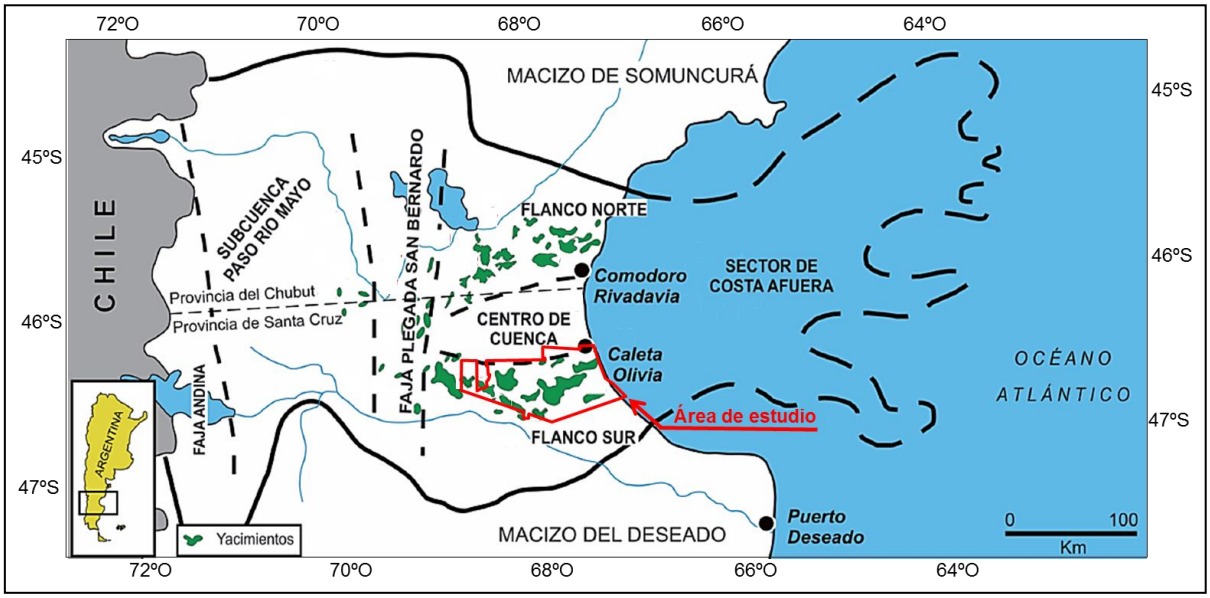



*Figura 9: ubicación geográfica de la Cuenca Golfo San Jorge con sus límites y rasgos morfoestructurales más sobresalientes (modificado de Sylwan et al. 2011).*

## Estratigrafía

Un importante número de autores han realizado trabajos relacionados con la estratigrafía de la cuenca, entre ellos caben mencionar los de Feruglio (1949), Suero (1955), Bracaccini (1960), Harrington (1962), Borrello (1962), Herrero Ducloux (1963), Lesta *et al.* (1980), Sciuto (1981), Clavijo (1986), Barcat *et al.* (1989), Fitzgerald *et al.* (1990), Vela y Hechem (1997), Figari *et al.* (1999), Bridge *et al*. (2000), Sylwan *et al.* (2011) y Barredo y Stinco (2013), entre otros.

La particularidad de contar con más de 37.000 pozos perforados y 25.000 km$^2$ de sísmica 3D en la cuenca implica contar con un volumen de información de subsuelo que se complementa eficientemente con la disponible y proveniente de la superficie.

La figura 10 muestra la columna estratigráfica correspondiente a la cuenca.

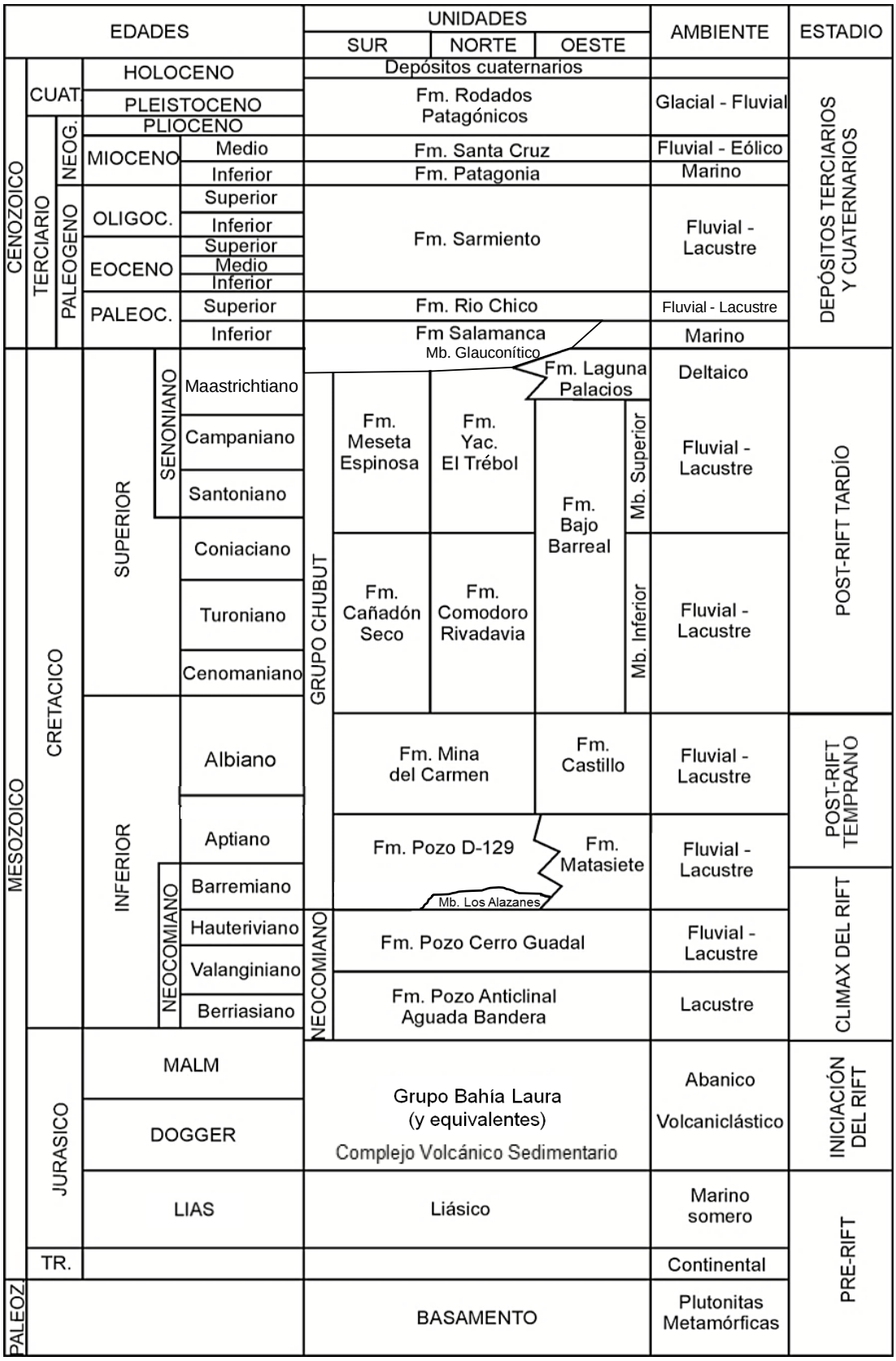



*Figura 10: columna estratigráfica de la Cuenca Golfo San Jorge (modificado de Sassali et al. 2011).*

La figura 11 muestra la columna estratigráfica completa en subsuelo en el área de estudio y como se reconocen las unidades a partir de su respuesta en los registros de pozo abierto.

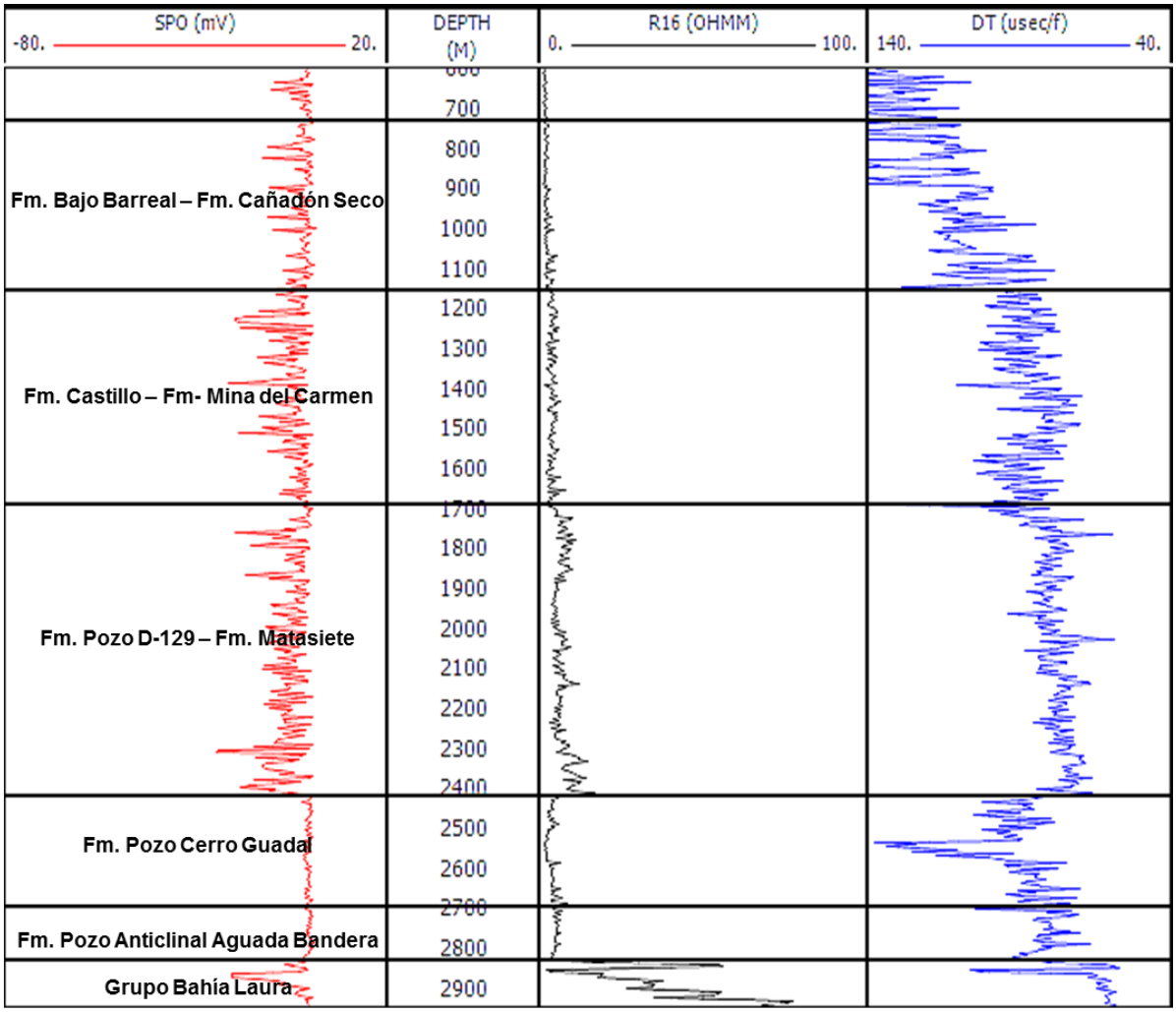



*Figura 11: columna estratigráfica perforada en el pozo MSes-1 (véase figura 4) en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 R16: resistividad normal de 16 pulgadas en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #numero significa la pista (track) correspondiente.*

*Basamento*

El basamento de la cuenca lo constituyen rocas gnéisicas, micacíticas y anfibolíticas localmente intruídas por rocas graníticas, del Paleozoico (Angeleri 1961), granitos y esquistos del Devónico, sedimentitas del Carbonífero-Pérmico, rocas ígneas del Permo-Triásico y sedimentitas del Triásico (Sylwan *et al.* 2011). Figari *et al*. (1999) lo denominan Megasecuencia 0.

Suprayaciendo encontramos los depósitos de las unidades liásicas, caracterizadas por areniscas cuarzosas, mudstones carbonosos, limolitas grises oscuras y tobas silicificadas (Ferello y Lesta 1973), que presentan una distribución areal restringida a un sistema de hemigrábenes (Fitzgerald *et al.* 1990).

Sobre éstas, se disponen las unidades del Complejo Volcánico Sedimentario (CVS) del Jurásico (Clavijo 1986, Figari *et al.* 1999, Sylwan *et al*. 2011), que dependiendo de su ubicación geográfica se denomina como Formación Lago La Plata (hacia el oeste, Ramos 1976), Grupo Lonco Trapial (Flanco Norte, Lesta y Ferello 1972), Grupo Bahía Laura (Flanco Sur, Feruglio 1949).

En la zona del Bajo de San Julián, Spalletti *et al.* (1982) y Cúneo *et al.* (2013) realizaron dataciones obteniendo edades del Bathoniano – Kimmeridgiano para el Grupo Bahía Laura, en tanto que para Wavrek *et al*. (1997a) en el Flanco Sur la edad del grupo se ubica en el Caloviano – Oxfordiano.

La distribución paleogeográfica de los depósitos de este grupo estuvo condicionada por la geometría del depocentro con notable aumento del espesor en los bloques hundidos y ausencia de las vulcanitas en las áreas de horsts intracuencales. Este arreglo puede observarse en las áreas correspondientes a las pampas de Salamanca y del Castillo, (Lombard y Ferello 1965, en Sciutto 2008).

La figura 12 corresponde a un afloramiento del Grupo Lonco Trapial y en discordancia la Formación Cañadón Asfalto, en la Cuenca de Cañadón Asfalto, en el Cerro Cóndor, provincia de Chubut.

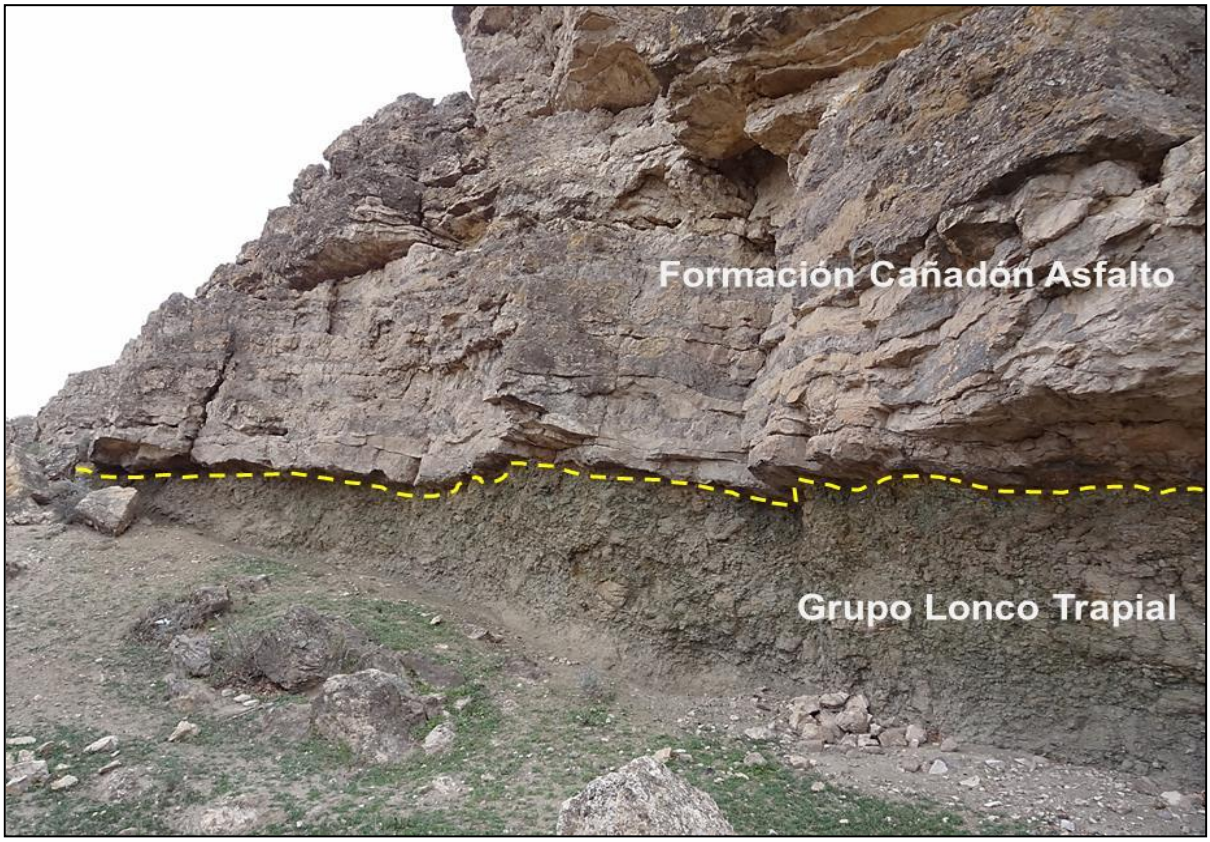



*Figura 12: vista al noroeste del afloramiento del material volcaniclástico del Grupo Lonco Trapial y de las calizas estromatolíticas de la Formación Cañadón Asfalto en las cercanías del Cerro Cóndor, provincia de Chubut (Foto: L. Stinco).*

En el subsuelo del área de estudio, la sección equivalente al Complejo Volcánico Sedimentario (CVS) del Jurásico se denomina Grupo Bahía Laura, y está constituido por rocas volcánicas, volcaniclásticas y clásticos finos hasta gruesos. La información con la que se cuenta es muy limitada dado que solo lo han atravesado de manera parcial dos pozos,

MSes-1 (495 m de espesor) y PLx-2 (139 m de espesor), que fueran perforados por YPF durante la década de 1980.

*Unidades correspondientes al Neocomiano*

Por encima del basamento se acumularon depósitos detríticos lacustres y fluviales del Grupo Las Heras, informalmente denominados como “Neocomiano”, que corresponden a las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera (Lesta *et al*. 1980) y Pozo Cerro Guadal (Ferello y Lesta 1973), del Jurásico superior al Cretácico inferior (Sciutto 2000). Corresponde a la Megasecuencia I de Figari *et al*. (1999).

Inicialmente, Lesta *et al*. (1980) incluyeron junto con estas unidades a la Formación Pozo D-129 dentro del Grupo Las Heras. Por su parte, Clavijo (1986), señala la existencia de dos ciclos sedimentarios distintos con diferentes características litológicas y separados por una discordancia erosiva regional. Sylwan *et al*. (2011) propusieron excluir a la Formación Pozo D- 129 del Grupo Las Heras, propuesta adoptada en el presente trabajo.

Unidades temporalmente equivalentes se localizan en distintas áreas de la cuenca. Estas son: Pelitas Laminares (Ferello y Lesta 1973) en el Centro de cuenca, las Formaciones Tres Lagunas (Ploszkiewicz y Ramos 1977), Katterfeld (Ramos 1976) y Apeleg (Ploszkiewicz y Ramos 1977) reconocidas en las inmediaciones del Lago Fontana, la Sección Pelítica Basal (Barcat *et al*. 1989) en las cercanías del Lago Colhué Huapí, la Formación Pozo Paso Río Mayo (Clavijo 1986) hacia el noroeste en la subcuenca de Río Mayo y, hacia el sector occidental, por Scasso (1989).

Según Figari *et al*. (1999) estas unidades corresponderían a depósitos de *rift* tardío. No obstante, Sassali *et al*. (2011) interpretan a las mismas como depositadas durante el clímax del *rifting* (*sensu* Prosser 1993). Rellenan los grábenes y hemigrábenes de la cuenca y conforman depósitos en forma de cuña, alcanzando sus mayores espesores hacia el suroeste (Sylwan 2001).

La figura 13 corresponde a un afloramiento de la Formación Katterfeld, correlacionable a las unidades neocomianas de la Cuenca Golfo San Jorge, en la margen sur del Lago Fontana, provincia de Chubut.

*Figura 13: vista al sur del afloramiento de la Formación Katterfeld, en la margen sur del Lago Fontana, provincia de Chubut (Foto: L. Stinco).*

*Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera*

La Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera (Lesta *et al.* 1980) suele ser concordante con el techo del Complejo Volcánico Sedimentario (CVS) del Jurásico hacia el centro de cuenca, en tanto que hacia los bordes de la misma generalmente es discordante en forma angular (Fitzgerald *et al.* 1990).

Esta formación presenta tres secciones diferenciables entre sí. Hacia la base comprende a areniscas finas, pelitas negras intercaladas, limolitas y fangolitas oscuras que de acuerdo con las asociaciones de fósiles corresponderían al Kimmeridgiano (Seiler y Viña 1997 en Sylwan *et al*. 2011). La sección media se enriquece en arcilitas negras y fangolitas en tanto que hacia su techo aumenta la presencia de areniscas conglomerádicas, conglomerados y fangolitas (Barcat *et al*. 1989).

Según Masiuk y Viña en Barcat *et al.* (1989) la formación tendría una edad correspondiente al Berriasiano inferior - Valanginiano inferior, sin embargo Wavrek *et al*. (1997a) la extienden hasta el Valanginiano Superior.

Los depósitos alcanzan los 1400 metros de potencia (Bellosi *et al*. 2002) y rellenan los hemigrábenes con las pelitas relacionadas al margen no fallado del *rift* y las areniscas y conglomerados asociados con abanicos aluviales asociados al margen fallado (Sylwan *et al*. 2011). En el área de estudio, la atraviesan dos pozos en su totalidad, y desarrolla entre 130 y 248 metros de espesor.

Esta unidad, si bien es mayormente lacustre, hacia el oeste de la cuenca evidencia microfauna de origen marino, tal como: *Muderongia staurota, Criboperidinium muderongensis, cf. Meirogoniaulx, Oligosphaeridium complex, Diconodinium multispinum, Cribropseridinium sp, Oligosphaeridium pulcherrium* (Laffitte y Villar 1982, Vela y Hechem 1997). Las facies que la caracterizan corresponden a pelitas negras con delgadas intercalaciones de limos y areniscas depositadas en cuerpos de agua con bajo contenido de oxígeno.

La formación es una de las rocas generadoras de la cuenca (Villar *et al*. 1996, Figari *et al*. 1999, Rodríguez y Littke 2001, Bellosi *et al*. 2002, Sylwan *et al*. 2008) y sus características oleogenéticas serán tratadas en el correspondiente a la descripción del sistema petrolero.

*Formación Pozo Cerro Guadal*

La Formación Pozo Cerro Guadal (Ferello y Lesta 1973) completa el “Neocomiano” y se desarrolla de manera discordante sobre la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera representando la fase diastrófica Intravalanginiana (Barcat *et al*. 1989). Estos autores le asignan una edad del Valanginiano – Hauteriviano al igual que Vela y Hechem (1997).

Corresponde a facies interpretadas como fluvio deltaicas y lacustres conteniendo intercalaciones de fangolitas, limolitas tobáceas y areniscas típicas de lagos someros desarrollados en hemigrábenes (Wavrek *et al*. 1997a).

Asimismo, Vela y Hechem (1997) consideran que hacia la base de la unidad, las fangolitas corresponderían a depósitos fangosos de prodelta con abundante presencia de material detrítico carbonoso de plantas. Hacia niveles más jóvenes, se hacen más frecuentes las intercalaciones de intervalos arenosos y hasta conglomerádicos con patrones granocrecientes indicativos de facies deltaicas.

Los colores característicos de la formación, que varían entre rojo y verde, sugieren un incremento en el contenido de oxígeno en el agua al compararla con la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera. Consecuentemente, la presencia de materia orgánica es sustancialmente menor aunque no nula por lo que presenta condiciones de roca generadora (Figari *et al*. 1999, Rodríguez y Littke 2001).

Los espesores de esta unidad varían entre 100 y 600 metros, producto de la marcada influencia ejercida por los bloques rotados de los hemigrábenes con orientación noroeste (Fitzgerald *et al*. 1990).

*Grupo Chubut*

El Grupo Chubut (Lesta 1968), “Chubutiano”, se encuentra separado por una discordancia angular de las unidades comprendidas en el Neocomiano. El mismo fue subdividido por Lesta y Ferello (1972) en Formación Pozo D-129 (siendo sus equivalentes Formación Matasiete en el sector oeste y el Miembro Los Alazanes, que conforma la sección basal de algunos intervalos); Formación Mina del Carmen (o su equivalente Formación Castillo en el sector oeste); Formación Comodoro Rivadavia (o sus equivalentes Formación Cañadón Seco en el Flanco Sur y el Miembro inferior de la Formación Bajo Barreal en el sector oeste), Formación Yacimiento El Trébol (o su equivalente, Formación Meseta Espinosa en el Flanco Sur, Formación Laguna Palacios y el Miembro superior de la Formación Bajo Barreal, en el sector oeste). Corresponde a la Megasecuencia II de Figari *et al.* (1999).

Son depósitos fluviales, lacustres y deltaicos que representan una etapa temprana y tardía de *sag* (Fitzgerald *et al.* 1990) o serían parte del clímax del *rift* a post-*rift* temprano y tardío (*sensu* Prosser 1993, según Sassali *et al*. (2011). Las unidades comprendidas en este grupo se depositaron sin participación del Mar Pacífico, en ambientes continentales en un depocentro que migraba al este por efectos de reactivación en el sistema extensional (Figari *et al*. 1999).

*Formación Pozo D-129 – Formación Matasiete*

De manera discordante, y constituyendo la sección basal del Grupo Chubut, se dispone la Formación Pozo D-129 (Lesta 1968) que hacia el oeste tiene su equivalente en la Formación Matasiete (Ferello y Tealdi 1950 en Lesta y Ferello 1972). Sciuto (1981) propuso que la Formación Pozo D-129 y la Formación Matasiete (figura 14) tienen una relación de engranaje lateral así como Fitzgerald *et al.* (1990) y Hechem *et al.* (1990) ubican temporalmente a esta última unidad en la sección media a superior de la Formación Pozo D-129.

De acuerdo con Paredes *et al.* (2003) los depósitos de la Formación Matasiete en su localidad tipo corresponden a un sistema fluvial con variaciones estacionales desarrollado en un clima semiárido.

*Figura 14: vista hacia el noroeste del afloramiento de la Formación Matasiete en el ámbito de las Sierras de San Bernardo, provincia de Chubut (Foto: L. Stinco).*

Asimismo, el ambiente depositacional correspondiente a la Formación Pozo D-129 es interpretado como un lago profundo, meromíctico (Fitzgerald *et al.* 1990, Paredes *et al.* 2007) con sistemas deltaicos asociados (Vela y Hechem 1997) con ríos de mayores dimensiones vinculados a sistemas de drenaje exóticos (Allard *et al*. 2013).

Según Archangelsky y Seiler (1980), Cortiñas y Arbe (1981), Laffite y Villar (1982), Hechem *et al*. (1987), Vela y Hechem (1997) la edad de la formación es Barremiana - Aptiana.

En las inmediaciones del área Colhué-Huapi, en el Flanco Norte de la cuenca, se encuentra una sucesión de unos 300 metros de espesor de areniscas grises y verdosas y conglomerados, calizas oolíticas y fangolitas denominadas Miembro Los Alazanes (Barcat *et al*. 1984). De acuerdo con Pezzi y Medori (1972) en Sylwan *et al*. (2011) estos depósitos corresponderían a la sección basal de la Formación Pozo D-129. De acuerdo con Barreda en Bellosi *et al*. (2002), el contenido fosilífero incluye a *Cyclusphaera psilata, Balmeiopsis limbatus, Callialasporites trilobatus y Taurocusporites segmentatus*, que confirmaría la edad asignada a la sección.

Al caracterizar la formación cuyo espesor puede alcanzar los 2.000 metros, distintos autores (Van Nieuwenhuise y Ormiston 1988, Fitzgerald *et al.* 1990, Vela y Hechem 1997) han distinguido facies que son reconocibles tanto en perfiles (figura 15) como en líneas sísmicas.

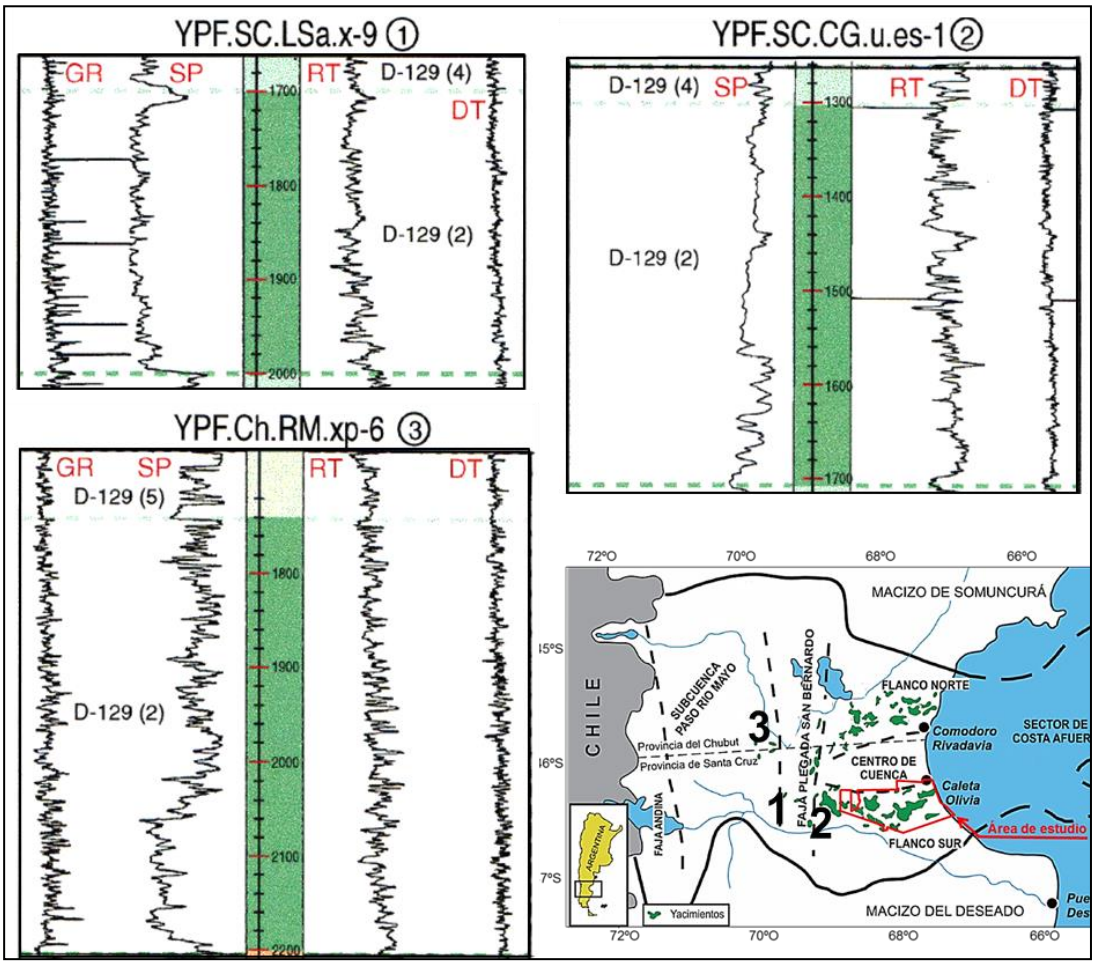



*Figura 15: reconocimiento de las diferentes facies presentes en la Formación Pozo D-129 en diferentes posiciones en la cuenca -1,2 y 3- (modificado de Vela y Hechem (1997). #1 GR: gamma ray (GAPI), SP: potencial espontáneo (mV). # 2 1800: 1800 metros bajo boca de pozo. #3 RT: resistividad profunda (ohmm), DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie.*

De acuerdo con Vela y Hechem (1997) la facies 1 (F1), que corresponde a la sección basal, es característica del Flanco Sur; se compone de areniscas, conglomerados y escasos niveles con yeso, que se interpretan han sido depositados en un ambiente fluvial o deltaico. La suprayacente facies 2 (F2), está compuesta por areniscas y tobas limosas y no se reconoce en el centro de la cuenca; se interpreta depositada en ambientes fluviales a deltaicos. La subsiguiente secuencia corresponde a la facies 3 (F3), comprende a grainstones, packstones y oolitas con intercalaciones de pelitas y mudstones, la participación del material volcánico disminuye respecto de la facies anterior; se interpreta que esta facies ha sido depositada en un ambiente de plataforma o rampa limitada por deltas en una posición distal del lago. El siguiente intervalo corresponde a la facies 4 (F4), constituida por tobas limosas y arenosas, arcilitas y calizas con delgadas intercalaciones de pelitas; en regiones centrales de la cuenca las pelitas con alto contenido de materia orgánica son dominantes así como hacia los bordes es mayoritario el material tobáceo; se considera que corresponde a depósitos que varían desde zonas marginales hasta el centro de cuenca. La facies 5 (F5) corresponde al intervalo superior de la formación desarrollándose hacia la región de las Sierras de San Bernardo; se la correlaciona con la Formación Matasiete; está compuesta por conglomerados, areniscas, pelitas y tobas; se interpreta como sedimentos depositados en ambientes fluviales. No se reconoce su presencia en el Flanco Sur.

Estudios paleontológicos efectuados en muestras de pozo describen la presencia de *Cyclusphaera psilata, Balmeiopsis limbatus, Callialasporites trilobatus, Taurocusporites segmentatus* y *Candona sp* que indicarían un paleoambiente lacustre poco profundo con aguas claras y cálidas (Seiler y Viña 1997 en Sylwan *et al*. 2011), así como Archangelsky *et al*. (1984) describen palinomorfos asignados a la biozona Intervalo *Tectifera-Corrugatus* y a la zona *Antulsporites-Clavatipollenites*.

La Formación Pozo D-129 es la roca generadora por excelencia de la cuenca, características que serán descriptas en la sección correspondiente al sistema petrolero.

*Formación Mina del Carmen – Formación Castillo*

La Formación Mina del Carmen (Lesta 1968) se reconoce en subsuelo en tanto que la Formación Castillo (Lesta *et al*. 1980) comprende a las secciones equivalentes que engranan hacia el occidente así como a las que afloran hacia el oeste y en la Sierra de San Bernardo. Ambas unidades exhiben una relación discordante tanto hacia la base como hacia el techo.

La Formación Mina del Carmen se caracteriza hacia el centro de cuenca por el dominio de facies lacustres con pelitas con bajo potencial de generación de hidrocarburos y material volcaniclástico fino, en tanto que hacia los flancos se reconocen depósitos aluviales y fluviales meandriformes (Vela y Hechem 1997), con espesores variables entre 200 y hasta 2.000 metros (Sylwan *et al*. 2011).

A su vez, la Formación Castillo comprende a tobas líticas, areniscas y conglomerados (Vela y Hechem 1997, Sylwan *et al*. 2011). La edad asignada a toda la secuencia es Aptiana – Albiana (Fitzgerald *et al.* 1990).

En la figura 16 se observa la foto de un afloramiento de la Formación Castillo en la zona de la Sierra de San Bernardo.

*Figura 16: vista al sur del afloramiento de la Formación Castillo en el ámbito de la Sierra de San Bernardo, provincia de Chubut (Foto: L. Stinco).*

*Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior; Formación Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; y Formación Comodoro Rivadavia*

La Formación Bajo Barreal (Ferello y Tealdi 1950 en Lesta *et al*. 1980), Miembro Inferior, la Formación Cañadón Seco (Lesta 1968) integrada por los Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1, y la Formación Comodoro Rivadavia (Lesta 1968) que se desarrolla en el Flanco Norte de la cuenca corresponden a unidades equivalentes que se distribuyen discordantemente sobre las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en la cuenca.

De acuerdo con Vela y Hechem (1997), en la sección es marcado el incremento de niveles con areniscas respecto a las unidades infrayacentes. Los depósitos lacustres caracterizan al centro de cuenca en tanto que hacia los bordes dominan los sistemas fluviales efímeros y sistemas meandriformes con desarrollo de paleosuelos con un importante control estructural ejercido por fallas directas activas durante la sedimentación (Hechem 1998). Los espesores del intervalo varían entre 100 y 1.200 metros (Sylwan *et al*. 2011).

Según Bellosi *et al*. (1997) se reconoce un sistema de canales arenosos con moderada sinuosidad con depósitos de llanura de inundación bien desarrollados en el Miembro Caleta Olivia de la Formación Cañadón Seco.

Asimismo, Bridge *et al*. (2000) estudiaron los afloramientos de la Formación Bajo Barreal en el Codo del Senguer, Cerro Ballena y Cerro Colorado de Galveniz estableciendo que el ancho promedio de los canales oscilaba entre 35 y 65 metros en tanto que las profundidades variaban entre los 2 y 6 metros.

La edad de estas unidades es Albiano superior a Coniaciano (Fitzgerald *et al.* 1990, Bellosi *et al*. 1997).

*Formación Bajo Barreal, Miembro Superior; Formación Meseta Espinosa; Formación Yacimiento El Trébol; Formación Laguna Palacios*

La Formación Bajo Barreal (Ferello y Tealdi 1950 en Lesta *et al*. 1980), Miembro Superior, la Formación Meseta Espinosa (Lesta 1968) y la Formación Yacimiento El Trébol (Lesta 1968) que se desarrolla en el Flanco Norte de la cuenca corresponden a unidades equivalentes que suprayacen en paraconcordancia a la Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior, Formación Cañadón Seco y Formación Comodoro Rivadavia en distintos lugares de la cuenca.

En estas unidades, que según Brown *et al*. (1982) corresponden a depósitos turbidíticos y de acuerdo con Fitzgerald *et al.* (1990) a ambientes deltaicos, es notorio el aumento del contenido de pelitas respecto de las unidades inferiores, fundamentalmente hacia el centro de cuenca. Hacia los bordes de la misma, se hacen evidentes las intercalaciones de depósitos arenosos que alternan con pelitas y que corresponderían a depósitos clásticos asociados con ambientes fluviales (Vela y Hechem 1997).

En la porción occidental de la cuenca las pelitas se intercalan con piroclastitas y con escasos horizontes de areniscas, interpretándose que el ambiente depositacional es palustre y de llanura aluvial (Barcat *et al*. 1984). El intervalo tiene espesores entre 100 y 800 metros (Sylwan *et al*. 2011). Lateralmente y hacia el oeste, la Formación Bajo Barreal, Miembro Superior engrana con la Formación Laguna Palacios (Flores 1955 en Lesta y Ferello 1972). De acuerdo con Vela y Hechem (1997) estos depósitos corresponden al Coniaciano – Maastrichtiano.

La figura 17 corresponde a una foto del afloramiento de la Formación Bajo Barreal en el Cerro Ballena, Provincia de Santa Cruz en donde se reconocen ambos miembros (Inferior y Superior).

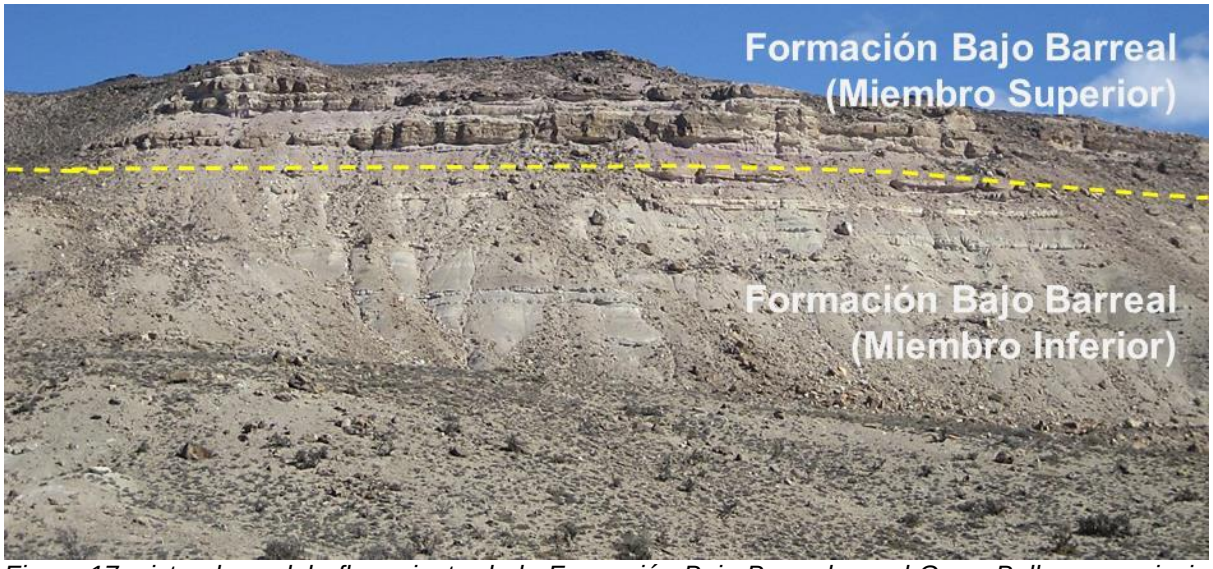



*Figura 17: vista al sur del afloramiento de la Formación Bajo Barreal, en el Cerro Ballena, provincia de Santa Cruz (Foto: L. Stinco).*

La figura 18 corresponde a una fotografía de la Formación Laguna Palacios en Cerros Colorados, Chubut.

*Figura 18: vista al oeste del afloramiento de la Formación Laguna Palacios en Cerros Colorados, Chubut (Foto: L. Stinco).*

Desde el punto de vista petrolero, estas formaciones corresponden a los reservorios más prolíficos de la Cuenca Golfo San Jorge conformando más del 90% de la producción de hidrocarburos.

*Formación Salamanca*

La Formación Salamanca (Lesta y Ferello 1972) representa la ingresión del Océano Atlántico cuyos depósitos de pelitas, areniscas y conglomerados alcanzan los 300 metros de espesor hacia el centro de cuenca (Vela y Hechem 1997). De acuerdo con Lesta (1968), con las unidades infrayacentes presenta un contacto erosivo hacia los márgenes y paraconcordante hacia el centro de cuenca. Figari *et al*. (1999), agrupan a las unidades terciarias en la Megasecuencia III.

En el Flanco Norte, Feruglio (1949) la subdividió en cuatro miembros: Lignitífero, Banco verde, Fragmentosa y Glauconítico hacia la base, que es objetivo como reservorio de hidrocarburos (Sylwan *et al*. 2011).

Lesta *et al*. (1980) la ubican en el Paleoceno así como Barcat *et al.* (1980) le asignan a la sección basal una edad Maastrichtiana.

*Formación Río Chico*

En forma concordante y sobrepasando los 200 metros de espesor se depositan las pelitas, tobas, areniscas tobáceas y conglomerados depositadas en ambientes fluviales de mediana a alta sinuosidad y lacustres del Paleoceno correspondientes a la Formación Río Chico (Simpson 1933, Feruglio 1949, Sylwan *et al*. 2011).

Por su parte, Andreis (1977) subdivide la formación en el Miembro Las Violetas (inferior) con alto contenido de pelitas y Miembro Visser (superior) con intercalaciones de niveles arenosos.

*Formación Sarmiento*

Con una edad Eoceno – Oligoceno, la Formación Sarmiento (Lesta *et al*. 1980) se apoya en discordancia sobre la unidad infrayacente. La unidad alcanza los 300 metros de espesor y está compuesta por tobas varicolores, bentonita lenticular, escasos conglomerados y coladas de basaltos (Lesta *et al*. 1980).

De acuerdo con Sciutto (2008) la unidad representa un ambiente depositacional continental con acumulaciones loéssicas y de circulación superficial de cursos fluviales.

*Formación Patagonia*

Con una potencia de 500 metros, en forma discordante se depositan los sedimentos marinos del Mioceno Inferior de la Formación Patagonia (Zambrano y Urien 1970). Se reconocen niveles tobáceos y arenosos con abundantes niveles de coquinas y bancos de glauconita (Sylwan *et al*. 2011).

*Formación Santa Cruz*

En forma concordante y alcanzando unos 200 metros de espesor la Formación Santa Cruz (Zambrano y Urien 1970) está constituida por areniscas, conglomerados, tobas y pelitas del Mioceno. La presencia de paleosuelos es frecuente y el ambiente depositacional corresponde a llanuras aluviales, lagos y costa de estuarios (Sylwan *et al*. 2011).

*Formación Rodados Patagónicos*

La Formación Rodados Patagónicos (Windhausen 1914), también conocida como “Depósitos aterrazados de la Pampa del Castillo” (Sciutto 2008), corresponde a niveles de gravas arenosas de origen fluvioglacial de hasta 20 metros de potencia que suprayacen discordantemente las unidades más antiguas. Los depósitos, asignados al Plioceno-Pleistoceno, se reconocen como el primer nivel de terrazas preservado en la región patagónica (Sciutto 2008).

*Depósitos recientes*

Los depósitos marinos y continentales cuaternarios están representados por niveles aterrazados, cordones litorales, playas de gravas y depósitos aluviales y coluviales (Sciutto 2000). La figura 19 corresponde a la respuesta eléctrica en subsuelo de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento y Patagonia en el pozo CLx-4108.

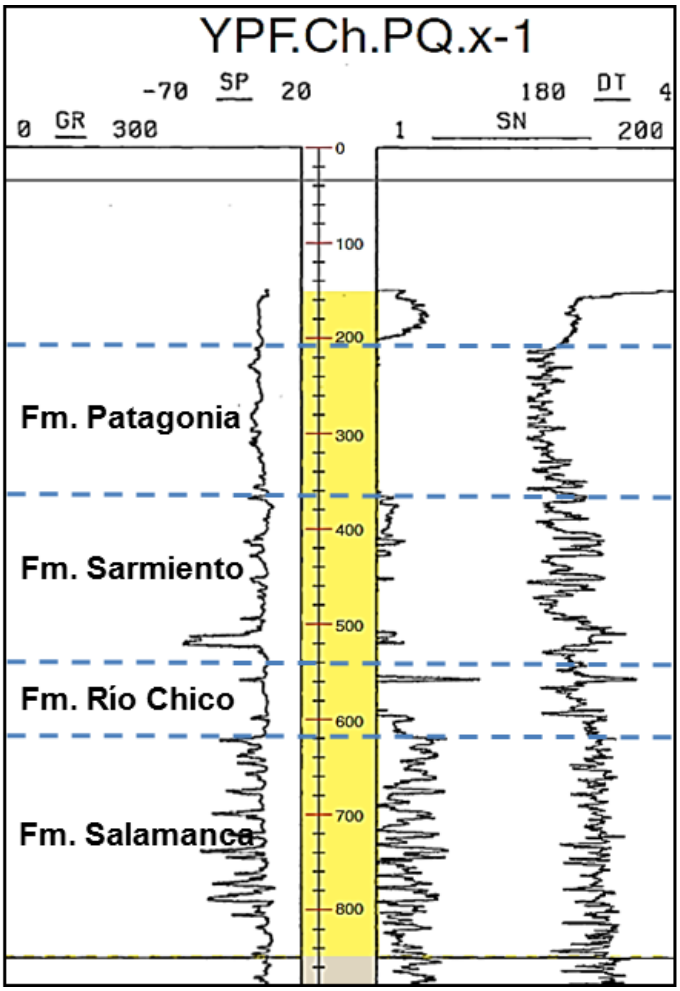



*Figura 19: sección perforada en el pozo YPF.Ch.PQ.x-1 en el Flanco Norte de la cuenca donde se reconocen los intervalos correspondientes a las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento y Patagonia en el área de estudio. #1 GR: rayos gamma en GAPI. #2 profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 SN: resitividad somera en ohmm, DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie.*

Estructura

Diversos autores, tales como Feruglio (1949), Suero (1955), Bracaccini (1960), Harrington (1962), Borrello (1962), Herrero Ducloux (1963), Ugarte (1966), Lesta *et al.* (1980), Sciuto (1981), Clavijo (1986), Barcat *et al.* (1989), Fitzgerald *et al.* (1990), Homovc *et al*. (1995), Peroni *et al*. (1995), Uliana *et al.* (1995), Urien *et al*. (1995), Schelling (1997), Figari *et al.* (1999), Ramos y Aguirre-Urreta (2000), Ramos (2008, 2009, 2015), Jalfin *et al.* (2005), Sylwan *et al.* (2008), Sylwan *et al.* (2011) y Barredo y Stinco (2010, 2013) entre otros, han realizado trabajos relacionados con la estructura de la cuenca.

Se la considera una cuenca de posición cratónica, cuyo origen se debe a extensión durante la apertura del Océano Atlántico a lo largo del brazo que no prosperó; por ello es interpretada como un aulacógeno (de Wit 1977, Fitzgerald *et al.* 1990, Ramos y Aguire-Urreta 2000, Ramos 2009, Barredo y Stinco 2010, Stinco y Barredo 2014).

Asimismo, su posición muestra el efecto del control por anisotropías de basamento de orientación NO-SE, sobre la que influenciaron además los esfuerzos transtensivos a lo largo de la falla transforme Malvinas-Agulhas (Barredo y Stinco 2013). Las características propias de los aulacógenos, sumadas al efecto de estas fallas de rumbo, dieron lugar a depocentros profundos, donde la materia orgánica pudo acumularse en condiciones euxínicas y preservarse debido a la baja tasa de aporte clástico durante la sedimentación (Stinco y

Barredo 2014). Este comportamiento mecánico contrasta con el propuesto al intentar definirla como intracratónica o *sag basin* por diversos autores (Schelling 1997, Sylwan *et al.* 2008).

Desde un punto de vista estructural la cuenca puede ser dividida en tres grandes áreas: la región oeste o Subcuenca de Río Mayo, el sistema de las Sierras de San Bernardo, y la región oriental que incluye la porción comprendida en costa afuera (Barcat *et al.* 1989, Fitzgerald *et al.* 1990, Schelling 1997, Figari *et al.* 1999).

La región oeste se caracteriza por un arreglo extensional con fallas desarrolladas mayormente NO-SE, con grábenes y hemigrábenes que se profundizan hacia el SO y que evolucionaron entre el Jurásico Superior y el Cretácico Inferior con relleno de material clástico y volcaniclástico correspondiente a las Formaciones Lonco Trapial, Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal (Homovc *et al*. 1995, Peroni *et al*. 1995, Uliana *et al.* 1995, Schelling 1997).

Durante el Neocomiano, el fallamiento normal favoreció el basculamiento y erosión de los bloques yacientes (figura 20) por lo que es frecuente encontrar discordancias angulares asociadas (Schelling 1997). Posteriormente, y aún en el Cretácico Inferior, la región oeste se caracterizó por estar sometida a un sistema extensional que generó el espacio de acomodación necesario para que las Formaciones Pozo D-129, Matasiete, Castillo y Bajo Barreal rellenaran los mismos (Fitzgerald *et al.* 1990, Schelling 1997, Figari *et al.* 1999).

La orientación oblicua de las estructuras extensionales respecto de la orogenia andina favoreció su reactivación transcurrente transfiriendo el esfuerzo compresivo hacia el sistema de faja corrida y plegada de San Bernardo (Peroni *et al*. 1995, Sylwan *et al.* 2011).

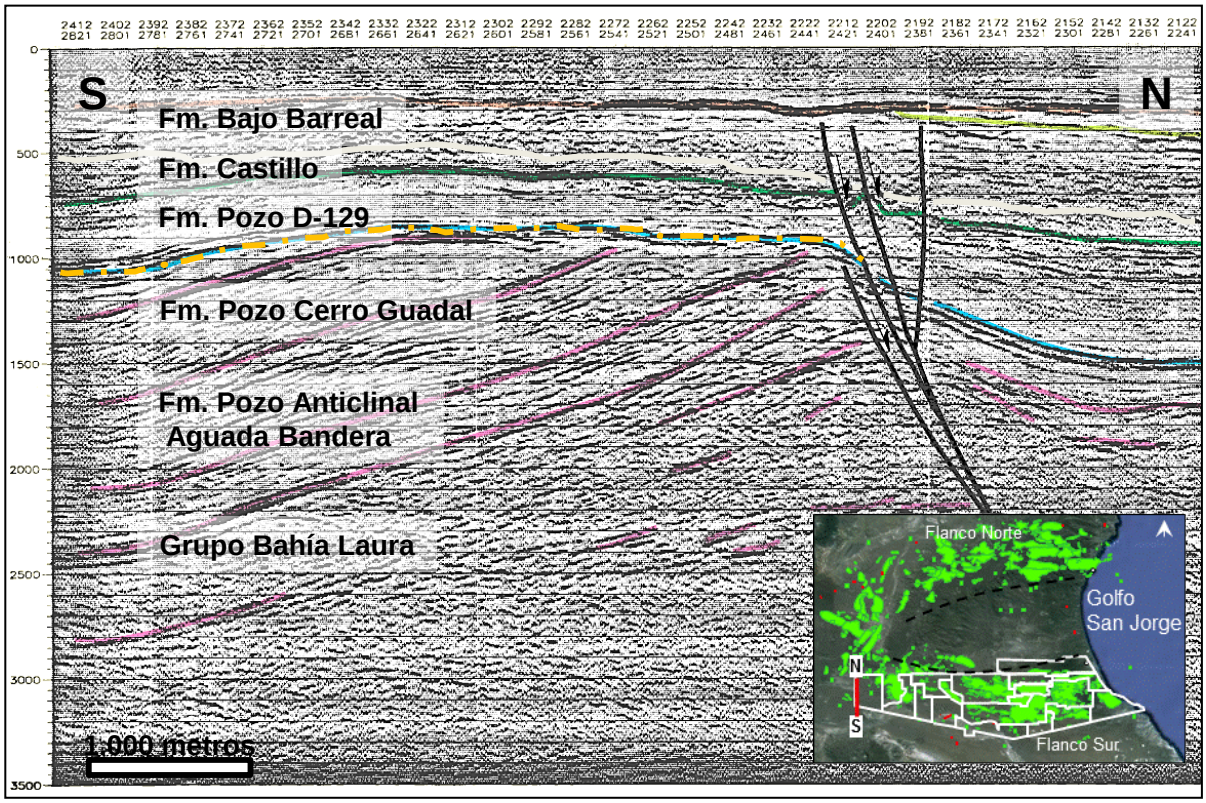



*Figura 20: línea sísmica 7279 N hacia el oeste de la cuenca y del área de estudio en donde se observa el ascenso del bloque yaciente con la consecuente erosión (línea de puntos de color naranja) de los intervalos correspondientes al Neocomiano (Modificado de Schelling 1997).*

Las Sierras de San Bernardo comprenden un sistema compresional orientado principalmente en dirección norte-sur y que sirve como elemento de división entre las porciones oriental y occidental de la cuenca. Se caracteriza por la presencia de anticlinales que se desarrollan en el bloque colgante de las fallas inversas (figura 21) orientados según NO-SE a NE-SO, principalmente asimétricos, con secciones bisectadas abiertas hacia el norte y con vergencias variables (Feruglio 1929, Sciuto 1981, Peroni *et al*. 1995, Schelling 1997). La mayoría de las estructuras compresionales presentes se interpretan como elementos extensionales reactivados entre el Mioceno Medio a Superior (Peroni *et al*. 1995, Schelling 1997).

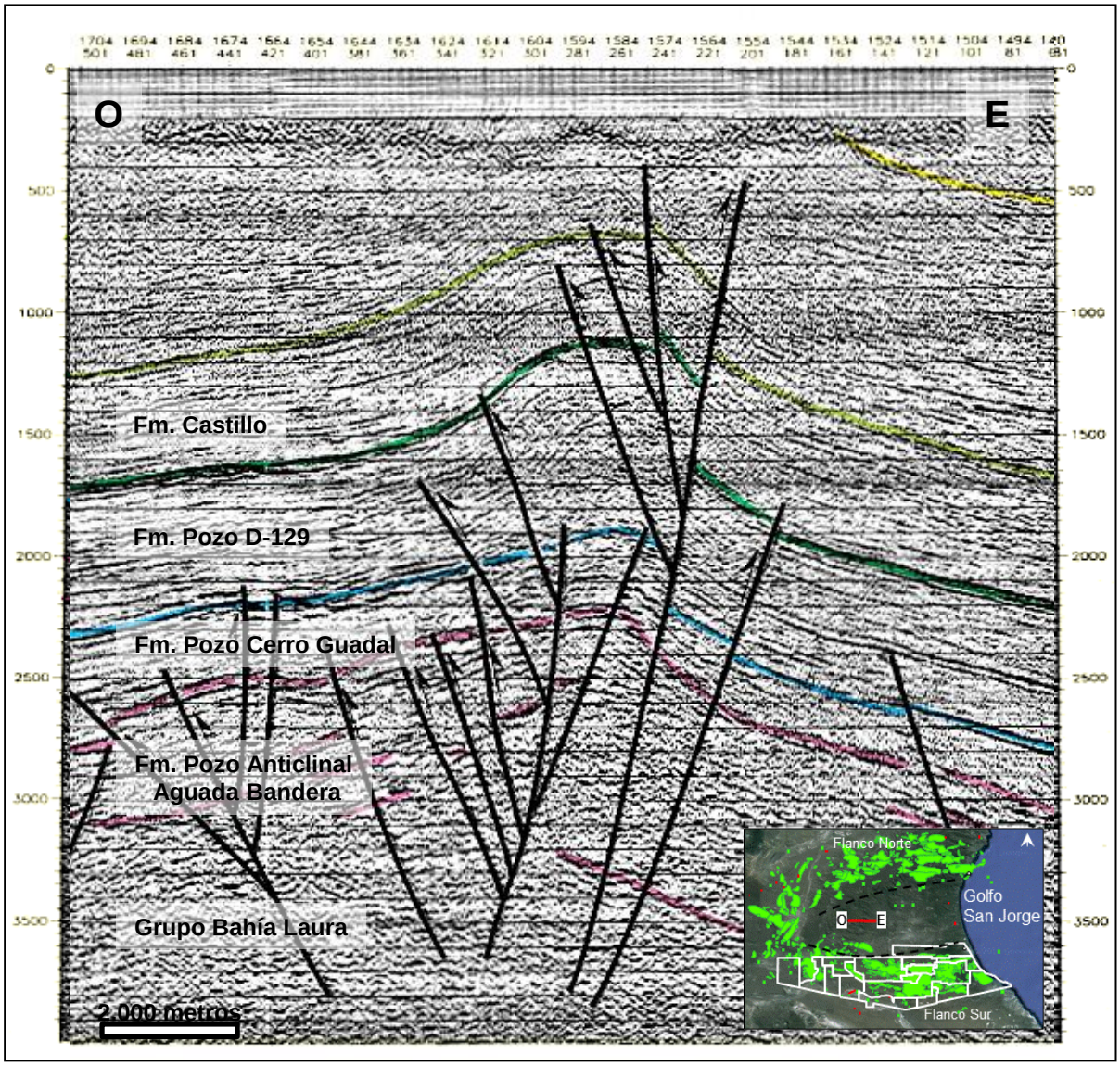



*Figura 21: línea sísmica 108P-C, oeste-este, hacia el centro de cuenca y fuera del área de estudio en donde se observa un ejemplo de ascenso de anticlinal desarrollado en el bloque colgante de las fallas inversas (Modificado de Schelling 1997).*

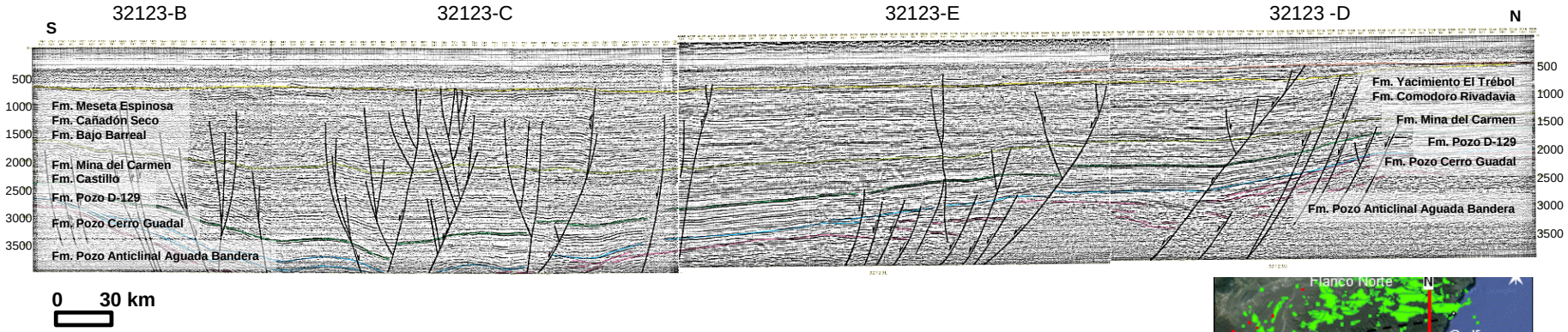
La región oriental (figura 22) comprende a la sección más profunda de la cuenca y se caracteriza por una marcada componente estructural este-oeste acompañada por una cierta simetría estructural a ambos flancos dominada por estructuras extensionales relacionadas con fallas normales conjugadas sincrónicas con los depósitos del Grupo Chubut y con un

marcado aumento de rechazo en profundidad (Schelling 1997, Figari *et al.* 1999, Sylwan *et al.* 2011).

El Flanco Norte es más abrupto que el Flanco Sur y entre ambos se desarrolla una región central que permite el engranaje de las diferentes secuencias sedimentarias (Figari *et al.* 1999). La deformación extensional y la profundización de la cuenca es mayor cuando se la compara con la región occidental, y hay evidencias de reactivación de fallas extensionales neocomianas, cuya influencia decrece en el tiempo hasta volverse nuevamente importante hacia el límite Cretácico – Terciario (Schelling 1997). Durante el Mioceno, el sistema compresivo relacionado con las Sierras de San Bernardo propició el desarrollo de fallas de desplazamiento de rumbo a transpresionales que se interpretan están relacionadas con la reactivación de fallas normales más antiguas (Peroni *et al*. 1995, Uliana *et al.* 1995, Schelling 1997).

Las estructuras dominadas por desplazamientos de rumbo se orientan según noroeste y este-oeste (Homovc *et al*. 1995, Uliana *et al.* 1995, Ramos 2008) de forma coincidente con la fábrica del basamento (Barredo y Stinco 2013).

En la figura 23 se puede observar la fuerte estructuración hacia el oeste asociada con la Faja Plegada de San Bernardo y como hacia el Centro de cuenca disminuye la densidad de fallas así como se profundiza la cuenca.



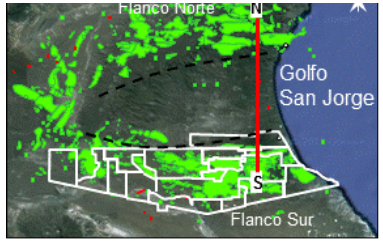
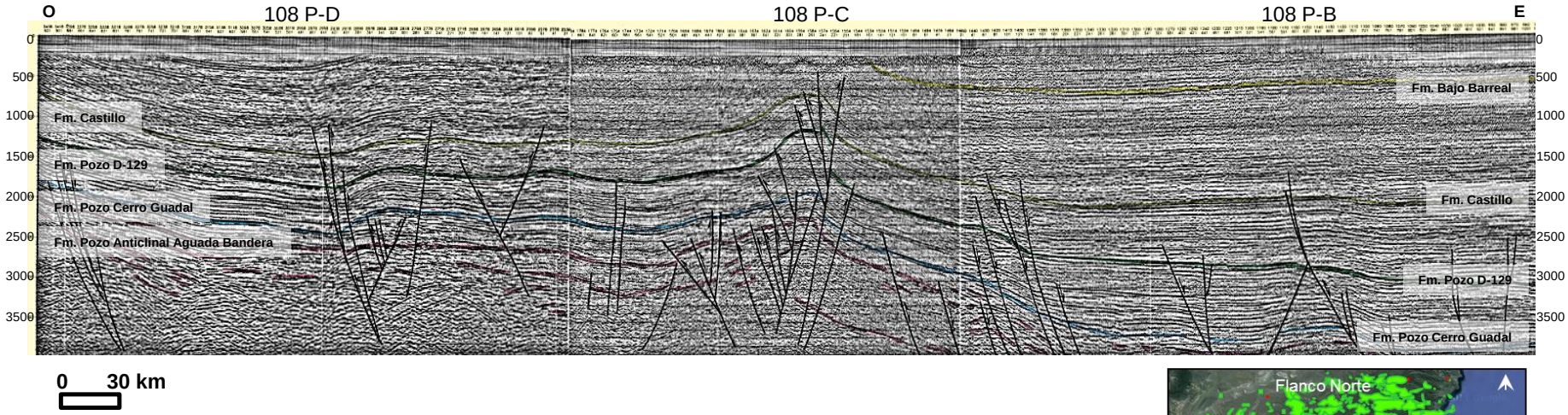




*Figura 22: líneas sísmicas 32123-B, 32123-C, 32123-E y 32123-D, sur-norte, mostrando las características estructurales de los flancos y del centro de cuenca. Nótese el escalonamiento más marcado del Flanco Norte respecto del Flanco Sur (Modificado de Schelling 1997).*



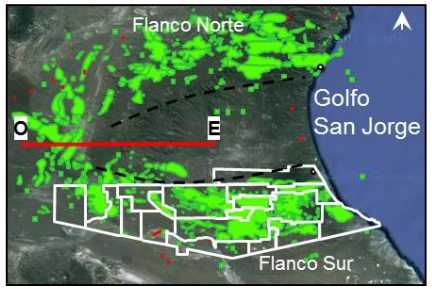




*Figura 23: líneas sísmicas 108 P-D, 108 P-C y 108 P-B, mostrando las características estructurales hacia el oeste y el centro de cuenca. Nótese la deformación asociada con la Faja Plegada de San Bernardo respecto del centro de cuenca (Modificado de Schelling 1997*

# Capítulo III

## *Estratigrafía y estructura en el área de estudio*

A continuación se describen las principales características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales correspondientes a las unidades cretácicas del área de estudio asociadas con el sistema petrolero.

Basamento – Grupo Bahía Laura

El Grupo Bahía Laura, que conforma el Complejo Volcánico Sedimentario del Jurásico, lo constituyen rocas volcánicas, volcaniclásticas y clásticos finos hasta gruesos. Su relación es discordante respecto de las unidades suprayacentes, no contándose con información de edades.

Este grupo hasta la fecha, y habiendo sido perforado solo parcialmente por dos pozos de los que integran la base de datos con registros eléctricos en el estudio, MSes-1 y PLx-2, no es objetivo petrolero. Se trata de material volcánico indiferenciado con limitadas manifestaciones de hidrocarburos (MSes-1) que sumado a sus pobres condiciones petrofísicas (baja porosidad y permeabilidad) lo tornan un objetivo con bajo potencial exploratorio y por lo tanto una unidad que no forma parte de los proyectos contemplados en el futuro mediato.

La figura 24 muestra los valores de porosidad efectiva (menores que 2%) computados para ambos pozos en el intervalo correspondiente al Grupo Bahía Laura.

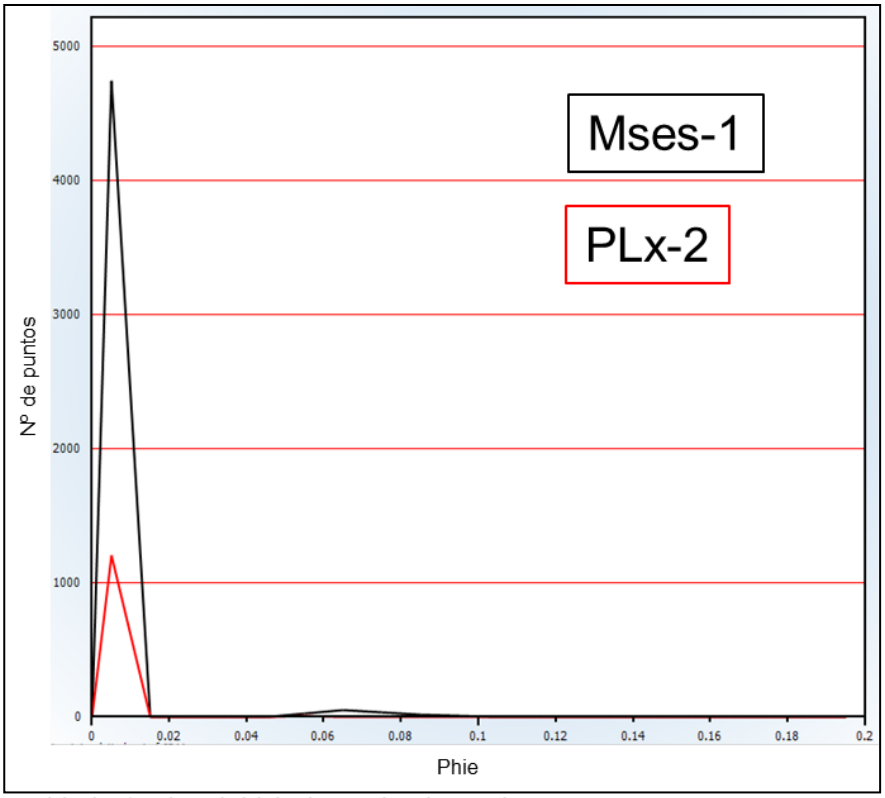



*Figura 24: porosidad efectiva (Phie) determinada en los pozos MSes-1 y PLx-2 para el intervalo correspondiente al Grupo Bahía Laura.*

No obstante lo mencionado en el párrafo anterior, se sugiere considerar su potencial capacidad como roca reservorio desde la óptica de un fracturado natural, tomando como análogos a la Formación Barda Alta o al Precuyano en la Cuenca Neuquina (Pángaro *et al*. 2002), o también a la Serie Tobífera de la Cuenca Austral (Hinterwimmer 2002).

En el pozo MSes-1 el intervalo comprendido entre los 2.829 y 3.324 metros bajo boca de pozo (mbbp) corresponde al Grupo Bahía Laura. La litología, de acuerdo con la descripción del control geológico, es material volcaniclástico indiferenciado. La marcada disminución en el tiempo de tránsito compresional muestra claramente el contacto con el material volcaniclástico característico de rocas con muy baja porosidad. La figura 25 corresponde a dicha sección.

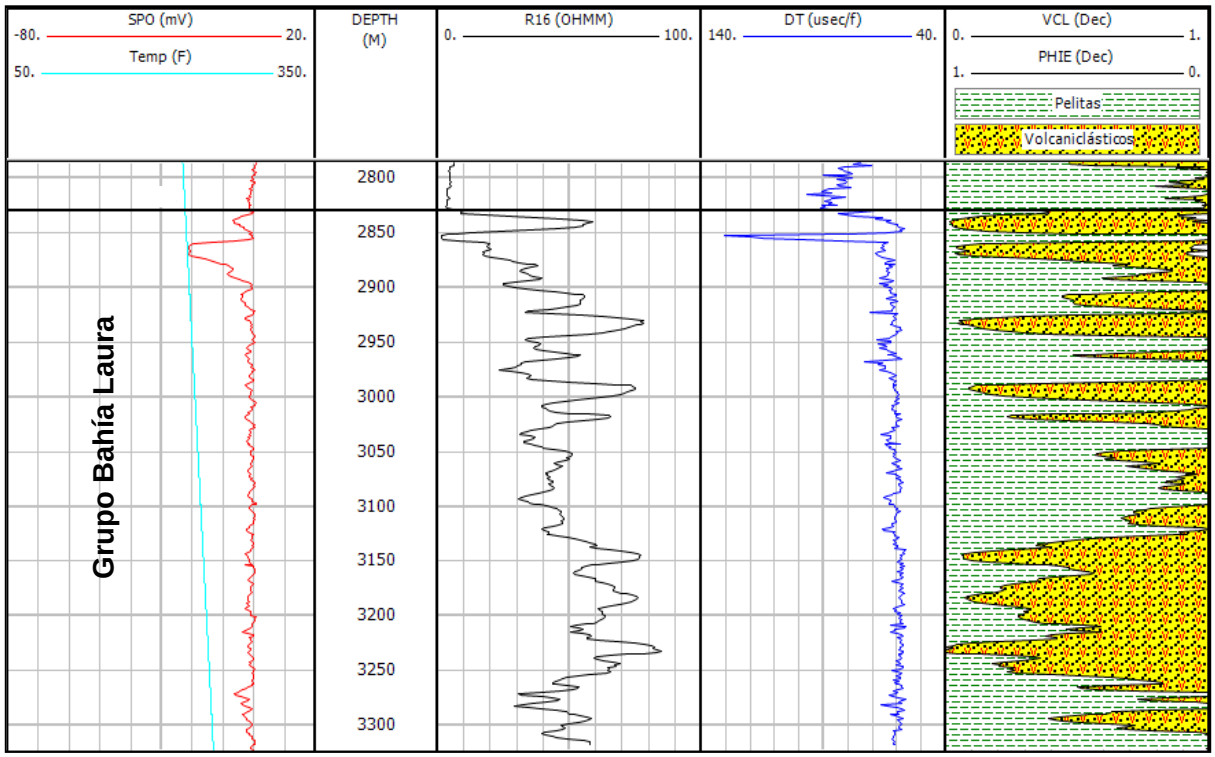



*Figura 25: sección perforada en el pozo MSes-1 (véase figura 4) correspondiente al Grupo Bahía Laura en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 R16: resistividad normal de 16 pulgadas en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Volcaniclástico: porcentaje de material volcaniclástico sobre el total de la roca.*

La fábrica del basamento, heredada de la colisión y amalgamamiento con el Macizo del Deseado (Ramos 1996, 1999), en conjunto con la subsidencia controlaron la distribución de los depocentros posteriormente cubiertos con los depósitos del Neocomiano.

La figura 26 corresponde a un mapa estructural en tiempo del techo de basamento en donde también se demarcan los depocentros Neocomianos, en el área de estudio. Hacia el oeste se observa la característica orientación NO-SE del sistema de fallas, así como hacia el centro y este se torna marcadamente este-oeste. Asimismo, el basamento se profundiza hacia el norte consecuente con la posición de centro de cuenca, en tanto que hacia el sur se someriza rápidamente indicando la proximidad del borde cuenca.

En la figura también se destaca la compleja distribución de fallas, que es predominante con dirección noroeste-sureste hacia el sector occidental y que hacia la porción oriental se vuelve netamente este-oeste. Además, se observa que la densidad de fallas es mayor hacia el oeste. Este sistema es consistente con lo mencionado por distintos autores al analizar el comportamiento regional (Fitzgerald *et al.* 1990, Schelling 1997, Figari *et al.* 1999, Uliana y Legarreta 1999, Sylwan *et al.* 2011).

El basamento se profundiza hacia el norte consecuente con la posición de centro de cuenca, en tanto que hacia el sur se someriza rápidamente indicando la proximidad del borde cuenca.

La estructuración primigenia de la cuenca condicionó fuertemente la deformación de la cuenca durante el Mesozoico y Terciario (Ramos 2015), así como la distribución de los sedimentos clásticos (reservorios, sello y carga geostática) a lo largo del relleno de la misma (Fitzgerald *et al.* 1990, Schelling 1997, Figari *et al.* 1999, Sylwan *et al.* 2011, Barredo y Stinco 2013). En todos los casos, el complejo sistema de fallas sirve como vía de migración para los hidrocarburos proveyendo las condiciones apropiadas para que las rocas generadoras (Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera, Pozo Cerro Guadal y Pozo D-129 principalmente) carguen apropiadamente a las suprayacientes rocas reservorio (Formaciones Mina del Carmen, Castillo, Meseta Espinosa, Cañadón Seco, Bajo Barreal, Yacimiento El Trébol, Comodoro Rivadavia).

Asimismo, el sistema de fallas puede actuar como barreras de permeabilidad dando por resultado bloques con distribuciones de fluidos (agua, petróleo y gas) independientes entre sí o bien en donde uno acumula hidrocarburos y el contiguo no.

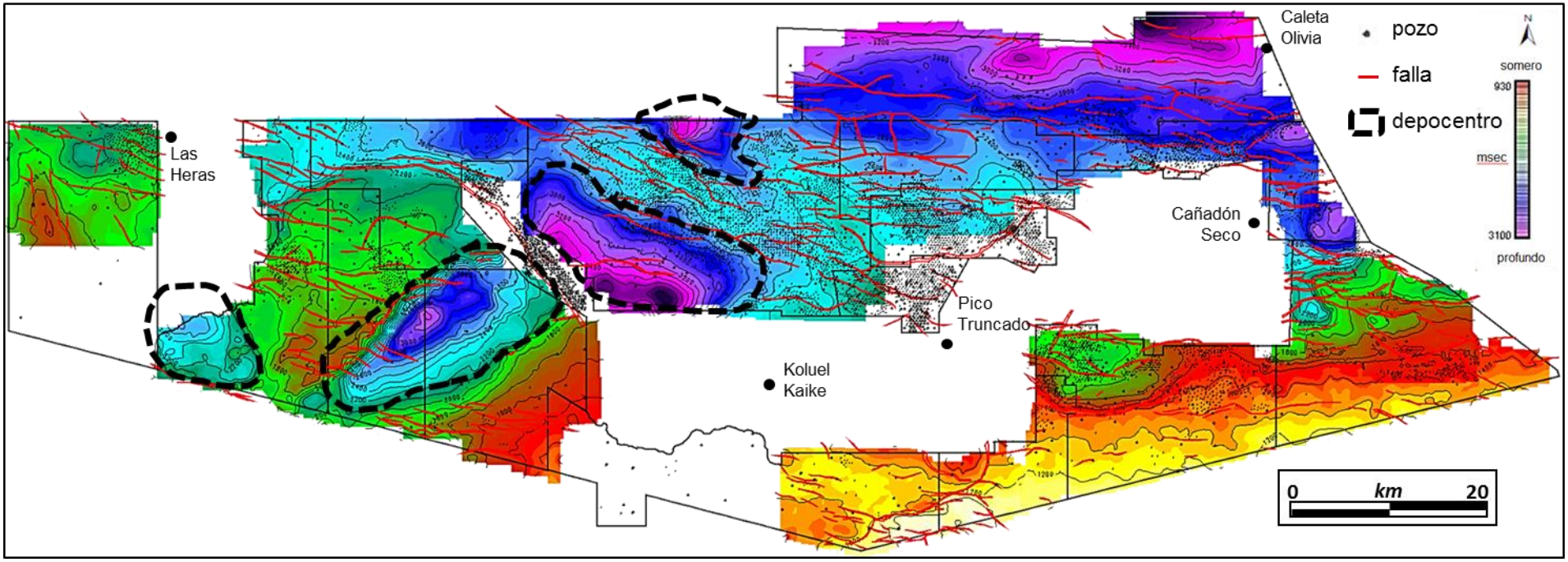



*Figura 26: mapa en tiempo del techo de basamento. Hacia el oeste se observa la característica orientación NO-SE del sistema de fallas, así como hacia el centro y este se vuelve claramente este-oeste. Asimismo, se observa que hacia el norte se profundiza el basamento consecuente con la posición de centro de cuenca, en tanto que hacia el sur se someriza rápidamente indicando la proximidad del borde cuenca. Los depocentros de sedimentos neocomianos reconocidos a partir del análisis de información sísmica y de pozos se indican como áreas punteadas*.

Neocomiano

En el área de estudio, los depósitos lacustres y fluviales comprendidos en el “Neocomiano” están representados por las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal.

En la figura 27 se presenta una sección sísmica confeccionada a partir de diferentes cubos sísmicos desarrollada desde el Centro de cuenca hasta el Flanco Sur (Norte-Sur) en donde se pueden observar los depósitos correspondientes al Neocomiano rellenando hemigrábenes desarrollados en la zona de estudio.

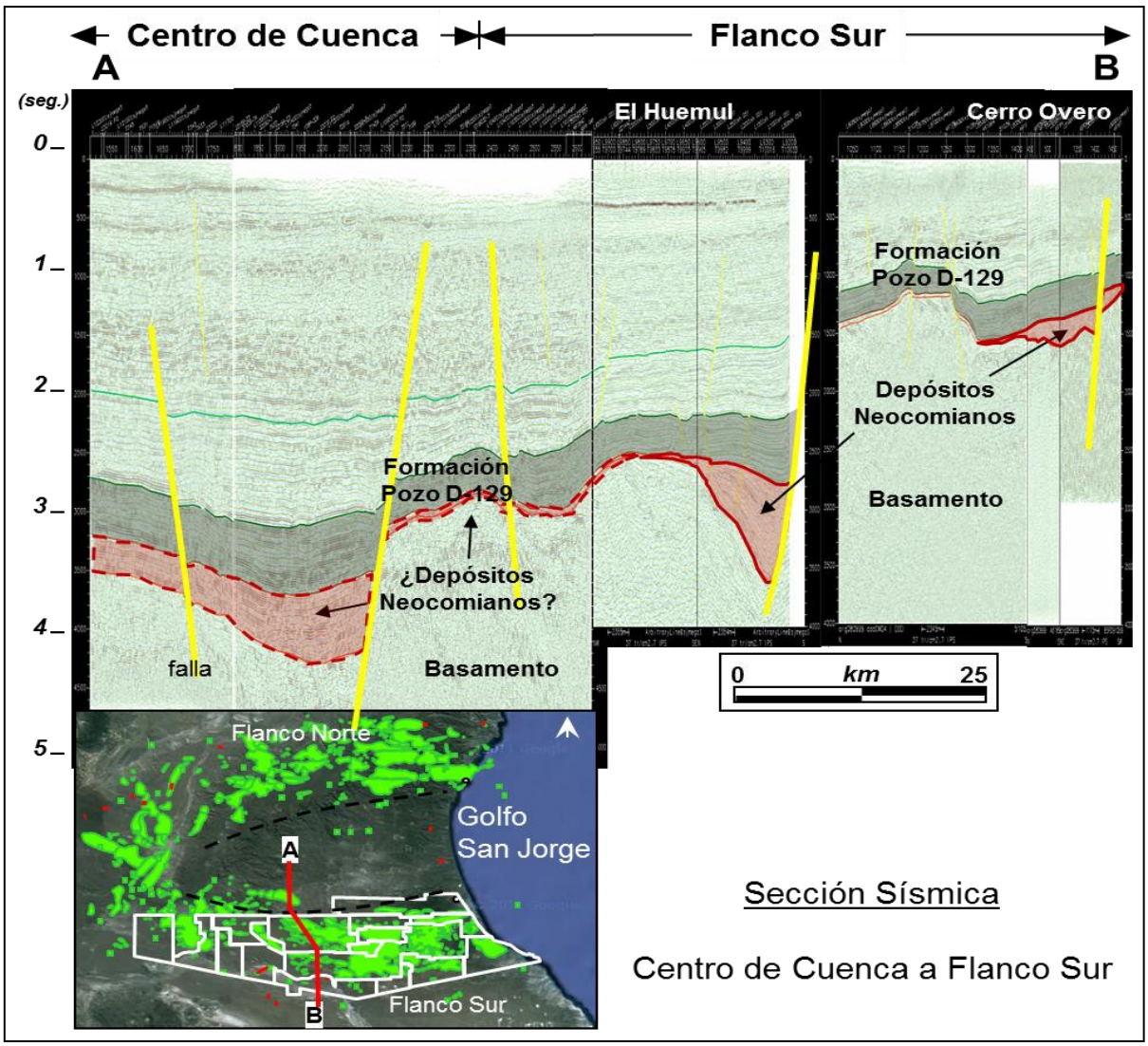



*Figura 27: sección sísmica comprendida entre el Centro de cuenca y el Flanco Sur. Se interpreta la probable existencia de depósitos Necocomianos, no corroborados con pozos.*

Asimismo, la figura 28 es una sección sísmica obtenida a partir de diferentes cubos sísmicos desarrollada desde la Faja Plegada hasta el Flanco Sur (Oeste-Este). En esta figura, al igual que en la anterior, se interpretan los depósitos correspondientes al Neocomiano rellenando hemigrábenes desarrollados en la zona de estudio. En ambos casos se observa suprayaciendo la continuidad en la extensión areal de la Formación Pozo D-129.

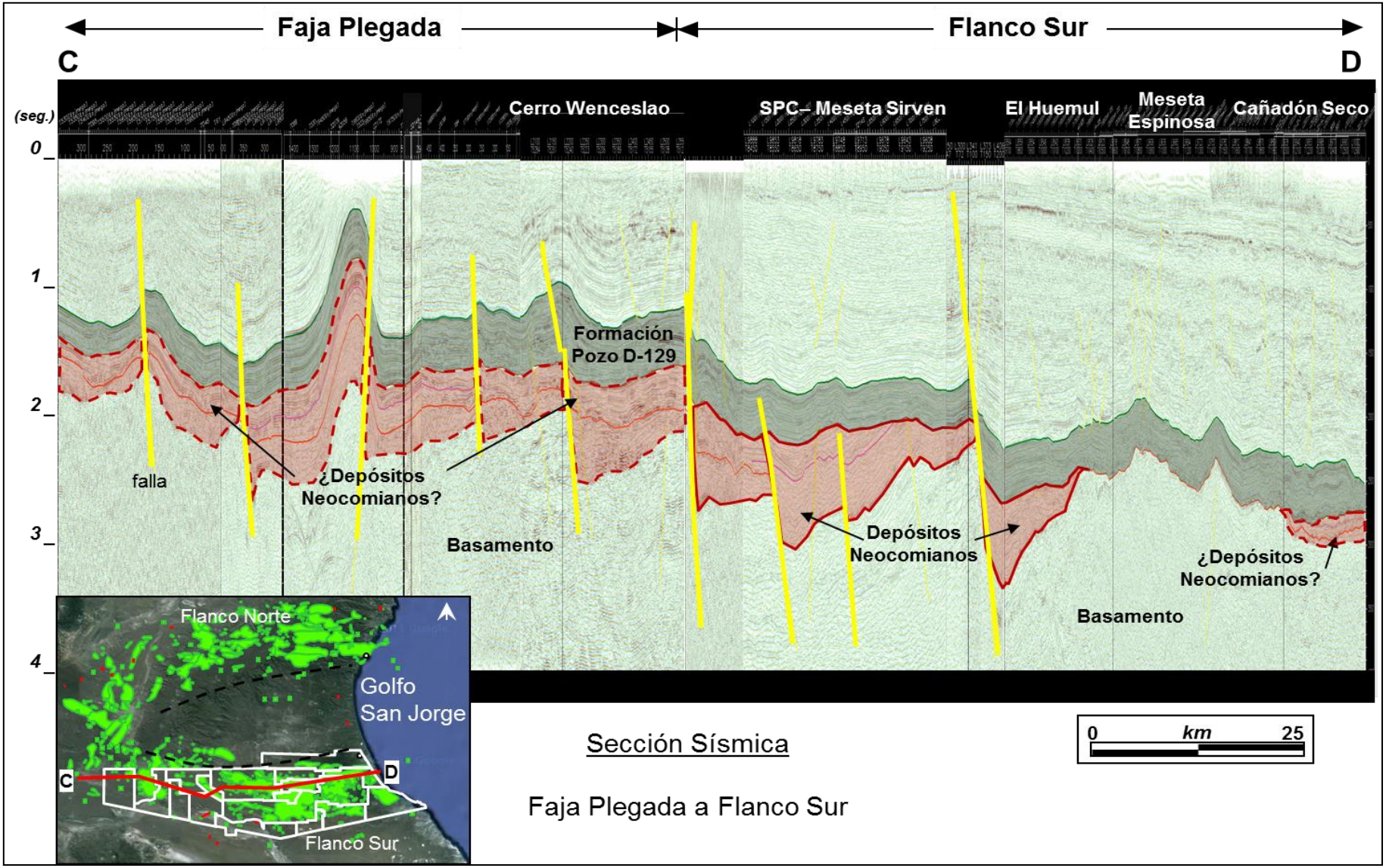



*Figura 28: sección sísmica comprendida entre la Faja Plegada y el Flanco Sur. Se interpreta la probable existencia de depósitos Necocomianos, no corroborados con pozos.*

Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera

En el área de estudio la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera, que corresponde a la sección inferior del “Neocomiano”, tiene una relación discordante con el Complejo Volcánico Sedimentario y corresponde a depósitos clásticos con variable cantidad de materia orgánica. En el área ha sido perforada en su totalidad por los pozos MSes-1 (135 m) y PLx-2 (248 m), véase figura 3 para su ubicación.

La sección perforada corresponde a pelitas depositadas en sistemas lacustres con contenido variable de materia orgánica intercaladas con niveles de areniscas delgados tal que la relación arena/pelita varía entre 0,06 y 0,09. Estos valores tan bajos se asocian más a rocas generadoras antes que a rocas reservorio, característica que se confirma al analizar su potencial oleogenético.

El análisis de las relaciones arena/pelita de subsuelo se realizó sobre la base de los registros eléctricos disponibles en ambos pozos y a modo de ejemplo se presenta en la figura 29a, una sección del intervalo atravesado en el pozo PLx-2 para esta unidad. En este, se observa la intercalación de cuerpos arenosos con pelitas. En algunos casos, los cuerpos psamíticos se presentan amalgamados y conformando secuencias granocrecientes que se interpretan como eventos de progradación de un frente deltaico. En la figura 29b también se observa un diseño de apilamiento granodecreciente que podría corresponder a relleno de canales distributarios.

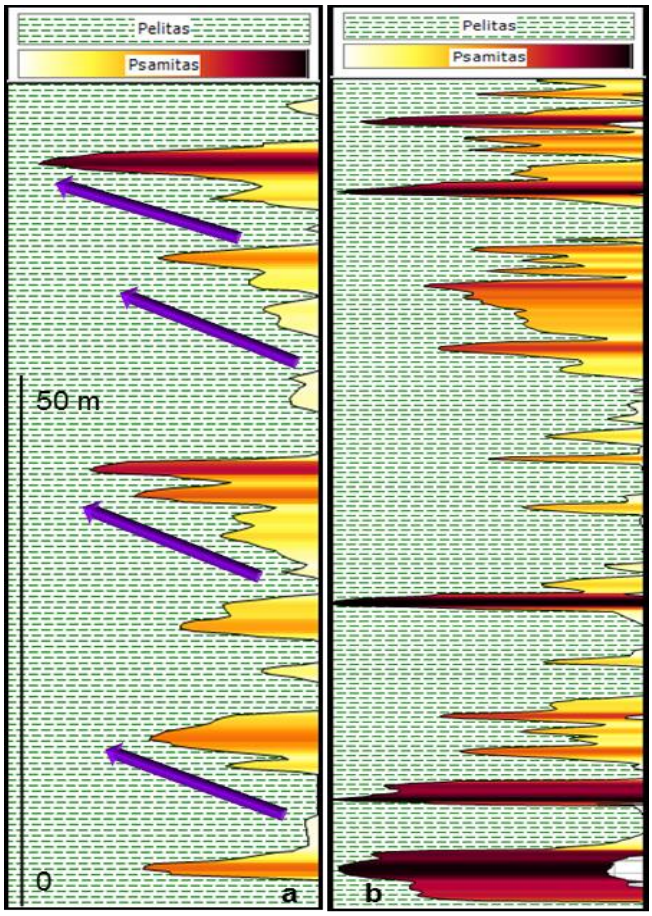



*Figura 29:*

*a) secuencias granocrecientes de niveles arenosos que se intercalan a los niveles pelíticos de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera en el pozo PLx-2. Se interpretan como el avance del frente del delta.*

*b) niveles arenosos que responden a secuencias fluviodeltaicas de la Formación Pozo Cerro Guadal en el pozo PLx-2.*

Asimismo, en la figura 30 se observa la respuesta eléctrica de la unidad en el pozo PLx-2.

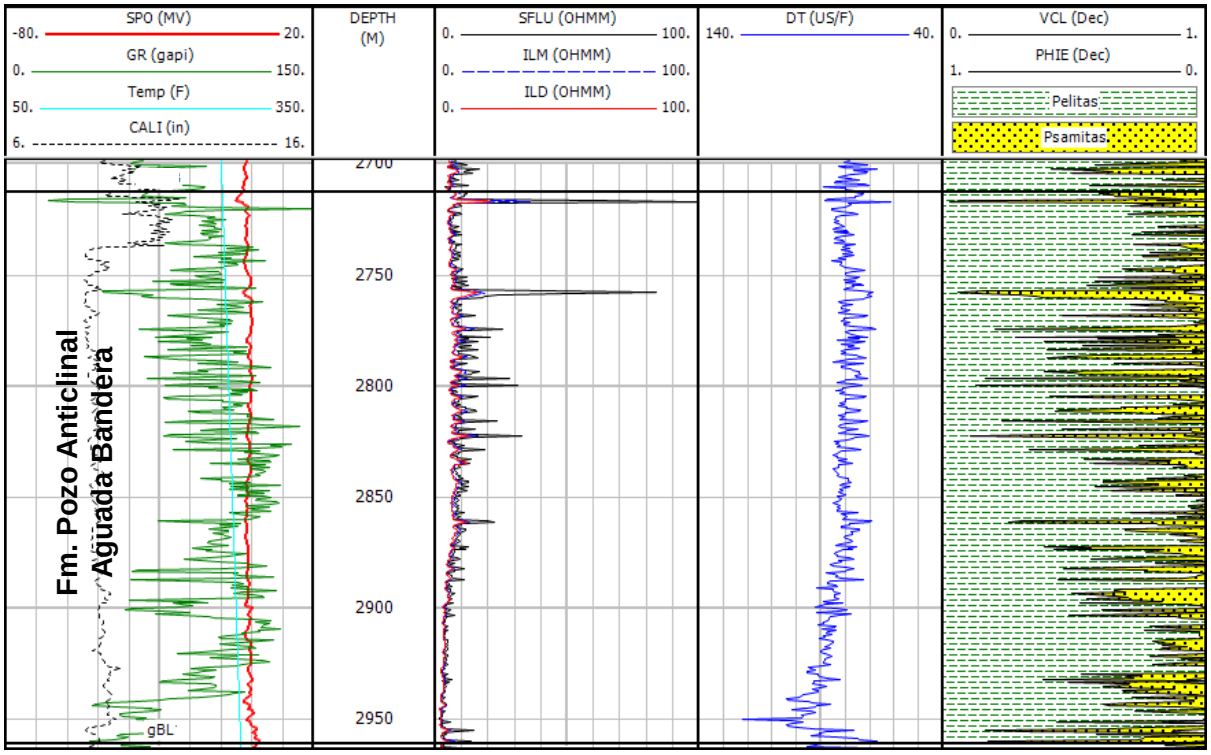



*Figura 30: sección perforada en el pozo PLx-2 (véase figura 4) correspondiente a la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. GR: rayos gamma en GAPI. CALI: calibre en pulgadas. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 SFLU, ILM, ILD: resistividades somera, media y profunda en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas sobre el total de la roca.*

En la figura 31 se presenta un mapa de espesores en subsuelo de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera en el área de estudio confeccionado a partir de la información de sísmica y de pozos. El control por estos últimos es limitado dado que solamente dos perforaciones alcanzan la unidad y en ambos casos atravesándola de manera parcial.

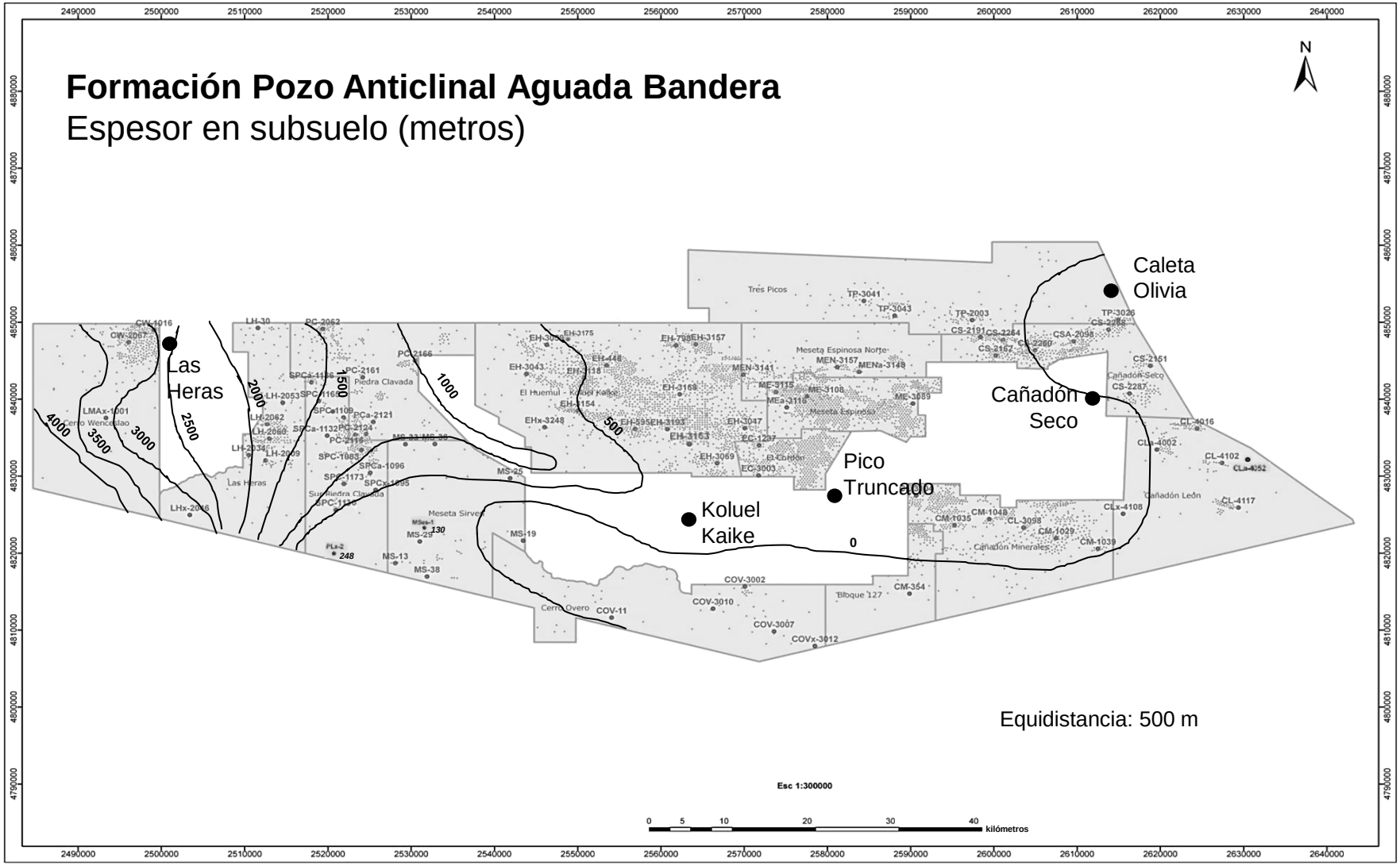



*Figura 31: espesores en subsuelo de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera en el área de estudio confeccionado a partir de la información sísmica y de pozos.*

Formación Pozo Cerro Guadal

La Formación Pozo Cerro Guadal, perforada en el área de estudio parcial o totalmente por siete pozos (CL-4002, CL-4117, CLa-4052, CLx-4108, LHx-2046, MSes-1 y PLx-2), desarrolla un espesor de 373 metros en el pozo CL-4002; está compuesta principalmente por pelitas con areniscas subordinadas. La formación tiene una relación discordante con la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera.

La unidad exhibe valores de relación arena/pelita variables entre 0,08 y 0,15. El contenido de materia orgánica disminuye respecto de la unidad infrayacente. Asimismo, la coloración entre verdoso y rojiza clara de los depósitos fluviales, deltaicos y lacustres y, su leve aumento en granulometría son consistentes con el aumento en la relación arena/pelita observado. En la figura 29b se puede observar el desarrollo de dos arreglos depositacionales diferentes. Hacia la parte inferior, las areniscas conforman sucesiones granodecrecientes mientras que hacia el techo de la unidad se desarrollan claras secuencias granocrecientes. El resultado final puede ser un sistema complejo de mayor desarrollo areal y reconocible a escala sísmica (figuras 32 y 33).

En la figura 32 se presenta una sección sísmica oeste-este en donde se interpretan para el intervalo correspondiente al Neocomiano, en particular para la Formación Pozo Cerro Guadal, clinoformas progradantes asociadas con deltas lacustres.

En la figura 33 se presenta una sección sísmica suroeste-noreste, equivalente a la presentada en la figura 32, en donde en el intervalo correspondiente para la Formación Pozo Cerro Guadal, se interpretan clinoformas progradantes asociadas con deltas lacustres.

La figura 34 es un mapa de espesores en subsuelo de la Formación Pozo Cerro Guadal en el área de estudio. El mismo se realizó con la información de sísmica y de pozos (limitado, dado que solamente cuatro de ellos la alcanzan y la atraviesan en su totalidad).

En la figura 26 se presenta un mapa estructural al techo del basamento mostrando los depocentros (ver secciones sísmicas presentadas en las figuras 22 y 23) en donde los sedimentos Neocomianos desarrollan las potencias más importantes.

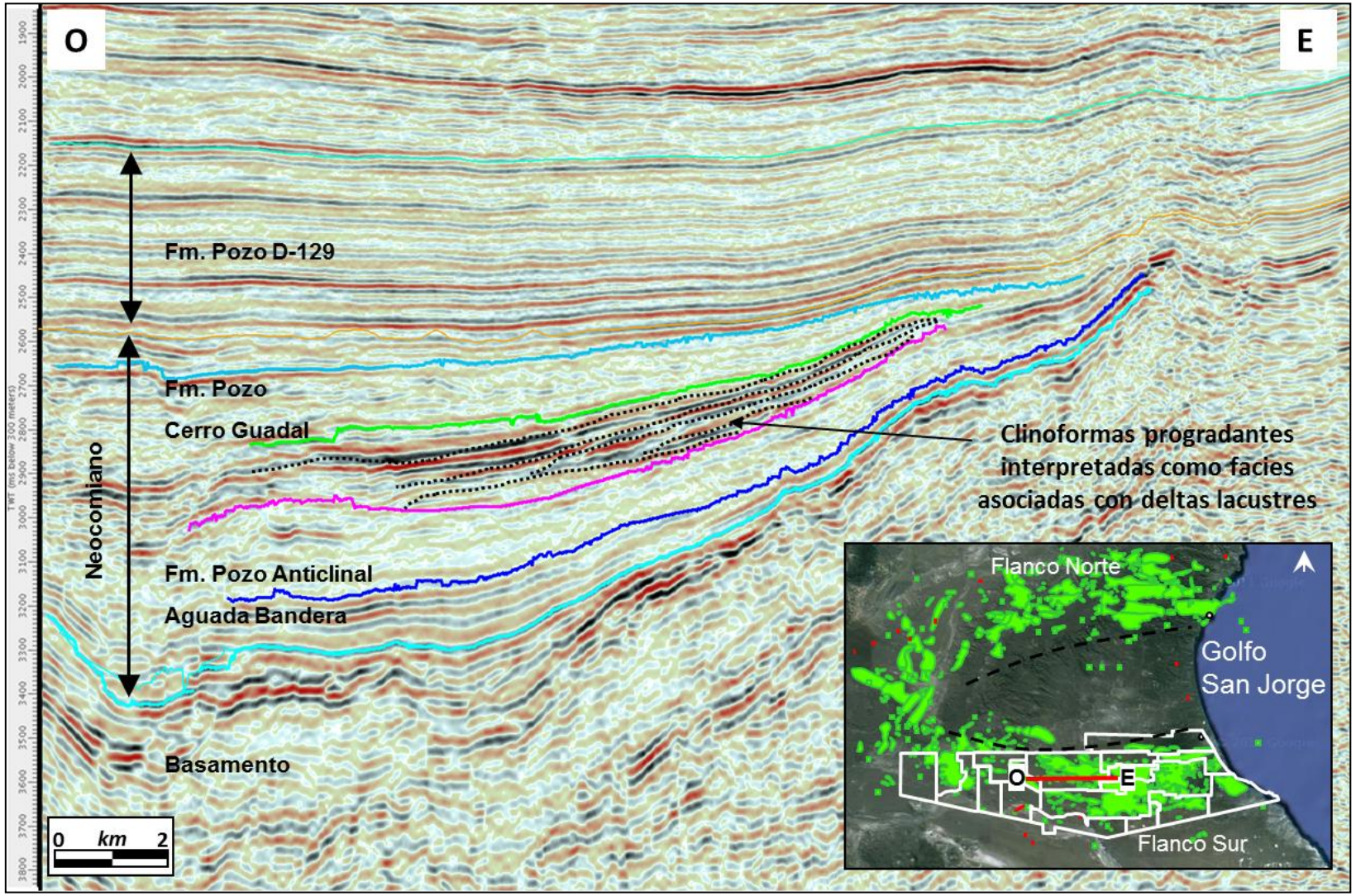



*Figura 32: desarrollo de clinoformas progradantes en la Formación Pozo Cerro Guadal.*

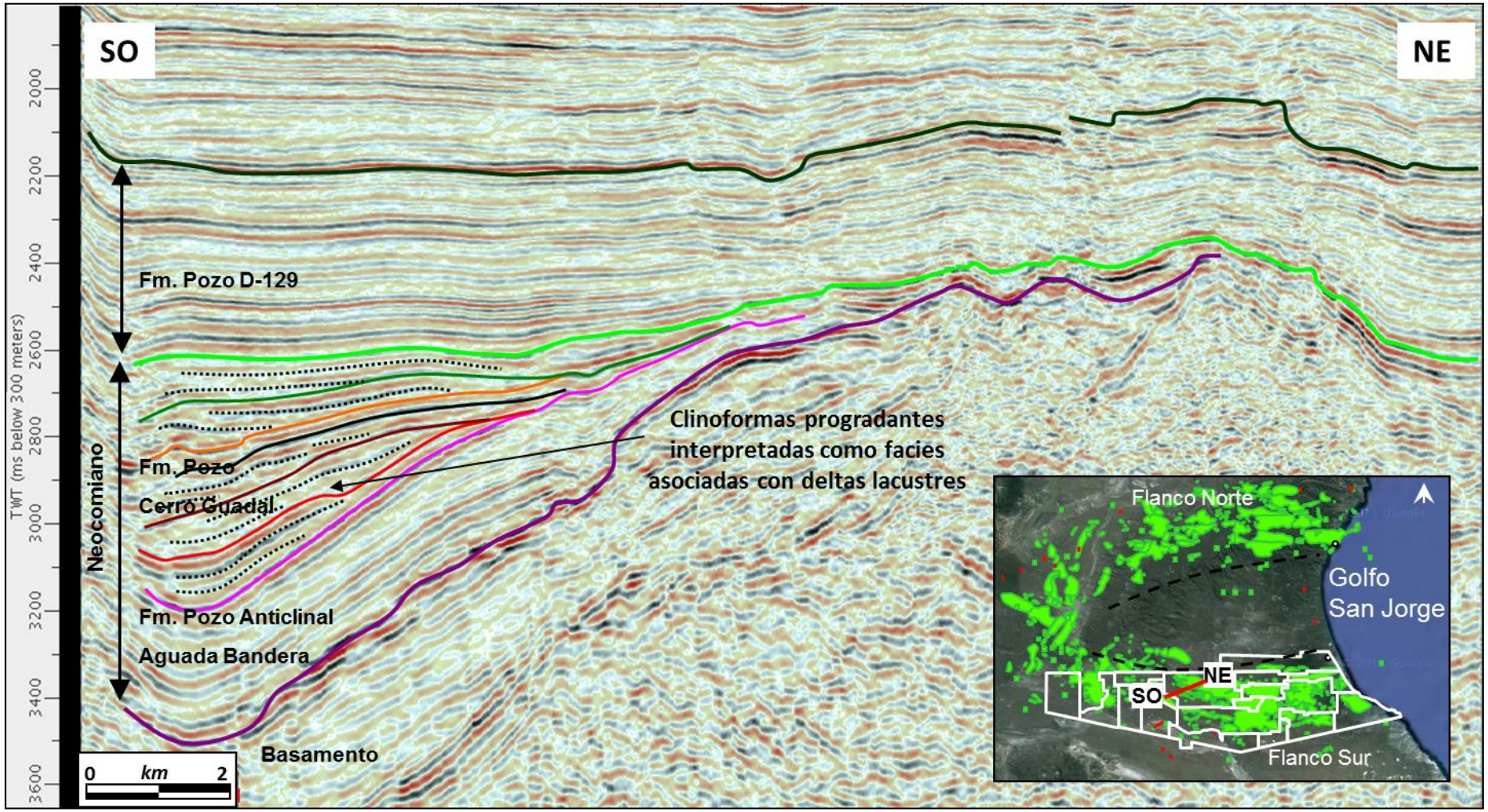



*Figura 33: desarrollo de clinoformas progradantes en la Formación Pozo Cerro Guadal*.

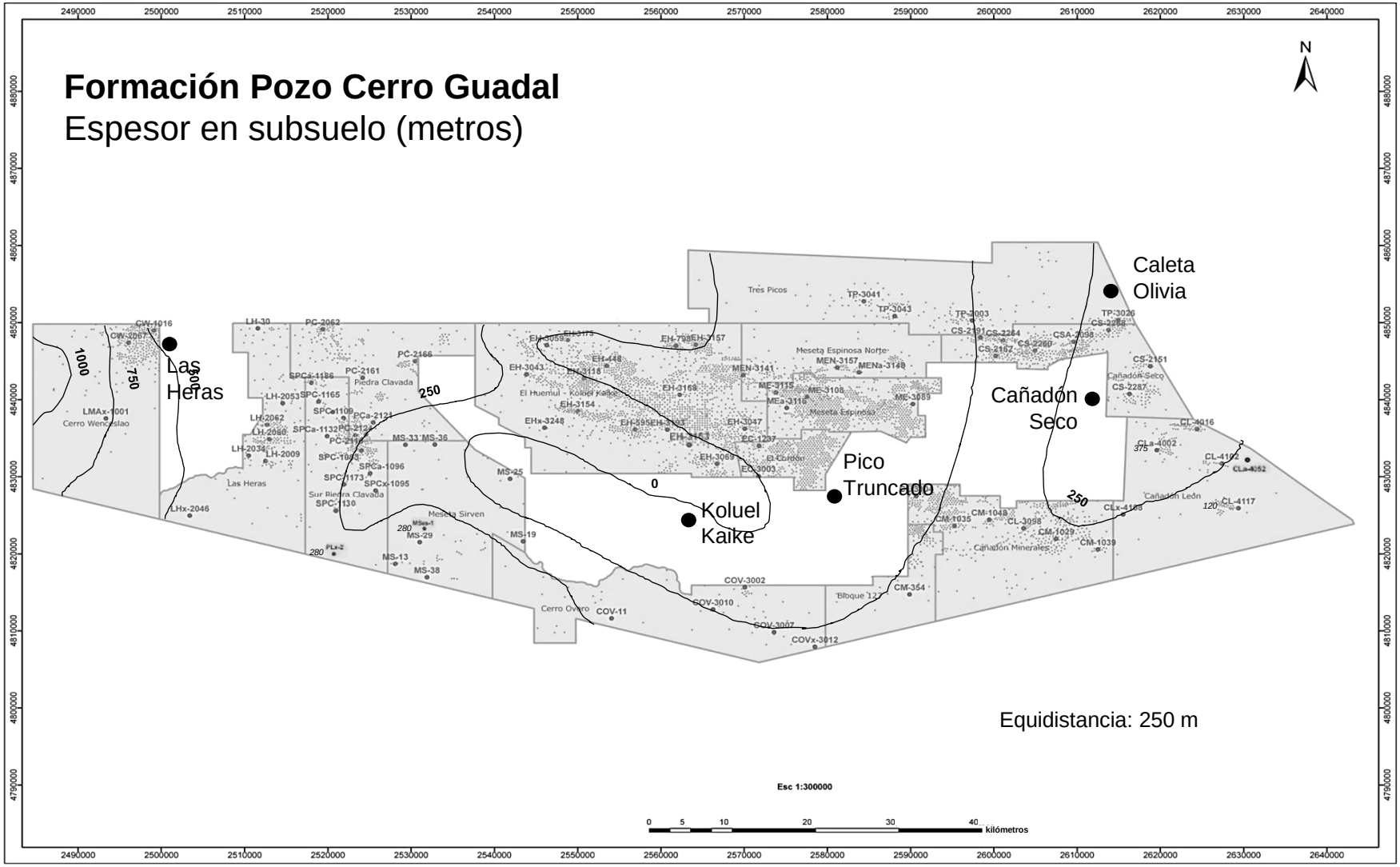



*Figura 34: espesores en subsuelo de la Formación Pozo Cerro Guadal en el área de estudio confeccionado a partir de la información sísmica y de pozos*.

Por su parte, la figura 35 presenta la respuesta eléctrica de la formación en el pozo PLx-2.

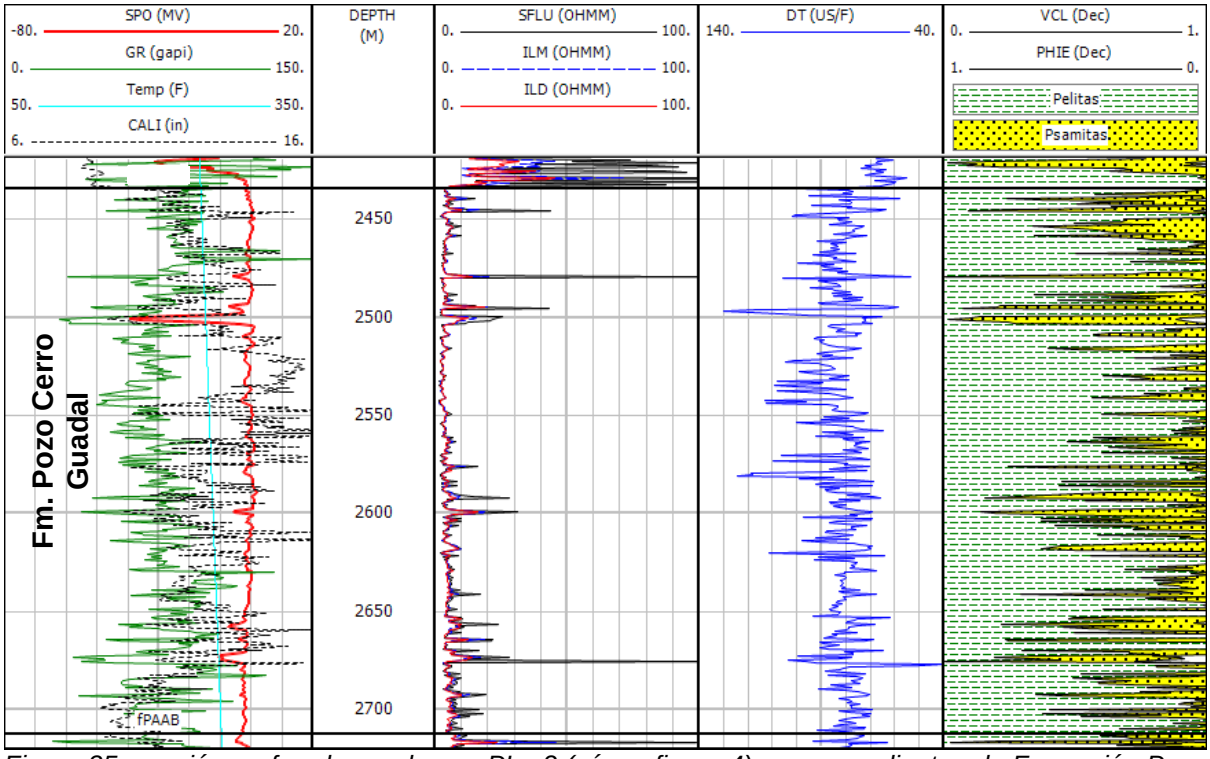



*Figura 35: sección perforada en el pozo PLx-2 (véase figura 4) correspondiente a la Formación Pozo Cerro Guadal en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. GR: rayos gamma en GAPI. CALI: calibre en pulgadas. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 SFLU, ILM, ILD: resistividades somera, media y profunda en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas sobre el total de la roca.*

## Formación Pozo D-129

La Formación Pozo D-129, perforada parcial o totalmente en el área de estudio por 21 pozos de los que integran la base de datos, a saber: CL-4002, CL-4016, CL-4102, CL-4117, CLa-4052, CLx-4108, CM-354, COV-3002, COVx-3012, CS-2151, CS-2162, CS-2191, EH-3047, EH-3069, EH-3193, EHx-3248, LHx-2046, ME-3115, MENa-3148, MSes-1 y PLx-2 (figura 3), es la roca generadora por excelencia. Asimismo, de manera muy subordinada, algunos de los niveles de areniscas son reservorios de hidrocarburos y también es un objetivo como reservorio no convencional (ver Capítulo IV).

Los espesores de esta unidad son variables entre los 100 y 1.160 metros de potencia (pozo LHx-2046), teniendo una relación discordante con las unidades anteriores. La figura 36 corresponde a un perfil de correlación entre los pozos PLx-2, MSes-1 y CL-4002 en donde fue posible reconocer las facies F1, F2, F3 y F4, intervalos que también pueden ser correlacionados en el resto de la cuenca. En particular, la facies que no está presente en el área de trabajo es la F5 dado que se desarrolla en las inmediaciones de las Sierras de San Bernardo.

En las figuras 37 y 38 se reconocen en líneas sísmicas O-E y S-N las respectivas facies de la formación así como la figura 39 es un mapa de espesores en subsuelo de la unidad.

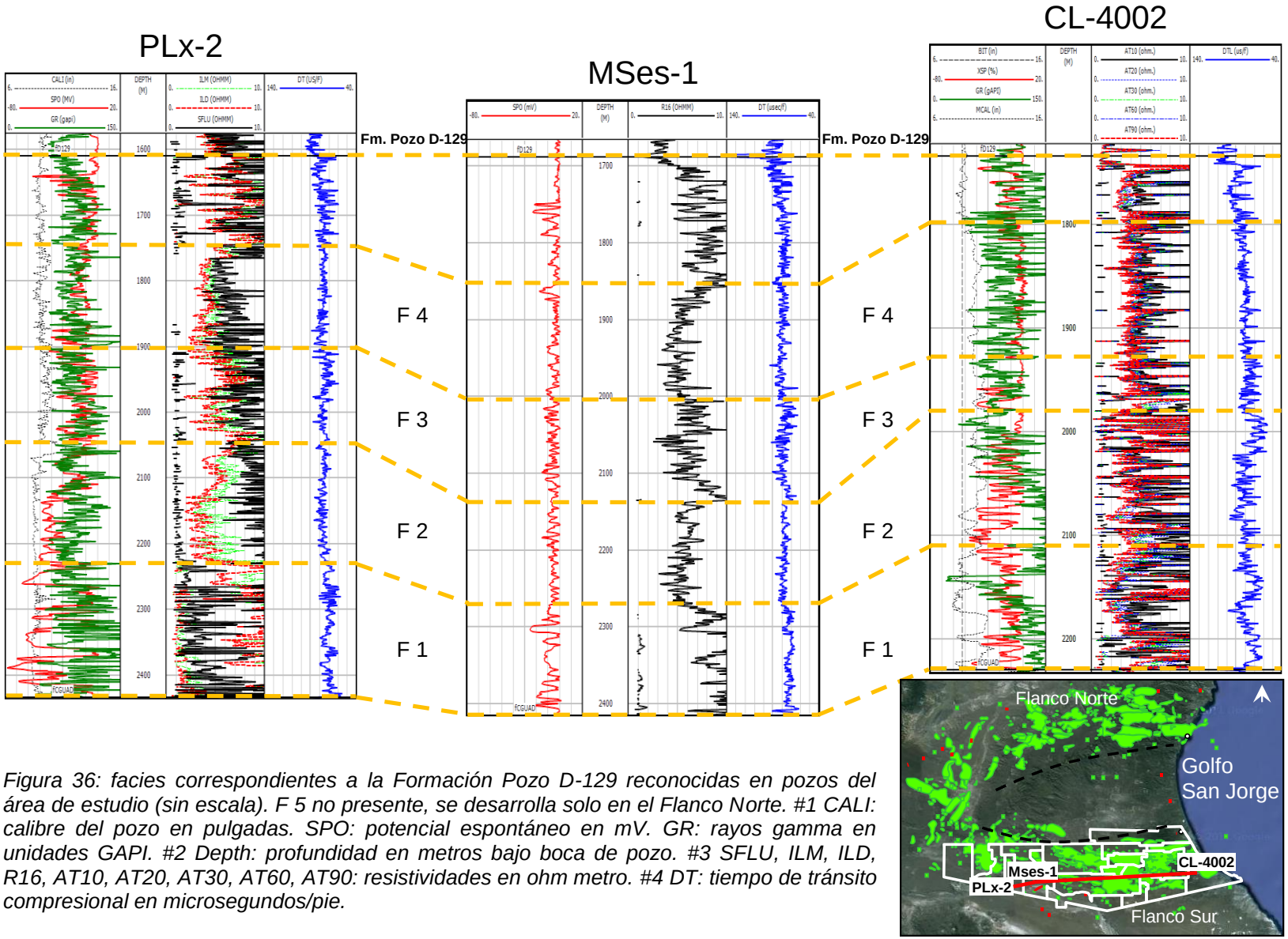



*Figura 36: facies correspondientes a la Formación Pozo D-129 reconocidas en pozos del área de estudio (sin escala). F 5 no presente, se desarrolla solo en el Flanco Norte. #1 CALI: calibre del pozo en pulgadas. SPO: potencial espontáneo en mV. GR: rayos gamma en unidades GAPI. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 SFLU, ILM, ILD, R16, AT10, AT20, AT30, AT60, AT90: resistividades en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie.*

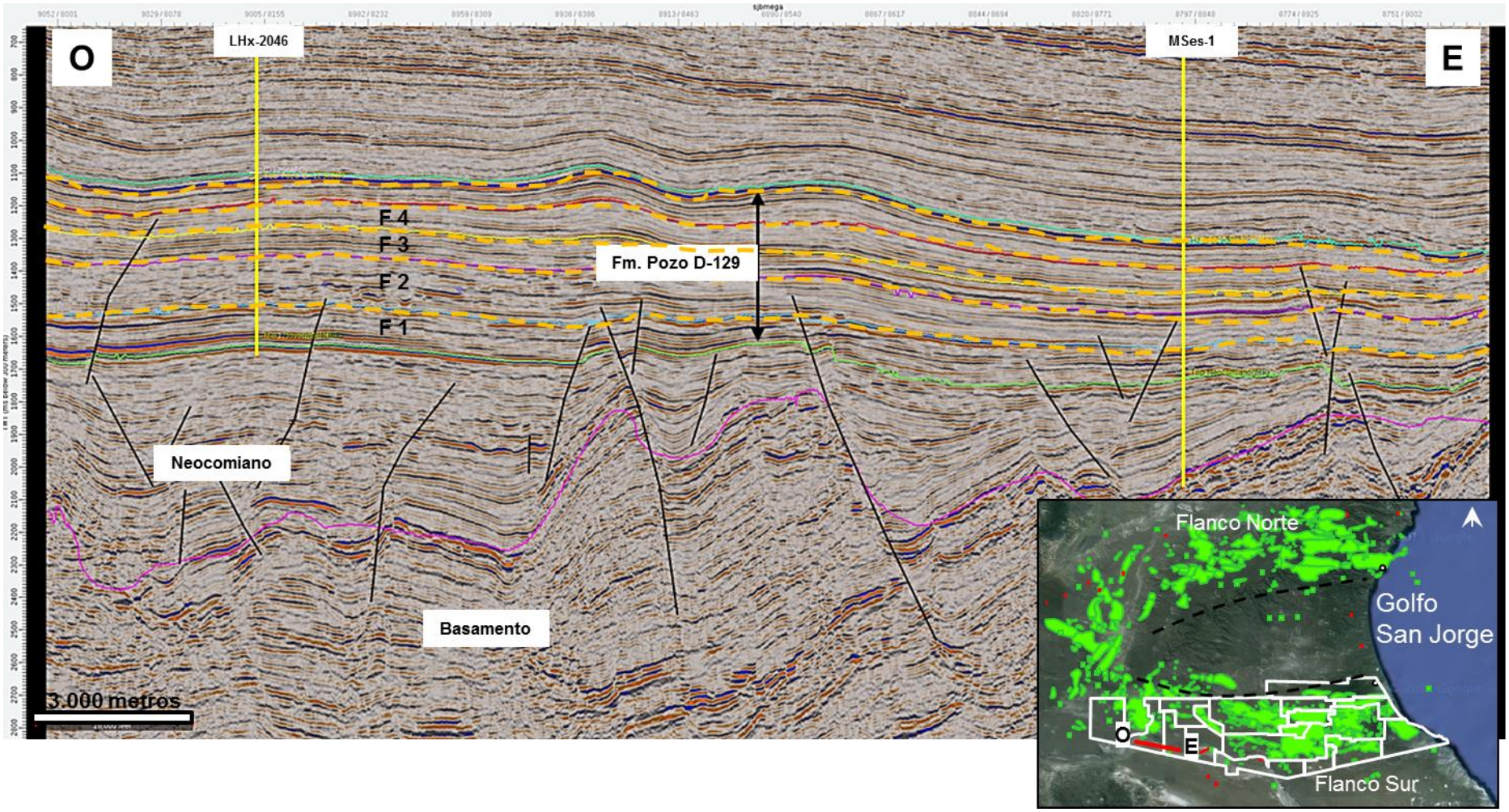



*Figura 37: facies correspondientes a la Formación Pozo D-129 reconocidas en una sección sísmica hacia el oeste de la zona de estudio.*

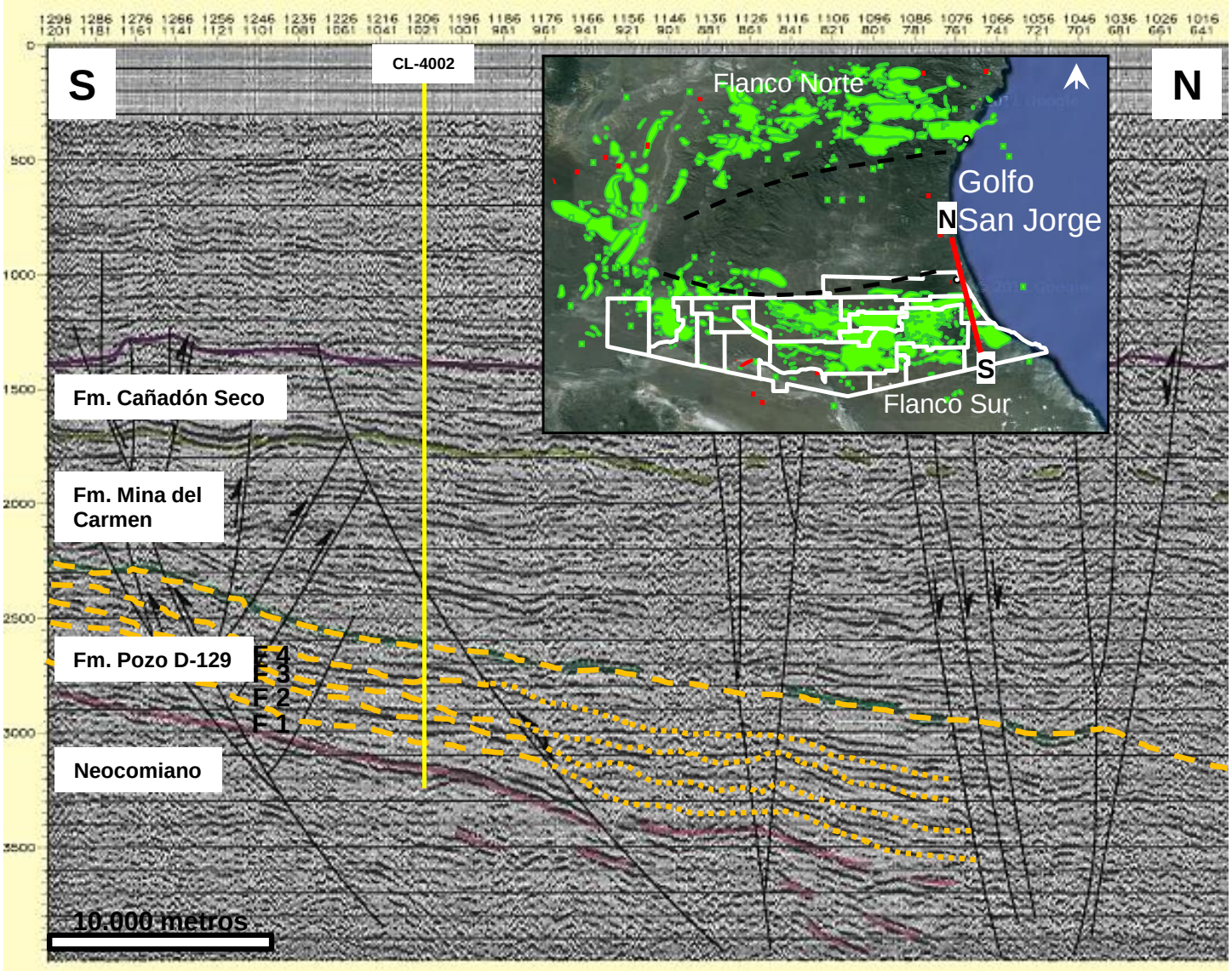



*Figura 38: facies correspondientes a la Formación Pozo D-129 reconocidas en una sección sísmica Sur–Norte. La línea sísmica ha sido tomada de Wavrek et al. (1997a).*

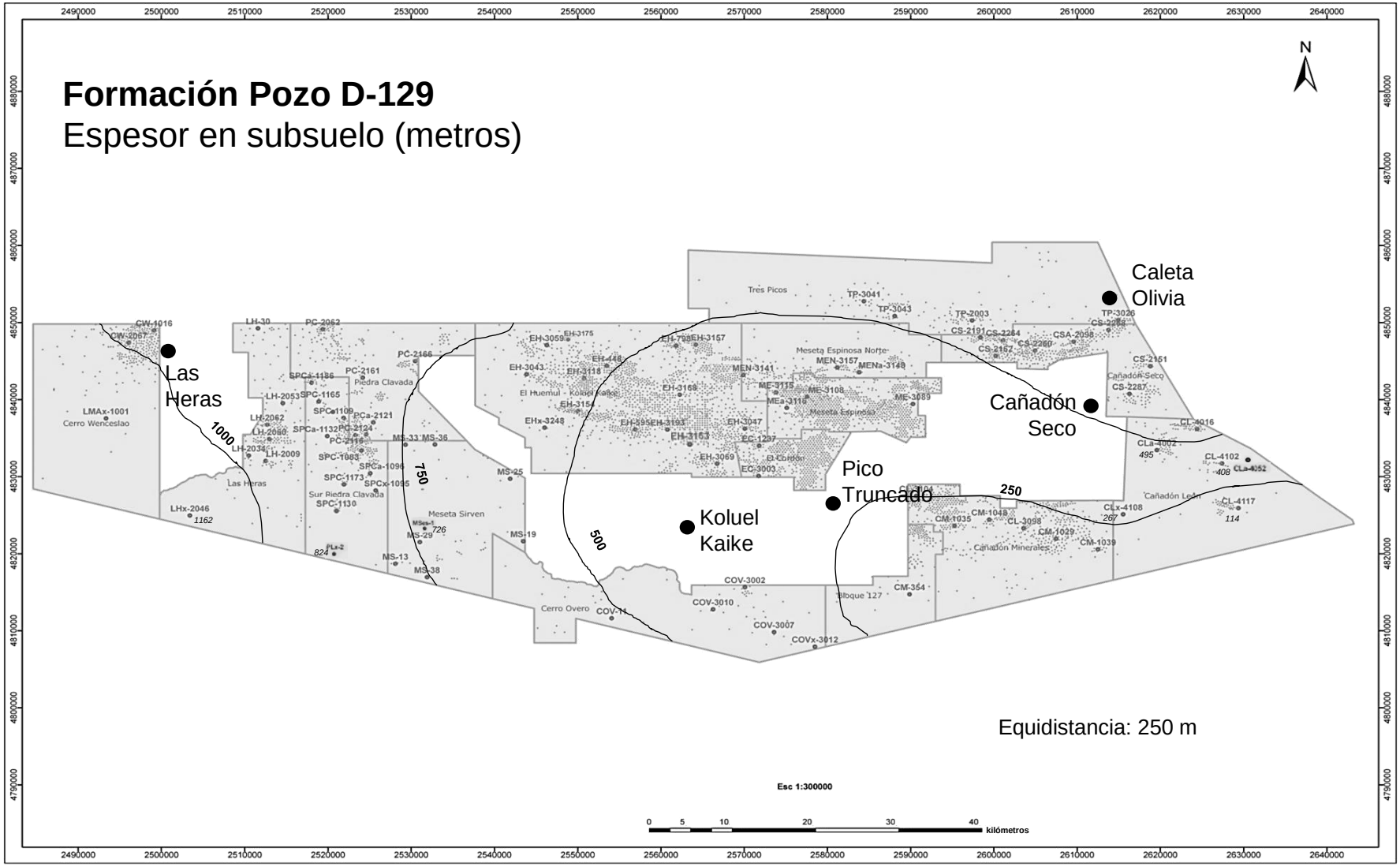



*Figura 39: espesores en subsuelo de la Formación Pozo D-129 en el área de estudio confeccionado a partir de la información sísmica y de pozos.*

La figura 40 presenta la respuesta eléctrica de la Formación Pozo D-129 en el pozo LHx-2046. En la misma se reconocen las facies descriptas oportunamente y reconocidas en los pozos PLx-2, MSes-1 y CL-4002.

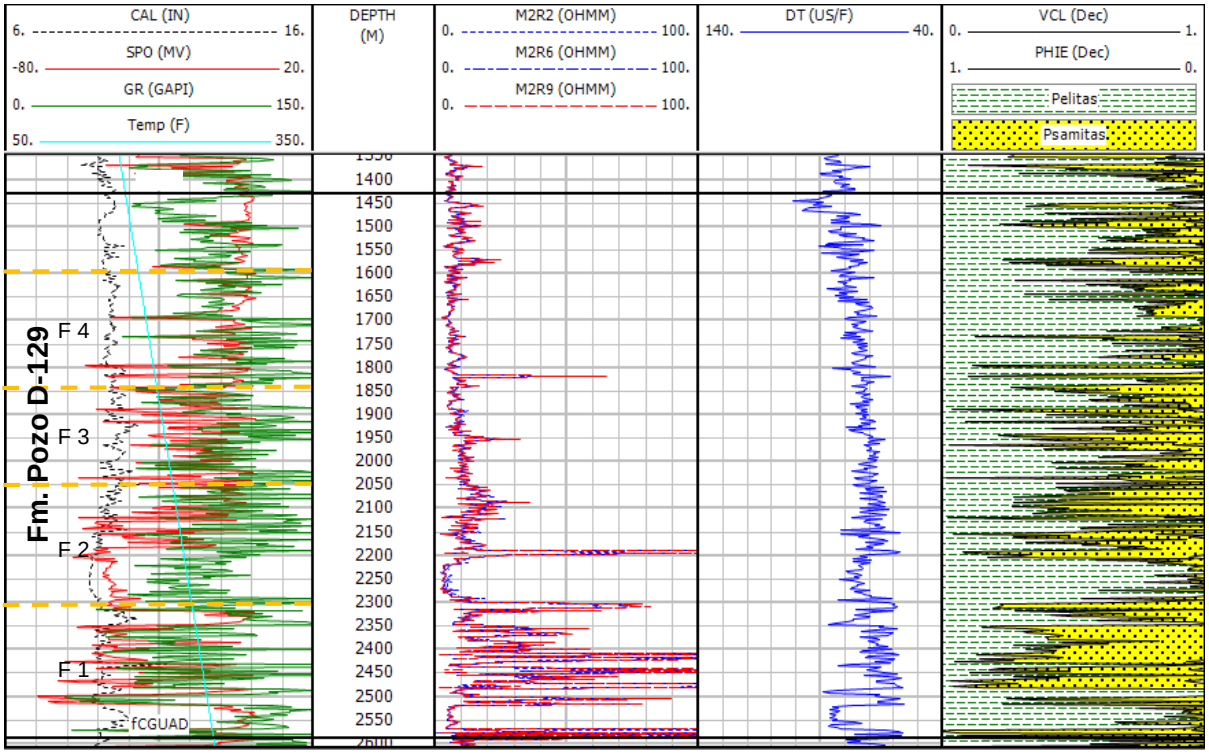



*Figura 40: sección perforada en el pozo LHx-2046 (véase figura 4) correspondiente a la Formación Pozo D-129 en el área de estudio. #1 CAL: calibre en pulgadas. SPO: potencial espontáneo en mV. GR: rayos gamma en GAPI. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. F1, F2, F3, F4: facies. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 M2R2, M2R6, M2R9: resistividades somera, media y profunda en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas del total de la roca.*

En particular, en el pozo CL-4072 (figura 4) se extrajeron testigos corona a distintas profundidades. Uno de ellos corresponde al intervalo 1.200 a 1.207,89 mbbp, que incluye a la sección superior de la Formación Pozo D-129 y basal de la Formación Mina del Carmen. En el mismo se efectuaron los estudios sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos y de microscopía electrónica de barrido (MEB) correspondientes (LCV 2007a).

Utilizando la nomenclatura de Miall (1978) se describieron las litofacies asociadas con el intervalo de interés. De acuerdo con LCV (2007a), la sección con testigo corona hacia la base está integrada por una alternancia de las litofacies *Sh (arenita con laminación paralela)*, *Sm (arenita masiva)*, *Wh (vaque con laminación paralela)*, *Wm (vaque masiva)*, *Fl (pelita con laminación paralela)* y *Fm (pelita masiva)* que se agrupan en un diseño ligeramente granocreciente. Esta sección puede interpretarse como depósitos marginales de cuerpos lacustres de poca profundidad, los cuales periódicamente sufren desecación y desarrollo de paleosuelos intercalándose con depósitos de planicie de inundación hasta albardón. A continuación se desarrollan las litofacies *Gm (conglomerado arenoso masivo)*, *Sr (arenita con estratificación ondulítica)*, *Sm*, *Wh* y *Wm* distribuyéndose en un arreglo granodecreciente. Los mismos corresponderían a depósitos relacionados a canales, probablemente sinuosos, con presencia de matriz infiltrada relacionada al abandono de los

mismos para luego instalarse litofacies vinculadas a una planicie de inundación. Las mismas presentan depósitos de lóbulos de *crevasse*, en general con desarrollo de paleosuelos y en muy contadas ocasiones asociados a cuerpos lacustres muy someros. Asimismo, mediante el empleo de difracción de Rayos X (DRX), en las litofacies asociadas a planicie de inundación, se determinó la presencia de pirita y siderita, minerales que se suelen relacionar a procesos eodiagenéticos anóxicos. Asimismo, se observa un ligero sistema de fracturas asociado a estructuras pedogenéticas que presenta rastros de hidrocarburos y se desarrolla en las litofacies que sobreyacen a la litofacies *Gm*. Dadas las características propias del muestreo, no es posible ponderar el desarrollo, conectividad y continuidad del sistema de fracturas. Las figuras 41, 42 y 43 presentan las características correspondientes al intervalo descripto.

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *FORMACION MINA DEL CARMEN (basal)-D129?* | | | | | | | |
| Gm<br><br>Conglomerado arenoso masivo | 2,03 m<br>25,73%<br><br>1205,58-1203,55 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 2,03 m | Conglomerado lítico-cuarzoso matriz sostén hacia la base y clasto sostén hacia el tope; litoclastos predominantes de vulcanitas y piroclastitas. Clastos dominantes entre 0,5 y 0,7 cm de eje mayor. Predominan subangulosos y subredondeados. Selección moderada. Matriz arenosa: gruesa a muy fina con selección buena a moderada. Matriz arcillosa: hacia la base y techo; en general infiltrada. Cemento arcilloso y escaso calcítico; escaso y ocasional bituminoso.<br><br>*Cortes delgados: 1203,50 y 1204,87 mbbp*<br><br>*Corte delgado, DRX y MEB: 1204,62 mbbp* | Castaño amarillento oscuro (10YR 4/2). | Capa de 2,03 m de espesor; no se descarta amalgamación. Ligeramente granodecreciente. Masiva; muy aislados *mud drapes* hacia la base. | Wm(Wh)<br>Gm<br>Wh | Depósitos de flujos tractivos con alta carga de sedimentos; no se descartan flujos hiperconcentrados densos a moderadamente diluidos hacia la base. Pueden ser multiepisódicos. Canalizados. | *Petrográfica:*<br>23-33%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea y moderada a buena selección. Predominan macroporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:*<br>∅: 22,6-30,2%; promedio: 27,0% (n=7).<br>K: 325,0-2982,0 mD; promedio: 1758,0 mD (n=4).<br><br>Hidrocarburos: impregnación parcial de distribución heterogénea. |
| Sm y Sm(Wm)<br><br>Arenita masiva (vaque masiva subordinada) | 0,55 m<br>6,97%<br><br>1207,89-1207,76<br>1207,44-1207,32<br>1201,11-1200,81 mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 0,30 m y mín.: 0,12 m | Arenita fina a muy fina con aislados granos muy gruesos. Clastos de cuarzo y líticos; subangulosos a subredondeados. Selección moderada a buena. En ocasiones, hacia la base o techo, vaque fina con aislados granos de cuarzo gruesos. Clastos de cuarzo, feldespatos y líticos. Muy pobre-pobre y a veces moderada selección. Matriz arcillosa: ocasionalmente expansiva; puede ser infiltrada. Cemento silíceo, arcilloso (en ciertos casos expansivo, a veces en parches pequeños) y calcítico; en algunos estratos el primero genera niveles concresionales hacia la base o techo (silcretas?) y el último puede concentrarse de manera abundante hacia el tope (calcretas?). | Gris oliva claro (5Y 5/2); oliva claro (10Y 6/2) y castaño amarillento claro (10YR 6/2). | Capas de 0,06 a 0,24 m de espesor; con contactos erosivos. En ocasiones tendencia granodecreciente. Masivas. Abundante moteado diagenético; ocasionales estructuras pedogenéticas laminares y desarrollo de vertisoles. Trazas: *Ocasionales rizolitos y rizoconcresiones silíceas.* | Wm, Fm(Wm) y Fm<br>Sm y Sm(Wm)<br>Sr(Wm) y Fm | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, probablemente con alta carga de sedimentos.<br><br>Depósitos de *crevasse* distales, probablemente de alta densidad arenosos.<br><br>Pedogénesis incipiente a moderada-fuerte, no se descartan procesos hidromórficos. | *Petrofísica - Sm:*<br>∅: 20,1%.<br>K: 1,5 mD.<br>n=1<br><br>Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |

*Figura 41: descripción del testigo corona en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sr(Wm)<br><br>Arenita con estratificación ondulítica (vaque masiva subordinada) | 0,55 m<br>6,97%<br><br>1201,66-1201,11 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,55 m | Arenita lítico-feldespática muy gruesa a fina. Clastos predominantes subredondeados. Selección pobre hasta buena.<br><br>En ocasiones, hacia la base, vaque lítico-feldespático-cuarzosa gruesa. Pobre selección. Matriz arcillosa: expansiva muy escasa; puede ser infiltrada.<br><br>Ocasional cemento silíceo, arcilloso (muy escaso expansivo) y calcítico; en ciertos casos el primero genera niveles concresionales hacia la base (silcretas?).<br><br>*Corte delgado: 1201,53 mbbp* | Castaño amarillento oscuro (10YR 4/2). | Capas de 0,17 a 0,38 m de espesor; con contactos pedogenéticos. Tendencia granodecreciente o granocreciente. Masivas o estratificación ondulítica difusa. Abundante moteado diagenético; ocasionales estructuras pedogenéticas laminares.<br><br>Trazas: *Ocasionales rizoconcresiones silíceas.* | Sm(Wm)<br>Sr(Wm)<br>Wm(Wh) | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, probablemente con alta carga de sedimentos.<br><br>Depósitos de *crevasse*, probablemente de baja densidad arenosos.<br><br>Pedogénesis incipiente a moderada. | *Petrográfica:*<br>10%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea y buena selección. Predominan microporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:*<br>∅: 22,8%.<br>K: 0,5 mD.<br>n=1<br><br>Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |
| Sh y Sh(Wm)<br><br>Arenita con laminación paralela (vaque masiva subordinada) | 1,06 m<br>13,43%<br><br>1207,16-1206,58<br>1206,38-1205,90 mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 0,58 m y mín.: 0,48 m | Arenita fina. Clastos de cuarzo y líticos, subangulosos a subredondeados. Selección moderada a pobre.<br><br>Subordinada vaque fina con clastos de cuarzo, feldespatos y líticos; sólo al tope y mediante contacto neto. Pobre selección. Matriz arcillosa: expansiva; puede ser infiltrada.<br><br>Escaso cemento arcilloso (muy escaso expansivo); por el contrario, en las vaques, es abundante (mayoría expansivo) y acompañado por calcítico. | Gris azulado claro (5B 7/1); gris verdoso claro (5GY 8/1) y oliva grisáceo (10Y 4/2). | Capas de 0,48 a 0,58 m de espesor; no se descarta amalgamación. En ocasiones ligera tendencia granocreciente. Laminación paralela difusa, aisladamente masiva al tope. Puede presentar *slickensides* hacia la base. | Wh y Fm<br>Sh y Sh(Wm)<br>Fm | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, con moderada a alta carga de sedimentos. Pueden ser multiepisódicos.<br><br>En ocasiones pedogénesis incipiente. | Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |

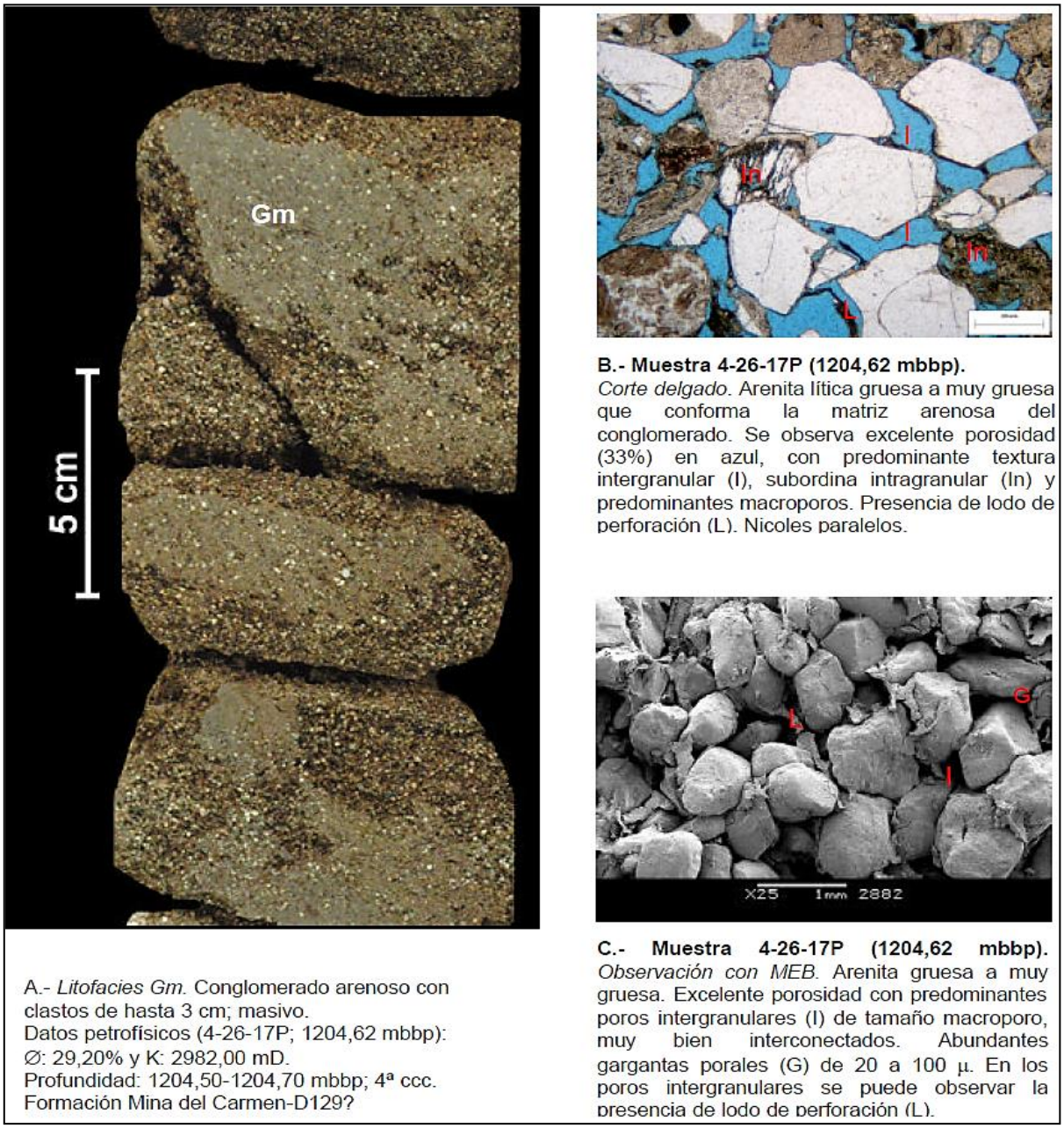
*Figura 42: continuación de la descripción del testigo corona en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Wm, Wm(Wh) y Wh<br><br>Vaque masiva (subordinada con laminación paralela) y vaque con laminación paralela. | 3,02 m<br>38,28%<br><br>1205,90-1205,58<br>1203,55-1201,66<br>1200,81-1200,00<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 1,89 m y mín.: 0,32 m | Vaque gruesa a muy fina con clastos de cuarzo, feldespatos y líticos; hacia la base hay aislados clastos muy gruesos a gruesos de líticos y cuarzo, subangulosos a redondeados. Clastos subredondeados. Muy pobre a moderada selección.<br>Matriz arcillosa: en general expansiva; en contadas ocasiones puede ser infiltrada.<br><br>Cemento silíceo en nódulos (hasta 1,5 cm de diámetro) o restringido a niveles (silcretas?); arcilloso (en general expansivo); es escaso el cemento carbonático (calcítico, dolomítico y siderítico), salvo en casos donde se concentra hacia la base o tope de las capas (nódulos y calcretas?).<br><br>*DRX: 1200,30 mbbp* | Gris verdoso (5G 6/1 y 5GY 6/1); gris verdoso claro (5GY 8/1); castaño amarillento oscuro (10YR 4/2); gris oliva claro (5Y 5/2); gris verdoso oscuro (5G 4/1) y gris claro (N7). | Capas de 0,04 a 0,76 m de espesor; contactos transicionales, netos y erosivos.<br>Mayoría granodecrecientes.<br>Masivas y aislada laminación paralela difusa.<br>En ocasiones moteado diagenético y estructuras pedogenéticas laminares.<br><br>Trazas: *Ocasionales Taenidium isp., Planolites isp., trazas horizontales, verticales, rizolitos y rizoconcresiones.* | Gm y Sr(Wm)<br>Wm, Wm(Wh) y Wh<br>Gm, Sh y Sm(Wm) | Depósitos de *crevasse*; no se descartan aisladas intercalaciones de depósitos de albardón. En muy contadas ocasiones desarrollo en condiciones subácueas (lagunares?). Pueden ser multiepisódicos. Pedogénesis incipiente a moderada-fuerte. | *Petrofísica - Wm y Wm(Wh):*<br>∅: 11,3-27,5%; promedio: 19,9%.<br>K: 0,03-1,03 mD; promedio: 0,41 mD.<br>n=8<br><br>Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |
| Fm y Fm(Wm)<br><br>Pelita masiva (vaque masiva subordinada) | 0,59 m<br>7,48%<br><br>1207,76-1207,57<br>1207,48-1207,44<br>1207,32-1207,16<br>1206,58-1206,38<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 0,20 m y mín.: 0,04 m | Fangolita con aislados clastos muy finos. Clastos subangulosos a subredondeados. Selección pobre.<br><br>Subordinada vaque fina; con clastos de cuarzo, feldespatos y líticos.<br>Matriz arcillosa: expansiva, puede ser infiltrada.<br><br>Cemento silíceo (en fracturas), arcilloso (expansivo) y calcítico.<br><br>Fauna: Ostrácodos. | Oliva grisáceo (10Y 4/2); gris castaño claro (5YR 6/1); castaño amarillento oscuro (10YR 4/2) y gris amarillento (5Y 7/2). | Capas de 0,04 a 0,20 m de espesor; contactos netos y pedogenéticos.<br>Masivas y aislada estratificación nodulosa difusa.<br>En ocasiones moteado diagenético y desarrollo de vertisoles.<br><br>Trazas: *Ocasionales rizolitos.* | Sm(Wm), Sh(Wm), Sh y Fl<br>Fm y Fm(Wm)<br>Sm, Sm(Wm), Sh(Wm) y Fl | Predominan procesos de decantación subácuea (lacustre?) de baja a muy baja energía.<br>Niveles con exposición subaérea. Pueden presentar pedogénesis incipiente a moderada-fuerte. | *Petrofísica - Fm:*<br>∅: 21,5-21,7%; promedio: 21,6%.<br>K: 2,6-30,7 mD; promedio: 16,6 mD.<br>n=2<br><br>Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |
| Fl<br><br>Pelita con laminación paralela | 0,09 m<br>1,14%<br><br>1207,57-1207,48<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,09 m | Fangolita con aislados clastos muy finos. Clastos subangulosos a subredondeados. Selección pobre.<br><br>Subordinada vaque fina; con clastos de cuarzo, feldespatos y líticos.<br>Matriz arcillosa: expansiva, puede ser infiltrada.<br><br>Cemento arcilloso (expansivo) y calcítico. | Gris amarillento (5Y 7/2). | Capa de 0,09 m de espesor.<br>Laminación paralela.<br>Moteado diagenético. | Fm<br>Fl<br>Fm(Wm) | Predominan procesos de decantación de baja a muy baja energía; tracción-decantación de bajo régimen de flujo. | *Petrofísica:*<br>∅: 17,1%.<br>K: 55,1 mD.<br>n=1<br><br>Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |

*Figura 43: continuación de la descripción del testigo corona en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

La figura 44 corresponde al testigo del intervalo 1.204,50-1.204,70 mbbp. Es un conglomerado arenoso con clastos de hasta 3 cm, masivo. La porosidad es del 29,20% y la permeabilidad alcanza los 2.982,00 mD.

Además, se presenta un corte delgado de una arenita lítica gruesa a muy gruesa que conforma la matriz del conglomerado. Se destaca la alta porosidad óptica (33%) con predominante textura intergranular, subordinada intragranular y macroporos. La imagen de microscopía electrónica de barrido permite observar abundantes gargantas porales de 20 a 100 micrones. En los poros intergranulares se determina la presencia de lodo de perforación.




**B.- Muestra 4-26-17P (1204,62 mbbp).** *Corte delgado*. Arenita lítica gruesa a muy gruesa que conforma la matriz arenosa del conglomerado. Se observa excelente porosidad (33%) en azul, con predominante textura intergranular (I), subordina intragranular (In) y predominantes macroporos. Presencia de lodo de perforación (L). Nicoles paralelos.

A.- *Litofacies Gm*. Conglomerado arenoso con clastos de hasta 3 cm; masivo.
Datos petrofísicos (4-26-17P; 1204,62 mbbp):
∅: 29,20% y K: 2982,00 mD.
Profundidad: 1204,50-1204,70 mbbp; 4ª ccc.
Formación Mina del Carmen-D129?

**C.- Muestra 4-26-17P (1204,62 mbbp).** *Observación con MEB*. Arenita gruesa a muy gruesa. Excelente porosidad con predominantes poros intergranulares (I) de tamaño macroporo, muy bien interconectados. Abundantes gargantas porales (G) de 20 a 100 μ. En los poros intergranulares se puede observar la presencia de lodo de perforación (L).

Figura 44: detalle del testigo a la profundidad 1.204,50-1.204,70 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a). *A: litofacies, petrofísica, profundidad y formación. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB.*

Las muestras de 1.203,5 mbbp, 1.204,62 mbbp y 1.204,87 mbbp pertenecen a la facies *Gm* y se clasifican como arenitas líticas las dos primeras y como arenita lítica conglomerádica, la última. Son de grano grueso a muy grueso, con moderada selección, clastos subredondeados a redondeados y empaque abierto a intermedio. Los clastos (67-77%) están compuestos por 40 a 45% de cuarzo predominantemente monocristalino, 1 a 10% de feldespatos con predominio de ortosa y 45 a 59% de líticos con predominio de tobas vítreas devitrificadas. En los cortes delgados no se observan matriz ni cementos, no obstante se reconoce un recubrimiento de granos arcilloso mediante MEB. La arcilla determinada mediante DRX es esmectita. Las arenitas líticas, constituyen la matriz arenosa de los conglomerados arenosos masivos pertenecientes a la facies *Gm*.

La porosidad óptica de estas arenitas es excelente (23-33%), de tipo secundaria por disolución predominante y subordinada primaria, con distribución homogénea. El tamaño de poro corresponde a macroporos (55-75%) de 0,25 a 1 mm, mesoporos (10-15%) de 0,12 a 0,24 mm, microporos (10%) de 0,01 a 0,06 mm y megaporos (0-20%) de 1 a 1,75 milímetros. Las texturas porales son intergranular (79-84%), intragranular (10-15%), granos fracturados (1-3%), móldica (0-10%), y en la muestra de 1.204,87 mbbp hay microfisuras (3%).

Se realizó estudio de MEB en la muestra 1.204,62 mbbp. En el mismo se observa que las gargantas porales son abundantes, de 20 a 100 micrones, escasas de 125 micrones, con baja tortuosidad, rugosidad de las paredes porales baja a moderada, número de coordinación 4 a 6 y relación diámetro poral/diámetro garganta baja. La porosidad promedio medida en laboratorio es 27,0 % así como la permeabilidad media es 1.758,0 mD.

Por su parte, LCV (2007a) describe la secuencia general de productos y procesos diagenéticos identificados en las muestras 1.203,5 mbbp, 1.204,62 mbbp y 1.204,87 mbbp, que pertenecen a la facies *Gm*, según un orden cronológico relativo en:

- Compactación: inicial.
- Disolución: afecta clastos.
- Compactación: se observan granos interpenetrados y clastos deformados.

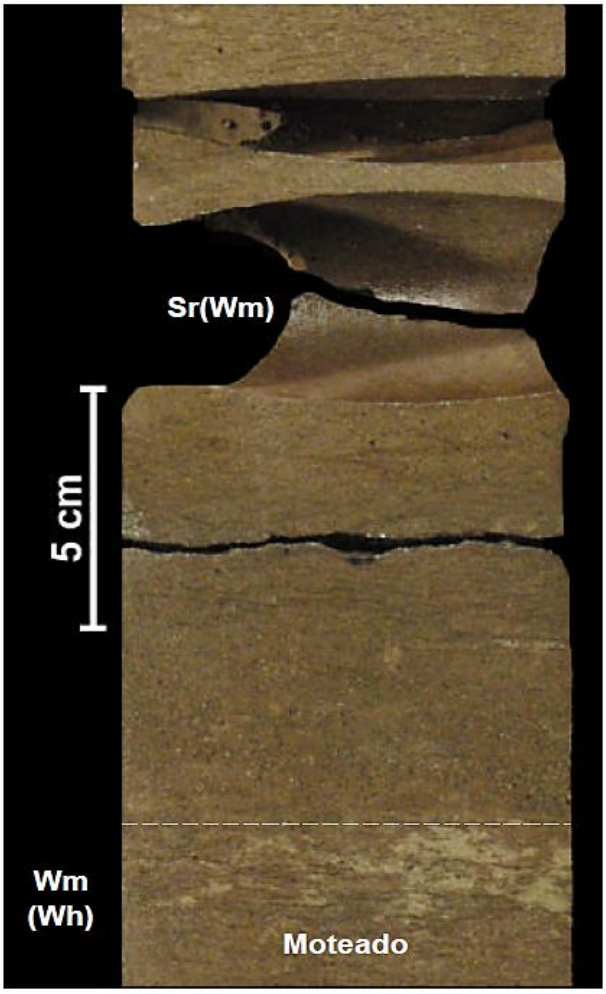
En la figura 45 se observa un detalle del testigo correspondiente al intervalo 1.201,50-1.201,70 mbbp. Es una arenita con estratificación ondulítica difusa, vaque masiva subordinada y desarrollo de paleosuelos. Tiene una porosidad del 22,80% y una permeabilidad de 0,47 mD. Asimismo, se presenta un corte delgado de vaque lítica con 20% de matriz arcillosa. Los clastos son de tamaño limo a arena fina, en donde se destaca la baja porosidad visual (10%).

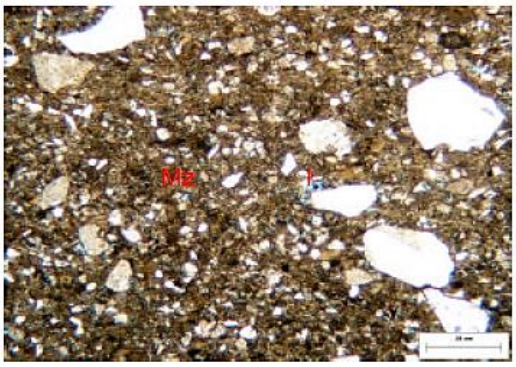
A la profundidad 1201,53 mbbp, la muestra pertenece a la facies *Sr(Wm)* y se la clasifica como una vaque lítica, con clastos de grano tamaño limo a arena fina, subangulosos a subredondeados. Los clastos (69,5%) están compuestos por 65% líticos con predominio de tobas vítreas devitrificadas, 20% de cuarzo predominantemente monocristalino y 15% feldespatos representados por plagioclasas. La matriz (20%) es de naturaleza arcillosa, parcialmente recristalizada. El cemento (0,5%) está representado por caolinita como relleno de poros.

La porosidad óptica es moderada (10%), de tipo secundaria, con distribución homogénea con tamaño de poro que corresponde a microporos (80%) de 0,01 a 0,06 mm y mesoporos (20%) de 0,07 a 0,15 milímetros. Las texturas porales son intergranular (80%) e intragranular (20%) observándose una intensa alteración arcillosa y alteración generada por procesos pedogenéticos. La porosidad medida es de 22,8 % y la permeabilidad 0,5 mD.

LCV (2007a) describe la secuencia general de productos y procesos diagenéticos identificados en la muestra 1.201,53 mbbp que pertenece a la facies *Sr(Wm)*, según un orden cronológico relativo en:

- Compactación: inicial.
- Recristalización de arcillas: matriz de naturaleza arcillosa, con recristalización.
- Disolución: afecta clastos de fragmentos líticos.
- Caolinita: muy escasa como relleno de poros.
- Compactación: final, se observan micas flexuradas.




**B.- Muestra 4-23-7 (1201,53 mbbp).**
*Corte delgado*. Vaque lítica (litología subordinada de la litofacies) con 20% de matriz arcillosa (Mz) parcialmente recristalizada. Los clastos son tamaño limo a arena fina. La porosidad es moderada (10%) en azul, con predominante textura intergranular (I) y tamaño microporo. Se observa alteración arcillosa y está afectada por procesos pedogenéticos. Nicoles paralelos.

A.- *Litofacies Sr(Wm)*. Arenita con estratificación ondulítica difusa; vaque masiva subordinada.
Desarrollo de paleosuelos.
Datos petrofísicos (4-23-7; 1201,53 mbbp):
∅: 22,80% y K: 0,47 mD.
Profundidad: 1201,50-1201,70 mbbp; 4ª ccc.
Formación Mina del Carmen-D129?

*Figura 45: detalle del testigo a la profundidad 1.201,50-1.201,70 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a). A: litofacies, petrofísica, profundidad y formación. B: descripción del corte delgado.*

En la figura 46 se tabulan las características generales de las muestras incluyendo la descripción al microscopio óptico así como la petrofísica básica.

Corresponden a vaques y arenitas líticas, como se puede determinar a partir de las características petrográficas (figura 47) con variable proporción de cuarzo (desde 20 al 45%), feldespatos (15 a 4%), líticos (45 a 65%) y matriz arcillosa.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | CLASIFICACION | TAMAÑO | SELECCION | REDONDEAMIENTO | MADUREZ TEXTURAL | COMPOSICION: CLASTOS % | COMPOSICION: MATRIZ % | COMPOSICION: CEMENTO % | COMPOSICION: POROSIDAD % | A (*) RCILLA TOTAL % | PETROFISICA: POROSIDAD % | PETROFISICA: PERMEABILIDAD mD |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4-23-7 (1201,53) | | VL | - | - | Sa-Sr | - | 69,5 | 20 | 0,5 | 10 | 20,5 | 22,8 | 0,472 |
| 4-25-M (1203,5) | | AL | mG | Mo | Sr-R | Ma | 67 | - | - | 33 | - | - | - |
| 4-26-17 P (1204,62) | | AL | G-mG | Mo | Sr-R | Ma | 67 | - | - | 33 | - | 29,2 | 2982 |
| 4-26-18 P (1204,87) | | AL (cg) | mG | Mo | Sr-R | Ma | 77 | - | - | 23 | - | 22,6 | 325 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| FA: fangolita | mG: arena muy gruesa | mB: muy buena | R: redondeado | Ma: madura |
| ALF: arenita lítico-feldespática | G: arena gruesa | B: buena | Sr: subredondeado | Sma: submadura |
| VL: vaque lítica | M: arena media | Mo: moderada | Sa: subanguloso | Im: inmadura |
| AL: arenita lítica | F: arena fina | Po: pobre | A: anguloso | |
| AL (cg): arenita lítica conglomerádica | mF: arena muy fina | | | |

*Figura 46: características generales de las muestras entre 1.200 y 1.205 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | CLASIFICACION | CLASTOS: CUARZO % | CLASTOS: FELDESPATOS % | CLASTOS: LITICOS % | CLASTOS: MINERALES ACCESORIOS | CLASTOS: MINERALES OPACOS | MATRIZ: ARCILLOSA % | MATRIZ: INFILTRADA % | MATRIZ: SEUDOMATRIZ % | MATRIZ: ARENOSA % | CEMENTOS / REEMPLAZOS: CUARZO: CRISTALES AUTIGENICOS % | CUARZO: CREC. SECUNDARIO % | SILICEO % | FELDESP.: CRISTALES AUTIGENICOS % | FELDESP.: CREC. SECUNDARIO % | FELDESPATICO % | CAOLININITA % | CLORITA % | ARCILLOSO % | CALCITA % | DOLOMITA % | SIDERITA % | CARBONATICO % | CEOLITICO % | SULFATICO % | BITUMEN % | PIRITA % | OXIDOS % | OTROS % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4-23-7 (1201,53) | | VL | 20 | 15 | 65 | Ci-Bi-M | He-Py-Ox | 20 | | | | | | | | | | 0,5 | | | | | | | | | | | | |
| 4-25-M (1203,5) | | AL | 45 | 10 | 45 | - | He-Mg-Py-Ox | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4-26-17 P (1204,62) | | AL | 40 | 8 | 52 | Ci | He-Py-Ox | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4-26-18 P (1204,87) | | AL (cg) | 40 | 1 | 59 | - | Ox | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| FA: fangolita | Bi: biotita | T: turmalina | Py: pirita |
| ALF: arenita lítico-feldespática | M: muscovita | Gr: granates | Ox: óxidos |
| VL: vaque lítica | Ci: circon | | He: hematita |
| AL: arenita lítica | Ap: apatita | | Mg: magnetita |
| AL (cg): arenita lítica conglomerádica | Ti: titanita | | |

*Figura 47: características petrográficas de las muestras entre 1.200 y 1.205 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

Asimismo, el sistema poral de las muestras se caracteriza por la preponderancia (55 a 75%) de macroporos (0,25-1 mm) con un muy alto valor de porosidad intergranular (entre 79 y 84%), características descriptas en la figura 48.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | ABUNDANCIA % | TIPO | DISTRIBUCION | SELECCION | TAMAÑO DE PORO: PROMEDIO (mm) | MEGAPORO % | MACROPORO % | MESOPORO % | MICROPORO % | TEXTURAS PORALES (%): INTERGRANULAR | INTRAGRANULAR | MOLDICA | INTERCRISTALINA | MICROFISURAS | INTRAMATRIZ | INTRAMICEMENTO | ESTILOLITA | G. FRACTURADOS | ELONGADOS | SOBREDIMENSIONA. | MIC. ENARCILLAS | ESTUDIO de MEB: GARGANTAS: ABUNDANCIA | GARGANTAS: TAMAÑO (µ) | GARGANTAS: TORTUOSIDAD | RUGOSIDAD | Nº DE COORDINAC. | DVS AMGAR GANTO PORO |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4-23-7 (1201,53) | | 10 | S(Pr) | Ho | B | 0,1 | | | 20 | 80 | 80 | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4-25-M (1203,5) | | 33 | S(Pr) | Ho | B | 0,5 | 5 | 75 | 10 | 10 | 79 | 10 | 10 | | | | | | 1 | | | | | | | | | |
| 4-26-17 P (1204,62) | | 33 | S(Pr) | Ho | B | 0,5 | | 75 | 15 | 10 | 83 | 15 | | | | | | | 2 | | | | Ab | 20-100 (125) | Ba | Ba-Mo | 4-6 | Ba |
| 4-26-18 P (1204,87) | | 23 | S(Pr) | Ho | Mo | 0,5 | 20 | 55 | 15 | 10 | 84 | 10 | | | 3 | | | | 3 | | | | | | | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Pr: primaria | Ho: homogénea | B: buena | Ab: abundantes | Al: alta |
| S: secundaria | Mho: moderadamente homogénea | Mo: moderada | F: frecuentes | M: mediana |
| | He: heterogénea | Po: pobre | | Ba: baja |

*Figura 48: características del sistema poral de las muestras entre 1.200 y 1.205 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

Por su parte, la determinación por difractometría de Rayos X muestra para la roca total porcentajes variables para el cuarzo (66 a 87%), arcillas (hasta el 12%) con preponderancia de esmectita (80 a 90%), clorita (10 a 5%) y caolinita (trazas a 5%), datos representados en las figuras 49 y 50.

| MUESTRA Nº (mbbp) | PROFUNDIDAD | ROCA TOTAL | | | | | | | | | | FRACCION ARCILLA | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | CUARZO % | FELDESPATOS K | PLAGIOCLASAS | ARCILLAS % | CALCITA % | DOLOMITA % | SIDERITA % | PIRITA % | CLINOPTILOLITA | OTROS % | ESMECTITA ABUNDANCIA % | ESMECTITA CRISTALINIDAD | CLORITA ABUNDANCIA % | CLORITA CRISTALINIDAD | INTERESTRAT I-E / C-E ABUNDANCIA | INTERESTRAT I-E / C-E CRISTALINID. | CAPAS EXPANS. ABUNDANCIA | ILLITA ABUNDANCIA % | ILLITA CRISTALINIDAD | CAOLINITA ABUNDANCIA % | CAOLINITA CRISTALINIDAD | IMPUREZAS |
| 4-22-2 (1200,30) | | 66 | 3 | 5 | 12 | -- | 2 | 4 | 3 | Tr | 5 | 90 | B | 10 | R | I-E: Tr<br>C-E: Tr | --<br>-- | --<br>-- | Tr | -- | Tr | -- | es: Q, F |
| 4-26-17P (1204,62) * | | 87 | 3 | 3 | 2 | Tr | Tr | -- | -- | -- | 5 | 80 | R | 5 | M | I-E: 5<br>C-E: 5 | M<br>M | NC<br>NC | Tr | -- | 5 | M | ab: Q<br>es: F, Ca |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Tr: trazas | MB: muy buena | NC: no cuantificable | Q: cuarzo |
| | B: buena | | F: feldespatos |
| I-E: illita-esmectita | R: regular | ab: abundante | Ca: calcita |
| C-E: clorita-esmectita | M: mala | es: escaso | |

* Arcillas mezcladas parcialmente con de lodo de perforación

*Figura 49: características de la roca total y de las arcillas de las muestras entre 1.200 y 1.205 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

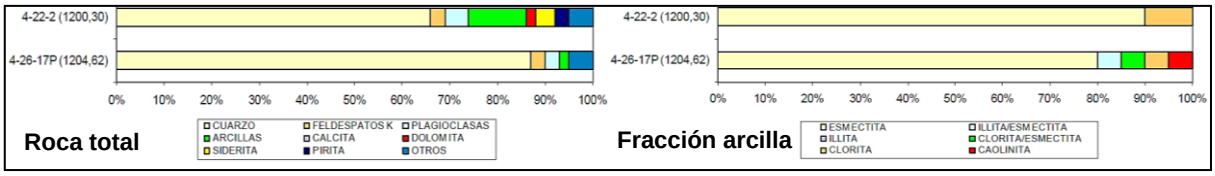



*Figura 50: gráfica DRX de las características de la roca total y de las arcillas de las muestras entre 1.200 y 1.205 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

La figura 51 es un perfil Selley del intervalo coroneado (1.200 a 1.207,89 mbbp).

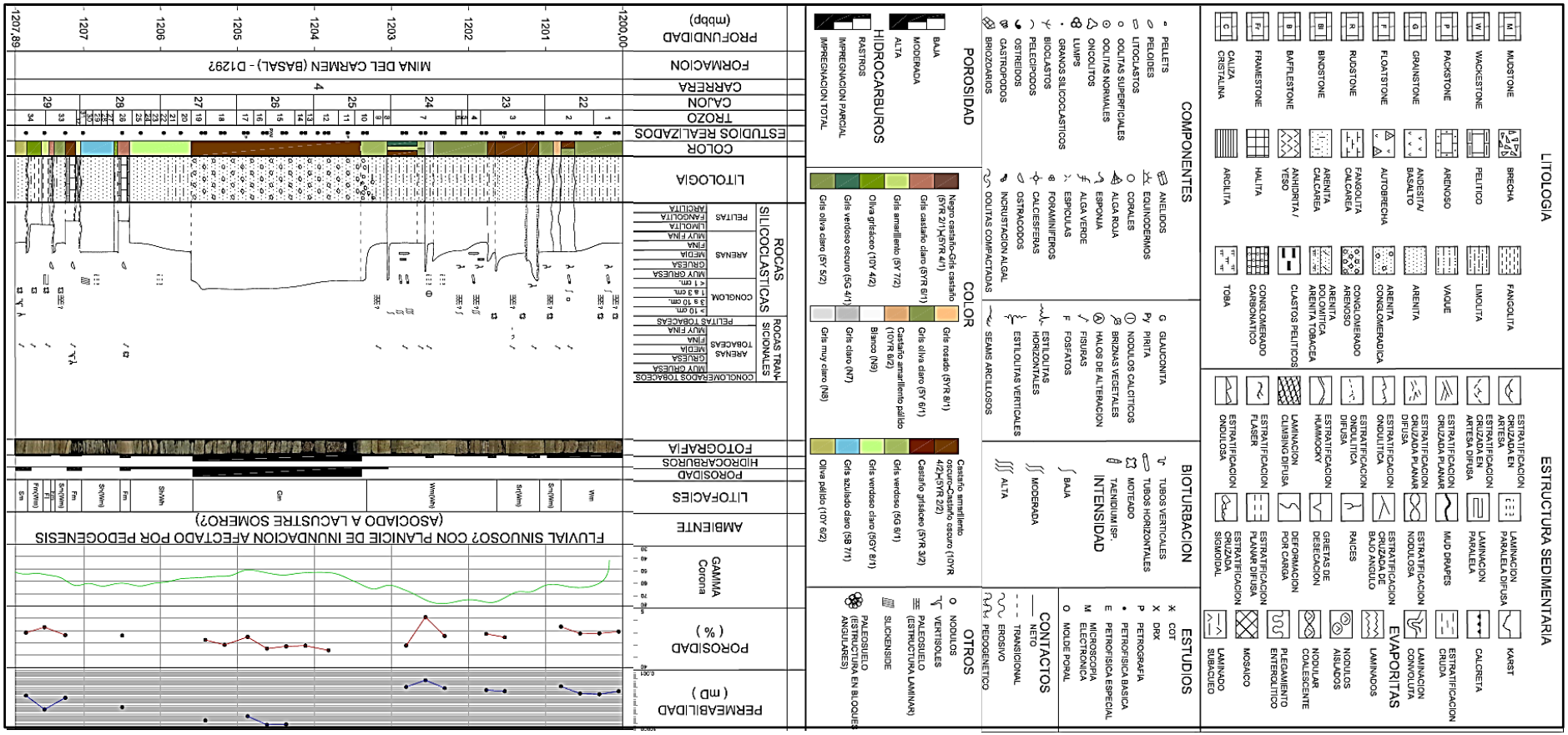



*Figura 51: perfil Selley del intervalo coroneado (1.200 a 1.207,89 mbbp) en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

En el pozo SPCa-1049 (figura 4) se analizaron (Inlab 2008a) recortes de roca obtenidos durante la perforación del mismo provenientes de profundidades comprendidas entre 1.660 y 2.115 mbbp, correspondiendo aquellos desde 2.090 mbbp hasta el fondo a la Formación Pozo D-129. En éste estudio se determinó la presencia de fragmentos piroclásticos junto a calizas y restos orgánicos tal cual se describiera en el Capítulo II (página 36) "*tobas limosas y arenosas, arcilitas y calizas con delgadas intercalaciones de pelitas; en regiones centrales de la cuenca las pelitas con alto contenido de materia orgánica son dominantes así como hacia los bordes es mayoritario el material tobáceo*". Estos recortes se pueden interpretar como correspondientes a la facies 4 (F4) de la unidad (figuras 52, 53 y 54).

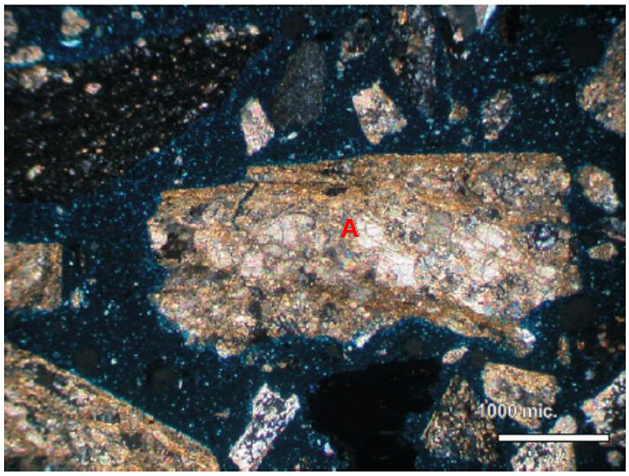



*Figura 52: fragmento de caliza microesparítica (A), 2.093 mbbp en el pozo SPCa-1049. Nicoles cruzados. (Inlab 2008a).*

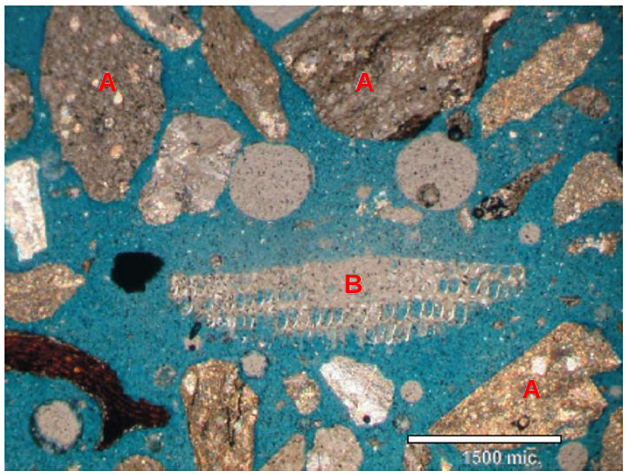



*Figura 53: fragmentos de calizas (A) y restos orgánicos exhibiendo estructura celular (B), 2.093 mbbp en el pozo SPCa-1049. Nicoles paralelos (Inlab 2008a).*

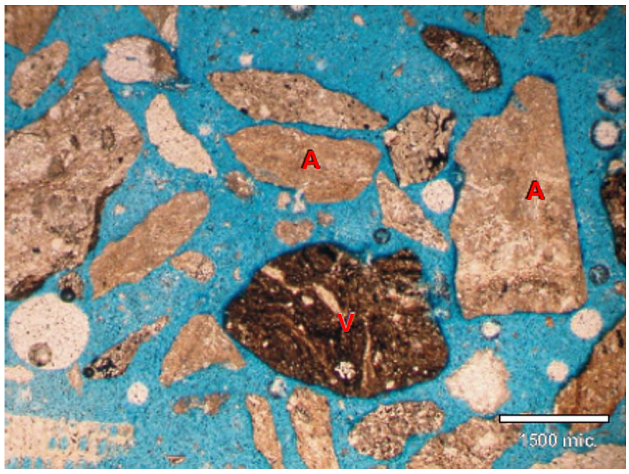



*Figura 54: fragmentos de calizas (A) y de rocas piroclásicas (V), 2.093 mbbp en el pozo SPCa-1049. Nicoles paralelos (Inlab 2008a).*

La figura 55 corresponde a un mapa de relación arena/pelita para la Formación Pozo D-129. En el mismo se observa una mayor relación hacia el borde de cuenca (sur) y una paulatina disminución hacia el centro de la misma (norte) coincidente con las características de roca generadora de la unidad. Asimismo, los mínimos y máximos se interpretan como variaciones locales producto de irregularidades de la forma del lago, característica observada en los estudios regionales realizados por diversos autores (Fitzgerald *et al.* 1990, Figari *et al.* 1999, Utgé *et al.* 2014).

La figura 56 representa la porosidad efectiva asociada con los niveles arenosos de la Formación Pozo D-129. Existe una tendencia a valores mayores hacia el este de la cuenca, coincidente con posiciones estructurales más someras así como hacia el oeste y norte se desarrollan las facies más profundas y con características de roca reservorio empobrecidas.

La influencia de la paleotopografía de la Formación Pozo D-129 sobre la depositación de los niveles basales de la Formación Mina del Carmen también se observa en las secciones sísmicas. La figura 57 muestra una sección sísmica en el área El Huemul, con el paleorelieve de la Formación Pozo D-129 y la misma sección horizontalizada al techo de la unidad, donde se observa el cambio de potencia y forma del relleno en la Formación Mina del Carmen.

Por su parte, la figura 58 corresponde al mapa en tiempo para la Formación Pozo D-129 en el área de estudio. En el mismo, y tal como sucedía con la unidad infrayaciente, se reconocen los diferentes sistemas de esfuerzos predominantes (occidental, central y oriental), la fábrica del basamento y la disminución en la profundidad acompañando la cuenca hacia su borde sur. Los depocentros del basamento se encuentran colmatados por los depósitos neocomianos y por la Formación Pozo D-129, característica que se observa al comparar los mapas estructurales del basamento y de la formación.

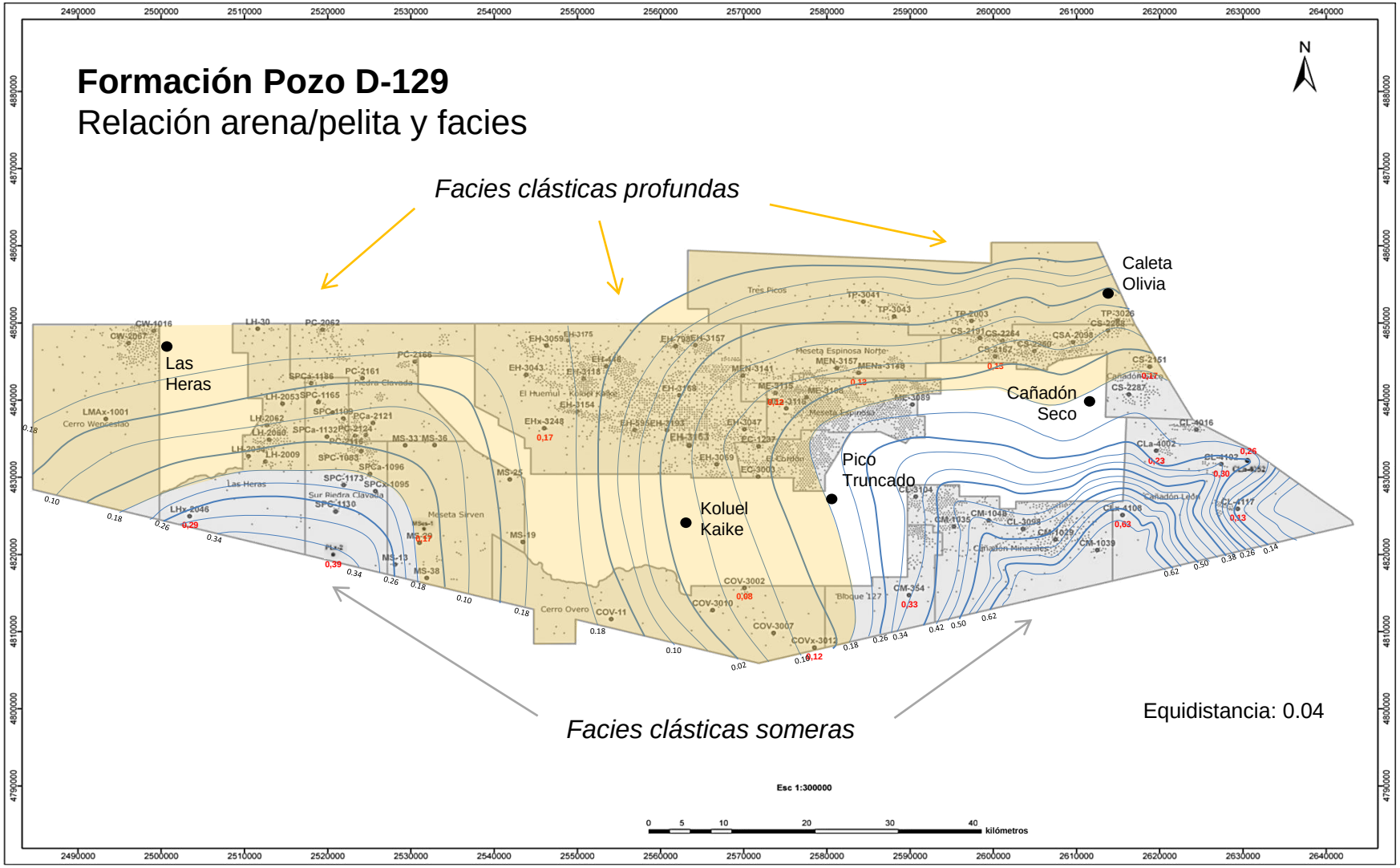



*Figura 55: mapa de relación arena/pelita para la Formación Pozo D-129 en el área de estudio. Los valores mínimos y máximos (en rojo) se interpretan como variaciones locales producto de irregularidades de la forma del lago que afectan la energía disponible en las regiones geográficas representadas por los pozos y por lo tanto la distribución de tamaños de grano.*

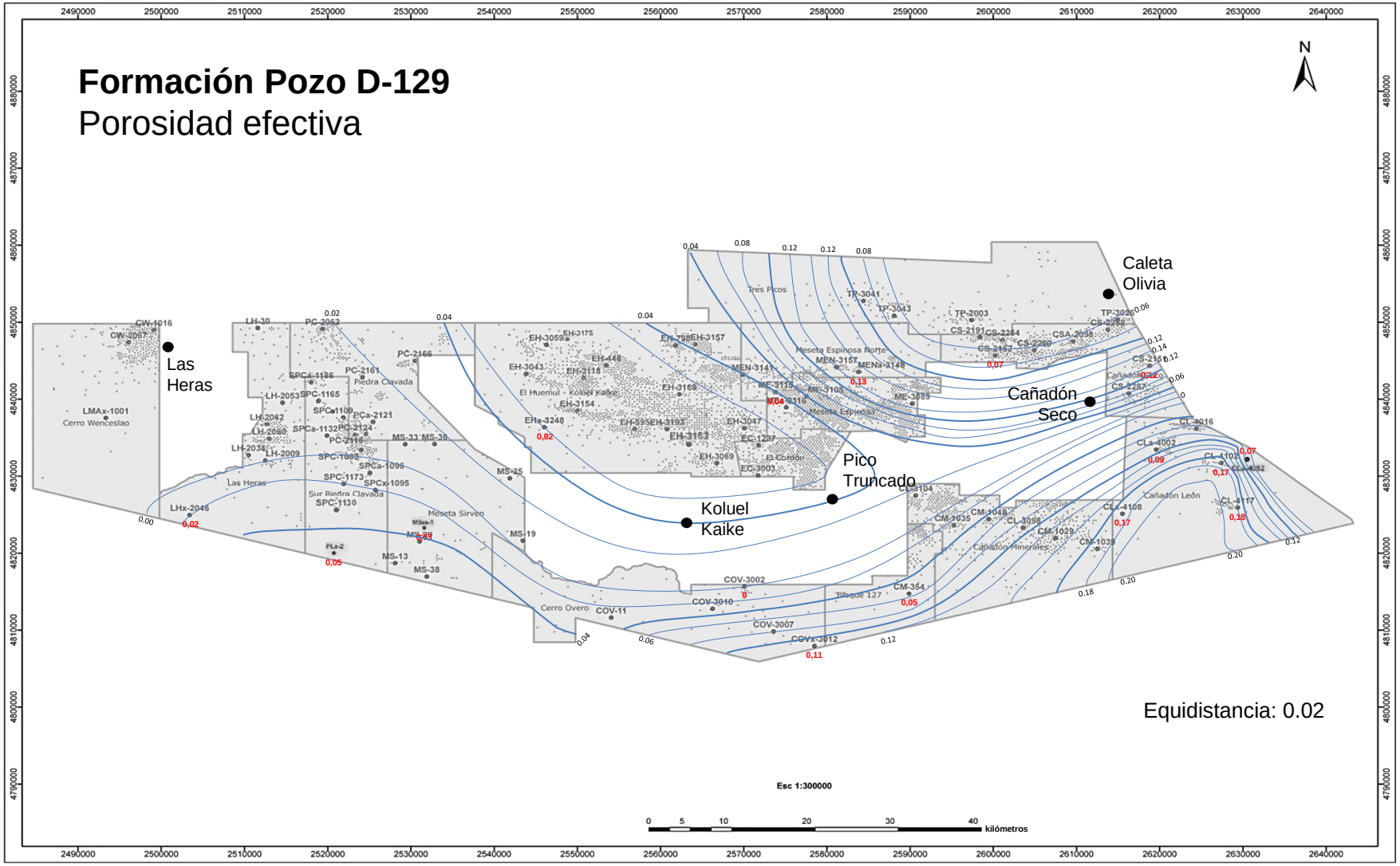



*Figura 56: mapa de porosidad efectiva (adimensional, valores en rojo) asociada con los niveles arenosos de la Formación Pozo D-129.*

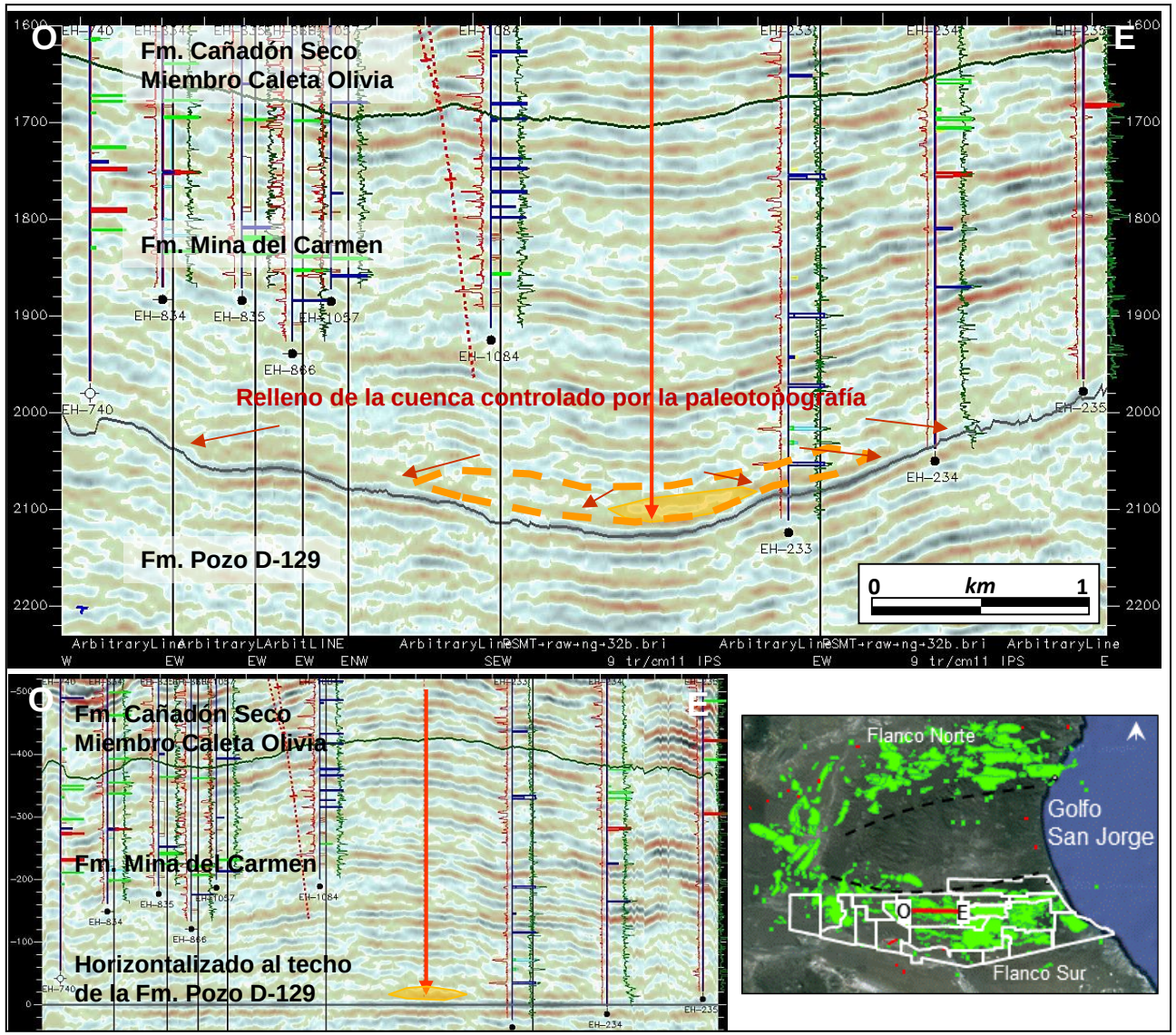



*Figura 57: la figura superior muestra una sección sísmica en el área El Huemul, con el paleorelieve de la Formación Pozo D-129. La figura inferior izquierda muestra la misma sección horizontalizada al techo de la unidad, donde se observa el cambio de potencia y forma del relleno en la Formación Mina del Carmen.*

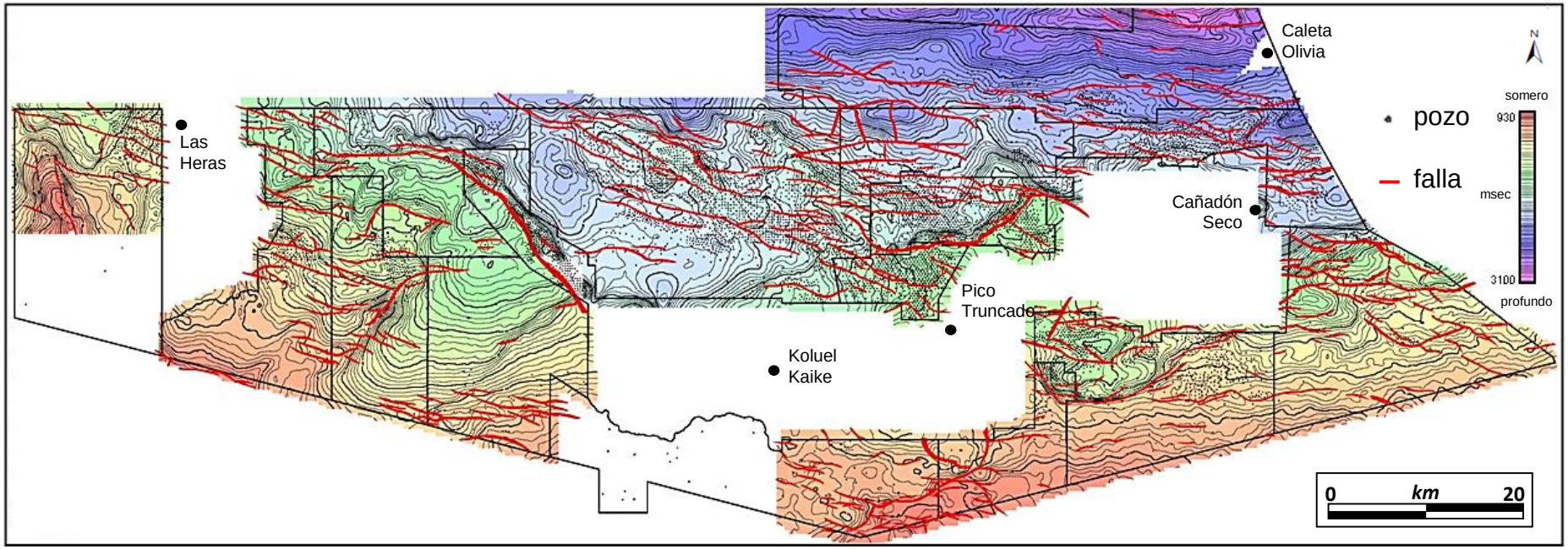



*Figura 58: mapa en tiempo para el techo de la Formación Pozo D-129 en el área de estudio. Es posible reconocer los sistemas de esfuerzos predominantes (occidental, central y oriental) con los planos fallas orientados en dirección oeste-este y paralelos al borde de cuenca así como la impronta de la fábrica del basamento y la somerización hacia el borde de cuenca al sur.*

Formación Mina del Carmen – Formación Castillo

La Formación Mina del Carmen que hacia el occidente engrana lateralmente con la Formación Castillo ha sido perforada parcial o totalmente en el área de estudio por 78 pozos de los que integran la base de datos con registros eléctricos en el estudio, a saber: CL-3098, CL-3104, CL-4002, CL-4016, CL-4102, CL-4117, CLa-4052, CLx-4108, CM-354, CM-1029, CM-1035, CM-1039, CM-1048, COV-3002, COV-3007, COV-3010, COVa-11, COVx-3012, CS-2151, CS-2162, CS-2191, CS-2260, CS-2264, CS-2268, CS-2287, CSa-2098, EC-1237, EC-3003, EH-595, EH-798, EH-3043, EH-3047, EH-3059, EH-3069, EH-3118, EH-3157, EH-3163, EH-3168, EH-3175, EH-3193, EHx-3248, LH-30, LH-2009, LHx-2046, LMAx-1001, ME-3089, ME-3108, ME-3115, ME-3116, MEN-3141, MEN-3157, MENa-3148, MS-13, MS-19, MS-25, MS-29, MS-33, MS-36, MS-38, MSes-1, PC-2062, PC-2116, PC-2124, PC-2166, PCa-2121, PLx-2, SPC-1083, SPC-1109, SPC-1173, SPCa-1130, SPCa-1186, SPCa-1096, SPCa-1132, SPCx-1095, TP-2003, TP-3026, TP-3041 y TP-3043 (figura 3).

Los espesores son variables, entre 100 y hasta los 903 metros de potencia en el pozo TP-3043. Presentan una relación discordante hacia la base como hacia el techo.

Corresponden a depósitos aluviales y fluviales meandriformes reflejados por una alternancia de cuerpos de areniscas que varían en espesor entre un 1 y 15 metros y de pelitas que alcanzan los 20 metros de potencia.

En la figura 59 se presenta la respuesta eléctrica en subsuelo para la Formación Mina del Carmen en el pozo EHx-3248.

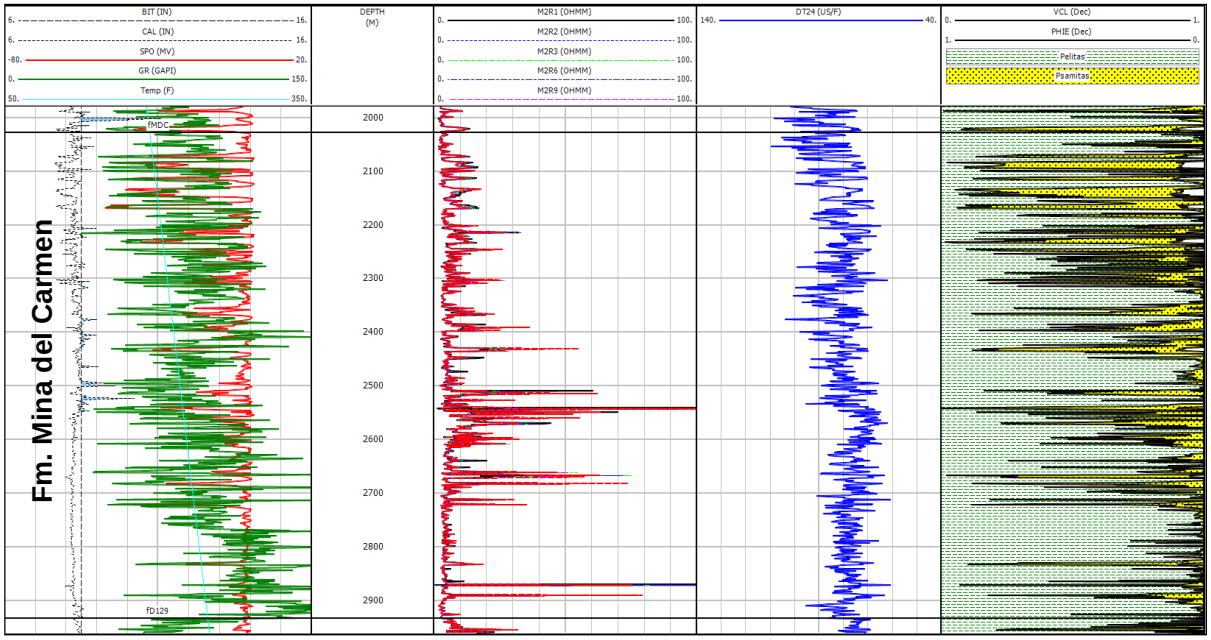



*Figura 59: sección perforada en el pozo EHx-3248 (véase figura 4) correspondiente a la Formación Mina del Carmen en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. GR: rayos gamma en GAPI. CAL: calibre en pulgadas. BIT: calibre nominal en pulgadas. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 M2R1, M2R2, M2R3, M2R6, M2R9: resistividades en ohm metro. #4 DT24: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas sobre el total de la roca.*

Por su parte, la figura 60 muestra la respuesta eléctrica en subsuelo para la Formación Castillo en el pozo MSes-1.

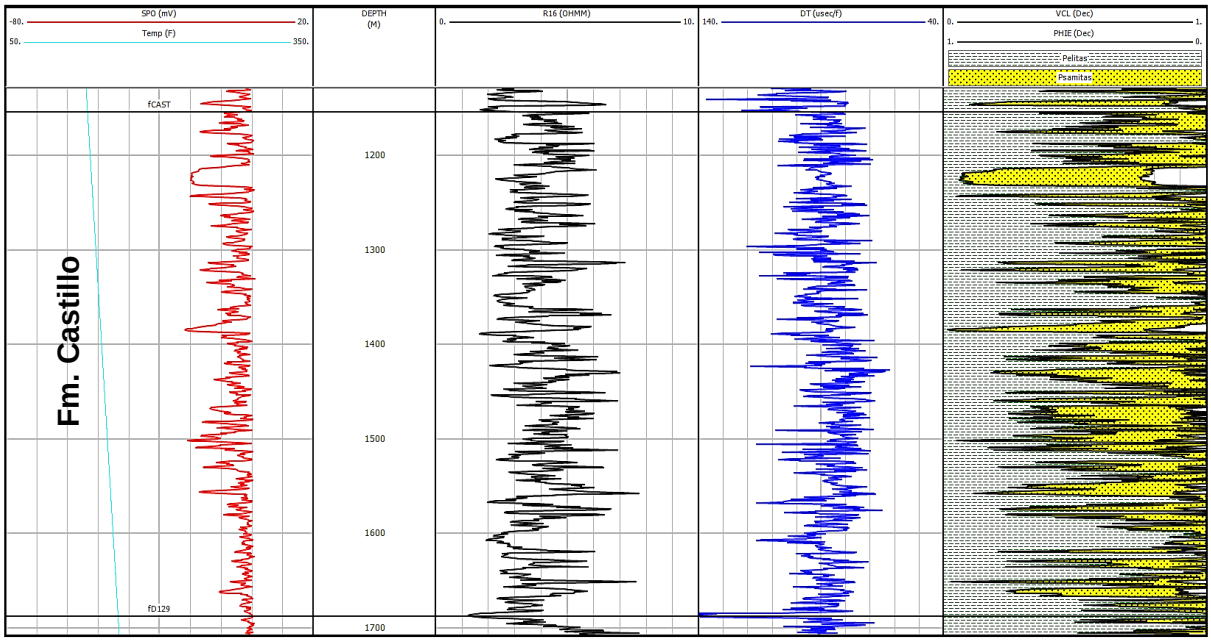



*Figura 60: sección perforada en el pozo MSes-1 (véase figura 4) correspondiente la Formación Castillo en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 R16: resistividad normal de 16 pulgadas en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas sobre el total de la roca.*

En la figura 61 se presenta un mapa de subsuelo de espesores para las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en la zona de estudio. El mismo fue realizado a partir de datos de sísmica y pozos.

En el pozo LH-2017 (figura 4) se realizaron estudios (LCV 2004) sobre testigos laterales de impacto (razón por la cual no se efectuaron mediciones de petrofísica básica) pertenecientes a la Formación Castillo comprendidas en el intervalo de profundidades entre 1.163 y 1.231 mbbp, clasificando a las rocas como tobas vítreas, tufitas, arenitas tobáceas y arenitas feldespático-líticas.

Las muestras 1.163, 1.221,8 y 1.231 mbbp son tobas vítreas compuestas por 71 a 83% de material vítreo, 10 a 20% de cristaloclastos y 2 a 5% de litoclastos. El material vítreo está compuesto por trizas vítreas tamaño ceniza muy fina, fina y tamaño polvo, con escasos a comunes fragmentos pumíceos, parcialmente reemplazado por analcima. Los cristaloclastos son tamaño ceniza muy fina a fina y polvo, ceniza fina a media, representados por cristales de plagioclasas (60 a 90%) y escasos a comunes cristales de cuarzo (40 a 10%). Los litoclastos son tamaño ceniza muy fina a fina o media, representados por fragmentos de tobas vítreas y andesitas. Se observa analcima (7 a 25%) como relleno de poros y reemplazo de trizas.

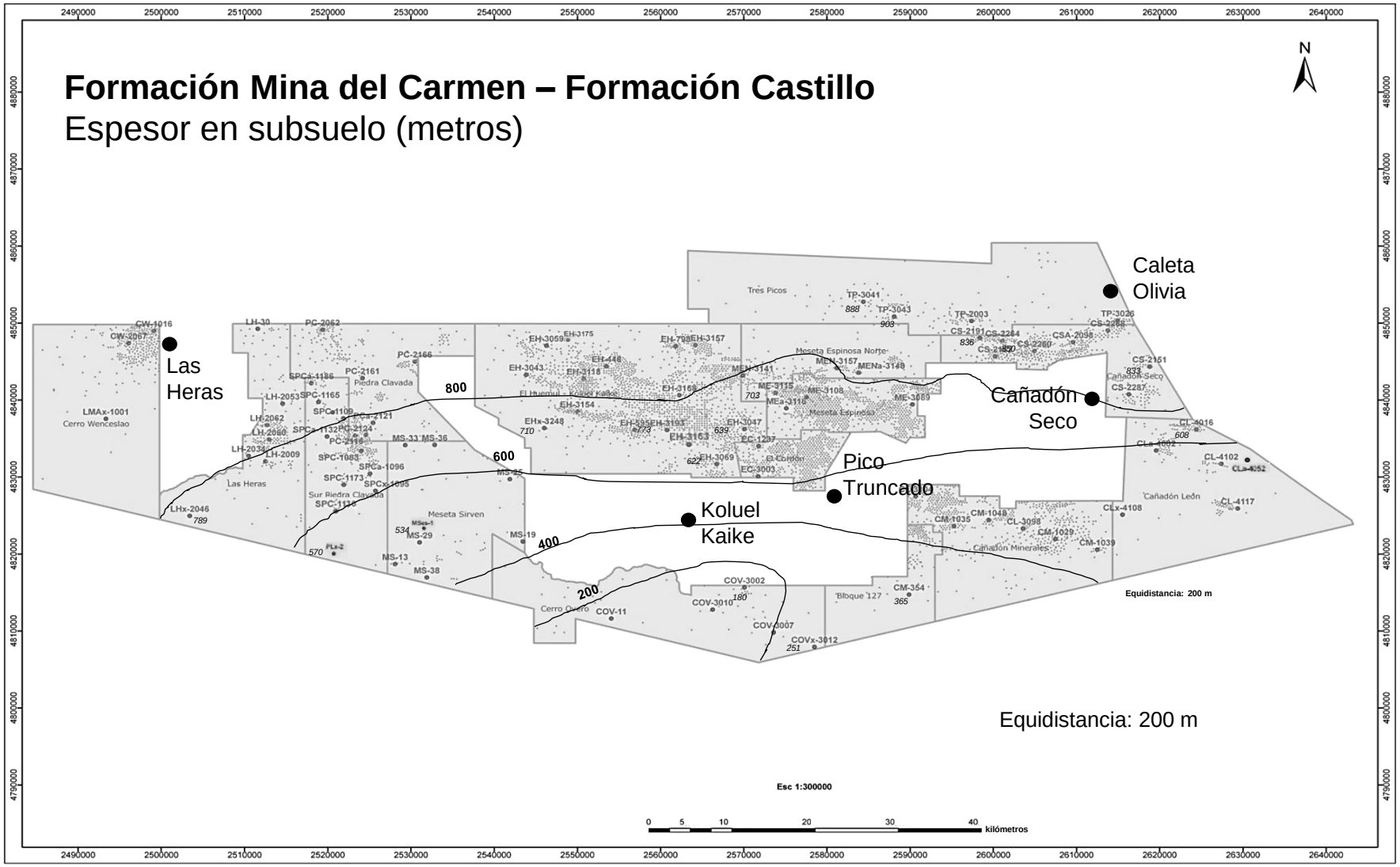



*Figura 61: espesores en subsuelo para las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en el área de estudio confeccionado a partir de la información sísmica y de pozos.*

La porosidad óptica es baja a moderada (4 a 9%), con distribución heterogénea a moderadamente homogénea. Se observan poros irregulares originados por disolución de analcima y de material vítreo, subordinados poros intracristalinos y móldicos y poros relacionados con fragmentos pumíceos. El tamaño poral corresponde a microporos (80 a 95%) <0,06 mm y mesoporos (5 a 20%) de 0,07 a 0,20 milímetros.

La figura 62 corresponde a una fotografía de la muestra de 1.231 mbbp en tanto que la figura 63 es de 1.202,5 mbbp, ambas del pozo LH-2017.

Las muestras 1.169,5, 1.172,5 y 1.202,5 mbbp son tufitas compuestas por 36 a 62% de clastos, 18 a 25% de material vítreo y 15 a 39% de cemento y reemplazo. Los clastos son tamaño arena fina a media, angulosos a subredondeados, compuestos por 3 a 5% de cuarzo, 46 a 60% de plagioclasas y 35 a 50% de líticos representados por tobas vítreas y andesitas. El material vítreo es fino, parcialmente devitrificado y alterado a arcillas, con reemplazos de analcima en algunas muestras; son comunes a escasos los fragmentos pumíceos. En la muestra 1.172,5 mbbp los cementos y reemplazos identificados son analcima (10 a 35%), clorita (4 a 5%) y microcristales de cuarzo (2%).

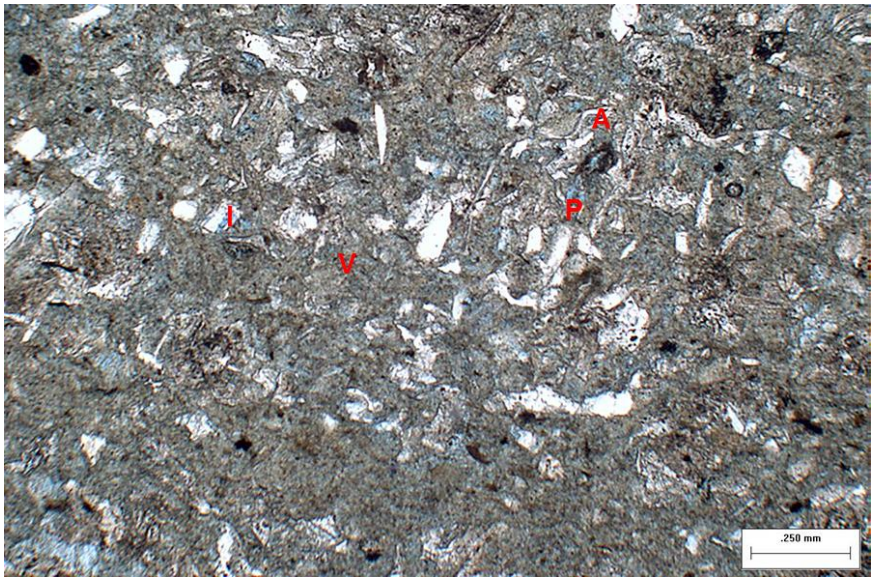



*Figura 62: muestra correspondiente a 1.231 mbbp, pozo LH-2017. Toba vítrea. Material vítreo (V) compuesto por vitroclastos tamaño ceniza muy fina a fina y polvo, frecuentemente reemplazados por analcima (A). Baja porosidad secundaria (P) originada por disolución de analcima, de material vítreo y escasa disolución de cristales de plagioclasas (intracristalina, I). Nicoles paralelos (LCV 2004).*

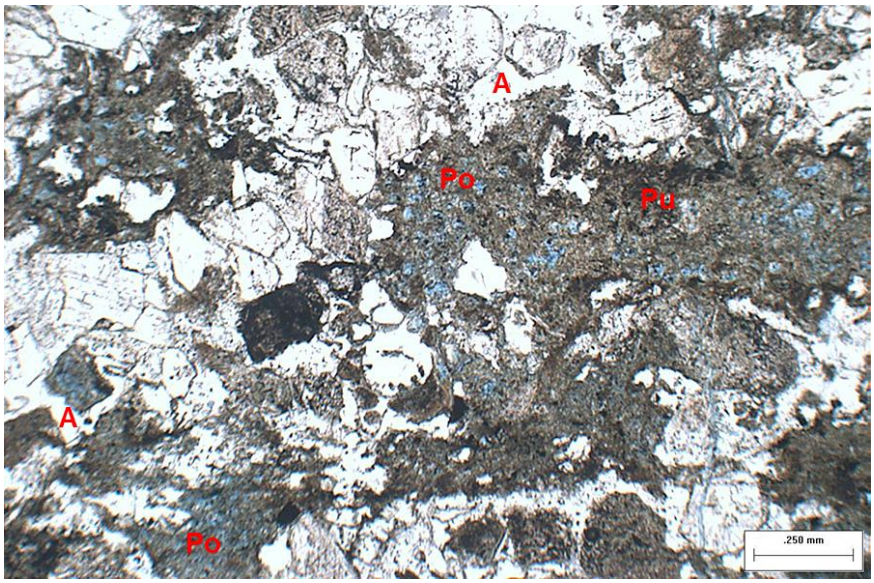



*Figura 63: muestra correspondiente a 1.202,5 mbbp, pozo LH-2017. Tufita. Material vítreo compuesto por fragmentos pumíceos (Pu) parcialmente alterados a arcillas. Analcima (A) como relleno de poros y reemplazo de trizas. Clastos de plagioclasas, líticos y escaso cuarzo. Baja porosidad secundaria relacionada con vesículas en fragmentos pumíceos (Po) predominantemente. Nicoles paralelos. (LCV 2004).*

La porosidad óptica es baja a moderada (4 a 10%), con distribución heterogénea a moderadamente homogénea. En la muestra 1.169,5 mbbp el tamaño de poro corresponde a microporos (70 a 100%) <0,06 mm, mesoporos (0 a 30%) de 0,07 a 0,20 mm y macroporos (5%). Se observa textura intragranular (10 a 60%), móldica (0 a10%), poros relacionados con fragmentos pumíceos (vesículas), subordinados poros intergranulares, intracemento y microporosidad en material vítreo.

La muestra 1.206 mbbp es una arenita tobácea de grano fino a medio, con escasos clastos tamaño arena gruesa a muy gruesa, moderada a pobre selección, clastos angulosos a subredondeados y empaque cerrado a intermedio. Está compuesta por 2% de cuarzo, 40% de plagioclasas y 58% de fragmentos líticos de tobas vítreas y andesitas. Se observa matriz tobácea muy fina, alterada a arcillas, se reconocen vitroclastos reemplazados por analcima (10%). Los cementos/reemplazos identificados son analcima (3%) como relleno de poros y reemplazo y clorita (2%).

La porosidad óptica es baja (3%), secundaria, con distribución heterogénea. El tamaño de poro corresponde a microporos (90%) de 0,02 a 0,06 mm y mesoporos (10%) de 0,07 a 0,15 milímetros. Las texturas porales son intragranular (75%), intracemento (10%) y móldica (15%).

La muestra 1.165 mbbp es una arenita feldespático-lítica de grano grueso, medio y muy grueso subordinado, con pobre selección, clastos angulosos a subredondeados y empaque intermedio. Está compuesta por 10% de cuarzo, 50% de plagioclasas y 40% de fragmentos líticos de tobas vítreas y andesitas. Los cementos identificados son analcima (4%) y clorita (6%).

La porosidad óptica es moderada (8%), primaria y secundaria, con distribución heterogénea. El tamaño de poro corresponde a mesoporos (60%) de 0,07 a 0,20 mm, macroporos (20%) de 0,25 a 0,35 mm y microporos (20%) de 0,02 a 0,06 milímetros. Las texturas porales son intergranular reducida (55%), intragranular (25%), intracemento (15%) y móldica (5%).

Las figuras 64, 65 y 66 presentan las características generales, petrográficas y del sistema poral para las muestras analizadas.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | CLASIFICACION | TAMAÑO | SELECCION | REDONDEAMIENTO | MADUREZ TEXT. | COMPOSICION: CLASTOS % | COMPOSICION: MATRIZ % | COMPOSICION: CEMENTO % | COMPOSICION: POROSIDAD % | A (*) RCILLA TOTAL % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 11 (1163) | | TV | | | | | | | | | |
| 10 (1165) | | AFL | G | Po | A-Sr | SMa | 82 | | 10 | 8 | 6 |
| 9 (1169,5) | | TU | M | B | A-Sr | | 50 | 25* | 15 | 10 | 5 |
| 8 (1172,5) | | TU | M | Mo | A-Sr | | 62 | 18* | 16 | 4 | 4 |
| 6 (1202,5) | | TU | F-M | Mo | A-Sa | | 36 | 20* | 39 | 5 | 4 |
| 5 (1206) | | AT | F | Mo-Po | A-Sr | IMa | 82 | 10 | 5 | 3 | 2 |
| 4 (1221,8) | | TV | | | | | | | | | |
| 3 (1231) | | TV | | | | | | | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ALF: arenita lítico-feldespática | M: arena media | B: buena | A: angulosa | SMa: submadura |
| AL: arenita lítica | F: arena fina | Mo: moderada | Sa: subangulosa | Ma: madura |
| AFL: arenita feldespático-lítica | G: arena gruesa | Po: pobre | R: redondeada | IMa: inmadura |
| TV: toba vítrea | mG: arena muy gruesa | | Sr: subredondeada | |
| TU: tufita | AT: arenita tobácea | * corresponde a material vítreo | | |

*Figura 64: características generales de las muestras entre 1.163 y 1.231 mbbp, pozo LH-2017 (LCV 2004).*

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | CLASIFICACION | CLASTOS: CUARZO % | CLASTOS: FELDESPATOS % | CLASTOS: LITICOS % | CLASTOS: MINERALES ACESORIOS | CLASTOS: MINERALES OPACOS | MATRIZ: ARCILLOSA % | MATRIZ: ARENOSA % | MATRIZ: TOBACEA % | CEMENTOS: CUARZO: CRISTALES % | CEMENTOS: CUARZO: AUTIGENICOS % | CEMENTOS: CUARZO: RECIMENTO % | CEMENTOS: CUARZO: SECUNDARIO % | CEMENTOS: FELDESPAT.: CRISTALES % | CEMENTOS: FELDESPAT.: AUTIGENICOS % | CEMENTOS: FELDESPAT.: RECIMENTO % | CEMENTOS: FELDESPAT.: SECUNDARIO % | CEMENTOS: ARCILLOSO % | CEMENTOS: CALCITICO % | CEMENTOS: DOLOMITICO % | CEMENTOS: SIDERITICO % | CEMENTOS: CLINOPTILOLITA | CEMENTOS: ANALCIMA % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 11 (1163) | | TV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 (1165) | | AFL | 10 | 50 | 40 | | | | | | | | | | | | | | Cl: 6 | | | | | 4 |
| 9 (1169,5) | | TU | 3 | 57 | 40 | B | | | | | | | | | | | | | Cl: 5 | | | | | 10 |
| 8 (1172,5) | | TU | 4 | 46 | 50 | B | | | | | 2 | | | | | | | | Cl: 4 | | | | | 10 |
| 6 (1202,5) | | TU | 5 | 60 | 35 | | | | | | | | | | | | | | Cl: 4 | | | | | 35 |
| 5 (1206) | | AT | 2 | 40 | 58 | | | | | 10 | | | | | | | | | Cl: 2 | | | | | 3 |
| 4 (1221,8) | | TV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 (1231) | | TV | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | |
|---|---|---|
| ALF: arenita lítico-feldespática | M: muscovita | K: caolinita |
| AL: arenita lítica | B: biotita | Cl: clorita |
| AFL: arenita feldespático-lítica | Ox: óxidos | |
| TV: toba vítrea | TU: tufita | AT: arenita tobácea |

*Figura 65: características petrográficas de las muestras entre 1.163 y 1.231 mbbp, pozo LH-2017 (LCV 2004).*

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | ABUNDANCIA % | TIPO | DISTRIBUCION | SELECCION | TAMAÑO DE PORO: PROMEDIO (mm) | MEGAPORO | MACROPORO | MESOPORO | MICROPORO | TEXTURAS PORALES: INTERGRANULAR | INTRAGRANULAR | MOLDICA | INTERCRISTALINA | INTRAMATRIZ | INTRACEMENTO | FISURAS | INTRAPARTICULAR | IRREGULARES |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 11 | (1163) | 9 | S (Pr) | mHo | | 0,06 | | | 20 | 80 | | X | X | | | | | X | X |
| 10 | (1165) | 8 | Pr-S | He | Mo | 0,08 | | 20 | 60 | 20 | 55 | 25 | 5 | | | 15 | | | |
| 9 | (1169,5) | 10 | S | mHo | Mo | 0,06 | | 5 | 25 | 70 | 10 | 50 | 10 | | | 2 | | 15 | 13 |
| 8 | (1172,5) | 4 | S | He | B | 0,06 | | | 30 | 70 | 10 | 60 | | | | | | | 30 |
| 6 | (1202,5) | 5 | Pr-S | He | B | 0,06 | | | | 100 | | 10 | | | | 10 | | 80 | |
| 5 | (1206) | 3 | S | He | B | 0,06 | | | 10 | 90 | | 75 | 15 | | | 10 | | | |
| 4 | (1221,8) | 4 | S (Pr) | He | | 0,06 | | | 20 | 80 | | X | | | | | | X | X |
| 3 | (1231) | 5 | S | He | | 0,06 | | | 5 | 95 | | X | X | | | | | | X |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| S: secundaria | Ho: homogénea | B: buena | F: frecuente | Al: alta |
| Pr: primaria | mHo: moderadamente homogénea | Mo: moderada | C: común | Ba: baja |
| | He: heterogénea | | | Me: mediana |

*Figura 66: características del sistema poral de las muestras entre 1.163 y 1.231 mbbp, pozo LH-2017 (LCV 2004).*

Por su parte, la determinación por difracción de Rayos X para la roca total muestra porcentajes variables de cuarzo (45 a 52%), arcillas (hasta el 8%) con preponderancia de clorita (70 a 90%) y clorita/esmectita (10 a 30%), datos representados en la figura 67.

Asimsimo, se observa un cambio de contenido de arcilla entre las distintas formaciones, en donde predomina la esmectita en la Formación Pozo D-129, en tanto que para la Formación Castillo es más abundante la clorita.

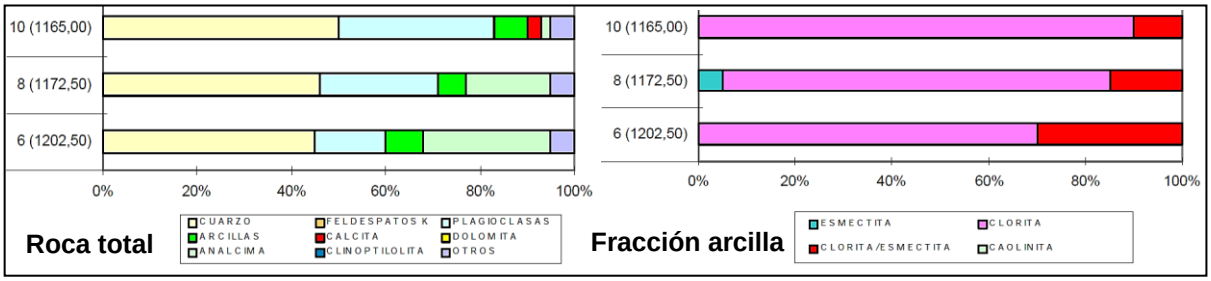



*Figura 67: gráfica DRX de las características de la roca total y de las arcillas de las muestras entre 1.163 y 1.231 mbbp, pozo LH-2017 (LCV 2004).*

En el pozo PC-2088 (figura 4) se tomaron muestras de testigos laterales rotados correspondientes a la Formación Castillo y se efectuaron estudios petrográficos, diagenéticos y petrofísicos (LCV 2008).

La figura 68 es una fotografía del testigo clasificado como arenita tobácea de la profundidad 2.104,40 mbbp. Texturalmente corresponde a una arenita fina a media (0,15 a 0, 35 mm) con moderada selección, de granos angulosos a subredondeados con empaquetamiento moderado. Los clastos (72%) corresponden en un 44% a fragmentos líticos (mayoritariamente volcaniclásticos), 46% de feldespatos (dominan las plagioclasas) y 10% de cuarzo. La matriz, pseudomatriz, representa el 4%, así como el 12% corresponde a

cemento: laumontita (5%), cristales de plagioclasa (3,5%), clorita (3%) y menos de 1% por sobrecrecimiento secundario de feldespatos. La porosidad óptica alcanza el 12%, es tanto primaria como secundaria, distribuida homogéneamente con microporos dominantes y textura intergranular. Por petrofísica, la porosidad alcanza el 12% y la permeabilidad es de 0,355 mD.

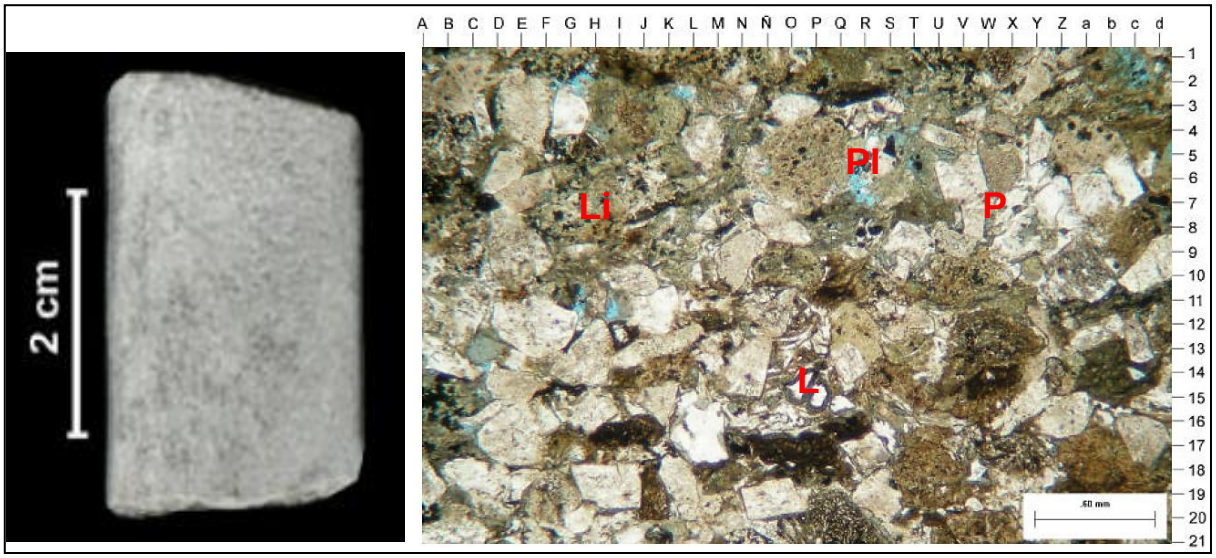



*Figura 68: testigo lateral rotado de arenita tobácea, 2104,4 mbbp, pozo PC-2088. Fragmentos líticos (Li), plagioclasa (P), laumontita (L), porosidad intergranular (Pl) (LCV 2008)*.

La figura 69 es una fotografía del testigo clasificado como toba de la profundidad 2.130,70 mbbp. Texturalmente corresponde a una arenita muy fina a fina (0,07 a 0,25 mm), con moderada selección, de granos subangulosos a subredondeados. Los clastos (80,5%) corresponden en un 55% a fragmentos líticos (mayoritariamente volcaniclásticos), 35% de feldespatos (dominan las plagioclasas) y 10% de cuarzo. La matriz es arcillosa y vítrea representando el 16%, así como el 1,5 % corresponde a cemento: clorita (1%) y menos del 1% de calcita. La porosidad visual alcanza el 2%, secundaria, distribuida heterogéneamente con microporos dominantes y textura intergranular. La porosidad, por petrofísica, alcanza el 16,8% y la permeabilidad es de 0,0323 mD.

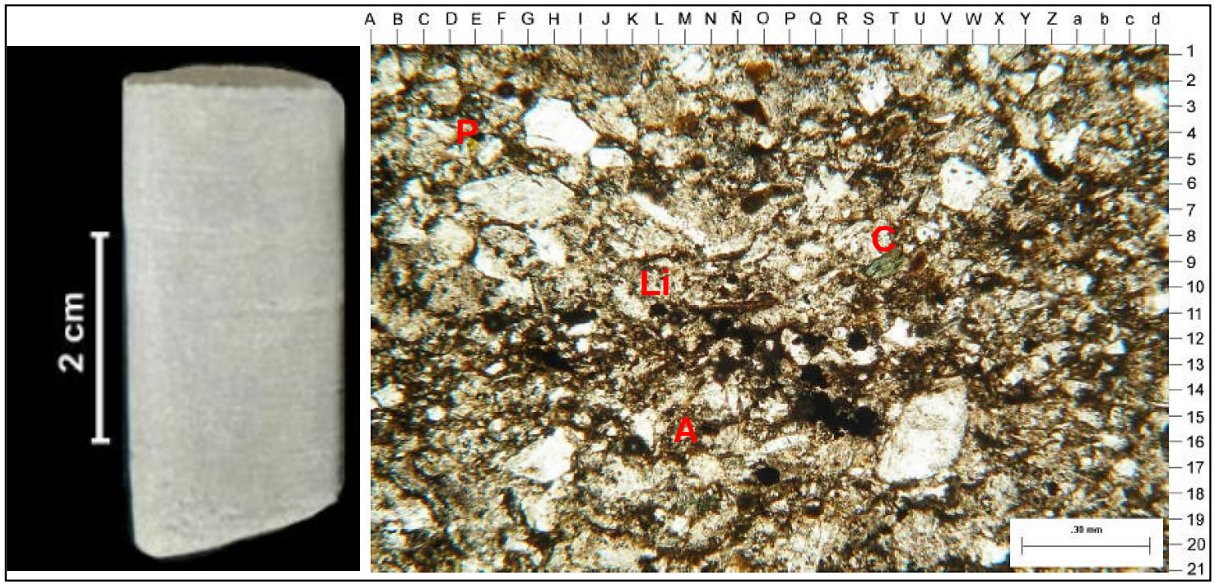



*Figura 69: testigo lateral rotado de toba, 2.130,70 mbbp, pozo PC-2088. Fragmentos líticos (Li), plagioclasa (P), matriz arcillosa (A), clorita (C) (LCV 2008).*

La figura 70 corresponde a un mapa de la relación arena/pelita para la Formación Mina del Carmen - Formación Castillo. En el mismo se observan variaciones atribuibles a la alternancia de depósitos correspondientes a las zonas canalizadas con los depósitos de llanura. Se determinó que la relación arena/pelita es mayor hacia el suroeste y oeste con respecto al este y sureste. Esto obedecería a la distribución de cuerpos arenosos con respecto a las áreas de aporte, que coinciden con los patrones de paleodrenaje. Cabe acotar que tampoco debe descartarse la influencia del muestreo irregular de los datos dado que los pozos no se encuentran equiespaciados respecto de la distribución de los cuerpos arenosos por lo que el muestreo no necesariamente es el adecuado para la determinación espacial de los mismos.

Por su parte, la figura 71 (a y b) pertenece a la imagen de subsuelo obtenida a partir de aplicar la técnica de descomposición espectral (Partyka *et al.* 1999) en los cubos de sísmica 3D en donde pueden observarse las formas de los cuerpos que se interpretan como depósitos fluviales meandriformes y entrelazados. La dirección de paleocorriente se interpreta de sur a norte y el ancho de la faja de canales oscila entre los 50 y 700 metros, análisis equivalente a lo observado por otros autores (Foster y Iovine 2008, Paredes *et al.* 2013).

En la figura 72 se representa la porosidad efectiva asociada con los niveles arenosos de la Formación Mina del Carmen - Formación Castillo. Hacia posiciones más someras en la cuenca las porosidades son mayores producto de una menor compactación de las sedimentitas (ver efecto de la compactación en la figura 165).

A su vez, la figura 73 corresponde al mapa en tiempo al techo de la Formación Mina del Carmen – Formación Castillo en el área de estudio. Al igual que con la formación infrayaciente, se reconocen los diferentes sistemas de esfuerzos predominantes (occidental, central y oriental) en la densidad y orientación del fallamiento, aunque de manera más atenuados, así como la impronta de la fábrica del basamento y la somerización hacia el borde de cuenca al sur.

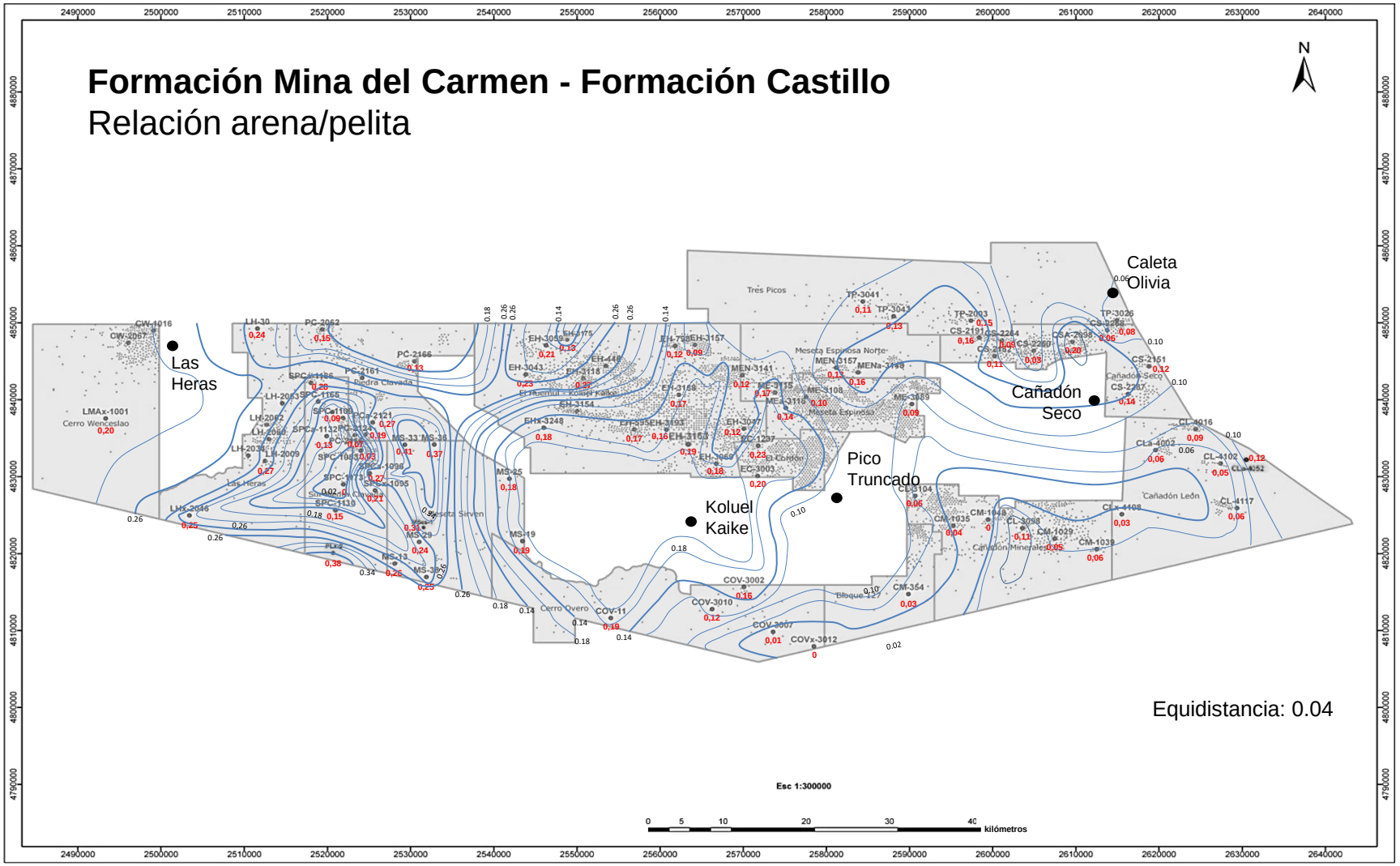



*Figura 70: mapa de relación arena/pelita para las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en el área de estudio. Los valores mínimos y máximos (en rojo) se atribuyen a la alternancia de depósitos correspondientes a las zonas canalizadas con los depósitos de llanura.*

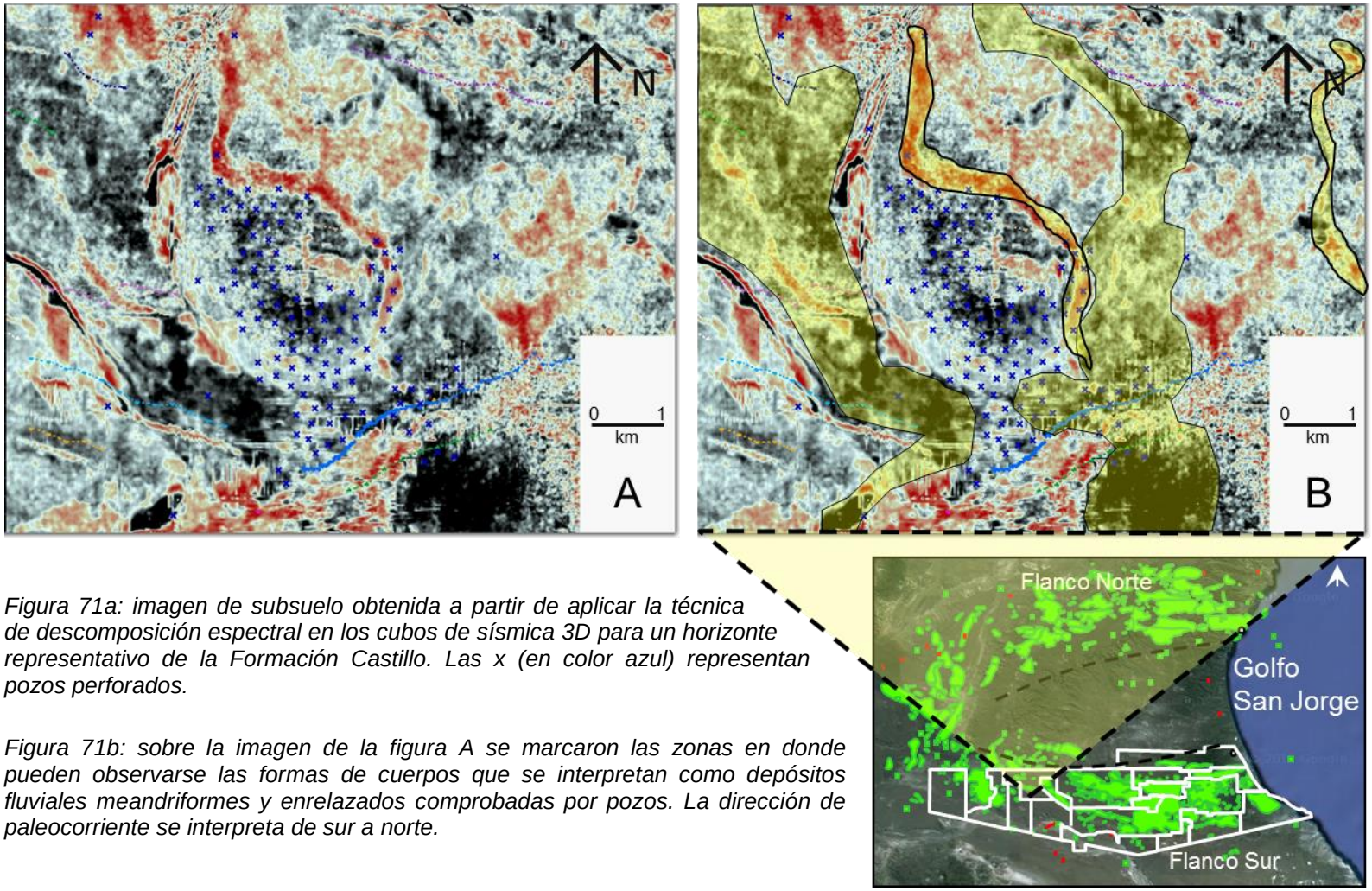



*Figura 71a: imagen de subsuelo obtenida a partir de aplicar la técnica de descomposición espectral en los cubos de sísmica 3D para un horizonte representativo de la Formación Castillo. Las x (en color azul) representan pozos perforados.*

*Figura 71b: sobre la imagen de la figura A se marcaron las zonas en donde pueden observarse las formas de cuerpos que se interpretan como depósitos fluviales meandriformes y enrelazados comprobadas por pozos. La dirección de paleocorriente se interpreta de sur a norte.*

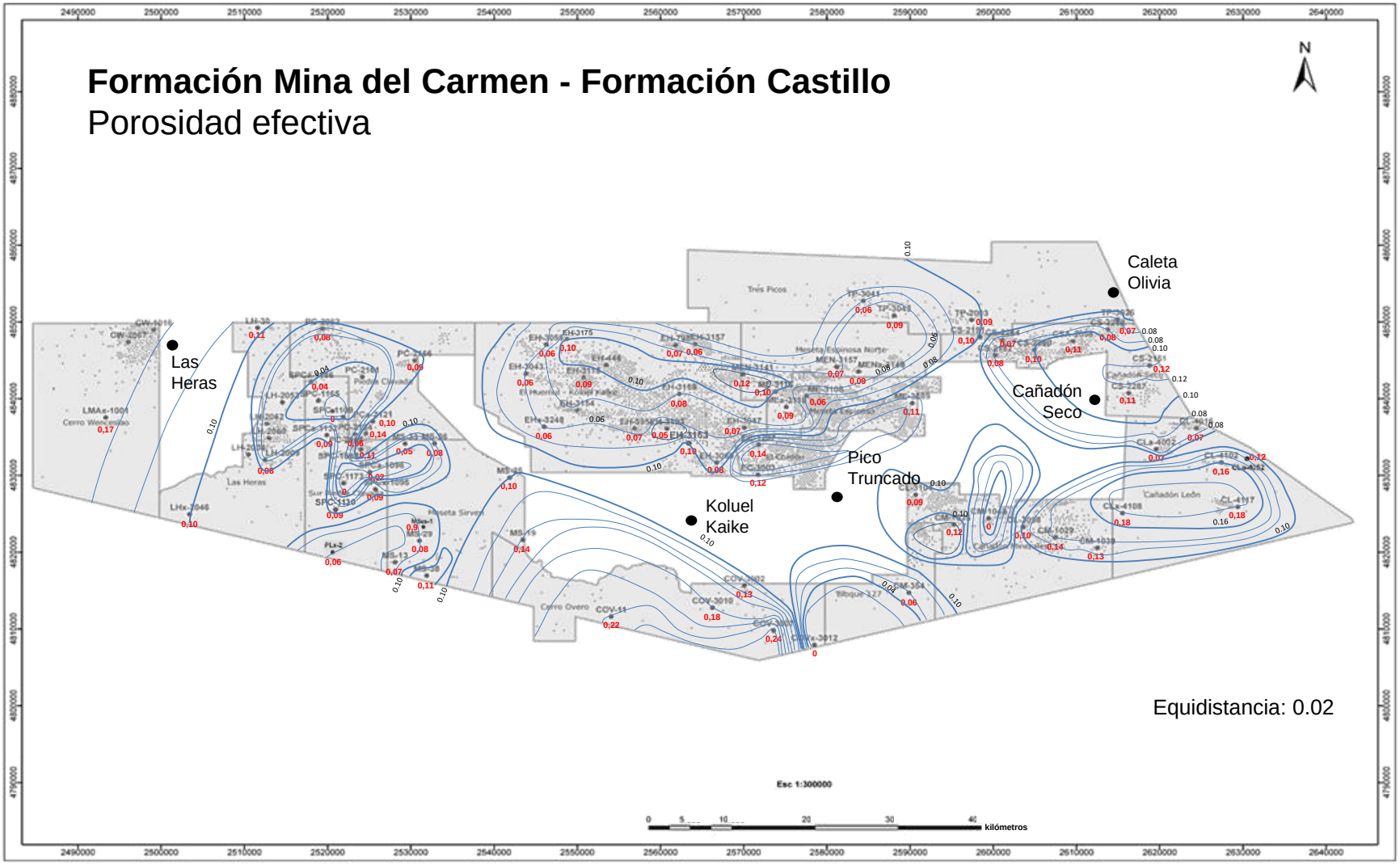



*Figura 72: mapa de porosidad efectiva (adimensional, valores en rojo) asociada con los niveles arenosos de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo. Las mejores porosidades se observan hacia las posiciones más someras dentro de la cuenca.*

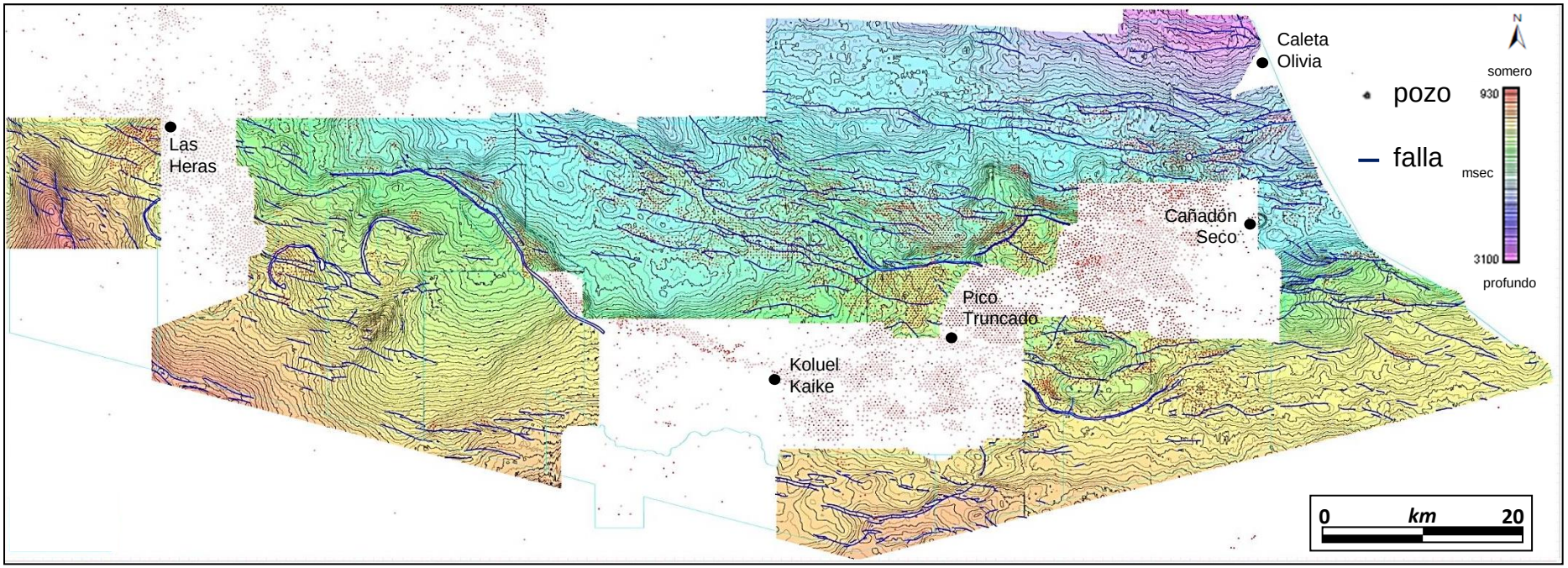



*Figura 73: mapa en tiempo para el techo de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en el área de estudio. Aún es posible reconocer los sistemas de esfuerzos predominantes (occidental, central y oriental) por la densidad y orientación del fallamiento de orientación preferencial en dirección oeste-este y paralelos al borde de cuenca así como la impronta de la fábrica del basamento (si bien menos definida con respecto a las unidades infrayacentes) y la somerización hacia el borde de cuenca al sur.*

Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior; Formación Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; Formación Bajo Barreal, Miembro Superior; Formación Meseta Espinosa

La Formación Bajo Barreal, ha sido perforada parcial o totalmente en el área de estudio por 88 pozos de los que integran la base de datos con registros eléctricos en el estudio, a saber: CL-3098, CL-3104, CL-4002, CL-4016, CL-4102, CL-4117, CLa-4052, CLx-4108, CM-354, CM-1029, CM-1035, CM-1039, CM-1048, COV-3002, COV-3007, COV-3010, COVa-11, COVx-3012, CS-2151, CS-2162, CS-2191, CS-2260, CS-2264, CS-2268, CS-2287, CSa-2098, CW-1016, CW-2067, EC-1237, EC-3003, EH-448, EH-595, EH-798, EH-3043, EH-3047, EH-3059, EH-3069, EH-3118, EH-3154, EH-3157, EH-3163, EH-3168, EH-3175, EH-3193, EHx-3248, LH-30, LH-2009, LH-2034, LH-2053, LH-2060, LHx-2046, LH-2062, LMAx-1001, ME-3089, ME-3108, ME-3115, ME-3116, MEN-3141, MEN-3157, MENa-3148, MS-13, MS-19, MS-25, MS-29, MS-33, MS-36, MS-38, MSes-1, PC-2062, PC-2116, PC-2124, PC-2161, PC-2166, PCa-2121, PLx-2, SPC-1083, SPC-1109, SPC-1165, SPC-1173, SPCa-1130, SPCa-1186, SPCa-1096, SPCa-1132, SPCx-1095, TP-2003, TP-3026, TP-3041 y TP-3043 (figura 3).

Los espesores son variables, desde los 250 metros y hasta los 1.129 metros de potencia en el pozo EH-3043 con una relación discordante hacia la base y en paraconcordancia hacia el techo.

La figura 74 muestra la respuesta eléctrica en subsuelo para la Formación Cañadón Seco en el pozo CM-354, en tanto que la figura 75 muestra en el pozo LH-2009 a la Formación Bajo Barreal incluyendo los Miembros Inferior y Superior.

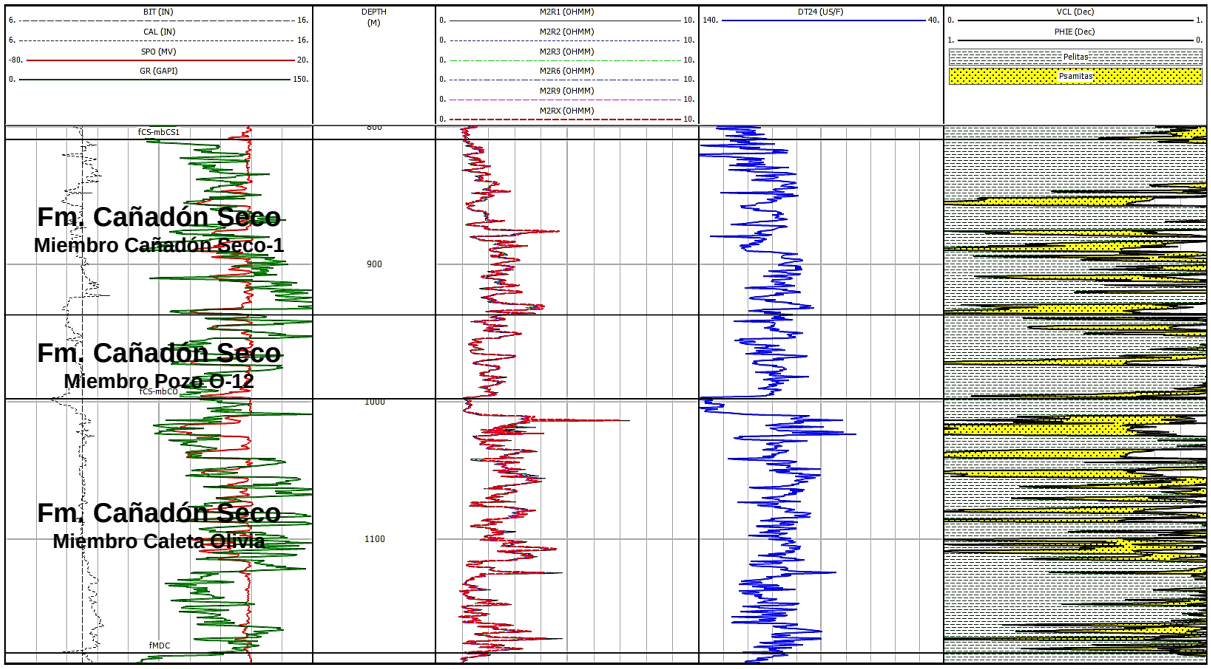



*Figura 74: sección perforada en el pozo CM-354 (véase figura 4), Formación Cañadón Seco incluyendo los Miembros Cañadón Seco-1 y Caleta Olivia. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 ILD, SFLU: resistividades profunda y somera en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porciento de psamitas en el total de la roca*.

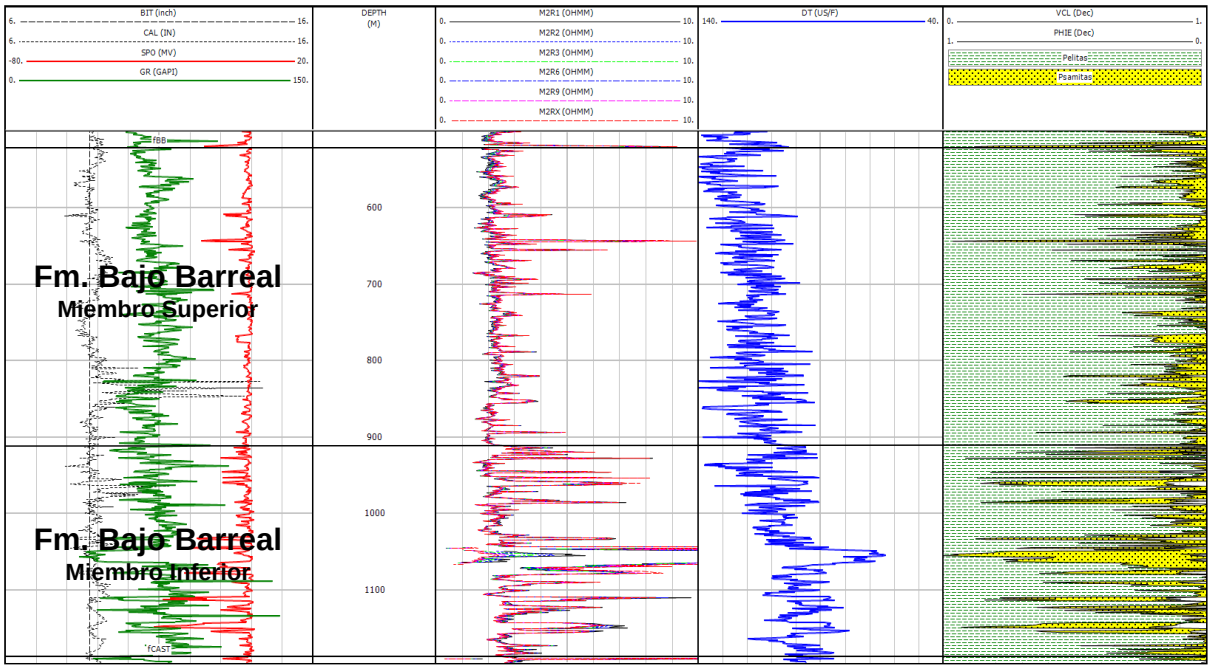



*Figura 75: intervalo perforado en el pozo LH-2009 (véase figura 4), Formación Bajo Barreal incluyendo los Miembros Inferior y Superior. #1 BIT: calibre nominal en pulgadas. CAL: calibre en pulgadas. SPO: potencial espontáneo en mV. GR: rayos gamma en GAPI. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 M2R1, M2R2, M2R3, M2R6, M2R9, M2RX: resistividades en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca. PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas sobre el total de la roca.*

En la figura 76 se presenta un mapa de espesores realizado a partir de información de pozos y sísmica para las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa en el área de estudio.

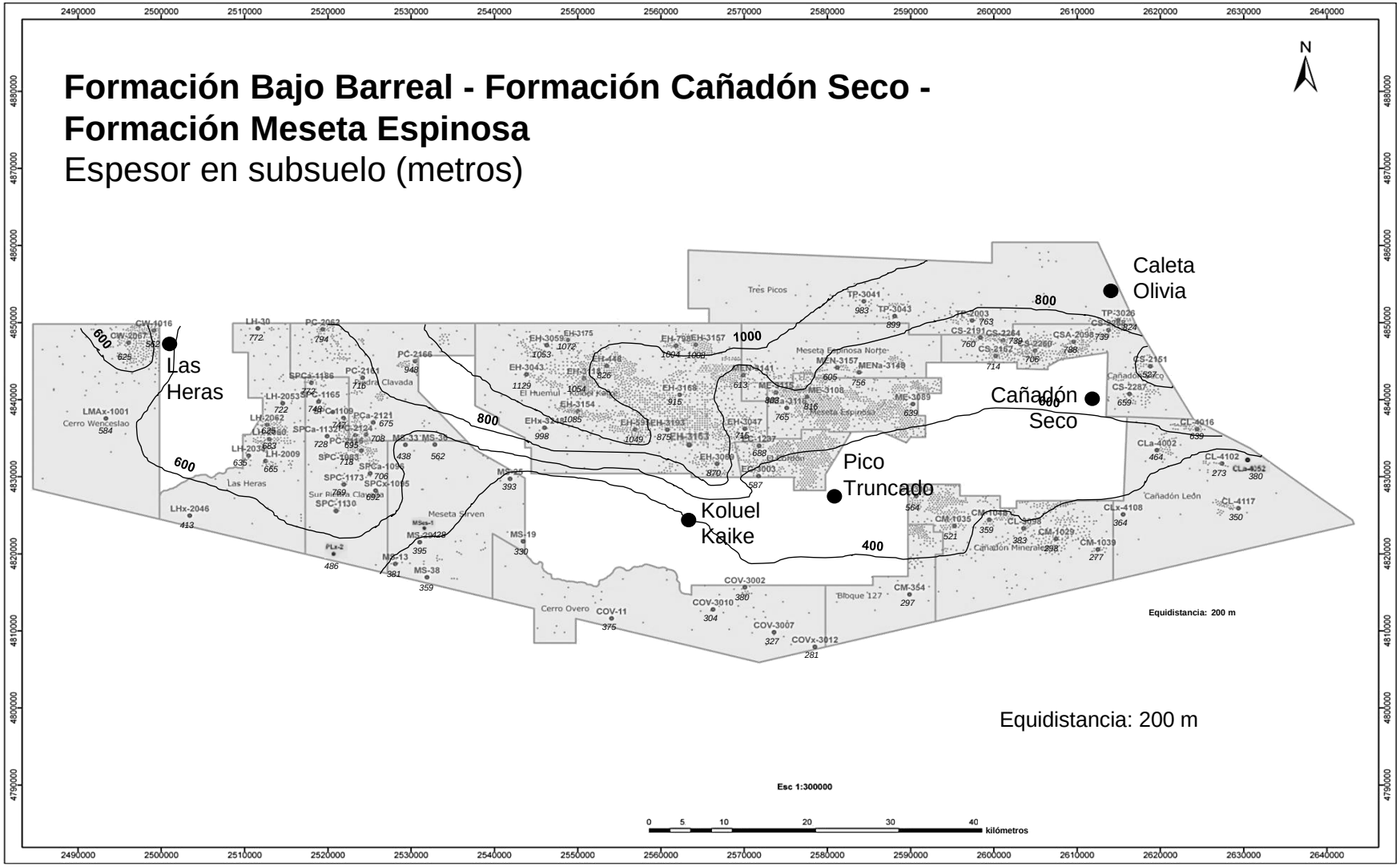



*Figura 76: espesores en subsuelo para las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa confeccionado a partir de la información sísmica y de pozos.*

En el pozo CL-4072 (figura 4) se extrajeron testigos corona a distintas profundidades. El intervalo muestreado entre los 720,00 a 726,72 mbbp corresponde a la Formación Cañadón Seco, Miembro Cañadón Seco-1 (CS1), en tanto que las secciones coroneadas entre 845,45 a 848,42 mbbp y de 853,50 a 861,67 mbbp se asignan a la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia.

En los testigos corona se efectuaron los estudios sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos y de microscopía electrónica de barrido correspondientes (LCV 2007a).

Utilizando la nomenclatura de Miall (1978) se describieron las litofacies asociadas con el intervalo de interés con profundidades comprendidas entre 720,00 y 726,72 mbbp de la Formación Cañadón Seco, Miembro Cañadón Seco-1 (CS1). De acuerdo con LCV (2007a), hacia la base del testigo se observan las litofacies arenosas *St(r) (arenita con estratificación entrecruzada en artesa, subordinada estratificación ondulítica)* y *Sm (arenita masiva)*, que representarían a los rellenos de canal principal de un sistema fluvial probablemente sinuoso, debido a la presencia de estructuras sedimentarias y matriz infiltrada que indicarían la migración de los cursos. Luego continúan las litofacies *W/Sh(r) (vaques y arenitas con laminación paralela, subordinada estratificación ondulítica)* y la litofacies *Fm(l) (pelita masiva, subordinada laminación paralela)*. La primera representaría la migración de depósitos de lóbulos de *crevasse*, rematados en canales de *crevasse*. El claro arreglo estratodecreciente indicaría la posición cada vez más distal de los cuerpos respecto al curso fluvial, hasta llegar a depósitos de planicie de inundación con pedogénesis *Fm(l)*. Finalmente, el intervalo muestreado termina con la litofacies *F(S)m/l(r) (pelitas con arenitas subordinadas masivas o con laminación paralela, subordinada estratificación ondulítica)* que representa la progradación de lóbulos de *crevasse* distales sobre la planicie de inundación, probablemente relacionados a un sistema de canales fluviales diferente.

Por otro lado, para los testigos corona comprendidos entre 845,45 a 848,42 mbbp y 853,50 a 861,67 mbbp de la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia, la descripción realizada por LCV (2007a) muestra un claro predominio de litofacies arenosas y areno-conglomerádicas, *SGm, S(SG)m, Sm(Gt)* y *Sm (arenita conglomerádica y arenita masivas, subordinado conglomerado arenoso con estratificación entrecruzada en artesa)*, *SGt(m), S(SG)t, St(m)* y *St (arenita conglomerádica y arenita con estratificación entrecruzada en artesa con subordinadas masivas)*, *Si(r)* y *Si(h) (arenita con estratificación entrecruzada planar, subordinada estratificación ondulítica y laminación paralela)*, *Sr(h) (arenita con estratificación ondulítica, subordinada laminación paralela)* y vaques *(Wh)*. Representan depósitos fluviales de rellenos de canales principales, apilados. Las tendencias granodecrecientes y la presencia, en ocasiones muy marcada, de matriz infiltrada podría indicar un sistema fluvial sinuoso. Hacia el techo se observa una cantidad cada vez mayor de intraclastos pelíticos de grandes dimensiones, vinculados al *levee*, hasta terminar en depósitos de planicie de inundación, con lóbulos de *crevasse* y desarrollo de paleosuelos. La litofacies *Fm (pelita masiva)*, se vincula a una planicie de inundación afectada por pedogénesis así como las litofacies *Sr(h)* representaría al albardón y la *S(SG)t/m* a los depósitos de canal principal fluvial que luego alternan con las litofacies *Si(r/h)* y *St* que se podrían asociar a un proceso de migración lateral de barras con canales de *chute* asociados. La tendencia granodecreciente del sistema y el incremento de matriz infiltrada hacia el techo de las barras y canales, favorecerían la interpretación de un sistema fluvial sinuoso.

Ambas carreras de la corona de la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia, se encuentran separadas por un intervalo no muestreado de 5,08 metros, y se interpretan como representativas de un paleoambiente fluvial conformado por cuerpos canalizados que muestran evidencias de migración lateral asociados con planicies de inundación.

Además, en el testigo 853,50 a 861,67 mbbp los canales (de base no visible) carecen de depósitos de *point bar* asociados, característica de ausencia de depósitos de acreción lateral que podría obedecer al punto específico que ha sido coroneado y no a una cuestión geológica. Por el contrario, los canales descriptos para el intervalo 845,45 a 848,42 mbbp presentan depósitos de *point bar* asociados. Estos canales (si bien no se observan en la sección superior de la corona), son de menor espesor y en consecuencia se infiere que de menor jerarquía. Consecuentemente, dicha asociación de canales con depósitos de acreción lateral, probablemente presente propiedades petrofísicas más pobres respecto al conjunto inferior, menores dimensiones en cuanto a potencia y acaso limitada continuidad lateral. Además, y en comparación con los canales inferiores, habría una mayor cantidad de barreras internas de permeabilidad, característica relacionada al mayor contenido de argilominerales.

Para todos los intervalos coroneados, las litofacies con mejores propiedades petrofísicas corresponden a las de relleno de canal. Sin embargo, la presencia de matriz infiltrada hacia los techos de los canales disminuye la calidad de las mismas. Cabe destacar que los argilominerales predominantes en las matrices infiltradas son la esmectita, seguida en menor proporción por la illita e interestratificados (argilominerales que suelen producir daño de formación). Cuando la matriz infiltrada es escasa, cementos de caolinita ocluyen parcialmente la porosidad restante. Esta última arcilla, de acuerdo a su distribución en el sistema poral, se considera como una de las que produciría menor daño de formación,.

En general, los depósitos relacionados con la planicie de inundación presentan las peores características petrofísicas. Sin embargo, es de destacar que las litofacies de *crevasse* de la Formación Cañadón Seco, Miembro Cañadón Seco-1 (CS1), que se encuentran impregnadas con hidrocarburos, son petrofísicamente moderadas en calidad y de escaso espesor. Sin embargo, éstas podrían conectar a las litofacies de mejor calidad de las diferentes fajas de canal dentro del reservorio y proveer una continuidad de las presiones comportándose como una unidad de flujo hidráulica.

Las figuras 77, 78, 79, 80, 81 y 82 presentan las características correspondientes a los intervalos descriptos.

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sm<br><br>Arenita masiva | 0,24 m<br>3,57%<br><br>726,72-726,48 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,24 m | Arenita gruesa. Clastos de cuarzo, feldespatos y líticos, predominantemente subredondeados. Selección moderada a buena.<br>Cemento bituminoso? | Negro castaño (5YR 2/1). | Capa de 0,24 m de espesor.<br>Masiva. | St(r)<br>- - - - - - - - - -<br>Sm | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, probablemente con alta carga de sedimentos. Canalizados. | Hidrocarburos: impregnación total de distribución homogénea. |
| St(r)<br><br>Arenita con estratificación entrecruzada en artesa (subordinada estratificación ondulítica) | 1,43 m<br>21,28%<br><br>726,48-725,05 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 1,43 m | Arenita cuarzo-lítico-feldespática media. Predominan clastos subangulosos y subredondeados. Selección predominante moderada.<br>Matriz arcillosa: suele estar vinculada a la estratificación, en parte expansiva; infiltrada.<br>Cemento silíceo y arcilloso parcialmente expansivo (asociado a la estratificación); no se descarta ocasional cemento bituminoso.<br><br>*Corte delgado, DRX y MEB: 725,28 mbbp* | Negro castaño (5YR 2/1) y gris castaño claro (5YR 6/1). | Capas de 0,48 a 0,95 m de espesor; contactos netos.<br>Estratificación entrecruzada en artesa (puede ser difusa); subordinada presencia de estratificación ondulítica y *mud drapes* hacia el tope. | W/Sh(r)<br>———————<br>St(r)<br>- - - - - - - - - -<br>Sm | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, con baja a moderada carga de sedimentos.<br>Canalizados. | *Petrográfica:*<br>30%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea y buena selección.<br>Predominan mesoporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:*<br>∅: 30,0-31,5%; promedio: 30,7%.<br>K: 1339,0-1398,0 mD; promedio: 1368,3 mD.<br>n=2<br><br><u>Hidrocarburos:</u> domina la impregnación total de distribución homogénea. |
| W/Sh(r)<br><br>Vaques y arenitas con laminación paralela (subordinada estratificación ondulítica) | 1,45 m<br>21,58%<br><br>725,05-723,60 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 1,45 m | Vaque muy fina. Clastos de cuarzo, feldespatos y líticos (incluye muscovitas); predominan los subangulosos y subredondeados. Selección moderada a pobre.<br>Matriz arcillosa: hacia el tope puede ser ligeramente expansiva.<br>Cemento calcítico; en parches pequeños y muy aislados.<br><br>Pasa a arenita cuarzo-lítico-feldespática hasta media. Clastos predominantes subangulosos y subredondeados. Selección predominantemente moderada.<br>Matriz arcillosa: se ubica en la transición con la vaque, sólo en ocasiones en toda la capa; hacia el tope comienzan a ser algo expansiva.<br>Cemento silíceo y arcilloso (muy ocasional; asociado a la estratificación; hacia el tope pueden ser ligeramente expansivo); cemento bituminoso?<br><br>*Corte delgado: 724,38 mbbp* | Gris rosado (5YR 8/1); negro castaño (5YR 2/1); gris castaño (5YR 4/1); gris castaño claro (5YR 6/1) y blanco (N9). | Capas de 0,07 a 0,61 m de espesor; no se descarta amalgamación; contactos netos.<br>Granocreciente; en *sets* estratodecrecientes.<br>Laminación paralela difusa hacia la base de las capas; muy subordinada presencia de estratificación paralela (difusa) y ondulítica; es normal la presencia de *mud drapes* y moteados diagenéticos, en general hacia la base. | Fm(l)<br>———————<br>W/Sh(r)<br>———————<br>St(r) | Depósitos de flujos de detritos que pasan a depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, probablemente con moderada a alta carga de sedimentos.<br>Pueden ser multiepisódicos.<br>Pedogénesis incipiente.<br><br>Probables depósitos de *crevasse splay*; que pasarían a canales de *crevasse*. Proximales a distales. | *Petrográfica:*<br>28%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea a moderadamente homogénea y buena selección.<br>Predominan mesoporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:*<br>∅: 25,6-30,3%; promedio: 28,2%.<br>K: 36,6-560,3 mD; promedio: 236,1 mD.<br>n=3<br><br><u>Hidrocarburos:</u> impregnación parcial que pasa a rastros de distribución heterogénea. |

*Figura 77: descripción del testigo corona correspondiente a la Formación Cañadón Seco, Miembro Cañadón Seco-1 (CS1) en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| F(S)m/l(r)<br><br>Pelitas (arenitas subordinadas) masivas o con laminación paralela (subordinada estratificación ondulítica) | 1,24 m<br>18,45%<br><br>721,24-720,00 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 1,24 m | Limolita a fangolita con arcillas expansivas. Pobre a moderada selección.<br>Cemento calcítico; en parches pequeños y muy aislados.<br><br>Subordinada hacia la base arenita cuarzo-lítico-feldespática muy fina. Clastos predominantes subangulosos y subredondeados. Selección predominante moderada. En ocasiones intraclastos pelíticos.<br>Matriz arcillosa: en general asociada a la laminación y estratificación; puede ser expansiva.<br>Cemento silíceo y arcilloso (asociado a la laminación y estratificación; puede ser ligeramente expansivo); cemento bituminoso?<br><br>*Corte delgado: 720,18 mbbp* | Blanco (N9) y gris castaño (5YR 4/1). | Capas de 0,08 a 0,28 m de espesor; no se descarta amalgamación; contactos netos.<br>Granodecreciente.<br>Masivas o laminación paralela; muy subordinada presencia de estratificación ondulítica; es normal la presencia de *mud drapes*, grietas de desecación, deformación por carga y moteados diagenéticos, en general hacia el tope.<br><br>Trazas: *Ocasionales Taenidium isp., trazas horizontales, verticales y rizolitos*. | F(S)m/l(r)<br>———————<br>Fm(l) | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, probablemente con moderada carga de sedimentos, pasan a tracción-decantación de bajo régimen de flujo y terminan en procesos de decantación de baja a muy baja energía.<br>Pueden ser multiepisódicos.<br>Pedogénesis incipiente a moderada.<br><br>Probables depósitos de *crevasse* distales. | *Petrográfica:*<br>4%, secundaria, con distribución heterogénea y buena selección.<br>Predominan microporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:*<br>∅: 22,0-23,3%; promedio: 22,6%.<br>K: 11,1-86,8 mD; promedio: 56,3 mD.<br>n=4<br><br><u>Hidrocarburos:</u> rastros a impregnación parcial de distribución heterogénea. |
| Fm(l)<br><br>Pelita masiva (subordinada laminación paralela) | 2,36 m<br>35,12%<br><br>723,60-721,24 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 2,36 m | Limolita a fangolita (baja presencia de arcillas expansivas). Pobre a moderada selección.<br>Cemento carbonático (calcítico y dolomítico); en parches pequeños y muy aislados.<br><br>*DRX: 722,61 mbbp* | Gris muy claro (N8); blanco (N9) y gris castaño (5YR 4/1). | Capas de 0,17 a 2,19 m de espesor; no se descarta amalgamación.<br>Masiva; subordinada laminación paralela difusa hacia la base.<br>Hacia la parte media y superior presencia de *slickensides*, moteado diagenético y muy ocasional deformación por carga (esta última restringida al techo).<br><br>Trazas: *Rizolitos* | F(S)m/l(r)<br>———————<br>Fm(l)<br>———————<br>W/Sh(r) | Predominan procesos de decantación de baja a muy baja energía; muy ocasional tracción-decantación de bajo régimen de flujo.<br>Pueden ser multiepisódicos.<br>Pueden presentar pedogénesis incipiente a moderada-fuerte. | *Petrofísica:*<br>∅: 19,0-25,4%; promedio: 21,4%.<br>K: 1,0-16,8 mD; promedio: 9,3 mD.<br>n=8<br><br><u>Hidrocarburos:</u> rastros de distribución heterogénea (sólo en el tope). |

*Figura 78: continuación de la descripción del testigo corona correspondiente a la Formación Cañadón Seco, Miembro Cañadón Seco-1 (CS1) en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SGm, S(SG)m, Sm(Gt) y Sm<br><br>Arenita conglomerádica y arenita masivas (subordinado conglomerado arenoso con estratificación entrecruzada en artesa) | 0,85 m<br>7,42%<br><br>861,67-861,48<br>854,38-853,70<br>847,61-846,98<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 0,68 m y mín.: 0,19 m | Arenita lítico-cuarzo-feldespática media a muy gruesa; puede ser conglomerádica presentando clastos de hasta 0,5 cm. Predominan clastos subangulosos y subredondeados. Selección pobre a buena. Intraclastos pelíticos de más de 9,0 cm de eje mayor; angulosos a redondeados; parcialmente deformados por el transporte. Matriz arcillosa: muy escasa, mayor presencia en sectores con intraclastos pelíticos; infiltrada. Escaso cemento silíceo y arcilloso, se incrementan en los sectores con intraclastos pelíticos; muy escaso carbonático (calcítico y dolomítico).<br><br>Muy subordinado, a la base, conglomerado matriz sostén. Clastos dominantes de hasta 1,5 cm de eje mayor, de cuarzo y líticos. Pobre selección. Intraclastos pelíticos. Matriz arenosa: arena gruesa con clastos de cuarzo, feldespatos y líticos; selección buena. Escaso cemento silíceo y arcilloso (en parte expansivo).<br><br>*Corte delgado: 853,72 mbbp*<br><br>*Corte delgado, DRX y MEB: 847,19 mbbp* | Castaño amarillento oscuro (10YR 4/2); castaño oscuro (5YR 2/2); gris amarillento (5Y 7/2) y gris oliva claro (5Y 6/1). | Capas de 0,09 a 0,68 m de espesor; contactos transicionales. Ligera tendencia granodecreciente. Masivas; sólo para los conglomerados estratificación entrecruzada en artesa. | St, Si(r) y Sh<br>SGm, S(SG)m, Sm(Gt) y Sm<br>Si(h) y Wh | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, probablemente con alta carga de sedimentos. Canalizados. | *Petrográfica:* 30-32%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea y moderada selección. Predominan mesoporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica - S(SG)m y Sm:* ∅: 30,1-36,0%; promedio: 32,6%. K: 479,7-2854,5 mD; promedio: 1595,2 mD. n=5<br><br>Hidrocarburos: impregnación parcial de distribución heterogénea y total de distribución homogénea. |

*Figura 79: descripción del testigo corona correspondiente a la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SGt(m), S(SG)t, St(m) y St<br><br>Arenita conglomerádica y arenita con estratificación entrecruzada en artesa (subordinadas masivas) | 8,19 m<br>71,53%<br><br>861,48-854,47<br>854,38-853,70<br>847,61-846,98<br>846,57-846,20<br>845,60-845,45<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 7,01 m y mín.: 0,15 m | Arenita cuarzo-lítico-feldespática muy gruesa a fina; puede ser conglomerádica presentando clastos de hasta 0,5 cm. Predominan clastos subangulosos y subredondeados. Selección pobre a buena. En general hacia la base intraclastos pelíticos de más de 9,0 cm de eje mayor; angulosos a redondeados; parcialmente deformados por el transporte. Matriz arcillosa: en general expansiva; aparece y aumenta su contenido (en ocasiones fuertemente) hacia el tope de los estratos y en contados casos hay mayor presencia en sectores con intraclastos pelíticos o asociada a la estratificación; en parte infiltrada. Escaso cemento silíceo (en ciertos casos nódulos de menos de 1,0 cm de diámetro) y arcilloso (en general este último se incrementa hacia el tope y de manera ocasional en los sectores con intraclastos pelíticos o asociada a la estratificación); muy escaso carbonático (calcítico y dolomítico) hacia el tope de las capas.<br><br>*Corte delgado: 853,72; 856,35; 858,05; 859,41 y 860,95 mbbp*<br><br>*Corte delgado, DRX y MEB: 847,19 y 855,54 mbbp* | Castaño oscuro (5YR 2/2); castaño grisáceo (5YR 3/2); castaño amarillento oscuro (10YR 4/2); gris amarillento (5Y 7/2) y castaño amarillento claro (10YR 6/2). | Capas de 0,10 a 1,78 m de espesor; contactos transicionales, netos y erosivos. Ligera tendencia granodecreciente. Estratificación entrecruzada en artesa (la cual puede ser difusa); en parte y de manera subordinada, masiva. En muy contadas ocasiones estructuras pedogenéticas laminares hacia el tope de las capas. | Si(r), Si(r/h), Sh y Wh<br>SGt(m), S(SG)t, St(m) y St<br>SG(m), Si(r), Si(r/h), Sr(h) y Wh | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, con baja-moderada a alta carga de sedimentos. En general canalizados. Muy ocasional pedogénesis incipiente. | *Petrográfica:* 25-32%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea y moderada selección. Predominan mesoporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:* ∅: 27,0-38,9%; promedio: 33,3%. K: 6,8-2970,3 mD; promedio: 1598,1 mD. n=25<br><br>Hidrocarburos: impregnación parcial (aisladamente rastros) de distribución heterogénea, dominando la impregnación total de distribución homogénea. |

*Figura 80: continuación de la descripción del testigo corona correspondiente a la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Si(r) y Si(h)<br><br>Arenita con estratificación entrecruzada planar (subordinada estratificación ondulítica y laminación paralela) | 1,01 m<br>8,82%<br><br>846,98-846,57<br>846,20-845,60<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: máx.: 0,60 m y mín.: 0,41 m | Arenita lítico-cuarzo-feldespática fina a gruesa. Predominan clastos subangulosos a subredondeados. Selección en general moderada. Muy aislados intraclastos pelíticos. Matriz arcillosa: puede aumentar su contenido hacia el tope de los estratos, o mayor presencia asociada a la estratificación (en estos casos puede ser hacia la base); puede ser infiltrada. Escaso cemento silíceo y arcilloso (en general este último se incrementa hacia el tope y asociado a la estratificación).<br><br>*Corte delgado: 845,69 y 846,69 mbbp* | Castaño amarillento oscuro (10YR 4/2) y castaño amarillento claro (10YR 6/2). | Capas de 0,08 a 0,41 m de espesor; contactos netos. En ocasiones ligera tendencia granocreciente o granodecreciente. Estratificación entrecruzada paralela (puede encontrarse en varios *sets* menores superpuestos), puede presentar incremento de su ángulo hacia el techo o ser tangencial a la base; subordinada laminación ondulítica (en ocasiones difusa) o paralela en el techo de las capas. | St<br>Si(r) y Si(h)<br>S(SG)t/m y St | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, con baja a moderada carga de sedimentos, en el techo puede presentar tracción-decantación de bajo régimen de flujo. Tentativamente representarían depósitos de acreción lateral. | *Petrográfica:* 10-30%, secundaria y subordinada primaria, con distribución homogénea a heterogénea y moderada a buena selección. Predominan microporos, mesoporos y textura intergranular.<br><br>*Petrofísica:* ∅: 25,1-32,3%; promedio: 29,2%. K: 133,1-1118,8 mD; promedio: 384,3 mD. n=5<br><br>Hidrocarburos: impregnación parcial (aisladamente rastros) de distribución heterogénea. |
| Sr(h)<br><br>Arenita con estratificación ondulítica (subordinada laminación paralela) | 0,28 m<br>2,44%<br><br>847,89-847,61<br>mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,28 m | Arenita gruesa a media. Clastos de cuarzo, feldespatos y líticos; predominan los subangulosos y subredondeados. Selección pobre a moderada. Intraclastos pelíticos de hasta 1,0 cm de eje mayor; angulosos a redondeados. Matriz arcillosa: fuerte presencia. Cemento silíceo y arcilloso.<br><br>Flora: Carbón y briznas. | Castaño amarillento oscuro (10YR 4/2). | Capa de 0,28 m de espesor. Ligera tendencia granodecreciente. Estratificación ondulítica (puede ser difusa) y laminación *climbing*; laminación paralela al techo.<br><br>Trazas: *Rizolitos*. | S(SG)t/m<br>Sr(h)<br>Fm | Depósitos de flujos tractivos diluidos de bajo régimen, con moderada a alta carga de sedimentos, en el techo puede presentar tracción-decantación de bajo régimen de flujo. Pedogénesis incipiente. | *Petrofísica:* ∅: 22,1%. n=1<br><br>Hidrocarburos: no se observan. |

*Figura 81: continuación de la descripción del testigo corona correspondiente a la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

| LITOFACIES | DESARROLLO | LITOLOGIA, FAUNA Y FLORA ESTUDIOS | COLOR | ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | CONTACTOS | INTERPRETACION | POROSIDAD *(Petrografía/petrofísica)* HIDROCARBUROS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sh<br><br>Arenita con laminación paralela | 0,20 m<br>1,75%<br><br>853,50-853,70 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,20 m | Arenita media a fina. Clastos de cuarzo, feldespatos y líticos; predominan los subangulosos y subredondeados. Selección pobre.<br>Matriz arcillosa: fuerte presencia; más abundante en láminas de menor granulometría.<br>Cemento arcilloso.<br><br>Flora: Briznas. | Gris muy claro (N8). | Capa de 0,28 m de espesor.<br>Granodecreciente.<br>Laminación paralela difusa y deformación por carga. | Sh<br>St/Sm | Depósitos de flujos tractivos diluidos a tracción-decantación de bajo régimen de flujo, probablemente con alta carga de sedimentos. | Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |
| Wh<br><br>Vaque con laminación paralela | 0,09 m<br>0,79%<br><br>854,47-854,38 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,09 m | Vaque fina. Clastos de cuarzo, feldespatos y líticos; predominan los angulosos. Muy pobre selección.<br>Matriz limo-arcillosa: la fracción más fina es expansiva.<br><br>Flora: Briznas. | Gris muy claro (N8). | Capa de 0,09 m de espesor.<br>Laminación paralela difusa. | Sm/St<br>Wh<br>St(m) | Depósitos de flujos de detritos (depósitos de *crevasse* o de albardón?). | Hidrocarburos: rastros de distribución heterogénea. |
| Fm<br><br>Pelita masiva | 0,83 m<br>7,25%<br><br>848,72-847,89 mbbp.<br><br>Espesor continuo: 0,83 m | Arcillita (en parte arcillas expansivas) con aislados clastos finos a medios de cuarzo y líticos; redondeados. Buena selección.<br>Cemento silíceo en nódulos de menos de 0,5 cm de diámetro y calcítico en venillas.<br><br>*DRX: 848,35 mbbp* | Gris verdoso claro (5GY 8/1). | Capa de 0,83 m de espesor.<br>Masiva.<br>Presencia de *slickensides* y estructuras pedogenéticas en bloques anguloso.<br><br>Trazas: *Rizolitos* | Sr(h)<br>Fm | Predominan procesos de decantación de baja a muy baja energía.<br>Pueden presentar pedogénesis moderada. | Hidrocarburos: no se observan. |

*Figura 82: continuación de la descripción del testigo corona correspondiente a la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia en el pozo CL-4072 (LCV 2007a).*

La muestra de 720,18 mbbp pertenece a la facies *F(S)m/l(r)* y se clasifica como fangolita. Los clastos (26%) son subangulosos, de tamaño limo a arena muy fina y se encuentran compuestos por predominante cuarzo monocristalino y escasos feldespatos con predominio de plagioclasas. La matriz (70%) es arcillosa y se encuentra parcialmente recristalizada. No se observan cementos. La porosidad es baja (4%), de tipo secundaria, con distribución heterogénea. El tamaño de poro corresponde a microporos (85%) de 0,01 a 0,06 mm y mesoporos (15%) de 0,07 a 0,10 mm. Las texturas porales son intergranular (80%), intragranular (10%), móldica (5%) y microfisuras (5%).

La muestra de 724,38 mbbp pertenece a la facies *W/Sh(r)*, la de 725,28 mbbp a la facies *St(r)*, las muestras 845,69 mbbp y 846,69 mbbp a las facies *Si(r)* y *Si(h)*, las correspondientes a 847,19 mbbp, 853,72 mbbp, 855,54 mbbp, 856,35 mbbp, 858,05 mbbp, 859,11 mbbp y 860,95 mbbp pertenecen a las facies *SGt(m)*, *S(SG)t*, *St(m)* y *St*.

Todas estas muestras, a pesar de pertenecer a diferentes facies, se clasifican como arenitas lítico-feldespáticas. Son de grano fino a medio, con moderada a buena selección, clastos subangulosos a subredondeados y empaque abierto, excepto la muestra de 845,69 mbbp que tiene empaque intermedio a cerrado y la de 859,11 mbbp que exhibe empaque intermedio.

Los clastos (62-82%) están compuestos por 30 a 55% de cuarzo predominantemente monocristalino, 15 a 22% de feldespatos con predominio de ortosa y subordinadas plagioclasas y 25 a 50% de líticos con predominio de tobas vítreas devitrificadas.

La matriz (0,5-6%) es arcillosa, se presenta como recubrimiento de granos y relleno de poros, de origen infiltrado en la mayor parte de las muestras y en algunas, parcialmente recristalizada. Mediante DRX se reconoce como esmectita.

Los cementos (1-6%) identificados son caolinita (0,5-4%), crecimiento secundario de cuarzo (0,5%), crecimiento secundario de feldespatos (0,5%), siderita (0-1%) y en la muestra

725,28 mbbp se observa pirita framboidal (1%). A excepción de la muestra de 724,38 mbbp donde no se observan cementos.

La porosidad de estas arenitas es excelente (25-32%), de tipo secundaria predominante y subordinada primaria, con distribución homogénea. El tamaño de poro corresponde a mesoporos (35-75%) de 0,07 a 0,24 mm, microporos (10-55%) de 0,01 a 0,06 mm y macroporos (0-30%) de 0,25 a 0,62 mm.

Las texturas porales son intergranular (63-82%), intragranular (5-15%), móldica (8-20%), microporosidad en arcillas (0-10%), granos fracturados (0-5%) y en la muestra 855,54 mbbp tiene poros sobredimensionados (5%).

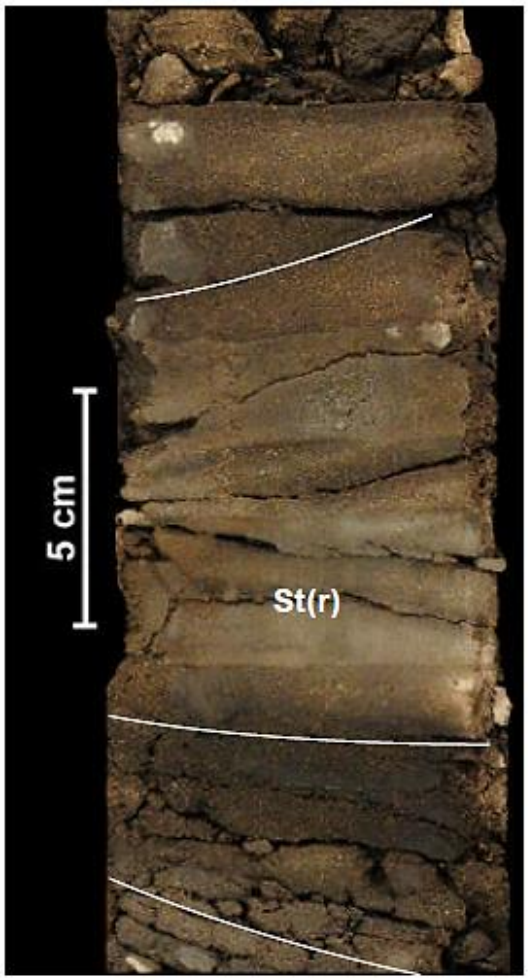
En la muestra 845,69 mbbp la porosidad es moderada (10%), con distribución heterogénea. El tamaño de poro corresponde a microporos (70%) de 0,01 a 0,06 mm y mesoporos (30%) de 0,10 a 0,24 mm. Esta menor porosidad se debe a un empaque intermedio a cerrado y a una mayor proporción de matriz arcillosa (6%), respecto a las demás muestras.

Se realizó estudio de MEB en las muestras 725,28 mbbp, 847,19 mbbp y 855,54 mbbp. Las gargantas porales son frecuentes a abundantes, de 10 a 40 micrones, escasas de 50 a 60 micrones, con baja a moderada tortuosidad, rugosidad de las paredes porales moderada, número de coordinación 3 a 6 y relación diámetro poral/diámetro garganta baja.

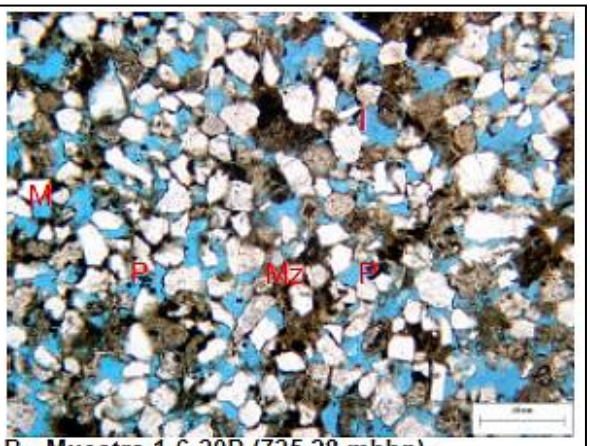
En la figura 83 se observa un detalle del testigo correspondiente al intervalo 725,20-725,40 mbbp. Es una arenita con estratificación entrecruzada en artesa y subordinada estratificación ondulítica. La porosidad es del 30% y la permeabilidad 1398,00 mD. Asimismo, se presenta un corte delgado de arenita lítico-feldespática de grano fino a medio con buena selección, se destaca la muy buena porosidad visual (30%) con predominante textura intergranular y subordinada móldica, así como pirita romboidal rellenando poros. La matriz es arcillosa de origen infiltrado. La imagen de microscopía electrónica de barrido permite observar poros intergranulares, frecuentes gargantas porales de 10 a 30 micrones, esmectita como matriz infiltrada y pirita framboidal.

De acuerdo con LCV (2007a) la secuencia general de productos y procesos diagenéticos identificados en las muestras adjudicadas a la formación Cañadón Seco, se enumera a continuación en orden cronológico relativo según:

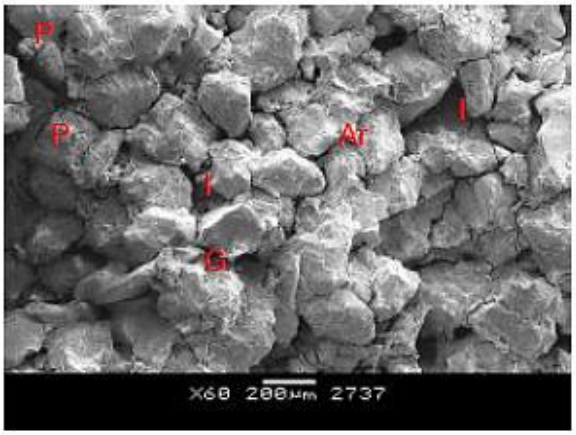
- Infiltración de arcillas: se observa matriz arcillosa, reconocida como esmectita mediante DRX, de origen infiltrado y en forma escasa.
- Compactación: inicial.
- Recristalización de arcillas: se observa en algunas muestras con matriz de naturaleza arcillosa, afectada por recristalización.
- Crecimiento secundario de feldespatos: crecimiento sintaxial de feldespato sobre cristales de feldespato. Muy escaso, presente en las muestras 855,54 mbbp, 856,35 mbbp y 858,05 mbbp. Crecimiento secundario de cuarzo: crecimiento sintaxial sobre cristales de cuarzo. Escaso.
- Disolución: afecta los clastos de feldespatos y líticos, genera porosidad secundaria.
- Caolinita: se observa como relleno de poros, con textura vermicular, escasa.
- Siderita: como relleno de poros, muy escasa. Se observa en las muestras 845,69 mbbp, 858,05 mbbp y 859,41 mbbp.
- Pirita: se presenta en la muestra 725,28 mbbp, con hábito framboidal como relleno de poros. Dado que es muy escasa su presencia, es difícil determinar su posición en la secuencia diagenética.
- Compactación: se observan contactos cóncavo-convexos entre clastos, granos interpenetrados, micas flexuradas.




A.- *Litofacies St(r)*. Arenita con estratificación entrecruzada en artesa; subordinada estratificación ondulítica.
Datos petrofísicos (1-6-20P; 725,28 mbbp):
∅: 30,00% y K: 1398,00 mD.
Profundidad: 725,20-725,40 mbbp; 2ª ccc.
Formación Cañadón Seco (Miembro Caleta Olivia).



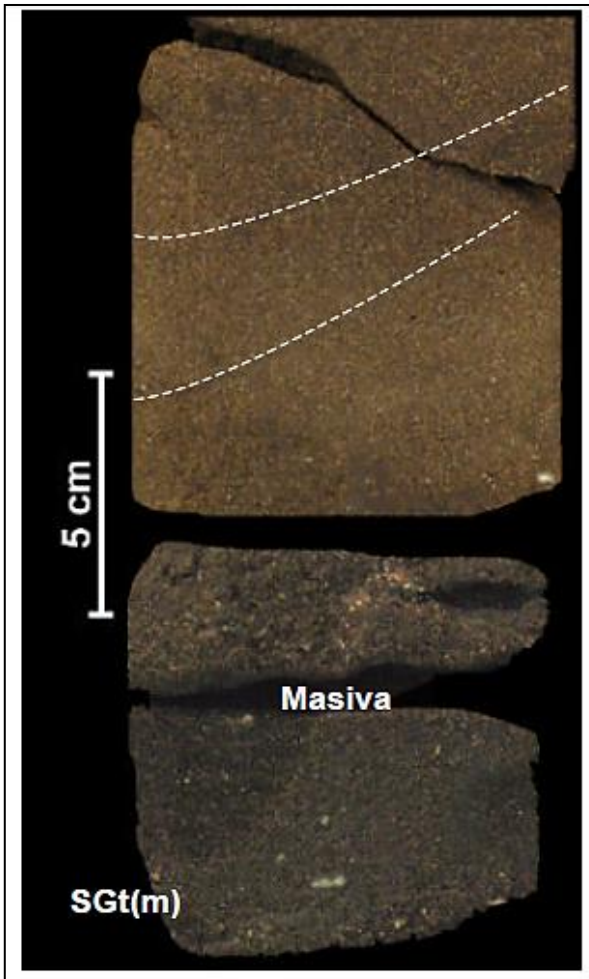

**B.- Muestra 1-6-20P (725,28 mbbp).**
*Corte delgado*. Arenita lítico-feldespática de grano fino a medio, buena selección. Excelente porosidad (30%) en azul, predominante textura intergranular (I) y subordinada móldica (M). Pirita framboidal (P) como relleno de poros. Matriz arcillosa (Mz), de origen infiltrado. Nicoles paralelos.



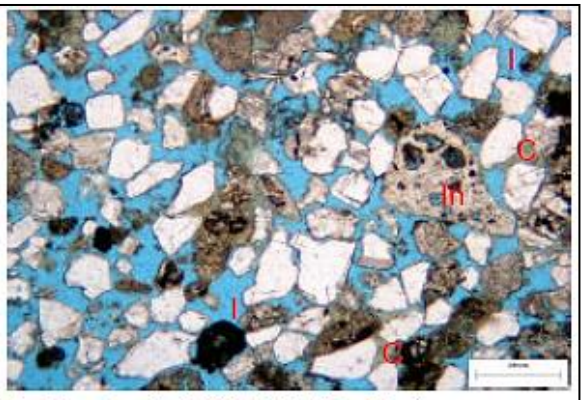

**C.- Muestra 1-6-20P (725,28 mbbp).**
*Observación con MEB*. Excelente porosidad con predominantes poros intergranulares (I). Frecuentes gargantas porales (G) de 10 a 30 µ. Minerales arcillosos (esmectita), que representan a la matriz infiltrada(Ar). Pirita framboidal (P).

*Figura 83: detalle del testigo a la profundidad 725,20-725,40 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a). A: litofacies, petrofísica, profundidad y formación. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB.*

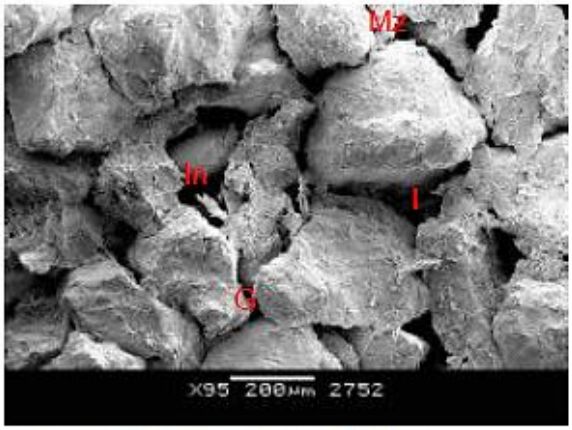
En la figura 84 se observa un detalle del testigo correspondiente al intervalo 855,40-855,60 mbbp. Es una arenita arenita conglomerádica con estratificación entrecruzada en artesa, subordinada masiva, con una porosidad del 30,70% y una permeabilidad de 2.970,00 mD. Además, se presenta un corte delgado de arenita lítico-feldespática de grano medio con moderada selección en donde resalta la muy buena porosidad visual (30%) con predominante textura intergranular y subordinada intragranular. La caolinita rellena los poros. La imagen de microscopía electrónica de barrido permite observar poros intergranulares, subordinados intragranulares, con tamaño mesoporo. Abundantes gargantas porales de 10 a 40 micrones y escasos minerales arcillosos (esmectita).




A.- *Litofacies SGt(m)*. Arenita conglomerádica con estratificación entrecruzada en artesa; subordinada masiva.
Datos petrofísicos (3-15-8P; 855,54 mbbp):
∅: 30,70% y K: 2970,00 mD.
Profundidad: 855,40-855,60 mbbp; 3ª ccc.
Formación Cañadón Seco (Miembro Caleta Olivia).



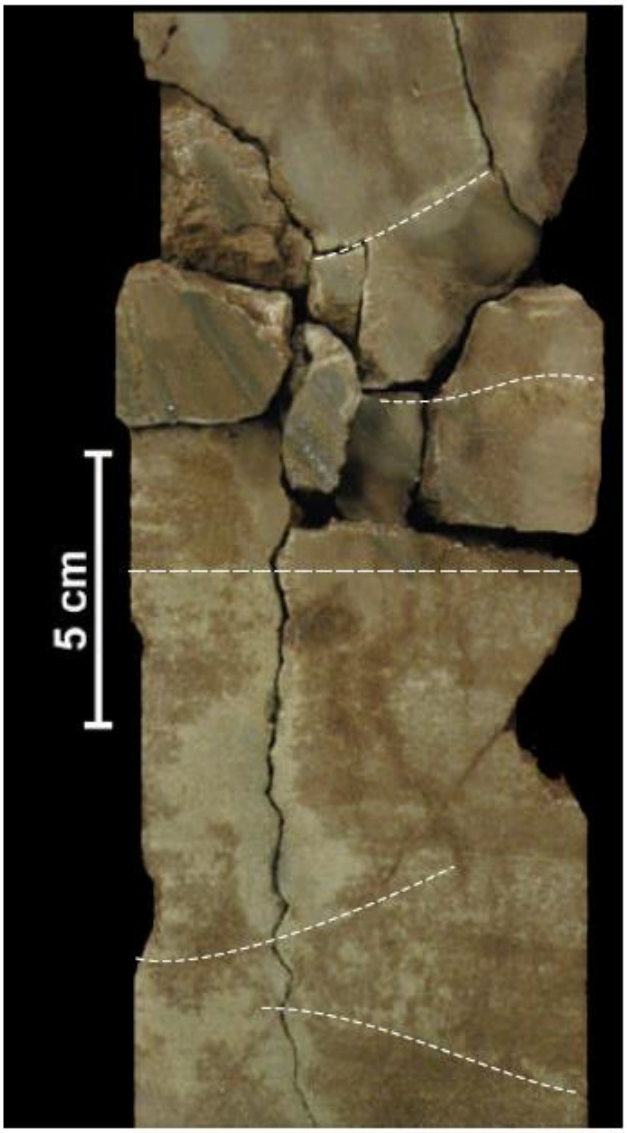

**B.- Muestra 3-15-8P (855,54 mbbp).**
*Corte delgado*. Arenita lítico-feldespática de grano medio, moderada selección. Excelente porosidad (30%) en azul, predominante textura intergranular (I) y subordinada intragranular (In). Caolinita (C) como relleno de poros, en parches. Nicoles paralelos.

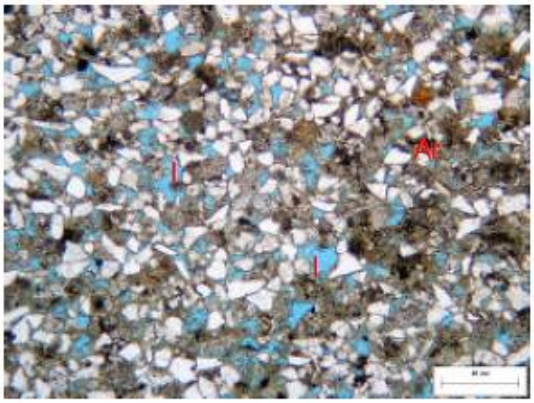



**C.- Muestra 3-15-8P (855,54 mbbp).**
*Observación con MEB*. Excelente porosidad con predominantes poros intergranulares (I) y subordinados intragranulares (In) tamaño mesoporo, muy bien interconectados. Abundantes gargantas porales (G) de 10 a 40 µ. Escasos minerales arcillosos, determinados como esmectita mediante DRX (Ar).

*Figura 84: detalle del testigo a la profundidad 855,40-855,60 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a). A: litofacies, petrofísica, profundidad y formación. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB.*

La figura 85 corresponde al testigo comprendido en el intervalo 859,25-859,45 mbbp. Es una arenita con estratificación entrecruzada en artesa difusa, con una porosidad del 27,40% y una permeabilidad de 6,81 mD. La sección delgada es una arenita lítico-feldespática de grano fino y moderada a buena selección. Exhibe muy buena porosidad visual (25%) con predominante textura intergranular y escasa matriz arcillosa infiltrada que recubre granos y rellena poros.



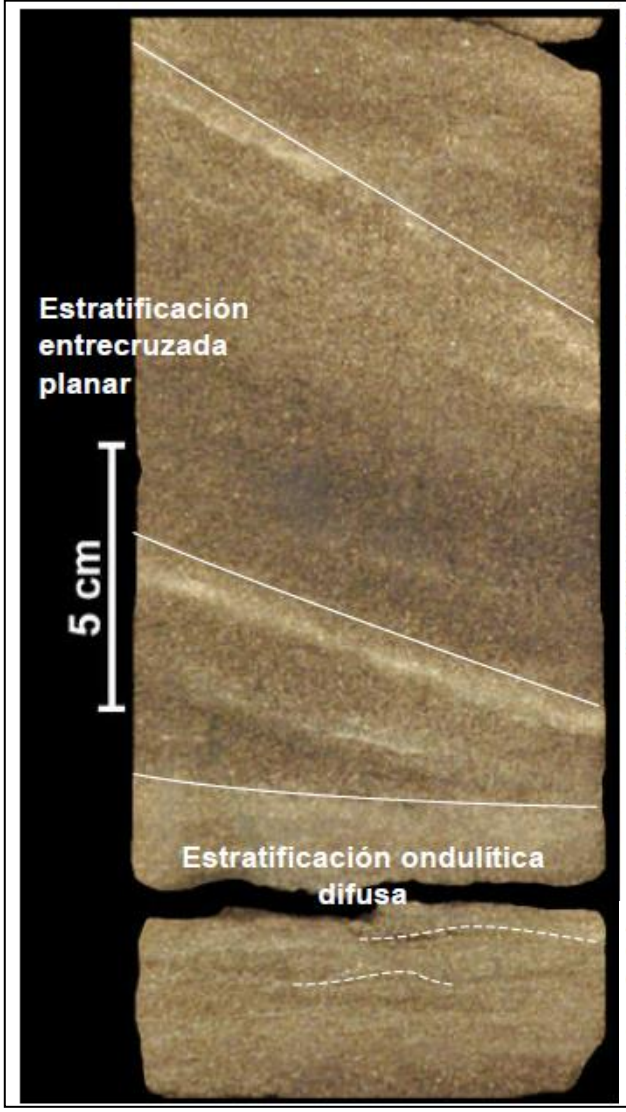



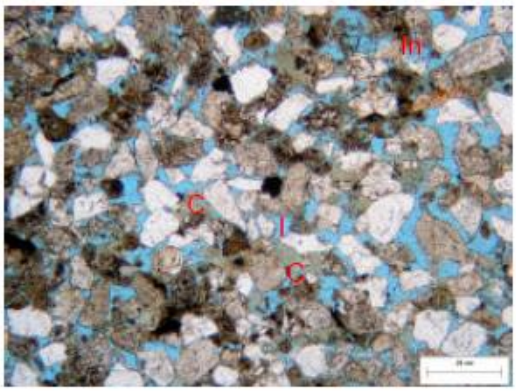

**B.- Muestra 3-18-22P (859,41 mbbp).**
*Corte delgado*. Arenita lítico-feldespática de grano fino y moderada a buena selección. Se observa excelente porosidad (25%) en azul, con predominante textura intergranular (I). Escasa matriz arcillosa (Ar) de origen infiltrado como recubrimiento de granos y relleno de poros. Nicoles paralelos.

A.- *Litofacies St*. Arenita con estratificación entrecruzada en artesa difusa. Fuerte presencia de matriz infiltrada.
Datos petrofísicos (3-18-22P; 859,41 mbbp):
∅: 27,40% y K: 6,81 mD.
Profundidad: 859,25-859,45 mbbp; 3ª ccc.
Formación Cañadón Seco (Miembro Caleta Olivia).

*Figura 85: detalle del testigo a la profundidad 859,25-859,45 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007). A: litofacies, petrofísica, profundidad y formación. B: descripción del corte delgado.*

La figura 86 pertenece al testigo comprendido en el intervalo 846,65-846,85 mbbp. Es una arenita con estratificación entrecruzada planar y subordinada estratificación ondulítica. La porosidad es 32,30% y la permeabilidad 1.119,0 mD. La sección delgada muestra una arenita lítico-feldespática de grano fino a medio y buena selección, de excelente porosidad visual (30%) con predominante textura intergranular y subordinada intragranular. Caolinita como relleno de poros distribuido en parches. La matriz arcillosa es escasa y de origen infiltrado.




**B.- Muestra 2-10-5P (846,69 mbbp).**
*Corte delgado*. Arenita lítico-feldespática de grano fino a medio y buena selección. Se observa excelente porosidad (30%) en azul, con predominante textura intergranular (I) y subordinada intragranular (In). Caolinita (C) como relleno de poros, con distribución en parches. Escasa matriz arcillosa, de origen infiltrado. Nicoles paralelos.

A.- *Litofacies Si(r)*. Arenita con estratificación entrecruzada planar; subordinada estratificación ondulítica. Tentativamente depósitos de acreción lateral
Datos petrofísicos (2-10-5P; 846,69 mbbp):
∅: 32,30% y K: 1119,0 mD.
Profundidad: 846,65-846,85 mbbp; 2ª ccc.
Formación Cañadón Seco (Miembro Caleta Olivia).

*Figura 86: detalle del testigo a la profundidad 846,65-846,85 mbbp, pozo CL-4072 (LCV 2007a). A: litofacies, petrofísica, profundidad y formación. B: descripción del corte delgado.*

En el pozo PC-2116 (figura 3) se realizaron estudios sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos y de microscopía electrónica (LCV 2010) en un testigo corona que comprende a las profundidades 1.462,20 mbbp y 1.473,34 mbbp.

En la figura 87 se presenta la tabla de litofacies, estudios realizados (petrografía, DRX y MEB), la interpretación ambiental y petrofísica básica (porosidad y permeabilidad) correspondiente al intervalo muestreado. En el mismo se han determinado lito y sublitofacies (F1, F2.1, F2.2, F3, F4, F5.1 y F5.2), algunas de las cuales se encuentran impregnadas con petróleo (F2.1, F2.2, F5.1 y F5.2).

| Litofacies | Descripción | Estudios (prof. corregida) | Interpretación | (mbbp) Profund. corregida | | Porosidad (%) Horizontal en condiciones STD | | | | Permeabilidad (mD) * Horizontal en condiciones STD | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Tope | Base | n | Prom. | Mín. | Máx. | n | Prom. | Mín. | Máx. |
| F5.2 | Arenitas conglomerádicas. Difusa estratificación cruzada de bajo ángulo, artesa?. Subordinadas arenitas finas. H | PXM: 1-5-24P (1466.73 mbbp) | Depósitos de corrientes cargadas de sedimentos/flujos hiperconcentrados más fluidos que F5.1. Relleno de canal. | 1464.9 | 1467.25 | 8 | 13.51 | 10.62 | 16.31 | 7 | 0.22 | 0.04 | 0.04 |
| F5.1 | Arenitas o arenitas tobáceas? medianas a gruesas y clastos tamaño grava, pobre selección. Masivas. H | PXM: 1-6-28P (1467.63 mbbp) PX: 1-6-27P (1467.33 mbbp) | Depósitos de corrientes cargadas de sedimentos/flujos hiperconcentrados. Relleno de canal. | 1467.25 | 1468.55 | 4 | 14.91 | 14.21 | 16.06 | 4 | 0.40 | 0.19 | 0.55 |
| F4 | Toba vítrea lapillítica con litoclastos de 0,5 a 1,5 cm. | PX: 1-7-33P (1468.59 mbbp) | Episodio piroclástico (toba) rellenando superficie erosiva. | 1468.55 | 1468.69 | 1 | 21.61 | | | 1 | 0.12 | | |
| F3 | Vaque fina a muy fina, con láminas de clastos más gruesos. Abundantes restos carbonosos e intensa cementación calcítica | | Abandono/pedogénesis? | 1468.85 | 1468.95 | 1 | 6.12 | | | 1 | 0.04 | | |
| F2.2 | Arenitas líticas medianas, comunes o escasos clastos tamaño grava. Sin moteado diagenético. Estratificación cruzada en artesa? H | PXM: 1-1-3P (1462.55 mbbp), 1-1-4P 1462.85 mbbp), PX: 1-1-6P (1463.15 mbbp) | Corrientes tractivas unidireccionales canalizadas. Relleno de canal. | 1462.2 | 1463.6 | 5 | 15.88 | 9.54 | 19.85 | 5 | 28.40 | 0.08 | 81.02 |
| F2.1 | Arenitas líticas medianas conglomerádicas y niveles de conglomerados. Moteado diagenético (ceolitas?). Estratificación entrecruzada en artesa y cruzada de bajo ángulo. El intervalo superior con menor proporción de granulometrías gruesas. H | PXM: 1-2-10P (1464.00 mbbp), 1-8-41P (1470.11 mbbp), 1-11-52P (1472.49 mbbp), PX: 1-3-13P (1464.61 mbbp), 1-9-43P (1470.71 mbbp), 1-10-48 (1471.59 mbbp) | Corrientes tractivas unidireccionales canalizadas, de mayor energía que F2.2 o más proximales. Relleno de canal. | 1463.6<br>1468.69<br>1468.95 | 1464.9<br>1468.85<br>1472.86 | 17 | 18.23 | 7.05 | 24.78 | 15 | 56.49 | 0.03 | 243.00 |
| F1 | Pelitas tobáceas o tobas finas. Restos carbonosos muy finos. | | Decantación ?/ depósitos de caída? | 1472.86 | 1473.34 | 1 | 16.50 | | | muestra fracturada | | | |

*Figura 87: tabla de litofacies (H: presencia de hidrocarburos), estudios realizados (petrografía: P, X: difracción de Rayos X y M: microscopía electrónica de barrido), la interpretación ambiental y petrofísica básica del intervalo coroneado en el pozo PC-2116 (LCV 2010).*

Las muestras 1.462,55 mbbp, 1.462,85 mbbp y 1.463,15 mbbp, que corresponden a la sublitofacies 2.2 y las muestras 1.464,00 mbbp y 1.464,61 mbbp a la sublitofacies 2.1, fueron clasificadas como arenitas lítico-feldespáticas de grano medio a grueso, subordinados fino a medio y grueso a muy grueso. La selección predominante es buena a moderada, los clastos redondeados a subangulosos y el empaquetamiento abierto. Los clastos (64-67,5%) están representados por 14-16% de cuarzo, 24-30% de feldespatos (con predominio de plagioclasas) y 56-60% de líticos (tobas vítreas alteradas y subordinadas pastas volcánicas andesíticas). Los cementos (13-16.5%, alcanzando en una muestra al 26.5%) son caolinita (5-9%), microcristales de cuarzo (0,5-3%), crecimiento secundario de cuarzo (0,5%) en algunas muestras, clorita (0,5-2%), crecimiento secundario de feldespatos (0,5%) en casi todas las muestras y calcita (2-3%, excepto en la muestra 1.463,15 mbbp en la cual se observa 17%). La porosidad es muy buena a excelente (16 a 23%), de tipo primaria y secundaria y distribución moderadamente homogénea. Los tamaños porales corresponden a: 40-65% de mesoporos (0,07-0,24 mm), 20-45% de macroporos (0,30-0,90 mm) y 15-20% de microporos (0,02- 0,06 mm). Las texturas porales son: 60-68% de intergranular, 25-30% de intragranular, 5-10% de móldica, 2-5% de microporosidad en arcillas y en una muestra 3% de poros elongados y 1% de granos fracturados. En la muestra 1.463,15 mbbp la porosidad es moderada (9%) y de origen secundario, predominan los mesoporos y la textura intragranular. Las porosidades varían entre 16,3 y 22,9% y las permeabilidades se ubican entre 1,08 y 112 mD. El estudio de MEB, realizado en las muestras 1.462,55 mbbp, 1.462,85 mbbp y 1.464,00 mbbp revela que las gargantas porales son comunes a frecuentes, con alta tortuosidad. El diámetro de las mismas varía de 6 a 30 micrones. La rugosidad de las paredes porales es alta. El número de coordinación es bajo-medio (1-4). La relación diámetro poral *vs* diámetro garganta es mediana a alta. Las gargantas se encuentran parcialmente obstruidas por clorita y microcristales.

La muestra 1.466,73 mbbp, perteneciente a la sublitofacies 5.2 y las muestras 1.467,33 mbbp y 1.467,63 mbbp a la sublitofacies 5.1, corresponden a arenitas lítico-feldespáticas de grano grueso y medio, con selección moderada, clastos redondeados a subangulosos y empaquetamiento abierto a intermedio. Los clastos (65-71%) están representados por 3-5% de cuarzo, 40-47% de plagioclasas y 50-55% de líticos (pastas andesíticas y tobas vítreas subordinadas). Los cementos (17-25%) son caolinita (13-18%), clorita (2-3%), calcita (1-3%) y en una muestra también se observan microcristales de cuarzo (1,5%) y crecimiento secundario de cuarzo (0,5%). La porosidad es moderada a buena (10-13%), de tipo secundaria y escasa primaria, con distribución heterogénea o moderadamente homogénea. Los tamaños porales corresponden a: 55-70% de mesoporos (0,07-0,24 mm), 25-30% de microporos (0,03-0,06 mm) y en dos muestras 15-20% de macroporos (0,30-0,50 mm). Las texturas porales son: 59,5-79,5% de intragranular, 10-30% de intergranular, 5-10% de microporosidad en arcillas, 0,5% de granos fracturados y en una muestra 5-10% de móldica. Las porosidades varían entre 13,8 y 16,1% y la permeabilidad entre 0,181 y 0,55 mD. El estudio de MEB realizado en las muestra 1.466,73 mbbp y 1.467,63 mbbp se reconocieron muy escasas gargantas porales aisladas, de 10 micrones de diámetro, con alta tortuosidad. Las gargantas porales se encuentran obstruidas por caolinita y en menor proporción por clorita y microcristales.

La muestra 1.468,59 mbbp, que pertenece a la litofacies 4, corresponde a una toba vítrea (lapillítica) compuesta por 90% de material vítreo, 8% de cristaloclastos y 2% de porosidad. Se observa un intenso reemplazo calcítico (70%). El material vítreo se presenta parcialmente cloritizado y está compuesto por trizas vítreas tamaño ceniza fina a media y comunes fragmentos pumíceos. Se observan partículas esféricas a subesféricas (seudoclastos), de 2 a 8 mm, de toba vítrea de la misma composición. También hay presencia de caolinita como relleno de poros intracristalinos. La porosidad óptica es baja (2%), de tipo secundaria con distribución heterogénea). Las texturas porales son: poros intracristalinos, móldicos, poros irregulares y microfisuras discontinuas. Los tamaños porales corresponden a: 57% de microporos (0,01-0,06 mm), 40% de mesoporos (0,07-0,15

mm) y 3% de macroporos (0,40 mm). Por mediciones de laboratorio, la porosidad promedio es de 21,6 % y la permeabilidad 0,12 mD.

Las muestras 1.470,11 mbbp, 1.470,71 mbbp, 1.471,59 mbbp y 1.472,49 mbbp, que pertenecen a la sublitofacies 2.1, corresponden a arenitas feldespático-líticas de grano medio a grueso, con selección predominantemente pobre, clastos redondeados a subangulosos y empaquetamiento abierto. Los clastos (66-76,5%) están representados por 5% de cuarzo, 50-60% de plagioclasas y 35-45% de líticos (tobas vítreas y subordinadas pastas andesíticas). La matriz (1%) es de naturaleza arcillosa, como recubrimiento de granos, y se observa en las muestras 1.470,11 mbbp y 1.470,71 mbbp. Los cementos (7,5-11%): caolinita (5%), clorita (1-3%), microcristales de cuarzo (0,5-2,5%) y en dos muestras calcita (1-2%). La porosidad es buena a excelente (15-25%) de tipo primaria y secundaria, con distribución homogénea. Tamaños porales: predominan los mesoporos de 0,07-0,24 mm (30-65%) y macroporos de 0,30-0,95 mm (10-55%), subordinados microporos de 0,03-0,06 mm (10-25%) y en la muestra más profunda escasos megaporos de 1,05-1,2 mm (5%). Las texturas porales son: 60-65% de intergranular, 29-34% intragranular, 3-5% de móldica, 1% de granos fracturados y en dos muestras 3-4% de poros elongados. Las porosidades varían entre 15,8 y 24,8% y las permeabilidades entre 32,2 y 243 mD excepto en la muestra 1.470,71 mbbp que tiene 0,864 mD. El estudio de MEB realizado en las muestras 1.470,11 mbbp y 1.472,49 mbbp revelan la presencia de gargantas porales comunes y abundantes respectivamente, con alta tortuosidad y diámetro de 5 a 42 micrones. La rugosidad de las paredes porales es alta. El número de coordinación es 2 y 4, y la relación diámetro poral *vs* diámetro garganta es mediana a alta y mediana respectivamente. En la muestra con menor valor de permeabilidad (1.470,11 mbbp) las gargantas porales se encuentran parcial a totalmente obstruidas por arcillas y microcristales. En la figura 88 se tabulan las características generales de las muestras, diferenciadas de acuerdo con las lito y sublitofacies, incluyendo la descripción al microscopio óptico así como la petrofísica básica.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | CLASIFICACION | TAMAÑO | SELECCION | REDONDEAMIENTO | MADUREZ TEXTURAL | COMPOSICION (%) CLASTOS | MATRIZ | CEMENTO | POROSIDAD | ARCILLA TOTAL % | PETROFISICA POROSIDAD % | PERMEABILIDAD mD |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1-1-3P | (1462,55) | ALF | M (G) | Mo-Po | R-Sa | Sma | 66 | | 16 | 18 | 10 | 19,55 | 81,02 |
| 1-1-4P | (1462,85) | ALF | F-M | B | R-Sa | Sma | 67 | | 16 | 17 | 10 | 18,2 | 8,71 |
| 1-1-6P | (1463,15) | ALF | M-G | B-Mo | R-Sa | Sma | 64,5 | | 26,5 | 9 | 8,5 | - | - |
| 1-2-10P | (1464,00) | ALF | M (G) | B-Mo | R-Sa | Sma | 64 | | 13 | 23 | 7 | 22,9 | 112 |
| 1-3-13P | (1464,61) | ALF(cg) | G-mG (M) | Po | R-Sa | Ima | 67,5 | | 16,5 | 16 | 11 | 16,3 | 1,08 |
| 1-5-24P | (1466,73) | ALF | G (mG) | Mo | R-Sa | Sma | 65 | | 25 | 10 | 20 | 13,8 | 0,181 |
| 1-6-27P | (1467,33) | ALF | G (M) | Mo | R-Sa | Sma | 71 | | 19 | 10 | 17 | 14,5 | 0,19 |
| 1-6-28P | (1467,63) | ALF | M-G | B-Mo | R-Sa | Sma | 70 | | 17 | 13 | 16 | 16,1 | 0,55 |
| 1-7-33P | (1468,59) | TV(l) | | | | | | | | 2 | | | |
| 1-8-41P | (1470,11) | AFL | M (G) | Mo-Po | Sr-Sa | Sma | 74 | 1 | 8 | 17 | 7 | 15,8 | 32,2 |
| 1-9-43P | (1470,71) | AFL(cg) | M-G | Po | Sa-R | Ima | 73 | 1 | 11 | 15 | 9 | 16,7 | 0,864 |
| 1-10-48P | (1471,59) | AFL | M-G | Po | R-Sa | Sma | 76,5 | | 7,5 | 16 | 7 | 16,3 | 41,8 |
| 1-11-52P | (1472,49) | AFL | G (M) | Po | Sa-Sr | Sma | 66 | | 9 | 25 | 6,5 | 24,8 | 243 |

**REFERENCIAS**

| FACIES | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| F 2.2 | F 5.2 | ALF: arenita lítico-feldespática | mG: arena muy gruesa | R: redondeados | B: buena | Sma: submadura |
| F 2.1 | F 5.1 | AFL: arenita feldespático-lítica | G: arena gruesa | Sr: subredondeados | Mo: moderada | Ima: inmadura |
| | F 4 | (cg): conglomerádica | M: arena media | Sa: subangulosos | Po: pobre | |
| | | TV(l): toba vítrea lapillítica | F: arena fina | | | |

*Figura 88: características generales de las muestras entre 1.462 y 1.473 mbbp, pozo PC-2116 (LCV 2010).*

La figura 89 presenta las características petrográficas para las muestras analizadas en el pozo PC-2116.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | CLASIFICACION | CLASTOS (%) | | | | | | MATRIZ (%) | | | | CEMENTOS (%) | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | CUARZO | FELDESPATOS | LITICOS | MINERALES | ACCESORIOS | MINERALES | OPACOS | ARCILLOSA | INFILTRADA | SEUDOMATRIZ | ARENOSA | CUARZO | | SILICEO | FELDESP. | | FELDESPATICO | CAOLINITA | CLORITA | ARCILLOSO | CALCITA | DOLOMITA | SIDERITA | CEOLITICO | SULFATICO |
| | | | | | | | | | | | | | | MICROCRISTALES | CREC. SECUNDARIO | | CRISTALES AUTIGENICOS | CREC. SECUNDARIO | | | | | | | | |
| 1-1-3P (1462,55) | ALF | 16 | 24 | 60 | Z | He-Mg | | | | | | | 2,5 | 0,5 | | | | 0,5 | | 8 | 2 | | 2,5 | | | | |
| 1-1-4P (1462,85) | ALF | 15 | 25 | 60 | Z-B | He-Mg-Py | | | | | | | 2,5 | | | | | 0,5 | | 8 | 2 | | 3 | | | | |
| 1-1-6P (1463,15) | ALF | 15 | 25 | 60 | B | Ox | | | | | | | 0,5 | | | | | 0,5 | | 8 | 0,5 | | 17 | | | | |
| 1-2-10P (1464,00) | ALF | 14 | 30 | 56 | B | Py-Ox | | | | | | | 3 | 0,5 | | | | 0,5 | | 5 | 2 | | 2 | | | | |
| 1-3-13P (1464,61) | ALF(cg) | 15 | 25 | 60 | T | Ox | | | | | | | 3 | 0,5 | | | | | | 9 | 2 | | 2 | | | | |
| 1-5-24P (1466,73) | ALF | 5 | 40 | 55 | | Mg-Ox | | | | | | | 1,5 | 0,5 | | | | | | 18 | 2 | | 3 | | | | |
| 1-6-27P (1467,33) | ALF | 4 | 42 | 54 | | Py-Ox | | | | | | | | | | | | | | 15 | 2 | | 2 | | | | |
| 1-6-28P (1467,63) | ALF | 3 | 47 | 50 | Z | Py-Ox | | | | | | | | | | | | | | 13 | 3 | | 1 | | | | |
| 1-7-33P (1468,59) | TV(l) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1-8-41P (1470,11) | AFL | 5 | 55 | 40 | | Py-Ox | 1 | | | | | | 1 | | | | | | | 5 | 1 | | 1 | | | | |
| 1-9-43P (1470,71) | AFL(cg) | 5 | 50 | 45 | Z | Py-Ox | 1 | | | | | | 1 | | | | | | | 5 | 3 | | 2 | | | | |
| 1-10-48P (1471,59) | AFL | 5 | 60 | 35 | | Py-Ox | | | | | | | 0,5 | | | | | | | 5 | 2 | | | | | | |
| 1-11-52P (1472,49) | AFL | 5 | 50 | 45 | | Py-Ox | | | | | | | 2,5 | | | | | | | 5 | 1,5 | | | | | | |

**REFERENCIAS**

| FACIES | | | | |
|---|---|---|---|---|
| F 2.2 | F 5.2 | ALF: arenita lítico-feldespática | Z: circón | He: hematita |
| F 2.1 | F 5.1 | AFL: arenita feldespático-lítica | B: biotita | Mg: magnetita |
| | F 4 | (cg): conglomerádica | T: turmalina | Py: pirita |
| | | TV(l): toba vítrea lapillítica | | Ox: óxidos |

*Figura 89: características petrográficas de las muestras entre 1.462 y 1.473 mbbp, pozo PC-2116 (LCV 2010).*

La figura 90 resume las características del sistema poral para las muestras analizadas.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | ABUNDANCIA % | TIPO | DISTRIBUCION | SELECCION | TAMAÑO DE PORO | | | | | TEXTURAS PORALES (%) | | | | | | | | | | | ESTUDIO de MEB | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | PROMEDIO (mm) | MEGAPORO % | MACROPORO % | MESOPORO % | MICROPORO % | INTERGRANULAR | INTRAGRANULAR | MOLDICA | INTERCRISTALINA | INTRACRISTALINA | INTRAMATRIZ | INTRACEMENTO | ESTILOLITA | FISURAS / GR. FRACT. | ELONGADOS | POROS IRREGULAR. | MIC. EN ARCILLAS | GARGANTAS ABUNDANCIA | GARGANTAS TAMAÑO (µm) | GARGANTAS TORTUOSIDAD | RUGOSIDAD | Nº DE COORDINAC. | DIAMETRO PORO | VS GARGANTA |
| 1-1-3P (1462,55) | 18 | Pr-S | mHo | Po | 0,25 | | 30 | 50 | 20 | 60 | 25 | 10 | | | | | | | | | 5 | F | 6-28.57 | A | A | 2-4 | Me-A |
| 1-1-4P (1462,85) | 17 | Pr-S | mHo | Po | 0,15 | | 20 | 65 | 15 | 68 | 25 | 5 | | | | | | | | | 2 | C | 6.25-25 | A | A | 1-3 | A-Me |
| 1-1-6P (1463,15) | 9 | S | He | B | 0,15 | | | 70 | 30 | | 80 | | 20 | | | | | | | | | | | | | | |
| 1-2-10P (1464,00) | 23 | Pr-S | Ho-mHo | Mo | 0,30 | | 45 | 40 | 15 | 64 | 25 | 5 | | | | | | 1 | 3 | | 2 | F | 6-30 | A | A | 3-4 | Me-A |
| 1-3-13P (1464,61) | 16 | Pr-S | mHo | Mo | 0,25 | | 25 | 55 | 20 | 60 | 30 | 5 | | | | | | | | | 5 | | | | | | |
| 1-5-24P (1466,73) | 10 | S(Pr) | He | Mo | 0,20 | | 15 | 60 | 25 | 10 | 79.5 | | | | | | | 0.5 | | | 10 | mE | 10 | A | | | |
| 1-6-27P (1467,33) | 10 | S(Pr) | He | Mo | 0,20 | | 20 | 55 | 25 | 20 | 74 | | | | | | | 0.5 | | | 5.5 | | | | | | |
| 1-6-28P (1467,63) | 13 | S(Pr) | mHo | Mo | 0,20 | | | 70 | 30 | 30 | 59.5 | 5 | | | | | | 0.5 | | | 5 | mE | 10 | A | | | |
| 1-7-33P (1468,59) | 2 | S | He | Mo | 0,06 | | 3 | 40 | 57 | | | D | | D | | | | E | | E | | | | | | | |
| 1-8-41P (1470,11) | 17 | Pr-S | Ho | Mo | 0,30 | | 50 | 35 | 15 | 65 | 29 | 5 | | | | | | 1 | | | | C | 5-23.80 | A | A | 2 | Me-A |
| 1-9-43P (1470,71) | 15 | S-Pr | Ho | Po | 0,25 | | 10 | 65 | 25 | 63 | 30 | 3 | | | | | | 1 | 3 | | | | | | | | |
| 1-10-48P (1471,59) | 16 | Pr-S | Ho | Mo | 0,25 | | 35 | 45 | 20 | 60 | 34 | 5 | | | | | | 1 | | | | | | | | | |
| 1-11-52P (1472,49) | 25 | Pr-S | Ho | Mo | 0,40 | 5 | 55 | 30 | 10 | 60 | 30 | 5 | | | | | | 1 | 4 | | | Ab | 10-42 | A | A | 4 | Me |

**REFERENCIAS**

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| F 2.2 | F 5.2 | Pr: primaria | Ho: homogénea | Mo: moderada | D: dominantes | C: comunes | A: alta |
| F 2.1 | F 5.1 | S: secundaria | mHo: moderadamente homogénea | B: buena | Ab: abundantes | mE: muy escasas | Me: mediana |
| | F 4 | | He: heterogénea | Po: pobre | F: frecuentes | | |

*Figura 90: características del sistema poral de las muestras entre 1.462 y 1.473 mbbp, pozo PC-2116 (LCV 2010).*

En la figura 91 se exhiben los resultados obtenidos a partir del análisis mediante difractometría por Rayos X.

| MUESTRA | PROFUNDIDAD (mbbp) | ROCA TOTAL | | | | | | | | | | FRACCION ARCILLA | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | CUARZO % | FELDESPATOS K | PLAGIOCLASAS | ARCILLAS % | CARBONATOS % | | | CLINOPTILOLITA | PIRITA % | OTROS % | ESMECTITA | | CLORITA | | INTERESTRAT Illita-esmectita | | CAPAS EXPANS. | ILLITA | | CAOLINITA | | IMPUREZAS |
| | | | | | | Ca | D | S | | | | ABUNDANCIA % | CRISTALINIDAD | ABUNDANCIA % | CRISTALINIDAD | ABUNDANCIA | CRISTALINIDAD | ABUNDANCIA | ABUNDANCIA % | CRISTALINIDAD | ABUNDANCIA % | CRISTALINIDAD | |
| 1-1-3P | 1462,55 | 53 | | 27 | 11 | 4 | | | Tr | | 5 | | | Tr | | Tr | | | | | 100 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-1-4P | 1462,85 | 64 | | 21 | 6 | 4 | | | Tr | | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-1-6P | 1463,15 | 47 | | 19 | 8 | 21 | | | | | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-2-10P | 1464,00 | 62 | | 22 | 8 | 3 | | | Tr | | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-3-13P | 1464,61 | 54 | | 32 | 9 | Tr | | | Tr | | 5 | | | 10 | M | Tr | | | Tr | | 90 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-5-24P | 1466,73 | 23 | | 43 | 20 | 9 | | | Tr | | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-6-27P | 1467,33 | 32 | | 43 | 15 | 5 | | | Tr | | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-6-28P | 1467,63 | 19 | | 56 | 17 | 3 | | | Tr | Tr | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-7-33P | 1468,59 | 5 | | 7 | 6 | 77 | | | Tr | Tr | 5 | | | 40 | M | 20 | R | 65 | Tr | | 40 | M | ab:Ca / esc:Q-F |
| 1-8-41P | 1470,11 | 34 | | 55 | 6 | Tr | | | Tr | Tr | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F |
| 1-9-43P | 1470,71 | 49 | | 30 | 11 | 5 | | | Tr | Tr | 5 | | | 10 | M | Tr | | | | | 90 | MB | esc: Q-F-Ca |
| 1-10-48P | 1471,59 | 36 | | 50 | 9 | Tr | | | Tr | Tr | 5 | | | 5 | M | Tr | | | | | 95 | MB | esc: Q-F |
| 1-11-52P | 1472,49 | 42 | | 46 | 7 | Tr | | | | | 5 | | | 15 | M | Tr | | | | | 85 | MB | esc: Q-F |

REFERENCIAS

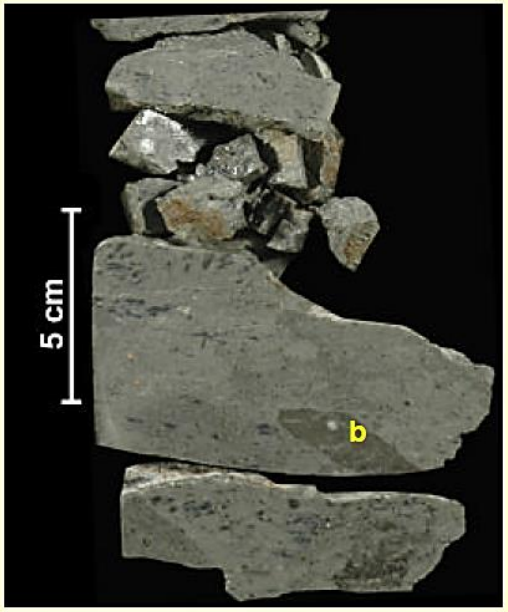
| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| F 2.2 | F 5.1 | Ca: calcita | Tr: trazas | M: mala | ab: abundante | Q: cuarzo |
| F 2.1 | F4 | D: dolomita | | R: regular | esc: escaso | F: feldespatos |
| F 5.2 | | S: siderita | | MB: muy buena | | |

*Figura 91: difractometría por Rayos X de las muestras entre 1.462 y 1.473 mbbp, pozo PC-2116 (LCV 2010).*

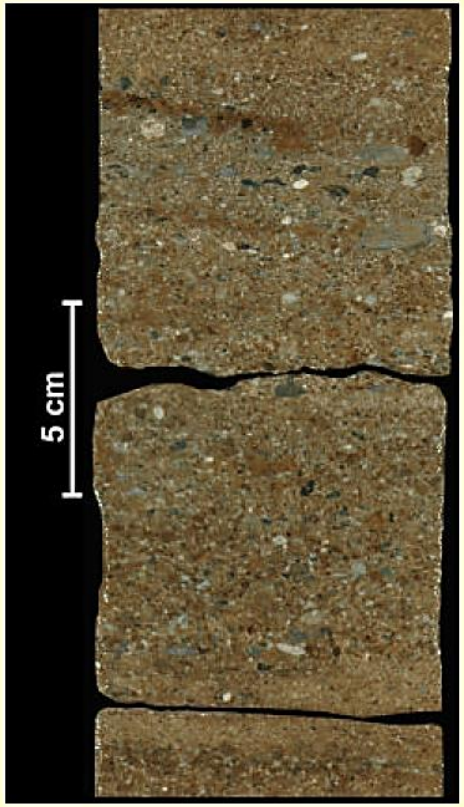
De acuerdo con LCV (2010) la secuencia de productos y procesos diagenéticos identificados se enumeran en orden cronológico relativo según:

- Compactación inicial.
- Alteración y disolución de líticos: líticos volcaniclásticos y volcánicos parcial a totalmente disueltos y/o alterados, con generación de porosidad secundaria.
- Clorita: como recubrimiento de granos, con textura en rosetas.
- Microcristales de cuarzo: microcristales subhedrales a euhedrales de cuarzo formando recubrimientos sobre los granos junto con clorita. El tamaño de los mismos varía de 2,04 a 10,9 micrones, en menor proporción se reconocen cristales hasta de 21,33 micrones.
- Crecimiento secundario de feldespatos: crecimiento sintaxial sobre clastos de feldespatos, se observa en arenitas de la sección superior.
- Crecimiento secundario de cuarzo: crecimiento sintaxial sobre clastos de cuarzo, se observa casi exclusivamente en las arenitas de la sección superior.
- Disolución: afecta clastos de feldespatos, genera porosidad secundaria intragranular y móldica.
- Caolinita: con textura vermicular, como relleno de poros. Es abundante en las arenitas de la sección media obliterando poros intergranulares, intragranulares y gargantas porales.
- Calcita: como relleno de poros, es abundante en la muestra 1.463,15 mbbp (F2.2).
- Compactación: evidenciada por contactos cóncavo-convexos entre los clastos, escasos granos interpenetrados y micas flexuradas.
- Disolución: se reconocen rasgos de disolución en calcita, genera porosidad secundaria.

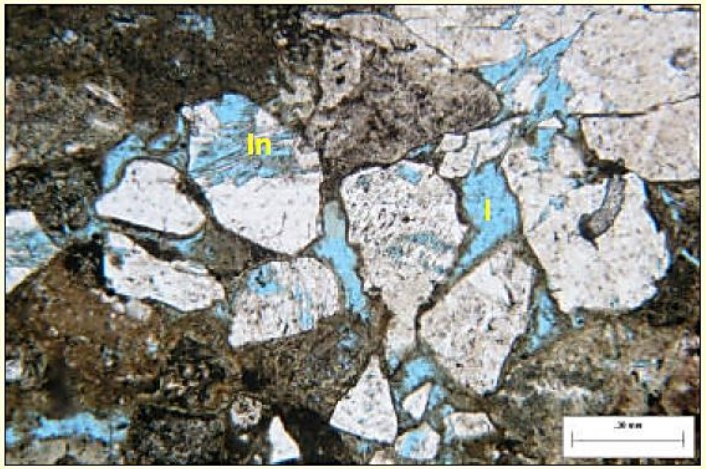
Las figuras 92, 93, 94, 95, 96, 97 y 98 corresponden secciones de corona, cortes delgados, DRX y MEB de las diferentes lito y sublitofacies descriptas previamente en el pozo PC-2116 y correspondientes a la Formación Bajo Barreal.




**A.-** *Litofacies 1.* Pelitas tobáceas o tobas finas?. Se observa una textura nodular, restos carbonosos? y probable bioturbación (b).
Profundidad: 1473,25-1473,34 mbbp *(1477,05-1477,14 mbbp).*

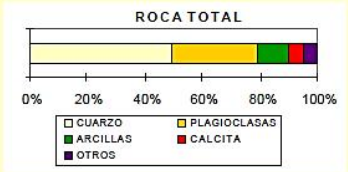



**B.-** *Sublitofacies 2.1.* Arenitas feldespático-líticas gruesas conglomerádicas con estratificación entrecruzada en artesa. El color castaño se debe a moderada a intensa impregnación de hidrocarburos. La composición de los clastos es dominantemente piroclástica.
Petrofísica muestra 1-9-43P (1470,71 mbbp): f = 16,7%, K= 0,864 mD y d= 2,60 gr/cm$^3$.
Profundidad: 1470,60-1470,80 mbbp *(1474.40-1474.60 mbbp).*




**C.-** *Sublitofacies 2.1. Corte delgado:* muestra 1-9-43P (1470,71 mbbp). Arenita feldespático-lítica media a gruesa, con pobre selección. Dominan las plagioclasas y los líticos volcaniclásticos. Cementos: caolinita y calcita como relleno de poros, clorita como recubrimiento de granos, subordinados microcristales de cuarzo. Buena porosidad (azul) con distribución homogénea, dominan los mesoporos y la textura intergranular (I), subordinada intragranular (In). Nicoles paralelos.

**D.- DRX:** muestra 1-9-43P (1470,71 mbbp). *Sublitofacies 2.1*



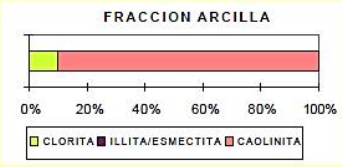
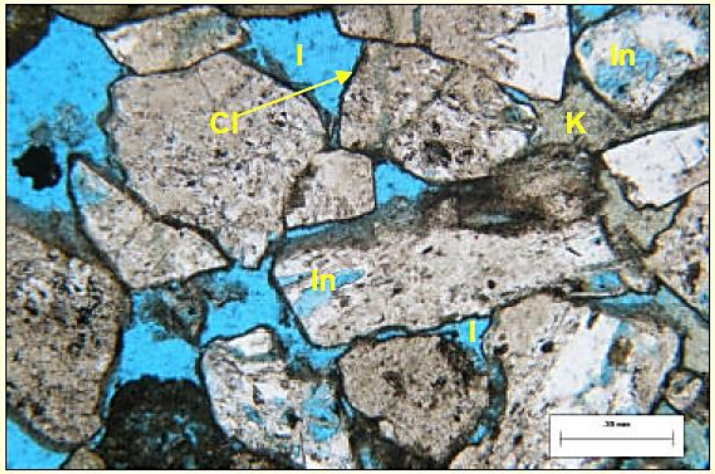
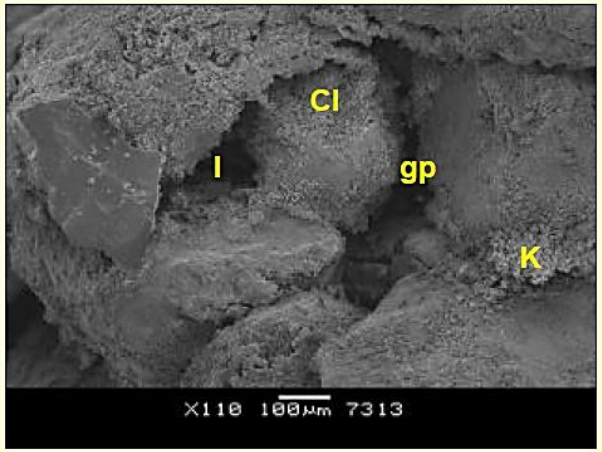




*Figura 92: secciones de corona, corte delgado y DRX de las litofacies 1 y sublitofacies 2.1 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies y profundidad. B: sublitofacies, petrofísica y profundidad. C: descripción del corte delgado. D: resultados de DRX.*

**A.-** Arenitas feldespático-líticas gruesas conglomerádicas con estratificación entrecruzada en artesa. Se destaca la presencia de moteado diagenético (caolinita) e intensa impregnación de hidrocarburos.
Petrofísica muestra 1-11-52P (1472,49 mbbp): f = 24,8%, K= 243 mD y d= 2,67 gr/cm$^3$.
Profundidad 1472,48-1472,69 mbbp *(1476,28-1476,49 mbbp).*

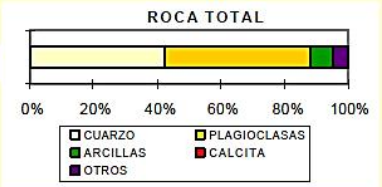



**B.-** *Corte delgado:* muestra 1-11-52P (1472,49 mbbp). Arenita feldespático-lítica gruesa y subordinada media, con pobre selección y empaquetamiento abierto. Dominan líticos volcaniclásticos y plagioclasas. Cementos: caolinita (K) como relleno de poro, clorita como recubrimiento de granos (Cl) y microcristales de cuarzo. Excelente porosidad (azul) con distribución homogénea, dominan los macroporos y la textura intergranular (I), siendo subordinada la intragranular (In). Nicoles paralelos.




**C.-** *Observación con MEB*: muestra 1-11-52P (1472,49 mbbp). Se reconoce caolinita (K) como relleno de poros y clorita (Cl) como recubrimiento de granos. Abundantes gargantas porales (gp) de alta tortuosidad. Poros intergranulares (I) muy bien interconectados. Alta rugosidad de las paredes porales.

**D.- DRX:** muestra 1-11-52P (1472,49 mbbp).



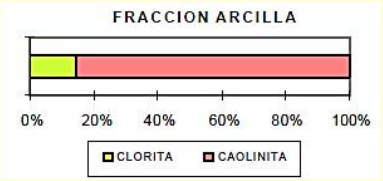
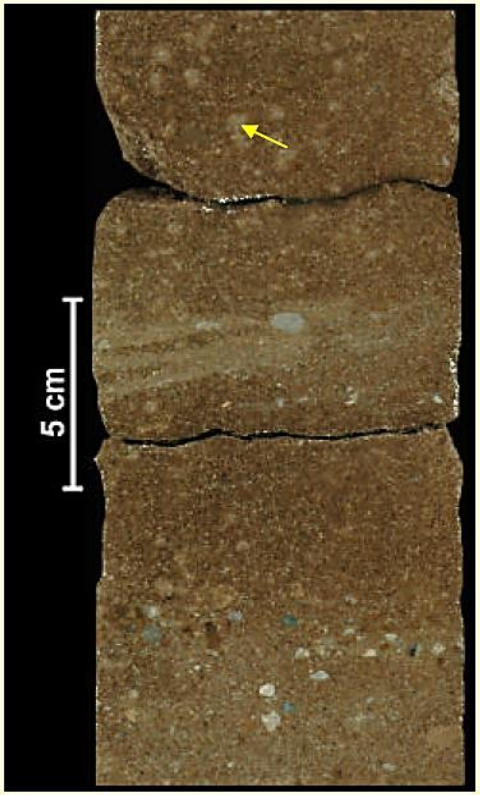
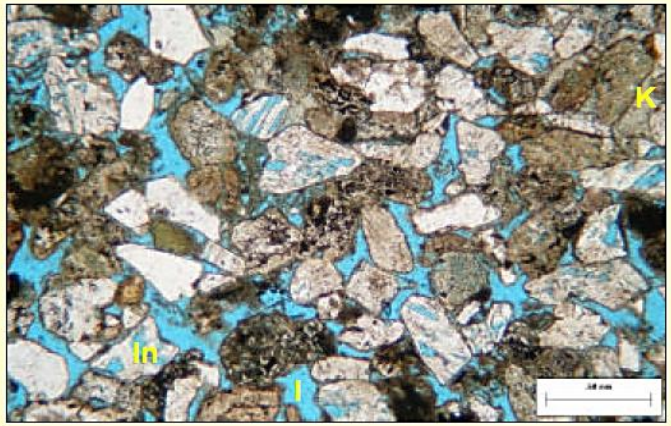



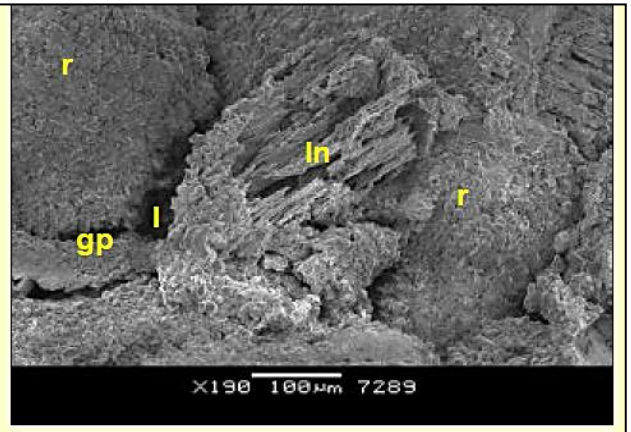

*Figura 93: sección de corona, corte delgado, MEB y DRX de la sublitofacies 2.1 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies, petrofísica y profundidad. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB. D: resultados de DRX.*




**A.-** Arenitas lítico-feldespáticas medianas con escasos clastos tamaño grava, <5 mm (sábulos). La estratificación es difusa. Se observa moteado diagenético de caolinita (flecha) y moderadas a intensas impregnaciones de hidrocarburos de distribución homogénea.
Petrofísica muestra 1-2-10P (1464,00 mbbp): f = 22,9%; K=112 mD; d= 2,66 gr/cm$^3$
Profundidad: 1463,90-1464,10 mbbp *(1467,70-1467,90 mbbp).*

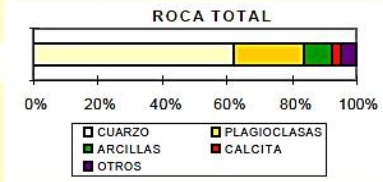



**B.-** *Corte delgado:* muestra 1-2-10P (1464,00 mbbp). Arenita lítico-feldespática media y subordinada gruesa, con buena a moderada selección. Dominan los líticos volcaniclásticos, subordinadas plagioclasas. Cementos: caolinita como relleno de poro (K), microcristales de cuarzo, subordinadas calcita, clorita recubriendo granos, crecimiento secundario de feldespatos y de cuarzo. Excelente porosidad con distribución homogénea a moderadamente homogénea, dominan los macroporos y la textura intergranular (I), subordinada intragranular (In). Nicoles paralelos.




**C.-** *Observación con MEB:* muestra 1-2-10P (1464,00 mbbp). Se reconoce clorita y microcristales de cuarzo como recubrimiento de grano (r), caolinita como relleno de poros. Poros intergranulares (I) e intragranulares (In) subordinados. Frecuentes gargantas porales (gp) con alta tortuosidad y parcialmente obstruidas por clorita y microcristales. La rugosidad de las paredes porales es alta.

**D.- DRX:** muestra 1-2-10P (1464,00 mbbp).



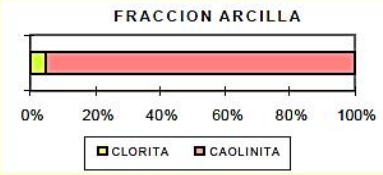
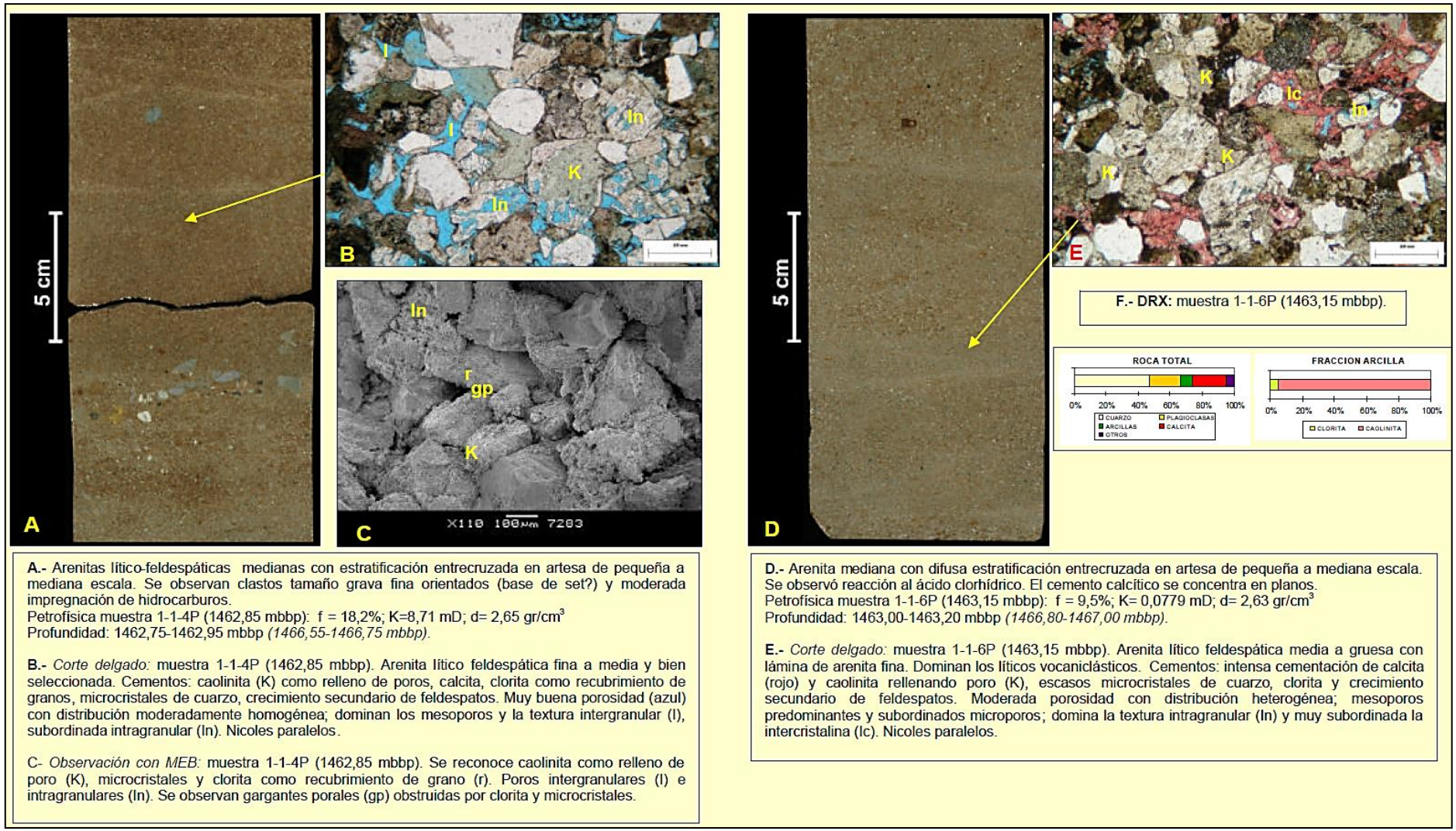




*Figura 94: sección de corona, corte delgado, MEB y DRX de la sublitofacies 2.1 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies, petrofísica y profundidad. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB. D: resultados de DRX.*




**A.-** Arenitas lítico-feldespáticas medianas con estratificación entrecruzada en artesa de pequeña a mediana escala. Se observan clastos tamaño grava fina orientados (base de set?) y moderada impregnación de hidrocarburos.
Petrofísica muestra 1-1-4P (1462,85 mbbp): f = 18,2%; K=8,71 mD; d= 2,65 gr/cm$^3$
Profundidad: 1462,75-1462,95 mbbp *(1466,55-1466,75 mbbp)*.

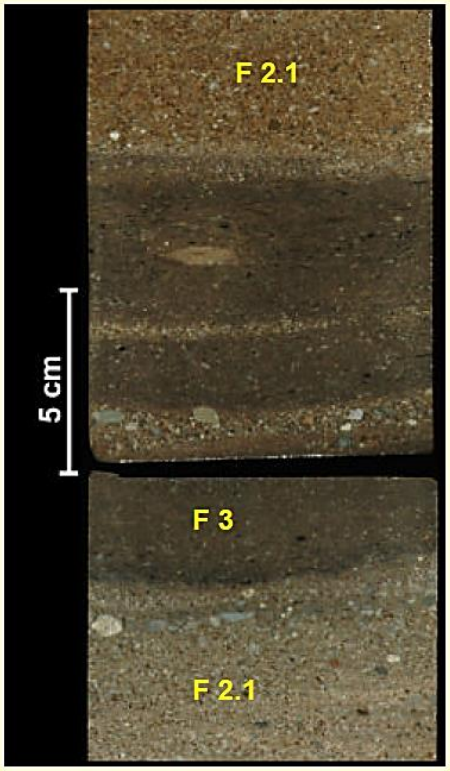
**B.-** *Corte delgado:* muestra 1-1-4P (1462,85 mbbp). Arenita lítico feldespática fina a media y bien seleccionada. Cementos: caolinita (K) como relleno de poros, calcita, clorita como recubrimiento de granos, microcristales de cuarzo, crecimiento secundario de feldespatos. Muy buena porosidad (azul) con distribución moderadamente homogénea; dominan los mesoporos y la textura intergranular (I), subordinada intragranular (In). Nicoles paralelos.

C- *Observación con MEB:* muestra 1-1-4P (1462,85 mbbp). Se reconoce caolinita como relleno de poro (K), microcristales y clorita como recubrimiento de grano (r). Poros intergranulares (I) e intragranulares (In). Se observan gargantes porales (gp) obstruidas por clorita y microcristales.

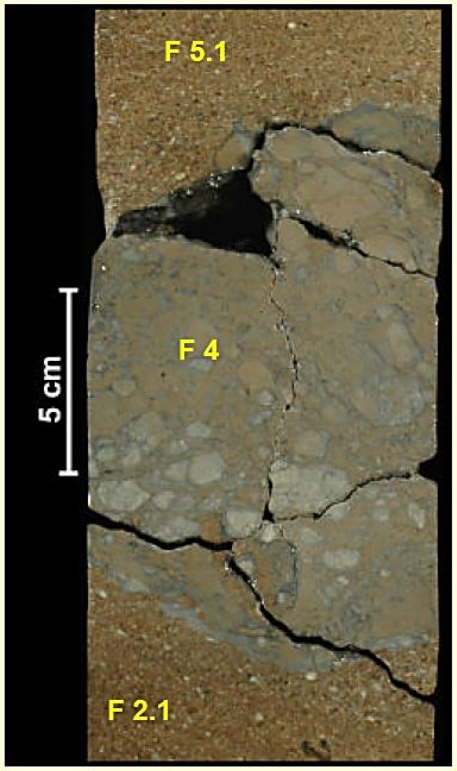
**D.-** Arenita mediana con difusa estratificación entrecruzada en artesa de pequeña a mediana escala. Se observó reacción al ácido clorhídrico. El cemento calcítico se concentra en planos.
Petrofísica muestra 1-1-6P (1463,15 mbbp): f = 9,5%; K= 0,0779 mD; d= 2,63 gr/cm$^3$
Profundidad: 1463,00-1463,20 mbbp *(1466,80-1467,00 mbbp)*.

**E.-** *Corte delgado:* muestra 1-1-6P (1463,15 mbbp). Arenita lítico feldespática media a gruesa con lámina de arenita fina. Dominan los líticos vocaniclásticos. Cementos: intensa cementación de calcita (rojo) y caolinita rellenando poro (K), escasos microcristales de cuarzo, clorita y crecimiento secundario de feldespatos. Moderada porosidad con distribución heterogénea; mesoporos predominantes y subordinados microporos; domina la textura intragranular (In) y muy subordinada la intercristalina (Ic). Nicoles paralelos.

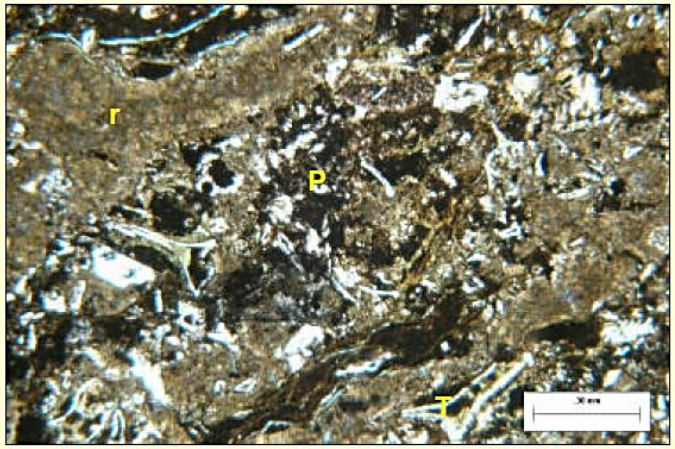
*Figura 95: sección de corona, corte delgado, MEB y DRX de la sublitofacies 2.2 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies, petrofísica y profundidad. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB. D: litofacies, petrofísica y profundidad. E: descripción del corte delgado. F: resultados de DRX.*




**A.-** Detalle de *litofacies 3* interestratificada entre depósitos de arenitas de sublitofacies 2.1. F3 está constituida por material fino con importante participación piroclástica y restos carbonosos, láminas de arenitas interestratificadas. Corresponde a un depósito de abandono de las corrientes tractivas de F2.1 y relacionado con un evento volcanogénico.
Profundidad: 1468,80-1469,00 mbbp *(1472,60 mbbp).*



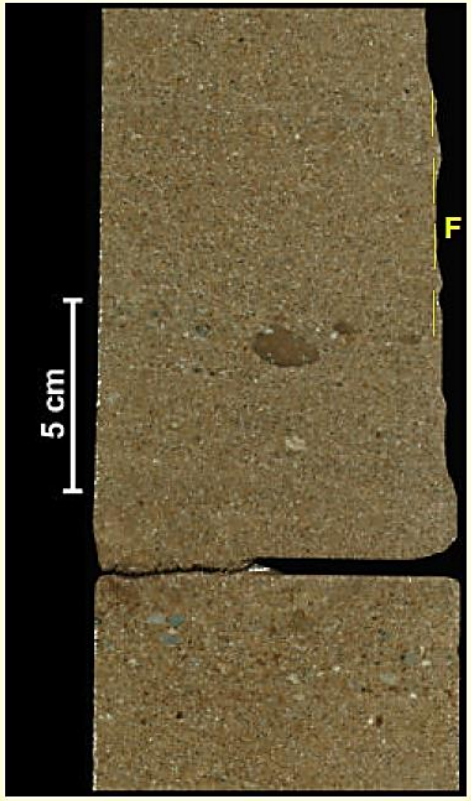

**B.-** Detalle de depósito de relleno de superficie erosiva?. *Litofacies 4* se presenta como un depósito conglomerádico intensamente cementado y/o reemplazado por calcita, pero el análisis petrográfico indicó una composición volcanogénica: toba vítrea lapillítica. Tanto los elementos que aparecen como clastos y la matriz tienen la misma composición. F4 representa una superficie de discontinuidad. A partir de ella se reconocen los depósitos de la sección media integrada por litofacies 5 (5.1 y 5.2) suprayacentes.
Petrofísica muestra 1-7-33P (1468,59 mbbp): f = 21,6%; K= 0,115 mD; d= 2,69 gr/cm$^3$
Profundidad: 1468,52-1468,72 mbbp *(1472,32-1472,52 mbbp).*



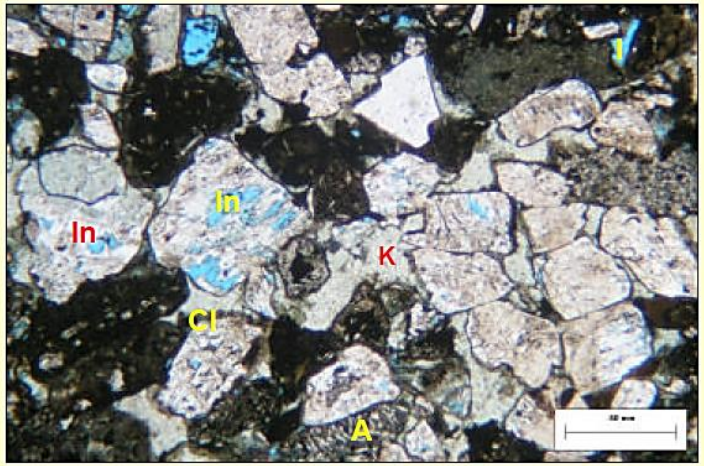

**C.-** *Litofacies 4. Corte delgado*: muestra 1-7-33P (1468,59 mbbp). Toba vítrea (lapillítica). Material vítreo parcialmente cloritizado compuesto por trizas vítreas (T) y comunes fragmentos pumíceos. La muestra presenta intenso reemplazo (r) calcítico. Se observan partículas (P) esféricas a subesféricas de toba vítrea de la misma composición, de tamaño lapilli. Baja porosidad secundaria con distribución heterogénea. Nicoles paralelos.

**D.- DRX:** muestra 1-7-33P (1468,59 mbbp). *Litofacies 4.*

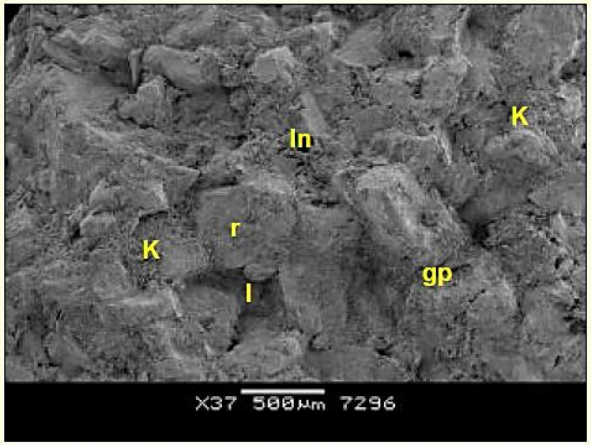
*Figura 96: sección de corona, corte delgado y DRX de las litofacies 3 y 4 y sublitofacies 2.1 y 5.1 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies y profundidad. B: litofacies, profundidad, petrofísica. C: descripción del corte delgado. D: resultados de DRX.*




**A.-** Arenita lítico-feldespática media a gruesa con moderada selección. El aspecto es masivo a excepción de la presencia de escasos clastos orientados subredondeados de tamaño grava. Bajo la lupa binocular se reconocen rasgos de compactación y en partes mayor proporción de líticos piroclásticos.
Petrofísica muestra 1-6-28P (1467,63 mbbp): f = 16,10%; K= 0,550 mD; d= 2,62 gr/cm$^3$
Profundidad: 1467,55-1467,75 mbbp *(1471,35-1471,55 mbbp).*




**B.-** *Corte delgado:* muestra 1-6-28P (1467,63 mbbp). Arenita lítico-feldespática media a gruesa con lámina de arena gruesa a muy gruesa. Buena a moderada selección. Dominan los líticos de andesitas (A), los volcaniclásticos, y las plagioclasas. Cementos: predomina la caolinita (K) rellenando poros y subordinada clorita como recubrimiento de granos (Cl) y escasa calcita. Buena porosidad con distribución moderadamente homogénea, predominan los mesoporos y subordinados microporos; la textura poral predominante es la intragranular (In), subordinada intergranular (I). Nicoles paralelos.




**C.-** *Observación con MEB:* muestra 1-6-28P (1467,63 mbbp). Se reconoce abundante caolinita como relleno de poro (K), clorita y microcristales como recubrimiento de granos (r). Poros intragranulares (In) y subordinados intergranulares (I), las gargantas porales (gp) se encuentran obstruidas por caolinita y en menor proporción por clorita y microcristales.

**D.- DRX:** muestra 1-6-28P (1467,63 mbbp).

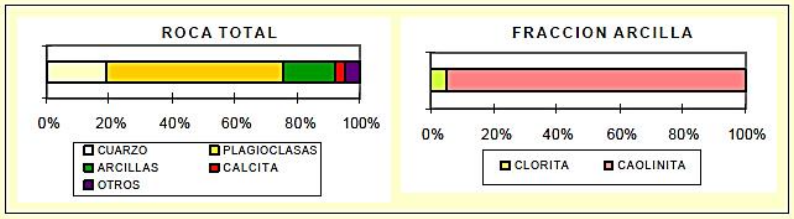
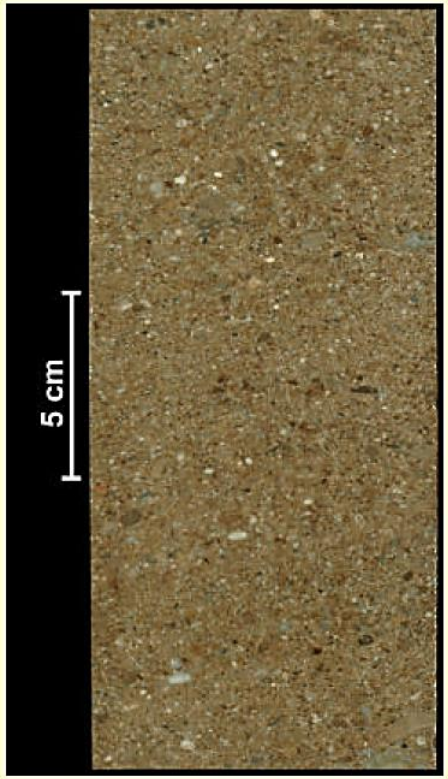
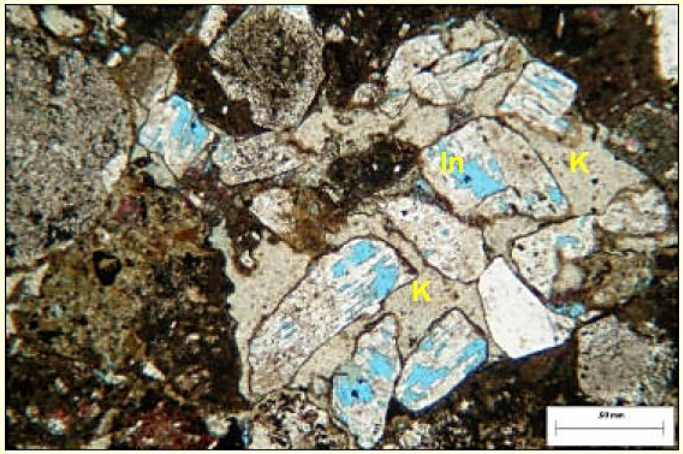


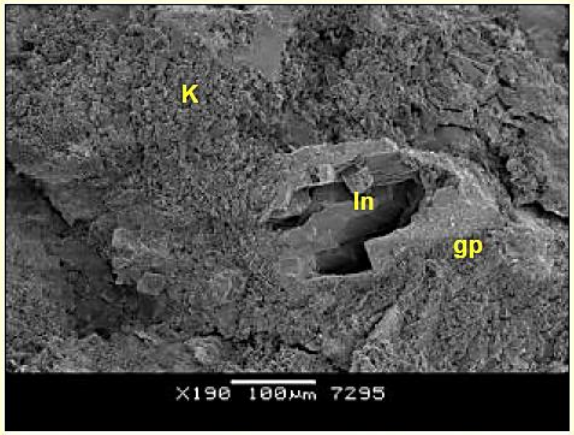

*Figura 97: sección de corona, corte delgado, MEB y DRX de la sublitofacies 5.1 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies, petrofísica y profundidad. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB. D: resultados de DRX.*




**A.-** Arenitas lítico-feldespáticas gruesas masivas o con estratificación cruzada difusa. Forman parte de un ciclo granodecreciente donde los clastos tamaño grava también muestran gradación normal. Presentan moderadas impregnaciones de hidrocarburo. Se observó moderada a leve reacción al ácido clorhídrico.
Petrofísica muestra 1-5-24P 1466,73 mbbp), f = 13,8%; K= 0,181 mD; d= 2,60 gr/cm$^3$
Profundidad 1466,60-1466,80 mbbp *(1470,40-1470,60 mbbp).*




**B.-** *Corte delgado*: muestra 1-5-24P (1466,73 mbbp). Arenita lítico-feldespática gruesa moderadamente seleccionada. Cementos: predomina la caolinta rellenando poros (K), muy subordinada calcita, clorita, microcristales de cuarzo y crecimiento secundario de cuarzo. Moderada porosidad con distribución heterogénea, predominan los mesoporos y la textura intragranular (In). Nicoles paralelos.




**C.-** *Observación con MEB*: muestra 1-5-24P (1466,73 mbbp). Se reconoce abundante caolinita como relleno de poros (K). Microcristales de cuarzo y clorita como recubrimiento de granos. Poros intragranulares (In). Gargantas porales (gp) obstruidas por caolinita y en menor proporción clorita y microcristales.

**D.- DRX:** muestra 1-5-24P (1466,73 mbbp).

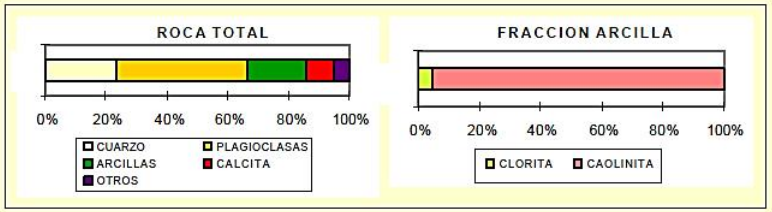



*Figura 98: sección de corona, corte delgado, MEB y DRX de la sublitofacies 5.2 en el pozo PC-2116 (LCV 2010). A: litofacies, petrofísica y profundidad. B: descripción del corte delgado. C: observación con MEB. D: resultados de DRX.*

En el intervalo analizado, dominantemente arenoso, se reconocieron lito y sublitofacies (figura 87). Las litologías finas están pobremente representadas y muestran un importante contenido piroclástico. La superposición de ciclos granodecrecientes, algunos con claras bases erosivas, el predominio de estratificación entrecruzada en artesa con clastos tamaño grava alineados en planos y frecuentemente también con gradación normal suponen depositación en un sistema fluvial canalizado con cierta sinuosidad y con predominio de depósitos de relleno de canal (formas de lecho).

La importante proporción de líticos piroclásticos y volcánicos sugieren relación con episodios volcanogénicos o retrabajo inmediato de los mismos en sectores. Tunik *et al*. (2004) le asignan una procedencia desde el Macizo del Deseado a los clastos de tobas desvitrificadas en las areniscas de la Formación Bajo Barreal. El arreglo vertical de las litofacies permitió definir tres secciones que se reconocen en distintas posiciones del área de estudio, no obstante separadas por depósitos no representados en este sondeo. Cabe destacar que todas ellas, presentan condiciones como roca reservorio independientemente de encontrarse cargadas con hidrocarburos.

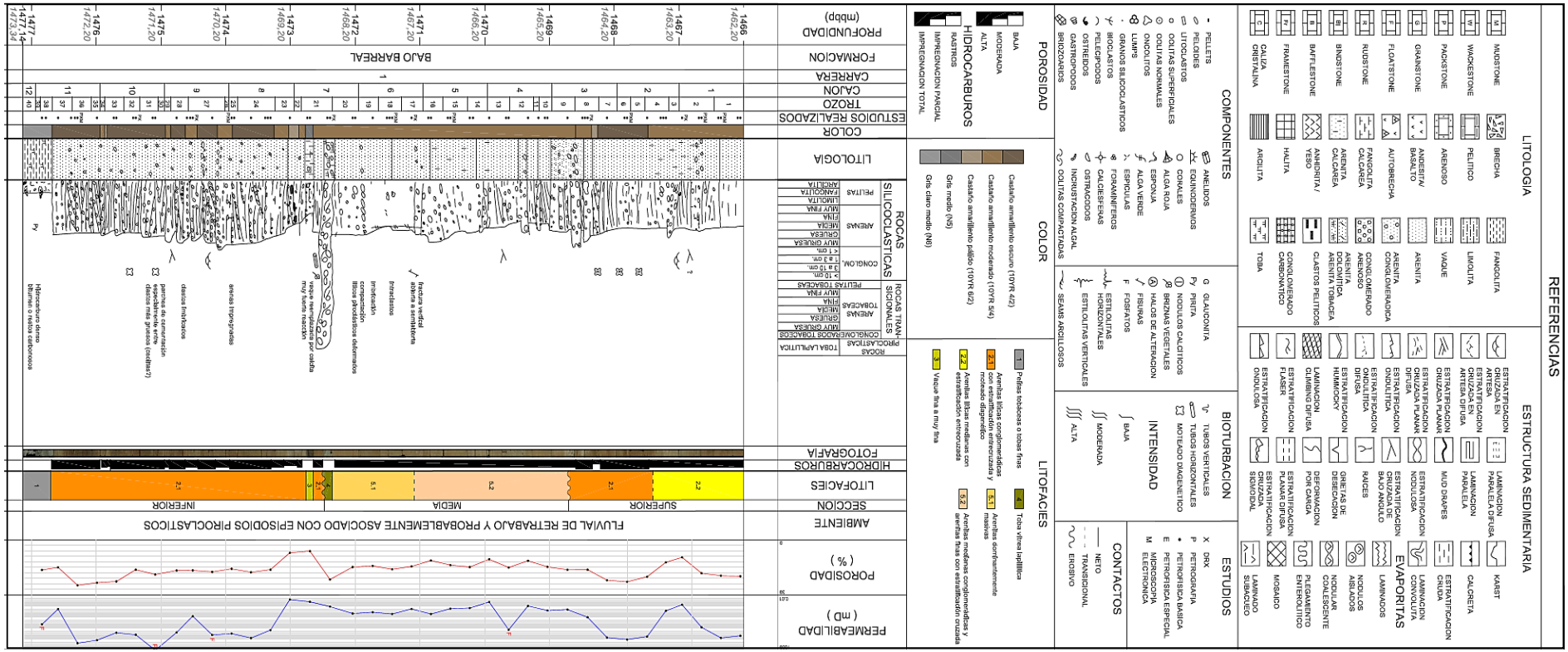
A continuación se describen de base a techo:

*Sección inferior*: 1.468,69-1.473,34 mbbp. La sección se encuentra integrada por un 10,32% de litofacies 1 (pelitas tobáceas?) hacia la base y podría corresponder a depósitos de planicie de inundación afectada por episodios piroclásticos finos. En contacto neto se desarrollan los depósitos de relleno de canal de sublitofacies 2.1 (areniscas líticas medianas y conglomerádicas) que representan un 87,53% de la sección. Sólo son interrumpidos hacia el techo por los depósitos de abandono (2,15%) de litofacies 3 (vaques), también con elementos de origen piroclástico (observados megascópicamente) con fuerte cementación calcítica. La presencia de moteado diagénetico y las buenas condiciones como roca reservorio son un rasgo diferencial para la sublitofacies 2.1.

*Sección media*: 1.464,90-1.468,69 mbbp. Integrada por litofacies 4 (3,69%) y 5 (34,30% de sublitofacies 5.1 y 62% de sublitofacies 5.2). Se inicia con una marcada base erosiva y un depósito de relleno de origen piroclástico (toba vítrea lapillítica) con fuerte cementación y/o reemplazo calcítico (F4). Por encima se desarrollan los depósitos arenosos de litofacies 5. Si bien estos depósitos también se interpretan como de relleno de canal, la estratificación es más difusa, en sectores el aspecto es masivo y la compactación y cementación (calcítica y caolinítica) son más intensas. En parte se consideran como depósitos de flujos densos (F5.1) que ocuparon una superficie acanalada previamente labrada. Probablemente los líticos piroclásticos sean más abundantes. Se interpreta que los depósitos de la sección media están más relacionados a previos depósitos volcanogénicos generando variaciones en su composición y textura. Las condiciones como roca reservorio se ven empobrecidas, especialmente la permeabilidad.

*Sección superior*: 1.462,20-1.464,90 mbbp. Nuevamente se reconocen los depósitos de litofacies 2.1 (con un 48,15% del espesor de la sección) sobre una base erosiva con concentración de clastos conglomerádicos. Las arenitas conglomerádicas con estratificación entrecruzada y moteado diagenético son superpuestas con contacto transicional por las arenitas de sublitofacies 2.2 (que integran el 51,85% restante de la sección). En ellas casi no se observan granulometrías tamaño grava (excepto en bases de capas) ni el moteado diagenético, tan conspicuo en F2.1. Esta superposición conforma un diseño granodecreciente de relleno de canal fluvial para los depósitos de esta sección. Es probable que estos depósitos se encuentren en una posición relativamente más distal que los anteriores.

La figura 99 corresponde al perfil Selley del intervalo coroneado en el pozo PC-2116.


REFERENCIAS
LITOLOGIA
MUDSTONE
WACKESTONE
PACKSTONE
GRAINSTONE
FLOATSTONE
RUDSTONE
BINDSTONE
BAFFLESTONE
FRAMESTONE
CALIZA CRISTALINA
BRECHA
ARENISCA
ARCILLITA
FANGOLITA
LIMOLITA
PELITICO
ARENOSO
VAQUE
AREN ITA
FANGOLITA CALCAREA
ARENOSO
ARENITA CALCAREA
ANHIDRITA / YESO
HALITA
TOBA
COMPONENTES
PELLETS
PELOIDES
LITOCLASTOS
OOLITAS SUPERFICIALES
OOLITAS NORMALES
ONCOLITOS
LUMPS
GRANOS SILICOCLASTICOS
BIOCLASTOS
PELECIPODOS
OSTREIDOS
GASTROPODOS
BRIZOZARIOS
ANELIDOS
EQUINODERMOS
CORALES
ALGA ROJA
ESPONJA
ALGA VERDE
ESPICULAS
FORAMINIFEROS
CALCISFERAS
OSTRACODOS
INCRUSTACION ALGAL
OOLITAS COMPACTADAS
GLAUCONITA
PIRITA
NODULOS CALCITICOS
BRIZNAS VEGETALES
HALOS DE ALTERACION
FIBURAS
FOSFATOS
ESTILOLITAS HORIZONTALES
ESTILOLITAS VERTICALES
SEAMS ARCILLOSOS
BIOTURBACION
TUBOS VERTICALES
TUBOS HORIZONTALES
MOTEADO DIAGENETICO
INTENSIDAD
BAJA
MODERADA
ALTA
ESTUDIOS
DRX
PETROGRAFIA
PETROFISICA BASICA
PETROFISICA ESPECIAL
MICROSCOPIA ELECTRONICA
CONTACTOS
NETO
TRANSICIONAL
ERGSIVO
ESTRUCTURA SEDIMENTARIA
ESTRATIFICACION CRUZADA EN ARTESA
ESTRATIFICACION CRUZADA ARTESA DIFUSA
ESTRATIFICACION CRUZADA PLANAR
ESTRATIFICACION CRUZADA PLANAR DIFUSA
ESTRATIFICACION ONDULITICA
ESTRATIFICACION ONDULITICA DIFUSA
ESTRATIFICACION HUMMOCKY
LAMINACION GLIMMING DIFUSA
ESTRATIFICACION FLASER
ESTRATIFICACION ONDULOSA
LAMINACION PARALELA DIFUSA
LAMINACION PARALELA
MUD DRAPES
NODULOSA
ESTRATIFICACION BAJO ANGULO
RAICES
GRIETAS DE DESECACION
DEFORMACION POR CARGA
ESTRATIFICACION PLANAR DIFUSA
ESTRATIFICACION SIGMOIDAL
KARST
CALCRETA
ESTRATIFICACION CRUDA
LAMINACION CONVOLUTA
EVAPORITAS
LAMINADOS
NODULOS AISLADOS
NODULAR COALESCENTE
PLEGAMIENTO ENTEROLITICO
MOSAICO
LAMINADO SUBACUEO
POROSIDAD
BAJA
MODERADA
ALTA
HIDROCARBUROS
RASTROS
IMPREGNACION PARCIAL
IMPREGNACION TOTAL
COLOR
Castaño amarillento oscuro (10YR 4/2)
Castaño amarillento moderado (10YR 5/4)
Castaño amarillento pálido (10YR 6/2)
Gris medio (N5)
Gris claro medio (N6)
LITOFACIES
Pelitas bituminosas o tobas finas
Tobas vítreas ignimbritas
Arenitas líticas conglomeradicas con estratificación entrecruzada y moderado diagenético
Arenitas líticas conglomeradicas con estratificación entrecruzada
Arenitas mal clasificadas
Arenitas líticas medianas con estratificación entrecruzada
Arenitas medianas conglomeradicas y arenitas finas con estratificación cruzada
Vaque fina a muy fina
PROFUNDIDAD (mbbp)
FORMACION
BAJO BARRERAL
CARRERA
CAJON
TROZO
ESTUDIOS REALIZADOS
COLOR
LITOLOGIA
ROCAS SILICOCLASTICAS
PELITAS
ARCILLITA
FANGOLITA
LIMOLITA
ARENAS
MUY FINA
FINA
MEDIA
GRUESA
MUY GRUESA
CONGLOM.
< 1 cm.
1 a 3 cm.
3 a 10 cm.
> 10 cm.
ROCAS TRANSICIONALES
PELITAS TOBACEAS
ARENAS TOBACEAS
MUY FINA
FINA
MEDIA
GRUESA
MUY GRUESA
CONGLOMERADOS TOBACEOS
ROCAS PIROCLASTICAS
TOBA LAPILLITICA
Fractura vertical abierta a semiabierta
Intraclastos
Intraclastos
Intraclastos

En el pozo SPC-1013 (figura 4) se ha extraído un testigo rotado a la profundidad de 405,00 mbbp que corresponde a la Formación Bajo Barreal Miembro Superior. Corresponde a una litoarenita feldespática (LCV 2007) constituida por un 65% de litoclastos (volcánicos, metacuarcitas y areniscas), 25% de feldespatos (dominan las plagioclasas) y 10 % de cuarzo (micro y policristalino). El tamaño de grano corresponde a arena fina a media, con predominio de clastos subredondeados a subangulosos. El empaquetamiento es abierto y los contactos entre los granos es puntual. Los clastos constituyen el 76%, la matriz (arcillosa) representa el 1%, el cemento (calcita 2% y clinoptilolita 3%) 5% y la porosidad óptica 18%. Los microporos son el 35%, los mesoporos representan el 60%, y el 5% restante corresponde a los macroporos. La distribución es homogénea desde lo textural, el 15% es intragranular, 80% intergranular y 5% intercristalina. En este testigo no se realizaron mediciones de laboratorio de porosidad y permeabilidad. La figura 100 corresponde a un corte delgado realizado en la muestra en cuestión.

Los eventos diagenéticos reconocibles, en orden cronológico corresponden a: compactación, disolución, precipitación de clinoptilolita y calcita.

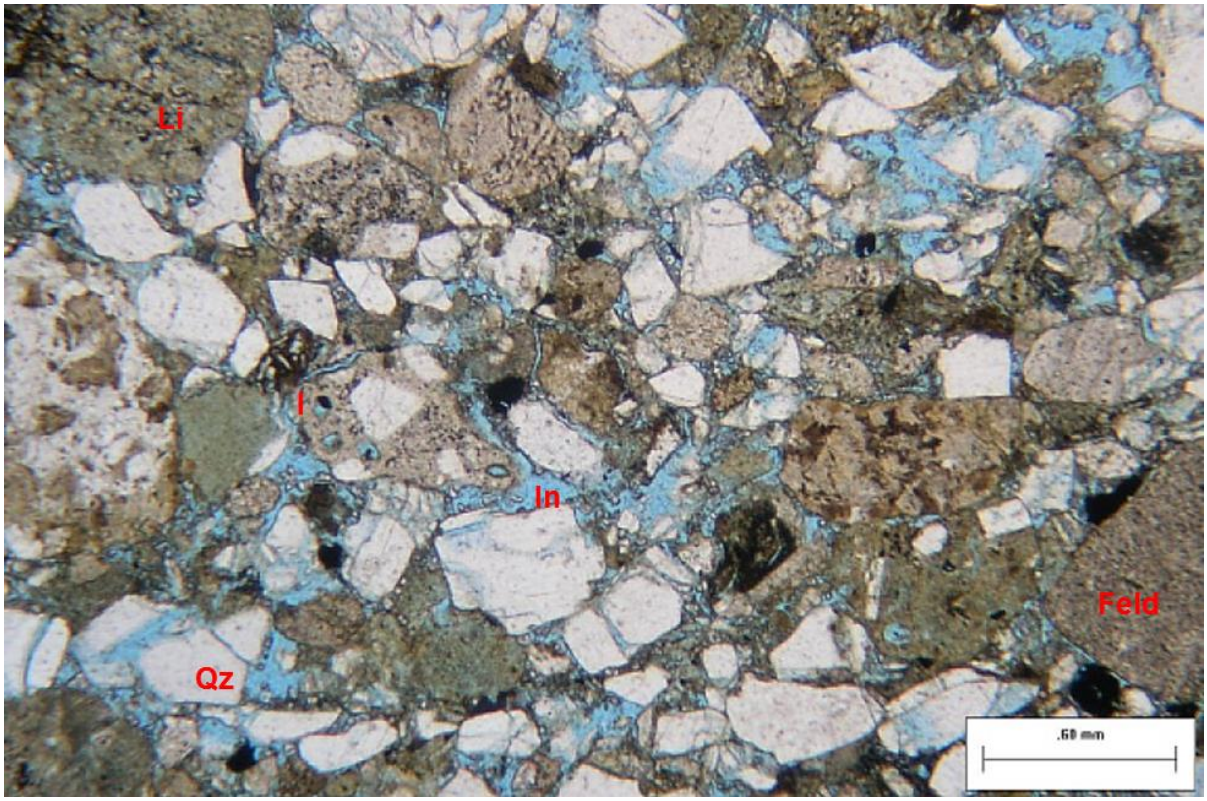



*Figura 100: corte delgado de la muestra 405,00 mbbp en el pozo SPC-1013. Qz: cuarzo, Feld: feldespatos, Li: fragmentos líticos, I: porosidad intragranular, In: porosidad intergranular (LCV 2007b).*

Desde el punto de vista petrográfico, el análisis de distintas muestras de acuerdo con la metodología propuesta por Folk *et al.* (1970) provenientes de 11 pozos (CL-4072, SPC-1013, SPC-1034, SPC-1047, CM-1033, CW-2067, LH-2040, LH-2034, PC-2088, SPC-1010 y PC-2166, véase figuras 3 y 4) y presentado en la figura 101 permite establecer una clara prevalencia de las litoarenitas feldespáticas (75%) con respecto a las sublitoarenitas (15%) y litoarenitas (10%) para la Formación Bajo Barreal en el área de estudio.

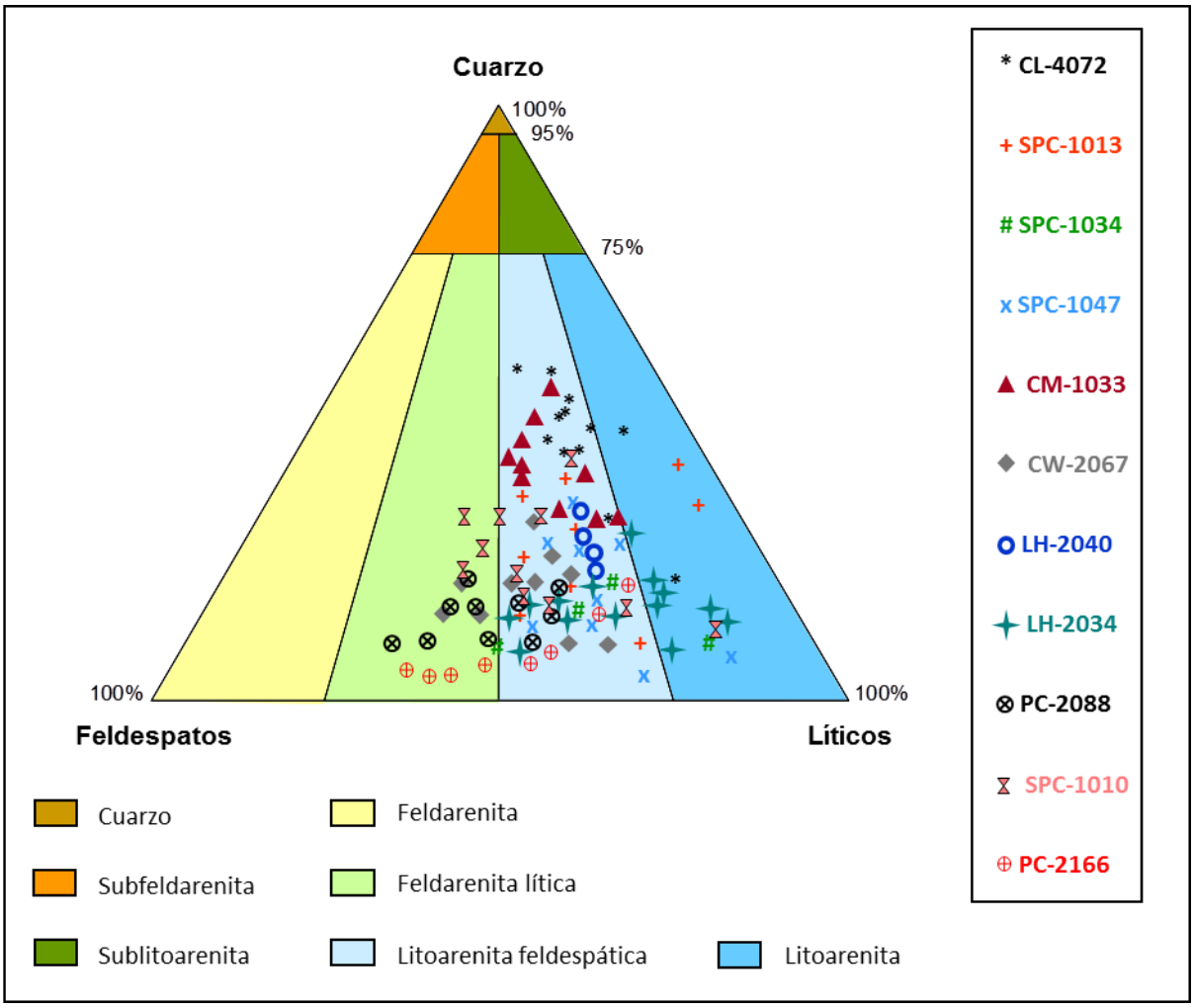



*Figura 101: análisis petrográfico de 11 pozos para la Formación Bajo Barreal.*

La figura 102 combina la respuesta eléctrica de los perfiles en el pozo SPC-1083 (figura 4) con un modelo conceptual de evolución de ambientes depositacionales para el intervalo de tiempo representado por la Formación Bajo Barreal.

Hacia la sección basal de la unidad se reconoce un sistema de canales arenosos de moderada sinuosidad con depósitos de llanura de inundación bien desarrollados. Prevalece un alto espacio de acomodación. Luego se instala un medio en donde dominan los sistemas fluviales meandriformes de régimen efímero, con desarrollo de paleosuelos reconocibles por la respuesta característica del SP con deflexión hacia valores menos permeables, la alta resitividad y la baja porosidad evidenciada en los registros de densidad y tiempo de tránsito (figura 103), con un importante control estructural ejercido por fallas directas activas durante la sedimentación (figura 104). La variabilidad propia del sistema conlleva una limitada conectividad lateral y gran heterogeneidad vertical. Son evidentes las intercalaciones de depósitos arenosos que alternan con pelitas y que corresponderían a depósitos clásticos asociados con ambientes fluviales. Finalmente, las pelitas se intercalan con piroclastitas y escasos horizontes de areniscas, interpretándose que el ambiente depositacional es palustre y de llanura aluvial, el espacio de acomodación es alto.

La elevada heterogeneidad de los cuerpos y su limitada conectividad da por resultado una marcada diferencia entre los niveles arenosos a pesar de la corta distancia entre pozos.

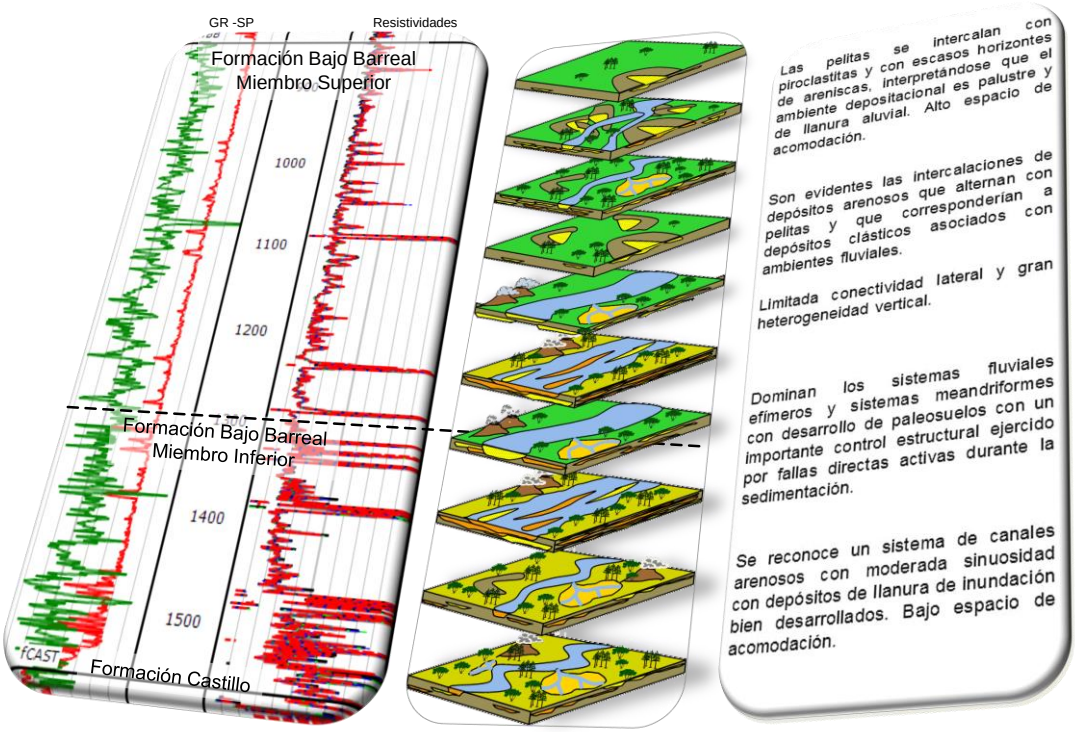



*Figura 102: respuesta eléctrica y modelo depositacional para la Formación Bajo Barreal en el pozo SPC-1083 (modificado de Jalfin 1999).*

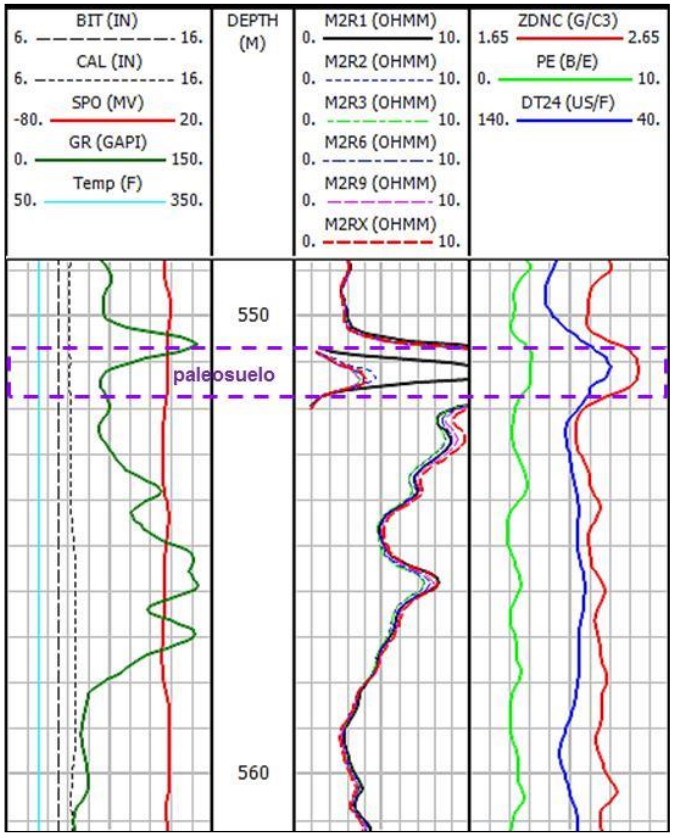



*Figura 103: reconocimiento de paleosuelos a partir de registros eléctricos en la Formación Bajo Barreal en el pozo SPC-1173 (figura 4). #1 BIT: diámetro nominal del pozo en pulgadas. CAL: calibre en pulgadas. SPO: potencial espontáneo en mV. GR: rayos gamma en GAPI. Temp: temperatura en grados Fahrenheit. #2 Depth: profundidad en metros. M2R1, M2R2, M2R3, M2R6, M2R9, M2RX: resistividades someras, medias y profundas en ohm metro. #3 ZDNC: densidad en gr/cm$^3$. PE: factor fotoeléctrico en barns/electrón. DT24: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie.*

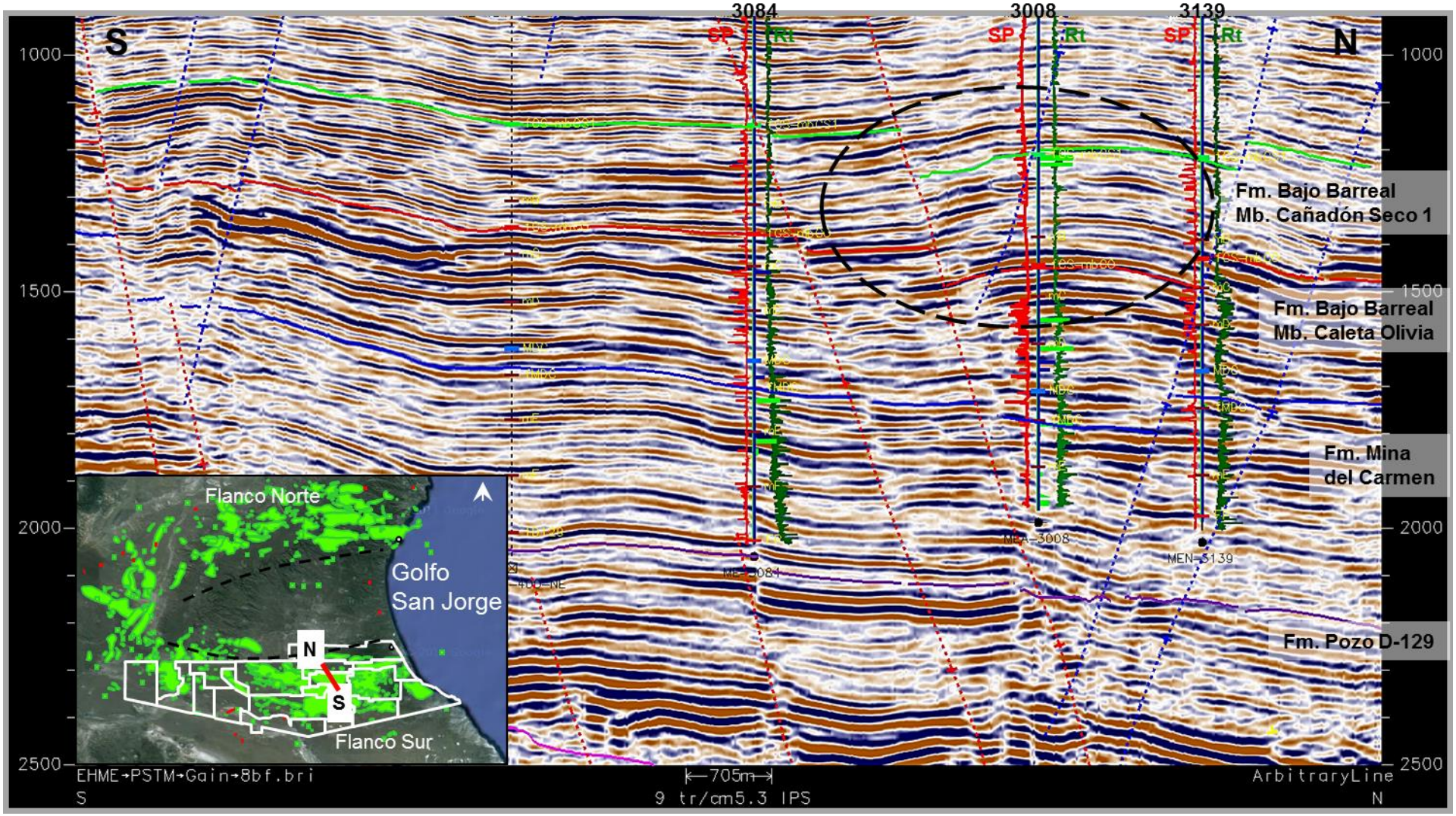



*Figura 104: sección sísmica en donde se reconoce (elipse con líneas discontinuas de color negro) el control de las fallas, que modifican el espesor de la unidad en cada bloque y por ende en el desarrollo de los cuerpos arenosos en la Formación Bajo Barreal.*

En la figura 105 se esquematiza el modelo geomorfológico, sedimentario y estratigráfico asociado con la actividad pre, sin y post eruptiva para la Formación Bajo Barreal considerando las distintas asociaciones de depósitos sedimentarios hasta su posterior evolución como rocas reservorio.

En el mismo se establece un equilibrio entre la depositación de materiales clásticos y piroclásticos y la capacidad de erosión de los cursos fluviales que permiten el desarrollo de valles incisos. Los depósitos finales evolucionarán hacia rocas reservorio de distintas calidades en función de la diagénesis asociada.

Distintos autores (Hechem 1998, Figari *et al*. 1999, Strelkov *et al*. 2005, Di Benedetto *et al*. 2006, Ronanduano 2006) realizaron trabajos de superficie y subsuelo con el objetivo, entre otros, de determinar las áreas de aporte y los tamaños correspondientes a las fajas de canales de la Formación Bajo Barreal. Los resultados comunicados por estos autores en áreas geográficas coincidentes con este estudio, concuerdan en señalar una marcada procedencia desde el este para la porción más occidental que cambia en la medida que se analizan los depósitos de la zona central tornándose hacia el noreste para volverse marcadamente hacia el norte en la región más oriental del área de estudio (ver figura 106).

Asimismo, los canales se caracterizarían por desarrollar un ancho de los cuerpos variable entre 40 y 280 metros así como espesores variables entre centímetros y hasta unos 6 metros (Hechem 1998, Di Benedetto *et al*. 2006, Ronanduano 2006).

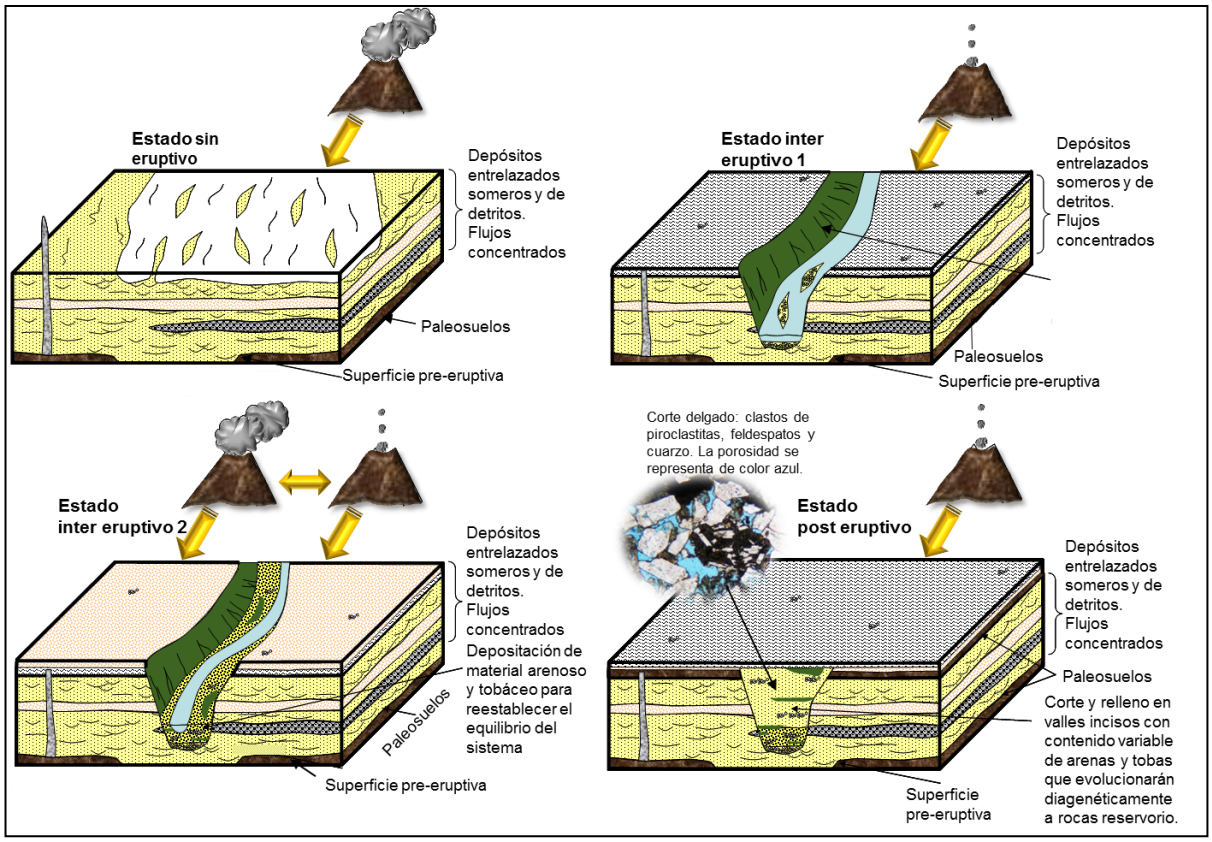



*Figura 105: modelo geomorfológico, sedimentario, estratigráfico asociado con la actividad pre, sin y post eruptiva para la Formación Bajo Barreal (modificado de Smith 1991, Paredes 2005, Rodriguez 2011).*

Esta característica propia de los cursos fluviales estudiados, impacta directamente sobre la heterogeneidad de los reservorios, tanto en el desarrollo vertical como horizontal, por lo que

la conectividad entre los cuerpos arenosos depende de manera directa de la distribución de las fajas de canales. La porosidad, fábrica interna, geometría y amalgamación de los canales controla la compartimentalización de los reservorios (Hiatt 2000). Por esta razón, las unidades hidráulicas –aquellos cuerpos conectados hidráulicamente y con las presiones porales que tienden a ser uniformes y en equilibrio en tiempos geológicos- no necesariamente coinciden con la distribución de los cuerpos de areniscas, los reservorios de la formación. A raíz de lo recientemente mencionado, las correlaciones litoestratigráficas no reflejan la verdadera relación de conectividad de los cuerpos. Por tal motivo, las mediciones de presión y comparación entre los tipos de fluidos producidos y sus caudales son fundamentales para comprender el arreglo espacial y la vinculación de los mismos.

Las figuras 106a y 106b muestran las correlaciones entre tres pozos antes y después de realizar los ensayos de producción, en donde se ha debido ajustar la primera (anterior al ensayo) en función de los nuevos datos obtenidos dando por resultado final la segunda (posterior al ensayo) y que corresponde a la que finalmente se adoptó como válida para los pozos analizados.

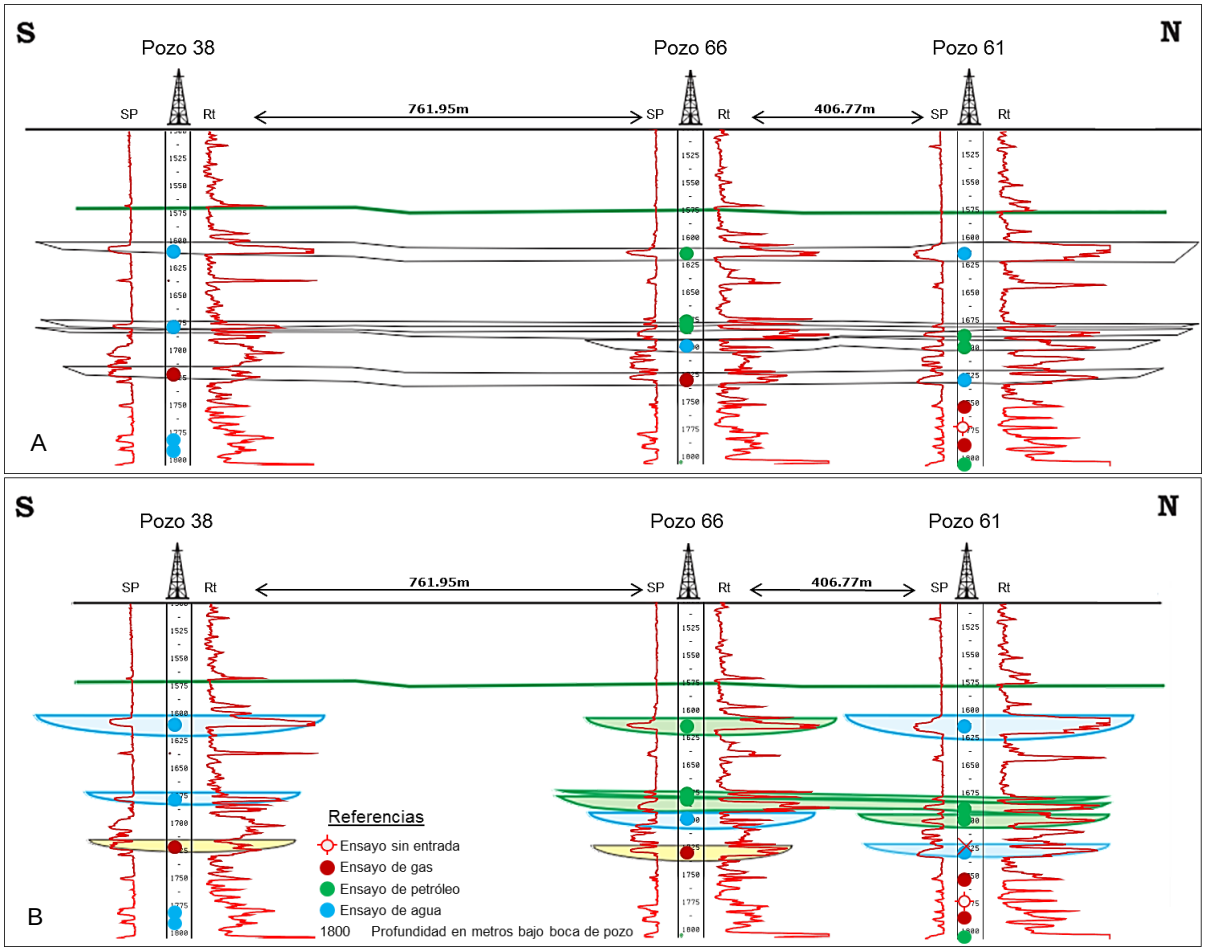



*Figura 106: a) correlación litoestratigráfica previa a la información de ensayos; b) correlación de unidades hidráulicas determinadas a partir de datos de presión y ensayos. Formación Bajo Barreal.*

La figura 107 es un modelo (equiparable a la situación descripta en la figura 104) de como es la distribución de los cuerpos y sus relaciones considerando un espaciamiento intermedio de los pozos de 300 metros. Asimismo, se presentan las distintas fajas de canales interpretadas a partir de información sísmica.

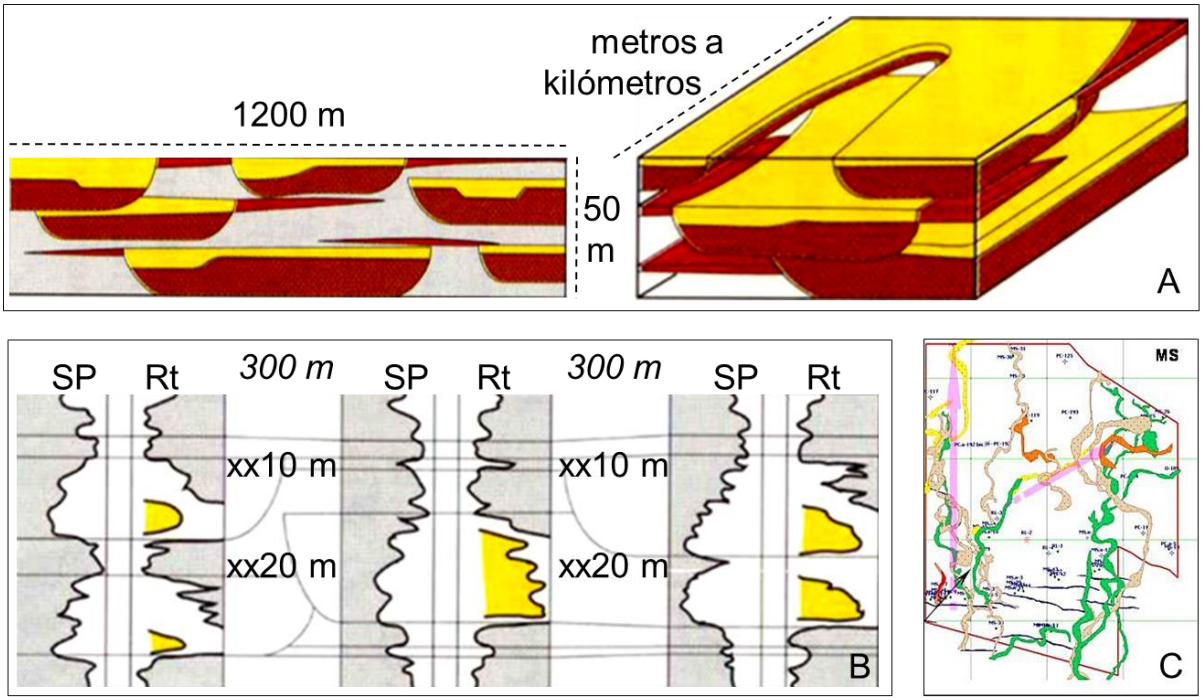



*Figura 107 a) modelo de distribución de cuerpos para la Formación Bajo Barreal (en amarillo los cuerpos porosos y permeables correspondientes a los reservorios y en rojo los intervalos impermeables de los cuerpos pelíticos; b) respuesta eléctrica entre pozos (en amarillo los cuerpos canalizados); c) reconocimiento de fajas de canales a partir de datos sísmicos en el área Meseta Sirven (bandas de distintos colores).*

La figura 108 corresponde a un mapa de la relación arena/pelita para la Formación Bajo Barreal. Hacia el centro y norte del área de estudio se observa un desarrollo más conspicuo de los cuerpos arenosos que obedecen a la significativa estructuración presente y que da por resultado el desarrollo de estratos de crecimiento, tal y como se mostrara en el ejemplo de la figura 104. Asimismo, en la figura 108 se muestran las zonas de aporte determinadas a partir de los datos provenientes de subsuelo y de superficie por distintos autores (Hechem 1998, Figari *et al*. 1999, Strelkov *et al*. 2005, Di Benedetto *et al*. 2006, Ronanduano 2006) y este trabajo.

En la figura 109 se representa la porosidad efectiva asociada con los niveles arenosos de la Formación Bajo Barreal. Hacia posiciones más someras en la cuenca las porosidades son mayores producto de una menor compactación de las sedimentitas. Sin embargo, y a pesar de encontrarse en posiciones menos profundas respecto de las unidades suprayacientes, existen zonas con porosidades altas hacia el centro y norte del área de estudio. Esta característica puede atribuirse al aumento de porosidad secundaria, directamente relacionado a la estructuración, característica estudiada por diversos autores (Aydin 1978, Underhill y Woodcock 1987, Antonellini y Aydin 1995, Wibberley *et al*. 2007).

A su vez, la figura 110 corresponde al mapa estructural en tiempo para la Formación Bajo Barrreal en el área de estudio. Al igual que con la formación infrayaciente, se reconocen los diferentes sistemas de esfuerzos predominantes (occidental, central y oriental) si bien atenuados.

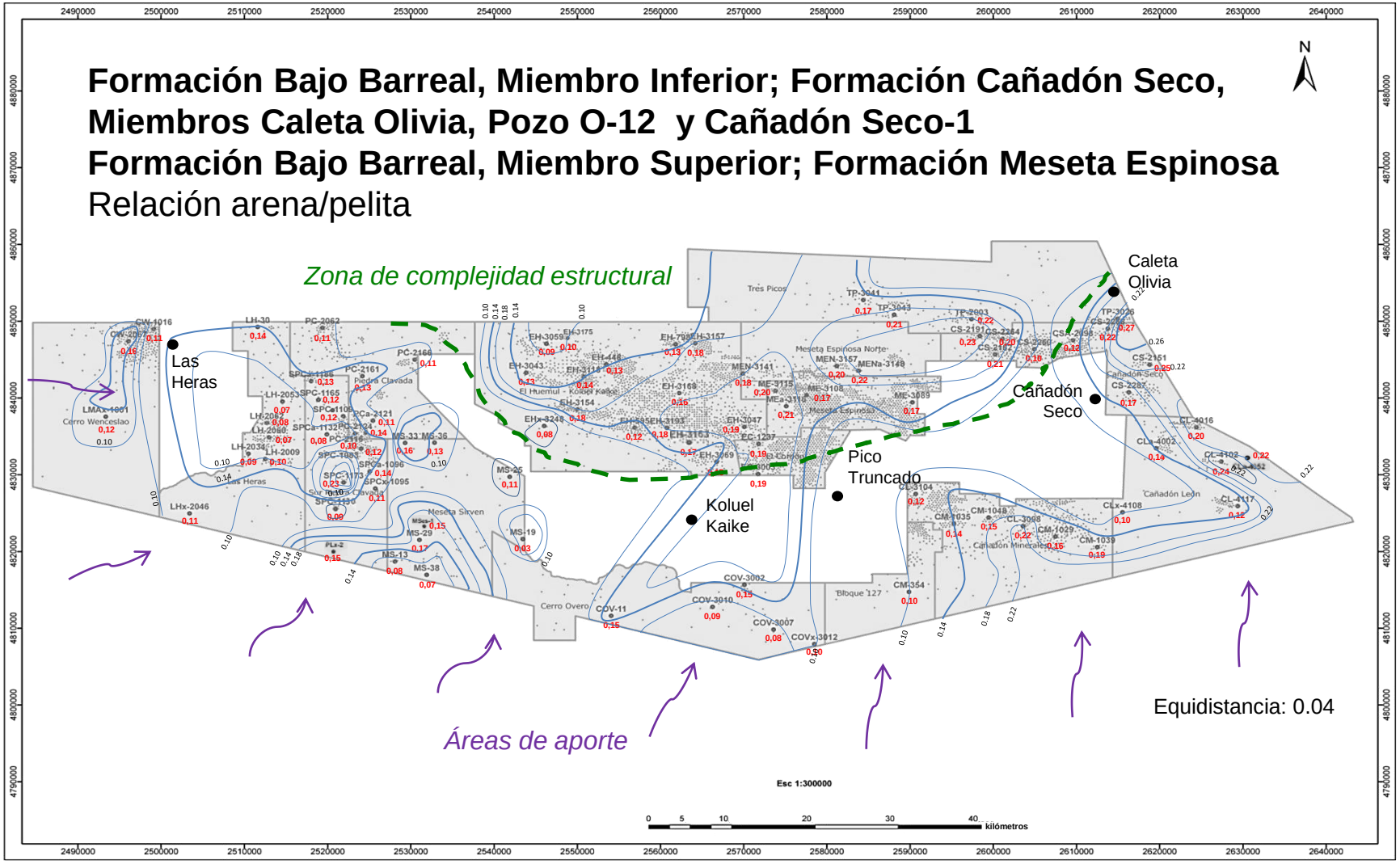



*Figura 108: mapa de relación arena/pelita para la Formación Bajo Barreal en el área de estudio. Se observa una zona de desarrollo de cuerpos asociados a la complejidad estructural (observada por sísmica) hacia el centro y norte del área de estudio. Asimismo, se señalan las direcciones preferenciales de aporte de sedimentos obtenidas a partir de datos de pozo.*

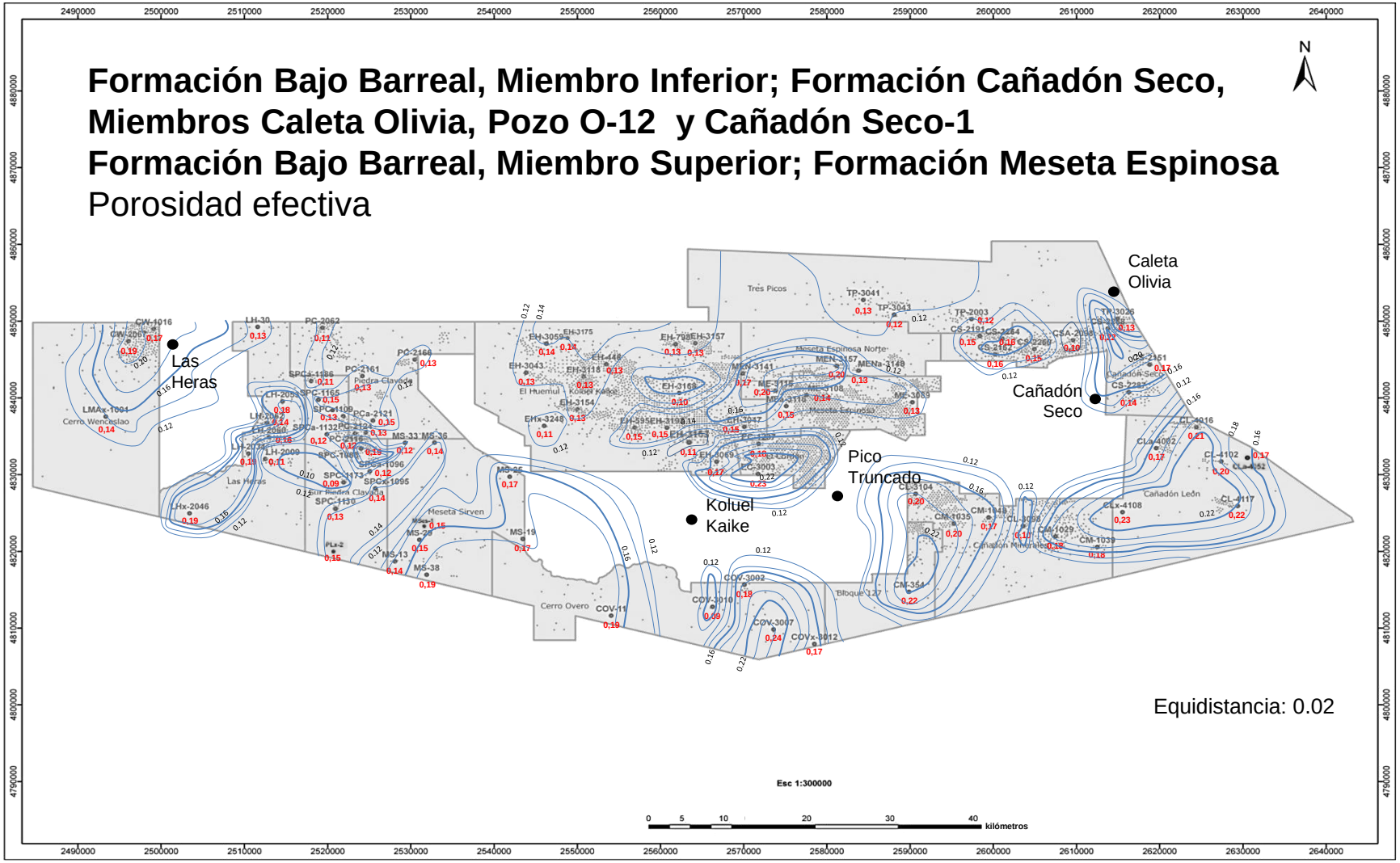



*Figura 109: mapa de porosidad efectiva asociada con los niveles arenosos de la Formación Bajo Barreal. Se observan valores mayores hacia el borde cuenca (menor compactación) así como también en las zonas de mayor estructuración (aumento de porosidad secundaria).*

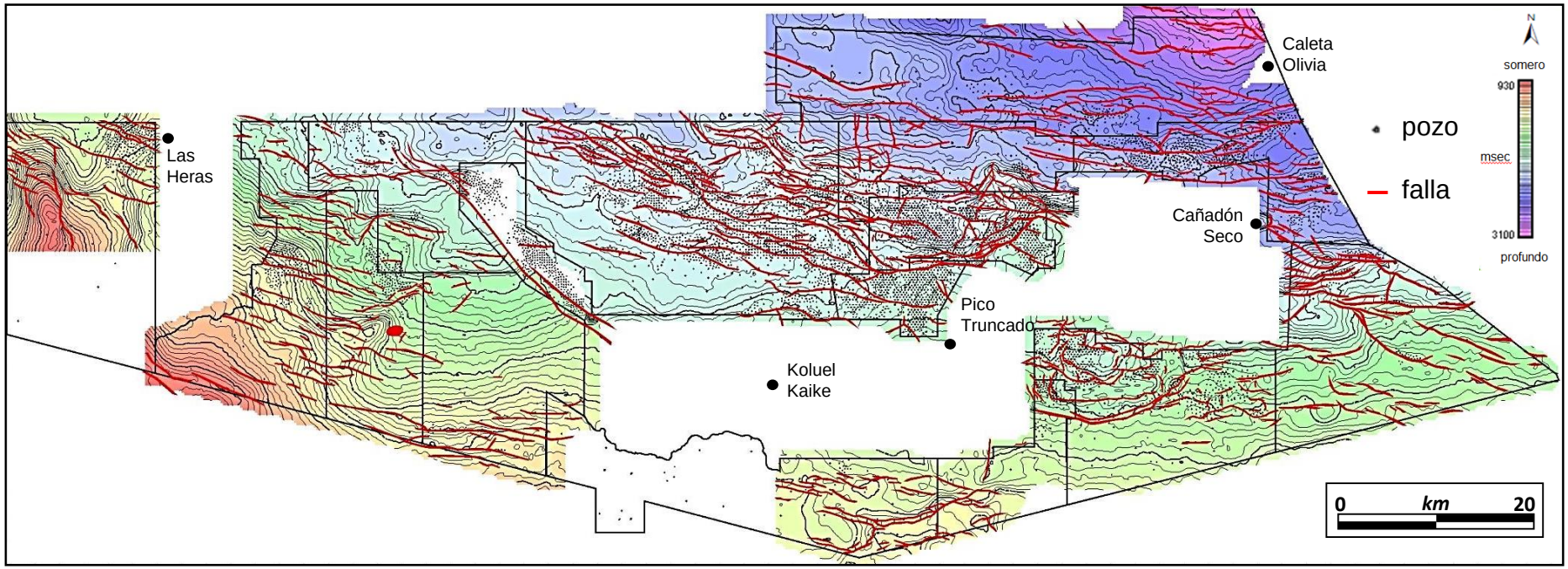



*Figura 110: mapa en tiempo para el techo de la Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior en el área de estudio. Se reconocen los sistemas de esfuerzos predominantes (occidental, central y oriental) y la orientación preferencial de las fallas en dirección oeste-este, paralelos al borde de cuenca.*

El contacto suprayacente con las unidades terciarias se reconoce por una discordancia erosiva.

Hacia el oeste del área de estudio es reconocible por su marcada angularidad a través de la información de sísmica (figura 111).

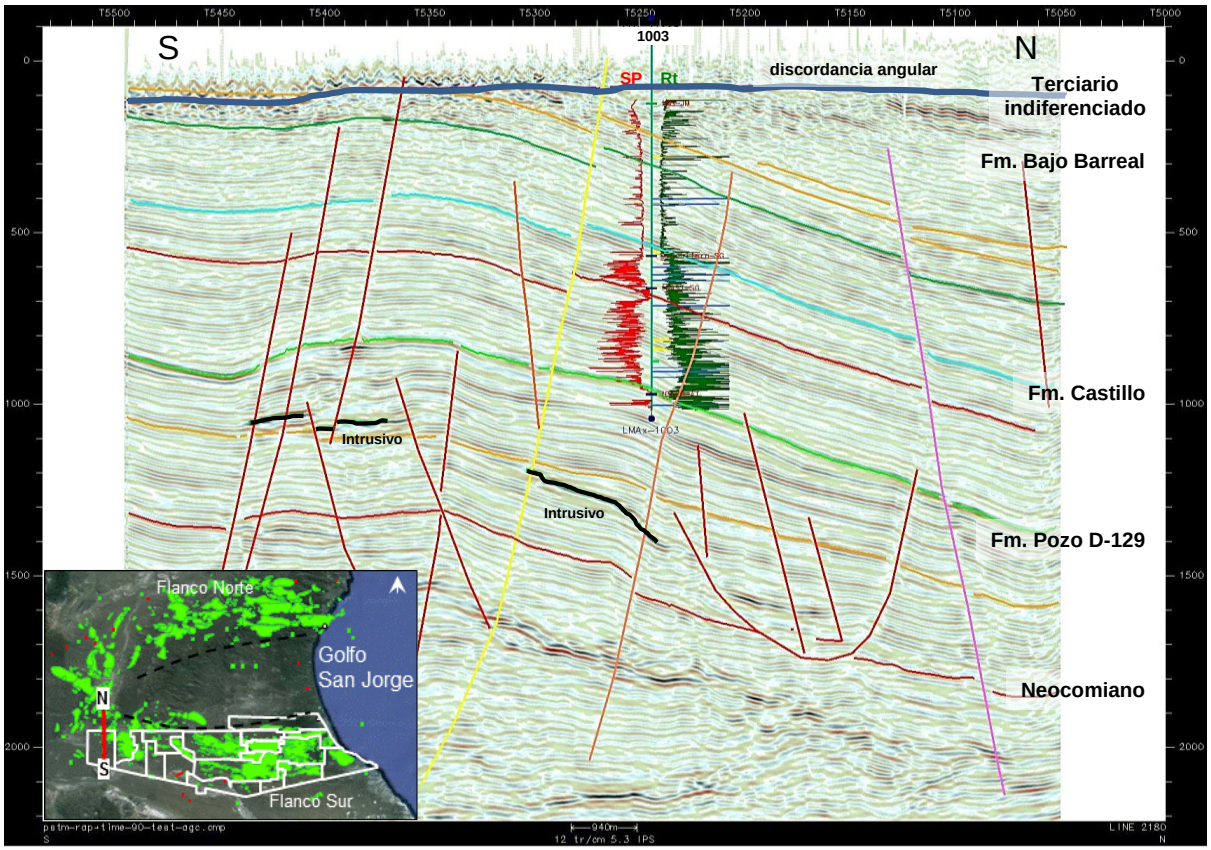



*Figura 111: sección sísmica hacia el oeste del área de estudio en donde se observa la discordancia angular hacia el techo de la Formación Bajo Barreal y el Terciario indiferenciado.*

Asimismo, hacia el centro y norte del área de estudio también es posible reconocer el contacto erosivo entre la Formación Bajo Barreal y la Formación Salamanca (figura 112).

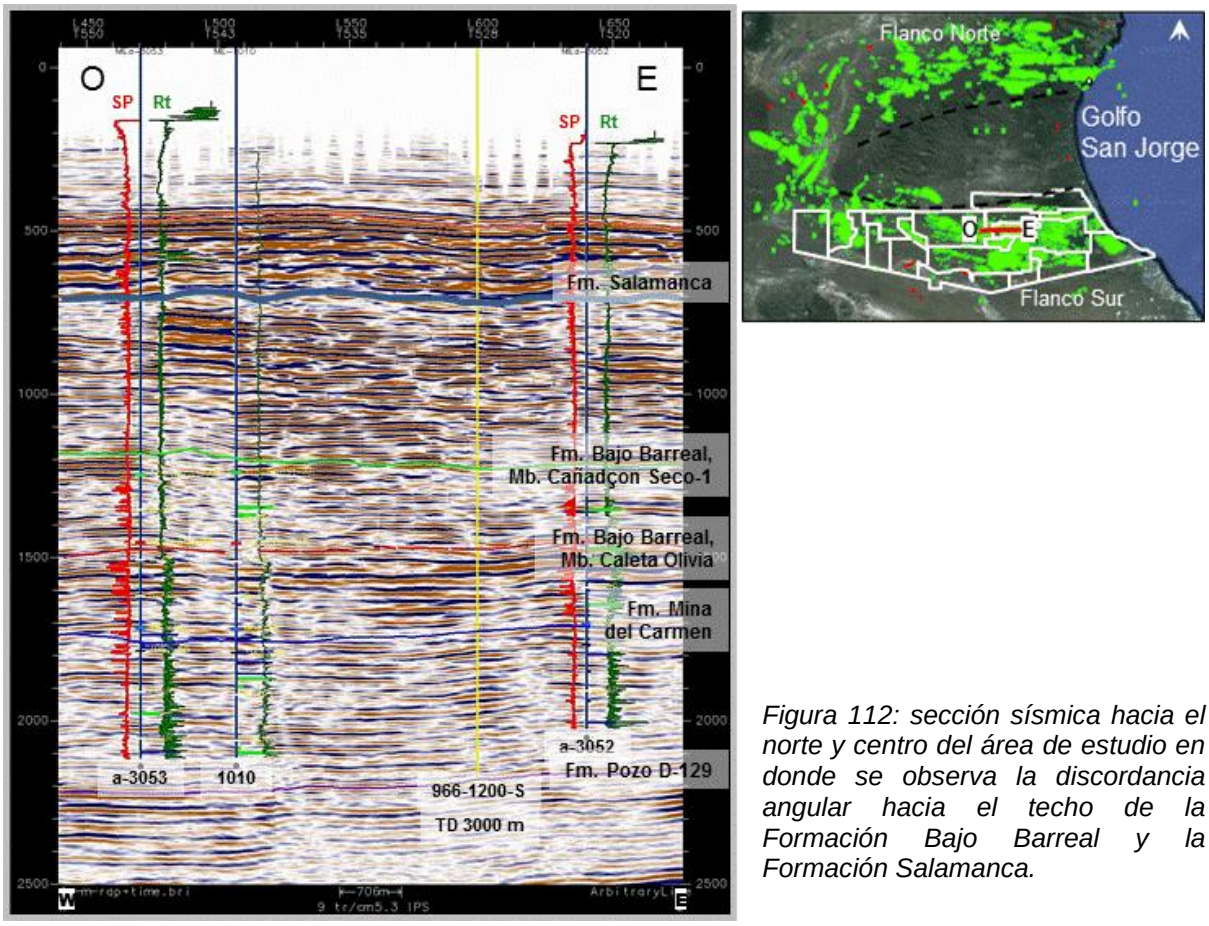



*Figura 112: sección sísmica hacia el norte y centro del área de estudio en donde se observa la discordancia angular hacia el techo de la Formación Bajo Barreal y la Formación Salamanca.*

<u>Cuerpos intrusivos</u>

SI bien no corresponden a objetivos primarios para la producción de hidrocarburos, en el área de estudio es muy frecuente encontrar cuerpos intrusivos, básicos alcalinos, que alcanzan una superficie total no menor a los 150 km$^2$ distribuidos en cuerpos de hasta 24 km$^2$, y a profundidades variables dado que intruyen a las Formaciones Pozo D-129, Castillo, Mina del Carmen y Bajo Barreal. No se efectuaron mediciones para determinar las edades de los cuerpos, sin embargo Vietto *et al*. (1997) los asignan al Oligoceno-Mioceno así como Menegatti *et al*. (2014) han descripto *stocks*, *sills*, lopolitos y diques con edades entre Eoceno y Pleistoceno.

En el pozo SPC-1034 (figura 4), se obtuvo un testigo lateral correspondiente a un cuerpo intrusivo muestreado a la profundidad de 1.237,10 mbbp que se clasificó petrográficamente como un pórfiro gábrico alcalino (Inlab 2008b).

Se trata de una roca que presenta textura intersertal gruesa, de tipo gábrico o dolerítico, en la que una trama de tablillas de plagioclasa encierran una masa de minerales máficos productos de alteración y analcima (figura 113). Las plagioclasas son azonales, predominantemente de hábito tabular, con tamaños de entre 500 y 600 micrones. El grado de alteración es inhomogéneo. Algunos cristales están afectados solo parcialmente por alteraciones clorítica y ferruginosa, esta última en forma de grumos y frecuentemente acompañada por cristales de ceolitas. Es común que los individuos de plagioclasa se

encuentren reemplazados por la misma asociación. Los minerales máficos presentes son piroxenos augítico, de tipo titanífero con extinción oblicua y olivina de gran tamaño que aparece reemplazado por una mezcla de bowlingita, clorita y micas de hierro. Adicionalmente, se reconoce la existencia de abundante analcima entre los cristales. La porosidad óptica es menor al 1%, del tipo intracristalina con criptoporos relacionados a fracturas aisladas en cristales y del tipo interlaminar, fundamentalmente en los productos micáceos de alteración. La figura 114 corresponde a un corte delgado de la misma muestra en donde se observa la porosidad intergranular.

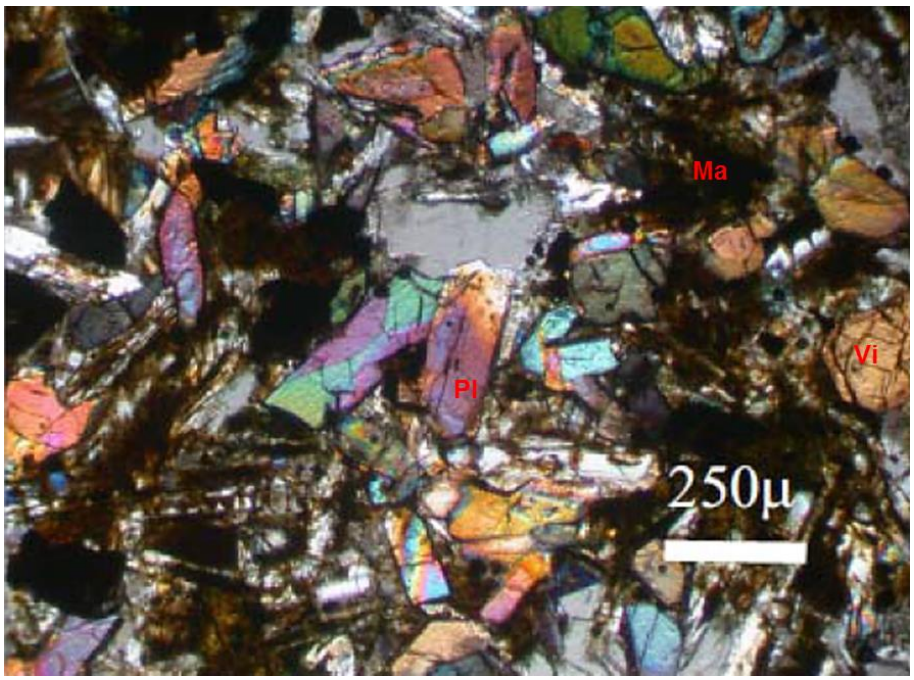



*Figura 113: corte delgado correspondiente a la muestra de 1.237,10 mbbp en el pozo SPC-1034. En el mismo se observan las tablillas de plagioclasa (Pl), máficos (Ma) y fragmentos vítreos (Vi) cloritizados (Inlab 2008b).*

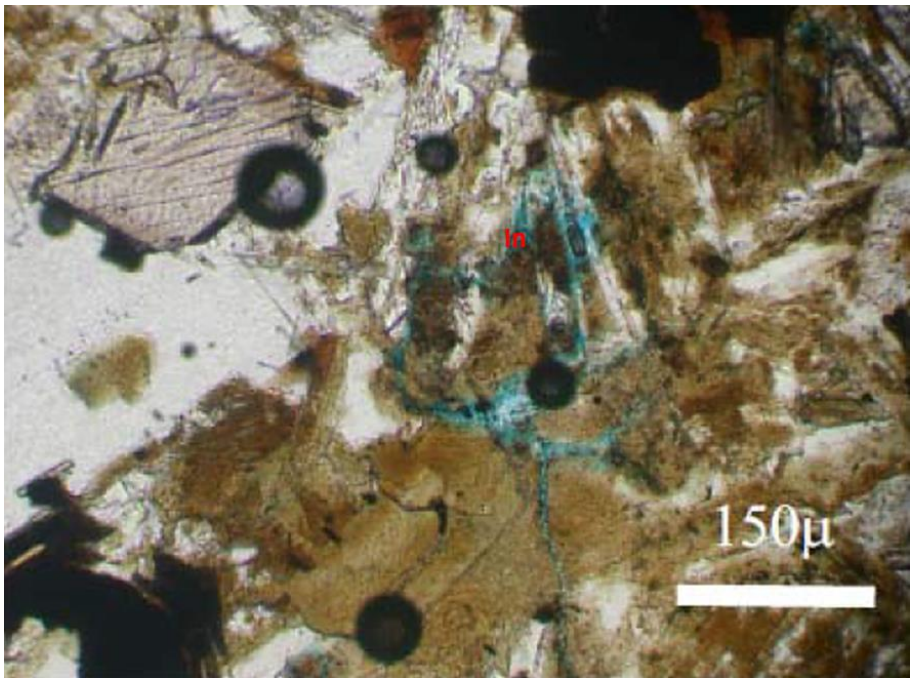



*Figura 114: corte delgado correspondiente a la muestra de 1.237,10 mbbp en el pozo SPC-1034. Se observa porosidad intergranular (In) por disolución de máficos, así como productos de alteración (Inlab 2008b).*

En la figura 115 se presenta la respuesta eléctrica en los registros de pozo de dos cuerpos intrusivos perforados y atravesados en el pozo CS-2264 (figura 4).

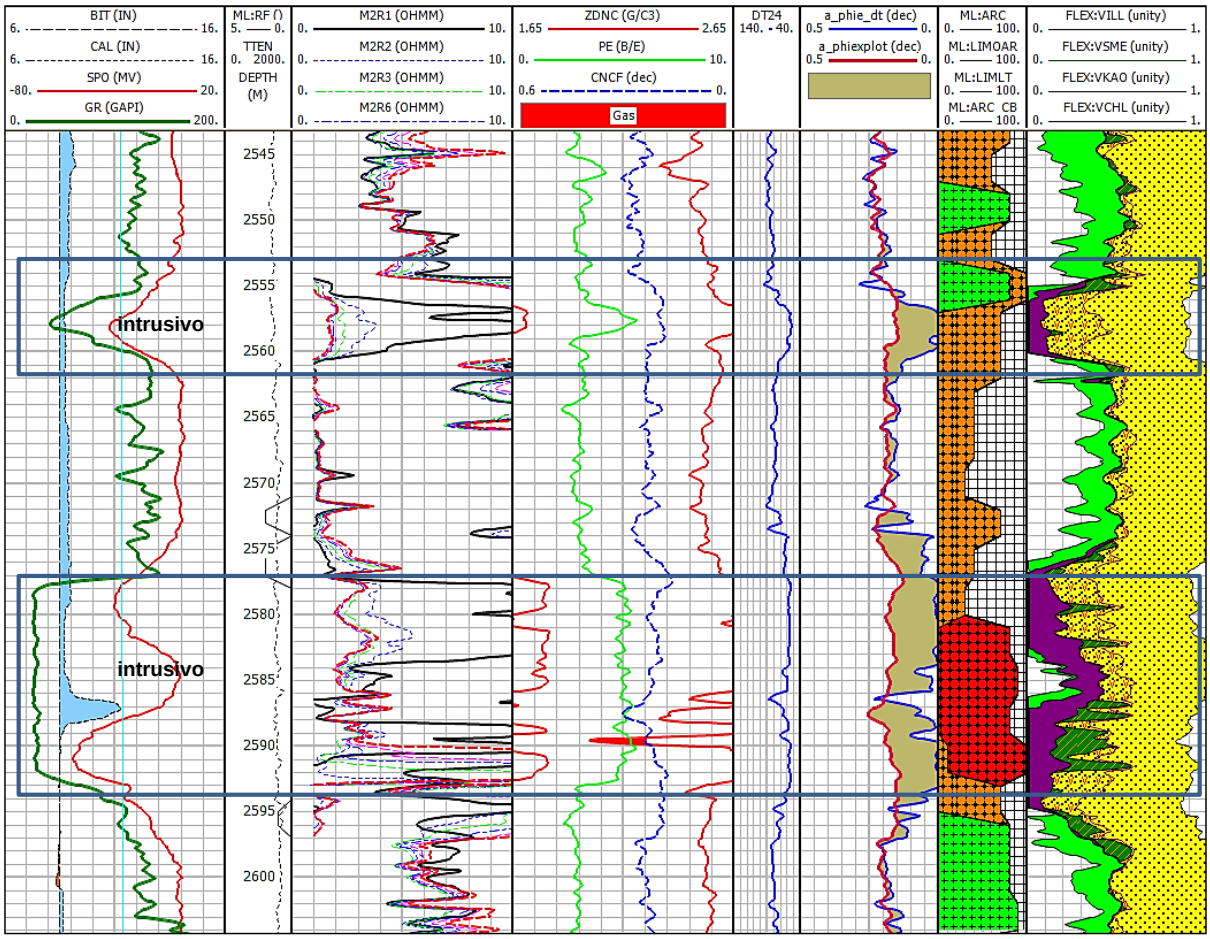



*Figura 115: reconocimiento de cuerpos intrusivos a partir de registros eléctricos en el pozo CS-2264. #1 BIT: diámetro nominal del pozo en pulgadas. CAL: calibre en pulgadas. SPO: potencial espontáneo en mV. GR: rayos gamma en GAPI. #2 MLRF: manifestaciones de hidrocarburos en el control geológico. TTEN: tensión en libras. Depth: profundidad en metros. #3 M2R1, M2R2, M2R3, M2R6: resistividades someras, medias y profundas en ohm metro. #4 ZDNC: densidad en gr/cm$^3$. PE: factor fotoeléctrico en barns/electrón. CNCF: porosidad neutrón. #5 DT24: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #6 A_PHIE_DT: porosidad del sónico en porciento. A_PHIEXPLOT: porosidad del densidad/neutrón en porciento. #7 ML:ARC, ML:LIMOAR, ML:LIMLT, ML:ARCB: porcentajes litológicos descriptos en el control geológico. #8 FLEX:VILL, FLEX:VSME, FLEX:VKAO, FLEX:VCHL: volúmenes de minerales derivados de espectrometría elemental en porciento.*

Los cuerpos de la figura 115 muestran indicios de presencia de fracturas. Los registros de resistividad evidencian variaciones de resistividad a distintas profundidades de investigación (M2R1, M2R2, M2R3, M2R6) que se corresponden con los respectivos perfiles de invasión. Esta respuesta característica es producto del desarrollo de porosidad secundaria reconocible por la diferencia de porosidades estimadas a partir del registro sónico respecto del densidad/neutrón (Bassiouni 1994, Stinco 2001).

La figura 116 es una sección sísmica en donde se reconocen los cuerpos intrusivos desarrollados en las Formaciones Pozo D-129 y Castillo, así como en la figura 117 se presentan los cuerpos intrusivos de mayor dimensión reconocidos y mapeados en el área de estudio sobre un mapa estructural al techo de la Formación Pozo D-129.

Por su parte, la figura 118 corresponde a un mapa de amplitudes cercano al techo de la Formación Bajo Barreal y la correspondiente sección sísmica que cubre unos 120 km de extensión en la dirección oeste-este y ubicado hacia el norte del área de estudio.

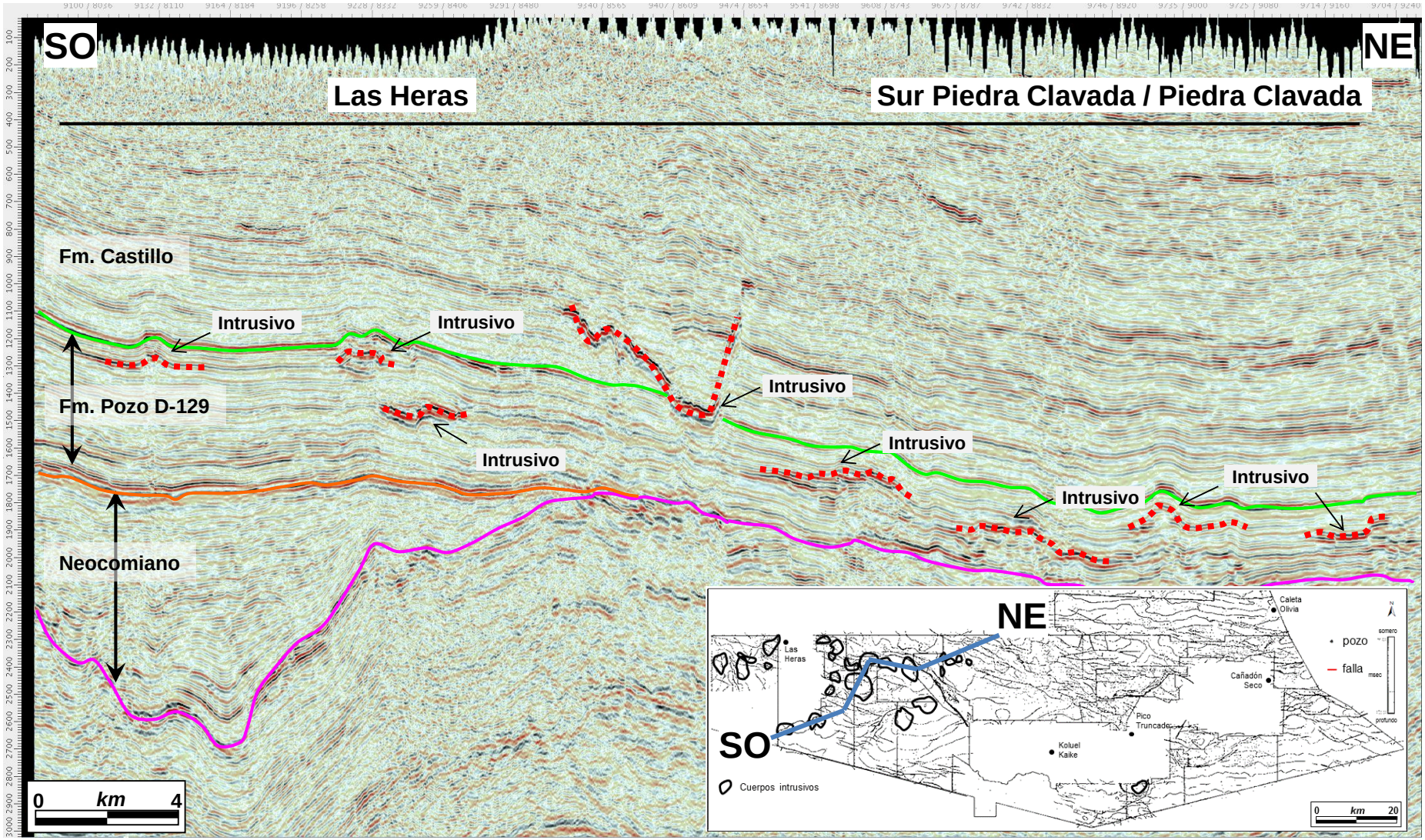



*Figura 116: sección sísmica en donde se reconocen los cuerpos intrusivos desarrollados en las Formaciones Pozo D-129 y Castillo*.

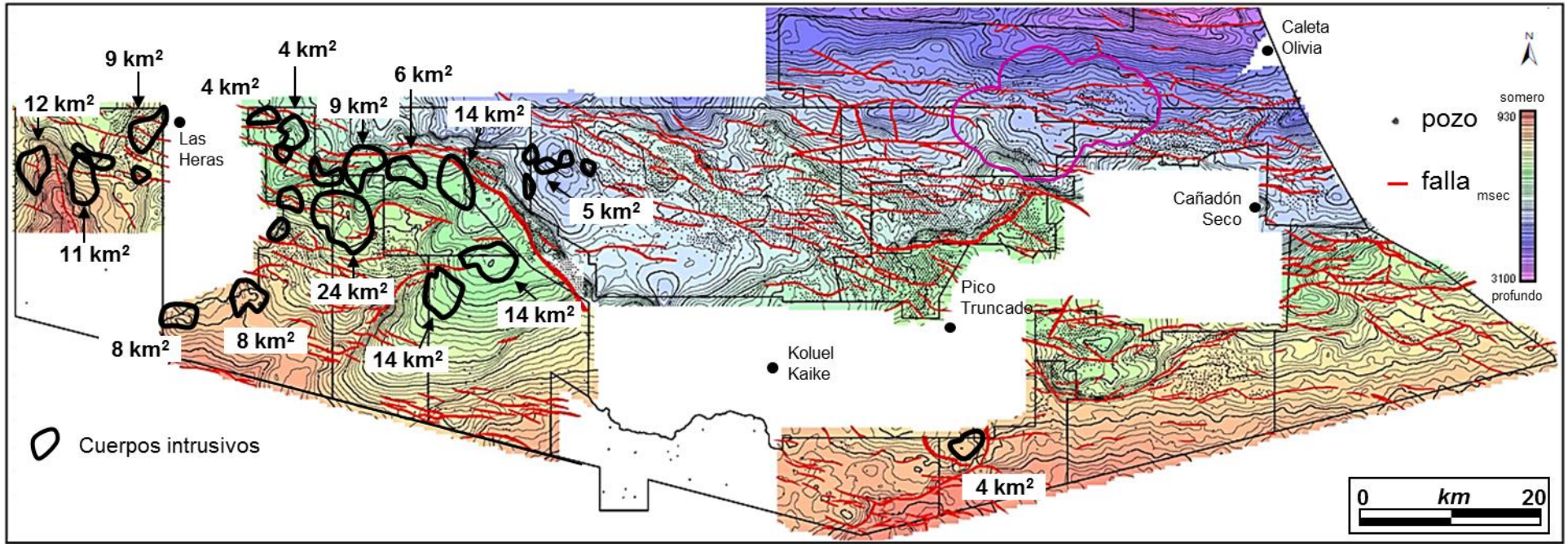



*Figura 117: cuerpos intrusivos reconocidos en el área de estudio con sus dimensiones aproximadas. El mapa en tiempo corresponde al techo de la Formación Pozo D-129.*

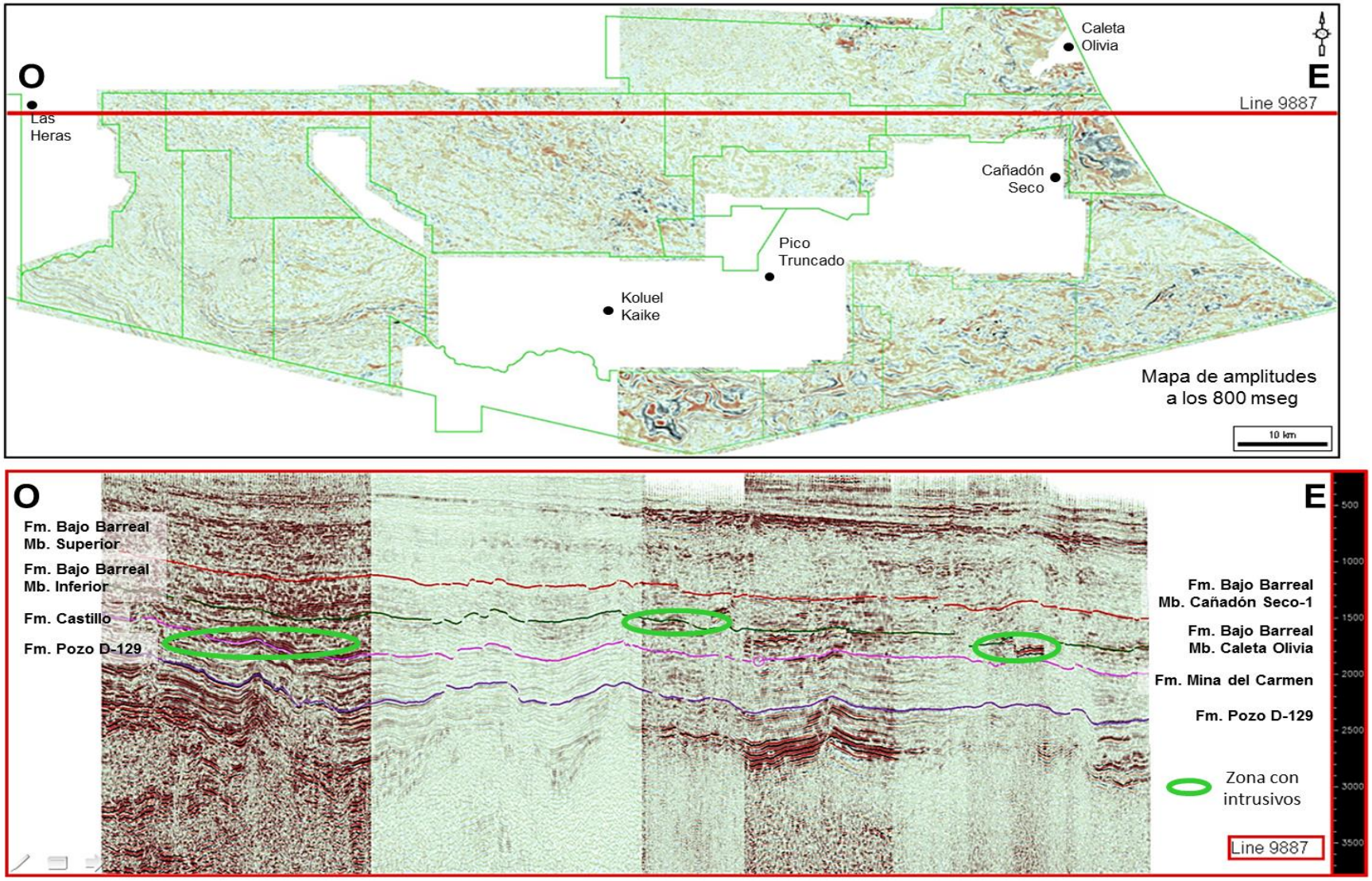



*Figura 118: mapa de amplitudes al techo de la Formación Bajo Barreal y sección sísmica correspondiente. Se cubren unos 120 km de extensión en la dirección oeste-este y se pueden observar los distintos estilos estructurales y las zonas con intrusivos.*

# Capítulo IV

## *Sistema Petrolero*

El concepto de sistema petrolero ha sido utilizado por diversos especialistas (Perrodon 1980, Demaison 1984, Meissner *et al*. 1984, Ulmishek 1986) y ha evolucionado hasta lo propuesto formalmente por Magoon y Dow en 1994. De acuerdo con estos últimos autores, el "sistema" hace referencia a la interdependencia entre los elementos esenciales: rocas generadora, reservorio, sello y de carga geostática y, los procesos: formación de la trampa, generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Todo el sistema debe evolucionar de acuerdo con un marco temporal apropiado. Por su parte, "petrolero" se refiere a altas concentraciones de hidrocarburos en reservorios convencionales, no convencionales y fracturados.

A continuación, se describirán los elementos y procesos correspondientes a los sistemas petroleros representados por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina.

### Roca generadora

Bajo el término roca generadora o roca madre se engloba a todas las rocas sedimentarias de tamaño de grano fino (pelitas) y aquellas de grano fino con alto contenido de precipitados químicos (carbonatos) y de materia orgánica. Ésta última se caracteriza por su bajo peso y facilidad de transporte en un medio acuoso, de aquí su gran afinidad con las partículas tamaño limo y arcilla.

El parámetro utilizado para definir la cantidad de materia orgánica presente en un sedimento o en una roca, es el contenido total de carbono orgánico (COT). Corresponde a una medición del carbono orgánico presente, expresado en porcentaje en peso. Normalmente se buscan concentraciones en peso mayores que 1% para ser objeto de interés petrolero; habiéndose documentado valores mayores que 20%. De acuerdo con Klemme y Ulmishek (1991) más del 90% de las reservas originales de petróleo y gas descubiertas corresponden a 6 intervalos temporales: Silúrico (9%), Devónico Superior-Carbonífero Inferior (8%), Carbonífero Medio-Pérmico Inferior (8%), Jurásico Superior (25%), Cretácico Medio (29%) y Oligoceno-Mioceno (12.5%). En la Cuenca Golfo San Jorge, las formaciones que exhiben valores de COT de interés corresponden temporalmente al intervalo cretácico.

El rápido soterramiento de los sedimentos con alto contenido de materia orgánica permite la preservación de la misma y facilita los cambios fisicoquímicos que dan por resultado diversos productos: kerógeno (compuesto orgánico de coloración oscura e insoluble en solventes orgánicos comunes que deriva de la alteración producida por la actividad bacteriana), bitumen (sustancia soluble), hidrocarburos y gases.

La caracterización del tipo de kerógeno se realiza a partir de la tipificación del maceral, constituyentes orgánicos de los carbones con propiedades físicas y químicas propias reconocibles microscópicamente (International Committee for Coal and Organic Petrology 1998, 2001) y por pirólisis. La composición del maceral se determina por vía petrográfica. Los grupos macerales primarios son: *Liptinita*: rica en hidrógeno; *Vitrinita*: rica en oxígeno e *Inertinita*: rica en carbono.

La degradación térmica de la materia orgánica se produce durante el soterramiento. Por cada kilómetro de profundidad la temperatura aumenta (gradiente geotérmico) entre 10 y 15 °C hasta 50 y 60 °C y se obtienen múltiples productos debido a la degradación termal (catagénesis y metagénesis) y el *cracking*. El proceso se lleva a cabo a temperaturas de entre 65 °C y 150 °C las cuales corresponden a profundidades comprendidas entre los 750 y 6.000 metros (Peters y Cassa 1994).

A medida que se generan los distintos tipos de hidrocarburos, el incremento de la presión interna causa microfracturas que permiten el movimiento de los mismos. Este proceso es llamado expulsión y si se acumula inmediatamente en una roca reservorio se habla de migración primaria. Si el proceso involucra pasos de acumulación y migración alternos, se habla de migración secundaria. Esta termina cuando los hidrocarburos se acumulan en la roca reservorio y las distancias involucradas varían desde metros a decenas de kilómetros.

Para caracterizar la madurez, calidad y cantidad hidrocarburos generados se utilizan distintos parámetros estimados fundamentalmente a partir de efectuar pirólisis sobre muestras de sedimentos y rocas.

La pirólisis del tipo Rock-Eval (Espitalié *et al.* 1977, Tissot y Welte 1984), consiste en calentar entre los 100ºC y 850 ºC una muestra de roca pulverizada (100 mg) en ausencia de oxígeno (atmósfera inerte con helio o nitrógeno) y analizar los hidrocarburos que expele durante el proceso. A partir de esta técnica se determinan parámetros que se grafican en un pirograma (S1, S2, S3 y Tmax, entre otros). Estos se utilizan para caracterizar las rocas generadoras con respecto a la madurez termal de la materia orgánica en su transformación a hidrocarburos, cantidad de hidrocarburos generados/a generar y la calidad de los mismos.

*S1* (mg HC/g) representa los hidrocarburos libres sin necesidad de descomponer el kerógeno.

*S2* (mg HC/g) equivale a los hidrocarburos generados por descomposición termal del kerógeno y brinda una idea del potencial de generación de petróleo y gas.

*S3* (mg $CO_2$/g) representa la cantidad de $CO_2$ producida por descomposición termal del kerógeno. En la estimación de este gas, también es posible realizar análisis sobre la muestra original ya pirolizada y determinar el *S4* (monóxido y dióxido de carbono) y el *S5* ($CO_2$ derivado de la descomposición de los carbonatos presentes en la muestra).

*Tmax* se define como la temperatura en grados centígrados (ºC) a la cual se destila la mayor proporción de hidrocarburos.

*Contenido total de carbono orgánico, COT* (porcentaje en peso). Corresponde a una medición del carbono orgánico presente.

*Índice de hidrógeno, HI* (mg HC/g COT)= (S2/COT) x 100. Indicador de la cantidad de hidrógeno contenido en el kerógeno. Cuanto más grande su valor indica mayor potencial de generación de petróleo.

*Índice de oxígeno, OI* (mg $CO_2$/g COT)= (S3/COT) x 100. Indicador de la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno.

*Índice de producción, PI*= S1/(S1+S2). El índice tiende a aumentar con la profundidad y con la maduración antes de expulsar los hidrocarburos.

*Potencial de generación de hidrocarburos, PY* (mg HC/g) = S1+S2. Cantidad de petróleo que potencialmente podría generar una roca al alcanzar su madurez. Se corresponde con los hidrocarburos generados más los que aún puede generar.

Adicionalmente, la relación denominada "*Índice de Potencial de Generación (SPI)*" permite definir la máxima cantidad de hidrocarburos que pueden ser generadas en una columna de rocas expresada en metros y en un área de un metro cuadrado. El índice no permite distinguir si el hidrocarburo corresponde a petróleo o gas. Asimismo, el volumen final solo se alcanzará si la roca madre transita por todo el ciclo evolutivo de madurez (Demaison y Huizinga, 1994).

*SPI= h (S1 +S2) p / 1000* Con h: espesor de la roca generadora en metros; S1, S2: estimados en la pirolisis; p: densidad de la roca generadora (toneladas/$m^2$)

El método más empleado para caracterizar la madurez de una roca generadora es el de la reflectancia de la vitrinita *(Ro).* Originalmente, la medición se empleó para caracterizar carbones. A medida que aumenta el termalismo que sufre la roca también lo hace la reflectancia. Se aísla el kerógeno con ácidos clorhídrico y fluorhídrico para luego embeber con resina y efectuar las mediciones con luz incidente y su reflejada. Se realizan entre 50 y 100 lecturas. El "o" indica que las mediciones se hicieron con la muestra inmersa en petróleo. La vitrinita no siempre está presente en los kerógenos, de hecho, las rocas más antiguas que el Carbonífero carecen de ella por lo que se utilizan valores de reflectancia equivalente (VRE). También se debe considerar la presencia de vitrinita retrabajada.

Otro índice comúnmente utilizado es el del valor medio máximo de reflectancia de vitrinita *(Romax: Mean Maximum Reflectance)*.

*Caracterización*

Las características mínimas a considerar cuando se analizan rocas generadoras son: contenido de carbono orgánico total -COT- mayor que 1% en peso; reflectancia de vitrinita -Romax- entre 0,6 y 2,2%; índice de hidrógeno -HI- mayor que 150 mgHC/gCOT, SPI mayor que 1 t HC/ $m^2$; kerógenos tipo I, II, III, espesores mayores a 30 metros y haber estado soterrados dentro de las ventanas de generación de hidrocarburos (Stinco y Barredo 2014).

En la Cuenca Golfo San Jorge las rocas generadoras corresponden a las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera, Pozo Anticlinal Cerro Guadal y Pozo D-129 (Villar *et al*. 1996, Wavrek *et al*. 1997a, Wavrek *et al*. 1997b, Figari *et al.* 1999, Rodríguez y Littke 2001, Sylwan 2001, Strelkov *et al*. 2005, Barredo y Stinco 2010, Sylwan *et al.* 2011). En la zona de estudio, la Formación Pozo D-129 es la roca generadora de los hidrocarburos explorados y producidos. Cabe mencionar que fuera del área de estudio, hacia el sur y cerca del borde de la cuenca, Sylwan *et al*. (1999) mencionan que en un pozo (La Emilia x-1) se perforó la Formación Anticlinal Aguada Bandera con excelentes características como roca generadora, si bien en estado de inmadurez termal, situación que no se determinó en el presente trabajo.

De manera comparativa, en la figura 119a es posible observar los valores de COT para las rocas generadoras de la cuenca de acuerdo con un estudio realizado por Rodríguez y Littke (2001) a partir de comparar datos provenientes de distintas posiciones en la cuenca. Asimismo, en la figura 119b se ubican en la Cuenca Golfo San Jorge los resultados de analizar distintos tipos de hidrocarburos y vincularlos con la roca generadora (Wavrek *et al*. 1997a). En la región oriental, central y en el área de estudio se correlacionan con la

Formación Pozo D-129, en tanto que hacia el oeste los hidrocarburos tienen una vinculación directa con las unidades neocomianas o bien son mixtas.

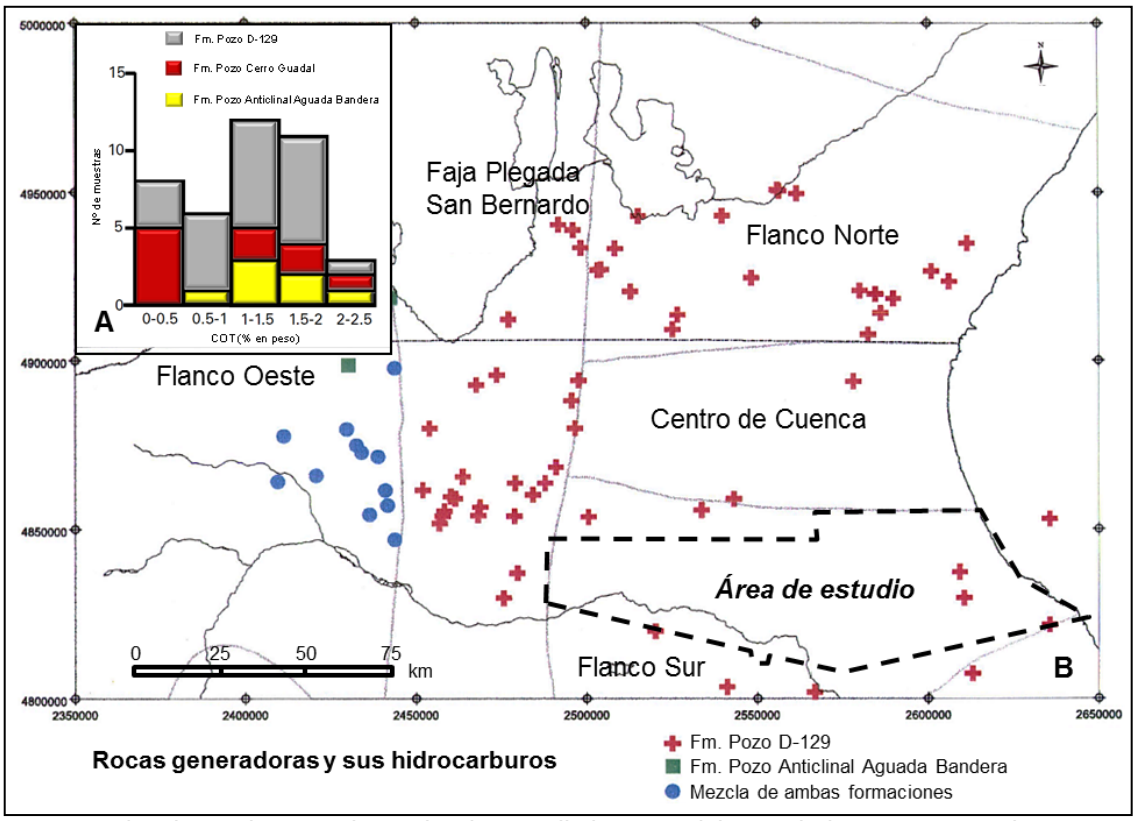



*Figura 119: a) valores de COT determinados en distintas posiciones de la cuenca para las tres rocas generadoras (modificado de Rodriguez y Littke, 2001); b) hidrocarburos vinculados con las rocas generadoras en la Cuenca Golfo San Jorge (modificado de Wavrek et al. 1997a).*

La figura 120 esquematiza el modelo conceptual de depositación para la Formación Pozo D-129 en el área de estudio y respecto a la posición en la cuenca.

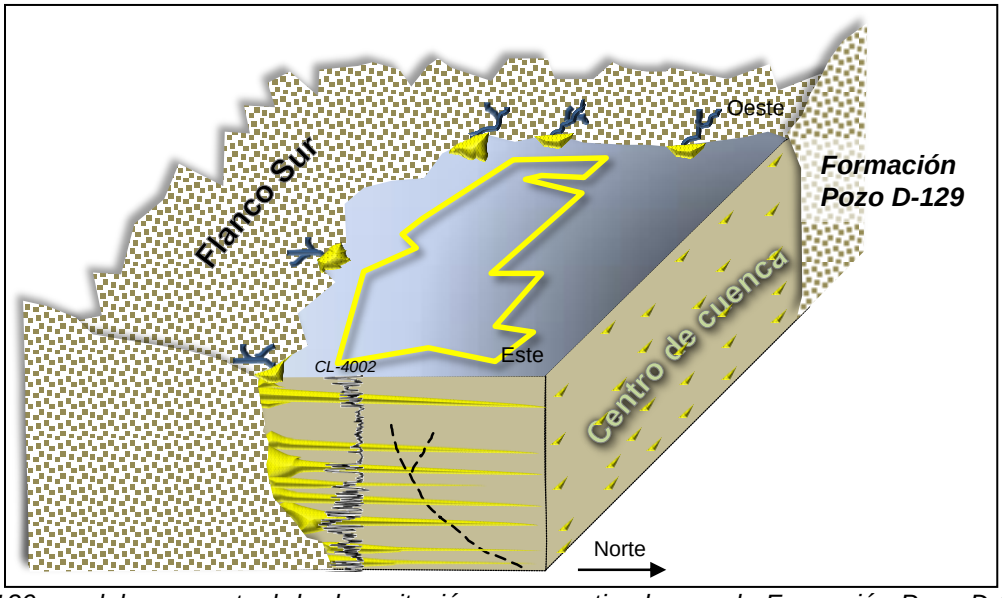



*Figura 120: modelo conceptual de depositación esquematizado para la Formación Pozo D-129 en el área de estudio (vista desde el Centro de cuenca y el Océano Atlántico).*

La Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera es la principal roca generadora hacia las porciones más occidentales de la cuenca. De acuerdo con la información de biomarcardores, los hidrocarburos explorados y producidos en el área de estudio no corresponden a la misma sino que su génesis está directamente relacionada con la principal roca generadora de la cuenca, la Formación Pozo D-129 (Wavrek *et al*. 1997b).

La figura 121 representa los valores característicos de las rocas generadoras del país expresadas en gráficos de Van Krevelen modificados (Van Krevelen 1950, Peters 1986). En el mismo es posible observar que los valores correspondientes a las rocas del Neocomiano y a la Formación Pozo D-129 son excelentes, con preponderancia de esta última formación por sus valores de índice de hidrógeno.

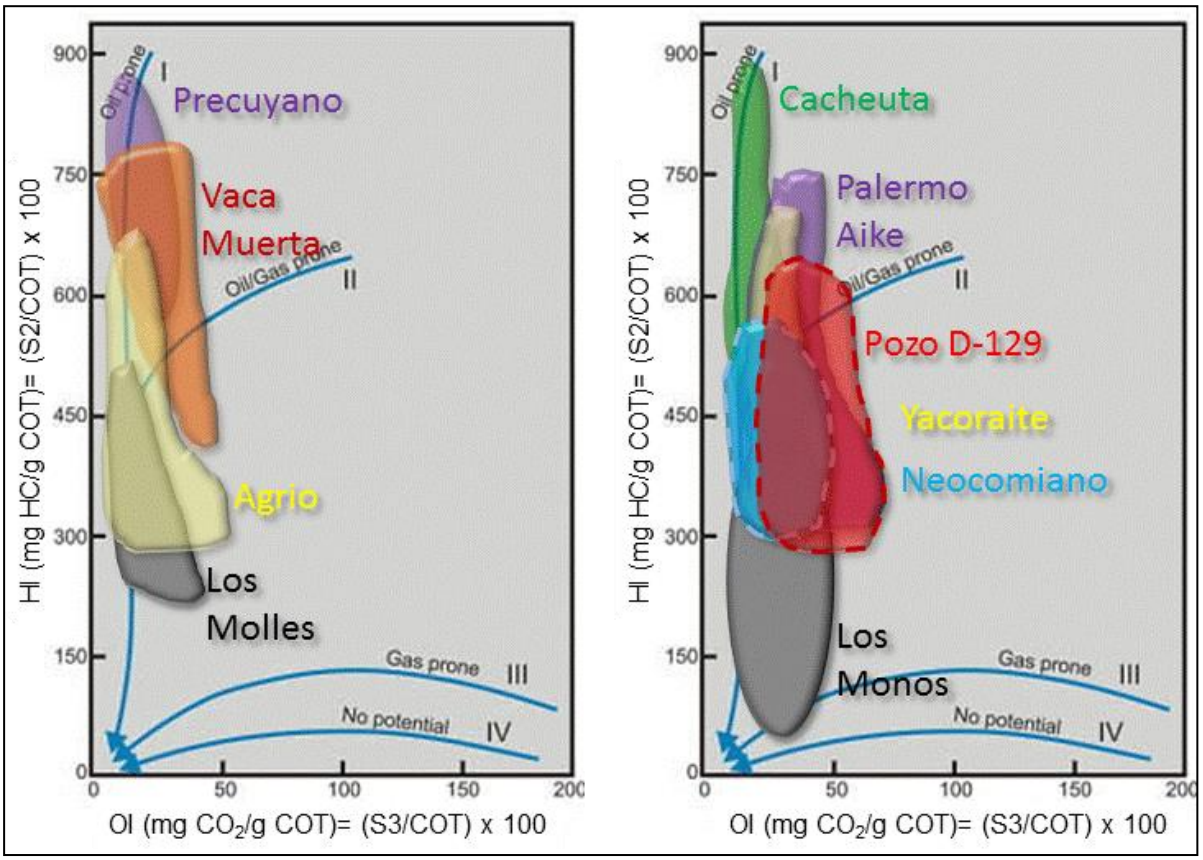



*Figura 121: representa los valores característicos de las rocas generadoras del país expresadas en gráficos de Van Krevelen modificados (Stinco y Barredo 2014).*

Las unidades de la secuencia Neocomiana exhiben un valor de COT que varía entre 0,5 y 3%, Romax (%) entre 0,8 y 2,6, HI 300-600 mgHC/gCOT, SPI de 1 t HC/m$^2$, kerógeno tipo II-III y VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo y terrestre, conteniendo materia orgánica mixta acuática-terrestre, depositada en condiciones de moderada anoxicidad a suboxicidad (Figari *et al*. 1999, Sylwan *et al*. 2008).

Por su parte, las pelitas de la Formación Pozo D-129 tienen un COT que varía entre 0,5 y 3%, Romax (%) entre 0,6 y 2,4, HI 300-650 mgHC/ gCOT, SPI de 10 t HC/m$^2$, kerógeno tipo I/II a II/III y VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo con materia orgánica algal-lacustre predominante y contribución terrígena variable, acumulada en ambientes anóxicos, salobres y con influencia carbonática (Figari *et al*. 1999). Correspondería a un lago con asociaciones de facies del tipo balanceado a sobresaturado *sensu* Bohacs *et al*. (2000).

La figura 122 presenta los valores de COT estimados a partir de los registros eléctricos (Passey *et al*. 1990, Stinco 2001) en el pozo PLx.2 para la Formación Pozo D-129 en el área de estudio. Es posible reconocer ciclos de aumento de contenido de materia orgánica que se interpreta corresponden a los niveles preservados por las intercalaciones de materiales clásticos que permiten la protección de la misma en un ambiente anóxico a partir de fenómenos de alta tasa de sedimentación. Esta condición se reconoce y se describe a continuación mediante el empleo de biomarcadores.

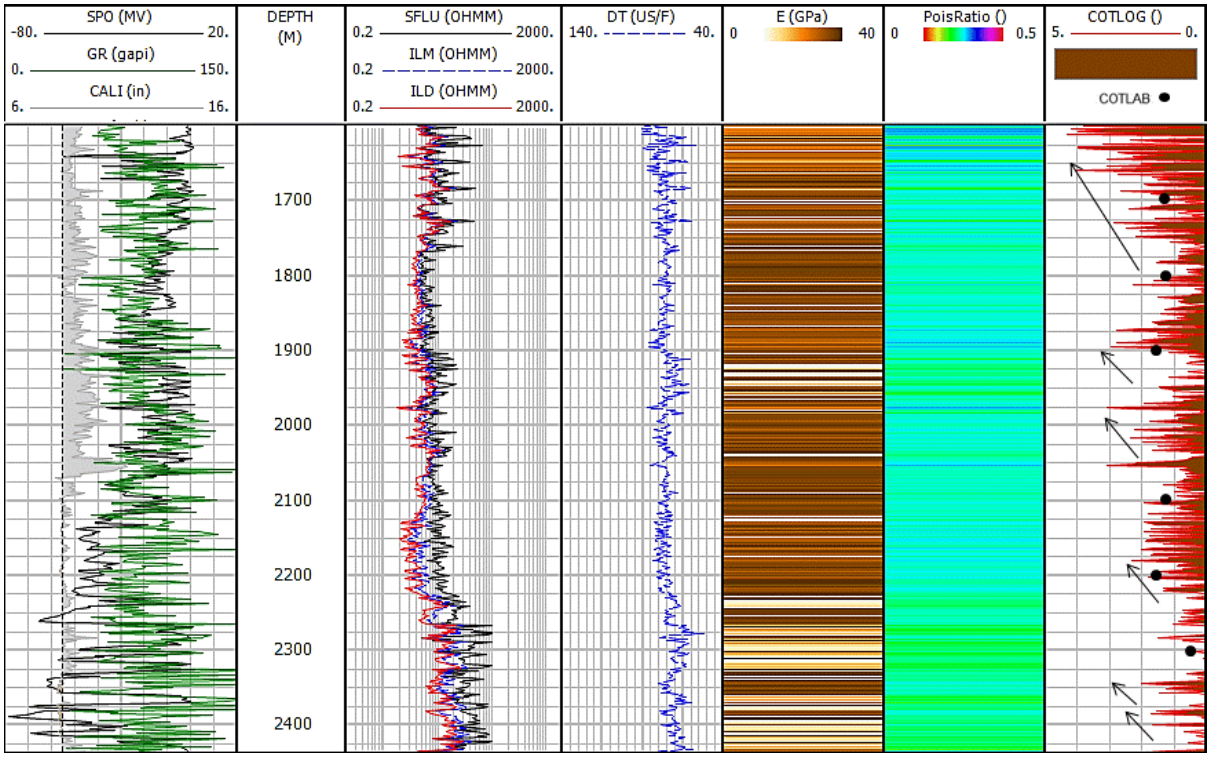



*Figura 122: sección perforada en el pozo PLx-2 correspondiente a la Formación Pozo D-129 en el área de estudio. #1 SPO: Potencial espontáneo en mV. GR: rayos gamma en GAPI. CALI: calibre en pulgadas. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 SFLU, ILM, ILD: resistividades somera, media y profunda en ohm metro. #4 DT: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 E: módulo de Young en gigapascales. #6 PoisRatio: relación de Poisson. #7 COTLOG: estimación del COT a partir de registros, COTLAB: muestras estudiadas en laboratorio. Las flechas muestran la ciclicidad y aumento de la materia orgánica hacia los niveles superiores.*

Asimismo, en el histograma de la figura 123 se presentan los valores de COT para la Formación Pozo D-129 en los pozos CL-4002, CS-2162, EHx-3248, MENa-3148, MSes-1 y PLx.2 (figura 4). En éste se observa que los pozos que perforaron las facies pelíticas profundas contienen valores de COT de hasta 7% en peso. Por su parte, los que atravesaron las facies someras se ubican en valores menores que 5% en peso, con moda entre 1 y 2% en peso. Estos valores son comparables con los publicados por diferentes autores (Wavrek *et al*. 1997b, Figari *et al*. 1999, Rodríguez y Littke 2001, Sylwan *et al.* 2008, entre otros).

Para completar la caracterización de los hidrocarburos se realizaron estudios de geoquímica, mediante la determinación de biomarcadores. Los biomarcadores (*fingerprinting*) corresponden a compuestos orgánicos estables derivados de organismos vivientes y, en este caso, utilizados para relacionar su presencia con la edad de la roca generadora, relación de generación petróleo/gas, diferenciación entre ambientes depositacionales (marino, lacustre, fluviodeltaico e hipersalino), litología de la roca generadora (pelita, carbonática), el régimen termal, las vías de migración y las condiciones de preservación en los reservorios (Peters y Moldowan 1993).

Villar *et al*. (1996) analizaron muestras de petróleos de las inmediaciones del área de estudio concluyendo que los cocientes pristano/fitano, alto cociente hopano/esterano, baja abundancia de esteranos $C_{28}$ y contenidos en gamacerano aumentados son indicativos de una depositación lacustre con importante participación de material algal/bacteriano.

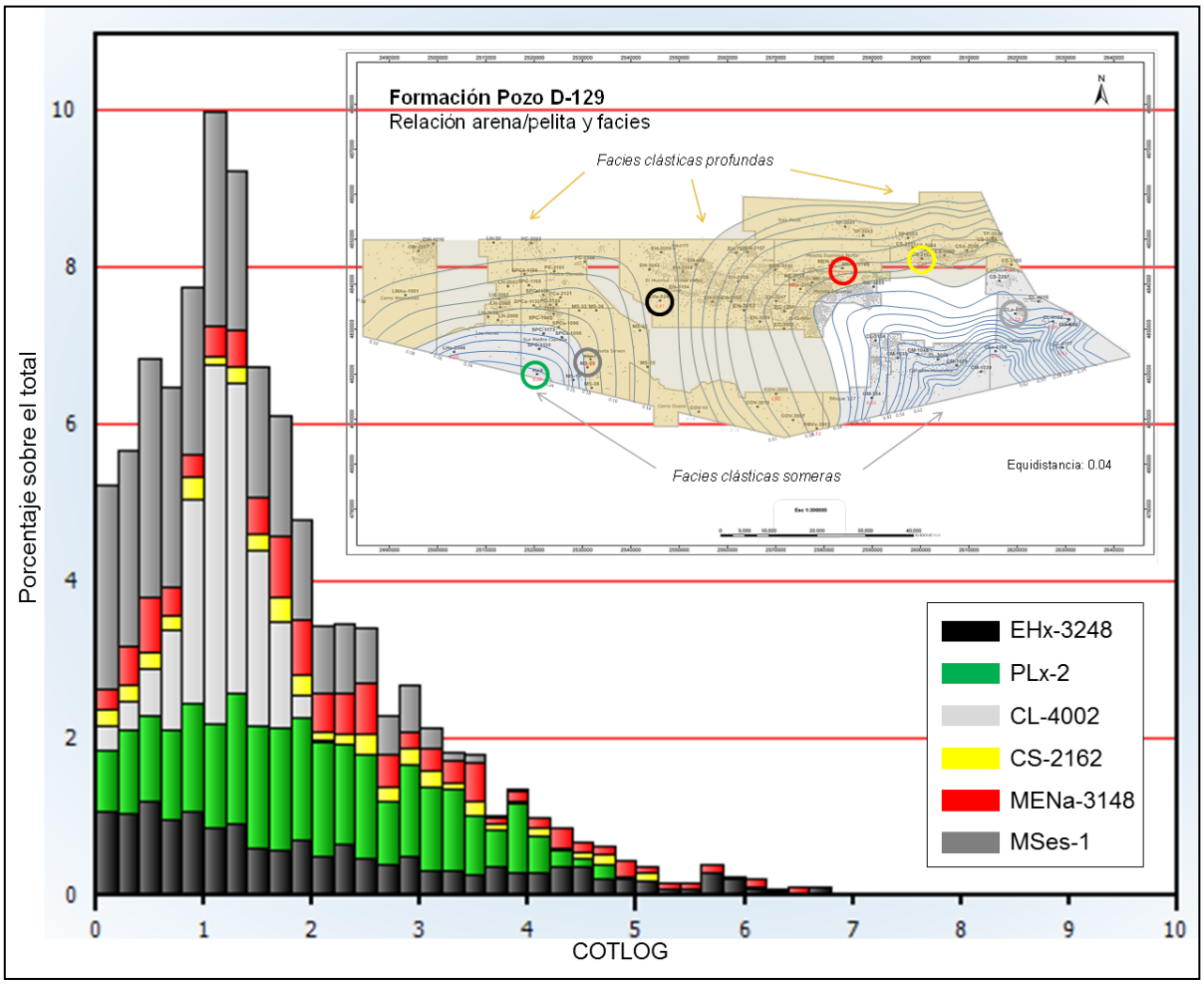



*Figura 123: histograma de COT estimado para la Formación PozoD-129 en los pozos CL-4002, CS-2162, EHx-3248, MENa-3148, MSes-1 y PLx.2. Los pozos perforados en las facies pelíticas profundas exhiben mayores valores que los que atraviesan las facies pelíticas someras.*

De acuerdo con Van Niewenhuise y Ormiston (1988) el ambiente lacustre en donde se acumularon los sedimentos correspondientes a la Formación Pozo D-129 corresponde a un lago de características salino-alcalino. Estos autores sostienen que este tipo de lagos son los ideales para generar hidrocarburos, y cumplen con una serie de criterios, a saber: a) cuerpo de agua cerrado con una superficie lo suficientemente grande como para verse sometido a importantes cantidades de radiación solar e incorporación de dióxido de carbono; b) meromíctico (estratificado), de manera tal de proveer condiciones anóxicas apropiadas para la preservación de la materia orgánica; c) suficiente provisión de nutrientes de manera de favorecer el desarrollo de biota; d) desarrollan cadenas de alimentación cortas, tal que se disminuyen los estados intermedios de degradación en donde el material rico en lípidos queda expuesto previo a su soterramiento; e) se encuentran en cuencas con importante subsidencia de manera que los sedimentos no colmatan el cuerpo de agua, y; e) la biodegradación de la materia orgánica depositada es mínima.

En la figura 124 se presenta la relación de esteranos (con leve predominio de $C_{29}$ sobre el resto) en la roca generadora para distintas muestras colectadas en el Centro de Cuenca y

Flanco Sur (Wavrek *et al*. 1997b), característica distintiva de ambientes lacustres con participación terrestre variable (Moldowan *et al*. 1985).

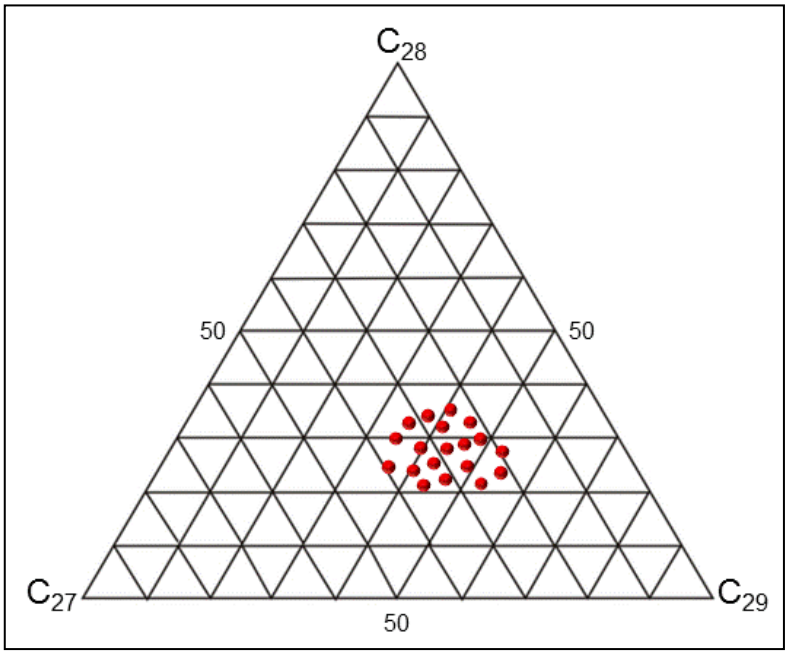



*Figura 124: relación de esteranos ($C_{27}$, $C_{28}$ y $C_{29}$) con características que indican un origen lacustre de la materia orgánica (modificado de Wavrek et al. 1997b).*

En los pozos CW-2071, LH-2040, PC-2101 y SPC-1047 (figura 4) se realizaron estudios de geoquímica de reservorios, caracterización y correlación de diferentes niveles productivos (Inlab 2008c, d, e, f) que confirmaron el origen continental (lacustre) de los hidrocarburos generados por la Formación Pozo D-129. La gravedad API de los mismos se ubica en el rango de 15º a 30º, correspondiendo los de valores más bajos a los hidrocarburos biodegradados encontrados en Cerro Wenceslao.

En la figura 125 se muestra la relación de fitanos/n-$C_{18}$ vs pristanos/n-$C_{17}$ que permiten observar una alineación de las muestras de los diferentes pozos (CW-2071, LH-2040, PC-2101 y SPC-1047) de acuerdo con el origen terrestre la materia orgánica.

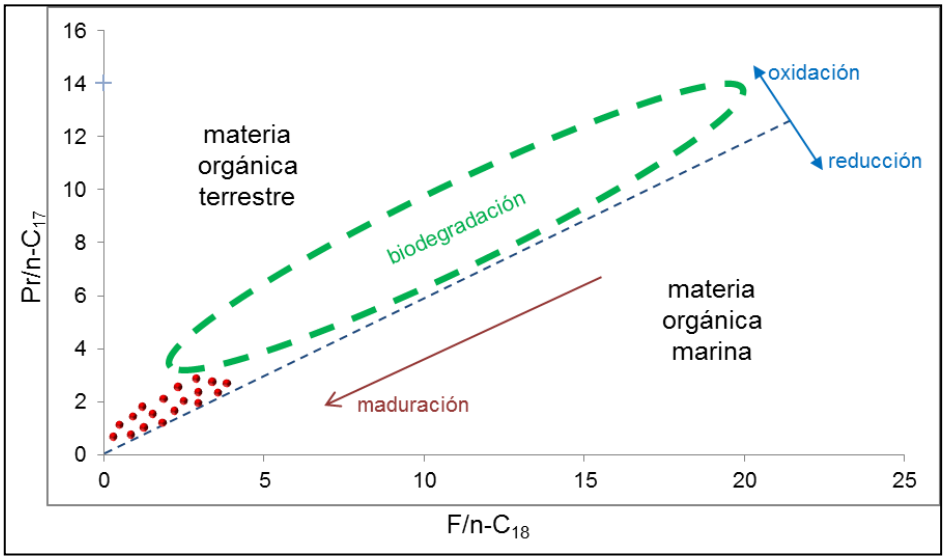



*Figura 125: relaciones fitanos/n-$C_{18}$ vs pristanos/n-$C_{17}$ en donde se observa el origen terrestre de la materia orgánica. Los datos provienen de los pozos CW-2071, LH-2040, PC-2101 y SPC-1047 (modificado de Inlab 2008c,d,e,f)*

A su vez, en la figura 126 se muestran las relaciones pristanos/fitanos vs pristanos/n-$C_{17}$. Es posible observar la preponderancia del material terrestre sobre el mixto y biodegradado para las muestras provenientes de los pozos CW-2071, LH-2040, PC-2101 y SPC-1047.

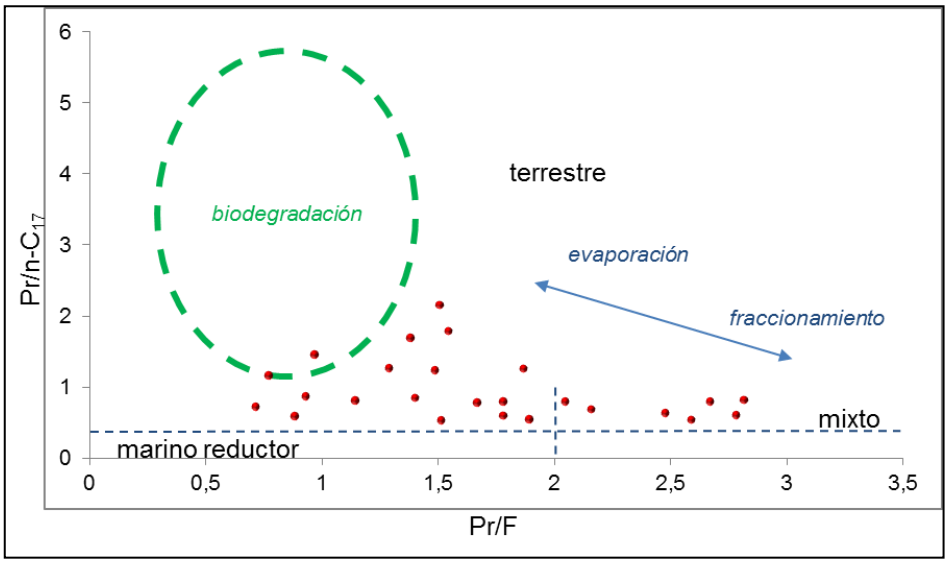



*Figura 126: relaciones pristanos/fitanos vs pristanos/n-$C_{17}$. Se observa la preponderancia del material terrestre. Los datos provienen de los pozos CW-2071, LH-2040, PC-2101 y SPC-1047 (modificado de Inlab 2008c,d,e,f)*

En el pozo SPC-1034 (figura 4) se extrajeron 15 muestras (figura 127) con profundidades variables entre 458.00 mbbp y 1.510.00 mbbp en los que se efectuaron análisis cromatográficos (cromatografía capilar gaseosa) de extractos (Inlab 2008c).

| Pozo | Prof. [mbbp] | Materia Orgánica Soluble [Cromatografía] [mg/kg de roca] | Cuantificación Hidrocarburos [Gravimetría] [mg/kg de roca] | Porosidad [%] | So* (Cond. Std.) [%] | Sw (Cond. Std.) [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SPC-1034 | 458.00 | 100 | 100 | 27.1 | 0.1 | 99.2 |
| | 526.00 | 100 | 200 | 36.9 | 0.1 | 98.7 |
| | 707.70 | 0 | 0 | 27.8 | 0.0 | 99.0 |
| | 920.30 | 9,600 | 11,700 | 25.0 | 10.3 | 64.5 |
| | 977.70 | 1,200 | 1,300 | 16.5 | 1.9 | 88.6 |
| | 1138.30 | 700 | 800 | 18.3 | 1.1 | 84.5 |
| | 1202.20 | 500 | 600 | 15.8 | 0.9 | 73.5 |
| | 1237.10 | 100 | 100 | 2.5 | 0.3 | 99.6 |
| | 1304.70 | 400 | 500 | 17.7 | 0.7 | 97.2 |
| | 1320.00 | 1,800 | 2,100 | 16.5 | 3.1 | 64.9 |
| | 1386.00 | 400 | 600 | 21.5 | 0.6 | 30.8 |
| | 1424.50 | 4,300 | 5,600 | 13.5 | 10.5 | 40.2 |
| | 1454.00 | 100 | 100 | 1.9 | 0.6 | 16.3 |
| | 1484.00 | 100 | 100 | 7.1 | 0.4 | 96.0 |
| | 1510.00 | 100 | 100 | 8.7 | 0.4 | 66.3 |

*Figura 127: muestras de roca analizados y análisis cromatográficos de extractos en el pozo SPC-1034 (Inlab 2008c). So: saturación de petróleo (%), Sw: saturación de agua (%).*

La determinación de los fluidos presentes en muestras se realiza por extracción con solvente orgánico, análisis por cromatografía gaseosa capilar, cuantificación de los hidrocarburos detectados cromatográficamente y cuantificación por evaporación del solvente y determinación del residuo por gravimetría. La distribución de los hidrocarburos detectados se relaciona con la calidad de fluidos presentes en los niveles analizados. Las dos formas de cuantificación de los hidrocarburos extraídos no dan valores equivalentes debido a que en todo petróleo negro hay una fracción importante de compuestos no volátiles que no son detectables por cromatografía gaseosa (Inlab 2008c).

Dado que la composición del petróleo obtenida por cromatografía gaseosa solo representa la fracción volátil del petróleo, para completar el estudio se realizó el análisis SARA: **s**aturados (n- e iso-parafinas y nafténicos), **a**romáticos, **r**esinas (compuestos polares con heteroátomos como el nitrógeno, azufre y oxígeno) y **a**sfaltenos (Roussel y Boulet 1994, Speight 2007) en tres muestras (figura 128) correspondientes a las profundidades 1.304,7; 1.386,00 y 1.424,50 mbbp (Inlab 2008c). Esta metodología separa el petróleo en fracciones con diferente polaridad y, en consecuencia, con diferentes propiedades químicas. Aquí es posible reconocer las distintas características de los petróleos, su diferente historia de biodegradación y la particular existencia de reservorios desconectados hidráulicamente, situación propia de los objetivos petroleros de la Cuenca del Golfo.

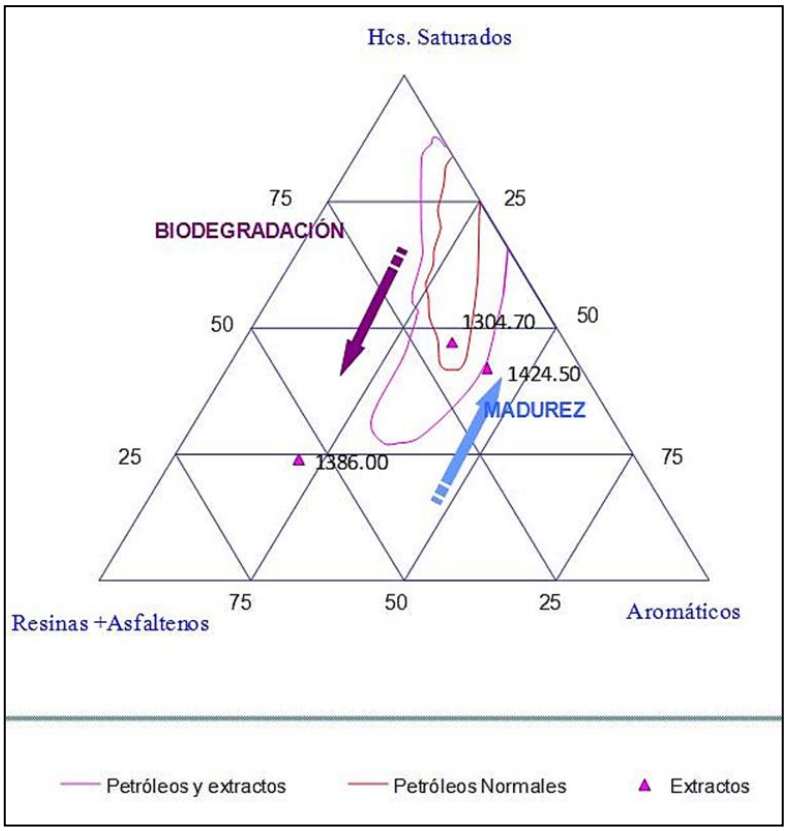



*Figura 128: análisis SARA en tres muestras del pozo SPC-1034 (Inlab 2008c). Se discriminan las diferentes historias evolutivas de los petróleos, biodegradación y falta de continuidad hidráulica.*

En la figura 129 se presentan algunas de las muestras de petróleo del pozo SPC-1034, en donde es posible observar las características colorimétricas así como los cromatogramas correspondientes (Inlab 2008c). Asimismo, y dadas las disímiles respuestas de las características presentadas, se observa que los diferentes reservorios están desconectados hidráulicamente, característica propia de los ambientes fluviales con gran heterogeneidad vertical y horizontal.

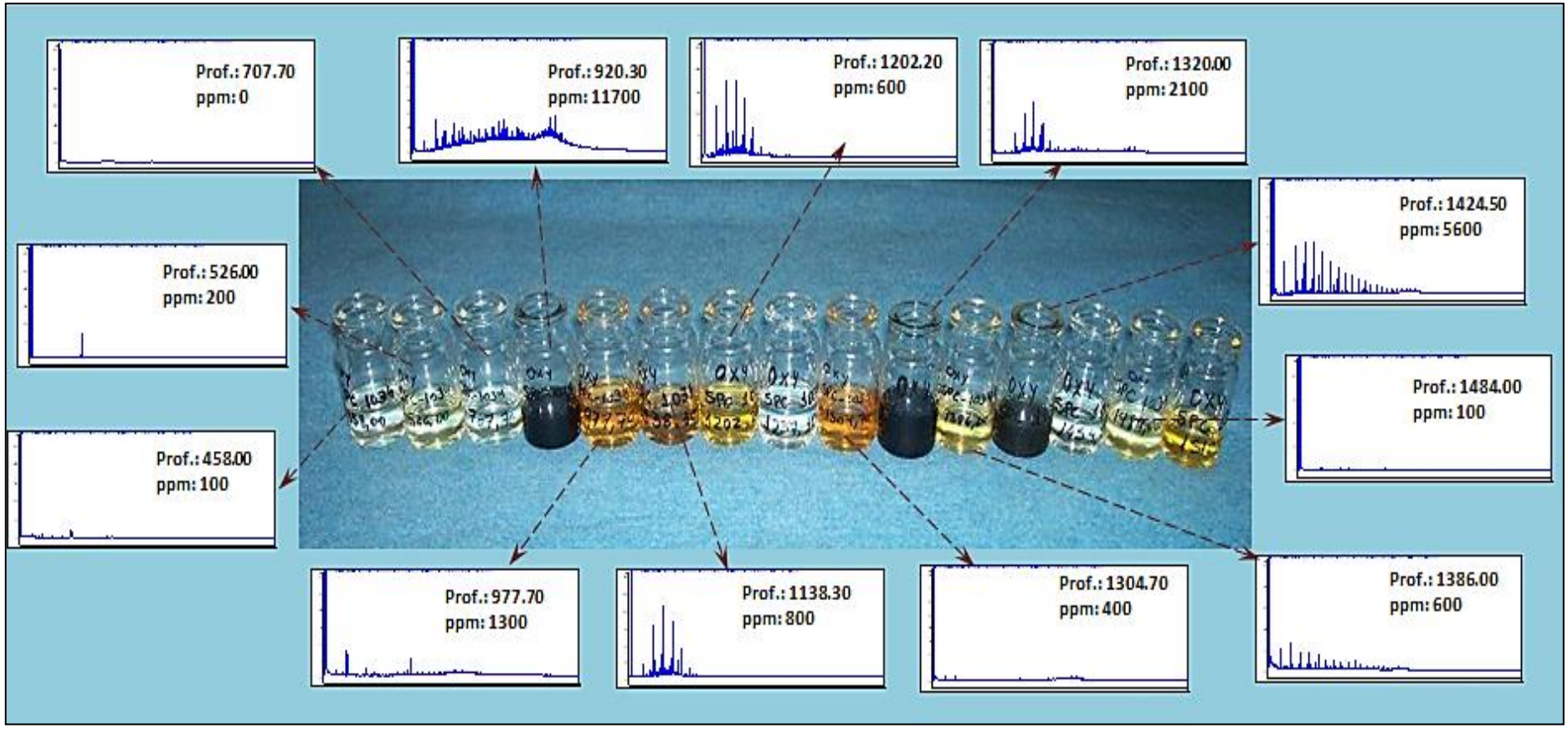



*Figura 129: muestras de petróleo del pozo SPC-1034 y sus correspondientes cromatogramas (Inlab 2008c).*

La figura 130 presenta para cada muestra analizada en el pozo SPC-1034 su cromatograma y una interpretación de las características determinadas en cada una de ellas (Inlab 2008c).

Al observar los resultados, queda determinada la sección de la columna estratigráfica que efectivamente es portadora de hidrocarburos (cromatogramas completos, 920 a 1.424 mbbp) así como también el efecto de la biodegradación en los niveles someros.

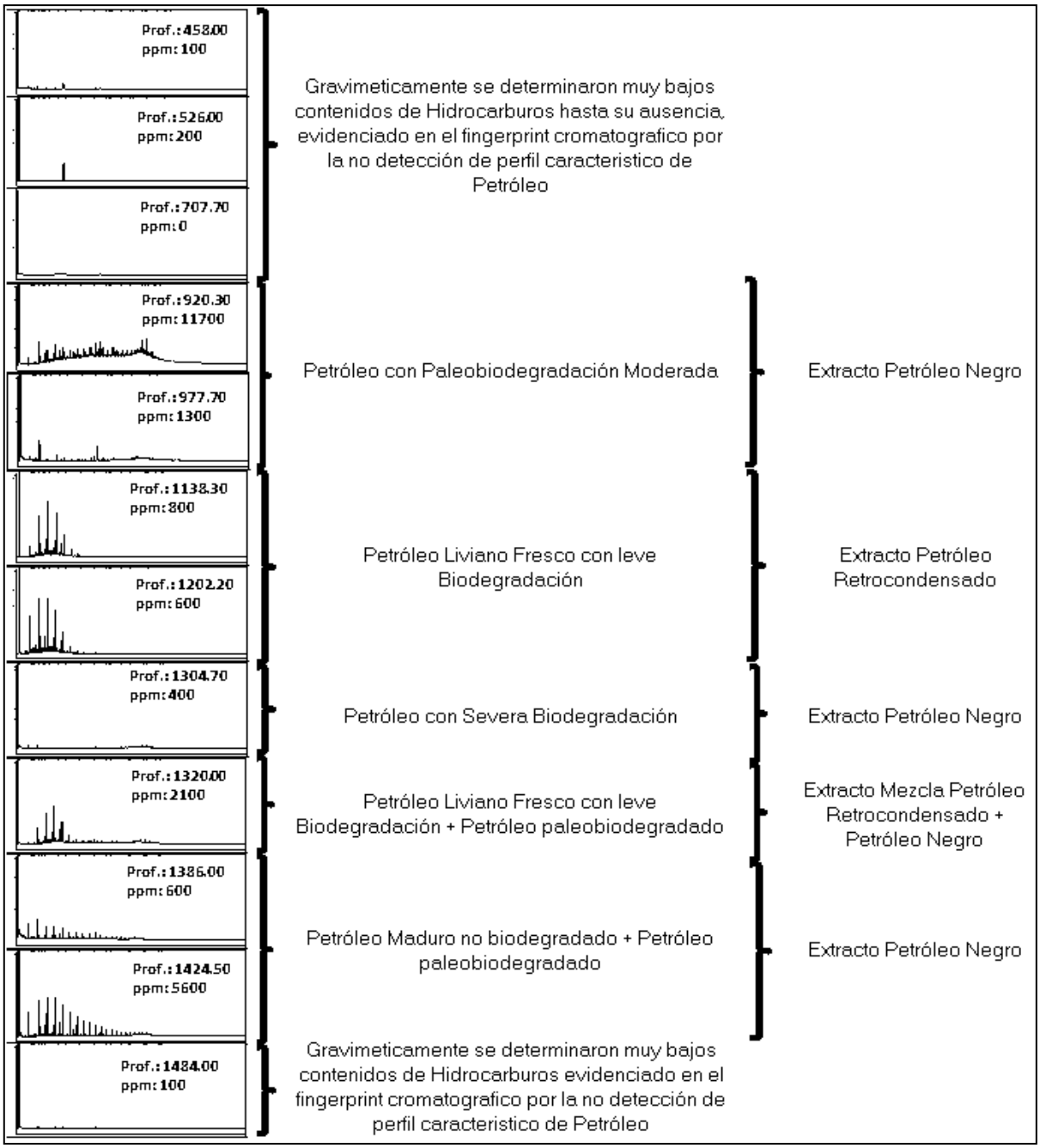



*Figura 130: cromatogramas de las muestras de petróleo del pozo SPC-1034 y la interpretación de los eventos correspondientes (Inlab 2008c).*

Se denomina paleobiodegradación al evento que ha concluido para diferenciarlo de otros procesos posteriores. Se produce en etapas tempranas de la carga de la trampa con bajas temperaturas que favorecen la biodegradación. El posterior soterramiento del reservorio determina que sus condiciones dejan de favorecer la degradación bacteriana por lo que los

petróleos cargados posteriormente se preservan sin alteraciones. La coexistencia de petróleo biodegradado y fresco en la misma trampa indica que el proceso de biodegradación ya finalizó.

A su vez, se denomina fraccionamiento evaporativo al evento ocurrido dentro del reservorio que a determinadas condiciones (de presión, volumen y temperatura), por ineficiencia del sello permite la migración de la fracción liviana del petróleo por arrastre del gas, que se aloja en un nuevo reservorio más somero con diferentes condiciones (a menor presión) donde el gas migrado condensa generando un petróleo retrocondensado a las nuevas condiciones (de presión, volumen y temperatura).

Todos los extractos son mezclas de petróleos pero se reconocen diferencias en sus distribuciones verticales, haciendo así heterogénea la composición del pozo. Esto se debe a los diferentes acontecimientos sucedidos desde que el petróleo es expulsado de la roca madre, su migración hacia el reservorio, su posterior entrampamiento y las posibles alteraciones.

La presencia de mezclas en muestras tan pequeñas como los testigos laterales sugieren que éstas se producen a nivel de poro o en niveles muy delgados. Por tratarse de extractos realizados sobre muestras previamente expuestas al medio ambiente, no pueden obtenerse conclusiones con respecto a la posible evaporación de los fluidos en el reservorio (Inlab 2008g).

De acuerdo con Figari *et al*. (1999) el análisis de los petróleos muestra una mezcla de composiciones atribuida a una historia compleja de procesos de carga, biodegradación, solubilización y recarga múltiple. Estos procesos fueron controlados por la entrada de la roca madre en la ventana de generación en distintos momentos, reactivación de las fallas extensionales, interconectividad de los cuerpos y efectividad de los sellos.

*Gradiente geotérmico*

El análisis de las temperaturas de fondo de pozo (considerando solo los que alcanzaron la mayor profundidad en la zona de este estudio, figura 131) que comprenden la base de datos de este trabajo permite establecer un gradiente geotérmico corregido (Harrison *et al*. 1983) de 3,59 ºC por cada 100 metros. Este valor resulta intermedio entre lo estimado por Sylwan *et al*. (2008) para el Flanco Sur, centro de cuenca y sector occidental en la cuenca.

Por otra parte, los modelos térmicos propuestos por Rodriguez y Littke (2001) para la Sierra de San Bernardo y el Flanco Norte establecen rangos variables entre 80 $mW/m^2$ y 50 $mW/m^2$ en diferentes momentos evolutivos de la cuenca, asumiéndose que estos valores son equivalentes a los desarrollados en el Flanco Sur.

*Generación y migración de hidrocarburos*

Según Sylwan *et al*. (2008), y aplicando los conceptos de Pepper y Corvi (1995a, 1995b), la madurez lograda por la Formación Pozo D-129 se puede caracterizar de manera tal que la expulsión de petróleo comenzó al alcanzar los 125ºC y la generación de gas a partir de los 140ºC. Así es que distintos autores plantean tiempos diferentes para la generación de hidrocarburos por la Formación Pozo D-129.

Fitzgerald *et al*. (1990) sostienen que la madurez térmica se habría alcanzado a partir de los 80 a 60 ma.

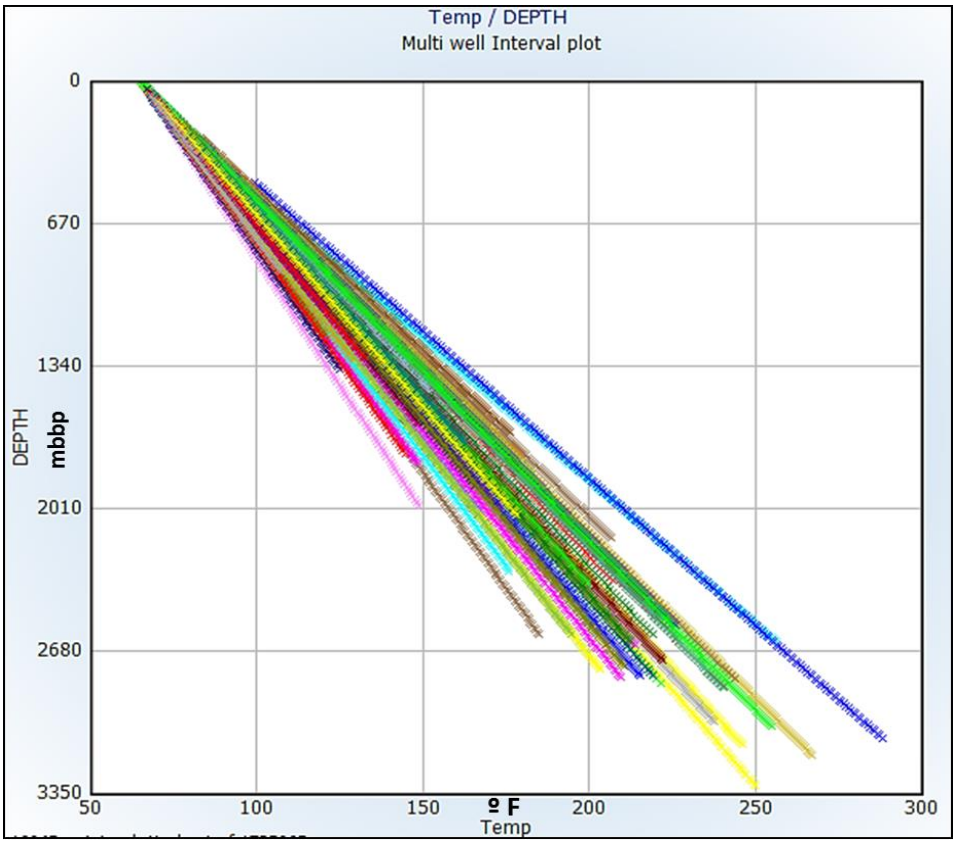



*Figura 131: temperaturas de fondo para los pozos evaluados en el área de estudio. La dispersión corresponde a factores ambientales del pozo (diámetro, lodo, equipo, etc.)*

Por su parte, Villar *et al*. (1996) postulan que en el Flanco Norte la generación de hidrocarburos comenzó hacia los 80 ma, así como en el Flanco Sur habría comenzado hace 50 ma, alcanzando su pico de generación en el presente.

A su vez, Strelkov y Lafourcade (1998) establecen que a partir de los 100 ma se generó petróleo con la migración más activa entre los 90 y 65 ma.

Para Wavrek *et al*. (1997a) la generación comienza alrededor de los 105 ma, se vuelve muy activa para los 70 ma y persiste en la actualidad.

En tanto que Rodriguez y Littke (2001) sostienen que la generación de petróleo en el centro de cuenca comenzó entre los 130 y 120 ma y la de gas hacia 100 ma, volviéndose más intensa en el Cretácico Superior y cesando hacia el Terciario Inferior. Estos autores plantean que hacia el Flanco Norte la generación de petróleo comenzó entre 120 y 110 ma con el pico ubicado entre 80 y 70 ma, en tanto que la de gas se sitúa entre los 30 y 20 ma.

Cardinali y Vottero (2002) proponen que la generación y expulsión en la zona se circunscribe al Cretácico superior - Paleoceno inferior.

En general, la migración de los hidrocarburos conlleva variaciones de presión y modificaciones en la textura de las rocas acompañada con un cierto grado de compactación en las mismas. En este caso en particular, y puede comprobarse en superficie, la migración se realizó a partir de fallas, fracturas, superficies de discontinuidad y rocas reservorio. Prueba de ello lo representan las figuras 132, 133 y 134; correspondientes a

manifestaciones en superficie que se documentan en las inmediaciones del Cerro Ballena-Cañadón Vasco, en las cercanías de la ciudad de Las Heras, Provincia de Santa Cruz.

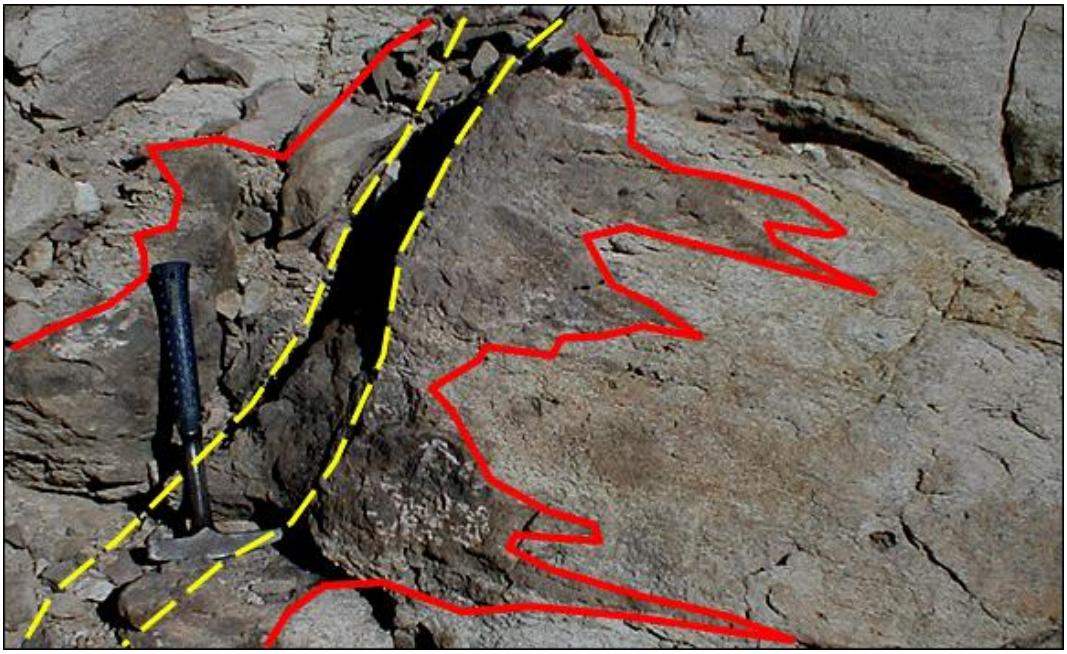


*Figura 132: migración de hidrocarburos hasta la superficie a través de planos de falla en la Formación Bajo Barreal en el área de Cerro Ballena-Cañadón Vasco (Di Benedetto et al. 2006). Referencias: las líneas amarillas delimitan el plano de falla; las líneas rojas la zona impregnada con hidrocarburos.*

*Figura 133: migración de hidrocarburos según los planos de estratificación en la Formación Bajo Barreal en el Cerro Ballena (Foto: L. Stinco).*

*Figura 134: migración de hidrocarburos según los planos de estratificación en la Formación Bajo Barreal en el área de Cañadón Vasco (Foto: L. Stinco).*

Jalfin *et al.* (1999) proponen un modelo de migración, alteración y mezcla para los petróleos en las inmediaciones de la ciudad de Las Heras (figura 135). Los autores sostienen que en el sistema se sucedieron cuatro eventos de carga: Pto, carga original que se biodegradó intensamente; cargas sucesivas (Pt1, Pt2 y Pt3) que dieron por resultado los petróleos mezcla que se encuentran preservados y/o alterados en distintos grados; los eventos de biodegradación Bo, B1 y B2; y remigración de petróleo (R) y de gas (RG).

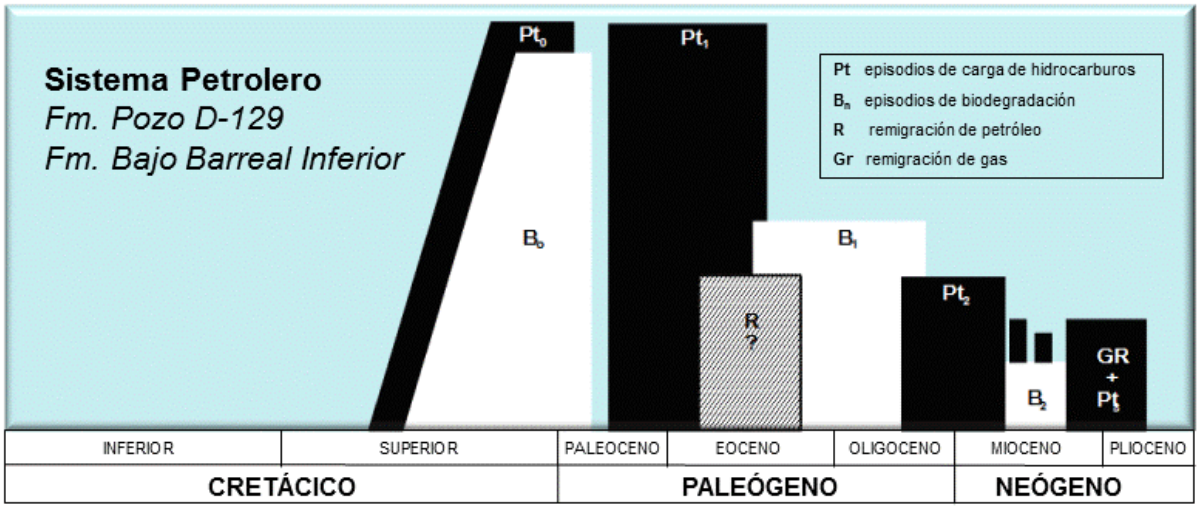



*Figura 135: modelo conceptual y magnitud de expulsión-carga (bloques negros), biodegradación (bloques blancos) y mezclas de petróleo, (modificado de Jalfin et al. 1999).*

Según estos autores, la existencia generalizada de eventos de paleobiodegradación sugiere un episodio inicial de generación y carga seguido por un ingreso masivo de aguas superficiales al sistema (eventos Pto y Bo). Estos eventos debieron haber acaecido durante la etapa temprana de hundimiento de la cuenca, con limitado a inexistente desarrollo de carga geostática, dando por resultado sellos poco eficientes.

Asimismo, y en virtud de la limitada potencia de la columna estratigráfica, la temperatura hacia los niveles más profundos no fue lo suficientemente alta como para inhibir la acción bacteriana. Las vías de migración por fallas sirvieron para cargar los reservorios así como para permitir el paso de las aguas meteóricas.

Los reservorios de la Formación Bajo Barreal estuvieron en condiciones de recibir los hidrocarburos por períodos de tiempo lo suficientemente extensos como para mitigar cualquier barrera a la migración. La biodegradación original (Bo) afectó la movilidad de los hidrocarburos almacenados promoviendo la pérdida de livianos y favoreciendo la concentración de asfaltos.

La nueva recarga (Pt1), probablemente con hidrocarburos más livianos, alcanzó los mismos reservorios del evento original y favoreció la solubilización del hidrocarburo original, por lo que no se descarta la remigración hacia reservorios más someros. Este fenómeno explicaría la distribución homogénea de componentes biodegradados en las vecindades. Los reservorios cargados durante el episodio Pto fueron los únicos en condiciones de recibir las subsiguientes cargas. El sistema vía migratoria-reservorio habría permanecido estable así como la biodegradación, sin embargo a partir de eventos tectónicos propios de la cuenca se vieron modificadas de manera selectiva las condiciones originales.

Es interesante recalcar, como lo señalan Jalfin *et al*. (1999) que la capacidad de los reservorios para almacenar hidrocarburos estuvo sujeta a las condiciones petrofísicas originales, que permanecieron invariables, así como a que las columnas de hidrocarburo alcanzaron alturas máximas uniformes.

La figura 136 esquematiza el proceso de migración, carga y biodegradación de los reservorios en la Formación Bajo Barreal.

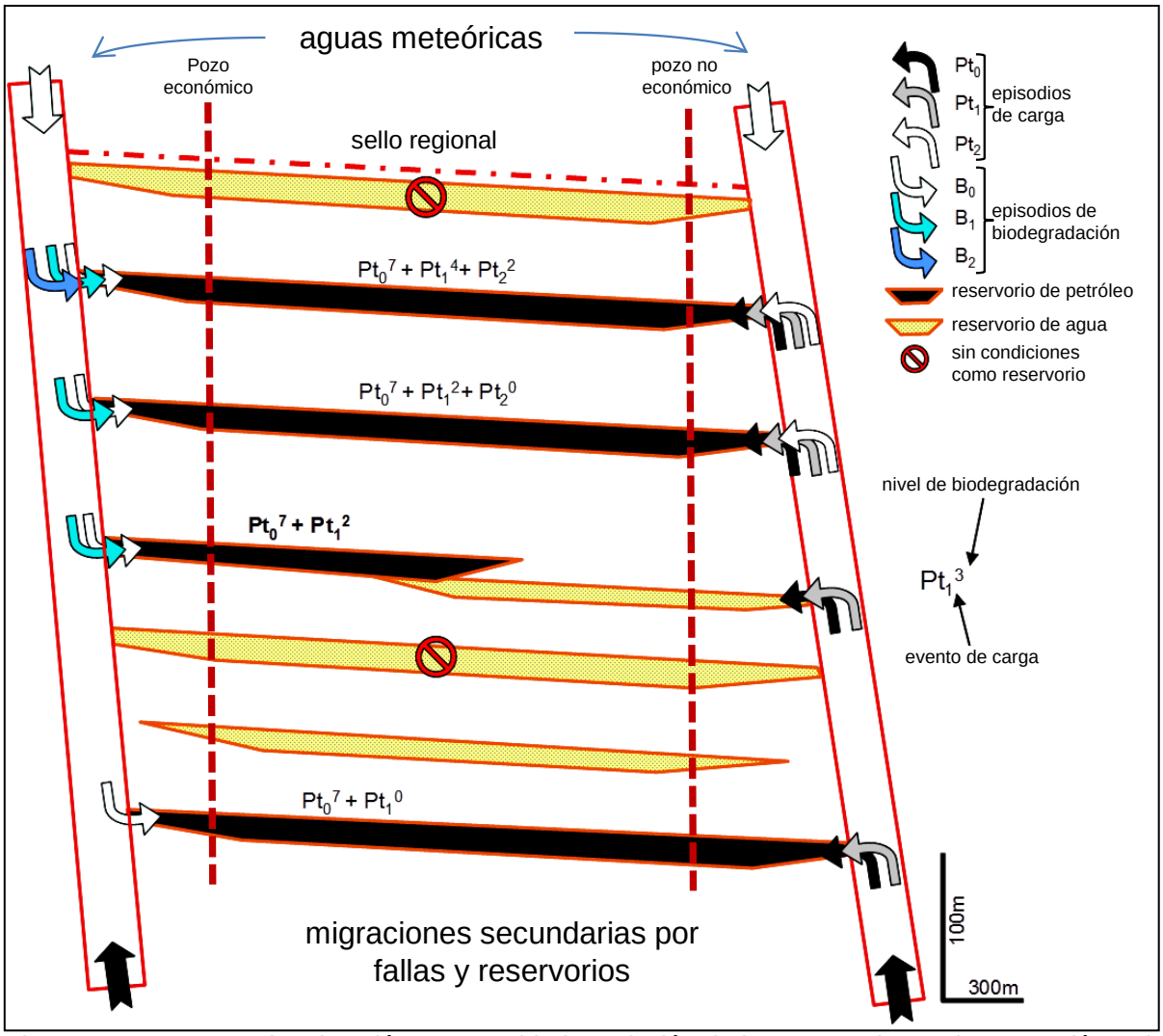



*Figura 136: esquema de migración, carga y biodegradación de los reservorios en la Formación Bajo Barreal (modificado de Jalfin et al. 1999)*.

## Trampas

Las trampas de hidrocarburos en la Cuenca del Golfo San Jorge han sido ampliamente tratadas por diversos autores (Figari *et al*. 1999, Cardinali y Vottero 2002, Condat 2005, Jalfin *et al*. 2005, Sylwan *et al*. 2011, entre otros).

A escala regional, y al observar la distribución de acumulaciones de hidrocarburos es posible reconocer que las mismas se distribuyen de acuerdo con una figura similar a una herradura que rodea el centro de cuenca y que se expande hacia los bordes de la misma.

A escala de yacimientos/bloques resulta significativamente mayor la influencia estructural sobre la estratigráfica, si bien esta última característica termina de configurar la eficiencia de la trampa en general.

Desde el punto de vista conceptual, en la figura 137 se presentan modelos de trampas estructurales en distintas áreas de la cuenca según Sylwan *et al*. (2011).

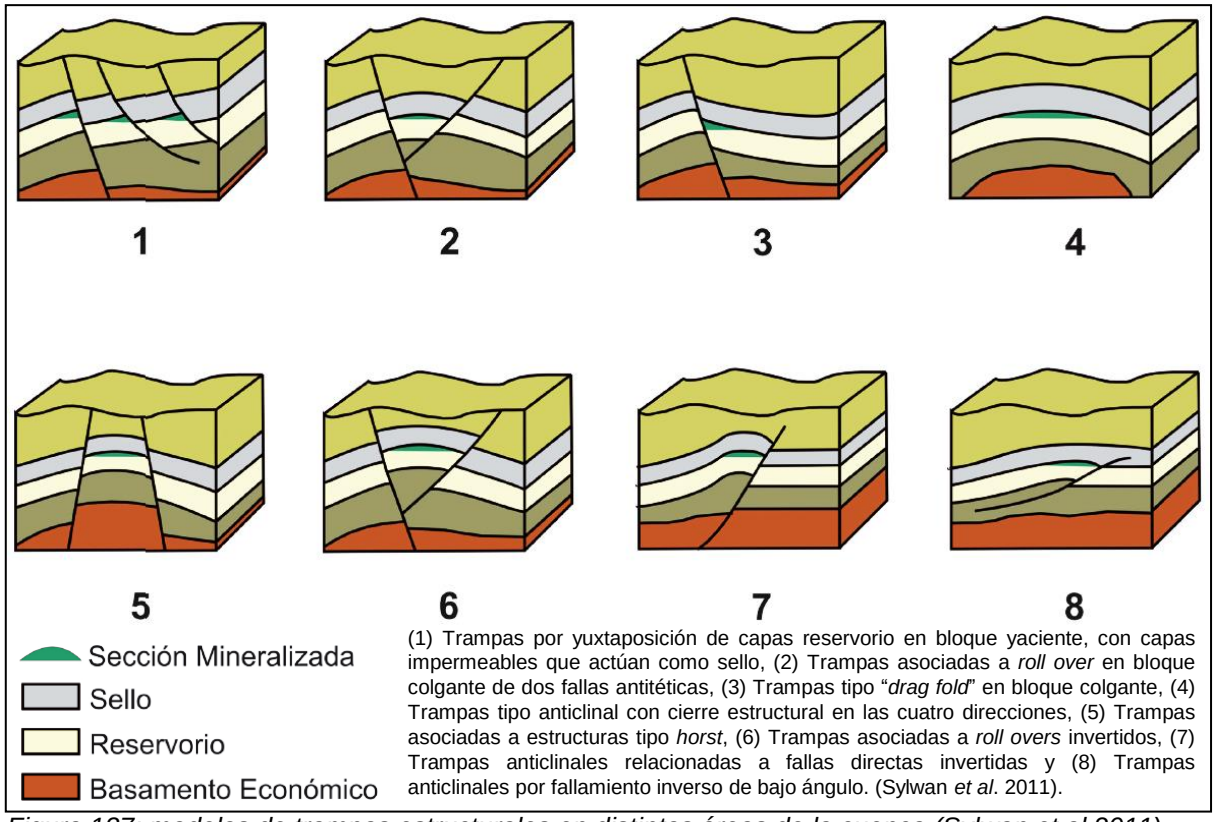



*Figura 137: modelos de trampas estructurales en distintas áreas de la cuenca (Sylwan et al.2011).*

Son frecuentes las estructuras de colapso asociadas a plegamientos y flexura de los estratos que rellenan los espacios generados por la extensión en los bloques colgantes. Se relacionan con fallas regionales con desplazamientos verticales y sistemas de fallas antitéticas propias de las etapas extensivas de la evolución de la cuenca (figura 138).

Asimismo, se observan trampas asociadas con bloques fallados y basculados típicos del sistema extensional, con acumulaciones de hidrocarburos hacia la culminación de las estructuras (figura 139). Así como son frecuentes estructuras en graben (140).

Por otro lado, se reconocen trampas asociadas con anticlinales de inversión tectónica asociadas con la propagación de fallas terciarias. En algunos casos también se observan discordancias erosivas que completan la eficiencia de la misma (figura 141).

También es posible describir trampas combinadas estructurales/estratigráficas y estratigráficas puras (figura 142). Estas últimas relacionadas con fajas de canales, acuñamientos, cambios de facies y variaciones en la petrofísica de las unidades reservorio (figuras 143 y 144).

La figura 145 muestra los porcentajes de trampas estructurales y estratigráficas para cada una de los yacimientos comprendidos dentro del área de estudio.

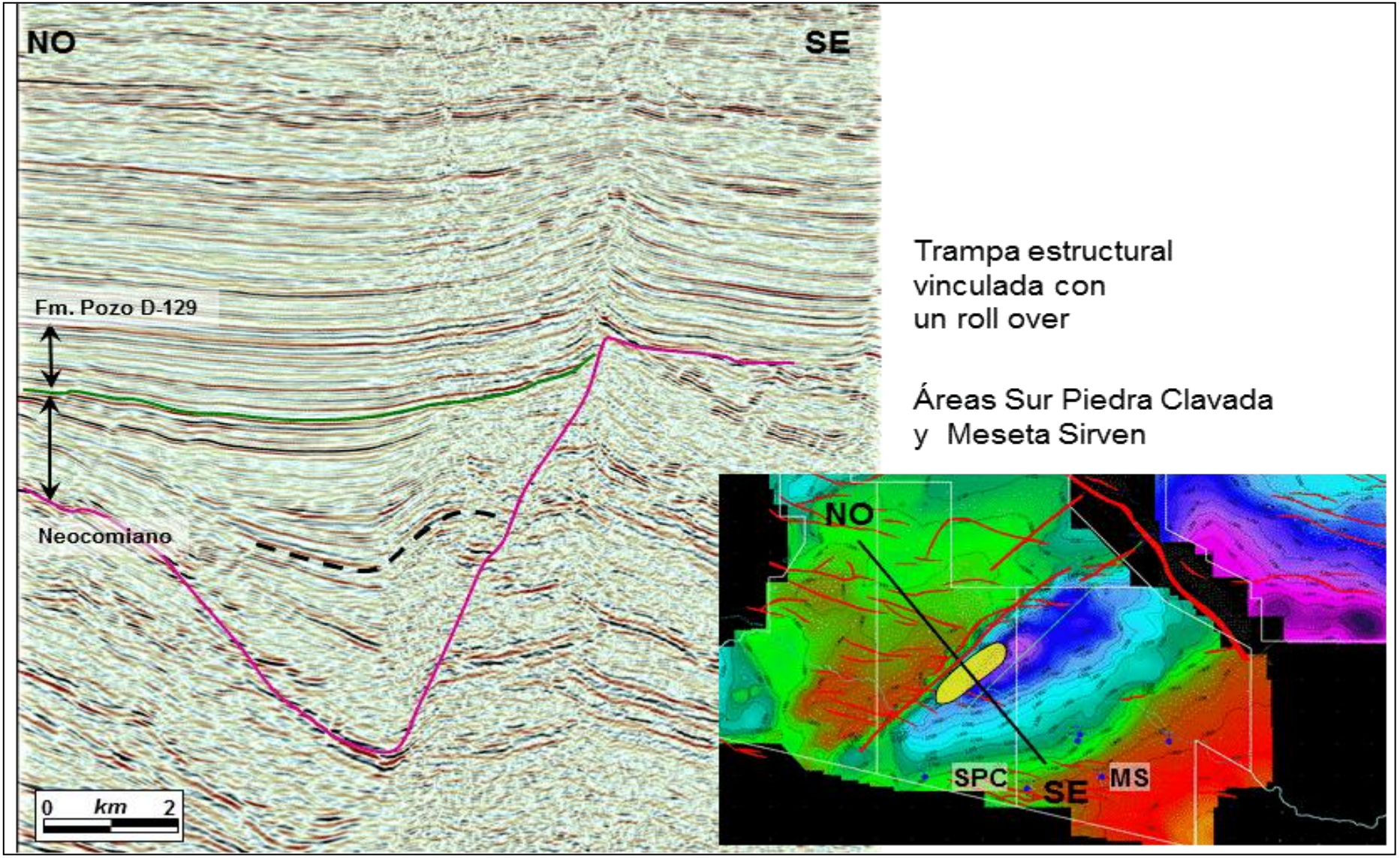



*Figura 138: ejemplo de trampa estructural vinculada a un roll over desarrollado entre las áreas Sur Piedra Clavada y Meseta Sirven para los objetivos profundos en el área de estudio.*

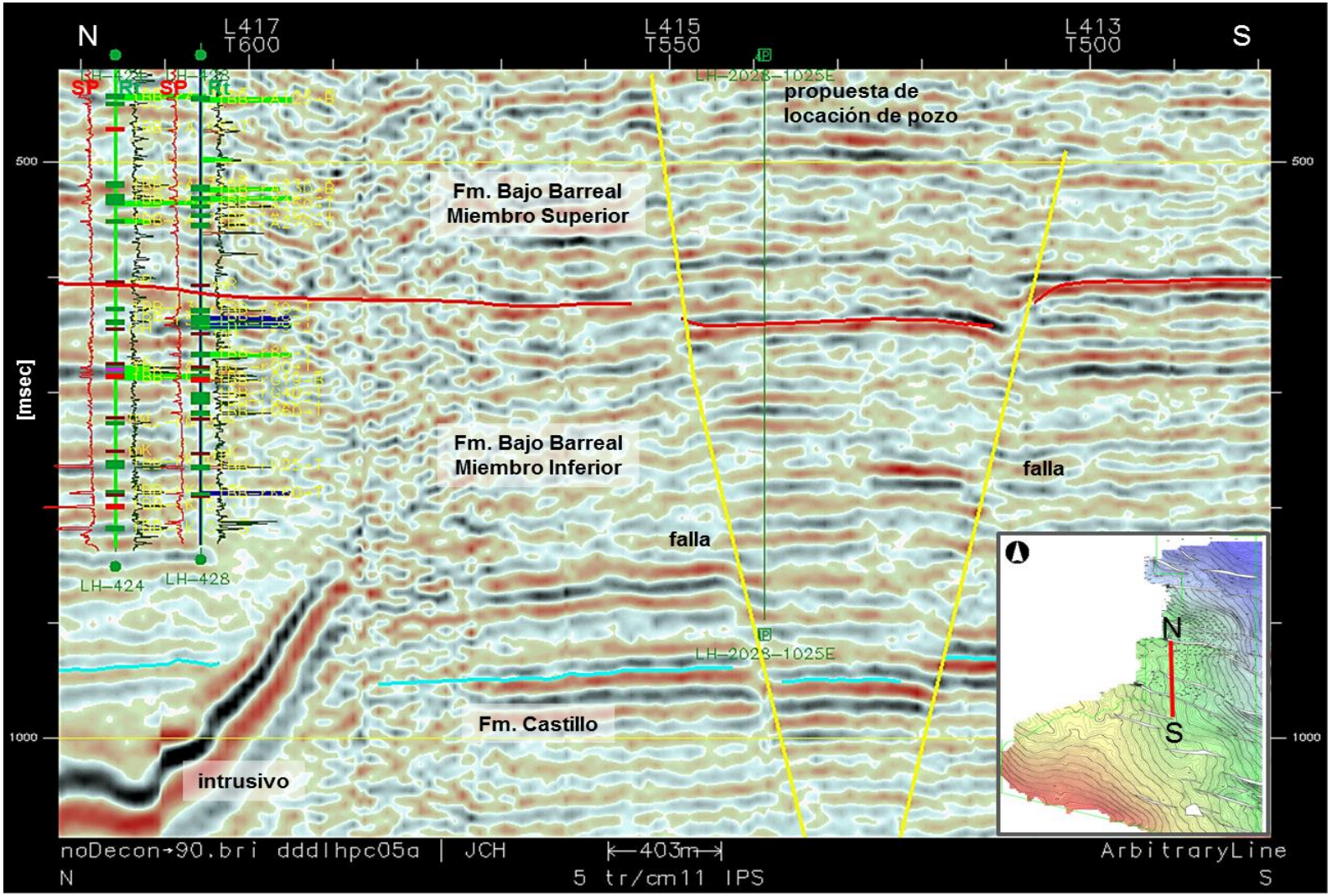



*Figura 139: ejemplo de trampa estructural vinculada a un graben hacia el oeste del bloque Las Heras. Se observa en verde la propuesta de locación de un pozo a perforar.*

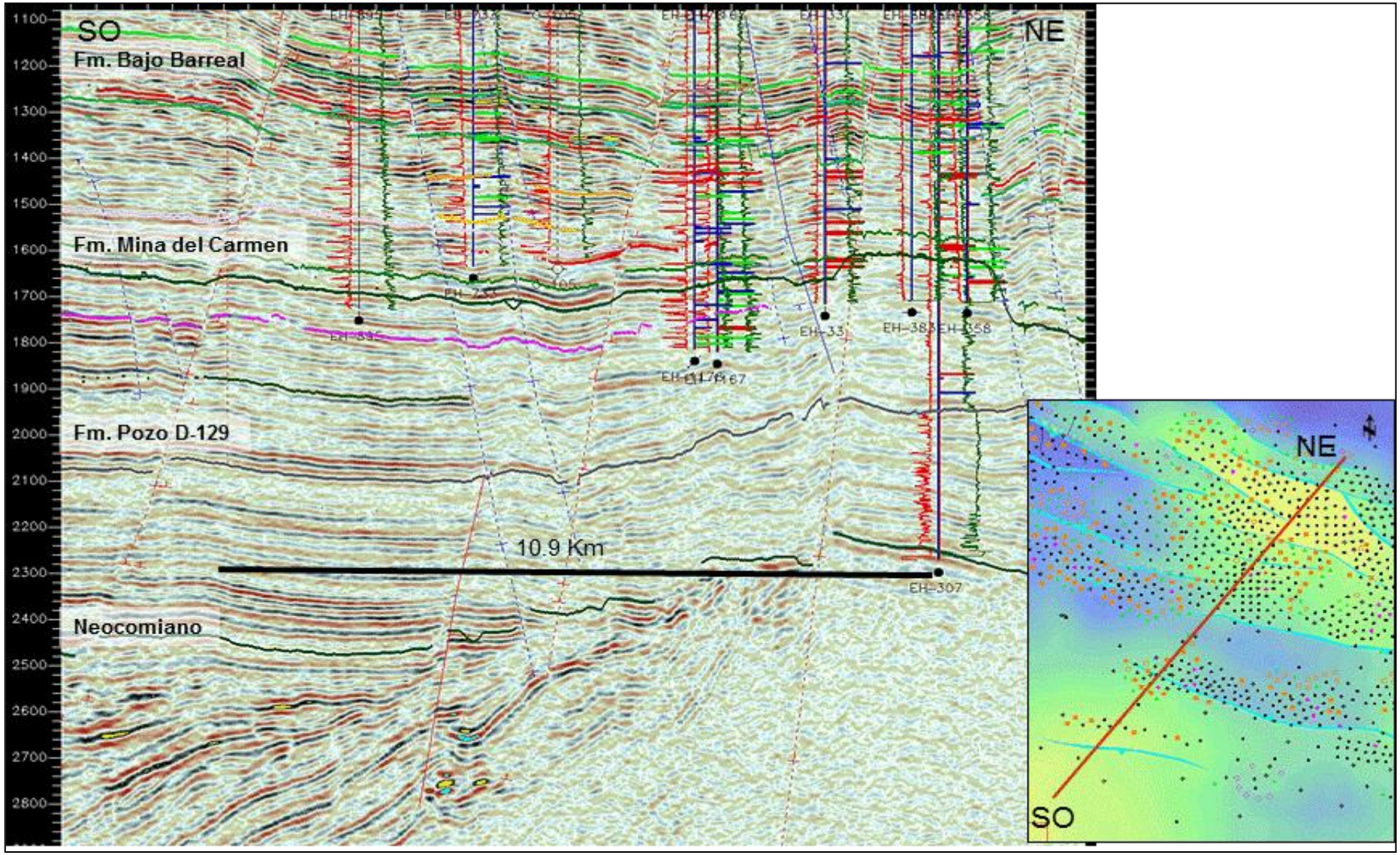



*Figura 140: ejemplos de trampas estructurales asociadas con fallas directas con planos que actúan como barreras de permeabilidad en el área El Huemul.*

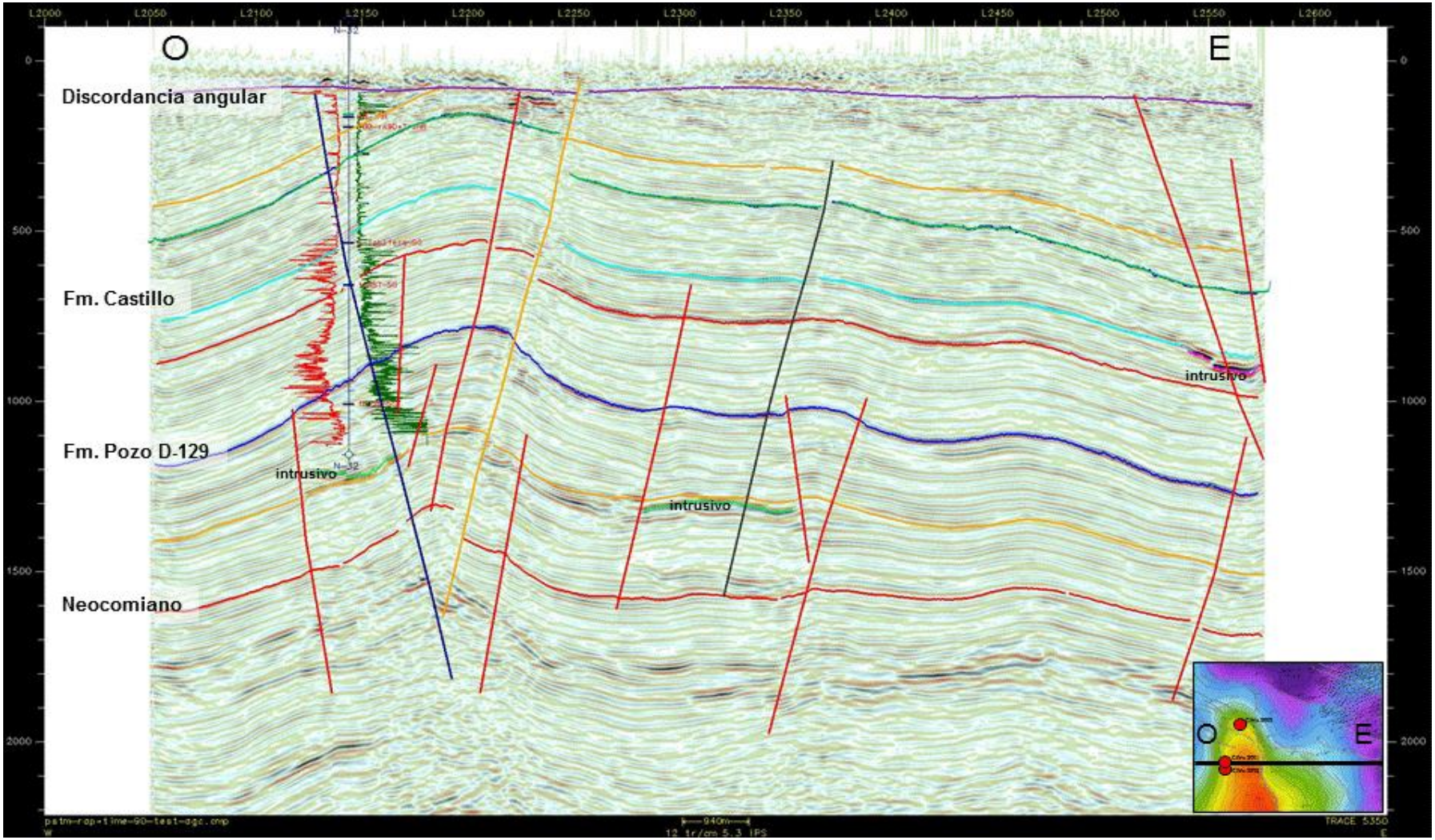



*Figura 141: ejemplo de trampas asociadas con anticlinales de inversión tectónica asociadas con la propagación de fallas terciarias culminadas por discordancias angulares en el área de Cerro Wenceslao (pozo N-32).*

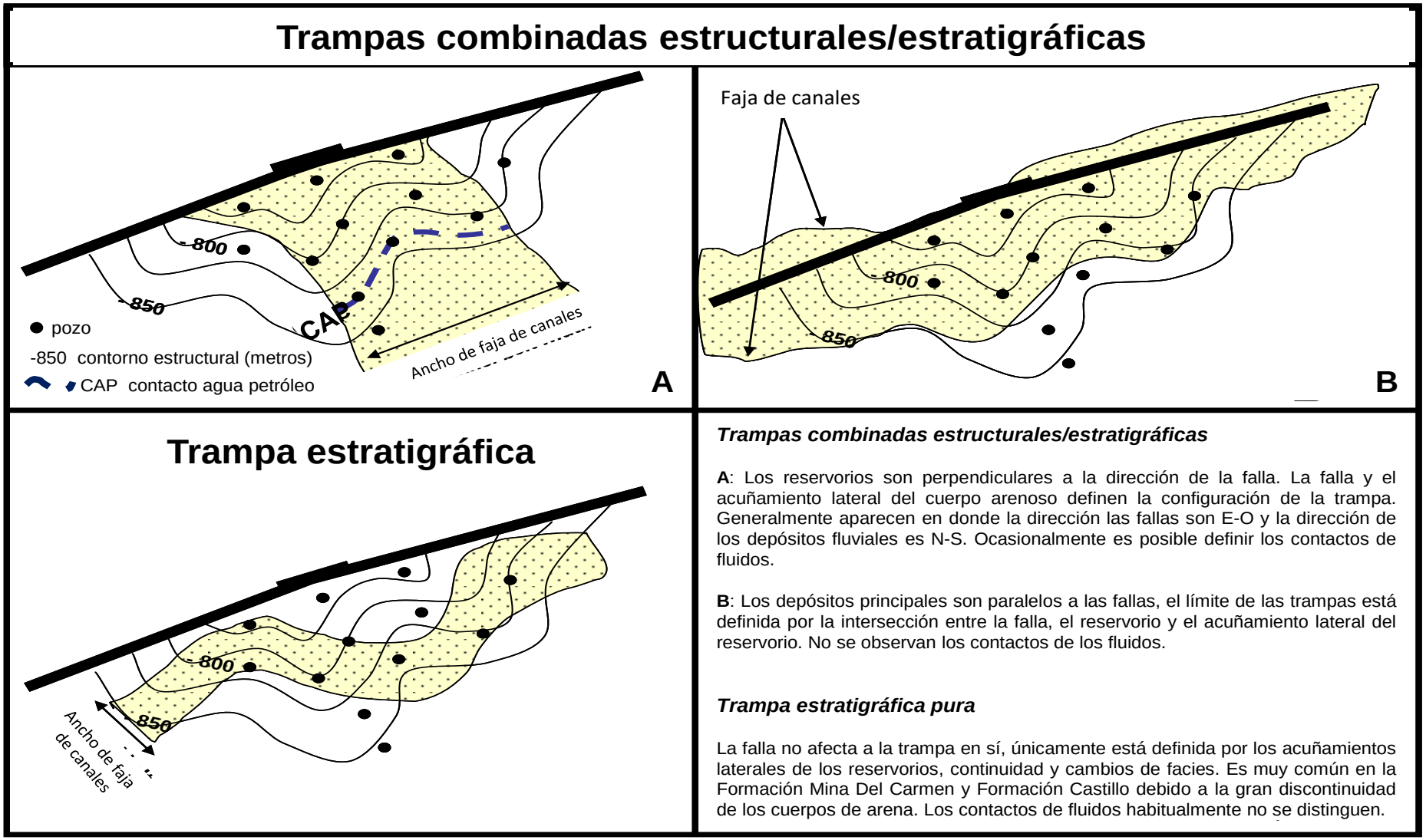



*Figura 142: modelos de trampas combinadas estructurales/estratigráficas y estratigráficas reconocidas en el área de estudio (modificado de Jalfin 1999).*

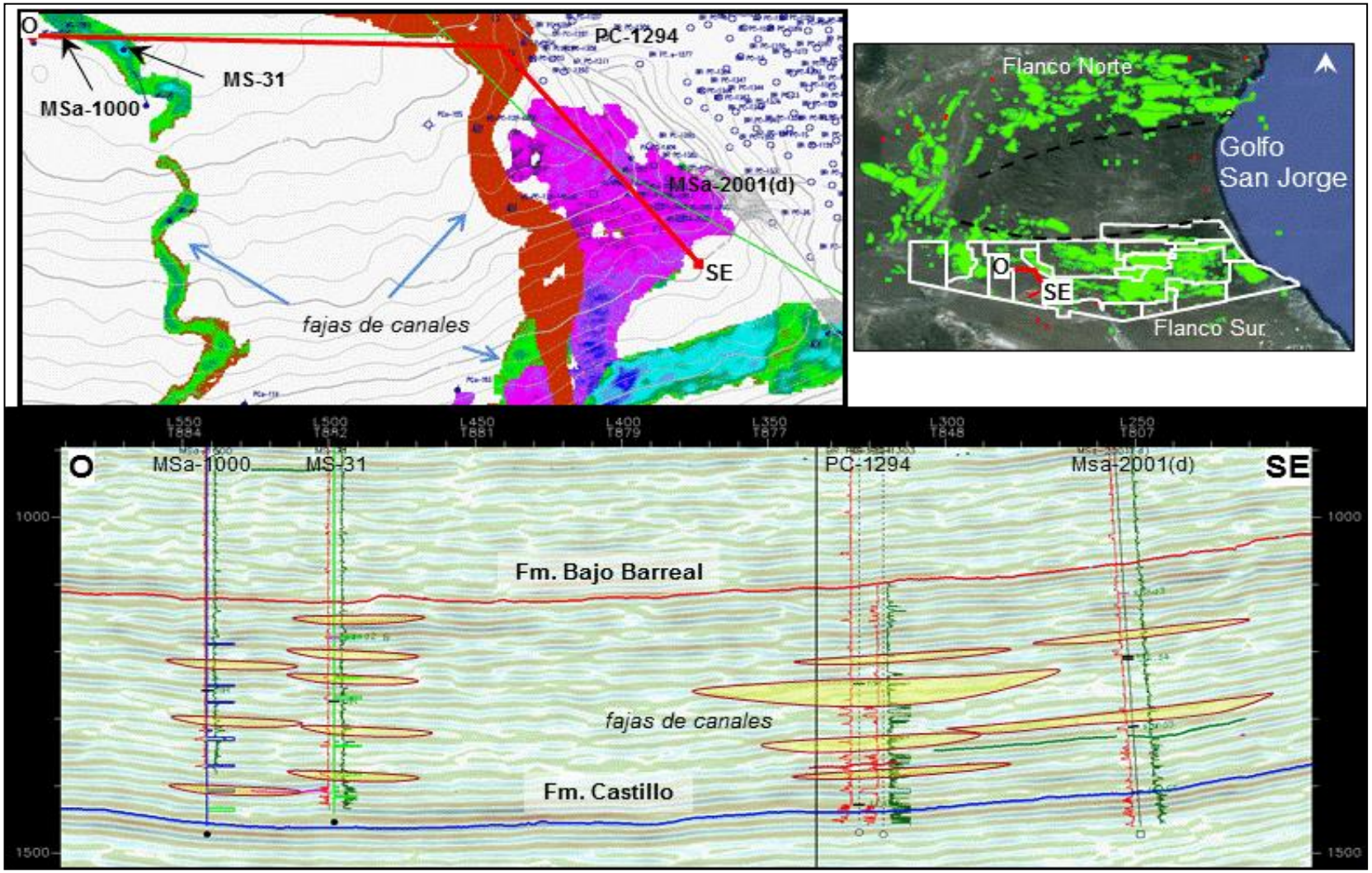



*Figura 143: modelos de trampas estratigráficas asociadas a fajas de canales, acuñamientos y variaciones petrofísicas en las áreas Meseta Sirven y Piedra Clavada.*

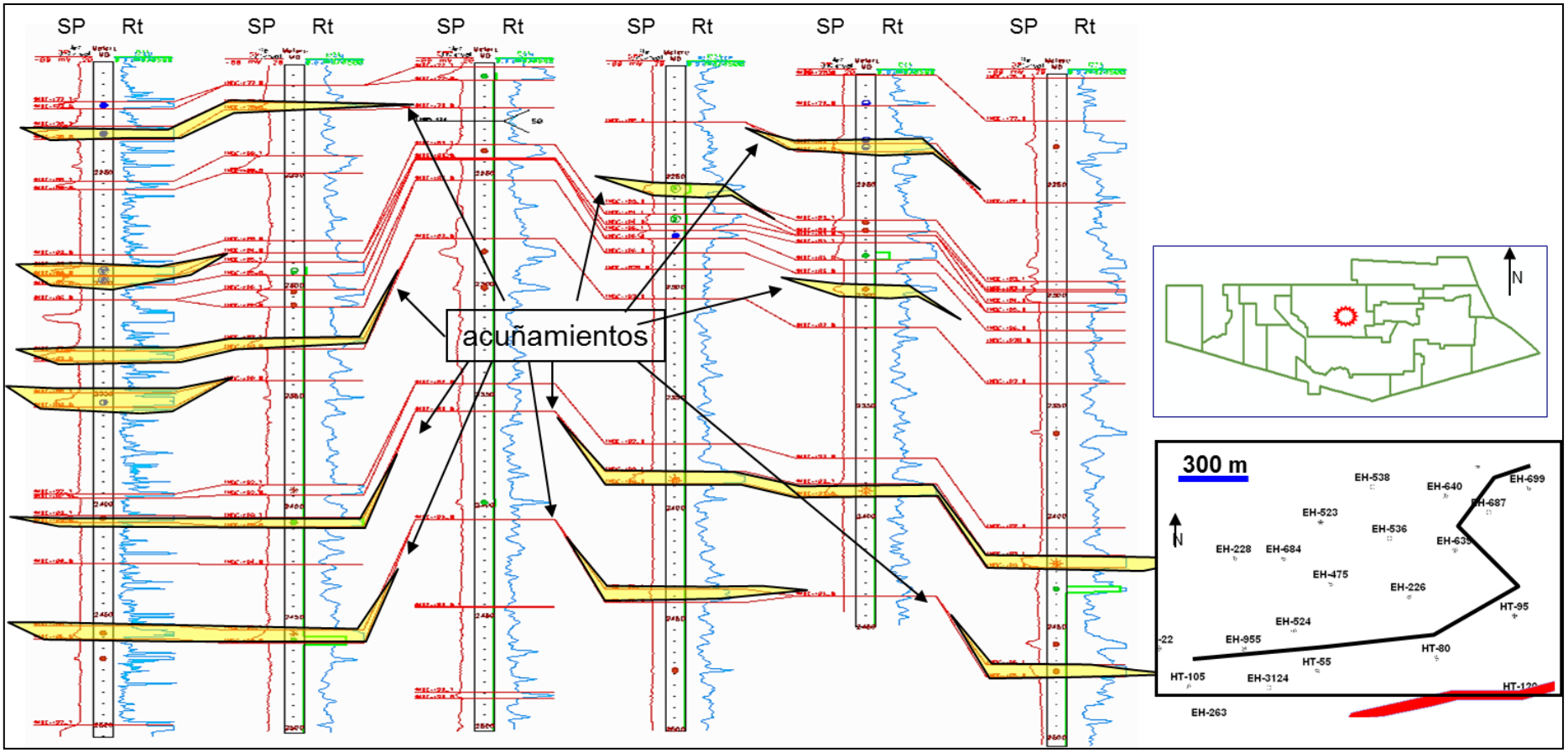



*Figura 144: panel de correlación en el área El Huemul en donde se determinan trampas estratigráficas vinculadas con acuñamientos y variaciones petrofísicas en los reservorios de la Formación Bajo Barreal.*

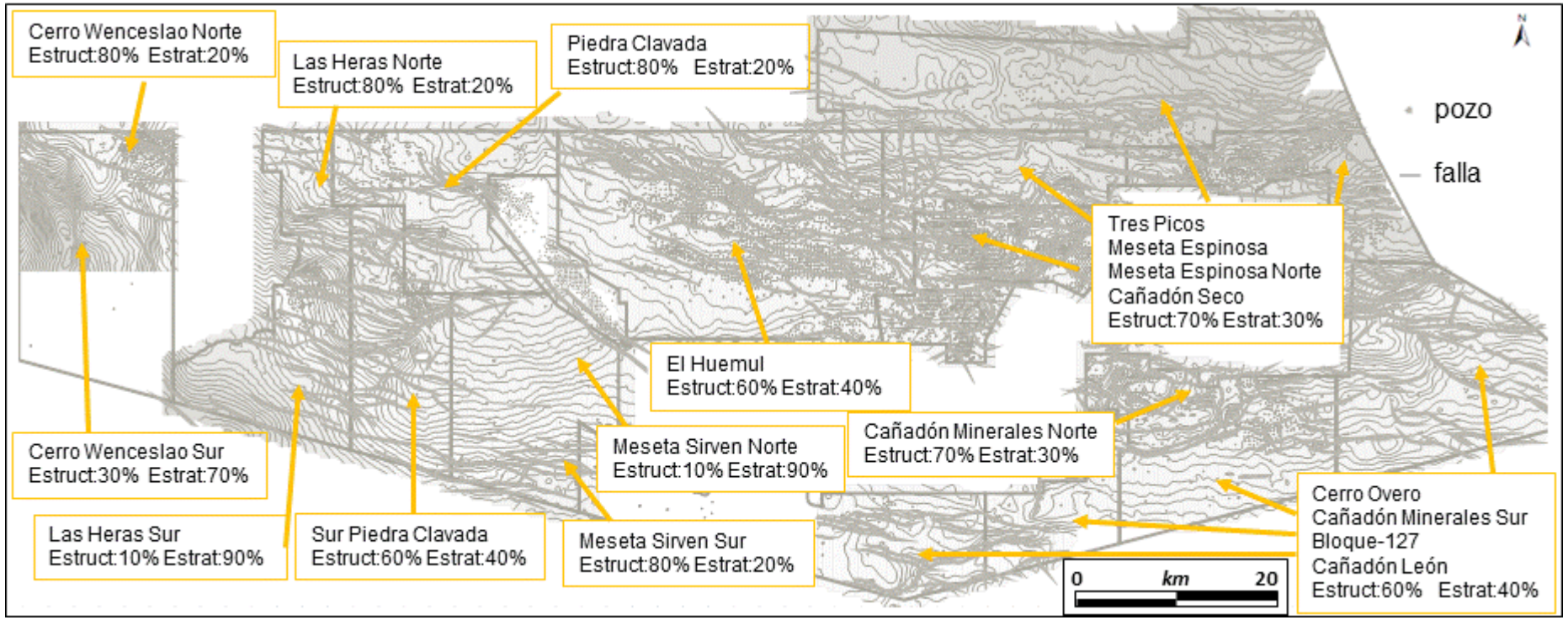



*Figura 145: porcentajes de trampas estructurales y estratigráficas por yacimiento en el área de estudio (modificado de Oxy 2011).*

Rocas reservorio – no reservorio

Las principales unidades reservorio en el área de estudio, con más del 95% de la producción de hidrocarburos, se encuentran en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa. Las unidades correspondientes a las Formaciones Mina del Carmen y Castillo constituyen el restante 5%.

Todas estas unidades ya fueron descriptas en detalle desde lo estratigráfico, sedimentario y estructural razón por la que ahora se analizarán como elementos del sistema reservorio. En promedio se reconocen por pozo más de 20 intervalos correspondientes a reservorios.

Para la caracterización de las rocas reservorio se contó con los 88 pozos que integran la base de datos con registros eléctricos en el estudio, a saber: CL-3098, CL-3104, CL-4002, CL-4016, CL-4102, CL-4117, CLa-4052, CLx-4108, CM-354, CM-1029, CM-1035, CM-1039, CM-1048, COV-3002, COV-3007, COV-3010, COVa-11, COVx-3012, CS-2151, CS-2162, CS-2191, CS-2260, CS-2264, CS-2268, CS-2287, CSa-2098, CW-1016, CW-2067, EC-1237, EC-3003, EH-448, EH-595, EH-798, EH-3043, EH-3047, EH-3059, EH-3069, EH-3118, EH-3154, EH-3157, EH-3163, EH-3168, EH-3175, EH-3193, EHx-3248, LH-30, LH-2009, LH-2034, LH-2053, LH-2060, LHx-2046, LH-2062, LMAx-1001, ME-3089, ME-3108, ME-3115, ME-3116, MEN-3141, MEN-3157, MENa-3148, MS-13, MS-19, MS-25, MS-29, MS-33, MS-36, MS-38, MSes-1, PC-2062, PC-2116, PC-2124, PC-2161, PC-2166, PCa-2121, PLx-2, SPC-1083, SPC-1109, SPC-1165, SPC-1173, SPCa-1130, SPCa-1186, SPCa-1096, SPCa-1132, SPCx-1095, TP-2003, TP-3026, TP-3041 y TP-3043 (figura 3).

Además, y como se mencionara con anterioridad, se dispuso de información de testigos laterales y de corona, control geológico, datos de laboratorio, ensayos y producción. Esta información integrada adecuadamente permitió establecer un modelo petrofísico robusto para poder evaluar las rocas reservorio.

La información de registros de pozo incluye: potencial espontáneo, rayos gamma, calibre, resistividades somera, media y profunda, tiempos de tránsito compresional y *shear*, densidad, neutrón, factor fotoeléctrico e imágenes. A partir de esta información de registros a pozo abierto, se estimaron valores de porosidad total y efectiva, saturaciones de fluidos, permeabilidad y volúmenes porcentuales de pelitas, areniscas y elementos. La base de datos digital con toda esta información se adjunta en como anexo del trabajo.

*Determinación del volumen de pelitas (Vcl)*

Para discriminar las rocas reservorio (areniscas) de las que no lo son (pelitas) se utilizaron los registros de SP, GR y la resistividad somera. Las rocas reservorio normalmente exhiben porcentajes de pelitas bajos (menores al 30%) de manera tal que la porosidad efectiva y la permeabilidad permanecen en rangos que permiten el movimiento de los fluidos y su posterior producción.

La ecuación empleada con el registro de SP es la siguiente:

Vcl= (SPlog - SPclean) / (SPclay - SPclean)  Vcl: volumen de pelita en decimal

Con Vcl: volumen de pelita en decimal; SPlog: valor del SP en el intervalo analizado; SPclean: valor del SP en la zona de reservorio de referencia; SPclay: valor del SP frente a un nivel pelítico.

La relación de Clavier (Clavier *et al*. 1969) se utilizó con el registro de GR, según:

GRi= (GRlog – GRmin) / (GRmax – GRmin)

Con GRi: índice de GR en decimal; GRlog: valor del GR en el intervalo analizado; GRmin: valor de GR en un reservorio de referencia; GRmax: valor de GR en un intervalo pelítico, y luego:

$Vcl= 1,7 – (3,38 – (GRi + 0,7)^2)^{0,5}$ Vcl: volumen de pelita en decimal

En tanto que la correspondiente para la resistividad somera (Rs) es:

Z= (Rclay / Rt) x ((Rclean – RT) / (Rclean – Rclay))

Con Z: índice pelítico; Rclay: valor de resistividad en las pelitas; Rt: valor de resistividad en el intervalo analizado; Rclean: resistividad en un intervalo de referencia, y luego:

$Vcl= 0,5 \times (2 \times Z)^{0,67 \times (Z + 1)}$ Vcl: volumen de pelita en decimal

La figura 146 muestra los valores medios de volumen de pelitas para todos los intervalos potencialmente reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo, según un corte oeste-este hacia el centro de cuenca. Se observa un leve incremento (menor del 10%) del contenido de pelitas hacia el este, probablemente asociado con la profundización de la cuenca, distancia desde el área de aporte y la configuración de la misma al depositarse los sedimentos (ver figura 73).

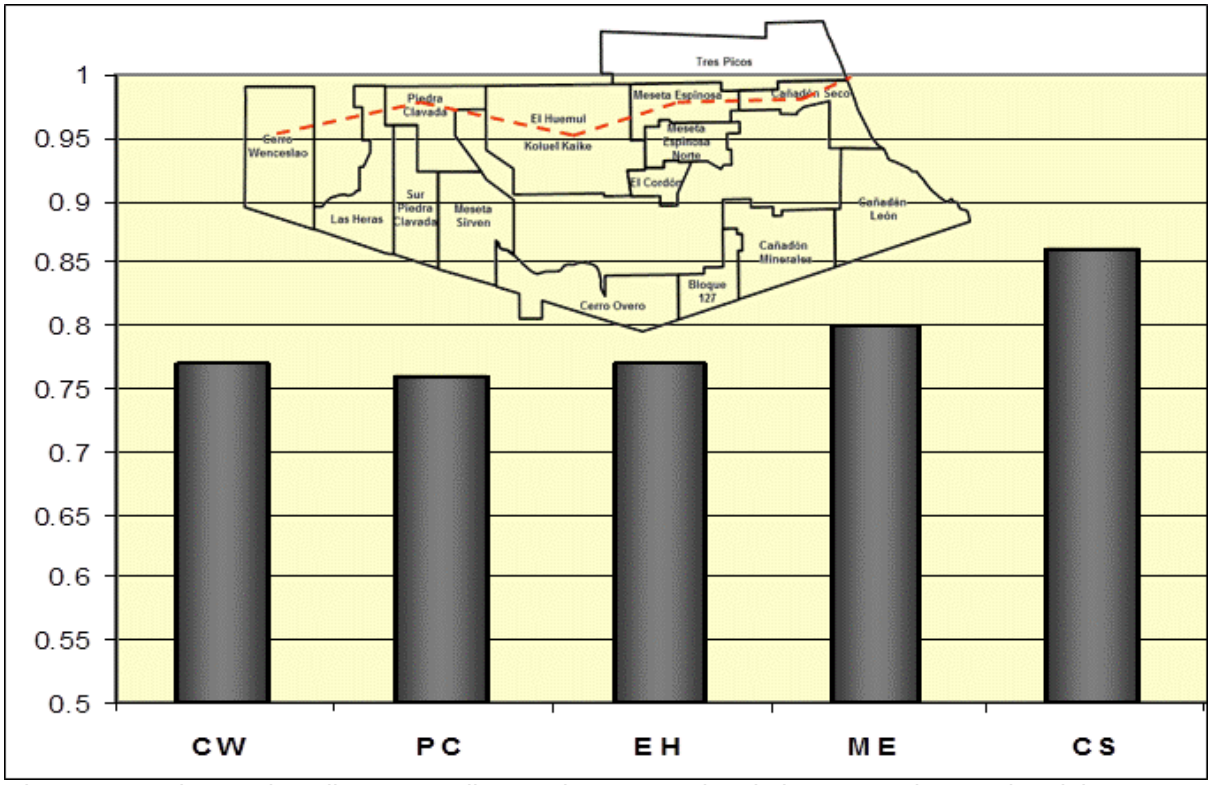



*Figura 146: volumen de pelitas promedio para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo hacia el centro de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; PC: Piedra Clavada; EH: El Huemul; ME: Meseta Espinosa; CS: Cañadón Seco.*

A su vez, la figura 147 representa el contenido promedio de pelitas para las mismas unidades pero hacia el borde de cuenca. Hacia el este se observa un limitado incremento porcentual (15%) que se interpreta producto de la forma de la cuenca y distancia hasta las áreas de aporte que proveían de sedimentos al momento de depositarse las unidades.

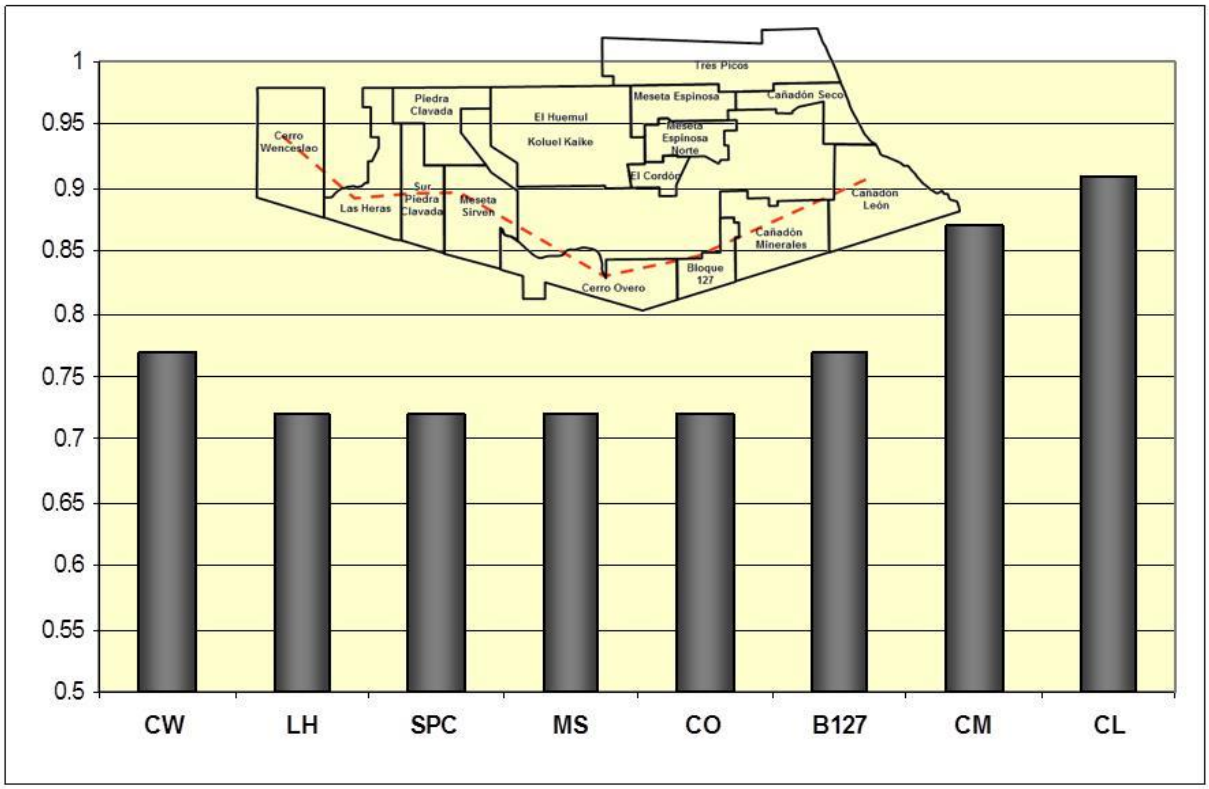



*Figura 147: volumen de pelitas promedio para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo hacia el borde de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; LH: Las Heras; SPC: Sur Piedra Clavada; MS: Meseta Sirven; CO: Cerro Overo; B127: Bloque 127; CM: Cañadón Minerales; CL: Cañadón León.*

La figura 148 representa los valores medios de volumen de pelitas para todos los intervalos potencialmente reservorio de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa, según un corte oeste-este hacia el centro de cuenca. Se observa una disminución menor al 10% en el volumen de pelitas hacia el este que se atribuye a la profundización de la cuenca.

Asimismo, en la figura 149 se presentan los promedios de contenido de pelitas para las mismas unidades pero hacia el borde de cuenca. Se reconoce un mayor valor de los promedios hacia el oeste, si bien porcentualmente se ubica en menos del 10%.

Si bien las variaciones porcentuales no son significativas, se interpreta que las mismas están mostrando cambios en las características de los reservorios que están ligadas con la posición dentro de la cuenca, distancia con respecto del área de aporte e historia de soterramiento y diagénesis.

En la figura 150 corresponde a la evaluación de formaciones en el pozo PC-2124 (figura 4) con la respuesta de los registros de pozo abierto y las curvas computadas correspondientes, metodología empleada para la determinación del volumen de pelitas/areniscas, porosidad, saturación de agua y permeabilidad.

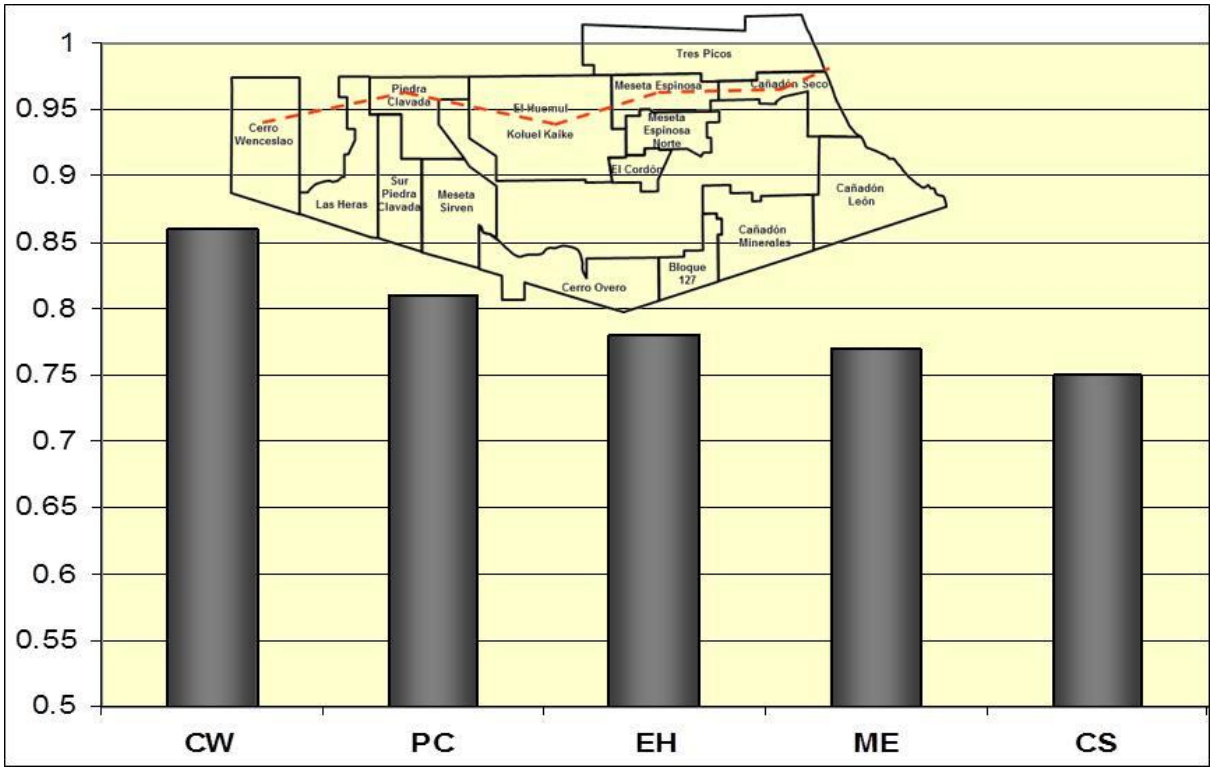



*Figura 148: volumen de pelitas promedio para los reservorios de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa hacia el centro de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; PC: Piedra Clavada; EH: El Huemul; ME: Meseta Espinosa; CS: Cañadón Seco.*

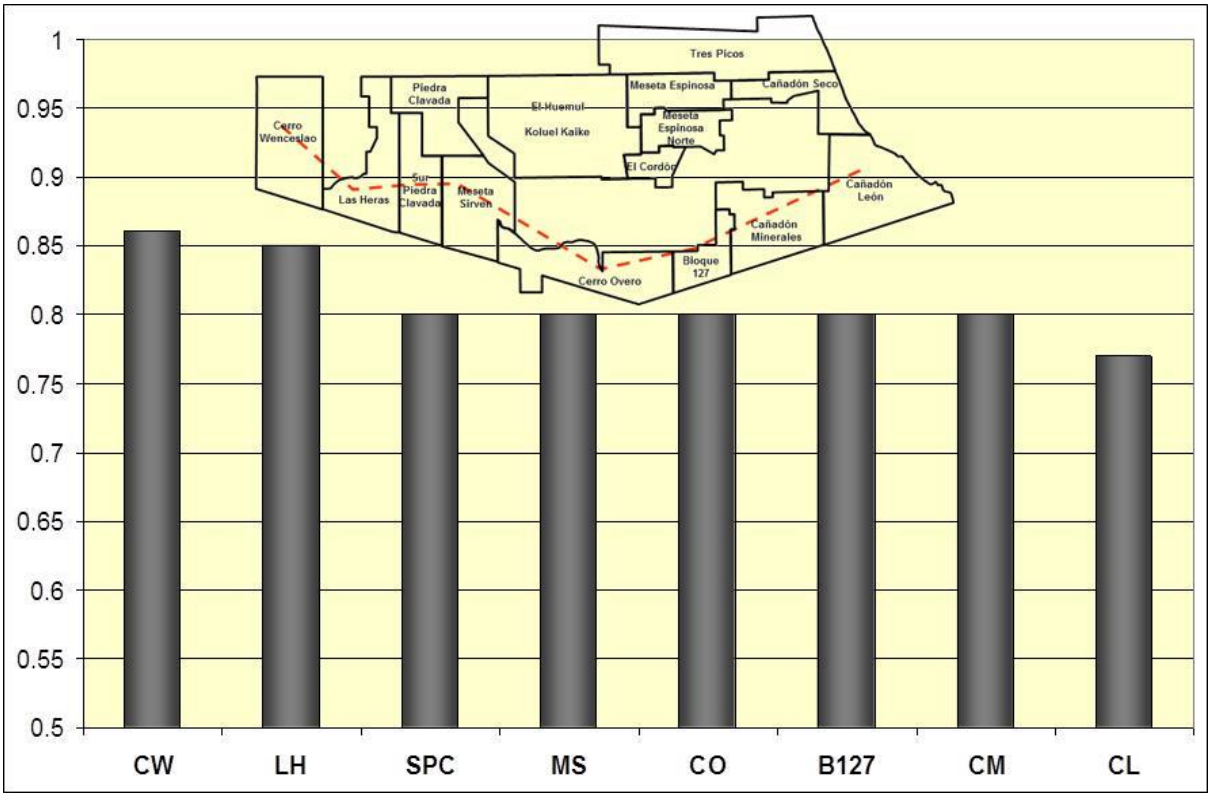



*Figura 149: volumen de pelitas promedio para los reservorios de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa hacia el borde de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; LH: Las Heras; SPC: Sur Piedra Clavada; MS: Meseta Sirven; CO: Cerro Overo; B127: Bloque 127; CM: Cañadón Minerales; CL: Cañadón León.*

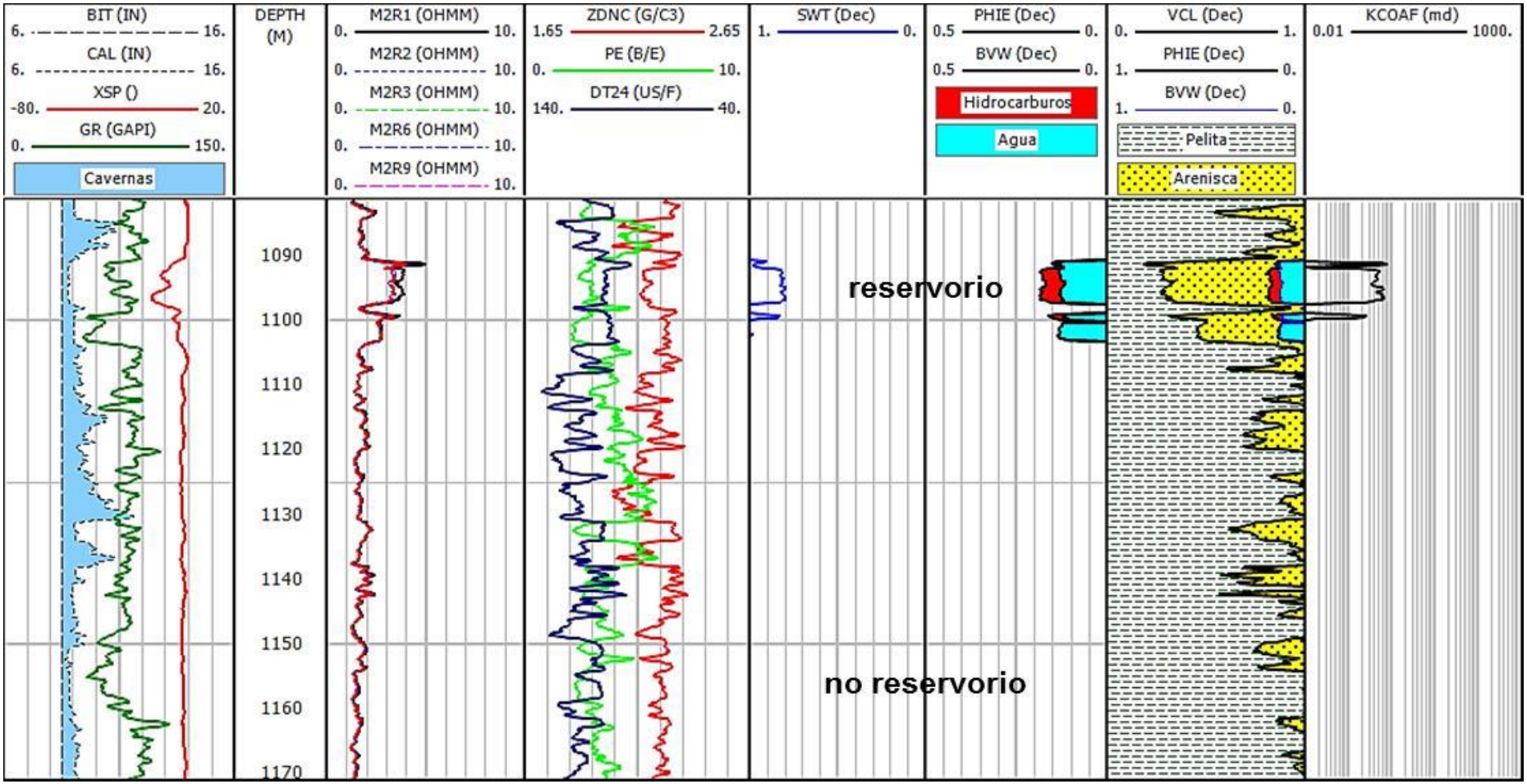



*Figura 150: evaluación de formaciones a pozo abierto en el pozo PC-2124. BIT: calibre nominal en pulgadas, #1 CAL: calibre en pulgadas, XSP: potencial espontáneo en mV, GR: rayos gamma en GAPI. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 M2R1, M2R2, M2R3, M2R6, M2R9: resistividades en ohm metro. #4 ZDNC: densidad en g/cm3, PE: factor fotoeléctrico en barns/e, DT24: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #5 SWT: saturación de agua en decimal. #6 PHIE: porosidad efectiva sobre el total de la roca en decimal, BVW: espacio poral ocupado por agua. #7 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca, PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca, BVW: espacio poral ocupado por agua, Pelitas: porcentaje de pelitas. Psamitas: porcentaje de psamitas sobre el total de la roca. #8 KCOAF: permeabilidad en milidarcys.*

Adicionalmente, en seis pozos (CS-2264, EH-3157, LH-2060, MEN-3141, PC-2124 y SPC-1109, figura 4) se efectuó el registro de espectroscopía elemental (Schlumberger 2006, Baker Hughes 2015, Halliburton 2015).

Este perfil a pozo abierto se utiliza para determinar las concentraciones elementales, cantidad de cada elemento presente en la sección de roca que rodea al pozo expresada en porcentaje en peso.

Por otra parte, en esos pozos y a los fines de completar la adquisición de datos se registró de manera conjunta GR espectral, que permite discriminar la presencia de elementos radiactivos conteniendo potasio, torio y uranio.

Finalmente, y para ajustar la respuesta de los modelos petrofísicos se calibraron las interpretaciones con información de difracción de Rayos X efectuada sobre testigos laterales.

En la columna sedimentaria correspondiente a este trabajo la participación de minerales arcillosos es significativamente mayor para la clorita y la caolinita, y en el caso de las proporciones de illita y esmectita se observaron variaciones que se describen a continuación.

La figura 151a es un gráfico de volumen de illita *vs* volumen de esmectita (arcillas determinadas a partir de la espectroscopía elemental) para las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa y en la 151b los volúmenes determinados en las Formaciones Mina del Carmen y Castillo.

Al comparar ambos gráficos es posible reconocer algunas características distintivas, tales como:

1) las unidades más someras (figura 151a) exhiben mayores valores de esmectita (como era esperable por la proporción de material volcaniclástico) comparadas con las más profundas (figura 151b);

2) en el grupo de los intervalos menos profundos (figura 151a), los pozos ubicados hacia el centro de cuenca y los estructuralmente más bajos tienen mayores valores relativos de illita;

3) los intervalos más profundos (figura 151b) muestran una disminución sustancial de la presencia de esmectita; y,

4) nuevamente se observa que los pozos localizados más cerca del centro de cuenca y estructuralmente más bajos exhiben mayores proporciones de illita (figura 151b).

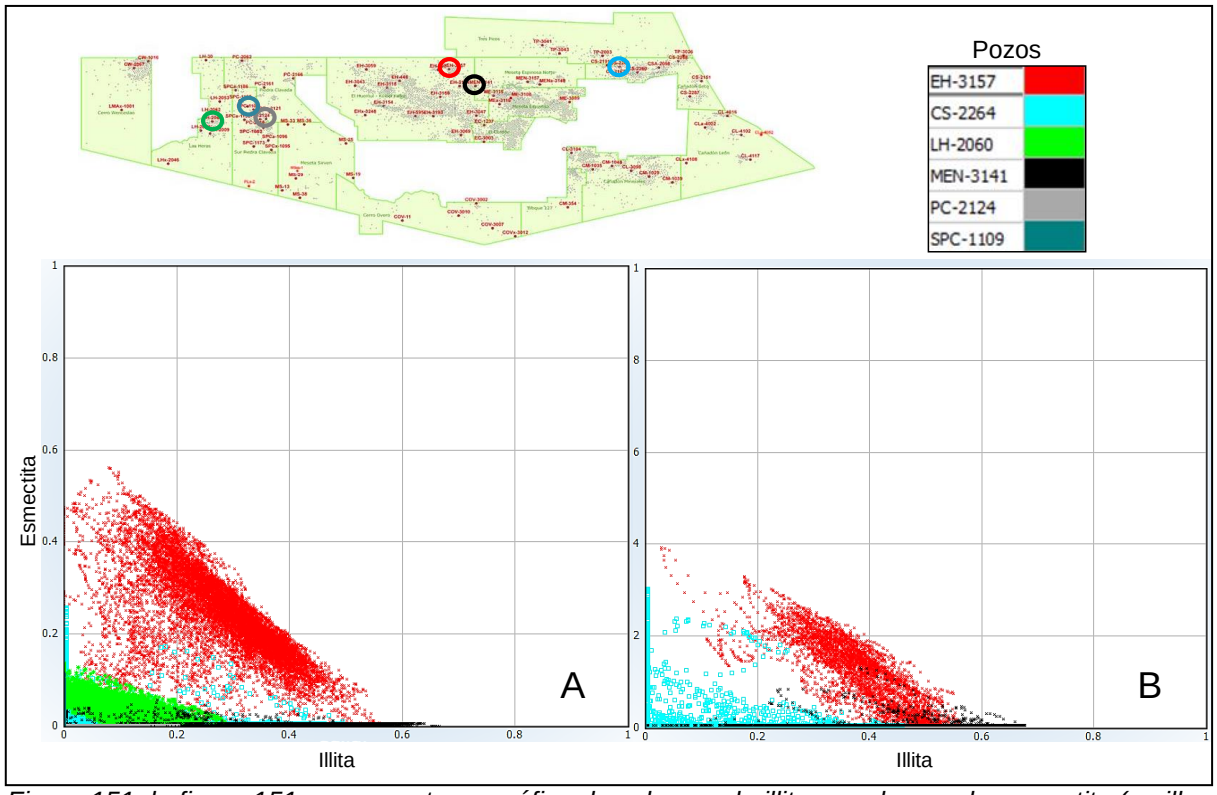



*Figura 151: la figura 151a representa un gráfico de volumen de illita vs volumen de esmectita (arcillas determinadas a partir de la espectroscopía elemental) para las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa; la figura 151b exhibe los volúmenes determinados para las Formaciones Mina del Carmen y Castillo. El mapa permite ubicar los pozos incluidos en el análisis (CS-2264, EH-3157, LH-2060, MEN-3141, PC-2124 y SPC-1109, y repesentados en el eje z de gráfico correspondiente)*.

En las figuras 152 y 153 se presentan sendas evaluaciones de formaciones integradas para el pozo EH-3157 en el Miembro Caleta Olivia de la Formación Cañadón Seco y separadas por unos 300 metros de profundidad. En las mismas se pueden observan de manera conjunta los resultados obtenidos a partir de la utilización de la espectroscopía elemental con la información brindada por la difractometría de Rayos X para los reservorios de interés.

A continuación se describen los parámetros representados en cada pista (#) de las figuras 152 y 153.

*Figuras 152 y 153: evaluación de formaciones en el pozo EH-3157. #1 GRCorr: GR corregido en GAPI, KTHC:valor de potasio-torio corregido en GAPI, Caliper: calibre en pulgadas, SPO: potencial espontáneo en mV; #2 mbbp; #3 M2R1, M2R3, M2R9, M2RX resistividades somera, media y profunda; #4 bulk density: densidad en g/cm$^3$, Neutron Por: porosidad del neutrón en matriz caliza, CNC: porosidad del neutrón en matriz arenisca, PE: factor fotoeléctrico en barns/e, Acoustic: tiempo de tránsito compresional microseg/pie, Irr. Water: agua irreducible, NMR Eff. Porosity: porosidad efectiva del NMR; #5 Potassium: potasio en porcentaje, Thorium: torio en ppm; #6 Silicon: silicio en % en peso, Calcium: calcio en % en peso; #7 Magnesium: magnesio en % en peso, Iron: hierro en % en peso; #8 Aluminum: aluminio en % en peso, Sulfur: azufre en % en peso, #9 Carbon_Matrix: fracción de carbón en la matriz, Titanium: titanio en fracción, Carbon in Formation: carbón en la roca; #10 litología específica: pelita, pelita-carbón, pelíta-cuarzo, carbón-pelita, carbón-cuarzo, carbón, sal, dolomita-anhidrita, caliza-anhidrita, anhidrita, dolomita-pelita, dolomita-anhidrita, dolomita-caliza, dolomita, caliza-dolomita, caliza; #11 mineralogía de la difracción de Rayos X (illita, esmectita, caolinita, clorita, glauconita, apatito, zeolita, anhidrita, hematita, pirita, carbono orgánico, siderita, dolomita, calcita, feldespato potásico, plagioclasa; #12 fracciones volumétricas de los minerales estimadas a partir de análisis estocástico.*

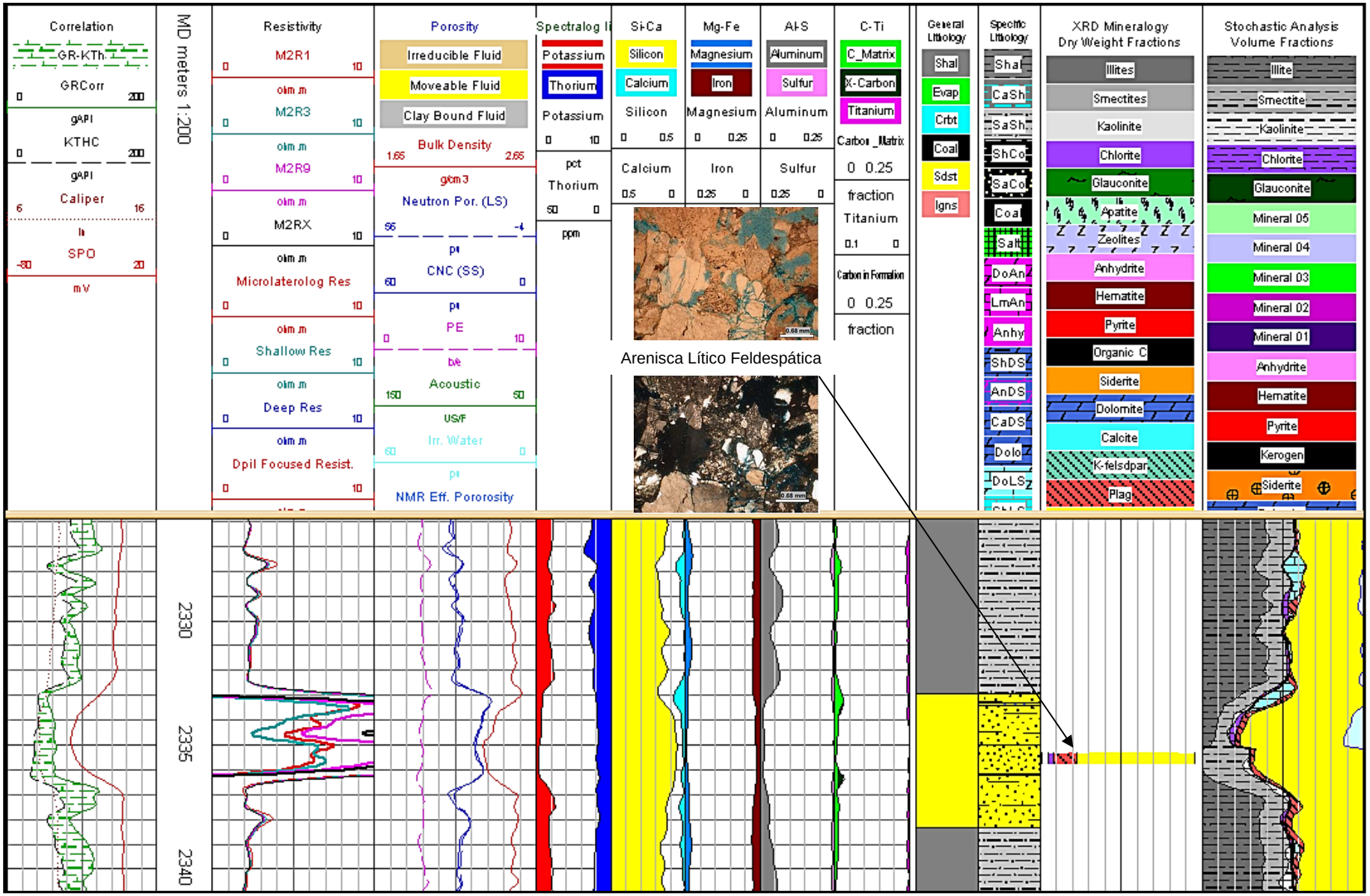



*Figura 152: ver explicación en el texto.*

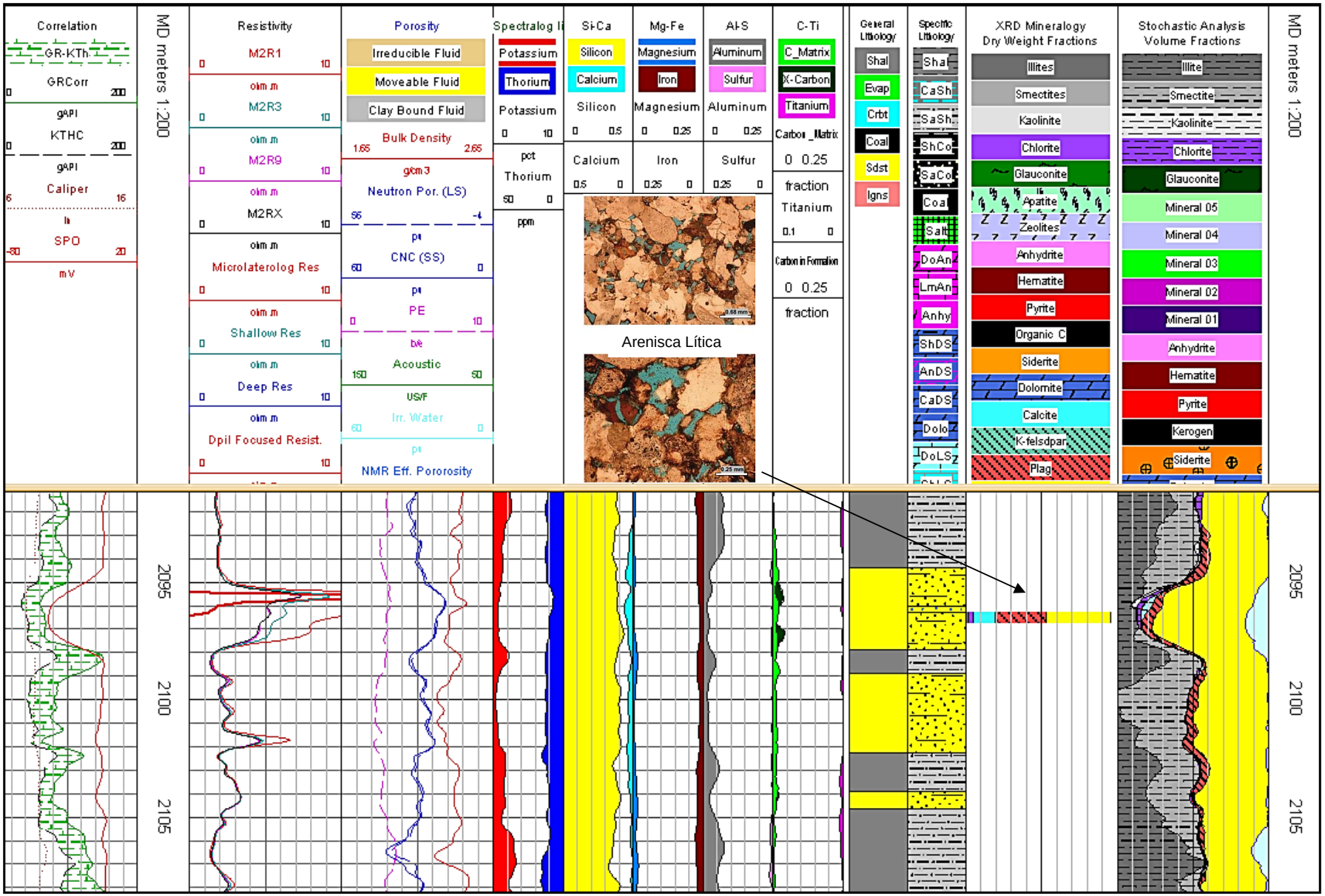



*Figura 153: ver explicación en el texto.*

El empleo de este tipo de registro a pozo abierto también permitió determinar un horizonte guía a partir del incremento en la proporción de illita que coincide con el límite entre los Miembros Caleta Olivia y Cañadón Seco-1 de la Formación Cañadón Seco. La figura 154 muestra la variación en la proporción de illita que se interpreta como un cambio litológico relacionado con la participación de material piroclástico, así como indicador de mayor paleotemperatura (Pollastro 1993, Primmer *et al*. 1997).

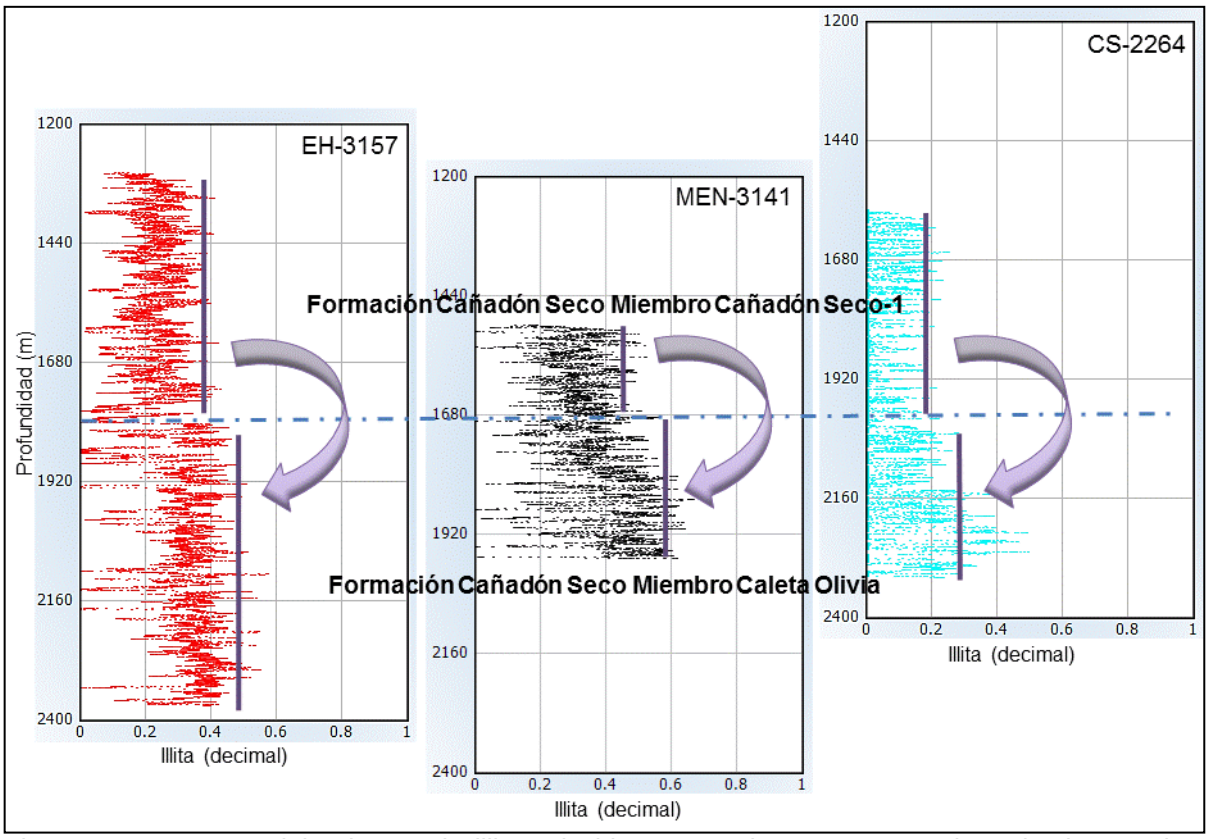



*Figura 154: aumento del volumen de illita coincidente con el contacto entre los Miembros Caleta Olivia y Cañadón Seco-1 de la Formación Cañadón Seco observable en los pozos EH-3157, MEN-3141 y CS-2264.*

La distribución de los minerales arcillosos dentro del área de estudio reviste una especial importancia en virtud de varios factores, a saber: 1) las esmectitas tienen capacidad de expandirse si los fluidos de perforación no son los adecuados, esto puede conllevar agarres de la sarta de perforación; 2) de acuerdo con el tipo y porcentaje de arcilla, las propiedades mecánicas de las rocas serán diferentes y eso afectará los parámetros de perforación y la geometría del pozo; 3) en función del punto anterior, la geomecánica es muy variable y por ende el diseño de las fracturas hidráulicas realizadas al momento de estimular los diferentes reservorios; y, 4) en las unidades reservorio, la presencia de minerales arcillosos reduce sustancialmente la porosidad efectiva y la permeabilidad afectando negativamente las características productivas de fluidos en los mismos.

En la figura 155 se pueden observar las variaciones en el diámetro del pozo producto de la diferente respuesta mecánica de las rocas atravesadas. Frente a los niveles pelíticos (no reservorio) el mismo se agranda (más que lo nominal) generando cavernas en tanto que frente a las areniscas (reservorio) el diámetro del pozo se reduce por el desarrollo de revoque, característica buscada en la formulación de los lodos de perforación para, entre otras cosas, disminuir el daño de formación y así preservar sus condiciones productivas.

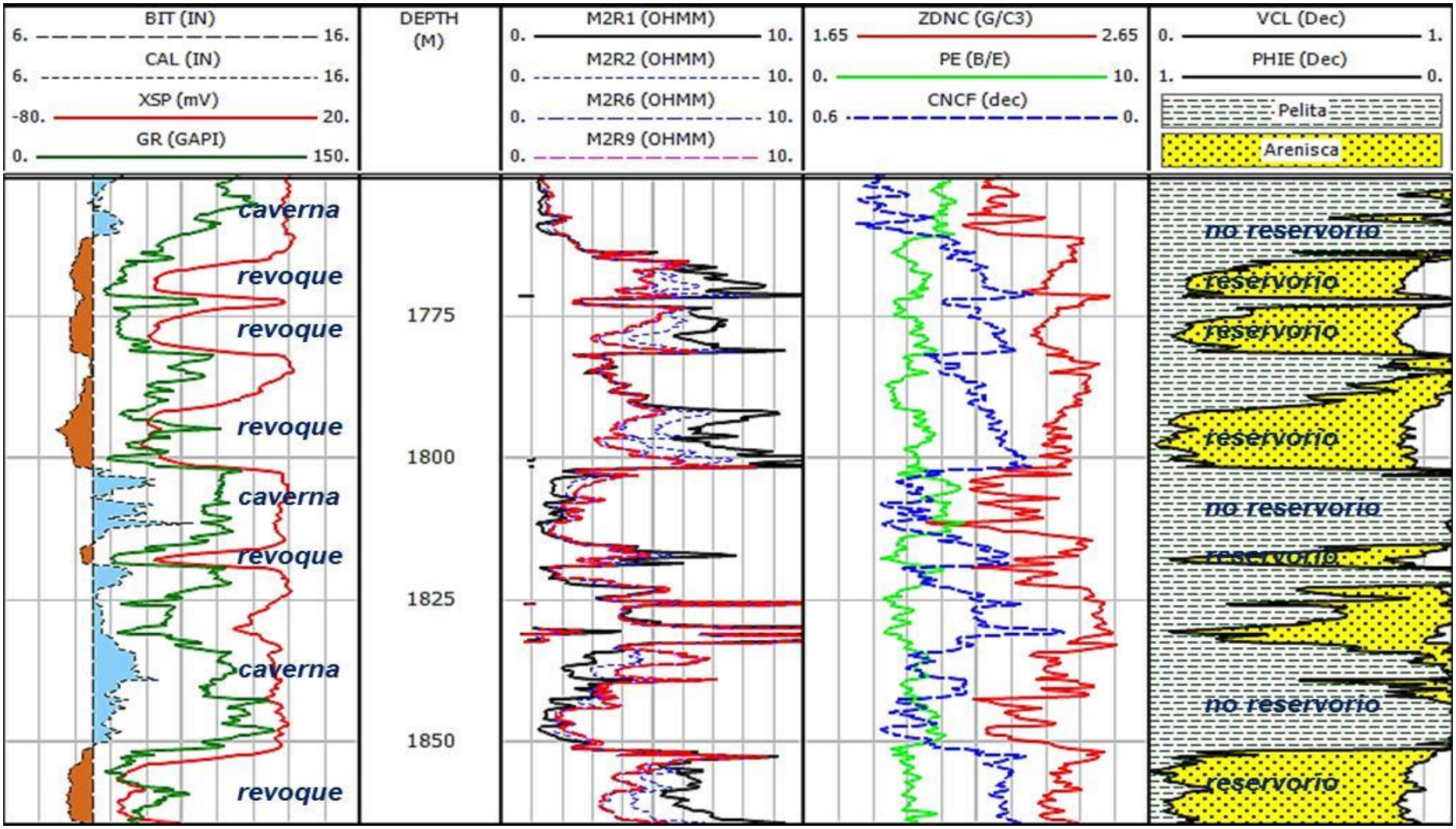



*Figura 155: evaluación de formaciones a pozo abierto en el pozo EH-3157. #1 BIT: calibre nominal en pulgadas, CAL: calibre en pulgadas, XSP: potencial espontáneo en mV, GR: rayos gamma en GAPI. #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 M2R1, M2R2, M2R6, M2R9: resistividades en ohm metro. #4 ZDNC: densidad en g/cm3, PE: factor fotoeléctrico en barns/e, CNCF: porosidad del neutrón en decimal. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca, PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca.*

Asimismo, en los pozos SPC-1034 y EH-3183 (figura 4) se registraron imágenes microrresistivas a pozo abierto en donde es posible determinar características sedimentarias de los reservorios (figuras 156, 157 y 158) así como la presencia de fracturas cementadas y abiertas (figuras 159 y 160), estas últimas favoreciendo la producción de fluidos.

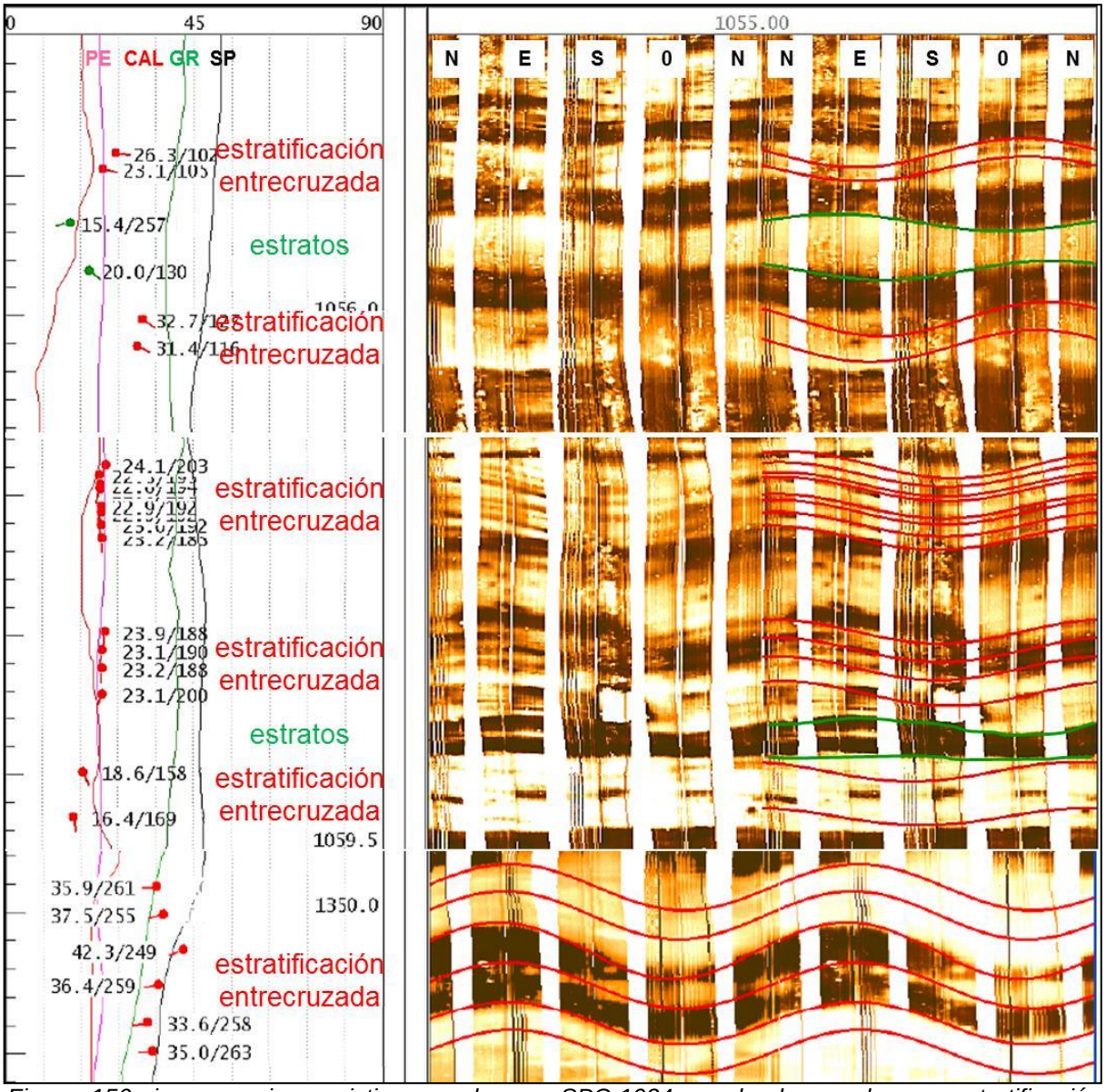



*Figura 156: imagen microrresistiva en el pozo SPC-1034 en donde se observa estratificación entrecruzada que indica direcciones cambiantes de paleocorrientes oeste-este y norte-sur. PE: factor fotoeléctrico, CAL: calibre, GR: rayos gamma, SP: potencial espontáneo. Rumbo y azimuth del plano: 26.3/102. Profundidad en metros bajo boca de pozo: 1056.0.*

La figura 157 resume la orientación espacial de 168 planos de estratificación reconocidos en las imágenes de pozo para un intervalo de entre 802 mbbp y 1.571 mbbp en el pozo SPC-1034. Del análisis de la misma, y también por lo exhibido en la figura 156, se desprende que existe una gran variabilidad en las direcciones encontradas, característica propia de los ambientes fluviales con moderada a alta sinuosidad, situación reconocida a partir del análisis de la información sísmica al determinar las distintas fajas de canales (ver figuras 71a, 71b, 102 y 107).

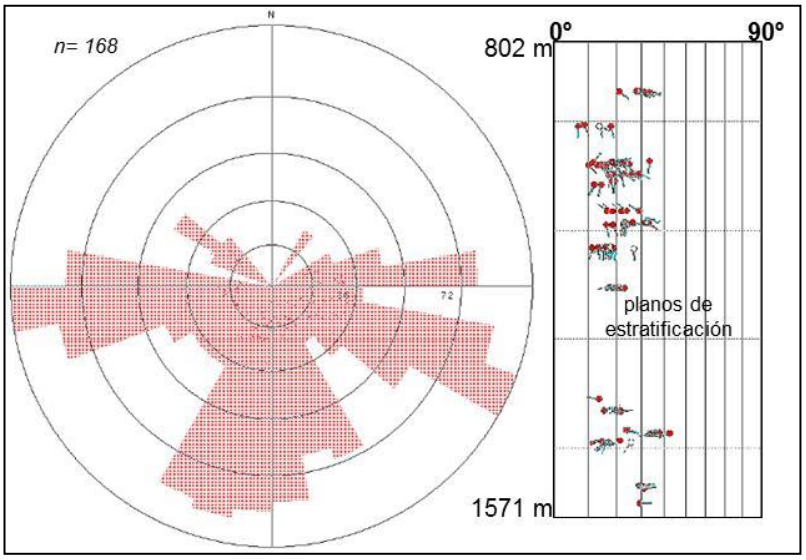



*Figura 157: distribución espacial de 168 planos definidos entre las profundidades 802 y 1.571 mbbp en el pozo SPC-1034. Existe una gran variabilidad en las direcciones que se interpreta obedecen a la alta sinuosidad de las fajas de canales.*

En el pozo EH-3183, la imagen adquirida también muestra variabilidad en las direcciones observadas correspondientes a los planos de estratificación, característica distinguible en depósitos fluviales con marcada sinuosidad (figura 158).

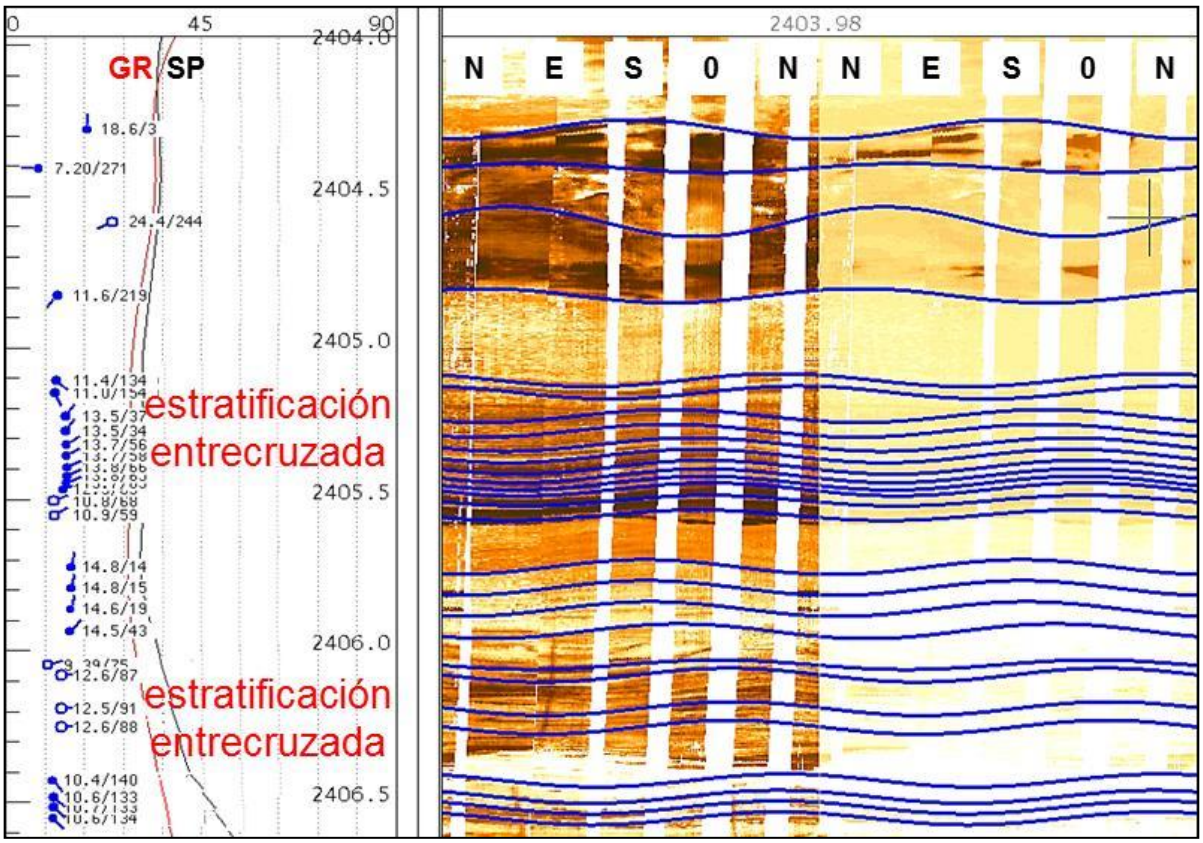



*Figura 158: imagen microrresistiva en el pozo EH-3183 en donde se observa estratificación entrecruzada que indica direcciones cambiantes de paleocorrientes oeste-este y norte-sur. GR: rayos gamma, SP: potencial espontáneo. Rumbo y azimuth del plano: 18.6/3. Profundidad en metros bajo boca de pozo: 2404.0.*

La figura 159 es un ejemplo de determinación de fracturas abiertas y cerradas a partir de imágenes a pozo abierto.

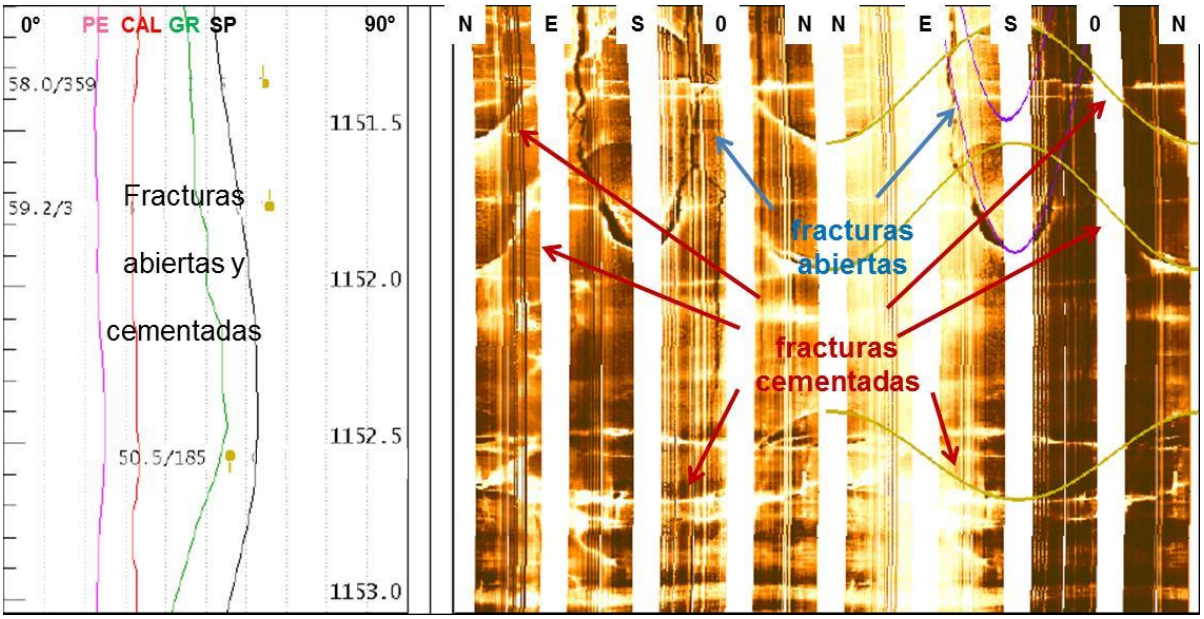



*Figura 159: imagen microrresistiva en el pozo SPC-1034 en donde se observan fracturas abiertas y cerradas. PE: factor fotoeléctrico, CAL: calibre, GR: rayos gama, SP: potencial espontáneo. Rumbo y azimuth del plano: 58.0/359. Profundidad en metros bajo boca de pozo: 1151.5.*

Inclusive en la figura 160, se destaca la alta densidad de fracturas que se interpretan están asociadas con un plano de falla.

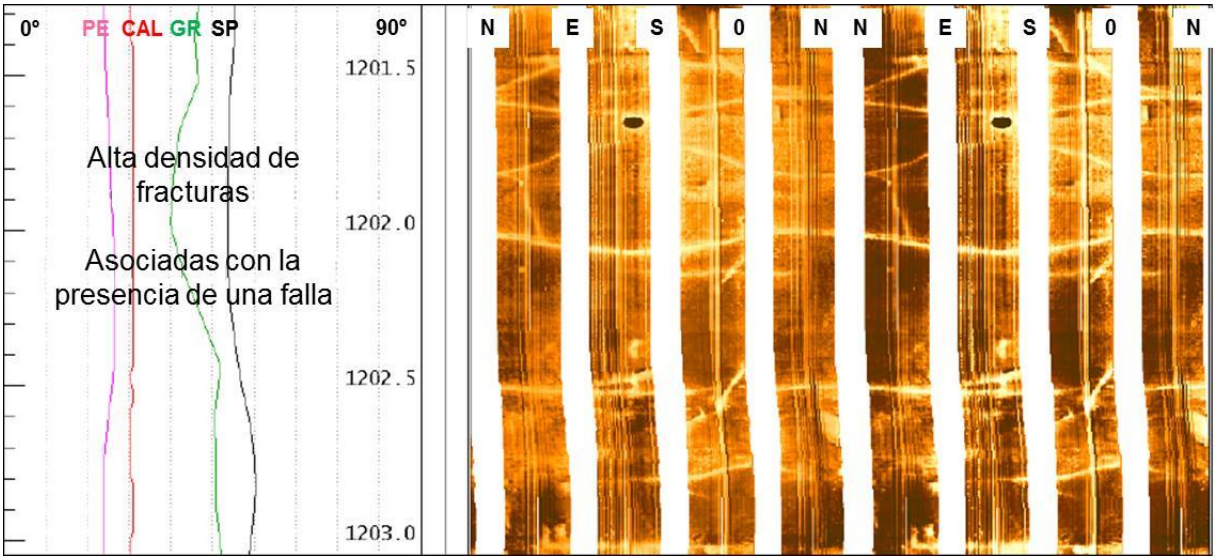



*Figura 160: imagen microrresistiva en el pozo SPC-1034 en donde se observan numerosas fracturas asociadas con una falla. PE: factor fotoeléctrico, CAL: calibre, GR: rayos gamma, SP: potencial espontáneo. Profundidad en metros bajo boca de pozo: 1201.5.*

*Estimación de la porosidad (Phi)*

La porosidad se estimó en función de los registros disponibles por pozo y por intervalo de profundidades según las ecuaciones del caso, a saber:

En los casos que se estimó a partir del registro sónico, se utilizó la ecuación de Wyllie (Stinco 2001).

Phit = ((Dtl - Dtma) / (Dtf - Dtma)) (1 / Cp)

Con Phit: porosidad total; Dtl: tiempo de tránsito compresional del intervalo a analizar; Dtma: tiempo de tránsito de la matriz; Dtf: tiempo de tránsito del fluido; Cp: factor de compactación.

Para los pozos que solo contaban con registro de densidad se empleó la ecuación (para más información ver Stinco 2001):

Phit = (dma - dl) / (dma - dfl)

Con Phit: porosidad total; dma: densidad de la matriz; dl: densidad del intervalo a analizar; dfl: densidad del fluido

La figura 161 muestra los valores medios de volumen de pelitas para las unidades reservorio de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo, según un corte oeste-este hacia el centro de cuenca. Las variaciones en porosidad son menores que 6 unidades por lo que no se consideran relevantes dada la cantidad de reservorios analizados.

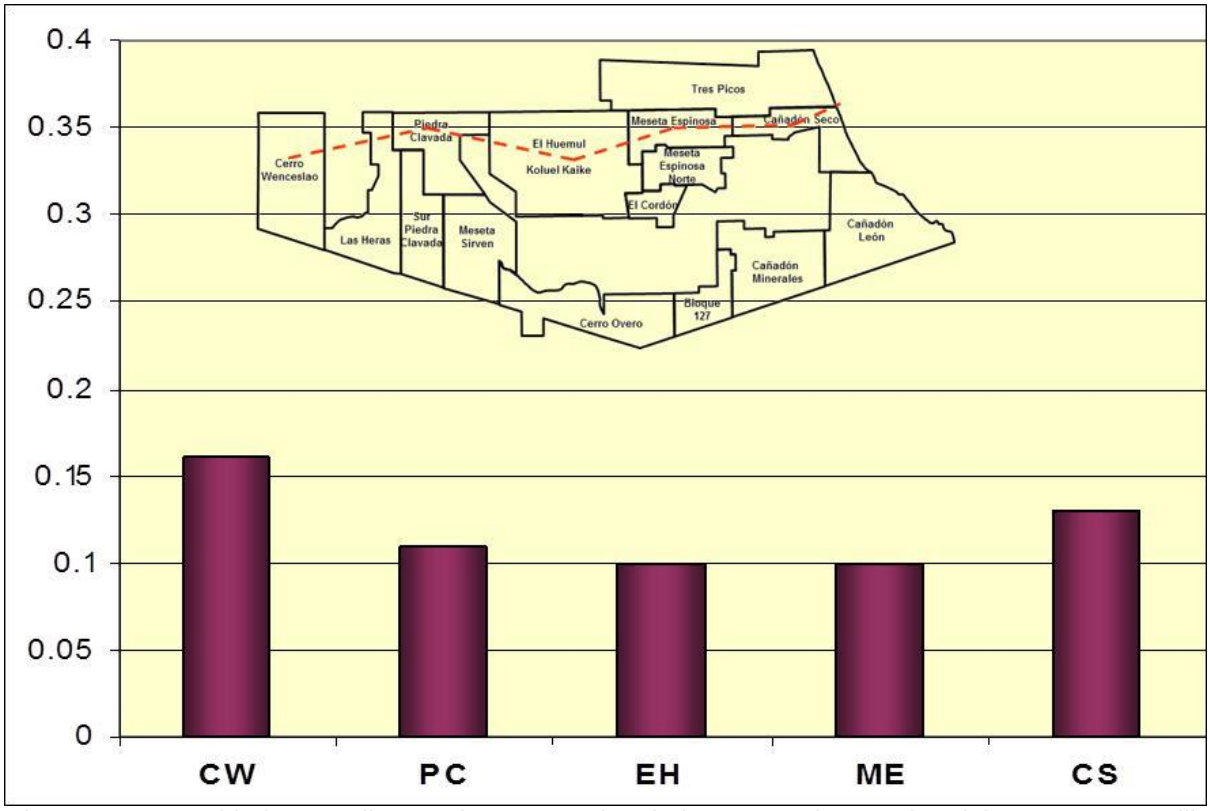



*Figura 161: porosidad promedio para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo hacia el centro de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; PC: Piedra Clavada; EH: El Huemul; ME: Meseta Espinosa; CS: Cañadón Seco.*

A su vez, la figura 162 representa la porosidad promedio para las mismas unidades pero hacia el borde de cuenca. Las variaciones en porosidad son menores que 3 unidades, indicando que la capacidad de almacenamiento de fluidos permanece cuasi constante en estos cuerpos dentro del área de estudio.

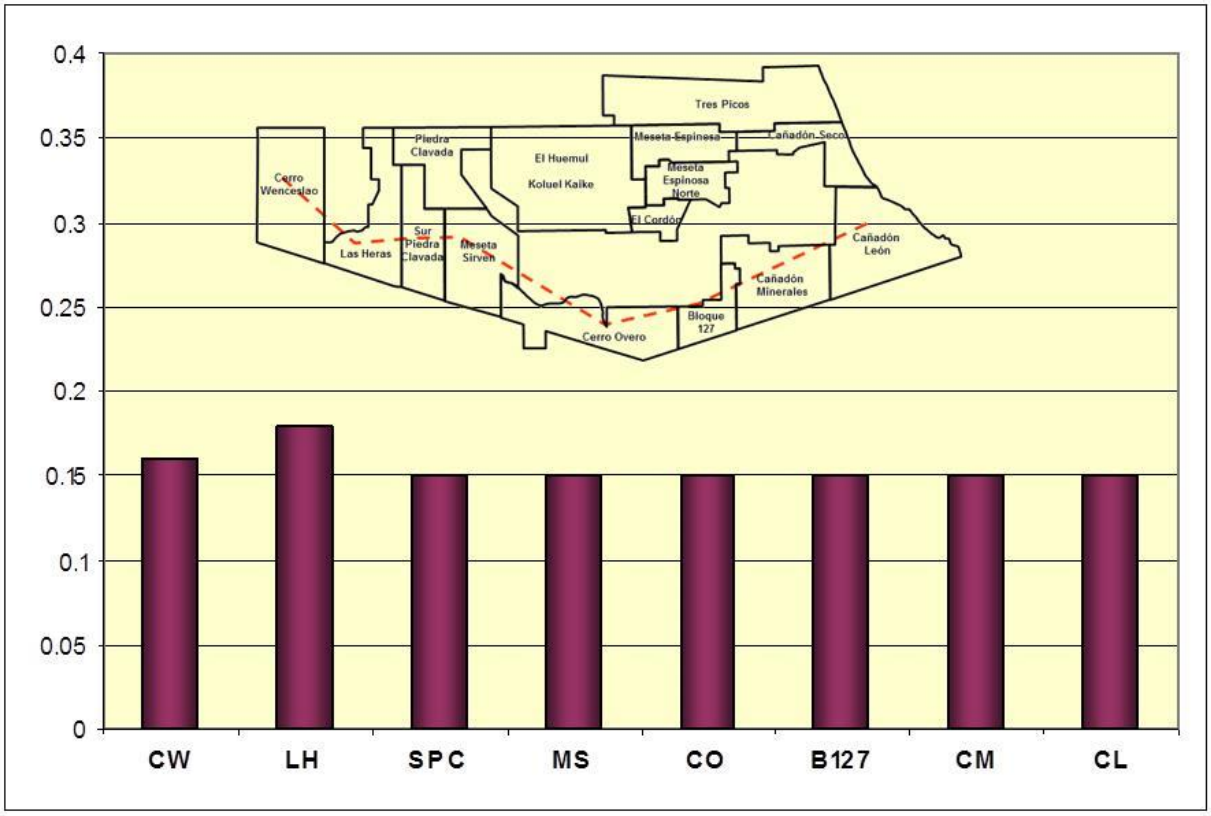



*Figura 162: volumen de pelitas promedio para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo hacia el borde de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; LH: Las Heras; SPC: Sur Piedra Clavada; MS: Meseta Sirven; CO: Cerro Overo; B127: Bloque 127; CM: Cañadón Minerales; CL: Cañadón León.*

La figura 163 representa los valores promedio de porosidad para las unidades reservorio de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa, según un corte oeste-este hacia el centro de cuenca. Las variaciones en porosidad son menores que 3 unidades por lo que no son significativas.

Asimismo, en la figura 164 se presentan los promedios porosidad para las mismas unidades pero hacia el borde de cuenca. Se reconoce un mayor valor de los promedios hacia el este, si bien porcentualmente se ubica en menos del 10%.

Si bien las variaciones porcentuales no son significativas, se interpreta que las mismas están mostrando cambios en las características de los reservorios que están ligadas con la posición dentro de la cuenca, distancia con respecto del área de aporte e historia de soterramiento y diagénesis.

Consecuentemente, al comparar los valores medios entre los reservorios más profundos con los más someros, se observa un aumento de porosidad en estos últimos, lo que estaría asociado a la influencia de la compactación de la pila sedimentaria.

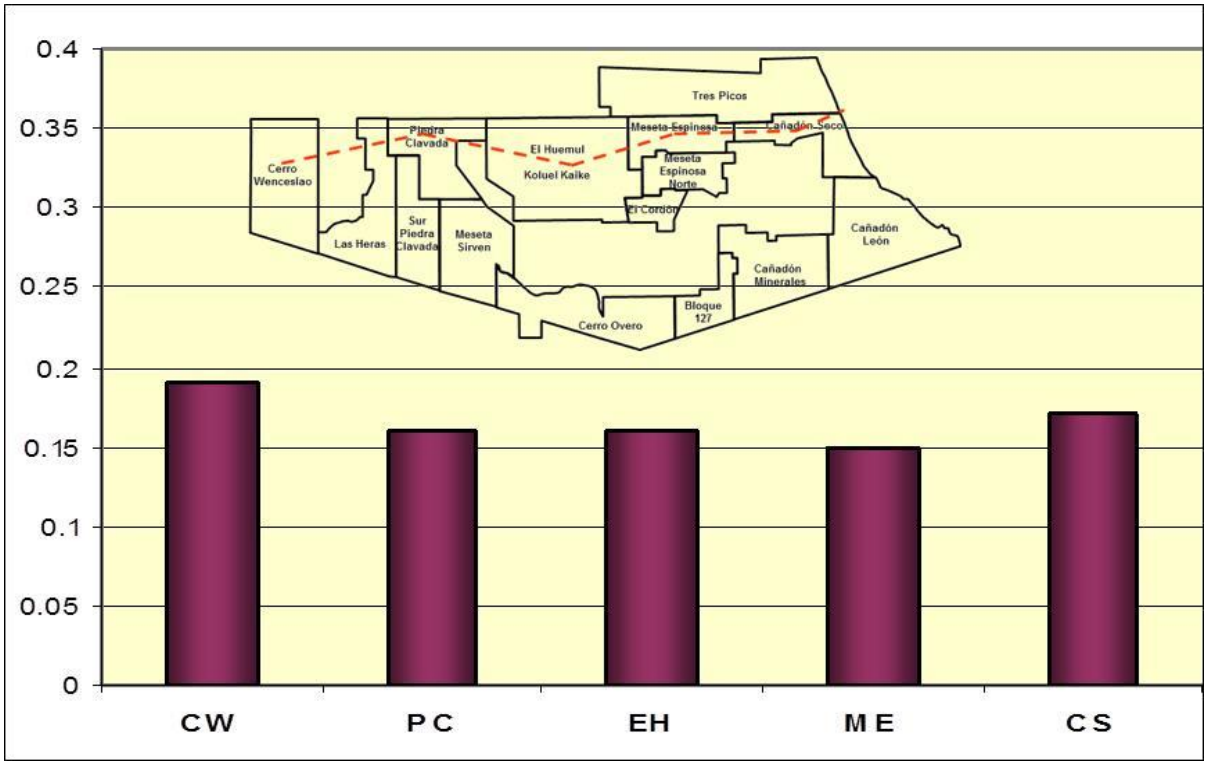



*Figura 163: porosidad promedio para los reservorios de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa hacia el centro de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; PC: Piedra Clavada; EH: El Huemul; ME: Meseta Espinosa; CS: Cañadón Seco.*

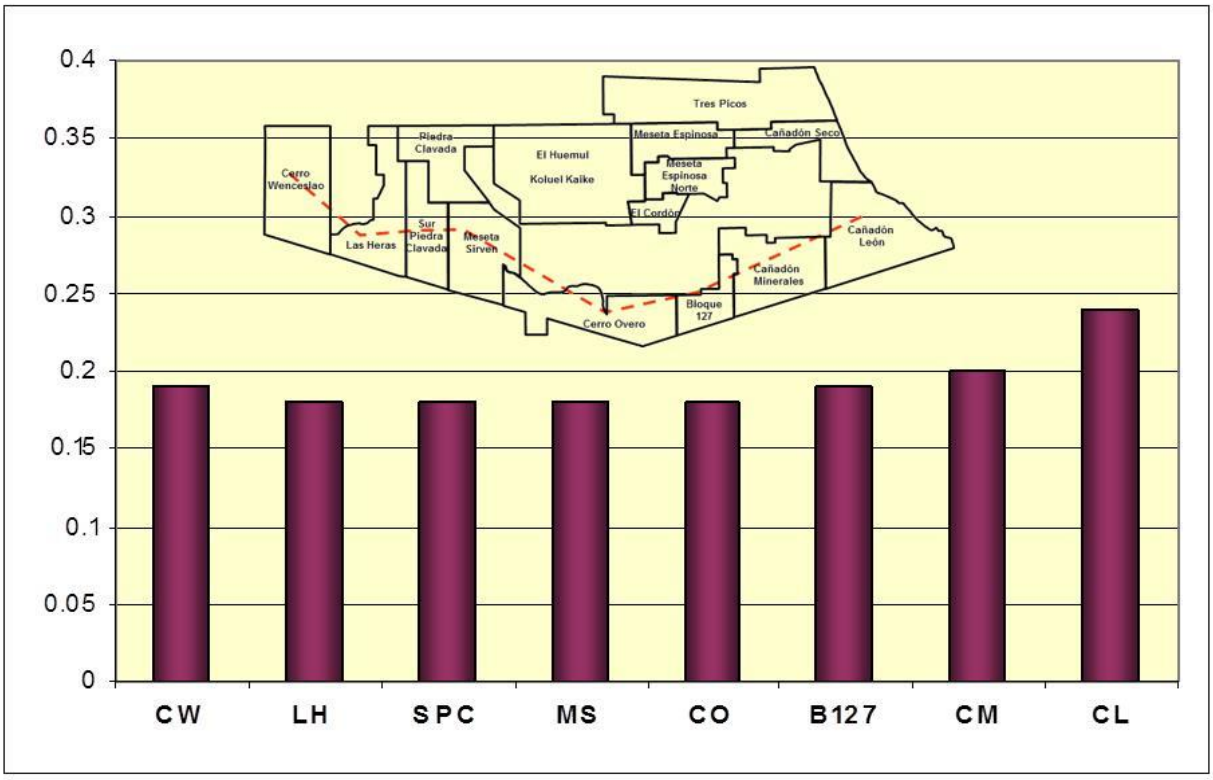



*Figura 164: volumen de pelitas promedio para los reservorios de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa hacia el borde de cuenca. CW: Cerro Wenceslao; LH: Las Heras; SPC: Sur Piedra Clavada; MS: Meseta Sirven; CO: Cerro Overo; B127: Bloque 127; CM: Cañadón Minerales; CL: Cañadón León.*

En la figura 165a se presenta el histograma de porosidad para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo, en tanto que la 165b corresponde a las unidades comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa.

Como era dable esperar, y se reconoció oportunamente en las figuras 161, 162, 163 y 164 las unidades más profundas exhiben una porosidad menor que las más someras, característica propia esta propiedad textural y que fundamentalmente obedece a un fenómeno de compactación.

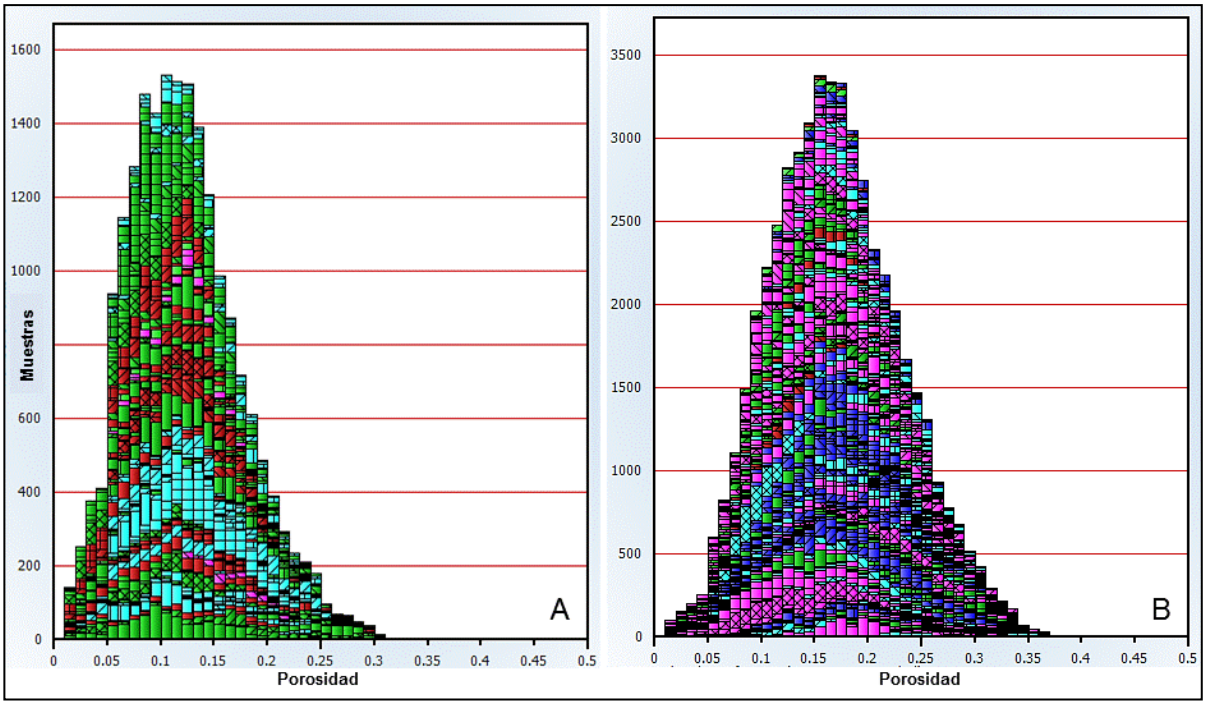



*Figura 165: a) histograma de porosidad para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo; b) corresponde a las unidades comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa.*

El fenómeno de compactación, afecta tanto a la porosidad como a la permeabilidad, dado que modifica sustancialmente las características texturales de las rocas, se puede ver en la figura 166. En esta, se aprecia como la porosidad estimada a partir del registro sónico disminuye desde valores mayores que 0,6 para los 300 mbbp hasta menores que 0,1 cuando se alcanzan los 2.650 mbbp.

El empeoramiento de las condiciones petrofísicas hacia los niveles más profundos asociados con características texturales restringe la profundidad de los pozos a perforar estableciendo límites económicos respecto de la viabilidad de los proyectos.

La razón fundamental está más ligada hacia los caudales de producción antes que a la existencia de reservorios conteniendo hidrocarburos. Por cada 100 metros de perforación adicionales a partir de los 2.500 mbbp, el costo de la misma se incrementa en un 6 %.

Considerando que la perforación representa cerca del 45% del costo del pozo, es fundamental contar con caudales de producción que solventen el valor incremental de llevar adelante la perforación de pozos más profundos.

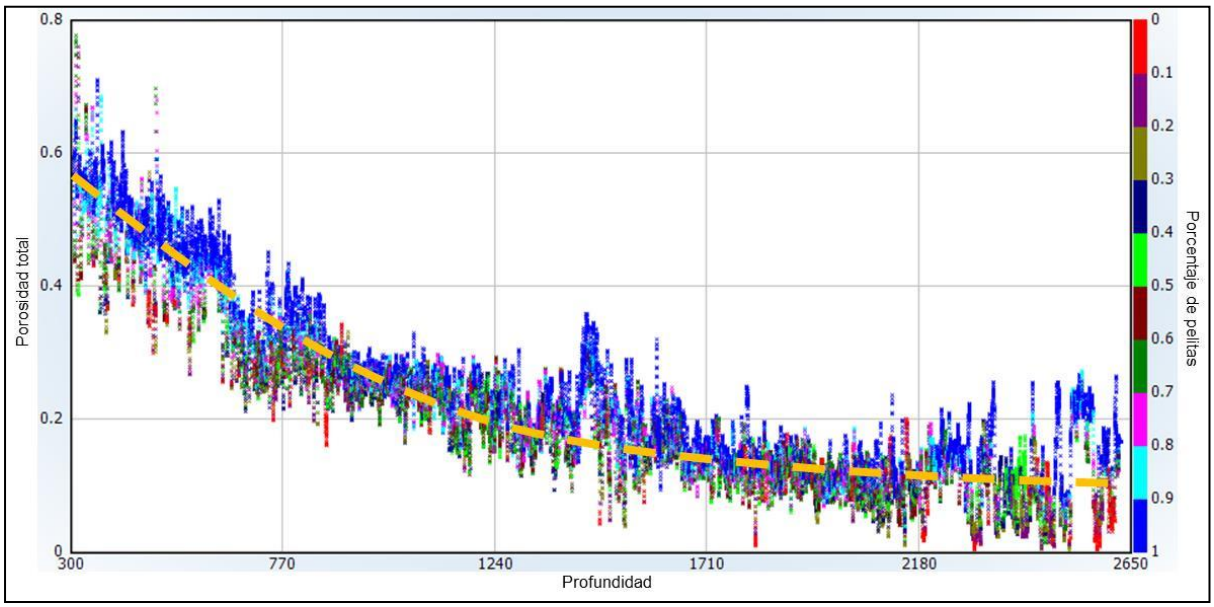



*Figura 166: variación de la porosidad con respecto a la profundidad en el pozo LHx-2046.*

En particular, en el pozo PC-2166 (figura 4), además de los registros de pozo abierto se extrajo un testigo corona, en el que se realizaron ensayos especiales. Uno de ellos corresponde a la distribución de tamaño de gargantas porales, característica que se muestra en la figura 167. Como puede observarse, es muy diferente la población analizada a pesar de que la diferencia en profundidad es de solo 4,59 metros.

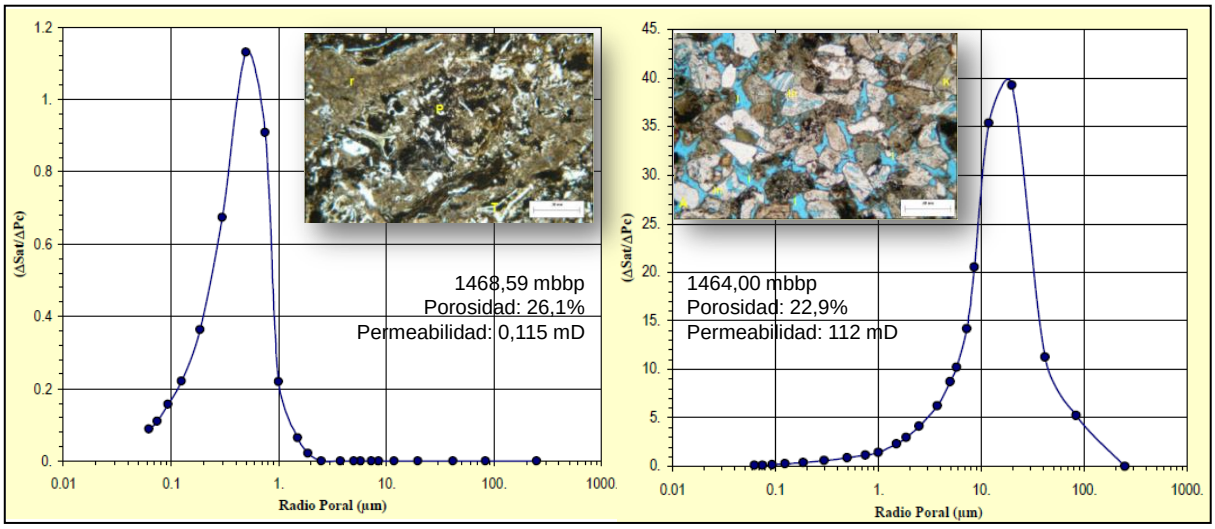



*Figura 167: distribución de gargantas porales para dos muestras del testigo corona extraído en el pozo PC-2116 (LCV 2010).*

La porosidad varía en menos de 4 unidades sin embargo la permeabilidad es mucho mayor en la muestra menos porosa. Esto se explica en función de que esta última exhibe los radios porales más grandes, disminuyendo la tortuosidad y por lo tanto facilitando el movimiento de los fluidos.

Queda claramente expuesta la heterogeneidad propia de los reservorios estudiados, y que ejerce un control preponderante al momento de producir los hidrocarburos, situación que

además limita sustancialmente la disponibilidad de adquisición de nuevos datos así como de ensayos de producción de largo aliento.

Finalmente, para la estimación de la porosidad efectiva, espacio poral interconectado, se utilizó la siguiente relación: Phie= Phit * (1 – Vcl). Con Phie: porosidad efectiva; Phit: porosidad total; Vcl: volumen de pelitas.

*Estimación de la saturación de agua (Sw)*

El modelo adoptado para la estimación de la saturación de agua corresponde al de "doble agua" (Clavier *et al*. 1984, Stinco 2001), según:

$$Swt^n - [Sb\ (1- (a\ Rw / Rb))]\ Swt - (a\ Rw / Rt\ Phit^m) = 0$$

$$Sb= Vsh\ Phit_{sh} / Phit \qquad Rb= Rsh\ Phit_{sh}^2 \qquad Phit= Phie + Vsh\ Phit_{sh}$$

Con: Swt: saturación de agua total; n: coeficiente de saturación (vinculado con la mojabilidad de roca); Vsh: volumen de pelita; $Phit_{sh}$: porosidad total de la pelita; Phit: porosidad total; a: coeficiente textural (característico de cada litología, ambiente depositacional e historia diagenética); Rw: resistividad del agua de formación a temperatura de reservorio; Rsh: resistividad de la pelita; Rt: resistividad verdadera; m: coeficiente de cementación (relacionado con la litología, compactación y fracturas).

La figura 168a muestra el histograma de saturación de agua para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo, en tanto que la 168b corresponde a las unidades comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa. Los valores medios para las unidades más profundas son más altos comparados con los de los reservorios más someros, que a su vez son los más prolíficos en la cuenca.

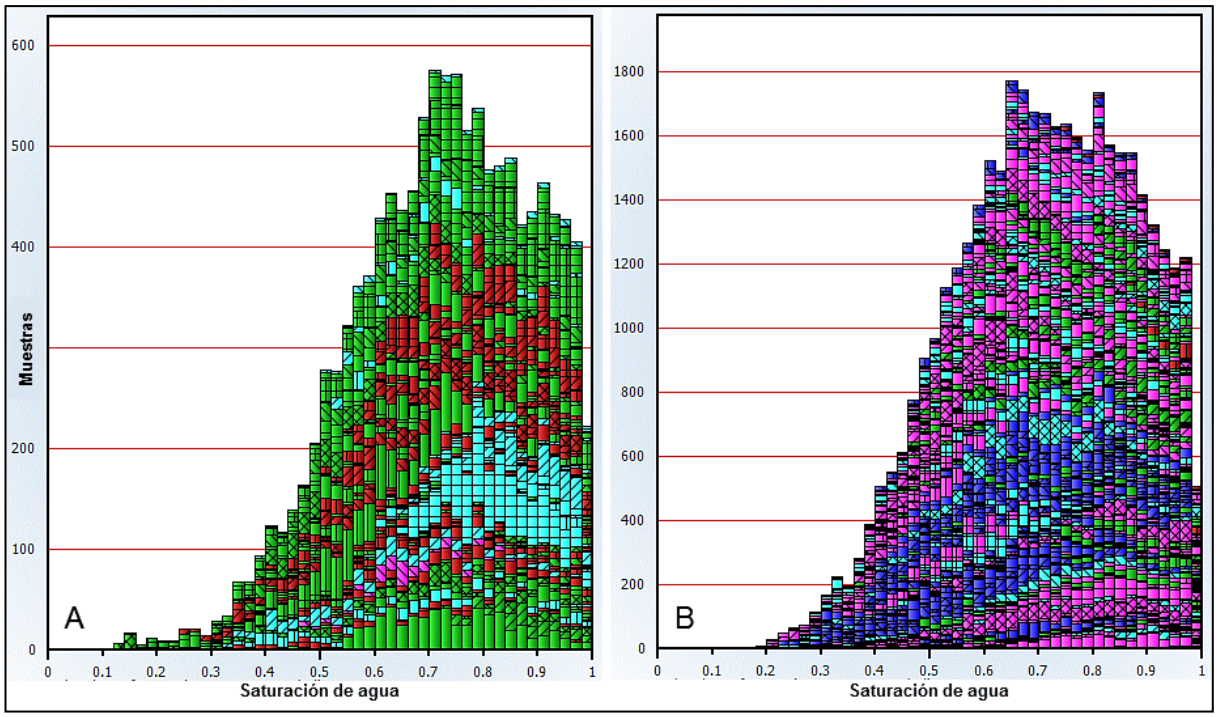



*Figura 168: a) histograma de saturación de agua para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo; b) corresponde a las unidades comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa.*

La elección de este modelo por sobre otros tales como “Archie” o “Simandoux” (Stinco 2001) está directamente ligado con la experiencia personal y trabajos realizados en reservorios de la cuenca por el autor (Stinco 2001, Stinco *et al*. 2001, Stinco *et al*. 2002).

Los valores de resistividad del agua de formación, entre 0,17 y 0,676 ohm/m, se obtuvieron a partir de ensayos de producción en los distintos yacimientos de la zona de estudio.

*Estimación de la permeabilidad (k)*

La permeabilidad, de manera conjunta con la porosidad, son las propiedades texturales que dominan la producción de hidrocarburos en un pozo y por lo tanto resulta fundamental su conocimiento.

Sin embargo, a diferencia de la porosidad que puede establecerse en un pozo, la permeabilidad solo puede medirse en laboratorio y resulta mucho más compleja en su estimación (Amyx *et al*. 1988), razón por la cual suelen utilizarse distintos tipos de correlaciones y ecuaciones con el fin de determinarla a partir de registros eléctricos de pozo (Stinco 2001). En este trabajo, el modelo utilizado para la estimación de permeabilidad en el área de estudio es el de Coates y Denoo (1981), según:

$$k= ((Phie / C)^2 (FFI / BVI))^2$$

Con k= permeabilidad en milidarcys; Phie= porosidad efectiva; C: constante de permeabilidad (se mide en laboratorio o se calibra entre pozos y testigos corona); FFI= índice de fluido libre; BVI= volumen de agua irreducible.

La figura 169 muestra el ajuste logrado para la relación porosidad/permeabilidad, incluyendo la relación de Winland R35 (Tiab y Donaldson 1996), entre los datos de laboratorio (testigo corona) y los registros a pozo abierto en el pozo PC-2166.

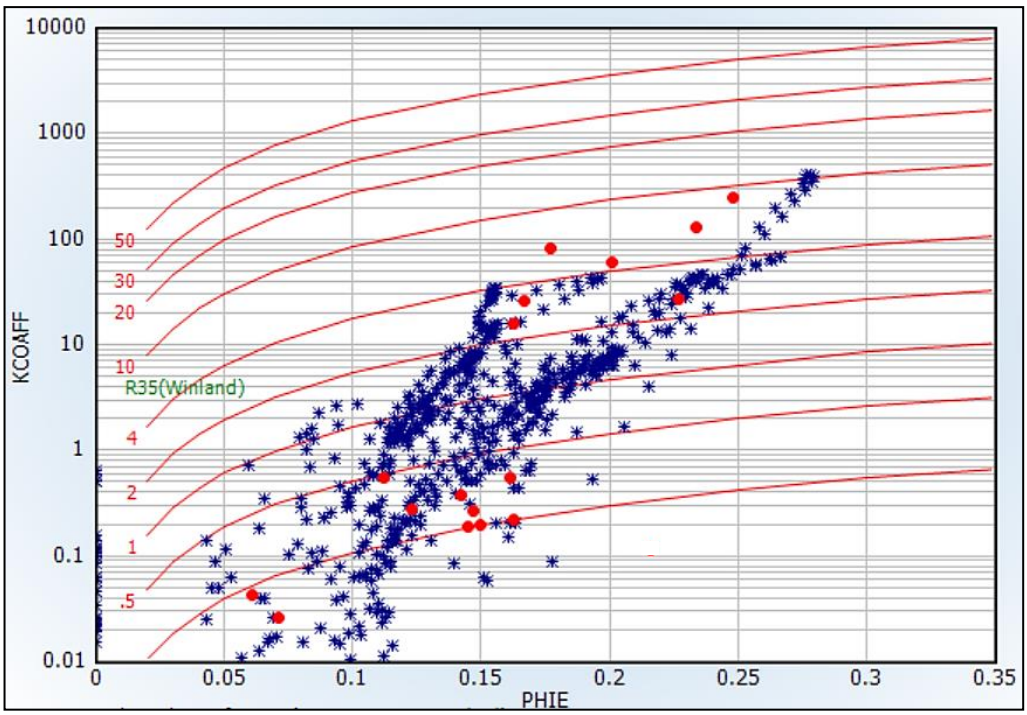



*Figura 169: porosidad efectiva (PHIE) vs permeabilidad (KCOAF) para los reservorios de las Formación Bajo Barreal (pozo PC-2166) en un gráfico de Winland. Los puntos rojos corresponden a datos de laboratorio en tanto que los azules a los estimados a partir de registros a pozo abierto.*

La figura 170a presenta el histograma de permeabilidad para los reservorios de la Formación Mina del Carmen y Formación Castillo, y la 170b corresponde a las unidades comprendidas en la Formación Bajo Barreal, Formación Cañadón Seco y Formación Meseta Espinosa. Los valores medios para las unidades más someras son mejores respecto de los reservorios más profundos, al igual que con la porosidad.

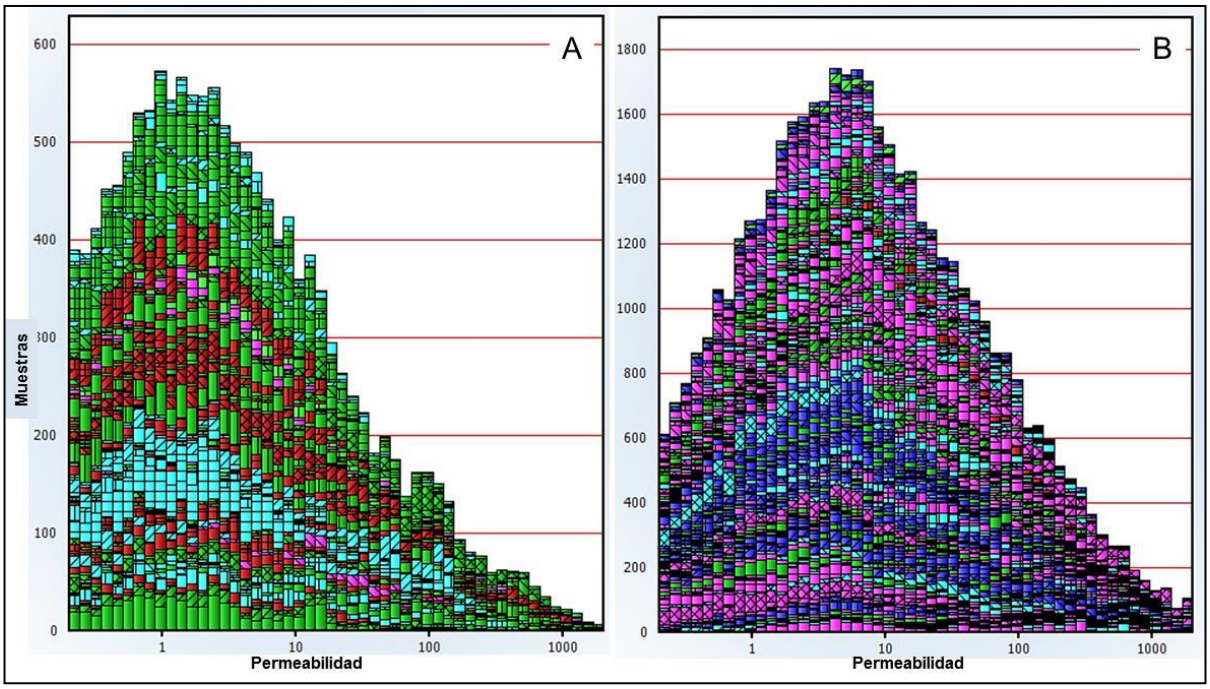



*Figura 170: a) histograma de la permeabilidad para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo; b) corresponde a las unidades comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa.*

Con el objeto de determinar el posible impacto que sobre la textura de la roca puede tener la condición de extraer un testigo desde el reservorio (presión y temperatura determinadas) y luego llevarlo hasta superficie (presión y temperatura ambientes), se efectuaron mediciones de porosidad y de permeabilidad frente a ambas situaciones.

Esta comparación es habitual y se realiza con el fin de conocer la validez de las mediciones normalmente realizadas a condición ambiental (*standard* -STD-) frente a las de reservorio (*net overburden pressure* -NOBP-).

La figura 171 muestra ambas correlaciones realizadas en el pozo PC-2116. En el caso de la porosidad las diferencias de valor varían entre el 4 y 7 %, siendo siempre mayores a condiciones *standard*. Al comparar ambas permeabilidades, las mediciones realizadas con las muestras a condición de NOBP mostraron reducciones variables entre un 25 y 50 %.

Esta característica debe tenerse en cuenta al momento de modelar los diferentes reservorios, fundamentalmente al determinar los intervalos a poner en producción y al estimar recursos y reservas.

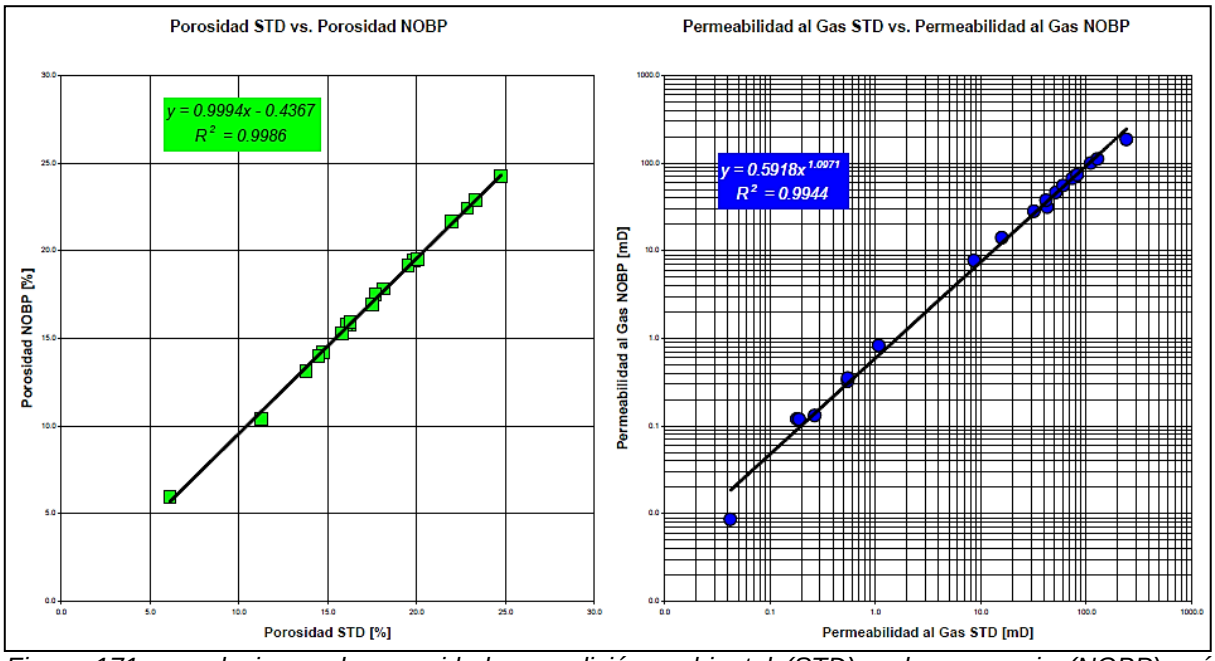



*Figura 171: correlaciones de porosidad a condición ambiental (STD) y de reservorio (NOBP) así como de permeabilidad a condición ambiental (STD) y de reservorio (NOBP) en el pozo PC-2116 (LCV 2010).*

La figura 172 exhibe los valores empleados por formación y por yacimiento para efectuar las evaluaciones petrofísicas en los pozos.

La posibilidad de comparar datos de testigos corona con los computados a partir de registros eléctricos de pozo permitió calibrar y confirmar la validez del modelo petrofísico utilizado para la caracterización, esto es:

- Modelo determinístico que comprende arenisca + pelita + porosidad + saturación
- Determinación del volumen de pelitas (limo + arcilla) a partir del potencial espontáneo, rayos gama y resistividad somera
- Estimación de la porosidad a partir de los registros sónico, densidad, neutrón y resonancia magnética nuclear
- Cálculo de la saturación de agua según el modelo de “doble agua” (Clavier *et al*. 1984, Stinco 2001)
- Estimación de la permeabilidad según Coates y Denoo (1981)

| Bloque | Formación/Grupo | a | m | n | Rw (75 °F) | Dt matriz (microseg/pie) | Factor compactación | Densidad matriz (g/cm³) | Constante permeabilidad | Tmax (°F) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sur Piedra Clavada | Bajo Barreal | 1 | 1.75-2 | 2 | 0.35-0.45 | 55 | 1-1.5 | 2,65 | 3.5-4.5 | 287 |
| | Castillo | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.4-0.45 | 55 | 1 | 2,65 | 3.5-4.5 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 1,85 | 2 | 0,4 | 55 | 1 | 2,65 | 3.5-4.5 | |
| | Pozo Cerro Guadal | 1 | 1,85 | 2 | 0,4 | 55 | 1 | 2,65 | 3.5-4.5 | |
| | Pozo Anticlinal Aguada Bandera | 1 | 1,85 | 2 | 0,4 | 55 | 1 | 2,65 | 3.5-4.5 | |
| | Bahía Laura | 1 | 2 | 2 | 0,6 | 55 | 1 | 2,65 | 3.5-4.5 | |
| Piedra Clavada | Bajo Barreal | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.35-0.45 | 55 | 1-1.4 | 2,65 | 4,5 | 206 |
| | Castillo | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.45-0.6 | 55 | 1-1.1 | 2,65 | 4,5 | |
| Las Heras | Bajo Barreal | 1 | 1.75-2 | 2 | 0.2-0.55 | 55 | 1.2-1.6 | 2,65 | 3,5 | 256 |
| | Castillo | 1 | 1.75-2 | 2 | 0.25-0.45 | 55 | 1-1.35 | 2,65 | 3,5 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 1.75-2 | 2 | 0.35-0.4 | 55 | 1 | 2,65 | 3,5 | |
| | Pozo Cerro Guadal | 1 | 2 | 2 | 0,4 | 55 | 1 | 2,65 | 3,5 | |
| Cerro Wenceslao | Bajo Barreal | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.35-0.5 | 55 | 1-1.4 | 2,65 | 4,5 | 110 |
| | Castillo | 1 | 1,85 | 2 | 0,4 | 55 | 1-1.4 | 2,65 | 4,5 | |
| Meseta Sirven | Bajo Barreal | 1 | 1.85-1.9 | 2 | 0,45 | 55 | 1-1.6 | 2,65 | 3,5 | 165 |
| | Castillo | 1 | 1,9 | 2 | 0,45 | 55 | 1-1.2 | 2,65 | 3,5 | |
| El Huemul | Meseta Espinosa | 1 | 1.8-1.85 | 2 | 0.245-0.3 | 55 | 1.1-1.4 | 2,65 | 3 | 254 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.8-1.9 | 2 | 0.245-0.355 | 55 | 1.1-1.3 | 2,65 | 3 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 1.9-2 | 2 | 0.3-0.436 | 55 | 1-1.1 | 2,65 | 3 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1 | 2,65 | 3 | |
| Meseta Espinosa | Meseta Espinosa | 1 | 1.7-1.9 | 2 | 0.245-0.3 | 55 | 1.2-1.4 | 2,65 | 3,5 | 243 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.8-2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1-1.4 | 2,65 | 3,5 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 1.9-2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1 | 2,65 | 3,5 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1 | 2,65 | 3,5 | |
| Tres Picos | Meseta Espinosa | 1 | 2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1.1-1.2 | 2,65 | 5 | 245 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.3-0.676 | 55 | 1-1.2 | 2,65 | 5 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 2 | 2 | 0.5-0.676 | 55 | 1 | 2,65 | 5 | |
| El Cordón | Meseta Espinosa | 1 | 1.75-2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1.1-1.2 | 2,65 | 5 | 165 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.8-2 | 2 | 0,355 | 55 | 1-1.2 | 2,65 | 3-3.5 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 1.9-2 | 2 | 0.355-0.436 | 55 | 1 | 2,65 | 3-3.5 | |
| Cañadón Seco | Meseta Espinosa | 1 | 1.8-2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1.3-1.5 | 2,65 | 3,5 | 267 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.8-2 | 2 | 0.3-0.436 | 55 | 1-1.5 | 2,65 | 3,5 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 2 | 2 | 0.3-0.436 | 55 | 1 | 2,65 | 3,5 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 2 | 2 | 0.355-0.436 | 55 | 1 | 2,65 | 3,5 | |
| Cañadón León | Meseta Espinosa | 1 | 2 | 2 | 0.245-0.3 | 55 | 1.2-1.6 | 2,65 | 3-6.5 | 184 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.8-2 | 2 | 0.245-0.3 | 55 | 1-1.6 | 2,65 | 3-6.5 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 2 | 2 | 0.245-0.355 | 55 | 1-1.6 | 2,65 | 3-6.5 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 2 | 2 | 0.245-0.355 | 55 | 1-1.3 | 2,65 | 3-6.5 | |
| | Pozo Cerro Guadal | 1 | 2 | 2 | 0.245-0.355 | 55 | 1 | 2,65 | 3-6.5 | |
| Cañadón Minerales | Meseta Espinosa | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.17-0.35 | 55 | 1.4-1.7 | 2,65 | 3-6.5 | 171 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.85-2 | 2 | 0.17-0.4 | 55 | 1.2-1.4 | 2,65 | 3-6.5 | |
| | Fm MEC | 1 | 2 | 2 | 0.2-0.6 | 55 | 1-1.2 | 2,65 | 3-6.5 | |
| Bloque 127 | Meseta Espinosa | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1,3 | 2,65 | 3 | 144 |
| | Cañadón Seco | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1.1-1.3 | 2,65 | 3 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1 | 2,65 | 3 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1 | 2,65 | 3 | |
| Cerro Overo | Meseta Espinosa | 1 | 2 | 2 | 0,355 | 55 | 1,6 | 2,65 | 3 | 148 |
| | Cañadón Seco | 1 | 1.7-2 | 2 | 0.245-0.355 | 55 | 1.3-1.4 | 2,65 | 3 | |
| | Mina del Carmen | 1 | 1.8-2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1,2 | 2,65 | 3 | |
| | Pozo D-129 | 1 | 1.8-2 | 2 | 0.3-0.355 | 55 | 1,2 | 2,65 | 3 | |

*Figura 172: parámetros utilizados por formación y por yacimiento para efectuar las evaluaciones de pozo comprendidas en el área de estudio.*

A su vez, en la figura 173 se presenta un gráfico de porosidad *vs* permeabilidad con datos de laboratorio medidos sobre testigos corona en el pozo CM-1033 (figura 4) en donde además se determinan los tamaños de las gargantas porales. En la figura también se determinan zonas de mejor calidad de reservorio a partir de las relaciones permeabilidad/porosidad.

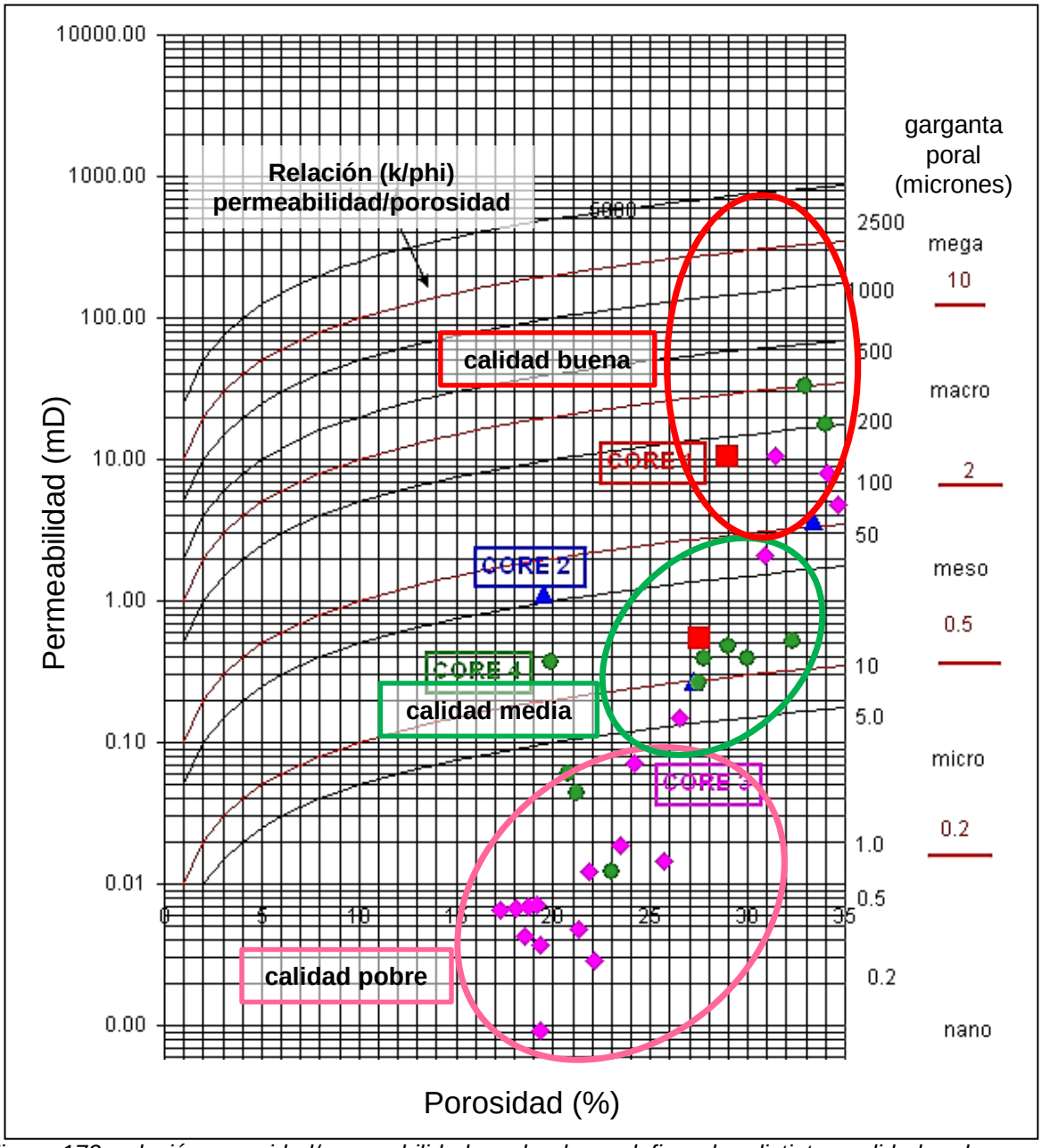



*Figura 173: relación porosidad/permeabilidad en donde se definen las distintas calidades de roca y las gargantas porales en el pozo CM-1033.*

Para los 88 pozos analizados, se estimaron, entre otras variables, la porosidad efectiva, saturación de agua y la permeabilidad para las distintas unidades reservorio.

En la figura 174 se presenta el gráfico de porosidad *vs* permeabilidad para los reservorios de la Formación Mina del Carmen y Formación Castillo, en tanto que en la figura 174 se exhiben los resultados correspondientes a las unidades comprendidas en la Formación Bajo Barreal, Formación Cañadón Seco y Formación Meseta Espinosa.

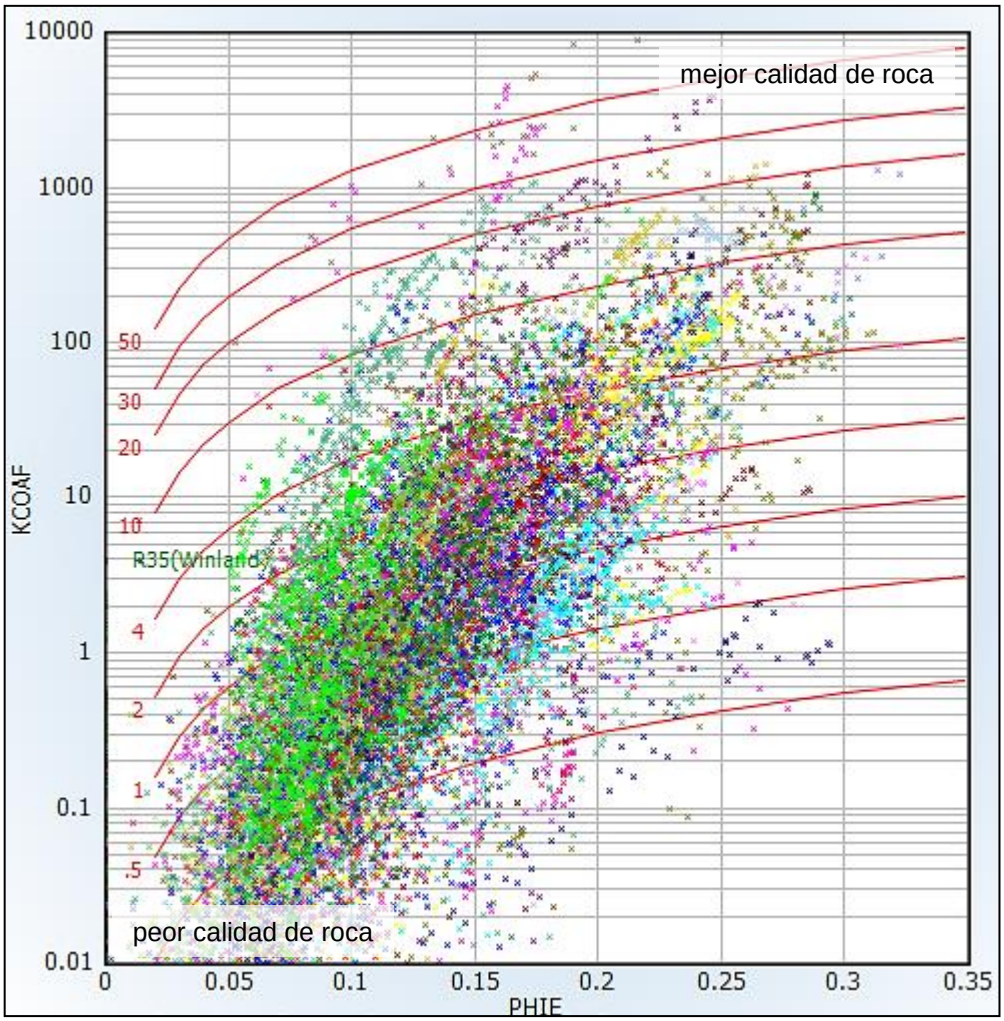



*Figura 174: porosidad efectiva (PHIE) vs permeabilidad (KCOAF) para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en un gráfico de Winland 35. Los colores corresponden a cada población de datos por pozo.*

Por características depositacionales, diagenéticas e historia de soterramiento, la calidad petrofísica de los reservorios comprendidos en la Formación Bajo Barreal, Formación Cañadón Seco y Formación Meseta Espinosa (figura 175) es notoriamente mejor que la correspondiente a las unidades de la Formación Mina del Carmen y Formación Castillo (figura 174).

Esta característica se verifica a partir de los datos de producción acumulada en donde, para toda la cuenca en general y dentro del área de estudio en particular, los reservorios de la Formación Bajo Barreal, Formación Cañadón Seco y Formación Meseta Espinosa son los más prolíficos.

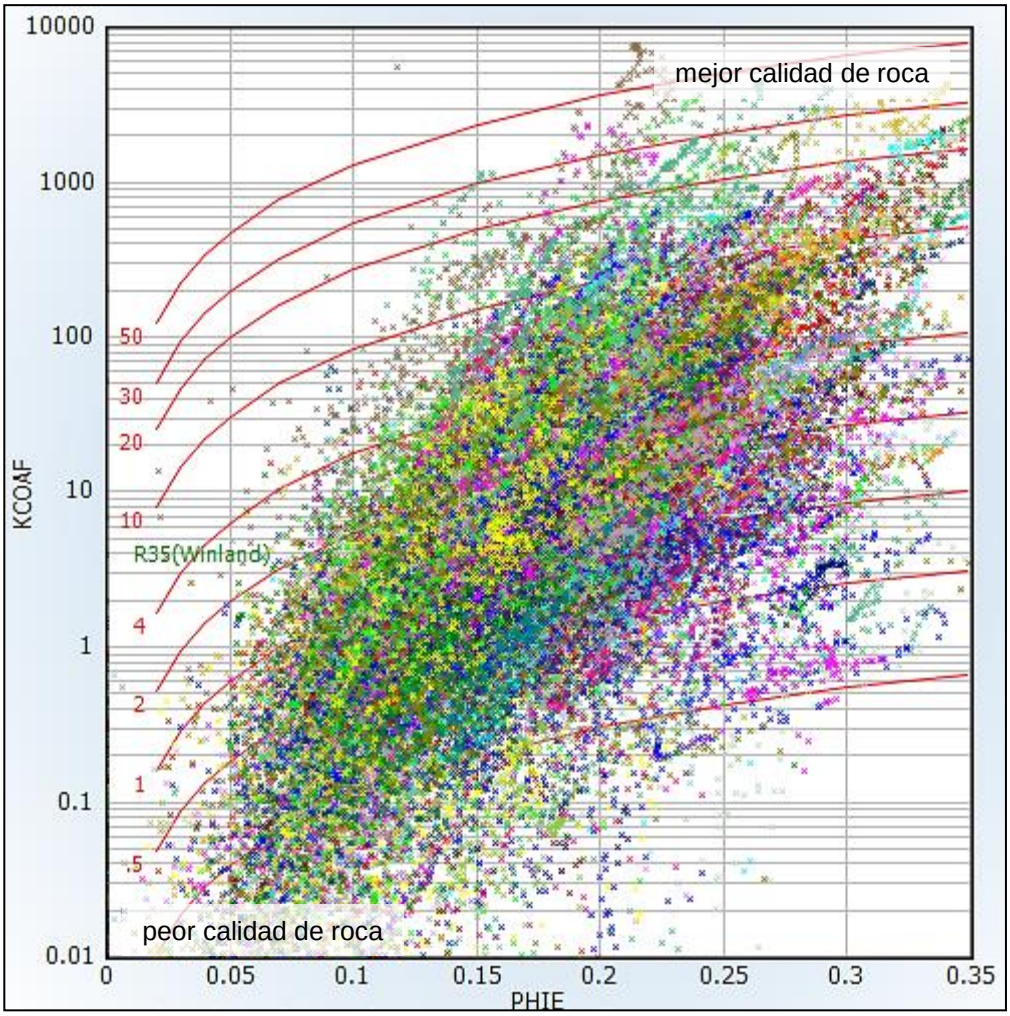



*Figura 175: porosidad efectiva (PHIE) vs permeabilidad (KCOAF) para los reservorios de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa en un gráfico de Winland 35. Los colores corresponden a cada población de datos por pozo.*

Consecuentemente, en los reservorios analizados se determinaron las características de almacenamiento (porosidad) y capacidad de producir fluidos (permeabilidad), y para éstos últimos, cuáles serían los producidos.

Así es, que con el objeto de conocer el corte agua de un intervalo es fundamental determinar la saturación de agua irreducible (*Swirr*). La *Swirr* se puede estimar a partir del multiplicar la saturación de agua (*Sw*) por la porosidad efectiva (*Phie*); producto que también se conoce como número de Buckles (*o BVW: bulk volumen of water)* (Asquith y Gibson 1982, Crain 1986, Stinco 2001).

Cuando al calcular los valores de *BVW* en un intervalo determinado se encuentra que el producto es una constante (o casi) se está en presencia de un reservorio homogéneo y a saturación de agua irreducible. Esto significa que la saturación de agua estimada (con el método que se considere más apropiado) en la zona virgen no se moverá, dado que está contenida por los efectos de la presión capilar. Por lo tanto, al poner el intervalo en producción, éste producirá sin agua (Asquith y Gibson 1982). Inclusive, existen datos empíricos que vinculan al valor *BVW* con intervalos granulométricos definidos, tanto para reservorios clásticos como para carbonáticos (Asquith y Gibson 1982).

En la figura 176 se presenta el gráfico de porosidad *vs* saturación de agua para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo, en tanto que en la figura 177 se exhiben los resultados correspondientes a las unidades comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa.

Del análisis de las figuras, se determinó que los reservorios de la Formación Mina del Carmen y Formación Castillo tienen una *Swirr* mínima de 25%, en tanto que para los comprendidos en la Formación Bajo Barreal, Formación Cañadón Seco y Formación Meseta Espinosa la *Swirr* mínima de 18%, característica que confirma la mejor calidad de rocas de estas últimas.

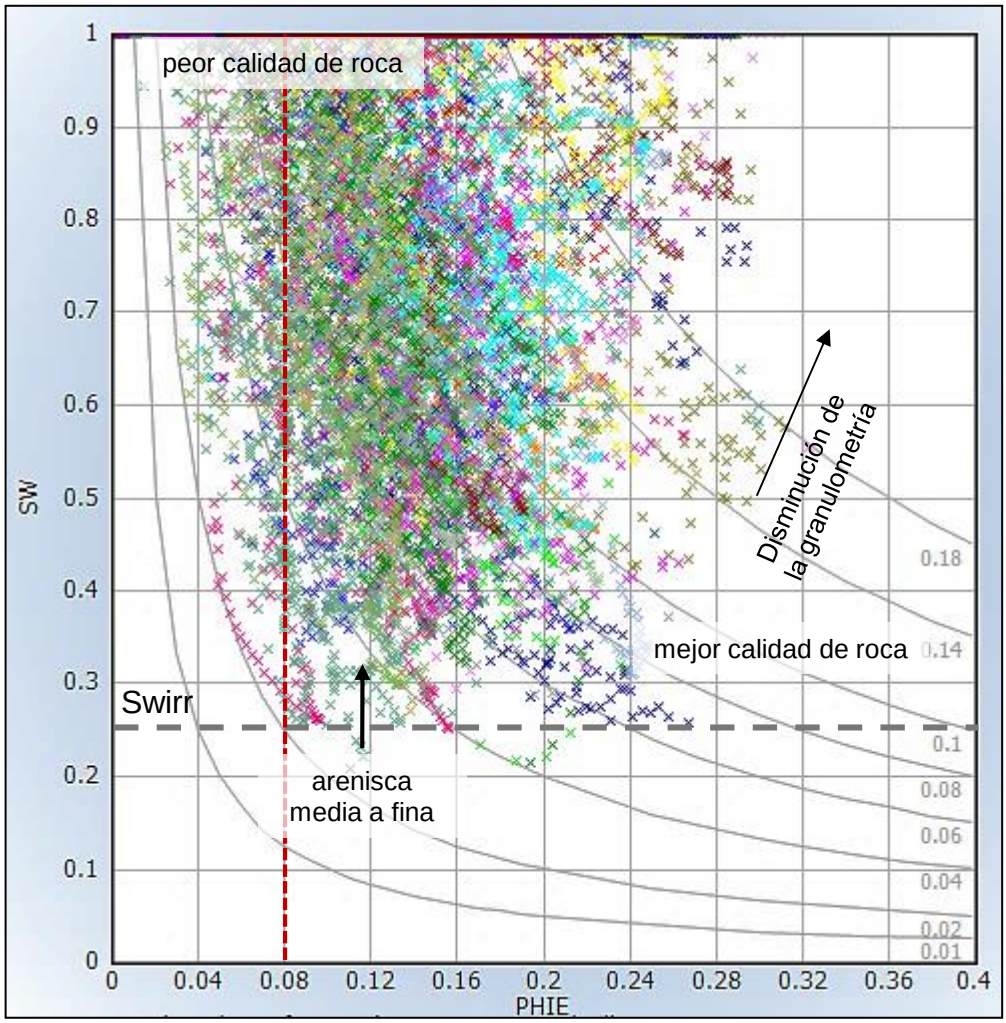



*Figura 176: porosidad (PHIE) vs saturación de agua (SW) para los reservorios de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo. Las hipérbolas reproducen valores estimados de BVW. En algunos casos es posible reconocer intervalos en condición de Swirr. Asimismo, se observa que los reservorios representados en esta exhiben peores características petrofísicas que los mostrados en la figura 177. Los colores corresponden a cada población de datos por pozo.*

La saturación de agua irreducible disminuye cuando las condiciones petrofísicas de un reservorio son mejores (porosidad y permeabilidad cada vez más altas por condiciones depositacionales inherentes de los reservorios, fenómenos de disolución, presencia de fracturas), en tanto que la *Swirr* aumenta (y por lo tanto aumenta la zona de transición entre los fluidos agua, petróleo y gas) cuando las condiciones petrofísicas se empobrecen

(normalmente asociado con características depositacionales propias o por procesos diagenéticos tales como compactación, recristalización, sobrecrecimiento de cristales o presencia de minerales autigénicos).

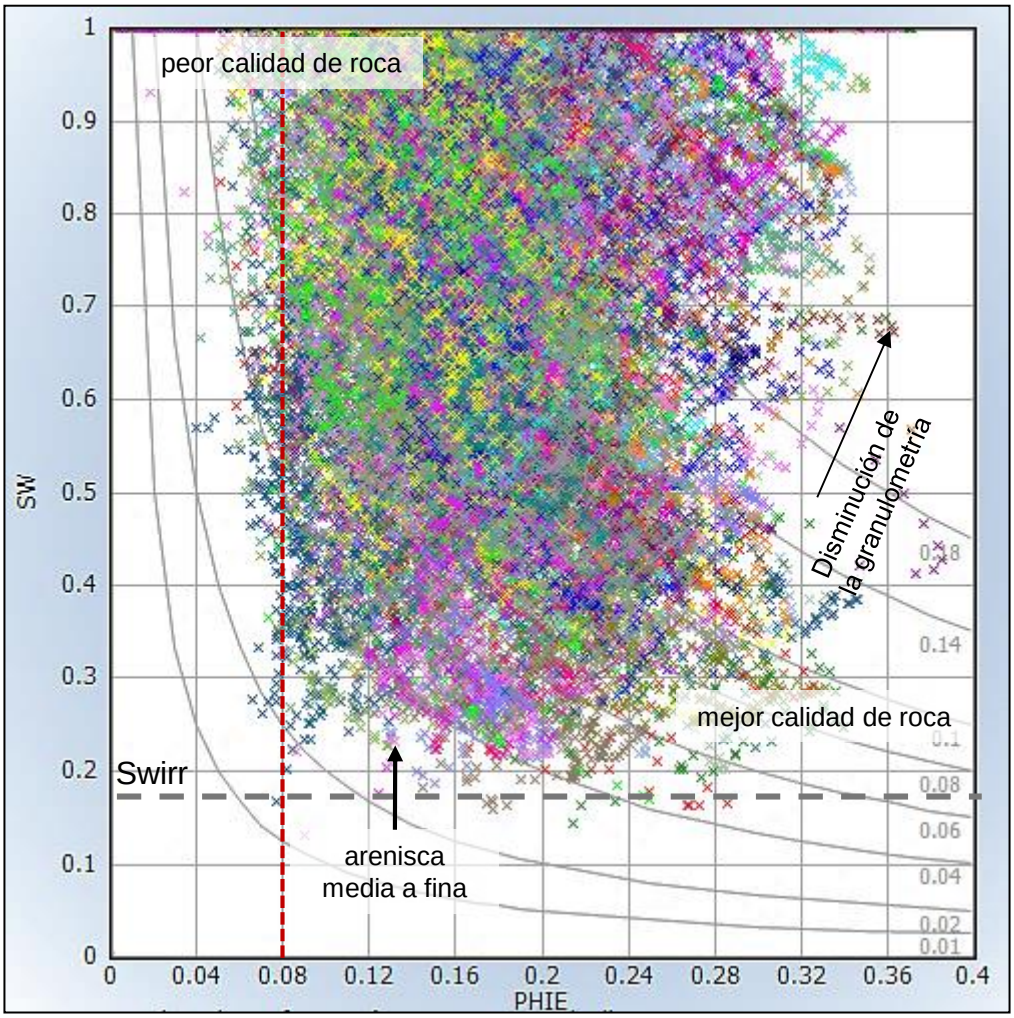



*Figura 177: porosidad (PHIE) vs saturación de agua (SW) para los reservorios de las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa. Las hipérbolas reproducen valores estimados de BVW. En algunos casos es posible reconocer intervalos en condición de Swirr. Asimismo, se observa que los reservorios representados en esta figura exhiben mejores características petrofísicas que los mostrados en la figura 174. Los colores corresponden a cada población de datos por pozo.*

De acuerdo con lo observado en las muestras de roca obtenidas de los diferentes reservorios, la diferencia de calidad entre las unidades de las Formaciones Mina del Carmen y Castillo con respecto a las comprendidas en las Formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa, no se la puede asignar a un determinado proceso en particular. Por el contrario, la sumatoria de las características depositacionales inherentes a cada reservorio más los procesos diagenéticos a los que fueron sometidos cada uno de ellos da por resultado final las características petrofísicas mejores para las unidades más jóvenes.

A modo de ejemplo, en la figura 178 se esquematiza el modelo depositacional respecto de la posición en la cuenca para las distintas unidades reservorio en el área.

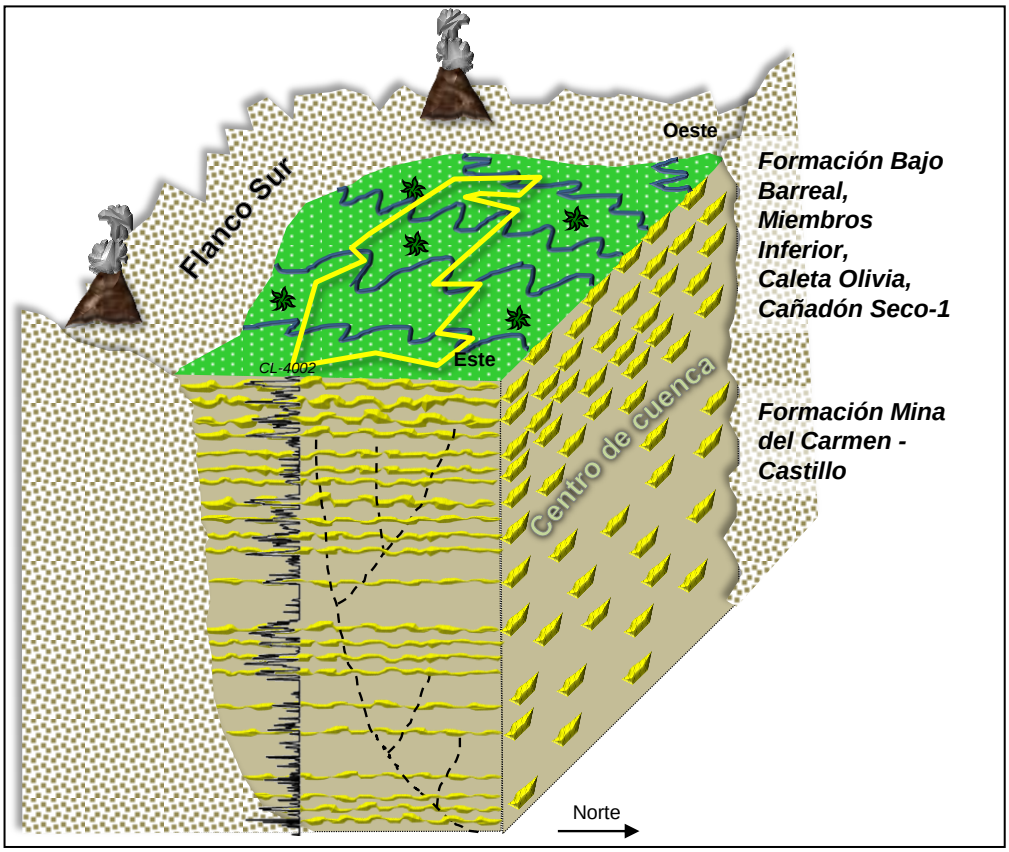



*Figura 178: modelo depositacional para las Formaciones Mina del Carmen y Castillo en la sección inferior y para la Formación Bajo Barreal, Miembros Inferior, Caleta Olivia y Cañadón Seco-1.*

La figura 179 muestra un modelo de evaluación de formaciones que incluye información de control geológico, registros a pozo abierto, datos de ensayo de presión e información de testigos corona en el pozo PC-2116.

Adicionalmente, en el pozo SPC-1020 (figura 4) se contó con los registros convencionales a pozo abierto más el registro de resonancia magnética nuclear. Esto permitió caracterizar la distribución de porosidades y los fluidos de acuerdo con los mapas de difusión generados a partir de la información de los tiempos de relajación (figura 180).

*Figura 179: evaluación de formaciones a pozo abierto en el pozo PC-2116. #1 CRON: cronometraje, ROP: velocidad de penetración del trépano. #2 BIT: calibre nominal en pulgadas, CAL: calibre en pulgadas, SPO: potencial espontáneo en mV, GR: rayos gamma en GAPI, TEMP: temperatura en Fahrenheit, GR_TOTAL_INTF: GR del testigo corona. #3 ML_IMP: impregnaciones (rastra negra), TTEN: tensión en libras, DEPTH: profundidad en metros bajo boca de pozo. #4 M2R1, M2R2, M2R3, M2R6, M2R9, M2RX: resistividades somera, media y profunda en ohm metro. #5 PORA: porosidad del sónico, MPHS: porosidad de la resonancia magnética nuclear. #6 DT24: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. #7 MLGT, C1, C2, C3, C4, C5: cromatografía de gases. #8 PAYL: indicador de reservorio (rojo), MBVM: porosidad con fluido libre. MLARC, LIMOAR, LMLT, ARC-TBC, CONG: litología del control geológico. #9 SWT: saturación de agua. PHIE: porosidad efectiva, BVW: volumen de agua irreducible, PERF1: intervalo con testigo corona, MPHE: porosidad efectiva dela resonancia magnética nuclear, COREPor_F: porosidad del testigo corona, rastra negra indica el intervalo coroneado. #10 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca, PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. #11 MPRM: permeabilidad derivada de la resonancia magnética nuclear, KCOAF: permeabilidad derivada de los registros convencionales, COREGas_Perm_F: permeabilidad del testigo corona. #12 %ori: porcentaje de presión en el reservorio respecto del original.*

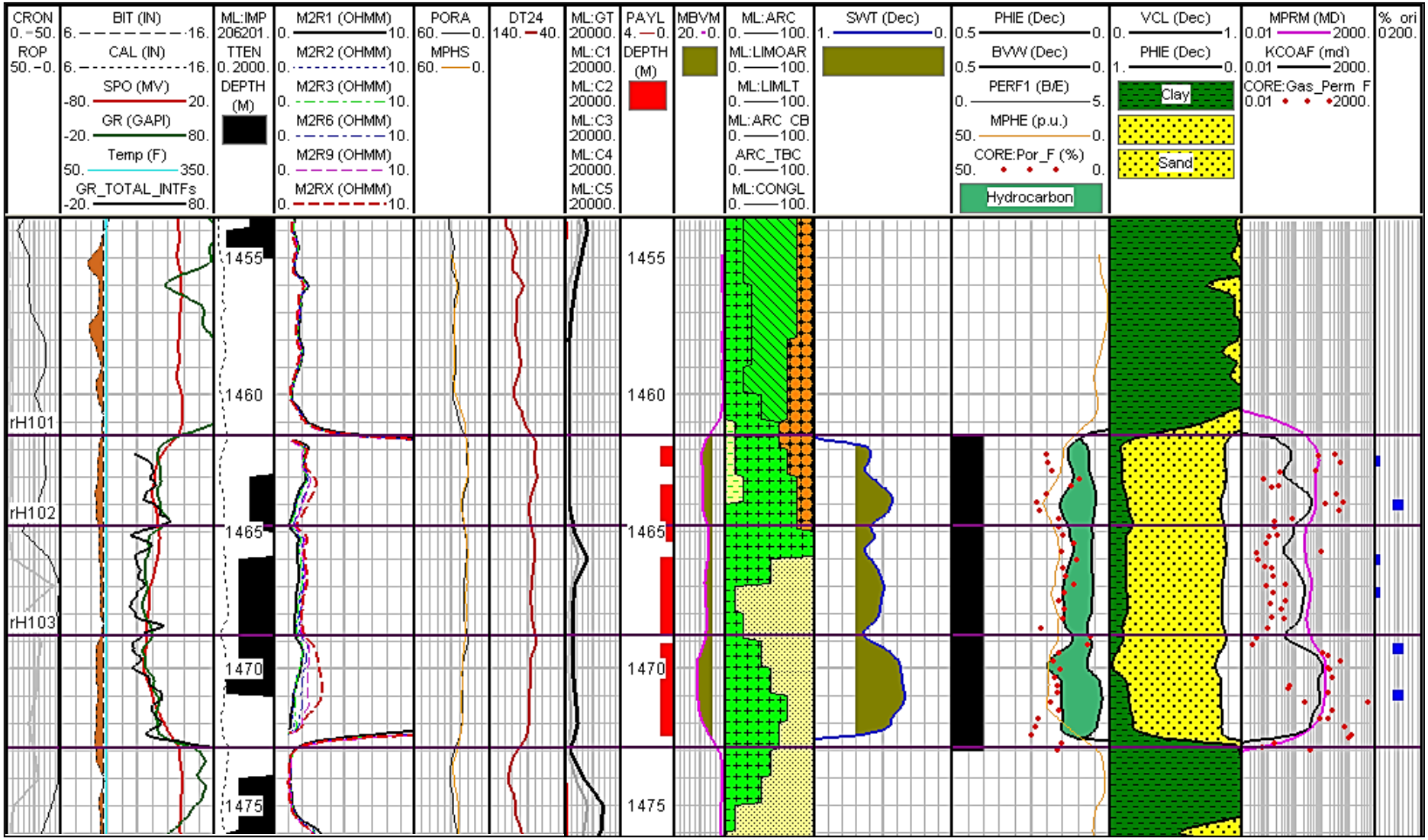



*Figura 179: evaluación de formaciones a pozo abierto en el pozo PC-2116. Ver descripción en el texto.*

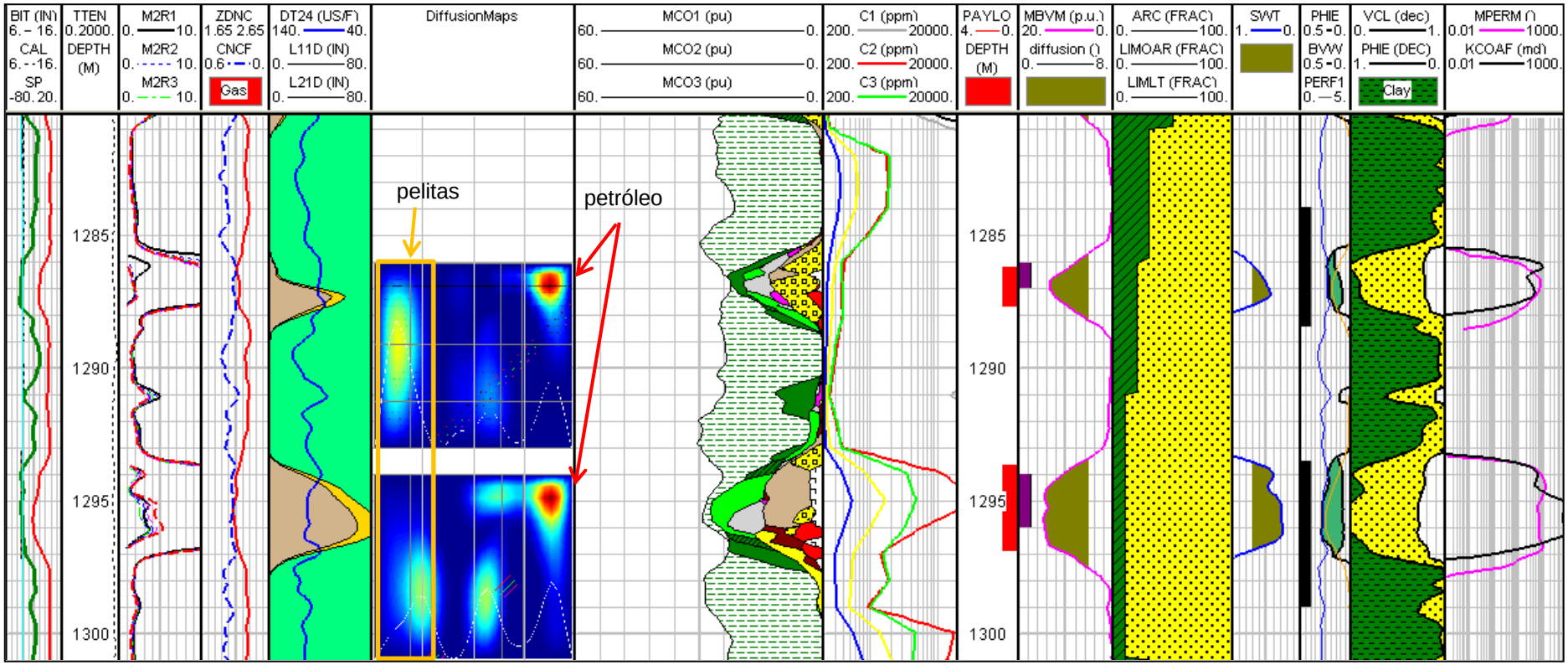



*Figura 180: evaluación de formaciones a pozo abierto en el pozo SPC-1020. #1 BIT: calibre nominal en pulgadas, CAL: calibre en pulgadas, SP: potencial espontáneo en mV. #2 TTEN: tensión en libras, DEPTH: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 M2R1, M2R2, M2R3, resistividades somera y media en ohm metro. #4 ZDNC: densidad en gr/cm$^3$, CNCF: porosidad neutrónica porcentual. #5 DT24: tiempo de tránsito compresional en microsegundos/pie. L11D, L21D: perfiles de invasión. #6 DifussionMaps: mapas de difusión. #7 MCO1, MCO2, MCO3 porosidades por tamaño poral. #8 C1, C2, C3; cromatografía de control geológico. #9 PAYLO: indicador de reservorio. #10 MBVM: porosidad con fluido libre, diffusion: difusión de fluidos, indicador de fluidos. #11 ARC, LIMOAR, LMLT: litología del control geológico. #12 SWT: saturación de agua. #13 PHIE: porosidad efectiva, BVW: volumen de agua irreducible, PERF1: intervalos con testigos laterales (en rastra negra). #13 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca, PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca. #14 MPRM: permeabilidad derivada de la resonancia magnética nuclear, KCOAF: permeabilidad derivada de los registros convencionales. Los intervalos 1284/1288,5 mbbp y 1293,5/1299 mbbp ensayaron unos 8000 litros hora de petróleo sin agua.*

A modo de resumen, en la figura 181 se presentan los valores característicos de los reservorios analizados en toda la columna estratigráfica. Para obtener estos valores se consideraron los 88 pozos incluidos en la base de datos y a estos se les aplicó un valor de corte del 8% de porosidad (valor determinado a partir de los ensayos de producción).

| Formación Grupo | Rangos mín/max de profundidades (metros) | Espesores máximos (metros) | Rangos mín/max porosidad (%) | Rangos mín/max saturación de agua (%) | Permeabilidad máxima (mD) | Rangos máximos de arcillosidad * (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Bajo Barreal - Meseta Espinosa** | 250 - 750 | 1 - 150 | 15 - 28 | 40 -100 | 300 | 60 |
| **Bajo Barreal - Cañadón Seco** | 400 - 1800 | 25 - 182 | 15 - 26 | 40 -100 | 400 | 50 |
| **Mina del Carmen - Castillo** | 800 - 1500 | 3 - 95 | 13 - 22 | 50 -100 | 200 | 50 |
| **Pozo D-129** | 1150 - 1750 | 3 - 121 | 12 - 21 | 60 - 100 | 170 | 30 |
| **Pozo Cerro Guadal** | 1740 - 2600 | 5 - 33 | 11 - 20 | 70 - 100 | 112 | 20 |
| **Pozo Anticlinal Aguada Bandera** | 2700 - 2960 | 4 | 10 - 11 | 70 - 100 | 105 | 20 |
| **Bahía Laura** | 2830 - 3320 | 4 | 9 - 11 | 90 - 100 | 10 | 10 |

*Figura 181: valores característicos para los reservorios atravesados en el área de estudio. (*) Comprende a pelitas.*

Con la caracterización de reservorios es posible determinar los espesores, porosidad, saturaciones de fluidos y permeabilidad, entre otros parámetros, y así contribuir al conocimiento de los mismos. De esta manera se pueden construir mapas de propiedades de los reservorios que serán utilizados para la locación de pozos a perforar, así como también para proveer información de base para construir modelos estáticos y dinámicos.

Asimismo, con esta información de subsuelo se pueden establecer las zonas más apropiadas para llevar adelante proyectos de recuperación secundaria. Un ejemplo de proyecto piloto de inyección de agua en reservorios de la Formación Cañadón Seco, Miembro Caleta Olivia en el área El Huemul se muestra en la figura 182.

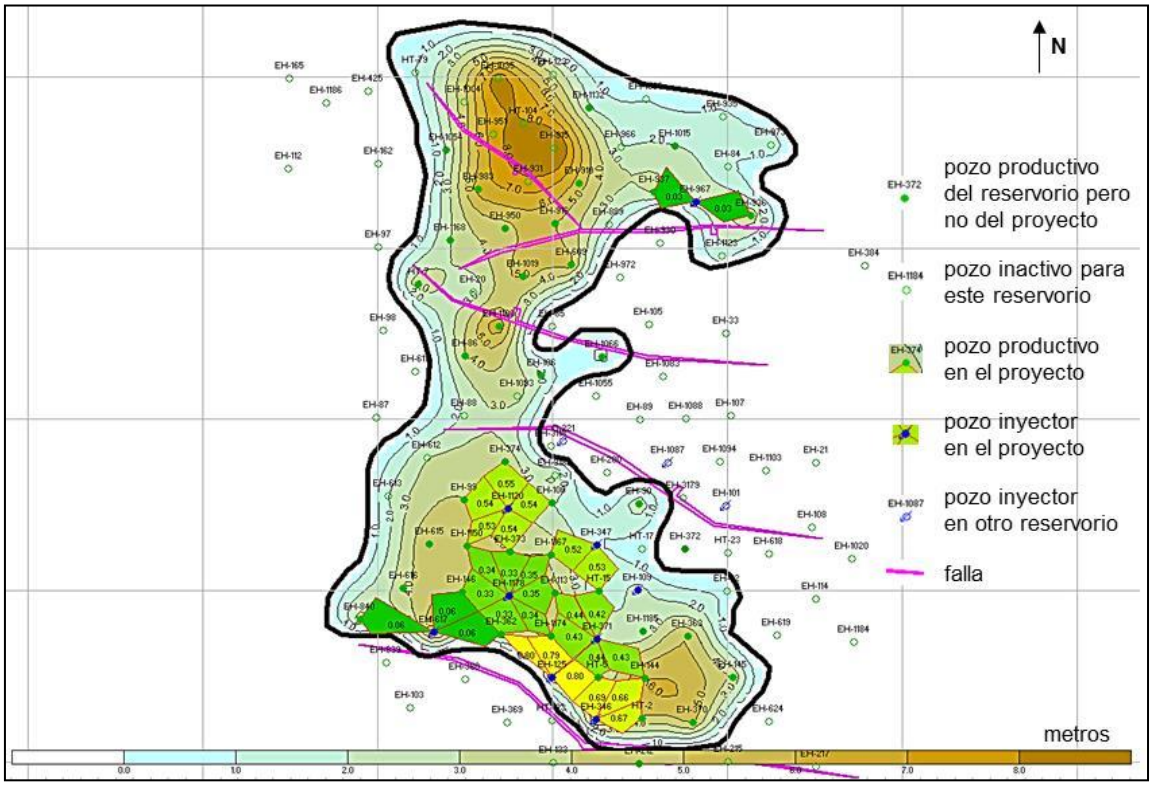



*Figura 182: modelo de proyecto de recuperación secundaria en el Yacimiento El Huemul. El modelo se realizó utilizando la información obtenida a partir de evaluación de formaciones, modelos estático y dinámico, ensayos y datos de producción (Oxy 2010).*

Rocas sello

Las rocas sello son aquellas que impiden que los fluidos sigan migrando y por lo tanto favorecen su acumulación y preservación. La capacidad de ser roca sello depende del tamaño y distribución de las mayores gargantas porales de la roca así como de la densidad de los hidrocarburos y del agua. Para ser efectiva una roca sello tiene que ser potente, lateralmente continua, relativamente homogénea y plástica.

En la Cuenca Golfo San Jorge, y por lo tanto en el área de estudio, las rocas sello corresponden a pelitas intraformacionales que se disponen justo por encima de los distintos reservorios.

Estos cuerpos pelíticos suelen desarrollar potencias variables que hasta alcanzan varios metros de espesor, característica que incrementa su eficiencia. Por otro lado, la alternancia de rocas reservorio con pelitas limita la conectividad vertical y lateral de los reservorios, condición propia de reservorios fluviales (figura 183).

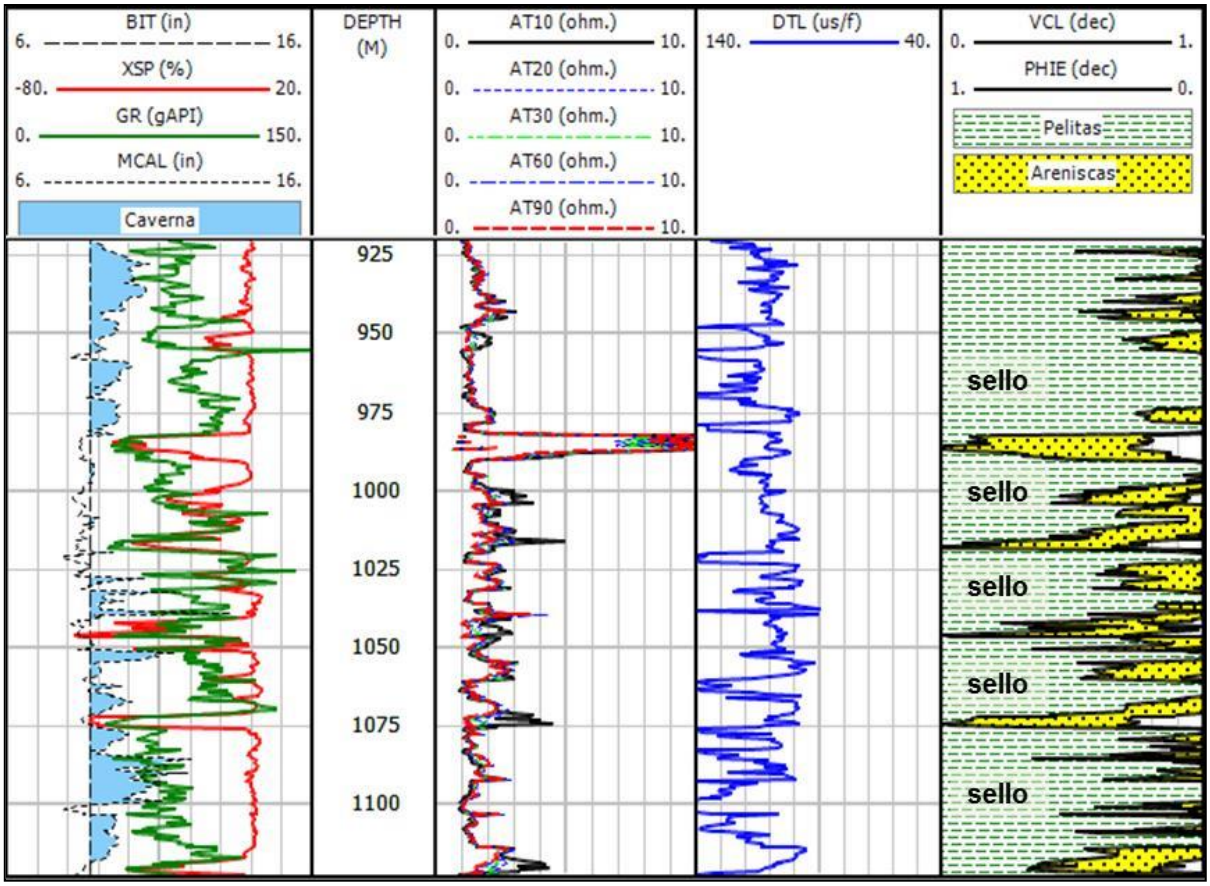



*Figura 183: ejemplo de alternancia de rocas reservorio con rocas sello en el pozo EH-3069 (figura 4). #1 BIT: calibre nominal en pulgadas, XSP: potencial espontáneo en mV, GR: rayos gamma en GAPI, MCAL: calibre en pulgadas, #2 Depth: profundidad en metros bajo boca de pozo. #3 AT10, AT20, AT30, AT60, AT90: resistividades en ohm metro. #4 DTL: tiempo de tránsito compresional en microseg/pie. #5 VCL: porcentaje de pelitas sobre el total de la roca, PHIE: porcentaje de porosidad efectiva sobre el total de la roca.*

Rocas de carga geostática

Las rocas de carga geostática en el área de estudio corresponden a las mismas formaciones objetivo petrolero (Formaciones Mina del Carmen, Castillo; Bajo Barreal, Miembro Inferior; Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; Bajo Barreal, Miembro Superior; Meseta Espinosa) más aquellas que colmatan la totalidad de la cuenca (Formaciones Salamanca; Río Chico; Sarmiento; Patagonia; Santa Cruz; Rodados Patagónicos y, el Cuaternario).

En distintas partes del área de estudio las unidades consideradas desarrollan más de 3.000 metros de espesor y de esa manera proveen presión y temperatura a la roca generadora y capacidad de sello para toda la columna de hidrocarburos.

La figura 184 corresponde a una sección sísmica en donde se pueden observar los espesores que constituyen la columna sedimentaria y que conforman las rocas de carga geostática.

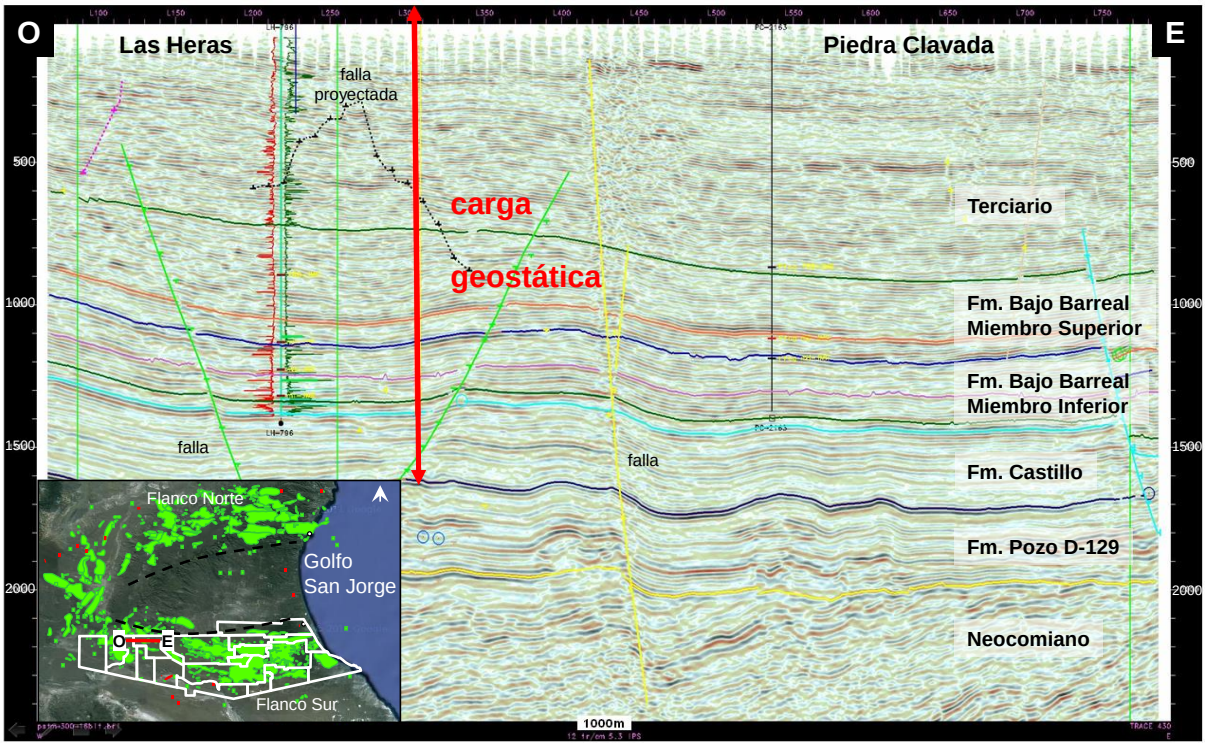



*Figura 184: sección sísmica en la que se determinan los espesores que constituyen la columna sedimentaria y que conforman las rocas de carga geostática.*

Cuadro de eventos

El cuadro de eventos del sistema petrolero (Magoon y Dow 1994) esquematiza los procesos y elementos ubicándolos en el tiempo así como puntualizando la importancia y el impacto que sobre el sistema tiene cada uno de ellos.

Tal como se planteara previamente al describir la generación y migración de hidrocarburos, en el Flanco Sur la roca generadora expulsa petróleo y gas con posterioridad respecto del Flanco Norte y el Centro de cuenca. El proceso se inicia alrededor de los 70 alcanzando su mayor actividad a partir de los 60 ma.

La figura 185 corresponde al cuadro de eventos de las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco Sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina.

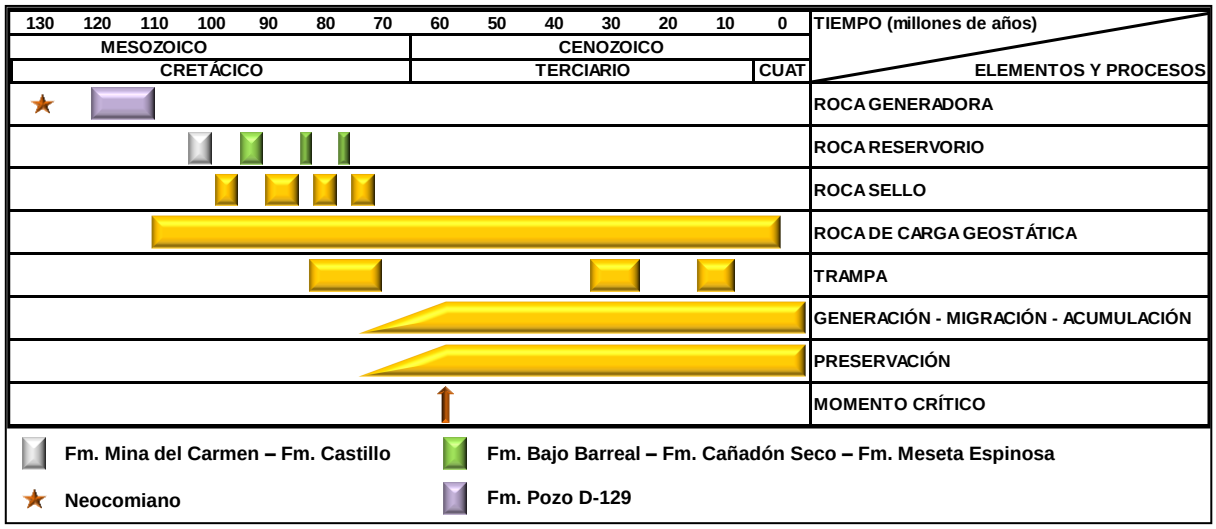



*Figura 185: cuadro de eventos de las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, Flanco sur de la Cuenca Golfo San Jorge, República Argentina. Se menciona como roca generadora al intervalo Neocomiano por estar documentada la presencia en el Flanco Sur, pero no corroborado en el presente trabajo.*

El sistema petrolero simplificado del área de estudio corresponde a Pozo D-129-Grupo Chubut (!), o bien puede subdividirse en Pozo D-129-Mina del Carmen (!) y Pozo D-129-Bajo Barreal (!), con este último como el más importante.

## Modelado de la cuenca

En la Cuenca Golfo San Jorge distintos autores, tales como Wavrek *et al.* (1997a), Figari *et al.* (1999), Boll *et al.* (2000), Rodriguez y Littke (2001), Cardinalli y Vottero (2002) y Sylwan *et al*. (2008) han publicado trabajos mostrando los resultados obtenidos a partir del modelado de la cuenca. Estos trabajos son el resultado de aplicar los autores distintos modelos en las distintas áreas geográficas consideradas. Por otro lado, información adicional que complementa lo anterior puede encontrarse en los trabajos de Wavrek *et al.* (1997b), Jalfin *et al*. (1999) y Strelkov *et al*. (2005).

En particular Wavrek *et al.* (1997a), Cardinalli y Vottero (2002) y Sylwan *et al*. (2008) en sus publicaciones incluyen modelos que comprenden al Flanco Sur de la cuenca. En estos se observa que el Flanco Sur en la medida que nos desplazamos hacia el borde de cuenca, presenta una evolución diferenciada del resto de los sectores de la cuenca, caracterizada por un comienzo en la generación de los hidrocarburos que es posterior respecto del Flanco Norte y Centro de cuenca.

A modo de ejemplo en la figura 186 se presenta lo realizado por Sylwan *et al*. (2008), modelo adoptado para el Flanco Sur en este trabajo.

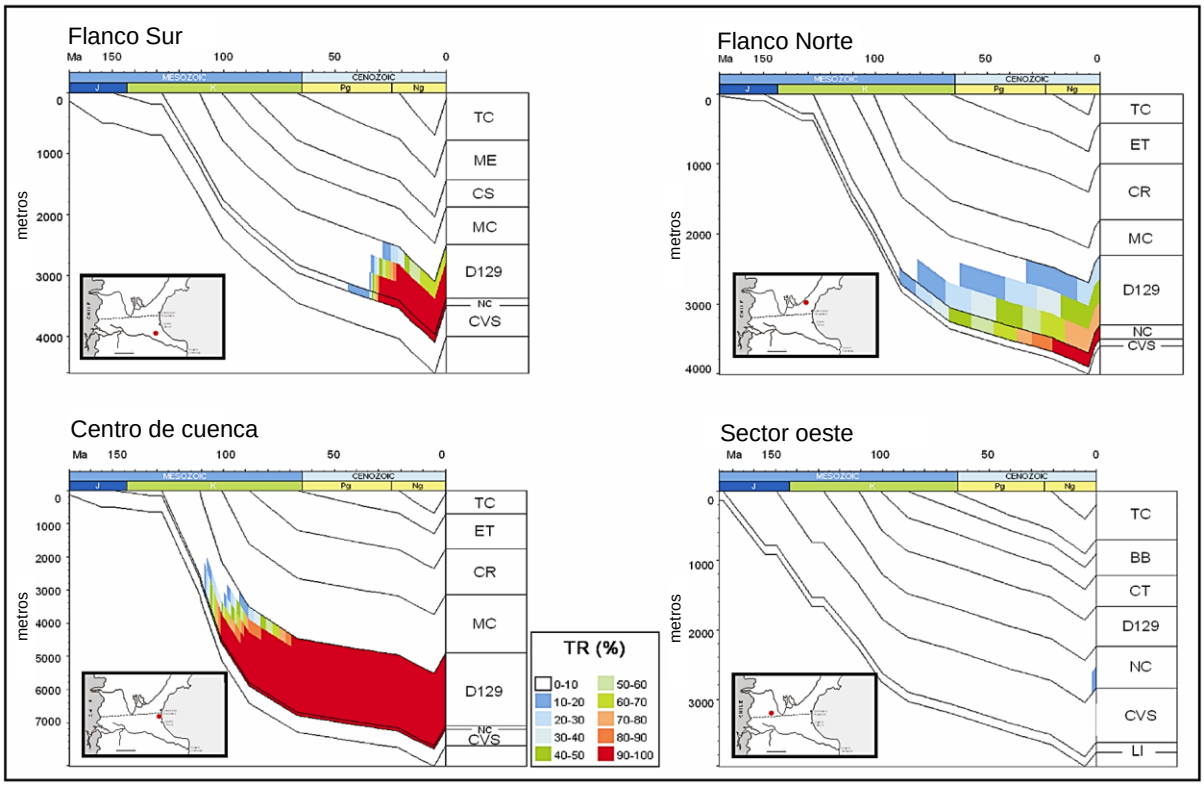



*Figura 186: modelado 1D y factor de transformación (TR en porcentaje) en distintos sectores de la cuenca. LI: Liásico, CVS: Complejo Volcánico Sedimentario, NC: Neocomiano, D129: Formación Pozo D-129, MC: Formación Mina del Carmen, CT: Formación Castillo, CS: Formación Cañadón Seco, CR: Formación Comodoro Rivadavia, BB: Formación Bajo Barreal, ME: Formación Meseta Espinosa, ET: Formación El Trébol, TC: Terciario (modificado de Sylwan et al. 2008).*

## Reservorios no convencionales *shale* y *tight*

De acuerdo con varios autores (Jarvie 2004, Bustin *et al*. 2009, King 2010, Stinco y Barredo 2014) las características a considerar en una roca generadora para ser objetivo como reservorio no convencional del tipo *shale* son: contenido de carbono orgánico total -COT- mayor que 1% en peso; reflectancia de vitrinita -Romax- entre 0,6 y 2,2%; índice de hidrógeno -HI- mayor que 150 mgHC/gCOT, SPI mayor que 1 t HC/ $m^2$; kerógenos tipo I, II, III, espesores mayores a 30 metros; haber estado soterrada dentro de las ventanas de generación de hidrocarburos y un contenido mínimo de pelitas mayor a 40%.

Tal como se caracterizara en la sección correspondiente a roca generadora, la Formación Pozo D-129 supera ampliamente las condiciones mínimas esperables para ser objetivo no convencional del tipo *shale*. Algo similar sucede con las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal.

En la Cuenca Golfo San Jorge, en particular hacia el extremo occidental de la misma, en los últimos dos años se han realizado estudios para desarrollar los reservorios no convencionales del tipo *shale* en la Formación Pozo D-129. De hecho se han perforado 4 pozos y se produce petróleo de los mismos, si bien los niveles de producción son exiguos.

Asimismo, y también hacia el oeste de la cuenca, se han postulado como potenciales objetivos a las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal. No

obstante, las condiciones de mercado imperantes no son las ideales para llevar adelante estos proyectos, por lo que se estima que en cuanto mejore la ecuación económica rápidamente se verán avances al respecto.

A modo de ilustración, en la figura 187 se presenta un cuadro comparativo entre las distintas rocas generadoras correspondientes a sistemas petroleros productivos del país, y los principales objetivos de Estados Unidos y Canadá. En la misma se observa que la Formación Pozo D-129 así como las unidades del Neocomiano (mayormente la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera) reúnen excelentes condiciones potenciales.

| Unidad | Los Monos | Yacoraite | Cacheuta | Precuyano | Los Molles | Vaca Muerta | Agrio | Neocomiano | Pozo D-129 | Serie Tobífera | Palermo Aike |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Espesor (m) | 500 a 1000 | 5 a 50 | 50 a 400 | 50 a 1100 | 100 a 800 | 25 a 450 | 50 a 400 | 500 a 1800 | 1000 a 2000 | 5 a 25 | 50 a 400 |
| TOC (%) | 0,5 a 1,5 | 0,5 a 6 | 3 a 10 | 2 a 11 | 1 a 5 | 3 a 8 | 2 a 5 | 0,5 a 3 | 0,5 a 3 | 1 a 3 | 0,5 a 2 |
| Tipo de K | II/III a III/IV | II - III | I | I a I/III | II - III | I/II | II a II/III | II/III | I/II a II/III | II a III | II - III |
| Edad | Silúrico Devónico Superior | Cretácico Alto | Triásico | Triásico Alto Jurásico Bajo | Jurásico Bajo | Jurásico Alto | Cretácico Bajo | Cretácico Bajo | Cretácico Bajo | Jurásico Medio/Alto | Cretácico Bajo |
| Ambiente | Marino | Lacustre | Lacustre | Lacustre | Marino | Marino | Marino | Lacustre | Lacustre | Lacustre | Marino |
| **Unidad** | **Barnett** | **Haynesville** | **Marcellus** | **Antrim** | **New Albany** | **Lewis** | **Ohio Shale** | **Woodford** | **Fayeteville** | **Eagleford** | **Utica -C-** |
| Espesor (m) | 100 | 80 | 5 a 100 | 50 | 30 a 120 | 150 a 450 | 90 a 300 | 100 a 120 | 15 a 170 | 5 a 200 | 75 a 300 |
| TOC (%) | 2 a 6 | 4 | 2 a 10 | 2 a 24 | 7 a 15 | 0,5 a 2.5 | 4 a 6 | 3 a 7 | 3 a 15 | 1 to 6 | 2 |
| Tipo de K | II a II/III | II | II a II/III | I | II | I a II | II | I a II | II a II/III | II | II/III |
| Edad | Carbonífero Bajo | Jurásico Alto | Devónico | Devónico Alto | Devónico Alto | Cretácico Alto | Devónico Alto | Devónico Alto | Carbonífero Bajo | Cretácico Alto | Devónico Medio |
| Ambiente | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino | Marino |

*Figura 187: comparación entre las rocas generadoras correspondientes a sistemas petroleros productivos de Argentina y algunas de las más importantes de América del Norte (Stinco y Barredo 2014).*

De igual modo, distintos autores (Secretaría de Energía de la Nación -SEN- 2011; Energy Information Administration -EIA- 2013; Barredo y Stinco 2013, Stinco y Barredo 2014) aplicando diferentes metodologías le asignan a distintas unidades importantes volúmenes de hidrocarburos como recursos.

En particular el trabajo de la SEN (2011) calcula solo valores de gas, así como el correspondiente a la EIA (2013) estima gas y petróleo.

Barredo y Stinco (2013) y Stinco y Barredo (2014), a partir del modelado estocástico, utilizando el método de Monte Carlo (Newendorp 1975) de las variables establecidas por Schmoker (1994) y ajustadas de acuerdo con Kurchinskiy *et al*. (2012) (área, espesor, densidad de la roca generadora, COT, HI, factor de retención, factor de recuperación, presencia de sello, historia de soterramiento, existencia de campos) también estiman valores de recursos para gas *in situ*. La figura 188 resume los recursos estimados en los diferentes trabajos por los distintos estudios (Stinco y Barredo 2014).

| SEN 2011 | |
|---|---|
| **Formación** | **TCF** |
| Los Monos | 34 |
| Los Molles | 259 |
| Los Molles-Lajas | 2 |
| Vaca Muerta | 109 |
| D-129 | 246 |
| Palermo Aike | 91 |
| **Total** | **741** |

| EIA 2013 | | |
|---|---|---|
| **Formación** | **TCF** | **BBO** |
| Ponta Grossa | 3,2 | 0 |
| Los Molles | 275,3 | 3,7 |
| Vaca Muerta | 307,7 | 16,2 |
| Neocomiano | 50,8 | 0 |
| D-129 | 34,8 | 0,5 |
| Palermo Aike | 129,5 | 6,6 |
| **Total** | **801,3** | **27** |

SEN: recursos recuperables; EIA: técnicamente recuperables y afectados por distintos factores de riesgo; este trabajo: *in situ*. TCF: trillones de pies cúbicos de gas: BBO: mil millones de barriles de petróleo

| Barredo y Stinco 2013 * - Stinco y Barredo 2014 # | | |
|---|---|---|
| **Cuenca** | **Formación** | **Recursos (TCF)** |
| Paleozoica | Los Monos # | 40 |
| Cretácica | Yacoraite # | 5 |
| Cuyana | Cacheuta # | 15 |
| Neuquén | Precuyano * | 5 |
| Neuquén | Los Molles * | 190 |
| Neuquén | Vaca Muerta * | 220 |
| Neuquén | Agrio * | 40 |
| Golfo San Jorge | Neocomiano # | 20 |
| Golfo San Jorge | D-129 * | 100 |
| Austral | Serie Tobífera # | 5 |
| Austral | Palermo Aike * | 160 |
| **Total** | | **800** |

*Figura 188: recursos estimados por formación para reservorios no convencionales shale. SEN 2011, solo gas; EIA 2013, gas y petróleo; Barredo y Stinco 2013, solo gas; Stinco y Barredo 2014, solo gas. (Stinco y Barredo 2014)*.

Como se desprende de la figura 188, existen variaciones importantes en los volúmenes de recursos estimados para la Formación Pozo D-129 por los diferentes autores, condición atribuible a la falta de datos en virtud del amplio desarrollo areal y profundidad variable que caracteriza a la unidad. Como comentario adicional, se puede asegurar que la misma aparece como un potencial objetivo a desarrollar en el mediano plazo.

Por su parte, Law y Curtis (2002), definen a los reservorios del tipo *tight* a aquellos que tienen menos de 0,1 mD de permeabilidad *in situ* independientemente de la litología. En la República Argentina contamos con ejemplos de estos reservorios actualmente en producción (Stinco *et al.* 2008, Stinco 2013).

Por su parte, los ejemplos mundiales demuestran producción inclusive en reservorios con permeabilidades del orden del nanodarcy (Nelson 2009, Sondergeld *et al*. 2010).

Los criterios que se utilizan para definir estos reservorios son además de su baja permeabilidad, las presiones anormales, los reservorios saturados mayormente con gas y la ausencia de agua en niveles infrayacentes (Naik 2006).

La figura 189 muestra para los pozos del área de estudio que atravesaron reservorios de la Formación Pozo D-129 características de algunos de ellos que denotan su condición de reservorio no convencional tipo *tight*.

Hasta la fecha, en el área de estudio no se han perforado pozos considerando la viabilidad como objetivo *shale* y/o *tight* de la Formación Pozo D-129.

Igual situación aplica para las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal, si bien puede considerarse que para estas unidades es más complicado determinar la viabilidad económica de estos proyectos hasta tanto no se lleven a cabo estudios focalizados a definir sus características como reservorios no convencionales.

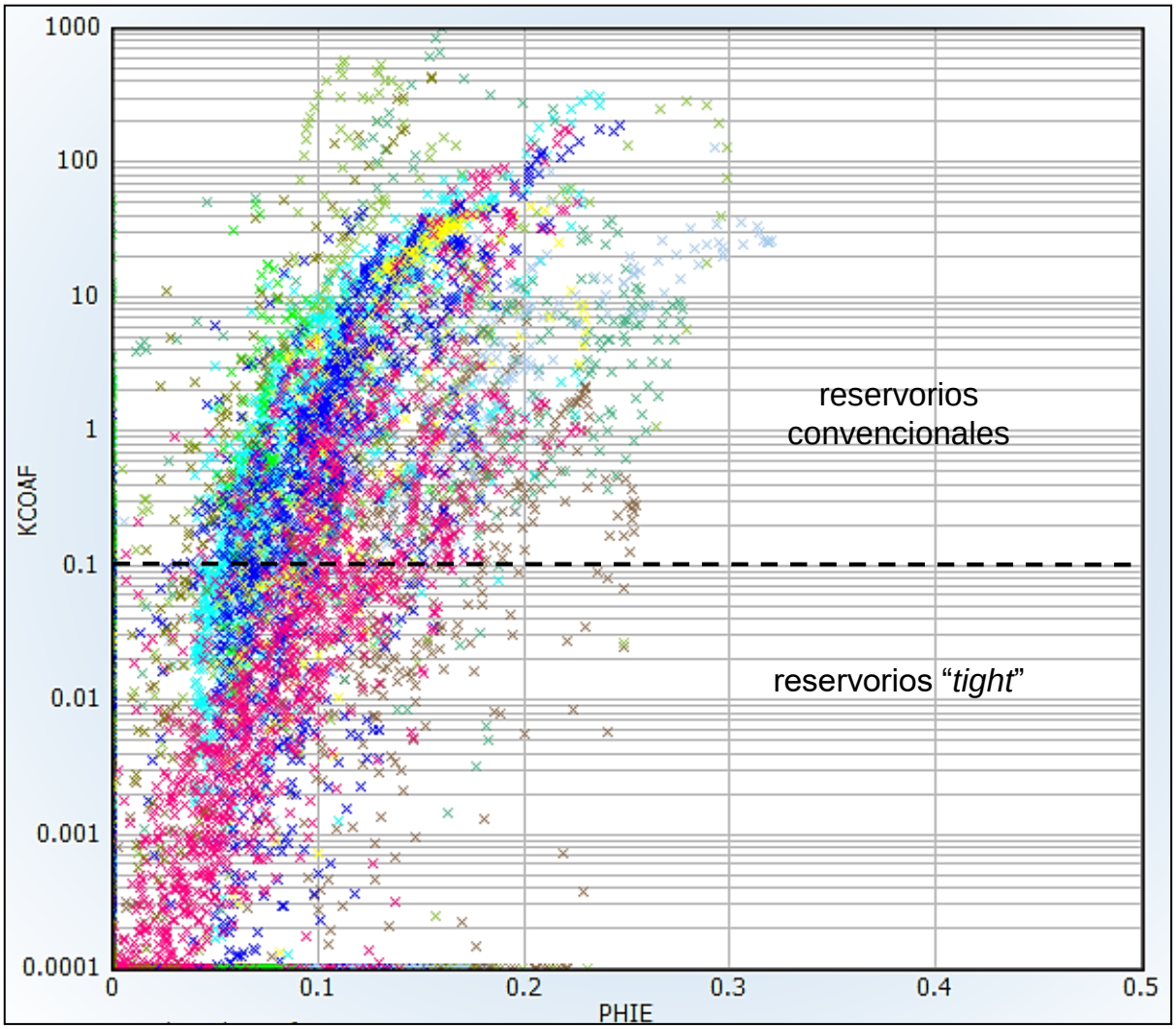



*Figura 189: gráfico de porosidad (PHIE) vs permeabilidad (KCOAF) en donde se observan reservorios convencionales y "tight" en la Formación Pozo D-129 ubicados dentro del área de estudio.*

Producción de hidrocarburos

La producción promedio de los yacimientos correspondientes al área de estudio para el mes de diciembre de 2014 fue de 4.800 $m^3$ de petróleo y 1.980 $Mm^3$ de gas asociado por día, correspondiendo el 94% a producción primaria y el 6% restante a proyectos de recuperación secundaria a través de inyección de agua (IAPG 2015).

Para alcanzar la mencionada producción de hidrocarburos se perforaron 123 pozos y se realizan 38 proyectos de recuperación secundaria.

Las curvas de declinación por campo se muestran en la figura 190, en donde es posible observar el comportamiento variado para cada yacimiento, condición esperable dada la superficie total comprendida en el estudio (5.000 $km^2$). Como promedio, se puede establecer una declinación anual cercana al 15% y valores de recuperación final de petróleo promedio de 11.000 $m^3$.

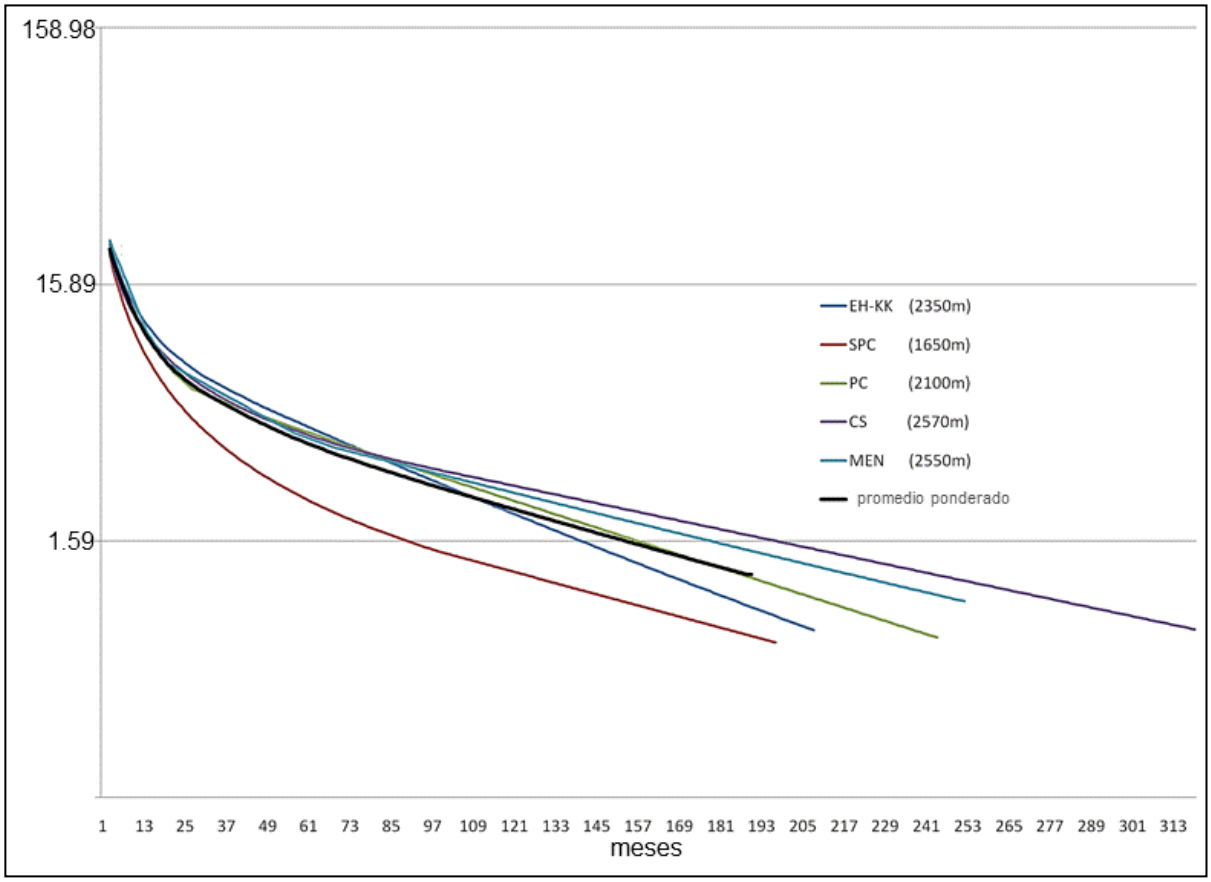



*Figura 190: grafico de curvas de declinación por yacimiento (EH: El Huemul, KK: Koluel Kaike, SPC: Sur Piedra Clavada, PC: Piedra Clavada, CS: Cañadón Seco, MEN: Meseta Espinosa Norte) y promedio ponderado desde su producción inicial hasta fin de la concesión (en meses). Los valores entre paréntesis (2350 m) corresponden a las profundidades promedio de los pozos para cada yacimiento.*

Las reservas comprobadas están en el orden de los 26.400.000 $m^3$ de petróleo y de 4.800.000 de $m^3$ de gas. La figura 191 muestra la participación porcentual por yacimiento de las mismas.

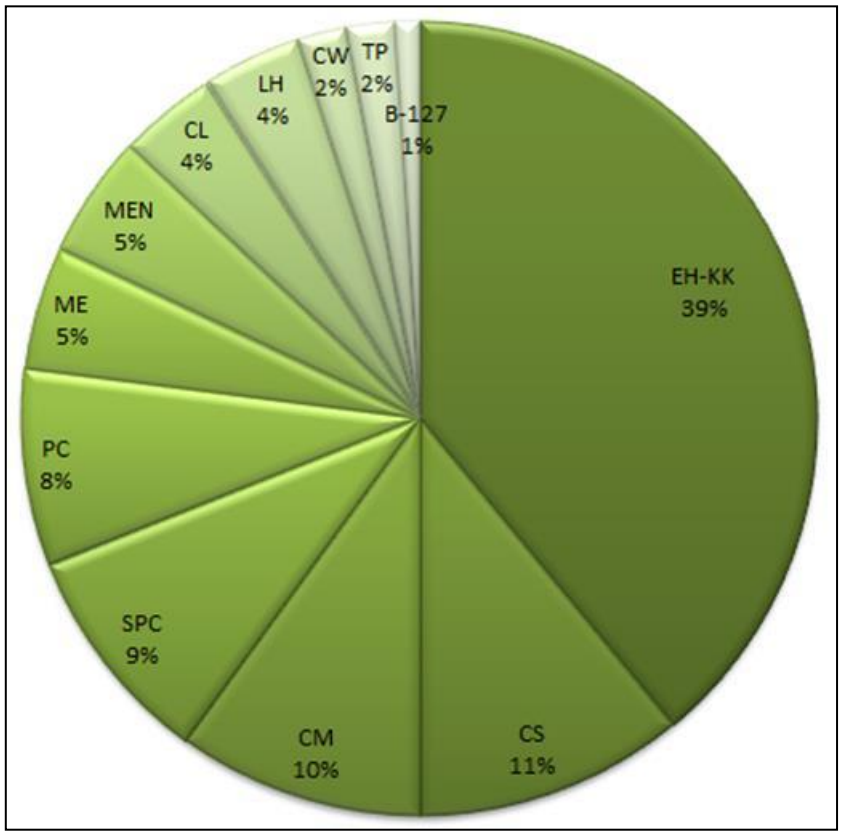



*Figura 191: participación porcentual del total de reservas comprobadas por yacimiento.*

*EH: El Huemul,*

*KK: Koluel Kaike,*

*CS: Cañadón Seco,*

*CM: Cañadón Minerales,*
*SPC: Sur Piedra Clavada,*
*PC: Piedra Clavada,*

*ME: Meseta Espinosa,*

*MEN: Meseta Espinosa Norte,*

*CL: Cañadón León,*

*LH: Las Heras,*

*CW: Cerro Wenceslao,*

*TP: Tres Picos,*

*B-127: Bloque 127.*

*Ver figura 3 para la respectiva ubicación.*

<u>Comparación de los elementos y procesos del área de estudio con relación a otros sectores de la cuenca</u>

En la figura 192 se resumen las características principales asociadas con los elementos y procesos correspondientes al área de estudio respecto de otros sectores de la cuenca.

Para confeccionar el cuadro comparativo se utilizaron distintas fuentes, a saber: Fitzgerald *et al.* (1990), Wavrek *et al.* (1997a), Figari *et al.* (1999), Jalfin *et al*. (1999), Rodriguez y Littke (2001), Cardinalli y Vottero (2002), González *et al*. (2002), Homovc y Lucero (2002), Salomone *et al*. (2002), Sanagua *et al*. (2002), Strelkov *et al*. (2005), Sylwan *et al*. (2008) y Sylwan *et al*. (2011) y el presente trabajo.

| Elemento/Proceso | Flanco Sur área de estudio | | Flanco Sur | | Flanco Norte | | Oeste | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Roca generadora (Formación)** | Pozo D-129 | | Pozo D-129 | Pozo Cerro Guadal<br>Pozo Anticlinal<br>Aguada Bandera | Pozo D-129 | Pozo Cerro Guadal<br>Pozo Anticlinal<br>Aguada Bandera | Pozo D-129 | Pozo Cerro Guadal<br>Pozo Anticlinal<br>Aguada Bandera |
| **Espesor (m)** | 100 a 1000 | | 100 a 2000 | 0 a más de 1800 | 100 a 2000 | 0 a más de 1800 | menor que 250 | 0 a más de 1800 |
| **COT (%)** | 0.5 a 3 | | 0.5 a 3 | 0.5 a 3 | 0.5 a 3 | 0.5 a 3 | 0.5 a 3 | 0.5 a 3 |
| **Kerógeno** | I/II a II/III | | I/II a II/III | II/III | I/II a II/III | II/III | I/II a II/III | II/III |
| **Romax (%)** | 0.6 a 2.4 | | 0.6 a 2.4 | 0.8 a 2.6 | 0.6 a 2.4 | 0.8 a 2.6 | menor que 0.7 | 0.8 a 2.6 |
| **HI (mgHC/gTOC)** | 300 a 650 | | 300 a 650 | 300 a 600 | 300 a 650 | 300 a 600 | menor que 350 | 300 a 600 |
| **SPI (t HC/m$^2$)** | 10 | | 10 | 1 | 10 | 1 | 1 | 1 |
| **Edad** | Cretácico Inferior a Medio | | Cretácico Inferior a Medio | Cretácico Inferior | Cretácico Inferior a Medio | Cretácico Inferior | Cretácico Inferior a Medio | Cretácico Inferior |
| **Ambiente** | Lacustre | | Lacustre | | Lacustre | | Lacustre | |
| **Generación (ma)** | 70-60 a actual | | 70-60 a actual | | 105 a 60 a actual | | 20 a actual | |
| **Migración** | Fallas, fracturas y rocas reservorio | | Fallas, fracturas y rocas reservorio | | Fallas, fracturas y rocas reservorio | | Fallas, fracturas y rocas reservorio | |
| **Trampas** | Estratigráficas, estructurales y combinadas | | Estratigráficas, estructurales y combinadas | | Estratigráficas, estructurales y combinadas | | Estratigráficas, estructurales y combinadas | |
| **Reservorios (Formación)** | Cañadón Seco<br>Meseta Espinosa<br>Bajo Barreal | Mina del Carmen<br>Castillo | Cañadón Seco<br>Meseta Espinosa<br>Bajo Barreal | Mina del Carmen<br>Castillo | Yacimiento El Trébol<br>Comodoro Rivadavia<br>Bajo Barreal | Mina del Carmen | Bajo Barreal | Castillo |
| **Espesor (m)** | 1 a 182 | 3 a 95 | 1 a 500 | 3 a 250 | 1 a 350 | 3 a 300 | 1 a 300 | 3 a 200 |
| **Porosidad (%)** | 15 a 28 | 13 a 22 | 10 a 32 | 12 a 30 | 13 a 35 | 12 a 30 | 13 a 30 | 13 a 28 |
| **Permeabilidad (mD)** | 50 a 400 | 50 a 200 | 50 a 500 | 50 a 300 | 50 a 2000 | 50 a 200 | 50 a 2000 | 50 a 300 |
| **Relación arena/arcilla** | 10 a 70 | 20 a 50 | 10 a 70 | 10 a 60 | 10 a 70 | 20 a 50 | 10 a 70 | 20 a 50 |
| **Edad** | Cretácico Medio a Superior | | Cretácico Medio a Superior | | Cretácico Medio a Superior | | Cretácico Medio a Superior | |
| **Ambiente** | Sistemas fluviales meandriformes y entrelazados | | Sistemas fluviales meandriformes y entrelazados | | Sistemas fluviales meandriformes y entrelazados | | Sistemas fluviales meandriformes y entrelazados | |

*Figura 192: cuadro comparativo resumen de las características principales asociadas con los elementos y procesos correspondientes al área de estudio respecto de otros sectores de la cuenca*

# Capítulo V

## *Historia evolutiva de la cuenca y su relación con el sistema petrolero*

A continuación se presentará un modelo de evolución del sistema petrolero representado por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° de latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, definidas en el Flanco sur de la Cuenca Golfo San Jorge, generado a partir de los numerosos datos de subsuelo presentados aquí y de la extensa bibliografía publicada.

Desde lo conceptual, una cuenca sedimentaria es un bajo generado tectónicamente que puede acumular sedimentos a escala geológica razón por la cual los elementos y procesos del sistema petrolero son característicos de las mismas y están estrechamente vinculados con su evolución.

Las cuencas son entidades de escala regional que subsiden lentamente como respuesta a las variaciones termomecánicas que sufre la litósfera relativamente rígida y fría, que interactúa con un manto convectivo (Allen y Allen 2005). El movimiento relativo de las placas como entidades discretas, da lugar al desarrollo de fuerzas mecánicas en sus límites que se transfieren al interior de las mismas produciendo deformación a escala litosférica.

La clasificación de cuencas más usada en el modelado se basa en consecuencia, en los ambientes tectónicos a los que están asociadas y al tipo de corteza sobre la que se asientan (Busby e Ingersoll 1995, Allen y Allen 2005). Se reconocen así cuencas asociadas a extensión litosférica, cuencas asociadas a compresión, cuencas de intraplaca relacionadas a cambios físicos y químicos en la litósfera por aumento de la temperatura o por densificación pero sin la intervención de grandes fallas y, finalmente, cuencas asociadas a movimientos transcurrentes/transformes. A su vez, las anteriores pueden desarrollarse sobre la corteza continental (normal, atenuada o enfgrosada), corteza oceánica o transicional.

La Cuenca Golfo San Jorge podría asociarse a una cuenca de posición cratónica, generada por fenómenos extensivos y compresivos que dieron lugar a una cubeta híbrida en términos de procesos mecánicos. Tal vez por ello, es que la literatura geológica propone diversos modelos de cuencas para esta cubeta que muchas veces son ambiguos (véanse capítulos I y II).

En este trabajo se propone que la cuenca se originó mecánicamente como un *rift* continental (*sensu* Allen y Allen 2005), de posición cratónica, desarrollada sobre una corteza elástica de edad paleozoica y controlada por la evolución de fallas extensivas y transtensivas (Barredo y Stinco 2010). Originalmente se trató de un aulacógeno asociado a la presencia de los puntos calientes que derivaron en la ruptura del megacontinente Gondwana durante el Triásico-Jurásico (Urien y Zambrano 1996, Baldi y Nevistic 1996, Ramos 2000, Barredo y Stinco 2010) que fue posteriormente modificado por la reinstalación de la subducción en el margen pacífico durante el Jurásico (Ramos, 2015).

La cuenca, presenta un segmento de dirección NO y otro de dirección O-E subparalela al antiguo arco paleozoico (Palma 1989), como puede observarse a través de sus principales estructuras extensivas. Esta extensión tuvo lugar a lo largo de antiguas zonas de debilidad cortical asociados al basamento retrabajado por la colisión de los macizos del Deseado y el Norpatagónico durante el Carbonífero medio hasta el Pérmico medio (Pankhurst *et al*. 2006). Hacia el noroeste este sistema estaría asociado a la formación de las cuencas de

Neuquén y Cuyana (Charrier 1979 en Fitzgerald *et al*. 1990) y al este-sudeste con la Cuenca de Karroo al sur de África (Dingle *et al*. 1983 en Fitzgerald *et a*l. 1990, Barredo y Stinco 2010). Por las características geométricas de sus depocentros (diseño romobiodal en planta y muy profundos) y de su relleno asociado, este aulacógeno presenta además notable influencia de la falla transforme Malvinas-Agulhas que introdujo componentes oblicuas a la extensión (Barredo y Stinco 2013).

En el Cretácico inferior, a consecuencia de la rotación de esfuerzos extensivos (transtensivos) a compresivos la cuenca se ve afectada por los efectos de la flexión que sufre la litósfera. Como consecuencia de esta superposición de esfuerzos se produce la reactivación de las fallas extensivas en la región del antepaís. Por ello es común observar durante las etapas del post-*rift* que las fallas permanecen activas.

El aporte sedimentario proviene de las regiones elevadas que fueron heredadas de la etapa de *rift* y que permanecieron como altos como consecuencia de los ajustes isostáticos de la litósfera.

Es importante señalar que, autores como Uliana *et al*. (1989), Barcat *et al*. (1989), Fitzgerald *et al*. (1990), Peroni *et al*. (1995), Figari *et al.* (1999), Strelkov *et al*. (2005) y Sylwan *et al*. (2008), entre otros, la clasificaron como una cuenca intracratónica desarrollada bajo un régimen extensional, activo desde el Triásico hasta el Mioceno temprano. El término intracratónico empleado de esta manera, no es el apropiado dado que se refiere a un tipo de cuenca generada por procesos litosféricos específicos que no están vinculados con aquellos que dieron origen a la Cuenca Golfo San Jorge.

Las cuencas intracratónicas o *sag basins* se generan por subsidencia de la litósfera como consecuencia del enfriamiento de magma sublitosférico, aumento de densidad y la consiguiente descompensación isostática (*sensu* Allen y Allen 2005). Del mismo modo, durante la intervención de una anomalía térmica la litósfera puede sufrir deshidratación y/o cambios de fase mineralógica que pueden dar lugar al aumento de densidad. Tampoco se descartan como disparadores de este adelgazamiento, lo esfuerzos distantes que ocurren en el borde de placa convergente durante el ascenso astenosférico que pueden transmitirse a cualquier región de la placa rígida y elástica. En todos los casos, la subsidencia no es a través de grandes estructuras sino por cambio en la rigidez y espesor de la litósfera y ocurre a bajas tasas. Son cuencas muy estables, rodeadas de un relieve suave y rellenas por sedimentos maduros que permanecen la mayor parte del tiempo balanceadas y mecánicamente descompensadas.

La Cuenca del Golfo San Jorge, evolucionó controlada por grandes estructuras extensivas que derivaron del desmembramiento de Gondwana y la apertura del Océano Atlántico que permiten asociarla a un aulacógeno. Un breve repaso sobre su definición señala que los aulacógenos (“nacido como zanja”) son *paleorifts* o *rifts* abortados en el sentido de generar corteza oceánica, pero que se enfriaron al punto que la astenósfera se densifica a los valores del manto litosférico y así se hunden (Allen y Allen, 2005). El término fue introducido por Shatsky (1964), al referirse a áreas deprimidas, estrechas y alargadas que se localizan en los márgenes de las placas continentales. Otros autores como Einsele (1992), se refiere a estas depresiones como un tipo de cuencas de *rift* mientras que Vera Torres (1994) las clasifica como cuencas cratónicas continentales e Ingersoll y Busby (1995) las interpretan como modelos híbridos. Sin embargo es Burke (1977), quien da la definición más completa Según este autor, corresponden a cuencas alargadas, longevas y con gran subsidencia, que se disponen hacia el interior del cratón desde el margen continental como resultado de la dilatación litosférica que induce la presencia de anomalías térmicas y sus correspondientes *hot spots* con formación de puntos triples.

La extensión que originó la cuenca habría comenzado a manifestarse en el Triásico Superior (Fase Chon Aike) y Jurásico Medio, (Fase Lonco Trapial – Aguada Bandera para tener su clímax en el Jurásico Superior (Uliana *et al*. 1989, Urien y Zambrano 1996, Rapela 1997, Ramos 1999). Estos autores coinciden en la presencia de anomalías térmicas (*hot spots*) debajo del megacontinente que facilitaron su ruptura a través de puntos triples, que derivaron en la formación de aulacógenos como las cuencas Salado, Colorado y del Golfo San Jorge.

La anomalía térmica de Bouvet habría estado activa para el Jurásico tardío - Cretácico temprano y habría sido la responsable de la apertura de la cuenca; a esta anomalía se le sumaron los efectos de otra pluma localizada en Brasil y Namibia e identificada como Paraná-Etendeka hacia los 130 millones de años (White y McKenzie 1989). La acción conjunta de estos disparadores térmicos dio lugar a la extensión litosférica y el *rifting* definitivo de la litósfera con componentes oblicuas. Todas las cuencas del margen atlántico y en especial la Cuenca Golfo San Jorge, forman un alto ángulo con respecto al borde del cratón. Numerosos trabajos discuten el grado de influencia de las plumas en la apertura del Atlántico y sus edades relativas, lo que se escapa del objetivo de este trabajo. Se remite al lector la revisión de los trabajos de Rapela (1997) Livermore y Hunter (1996), Lawver *et al*. (1999), Ghidella *et al*. (2002, 2007), König y Jokat (2006), entre otros.

Por otro lado, Windhausen (1924), Francheteau y Le Pichon (1972 en Fitzgerald *et al*. 1990), describen componentes de rumbo para la reactivación de los sistemas extensionales vinculadas a una rotación diferencial en sentido contrario a las agujas del reloj de Sud America y/o al desplazamiento de rumbo a lo largo de zonas alineadas con las fallas transformes del Atlántico Sur.

Estas estructuras han sido observadas en este trabajo y corresponden a fallas de orientación NO-SE que coinciden con el sistema de fallas de Gastre, descripta por Volkheimer (1965) y por Rapela (1997). Este ultimo autor, señala que las secuencias plutónicas calcoalcalinas de la región de Gastre son además de edad triásica a jurásica temprana, coincidentes con el momento de apertura de la cuenca. Rapela y Pankhurst (1992) describen además, la presencia de fajas de cizalla dúctil con formación de fajas miloníticas que asocian a la existencia de componentes de rumbo dextrales contemporáneas a la intrusión de las plutonitas y que pudieron haber llegado al Jurásico medio. Así sostienen que el sistema de fallas Gastre podría ser la continuación de la falla Malvinas–Agulhas, transforme del sistema de apertura del Atlántico durante el Cretácico temprano, pero que podría haber estado activa mucho antes durante los tiempos triásico-jurásico como consecuencia de la presencia del punto caliente Bouvet. Sobre la base de estos modelos es que Barredo y Stinco (2010, 2013) proponen que a su origen aulacogénico se le superpuso la influencia de la componente transforme de la falla Malvinas-Agulhas. Su complejo diseño estructural caracterizado por fallas de alto ángulo con componentes oblicuos, depocentros angostos y profundos con geometrías generalmente cercanas a un rombo permiten pensar que la extensión no fue ortogonal sino oblicua. El hundimiento fue más rápido que en una extensión ortogonal, dando lugar al desarrollo de sistemas fluviales con frecuentes procesos de avulsión y lagos profundos con eventos turbidíticos por inestabilidad de los márgenes y por la actividad de las fallas.

Siguiendo el modelo evolutivo de un *rift*, se reconocen cuatro estadios, conformados cada uno por cortejos tectosedimentarios característicos. Según Prosser (1993) estos corresponden a: iniciación del *rift* (*rift initiation*), clímax del *rift* (*rift climax*), post-*rift* (*sag*) temprano (*immediate post-rift*) y post-*rift* (*sag*) tardío (*late post-rift*).

Los depósitos del Grupo Bahía Laura sugieren el inicio del *rift*, que está representado por facies subaéreas y de plataforma marina, con desarrollo de ambientes lacustres y deltaicos; con una importante participación volcánica hacia el norte y oeste y, piroclástica hacia el sur

y este de la cuenca (Figari *et al*. 1999). La distribución paleogeográfica de los depósitos señala la fuerte dependencia de los mismos con la geometría de los depocentros, profundos y angostos característicos de los aulacógenos y su relleno denota la fuerte influencia de los procesos tectónicos superpuestos (extensión-transtensión y flexión litosférica).

Como ya se señalara, la evolución de este *rift* no fue un proceso único, debido a la influencia de la falla transforme Malvinas-Agulhas. A esto debe sumarse que durante el Jurásico superior - Cretácico inferior con la subducción definitivamente instalada en el margen pacífico, tuvieron lugar procesos de deformación de retroarco (Barcat *et al*. 1989, Folguera y Ramos 2002, Ramos 2015) que se superpusieron a la evolución propia del sistema extensional-transtensional. Se estima que estos fenómenos reactivaron también las estructuras extensionales durante la etapa de clímax, dándole a la cubeta rasgos de aulacógeno reactivado fundamentalmente en el margen occidental. Strelkov *et al*. (1994), describieron para el Hauteriviano estructuras reactivadas por transtensión y extensión, que Barredo y Stinco (2010) asociaron la posible influencia del lineamiento Malvinas-Agulhas durante la apertura del Océano Atlántico. Sin embargo, es importante destacar que otros autores, como Sylwan *et al*. (2008), consideraron que esa reactivación podría deberse al pasaje a la etapa de post-*rift* temprano del sistema de *rift* original.

Los depósitos de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera (Berriasiano inferior - Valanginiano inferior) comienzan a rellenar los bajos con conglomerados, areniscas y pelitas lacustres con abundante materia orgánica. Rellena las porciones más profundas de los hemigrábenes con pelitas y deposita contra las fallas del *rift* areniscas y conglomerados asociados con abanicos aluviales. En la medida que el sistema transita el clímax de la extensión, las facies lacustres profundas alcanzan su máxima expresión, en parte debido a la flexión de la litosfera que suma espacio de acomodación en las cubetas en particular hacia el margen occidental. Sistemas fluvio-lacustres de lagos someros y clinoformas progradantes correspondientes a la Formación Pozo Cerro Guadal (Valanginiano – Hauteriviano) se desarrollan hacia el este donde la cuenca se someriza. Como consecuencia de esto, las características oleogenéticas de estas unidades están bien definidas hacia la región occidental de la cuenca en tanto que se pierden hacia el sector oriental. Este esquema tectosedimentario puede observarse muy bien en las líneas sísmicas analizadas en el Capítulo II (figuras 32 y 33).

Por encima de la secuencia neocomiana, se sitúan discordantemente las facies continentales con contenido piroclástico variable del Grupo Chubut, del Cretácico inferior medio a alto y del Cretácico superior (Stipanicic y Rodrigo 1969, Baker *et al*. 1981, Barcat *et al*. 1989, Strelkov *et al*. 1994, Suárez y de la Cruz 2000).

El efecto combinado de la flexión y reactivación de estructuras extensivas sería el responsable de las fuertes discordancias entre las unidades y del gran espacio de acomodación que registra la cuenca durante la depositación de la Formación Pozo D-129 (Barremiano – Aptiano). Se estima que este sería el momento de clímax de la extensión y gradual pasaje al post-*rift* temprano (Sassali *et al*. 2011). Es esta situación favorable que permitió la instalación de un lago profundo, meromíctico y con sistemas deltaicos asociados y ríos de dimensiones variables (Fitzgerald *et al.* 1990, Vela y Hechem 1997, Paredes *et al.* 2007, Allard *et al*. 2013) con potentes niveles de pelitas negras generadoras de hidrocarburos.

Las distintas facies reconocidas en el Capitulo II para la Formación Pozo D-129, responden inicialmente a ese esquema tectónico. Las facies más profundas con abundante contenido de materia orgánica estarían asociadas al máximo de creación de espacio y gradual pasaje hacia el post-*rift* temprano. En un sistema extensional puro se espera que el pasaje a post-*rift* temprano corresponda al momento en que las fallas comienzan a desactivarse

registrando una notable disminución del ritmo de subsidencia y con ello una gradual pérdida de espacio con relación al aporte de sedimentos lo que no ha sido observado en la cuenca.

Por el contrario, la cuenca mantiene un gran espacio de acomodación aún en el Cretácico medio a superior cuando se estima que el sistema transitaría la etapa del post-*rift* tardío. Esto se explica teniendo en cuenta la deformación de retroarco ya que las cargas tectónicas sumaron esfuerzos verticales adicionales que sostuvieron y acentuaron la subsidencia en las grandes fallas desdibujando la etapa térmica de post-*rift* (Barredo y Stinco 2013). Los sedimentos clásticos más gruesos de la Formación Matasiete responderían, al gradual aumento del aporte de sedimentos como consecuencia del descenso del ritmo de subsidencia tectónica de las fallas de *rift* pero también al aporte desde el oeste y desde el frente de deformación andino.

Algunos autores como, Gonzalez *et al*. (2002) y Salomone *et al*. (2002) entre otros, coinciden en que las fallas de *rift,* que son estructuras productivas, se mantuvieron activas aún en la etapa de post-*rift*. Finalmente, Introcaso *et al*. (1986), propusieron para esta cuenca una fuerte atenuación cortical con desarrollo de una antiraíz indicando sobrecompensación isostática. El modelo que explicaría este esquema se centra en una corteza inicialmente distensiva y luego sometida a pulsos de compresión menor concordantes con la topografía asociada a la orogenia andina. Estos modelos son consistentes con la propuesta de este trabajo.

La disminución sostenida del ritmo de subsidencia tectónica hacia los intervalos superiores del Cretácico inferior, promueve el desarrollo de los depósitos fluvio lacustres de las formaciones Mina del Carmen y Castillo (Aptiano – Albiano) durante el estadio de post-*rift* temprano. El espacio de acomodación disminuye gradualmente y se expanden las cuencas de drenaje local aumentando la tasa de aporte de sedimentos. Hacia el centro de cuenca prevalecen las facies lacustres en tanto que hacia los flancos aparecen los depósitos aluviales y fluviales meandriformes con abundante contenido de material tobáceo. Los conglomerados y areniscas representan las primeras rocas reservorio de la cuenca, constituyéndose *a posteriori* en objetivos secundarios para la exploración y producción de hidrocarburos. Las intercalaciones pelíticas actúan como sellos intraformacionales.

Los depósitos de la Formación Bajo Barreal, Miembro Inferior y la Formación Cañadón Seco, Miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1 (Albiano superior - Coniaciano) respectivamente, representan el post-*rift* tardío de la cuenca en un paisaje de relieve cada vez más suave. Los depósitos lacustres caracterizan al centro de cuenca en tanto que hacia los bordes dominan los sistemas fluviales efímeros y sistemas meandriformes con desarrollo de paleosuelos que conforman los cuerpos arenosos que corresponden a las principales rocas reservorio de la cuenca. La alternancia en granulometría con niveles pelíticos provee las calidades de roca sello necesarias para favorecer la acumulación de los hidrocarburos.

Otros autores como Hechem (1998), sostienen que para este momento existía aún un importante control estructural ejercido por fallas directas. Esto se debe en parte a que no todas las fallas se desactivan al mismo tiempo en un *rift,* así como además a la relajación viscoeslástica de los esfuerzos de la placa sometida a flexión, que sigue una curva exponencial. La participación piroclástica disminuye también y acompaña estos procesos. Hacia mediados del Cretácico superior comienzan a producirse los primeros episodios de generación, expulsión, migración y carga de hidrocarburos hacia los reservorios. Sincrónicamente, el ingreso de aguas meteóricas favorece la biodegradación temprana de los mismos, evento corroborado por los estudios geoquímicos (Villar *et al*. 1996, Figari *et al*. 1999, Jalfin *et al*. 1999, Inlab 2008c).

El proceso de peneplanización de la topografía continúa acompañado de un ritmo de depositación más lento que conlleva a una disminución sostenida del tamaño de grano observable en las unidades de la Formación Bajo Barreal, Miembro Superior y la Formación Meseta Espinosa (Coniaciano – Maastrichtiano). Corresponden a facies deltaicas, con aumento del contenido de pelitas respecto de las unidades inferiores, fundamentalmente hacia el centro de cuenca. Hacia los bordes de la misma, se hacen evidentes las intercalaciones de depósitos arenosos que alternan con pelitas y que corresponderían a depósitos clásticos asociados con ambientes fluviales (Vela y Hechem 1997). En la porción occidental de la cuenca las pelitas se intercalan con piroclastitas y con escasos horizontes de areniscas, interpretándose que el ambiente depositacional es palustre y de llanura aluvial (Barcat *et al*. 1984). En este momento, la generación, expulsión, migración y carga de hidrocarburos se encontraba en su máximo, valiéndose de los planos de falla, microfracturas, superficies de erosión, discordancias y de las mismas rocas reservorio como vías de migración preferenciales. Según Hippler (1997), el rango de permeabilidades en la zona de falla determinará la relación de migración expresada en años por kilómetro, de tal manera que para valores de permeabilidad ubicados entre 0,001 y 100 mD se necesitan entre 100.000.000 y 100 años respectivamente para que el petróleo migre 1 kilómetro. En el caso del gas los tiempos se reducen en dos órdenes de magnitud. De igual modo, los fenómenos de biodegradación continuaron afectando la calidad de los petróleos, condición que no se ha interrumpido desde entonces.

Dada la extensión areal de la Formación Pozo D-129 y su espesor, a medida que la cuenca se colmataba, los niveles más jóvenes de la unidad entraban en ventana de generación de hidrocarburos por lo que la etapa de generación se habría extendido desde el Cretácico medio hasta la actualidad (Villar *et al*. 1996, Figari *et al*. 1999, Jalfin *et al.* 1999). Esta particularidad permitió que los reservorios de la Formación Bajo Barreal y sus equivalentes estuvieran acumulando hidrocarburos durante un período de tiempo muy amplio y explica claramente el hecho de que solo en casos muy excepcionales no se encuentran manifestaciones de hidrocarburos en los pozos perforados en la cuenca.

Hacia fines del Cretácico (70 ma), se produce la primera transgresión atlántica representada por la Formación Salamanca, cuyos depósitos se apoyan discordantemente sobre el Grupo Chubut (Arbe 1989). Estos depósitos transgresivos hacia el interior de la cuenca permiten suponer que la subsidencia estuvo controlada por el hundimiento térmico de la fosa sin influencia de la carga orogénica ya que durante el Paleógeno inferior, tuvo lugar una disminución del desplazamiento absoluto de la placa Sudamericana (Ramos 2015). La cuenca culmina de conformarse en el Neógeno, a partir de la orogenia andina produciendo la estructura actual de la faja plegada y corrida de los Bernárdides.

Como se mencionara en el Capítulo I, desde 1907 se han perforado más de 36.000 pozos en la cuenca, correspondiendo el 95% a pozos de desarrollo y unos 1.670 a pozos exploratorios en el continente, con solo 26 de ellos perforados costa afuera. Asimismo, más de 25.000 $km^2$ de sísmica 3D se han adquirido fundamentalmente en los yacimientos productivos de hidrocarburos.

La producción acumulada supera los 632 x $10^6$ metros cúbicos de petróleo y los 77 x $10^9$ metros cúbicos de gas. La producción promedio en Diciembre de 2014 fue de 41.915 $m^3$ por día de petróleo y de 14.772 $Mm^3$ cúbicos de gas por día, representando el 49.34% y 12.90% del país, respectivamente (IAPG, 2015).

La Cuenca Golfo San Jorge aún cuenta con cantidades muy importantes de hidrocarburos y en el futuro mediato seguirá proveyendo de petróleo y gas al país acompañando su crecimiento y promoviendo los desarrollos regionales.

# Capítulo VI

## *Conclusiones*

Sobre la base del estudio realizado en el sistema petrolero compuesto por las unidades cretácicas comprendidas entre los 46° y 47° de latitud Sur y 67° y 69° longitud Oeste, definidas en el Flanco sur de la Cuenca Golfo San Jorge y atendiendo a los objetivos propuestos en el trabajo, se han arribado a las siguientes conclusiones:

- ✓ Mediante el tratamiento, análisis e interpretación de la información de subsuelo (4.900 $km^2$ de sísmica, 88 pozos con registros eléctricos, y adicionalmente reportes sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos, petrofísicos, geoquímicos, de microscopía electrónica de barrido, datos de producción e informes de terminación) ha sido posible describir en detalle el sistema petrolero presente en el área de estudio dentro de un modelo tectosedimentario calibrado con la respuesta regional de la cuenca.

- ✓ La interpretación de los perfiles de pozo en conjunto con la sísmica permitieron determinar las variaciones locales en la morfología del cuerpo lacustre de la Formación Pozo D-129 y de los canales fluviales meandriformes y entrelazados de las formaciones Mina del Carmen, Castillo, Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa.

- ✓ La estructuración del basamento en conjunto con la evolución tectónica de la cuenca proveyeron las condiciones apropiadas para la preservación de la materia orgánica, su maduración, migración y posterior acumulación en las rocas reservorio.

- ✓ El sistema petrolero está constituido por rocas madre de origen lacustre y rocas reservorio clásticas de origen fluvial. Las rocas sedimentarias de grano fino, mayormente pelíticas, actúan como rocas sellos; en tanto que las trampas son estratigráficas, estructurales y combinadas.

- ✓ Los elementos del sistema petrolero son:

  - La roca generadora en el área de estudio es la Formación Pozo D-129, de origen lacustre, con valores de COT de hasta 7% en peso.

  - Las principales unidades reservorio en el área de estudio, con más del 95% de la producción de hidrocarburos, se encuentran en las formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa. Las unidades correspondientes a las formaciones Mina del Carmen y Castillo constituyen el restante 5%.

  - Los reservorios de las formaciones Bajo Barreal, Cañadón Seco y Meseta Espinosa, con rangos de porosidad entre 15 y 28%, saturación de agua hasta 40% y permeabilidades de hasta 400 mD, corresponden a areniscas finas a conglomerádicas con variable contenido de material tobáceo depositadas en sistemas fluviales.

  - Se han determinado variaciones litológicas en el contenido de minerales arcillosos dentro de la Formación Cañadón Seco, en particular entre los Miembros Caleta Olivia y Cañadón Seco-1 que permiten entender el comportamiento mecánico de las unidades, tanto al ser perforadas como cuando se las fractura hidráulicamente.

- Los reservorios de las formaciones Mina del Carmen y Castillo, con rangos de porosidades entre 13 y 22%, saturación de agua hasta 50% y permeabilidades hasta 200 mD, corresponden a tobas, areniscas y conglomerados depositados en sistemas fluviales.

- Se ha determinado la presencia de reservorios no convencionales tipo *shale* y *tight*, para la Formación Pozo D-129. Asimismo, las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal también son potenciales objetivos si bien se requiere mayor densidad de datos para su caracterización detallada.

- La roca sello lo constituyen las pelitas intraformacionales que se disponen justo por encima de los distintos reservorios.

- La carga geostática en el área de estudio corresponde a las mismas formaciones objetivo petrolero (formaciones Mina del Carmen, Castillo; Bajo Barreal, Miembro Inferior; Cañadón Seco, miembros Caleta Olivia, Pozo O-12 y Cañadón Seco-1; Bajo Barreal, Miembro Superior; Meseta Espinosa), en conjunto con aquellas que colmatan la totalidad de la cuenca (formaciones Salamanca; Río Chico; Sarmiento; Patagonia; Santa Cruz; Rodados Patagónicos y, el Cuaternario).

✓ Los procesos del sistema petrolero son:

- La generación y migración de hidrocarburos comenzó alrededor de los 70 ma, siendo muy activa a partir de los 60 ma y continúa actualmente. La acumulación y preservación se mantienen desde entonces.

- Las trampas se asocian a distintas etapas de deformación de la cuenca comprendidas entre los 80 y 5 ma.

- La migración de los hidrocarburos se efectuó a partir de planos de falla y rocas reservorio.

- Se han caracterizado geoquímicamente los petróleos y gases presentes en el área, permitiendo determinar: a) un origen lacustre, b) que se han acumulado en reservorios desconectados hidráulicamente y, c) que en el caso de las acumulaciones someras, éstas han sufrido una fuerte biodegradación.

✓ El sistema petrolero simplificado del área de estudio corresponde a Pozo D-129-Grupo Chubut (!), o bien puede subdividirse en Pozo D-129-Mina del Carmen (!) y Pozo D-129-Bajo Barreal (!), siendo este último como el más importante.

✓ Los estudios de subsuelo realizados a partir de la integración de información sísmica, perfiles de pozo, testigos, determinaciones en laboratorio y datos de producción constituyen una fuente de información apropiada al momento de analizar las características del subsuelo de un área.

✓ Las mediciones realizadas a pozo abierto (potencial espontáneo, rayos gamma, resistividades, densidad, neutrón, sónico, factor fotoeléctrico, espectroscopía elemental) y las petrofísicas (porosidad total, porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidad computada, volumen de pelita, volumen de psamita) de las distintas unidades que consituyen la columna sedimentaria del área de estudio, pueden ser utilizadas como perfiles relevados en afloramientos cuando se realizan estudios de subsuelo.

# Bibliografía

Allard, J., J. Paredes, N. Foix y R. Giacosa, 2013. Utilización de análogos modernos para la reconstrucción paleogeográfica del sistema depositacional de las Formaciones Los Adobes-Matasiete-Pozo D-129: potencial exploratorio de caracterizar las cabeceras fluviales. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge: 19-20.

Allard, J., J. Paredes, N. Foix y R. Giacosa, 2015. Conexión cretácia entre las Cuencas del Golfo San Jorge y Cañadón Asfalto (Patagonia): paleogeografía, implicancias tectonoestratigráficas y su potencial en la exploración de hidrcarburos. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 21-37.

Allen, P. y J. Allen, 2005. Basin Analysis: principles and applications. Second edition. Blackwell Scientific Publication, 549 pp.

Ameghino, F., 1889. Contribución al conocimiento de los mamíferos fósiles de la República Argentina, Academia Nacional de Ciencias Córdoba, Actas 6: 1-28.

Ameghino, C. 1890. Exploraciones geológicas en la Patagonia. Boletín del Instituto Geográfico Argentino, Buenos Aires, 11: 1-46.

Ameghino, F., 1906. Les formations sedimentaires du Cretace Superieur et du Tertiare de Patagonie avec un parallele entre leurs faunes mammalogiques et celles d l'ancien continente, Anales Museo Nacional Buenos Aires: 15: 568 p., Buenos Aires.

Amyx, J., D. Bass y R. Whiting, 1988. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties. Mc Graw-Hill Textbook Reissue, 610 pp.

Andreis, R., 1977. Geología del área de Cañadón Hondo, Departamento de Escalante, Provincia del Chubut. Obra del Centenario del Museo de La Plata 4: 77-102.

Angeleri, A., 1961. Algunas consideraciones acerca del substratum cristalino y el complejo sedimentario que cubre en el sector septentrional del flanco norte del golfo San Jorge. YPF. Informe inédito: 1-62. Comodoro Rivadavia.

Antonellini, M. y A. Aydin, 1995. The effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: geometry and spatial distribution. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 79: 642-671.

Arbe, H. 1989. Estratigrafía, discontinuidades y evolución sedimentaria del Cretaceo en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz. En Chebli y Spalletti (eds.): Cuencas sedimentarias argentinas. Universidad Nacional de Tucumán, Serie Correlación Geológica 6: 419-442.

Archangelsky, S. y J. Seiler, 1980. Algunos resultados palinológicos de la perforación UNOil OS-1, del SO de la Provincia del Chubut, Argentina. Actas II Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía, 5: 215-225.

Archangelsky, S., A. Baldoni, J. Gamerro y J. Seiler, 1984. Palinología estratigráfica del Cretácico de Argentina austral. III distribución de especies y conclusiones. Ameghiniana, 21: 15-33.

Asquith, G. y C. Gibson, 1982. Basic Well Log Analysis for Geologists. Methods in Exploration Series. American Association of Petroleum Geologists. 220 pp.

Aydin, A., 1978. Small faults formed as deformation bands in sandstone. Pure and Applied Geophysics, 116: 913-930.

Baker Hughes, 2015. RockView. In-situ mineralogical characterization service. 8 pp.

Baldi, J. y V. Nevistic., 1996. Cuenca costa afuera del Golfo San Jorge. En Ramos y Turic (eds.): Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio 10: 171-192.

Baker, P., W. Rea, J. Skarmeta, R. Caminos y D. Rex, 1981. Igneous history of the Andean cordillera and Patagonian plateau around latitude 46°S. Philosophical Transactions of the Royal Society, London A303: 105-149.

Barcat, C., J. Cortiñas, V. Nevistic, H. Stach y H. Zucchi. 1984. Geología de la región comprendida entre los lagos Musters-Colhué Huapi y la Sierra Cuadrada, Departamentos Sarmiento y Paso de Indios, provincia del Chubut. 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 263-282.

Barcat, C., J., Cortiñas, V. Nevistic y H. Zucchi, 1989. Cuenca Golfo San Jorge. En Chebli y Spalletti (eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica, Nro 6: 319-345.

Barneda, D., 2007. Humberto Beghin, hombre clave en la industria petrolera argentina. Petrotecnia, julio: 10-12.

Barredo, S. y L. Stinco, 2010. Geodinámica de las cuencas sedimentarias: su importancia en la localización de sistemas petroleros en la Argentina. Petrotecnia, ISSN 0031-6598, abril: 48-68.

Barredo, S. y L. Stinco, 2013. A Geodynamic View of Oil and Gas Resources Associated to the Unconventional Shale Reservoirs of Argentina. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). ID: 1593090. American Association of Petroleum Geologists. Denver, Colorado, Estados Unidos.

Bassiouni, Z., 1994. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. First Printing H. L. Doherty Memorial Fund of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. Society of Petroleum Engineers, 372 pp.

Bellosi, E., G. Jalfin, S. Archangelsky y C. Perrot, 1997. Palinología y facies aluviales del Cretácico medio de la Patagonia, subsuelo de la Cuenca San Jorge, Argentina. Boletín de Informaciones Petroleras, Buenos Aires, 49: 38-50.

Bellosi, E., H. Villa y G. Laffitte, 2002. Un nuevo sistema petrolero en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge: Revaloración de áreas marginales y exploratorias. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, CD. 16 pp.

Boll, A., Chelotti, L., Laffitte, G. y Villar H., 2000. Petroleum Habitat in the El Tordillo Oil Field and Adjacent Areas, North Flank of the Golfo San Jorge Basin, Argentina: Different Opportunities for Oil and Gas Emplacement. VII Latin American Congress on Organic Geochemistry: 7 pp.

Bohacs, K., A. Carroll, J. Neal y P. Mankiewicz, 2000. Lake-basin type, source potential, and hydrocarbon character: an integrated-sequence-stratigraphic-geochemical framework. En Gierlowski-Kordesch y Kelts (eds.): Lake basins through space and time. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology 46: 3-34.

Borrello, A., 1962. Sobre la Geología de las Islas Malvinas. Ediciones Culturales Argentinas del Ministerio de Educación y Justicia. Dirección Nacional de Cultura. Buenos Aires, 9-70.

Bracaccini, O., 1960. Lineamientos principales de la evolución estructural de la Argentina. Petrotecnia. Buenos Aires, 10 (6): 57-69.

Bridge, J., G. Jalfin y S. Georgieff, 2000. Geometry, lithofacies, and spatial distribution of Cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentine: outcrops analog for the hydrocarbon-bearing Chubut Group. Journal of Sedimentary Research, 70: 319-337.

Brown, L., C. Barcat, W. Fisher y A. Nevestic, 1982. Seismic stratigraphic and depositional systems analyses: new exploration approaches applied to the Golfo San Jorge Basin, Argentina. I Congreso Nacional de Hidrocarburos, petróleo y gas. Buenos Aires. 127-156.

Bustin, M., A. Bustin, D. Ross, G. Chalmers, V. Murthy, C. Laxmi y X. Cui, 2009. Shale Gas Opportunities and Challenges. Search and Discovery Articles #40382. AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas. 69 pp.

Burke, E., 1977. Aulacogens and continental break-up. Annual Review of Earth Planet. Science (5): 371-396.

Busby, C. y R. Ingersoll, 1995. Tectonics of sedimentary basins. Blackwell Scientific Publication, Oxford: 579 pp.

Cardinalli, G. y A. Vottero, 2002. Modelos de entrampamientos aplicados a la exploración de hidrocarburos en el Flanco Sur de la Cuenca del golfo San Jorge, Pcia. De Santa Cruz, Argentina. INGEPET (EXPR-3-GC-04): 9 pp.

Chebez, J, 2005. Patagonia austral. Guía de las reservas naturales de la Argentina. Editorial Albatros. ISBN 9789502410579. 192 pp.

Clavier, C., W. Hoyle y D. Meunier, 1969. Quantitative interpretation of termal neutrón decay time logs. Part 1. Fundamental and techniques. Part 2. Interpretation example, interpretation accuracy and time-lapse technique. Society of Petroleum Engineers 44th Annual Meeting. Journal of Petroleum Technology, 23: 756-763.

Clavier, C., G. Coates, y J. Dumanoir, 1984. The theoretical and experimental basis for the dual water model for the interpretation of shaly sands. Society of Petroleum Engineers Journal, 24 (2): 153-169.

Clavijo, R., 1986. Estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la cuenca del Golfo San Jorge. Boletín de Informaciones Petroleras, Buenos Aires, 9: 15-32.

Coates, G y S. Denoo, 1981. The producibility answer product. Technical Review Schlumberger, 29, 2: 55-63.

Condat, P., 2005. Modelos conceptuales de trampas en el Yacimiento El Tordillo. Cuenca del Golfo San Jorge. Provincia del Chubut. Argentina. En Kozlowski, Vergani y Boll (eds.): Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 399-414.

Consejo Federal de Inversiones – CFI, 1962. Evaluación de los Recursos Naturales de la Argentina. Recursos Hidráulicos Superficiales. Tomo IV, Volumen 1. 459 pp.

Cortiñas, J. y H. Arbe, 1981. El Cretácico continental de la región comprendida entre los Cerros Guadal y Ferrarotti, Departamento Tehuelches, provincia del Chubut. Actas VIII Congreso Geológico Argentino, 4: 359-372.

Crain, R., 1986. The Log Analysis Handbook. Volume 1. Quantitative Log Analysis Methods. PennWell Publishing Company: 684 pp.

Cúneo, N., J. Ramezani, R. Scasso, D. Pol, I.H. Escapa, A. Zavattieri, y S. Bowrings, 2013. High-precision U-Pb geochronology and a new chronostratigraphy for the Cañadón Asfalto Basin, Chubut, central Patagonia: implications for terrestrial faunal and floral evolution in Jurassic. Gondwana Research 23: 1267-1275.

Darwin, C., 1838. Geological notes made Turing a Surrey of the East and west coasts of South America: Geological Society of London Proceedings, 2: 156-159.

Daniele, C. y C. Natenzon, 1994. Las Regiones Naturales de la Argentina: Caracterización y Diagnóstico. En: El Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas de la República Argentina. Administración de Parques Nacionales, MAB-UNESCO, 25 pp.

Demaison, G., 1984. The generative basin concept. En Demaison y Murris (eds.): Petroleum geochemistry and basin evaluation. American Association of Petroleum Geologists Memoir 35: 1-14.

Demaison, G. y B. Huizinga, 1994. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. En Magoon y Dow (eds.): The Petroleum System-from source to trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60: 73-89.

De Wit, M., 1977. The evolution of the Scotia Src as a key to the reconstruction of southwestern Gondwanaland. Tectonophysics, Vol. 37, Issues1-3: 53-81.

Di Benedetto, L., S. Georgieff y G. Potas, 2006. Interpretación y correlación entre afloramientos del Cerro Ballena y pozos del Yacimiento Cañadón Vasco, faja plegada del Golfo San Jorge, Argentina. 9º Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. 12 pp.

Einsele, G., 1992. Sedimentary basins. Evolution, facies and sediment budget. Springer-Verlag New York. 628 pp.

Energy Information Administration –EIA-, 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Department of Energy. 730 pp.

Espitalié, J., M. Madec, B. Tissot y P. Leplat, 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. Proceedings of the Offshore Technology Conference, May 2–5, 1977, OTC, Houston: 439–444.

Ferello, R. y P. Lesta, 1973. Acerca de la existencia de una dorsal interior en el sector Central de la Serranía de San Bernardo (Chubut). V Congreso Geológico Argentino. Actas 4: 19-26.

Feruglio, E., 1929. Apuntes sobre la constitución geológica de la región del Golfo San Jorge: Boletín de Informaciones Petroleras, Buenos Aires, no. 63: 925–1025.

Feruglio, E., 1949. Descripción Geológica de la Patagonia. Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Editorial Coni, 334 pp.

Figari, E., E. Strelkov, G. Laffitte, M. Cid de la Paz, S. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martínez, y H. Villar, 1999. Los Sistemas Petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 197-237.

Fitzgerald, M., R. Mitchum Jr., M. Uliana, y K. Biddle, 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. The American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 74: 879-920.

Folk, R., P. Andrews y D. Lewis, 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. New Zealand Journal of Geology and Geophysics,13: 937–968.

Folguera, A. y V. Ramos, 2002. Los efectos producidos por la aproximación, colisión y subducción de dorsales pacíficas en los Andes Patagónicos. Acta Geológica Hispánica, 37 (4): 329-353.

Foster, M. y G. Iovine, 2008. Geometría y paleodrenaje regional de los sistemas de la Formación Castillo y Sección Tobácea, Cuenca del Golfo de San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Trabajos Técnicos: 575-586.

Ghidella, M., G. Yáñez y J. LaBrecque, 2002. Revised tectonic implications for the magnetic anomalies of the western Weddell Sea, Tectonophysics 347: 65-86.

Ghidella, M., L. Lawver y L. Gahagan, 2007. La ruptura de Gondwana y la apertura del Atlántico Sur: Revisión de modelos de tectónica de placas. Vº Simposio Argentino y IIIº Latinoamericano de Investigaciones Antárticas, Buenos Aires, No 823, 4 pp.

González, M., R. Taboada y L. Stinco, 2002. Los reservorios del Flanco Norte. En Schiuma, Hinterwimmer y Vergani (eds): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 135–153.

Green, L. y M. Ferreyra, 2011. Flores de la estepa patagónica: guía para el reconocimiento de las principales especies de plantas vasculares de la estepa. Flowers of the Patagonian Steppe: Field Guide for the Identification of the Main Species of Vascular Plants in the Steppe. ISBN 978-987-9132-34-0. Editorial Vázquez Mazzini, 288 pp.

Halliburton, 2015. GEM. Elemental analysis tool. Precise evaluation of complex mineralogies- 2 pp.

Harrington, H., 1962. Paleogeographic Development of South America. Bulletin American Association of Petroleum Geologists, 46 (10): 1773-1813.

Harrison, W., K. Luza, M. Prater y P. Chueng, 1983. Geothermal resource assessment of Oklahoma. Oklahoma Geological Survey Special Publication 83-1: 55 pp.

Hechem, J., 1998. Arquitectura y paleodrenaje del Sistema Fluvial efímero de la Formación Bajo Barreal, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Boletín de Informaciones Petroleras, Buenos Aires, 53: 21-27.

Hechem, J., 2015. Cien años de modelos geológicos en la Cuenca del Golfo San Jorge. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 1-11.

Hechem, J., E. Figari y E. Musacchio, 1987. Cuenca del Golfo San Jorge. Hallazgo de la Formación D-129. Información estratigráfica y paleontológica. Petrotecnia. 28 (11): 13-15.

Hechem, J., J. Homovc y E. Figari, 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 11° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 173-176.

Herrero Ducloux, A. 1963. The Andes of western Argentina. Backbone of the Americas (Symposium). Tectonic history from pole to pole. En Childs y Beeke (eds.): American Association of Petroleum Geologists, 46 (2): 16-28.

Hiatt, E. 2000. Sedimentology and Sequence Stratigraphy in Basin Analysis and Paleohydraulic Studies. En Kyser (ed.): Fluids and Basin Evolution. Mineralogical Association of Canada: 19-38.

Hinterwimmer, G., 2002. Los reservorios de la Serie Tobífera. En Schiuma, Hinterwimmer y Vergani, (eds.): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 27-47.

Hippler, S. 1997. Microstructures and diagenesis in North Sea fault zones: implications for fault-seal potential and fault-migration rates. En Surdam (ed.): Seals, traps, and the petroleum system. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 67: 85-101.

Homovc, J. y M. Lucero, 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En Schiuma, Hinterwimmer y Vergani (eds): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 119-134.

Homovc, J., G. Conforto, P. Lafourcade y L. Chelotti, 1995. Fold belt in the San Jorge Basin, Argentina: an example of tectonic inversion. En Buchanan y Buchanan (eds.): Basin inversion. Geological Society Special Publication Nº 8: 235-248.

IAPG, 2015. Informe Anual 2014. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. 20 pp.

Ingersoll, R. y C. Busby, 1995. Tectonics of sedimentary basins. En Busby e Ingersoll (eds.): Tectonics of sedimentary basins. Blackwell Science, Oxford: 1-52.

Ihering, H. Von., 1907. Les mollusques fossils du Tertaire et du Cretacé Superieur de l'Argentina. Anales Museo Nacional Buenos Aires, 7: 1-611.

Inlab, 2008a. Estudio geológico (muestras de cutting). DRX y petrografías. Pozo SPCa-1049. Yacimiento Sur Piedra Clavada. 38 pp. Inédito.

Inlab, 2008b. Petrografía básica. Yacimiento Sur Piedra Clavada. Pozo SPC-1034. 61 pp. Inédito.

Inlab, 2008c. Geoquímica de reservorios. Caracterización y correlación de fluidos de reservorio en diferentes niveles productivos. Yacimiento Sur Piedra Clavada. Pozo SPC-1034. 40 pp. Inédito.

Inlab, 2008d. Geoquímica de reservorios. Caracterización y correlación de fluidos de reservorio en diferentes niveles productivos. Yacimiento Las Heras. Pozo LH-2040. 27 pp. Inédito.

Inlab, 2008e. Geoquímica de reservorios. Caracterización y correlación de fluidos de reservorio en diferentes niveles productivos. Yacimiento Cerro Wenceslao. Pozo CW-2071. 63 pp. Inédito.

Inlab, 2008f. Geoquímica de reservorios. Caracterización y correlación de fluidos de reservorio en diferentes niveles productivos. Yacimiento Piedra Clavada. Pozo PC-2101. 35 pp. Inédito.

Inlab, 2008g. Geoquímica de reservorios. Caracterización y correlación de fluidos de reservorio en diferentes niveles productivos. Yacimiento Sur Piedra Clavada. Pozo SPC-1047. 31 pp. Inédito.

Instituto Nacional del Agua – INA, 2002. Atlas Digital de los Recursos Hídricos Superficiales de la República Argentina. http://www.hidricosargentina.gov.ar/publicaciones_digitales.php.

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994): Fuel Vol.77, No.5: 349-358.

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 2001. The new inertinite classification (ICCP System 1994). Fuel Vol.80: 459-471.

Introcaso, A., A. Diez Rodriguez, H. Fraga, A. Nocioni, R. Gerster y M. Pacino, 1986. Geophysical modelling procedures of sedimentary basins. 26 pp. Inédito.

Jalfin, G., 1999. Caracterización de los reservorios del Grupo Chubut. Repsol-YPF. Inédito.

Jalfin, G., E. Bellosi, J. Sanagua y H. Villar, 1999. Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge: una evaluación geoquímica integrada. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 445-465.

Jalfin, G., R. Manceda, L. Palacio, E. Bellosi, P. Chebli, C. Coria, K. Miguel y A. Sanz, 2005. Caracterización de trampas y sellos de la cuenca de Golfo San Jorge: esquema de compartimentación. En Kozlowski, Vergani y Boll (eds.): Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 415–450.

Jarvie, D., 2004. Evaluation of Hydrocarbon Generation and Storage in the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas. Special BEG / PTTC Presentation, 116 pp.

King, G, 2010. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? SPE 133456. Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy: 50 pp.

Klemme, H. y G. Ulmishek, 1991. Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. American Association of Petroleum Geologists, V 75, N° 12, 1809-1851.

König, M. y W. Jokat, 2006. The Mesozoic breakup of the Weddell Sea. Journal of Geophysical Research 111 (B12): 102 doi:10.1029/2005JB004035.

Kurchinskiy, V., K. Gentry y R. Hill, 2012. Source Rock Evaluation Technique: A Probabilistic Approach for Determining Hydrocarbon Generation Potential and In-Place Volume for Shale Plays. Search and Discovery Article #41045.

Laffitte, G. y H. Villar, 1982. Poder reflector de la vitrinita y madurez térmica: Aplicación en el sector NO. de la Cuenca del Golfo San Jorge. I Congreso Nacional de Hidrocarburos, petróleo y gas. Exploración. Buenos Aires: 171-182.

Law, B. y J. Curtis, 2002. Introduction to unconventional petroleum systems: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 86: 1851-1852.

Lawver, L., L. Gahagan y I. Dalziel, 1999. A tight fit-Early Mesozoic Gondwana, a plate reconstruction perspective, Memoirs of National Institute of Polar Research Issue, 53: 214-229.

LCV, 2004. Sondeo: VOA.LH-2017 (Las Heras). Testigos Laterales - Formaciones Bajo Barreales y Castillo. Estudio petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica. 78 pp. Inédito.

LCV, 2007. Sondeo: VOA.SC.CL-4072 (Cañadón León) 1ª, 2ª, 3ª y 4ª ccc – Formaciones Mina del Carmen (basal)-D129? y Cañadón Seco (Miembros Caleta Olivia y CS1). Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica. 93 pp. Inédito.

LCV, 2007. SPC-1013 well (Sur Piedra Clavada). Sidewall cores – Bajo Barreal Formation. Petrographic, diagenetic, mineralogic and X-Ray fluorescence chemical analysis. 149 pp. Inédito.

LCV, 2008. PC-2088 well (Piedra Clavada). Sidewall core samples. Petrographic, diagenetic and petrophysical study. 52 pp. Inédito.

LCV, 2010. Sondeo OXY.SC.PC-2116. (Piedra Clavada) – 1ª ccc. Formación Bajo Barreal. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica. 101 pp. Inédito.

Legarreta, L. y H. Villar, 2011. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources, Argentina Basins. Search and Discovery Article #80196.

Lesta, P., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Actas III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, I: 251-289.

Lesta, P. y R. Ferello, 1972. Región Extraandina de Chubut y Norte de Santa Cruz. I Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Córdoba, Argentina: 601-653.

Lesta, P., R. Ferello y G. Chebli, 1980. Chubut extrandino. En Segundo Simposio de Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias, volumen 2: 1307-1387.

Livermore, A. y R. Hunter, 1996. Mesozoic seafloor spreading in the southern Weddell Sea. En Storey, King y Livermore (eds.): Weddel Sea tectonics and Gondwana break-up. Geological Society Special Publication, 108: 227-241.

Magoon, L. y W. Dow, 1994. The petroleum system. En Magoon y Dow (eds.): The Petroleum System - From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60: 3-24.

Meissner, F., J. Woodward y J. Clayton, 1984. Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the greater Rocky Mountain region. En Woodward, Meissner y Clayton (eds.): Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region, Denver. Rocky Mountain Association of Geologists, 1-34.

Menegatti, N., G. Massaferro, M. Fernández y R. Giacosa, 2014. Geología y geoquímica de los cuerpos básicos alcalinos al sur de los lagos Musters y Colhué Huapí, cuenca del Golfo San Jorge, Chubut. Revista de la Asociación Geológica Argentina 71 (4): 484-499.

Miall, A., 1978. Lithofacies types and vertical profiles models in braided river deposits. a summary. En Miall (ed.): Fluvial Sedimentology. Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 5: 597-604.

Moldowan, J., W. Seifert y E. Gallegos, 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 69: 1255-1268.

Naik, G., 2006. Tight gas reservoirs - an unconventional natural energy source for the future. Association of Petroleum Geologists of India Technical Report. 32 pp.

Nelson, P., 2009. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 93, nº 3: 329–340.

Newendorp, P., 1975. Decision analysis for petroleum exploration. The Petroleum Publishing Company, Tulsa. 668 pp.

Ortmann, A., 1902. Tertiary invertebrates: Report of the Princeton University Expedition to Patagonia, 4, no. 2: 45-332.

Oxy, 2010. Surveillance Case History #3 Sahara. Occidental Argentina Exploration and Production. 22 pp. Inédito.

Oxy, 2011. Exploration and Development Asset Plan. San Jorge Basin Review. 71 pp. Inédito.

Palma, M., 1989. La evolución tectosedimentaria durante el ciclo gondwánico en la región extraandina de la provincia de Santa Cruz. Reunión sobre geotransectas de América del sur, 102-105.

Pángaro, F., R. Corbera, O. Carbone y G. Hinterwimmer, 2002. Los reservorios del “Precuyano”. En Schiuma, Hinterwimmer y Vergani, (eds.): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 229–254.

Pankhurst, R., C. Rapela, C. Fanning y M., Márquez, 2006. Gondwanide continental collision and the origin of Patagonia. Earth Science Reviews, 76: 235-257.

Paredes, J., 2005. Análisis paleoambiental de la Formación Castillo en el ámbito de la Sierra de San Bernardo. Repsol-YPF. Inédito.

Paredes, J., R. Hudecek, N. Foix, J. Rodríguez y A. Nillni, 2003. Análisis paleoambiental de la Formación Matasiete (Aptiano) en su área tipo, noroeste de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Asociación Argentina de Sedimentología, Revista, 10: 81-101.

Paredes, J., N. Foix, F. Colombo Piñol, A. Nillni, J. Allard y R. Marquillas, 2007. Volcanic and climatic controls on fluvial style in a high-energy system: the Lower Cretaceous Matasiete Formation, Golfo San Jorge Basin, Argentina. Sedimentary Geology, 202: 96-123.

Paredes, J., N. Foix y J. Allard, 2013. Modificaciones geométricas de sistemas de canales fluviales actuales y de las Formaciones Castillo y Bajo Barreal (Cretácico) en el codo del Río Senguerr (Chubut): implicancias para el desarrollo de los proyectos de recuperación secundaria. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge. Resúmenes: 70-71.

Partyka, G., J. Gridley y J. Lopez, 1999, Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization. The Leading Edge, vol. 18, No. 3: 353-360.

Passey, Q., S. Creaney, J. Kulla, F. Moretti y J. Stroud, 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74: 1777-1794.

Pepper, A. y P. Corvi, 1995a. Simple kinetic models of petroleum formation. Part 1: oil and gas generation from kerogen. Marine and Petroleum Geology, v. 12: 291-319.

Pepper, A. y P. Corvi, 1995b. Simple kinetic models of petroleum formation. Part 3: modelling an open system. Marine and Petroleum Geology, v. 12: 417-452.

Pérez Morando, J., 2010. Los telegramas del ingeniero Krause. Diario Río Negro del 13 de diciembre de 2010, página 15.

Peroni, G., A. Hegedus, J. Cerdán, L. Legarreta, M. Uliana y G. Laffitte, 1995. Hydrocarbon Accumulation in an Inverted Segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, Central Patagonia. En Tankard, Suárez y Welsink (eds.): Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62: 403-419.

Perrodon, A., 1980, Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures: Paris, Masson–Elf-Aquitaine, 381 pp.

Peters, K., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists, v.70, no 3: 318-329.

Peters, K y J. Moldowan, 1993. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall: 363 pp.

Peters, K. y M. Cassa, 1994. Applied source rock geochemistry. En Magoon y Dow (eds.): The Petroleum System-from source to trap. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60: 93–117.

Ploszkiewicz, J. y V. Ramos, 1977. Estratigrafía y tectónica de la Sierra de Payaniyeu (Provincia de Chubut). Asociación Geológica Argentina, Revista, Buenos Aires, 32: 209-226.

Pollastro, R., 1993. Considerations and applications of the illite/smectitegeothermometer in hydrocarbon-bearing rocks of Miocene to Mississippian age. Clays and Clay Minerals, Vol. 41, Nº 2: 119-133.

Primmer, T., C. Cade, J. Evans, J. Gluyas, M. Hopkins, N. Oxtoby, P. Smalley, E. Warrern y R. Worden, 1997. Global patterns in sandstone diagenesis: their application to reservoir quality prediction for petroleum exploration. En Kupecz, Gluyas y Bloch (eds.): Reservoir

quality prediction in sandstones and carbonates. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 69: 61–77.

Prosser, S. 1993. Rift-related linked depositional systems and their seismic expression. En Williams y Dobb (eds.): Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy. Geological Society Special Publication (71): 35-66.

Ramos, V., 1976. Estratigrafía de los Lagos La Plata y Fontana, Provincia del Chubut. Rep. Argentina. Actas I Congreso Geológico Chileno, Santiago, IA: 43-64.

Ramos, V., 1996. Evolución Tectónica de la Plataforma Continental Argentina. En Ramos y Turic (eds.): Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y XXXI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio 21: 385-404.

Ramos, V., 1999. Rasgos estructurales del territorio argentino. Evolución tectónica de la argentina. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Geología Argentina. Anales 29 (24): 715–784.

Ramos, V., 2008. Patagonia: a paleozoic continent adrift? Journal of South American Earth Sciences 26: 235-251.

Ramos, V., 2009. Anatomy and global context of the Andes: main geologic features and the Andean orogenic cycle. En Kay, Ramos y Dickinson (eds.): Backbone of the Americas shallow subduction, plateau uplift, and ridge and terrane collision. The Geological Society of America, Memoir 204: 31-66.

Ramos, V. 2015. Evolución de la Cuenca Golfo San Jorge: su estructuración y régimen tectónico. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 16-24.

Ramos, V. y M. Aguirre-Urreta, 2000. Patagonia. En Cordani, Milani, Thomaz Filho y Campos (eds.): Tectonic Evolution of South America. XXXI International Geological Congress: 369-380.

Rapela, C., 1997. El sistema de fallas de gastre: e pur si muove. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 52 (2): 219-222.

Rapela, C y R. Pankhurst, 1992. The granites of northern Patagonia and the Gastre Fault System in relation to the break-up of Gondwana. En Storey, Alabaster y Pankhurst (eds.): Magmatism and the causes of continental break-up. Geological Society Special Publication, 68: 209-220.

Rodríguez, R., 2011. Reservoir continuity. Sinopec Exploration and Production. 12 pp. Inédito.

Rodríguez, J. y R. Littke, 2001. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modeling study. Marine and Petroleum Geology 18: 995-1028.

Rolleri, E., 1973. Acerca de la dorsal del Mar Argentino y su posible significado geológico. Actas V Congreso Geológico Argentino, Buenos Aires. 4: 203-220.

Ronanduano, G, 2006. Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros. Yacimiento Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, República Argentina. Petrotecnia. ISSN 0031-6598. Octubre: 54-68.

Roussel, J. y R. Boulet, 1994. Characterization of crude oils and petroleum fractions. En Wauquier (ed.): Petroleum Refining. Crude Oil Petroleum Products Process Flowsheets, Vol 1: 40-78.

Salomone, G., M. Biocca, A. Amoroso, J. Arocena, G. Ronanduano, D. Guerberoff y L. Palacio, 2002. Los reservorios del Flanco Sur. En Schiuma, Hinterwimmer y Vergani, (eds.): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 154–174.

Sanagua, J. J. Hlebszevitsch y F. Suárez, 2002. Los reservorios del Flanco Oeste. En Schiuma, Hinterwimmer y Vergani, (eds.): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 175–198.

Sassali, L., S. Barredo y L. Stinco, 2011. Nuevos aportes al conocimiento tectono estratigráfico del relleno del hemigraben comprendido en los Yacimientos Diadema y Km 20, Cuenca Golfo San Jorge. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 353-373.

Scasso, R., 1989. La Cuenca Sedimentaria del Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la región Sudoccidental del Chubut. En: Chebli y Spalletti (eds.) Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie Correlación Geológica 6, Universidad Nacional de Tucumán: 395-417.

Schelling, D., 1997. Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina. Volume 3, Structural Geology. Energy and Geoscience Institute at the University of Utah and Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. EGI Technical Report N0 97-5-20926(3). 58 pp.

Schlumberger, 2006. ECS. Elemental capture spectroscopy sonde. Schlumberger Marketing Communications: 8 pp.

Schmoker, J., 1994. Volumetric calculation of hydrocarbons generated. En Magoon y Dow (eds.): The Petroleum System-from source to trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 323-326.

Sciutto, J., 1981. Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. VIII Congreso Geológico Argentino, Actas, volumen 3: 203-219.

Sciutto, J., 2000. Hoja Geológica 4566-II, Comodoro Rivadavia (Provincia de Chubut). Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina 1:250000.

Sciutto, J., 2008. Hoja Geológica 4569-IV, Escalante (Provincia de Chubut), Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina 1:250000.

Schiller, W. 1925. Estratigrafía, Tectónica y Petróleo de Comodoro Rivadavia (Chubut), Sección Mineralogía y Geología, Anales Museo de La Plata 2: 2-56.

Secretaría de Energía de la Nación –SEN-, 2011. Análisis de las Potencialidades del Desarrollo del Gas No convencional en Argentina. D. Bogetti y J Ubeda. IAPG. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG: 54 pp.

Shanley, K. y P. McCabe, 1994. Perspectives on the sequence stratigraphy of continental strata. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 78, 5442568.

Shatsky, N., 1964. On the depressions of Donetz type. In N. S. Shatsky selected works. Nauka, Moscow, 2: 544-553.

Simpson, G., 1933. Stratigraphic nomenclature of the early Tertiary of Central Patagonia. American Museum Novitiates, 644: 1-13.

Smith, G., 1991. Facies sequences and geometries in continental volcaniclastic sediments. En Fisher y Smith (eds.): Sedimentation in volcanic settings, SEPM (Society for Sedimentary Geology), Special Publication 45: 109-121.

Sondergeld, C., K. Newsham, J. Comisky, M. Rice y C. Rai, 2010. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources. SPE 131768. SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania: 34 pp.

Spalletti, L., A. Iñiguez y M. Mazzoni, 1982. Edades Radimétricas de piroclastitas del Grupo Bahía Laura, Gran Bajo de San Julián, Santa Cruz. Asociación Geológica Argentina, Revista, 4: 483-485.

Speight, J., 2007. The Chemistry and Technology of Petroleum. 4th ed. CRC Press, Taylor and Francis Group. 984pp.

Stappenbeck, R. 1909. Informe preliminar relativo a la parte sudeste del territorio de Chubut, Sección Geología, Anales del Ministerio de Agricultura IV, Buenos Aires, N°1, 5-42.

Stinco, L., 2001. Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones. Asociación Geológica Argentina. Serie “B” (Didáctica y Complementaria) N° 25. ISSN 0328-2759. 128 pp.

Stinco, L., 2013. Como son los reservorios no convencionales en la Argentina. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Petrotecnia, Año LIV Nº 3, ISSN 0031-6598: 63-71.

Stinco, L. y S. Barredo, 2014. Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo “shale” de las cuencas productivas de la Argentina. Petrotecnia. ISSN 0031-6598. Año LV Nº 5: 44–66.

Stinco, L., R. Elphick y R. Moore, 2001. Electrofacies and Production Prediction Index Determination in El Tordillo Field, San Jorge Basin, Argentina. Paper UU. SPWLA, 42nd Annual Symposium. 14 pp.

Stinco, L., R. Elphick y R. Moore, 2002. Enhanced Iterative Formation Evaluation of El Tordillo Field, San Jorge Basin, Argentina: Using Electrofacies and Production Prediction Index Determination. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. October 2002, Volume 5, Number 5: 402-409.

Stinco, L., G. Pando y C. Larriestra, 2008. Estudio integrado y modelado de reservorios “tight” en el área de la Dorsal, Cuenca Neuquina, Argentina. En Montagna, Agraz, Larriestra, Verdur, Massaferro (eds.): Simposio de modelado geológico. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 23-41.

Stipanicic, P. y F. Rodrigo, 1969. Identificación y edad de las principales fases diastróficas jurásicas, eo y mesocretácicas en Argentina y Chile. Inédito.

Strelkov, E., M. Cid de La Paz y J. Baldi, 1994. The Paso Río Mayo sub-basin: geology and exploration play, San Jorge Basin, Argentina. 14th World Petroleum Congress: 4 pp.

Strelkov, E. y P. Lafourcade, 1998. Exploration for Deep Gas and Oil in the Central Golfo San Jorge Basin, Argentina, American Association of Petroleum Geologists. International Conference and Exhibition: 454-455.

Strelkov, E., R. Clavijo, F. Suarez, J. Rodríguez, Y. Basile y J. Sanagua, 2005. Cuenca del Golfo San Jorge. En Chebli, Cortiñas, Spalletti, Legarreta y Vallejo (eds.): Frontera Exploratoria de la Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 275-288.

Suárez, M. y R. de la Cruz, 2000. Tectonics in the eastern central Patagonian Cordillera (45º30´–47º30´S). Journal of the Geological Society of London, 157: 995–1001.

Suero, T., 1955. La cuenca del Golfo San Jorge (Informe Preliminar) Comodoro Rivadavia, República Argentina, YPF. Buenos Aires. Inédito.

Sylwan, C., 2001. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. Journal of Iberian Geology, 27: 123-157.

Sylwan, C., H. Villar y W. Dow, 1999. Neocomian source beds, future exploration play inthe South Flank of the Golfo San Jorge Basin. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 963-966.

Sylwan, C., J. Rodríguez y E. Strelkov, 2008. Petroleum systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 53-77.

Sylwan, C., C. Droeven, J. Iñigo, F. Mussel y D. Padva, 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. Simposio de Cuencas Argentinas: visión actual. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 139-183.

Tiab, D. y C. Donaldson, 1996. Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Gulf Publishing Company. 706 pp.

Tissot, B. y D. Welte, 1984. Petroleum formation and occurrence. New York Springer-Verlag, 699 pp.

Tunik, M., M. Vietto, J. Sciutto y E. Estrada, 2004. Procedencia de areniscas del Grupo Chubut en el área central de la Sierra de San Bernardo. Análisis preliminar. Asociación Geológica Argentina, Revista, 59: 601-606.

Ugarte, F., 1966. La cuenca compuesta Carbonífera-Jurásica de la Patagonia Meridional. Anales de la Universidad de la Patagonia San Juan Bosco, Ciencias Geológicas, Comodoro Rivadavia, 1: 37-68.

Uliana, M. y L. Legarreta, 1999. Jurásico y Cretácico de la cuenca del Golfo San Jorge. En Caminos (ed.): Geología Argentina. Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales, 496-510.

Uliana, M., K. Biddle y J. Cerdán, 1989. Mesozoic extension and the formation of Argentine sedimentary basins. En Tankard y Balkwill (eds.): Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins, American Association Petroleum Geologists, Memoir 46: 599-614.

Uliana, M., M. Arteaga, L. Legarreta, J. Cerdán y G. Peroni, 1995. Inversion structures and hydrocarbon occurrence in Argentina. En Buchanan y Buchanan (eds.): Basin inversion. Geological Society Special Publication Nº 8: 211-233.

Uliana, M., L. Legarreta, G. Laffitte y H. Villar, 1999. Estratigrafía y Geoquímica de las Facies Generadoras de Hidrocarburos en las Cuencas Petrolíferas de Argentina. Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 1-61.

Ulmishek, G., 1986. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment. En Rice (ed.) Oil and gas assessment. Methods and applications. American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology #21: 59-68.

Umazano, A., E. Bellosi, G. Visconti, G. Jalfin y R. Melchor, 2009. Sedimentary record of Late Cretaceous volcanic arc in central Patagonia: petrography, geochemistry and provenance of fluvial volcaniclastic deposits of the Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin, Argentina. Cretaceous Research 30: 749-766.

Underhill, J. y N. Woodcock, 1987. Faulting mechanisms in high porosity sandstones; New Red Sandstone, Arran, Scotland. En Jones y Preston (eds.): Deformation of Sediments and Sedimentary Rocks. Geological Society, London, Special Publications, 29: 91-105.

Urien, C., J. Zambrano y M. Yrigoyen, 1995. Petroleum basins of southern South America: an overview. En Tankard, Suárez y Welsink (eds.): Petroleum basins of South America, American Association of Petroleum Geologists Memoir 62: 63-77.

Urien, C. y J. Zambrano, 1996. Estructura de la Plataforma Continental Argentina. En Ramos y Turic (eds.): Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Relatorio: 29-66.

Utgé, S., S. Martinez Cal, Y. Basile y C. Ponce, 2014. Evaluación del potencial de la Formación Pozo D-129 como reservorio no convencional shale gas/oil. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, IAPG: 117-135.

Van Krevelen, D., 1950. Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal, Fuel, 29: 269-84.

Van Nieuwenhuise, D. y A. Ormiston, 1988. A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1º Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos: 853-871.

Vela, M. y J. Hechem, 1997. Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina. Volume 2, Stratigraphy. Energy and Geoscience Institute at the University of Utah and Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. EGI Technical Report N0 97-5-20926(2). 62 pp.

Vera Torres, J., 1994. Estratigrafía. Principios y métodos. Editorial Rueda. 816pp.

Vietto, M., L. Chelotti, R. Calegari, P. Bitschene y M. Fernández, 1997. Cuerpos hipabisales de composición básica alcalina al sur del Río Deseado, Patagonia Central, Argentina. VIII Congreso Geológico Chileno. Actas, Volumen II: 1584-1587.

Villar, H., C. Sylwan, A. Gutierrez Pleimling, M. Miller, J. Castaño y W. Dow, 1996. Formación de petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D-129- Cañadón Seco, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, provincia de Santa Cruz, Argentina. 13º Congreso Geológico Argentino y 3º Congreso Exploración de Hidrocarburos. Actas I: 223-242.

Volkheimer, W., 1965. Bosquejo geológico del noroeste del Chubut extrandino (zona de Gastre-Gualjaina). Revista de la Asociación Geológica Argentina, 20 (3): 326-350.

Wavrek, D., K. Curtiss, M. Vela y D. Schelling, 1997a. Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina. Volume 1. Petroleum Systems. Energy and Geoscience Institute at the University of Utah and Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. EGI Technical Report N0 97-5-20926(4). 119 pp.

Wavrek, D., J. Collister y G. Laffitte, 1997b. Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina. Volume 4. Organic Geochemistry. Energy and Geoscience Institute at the University of Utah and Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. EGI Technical Report N0 97-5-20926(1). 106 pp.

White, R. y D. McKenzie, 1989. Magmatism at rift zones: The generation of volcanic continental margins and flood basalts. Journal of Geophysical Research, 94, B&: 7685-7729.

Wibberley, C., J. Petit y T. Rives, 2007. The mechanics of fault distribution and localization in high-porosity sands, Provence, France. En Lewis y Couples (eds.): The Relationship between Damage and Localization. Geological Society, London, Special Publications, 289: 19-46.

Wilckens, O., 1905. Die meeresablagerungen der Kreide-und terciar formation in Patagonien: Neues Jahrbuch Mineralogie Geologie und Palaeontologie, 21: 98-195.

Windhausen, A., 1914. Contribución al conocimiento geológico de los Territorios del Río Negro y Neuquén. Anales del Ministerio de Agricultura, Sección Geología, 10: 7-60.

Windhausen, A., 1924. Líneas generales de la constitución geológica de la región situada al oeste del Golfo San Jorge. Boletín de la Academia Nacional de Córdoba (27): 167-320.

YPF S.A, M. Turic, y J. Ferrari, 1999. La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF. Buenos Aires. 178 pp.

Zambrano, J. y C. Urien, 1970. Geological outline of the basins in southern Argentina and their continuation off the Atlantic shore. Journal of Geophysical Research, Washington, 75: 1363-1369.