

Trabajo Final de la Licenciatura en Geología de la
Facultad de Ciencias Naturales y Museo Universidad Nacional de
La Plata, Argentina

***“Presencia de Beef en la Fm. Vaca Muerta: génesis,
caracterización y su relación con la generación-expulsión de
hidrocarburos en la zona del engolfamiento, Cuenca
Neuquina, Argentina”***

Autor: Comaschi Martin.

Directores: Dr. Ruíz Remigio y Lic. Spacapan Juan Bautista.

2021

1. RESUMEN	3
2. ABSTRACT	3
3. INTRODUCCIÓN	4
4. GENERALIDADES DE LA CUENCA NEUQUINA	6
4.1. Marco geológico regional	6
4.2. La Formación Vaca Muerta y su contexto paleoambiental, estratigráfico y geoquímico	8
5. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS	11
6. METODOLOGÍA	12
6.1. Medición de características físicas, toma de muestras y elaboración de cortes delgados ..	14
6.2. Petrografía	15
6.3. Análisis microtermométrico de Inclusiones fluidas	16
6.4. Espectrometría Raman.....	18
6.5. Pirólisis	19
7. RESULTADOS.....	20
7.1. <i>Propiedades Físicas de los beef</i>	20
7.1.1. POZO “A”	20
7.1.2. POZO “B”	21
7.1.3. POZO “C”	21
7.1.4. POZO “D”	22
7.2. <i>Análisis Geoquímico</i>	23
7.2.1. POZO “A”	23
7.2.2. POZO “B”	25
7.2.3. POZO “C”	26
7.2.4. POZO “D”	27
7.3. <i>Análisis Petrográfico e IF</i>	28
8. DISCUSIONES	35
8.1. Importancia de los beef: procesos de generación y mecanismos de crecimiento.	35
8.2. Relación entre los parámetros físicos (distribución-intensidad-apertura) de los <i>beef</i> y el contenido de materia orgánica (COT)	36
8.3. Relación entre los eventos de generación/expulsión de hidrocarburos, ventanas de madurez y las características de los <i>beef</i>	39
9. CONCLUSIONES.....	41
10. AGRADECIMIENTOS.....	42
11. BIBLIOGRAFÍA	43

1. RESUMEN

El término “*beef*” hace referencia a la disposición de minerales fibrosos que se encuentran rellenando fracturas horizontales paralelas a la estratificación, siendo denominados de esta manera por su semejanza a las fibras del músculo de un animal (Cobbold *et al.*, 2013), las cuales, mayormente se encuentran rellenas con cementos carbonáticos. Se localizan a nivel mundial en numerosas cuencas sedimentarias productivas, las cuales albergan rocas madres de gran importancia económica. En la República Argentina se encuentran representados en la cuenca Neuquina (Rodrigues *et al.*, 2009; Zanella *et al.*, 2015; Cobbold *et al.*, 2013) y en la cuenca Magallanes-Austral (Zanella *et al.*, 2014).

El presente trabajo tiene como objetivo general el entendimiento de los procesos generadores de los *beef* presentes en la Fm. Vaca Muerta en el sector del engolfamiento neuquino, y su posible relación con la generación-expulsión de hidrocarburos. Se analizaron 4 pozos en diferentes posiciones de la cuenca a lo largo de una transecta Este-Oeste, estando cada uno de ellos en distintas ventanas de generación: inmadura a inicio de generación, ventana de petróleo, gas húmedo y gas seco respectivamente.

En base al análisis de los datos obtenidos en los *beef* a partir de la caracterización de sus propiedades físicas a escala mesoscópica, análisis geoquímicos y estudios a escala microscópica (petrografía, microtermometría y espectroscopia Raman), se pudo reconocer el efecto de los procesos de sobrepresión por generación de hidrocarburos en la formación de los *beef*. Además, se observó una correlación directa entre el contenido de materia orgánica y la intensidad, en donde un mayor contenido de materia orgánica generaría un aumento en la cantidad de planos o discontinuidades mecánicas promoviendo la formación de los *beef*. Por último, se reconoció un aumento en el grado de complejización de los eventos de generación de los *beef* desde las ventanas inmaduras a las maduras, evidenciado por una mayor cantidad de eventos, la participación de hidrocarburos livianos, de metano y un aumento progresivo de las temperaturas de formación.

La importancia de su estudio radica en la utilidad que estas estructuras poseen como herramienta de exploración en la búsqueda de posibles rocas madre (Zhang *et al.*, 2016) y la fuerte influencia en las direcciones de expulsión y migración de los hidrocarburos a escala regional (Rodrigues *et al.*, 2009; Marret *et al.*, 2018), además de poder afectar al crecimiento de la fractura hidráulica durante la estimulación del pozo (Ukar *et al.*, 2020).

2. ABSTRACT

The term “*beef*” refers to the arrangement of fibrous minerals that are found filling horizontal fractures parallel to the layering, being so named because of their resemblance to animal muscle fibres (Cobbold *et al.*, 2013) which are mostly filled with carbonate cements. They are located worldwide in many productive sedimentary basins, which host source rocks of great economic importance. In Argentina they have been described in the Neuquén basin

(Rodrigues *et. al.*, 2009; Zanella *et. al.*, 2015; Cobbold *et. al.*, 2013) and the Magallanes-Austral basin (Zanella *et. al.*, 2014).

The objective of this work is to understand the processes of beef generation in the Vaca Muerta Fm. in the engulfment sector and their possible relationship with the generation-expulsion of hydrocarbon. Four wells were analyzed in different positions along an East-West transect in different generation windows: immature to early oil window, oil window, wet gas window and dry gas window.

Based on the analysis of the data obtained from the beef characterization of their physical properties at mesoscopic scale, geochemical analysis and studies at microscopic scale (petrography, microthermometry and Raman spectroscopy), it was possible to recognize the effect of overpressure processes due to hydrocarbon generation in the beef generation. In addition, a direct correlation was observed between organic matter content and beef intensity, where a higher organic matter content would generate an increase in the number of planes or mechanical discontinuities promoting the formation of beef. Finally, an increase in the degree of complexity of the beef generation events from immature to mature windows was recognized, evidenced by a greater number of events, the participation of light hydrocarbons, methane and a progressive increase in formation temperatures.

The importance of the beef study lies in the usefulness of these structures as an exploration tool in the search for possible source rocks (Zhang *et al.*, 2016) and the strong influence on the directions of hydrocarbon expulsion and migration on a regional scale (Rodrigues *et at.*, 2009; Marret *et al.*, 2018) besides being able to affect in a production stage the growth of the hydraulic fracture during well stimulation (Ukar *et al.*, 2020).

3. INTRODUCCIÓN

Las fracturas naturales son discontinuidades mecánicas presentes en las rocas, siendo su estudio de gran valor por el impacto que tienen en la migración y entrapamiento de fluidos (Marret *et al.*, 2018). Dentro de ellas se incluyen a las fracturas tipo vetillas, estilolitas, bandas de deformación, entre otras y generalmente se encuentran rellenas por cementos minerales los cuales pueden ser de diversas composiciones, texturas y estructuras, siendo los *beef* un caso muy particular.

El término “*beef*” hace referencia a la disposición de minerales fibrosos que se encuentran relleno de fracturas horizontales paralelas a la estratificación, siendo denominados de esta manera por su semejanza a las fibras del músculo de un animal (Cobbold *et al.*, 2013). Este término no es nuevo, habiendo sido utilizado en trabajos científicos del Reino Unido hace más de doscientos años (Webster, 1826; Buckland y de la Beche, 1835; y Sorby, 1860, entre otros).

Los minerales que rellenan estas fracturas presentan un crecimiento cristalino perpendicular a las paredes de la roca hospedante y se componen principalmente de calcita, yeso o cuarzo. Cobbold *et al.* (2012) describe que la morfología típica de un *beef* tiende a estar conformada por dos o más eventos de cementación (pulsos de cristalización). En la actualidad

hay un consenso general en cuanto a la formación de los *beef*, en donde las fibras tienden a crecer gradualmente o durante pulsos a medida que ocurre el desplazamiento de las paredes de la vena (Taber, 1918; Durney y Ramsay, 1973). En algunos ejemplos, la apertura y el relleno parecen haber ocurrido episódicamente por un mecanismo de tipo *crack-seal* (Ramsay, 1980); mientras que, en otros ejemplos, el crecimiento parece haber sido más continuo (Taber, 1918; Durney y Ramsay, 1973; Means y Li, 2001). Según las posiciones de los cristales en crecimiento con respecto a las paredes, Durney y Ramsay (1973) distinguieron tres tipos de venas fibrosas (1) en las venas estiradas, las fracturas se abren y cementan repetidamente en diferentes posiciones a lo largo de la vena; (2) en las venas sintaxiales, las fibras crecen en uno o ambos lados de la vena y hacia el centro de la misma, donde hay una fractura o línea media; y (3) en las venas antitaxiales, las fibras crecen desde una línea de sutura o línea media hacia las paredes de la vena. En la Cuenca Neuquina, hay buena evidencia de que al menos algunas de las vetas han crecido antitaxialmente (Rodrigues *et al.*, 2009).

En los últimos años se han discutido los mecanismos de crecimiento de los *beef*, los cuales se pueden sintetizar en dos modelos: en el primer modelo (1) la apertura de los *beef* se considera como resultado de altas presiones porales (Stoneley, 1983) las cuales son comunes especialmente en la profundidad de las cuencas sedimentarias (Swarbrick *et al.*, 2002). La sobrepresión, se refiere a una condición en la que la presión del fluido es mayor que la de una columna libre de agua equivalente. Esta es la encargada del desarrollo de las fracturas horizontales a medida que la presión del fluido se aproxima a la presión litostática (Rodrigues *et al.*, 2009; Cobbold *et al.*, 2013; Zanella *et al.*, 2015). Bajo tal condición la calcita precipitará cuando la presión del fluido descienda debido al fracturamiento. Este proceso de fracturamiento-sellado fue previamente nombrado como *crack-seal* (Ramsay, 1980). Las posibles causas de la sobrepresión son objeto de debate, pero las más populares son la compactación mecánica, la generación de hidrocarburos o una combinación de ambas (Swarbrick *et al.*, 2002). Cobbold *et al.* (2013) sugiere que su crecimiento es producto de la precipitación de soluciones acuosas sobresaturadas, como resultado de reacciones químicas o de cambios en las condiciones físicas, especialmente las caídas de temperatura o presión.

El segundo mecanismo (2) propone que las fracturas horizontales se generan debido a una apertura continua o incremental impulsado por las fuerzas de cristalización (Wiltschko y Morse, 2001), sin que se produzca un fracturamiento activo durante el crecimiento de las fibras minerales debido a que precipitan en la unión de la laminación y empujan las paredes de la roca hospedante.

La importancia de su estudio radica en que los *beef* son comunes en muchas cuencas sedimentarias productivas a nivel mundial que albergan numerosas rocas madres de gran importancia económica, pudiendo su presencia haber tenido una fuerte influencia en las direcciones de expulsión y migración de hidrocarburos a escala regional (Rodrigues *et al.*, 2009). A nivel mundial, se han reportado en la cuenca de París en Francia (Cobbold *et al.*, 2015), en la cuenca de Wessex en Reino Unido (Morgans-Bel *et al.*, 2001) y en la cuenca de

Junggar, China (Jiao *et al.*, 2007), entre otras. Para la República Argentina, se encuentran representados en la cuenca de Magallanes-Austral (Zanella *et al.*, 2014) y en la cuenca Neuquina (Rodríguez *et al.*, 2014; Zanella *et al.*, 2015; Cobbold *et al.*, 2013).

Es en esta última donde se va a desarrollar el contenido de este Trabajo Final de Licenciatura, específicamente en la Fm. Vaca Muerta, la cual representa la entidad estratigráfica con mayor extensión areal de la Cuenca Neuquina (Kietzmann y Vennari, 2013), concentrando el 42% de la producción del petróleo y el 55% de la producción de gas de la República Argentina (Leanza *et al.*, 2011).

4. GENERALIDADES DE LA CUENCA NEUQUINA

4.1. Marco geológico regional

La Cuenca Neuquina es una extensa región de forma triangular localizada en el centro-oeste de la República Argentina, se encuentra localizada al este de la Cordillera de los Andes, en el norte de la Patagonia (Fig. 1). Cubre un área de más de 120.000 km² y contiene un registro estratigráfico de 6.000 metros de espesor, con edades que van desde el Triásico tardío y al Paleógeno (Howell *et al.*, 2005). La sucesión sedimentaria incluye facies silicoclásticas marinas y continentales, carbonáticas y evaporíticas. Asimismo, su relleno sedimentario contiene uno de los registros fosilíferos marinos más completos del intervalo Jurásico-Cretácico Temprano, y algunos de los yacimientos de dinosaurios más reconocidos del mundo (Casadio *et al.*, 2015). Su estratigrafía fue definida por Groeber (1946) quien reconoció tres ciclos sedimentarios: Jurásico, Ándico y Riograndico.

A fines del Triásico, el margen centro-oeste de la placa de América del Sur estuvo sometido a procesos tectónicos extensionales asociados al desmembramiento de Pangea. El resultado de dichos procesos fue la formación de hemigrábenes de rumbo noroeste, generados durante la fase diastrófica Huárpica, rellenos principalmente de depósitos continentales del Grupo Precuyo (Manceda y Figueroa, 1993; Vergani *et al.*, 1995; Giambiagi *et al.*, 2008). En la etapa de syn-rift se intercalan sucesiones volcánicas y facies continentales (Muravchik *et al.*, 2011).

Posteriormente se intercomunicaron durante la etapa de enfriamiento térmico, la cual caracterizó el intervalo del Jurásico temprano al Cretácico tardío (Vergani *et al.*, 1995). Los depocentros aislados fueron rellenados por sedimentos siliciclásticos continentales y marinos, carbonatados y evaporíticos (Grupos Cuyo, Lotena y Mendoza).

Durante el Jurásico inferior se restableció en el margen occidental de Gondwana un sistema de subducción, desarrollando el primer arco magmático mesozoico y la formación de cuencas de intra-arco y retroarco, caracterizadas por depósitos de ambientes mayormente marinos. Desde el Jurásico medio hasta el Cretácico inferior la cuenca Neuquina se comportó como una cuenca de retroarco y, hacia fines del Cretácico inferior, se convirtió en una cuenca de antepaís debido al incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes y a la formación de la faja plegada y corrida del Agrio. Las secuencias marinas se desarrollaron en toda la

[illegible]

Figura 1. A) Mapa de Ubicación del área de estudio (modif. de Chebli *et al.*, 2011); B) Columna estratigráfica de la cuenca neuquina (modif. de Veiga *et al.*, 2020); C) detalle con la ubicación de los cuatro pozos en estudio a través de una transecta Este-Oeste.

Para el Cretácico superior se da la desconexión final con el Océano Pacífico, dando lugar a los Grupos Neuquén y Malargüe los cuales son conocidos como “estratos con dinosaurios”. Cabe destacar el registro de la primera transgresión atlántica en la Fm. Roca del Gr. Malargüe.

Durante el Cretácico superior se estableció un régimen de deformación compresiva que continuó durante todo el Cenozoico, aunque alternando con eventos extensionales (Ramos y Folguera, 2005; Ramos, 2010). Esta deformación andina dio lugar al desarrollo de una serie de fajas plegadas y corridas (La Ramada, Aconcagua, Malargüe, Chos-malal y Agrio - Fig. 2), en donde se exponen excelentes afloramientos de las sucesiones mesozoicas (Giambiagi *et al.*, 2003; Ramos y Folguera, 2005; Ramos, 2010; Fennell *et al.*, 2015).

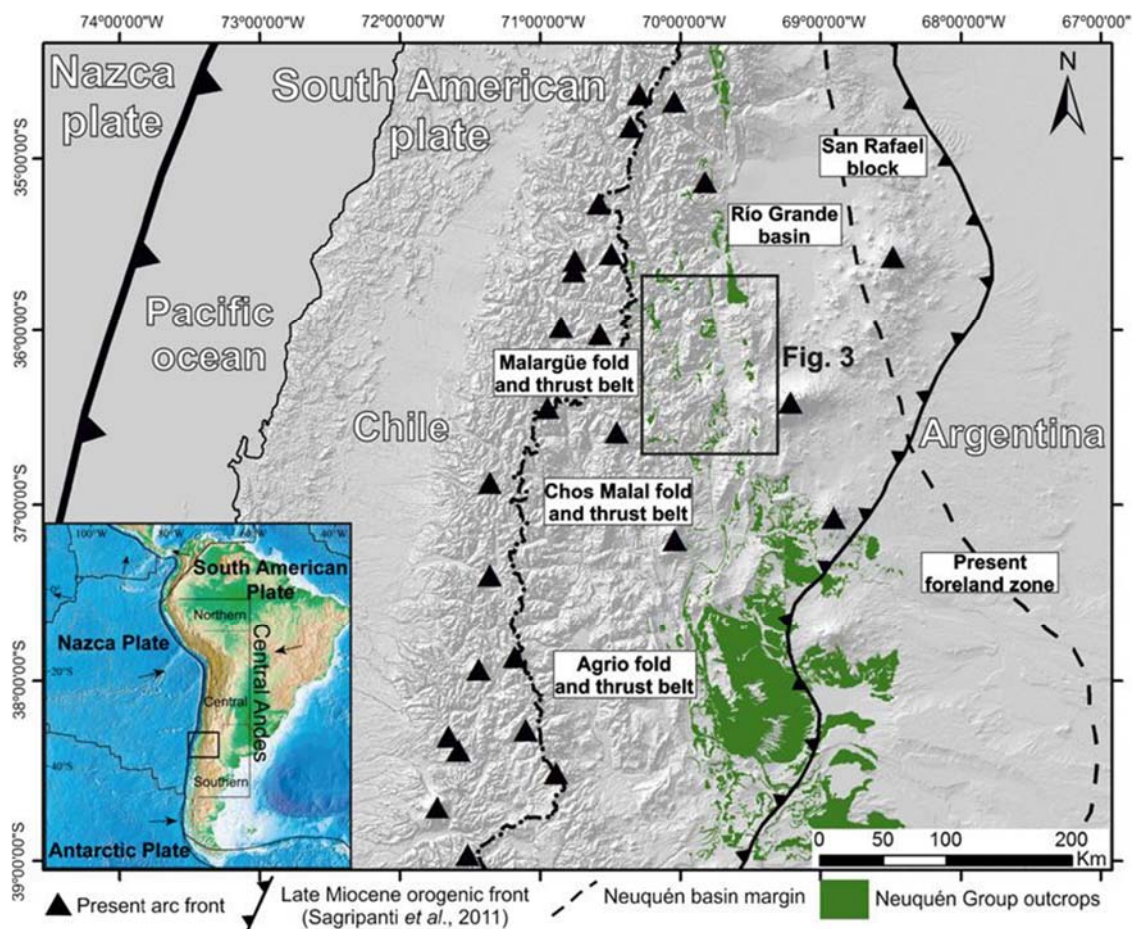


Figura 2. Ubicación de las principales FPC (tomado de Fennell *et al.*, 2015).

4.2. La Formación Vaca Muerta y su contexto paleoambiental, estratigráfico y geoquímico

Durante el Jurásico superior al Cretácico inferior se da una etapa de subsidencia generalizada en el retroarco, lo que originó las condiciones para que se den importantes

transgresiones desde el Océano Pacífico mediante aperturas discontinuas en el arco (Spalletti *et al.*, 2000; Macdonald *et al.*, 2003). El predominio de la subsidencia térmica y la extensión detrás del arco permitió la depositación de potentes secuencias sedimentarias marinas, las cuales son producto de importantes cambios en el nivel del mar, en las tasas de aporte sedimentario y subsidencia (Howell *et al.*, 2005). El resultado de estas ingresiones marinas son los Grupos Mendoza y Bajada del Agrio/Rayoso (Leanza *et al.*, 2001).

El Grupo Mendoza en su base presenta depósitos continentales, representados por conglomerados gruesos y areniscas fluviales y eólicas de la Formación Tordillo (Kimmeridgiano-Tithoniano Inferior). Las dunas de arena están bien desarrolladas tanto en los afloramientos como en el subsuelo (Boll y Valencio, 1996), formando buenas rocas reservorio (Formación Sierras Blancas). Estos depósitos culminan abruptamente en el Tithonianiano temprano y son reemplazados por pelitas oscuras de la Formación Vaca Muerta durante un episodio de inundación marina muy rápido que cubrió toda la cuenca. Esta unidad cubre más que cualquier otra unidad en la Cuenca Neuquina (Waver, 1931; Groeber, 1946; Legarreta y Uliana, 1991; Gulisano y Gutierrez Pleimling, 1995). La inundación que dio lugar a esta formación fue probablemente desencadenada como resultado de un depocentro infrautilizado y zonas periféricas elevadas, donde las súbitas rupturas de la cadena andina del Jurásico Superior permitieron varias conexiones con el mar abierto. Allí, los depósitos orgánicos son muy ricos en valores de contenido orgánico total (COT) y están representados por las facies más profundas de la Formación Vaca Muerta (Dominguez y Catuneanu, 2017).

Luego de un importante descenso del nivel del mar producido durante el Valanginiano temprano, se depositó en los sectores más deprimidos de la cuenca o centro de cuenta una sucesión de facies silicoclásticas continentales, marinas y mixtas cercanas a la costa. Estas se encuentran representadas por la Formación Mulichinco, la cual se encuentra sellada por la caliza biogénica más baja de la Formación Agrio. Por encima de ésta, se produjo otro episodio de inundación, continuando de nuevo con la depositación de pelitas negras, con un contenido relativamente alto de COT, en un contexto de plataforma silicoclástica dominada por las tormentas (Spalletti *et al.*, 2011). El Miembro Avilé se desarrolló durante un importante descenso del nivel del mar (Veiga *et al.*, 2007), lo que permitió la depositación de buenos reservorios compuestos por arenas fluvio-eólicas que se desarrollaron como rellenos de valles que inciden en la plataforma marina subyacente. Por encima, se produce otro episodio de inundación marina en la base, continuando con la depositación de lutitas negras con buenos valores de COT ricas en fósiles marinos. A esto le siguió una rampa carbonatada restringida del Miembro Chorreado (Gutierrez Pleimling, 1991; Leanza *et al.*, 2006). Las secciones inferior y superior de la Formación Agrio en el subsuelo se denominan Formaciones Centenario Inferior y Superior (Digregorio, 1972).

La Formación Vaca Muerta fue definida originalmente por Weaver (1931) para designar al "...conjunto de estrato Tithonianos constituidos por lutitas calcáreas grises oscuras...". Su sección tipo fue definida en el sector occidental de la Sierra de la Vaca Muerta (Leanza 1973).

Su elevado nivel de conocimiento se debe a la importancia económica, ya que constituye la principal roca madre de la Cuenca Neuquina (Leanza *et al.*, 2011), se calcula que el 75% de los hidrocarburos descubiertos en el país provienen de sus sedimentitas (Uliana *et al.*, 1999). Contiene recursos de 91,5 tcf y 14,3 bbl de petróleo (Veiga *et al.*, 2020). El yacimiento no convencional de Vaca Muerta cubre un área de 20.000 km², aproximadamente. Presenta distintos tipos de fluidos que permiten una subdivisión en distintas zonas: una zona de petróleo negro que cubre el 37% del área total y una zona de petróleo volátil que representa el 19%, mientras que las zonas de gas condensado y de gas húmedo son cinturones estrechos, que abarcan el 7% y el 5% del área, respectivamente. Por último, la zona de gas seco representa el 32% del área total del yacimiento (Veiga *et al.*, 2020)

Se caracteriza por su alta uniformidad litológica (Leanza, 1973), más del 95% de su espesor se compone de pelitas y calizas (Leanza *et al.*, 1977). Mineralógicamente está compuesta por (en fracción de peso promedio) 30%-40% de sílice, 30%-40% de carbonatos, 20%-30% de arcillas, y 0%-5% de minerales pesados. Mediante datos obtenidos por fluorescencia de rayos X en secciones de alto COT, se determinó un alto contenido en Mo, Mn y V, lo que indica condiciones de fuerte reducción y deposición en aguas anóxicas estratificadas con presencia de H₂S (Veiga *et al.*, 2020).

Sus características como contenido orgánico total (COT), su moderada profundidad y sus condiciones de sobrepresión lo constituyen como un excelente reservorio de tipo *shale oil* y *shale gas* (Gulisano *et al.*, 1984; Boyer *et al.*, 2011; Kietzmann *et al.*, 2014; Brisson *et al.*, 2020).

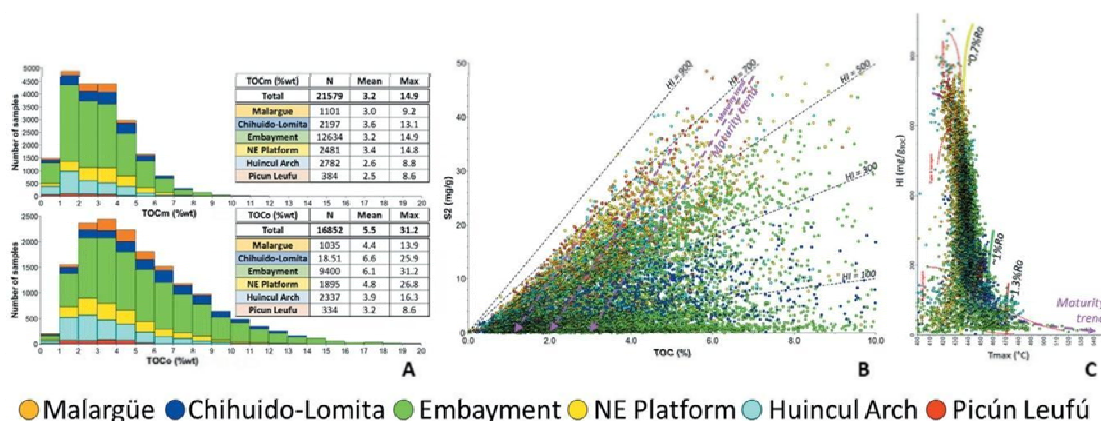


Figura 3 – Distribución estadística de los datos geoquímicos de la Fm. Vaca Muerta, en donde se observa las variaciones en su riqueza orgánica, potencial generador y madurez térmica (tomado de Brisson *et al.*, 2020).

El espesor total oscila entre 300 y 1000 m. Normalmente, la parte de mayor interés se encuentra en la sección basal donde el COT es superior al 2%. Actualmente, se sabe que el contenido de COT en la Formación Vaca Muerta oscila entre el 1% y el 10%, con 30 a 350 m de espesor de pizarras ricas en materia orgánica y se considera derivado de materia orgánica de composición homogénea, típicamente marina del tipo I-II vinculada con la contribución

algal y participación muy escasa a nula de elementos terrestres (Veiga *et al.*, 2020; Brisson *et al.*, 2020). Presenta un potencial generador excelente para hidrocarburos líquidos, dados los índices de hidrógeno y oxígeno. (Brisson *et al.*, 2020).

Legarreta y Villar (2011 y 2012) sostienen que la morfología del sustrato preexistente tuvo influencia sobre la distribución de las facies organógenas durante la acumulación de las primeras secuencias de la formación Vaca Muerta. La presencia del eje de Chihuido y del tren estructural de la Dorsal de Huincul dejaron su impronta para los niveles basales de esta unidad generando modificaciones en el aporte sedimentario y sus variaciones laterales a lo largo de los flancos de la cuenca afectaron los componentes mineralógicos de las lutitas de la formación Vaca Muerta (Fig. 4).

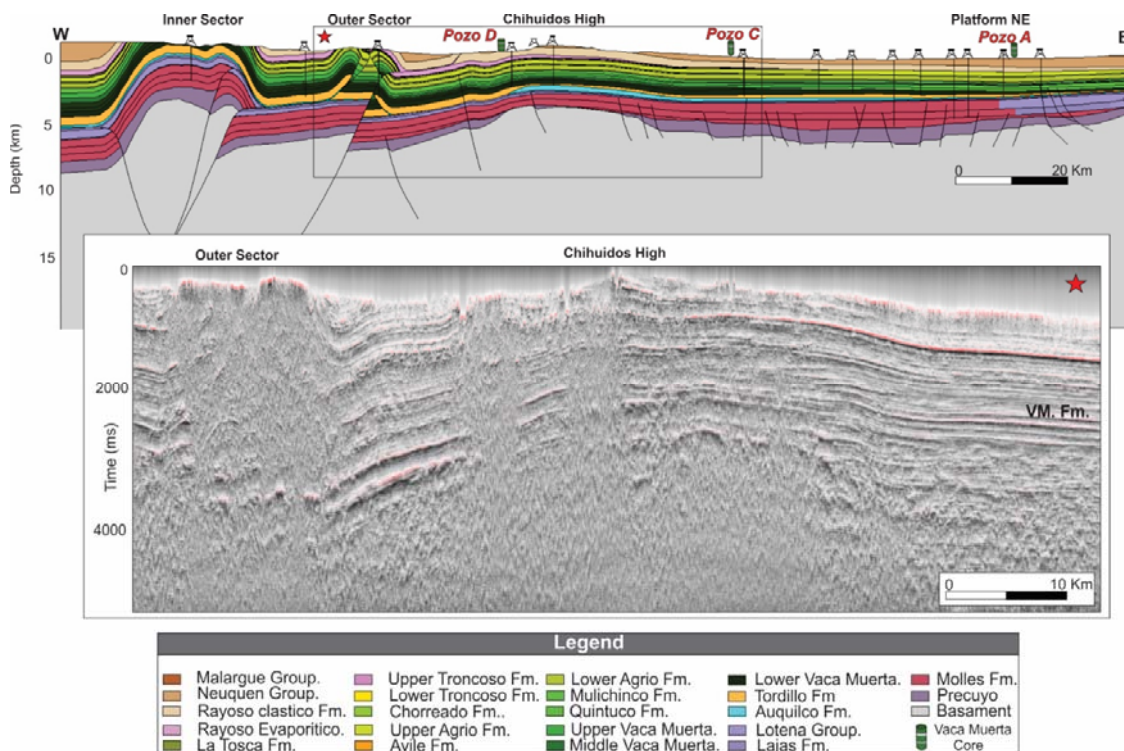


Figura 4. Corte estratigráfico y línea sísmica que ilustra la variación de espesor de las secuencias sobre el eje de la estructura de Chihuido y su posible influencia en la generación de condiciones restringidas en la zona del Engolfamiento (Spacapan *et al.*, en prensa).

5. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS

El Trabajo Final de Licenciatura tiene como objetivo general el entendimiento de los procesos generadores de los *beef* presentes en la Fm. Vaca Muerta en el sector del engolfamiento neuquino, y su posible relación con la generación-expulsión de hidrocarburos.

La hipótesis propuesta busca demostrar que la formación de los *beef* en la Fm. Vaca Muerta no estaría asociada únicamente a la etapa de generación de hidrocarburos del sistema petrolero del Grupo Mendoza. Para ello, se buscarán alcanzar tres objetivos particulares:

- 1) Caracterizar la distribución y el tipo de *beef* desarrollado de acuerdo al estadio de madurez alcanzado, considerando cuatro de ellos: inmaduro, en ventana de hidrocarburo, en ventana de gas húmedo y en ventana de gas seco.
- 2) Definir el rango de T de formación de los *beef*, a partir del estudio de las inclusiones fluidas mediante microtermometría y espectroscopia Raman para cada estadio.
- 3) Integrar esta información para reconocer qué procesos podrían estar siendo el responsable de la formación de los *beef*.

6. METODOLOGÍA

La metodología de trabajo del presente estudio se diseñó para realizar una completa caracterización de las fracturas naturales tipo *beef*, presentes en 4 pozos en diferentes posiciones de la cuenca Neuquina a lo largo de una transecta Este-Oeste (Fig. 1), y por lo tanto estando en distintas ventanas de generación: pozo “A” en inmadura a inicio de generación, pozo “B” en ventana de petróleo, pozo “C” en ventana de gas húmedo y pozo “D” en ventana de gas seco.

Se realizó un abordaje en tres etapas de trabajo que involucraron tareas de campo, laboratorio y gabinete o elaboración intelectual. Se comenzó con las actividades de campo que consistieron en el relevamiento y caracterización de las coronas de los cuatro pozos involucrados en este TFL (Fig. 5). Allí se tomaron datos de apertura, intensidad y espaciamiento de las fracturas naturales. Además, se seleccionaron muestras con los *beef* más representativos para la posterior realización de cortes petrográficos y secciones bipulidas.

La siguiente etapa se llevó a cabo en los Laboratorios de Y-TEC donde se realizó el estudio de los cortes delgados y las secciones bipulidas. El objetivo de la descripción petrográfica fue definir su mineralogía predominante, el o los eventos que dieron origen al relleno de la fractura, la presencia o no de deformación, y el tipo de crecimiento que presentaba el *beef*. Por último, se sometió la muestra a Fluorescencia UV para buscar IF de origen orgánico.



Figura 5. Depósito de coronas de YPF, en donde se realizó la caracterización mesoscópica.

Sobre las secciones bipulidas se hicieron estudios de microtermometría para caracterizar las condiciones de formación/entrapamiento de las IF, y también fueron utilizadas para ser estudiadas por Espectroscopia Raman. En conjunto con la técnica de Microtermometría, permitieron determinar las condiciones fisicoquímicas propias del fluido (temperatura, salinidad, y composición química), convirtiéndose en herramientas valiosas que permiten -al ser una muestra representativa de los fluidos- revelar indirectamente la naturaleza del evento de migración. Para finalizar con la etapa de laboratorio, se enviaron una serie de muestras de las coronas involucradas para estudios de geoquímica orgánica. Estas fueron analizadas en un pirolizador Rock Eval 6 (RE-6), los parámetros obtenidos permiten definir el tipo de materia orgánica en la roca madre, su madurez térmica y el potencial de generación de petróleo.

Durante la etapa de Gabinete o desarrollo intelectual se empleó a la estadística como herramienta primordial para el análisis de los datos físicos relevados de las coronas y de aquellos datos obtenidos durante la pirólisis, permitiendo la correlación entre los datos geoquímicos, los parámetros físicos de los *beef* y los resultados petrográficos.

Finalmente, se integró toda la información obtenida y se realizó la redacción del TFL.

6.1. Medición de características físicas, toma de muestras y elaboración de cortes delgados

Para la determinación de la distribución de las poblaciones de fracturas se aplicó la metodología utilizada por Ortega *et al.* (2006) y Gale (2009) consistente en la realización de un *scanline* utilizando una cinta métrica la cual se ubica en posición perpendicular al rumbo principal de las fracturas (Fig. 6). Esta técnica se puede aplicar tanto en afloramiento como en corona, incluso pudiendo utilizarla en secciones delgadas, obteniéndose los atributos de las fracturas como longitud, apertura, intensidad, espaciamiento, grado de deformación y composición del cemento, entre otros.

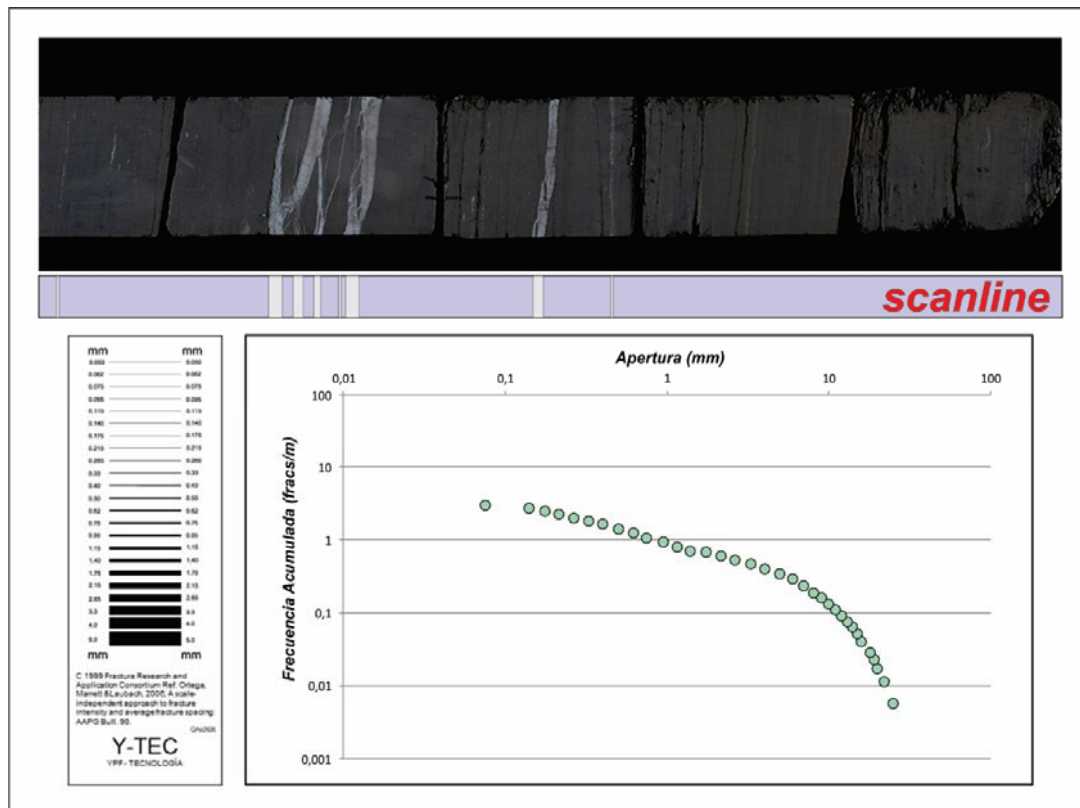


Figura 6. Diagrama de flujo con una imagen de un tramo de una corona con *beef* y su *scanline* marcando la intensidad y las aperturas, tomadas con el comparador y graficadas posteriormente.

La relevancia de la metodología utilizada radica en el hecho que la mayoría de los métodos convencionales ignoran el tamaño de las fracturas (apertura), y la consecuente escala de dependencia con la intensidad de fractura (Laubach, 2003). En orden de obtener la adecuada distribución de aperturas, se utilizó un comparador logarítmicamente graduado (Fig. 6), el cual permite tomar un rango de distribución de aperturas desde 0,05 hasta 5mm. Finalmente, la distribución de aperturas obtenidas se representa en un gráfico log-log apertura vs. intensidad de fractura (Fig. 6).

Una vez realizada la caracterización de las fracturas naturales a escala de la corona, se seleccionaron 30 muestras de fracturas y se confeccionaron las secciones delgadas sobre las

cuales se realizó la descripción y caracterización petrográfica de los minerales presentes en las fracturas y la presencia o no de inclusiones fluidas (IF), definiéndose en 13 de ellas buenos set de IF. Sobre estas trece muestras se prepararon las secciones bipulidas necesarias para su estudio microtermométrico (Fig. 7).

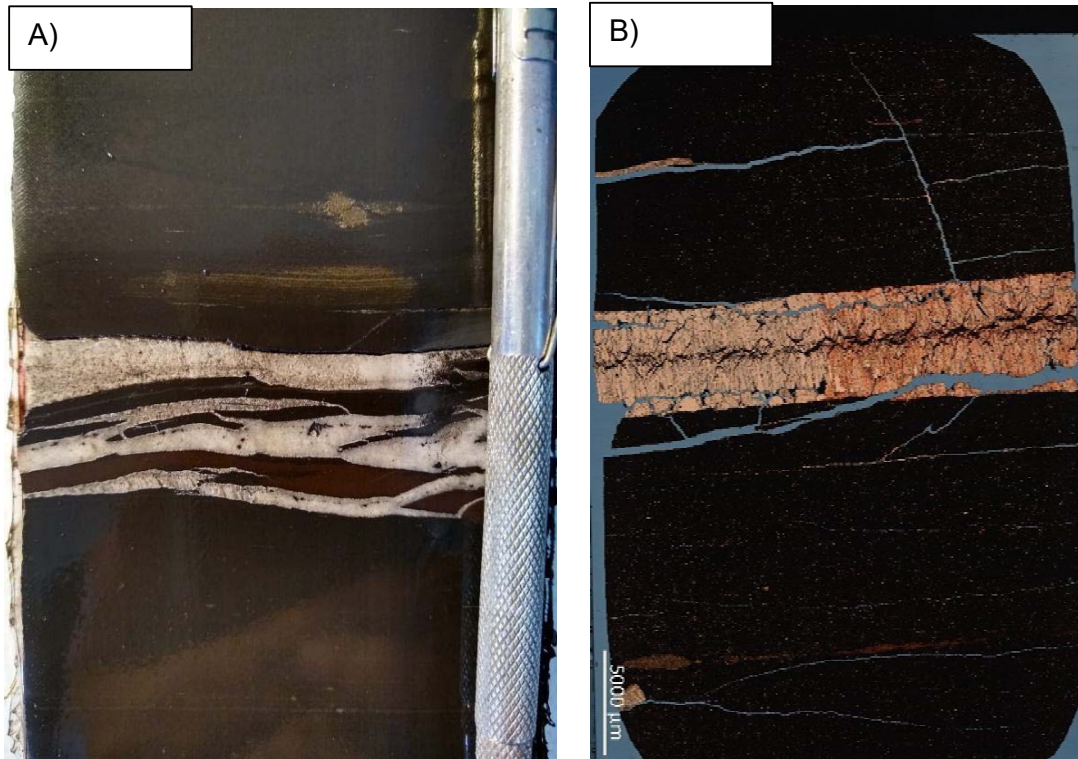


Figura 7. A) Detalle de un *beef* en un tramo de la corona y B) microfotografía de un *beef* con nicols paralelos.

6.2. Petrografía

Es la disciplina que engloba los estudios de rocas utilizando un microscopio óptico para definir y caracterizar las fases minerales presentes en una sección delgada. Esta última se define como un preparado de laboratorio realizado en roca, en donde se corta un tramo de la muestra a estudiar y se la desgasta hasta lograr un espesor de 30 micrones.

La caracterización petrográfica de las 30 muestras que se examinaron al microscopio Zeiss M2m (Fig. 8), fue realizada con una doble fuente de luz, por un lado, luz halógena para petrografía convencional y por otro lado luz de Mercurio y un set de filtros conformados por un filtro de excitación G-365nm, un lente dicromático FT-395nm y un filtro pasa banda de emisión LP-420nm para el estudio por fluorescencia UV. Este estudio tuvo como premisa tres objetivos: por un lado definir la mineralogía presente, texturas, estructuras, eventos minerales, etc., por otro lado identificar la presencia de inclusiones fluida orgánicas, sus características morfológicas y agrupación por clúster o familias y distinguir los distintos

episodios asociados a determinados eventos minerales; y finalmente, considerando las relaciones de corte entre los diferentes eventos e indicadores cinemáticos, definir un esquema paragenético integrando los diferentes eventos reconocidos.



Figura 8. Microscopio Zeiss M2m en donde se realizaron los estudios petrográficos.

6.3. Análisis microtermométrico de Inclusiones fluidas

Las Inclusiones fluidas (IF) son pequeñas cavidades resultado de defectos estructurales en la cristalización de un mineral mientras precipita de un fluido, la cual es rellenada por porciones de este mismo fluido, pudiendo ser de naturaleza acuosas u orgánica (hidrocarburos), con tamaños que van desde pocos micrones hasta más de 50 μ m, desarrollando morfologías y distribuciones muy diversas. Debido a que estas fases son atrapadas en el momento de la cristalización, las relaciones del volumen de líquido-gas y la composición química de las sales disueltas se conservan en el equilibrio de ese momento.

La microtermometría de IF es una técnica analítica realizada utilizando una platina de calentamiento-enfriamiento acoplada a un microscopio, que permite determinar la temperatura a la que ocurren cambios de fases en el interior de las IF y obtener indirectamente parámetros como cuál es el/los solutos disueltos, salinidad relativa y la temperatura mínima a la cual ese fluido se atrapó.

Para este estudio se utilizó un microscopio Zeiss A2 con una platina Linkam MDSG600 acoplada (Fig. 9), la cual permite, de manera controlada, calentar la muestra hasta 600°C y enfriarla por debajo de los -190°C. Se confeccionaron 13 secciones bipulidas con espesores entre 100 y 140µm en donde se realizó una completa caracterización petrográfica (tamaño, volumen de la fase gaseosa, distribución, etc.) siguiendo la propuesta de Goldstein y Reynolds (1994), lo cual nos permitió agruparlas en diferentes FIA (*fluid inclusion assemblage*). Este enfoque posee ventajas respecto a agruparlas según su génesis (primarias-secundarias-pseudosecundarias, Shepperd *et al.*, 1985) ya que no solo nos dice que IF pertenecientes a la misma FIA fueron atrapadas al mismo tiempo, permitiendo asociar generación de cementos minerales y migración de fluidos a los eventos geológicos, sino que también permite identificar procesos que alteraron las condiciones iniciales de las IF, como estrangulamientos, estiramientos o fenómenos de fuga y relleno, y descartar aquellas IF afectadas, lo cual le otorga una mayor confianza al dato final de temperatura.

Durante la fase de calentamiento se busca la homogenización de la fase gaseosa (burbuja) en la fase líquida, la cual ocurre a la denominada temperatura de homogenización (T_h) y que se corresponde con la temperatura mínima a la cual fue atrapado ese fluido. Este parámetro debe ser corregido utilizando su isocora y el gradiente geotérmico, lo cual permite determinar la temperatura de entrapamiento (T_t). Para lograr esta corrección, durante el proceso de enfriamiento se calcula que tipo de sales disueltas hay presentes tomando la temperatura del punto eutéctico, y qué salinidad posee (en %NaCl equivalente) a partir de la temperatura a la cual se descongela el último cristal de hielo.

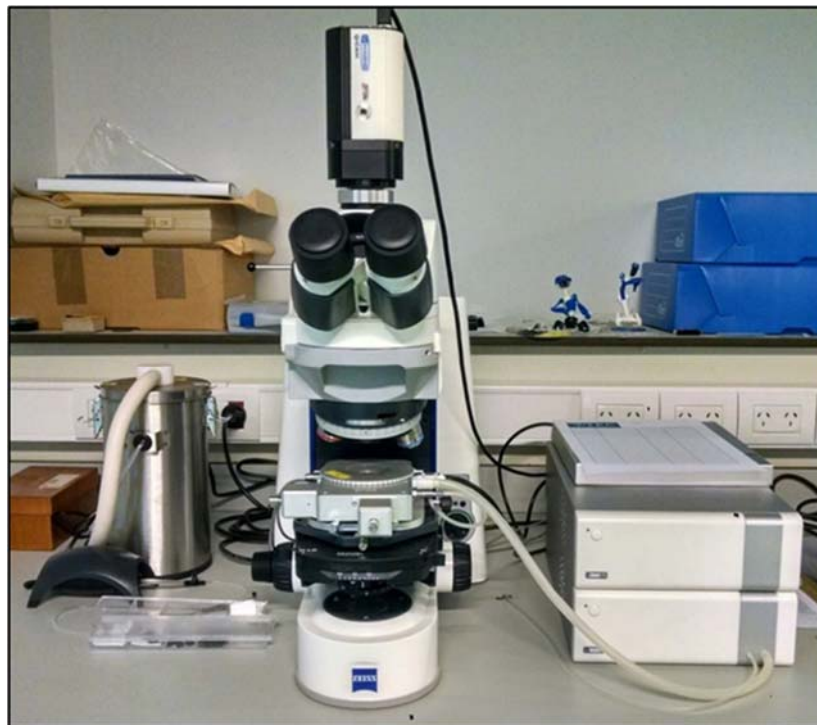


Figura 9. Microscopio Zeiss A2 con la platina Linkam MDSG600 acoplada.

6.4. Espectrometría Raman

Consiste en una técnica no destructiva, rápida y de alta resolución basada en el fenómeno de dispersión inelástica de la luz monocromática de un láser en el rango de luz visible, que nos permite obtener información química y estructural del compuesto irradiado, y en particular, su capacidad para discriminar compuestos en áreas de estudio muy pequeñas (<2 micrones) lo hace una técnica poderosa para identificar IF que contengan fases gaseosas como CO₂ o metano ya que, al no fluorecer, las mismas se pueden confundir con IF acuosas, llevando a errores de interpretación.

Los espectros Raman fueron obtenidos con un espectrómetro Jasco NRS-4100 (Fig. 10), equipado con un láser de 532nm y una potencia de 20mW, verticalmente polarizado y con un set de filtros holográficos, acoplados a un sistema de microscopía Olympus que enfoca el láser sobre la muestra utilizando un objetivo de 20x (N.A.: 0.40) y colectando la señal Raman de manera retrodispersada. El tamaño del área analizada por el láser es de aprox. 1,5µm, con un rango de medición de 50-4000 cm⁻¹, un tiempo de adquisición de 5 segundos y un set de 5 acumulaciones para lograr un espectro satisfactorio, optimizando la relación de señal-ruido (S/N).

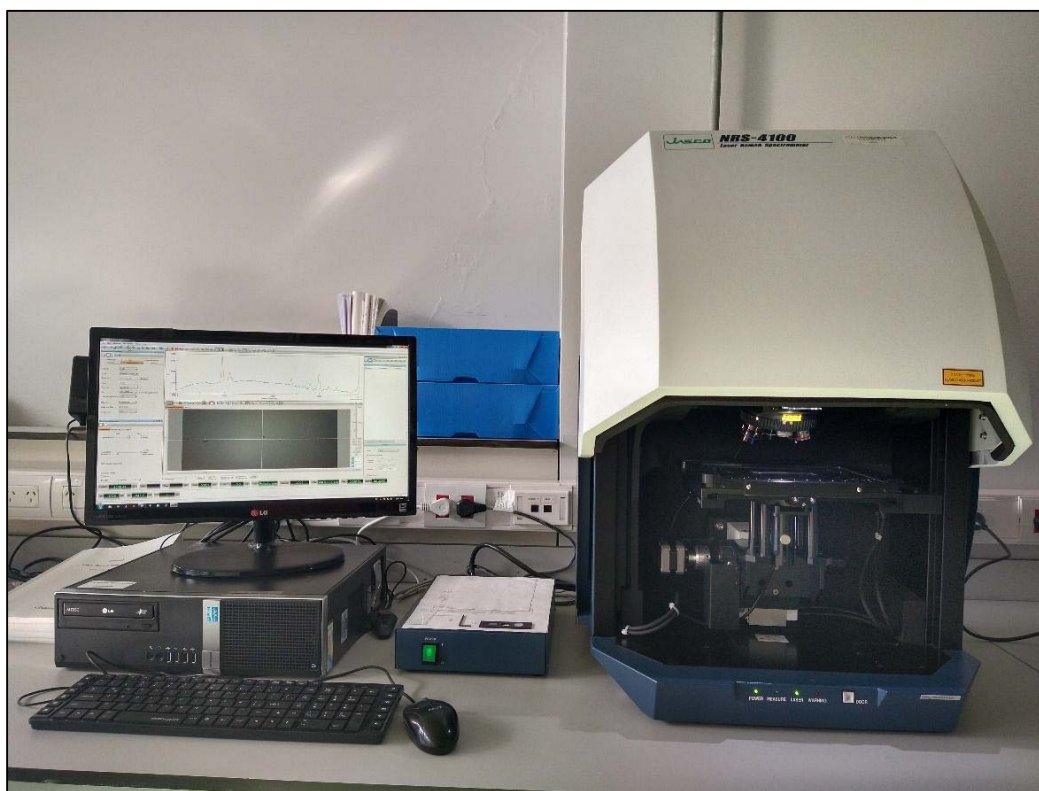


Figura 10. Espectrómetro Raman Jasco NRS-4100.

6.5. Pirólisis

La técnica de pirólisis Rock-Eval consiste en someter las muestras de rocas a una rampa o etapas de calentamiento cuya temperatura oscila entre 100°C y 850°C. Los parámetros obtenidos (S1, S2, S3, $T_{máx}$, entre otros) sirven para determinar el tipo de materia orgánica en la roca madre, su madurez térmica y el potencial de generación de petróleo. Este estudio fue realizado en los laboratorios de Geoquímica Orgánica de Y-TEC en un equipo pirolizador Rock Eval 6 (Fig. 11).

Estos parámetros considerados en conjunto con otros como el COT (carbono orgánico total), permiten obtener una serie de índices utilizados en la interpretación de las características de las rocas como, por ejemplo, el índice de hidrógeno (IH), el índice de oxígeno (IO), el índice de producción (IP) y la tasa de transformación (TR).



Figura 11. Pirolizador Rock-Eval 6 turbo.

7. RESULTADOS

7.1. Propiedades Físicas de los beef

A partir de la obtención de datos durante la caracterización de las fracturas naturales realizada en los depósitos de Y.P.F en la localidad de Avellaneda, se confeccionó una base de datos donde se volcó toda la información recopilada. Como resultado, se obtuvieron los siguientes datos:

7.1.1. POZO "A"

Las dos carreras que componen la corona del pozo A presentan una longitud total de 72m y fueron obtenidas a una profundidad comprendida entre los 2335mbbp y los 2408mbbp. En el *scanline* (Fig.12a) constituido se pudo identificar un total de 117 fracturas, las cuales se encuentran distribuidas homogéneamente a lo largo del mismo, destacándose un gran aumento de las mismas en el nivel superior e intermedio.

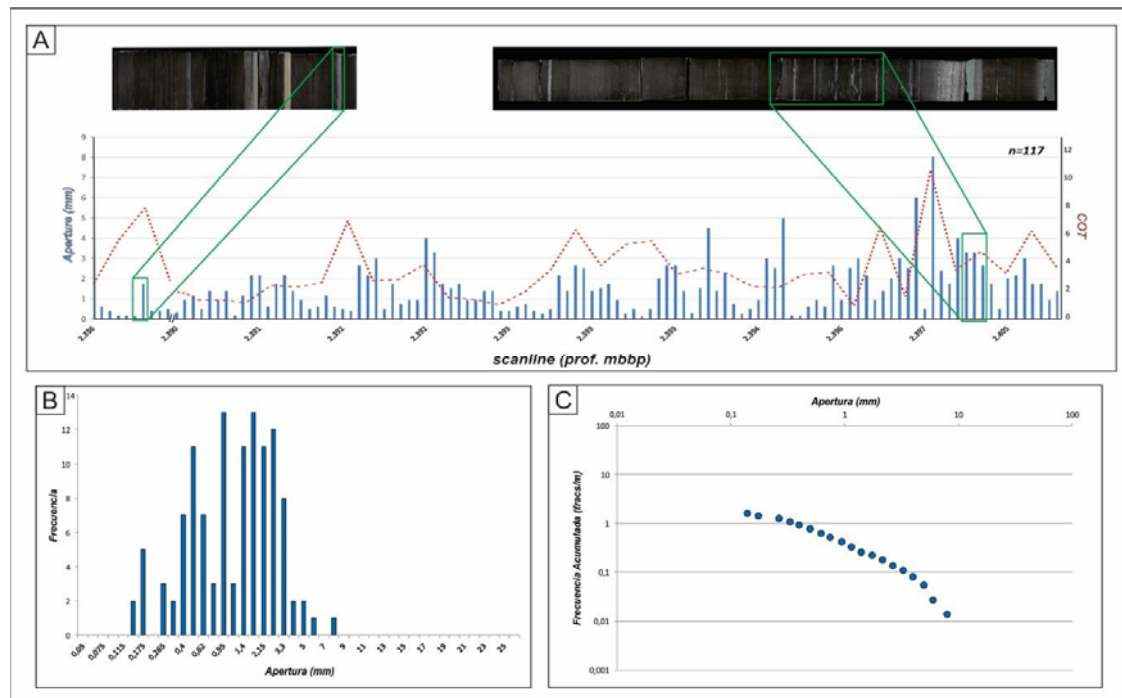


Figura 12. Parámetros físicos medidos en el **pozo A**. A) Diagrama de Apertura y COT (línea roja) vs. Profundidad; B) Histograma de frecuencia de las aperturas; y C) diagrama de frecuencia acumulada vs apertura.

Los rangos de aperturas observados en las Fig.12b y Fig.12c nos indican la presencia de una gran variedad de tamaños, predominando aquellos valores comprendidos entre los 0.50mm y 2.65mm. En base a esto, se pudo determinar que los valores mínimos de apertura inician en los 0.14mm y alcanzan valores máximos de 8mm, con un valor promedio de 1.5mm. Se observa que hacia los niveles inferiores se encuentran los mayores tamaños de apertura.

7.1.2. POZO "B"

La carrera que compone la corona del pozo B presenta una longitud total de 18m y fue obtenida a una profundidad comprendida entre los 2040mbbp y los 2058mbbp. Se identificaron un total de 18 fracturas, las cuales se encuentran distribuidas homogéneamente a lo largo del mismo, sin destacarse un aumento en la intensidad de estas a lo largo del pozo (Fig. 13a).

Los rangos de aperturas observados en las Fig.13b y Fig.13c nos indican la existencia de una variedad de tamaños acotada, predominando aquellos valores comprendidos entre los 2mm y 10mm, con valores mínimos de 1.75mm y máximos de 17mm, con un valor promedio de 5.8mm. Al igual que en el pozo previo, se reconoce mayores tamaños de apertura hacia los niveles inferiores, con la mayoría de los valores por encima del valor promedio.

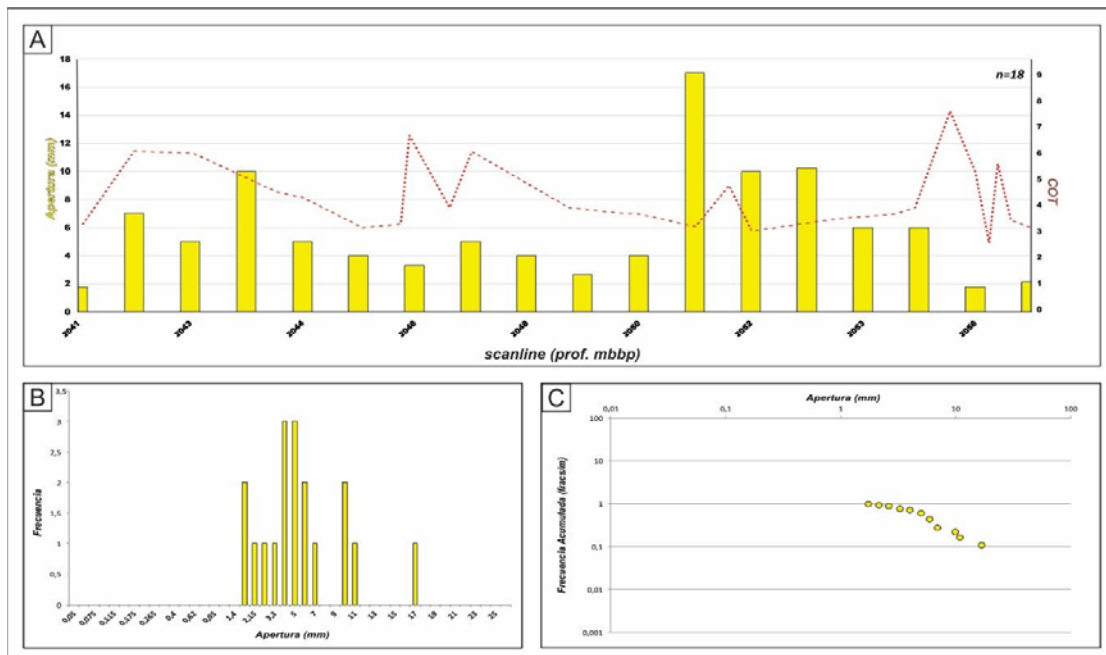


Figura 13. Parámetros físicos medidos en el **pozo B**. A) Diagrama de Apertura y COT (línea roja) vs. Profundidad; B) Histograma de frecuencia de las aperturas; y C) diagrama de frecuencia acumulada vs apertura.

7.1.3. POZO "C"

Las cinco carreras que componen la corona del pozo C presentan una potencia total de 176m, estando ubicadas entre los 2335mbbp y los 2407mbbp (Fig. 14a). Se identificaron un total de 568 fracturas, distribuidas homogéneamente a lo largo del *scanline*, destacándose un brusco aumento en la intensidad hacia los niveles intermedios y disminuyendo nuevamente hacia los últimos 50m.

Los rangos de aperturas observados en las Fig.14b y Fig.14c nos indican la presencia de una gran variedad de tamaños, predominando aquellos valores comprendidos entre los 1.15mm y 6mm, con valores mínimos de apertura de 0.08mm y máximos de 25mm, siendo el valor promedio de 3.7mm.

A diferencia de los pozos previos, se observó las mayores intensidades y tamaños de apertura en los niveles intermedios, superando en este sector ampliamente el valor promedio obtenido.

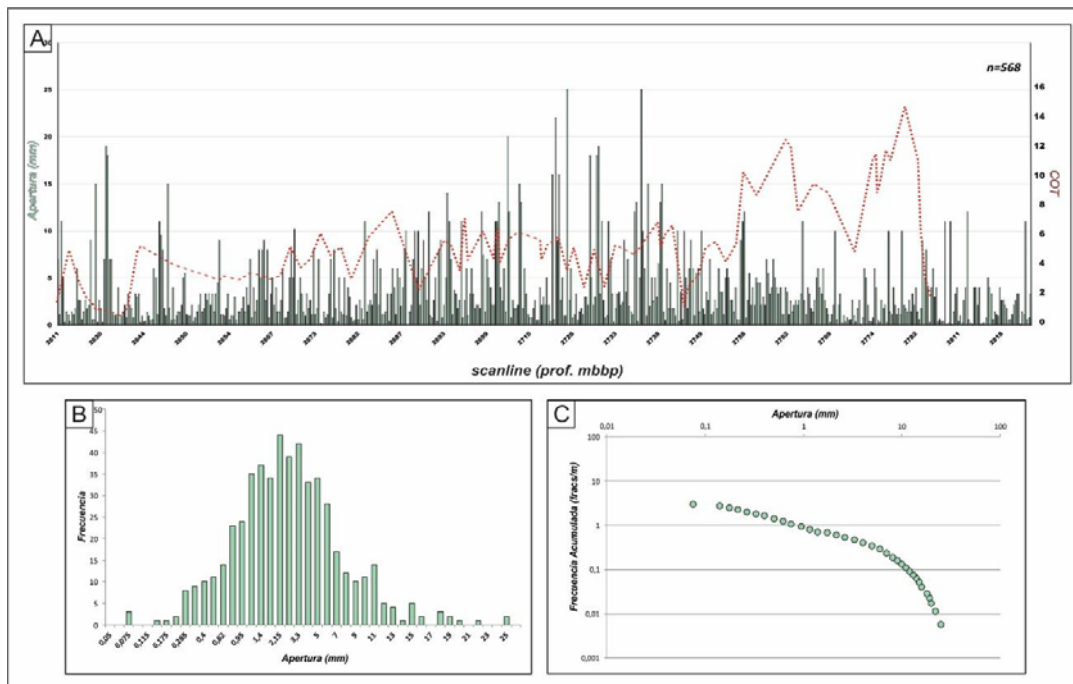


Figura 14. Parámetros físicos medidos en el **pozo C**. A) Diagrama de Apertura y COT (línea roja) vs. Profundidad; B) Histograma de frecuencia de las aperturas; y C) diagrama de frecuencia acumulada vs apertura.

7.1.4. POZO "D"

El último de los pozos estudiado está conformado por tres carreras, con una longitud total de 72m, estando comprendidos entre los 2610mbbp y los 2820mbbp. Se reconocieron un total de 48 fracturas, las cuales se encuentran distribuidas homogéneamente a lo largo del mismo, destacándose nuevamente un leve aumento en la intensidad hacia los niveles más profundos (Fig. 15a).

Los rangos de aperturas observados (Fig.15b y Fig.15c) indican una gran variedad de tamaños, dominados por valores comprendidos entre los 0.95mm y 2.65mm. Los valores mínimos de apertura inician en los 0.14mm y alcanzan valores máximos de 8mm, con un valor promedio de 3.58mm.

Finalmente, se reconoció que hacia los niveles más someros hay un mayor número de aperturas que se encuentran por encima del valor promedio, pero los mayores tamaños se encuentran a mayor profundidad.

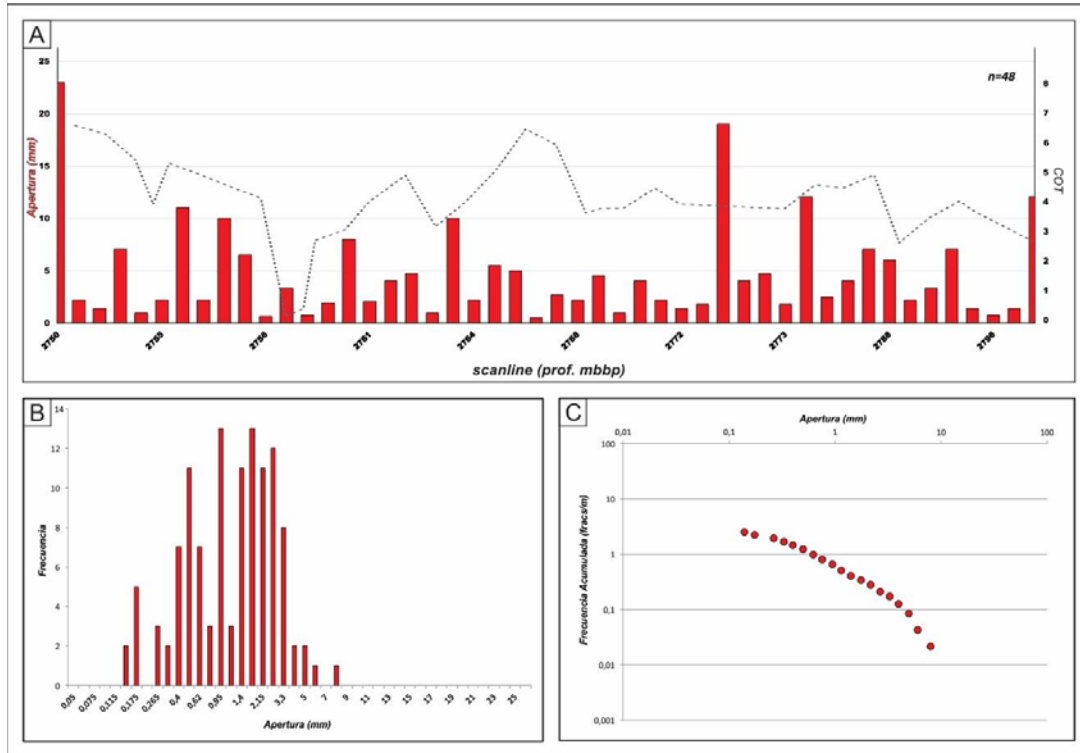


Figura 15. Parámetros físicos medidos en el **pozo D**. A) Diagrama de Apertura y COT (línea roja) vs. Profundidad; B) Histograma de frecuencia de las aperturas; y C) diagrama de frecuencia acumulada vs apertura.

7.2. Análisis Geoquímico

Se realizó la evaluación geoquímica de las muestras mediante determinaciones de COT y pirólisis Rock Eval con el objetivo de definir el contenido orgánico, su potencial de generación, la calidad de la materia orgánica presente y su madurez termal. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada pozo.

7.2.1. POZO "A"

El contenido orgánico observado en la Fig.16 para este pozo comprende valores mínimos que van desde 1% hasta 10%, con un valor de COT promedio 3.6%. Se puede observar que la distribución del COT es irregular a lo largo del pozo, destacándose que la mayoría de los datos relevados se encuentran entre 3 y 4%. Por otro lado, el Índice de hidrógeno (IH) tiene valores comprendidos entre 415 y 630, mientras que el parámetro T_{max} presenta un valor mínimo

de 433°C y un máximo de 443°C, con un valor promedio para el pozo de 438°C, marcando el inicio de la ventana de generación de hidrocarburos.

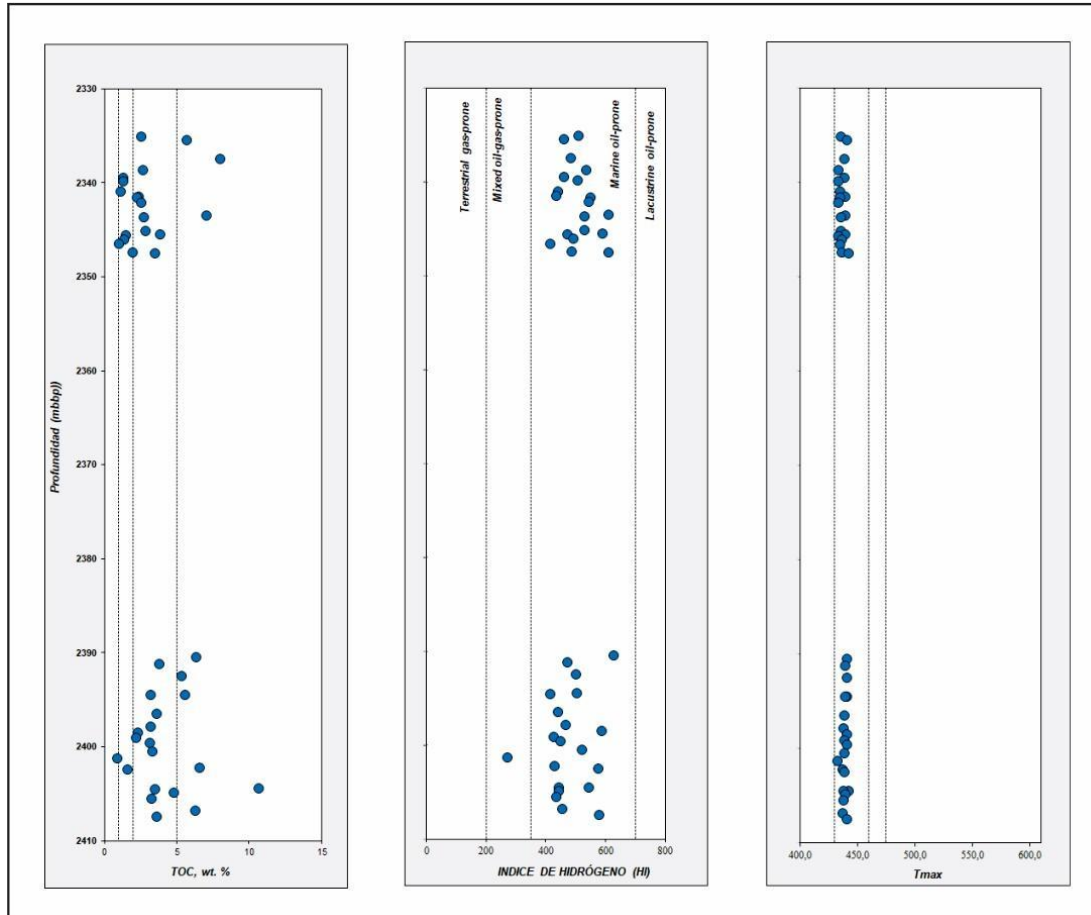


Figura 16. Diagramas Logs geoquímica del Pozo A. De izq a derecha: COT, IH y Tmax.

Por último, en la Fig.17 se puede observar que los compuestos de hidrocarburos producidos por el *cracking* del querógeno (S2) superan los 25mg/g con buenos muy buenos valores de COT.

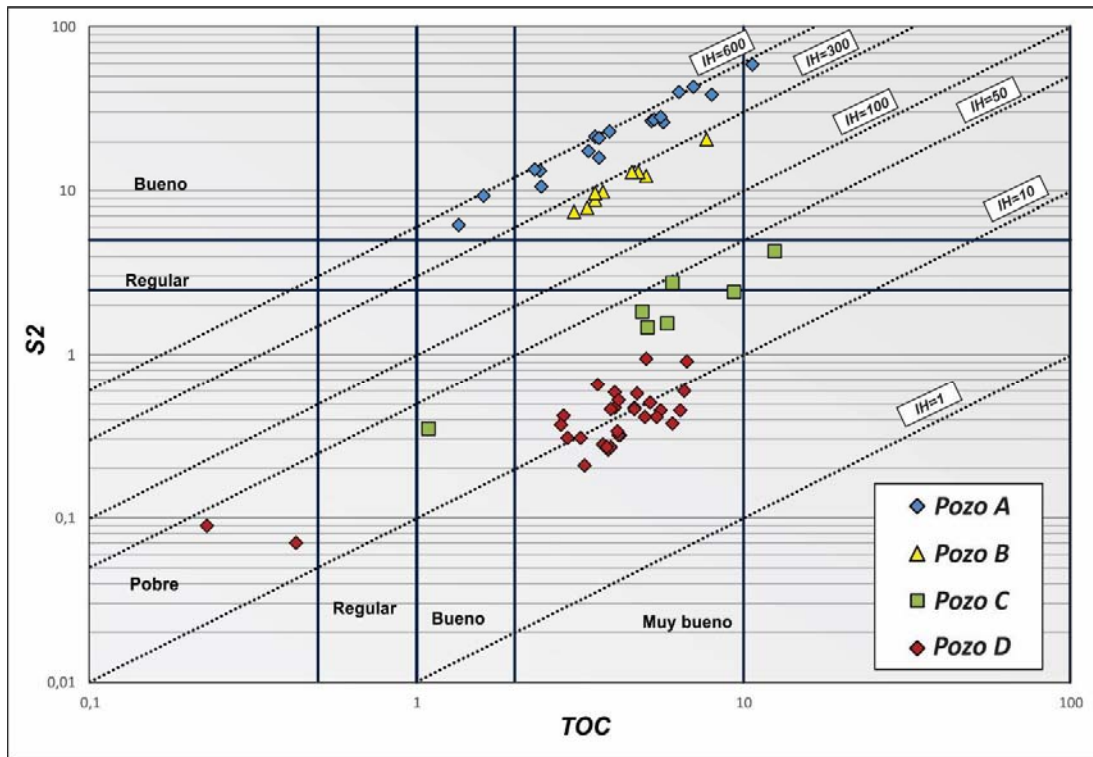


Figura 17. Diagrama S2 vs COT integrando los cuatro pozos.

7.2.2. POZO "B"

Este pozo posee un contenido orgánico comprendido entre valores mínimos que van desde 2.9% hasta 7%, con un valor de COT promedio 4.4%. Se puede observar que la distribución del COT es irregular a lo largo del pozo (Fig. 18), pero identificándose tres sectores con aumentos en sus valores: en la sección superior a intermedia y en los niveles más profundos. El IH tiene valores comprendidos entre 234 y 345. Los valores de T_{max} presentan un valor mínimo de 441°C y un máximo de 451°C, con un valor promedio para el pozo de 446°C, valores típicos de la ventana de generación de hidrocarburos.

Por último, en la Fig. 17 se puede observar que los compuestos de hidrocarburos producidos por el *cracking* del querógeno (S2) se encuentran entre 10 y 25mg/g, y presentan muy buenos valores de COT.

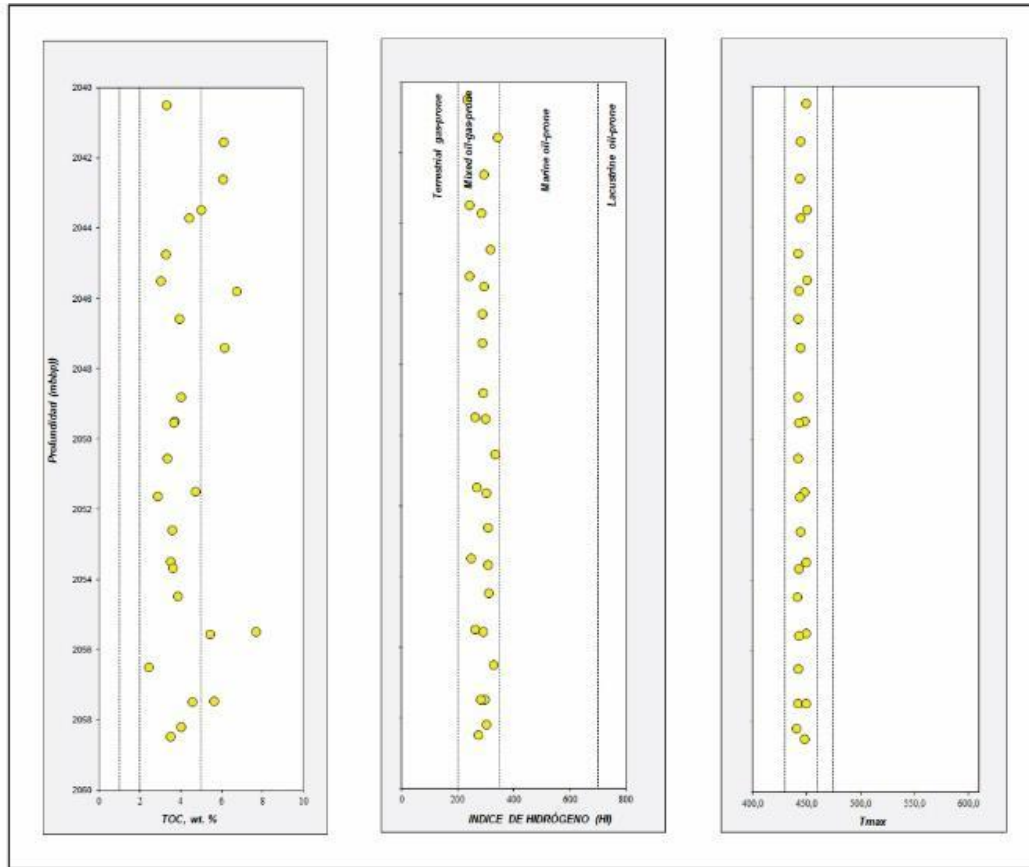


Figura 18. Diagramas Logs geoquímica del Pozo B. De izq a derecha: COT, IH y T_{max} .

7.2.3. POZO "C"

En el pozo C el contenido orgánico tiene valores mínimos que van desde 0.7% hasta 12.5%, con un valor de COT promedio 5.17%. Se puede reconocer que la distribución del COT es regular a lo largo del pozo, con un claro aumento en sus valores hacia los niveles más profundos, alcanzando sus máximos valores (Fig. 19). Ya en este pozo el contenido del IH disminuye drásticamente, no superando valores de 30 unidades. En cuanto al T_{max} , se presenta un valor mínimo de 460°C y un máximo de 514°C, con un valor promedio para el pozo de 479°C, valores ya de ventana de generación de hidrocarburos.

Por último, en la Fig.17 se puede observar que los compuestos de hidrocarburos producidos por el *cracking* del querógeno (S2) se encuentran entre 0.3 y 2 mg/g, y presentan muy buenos valores de COT.

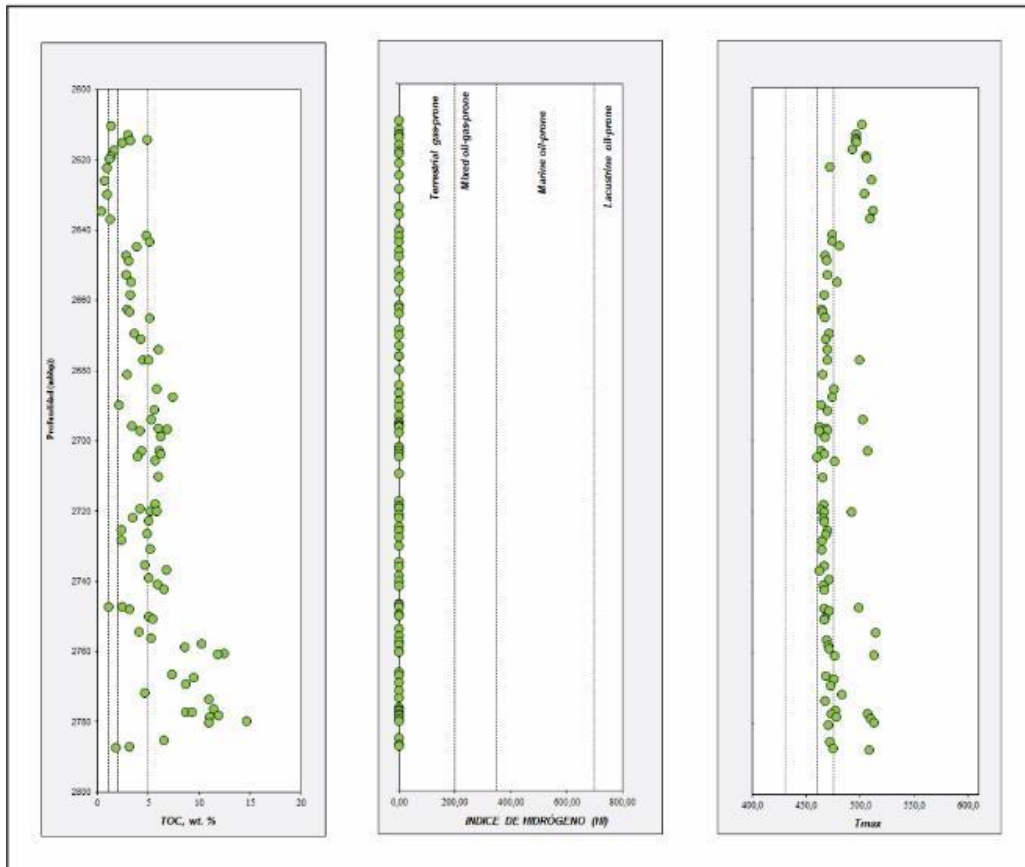


Figura 19. Diagramas Logs geoquímica del Pozo C. De izq a derecha: COT, IH y Tmax.

7.2.4. POZO "D"

Por último, el pozo D presenta contenido orgánico con valores que van desde 2.76% hasta 6.75%, con un valor de COT promedio 4.17%. Se puede observar que la distribución del COT es regular a lo largo del pozo, pero se identifican los mayores valores en la sección superior a media. Los valores del IH sigue siendo muy bajo, no superando las 39 unidades, con valores de Tmax en donde se observa una dispersión muy amplia ya que este parámetro es fuertemente afectado por los bajos valores de S2 propios de la ventana de madurez de gas seco (Fig. 20).

Finalmente, en la Fig.17 se puede observar que, a pesar de tener buenos valores de COT, los compuestos de hidrocarburos producidos por el *cracking* del querógeno (S2) no superan los 0.5mg/g.

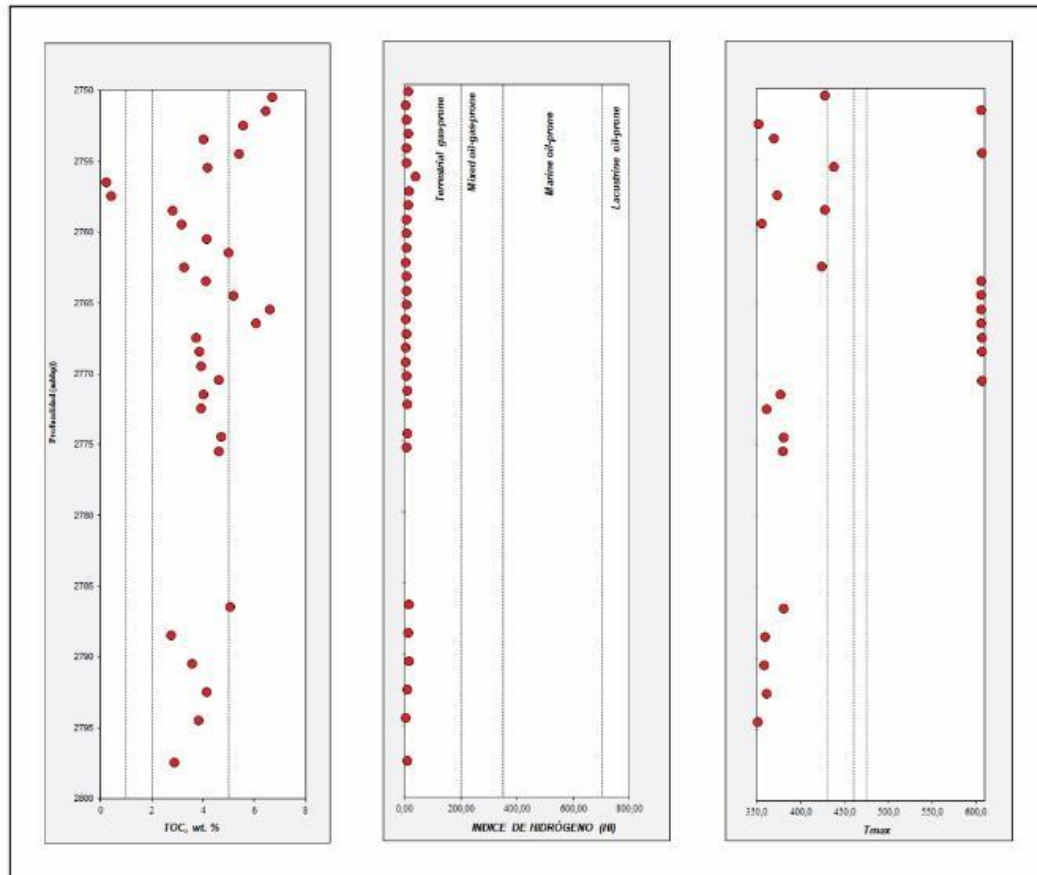


Figura 20. Diagramas Logs geoquímica del Pozo D. De izq a derecha: COT, IH y Tmax.

7.3. Análisis Petrográfico e IF

El análisis de detalle sobre los elementos constituyentes de los *beef* de la Fm. Vaca Muerta integra estudios sobre la mineralogía, textura, composición, geometrías, entre otros parámetros, permitiendo reconocer que son el resultado de eventos multi-episódicos de apertura y relleno. En los diferentes pozos analizados se reconocieron *beef* conformados por un único evento de apertura /relleno, mientras que en otros casos su crecimiento parece haber estado regulado por la interacción apertura/relleno a través de eventos multiepisódicos. En este último caso los *beef* serían producto de una sucesión de episodios de migración de fluidos, tanto acuosos como de hidrocarburos.

En base a todos los pozos analizados se pudo reconocer cuatro eventos de cementación en los *beef*, siendo tres de ellos los más relevantes, caracterizados por ser predominantemente de naturaleza carbonática (Fig. 21).

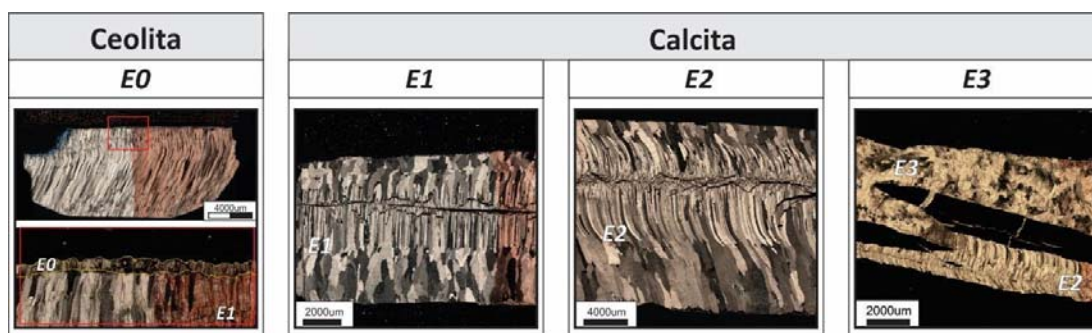


Figura 21. Eventos de cementación presentes en los *beef*.

Evento 0: este primer evento es de escasa relevancia en la mayoría de los pozos analizados, siendo solo reconocido en el pozo C. Se caracteriza por estar formado por una fina banda de ceolita de entre 100 a 150µm, de hábito prismático fino, la cual posee escasas IF de tamaño aceptable para su análisis microtermométrico (Fig. 22). La génesis de estas zeolitas está relacionado a la alteración de los niveles tobáceos presentes en la Fm. Vaca Muerta, siendo el producto de la alteración diagenética de los minerales feldespáticos o vidrio volcánico principalmente.

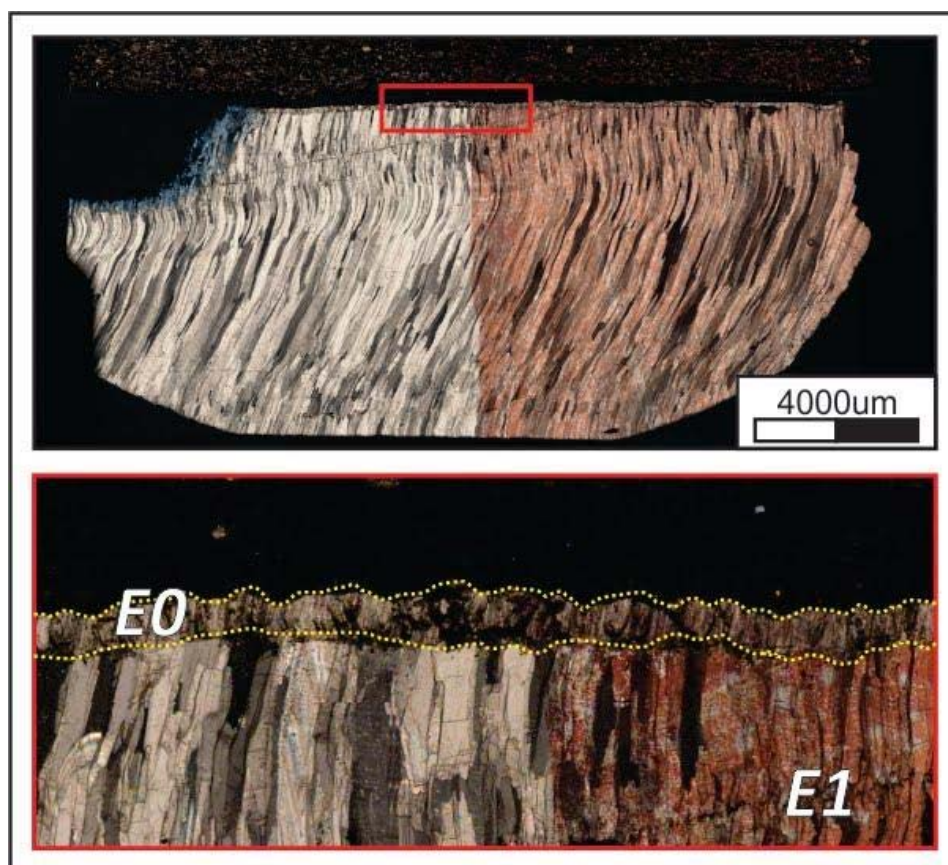


Figura 22. Sección petrográfica mostrando la relación entre el Evento E0 y E1. El E0 se compone de una fina banda de naturaleza ceolítica, con escasas IF en su interior.

Evento 1: es el primer evento de naturaleza carbonática, con el desarrollo de potentes bandas de calcita espática, límpida, con habito prismático largo con desarrollo de espesores que superan los 5-6mm (Fig. 23). Se reconoce una variación del tamaño de grano, con desarrollo de cristales inicialmente más finos que a medida que crece la banda se van haciendo de grano más grueso (Fig. 23). Los cristales elongados están orientados perpendicularmente a las paredes de las fracturas, es decir, son perpendiculares a la estratificación de la roca de caja y no presentan evidencias de deformación. La importancia de este evento radica en su distribución regional ya que fue reconocido en los cuatro pozos analizados. Este evento debido a su carácter regional es de suma importancia, ya que permite definir tanto las características cinemáticas iniciales bajo las cuales estuvo expuesta la Fm. Vaca Muerta.

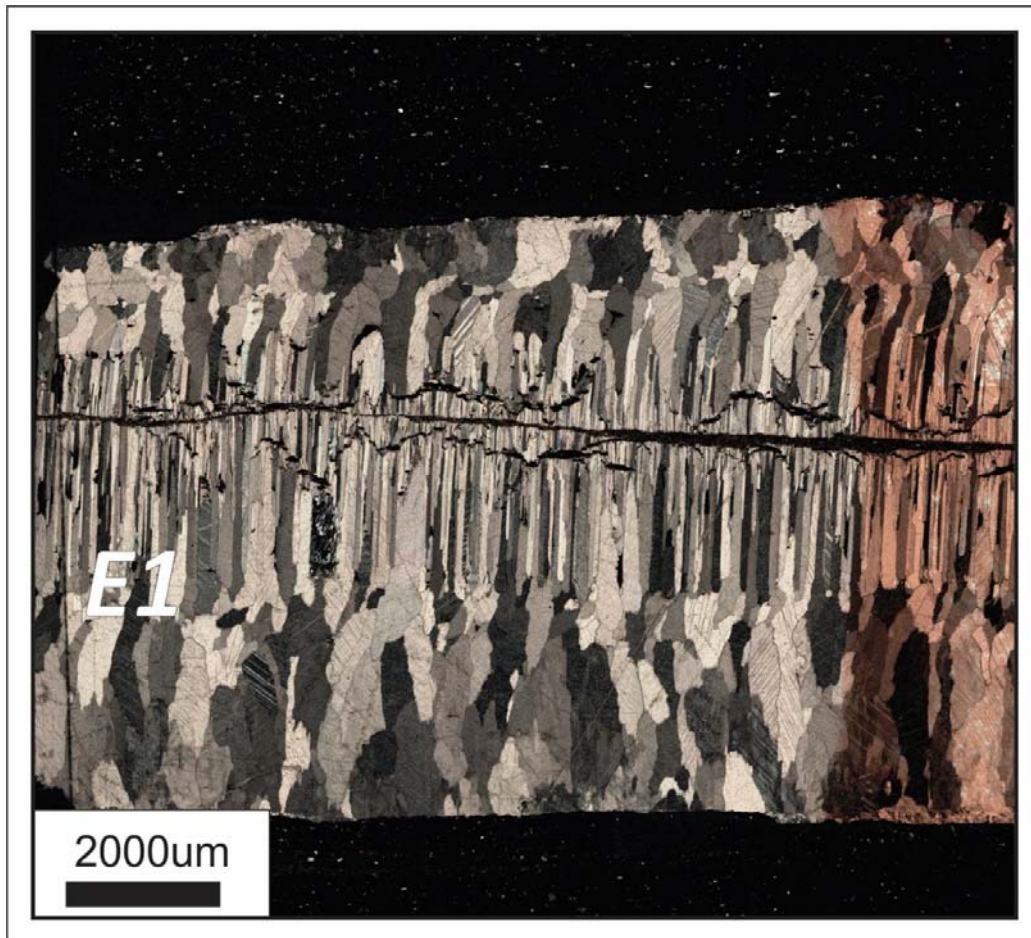


Figura 23. Sección petrográfica mostrando el E1 formado por potentes bandas de calcita espática, sin evidencias de deformación.

El evento E1 está caracterizado por alojar dos tipos de IF coexistiendo, las acuosas se presentan incoloras, con formas ovoides, cuadradas y también irregulares, siendo escasas y muy pequeñas, con tamaños que no superan los 10 μm, mientras que las ricas en

hidrocarburos son de color caramelo, con una fluorescencia azul suave bajo luz UV y tamaños que alcanzan los 15-20 μ m (Fig. 24). Ambos sets de IF se distribuyen en los cristales de manera agrupadas (*cluster*) y también alineadas a las paredes de los cristales (*trails*). Se obtuvieron temperaturas de homogenización (Th) en las IF acuosas con un promedio en el rango de los 90 a 110°C, con temperaturas de entrapamiento (Tt) corregida de 118°C.

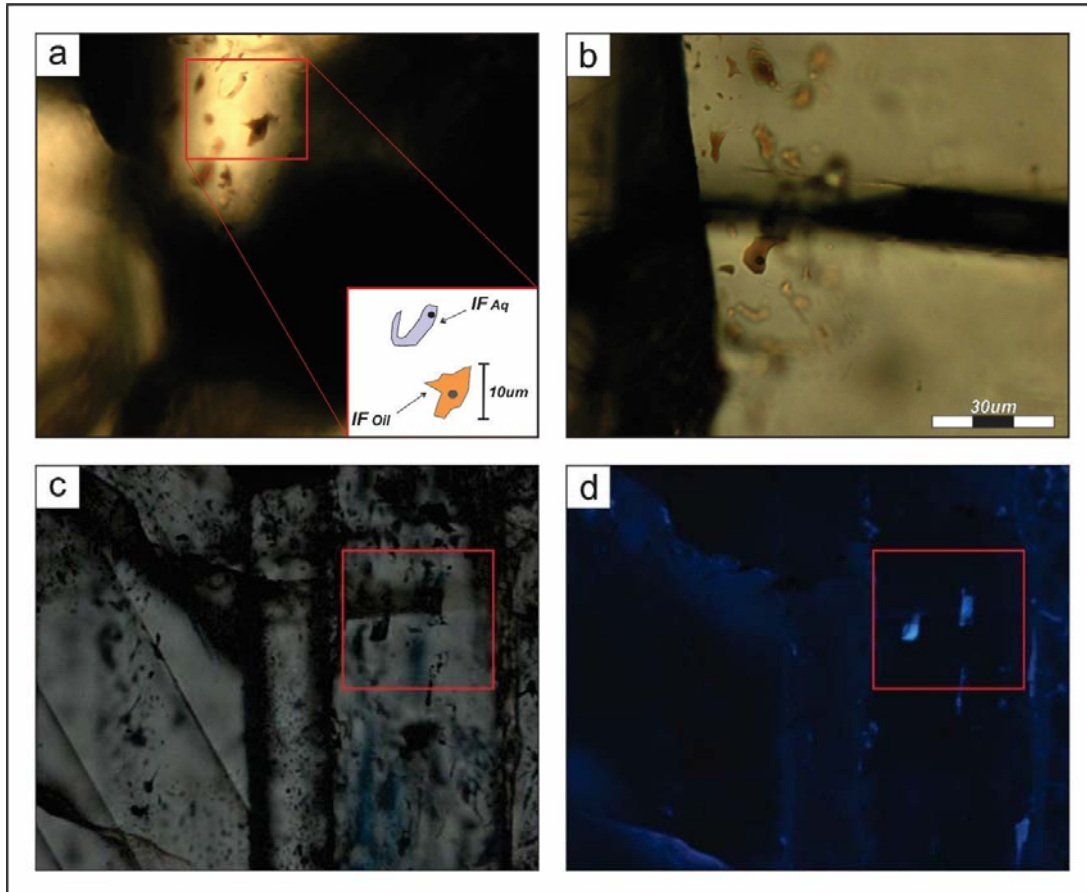


Figura 24. IF presentes en el E1. a) imagen mostrando la coexistencia de IF acuosas y de hidrocarburos; b) detalle de una IF bifásica con hidrocarburo; c) y d) detalle de la abundancia y distribución de ambas IF, diferenciables a través de su observación bajo luz paralela y por fluorescencia respectivamente.

Evento 2: este evento posee características mineralógicas y texturales similares al evento E1, pero con cristales de calcita espática que se presentan deformados, con ángulos oblicuos respecto a la estratificación de la caja. Estas geometrías curvas son el resultado de los esfuerzos de cizalla que han sufrido los cristales mientras se estaban formando (Fig. 25).

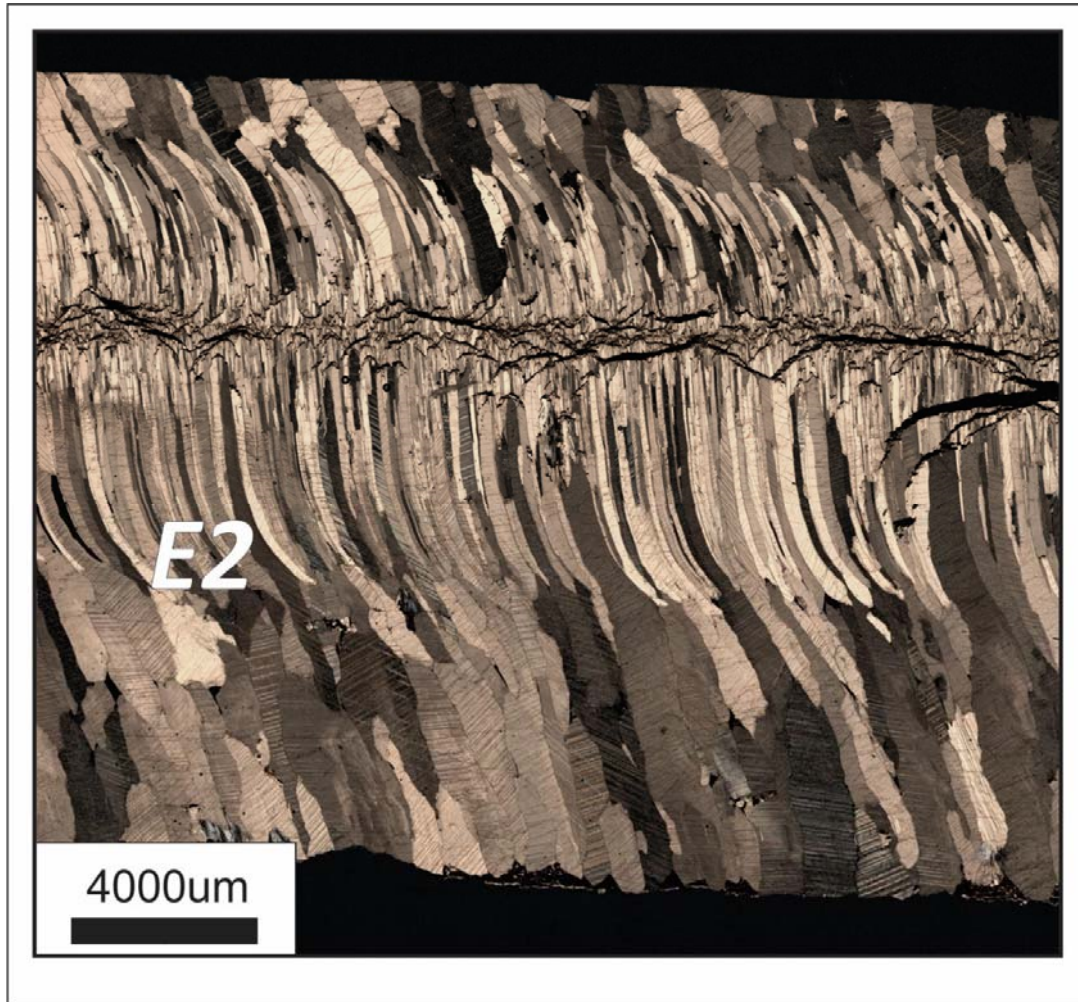


Figura 25. Sección petrográfica mostrando la distribución y relación de crecimiento en el E2. Este evento se caracteriza por Episodio E2, desarrollando importantes bandas de calcita espática, con una marcada deformación en los cristales.

Este evento también posee IF acuosas e IF orgánicas con características similares a las reconocidas en el E1, con una distribución tanto en clúster como también alineadas (Fig. 26a).

Se tuvo una particular atención en la selección de la IF a ensayar debido a que se reconocieron evidencias de fenómenos de apertura de las IF, con cambios de forma y volumen que se reflejan en sus morfologías tortuosas (Fig. 26b) propias de eventos tipo *necking-down* (Goldstein y Reynolds, 1994). Estos fenómenos modifican las relaciones entre las fases, haciendo que los valores que se obtengan no sean los correctos, descartándose en el proceso de medición. Se obtuvo temperaturas de homogenización en las IF acuosas con valores promedio de $\sim 135^{\circ}\text{C}$, que luego de ser corregidas permitieron estimar la temperatura de entrapamiento en el rango de los $\sim 150\text{-}155^{\circ}\text{C}$.

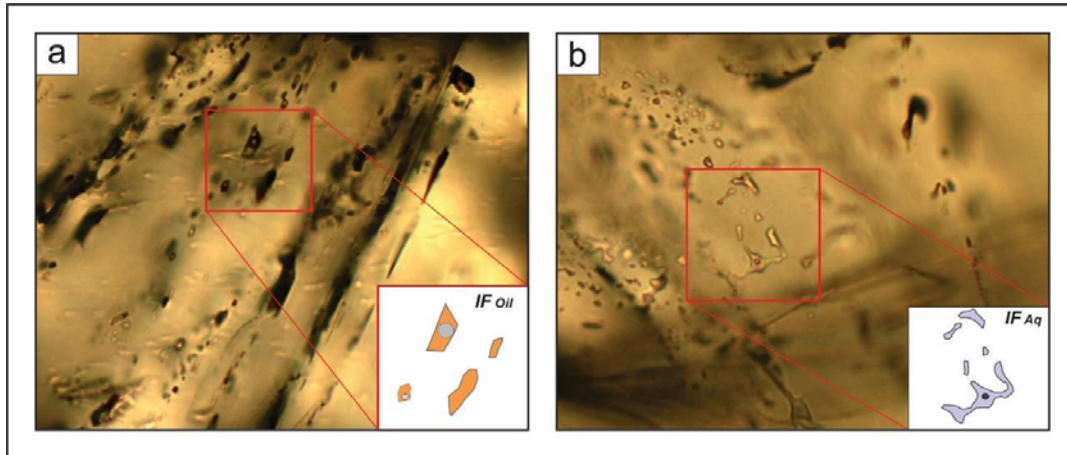


Figura 26. IF presentes en el E2. a) detalle de una IF's con hidrocarburos alineadas en *trails*; b) detalle de una IF acuosa en donde se reconocen morfologías tortuosas productos de fenómenos de *necking-down*.

Evento 3: en este evento nuevamente se observa la presencia de calcita, pero ya no desarrollando una textura elongada sino como un mosaico de cristales ecuanes, de aspecto sucio dado por la presencia de abundantes IF monofásicas oscuras. Este evento es el único que posee porosidad de fractura desarrollada entre los cristales de calcita (Fig. 27).

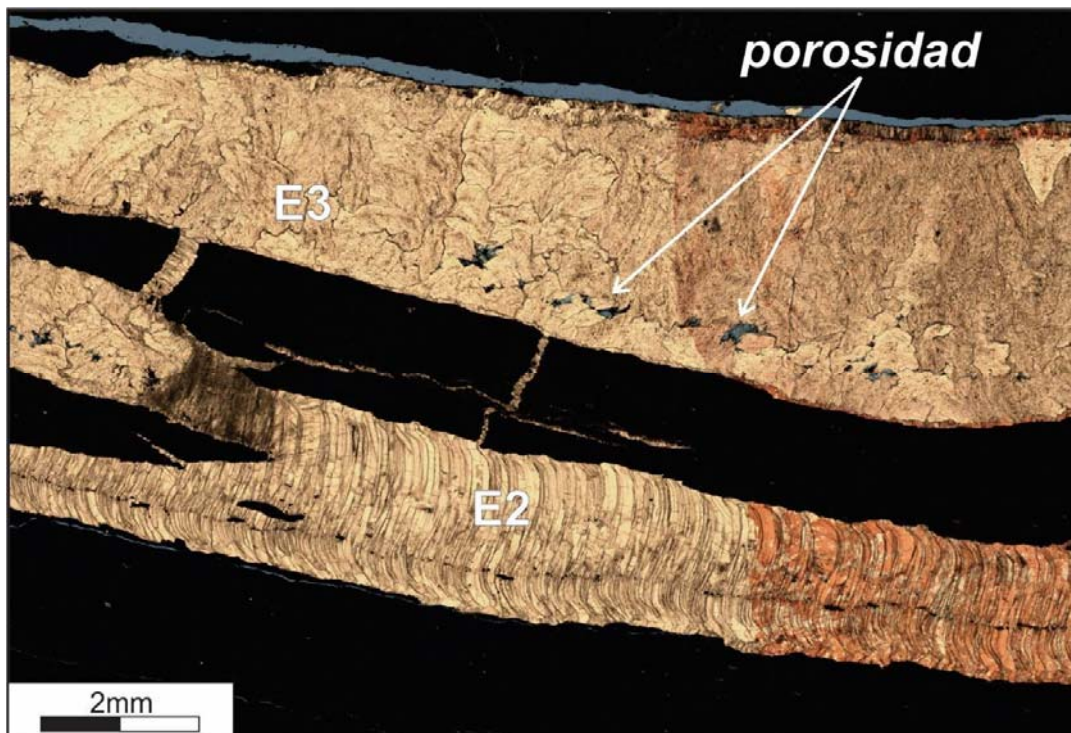


Figura 27. Evento E3 presente en el Pozo D. Imagen del *beef* con su sector superior dominado por el E3, en donde se destaca la presencia de porosidad de fractura.

En este evento se reconoció escasa presencia de IF bifásicas acuosas, coexistiendo con IF ricas en metano, no identificándose como en los eventos previos la presencia de hidrocarburo líquido. Estas IF están distribuidas dentro de los cristales como clúster, no observándose ninguna preferencia de distribución lineal.

El evento E3 posee IF acuosas con temperaturas de homogenización promedio de $T_h \sim 130^\circ\text{C}$ coexistiendo con IF ricas en Metano (Fig. 28), las cuales al ser corregidas se obtuvieron temperaturas de entrapamiento (T_t) de $\sim 160^\circ\text{C}$.

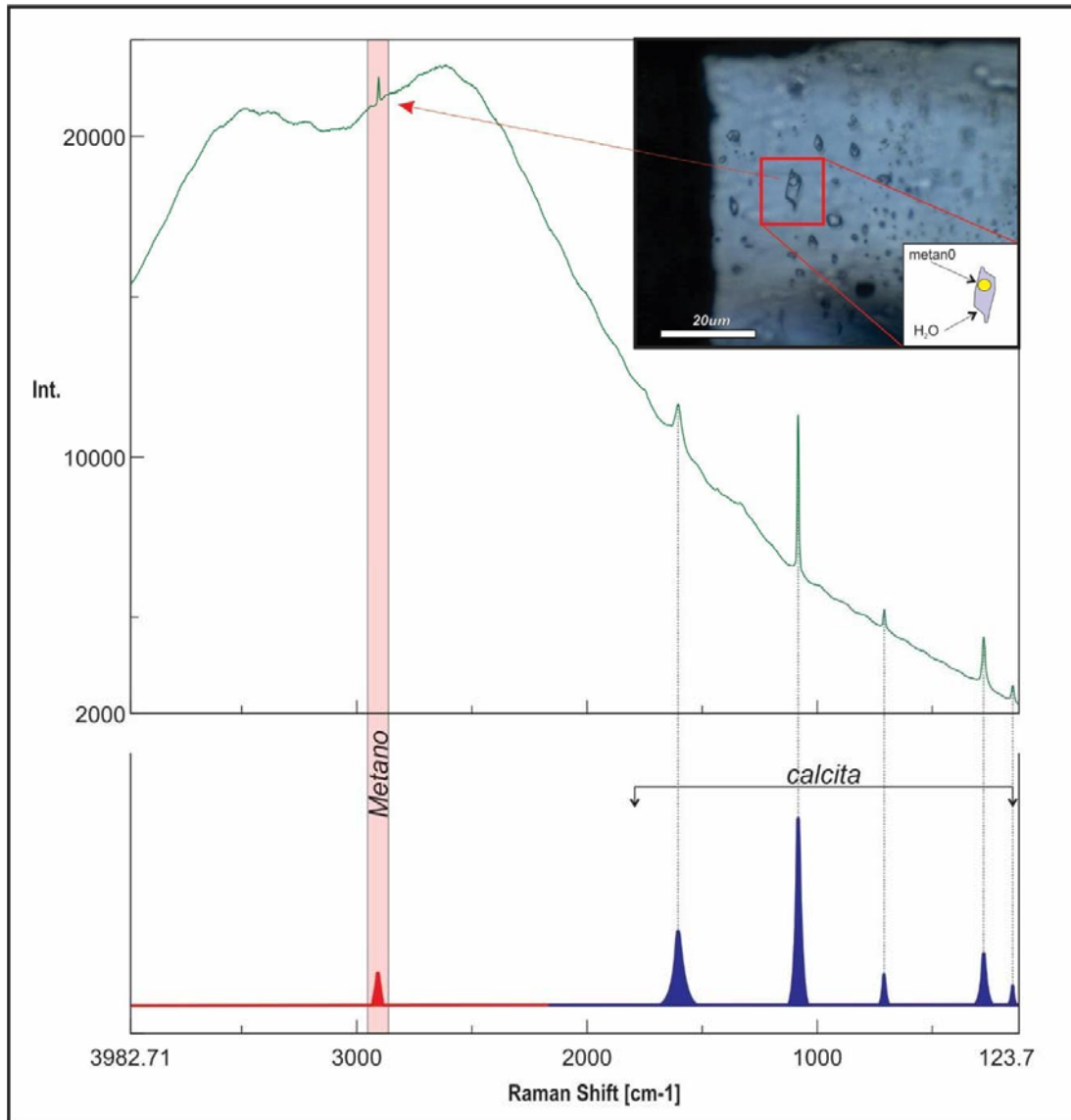


Figura 28. Detalle de una IF acuosa rica en metano durante su congelamiento, en donde se reconoce su fase gaseosa exsuelta (metano) por espectroscopía Raman.

8. DISCUSIONES

8.1. Importancia de los *beef*: procesos de generación y mecanismos de crecimiento.

En la actualidad hay gran variedad de trabajos en los que se debate qué procesos participan en la generación de los *beef*. En la mayoría de ellos se asocia el origen los *beef* a fenómenos de sobrepresión, término que refiere a una condición en la que la presión del fluido es mayor que la presión estática de una columna libre de agua equivalente (Cobbold *et al.*, 2013). Los tres mecanismos principales propuestos para la generación de sobrepresión son el desequilibrio por compactación, fuerzas tectónicas y la generación de hidrocarburos (Swarbrick *et al.*, 2002; Cobbold *et al.*, 2013; Zhang *et al.*, 2016).

Rodrigues *et al.*, 2009, en trabajos realizados en la Fm. Vaca Muerta, proponen que la sobrepresión de fluidos se da durante la generación de hidrocarburos debido a la compactación química durante la transformación del kerógeno sólido en petróleo o gas, lo que lleva a la fracturación hidráulica de la formación. En este sentido, Zanella *et al.* (2015) agregan que fue la consecuencia de varios procesos sincrónicos: actividad volcánica, tectónica compresiva y generación de hidrocarburos.

Por otra parte, Duhailan *et al.*, (2015) proponen que, además de la sobrepresión, existen otros procesos que podrían estar relacionados con la formación de los *beef*, como la presencia de *shales* ricos en materia orgánica (altos valores de COT), una mayor madurez termal, anisotropías mecánicas o la presencia de material calcáreo. En este sentido, Zhang *et al.* (2016) discuten el origen del carbonato que conforma los *beef*, postulando que la generación de petróleo induce la disolución de micrita proporcionando la fuente de iones para la formación de calcita, mientras que Weger *et al.* (2018) proponen que los *beef* cristalizan principalmente por precipitación de soluciones acuosas sobresaturadas resultantes de los cambios de temperatura y presión durante las brascas aperturas de las fracturas. Cobbold *et al.* (2013) apoyan la relación entre los *beef*, la generación de hidrocarburos y la sobrepresión debido al hallazgo de inclusiones fluidas orgánicas que contienen gas y petróleo, pudiendo servir como herramientas de exploración en la búsqueda de posibles rocas madres.

Los estudios realizados en este trabajo no contemplaron la evaluación directa de las presiones porales, sin embargo, se reconocieron tres evidencias indirectas de los efectos de la sobrepresión por generación de hidrocarburos: el carácter multiepisódicos de los *beef*, la textura espática y la presencia de IF orgánicas.

Los procesos que cementan las fracturas naturales suelen ser de características multiepisódicas, es decir, las fracturas rara vez sufren un solo proceso de apertura y relleno por un cemento mineral (Ramsay, 1980). Se observó que el carácter multiepisódico de los *beef* analizados en la Fm. Vaca Muerta se concentraban en los pozos C y D, localizados más próximos al frente de deformación y con un gradiente térmico mayor (E1-E2 y E3); mientras que en el pozo A solo reconocía un solo evento de formación de *beef* (E1).

La segunda evidencia está relacionada con el origen del carbonato, el cual es clave para comprender los procesos de formación de los *beef*. En la matriz de roca la calcita se encuentra

de forma micrítica, en los *beef* descriptos la textura que domina es de tipo espática, con desarrollo de cristales límpidos de grano fino a grueso. De acuerdo con Zhang *et al.* (2016), la generación de este tipo de calcita espática se puede explicar a partir de la disolución de la micrita presente en la matriz de la roca de caja producto de la acción de ácidos orgánicos o por acción de CO₂, ambos generados por eventos de maduración del querógeno. Es posible reconocer cual actuó analizando su contenido de δC^{13} , ya que las calcitas generadas por ácidos orgánicos conservan valores cercanos a los originales, mientras que aquellas generadas por CO₂ poseen un -25% relativo al PDB (Emery y Robinson, 1993). De acuerdo con Weber *et al.* (2019), los *beef* de la Fm. Vaca Muerta presentan valores de δC^{13} similares a la roca de caja, lo cual se correspondería con una actividad de ácidos orgánicos atacando a las micritas y disolviéndolas, liberando el calcio y el carbonato necesario para formar el *beef*.

La tercera evidencia está dada por la presencia de inclusiones con hidrocarburos dentro de los cristales de calcita, como registro de los eventos de generación y expulsión co-temporales con la formación del *beef* (Fig. 24, 26 y 28).

Más allá de estas evidencias, no se descarta el efecto de otros procesos en la formación de los *beef*, como desequilibrio por compactación, fuerzas tectónicas o anisotropías mecánicas, solo que no fue posible reconocerlas a lo largo de los estudios.

8.2. Relación entre los parámetros físicos (distribución-intensidad-apertura) de los *beef* y el contenido de materia orgánica (COT)

Una de las variables que parece tomar más relevancia en la generación de los *beef* es el COT de las rocas en las cuales se alojan. Son varios los autores que plantean un exponencial incremento en la presencia de *beef* en aquellas rocas con un elevado contenido orgánico total. Por ejemplo, Palacio *et al.* (2018) observaron en la Fm. Vaca Muerta una correlación entre la intensidad de los *beef* y aquellas facies con mayor COT (Fig. 29), coincidiendo con lo propuesto por Villar *et al.* (1993) y Rodrigues *et al.* (2014) quienes reconocen una mayor presencia de *beef* en las secciones inferiores de Vaca Muerta donde hay mayores valores de COT.

En esta misma línea, Zhang *et al.* (2016) en el Eoceno de las cuencas de Bahía Bohai y Nanxiang, proponen que los *beef* ocurren en rocas termalmente maduras y ricas en materia orgánica (COT > 2 %wt.).

Por otro lado, Meng *et al.* (2017) encuentran una correlación entre rocas ricas en COT y el número de *beef* presentes en la cuenca de Weesex, Reino Unido, pero advierte que el espesor de los *beef* no tiene la misma correlación con el contenido de COT.

Algunos autores proponen que el COT no solamente está asociado a la generación de hidrocarburos, fluidos sobresaturados y con ello a la sobrepresión, sino que un elevado porcentaje de materia orgánica durante la consolidación controla las microfábricas y puede, eventualmente, afectar sus propiedades mecánicas (Bennett *et al.*, 2012; O'Brien y Slatt, 1990). En particular, Al Duhalilan *et al.*, 2015, sugieren que una preferencia en la orientación

de las partículas de arcilla es promovida por la presencia de materia orgánica, dando como resultado una posible discontinuidad mecánica futura en donde el *beef* se formaría.

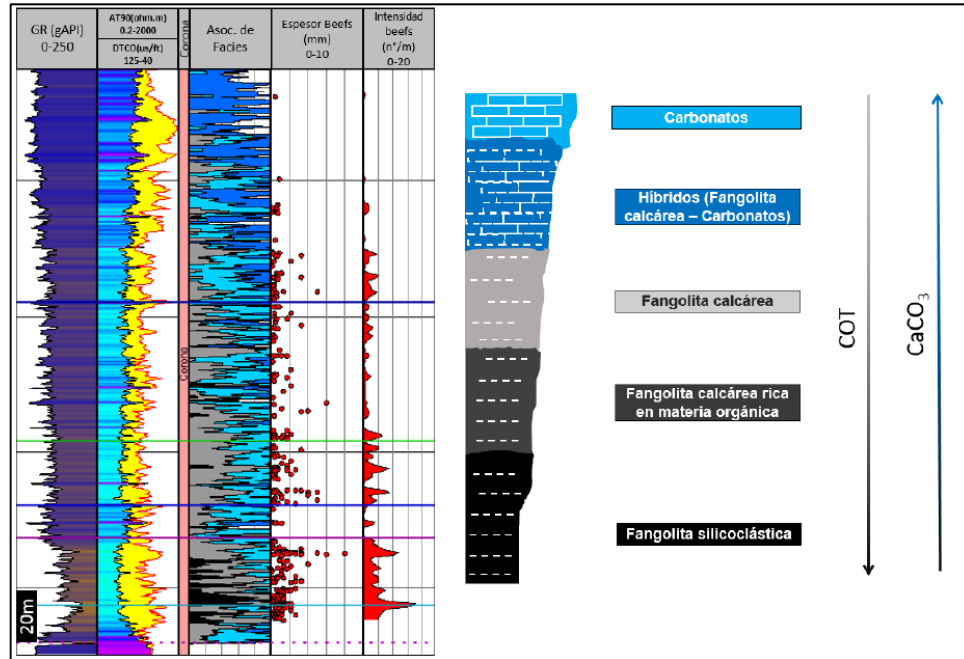


Figura 29. Imagen de las relaciones de COT-CaCO₃ y de Espesor-Intensidad en la Fm. Vaca Muerta (Tomado de Palacio *et al.*, 2018).

En un sentido opuesto, otros autores como Weger *et al.* (2019) y Ukar *et al.* (2020) proponen que no hay relación alguna, o si la hay es muy débil, entre el COT y la presencia de *beef*, sosteniendo que su génesis estaría asociada a las discontinuidades intrínsecas de la litología que las alberga.

En este estudio, la integración de los parámetros físicos medidos y el COT en cada uno de los pozos estudiados permitió reconocer una correlación positiva entre la intensidad de los *beef* y el contenido de materia orgánica (Fig. 30), pero no es clara la correlación entre el espesor de la apertura y el COT. En este punto es importante remarcar que para realizar una correcta comparación sería necesario evaluar las mismas facies entre los cuatro pozos en estudio, lo cual no se pudo realizar ya que no todas las coronas obtenidas abarcan las mismas facies de la Fm. Vaca Muerta.

Para corroborar esta posibilidad se tomaron las facies de cocina de los pozos A y C (las cuales son las más ricas en COT) y se pudo reconocer una correlación positiva entre el COT y las aperturas, en donde en el pozo A con un COT promedio de 3.5% las aperturas e intensidades eran menores que en el pozo C, con un COT promedio de 9.2% (Fig. 31).



Figura 30. Diagramas de Intensidad y COT vs. Profundidad para los cuatro pozos estudiados.

8.3. Relación entre los eventos de generación/expulsión de hidrocarburos, ventanas de madurez y las características de los *beef*

Se ha documentado la relación existente entre la presencia y características de *beef* y los diferentes estadios de generación de hidrocarburos a partir de sus parámetros físicos, datos isotópicos y la caracterización de IF con hidrocarburos (Rodrigues *et al.*, 2009; Cobbold *et al.*, 2013; Zanella *et al.*, 2015; Lejay *et al.*, 2017; Ukar *et al.*, 2017a, 2017b, 2020; Palacio *et al.*, 2018; Weger *et al.*, 2019, Spacapan *et al.*, 2021).

De acuerdo con lo discutido en el punto precedente, existe una correlación positiva entre los valores de COT y la distribución de la intensidad y apertura de los *beef*, reconociéndose mayor cantidad de *beef* cuando el COT aumenta.

Cuando analizamos estos mismos parámetros físicos, pero considerando la ventana de madurez de cada uno, observamos una correlación positiva entre la distribución de los tamaños de las aperturas y las intensidades y las diferentes ventanas. Se reconoce que a medida que el gradiente de madurez termal aumenta, pasando de ventana de generación de petróleo a ventana de gas, la intensidad y apertura cinemática en los *beef* es mucho mayor (Fig. 31). Esto se ve favorecido no solo por los mayores valores de COT hacia el Oeste, sino también condiciones de mayor sobrepresión local dada por una mayor transformación del querógeno (Fig. 31), sumado a los esfuerzos regionales compresivos por cercanía de la Faja plegada y corrida (Fig. 4), siendo condiciones ideales para el desarrollo de fracturas horizontales tipo *beef* con mayores intensidades y espesores.

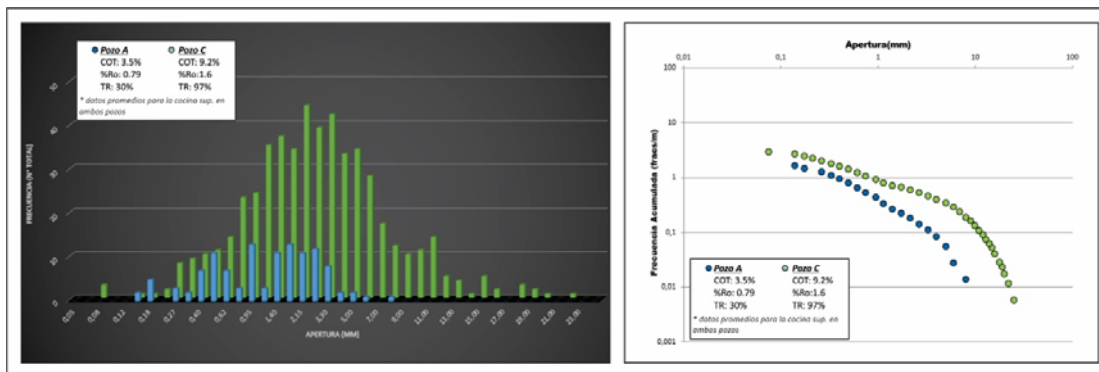


Figura 31. Diagramas de Aperturas: Frecuencia (izq.) y Frecuencia acumulada (der.) para los pozos A y C. (datos de COT, %Ro y TR tomados de Brisson *et al.*, 2020 y Spacapan *et al.*, 2021).

Por otro lado, se realizó una exhaustiva caracterización petrográfica de los cementos calcícos y sus inclusiones fluidas. En la Fm. Vaca Muerta la mayoría de los trabajos que abordaron estas caracterizaciones fueron realizados los afloramientos que la Fm. Vaca Muerta tiene en cercanías del Arroyo Mulichinco, localizado en el sector oeste de la cuenca, con fuerte impronta de la zona de la Faja Plegada y Corrida del Agrio. Rodrigues *et al.* (2009) en estos afloramientos reconocieron dos eventos de formación de *beef*, uno inicial sin

evidencia de cizalla generado cuando la formación estaba en ventana de generación de hidrocarburo y uno posterior con marcada cizalla cuando la formación ya había alcanzado la ventana de gas. En esta misma localidad, Ukar *et al.* (2017b) obtuvieron T_h para los *beef* en el rango de los 175 a 210°C, reconociendo la coexistencia de IF acuosas y con hidrocarburos gaseosos, resaltando que posiblemente la fase atrapada sea CO_2 y etano/propano, registrando condiciones de sobrepresiones iniciales.

Cuando analizamos los cuatro pozos de la transecta, se reconoció una clara diferencia en las características petrográficas y de microtermometría de las IF de los *beef* según en qué ventana de generación haya alcanzado la Fm. Vaca Muerta (Fig. 32). En el Pozo A, localizado en el sector más oriental de la transecta y en estado inmaduro a inicio de la ventana de generación de hidrocarburo, se reconoció en los *beef* mayormente un solo evento (E1), con cristales espáticos de hábitos prismáticos y sin evidencia de deformación, con temperaturas T_h promedias de 100°C.

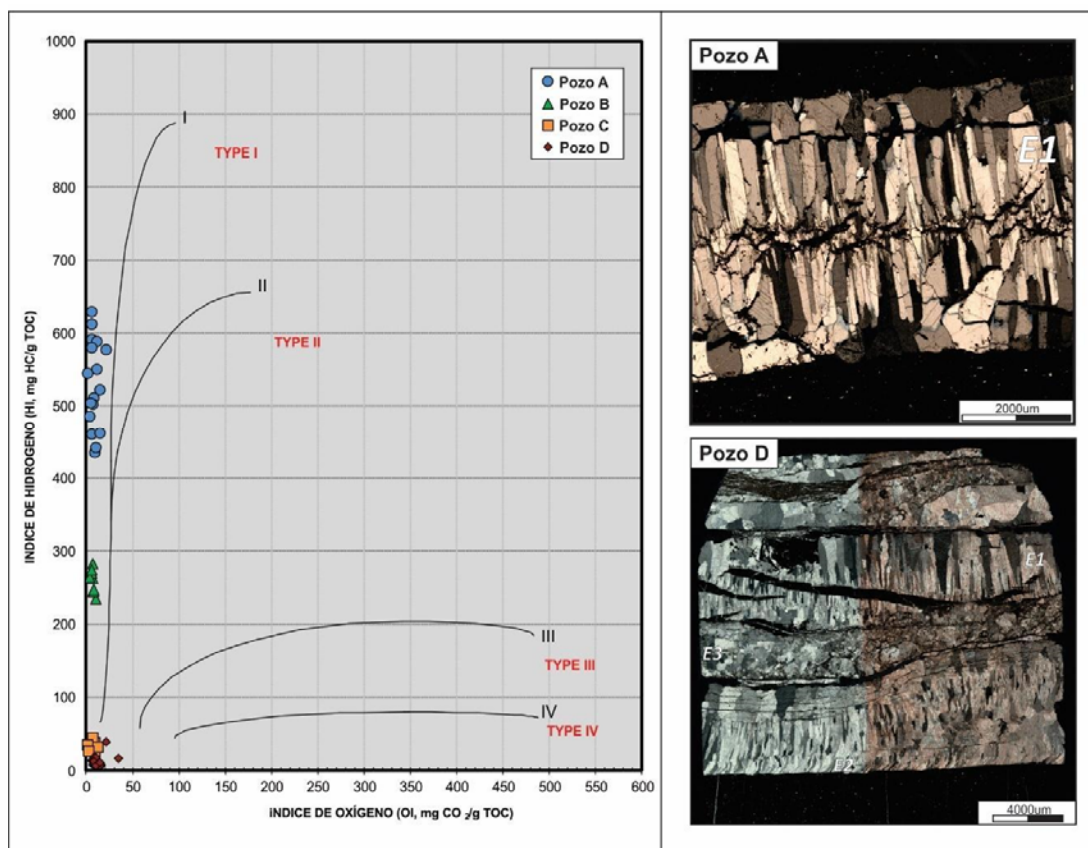


Figura 32. Diagrama *Van Krevelen* modificado, integrando la información geoquímica de los cuatro pozos estudiados (izq.) La imagen superior derecha corresponde al pozo con menor madurez con el desarrollo de un solo evento de formación de *beef*, mientras que la imagen inferior corresponde al pozo con mayor madurez y mayores cantidades de eventos.

A medida que nos movemos hacia el Oeste la madurez aumenta y ya en el Pozo B nos encontramos con la Fm. Vaca Muerta en ventana de generación de hidrocarburo con las mismas características de los *beef* del E1 pero ya con presencia de la segunda etapa (E2) en donde los cristales presentan evidencia de cizalla y temperaturas en el orden de los 130°C. Continuando con la transecta en los pozos C y D se reconocieron los eventos E1 y E2 con las características descriptas previamente, reconociendo en el Pozo D un tercer evento (E3) en donde los cristales de calcita ya no se presentan como tabulares sino en mosaicos, de aspecto sucio dado por la abundancia de IF gaseosas (metano) y con Th que alcanzan valores de 150°C. En resumen, se reconoce una complejización de los *beef* desde el pozo A al D, con la presencia una mayor cantidad de eventos y mayores temperaturas de formación a medida que avanzamos en las diferentes ventanas de maduración (Fig. 32) y nos acercamos al frente de deformación al Oeste.

9. CONCLUSIONES

En base a los datos conseguidos, y la posterior integración y análisis, se pudieron obtener las siguientes conclusiones:

1- Se pudo determinar una correlación positiva entre la intensidad y aperturas de los *beef* y el contenido de materia orgánica. El COT generaría un aumento en la cantidad de planos o discontinuidades mecánicas promoviendo la formación de los *beef*.

2- Se reconoce que a medida que el gradiente de madurez termal aumenta hacia el Oeste, la intensidad y apertura cinemática en los *beef* es mucho mayor. Esto sería consecuencia de mayores valores de COT en la Formación VM hacia el Oeste, sumado a condiciones de mayor sobrepresión local dada por una mayor transformación del querógeno y la proximidad a la Faja plegada y corrida.

3- Se reconoce una complejización de los *beef* a medida que se avanza en las ventanas de madurez termal, con una mayor cantidad de eventos y mayores temperaturas de formación.

4- La presencia de IF de tipo orgánica en todos los pozos evidencia la co-temporaneidad entre la generación/expulsión de hidrocarburos y la formación de los *beef*.

5- El flujo de trabajo aplicado en este TFL, el cual integró las determinaciones de las propiedades físicas mediante *scanline* con los parámetros geoquímicos tradicionales y la caracterización petrográfica y espectroscópica permitió alcanzar los objetivos propuestos, demostrando ser una poderosa herramienta para el avance en el conocimiento de estas estructuras y su vinculación con los sistemas petroleros.

10. AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a toda mi familia por apoyarme, pero principalmente a mi mamá Silvina y a mi papá Horacio por darme las herramientas y la confianza necesaria para finalizar mis estudios. A mis hermanos y a mi novia por haber sido parte de este largo camino.

A mis Directores; Remigio Ruíz por integrarme como pasante en Y-TEC al grupo de trabajo, donde depositó plena confianza en mí, mostrándome el maravilloso mundo de la geología. También, por brindarme tiempo de su agenda diaria para las reuniones de avance de la TFL. Y a Juan B. Spacapan por enseñarme a obtener y trabajar con los datos de las coronas, logrando además el acceso a los pozos involucrados en este TFL.

A YPF e Y-TEC, por permitirme realizar este TFL con la valiosa información de subsuelo y sus equipos de laboratorio.

A mis compañeros de laboratorio y oficina en Y-TEC: Marcos Comerio, Juan Pineda, Alejandro Gomez Dacal, Georgina Erra, Fernando Larriestra, Romina Milichich, Diego Palma, Juan Pineda, Santiago Genta y Fabián Brea.

A mi compañero desde el colegio, hoy colega, Juan Ignacio Cresta por haber compartido tantos años de amistad.

Por último, no me quiero olvidar de todos los compañeros/as que fueron parte de mi etapa universitaria y de mi perra, “morita”, que me acompañó de principio a fin.

Por una educación pública, gratuita y de calidad.

Gracias



11. BIBLIOGRAFÍA

Al Duhailan, M. A., y S. A. Sonnenberg, 2015, Analyzing *beef* fractures: Genesis and relationship with organic-rich shales facies: Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), p. 1176-1191.

Bennett, R. H, C. W. Curry, M. W. Lambert, H. W. Olsen, M. H. Hulbert and A. Lowrie, 2012, Microfabric and Organic Matter Impact on Burial Diagenesis from Mud to Shale: Society for Sedimentary Geology (SEPM), Depositional Processes and Reservoir Characteristics of Siltstones, Mudstones and Shales, P. 89-155.

Boll, A., and Valencio. D., 1996. Relación estratigráfica entre las Formaciones Tordillo y Vaca Muerta en el sector central de la Dorsal de Huincul, provincia del Neuquén. XIII Congreso Geológico Argentino, III Congreso de Exploración de Hidrocarburos: Actas, Buenos Aires, 13 al 18 de octubre de 1996, Buenos Aires, Argentina, Asociación Geológica Argentina, v. 5, p. 205–223.

Bons, P. D., M. A. Elburg, y E. Gomez-Rivas, 2012, A review of the formation of tectonic veins and their microstructures: Journal of Structural Geology, v. 43, p. 33-62.

Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R., Miller, C.K., 2011. Shale gas: a global resource. Oilfield Review 23, 28-39.

Brisson, I. E., Fasola, M. E., and Villar, H. J., 2020. Organic Geochemical Patterns of the Vaca Muerta Formation. Memoir 121: Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina, Pages 297-328.

Buckland, W., 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, p. 1-46.

Casadío S. y Montagna A. 2015. “Estratigrafía de la cuenca neuquina” en *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo* - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación YPF; Viedma: Universidad Nacional de Río Negro, 2015.

Chebli G., Mendiberri H., Giusano A. Ibañez G. y Alonso J. 2011. El shale gas en la provincia del Neuquén. 8°vo. Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Noviembre 2011. Mar del Plata.

Cobbold, P. R., y Rodriguez, 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, p. 313-322.

Cobbold, P.R., Zanella. A., Ruffet, G., Rodriguez, N., Loseth, H., 2012. Beef (Bedding-parallel Fibrous Veins): Worldwide Occurrence and Significance in Terms of Fluid Overpressure, Hydrocarbon Generation and Mineralization (Including Sulfides, Emerald, Uranium or Gold).

American Association of Petroleum Geologist Annual Convention, Long Beach, California. 22-25 April.

Cobbold, P.R., Zanella, A., Rodriguez, N., Loseth, 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*, v. 43, p. 1-20.

Cobbold, P.R., Zanella, A., Fourdan, B., Néraudeau, D., Gouttefangeas, F., 2015. Natural hydraulic fractures in the Eastern Paris Basin. *Bull. Inf. Geol. Bassin Paris* 52 (2), p. 23-30.

Digregorio, J. H., 1972, Neuquén, in A. Leanza, F., ed., *Geología regional Argentina* [in Spanish]: Córdoba, Argentina, Academia Nacional de Ciencias, p. 439–506.

Dominguez, R. F., and Catuneanu, O., 2017. Regional stratigraphic framework of the Vaca Muerta-Quintuco System in the Neuquén Embayment, Argentina [in Spanish]: XX Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucuman, Argentina, August 7 –10, 2017, p. 53–59.

Durney, D. W., and Ramsay, J. G., 1973. Incremental strains measured by syntectonic crystal growths. In: De Jong, K. A., Scholten, R. (Eds.), *Gravity and Tectonics*. Wiley, New York, p. 67-96.

Fennell, L. M., Folguera, A., Naipauer, M., Gianni, G., Rojas Vera, E. A., German Bottesi, G., and Ramos, V. A., 2015. Cretaceous deformation of the Southern Central Andes: synorogenic growth strata in the Neuquen Group (35°30D-37°S). *Basin Research* 1–22.

Fundación YPF y UNRN, 2015. *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros, una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. p. 1-150.

Gale, Julia. 2009. "Self-Organization of Natural Mode-I Fracture Apertures Into Power-Law Distributions." *Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS)*, Houston, Texas, June 2004.

Giambiagi L. B., 2003. Deformación cenozoica de la faja plegada y corrida del Aconcagua y Cordillera Frontal, entre los 33°30' y 33°45'S. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 58 (1): 85-96.

Giambiagi, L., Bechis, F., García, V. y Clark, A. 2008. Temporal and spatial relationship between thick- and thin-skinned deformation in the thrust front of the Malargüe fold and thrust belt, Southern Central Andes. *Tectonophysics* (en prensa).

Goldstein, R. H., and Reynolds, T. J., 1994. Systematics of fluid inclusions in diagenetic minerals. *SEPM, short course* 31. p. 1-199.

Groeber, P., 1946. *Observaciones Geológicas a lo largo del meridiano 70°*. Asociación Geológica Argentina, Reimpresiones 1, 1-174.

Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R., Digregorio, R.E., 1984. Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén. *Actas del IX Congreso Geológico Argentino, Bariloche* 1, 221-235.

Gulisano, C. A., and Gutierrez Pleimling, A. R., 1995. Field guide, the Jurassic of the Neuquén basin, Neuquén Province = Guía de campo, el Jurásico de la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén [in Spanish]: Buenos Aires, Argentina, Asociación Geológica Argentina, Serie E, v. 2, p.111.

Gutierrez Pleimling, A. R., 1991. Estratigrafía de la Formación Huitrín: Un estudio puntual sobre la ruta nacional n° 40, provincia del Neuquén [in Spanish]: *Boletín de Informaciones Petroleras*, v. September, p. 85–100.

Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A., Veiga, G.D., 2005. The Neuquén Basin: an overview. 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, Special Publication 252, 1-14.

Jiao, Y., Wu, L., He, M., Roger, M., Wang, M., and Xu, Z., 2007. Occurrence, thermal evolution and primary migration processes derived from studies of organic matter in the Lucaogou source rock at the southern margin of the Junggar Basin, NW China. *Sci. China Ser. D: Earth Sci.* 50 (2), 114-123.

Kietzmann, D.A., Vennari, V.V., 2013. Sedimentología y estratigrafía de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Berriasiano) en el área del cerro Domuyo, norte de Neuquén, Argentina. *Andean Geology* 40, 41–65.

Kietzmann, D.A., Palma, R.M., Riccardi, A.C., Martín-Chivelet, J., and Lopez-Gomez, J., 2014. Sedimentology and sequence stratigraphy of a TithonianeValanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): a misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquen Basin, Argentina. *Sedimentari Geology*. v. 302, p. 64-86.

Laubach, S.E., 2003. Practical approaches to identifying sealed and open fractures. *AAPG bulletin* 87, 561–579.

Leanza, H.A., 1973. Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes JurásicoCretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, Provincia del Neuquén, República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 28, 97-132.

Leanza, H.A., Marchese, H., Riggi, J., 1977. 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.

Leanza, H. A., C. A. Hugo, and D. Repol, 2001, Hoja geológica 3969-I, Zapala, provincia del Neuquen: Programa Nacional de Cartas Geologicas de la República Argentina a escala 1:

250.000 [in Spanish]: Buenos Aires, Argentina, Instituto de Geología y Recursos Naturales. Servicio Geológico Minero Argentino, v. 275, p. 128.

Leanza, H. A., D. Repol, C. A. Hugo, and P. Sruoga, 2006, Hoja geológica 3769-31, Chorriaca, provincia del Neuquén: Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina a escala 1: 100.000 [in Spanish]: Buenos Aires, Argentina, Instituto de Geología y Recursos Minerales, Servicio Geológico Minero Argentino, v. 354, 93 p.

Leanza, H.A., Sattler, F., Martinez, R., Carbone, O., 2011. La Formación Vaca Muerta y Equivalentes (Jurásico Tardío–Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Daniela, J.C., Vallés, J.M. (Eds.), Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, 113–129.

Legarreta, L., Gulisano, C.A., 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior). En: Chebli, G., Spalletti L.A. (Eds.), Cuenas Sedimentarias Argentinas, Serie Correlación Geológica 6, 221-243.

Legarreta, L., Uliana, M.A., 1991. Jurassic- Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin fill, central Argentine Andes. International Association of Sedimentology, Special Publication 12, 429-450.

Legarreta, L., G. A. Laffitte & S. A. Minniti, 1999, Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásicocretácicas del depocentro periandino, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 145-175, Buenos Aires.

Legarreta L., Villar H. J., Cruz C. E., Laffitte G. A., y Varadé R. 2008, Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina. IAPG, p. 80-108.

Legarreta, L., y Villar, H. J., 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina: Petrotecnia, v. 54, no. 3, p. 2521-2555.

Lejay A., Larmier S., Rutman P., Gelin F. 2017. The Role of Porosity in The Development of Parallel Bedded Calcite Filled Fractures (or Beef) in The Vaca Muerta: An Integrated Analysis from High Resolution Core Data: Unconventional Resources Technology Conference (URTEC) DOI 10.15530/urtec-2017-2668071.

Luan, G., C. Dong, K. Azmy, C. Lin, C. Ma, and L. Ren, 2019. Origin of bedding-parallel fibrous calcite veins in the lacustrine black shale: A case study from Dongying Depression, Bohai Bay Basin: Marine and Petroleum Geology, v. 102, p. 873-885.

Manceda, R. y Figueroa, D. 1993. La inversión del rift mesozoico en la Faja Fallada y Plegada de Malargüe, provincia de Mendoza. 12º Congreso Geológico Argentino y 2º Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 3: 219- 232.

McDonald, D., Gómez-Pérez, I., Franzese, J.R., Spalletti, L.A., Lawver, L., Gahagan, L., Dalziel, I., Thomas, C., Trewin, N., Hole, M., Paton, D., 2003. Mesozoic break-up of SW

Gondwana: implications for regional hydrocarbon potential of the southern South Atlantic. En: Golonka, J. (Ed.), Thematic Set on Paleogeographic Reconstruction and Hydrocarbon Basins: Atlantic, Caribbean, South America, Middle East, Russian Far East, Arctic. Marine and Petroleum Geology 20, 287-308.

Means, W. D., Li, T., 2001. A laboratory simulation of fibrous veins: some first observations. Journal of Structural Geology 23, 857-863.

Meng, Q., J. Hooker, y J. Cartwright, 2017, Early overpressuring in organic-rich shales during burial: evidence from fibrous calcite veins in the Lower Jurassic Shales-with-Beef Member in the Wessex Basin, UK. J. Geol. Soc. 174.

Morgans-Bell, H., Coe, A.L., and Hesselbo, S.P. *et al.* 2001. Integrated stratigraphy of the Kimmeridge Clay Formation (Upper Jurassic) based on exposures and boreholes in south Dorset UK. Geological Magazine, 38, 511-539.

Muravchik, M., D'Elia, L., Bilmes, A. y Franzese, J.R. 2011. Syn-eruptive/inter-eruptive relations in the syn-rift deposits of the Precuyano Cycle, Sierra de Chacaico, Neuquén Basin, Argentina. Sedimentary Geology 238: 132–144.

O'Brien, N.R., and R.M. Slatt, 1990, Argillaceous Rock Atlas: New York, Springer-Verlag, 141 p.

Ortega, O.J., Marrett, R.A., Laubach, S.E., 2006. A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement. AAPG bulletin 90, 193–208.

Palacio J. P., Hryb D. E., and Tomassini F. G., 20**, A prediction of *beef* distribution in the Vaca Muerta Formation. An integrated analysis:

Ramos, V. A., y Folguera, A. 2005. Los Andes Australes: una evolución tectónica excepcional entre el sur de Mendoza y el norte de Neuquén. 6° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas en CD ROM. Mar del Plata.

Ramos, V.A., 2010. The tectonic regime along the Andes: Present Settings as a key for the Mesozoic regimes. Geological Journal 45: 2-25

Ramsay, J. G., 1980. The crack-seal mechanism of rock deformation. Nature 284, p. 135-139.

Rodrigues, N., P. R. Cobbold., H. Loseth, y G. Ruffet, 2009, Widespread bedding-parallel veins of fibrous calcite ("*beef*") in a mature source rock (Vaca Muerta Fm, Neuquen Basin, Argentina): Evidence for overpressure and horizontal compression: Journal of the Geological Society, v. 166, no. 4, p. 695-709.

Shepherd, T.J., Rankin, A.H., Alderton, D.H.M.A., 1985. A Practical Guide to Fluid Inclusion Studies. Blackie, Chapman & Hall.

Sorby H. C., 1860, On the Origin of “cone-in-cone”, Report of the Association for the Advancement of Science, p. 121.

Spacapan, J., Comerio, M., Ruiz, R., Rocha, E., 2021. Fibrous calcite veins related to overpressure mechanisms in organic-rich shales: The Vaca Muerta Formation of the Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* (en prensa).

Spalletti, L.A., Franzese, J.R., Matheos, S.D., Schwarz E., 2000. Sequence stratigraphy in tidallydominated carbonate-siliciclastic ramp, the Tithonian of the Southern Neuquén Basin, Argentine. *Journal of the Geological Society* 157, 433-446.

Spalletti, L. A., G. D. Veiga, and E. Schwarz, 2011, La Formación Agrio (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina, in H. A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J. C. Danieli, and J. M. Valles, eds., *Geología y recursos naturales de la provincia del Neuquén: Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*, 2 al 6 de Mayo de 2011, Neuquén [in Spanish]: Buenos Aires, Argentina, Asociación Geológica Argentina, p. 145–160.

Stipanovic, P.N., 1969. El avance en los conocimientos del Jurásico argentino a partir del esquema de Groeber. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 224 (4): 367- 388. 1 cuadro. Buenos Aires.

Stoneley, R., 1983. Fibrous calcite veins, overpressures, and primary oil migration. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin* 67, p. 1427-1428.

Swarbrick, R. E., Osborne, M.J., Yardley, G. S., 2002. Comparison of overpressure magnitude resulting from the main generating mechanisms. In: Huffman, A. R., Bowers, G. L. (Eds.), *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 76, p. 1-12.

Taber, S., 1918. The origin of veinlets in the Silurian and Devonian strata of New York. *Journal of Geology* 26, p. 56-63.

Ukar, E., R. G. Lopez, S. E. Laubach, J. F. W. Gale, R. Manceda, and R. Marrett, 2017a, Microfractures in bed-parallel veins (*beef*) as predictors of vertical macrofractures in shale: Vaca Muerta Formation, Agrio Fold-and-Thrust Belt, Argentina: *Journal of South American Earth Sciences*, v. 79, p. 152–169.

Ukar, E., R. G. Lopez, A. Fall, R. Manceda, J. F. W. Gale, and S. E. Laubach, 2017b. Vertical fractures and a new type of kinematic indicator in bed-parallel veins (*beef*) in the Vaca Muerta Formation at Arroyo Mulichinco, Neuquén Basin: 20° Congreso Geológico Argentino, Simposio Geología de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, 7–11 August, p. 163–165.

Ukar, Estibalitz, Ramiro G. López, Damian Hryb, Julia F. W. Gale, René Manceda, Andrés Fall, Ignacio Brisson, Eider Hernandez-Bilbao, Ralf J. Weger, Denis A. Marchal, Alain Zanella, and Peter R. Cobbold, 2020, Natural fractures: From core and outcrop observations to

subsurface models, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor A. Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*: AAPG Memoir 121.

Uliana, M.A., Legarreta, L., Laffitte, G.A., 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. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 1-61.

Veiga, G.D., Spalletti, L.A., 2007. The Upper Jurassic (Kimmeridgian) fluvial/aeolian systems of southern Neuquén Basin, Argentina. *Gondwana Research* 11, 286-302.

Veiga R. D., Vergani G. D., Brisson I. E., Macellari C. E., y Leanza H. A., 2020, The Neuquen Super Basin: AAPG Bulletin, v. 104, no. 12, p. 2521-2555.

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., Suarez Soruco, R., Welsink, H.J. (Eds.), *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, 383-402.

Villar, H. J., Laffitte G.A., and Legarreta, L., 1998. The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns, ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, November 8-11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil, Abstracts, p. 186-187. Republicado en: 1999, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo II, p. 967-968, Buenos Aires.

Villar, H. J., Legarreta, L., Cruz, C.E., Laffitte, G. A., y Vergani, G., 2005. 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, VI.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CDROM, p. 17, Mar del Plata, Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2, N.º 3, p. 50-67.

Villar, H. J., L. Legarreta, C. E. Cruz, G. A. Laffitte, and Vergani G. D., 2005. 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 [in Spanish]: 6º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Mar del Plata, Argentina, November 15–19, 2005, p. 34–49.

Weaver, C.E., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington, Memoir 1, p. 1-469.

Webster, T., 1826. Observations on the Purbeck and Portland Beds. In: *Transactions of the Geological Society, London, Series 2*, v. 2, p. 37-44.

Weger, R. J., S. T. Murray, D. F. McNeil, P. K. Swart, G. P. Eberli, L. Rodriguez Blanco, M. Tenaglia, and L. Rueda, 2019, Paleo thermometry and distribution of calcite *beef* in the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina: AAPG Bulletin, v. 103, no. 4, p. 931–950.

Wiltshko D.V., y Morse J. W., 2001. Crystallization pressure versus “crack seal” as the mechanism for banded veins. *Geology*, v.29, p. 79-82.

Zanella, A., Cobbold, P. R., and Rojas. L., 2014. Beef veins and thrust detachments in Early Cretaceous source rocks, foothills of Magallanes-Austral Basin, southern Chile and Argentina: Structural evidence for fluid overpressure during hydrocarbon maturation: *Marine and Petroleum Geology*, v. 55, p. 250-261.

Zanella, A., Cobbold, P. R., Ruffet, G., and Leanza, H. A., 2015. Geological evidence for fluid overpressure, hydraulic fracturing and strong heating during maturation and migration of hydrocarbons in Mesozoic rocks of the northern Neuquén Basin, Mendoza Province, Argentina: *Journal of South American Earth Sciences*, v. 62, p. 229–242.

Zhang, J., Jiang, Z., Jiang, X., Wang, S., Liang, C., Wu, M., 2016. Oil generation induces sparry calcite formation in lacustrine mudrock, Eocene of east China. *Marine and Petroleum Geology*, vol. 71, 344–359.