

Artikel

Eine Studie zur dreidimensionalen Multi-Cluster-Frakturierung Simulation unter dem Einfluss natürlicher Brüche

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

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

2 Staatliches Schlüssellabor für Geomechanik und Geotechnisches Ingenieurwesen, Wuhan Institut für Fels- und Bodenmechanik, Chinesische Akademie der Wissenschaften, Wuhan 430071, China; wmy@cqu.edu.cn (MW); ytguo@whrsm.ac.cn (YG)

3 Schiefergas-Forschungsinstitut der PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China; guijunchuan@petrochina.com.cn

4 Sichuan Key Laboratory of Shale Gas Evaluation and Exploitation, Chengdu 610051, China 5 PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610051, China 6

Institut für Tiefengeologie und Grüne Energie, Hochschule für Bau- und Verkehrswesen, Universität Shenzhen, Shenzhen 518060, China; junlu@szu.edu.cn *

Korrespondenz: huang_hy@petrochina.com.cn

Zusammenfassung: Multi-Cluster-Fracturing hat sich als effektive Technik zur Steigerung der Produktivität tiefer Schieferlagerstätten erwiesen. Das Vorhandensein natürlicher Schichtebenen in diesen Lagerstätten spielt eine bedeutende Rolle bei der Entstehung und Entwicklung von hydraulischen Multi-Cluster-Frakturen. Daher ist die Durchführung detaillierter Forschungen zu den Ausbreitungsmechanismen von hydraulischen Frakturen mit mehreren Clustern in tiefen Schieferformationen von entscheidender Bedeutung, um die Effizienz der Reservoirumwandlung zu optimieren und effektive Entwicklungsergebnisse zu erzielen. Diese Studie verwendet die Methode der finiten diskreten Elemente (FDEM), um ein umfassendes dreidimensionales Simulationsmodell für das Multi-Cluster-Fracturing zu erstellen, wobei die Anzahl der vorhandenen natürlichen Frakturen und die geomechanischen Eigenschaften eines Zielblocks berücksichtigt werden. Die Ausbreitung hydraulischer Frakturen wird in Abhängigkeit von der Anzahl der natürlichen Frakturen und der Gestaltung der Multi-Cluster-Fracturing-Operationen untersucht. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass im Einklang mit früheren Forschungen zum Fracturing in Schieferöl- und -gasreservoirs eine Zunahme der Anzahl von Fracturing-Clustern und natürlichen Frakturen zu einer größeren Gesamtfläche führt, die von künstlichen Frakturen bedeckt ist, und zur Entwicklung komplexerer Bruchmuster. Darüber hinaus hebt die vorliegende Studie hervor, dass eine Zunahme der Anzahl von Fracturing-Clustern zu einer deutlichen Verringerung der ausgewogenen Ausdehnung der Doppelflügel des Hauptbruchs innerhalb des Reservoirs führt. Stattdessen tragen die Auswirkungen natürlicher Brüche, Geospannungen und anderer Faktoren zu verstärkten Phänomenen wie einflügeliger Ausdehnung, Aufzweigung und Biegung verschiedener Hauptbrüche bei, was die Entstehung komplexer künstlicher Bruchnetzwerke erleichtert. Es ist wichtig zu beachten, dass das Vorhandensein natürlicher Brüche auch die Versagensart künstlicher Brüche erheblich verändern kann, was möglicherweise zur Bildung kleiner Scherbrüche mit Öffnung führt, die eine sorgfältige Bewertung der Gesamtauswirkungen der Sanierung erforderlich machen. Darüber hinaus zeigt diese Studie, dass selbst im Vergleich zu Einzelcluster-Brüchen das Vorhandensein von 40 natürlichen Hauptbrüchen in der Region zur Entwicklung mehrerer verzweigter Hauptbrüche führen kann. Dieses Ergebnis unterstreicht die Bedeutung der Berücksichtigung natürlicher Brüche bei Frakturierungsvorgängen in tiefen Reservoirs. Zusammenfassend bieten die Ergebnisse dieser Studie wertvolle Erkenntnisse zur Optimierung von Frakturierungsprozessen in tiefen Reservoirs in Szenarien, in denen natürliche Brüche eine entscheidende Rolle bei der Gestaltung spielen.

Schlüsselwörter: Multi-Cluster-Fracturing; tiefe Reservoirs; FDEM; hohe Geospannung; Rissausbreitung

Zitat: Li, Y.; Wu, M.; Huang, H.; Guo, Y.; Wang, Y.; Gui, J.; Lu, J. Eine Studie zur dreidimensionalen Multi-Cluster-Fracturing-Simulation unter dem Einfluss natürlicher Frakturen. *Appl. Sci.* **2024**, *14*, 6342. <https://doi.org/10.3390/app14146342>

Wissenschaftlicher Redakteur: Tiago Miranda

Empfangen: 26. Mai 2024

Überarbeitet: 9. Juli 2024

Akzeptiert: 19. Juli 2024

Veröffentlicht: 20. Juli 2024



Copyright: © 2024 bei den Autoren. Li-censee MDPI, Basel, Schweiz.

Dieser Artikel ist ein Open Access-Artikel vertrieben unter den Bedingungen und Konditionen

Bedingungen der Creative Commons At-

tribution-Lizenz (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Einleitung

Öl- und Gasvorkommen spielen weiterhin eine bedeutende Rolle in der globalen Energielandschaft. Daher besteht dringender Bedarf, die Gewinnung und Nutzung dieser Ressourcen zu steigern [1]. Schieferöl- und -gasvorkommen in Tiefen von über 3500 m machen einen großen Teil der aktuellen Energiestruktur aus. Die Optimierung der Erschließung und Nutzung tiefer Öl- und Gasvorkommen durch Bautechniken wie Multi-Cluster-Fracking ist ein notwendiges Mittel zur effizienten Nutzung tiefer Öl- und Gasvorkommen [2]. Es ist bemerkenswert, dass sich tiefe Öl- und Gaslagerstätten oft in Umgebungen mit hoher Spannung und komplexen Brucheigenschaften befinden (diskontinuierliche Strukturen wie Schichtung, Fugen und Brüche, die durch Sedimentation und tektonische Prozesse tiefer Lagerstätten entstehen) [3], was die Wirksamkeit der Lagerstättenumwandlung erheblich beeinflusst [4,5].

Daher ist eine eingehende Untersuchung der Auswirkungen natürlicher Frakturen auf die Multi-Cluster-Fracturing-Konstruktionstechnologie von tiefen Öl- und Gaslagerstätten für die Erschließung tiefer Öl- und Gasressourcen von großer Bedeutung.

Zur Untersuchung der Ausbreitung von Brüchen können sowohl theoretische Lösungen als auch Indoor-Tests verwendet werden. Im Laufe der Jahre wurden durch theoretische Herleitungen verschiedene theoretische Lösungsmodelle wie das KGD-Modell, das PKN-Modell und das Penny-Modell entwickelt [2,6–10]. Inzwischen haben einige Wissenschaftler bei ihren Untersuchungen festgestellt, dass es im Reservoir aufgrund des Einflusses der Bruchzähigkeit und der Bruchinjektionsrate des Reservoirgesteins mehrere Kontrollmechanismen geben kann. Daher wurde ein theoretisches Modell für die künstliche Rissausbreitung in Reservoirs unter dem Einfluss umfassender Parameter wie Viskositätskontrolle und Zähigkeitskontrolle abgeleitet. Bei der theoretischen Herleitung wird das Reservoirgestein jedoch häufig als homogenes und isotropes Medium angenommen, was bedeutet, dass die Auswirkungen natürlich auftretender Brüche und das Wachstum zahlreicher Bruchgruppen nicht berücksichtigt werden können. Natürlich haben Wissenschaftler auch umfangreiche physikalische Simulationsforschungen mithilfe von experimentellen Labormethoden durchgeführt [5,11–15]. In der Anfangsphase wurden überwiegend konventionelle dreiachsige Belastungssysteme eingesetzt, wobei der Schwerpunkt auf dem Einfluss der Geospannung des Reservoirs durch die Kontrolle des umgebenden Gesteins und des axialen Drucks lag. In echten Reservoirs treten jedoch typischerweise Spannungsbedingungen unter echter dreiachsiger Spannung auf, was einige Forscher dazu veranlasste, authentische dreiachsige Versuchsaufbauten zu entwickeln, um das Aufbrechen einzelner oder mehrerer Cluster zu simulieren. Durch diese Experimente konnten sie Einblicke in die Ausbreitungsmuster künstlicher Brüche gewinnen.

Dennoch erweist es sich als Herausforderung, die Auswirkungen natürlicher Brüche im Labor zu reproduzieren, und es bedarf weiterer Untersuchungen, um die Übertragbarkeit der Ergebnisse im Probenmaßstab auf Szenarien im Reservoirmaßstab zu prüfen. Folglich besteht ein wachsendes Interesse an der Simulationsanalyse von Reservoir-Frakturen im Reservoirmaßstab [16,17].

Das Prinzip des Multi-Cluster-Fracturing in dichten Reservoirs ist in Abbildung 1 dargestellt. Bei dieser Methode werden in verschiedenen Blöcken des Reservoirs mehrere hydraulische Rissnetzwerke erstellt, indem mehrere Perforationspositionen strategisch festgelegt und die Flüssigkeitsverteilung über verschiedene Cluster hinweg angepasst wird. Das übergeordnete Ziel besteht darin, die Reservoirdurchlässigkeit zu verbessern und eine effiziente Entwicklung zu ermöglichen. Frühe Reservoir-Frakturierungssimulationen wurden hauptsächlich mit Methoden der finiten Elemente durchgeführt. In der Folge wurden, da Reservoirgesteine ein diskontinuierliches Medium sind, nach und nach einige neue numerische Simulationsmethoden vorgeschlagen, wie etwa die erweiterte Methode der finiten Elemente [18], die Methode der Partikelflussdispersionselemente [19,20], die Methode der blockdiskreten Elemente [2], die Methode der diskontinuierlichen Elemente [21], die Methode der finiten diskreten Elemente (FDEM) [22] usw. Diese Methoden ermöglichen eine genauere Vorhersage der Rissbildungseffekte des Zielreservoirs, weisen jedoch unterschiedliche Vorteile und Einschränkungen auf. Beispielsweise verwendet die erweiterte Finite-Elemente-Methode virtuelle Funktionen, um ein diskontinuierliches Verschiebungsfeld zu konstruieren, das das Phänomen der Rissauslenkung und -ausbreitung innerhalb des Elements simulieren kann, es ist jedoch schwierig, die Auswirkungen natürlicher Brüche und anderer Faktoren wie Rissaufspaltung zu simulieren. Die Partikelflussdispersionselementmethode bietet eine hervorragende Leistung bei der Simulation von Reservoir-Rissbildung im Mikromaßstab, geht jedoch normalerweise davon aus, dass das Reservoir aus Partikeln besteht, was eine große

rechnerische Einschränkungen und ist nicht mehr für Simulationsanalysen im Reservoir-Maßstab geeignet [23,24]. Die in den letzten Jahren entwickelten Block-Diskrete-Elemente-Methode und die Finite-Diskrete-Elemente-Methode haben die Maßstabsbeschränkungen wirksam gelöst und ermöglichen daher eine bessere Simulation und Auswertung von Reservoir-Frakturen vom Mikro- bis zum Makromaßstab. Unter ihnen geht die Finite-Diskrete-Elemente-Methode [25] davon aus, dass das Reservoir aus Felsblöcken und ihren gebrochenen Schnittstellen besteht (Abbildung 1). Die Felsblockelemente werden verwendet, um die Verformungseigenschaften der Reservoirmatrix während des Frakturierungsprozesses zu simulieren und die Schnittstellenelemente werden verwendet, um die Ausbreitung künstlicher Risse im Reservoir zu simulieren. Inzwischen können nach Jahren der Entwicklung die Eigenschaften natürlicher Risse in Reservoirs durch Veränderung von Parametern wie Festigkeit und Steifheit verschiedener Schnittstellenelemente beschrieben werden, wodurch eine Frakturierungssimulation an Reservoirs mit natürlichen Rissen erreicht wird. Auf Grundlage der FDEM-Methode haben Wu et al. [26] führten eine Inversionssimulationsstudie zum hydraulischen Brechen durch, bei der die natürlichen Schichtungs-/Bruchstellen-Grenzflächen in Gesteinen berücksichtigt wurden. Ihre Ergebnisse bestätigten die Durchführbarkeit der Verwendung des FDEM zur Simulation der Rissbildung in Gesteinen mit solchen natürlichen Merkmalen. Darüber hinaus entwickelten sie hydraulische Brechmodelle für Reservoirbereiche unter Berücksichtigung verschiedener heterogener Strukturen und führten eine detaillierte Analyse der Auswirkungen von Faktoren wie natürlichen diskreten Brüchen und großen eingebetteten Gesteinsblöcken auf die A Daher erweist sich die Durchführung einer Simulationsstudie zur Rissbildung in gebrochenen Reservoirs mithilfe des FDEM als wirksame Methode zur Aufdeckung des Ausbreitungsverhaltens hydraulischer Risse in Reservoirgesteinen mit natürlichen Rissen.

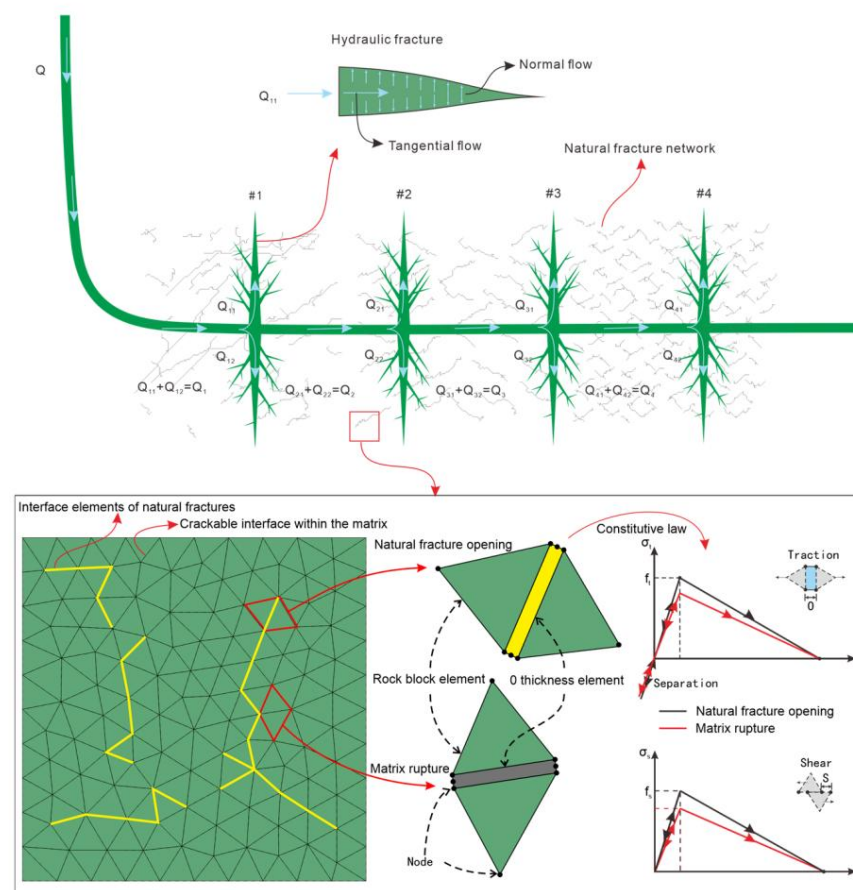


Abbildung 1. Schematische Darstellung des Reservoir-Multi-Cluster-Fracturing und des FDEM-Prinzips.

Basierend auf der Methode der finiten diskreten Elemente (FDEM) wird in diesem Dokument ein dreidimensionales Multi-Cluster-Simulationsmodell für Brüche unter Berücksichtigung der Anzahl natürlicher Brüche erstellt. Die herkömmlichen quantitativen Parameter wie Bruchfläche, Bruchlänge und maximale Bruchöffnung wurden zur systematischen Analyse des Expansionsgesetzes verwendet.

wobei der Spannungsvektor bezeichnet wird; σ_{11} , σ_{22} sind die Normalspannungen, die erste Tangentialspannung bzw. die zweite Tangentialspannung. Hier gilt: E bezeichnet die Steifigkeit

$$j_{a \text{ coh-n}} = \frac{t_a}{T_{0.00}} = \text{coh } t \quad (5)$$
$$\frac{\ddot{y}(\ddot{y}_{N-1})^2}{\ddot{y}\ddot{y}_{0,0}} + \frac{\ddot{y}(\ddot{y}_S)^2}{\ddot{y}\ddot{y}} = \frac{\ddot{y}}{\tau} \ddot{y} \quad (6)$$
$$E = \ddot{y} \left(1 - d \frac{E}{\dot{E}} \right)^0 \quad (7)$$

$$D = \frac{\ddot{y}_{mm}^F(\max \ddot{y}^0)}{\ddot{y}_{m\max}^F(\ddot{y}_{mm}^F \quad 0)}, \quad (8)$$

$$N$$

$$Q Q = \vec{y} \cdot \vec{1} \quad (9)$$

$$p_{0, \dots, wf, pf}^{++} p \, pp \quad \text{siehe ich} \quad (10)$$

Beim Einströmen von Flüssigkeit in ein Bohrloch entsteht aufgrund der Rauheit der Bohrlochoberfläche leicht ein Strömungswiderstand. Dieses Verhalten kann mit der Bernoulli-Gleichung [36] beschrieben werden:

$$\begin{aligned}
 & \frac{\rho \cdot \Delta z \cdot g}{2} \left(\frac{1}{C_M} - 1 \right) \frac{v^2}{2}, \\
 & C_M = \frac{fL}{D_H}, \\
 & F = 8 \frac{\rho \cdot v^3 \cdot L}{Re} + \frac{1}{(AB)^{1.5}} \frac{1}{v^{1/12}}, \\
 & A = 2.457 \cdot \text{Zoll} \cdot \frac{v \cdot \Delta z \cdot g}{Re} \cdot 0.27 + \frac{K_s \cdot v \cdot \Delta z \cdot g}{D_H^{16}}, \\
 & B = \frac{v \cdot \Delta z \cdot g \cdot 37350}{Re^{16}}
 \end{aligned} \quad (11)$$

$$p_f = 0,087249 \times nDC \frac{\rho \cdot v^2}{2.42} Q^2 \quad (12)$$

Dabei ist ΔP der Druckunterschied am Knoten des Clusters, Δz der Höhenunterschied des Knotens, v die Flüssigkeitsgeschwindigkeit im Bohrloch, ρ die Flüssigkeitsdichte, G die Erdbeschleunigung, CL der Verlustkoeffizient, f die Reibungskraft im Bohrloch, L die Bohrlochlänge, K_i der Verlustterm in einer festen Richtung, K_s die Rauheit des Bohrlochs, D_h der Bohrlochdurchmesser, Re die Reynolds-Zahl, n die Anzahl der Perforationen, D_p der Perforationsdurchmesser und C ein Koeffizient, im Allgemeinen 0,56–0,9 [6].

Nachdem die Frackingflüssigkeit aus dem Bohrloch abgeleitet wurde, gelangt sie in den Frack, und der Flüssigkeitsdruckabfall im Inneren kann wie folgt beschrieben werden:

$$= \frac{q^3}{12 \mu} \quad (13)$$

Dabei ist q der Volumenstromvektor pro Länge des tangentialen Elements, t die Dicke m , μ der Viskositätskoeffizient und p der Flüssigkeitsdruck in MPa.

Es ist erwähnenswert, dass es ein gewisses Phänomen der Querströmung zwischen der zum Frakturieren verwendeten Flüssigkeit und der vorhandenen Flüssigkeit im Reservoir gibt. Währenddessen fließt aufgrund des hohen Flüssigkeitsdrucks in den Rissen während des Frakturierens mehr Flüssigkeit aus den Rissen in die Gesteinsmatrix. An diesem Punkt ist der Flüssigkeitsverlust im Riss

$$\begin{aligned}
 & \frac{\rho \cdot v \cdot \Delta z \cdot g}{2} \left(\frac{1}{C_M} - 1 \right) \frac{v^2}{2}, \\
 & C_M = \frac{fL}{D_H}, \\
 & F = 8 \frac{\rho \cdot v^3 \cdot L}{Re} + \frac{1}{(AB)^{1.5}} \frac{1}{v^{1/12}}, \\
 & A = 2.457 \cdot \text{Zoll} \cdot \frac{v \cdot \Delta z \cdot g}{Re} \cdot 0.27 + \frac{K_s \cdot v \cdot \Delta z \cdot g}{D_H^{16}}, \\
 & B = \frac{v \cdot \Delta z \cdot g \cdot 37350}{Re^{16}}
 \end{aligned} \quad (14)$$

wobei q die Volumenstromrate darstellt. Die Terme $\frac{q^3}{12 \mu}$ und $\frac{q^3}{12 \mu}$ sind die Filterkoeffizienten der Porendruck, MPa; und ist der Flüssigkeitsdruck, MPa.

2.2. Modellaufbau

Die Rechenkomplexität eines dreidimensionalen (3D) Bruchmodells variiert normalerweise in der Größenordnung im Vergleich zu einem zweidimensionalen (2D) Bruchmodell. Daher hat der 3D-Modellierungsprozess das Modell im Vergleich zum 2D-Bruchmodell entsprechend vereinfacht. Die wichtigsten Teile, die sich mit Änderungen befassen, umfassen Folgendes: $\bullet$ Reduzierung der geometrischen Größe des Modells und Erhöhung der Schichtdicke des Modells; $\bullet$ Während der Netzgenerierung wurde das größtmögliche Netz verwendet, und nach mehrfacher geometrischer Modellierung und Netzgenerierung wurde ein Modell mit geeigneter Netzqualität und Geometrie ausgewählt

für die anschließende numerische Simulationsmodellierung und Bruchanalyse. Darauf basierend sind die spezifischen Bedingungen für dieses 3D-Simulationsmodell wie folgt:

- Das Zielreservoir weist eine deutliche Tendenz zu einer natürlichen Schichtstruktur auf. Der Aufbau des Bettungsnetzwerks erfolgt daher über die Python-Programmierung.
- Basierend auf Felddaten liegt die Tiefe des Zielblocks in der Simulation typischerweise im Bereich von 4018,5 m bis 4263,5 m, wobei das Intervall für die Frakturierungskonstruktion normalerweise auf 60 m festgelegt ist. Zur Vereinfachung der Simulationsberechnungen wird angenommen, dass die Reservoirflächengröße in der Simulation 60 m × 60 m × 3 m beträgt.
- Während des Frakturierens fließt Flüssigkeit aus dem Bohrloch in das Zielreservoir. fp3d2-Elemente werden verwendet, um den Flüssigkeitsdruckabfall und die Strömungsverteilung im Bohrloch zu simulieren, und das fpc3d2-Element wird verwendet, um den Reibungswiderstand zu simulieren, wenn die Bohrlochflüssigkeit in den Zielbereich des Reservoirs fließt. Durch Binden von Knoten kann der Simulationsprozess des Flüssigkeitsflusses vom Bohrloch zum Zielreservoir erreicht werden. Unter Berücksichtigung der Zufälligkeit der Perforationsabstände während des Frakturierungsbaus des Zielreservoirs werden außerdem 38 zufällige Perforationen in der Simulation festgelegt (Abbildung 2b).
- Basierend auf den vor Ort gesammelten Daten

weist der Zielblock typische Merkmale einer Absenkung eines kohlenstoffhaltigen Beckens auf. Daher werden durch Ausrichten der x-, y- und z-Richtung an der maximalen horizontalen Hauptspannung, der minimalen horizontalen Hauptspannung bzw. der vertikalen Hauptspannung die Grenzen des undurchlässigen Modells definiert. Das Modell wird durch die Anwendung gerichteter Verschiebungen eingeschränkt. Dadurch wird eine genaue Darstellung der Spannungsbedingungen vor Ort sichergestellt und ein Flüssigkeitsfluss über die Grenzen verhindert.

• Basierend auf den Daten vor Ort aus dem Zielreservoir werden repräsentative Modellparameter ausgewählt. Das Benchmark-Berechnungsbeispiel konzentriert sich auf das Single-Cluster-Fracturing und geht von einer Reservoirdicke von 3 m aus. Die Injektionsparameter umfassen eine Verdrängungsrate von 18 m³/min und eine Gesamtinjektionszeit von 3600 s. Die Spannungsbedingungen vor Ort sind durch eine minimale horizontale Spannung von 98 MPa, eine maximale horizontale Spannung von 116 MPa und eine vertikale Spannung von 112 MPa gekennzeichnet. Der anfängliche Porendruck wird auf 90 MPa festgelegt. Darüber hinaus werden die übrigen Gesteinsmaterialparameter aus den mechanischen Testdaten von Schiefergesteinen abgeleitet, die aus dem Lu214-Block im Sichuan-Becken gewonnen wurden (wie in Tabelle 1 aufgeführt).

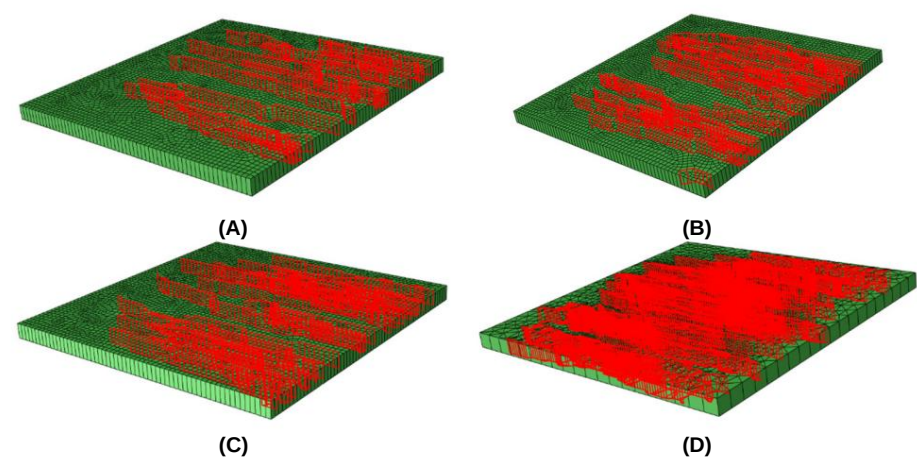


Abbildung 2. Schematische Darstellung von FDEM-Modellen mit natürlichen Brüchen: **(a)** 20 natürliche Brüche; **(b)** 30 natürliche Brüche; **(c)** 40 natürliche Brüche; **(d)** 50 natürliche Brüche.

Tabelle 1. Hauptparameter, die in Simulationsmodellen verwendet werden.

Eingabeparameter	Wert
Elastizitätsmodul (GPa)	40
Poissonzahl	0,22
Durchlässigkeitskoeffizient (m/s)	1 × 10 ^{−7}

Porosität	0,04
Zugfestigkeit natürlicher Brüche (MPa)	2
Kritische Schadensverschiebung natürlicher Brüche (m)	0,0001
Zugfestigkeit der Matrixgrenzflächen (MPa)	6
Kritische Schadensverschiebung der Matrixschnittstellen (m)	0,001
Injektionsrate (m ³ /min)	19–20
Viskosität der Fracking-Flüssigkeit (mPa·s)	1
Rohrrauheit (mm)	$0,015 \times 10^{-3}$
Perforationsdurchmesser (m)	0,01

3. Ergebnisse und Analyse

3.1. Auswirkung der Frakturierung der Cluster-Anzahl

Um das Verhalten von Multi-Cluster-Fracturing unter Reservoirbedingungen im Zielgebiet zu untersuchen, wurden zunächst die Ergebnisse der Rissausbreitung bei unterschiedlichen Clusterzahlen verglichen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3 dargestellt. Mit zunehmender Entfernung zwischen den Clustern zeigen die Ergebnisse der Fracturing-Simulation bei unterschiedlichen Clusterzahlen unterschiedliche Rissausbreitungseigenschaften. Mit zunehmender Clusterzahl zeigen die Anzahl der Bruchelemente und die Gesamtfläche einen steigenden Trend. Von Single-Cluster-Fracturing zu Triple-Cluster-Fracturing ist die Zunahme der Anzahl und Fläche der Brüche jedoch relativ gering. Dies deutet darauf hin, dass mit zunehmender Clusterzahl die Rissausbreitung durch Interaktionen zwischen den Clustern beeinflusst wird. Gleichzeitig ist mit zunehmender Entfernung zwischen den Clustern und zunehmender Clusterzahl eine Verringerung des Rissvolumens zu beobachten. Interessanterweise nimmt der Anteil der Zugversagen innerhalb des Rissnetzwerks deutlich zu. Dieses Phänomen deutet darauf hin, dass Single-Cluster-Fracturing vor Herausforderungen bei der Erzeugung großflächiger Brüche steht. Die eingespritzte Flüssigkeit wird hauptsächlich zum Erzeugen und Verlängern von Rissen verwendet. Im Gegensatz dazu ermöglicht Multi-Cluster-Fracturing die Entwicklung eines komplexeren Rissnetzwerks und vergrößert das gesamte Rissvolumen. Diese Beobachtungen unterstreichen den Einfluss der Clusterkonfiguration auf die Rissmorphologie und heben die potenziellen Vorteile der Verwendung von Multi-Cluster-Fracturing-Strategien zur Optimierung der Reservoirstimulation und Verbesserung der Kohlenwasserstoffgewinnung hervor.

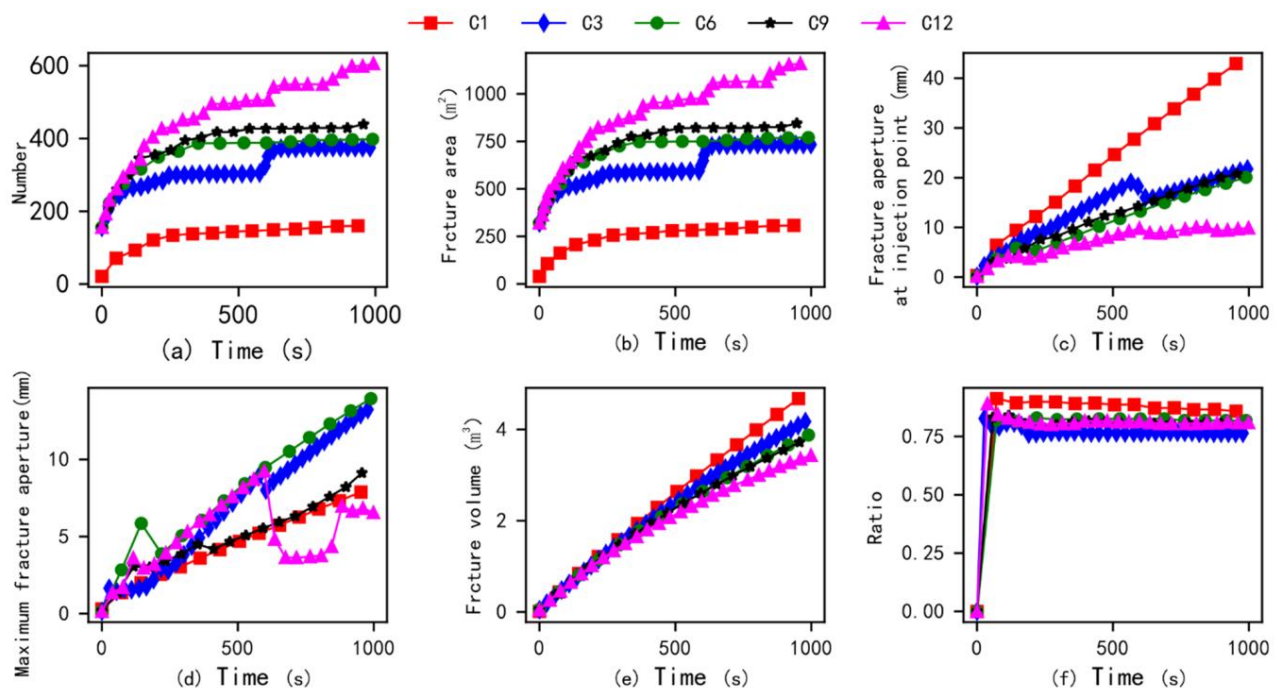


Abbildung 3. Ergebnisse herkömmlicher quantitativer Messgrößen unter verschiedenen Clusterkonfigurationen ((a) Anzahl beschädigter Schnittstellenelemente im Vergleich zur Zeit; (b) Bruchfläche im Vergleich zur Zeit; (c) Bruchöffnung am Injektionspunkt im Vergleich zur Zeit; (d) maximale Bruchöffnung im Vergleich zur Zeit; (e) Bruchvolumen im Vergleich zur Zeit; und (f) Verhältnis des Zugversagens im Vergleich zur Zeit) (C1, C3, C6, C9 und C12 beziehen sich auf Bruchscenarien mit 1 Cluster, 3 Clustern, 6 Clustern, 9 Clustern bzw. 12 Clustern).

Bei einer Simulationszeit von 1000 s ist die endgültige Verteilung der Brüche in Abbildung 4 dargestellt. Es ist bemerkenswert, dass mit steigender Anzahl der Cluster der Abstand zwischen den Clustern im Modell abnimmt. Folglich vergrößert sich die Gesamtoberfläche, die von den induzierten Brüchen bedeckt wird, während die Öffnung der Brüche, die vom Injektionspunkt ausgehen, abnimmt. Dieses Ergebnis weist darauf hin, dass sich mit zunehmender Anzahl von Bruchclustern der Bereich der Mitteldruckbrüche im Reservoir ausdehnt. Da das gesamte Injektionsvolumen jedoch konstant bleibt, ist bei der Bruchöffnung ein leicht abnehmender Trend zu beobachten. Darüber hinaus nimmt das Gesamtvolumen der sichtbaren Brüche ab. Diese Beobachtungen legen nahe, dass Variationen in der Anzahl der Cluster und im Clusterabstand die Bruchmorphologie beeinflussen. Das Modell neigt dazu, eine größere Anzahl kleinerer Brüche zu erzeugen, die von einer Kombination von Faktoren beeinflusst werden, darunter das Modellnetz, das Vorhandensein natürlicher Brüche, die Anzahl der Bruchcluster und die Geospannungsbedingungen. Dies führt zu einer Vergrößerung der gesamten Bruchoberfläche und einer Verringerung des sichtbaren Bruchvolumens. Dieses Verhalten unterstreicht das komplexe Zusammenspiel zwischen Bruchparametern und der daraus resultierenden Bruchnetzwerkgeometrie.

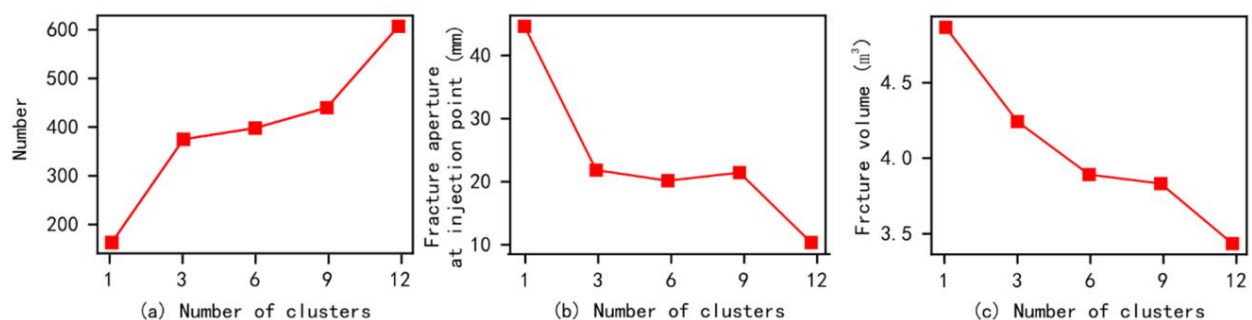


Abbildung 4. Ergebnisse der herkömmlichen Quantifizierungsparameter ((a) Anzahl der beschädigten Schnittstellenelemente im Vergleich zur Anzahl der Bruchcluster; (b) Bruchöffnung am Injektionspunkt im Vergleich zur Anzahl der Bruchcluster; und (c) Bruchvolumen im Vergleich zur Anzahl der Bruchcluster) (1000 s).

Abbildung 5 zeigt eine vergleichende Analyse der endgültigen Morphologie künstlicher Brüche, die in verschiedenen Clusterkonfigurationen, einschließlich unterschiedlicher Clusteranzahl und Clusterabstände, erzeugt wurden. Bei der Einzelcluster-Frakturierung wird hauptsächlich ein einziger dominanter Bruch gebildet, mit begrenzter Bruchinitiation und -ausbreitung im Bereich nahe der Bohrbohrung.

Wenn jedoch die Anzahl der Cluster auf drei erhöht wird, kann die Entwicklung von drei primären Frakturen beobachtet werden, die sowohl eine einflügelige als auch eine zweiflügelige Ausbreitung aufweisen. Dies deutet darauf hin, dass eine Erhöhung der Clusteranzahl die Entstehung von Frakturen in der Nähe des Bohrlochs stimulieren und die Entwicklung mehrerer Hauptfrakturen erleichtern kann, wodurch die Gesamtkomplexität der Frakturen erhöht wird. Bei der Verwendung von sechs Frakturclustern traten in der Nähe des Bohrlochs mehrere Frakturen auf. Wenn die Anzahl der Cluster auf neun erhöht wird, entstehen mehr Frakturen gleichzeitig. Es ist erwähnenswert, dass die Bruchmorphologie in den Simulationsergebnissen 10-fach vergrößert wurde, um die meisten künstlichen Frakturen zu beobachten. Allerdings ist der Hauptverlauf der Frakturen bei Cluster 6 deutlicher, während Cluster 9 einen diskontinuierlichen Hauptverlauf aufweist, was auf das Vorhandensein vieler lokal kleiner Öffnungsfrakturen hindeutet, was dem Transport von Stützmitteln und dem anschließenden Abbau nicht förderlich ist. Im Bereich der 12-Cluster-Fracturing-Anlagen in der Nähe des Bohrlochs sind mehr als 12 künstliche Frakturen entstanden. Mit Fortschreiten des Fracturing-Prozesses verstärkt sich die Konkurrenz, was dazu führt, dass sich einige der neu entstandenen Frakturen nicht weiter öffnen, was letztlich zur Erweiterung von 10 Hauptfrakturen führt. Die obigen Ergebnisse zeigen, dass je mehr Fracturing-Cluster vorhanden sind, desto

kleinerer Clusterabstand, was normalerweise das Volumen künstlicher Brüche deutlich erhöht und damit die Wirksamkeit der Reservoirtransformation verbessert. Ähnliche Schlussfolgerungen können auch in einigen Studien zu Erdbebenüberwachungsmethoden vor Ort beobachtet werden [37–41]. Beispielsweise fanden Chen et al. durch mikroseismische Überwachung von Schiefergaslagerstätten im Südwesten heraus, dass eine Zunahme der Anzahl von Frakturierungsklustern das Auftreten von mehr mikroseismischen Ereignissen fördern kann und sich mikroseismischen Ereignispunkten in der Nähe des Bohrlochs allmählich zu mehreren Bändern zusammenschließen, was auf die Möglichkeit hinweist, mehr künstliche Brüche zu erzeugen. Gleichzeitig stellten sie auch fest, dass unter dem Einfluss natürlicher Brüche und anderer Faktoren viele mikroseismischen Ereignisse in Gebieten weit weg vom Bohrloch auftreten können, was für die Erweiterungsergebnisse der Frakturierung eines einzelnen Clusters in Abbildung 5 von Bedeutung ist. Es ist erwähnenswert, dass im Vergleich zur 3D-Ansicht in der Draufsicht nur ein Teil der Hauptnahtform beobachtet wird. Dies liegt offensichtlich daran, dass sich einige Brüche zu wenig öffnen. Daher führt eine Zunahme der Anzahl von Clustern nicht unbedingt zu einer proportionalen Zunahme der Anzahl der Hauptbrüche. Es ist entscheidend, den Einfluss der Stützmittelgröße auf die effektive Anzahl der unterstützten Brüche zu berücksichtigen. Die Größe des Stützmittels spielt eine wichtige Rolle bei der Bestimmung der Öffnung und Leitfähigkeit der Risse, was sich letztlich auf die Gesamtwirksamkeit der Frakturierungsbehandlung auswirkt. Durch Optimierung der Stützmittelgröße entsprechend dem Reservoir und den Frakturierungsbedingungen ist es möglich, die Anzahl der effektiv unterstützten Risse zu maximieren und die Kohlenwasserstoffgewinnung zu verbessern.

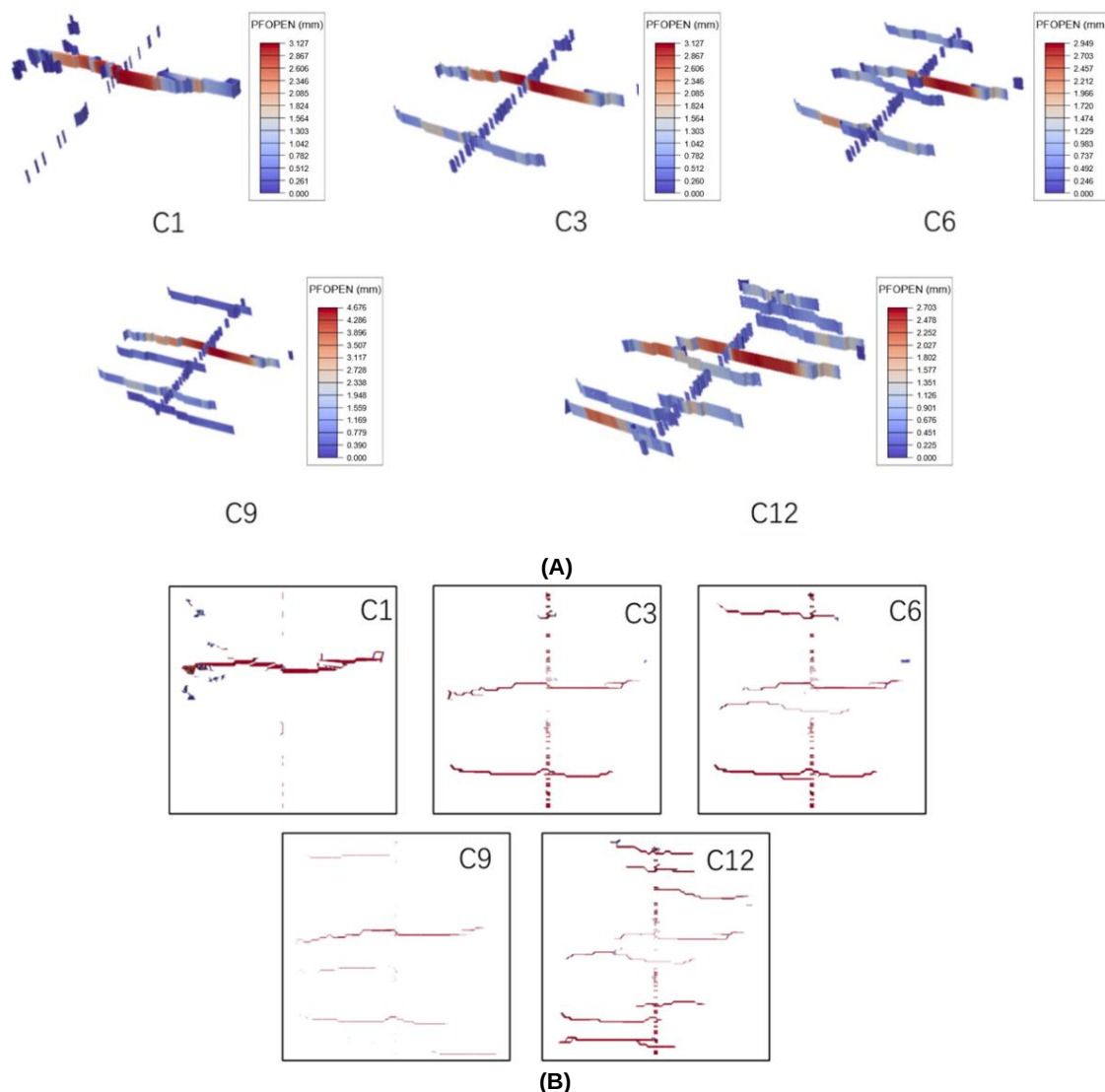


Abbildung 5. Ergebnisse des Morphologievergleichs künstlicher Frakturen bei unterschiedlichen Clusternummern ((a) 3D-Ansicht und (b) Draufsicht) (C1, C3, C6, C9 und C12 beziehen sich auf Bruchszensarien mit 1 Cluster, 3 Clustern, 6 Clustern, 9 Clustern bzw. 12 Clustern).

3.2. Einfluss der Anzahl natürlicher Brüche

Die Verteilung natürlicher Brüche spielt eine entscheidende Rolle bei der Beeinflussung der Wirksamkeit von Brüchen in Reservoirs. Daher wurde in diesem Abschnitt eine Simulationsanalyse durchgeführt, um die Auswirkungen unterschiedlicher Zahlen natürlicher Brüche im simulierten Zielblock zu untersuchen. Basierend auf den aus dem Zielblock gewonnenen Felddaten liegt die lineare Dichte natürlicher Brüche innerhalb des Blocks ungefähr im Bereich von 0,3 bis 0,8. Bei einer simulierten Fläche von 60 m × 60 m variiert die Anzahl natürlicher Brüche im Modell zwischen 20 und 50. Die erzielten Simulationsergebnisse sind in Abbildung 6 dargestellt.

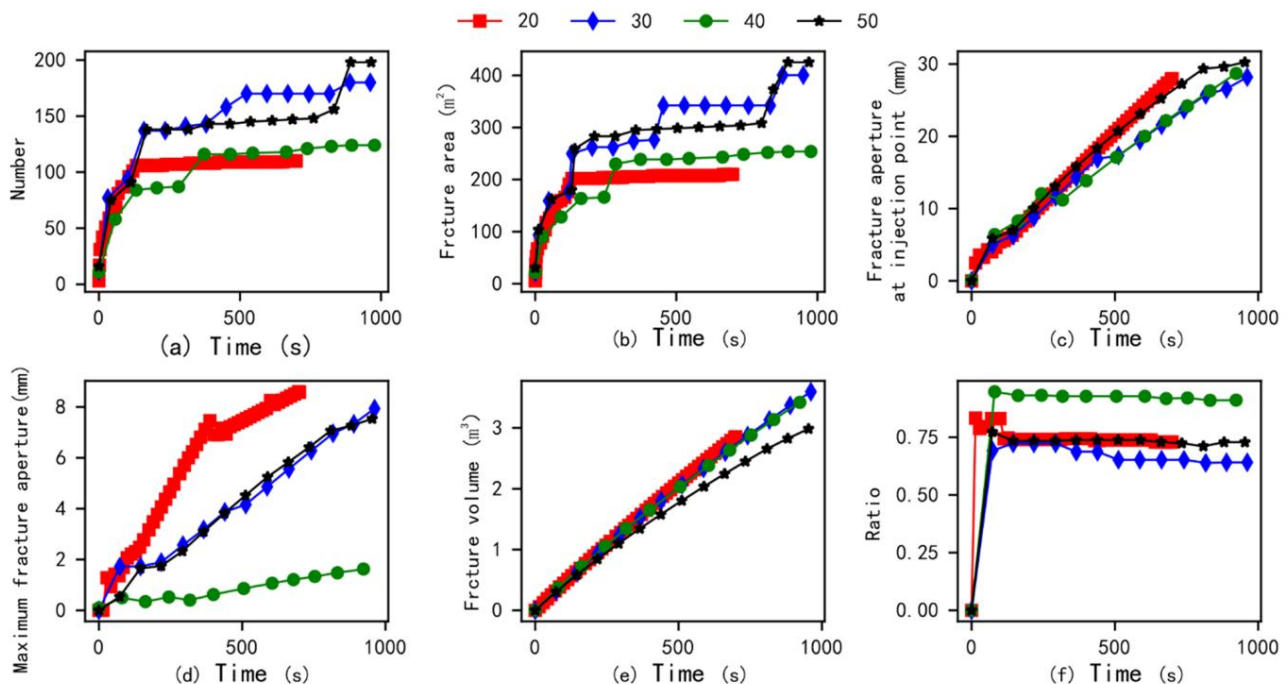
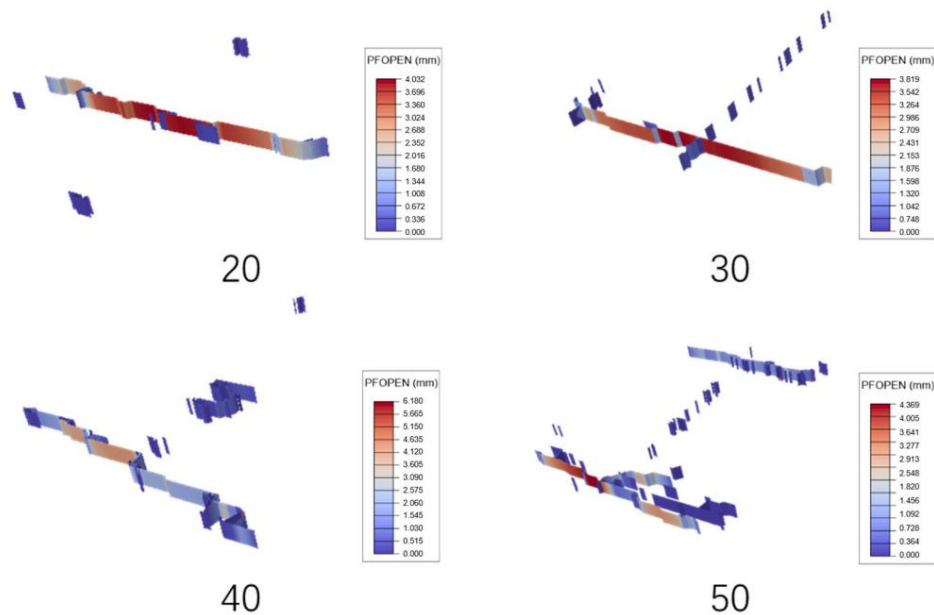


Abbildung 6. Ergebnisse herkömmlicher quantitativer Messgrößen unter dem Einfluss der Anzahl natürlicher Brüche ((a) Anzahl beschädigter Schnittstellenelemente im Vergleich zur Zeit; (b) Bruchfläche im Vergleich zur Zeit; (c) Bruchöffnung am Injektionspunkt im Vergleich zur Zeit; (d) maximale Bruchöffnung im Vergleich zur Zeit; (e) Bruchvolumen im Vergleich zur Zeit; und (f) Verhältnis des Zugversagens im Vergleich zur Zeit) (die Zahlen (20, 30, 40, 50) stellen die Anzahl natürlicher Brüche in verschiedenen Simulationsmodellen dar).

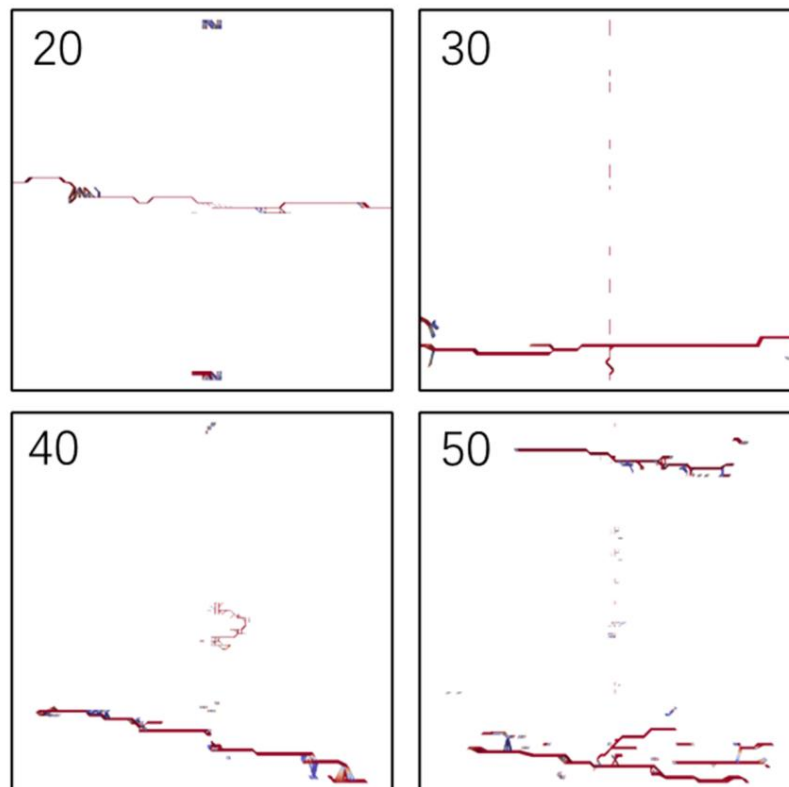
Abbildung 6 zeigt, dass mit zunehmender Rissdichte die Anzahl der Risselemente und die Gesamtfläche der Risse eine steigende Tendenz aufweisen. Gleichzeitig scheinen die Öffnung und das Volumen der Risse eine gewisse abnehmende Tendenz zu zeigen. Dies kann auf die zunehmende Dichte natürlicher Risse zurückzuführen sein, die Reservoir-Frakturen anfälliger für den Einfluss von Rissen macht, was zur Bildung vieler Scherrisse mit geringer Öffnung führt. Daher nehmen mit der Zunahme natürlicher Risse die durch Scherstimulation erzeugten Scherrisse erheblich zu und die Rissfläche vergrößert sich. Gleichzeitig weist das sichtbare Volumen künstlicher Risse eine gewisse Fluktuation und eine abnehmende Tendenz auf, da Scherrisse meist Brüche mit geringer Öffnung sind.

Abbildung 7 veranschaulicht die Öffnung künstlicher Risse in Reservoirs unter dem Einfluss unterschiedlicher natürlicher Rissdichten. Wie in der Abbildung dargestellt, nimmt mit der Zunahme natürlicher Risse die Anzahl künstlicher Risse im Reservoir deutlich zu, und es treten mehr Verzweigungen und Erweiterungen künstlicher Risse auf. Gleichzeitig führt eine Zunahme natürlicher Risse zu einer höheren Wahrscheinlichkeit großer Öffnungen in künstlichen Rissen in der Nähe des Reservoirbohrlochs. Darüber hinaus steigt die Anzahl natürlicher Risse auf ein

In gewissem Maße kann es dazu führen, dass sich aus einem einzelnen Cluster-Fracturing ein ausgedehntes künstliches Rissnetzwerk mit mehreren Clustern bildet. Die obigen Ergebnisse zeigen, dass natürliche Frakturen einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung künstlicher Frakturen während des Reservoir-Fracturing haben, was die Position der Hauptfrakturen, die Verteilung der Frakturen in der Nähe des Bohrlochs und die Biege- und Verzweigungsmorphologie der Hauptfrakturen verändern kann, wodurch die Bildung komplexer Rissnetzwerke induziert und die Wirksamkeit des Reservoir-Fracturing verbessert wird.



(A)



(B)

Abbildung 7. Die Ergebnisse der künstlichen Bruchmorphologie in Reservoirs unter dem Einfluss unterschiedlicher natürlicher Bruchzahlen ((a) ist eine 3D-Ansicht und (b) eine Draufsicht) (die Zahlen (20, 30, 40, 50) stellen die Anzahl der natürlichen Brüche in verschiedenen Simulationsmodellen dar).

3.3. Umfassende Auswirkungsanalyse Die

bisherigen Forschungsergebnisse zeigen, dass sowohl die Anzahl der Frakturierungskluster als auch die Anzahl der natürlichen Brüche das Ausbreitungsmuster künstlicher Brüche in Reservoirs erheblich beeinflussen [26,27]. Dabei ist die Anzahl natürlicher Brüche normalerweise der innere Zustand des Reservoirs, der sich durch Baumethoden nur schwer ändern lässt, während die Anzahl der Frakturierungskluster eine Baumethode ist, die während der Bauarbeiten vor Ort direkt angepasst werden kann. Wenn für Bereiche mit unterschiedlichen natürlichen Brüchen unterschiedliche Cluster-Frakturierungsmethoden verwendet werden, kann dies die Wirksamkeit der Reservoirumwandlung weiter verbessern. Um die umfassenden Auswirkungen der Konstruktion von Multi-Cluster-Frakturierungsmethoden und natürlichen Brüchen weiter zu erörtern, vergleicht und simuliert dieser Abschnitt daher umfassend die Ausbreitung von Multi-Cluster-Frakturierungsbrüchen in Zielreservoirbereichen mit unterschiedlichen Zahlen natürlicher Brüche.

Abbildung 8 zeigt das Phänomen unvollständiger Berechnungen bei den Frakturierungsergebnissen von sechs Clustern. Daher basiert die Analyse nur auf den Frakturierungsergebnissen von drei und neun Clustern. Wie aus der obigen Abbildung hervorgeht, vergrößert Multi-Cluster-Frakturierung bei einer Frakturdichte von 20 nicht unbedingt die Fläche der Reservoirbrüche, hat aber einen erheblichen Einfluss auf das Volumen der Reservoirbrüche. Dieses Phänomen bezieht sich auf das unterschiedliche Verhalten künstlicher Brüche innerhalb des Reservoirs, das durch das Vorhandensein natürlicher Brüche verursacht wird. Bemerkenswerterweise führt das Vorhandensein natürlicher Brüche oft zu einer weiteren Erhöhung des stimulierten Reservoirvolumens (SRV). Diese Beobachtung unterstreicht, wie wichtig es ist, das Zusammenspiel zwischen natürlichen Brüchen und hydraulischen Frakturierungsvorgängen zu berücksichtigen.

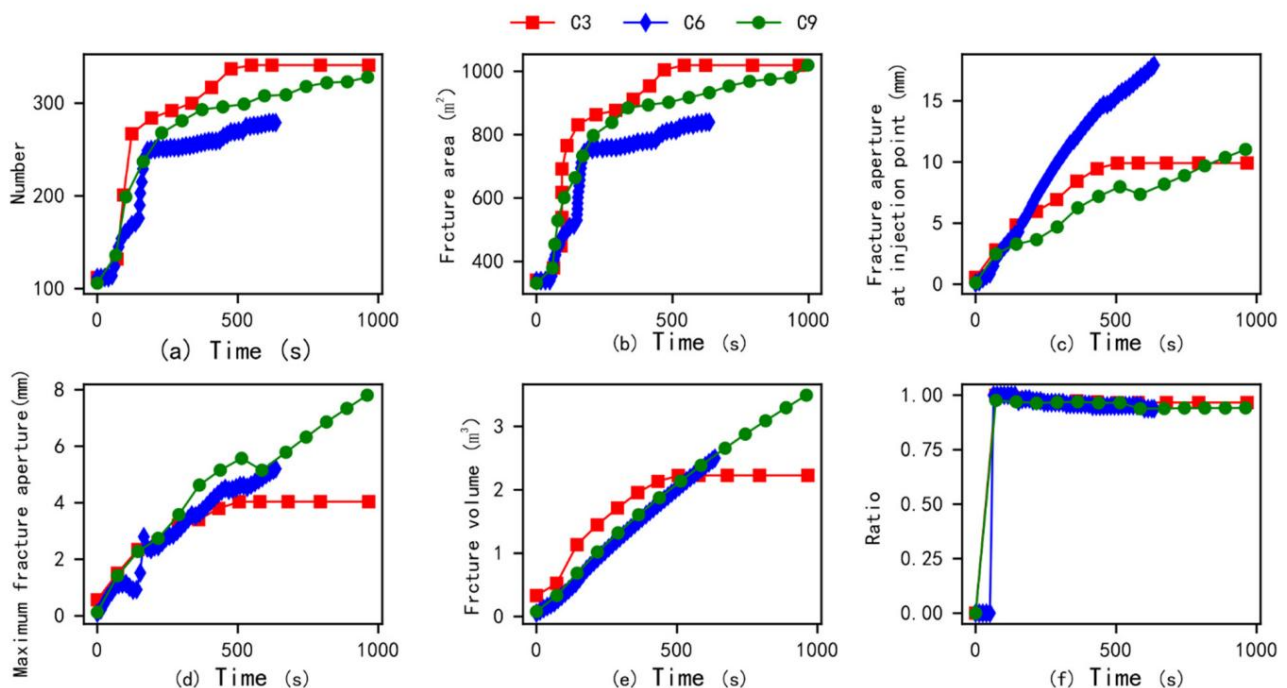


Abbildung 8. Ergebnisse herkömmlicher quantitativer Messgrößen unter verschiedenen Clusterkonfigurationen, wenn in der Region 20 natürliche Brüche vorhanden sind ((a) Anzahl beschädigter Schnittstellenelemente im Vergleich zur Zeit; (b) Bruchfläche im Vergleich zur Zeit; (c) Bruchöffnung am Injektionspunkt im Vergleich zur Zeit; (d) maximale Bruchöffnung im Vergleich zur Zeit; (e) Bruchvolumen im Vergleich zur Zeit; und (f) Verhältnis des Zugversagens im Vergleich zur Zeit) (C3, C6 und C9 entsprechen Bruchszszenarien mit 3, 6 bzw. 9 Clustern).

In Abbildung 9 ist deutlich zu erkennen, dass es in diesem Simulationsmodell drei Hauptbrucherweiterungen in drei Bruchclustern, sechs Hauptbrucherweiterungen in sechs Bruchclustern und zwei Hauptbrüche und lokale Erweiterungen komplexer Bruchnetzwerke in neun Bruchclustern gab. Dieses Ergebnis deutet darauf hin, dass sich mit zunehmender Anzahl von Bruchclustern mit größerer Wahrscheinlichkeit komplexe Bruchnetzwerke im Reservoir bilden. Gleichzeitig ist anhand der Ergebnisse in der obigen Abbildung leicht zu erkennen, dass die zweidimensionale Ansicht der Bruchergebnisse der neun Cluster nicht signifikant ist und viele Brüche mit geringer Öffnung aufweist. Wenn man die Bruchöffnung berücksichtigt, sind die Bruchergebnisse von Cluster 6 deutlich besser als die von Cluster 3 und Cluster 9.

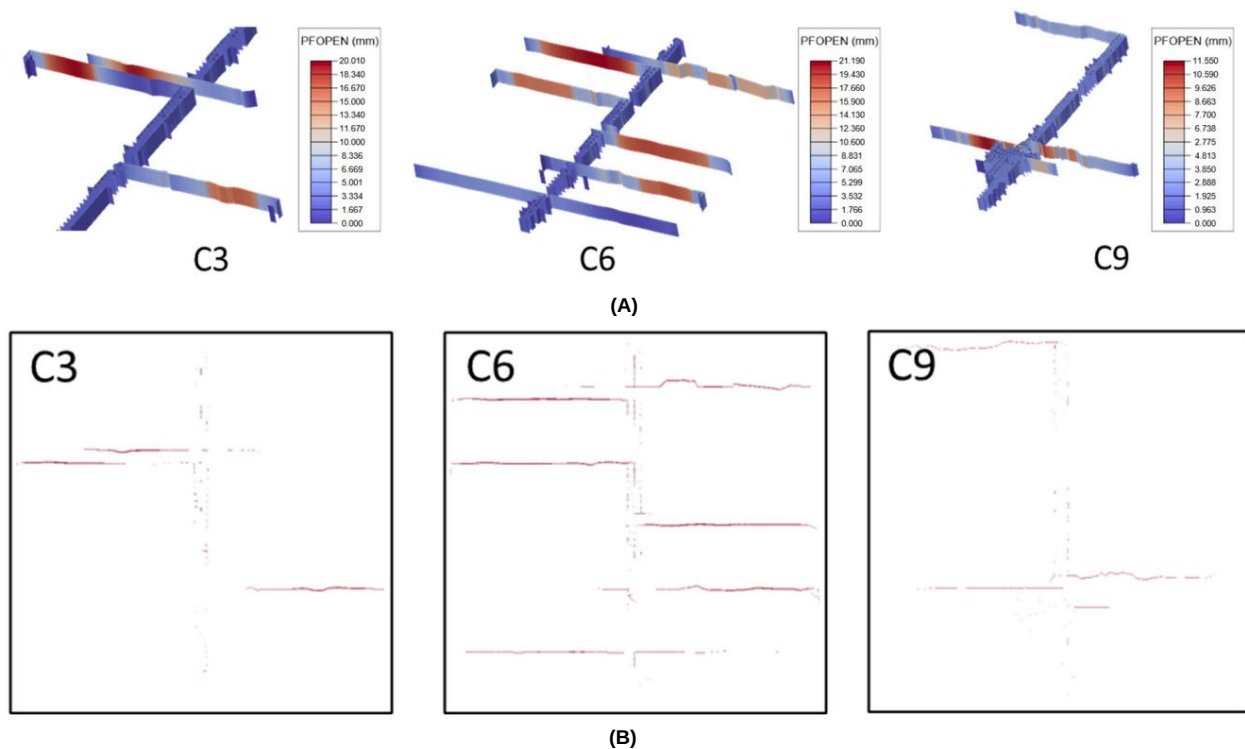


Abbildung 9. Bruchmorphologie unter verschiedenen Cluster-Bruch Szenarien, wenn es in der Region 20 natürliche Brüche gibt ((a) ist eine 3D-Ansicht und (b) eine Draufsicht) (C3, C6 und C9 entsprechen Bruch Szenarien mit 3, 6 bzw. 9 Clustern).

Abbildung 10 zeigt vergleichende Ergebnisse traditioneller quantitativer Messgrößen für verschiedene Clusterkonfigurationen bei Vorhandensein von 30 signifikanten natürlichen Brüchen innerhalb der interessierenden Region. Verglichen mit den Simulationsergebnissen mit einer Bruchdichte von 20 wurden die Simulationen der Cluster 1, 3, 6, 9 und 12 alle vollständig mit einer Bruchdichte von 30 berechnet. Daher wurden die Ergebnisse für verschiedene Cluster mit einer Bruchdichte von 30 weiter extrahiert. Aus der obigen Abbildung geht hervor, dass mit zunehmender Anzahl von Bruchclustern die künstliche Bruchfläche, die Bruchöffnung und das Scherversagensverhältnis des Reservoirs deutlich zunehmen.

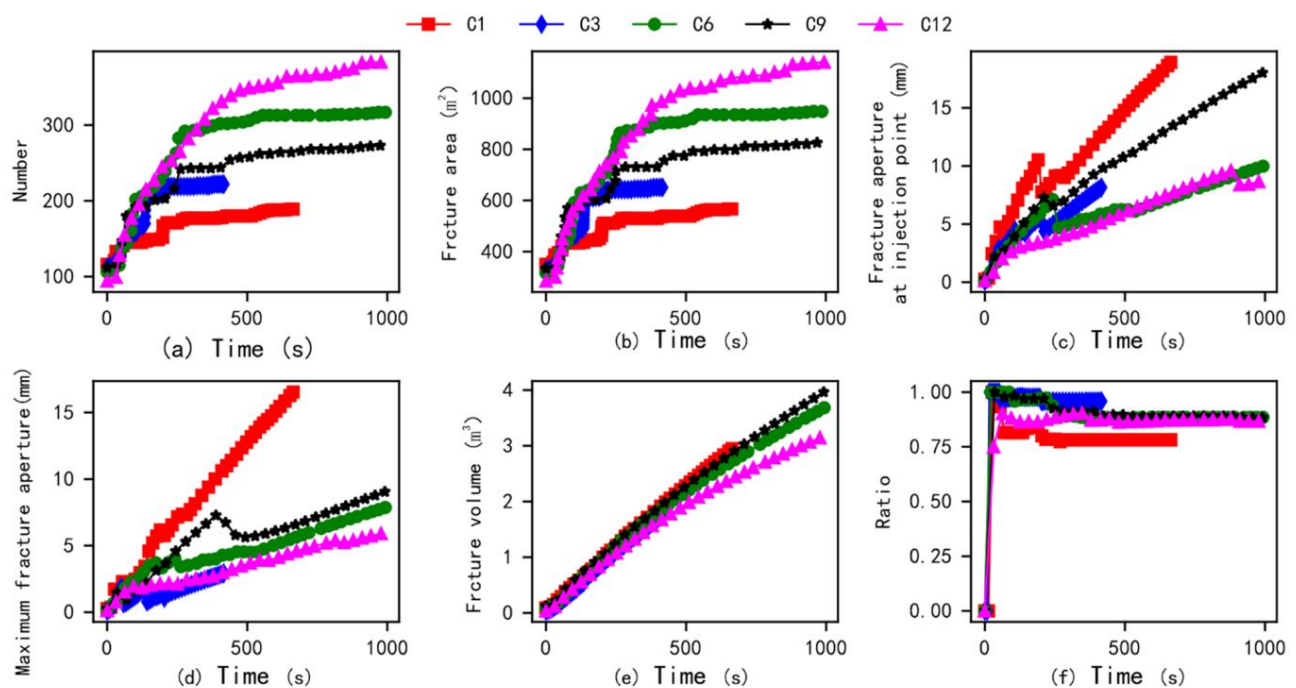
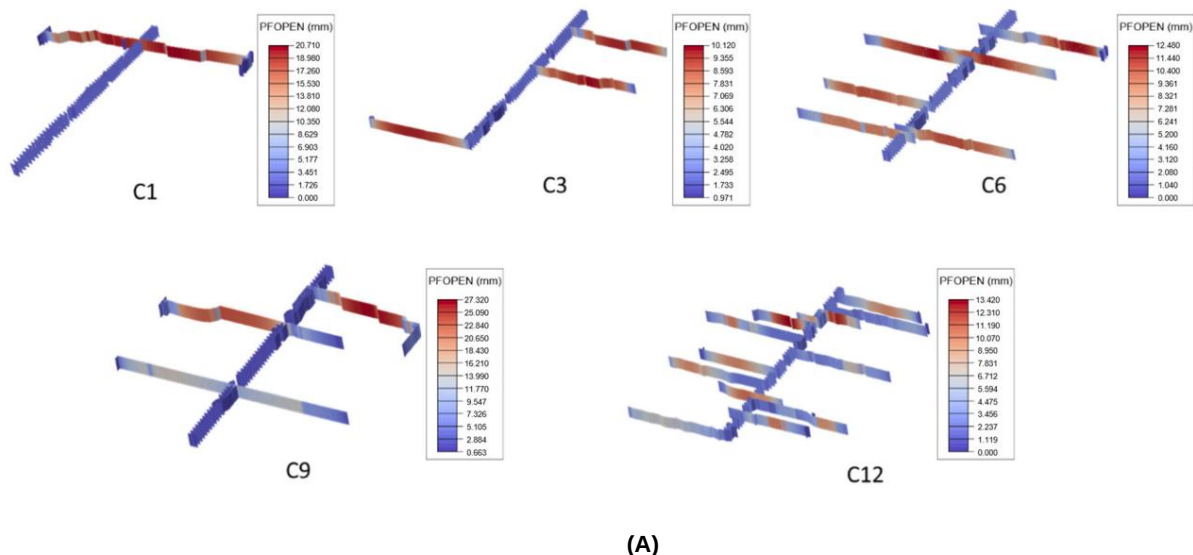


Abbildung 10. Die Vergleichsergebnisse herkömmlicher quantitativer Parameter unter dem Einfluss verschiedener Cluster, wenn in der Region 30 natürliche Brüche vorhanden sind ((a) Anzahl beschädigter Schnittstellenelemente im Vergleich zur Zeit; (b) Bruchfläche im Vergleich zur Zeit; (c) Bruchöffnung am Injektionspunkt im Vergleich zur Zeit; (d) maximale Bruchöffnung im Vergleich zur Zeit; (e) Bruchvolumen im Vergleich zur Zeit; und (f) Verhältnis des Zugversagens im Vergleich zur Zeit) (C1, C3, C6, C9 und C12 stellen Bruchszenarien mit 1 Cluster, 3 Clustern, 6 Clustern, 9 Clustern bzw. 12 Clustern dar).

Abbildung 11 zeigt den Prozess der Veränderung der Bruchmorphologie bei einer Bruchzahl von 30. Mit zunehmender Zahl der Frakturierungcluster zeigen die wichtigsten künstlichen Brüche im Reservoir eine steigende Tendenz. Leider entstand beim Frakturieren von 1 Cluster 1 Hauptbruch, beim Frakturieren von 3 Clustern entstanden 3 Hauptbrüche, beim Frakturieren von 6 Clustern entstanden 6 Hauptbrüche und beim Frakturieren von 12 Clustern entstanden 12 Hauptbrüche. Beim Frakturieren von neun Clustern entstanden jedoch nur drei Hauptbrüche. Wir vermuten, dass dies auf die große Zahl der Brüche in der Nähe des Bohrlochs zurückzuführen ist, die im Simulationsmodell für das Frakturieren mit neun Clustern generiert wurden, was darauf hindeutet, dass die Umsetzung des Frakturierens mit neun Clustern unter den Bedingungen dieses Modells das Erzielen wirtschaftlicher Frakturierungseffekte schwierig machen wird.



(A)

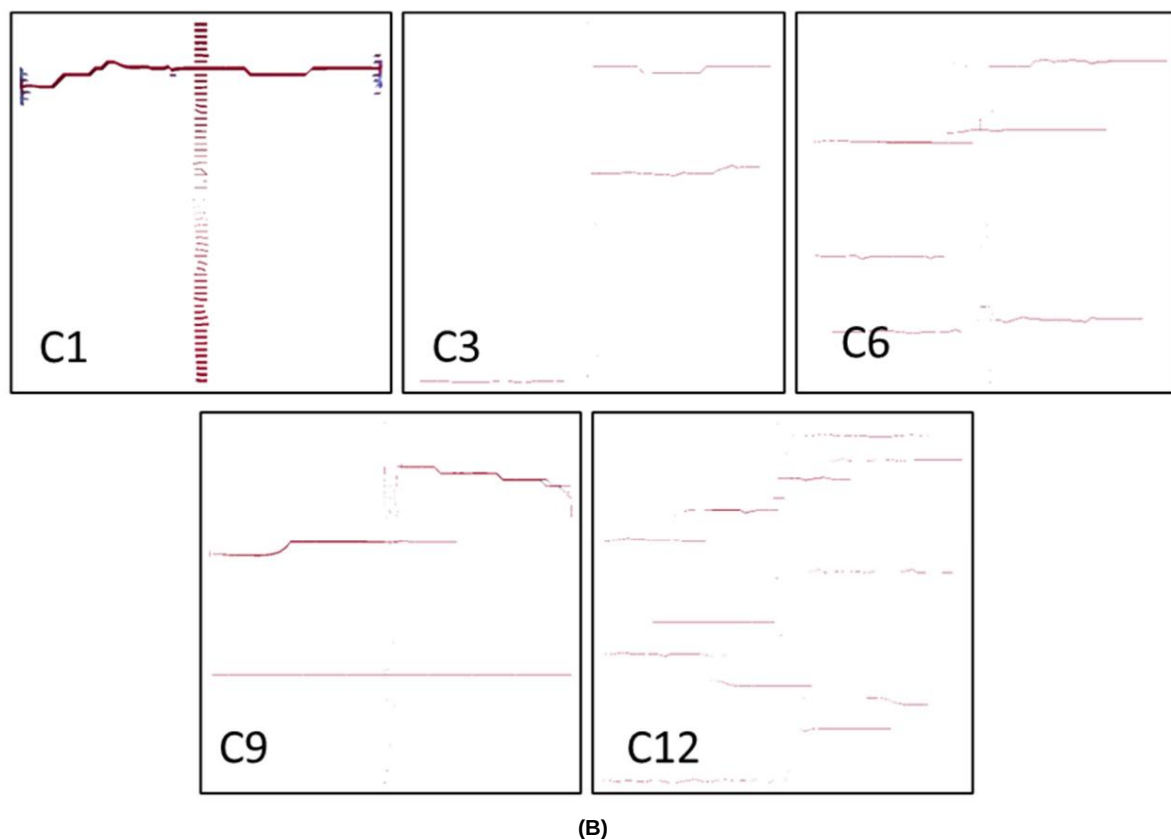


Abbildung 11. Bruchmorphologie unter verschiedenen Cluster-Bruchszenarien, wenn es in der Region 30 natürliche Brüche gibt ((a) ist eine 3D-Ansicht und (b) eine Draufsicht) (C1, C3, C6, C9 und C12 stellen Bruchszenarien dar, an denen jeweils 1 Cluster, 3 Cluster, 6 Cluster, 9 Cluster und 12 Cluster beteiligt sind).

Abbildung 12 zeigt eine vergleichende Analyse herkömmlicher quantitativer Messgrößen für verschiedene Clusterkonfigurationen bei Vorhandensein von 40 natürlichen Brüchen innerhalb der Region von Interesse. Im Vergleich zu den Simulationsergebnissen, die bei einer Bruchdichte von 20 erzielt wurden, wurden umfassende Simulationen für 1 Cluster, 3 Cluster, 6 Cluster, 9 Cluster und 12 Cluster bei einer Bruchdichte von 40 durchgeführt. Anschließend wurde ein gründlicher Vergleich der herkömmlichen Quantisierungsparameter für verschiedene Clusterkonfigurationen durchgeführt. Wie aus der grafischen Darstellung der Ergebnisse hervorgeht, weisen der künstliche Bruchbereich, die Bruchöffnung und das Scherversagensverhältnis innerhalb des Reservoirs alle einen deutlichen Aufwärtstrend mit zunehmender Anzahl von Frakturierungsklustern auf. Diese Beobachtungen unterstreichen den erheblichen Einfluss der Clusterkonfiguration auf die Bruchentwicklung und liefern wertvolle Erkenntnisse zur Optimierung von Frakturierungsstrategien zur Verbesserung der Reservoirstimulation und der Kohlenwasserstoffgewinnung.

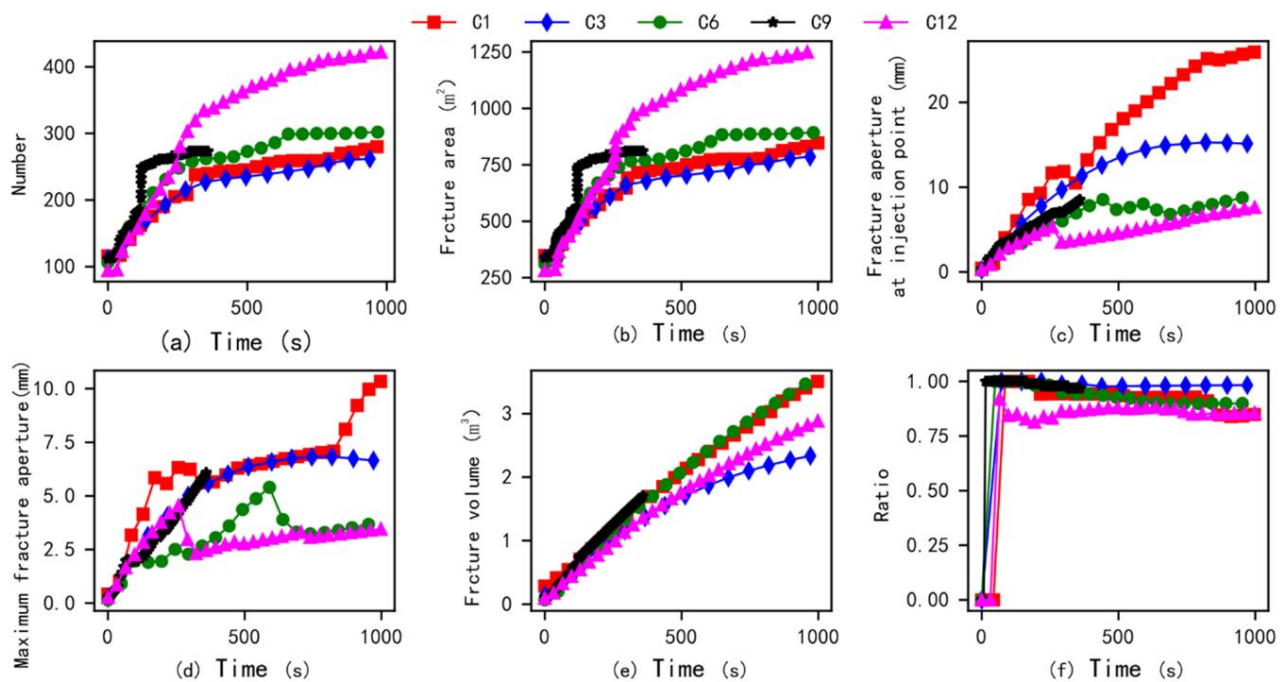


Abbildung 12. Die vergleichenden Ergebnisse herkömmlicher quantitativer Messgrößen unter verschiedenen Clusterkonfigurationen bei Vorhandensein von 40 natürlichen Brüchen innerhalb der Region ((a) Anzahl beschädigter Schnittstellenelemente im Vergleich zur Zeit; (b) Bruchfläche im Vergleich zur Zeit; (c) Bruchöffnung am Injektionspunkt im Vergleich zur Zeit; (d) maximale Bruchöffnung im Vergleich zur Zeit; (e) Bruchvolumen im Vergleich zur Zeit; und (f) Verhältnis des Zugversagens im Vergleich zur Zeit) (C1, C3, C6, C9 und C12 stellen Bruch Szenarien mit 1 Cluster, 3 Clustern, 6 Clustern, 9 Clustern bzw. 12 Clustern dar).

Abbildung 13 veranschaulicht die Entwicklung der Bruchmorphologie mit unterschiedlichen Frakturierungsclusterkonfigurationen bei einer Bruchdichte von 40. Wie in der Abbildung gezeigt, nimmt die Anzahl der primären künstlichen Brüche innerhalb des Reservoirs mit der Anzahl der Frakturierungscluster zu. Diese Beobachtung unterstreicht den Einfluss der Clusterkonfiguration auf die Bruchentwicklung und das Potenzial zur Optimierung von Frakturierungsstrategien zur Verbesserung der Reservoirstimulation und der Kohlenwasserstoffgewinnung. Unter ihnen gab es ein Phänomen mehrerer Hauptbrüche, die sich während der Frakturierung von Cluster 1 verzweigten, was darauf hindeutet, dass die Frakturierung eines einzelnen Clusters auch ein lokales künstliches Netzwerk von Hauptbrüchen erzeugen kann. Bei der Frakturierung von drei Clustern wurden fünf Hauptbrüche gebildet. Bei abnehmendem Ausdehnungsgrad der Hauptbrüche entstanden beim Aufbrechen von 6 Clustern 5 Hauptbrüche, beim Aufbrechen von 9 Clustern 3 Hauptbrüche und ein Ausdehnungsbereich eines lokalen Bruchnetzwerks und beim Aufbrechen von 12 Clustern 12 Hauptbrüche. Die Ergebnisse zeigen, dass mit der Anzahl der Frakturierungscluster auch die Anzahl der künstlichen Hauptbrüche zunimmt. Es ist erwähnenswert, dass frühere Forschungsergebnisse gezeigt haben, dass künstliche Brüche mit zunehmender Dichte natürlicher Brüche mehr Biegungen, Verzweigungen und andere Ausdehnungsphänomene aufweisen und ein komplexes Bruchnetzwerk bilden können [42,43]. Vergleicht man die Simulationsergebnisse bei unterschiedlichen Zahlen natürlicher Brüche und Cluster in diesem Abschnitt, kann man feststellen, dass künstliche Brüche mit zunehmender Anzahl natürlicher Brüche komplexer werden können. Wenn der simulierte Zielblock beispielsweise 40 natürliche Brüche enthält, bilden sich selbst unter Bruchbedingungen mit einem einzigen Cluster komplexere Bruchformen. Wenn der simulierte Zielblock 20 natürliche Brüche enthält, kann es selbst unter den Bedingungen einer Frakturierung von neun Clustern schwierig sein, ein komplexes künstliches Bruchnetzwerk zu bilden.

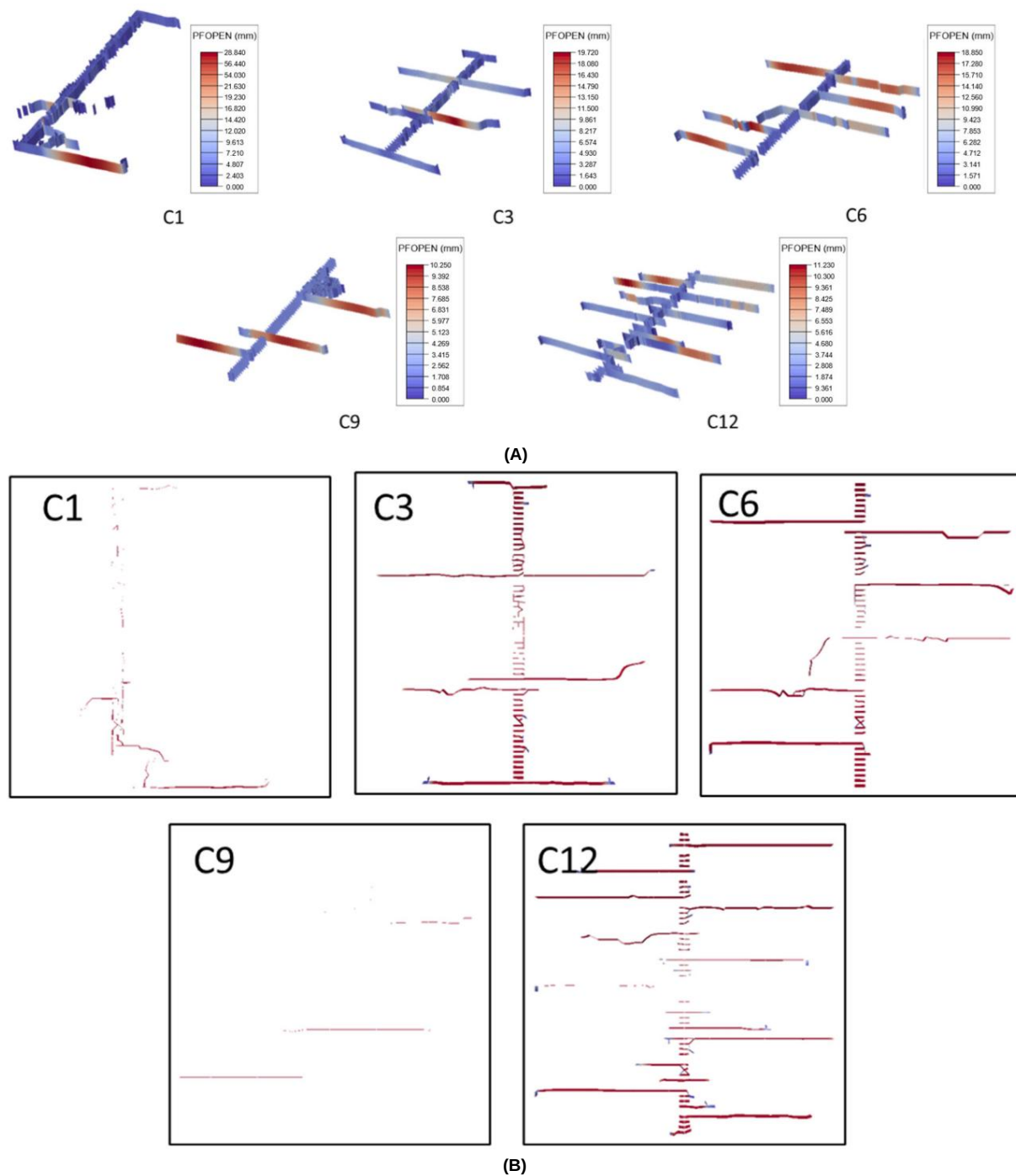


Abbildung 13. Bruchmorphologie unter verschiedenen Cluster-Bruchszszenarien, wenn es in der Region 40 natürliche Brüche gibt ((a) ist eine 3D-Ansicht und (b) eine Draufsicht) (C1, C3, C6, C9 und C12 stellen Bruchszszenarien dar, an denen jeweils 1 Cluster, 3 Cluster, 6 Cluster, 9 Cluster und 12 Cluster beteiligt sind).

4. Schlussfolgerung

Basierend auf den FDEM- und Vor-Ort-Daten eines bestimmten Bohrlochblocks im Südwesten Chinas wurden mehrere Cluster-Fracturing-Simulationsmodelle erstellt, die die natürlichen Frakturen und geologischen mechanischen Parameter des Zielblocks berücksichtigen. Die Änderungen in der künstlichen Bruchfläche, der Bruchöffnung, dem Bruchvolumen, dem Flüssigkeitsdruck und der Bruchmorphologie in den Simulationsergebnissen werden extrahiert und die Auswirkungen der Anzahl der Fracturing-Cluster und der Anzahl der natürlichen Frakturen im Zielblock auf die Bildung künstlicher Frakturen wurden analysiert. Die wichtigsten Schlussfolgerungen lauten wie folgt:

- (1) Mit der zunehmenden Anzahl von Frakturierungsklustern nimmt auch die Anzahl der künstlichen Hauptbrüche im Zielblock deutlich zu. Unter dem Einfluss der Verteilung natürlicher Brüche, Geospannungen und anderer Faktoren kann es jedoch auch schwierig sein, durch Multiclustern-Frakturierung im Zielblock mehrere Hauptbrüche zu bilden (Abbildung 9). Daher kann die Erfassung von Daten zur räumlichen Lage und Ausrichtung natürlicher Brüche hilfreicher sein, um die Frakturierungswirkung des Zielblocks genauer abzuschätzen.
- (2) Aufgrund des Einflusses des ursprünglichen zufälligen Bruchverlaufs und der natürlichen Brüche des Reservoirs treten häufig Scherstimulationsphänomene auf. Unter diesen Bedingungen neigen künstliche Brüche im Reservoir zu Biegungen, Verzweigungen und anderen Phänomenen. Wenn der künstliche Hauptbruch zusätzlich durch mehrere Baumethoden beeinflusst wird, neigt er eher zu einer einflügeligen als zu einer zweiflügeligen Ausdehnung.
- (3) Der Bau von Multi-Cluster-Fracturing kann zwar zu einer Vergrößerung des künstlichen Rissnetzwerks führen, bei gleicher Injektionsmenge verringert sich jedoch die Öffnung der künstlichen Risse. Daher ist eine angemessene Erhöhung der Injektionsrate während des Baus von Multi-Clustern für das Pumpen von Stützmitteln und anderen Materialien förderlicher.
- (4) Die Erhöhung der Anzahl natürlicher Brüche im Zielblock wird dazu beitragen, ein komplexeres künstliches Bruchnetz zu erhalten. Wenn die Anzahl natürlicher Brüche einen bestimmten Schwellenwert erreicht, kann sogar bei Verwendung eines Einzelcluster-Fracturing-Bauverfahrens ein künstliches Bruchnetz entstehen, das durch mehrere Hauptbrüche verbunden ist.

Beiträge der Autoren: Konzeptualisierung, YL und YG; Datenkuratierung, YG; Mittelbeschaffung, JL; Untersuchung, YL, MW, HH, YG, YW und JL; Methodik, MW; Projektverwaltung, YL, HH und YG; Ressourcen, HH und JG; Aufsicht, YL, HH, YW und JG; Schreiben – Originalentwurf, MW; Schreiben – Überprüfung und Bearbeitung, YL und HH. Alle Autoren haben die veröffentlichte Version des Manuskripts gelesen und stimmen ihr zu.

Finanzierung: Die Autoren danken dem Open Research Fund des State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering, dem Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Grant NO SKLGME022020, für die finanzielle Unterstützung. Gleichzeitig wird dieser Artikel durch das spezielle Wissenschafts- und Technologieprojekt der PetroChina Co., Ltd. mit dem Titel „Forschung zur großflächigen Reservoirvergrößerung, Produktionssteigerung und Explorations- und Entwicklungstechnologien für Schiefergas“ (Nr. 2023ZZ14) finanziert.

Stellungnahme des Institutional Review Board: Nicht zutreffend

Einverständniserklärung: Nicht zutreffend

Erklärung zur Datenverfügbarkeit: Die Rohdaten und der Code, die die Schlussfolgerungen dieses Artikels stützen, werden von den Autoren auf Anfrage zur Verfügung gestellt.

Interessenkonflikte: Die Autoren erklären, dass keine Interessenkonflikte vorliegen.

Verweise

1. Wu, M.; Liu, J.; Lv, X.; Shi, D.; Zhu, Z. Eine Studie über Homogenisierungsgleichungen fraktaler poröser Medien. *J. Geophys. Eng.* **2018**, *15*, 2388–2398.
2. Zheng, Y.; He, R.; Huang, L.; Bai, Y.; Wang, C.; Chen, W.; Wang, W. Untersuchung der Auswirkungen technischer Parameter auf die Durchdringung hydraulischer Frakturen durch Schichtebenen in verschiedenen Ausbreitungsregimen. *Comput. Geotech.* **2022**, *146*, 104736.
3. Liu, Q.; Li, J.; Liang, B.; Liu, J.; Sun, W.; He, J.; Lei, Y. Komplexer Benetzungsverhalten-Auslösemechanismus bei Imbibition: A Modellkonstruktion und Vergleichsstudie basierend auf Analysen auf mehreren Skalen. *Energy* **2023**, *275*, 127434.
4. Song, R.; Liu, J.; Cui, M. Eine neue Methode zur Rekonstruktion strukturierter Netzmodelle aus Mikro-Computertomographie-Bildern von poröse Medien und ihre Anwendung. *Int. J. Heat Mass Transf.* **2017**, *109*, 705–715.
5. Wang, L.; Zhou, J.; Guo, Y.; Song, X.; Guo, W. Laboruntersuchung und Bewertung des hydraulischen Aufbrechens von Meeresgewässern Schiefer unter Berücksichtigung mehrerer geologischer und technischer Faktoren. *Front. Earth Sci.* **2022**, *10*, 952655.
6. Zhang, H.; Chen, J.; Li, Z.; Hu, H.; Mei, Y. Numerische Simulation von Multi-Cluster-Frakturen unter Verwendung der Triaxialitätsabhängigkeit Kohäsives Zonenmodell in einem Schieferreservoir mit mineralischer Heterogenität. *Rock Mech. Rock Eng.* **2023**, *57*, 325–349.
7. Nguyen, HT; Lee, JH; Elraies, KA Eine Überprüfung der PKN-Modellierung von hydraulischen Frakturen. *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *195*, 107607.

8. Yew, CH; Weng, X. Kapitel 1 – Frakturierung eines Bohrlochs und 2D-Frakturmodelle. In *Mechanics of Hydraulic Fracturing*, 2. Aufl.; Gulf Professional Publishing: Boston, MA, USA, 2015; S. 1–22.
9. Dontsov, EV; Peirce, AP Stützmitteltransport beim hydraulischen Aufbrechen: Rissspitzen-Screening in KGD- und P3D-Modellen. *Int. J. Solids Struct.* **2015**, *63*, 206–218.
10. Santillán, D.; Juanes, R.; Cueto-Felgueroso, L. Phasenfeldmodell von flüssigkeitsgetriebenen Brüchen in elastischen Medien: Immersed-fracture Formulierung und Validierung mit analytischen Lösungen. *J. Geophys. Res. Solid Earth* **2017**, *122*, 2565–2589.
11. Song, R.; Liu, J.; Yang, C.; Sun, S. Untersuchung des mehrphasigen Wärme- und Massenübertragungsmechanismus bei der Dissoziation von Methan Hydrat in rekonstruierten porösen Sedimenten mit realer Form. *Energy* **2022**, *254*, 124421.
12. Song, R.; Wang, Y.; Ishutov, S.; Zambrano-Narvaez, G.; Hodder, KJ; Chalaternyk, RJ; Sun, S.; Liu, J.; Gamage, RP A Umfassende experimentelle Studie zum mechanischen Verhalten, der Mikrostruktur und den Transporteigenschaften von 3D-gedrucktem Gestein Analoga. *Rock Mech. Rock Eng.* **2020**, *53*, 5745–5765.
13. Guo, C.; Xu, J.; Wei, M.; Jiang, R. Experimentelle Untersuchung und numerische Simulation der hydraulischen Frakturierung von dichtem Sandstein Reservoirs. *Fuel* **2015**, *159*, 334–344.
14. Moghadasi, R.; Rostami, A.; Hemmati-Sarapardeh, A. Anwendung von Nanofluiden zur Behandlung der Feinstaubmigration bei hydraulischen Frakturierung: Experimentelle Untersuchung und mechanistisches Verständnis. *Adv. Geo-Energy Res.* **2019**, *3*, 100–111.
15. Yang, R.; Wang, Y.; Song, G.; Shi, Y. Methoden zur Optimierung von Fracking und thermischer Extraktion in verbesserten geothermischen Systemen. *Adv. Geo-Energy Res.* **2023**, *8*, 136–140.
16. Chen, B.; Barboza, BR; Sun, Y.; Bai, J.; Thomas, HR; Dutko, M.; Cottrell, M.; Li, C. Eine Übersicht über Hydraulic Fracturing Simulation. *Arch. Comput. Methods Eng.* **2022**, *29*, 1–58.
17. Yuan, J.; Jiang, R.; Zhang, W. Der Arbeitsablauf zur Analyse der Auswirkungen hydraulischer Brüche auf hydraulisch frakturierte horizontale Brunnen Produktion in zusammengesetzten Formationssystem. *Adv. Geo-Energy Res.* **2018**, *2*, 319–342.
18. Esfandiari, M.; Pak, A. XFEM-Modellierung der Auswirkungen von In-situ-Spannungen auf hydraulische Brucheigenschaften und Vergleich mit KGD- und PKN-Modelle. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* **2023**, *13*, 185–201.
19. Huang, L.; Liu, J.; Zhang, F.; Dontsov, E.; Damjanac, B. Untersuchung des Einflusses der inhärenten Heterogenität und Korngröße des Gesteins auf hydraulisches Aufbrechen mittels diskreter Elementmodellierung. *Int. J. Solids Struct.* **2019**, *176–177*, 207–220.
20. Huang, L.; Liu, J.; Zhang, F.; Fu, H.; Zhu, H.; Damjanac, B. 3D-Gittermodellierung der hydraulischen Rissbildung und der Bohrlochnähe Ausbreitung für verschiedene Perforationsmodelle. *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *191*, 107169.
21. Zhu, X.; Feng, C.; Cheng, P.; Wang, X.; Li, S. Ein neuartiges dreidimensionales hydraulisches Frackingmodell basierend auf Kontinuum-Diskontinuierliche Elementmethode. *Comput. Methods Appl. Mech. Eng.* **2021**, *383*, 113887.
22. Wu, M.; Jiang, C.; Song, R.; Liu, J.; Li, M.; Liu, B.; Shi, D.; Zhu, Z.; Deng, B. Vergleichende Studie zum hydraulischen Brechen mit unterschiedliche diskrete Bruchnetzwerkmodellierung: Einblicke von homogenen zu heterogenen Reservoirs. *Eng. Fract. Mech.* **2023**, *284*, 109274.
23. Huang, L.; Dontsov, E.; Fu, H.; Lei, Y.; Weng, D.; Zhang, F. Hydraulisches Riss Höhenwachstum in geschichteten Gesteinen: Perspektive aus DEM-Simulation verschiedener Ausbreitungsregime. *Int. J. Solids Struct.* **2022**, *238*, 111395.
24. Huang, L.; Tan, J.; Fu, H.; Liu, J.; Chen, X.; Liao, X.; Wang, X.; Wang, C. Der nicht-ebene Initiations- und Ausbreitungsmechanismus von mehrere hydraulische Frakturen in dichten Reservoirs unter Berücksichtigung von Spannungsschatteneffekten. *Eng. Fract. Mech.* **2023**, *292*, 109570.
25. Wu, M.; Zhang, DM; Wang, WS; Li, MH; Liu, SM; Lu, J.; Gao, H. Numerische Simulation des hydraulischen Brechens basierend auf zweidimensionale Rekonstruktion der Oberflächenbruchmorphologie und kombinierte Methode der finiten diskreten Elemente. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2020**, *82*, 103479.
26. Wu, M.; Wang, W.; Zhang, D.; Deng, B.; Liu, S.; Lu, J.; Luo, Y.; Zhao, W. Die Pixelriss-Rekonstruktionsmethode: Von Bruch Bild zum geologischen Rissmodell für die Simulation der Rissentwicklung. *Constr. Build. Mater.* **2020**, *273*, 121733.
27. Wu, M.; Wang, W.; Song, Z.; Liu, B.; Feng, C. Untersuchung des Einflusses von Heterogenität auf hydraulisches Brechen anhand der kombinierte finite-diskrete Methode. *Eng. Fract. Mech.* **2021**, *252*, 107835.
28. Liu, Q.; Sun, L.; Liu, P.; Chen, L. Modellierung gleichzeitiger Mehrfachfrakturierung mit dem kombinierten Finite-Diskreten-Element Methode. *Geofluids* **2018**, *2018*, 4252904.
29. Rougier, E.; Munjiza, A.; Lei, Z.; Chau, VT; Knight, EE; Hunter, A.; Srinivasan, G. Die kombinierte plastische und diskrete Fraktur Deformationsrahmen für FDEM. *Int. J. Numer. Methods Eng.* **2019**, *121*, 1020–1035.
30. Yan, C.; Jiao, Y.-Y.; Zheng, H. Ein vollständig gekoppelter dreidimensionaler hydromechanischer Finite-Elemente-Ansatz mit realen poröses Sickerwasser zur Simulation von 3D-Hydraulikfrakturierung. *Comput. Geotech.* **2018**, *96*, 73–89.
31. Wu, Z.; Sun, H.; Wong, LNY Eine auf kohäsiven Elementen basierende numerische Mannigfaltigkeitsmethode für die Modellierung von hydraulischem Brechen mit Voronoi-Körnern. *Rock Mech. Rock Eng.* **2019**, *52*, 2335–2359.
32. Wu, M.; Gao, K.; Liu, J.; Song, Z.; Huang, X. Einfluss der Gesteinsheterogenität auf hydraulisches Brechen: Eine parametrische Studie mit die kombinierte Finite-Diskrete-Elemente-Methode. *Int. J. Solids Struct.* **2022**, *234–235*, 111293.
33. Wu, Z.; Xu, X.; Liu, Q.; Yang, Y. Eine numerische Mannigfaltigkeitsmethode auf Basis kohäsiver Elemente mit Nulldicke für die Felsmechanik Verhalten mit Mikro-Voronoi-Körnern. *Eng. Anal. Bound. Elem.* **2018**, *96*, 94–108.
34. Sharafisafa, M.; Aliabadian, Z.; Sato, A.; Shen, L. Kombinierte Finite-Diskrete-Elemente-Modellierung von hydraulischem Brechen in Reservoirs mit gefüllten Fugen. *Geoenergy Sci. Eng.* **2023**, *228*, 212025.
35. Shi, F.; Wang, D.; Li, H. Ein XFEM-basierter Ansatz für die 3D-Simulation von hydraulischem Brechen unter Berücksichtigung der Rissfrontsegmentierung. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *214*, 110518.

36. Cramer, D.; Friehauf, K.; Roberts, G.; Whittaker, J. Integration von DAS, Behandlungsdruckanalyse und videobasierter Perforation Bildgebung zur Bewertung der Wirksamkeit einer Behandlung mit begrenztem Eintritt. In Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Konferenz und Ausstellung, The Woodlands, TX, USA, 5.–7. Februar 2019; S. D031S007R001.
37. Chen, H.; Meng, X.; Niu, F.; Tang, Y.; Yin, C.; Wu, F. Mikroseismische Überwachung eines stimulierenden Schiefergasreservoirs im Südwesten Chinas: 2. Räumliche Clusterung, die durch die bereits vorhandenen Verwerfungen und Brüche gesteuert wird. *J. Geophys. Res. Solid Earth* **2018**, *123*, 1659–1672.
38. Ou, C.; Liang, C.; Li, Z.; Luo, L.; Yang, X. 3D-Visualisierung von hydraulischen Frakturen mittels mikroseismischer Überwachung: Methodik und Anwendung. *Petroleum* **2022**, *8*, 92–101.
39. Lu, Z.; Jia, Y.; Cheng, L.; Pan, Z.; Xu, L.; He, P.; Guo, X.; Ouyang, L. Mikroseismische Überwachung der Ausbreitung hydraulischer Risse und seismische Risiken in Schieferreservoirs mit steilem Neigungswinkel. *Nat. Resour. Res.* **2022**, *31*, 2973–2993.
40. Shang, X.; Long, S.; Duan, T. Bruchsystem in Schiefergasreservoirs: Aussichten auf Charakterisierungs- und Modellierungstechniken. *J. Nat. Gasgeosci.* **2021**, *6*, 157–172.
41. Li, Y.; Cheng, CH; Toksöz, MN Seismische Überwachung des Wachstums einer hydraulischen Bruchzone am Fenton Hill, New Mexico. *Geophysik* **1998**, *63*, 120–131.
42. Dahi Taleghani, A.; Gonzalez-Chavez, M.; Yu, H.; Asala, H. Numerische Simulation der hydraulischen Rissausbreitung in natürlich gebrochene Formationen unter Verwendung des kohäsiven Zonenmodells. *J. Pet. Sci. Eng.* **2018**, *165*, 42–57.
43. Wang, H. Hydraulische Rissausbreitung in natürlich gebrochenen Reservoirs: Komplexe Risse oder Rissnetzwerke. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2019**, *68*, 102911.

Haftungsausschluss/Anmerkung des Herausgebers: Die in allen Veröffentlichungen enthaltenen Aussagen, Meinungen und Daten sind ausschließlich die der einzelnen Autoren und Mitwirkenden und nicht die von MDPI und/oder den Herausgebern. MDPI und/oder die Herausgeber lehnen jegliche Verantwortung für Personen- oder Sachschäden ab, die aus den im Inhalt erwähnten Ideen, Methoden, Anweisungen oder Produkten resultieren.