

魏德葆, 纪佑军, 王泽根, 等. 微裂缝对灰岩地层固体废弃物回注能力的影响. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(4): 1339-1349. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230013.  
Wei Debao, Ji Youjun, Wang Zegen, et al. Influence of Micro Fractures on the Reinjection Capacity of Solid Waste in Limestone Stratum. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(4): 1339-1349. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20230013.

# 微裂缝对灰岩地层固体废弃物回注能力的影响

魏德葆<sup>1</sup>, 纪佑军<sup>1, 2, 3</sup>, 王泽根<sup>1</sup>, 蒋国斌<sup>4</sup>

1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 610500
2. 四川省油气田应用化学重点实验室, 成都 610500
3. 生态安全与保护四川省重点实验室(四川绵阳师范学院), 四川 绵阳 621000
4. 中国石油西南油气田分公司安全环保技术监督研究院, 成都 610095

**摘要:** 微裂缝在不同程度上提高了灰岩地层孔隙的渗透性。为了厘清回注过程中微裂缝不同发育情况对钻屑废弃物回注能力的影响机制, 确保钻屑回注安全实施, 首先采用 X 射线 CT(计算机断层摄影)扫描某气田采集到的灰岩岩心进行数字重构, 得到其基质模型, 研究废弃物颗粒在孔隙中的运移和沉积机制; 然后基于数值算法构建裂缝-基质模型, 引入裂缝连通系数与裂缝走向因子定量表征裂缝的连通性和走向, 揭示裂缝开度对回注地层渗透率以及废弃物回注能力的影响。结果表明: 随着裂缝走向因子增大, 横向迂曲度呈减小趋势, 减大幅度最大为 35.21%, 纵向迂曲度呈增大趋势, 增大幅度最大为 21.59%;  $f$ (裂缝连通系数)越大, 裂缝-基质模型越容易出现优势通道效应( $f \geq 0.7$  时尤为显著), 渗透率和颗粒逃逸率也越大, 其中, 在裂缝开度为 80  $\mu\text{m}$  时, 渗透率相比基质模型增大了 0.671 3  $\mu\text{m}^2$ , 颗粒逃逸率相比基质模型增大了 15.06%。

**关键词:** 钻屑; 回注; 灰岩; 微裂缝; 连通性; 走向; 浆液渗流; 基质模型

doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20230013

中图分类号: X741

文献标志码: A

## Influence of Micro Fractures on the Reinjection Capacity of Solid Waste in Limestone Stratum

Wei Debao<sup>1</sup>, Ji Youjun<sup>1, 2, 3</sup>, Wang Zegen<sup>1</sup>, Jiang Guobin<sup>4</sup>

收稿日期: 2023-02-01

作者简介: 魏德葆(1999-), 男, 硕士研究生, 主要从事数字岩心和多相流渗流方面的研究, E-mail: 593918123@qq.com

通信作者: 纪佑军(1983-), 男, 教授, 博士, 主要从事地下工程灾害预测与控制理论方面的研究, E-mail: jiyoujun0319@163.com

基金项目: 国家自然科学基金项目(41702340); 中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目(2020CX020000); 四川省科技计划项目(2024NSFSC0103); 四川省科技计划重点研发项目(2022YFS0447); 国家科技重大专项(2017ZX05013-006-002); 生态安全与保护四川省重点实验室(绵阳师范学院)开放基金(ESP1406)

Supported by the National Natural Science Foundation of China (41702340), the Science and Technology Cooperation Project of PetroChina-Southwest Petroleum University Innovation Consortium (2020CX020000), the Science and Technology Plan Project of Sichuan Province (2024NSFSC0103), the Key Research and Development Program of Science and Technology Plan of Sichuan Province (2022YFS0447), the National Science and Technology Major Project (2017ZX05013-006-002) and the Open Fund of Ecological Security and Protection Key Laboratory of Sichuan Province (Mianyang Normal University) (ESP1406)

1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China
2. Oil & Gas Field Applied Chemistry Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu 610500, China
3. Ecological Security and Protection Key Laboratory of Sichuan Province (Mianyang Normal University), Mianyang 621000, Sichuan, China
4. Institute of Safety and Environmental Protection Technology Supervision, Southwest Oil and Gas Field Branch, China Petroleum, Chengdu 610095, China

**Abstract:** Microcracks have increased the permeability of pores in limestone formations to varying degrees. In order to clarify the impact mechanism of different development of microcracks on the ability of drilling waste to be reinjected during the reinjection process and ensure the safe implementation of drilling waste reinjection, firstly, X ray CT (computed tomography) scanning was used to digitally reconstruct the limestone core collected from a certain gas field to obtain its matrix model, and the migration and sedimentation mechanism of waste particles in the pores were studied. Then, based on numerical algorithms, a fracture-matrix model is constructed, and the fracture connectivity coefficient and fracture orientation factor are introduced to quantitatively characterize the connectivity and orientation of fractures, and to reveal the influence of fracture opening on the permeability of reinjected formations and the ability of waste reinjection. The results have shown that as the crack direction factor increases, the lateral tortuosity shows a decreasing trend, with a maximum decrease of 35.21%, while the longitudinal tortuosity shows an increasing trend, with a maximum increase of 21.59%. The larger  $f$  (fracture connectivity coefficient), the more likely the fracture matrix model is to exhibit dominant channel effects (especially significant when  $f \geq 0.7$ ), and the higher the permeability and particle escape rate. Compared with the matrix model, the permeability increases by  $0.6713 \mu\text{m}^2$ , and the particle escape rate increases by 15.06%.

**Key words:** drilling cuttings; reinjection; limestone; microfracture; connectivity; strike; slurry seepage; matrix model

## 0 引言

近年来,随着页岩气以及海洋油气的大力开发,油基钻屑等废弃物的产生量急剧增加。油基钻屑成分复杂<sup>[1]</sup>,这些物质不仅难以通过微生物自然降解,还会对人体以及环境产生极大的危害<sup>[2]</sup>。与其他废弃物处理技术相比<sup>[3]</sup>,钻屑回注技术的主要优点在于废弃物零排放、废弃物处理量大,并且成本较低<sup>[4]</sup>。目前在许多大型油田,尤其是海上油田,钻屑回注技术的应用十分广泛<sup>[5]</sup>。

钻屑回注技术是先将固体碎屑通过研磨、剪切、筛选等方法处理成细小颗粒,与水(海水)或者化学药剂混合配置成稳定的浆体,使钻屑达到回注要求,再通过回注井将浆体注到地层中<sup>[6]</sup>。经过多年发展,钻屑回注技术已经成为一项公认经济且有效的废弃物处理技术。相比于其他发达国家,我国的废弃物处理技术虽然起步较晚,但是发展较快<sup>[7]</sup>,且已经取得一些成果。如我国中海油公司与美国康菲石

油公司于 2002 年首次在蓬莱 19-3 油田应用钻屑回注技术,实现了钻屑无害化处理<sup>[8]</sup>。

灰岩地层除了含有基质孔隙外,还存在大量微裂缝,这在不同程度上影响了岩石物性<sup>[9-12]</sup>,使得在孔隙度相同的情况下岩石渗透性差异增大。此外,钻屑回注施工是以较高的压力将浆液注入到地层中,该过程中会产生大量裂缝<sup>[13-14]</sup>。因此,厘清裂缝对灰岩地层注浆能力的影响机制尤为重要。

岩石微裂缝通常采用岩石薄片和扫描电镜等技术识别<sup>[15]</sup>,但镜下观测结果难以对裂缝形成整体的认知。随着 X 射线 CT(计算机断层摄影)扫描技术与数字岩心技术的发展,其可以直观展示岩石中裂缝形态,但如何定量地评价裂缝性质依旧是难题。由于岩石中裂缝倾角不同,难以使用统一的倾角来评价裂缝的整体走向<sup>[16]</sup>。通常采用裂缝上的平均交点数<sup>[15]</sup>或者裂缝连通部分密度占总裂缝密度的比例<sup>[17]</sup>来定义裂缝连通性,但局部的密集型裂缝不能合理反映渗透率变化<sup>[18]</sup>。所以目前尚缺乏可以

定量表征裂缝性质的有效手段。

本文通过 CT 技术获取某气田提取到的灰岩岩心参数,并通过图像处理软件构建二维基质模型,引入裂缝连通系数与裂缝走向因子,通过数值模拟技术定量分析裂缝对灰岩地层注浆能力的影响。

### 1 岩石孔隙结构表征及裂缝评价

#### 1.1 回注地层筛选与岩心重构

目前国内外针对钻屑回注技术回注地层的筛选标准<sup>[19]</sup>主要有以下几个方面:1)为了回注过程的安全实施,应当避开产层和易泄露的地层;2)优选厚层以及水平延伸较好的地层;3)回注层要有良好的盖层,阻止裂缝在垂直方向上拓展;4)回注层要有比较小的破裂压力,以达到节约成本的目的。

研究区主要由东西向的走滑断裂和南北向的斜转断裂控制,呈现东高西低的构造趋势。沉积层主要由新生代和中生代地层组成,地层岩性主要为泥岩和灰岩。钻井资料显示该地层发育三套灰岩回注层,其中底部灰岩地层(-2 092.9~-2 060.9 m)渗透性最好,因此选取底部灰岩地层作为回注层。对该层位标准岩心样品(图 1)进行切割,制备 CT 样品。研究区上覆泥岩层渗透率较低( $\leq 0.000 1 \mu\text{m}^2$ ),能有效阻止灌注浆液上窜;回注层属于孤立的单井缝洞型圈闭,其构造位置与同层其他井无连通关系;地层发育溶洞,溶洞直径一般为 2~5 mm,腾空体积大,具有较大的灌注空间,符合回注条件。灰岩地层中

大量发育形态复杂的微裂缝,包括构造缝、粒间缝、层间缝以及溶蚀缝等,提取到的灰岩岩心绝大多数微裂缝开度为 5.0~500.0  $\mu\text{m}$ ,平均裂缝开度为 63.4  $\mu\text{m}$ 。以上与王救邦<sup>[20]</sup>的认识接近。

将提取到的岩心(图 1)进行滤波处理、二值化处理与图像分割<sup>[21]</sup>,得到孔隙度、孔隙大小和位置等数值<sup>[22]</sup>,以此为基础采用随机模拟生成符合该井区喉道结构特征的基质模型。重构后的基质模型长为 5.4 cm,宽为 4.8 cm,孔隙度为 35.76%(图 2),属于中一高孔隙度。模型中孔隙直径 100~200  $\mu\text{m}$  占比最大,达到 46.10%,此外,有 7.78%的孔隙直径大于 400  $\mu\text{m}$ (表 1),孔隙发育良好,有利于钻屑悬浮液运移。

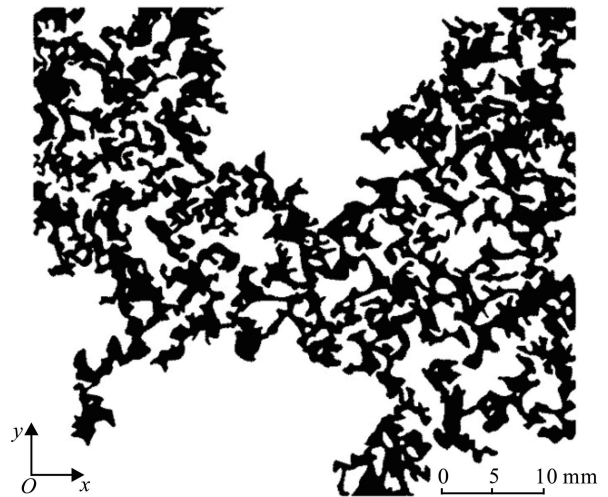


图 2 基质模型

Fig.2 Matrix model

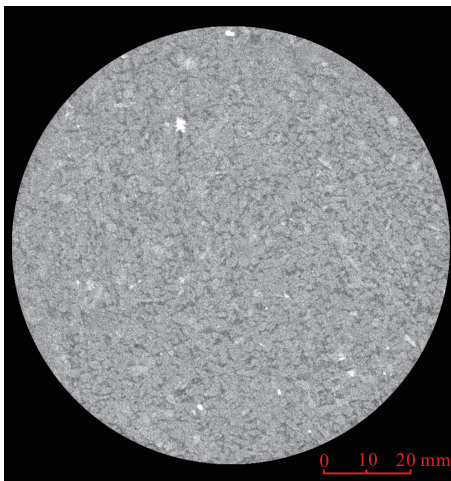


图 1 岩心 CT 图像

Fig.1 CT image of core

表 1 基质模型孔隙直径分布

Fig.1 Aperture distribution of matrix model

孔隙直径/ $\mu\text{m}$	占比/%
1~100	29.87
100~200	46.10
200~300	11.04
300~400	5.20
>400	7.78

#### 1.2 不规则裂缝走向评价

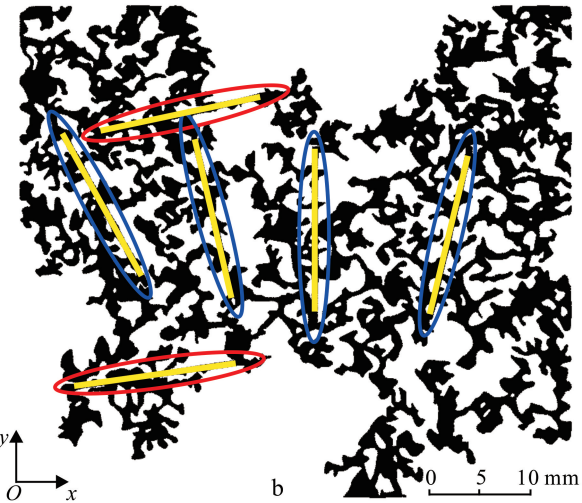
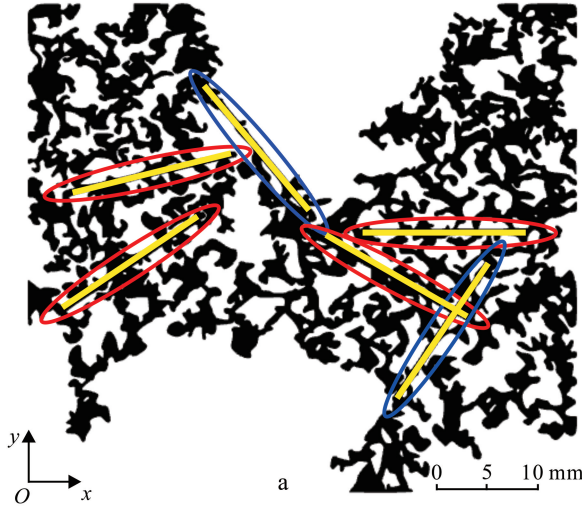
孔隙渗流能力与相互连通的孔隙和裂缝有关,而裂缝可以有效连接孤立孔隙,增加浆液渗流通道,进一步提高渗透率。将裂缝简化为直线,并采用数值算法随机插入 6 条长度为 18 mm 的线段,构建裂

缝-基质模型,允许裂缝相交(图 3)。裂缝走向因子  $A^{[23]}$  定义为

$$A = \frac{w_y}{w_x} = \left( \sum_{i=1}^N w_{i,y} \right) / \left( \sum_{i=1}^N w_{i,x} \right) \quad (1)$$

式中:  $w_x$  和  $w_y$  分别为裂缝在  $x$  和  $y$  方向上的投影长度之和;  $w_{i,x}$  为第  $i$  条裂缝在  $x$  方向上的投影长度;  $w_{i,y}$  为第  $i$  条裂缝在  $y$  方向上的投影长度;  $N$  为裂缝数量,本文  $N=6$ 。

裂缝走向不同,  $A$  值结果不同。当  $w_y > w_x$  时,  $A < 1$ , 反之,  $A > 1$ 。图 3 中,  $A$  值由 0.709 6(图



a.  $A = 0.7096$ ; b.  $A = 1.6500$ 。裂缝倾角  $\leq 45^\circ$  或  $\geq 135^\circ$  用红色圈标记,即倾向于  $x$  方向;否则倾向于  $y$  方向,用蓝色圈标记。黄色线代表裂缝。

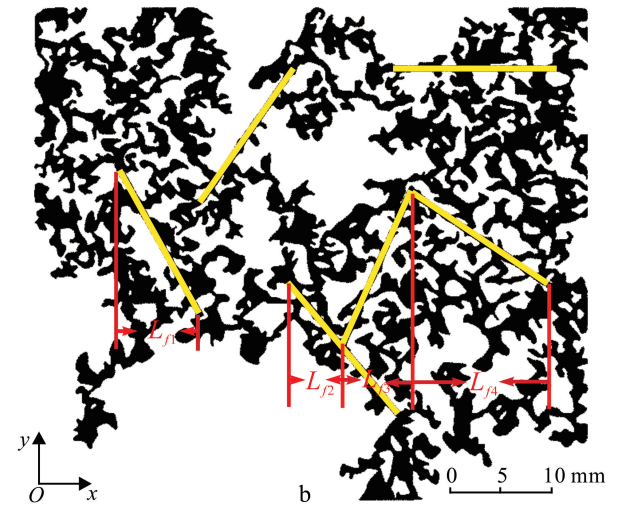
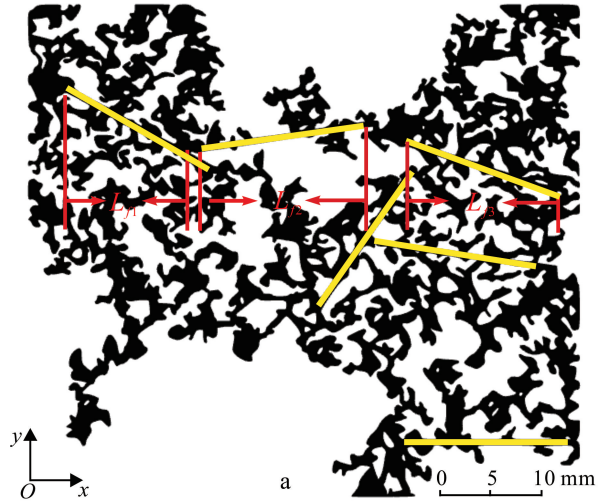
图 3 裂缝走向因子计算示意图

Fig.3 Schematic diagram of fracture direction factor calculation

3a)增大至 1.650 0(图 3b)过程中,裂缝由倾向  $x$  方向向倾向  $y$  方向变化,即随着  $A$  值增大,裂缝整体向  $y$  轴方向倾斜。因此可以采用裂缝走向因子定量表征裂缝整体走向。

### 1.3 不规则裂缝连通性评价

裂缝可直接连通或者通过基质孔隙连通形成新的流动通道。将裂缝与基质孔隙相连通的最大投影长度之和 ( $L_{f,max}$ ) 与基质模型长度 ( $L$ ) 的比值定义为裂缝的连通系数 ( $f$ ),通过  $f$  来表征裂缝产生的渗流通道作用(式(2)),  $f$  的计算示意图见图 4。 $f$  取值范围为  $0 \sim 1$ ,  $f$  越接近 1,裂缝-基质模型连通性越好<sup>[24]</sup>。



a.  $f = 0.8956$ ; b.  $f = 0.6384$ 。随机插入过程中允许裂缝相交。

图 4 裂缝连通系数计算示意图

Fig.4 Schematic diagram of fracture connectivity coefficient calculation

$$f = \frac{L_{f, \max}}{L} = \frac{L_{f1} + L_{f2} + \dots + L_{fn}}{L} \quad (2)$$

式中,  $L_{fn}$  为第  $n$  条裂缝的投影长度。

## 2 浆液微裂缝渗流数学模型

钻屑悬浮液成分复杂,回注地层也不尽相同,难以通过一种流变模型描述其流变性。目前钻井作业最常用的有宾汉流体和幂律流体,此外还有较为复杂的 Herschel-Bulkley(H-B)模型和卡森模型等。其中:宾汉流体适用于高黏土含量的钻井液,如水基钻井液;幂律流体适用于高分子化合物钻井液;H-B模型与卡森模型相对更为精准,但模型参数计算复杂。本文回注浆液为高分子化合物流体,其流变特性可以采用幂律模型来表述。

幂律流体流变方程<sup>[25]</sup>为

$$\tau = c\gamma^\alpha \quad (3)$$

式中: $\tau$  为剪切应力(Pa); $c$  为黏稠系数(Pa·S); $\gamma$  为剪切速率( $s^{-1}$ ); $\alpha$  为流变指数。

幂律流体在微裂缝中的流动满足质量守恒方程。由图 5 可知幂律流体流动沿  $y$  方向有一个压降<sup>[26]</sup>,因此,

$$y\Delta p + \tau dl = 0 \quad (4)$$

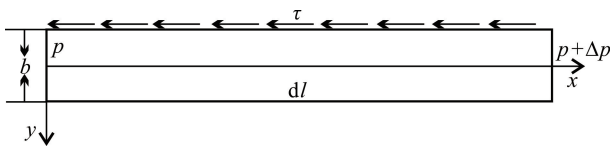
则剪切应力满足

$$\tau = y \frac{dp}{dx} \quad (5)$$

将幂律方程代入式(5),可得

$$\frac{dp}{dx} y = c \left( \frac{\partial u}{\partial x} \right)^\alpha \quad (6)$$

式中, $u$  为流速。



$b$ . 微裂缝开度; $l$ . 裂缝长度; $p$ . 初始压力; $\Delta p$ . 压力变化。

图 5 幂律流体在微裂缝中流动示意图

Fig.5 Schematic diagram of power-law fluid flow in microfractures

由于在裂隙表面流体流速为 0,即在边界条件  $u=0, y=b$  的情况下联立式(5)与式(6),并利用分离变量积分法可得幂律流体在微裂缝中的流速方程<sup>[27]</sup>:

$$u = \frac{\alpha}{\alpha + 1} y^{\frac{1}{\alpha} + 1} \left( \frac{1}{c} \frac{dp}{dx} \right)^{\frac{1}{\alpha}} - \frac{\alpha}{1 + \alpha} \left( \frac{1}{c} \frac{dp}{dx} \right)^{\frac{1}{\alpha}} \left( \frac{b}{2} \right)^{\frac{\alpha + 1}{\alpha}} \quad (7)$$

对式(7)进行积分可得微裂缝内流体平均流速  $\bar{u}$  为

$$\bar{u} = \frac{b^{\frac{1}{\alpha} + 1}}{1/\alpha + 2} \left( \frac{1}{c} \frac{dp}{dx} \right)^{\frac{1}{\alpha}} \quad (8)$$

因此某时刻浆液单位流量  $q$ <sup>[28]</sup>为

$$q = \bar{u} \cdot 2b \cdot 2\pi r = \frac{4\pi r b^{\frac{1}{\alpha} + 2}}{1/\alpha + 2} \left( \frac{1}{c} \frac{dp}{dx} \right)^{\frac{1}{\alpha}} \quad (9)$$

式中, $r$  为浆液扩散半径。

## 3 结果及分析

### 3.1 数值模型构建

基于回注层岩心微裂缝开度、数量、长度等参数,将微裂缝开度分别设置为 50 和 80  $\mu m$ ,采用数值算法各随机生成 15 个裂缝-基质模型。回注浆液参数采用 Shadizadeh 等<sup>[29]</sup>的实验参数(表 2)。裂缝-基质模型采用非结构化网格对模型进行网格划分,网格尺寸经过无关性验证。模型上下边界及颗粒表面均设为无滑移壁面边界条件。流体流动方式为层流(雷诺数  $Re$  较小),忽略流动过程中的黏性消耗。

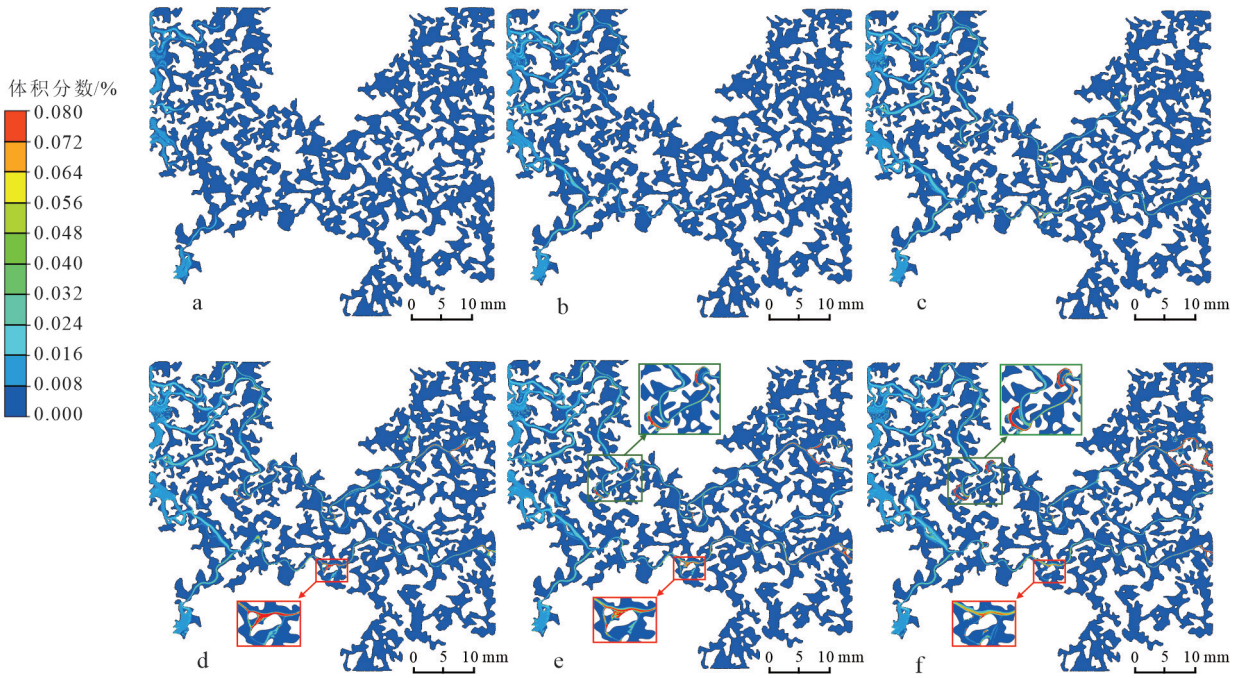
表 2 基质模型与裂缝-基质模型物性参数<sup>[29]</sup>

Table 2 Matrix model and crack matrix model physical properties parameters<sup>[29]</sup>

参数名称	符号	单位	数值
裂缝开度	$b$	$\mu m$	50, 80
浆液密度	$\rho$	$kg/m^3$	1 260
颗粒直径	$d$	$\mu m$	10~20
颗粒注入量	$M$	kg	0.000 3
流速	$u$	m/s	0.05
流体黏度	$\mu$	Pa·s	0.161

### 3.2 浆液迁移和沉积机制

图 6 为模型内不同时刻颗粒相体积分数变化。0~0.20 s 是钻屑颗粒在流体的裹挟作用下向出口端渗流,颗粒相优先向流体流速较大的通道内运移(图 6a—c);0.28 s 时,部分颗粒由于流动通道变化而与孔壁发生碰撞,最终在孔隙下侧沉积



a.  $t=0.06$  s; b.  $t=0.12$  s; c.  $t=0.20$  s; d.  $t=0.28$  s; e.  $t=0.34$  s; f.  $t=1.00$  s。箭头所指的是颗粒沉积局部放大图。

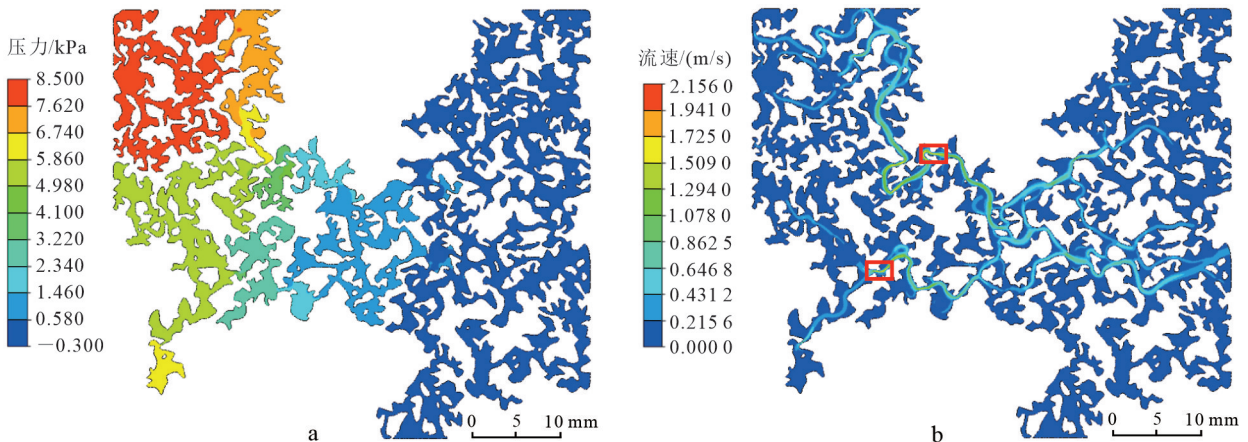
图 6 不同时刻基质模型内颗粒相体积分数的变化

Fig.6 Changes in particle volume fraction at different times in the matrix model

(图 6d); 0.34 s 时, 后续注入量增大, 颗粒在上侧孔隙喉道处发生多次碰撞造成颗粒沉积(图 6e); 1.00 s 时, 孔隙下侧在 0.28 s 产生的颗粒沉积量逐渐减小(图 6f), 说明此处颗粒形成的是暂态堵塞<sup>[30]</sup>, 而上侧喉道处 0.34 s 形成的喉道颗粒沉积随着时间增大沉积量不断加大, 后续颗粒在此处不断积聚, 易导致孔隙堵塞, 致使流动通道减少。经过计算得到基质模型渗透率为  $0.127 \text{ 1 } \mu\text{m}^2$ , 颗粒逃逸率

为 80.16%。

图 7 为基质模型的流场和压力场分布。图 7a 中, 压力沿着渗流方向(从左侧入口端至右侧出口端)呈现递减趋势, 压降均产生于孔隙喉道处, 而压降大小反映了流体的流动阻力; 因此流体在流经喉道时阻力增大, 形成速度极值(图 7b), 对颗粒迁移进行扰动, 并随着喉道直径减小, 流速极大值增大。



b 图红框内代表喉道处形成流速极值。

图 7 基质模型压力场(a)和流场(b)分布

Fig.7 Pressure field (a) and flow field (b) distribution of the matrix model

### 3.3 裂缝发育情况对孔隙度的影响

裂缝可以有效连接孤立孔隙,达到增大孔隙度的目的。图 8 为不同裂缝开度下,裂缝-基质模型孔隙度与裂缝走向因子和裂缝连通性的关系。当裂缝开度为 50 μm 时,裂缝走向因子为 0.399 6~2.740 0,裂缝连通系数为 0.355 1~0.920 9,裂缝-基质模型的连通孔隙度为 36.03%~40.74%;当裂缝开度为 80 μm 时,模型裂缝走向因子为 0.494 0~2.120 0,裂缝连通系数为 0.452 6~0.915 4,连通孔隙度为 36.01%~40.51%。两种情况下 R<sup>2</sup> (R 为拟合相关系数)均低于 0.600 0(表 3),即裂缝走向因子和裂缝连通性与裂缝-基质模型孔隙度无明显相关性。

### 3.4 裂缝走向因子对迂曲度的影响

迂曲度大小可以表征孔隙流动通道的迂回曲折程

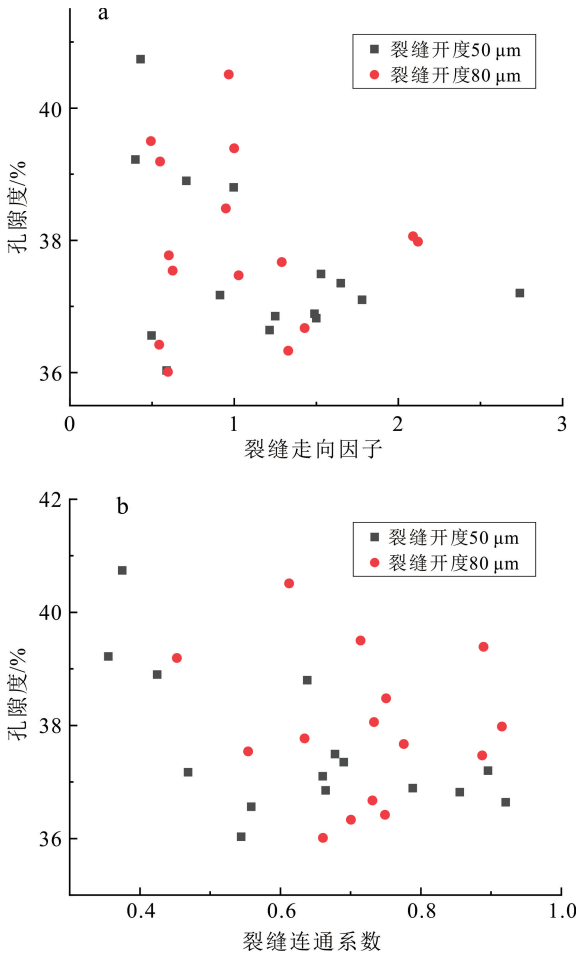


图 8 裂缝-基质模型的孔隙度与裂缝走向因子(a)和连通系数(b)关系

Fig.8 Relationship between porosity and fracture direction factor (a), fracture connectivity coefficient (b) of the crack matrix model

表 3 裂缝-基质模型的孔隙度与裂缝走向因子和裂缝连通系数拟合函数

Table 3 Fitting functions between porosity and fracture direction factor, fracture connectivity coefficient in the crack matrix model

裂缝评价	裂缝开度/μm	拟合关系式	R <sup>2</sup>
走向因子	50	$\varphi = 16.49758e^{-A/0.06254} + 0.37238$	0.305 0
	80	$\varphi = 2.31796 \times 10^{-15} e^{-A/0.01252} + 0.37818$	0.109 0
连通系数	50	$\varphi = 2.426e^{-f/0.082} + 0.37$	0.545 0
	80	$\varphi = 58.17173e^{-f/0.0627} + 0.37747$	0.125 0

注: φ.孔隙度。

度,是影响孔隙渗透率的重要参数。本研究中迂曲度采用 Muljadi 等<sup>[31]</sup>提出的方法通过孔隙内流速计算:

$$T_j = \frac{u}{u_j} \quad (10)$$

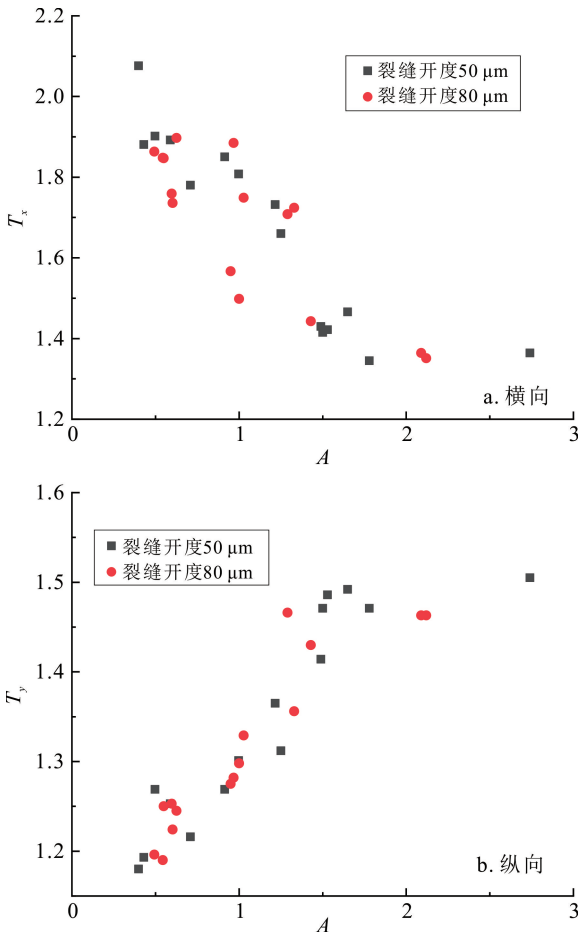
式中: T<sub>j</sub> 为 j 方向上的迂曲度; u 为速度分量; j 为 x(横向)和 y(纵向)方向。

裂缝走向因子与 T<sub>x</sub>、T<sub>y</sub> 呈现较好的相关性, R<sup>2</sup> 均大于 0.860 0(表 4)。由图 9 可知:裂缝走向因子增大时, T<sub>x</sub> 呈减小趋势, T<sub>y</sub> 呈增大趋势。当裂缝开度为 50 μm,且裂缝走向因子从 0.399 6 增至 2.740 0 时: T<sub>x</sub> 从 2.076 减小到 1.345,减小幅度为 35.21%; T<sub>y</sub> 从 1.180 增大至 1.505,增大幅度达 21.59%。当裂缝开度为 80 μm,且裂缝走向因子从 0.494 0 增至 2.120 0 时: T<sub>x</sub> 从 1.897 减小至 1.351,减小幅度为 28.78%; T<sub>y</sub> 从 1.190 增大至 1.466,增大幅度达 18.83%。裂缝-基质模型的 T<sub>x</sub> 与 T<sub>y</sub> 均低于基质模型的 T<sub>x</sub> (2.121) 与 T<sub>y</sub> (1.563),即微裂缝在不同程度上减小了孔隙迂曲度。

表 4 裂缝-基质模型的横向迂曲度和纵向迂曲度与裂缝走向因子拟合函数

Table 4 Fitting functions between vertical tortuosity, horizontal tortuosity and crack direction factors of the crack matrix model

迂曲度	裂缝开度/μm	拟合关系式	R <sup>2</sup>
x 方向	50	$T_x = 16.49758e^{-A/0.06254} + 0.37238$	0.863 0
	80	$T_x = 0.48676e^{-A/1.39141} + 0.70871e^{-A/1.39141} + 1.10963$	0.863 1
y 方向	50	$T_y = -0.599e^{-A/1.49} + 1.64$	0.872 0
	80	$T_y = -0.25928e^{-A/0.26775} - 30286e^{-A/1.26838} + 1.58026$	0.882 6



究中的渗透率  $k$  计算公式<sup>[32]</sup>为

$$k = \frac{\bar{q}vL}{\Delta p} \tag{11}$$

式中： $\bar{q}$  为通过孔隙的平均流量； $v$  为运动黏度； $L$  为孔隙长度。

由表 5 可知，裂缝连通系数与渗透率呈良好的正相关性， $R^2$  分别为 0.885 0 和 0.809 5。由图 11 可知：当裂缝开度为  $50 \mu\text{m}$ ，裂缝连通系数从 0.355 1 增至 0.920 9 时，裂缝-基质模型渗透率从  $0.145 3 \mu\text{m}^2$  增至  $0.553 9 \mu\text{m}^2$ ，增大了  $0.408 6 \mu\text{m}^2$ ，相比于基质模型的渗透率增大了  $0.426 8 \mu\text{m}^2$ ；当裂缝开度为  $80 \mu\text{m}$ ，裂缝连通系数从 0.452 6 增至 0.915 4 时，裂缝-基质模型渗透率从  $0.298 4 \mu\text{m}^2$  增至  $0.798 4 \mu\text{m}^2$ ，增大了  $0.509 0 \mu\text{m}^2$ ，相比于基质模型渗透率增大了  $0.671 3 \mu\text{m}^2$ 。可见，随着裂缝连通系数增大，裂缝-基质模型渗透率显著增大。

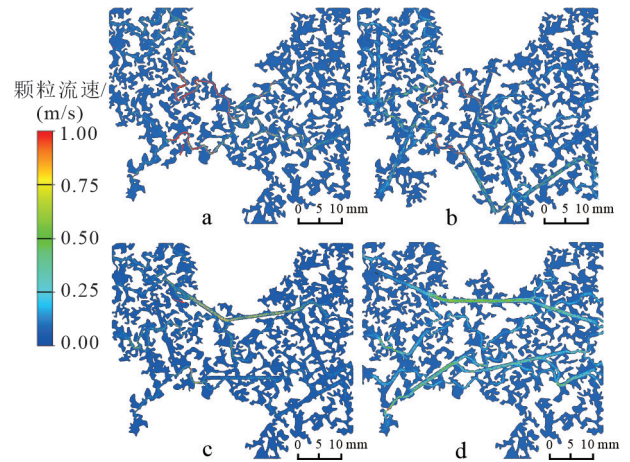


图 10 基质模型和裂缝-基质模型的颗粒流速矢量图  
a. 基质模型；b.  $f=0.4526$ ；c.  $f=0.7312$ ；d.  $f=0.9154$ 。b、c、d 图为裂缝-基质模型，裂缝开度均为  $80 \mu\text{m}$ 。

图 10 基质模型和裂缝-基质模型的颗粒流速矢量图  
Fig.10 Particle flow velocity vector diagrams of matrix model and crack matrix model

表 5 裂缝-基质模型的渗透率-裂缝连通系数拟合函数  
Table 5 Fitting function of permeability fracture connectivity coefficient of the crack matrix model

裂缝开度/ $\mu\text{m}$	拟合关系式	$R^2$
50	$k = -2.912e^{-f/0.023} + 0.071e^{-f/0.111} + 289.289$	0.885 0
80	$k = 10.77125e^{f/0.26376} + 186.32335$	0.809 5

图 9 裂缝-基质模型的迂曲度与裂缝走向因子关系

Fig. 9 Relationship between crack direction factor and tortuosity of the crack matrix model

### 3.5 裂缝连通系数对渗透率的影响

图 10 为颗粒流速矢量图。基质模型流动通道复杂，孔隙喉道对颗粒产生拦截作用，导致部分颗粒滞留下来(图 10a)；当裂缝连通系数为 0.452 6 时(图 10b)，裂缝形成的渗流通道无明显优势通道效应，对其余通道流量占比影响较小；当裂缝连通系数为 0.731 2 和 0.915 4 时(图 10c、d)，裂缝产生的渗流通道具有明显的优势流动通道效应，其余通道颗粒流量占比大幅减少，且裂缝开度较大，颗粒更容易在水流的携带作用下通过孔隙。因此，裂缝连通系数越大，裂缝-基质模型越容易产生优势通道效应( $f \geq 0.7$  时尤为显著)。

渗透率的大小表示孔隙允许浆液通过的能力，是回注工程应用中非常重要的参数。当流体通过孔隙流速较低或者雷诺数较小( $Re < 1$ )时，经典的达西定律被广泛应用于孔隙内流体的流动问题。本研

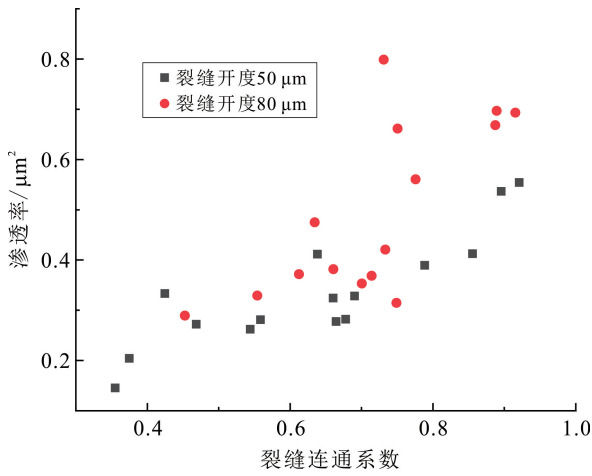


图 11 裂缝-基质模型的裂缝连通系数与渗透率变化关系  
 Fig.11 Relationship between fracture connectivity coefficient and permeability of the crack matrix model

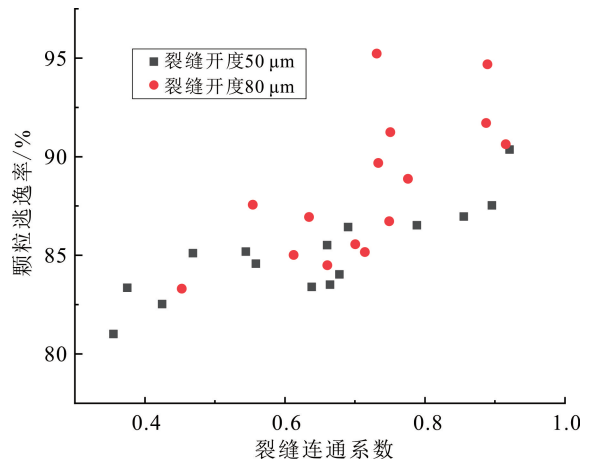


图 12 裂缝-基质模型的裂缝连通系数与颗粒逃逸率变化关系  
 Fig.12 Relationship between crack connectivity coefficient and particle escape rate of the crack matrix model

### 3.6 微裂缝开度对回注能力的影响

钻屑回注过程中颗粒的沉积作用往往会引起孔隙堵塞,因此采用颗粒逃逸率  $\eta_e$  来量化钻屑在孔隙中的回注能力,即

$$\eta_e = \frac{m_e}{m_t} \quad (12)$$

式中:  $m_e$  为逃逸的颗粒总质量;  $m_t$  为注入的颗粒总质量。

由表 6 可知,裂缝连通系数与颗粒逃逸率有较为良好的正相关性,  $R^2$  分别为 0.810 0 和 0.732 5。由图 12 可知:当裂缝开度为 50  $\mu\text{m}$ ,且裂缝连通系数从 0.355 1 增至 0.920 9 时,裂缝-基质模型颗粒逃逸率从 81.01% 增加,最大为 90.36%,增大了 9.35%,相比于基质模型增大了 10.20%,仅有 6.67% 的裂缝-基质模型颗粒逃逸率高于 90.00%;当裂缝开度为 80  $\mu\text{m}$  且裂缝连通系数从 0.452 6 增至 0.915 4 时,裂缝-基质模型颗粒逃逸率从 83.31% 增加,最大为 95.22%,增大了 11.91%,相比于基质模型增大了 15.06%,其中 33.3% 的裂缝-基质模型颗粒逃逸率高于 90.00%。说明随着裂缝连通系数增大,颗粒逃逸率增大,即回注能力增加。

表 6 裂缝-基质模型的颗粒逃逸率-裂缝连通系数拟合函数  
 Table 6 Fitting function of particle escape rate and crack connectivity coefficient of the crack matrix model

裂缝开度/ $\mu\text{m}$	拟合关系式	$R^2$
50	$\eta_e = 1.6 \times 10^{-25} e^{f/0.017} + 0.15e^{f/2.35} + 0.651$	0.810 0
80	$\eta_e = 0.10858e^{f/1.04899} + 0.66792$	0.732 5

## 4 结论

1) 裂缝走向因子与裂缝连通系数可以定量表征裂缝的整体走向和连通程度。随着裂缝走向因子增大,裂缝整体向  $y$  轴倾斜;裂缝连通系数越大,裂缝-基质模型连通性越好。

2) 随着裂缝走向因子增大,裂缝-基质模型横向迂曲度显著减小,纵向迂曲度呈增大趋势,且其迂曲度与裂缝走向因子  $R^2$  均大于 0.860 0。

3) 随着裂缝连通系数增大,裂缝-基质模型易出现优势通道效应;裂缝连通系数增大可以显著提高渗透率和回注能力,且其渗透率和颗粒逃逸率与裂缝连通系数的  $R^2$  均大于 0.732 5。

### 参考文献 (References):

[1] Darajah M H, Karundeng I, Setiati R, et al. Drilling Waste Management Using Zero Discharge Technology with Drill Cutting Re-Injection (DCRI) Method for Environmental Preservation [C]//IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Hangzhou: IOP Publishing, 2021, 802(1): 012046.

[2] Ripa M, Fiorentino G, Vacca V, et al. The Relevance of Site-Specific Data in Life Cycle Assessment (LCA): The Case of the Municipal Solid Waste Management in the Metropolitan City of Naples (Italy)[J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 142: 445 - 460.

[3] Santos J M, Júnior Petri I, Silva Mota A C, et al. Optimization of the Batch Decontamination Process of

- Drill Cuttings by Microwave Heating[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018, 163: S0920410518300032.
- [4] 商辉, 翟云娟, 汪天也, 等. 含油钻屑处理技术的研究进展[J]. *武汉工程大学学报*, 2018, 40(5): 473-478. Shang Hui, Zhai Yunjuan, Wang Tianye, et al. Progress in Treatment of Oil-Contaminated Drill Cuttings [J]. *Journal of Wuhan Institute of Technology*, 2018, 40(5): 473-478.
- [5] 蒋振伟, 李宝军, 张建斌. 厄瓜多尔 Tambococha 油田岩屑回注技术分析与应用[J]. *钻采工艺*, 2019, 42(3): 27-30. Jiang Zhenwei, Li Baojun, Zhang Jianbin. Analysis and Application of Cuttings Reinjection Technology in Tambococha Oilfield, Ecuador [J]. *Drilling and Production Technology*, 2019, 42(3): 27-30.
- [6] 江华杉, 彭景, 向启贵, 等. 含油岩屑深层回注实验环境风险监控[J]. *广东化工*, 2021, 48(15): 156-157. Jiang Huashan, Peng Jing, Xiang Qigui, et al. Environmental Risk Monitoring of Oil-Bearing Cuttings Deep Reinjection Experiment[J]. *Guangdong Chemical Industry*, 2021, 48(15): 156-157.
- [7] 严忠, 文建勋, 王委. 厄瓜多尔 ITT 区块岩屑回注技术[J]. *复杂油气藏*, 2021, 14(1): 102-106. Yan Zhong, Wen Jianxun, Wang Wei. Cuttings Reinjection Technology in ITT Block, Ecuador [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2021, 14(1): 102-106.
- [8] 李斌, 耿铁, 张贵磊, 等. 岩屑回注技术及其在我国海洋油气田应用前景展望[J]. *海洋工程装备与技术*, 2019, 6(增刊1): 349-354. Li Bin, Geng Tie, Zhang Guilei, et al. Cutting Reinjection Technology and Its Prospective Applications in Offshore Oilfields of China [J]. *Marine Engineering Equipment and Technology*, 2019, 6(Sup.1): 349-354.
- [9] 亢佳乐, 卢全中, 占洁伟, 等. 隐伏地裂缝破裂扩展物理模型试验边界效应[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2022, 52(3): 941-954. Kang Jiale, Lu Quanzhong, Zhan Jiwei, et al. Boundary Effect of Physical Model Tests on Rupture Propagation of Buried Ground Fissures [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2022, 52(3): 941-954.
- [10] 邓志颖, 范祥, 何忠明, 等. L形边裂隙单圆孔砂岩单轴压缩力学特性[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2023, 53(2): 541-554. Deng Zhiying, Fan Xiang, He Zhongming, et al. Sandstone with Single Circular Hole and L-Shaped Side Fissures [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2023, 53(2): 541-554.
- [11] 孟振江, 彭建兵, 李超, 等. 耦合型地裂缝活动特征与成因机制模拟研究: 以北京宋庄地裂缝为例[J]. *水文地质工程地质*, 2023, 50(3): 138-148. Meng Zhenjiang, Peng Jianbing, Li Chao, et al. A Simulation Study of the Activity Characteristics and Genetic Mechanism of Coupled Ground Fissures: Exemplified by the Songzhuang Ground Fissure in Beijing [J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2023, 50(3): 138-148.
- [12] 王晗, 邓亚虹, 慕焕东, 等. 西安典型地裂缝场地地脉动测试及地震响应特征分析[J]. *中国地质灾害与防治学报*, 2022, 33(4): 55-64. Wang Han, Deng Yahong, Mu Huandong, et al. Ground Pulsation Tests and Analysis on Seismic Response of Typical Ground Fissure Sites in Xi'an [J]. *The Chinese Journal of Geological Hazard and Control*, 2022, 33(4): 55-64.
- [13] Geng T, Lin B, Zhang S, et al. Numerical Simulation Study of Oil-Based Cuttings Re-Injection Induced Fractures [J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, 861(6): 062081.
- [14] Yamamoto K, Koyama T. Geometry of the Fracture for Cuttings Reinjection Operation and Solid Concentration: A Numerical Study [C] // *Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS)*. Houston: [s.n.], 2004.
- [15] 李玮, 孙文峰, 唐鹏, 等. 基于拓扑结构的岩石裂缝网络表征方法[J]. *天然气工业*, 2017, 37(6): 22-27. Li Wei, Sun Wenfeng, Tang Peng, et al. A Method for Rock Fracture Network Characterization Based on Topological Structure [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(6): 22-27.
- [16] 王蓓, 刘向君, 司马立强. 四川盆地磨溪地区寒武系龙王庙组缝洞型储集层分级评价及预测[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(2): 290-301. Wang Bei, Liu Xiangjun, Sima Liqiang. Grading Evaluation and Prediction of Fracture-Cavity Reservoirs in Cambrian Longwangmiao Formation of Moxi Area, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(2): 290-301.
- [17] Zhou C, Li K, Pang X. Effect of Crack Density and Connectivity on the Permeability of Microcracked Solids [J]. *Mechanics of Materials*, 2011, 43(12): 969-978.
- [18] 李乐, 李克非. 含随机裂纹网络孔隙材料渗透率的逾

- 渗模型研究[J].物理学报,2015,64(13):136402.
- Li Le, Li Kefei. Permeability of Cracked Porous Solids Through Percolation Approach [J]. Acta Physica Sinica, 2015, 64(13): 136402.
- [19] 周锦程,李超,任培昱,等.基于层次分析法的岩屑回注层筛选决策研究[J].中国石油和化工标准与质量,2020,40(14):115-116.
- Zhou Jincheng, Li Chao, Ren Peigang, et al. Research on Selection Decision of Rock Cutting Reinjection Layer Based on Analytic Hierarchy Process[J]. China Petroleum and Chemical Standards and Quality, 2020, 40 (14) : 115 - 116.
- [20] 王敦邦.南海 LH11-1 礁灰岩油藏高含水期增产措施优化研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
- Wang Mibang. Optimization of Stimulation Measures for LH11-1 Reef Limestone Reservoir in the South China Sea at High Water Cut Stage [D]. Beijing : China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [21] 孟祥曦.基于 CT 成像煤体孔隙结构模型重建及渗流模拟研究[D].阜新:辽宁工程技术大学,2019.
- Meng Xiangxi. Research on Reconstruction of Coal Pore Structure Model and Seepage Simulation Based on CT Imaging [D]. Fuxin : Liaoning University of Engineering and Technology, 2019.
- [22] 王平全,陶鹏,刘建仪,等.基于数字岩心的低渗透储层微观渗流机理研究[J].非常规油气,2016,3(6):1-5.
- Wang Pingquan, Tao Peng, Liu Jianyi, et al. Microscopic Seepage Mechanism of Low Permeability Reservoir Based on Digital Core[J]. Unconventional Oil and Gas, 2016, 3 (6) : 1 - 5.
- [23] Wang Z, Jin X, Wang X, et al. Pore-Scale Geometry Effects on Gas Permeability in Shale [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 34: 948 - 957.
- [24] 李滔,李骞,胡勇,等.不规则微裂缝网络定量表征及其对多孔介质渗流能力的影响[J].石油勘探与开发,2021,48(2):368-378.
- Li Tao, Li Qian, Hu Yong, et al. Quantitative Characterization of Irregular Micro-Fracture Network and Its Effect on the Permeability of Porous Media [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 368 - 378.
- [25] 杨志全,卢杰,王渊,等.考虑多孔介质迂回曲折效应的幂律流体柱形渗透注浆机制[J].岩石力学与工程学报,2021,40(2):410-418.
- Yang Zhiquan, Lu Jie, Wang Yuan, et al. Column Penetration Grouting Mechanism for Power-Law Fluids Considering Tortuosity Effect of Porous Media [J]. Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2021, 40 (2) : 410 - 418.
- [26] 张凯文.微裂隙注浆浆液渗流特性试验研究[D].徐州:中国矿业大学,2019.
- Zhang Kaiwen. Experimental Study on Seepage Characteristics of Micro-Fracture Grouting Slurry [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2019.
- [27] 王东亮,郝兵元,梁晓敏.基于流固耦合的单一裂隙浆液扩散规律研究[J].采矿与岩层控制工程学报,2021,3(1):104-112.
- Wang Dongliang, Hao Bingyuan, Liang Xiaomin. Slurry Diffusion of Single Fracture Based on Fluid-Solid Coupling [J]. Journal of Mining and Strata Control Engineering, 2021, 3 (1) : 104 - 112.
- [28] 王东亮,郝兵元,梁晓敏.不同流型浆液在裂隙内扩散规律的理论及数值分析[J].中南大学学报(自然科学版),2021,52(10):3760-3770.
- Wang Dongliang, Hao Bingyuan, Liang Xiaomin. Theoretical and Numerical Analysis of Slurry Diffusion with Different Flow Patterns in Fracture [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2021, 52(10): 3760 - 3770.
- [29] Shadizadeh S R, Majidaie S, Zoveidavianpoor M. Investigation of Drill Cuttings Reinjection: Environmental Management in Iranian Ahwaz Oilfield [J]. Petroleum Science and Technology, 2011, 29 (11):1093-1103.
- [30] 陈佳代.渗流作用下多孔介质内颗粒迁移堵塞规律的试验研究[D].杭州:浙江大学,2021.
- Chen Jiadai. Experimental Study on the Law of Particle Migration and Blockage in Porous Media Under Seepage [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021.
- [31] Muljadi B P, Blunt M J, Raeini A Q, et al. The Impact of Porous Media Heterogeneity on Non-Darcy Flow Behaviour from Pore-Scale Simulation [J]. Advances in Water Resources, 2016, 95: 329 - 340.
- [32] 周鸿翔,郑延丰,吴劳生,等.孔隙尺度多孔介质流体流动与溶质运移高性能模拟[J].水科学进展,2020,31(3):422-432.
- Zhou Hongxiang, Zheng Yanfeng, Wu Laosheng, et al. Pore-Scale Simulations of Fluid Flow and Solute Transport in Porous Media by High-Performance Lattice Boltzmann Method [J]. Water Science Progress, 2020, 31 (3) : 422 - 432.