

La distribución de fracturas en las formaciones Agua Nueva y San Felipe del noreste de México

RAÚL EDGARDO DEL ÁNGEL JUÁREZ¹, MARÍA MERCEDES ZAVALA ARRIAGA², PABLO DÁVILA HARRIS²

RESUMEN

Los yacimientos naturalmente fracturados representan uno de los mayores reservorios de hidrocarburos. En este trabajo se estudió la distribución de fracturas en las formaciones Agua Nueva y San Felipe (Cretácico Superior), San Luis Potosí, México. Se realizaron mediciones de fracturas en afloramiento, núcleo y sección delgada, con las cuales se identificaron un conjunto NE-SW de fracturas parcialmente abiertas y con apertura mínima conductiva de 0.5 mm. Los resultados indican mayor intensidad de fracturas en la Formación Agua Nueva, así como distintas etapas de apertura. También se observó que las fracturas de esta formación siguen una distribución tipo ley de potencia, mientras que, para la Formación San Felipe, las fracturas son mejor modeladas con ecuaciones exponenciales. En conjunto, se estima una intensidad de fractura a profundidad de alrededor de cuatro fracturas por metro lineal. Estos estudios aportan datos para modelos estáticos y dinámicos, vitales durante el desarrollo de pozos o recuperación mejorada en campos petroleros.

Palabras clave: fracturas, microfracturas, afloramientos análogos, crack-seal, modelación

¹Maestro en Geociencias Aplicadas, Posgrado en Geociencias Aplicadas, IPICYT, San Luis Potosí, México, rauled57@gmail.com, ORCID <https://orcid.org/0000-0001-7450-4779>

² Maestra en Ciencias en Geología Aplicada, División de Geociencias Aplicadas, IPICYT, San Luis Potosí, México, maria.zavala@ipicyt.edu.mx ORCID <https://orcid.org/0009-0000-7973-1348>

² Doctor en Filosofía en Ciencias Geológicas, División de Geociencias Aplicadas, IPICYT, San Luis Potosí, México, pablo.davila@ipicyt.edu.mx ORCID <https://orcid.org/0000-0002-0620-5459>

Autor de Correspondencia: Pablo Dávila Harris pablo.davila@ipicyt.edu.mx

Recibido: 13 / 10 / 2023

Aceptado: 17 / 02 / 2025

Publicado: 11 / 03 / 2025

Cómo citar este artículo:

Del Ángel Juárez, R. E., Zavala Arriaga, M. M., & Dávila Harris, P. (2025). La distribución de fracturas en las formaciones Agua Nueva y San Felipe del noreste de México. EPISTEMUS, 19(38), e3803327. <https://doi.org/10.36790/epistemus.v19i38.327>



The distribution of fractures in the Agua Nueva and San Felipe formations, northeastern Mexico

ABSTRACT

Naturally fractured reservoirs represent one of the largest hydrocarbon reserves. This study examines the distribution of fractures in the Agua Nueva and San Felipe formations (Upper Cretaceous) San Luis Potosí, Mexico. Fracture measurements were taken from outcrops, cores, and thin sections, identifying a NE-SW set of partially open fractures with a minimum conductive aperture of 0.5 mm. The results show a higher fracture intensity in the Agua Nueva formation, as well as different stages of opening. It was also observed that the fractures in this formation follow a power-law distribution, while the fractures in the San Felipe formation are better modeled with exponential equations. Overall, the estimated fracture intensity at depth is around four fractures per linear meter. These studies provide data for static and dynamic models, which are vital during well development or enhanced recovery in oil fields.

Key words: fractures, microfractures, analogue outcrops, crack-seal, modeling





INTRODUCCIÓN

Las fracturas son las estructuras que se encuentran con mayor frecuencia dentro de la corteza superior, están presentes desde la escala microscópica hasta decenas de kilómetros de longitud. El estudio de fracturas es relevante, ya que estas proporcionan los conductos necesarios para mejorar el paso de los fluidos a través de una gran variedad de rocas, estas proporcionan permeabilidad y porosidad secundaria, necesaria para grandes unidades geológicas que no las contienen en su estado primario. Tal es el caso de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), los cuales son considerados de los más grandes productores de hidrocarburo en el mundo [1]. Sin embargo, debido a que las fracturas se encuentran presentes en una gran variedad de órdenes de magnitud [2], tanto en longitud como densidad, es difícil conseguir una buena caracterización. En los YNF, la mayoría de fracturas son verticales y espaciadas, por lo que un pozo vertical tiene muy poca probabilidad de intersectar una suficiente cantidad de fracturas [3], [4], [5], [6]. A pesar de que existen distintos métodos para la caracterización de fracturas, tales como fotografías aéreas, imágenes de satélite y métodos geofísicos [7], estos dependen principalmente de la resolución del método y no siempre detectan la gran variedad de fracturas presentes en una zona. Para lograr una caracterización de la red de fracturas con mayor precisión se recurre a los afloramientos análogos, ya que en estos se puede observar y medir directamente su geometría [8], [9].

Existen varios trabajos enfocados en la distribución de fracturas en una o dos dimensiones [6], [7], [10], [11], [12], y desde los años 90 se ha documentado una distribución que es mejor modelada con ecuaciones de tipo ley de potencia en diversas aplicaciones, incluyendo recuperación mejorada de hidrocarburos [2], [5], [8], [13], [14], [15], [16].

El objetivo de este estudio fue caracterizar la distribución de fracturas en afloramientos análogos, apoyándose con petrografía y datos estructurales. Para ello, se colectaron datos de apertura de fracturas de extensión en afloramientos ubicados en la Sierra Madre Oriental (SMO), para las formaciones productoras Agua Nueva y San Felipe [17], dentro de las paleoprovincias Plataforma Valles-San Luis Potosí (PVSLP) y la provincia petrolera Cuenca Tampico-Misantla (CTM), al

oriente de San Luis Potosí (Figura 1). Con esta información, se realizó una comparación de las fracturas entre ambas formaciones, asociadas a campos maduros del noreste de México.

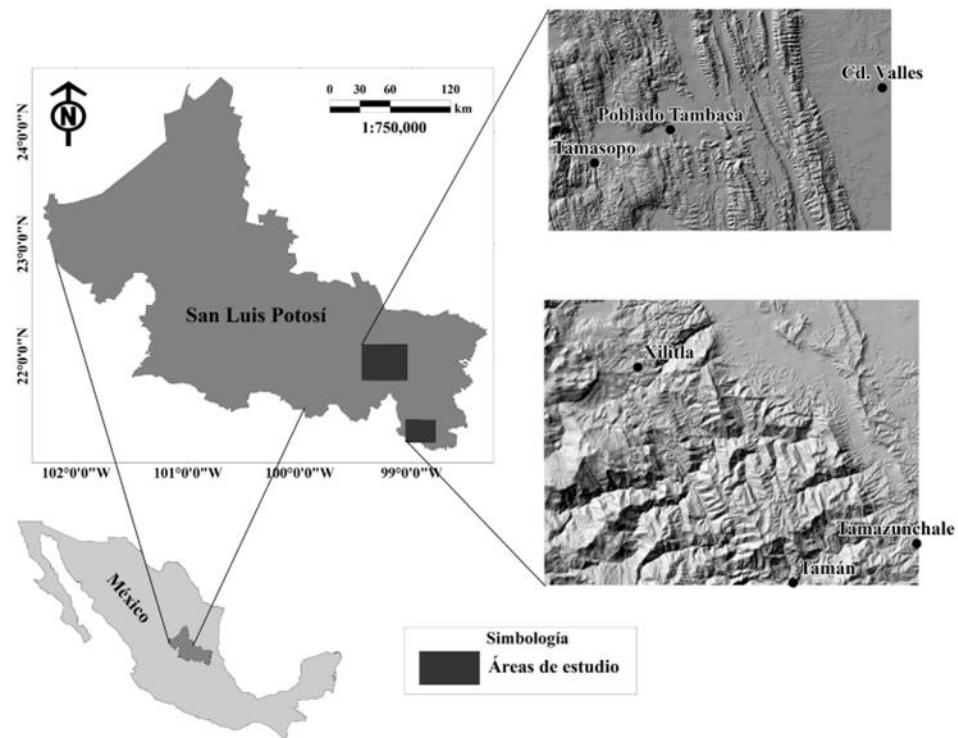


Figura 1. Ubicación de las zonas de estudio, al oriente del estado de San Luis Potosí.

CONTEXTO GEOLÓGICO

La zona noreste de México es bien conocida por sus grandes paquetes de rocas marinas originadas durante el Jurásico y Cretácico. Estos paquetes sedimentarios han sido sometidos a diversos esfuerzos compresivos generados durante la Orogenia Laramide, que formó el Cinturón Mexicano de Pliegues y Cabalgaduras [18]. Esta zona comienza su desarrollo post Paleozoico durante el Mesozoico con la apertura del Golfo de México, generando un régimen tectónico extensional y transtensional, que dio lugar a diversas fallas normales y sinestrales, además de fosas tectónicas. Para el Jurásico Superior, la expansión ya había cesado. La zona poniente del golfo se había convertido en un margen pasivo, mientras que en la parte central ocurría una subsidencia progresiva [19]. Tal régimen pasivo, favoreció la deposición de grandes espesores



de sedimentos carbonatados, dando lugar a la PVSLP. Sobre esta última se depositaron los estratos de calizas arcillosas y lutitas en un ambiente de plataforma profunda, correspondientes a las formaciones Agua Nueva y San Felipe [17]. Posteriormente, durante finales del Cretácico y principios del Paleoceno, los esfuerzos compresivos provenientes del occidente generaron un plegamiento considerable en la zona, dando lugar al levantamiento de la SMO. Este cinturón de pliegues y cabalgaduras presenta una dirección de acortamiento principal NE-SW y un transporte tectónico hacia el NE [20]. En los períodos posteriores, la CTM estuvo influenciada por depósitos de sedimentos terrígenos del Paleógeno, sepultando los paquetes cretácicos y reactivando las fallas y fracturas preexistentes [17].

Para este estudio se localizaron afloramientos de las formaciones Agua Nueva y San Felipe, en las zonas aledañas a Ciudad Valles, Xilitla y Tamazunchale, S.L.P., lo cual cubre, aproximadamente, un área de 6,300 km² (Figura 1). El área total fue clasificada en dos zonas principales: zona norte y zona sur. Paleogeográficamente, la zona norte se encuentra dentro de la PVSLP y la zona sur en la CTM. La zona norte presenta estructuras con una tendencia N-S (Figura 2), mientras que en la zona sur se observa una mayor diversidad en la longitud y dirección de las estructuras (Figura 3).

Litología

La Formación Agua Nueva aflora en la zona como capas de calizas y calizas arcillosas, tipo *mudstone* y *wackestone*, de color gris a gris oscuro cuyo espesor de estratos oscila entre los 30 y 50 cm. Se presenta en alternancia con capas esporádicas de lutita con espesores que no suelen superar los 10 a 20 cm. Un rasgo distintivo es la presencia de nódulos de pedernal. Su ambiente es de plataforma externa a cuenca profunda. Por su posición estratigráfica y contenido paleontológico se le asigna edad Turoniano.

La Formación San Felipe consiste en una intercalación de calizas arcillosas, margas y lutitas, que van de los 15 a los 30 cm, con algunos horizontes de arcilla verdosa (bentonita), con escaso pedernal y algo de sulfuros (pirita). En la zona presenta abundante bioturbación. Su ambiente de deposición es de mar abierto de baja energía con influencia de terrígenos. Por su estratigrafía y contenido fósil se le asigna Coniaciano-Santoniano.

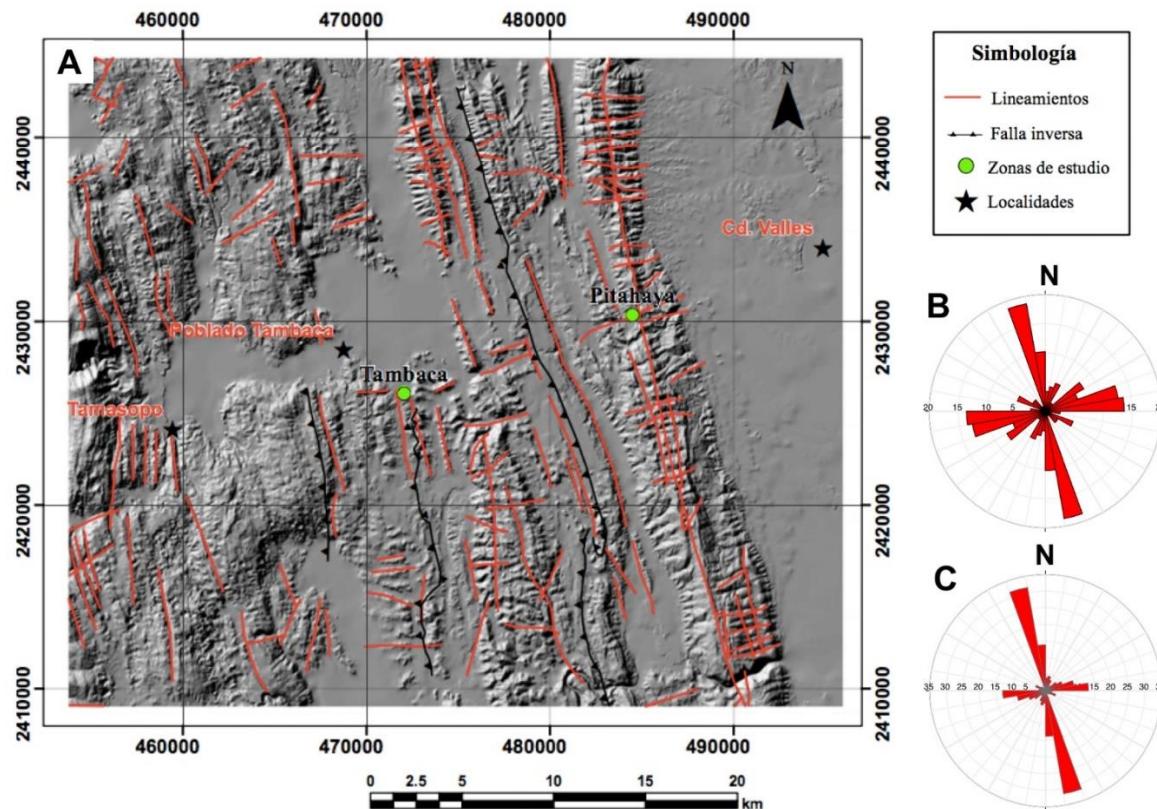


Figura 2. A) Lineamientos topográficos en la región norte de la zona de estudio. B) Diagrama de frecuencia de lineamientos en donde $N = 118$. C) Diagrama de longitud de lineamientos en donde se midió un total de 451.25 km. Eje horizontal de las rosetas expresado en porcentaje.



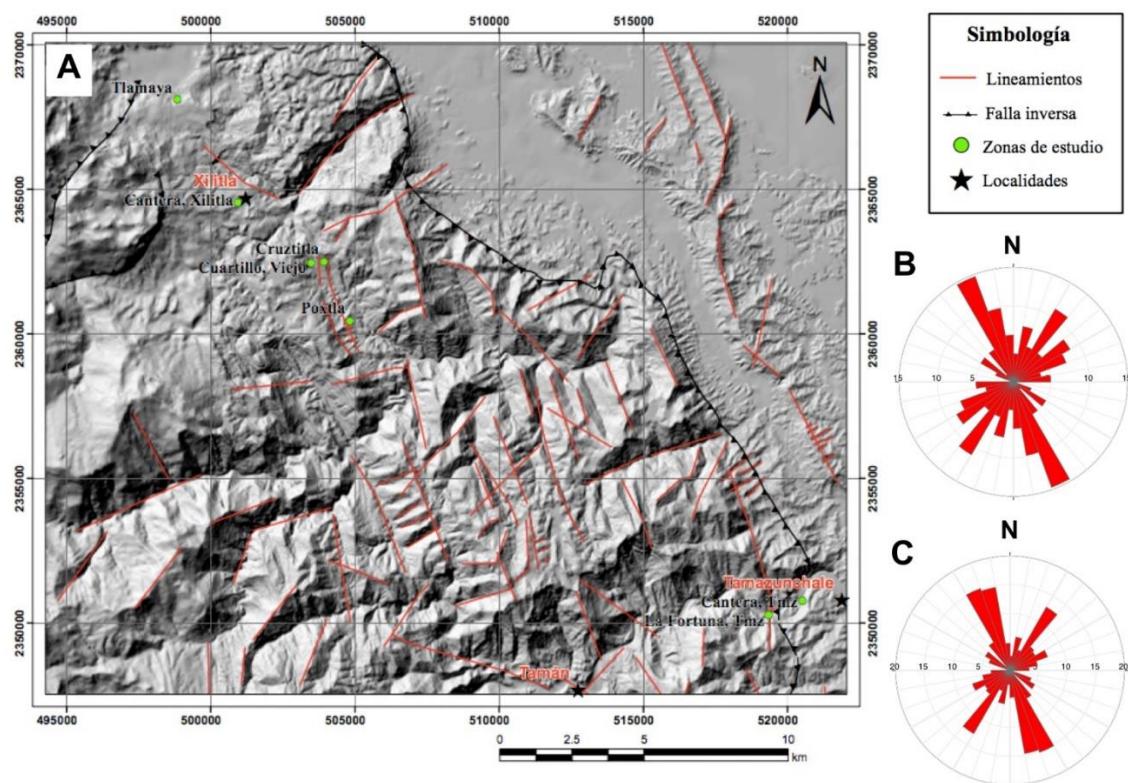


Figura 3. A) Lineamientos topográficos en la región sur de la zona de estudio. **B)** Diagrama de frecuencia de lineamientos, $N = 82$. **C)** Diagrama de longitud de lineamientos en donde se midió un total de 212 km. Eje horizontal en las rosetas expresado en porcentaje.

La mayoría de las localidades en la zona sur presentan un plegamiento muy intenso, con pliegues tipo chevrón y plano axial inclinado 50-60° hacia el W (Figuras 4 A y B). Los afloramientos que se encuentran en el sector norte del área forman parte del flanco de una estructura mayor y sus estratos no poseen inclinación mayor a 30 grados (Figura 4 C) y algunos otros no mayor a 10 grados (Figura 4 D). En la Tabla 1 se presenta un resumen de las características de cada localidad.

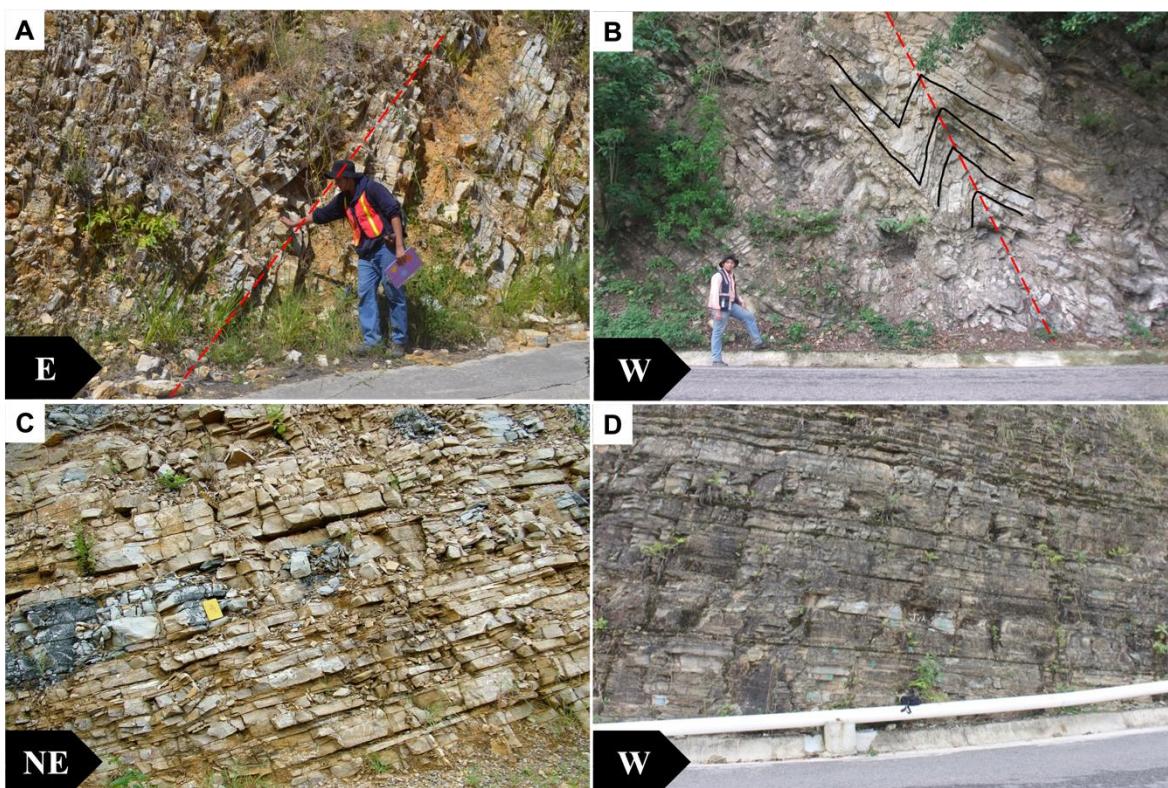


Figura 4. A) Pliegues con inclinación de plano axial hacia el W en rocas de la Formación Agua Nueva, localidad Tambaca. B) Pliegues chevrón (resaltados en negro) en la Formación Agua Nueva, localidad La Fortuna. C) Vista general de la estratificación y fracturamiento de la Formación Agua Nueva, localidad Caseta Pitahaya. D) Estratos poco inclinados de la Formación San Felipe, localidad Tlamaya.

METODOLOGÍA

Para la obtención de datos en campo se utilizó principalmente el método de *scanline*. Este consiste en trazar una línea recta que corte perpendicularmente un conjunto de fracturas paralelas, registrando su apertura y espaciamiento. Esta metodología está bien documentada en la literatura y ha sido aplicada en imágenes de satélite, afloramientos y secciones delgadas [12], [15], [16]. Algunos autores [10], predijeron exitosamente la frecuencia y longitud de las macrofracturas de las areniscas del Grupo Mesa Verde, en la cuenca de San Juan, Nuevo México,





utilizando secciones delgadas de núcleos verticales y afloramientos [11]. Se han estimado fracturas de hasta 1 km utilizando *scanlines* de 50 m. Esta metodología representa una de las mejores opciones para la estimación de fracturas en el subsuelo [8].

Recopilación de datos de afloramientos

Para realizar este estudio, la principal condición es la vista de fracturas en sus tres dimensiones. Se definieron nueve localidades de estudio que presentan estas características. En cada localidad, y tomando como principal rasgo su orientación, se definieron conjuntos de fracturas. A cada uno de los conjuntos observados se aplicaron los *scanlines*, obteniendo su apertura y espaciamiento en milímetros, distinguiendo entre selladas o abiertas. Se obtuvieron datos de 341 fracturas mediante 16 *scanlines* en cinco diferentes localidades. De esta información, 320 datos corresponden a la Formación Agua Nueva, mientras que para la Formación San Felipe se obtuvieron 21 datos de afloramiento (que se complementaron con las microfracturas).

Recopilación de datos de secciones delgadas

Mediante la toma de 25 muestras orientadas, se realizaron 30 láminas delgadas para su estudio petrográfico; 17 para la Formación Agua nueva y 13 para la Formación San Felipe. Además de la petrografía básica, se realizaron *scanlines* dentro de cada sección delgada. Esto se realizó mediante una secuencia de fotomicrografías a lo largo de una sección delgada, con dirección perpendicular al conjunto de fracturas; se recabaron los mismos datos que en afloramiento.

Intensidad de fractura

La intensidad de fractura se refiere a la cantidad de fracturas de determinada apertura que existen por unidad lineal (cm, m, km). Para conocer la intensidad de fractura utilizamos el método de Ortega, Marrett y Laubach [8]. En este se grafica la apertura de cada fractura medida de un determinado *scanline* contra su intensidad acumulada. Para calcular la intensidad acumulada, se ordenan las fracturas de mayor a menor apertura y se les otorga un número acumulado consecutivo (1 para la fractura más grande, 2 para la segunda más grande, etc.) y se divide por la longitud total del *scanline*.

Las gráficas obtenidas fueron modeladas mediante ecuaciones de leyes de potencia (ecuación 1), las cuales se representan como una línea recta en una gráfica logarítmica. La F en la ecuación refleja la intensidad de fractura para la apertura seleccionada (X). Matemáticamente, , a , en la ecuación de distribución, representa la intersección con el eje y cuando $\log(x) = 0$. El exponente b , representa la pendiente de la línea [21], [5]. Esto se traduce en que, a mayor b , habrá más microfracturas por macrofractura.

$$F = aX^b \quad (1)$$

En la literatura existen diversos trabajos de distribución de fracturas utilizando *scanlines* en variedad de rocas, incluyendo pedernal [22] y calizas [23], [10], [16], [24], [5]. Varios de los estudios mencionados han confirmado que la distribución de las fracturas en las rocas obedece a ecuaciones de tipo ley de potencia (ecuación 1) [2], [8], [10], [5].

RESULTADOS

Lineamientos principales

En la región norte (Figura 2), las estructuras muestran una tendencia NNW-SSE, y longitudes paralelas a las fallas inversas. Dichos lineamientos son cortados perpendicularmente por estructuras con una menor longitud y orientación preferencial NNE-SSW, presumiéndose como posibles fracturas de extensión (Figuras 2 B y C). Por otra parte, en la zona sur (Figura 3A), las trazas de los lineamientos presentan cierta curvatura y la longitud de los pliegues es menor que en la región norte. Esto podría atribuirse a un mayor contenido de arcilla en la CTM [20]. A pesar de ello, la orientación preferencial de los pliegues y fallas inversas coincide con la tendencia NNW-SSE encontrada en la zona norte y es cortada perpendicularmente por fracturas de extensión (Figura 3 B y C).



Tabla 1. Resumen estructural y textural de las localidades estudiadas

Formación	Afloramiento	Localización estructural	Textura	Conjunto de macrofracturas	Conjuntos c/porosidad
Agua Nueva	Tambaca	Pliegue	Wackestone	N-S, NW-SE, NE-SW	N-S, NE-SW
	Pitahaya	Flanco normal	Wackestone	NW-SE, NE-SW	NW-SE
	Cantera, Xilitla	Sub-horizontal	Wackestone	NE-SW, NW-SE	NE-SW
	La Fortuna y Cantera, Tmz.	Pliegue	Wackestone	NE-SW, NW-SE, E-W	E-W
San Felipe	Poxtla	Flanco normal	Wackestone/Mudstone	ENE-WSW, NNE-SSW	NW-SE, NNE-SSW

DESCRIPCIÓN DE FRACTURAS

Macrofracturas

Las macrofracturas se clasificaron en conjuntos de acuerdo con su orientación, por ser su atributo más importante [10]. Se realizó dicha clasificación para cada localidad estudiada (Figura 5). Los conjuntos de fracturas que cubren o terminan en otro conjunto son interpretados como más jóvenes. Las rocas de la Formación Agua Nueva presentan un intenso fracturamiento. Gran parte de sus fracturas tienen apertura mayor a 1 mm y un espaciamiento no mayor a los 20 cm. Por otro lado, las rocas de la Formación San Felipe presentan un fracturamiento escaso y aperturas que no superan los 0.5 mm. La mayoría de las fracturas presentan un buzamiento perpendicular a la estratificación. No se identificó desplazamiento de cizalla, por lo que se consideran fracturas extensionales. Se identificaron cinco conjuntos de macrofracturas; solo dos de ellos son constantes en la mayoría de las localidades estudiadas: un conjunto con orientación preferencial NE-SW, que también contiene impregnación de hidrocarburo, y un segundo conjunto con orientación NW-SE. Las fracturas de este conjunto, en su mayoría, presentan porosidad remanente y escasa impregnación de hidrocarburo (Figura 5). La clasificación de los datos obtenidos en afloramiento se representa en la Tabla 2.

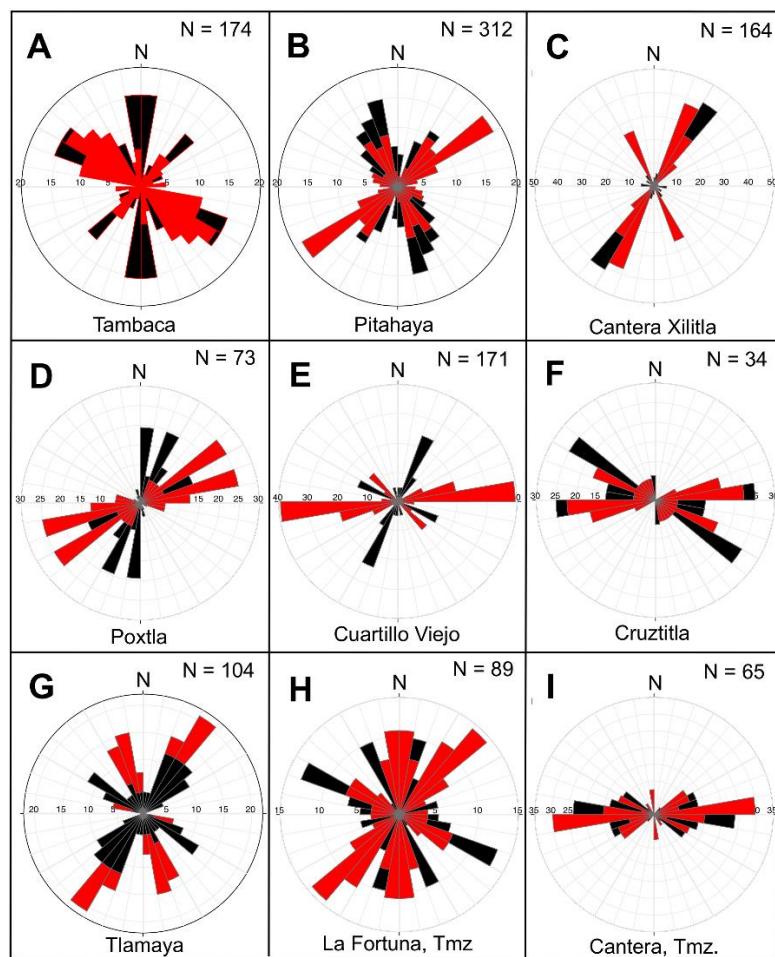


Figura 5. Diagramas de roseta que muestran direcciones de macrofracturas obtenidas en afloramiento: orientaciones preferenciales NE-SW y N-S. Pétalos negros: fracturas abiertas o con porosidad. Pétalos rojos: fracturas selladas.





Tabla 2. Colección de datos de fracturas y estadísticas de scanline. Fr: fractura

No. scanline	Formación	Localidad	Conjunto	No. de conjunto	Longitud de Scanline (m)	Fracturas Interceptadas	Intensidad (Fr/m)
1	Agua Nueva	Tambaca	≈N85°E	3	0.85	28	32.94
2			≈N30°W	4	0.15	35	225.34
3			≈N56°E	2	2.95	8	2.71
4		Pitahaya	≈N40°W	4	2.10	15	7.14
5			≈N70°W	5	3.31	10	3.02
6			≈N20°W	4	10.20	16	1.57
7			≈N30°W	4	18.15	28	1.54
8			≈N30°E	1	2.99	19	6.35
9			≈N30°W	4	1.77	21	11.86
10			≈N65°E	2	2.18	22	10.09
11			≈N40°E	1	2.55	34	13.33
12			≈N60°E	2	2.11	39	18.48
13		Xilitla, Cantera	≈N40°E	1	0.72	16	22.22
14			≈N10°W	4	0.82	9	10.97
15	San Felipe	Tlamaya	≈E - W	3	1.15	21	18.26
16	Agua Nueva	Poxtla	≈N30°E	1	3.17	20	6.31

Microfracturas

Las microfracturas son aquellas fracturas que, para ser detectadas, requieren del uso de alguna lente de mano o microscopio [3]. Gran parte de las microfracturas observadas en la Formación Agua Nueva coinciden con la orientación de macrofracturas, de forma que persisten los dos principales conjuntos registrados en afloramiento, intersectándose oblicuamente entre ellos (Figura 6A). Se observó que el conjunto NW-SE es cortado por el NE-SW; por lo tanto, el conjunto NW-SE es considerado más antiguo.

Las microfracturas de la Formación Agua Nueva se encuentran selladas por una fase de cementación sin-cinemático. Aunque se observó porosidad en varias fracturas (Figura 6B), dicha porosidad fue encontrada a partir de fracturas mayores a 0.5 mm. Debajo de ese rango, el cemento fue suficiente como para sellar por completo las fracturas, ya que impidió algún tipo de



porosidad. Por esto, se establece un valor de 0.5 mm como el tamaño de apertura mínima o *emergent threshold* [25]. La mayoría de las fracturas presentan trazas rectas. También se observó la presencia de textura tipo *crack-seal*. Esta textura se describe como un tipo de bandas de cemento paralelas a las paredes de la fractura y que registran cada uno de los repetidos incrementos de apertura que ha sufrido la fractura desde su formación [25], [5] (Figura 6C). Para la Formación San Felipe, las microfracturas son menos frecuentes que en la Formación Agua Nueva, las microfracturas son más delgadas y no se identificó textura tipo *crack-seal* (Figura 6D).

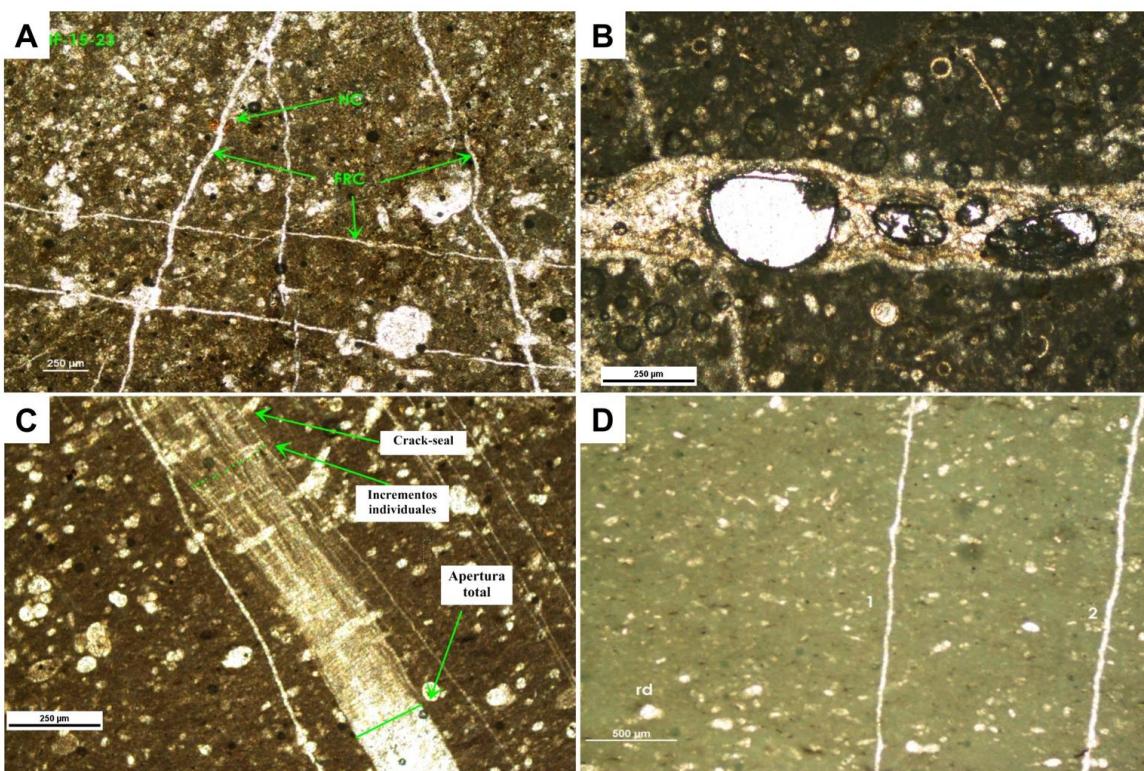


Figura 6. Fotomicrografías en las que se señalan señalando: A) Microfracturas de la Formación Agua Nueva localidad de Poxtla, B) Microfractura de la localidad de Tambaca con algo de porosidad C) Textura *crack-seal* presente en Formación Agua Nueva, localidad de Poxtla. D) Microfracturas presentes en secciones de la Formación San Felipe, FRC: Fractura rellena de calcita.





Intensidad y distribución de fracturas

La intensidad de fractura es variable para cada localidad, desde 0.73 fracturas/m en Pitahaya, hasta 50.15 fracturas/m en Tambaca en el conjunto NW-SE. Esta variación se podría explicar debido al mayor grado de deformación tectónica que se aprecia en la localidad de Tambaca (Figura 4A, Tabla 2).

La ecuación de ley de potencia se adapta mejor a la distribución de fracturas (línea recta; Figura 7), aunque en otros casos una ecuación exponencial se adapta mejor (curva cóncava hacia abajo; Figura 7). Debido a factores naturales, es probable que se hayan perdido algunas fracturas pequeñas durante la medición del *scanline*. Esto se puede ver reflejado en algunas gráficas con una concavidad hacia abajo en los extremos de los datos de apertura menor. Para mitigar este sesgo, a la hora de calcular la correlación (R^2), no se consideraron datos que presentan una tendencia hacia este tipo de desviaciones (triángulos en las gráficas; Figura 7).

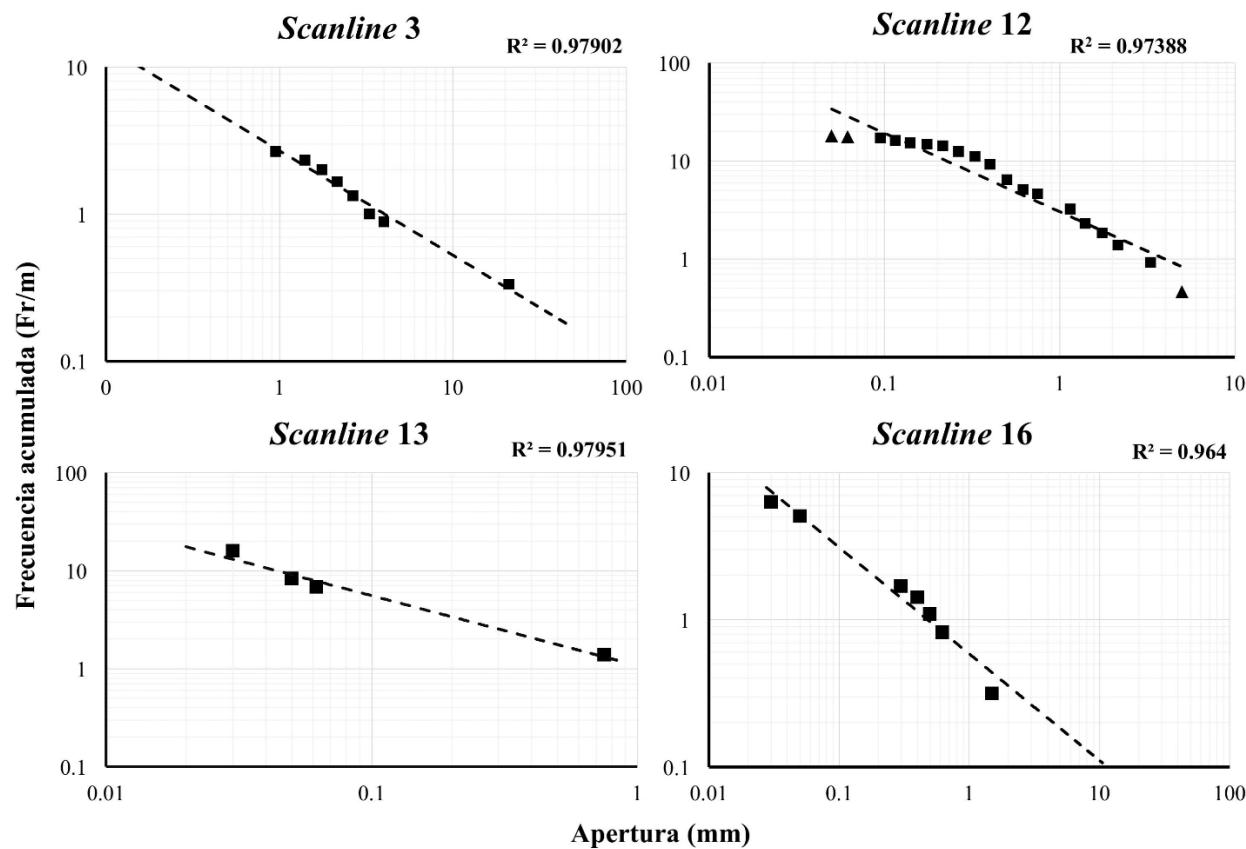


Figura 7. Distribución para la Formación Agua Nueva. Nótese que los datos (cuadros) pudieron ser bien modelados con una ecuación de ley de potencia. R^2 indica la correlación de la línea de tendencia con los datos. Fr es Fracturas. Los triángulos indican los datos que se despreciaron al establecer la línea de tendencia. Scanline 3 corresponde a Poxtla; 12, a Pitahaya; 13, a Xilitla y 16, a Poxtla.

Las gráficas de distribución para la Formación Agua Nueva (Figura 7) fueron realizadas a partir de los *scanlines* de afloramientos. Las gráficas que pertenecen a la Formación San Felipe (Figura 8) fueron creadas a partir de datos que no fueron normalizados por *scanlines*. En la Formación Agua Nueva las fracturas respondieron bien a una ecuación de ley de potencia, con un coeficiente de correlación (R^2) de 0.97 (Figura 7). Para la Formación San Felipe los datos muestran una



concavidad hacia abajo. Esta no se considera como sesgo debido a la persistencia de esta tendencia. A estas últimas se les adaptó mejor una ecuación de tipo exponencial, mostrando una buena correlación (R^2), mayor a 0.9 en la mayoría de los casos (Figura 8).

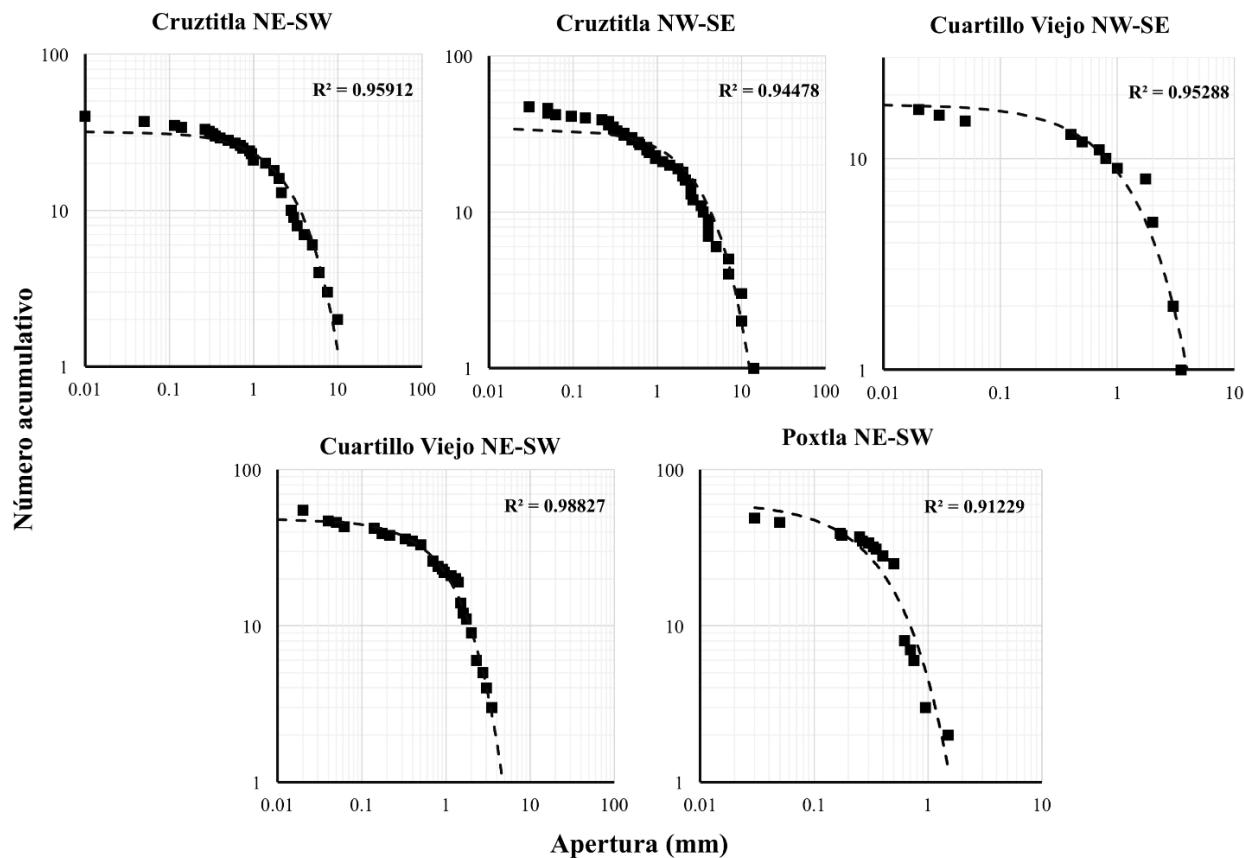


Figura 8. Distribución de fracturas en la Formación San Felipe. Los datos exhiben un persistente comportamiento exponencial.

Distribución de fracturas

Gran parte de los datos de microfracturas fueron obtenidos de la localidad de Poxtla (Figura 3A). En dicha localidad afloran ambas formaciones. Aquí, los *microscanlines* se hicieron sobre su plano vertical con rumbo NW-SE, interceptando perpendicularmente el conjunto NE-SW. Dichas mediciones se realizaron sobre su plano de estratificación. Se obtuvieron datos de intensidad de

fractura para cada sección delgada. No obstante, para la Formación San Felipe, debido a su escaso fracturamiento, se pudieron generar dos gráficas (*scanline* 18 y 20; Figura 9). Se graficaron únicamente *scanlines* a partir de siete fracturas. Estos datos son representados en la Tabla 3. Para el caso de las microfracturas se obtuvieron intensidades de fractura del orden de las miles de fracturas por metro. Para la Formación Agua Nueva (*scanline* 23 y 24, Figura 9), una ley de potencia sigue modelando mejor a su comportamiento.

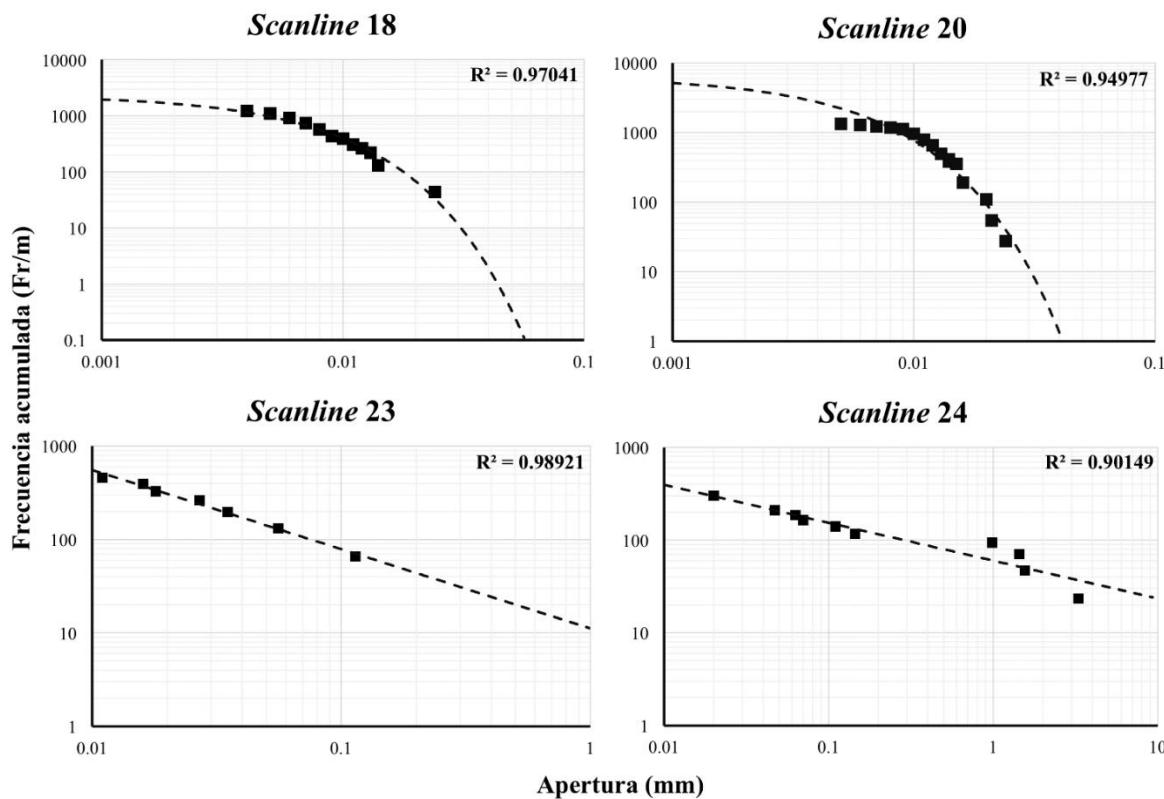


Figura 9. Distribución de apertura de microfracturas para la Formación San Felipe (scanline 18 y 20) y Formación Agua Nueva (scanline 23 y 24). Fr es Fractura.





Tabla 3. Estadística de microfracturas de los scanlines realizados en sección delgada

No. Scanline	Formación	Localidad	Orientación de <i>scanline</i> (respecto a fracturas)	Longitud de Scanline (mm)	Fracturas Interceptadas	Intensidad (Fr/m)
17	Agua Nueva	Poxtla	Perpendicular al echado	23.31	21	900.82
18	San Felipe		Perpendicular al echado	22.75	28	1230.44
19	Agua Nueva		Perpendicular al echado	23.53	28	1191.48
20	San Felipe		Perpendicular al echado	36.54	49	1340.99
21			Perpendicular al echado	28.75	7	243.46
22			Perpendicular al echado	40.10	10	249.34
23	Agua Nueva	Tambaca	Perpendicular al echado	15.13	7	463.57
24		La Fortuna	Perpendicular al rumbo	32.07	11	342.98
25		Pitahaya	Perpendicular al rumbo	53.62	15	279.85
26			Perpendicular al rumbo	52.33	4	76.48
27			Perpendicular al rumbo	49.21	3	60.97
28	San Felipe	Cruztitla	Perpendicular al echado	55.48	3	54.15

DISCUSIÓN

Distribución con leyes de potencia

Las gráficas de distribución de fracturas mostradas en la sección anterior indican que una ley de potencia modela mejor la distribución en la Formación Agua Nueva, mientras que, para la Formación San Felipe se adapta mejor una ecuación exponencial. En las tablas 4 y 5 se presentan las magnitudes a y b para las ecuaciones adaptadas en cada diagrama. Tales valores son útiles en los escalamientos de fracturas. El valor de R^2 mostrado en las tablas 4 y 5 es usado para medir el ajuste de los datos a las ecuaciones a las gráficas. Los valores que se denotan en rojo son debido a que la ecuación de tipo ley de potencia es pobremente adaptada. Además, se presenta



el valor de deformación por fractura para cada *scanline* calculado con base en la apertura acumulada de todas las fracturas.

Tabla 4. Coeficientes obtenidos de las ecuaciones adaptadas para macrofracturas. El color rojo en R^2 marca una pobre adaptación de la ley de potencia

Macrofracturas						
Formación	Localidad	Scanline	Deformación por fractura (%)	a	b	R^2
Agua Nueva	Tambaca	1	0.522	2.19	0.74	0.9
		2	0.963	3.18	0.97	0.93
		3	2.26	2.64	0.72	0.93
	Pitahaya	4	0.064	0.15	1.27	0.92
		5	0.329	1.20	0.59	0.97
		6	0.711	1.78	0.68	0.91
		7	0.42	1.11	0.81	0.954
		8	0.56	1.74	0.79	0.9
		9	8.21	19.57	0.84	0.95
		10	1.25	3.36	0.7	0.85
		11	0.76	2.09	0.81	0.72
		12	2.14	3.14	0.84	0.97
	Cantera, Xilitla	13	0.14	1.07	0.71	0.97
		14	0.04	0.03	1.5	0.63
	Poxtla	16	0.15	0.58	0.72	0.96
	Cantera, Tmz.	CTNE	NA	NA	0.53	0.98
		CTNW	NA	NA	0.67	0.95
	La Fortuna, Tmz.	LFNE	NA	NA	0.72	0.98
		LFNW	NA	NA	1.12	0.98
San Felipe	Tlamaya	15	0.08	0.04	1.5	0.94
		TLNE	NA	NA	0.68	0.95
		TLNW	NA	NA	0.55	0.91
	Cruztitla	CZNE	NA	NA	0.77	0.71
		CZNW	NA	NA	0.73	0.75
	Cuartillo Viejo	CVNE	NA	NA	0.48	0.71
		CVNW	NA	NA	0.36	0.55
	Poxtla	PXNE	NA	NA	0.81	0.63

Para este estudio se comparó el alargamiento generado por las fracturas con el exponente b y el coeficiente a presentados en las tablas 4 y 5. Se encontró que el coeficiente a (Figura 10A) muestra un crecimiento lineal conforme va aumentando la deformación, con un valor de $R^2 = 0.92$, lo cual tiene sentido en tanto una mayor cantidad de fracturas hospeda una mayor extensión. Por



otra parte, para el exponente b , despreciando los *scanlines* de afloramientos menores a 1 m, su rango de valores parece mantenerse entre 0.5 y 1 (Figura 10B), obteniendo una media de aproximadamente 0.75 y con una desviación estándar de ≈ 0.2 . Este valor se encuentra dentro del rango de los valores de b en leyes de potencia reportados en la literatura para calizas [8], [26], [15]. A partir de estas relaciones es posible realizar extrapolaciones de fracturas en la Formación Agua Nueva, conociendo la intensidad de fractura de la zona y utilizando el exponente de distribución $b = 0.75$ obtenido anteriormente. Como lo exponen Hooker, Laubach, y Marrett [5]: “Imagine un caso hipotético en el cual el espacio promedio de fracturas visibles (>0.1 mm de apertura) es igual al ancho de un núcleo (100 mm). Si tal población de fracturas obedeciera a una distribución de ley de potencia con $b = 0.8$, entonces en fracturas por mm sería 0.0016. Debido a esta pendiente poco abrupta, ~ 40 fracturas mayores a 1 micra de apertura estarían presentes dentro del núcleo”.

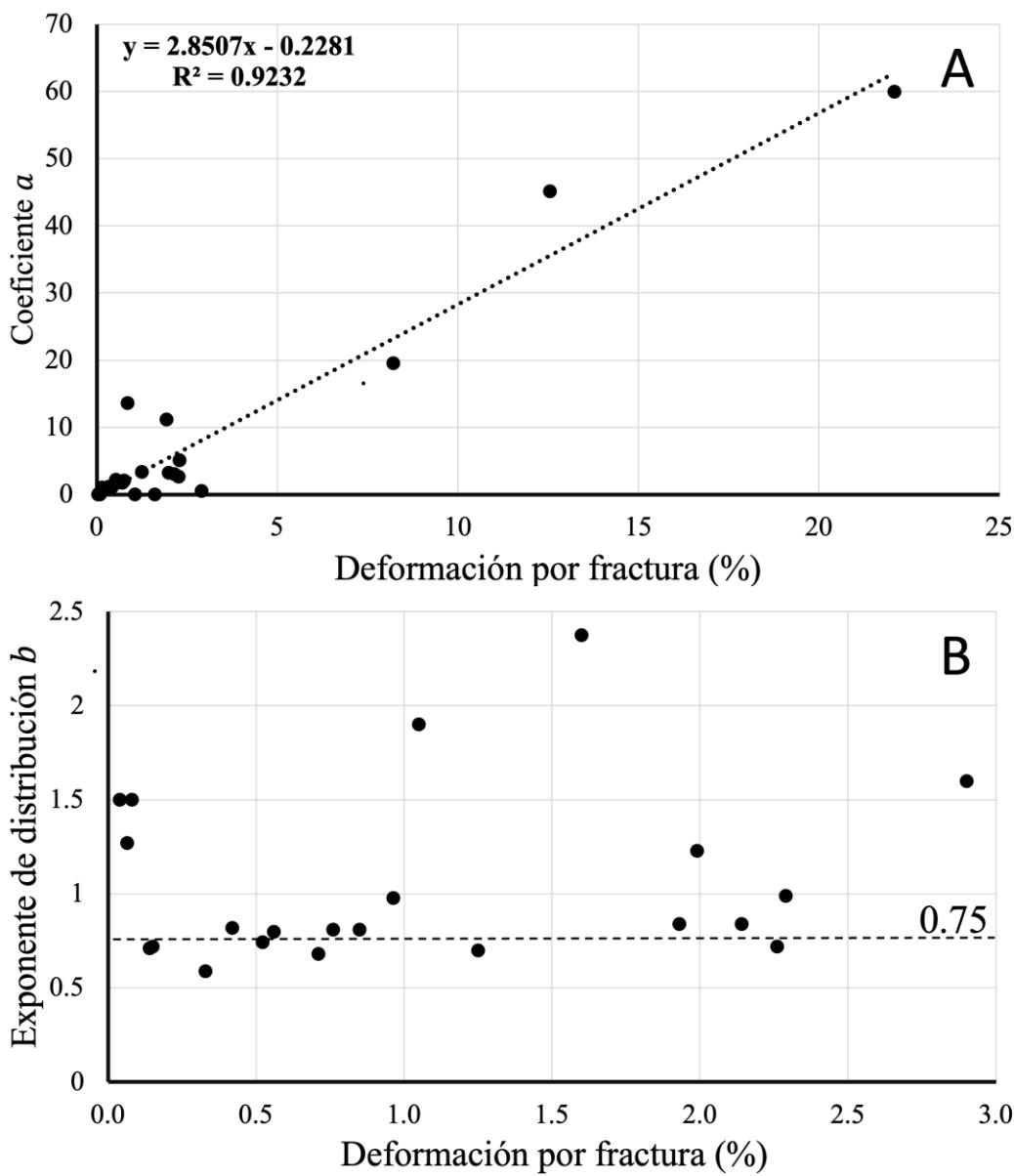


Figura 10. Deformación vs coeficiente a y exponente b para las gráficas adaptadas con ley de potencia. El valor de a es directamente proporcional a la deformación por microfractura. Este comportamiento se modela con ecuaciones lineales, mientras que el exponente b frecuentemente cae en valores entre 0.5 y 1, con una media de 0.75.

Tabla 5. Coeficientes obtenidos para los *scanlines* realizados en microfracturas. R^2 en rojo indican una pobre adaptación de ley de potencia o una mejor adaptación exponencial

Microfracturas						
Formación	Localidad	Scanline	Deformación por fractura (%)	a	b	R^2
San Felipe	Poxtla	18	1.05	0.04	1.92	0.95
		20	1.6	0.01	2.375	0.79
		17	2.29	5.09	0.99	0.93
		19	2.91	0.55	1.6	0.94
Agua Nueva		21	12.55	45.16	0.5	0.98
		22	22.09	60	0.4	0.9
		23	1.93	11.16	0.84	0.98
		La Fortuna, Tmz	0.85	13.61	0.81	0.97
	Pitahaya	25	1.99	3.26	1.23	0.8

Limitaciones del método

El principal problema en la caracterización de fracturas en afloramiento es saber despreciar aquellos conjuntos de fracturas que no se prolonguen a profundidad. Factores como el intemperismo o la descompresión pueden generar nuevas fracturas o aumentar la apertura de las existentes. También es importante saber que los gráficos de distribución nos ayudan a conocer la intensidad acumulada de fracturas, de la cual su inverso es el espaciamiento promedio. Al momento de que las frecuencias se normalizan con la longitud de *scanlines*, se asume que todas las fracturas se ubican uniformemente; aunque en la realidad se observa que las fracturas tienden a posicionarse aleatoriamente con tendencia a formar grupos [27]. Del mismo modo, en la macroescala, la apertura de fractura máxima medida fue de 20 mm, por lo que esta fue establecida como el límite superior para la ecuación de escalamiento (Figura 11).

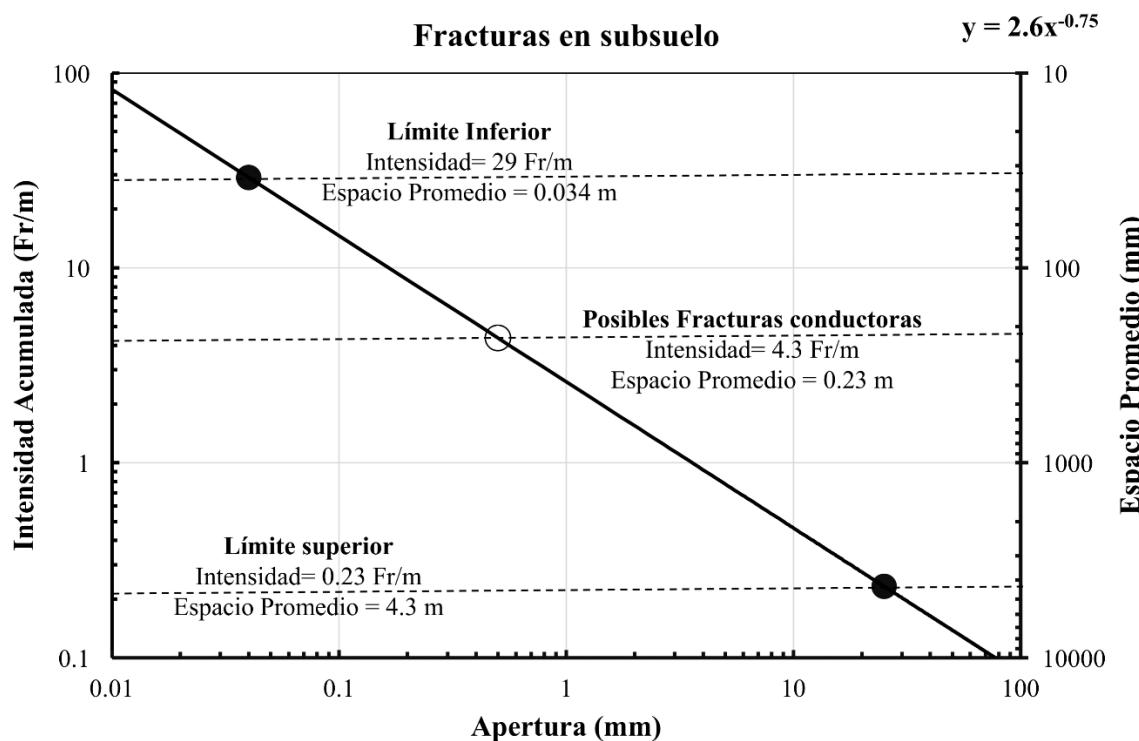


Figura 11. Distribución de las fracturas predichas con apoyo de datos obtenidos en núcleos recuperados de los campos Altamira y Ébano-Pánuco-Cacalilao. Se prevé 1 fractura cada 230 mm con probable porosidad. El límite inferior y superior se estableció mediante observaciones en campo y núcleos. Fr es Fractura.

Fracturas en la Formación Agua Nueva vs. fracturas en la Formación San Felipe

De acuerdo con un informe realizado por PEMEX en la CTM [17], las formaciones Agua Nueva y San Felipe son productoras del sistema petrolero Jurásico Superior–Cretácico Superior. Las observaciones realizadas en este estudio muestran un mayor fracturamiento para la Formación Agua Nueva. Una probable causa que explique las variaciones en la intensidad de fractura para cada formación podría ser la diferente profundidad a la que fueron sometidas a la deformación. En la Formación San Felipe, al ser relativamente más somera (estratigráficamente), su deformación pudo haberse influenciado por los planos de estratificación, impidiendo que la





fractura supere los límites de estos [8]. Asimismo, la mayor profundidad a la que la Formación Agua Nueva se sometió a la deformación pudo haber generado un comportamiento más homogéneo entre sus capas, permitiendo que las fracturas se propagaran más allá del límite de estrato. Con una mayor longitud se desarrolla una mayor apertura, lo que genera un comportamiento tipo ley de potencia [24].

Textura crack-seal y ley de potencia

Solo se encontró textura tipo *crack-seal* en la Formación Agua Nueva, mas no en la Formación San Felipe (Figuras 6C y Figura 12). En su lugar fueron observadas fracturas angostas y aisladas completamente selladas con calcita (Figura 6D). La textura *crack-seal* es generada durante cada incremento de apertura individual. Con cada pulso, la fractura se ensancha un poco. Esto es aprovechado por el cemento, el cual sella la fractura; sin embargo, cuando la fractura es demasiado ancha para la cantidad de cemento disponible, no es sellada en su totalidad. En su lugar, se forman algunos puentes de cemento que evitan que la fractura se cierre, dejando espacios vacíos alrededor de ellos que pueden generar porosidad [28].

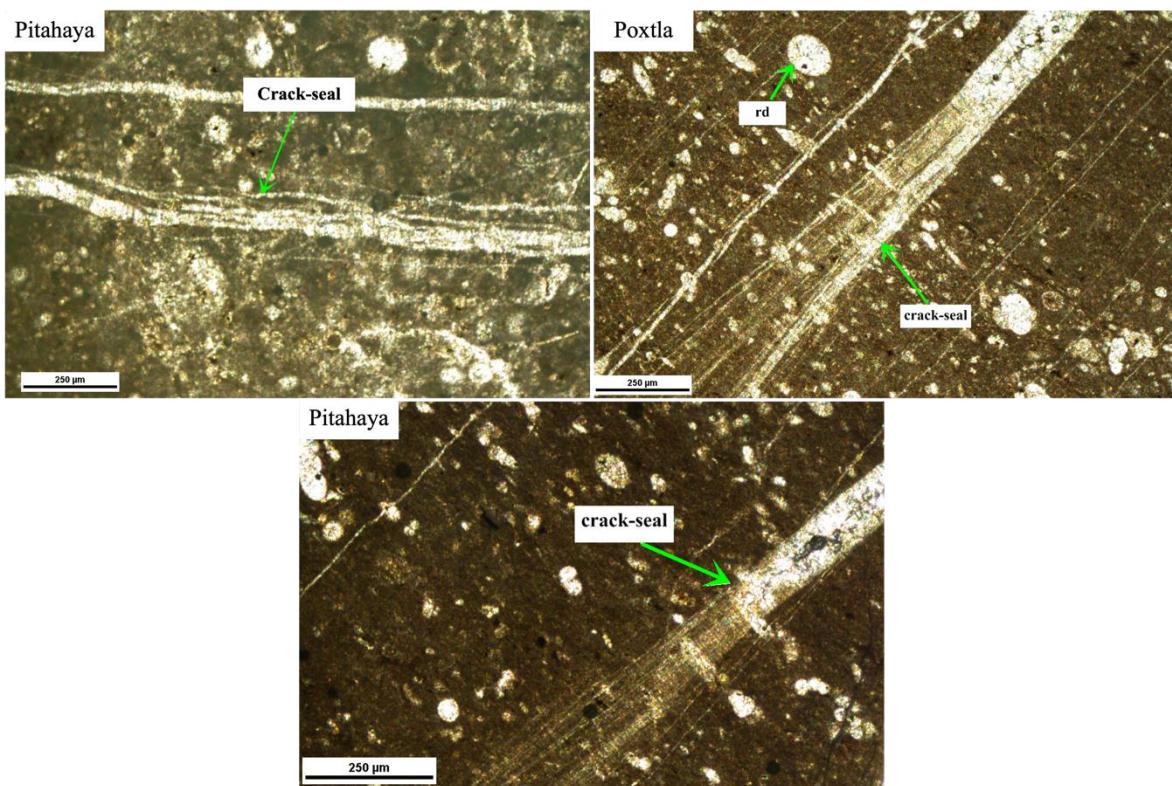


Figura 12. Fotomicrografías donde se identificó la textura tipo *crack-seal* en secciones delgadas de la Formación Agua Nueva.

La ausencia de textura *crack-seal* en la Formación San Felipe es una probable causa de la falta de distribución de ley de potencia. Para obtener una distribución de ley de potencia deben existir en la población tanto fracturas grandes como fracturas pequeñas. En estudios previos, se realizó un análisis de la distribución de cinco poblaciones de fracturas en formaciones diferentes; de tales poblaciones, tres de ellas contenían textura *crack-seal* y su distribución era mejor modelada con leyes de potencia [16]. Las dos restantes carecían de textura *crack-seal* y seguían otro tipo de distribución. Esto puede ser explicado apelando a que las fracturas son la suma de distintos pulsos de deformación. Además, los cementos están sellando cada nuevo espacio vacío creado, lo cual favorece la generación de textura *crack-seal* y fracturas de distintos tamaños. Sin embargo, se puede dar el caso de que las fracturas más pequeñas sean selladas completamente por cemento, lo que dificulta la reapertura en un nuevo evento [16]. De este modo, se generarían más fracturas





diminutas y muy pocas de apertura mayor, lo cual evitaría que una distribución de ley de potencia aparezca.

CONCLUSIONES

En este estudio se evaluaron las fracturas que afectan a las formaciones Agua Nueva y San Felipe, las cuales son consideradas como unidades almacenadoras en campos maduros al noreste de México. Basándonos en metodologías sólidamente documentadas para el estudio de afloramientos análogos, se identificaron nueve afloramientos con condiciones aptas para la obtención de datos de fracturas.

En los afloramientos se reconocieron cinco conjuntos de fracturas. El conjunto NE-SW persiste en gran parte de las localidades estudiadas. En dicho conjunto no se observó deformación de cizalla, por lo que, por su relación geométrica con la deformación de la zona, las consideramos fracturas de extensión o Modo I, generadas durante el evento de acortamiento Larámide. Además, esta misma dirección está reportada en la zona para las fracturas conductoras, por lo que tales afloramientos pueden ser tratados como análogos.

A escala microscópica, las fracturas de la Formación Agua Nueva presentan un intenso fracturamiento e interconexión. Se encuentran selladas con cemento sin-cinemático de calcita y algunas de ellas exhiben una textura tipo *crack-seal*. Por otra parte, en la Formación San Felipe la intensidad de fractura es notoriamente menor, ya que se observan no más de tres fracturas en cada lámina y con interconexión nula.

Los gráficos de apertura vs. intensidad acumulada muestran que las fracturas en la Formación Agua Nueva son mejor modeladas con ecuaciones de ley de potencia, mientras que, para la Formación San Felipe, se adaptan mejor las ecuaciones de tipo exponencial. También se observa una variación lineal del coeficiente a con respecto a la deformación por fractura, mientras que el exponente b presenta un valor que se aproxima a 0.75. Adicionalmente, se modela una distribución de fracturas a profundidad con datos de afloramiento, secciones y núcleos, de alrededor de una fractura con probable porosidad por cada 230 mm. Mientras que para la Formación Agua Nueva se estimó un mínimo de intensidad de fracturas a profundidad de alrededor de cuatro fracturas por metro lineal.



En este trabajo se presentó una metodología de bajo costo y efectiva, que puede representar una alternativa para obtener datos de distribución de fracturas en el subsuelo. Conociendo el exponente de distribución e intensidad de fracturamiento, además de la orientación de las fracturas, es posible realizar modelados de redes de fracturas que aportan datos cuantitativos durante el desarrollo de pozos y modelos estáticos y dinámicos.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio formó parte del proyecto SENER-CONACYT 0186291 y de la tesis de maestría del primer autor. Reconocemos la contribución intelectual del Dr. Armando García durante la realización de este trabajo, así como al M. C. Juan Manuel González Piña por su apoyo en campo y laboratorio y a la Ing. Sandra Cristina Rodríguez Salas. Se agradece también al CONACYT y al IPICYT, por la beca de maestría y apoyos extraordinarios al primer autor. Se agradece el arbitraje de tres revisores anónimos, lo cual mejoró la calidad del escrito.

REFERENCIAS

- [1] T. Bratton, Nguyen Van Que, D.V.C. Duc, N.V. Hunt, P.G.D. Li, B. Ray, R.M.S. Montaron, B. Nelson, R. Schoderbek, D. Sonneland, L. 2006, La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados: Schlumberger, Oilfield Review, 4-25.
- [2] R. Marrett, A. Ortega, O.J. Kelsey, C. 1999, Extent of power-law scaling for natural fractures in rock: Geology, 27, 799–802. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1999\)27;4-799](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1999)27;4-799)
- [3] S. E. Laubach, 1997, A method to detect natural fracture strike in sandstones: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 81, 604–623.
- [4] R.A. Marrett, 1997, Permeability, porosity and shear-wave anisotropy from scaling of open fracture populations. In Hoak, T.E. Klawitter, A.L. Blomquist, P. K. (eds.): Fractured Reservoirs: Characterization and Modeling Guidebook, Rocky Mountain Association of Geologists, 217-226.
- [5] J.N. Hooker, S.E. Laubach, R.A. Marrett, 2014, A universal power-law scaling exponent for fracture apertures in sandstones: Bulletin of the Geological Society of America, 126, 1340–1362. <https://doi.org/10.1130/B30945.1>
- [6] R. Kharrat & H. Ott, 2023, A Comprehensive Review of Fracture Characterization and Its Impact on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs. Energies, 16(8), 3437. <https://doi.org/10.3390/en1608343>





[7] C. Zeeb, E. Gomez-Rivas, P. D. Bons, P. Blum, 2013, Evaluation of Sampling methods for fracture network characterization using Outcrops: American Association Petroleum Geologists Bulletin, 97, 1545–1566. <https://doi.org/10.1306/02131312042>

[8] O.J. Ortega, R.A. Marrett, S.E. Laubach, 2006, A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 90, 193–208. <https://doi.org/10.1306/08250505059>

[9] E. Ukar, S. E. Laubach, & J. N. Hooker, 2019, Outcrops as guides to subsurface natural fractures: Example from the Nikanassin Formation tight-gas sandstone, Grande Cache, Alberta foothills, Canada. *Marine and Petroleum Geology*, 103, 255-275. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.01.039>

[10] O.J. Ortega, R.A. Marrett, 2000, Prediction of macrofracture properties using microfracture information, Mesaverde Group sandstones, San Juan basin, New Mexico: *Journal of Structural Geology*, 22, 571–588. [https://doi.org/10.1016/S0191-8141\(99\)00186-8](https://doi.org/10.1016/S0191-8141(99)00186-8)

[11] J.F.W. Gale, 2002, Specifying lengths of horizontal wells in fractured reservoirs: Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering, SPE Paper 78600, 266–272. <https://doi.org/10.2118/78600-PA>

[12] L.A. Gomez, S.E. Laubach, 2006, Rapid digital quantification of microfracture populations: *Journal of Structural Geology*, 28, 408–420. <https://doi.org/10.1016/j.jsq.2005.12.006>

[13] P.A. Gillespie, J.J. Walsh, J. Watterson, C.G. Bonson, T. Manzocchi, 2001, Scaling relationships of joint and vein arrays from The Burren, Co. Clare, Ireland: *Journal of Structural Geology*, 23, 183–201. [https://doi.org/10.1016/S0191-8141\(00\)00090-0](https://doi.org/10.1016/S0191-8141(00)00090-0)

[14] M. Pejic, R. Kharrat, A. Kadkhodaie, S. Azizmohammadi & H. Ott, 2022, Impact of fracture types on the oil recovery in naturally fractured reservoirs. *Energies*, 15, 7321 <https://doi.org/10.3390/en15197321>

[15] V. Guerriero, S. Vitale, S. Ciarcia, S. Mazzoli, 2011, Improved statistical multi-scale analysis of fractured reservoir analogues: *Tectonophysics*, 504, 14–24. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2011.01.003>

[16] J.N. Hooker, L.A. Gomez, S.E. Laubach, J.F.W. Gale, R. A. Marrett, 2012, Effects of diagenesis (cement precipitation) during fracture opening on fracture aperture-size scaling in carbonate rocks, in Garland, J. Neilson, J.E. Laubach, S.E. Whidden, K.J. eds, *Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis*: Geological Society [London] Special Publication 370, 187–206. <https://doi.org/10.1144/SP370.9>

[17] J. Román-Ramos, J. Lara-Rodríguez, J. Patiño-Ruiz, L. C. Valdé, M. Mata-Jurado, G. Mora-Oropeza, E. Miranda-Cansec, U. Hernández-Romano, R.D. Gómez-Rodríguez, 2010. Provincia Petrolera Tampico-Misantla: PEMEX Exploración y Producción, 48 p.

[18] E. Fitz-Díaz, T. F. Lawton, E. Juárez-Arriaga & G. Chávez-Cabello, 2018, The Cretaceous-Paleogene Mexican orogen: Structure, basin development, magmatism and tectonics. *Earth-Science Reviews*, 183, 56-84. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2017.03.002>

[19] A. Salvador, 1991, Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, en A. Salvador, ed., *The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America*, v. J, 389– 444

[20] E. Fitz-Diaz, G. Tolson, P. Hudleston, D. Bolaños-Rodrigue, B. Ortega-Flores, A.V. Vázquez-Serrano, 2012, The role of folding in the development of the Mexican fold- and-thrust belt: *Geosphere*, 8, 931–949. <https://doi.org/10.1130/GES00759.1>

[21] E. Bonnet, O. Bour, N.E. Odling, P. Davy, I. Main, P. Cowie, B. Berkowitz, 2001, Scaling of fracture systems in geological media: *Reviews of Geophysics* 29, 347-383. <https://doi.org/10.1029/1999RG000074>

[22] W. Narr, J. Suppe, 1991, Joint spacing in sedimentary rocks: *Journal of Structural Geology*, 13, 1037–1048. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(91\)90055-N](https://doi.org/10.1016/0191-8141(91)90055-N)

[23] P.A. Gillespie, J.J. Walsh, J. Watterson, C.G. Bonson, T. Manzocchi, 2001, Scaling relationships of joint and vein arrays from The Burren, Co. Clare, Ireland: *Journal of Structural Geology*, 23, 183-201. [https://doi.org/10.1016/S0191-8141\(00\)00090-0](https://doi.org/10.1016/S0191-8141(00)00090-0)

[24] J.N. Hooker, J.F.W. Gale, L.A. Gomez, S.E. Laubach, R.A. Marret, R.M. Reed, 2009, Aperture-size scaling variations in a low-strain opening mode fracture set, Cozzette Sandstone, Colorado: *Journal of Structural Geology*, 31, 707-718. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2009.04.001>

[25] S.E. Laubach, 2003, Practical approaches to identifying sealed and open fractures: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 87, 561–579. <https://doi.org/10.1306/11060201106>

[26] O.J. Ortega, J.F. W. Gale, R.A. Marrett, 2010, Quantifying diagenetic and stratigraphic controls on fracture intensity in platform carbonates: An example from the Sierra Madre Oriental, northeast Mexico: *Journal of Structural Geology*, 32, 1943–1959. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2010.07.004>

[27] L.A. Gomez, 2007, Characterization of the spatial arrangement of opening-mode fractures. Austin, Texas., The University of Texas, tesis doctoral, 843 p.

[28] S.E. Laubach, R.M. Reed, J.E. Olson, R.H. Lander, L.M. Bonell, 2004. Coevolution of crack-seal texture and fracture porosity in sedimentary rocks: cathodoluminescence observations of regional fractures: *Journal of Structural Geology*, 26, 967-982. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2003.08.019>

Cómo citar este artículo:

Del Ángel Juárez, R. E., Zavala Arriaga, M. M., & Dávila Harris, P. (2025). *La distribución de fracturas en las formaciones Agua Nueva y San Felipe del noreste de México*. *EPISTEMUS*, 19(38), e3803327. <https://doi.org/10.36790/epistemus.v19i38.327>



**Disponible en:**

<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=726281737003>

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 Acceso Abierto diamante
Infraestructura abierta no comercial propiedad de la
academia

Raúl Edgardo Del Ángel Juárez,
María Mercedes Zavala Arriaga, Pablo Dávila Harris
**La distribución de fracturas en las formaciones Agua
Nueva y San Felipe del noreste de México**
**The distribution of fractures in the Agua Nueva and San
Felipe formations, northeastern Mexico**

Epistemus (Sonora)
vol. 19, núm. 38, e3803327, 2025
Universidad de Sonora, División de Ingeniería,
ISSN: 2007-8196

DOI: <https://doi.org/10.36790/epistemus.v19i38.327>