



*Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería
Departamento de Gas y Petróleo
Licenciatura en Ciencias Geológicas*

Trabajo Final de Licenciatura presentado en la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, como parte de los requisitos para obtener el título de LICENCIADA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS

***Caracterización litológica y mineralógica e integración con
perfiles eléctricos y datos de producción de la Fm. Vaca
Muerta (naturalmente fracturada) en el sector centro este
del Bajo de Añelo, cuenca Neuquina***

Autora: Valeria Martínez

Directora: Dra. Telma Musso

Co-Director: Geol. Osvaldo Carbone

RESUMEN

En un área del Bajo de Añelo, cuenca Neuquina, se caracterizaron los 150 metros basales de la Fm. Vaca Muerta de cuatro pozos de exploración y desarrollo. Se contó con información de perfiles eléctricos, imágenes de pozo, datos de producción y recortes de perforación (con un total de 275 muestras), se evaluó la litología, mineralogía, contenido de carbono orgánico y se caracterizaron las microfracturas naturales (venillas rellenas con calcita tipo “*beef*”) presentes en este intervalo mediante descripciones con lupa binocular, análisis de DRX, LOI (pérdida por ignición), MEB y EDS. Se determinaron cinco ciclos sedimentarios con respuestas eléctricas similares y seis litofacies, principalmente constituidas por margas, cuyas asociaciones litológicas se mantenían en la totalidad de los pozos. Se establecieron los porcentajes de los minerales mayoritarios de las margas, que corresponden a minerales arcillosos + mica, calcita y cuarzo, acompañados en menor proporción por cantidades variables de piritita, feldespatos y dolomita. También se analizó la mineralogía de la fracción arcilla de las mismas, la cual está constituida principalmente por Illita, seguida en proporción por caolinita + clorita y por último un interestratificado illita/esmectita, ordenado del tipo R1.

A través del estudio de microvenillas se constató que las mismas se encuentran en contacto neto con la roca de caja, predominan aquellas de morfología recta por sobre las irregulares, el desarrollo de fibras de calcita con crecimiento perpendicular a las paredes de las fracturas es un rasgo que se repite en la gran mayoría y en algunos casos se detectó la presencia de sutura. Mediante las técnicas de EDS y MEB se verificó que el relleno es predominantemente de calcita, aunque también pueden contener baritina. A partir del conteo de microvenillas se observó que en todos los casos la mayor concentración de las mismas ocurre en los 40 metros basales de los pozos y en la zona donde se verificó la producción de Vaca Muerta. En función de esto, se definieron dos intervalos de correlación con características litológicas y mineralógicas diferentes: sección fracturada superior (zona productora) y sección fracturada inferior (zona de la cocina). Se observó que la producción ocurre en zonas con mayores proporciones en el contenido de carbonato o de cuarzo y valores elevados de COT, aunque menores en comparación con la zona de la cocina, lo que pudo haber brindado mayor fragilidad a la roca y favorecido una estimulación hidráulica correcta. Una alta concentración de microvenillas rellenas de calcita, por su parte, también puede incrementar la fragilidad de la marga, y a su vez podría constituir las principales vías de migración primaria de hidrocarburos, siendo su análisis una variable importante a la hora de evaluar reservorios potencialmente productores. Cabe destacar que debido a lo difícil de la predictividad de horizontes fracturados en este tipo de litosomas, la metodología propuesta puede considerarse un complemento importante para su evaluación.

PALABRAS CLAVES

Fm. Vaca Muerta – Mineralogía y litología – Margas – Microvenillas de calcita fibrosa tipo *beef* – DRX, LOI, EDS, MEB – Sobrepresión – Generación de hidrocarburos

ABSTRACT

The 150 basal meters of Vaca Muerta Fm. were characterized in an area located in “Bajo de Añelo”, Neuquén basin, using information from four exploration and development wells. Well logs, resistivity borehole images, production data and drilling cutting samples (275 in total) were used to characterize the lithology, mineralogy, organic carbon content and natural microfractures (veins of fibrous calcite “beef”), presents at this interval, through binocular loupe descriptions, X ray analysis, LOI, SEM and EDS techniques. Similar electrical responses were grouped in five sedimentary cycles. Six lithofacies, mainly constitutes by marls, with constant lithological associations in all the analyzed wells, were identified. Marls’ bulk mineralogy is mainly represented by clay minerals + mica, calcite and quartz, accompanied in a smaller proportion by variable quantities of pyrite, feldspars and dolomite. The mineralogy of the clay fraction was also analyzed, and is mainly constituted by Illite, caolinite + chlorite and an interstratified illite/smectite (R1-type).

Microveins have a clear boundary with the host-rock and predominates those of straight morphology over irregular ones. The development of fibrous calcite growing perpendicular to the walls of the fractures is a feature that is repeated in most of the samples and in some cases the presence of suture was detected. Through EDS and MEB techniques it was verified that they are mainly filled with calcite, even though they can be occasionally filled with barite. Through the counting of microveins, it was noticed that their highest concentration occurs invariably at the 40 basal meters of the wells and in the section where the production of Vaca Muerta was verified. Based on this, two correlation intervals with different lithologic and mineralogical characteristics were defined: upper fractured section (production zone) and lower fractured section (source kitchen zone). It was observed that production occurs in zones with higher proportions of carbonate or quartz content and high COT values, but lower compared to the source kitchen zone, which may have provided brittleness to the rock and favored a correct hydraulic stimulation. Furthermore, a high calcite microveins concentration may increase the marls’ brittleness and also could constitute the predominant pathways for hydrocarbon primary migration; therefore, their analysis is an important variable in the evaluation of reservoirs with production potential. Due to the difficult associated with the identification of fractured horizons in this kind of lithology, the proposed methodology can be considered an important complement for their evaluation.

KEY WORDS

Vaca Muerta Fm. – Mineralogy and lithology – Marls – Fibrous calcite microveins beef-type – DRX, LOI, EDS, SEM – Overpressure – Oil generation

AGRADECIMIENTOS

- A mi país, hermosa y única Argentina; para los nacidos y criados aquí muchas veces es fácil perder de vista el privilegio de contar con educación pública y gratuita.
- A la Universidad Nacional del Comahue, a la Facultad de Ingeniería y a sus cientos de partes involucradas que garantizan la constante generación de profesionales. También por darme la posibilidad de gozar de una pasantía laboral que constituyó la base de este trabajo final.
- A mi directora de tesis, Telma Musso, por mil cosas: por la paciencia infinita, por el tiempo dedicado, por las correcciones detalladas, las respuestas rápidas para salir de las crisis, los apurones, las felicitaciones, todo potenciado por el hecho de hacerlo al mismo tiempo que atravesaba un momento tan especial, lo que multiplica el valor de los esfuerzos. A Osvaldo Carbone y Andrés Molina, por completar el equipo todos estos largos meses, la ayuda, los consejos, las correcciones, que permitieron que esto finalmente sea posible.
- A Gas y Petróleo del Neuquén S.A., por abrirme sus puertas, por ser mi primera experiencia laboral, por permitirme el uso de la información necesaria para realizar este trabajo, por la financiación para realizar los estudios de este trabajo, por la constante ayuda que me brindaron mis compañeros... Me llevo los mejores recuerdos.
- A Gisela Pettinari y Agnes Impiccini, por su incalculable ayuda en el laboratorio, por brindarme ayuda siempre que la necesité, por los retos, los oídos, el incentivo. Muchas gracias.
- Siete inmensos años rodeada de más inmensos profesionales. A todos los profesores, a su manera cada uno me dio un pedacito de sí mismo que siempre voy a atesorar.
- Al tribunal designado, Carlos Arregui, Adolfo Giusiano y Agnes Impiccini, porque con sus correcciones y sugerencias me ayudaron a mejorar sustancialmente este trabajo.
- A mis compañeros, que más que compañeros amigos, que más que amigos FAMILIA. Por las cátedras que me dieron de perseverancia, apoyo incondicional, risas, llantos, ojeras, retorcijones de nervios, el infaltable “éxitos”, las felicitaciones, los brindis... Por eso y mil cosas más, GRACIAS, y amor infinito.
- A mi mamá, mi única constante ayer, hoy y siempre. GRACIAS, por absolutamente todo. Te amo.
- A mi familia. Siempre podés contar con que sus deseos, felicitaciones, apoyo y orgullo son sinceros, una caricia al alma. Porque estuvieron siempre, saben quiénes son, los adoro.
- A mis amigos de la vida, que no importa el tiempo, la distancia, siempre están en mi corazón.
- A la vida misma, por sus alegrías, sus tristezas, sus empujones y sus obstáculos, por las cosas buenas y malas que me puso adelante. De todo aprendí y salí más fuerte. Todo fue base para cumplir esta gran meta de mi vida. Ahora vamos por más.

ÍNDICE

RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
ÍNDICE	v
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	3
2 ANTECEDENTES	6
2.1 MARCO GEOLÓGICO Y ESTRATIGRAFÍA	6
2.2 FORMACIÓN VACA MUERTA	9
2.3 FRACTURAS NATURALES RELLENAS DE CALCITA (“ <i>BEEF</i> ”) EN VACA MUERTA	14
2.3.1 Origen, clasificación, distribución y su relación con la generación de hidrocarburos, la sobrepresión y la compresión horizontal	16
3 METODOLOGÍA Y TÉCNICAS ANALÍTICAS	20
3.1 TRABAJO PRELIMINAR DE GABINETE	20
3.2 TRABAJO DE LABORATORIO	21
3.2.1 Análisis de perfiles eléctricos	21
3.2.1.1 Síntesis	25
3.2.2 Caracterización litológica	26
3.2.2.1 Descripción de recortes de perforación	27
3.2.3 Análisis mineralógico (Difracción de rayos X y MEB)	27
3.2.4 Determinación del contenido de materia orgánica y carbonatos	33
3.2.5 Caracterización de microfracturas naturales (venillas rellenas de calcita tipo <i>beef</i>)	37
4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	40
4.1 ANÁLISIS DE PERFILES ELÉCTRICOS Y DEFINICIÓN DE CICLOS SEDIMENTARIOS	41
4.2 LITOFACIES DE LA SECCIÓN DE ESTUDIO	45

4.2.1 Mineralogía de la roca total	52
4.2.2 Comparación entre el volumen de arcilla determinado por perfiles de GR y semicuantificación por DRX.....	58
4.2.3 Comparación entre el porcentaje de carbonatos determinado por DRX con el determinado por LOI.....	59
4.2.4 Relación entre mineralogía y litofacies.....	59
4.2.5 Mineralogía de la fracción arcilla	66
4.2.6 Comparación de la mineralogía analizada con otras pelitas de la Fm. Vaca Muerta y reservorios de grano fino que son ejemplos mundiales.	71
4.3 CONTENIDO DE CARBONO ORGÁNICO	73
4.4 CARACTERIZACIÓN DE LAS VENILLAS NATURALES	77
4.4.1 Distribución de las venillas en profundidad.....	77
4.4.2 Descripción de microvenillas mediante lupa binocular y MEB/EDS	80
4.4.3 Relación entre las microvenillas y las fracturas detectadas a través de imágenes de pozo	95
4.5 PRODUCCIÓN EN INTERVALOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	99
4.6 RELACIÓN ENTRE LA LITOLOGÍA, MINERALOGÍA Y PRESENCIA DE VENILLAS CON LA RESPUESTA DE PERFILES ELÉCTRICOS. DEFINICIÓN DE INTERVALOS DE CORRELACIÓN.....	101
5 CONCLUSIONES.....	111
6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115

1 INTRODUCCIÓN

La cuenca Neuquina se encuentra ubicada en el sector centro-occidental de la República Argentina abarcando actualmente las provincias de Neuquén y Mendoza. Se prolonga hacia el norte en la cordillera de San Juan y hacia el este en la región extra-andina de Río Negro y oeste de La Pampa. Esta cuenca posee extraordinarias exposiciones y completas secuencias estratigráficas del Mesozoico, las cuales representan una sucesión cíclica de eventos marinos alternantes con etapas de continentalización y, junto con otras 4 de las 19 cuencas sedimentarias identificadas en el territorio argentino, es productora de hidrocarburos. Hasta la fecha se han documentado cinco intervalos transgresivos-regresivos que componen los cinco sistemas petroleros existentes en la cuenca que han generado y cargado reservorios con producción comercial. De estos nos referiremos en particular a la Fm. Vaca Muerta que constituye la más importante roca generadora de la cuenca Neuquina.

Esta unidad, definida por Weaver (1931) en la serranía homónima del oeste neuquino, forma parte central de la estratigrafía del Mesozoico de la cuenca Neuquina, representando a la transgresión acaecida durante el Tithoniano Inferior. El armazón estratigráfico secuencial actual fue propuesto por Mitchum y Uliana (1982), el cual vincula información de afloramiento y subsuelo. En Leanza *et al.* (2011) se presenta una actualización de las diferentes características de este litosoma mientras que Vallejo y González (2016) integran información sísmica, mineralógica, litológica y de nomenclatura de diferentes empresas operadoras en distintos sectores de la cuenca en una transecta regional de la Fm. Vaca Muerta.

Esta formación constituye la roca generadora de hidrocarburos por excelencia de la cuenca Neuquina y no sólo es conocido su potencial como roca madre sino que ha sido horizonte productor de menor cuantía desde hace por lo menos 40 años en vario puntos de control entre los que destacan el sondeo BP-7 (Bajada del Palo), según consta en la Secretaría de Energía de la Nación. De acuerdo al informe publicado por el EIA (2013) esta formación compone, junto con la formación Los Molles, el tercer nivel del mundo en recursos recuperables de “*shale gas*” y cuarto de petróleo, reportando volúmenes técnicamente recuperables y afectados por riesgo de 307 Tcf de gas y 16 Bbbl de petróleo. Otros reportes obtienen estimaciones algo distintas para recursos de petróleo aunque coinciden en el orden de magnitud (Gutiérrez Schmidt *et al.*, 2014).

Si bien nos orientaremos a la caracterización de intervalos naturalmente fracturados, la Fm. Vaca Muerta ha cobrado notable protagonismo en los últimos años tras los resultados positivos de ensayos de producción de este intervalo en 2010-2011 por YPF, en lo que es hoy el Yacimiento Loma Campana. Sus características la convierten en una roca generadora de clase mundial, ampliamente conocida, donde se ha enfocado la exploración de los recursos no convencionales en la cuenca Neuquina en los últimos años. La estratigrafía, los diferentes ambientes sedimentarios, sus características geoquímicas, la madurez térmica y la distribución de las cocinas o *pods* generadores, alcanzan las condiciones apropiadas que definen al *play* en un área de 62.000 km² (Santiago *et al.*, 2014), de los cuales 30.000 conforman la llamada “cocina” de hidrocarburos localizado en el Bajo de Añelo (Askenazi *et al.*, 2013).

El área conocida como engolfamiento Neuquino se encuentra ubicada en el sector central de la cuenca, delimitada al oeste por la Faja Plegada y Corrida, al este y al noreste por la Plataforma Nororiental y hacia el sur por la Dorsal de Huincul. Esta región presentaría las condiciones más favorables donde la formación Vaca Muerta podría desarrollar un *shale gas/oil play* “clásico” (Pose *et al.*, 2014). El Bajo de Añelo, por su parte, es un rasgo estructural regional de orientación noroeste – sudeste de aproximadamente 280 km que divide al engolfamiento Neuquino en dos vertientes. En ciertos sectores de esta región se encuentran zonas de deformación donde la Fm. Vaca Muerta podría encontrarse naturalmente fracturada, por lo que resultaría de gran interés evaluar su potencial productor basados en las excelentes producciones del sondeo BP-7, el cual acumula 120.000 m³ de petróleo tras 28 años de producción hasta el 2011 (Gutierrez Schmidt *et al.*, 2012). Esto es debido a que las producciones de hidrocarburos de horizontes arcillosos se han asociado históricamente a la presencia de microfracturas naturales debido a la escasa posibilidad de encontrar porosidades efectivas en esta litología y a la dificultad del seguimiento de tales horizontes por métodos sísmicos. Dentro de este rasgo estructural es donde se encuentra localizada el área de estudio.

Las fracturas naturales en lutitas no tienen un origen estructural, sino que son el resultado de la interacción entre la roca y un fluido que se encuentra sobrepresurizado (Ma *et al.*, 2016). Estos autores también afirman que las lutitas tienen propiedades físicas y mecánicas que satisfacen ciertas condiciones necesarias para la formación de fracturas y establecen una relación estrecha entre éstas y la materia orgánica. Un estudio mineralógico puede aportar valiosísima información sobre este tema, tanto para corroborar las propiedades de las lutitas como para analizar las asociaciones minerales presentes y su posible influencia en la generación de fracturas. El estudio de las fracturas naturales en rocas madre tiene otra gran utilidad si se las relaciona con hidrocarburos, en cuanto a migración primaria, almacenamiento, filtración y fracturamiento del reservorio (Ma *et al.*, 2016). Finalmente, la detección y cuantificación de fracturas naturales es un elemento de importancia fundamental para la etapa posterior de diseño de completación del pozo (Santiago *et al.*, 2014). Un tipo importante dentro de estas fracturas naturales son las venillas de calcita fibrosa de orientación paralela, las cuales pueden ser comunes en lutitas negras ricas en materia orgánica y carbonatos, que suelen conocerse con el término de “*beef*”.

Los resultados del monitoreo microsísmico de operaciones de estimulación hidráulica muestran que estas fracturas naturales tienen una gran influencia en la propagación de las fracturas hidráulicas, al igual que podrían ser determinantes a la hora de definir el volumen de roca estimulado (SRV) que contribuirá a la producción de gas y/o petróleo de rocas pelíticas de la Fm. Vaca Muerta (Ganguy y Grausem, 2014).

1.1 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de este trabajo es establecer una relación entre la litología y mineralogía de la sección basal de la Fm. Vaca Muerta, con aporte de perfiles eléctricos, imágenes de pozo y datos de

producción, en sectores naturalmente fracturados, con el fin de determinar si existe un control litológico asociado a dichas fracturas. De esta manera, la presente propuesta constituye un aporte al conocimiento de esta unidad geológica y propone elaborar un parámetro indicador de zonas potencialmente productoras dentro del tramo estudiado, a través del uso de la litología.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para cumplir con el objetivo planteado se llevó a cabo un estudio exhaustivo de la Fm. Vaca Muerta, mediante la aplicación de las técnicas ampliamente utilizadas para caracterizar rocas sedimentarias de grano fino. De esta manera, los objetivos específicos planteados fueron:

1. Analizar información proveniente de perfiles eléctricos de pozo: rayos gamma, resistividad, densidad-neutrón y sísmico. Las diferentes respuestas de la formación a estos perfiles serán agrupadas en ciclos sedimentarios.
2. Caracterizar la litología, mineralogía y determinar el contenido de carbonatos y carbono orgánico de los 150 m basales de la Fm. Vaca Muerta, correspondiente a la sección inferior-media de la unidad, a través de la descripción y análisis de recortes de perforación, difracción de rayos X, microscopía electrónica de barrido (MEB) y pérdida por ignición (LOI). Los intervalos con características litológicas comunes serán agrupados en litofacies.
3. Realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de las microvenillas rellenas de calcita o “beef” presentes en la sección estudiada mediante el análisis binocular de los recortes de perforación así como también a través de MEB, microsonda electrónica (EDS) y análisis de imágenes de pozo.
4. Integrar la información obtenida de la caracterización litológica, mineralógica y análisis de ciclos sedimentarios definiendo intervalos de correlación. Esta interpretación se cotejará con el análisis de las microvenillas y datos de producción para identificar relaciones existentes entre estas características.

1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra localizada en el sector central de la cuenca Neuquina, en la región conocida como engolfamiento Neuquino (Figura 1.1). Específicamente, se ubica en la zona del Bajo de Añelo, que es un rasgo estructural de orientación noroeste – sudeste que divide al engolfamiento Neuquino en dos vertientes: hacia el noreste la plataforma nororiental y hacia el sur y oeste la plataforma sur y la faja plegada. Este bajo se extiende a lo largo de unos 280 km desde General Roca hasta el área al noroeste del volcán Auca Mahuida. De SE a NO está dividido en tres segmentos caracterizados por una diferente

morfología, mecanismos de subsidencia y evolución estructural. De acuerdo a Pángaro *et al.* (2011) la zona se ubica en el segmento central, al sur del volcán Auca Mahuida.

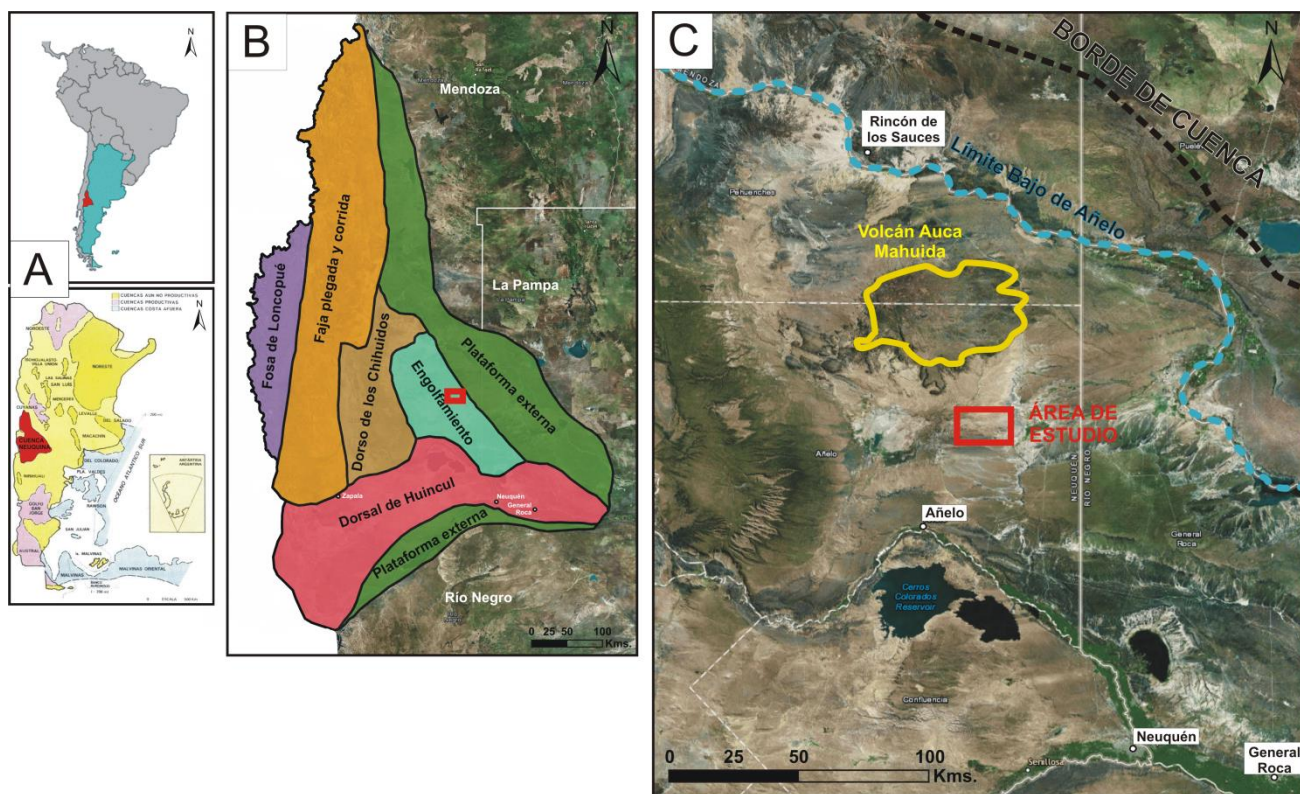


Figura 1.1. A) Situación geográfica de la cuenca Neuquina. B) Ubicación del área de estudio en función de las unidades morfoestructurales de la cuenca Neuquina (Modificado de Alonso *et al.*, 2011). C) Imagen satelital con la localización del área de estudio en el Bajo de Añelo, la cual se detalla en Figura 1.2.

Para este estudio se contó con la información puntual de cuatro pozos pertenecientes a las empresas Gas y Petróleo de Neuquén S.A. y Enarsa S.A., ubicados en un yacimiento hidrocarburífero del Bajo de Añelo. Los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2 se encuentran en el sector NO del área, equidistando 500 metros aproximadamente (Figura 1.2A). En ellos, la Fm. Vaca Muerta se encuentra a las profundidades de 2500 m y 2520 m respectivamente y posee un espesor promedio de 203 metros. Los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4 se encuentran en el sector SE del área, a unos 10 km de los dos primeros pozos y con una distancia entre ellos de 1520 metros aproximadamente (Figura 1.2A), generando un área de aproximadamente 60 km². Aquí, el tope de la unidad en estudio se encuentra a 2610 m y 2650 m respectivamente y tiene un espesor promedio de 180 m.

Esta región presentaría las condiciones más favorables para el desarrollo de un *shale gas/ oil play* “clásico” en la Fm. Vaca Muerta, pudiendo citar: profundidades inferiores a los 3500 m, condiciones de sobrepresión, espesores mayores a los 100 m con alto contenido orgánico (COT), madurez térmica suficiente para generar hidrocarburos y deformación tectónica leve (Pose *et al.*, 2014). Específicamente, las características principales con que cuenta el área de estudio según estudios realizados en un área inmediatamente vecina (Paris *et al.*, 2014) son:

- Es una zona con muy buenos valores de COT (3.85% promedio para los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2, y 3.2 – 3.3% para BAñ-VM3 y BAñ-VM4), (Figura 1.2B).
- Está ubicada en la ventana de petróleo (%Ro = 0.7 – 1.0%) según los valores de maduración obtenidos a partir de los mapas de reflectancia de la vitrinita (% Ro).
- Se ubica en cercanía a pozos con producción probada de la Fm. Vaca Muerta.
- El espesor total esperado es mayor a los 200 m.
- Los pozos en estudio se encuentran alejados al menos 500 metros de fallas “visibles” con el dato sísmico y también se mantienen alejados de intrusivos identificados por sísmica en el sector NO del área estudiada.
- Se considera una zona de menor diferencia de “stress horizontal”.
- Es una zona de bajo impacto ambiental.

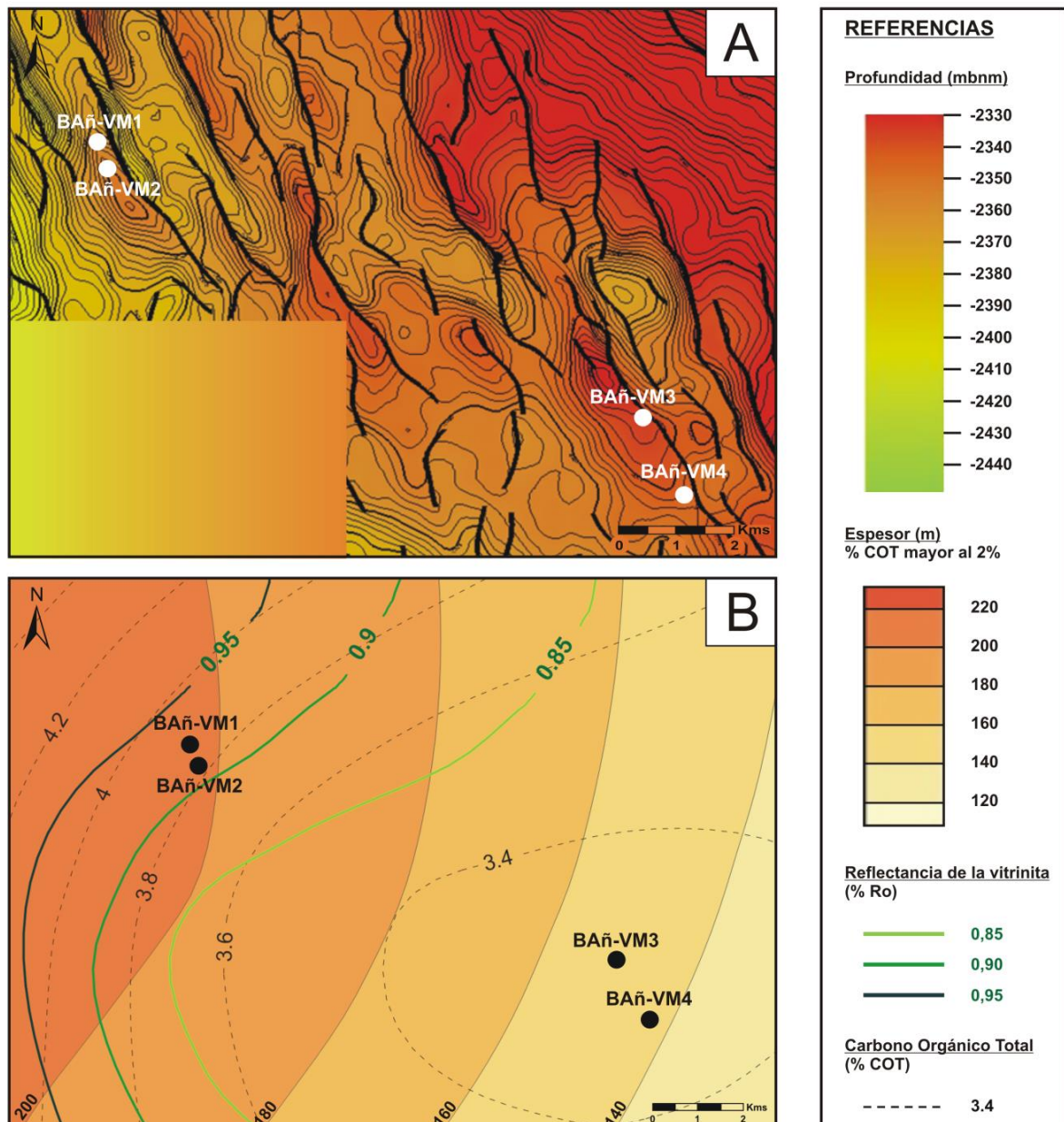


Figura 1.2: A) Ubicación de los pozos en estudio sobre mapa estructural a la base de Vaca Muerta. B) Mapa de características geoquímicas de Vaca Muerta (%COT, %Ro, espesor de COT) en el área de estudio.

2 ANTECEDENTES

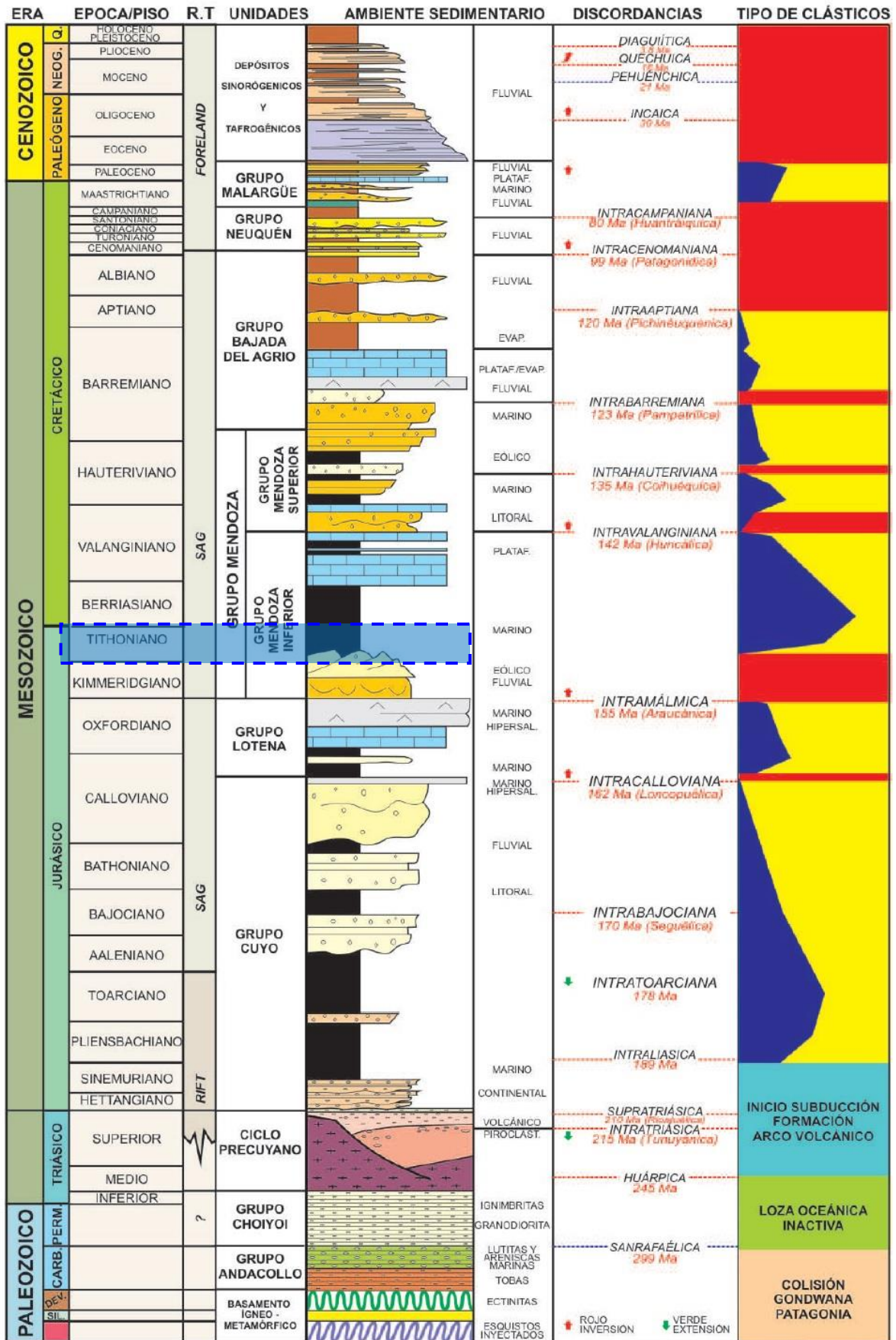
2.1 MARCO GEOLÓGICO Y ESTRATIGRAFÍA

La cuenca Neuquina se encuentra ubicada en la región centro-oeste de la República Argentina y constituye un depocentro subandino de forma aproximadamente triangular asociado a un margen de placas convergentes. Es considerada una cuenca poligenética, con un relleno sedimentario jurásico-cretácico de hasta 7.000 m de espesor, que cubre gran parte de la provincia de Neuquén, noroeste de Río Negro, sur de Mendoza y sudoeste de La Pampa. La evolución del relleno sedimentario de la cuenca Neuquina se ha desarrollado en ciclos dependientes de factores como la tectónica, la eustasia y el clima, cuyo análisis, a pesar de la adición de nuevos criterios asociados con mejores controles de subsidencia y aporte de sedimentos, sigue en gran medida las bases establecidas por Groeber (1929, 1946; Figura 2.1).

La cuenca se formó durante la fase tectónica extensional que se desarrolló en el margen Paleopacífico de Gondwana, desde el Triásico Tardío al Jurásico Temprano (Legarreta y Uliana, 1996a; Franzese y Spalletti, 2001). La evolución tectónica de la cuenca siguió tres estadios: (1) etapa de extensión durante el Triásico Tardío – Jurásico temprano (Franzese y Spalletti, 2001; Franzese *et al.*, 2003) asociada con gran actividad magmática (Gulisano *et al.*, 1984b; D’Elia *et al.* 2012), (2) subsidencia térmica relacionada con subducción desde el Jurásico Temprano al Cretácico Medio, con puntuales episodios de inversión localizados (Vergani *et al.*, 1995) y (3) inversión de la cuenca relacionada a la tectónica contraccional andina, la cual ocurrió desde el Cretácico Tardío al Neógeno (Vergani *et al.*, 1995; Vergani, 2005; Ramos y Folguera, 2005).

La extensión ocurrida desde el Triásico Tardío, que duró alrededor de 30 millones de años, hasta el Jurásico Temprano, resultó en la generación de series de *rifts* orientados paralelos a los márgenes de toda el área y estuvo caracterizada por depósitos continentales volcanoclásticos y piroclásticos asociados con flujos de lava e intrusiones plutónicas bimodales (Franzese y Spalletti, 2001). Según Llambías *et al.* (2007) estos depocentros aislados tipo hemigraben con magmatismo localizado, marcan el fin del ciclo Gondwánico para dar comienzo al denominado ciclo Andino y a la etapa de *rift* (Mosquera y Ramos, 2005).

Un régimen de extensión más profundo, cuyo comportamiento investigaron Uliana *et al.* (1989) y Vergani *et al.* (1995) fue el precursor de la subsidencia que constituyó la cuenca Neuquina. A partir del Jurásico Temprano y hasta el Cretácico Temprano ocurren una serie de ciclos sedimentarios que marcan alternancias de sedimentación marina y continental hasta la formación de la Cordillera de los Andes, acumulando unos 7.000 metros de depósitos jurásicos y cretácicos (Arregui *et al.*, 2011). En este lapso la cuenca Neuquina se desarrolló cerca del margen Pacífico de Sudamérica, bajo un régimen de subducción lenta. La subsidencia térmica *post-rift* y un aumento eustático del nivel del mar fueron responsables de tres transgresiones marinas desde el Océano Pacífico (Vergani *et al.*, 1995; Franzese y Spalletti 2001; Franzese *et al.*, 2003) (Figura 2.1).



Powered by Red PANGEA

Figura 2.1: Columna estratigráfica generalizada de la provincia del Neuquén, mostrando la posición relativa de las unidades de orden mayor, el régimen tectónico (R.T), ambiente sedimentario, principales discordancias y tipo de clásticos (Arregui *et al.*, 2011). Remarcado en cuadro azul se encuentra la posición estratigráfica de la formación en estudio.

La primera de las transgresiones resultó en la depositación de fangolitas marinas negras de la formación Los Molles, abanicos deltaicos y fluviales de *near-shore* progradante (formaciones Lajas y Challacó) y evaporitas (Fm. Tábanos) al tope del ciclo (Grupo Cuyo: Pliensbachiano a Calloviano temprano), (Groeber, 1946; Stipanovic, 1969) (Figura 2.1).

El siguiente ciclo quedó reflejado como conglomerados fluviales progradantes y areniscas, seguidas de sedimentos marinos siliciclásticos pertenecientes a la Fm. Lotena, a los que continúan carbonatos (Fm. La Manga) y evaporitas de la Fm. Auquilco, todas correspondientes al Grupo Lotena, de edad Calloviano Tardío a Oxfordiano (Dellapé *et al.*, 1979; Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1995). El siguiente ciclo sedimentario de la cuenca Neuquina se desarrolla luego de un cambio paleogeográfico, por encima de la Discordancia Araucánica o Intramálmica y el cual fue denominado como ciclo Ándico por Groeber (1946). La sección inferior está constituida por el Grupo Mendoza inferior, el cual inicia con una generalizada continentalización, conocida como Fm. Tordillo, según diversos autores tales como Stipanovic (1966, 1969), Leanza *et al.* (1978), Orhuela y Ploszkiewicz (1984), Legarreta y Gulisano (1989), entre otros. Continúa la tercera transgresión que sufrió la cuenca, de edad Tithoniana inferior, dejando como registro los depósitos de lutitas negras de la Fm. Vaca Muerta y equivalentes (Leanza *et al.*, 2011) (Figura 2.1).

Posteriormente se desarrollaron ciclos con alternancias de etapas de continentalización parciales y depósitos marinos de características someras y con una paleogeografía cada vez más restringida. En el Valanginiano se desarrolla la Fm Mulichinco (Schwarz *et al.*, 2011), continuando con los depósitos marinos de la Fm Agrio acumulados entre el Valanginiano Tardío y el Barremiano Temprano (Spalletti *et al.*, 2011) con su muy breve episodio de continentalización correspondiente al Mb. Avilé (Veiga *et al.*, 2011). A partir del Barremiano Tardío y el Aptiano - Albiano, tiene lugar la depositación del Grupo Bajada del Agrio, integrado por la formación Huitrín (Gutiérrez Pleimling *et al.*, 2011, Veiga y Vergani, 2011, Gómez Figueroa *et al.*, 2011, Olea *et al.*, 2011) y la formación Rayoso, conformada por un intervalo con intercalaciones de evaporitas y capas rojas (Zavala y Ponce, 2011) (Figura 2.1).

Luego de la máxima expansión del depocentro producida a fines del Jurásico o inicios del Cretácico, procede una disminución progresiva del espacio de sedimentación hasta su definitiva continentalización. A fines del Cretácico el margen occidental de la cuenca Neuquina se vio sujeto a compresión debido al levantamiento de la cordillera de los Andes, que generó uno de los rasgos más sobresalientes en la cuenca: la faja plegada y corrida del Agrio (Zamora Valcarce *et al.*, 2011, entre otros).

La erosión de la cordillera de los Andes produjo grandes cantidades de material clástico de grano grueso, que se depositaron en una cuenca de antepaís y se denominaron como Grupo Neuquén.

En el Maastrichtiano y Paleoceno, una nueva incursión marina, esta vez proveniente del océano Atlántico, generó evaporitas y calizas de ambiente marino somero, agrupadas en el Grupo Malargüe (Legarreta y Gulisano, 1989).

En el lapso restante del Cenozoico se acumularon rocas volcánicas y pequeños estratos de rocas continentales en los valles intermontanos y en el este de la cuenca de antepaís.

2.2 FORMACIÓN VACA MUERTA

El ciclo Quintuco – Vaca Muerta fue sintetizado regionalmente en numerosas publicaciones. Este trabajo, sin embargo, citará principalmente a tres por considerarlos fundacionales y el origen de las principales subdivisiones internas: Leanza y Hugo. (1977), Mitchum y Uliana (1982), y Gulisano *et al.* (1984a). En el primer trabajo, se describe regionalmente las facies litológica y petrográfica del intervalo Tithoniano-Berriasiano, en el segundo se integran a los afloramientos toda la información de subsuelo existente al momento, y el tercero consistió en una síntesis del análisis secuencial donde se define en detalle el límite superior del intervalo Vaca Muerta – Quintuco. Sus principales aportes al conocimiento se encuentran esquematizados en las Figuras 2.2, 2.3 y 2.4 respectivamente.

De edad Tithoniana a Valanginiana Temprana, la Fm Vaca Muerta forma parte del Grupo Mendoza (Leanza y Hugo, 1997; Legarreta y Gulisano, 1989; Spalletti *et al.*, 2000). Esta entidad ampliamente distribuida en la cuenca Neuquina fue establecida por Weaver (1931), y a partir de la recomendación de Fossa Mancini *et al.* (1938) se utilizó la denominación de Formación (de la) Vaca Muerta en reemplazo de “Margas Bituminosas del Tithoniano”.

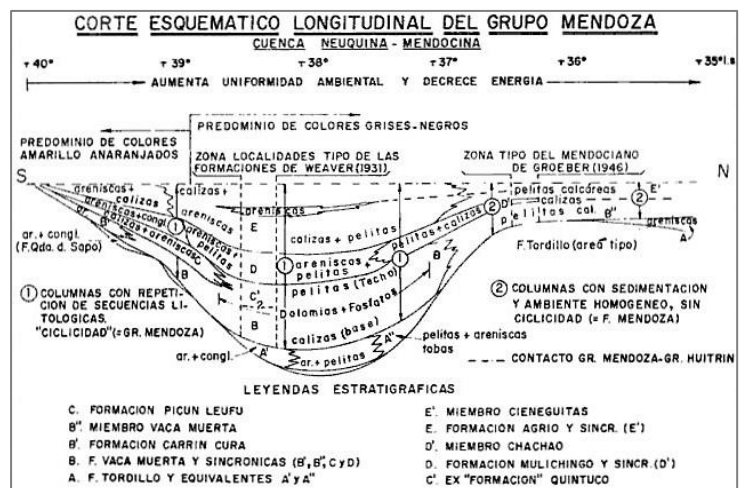


Figura 2.2: Esquema clásico de sedimentación marina adaptado al caso de la cuenca Neuquina (Extraído de Leanza y Hugo, 1977a).

Mitchum y Uliana (1982, 1985) integraron toda la información de subsuelo disponible y describieron el relleno del tramo Tithoniano – Valanginiano Temprano en 10 secuencias depositacionales en el sentido de Vail *et al.* (1977). Estos intervalos representan la progradación desde el vértice suroriental en las proximidades del subsuelo de la ciudad de Neuquén, en dirección noroccidental hasta las cercanías del Dorso de los Chihuidos. En términos generales, la secuencia basal representa la etapa de máxima transgresión sobre la cual se construyen las sucesivas progradaciones desde la porción austral hacia el norte, caracterizando la etapa de mar alto del ciclo. De acuerdo a la configuración interna de sus reflectores, este conjunto representa tres estadios principales conformando de base a techo, una sección de rampa (ABC) de edad Tithoniano Temprano a Medio, seguido de un intervalo de talud (DEF) para tiempos del Tithoniano Tardío a Berriasiano y, finalmente, un intervalo de reflectores con quiebre de plataforma (GHIJ) para las secuencias del Valanginiano (definidas en el trabajo de Mitchum y Uliana, 1982, Figura 2.3).

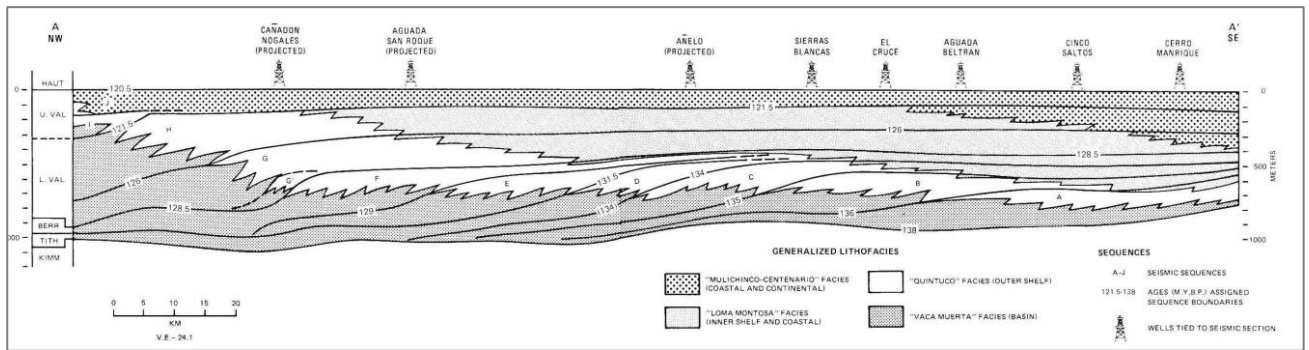


Figura 2.3: Corte sísmico regional de las secuencias Tithoniana, Berriasiana y Valanginiana plateadas en profundidad a lo largo de la sección A – A' (ver original). Se delinearon las litologías generalizadas a partir de los pozos (Modificado de Mitchum y Uliana, 1982).

La formación Vaca Muerta se acumuló en una amplia área de un suave relieve, durante una fase de subsidencia post-rift (Mitchum y Uliana, 1985). En la parte central de la cuenca Neuquina, también conocido como engolfamiento neuquino, la mesosecuencia Mendoza inferior muestra una geometría sigmoidal y alcanza espesores de hasta 2000 m (Gulisano *et al.*, 1984a; Legarreta y Gulisano, 1989; Legarreta y Uliana, 1991) (Figura 2.4).

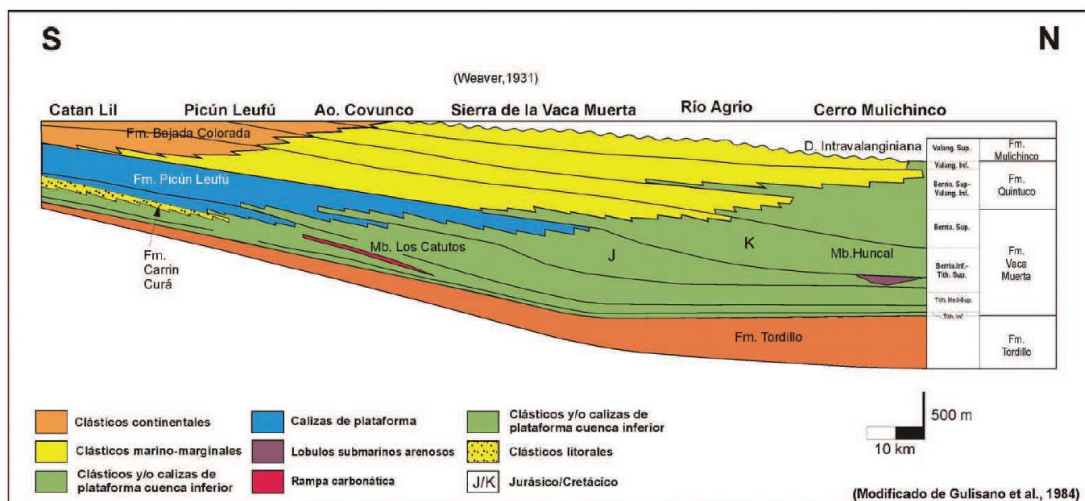


Figura 2.4: Esquema estratigráfico del Grupo Mendoza Inferior entre la comarca de Catán Lil y el cerro Mulichinco (Modificado de Gulisano *et al.*, 1984a).

Suprayace a las areniscas continentales de la Fm. Tordillo y subyace a calizas de ambiente marino somero de la formación Picún Leufú, a areniscas siliciclásticas y mudstones de *near-shore* de la formación Quintuco) o a areniscas fluviales o de *near-shore* de la Fm. Mulichinco (Figura 2.5). El límite inferior de la formación está dado por un contacto neto entre los depósitos continentales de la Fm. Tordillo y la súbita aparición de una asociación de lutitas negras de ambiente marino con arreglo retrogradante correspondientes a la Fm. Vaca Muerta (Legarreta y Gulisano 1989; Leanza *et al.*, 1978; Cruz *et al.*, 1999). La bioestratigrafía ándica jurásica – cretácica está bien definida en base a amonites (Riccardi, 2008; Aguirre-Urreta *et al.*, 2011; Riccardi *et al.*, 2011), y en menor medida a bivalvos, braquiópodos y microfósiles, tales como foraminíferos, nanofósiles calcáreos, radiolarios y dinoflagelados (Quattrocchio *et al.*, 2003; Ballent *et al.*, 2004, 2011; Bown y Concheyro, 2004) (Figura 2.5).

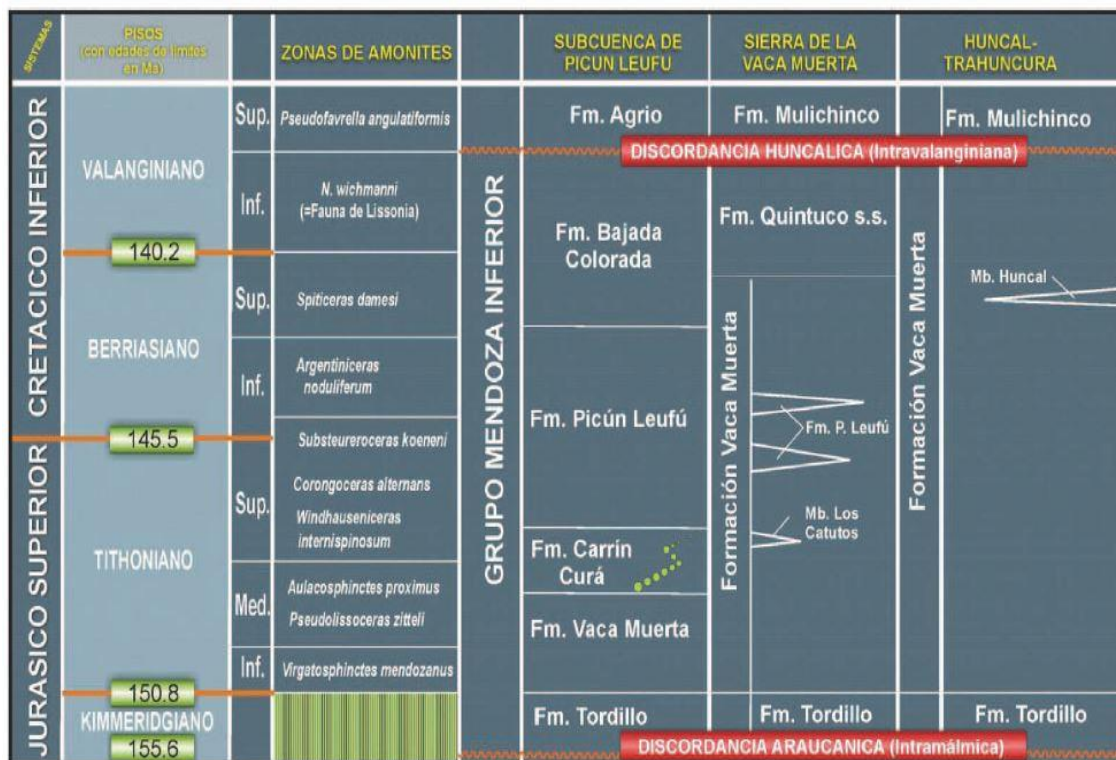


Figura 2.5: Cuadro estratigráfico del Grupo Mendoza Inferior para unidades de superficie comprendidas entre las discordancias Intramálmica (Araucánica) e Intravalanginiana (Huncálica). (Extraído de Leanza *et al.*, 2011).

El ambiente de esta formación es marino (*offshore*), evidenciado por la presencia de abundante fauna de *ammonites*. El ciclo sedimentario somerizante (*shallowing-upward*) correspondiente a la mesosecuencia Mendoza inferior, comienza con una rápida transgresión marina durante el Tithoniano temprano, probablemente relacionada a un incremento en las velocidades de apertura del lecho marino y a una altura del nivel del mar relativamente alto. Legarreta y Uliana (1991, 1996) han señalado que estos depósitos tithonianos basales están asociados con reducidos aportes terrígenos, cuya combinación pudo haber favorecido la sedimentación condensada anaeróbica a disaeróbica. Por su parte, Vergani *et al.* (1995) vincularon la expansión marina con un período de relajamiento y subsidencia regional que sucedió a una fase de intensa inversión tectónica desarrollada durante el Jurásico tardío.

Leanza (1973) designó al área de la pendiente oriental de la sierra de la Vaca Muerta como la localidad tipo de esta unidad. Sus afloramientos, según puede apreciarse en los levantamientos geológicos del SEGEMAR (Cucchi, 1998; Leanza y Hugo, 1997b; Leanza *et al.*, 2001; Cucchi y Leanza, 2006) se encuentran ampliamente extendidos en la cuenca Neuquina, distribuyéndose desde la región cercana a Piedra del Águila (Carrín Curá) a través de la comarca de Picún Leufú (ruta nacional 40) y Chacaico en el oeste neuquino. Continúa al norte por la sierra de la Vaca Muerta, cruzando los ríos Agrio y Neuquén, contorneando al oriente la Yesera del Tromen en la región de Pampa Tril, para alcanzar territorio mendocino en el área de sierra de Reyes (Groeber, 1933). Posee espesores variables desde 11 m en la comarca de Carrín Curá hasta 1250 m en áreas depocentrales (sierra de la Vaca Muerta, Huncal, Trahuncurá).

A partir de las diez secuencias depositacionales en que Mitchum y Uliana (1982, 1985) dividieron al intervalo Tithoniano-Valanginiano, recientemente se realizó una integración regional multicompañía que logró generar un esquema estratigráfico funcional a las necesidades de los profesionales de la industria hidrocarburífera y un cuadro de equivalencias estratigráficas (González *et al.*, 2016).

En el proyecto presentado por estos autores se interpretan tres transectas regionales, donde se correlacionaron las superficies interpretadas en los reflectores sísmicos para finalmente dividir el intervalo Tithoniano-Valanginiano inferior en seis unidades sísmicas. La transecta principal A-A' tiene una extensión de aproximadamente 250 km, orientación NW-SE y muestra una evolución de facies proximales a facies de cuenca en el sentido de las progradaciones del sistema Quintuco-Vaca Muerta. La proyección de nuestra área de estudio se ubica levemente al este de Bandurria Sur, como se señala en el recuadro de la Figura 2.6. A su vez, se encuentra a la profundidad correspondiente al intervalo T1 – T3, equivalente a la secuencia A de Mitchum y Uliana (1982). Esta unidad presenta cliniformas de muy bajo ángulo e incluye a la sección condensada denominada como la cocina.

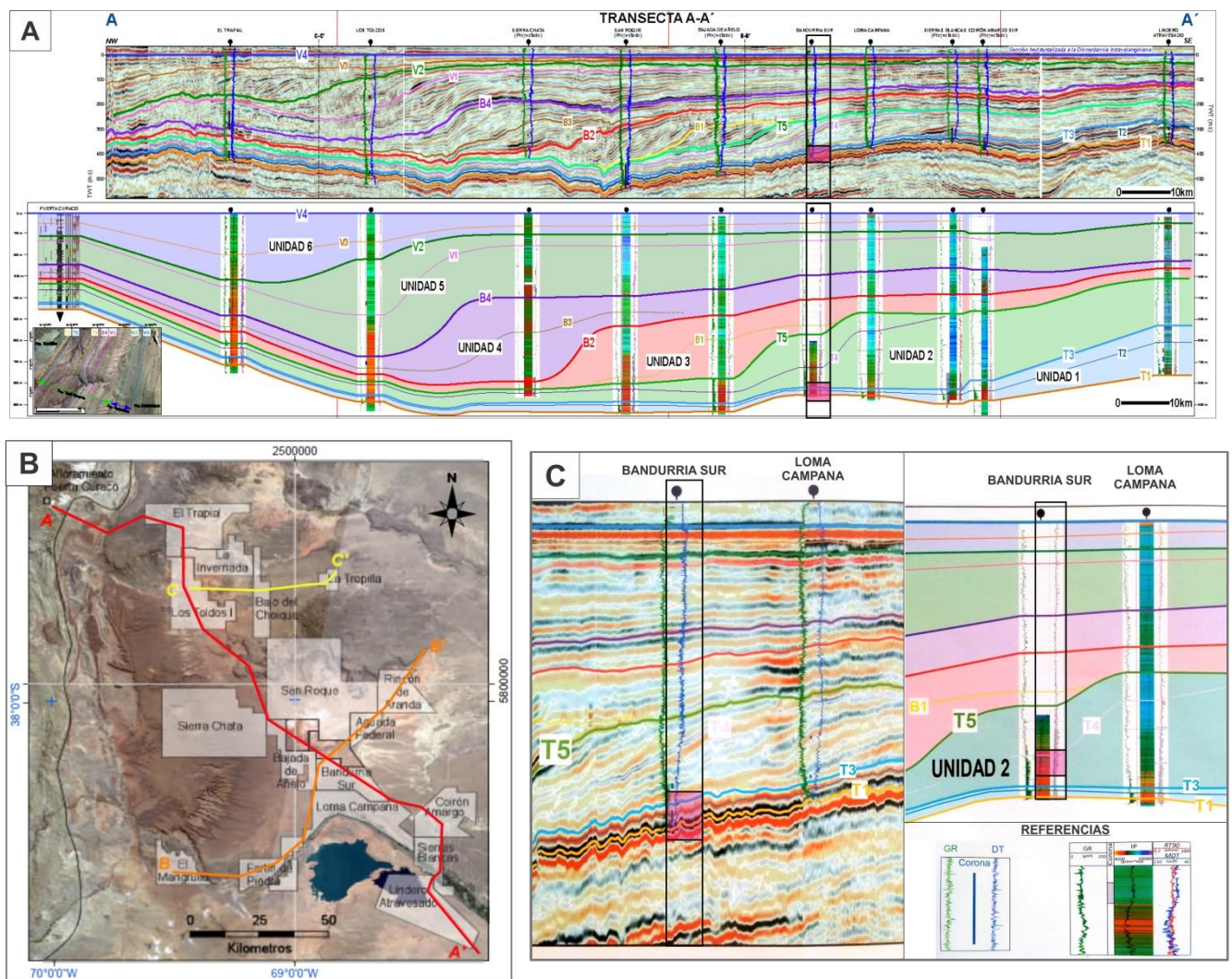


Figura 2.6: A) Transecta regional del sistema Quintuco-Vaca Muerta, realizada mediante integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Sentido NW-SE, extensión: ~250 km. B) Mapa con la ubicación de la transecta A-A' (línea roja) sobre la cuenca Neuquina. C) Ampliación del recuadro con ubicación aproximada proyectada del área de estudio. El cuadro negro representa la ubicación aproximada del área de estudio de este trabajo, mientras que el cuadro magenta ubica aproximadamente el intervalo de estudio dentro de la Fm. Vaca Muerta.

Litología

Los depósitos de la Fm. Vaca Muerta se caracterizan por una alternancia de intervalos carbonáticos y terrígenos, conformando ciclos controlados por cambios eustáticos y cambios climáticos asociados con variaciones orbitales (Kietzmann *et al.*, 2011). Litológicamente está compuesta por pelitas y calizas, predominando arcilitas, arcilitas micríticas, micritas arcillosas y micritas, todas ellas con gran cantidad de materia orgánica bituminosa (COT 3-8%), de donde tomó su antiguo nombre de “margas bituminosas” (Uliana *et al.*, 1999). En general, sus tonalidades son negro, castaño oscuro, ocre y amarillento. Son comunes hacia la base importantes niveles de concreciones calcáreas, niveles radiactivos y, en menor proporción, facies arenosas como las del Miembro Huncal (Spalletti *et al.*, 2008).

Estudios realizados en coronas a lo largo de toda la cuenca, recientemente recopilados por González *et al.* (2016), permitieron diferenciar cinco grupos principales de litofacies y sus subdivisiones, basadas en la litología, composición, granulometría, estructuras sedimentarias primarias, contactos y diagénesis (Kietzmann y Rodríguez Schelotto, 2016). La primera litofacies corresponde a *Fangolitas* (arenosas, limosas o fosfáticas) que pueden estar subdivididas en masivas, laminadas o con laminación ondulítica. La segunda define a *Fangolitas algo calcáreas y calcáreas*, que pueden presentarse masivas, laminadas, con laminación ondulítica, bioturbadas o deformadas plásticamente. La litofacies siguiente, denominada como *Rocas carbonáticas*, incluye a *Mudstones* y *wackestones*, *Packstones* y *grainstones* y microbialitas, las cuales están subdivididas en masivas, laminadas, con laminación ondulítica y bioturbadas. La cuarta litofacies incluye a las *Piroclastitas* (la cual frecuentemente se encuentra piritizada, alterada a calcita o a arcillas), que pueden presentarse masivas, gradadas, disturbadas, con fisilidad o con laminación irregular. La última litofacies se denomina *Facies diagenéticas*, y puede incluir concreciones, nódulos o capas de reemplazo.

Los datos de la composición mineralógica de los diferentes tipos de rocas y la discriminación de los tipos de arcillas a partir de DRX también se pudieron regionalizar a partir del proyecto “Transecta Regional de la Fm. Vaca Muerta” (Marchal *et al.*, 2016). La información de DRX muestra una distribución elongada y paralela al eje sílice-carbonato sobre el diagrama ternario presentado por Gamero-Díaz *et al.* (2012) y cubre principalmente los dominios de fangolita silíceo mixta, fangolita mixta, fangolita carbonática silíceo y fangolita carbonática mixta. La tendencia a lo largo de la columna sedimentaria concluida en el trabajo previamente citado muestran la misma evolución en la composición mineralógica entre las unidades inferiores y superiores del litosoma, con variedades importantes de tipo de roca en las unidades basales que se reduce en las unidades superiores a los dominios carbonáticos, definiendo así un enriquecimiento relativo cíclico en carbonatos.

Otra característica litológica que puede estar presente en las secciones inferiores de la Fm. Vaca Muerta es aquella de origen piroclástico, que en la mayoría de las descripciones es denominada como tobas. Cabe destacar esta litología porque, si bien se encuentra en pequeños niveles o incluso en cantidades traza, pueden ser de gran utilidad para la correlación regional entre el subsuelo y los afloramientos (Stoeff Belkenoff y Uberti, 2014). Están asociadas a facies de talud distal-cuenca con

condiciones de baja energía que favorecen la depositación y conservación de estos niveles piroclásticos, los cuales se originan por procesos eruptivos explosivos desarrollados en un ambiente de arco volcánico.

Geoquímica de la Fm. Vaca Muerta

Debido a su alto contenido en materia orgánica y a su maduración, la formación Vaca Muerta es la principal roca madre de petróleo en la cuenca Neuquina (Urien y Zambrano, 1994; Cruz *et al.*, 1996; Villar *et al.*, 2006). En su base, el carbono orgánico total (COT) promedia el 4% y puede alcanzar hasta 10-12%. Para la totalidad de la formación, el COT tiene un promedio de 2% y alcanza el 6% en la parte central de la cuenca. De acuerdo a perfiles geoquímicos (Villar *et al.*, 1993; Cruz *et al.*, 1996, 1999; Kozłowski *et al.*, 1998; Stinco y Mosquera, 2003) el COT incrementa bruscamente en la base de la formación Vaca Muerta, y decrece suavemente hacia el tope. Por lo tanto, el mayor potencial generador se encuentra en la sección condensada de la base. El kerógeno es predominantemente de origen marino (Tipo II). La maduración aconteció desde el Cretácico Tardío al Eoceno, principalmente por enterramiento. (Parnell y Carey, 1995; Cruz *et al.*, 1996). En la mayor parte de la cuenca, el índice de reflectancia de la vitrinita (Ro) está entre 0.6 y 1.5%, mostrando que ha alcanzado la ventana de gas (Kozłowski *et al.*, 1996, 1998).

2.3 FRACTURAS NATURALES RELLENAS DE CALCITA (“BEEF”) EN VACA MUERTA

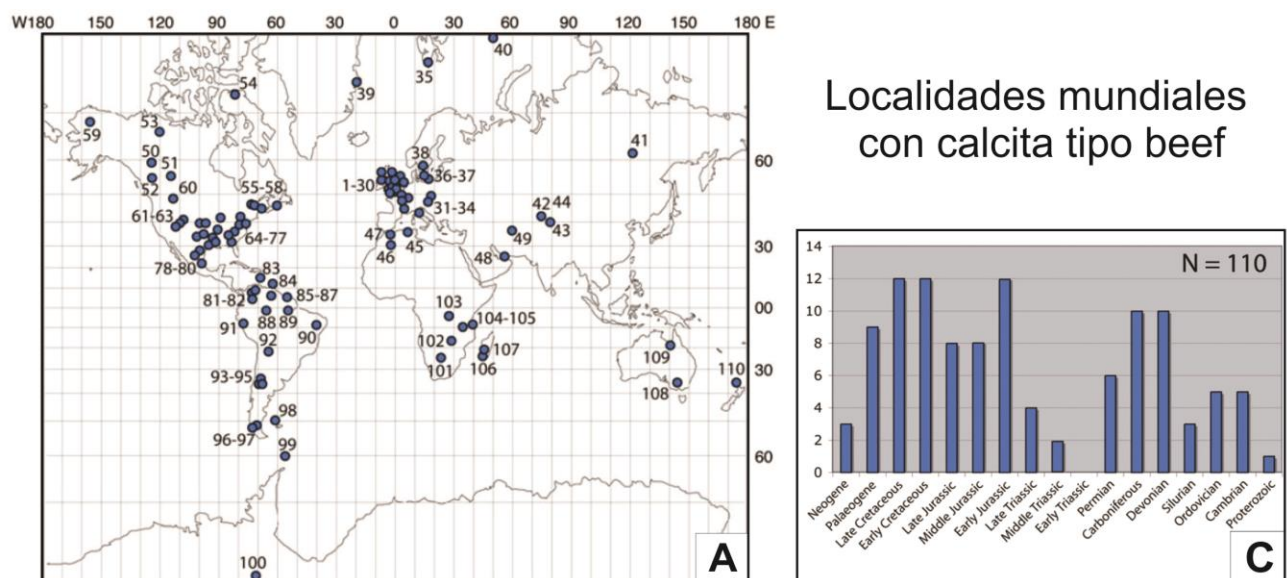
El término “*beef*” se utiliza para denominar venas de calcita fibrosa de orientación paralela, las cuales pueden ser comunes en lutitas negras ricas en materia orgánica y carbonatos. En cuencas sedimentarias que no han sido perturbadas, las venillas de “*beef*” tienden a tener una orientación paralela y horizontal, mientras que las fibras tienden a estar verticales. Estas fibras proveen información sobre la cinética y la mecánica de la apertura; tal es así que existe un consenso sobre el hecho de que las fibras han crecido en forma vertical reflejando en forma incremental, parcial o total la historia del desplazamiento relativo de las paredes de las venas (Taber, 1918; Durney y Ramsay, 1973).

La denominación “*beef*” ha aparecido en publicaciones geológicas durante los últimos doscientos años aproximadamente, especialmente en el Reino Unido (Judd, 1878; Young, 1885; Thompson, 1902; entre otros). Buckland y De la Beche (1835) declararon que “las fibras de esta caliza están en ángulos rectos respecto a los planos de las capas que componen y varían de cinco a quince centímetros aproximadamente en espesor”. A partir de la semejanza entre sus fibras pequeñas y paralelas con las fibras de los músculos animales, esta caliza es conocida popularmente con el nombre de “*Beef*” (carne vacuna, res, fuerza muscular). Autores posteriores, que usaron el término “*beef*” para referirse a los estratos mesozoicos del SW de Inglaterra, fueron Brodie (1854), Judd (1871), Andrews (1881), entre

otros. Como resultado, Lang (1914) y Lang *et al.* (1923) dieron el nombre de “Lutitas con *beef*” a una secuencia jurásica temprana en la cual la calcita tipo “*beef*” es abundante.

Cobbold *et al.* (2013) compilaron un catálogo de localidades a nivel mundial donde se encontraron “*beef*” o estructuras “*cone-in-cone*” en capas de laminación paralela. Se registraron 110 localidades donde las fibras consisten predominantemente de calcita entre las que se incluyen las formaciones generadoras de la cuenca Neuquina (Figura 2.7 A y B). Estas localidades están ampliamente distribuidas en el mundo, aunque se concentran en algunas áreas, especialmente alrededor del Océano Atlántico. En el trabajo citado también han registrado las composiciones litológicas y edades estratigráficas de las rocas de caja. El tipo de roca más frecuente es la lutita marina (Figura 2.7C). El histograma de edades presenta altos modales para los siguientes 4 periodos: (1) Cámbrico – Ordovícico, (2) Devónico – Carbonífero, (3) Jurásico Temprano y (4) Cretácico Paleógeno.

En contraste, los autores no han encontrado registro en rocas de caja del Triásico temprano para calcita tipo “*beef*”. De esta forma, y en consonancia con un atlas global de 8369 reservorios carbonáticos en campos petroleros presentado por Markello *et al.* (2007), Cobbold *et al.* (2013) sospechan que los controles en la abundancia de carbonato han sido climáticos; en otras palabras, que los altos modales reflejan periodos de abundante producción de carbonato en el planeta, como resultado de un clima cálido o abundante dióxido de carbono en la atmósfera. Debido a que los *rifts* de jurásicos a paleógenos precedieron la apertura del Océano Atlántico, no es sorprendente que las calcitas tipo “*beef*” sean comunes en sus márgenes.



B

No.	Country	Area	Host rock name	Host rock age	Host rock type	Composition of fibres	References	Visit
92	Argentina	Yavi, Altiplano, Jujuy		Ordovician	Marine shale	Calcite (partly silicified)	Harrington and Leanza (1957), Woodland (1964)	0
93	Argentina	Neuquén Basin	Los Molles Fm	Early Jurassic	Marine shale	Calcite	Authors' own observations	1
94	Argentina	Neuquén Basin	Vaca Muerta Fm	Late Jurassic	Marine shale	Calcite, bitumen	Parnell et al. (2000), Rodrigues et al. (2009)	1
95	Argentina	Neuquén Basin	Agrio Fm	Early Cretaceous	Marine shale	Calcite, bitumen	Authors' own observations	1
96	Argentina	Magellan Basin	Rio Mayer Fm	Early Cretaceous	Marine shale	Calcite	Riccardi et al. (1987)	0

Figura 2.7: A) Mapa en proyección Mercator con las localidades mundiales donde se documentaron calcitas tipo *beef*. Los números se refieren a las localidades detalladas en tabla en Cobbold *et al.* (2013). B) Recorte de la tabla antes mencionada con las localidades de Argentina con presencia de *beef*. La última columna, numerado 1 (o 0) indica si los autores de esta compilación han visitado la localidad correspondiente (o no). C) Histograma de las edades estratigráficas de las rocas de caja.

2.3.1 Origen, clasificación, distribución y su relación con la generación de hidrocarburos, la sobrepresión y la compresión horizontal

Existen diferentes tipos de fracturas en lutitas, incluyendo las de tipo estructural y no estructural. Debido a las características de las lutitas ricas en materia orgánica, con partículas clásticas finas, composición mineral compleja, permeabilidad extremadamente baja y fuerte plasticidad, las fracturas no estructurales juegan un papel importante en el sistema de fracturamiento de estas rocas. La fractura natural generada por la presión del fluido es un tipo de fractura no estructural principalmente resultante de la presión del flujo, el cual tiene una importante influencia en la migración del fluido y su almacenamiento. La sobrepresión, que ocurre comúnmente en lutitas ricas en materia orgánica, puede hacer que el fluido actúe sobre la matriz de la roca, cambiando el estado de estrés y dando origen a fracturas naturales.

En un trabajo reciente realizado en lutitas paleógenas de las cuencas Bohai Bay y Northern Jiangsu del este de China mediante cortes delgados, MEB y simulación termal, Ma *et al.* (2016) definieron tres tipos de fracturas naturales generadas principalmente por sobrepresión de fluidos: las fracturas por drenaje primario (o temprano), fracturas tipo venillas con laminación paralela y fracturas por generación y expulsión de hidrocarburos. Las primeras se formaron en el estado inicial de soterramiento, cuando las lutitas no estaban totalmente consolidadas, el tipo de fractura tiene forma de canales sinuosos de extensión vertical y están principalmente rellenas de asfalto (aunque también pueden contener calcita, pirita o sedimento fino en general).

En segundo lugar, las venillas que se desarrollan siguiendo la laminación están comúnmente rellenas de calcita (ferrocalcita). La apertura de las fracturas va desde pocos milímetros a escasos centímetros, su longitud puede alcanzar decenas de centímetros y pueden presentar forma lenticular o piniforme, con características generadas por esfuerzos tensionales. La mayoría de las venas de calcita tienen una línea oscura en forma recta, ondeada o serrada en el medio. Los cristales de calcita crecen perpendiculares a las paredes de la fractura y finalmente terminan en esta línea oscura, dando una estructura interna en la calcita aproximadamente simétrica a esta línea. La mayoría de estas líneas oscuras están compuestas por fragmentos de lutitas ricas en materia orgánica, siendo algunas de ellas minerales arcillosos y pirita.

El tercer tipo de fracturas no estructurales, finalmente, son aquellas originadas por generación y expulsión de hidrocarburos. Éstas tienen un espesor de decenas a cientos de micrómetros y un largo no superior a algunos centímetros, se originan a partir de un punto de kerógeno y están rellenas principalmente de asfalto, seguido de pirita y calcita.

Existe una estrecha relación entre la materia orgánica y las venillas de calcita fibrosa. Las venillas con calcita fibrosa impregnadas de materia orgánica se encuentran ampliamente distribuidas en lutitas en muchas cuencas, entre las que se halla reconocida la cuenca Neuquina. Muchos investigadores consideran

la presencia de venillas de calcita fibrosa como una prueba predominante de generación de kerógeno y de migración primaria de petróleo y gas (Li *et al.*, 2013; Barker *et al.*, 2006).

Cobbold y Rodrigues (2007) consideran que las fracturas causadas por la sobrepresión de los fluidos porales fueron el factor clave que controló la formación de venillas de calcita fibrosa en las lutitas. Sin embargo, Ma *et al.* (2016) establecen que la generación de fracturas no depende exclusivamente de la presión de fluido, sino del resultado de la interacción entre la roca y el fluido. Cuando la presión de fluido alcanza el esfuerzo de tensión vertical de la roca o el esfuerzo de cizalla horizontal, se forman las fracturas a lo largo de la laminación. Las fracturas proveen el espacio para que cristalice la calcita constituyendo el relleno de las mismas, el cual puede dar soporte y proteger las fracturas. Por lo tanto el desarrollo de la fractura está acompañado de la cristalización de la calcita, y ambos promoviéndose mutuamente y coexistiendo íntimamente.

Las lutitas satisfacen cuatro condiciones necesarias para la formación de fracturas:

- 1) Es común que la sobrepresión ocurra y sea preservada en lutitas ricas en materia orgánica, ya sea generada por tectonismo (levantamiento o compresión), diagénesis (deshidratación de minerales) o por generación de hidrocarburos y expulsión de materia orgánica. Estos dos últimos factores ocurren casi en la misma etapa y pueden causar un rápido incremento del volumen de fluido que, junto con la extremadamente baja permeabilidad de la lutita aseguran la acumulación y preservación de la sobrepresión del fluido.
- 2) Debido al alto contenido de minerales arcillosos y de materia orgánica, las lutitas tienen una fuerza de cohesión baja, bajo esfuerzo de cizalla y alta plasticidad, por lo que en general se generan fracturas plásticas por tensión de cizallamiento (Zhang *et al.*, 2011).
- 3) Dado a su alto grado de laminación, las lutitas ricas en materia orgánica presentan anisotropía en los esfuerzos tensionales, donde la tensión vertical es la más baja (Cosgrove, 2001; Zhong *et al.*, 2015), por lo que las fracturas ocurren generalmente a lo largo del plano de debilidad correspondiente a la laminación.
- 4) La composición y el tamaño de grano fino de las lutitas ricas en materia orgánica las hace sensibles a la temperatura y a la presión, lo que conlleva a diferentes tipos de diagénesis (Milliken *et al.*, 2012; Lazar *et al.*, 2015). Cuando ciertos minerales inestables, como aquellos con contenido calcáreo, son disueltos y los fluidos saturados se desplazan por las fracturas, minerales como la calcita pueden precipitar y cristalizar.

Ma *et al.* (2016) también enuncian funciones muy importantes de las fracturas naturales generadas por presión de fluidos en relación a los hidrocarburos: 1) respecto a la migración primaria y al almacenamiento de hidrocarburos y 2) respecto a la filtración de hidrocarburo y el fracturamiento del reservorio. Como conocimientos previos se sabe que las lutitas ricas en materia orgánica pueden ser a la vez roca madre y reservorio de hidrocarburos, mientras que la migración primaria es el proceso en el cual éstos se desplazan desde la roca madre a la roca reservorio adyacente, bajo el modelo de flotabilidad, o en

movimiento tipo pistón (en caso de flujo continuo). En el modelo de flotación, se toma la flotabilidad del agua como fuerza de conducción, la cual puede ocurrir principalmente en fracturas de gran escala. En el caso de migración como pistón, la conducción está dada por la presurización del kerógeno debido a la generación de hidrocarburo, proceso en el cual se genera un constante incremento del número de moléculas orgánicas y una rápida expansión del volumen de hidrocarburo, que al no poder fluir libremente debido a la compactación de las lutitas, genera una presión de fluido que aumenta gradualmente y se concentra en el punto del kerógeno.

Este diferencial de presión entre el kerógeno y la roca de caja provoca fracturas, que se convierten en las principales vías de expulsión de hidrocarburo, aunque también puede desplazarse al activar otras fracturas naturales previas, como las de drenaje temprano y las venillas de calcita desarrolladas en el sentido de la laminación. Después de la migración primaria, cantidades considerables de kerógeno y asfalto quedan en las fracturas, formando una red interconectada de materia orgánica. Por lo tanto, en el trabajo citado, consideran que esta red de fracturas, de distintos orígenes y escalas, es tanto la principal vía de migración primaria del hidrocarburo como un importante espacio de almacenamiento en las lutitas.

La segunda función de las fracturas naturales es sobre la filtración de hidrocarburos y las fracturas en el reservorio. Ma *et al.* (2016) encontraron, en las cuencas paleógenas del este de China, que el hidrocarburo principalmente existe en fracturas y muestra señales de fluidez. Especialmente se observó un gran número de fracturas por generación de hidrocarburo y aquellas generadas en forma natural por presión de fluidos, las cuales conectan kerógeno, poros, fracturas en el sentido de la laminación y estructurales, y están muy relacionados a la generación y migración de hidrocarburo. Por lo tanto, las fracturas naturales generadas por presión de fluidos son importantes canales de migración en las lutitas.

Por otra parte, las fracturas van a cambiar los parámetros elásticos de la roca. Cuando están rellenas de calcita o de minerales silíceos, las fracturas van a incrementar la fragilidad de la lutita, lo que facilitaría su fracturamiento. Por ejemplo, las fracturas como venillas en la dirección de la laminación en las lutitas rellenas con calcita fibrosa son el factor clave para un buen efecto de fracturación en los bajos de Dongying y Zhanhua. Análisis de fractura mecánica y experimentos triaxiales de simulación de fractura hidráulica (Zhang *et al.*, 2014; Cheng *et al.*, 2014) muestran que la fractura natural es la premisa para generar un volumen de fracturas hidráulicas, donde éstas en conexión con las fracturas naturales se cruzarán cambiando su extensión y morfología. Las fracturas por generación y expulsión de hidrocarburo se desarrollan principalmente a lo largo de la dirección horizontal y ocurren en grupos, por lo que las fracturas hidráulicas pueden conectar múltiples grupos de fracturas naturales por presión de fluidos, generando una malla de fracturas cuando se fractura la lutita, e incrementando la densidad de fracturas significativamente (Xu *et al.*, 2015; Heng *et al.*, 2015).

La cuenca Neuquina es un área donde Cobbold *et al.* (2013) han estudiado estos “*beef*” en detalle, los cuales son especialmente comunes en lutitas negras de la Fm. Vaca Muerta (Parnell *et al.*, 2000; Rodrigues *et al.*, 2009) donde alcanzan en algunas zonas el 10% del volumen de la roca. Típicamente en

muestra de mano, las fibras son perpendiculares a la laminación en dos zonas internas, pero son oblicuas a ésta en dos zonas externas (Figura 2.8A). En muchos casos en los “beef” de la cuenca Neuquina las fibras de calcita se formaron en dos generaciones, reconocidas también como zonas internas (primera generación) y zonas externas (segunda generación) (Rodríguez *et al.*, 2009; Figura 2.8). Entre las zonas internas hay una sutura media, que contiene inclusiones de las rocas de caja y presenta un color oscuro.

Las fibras de la primera generación ocupan las partes internas de la venilla, presentan un color más grisáceo, tienen un ángulo de empinado a vertical, contienen hidrocarburo y se formaron en el Cretácico, cuando la roca madre estaba madurando (como se vio previamente en la Figura 2.7B). Las fibras de la segunda generación ocupan las partes externas de las venillas; son más blancas y oblicuas a los márgenes, con un ángulo α entre la laminación y la fibra (Figura 2.8C).

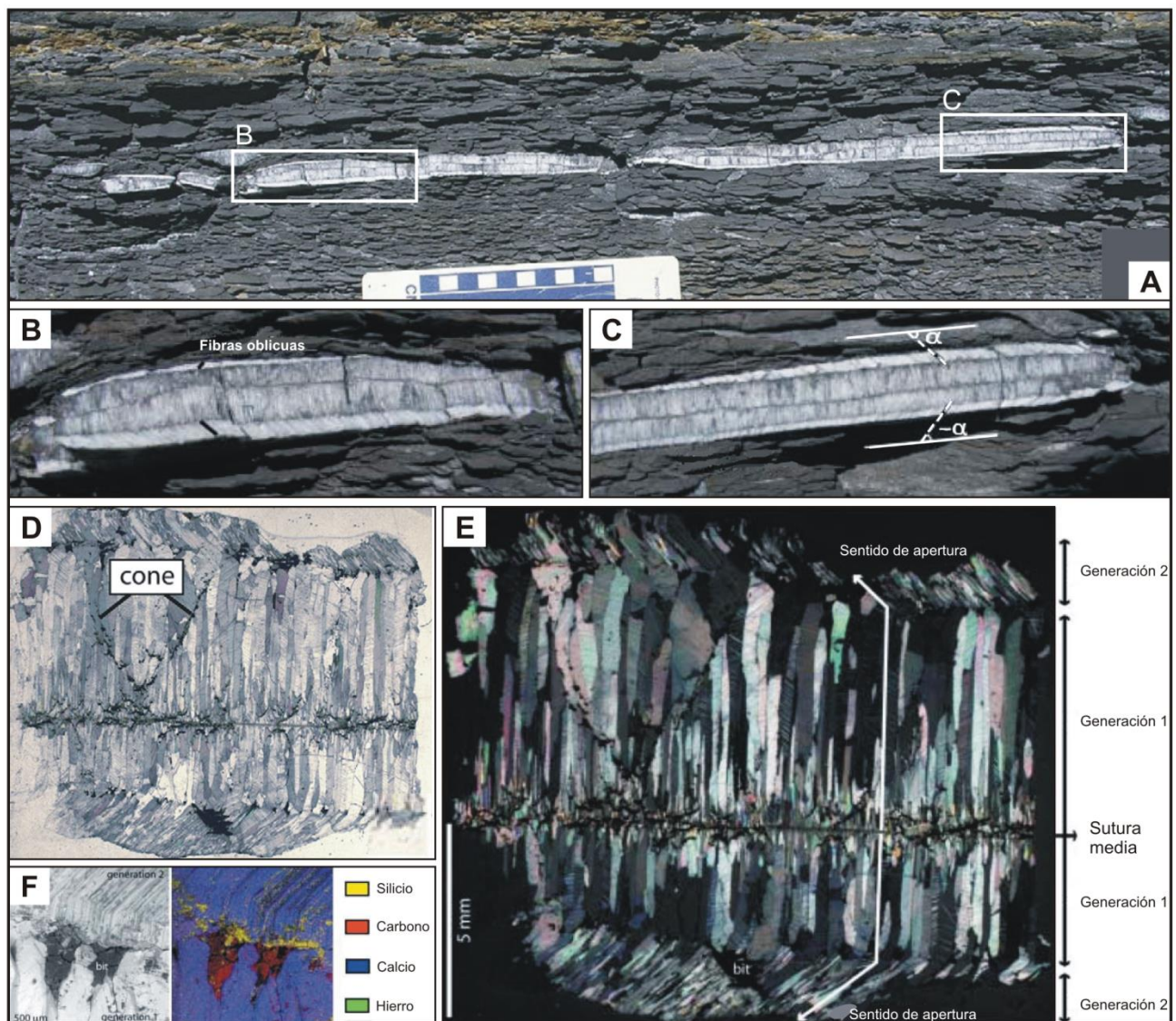


Figura 2.8: Estructura interna de un *beef*, área Laucha (localización GPS 69°53.047'S, 37°17.347'W). **A)** En afloramiento, las venillas de *beef* son paralelas a la laminación en la Fm. Vaca Muerta. **B y C)** En detalle, las venillas tienen cuatro zonas. En las internas (grises), las fibras son perpendiculares a la laminación. Algunas de ellas incrementan en espesor a partir de la sutura, mientras que otras se adelgazan o desaparecen. **D y E)** En sección delgada, bajo luz transmitida (**D**) y luz polarizada. **E)** Las zonas internas difieren en espesor respecto a la línea de sutura, pero algunas fibras están en continuidad óptica a través de ella. **F)** Bajo ESEM, el bitumen (bit) ocupa áreas triangulares en las zonas de borde, entre las fibras de las zonas internas. Un mapeo de los elementos mayoritarios revela el contenido de carbono. Las inclusiones de lutita se concentran en la sutura.

Generalmente, el ángulo de las fibras varía desde alrededor de 40° cercano a las paredes, 90° en el centro, hasta 140° en el otro extremo, mientras que en la zona externa inferior los ángulos tienen los mismos valores pero de signo opuesto. En la mayoría, si no en todas las venillas, cada fibra de calcita ha crecido en continuidad óptica (Figura 2.8 D y E). A partir de la simetría ortorrómbica de las partes externas, Rodrigues *et al.* (2009) infirieron que éstas se formaron por deformación diferencial, entre las venas más resistentes y la matriz menos resistente, durante el acortamiento horizontal aparente de la roca. De ser así, entonces las fibras crecieron desde una sutura central hacia los bordes externos de las venillas, o en otras palabras, en forma antitaxial.

En secciones delgadas, las fibras consisten predominantemente de calcita; ocasionalmente granos de baritina y piritita pueden aparecer como reemplazos. La sutura media es rara vez la superficie media de simetría. Entre algunas fibras, y principalmente en las interfaces entre las zonas internas y externas, fragmentos de bitumen sólido puede verse a través del ESEM (microscopio electrónico de barrido ambiental) (Figura 2.8F), e incluso en muchas inclusiones acuosas se observó el contenido de petróleo o gas. El bitumen y el petróleo son los responsables del color oscuro de las zonas internas y de las interfaces entre las zonas internas y externas. Las condiciones de formación de estas inclusiones fluidas aún son el objeto de continuas investigaciones.

Mediante análisis de isótopos de carbono y oxígeno, Rodrigues (2008) pudo probar que la calcita en las fibras de los “*beef*” se formó posteriormente con la alteración diagenética de las rocas de caja. De las inclusiones acuosas, pudo medir temperaturas de homogenización en el rango de 92° – 113°, es decir, en la ventana de petróleo. Independiente, usando espectroscopía Raman, determinó la composición de las inclusiones y a partir de éstas estimó altas sobrepresiones. Los resultados proveyeron fuertes evidencias de sobrepresión durante la migración de petróleo en la cuenca Neuquina y ayudaron a explicar la formación de fracturas horizontales.

3 METODOLOGÍA Y TÉCNICAS ANALÍTICAS

3.1 TRABAJO PRELIMINAR DE GABINETE

En esta primera etapa se realizó la recopilación, revisión e investigación bibliográfica de los antecedentes de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina y en el área de estudio propuesta, como así también de trabajos existentes acerca de reservorios de estas características (horizontes arcillosos naturalmente fracturados).

Por otro lado, se realizó una recopilación de información de los cuatro pozos en estudio, obtenida por la empresa Gas y Petróleo del Neuquén S.A., durante las campañas de perforación en los años 2010 a 2014, referente a: perfiles eléctricos, imágenes de pozo, descripciones de recortes de perforación (*cutting*) y datos de producción.

3.2 TRABAJO DE LABORATORIO

3.2.1 Análisis de perfiles eléctricos

En este estudio se contó con los siguientes registros eléctricos en los cuatro pozos: Rayos Gamma, Potencial Espontáneo, Densidad, Neutrón y Resistividad. En tres de ellos, a excepción del pozo BAñ-VM4, se contó además con el perfil Sónico. Para la interpretación de estos perfiles se siguieron los fundamentos indicados en el manual Schlumberger (1975) y por Bateman (1985), que se describen brevemente a continuación:

RAYOS GAMMA (GR)

Los perfiles de GR son usados para tres propósitos principales: correlación, evaluación del contenido de arcilla en una formación y para análisis mineralógico. Este perfil mide las emisiones naturales de rayos gamma generadas por formaciones radioactivas. Los rayos gamma se originan en tres fuentes en la naturaleza. Éstas son los elementos radioactivos del Grupo del Uranio, del Grupo del Torio, y el potasio. Debe destacarse que cada tipo de decaimiento está caracterizado por un rayo gamma de una energía específica (longitud de onda, frecuencia, o color) y que la frecuencia de ocurrencia de cada decaimiento de energía es diferente.

En formaciones sedimentarias, el perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de arcilla que puedan contener. La actividad de los rayos gamma crece de izquierda a derecha.

Estimación del contenido de lutita a partir del perfil de GR

Dado que los isótopos radioactivos están a menudo asociados con los minerales arcillosos en lutitas, es una práctica comúnmente aceptada usar las deflexiones relativas del GR como un indicador de volumen de lutita. El procedimiento más sencillo es poner a escala el GR entre su mínimo y máximo valor de 0 a 100% de lutita. El *Índice de Gamma Ray* (rayos gamma) se define como una escala lineal del GR entre el GR_{min} y el $GR_{máx}$, según la forma (Ecuación 3.1):

$$\text{Índice de Gamma Ray} = \frac{(GR - GR_{min})}{(GR_{máx} - GR_{min})} \quad \text{(Ecuación 3.1)}$$

POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

La curva de potencial espontáneo, o SP, es un registro de la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Las desviaciones de la curva del SP son el resultado del flujo de corrientes existentes dentro del lodo en el pozo, las cuales son producidas por fuerzas electromotrices en las formaciones, de origen electroquímico o electrocinético. Es un perfil útil en pozos perforados con lodos dulces para detectar capas permeables y

dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa. No es posible registrarlo en pozos con lodo a base petróleo.

Tan sólo en formaciones que tienen alguna permeabilidad se puede efectuar el movimiento de iones origen del fenómeno SP. La dirección de corriente del SP, en un caso común en el que la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo, el potencial existente frente a una capa permeable será negativo (con respecto al potencial frente a una lutita). Esta variación negativa del SP corresponde a una desviación hacia la izquierda de su curva.

El SP como indicador de lutitas

La presencia de lutitas en una arena, que de otro modo sería considerada “limpia”, va a tender a reducir el SP. Este efecto puede ser usado para estimar su contenido en una formación. Si el SP_{limpio} es el valor observado en una arenisca limpia, acuífera, mientras que el SP_{lutita} es el valor observado en una lutita, entonces, cualquier valor intermedio de SP puede ser transformado a un valor del volumen de lutita, por la relación (Ecuación 3.2):

$$(V_{lutita})_{SP} = \frac{(SP - SP_{limpio})}{(SP_{lutita} - SP_{limpio})} \quad \text{(Ecuación 3.2)}$$

DENSIDAD (DEN)

La densidad total (bulk) de la formación, ρ_b , es usada como indicador de porosidad primaria. La densidad es utilizada con otras mediciones de perfiles para determinar litología y tipo de fluido, destacando su utilidad en la identificación de evaporitas, niveles portadores de gas, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas, junto a la caracterización de lutitas petrolíferas.

Basa su fundamento en una fuente radioactiva pulsada de cesio colocada en un patín que se aplica contra la pared del pozo, la cual emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía en forma continua. Estos rayos son partículas de alta velocidad que colisionan con los electrones de la formación, y en cada choque un rayo gamma cede algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación: formaciones densas absorben muchos rayos gamma y las menos densas absorben menor cantidad. De este modo la medición del aparato de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por otra parte, la densidad de electrones está relacionada con la densidad total, ρ_b , en g/cm^3 .

Las escalas más frecuentemente usadas para ρ_b son 2.0 a 3.0 g/cm^3 o 1.95 a 2.95 g/cm^3 de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros. Sin embargo, como la densidad medida es la de electrones

presentes en la formación, ρ_e , y no de la densidad de masa de la formación, ρ_b , como se desearía obtener, se debe emplear entonces la siguiente relación (Ecuación 3.3):

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2Z}{A} \right) \quad \text{(Ecuación 3.3)}$$

donde A es el peso atómico de un elemento y Z su número atómico.

Para la mayoría de las sustancias de las formaciones el valor obtenido de la ecuación $\rho_e = \rho_b (2Z/A)$ es muy cercano a la unidad (Tabla 3.1).

Tabla 3.1: Valores de densidad para diferentes matrices y fluidos

MATRIZ	DENSIDAD APARENTE ρ_a (leída por el aparato) (gr/cm³)
Arena	2.65
Arena calcárea	2.68
Caliza	2.71
Anhidrita	2.92
Arcillas	2.20 – 2.85
COMPUESTOS	
Cuarzo	2.648
Calcita	2.710
Carbón (antracita)	1.355 - 1.795
Carbón (bitumen)	1.173 - 1.514
Agua fresca	1.0
Agua salada (200 Kppm)	1.135
Petróleo	0.60 – 0.90
Gas	0.01 – 0.188

PERFIL NEUTRÓNICO (NEU)

El perfil neutrónico es generado por una fuente radioactiva de americio-berilio que bombardea la formación con neutrones de alta energía (4,2 MeV). Los neutrones son partículas eléctricamente neutras que colisionan de forma elástica y aleatoria con los núcleos de la formación. En cada colisión el neutrón va perdiendo parte de su energía hasta llegar en pocos milisegundos a un estado termal (0,4eV). La mayor pérdida de energía se produce cuando el neutrón colisiona con átomos de hidrógeno, debido a que tienen masas similares. Cuando la concentración de hidrógeno de la formación que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de los neutrones son retardados y capturados aún a una corta distancia de la fuente. Debido a que el aparato mide la distancia de la fuente al detector de los rayos gamma de captura emitidos, una mayor lectura corresponde a una menor concentración de hidrógeno, y viceversa.

La herramienta se calibra frente a una caliza pura saturada de agua y de porosidad del 19%, debido a que no posee hidrógeno en su estructura cristalina. De esta forma, toda respuesta corresponde a los H pertenecientes al agua ubicada en el sistema poroso.

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al del agua. En cambio el gas tiene una concentración de hidrógeno mucho menor que varía con la temperatura y la presión. Como consecuencia, cuando existe gas dentro de la zona de investigación, un Perfil Neutrónico da una lectura de porosidad demasiado baja, debido a que en un gas los átomos están muy dispersos y comparativamente hay muchos menos núcleos que si los poros estuvieran llenos con líquido.

Por otra parte, el perfil neutrónico responde a todo el hidrógeno que está presente en formaciones arcillosas (incluyendo el hidrógeno del agua adherida a la lutita). Por esta razón, las lutitas tienen un apreciable índice de hidrógeno y en formaciones arcillosas la porosidad derivada de Perfiles Neutrónicos será mayor que la efectiva.

SÓNICO (SON)

El Perfil Sónico es un registro de la profundidad contra Δt , que se define como el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito”, Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad: la dependencia de la porosidad, como la litología, hace que el Perfil Sónico sirva como registro de porosidad.

La velocidad del sónico en las litologías comunes de las formaciones varía entre 1800 – 7000 metros/segundo (6000 – 230000 pies/segundo aproximadamente), y se registra el valor recíproco de la velocidad en microsegundos/pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$) para evitar el uso de fracciones decimales pequeñas. La gama de registro varía desde unos 44 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ para dolomitas densas de porosidad cero hasta unos 190 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ para agua.

La herramienta acústica genera impulsos acústicos en el pozo en base a dispositivos piezoeléctricos, los cuales se expanden y contraen a medida que se les aplica un voltaje variable, convirtiendo una diferencia de potencial en impulsos acústicos. Al medir el tiempo que demora en arribar la señal desde el emisor hasta un receptor dado y conociendo el tiempo que tardó la onda y la distancia, se puede determinar el tiempo de viaje por cada pie, o tiempo de tránsito Δt .

En las formaciones sedimentarias, la velocidad del sonido depende de varios factores, principalmente del tipo de litología, la porosidad de las formaciones y el tipo de fluido que ocupa el espacio poroso de las mismas. Los rangos estimativos

de los intervalos de tiempo de tránsito para las rocas más comunes, fluidos y revestimientos son mostrados en la Tabla 3.2:

Tabla 3.2: Rango de valores de velocidades acústicas para formaciones comunes y fluidos

MATERIAL	Δt (μ seg/pie)
Arena no consolidada	58.8
Arena consolidada	55.5
Calizas	47.6 – 43.5
Dolomitas	43.52
Lutita	167 – 62.5
Yeso	52.6
Cuarzo	55.6
Anhidrita	50.0
Sal	66.7
Tubería (acero)	57.0
Agua con 20% NaCl	189
Agua pura	218
Petróleo	238
Metano	626
Aire	910

RESISTIVIDAD (RES)

La *resistividad* es la resistencia específica de una sustancia y se define como el voltaje requerido para que un amper (A) pase a través de un cubo cuyas caras tengan una superficie de 1 m^2 . Su unidad de medida es ohm por metro ($\Omega \cdot \text{m}$).

Su fundamento se basaba en enviar corrientes a la formación a través de unos electrodos y medir los potenciales eléctricos entre otros. Los perfiles enfocados, como el *Laterolog*, fueron desarrollados para superar los inconvenientes generados por los perfiles no enfocados, que dependían de la resistividad de la formación, de la resistividad del lodo, del tamaño del pozo y de otros factores, utilizando una familia de aparatos de resistividad que usan corrientes enfocadas para controlar la trayectoria de la corriente de medición.

Las resistividades típicas de las formaciones rondan entre $0,5 \Omega \cdot \text{m}$ a $1000 \Omega \cdot \text{m}$ y debido a esta amplia gama de valores, los perfiles de resistividad suelen expresarse en escalas logarítmicas. Formaciones “blandas”, como areniscas arcillosas, tienen valores de $0,5$ a alrededor de $50 \Omega \cdot \text{m}$. Formaciones duras, como los carbonatos, presentan valores de entre 10 y $1000 \Omega \cdot \text{m}$, mientras que las evaporitas pueden exhibir resistividades de algunos miles de $\Omega \cdot \text{m}$. Los hidrocarburos no conducen la electricidad, en tanto que todas las aguas de formación sí lo hacen. Por consiguiente, existe una gran diferencia entre la resistividad de las rocas rellenas con hidrocarburos y las rellenas con agua de formación. Los minerales de arcilla y algunos otros minerales, tales como la piritita, también son conductores de electricidad y reducen la diferencia.

3.2.1.1 SÍNTESIS

En el estudio de la información de subsuelo es frecuente realizar análisis de ambientes sedimentarios y/o litologías a partir de identificar y relacionar la respuesta de los perfiles de pozo. Así, la presencia de heterogeneidades laterales y/o verticales en la “firma eléctrica” de una determinada secuencia puede ser asociado a cambios de espesor, variaciones litológicas o cambios texturales (granulometría, selección, relación clasto/matriz, etc.).

Concentrándonos en los dos registros eléctricos más usados para estos análisis (potencial espontáneo y rayos gamma) junto con los perfiles de densidad, neutrón y sónico, por aportar más a las propiedades de la roca y la porosidad, se identificaron Ciclos sedimentarios, definidos para el caso como intervalos que poseen igual respuesta a estos perfiles eléctricos y que pueden correlacionarse en los cuatro pozos estudiados (Riccardi y Gulisano, 1990).

3.2.2 Caracterización litológica

La Fm. Vaca Muerta está constituida casi en su totalidad por sedimentitas de grano fino tamaño fango (< 63 micrones). Su tamaño de grano hace que requieran de estudios de laboratorio específicos en relación con rocas de mayor granulometría, como las areniscas. La composición mineralógica de fangos, fangolitas y margas se estudia principalmente mediante difracción de rayos X y constituye un importante criterio de clasificación. Esta técnica, en combinación con otras como microscopía electrónica de barrido (MEB), de transmisión (MET) y de transmisión de alta resolución permiten cuantificar en forma aproximada a las fases minerales presentes e incluso determinar con sumo detalle la microestructura de las arcillas (Scasso y Limarino, 1997).

Desde el punto de vista litoestratigráfico la Fm. Vaca Muerta es una unidad compleja por lo que el uso de una sola clasificación litológica conllevaría a error, si bien su elección depende del objetivo del estudio que se quiera realizar. Las clasificaciones que combinan aspectos texturales y composicionales permiten una mejor caracterización de las rocas que las puramente composicionales. Si bien existen numerosas clasificaciones para las rocas sedimentarias, en términos generales para la Fm. Vaca Muerta se utilizan las terminologías propuestas por Dott (1964), Gamero-Díaz *et al.* (2012) y Lazar *et al.* (2015) tanto para rocas epiclásticas como mixtas. La clasificación composicional propuesta por Gamero-Díaz *et al.* (2012) consiste en un esquema

ternario basado en la combinación de datos de coronas e información mineralógica obtenida de perfiles eléctricos. La clasificación reconoce tres clases principales: fangolitas dominadas por sílice, fangolitas dominadas por carbonatos y fangolitas dominadas por arcillas. A su vez, las clases principales se dividen en subclases sobre la base de la proporción relativa de estos tres grupos minerales (Figura 3.1), lo que finalmente genera 16 litofacies diferentes.

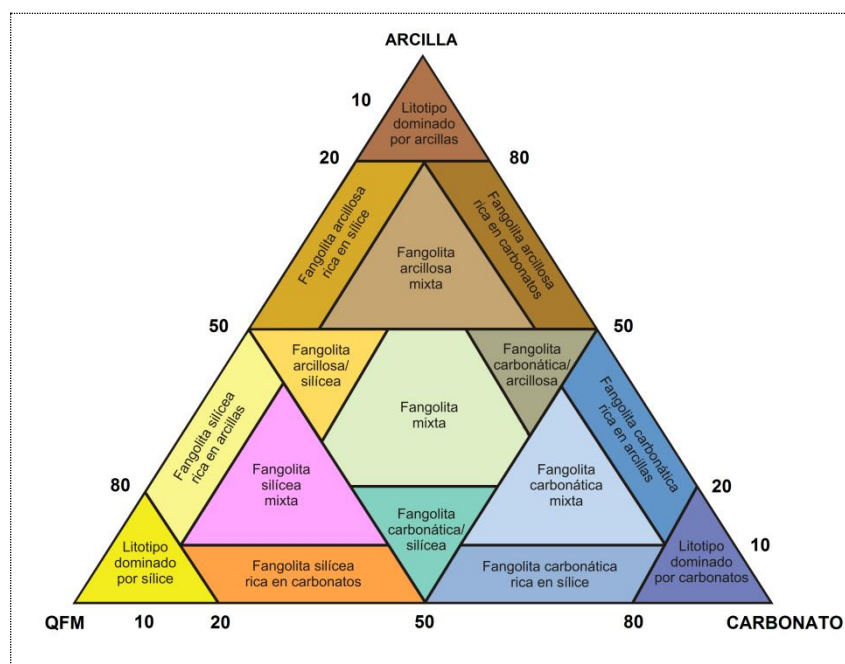


Figura 3.1: Clasificación de Gamero-Díaz *et al.* (2012) donde se presentan 16 litofacies para fangolitas. Terminología: QFM = Cuarzo + Feldespato + Mica. “Dominado” refiere a una fangolita que contiene más de 80% de un componente particular. Contenidos entre 50% y 80% son descriptos como Silíceo (50% < QFM < 80%), Arcilloso (50% < ARCILLA < 80%) y carbonático (50% < CARBONATO < 80%). “Rico en” implica que un componente particular se encuentra entre 20 y 50%.

En numerosas ocasiones, las rocas que integran la Fm. Vaca Muerta se han clasificado como margas (Spalletti *et al.*, 2014). Este término hace referencia a mezclas de fango carbonático y epiclástico, donde la participación de carbonato de calcio y arcillas puede variar entre 35 y 65% (Pettijohn, 1957). Es

preciso destacar que algunos autores sugieren descartar este término debido a la dificultad de determinar el origen depositacional o diagenético de las micritas. Sin embargo, en las primeras definiciones del término marga (Rosenbusch, 1898) no hay un concepto genético implícito, sino que simplemente reflejan la composición mixta de la litología. Por lo tanto es importante aclarar que la utilización del término marga en la Fm. Vaca Muerta sigue la concepción descriptiva antes que la genética.

3.2.2.1 DESCRIPCIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN

Se describieron y analizaron los recortes de perforación de los cuatro pozos estudiados mediante el uso de lupa binocular de entre 10x y 22x de aumento (marca Olympus C011), con accesorio de cámara fotográfica (*Nikon Coolpix* y *Cámara Video "Arcano" 5.0*). El total de muestras analizadas fue de 275, correspondientes a un promedio de 70 muestras por pozo, cada una de ellas tomadas con una frecuencia de entre 2-3 m de profundidad.

Tomando como base las descripciones previas provenientes de los operarios de control geológico se realizó una revisión más detallada de cada una de las profundidades en términos de: litología, proporciones de cada tipo litológico, reacción calcárea, color, dureza y aspecto bituminoso. Esta información permitió reconocer diferentes tipos litológicos que se agruparon en litofacies (Reading, 1996).

3.2.3 Análisis mineralógico (Difracción de rayos X y MEB)

Fundamentación

Los rayos X forman parte del espectro de radiaciones electromagnéticas en la porción correspondiente a longitudes de onda comprendidas entre 0,02 y 100 Å. El método más habitual y práctico de producción de rayos X se basa en el hecho de que cuando una partícula, con masa muy pequeña y dotada de una gran energía cinética, choca contra un material, una pequeña parte de dicha energía se invierte en la producción de rayos X. La difracción de rayos X es un fenómeno que se produce cada vez que un haz de rayos X incide sobre una red cristalina con una longitud de onda y éstos son difractados en un ángulo θ . Las ondas difractadas producirán intensidad máxima en un detector, si ambos llegan en fase al detector (con una cresta o con un valle), es decir, si la diferencia entre las trayectorias de los rayos es un número entero de veces la longitud de onda de los rayos X empleados, $n\lambda$, donde n es un número entero. La Figura 3.2 ilustra la condición necesaria para obtener una intensidad difractada máxima, la diferencia del recorrido de las dos ondas es $2d_{hkl} \sin\theta$, donde d_{hkl} es la distancia entre los dos planos de la familia con índices de Miller (hkl). Así tenemos:

$$n\lambda = 2 d \sin \theta \qquad \text{(Ecuación 3.4)}$$

para la condición que debe cumplirse a fin de obtener un máximo de intensidad difractada. A la Ecuación 3.4 se la llama ecuación de Bragg. De la misma se puede obtener el espaciado interplanar “d” expresado en Angstrom (\AA) o Nanomicrones (nm).

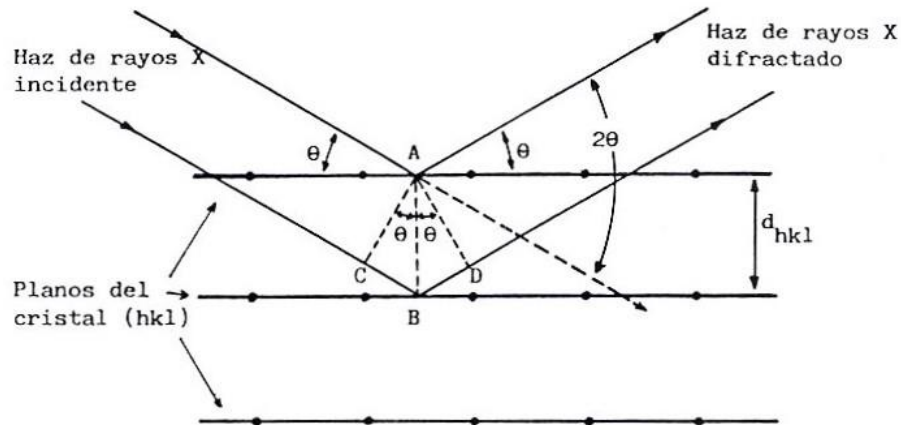


Figura 3.2: Difracción de rayos X con intensidad máxima según Bragg.

En este trabajo, la difracción de rayos X de la muestra total se realizó para determinar la composición mineralógica y detectar variaciones composicionales con la profundidad en la mineralogía de las margas, que es el principal componente litológico de la Fm. Vaca Muerta. Mediante la semicuantificación de las fases cristalinas presentes se clasificaron correctamente las margas de acuerdo a diagramas triangulares desarrollados para lutitas no convencionales (Passey *et al.*, 2010; Gamero-Díaz *et al.*, 2012).

Adicionalmente, se realizó el análisis mineralógico de la fracción arcilla de las margas seleccionadas de los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM4 para observar si existe alguna correlación entre ellos en este parámetro. Además, el pozo BAñ-VM1 se considera de especial interés ya que es el único pozo con producción verificada. Este análisis no se realizó sobre la totalidad de las muestras debido a la escasa variación mineralógica observada con el análisis total.

Selección de muestras para DRX

Debido a que la principal litología descrita en los 150 m basales de esta formación es muy homogénea y consiste predominantemente en margas grises-negras, con moderadas variaciones en el contenido calcáreo, levemente laminadas y con fractura irregular o en bloque, el análisis mineralógico por DRX se realizó sobre estas sedimentitas con el fin de observar cambios composicionales en las mismas. Por lo tanto, tomando como base la respuesta de los perfiles SP y GR, se realizó un muestreo puntual de las secciones con diferente comportamiento eléctrico, obteniéndose entre 3-4 muestras para DRX por pozo. En las profundidades seleccionadas se realizó una selección minuciosa de las margas “limpias o puras” hasta obtener 2 g para su posterior análisis por DRX.

Mineralogía de la muestra total (Moore y Reynolds, 1997)

Preparación de la muestra

Para realizar análisis cuantitativos o semicuantitativos a partir de datos de difracción de rayos X, deben tenerse en cuenta dos parámetros fundamentales durante la preparación de la muestra: el tamaño de las partículas del polvo y la orientación preferencial del mismo.

La molienda de las muestras se realizó en seco, utilizando morteros de cerámica y ágata hasta pasante tamiz malla 200.

Con el objetivo de disminuir el grado de orientación preferencial, se utilizaron porta muestras de carga vertical. Ha sido demostrado que la carga vertical o lateral produce resultados más satisfactorios que la carga frontal debido a tres razones fundamentales: la densidad de muestra que se utiliza es reproducible, los especímenes son más rígidos y no existiría una orientación preferencial de las partículas de arcilla (Srodon *et al.*, 2001).

Procedimiento

Se efectuó la difracción de rayos X del polvo total orientado al azar. El barrido se hizo entre los 3° 2 Θ hasta los 60° 2 Θ a una velocidad angular de 2°/minuto y un paso de 0,02.

Análisis semicuantitativo

El análisis semicuantitativo por difracción de rayos X se calculó sobre la muestra total aplicándose el método de Schultz (1964). Sobre el diagrama en polvo se midieron las áreas de los picos más significativos de los minerales. Como picos diagnósticos se utilizaron los siguientes (Tabla 3.3):

Tabla 3.3: Factores para la interpretación cuantitativa por rayos X (Schultz, 1964).

<i>Minerales</i>	<i>Posición del pico (2Θ) (radiación de CuKα)</i>	<i>Factor de intensidad (cuentas por segundo por 100 %)</i>
Cuarzo	26,6	2
Cristobalita	21,8	0,57
Plagioclasa	28	1
Feldespatos K	27,5	1
Calcita	29,4	1
Dolomita	31	1
Yeso	11,6	1,5
Clinoptilolita	10	0,8
Minerales de arcilla	19,9	0,15

Una vez obtenidas las áreas correspondientes a los picos diagnósticos de todos los minerales presentes en las muestras, se obtienen los respectivos porcentajes según la siguiente fórmula (Ecuación 3.5):

$$X_i = \frac{I_i/f_i}{\sum I/f} \quad \text{(Ecuación 3.5)}$$

donde:

X_i = fracción en peso de la fase i en la muestra (%)

I = intensidad de los picos diagnósticos (área de los picos expresada en mm^2)

F = factor reflectante de cada componente para el pico diagnóstico elegido

Mineralogía de la fracción arcilla (Moore y Reynolds, 1997)

Preparación de la muestra

Debido a que las margas poseen importantes cantidades de carbonatos y carbono orgánico, previo a la preparación de los vidrios orientados se procedió a la extracción de estos dos componentes como se describe a continuación:

Extracción de la materia orgánica

Para este tratamiento se puso en contacto 5 g de muestra con hipoclorito de sodio al 50% por el término de 12 h (Moore y Reynolds, 1997). Posteriormente se realizaron entre 4 y 6 lavados mediante centrifugación.

Extracción del carbonato (Jackson, 1976)

Luego de la extracción de la materia orgánica se procedió a remover los carbonatos. Para ello, se preparó una suspensión con ácido acético al 33% y se la dejó reposar 12 h. Por último, se realizaron sucesivos lavados mediante centrifugación.

Con este material, se prepararon dispersiones diluidas de muestra natural (1g/100 mL), tratadas con agitación mecánica (multimixer de paletas rotativas y ultrasonido). La suspensión fue transferida a una probeta de 100 mL y la fracción menor a $2 \mu\text{m}$ se extrajo por pipeteo, según Carver (1971), a los tiempos que indica la tabla.

Los preparados se realizaron mediante sedimentación directa sobre vidrio y procurando obtener un espesor lo suficientemente grueso como para absorber y difractar completamente el haz de rayos X en todo el rango angular ($^{\circ}2\Theta$) considerado.

Procedimiento

Se realizaron tres tipos de preparados orientados, a efectos de resaltar los parámetros basales de los argilominerales:

- Seco al aire

Se procedió a montar sobre vidrio portaobjeto una delgada película de la dispersión que se dejó secar a temperatura ambiente.

- Expandido en vapor de etilen glicol

El preparado se somete a vapores de etilen glicol durante 24 h a 50° C en un desecador. Este tratamiento es útil para la identificación de argilominerales expansivos y también de interstratificados porque los vapores penetran en la intercapa causando un aumento del espaciado interatómico basal, a diferencia de otros minerales como illita, caolinita, clorita etc., que no sufren ninguna variación.

- Calcinado a 550° C

El preparado se calienta en una mufla durante 2 horas a temperatura constante de 550° C, lo que permite identificar algunos minerales. La caolinita presenta colapso de su estructura, la esmectita pierde agua de constitución y el espaciado atómico 001 pasa a 9,5 o 9,9 Å sumándose al de la illita, y finalmente las cloritas pueden presentar un aumento de la reflexión 001 y disminución de las restantes.

Se efectuó la difracción de rayos X de los tres tipos de preparados. El barrido se hizo entre los 2° 2 Θ hasta los 40° 2 Θ , a una velocidad angular de 2°/minuto y un paso de 0,02. En el caso de los vidrios calcinados, el barrido se realizó hasta los 15° 2 Θ .

Equipamiento

El equipo utilizado fue un Rigaku D-Max IIC, con radiación Cu ($K\alpha= 1,5405 \text{ \AA}$) (Figura 3.3) y se obtuvieron los difractogramas en un rango angular entre 2 y 15° 2 θ ya que el objetivo principal fue observar el comportamiento del espaciado basal 001 de las esmectitas.



Figura 3.3: Difractómetro de rayos X Rigaku D-Max IIC.

Microscopía electrónica de barrido

Fundamentación

El microscopio electrónico de barrido (MEB) o Scanning Electron Microscope (SEM) es un instrumento que permite la observación y caracterización de materiales sólidos inorgánicos y orgánicos,

entregando información topográfica tridimensional y composición del material analizado. Se basa en la obtención de una imagen de la muestra a partir del barrido de la misma con un haz de electrones, como resultado de las interacciones entre los electrones incidentes y la muestra. El MEB está constituido principalmente por: un cañón de electrones con un filamento emisor de electrones en alto vacío, voltaje de aceleración de entre 2kV y 50kV y lentes magnéticas que dirigen y focalizan el haz de electrones sobre la muestra, un sistema de barrido, portamuestras móvil y con giro universal, sistemas de obtención de la imagen y de análisis. Tiene una resolución entre 20 y 50 Angstroms.

El MEB puede tener diferentes detectores que amplifican las señales emitidas por la interacción del haz de electrones con la muestras y según sea el detector que se encuentre adicionado al microscopio, la información obtenida será diferente. Los dos más frecuentemente utilizados son: ES (Electrones secundarios) que es el que permite la observación de la morfología superficial y EDS (rayos X) que analiza los elementos presentes en el sector elegido y es de tipo cualitativo.

Procedimiento

Se tomaron esquirlas de la marga procedentes de los recortes de perforación seleccionando los fragmentos de mayor tamaño. La muestra se montó en un portamuestras, la cual fue metalizada en vacío con oro.

Equipamiento

El microscopio electrónico de Barrido de alta resolución utilizado en este trabajo fue el FE-SEM Sigma del Laboratorio de Microscopía Electrónica y Análisis por Rayos X (LAMARX), perteneciente a la Facultad de Matemática y Astronomía (FaMAF) de la Universidad Nacional de Córdoba. Éste posee un cañón de electrones de emisión de campo tipo Schottky optimizado para trabajar en altas y bajas corrientes. Cuenta con detectores de electrones secundarios y retrodifundidos in lens (además de un detector de secundarios convencional), que permiten relevar simultáneamente información topográfica y de contraste químico.

El sistema óptico conjunto permite un gran campo de visión con magnificaciones desde 12 X a 900.000 X. El voltaje acelerador puede variar entre 0,1 kV y 30 kV en pasos de 10 V. La resolución espacial operando a 15 kV y a la distancia de trabajo (WD) mínima es de 1,7 nm o mejor, mientras que a 1 kV y para la mínima WD es de 2 nm.

El sistema de control del instrumento se realiza a través de una computadora personal con una interfase gráfica de 32 bits. La resolución de las imágenes es de 3072×2304 pixeles y pueden presentarse en cuadros múltiples, permitiéndose el registro simultáneo de imágenes adquiridas con distintos detectores.

3.2.4 Determinación del contenido de materia orgánica y carbonatos

Generalidades

Para conocer la riqueza y madurez de una roca madre se suele realizar una serie de análisis de laboratorio, como el análisis de COT, pirolisis, análisis elementales, reflectancia de la vitrinita, índice de alteración termal, cromatografía del gas y descripción visual del kerógeno. El carbono orgánico total (COT) es una medida del contenido de materia orgánica presente en los sedimentos y rocas sedimentarias. Usualmente se expresa en porcentaje en peso y brinda una primera aproximación sobre el potencial de generación de hidrocarburos. Peters (1986) clasificó la riqueza en COT como: pobre (0 – 0.5% wt.), ligera (0.5 – 1% wt.), buena (1 – 2% wt.) y muy buena (COT > 2% wt.). Aunque una buena roca madre debería tener un alto COT, no toda la materia orgánica es generadora de hidrocarburos. Por lo tanto, la información del contenido de COT por sí sola no es suficiente para determinar cuánto hidrocarburo puede generar una roca madre.

Los análisis de carbono orgánico total pueden realizarse sobre diferentes tipos de muestras, como por ejemplo coronas, *core chips*, testigos rotados de la pared del pozo (por rotación o percusión), así como en *cutting*. Estos recortes de perforación son, por mucho, las muestras más disponibles. Sin embargo, hay que prestar atención a los errores que pueden surgir, debido al cálculo del tiempo de retardo (*lag time*, el tiempo que demora la muestra en arribar a la superficie) y por la mezcla de muestras y su subsecuente dilución. En un caso de un pozo perforado en el engolfamiento de la cuenca Neuquina, los valores de COT tomados a partir del *cutting* mostraron ser muy inferiores a aquellos tomados en los perfiles rotados (Sylwan, 2014).

Método de pérdida por ignición (LOI)

La pérdida por ignición secuencial (LOI, por las siglas en inglés de *loss on ignition*) es un método común y ampliamente utilizado para estimar el contenido de materia orgánica y de carbonato en los sedimentos. La primera reacción que se produce es la de la materia orgánica cuando se oxida a dióxido de carbono y ceniza, a 500 – 550° C. En una segunda reacción, se genera dióxido de carbono a partir del carbonato a 900 – 1000° C, liberando oxígeno. La pérdida de peso ocurrida durante las reacciones puede calcularse fácilmente si se pesan las muestras antes y después de someterlas al calor en una mufla (Dean, 1974; Bengtsson y Enell, 1986).

Heiri *et al.* (2001) establecieron las pautas del método respecto al tiempo de exposición, tamaño y posición de la muestra, las cuales generaban dudas y diferencias en los resultados a la hora de efectuar el experimento, realizando cinco test para estimar los posibles desvíos. De esta forma concluyeron que los análisis de LOI pueden ser fuertemente dependientes del tiempo de exposición, principalmente en las mediciones de materia orgánica, y también pueden influir en los resultados la posición de los crisoles en la mufla, el tamaño de la muestra y el laboratorio donde se tomen las mediciones.

El procedimiento utilizado para determinar el contenido de materia orgánica por LOI fue el siguiente:

1. Secado de la muestra en estufa a temperatura constante de 105° C por 24 h.
2. Pesado de las muestras secas.
3. Calcinación de las muestras secas en horno mufla a temperatura de 550° C por un tiempo de 4h. Se dejan enfriar en el desecador por 24 h.
4. Pesado y cálculo del contenido de materia orgánica según la Ecuación 3.6.

$$LOI_{550} = \left(\frac{DW_{105} - DW_{550}}{DW_{105}} \right) \times 100 \quad \text{(Ecuación 3.6)}$$

donde DW representa el peso seco (*dry weight*) de la muestra antes de la combustión, los subíndices son las diferentes temperaturas en grados centígrados y el LOI está expresado en porcentaje.

5. Posteriormente, se vuelve a someter a las muestras a calcinación en la mufla, a 950° C durante 2h. Se dejan enfriar en el desecador por 24 h.
6. Se pesan estas muestras y se calcula el contenido de carbonato en la muestra original según la Ecuación 3.7.

$$LOI_{950} = \left(\frac{DW_{550} - DW_{950}}{DW_{105}} \right) \times 100 \quad \text{(Ecuación 3.7)}$$

donde DW representa el peso seco (*dry weight*) de la muestra posterior a la combustión de la materia orgánica, los subíndices son las diferentes temperaturas en grados centígrados y el LOI está expresado en porcentaje.

7. Finalmente, la pérdida de peso por LOI a 950° C se multiplica por un factor de 1.36.

Estimación del COT mediante ajustes con perfiles

Existe otro método práctico para identificar y calcular el carbono orgánico total en rocas ricas en materia orgánica utilizando perfiles eléctricos de pozo, conocido como técnica del $\Delta \log R$ (Passey *et al.*, 1990). Este método consiste en superponer una curva de porosidad, generalmente el sónico, con una de resistividad, preferentemente la de lectura más profunda. Estas curvas, en caso de atravesar una roca reservorio de hidrocarburo o rica en materia orgánica pueden separarse por dos efectos: o bien la curva de porosidad responde a la presencia de baja densidad o baja velocidad del kerógeno, o la curva de resistividad responde a los fluidos presentes en la formación. Si la roca es rica en materia orgánica pero inmadura, sin generación de hidrocarburos, la separación entre las curvas es debida solamente a la

respuesta de la curva de porosidad. En el caso de rocas madre maduras, además de la curva de porosidad, se observa un incremento en la resistividad debido a la presencia de hidrocarburo generado.

Para estudiar las respuestas de los perfiles eléctricos en rocas con alto contenido orgánico es importante tener un modelo físico conceptual del material que se pretende estudiar. En el trabajo de Passey *et al.* (1990) se asume que las rocas ricas en materia orgánica tienen tres componentes: la matriz de la roca, la materia orgánica sólida y el fluido relleno los poros. Es importante destacar que la materia orgánica originalmente se deposita en forma contemporánea con los granos de la matriz de la roca y no rellena las cavidades porales.

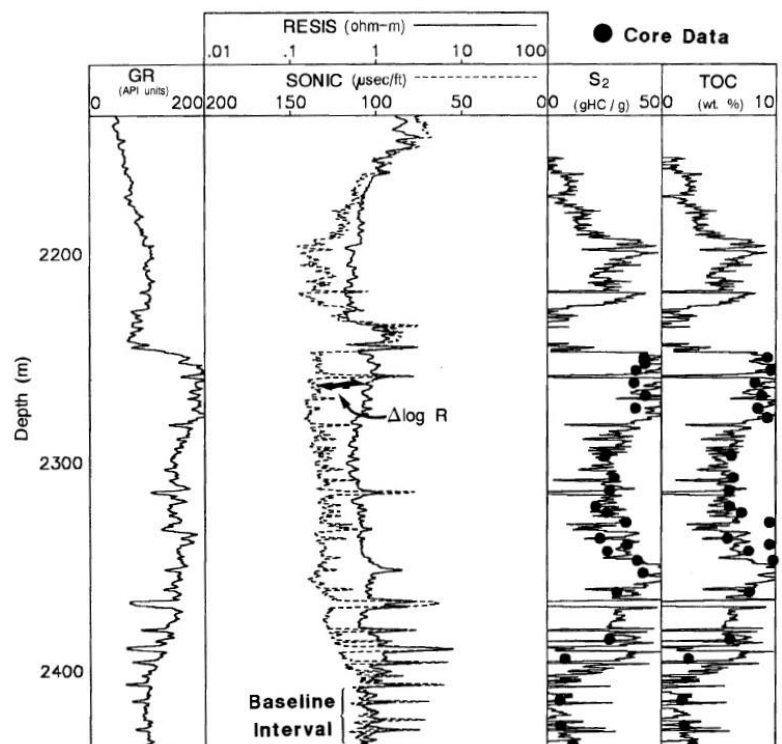
A la hora de aplicar esta técnica, se deben poner a escala las curvas de porosidad y resistividad de forma tal que su ajuste relativo sea de -100 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ por dos ciclos logarítmicos resistivos. Generalmente el perfil de resistividad se establece entre 0.01 y 100 ohm-m en escala logarítmica, y el sónico entre 200 y 0 $\mu\text{sec}/\text{ft}$. Se debe establecer una línea base sobre una roca de grano fino sin características de roca madre, donde las dos curvas se aproximen o incluso se superpongan durante un intervalo de profundidad significativo. Una vez designada esta línea, se reconocen los intervalos ricos en materia orgánica por la separación y no paralelismo de las dos curvas. La separación entre ellas, designada como $\Delta \log R$, puede ser medida en cualquier incremento de profundidad (Figura 3.4).

La expresión algebraica para calcular el $\Delta \log R$ a partir de la superposición sónico/resistividad es (Ecuación 3.8):

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{\text{baseline}}} \right) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{baseline}}) \quad \text{(Ecuación 3.8)}$$

donde $\Delta \log R$ es la curva de separación medida en ciclos de resistividad logarítmicos, R es la resistividad medida en ohm-m, Δt es el tiempo de tránsito medido en $\mu\text{sec}/\text{ft}$, R_{baseline} es la resistividad correspondiente al valor de $\Delta t_{\text{baseline}}$ de la línea base designada, y 0.02 está basado en el radio de -50 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ por un ciclo de resistividad (como se mencionó anteriormente).

Figura 3.4: Superposición de sónico/resistividad mostrando la separación $\Delta \log R$ en un intervalo rico en materia orgánica. La escala relativa de las curvas de sónico y resistividad es de 50 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ (164 $\mu\text{sec}/\text{m}$) correspondiente a un factor de 10 en resistividad. Los valores en el centro del track 2 corresponden a los valores de R_{baseline} y $\Delta t_{\text{baseline}}$ (en este ejemplo $R_{\text{baseline}} = 1 \text{ ohm-m}$, y $\Delta t_{\text{baseline}} = 100 \mu\text{sec}/\text{ft}$). Este intervalo tiene un LOM de 6-7 y contiene kerógeno tipo II (LOM = level of organic maturity; Hood *et al.*, 1975).



La separación $\Delta \log R$ está linealmente relacionada al COT y es función de la madurez. Si se usa el diagrama de $\Delta \log R$ (Figura 3.5), el valor de la separación puede ser transformado directamente a COT si la madurez (en unidades de nivel de metamorfismo orgánico – LOM, por sus siglas en inglés –, Hood *et al.*, 1975) puede ser determinada o estimada. A su vez, el valor de LOM puede obtenerse del valor de R_o conocido de la zona. La ecuación empírica (Ecuación 3.9) para calcular el COT en rocas arcillosas a partir del $\Delta \log R$ es:

$$COT = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad \text{(Ecuación 3.9)}$$

donde COT es el contenido total de materia orgánica medido en porcentaje en peso (wt. %) y LOM es la madurez.

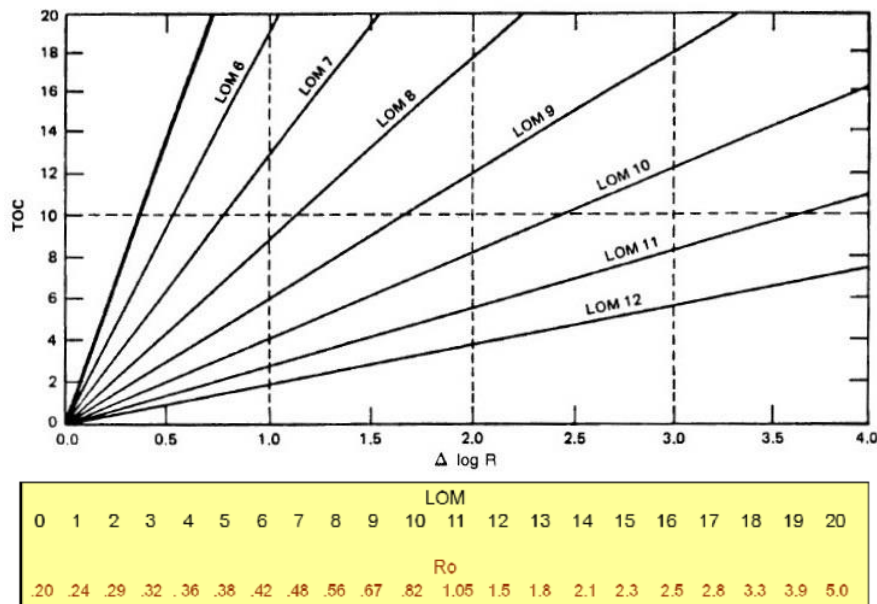


Figura 3.5: Diagrama de $\Delta \log R$ relacionando $\Delta \log R$ con COT mediante la madurez. La línea negra más gruesa cerca de la línea de LOM 6 debería usarse para madurez menor a LOM 6. Relación entre valores de LOM y de R_o .

Las curvas de densidad y neutrón pueden usarse para reemplazar al sónico. Las tres curvas responden a la presencia de materia orgánica, que tiene baja velocidad, baja densidad total y alto contenido de hidrógeno, todos factores que se reflejarían como un incremento en la porosidad. Sin embargo, tiene mayor precisión la combinación sónico/resistividad que usando densidad o neutrón, probablemente debido al efecto adverso de las condiciones del pozo en las lecturas de estos últimos. En caso de utilizarse densidad/resistividad, la ecuación empírica sería (Ecuación 3.10).

$$\Delta \log R_{Den} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) - 2.50 \times (\rho_b - \rho_{baseline}) \quad \text{(Ecuación 3.10)}$$

donde $\Delta \log R_{Den}$ es la separación de $\Delta \log R$ basada en el perfil de densidad respectivamente y ρ_b y $\rho_{baseline}$ son los valores de densidad para los intervalos de roca madre y de línea base, respectivamente.

Otra técnica ampliamente utilizada es la presentada por **Schmoker y Hester (1983)**. Estos autores desarrollaron una fórmula de computación de la materia orgánica mediante perfiles de densidad, asumiendo una densidad de la materia orgánica igual a 1,01 g/cm³, una densidad de la matriz igual a 2,68 g/cm³ y un radio entre el porcentaje en peso de la materia orgánica y el carbono orgánico (R) de 1,3, según la forma: (Ecuación 3.11)

$$TOC = \left(\frac{154,497}{\rho} \right) - 57,261 \quad \text{(Ecuación 3.11)}$$

Si bien es aconsejable calibrar los valores de COT calculados con aquellos medidos en testigos coronas, rotados o *cutting*, tanto Passey *et al.* (1990) como Schmoker y Hester (1983) notaron que en la mayoría de los pozos analizados la correlación de datos es muy buena, lo que brinda seguridad para aquellos pozos donde no hay muestras disponibles. La calidad de la comparación entre los datos de COT derivados del *cutting* y aquellos derivados de perfiles puede variar enormemente. Variables como la calidad del pozo, la velocidad de muestreo, la velocidad de perforación y la calidad de los recortes de perforación para efectuarles análisis afectan la representatividad de los resultados.

En este trabajo, los resultados obtenidos mediante el método de Passey *et al.* (1990) y el método de Schmoker y Hester (1983) se calibrarán con los cálculos de materia orgánica obtenidos por LOI (Heiri *et al.*, 2001).

3.2.5 Caracterización de microfracturas naturales (venillas rellenas de calcita tipo *beef*)

La caracterización de las venillas de los 150 m basales de la Fm. Vaca Muerta se realizó mediante tres técnicas: 1) observación directa con lupa binocular, 2) MEB y EDX, e 3) Imágenes de pozo.

1. Observación directa con lupa binocular

En la totalidad de los recortes de perforación se observó la presencia o ausencia de venillas, realizando un conteo de las mismas para reflejar el grado de abundancia en cada profundidad y, a través de fotografías tomadas con la lupa, se determinó su tamaño (espesor), forma, contacto con la marga, crecimiento del relleno, presencia o ausencia de sutura, color del relleno, hábito de los agregados cristalinos del relleno, forma de los cristales individuales, etc.

2. MEB y EDX

Para la caracterización de las venillas mediante estas metodologías se seleccionaron, de los niveles con mayor abundancia, fragmentos de recortes con venillas de importante tamaño o con alguna característica particular como por ejemplo, disseminaciones de pirita. Estas técnicas permitieron realizar

una descripción de mayor detalle de las mismas en términos de morfología, contactos, espesores, hábitos y composición del relleno.

La metodología que se siguió es la misma que la descrita en la sección 3.2.3.

3. *Imágenes de pozo*

Fundamentación

Los registros de imagen son herramientas bajadas con cable en un pozo abierto de petróleo o gas, que miden propiedades físicas en la pared del pozo tales como la conductividad eléctrica, o el tiempo de viaje sónico más la reflectancia acústica, pero se diferencian de otros registros similares ya que la información obtenida es convertida en imágenes con colores de los 360° de la pared del pozo. Conjuntamente, las imágenes dinámicas y estáticas proveen un medio poderoso para interpretar visualmente las características del yacimiento por la expansión de escalas verticales y por la variación de radios de investigación.

La ventaja de las imágenes de pozo es que contienen información de la roca en tres dimensiones, es decir, datos tanto verticales como azimutales en todo el diámetro del pozo. Por lo tanto, es posible interpretar estos datos en más detalle que con los perfiles que producen solamente información asociada a la profundidad. Esta información está compuesta por una colección de mediciones similar a los píxeles para una fotografía, donde la posición de los puntos está vinculada con la profundidad en el eje vertical y con su desplazamiento angular en el eje horizontal.

Las imágenes de pozo pueden proveer información más detallada acerca de la roca y han sido tradicionalmente usadas en estudios de yacimientos para la identificación de estratos deposicionales y la determinación de límites estructurales alrededor del pozo. También pueden identificar cambios en las profundidades de las formaciones, capturar características geológicas tanto planares como no planares, y delinear límites entre las formaciones con una alta precisión. Por otra parte, los perfiles de imagen permiten la observación de eventos de laminación y la interpretación de ambientes depositacionales. Los eventos de porosidad secundaria también pueden ser observados en muchas circunstancias como *vugs*, fracturas naturales y fracturas inducidas por la perforación, las cuales son evidentes en las imágenes de pozo y pueden ser interpretadas adecuadamente por geólogos especializados.

El método para analizar imágenes resistivas depende en primer lugar de las técnicas para reconocer patrones. Por ejemplo, en pozos verticales, los patrones de ondas senoidales son usadas para identificar planos de laminación. Las direcciones verticales o los patrones lineales en la pared del pozo son indicadores de fracturas. Estas características también reflejan cambios bruscos en las resistividades generando los contrastes en la imagen, que pueden ser indicadores de heterogeneidades a pequeña escala.

Las estructuras planares, tales como fracturas que cruzan al pozo circular, producen la clásica figura sinuosa. Cuando la fractura tiene una superficie curva se refleja una figura distorsionada que comúnmente es referida como “fractura en pétalo” (como los pétalos de una flor). Las fracturas en pétalo son inducidas por la perforación y típicamente ocurren en serie. Otro tipo de fractura inducida es la

conocida como *break out*, que ocurren en la zona de mayor debilidad (N-S) y se generan al aumentar la densidad del lodo de perforación para sostener el pozo. Las fracturas abiertas están rellenas con lodo conductivo, por lo que en las herramientas de imagen se ven de color oscuro. Las fracturas mineralizadas pueden estar rellenas de calcita, cuarzo o dolomita, todos minerales resistivos. Estas fracturas se conocen como selladas (*healed*) y por lo general su traza es invisible y lo que se observa es un halo artificial dentro de un plano de fractura. Una alta resolución de la herramienta es particularmente factible en fracturas cerradas o resistivas. Las fracturas parcialmente conductivas se distinguen como sinusoides sin cierre.

En este trabajo, las imágenes de pozo se utilizaron para observar si existe una correlación entre la cuantificación de las venillas rellenas con calcita realizada mediante la lupa y las identificadas por esta herramienta. Para esto, es importante en primer lugar contraponer las imágenes de pozo con la respuesta del perfil sísmico y verificar si éste refleja un intervalo de menor velocidad como respuesta a fracturas abiertas. Sin embargo, es necesario hacer una distinción sobre la resolución de las herramientas, que es de 0,2 pulgadas de resolución vertical en los perfiles de imagen, por lo que debería existir una zona fracturada con la potencia suficiente para que el perfil acústico pudiera apreciar un cambio. Las microvenillas descritas en los recortes de perforación no superan el milímetro de espesor, por lo que el objetivo del análisis de estos perfiles se basa en distinguir intervalos fracturados para posteriormente verificar si existe correlación entre las diferentes escalas de observación de los mismos.

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En los 150 metros en estudio de los cuatro pozos (Figura 4.1), cuyos intervalos se detallan en la Tabla 4.1, se examinó en primer lugar la información proveniente de los perfiles eléctricos de pozo, de donde se obtuvo la primera agrupación de datos en Ciclos sedimentarios. A continuación se prosiguió a analizar los recortes de perforación en detalle con el fin de reconocer los rasgos litológicos comunes en el intervalo analizado, lo que permitió definir diferentes Litofacies.

En laboratorio se analizó la mineralogía de la roca total y de la fracción arcilla en muestras específicas y representativas, las cuales se discutirán en conjunto con las litofacies. Posteriormente, se determinó el contenido de materia orgánica en la unidad en estudio mediante cálculos a través de perfiles eléctricos. Finalmente, se efectuó la caracterización de las microfracturas naturales, tanto en observación con lupa binocular sobre los recortes de perforación como en las imágenes de pozo.

La totalidad de los datos obtenidos en estas diferentes secciones fueron relacionados al cierre de los resultados de este trabajo, generando intervalos de correlación con propiedades semejantes.

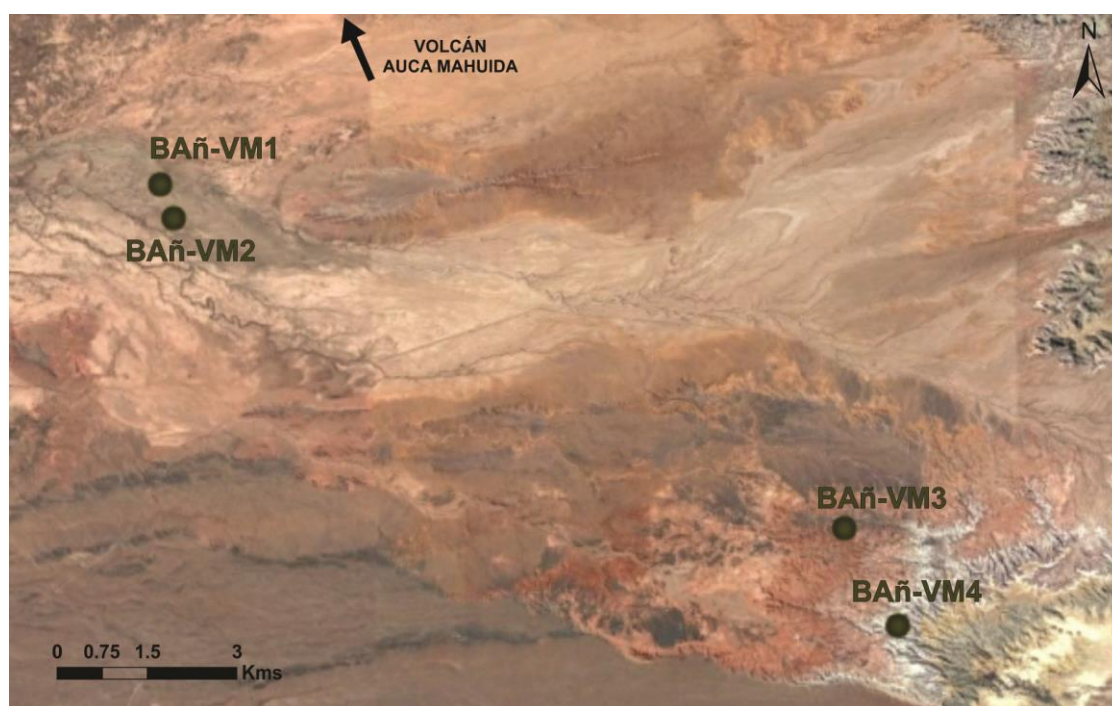


Figura 4.1: Ubicación espacial de los pozos en estudio sobre imagen satelital.

Tabla 4.1: Ubicación de límites formacionales y de profundidades de trabajo en metros bajo boca de pozo (mbbp).

	BAñ-VM1	BAñ-VM2	BAñ-VM3	BAñ-VM4
TOPE Vaca Muerta	2521	2509	2612	2648
TOPE Vaca Muerta - Estudio	2574	2562	2640	2686
BASE Vaca Muerta	2724	2712	2790	2836
TOTAL Vaca Muerta	203	203	178	188

4.1 ANÁLISIS DE PERFILES ELÉCTRICOS Y DEFINICIÓN DE CICLOS SEDIMENTARIOS

En base a las deflexiones observadas en las curvas de Rayos Gamma y Potencial Espontáneo principalmente, se pudieron definir cinco ciclos sedimentarios en el tramo seleccionado de los cuatro pozos en análisis. En la Figura 4.2 se presentan, a modo de ejemplo, dichos intervalos en el pozo BAñ-VM1, mientras que en la Figura 4.3 se observa la alta correlación entre los intervalos señalados en el mismo pozo y aquellos definidos por sísmica en el área vecina de Aguada Federal (Cannigia *et al.*, 2016).

En el primer ciclo sedimentario (CS1) el perfil de Rayos Gamma muestra los valores más altos de todo el espesor analizado, con valores entre 62° y 263° API y un promedio general de 157°. El SP, en cambio, no muestra variaciones de potencial en la mayor parte del intervalo pero muestra una deflexión al tope del mismo. Tiene un espesor variante entre 32 y 37 m, con un promedio de 35 m.

El perfil de densidad oscila en valores con promedio de 2.43 g/cm³ y aumenta en los últimos 10 metros hacia el tope hasta un valor inclusive de 2.65 g/cm³ (promedio 2.6 g/cm³). Los perfiles sónico y neutrón tienen una tendencia creciente en los 10 metros basales y luego se mantienen aproximadamente constantes (valores promedio, SON: 84 µs/ft y NEU: 0.29 v/v).

Se evidencia la presencia de materia orgánica en lutitas por el sónico lento y la baja densidad (ver Tabla 3.1) y los valores más altos del perfil de rayos gamma por la presencia de uranio, en adición a los porcentajes de torio y/o potasio que indican arcillas; esta litología se puede constatar a partir de los altos valores en el perfil neutrónico que reflejaría alta porosidad. Se ubica entre 2724 y 2691 mbbp en el pozo BAñ-VM1, de 2712 a 2680 mbbp en el pozo BAñ-VM2, de 2790 a 2753 mbbp en el BAñ-VM3 y entre 2794 y 2836 mbbp en el pozo BAñ-VM4 (Figura 4.4).

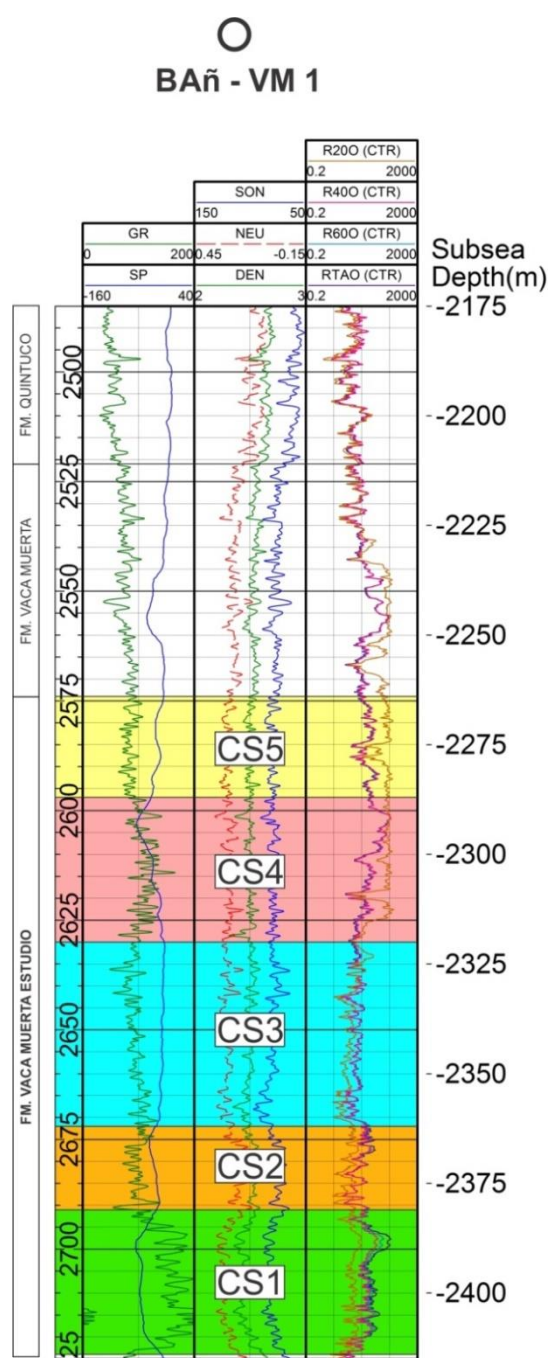


Figura 4.2: Variaciones de los perfiles de Rayos Gamma (GR) y Potencial Espontáneo (SP) en el track 1, y de densidad (DEN), neutrón (NEU) y sónico (SON) en el track 2, en el pozo BAñ-VM1 mostrando los ciclos sedimentarios definidos (CS1 - CS5). A la izquierda: límites formacionales para el pozo mencionado y escala en metros bajo boca de pozo. A la derecha: escala en metros bajo el nivel del mar.

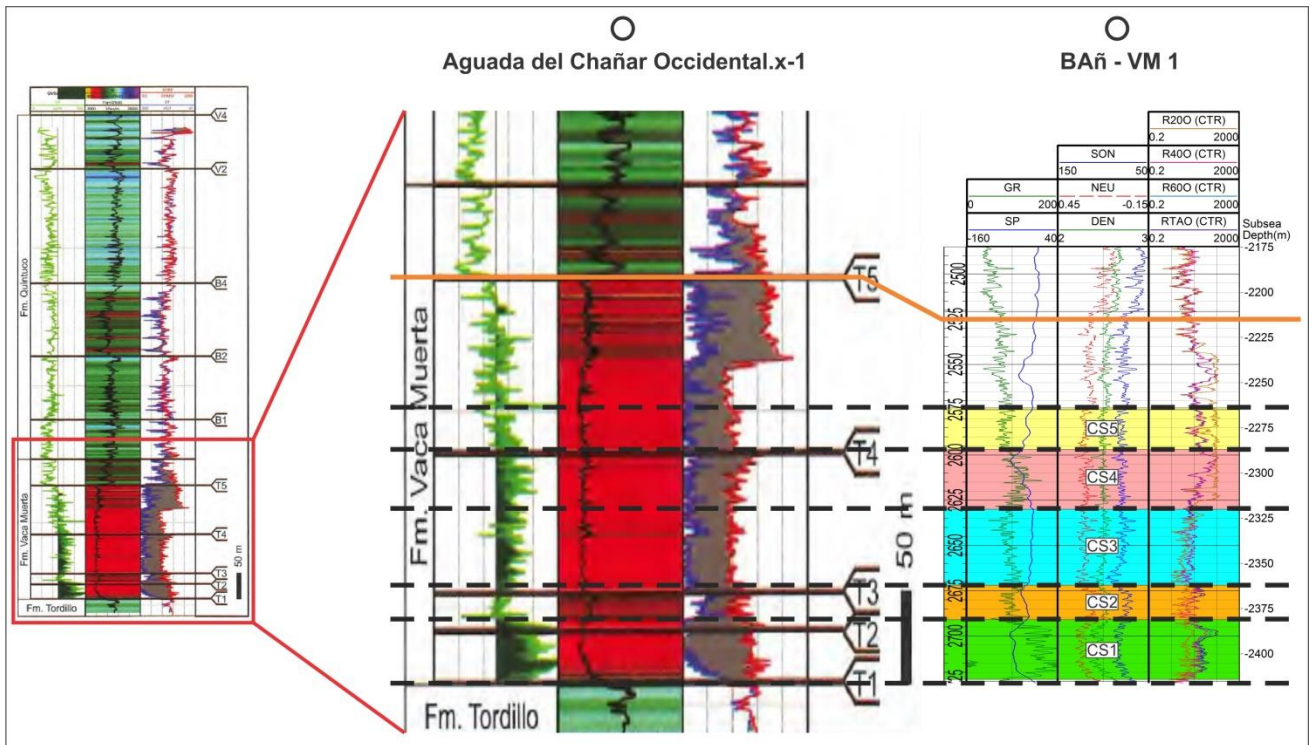


Figura 4.3: Correlación de los ciclos sedimentarios con los definidos para el área vecina de Aguada Federal. En la figura a la izquierda se observa el pozo Aguada del Chañar Occidental.x-1 con las superficies sísmicas interpretadas. La línea naranja representa el tope de la formación Vaca Muerta, la cual presenta aproximadamente 30 metros más de espesor que en el pozo BAñ-VM1.

El ciclo número 2 (CS2) inicia tras un descenso en la curva de Rayos Gamma y un marcado aumento del perfil de SP. El GR tiene un comportamiento muy variable en este intervalo que no supera los 20 metros, oscilando entre valores de 54° a 159° API, con un promedio general de 97° API. El SP culmina con una deflexión leve al tope.

El perfil de densidad aumenta respecto a CS1 con un promedio de 2.52 g/cm³, mientras que tanto el sónico como neutrón disminuyen y se mantienen a lo largo del intervalo en un valor aproximadamente constante (NEU: 0.23 v/v, y SON: 77.46 μs/ft).

Se evidencia una disminución del contenido de arcillas por el descenso en los valores del GR y por la disminución observada en el neutrónico. Al tope de este ciclo se observa un pequeño paquete inicial resistivo que coincide con un leve aumento de porosidad reflejado por el SP, lo que podría estar relacionado a presencia de fluidos. La densidad mayor coincide con contenidos más clásticos o incluso calcáreos, el SP denota baja permeabilidad y el sónico por su parte indica menores tiempos de tránsito.

El paquete final al tope (5 metros) es diferente, con mayores resistividades, porosidad (por mayores valores en el neutrónico), valores de GR y mayores tiempos de tránsito (Δt), junto con una disminución en la densidad, todos indicadores de arcillas. La litología en este intervalo refleja la presencia de calizas, por las densidades cercanas a 2.71 g/cm³ y por las mayores velocidades del sónico; también responden a la presencia de clásticos duros. En los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2 este ciclo se ubica en los tramos 2691-2672 mbbp y 2680-2661 mbbp respectivamente, mientras que en los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4 se encuentra a mayor profundidad, de 2753 a 2736 mbbp en el BAñ-VM3 y de 2794 a 2776 mbbp en el BAñ-VM4 (Figura 4.4).

El ciclo sedimentario de mayor potencia en los cuatro pozos es el número 3 (**CS3**), el cual varía entre 42 y 54 metros, con un promedio de 50 metros. Éste podría igualmente dividirse en dos, aproximadamente a la mitad del intervalo. El perfil de GR, en la mitad inferior, presenta un patrón marcadamente ascendente con valores de hasta aproximadamente 130° API, mientras que en la mitad superior se torna descendente (alcanza valores de hasta 50° API), si bien considerando todo el intervalo los grados API del perfil de Rayos Gamma oscilan entre 94° y 103°, con un promedio general de 100°. El SP tiene un patrón relativamente homogéneo, sin presentar deflexiones considerables.

Los tres perfiles de porosidad presentan también un cambio a lo largo del intervalo, casi coincidente con los cambios detectados en el GR. En la mitad inferior, el perfil de densidad tiene un patrón ascendente hacia el tope, hasta valores de 2.6 g/cm³, mientras que el neutrónico y el sónico son descendentes. En la mitad superior el perfil de densidad baja hasta un valor promedio de 2.4 g/cm³, mientras que los otros dos perfiles aumentan, manteniéndose los tres aproximadamente constantes hasta el final del ciclo.

Se asume de esta manera una litología más arcillosa en la mitad inferior y más calcárea, resistiva y de baja permeabilidad en el intervalo superior. Se ubica entre 2672 y 2630 mbbp en el pozo BAñ-VM1, de 2661 a 2608 mbbp en el pozo BAñ-VM2, de 2736 a 2686 a mbbp en el BAñ-VM3 y entre 2776-2721 mbbp en el pozo BAñ-VM4 (Figura 4.4).

El ciclo número 4 (**CS4**) inicia tras el primer valor que marca un aumento de la media registrada en el perfil GR de CS3. En este segmento el GR no es tan homogéneo, sino que los valores incrementan en la mitad inferior del intervalo y vuelven a decrecer hacia el final del mismo. A su vez presenta grados más altos, variando entre 98 y 117° API, con un promedio de 106°. Por su parte, el SP no presenta diferenciales de potencial en general, registrando en cambio en todos los pozos una marcada deflexión en la parte superior del intervalo.

Los perfiles de densidad, neutrón y sónico se mantienen aproximadamente constantes; el perfil neutrónico promediando los 0.26 v/v, el de densidad entre 2.44 y 2.53 g/cm³ y el sónico en 83 μs/ft. Al tope de este ciclo los tres perfiles marcan una variación significativa, con un aumento en los perfiles de neutrón y sónico y un descenso del de densidad (hasta 2.35 – 2.4 g/cm³).

El intervalo corresponde a arcillas, con cantidades variables de carbonato de calcio y bajo contenido de materia orgánica (reflejado en el incremento de los valores de densidad y de las velocidades de tránsito), que culmina con un pequeño paquete poroso y de baja velocidad y densidad, que podría deberse a un mayor contenido clástico o a la presencia de fracturas. La potencia del mismo varía entre 16 y 33 metros, con un promedio de 25 m, y se ubica entre 2630 y 2597 mbbp en el pozo BAñ-VM1, de 2608 a 2588 mbbp en el pozo BAñ-VM2, de 2686 a 2669 mbbp en el BAñ-VM3 y entre 2721 y 2700 mbbp en el pozo BAñ-VM4 (Figura 4.4).

NW

SE

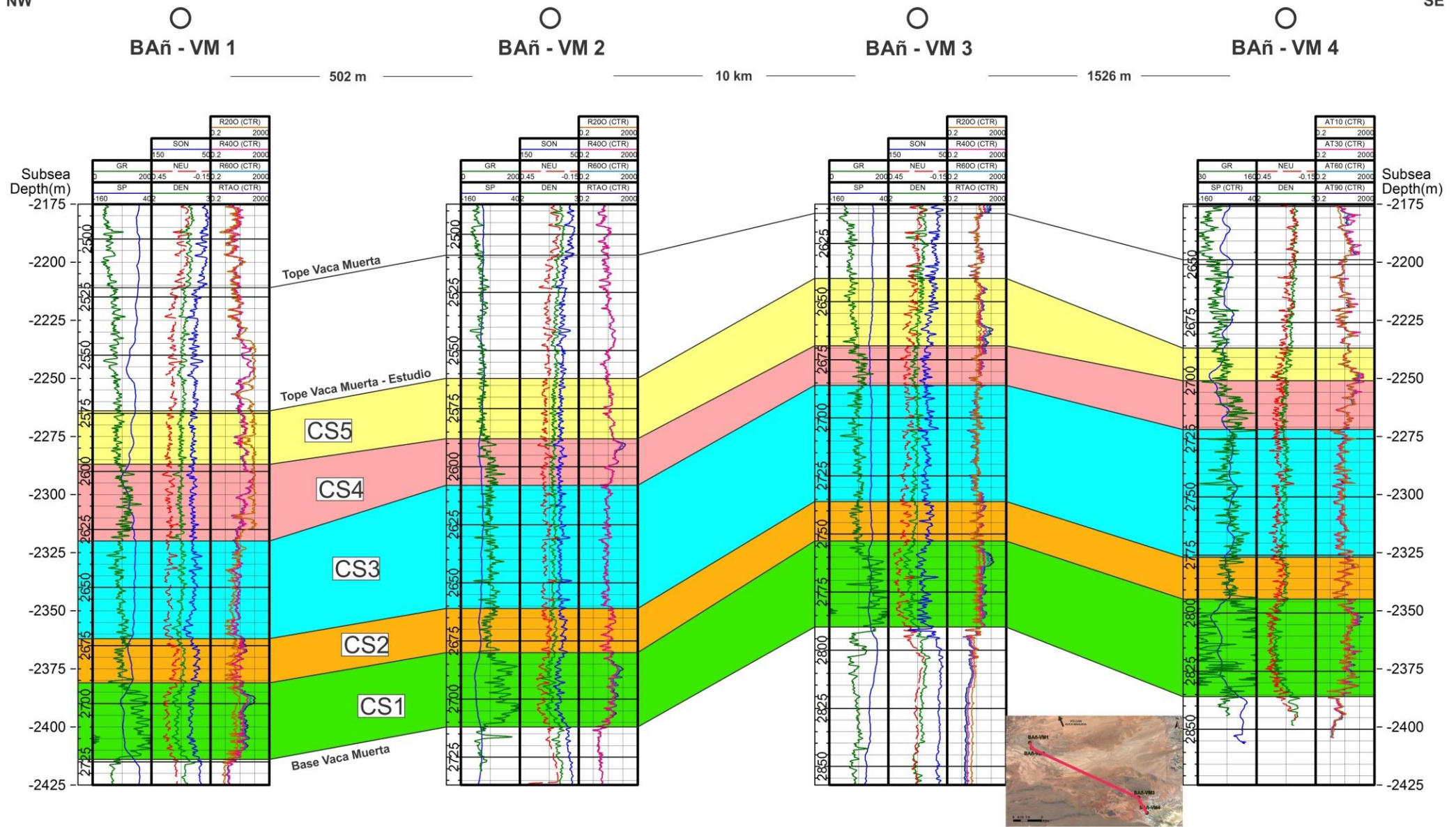


Figura 4.4: Correlación de ciclos sedimentarios definidos según los perfiles eléctricos de Rayos Gamma, Potencial Espontáneo (track 1), Sónico, Neutrónico, Densidad (track 2) y Resistividad (track 3) de los pozos estudiados. Sección transversal NW-SE.

El último ciclo sedimentario, el número 5 (**CS5**), muestra la respuesta del GR más baja observada en todo el perfil analizado y aproximadamente constante en un valor entre 75 y 85° API, a excepción de picos aislados. La curva de SP, por su parte, inicia con una deflexión en la base y hacia el tope no presenta diferencia de potencial considerable. Los perfiles de porosidad no muestran grandes variaciones.

Estos perfiles en conjunto constatan que este intervalo está principalmente constituido por arcillas con poco contenido de materia orgánica, de acuerdo a los valores de GR, y mayor contenido calcáreo y arenoso. Presenta en general un espesor entre 23 y 29 metros, a excepción del pozo BAñ-VM4 donde no supera los 14 metros. En los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2 se ubica en los tramos 2597-2574 mbbp y 2588-2562 mbbp respectivamente, mientras que en los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4 se encuentra a mayor profundidad, de 2669 a 2640 mbbp en BAñ-VM3 y de 2700 a 2686 mbbp en el BAñ-VM4 (Figura 4.4).

Los intervalos definidos poseen una buena correlación en los cuatro pozos analizados (Figura 4.4) y en general mantienen el mismo espesor. En el detalle, los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4, hacia el sector SE de la zona de estudio, muestran un leve aumento de espesor en el CS1; el ciclo sedimentario CS2 es el más constante en espesor en toda la correlación; CS3 y CS4 poseen espesores similares en los últimos tres pozos mientras que en BAñ-VM1, CS3 es menor y CS4 posee un espesor mayor. Finalmente, CS5 muestra un aumento en el pozo BAñ-VM3 y luego una marcada disminución de espesor en BAñ-VM4, que tendría que ver con el límite de estudio de este trabajo (150 m) no descartando que el espesor se mantenga si se considera una zona por encima de éste.

4.2 LITOFACIES DE LA SECCIÓN DE ESTUDIO

Tras el análisis detallado de los recortes de perforación, se pudieron identificar seis litofacies cuyas características se mantienen constantes en los cuatro pozos en estudio. Los colores están definidos según la nomenclatura desarrollada en las Cartas de colores estándares de Munsell.

Litofacies 1 – Litofacies de margas bituminosas color gris oscuro con inclusiones de arena muy finas y trazas de caliza y arenisca arcillosa

La litofacies L1 reúne a “margas bituminosas color gris oscuro a gris medio oscuro (N3 a N4) con inclusiones arenosas muy finas y trazas de caliza y arenisca arcillosa”. Las margas son bituminosas, levemente laminadas, con fractura irregular y en bloque, con moderadas inclusiones arenosas muy finas, moderado a abundante residuo arcilloso, moteado de calcita y micropirita diseminada. Puede presentar trazas de calizas y areniscas arcillosas (Figura 4.5).



Figura 4.5: Margas color gris oscuro con alto contenido de bitumen.

Esta litofacies coincide íntegramente con el ciclo CS1 y parcialmente con el ciclo sedimentario CS2 en todos los pozos (Figuras 4.9 – 4.10). La litología es concordante con lo observado en los perfiles, consistente en margas con alto contenido de materia orgánica con altos valores de rayos gamma y de resistividad, y evidenciada en los recortes de perforación por margas color gris muy oscuro y de aspecto bituminoso. También se pudo observar en lupa en todos los pozos la presencia de inclusiones arenosas de arena muy fina.

Litofacies 2 – Litofacies de margas color gris con calizas (10-20%) y arenisca arcillosa (10%)

La litofacies denominada L2 corresponde a “margas color gris medio a gris medio oscuro (N4 a N5) con calizas y arenisca arcillosa”. Contiene margas bituminosas, levemente laminadas, con fractura irregular y en bloque, con moderado a abundante residuo arcilloso, moteado de calcita y micropirita diseminada. Puede presentar hasta un 10% de calizas y arenisca arcillosa (Figura 4.6).

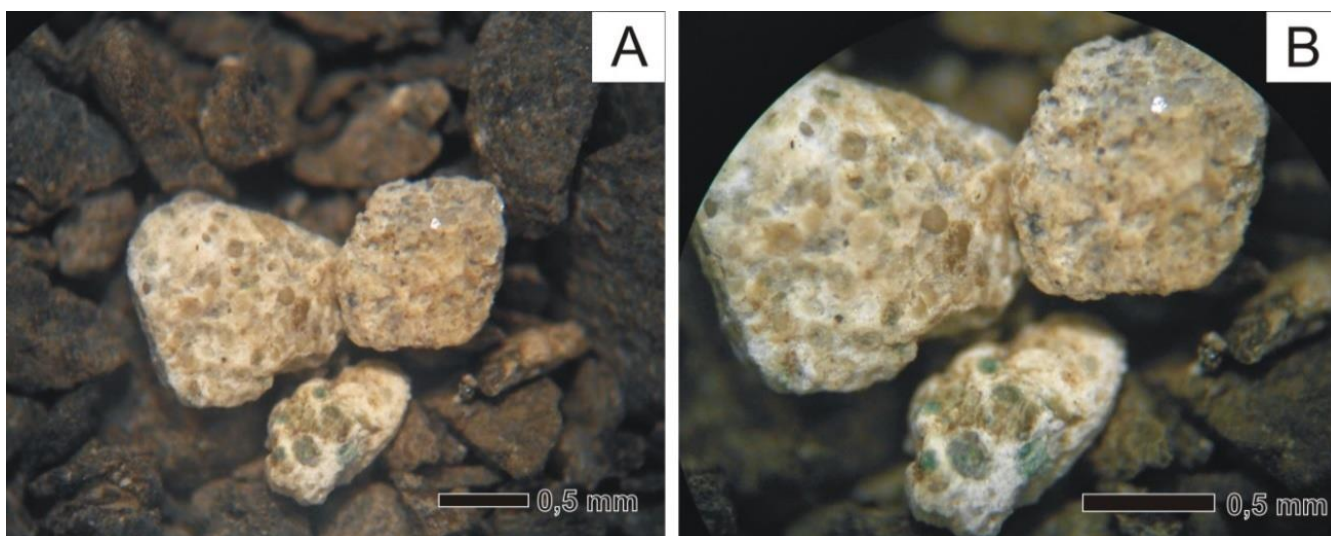


Figura 4.6. Fotos de calizas con líticos verdosos.

En los pozos BAñ-VM1, BAñ-VM2 y BAñ-VM4, esta litofacies se encuentra con espesores no mayores a 10 metros y generalmente se ubican en la mitad inferior de los perfiles, coincidiendo con CS2 y CS3 (Figuras 4.9 – 4.10). Como se mencionó anteriormente, parte del ciclo sedimentario definido por perfiles eléctricos presenta densidades altas coincidentes con la presencia de calcita descrita en esta litofacies, mientras que en CS2 la densidad puede ser incluso mayor, lo que junto con las altas velocidades marcadas por el sónico y las bajas porosidades podrían reforzar la interpretación de alta presencia de calizas.

En el pozo BAñ-VM3, en cambio, la primera aparición de esta litofacies se registra tras los primeros 30 metros del perfil (desde el tope) dentro del campo de CS5, y vuelve a ser descrita en tres oportunidades, incluso en la base donde fue ubicada CS1.

Litofacies 3 – Litofacies de margas color gris con inclusiones arenosas muy finas

Se consideran dentro de la litofacies L3 las “margas color gris medio a gris medio oscuro (N4 a N5) con inclusiones arenosas muy finas”. Las margas son bituminosas, levemente laminadas, con fractura irregular y en bloque, con inclusiones arenosas muy finas, moteado de calcita y micropirita diseminada (Figura 4.7).

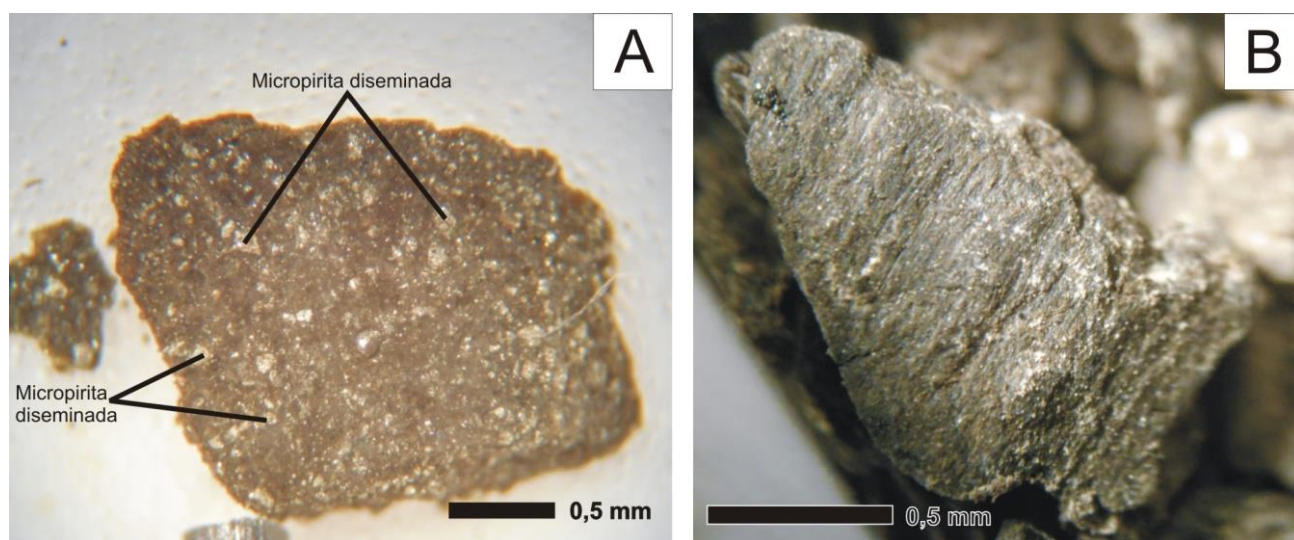


Figura 4.7. A) Marga con micropirita diseminada. B) Laminación paralela muy fina.

Se presenta en pequeños paquetes no mayores a 20 m (en general son de 10 metros) y puede encontrarse en todos los ciclos sedimentarios a excepción del CS5, aunque en todos los pozos forma parte de CS3, el cual, como se analizó en la sección 4.1, poseía dos sub-intervalos: un inferior con una litología arcillosa, de menor densidad y mayores porosidad y velocidades, y uno superior donde se infiere un mayor contenido calcáreo (Figuras 4.9 – 4.10).

Litofacies 4 – Litofacies de margas color gris con hasta 5% de calizas

La litofacies L4 concentra a aquellas “margas color gris medio oscuro a gris oscuro (N4 a N3) con calizas”. Las margas son moderadamente bituminosas, levemente laminadas, con fractura irregular y en bloque, con moteado de calcita y micropirita diseminada. Se observa en general fuertemente fracturada. Puede presentar hasta un 2% de calizas con líticas verdosos (Figura 4.7).

En la totalidad de los pozos estudiados la litofacies L4 se observa por debajo de la litofacies L5, con 10-12 m de espesor en los pozos BAñ-VM2, BAñ-VM3 y BAñ-VM4 y un máximo de 30 m en el pozo BAñ-VM1. Ésta sólo se repite en profundidad en la columna en los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4, ambos posicionados al SE del área de estudio, en una posición intermedia del perfil (Figuras 4.9 – 4.10). En todos los pozos, esta litofacies forma parte del ciclo CS4, aunque solo coinciden en forma total en el pozo BAñ-VM1. Este ciclo identificaba en general paquetes de muy baja porosidad, resistivos, con bajos tiempos de tránsito y densidades relativamente altas, asociados con el contenido calcáreo (Ver tabla densidades).

Litofacies 5 - Litofacies de margas color gris con alto contenido calcáreo

La litofacies siguiente, denominada L5, está constituida por margas color gris medio a gris medio oscuro (N4 a N5), con moderado a alto contenido de carbonato, levemente laminada, irregular y en bloque, con moteado de calcita y micropirita diseminada (Figura 4.8). Puede presentar trazas de arcilita verdosa o calizas con líticas verdosos. En lupa se pudo observar de nula a muy escasa presencia de microfracturas.



Figura 4.8: Foto de marga donde se observa el abundante moteado de calcita.

A modo general se puede expresar que en los cuatro pozos la litofacies L5 se ubica al tope de la sección analizada, variando su potencia entre 8 m en el pozo BAñ-VM3 hasta 30 m en el pozo BAñ-VM4 y no se vuelve a encontrar en el resto del perfil en ninguno de ellos (Figuras 4.9 – 4.10). La litofacies L5 forma parte en todos los casos del ciclo sedimentario CS5. La litología observada en recortes de perforación, conformada principalmente por lutitas de color gris medio, de aspecto más margoso/terroso que bituminoso con alto contenido calcáreo, concuerda con los bajos valores de rayos gamma registrados en este intervalo y las deflexiones del SP.

NW

SE

BAñ - VM 1

BAñ - VM 2

502 m

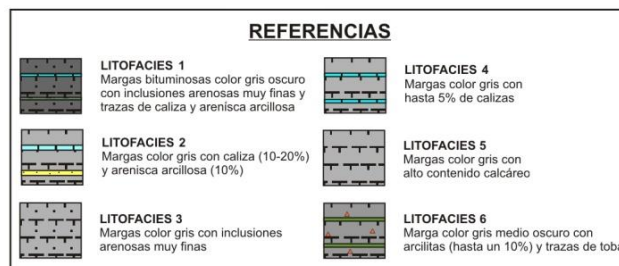
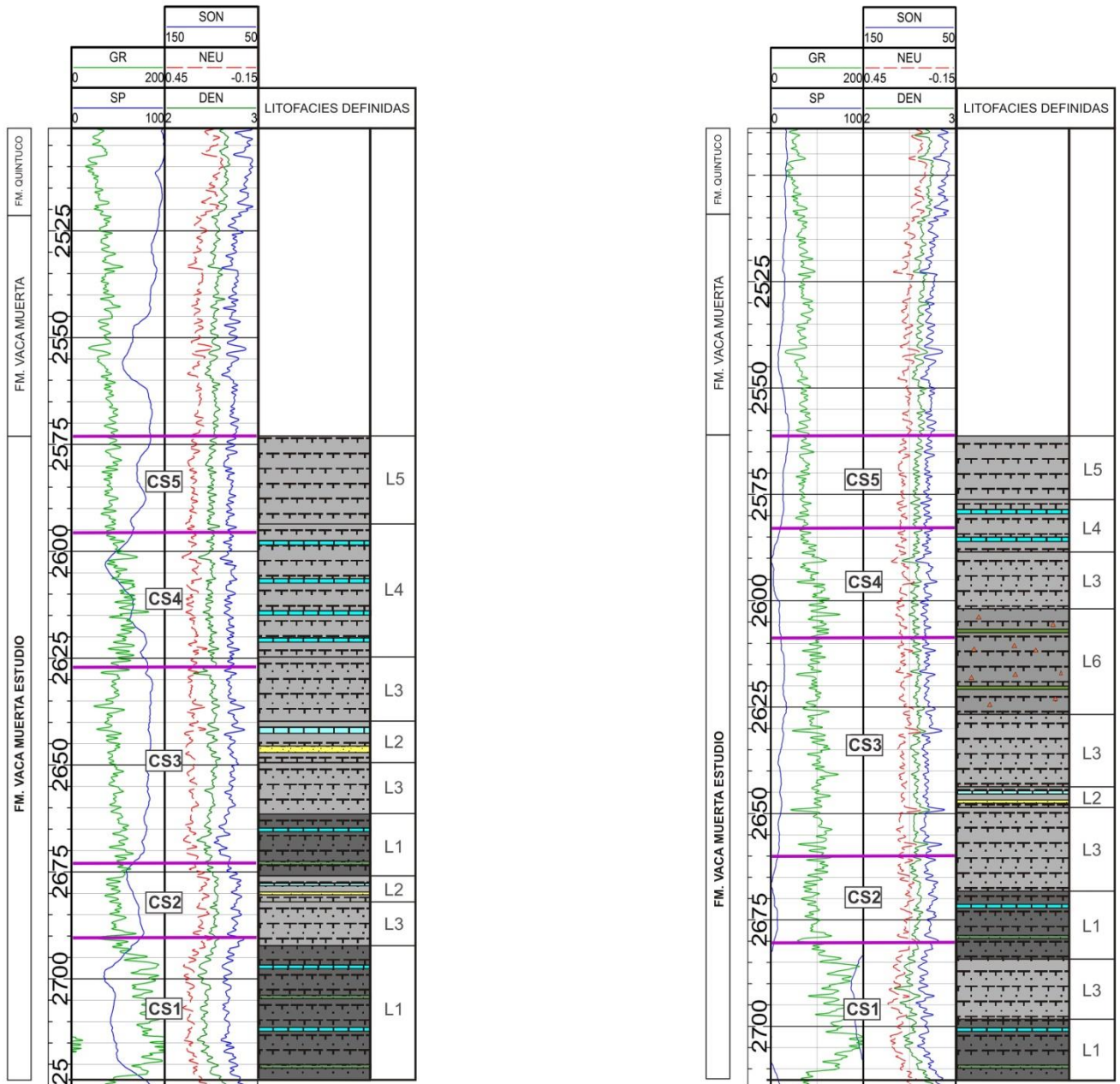


Figura 4.9: Distribución en profundidad de las litofacies definidas en los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2.

NW

○
BAñ - VM 3

1526 m

SE

○
BAñ - VM 4

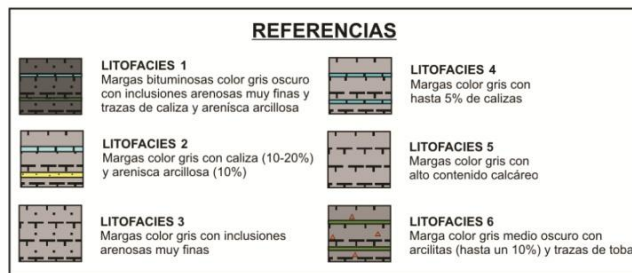
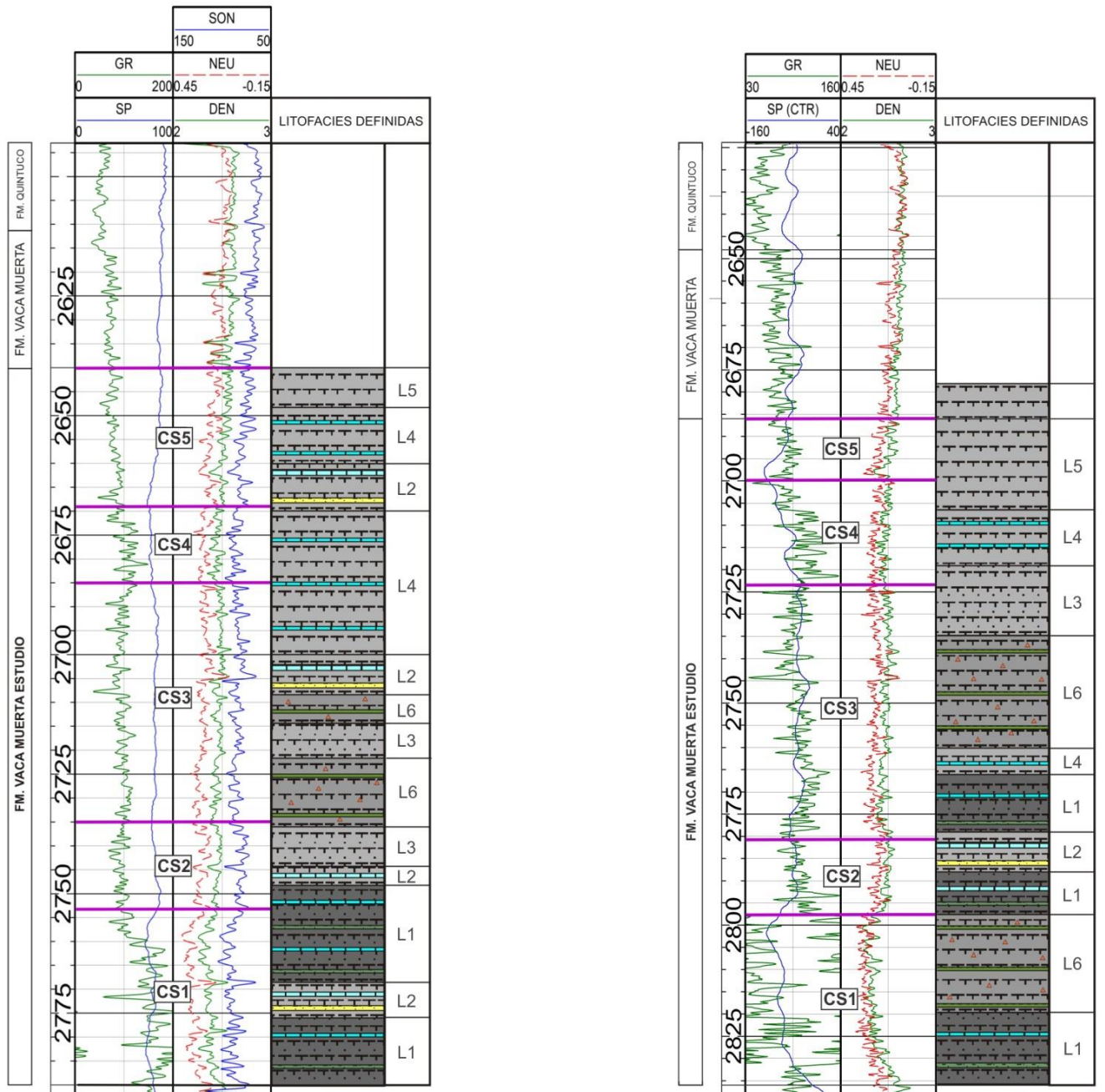


Figura 4.10: Distribución en profundidad de las litofacies definidas en los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4.

Litofacies 6 – Litofacies de margas color gris medio oscuro con arcilitas (hasta 10%) y trazas de toba

Esta litofacies corresponde a margas color gris oscuro (N3), con hasta un 10% de arcilita y tobas en proporciones traza. Se observan margas bituminosas, con fisilidad, fractura irregular y en subbloque, levemente fracturadas. Pueden presentar micropirita diseminada. En algunos casos se reconocen porcentajes muy bajos de calizas (Figura 4.11).

Esta litofacies fue descrita en todos los pozos a excepción del pozo BAñ-VM1. Puede tener un espesor de hasta 25 m y se repite hasta dos veces en la columna en los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4. En los tres pozos forma parte de CS3, y si se repite puede hacerlo dentro de CS1 (Figuras 4.9 – 4.10). El ciclo sedimentario CS3 se encontraba dividido en dos de acuerdo a las respuestas de los cinco perfiles analizados, de lo cual se había asumido una mitad inferior con aumento del contenido arcilloso y una mitad superior más calcárea. La presencia de tobas no queda registrada en la respuesta eléctrica probablemente debido a que se encuentra en proporciones traza.

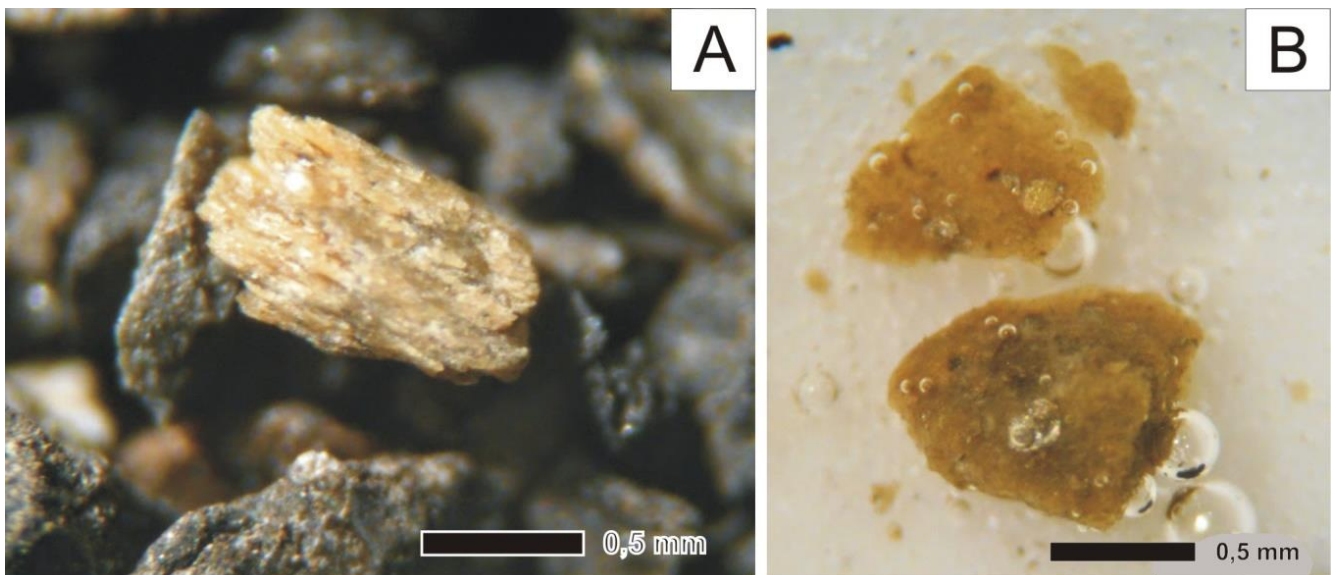


Figura 4.11. A) Trazas de tobas en margas. B) Detalle de partículas de tobas en agua .

4.2.1 Mineralogía de la roca total

Sobre la base de los datos de difracción de rayos X (DRX), la mineralogía de las margas de la Fm. Vaca Muerta está representada mayoritariamente por minerales arcillosos + mica (26–49%), calcita (19–52%) y cuarzo (10–20%) (Tabla 4.2). Como minerales acompañantes se encuentran pirita (3–14%) y feldespatos (< 10%). En algunos casos se advierte la presencia de dolomita en proporciones que no superan el 4%. La asociación mineral es similar en todos los casos (Figuras 4.12 – 4.15) observándose diferencias, en cambio, en la proporción relativa de los minerales identificados.

De acuerdo a la metodología aplicada para la identificación y semicuantificación por DRX, los **minerales arcillosos** se reconocieron en el diagrama de polvo total por su reflexión en 10 Å, 7.1 Å, 4.99 Å y 4.48 Å (Figuras 4.12 – 4.15). Estos se encuentran como componentes principales en la totalidad de las muestras analizadas en los cuatro pozos, si bien no presentan un marcado patrón de comportamiento. Sólo en el pozo BAñ–VM1 se observó una tendencia a disminuir estos componentes con la profundidad.

Otro mineral mayoritario presente en las margas es la **calcita**. La misma se identificó mediante la aparición de las siguientes reflexiones, ordenadas de acuerdo a sus intensidades relativas: 3.03 Å, 2.09 Å, 1.91 Å, 1.87 Å, 2.49 Å, 3.86 Å y 2.29 Å (Figuras 4.12 – 4.15).

Los diagramas de difracción de rayos X muestran la presencia de **cuarzo** en todas las muestras analizadas, con reflexiones de alta intensidad en: 4.26 Å, 3.34 Å, 2.45 Å, 2.28 Å, 2.12 Å y 1.81 Å (Figuras 4.12 – 4.15). En los cuatro pozos analizados se observó un aumento en la proporción de este mineral con la profundidad (Figura 4.25).

Los **feldespatos** ocurren comúnmente en todas las margas en cantidades similares que no superan el 10% y se identificaron mediante DRX por sus reflexiones en: 3.18 Å, 3.24 Å, 4.03 Å, 6.36 Å, 3.76 Å y 3.66 Å (Figuras 4.12 – 4.15).

La **pirita** es otro mineral acompañante que está siempre presente y posee reflexiones en 2.70 Å, 2.42 Å, 2.21 Å, 1.91 Å, 1.63 Å (Figuras 4.11 – 4.14). El contenido de pirita es mayor en la sección inferior de los pozos BAñ–VM3 y BAñ–VM4 y en la sección media del pozo BAñ–VM2.

La **dolomita** se identificó en la sección media e inferior de tres de los cuatro pozos (BAñ–VM1, BAñ–VM2 y BAñ–VM4), estando ausente en el pozo BAñ–VM3. La misma se reconoció por DRX mediante sus reflexiones en: 2.88 Å, 2.19 Å y 1.78 Å (Figuras 4.12 – 4.15).

Se observó una correlación alta entre las proporciones de los componentes mineralógicos de la sección media e inferior de los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2, con una tendencia a aumentar el contenido de calcita con la profundidad (Figura 4.25). En el caso de los pozos BAñ-VM2 y BAñ-VM4, las tres secciones analizadas pueden correlacionarse desde el punto de vista de la semicuantificación mineralógica. En ellos, se advierte un elevado contenido de calcita en la sección superior, que disminuye en la sección media y alcanza un valor intermedio a los dos anteriores en la inferior (Figura 4.25).

Tabla 4.2: Semicuantificación mineralógica de la muestra total de las margas de la Fm Vaca Muerta por DRX y estimación del volumen de arcilla mediante perfil de Rayos Gamma, en valores porcentuales.

POZO	PROF. (m)	MINERALOGÍA TOTAL POR DRX (%)						VOL. ARCILLAS POR GR (%)
		Min. Arc + mica	Calcita	Cuarzo	Pirita	Feldespatos	Dolomita	
BAñ-VM1	2610	49	19	18	7	7	-	57,6
BAñ-VM1	2622	41	28	14	8	8	1	49,8
BAñ-VM1	2650	35	30	17	8	8	2	37,2
BAñ-VM1	2696	26	38	20	8	7	1	-
BAñ-VM2	2590	21	52	13	8	6	-	38,3
BAñ-VM2	2650	43	22	14	12	8	1	48,9
BAñ-VM2	2684	30	38	18	7	5	2	-
BAñ-VM3	2676	43	30	16	5	6	-	60,5
BAñ-VM3	2744	38	43	13	2	4	-	46,7
BAñ-VM3	2772	45	21	18	11	5	-	-
BAñ-VM4	2696	33	50	10	3	4	-	46,5
BAñ-VM4	2747	46	22	15	9	5	3	57,7
BAñ-VM4	2804	30	25	20	14	7	4	-

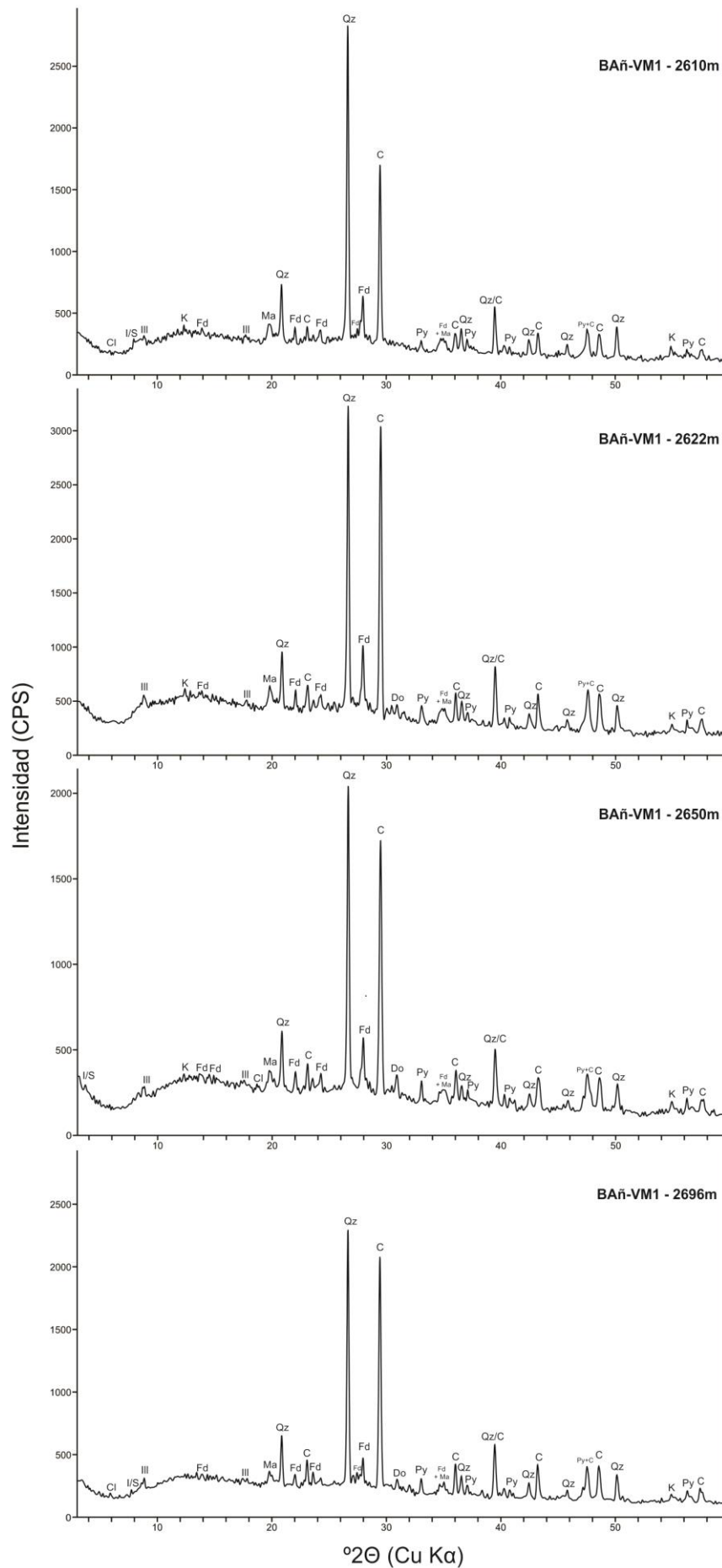


Figura 4.12: Patrones de difracción de rayos X de muestra en polvo total de las margas de la Fm. Vaca Muerta, representativas del pozo BAñ-VM1. Qz: cuarzo, C: calcita, Fd: feldespatos, Ma: minerales arcillosos, Py: pirita, Do: dolomita, Cl: clorita, K: caolinita, Ill: illita, I/S: interestratificado illita/esmectita.

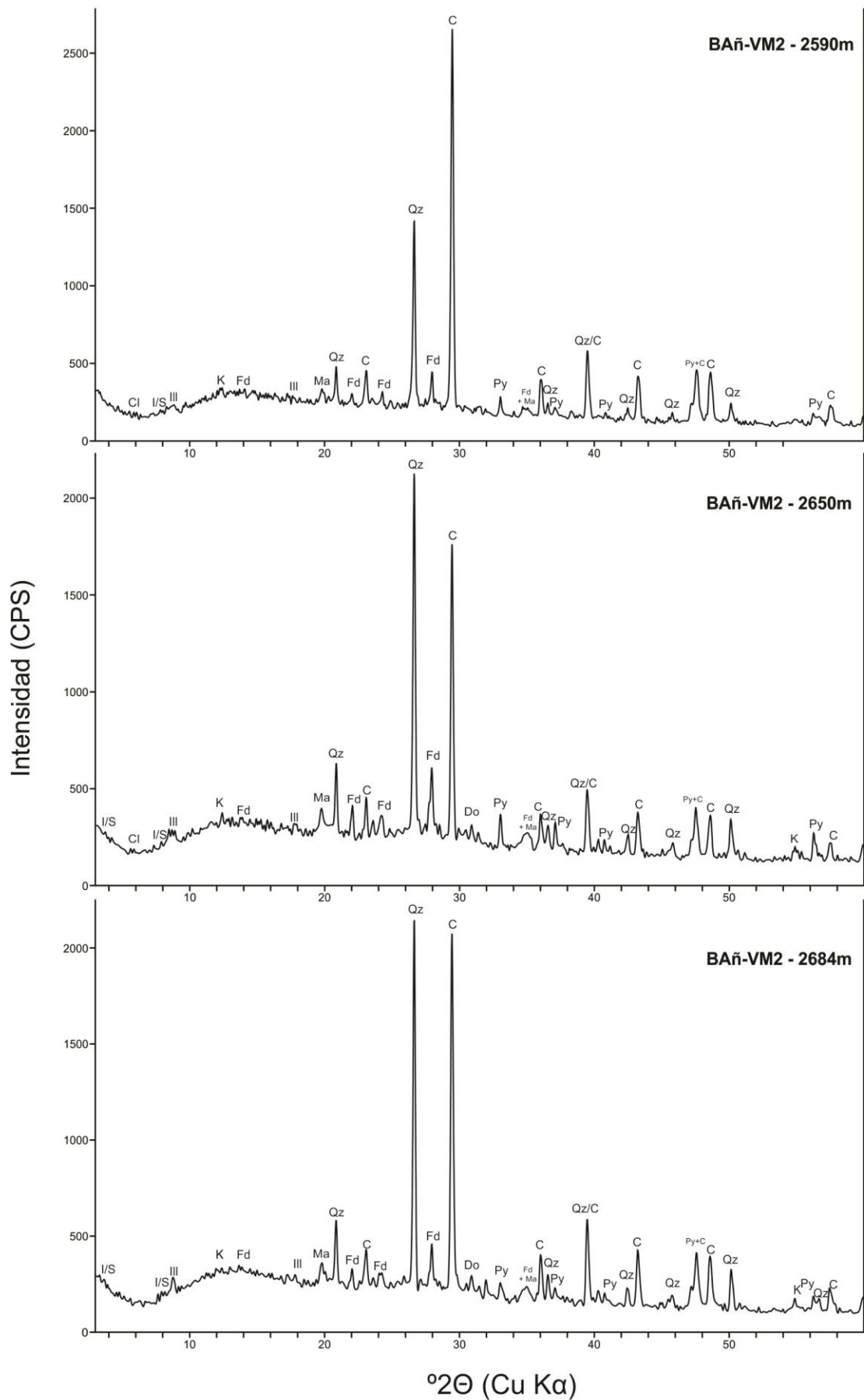


Figura 4.13: Patrones de difracción de rayos X de muestra en polvo total de las margas de la Fm. Vaca Muerta, representativas del pozo BAñ-VM2. Qz: cuarzo, C: calcita, Fd: feldespatos, Ma: minerales arcillosos, Py: pirita, Do: dolomita, Cl: clorita, K: caolinita, Ill: illita, I/S: interstratificado illita/esmectita.

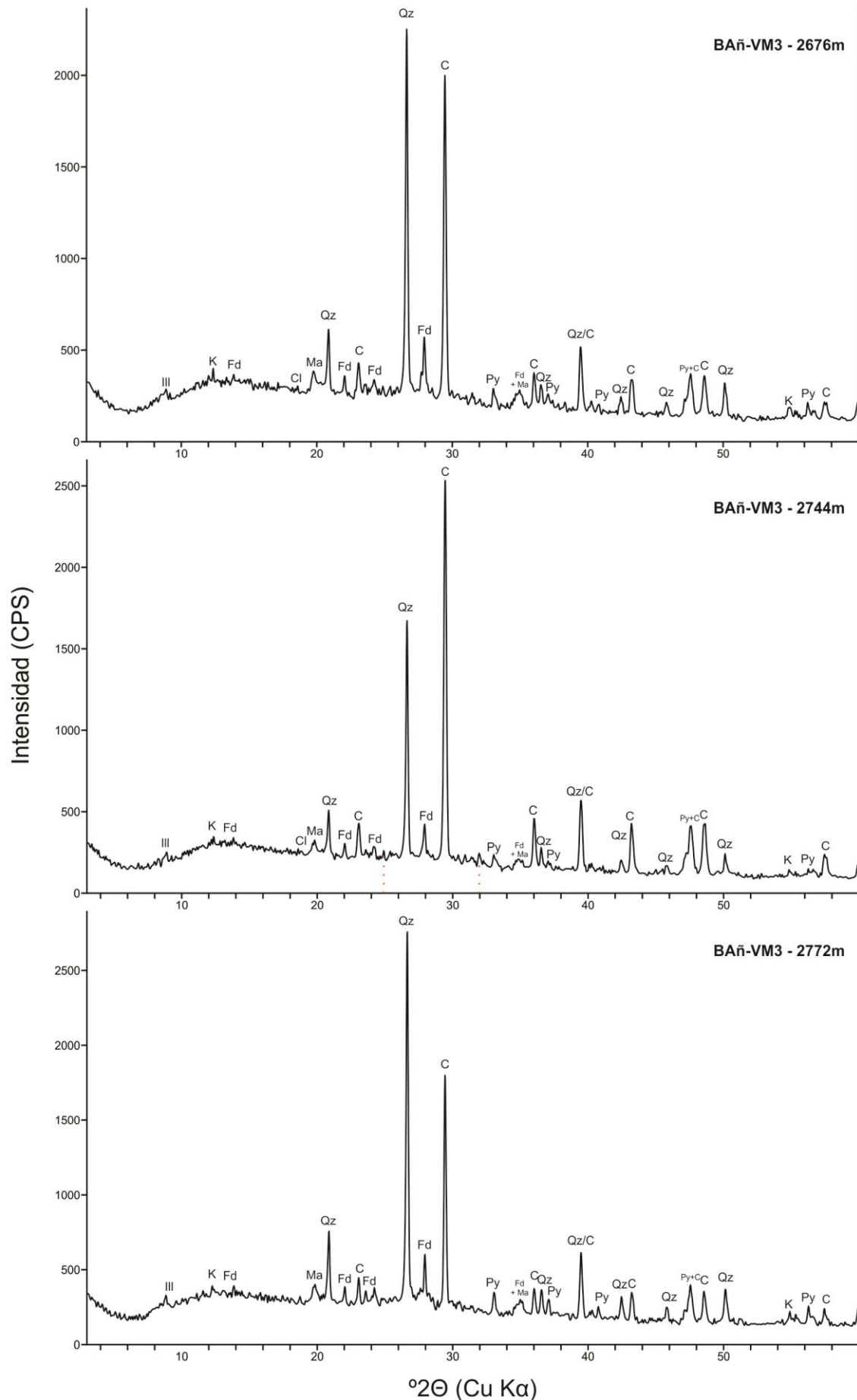


Figura 4.14: Patrones de difracción de rayos X de muestra en polvo total de las margas de la Fm. Vaca Muerta, representativas del pozo BAñ-VM3. Qz: cuarzo, C: calcita, Fd: feldespatos, Ma: minerales arcillosos, Py: pirita, Do: dolomita, Cl: clorita, K: caolinita, Ill: illita, I/S: interstratificado illita/esmectita.

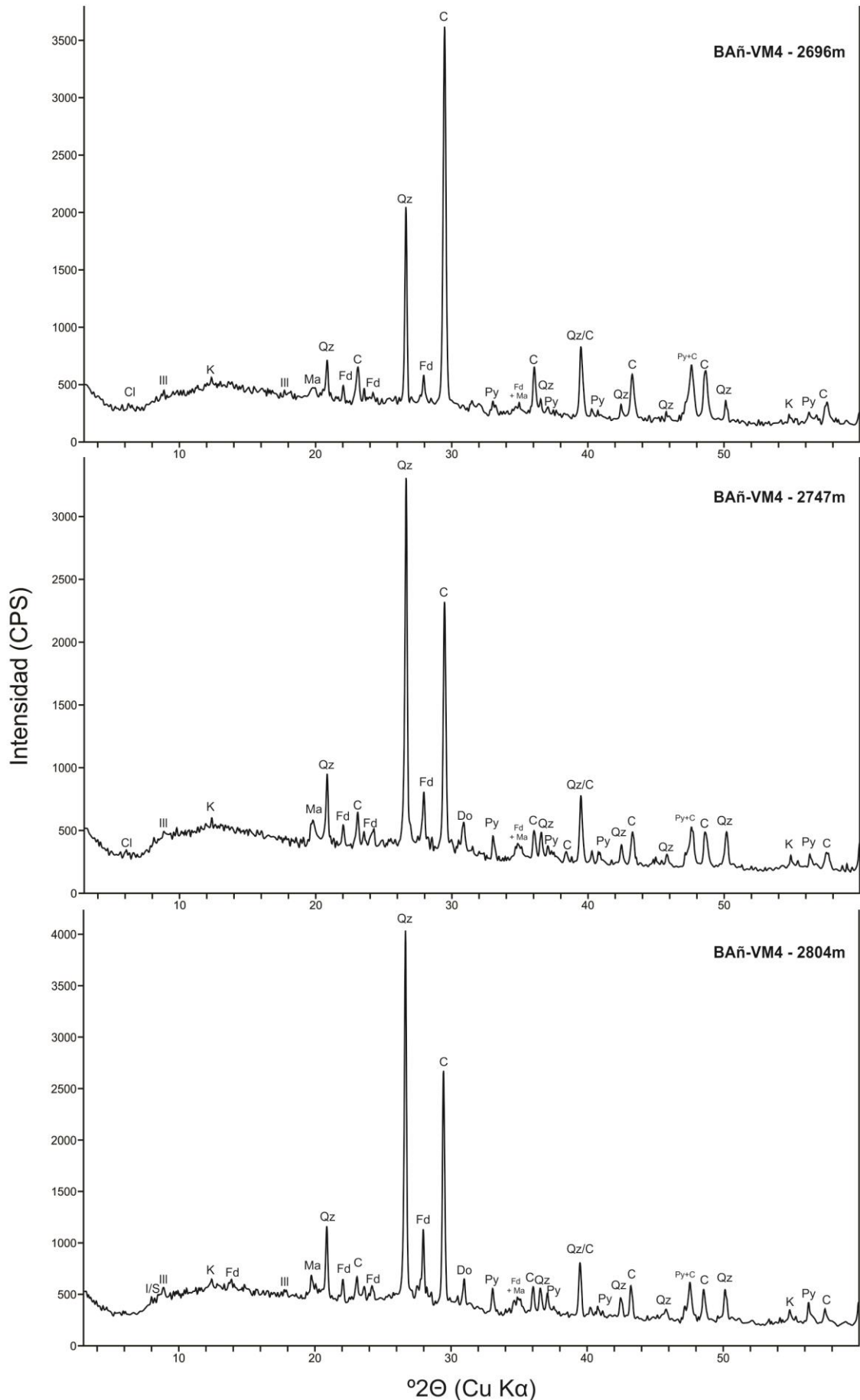


Figura 4.15: Patrones de difracción de rayos X de muestra en polvo total de las margas de la Fm. Vaca Muerta, representativas del pozo BAñ-VM4. Qz: cuarzo, C: calcita, Fd: feldespatos, Ma: minerales arcillosos, Py: pirita, Do: dolomita, Cl: clorita, K: caolinita, Ill: illita, I/S: interestratificado illita/esmectita.

4.2.2 Comparación entre el volumen de arcilla determinado por perfiles de GR y semicuantificación por DRX

El cálculo de volumen de arcillas por Rayos Gamma es una práctica sencilla, útil y muy comúnmente utilizada como indicador, cuyo desarrollo ya fue expuesto en la sección 3.2.1. Los valores mínimos y máximos de la ecuación fueron establecidos dentro de los 150 m de estudio, sin incluir los altos valores basales, pertenecientes a la zona popularmente conocida como “cocina”, debido a la influencia de la materia orgánica en la respuesta del perfil. Por este motivo es que no se efectuó el cálculo en la muestra más profunda de cada pozo, todas ellas pertenecientes a esta sección condensada basal.

Como se ha expuesto previamente, los perfiles de Rayos Gamma responden a isótopos radioactivos, particularmente a aquellos pertenecientes a los grupos del potasio, uranio y torio. Los minerales arcillosos caolinita y clorita no son detectados por esta herramienta ya que carecen de tales elementos en su composición. Por el contrario, la illita (presente en un 70% de la fracción arcilla), el interestratificado illita/esmectita (presente entre un 3% y 10% de la fracción arcilla), y el feldespato potásico, son detectados como “arcilla” por los perfiles de GR debido a la presencia de potasio en estos minerales. Otros componentes como los líticas y detritos carbonosos también pueden contener material radioactivo, los cuales pueden incrementar la respuesta de estos perfiles. Finalmente, las lutitas generadoras de hidrocarburos verían reflejado un aumento en la curva de GR debido al contenido de uranio de la materia orgánica.

En consecuencia, no es inesperada la sobreestimación del volumen de arcilla derivado de los datos de GR en las muestras analizadas con respecto a lo calculado a través de DRX (Tabla 4.2). Otros autores también han observado la escasa correlación que existe entre el volumen de arcilla y el GR en reservorios no convencionales (Ma *et al.*, 2014, 2015, Figura 4.16).

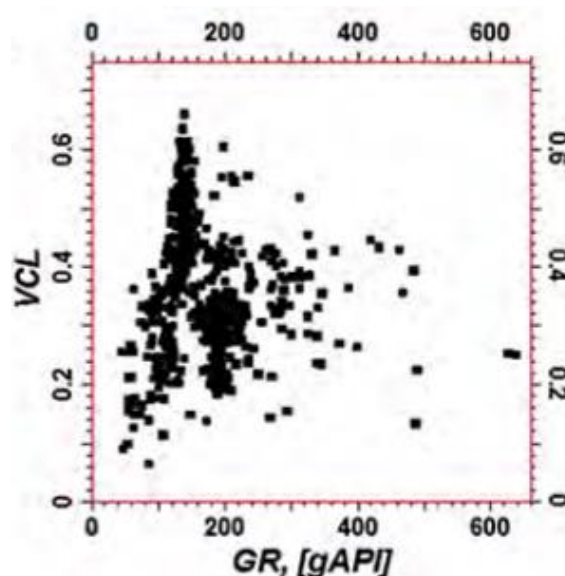


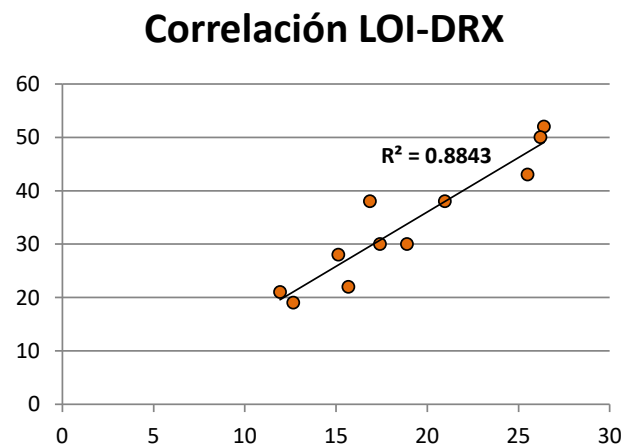
Figura 4.16: Relación entre el Volumen de Arcilla (VCL) y GR de las lutitas de la formación Marcellus. Las variables poseen una correlación débil y negativa (Ma *et al.*, 2014).

4.2.3 Comparación entre el porcentaje de carbonatos determinado por DRX con el determinado por LOI

Otra técnica adoptada en este trabajo para determinar el contenido de carbonatos, como se explicó previamente, fue el método de pérdida por ignición (LOI) según lo resuelto por Heiri *et al.* (2001). De acuerdo a lo planteado por los autores, las trece muestras seleccionadas para análisis de laboratorio se calcinaron en horno mufla a 950° durante un periodo de dos horas. Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Comparación de valores porcentuales de contenido de calcita, entre los obtenidos mediante técnica de LOI y DRX de roca total. A la derecha se observa el diagrama de regresión lineal entre ambos valores y recta que mejor ajusta la nube de puntos para las dos variables.

Nombre pozo - Prof. (m)	LOI (950°C) %	DRX TOTAL (% CALCITA)
BAñ-VM1 - 2610	12.7	19
BAñ-VM1 - 2622	15.1	28
BAñ-VM1 - 2650	18.9	30
BAñ-VM1 - 2696	16.9	38
BAñ-VM2 - 2590	26.4	52
BAñ-VM2 - 2650	15.7	22
BAñ-VM2 - 2684	21.0	38
BAñ-VM3 - 2676	17.4	30
BAñ-VM3 - 2744	25.5	43
BAñ-VM3 - 2772	11.9	21
BAñ-VM4 - 2696	26.2	50
BAñ-VM4 - 2747	16.5	22
BAñ-VM4 - 2804	12.8	25



De la comparación con los valores obtenidos mediante difracción de rayos X se observa que en la totalidad de las muestras la técnica de LOI subestima el contenido de carbonato de las margas de la Fm. Vaca Muerta (Tabla 4.6). No obstante, la correlación entre los valores se observa muy aceptable en base a que la recta de regresión lineal posee un valor de r^2 cercano a 1 ($r^2 = 0,88$). Probablemente, por la elevada proporción de carbonatos en las margas analizadas sería necesario aumentar el tiempo de calcinado en la mufla para observar si, de esta manera, los valores se hacen más cercanos.

4.2.4 Relación entre mineralogía y litofacies

Debido a la dificultad en encontrar relaciones espaciales (en profundidad y lateralmente) entre las proporciones de los componentes mineralógicos de las diferentes secciones y perfiles, o con la respuesta eléctrica de las mismas, se realizó un análisis relacionando esta información con las litofacies identificadas (Tabla 4.4).

Tabla 4.4: Mineralogía y clasificación de las margas analizadas de la Fm. Vaca Muerta, agrupadas de acuerdo a la litofacies que corresponden.

MUESTRAS	LITOFACIES	MINERALOGÍA TOTAL DE LAS MARGAS POR DRX (%)						Clasificación (Gamero-Díaz <i>et al.</i> , 2012)
		Min Arc+ mica	Calcita	Cuarzo	Pirita	Feldespatos	Dolomita	
BAñ-VM4 - 2747m BAñ-VM4 - 2804m	L6	30-46	22-25	15-20	9-14	5-7	3-4	⇒ Fangolita mixta (Fang arcill. mixta) ⇒ Fangolita mixta
BAñ-VM4 - 2696m	L5	33	50	10	3	4	-	⇒ Fangolita carbonática mixta
BAñ-VM1 - 2610m BAñ-VM1 - 2622m BAñ-VM3 - 2676m	L4	41-49	19-30	14-18	5-8	6-8	1	⇒ Fangolita arcillosa mixta ⇒ Fangolita mixta ⇒ Fangolita mixta
BAñ-VM2 - 2590m BAñ-VM3 - 2744m	L3	21-38	43-52	13	2-8	4-6	-	⇒ Fangolita carbonática/arcillosa ⇒ Fangolita carbonática mixta
BAñ-VM1 - 2650m BAñ-VM2 - 2650m BAñ-VM3 - 2772m	L2	35-45	21-30	14-18	8-12	5-8	2	⇒ Fangolita mixta ⇒ Fangolita mixta (Fang arcill. mixta) ⇒ Fangolita mixta
BAñ-VM1 - 2696m BAñ-VM2 - 2684m	L1	26-30	38	18-20	7-8	5-7	1-2	⇒ Fangolita mixta ⇒ Fangolita mixta

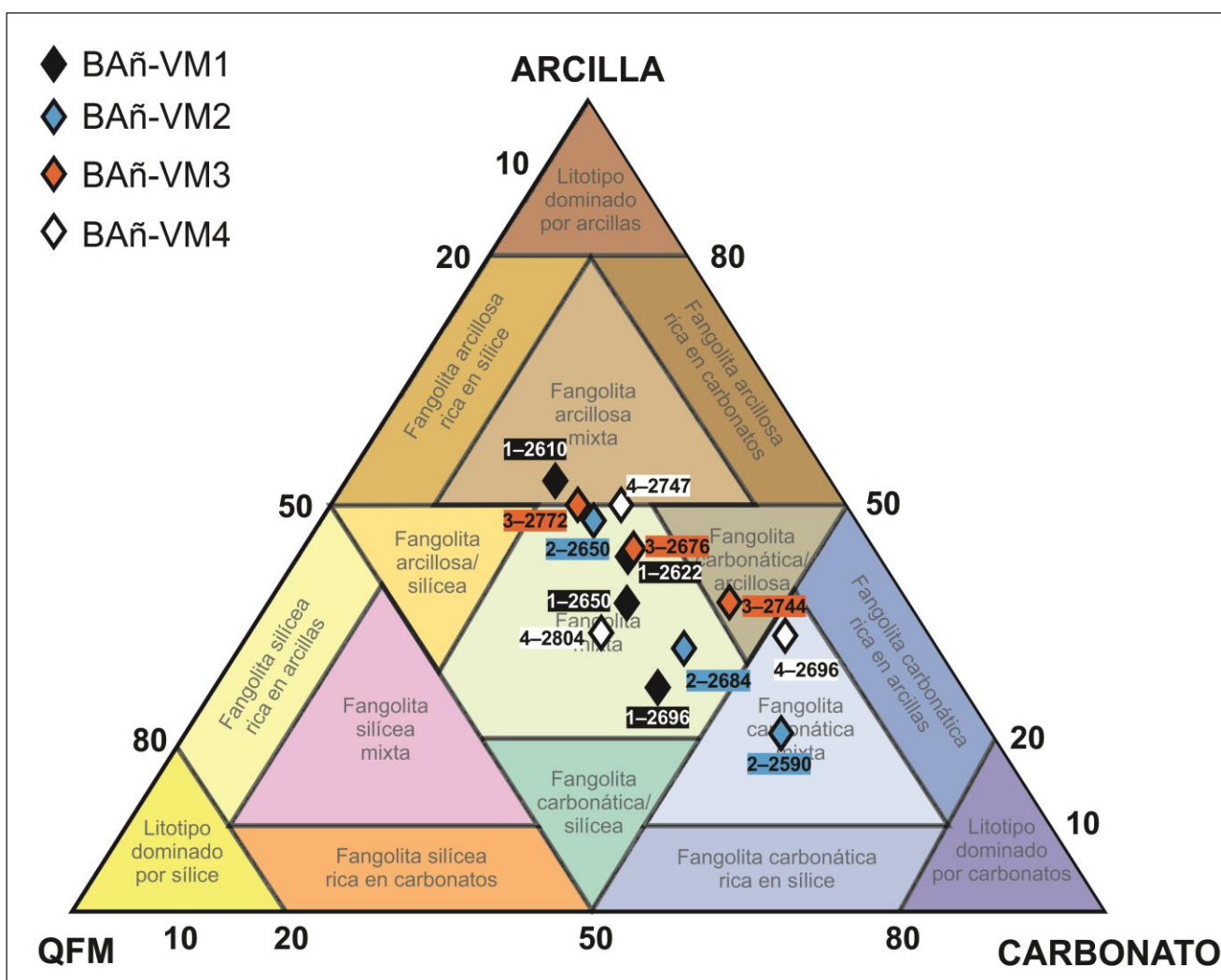


Figura 4.17: Clasificación de las margas analizadas sobre diagrama ternario de Gamero-Díaz *et al.* (2012), en base a los valores obtenidos de DRX. En el vértice de QFM se incluye el contenido de cuarzo, feldespatos y mica, mientras que en CARBONATO se incluye calcita y dolomita. El primer número de la etiqueta de datos refleja el pozo en forma abreviada, y el segundo indica la profundidad de la muestra en metros.

En las margas de la **litofacies L1** (margas bituminosas color gris oscuro con inclusiones de arenas muy finas y trazas de caliza y arenisca arcillosa) el contenido de minerales arcillosos más mica no supera el 30%, contienen calcita en un 38%, el cuarzo no es mayor a 20% y pueden contener feldespatos y pirita hasta un 7-8% (Tabla 4.4). Esta litofacies se encuentra en todos los pozos en la zona de la “cocina” de la Fm. Vaca Muerta donde se produce la mayor concentración de materia orgánica. Este componente, al ser predominantemente amorfo y coloidal, no puede ser cuantificado por Difracción de rayos X, por lo que no forma parte de esta caracterización. Su tratamiento, no obstante, se llevará a cabo en la sección 4.3. De acuerdo a los contenidos de Cuarzo + Feldespatos + Mica, Arcillas y Carbonatos, las dos muestras representativas de esta litofacies se clasifican en Fangolitas mixtas (Figura 4.17).

La **litofacies L2** (margas color gris con caliza entre 10-20% y arenisca arcillosa) posee margas con un alto porcentaje de minerales arcillosos más mica (35-45%) y proporciones variables de calcita (21-30%) y cuarzo (14-18%). Puede presentar pirita hasta un 12%, feldespatos hasta un 8% y un 2% de dolomita (Tabla 4.4). Las tres muestras seleccionadas para DRX que representan esta litofacies fueron clasificadas como Fangolitas mixtas a Fangolitas arcillosas mixtas (Figura 4.17).

En la **litofacies L3** (margas color gris con inclusiones arenosas muy finas) predomina el contenido de calcita en las margas analizadas (43-52%), le siguen los minerales arcillosos + mica (21-38%) y cuarzo hasta un 13% (Tabla 4.4). Pueden presentar cantidades variables de pirita y feldespatos y no se cuantificó dolomita. Estas muestras fueron clasificadas como Fangolitas carbonática/arcillosas a Fangolitas carbonáticas mixtas (Figura 4.17).

Las margas de la **litofacies L4** (margas color gris con hasta 5% de caliza) son las que poseen mayor contenido de minerales arcillosos + mica (41-49%), seguido por un porcentaje de calcita que varía entre 19-30%, cuarzo entre 14-18%, pirita y feldespatos que no superan el 8% y hasta 1% de dolomita. Estas muestras se clasifican en Fangolitas mixtas y Fangolitas arcillosas mixtas de acuerdo a la relación entre el contenido de arcilla, carbonato y cuarzo + feldespatos (Gamero-Díaz *et al.*, 2012) (Figura 4.17 y Tabla 4.4).

En la Figura 4.18 se puede observar la microfábrica de estas fangolitas en el SEM. En general, poseen una fábrica arcillosa relativamente homogénea, cerrada y maciza, con predominio de contactos cara-cara de los minerales arcillosos (Figura 4.18 A y B).

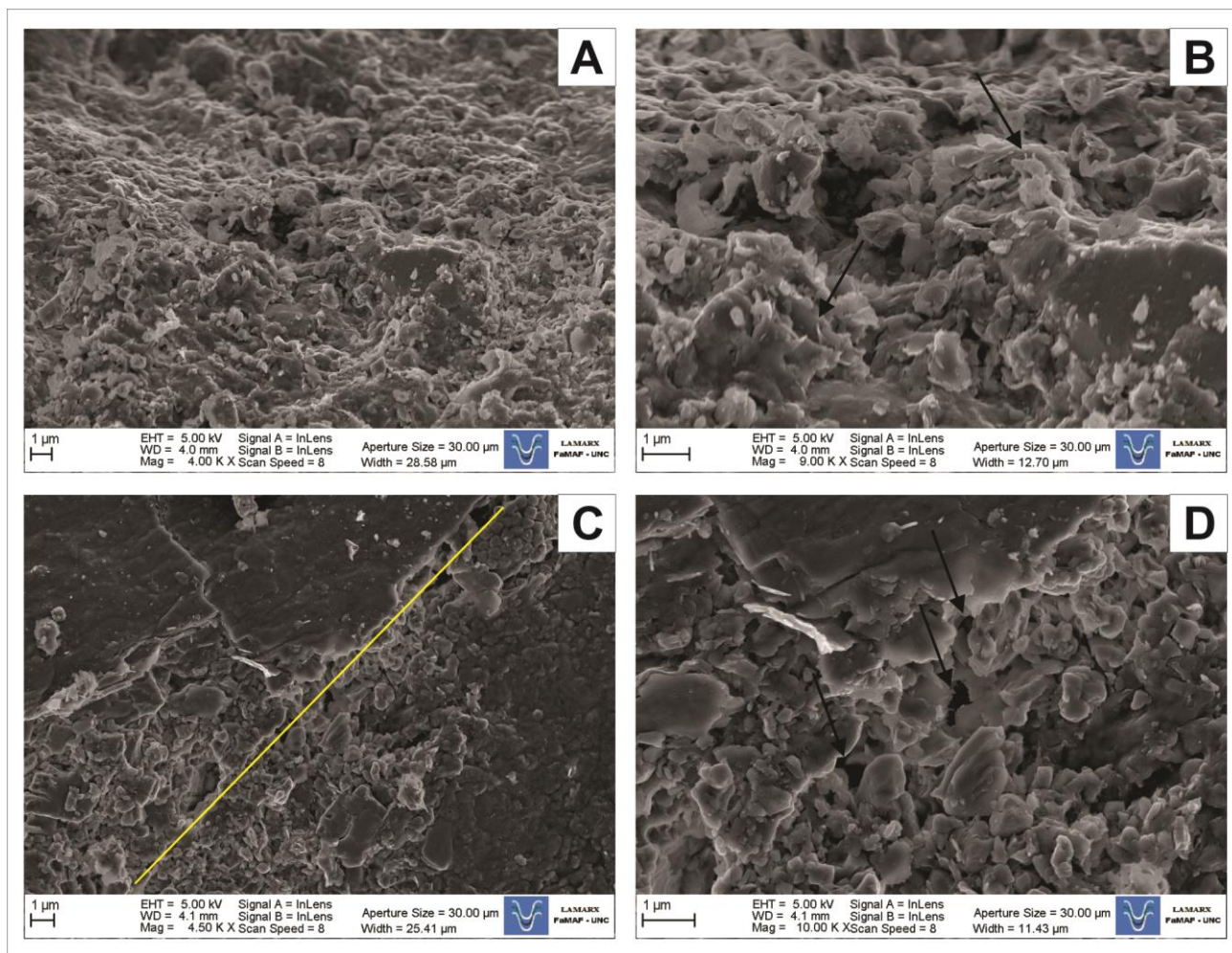


Figura 4.18: **A)** Vista general de la microfábrica de las margas, con textura cerrada y disposición de los minerales arcillosos paralelos a la cara de mayor superficie (001), BAñ-VM1-2610. **B)** Detalle de la foto A, continúa la misma disposición, se observa detalle de la morfología de las hojas del argilomineral con los bordes desflecados de la illita (flechas). **C)** Borde de una microfractura señalado con la línea amarilla, disposición cara-cara del mineral arcilloso, BAñ-VM1-2610. **D)** Detalle de C, las flechas señalan el espacio poral del borde de la microfractura.

En la Figura 4.19 se observa una fábrica constituida principalmente por partículas de illita con forma pseudorectangular, bordes subhedrales y disposición cara-cara.

En las margas de las **litofacies L5** (margas color gris con alto contenido calcáreo) prevalece el contenido de calcita con un 50%, contiene hasta un 30% de minerales arcillosos + mica, 10 % de cuarzo, 3% de pirita y 4% de feldespatos. Estas muestras se clasifican como Fangolitas carbonáticas mixtas (Gamero-Díaz *et al.*, 2012) (Figura 4.17 y Tabla 4.4).

En el SEM, el carbonato de calcio se observó como cubierta de los componentes de la roca, con textura de aspecto rugoso y diseño “cerebeloso” (Figura 4.20).

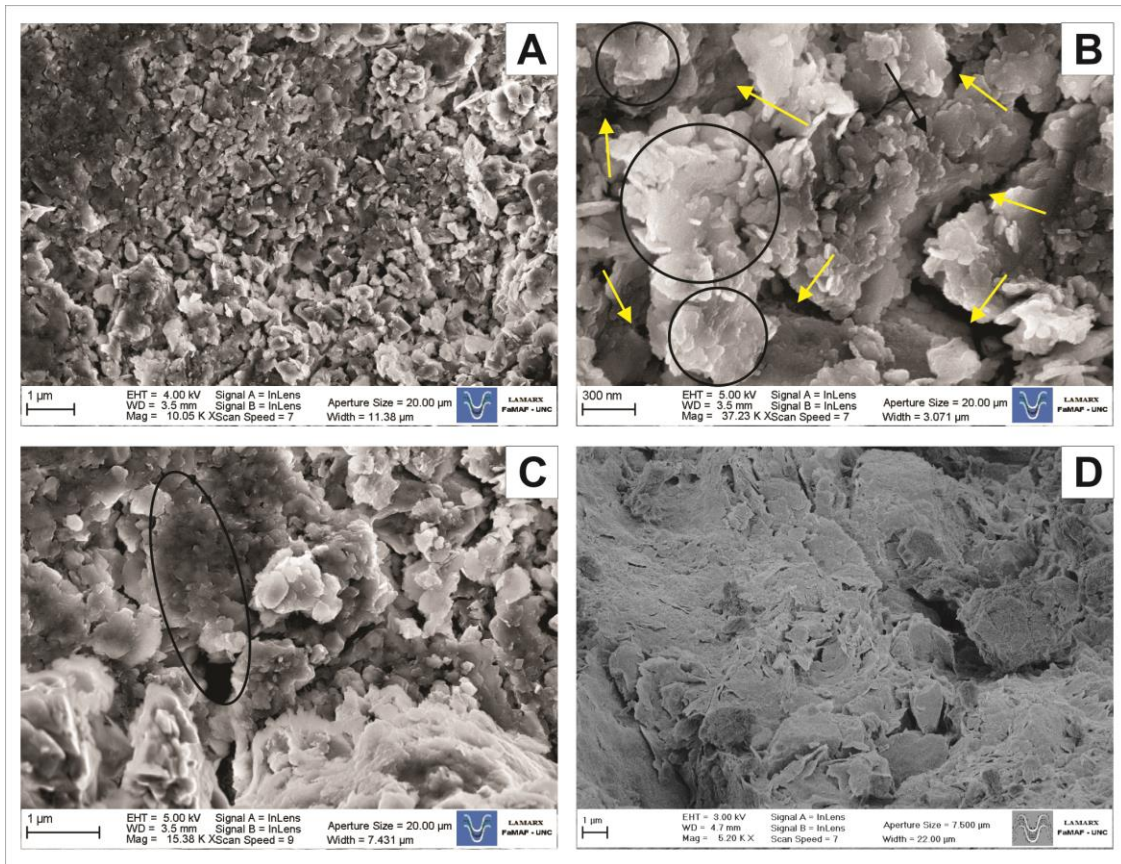


Figura 4.19: A) Vista general de la fábrica de la margita constituida principalmente por illita con disposición cara-cara, BAñ-VM1-2696. B) Illita conformando dominios de partículas con apilamiento regular, de 3 x 2 µm entre los cuales se reconocen espacios porales irregulares (flechas amarillas) (Bennet *et al.*, 1991), BAñ-VM1-2696. C) Partículas de illita de tamaño menor a 1 µm formando dominios del tipo escalonado (Bennet *et al.*, 1991), BAñ-VM1-2696. D) Agregados de mineral arcilloso de forma cóncava, BAñ-VM1-2696.

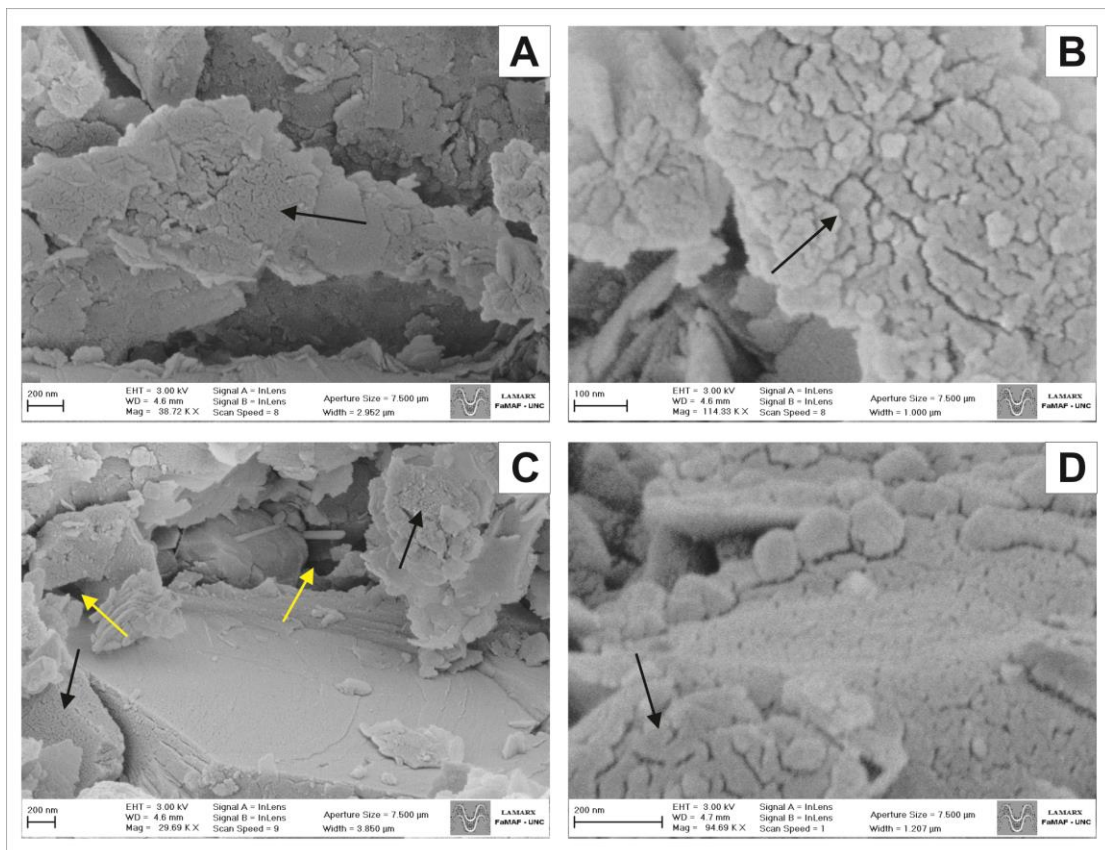


Figura 4.20: A) Calcita sobre las partículas de minerales arcillosos, BAñ-VM1-2622. B) Detalle del carbonato de calcio con diseño “cerebeloso”, BAñ-VM1-2622. C) Espacios porales interpartícula, BAñ-VM1-2622, D) Calcita como parte del relleno de una microfractura, BAñ-VM1-2620. Las flechas negras señalan el carbonato. Las flechas amarillas señalan espacios porales interpartícula.

Las margas de la **litofacies L6** (margas con arcillitas y trazas de tobas) contienen entre un 30-46% de minerales arcillosos + mica, entre 22-25% de calcita, 15-20% de cuarzo y 5-7% de feldespatos. Estas muestras poseen los contenidos más elevados de los minerales acompañantes pirita (9-14%) y dolomita (3-4%). Estos resultados coinciden con los encontrados por Meissinger y Lo Forte (2014) quienes también determinaron la presencia de estos minerales acompañantes en aquellas secuencias de la Fm. Vaca Muerta que poseen intercalaciones de material piroclástico, y los atribuyen a ambos a un origen diagenético. Las margas de esta litofacies se clasifican como Fangolitas mixtas a Fangolitas arcillosas mixtas (Gamero-Díaz *et al.*, 2012) (Figura 4.17 y Tabla 4.4).

A través del uso del SEM, se observó que la pirita se presenta de dos formas: como framboides (Figura 4.21 A, B, C y D) y como cristales euhedrales, autigénicos de hasta 30 μm (Figura 4.21 E-F y Figura 4.22). La formación de framboides de pirita autigénica a través de la combinación de iones ferrosos y iones disulfuro generados metabólicamente en ambientes anaeróbicos, es un ejemplo de mecanismo biogénico que produce cambios en la microfábrica de las arcillas (Lynch, 1983). El crecimiento de los framboides produce una reorientación de las partículas de arcilla en áreas específicas del sedimento.

Los framboides individuales están constituidos de sulfuro de hierro y poseen forma esférica (Figura 4.21). La esfericidad se atribuye a un pseudomorfismo de un cuerpo esférico preexistente (i.e. glóbulos orgánicos inmiscibles o relleno de vacuolas gaseosas) (Rickard, 1970). También se ha propuesto un origen bioquímico para la esfericidad de los framboides debido a la actividad de bacterias (Jabor y Mountjoy, 1976).

Los framboides típicos encontrados en lutitas ricas en materia orgánica poseen escamas planas que envuelven a las esferas. La orientación de las partículas adyacentes indica que la esfera (ya sea una burbuja de gas o una colonia de bacterias) creció en un sedimento arcilloso flocculado, suave y fácilmente deformable. Los framboides encontrados en lutitas orgánicas originalmente crecieron en este tipo de sedimentos bajo condiciones reductoras existentes en ellos poco después de su depositación, las cuales favorecieron el crecimiento de bacterias (Bennett *et al.*, 1991). Durante la diagénesis temprana, la difusión del hierro desde los sedimentos orgánicos anóxicos hacia la cavidad bacterial resulta en la precipitación de sulfuro de hierro.

Los nanofósiles calcáreos (placolitos) también se han identificado como parte de los componentes de la microfábrica de las margas de la Fm. Vaca Muerta (Figura 4.21C).

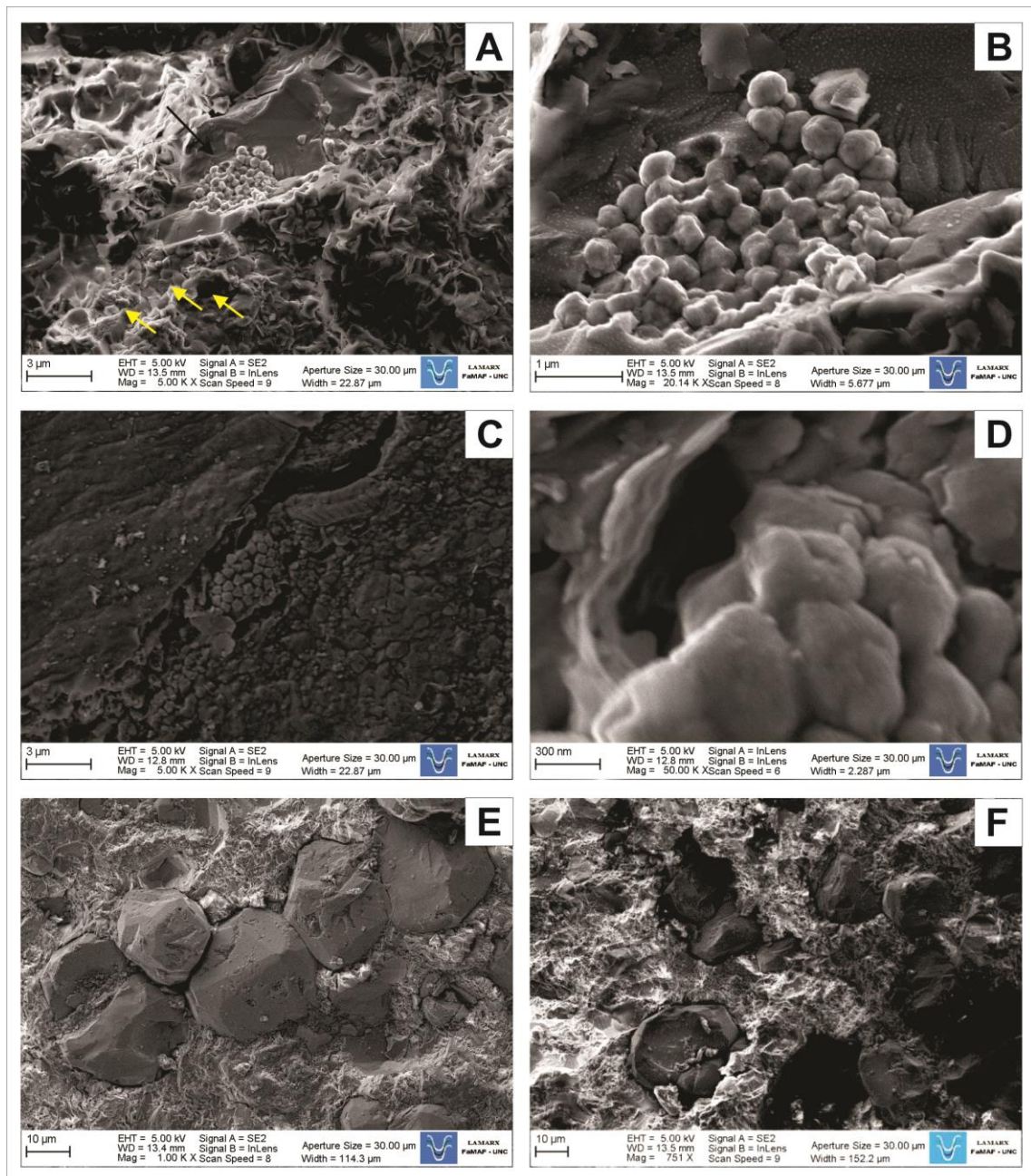
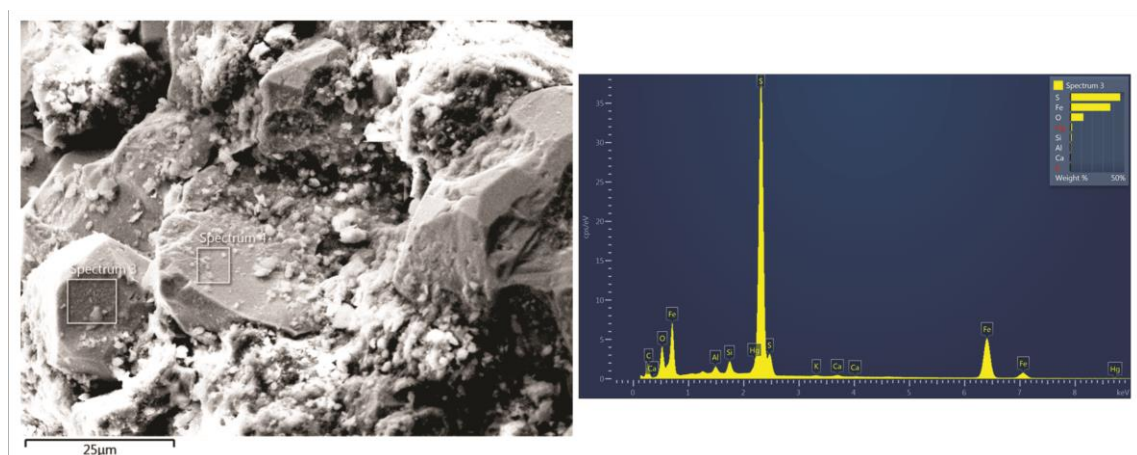


Figura 4.21: **A)** Pirita framboidal sobre fragmento de cuarzo (flecha negra). Se observa cara basal del hábito prismático de cristales de calcita (flechas amarillas), contorneados por láminas de minerales arcillosos con disposición cara-cara, BAñ-VM1-2610, **B)** Detalle de foto A donde se observa el tamaño de los framboides (< 1 μm). **C)** Pirita framboidal en el borde de una microfractura, asociada a un fragmento de placolito (vista proximal), BAñ-VM1-2610. **D)** Detalle de foto C. **E)** y **(F)** Cristales de pirita euhedral, autigénica, diseminada en la roca, con marcas de disolución, BAñ-VM1-2610.



Resumiendo lo observado a través de MEB, las imágenes muestran a fangolitas levemente laminadas y abundante contenido de illita como principal componente de la microfábrica. El carbonato se observó principalmente formando una cubierta sobre los minerales arcillosos. Cuarzo, pirita y fragmentos fósiles calcáreos constituyen la fracción granular más gruesa de estas sedimentitas.

Dos procesos principales habrían estado relacionados con el origen de la microfábrica de las margas de la Fm. Vaca Muerta: físico-químicos y bio-orgánicos (Bennet *et al.*, 1991). La arcilla se depositó en aguas con alta concentración de electrolitos y, por lo tanto, en estado floculado (mecanismo electroquímico). Por otro lado, la presencia de nanofósiles calcáreos y de pirita framboidal en estas fangolitas indicaría que también tuvieron lugar mecanismos bio-orgánicos en la generación de la misma.

4.2.5 Mineralogía de la fracción arcilla

El análisis de la fracción arcilla se realizó en las muestras de los pozos BAñ-VM1, representativo de la zona NW del área de estudio, y en aquellas del pozo BAñ-VM4, representando al sector SE. La fracción arcilla de las margas de la Fm. Vaca Muerta en todas las muestras analizadas está constituida principalmente por Illita (62–75%), seguida en proporción por caolinita + clorita (21–30%) y por último un interestratificado illita/esmectita, ordenado del tipo R1 (3–10%) (Tabla 4.5).

Tabla 4.5: Semicuantificación mineralógica de la fracción arcilla de las margas de la Fm. Vaca Muerta.

		MINERALOGÍA DE LA FRACCIÓN ARCILLA POR DRX (%)		
POZO	PROF. (m)	Illita	Caolinita + Clorita	IE I/S - R1
BAñ-VM1	2622	67	28	5
BAñ-VM1	2650	66	31	3
BAñ-VM1	2696	69	21	10
BAñ-VM4	2696	63	34	3
BAñ-VM4	2747	62	30	8
BAñ-VM4	2804	75	21	4

La **illita** fue reconocida mediante DRX por la secuencia de espaciados basales $d = 10 \text{ \AA}$, 5 \AA , 3.3 \AA y 2.5 \AA , que no es afectada por los vapores de etilen glicol ni por calcinación a 550° C .

Para la identificación por DRX de la **caolinita** se utilizaron las reflexiones basales $7,16 \text{ \AA}$ (001) y $3,57 \text{ \AA}$ (002). La **clorita** puede ser confundida con caolinita, especialmente si la reflexión de 14 \AA no es pronunciada o, como puede suceder en este caso específico, si coexiste con minerales del grupo de las esmectitas. Sin embargo, la presencia de la reflexión de tercer orden a $4,74 \text{ \AA}$ es indicadora de la presencia de clorita (Grim, 1968). Otras herramientas que se utilizan para determinar la coexistencia de clorita y

caolinita o la presencia de una u otra son: a) el desdoblamiento del pico a 3,50 Å y 3,57 Å, b) la calcinación a alta temperatura que provocaría el colapso de la estructura de la caolinita mientras que la clorita generalmente no se ve afectada y c) la presencia de la reflexión 2,38 Å (003) exclusiva de la caolinita.

El **interestratificado (IE) ordenado** fue identificado por: sus reflexiones (001) anchas, no integrales y asimétricas hacia los bajos ángulos; la presencia de reflexiones de supercelda entre los 25 Å y 30 Å y la existencia de una reflexión entre los 17 Å y 10 Å en muestra natural, que al glicolar se desdobra y desplaza en dos reflexiones alrededor de los 9 Å y 13 Å. El arreglo vertical de los componentes del IE (en este caso regular) se puede diferenciar siguiendo la notación de Reichweite (R), donde R = 1 describe la alternancia de ISIS con 60–80% de illita y R = 3 para ISII con >85% de illita (Moore y Reynolds, 1997).

No se observaron variaciones significativas en el tipo y proporción de los minerales arcillosos presentes, aunque se puede mencionar un leve aumento en la proporción de illita con la profundidad (Figura 4.23).

El uso de los interestratificados de **illita/esmectita (I/S)** como geotermómetro e indicador de madurez térmica está basado en los conceptos sobre la diagénesis de las lutitas, que fueron descritos en primer lugar por Powers (1957, 1967); Perry y Hower, (1970); Hower *et al.*, (1976), entre otros. Relaciones empíricas sugieren que la illitización de la esmectita está controlada principalmente por la temperatura (Pollastro, 1993). De ahí su utilidad como geotermómetro, debido a que los I/S pueden indicar la temperatura máxima de enterramiento relativa de la cuenca, la cual puede ser usada como indicador de maduración en la generación de hidrocarburos (Hoffman y Hower, 1979; Waples, 1980; entre otros).

El interestratificado ordenado I/S (R=1) (Reynolds, 1980), que contiene típicamente un 60–80 % de capas de illita, indica temperaturas de aproximadamente 100–175° C (Hoffman y Hower, 1979). Probablemente, la relación más importante entre los I/S y los hidrocarburos es la transición desde un I/S desordenado (R=0) a uno ordenado (R=1), la cual ocurre en el rango de 100 – 110° C. Este rango coincide aproximadamente con la temperatura designada a la “ventana de petróleo”, y a su vez, coincidiría con la temperatura pico, o fase principal, de generación de petróleo en rocas terciarias a cretácicas (Hower *et al.*, 1976; Hower, 1981; Tissot y Welte, 1984).

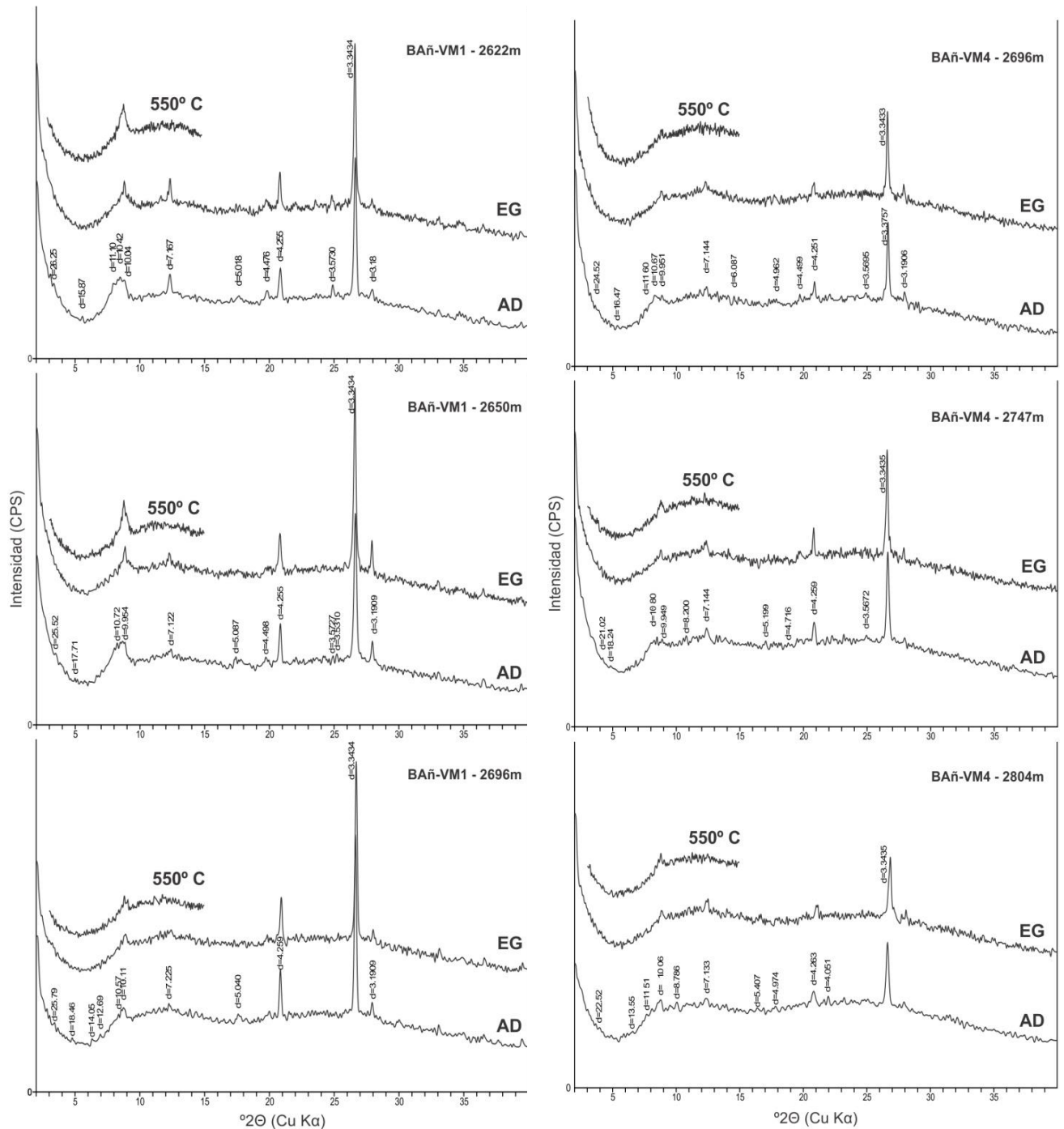


Figura 4.23. Patrones de difracción de rayos X de muestra orientada (fracción <math>< 2 \mu\text{m}</math>), representativos de las margas de los 150 m inferiores de la Fm Vaca Muerta en los pozos BAñ-VM1 (A) y BAñ-VM4 (B). AD: seco al aire; EG: expandido con etilén glicol; 550° C: calcinada. Los números representan los valores de los espaciados basales en Å.

En la Figura 4.24 se presentan imágenes de SEM tomadas a diferentes magnificaciones donde se observa en detalle algunos de los minerales arcillosos identificados.

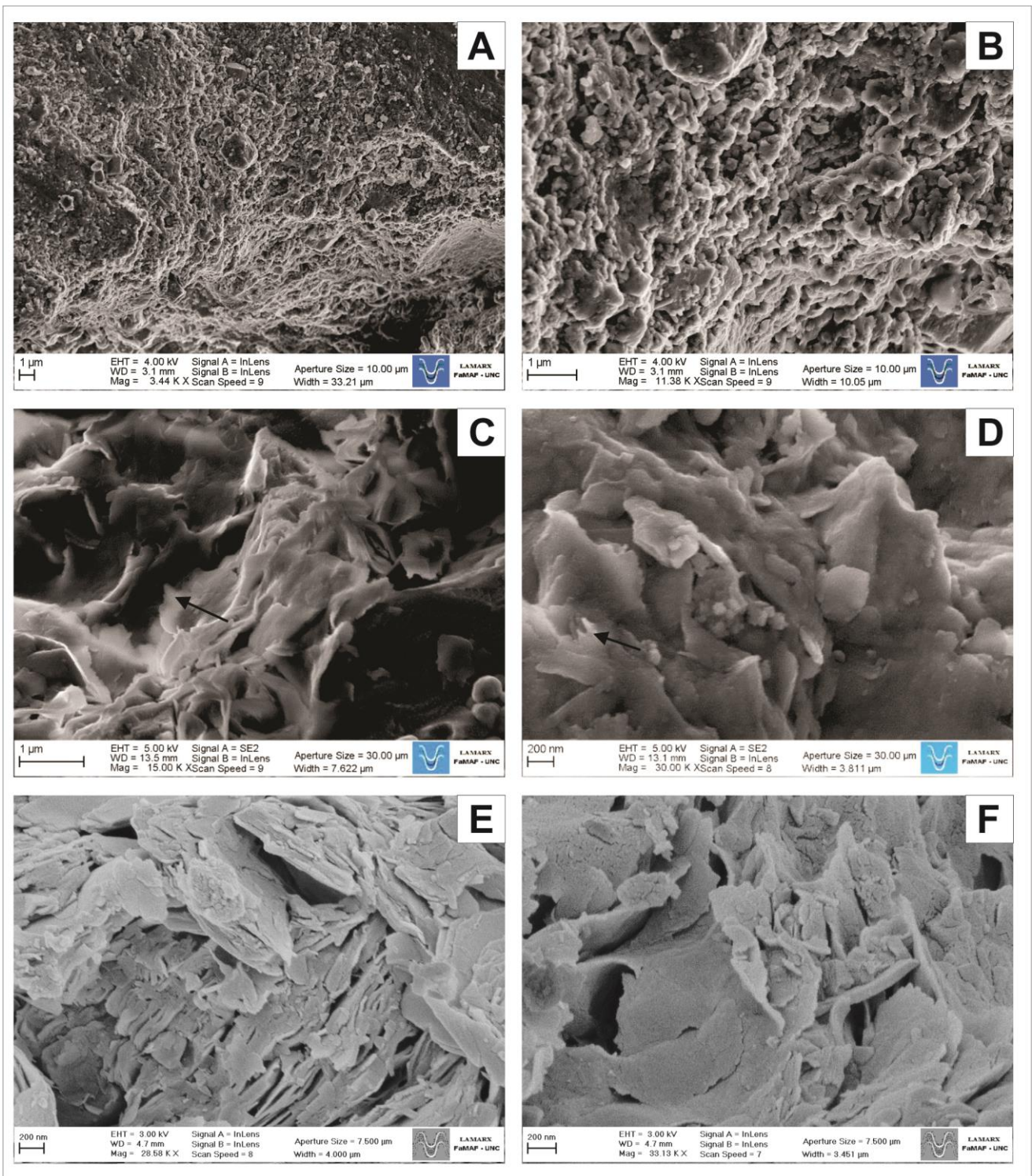


Figura 4.24: A) y B) Textura semiabierta constituida principalmente por minerales arcillosos con un arreglo cara-cara, conformando dominios en cadena, BAñ-VM1-2696. C) y D) Láminas subhedrales levemente onduladas de illita autigénica? (flechas), de alrededor de 1 μ m, con disposición cara-cara y borde-cara, BAñ-VM1-2610. E) y F) Detalle de láminas de minerales arcillosos con cubierta de carbonato de calcio, BAñ-VM1-2624.

NW

SE

Bañ - VM 1

Bañ - VM 2

Bañ - VM 3

Bañ - VM 4

502 m

10 km

1526 m

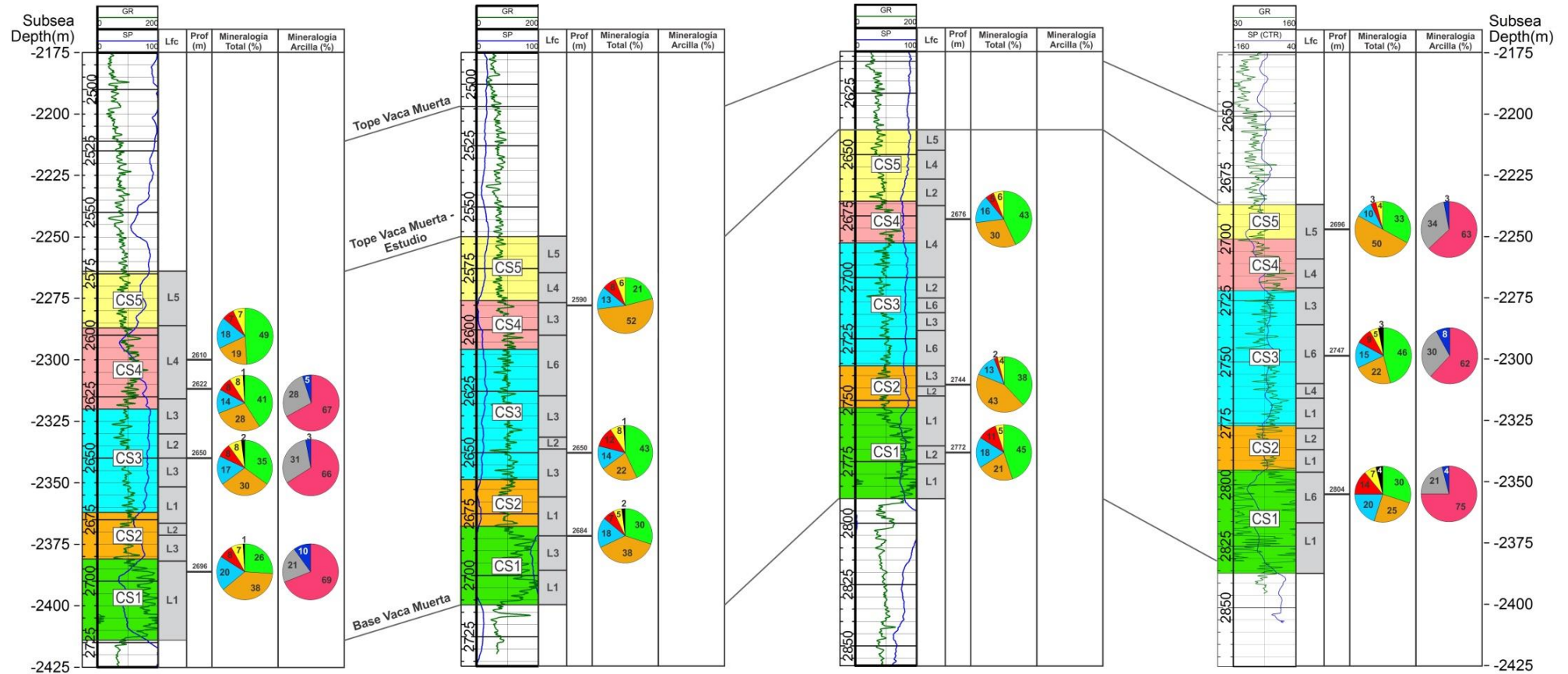


Figura 4.25: Relación entre ciclos sedimentarios, litofacies y mineralogía total y de la fracción arcilla de las margas en sección transversal NW-SE. Track 1: Rayos Gamma y SP con los ciclos sedimentarios definidos. Track 2: Litofacies definidas. Track 3: Profundidades en metros donde se realizaron los análisis de laboratorio. Track 4: Gráfico de tortas con los valores de cuantificación de minerales por DRX en roca total. Track 5: Gráfico de tortas con los valores de cuantificación de minerales arcillosos por DRX en fracción arcilla.

4.2.6 Comparación de la mineralogía analizada con otras pelitas de la Fm. Vaca Muerta y reservorios de grano fino que son ejemplos mundiales.

Aunque la mineralogía juega un rol importante en la definición de litofacies y tipos de roca de los reservorios convencionales, generalmente no se necesita un análisis detallado de la misma. En cambio, en reservorios no convencionales, es muy importante una descripción detallada de su composición mineralógica (Ma, 2016). Las lutitas no convencionales pueden ser descritas mineralógicamente utilizando un diagrama triangular con tres componentes predominantes: sílice, arcilla y carbonatos (Passey *et al.*, 2010). Este diagrama también puede aplicarse para lutitas fracturadas naturalmente como las estudiadas aquí.

En la Figura 4.26A se representa la envolvente de las trece muestras analizadas en este trabajo sobre la clasificación mineralógica efectuada por Gamero-Díaz *et al.* (2012). Los “*plays*” actuales tienden a ubicarse por debajo de la línea del 50% de arcilla. Los “*plays*” de lutitas-gasíferas que contienen más del 50% de cuarzo o carbonato tienden a tener un carácter más frágil que responde bien a las prácticas de estimulación actuales (Passey *et al.*, 2010). La mayoría de las muestras analizadas posee menos del 50% de arcilla por lo que se considera que poseerían una buena respuesta a las fracturas hidráulicas.

La Figura 4.26B ilustra la composición mineralógica de la Fm. Vaca Muerta por unidad sísmica (Marchal *et al.*, 2016). En este contexto, la sección en estudio se ubica en la Unidad 1 (U1, equivalente a la secuencia A de Mitchum y Uliana, 1985), la cual muestra una distribución elongada y paralela al eje sílice-carbonato, si bien la nube de puntos muestra una ligera extensión hacia el polo arcilla (Figura 4.26B). Los resultados de este trabajo muestran una elongación más paralela al eje arcilla-carbonato, si bien la tendencia de los datos coincide con la dirección de la nube de puntos recopilados en el resto de la cuenca.

La Figura 4.26C relaciona algunos reservorios no convencionales a nivel mundial conocidos con este marco composicional. A la hora de evaluar el potencial de la Fm. Vaca Muerta se han buscado formaciones *shale* análogas más desarrolladas, con las cuales se compararon factores importantes para estimar el potencial de la unidad. Con este análisis se advirtió que la Fm. Vaca Muerta presenta una gran variación de valores en los parámetros analizados con respecto a otros *plays* de Estados Unidos, lo cual estaría relacionado con la heterogeneidad tanto lateral como vertical que presenta la unidad en toda la cuenca. De acuerdo a Askenazi *et al.* (2013) no existe un análogo propiamente dicho entre los *shales* de EEUU y la Fm. Vaca Muerta; sólo se advierten similitudes con respecto a algunos parámetros importantes.

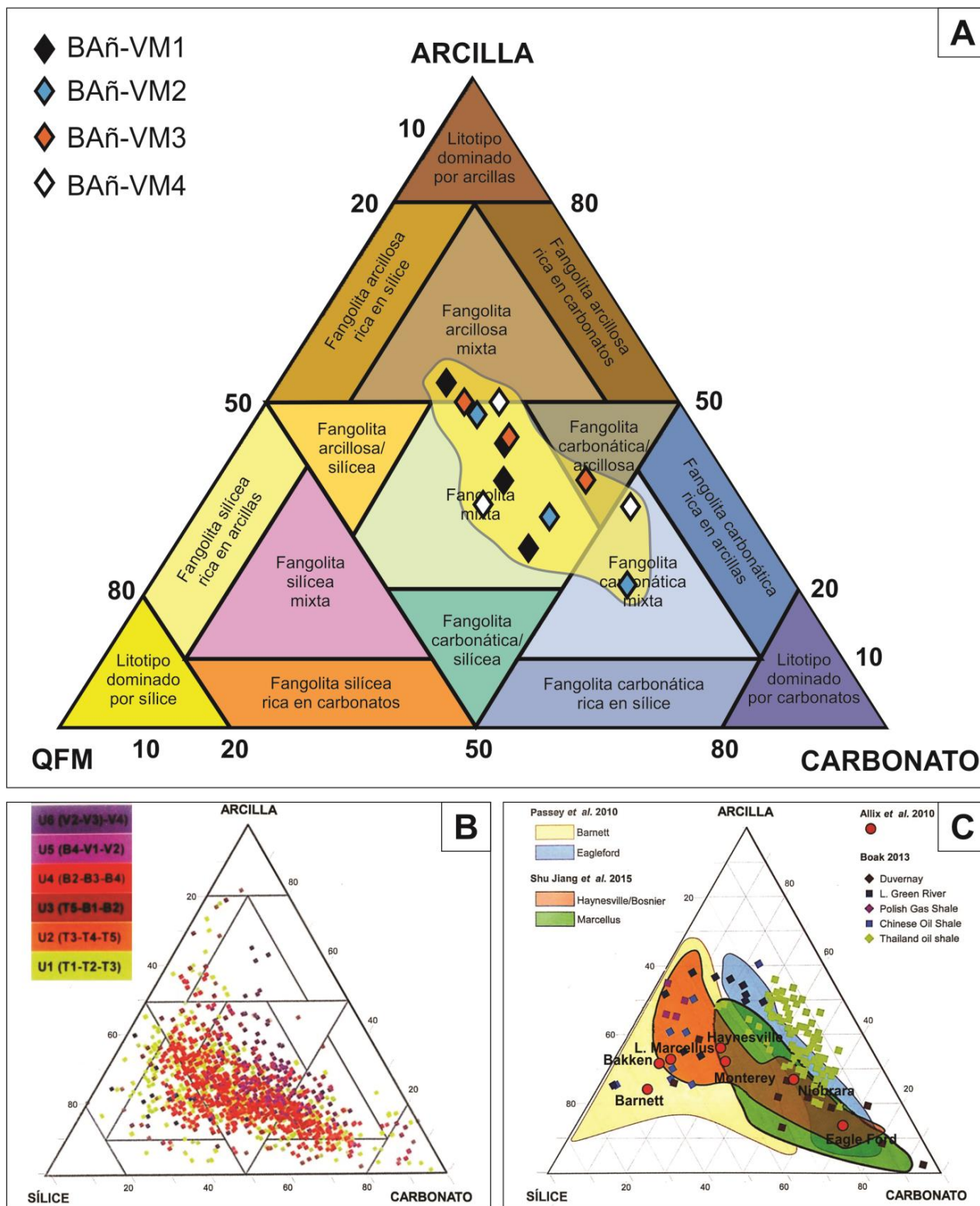


Figura 4.26: A) Clasificación de las margas de la Fm. Vaca Muerta analizadas en este trabajo de acuerdo a Gamero-Díaz *et al.* (2012). B) Datos de composición mineralógica de la Fm. Vaca Muerta por unidad sísmica, recopilados de 14 bloques y la sección Puerta Curaco (Marchal *et al.*, 2016). C) Diagrama ternario de síntesis de análisis de DRX de los *plays* tipo shale en el mundo (Marchal *et al.*, 2016).

En cuanto a la mineralogía, los análisis de DRX recopilados por Askenazi *et al.* (2013) para la Fm. Vaca Muerta señalan bajo contenido de minerales arcillosos (en el rango de 5 a 30%), y el cuarzo y el carbonato varían de acuerdo a la posición vertical en la formación y acorde a la posición en la cuenca. La zona de centro de cuenca, donde se encontraría la zona de estudio de este trabajo (según los autores

mencionados) presenta un predominio de cuarzo con valores entre 45 y 75%, mientras que los valores de arcilla son levemente más altos que los sectores Sudeste y Noreste de la cuenca, llegando hasta el 35%. Los rangos de valores resultantes de las muestras analizadas aquí difieren de estos autores, donde los minerales arcillosos + mica varían entre 21 y 49%, con un promedio de 37%, la calcita oscila entre 19 y 52%, con un promedio de 32% y el cuarzo varía entre 13 y 20% con un promedio de 15%. Como se puede apreciar en la Figura 4.26C, son varias las formaciones que poseen tendencias semejantes a la envolvente resultante en este trabajo (Eagle Ford, Haynesville, Marcellus, Thailand Oil Shale, Niobrara). La formación con la que más asemeja es Eagle Ford, la cual Askenazi *et al.* (2013) también concluye como la más similar en cuanto a mineralogía y a madurez térmica. En Eagle Ford predomina el contenido en carbonato, con valores de 45 a 65% y el contenido de arcilla ronda entre 20 y 30%. También pueden observarse similitudes con Haynesville, la cual presenta dos facies principales: una rica en calcita con valores que llegan hasta el 50-60% y 20-30% de arcillas y otra caracterizada por su mayor contenido arcilloso, presentando valores entre el 25 y 45%.

Otra observación de estos diagramas es que aunque los reservorios poseen diferente composición mineralógica y litológica, constituyen proyectos exitosos indicando que la mineralogía no es una variable determinante para definir la calidad de los mismos. Por el contrario, otras formaciones con composición litológica similar a estos pueden ser o no ser buenos reservorios dependiendo de otras variables (Ma, 2016).

4.3 CONTENIDO DE CARBONO ORGÁNICO

El carbono orgánico total (COT) es una medida de la riqueza orgánica o de la capacidad para la generación de hidrocarburo. Para la evaluación de lutitas orgánicas, además del espesor de las facies generadoras y la madurez térmica, es muy importante efectuar la cuantificación de COT ya que representa el porcentaje en peso de carbono en la roca. El COT puede ser evaluado a la vez que se evalúa la composición mineralógica o en forma independiente mediante el uso de diversos métodos (Passey *et al.*, 1990; Schmoker y Hester, 1983; Charsky y Herron, 2013; entre otros).

La determinación del COT de la sección analizada se realizó mediante dos métodos: 1) pérdida por ignición (LOI) de las muestras seleccionadas para el análisis mineralógico y 2) $\Delta\log R$ y el cálculo según Schmoker y Hester (1983).

Los pozos BAñ-VM1, BAñ-VM2 y BAñ-VM3 contaron con el perfil sísmico, por lo que pudo realizarse el cálculo de Passey *et al.* (1990) que relaciona esta curva con la de resistividad (Ecuaciones 3.8 – 3.9). En el pozo BAñ-VM4, en cambio, se utilizaron las Ecuaciones 3.9 – 3.10 de los mismos autores, la cual utiliza los valores de resistividad y de densidad debido a la ausencia del perfil sísmico.

Para los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2 se consideró un valor de R_o entre 0,9 y 0,95, mientras que para los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4 se utilizó un valor no superior a 0,85, según el mapa de

características geoquímicas presentadas en este trabajo en la sección 1.2 (Figura 1.2). De acuerdo a esto, los valores de LOM utilizados en la fórmula de cálculo de COT fueron 10,5 para los dos primeros pozos, y 10 para los últimos dos (según Passey *et al.*, 2010; Figura 4.27).

Además, en los cuatro pozos se calculó la curva de COT de acuerdo a Schmoker y Hester (1983; Ecuación 3.11). La misma es especialmente útil en el pozo BAñ-VM4, debido a que la aproximación de $\Delta\log R$ utilizando un perfil de porosidad no tiene mucha precisión de acuerdo a los mismos autores. La semejanza de las curvas calculadas con Passey *et al.* (1990), donde sí se cuenta con sónico y aquella generada por la fórmula de Schmoker y Hester (1983), permite considerar como correctos los valores generados en el pozo BAñ-VM4.

En el *track* 3 de la Figura 4.27 se observa el cruce de curvas Resistividad/Sónico o Resistividad/Densidad, paso necesario para establecer la línea base donde las curvas se aproximan o incluso se superponen durante un intervalo de profundidad significativo. De este intervalo se obtienen las constantes de los perfiles de resistividad, sónico y densidad, necesarios para el cálculo de $\Delta\log R$. Se observa claramente en la Figura 4.27 que el inicio de esta línea base coincide con el pase a la Fm. Tordillo en todos los casos, lo cual es altamente congruente con el hecho de que esta formación no posee características de roca madre, y que el contacto con la Fm. Vaca Muerta es neto. También se observa una superposición de curvas tras el pase a la Fm. Quintuco en los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2; no ocurre lo mismo en los pozos BAñ-VM3 y BAñ-VM4, por lo que los valores de base se tomaron dentro de la Fm. Tordillo.

Coloreado en amarillo en el *track* 4 se señalan los valores de COT que superan el 2%, considerado un valor común de corte para rocas madre.

Los valores de %COT promedios generados por el método de Passey *et al.* (1990) fueron los siguientes:

- El pozo BAñ-VM1 tiene un promedio de 3,92%, con un valor máximo de 7,8%.
- En el pozo BAñ-VM2 el promedio es de 3,42%, con un máximo de 7,82%.
- El pozo BAñ-VM3 tiene como promedio un valor de 4,52% y un máximo de 9,54%.
- El promedio de COT del pozo BAñ-VM4 fue de 3,76%, con un valor máximo de 10,14%.

Los valores de %COT promedios generados por el método de Schmoker y Hester (1983) fueron los siguientes:

- El pozo BAñ-VM1 tiene un promedio de 4,76%, con un valor máximo de 9,7%.
- El pozo BAñ-VM2 tiene como promedio un valor de 3,01% y un máximo de 8,87%.
- El promedio de COT del pozo BAñ-VM3 fue de 5,76%, con un valor máximo de 11,19%.
- En el pozo BAñ-VM4 el promedio es de 5,87%, con un máximo de 12,12%.

NW

BAñ - VM 1

502 m

BAñ - VM 2

10 km

BAñ - VM 3

1526 m

BAñ - VM 4

SE

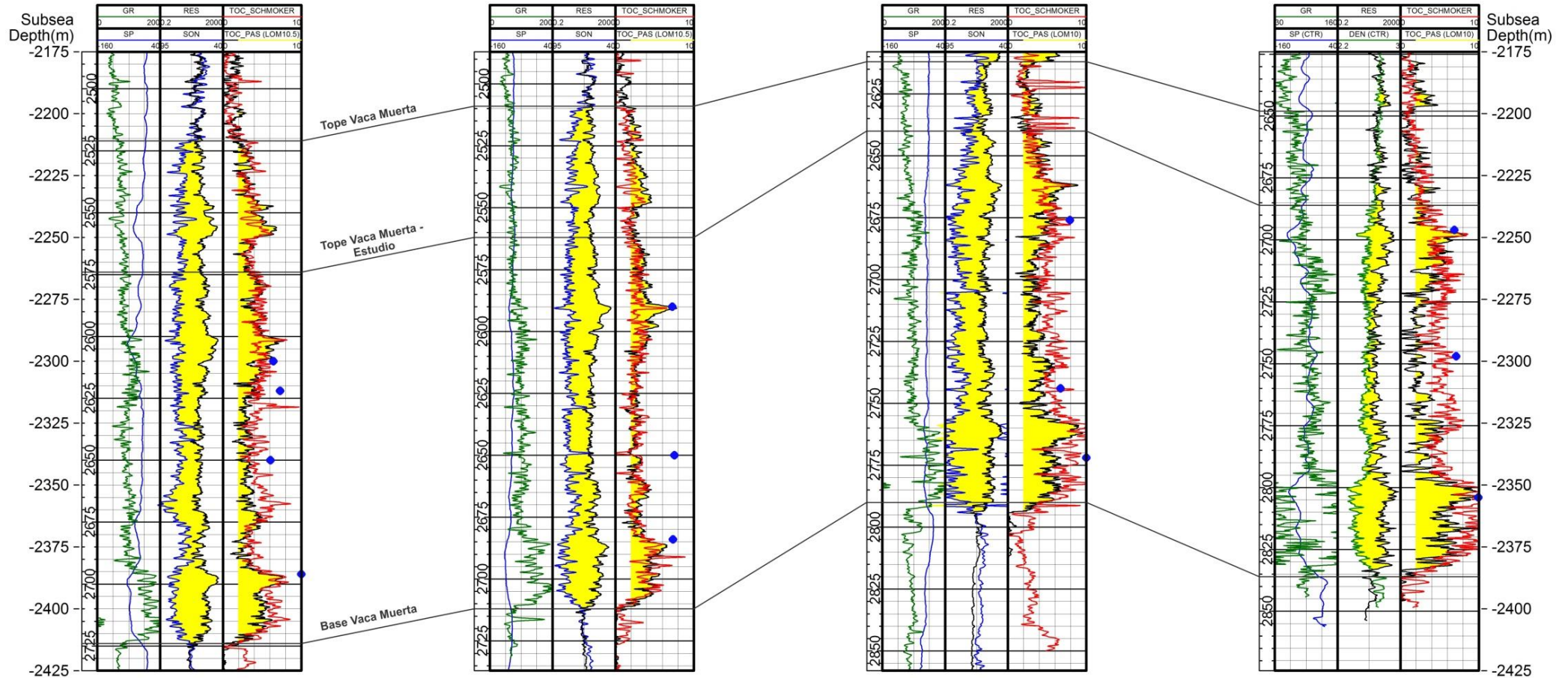


Figura 4.27: Correlación estructural de perfiles eléctricos con cálculo de materia orgánica en la unidad de estudio. *Track 1:* Rayos Gamma y SP. *Track 2:* Superposición de curvas de resistividad y sónico/densidad. *Track 3:* Curvas calculadas de contenido de Carbono Orgánico Total. La curva roja representa la fórmula de Schmoker y Hester (1983), la negra representa el cálculo según Passey *et al.* (1990) y los puntos azules corresponden a los valores obtenidos por el método de LOI. El relleno amarillo del *track 3* indica las zonas con un COT mayor al 2% según curva de Passey *et al.* (1990).

La totalidad de los valores máximos de %COT se encuentran dentro de los 40 m basales de los pozos estudiados, en el área comúnmente conocida como la “cocina”.

Los valores obtenidos por el método de Schmoker y Hester (1983) incrementan los reflejados anteriormente en 1,3% en promedio. La mayor diferencia se observó en el pozo BAñ-VM4, donde el aumento supera el 2% en promedio. Los pozos con mayor semejanza entre los métodos son BAñ-VM1 y BAñ-VM2, donde la diferencia oscila entre 0,8% y 0,4% respectivamente.

Como se describió previamente en la metodología, además del cálculo de contenido orgánico mediante perfiles, en trece muestras se efectuó el método de pérdida por ignición (LOI). Los valores obtenidos mediante esta técnica y aquellos calculados por los métodos que utilizan perfiles eléctricos son comparados en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Comparación entre los valores de laboratorio obtenidos mediante la técnica de LOI y aquellos calculados según fórmulas de Passey *et al.* (1990) y Schmoker y Hester (1983).

Nombre pozo - Prof. (m)	LOI (550°C)	PASSEY (RES/SON)	LOI - PAS	SCHMOKER (DEN)	LOI- SCHM
BAñ-VM1 - 2610	6.421	5.18	1.241	5.32	1.101
BAñ-VM1 - 2622	7.291	4.6	2.691	4.87	2.421
BAñ-VM1 - 2650	6.054	3.45	2.604	4.62	1.434
BAñ-VM1 - 2696	10.434	7.21	3.224	7.37	3.064
BAñ-VM2 - 2590	7.237	7.75	-0.513	6.25	0.987
BAñ-VM2 - 2650	7.516	2.24	5.276	3.37	4.146
BAñ-VM2 - 2684	7.321	5.88	1.441	4.79	2.531
BAñ-VM3 - 2676	7.888	6.01	1.878	7.54	0.348
BAñ-VM3 - 2744	6.704	4.42	2.284	6.23	0.474
BAñ-VM3 - 2772	11.490	6.55	4.940	8.67	2.820
BAñ-VM4 - 2696	6.866	6.75	0.116	6.2	0.666
BAñ-VM4 - 2747	7.103	3.1	4.003	6.97	0.133
BAñ-VM4 - 2804	9.935	9.92	0.015	10	-0.065

De esta tabla surge que el método que más se aproxima a los puntos de control obtenidos en laboratorio es el de Schmoker y Hester (1983), donde la diferencia promedia el 1,7%, a excepción de un valor que se aleja de esta media.

Los valores máximos en la curva de COT coinciden con los mayores valores de Rayos Gamma en la sección basal condensada, entre el tope del residuo transgresivo y la superficie de máxima inundación. Luego el contenido orgánico de Vaca Muerta decrece secuencia arriba, debido al apilamiento vertical de facies durante la progradación de mar alto y su interdigitación con intervalos de facies de talud (Lara *et al.*, 1996). Debido a la paleogeografía de la Fm. Vaca Muerta, correspondiente a un mar marginal, el ambiente depositacional corresponde a una zona de circulación restringida con ausencia de corrientes oceánicas oxidantes. Esto permitió convertir a esta unidad en una excelente generadora de hidrocarburos. En este sentido en una reciente recopilación geoquímica sobre este litosomo, Spalletti *et al.* (2014) puntualizan el criterio de mar estratificado, concluyendo que la base fue anóxica (restringido) favoreciendo la preservación de la materia orgánica, mientras que en la superficie se desarrollaron capas oxigenadas, favoreciendo la distribución de amplia variedad de fauna. La litología (litofacies de margas con alto

contenido calcáreo en el tope de la sección) y mineralogía (presencia de pirita autigénica en mayor proporción en la base de los perfiles) descritas en este estudio soportan esta interpretación ambiental que implicaría una somerización de este intervalo hacia el tope del mismo.

4.4 CARACTERIZACIÓN DE LAS VENILLAS NATURALES

El análisis de microvenillas de calcita se basó en: 1) el conteo y descripción detallada de las mismas a través de observación por lupa binocular, 2) la relación entre éstas y aquellas interpretadas en las imágenes de pozo, y 3) redacción de conclusiones parciales.

El conteo de microvenillas se representó como curva de número por intervalo muestreado de *cutting* en los cuatro pozos en estudio. De esta forma se pudo comparar abundancias relativas de acuerdo a la profundidad y realizar correlaciones laterales. La descripción de las mismas, por su parte, permitió establecer espesores, la morfología que adoptan, el tipo y características del mineral de relleno y la geometría del contacto con la roca de caja. Con los datos de abundancia y espesores de las microvenillas se realizó un histograma de frecuencia para cada uno de los pozos, en donde se establecieron los rangos de tamaños predominantes y las profundidades donde éstos se encuentran. Las imágenes de pozo interpretadas, si bien utilizan otra escala de trabajo, también reconocen fracturas abiertas o parcialmente abiertas, las cuantifican y miden el buzamiento que presentan. La búsqueda de similitudes entre la aparición y abundancia de éstas respecto a las halladas por observación binocular podría ser una herramienta de gran ayuda. Para finalizar este capítulo, toda esta información se integró en una figura síntesis, con la finalidad de efectuar un análisis en conjunto y generar conclusiones parciales de las características de las microvenillas mediante comparaciones tanto verticales como laterales.

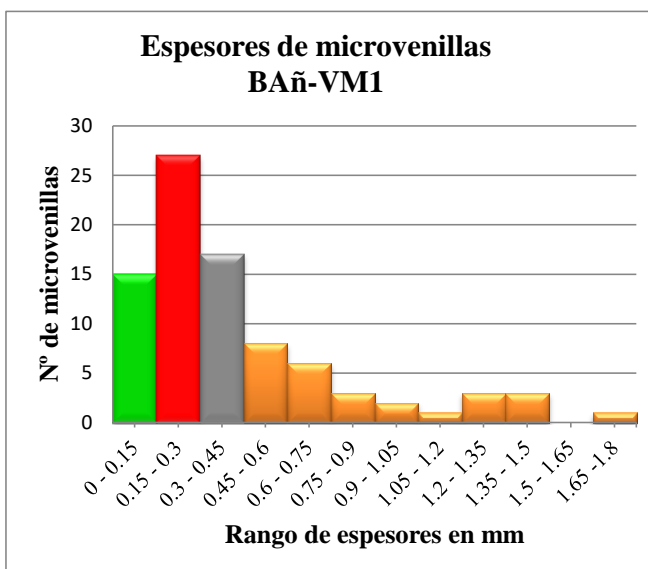
4.4.1 Distribución de las venillas en profundidad

A partir del conteo de microvenillas se observó que en todos los casos la mayor concentración de las mismas ocurre en los 40 metros basales de los perfiles, en la zona conocida como “cocina” (Figura 4.29). El término “cocina” se utilizará aquí para hacer referencia a la zona que representa la máxima transgresión del Tithoniano y concentra los mayores valores de materia orgánica en margas muy bituminosas. En esta zona se ha contabilizado hasta un máximo de 43 microvenillas en una muestra de *cutting* con intervalo de dos metros, si bien en general ronda entre 10 y 20 microvenillas cada dos metros. Otra gran concentración de microvenillas ocurre en el pozo BAñ-VM1 en la zona donde se verificó la producción de Vaca Muerta como reservorio fracturado (2628-2620 mbbp). Esta zona puede correlacionarse con el intervalo 2695-2670 mbbp del pozo BAñ-VM3 que también muestra un incremento en la cantidad de venillas contadas aunque de menor magnitud que en el pozo BAñ-VM1 (Figura 4.29).

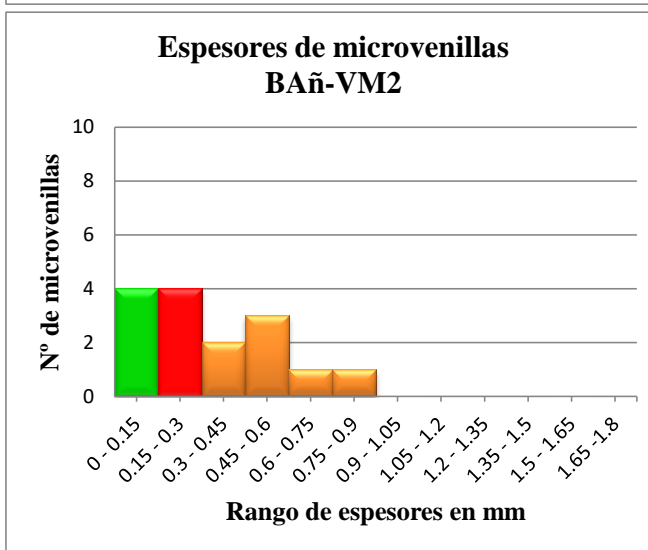
Los pozos restantes, BAñ-VM2 y BAñ-VM4, no muestran zonas marcadas de mayor concentración (exceptuando la cocina) donde el máximo llega a cuatro venillas por intervalo muestreado en *cutting*.

En cuanto a los espesores medidos de las microvenillas de calcita, se realizaron histogramas con intervalos semicerrados del tipo (a; b] con un rango arbitrario de 0,15 mm desde 0 hasta 1,8 mm.

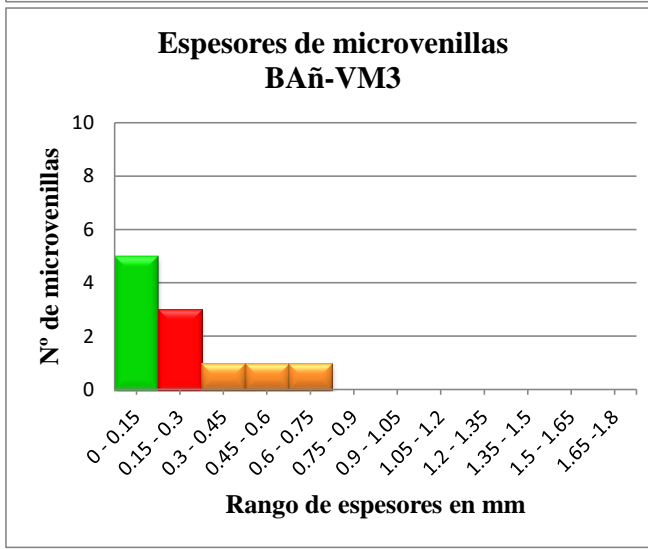
BAñ-VM1	
Rangos	N°Venillas
0 - 0.15	15
0.15 - 0.3	27
0.3 - 0.45	17
0.45 - 0.6	8
0.6 - 0.75	6
0.75 - 0.9	3
0.9 - 1.05	2
1.05 - 1.2	1
1.2 - 1.35	3
1.35 - 1.5	3
1.5 - 1.65	0
1.65 - 1.8	1
TOTAL	86



BAñ-VM2	
Rangos	N°Venillas
0 - 0.15	4
0.15 - 0.3	4
0.3 - 0.45	2
0.45 - 0.6	3
0.6 - 0.75	1
0.75 - 0.9	1
0.9 - 1.05	0
1.05 - 1.2	0
1.2 - 1.35	0
1.35 - 1.5	0
1.5 - 1.65	0
1.65 - 1.8	0
TOTAL	15



BAñ-VM3	
Rangos	N°Venillas
0 - 0.15	5
0.15 - 0.3	3
0.3 - 0.45	1
0.45 - 0.6	1
0.6 - 0.75	1
0.75 - 0.9	0
0.9 - 1.05	0
1.05 - 1.2	0
1.2 - 1.35	0
1.35 - 1.5	0
1.5 - 1.65	0
1.65 - 1.8	0
TOTAL	11



BAñ-VM4	
Rangos	N°Venillas
0 - 0.15	6
0.15 - 0.3	1
0.3 - 0.45	5
0.45 - 0.6	1
0.6 - 0.75	0
0.75 - 0.9	0
0.9 - 1.05	1
1.05 - 1.2	0
1.2 - 1.35	0
1.35 - 1.5	0
1.5 - 1.65	0
1.65 - 1.8	0
TOTAL	14

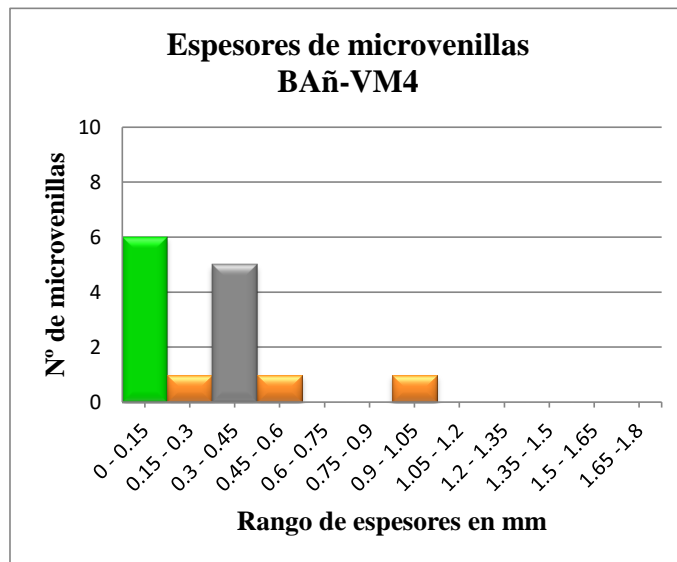


Figura 4.28: Tablas de número de venillas por rango establecido de 0,15 mm, junto a histogramas de frecuencia de espesores (en mm). Coloreados en verde, rojo y gris se encuentran los rangos predominantes en los cuatro pozos en estudio.

Los histogramas son en su totalidad asimétricos a la izquierda, reflejando que la mayoría de los espesores oscilan entre valores del orden de micrones y 0,45 mm. Los rangos de menor tamaño que son los más abundantes (0-0,15 y 0,15-0,3 mm), prevalecen en la zona media – superior de los cuatro pozos, mientras que el rango 0,3-0,45 mm tiene mayor tendencia a ocurrir en la mitad inferior del intervalo en estudio, en la otra zona que concentra importante cantidad de venillas que corresponde a la “cocina”.

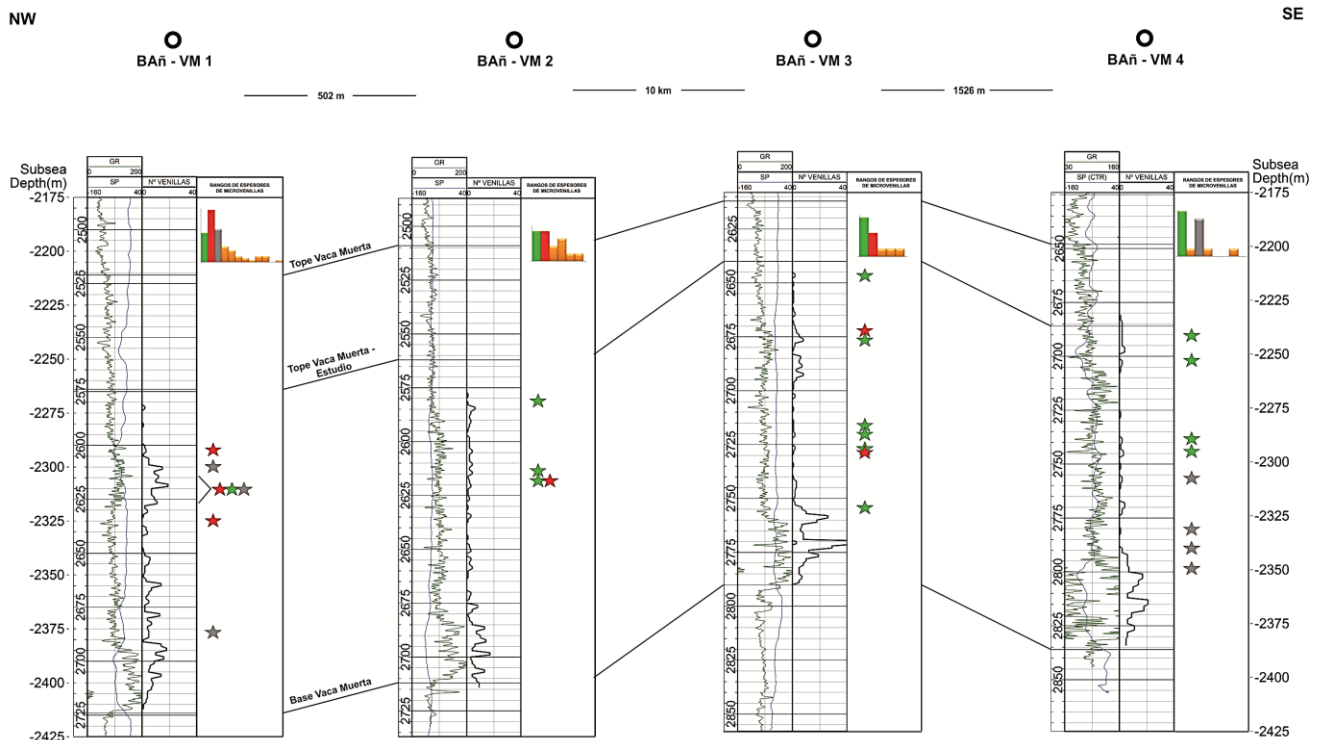


Figura 4.29: Análisis de microvenillas de calcita por lupa binocular. Track 1: Rayos Gamma y SP. Track 2: Curva de conteo de venillas según observación binocular de muestras de *cutting*. Track 3: Rangos de espesores de microvenillas. Se presenta el histograma general del pozo, mientras que las estrellas representan, según color, las profundidades donde se describieron los espesores predominantes. Verde: 0 – 0,15 mm. Rojo: 0,15 – 0,30 mm. Gris: 0,30 – 0,45 mm. Naranja: mayor a 0,45 mm.

4.4.2 Descripción de microvenillas mediante lupa binocular y MEB/EDS

Pozo BAñ-VM1

En las Figuras 4.30 – 4.42 se encuentran ilustradas las microvenillas más representativas de diferentes profundidades del pozo BAñ-VM1. A la profundidad de 2602 m se describió una microvenilla de 0,23 mm de espesor y aproximadamente un milímetro de largo en una marga de textura masiva (Figura 4.30A). Las paredes de la venilla están en contacto neto con la marga, son rectas y perpendicular a ellas se puede ver el desarrollo de fibras del material de relleno. Se distingue una división aproximadamente en la mitad de la microvenilla evidenciada con un cambio de tonalidad; en la parte superior presenta un color caramelo, mientras que la mitad inferior es blanca. Se sometió una porción de la microvenilla a la acción de ácido clorhídrico (HCl) y se verificó que el relleno correspondía a calcita debido a la reacción fuertemente efervescente con el mismo.

En la profundidad de 2610 m se observó una microvenilla en una marga masiva con abundante contenido de pirita (Figura 4.30B). La misma posee un espesor de 0,43 mm y se encuentra en contacto neto e irregular con la marga. Presenta fibras de crecimiento levemente oblicuas de aproximadamente 25 μm de espesor, que tienen continuidad en todo el ancho de la venilla sin distinguirse la presencia de una sutura. Presenta un color de blanco a amarillo pálido. Esta fue la única venilla en toda la sección estudiada, en la que se determinó un relleno que no es de calcita sino que se trata de baritina. Otros autores también han observado la presencia ocasional de venillas de baritina reemplazando la calcita (Rodrigues *et al.*, 2009). En el MEB, se observa en detalle el crecimiento de los cristales de este mineral que rellenan completamente el espacio vacío inicial de la microfractura. (Figura 4.31). En la Figura 4.31E se presenta el resultado del análisis EDS realizado sobre esta venilla donde se corroboró la composición de la misma.

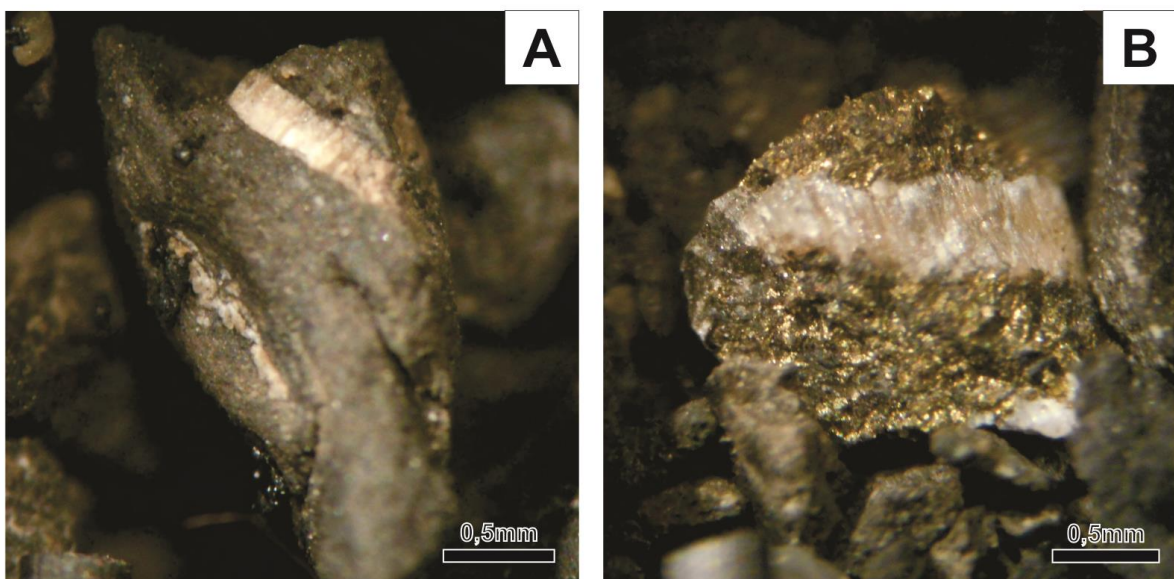


Figura 4.30: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, en las profundidades de 2602 mbbp (A) y 2610 mbbp (B). Esta última se analizó también por MEB (Figura 4.31).

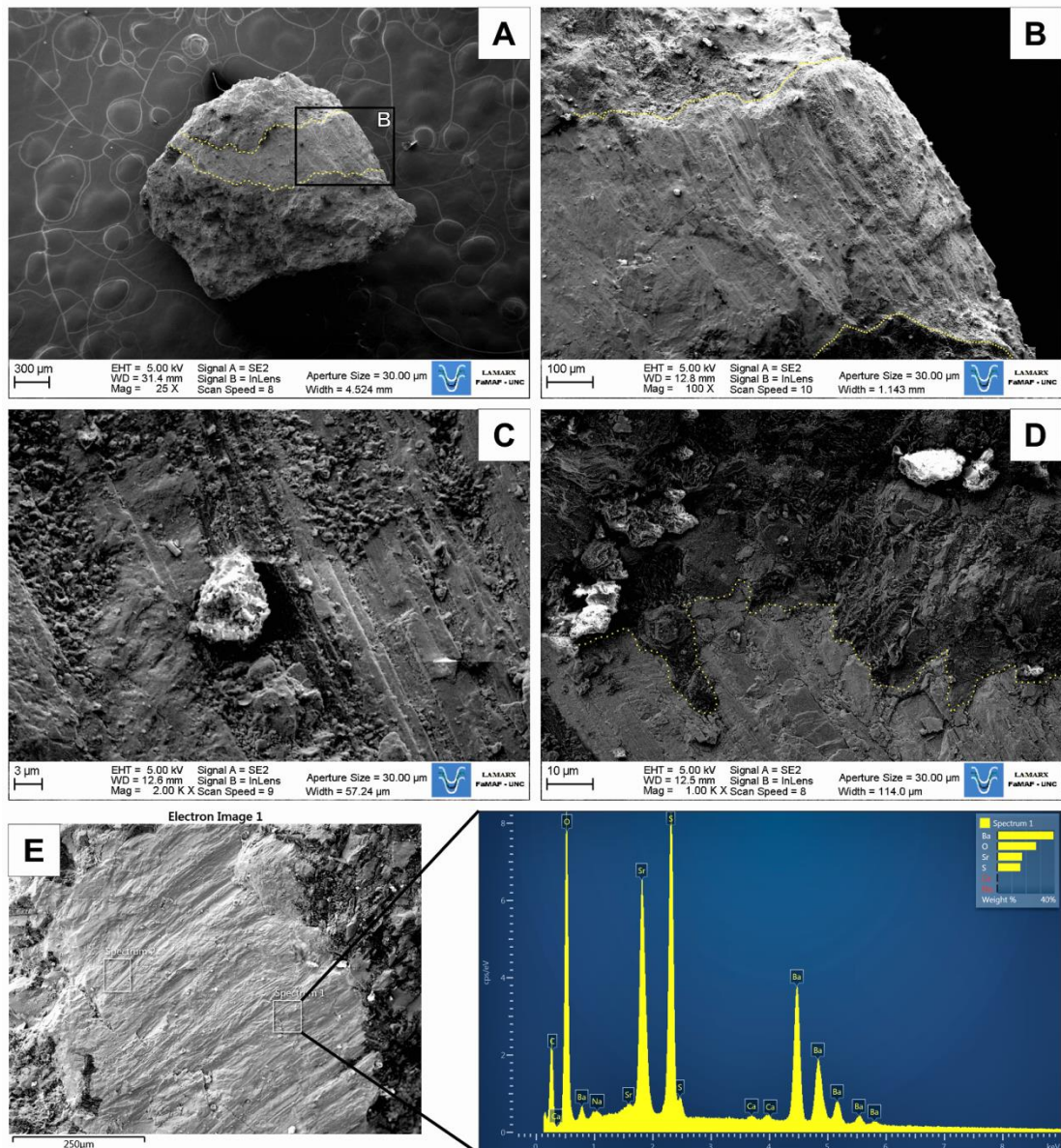


Figura 4.31: A) Vista general de microvenilla de baritina en margas con micropirita diseminada (2610 mbbp) del pozo BAñ-VM1; espesor medido: 432 μm. B) Detalle de margen derecho de microvenilla ilustrada en A. C) Vista de la inclinación de los cristales fibrosos del relleno de la venilla en contacto con la roca de caja. D) Detalle de aglomerado de arcilla sobre venilla. E) Técnica de EDS sobre microvenilla, que verifica que el relleno corresponde a baritina. Las líneas amarillas punteadas indican el contacto microvenilla-marga.

En las Figuras 4.32 – 4.42 se representan las microvenillas observadas en la zona productora del pozo BAñ-VM1. A la profundidad de 2614 m se contaron doce microfracturas en la totalidad de la muestra de *cutting* (Figura 4.32A). Éstas varían su espesor desde 0,05 a 1,5 mm, presentan en su totalidad una textura fibrosa, son blancas a levemente amarillentas y no se observa en ellas sutura. La mayoría presenta ambas paredes, donde se observa un contacto neto de recto a moderadamente irregular con una margas oscura de textura masiva. Principalmente en aquellas microfracturas donde se observa sólo uno de sus límites, pueden describirse incrustaciones de fragmentos de margas.

Las muestras de microfracturas correspondientes a la profundidad de 2616 m, en la que en totalidad se contaron diez, varían su espesor de 0,1 a 0,8 mm (Figura 4.32B). Predominan venillas sin la presencia de ambas paredes, su morfología es de levemente sinuosa a irregular y se observan fibras que crecen en forma perpendicular a la roca de caja, correspondiente a una margas color gris medio oscuro de textura masiva.

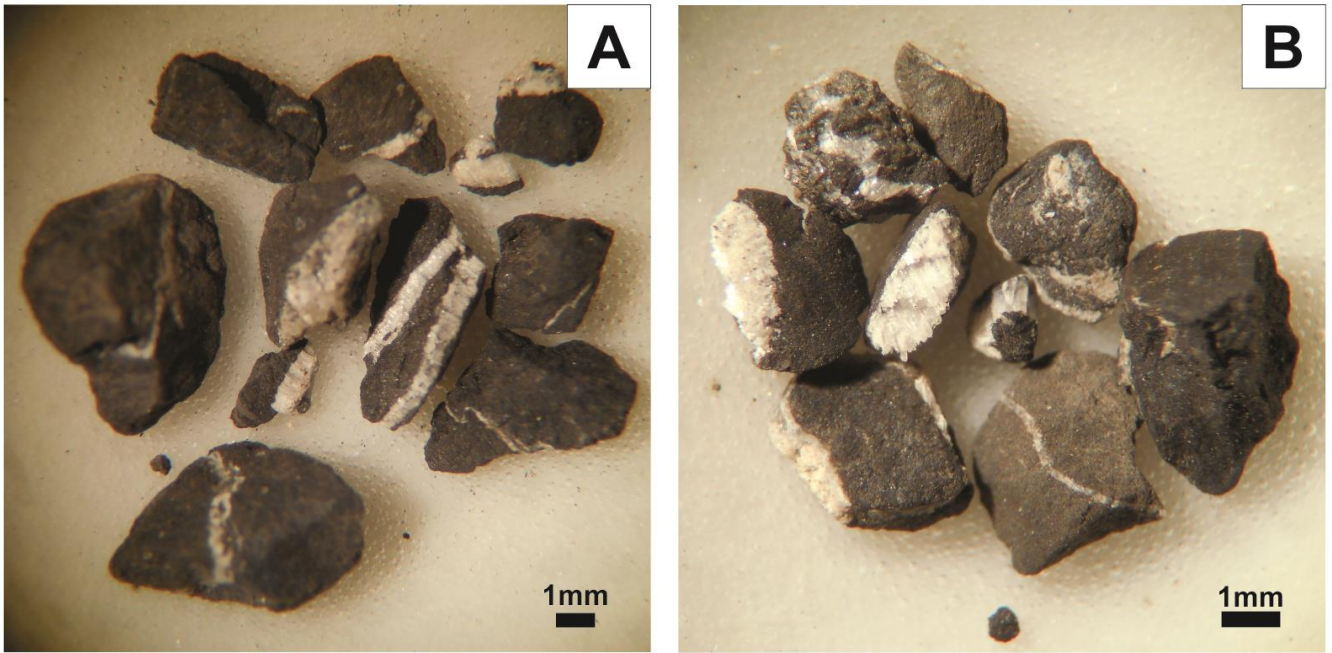


Figura 4.32: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, en las profundidades de 2614 mbbp (A) y 2616 mbbp (B).

Diecinueve microfracturas fueron contadas en la profundidad de 2618 m (Figura 4.33), las cuales varían su espesor desde 0,1 hasta aproximadamente 1,8 mm. Éstas son rectas a levemente irregulares, en la mayoría es visible el contacto neto con margas. Las fibras de crecimiento del relleno, perpendiculares a las paredes, son visibles sólo en algunas de ellas; en las demás, la textura del relleno es masiva. En el MEB se observan cristales con forma de escalenoedro rellenando las venillas (Figura 4.34 A y B), cuya composición corresponde a calcita (Figura 4.34C).

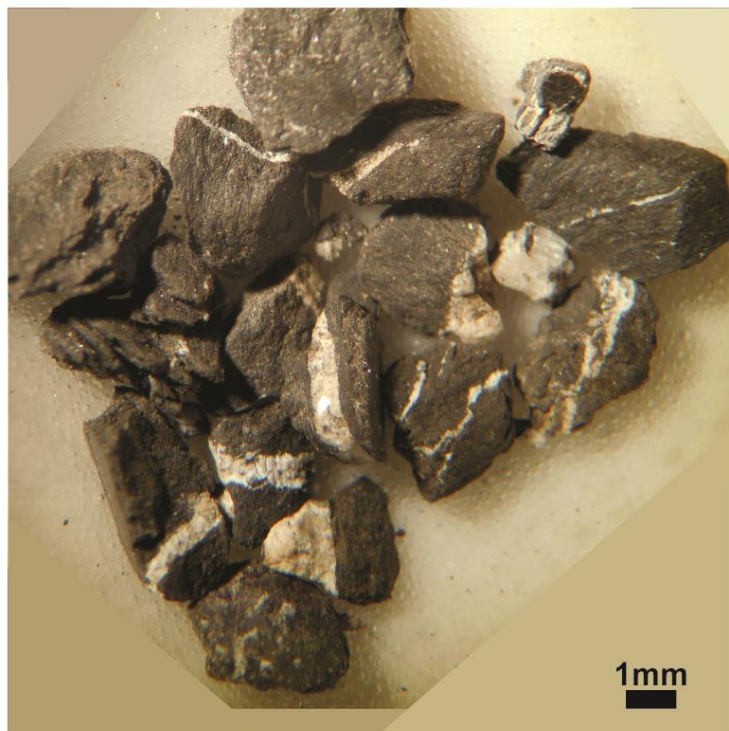


Figura 4.33: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, particularmente en la zona productora del mismo (2618 mbbp).

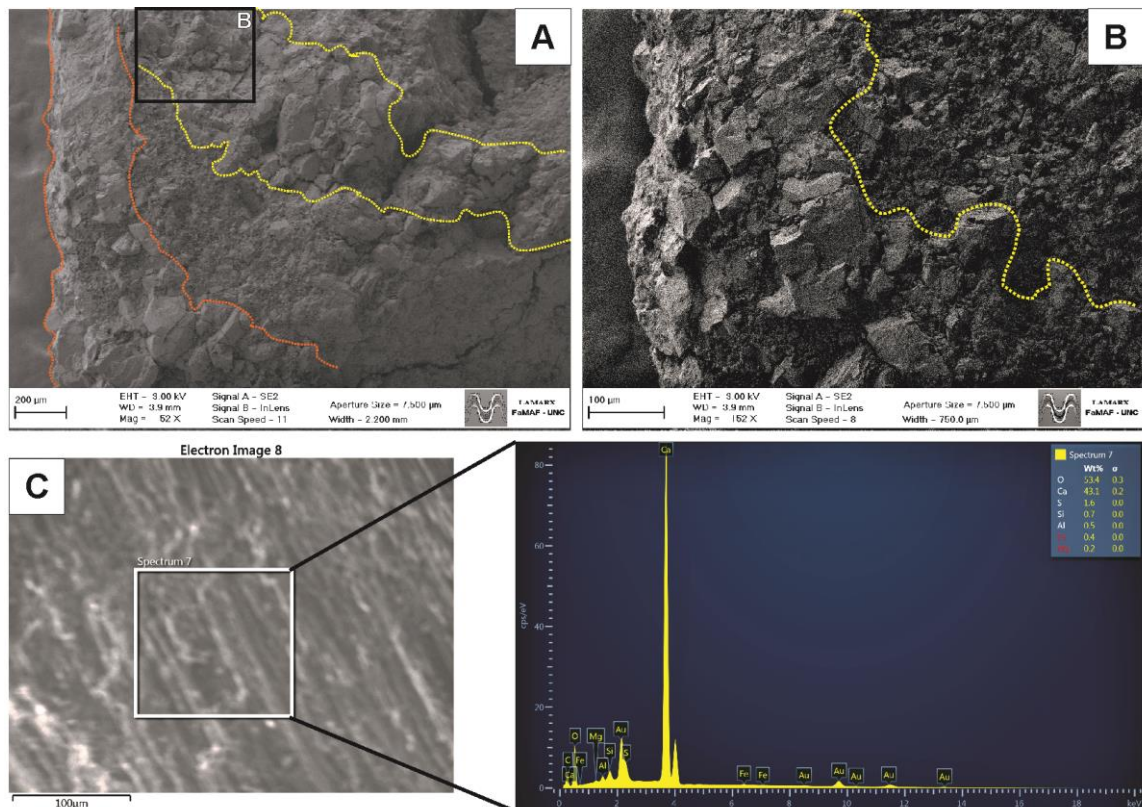


Figura 4.34: A) Vista general de dos microvenillas de calcita en marga (2618 mbbp) del pozo BAñ-VM1. Se observan cristales con forma de escalenoedro en el cuadrante inferior izquierdo. B) Acercamiento del lado izquierdo superior (recuadro en A), para observar el hábito del relleno de la microvenilla en detalle. C) Técnica de EDS sobre microvenilla, que verifica que el relleno corresponde a calcita. Las líneas amarillas y naranjas punteadas delimitan microvenillas.

En la muestra correspondiente a la profundidad de 2620 m, se contaron siete microfracturas, algunas de las cuales se ilustran en la Figura 4.35. Éstas varían su espesor de 0,2 a 1,1 mm y predominan aquellas de paredes rectas en contacto neto con una marga de color marrón a gris oscura. El relleno de las microvenillas es de color blanquecino, a excepción de una que posee color amarillento, y presentan en general una textura masiva. En una de ellas (Figura 4.35, cuadrante superior derecho) se observa una microvenilla con textura fibrosa y una sutura que divide el relleno en forma asimétrica, que se presenta como una línea recta de color oscuro transversal a la dirección de crecimiento de las fibras.



Figura 4.35: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, particularmente en la zona productora del mismo (2620 mbbp).

En el MEB, se observa en detalle las fibras de calcita creciendo oblicuas a las paredes de la fractura (Figura 4.36). Las mismas poseen una relación longitud/ancho mayor a uno, manteniéndose el ancho constante hacia las paredes de la venilla (aproximadamente 10 µm). A mayor magnificación (Figura 4.36 C y D) se observa que el borde las fibras son suaves indicando que no habría existido competencia en el crecimiento de las mismas (Rodrigues *et al.*, 2009). En la Figura 4.36B puede observarse una sutura paralela a las paredes de la roca de caja que corta las fibras de la microvenilla aproximadamente a la mitad.

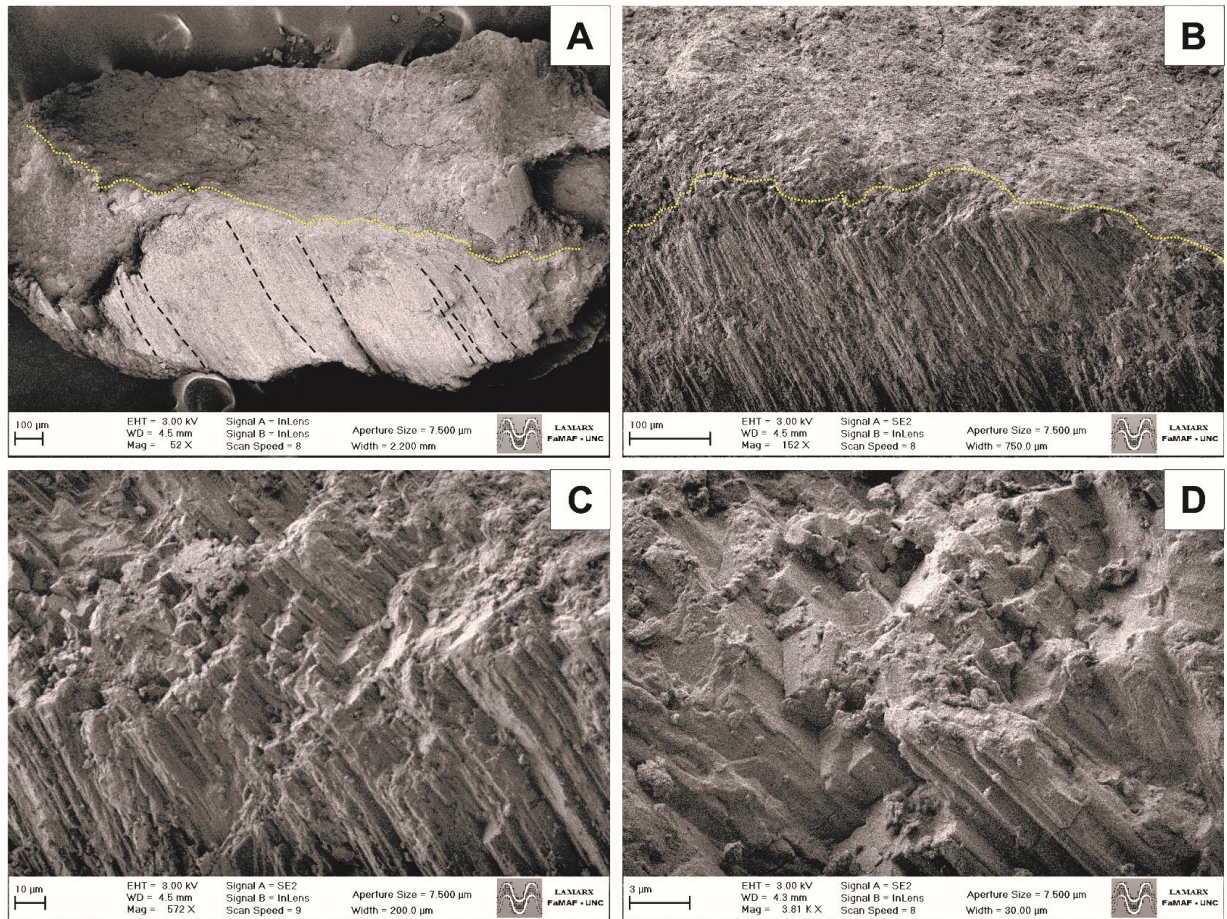


Figura 4.36: A) Vista general de microvenilla de calcita del pozo BAñ-VM1 (2620 mbbp). B) Borde de la microvenilla donde se observan escasos remanentes de la roca de caja. C) y D) Detalle de fibras de calcita, cristales con hábito prismático/columnar fino. Las líneas amarillas punteadas indican el contacto microvenilla–marga y línea negra de trazos sigue la inclinación las fibras de calcita.

En 2622 m, el conteo de microvenillas arrojó un resultado de siete en total (Figura 4.37). Éstas presentan un espesor que oscila entre 0,1 y 1 mm, son blanquecinas y de textura fibrosa. En todas se puede



Figura 4.37: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, particularmente en la zona productora del mismo (2622 mbbp). La flecha negra indica la discontinuidad lateral en la microvenilla.

de visualizar una sutura que en la mayoría de los casos marca un cambio en la coloración del relleno, observándose una mitad blanca y la otra en tonos pardos. Una característica de algunas venillas en esta profundidad es su discontinuidad lateral, reflejando un contacto neto con la marga en tres de sus cuatro márgenes (ver flechas en Figura 4.37). Este corte puede ser en forma de cuña o bien recto. En el MEB, también se observaron estas venillas con discontinuidad lateral, constituidas por calcita (Figura 4.38). En las venillas ilustradas no se observa sutura y el ancho de las fibras de calcita es mayor que en la profundidad anterior (entre 25 y 30 μm).

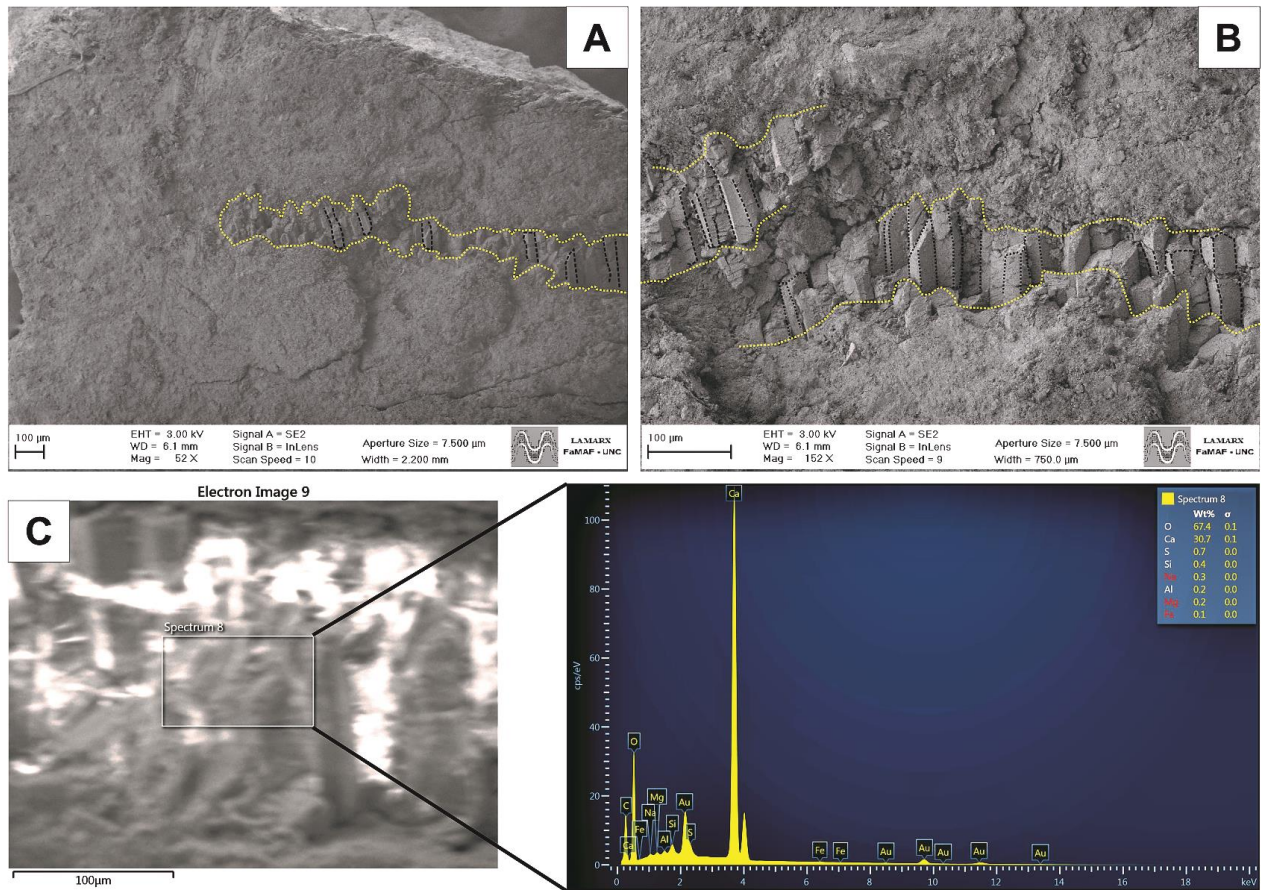


Figura 4.38: A) Vista general de microvenilla de calcita en marga del pozo BAñ-VMI (2622 mbbp) con discontinuidad lateral. B) Detalle de la microvenilla, donde se destaca el hábito fibroso del agregado cristalino del relleno, la forma prismática/columnar de los cristales individuales y el crecimiento perpendicular de las fibras de calcita hacia los márgenes de la fractura. C) Técnica de EDS sobre microvenilla, que verifica que el relleno corresponde a calcita. Las líneas amarillas punteadas indican el contacto microvenilla–marga y líneas negra punteadas destacan el hábito del mineral de relleno.

En la Figura 4.39 se ilustran las dieciocho venillas contadas en total a la profundidad de 2624 m. Como características comunes, las microvenillas se presentan rectas a levemente onduladas, en contacto neto con una marga gris oscura, en general son blancas a amarillentas y varían su espesor desde 0,05 a 1,45 mm. En la mayoría de ellas se pueden distinguir claramente las fibras de crecimiento del mineral de relleno, las cuales se ven interrumpidas ya sea por una línea de sutura oscura, o bien por incrustaciones de fragmentos de marga. En el margen derecho superior se observa una marga con textura brechosa, donde las microvenillas por lo general siguen una misma dirección y algunas venillas menores las cruzan en ángulo. En el MEB, se observa en general que el relleno ocupa totalmente el espacio de la microfractura original, los cristales poseen un hábito prismático y una sola generación de fibras creciendo perpendicular a las paredes de la fisura (Figura 4.40 A y B). Sin embargo, en algunos casos se observan microfracturas abiertas en la zona de contacto venilla-marga (Figura 4.40 C y D). En la microvenilla ilustra-



Figura 4.39: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VMI, particularmente en la zona productora del mismo (2624 mbbp). La flecha negra indica la discontinuidad lateral en la microvenilla y el cuadro púrpura señala marga con textura brechosa.

da en la Figura 4.40F se distinguen tres zonas internas de relleno constituido por el mismo material (muy probablemente calcita) con cristales de mayor espesor que A y B, que no varían su orientación pero que dejan espacios vacíos en el contacto entre ellas.

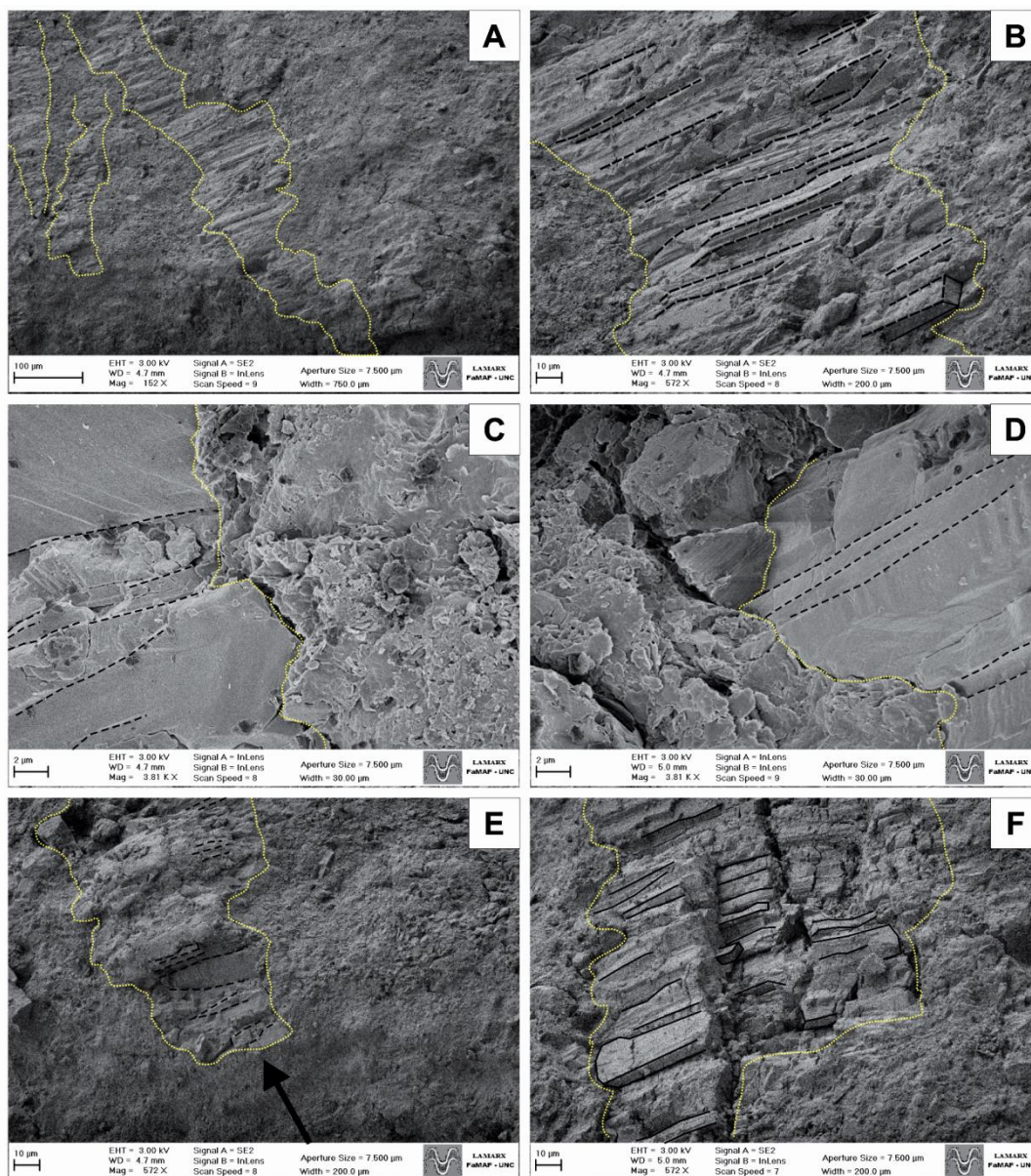


Figura 4.40: Vista general de múltiples microvenillas de calcita en margas del pozo BAñ-VM1 (2624 mbbp). Textura brechosa de la margas. **B)** Vista de microvenilla de cuadrante superior izquierdo de A. Se destaca hábito fibroso perpendicular a las paredes de la fisura. **C)** Detalle del contacto irregular entre arcillas de la roca de caja y el carbonato. **D)** Ampliación del cuadrante inferior izquierdo de B. Se observa sobre el mineral de relleno de la fisura disolución en la parte superior derecha. Los puntos oscuros del cuadrante inferior derecho posiblemente correspondan a materia orgánica. **E)** Vista general de una microvenilla con discontinuidad lateral. **F)** Detalle de E del contacto microvenilla-margas y del hábito del mineral de relleno.

Finalizando con la descripción correspondiente a la zona productora del pozo BAñ-VM1, en la Figura 4.41 se presentan las once microfracturas contabilizadas en la muestra correspondiente a la profundidad de 2626 m. Los espesores de las mismas varían entre 0,11 y 1 mm, prevalecen las de morfología recta en contacto neto con la roca de caja, que corresponde a una margas gris oscura, mientras que su relleno es de color blanco y posee fibras de crecimiento perpendiculares a las paredes. En algunas de ellas se observan incrustaciones de la margas paralelas a las paredes de la roca.



Figura 4.41: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, particularmente en la zona productora del mismo (2626 mbbp). Las flechas negras indican la discontinuidad lateral en las microvenillas.

En la Figura 4.42A se observan dos microvenillas correspondientes a la profundidad de 2630 m. Se disponen de forma aproximadamente paralela, tienen un espesor equiparable de entre 0,22 y 0,25 mm y un relleno de calcita fibrosa, que posee pequeñas incrustaciones de la roca de caja. Las paredes de las microvenillas se observan rectas a levemente irregulares, en contacto neto con una marga gris media oscura a gris oscura. No se observa sutura en el mineral de relleno, sino que las fibras crecen en continuidad óptica sólo interrumpidas en caso de encontrarse una incrustación de la marga.

La microvenilla de la Figura 4.42B corresponde a la profundidad de 2700 m (zona de la cocina), posee un espesor de 0,9 mm y como mineral de relleno presenta calcita, que se desarrolla en fibras blanquecinas que crecen en forma perpendicular a las paredes. Esta microvenilla tiene la particularidad de mostrar una línea de sutura que divide en forma asimétrica el relleno, la cual se presenta aproximadamente paralela a las paredes a lo largo de la fractura. La sutura se distingue en mayor medida en el lado derecho de la venilla donde se observan pequeños fragmentos de la marga gris medio oscura que constituye la roca de caja.

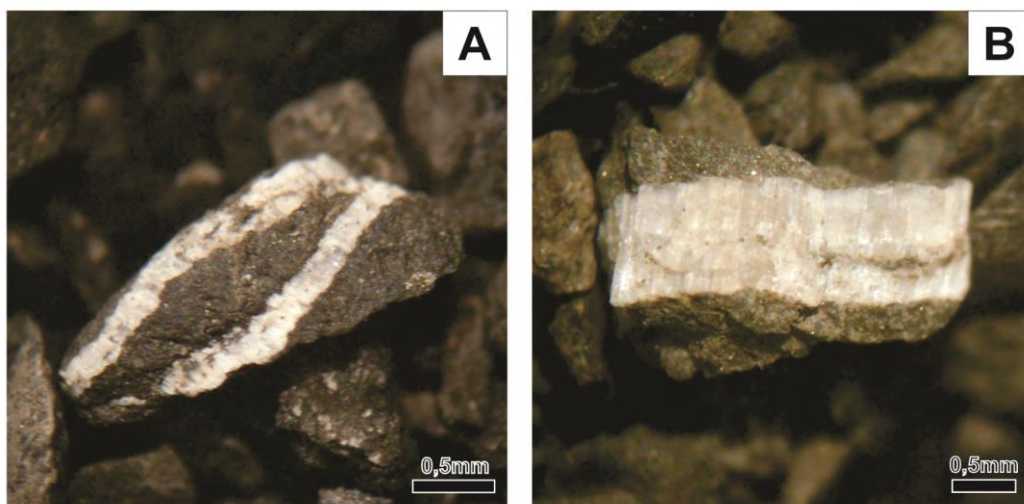


Figura 4.42: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM1, en las profundidades de 2630 mbbp (A) y 2700 mbbp (B).

Pozo BAñ-VM2

En las Figuras 4.43 – 4.44 se muestran las microvenillas de calcita más representativas del pozo BAñ-VM2. La Figura 4.43A es una microvenilla de calcita correspondiente a la profundidad de 2582 m. Ésta tiene un espesor de 0,11 mm y sus paredes son irregulares en contacto neto con una marga color gris medio. En la muestra correspondiente a la profundidad de 2590 m (Figura 4.43B) se observó una microvenilla de 0,5 mm de espesor en un fragmento de marga color gris medio cuyo mineral de relleno corresponde a calcita, según se verificó al someter un fragmento a la acción de HCl. En un aumento de la parte posterior del fragmento de marga, el cual se encuentra pulido por efecto del trépano de perforación, se observan impregnaciones de color pardo que posiblemente correspondan a hidrocarburos.

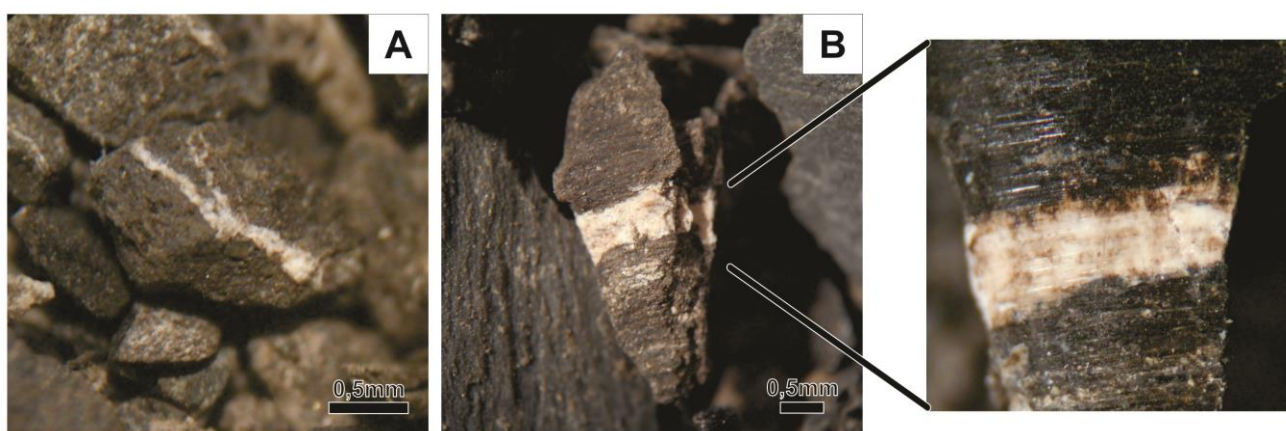


Figura 4.43: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM2, en las profundidades de 2582 mbbp (A) y 2590 mbbp (B). Detalle en B de la parte posterior de la microvenilla con posibles incrustaciones de hidrocarburos

Las microvenillas de la Figura 4.44A representan la profundidad de 2614 m, poseen espesores entre 0,14 mm y 0,7 mm y el mineral de relleno corresponde a calcita. La calcita se observa cristalina, si bien no se pueden distinguir fibras, varía su color de blanco a pardo amarillento por la presencia de impurezas y rellena por completo las microfracturas producidas en una marga gris oscura con micropirita diseminada.

La Figura 4.44B muestra un caso particular de una marga microfracturada como una brecha, donde las microvenillas de calcita siguen principalmente una dirección horizontal. Las mismas se observaron en la muestra correspondiente a la profundidad de 2618 m, varían su espesor desde 0,065 a 0,5 mm y en aquellas de mayor espesor se puede ver la textura fibrosa de la calcita. En la muestra siguiente, representativa de los 2620 m, se observa una microvenilla paralela al sentido de laminación de una marga color gris medio oscuro, de 0,25 mm de espesor, y otra de menor tamaño que la intercepta en ángulo (Figura 4.44C). La microvenilla está rellena de calcita fibrosa y posee numerosas incrustaciones de fragmentos de marga. La microvenilla de la Figura 4.44D es la de mayor espesor encontrado en este pozo (0,81 mm) y corresponde a la profundidad de 2650 m. La misma se encuentra en contacto neto y aproximadamente recto con una marga color gris medio, está rellena de calcita que se desarrolla en fibras que crecen perpendiculares a las paredes de la fractura y presenta una clara sutura en la mitad superior. Finalmente, la microvenilla de la Figura 4.44E (2686 m) se encuentra prácticamente horizontal y con límites rectos en una marga gris oscura.

También son notorias las fibras de crecimiento de la calcita, que se encuentra como mineral de relleno, pero aquí no se observa sutura. Posee un espesor de 0,34 mm.

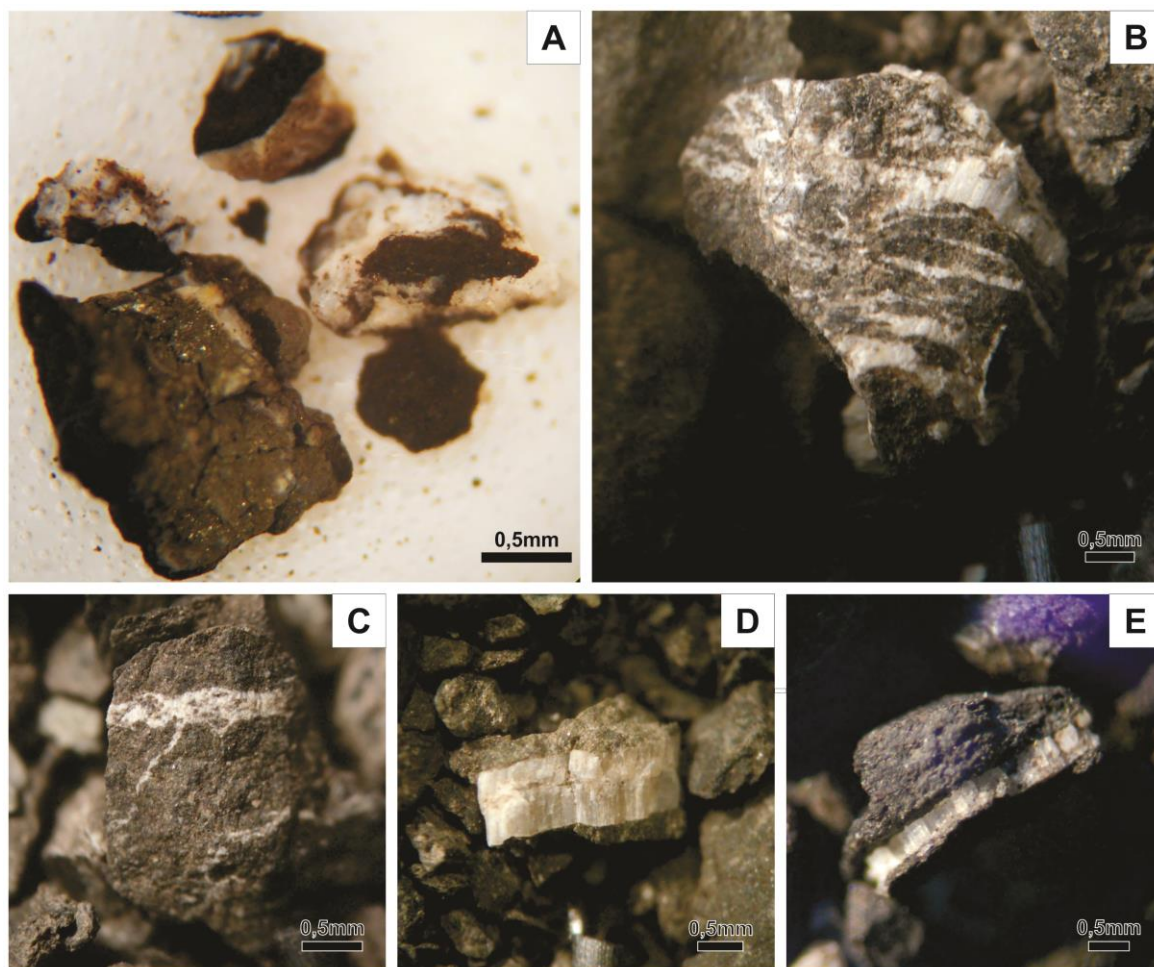


Figura 4.44: Microvenillas de calcita representativas del pozo BAñ-VM2, tomadas de las muestras de *cutting* de distintas profundidades, según se especifican a continuación: A) 2614 mbbp; B) 2618 mbbp; C) 2620 mbbp; D) 2650 mbbp y E) 2686 mbbp.

Pozo BAñ-VM3

Las microvenillas encontradas en el pozo BAñ-VM3 se hallan ilustradas en las Figuras 4.45 – 4.47. Las primeras dos imágenes, Figura 4.45A y B, muestran microvenillas de escaso espesor (0,06 y 0,18 mm respectivamente) y donde se observa una sola pared de contacto entre el mineral de relleno y la marga que constituye la roca de caja. Corresponden a las profundidades de 2646 y 2672 respectivamente. La calcita, que compone el mineral de relleno de la microvenilla, se observa con brillo vítreo, de transparente a translúcida y se encuentra en contacto neto con la pared de la fractura, en un contacto de geometría recta a levemente irregular.

En la Figura 4.45C se observan fibras de calcita que se desarrollaron en forma perpendicular a la apertura de una microvenilla de 0,09 mm de espesor en una marga color gris medio oscuro. Esta microvenilla fue observada en la muestra correspondiente a los 2676 m de profundidad y se puede percibir el paralelismo con la laminación de la marga y el contacto neto con esta roca. La calcita muestra una coloración parda amarillenta, que podría asociarse al contenido o circulación de hidrocarburos.

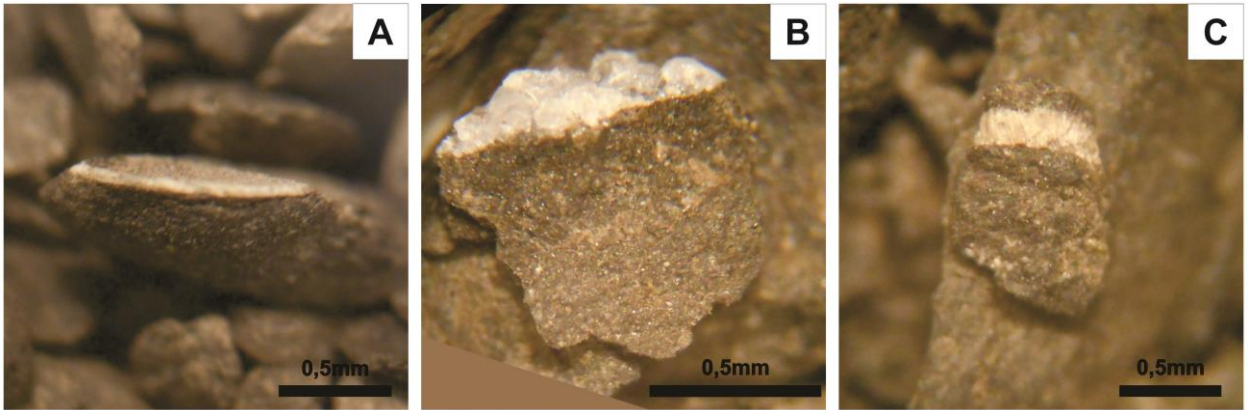


Figura 4.45: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM3, en las profundidades de 2646 mbbp (A), 2672 mbbp (B) y 2676 mbbp (C).

En la Figura 4.46A, correspondiente a los 2716 m, pueden distinguirse claramente las fibras de calcita, de aproximadamente 45 μm de ancho y de 0,4 mm de largo. Si bien corresponde a un fragmento, donde no se observan ninguna de las paredes de la venilla, se estima que las fibras se desarrollaron perpendiculares a la roca de caja. La calcita presenta un color pardo, que podría deberse a impurezas generadas por hidrocarburos.

La microvenilla de la Figura 4.46B corresponde a la profundidad de 2720 m y es la de menor espesor hallado en este pozo (0,01 mm). Tiene además la particularidad de ser una fractura cerrada, que no supera los 0,3 mm de largo. El mineral de relleno es color blanco y tiene hábito cristalino. La Figura 4.46C ilustra una microvenilla rellena de calcita fibrosa, cuyas fibras se encuentran en ángulo recto con una pared

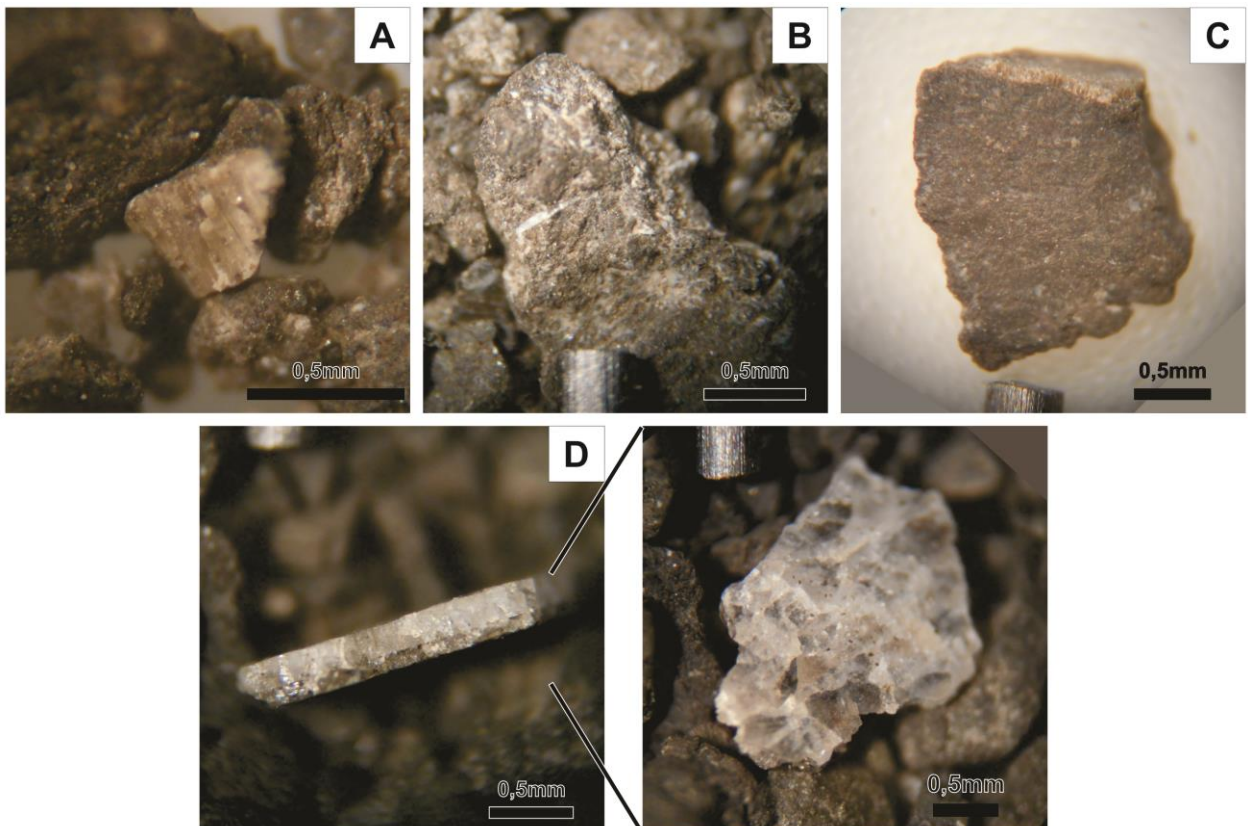


Figura 4.46: Microvenillas de calcita representativas del pozo BAñ-VM3, tomadas de las muestras de *cutting* de distintas profundidades, según se especifican a continuación: A) 2716 mbbp; B) 2720 mbbp, C) 2726 mbbp y D) 2728 mbbp.

La microvenilla de calcita de la Figura 4.46D (2728 m) tiene hábito cristalino, color blanco y un espesor de 0,17 mm. La base de la misma se encuentra en contacto neto y recto con una marga color gris medio, mientras que en la pared superior se observa la calcita al descubierto, como se muestra en un aumento a la derecha de la figura. La muestra tiene un perímetro promedio de 147,7 mm y se observa una superficie plana con la calcita desarrollándose en forma cristalina.

En la Figura 4.47A se distinguen tres microvenillas de las siete identificadas a la profundidad de 2754 m (zona de la cocina). Éstas varían su espesor entre 0,12 y 0,5 mm, dos de ellas presentan límites netos y rectos y un relleno de calcita con hábito cristalino e impurezas; en el cuadrante central se observa una marga gris oscura con micropirita y alto contenido calcáreo, donde la microvenilla de calcita rellena una fractura paralela a la laminación en forma neta e irregular.

La última microvenilla descrita en este pozo corresponde a la profundidad de 2778 m (zona de la cocina) y posee un espesor de 0,68 mm (Figura 4.47B). La particularidad de esta venilla es que sólo se observa el mineral de relleno y no el contacto con la roca de caja. El mineral de la cual está compuesta es calcita, que se desarrolla en fibras paralelas entre sí, rectas, translúcidas y con colores variantes entre blanco y pardo, probablemente debido a impurezas.

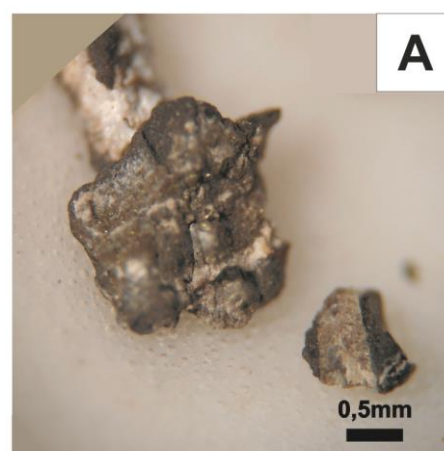


Figura 4.47: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM3, en las profundidades de 2754 mbbp (A) y 2778 mbbp (B)

Pozo BAñ-VM4

Las Figuras 4.48 – 4.52 ilustran las microvenillas observadas en el pozo BAñ-VM4.

La Figura 4.48A ilustra una microvenilla correspondiente a la profundidad de 2690 m de 0,09 mm de espesor. La misma se encuentra relleno una microfractura paralela al sentido de laminación de una marga gris medio oscura. Como mineral de relleno presenta calcita, la cual se desarrolla en fibras paralelas y rectas que se formaron perpendiculares a las paredes de la marga. El contacto entre el relleno y la roca de caja se observa neto y recto.

En la Figura 4.48B se observan dos microvenillas de calcita fibrosa correspondientes a la profundidad de 2702 m. Las mismas presentan un contacto neto y recto con una marga color gris oscuro y tienen un espesor de entre 0,11 y 0,15 mm. La calcita posee un color blanco y no se observan impurezas o la presencia de una sutura entre las fibras.

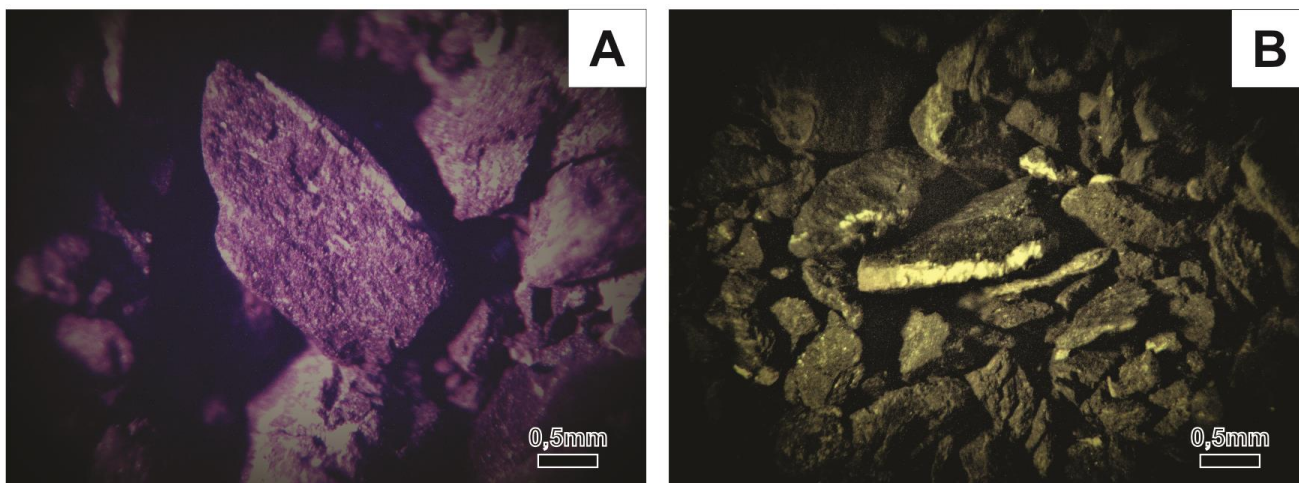


Figura 4.48: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM4, en las profundidades de 2690mbbp (A) y 2702 mbbp (B)

Dos microvenillas paralelas se encuentran ilustradas en la Figura 4.49A, las cuales corresponden a la profundidad de 2738 m. Éstas varían sus espesores entre 0,1 y 0,135 mm, están rellenas de calcita fibrosa color blanco y se encuentran en contacto neto e irregular con una marga color gris oscuro. Las fibras de la calcita se observan rectas, sin deformación, y desarrolladas en forma perpendicular a las paredes de la microfractura.

Tres microvenillas en total fueron contadas en la muestra de *cutting* de la profundidad de 2744 m (Figura 4.49B). Las dos de mayor espesor (0,32 y 0,56 mm) se encuentran rellenas de calcita fibrosa de color blanco y por zonas puede divisarse una línea de sutura paralela a las paredes, que se hace notoria debido a la discontinuidad de las fibras minerales. La microvenilla de menor espesor (0,13 mm) tiene calcita fibrosa como mineral de relleno de color blanco a pardo, debido a impurezas posiblemente a circulación de hidrocarburos. En todas se observa un contacto neto e irregular con la roca de caja, constituida por una marga color gris oscuro. En el MEB (2747 m), se observó en detalle la forma prismática/columnar de los cristales de calcita que constituye el relleno de estas venillas (Figura 4.50 A, C, D y E). Se observa que los mismos crecen perpendiculares a las paredes de la fisura rellenándola completamente como lo indica la presencia de los moldes de apoyo de los cristales en la marga (Figura 4.50B). Se observa la presencia de una sutura en la Figura 4.50 A y C que indicaría que el crecimiento del relleno se realizó desde las paredes hacia el centro de la fisura.

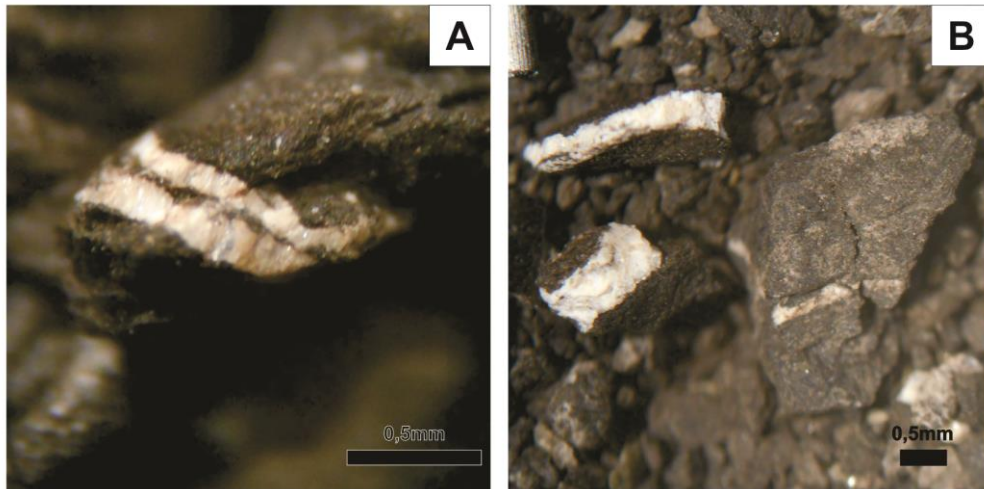


Figura 4.49: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM4, en las profundidades de 2738 mbbp (A) y 2744 mbbp (B).

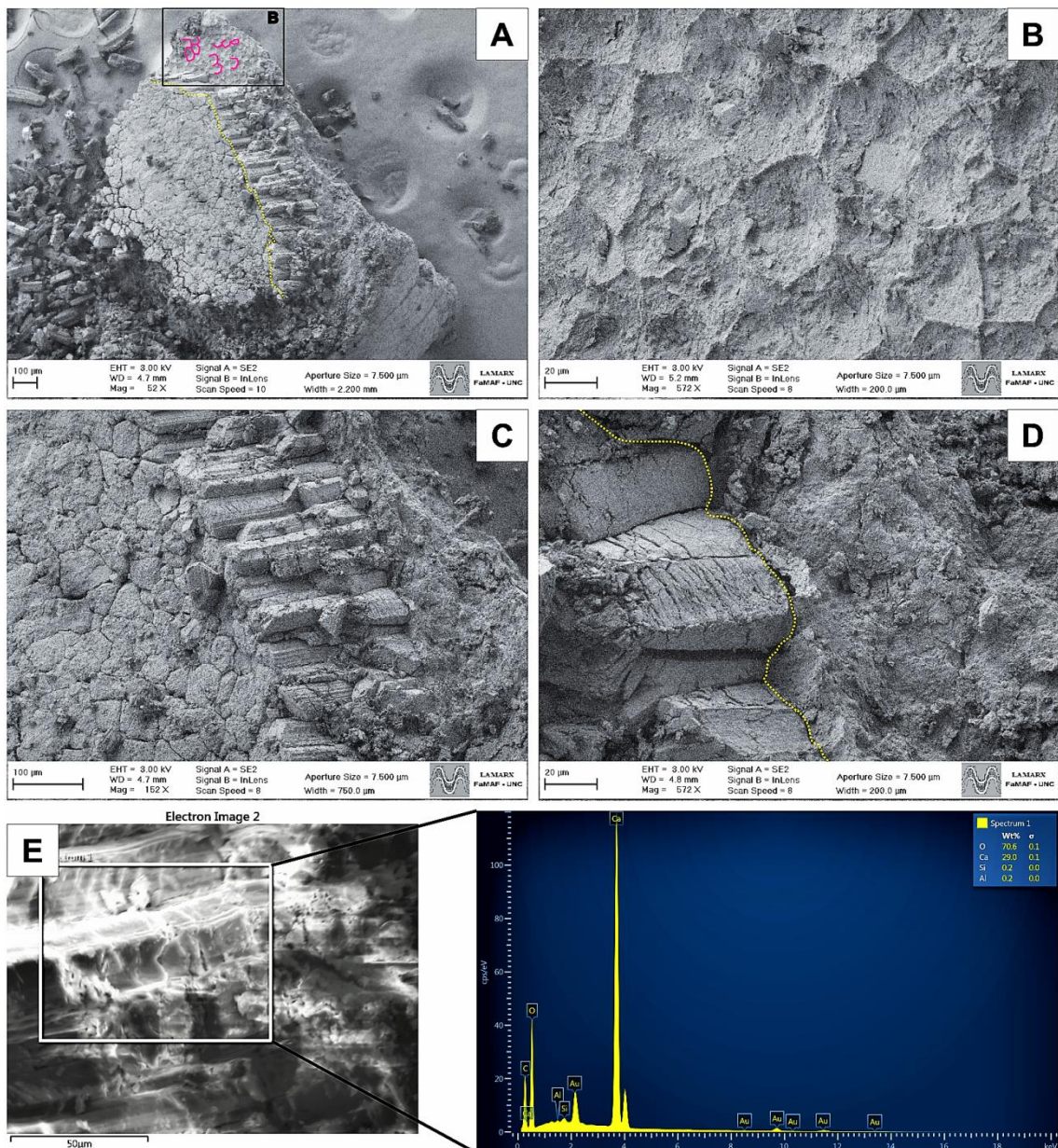


Figura 4.50: A) Vista general de microvenilla de calcita del pozo BAñ-VM4 (2747 mbbp). B) Detalle recuadro marcado en A: moldes de apoyo de los cristales de relleno de la venilla. C) Hábito fibroso del agregado cristalino que forma parte del relleno y forma prismática/columnar gruesa de los cristales individuales. D) Detalle de D; contacto irregular con la marga. E) Técnica de EDS sobre microvenilla, que verifica que el relleno corresponde a calcita. Las líneas amarillas punteadas indican el contacto microvenilla-marga y líneas magenta marcan molde de contacto de fibras de calcita.

En la Figura 4.51A (2756 m) se observa una microvenilla de 0,33 mm de espesor, que se encuentra rellena con calcita fibrosa de color blanco. Esta venilla posee la particularidad de reflejar cierto grado de deformación. El contacto con la marga color gris medio oscuro y alto contenido de pirita diseminada es altamente irregular.

En la muestra correspondiente a la profundidad de 2780 m se fotografió una microvenilla de un espesor de 0,38 mm con relleno de calcita fibrosa (Figura 4.51B). El contacto con la roca de caja, una marga color gris oscuro con micropirita diseminada, se produce en forma neta e irregular. Las fibras de la calcita se desarrollan en forma perpendicular a las paredes y se observan rectas en cercanías de las mismas. En el centro de la venilla las fibras no presentan una continuidad clara lo cual, sumado a una zona de coloración parda que se desarrolla paralela a los bordes y aproximadamente a la mitad del relleno, podría permitir inferir la presencia de una sutura.

En la Figura 4.51C se ilustra una microvenilla correspondiente a la profundidad de 2789 m. La misma tiene aproximadamente un espesor de 0,38 mm y presenta deformación en su sentido longitudinal. Presenta una geometría sinuosa, con contactos netos e irregulares con la roca de caja, que corresponde a una marga gris oscura con micropirita diseminada. La venilla contiene calcita como mineral de relleno que se observa cristalina y de color blanco y posee incrustaciones de la marga.

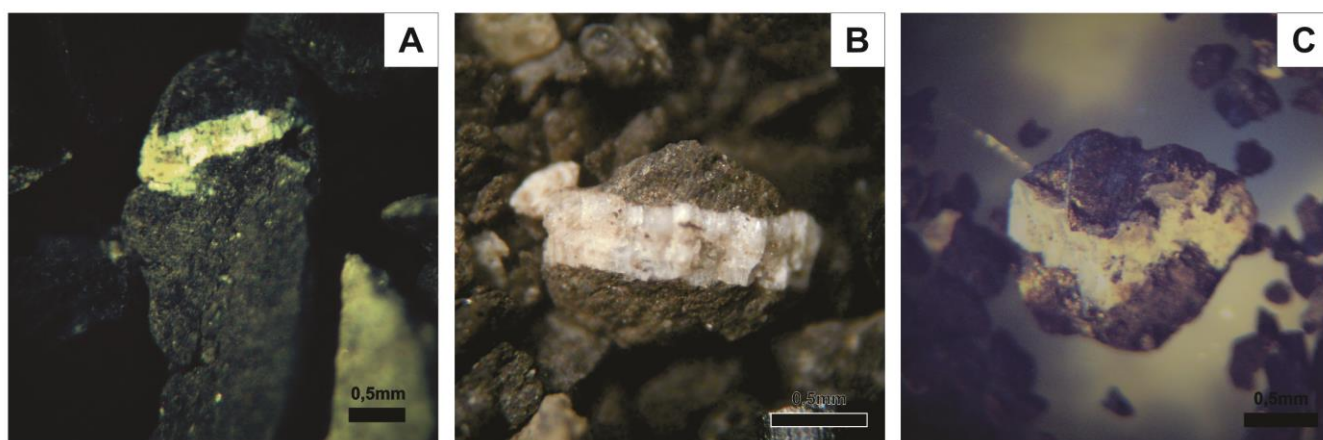


Figura 4.51: Microvenillas de calcita representativas del pozo BAñ-VM4, tomadas de las muestras de *cutting* de distintas profundidades, según se especifican a continuación: A) 2756 mbbp, B) 2780 mbbp y C) 2789 mbbp.

La microvenilla representada en la Figura 4.52A posee un espesor de 0,44 mm y corresponde a la profundidad de 2798 m (zona de “cocina”). El relleno de la misma está constituido por calcita con un desarrollo de fibras rectas y paralelas entre sí. Presenta un color blanco a pardo, por impurezas. La roca de caja no se preservó en la muestra, si bien se puede inferir que el límite debe haber sido aproximadamente recto de acuerdo a las terminaciones que presentan las fibras de calcita.

Finalmente, la microvenilla de la Figura 4.52B corresponde a la profundidad de 2810 m (zona de la cocina) y posee el mayor espesor hallado en este pozo (1,03 mm). En el límite inferior de la misma se observa un contacto neto y levemente irregular con una marga color gris oscuro, mientras que el límite superior no está claramente definido debido a las incrustaciones de la roca de caja. Se encuentra rellena de

calcita fibrosa, cuyas fibras se desarrollan perpendiculares a las paredes de la fractura en forma recta en todo el espesor.

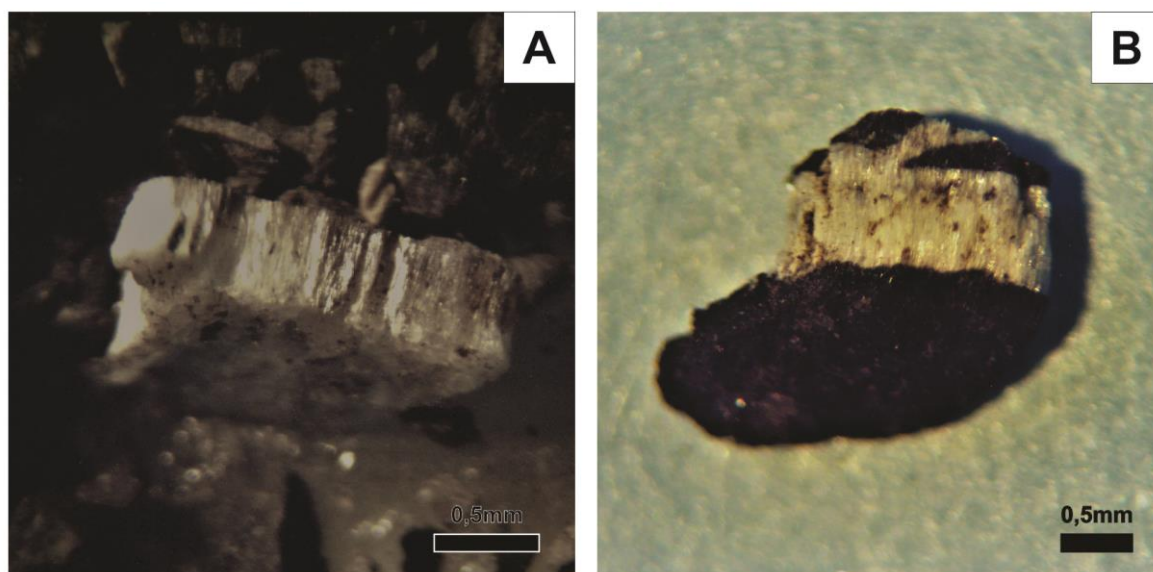


Figura 4.52: Microvenillas de calcita pertenecientes al pozo BAñ-VM4, en las profundidades de 2798 mbbp (A) y 2810 mbbp (B).

4.4.3 Relación entre las microvenillas y las fracturas detectadas a través de imágenes de pozo

En el análisis de microvenillas, como se dijo anteriormente, se contó con la herramienta de imágenes de pozo en los pozos BAñ-VM1, BAñ-VM2 y BAñ-VM3. Por su parte, los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM3 poseen en su interpretación la densidad de fracturas en forma numérica (#/m, fracturas por metro), mientras que en el pozo BAñ-VM2 se señalan los buzamientos de las mismas.

En el pozo BAñ-VM1 se observa que predominan las fracturas parcialmente conductivas (FPC) en color verde (Figura 4.53A) y las fracturas no conductivas (FNC, color azul), con valores que llegan hasta cuatro fracturas por metro. Se puede observar una concentración de ambas en el intervalo medio superior (2610 – 2660 mbbp), mientras que las menores acumulaciones se observan en los 40 metros al tope de la sección en estudio y en el intervalo medio inferior hasta la base de la formación. En el pozo BAñ-VM3 no se observan concentraciones de fracturas en metros consecutivos, sino que se ven esporádicas apariciones de FPC y FNC que no superan una unidad por metro. En la Figura 4.53 se presenta un extracto de intervalos de los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM3, mientras que en la Figura 4.55 se observa la zona en estudio completa.

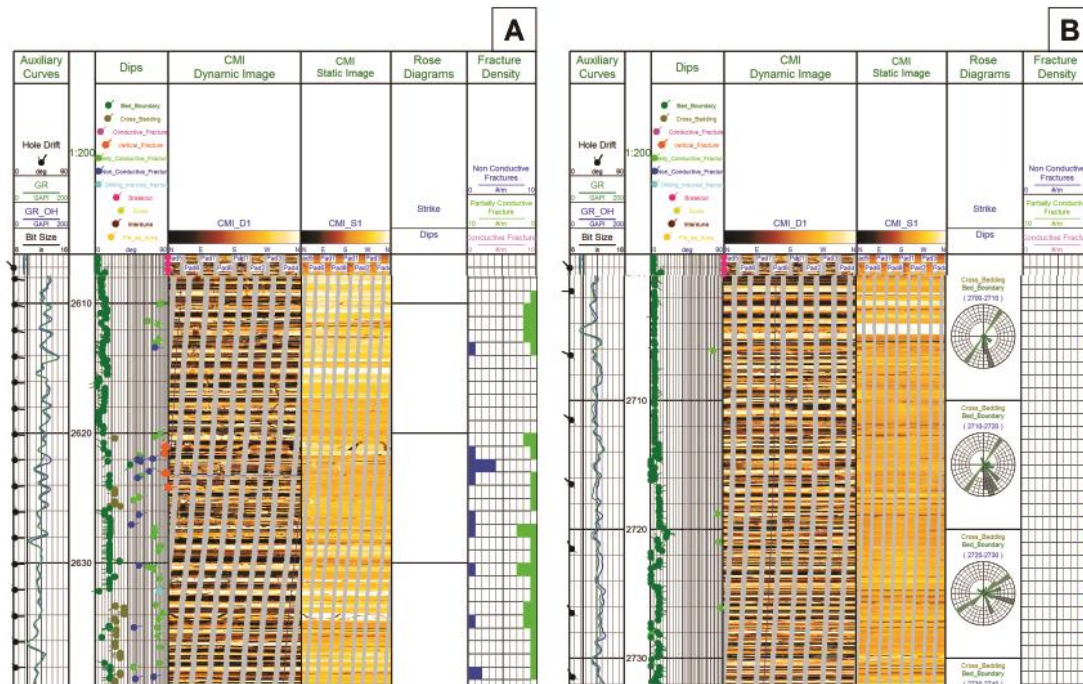


Figura 4.53: Extractos de las imágenes de pozo de los pozos BAñ-VM1 (A) y BAñ-VM3 (B), en los intervalos 2608-2640 m y 2700-2732 m respectivamente.

En este caso se observa el predominio de las fracturas parcialmente abiertas (color naranja), las cuales pueden encontrarse a lo largo de todo el pozo con altos grados de buzamiento (70 a 85°).

Las fracturas selladas (*healed fractures*, color amarillo) también se observan en las figuras y son tenidas en cuenta debido a que es común el relleno de calcita en las mismas. Estas se encuentran solo en la mitad superior del pozo analizado en pequeños intervalos que no superan los 4 metros (2652-2648 mbbp).

Muy puntualmente puede observarse la traza de fracturas abiertas o conductoras (color rojo). Al igual que con los pozos anteriormente descritos, se presenta un extracto de un intervalo en la Figura 4.54, mientras que en la Figura 4.55 se observa la zona en estudio completa.

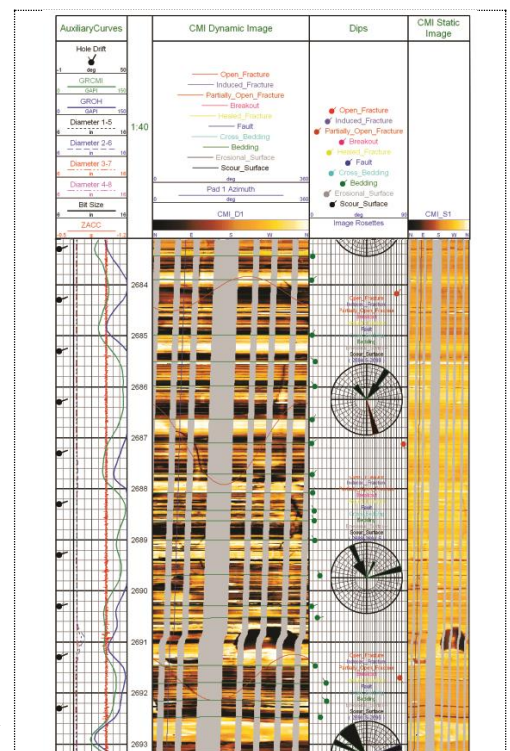


Figura 4.54: Extracto de la imagen de pozo del pozo BAñ-VM2 (A) en el intervalo 2693-2683 m

Se puede observar cierta relación entre el conteo hecho en las imágenes de pozo interpretadas y las realizadas en este trabajo sobre los recortes de perforación. Si bien en las imágenes de pozo no se observan grandes cambios en las proporciones de microfracturas, sí se pueden identificar intervalos donde éstas fueron interpretadas, las cuales en general son las mismas donde se observa una abundancia en el conteo por lupa binocular. Esta relación se ve principalmente en las zonas de la cocina y en la zona productora del pozo BAñ-VM1.

NW

SE

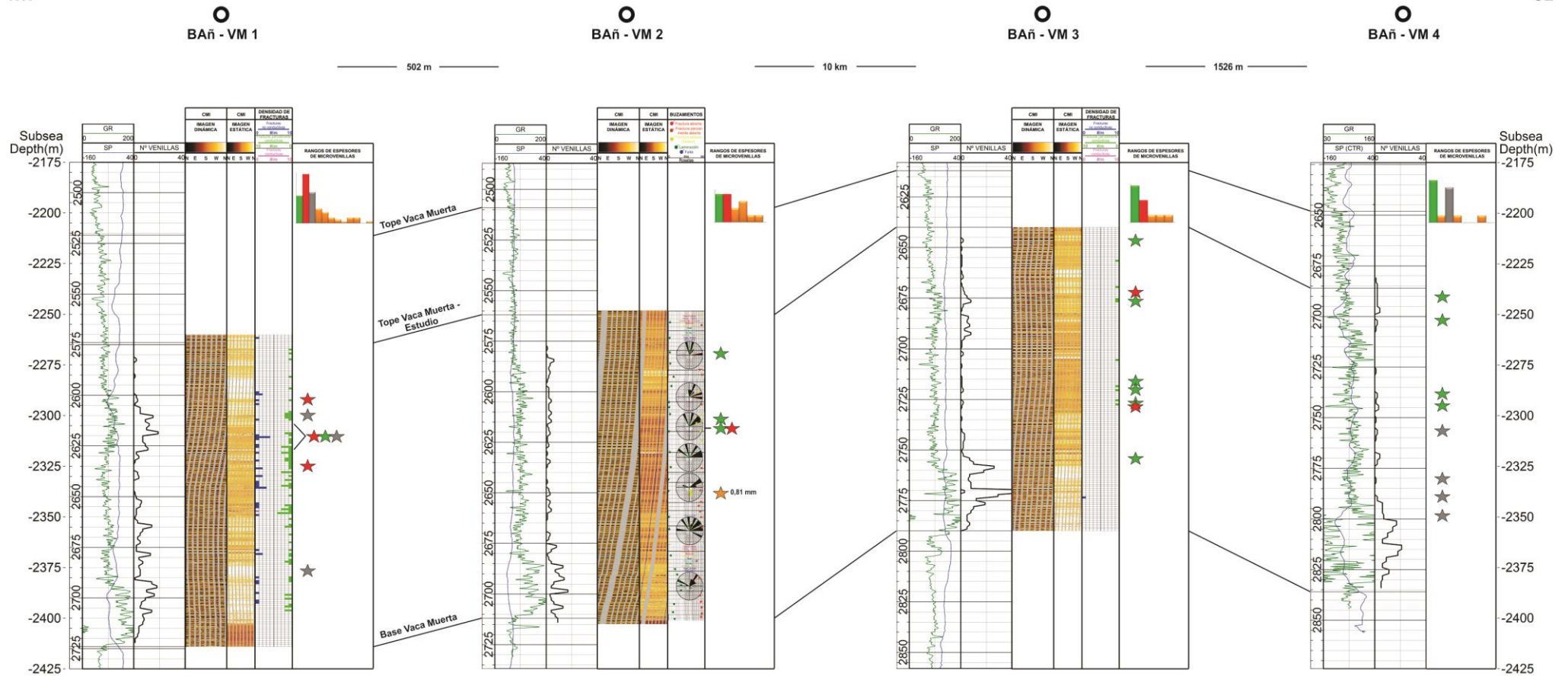


Figura 4.55: Relación entre las fracturas detectadas por las imágenes de pozo y las identificadas en este estudio. Track 1: Rayos Gamma y SP. Track 2: Curva de conteo de venillas según observación binocular de muestras de *cutting*. Track 3: Micro-imagen compacta (CMI) dinámica. Track 4: Micro-imagen compacta (CMI) estática. Track 5: Densidad de fracturas o buzamientos. Track 6: Rangos de espesores de microvenillas. Se presentan el histograma general del pozo y las estrellas representan, según color, las profundidades donde se describieron los espesores predominantes. Verde: 0 – 0,15 mm. Rojo: 0,15 – 0,30 mm. Gris: 0,30 – 0,45 mm. Naranja: mayor a 0,45 mm.

De la descripción de microvenillas surge que en la totalidad de las muestras donde se preservó la roca de caja, las venillas se encuentran en contacto neto con la misma. Predominan las de morfología recta por sobre las irregulares. La presencia de sutura no se ha detectado en muchos casos a esta escala de observación; sin embargo, como fue registrado en la Figura 4.36 de MEB en el pozo BAñ-VM1, puede que en muchas muestras sí podría observarse en caso de observarse con otras herramientas. El desarrollo de fibras de calcita también es un rasgo sobresaliente de la gran mayoría, si bien en las que no se describe este rasgo por observarse cristalinas o sin textura tampoco se puede afirmar que no existan fibras en caso de analizarlas con mayor detalle. Las impregnaciones en la calcita de un material color pardo no es una característica predominante en las muestras analizadas, si bien podría ser importante su análisis por poder estar relacionado al contenido de hidrocarburos.

Como características particulares por pozo, en BAñ-VM1 la casi totalidad de las muestras presenta calcita fibrosa como mineral de relleno, a excepción de sólo una cuyo relleno es de baritina, contacto neto con la marga, morfología de recta a irregular y la observación de una línea de sutura en un gran número de ellas. En el pozo BAñ-VM2 son minoría las muestras donde se observan las fibras en la calcita, prevalecen las microvenillas rectas y se observa textura brechosa en dos muestras. En el pozo BAñ-VM3 se describen impurezas en el relleno probablemente debidas a hidrocarburos más que en ninguno de los pozos anteriores, la gran mayoría de las microvenillas son rectas y en ninguna se observa sutura. Finalmente en el pozo BAñ-VM4 casi la totalidad de las muestras presenta calcita fibrosa, predominan las microvenillas de morfología irregular y en algunas puede observarse sutura e incrustaciones de la roca de caja.

Puede hacerse una buena correlación entre la aparición de las fracturas en las imágenes de pozo con las microvenillas descriptas, en especial las de rangos dominantes (Figura 4.55) y en la zona productora del pozo BAñ-VM1. La zona de mayor concentración de venillas selladas en el pozo BAñ-VM2 contiene a la profundidad donde se describió la microvenilla de mayor espesor de ese pozo (2650m: 0,81 mm de espesor), mientras que otra zona de menor concentración de estas fracturas en las imágenes coincide con dos margas de textura brechosa descriptas (2618 y 2620 m).

De acuerdo a la información previamente analizada, se puede concluir que las microvenillas de calcita descriptas en este estudio son equiparables a lo que otros autores describen como “beef”: venillas fibrosas de calcita paralelas a la laminación (Rodrigues *et al.*, 2009; Cobbold *et al.*, 2013; Ma *et al.*, 2016) con su respectivo significado y origen propuesto. La primera pauta para esta comparación tiene relación con el tipo de roca donde se hallan descriptas. Las lutitas ricas en materia orgánica, con características de roca madre, depositadas en cuencas en etapas sin grandes eventos de deformación, de edad jurásica temprana y que se encuentran en la ventana de generación de petróleo (70-120° C), poseen condiciones catalogadas por Cobbold *et al.* (2013) como asociadas a la ocurrencia de *beef*. De hecho, estos autores incluyen a las rocas generadoras de la cuenca Neuquina como localidades con evidencias registradas de *beef*. Estas estructuras se presentan principalmente en los intervalos con mayor riqueza en materia

orgánica, por lo que estos autores las asocian al desarrollo de sobrepresión vinculada al proceso de maduración de kerógeno.

La segunda pauta tiene que ver con la observación de calcita fibrosa en la mayoría de las microvenillas descritas y el paralelismo entre la depositación de calcita y la laminación de las margas además de la presencia de sutura en algunas de ellas y el crecimiento perpendicular de las fibras respecto a las paredes de la roca de caja. Todos los autores que describen *beef* en sus trabajos mencionan todas estas características en conjunto. La perpendicularidad de las fibras sugiere que existió una apertura vertical, contra la fuerza de gravedad (Rodrigues *et al.*, 2009; Ma *et al.*, 2016). Esto requiere una fuerza interna, lo que lleva a estos autores a atribuirlo a sobrepresión generada por fluidos, siendo aún materia de debate si la misma está asociada a generación de hidrocarburos.

Finalmente, en muchas de las microvenillas analizadas en este trabajo se describieron impurezas color pardo amarillento, que se sugirió que podía provenir de la circulación de hidrocarburos. Stoneley (1983) fue el primero en sugerir la vinculación entre los “*beef*”, la sobrepresión y la migración primaria de petróleo. Cobbold *et al.* (2013) añaden información que provee evidencia de este vínculo. Ciertos datos compilados por estos autores refieren al petróleo líquido que ocurre dentro de inclusiones en la calcita fibrosa, que indicarían que las fibras crecieron mientras las rocas madres estaban generando petróleo.

De esta forma se infiere que el desarrollo de las microvenillas rellenas de calcita está directamente relacionado con eventos de sobrepresión de fluidos generados en la formación Vaca Muerta. La litología principal de este litosomo, como ya se ha enunciado, corresponde a una marga con alto contenido orgánico y calcáreo que presenta altos índices de plasticidad, muy baja permeabilidad, fuerza de cohesión baja y plano de debilidad en el sentido de la laminación. Estas características favorecen en primer lugar la generación de fracturas por sobrepresión, ya sea por tectonismo, por diagénesis y deshidratación de arcillas o por generación de hidrocarburos, que se desarrollaron siguiendo el plano de debilidad originado por la laminación de las lutitas. Por otra parte, la composición y el tamaño muy fino de las litologías presentes en la Fm. Vaca Muerta las hace sensibles a procesos diagenéticos generando que algunos minerales inestables, como los calcáreos, se disuelvan y saturen los fluidos que al desplazarse por las fracturas pueden precipitar y cristalizar.

4.5 PRODUCCIÓN EN INTERVALOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El ajuste y ubicación de los niveles productivos en intervalos fisurados es un tema complejo, por lo que requiere contar con información lo más completa posible. En este tipo de intervalos se tiene en cuenta la descripción de los recortes de perforación, la detección directa de gas en la cromatografía durante la perforación y el análisis de perfiles eléctricos, principalmente del perfil sísmico y de las imágenes de pozo. El conjunto de estas características correctamente interpretadas permite definir los intervalos a punzar.

En el área que nos ocupa, se evaluó el intervalo 2628-2620m del pozo BAñ-VM1 mediante punzados y estimulación posterior por fractura (Figura 4.56). La estimulación mediante fractura hidráulica generó permeabilidad por la conexión de las fisuras naturales con una producción inicial de 2400 l/h (57,6 m³/día). Su buen rendimiento inicial no indujo posteriores ampliaciones de ese intervalo, pero en el mismo pozo se constataron al menos otras tres zonas con potencial futuro de acuerdo a las manifestaciones en la cromatografía y la presencia de fisuras en la imagen del pozo. Estas zonas se concentran en los ciclos sedimentarios denominados CS3 (donde se infirieron litologías arcillosas a calcáreas) y CS4 (lutitas con cantidades variables de carbonato de calcio y un paquete al tope poroso que podría deberse a presencia de clásticos o a fracturas).

La metodología empleada en este trabajo, permitió una profundización en la información pertinente al intervalo productor. Se describió la litología de la zona, la cual corresponde predominantemente a margas con hasta 5% de calizas, moderadamente bituminosas (L4), la cual se observa en general fuertemente fracturada. A su vez, el análisis de abundancia, espesores, composición y forma del relleno de venillas naturales por lupa binocular y sobre las imágenes de pozo permitió observar una alta correlación entre éstas y el intervalo productivo, por lo que esta herramienta se presenta como un excelente complemento al análisis de imágenes de pozos para evaluar zonas fracturadas. Este rasgo fue observado en sondeos vecinos que muestran similares características para ser evaluadas mediante punzados.

Este enfoque de carácter litológico permite convertirse en una herramienta a la hora de evaluar zonas potenciales. Del estudio de las microvenillas es interesante destacar que las zonas con mayor proporción de las mismas coinciden con zonas previstas para posteriores intervenciones en otros sondeos del área. Por otra parte, si bien una gran concentración se encuentra en la zona basal (cocina), las propiedades mecánicas generadas por el elevado porcentaje de materia orgánica no permiten que la misma sea apta para la estimulación hidráulica. De aquí se deduce que el origen y abundancia de estas microvenillas estaría íntimamente relacionado con la generación de hidrocarburos. No obstante, la concentración de microvenillas en profundidades más someras de la Fm. Vaca Muerta presenta propiedades mecánicas diferentes que sí permiten un fracturamiento efectivo con posibilidades de producción de hidrocarburos, lo que conduce a hacer un mayor enfoque en el aspecto mineralógico y litológico que diferencia a estos intervalos.

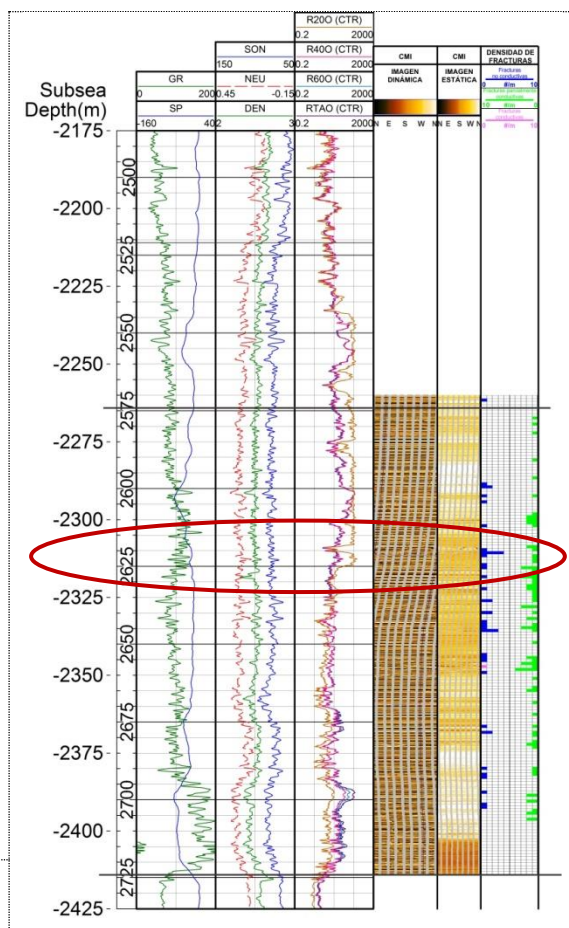


Figura 4.56: Intervalo punzado (2628-2620 m) que probó producción en el pozo BAñ-VM1

4.6 RELACIÓN ENTRE LA LITOLOGÍA, MINERALOGÍA Y PRESENCIA DE VENILLAS CON LA RESPUESTA DE PERFILES ELÉCTRICOS. DEFINICIÓN DE INTERVALOS DE CORRELACIÓN

Una vez caracterizados los cuatro pozos en la zona de estudio se realizaron las correlaciones pertinentes para discernir si existen propiedades semejantes entre los mismos. En cada capítulo previo se ha buscado asociar las unidades definidas en los cortes estructurales NW-SE. De esta forma se observó que los ciclos sedimentarios en general mantienen el mismo espesor y que las seis litofacies pueden asociarse principalmente con un ciclo, si bien pueden encontrarse en diferentes partes del perfil en profundidades variables.

En cuanto a la mineralogía, se observó una correlación alta entre las proporciones de los componentes mineralógicos de la sección media e inferior de los pozos BAñ-VM1 y BAñ-VM2, con una tendencia a aumentar el contenido de calcita con la profundidad. La asociación mineral es similar en todos los casos; en cambio, se advierten diferencias en la proporción relativa de los minerales identificados. En cuanto a la fracción arcilla, no se observaron variaciones significativas en el tipo y proporción de los minerales arcillosos presentes, aunque se puede mencionar un leve aumento en la proporción de illita con la profundidad.

De la descripción de microvenillas surge que la mayoría se presentan en contacto neto con la roca de caja, son rectas, rellenas principalmente de calcita fibrosa y pueden presentar sutura. Éstas principalmente abundan en la zona de la cocina de los pozos y un sector de la mitad superior, que en el caso del pozo BAñ-VM1 coincide con la zona productora. En función de esto, se definieron dos intervalos que se describen en detalle a continuación.

INTERVALO 1: COCINA

A la hora de definir intervalos que cuenten con semejanzas en los parámetros analizados, la primera correlación clara ocurre en los metros basales de los pozos. Ésta corresponde al intervalo llamado comúnmente “cocina”, de aproximadamente 40 metros que inicia inmediatamente después del contacto neto con la Fm. Tordillo, donde se describen margas bituminosas que concentran el mayor contenido de materia orgánica de la Fm. Vaca Muerta. La ubicación de este intervalo en los pozos se encuentra esquematizada en la Figura 4.57.

- **Características eléctricas**

Las respuestas eléctricas del mismo se agruparon dentro del ciclo sedimentario CS1, en el cual se describieron los valores más altos del perfil de Rayos Gamma denotando altos contenidos de uranio, característico de la presencia de materia orgánica, además de las proporciones de torio y potasio que

otorgan las arcillas en las lutitas, donde el sónico y el perfil de densidad marcan velocidades y densidades bajas, mientras que el perfil neutrónico interpreta altas porosidades (Figuras 4.59 – 4.62).

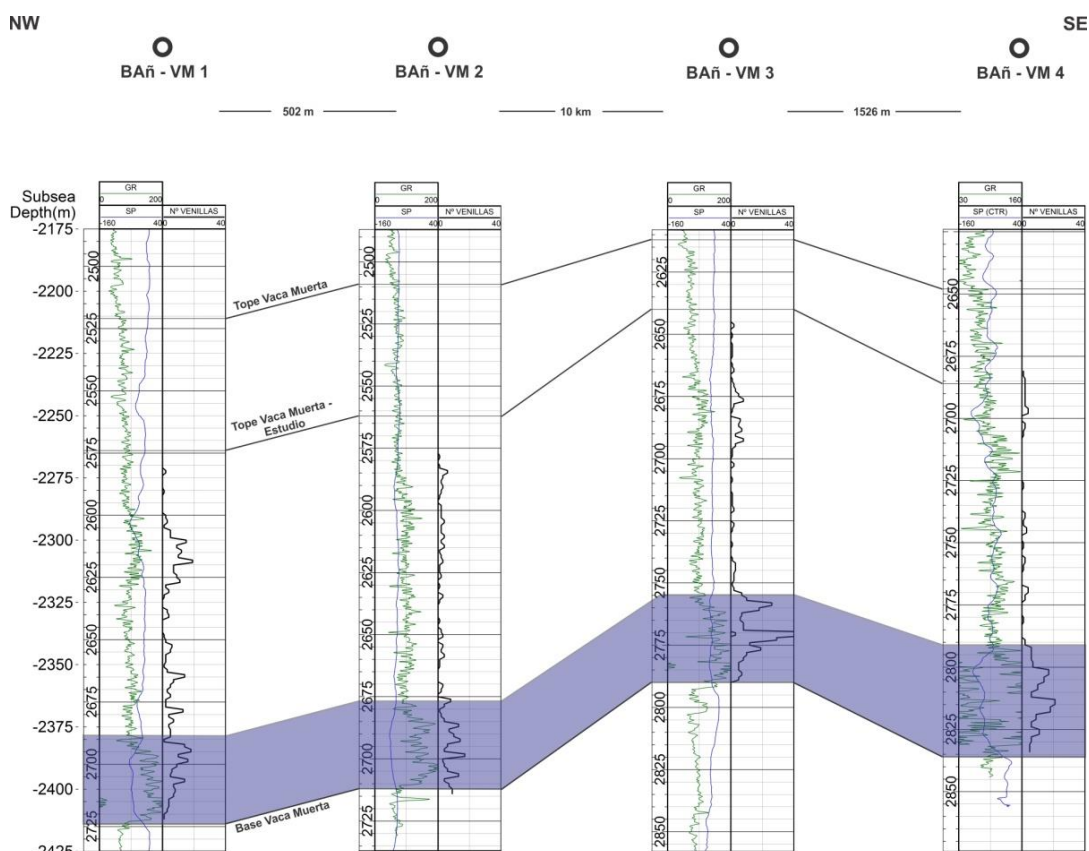


Figura 4.57: Ubicación del intervalo “cocina” en los pozos analizados.

- **Litología**

De acuerdo a las litofacies definidas en la cocina, predomina la L1 la cual corresponde a margas bituminosas color gris oscuro con inclusiones de arena muy finas y trazas de caliza y arenisca arcillosa. También se pueden encontrar las litofacies L2 (Litofacies de margas color gris con calizas, entre 10-20%, y arenisca arcillosa hasta un 10%), L3 (Litofacies de margas color gris con inclusiones arenosas muy finas) y L6 (Litofacies de margas color gris medio oscuro con arcilitas hasta 10% y trazas de toba).

- **Mineralogía de la roca total**

En la L1, los minerales mayoritarios de las margas son los minerales arcillosos + mica (26-30%), la calcita (38%) y el cuarzo (18-20%); puede contener hasta un 8% de pirita, 7% de feldespatos y 2% de dolomita (Figuras 4.59 – 4.62).

- **Microvenillas rellenas de calcita**

Otra característica que comparten todos los pozos en este intervalo es la abundancia de microvenillas contabilizadas en muestra de *cutting*. En estos 40 metros basales se encuentra la mayor cantidad de microvenillas por segmento total analizado. Las microvenillas de esta zona poseen

mayoritariamente espesores menores a 0,15 mm, seguidos por aquellos entre 0,15 y 0,45 mm (Figuras 4.59 – 4.62). En esta zona, la totalidad de las microvenillas descritas están rellenas de calcita fibrosa, son rectas con contactos netos e irregulares con la roca de caja y la mayoría presenta impurezas color pardo.

- **Materia orgánica**

Finalmente, el contenido de materia orgánica calculado mediante el ajuste de Passey *et al.* (1990) y Schmoker y Hester (1983), reflejan el mayor porcentaje en este intervalo, alcanzando valores de hasta 12% de COT (Figuras 4.59 – 4.62), un promedio cercano a 6% y con una alta correlación con los valores calculados en laboratorio.

- **Discusión sobre el origen de las microvenillas de calcita**

El conjunto de características analizadas en este intervalo refleja una gran concentración de microvenillas, una litología de margas prácticamente puras y muy bituminosas, con los mayores contenidos de materia orgánica (evidenciado principalmente por los perfiles de Rayos Gamma y los valores calculados de COT mediante perfiles eléctricos), además de coincidir en todos los pozos en su ubicación netamente por encima del límite Vaca Muerta – Tordillo y poseer aproximadamente el mismo espesor. Esto permite inferir que el desarrollo de las microvenillas rellenas de calcita estaría directamente relacionado con eventos de sobrepresión de fluidos generados en la Fm. Vaca Muerta, vinculados al proceso de maduración de kerógeno, tal como concluyeron Cobbold y Rodrigues (2007). No obstante, la litología y el contenido de materia orgánica del intervalo, correspondiente a margas con alto porcentaje de COT, le otorga a la roca una plasticidad tal que impide que sea considerado objetivo para intervenciones hidráulicas con objetivos productores.

INTERVALO 2: ZONA PRODUCTORA

En este caso se correlacionó la zona productora del pozo BAñ-VM1 con los otros tres pozos. En este pozo, ubicado en la sección NW del área de estudio, se verificó que la Fm. Vaca Muerta es productora en el intervalo 2628-2620 m, por lo que se analizaron las características presentes en el mismo con el propósito de verificar su ocurrencia en los demás pozos. Tanto la sección punzada con producción comprobada como aquellas definidas en este trabajo con posible potencial productor se encuentran esquematizadas en la Figura 4.58.

- **Características eléctricas**

Este intervalo está incluido dentro del ciclo sedimentario CS4, en el cual se interpretó de acuerdo a las respuestas de los perfiles eléctricos un paquete de arcillas, con cantidades variables de carbonato de calcio y bajo contenido de materia orgánica evidenciado por el aumento en los valores de densidad y de las velocidades de tránsito (Figura 4.59). Éste culminaría con un pequeño paquete poroso y de baja velocidad y

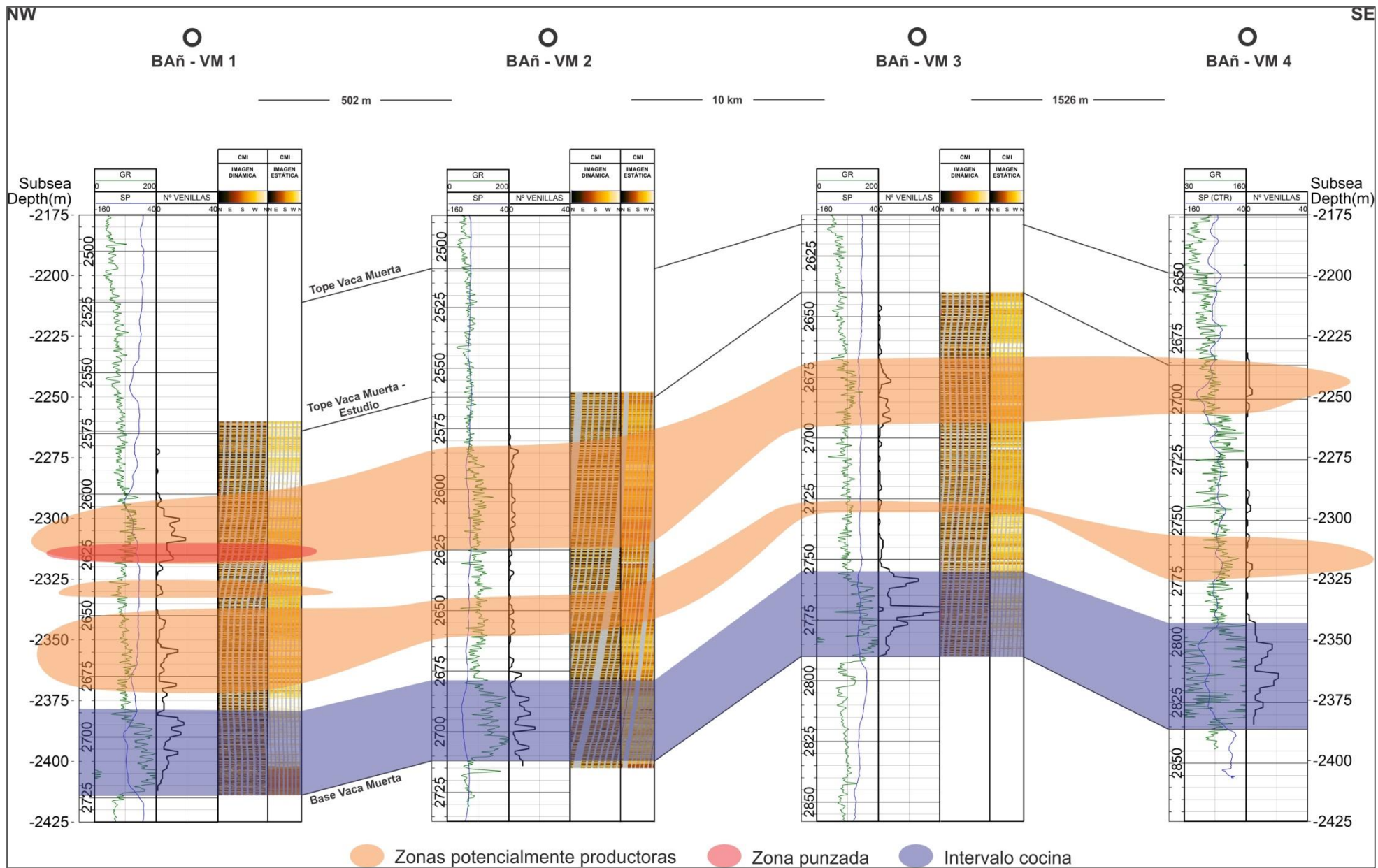


Figura 4.58: Ubicación de la zona productora en el pozo BAñ-VM1 y las zonas potencialmente productoras definidas en la sección en estudio en la totalidad de los pozos.

densidad, donde se infirió un mayor contenido clástico y/o la presencia de fracturas.

- **Litología**

Las litofacies presentes en este intervalo son la L4 y la L3. Estas litofacies están constituidas por margas color gris acompañadas por calizas (5%) o inclusiones arenosas muy finas. Son moderadamente bituminosas, levemente laminadas, con fractura irregular y en bloque, con moteado de calcita y micropirita diseminada. La litofacies L4 presenta la característica particular de observarse en general fuertemente fracturada. Estas litofacies se encuentran en los otros pozos en profundidades similares a aquella donde el pozo BAñ-VM1 comprobó la producción de la Fm. Vaca Muerta.

- **Mineralogía de la roca total**

Los minerales mayoritarios de las margas de la litofacies L3 son los minerales arcillosos + mica (21-38%), la calcita (43-52%) y el cuarzo (13%); puede contener hasta un 8% de pirita y 6% de feldespatos (Figura 4.59). Mientras que la litofacies L4 se caracteriza por contener entre 41-49% de minerales arcillosos + mica, 19-30% de calcita, 14-18% de cuarzo, hasta un 8% de pirita, 8% de feldespatos y 1% de dolomita.

- **Microvenillas rellenas de calcita**

Las microvenillas son otra característica a destacar en este intervalo ya que, al igual que en la cocina, se observó una gran abundancia de las mismas, tanto en la interpretación de las imágenes de pozo como en la observación por lupa binocular. En los otros pozos el aumento en la proporción de microvenillas no es tan acentuado, aunque sí se podrían marcar intervalos con incrementos en el conteo y en las interpretaciones de las imágenes de pozo; incluso en el pozo BAñ-VM1 se pueden señalar otros tramos con posible potencial (2675-2649 y 2642-2635m). El pozo BAñ-VM2 muestra un leve incremento en el conteo de microvenillas en lupa binocular entre las profundidades 2660-2648 y 2625-2582m, cuyos espesores principales no superan los 0,15 mm. Además, en la interpretación de las imágenes de pozo se puede observar en esa zona una concentración de fracturas parcialmente abiertas (naranja) o selladas (amarillas), las cuales comúnmente contienen calcita. En el pozo BAñ-VM3 se observa el tramo 2695-2670m, donde los espesores predominantes de las microvenillas no superan los 0,30mm. En el pozo BAñ-VM4 los posibles sectores de interés serían 2775-2755 y 2705-2680m. (Figuras 4.59 – 4.62).

- **Materia orgánica**

Los perfiles de contenido de Carbono Orgánico Total (COT) muestran en el pozo BAñ-VM1 un incremento en el porcentaje en un intervalo de unos 30 metros (2625-2595m) que incluye a la zona productora. Este incremento se podría observar también en los otros pozos: en BAñ-VM2 en el tramo 2610-2580m (30 metros), en BAñ-VM3 entre las profundidades 2695-2650m (45 metros) y en BAñ-VM4

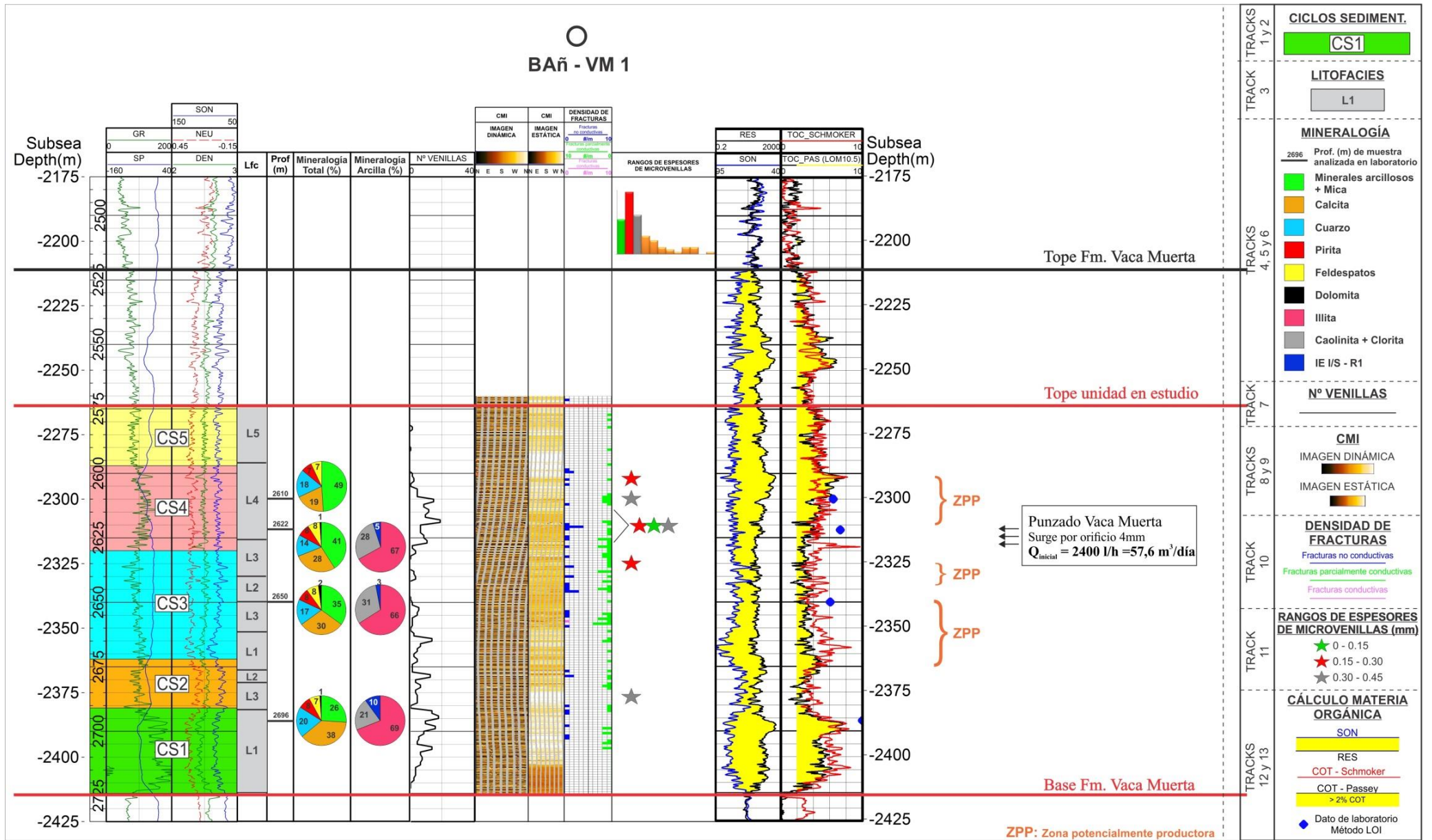


Figura 4.59: Corte transversal del pozo BAñ-VM1 con la totalidad de los análisis efectuados sobre el mismo.

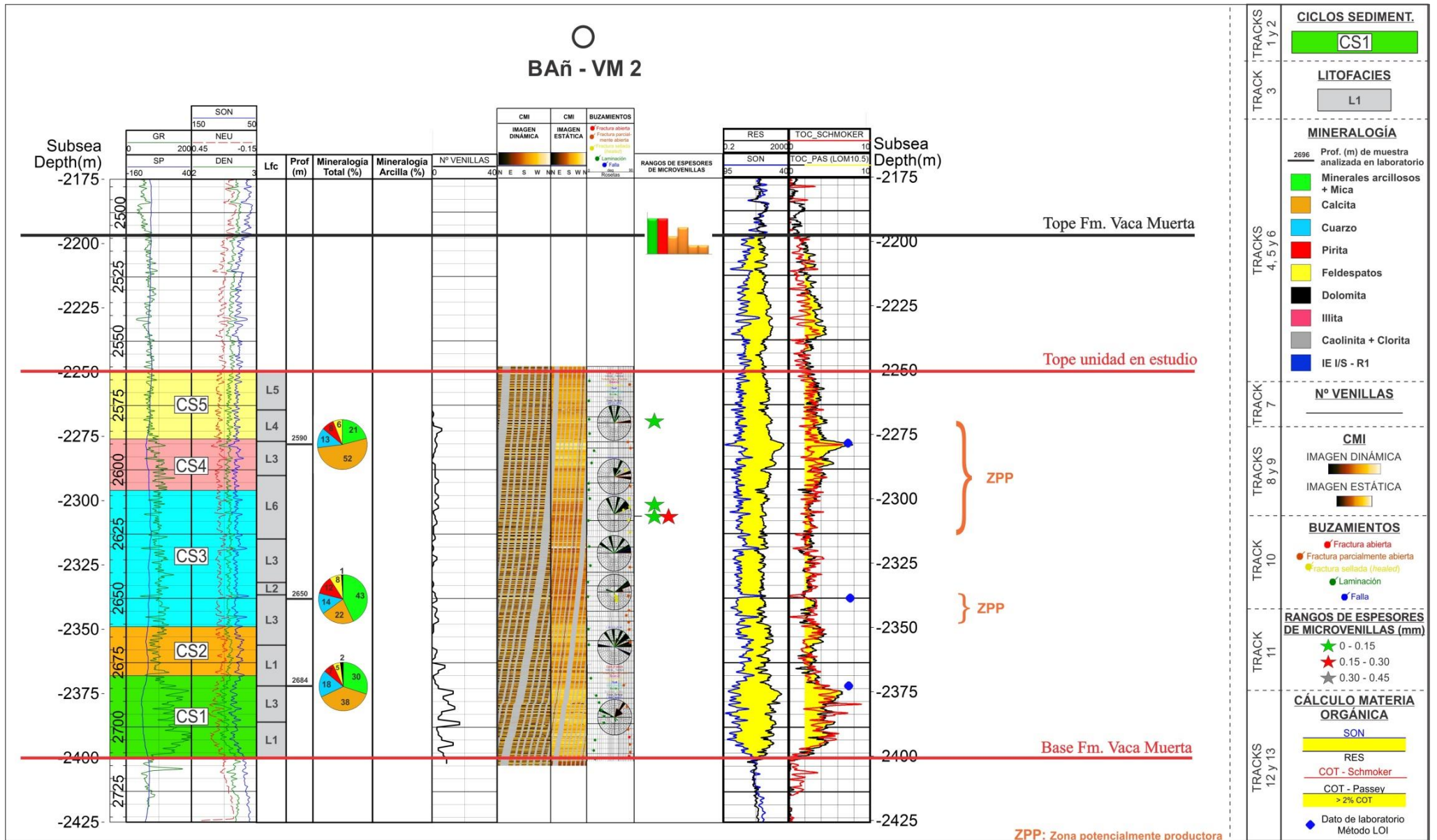


Figura 4.60: Corte transversal del pozo BAñ-VM2 con la totalidad de los análisis efectuados sobre el mismo.

en el intervalo 2725-2695m (30 metros) (Figuras 4.59 – 4.62). El promedio de COT en estos intervalos es de 4,7% con un máximo de 10,14%.

- **Discusión sobre el origen de las microvenillas de calcita**

A la hora de buscar premisas sobre la generación de estas fracturas naturales y su factibilidad de convertirse en zonas potencialmente productoras en la Fm. Vaca Muerta, se puede referir a las teorías planteadas por Ma *et al.* (2016) respecto a la migración primaria y al almacenamiento de hidrocarburos, y respecto a la filtración de hidrocarburo y el fracturamiento del reservorio. Estos autores consideran que las redes de fracturas, de distintos orígenes y escalas, provocadas por el diferencial de presión entre el kerógeno y la roca de caja son las principales vías de migración primaria de hidrocarburos. En el presente estudio se observaron en numerosas muestras de microvenillas de calcita la impregnación de un material color pardo, posibles evidencias de circulación de hidrocarburos que apoyarían la hipótesis de migración primaria.

Por otra parte, la presencia de venillas va a cambiar los parámetros elásticos de la roca e incrementar la fragilidad de la lutita, lo que facilitaría su fracturamiento, principalmente cuando están rellenas de calcita o de sílice. Ciertos análisis de fractura mecánica y experimentos triaxiales de simulación de fractura hidráulica (Zhang *et al.*, 2014; Cheng *et al.*, 2014) muestran que la fractura natural es la premisa para generar un volumen fracturado hidráulicamente, ya que la conexión y el cruce de éstas últimas con las generadas en forma natural generarán una malla de fracturas que incrementará la densidad de las mismas significativamente (Xu *et al.*, 2015; Heng *et al.*, 2015). Sin embargo, debido a razones de eficiencia de la estimulación y el peligro de la presencia de acuíferos cercanos, existe la propuesta de investigar zonas cercanas a las fallas pero a cierta distancia para no comprometer resultados. Las características del relleno de las microvenillas, mayoritariamente de calcita y en menor medida de baritina, sumado a las litologías predominantes en los intervalos donde se detectó producción en el pozo BAñ-VM1, que poseen mayor contenido calcáreo en las margas o bien se encuentran acompañadas de calizas o inclusiones arenosas muy finas, podrían ser claves a la hora de diferenciar este intervalo con el correspondiente a la cocina.

Como ya se ha mencionado previamente al comparar la Fm. Vaca Muerta con análogos mundiales, la mineralogía juega un rol importante a la hora de evaluar reservorios no convencionales. Las prácticas de estimulación actuales responden a una roca de carácter frágil, sobre litologías donde los porcentajes de cuarzo y carbonato superen el 50%. Esta situación es válida en las muestras analizadas aquí correspondientes a las zonas señaladas como posibles objetivos, por combinar características favorables en cuanto a acumulación de microvenillas, litologías y mineralogías específicas y evidencias de altos contenidos de COT para reservorios naturalmente fracturados. Aquí predominan los componentes carbonáticos por sobre los cuarzosos, los cuales podrían otorgar mayor fragilidad a la roca, como ocurre en las formaciones mundialmente conocidas de Eagle Ford, Haynesville, Marcellus, Thailand Oil Shale o Niobrara.

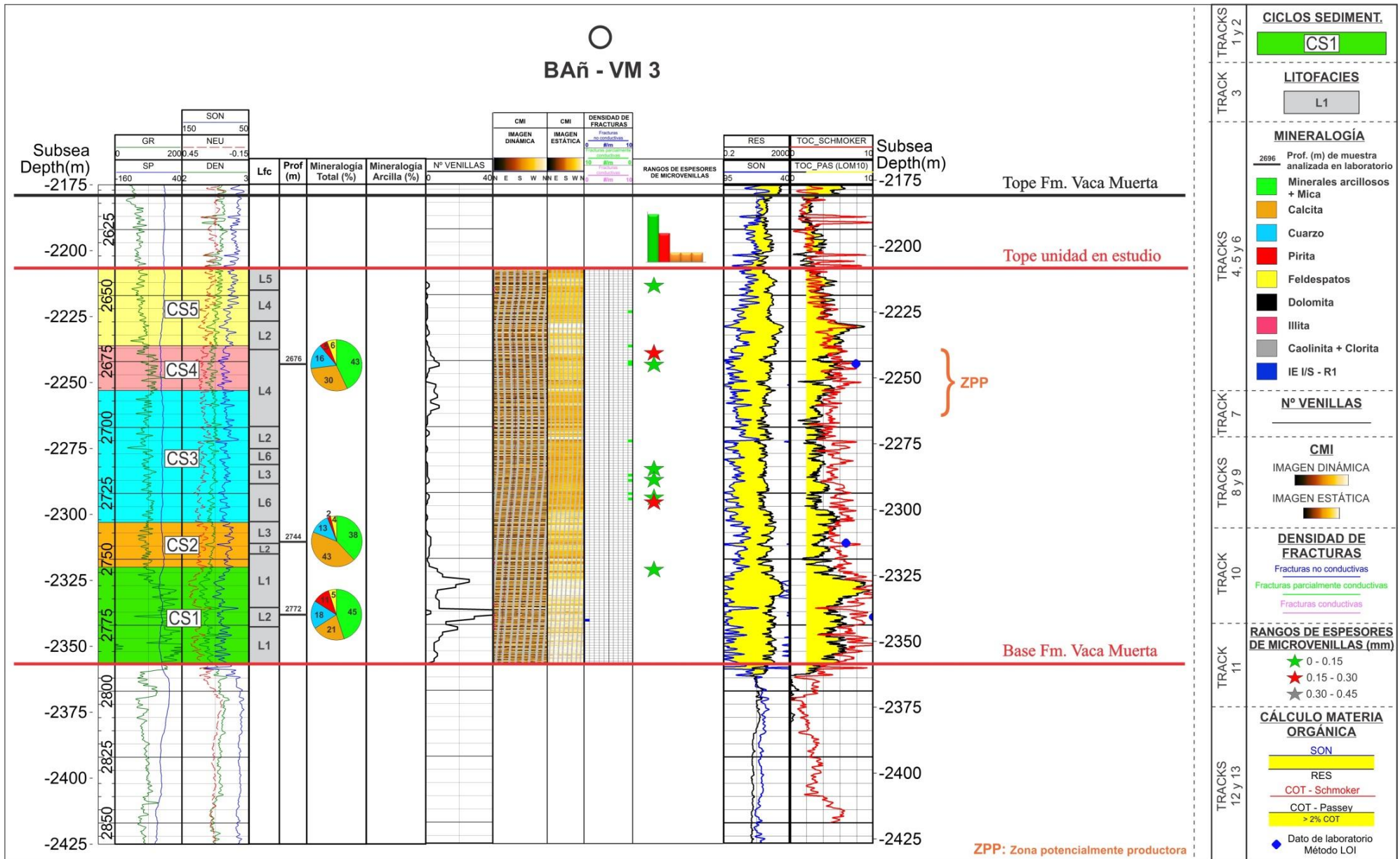


Figura 4.61: Corte transversal del pozo BAñ-VM3 con la totalidad de los análisis efectuados sobre el mismo.

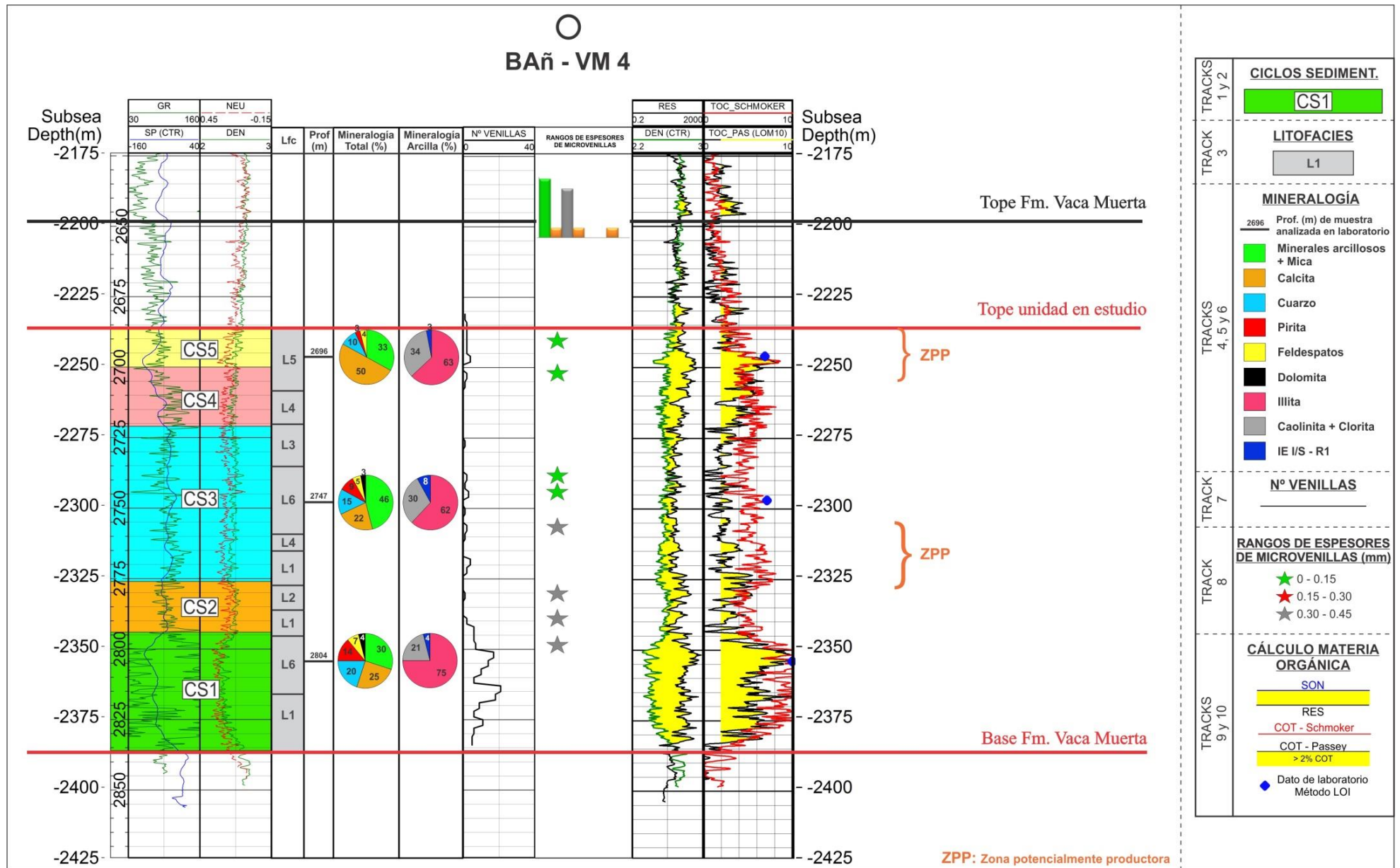


Figura 4.62: Corte transversal del pozo BAñ-VM4 con la totalidad de los análisis efectuados sobre el mismo.

5 CONCLUSIONES

En el área de estudio de este trabajo, ubicado al sur del volcán Auca Mahuida en el Bajo de Añelo, se caracterizaron los 150 metros basales de la Fm. Vaca Muerta de cuatro pozos de exploración y desarrollo referente a: litología, mineralogía, contenido de carbono orgánico y caracterización de microfracturas naturales (venillas rellenas con calcita tipo “beef”).

1. A partir del análisis de perfiles eléctricos se establecieron cinco ciclos sedimentarios con respuestas distintivas que se pudieron correlacionar en los cuatro pozos, basándonos principalmente en la respuesta de Rayos Gamma y SP. De esta forma, el ciclo sedimentario CS1 ubicado en los primeros 40 metros basales aproximadamente, se caracteriza por poseer los mayores valores de °API en el GR, sísmico lento, baja densidad y altos valores en el perfil neutrónico, características asociadas a lutitas con un alto contenido orgánico. El ciclo CS2 promedia los 20 metros de espesor y se caracteriza por una disminución en los valores de GR, sísmico, neutrónico y de resistividad respecto al primer ciclo y un aumento en los valores de densidad asociados a presencia de calizas y clásticos duros. En el CS3, que es el intervalo de mayor potencia, se describen litologías arcillosas en la mitad inferior a calcáreas en la mitad superior vinculadas a los cambios entre ascendentes y descendentes en los patrones de la totalidad de las curvas. En el CS4 el espesor promedio es de 25 metros, con valores de GR y resistividad nuevamente altos; aquí se establece el contenido de lutitas con cantidades variables de carbonato de calcio y un paquete al tope poroso que podría deberse a presencia de clásticos o a fracturas. Finalmente en CS5 las respuestas de perfil de GR son las más bajas de todo el perfil analizado, coincidente con litologías con mayor contenido calcáreo o arenoso.
2. Se definieron seis litofacies con características constantes y correlacionables en los cuatro pozos, constituidas principalmente por margas y se analizó la mineralogía de las mismas. La primera litofacies definida (**L1**) consta de “margas bituminosas color gris oscuro con inclusiones de arena muy finas y trazas de caliza y arenisca arcillosa” y coincide íntegramente con CS1 y parcialmente con CS2 en todos los pozos. Las proporciones de minerales mayoritarios en esta litofacies según análisis de DRX son: minerales arcillosos + mica (26–30%), calcita (38%), cuarzo (18–20%), pirita (7–8%), feldespatos (5–7%) y dolomita (1–2%). **L2** corresponde a “margas color gris con calizas (10–20%) y arenisca arcillosa (10%)” y generalmente se ubica en la mitad inferior de los perfiles, coincidiendo con CS2 y CS3 con espesores no superiores a 10 metros. Como minerales mayoritarios posee minerales arcillosos + mica (35–45%), calcita (21–30%), cuarzo (14–18%), pirita (8–12%), feldespatos (5–8%) y dolomita (2%). La litofacies **L3** reúne “margas color gris con inclusiones arenosas muy finas” y puede encontrarse en casi todos los ciclos sedimentarios. Posee minerales arcillosos + mica (21–38%), calcita (43–52%), cuarzo (13%), pirita (2–8%) y feldespatos (4–6%)

como minerales mayoritarios. La litofacies **L4** concentra a aquellas “margas color gris con hasta 5% de calizas” y en todos los pozos esta litofacies forma parte de CS4. Se observan margas fuertemente fracturadas. Las proporciones de minerales mayoritarios son: minerales arcillosos + mica (41–49%), calcita (19–30%), cuarzo (14–18%), pirita (5–8%), feldespatos (6–8%) y dolomita (1%). La litofacies siguiente, denominada **L5**, está constituida por “margas color gris con alto contenido calcáreo” y forma parte en todos los casos del ciclo sedimentario CS5. Como minerales mayoritarios posee minerales arcillosos + mica (33%), calcita (50%), cuarzo (10%), pirita (3%) y feldespatos (4%). Finalmente, la litofacies nombrada **L6** (“margas color gris medio oscuro con arcilitas – hasta 10% – y trazas de toba”) fue descrita en todos los pozos a excepción del pozo BAñ–VM1 y en la mayoría de los pozos forma parte de CS3. Posee minerales arcillosos + mica (30–46%), calcita (22–25%), cuarzo (15–20%), pirita (9–14%), feldespatos (5–7%) y dolomita (3–4%). como minerales mayoritarios (Tabla 4.4).

3. La mineralogía de la fracción arcilla de las margas de la Fm. Vaca Muerta, en todas las muestras analizadas, está constituida principalmente por Illita (62–75%), seguida en proporción por caolinita + clorita (21–30%) y por último un interestratificado illita/esmectita, ordenado del tipo R1 (3–10%) (Tabla 4.5). Se observó un leve aumento en la proporción de illita con la profundidad.
4. Las observaciones en el MEB permitieron caracterizar la microfábrica de las margas, constituida principalmente por partículas de illita con forma pseudorectangular, bordes subhedrales y disposición cara-cara. El carbonato se observó principalmente formando una cubierta sobre los minerales arcillosos. Cuarzo, pirita y fragmentos fósiles calcáreos constituyen la fracción granular más gruesa de estas sedimentitas. El origen de la microfábrica de las margas de la Fm. Vaca Muerta estaría relacionado a procesos físico-químicos y bio-orgánicos.
5. De acuerdo al diagrama ternario de Gamero-Díaz *et al.* (2012), las margas de la Fm. Vaca Muerta corresponden mayoritariamente a fangolitas mixtas a carbonática/arcillosa mixta. La composición mineralógica es importante a la hora de evaluar reservorios no convencionales, considerándose que valores superiores al 50% de cuarzo o carbonato otorgan fragilidad a la roca y favorecen las prácticas de estimulación en los *plays* mundiales en la actualidad. Esto ocurre en las muestras analizadas aquí correspondientes a las zonas señaladas como posibles objetivos productores, con componentes carbonáticos predominando por sobre los cuarzosos, tal como ocurre en las formaciones mundialmente conocidas de Eagle Ford, Haynesville, Marcellus, Thailand Oil Shale o Niobrara.
6. Las microvenillas rellenas de calcita tipo *beef* descritas en este trabajo se encuentran en contacto neto con la roca de caja, constituida por las margas de la Fm. Vaca Muerta; predominan las de morfología recta por sobre las irregulares, la presencia de sutura no se ha detectado en muchos casos

a esta escala de observación y el desarrollo de fibras de calcita es un rasgo que se repite en la gran mayoría. La composición y morfología del relleno se caracterizó mediante EDS y MEB confirmando la presencia de calcita en todas las muestras analizadas y un hábito prismático/columnar de los cristales individuales del relleno.

7. A partir del conteo de microvenillas se observó que en todos los casos la mayor concentración de las mismas ocurre en los 40 metros basales de los perfiles de los pozos, donde se ha contabilizado hasta un máximo de 43 microvenillas en una muestra de *cutting* con intervalo de dos metros, si bien en general promedian entre 10 y 20 microvenillas cada dos metros, con espesores mayoritariamente menores a 0,15 mm, seguidos por aquellos entre 0,15 y 0,45 mm. Otra gran concentración de microvenillas ocurre en el pozo BAñ-VM1 en la zona donde se verificó la producción de Vaca Muerta (2620-2628 mbbp), cuyos espesores principales no superan los 0,15 mm; este intervalo puede ser seguido en los otros pozos con menores incrementos en la abundancia.
8. De acuerdo a los análisis de abundancia, espesores, composición y forma del relleno de las microvenillas descritas en este estudio, se podría concluir que las mismas son equiparables a las reconocidas mundialmente por otros autores bajo el nombre de *beef*, cuyo origen se encuentra asociado a la interacción de la roca de caja con fluidos sobrepresurizados. Como uno de los factores asociados a la ocurrencia de sobrepresión en rocas madre es la generación de hidrocarburos y expulsión de la materia orgánica, no es de extrañar que la mayor concentración de microvenillas en la Fm. Vaca Muerta suceda en los metros basales del litosomo, asociada a la rápida transgresión marina ocurrida durante el Tithoniano temprano.
9. En el intervalo 2628-2620 m del pozo BAñ-VM1 se realizó estimulación mediante fractura hidráulica donde se verificó una producción inicial de la Fm. Vaca Muerta de 2400 l/h (57,6 m³/día). La selección de este intervalo para efectuar los punzados se efectuó principalmente sobre la base de la detección directa de gas en la cromatografía durante la perforación y el análisis de perfiles eléctricos, principalmente del perfil sísmico y de las imágenes de pozo, donde se buscaron zonas fracturadas. En este estudio, además de corroborar la alta concentración de microvenillas en lupa binocular, se pudieron analizar las litologías predominantes que componen esta zona y su mineralogía mayoritaria. De esta forma se lograron diferenciar características respecto a la zona de la cocina, donde la concentración de microvenillas es superior pero no es apta para ser estimulada hidráulicamente. En la cocina se observan mayoritariamente litologías de margas puras muy bituminosas, con altos contenidos de arcillas, mientras que en zonas superiores del litosomo aumentan los contenidos de carbonatos y cuarzo en las margas, a la vez que se describen litologías asociadas de calizas y de inclusiones arenosas muy finas. Los valores de COT también difieren en estas zonas; en la cocina se presentan los mayores porcentajes de materia orgánica, promediando el

6% y con máximos de hasta 12%, mientras que en el intervalo productor el promedio es de 4,7% con máximos de 10%.

- 10.** Se concluye por tanto que los factores litológicos y mineralógicos constituyen parámetros de alta importancia a la hora de evaluar reservorios naturalmente fracturados, aportando a las bases de selección de intervalos potenciales por calcimetría y análisis de fracturas, ya sea por perfiles eléctricos o por observación binocular. De esta manera, mayores proporciones en el contenido de carbonato o de cuarzo en las margas de la Fm. Vaca Muerta puede brindar fragilidad a la roca y favorecer una estimulación hidráulica, mientras que altos contenidos de materia orgánica, como los encontrados en la zona de la cocina, aumentaría la plasticidad de las lutitas. Una alta concentración de microvenillas rellenas de calcita, por su parte, también puede cambiar los parámetros elásticos de la roca e incrementar su fragilidad, y a su vez podría constituir las principales vías de migración primaria de hidrocarburos, por lo que su detección a través de observación por lupa binocular o bien en imágenes de pozo añade una variable importante a la hora de evaluar reservorios potenciales reservorios.
- 11.** De acuerdo a los antecedentes de la Fm. Vaca Muerta, los niveles con fracturación no constituyen prospectos de primer orden *a priori* en exploración, no descartando que sí conformen objetivos secundarios interesantes. Cabe destacar que debido a lo difícil de la predictividad de horizontes fracturados en este tipo de litosomas, la metodología propuesta puede considerarse un complemento importante para su evaluación y podría ser un potencial complementario para caracterizar reservorios no convencionales.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre-Urreta, B.; Lazo, D.G.; Griffin, M.; Vennari, V.V.; Parras, A.M.; Cataldo, C.; Garberoglio, R. y Luci, L., 2011. Megainvertebrados del Cretácico y su importancia bioestratigráfica. En: Leanza, H.A.; Arregui, C.; Carbone, O.; Danieli, J.C., Valles, J.M. (Eds.). Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Asociación Geológica Argentina. Buenos Aires, pp. 465-488.
- Alonso, J.; Giusiano, A. E., Chebli G. e Ibáñez G., 2011. 'Shale Gas en la Provincia de Neuquén.' Sec. de Hidrocarburos, Energía y Minería Neuquén & Phoenix Oil & Gas, S.A. Andrews, W.R., 1881. Note on the Purbeck Beds at Teffont. Quarterly Journal of the Geological Society, London 37, 251-253.
- Arregui, C., Carbone, O. y Leanza, H.A., 2011. Contexto tectosedimentario. En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli y J.M. Vallés (Eds.): Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 29-36. Neuquén.
- Askenazi, A.; Biscayart, P.; Cáneva, M.; Montenegro, S. y Moreno, M., 2013. Analogía entre la formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil plays de EEUU. Society of Petroleum Engineers International, Argentine section, p. 1-20.
- Ballent, S.C.; Ronchi, D.I. y Angelozzi, G.N., 2004. Microfósiles calcáreos tithonianos (Jurásico superior) en el sector oriental de la cuenca Neuquina, Argentina. Ameghiniana 41, 13-24.
- Ballent, S.C.; Concheyro, A.; Nández, C.; Pujana, I.; Lescano, M.; Carignano, A.P., Angelozzi, G.N. y Ronchi, D.I., 2011. Microfósiles mesozoicos y cenozoicos. En: Leanza, H.A.; Arregui, C.; Carbone, O.; Danieli, J.C., Valles, J.M. (Eds.). Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Asociación Geológica Argentina. Buenos Aires, pp. 489-528.
- Barker, S.L.L.; Cox, S.F.; Eggins, S.M. y Gagan, M.K., 2006. Microchemical evidences for episodic growth of antitaxial veins during fracture-controlled fluid flow. Earth and Planetary Science Letters 250, 331-344.
- Bateman, R.M., 1985. Open-hole log analysis and formation evaluation. International Human Resources Development Corp. Pags: 647.
- Bengtsson, L. y Enell, M., 1986. Chemical analysis. En: Berglund, B.E. (ed), Handbook of Holocene Palaeoecology and Palaeohydrology. John Wiley & Sons Ltd., Chichester, 423-451.
- Bennett, R.H.; O'Brien, N.R. y Hulbert, M.H., 1991. Determinants of clay and shale microfabric signatures: processes and mechanisms. En: Bennett, R.H.; Bryant, W.R.; Hulbert, M.H. y Bouma, A.H. (Eds.), Microstructure of Fine-Grained Sediments: From Mud to Shale. Springer-Verlag, New York, pp. 5-32.
- Bown, P. y Concheyro, A., 2004. Lower Cretaceous calcareous nannoplankton from the Neuquén Basin, Argentina. Marine Micropaleontology 52, 51-84.
- Brodie, P.B., 1854. On the insect beds of the Purbeck Formation in Wiltshire and Dorsetshire. Quarterly Journal of the Geological Society, London 10, 475-482.
- Buckland, W. y De la Beche, H.T., 1835. On the Geology of the Neighbourhood of Weymouth and the Adjacent Parts of the Coast of Dorset. Transactions of the Geological Society, London, s2-4, pp. 1-46.
- Caniggia, J., Curia, D. y Nielsen, O., 2016. Aguada Federal. En: González, G.; Vallejo, M.D.; Kietzmann, D. y Marchal, D (Eds.), Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. IAPG, Buenos Aires, 2016. 119-130.
- Carver, J., 1971. Procedures in sedimentary petrology. Wiley and Sons. 645 pp.
- Charsky, A. y Herron, S., 2013. Accurate, Direct Total Organic Carbon (TOC) Log from a New Advanced Geochemical Spectroscopy Tool: Comparison with Conventional Approaches for TOC Estimation. AAPG Search & Discovery. #41162.
- Cheng, Y., Chang X., Sun Y. y Wang, S., 2014. Research on fracture network propagation pattern of shale reservoir based on fracture mechanics. Natural Gas Geoscience, 25(4): 603-611.
- Cobbold, P.R. y Rodrigues, N., 2007. Seepage forces, important factors in the formation of horizontal hydraulic fractures and bedding-parallel fibrous veins ("beef" and "cone-in-cone"). Geofluids 7, 313-332.
- Cobbold, P.R.; Zanella, A., Rodrigues N. y Løseth, H., 2013. Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-in-cone): Worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization. Marine and Petroleum Geology, 43(3): 1-20.
- Cosgrove, J. W., 2001. Hydraulic fracturing during the formation and deformation of a basin: A factor in the dewatering of low-permeability sediments. AAPG Bulletin, 85(4): 737-748.
- Cruz, C.E., Villar, H.J. y Nelson Muñoz, G., 1996. Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal. Cuenca Neuquina, Argentina. En: XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas, 1, 45-60.
- Cruz, C.E.; Robles, F., Sylwan, C.A. y Villar, H.J., 1999. Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina. 4° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: 177-195. Buenos Aires.
- Cucchi, R., 1998. Hoja geológica 4169-I, Piedra del Águila, provincias del Neuquén y Río Negro, Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina, escala 1: 250.000. SEGEMAR. Boletín 242: 1-74. Buenos Aires.
- Cucchi, R. y Leanza, H.A., 2006. Hoja Geológica 3972-IV, Junín de los Andes, provincia del Neuquén. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina a escala 1: 250.000. Instituto de Geología y Recursos Minerales. SEGEMAR, Boletín 357, 103 págs. Buenos Aires.

- Dean, W.E. Jr., 1974. Determination of carbonate and organic matter in calcareous sediments and sedimentary rocks by loss on ignition: Comparison with other methods. *J. Sed. Petrol.* 44: 242-248.
- D'Elia, L.; Muravchik, M., Franzese, J.R. y Bilmes, A., 2012. Volcanismo de sin-rift de la Cuenca Neuquina, Argentina: relación con la evolución Triásico Tardía - Jurásico Temprano del margen Andino. *Andean Geol.* 39, 106-132.
- Dellapé, D.A.; Mombrú, C.; Pando, G.A.; Riccardi, A.C., Uliana, M.A. y Westermann, G.E., 1979. Edad y correlación de la Formación Tábanos en Chacay Melehue y otras localidades de Neuquén y Mendoza, con consideraciones sobre la distribución y significado de las sedimentitas Lotenianas. *Obra Centenario Museo La Plata*, 5, 81-105.
- Dott, R.H., 1964. Wacke, graywacke and matrix; what approach to immature sandstone classification? *Journal of Sedimentary Research* 34: 625-632.
- Durney, D.W. y Ramsay, J.G., 1973. Incremental strains measured by syntectonic crystal growths. En: De Jong, K.A., Scholten, R. (Eds.), *Gravity and Tectonics*. Wiley, New York, pp. 67-96.
- EIA - U. S. Energy Information Administration, 2013, Technically Recoverable shale Oil and shale Gas-Resources: An Assessment of 137 shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Recuperado de <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>, Washington DC.
- Fossa Mancini, E., Feruglio, E. y Yusen de Campana, J.C., 1938. Una reunión de geólogos de YPF y el problema de la terminología estratigráfica. *Boletín de Informaciones Petroleras* 15(171): 1-67. Buenos Aires.
- Franzese, J.R. y Spalletti, L.A., 2001. Late Triassic-Early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: tectonic segmentation and pre-break-up rifting. *Journal of South American Earth Sciences* 14: 257-270.
- Franzese, J.R.; Spalletti, L.A., Perez, I.G. y Macdonald, D., 2003. Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Andean foothills of Argentina (328-548S). *Journal of South American Earth Sciences*, 16, 81-90.
- Gamero-Díaz, H., Miller, C. y Lewis, R., 2012. sCore: a classification scheme for organic mudstones based on bulk mineralogy. *Search and Discovery Article #40951*.
- Gangui, A. y Grausem, M., 2014. Tectonismo y estilos estructurales en el engolfamiento Neuquino: implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la formación Vaca Muerta. *En: S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, J. Ramírez Martínez (Eds). IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el horizonte energético: 341-364. Mendoza.*
- Gómez Figueroa, J., Monardez, C. y Balod, M., 2011. El miembro Troncoso Superior de la formación Huitrín (Cretácico Temprano). En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18º Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 189-198. Neuquén.*
- González, G.; Vallejo, M.D.; Kietzmann, D. y Marchal, D., 2016. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. IAPG, Buenos Aires, 2016.
- Grim, R.E., 1968. *Clay Mineralogy: International Series in the Earth and Planetary Sciences*. F. Press, ed. New York: McGraw-Hill Book Company, 596 pp.
- Groeber P., 1929. Líneas fundamentales de la geología del Neuquén, sur de Mendoza y regiones adyacentes. *Dirección Nacional de Geología y Minería, Publicación 58*, 110 págs. Buenos Aires.
- Groeber, P., 1933. Descripción geológica de la Hoja 31c, confluencia de los ríos Grande y Barrancas (Mendoza y Neuquén). *Boletín de la Dirección General de Minas, Geología e Hidrogeología* 38: 1-72. Buenos Aires.
- Groeber, P., 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70°. 1. Hoja Chos Malal. *Revista de la Sociedad Geológica Argentina* 1(3): 177-208.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R. y Digregorio, R.E., 1984a. Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén. 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 1, Bariloche, pp. 221-235.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R. y Digregorio, R.E., 1984b. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. En: Congreso Geológico Argentino, No. 9. San Carlos de Bariloche, 1, pp. 236-259.
- Gulisano, C.A. y Gutiérrez Pleimling, A., 1995. Field guide: The Jurassic of the Neuquén Basin. a) Neuquén province. *Asociación Geológica Argentina, Serie E*, 2, 1-111.
- Gutiérrez Pleimling, A., Olea, G., Suárez, M. y Valenzuela, M., 2011. El miembro Chorreado de la formación Huitrín (Cretácico Temprano). En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18º Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 175-180. Neuquén.*
- Gutierrez Schmidt, N.; Alonso, J.; Giusiano, A., 2012. Assessment of Vaca Muerta Formation Shale Oil Production Decline-Curve Analysis. http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/cms/files/contenido/70/3Assessment_of_V%20muerta%20dic2012.pdf
- Gutierrez Schmidt, N.; Alonso, J.; Giusiano, A., Lauri, C. y Sales, T., 2014. El shale de la Formación Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos de Petróleo, Provincia de Neuquén. *En: S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, J. Ramírez Martínez (Eds). IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el horizonte energético: 795-813. Mendoza.*

- Heiri O., Lotter A.F. y Lemcke G., 2001. Loss on ignition as a method for estimating organic and carbonate content in sediments: reproducibility and comparability of results. *J. Paleolim.* 25:101–110.
- Heng, S.; Yang, C.; Guo, Y., Wang, C. y Wang, L., 2015. Influence of bedding planes on hydraulic fracture propagation in shale formations. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 34(2): 228–237.
- Hoffman, J. y Hower, J., 1979. Clay mineral assemblages as low grade metamorphic geothermometers: Application to the thrust faulted disturbed belt of Montana. *En: Scholle, P. A. y Schluger, P. S. (Eds.), Aspects of Diagenesis*, SEPM Spec. Publ. 26, 55-79.
- Hood, A., Gutjahr, C.C.M. y Heacock, R.L., 1975. Organic metamorphism and the generation of petroleum. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 59, 986–996.
- Hower, J., 1981. Shale diagenesis, in *Clays and the Resource Geologist*, F. J. Longstaffe, ed., Mineral. Assoc. of Canada, Short Course Handbook 7, 60-80.
- Hower, J., Eslinger, E. V., Hower, M. E. y Perry, E. A., 1976. Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediment: Mineralogical and chemical evidence: *Geol. Soc. Amer. Bull.* 87, 725-737.
- Jabor, B.J. y Mountjoy, E.W., 1976. Late Proterozoic microbiota of the Mietta Group, Southern British Columbia, *Geology*, v. 4, p. 111-119.
- Jackson, M.L., 1976. Análisis químico de Suelos. Edit. Omega S.A. 3ra. Edición. 662 pp.
- Judd, J.W., 1871. On the Punfield Formation. *Quarterly Journal of the Geological Society*, London 27, 207-227.
- Judd, J.W., 1878. On the Secondary rocks of Scotland. Third paper. The strata of the Western Coast and Islands. *Quarterly Journal of the Geological Society*, London 34, 660-739.
- Kietzmann, D.A.; Martín-Chivelet, J.; Palma, R.M.; López-Gómez, J., Lescano M., y Concheyro, A., 2011. 'Evidence of precessional and eccentricity orbital cycles in a Tithonian source rock: the mid-outer carbonate ramp of the Vaca Muerta Formation, Northern Neuquén Basin, Argentina'. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 95 (9): 1459-1474, Tulsa.
- Kietzmann, D.A. y Rodríguez Schelotto, M.L., 2016. Clasificaciones litológicas. *En: González, G.; Vallejo, M.D.; Kietzmann, D. y Marchal, D (Eds.), Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. IAPG, Buenos Aires, 2016. 1-4.
- Kozłowski, E.E., Cruz, C.E. y Sylwan, C.A., 1996. Geología estructural de la zona de Chos Malal, Cuenca Neuquina, Argentina. *En: XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos*, Buenos Aires, Actas, 1, 15–26.
- Kozłowski, S., Cruz, C.E. y Sylwan, C., 1998. Modelo exploratorio en la faja corrida de la Cuenca Neuquina, Argentina. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 55, 4–23.
- Lang, W.D., 1914. The geology of the Charmouth Cliffs, Beach and Foreshore. *Proceedings of the Geological Association* 25, 293-360.
- Lang, W.D., Spath, L.F. y Richardson, W.A., 1923. Shales-With-'Beef', a sequence in the Lower Lias of the Dorset Coast. *Quarterly Journal of the Geological Society*, London 79, 47-99.
- Lara, M. E.; Wavrek, D. A.; Vines, R.; Laffitte, G. A. y Del Vo, S., 1996. An integrated sequence stratigraphy-organic geochemistry study of the Vaca Muerta petroleum systems, Neuquén Basin, Argentina. *Second International Congress and Exhibition. American Association of Petroleum Geologists and Sociedad Venezolana de Geología*, Abstract, p. 1306. Caracas, Venezuela.
- Lazar, O.R.; Bohacs, K.M.; Macquaker, J.H.S., Schieber, J. y Demko, T.M., 2015. Capturing key attributes of fine-grained sedimentary rocks in outcrops, cores, and thin sections: nomenclature and description guidelines. *Journal of Sedimentary Research* 85: 230-246.
- Leanza, H.A., 1973. Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico - Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 28 (2): 97-132. Buenos Aires.
- Leanza, H. y Hugo, C.A., 1977. Sucesión de amonites y edad de la Formación Vaca Muerta y sincrónicas entre los paralelos 35° y 40° l.s., Cuenca Neuquina-Mendocina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 32, 248–264.
- Leanza H.A. y Hugo, C.A., 1997. Hoja Geológica 3969-III, Picún Leufú, provincias del Neuquén y Río Negro. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina a escala 1:250.000. Instituto de Geología y Recursos Minerales. SEGEMAR. Boletín 218: 1-135.
- Leanza, H.A., Hugo, C.A. y Repol, D., 2001. Hoja geológica 3969-I, Zapala (escala 1: 250.000), provincia del Neuquén. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina a escala 1: 250.000. Instituto de Geología y Recursos Minerales. SEGEMAR. Boletín 275: 1-128. Buenos Aires.
- Leanza H.A., Marchese H.G. y Riggi, J.C., 1978. Estratigrafía del Grupo Mendoza con especial referencia a la Formación Vaca Muerta entre los paralelos 35° y 40° l.s. Cuenca Neuquina-Mendocina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 32(3): 190-208. Buenos Aires.
- Leanza, H.A.; Sattler, F.; Martínez, R.S. y Carbone, O., 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico tardío-Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina. *En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 113-129*. Neuquén.
- Legarreta, L. y Gulisano, C., 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior - Terciario Inferior), Argentina. *En: Chebli, G.A. & Spalletti, L.A. (Eds.): Cuenas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica* 6: 221-243. San Miguel de Tucumán.

- Legarreta, L. y Uliana, M.A., 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill, Central Argentine Andes. *En: Sedimentation, Tectonics and Eustasy. Sea level Changes at Active Plate Margins* (Macdonald, D.I.; editor), International Association of Sedimentologists, Special Publication 12: 429-450. Oxford.
- Legarreta, L. y Uliana, M.A., 1996. La sucesión jurásica en el centro-oeste de Argentina. Arreglo estratigráfico, secuencias y evolución paleogeográfica. *Boletín de Informaciones Petroleras*, No. 12: 66-78.
- Li, R.; Dong, S.; Lehrmann, D. y Duan, L., 2013. Tectonically driven organic fluid flow in Dabashan foreland belt: Recorded by fibrous calcite veins contained hydrocarbon-bearing inclusions. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(3): 516–526.
- Llambías E.J., Leanza, H.A. y Carbone, O., 2007. Evolución tectonomagmática durante el Pérmico al Jurásico Temprano en la cordillera del Viento (37° 05' S – 37° 15' S): nuevas evidencias geológicas y geoquímicas del inicio de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 62(2): 217-235.
- Lynch, J.M., 1983. *Soil Biotechnology*. Blackwell Scientific Publications, Oxford, 191 p.
- Ma, Y.Z., 2016. Unconventional Resources from Exploration to Production. *En: Ma, Y.Z., Holditch, S., Royer, J.J. (Eds.), Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development*. Elsevier, 3-52.
- Ma, Y.Z.; Moore, W.; Kaufman, P.; Wang, Y.; Gurbinar, O.; Luneau, Barbara. y Gomez, E., 2014. Identifying hydrocarbon zones in unconventional formations by Discerning Simpson's paradox. Paper SPE 169496 presented at the SPE Western and Rocky Regional Conference.
- Ma, C.; Dong, C.; Luan, G.; Lin, C., Liu, X. y Elsworth, D., 2016. Types, characteristics and effects of natural fluid pressure fractures in shale: A case study of the Paleogene strata in Eastern China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(4): 634–643.
- Marchal, D.; González, G. y Domínguez, F.R., 2016. Análisis mineralógico de la Fm. Vaca Muerta. *En: González, G.; Vallejo, M.D.; Kietzmann, D. y Marchal, D. (Eds.), Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. IAPG, Buenos Aires, 2016. 33-43.
- Markello, J.R., Koepnick, R.B., Waite, L.E. y Collins, J.F., 2007. The carbonate analogs through time (CATT) hypothesis and the global atlas of carbonate fields - a systematic and predictive look at Phanerozoic carbonate systems. *En: Controls on Carbonate Platform and Reef Development*, vol. 89. Society for Sedimentary Geology (SEPM), pp. 1-31. Special Publications.
- Meissinger, V. y Lo Forte, G., 2014. El shale desde el punto de vista diagenético: el aporte volcánico en la diagénesis temprana de la formación Vaca Muerta. *En: S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, J. Ramírez Martínez (Eds.), IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el horizonte energético: 403-426*. Mendoza.
- Milliken, K.L.; Esch, W.L.; Reid, R.M. y Zhang, T., 2012. Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale (Mississippian), Fort Worth Basin, Texas. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 96, 1553-1578.
- Mitchum, R.M. y Uliana, M.A., 1982. Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina, 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484. Buenos Aires.
- Mitchum, R.M. y Uliana, M.A., 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. *En: B.R. Berg and D.G. Woolverton (Editors), Seismic Stratigraphy, 2. An Integrated Approach to Hydrocarbon Analysis*. Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., 39:255-274.
- Moore, D.M. y Reynolds, R.C. Jr., 1997. *X-ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals*. Oxford University Press, Oxford, 378 pp.
- Mosquera, A. y Ramos, V.A., 2005. Intraplate foreland deformation in the Neuquén embayment. 6º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas electrónicas, 28 págs. Mar del Plata.
- Olea, G., Suárez, M. y Valenzuela, M., 2011. El miembro La Tosca de la formación Huitrín (Cretácico Temprano). *En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18º Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 199-203*. Neuquén.
- Orchuela, I.A. y Ploszkiewicz, J.V., 1984. La Cuenca Neuquina. *Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Río Negro. Relatorio 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 163-188*. Buenos Aires.
- Pángaro, F., Martínez, R., Sattler, F. y Bettini, F., 2011. El Bajo de Añelo. *En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18º Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 399-405*. Neuquén.
- Paris, J.M.; Achem, E.; Molina, E.A.; Aubert, A.; Nagel, G. y López, A., 2014. Evaluación de la formación Vaca Muerta en un pozo exploratorio. Premisas e incertidumbres. *En: Atesiano, D.; Breda, E.W.; Montagna, A.O.; Paris, J.M. y Pérez, D.E. (Eds.), IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Evaluación de Formaciones, De Archie a los No Convencionales: 341-364*. Mendoza.
- Passey, Q.R.; Creaney, S.; Kulla, J.B.; Moretti, F.J. y Stroud, J.D., 1990. A practical model for organic Richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin* 74. Pp 1777-1794.
- Passey, Q.; Bohacs, K.M.; Esch, W.L.; Klimentidis, R.; y Sinha, S., 2010. From oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. SPE 131350. CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8-10 de Junio de 2010.
- Parnell, J. y Carey, P.F., 1995. Emplacement of bitumen (asphaltite) veins in the Neuquén Basin, Argentina. *AAPG Bulletin*, 79, 1798–1816.

- Parnell, J.; Honghan, C.; Middleton, D., Haggan, T. y Carey, P., 2000. Significance of fibrous mineral veins in hydrocarbon migration: fluid inclusion studies. *Journal of Geochemical Exploration*, 69-70, 623-627.
- Perry, E. A. y Hower, J., 1970. Burial diagenesis in Gulf Coast pelitic sediments: *Clays & Clay Minerals* 29, 165- 177.
- Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, v.70, p. 318-329.
- Pettijohn, F. J., 1957. *Sedimentary Rocks* (2nd ed.). Harper & Brothers. Pags: 718. Nueva York.
- Pollastro, R.M., 1993. Considerations and applications of the illite/smectite geothermometer in hydrocarbon-bearing rocks of Miocene to Mississippian age. *Clays and Clay Minerals*, Vol. 41, No. 2, 119-133.
- Pose, F.; Gangui A. y Galeazzi, S., 2014. Estratigrafía secuencial del intervalo Quintuco-Vaca Muerta en el Engolfamiento Neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina. En: S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, J. Ramírez Martínez (Eds). IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el horizonte energético: 211-229. Mendoza.
- Powers, M.C., 1957. Adjustment of clays to chemical change and the concept of the equivalence level: *Clays & Clay Minerals, Proceedings of the Sixth National Conference*, 309-326.
- Powers, M. C., 1967. Fluid release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration: *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 51, 1240-1254.
- Quattrocchio, M.E.; Martínez, M.A., García, V.M. y Zavala, C.A., 2003. Palinoestratigrafía del Tithoniano-Hauteriviano del centro—oeste de la Cuenca Neuquina, Argentina. *Revista Española de Micropaleontología* 354, 51-74.
- Ramos, V.A. y Folguera, A., 2005. Tectonic evolution of the Andes of Neuquén: constraints derived from the magmatic arc and foreland deformation. En: Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A., Schwarz, E. (Eds.), *The Neuquén Basin, Argentina: a Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*. Geological Society, London, U.K, pp. 15-35. Special Publications 252.
- Reading, H., 1996. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. Blackwell Science eds. 688 p.
- Reynolds Jr., R. C., 1980. Interstratified clay minerals: en *Crystal Structures of Clay Minerals and Their X-ray Identification*, G. W. Brindley and G. Brown, eds., Mineralogical Society, London, 249-303.
- Rickard, D.T., 1970. The origin of framboids, *Lithos*, v. 3, p. 269-293.
- Riccardi, A.C., 2008. The marine Jurassic of Argentina: a biostratigraphic framework. *Episodes* 31, 326-335.
- Riccardi A.C. & Gulisano C.A., 1990. Unidades limitadas por discontinuidades. Su aplicación al Jurásico andino. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 45(3-4): 346-364.
- Riccardi, A.C.; Damborenea, S.E., Manceñido, M.O. y Leanza, H.A., 2011. Megainvertebrados jurásicos y su importancia geobiológica. En: Leanza, H.A.; Arregui, C.; Carbone, O.; Danieli, J.C., Valles, J.M. (Eds.). *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén*. Asociación Geológica Argentina. Buenos Aires, pp 441-464.
- Rodrigues, N.T., 2008. *Fracturation hydraulique et forces de courant: modélisation analogique et données de terrain*. Mémoire de Doctorat, Université de Rennes 1, 164 pp.
- Rodrigues, N.; Cobbold, P.R.; Loseth, H. y Ruffet, G., 2009. Widespread bedding-parallel veins of fibrous calcite (*beef*) in a mature source rock (Vaca Muerta Fm, Neuquén Basin, Argentina): evidence for overpressure and horizontal compression. *Journal of the Geological Society*, Londres, v. 166/4, p. 695-709.
- Rosenbusch, H., 1898. *Elemente der Gesteinslehre*, Schweizerbart Verlag, 546 p. Stuttgart.
- Santiago, M.F.; Rauzi, R.S.; Laffitte, G.A. y Alvarado, O.A., 2014. La Formación Vaca Muerta como objetivo exploratorio No convencional en la Subcuenca de Picún Leufú. Neuquén, Argentina. En: S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, J. Ramírez Martínez (Eds). IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el horizonte energético: 275-314. Mendoza.
- Scasso, R.A. y Limarino, C.O., 1997. *Petrología y diagénesis de rocas clásticas*. Asociación Argentina de Sedimentología. Publicación especial I, 259 p., Buenos Aires.
- Schlumberger, 1975. *Interpretación de perfiles*. Volumen I – Fundamentos. Schlumberger Limited. Park Avenue, Nueva York. Pags: 156.
- Schmoker, J. y Hester, T., 1983. Organic carbon in Bakken Formation. United States portion of Williston basin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V 67, 2165-2174.
- Schultz, L. G., 1964. Quantitative interpretation of mineralogical composition from X-ray and chemical data for the Pierre Shale: U.S. Geol. Survey, Prof. Paper 291-C, 31 pp.
- Schwarz, E., Spalletti, L.A. y Veiga, G.D., 2011. La formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino, Relatorio*: 131-144. Neuquén.

- Spalletti, L.A.; Franzese, J.R.; Matheos, S.D. y Schwarz, E., 2000. Sequence stratigraphy of a tidally dominated carbonate–siliciclastic ramp; the Tithonian–Early Berriasian of the Southern Neuquén Basin, Argentina. *Journal of the Geological Society, London*, 157, 433–446.
- Spalletti, L.A.; Veiga, G.D.; Schwarz, E., y Franzese, J., 2008. Depósitos de flujos gravitacionales subácuos de sedimentos en el flanco activo de la Cuenca Neuquina durante el Cretácico Temprano. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63:442-453, Buenos Aires.
- Spalletti, L.A., Veiga, G.D. y Schwarz, E., 2011. La formación Agrio (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 145-160*. Neuquén.
- Spalletti, L.A., Schwarz, E. y Veiga, G.D., 2014. Geoquímica inorgánica como indicador de procedencia y ambiente sedimentario en sucesiones de lutitas negras: los depósitos transgresivos titonianos (Formación Vaca Muerta) de la Cuenca Neuquina, Argentina. *Andean Geology* 41(2): 401-435. La Plata.
- Srodon J., Drits V.A., McCarty D.K., Hsieh J.C.C., y Eberl D.D., 2001. Quantitative XRD analysis of clay-rich rocks from random preparations. *Clays & Clay Minerals* 49, 514-528.
- Stinco, L. y Mosquera, A., 2003. Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las formaciones Vaca Muerta y los Molles, Cuenca Neuquina, Argentina. En: *II Congreso de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas*.
- Stipanovic, P.N., 1966. El Jurásico en Vega de la Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo Divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. *Asociación Geológica Argentina Revista* 20: 403-478, Buenos Aires.
- Stipanovic P.N., 1969. El avance en los conocimientos del Jurásico argentino a partir del esquema de Groeber. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 24 (4): 367-388.
- Stoeff Belkenoff, P.E. y Uberti, L., 2014. Depósitos piroclásticos de caída asociados a facies de cuenca en la formación Vaca Muerta, cuenca Neuquina, Argentina. *En: IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Abstracts extendidos: 229-237*. Mendoza.
- Stoneley, R., 1983. Fibrous calcite veins, overpressures, and primary oil migration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 67, 1427-1428.
- Sylwan, C., 2014. Source rock properties of Vaca Muerta formation, Neuquina basin, Argentina. *En: S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, J. Ramírez Martínez (Eds.). IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el horizonte energético: 365-386*. Mendoza.
- Taber, S., 1918. The origin of veinlets in the Silurian and Devonian strata of New York. *Journal of Geology* 26, 56-63.
- Thompson, B., 1902. *Geology*. En: Adkins, W.R.D., Serjeantson, R.M. (Eds.), *A History of the County of Northampton, vol. 1*. University of London, Institute for Historical Research, pp. 1-40.
- Tissot, B. P. y Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*: Berlin, Springer-Verlag, 539 pp.
- Uliana M.A., Biddle K. y Cerdán J., 1989. Mesozoic extension and the formation of Argentina sedimentary basins. En: Tankard, A.J. y Balkwill H.R. (Eds.): *Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margin. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 46: 599-613*. Tulsa.
- Uliana, M.A., Legarreta, L., Laffitte, G.A. y Villar, H., 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las Cuencas Petrolíferas de Argentina. *Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Argentinas. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Trabajos Técnicos. Versión CD ROM*. Mar del Plata.
- Urien, C.M. y Zambrano, J.J., 1994. Petroleum systems in the Neuquén Basin, Argentina. En: Magoon, L.B. y Dow, W.G. (eds) *The Petroleum System— from Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists, Memoirs, 60, 513–534*.
- Vail, P.R., Mitchum, R.M. y Thomson, S., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 4. Global cycles of relative changes of sea level. *American Association of Petroleum Geologist Memoir*, 26: 83-97. Tulsa.
- Vallejo, M.D. y González, G., 2016. Introducción, y Anexo 2. En: González, G.; Vallejo, M.D.; Kietzmann, D. y Marchal, D (Eds.), *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. IAPG, Buenos Aires, 2016. 1-4.
- Veiga, G.D. y Vergani, G.D., 2011. El miembro Troncoso Inferior de la formación Huitrín (Cretácico Temprano). En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 181-188*. Neuquén.
- Veiga, G.D., Spalletti, L.A y Schwarz, E., 2011. El miembro Avilé de la formación Agrio (Cretácico Temprano). En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 161-173*. Neuquén.
- Vergani, G.D., Tankard, A.J., Belotti, H.J., Welsink, H.J., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina. En: Tankard, A.J., Suárez, S.R., Welsink, H.J. (Eds.), *Petroleum Basins of South America*, pp. 383-402. AAPG Memoir, 62.
- Vergani, G.D., 2005. Control estructural de la sedimentación Jurásica (Grupo Cuyo) en la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. *Modelo falla lítrica rampa-plano invertida. Bol. Inf. Pet* 1, 32-42.
- Villar, H.J.; Barcat, C., Talukdar, S. y Dow, W.G., 1993. Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero en el área sudoriental del engolfamiento Neuquino. En: *XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Actas, 1, 382–394*.

- Villar, H.J.; Legarreta, L.; Cruz, C.E., Laffitte, G. y Vergani, G., 2006. Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Cuarta época, 3, 50–66.
- Waples, D. W., 1980. Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopatin's method to petroleum exploration: *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 64, 916-926.
- Weaver, C., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous from west central Argentina. *University of Washington, Memoir*, No. 1, p. 1-496.
- Xu, D.; Hu, R., Gao, W. y Xia, J., 2015. Effects of laminated structure on hydraulic fracture propagation in shale. *Petroleum Exploration and Development*, 42(4): 523–528.
- Young, J., 1885. Notes on "cone-in-cone" Structure, vol. 8. *Transactions of the Geological Society, Glasgow*, Part 1, pp. 1-27.
- Zamora Valcarce, G., Zapata, T. y Ramos, V.A., 2011. La faja plegada y corrida del Agrijo. En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino*, Relatorio: 367-374. Neuquén.
- Zavala, C. y Ponce., J.J., 2011. La formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: H.A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli & J.M. Vallés (Eds.): *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 18° Congreso Geológico Argentino*, Relatorio: 205-222. Neuquén.
- Zhang, N.; Sheng, Z.; Li, X.; Li, S. y Jianming, H., 2011. Study of relationship between Poisson's ratio and angle of internal friction for rocks. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 30(S1): 2599–2609.
- Zhang, S.; Guo, T.; Zhou, T., Zou, Y. y Mu, S., 2014. Fracture propagation mechanism experiment of hydraulic fracturing in natural shale. *Acta Petrolei Sinica*, 35(3): 496–503, 518.
- Zhong, J.; Liu, S.; Ma, Y.; Yin, C.; Liu, C., Li, Z., Liu, X. y Li, X., 2015. Macro-fracture mode and micro-fracture mechanism of shale. *Petroleum Exploration and Development*, 42(2): 242–250.