

---

## Artículos

Aplicación combinada de microscopía de transmisión, fluorescencia con luz UV, micro-termometría y espectroscopía Raman en inclusiones fluidas de cristales de baritina, para precisar las condiciones de entrapamiento de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina, Argentina

---



### Melisa A. Salvioli

INREMI. Instituto de Recursos Minerales, Universidad Nacional de La Plata-Facultad de Ciencias Naturales y Museo. Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (FCNyM-CIC). Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina  
msalvioli@fcnym.unlp.edu.ar

### María F. Lajoinie

INREMI. Instituto de Recursos Minerales, Universidad Nacional de La Plata-Facultad de Ciencias Naturales y Museo. Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (FCNyM-CIC). Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)., Argentina  
florlajoinie@gmail.com

### Mabel E. Lanfranchini

INREMI. Instituto de Recursos Minerales, Universidad Nacional de La Plata-Facultad de Ciencias Naturales y Museo. Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (FCNyM-CIC). Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (CICPBA)., Argentina  
lanfranchini@yahoo.com

### Nora N. Cesaretti

Departamento de Geología, Universidad Nacional del Sur. Centro de Geología Aplicada y Medio Ambiente (CGAMA, CIC-UNS)., Argentina  
nncesaretti@gmail.com

### Hernán G. de la Cal

ROCH S.A., Argentina  
hdelacal@roch.com.ar

## Ingenio Tecnológico

**Resumen:** El objetivo de esta contribución es divulgar una metodología que incluye una serie de técnicas y métodos, disponibles en diferentes instituciones académicas y de investigación de nuestro país, que posibilita el estudio y la caracterización de los Sistemas Petroleros. Dicha metodología incluye el análisis de inclusiones fluidas (IF) con hidrocarburos (HC), alojadas en fases minerales que han cristalizado en equilibrio junto con fluidos acuosos de diferente origen (sedimentario, ígneo, hidrotermal o metamórfico), combinado con Fluorescencia con luz incidente UV (ultravioleta) y Espectrometría Raman. Como caso de estudio, se presenta la implementación de la metodología propuesta en el análisis de IF con HC identificadas en cristales de baritina del área de Colipilli-Naunauco (Cuenca Neuquina, provincia del Neuquén), la que permitió determinar la composición de los HC, así como obtener datos térmicos que posibilitaron la interpretación de los procesos de entrapamiento, maduración y migración de los HC en este sistema hidrotermal-magmático. Los resultados presentados podrán ser de interés no sólo para el avance del conocimiento de la temática, sino también para la industria petrolera, en un contexto de transición energética que demanda la incorporación de nuevos recursos a menor costo y la optimización del desarrollo de los recursos ya disponibles.

**Palabras clave:** Innovación tecnológica, prospección de hidrocarburos, Sistemas Petroleros, Inclusiones fluidas con hidrocarburos.

**Abstract:** The objective of this contribution is to disseminate a methodology that includes a series of techniques and methods, available in different academic and research institutions in our country, which enables the study and characterization of Petroleum Systems. This methodology includes the analysis of fluid inclusions (FI) with hydrocarbons (HC), hosted in mineral phases that have crystallized in equilibrium together with aqueous fluids of different origin (sedimentary, igneous, hydrothermal, or metamorphic), combined with Fluorescence with UV (ultraviolet) incident light and Raman Spectrometry.

vol. 6, e048 2024  
Universidad Tecnológica Nacional, Argentina  
ISSN-E: 2618-4931  
Periodicidad: Frecuencia continua  
ingenio@firlp.utn.edu.ar

Recepción: 31 Mayo 2024  
Aprobación: 05 Julio 2024

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/266/2664941003/>

As a study case, the proposed methodology was implemented in the analysis of FI with HC identified in barite crystals from the Colipilli-Naunauco area (Neuquén basin, province of Neuquén), which allowed the composition of the HC and thermal data to be determined, permitting the interpretation of the entrapment, maturation and migration processes of the HC in this hydrothermal-magmatic system. The results presented may be of interest not only for the advancement of knowledge of the subject but also for the oil industry, in a context of energy transition that demands the incorporation of new resources at a lower cost and the optimization of the development of resources already available.

**Keywords:** Technological innovation, hydrocarbon prospecting, Petroleum Systems, Fluid inclusions with hydrocarbons.

## Introducción

Cada vez cobra más importancia el desarrollo y la investigación de nuevas tecnologías para la prospección de hidrocarburos. Esto se debe principalmente a la necesidad de la industria petrolera de incorporar nuevos recursos a menor costo en las tareas de prospección. Asimismo, la transición energética tendiente a la carbono-neutralidad que está atravesando el mundo, requerirá la optimización de la producción actual de hidrocarburos (HC). En este contexto, se destaca el creciente interés sobre la utilización de inclusiones fluidas (IF) portadoras de HC como una herramienta para la caracterización de los Sistemas Petroleros (Pironon y Barrès, 1990; Pironon, 1991; Thiery et al., 2000; Goldstein, 2001; Muñiz, 2001; Teinturier et al., 2002; Chen et al., 2003). Estos últimos consisten en sistemas naturales dinámicos que incluyen los elementos y procesos necesarios, que deben darse de manera sincrónica, para la formación de una acumulación de HC (Magoon y Dow, 1994). El rol de los fluidos, en la formación y evolución de dichos sistemas, es fundamental ya que actúan como agente físico de migración y como químico, provocando reacciones que generan cambios mineralógicos y/o texturales en las rocas. Estos fluidos son salmueras de diferente origen (sedimentario, hidrotermal, ígneo y/o metamórfico) con composiciones y concentraciones variables de sales, gases y, en ocasiones, de HC, que pueden quedar atrapados como IF en el interior de una amplia variedad de minerales formadores de rocas (Reese, 1898; Kvenvolden y Roedder, 1971; Burrus, 1981). Las IF son imperfecciones cristalinas, generadas en el interior de un mineral; consisten en cavidades microscópicas (entre 1 y 100  $\mu\text{m}$ ), que pueden contener distintas fases: líquidas, sólidas y/o gaseosas (Roedder y Bodnar, 1980; Velasco, 2004). La presencia de fases inmiscibles en la misma asociación de IF, y con claras evidencias de tener un origen común, ofrece información directa de las condiciones bajo las cuales dichos fluidos coexistían y las condiciones de atrapamiento de los mismos. Cabe destacar que la interpretación de la información obtenida es posible siempre y cuando la inclusión se haya comportado como un sistema cerrado desde su atrapamiento, sin que su volumen y/o su composición hayan sufrido cambios con el tiempo.

Si bien el estudio de las IF acuosas es una de las metodologías que se ha utilizado ampliamente durante décadas para la estimación de las condiciones de temperatura y composición de los fluidos en depósitos minerales relacionados con la migración de salmueras en cuencas sedimentarias (Sverjensky, 1989; Touray, 1989; Misra, 1995; Goldstein, 2001; González-Partida et al., 2002, 2003; Tritlla et al., 2004), actualmente, también constituyen evidencias directas sobre la naturaleza del fluido que circuló durante la generación, migración y acumulación de HC. En nuestro país esta metodología se ha aplicado en cuenca del Noroeste, cuenca Neuquina y cuenca de Claromecó, entre otros sectores (Cesaretti et al., 1988; Rosso et al., 1988 y 1993; Domínguez et al., 1989; Cesaretti, 1993; Cesaretti y Domínguez, 1997, 1998, 2009; Cesaretti et al., 2000, 2006, 2008, 2016 y trabajos allí citados; Haggan et al., 2002; Rueda y Cesaretti, 2008; Ortiz y Cesaretti, 2008; Pons et al., 2021 y trabajos allí citados; Pera Vallejos y Cesaretti, 2013 y trabajos allí citados; Arzadún et al., 2013 y 2016; Franchini et al., 2014; Rainoldi et al., 2017 y 2018 y trabajos allí citados; Fortunatti et al., 2018 y trabajos allí citados; Febbo et al., 2022 y trabajos allí citados; Salvioli et al., 2018a, 2019, 2021 y 2022; Lanz et al., 2021 y trabajos allí citados).

El objetivo de esta presentación es comunicar brevemente las técnicas mencionadas y su aplicación combinada como metodología de estudio a fin de entender de modo más preciso los procesos de atrapamiento, maduración y migración de HC durante la formación de cristales de baritina del área de Colipilli-Naunauco (Cuenca Neuquina). Se destaca, además, que las técnicas de avanzada incluidas en este trabajo son accesibles ya que se encuentran disponibles en diferentes instituciones académicas y de investigación de nuestro país (Universidad Nacional de La Plata, Universidad Nacional del Sur e Y-Tec).

## Enfoques para el estudio de las Inclusiones Fluidas

Hasta la fecha, se han desarrollado e introducido varios métodos complementarios para estudiar IF acuosas y con HC, cada uno con sus ventajas y desventajas. Algunas técnicas abordan el análisis a partir de la relación temporal entre el crecimiento del mineral hospedante y el entrapamiento de las IF acuosas y/o hidrocarburadas; otras, permiten inferir parámetros como presión, volumen y temperatura. Además, estas técnicas pueden dividirse en dos grandes conjuntos de métodos: destructivos y no destructivos. Los primeros, principalmente vinculados a la determinación de la composición de las IF, incluyen la trituración completa de los minerales que se sospecha que contiene IF con HC, seguido de la detección mediante espectrometría de masas (MS), cromatografía de gases-detección de ionización de llama (GG-FID) o cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS). Los segundos, consisten en técnicas conservativas entre las que se pueden mencionar la Fluorescencia con luz incidente UV, la Micro-termometría y la Espectrometría Raman, entre otras.

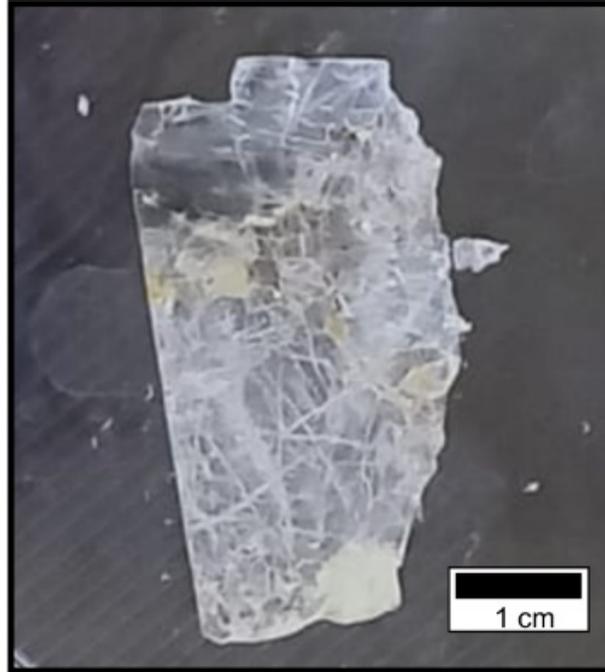
La metodología de investigación que se presenta en este trabajo consiste en una secuencia de técnicas rápidas, de alta resolución y de bajo costo, todas ellas, no destructivas las cuales permiten obtener datos de la naturaleza del fluido, sus condiciones de entrapamiento, la eventual distribución de compuestos orgánicos, así como evaluar el momento de su formación y relacionarlas con la generación-maduración y migración de HC. Asimismo, dicho procedimiento analítico proporciona una guía de cómo diferenciar las IF acuosas de las hidrocarburadas y cómo estudiar y analizar las IF con HC específicamente.

## Metodología

### *Preparación de la muestra*

Un requisito previo a todo estudio de IF es la preparación de secciones doblemente pulidas. Su confección es manual y se resume muy bien en artículo publicado por González-Partida et al. (2008) en los siguientes pasos: “1) corte de un área de 10x10 cm de muestra con minerales en los que sea factible el estudio de IF, 2) desbastado de una cara hasta dejarla plana, 3) pulido con alúmina y/o pastas de diamantes entre otros abrasivos sobre paño de nylon, 4) montaje de la muestra en un vidrio (generalmente de 40x40 mm), en frío y sobre la cara pulida, con adhesivo no fluorescente (cianoacrilato, Ortiz y Cesaretti, 2008) a fin de no afectar la composición de los fluidos atrapados y no interferir en las observaciones por luz incidente UV, 5) desbastado de la segunda cara, hasta lograr un espesor de aproximadamente 100 a 120 micras (superior a las 30 micras habituales de las láminas delgadas para petrografía tradicional, con el objeto de contener una mayor población de IF), 6) pulido de la segunda cara, y 7) desmontaje y limpieza de la sección delgada doblementepulida” (Fig. 1).

*Figura 1*  
*Sección delgada doblemente pulida de cuarzo y feldespatos.*



### *Análisis petrográfico*

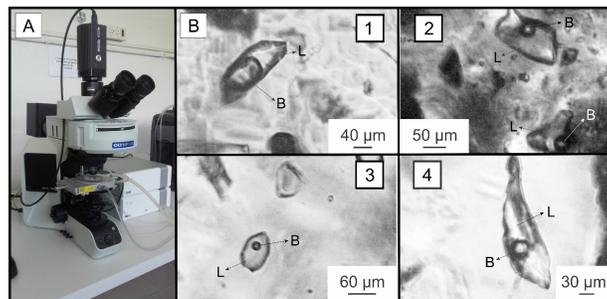
El análisis petrográfico detallado, la definición de la secuencia paragenética y la estimación del tiempo de entrapamiento relativo a la formación del mineral hospedante, es una etapa fundamental para cualquier estudio de IF. Las IF que contienen HC son comunes en las secuencias sedimentarias que han sufrido transformaciones diagenéticas (Muñiz, 2001). Por lo general, se encuentran dentro de las fases diagenéticas como en los cementos carbonáticos, micro-fracturas y/o en minerales con textura de relleno. Comúnmente, los minerales diagenéticos de cristalización espática contienen las inclusiones más útiles, en comparación con los minerales de grano fino. Asimismo, las IF con HC pueden estar presentes en depósitos hidrotermales vinculados o no con magmatismo (Salvioli, 2017; Salvioli et al., 2018a y b, 2019, 2021 y 2022).

**Análisis óptico:** El primer paso en todo estudio de IF es observar cuidadosamente la sección doblemente pulida y determinar la presencia de IF a temperatura ambiente. Para ello, es imprescindible realizar un estudio petrográfico de detalle con un microscopio de luz transmitida y polarizada (Fig. 2a). Las IF se suelen identificar debido a que sus contornos presentan un alto contraste de relieve con respecto al mineral que las contiene. Esto se debe a que existe una diferencia significativa entre los índices de refracción de las IF y el mineral hospedante. Las primeras tienen índices de refracción entre 1,33 y 1,45, mientras que los segundos, tienen índices de refracción entre 1,43 y 3,22 (González-Partida et al., 2008). El reconocimiento de las IF con HC líquidos es más complejo, ya que tienen índices de refracción que suelen ser similares a los del mineral contenedor. Por otro lado, es fundamental, observar y describir minuciosamente el tamaño, forma, color y las proporciones de líquido, vapor y/o fases sólidas presentes en todas las IF porque este análisis será muy valioso para diferenciar las IF acuosas de las IF con HC. Es de destacar que, para condiciones similares de entrapamiento, un fluido orgánico desarrollará una burbuja mayor que su equivalente acuoso, debido a que el petróleo tiene una compresibilidad cuatro veces mayor que la del agua (Roedder, 1963). Por lo tanto, la diferencia en la compresibilidad entre los fluidos orgánicos y los acuosos se manifiesta en los diferentes

volúmenes de burbuja presentes en la actualidad en la cavidad mineral. Esto implica que inclusiones acuosas con un volumen de burbuja del 20 % podrían haberse entrampado en condiciones similares a las de una hidrocarburada con una burbuja que ocupa más del 60 % de la cavidad. Por lo tanto, una IF acuosa típica es incolora y contiene líquido claro brillante que domina en proporción volumétrica sobre una burbuja pequeña de vapor o gas, lo que contrasta con algunos HC líquidos que presentan coloraciones amarillas, castañas y/o negras (Fig. 2b). Sin embargo, hay HC líquidos que son incoloros (Burrus, 1981).

*Figura 2*

*A: microscopio con cámara y platina de enfriamiento-calentamiento acoplada. B: inclusiones fluidas en cristales de baritina (1-4). Abreviaciones: B= burbuja, L= líquido.*



A partir de las observaciones petrográficas las IF se pueden clasificar, por un lado, según su origen en: (a) primarias, aquellas entrampadas durante el crecimiento del mineral hospedante, (b) secundarias, aquellas que contienen alojados a los fluidos que circularon con posterioridad a la formación de los cristales, y (c) pseudo-secundarias (Roedder, 1963). Estas últimas, se forman en fracturas generadas antes de que termine el crecimiento del cristal hospedante, por lo que sus fluidos están relacionados genéticamente con la formación de dicho cristal. En este sentido, las IF primarias y, en menor medida las IF pseudo-secundarias, son las de mayor importancia para estudios micro-termométricos ya que su contenido corresponde al fluido entrampado durante la cristalización del mineral y representa una pequeña muestra de la solución original. Estos criterios fueron descritos en numerosos libros de textos y artículos científicos; entre los más destacados se encuentran: Roedder, 1984; Goldstein y Reynolds, 1994; Van den Kerkhof y Hein, 2001; Goldstein, 2003. Por otro lado, las IF se pueden clasificar según Goldstein y Reynolds (1994) en asociaciones de IF; este concepto se refiere a un grupo de IF cercanas entre sí que muestran porcentajes de fases y formas similares, por lo tanto, se estima que el momento de entrampamiento fue el mismo para todas ellas. Establecer cuidadosamente asociaciones de IF resulta de gran importancia ya que representan un evento puntual en la historia geológica. Esta información puede utilizarse como traza para la confección de mapas a través del tiempo y el espacio según la presencia o no de HC y composición general del fluido. En este sentido, Goldstein (2001) detalló que el concepto de asociación de IF funciona bien para las IF acuosas, no obstante, Eadington y Kempton (2008) mostraron que establecer asociaciones de IF con HC puede ser más difícil porque en un solo depósito de petróleo puede haber una amplia gama de colores de fluorescencia. Esto sugiere que el depósito contenía diferentes cargas de HC, pero que fueron entrampados aproximadamente al mismo tiempo en la historia de la cuenca (Bourdet et al., 2014).

*Fluorescencia con luz incidente UV*

La forma más común de identificar IF con HC es mediante la técnica de fluorescencia con luz incidente UV (Burrus, 1981; Kihle, 1995; Stasiuk y Snowdon, 1997; Baba et al., 2019). Este método es una herramienta expeditiva y de gran utilidad, ya que permite distinguir rápidamente las IF acuosas, que no muestran fluorescencia, de aquellas inclusiones con HC que sí lo hacen (Burrus, 1981). Para realizar estudios de Fluorescencia se provoca la luminiscencia del material bajo un microscopio petrográfico que posee, como fuente de iluminación, una lámpara de mercurio (Fig. 3ayb). Asimismo, para determinar la presencia de HC se emplea un filtro ultravioleta debido a que esta excitación genera fluorescencia en los mismos. El espectro de luz emitida puede ser definido cuantitativamente con un espectrómetro, o cualitativamente por observación visual del color de la luz fluorescente (González-Partida et al., 2008). Sin embargo, hay que tener presente que la ausencia de fluorescencia no descarta la presencia de ciertos, HC que no producen este fenómeno (Cesaretti y Domínguez, 1997). Solo los HC más pesados, como el petróleo crudo y los condensados, contienen suficiente cantidad de moléculas aromáticas para emitir fluorescencia bajo luz UV (Burrus, 1981). De este modo, si el HC presente es de bajo peso molecular y no posee estructura aromática, como por ejemplo metano o etano, no es posible identificarlo con el método de fluorescencia.

*Figura 3*

*A: microscopio con una lámpara de mercurio. B: equipo de Fluorescencia con luz incidente UV.*



Muchos estudios han utilizado el color de fluorescencia para inferir la madurez térmica del fluido orgánico entrampado en las IF (Hagemann y Hollerbach, 1986; Barwise y Hay, 1996). El color de fluorescencia emitido varía con la gravedad API (American Petroleum Institute) del HC, que es una medida de cuán ligero o pesado es un HC con respecto al agua (Feely et al., 2016). Por lo tanto, el tipo de HC y su fluorescencia, están condicionados por su origen y madurez térmica (Barrés et al., 1987; McLimans, 1987; Bodnar, 1990; Stasiuk y Snowdon, 1997; Parnell et al., 2001; Parnell, 2010; Conliffé et al., 2017; Matapour y Karlsen, 2017). Los compuestos más livianos (alta gravedad API) emiten fluorescencia en longitudes de onda corta (tendiendo a los violáceos) y los componentes más pesados (baja a media gravedad API), emiten fluorescencia en longitudes de onda mayores (tendiendo a los rojizos). Los HC de base parafínica emiten fluorescencia en color azul a blanco (HC ligeros), los de base asfáltica en amarillo a amarillo-verdoso y los crudos asfálticos en rojo (HC pesados), según Riecker (1962).

Estudios posteriores han demostrado que la relación entre el color de fluorescencia y la madurez térmica del HC no se correlaciona de manera tan lineal (George et al., 2001, 2002; Oxtoby, 2002). Esto se debe a que la respuesta del color de los compuestos orgánicos al ser expuestos a luz UV puede estar influenciada por: la separación de fases durante la migración secundaria (Larter y Mills, 1991), la alteración secundaria por

biodegradación o el lavado por agua (Bourdet y Eadington, 2012) o bien, debido a la adsorción de compuestos polares en las superficies minerales induciendo un fraccionamiento parcial en el entrapamiento de los HC (Bourdet et al., 2012). Consecuentemente, esta información se debe complementar con otros métodos para no crear interpretaciones erróneas.

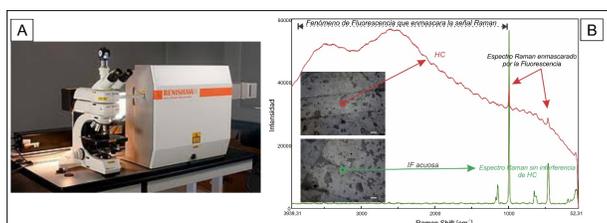
### *Espectroscopía Raman*

Se complementa con la técnica de fluorescencia con luz incidente UV, ya que permite identificar aquellos HC no fluorescentes y obtener valiosa información química y estructural de cualquier mineral (Barres et al., 1987; Videtich et al., 1988; Pironon y Pradier, 1992; Kihle, 1995; Bourdet et al., 2014; Chen et al., 2016; Zhao et al., 2019). En la última década, se han desarrollado nuevas aplicaciones de esta técnica, las cuales permiten la caracterización de la materia orgánica, la determinación de fases líquidas y gaseosas presentes en IF y la definición de minerales, entre otras (Frezzotti et al., 2012).

La espectroscopía Raman utiliza un microscopio petrográfico que posee acoplado un espectrómetro equipado con un láser monocromático que provoca vibraciones en la muestra (Fig. 4a). La respuesta a dicha vibración se lee, de manera retro-dispersada, como señal Raman. Esta técnica es muy útil para caracterizar IF acuosas relacionadas con la migración de HC ya que, frecuentemente, éstas contienen cantidades detectables de gases disueltos como dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, metano y nitrógeno. Sin embargo, su aplicación en IF con HC líquido es más difícil debido a su fluorescencia. La elevada fluorescencia, como la que emiten los hidrocarburos que contienen grupos cíclicos o aromáticos (Burke, 2001), es una limitante de la técnica (Fig. 4b), ya que la misma es de varios órdenes de magnitud mayor con respecto a las señales del Raman y como consecuencia, las enmascara. No obstante, el efecto Raman se puede grabar antes de dicha interferencia, ya que el efecto de fluorescencia comienza una fracción de tiempo más tarde que la señal Raman (Burke, 2001). Otra alternativa para minimizar esta interferencia es el uso de rayos láser de longitud de onda larga interferencia es el uso de rayos láser de longitud de onda larga (Volk y George, 2019).

### *Figura 4*

*A: equipo de Espectroscopía Raman. B: espectros Raman obtenidos en inclusiones fluidas (IF) acuosas (en verde) y con hidrocarburos (en rojo), alojadas en cristales de baritina (tomada de Salvioli et al., 2021). En IF con HC se reconoce el fuerte efecto de enmascaramiento que produce la fluorescencia de los HC sobre la señal Raman. Abreviaciones: HC= hidrocarburo.*



### *Análisis micro-termométrico*

La información obtenida a partir de IF selladas es muy valiosa y única, siempre y cuando, éstas se hayan entrampado inicialmente como una fase única homogénea y no hayan interactuado con otros fluidos; de este modo, conservan su densidad y volumen. Esto último sólo se cumple si la cavidad de la inclusión no ha sufrido cambios post-entrampamiento como son: estrangulamiento (necking down), dilatación (stretching) y/o decrepitación o fuga de fluidos (leakage), con o sin relleno de nuevos fluidos de la cavidad (Goldstein, 2001). Estos fenómenos pueden, en principio, ser detectados a partir de un buen análisis petrográfico -previo a la micro-termometría- y/o a posteriori, por análisis de distribución-dispersión de datos en diagramas temperatura de homogeneización-salinidad.

Cabe aclarar que un sistema petrolero es un sistema heterogéneo compuesto por fluidos acuosos y fluidos orgánicos y que, a partir del entrampamiento de dichos fluidos inmiscibles, se nuclearán IF con distintas relaciones de fases, incorporando los dos extremos (inclusiones completamente acuosas e inclusiones completamente orgánicas) y todos los términos intermedios. Por lo tanto, en este tipo de casos de estudio, se debe contar con un análisis petrográfico detallado donde se hayan reconocido y diferenciado las IF acuosas de las IF con HC para poder obtener resultados fidedignos de las condiciones originales de entrampamiento.

Teniendo en cuenta que modificaciones de la temperatura producen en las IF cambios de fases observables y medibles, el estudio micro-termométrico de las mismas brindará información sobre: (1) la temperatura eutéctica del sistema ( $T_e$ ) o, también llamada temperatura de fusión inicial del sólido formado durante el enfriamiento ( $T_{fi}$ ), (2) la temperatura de fusión final ( $T_{ff}$ ), del último sólido en la etapa de recuperación de temperatura, el cual fue formado durante el enfriamiento, y (3) la temperatura de homogeneización ( $T_h$ ) de las fases presentes obtenida en el ensayo de calentamiento. Si bien en IF acuosas es frecuente observar estos tres parámetros térmicos, en las hidrocarburadas es más difícil su identificación.

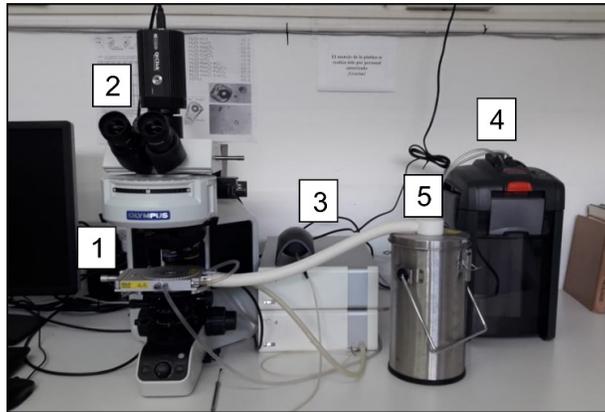
El estudio micro-termométrico se efectúa en un microscopio petrográfico de luz transmitida con una platina térmica acoplada (Fig. 5). Esta última, permite el calentamiento de una amplia variedad de minerales hasta los 600°C y un enfriamiento, a base de nitrógeno líquido, hasta cerca de -196°C. El proceso de enfriamiento/calentamiento es ejecutado y controlado automáticamente mediante “rampas” o también puede ser controlado de forma manual. Las rampas constituyen las velocidades (°C/min) a las que se desea calentar o enfriar el sistema.

La técnica consiste en solidificar (bajo observación microscópica) el fluido entrampado en las inclusiones fluidas mediante la disminución de la temperatura, provocada en ensayo de laboratorio, al ser sometida la platina a un flujo de nitrógeno líquido. Una vez congelada la inclusión fluida, comienza el calentamiento hasta que comience la fusión del sólido; a la temperatura a la que comienza esta fusión ( $T_{fi}$ ) se le llama temperatura eutéctica ( $T_e$ ) y su valor depende de la composición de las sales. En el caso de que la única sal presente sea cloruro de sodio (NaCl), la  $T_e$  será de -21,2°C. La presencia de otras sales hace disminuir este parámetro (Crawford et al., 1981). La temperatura de fusión final ( $T_{ff}$ ) de una sustancia es función de su contenido salino, por lo cual su determinación permite la estimación del contenido total de sales disueltas en fluidos acuosos (subsaturados en sales). La temperatura de fusión final se registra cuando el último cristal de sólido desaparece, es decir, se funde mediante el calentamiento de la IF previamente congelada. La salinidad es calculada a partir de la  $T_{ff}$  y se expresa como “porcentaje en peso equivalente de NaCl” (wt.% NaCl equiv.) considerando que el fluido solo contiene agua y NaCl. No obstante, aunque generalmente la sal mayoritaria en solución sea el NaCl, los cloruros de Ca, Mg, K, entre otros, así como algunos sulfatos, pueden estar presentes en cantidades considerables. Dichas sales, en altas concentraciones pueden llevar a generar diferentes puntos eutécticos identificatorios de las mismas (Roedder, 1984, Goldstein y Reynolds, 1994) y también diferentes puntos de fusión final del sólido generado en el ensayo, representativos de su

concentración en el fluido analizado. En estos casos, se recurre a los gráficos de Shepherd et al. (1985) con el dato de  $T_{ff}$  y se lee la concentración particular para ese componente. El comportamiento del fluido es muy próximo al de una salmuera de agua pura, cuando las salinidades son bajas, pero sucede todo lo contrario cuando la salinidad es alta, próxima a la saturación en NaCl (González-Partida et al., 2008).

*Figura 5*

*Equipo de micro-termometría: 1) platina de ensayos de calentamiento-enfriamiento montada sobre 2) microscopio de transmisión, 3) consola de control de ensayos, 4) bomba de agua, 5) termo con Nitrógeno líquido.*



El ensayo por calentamiento consiste en lograr homogeneizar las diferentes fases presentes en la IF (Sorby, 1858). La temperatura de homogeneización ( $T_h$ ) brinda información sobre la temperatura mínima de entrapamiento del fluido analizado y así, la de formación del cristal hospedante. Dicho procedimiento se realiza en las mismas IF que se ensayaron a baja temperatura. Excepto en el caso de minerales con buen clivaje (por ejemplo baritina, adularia, fluorita), es recomendable realizar los análisis de baja temperatura en primer lugar, ya que puede ocurrir que se produzca decrepitación de las IF por calentamiento durante el análisis a alta temperatura, sobre todo cuando los fluidos son muy densos o por maduración de los componentes orgánicos presentes en las mismas. Cabe aclarar que antes los datos de  $T_f$  inicial y final y  $T_h$  obtenidos debían corregirse usando una curva de calibración para el equipo, construida con estándares de puntos de fusión conocidos, con la finalidad de tener una base de referencia para el manejo de los resultados. En la actualidad, los equipos modernos ya presentan dicha corrección de forma automática en base a su calibración.

## Caso de estudio

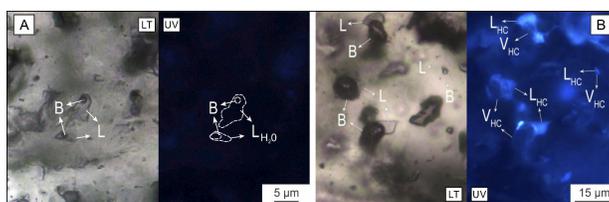
En el área de Colipilli, sector centro-occidental de la Cuenca Neuquina, se estudió la presencia de rastros de hidrocarburos presentes en los depósitos baríticos alojados en la zona de contacto entre el Miembro Chorreado de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano) y los cuerpos sub-volcánicos de composición intermedia del Grupo Naunauco (60-70 Ma, Cretácico Tardío-Terciario). Dichos rastros, fueron reconocidos como fluidos entrapados junto con fluidos acuosos en el interior de IF existentes en los

cristales de baritina. Como ya se mencionó anteriormente, en inclusiones del tipo primarias, el contenido corresponde al fluido entrampado durante la cristalización del mineral y representa una pequeña muestra del fluido original que estuvo en contacto con el mineral durante su formación. Por lo tanto, su estudio permite obtener datos del sistema hidrotermal en el que se formó dicho mineral.

La caracterización de las IF se realizó mediante estudios petrográficos de detalle y técnicas analíticas como: (1) Fluorescencia incidente UV, (2) Espectroscopia Raman y (3) Estudios micro-termométricos. La fluorescencia con luz incidente UV permitió identificar dos tipos de IF, por un lado, un grupo no fluorescente de naturaleza acuosa y, por otro, un grupo con fuerte fluorescencia en tonalidades azuladas (Fig. 6a y b) de naturaleza orgánica.

*Figura 6:*

*A: Inclusiones fluidas no fluorescentes en cristales de baritina observadas con luz transmitida (LT) y luz UV (UV). B: inclusiones fluidas fluorescentes en cristales de baritina observadas con LT y luz UV. Abreviaciones: B = burbuja, L = líquido, LHC= hidrocarburo líquido, VHC= hidrocarburo gaseoso.*



Los estudios de espectroscopia Raman no identificaron fases gaseosas orgánicas en ninguno de los dos grupos. Sin embargo, la fuerte fluorescencia en los espectros Raman de las IF orgánicas indicó la presencia de hidrocarburo líquido.

Finalmente, durante ensayos micro-termométricos de calentamiento, las IF acuosas homogeneizaron entre 162 y 241°C, mientras que el hidrocarburo líquido contenido en IF orgánicas se craqueó generando fases gaseosas. Por lo tanto, la temperatura de homogeneización de estas inclusiones no indica la temperatura de entrampamiento original del fluido, sino que es característica del tipo de hidrocarburo que las mismas contienen. Dicha temperatura de vaporización del fluido orgánico fue de 81°C.

## Discusión y consideraciones finales

La valiosa metodología de análisis y secuencia de trabajo presentada en esta contribución, que se sintetiza en el Cuadro 1, permiten determinar: 1) presencia y composición del hidrocarburo identificado en las inclusiones fluidas hospedadas en distintos minerales y, 2) temperatura del sistema hidrotermal-magmático del área estudiada.

Los resultados obtenidos en el caso de estudio arrojaron temperaturas de homogeneización para el sistema en el rango de los 162 a 241°C y permitieron caracterizar por un lado un fluido acuoso, con una o más sales disueltas y por otro, un fluido orgánico que se craqueó a los 81°C. Por lo tanto, mientras que la  $T_h$  para las IF acuosas indica la temperatura de entrampamiento original del fluido, para las IF con fases orgánicas dicha temperatura caracteriza el tipo de hidrocarburo que las mismas contienen (Goldstein y Reynolds, 1994), que en este caso corresponde a un valor ubicado entre el punto del hexano y del heptano (ciclohexano, Proskuriakuv y Drabkin, 1984), que se caracterizan por ser compuestos orgánicos de enlaces simples. De esta

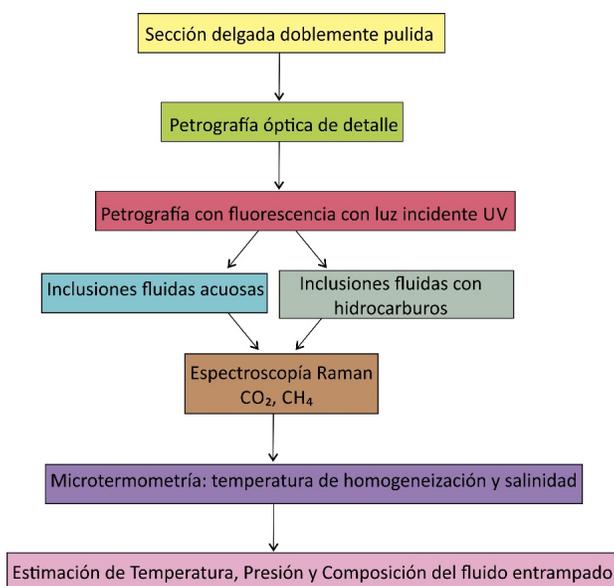
forma, además del reconocimiento de los fluidos orgánicos fue posible estimar la composición del hidrocarburo sobre la base de su color de fluorescencia (tonalidades azuladas) y su punto de vaporización identificado en los ensayos micro-termométricos. Además, la fuerte fluorescencia en tonalidades azuladas que presentaron las IF manifiestan un hidrocarburo de avanzada madurez (livianos), con una gravedad API mediana a alta, en el rango de 40° API, correlacionable con la ventana de generación de hidrocarburos líquidos/gaseosos. Por todo esto, la interpretación de los resultados en el esquema geológico del área de estudio evidencia un proceso de migración de hidrocarburos favorecido por la circulación de fluidos acuosos, ya que a medida que el agua se mueve a través de la roca, las partículas de HC son arrastradas en ella en una fase miscible (Levorsen, 1967).

Estos resultados podrán ser de interés, no sólo para el avance del conocimiento, sino también para las empresas vinculadas con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. De esta forma, se considera que el estudio de IF combinado con Fluorescencia con luz incidente UV y Espectrometría Raman, es una importante y novedosa combinación de tecnologías complementaria para la caracterización y prospección de los Sistemas Petroleros ya que, a partir de esta información se puede efectuar la reconstrucción de la génesis, migración y acumulación de soluciones hidrotermales e hidrocarbурadas, así como comprender el origen de depósitos minerales en general y contribuir al modelado de cuencas sedimentarias.

Por todo lo expuesto anteriormente, las inclusiones fluidas constituyen un instrumento fundamental para la reconstrucción de la variación de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se dieron cambios mineralógicos, geoquímicos y/o texturales durante la historia geológica y una herramienta para la caracterización y prospección de los sistemas petroleros. A partir de esta metodología de trabajo se puede crear un modelo geológico-genético integrado y prospectivo ya que se pueden definir zonas con distintos colores de fluorescencia, temperaturas de homogeneización y composición del HC.

#### Cuadro 1:

*Síntesis sobre el procedimiento para el estudio y análisis de inclusiones fluidas acuosas y con hidrocarburos (editado de González Partida et al., 2008a).*



## Agradecimientos

Esta contribución fue realizada con subsidios del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), de la Universidad Nacional de La Plata y de la Society of Economic Geologists (SEG).

Los autores desean agradecer el valioso apoyo institucional del Instituto de Recursos Minerales (INREMIC-FCNyM), la Universidad Nacional del Sur y de Y-TEC (YPF Tecnología). Asimismo, los autores desean agradecer la valiosa lectura de los evaluadores y sus sugerencias, las cuales han mejorado la calidad de este manuscrito.

## Referencias bibliográficas

- Arzadún, G., Cesaretti, N.N., Fortunatti, N., Cisternas, M.E. (2013). Análisis de petrografía y fluorescencia de inclusiones fluidas en carbonato de matas algáceas de la Formación Tunas, Cuenca de Claromecó, Provincia de Buenos Aires, Argentina. 11° Congreso de Mineralogía y Metalogenia 2013. Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. UNSJ. 165-170. ISBN 978-950-605-758-9.
- Arzadún, G., Cisternas, M.E., Cesaretti, N.N., Tomezzoli, R.N. (2016). Análisis de materia orgánica en niveles de carbón identificados en el pozo PANG0001, en la Formación Tunas (Pérmico de Gondwana), Cuenca de Claromecó, provincia de Buenos Aires. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 73:4, 538-551.
- Baba, M., Parnell, J., Muirhead, D., Bowden, S. (2019). Oil charge and biodegradation history in an exhumed fractured reservoir, Devonian, UK. *Marine and Petroleum Geology* 101, 281–289.
- Barres, O., Burneau, A., Dubessy, J., Pagel, M. (1987). Application of micro-FT-IR spectroscopy to individual hydrocarbon fluid inclusion analysis. *Applied Spectroscopy* 41, 1000–1008.
- Barwise, T., Hay, S. (1996). Predicting oil properties from core fluorescence. In: Schumacher, D., Abrams, M.A. (Eds.), *Hydrocarbon Migration and its Nearsurface Expression*. AAPG Memoir, pp. 363–371.
- Bodnar, R.J. (1990). Petroleum migration in the Miocene Monterey Formation, California, USA: constraints from fluid inclusion studies. *Mineralogical Magazine* 54, 295–304.
- Bourdet, J., Eadington, P.J. (2012). Fluorescence and infrared spectroscopy of inclusion oil. CSIRO Report number EP129625, Perth, p. 60.
- Bourdet, J., Eadington, P., Volk, H., George, S.C., Pironon, J., Kempton, R. (2012). Chemical changes of fluid inclusion oil trapped during the evolution of an oil reservoir: Jabiru-1A case study (Timor Sea, Australia). *Marine and Petroleum Geology* 36, 118–139.
- Bourdet, J., Burruss, R.C., Chou, I.M., Kempton, R., Liu, K., Hung, N.V. (2014). Evidence for a palaeo-oil column and alteration of residual oil in a gas-condensate field: Integrated oil inclusion and experimental results. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 142, 362-385.
- Burke E.A.J. (2001). Raman microspectrometry of fluid inclusions. *Lithos* 55, 139-158.
- Burrus, R.C. (1981). Hydrocarbon fluid inclusions in studies on sedimentary diagenesis. En: Hollister, L.S. y Crawford, M.L. (Eds.), *Short Course handbook, V. 6, Fluid inclusions: applications to petrology*. Mineralogical Association of Canada: 138-154.
- Cesaretti, N.N., Domínguez, E.A., Rosso, M.R. (1988). Inclusiones fluidas en ambiente sedimentario-diagenético: el caso de hidrocarburos en muestras de la formación Yacoraite". Segunda Reunión Argentina de Sedimentología, Actas: 56-60, Buenos Aires.
- Cesaretti, N.N. (1993). Inclusiones fluidas de hidrocarburos: Su utilidad en la interpretación del proceso de migración y maduración del petróleo. Tesis Doctoral, Universidad Nacional del Sur (Inédito), 170 p.
- Cesaretti, N.N., Domínguez, E.A. (1997). Inclusiones fluidas y porosidad: indicadores diagenéticos y sus implicancias oleogénicas en la Formación Yacoraite (Cretácico - Terciario). Subcuenca de Lomas de Olmedo. Cuenca Cretácica del Noroeste Argentino. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 52: 1-25.
- Cesaretti, N.N., Parnell, J. and Domínguez, E.A. (1998). Past and present oil migration pathways in the Yacoraite Formation, Argentina. *Fluid Inclusions Research*. 1998. Vol. 31, dedicado a América Latina. Ed. Edwin Roedder.
- Cesaretti, N.N., Parnell, J. y Domínguez, E.A. (2000). Pore fluid evolution within a hydrocarbon reservoir: Yacoraite Formation (Upper Cretaceous), North west Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 23: 375-398.
- Cesaretti, N.N., Domínguez, E.A., Garrido, M., Gómez, M.C. (2006). Inclusiones fluidas en restos fósiles: un nuevo enfoque en el estudio de la diagénesis. IV congreso Latinoamericano de Sedimentología y XI Reunión Argentina de Sedimentología. San Carlos de Bariloche, Argentina. p 71. ISBN-13: 978-987-96296-2-8.

- Cesaretti, N.N., Gómez, M.C., Garrido, M., Domínguez, E. (2008). Inclusiones fluidas en areniscas de la Formación Lajas (Jurásico, Cuenca Neuquina). XII Reunión Argentina de Sedimentología. Buenos Aires. Argentina. ISBN 978-987-96296-3-5. P. 52.
- Cesaretti, N.N., Domínguez, E.A. (2009). Biominerales y organominerales en corales de la Formación Lajas, Jurásico, Cuenca Neuquina, Argentina. V Congreso Latinoamericano de Sedimentología y I Congreso Venezolano de Geocientíficos del Petróleo. Puerto La Cruz Venezuela. 13-15/05/09. Eds. R. Aquino, N. Santiago, R. Ramírez, M. Delgado y M. Herrera. Pp. 34.
- Cesaretti, N.N., Fortunatti, N.B., Rainoldi, A., Banco, R., Otharán, G. (2016). Fosildiagenesis y timing de expulsión de hidrocarburos en la sección basal de la Formación Vaca Muerta en Pampa Tril, Neuquén, Argentina. VI Simposio Argentino del Jurásico. Malargüe 2016. p.11.
- Chen, H., Wang, J., Xie, Y., Wang, Z. (2003). Geothermometry and geobarometry of overpressured environments in Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Geofluids* 3: 177-187.
- Chen, Y., Steele-MacInnis, M., Ge, Y., Zhou, Z., Zhou, Y. (2016). Synthetic saline aqueous and hydrocarbon fluid inclusions trapped in calcite at temperatures and pressures relevant to hydrocarbon basins: a reconnaissance study. *Marine and Petroleum Geology* 76, 88-97.
- Conliffe, J., Burden, E.T., Wilton, D.H.C. (2017). The use of integrated fluid inclusion studies for constraining petroleum charge history at Parsons Pond, Western Newfoundland, and Canada. *Minerals* 7, 39. <https://doi.org/10.3390/min7030039>.
- Crawford, M.L. (1981). Aqueous Fluid. En Hollister, L.S. y Crawford, M.L. (Eds.), *Short Course handbook*, V. 6, Fluid inclusions: applications to petrology: 304 p. Calgary Mineralogical Association of Canadá.
- Domínguez, E.A., Rosso, M.R., Cesaretti, N.N. (1989). Inclusiones fluidas de hidrocarburos: Aspectos prácticos de su estudio en muestras de la Formación Yacoraite. Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos. T.II:1009-1026. Mar del Plata.
- Eadington, P.J., Kempton, R.H. (2008). New developments to investigate models of oil accumulation and fluid interactions in reservoirs using data from fluid inclusions. *The Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal & Conference Proceedings* 48, Extended abstracts CD.
- Febbo, M. B., Arzadún G., Cesaretti, N.N., Tomezzoli, R.N., Fortunatti, N. (2022). The Claromecó Frontier Basin: Hydrocarbon source rock potential of the Tunas Formation, southwestern Gondwana margin, Argentina. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 1379. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105491>
- Feely, M., Costanzo, A., Hunt, J., Wilton, D., Carter, J. (2016). Oil Exploration and its Relationship to the World of Trapped Micron Scale Fluids: A Review of the Applications of Fluid Inclusion Microscopy to the Study of Aqueous and Hydrocarbon Fluid Dynamics in Sedimentary Basins. *Offshore Technology Conference*, OTC-27395-MS.
- Fortunatti, N.B., Cesaretti, N.N., Cornejo, D.E. (2018). Migración primaria de hidrocarburos en bindstones de la Formación Vaca Muerta, Pampa de Tril, Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 75 (2), 188-199.
- Franchini, M. B., Rainoldi, A. L., Pons, J., Giusiano, A., Impiccini, A., Cesaretti, N., Beaufort, D., Patrier, P. (2014). Trazadores diagenéticos de las paleomigraciones de hidrocarburos en las areniscas rojas cretácicas del Grupo Neuquén. Cuenca Neuquina: IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.
- Frezzotti M.L., Tecce F., Casagli A. (2012). Raman spectroscopy for fluid inclusion analysis *Journal of Geochemical Exploration* 112, 1-20.
- George, S.C., Ruble, T.E., Dutkiewicz, A., Eadington, P.J. (2001). Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours. *Applied Geochemistry* 16, 451-473.

- George, S.C., Ruble, T.E., Dutkiewicz, A., Eadington, P.J. (2002). Reply to comment by Oxtoby on “Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours”. *Applied Geochemistry* 17, 1375-1378.
- Goldstein, R.H. (2001). Fluid inclusions in sedimentary and diagenetic systems. *Lithos* 55, 159-193.
- Goldstein, R.H., (2003). Petrographic analysis of fluid inclusions. In: Samson, I., Anderson, A., Marshall, D. (Eds.), *Fluid inclusions: Analysis and interpretation. Short Course Series, vol. 32. Mineralogical Association of Canada, Ottawa, 9-55.*
- Goldstein, R.H., Reynolds, T.J. (1994). *Systematics of Fluid Inclusions in Diagenetic Minerals. SEPM Short Course* 31, 199 pp.
- González-Partida, E., Carrillo-Chávez, A., Grimmer, J., Pironon, J. (2002). Petroleum-rich fluid inclusions in fluorite, Purisima mine, Coahuila, Mexico. *International Geology Review* 44, 755-764.
- González-Partida, E., Carrillo-Chávez, A., Grimmer, J., Pironon, J., Mutterer, J., Levresse, G. (2003). Geochemical evolution of mineralizing fluids at the fluorite La Encantada – Buenavista district: A Mississippi Valley Type deposit: *Ore Geology Reviews* 4, 107-124.
- González-Partida, E., Camprubí, A., Canet, C., González-Sánchez, F. (2008a). Físicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo Mississippi Valley y asociados. Parte I: temperatura, presión y composición de inclusiones fluidas. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* 60(1), 11-22.
- González-Partida, E., Camprubí, A., Morales-Puente, P., Cienfuegos-Alvarado, E., Canet, C., González-Sánchez, F. (2008b). Físicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo Mississippi Valley y asociados Parte II: ejemplos de la Cuenca de Sabinas y la Cuenca del Sureste, México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* 60(1), 23-42.
- Hagan, T., Parnel, J. Cesaretti, N. (2002). Cerro Huemul: Bitumen hosted, sandstone-type U-Cu Deposit, Western Argentina. *Mineralogía y Metalogenia* 2002. Eds. M.K. Brodtkorb, M. Koukharsky y P.R. Leal. FCEN (UBA). 460pp.
- Hagemann, H.W., Hollerbach, A. (1986). The fluorescence behaviour of crude oils with respect to their thermal maturation and degradation. *Organic Geochemistry* 10, 473-480.
- Kihle, J. (1995). Adaptation of fluorescence excitation-emission micro-spectroscopy for characterization of single hydrocarbon fluid inclusions. *Organic Geochemistry* 23, 1029-1042.
- Kvenvolden, K.A., Roedder, E., 1971. Fluid inclusions in quartz crystals from South-West Afrika. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 35, 1209-1229.
- Lanz, M del R., Azmy, K., Cesaretti, N.N., Fortunatti, N.B. (2021). Diagenesis of the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin: Evidence from petrography, microthermometry and geochemistry. *Marine and Petroleum Geology* 124, 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104769>
- Larter, S., Mills, N. (1991). Phase-controlled molecular fractionations in migrating petroleum charges. En: England, W.A., Fleet, A.J. (Eds.), *Geological Society, Special Publication* 59, 137-147.
- Levorsen, A. I. (1967). *Geology of petroleum: San Francisco, W. H.*
- Magoon, L.B., Dow, W.G. (1994). The petroleum system. En: Magoon, L.B. y Dow, W.G. (eds.) *The Petroleum System from Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists, Memoir* 60, 3-24.
- Matapour, Z., Karlsen, D.A. (2017). Geochemical characteristics of the Skrugard oil discovery, Barents Sea, arctic Norway: a “palaeo-biodegraded – gas reactivated” hydrocarbon accumulation. *Journal of Petroleum Geology* 40, 125-152.
- McLimans, R.K. (1987). The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs. *Applied Geochemistry* 2, 585-603.

- Misra, K.C. (1995). Carbonate-hosted lead-zinc-fluorite-barite deposits of North America: Littleton, Colorado, EUA. Society of Economic Geologists, Guidebook Series 22, 254 pp.
- Muñiz, A.I. (2001). Petroleum inclusions in sedimentary basins: Systematics, analytical methods and applications: *Lithos* 55, 195-212.
- Ortiz, H., Cesaretti, N.N. (2008). Técnicas y cuidados especiales en la preparación de secciones delgadas doblemente pulidas para el estudio de inclusiones fluidas en rocas sedimentarias. XII Reunión Argentina de Sedimentología. Buenos Aires. Argentina. 131 pp.
- Oxtoby, N.H. (2002). Comments on: assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours. *Applied Geochemistry* 17, 1371-1374.
- Parnell, J., (2010). Potential of palaeofluid analysis for understanding oil charge history. *Geofluids* 10, 73-82.
- Parnell, J., Middleton, D., Chen, H.H., Hall, D. (2001). The use of integrated fluid inclusion studies in constraining oil charge history and reservoir compartmentation: examples from the Jeanne d'Arc Basin, offshore Newfoundland. *Marine and Petroleum Geology* 18, 535-549.
- Pera Vallejós, G., Cesaretti, N.N. (2013). Estudio de los estilos de cementación e inclusiones fluidas tendientes a interpretar las presiones de fluidos de amonoides jurásicos de la Formación Los Molles (Cuenca Neuquina). V Simposio Argentino del Jurásico (SAJ). p. 44. 15-17/04/13.
- Pironon, J. (1991), Apport des techniques microspectroscopiques à l'étude des inclusions hydrocarbonées intracrystallines: Nancy, Francia, Université de Nancy I, Tesis de Doctorado inédita, 235 p.
- Pironon, J., Barrès, O. (1990). Synthesis of hydrocarbon fluid inclusion at low temperature: *American Mineralogist* 75, 226-229.
- Pironon, J., Pradier, B. (1992). Ultraviolet-fluorescence alteration of hydrocarbon fluid inclusions. *Organic Geochemistry* 18, 501-509.
- Pons, M.J., Franchini, M., Rainoldi, A. L., Giusiano, A., Cesaretti, N.N., Montagna, A.O., Herrington, R. (2021). Base metal mobility linked to brine and hydrocarbon migration at the Huincul High in the Neuquén Basin, Argentina: Implications for the formation of sediment-hosted base metal deposits. *Journal of Geochemical Exploration*. 226: 106778. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2021.106778> ISSN: 0375-6742.
- Proskuriakuv, V.A. y Drabkin, A.E. (1984). Química del petróleo y del gas. Editorial: MIR MOSCU. 407p.
- Rainoldi, A.L., Franchini, M.B., Giusiano, A., Pons, M.J., Cesaretti, N.N. (2017). Depósitos de Cu estratiforme en el Dorso de Los Chihuidos. Análisis de Inclusiones fluidas e isótopos estables. XX Congreso Geológico Argentino. ST 9. Geología de los recursos minerales, rocas de aplicación y argilo minerales, 114-119. Agosto 2017, Tucumán Argentina.
- Rainoldi, A.L., Franchini, M.B., Boyce, A.J., Giusiano, A., Cesaretti, N.N., Pons, J., Ríos, F.J. (2018). Stable isotope and fluid inclusion study of sediment-hosted stratiform copper deposits from the Neuquén Basin, Argentina. *Mineralium Deposita*. <https://doi.org/10.1007/s00126-018-0815-3>
- Reese, C.L. (1898). Petroleum inclusions in quartz crystals. *Journal of the American Chemical Society* 20, 795-797.
- Riecker, R.E. (1962). Hydrocarbon fluorescence and migration of petroleum. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin* 46: 60-75.
- Roedder, E. (1963). Studies of fluid inclusions II: Freezing data and their interpretation. *Economic Geology* 58: 167-211.
- Roedder, E. (1984). Fluid inclusions: Reviews in Mineralogy 12. Mineralogical Society of America, 644p.
- Roedder, E., Bodnar, R. (1980). Geologic pressure determinations from fluid inclusion studies. *Annual review of earth and planetary sciences* 8, 263-301.
- Rosso, M.R., Cesaretti, N.N., Domínguez, E.A. (1988). Aspectos prácticos del estudio geoquímico y petrográfico de inclusiones fluidas de hidrocarburos. Primer Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, Río de Janeiro, Brasil. Resúmenes, p.19.

- Rosso, M.R., Cesaretti, N.N., Domínguez, E. (1993). Monitoreo de la migración de hidrocarburos a través del estudio de inclusiones fluidas. *Boletín de Informaciones Petroleras*. N°33, 36-42.
- Rueda, M.F., Cesaretti N.N. (2008). Inclusiones fluidas en cristales de una geoda de la Formación Los Molles (Jurásico, Cuenca Neuquina). XII Reunión Argentina de Sedimentología. Buenos Aires. Argentina. ISBN 978-987-96296-3-5. p. 156.
- Salvioli, M.A. (2017). Geología y génesis de los depósitos barítico-polimetálicos (Ba-Fe-Pb-Cu-Zn-Mn) del área de Colipilli, sector centro-occidental de la Cuenca Neuquina. Tesis Doctoral, Universidad Nacional de La Plata (Inédito), 298pp.
- Salvioli, M.A., Lanfranchini, M.E., Recio Hernández, C., de Barrio, R.E. (2018a). El magmatismo cretácico-terciario y su relación con sistemas hidrotermales polimetálicos en la región de Colipilli-Naunauco, provincia del Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 75 (1), 634-651.
- Salvioli, M.A., Lajoinie, M.F., Cesaretti, N.N., Lanfranchini, M.E., de la Cal, H.G., Ruiz, R. (2018b). Registro de hidrocarburos en los depósitos barito-polimetálicos del área de Colipilli, sector centro-occidental de la Cuenca Neuquina, Argentina. *Actas del X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*: 329-344, Mendoza.
- Salvioli, M.A., Lajoinie, M.F., Lanfranchini, M.E., de la Cal, H.G., Cesaretti, N.N. (2019). Presence of hydrocarbon traces in igneous rock-forming minerals from the Colipilli area, central-western sector, Neuquén Basin, Argentina. *LASI VI-The physical geology of subvolcanic systems: laccoliths, sills and dykes*, 163-164, Malargüe.
- Salvioli, M.A., Ballivián, C.A., Lajoinie, M.F., de la Cal, H.G., Ruiz, R., Cesaretti, N.N., Lanfranchini, M.E. (2021). Hydrocarbon-bearing sulphate-polymetallic deposits at the Colipilli area, Neuquén Basin, Argentina: Implications in the petroleum system modelling. *Marine and Petroleum Geology* volume 126, 104925. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.104925>.
- Salvioli, M.A., Rainoldi, A.L., Lanfranchini, M.E., Recio, C., Cesaretti, N.N. (2022). Estudio de isótopos estables, isótopos radiogénicos y de inclusiones fluidas de los depósitos barito-polimetálicos del área de Colipilli, sector centro-occidental de la Cuenca Neuquina. XXI Congreso Geológico Argentino. Sesión Técnica IX, 477-478. Puerto Madryn, Chubut.
- 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 (1858) Sobre la estructura microscópica de los cristales, que indica el origen de los minerales y las rocas. *Revista trimestral de la Sociedad Geológica de Londres* 14, 453-500. <https://doi.org/10.1144/GSL.JGS.1858.014.01-02.44>
- Stasiuk, L.D., Snowdon, L.R. (1997). Fluorescence micro-spectrometry of synthetic and natural hydrocarbon fluid inclusions: crude oil chemistry, density and application to petroleum migration. *Applied Geochemistry* 12, 229-241.
- Sverjensky, D.A. (1989). The diverse origins of Mississippi Valley-type Zn-Pb-Ba-F deposits. *Chronique de la Recherche Minière* 495, 5-13.
- Teinturier, S., Pironon, J., Walgenwitz, F. (2002). Fluid inclusions and PVTX modelling: Example from the Garn Formation, Haltenbanken, mid-Norway. *Marine and Petroleum Geology* 19, 633-796.
- Thiéry, R., Teinturier, S., Pironon, J., Walgenwitz, F. (2000). PIT (Petroleum Inclusion Thermodynamics): a new modelling tool for the characterisation of hydrocarbon fluid inclusions from volumetric and microthermometric measurements. *Journal of Geochemical Exploration* 701-704.
- Touray, J.C. (1989). Études d'inclusiones fluides et modélisation de la genèse des gîtes du type Mississippi Valley. *Chronique de la Recherche Minière* 495, 21-30.
- Tritlla, J., González-Partida, E., Levresse, G., Banks, D., Pironon, J. (2004). Fluorite deposits at Encantada-Buenavista, México: products of Mississippi Valley type processes. A reply. *Ore Geology Reviews* 23, 107-124.
- Van den Kerkhof, A.M., Hein, U.F., (2001). Fluid inclusion petrography. *Lithos* 55, 27-47.

- Velasco, F. (2004). Introducción al estudio de las inclusiones fluidas. XXIII Curso Latinoamericano de Metalogenia, 98 pp., Mendoza.
- Videtich, P.E., McLimans, R.K., Watson, H.K.S., Nagy, R.M. (1988). Depositional, diagenetic, thermal, and maturation histories of Cretaceous Mishrif Formation, Fateh Field, Dubai. AAPG Bulletin 72, 1143-1159.
- Volk, H., George, S. C. (2019). Using petroleum inclusions to trace petroleum systems – A review. Organic Geochemistry 129, 99-123
- Zhao, S., Chen, W., Zhou, L., Zhou, P., Zhang, J. (2019). Characteristics of fluid inclusions and implications for the timing of hydrocarbon accumulation in the Cretaceous reservoirs, Kelasu Thrust Belt, Tarim Basin, China. Marine and Petroleum Geology 99, 473-487.



**Disponible en:**

[/articulo.oa?id=26649412664941003](#)

[Cómo citar el artículo](#)

[Número completo](#)

[Más información del artículo](#)

[Página de la revista en redalyc.org](#)

Sistema de Información Científica Redalyc  
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe,  
España y Portugal  
Modelo de publicación sin fines de lucro para conservar la  
naturaleza académica y abierta de la comunicación científica

Melisa A. Salvioli, María F. Lajoinie, Mabel E. Lanfranchini,  
Nora N. Cesaretti, Hernán G. de la Cal

**Aplicación combinada de microscopía de transmisión,  
fluorescencia con luz UV, micro-termometría y  
espectroscopía Raman en inclusiones fluidas de cristales  
de baritina, para precisar las condiciones de  
entrapamiento de hidrocarburos en la Cuenca  
Neuquina, Argentina**

*Ingenio Tecnológico*

vol. 6, e048 2024

Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

[ingenio@frlp.utn.edu.ar](mailto:ingenio@frlp.utn.edu.ar)

/ ISSN-E: 2618-4931



**CC BY-NC-SA 4.0 LEGAL CODE**

**Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-  
CompartirIgual 4.0 Internacional.**