

煤系致密粉砂岩 N_2 泡沫压裂特性试验

肖贺成^{1,2}, 梁卫国^{1,2}, 李文达¹, 王在勇^{1,2}, 柴望阳^{1,2}

(1. 太原理工大学 原位改性采矿教育部重点实验室, 山西 太原 030024; 2. 太原理工大学 矿业工程学院, 山西 太原 030024)

摘 要:低用水量、低储层伤害、高返排效率的泡沫压裂是低压、低渗、强水敏煤系储层开发的潜在技术之一, 但相关研究与应用主要聚焦于泡沫稳定性与流变性能优化, 其压裂增渗特征研究不足。鉴于此, 开展了不同泡沫干度(泡沫中气体体积分数)的 N_2 泡沫、清水与 N_2 气体压裂煤系致密粉砂岩的裂缝起裂扩展规律对比研究, 并评价了裂缝面形态和导流能力特征。结果表明: ① 泡沫为气液混合物, 其压缩性介于清水和 N_2 气体之间, 且泡沫干度越高, 压缩性越强, 压裂增压时间越长; ② 泡沫呈现高黏、低滤失特性, 其岩石破裂压力高于清水和 N_2 气体, 且岩石破裂压力与泡沫干度正相关, 泡沫干度越高, 岩石破裂压力越高; ③ 压裂液排量影响岩石破裂压力, 40、20 mL/min 排量下, 90% 干度泡沫的破裂压力分别高于清水 15.66、6.08 MPa; ④ 泡沫压裂的水力输入能量和声发射能量高于清水, 且随着泡沫干度升高, 其破裂时的最大和累积声发射能量均增大; ⑤ 纯 N_2 气体压裂致密粉砂岩的水力输入能量最高, 但主要用于气体压缩, 其破裂时的声发射能量最低, 压后重注压力高, 造缝能力弱。泡沫干度提高, 无因次裂缝面积和粗糙度均增加, 进而泡沫压裂裂缝导流能力高于清水和 N_2 气体。强水敏煤系储层泡沫流体可替代常规水基高黏压裂液, 形成粗糙度和面积更大的高导流裂缝, 可为强水敏煤系储层高效压裂增渗开采提供理论指导。

关键词:煤系储层; N_2 泡沫压裂; 泡沫干度; 裂缝形态; 导流能力

中图分类号: TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)03-1683-12

Experimental on N_2 foam fracturing characteristics of tight siltstone in coal measures

XIAO Hecheng^{1,2}, LIANG Weiguo^{1,2}, LI Wenda¹, WANG Zaiyong^{1,2}, CHAI Wangyang^{1,2}

(1. Key Laboratory of In-Situ Property-Improving Mining of Ministry of Education, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China; 2. College of Mining Engineering, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China)

Abstract: Foam fracturing with low water consumption, low reservoir damage and high flowback efficiency is one of the potential technologies for the development of low-pressure, low-permeability and strong water-sensitive coal measures reservoirs. However, the related research and application mainly focus on foam stability and rheological property design, and the research on fracturing and permeability enhancement characteristics is rare. In view of this, this experiment carried out a comparative study on the law of crack initiation and propagation of N_2 foam with different foam quality (volume percentage of gas in the foam), clean water and N_2 gas fracturing tight siltstone in coal measures, and evaluated the characteristics of fracture surface morphology and conductivity. The test results show that: ① The foam is a gas-liquid mixture, and its compressibility is between water and N_2 gas. The higher the foam quality, the stronger the compressibility and the

收稿日期: 2024-03-16 策划编辑: 郭晓炜 责任编辑: 李雅楠 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0272

基金项目: 国家区域创新发展联合基金资助项目 (U22A20167); 山西省基础研究计划资助项目 (20210302124664)

作者简介: 肖贺成 (1997—), 男, 河北衡水人, 硕士。E-mail: xhecheng0723@163.com

通讯作者: 梁卫国 (1972—), 男, 山西孟县人, 教授, 博士。E-mail: liangweiguo@tyut.edu.cn

引用格式: 肖贺成, 梁卫国, 李文达, 等. 煤系致密粉砂岩 N_2 泡沫压裂特性试验[J]. 煤炭学报, 2025, 50(3): 1683-1694.

XIAO Hecheng, LIANG Weiguo, LI Wenda, et al. Experimental on N_2 foam fracturing characteristics of tight siltstone in coal measures[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(3): 1683-1694.



移动阅读

longer the fracturing pressurization time. ② The foam has the characteristics of high viscosity and low filtration, rock breakdown pressure is higher than that of water and N_2 gas, and the rock breakdown pressure is positively correlated with the foam quality, the higher the foam quality is, the higher the rock breakdown pressure is. ③ The flow rate of fracturing fluid directly affects the rock breakdown pressure, with the flow rates of 40 and 20 mL/min, the breakdown pressures of 90% foam quality are 15.66 and 6.08 MPa higher than those of clear water, respectively. ④ The hydraulic input energy and acoustic emission energy of foam fracturing are higher than those of clear water, and with the increase of foam quality, the maximum and cumulative acoustic emission energy at the time of rupture are greater. ⑤ The hydraulic input energy of pure N_2 gas fracturing tight siltstone is the highest, but it is mainly used for gas compression. The acoustic emission energy is the lowest when it breaks, and the reinjection pressure is high after fracturing, then the fracturing capacity to induce fracture is relative weak. With the increase of foam quality, the dimensionless fracture area and roughness increase, and the fracture conductivity after foam fracturing is higher than that of clean water and N_2 gas. Foam fluid in strong water-sensitive reservoirs can replace conventional water-based high-viscosity fracturing fluid, and the high conductivity fracture with large roughness and surface area can be formed. This study provides theoretical guidance for high-efficiency fracturing and permeability-enhancement of strong water-sensitive coal-bearing reservoirs.

Key words: coal measures reservoir; N_2 foam fracturing; foam quality; fracture geometry; conductivity

0 引 言

中国包含致密气、页岩气、煤层气等在内的煤系气资源丰富,其大规模效益开发可促进我国能源产业的可持续发展。但多岩性煤系储层具有低压、低渗、强水敏等特征^[1],常规水基压裂会导致储层水锁伤害严重、井筒排液困难等难题。近年来,低用水量、低储层伤害、高返排效率、强携砂能力、见气快的泡沫压裂技术在煤系储层压裂改造过程中受到越来越多的关注,并已在鄂尔多斯、沁水、四川等盆地开展了试验与应用^[2-3]。2023 年 9 月,长庆油田 N_2 泡沫压裂致密气储层实现了节约 50% 用水量、试气效果提升 20% 的突破,成为了高效开发苏里格低品位区致密砂岩气藏的新引擎。泡沫压裂液是由起泡液和气体形成的液包气乳状液,当泡沫干度(或称泡沫质量) $< 52\%$ 时也称为增能压裂,而介于 $52\% \sim 95\%$ 时称为泡沫压裂^[4]。泡沫气体常包括 N_2 、 CO_2 、天然气等,其中 N_2 最为常用,成本低; CO_2 成本高,且对管线耐腐蚀性要求高;天然气可解决气源问题,并降低施工成本。此外,加拿大 Montney 地区泡沫压裂成本低于水基压裂^[5],其有可能成为我国煤系储层低成本的高效压裂备选技术,并可应用于煤矿井下施工。目前诸多学者在泡沫流体破岩^[6]、驱替提高油气采收率(简称泡沫驱)^[4]已开展了大量相关研究,但泡沫压裂相关研究仍存在如下 2 个方面的不足:

1) 泡沫压裂研究主要聚焦于泡沫稳定性和流变性能优化^[4, 7-8],在模拟地层真三轴压缩条件下压裂裂缝起裂扩展研究不足。WANNIARACHCHI 等^[9-10]采用假三轴试验研究了泡沫干度为 75% 的 N_2 泡沫压裂

砂岩裂缝起裂行为,发现泡沫压裂的岩石破裂压力和导流能力比清水更高。KHAN 等^[11-12]试验研究了不同黏度压裂介质对不同脆性页岩裂缝起裂扩展的影响,指出 CO_2 泡沫压裂层理页岩可产生复杂缝网。李文达等^[13]基于高黏、低滤失压裂液有利于穿层特性,提出了 N_2 泡沫低伤害穿层压裂煤系储层方法,并试验验证了其穿层效果。但目前关于模拟煤系储层地下原位应力环境条件下的 N_2 泡沫压裂研究不足。

2) 针对泡沫流体压裂的裂缝起裂扩展模型已有诸多研究:ZHENG 和 SHARMA^[14]建立了天然气泡沫的压裂数值模型,模拟结果表明天然气泡沫能形成短缝长和大缝宽的支撑裂缝。QAJAR 等^[15]建立了纳米颗粒强化泡沫的压裂数值模型,同样发现更大的泡沫黏度可生成更大缝宽和更小缝长的裂缝面。WANG 等^[16]试验测定了 CO_2 泡沫的线性管流阻力,获得了压力、温度、剪切速率和泡沫干度等对管流摩阻的影响。LI 等^[17]建立了温度-压力-相态耦合的 CO_2 泡沫压裂模型,模拟表明:提高泡沫干度可增强压裂效果,得到更宽裂缝。由于泡沫干度对压裂液黏度、摩擦阻力、携砂性能影响较大,现场常采用变泡沫干度的压裂设计以实现高携砂比和大规模压裂施工。研究结果表明:泡沫干度(泡沫中气体体积百分数)直接影响裂缝扩展行为,但试验方面的研究与验证相对缺乏。

因此,笔者利用太原理工大学原位改性采矿教育部重点实验室自主研发的真三轴泡沫压裂系统,开展了变干度 N_2 泡沫压裂煤系致密粉砂岩试验。笔者主要对不同干度 N_2 泡沫压裂泵压曲线、声发射响应特征、裂缝面形态特征以及压裂后裂缝导流能力进行了研究,以期在现场施工提供更为扎实的理论指导。

1 试样制备与试验方案

1.1 试样制备

试样选取沁水煤田3号煤层下6 m处砂岩储层,使用红外线自动切割机加工成尺寸为100 mm×100 mm×100 mm的立方体试样(图1b),在试件表面中心位置沿平行层理方位钻压裂孔,孔深55 mm,在孔底5 mm裸眼段实施压裂。

通过X射线衍射(XRD)分析,确定试样矿物成分(图2a),其中,非黏土矿物主要为石英和磁铁矿,含量分别为65%和4%;黏土矿物主要为伊利石,含量为28%。岩石中黏土矿物含量高时,小孔隙孔隙占比高,毛细管力大,初期自吸作用相对较强,但扩散能力不足,水分子易堵塞孔隙通道形成水锁^[18],使用泡沫

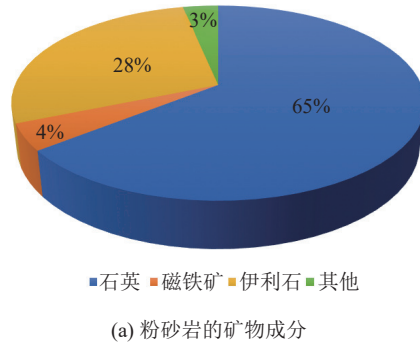


图2 粉砂岩的矿物组成

Fig.2 Mineral composition of siltstones

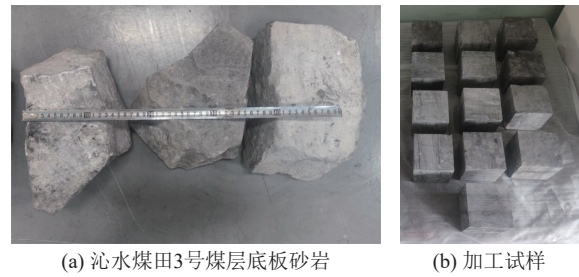
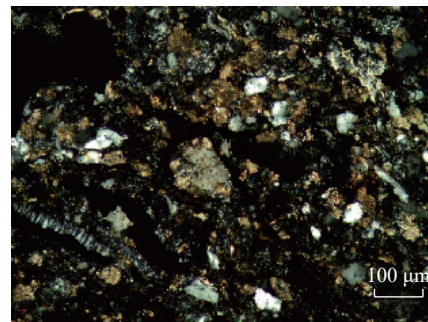


图1 试验岩石试样

Fig.1 The rock specimens

压裂技术可极大降低用水量,降低储层伤害程度。基于脆性矿物占比的脆性指数定义^[19](式1),可知本次试验岩石脆性指数为65%。同时,基于薄片分析的砂粒直径分布特征,确定砂岩类别为粉砂岩(图2b),其单轴抗压强度、抗拉强度、泊松比等力学参数见表1。



(b) 粉砂岩的岩石薄片分析

表1 粉砂岩力学参数
Table 1 Mechanical parameters of rock

参数	数值
抗压强度/MPa	46.92
抗拉强度/MPa	5.06
泊松比	0.255
断裂韧性/(MPa·m ^{1/2})	1.355

$$BI_1 = \frac{W_{Iz}}{W_{Tot}} \quad (1)$$

式中: W_{Iz} 为石英矿物含量; W_{Tot} 为矿物总含量。

1.2 真三轴泡沫压裂系统

使用太原理工大学原位改性采矿教育部重点实验室自主研制的泡沫制备系统(图3a),将N₂与质量分数1%的 α -磺基硫酸钠(AOS)起泡溶液按一定比例同时注入填砂式泡沫发生器(砂子平均粒径0.1 mm),充分混合即可生成N₂泡沫,其中N₂为气相,AOS溶液为液相。

真三轴压裂试验同样采用太原理工大学原位改性采矿教育部重点实验室自主设计的大尺寸真三轴

压裂试验系统(图3b)。应力加载过程中,按照三向应力大小采用阶梯式加载方式,并在稳定30 min后开展压裂试验。将制备好的N₂泡沫以恒定排量通过预制钻孔注入到试样中进行压裂,同步记录注入压力和声发射信号变化,直至试件破裂(压裂结束)。之后,为测试试件压后产生裂缝的导流能力,通过原位低排量清水注入试验,测量并记录注入流体达到稳定状态时的压力。流体稳定渗流压力低,说明裂缝开度高或导流能力强,压裂效果好;反之,则裂缝开度低或导流能力弱,压裂效果差。

1.3 试验参数设置

泡沫干度又称泡沫质量、特征值,定义为气液两相泡沫介质中气体的体积分数(式2),是表征泡沫特性的关键参数之一。为探究不同泡沫干度的N₂泡沫对煤系粉砂岩破裂压力、裂缝面形态等的影响,本次试验设计了7组试验方案,每组试验准备a、b 2个试样以对比试验结果的可靠性。其中,N₂泡沫干度按50%、70%、90%设计3组,同时,为对比研究,又分别进行了清水压裂与N₂气体压裂试验;为进一步研究

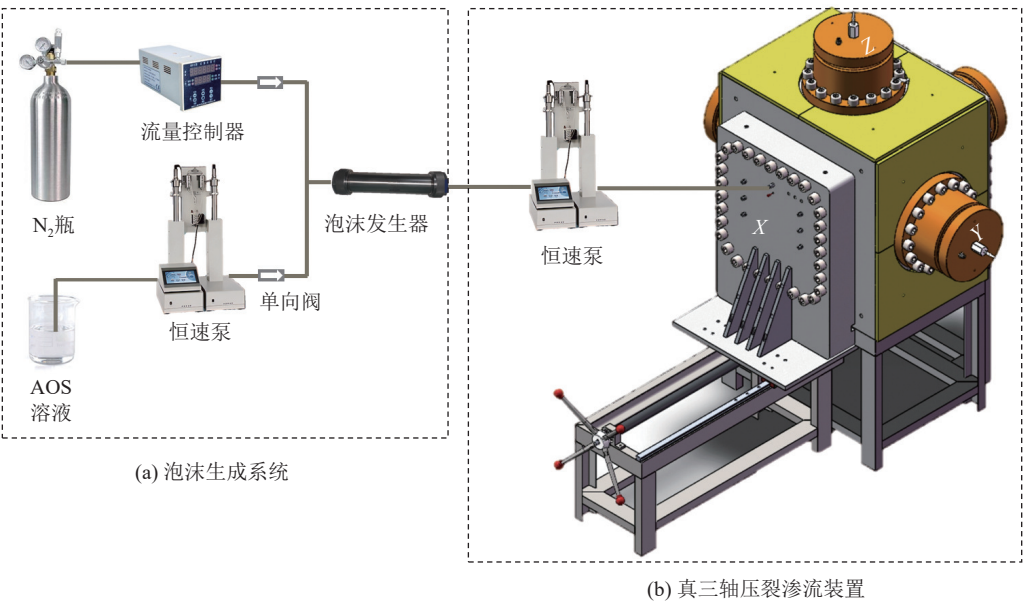


图 3 真三轴泡沫压裂渗流系统

Fig.3 Foam generation system and fracturing equipment

注入排量对压裂效果的影响,同步进行了 90% 干度的 N₂ 泡沫与清水的 2 种压裂介质的低排量 (20 mL/min) 压裂对比试验。根据阳泉 3 号煤底板地应力资料,确定试验试件的三轴约束应力分别为 $\sigma_v = 15\text{ MPa}$, $\sigma_H = 11.5\text{ MPa}$, $\sigma_h = 6.5\text{ MPa}$ 。相关试验方案及参数见表 2。

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_g + V_w} \tag{2}$$

试验中,泡沫干度 Γ 配置及计算依据为式 (2),其中, V_g 为气相体积; V_w 为液相体积。此外,泡沫为非牛顿流体,其表观黏度按如式 (3) 进行计算^[20]:

$$\begin{cases} \Gamma \leq 54\%, \mu_f = \mu_l(1.0 + 3.6\Gamma) \\ \Gamma > 54\%, \mu_f = \frac{\mu_l}{1 - \Gamma^{0.49}} \end{cases} \tag{3}$$

式中: μ_f 为泡沫黏度, $\text{MPa} \cdot \text{s}$; μ_l 为液相黏度, $\text{MPa} \cdot \text{s}$ 。

2 试验结果及分析

2.1 注液压力特性分析

2.1.1 泵压曲线和 AE 能量

泡沫压裂液为气液两相介质,且未使用支撑剂,泡沫压裂液的压缩系数可用式 (4) 表示:

$$c_e = c_l f_l + c_g f_g \tag{4}$$

其中, c_e 为泡沫压缩系数; c_l 为液相的压缩系数; c_g 为气相的压缩系数; f_l 为液体的体积分数、 f_g 气相的体积分数。假设 N₂ 为理想气体,其压缩系数为压力的倒数,压缩系数随压力增加而减小,但一定远大于水。标准试验室条件下,水和 N₂ 的可压缩性值分别为 0.45、150 GPa⁻¹。表 3 为本次试验几种压裂介质的压缩性参数,随着水含量的减小 (或泡沫干度的增大),泡沫压裂液的可压缩性逐渐增大。

图 4 展示了 7 组试样的压裂泵压曲线和声发射

表 3 不同压裂介质的可压缩性

Table 3 Compressibility of different fracturing fluid

压裂介质	f_l	f_g	c_e/GPa^{-1}
清水	1	0	0.45
50%干度泡沫	0.5	0.5	75.23
70%干度泡沫	0.3	0.7	105.14
90%干度泡沫	0.1	0.9	135.05
N ₂ 气体	0	1	150.00

表 2 试验相关参数				
Table 2 Relevant parameters				
编号	压裂介质	黏度/ (mPa · s)	排量/ (mL · min ⁻¹)	三轴约束应力 (σ _v /σ _H /σ _h)/MPa
1-a	清水	1.005	40	15/11.5/6.5
1-b				
2-a	50%干度泡沫	21.162	40	
2-b				
3-a	70%干度泡沫	47.134	40	
3-b				
4-a	90%干度泡沫	150.200	40	
4-b				
5-a	N ₂ 气体	0.018	40	
5-b				
6-a	90%干度泡沫	150.200	20	
6-b				
7-a	清水	1.005	20	
7-b				

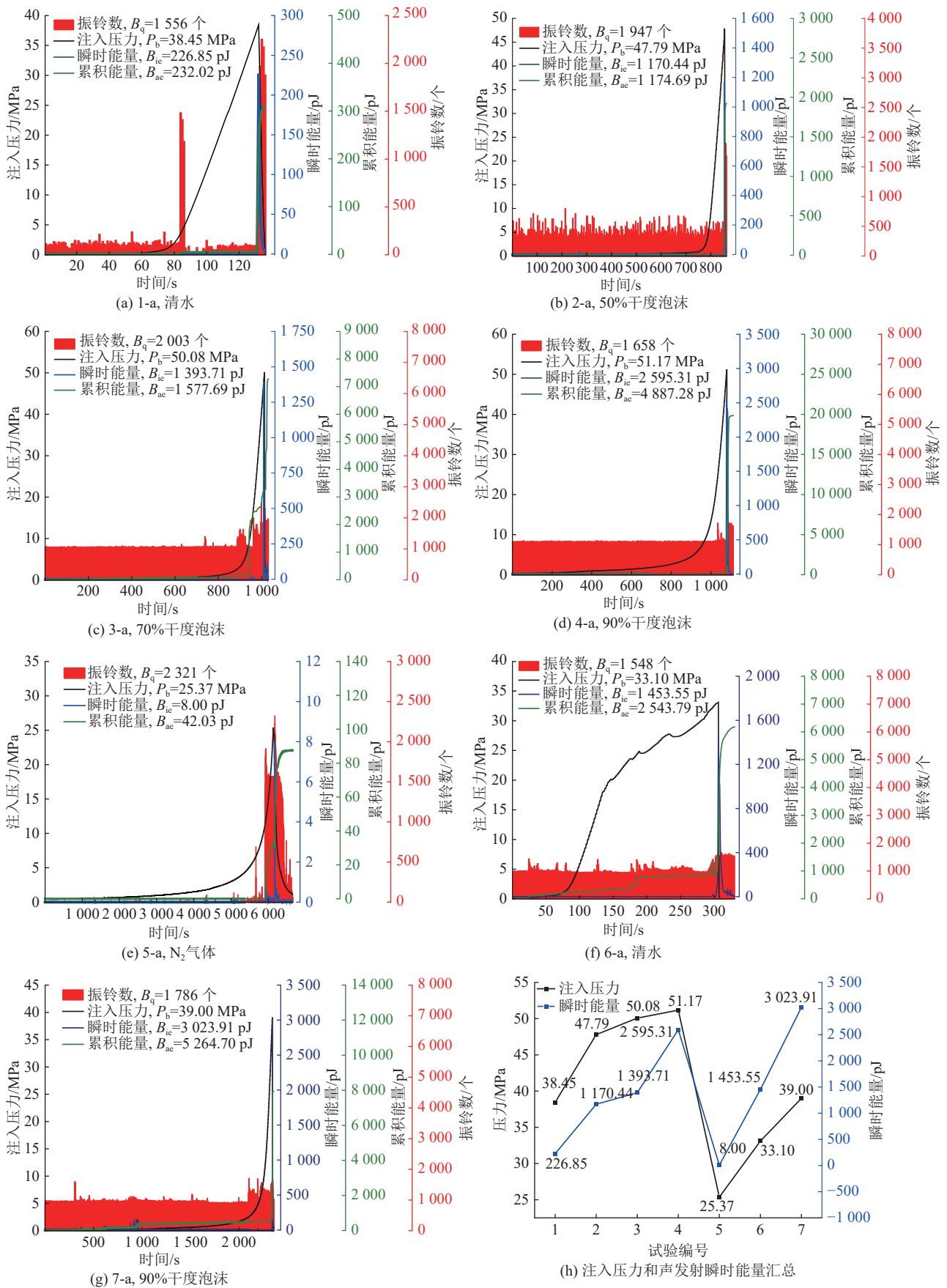


图4 泵压曲线和 AE 特征

Fig.4 Pump pressure curve and AE characteristic

信号特征。试验结果表明:破裂压力与声发射瞬时能量、累计能量呈正相关关系,而与振铃数相关性不高。随着泡沫干度的升高,气相体积增加,泡沫压缩系数增大,泡沫压裂的增压速率降低,压力达到峰值岩石破裂时间延长。根据压力随时间变化曲线,泡沫压裂过程可分为:① 低压缓慢上升;② 高压快速上升;③ 达到峰值后的迅速降低(岩石破裂)3 个阶段。

相比清水和泡沫压裂, N₂ 气体压裂耗时最长,增压速率最低,但其低黏特性也显著降低了岩石的破裂压力,破裂压力为最低。而 N₂ 泡沫以其高黏、低滤失特性,相同排量下岩石破裂压力则最高。从试验压力峰后曲线可见,当泵压达到岩石破裂压力后大斜率迅速下降,表明了试验粉砂岩的强脆性特征。

由图 4b、图 4c、图 4d、图 4g 可知,泡沫压裂过程中,泡沫干度越大(气体体积分数越大),压力缓慢上升阶段越长,这是由气体的高压缩性所致;在压力快速上升阶段,增压速率根据压裂介质不同而不同(图 5)。同样,泡沫干度越大,高压压缩性导致其增压速率相对越低;而清水增压速率最大, N₂ 增压速率最低。

对比不同排量的清水与 90% 干度 N₂ 泡沫压裂结果,可以发现:对于清水压裂而言,压力提升速率与排量基本呈比例增大,大排量(40 mL/min)条件下增压速率约为小排量(20 mL/min)条件下的 2 倍;而对于 90% 干度 N₂ 泡沫压裂,大排量条件下增压速率约为小排量的 9 倍,可见对于 N₂ 泡沫压裂加大排量对压力提升效果更为明显。

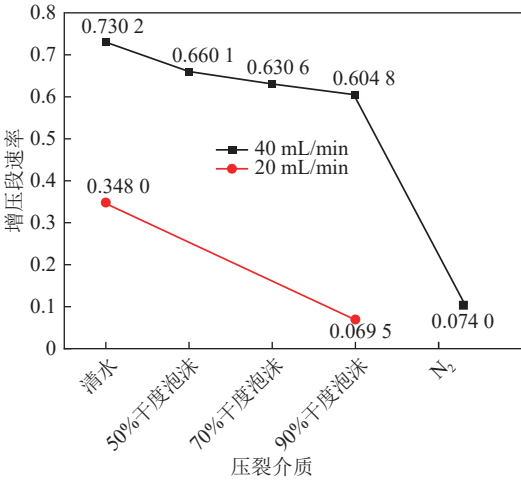


图 5 快速上升阶段增压速率

Fig.5 Pressurization rate in the rapid rising stage

从能量角度分析,岩石压裂破裂时的水力(或压裂介质)输入能量,可用式(5)^[21]计算:

$$E = \int_{t_1}^{t_2} PQdt \tag{5}$$

其中, E 为水力输入能量, J; P 为实时注入压力, Pa; Q 为排量, mL/min; t_1 、 t_2 分别为压裂至岩石破裂时对应的初始时间和最终时间, s。根据水力输入能量公式,可计算试验中不同压裂介质作用下输入岩石试件的能量。

表 4 所示为不同压裂介质压裂粉砂岩试件的破裂压力、持续时间、水力输入能量及破裂后裂缝面粗糙度等参数试验结果。从表中可见,相同排量下

表 4 不同压裂介质的岩石破裂压力、水力输入能量与裂缝面粗糙度

Table 4 Rock breakdown pressure, hydraulic energy and fracture roughness of different fracturing fluid

编号	压裂介质	排量/(mL·min ⁻¹)	破裂压力/MPa		破裂时间/s	水力输入能量/J		粗糙度	
			实际值	平均值		实际值	平均值	实际值	平均值
1-a	清水	40	38.45	37.78	132	671.75	661.97	14.78	13.36
1-b			37.10		141	652.19		11.94	
2-a	50%干度泡沫	40	47.79	46.58	863	1 258.75	1 125.53	15.49	16.44
2-b			45.37		819	992.30		17.39	
3-a	70%干度泡沫	40	50.08	50.71	1 009	1 732.12	1 595.94	15.87	16.62
3-b			51.34		1 069	1 459.76		17.37	
4-a	90%干度泡沫	40	51.17	53.44	1 078	2 813.28	2 477.62	21.83	21.79
4-b			55.70		1 215	2 141.95		21.74	
5-a	N ₂ 气体	40	25.37	26.68	6 139	9 332.78	9 829.90	—	—
5-b			27.98		6 791	10 327.02		—	
6-a	清水	20	33.10	34.21	305	1 658.40	1 154.53	12.10	12.53
6-b			35.31		314	650.65		12.96	
7-a	90%干度泡沫	20	39.00	40.29	2 350	1 179.64	1 396.15	18.22	22.41
7-b			41.58		2 451	1 612.65		26.59	

(40 mL/min), 水力 (压裂介质) 输入能量由大到小依次为 N₂ 气体、泡沫和清水; 气体含量越高, 水力输入能量越高, 相应试件破裂面粗糙度也越高, 如: 90% 干度泡沫压裂, 水力输入能量平均 2 477.62 J, 破裂裂缝面粗糙度平均为 21.79; 而 50% 干度泡沫压裂, 水力输入能量平均 1 125.53 J, 破裂裂缝面粗糙度仅为 16.44。而低排量 (20 mL/min) 下, 无论清水压裂、还是 90% 干度 N₂ 泡沫压裂, 粉砂岩试件破裂压力较高排量 (40 mL/min) 条件下均小一些, 由于低排量条件下压裂作用时间较长, 从而使得低排量条件下清水压裂的水力输入能量比高排量下大, 但低排量条件下 90% 干度 N₂ 泡沫压裂能量却比高排量条件下压裂能量小, 而试件破裂裂缝面粗糙度基本相同。由于试验试件有限, 关于 N₂ 泡沫压裂效果的注入排量作用影响还需要深入研究。

对比试样破裂时释放的声发射能量结果可知, 随着泡沫干度的提高, 水力输入能量和最大瞬时声发射能量均逐步升高。WANNIARACHCHI 等^[9]认为, 压裂过程中主裂缝形成期间释放大量能量是产生二次裂缝和微裂缝的有利条件, 最终形成复杂缝网。因此, 随着泡沫干度的升高, 更大的能量可瞬时释放, 会产生更大的内部损伤, 增加了裂缝开度和裂缝面积, 压裂增渗效果提升。但 N₂ 气体压裂并不符合此规律, 其破裂时所释放的声发射能量最小 (图 4h), 造缝能力相对较差。

2.1.2 泡沫干度、排量对破裂压力的影响

压裂液的滤失会直接影响流体压力与裂缝起裂扩展行为, 而泡沫压裂液作为一种少水压裂液体系, 孔喉中气泡的贾敏阻力和滑移阻力会抑制气、液两相的滤失^[7]。在 N₂ 泡沫压裂过程中, 随着泡沫干度的提高, 压裂液的表现黏度升高, 滤失系数降低, 相应岩石破裂压力与水力输入能量增高 (图 6)。因此, 尽管增压时间 (滤失时间) 长, 但低滤失性 N₂ 泡沫可显著提高岩石破裂压力。同时, 随着泡沫干度的增大, 压裂流体滤失系数变小, 岩石破裂压力相应的增加幅值也减小。

图 7 显示了注入排量大小对流体压裂岩石破裂时间与破裂极值压力的影响, 以 90% 干度 N₂ 泡沫与清水两种不同介质压裂为例, 分别进行了 40 mL/min 与 20 mL/min 2 种注入排量下试验。结果表明: 在相同压裂介质作用下, 小排量注入条件下, 岩石破裂时间显著高于大排量流体压裂; 同时, 小排量注入粉砂岩试件破裂压力也低于大排量破裂压力。如: 1-a 试件, 清水 40 mL/min 压裂, 用时 132 s, 试件破裂压力为 38.45 MPa; 而 6-a 试件, 清水 20 mL/min 压裂, 用

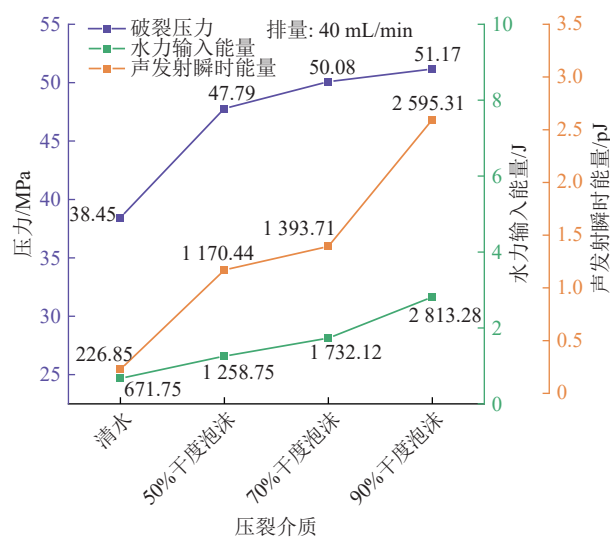


图6 压裂介质对破裂压力和能量的影响

Fig.6 Effect of fracturing fluid on breakdown pressure and energy

时 305 s, 是 40 mL/min 压裂条件下的 2.3 倍, 但试件破裂压力为 33.1 MPa, 是 40 mL/min 压裂条件下的 86.1%; 4-a 试件, 90% 干度 N₂ 泡沫 40 mL/min 压裂, 用时 1 078 s, 试件破裂压力为 51.17 MPa; 而 7-a 试件, 90% 干度 N₂ 泡沫 20 mL/min 压裂, 用时 2 350 s, 是 40 mL/min 压裂条件下的 2.2 倍, 但试件破裂压力为 39.0 MPa, 是 40 mL/min 压裂条件下的 76.2%。总体而言, 小排量压裂由于历时相对较长, 使得更多的压裂液渗透至岩石试件孔裂隙内部, 提高了孔隙压, 从而降低了试件的破裂压力。一般认为泡沫滤失量比清水小, 但比较不同排量下 90% 干度泡沫的岩石破裂压力, 可知泡沫压裂液滤失对岩石破裂具有显著影响^[10]。

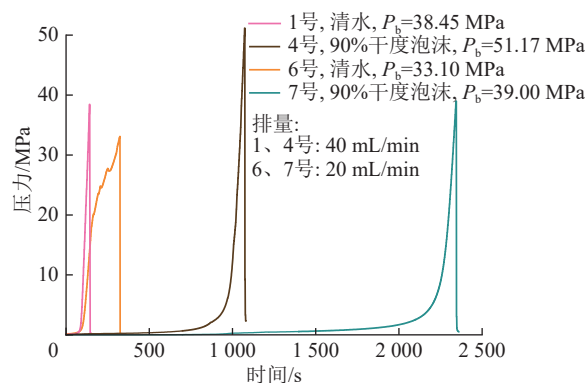


图7 不同排量下清水和90%干度泡沫压裂泵压曲线

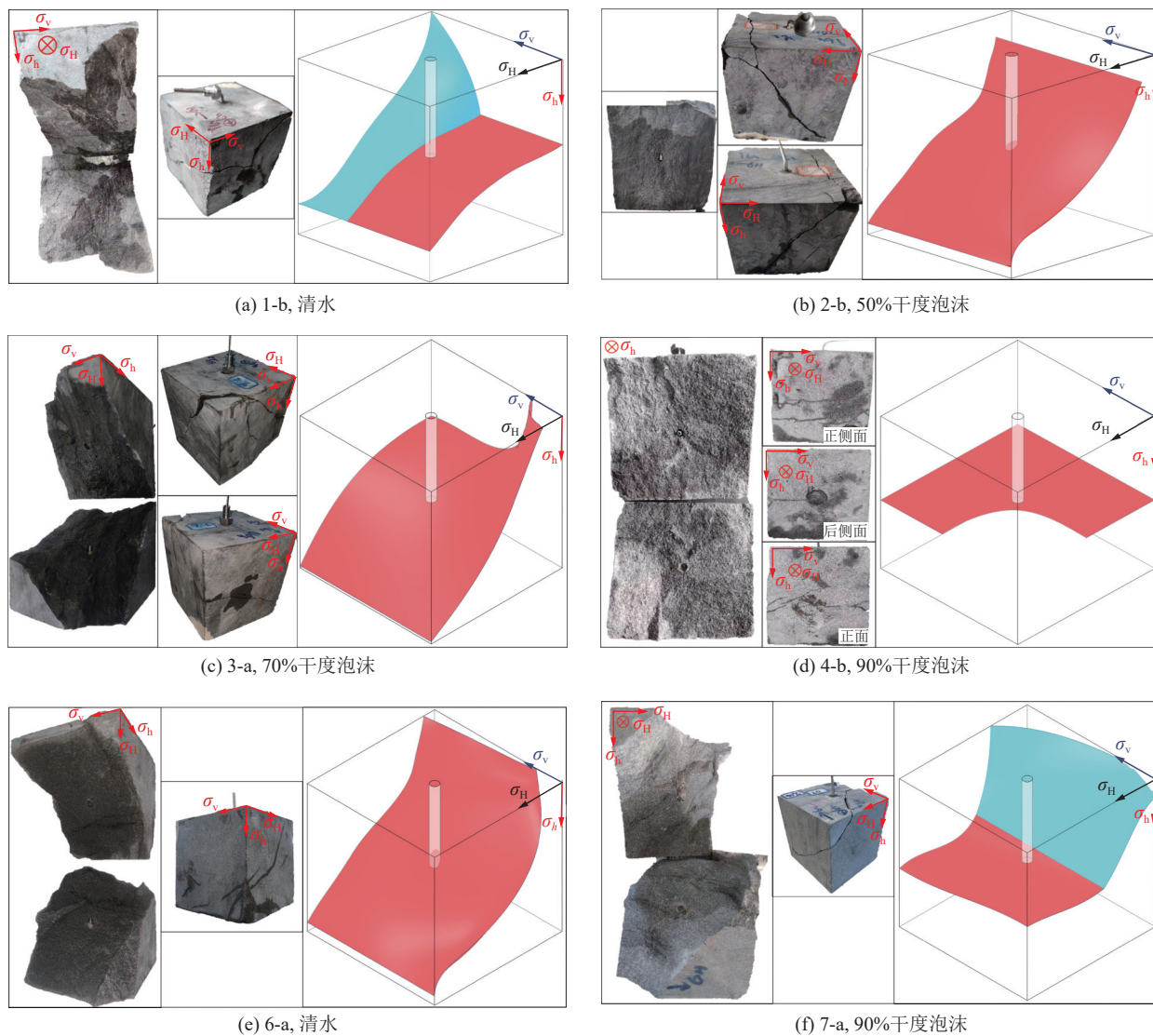
Fig.7 Pump pressure curves of water & foam with 90% quality fracturing under different displacement

2.2 裂缝形态特征

为对比分析不同压裂介质对试件压裂作用的效果与特征, 在每一个试件压裂试验结束后, 根据裂缝面的水印面积确定压裂破裂区域, 并采用 Solid-

works 软件对压裂裂缝面进行三维重构 (图 8)。为从不同角度反映三维裂缝面的复杂程度, 笔者采用裂缝

面粗糙度、无因次裂缝面积 (D_{FA}) 参数进行压裂裂缝形态表征, 两者的结果分别如表 4 和图 9 所示。



注: 左图为压后试样表面裂缝形态, 右图为主裂缝面形态, 红色区域为水力裂缝, 蓝色区域为沟通的天然裂缝。(a)–(d) 为注入排量为 40 mL/min, (e)–(f) 为注入排量为 20 mL/min。由于 N_2 气体压裂无水印, 所以无法确认水力裂缝具体形态。

图 8 压后裂缝形态

Fig.8 Fracture geometry after fracturing

1) 无因次裂缝面积。致密储层基质流动能力差, 需最大化裂缝 (缝网) 与基质接触面积, 降低基质内流体渗流距离, 因此裂缝沟通面积^[22]可快速定量评价水力压裂效果。由于室内试样尺寸较小, 裂缝复杂程度远不及储层尺度, 笔者采用无因次裂缝面积^[23-24]定量评价压裂效果。 D_{FA} 定义为裂缝表面积 (S_{fa}) 与其法向投影横截面积 (S_{fp}) 之比:

$$D_{FA} = \frac{S_{fa}}{S_{fp}} \quad (6)$$

式中, S_{fa} 根据三维形态扫描的点云数据, 利用 Geomagic Studio 软件计算得到。

2) 裂缝面粗糙度。裂缝面粗糙度 JRC 是反映裂

缝面凹凸复杂程度的重要参数。依据面积最大化原则, 在压裂试样压裂孔周围选取矩形区域作为不同压裂作用的对比研究区, 使用北京天远 OKIO-H-200 型三维形貌扫描系统对试样压后主裂缝面进行扫描, 利用 sufer 软件的克里金插值算法进行后处理, 并选取合适间距的多条轮廓线的粗糙度求平均值作为裂缝面的平均粗糙度^[25](图 10), 依据式 (7) 进行计算。此外, 笔者采用三维立体分析的 Tse&Cruden JRC 计算方法, 而非传统经典的 Barton 二维 JRC 计算方法, 该方法可以更为科学准确刻画岩石压裂裂纹面凹凸不平程度、表征不同压裂介质和排量的压裂效果。结果表明, 如同前面分析, 相同注入排量下, 随着泡沫干度

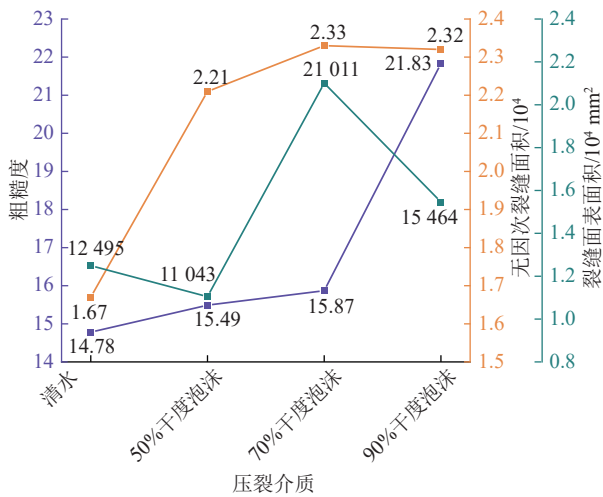


图9 裂缝形态表征

Fig.9 Characteristics of fracture geometry

增大, 破裂岩石的裂缝面粗糙度相应增大, 破裂面表面积也较大。

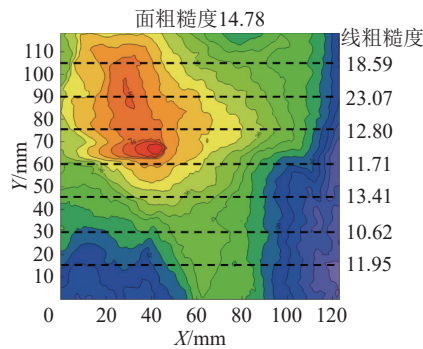
$$\begin{cases} JRC = 32.2 + 32.47 \lg Z_2 \\ Z_2 = \sqrt{\frac{1}{n(X_{i+1} - X_i)^2} \sum_{i=1}^n (Z_{i+1} - Z_i)^2} \end{cases} \quad (7)$$

式中: X_i 为 i 点处 X 轴坐标; Z_i 为 i 点相对于中线的 Z 轴高度; N 为每条轮廓线上的点云总数。

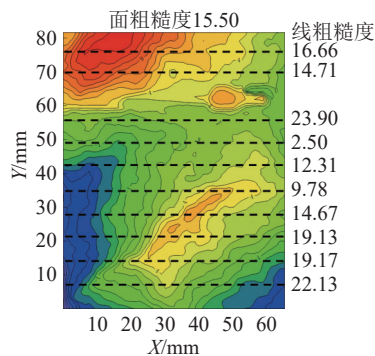
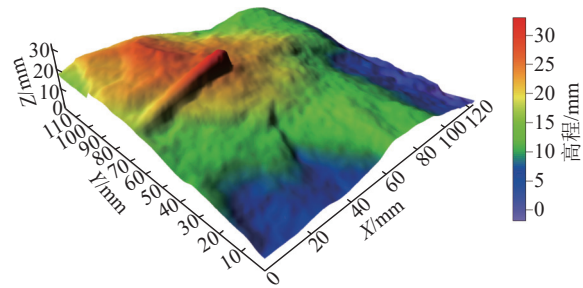
对比分析结果表明: 相同排量注入压裂条件下, 随着泡沫干度增加, 裂缝面粗糙度、无因次裂缝面积与破裂压力、声发射能量呈现正相关关系, 表明泡沫压裂中岩石破裂时释放能量越大, 裂缝面粗糙度和无因次裂缝面积均相应增加。同时, 在岩石破裂过程中, 可能存在泡沫破裂、高压气体扩散冲击所致的矿物颗粒脱落, 从而增大了裂缝面粗糙度的情形^[26]。

2.3 裂缝导流能力

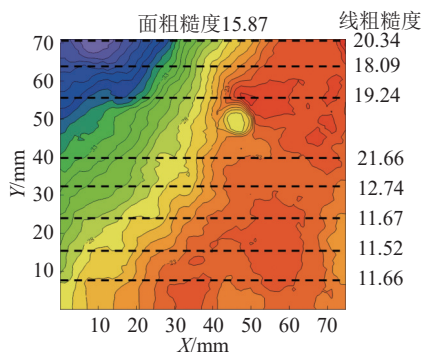
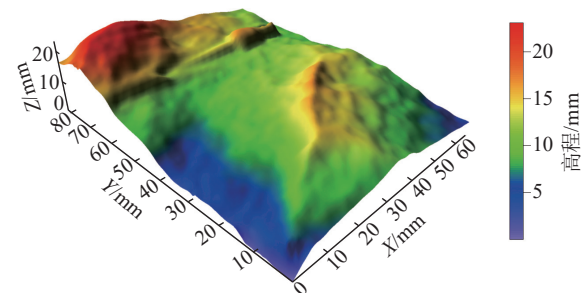
裂缝导流能力是评价压裂效果的重要参数, 此处采用压后稳定渗流阶段的重注压力作为指标, 对不同压裂介质的压裂试验效果进行评价^[27-28]。



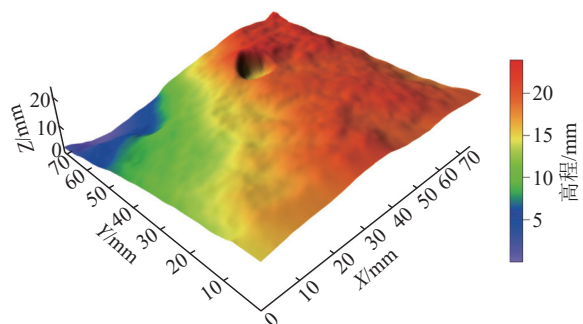
(a) 1-a, 清水



(b) 2-a, 50%干度泡沫



(c) 3-a, 70%干度泡沫



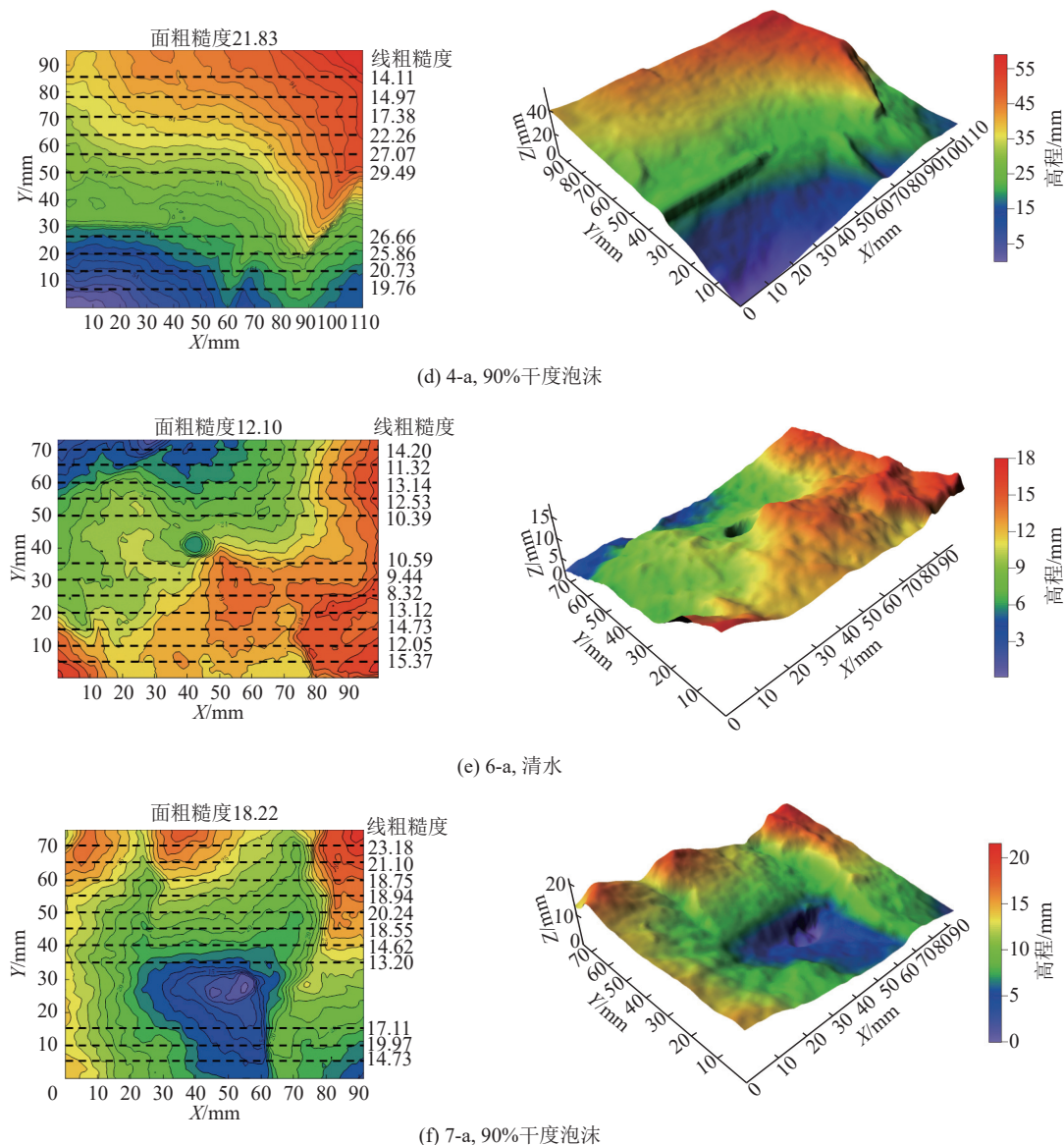


图 10 裂缝面粗糙度系数

Fig.10 Roughness coefficient of fracture surface

如图 11 所示, 40 mL/min 注入排量下, 5 种不同压裂介质压裂粉砂岩试件后, 原位进行注水渗透试验结果, 纵坐标为对压裂试件重新注入清水后达到稳定渗流时的流体压力。由图 11 可知, 重注稳定压力依次为: 泡沫干度 70%(3.45 MPa) > 清水 (1.23 MPa) > 泡沫干度 90%(0.17 MPa) > 泡沫干度 50%(0.11 MPa)。重注压力越高, 说明裂缝更为迂曲, 裂缝导流能力越弱。因此, 本次压裂试验表明, 90% 干度的 N_2 泡沫压裂后, 粉砂岩试件的裂缝导流能力优于清水压裂与 70% 干度泡沫压裂。但 70% 泡沫干度压裂的裂缝表面积较大、迂曲度更为复杂 (图 9), 从油气开采波及面积角度而言, 尽管渗流特性差, 但有利于更大范围岩石基质内的油气参与渗流生产。

总体而言, 4 组试验中的压后重注压力均远小于

最小主应力, 体现了较为真实的压裂效果与压后原位应力下相对真实的裂缝导流能力。

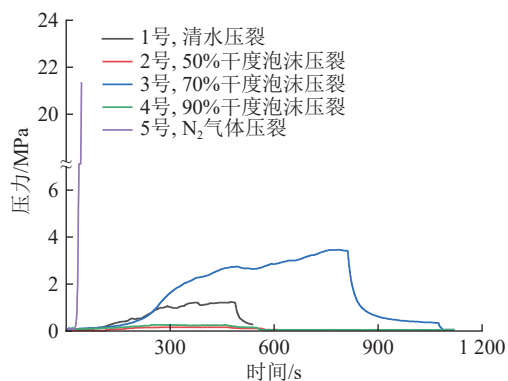


图 11 压后试样原位重注压力曲线

Fig.11 In-situ reinjection pressure curves of specimen after fracturing

如图 11 所示, 气态 N₂ 压裂试样的压后重注压力急剧升高 (图 11 紫线), 且处于异常状态, 表明低黏 N₂ 压裂的压裂效果并不是很好, 甚至并未形成高导流裂缝。这一结果与 YANG 等^[29]关于 N₂、CO₂ 和清水压裂造缝能力对比研究一致, 其发现 N₂ 气体压裂形成的缝网复杂性和粗糙度最低, 其造缝能力相对较差。

压裂用水量或者返排效率低时, 滞留于储层的大量压裂液会造成严重的储层伤害, 并导致渗透率降低。同时, 对于缺水地区压裂备水困难, 且压后大量返排液处理难度也较大^[30]。因此, 在工程实施中, 压裂用水量至关重要, 表 5 展示了本次试验中不同泡沫干度与排量下的用水量, 统计范围为开始泵注至岩石破裂停止。2 种排量试验中, 清水压裂平均用水量是 90% 干度泡沫压裂的 1.19~1.29 倍; 排量为 40 mL/min 时, 用水量随着泡沫干度的升高而降低。清水和 90% 干度泡沫压裂两种条件下, 小排量平均用水量分别是 大排量的 1.13 倍和 1.05 倍。由此可见, 采用 90% 干度泡沫大排量压裂用水量相对较少, 是缺水地区储层压裂的有利选择。

表 5 压裂用水量

Table 5 Water consumption of fracturing

编号	压裂介质	排量/(mL · min ⁻¹)	用水量/mL	
			实际值	平均值
1-a	清水	40	88.56	91.28
1-b			94.00	
2-a	50%干度泡沫	40	287.78	280.39
2-b			273.00	
3-a	70%干度泡沫	40	201.87	207.84
3-b			213.80	
4-a	90%干度泡沫	40	71.85	76.43
4-b			81.00	
6-a	清水	20	101.97	103.15
6-b			104.32	
7-a	90%干度泡沫	20	78.34	80.02
7-b			81.7	

泡沫干度提高会导致增压时间和岩石破裂压力增加, 但同时泡沫流体中的含水量减小。两者综合作用下, 只有高干度泡沫的压裂 (90%) 用水量低于清水。但泡沫返排效率高, 滞留于储层的水量远低于纯水压裂, 低泡沫干度压裂也会极大降低储层伤害程度。基于减小用水量的考虑, 在施工压力允许范围内, 宜选用高排量或高干度的泡沫压裂液进行施工。

3 结 论

1) 根据压力随时间变化曲线, 岩石泡沫压裂具有

明显的 3 阶段特征: 低压缓慢上升、高压快速上升、达到峰值后的迅速降低 (岩石破裂); 同时, 快速上升阶段增压速率受泡沫干度控制, 泡沫干度提高, 增压速率降低。试件破裂压力大小与声发射瞬时能量、累计能量呈正相关关系。随着泡沫干度的升高, 泡沫压缩系数增大, 泡沫压裂的增压速率降低, 压力达到峰值岩石破裂时间延长。

2) 相同排量下 (40 mL/min), 水力 (压裂介质) 输入能量从清水、N₂ 泡沫到 N₂ 逐步增大; 气体含量提高, 水力输入能量越高, 相应试件破裂面粗糙度也越高。相比清水, 泡沫压裂的增压时间与岩石破裂压力均有所提高, 且随着泡沫干度增加, 流体滤失量减小, 岩石破裂压力升高, 压裂形成的裂缝面粗糙度也相应增加。

3) 相较于高排量 (40 mL/min), 采用低排量 (20 mL/min) 时, 岩石破裂压力显著降低, 且改造范围更大。在本试验限定条件下, 90% 干度 N₂ 泡沫 20 mL/min 排量注入压裂, 试件破裂压力比 40 mL/min 压裂条件下降低 23.8%。但采用 90% 干度泡沫大排量压裂用水量相对较少, 对于缺水地区储层压裂较为有利。

4) 利用试件压裂之后原位注入流体试验方法, 对不同压裂介质压裂增渗效果评价表明: 90% 干度的 N₂ 泡沫压裂后、粉砂岩试件的裂缝导流能力优于清水压裂与 70% 干度泡沫压裂。但 70% 泡沫干度压裂的裂缝面表面积较大、迂曲度更为复杂, 从油气开采波及面积角度而言, 有利于更大范围岩石基质内的油气参与渗流生产。

参考文献(References):

- [1] 秦勇, 吴建光, 李国璋, 等. 煤系气开采模式探索及先导工程示范[J]. 煤炭学报, 2020, 45(7): 2513–2522.
QIN Yong, WU Jianguang, LI Guozhang, et al. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(7): 2513–2522.
- [2] 张烨, 邓智, 潘林华, 等. 高陡构造区薄-中厚煤层群复合氮气泡沫压裂液研究: 以合川地区煤层气为例[J]. 非常规油气, 2021, 8(6): 83–90.
ZHANG Ye, DENG Zhi, PAN Linhua, et al. Study on compound nitrogen foam fracturing fluid in thin-medium thick coal seam group in high-steep structure area: Taking coalbed methane in Hechuan area as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(6): 83–90.
- [3] 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J]. 煤炭学报, 2022, 47(9): 3212–3238.
HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(9): 3212–3238.
- [4] ABDELGAWAD K Z, ADEBAYO A R, ISAH A, et al. A literature review of strength and stability of foam and their relationship with the absolute permeability of porous media[J]. Journal of Petroleum

- Science and Engineering, 2022, 211: 110195.
- [5] YEKEEN N, PADMANABHAN E, IDRIS A K. A review of recent advances in foam-based fracturing fluid application in unconventional reservoirs[J]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, 66: 45–71.
- [6] LIU S Y, CUI Y M, CUI S, et al. Experimental investigation on rock fracturing performance under high-pressure foam impact[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2021, 252: 107838.
- [7] 吕其超, 张星, 周同科, 等. SiO₂ 纳米颗粒强化的 CO₂ 泡沫压裂液体系[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(3): 114–123.
LYU Qichao, ZHANG Xing, ZHOU Tongke, et al. CO₂ foam fracturing fluid system enhanced by SiO₂ nanoparticles[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2020, 44(3): 114–123.
- [8] 杨兆中, 郑南鑫, 朱静怡, 等. 纳米颗粒强化泡沫压裂液的构建及其稳泡机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 260–268.
YANG Zhaozhong, ZHENG Nanxin, ZHU Jingyi, et al. Preparation of nanoparticle-stabilized foam fracturing fluid and its foam stabilization mechanism[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(2): 260–268.
- [9] WANNIARACHCHI W A M, RANJITH P G, PERERA M S A, et al. Investigation of effects of fracturing fluid on hydraulic fracturing and fracture permeability of reservoir rocks: An experimental study using water and foam fracturing[J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2018, 194: 117–135.
- [10] RANJITH P G, WANNIARACHCHI W A M, PERERA M S A, et al. Investigation of the effect of foam flow rate on foam-based hydraulic fracturing of shale reservoir rocks with natural fractures: An experimental study[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 169: 518–531.
- [11] KHAN J A, PADMANABHAN E, HAQ I U, et al. Experimental assessment of fracture initiation and wettability in low and high brittle shales by CO₂ foam fracturing fluids[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(15): 8288–8300.
- [12] KHAN J A, PADMANABHAN E, UL HAQ I, et al. Hydraulic fracturing with low and high viscous injection mediums to investigate net fracture pressure and fracture network in shale of different brittleness index[J]. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 2023, 33: 100416.
- [13] 李文达, 肖贺成, 梁卫国, 等. N₂ 泡沫穿层压裂煤岩组合体试验研究[J]. 煤炭学报, 2023, 48(12): 4499–4511.
LI Wenda, XIAO Hecheng, LIANG Weiguo, et al. Experimental investigation of fracture propagation in N₂ foam integrated layer-penetration fracturing of coal-rock combination body[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(12): 4499–4511.
- [14] ZHENG S, SHARMA M M. Modeling hydraulic fracturing using natural gas foam as fracturing fluids[J]. *Energies*, 2021, 14(22): 7645.
- [15] QAJAR A, XUE Z, WORTHEN A J, et al. Modeling fracture propagation and cleanup for dry nanoparticle-stabilized-foam fracturing fluids[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 146: 210–221.
- [16] WANG M W, WU W, CHEN S Y, et al. Experimental evaluation of the flow resistance of CO₂ foam fracturing fluids and simulation prediction for fracture propagation[J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2023, 9(1): 44.
- [17] CONG Z Y, LI Y W, PAN Y S, et al. Study on CO₂ foam fracturing model and fracture propagation simulation[J]. *Energy*, 2022, 238: 121778.
- [18] 曾凡辉, 张蕾, 郭建春, 等. 页岩水化及水锁解除机制[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 646–653.
ZENG Fanhui, ZHANG Qiang, GUO Jianchun, et al. Mechanisms of shale hydration and water block removal[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 646–653.
- [19] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475–499.
- [20] FIROZE AKHTAR T, AHMED R, ELGADDAFI R, et al. Rheological behavior of aqueous foams at high pressure[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 162: 214–224.
- [21] 张永发. 非均压流体驱动页岩水力裂缝起裂扩展及交汇成网机理研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2022: 107–108.
ZHANG Yongfa. Study on the mechanism of hydraulic fracture initiation, propagation and intersection of shale driven by non-uniform pressure fluid[D]. Chongqing: Chongqing University, 2022: 107–108.
- [22] 考佳玮, 金衍, 付卫能, 等. 深层页岩在高水平应力差作用下压裂裂缝形态试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2018, 37(6): 1332–1339.
KAO Jiawei, JIN Yan, FU Weineng, et al. Experimental research on the morphology of hydraulic fractures in deep shale under high difference of *in situ* horizontal stresses[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2018, 37(6): 1332–1339.
- [23] ZHANG Y F, LONG A F, ZHAO Y, et al. Mutual impact of true triaxial stress, borehole orientation and bedding inclination on laboratory hydraulic fracturing of Lushan shale[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2023, 15(12): 3131–3147.
- [24] LI S H, ZHANG S C, MA X F, et al. Hydraulic fractures induced by water-/ carbon dioxide-based fluids in tight sandstones[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2019, 52(9): 3323–3340.
- [25] TSE R, CRUDEN D M. Estimating joint roughness coefficients[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1979, 16(5): 303–307.
- [26] JIA Y Z, LU Y Y, ELSWORTH D, et al. Surface characteristics and permeability enhancement of shale fractures due to water and supercritical carbon dioxide fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 165: 284–297.
- [27] 雷治红. 青海共和盆地干热岩储层特征及压裂试验模型研究[D]. 长春: 吉林大学, 2020: 98–99.
LEI Zhihong. Study on reservoir characteristics and fracturing test model of dry-hot rocks in Gonghe Basin, Qinghai Province[D]. Changchun: Jilin University, 2020: 98–99.
- [28] 谢紫霄, 黄金伟, 熊建华, 等. 天然裂缝对干热岩水力压裂裂缝扩展的影响规律[J]. 天然气工业, 2022, 42(4): 63–72.
XIE Zixiao, HUANG Zhongwei, XIONG Jianhua, et al. Influence of natural fractures on the propagation of hydraulic fractures in hot dry rock[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(4): 63–72.
- [29] YANG B, WANG H Z, WANG B, et al. Digital quantification of fracture in full-scale rock using micro-CT images: A fracturing experiment with N₂ and CO₂[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 107682.
- [30] 王香增, 吴金桥, 张军涛. 陆相页岩气层的 CO₂ 压裂技术应用探讨[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 64–67.
WANG Xiangzeng, WU Jinqiao, ZHANG Juntao. Application of CO₂ fracturing technology for terrestrial shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(1): 64–67.