

Article

Une étude sur la fracturation multi-cluster tridimensionnelle Simulation sous l'influence de fractures naturelles

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

1 Chongqing Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chongqing 401120, Chine ;

li_yg@petrochina.com.cn 2

Laboratoire clé d'État de géomécanique et d'ingénierie géotechnique, Institut de Wuhan de mécanique des roches et des sols, Académie chinoise des sciences, Wuhan 430071, Chine ; wmy@cqu.edu.cn (MW);

ytguo@whrsm.ac.cn (YG)

3 Institut de recherche sur le gaz de schiste de PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, Chine ; guijunchuan@petrochina.com.cn

4 Laboratoire clé d'évaluation et d'exploitation du gaz de schiste du Sichuan, Chengdu 610051, Chine 5 PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610051,

Chine 6 Institut des sciences de la terre profonde et de l'énergie verte, Collège d'ingénierie civile et des transports, Université de Shenzhen, Shenzhen 518060, Chine;

junlu@szu.edu.cn * Correspondance : huang_hy@petrochina.com.cn

Résumé : La fracturation multi-clusters est apparue comme une technique efficace pour améliorer la productivité des réservoirs profonds de schiste. La présence de plans de stratification naturels dans ces réservoirs joue un rôle important dans l'évolution et le développement des fractures hydrauliques multi-amas.

Par conséquent, mener des recherches détaillées sur les mécanismes de propagation des fractures hydrauliques multi-amas dans les formations profondes de schiste est crucial pour optimiser l'efficacité de la transformation des réservoirs et obtenir des résultats de développement efficaces. Cette étude utilise la méthode des éléments finis discrets (FDEM) pour construire un modèle de simulation tridimensionnel complet de fracturation multi-clusters, en tenant compte du nombre de fractures naturelles présentes et des caractéristiques géomécaniques d'un bloc cible. La propagation des fractures hydrauliques est étudiée en réponse au nombre de fractures naturelles et à la conception des opérations de fracturation multi-clusters. Les résultats de la simulation montrent que, conformément aux recherches antérieures sur la fracturation dans les réservoirs de pétrole et de gaz de schiste, une augmentation du nombre d'amas de fracturation et de fractures naturelles conduit à une plus grande surface totale couverte par des fractures artificielles et au développement de modèles de fracture plus complexes. De plus, la présente étude souligne qu'une augmentation du nombre de clusters de fracturation entraîne une réduction notable de l'expansion équilibrée des doubles ailes de la fracture principale au sein du réservoir. Au lieu de cela, les effets des fractures naturelles, des géocontraintes et d'autres facteurs contribuent à l'amélioration de phénomènes tels que l'expansion d'une seule aile, la bifurcation et la courbure de différentes fractures principales, facilitant la création de réseaux de fractures artificielles complexes. Il est important de noter que la présence de fractures naturelles peut également modifier considérablement le mode de rupture des fractures artificielles, entraînant potentiellement la formation de petites fractures de cisaillement d'ouverture qui nécessitent une évaluation minutieuse de l'impact global de la rénovation. De plus, cette étude démontre que même par rapport à la fracturation en grappe unique, la présence de 40 fractures principales naturelles dans la région peut conduire au développement de fractures principales à ramifications multiples. Cette découverte souligne l'importance de prendre en compte les fracturations naturelles dans les opérations de fracturation des réservoirs profonds. En conclusion, les résultats de cette étude offrent des informations précieuses pour optimiser les processus de fracturation des réservoirs profonds dans des scénarios où les fractures naturelles jouent un rôle essentiel dans le développement des fractures.

Citation : Li, Y. ; Wu, M. ; Huang, H. ; Guo, Y. ; Wang, Y. ; Gui, J. ; Lu, J. Une étude sur la simulation tridimensionnelle de fracturation multi-clusters sous l'influence du naturel

Fractures. Appl. Sci. 2024, 14, 6342.
<https://doi.org/10.3390/app14146342>

Rédacteur académique : Tiago Miranda

Reçu : 26 mai 2024

Révisé : 9 juillet 2024

Accepté : 19 juillet 2024

Publié : 20 juillet 2024



Copyright : © 2024 par les auteurs. Licenciée MDPI, Bâle, Suisse.

Cet article est un article en libre accès distribué selon les termes et conditions de Creative Commons Attribution (CC BY) (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Mots-clés : fracturation multi-clusters ; réservoirs profonds; FDEM; géo-stress élevé; propagation des fractures

1. Introduction

Les ressources pétrolières et gazières continuent de jouer un rôle important dans le paysage énergétique mondial. Il existe donc un besoin urgent d'accélérer l'extraction et l'utilisation de ces ressources [1]. Les ressources pétrolières et gazières de schiste profondes situées à plus de 3 500 m de profondeur représentent une part énorme de la structure énergétique actuelle. L'optimisation de la construction et de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières en profondeur grâce à des techniques de construction telles que la fracturation multi-clusters est un moyen nécessaire pour parvenir à une exploitation efficace des ressources pétrolières et gazières en profondeur [2]. Il est à noter que les réservoirs profonds de pétrole et de gaz se trouvent souvent dans des environnements soumis à de fortes contraintes et présentant des caractéristiques de fracture complexes (structures discontinues telles que litage, joints et fractures formées par la sédimentation et les processus tectoniques des réservoirs profonds) [3], ce qui affecte de manière significative l'efficacité de la transformation du réservoir [4,5]. Par conséquent, une exploration approfondie de l'impact des fractures naturelles sur la technologie de construction par fracturation multicluster des réservoirs de pétrole et de gaz profonds revêt une grande importance pour le développement des ressources pétrolières et gazières en profondeur.

Des solutions théoriques et des tests en intérieur peuvent être utilisés pour étudier la propagation des fractures par fracturation. Au fil des années, divers modèles de solutions théoriques tels que le modèle KGD, le modèle PKN et le modèle Penny, entre autres, ont été établis grâce à des dérivations théoriques [2,6-10]. Entre-temps, certains chercheurs ont découvert dans leurs recherches qu'il pouvait y avoir plusieurs mécanismes de contrôle dans le réservoir en raison de l'influence de la ténacité à la rupture et du taux d'injection de fracturation des roches du réservoir. Par conséquent, un modèle théorique de propagation de fractures artificielles dans des réservoirs sous l'influence de paramètres complets tels que le contrôle de la viscosité et le contrôle de la ténacité a été dérivé. Cependant, la roche réservoir est souvent considérée comme un milieu homogène et isotrope dans le calcul théorique, ce qui signifie que l'impact des fractures naturelles et la croissance de nombreux groupes de fractures ne peuvent pas être pris en compte. Bien entendu, les chercheurs ont également mené des recherches approfondies sur la simulation physique en utilisant des méthodes expérimentales en laboratoire [5,11-15]. Dans les premières étapes, les systèmes de chargement triaxiaux conventionnels ont été principalement utilisés, se concentrant sur l'influence de la géocontrainte du réservoir en contrôlant la roche environnante et la pression axiale. Cependant, les réservoirs réels subissent généralement des conditions de contrainte sous de véritables contraintes triaxiales, ce qui a incité certains chercheurs à développer d'authentiques configurations expérimentales triaxiales pour simuler la fracturation d'un ou plusieurs clusters. Grâce à ces expériences, ils ont pu mieux comprendre les modes de propagation des fractures artificielles.

Néanmoins, reproduire l'impact des fractures naturelles en laboratoire s'avère être un défi, et un examen plus approfondi est justifié pour la transférabilité des résultats à l'échelle de l'échantillon à des scénarios à l'échelle du réservoir. Par conséquent, il existe un intérêt croissant pour l'analyse par simulation de la fracturation des réservoirs à l'échelle du réservoir [16,17].

Le principe de la fracturation multi-clusters en réservoirs étanches est illustré sur la figure 1. Cette méthode consiste à créer plusieurs réseaux de fractures hydrauliques dans divers blocs du réservoir en établissant stratégiquement plusieurs positions de perforation et en ajustant la répartition du fluide entre différents groupes. L'objectif primordial est d'améliorer la perméabilité des réservoirs et de faciliter un développement efficace. Les premières simulations de fracturation des réservoirs étaient principalement réalisées grâce à des méthodes d'éléments finis. Par la suite, considérant que les roches réservoirs sont un milieu discontinu, de nouvelles méthodes de simulation numérique ont été proposées successivement, telles que la méthode des éléments finis étendus [18], la méthode des éléments de dispersion du flux de particules [19,20], la méthode des éléments discrets par blocs [2], méthode des éléments discontinus [21], méthode des éléments finis discrets (FDEM) [22], etc.

Ces méthodes permettent de prédire plus précisément l'effet de construction par fracturation du réservoir cible, mais elles présentent des avantages et des limites différents. Par exemple, la méthode étendue des éléments finis utilise des fonctions virtuelles pour construire un champ de déplacement discontinu, qui peut simuler le phénomène de déflexion et de propagation de la fracture à l'intérieur de l'élément, mais il est difficile de simuler les effets des fractures naturelles et d'autres facteurs, comme la bifurcation d'une fracture. La méthode des éléments de dispersion du flux de particules présente d'excellentes performances dans la simulation de la fracturation du réservoir à l'échelle microscopique, mais elle suppose généralement que le réservoir est composé de particules, ce qui a une grande

limites de calcul et ne convient plus à l'analyse de simulation à l'échelle du réservoir [23,24]. La méthode des éléments discrets par blocs et la méthode des éléments discrets finis développées ces dernières années ont résolu efficacement les limitations d'échelle, permettant ainsi une meilleure simulation et une meilleure évaluation de la fracturation des réservoirs, des micro-échelles aux macro-échelles. Parmi elles, la méthode des éléments discrets finis [25] suppose que le réservoir est composé de blocs rocheux et de leurs interfaces fracturées (Figure 1). Les éléments de blocs rocheux sont utilisés pour simuler les caractéristiques de déformation de la matrice du réservoir pendant le processus de fracturation, et les éléments d'interface sont utilisés pour simuler la propagation de fractures artificielles dans le réservoir. Entre-temps, avec des années de développement, les caractéristiques des fractures naturelles dans les réservoirs peuvent être décrites en modifiant des paramètres tels que la résistance et la rigidité des différents éléments d'interface, réalisant ainsi une simulation de fracturation sur des réservoirs contenant des fractures naturelles. Sur la base de la méthode FDEM, Wu et al. [26] ont mené une étude de simulation d'inversion de fracturation hydraulique en considérant les interfaces naturelles stratification/fracture dans les roches. Leurs résultats ont confirmé la viabilité de l'utilisation du FDEM pour simuler la formation de fractures dans des roches contenant de telles caractéristiques naturelles. De plus, ils ont développé des modèles de fracturation hydraulique pour les zones de réservoir en considérant diverses structures hétérogènes et ont mené une analyse détaillée de l'impact de facteurs tels que les fracturations naturelles discrètes et les grands blocs rocheux encastrés sur la propagation des fractures. Ainsi, mener une étude de simulation de la fracturation dans des réservoirs fracturés à l'aide du FDEM s'avère être une méthode efficace pour dévoiler le comportement de propagation des fractures hydrauliques dans les roches réservoirs contenant des fractures naturelles.

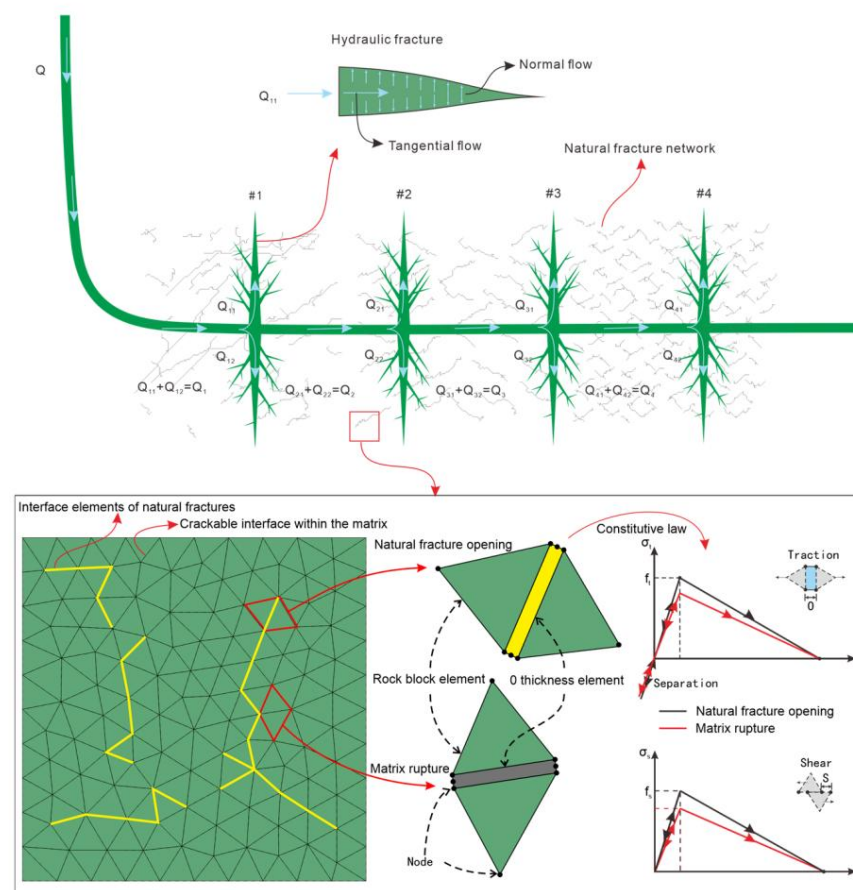


Figure 1. Diagramme schématique de la fracturation multi-clusters du réservoir et du principe FDEM.

Basé sur la méthode des éléments discrets finis (FDEM), cet article établit un modèle tridimensionnel de simulation de fracturation multi-clusters prenant en compte le nombre de fractures naturelles. Les paramètres quantitatifs conventionnels tels que la surface de fracture, la longueur de fracture et l'ouverture maximale de fracture ont été utilisés pour analyser systématiquement la loi d'expansion.

de fractures artificielles sous l'influence combinée de fractures naturelles et de fracturations multi-clusters. Le modèle numérique, les résultats de l'analyse comparative et la conclusion sont présentés respectivement dans les sections 2, 3 et 4.

2. Modèle numérique

Cet article utilise des éléments cohésifs et des éléments de blocs rocheux pour construire un modèle FDEM [28-30] et divise les éléments cohésifs en éléments cohésifs au sein de la matrice et en éléments cohésifs représentant des fractures naturelles, réalisant ainsi une modélisation de fracturation multi-clusters de réservoirs contenant des fractures naturelles. Les équations de modélisation détaillées sont les suivantes.

2.1. Méthode de simulation

La fracturation hydraulique multicluster dans les réservoirs est un processus typique de couplage fluide-structure qui implique l'interaction entre les fluides et les solides. Lorsque l'on considère l'interaction entre les fluides et les solides lors de la fracturation hydraulique, l'équation d'équilibre des contraintes de la fracturation hydraulique peut être exprimée comme suit : [31]

$$\frac{d}{dt} \int_V (\sigma_{ij} - p_w \delta_{ij}) dV = \int_S t_i dS - \int_V \rho b_i dV \quad (1)$$

où σ_{ij} représente la matrice de contrainte effective, MPa ; p_w désigne la pression interstitielle, MPa ; δ_{ij} est la matrice de vitesse de déformation virtuelle ; t_i est la matrice des forces de surface, N/m² ; ρ (m/s) et b_i (N/m³) sont la matrice de vitesse virtuelle et la matrice de force physique.

Au cours du processus de fracturation, la densité du fluide et la porosité de la matrice influencent le comportement du fluide à l'intérieur du réservoir. L'équation de continuité des fluides capture la conservation de la masse au cours de ce processus, fournissant une représentation mathématique du mouvement et de la distribution du fluide. Il permet une description plus précise de la dynamique d'écoulement des fluides au sein du réservoir [32].

$$\frac{d}{dt} \int_V \frac{\rho_w}{\rho_0} n dV + \int_S \frac{\rho_w}{\rho_0} n v dS = 0 \quad (2)$$

où $\frac{d}{dt}$ représente le rapport de changement de volume, sans dimension ; ρ_w est la densité du fluide, kg/m³ ; n est l'indice des vides, sans dimension ; v est la vitesse d'infiltration du fluide, m/s.

Il est important de mentionner que le processus de fracturation implique également l'influence de l'infiltration de fluide au sein de la matrice. Le comportement d'infiltration des roches réservoirs pendant la fracturation peut être calculé à l'aide de la loi de Darcy, qui détermine la vitesse et le débit des fluides en fonction de facteurs tels que la viscosité, la perméabilité et le gradient de pression du fluide :

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

où μ représente une matrice de perméabilité, m/s, et g est le vecteur d'accélération de la gravité, m/s².

À mesure que le fluide commence à s'infiltrer dans la masse rocheuse du réservoir, l'afflux de fluide entraînera une élévation de la pression interstitielle, facilitant ainsi la propagation des microfractures. Il est généralement admis qu'avant l'ouverture des fractures hydrauliques, les éléments cohésifs utilisés pour simuler les fractures hydrauliques suivent une relation élastique linéaire [6],

$$\begin{bmatrix} \sigma_{coh_m} \\ \sigma_{coh_s} \\ \sigma_{coh_t} \end{bmatrix} = K_{coh} \begin{bmatrix} \epsilon_{coh_nn} & \epsilon_{coh_ns} & \epsilon_{coh_nt} \\ \epsilon_{coh_sn} & \epsilon_{coh_ss} & \epsilon_{coh_st} \\ \epsilon_{coh_tn} & \epsilon_{coh_ts} & \epsilon_{coh_tt} \end{bmatrix} \quad (4)$$

où σ désigne le vecteur de contrainte ; ϵ , , sont la contrainte normale, le premier contrainte tangente et la deuxième contrainte tangente, respectivement. Ici, K_{coh} désigne la rigidité

matrice; représentent respectivement la déformation normale, la première déformation tangentielle et la deuxième déformation tangentielle. Ils sont définis comme suit [25] :

$$\varepsilon_{coh\ m}^{ijj} = \frac{u_{ijj}^{st}}{T_{0\ 00}} = \varepsilon_{coh\ s} - \varepsilon_{coh\ t} \quad (5)$$

où u_{ijj} , u_{ij} , u_{ji} représentent le déplacement normal, le premier déplacement et le second déplacement tangentiels, respectivement. Voici l'épaisseur constitutive.

Avec une injection continue de fluide, des fractures hydrauliques apparaîtront progressivement au sein de la masse rocheuse du réservoir, un phénomène qui peut être simulé en modélisant les dommages et la rupture des éléments d'interface. Lorsque l'élément d'interface est endommagé, la capacité anti-déformation de l'élément d'interface diminue considérablement, conduisant à l'ouverture rapide de fractures hydrauliques. La présence ou l'absence d'éléments d'interface peut être déterminée à l'aide de la formule suivante [34] :

$$\frac{\langle \sigma_n \rangle^2}{\sigma_{n\ st}^2} - \frac{\sigma_s^2}{\sigma\sigma} + \frac{\sigma_t^2}{\sigma\sigma} = \lambda \quad (6)$$

où σ_n est le stress normal ; σ_s , σ_t représentent la contrainte tangentielle, MPa ; $\sigma_{n\ st}$, σ_s , σ_t sont les seuils, MPa ; λ indique que les éléments cohésifs résistent aux contraintes de traction mais pas aux contraintes de compression : $1 \leq \lambda \leq 1,05$.

Une fois les fractures hydrauliques initiées, celles-ci ne continueront pas à s'ouvrir indéfiniment en raison de facteurs tels que les forces interfaciales. Le comportement de déformation après avoir atteint le pic peut être décrit par des facteurs de dommage [28,35],

$$E = (1 - d) E^0 \quad (7)$$

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

où E , E^0 sont respectivement le module d'élasticité initial et le module d'élasticité après endommagement, Pa. Ici, d est un facteur de dommage, sans dimension. $\delta_{mm}^{\max}$, δ^0 signifient les déplacements distincts dans le contexte du comportement des éléments. Plus précisément, il s'agit du déplacement maximal subi. et désignent le déplacement.

Lors de la fracturation multi-clusters, le fluide injecté s'écoulera dans la formation à travers le puits de forage, ce qui entraînera une répartition du débit dans le puits de forage. Parallèlement, en raison de la longueur du puits de forage, il se produit également une chute de pression correspondante.

$$Q = \frac{N}{\mu} \quad (9)$$

$$p = p_{je} + p_{cf\ je} \quad (dix)$$

Lorsque le fluide s'écoule dans le puits de forage, une résistance à l'écoulement est facilement générée en raison de la rugosité de la surface du puits, et ce comportement peut être décrit par l'équation de Bernoulli [36] :

$$\begin{aligned}
 \Delta p_f &= \left(\frac{L}{D_h} \right) \frac{\rho v^2}{2}, \\
 C_L &= \frac{FL}{D_h}, \\
 F &= 8 \frac{8}{\text{Concernant}}^{12} + \frac{1}{(UN+B)^{1,5}}^{1/12}, \\
 UN &= - \frac{7}{2,457 \text{ pouces}}^{0,9} + \frac{K_s}{D_h}^{16}, \\
 B &= \frac{37350}{\text{Concernant}}^{16}, \\
 p_f &= 0,087249 \times nDC \frac{\rho}{2,42} q_p^2 \quad (12)
 \end{aligned}$$

où ΔP est la différence de pression au nœud du cluster, ΔZ est la différence d'élévation du nœud, v est la vitesse du fluide dans le puits de forage, ρ est la densité du fluide, G est l'accélération de la gravité, C_L est le coefficient de perte, f est la force de frottement sur le puits de forage, L est la longueur du puits de forage, K_i est le terme de perte dans une direction fixe, K_s est la rugosité du puits de forage, D_h est le diamètre du puits de forage, Re est le nombre de Reynolds, n est le nombre de perforations, D_p est le diamètre de la perforation et C est un coefficient, généralement compris entre 0,56 et 0,9 [6].

Une fois que le fluide de fracturation est détourné du puits de forage, il entrera dans la fracture de fracturation et la chute de pression du fluide à l'intérieur peut être décrite comme

$$\Delta p = \frac{t^3}{12\mu} q_p^2 \quad (13)$$

où q est le vecteur de débit volumique par longueur d'élément tangentiel ; t est l'épaisseur, m ; μ est le coefficient visqueux ; p est la pression du fluide, MPa.

Il convient de mentionner qu'il existe un certain phénomène d'écoulement croisé entre le fluide utilisé pour la fracturation et le fluide existant dans le réservoir. Pendant ce temps, en raison de la pression élevée du fluide dans les fractures pendant la fracturation, davantage de fluide s'écoule dans la matrice rocheuse à partir des fractures. À ce stade, la perte de liquide dans la fracture est

$$\Delta p = \frac{q_{c,p}^2}{12\mu} \left(\frac{t}{D_p} \right)^2 \quad (14)$$

où $q_{c,p}$ représente le débit volumétrique. Les termes f , m/min 0,5 ; , sont les coefficients de filtration la pression interstitielle, MPa ; et est la pression du fluide, MPa.

2.2. Configuration

du modèle La complexité informatique d'un modèle de fracturation tridimensionnel (3D) varie généralement en ampleur par rapport à un modèle de fracturation bidimensionnel (2D). Par conséquent, par rapport au modèle de fracturation 2D, le processus de modélisation 3D a simplifié le modèle de manière appropriée. Les principales parties traitant des changements sont les suivantes : réduire la taille géométrique du modèle et augmenter l'épaisseur de la couche du modèle ; Lors de la génération du maillage, le maillage le plus grand possible a été utilisé, et après plusieurs modélisations géométriques et générations de maillage, un modèle avec une qualité de maillage et une géométrie appropriées a été sélectionné.

pour une modélisation par simulation numérique et une analyse de fracturation ultérieures. Sur cette base, les conditions spécifiques fixées pour ce modèle de simulation 3D sont les suivantes :

Le réservoir cible a une tendance significative vers une structure de literie naturelle, la construction du réseau de literie se fait donc grâce à la programmation Python.

Sur la base des données de terrain, la profondeur du bloc cible dans la simulation se situe généralement entre 4 018,5 m et 4 263,5 m, avec un intervalle de construction de fracturation généralement fixé à 60 m. Pour faciliter les calculs de simulation, on suppose que la taille de la zone du réservoir dans la simulation est de 60 m × 60 m × 3 m.

Pendant la fracturation, le fluide s'écoulera du puits de forage vers le réservoir cible. Les éléments fp3d2 sont utilisés pour simuler la chute de pression du fluide et la répartition du débit dans le puits de forage, et l'élément fpc3d2 est utilisé pour simuler la résistance de frottement lorsque le fluide du puits de forage s'écoule dans la zone cible du réservoir. En liant des nœuds, le processus de simulation du fluide s'écoulant du puits de forage vers le réservoir cible peut être réalisé. De plus, compte tenu du caractère aléatoire de l'espacement des perforations lors de la construction par fracturation du réservoir cible, 38 perforations aléatoires sont également définies dans la simulation (Figure 2b). Sur la base des données collectées sur site,

le bloc cible présente les caractéristiques typiques de l'affaissement du bassin carbonique. Par conséquent, en alignant les directions x, y et z avec la contrainte principale horizontale maximale, la contrainte principale horizontale minimale et la contrainte principale verticale, respectivement, les limites imperméables du modèle sont définies. Le modèle est contraint par l'application de déplacements directionnels, garantissant une représentation précise des conditions de contraintes in situ et empêchant l'écoulement des fluides à travers les limites.

Sur la base des données sur site du réservoir cible, des paramètres de modèle représentatifs sont sélectionnés. L'exemple de calcul de référence se concentre sur la fracturation à un seul cluster, en supposant une épaisseur de réservoir de 3 m. Les paramètres d'injection incluent un taux de déplacement de 18 m³/min et une durée d'injection totale de 3 600 s. Les conditions de contraintes in situ sont caractérisées par une contrainte horizontale minimale de 98 MPa, une contrainte horizontale maximale de 116 MPa et une contrainte verticale de 112 MPa. La pression interstitielle initiale est fixée à 90 MPa. De plus, les paramètres restants des matériaux rocheux sont dérivés des données d'essais mécaniques des roches de schiste obtenues à partir du bloc Lu214 dans le bassin du Sichuan (comme détaillé dans le tableau 1).

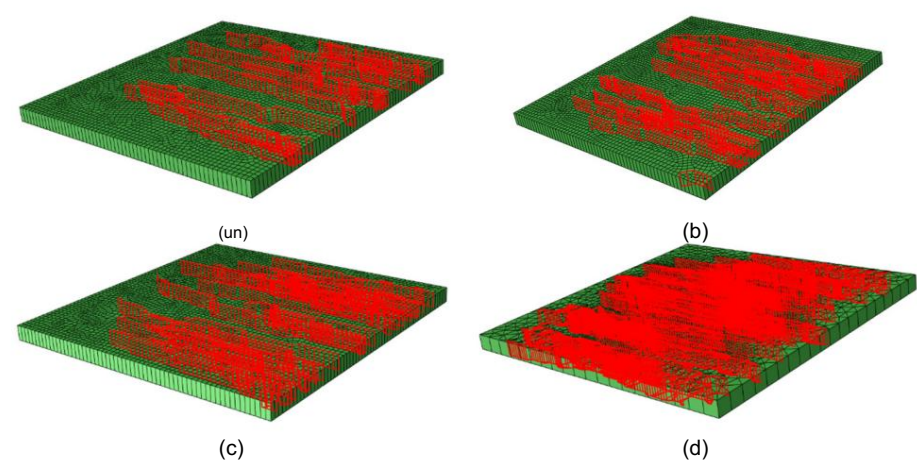


Figure 2. Diagramme schématique des modèles FDEM avec fractures naturelles : (a) 20 fractures naturelles ; (b) 30 fractures naturelles ; (c) 40 fractures naturelles ; (d) 50 fractures naturelles.

Tableau 1. Principaux paramètres utilisés dans les modèles de simulation.

Paramètres d'entrée	Valeur
Module de Young (GPa)	40
Coefficient de Poisson	0,22
Coefficient de perméabilité (m/s)	1 × 10 ^{−7}

Porosité	0,04
Résistance à la traction des fractures naturelles (MPa)	2
Déplacement des dommages critiques des fractures naturelles (m)	0,0001
Résistance à la traction des interfaces matricielles (MPa)	6
Déplacement des dommages critiques des interfaces matricielles (m)	0,001
Débit d'injection (m3/min)	19-20
Viscosité du fluide de fracturation (mPa·s)	1
Rugosité du tuyau (mm)	0,015 × 10–3
Diamètre de perforation (m)	0,01

3. Résultats et analyse 3.1.

Effet du numéro de cluster de fracturation

Pour étudier le comportement de la fracturation multi-amas dans des conditions de réservoir dans la zone cible, les résultats de propagation de la fracture sous différents nombres de grappes ont d'abord été comparés, et les résultats sont présentés dans la figure 3. Avec l'augmentation de la distance entre les grappes, les résultats de simulation de fracturation de différents nombres de grappes présentent différentes caractéristiques de propagation des fractures. À mesure que le nombre de clusters augmente, le nombre d'éléments de fracture et la superficie totale montrent une tendance à la hausse. Cependant, de la fracturation à un seul groupe à la fracturation à trois groupes, l'augmentation du nombre et de la superficie des fractures est relativement faible. Cela indique qu'à mesure que le nombre de clusters augmente, la propagation des fractures est influencée par les interactions inter-clusters. Parallèlement, à mesure que la distance inter-clusters augmente et que le nombre de clusters augmente, une réduction du volume de fracture est observée. Curieusement, la proportion de ruptures en traction au sein du réseau de fractures montre une augmentation significative. Ce phénomène suggère que la fracturation en grappe unique est confrontée à des défis dans la création de fractures à grande échelle. Le liquide injecté est principalement utilisé pour créer et allonger des fractures. En revanche, la fracturation multi-clusters facilite le développement d'un réseau de fractures plus complexe et améliore le volume global de la fracture. Ces observations soulignent l'influence de la configuration des clusters sur la morphologie des fractures et mettent en évidence les avantages potentiels de l'utilisation de stratégies de fracturation multi-clusters pour optimiser la stimulation des réservoirs et améliorer la récupération des hydrocarbures.

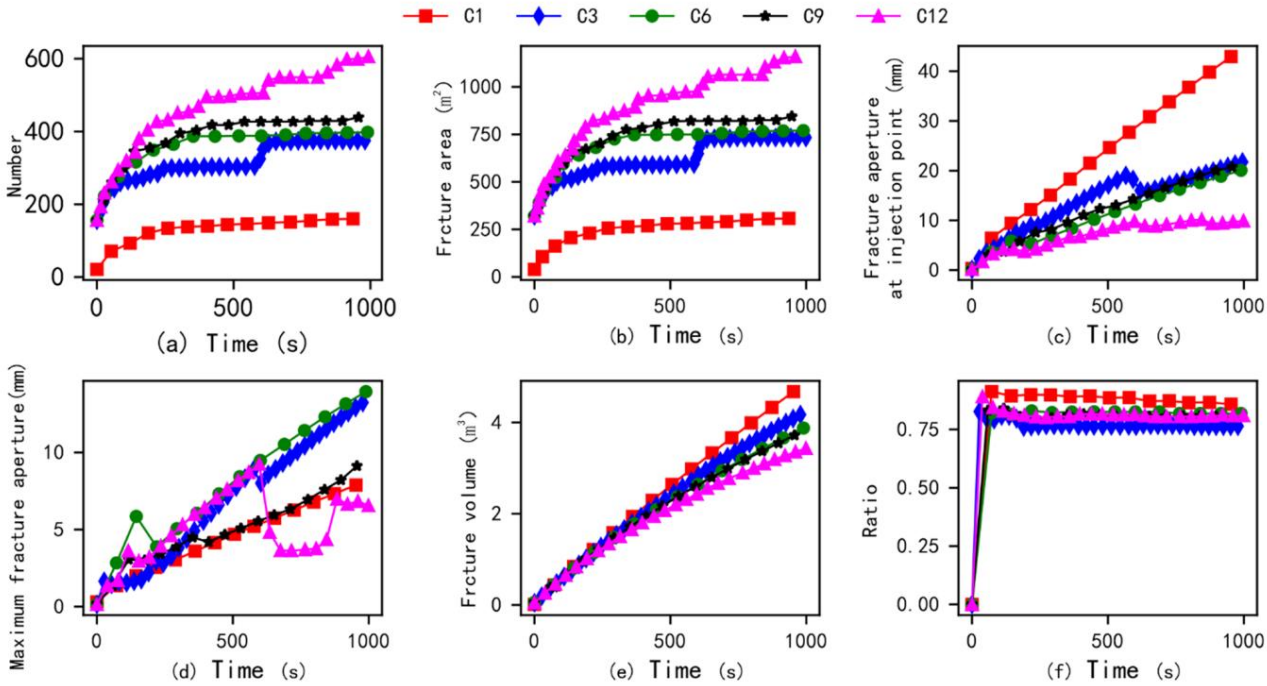


Figure 3. Résultats des mesures quantitatives conventionnelles sous différentes configurations de cluster ((a) nombre d'éléments d'interface endommagés en fonction du temps ; (b) zone de fracture en fonction du temps ; (c) ouverture de fracture au point d'injection en fonction du temps ; (d) fracture maximale ouverture en fonction du temps ; (e) volume de fracture en fonction du temps ; et (f) rapport de rupture en traction par rapport au temps) (C1, C3, C6, C9 et C12 font référence à des scénarios de fracturation impliquant 1 cluster, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters, et 12 clusters, respectivement).

À un temps de simulation de 1 000 s, la distribution ultime des fractures est illustrée à la figure 4. Il est à noter qu'à mesure que le nombre de clusters augmente, l'espacement entre les clusters diminue dans le modèle. Par conséquent, la surface totale couverte par les fractures induites s'amplifie, tandis que l'ouverture des fractures émanant du point d'injection diminue. Cette découverte indique qu'avec un nombre croissant d'amas de fracturation, la zone de fractures à moyenne pression dans le réservoir s'étend. Cependant, comme le volume total d'injection reste constant, une légère tendance à la baisse est observée au niveau de l'ouverture de fracture. De plus, le volume total des fractures visibles diminue. Ces observations suggèrent que les variations du nombre de grappes et de leur espacement influencent la morphologie de la fracture. Le modèle a tendance à produire une plus grande quantité de fractures plus petites, influencées par une combinaison de facteurs, notamment le maillage du modèle, la présence de fractures naturelles, le nombre de groupes de fracturation et les conditions de géocontrainte. Cela entraîne une augmentation de la surface totale de fracture et une réduction du volume visible de la fracture. Ce comportement met en évidence l'interaction complexe entre les paramètres de fracturation et la géométrie du réseau de fractures qui en résulte.

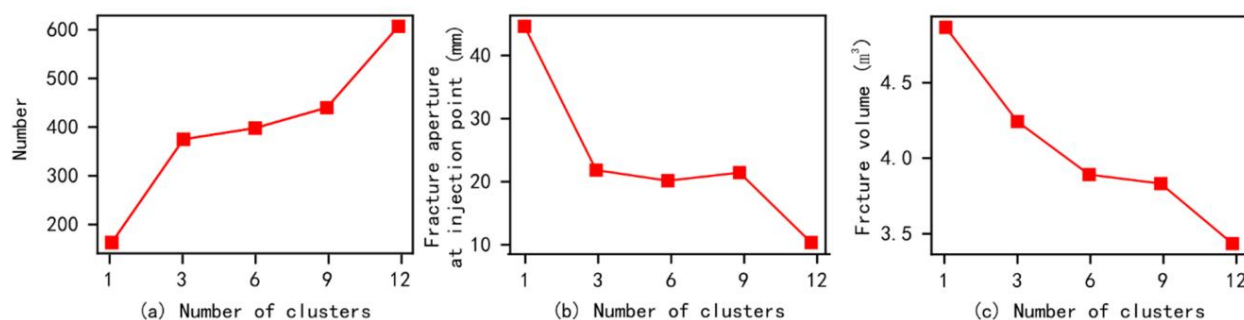


Figure 4. Résultats des paramètres de quantification conventionnels ((a) nombre d'éléments d'interface endommagés par rapport au nombre d'amas de fracturation ; (b) ouverture de fracture au point d'injection par rapport au nombre d'amas de fracturation ; et (c) volume de fracture par rapport au nombre d'amas de fracturation) (1000 s).

La figure 5 présente une analyse comparative de la morphologie finale des fractures artificielles générées sous diverses configurations de grappes, y compris différents nombres de grappes et espacement des grappes. Dans la fracturation à cluster unique, une seule fracture dominante se forme principalement, avec une initiation et une propagation de fracture limitées dans la région proche du puits de forage.

Cependant, à mesure que le nombre de groupes augmente à trois, on observe le développement de trois fractures primaires, présentant à la fois une propagation à une ou deux ailes. Cela suggère que l'augmentation du nombre de grappes peut stimuler la formation de fractures à proximité du puits de forage et faciliter le développement de multiples fractures principales, améliorant ainsi la complexité globale de la fracture. Lors de l'utilisation de six groupes de fracturation, de multiples fractures sont apparues près du puits de forage. Lorsque le nombre de clusters augmente jusqu'à neuf, davantage de fractures se déclenchent simultanément. Il convient de noter que la morphologie de la fracture a été agrandie 10 fois dans les résultats de simulation pour observer la plupart des fractures artificielles. Cependant, le chemin principal des fractures dans la fracturation du groupe 6 est plus évident, tandis que celui du groupe 9 montre un chemin principal discontinu, indiquant la présence de nombreuses fractures d'ouverture localement petites, ce qui n'est pas propice au transport des agents de soutènement et à l'exploitation minière ultérieure. Plus de 12 fractures artificielles ont germé dans la zone proche du puits de fracturation en 12 groupes. À mesure que le processus de fracturation progresse, la compétition s'étend, empêchant certaines des fractures nouvellement formées de s'ouvrir davantage, conduisant finalement à l'expansion de 10 fractures principales. Les résultats ci-dessus indiquent que plus il y a de clusters de fracturation, plus

l'espacement des grappes est plus petit, ce qui augmente généralement de manière significative le volume des fractures artificielles, améliorant ainsi l'efficacité de la transformation du réservoir. Des conclusions similaires peuvent également être observées dans certaines études sur les méthodes de surveillance des tremblements de terre sur site [37–41]. Par exemple, Chen et al. Grâce à la surveillance microsismique des réservoirs de gaz de schiste dans la région sud-ouest, nous avons découvert qu'une augmentation du nombre de grappes de fracturation peut favoriser l'apparition d'un plus grand nombre d'événements microsismiques, et que les points d'événements microsismiques proches du puits de forage se rassemblent progressivement pour former plusieurs bandes, indiquant la possibilité de produire davantage de fractures artificielles. Dans le même temps, ils ont également constaté que sous l'influence de fractures naturelles et d'autres facteurs, de nombreux événements micro-sismiques peuvent se produire dans des zones éloignées du puits de forage, ce qui est significatif dans les résultats d'expansion de la fracturation d'un seul groupe sur la figure 5. Il convient de mentionner que par rapport à la vue 3D, seule une partie de la forme principale du joint est observée dans la vue de dessus. Ceci est évidemment dû à certaines fractures trop peu ouvertes. Ainsi, l'augmentation du nombre de clusters n'entraîne pas nécessairement une augmentation proportionnelle du nombre de fractures principales. Il est crucial de considérer l'influence de la taille du soutènement sur le nombre effectif de fractures supportées. La taille de l'agent de soutènement joue un rôle important dans la détermination de l'ouverture et de la conductivité des fractures, ce qui affecte en fin de compte l'efficacité globale du traitement de fracturation. En optimisant la taille de l'agent de soutènement en fonction du réservoir et des conditions de fracturation, il est possible de maximiser le nombre de fractures efficacement soutenues et d'améliorer la récupération des hydrocarbures.

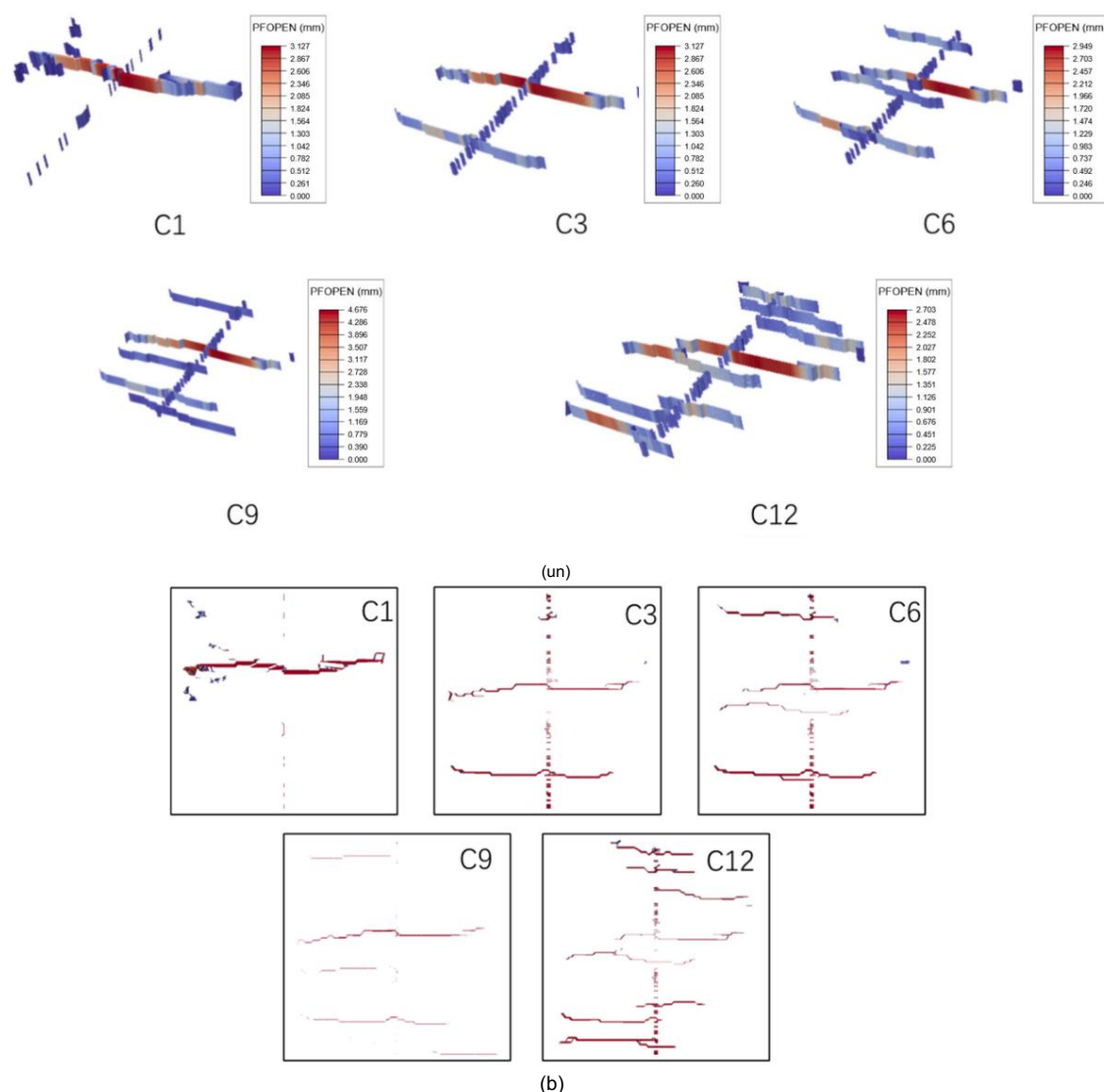


Figure 5. Résultats de comparaison morphologique de fractures artificielles sous différents numéros de cluster ((a) Vue 3D et (b) vue de dessus) (C1, C3, C6, C9 et C12 font référence à des scénarios de fracturation impliquant respectivement 1 cluster, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters et 12 clusters).

3.2. Effet du nombre de fractures naturelles

La répartition des fractures naturelles joue un rôle crucial en influençant l'efficacité de la fracturation au sein des réservoirs. Par conséquent, cette section a entrepris une analyse de simulation pour étudier l'impact d'un nombre variable de fractures naturelles dans le bloc cible simulé. Sur la base des données de terrain obtenues à partir du bloc cible, la densité linéaire des fractures naturelles à l'intérieur du bloc se situe approximativement entre 0,3 et 0,8. Considérant une zone simulée de 60 m × 60 m, le nombre de fractures naturelles dans le modèle varie de 20 à 50. Les résultats de simulation obtenus sont présentés dans la figure 6.

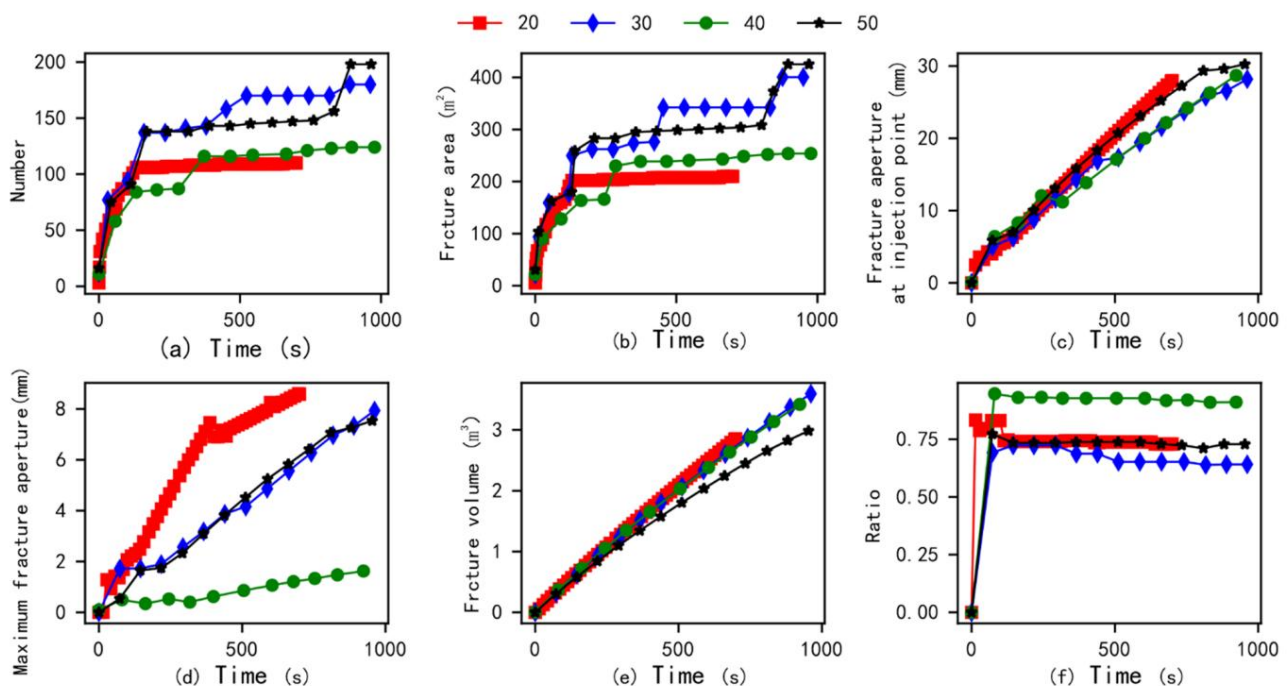
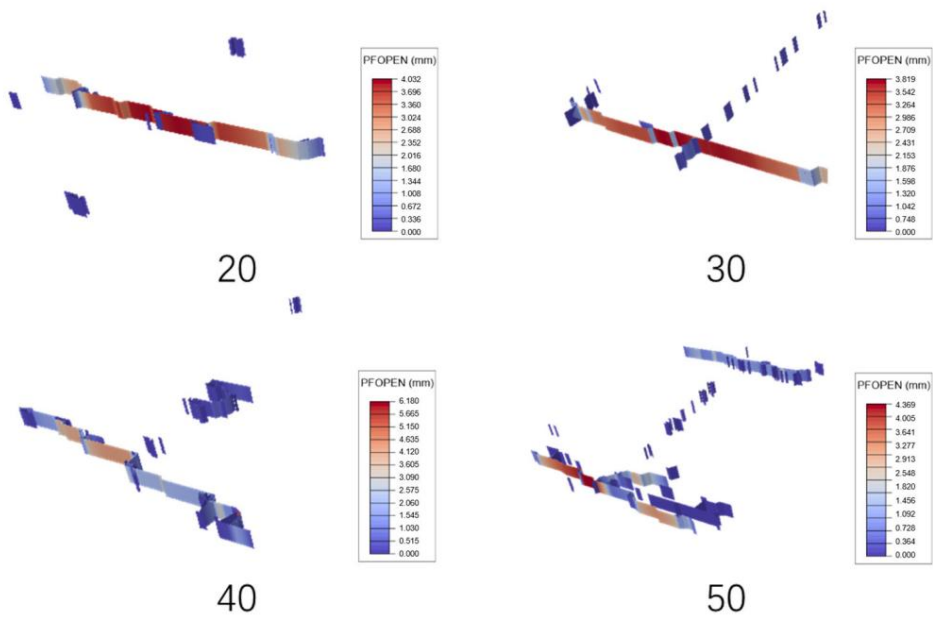


Figure 6. Résultats des mesures quantitatives conventionnelles sous l'influence du nombre de fractures naturelles ((a) nombre d'éléments d'interface endommagés en fonction du temps ; (b) zone de fracture en fonction du temps ; (c) ouverture de fracture au point d'injection en fonction du temps ; (d) maximum ouverture de fracture en fonction du temps ; (e) volume de fracture en fonction du temps ; et (f) rapport de rupture en traction par rapport au temps) (les nombres (20, 30, 40, 50) représentent la quantité de fractures naturelles dans divers modèles de simulation).

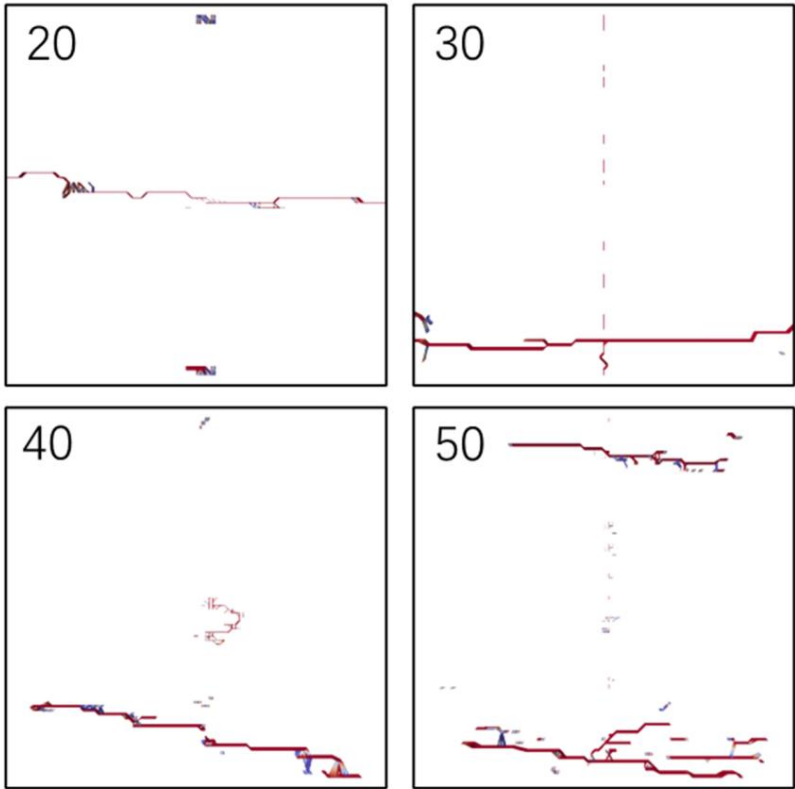
La figure 6 montre qu'avec l'augmentation de la densité des fractures, le nombre d'éléments de fracture et la surface totale des fractures montrent une tendance à la hausse. Parallèlement, l'ouverture et le volume des fractures semblent montrer une certaine tendance à la baisse. Cela peut être dû à la densité accrue des fractures naturelles, qui rend la fracturation des réservoirs plus sensible à l'influence des fractures, entraînant la formation de nombreuses fractures de cisaillement à faible ouverture. Par conséquent, avec l'augmentation des fractures naturelles, les fractures par cisaillement générées par la stimulation par cisaillement augmentent de manière significative et la zone de fracture augmente. Dans le même temps, étant donné que les fractures par cisaillement sont pour la plupart des fractures à faible ouverture, le volume visible des fractures artificielles montre une certaine fluctuation et une tendance à la baisse.

La figure 7 illustre l'ouverture de fractures artificielles dans des réservoirs sous l'influence de différentes densités de fractures naturelles. Comme le montre la figure, avec l'augmentation des fractures naturelles, le nombre de fractures artificielles dans le réservoir augmente considérablement et davantage de branches et d'extensions de fractures artificielles se produisent. Simultanément, une augmentation des fractures naturelles entraîne une probabilité plus élevée de grandes ouvertures dans les fractures artificielles à proximité du puits de forage du réservoir. De plus, lorsque le nombre de fractures naturelles augmente jusqu'à un

Dans une certaine mesure, cela peut induire une fracturation en un seul cluster pour former un réseau de fractures artificielles étendu à plusieurs clusters. Les résultats ci-dessus indiquent que les fractures naturelles ont un impact significatif sur le développement de fractures artificielles lors de la fracturation du réservoir, ce qui peut modifier la position des fractures principales, la répartition des fractures à proximité du puits de forage et la morphologie de courbure et de ramification des fractures principales. induisant ainsi la formation de réseaux de fractures complexes et améliorant l'efficacité de la fracturation des réservoirs.



(un)



(b)

Figure 7. Les résultats de la morphologie des fractures artificielles dans les réservoirs sous l'influence de différents nombres de fractures naturelles ((a) est une vue 3D et (b) est une vue de dessus) (les nombres (20, 30, 40, 50) représentent la quantité de fractures naturelles dans différents modèles de simulation).

3.3. Analyse d'impact complète Les

résultats de recherches précédentes indiquent que le nombre d'amas de fracturation et le nombre de fractures naturelles affectent de manière significative le modèle de propagation des fractures artificielles dans les réservoirs [26,27]. Parmi eux, le nombre de fractures naturelles est généralement l'état interne du réservoir, qui est difficile à modifier par les méthodes de construction, tandis que le nombre de groupes de fracturation est une méthode de construction qui peut être directement ajustée lors de la construction sur site. Si différentes fracturations en grappes sont utilisées pour les zones présentant différentes fractures naturelles, cela peut encore améliorer l'efficacité de la transformation du réservoir. Par conséquent, pour discuter plus en détail de l'impact global de la construction par fracturation multi-clusters et des fractures naturelles, cette section compare et simule de manière exhaustive l'expansion des fractures par fracturation multi-clusters dans les zones de réservoir cibles avec différents nombres de fractures naturelles.

Sur la figure 8, on observe un phénomène de calcul incomplet dans les résultats de fracturation de six clusters. Par conséquent, l'analyse est uniquement basée sur les résultats de fracturation de trois et neuf clusters. D'après la figure ci-dessus, lorsque la densité de fractures est de 20, la fracturation multicluster n'augmente pas nécessairement la surface des fractures du réservoir mais a un impact significatif sur le volume des fractures du réservoir. Ce phénomène fait référence au comportement différent des fractures artificielles au sein du réservoir provoqué par la présence de fractures naturelles. Notamment, la présence de fractures naturelles entraîne souvent une augmentation supplémentaire du volume du réservoir stimulé (SRV). Cette observation souligne l'importance de considérer l'interaction entre les fractures naturelles et les opérations de fracturation hydraulique.

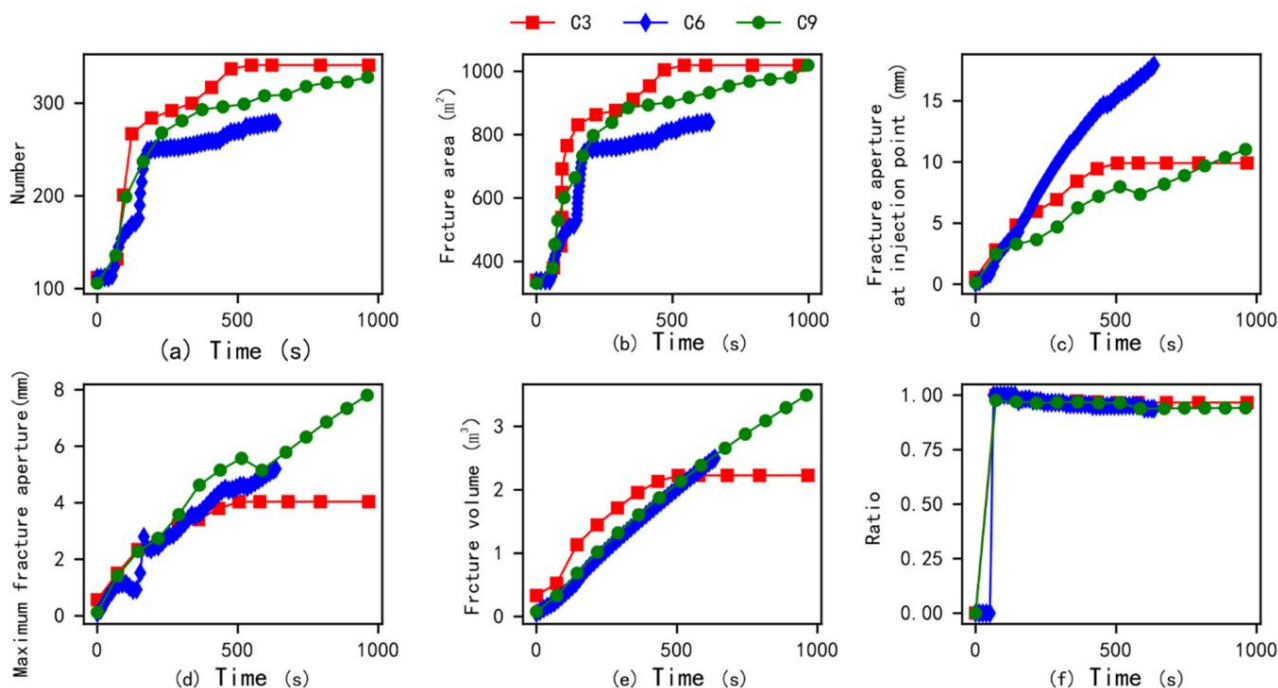


Figure 8. Résultats des mesures quantitatives conventionnelles sous différentes configurations de cluster lorsqu'il y a 20 fractures naturelles dans la région ((a) nombre d'éléments d'interface endommagés en fonction du temps ; (b) zone de fracture en fonction du temps ; (c) ouverture de fracture au point d'injection en fonction du temps (d) ouverture de fracture maximale en fonction du temps ; (e) volume de fracture en fonction du temps ; et (f) rapport de rupture en traction par rapport au temps) (C3, C6 et C9 correspondent à des scénarios de fracturation impliquant 3 clusters, 6 clusters et 9 clusters, respectivement).

On peut observer de manière significative à partir de la figure 9 que dans ce modèle de simulation, il y avait trois extensions de fractures principales dans trois groupes de fracturations, six extensions de fractures principales dans six groupes de fracturations et deux fractures principales et extensions de réseaux de fractures complexes locaux dans neuf amas de fracturation. Ce résultat suggère qu'avec un nombre croissant d'amas de fracturation, des réseaux de fractures complexes sont plus susceptibles de se former dans le réservoir. Entre-temps, il n'est pas difficile d'observer à partir des résultats de la figure ci-dessus que la vue bidimensionnelle des résultats de fracturation à neuf groupes n'est pas significative, avec de nombreuses fractures à faible ouverture. En ce qui concerne l'ouverture de fracture, les résultats de fracturation du groupe 6 sont nettement meilleurs que ceux du groupe 3 et du groupe 9.

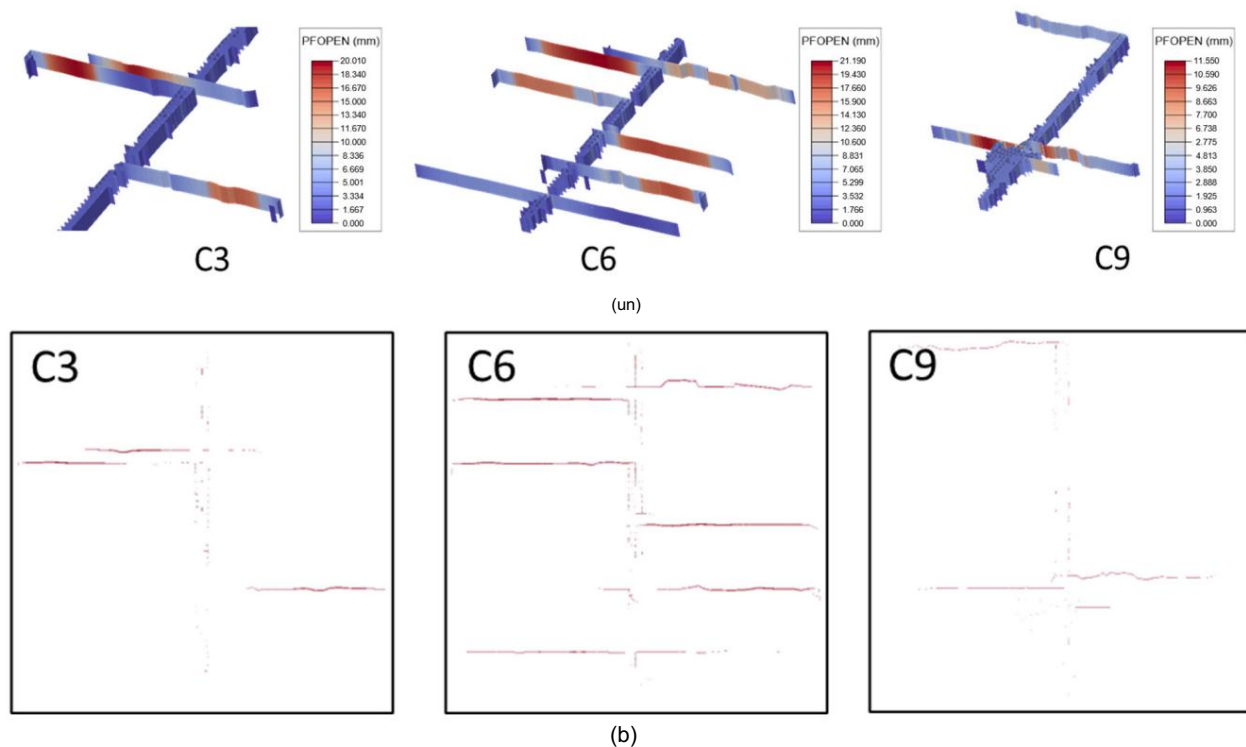


Figure 9. Morphologie de la fracture selon divers scénarios de fracturation en grappe lorsqu'il y a 20 fractures naturelles dans la région ((a) est une vue 3D et (b) est une vue de dessus) (C3, C6 et C9 correspondent à des scénarios de fracturation impliquant 3 clusters, 6 clusters et 9 clusters, respectivement).

La figure 10 présente les résultats comparatifs des mesures quantitatives traditionnelles dans diverses configurations de clusters en présence de 30 fractures naturelles significatives dans la région d'intérêt. Par rapport aux résultats de simulation avec une densité de fractures de 20, les simulations des clusters 1, 3, 6, 9 et 12 ont toutes été entièrement calculées avec une densité de fractures de 30. Par conséquent, les résultats pour différents clusters avec une densité de fractures de 30 ont ensuite été extraites. D'après la figure ci-dessus, à mesure que le nombre de groupes de fracturation augmente, la zone de fracture artificielle, l'ouverture de fracture et le taux de rupture par cisaillement du réservoir augmentent tous de manière significative.

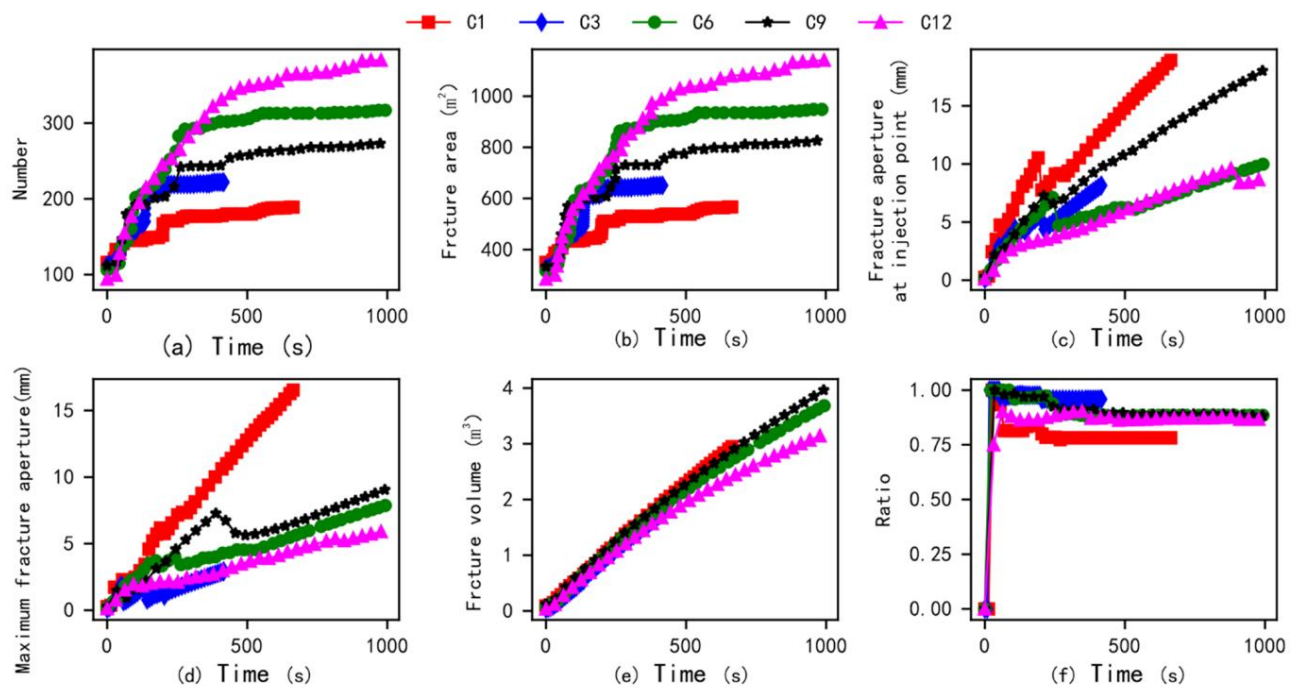
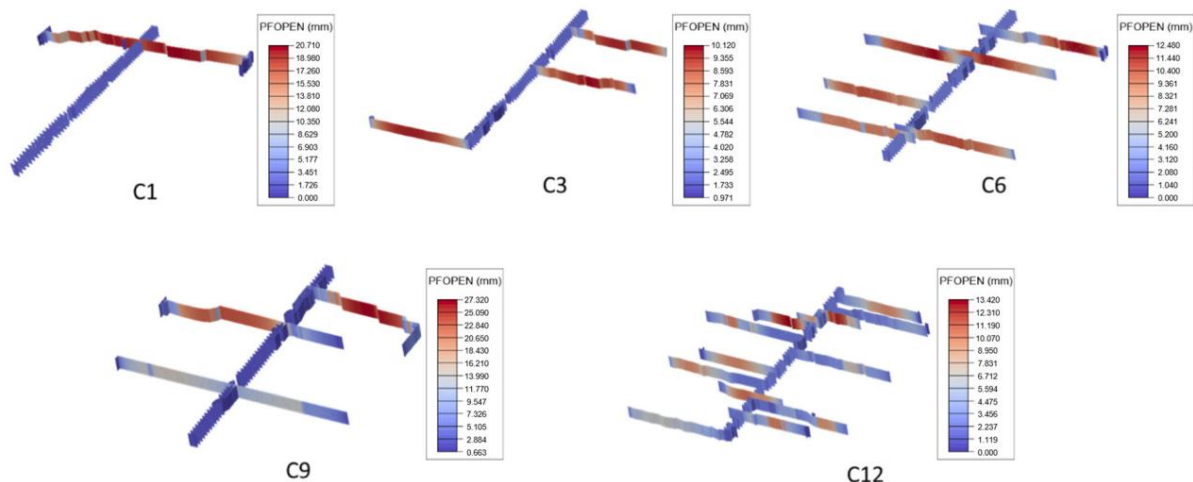


Figure 10. Résultats de comparaison des paramètres quantitatifs conventionnels sous l'influence de différents clusters lorsqu'il y a 30 fractures naturelles dans la région ((a) nombre d'éléments d'interface endommagés en fonction du temps ; (b) zone de fracture en fonction du temps ; (c) ouverture de fracture au point d'injection en fonction du temps ; (d) ouverture de fracture maximale en fonction du temps ; (e) volume de fracture en fonction du temps ; et (f) rapport de rupture en traction par rapport au temps) (C1, C3, C6, C9 et C12 représentent des scénarios de fracturation impliquant 1 cluster-ter, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters et 12 clusters, respectivement).

Le processus de modification de la morphologie des fractures lorsque le nombre de fractures est de 30 est illustré à la figure 11. À mesure que le nombre de groupes de fracturation augmente, les principales fractures artificielles du réservoir montrent une tendance à la hausse. Malheureusement, lors de la fracturation d'un cluster, 1 fracture principale s'est formée, lors de la fracturation de 3 clusters, 3 fractures principales se sont formées, lors de la fracturation de 6 clusters, 6 fractures principales se sont formées et lors de la fracturation de 12 clusters, 12 fractures principales se sont formées. Cependant, lors de la fracture de neuf clusters, seules trois fractures principales se sont formées. Nous pensons que cela est dû au grand nombre de fractures à proximité du puits de forage généré dans le modèle de simulation de fracturation à neuf clusters, ce qui indique que la mise en œuvre de la fracturation à neuf clusters dans les conditions de ce modèle rendra difficile la réalisation d'objectifs économiques. effets de fracturation.



(un)

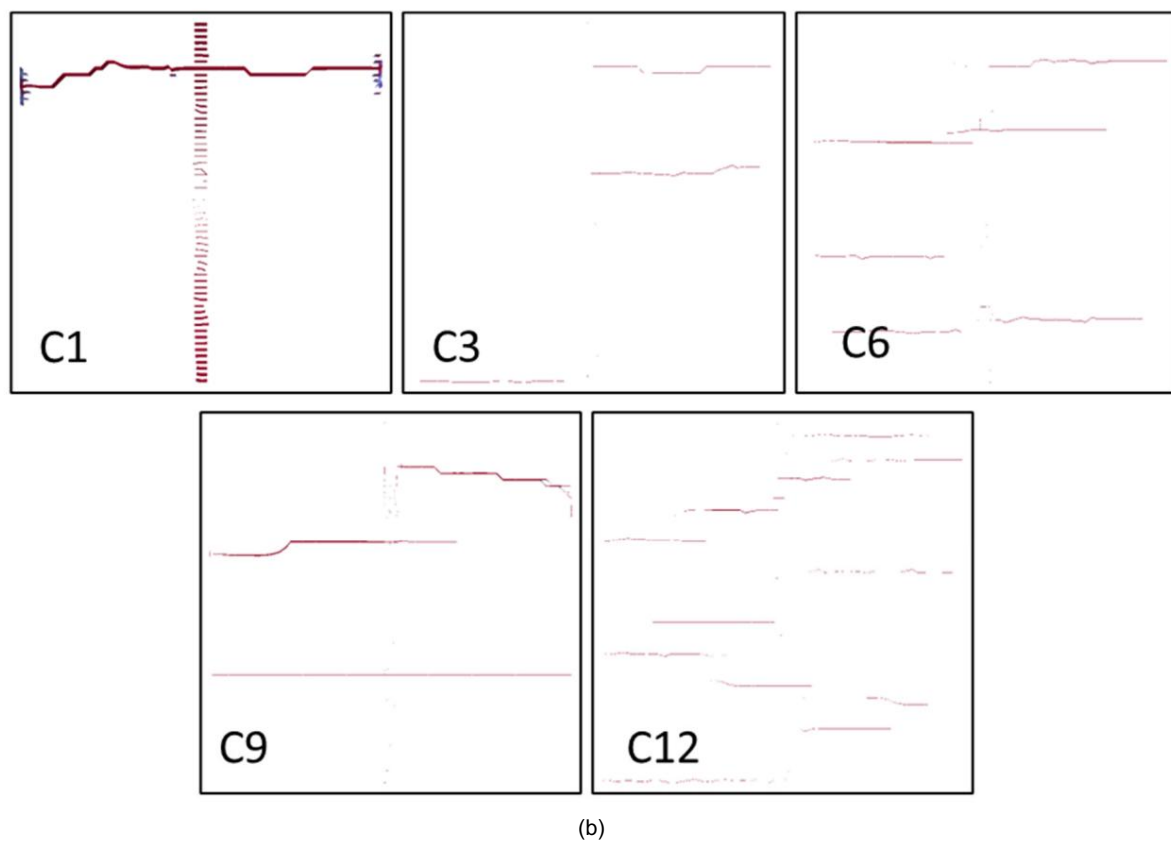


Figure 11. Morphologie de la fracture selon divers scénarios de fracturation en grappe lorsqu'il y a 30 fractures naturelles dans la région ((a) est une vue 3D et (b) est une vue de dessus) (C1, C3, C6, C9 et C12 représentent des scénarios de fracturation impliquant respectivement 1 cluster, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters et 12 clusters).

La figure 12 présente une analyse comparative des mesures quantitatives conventionnelles dans différentes configurations de cluster en présence de 40 fractures naturelles dans la région d'intérêt. En comparaison avec les résultats de simulation obtenus à une densité de fracture de 20, des simulations complètes ont été réalisées pour 1 cluster, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters et 12 clusters à une densité de fracture de 40. Une comparaison approfondie a ensuite été réalisée sur les paramètres de quantification conventionnels pour diverses configurations de cluster. Comme le montre la représentation graphique des résultats, la zone de fracture artificielle, l'ouverture de fracture et le taux de rupture par cisaillement au sein du réservoir présentent tous une tendance à la hausse notable avec un nombre croissant de groupes de fracturation. Ces observations mettent en évidence l'influence significative de la configuration des clusters sur le développement des fractures et fournissent des informations précieuses pour optimiser les stratégies de fracturation afin d'améliorer la stimulation des réservoirs et la récupération des hydrocarbures.

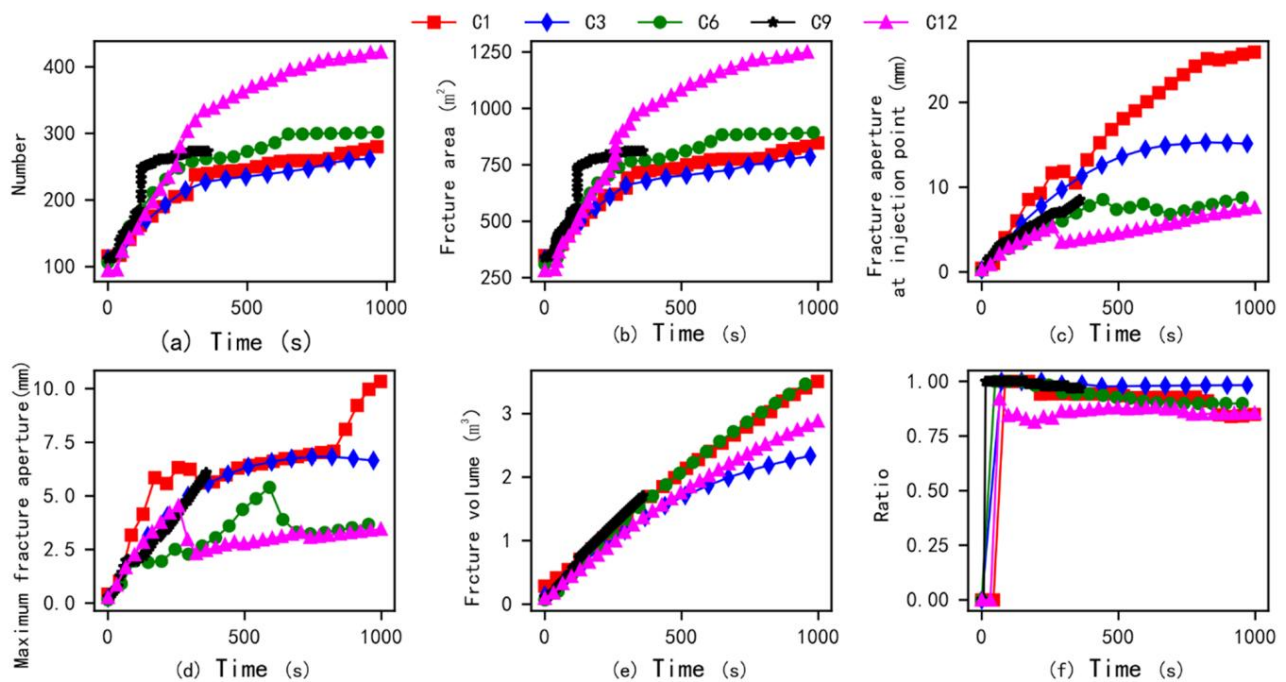


Figure 12. Résultats comparatifs des mesures quantitatives conventionnelles sous différentes configurations de cluster en présence de 40 fractures naturelles dans la région ((a) nombre d'éléments d'interface endommagés par rapport au temps ; (b) zone de fracture par rapport au temps ; (c) ouverture de fracture au point d'injection en fonction du temps ; (d) ouverture de fracture maximale en fonction du temps (e) volume de fracture en fonction du temps et (f) rapport de rupture en traction par rapport au temps) (C1, C3, C6, C9 et C12 représentent la fracturation ; scénarios impliquant respectivement 1 cluster, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters et 12 clusters).

La figure 13 illustre l'évolution de la morphologie des fractures avec différentes configurations d'amas de fracturation à une densité de fractures de 40. Comme le montre la figure, la quantité de fractures artificielles primaires dans le réservoir augmente progressivement à mesure que le nombre d'amas de fracturation augmente. Cette observation met en évidence l'influence de la configuration des clusters sur le développement des fractures et le potentiel d'optimisation des stratégies de fracturation pour améliorer la stimulation des réservoirs et la récupération des hydrocarbures. Parmi eux, il y a eu un phénomène de fractures principales multiples se ramifiant lors de la fracturation du cluster 1, indiquant que la fracturation d'un seul cluster peut également créer un réseau artificiel local de fractures principales. Lors de la fracture de trois grappes, cinq fractures principales se sont formées. Lorsque le degré d'expansion des fractures principales a diminué, 5 fractures principales se sont formées lors de la fracturation de 6 grappes, 3 fractures principales et une zone d'expansion du réseau de fractures locales se sont formées lors de la fracturation de 9 grappes, et 12 fractures principales se sont formées lors de la fracturation de 12 groupes. Les résultats indiquent qu'à mesure que le nombre de groupes de fracturation augmente, le nombre de fractures principales artificielles augmente. Il convient de mentionner que les résultats de recherches antérieures ont montré qu'à mesure que la densité des fractures naturelles augmente, les fractures artificielles peuvent présenter davantage de phénomènes de flexion, de ramification et d'autres phénomènes d'expansion, formant un réseau complexe de fractures [42,43]. En comparant les résultats de simulation sous différents nombres de fractures naturelles et de clusters dans cette section, à mesure que le nombre de fractures naturelles augmente, les fractures artificielles peuvent devenir plus complexes. Par exemple, lorsque le bloc cible simulé contient 40 fractures naturelles, même dans des conditions de fracturation à un seul groupe, des formes de fracture plus complexes se forment. Parallèlement, lorsque le bloc cible simulé contient 20 fractures naturelles, même dans les conditions de fracturation de neuf groupes, il peut être difficile de former un réseau de fractures artificielles.

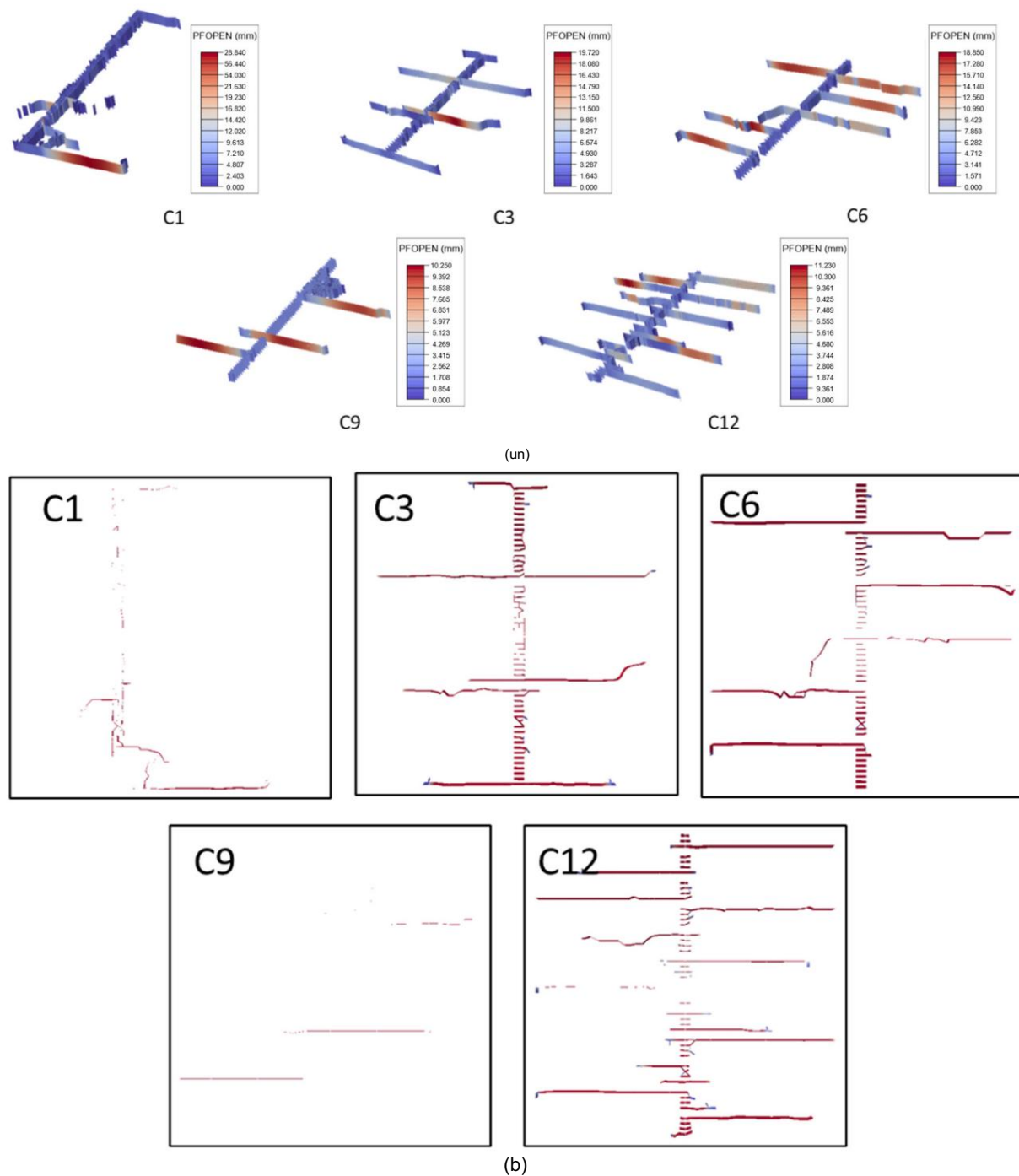


Figure 13. Morphologie de la fracture selon divers scénarios de fracturation en grappe lorsqu'il y a 40 fractures naturelles dans la région ((a) est une vue 3D et (b) est une vue de dessus) (C1, C3, C6, C9 et C12 représentent des scénarios de fracturation impliquant respectivement 1 cluster, 3 clusters, 6 clusters, 9 clusters et 12 clusters).

4. Conclusions

Sur la base du FDEM et des données sur site d'un certain bloc de puits dans le sud-ouest de la Chine, plusieurs modèles de simulation de fracturation en grappes ont été établis en tenant compte des fractures naturelles et des paramètres mécaniques géologiques du bloc cible. Les changements dans la zone de fracture artificielle, l'ouverture de fracture, le volume de fracture, la pression du fluide et la morphologie de la fracture dans les résultats de simulation sont extraits, ainsi que l'impact du nombre de clusters de fracturation et du nombre de fractures naturelles dans le bloc cible sur la formation de fractures artificielles a été analysée. Les principales conclusions sont les suivantes:

- (1) À mesure que le nombre de groupes de fracturation augmente, le nombre de fractures principales artificielles formées dans le bloc cible montre une tendance à la hausse significative. Cependant, lorsqu'il est affecté par la répartition des fractures naturelles, les géocontraintes et d'autres facteurs, il peut également être difficile de former plusieurs fractures principales par fracturation multi-amas dans le bloc cible (Figure 9). Par conséquent, l'obtention de données sur l'emplacement spatial et l'orientation des fractures naturelles peut être plus utile pour estimer avec précision l'effet de fracturation du bloc cible.
- (2) En raison de l'influence du chemin de fracturation aléatoire d'origine et des fractures naturelles du réservoir, des phénomènes de stimulation par cisaillement sont susceptibles de se produire. Dans ces conditions, les fractures artificielles dans le réservoir sont sujettes à des courbures, des ramifications et d'autres phénomènes. Lorsqu'elle est davantage affectée par plusieurs méthodes de construction, la fracture principale artificielle sera plus sujette à l'expansion d'une seule aile plutôt qu'à l'expansion de deux ailes.
- (3) La construction de fracturations multi-clusters peut favoriser une augmentation des réseaux de fractures artificielles, mais avec la même quantité d'injection, l'ouverture des fractures artificielles diminuera. Par conséquent, augmenter le débit d'injection de manière appropriée lors de la construction multicluster sera plus propice au pompage des agents de soutènement et d'autres matériaux.
- (4) L'augmentation du nombre de fractures naturelles dans le bloc cible permettra d'obtenir un réseau de fractures artificielles plus complexe. Lorsque le nombre de fractures naturelles atteint un certain seuil, même l'utilisation d'un processus de construction par fracturation en un seul groupe peut former un réseau de fractures artificielles reliées par plusieurs fractures principales.

Contributions des auteurs : Conceptualisation, YL et YG ; conservation des données, YG ; acquisition de financement, JL ; enquête, YL, MW, HH, YG, YW et JL ; méthodologie, MW ; administration du projet, YL, HH et YG ; ressources, HH et JG ; supervision, YL, HH, YW et JG ; rédaction – ébauche originale, MW ; rédaction – révision et édition, YL et HH Tous les auteurs ont lu et accepté la version publiée du manuscrit.

Financement : Les auteurs remercient chaleureusement le soutien financier apporté par le Fonds de recherche ouvert du Laboratoire clé d'État de géomécanique et d'ingénierie géotechnique, de l'Institut de mécanique des roches et des sols, de l'Académie chinoise des sciences, subvention NO SKLGME022020. Parallèlement, cet article est financé par le projet spécial scientifique et technologique de PetroChina Co., Ltd., intitulé « Recherche sur l'augmentation des réservoirs à grande échelle, l'augmentation de la production et les technologies d'exploration et de développement du gaz de schiste » (NO. 2023ZZ14).

Déclaration du comité d'examen institutionnel : sans objet

Déclaration de consentement éclairé : sans objet

Déclaration de disponibilité des données : Les données brutes et le code soutenant les conclusions de cet article seront mis à disposition par les auteurs sur demande.

Conflits d'intérêts : Les auteurs ne déclarent aucun conflit d'intérêts.

Les références

1. Wu, M. ; Liu, J. ; Niv, X. ; Shi, D. ; Zhu, Z. Une étude sur les équations d'homogénéisation des milieux poreux fractals. *J. Géophys. Ing.* 2018, 15, 2388-2398.
2. Zheng, Y. ; Son,.; Huang, L. ; Bai, Y. ; Wang, C. ; Chen, W. ; Wang, W. Explorer l'effet des paramètres d'ingénierie sur la pénétration des fractures hydrauliques à travers les plans de stratification dans différents régimes de propagation. *Calculer. Géotechnologie.* 2022, 146, 104736.
3. Liu, Q. ; Li, J. ; Liang, B. ; Liu, J. ; Soleil, W. ; Lui, J. ; Lei, Y. Mécanisme complexe de déclenchement du comportement de mouillabilité lors de l'imbibition : A construction de modèles et étude comparative basée sur une analyse à plusieurs échelles. *Énergie* 2023, 275, 127434.
4. Chanson, R. ; Liu, J. ; Cui, M. Une nouvelle méthode pour reconstruire un modèle de maillage structuré à partir d'images de tomodesitométrie micro-informatique de milieu poreux et son application. *Int. J. Transfert de masse thermique.* 2017, 109, 705-715.
5. Wang, L. ; Zhou, J. ; Guo, Y. ; Chanson, X. ; Guo, W. Enquête en laboratoire et évaluation de la fracturation hydraulique des navires schiste en tenant compte de plusieurs facteurs géologiques et techniques. *Devant. Science de la Terre.* 2022, 10, 952655.
6. Zhang, H. ; Chen, J. ; Li, Z. ; Hein,.; Mei, Y. Simulation numérique de la fracturation multi-clusters utilisant la triaxialité dépendante Modèle de zone cohésive dans un réservoir de schiste à hétérogénéité minérale. *Mécanique de roche. Rock Ing.* 2023, 57, 325-349.
7. Nguyen, HT; Lee, JH ; Elraies, KA Une revue de la modélisation de type PKN des fractures hydrauliques. *J. Pet. Sci. Ing.* 2020, 195, 107607.

-
8. If, CH; Weng, X. Chapitre 1 — Fracture d'un puits de forage et modèles de fracture 2D. Dans *Mécanique de la fracturation hydraulique*, 2e éd.; Gulf Professional Publishing : Boston, MA, États-Unis, 2015 ; p. 1 à 22.
9. Dontsov, EV; Peirce, AP Transport d'agents de soutènement dans la fracturation hydraulique : élimination des pointes de fissure dans les modèles KGD et P3D. *Int. J. Structure des solides*. 2015, 63, 206-218.
10. Santillán, D. ; Juanes, R. ; Cueto-Felgueroso, L. Modèle de champ de phase de fracture provoquée par un fluide en milieu élastique : fracture immergée formulation et validation avec des solutions analytiques. *J. Géophys. Rés. Terre Solide* 2017, 122, 2565-2589.
11. Chanson, R. ; Liu, J. ; Yang, C. ; Sun, S. Étude sur le mécanisme multiphasique de transfert de chaleur et de masse dans la dissociation du méthane hydrater dans des sédiments poreux reconstruits en forme réelle. *Énergie* 2022, 254, 124421.
12. Chanson, R. ; Wang, Y. ; Ishutov, S. ; Zambrano-Narvaez, G. ; Hodder, KJ; Chalaturnik, RJ; Soleil, S. ; Liu, J. ; Gamage, RPA Étude expérimentale approfondie sur le comportement mécanique, la microstructure et les propriétés de transport de roches imprimées en 3D Analogues. *Mécanique de roche*. *Rock Ing.* 2020, 53, 5745-5765.
13. Guo, C. ; Xu, J. ; Wei, M. ; Jiang, R. Étude expérimentale et simulation numérique du grès étanche à fracturation hydraulique réservoirs. *Carburant* 2015, 159, 334-344.
14. Moghadas, R. ; Rostami, A. ; Hemmati-Sarapardeh, A. Application de nanofluides pour traiter la migration des fines lors des opérations hydrauliques fracturation : étude expérimentale et compréhension mécaniste. *Av. Géo-énergie Res.* 2019, 3, 100-111.
15. Yang, R. ; Wang, Y. ; Chanson, G. ; Shi, Y. Méthodes d'optimisation de la fracturation et de l'extraction thermique dans les systèmes géothermiques améliorés. *Av. Géo-énergie Res.* 2023, 8, 136-140.
16. Chen, B. ; Barboza, BR; Soleil, Y. ; Bai, J. ; Thomas, RH ; Dutko, M. ; Cottrell, M. ; Li, C. Un examen de la fracturation hydraulique Simulation. *Cambre. Calculer. Méthodes Ing.* 2022, 29, 1-58.
17. Yuan, J. ; Jiang, R. ; Zhang, W. Le flux de travail pour analyser l'effet de la fracture hydraulique sur un puits horizontal fracturé hydrauliquement production dans un système de formation composite. *Av. Géo-énergie Res.* 2018, 2, 319-342.
18. Esfandiari, M. ; Pak, A. Modélisation XFEM de l'effet des contraintes in situ sur les caractéristiques de fracture hydraulique et comparaison avec Modèles KGD et PKN. *J. Pet. Explorer. Prod. Technologie*. 2023, 13, 185-201.
19. Huang, L. ; Liu, J. ; Zhang, F. ; Dontsov, E. ; Damjanac, B. Explorer l'influence de l'hétérogénéité inhérente aux roches et de la taille des grains sur fracturation hydraulique utilisant la modélisation par éléments discrets. *Int. J. Structure des solides*. 2019, 176-177, 207-220.
20. Huang, L. ; Liu, J. ; Zhang, F. ; Fu, H. ; Zhu, H. ; Damjanac, B. Modélisation de réseau 3D de l'initiation de la fracture hydraulique et à proximité du puits de forage propagation pour différents modèles de perforation. *J. Pet. Sci. Ing.* 2020, 191, 107169.
21. Zhu, X. ; Feng, C. ; Cheng, P. ; Wang, X. ; Li, S. Un nouveau modèle de fracturation hydraulique tridimensionnel basé sur le continuum–méthode des éléments discontinus. *Calculer. Méthodes Appl. Mécanique. Ing.* 2021, 383, 113887.
22. Wu, M. ; Jiang, C. ; Chanson, R. ; Liu, J. ; Li, M. ; Liu, B. ; Shi, D. ; Zhu, Z. ; Deng, B. Étude comparative sur la fracturation hydraulique utilisant différentes modélisations de réseaux de fractures discrètes : aperçu des réservoirs homogènes aux réservoirs hétérogénéités. *Ing. Fract. Mécanique*. 2023, 284, 109274.
23. Huang, L. ; Dontsov, E. ; Fu, H. ; Lei, Y. ; Weng, D. ; Zhang, F. Croissance de la hauteur des fractures hydrauliques dans les roches en couches : perspective de Simulation DEM de différents régimes de propagation. *Int. J. Structure des solides*. 2022, 238, 111395.
24. Huang, L. ; Tan, J. ; Fu, H. ; Liu, J. ; Chen, X. ; Liao, X. ; Wang, X. ; Wang, C. Le mécanisme d'initiation et de propagation non plan de fractures hydrauliques multiples dans des réservoirs étanches en tenant compte des effets d'ombre de contrainte. *Ing. Fract. Mécanique*. 2023, 292, 109570.
25. Wu, M. ; Zhang, DM; Wang, WS; Li, MH; Liu, SM ; Lu, J. ; Gao, H. Simulation numérique de la fracturation hydraulique basée sur reconstruction bidimensionnelle de la morphologie des fractures de surface et méthode combinée des éléments finis et discrets. *J. Nat. Gaz Sci. Ing.* 2020, 82, 103479.
26. Wu, M. ; Wang, W. ; Zhang, D. ; Deng, B. ; Liu, S. ; Lu, J. ; Luo, Y. ; Zhao, W. La méthode de reconstruction de fissures de pixels : à partir d'une fracture image pour fissurer le modèle géologique pour la simulation de l'évolution des fractures. *Constr. Construire. Maître*. 2020, 273, 121733.
27. Wu, M. ; Wang, W. ; Chanson, Z. ; Liu, B. ; Feng, C. Explorer l'influence de l'hétérogénéité sur la fracturation hydraulique sur la base de la méthode combinée finie-discrète. *Ing. Fract. Mécanique*. 2021, 252, 107835.
28. Liu, Q. ; Soleil, L. ; Liu, P. ; Chen, L. Modélisation de fracturations multiples simultanées à l'aide de l'élément fini-discrète combiné Méthode. *Géofluides* 2018, 2018, 4252904.
29. Rougier, E. ; Munjiza, A. ; Lei, Z. ; Chau, Vermont ; Chevalier, EE ; Chasseur, A. ; Srinivasan, G. La fracture combinée plastique et discrète cadre de déformation pour FDEM. *Int. J. Numéro. Méthodes Ing.* 2019, 121, 1020-1035.
30. Yan, C. ; Jiao, Y.-Y. ; Zheng, H. Une approche par éléments finis discrets hydromécaniques tridimensionnels entièrement couplés avec des données réelles infiltration poreuse pour simuler la fracturation hydraulique 3D. *Calculer. Géotechnologie*. 2018, 96, 73-89.
31. Wu, Z. ; Soleil, H. ; Wong, LNY Une méthode de collecteur numérique basée sur des éléments cohésifs pour la modélisation de la fracturation hydraulique avec des grains de Voronoï. *Mécanique de roche. Rock Ing.* 2019, 52, 2335-2359.
32. Wu, M. ; Gao, K. ; Liu, J. ; Chanson, Z. ; Huang, X. Influence de l'hétérogénéité des roches sur la fracturation hydraulique : une étude paramétrique utilisant la méthode combinée des éléments finis-discrets. *Int. J. Structure des solides*. 2022, 234-235, 111293.
33. Wu, Z. ; Xu, X. ; Liu, Q. ; Yang, Y. Une méthode numérique de collecteur basée sur des éléments cohésifs d'épaisseur nulle pour la mécanique des roches comportement avec les grains micro-Voronoi. *Ing. Anal. Lié. Élé.* 2018, 96, 94-108.
34. Sharafisafa, M. ; Aliabadien, Z. ; Sato, A. ; Shen, L. Modélisation combinée par éléments finis-discrets de la fracturation hydraulique dans réservoirs avec joints remplis. *Géomécanique Sci. Ing.* 2023, 228, 212025.
35. Shi, F. ; Wang, D. ; Li, H. Une approche basée sur XFEM pour la simulation de fracturation hydraulique 3D prenant en compte la segmentation du front de fissure. *J. Pet. Sci. Ing.* 2022, 214, 110518.

36. Cramer, D. ; Friehauf, K. ; Roberts, G. ; Whittaker, J. Intégration du DAS, de l'analyse de la pression de traitement et de la perforation vidéo Imagerie pour évaluer l'efficacité du traitement à entrée limitée. Dans les actes de la technologie de fracturation hydraulique SPE Conférence et exposition, The Woodlands, Texas, États-Unis, 5-7 février 2019 ; p. D031S007R001.
37. Chen, H. ; Meng, X. ; Niu, F. ; Tang, Y. ; Yin, C. ; Wu, F. Surveillance microsismique du réservoir stimulant de gaz de schiste dans le sud-ouest de la Chine : 2. Regroupement spatial contrôlé par les failles et fractures préexistantes. J. Géophys. Rés. Terre Solide 2018, 123, 1659-1672.
38. Ou, C. ; Liang, C. ; Li, Z. ; Luo, L. ; Yang, X. Visualisation 3D des fractures hydrauliques à l'aide de la surveillance micro-sismique : Méthodologie et application. Pétrole 2022, 8, 92-101.
39. Lu, Z. ; Jia, Y. ; Cheng, L. ; Poêle, Z. ; Xu, L. ; Lui, P. ; Guo, X. ; Ouyang, L. Surveillance microsismique de la propagation des fractures hydrauliques et risques sismiques dans le réservoir de schiste avec un angle d'inclinaison prononcé. Nat. Ressource. Rés. 2022, 31, 2973-2993.
40. Shang, X. ; Longtemps, S. ; Duan, T. Système de fracture dans un réservoir de gaz de schiste : perspectives de techniques de caractérisation et de modélisation. J. Nat. Géosci. à gaz. 2021, 6, 157-172.
41. Li, Y. ; Cheng, CH ; Toksöz, MN Surveillance sismique de la croissance d'une zone de fracture hydraulique à Fenton Hill, Nouveau-Mexique. Géophysique 1998, 63, 120-131.
42. Dahi Taleghani, A. ; Gonzalez-Chavez, M. ; Yu, H. ; Asala, H. Simulation numérique de la propagation des fractures hydrauliques dans les milieux naturels formations fracturées en utilisant le modèle de zone cohésive. J. Pet. Sci. Ing. 2018, 165, 42-57.
43. Wang, H. Propagation des fractures hydrauliques dans des réservoirs naturellement fracturés : fractures complexes ou réseaux de fractures. J. Nat. Gaz Sci. Ing. 2019, 68, 102911.

Avis de non-responsabilité/Note de l'éditeur : Les déclarations, opinions et données contenues dans toutes les publications sont uniquement celles du ou des auteurs et contributeurs individuels et non de MDPI et/ou du ou des éditeurs. MDPI et/ou le(s) éditeur(s) déclinent toute responsabilité pour tout préjudice corporel ou matériel résultant des idées, méthodes, instructions ou produits mentionnés dans le contenu.