

## CARACTERIZACIÓN Y ORIGEN DE LAS FRACTURAS NATURALES EN LA FORMACIÓN QUINTUCO EN BASE AL ESTUDIO DE TESTIGOS CORONA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Mariana Monti<sup>1</sup>, Remigio Ruiz<sup>1</sup>, Ramiro López<sup>2</sup>, Aldo Montagna<sup>2</sup>, Ignacio Brisson<sup>2</sup>, Rodolfo Corbera<sup>2</sup>

1: YPF TECNOLOGIA S.A. mariana.monti@ypftecnologia.com; remigio.ruiz@ypftecnologia.com

2: YPF S.A. ramiro.lopez@ypf.com; aldo.montagna@ypf.com; ignacio.brisson@ypf.com; rodolfo.l.corbera@ypf.com

**Palabras Clave:** Fracturas Naturales, Testigo corona, Formación Quintuco, Cuenca Neuquina

### ABSTRACT

This work aims to collaborate with the understanding of the natural fracture system of the Quintuco Formation as a Tight Oil reservoir in the southeastern sector of the Neuquén basin. A mesoscopic study was carried out on 126 meters of cores, recognizing seven types of natural fractures: Tension fractures (Mode I); Shear fractures (Mode II-III), Stylolites (Mode IV), Deformation bands, Irregular fractures (Vugs) and bedding-parallel veins (BPV).

Rheological control of the lithology on the deformation mechanisms developed is recognized. The analysis of the structural diagenesis led to the following succession of deformation events: 1°) the horizontal stylolites were generated by lithostatic loading; 2°) sub-horizontal shear stresses formed the deformation bands; 3°) a migration event is recorded by bitumen in the deformation bands and finally, 4°) an opening and cementation event, with mosaic calcite precipitation. Associated with this last calcite mosaic cementation event, two types of fluid inclusions were identified, one aqueous and one rich in light hydrocarbons, which would indicate a second hydrocarbon migration event.

Considering the geological evolution of the Quintuco Formation and its subsidence history, together with the trapping temperatures obtained by microthermometry (114°-125°C), two possible ages of formation of the fractures are interpreted: one associated with the burial peak during the Upper Cretaceous; and another one of exhumation during the late Paleogene. Analyzing the fracture types identified, the recognized paragenetic scheme and the hydrocarbon migration events, it is possible to suggest that the fracture generation was during the Paleogene.

### INTRODUCCIÓN

Este trabajo propone colaborar con el entendimiento del sistema de fracturas naturales de la Formación Quintuco como reservorio tipo *Tight Oil* en el sector sureste del engolfamiento neuquino. Se realizó una caracterización sistemática de las fracturas naturales a mesoescala sobre 126 metros de testigos corona, reconociendo seis tipos de fracturas naturales: Fracturas de tensión (Modo I); Fracturas de cizalla (Modo II-III), Estilolitas (Modo IV), Bandas de deformación,

Fracturas irregulares (Vugs) y fracturas paralelas a la estratificación, denominadas en la literatura como *bedding-parallel fibrous vein* o BPV (Gale, 2014) o *beef* (Cobbold *et al.*, 2013) según si su enfoque es descriptivo o interpretativo. A partir de sus atributos y distribución, se seleccionaron 17 cortes petrográficos para avanzar con el análisis de cementos para establecer una diagénesis estructural y definir la génesis de las fracturas.

## MARCO GEOLÓGICO

El intervalo estudiado integra parte del registro sedimentario de la Cuenca Neuquina, localizada en el sector centro-oeste de la Argentina entre los 35° y 40° S, en el sector sureste del engolfamiento neuquino (Fig.1). Desde el punto de vista geológico, la cuenca constituye una

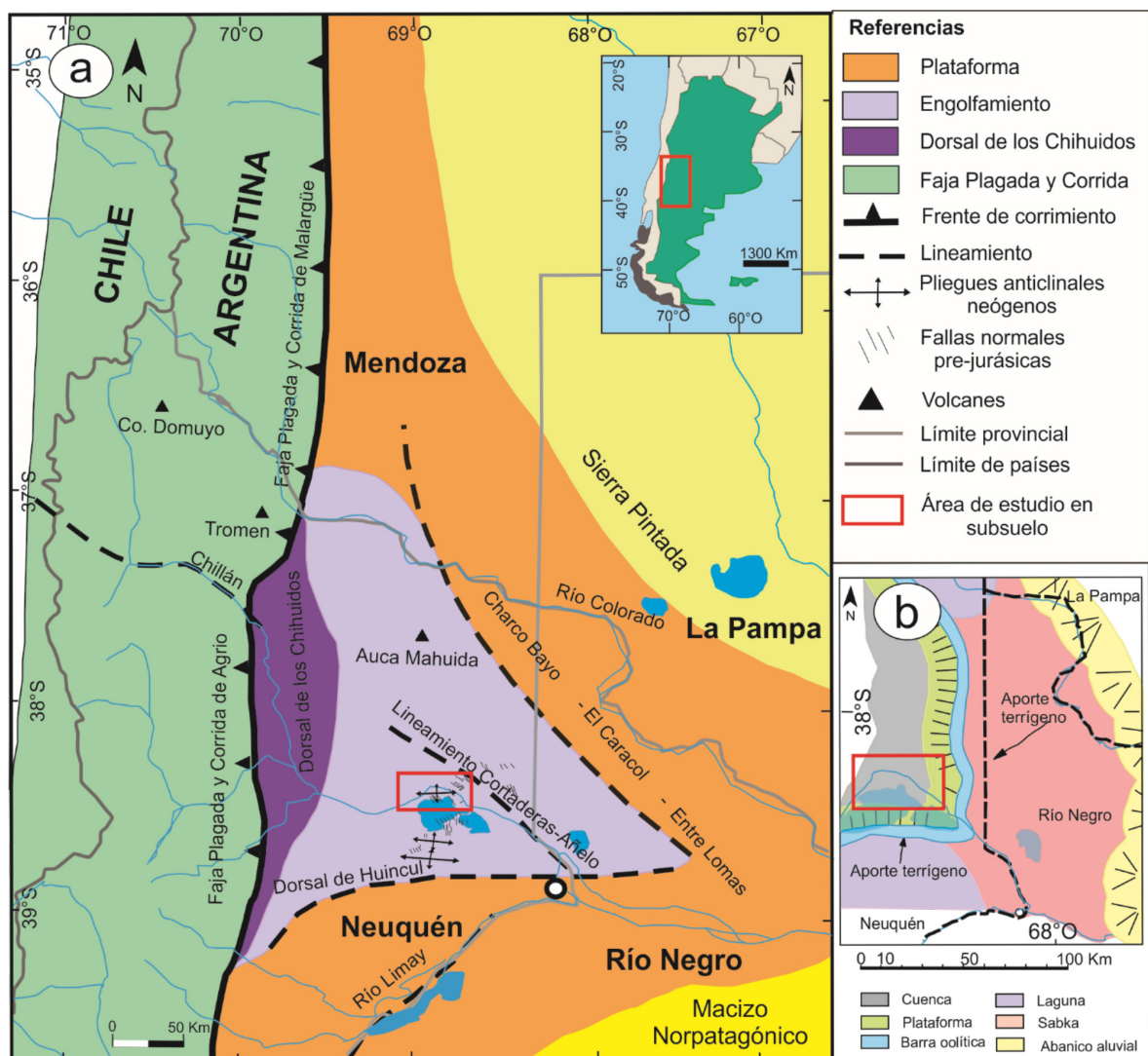


Figura 1. a) Mapa de ubicación del área de estudio en la cuenca Neuquina (modificado de Veiga, 1997; Moreto y Pángaro, 2005). b) Mapa paleoambiental para la Formación Quintuco y su equivalente Loma Montosa. Modificado de Carozzi *et al.*, 1993.

depresión de la corteza formada hacia fines del Triásico tardío, la que conserva un registro de aproximadamente 10.000 m de espesor (Mosquera y Ramos 2006), acumulados de manera casi continua entre el Triásico y el Neógeno (Legarreta y Gulisano 1989). La cuenca evolucionó en tres etapas: i. Instauración de un rift con la depositación del Ciclo Precuyano, ii. Estadío de post-rift con la depositación del Grupo Cuyo, Grupo Lotena y Grupo Mendoza, y iii. Desarrollo de una cuenca de antepaís con la depositación del Grupo Rayoso, Grupo Neuquén y Grupo Malargüe. El Grupo Mendoza (Jurásico tardío-Cretácico temprano) está constituido por las formaciones Tordillo, Vaca Muerta, Quintuco, Mulichinco y Agrio y equivalentes (Fig. 2).

Las sedimentitas de la Formación Quintuco (Berriasiano tardío-Valanginiano temprano), comprenden depósitos marinos, transicionales y continentales que representan progradaciones clásticas-carbonáticas en ambientes proximales. Sus afloramientos se restringen al sector central de la provincia de Neuquén, donde se destacan los afloramientos de la Sierra de la Vaca Muerta (Leanza *et al.* 2011). En subsuelo constituye un reservorio no convencional tipo Tight Oil & Gas cuya distribución en la cuenca y diversidad de ambientes de sedimentación lo convierten en un reservorio altamente complejo (Maretto y Pángaro 2005). Las muestras de subsuelo (testigos corona) en esta región corresponden a las tres divisiones informales de la Formación Quintuco: sección inferior, media y superior; que en su conjunto muestran una tendencia general regresiva

Se han realizado numerosos trabajos (Carozzi *et al.* 1993; Olmos *et al.* 2002 y 2008; Maretto y Pángaro 2005; Massaferró *et al.* 2014; Marchal *et al.* 2020; e informes técnicos inéditos) a diferentes escalas, con objetivos y enfoques distintos que reflejan los diversos escenarios y heterogeneidades que presenta la Formación Quintuco tanto en superficie como en subsuelo.

El presente trabajo se basa en el estudio de testigos corona obtenidos de tres pozos ubicados en el área de estudio (Fig. 1). El pozo A (35,65 metros) está constituido principalmente por depósitos finos de plataforma (fangolitas calcáreas, fangolitas bioclásticas, limolitas calcáreas, vaques bioclásticas y areniscas bioclásticas), depositados en condiciones de baja a moderada energía. En ocasiones se encuentran interrumpidos por sedimentos gruesos (*grainstones* y *packstones* bioclásticos) que se han interpretado como depósitos de canales y lóbulos, transportados por flujos gravitacionales desde zonas cercanas a la costa y depositados en posición de plataforma abierta. El pozo B (17,03 metros) está constituido por depósitos carbonáticos gruesos (*grainstones* oolíticos, bioclásticos y arenosos; *packstones* oolíticos) depositados en un ambiente de alta energía e interpretados como depósitos de barras superpuestas en un paleoambiente marino somero de barrera carbonática o cordón litoral. El pozo C (73,32 metros) está conformado en su tramo inferior por depósitos finos de plataforma (fangolitas calcáreas, bioclásticas y *mudstones*) depositadas en ambientes de baja energía. Estos depósitos son interrumpidos por flujos de variada densidad (*floatstones* con matriz pelítica, *packstones* bioclástico y *wackestones* bioclásticos) interpretados como lóbulos depositados en condiciones de alta energía, alta tasa de depositación en un paleoambiente de plataforma restringida. Hacia el tramo superior el paleoambiente pasa a una plataforma proximal que culmina con una marcada acción de olas.

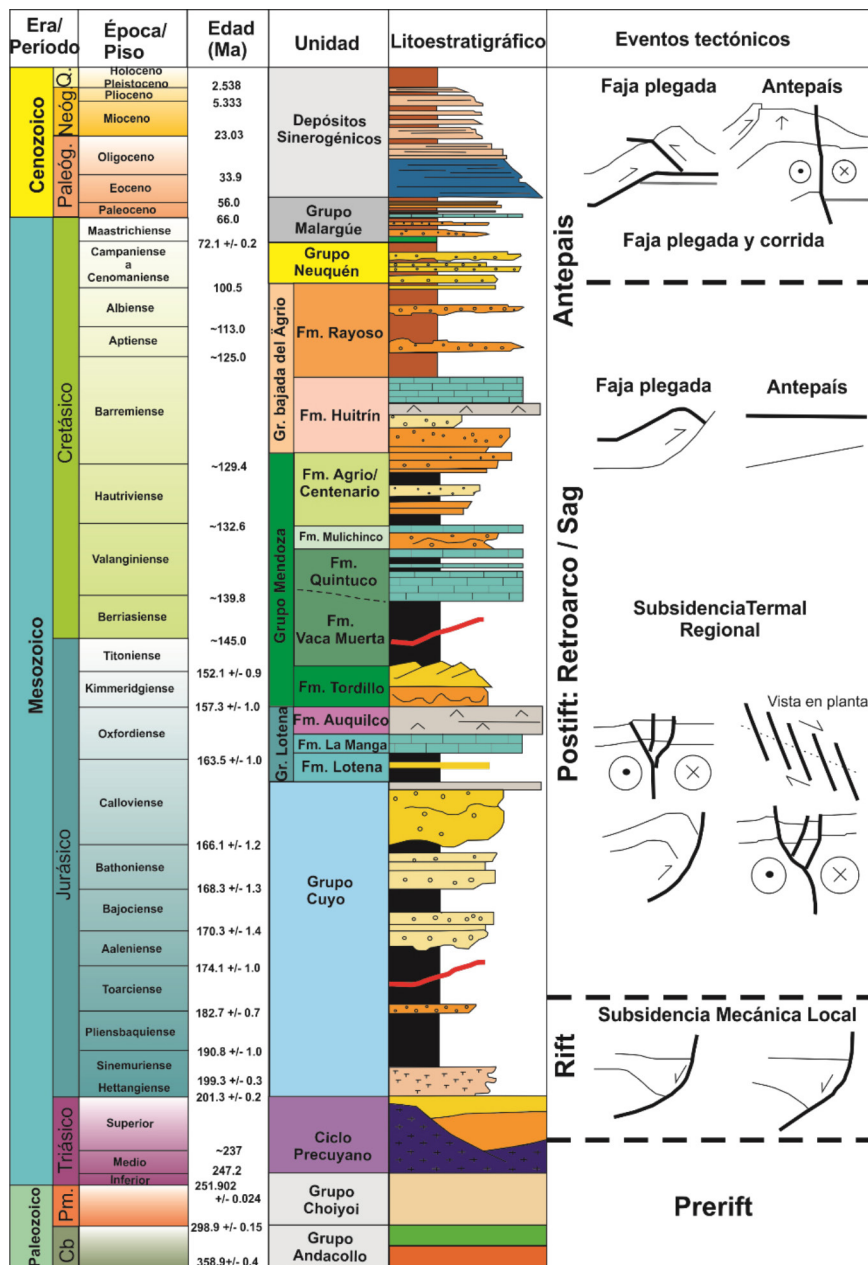


Figura 2: Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Neuquina con las diferentes etapas evolutivas de la cuenca y estructuras asociadas. Modificada de Veiga *et al.* (2001) y Marchal *et al.* (2020); entre otros.

Las variaciones paleoambientales espaciales y temporales, identificadas en los pozos, permiten ajustar un modelo geológico a fin de delimitar potenciales *plays* de interés, pero en vistas de la compleja historia productiva del área de estudio, se propone avanzar en el estudio de las fracturas naturales para conocer su importancia en la explotación de la Formación Quintuco como reservorio no convencional *tight oil*.

## METODOLOGÍA DE TRABAJO

### Caracterización mesoscópica de fracturas

La metodología básica para determinar la distribución de las fracturas consiste en realizar un *scanline* (línea a lo largo de la corona sobre la cual se describen distintos atributos de las fracturas naturales). Para el estudio de coronas, consiste en una cinta métrica cuya orientación es paralela al eje vertical de la corona (Lorenz y Cooper 2017) y su longitud al largo del cajón. De cada fractura identificada en el *scanline* y bajo lupa binocular, se obtienen atributos como: tipo de fractura, ubicación (profundidad y altura), orientación (respecto al eje de la corona), espaciamiento, apertura, terminación, forma, rugosidad, indicadores cinemáticos, relleno de las fracturas, eventos, tipo de mineralización, textura, orientación y porcentaje de relleno (FRAC). Es fundamental establecer el tipo de roca en que se realiza el análisis de fracturas, contar con la descripción sedimentológica y establecer las facies sedimentarias en la que se encuentran las fracturas. Para el registro de todos estos parámetros de manera sistemática se utiliza una planilla especialmente diseñada tal fin.

Una vez obtenidos los atributos de forma sistemática, los mismos pueden ser analizados según la metodología propuesta por Ortega *et al.* (2006) la cual permite relacionar la apertura, cinemática, frecuencia de fracturas y espaciamiento. Para obtener la adecuada distribución de aperturas, se utiliza un comparador logarítmicamente graduado, el cual permite tomar un rango de distribución de aperturas desde 0,05 hasta 5 mm. Finalmente, la distribución de aperturas obtenidas se representa en un gráfico log-log Apertura vs. Frecuencia acumulada de fractura.

### Análisis estadístico

Para llevar adelante el análisis estadístico de fracturas naturales en testigos coronas se debe contar con al menos 30-40 fracturas, por tipo de fracturas medidas por corona (Gale, 2004). Se recomienda analizar estadísticamente cada *set* de fracturas identificado. Se entiende a cada *set* como conjunto de fracturas con una misma orientación. En este caso la corona no se encuentra orientada en el espacio, por lo tanto, asumimos la orientación de las fracturas medida respecto al eje de la corona.

Las distribuciones de frecuencia acumulada del tamaño de las fracturas proporcionan una medida de la intensidad de las fracturas (o del espaciado medio que tiene en cuenta explícitamente el tamaño de la fractura) y permiten comparar los datos recogidos en diferentes lugares y/o escalas de observación. Para estimar la distribución del tamaño de las fracturas para un conjunto de datos del *scanline*, seguimos los pasos establecidos por Ortega *et al.* (2006):

1. Enumerar todas las mediciones del tamaño de la fractura y ordenarlas de la mayor a la menor.
2. Enumerar los tamaños de fractura ordenados, de forma que el mayor sea el número 1 y las fracturas sucesivamente más pequeñas reciben números más altos a medida que el tamaño de la fractura disminuye (es decir, generar una lista de números acumulativos).
3. Normalizar los números acumulados por la longitud de la línea de exploración. Esto generará estimaciones de la intensidad de la fractura.
4. Representar la intensidad de la fractura acumulada (fracs/m) en función de la apertura (mm) de la fractura para proporcionar una visualización de la distribución en un gráfico log-log.

La distribución resultante se analiza mediante la ecuación de potencias. En general, leyes de potencias que tienen pendientes empinadas tienden a tener bajas intensidades, mientras que leyes de potencia con pendientes suaves tienden a tener altas intensidades de fracturas (Marret *et al.*, 1999; Gale, 2004).

### Caracterización de cementos

Para complementar el análisis es necesario analizar los cementos a escala microscópica. La abundancia de microfracturas aumenta la probabilidad que durante los eventos de cementación todas las fracturas se rellenen completamente y por ende actúen como barreras al flujo de hidrocarburos (Laubach 2003).

En base a los tipos de fracturas identificadas, su cantidad, distribución y cementación, se seleccionaron 17 muestras para realizar estudios microscópicos que permitan caracterizar los cementos presentes en las fracturas naturales. Se utilizó un equipo de espectroscopía Raman Jasco NRS-4100 que permite realizar una caracterización químico-estructural de diversos materiales, tanto minerales como fluidos. El equipo está conformado por el espectrómetro acoplado a un microscopio, una computadora y el *software* de control Spectra Manager. En esta etapa se realizó una caracterización mineralógica exhaustiva al microscopio, elaborándose un análisis con tres objetivos: 1) definir la mineralogía, textura y estructura cristalina de los cementos minerales; 2) identificar la presencia de inclusiones fluidas, definiendo sus características morfológicas, tipo y composición, aplicando para su caracterización el concepto de Fluid Inclusion Assemblages, según los criterios propuestos por Goldstein & Reynolds (1994); Bodnar (2003) y Goldstein (2012), entre otros. 3) Finalmente, considerando las relaciones de corte entre los diferentes eventos e indicadores cinemáticos, se trabajó en la definición un esquema paragenético integral.

Sobre diez (10) muestras con fracturas cementadas por calcita se confeccionaron secciones bipulidas para la caracterización de las inclusiones fluidas por microtermometría. El sistema de

microtermometría es un *set* de equipos que consta de un microscopio Zeiss y una platina térmica Linkam modelo MDSG600, una cámara de video, un sistema de refrigeración y dos módulos de tipo controladoras conectados a una computadora con su *software* de control “Linksys32”. Este sistema permite realizar estudios de cambio de fases en fluidos atrapados (IF) en minerales a partir de rampas controladas de aumentos/disminución de la temperatura de la platina, obteniéndose parámetros de temperatura, correlacionables con salinidad, presión y composición de las fases fluidas atrapadas.

En esta segunda etapa se sumó el análisis por fluorescencia UV para distinguir diferentes tipos de inclusiones, ya que los diferentes colores de fluorescencia varían según las fases orgánicas presentes, siendo elementos indicadores de tipo cualitativo acerca de la composición y densidad del hidrocarburo atrapado (Kihle *et al.*, 2012).

## **FRACTURAS NATURALES: TIPOS, DISTRIBUCIÓN Y FRECUENCIA**

La descripción mesoscópica de los testigos corona permitió identificar seis tipos diferentes de fracturas naturales: fracturas de tensión verticales y horizontales, fracturas de cizalla, fracturas irregulares o vugs, BPV, estilolitas horizontales y verticales, también bandas de deformación (Fossen *et al.* 2016). La frecuencia de cada tipo de fractura varía de pozo a pozo (Fig. 3a, b). El pozo A presenta como tipos de fracturas más frecuentes las fracturas de tensión (fracturas por metro (F/m): (F/m): 7,742), son mucho menos frecuentes las estilolitas (F/m: 0,309) y las fracturas de cizalla (F/m: 0,140). En cambio, en el pozo B los tipos más frecuentes son las estilolitas (F/m: 4,464) y bandas de deformación (F/m: 3,758), siendo las fracturas de cizalla las menos frecuentes (F/m: 0,646). Mientras que en el pozo C las bandas de deformación (F/m: 1,718) y las fracturas de tensión (F/m: 1,337) son las más frecuentes, se describieron también fracturas de cizalla (F/m: 0,273), BPV (F/m: 0,177), fracturas irregulares tipo vugs (F/m: 0,164) y estilolitas (F/m: 0,136). Las orientaciones principales de las fracturas con respecto al eje de las coronas son horizontales (70%), en menor medida verticales (17%) y sub-horizontales (13%) (Fig. 3c).

Las estilolitas, producto de compactación, y las bandas de deformación, producto de cizalla (Fossen *et al.* 2016), en los casos estudiados no producen apertura cinemática. Teniendo en cuenta la limitante que presenta la abundancia de fracturas, en la figura 3d podemos analizar la distribución en función de su apertura cinemática. Las fracturas de tensión del pozo A muestran una mayor intensidad de fracturas con aperturas menores a los 0,3 mm, pero baja intensidad de fracturas con aperturas de hasta 1 mm. Para el pozo C se graficó la distribución de las fracturas de cizalla, aunque solo se identificaron 20, siendo su frecuencia muy baja muestra una baja intensidad de fracturas con aperturas de 0,3 a 0,6 mm.

Si bien en los tres pozos están presentes los mismos elementos estructurales, varían según el tipo litológico. Las fracturas de tensión (Modo I) constituyen el mecanismo de deformación

principal en el pozo A (Fig. 4a) y se desarrolla con mayor frecuencia en grainstone bioclásticos, limolitas calcáreas, fangolitas calcáreas y bioclásticas (Fig. 4b). Las estilolitas (Modo IV) son un mecanismo de deformación que se desarrolla principalmente en los niveles carbonáticos con facies de packstone y grainstones oolíticos como se puede observar en las figuras 4a y b correspondientes al pozo B. Las bandas de deformación representan un mecanismo de deformación muy desarrollado en mudstone masivos, fangolitas calcáreas y vaques bioclásticas. Las fracturas de cizalla (Modo II y III) conforman un mecanismo de deformación menos frecuente y no se ajusta a un tipo de roca determinada, pero se desarrollaron en *grainstone* y *packstone* oolíticos, en *floatstone*, *wackestone*, vaques bioclásticas, fangolitas calcáreas y también bioclásticas. Las BPV se desarrollan únicamente en fangolitas calcárea del pozo C (Fig. 4a y b).

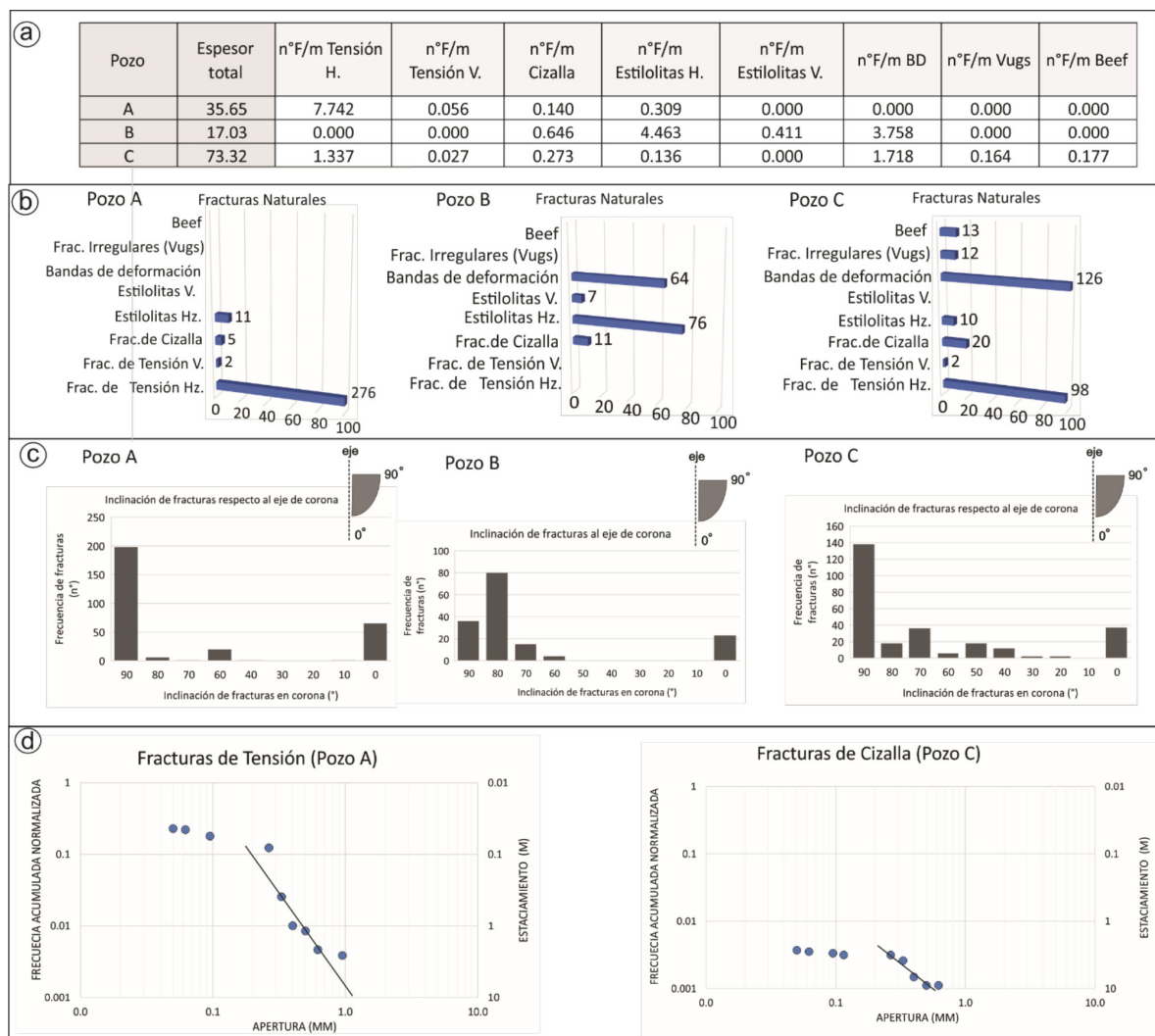


Figura 3. Análisis de atributos de fracturas naturales. a) Cuadro sintético que muestra la frecuencia de los tipos de fractura identificados para cada pozo. b) El gráfico de barras muestra la cantidad de cada tipo de fractura medido y permite comparar abundancia o ausencia en los pozos estudiados. c) Se observan gráficos de barras que muestran la orientación principal de las fracturas, respecto al eje de la corona. d) Gráficos log/log que muestran la distribución de frecuencias acumuladas de fracturas y espaciamento en función de las aperturas cinemáticas.

Avanzando en la caracterización de atributos de las fracturas identificadas se destacan las fracturas de tensión con sus dos *sets* ortogonales (Fig. 5.a.1), el *set* horizontal es irregular y presenta terminación tanto fuera como dentro de la corona, en cambio el *set* vertical se extiende entre 4 y 7 cm, cuyas terminaciones son abruptas a fracturas horizontales (Fig. 5.a.2) y/o planos de estratificación. A escala microscópica presentan aperturas de varios micrones, pero no se observa ningún tipo de cemento mineral (Fig. 5.a.3) poniendo en duda su origen. En ocasiones se identifican diaclasas verticales con estructuras plumosas con eje de propagación horizontal (Fig. 5.a.4 y 5). En el pozo C se describieron fracturas verticales de 0,75 hasta 1,21 m de altura cuyo plano de fractura se observa cementado por calcita (Fig. 5.a.6 y 7).

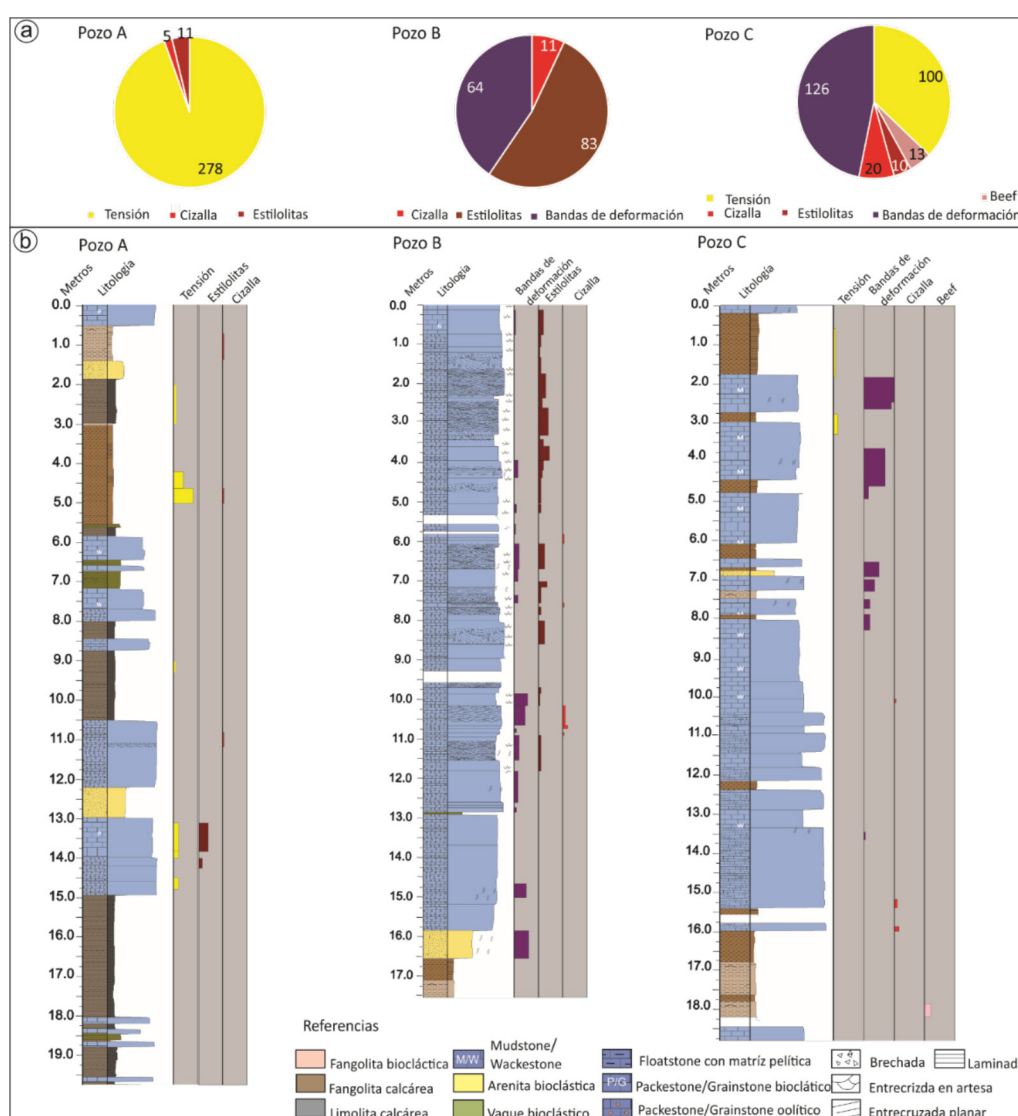


Figura 4. Distribución de fracturas naturales: a) Los gráficos de torta visualizan la abundancia de los tipos de fracturas medidos con aperturas mayores a los 0,05 mm para cada pozo estudiado. b) Se observan perfiles sedimentológicos de los pozos estudiados en secciones de espesor equivalente que permite comparar la distribución vertical y la intensidad de cada tipo de fractura en relación con las litologías presentes.

Las fracturas de cizalla horizontales a sub-horizontales (Fig. 5.b.1) presentan en su plano de fractura indicadores cinemáticos horizontales (Fig. 5b.2) y en ocasiones se identifican escalones que muestran cinemática inversa (Fig. 5.b.3 y 4). Tapizando el plano de fractura se observan cemento calcítico (Fig. 5.b.5).

La presencia de estilolitas horizontales y verticales se caracteriza por su color oscuro contrastante con la roca de caja y su típico aspecto aserrado (Fig. 5.c.1 y 2). En los niveles más carbonáticos se reconoció el desarrollo sobrepuesto de finas bandas de deformación sobre estilolitas previas (Fig. 5.c.3). En ninguna de estas estructuras se identificó minerales como cemento, siendo solo reconocido como relleno la misma matriz molida.

Las fracturas irregulares que desarrollan vugs cementados parcialmente por carbonatos se reconocieron asociadas a fracturas de tensión (Fig. 5.e.1 y 2), precipitando un mosaico de grano grueso de calcita (Fig. 5.d.3). No fue posible reconocer al microscopio relación de corte de estos vugs con los cementos previos o posteriores. Se identificaron y describieron niveles poco potentes con fracturas paralelas a la estratificación (BPV) cementadas por calcita fibrosa. Estas fracturas poseen características diferentes a las descriptas previamente, estando localizada en los niveles pelíticos (Fig. 5.e.1), con una alta intensidad a pesar de desarrollarse en pocos centímetros, frecuentemente interconectadas entre ellas (Fig. 5.e.2). Se reconoce un solo episodio de crecimiento (Fig. 5.e.3), y ausencia de evidencias de cizalla en el desarrollo cristalino interno. No se descarta la presencia de fracturas inducidas por descompresión, pero se asocian a discontinuidades producto de contactos litológicos y/o presencia de fósiles.

## EVENTOS DE CEMENTACIÓN

El análisis de cementos de las fracturas naturales caracterizadas permitió reconocer en los niveles más carbonáticos el desarrollo de finas bandas de deformación sobrepuestas sobre estilolitas previas. En ninguna de estas bandas de deformación o estilolitas se identificó cemento mineral, siendo solo reconocido como relleno la misma matriz de la roca, fuertemente molida. Además, se analizó el relleno de estas estructuras bajo luz UV en búsqueda de restos de hidrocarburos líquidos dentro de IF, pero no se hallaron evidencias de su presencia.

Posteriormente, dos eventos han sido identificados, el primero corresponde a un evento de migración de hidrocarburo que quedó preservado como bitumen impregnando las bandas de deformación, confirmado por espectroscopia Raman, y luego, todo este *set* cortado por un evento de fracturación y cementación sin-cinemática de vetillas de calcita (Fig. 6a). Se realizó sobre este evento de cementación carbonático el estudio de microtermometría en las inclusiones fluidas presentes. Inicialmente se pudo reconocer la presencia de dos tipos de inclusiones fluidas coexistiendo (Fig. 6b), un *set* de inclusiones fluidas de naturaleza acuosa (IFaq), incoloras, y otro *set* de inclusiones fluidas orgánicas (IFoil) fácilmente reconocibles por ser fluorescentes en tonos celestes claros (Fig. 6c).

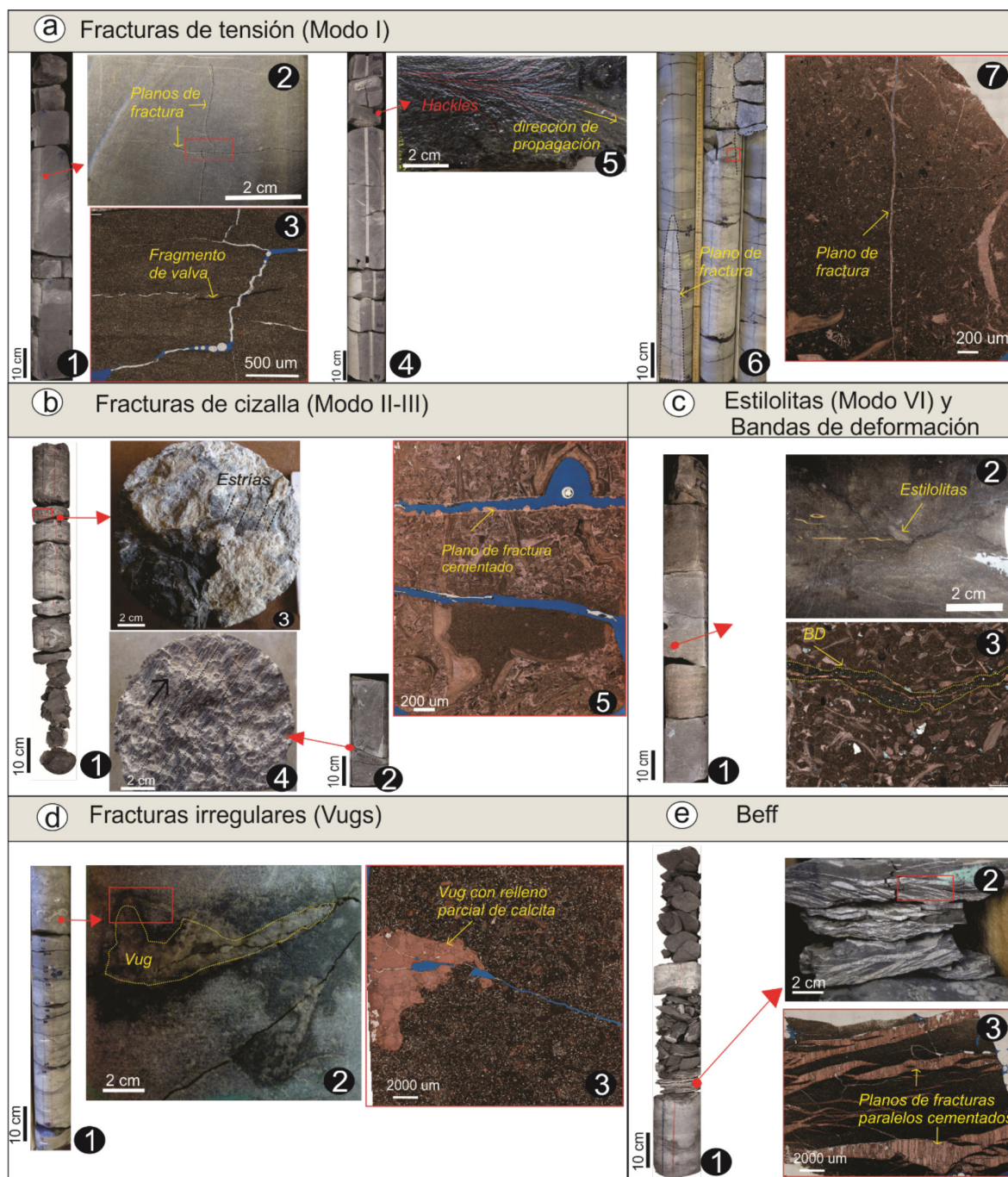


Figura 5. Se observan ejemplos de los diferentes tipos de fracturas naturales identificados. a) Fracturas de tensión verticales y horizontales, (1) fracturas ortogonales en fangolita calcárea masiva, (2) detalle de set ortogonales de fracturas de tensión, (3) los sets de fracturas no presentan cementación, (4) a escala mesoscópica se observa plano de fractura de tensión vertical en fangolita calcárea, (5) detalle de estructura plumosa donde se identifican los hackles y la dirección de propagación horizontal, (6) plano de fractura horizontal en floatstone, (7) detalle del plano de fractura con cementación calcítica. b) Fracturas de cizalla, (1) plano de fractura vertical en vaque bioclástico, (2) plano de fractura sub-horizontal en grainstone oolítico, (3) detalle de plano de fractura con estrías horizontales, (4) detalle de plano de fractura con estrías y escalones (5) plano de fractura cementado por calcita. c) Estilolitas y Bandas de deformación, (1) estilolitas en grainstone oolítico, (2) detalle de estilolita horizontal, (3) detalle de estilolita con banda de deformación (BD) superpuesta. d) Fracturas irregulares, (1) vugs en vaque bioclástico, (2) detalle de vug cementado, (3) mosaico calcítico cementando vug. e) BPV (1) fracturas sub-horizontales paralelas en fangolita calcárea laminadas, (2) detalle de las fracturas interconectadas, (3) cristales de calcita perpendicular a los planos de fractura.

Por otra parte, de los dos tipos de fracturas de tensión descriptas, las horizontales no presentan cemento mineral (no pudiendo determinar si corresponden a facturas naturales o inducidas) mientras que las verticales se identifican como fracturas naturales ya que se encuentran cementadas por un evento sin-cinemático de naturaleza carbonática. Este evento está conformado por un mosaico de cristales ecuanes de calcita (Fig. 6d), observándose bandas de deformación con bitumen previas cortadas por este evento. Se analizaron las inclusiones fluidas (Fig. 6e) presentes en estas calcitas de las fracturas de tensión, en las cavidades (vugs) y en las fracturas subhorizontales con evidencia de cizalla. En todas ellas se observó que las inclusiones fluidas de naturaleza acuosa (IFaq) son escasas y de muy pequeño tamaño ( $<8-10\ \mu\text{m}$ ) bifásicas y dispuestas tanto en cluster como alineadas, coexistiendo con un *set* de inclusiones fluidas orgánicas (IFoil) de mayor tamaño y fluorescentes en tonos azulados (Fig. 6f).

Se identificaron y describieron niveles poco potentes con fracturas paralelas a la estratificación cementadas por calcita fibrosa o BPV (Fig. 6g). Estas fracturas poseen características diferentes a las descriptas previamente, estando localizada en los niveles pelíticos, con una alta intensidad a pesar de desarrollarse en pocos centímetros, frecuentemente interconectadas entre ellas y reconociéndose un solo episodio de crecimiento, sin evidencia de cizalla. El evento de cementación carbonático es el único reconocido en estas fracturas. Se reconoció nuevamente la presencia de dos tipos de inclusiones fluidas coexistiendo en el cemento carbonático de las BPV (Fig. 6h), un *set* de inclusiones fluidas de naturaleza acuosa (IFaq), incoloras, de tamaño muy pequeño ( $<10\ \mu\text{m}$ ) y agrupadas en cluster; mientras que el segundo *set* está conformado por inclusiones fluidas orgánicas (IFoil), fluorescentes en tonos celestes claros (Fig. 6i), con una disposición alineada paralela a los cristales y tamaños que superan los  $20\ \mu\text{m}$ .

Por último, se reconoció un solo evento cementante en las fracturas subhorizontales con evidencia de cizalla. Está conformado por un solo pulso de calcita que desarrolló cristales ecuanes creciendo en ambas paredes de la fractura (Fig. 6j), no obliterándola por completo. No se reconoció al microscopio relación de corte de este episodio con los eventos previos de deformación o migración ni eventos posteriores. Se identificaron fracturas horizontales que desarrollan vugs cementados parcialmente por el evento carbonático reconocido en las fracturas de tensión, precipitando un mosaico de grano grueso de calcita (Fig. 6k). Las inclusiones fluidas orgánicas (IFoil) en todos los casos mostraron fluorescencia en tonalidades azuladas claras lo cual está reflejando que el fluido atrapado en estas IF fluorescentes se corresponden con un hidrocarburo liviano (Kihle *et al.*, 2012; Fig. 6l).

Aunque, dependiendo el pozo estudiado, domine un tipo de fractura por sobre otro, se reconoce una cronología de eventos común a los tres pozos: (1) Estilolitas horizontales: estas estructuras se formaron en un primer evento y se identifican por su típico diseño aserrado; (2) Esfuerzos de cizalla: generaron las bandas de deformación. Se reconocen diferentes grados dentro de estas estructuras, con zonas donde la banda de deformación está rellena con material poco

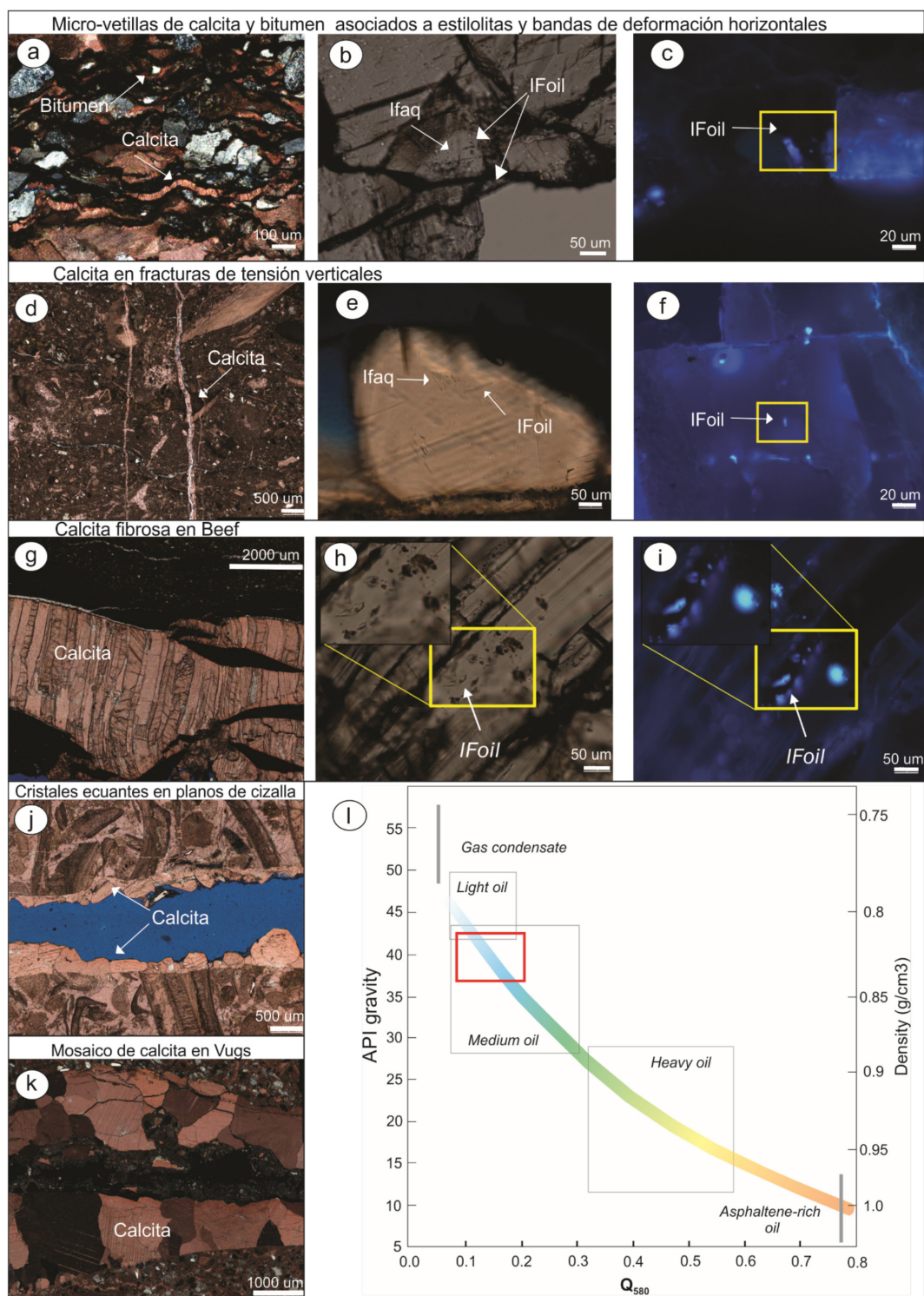


Figura 6. Análisis de cementos. a) microvenillas de calcita y bitumen impregnando banda de deformación, b) presencia de cluster de inclusiones fluidas acuosas (IFaq) y cluster de inclusiones fluidas orgánicas (IFoil) bajo luz blanca, c) fluorescencia de IFoil en tono azulado bajo luz UV. d) cristales ecuanter de calcita cementando microfrazuras de tensión verticales, e) presencia de cluster de inclusiones fluidas orgánicas (IFoil) bajo luz blanca, f) fluorescencia de IFoil en tonos azulados bajo luz UV. g) Cristales de calcita fibrosa cementando BPV, h) presencia de cluster de inclusiones fluidas orgánicas (IFoil) bajo luz blanca, i) fluorescencia de IFoil en tonos azulados bajo luz UV. j) cristales ecuanter de calcita cementando ambas paredes de fractura de cizalla. k) mosaico de grano grueso de calcita relleno parcialmente vugs. l) Según el diagrama modificado de Kihle *et al.* (2012), las IFoil estudiadas corresponden a un hidrocarburo liviano (recuadro rojo).

molido mientras que en otros sectores la atrición ha sido intensa; (3) Primer evento de migración de hidrocarburos, aprovechando los planos de contacto entre las bandas de deformación y la roca de caja reconocido como material oscuro bituminoso depositado; (4) Cemento calcítico, asociado a un evento de apertura y cementación sin-cinemática en fracturas verticales, horizontales con cizalla y vugs, depositando un mosaico de cristales de calcita que no obliteran completamente las fracturas, dejando una porosidad relíctica.

## RELACIÓN ENTRE LOS EVENTOS RECONOCIDOS Y EL SISTEMA PETROLERO

Los datos de temperatura obtenidos por microtermometría son una herramienta útil que permite, al integrarlos con los datos de modelado del sistema petrolero, obtener un rango temporal de ocurrencia de los eventos de fracturación y cementación. En este estudio solo fue posible obtener esta información en el evento de cementación carbonático presente en las fracturas naturales de tensión, cizalla y tipo BPV relevadas para los pozos en estudio.

En todos los casos estudiados de cristales ecuanes de calcita en fracturas de tensión y de cizalla, los *sets* de inclusiones fluidas acuosas y orgánicas son poco abundantes, y sumado a esto, las inclusiones fluidas acuosas (IFaq) en su mayoría no superan los tamaños mínimos requeridos para el ensayo microtermométrico, lo cual dificultó la obtención de una gran cantidad de datos de temperaturas. No obstante, las inclusiones fluidas acuosas que pudieron ensayarse permitieron definir un rango de temperatura mínima de  $\sim 90^{\circ}\text{C}$  a  $105^{\circ}\text{C}$ . Esta temperatura mínima es corregida posteriormente considerando su salinidad y el gradiente geotérmico del área, lo cual permite obtener una temperatura de entrapamiento de  $\sim 114^{\circ}\text{C}$  (Fig. 7a). Utilizando las temperaturas obtenidas por microtermometría, los gráficos de subsidencia para el pozo C (Fig. 7b) y las curvas de temperatura calculadas al tope del intervalo con corona del pozo C (Fig. 7c), se identifican dos posibles momentos de formación de las fracturas, pero con un rango amplio de edades.

Para las vetillas de calcita analizadas en el pozo B, los dos *sets* de inclusiones fluidas son poco abundantes, y en promedio, con tamaños muy pequeños que dificultaron la obtención de temperaturas ( $<5\ \mu\text{m}$ , salvo excepciones). Las inclusiones fluidas acuosas (IFaq) arrojaron una temperatura mínima de entrapamiento promedio de  $\sim 110^{\circ}\text{C}$  (Fig. 7d), mostrando un rango amplio de variabilidad, con mínimos de  $93,2^{\circ}\text{C}$  y máximos de  $136^{\circ}\text{C}$ , siendo posteriormente corregida obteniéndose una  $T^{\circ}$  de entrapamiento de  $\sim 125^{\circ}\text{C}$ . Por otra parte, las curvas de subsidencia y temperatura para la sección media de la formación (Fig. 7e y f) también permiten estimar dos posibles edades de generación para las fracturas naturales, durante el pico de soterramiento en el límite del Cretácico superior y principio del Paleoceno o durante el comienzo de la exhumación a fines del Paleógeno (Marchal *et al.*, 2020).

Los ensayos microtermométricos en los BPV (Fig. 7g) se pudieron realizar pese a la poca cantidad de inclusiones fluidas acuosas presentes y su pequeño tamaño. No obstante, estas IF mostraron una baja variabilidad, permitiendo estimar la temperatura mínima de entrapamiento de estos fluidos en promedio de los  $\sim 140^{\circ}\text{C}$ . Esta temperatura corregida permite definir una temperatura de entrapamiento de  $\sim 157^{\circ}\text{C}$ . Dado que las fracturas horizontales paralelas se ubican en la base de la sección inferior de la Formación Quintuco (Fig. 7h), junto con la similitud que estas estructuras poseen con los BPV descritos en la Formación Vaca Muerta subyacente (Ukar *et al.* (2017), se interpreta que ambas estructuras compartirían un origen común; sumado a esto, en las temperaturas obtenidas por microtermometría se observan valores en un rango mucho más elevado ( $\sim 157^{\circ}\text{C}$ ) que las observadas en el resto de las fracturas naturales (Fig. 7 i). La formación de estas fracturas se estima durante el Paleógeno.

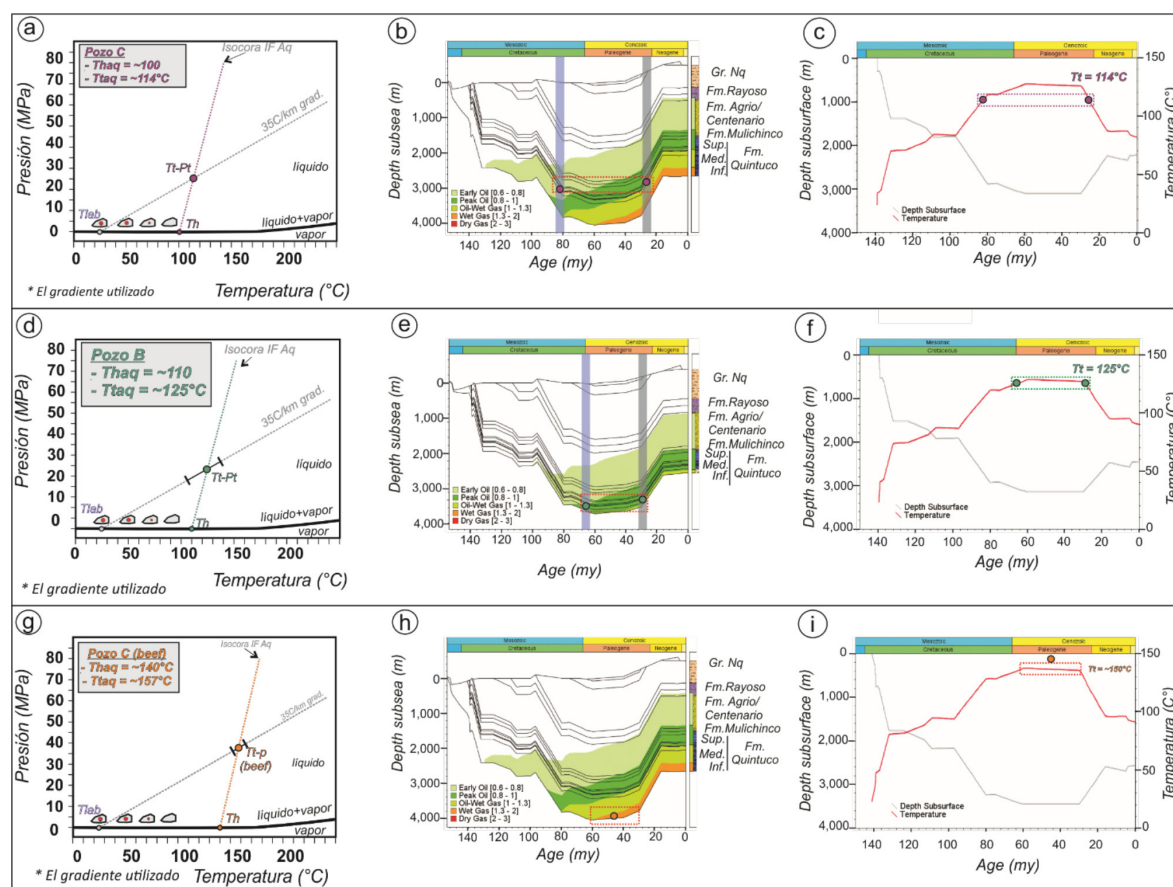


Figura 7. Modelado del sistema petrolero para la Formación Quintuco. a) Temperatura de entrapamiento próxima a  $114^{\circ}\text{C}$  (círculo violeta) para las IFaq de cristales ecuanter de calcita, b) Curva de subsidencia para Quintuco superior, c) Curva de temperatura para Quintuco superior. d) Temperatura de entrapamiento próxima a  $125^{\circ}\text{C}$  (círculo verde) para las IFaq de calcita en microvenillas. e) Curva de subsidencia para Quintuco medio, f) Curva de temperatura para Quintuco medio. g) Temperatura de entrapamiento próxima a  $157^{\circ}\text{C}$  (círculo naranja) para las IFaq de cristales fibrosos de calcita, h) Curva de subsidencia para Quintuco inferior, i) Curva de temperatura para Quintuco inferior.

## CONCLUSIONES

El análisis involucró a rocas carbonáticas, mixtas y silicoclásticas finas, las cuales se caracterizan por presentar baja calidad como roca reservorio. El trabajo de detalle realizado en las fracturas naturales presentes en la columna permite inferir que las mismas actuaron como vías de migración, aportando permeabilidad al reservorio.

El análisis de cementos en fracturas naturales permitió identificar y analizar los eventos de deformación vinculados a la diagénesis estructural para el caso de estudio. Se reconoció una secuencia diagenética, conformada por un primer evento caracterizado por carga litostática que generó las estructuras estilolíticas horizontales, seguidas de un episodio de esfuerzos de cizallas subhorizontales que formaron las bandas de deformación. Posteriormente, ocurrió un evento de migración que quedó registrado al identificarse bitumen en el interior de las bandas de deformación. Toda esta secuencia es finalmente coronada por un evento de apertura y cementación de calcita. Se identificaron dos tipos de inclusiones fluidas en el cemento calcítico, una acuosa y una rica en hidrocarburos livianos. Esto confirma que el episodio de cementación se estaba desarrollando al mismo tiempo que un segundo evento de migración de hidrocarburos.

Considerando la evolución geológica de la Formación Quintuco y su historia de subsidencia, junto con las temperaturas obtenidas por microtermometría en este estudio, se interpretan dos posibles edades de formación de las fracturas: una asociada al pico de soterramiento durante el Cretácico superior y otra que podría estar asociada al inicio de la exhumación a fines del Paleógeno. Analizando los tipos de fractura identificados, el esquema paragenético reconocido y los eventos de migración de hidrocarburos es posible sugerir que la generación de fracturas fue durante el Paleógeno.

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a los revisores del trabajo el Dr. Jeremías Likerman y la Dra. Natalia Fortunatti por su valioso aporte que permitió enriquecer y mejorar el manuscrito final. La y los autores de este trabajo agradecen a las autoridades de YPF S.A e Y-TEC S.A. por permitir la publicación del presente trabajo. También al Dr. Pablo Giampaoli como coordinador de la sección de Geología Estructural y al Dr. Ernesto Cristallini como referente de la sesión mencionada por el seguimiento y predisposición para que el trabajo sea presentado en tiempo y forma.

## REFERENCIAS CITADAS

- Carozzi A. V., Orchuela. A. and Rodriguez Schelotto M. L., 1993. Depositional models of the lower cretaceous Quintuco - Loma Montosa Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology*, vol. 16(4), October 1993, pp. 421-450.
- Cobbold, P.R., Zanella A., Rodrigues N., Løseth H., 2013. Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-in-cone): worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization *Mar. Pet. Geol.*, 43 (2013), pp. 1-20, 10.1016/j.marpetgeo.2013.01.010
- Fossen, H., 2016. *Structural Geology*. Second edition. Cambridge University Press, New York. ISBN-978-1-107-05764-7. [www.cambridge.org/fossen2e](http://www.cambridge.org/fossen2e)
- FRAC. Fracture Research and Application Consortium <https://www.beg.utexas.edu/frac>
- Gale, J.F.W., 2004. Self-Organization of Natural Mode-I fracture Apertures into Power-Law distributions, in 6th North America Rock Mechanics Symposium, Rock mechanics across borders and disciplines: ARMA/NARMS 04-488, CD-ROM, 13 p.
- Goldstein RH, Reynolds TJ. 1994. Systematics of Fluid Inclusions in Diagenetic Minerals, Short Course 31: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa, Oklahoma. 199 p.
- Hooker, J., Gomez, L., Laubach, S., Gale, J. & Marrett, R., 2012. Effects of diagenesis (cement precipitation) during fracture opening on fracture aperture-size scaling in carbonate rocks. *Geological Society, London, special publications*, 370, SP370. 379.
- Kihle, J., Hurum, J.H. & Liebe, L. 2012. Preliminary results on liquid petroleum occurring as fluid inclusions in intracellular mineral precipitates in the vertebrae of *Pliosaurus funkei*. *Norwegian Journal of geology*, 92, 41-352.
- Laubach, S. E., 2003, Practical approaches to identifying sealed and open fractures: *AAPG Bulletin*, v. 87, no. 4, p. 561-579.
- Legarreta, L. y C. Gulisano, 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la cuenca neuquina (Triásico superior- Terciario Inferior). *Cuencas sedimentarias argentinas*. Chebli G. A. y L. A. Spalletti (Eds.). Serie correlación geológica N° 6, 221-243. Instituto Superior de correlación geológica, Universidad Nacional de Tucumán.
- Lorenz J.C. y Cooper S.P., 2017. *Atlas of Natural and Induced Fractures in Core*. AAPG & John Wiley & Sons Ltd.
- Marchal, Denis, Rene Manceda, Ricardo Fabián Domínguez, y Federico Sattler, 2020, *Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance*, 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, p. 99-140.
- Marrett, R., Ortega, O.J. & Kelsey, C.M. (1999) Extent of power-law scaling for natural fractures in rock. *Geology*, 27, 799-802.
- Maretto, H., y F. Pángaro, 2005, *Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: Actividad tec-*

- tónica durante la depositación de la Fm. Quintuco: 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, 15–19 November, 11 p. Martín Chilevet, J., R. M. P.
- Massaferro J. L., M. Zeller, D. L. Giunta, G. Sagasti, y G. P. Eberli, 2014, Evolución del sistema mixto Tithoniano-Valanginiense (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramientos y subsuelo, Centro-Sur de la Cuenca Neuquina, in S. Galeazzi, G. González, M. Santiago, D. García, L. Maschio, R. González, and J. Ramírez Martínez, eds., Simposio de Recursos No Convencionales: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: IAPG, Mendoza, Argentina, 3–7 November, p. 251–27.
- Mosquera, A. y V. A. Ramos, 2006, Intraplate deformation in the Neuquén embayment: Geological Society of America Special Paper 407, p. 97–123.
- Olmos M., Mareto H.; Lasalle D., Carbone O. y Naidés C., 2002 (2008). Los Reservorios de la Formación Quintuco. En Rocas Reservorio de las Cuencas productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. (Eds. Schiuma, M.; G. Hinterwimmer; G. Vergani.); Pag 359-382.
- Ortega, J.O., Marrett, R.A. and Laubach, S.E., 2006. A scale-independent approach to fracture intensity and average. AAPG Bulletin, v. 90, no. 2, pp. 193–208.
- Ukar, E.; Lopez, R. G.; Laubach, S.n E.; Gale, J.F.W.; Manceda, R.; Marrett, R., 2017. 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 79 (2017) 152e169.
- Veiga, R., H. Verzi y H. Mareto, 2001. Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina). Boletín de informaciones petroleras, tercera época, Año XVIII, (67): 50-63. Buenos Aires.