

Artículo

Un estudio sobre fractura tridimensional de múltiples conglomerados Simulación bajo la influencia de fracturas naturales.

Yuegang Li 1, Mingyang Wu 2, Haoyong Huang 3,4,* , Yintong Guo 2, Yujie Wang 5, Junchuan Gui 3,4 y Jun Lu 6

1 Chongqing Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chongqing 401120, China; li_yg@petrochina.com.cn 2

Laboratorio Estatal Clave de Geomecánica e Ingeniería Geotécnica, Instituto de Mecánica de Rocas y Suelos de Wuhan, Academia China de Ciencias, Wuhan 430071, China; wmy@cqu.edu.cn (MW); ytguo@whrsm.ac.cn (YG)

3 Instituto de Investigación de Gas de Esquisto de PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China; guijunchuan@petrochina.com.cn

4 Laboratorio clave de evaluación y explotación de gas de esquisto de Sichuan, Chengdu 610051, China 5 PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610051, China 6 Instituto de

Ciencias de la Tierra Profunda y Energía Verde, Facultad de Ingeniería Civil y de Transporte, Universidad de Shenzhen, Shenzhen 518060, China; junlu@szu.edu.cn *

Correspondencia: huang_hy@petrochina.com.cn

Resumen: La fracturación de múltiples cúmulos ha surgido como una técnica eficaz para mejorar la productividad de los yacimientos profundos de esquisto. La presencia de planos de lecho natural en estos yacimientos juega un papel importante en la evolución y el desarrollo de fracturas hidráulicas de múltiples cúmulos.

Por lo tanto, realizar una investigación detallada sobre los mecanismos de propagación de fracturas hidráulicas de múltiples cúmulos en formaciones profundas de esquisto es crucial para optimizar la eficiencia de la transformación del yacimiento y lograr resultados de desarrollo efectivos. Este estudio emplea el método de elementos discretos finitos (FDEM) para construir un modelo de simulación tridimensional integral de fracturación de múltiples conglomerados, considerando el número de fracturas naturales presentes y las características geomecánicas de un bloque objetivo. La propagación de fracturas hidráulicas se investiga en respuesta al número de fracturas naturales y al diseño de las operaciones de fracturación de múltiples conglomerados. Los resultados de la simulación muestran que, de acuerdo con investigaciones previas sobre fracturación en yacimientos de petróleo y gas de esquisto, un aumento en el número de grupos de fracturación y fracturas naturales conduce a un área total más grande cubierta por fracturas artificiales y al desarrollo de patrones de fractura más complejos. Además, el presente estudio destaca que un aumento en el número de grupos de fracturas da como resultado una reducción notable en la expansión equilibrada de las alas dobles de la fractura principal dentro del yacimiento. En cambio, los efectos de las fracturas naturales, el geoestrés y otros factores contribuyen a mejorar fenómenos como la expansión de un solo ala, la bifurcación y la flexión de diferentes fracturas principales, lo que facilita la creación de complejas redes de fracturas artificiales. Es importante señalar que la presencia de fracturas naturales también puede alterar significativamente el modo de falla de las fracturas artificiales, lo que potencialmente resulta en la formación de pequeñas fracturas abiertas por cortante que requieren una evaluación cuidadosa del impacto general de la renovación. Además, este estudio demuestra que incluso en comparación con la fracturación de un solo grupo, la presencia de 40 fracturas principales naturales en la región puede conducir al desarrollo de fracturas principales con múltiples ramificaciones. Este hallazgo subraya la importancia de considerar las fracturas naturales en las operaciones de fracturación de yacimientos profundos. En conclusión, los hallazgos de este estudio ofrecen información valiosa para optimizar los procesos de fracturación de yacimientos profundos en escenarios donde las fracturas naturales desempeñan un papel vital en la configuración del desarrollo de las fracturas.

Cita: Li, Y.; Wu, M.; Huang, H.; Guo, Y.; Wang, Y.; Gui, J.; Lu, J. Un estudio sobre simulación tridimensional de fracturación de múltiples conglomerados bajo la influencia de lo natural. *Fracturas. Aplica. Ciencia.* 2024, 14, 6342. <https://doi.org/10.3390/app14146342>

Editor Académico: Tiago Miranda

Recibido: 26 de mayo de 2024

Revisado: 9 de julio de 2024

Aceptado: 19 de julio de 2024

Publicado: 20 de julio de 2024



Copyright: © 2024 por los autores. Li-censee MDPI, Basilea, Suiza.

Este artículo es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de Creative Commons At-

Licencia de distribución (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Palabras clave: fracturamiento de múltiples conglomerados; embalses profundos; FDEM; alto estrés geográfico; propagación de fracturas

1. Introducción

Los recursos de petróleo y gas siguen desempeñando un papel importante en el panorama energético mundial. Por lo tanto, existe una necesidad apremiante de incrementar la extracción y utilización de estos recursos [1]. Los recursos de petróleo y gas de esquisto profundo, a más de 3.500 m de profundidad, representan una enorme proporción de la estructura energética actual. La optimización de la construcción y explotación de recursos profundos de petróleo y gas mediante técnicas de construcción como la fracturación de múltiples clústeres es un medio necesario para lograr una explotación eficiente de los recursos profundos de petróleo y gas [2]. Es de destacar que los yacimientos profundos de petróleo y gas a menudo se encuentran en entornos de alta tensión con características de fractura complejas (estructuras discontinuas como lechos, juntas y fracturas formadas por los procesos de sedimentación y tectónicos de yacimientos profundos) [3], lo que afecta significativamente la efectividad de la transformación del yacimiento [4,5].

Por lo tanto, una exploración en profundidad del impacto de las fracturas naturales en la tecnología de construcción de fracturación de múltiples clústeres de yacimientos profundos de petróleo y gas es de gran importancia para el desarrollo de los recursos profundos de petróleo y gas.

Se pueden utilizar tanto soluciones teóricas como pruebas en interiores para estudiar la propagación de fracturas fracturantes. A lo largo de los años, se han establecido diversos modelos de solución teórica, como el modelo KGD, el modelo PKN y el modelo Penny, entre otros, a través de derivaciones teóricas [2,6-10]. Mientras tanto, algunos académicos han descubierto en sus investigaciones que puede haber múltiples mecanismos de control en el yacimiento debido a la influencia de la tenacidad de la fractura y la tasa de inyección de fractura de las rocas del yacimiento. Por lo tanto, se ha derivado un modelo teórico para la propagación artificial de fracturas en yacimientos bajo la influencia de parámetros integrales como el control de la viscosidad y el control de la tenacidad. Sin embargo, en la derivación teórica a menudo se supone que la roca yacimiento es un medio homogéneo e isotrópico, lo que significa que no se puede considerar el impacto de las fracturas que ocurren naturalmente y el crecimiento de numerosos grupos de fracturas. Por supuesto, los académicos también han realizado extensas investigaciones de simulación física utilizando métodos experimentales de laboratorio [5, 11-15]. En las etapas iniciales, se utilizaron predominantemente sistemas de carga triaxiales convencionales, centrándose en la influencia del geoesfuerzo del yacimiento mediante el control de la roca circundante y la presión axial. Sin embargo, los yacimientos reales suelen experimentar condiciones de tensión bajo tensión triaxial verdadera, lo que llevó a algunos investigadores a desarrollar configuraciones experimentales triaxiales auténticas para simular la fracturación de grupos únicos a múltiples. A través de estos experimentos, han podido obtener información sobre los patrones de propagación de las fracturas artificiales.

Sin embargo, replicar el impacto de las fracturas naturales en entornos de laboratorio resulta ser un desafío, y se justifica un examen más detenido para determinar la transferibilidad de los resultados a escala de muestra a escenarios a escala de yacimiento. En consecuencia, existe un interés creciente en el análisis de simulación de fracturamiento de yacimientos a escala de yacimiento [16,17].

El principio de fracturación de múltiples cúmulos en yacimientos estrechos se ilustra en la Figura 1. Este método implica la creación de múltiples redes de fractura hidráulica en varios bloques dentro del yacimiento estableciendo estratégicamente múltiples posiciones de disparo y ajustando la distribución del fluido entre diferentes grupos. El objetivo general es mejorar la permeabilidad del yacimiento y facilitar un desarrollo eficiente. Las primeras simulaciones de fracturación de yacimientos se lograron principalmente mediante métodos de elementos finitos. Posteriormente, considerando que las rocas yacimientos son un medio discontinuo, se propusieron sucesivamente algunos nuevos métodos de simulación numérica, como el método extendido de elementos finitos [18], el método de elementos de dispersión de flujo de partículas [19,20], el método de elementos discretos en bloques [2].], método de elementos discontinuos [21], método de elementos discretos finitos (FDEM) [22], etc.

Estos métodos permiten predecir con mayor precisión el efecto de la construcción de fractura del yacimiento objetivo, pero tienen diferentes ventajas y limitaciones. Por ejemplo, el método extendido de elementos finitos utiliza funciones virtuales para construir un campo de desplazamiento discontinuo, que puede simular el fenómeno de deflexión y propagación de fracturas dentro del elemento, pero es difícil simular los efectos de las fracturas naturales y otros factores. como la bifurcación de una fractura. El método del elemento de dispersión de flujo de partículas tiene un rendimiento excelente en la simulación de la fractura del yacimiento a microescala, pero generalmente supone que el yacimiento está compuesto de partículas, lo que tiene grandes ventajas.

limitaciones computacionales y ya no es adecuado para el análisis de simulación a escala de yacimiento [23,24]. El método de elementos discretos en bloques y el método de elementos discretos finitos desarrollados en los últimos años han resuelto eficazmente las limitaciones de escala, permitiendo así una mejor simulación y evaluación de la fracturación de yacimientos desde la microescala hasta la macroescala. Entre ellos, el método de elementos discretos finitos [25] supone que el yacimiento está compuesto por bloques de roca y sus interfaces fracturadas (Figura 1). Los elementos del bloque de roca se utilizan para simular las características de deformación de la matriz del yacimiento durante el proceso de fracturación, y los elementos de interfaz se utilizan para simular la propagación de fracturas artificiales en el yacimiento. Mientras tanto, con años de desarrollo, las características de las fracturas naturales en yacimientos se pueden describir cambiando parámetros como la resistencia y rigidez de diferentes elementos de interfaz, logrando así una simulación de fracturas en yacimientos que contienen fracturas naturales. Basado en el método FDEM, Wu et al. [26] llevaron a cabo un estudio de simulación de inversión de fracturación hidráulica considerando las interfaces de lecho natural/fractura en las rocas. Sus hallazgos confirmaron la viabilidad de utilizar el FDEM para simular la formación de fracturas en rocas que contienen tales características naturales. Además, desarrollaron modelos de fracturación hidráulica para áreas de yacimientos considerando varias estructuras heterogéneas y realizaron un análisis detallado sobre el impacto de factores como fracturas naturales discretas y grandes bloques de roca incrustados en la propagación de fracturas hidráulicas. Por lo tanto, realizar un estudio de simulación de fracturación en yacimientos fracturados utilizando el FDEM demuestra ser un método eficaz para revelar el comportamiento de propagación de fracturas hidráulicas en rocas yacimiento que contienen fracturas naturales.

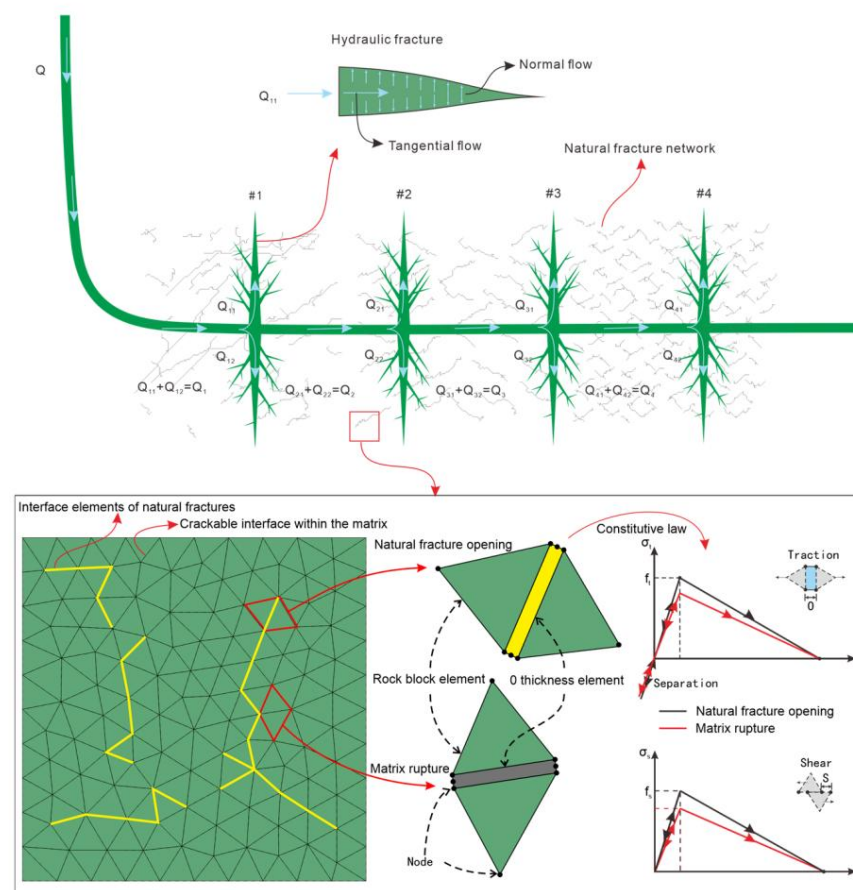


Figura 1. Diagrama esquemático de fracturamiento de múltiples conglomerados de yacimientos y principio FDEM.

Basado en el método de elementos discretos finitos (FDEM), este artículo establece un modelo de simulación de fracturamiento multi-cluster tridimensional considerando el número de fracturas naturales. Los parámetros cuantitativos convencionales, como el área de fractura, la longitud de la fractura y la apertura máxima de la fractura, se utilizaron para analizar sistemáticamente la ley de expansión.

de fracturas artificiales bajo la influencia combinada de fracturas naturales y fracturas de múltiples conglomerados. El modelo numérico, los resultados del análisis comparativo y la conclusión se presentan en las Secciones 2, 3 y 4, respectivamente.

2. Modelo numérico

Este artículo utiliza elementos cohesivos y elementos de bloques de roca para construir un modelo FDEM [28–30] y divide los elementos cohesivos en elementos cohesivos dentro de la matriz y elementos cohesivos que representan fracturas naturales, logrando así un modelado de fracturación de múltiples conglomerados de yacimientos que contienen fracturas naturales. Las ecuaciones de modelado detalladas son las siguientes.

2.1. Método de simulación

La fracturación hidráulica de múltiples clústeres en yacimientos es un proceso típico de acoplamiento de estructuras de fluidos que implica la interacción entre fluidos y sólidos. Al considerar la interacción entre fluidos y sólidos durante la fracturación hidráulica, la ecuación de equilibrio de tensiones de la fracturación hidráulica se puede expresar como [31]

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\rho_w}{\rho_w} \right) dV + \frac{\rho_w}{\rho_w} \frac{dV}{dt} = 0 \quad (1)$$

donde $\frac{d}{dt}$ representa la matriz de tensiones efectivas, MPa; ρ_w denota la presión de poro, MPa; $\frac{dV}{dt}$ es la matriz de tasas de deformación virtual; $\frac{\rho_w}{\rho_w}$ es la matriz de fuerzas superficiales, N/m²; $\frac{dV}{dt}$ (m/s) y $\frac{\rho_w}{\rho_w}$ (N/m³) son la matriz de velocidad virtual y la matriz de fuerza física.

Durante el proceso de fracturación, la densidad del fluido y la porosidad de la matriz influyen en el comportamiento del fluido dentro del yacimiento. La ecuación de continuidad del fluido captura la conservación de la masa durante este proceso, proporcionando una representación matemática del movimiento y la distribución del fluido. Permite una descripción más precisa de la dinámica del flujo de fluido dentro del yacimiento [32].

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\rho_w}{\rho_w} \right) dV + \frac{\rho_w}{\rho_w} \frac{dV}{dt} = 0 \quad (2)$$

donde $\frac{d}{dt}$ representa la relación de cambio de volumen, adimensional; ρ_w es la densidad del fluido, kg/m³; $\frac{dV}{dt}$ es la proporción de vacíos, adimensional; y $\frac{\rho_w}{\rho_w}$ es la velocidad de filtración del fluido, m/s.

Es importante mencionar que el proceso de fracturación también involucra la influencia de la filtración de fluido dentro de la matriz. El comportamiento de filtración de las rocas yacimiento durante la fracturación se puede calcular utilizando la ley de Darcy, que determina la velocidad y el caudal de los fluidos a través de factores como la viscosidad del fluido, la permeabilidad y el gradiente de presión [33]:

$$v_w = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (3)$$

donde $\frac{1}{\mu}$ representa una matriz de permeabilidad, m/s, y $\frac{\partial p_w}{\partial x}$ es el vector de aceleración de la gravedad, m/s².

A medida que el fluido comienza a filtrarse en el macizo rocoso del yacimiento, la entrada de fluido provocará una elevación de la presión de poro, lo que facilitará en consecuencia la propagación de microfracturas. Generalmente se cree que antes de que se abran las fracturas hidráulicas, los elementos cohesivos utilizados para simular las fracturas hidráulicas siguen una relación elástica lineal [6].

$$\sigma_{coh} = k_{coh} \epsilon_{coh} \quad (4)$$

donde σ_{coh} denota el vector de tensión; ϵ_{coh} denota la tensión normal, la primera tangente y la segunda tensión tangente, respectivamente. Aquí, k_{coh} denota la rigidez

matriz; representando la deformación normal, la primera deformación tangencial y la segunda deformación tangencial, respectivamente. Se definen de la siguiente manera [25]:

$$\epsilon_{nn} = \frac{d_n}{t_0}, \quad \epsilon_{t1} = \frac{d_{t1}}{t_0}, \quad \epsilon_{t2} = \frac{d_{t2}}{t_0} \quad (5)$$

dónde d_n , d_{t1} , d_{t2} representan el desplazamiento normal, el primer desplazamiento y el segundo. segundo desplazamiento tangencial, respectivamente. Aquí está el espesor constitutivo.

Con la inyección continua de fluido, surgirán gradualmente fracturas hidráulicas dentro del macizo rocoso del yacimiento, un fenómeno que puede simularse modelando el daño y falla de los elementos de la interfaz. Cuando el elemento de interfaz se daña, la capacidad antideformación del elemento de interfaz disminuirá significativamente, lo que provocará la rápida apertura de fracturas hidráulicas. La presencia o ausencia de elementos de la interfaz se puede determinar utilizando la siguiente fórmula [34]:

$$\frac{\langle \sigma_{nn} \rangle}{\sigma_{nn}^{lim}} \leq \frac{\sigma_{t1}}{\sigma_{t1}^{lim}} + \frac{\sigma_{t2}}{\sigma_{t2}^{lim}} \leq \lambda \quad (6)$$

¿Dónde está el estrés normal? σ_{nn} , representan la tensión tangencial, MPa; σ_{t1} , σ_{t2} son los umbral, MPa; indica que los elementos cohesivos resisten esfuerzos de tracción pero no de compresión: $1 \leq \lambda \leq 1,05$.

Una vez iniciadas las fracturas hidráulicas, las fracturas no continuarán abriéndose indefinidamente debido a factores como las fuerzas interfaciales. El comportamiento de deformación después de alcanzar el pico puede describirse mediante factores de daño [28,35].

$$m_i = (1 - \lambda_i) m_i^0 \quad (7)$$

$$d = \frac{\delta_{min}^E (\delta_{max}^0 - \delta_{min}^0)}{\delta_{min}^0 (\delta_{max}^E - \delta_{min}^0)}, \quad (8)$$

dónde E , E_0 son el módulo elástico inicial y el módulo elástico después del daño, Pa, respectivamente. Aquí, d es un factor de daño, adimensional. significan los distintos desplazamientos en el contexto del comportamiento del elemento. En concreto, se refiere al desplazamiento máximo experimentado. y denota el desplazamiento.

Cuando se realiza fracturación de cúmulos múltiples, el fluido inyectado fluirá hacia la formación a través del pozo, lo que resultará en una distribución del flujo dentro del pozo. Mientras tanto, debido a la longitud del pozo, también se produce la correspondiente caída de presión.

$$Q_i = Q_{i0} \left(1 - \frac{p_i - p_{wf}}{p_{ppf} - p_{wf}} \right)^{1/n} \quad (9)$$

$$p_{ppf} = p_{wf} + \frac{Q_{i0}^2}{2 \pi k h} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_{fp}} \right) \quad (10)$$

Cuando el fluido fluye hacia el pozo, se genera fácilmente resistencia al flujo debido a la rugosidad de la superficie del pozo, y este comportamiento puede describirse mediante la ecuación de Bernoulli [36]:

$$\begin{aligned}
 \Delta p &= \Delta p_{\text{fric}} + \left(\frac{1}{2} \right) \rho v^2, \\
 C_i &= \frac{F_{\text{fric}}}{D_h}, \\
 F &= 8 \frac{8}{Re} + \frac{1}{(AB)^{1.5}} \quad (11) \\
 A &= - \frac{7}{Re}^{0.9} + \frac{k_s}{D_h}, \\
 B &= \frac{37350}{Re}
 \end{aligned}$$

$$p_f = 0,087249 \times nCC \frac{\rho}{2.42} q_i^2 \quad (12)$$

donde ΔP es la diferencia de presión en el nodo del grupo, ΔZ es la diferencia de elevación del nodo, v es la velocidad del fluido en el pozo, ρ es la densidad del fluido, G es la aceleración de la gravedad, CL es el coeficiente de pérdida, f es la fuerza de fricción sobre el pozo, L es la longitud del pozo, K_i es el término de pérdida en una dirección fija, K_s es la rugosidad del pozo, D_h es el diámetro del pozo, Re es el número de Reynolds, n es el número de perforaciones, D_p es el diámetro de la perforación y C es un coeficiente, generalmente 0,56~0,9 [6].

Después de que el fluido de fracturación se desvía del pozo, ingresará a la fractura de fracturación y la caída de presión del fluido en el interior se puede describir como

$$= \frac{t^3}{12\mu} q_p, \quad (13)$$

donde q es el vector de flujo volumétrico por longitud del elemento tangencial; t es el espesor, m ; μ es el coeficiente viscoso; p es la presión del fluido, MPa.

Cabe mencionar que existe cierto fenómeno de flujo cruzado entre el fluido utilizado para la fracturación y el fluido existente en el yacimiento. Mientras tanto, debido a la alta presión del fluido en las fracturas durante la fracturación, fluye más fluido hacia la matriz de la roca desde las fracturas. En este punto, la pérdida de líquido en la fractura es

$$= q_{tfr} p p \left(\frac{1}{2} \right) = q_{bfr} p p \left(\frac{1}{2} \right), \quad (14)$$

donde q_{tfr} representa el caudal volumétrico. Los términos eficiente, $m/\text{min}0,5$; $\frac{1}{2}$, $\frac{1}{2}$ son el coeficiente de filtración son la presión de poro, MPa; p es la presión del fluido, MPa.

2.2. Configuración

del modelo La complejidad computacional de un modelo de fractura tridimensional (3D) generalmente varía en magnitud en comparación con un modelo de fractura bidimensional (2D). Por lo tanto, en comparación con el modelo de fracturación 2D, el proceso de modelado 3D ha simplificado adecuadamente el modelo. Las partes principales que se ocupan de los cambios incluyen lo siguiente:

reducir el tamaño geométrico del modelo y aumentar el espesor de la capa del modelo; Durante la generación de la malla, se utilizó la malla más grande posible y, después de múltiples modelados geométricos y generación de malla, se seleccionó un modelo con una calidad de malla y geometría adecuadas.

para su posterior modelado de simulación numérica y análisis de fracturación. En base a esto, las condiciones específicas establecidas para este modelo de simulación 3D son las siguientes:

El depósito objetivo tiene una tendencia significativa hacia una estructura de lecho natural, por lo que la construcción de la red de ropa de cama se logra mediante programación Python.

Según los datos de campo, la profundidad del bloque objetivo en la simulación generalmente se encuentra dentro del rango de 4018,5 m a 4263,5 m, con un intervalo de construcción de fractura generalmente establecido en 60 m. Para facilitar los cálculos de simulación, se supone que el tamaño del área del embalse en la simulación es 60 m × 60 m × 3 m.

Durante la fracturación, el fluido fluirá desde el pozo hacia el yacimiento objetivo. Los elementos fp3d2 se usan para simular la caída de presión del fluido y la distribución del flujo en el pozo, y el elemento fpc3d2 se usa para simular la resistencia a la fricción cuando el fluido del pozo fluye hacia el área objetivo del yacimiento. Al unir nodos, se puede lograr el proceso de simulación del fluido que fluye desde el pozo hasta el yacimiento objetivo. Además, considerando la aleatoriedad del espaciamiento de los disparos durante la construcción de fracturamiento del yacimiento objetivo, también se establecen 38 disparos aleatorios en la simulación (Figura 2b). Según los datos recopilados en el sitio, el bloque objetivo muestra características típicas de hundimiento de cuenca carbónica. Por

lo tanto, al alinear las direcciones x, y y z con la tensión principal horizontal máxima, la tensión principal horizontal mínima y la tensión principal vertical, respectivamente, se definen los límites del modelo impermeable. El modelo está restringido mediante la aplicación de desplazamientos direccionales, lo que garantiza una representación precisa de las condiciones de tensión in situ y evita el flujo de fluido a través de los límites.

Con base en los datos in situ del embalse objetivo, se seleccionan los parámetros del modelo representativos. El ejemplo de cálculo de referencia se centra en la fracturación de un solo cúmulo, suponiendo un espesor de yacimiento de 3 m. Los parámetros de inyección incluyen una velocidad de desplazamiento de 18 m³/min y un tiempo total de inyección de 3600 s. Las condiciones de tensión in situ se caracterizan por una tensión horizontal mínima de 98 MPa, una tensión horizontal máxima de 116 MPa y una tensión vertical de 112 MPa. La presión de poro inicial se fija en 90 MPa. Además, los parámetros restantes del material rocoso se derivan de los datos de pruebas mecánicas de rocas de esquisto obtenidas del bloque Lu214 en la cuenca de Sichuan (como se detalla en la Tabla 1).

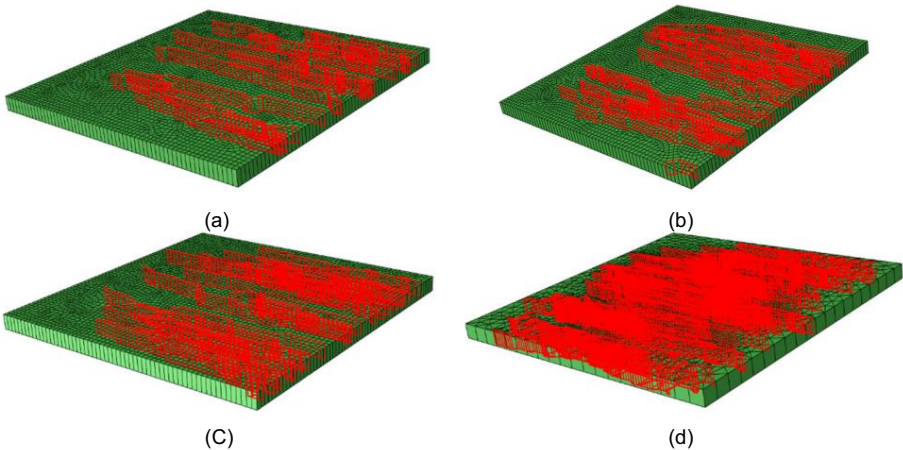


Figura 2. Diagrama esquemático de modelos FDEM con fracturas naturales: (a) 20 fracturas naturales; b) 30 fracturas naturales; c) 40 fracturas naturales; (d) 50 fracturas naturales.

Tabla 1. Principales parámetros utilizados en los modelos de simulación.

Parámetros de entrada	Valor
Módulo de Young (GPa)	40
el coeficiente de Poisson	0,22
Coeficiente de permeabilidad (m/s)	1× 10–7

Porosidad	0,04
Resistencia a la tracción de fracturas naturales (MPa)	2
Desplazamiento de daños críticos de fracturas naturales (m)	0.0001
Resistencia a la tracción de las interfaces de la matriz (MPa)	6
Desplazamiento de daño crítico de las interfaces de la matriz (m)	0.001
Velocidad de inyección (m3/min)	19–20
Viscosidad del fluido de fracturamiento (mPa·s)	1
Rugosidad de la tubería (mm)	0,015 × 10–3
Diámetro de perforación (m)	0,01

3. Resultados y Análisis 3.1.

Efecto de la fractura del número de grupos

Para investigar el comportamiento de la fracturación de múltiples conglomerados en condiciones de yacimiento en el área objetivo, primero se compararon los resultados de la propagación de la fractura bajo diferentes números de conglomerados, y los resultados se muestran en la Figura 3. Con aumentos en la distancia entre conglomerados, los resultados de la simulación de fracturación de diferentes números de grupos muestran diferentes características de propagación de fracturas. A medida que aumenta el número de conglomerados, el número de elementos de fractura y el área total muestran una tendencia creciente. Sin embargo, desde la fractura de un solo cúmulo hasta la fractura de triple cúmulo, el aumento en el número y el área de las fracturas es relativamente pequeño. Esto indica que a medida que aumenta el número de grupos, la propagación de fracturas se ve influenciada por las interacciones entre grupos. Al mismo tiempo, a medida que aumenta la distancia entre los conglomerados y el número de conglomerados, se observa una reducción en el volumen de la fractura. Curiosamente, la proporción de fallas por tracción dentro de la red de fracturas muestra un aumento significativo. Este fenómeno sugiere que la fracturación de un solo grupo enfrenta desafíos a la hora de crear fracturas a gran escala. El líquido inyectado se utiliza principalmente para crear y alargar fracturas. Por el contrario, la fracturación de conglomerados múltiples facilita el desarrollo de una red de fracturas más compleja y mejora el volumen general de la fractura. Estas observaciones subrayan la influencia de la configuración de los conglomerados en la morfología de las fracturas y resaltan los beneficios potenciales del uso de estrategias de fracturación de conglomerados múltiples para optimizar la estimulación de los yacimientos y mejorar la recuperación de hidrocarburos.

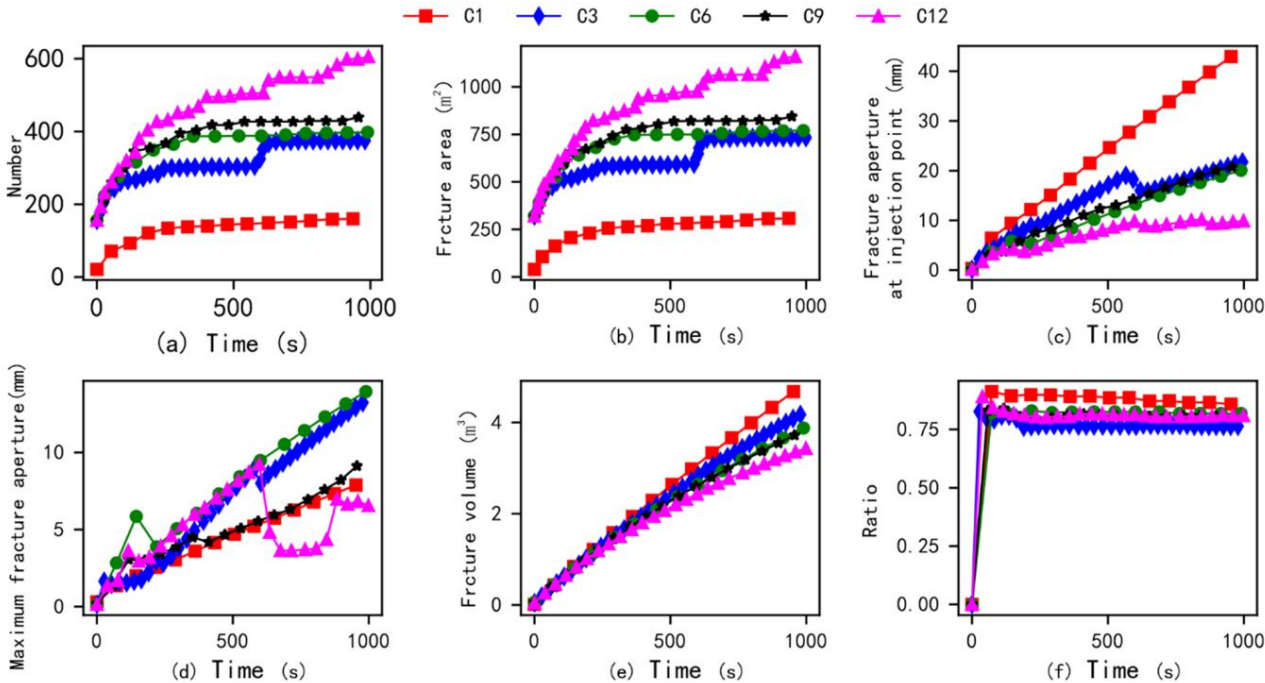


Figura 3. Resultados de métricas cuantitativas convencionales bajo diferentes configuraciones de grupo ((a) número de elementos de interfaz dañados versus tiempo; (b) área de fractura versus tiempo; (c) apertura de fractura en el punto de inyección versus tiempo; (d) fractura máxima apertura versus tiempo; (e) volumen de fractura versus tiempo y (f) relación de falla por tracción versus tiempo) (C1, C3, C6, C9 y C12 se refieren a escenarios de fractura que involucran 1 grupo, 3 grupos, 6 grupos, 9 grupos). y 12 conglomerados, respectivamente).

En un tiempo de simulación de 1000 s, la distribución final de las fracturas se ilustra en la Figura 4. Es de destacar que a medida que aumenta el número de conglomerados, el espacio entre los conglomerados disminuye dentro del modelo. En consecuencia, la superficie total cubierta por las fracturas inducidas se amplifica, mientras que la apertura de las fracturas que emanan del punto de inyección disminuye. Este hallazgo indica que con un número creciente de grupos de fracturamiento, el área de fracturas de media presión en el yacimiento se expande. Sin embargo, como el volumen total de inyección permanece constante, se observa una ligera tendencia decreciente en la apertura de la fractura. Además, el volumen total de fracturas visibles disminuye. Estas observaciones sugieren que las variaciones en el número de grupos y el espaciamiento de los grupos influyen en la morfología de las fracturas. El modelo tiende a producir una mayor cantidad de fracturas más pequeñas influenciadas por una combinación de factores que incluyen la malla del modelo, la presencia de fracturas naturales, el número de grupos de fracturas y las condiciones de geoestrés. Esto conduce a un aumento en la superficie total de la fractura y una reducción en el volumen visible de la fractura. Este comportamiento resalta la compleja interacción entre los parámetros de fractura y la geometría de la red de fractura resultante.

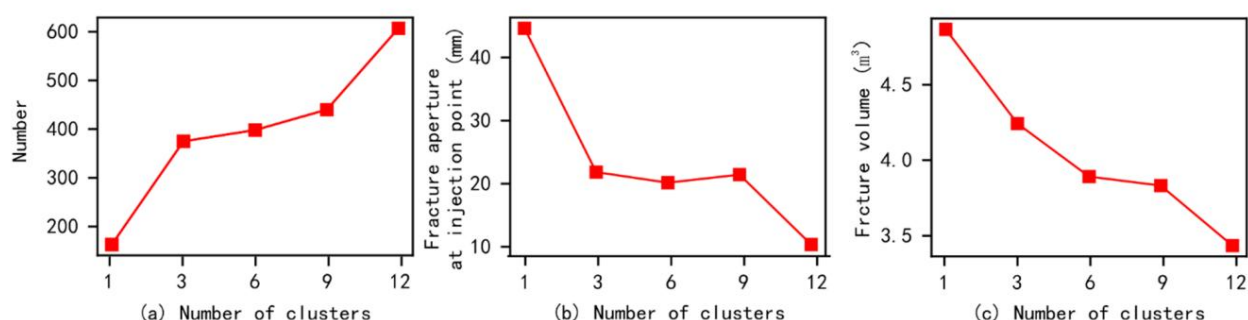


Figura 4. Resultados de los parámetros de cuantificación convencionales ((a) número de elementos de interfaz dañados versus número de grupos de fracturamiento; (b) apertura de fractura en el punto de inyección versus número de grupos de fracturamiento; y (c) volumen de fractura versus número de grupos de fracturamiento) (1000 s).

La Figura 5 presenta un análisis comparativo de la morfología final de las fracturas artificiales generadas bajo diferentes configuraciones de conglomerados, incluyendo diferentes números de conglomerados y espaciamiento de conglomerados. En la fracturación de un solo cúmulo, se forma principalmente una única fractura dominante, con un inicio y propagación limitados de la fractura en la región cercana al pozo. Sin embargo, a medida que el número de grupos aumenta a tres, se observa el desarrollo de tres fracturas primarias, que exhiben propagación tanto de ala simple como de ala doble. Esto sugiere que aumentar el número de grupos puede estimular la formación de fracturas cerca del pozo y facilitar el desarrollo de múltiples fracturas principales, mejorando la complejidad general de la fractura. Cuando se utilizaron seis grupos de fracturación, aparecieron múltiples fracturas cerca del pozo. Cuando el número de grupos aumenta a nueve, se inician más fracturas simultáneamente. Vale la pena señalar que la morfología de la fractura se magnificó 10 veces en los resultados de la simulación para observar la mayoría de las fracturas artificiales. Sin embargo, el camino principal de las fracturas en el grupo 6 es más obvio, mientras que el grupo 9 muestra un camino principal discontinuo, lo que indica la presencia de muchas fracturas abiertas localmente pequeñas, lo que no favorece el transporte de apuntaladores y la posterior extracción. Más de 12 fracturas artificiales han surgido en el área cercana al pozo de fracturamiento de 12 grupos. A medida que avanza el proceso de fracturación, la competencia se expande, lo que provoca que algunas de las fracturas recién formadas no se abran más, lo que en última instancia conduce a la expansión de 10 fracturas principales. Los resultados anteriores indican que cuantos más grupos de fracturas haya, más

menor es el espaciamiento de los grupos, lo que generalmente aumenta significativamente el volumen de fracturas artificiales, mejorando así la efectividad de la transformación del yacimiento. También se pueden observar conclusiones similares en algunos estudios sobre métodos de monitoreo de terremotos in situ [37–41]. Por ejemplo, Chen et al. A través del monitoreo microsísmico de los yacimientos de gas de esquisto en la región suroeste se descubrió que un aumento en el número de grupos de fracturamiento puede promover la ocurrencia de más eventos microsísmicos, y los puntos de eventos microsísmicos cerca del pozo se reúnen gradualmente para formar múltiples bandas, lo que indica la posibilidad de producir más fracturas artificiales. Al mismo tiempo, también encontraron que bajo la influencia de fracturas naturales y otros factores, muchos microeventos sísmicos pueden ocurrir en áreas alejadas del pozo, lo cual es significativo en los resultados de expansión de la fractura de un solo grupo en la Figura 5. Vale la pena mencionar que, en comparación con la vista 3D, en la vista superior solo se observa una parte de la forma de la costura principal. Obviamente, esto se debe a que algunas fracturas se abren demasiado poco. Por lo tanto, aumentar el número de conglomerados no necesariamente conduce a un aumento proporcional en el número de fracturas principales. Es crucial considerar la influencia del tamaño del apuntalante en el número efectivo de fracturas soportadas. El tamaño del apuntalante juega un papel importante en la determinación de la apertura y la conductividad de las fracturas, lo que en última instancia afecta la efectividad general del tratamiento de fracturación. Al optimizar el tamaño del apuntalante de acuerdo con el yacimiento y las condiciones de fracturación, es posible maximizar la cantidad de fracturas efectivamente soportadas y mejorar la recuperación de hidrocarburos.

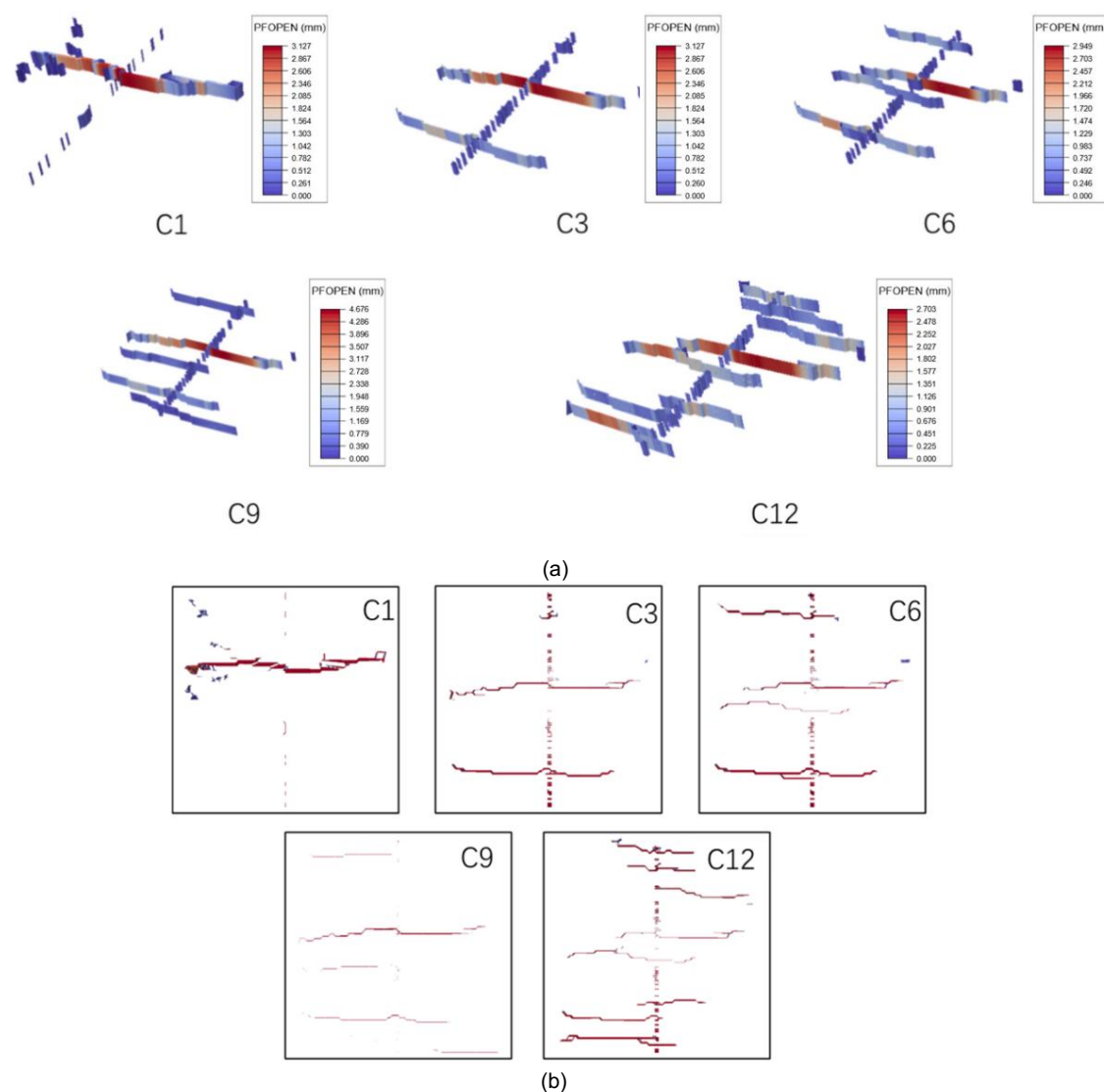


Figura 5. Resultados de la comparación morfológica de fracturas artificiales bajo diferentes números de grupo ((a) Vista 3D y (b) vista superior) (C1, C3, C6, C9 y C12 se refieren a escenarios de fractura que involucran 1 grupo, 3 grupos, 6 grupos, 9 grupos y 12 grupos, respectivamente).

3.2. Efecto del número de fracturas naturales

La distribución de las fracturas naturales juega un papel crucial al influir en la eficacia de la fracturación dentro de los yacimientos. Por lo tanto, esta sección llevó a cabo un análisis de simulación para investigar el impacto de un número variable de fracturas naturales en el bloque objetivo simulado. Según los datos de campo obtenidos del bloque objetivo, la densidad lineal de fracturas naturales dentro del bloque cae aproximadamente dentro del rango de 0,3 a 0,8. Considerando un área simulada de 60 m × 60 m, el número de fracturas naturales en el modelo varía de 20 a 50. Los resultados de la simulación obtenidos se muestran en la Figura 6.

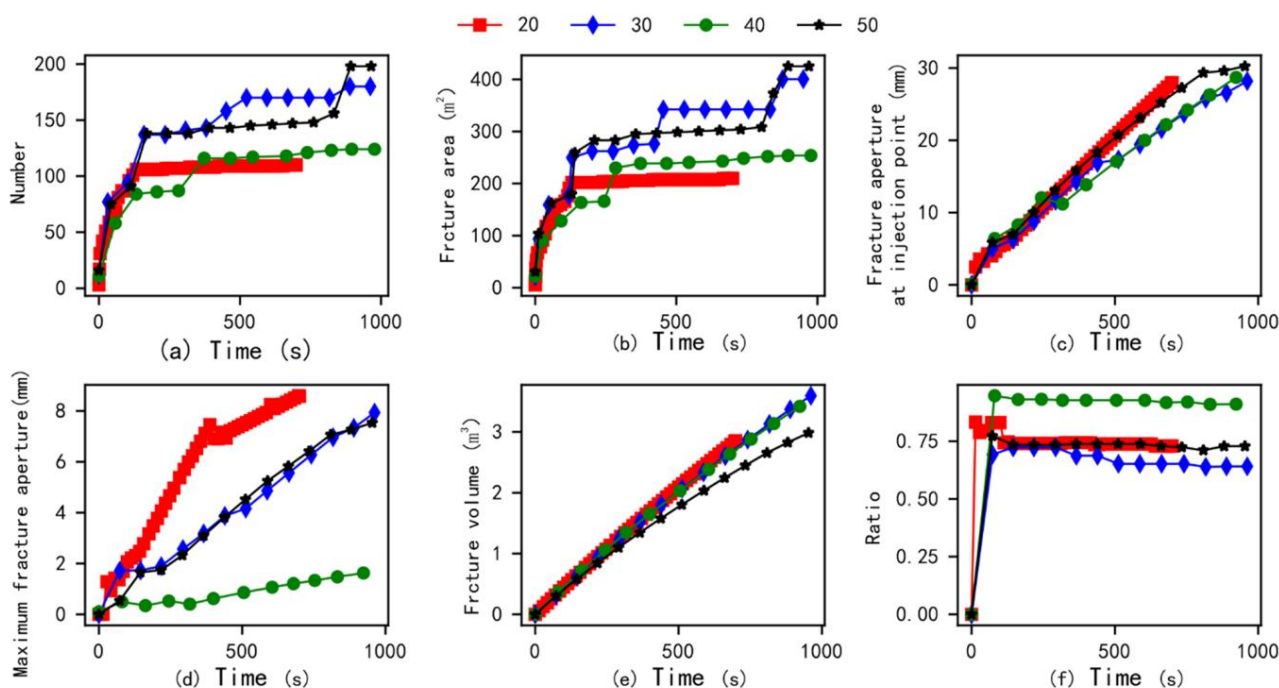
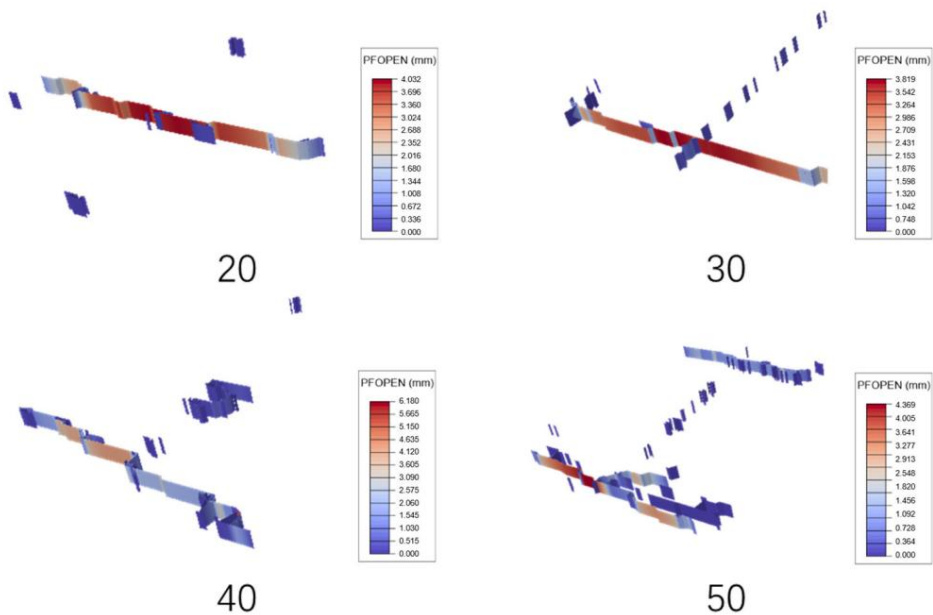


Figura 6. Resultados de métricas cuantitativas convencionales bajo la influencia del número de fracturas naturales ((a) número de elementos de interfaz dañados versus tiempo; (b) área de fractura versus tiempo; (c) apertura de fractura en el punto de inyección versus tiempo; (d) máxima apertura de fractura versus tiempo; (e) volumen de fractura versus tiempo; y (f) relación de falla por tracción versus tiempo) (los números (20, 30, 40, 50) representan la cantidad de fracturas naturales en varios modelos de simulación).

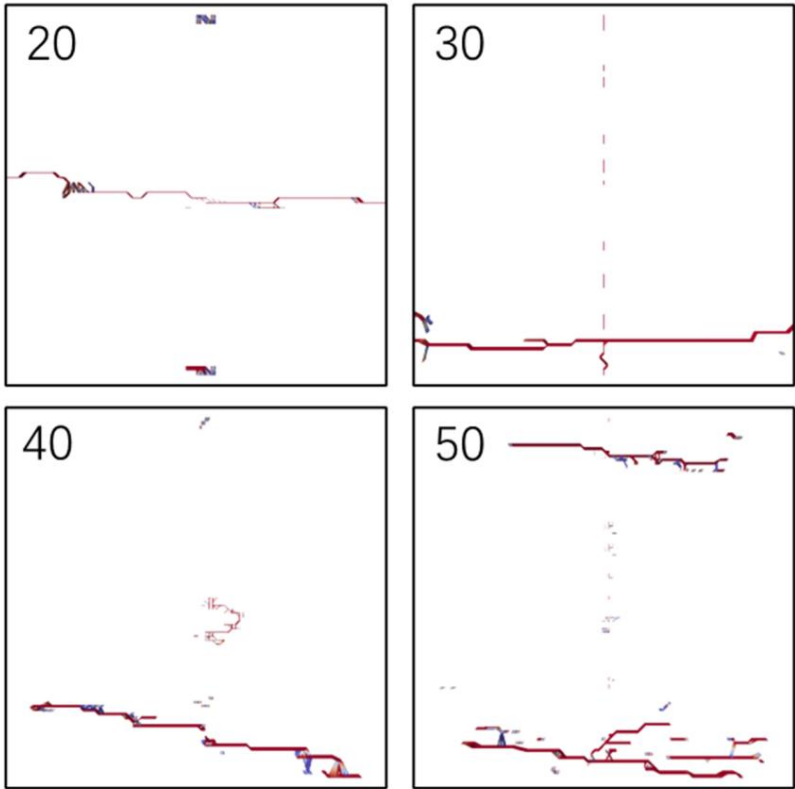
La Figura 6 muestra que con el aumento de la densidad de fracturas, el número de elementos de fractura y el área total de fracturas muestran una tendencia creciente. Mientras tanto, la apertura y el volumen de las fracturas parecen mostrar una cierta tendencia decreciente. Esto puede deberse al aumento de la densidad de las fracturas naturales, lo que hace que la fractura del yacimiento sea más susceptible a la influencia de las fracturas, lo que da como resultado la formación de muchas fracturas de corte de baja apertura. Por lo tanto, con el aumento de las fracturas naturales, las fracturas por cizallamiento generadas por la estimulación por cizallamiento aumentan significativamente y el área de fractura aumenta. Al mismo tiempo, dado que las fracturas por cizallamiento son en su mayoría fracturas de baja apertura, el volumen visible de las fracturas artificiales muestra una cierta fluctuación y una tendencia decreciente.

La Figura 7 ilustra la apertura de fracturas artificiales en yacimientos bajo la influencia de diferentes densidades de fracturas naturales. Como se muestra en la figura, con el aumento de las fracturas naturales, el número de fracturas artificiales en el yacimiento aumenta significativamente y se producen más ramas y extensiones de fracturas artificiales. Al mismo tiempo, un aumento en las fracturas naturales conduce a una mayor probabilidad de grandes aberturas en fracturas artificiales cerca del pozo del yacimiento. Además, cuando el número de fracturas naturales aumenta a un

Hasta cierto punto, puede inducir la fractura de un solo grupo para formar una red de fractura artificial extendida de múltiples grupos. Los resultados anteriores indican que las fracturas naturales tienen un impacto significativo en el desarrollo de fracturas artificiales durante la fracturación del yacimiento, lo que puede alterar la posición de las fracturas principales, la distribución de las fracturas cerca del pozo y la morfología de flexión y ramificación de las fracturas principales. induciendo así la formación de redes de fracturas complejas y mejorando la eficacia de la fracturación del yacimiento.



(a)



(b)

Figura 7. Los resultados de la morfología de las fracturas artificiales en yacimientos bajo la influencia de diferentes números de fracturas naturales ((a) es una vista 3D y (b) es una vista superior) (los números (20, 30, 40, 50) representan la cantidad de fracturas naturales en varios modelos de simulación).

3.3. Análisis integral de impacto Los

resultados de investigaciones anteriores indican que tanto el número de grupos de fracturamiento como el número de fracturas naturales afectan significativamente el patrón de propagación de las fracturas artificiales en los yacimientos [26,27]. Entre ellos, el número de fracturas naturales suele ser la condición interna del yacimiento, que es difícil de cambiar mediante métodos de construcción, mientras que el número de grupos de fracturas es un método de construcción que se puede ajustar directamente durante la construcción en el sitio. Si se utilizan diferentes fracturas en racimos para áreas con diferentes fracturas naturales, se puede mejorar aún más la eficacia de la transformación del yacimiento. Por lo tanto, para analizar más a fondo el impacto integral de la construcción de fracturamiento de múltiples conglomerados y las fracturas naturales, esta sección compara y simula de manera integral la expansión de las fracturas de fracturamiento de múltiples conglomerados en áreas de yacimientos objetivo con diferentes números de fracturas naturales.

En la Figura 8, hay un fenómeno de cálculo incompleto en los resultados de fractura de seis grupos. Por lo tanto, el análisis se basa únicamente en los resultados de fracturación de tres y nueve grupos. De la figura anterior, cuando la densidad de fractura es 20, la fracturación de múltiples conglomerados no necesariamente aumenta el área de fracturas del yacimiento, pero tiene un impacto significativo en el volumen de las fracturas del yacimiento. Este fenómeno se refiere al diferente comportamiento de las fracturas artificiales dentro del yacimiento provocado por la presencia de fracturas naturales. Cabe destacar que la presencia de fracturas naturales a menudo conduce a un aumento adicional en el volumen del yacimiento estimulado (SRV). Esta observación resalta la importancia de considerar la interacción entre las fracturas naturales y las operaciones de fracturación hidráulica.

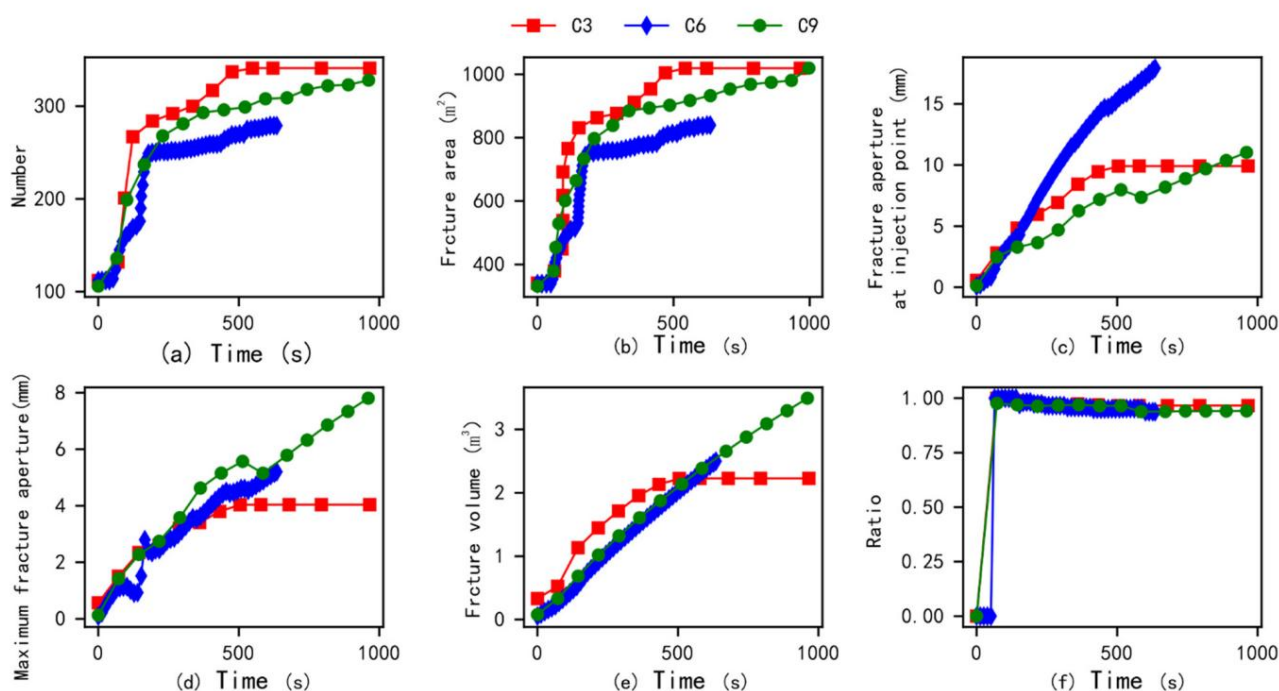


Figura 8. Resultados de métricas cuantitativas convencionales bajo diferentes configuraciones de grupos cuando hay 20 fracturas naturales en la región ((a) número de elementos de interfaz dañados versus tiempo; (b) área de fractura versus tiempo; (c) apertura de fractura en el punto de inyección versus tiempo (d) apertura máxima de fractura versus tiempo; (e) volumen de fractura versus tiempo y (f) relación de falla por tracción versus tiempo) (C3, C6 y C9 corresponden a escenarios de fractura que involucran 3 grupos, 6 grupos y 9 grupos, respectivamente).

Se puede observar significativamente en la Figura 9 que en este modelo de simulación, hubo tres extensiones de fracturas principales en tres grupos de fracturas, seis extensiones de fracturas principales en seis grupos de fracturas y dos fracturas principales y extensiones de redes de fracturas complejas locales en nueve grupos de fracturas. Este resultado sugiere que con un número cada vez mayor de grupos de fracturas, es más probable que se formen redes de fracturas complejas en el yacimiento. Mientras tanto, no es difícil observar a partir de los resultados de la figura anterior que la vista bidimensional de los resultados de la fractura de nueve conglomerados no es significativa, con muchas fracturas de baja apertura. Al considerar la apertura de la fractura, los resultados de fractura del grupo 6 son significativamente mejores que los del grupo 3 y el grupo 9.

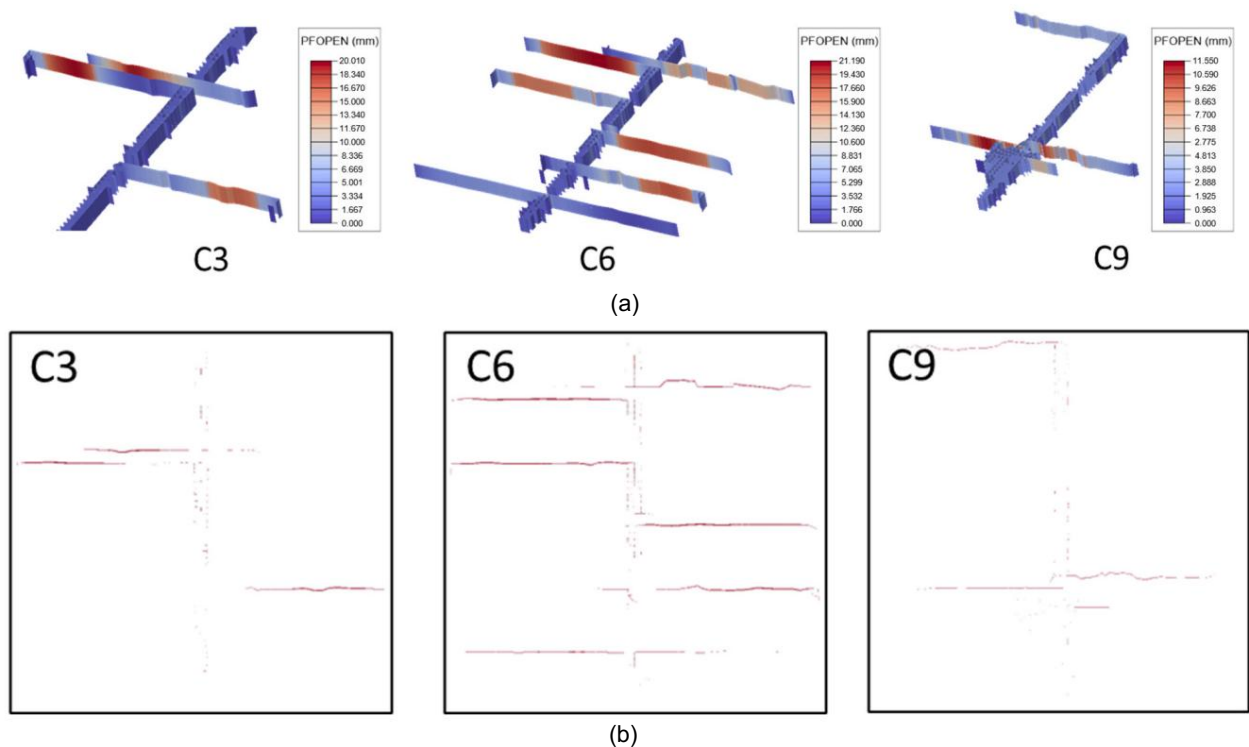


Figura 9. Morfología de las fracturas en diversos escenarios de fractura en cúmulo cuando hay 20 fracturas naturales en la región ((a) es una vista 3D y (b) es una vista superior) (C3, C6 y C9 corresponden a escenarios de fractura que involucran 3 conglomerados, 6 conglomerados y 9 conglomerados, respectivamente).

La Figura 10 presenta resultados comparativos de métricas cuantitativas tradicionales en varias configuraciones de conglomerados en presencia de 30 fracturas naturales significativas dentro de la región de interés. En comparación con los resultados de la simulación con una densidad de fractura de 20, las simulaciones de 1, 3, 6, 9 y 12 grupos se calcularon completamente con una densidad de fractura de 30. Por lo tanto, los resultados para diferentes grupos con una densidad de fractura de 30 fueron extraídos aún más. De la figura anterior, a medida que aumenta el número de grupos de fracturamiento, el área de fractura artificial, la apertura de la fractura y la tasa de falla por corte del yacimiento aumentan significativamente.

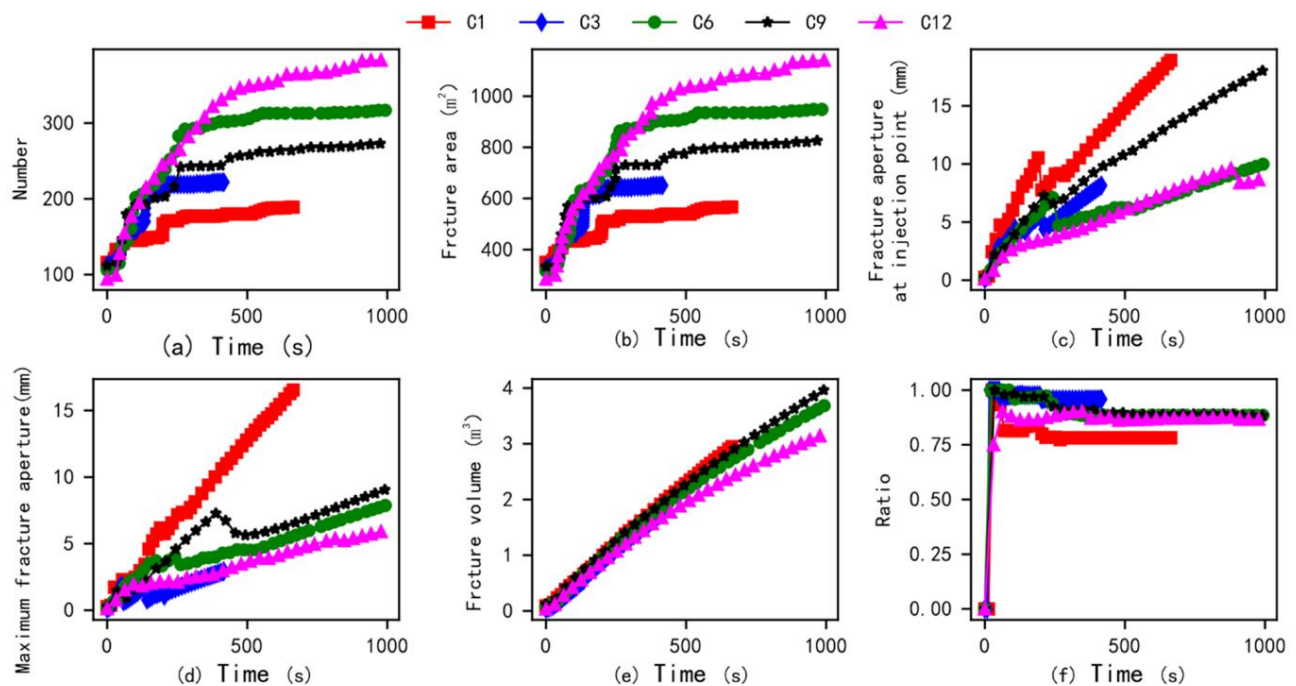
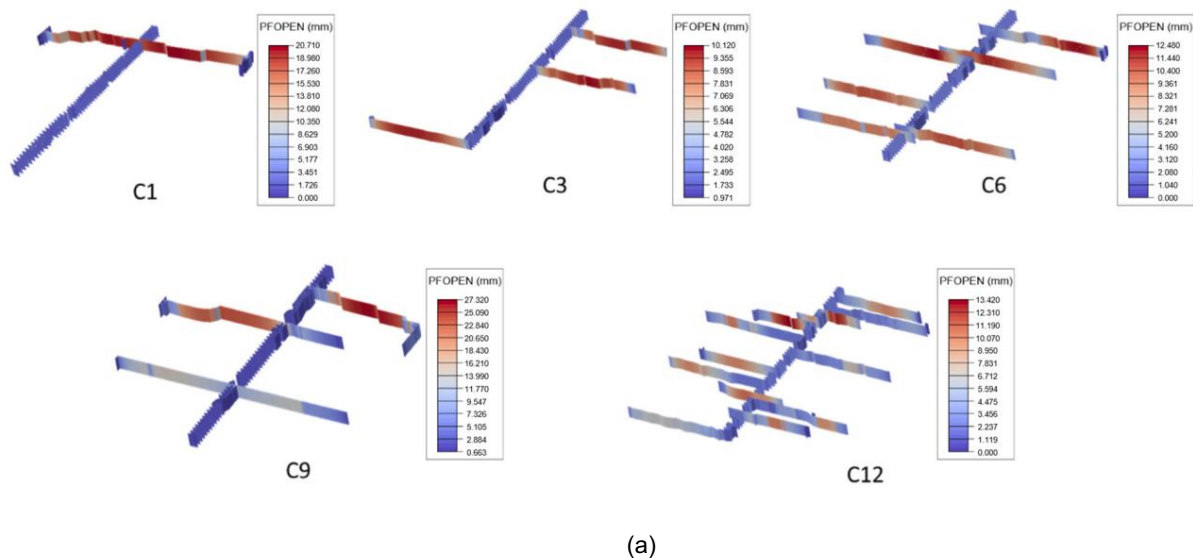


Figura 10. Resultados de la comparación de parámetros cuantitativos convencionales bajo la influencia de diferentes grupos cuando hay 30 fracturas naturales en la región ((a) número de elementos de interfaz dañados versus tiempo; (b) área de fractura versus tiempo; (c) apertura de fractura en el punto de inyección versus tiempo; (d) apertura máxima de fractura versus tiempo; (e) volumen de fractura versus tiempo y (f) relación de falla por tracción versus tiempo) (C1, C3, C6, C9 y C12 representan escenarios de fractura que involucran 1; grupo, 3 grupos, 6 grupos, 9 grupos y 12 grupos, respectivamente).

El proceso de morfología de las fracturas cambia cuando el número de fracturas es 30, como se muestra en la Figura 11. A medida que aumenta el número de grupos de fracturas, las principales fracturas artificiales en el yacimiento muestran una tendencia creciente. Desafortunadamente, al fracturar 1 grupo, se formó 1 fractura principal, al fracturar 3 grupos, se formaron 3 fracturas principales, al fracturar 6 grupos, se formaron 6 fracturas principales y al fracturar 12 grupos, se formaron 12 fracturas principales. Sin embargo, al fracturarse nueve grupos, sólo se formaron tres fracturas principales. Especulamos que esto se debe a la gran cantidad de fracturas cerca del pozo generadas en el modelo de simulación de fracturación de nueve cúmulos, lo que indica que la implementación de la fracturación de nueve cúmulos bajo las condiciones de este modelo dificultará el logro económico. efectos de fracturamiento.



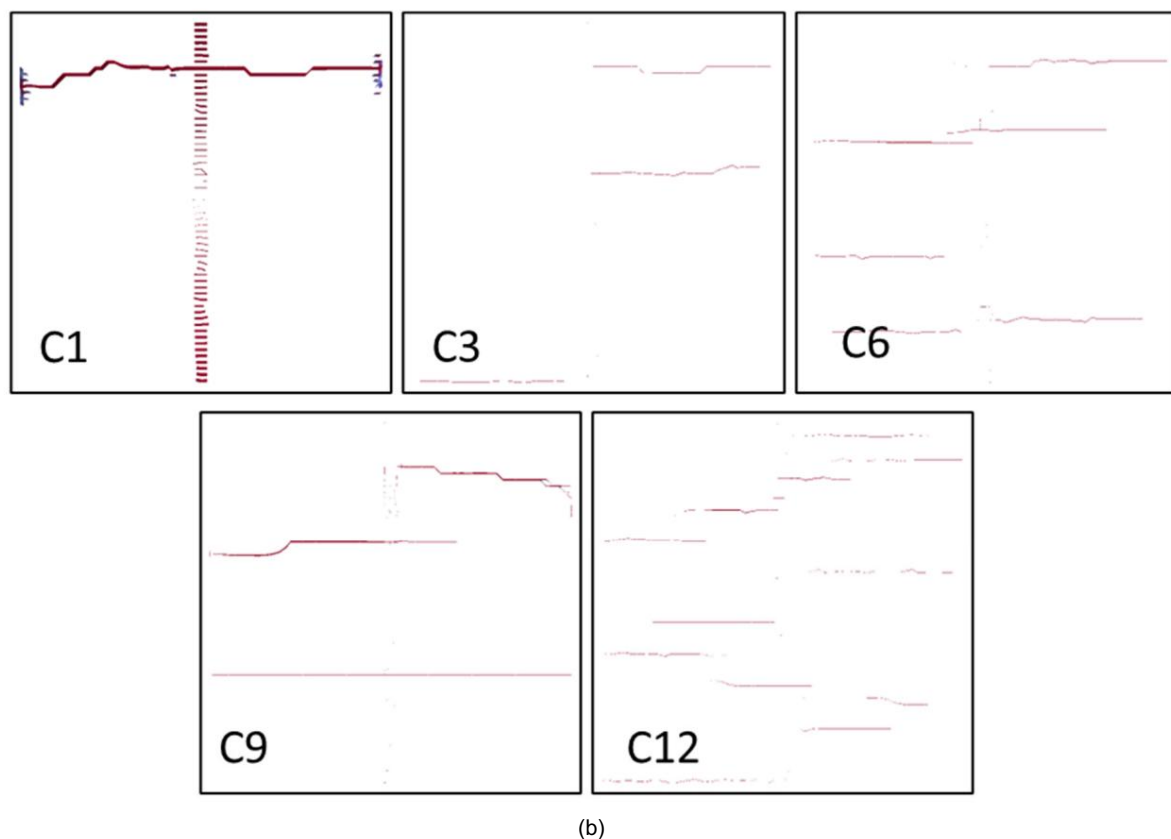


Figura 11. Morfología de las fracturas en diversos escenarios de fractura en cúmulo cuando hay 30 fracturas naturales en la región ((a) es una vista 3D y (b) es una vista superior) (C1, C3, C6, C9 y C12 representan escenarios de fractura que involucran 1 conglomerado, 3 conglomerados, 6 conglomerados, 9 conglomerados y 12 conglomerados, respectivamente).

La Figura 12 presenta un análisis comparativo de métricas cuantitativas convencionales en diferentes configuraciones de conglomerados en presencia de 40 fracturas naturales dentro de la región de interés. En comparación con los resultados de la simulación obtenidos con una densidad de fractura de 20, se realizaron simulaciones exhaustivas para 1 conglomerado, 3 conglomerados, 6 conglomerados, 9 conglomerados y 12 conglomerados con una densidad de fractura de 40. Luego se realizó una comparación exhaustiva en los parámetros de cuantificación convencionales para varias configuraciones de cluster. Como se desprende de la representación gráfica de los resultados, el área de fractura artificial, la apertura de la fractura y la tasa de falla por corte dentro del yacimiento exhiben una tendencia ascendente notable con un número creciente de grupos de fracturas. Estas observaciones resaltan la influencia significativa de la configuración de los conglomerados en el desarrollo de fracturas y brindan información valiosa para optimizar las estrategias de fracturación para mejorar la estimulación del yacimiento y la recuperación de hidrocarburos.

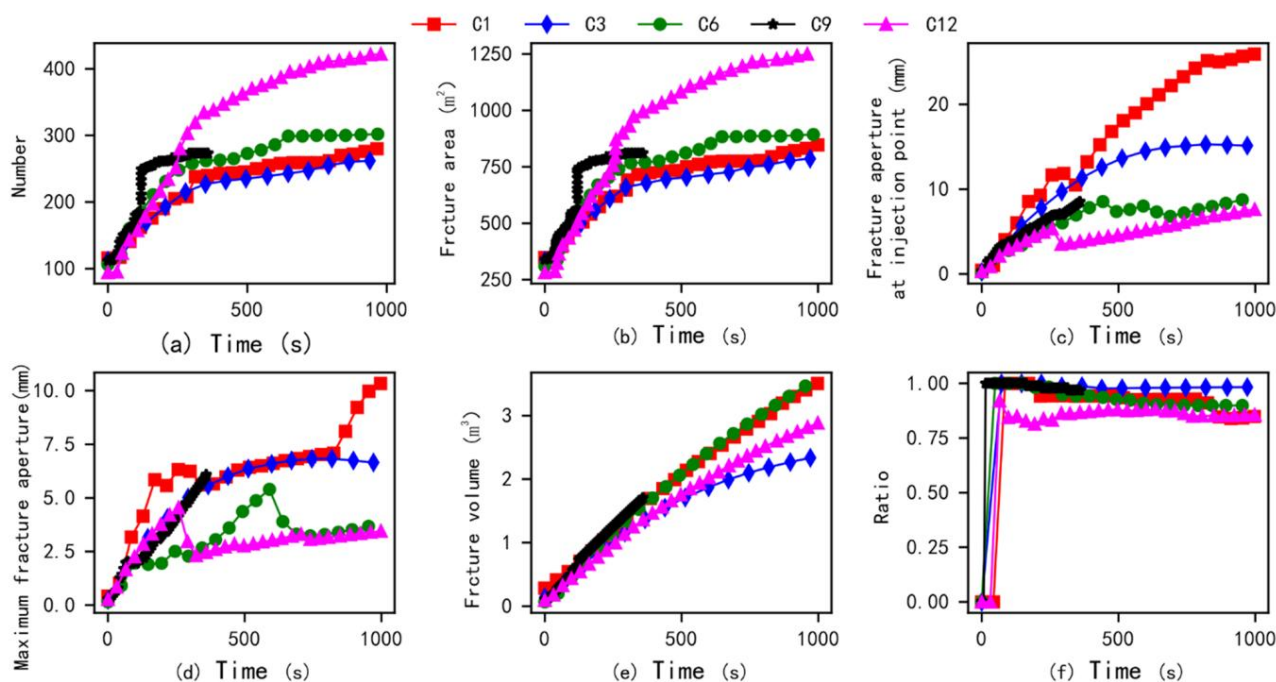


Figura 12. Los resultados comparativos de métricas cuantitativas convencionales bajo diferentes configuraciones de conglomerados en presencia de 40 fracturas naturales dentro de la región ((a) número de elementos de interfaz dañados versus tiempo; (b) área de fractura versus tiempo; (c) apertura de la fractura en el punto de inyección frente al tiempo; (d) apertura máxima de la fractura frente al tiempo (e) volumen de la fractura frente al tiempo y (f) relación de falla por tracción frente al tiempo) (C1, C3, C6, C9 y C12 representan la fractura; escenarios que involucran 1 conglomerado, 3 conglomerados, 6 conglomerados, 9 conglomerados y 12 conglomerados, respectivamente).

La Figura 13 ilustra la evolución de la morfología de las fracturas con diferentes configuraciones de grupos de fracturas a una densidad de fracturas de 40. Como se muestra en la figura, la cantidad de fracturas artificiales primarias dentro del yacimiento aumenta progresivamente a medida que crece el número de grupos de fracturas. Esta observación resalta la influencia de la configuración de los grupos en el desarrollo de fracturas y el potencial para optimizar las estrategias de fracturación para mejorar la estimulación del yacimiento y la recuperación de hidrocarburos. Entre ellos, hubo un fenómeno de múltiples fracturas principales que se ramificaron durante la fractura del grupo 1, lo que indica que la fractura de un solo grupo también puede crear una red artificial local de fracturas principales. Al fracturarse tres grupos, se formaron cinco fracturas principales. Cuando el grado de expansión de las fracturas principales disminuyó, se formaron 5 fracturas principales al fracturar 6 grupos, se formaron 3 fracturas principales y un área de expansión de la red de fracturas local al fracturar 9 grupos, y se formaron 12 fracturas principales al fracturar 12 racimos. Los resultados indican que a medida que aumenta el número de grupos de fracturas, aumenta el número de fracturas principales artificiales. Vale la pena mencionar que los resultados de investigaciones anteriores han demostrado que a medida que aumenta la densidad de las fracturas naturales, las fracturas artificiales pueden exhibir más fenómenos de flexión, ramificación y otros fenómenos de expansión, formando una red compleja de fracturas [42,43]. Al comparar los resultados de la simulación con diferentes números de fracturas naturales y grupos en esta sección, a medida que aumenta el número de fracturas naturales, las fracturas artificiales pueden volverse más complejas. Por ejemplo, cuando el bloque objetivo simulado contiene 40 fracturas naturales, incluso en condiciones de fractura de un solo grupo, se forman formas de fractura más complejas. Mientras tanto, cuando el bloque objetivo simulado contiene 20 fracturas naturales, incluso en las condiciones de fractura de nueve grupos, puede resultar difícil formar una red de fracturas artificiales compleja.

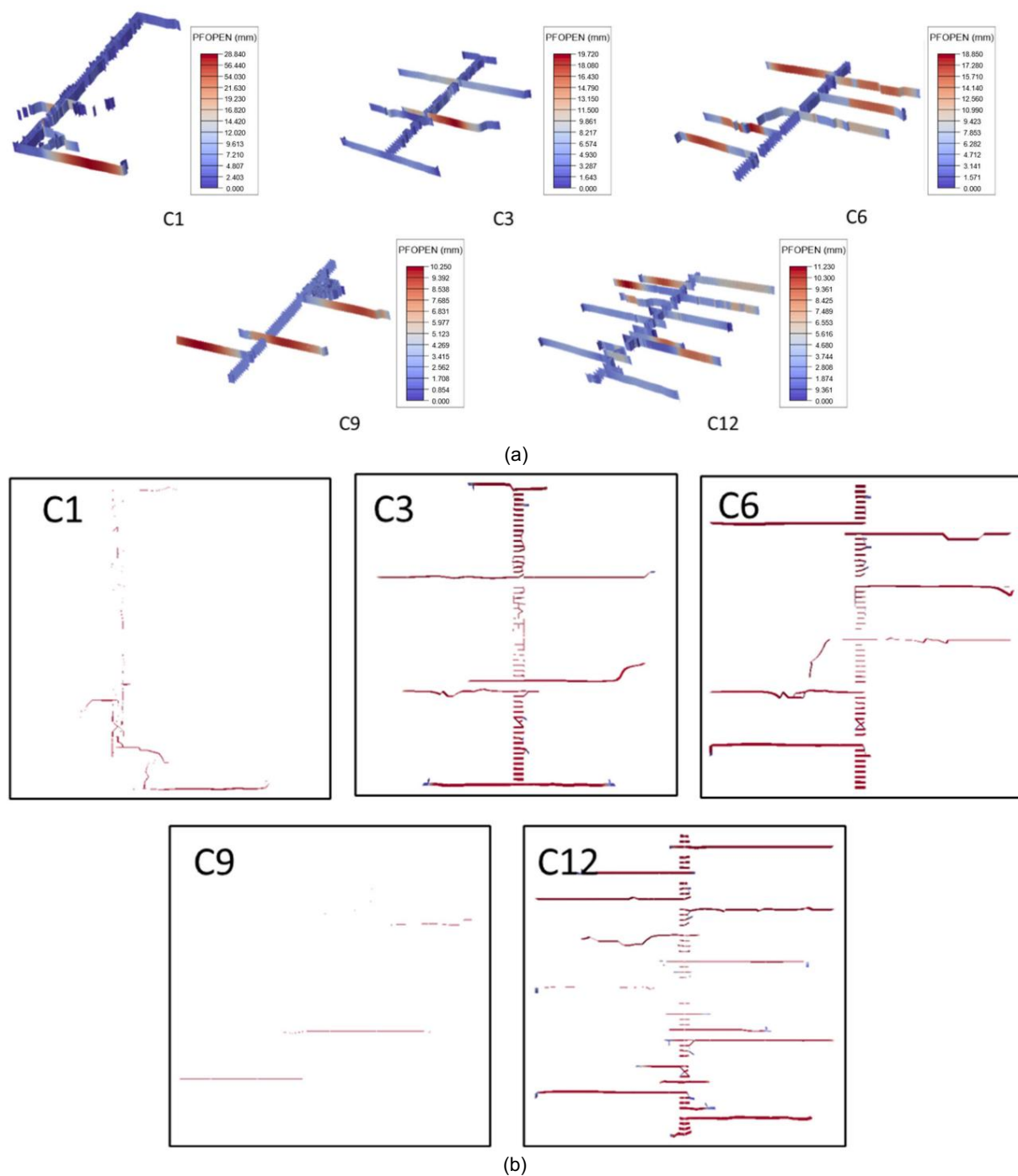


Figura 13. Morfología de las fracturas en diversos escenarios de fractura en grupo cuando hay 40 fracturas naturales en la región ((a) es una vista 3D y (b) es una vista superior) (C1, C3, C6, C9 y C12 representan escenarios de fractura que involucran 1 conglomerado, 3 conglomerados, 6 conglomerados, 9 conglomerados y 12 conglomerados, respectivamente).

4. Conclusiones

Con base en el FDEM y los datos in situ de un determinado bloque de pozos en el suroeste de China, se establecieron múltiples modelos de simulación de fracturación en racimos considerando las fracturas naturales y los parámetros mecánicos geológicos del bloque objetivo. Se extraen los cambios en el área de fractura artificial, la apertura de la fractura, el volumen de la fractura, la presión del fluido y la morfología de la fractura en los resultados de la simulación, y se extrae el impacto del número de grupos de fracturas y el número de fracturas naturales en el bloque objetivo en Se analizó la formación de fracturas artificiales. Las conclusiones principales son las siguientes:

- (1) A medida que aumenta el número de grupos de fracturas, el número de fracturas principales artificiales formadas en el bloque objetivo muestra una tendencia creciente significativa. Sin embargo, cuando se ve afectado por la distribución de las fracturas naturales, el geoestrés y otros factores, también puede resultar difícil formar múltiples fracturas principales mediante la fracturación de múltiples conglomerados en el bloque objetivo (Figura 9). Por lo tanto, obtener datos sobre la ubicación espacial y la orientación de las fracturas naturales puede ser más útil para estimar con precisión el efecto de fractura del bloque objetivo.
- (2) Debido a la influencia de la trayectoria de fractura aleatoria original y las fracturas naturales del yacimiento, es probable que se produzcan fenómenos de estimulación de cizallamiento. En estas condiciones, las fracturas artificiales en el yacimiento son propensas a doblarse, ramificarse y otros fenómenos. Cuando se ve afectada aún más por múltiples métodos de construcción, la fractura principal artificial será más propensa a la expansión de una sola ala que a la expansión de dos alas.
- (3) La construcción de fracturación de conglomerados múltiples puede promover un aumento en las redes de fracturas artificiales, pero con la misma cantidad de inyección, la apertura de las fracturas artificiales disminuirá. Por lo tanto, aumentar adecuadamente la tasa de inyección durante la construcción de múltiples conglomerados será más propicio para el bombeo de apuntalantes y otros materiales.
- (4) El aumento en el número de fracturas naturales en el bloque objetivo ayudará a obtener una red de fracturas artificiales más compleja. Cuando el número de fracturas naturales alcanza un cierto umbral, incluso utilizando un proceso de construcción de fracturación de un solo grupo se puede formar una red de fracturas artificiales conectadas por múltiples fracturas principales.

Contribuciones de los autores: Conceptualización, YL y YG; curación de datos, YG; adquisición de financiación, JL; investigación, YL, MW, HH, YG, YW y JL; metodología, PM; administración de proyectos, YL, HH y YG; recursos, HH y JG; supervisión, YL, HH, YW y JG; escritura—borrador original, MW; redacción: revisión y edición, YL y HH. Todos los autores han leído y aceptado la versión publicada del manuscrito.

Financiamiento: Los autores agradecen el apoyo financiero brindado por el Fondo Abierto de Investigación del Laboratorio Estatal Clave de Geomecánica e Ingeniería Geotécnica, el Instituto de Mecánica de Rocas y Suelos de la Academia China de Ciencias, Subvención NO SKLGME022020. Mientras tanto, este artículo está financiado por el proyecto especial de ciencia y tecnología de PetroChina Co., Ltd., titulado "Investigación sobre el aumento de yacimientos a gran escala, el aumento de la producción y las tecnologías de exploración y desarrollo de gas de esquisto" (NO. 2023ZZ14).

Declaración de la Junta de Revisión Institucional: No Aplica

Declaración de Consentimiento Informado: No Aplica

Declaración de disponibilidad de datos: los autores pondrán a disposición los datos brutos y el código que respaldan las conclusiones de este artículo previa solicitud.

Conflictos de intereses: Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses.

Referencias

1. Wu, M.; Liu, J.; Lv, X.; Shi, D.; Zhu, Z. Un estudio sobre ecuaciones de homogeneización de medios porosos fractales. *J. Geophys. Ing.* 2018, 15, 2388–2398.
2. Zheng, Y.; Su.; Huang, L.; Bai, Y.; Wang, C.; Chen, W.; Wang, W. Explorando el efecto de los parámetros de ingeniería en la penetración de fracturas hidráulicas a través de planos de lecho en diferentes regímenes de propagación. *Computadora. Geotecnología.* 2022, 146, 104736.
3. Liu, Q.; Li, J.; Liang, B.; Liu, J.; Sol, W.; Él, J.; Lei, Y. Mecanismo desencadenante del comportamiento de humectabilidad complejo en la imbibición: A construcción de modelos y estudio comparativo basado en análisis a múltiples escalas. *Energía* 2023, 275, 127434.
4. Canción, R.; Liu, J.; Cui, M. Un nuevo método para reconstruir el modelo de malla estructurada a partir de imágenes de tomografía microcomputarizada de Medios porosos y su aplicación. En t. J. Transferencia de masa de calor. 2017, 109, 705–715.
5. Wang, L.; Zhou, J.; Guo, Y.; Canción, X.; Guo, W. Investigación de laboratorio y evaluación de la fracturación hidráulica de marina. esquisto considerando múltiples factores geológicos y de ingeniería. *Frente. Ciencia de la Tierra.* 2022, 10, 952655.
6. Zhang, H.; Chen, J.; Li, Z.; Eh.; Mei, Y. Simulación numérica de fracturación de múltiples conglomerados utilizando el dependiente de la triaxialidad Modelo de zona cohesiva en un yacimiento de esquisto con heterogeneidad mineral. *Mecánico de rocas. Ing. Rock.* 2023, 57, 325–349.
7. Nguyen, HT; Lee, JH; Elraies, KA Una revisión del modelado tipo PKN de fracturas hidráulicas. *J. mascota. Ciencia. Ing.* 2020, 195, 107607.

8. Tejo, CH; Weng, X. Capítulo 1—Fracturación de un pozo y modelos de fractura 2D. En *Mecánica de la fracturación hidráulica*, 2ª ed.; Gulf Professional Publishing: Boston, MA, EE. UU., 2015; págs. 1–22.
9. Dontsov, EV; Peirce, AP Transporte de apuntalante en fracturación hidráulica: filtrado de puntas de grietas en modelos KGD y P3D. En t. J. *Estructura de sólidos*. 2015, 63, 206–218.
10. Santillán, D.; Juanes, R.; Cueto-Felgueroso, L. Modelo de campo de fase de fractura impulsada por fluidos en medios elásticos: fractura inmersa. *Formulación y validación con soluciones analíticas*. J. Geophys. Res. Tierra sólida 2017, 122, 2565–2589.
11. Canción, R.; Liu, J.; Yang, C.; Sun, S. Estudio sobre el mecanismo de transferencia de masa y calor multifásico en la disociación del metano. *hidratar en sedimentos porosos reconstruidos de forma real*. *Energía* 2022, 254, 124421.
12. Canción, R.; Wang, Y.; Ishutov, S.; Zambrano-Narvaez, G.; Hodder, KJ; Chaláturnyk, RJ; Sol, S.; Liu, J.; Gama, RP A Estudio experimental integral sobre el comportamiento mecánico, la microestructura y las propiedades de transporte de la roca impresa en 3D. *Análogos. Mecánico de rocas*. Ing. Rock. 2020, 53, 5745–5765.
13. Guo, C.; Xu, J.; Wei, M.; Jiang, R. Estudio experimental y simulación numérica de arenisca compacta de fracturación hidráulica. *embalses*. *Combustible* 2015, 159, 334–344.
14. Moghadasi, R.; Rostami, A.; Hemmati-Sarapardeh, A. Aplicación de nanofluidos para tratar la migración de finos durante la hidráulica. *Fracturación: estudio experimental y comprensión mecanicista*. Adv. Res. Geoenergética. 2019, 3, 100–111.
15. Yang, R.; Wang, Y.; Canción, G.; Shi, Y. Métodos de optimización de fracturación y extracción térmica en sistemas geotérmicos mejorados. Adv. Res. Geoenergética. 2023, 8, 136–140.
16. Chen, B.; Barboza, BR; Sol, Y.; Bai, J.; Thomas, recursos humanos; Dutko, M.; Cottrell, M.; Li, C. Una revisión de la fracturación hidráulica. *Simulación*. Arco. Computadora. Métodos Ing. 2022, 29, 1–58.
17. Yuan, J.; Jiang, R.; Zhang, W. El flujo de trabajo para analizar el efecto de la fractura hidráulica en un pozo horizontal fracturado hidráulicamente. *producción en sistema de formación compuesta*. Adv. Res. Geoenergética. 2018, 2, 319–342.
18. Esfandiari, M.; Pak, A. Modelado XFEM del efecto de las tensiones in situ sobre las características de la fractura hidráulica y comparación con Modelos KGD y PKN. J. mascota. Explorar. Pinchar. Tecnología. 2023, 13, 185–201.
19. Huang, L.; Liu, J.; Zhang, F.; Dontsov, E.; Damjanac, B. Explorando la influencia de la heterogeneidad inherente de la roca y el tamaño de grano en Fracturación hidráulica mediante modelado de elementos discretos. En t. J. *Estructura de sólidos*. 2019, 176–177, 207–220.
20. Huang, L.; Liu, J.; Zhang, F.; Fu, H.; Zhu, H.; Damjanac, B. Modelado de celosía 3D del inicio de fractura hidráulica y cerca del pozo. *propagación para diferentes modelos de disparos*. J. mascota. Ciencia. Ing. 2020, 191, 107169.
21. Zhu, X.; Feng, C.; Cheng, P.; Wang, X.; Li, S. Un novedoso modelo de fracturación hidráulica tridimensional basado en el continuo. *método del elemento discontinuo*. Computadora. Métodos de aplicación. Mec. Ing. 2021, 383, 113887.
22. Wu, M.; Jiang, C.; Canción, R.; Liu, J.; Li, M.; Liu, B.; Shi, D.; Zhu, Z.; Deng, B. Estudio comparativo sobre fracturación hidráulica utilizando Diferentes modelos de redes de fracturas discretas: información desde yacimientos homogéneos hasta heterogeneos. Ing. Fracta. Mec. 2023, 284, 109274.
23. Huang, L.; Dontsov, E.; Fu, H.; Lei, Y.; Weng, D.; Zhang, F. Crecimiento de la altura de la fractura hidráulica en rocas estratificadas: perspectiva desde Simulación DEM de diferentes regímenes de propagación. En t. J. *Estructura de sólidos*. 2022, 238, 111395.
24. Huang, L.; Bronceado, J.; Fu, H.; Liu, J.; Chen, X.; Liao, X.; Wang, X.; Wang, C. El mecanismo de iniciación y propagación no plano de múltiples fracturas hidráulicas en yacimientos estrechos considerando los efectos de la sombra de tensión. Ing. Fracta. Mec. 2023, 292, 109570.
25. Wu, M.; Zhang, DM; Wang, WS; Li, MH; Liu, SM; Lu, J.; Gao, H. Simulación numérica de fracturación hidráulica basada en Reconstrucción de la morfología de la fractura de superficie bidimensional y método combinado de elementos finitos-discretos. J. Nat. Ciencia del gas. Ing. 2020, 82, 103479.
26. Wu, M.; Wang, W.; Zhang, D.; Deng, B.; Liu, S.; Lu, J.; Luo, Y.; Zhao, W. El método de reconstrucción de grietas de píxeles: a partir de la fractura. *Imagen para agrietar el modelo geológico para la simulación de la evolución de la fractura*. Construcción Construir. Madre. 2020, 273, 121733.
27. Wu, M.; Wang, W.; Canción, Z.; Liu, B.; Feng, C. Explorando la influencia de la heterogeneidad en la fracturación hidráulica basada en la método combinado finito-discreto. Ing. Fracta. Mec. 2021, 252, 107835.
28. Liu, Q.; Sol, L.; Liu, P.; Chen, L. Modelado de fracturas múltiples simultáneas utilizando el elemento finito-discreto combinado. *Método. Geofluidos* 2018, 2018, 4252904.
29. Rougier, E.; Munjiza, A.; Lei, Z.; Chau, VT; Caballero, EE; Cazador, A.; Srinivasan, G. La fractura plástica y discreta combinada. *marco de deformación para FDEM*. En t. J. *Número. Métodos Ing*. 2019, 121, 1020–1035.
30. Yan, C.; Jiao, Y.-Y.; Zheng, H. Un enfoque de elementos finitos hidromecánicos tridimensionales totalmente acoplados con real Filtración porosa para simular fracturación hidráulica 3D. Computadora. Geotecnología. 2018, 96, 73–89.
31. Wu, Z.; Sol, H.; Wong, LNY Un método de colector numérico basado en elementos cohesivos para el modelado de fractura hidráulica con granos de Voronoi. *Mecánico de rocas*. Ing. Rock. 2019, 52, 2335–2359.
32. Wu, M.; Gao, K.; Liu, J.; Canción, Z.; Huang, X. Influencia de la heterogeneidad de las rocas en la fracturación hidráulica: un estudio paramétrico utilizando el método combinado de elementos finitos-discretos. En t. J. *Estructura de sólidos*. 2022, 234–235, 111293.
33. Wu, Z.; Xu, X.; Liu, Q.; Yang, Y. Un método de variedad numérica basado en elementos cohesivos de espesor cero para mecánica de rocas. *comportamiento con granos micro-Voronoi*. Ing. Anal. Atado. Elem. 2018, 96, 94–108.
34. Sharafisafa, M.; Aliabadian, Z.; Sato, A.; Shen, L. Modelado combinado de elementos finitos-discretos de fracturación hidráulica en depósitos con juntas llenas. *Ciencia de la geoenergía*. Ing. 2023, 228, 212025.
35. Shi, F.; Wang, D.; Li, H. Un enfoque basado en XFEM para la simulación de fracturación hidráulica en 3D considerando la segmentación del frente de grieta. J. mascota. Ciencia. Ing. 2022, 214, 110518.

36. Cramer, D.; Friehauf, K.; Roberts, G.; Whittaker, J. Integración de DAS, análisis de presión de tratamiento y perforación basada en video Imágenes para evaluar la eficacia del tratamiento de entrada limitada. En actas de la tecnología de fracturación hidráulica SPE Conferencia y exposición, The Woodlands, TX, EE. UU., 5 al 7 de febrero de 2019; pag. D031S007R001.
37. Chen, H.; Meng, X.; Niu, F.; Tang, Y.; Yin, C.; Wu, F. Monitoreo microsísmico del yacimiento estimulante de gas de esquisto en el suroeste de China: 2. Agrupación Espacial Controlada por las Fallas y Fracturas Preexistentes. J. Geophys. Res. Tierra sólida 2018, 123, 1659–1672.
38. Ou, C.; Liang, C.; Li, Z.; Luo, L.; Yang, X. Visualización 3D de fracturas hidráulicas mediante monitoreo microsísmico: Metodología y aplicación. Petróleo 2022, 8, 92-101.
39. Lu, Z.; Jia, Y.; Cheng, L.; Pan, Z.; Xu, L.; Él, P.; Guo, X.; Ouyang, L. Monitoreo microsísmico de la propagación de fracturas hidráulicas y riesgos sísmicos en yacimientos de esquisto con un ángulo de inmersión pronunciado. Nat. Recurso. Res. 2022, 31, 2973–2993.
40. Shang, X.; Largo, S.; Duan, T. Sistema de fractura en yacimiento de gas de esquisto: perspectiva de técnicas de caracterización y modelado. J. Nat. Geociencias de gas. 2021, 6, 157–172.
41. Li, Y.; Cheng, CH; Toksöz, MN Monitoreo sísmico del crecimiento de una zona de fractura hidráulica en Fenton Hill, Nuevo México. Geofísica 1998, 63, 120-131.
42. Dahi Taleghani, A.; González-Chávez, M.; Yu, H.; Asala, H. Simulación numérica de la propagación de fracturas hidráulicas de forma natural. formaciones fracturadas utilizando el modelo de zona cohesiva. J. mascota. Ciencia. Ing. 2018, 165, 42–57.
43. Wang, H. Propagación de fracturas hidráulicas en yacimientos fracturados naturalmente: fracturas complejas o redes de fracturas. J. Nat. Gas Ciencia. Ing. 2019, 68, 102911.

Descargo de responsabilidad/Nota del editor: Las declaraciones, opiniones y datos contenidos en todas las publicaciones son únicamente de los autores y contribuyentes individuales y no de MDPI ni de los editores. MDPI y/o los editores renuncian a toda responsabilidad por cualquier daño a personas o propiedad que resulte de cualquier idea, método, instrucción o producto mencionado en el contenido.