

文章编号:1673-2677(2026)02-0125-18

DOI: 10.12388/j.issn.1673-2677.2026.02.013

引用:黄亮,汪道兵,汪杰,等.非常规油气超临界二氧化碳压裂技术研究进展及挑战[J].新疆石油天然气,2026,22(2):125-142.

Cite: HUANG Liang, WANG Daobing, WANG Jie, et al. Supercritical CO₂ fracturing for unconventional oil and gas: progress and challenges[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(2): 125-142.

非常规油气超临界二氧化碳压裂技术 进展及挑战

黄亮¹, 汪道兵^{2,3}, 汪杰¹, 续化蕾¹, 江厚顺¹

(1.长江大学石油工程学院,湖北武汉 430100;2.北京石油化工学院机械工程学院,北京大兴 102617;
3.北京市安全生产工程技术研究院,北京大兴 102617)

摘要:针对非常规油气储层水力压裂面临的水资源消耗、水敏伤害及环境污染难题,系统论述了超临界二氧化碳(SC-CO₂)压裂技术的致裂机理、应用现状与工程挑战。与水基压裂液相比,SC-CO₂具有低黏度、高扩散性和近零界面张力的特性,更易形成复杂裂缝网络,其“改性-增渗”作用机制为SC-CO₂通过矿物溶蚀和有机质萃取重构储层孔缝系统,同时削弱岩石强度并提高脆性,从而协同促进裂缝起裂与扩展。同时,总结了含氟/硅基增稠剂、非氟增稠体系以及SC-CO₂射流压裂和复合压裂等技术的最新进展。尽管SC-CO₂压裂在支撑剂输送、装备适配性、成本控制以及封存效率与泄漏风险量化等方面仍面临挑战,但在非常规油气“压裂-增产-封存”一体化开发路径中展现出良好的应用潜力。

关键词:超临界二氧化碳;水力压裂;裂缝扩展;岩石力学;携砂性能

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Supercritical CO₂ Fracturing for Unconventional Oil and Gas: Progress and Challenges

HUANG Liang¹, WANG Daobing^{2,3}, WANG Jie¹, XU Hualei¹, JIANG Houshun¹

(1. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China; 2. School of Mechanical Engineering, Beijing Institute of Petrochemical Technology, Daxing 102617, Beijing, China; 3. Beijing Academy of Safety Engineering and Technology, Daxing 102617, Beijing, China)

Abstract: To address the challenges of hydraulic fracturing in unconventional oil and gas reservoirs in terms of water resource consumption, formation damage of water sensitivity, and environmental pollution, this study systematically investigates the fracturing mechanism, application status, and engineering challenges of the supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) fracturing technology. Compared with water-based fracturing fluids, SC-CO₂ is more likely to generate complex fracture networks because of its low viscosity, high diffusivity and near-zero interfacial tension. The mechanism of “modification-permeability enhancement” is clarified: SC-CO₂ reconstructs pore-fracture systems through mineral dissolution and organic matter extraction, while also degrading rock strength and increasing brittleness, which jointly facilitates fracture initiation and propagation. Recent advances in fluorine-/silicon-based thickeners, non-fluorinated thickening systems, and SC-CO₂ jet and compound fracturing technologies are summarized. Although challenges remain in proppant transport, equipment compatibility, cost control, and quantification of storage efficiency and leakage risks, SC-CO₂

基金项目:国家自然科学基金面上项目“纳米增黏流体与超临界CO₂复合压裂页岩油层人工裂网形成与调控机制”(52474001);国家自然科学基金面上项目“基于注液增能和暂堵转向协同作用的干热岩人工缝网形成与调控机制”(52274002)。

第一作者:黄亮(2001—),长江大学石油工程学院石油与天然气工程专业,在读硕士,目前从事水力压裂方面的研究。(E-mail) 1350251114@qq.com

通讯作者:汪道兵(1985—),2017年毕业于中国石油大学(北京)油气井工程专业,博士,教授,博士生导师,主要从事地热能、氢能、核能等清洁能源以及非常规油气资源高效开发方面的应用基础研究。(E-mail)upcwdb@bupt.edu.cn

fracturing shows strong potential for the integrated development pathway of fracturing, enhanced recovery and carbon sequestration in unconventional reservoirs.

Key words: supercritical carbon dioxide; hydraulic fracturing; fracture propagation; rock mechanics; proppant carrying capacity

随着全球人口的增长和经济的快速发展,能源需求持续攀升。由于传统石油资源日益枯竭,许多国家已将战略重心转向非常规油气资源(如页岩油、页岩气、致密油等)的开发,以填补能源供应缺口^[1]。目前,水力压裂技术是开发非常规储层最成熟且应用最广泛的增产手段。然而,大规模水力压裂面临着严峻的挑战:一方面,该技术耗水量巨大,在水资源匮乏地区应用受限^[2];另一方面,压裂液中的化学添加剂可能通过流体滤失污染地下水,且返排液处理困难^[3]。尤为关键的是,对于富含黏土矿物的页岩储层,水基压裂液易引起黏土吸水膨胀,导致孔喉堵塞和渗透率降低,产生严重的水敏性伤害^[4]。

为了解决上述问题,超临界二氧化碳(Supercritical Carbon Dioxide, SC-CO₂)压裂技术作为一种极具潜力的无水压裂技术应运而生。SC-CO₂具有低黏度、高扩散性等独特的物理性质,不仅能避免储层水敏性损害,还能利用其对页岩基质的强吸附性置换出甲烷,提高油气采收率,同时实现SC-CO₂的地质封存,具有显著的经济效益和环保价值^[5]。

二氧化碳(CO₂)在油气开发中的应用历史可追溯至20世纪50年代。1954年,美国首次在Mead Strawn油田注入CO₂,随后于1972年在Kelly-Snyder油田实现了CO₂驱油的商业化应用^[6-7]。在水力压裂领域,1981年液态CO₂加砂压裂概念首次被提出,并成功应用于加拿大Glauconite砂岩油藏压裂增产^[8]。1982年,Fractmaster公司在美国对超低渗透油气井进行了纯液态CO₂压裂,改造后的产量较常规压裂提升1倍^[9]。1993年,Yost等报道了在Devonian页岩进行CO₂干法加砂压裂作业,比相邻的N₂压裂井产能提高50%以上,是常规压裂井的4.8倍^[10]。1995年,美国宾夕法尼亚盖尔布瑞斯油田成功实现液态CO₂压裂,压后压裂液返排时间极短,产能显著提高^[11]。

相较于国外,国内关于CO₂压裂技术的研究起步较晚,但近十年来发展迅速^[12]。2000年起长庆油田先后在榆林、苏里格、靖边等区块多口气井上实施CO₂泡沫压裂,压后增产效果显著^[13]。张强德等^[14]于2002年对CO₂干法压裂进行了评估,并对CO₂压裂工艺中压裂液的组成、使用的设备、施工步骤及压后效果进行对比分析。现场作业方面,中原油田于2003、2004年分别完成了10口井的CO₂泡沫压裂和6口井的CO₂前置段塞增能压裂施工作业,现场应用表明CO₂压裂技术对

低渗透油气藏尤其是气藏的改造增产效果明显^[15]。2011年川庆钻探工程有限公司报道了在长庆油田苏里格气田进行的一口CO₂干法压裂(未加砂)现场试验,并于2013年在苏里格气田实现了国内首次CO₂干法加砂压裂^[16-17]。

随着对非常规能源开发的深入,国内外学者对SC-CO₂压裂的研究更加深入,主要集中在以下几个方面:一是破岩机理与裂缝形态。大量实验表明,SC-CO₂压裂能有效降低岩石的起裂压力,并诱导形成更加复杂的人工缝网结构。例如Gao等^[18]利用真三轴水力压裂物模实验,证实了SC-CO₂压裂能产生更多次生分支裂缝;Cai等^[19]通过射流压裂实验,发现提高射流压力和围压能改变裂缝形态并影响诱导应变响应。二是微观损伤机制。例如,Cheng等^[20]利用纳米压痕技术研究发现,超临界二氧化碳-水的作用会显著降低页岩基质(特别是黏土和碳酸盐矿物)的杨氏模量和硬度,且表现出明显的非均质性。三是流体改性与增稠。针对SC-CO₂黏度低、携砂难的问题,学者开发了多种增稠剂。例如,Luo等^[21]设计合成了一种含氟丙烯酸酯共聚物(pFA6-NS),在20 MPa和60 °C下可使CO₂体系黏度提高约10倍,并兼具减阻功能。Guo等^[22]合成了一种新型硅基稠化剂,能将SC-CO₂压裂液表观黏度提升至7 mPa·s,且伤害率远低于商业稠化剂。四是复合压裂工艺。Zang等^[23]通过实验证实了SC-CO₂水力复合压裂技术的效果,SC-CO₂前置压裂形成复杂裂缝的能力远超传统水力压裂技术,能在短时间内快速形成复杂裂缝网络以实现体积改造目标。

本文基于SC-CO₂压裂技术的研究与应用现状,主要从与传统水力压裂的区别、对岩石物理力学性质的改性影响、裂缝扩展机制、携砂性能、压裂工艺技术这五个方面介绍SC-CO₂压裂的基本原理与性能,系统总结SC-CO₂压裂的优点,分析SC-CO₂压裂面临的挑战与不足,并对技术的发展前景进行展望,为非常规油气的开发提供理论参考。

1 超临界二氧化碳压裂与水力压裂的区别

1.1 SC-CO₂的特性

当温度超过31.1 °C且压力超过7.38 MPa时,CO₂进入超临界状态。在此状态下,SC-CO₂表现出介于气体和液体之间的独特性质^[24],如图1所示。SC-CO₂

的密度接近液体(约0.2~0.9 g/cm³),具备较强的溶剂化能力,黏度接近气体(在40~100℃时约为22.3~25.8 μPa·s)^[25],仅为水的1/10到1/100,低黏度特性虽然有利于流体注入,但也易引发黏性指进现象,并限制了流体的携砂能力。SC-CO₂的扩散系数(1×10⁻⁴ cm²/s)约为液体的10~100倍,且表面张力接近于零^[26-27]。这种极强的渗透能力使其能够有效进入页岩的纳米级微孔隙,建立孔隙压力,激活天然裂缝。此外,SC-CO₂作为一种高压缩性流体,在压裂过程中,井筒内积聚的弹性能在岩石破裂瞬间释放,可形

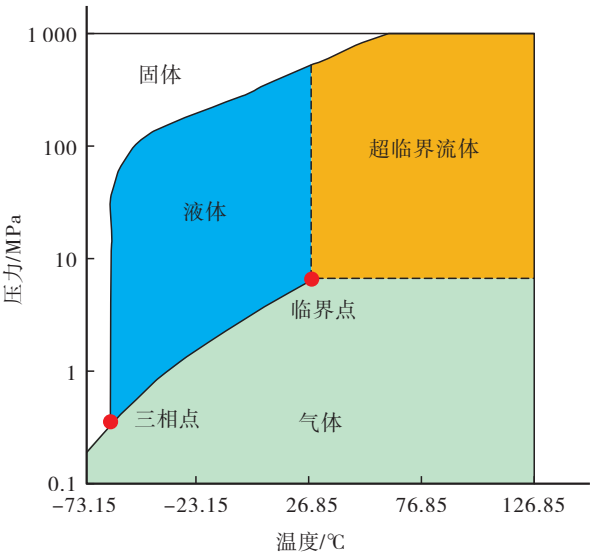


图1 CO₂相态图^[24]
Fig. 1 CO₂ phase diagram^[24]

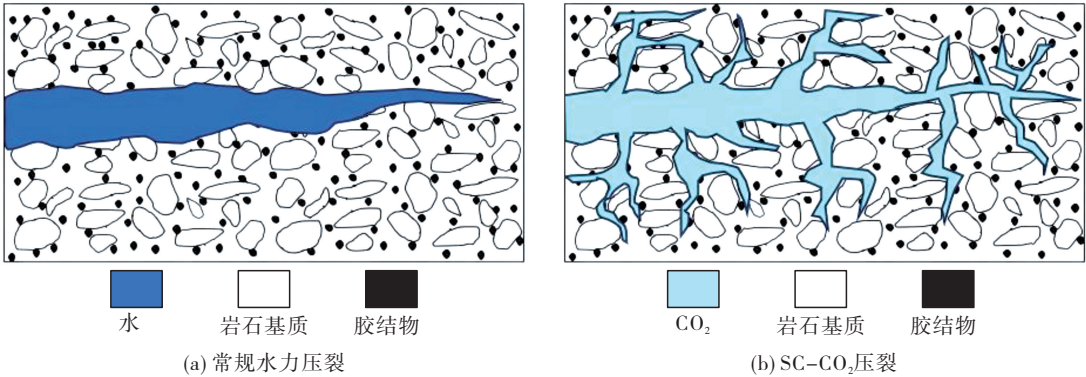


图2 不同流体下压裂示意图^[28]
Fig. 2 Schematic diagram of fracturing using different fluids^[28]

2 超临界二氧化碳压裂对岩石物理力学性质的改性影响

本章系统论述SC-CO₂与储层岩石相互作用下岩石微观结构重构与宏观力学性质演化的机制。

2.1 页岩微观结构演化与储层物性改造

SC-CO₂通过矿物溶解、微裂缝扩展改变储层微

观冲击载荷;同时,流体进入裂缝时因焦耳-汤姆逊(Joule-Thomson)效应产生的温降会诱发热冲击,辅助破岩。

1.2 SC-CO₂压裂与常规水力压裂的对比

常规水力压裂倾向于产生单一、平直的双翼裂缝,人工裂缝主要沿最大主应力方向扩展。相比之下,SC-CO₂压裂更倾向于形成复杂的裂缝网络^[28],如图2所示。多项研究证实SC-CO₂压裂的起裂压力明显低于水力压裂。例如,Zang等^[23]的实验显示,SC-CO₂水力复合压裂的破裂压力比传统水力压裂低16.6%,表明该技术能在微观尺度上溶解并改善页岩油储层,从而提升页岩油储层的渗流能力;而Sun等^[29]的对比实验显示,在特定条件下SC-CO₂压裂的破裂压力比水力压裂低约50.9%。水力压裂的主要风险在于水敏性伤害,水基压裂流体进入储层后,易引起黏土矿物水化膨胀,导致渗透率大幅下降。SC-CO₂压裂则避免了这一问题,表现出积极的化学改性作用。Guo等^[22]的实验表明,使用3%合成增稠剂的SC-CO₂压裂液对储层基质渗透率的伤害率仅为9%,而常规水基压裂可能造成的伤害远高于此。由于SC-CO₂黏度极低,其携带支撑剂的能力较差,支撑剂容易在裂缝入口处沉降,难以到达裂缝深部形成有效支撑,这是SC-CO₂压裂相对于水力压裂的主要劣势^[5]。此外,低黏度也导致SC-CO₂在压裂过程中滤失量大,难以维持裂缝宽度。相比之下,水基压裂液(如胍胶、滑溜水)具有成熟的增黏提切体系,携砂性能优异^[21,30]。

观结构,从而提升储层渗流能力并增强流体传输能力。

在矿物溶解方面,SC-CO₂对页岩中的有机质和矿物成分具有较强的溶解能力,导致矿物含量下降、孔隙结构发生变化。早在2016年,Jiang等^[31]和Yin等^[32]通过扫描电镜、X射线衍射和FTIR分析发现SC-CO₂处理后的页岩内部有机质和矿物成分出现不

同程度的减少,孔隙比表面积降低,形成新的孔隙结构,并使原有孔隙尺寸增加;卢伟等^[33]通过SC-CO₂浸泡实验表明,SC-CO₂能对泥页岩中的矿物(如白云石和方解石)产生差异溶蚀作用,通过溶蚀矿物和形成新孔隙,改善了致密储层的微观结构,从而增强了储层基质的渗流能力;王奇生^[34]对SC-CO₂浸泡后的页岩进行X射线衍射分析发现,石英含量显著上升,而碳酸盐(主要是方解石和白云石)和黏土含量下降,能量色散分析进一步显示,目标区域中钙元素含量减少30%,表明碳酸盐矿物被大量溶解,如图3所示。此外,扫描电镜观察发现SC-CO₂浸泡后,页岩的孔隙结构发生显著改变,页岩内部有机质孔隙变大,孔径为0.3~20 nm的小孔减少,孔径大于50 nm的大孔增多。

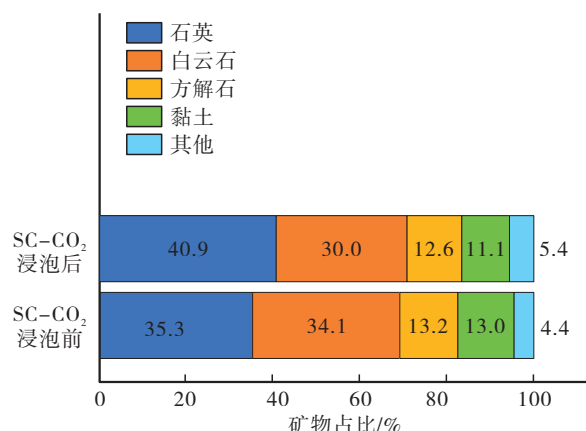


图3 SC-CO₂浸泡前后岩石矿物成分变化^[34]

Fig. 3 Changes in rock mineral composition before and after SC-CO₂ immersion^[34]

值得注意的是,SC-CO₂与水、页岩的相互作用并非单向溶蚀,而是溶蚀、沉淀与再沉淀并存。一方面,黏土矿物和长石经溶蚀后还会生成石英沉淀,并导致石英的相对含量上升^[35];另一方面,SC-CO₂与水对部分绿泥石和长石矿物的溶蚀,还会产生高岭石与碳酸盐沉淀,钙离子、镁离子与碳酸根离子也可结合形成碳酸盐,导致高岭石和碳酸盐的相对含量有所升高^[36]。Yang等^[37]在SC-CO₂与水浸泡页岩的X射线衍射分析结果发现,当浸泡压力从10、15、20 MPa依次上升,石英相对含量从约38.5%、40.0%、40.2%依次增加,碳酸盐和黏土矿物含量总体下降。Sun等^[38]以富黄铁矿和贫黄铁矿页岩为研究对象,发现富黄铁矿页岩中黄铁矿氧化会诱导黄铁矿和方解石共同溶解,形成大量溶蚀孔,并使总比表面积和总孔体积分别增加5.4倍和3.1倍;而贫黄铁矿页岩中则以黏土膨胀为主,导致总比表面积和总孔体积分别下降33.2%和22.9%。这表明黄铁矿氧化形成次生孔隙与黏土作用导致孔喉堵塞之间存在明显竞争,其净效应取决于矿

物组成差异。Dje等^[39]在SC-CO₂滤失后的储集岩相中观测到黄钾铁矾针状微晶的形成,研究发现该过程由黄铁矿氧化引发,生成的黄钾铁矾直接产生了大量次生孔隙。进一步研究发现,黄铁矿氧化释放的亚铁离子与硫酸根离子通过沉淀反应生成黄钾铁矾,该硫酸盐矿物相的形成与碳酸盐矿物反应同步发生,这一过程在富有机质区域尤为显著。这一矿物转化过程揭示了在局部氧化环境下,硫酸盐矿物的沉淀可能优先于或抑制黏土矿物的再沉淀,构成对储层孔喉结构的竞争性改造。

在微裂缝扩展方面,SC-CO₂可以连通岩石内部的弱面,使微裂缝延伸形成复杂裂缝网络。张义祥等^[40]在SC-CO₂压裂后,通过CT扫描重构技术观察到页岩中形成三维裂缝网络,包括宏观主裂缝和大量微观裂缝,并且随着SC-CO₂注入速率的增加,平均裂缝宽度增大,裂缝体积和面积也显著增加;王勇等^[41]通过实验研究得出,SC-CO₂具有较强的破岩能力,裂缝易沿岩石中的弱面(如填充缝)迅速扩展,形成复杂的微观裂缝网络,导致岩心内部结构发生显著变化;周德华等^[42]通过观察SC-CO₂与水、页岩相互作用的实验,发现随着水岩反应的持续进行,页岩内部不断生成新的微裂缝,且裂缝宽度随反应时间增加而增大,裂缝破坏形态由单一平直裂缝变为弯曲裂缝。

岩石微观结构的改变直接导致储层渗流能力的提升与流体传输能力增强。Middleton等^[43]发现SC-CO₂作用后,页岩与水的接触角增大,页岩的表面张力降低,水在其中的流动阻力减小,在微孔隙处不易形成水塞,有利于油气的采出;卢伟等^[33]对SC-CO₂浸泡后的岩样进行电镜扫描,发现纹层状泥岩中白云石被优先溶蚀,而方解石保留,形成孔径大于1 μm的“栅栏状”孔隙。这种孔隙结构为原油流动提供了新的通道,增强了储层的微观孔隙连通性;周德华等^[42]观察SC-CO₂与水、页岩相互作用,发现开始反应后的一周内,页岩孔隙度和渗透率增加速率最快,一周后孔隙度和渗透率变化趋于平缓。SC-CO₂作用后,页岩孔隙度可增大1~5倍,渗透率增大1~3个数量级,样品的物性越差,CO₂溶蚀增渗效果越明显。在含水、含杂质气体或返排条件下,黄铁矿氧化可与碳酸盐溶蚀共同促进次生孔隙形成;与此同时,黏土矿物溶解-再沉淀及细颗粒迁移可能堵塞孔喉,二者的竞争决定净增渗效果。

2.2 岩石宏观力学性质劣化与破坏模式演变

在力学强度参数的劣化规律方面,汤积仁等^[44]通过实验测试发现SC-CO₂浸泡对岩石力学性质产生影响,随着浸泡时间的增长,页岩的弹性模量、抗压强

度、抗拉强度均降低;侯冰等^[45]在压力夹持下向致密砂岩中分别注入饱和水和SC-CO₂,发现与饱和水相比,SC-CO₂可降低致密砂岩近15%的抗压强度,脆性指数增加近53%;卢义玉等^[46]对页岩和砂岩进行了SC-CO₂压裂与水基流体压裂的真三轴压裂实验,对比发现,SC-CO₂作用后,页岩的平均破裂压力降低50.9%,砂岩的平均破裂压力降低57.1%;苏显衡^[26]通过室内实验装置,开展不同浸泡时长下SC-CO₂与页岩相互作用实验,发现随着浸泡时间的增加,页岩的单轴抗压强度和弹性模量的损失率逐渐增大,表明SC-CO₂对页岩力学性能的劣化是随时间累积的过程;周德华等^[42]通过巴西劈裂实验发现,与干燥页岩相比,经SC-CO₂与水饱和处理后的页岩抗拉强度降低了31%,通过室内三轴岩心力学实验发现,经CO₂预处理后页岩的抗压强度降低了32%,处理时间越长,页岩强度降低的幅度越显著。上述研究表明,SC-CO₂能够显著弱化岩石力学强度,并诱导其向脆性破坏转变。

在岩石脆性特征演化与破坏模式转化方面,郭建春等^[47]发现SC-CO₂压裂使储层发生塑性剪切破坏形成自支撑裂缝,并且随着地应力增大,起裂模式由线弹性拉张向塑性拉张、再到塑性剪切起裂发展。随着屈服应力增大,起裂模式由塑性剪切向塑性拉张起裂发展;Feng等^[48]对SC-CO₂浸泡后的页岩进行了实验,发现页岩在浸泡后存在拉伸与剪切破坏,页岩的破坏模式发生改变;Zhang等^[49]对比水、液态CO₂和SC-CO₂的压裂实验,得出SC-CO₂能显著降低页岩破裂压力的结论,并利用声发射实验进行能量监测,发现在SC-CO₂压裂过程中,高能量释放主要来自压裂阶段主裂缝的起裂与扩展,说明主裂缝起裂是能量耗散的主导机制,相变阶段主要影响分支裂缝的产生或延伸。

3 超临界二氧化碳压裂裂缝扩展机制

本章从流体物性、热-流-固耦合作用及物理-化学协同损伤三个方面,系统阐述SC-CO₂压裂裂缝起裂与扩展的作用机制。

3.1 流体物性主导的复杂缝网形成机制

SC-CO₂凭借低黏度、高扩散性、高压缩性特征,通过促进能量积累释放和诱导裂缝尖端剪切破坏,共同推动复杂裂缝网络形成。

在能量积累与释放机制方面,苏显衡^[26]提出,SC-CO₂压裂经历一个较长的缓慢增压阶段,在此过程中,流体充分渗入微裂缝,激活多方向裂缝。Yang

等^[50]实验发现,SC-CO₂压裂过程中流体压缩阶段比较长,流体能够更充分地渗入地层并促进局部增压,积累更多能量。一旦岩石破裂,这些能量瞬时释放,推动裂缝快速扩展,形成复杂形态的裂缝网络。此外,Zhang等^[49]的实验表明,低注入速率下SC-CO₂渗透更充分,形成更大的有效渗流面积,进一步促进裂缝网络的发育。

在滤失诱导剪切机制方面,SC-CO₂的低黏度使其在压裂过程中易发生严重滤失,裂缝体积通常仅为水基压裂的10.12%~33.90%^[51]。这与Wang等^[52]、Shiozawa等^[53]提出的关于低黏度流体滤失规律的理论相吻合,与泵注过程中滤失量可达总液量50%的理论相对应。然而,SC-CO₂低黏度特性导致的滤失效应也促使在裂缝尖端产生局部孔隙压力集中,更容易诱导剪切裂缝。剪切裂缝在剪切应力作用下能形成自支撑结构,维持裂缝开度,增强裂缝的复杂性和连通性^[54]。

3.2 热-流-固耦合作用下的裂缝动态演化机制

热-流-固耦合条件下,温差诱发的热应力与SC-CO₂相态变化产生的热冲击共同促进了裂缝的起裂、扩展及网络复杂化。

在热应力助裂机制方面,温差引起的热应力是影响裂缝起裂与扩展的关键因素,尤其在井眼附近区域。Zhang等^[55]建立了热-流-固多场耦合模型,将温度因素考虑在内,模型中引入了热膨胀系数,用于计算温度变化引起的岩石应力变化,影响裂缝起裂和扩展路径。Chen等^[56]提出热-流-固耦合损伤模型,发现SC-CO₂注入导致井眼附近出现局部温度升高,温度升高导致岩石体积膨胀,产生附加压应力,抑制裂缝起裂,最大热应力约2 MPa。苏显衡^[26]实验发现,SC-CO₂的注入温度低于地层温度时,会因热传导导致井周温度下降,产生热应力,促进裂缝起裂和扩展;同时,结合模拟结果,发现提高SC-CO₂的注入温度可以减小热应力,但由于黏度降低、扩散性增强,反而有利于形成更复杂的裂缝网络。

在相变与热冲击机制方面,SC-CO₂在注入过程中发生相变和热冲击,释放能量并促进裂缝网络的形成与复杂化。Zhou等^[57]通过实验分析,在压裂后期或停泵泄压阶段,CO₂可能发生从超临界态到气态的相变,伴随体积急剧膨胀,产生强烈冲击作用,进一步促进裂缝扩展。在CO₂的相变过程中,其释放的能量虽小于主裂缝起裂能量,但对分支裂缝的生成和扩展具有促进作用;梁卫国等^[58]和Li等^[59]指出,SC-CO₂进入裂缝时因Joule-Thomson效应导致温度骤降,形成温

差,促进相变和裂缝生长,增强裂缝网络复杂性;Zheng等^[54]总结,当高温岩石与低温SC-CO₂接触时,会在孔壁产生热冲击效应,导致岩石表面产生拉伸应力,进一步降低破裂压力,岩样温度越高,热冲击效应越强,破裂压力降低越明显;Yang等^[60]实验发现,向高温井筒注入冷CO₂会引发热冲击,进一步促进微裂缝的生成,核磁共振测试表明,52%的微裂缝是由热冲击和CO₂压裂共同作用产生。

3.3 物理-化学协同损伤助裂机制

除流体物性主导、热-流-固耦合作用之外,温压调控与物化损伤协同作用共同增强了SC-CO₂压裂中的裂缝扩展与连通效应。

在温压改变流体性质机制方面,温差诱导的热应力会影响裂缝起裂和扩展,即低温压裂液与高温岩石之间的温差可降低起裂压力,但随温度升高,裂缝曲率增大,形成更多细窄裂缝^[61]。温度诱导的裂缝形态可分为两类,一类为斜向延伸的单条裂缝,另一类为随温度升高形成的裂缝网络^[62]。数值模拟表明,SC-CO₂流体温度升高会增加裂缝延伸长度^[63]。压力则直接影响页岩渗透率和孔隙结构:SC-CO₂压力增加可使渗透率单调上升,促进微观孔隙与裂缝网络的连通,形成低阻力通道^[64]。研究表明,在较低压力条件下(<16 MPa),SC-CO₂流体受温度影响甚微^[65],但在高压环境下,SC-CO₂溶解度随温度上升而增加,进一步影响页岩微观结构^[66]。

在化学溶蚀弱化机制方面,SC-CO₂注入页岩储层后,会溶解于孔隙水中形成碳酸,降低pH值,引发矿物(如碳酸盐和黏土矿物)溶解^[42]。这一过程导致页岩基质中产生溶解孔隙和蚀刻孔洞,弱化岩石结构,促进微裂缝的形成和扩展^[67]。同时,矿物溶解可能伴随新矿物的沉淀和黏土颗粒释放,这些颗粒运移并堵塞孔喉,造成渗透率下降^[68]。除了矿物溶解,SC-CO₂还能与储层中的有机质(如沥青质)发生反应,溶解有机物质并创造新的有机孔隙,增大孔径,从而增强裂缝的复杂性和裂缝导流能力^[18]。研究发现,SC-CO₂能够与储层中的原油发生混相作用,降低原油黏度,同时可以置换吸附态甲烷,或者与氢气反应生成甲烷。这些化学反应改变了储层流体的性质和孔隙压力,从而影响裂缝的起裂和扩展行为^[69-70]。

4 超临界二氧化碳压裂携砂性能

本章围绕SC-CO₂低黏度条件下支撑剂输送与铺置难题,系统分析其运移沉降规律及增稠改性和参数优化等改善策略。

4.1 超临界二氧化碳压裂中支撑剂输送与分布规律

本节围绕SC-CO₂环境下支撑剂的运移、沉降与铺置行为,系统阐述并定量分析裂缝网络中支撑剂分布规律。

在SC-CO₂压裂支撑剂运移规律方面,SC-CO₂黏度极低,其悬浮支撑剂的能力较弱,支撑剂在SC-CO₂中沉降快,易在裂缝底部形成平衡支撑剂堤,导致主裂缝及次生裂缝支撑不足^[71]。Wang等^[72]模拟研究SC-CO₂在平面裂缝、T型裂缝和交叉裂缝中的支撑剂运移情况,发现在平面裂缝中,随SC-CO₂携砂液的注入,部分砂粒沉降在裂缝底部形成砂堤;T型裂缝中诱导裂缝内的支撑剂会向天然裂缝扩展,从而支撑并扩展天然裂缝;交叉裂缝中,支撑剂在诱导裂缝下游形成小型砂堤,不会促进裂缝延伸。Zheng等^[73]实验研究了支撑剂在裂缝中的输送行为,研究认为支撑剂沿砂堤顶部向裂缝深部的迁移是SC-CO₂在平滑裂缝中运移的主要机制。除此之外,Zheng等^[74]结合CFD(计算流体动力学)和DEM(离散元法)方法,分析弯曲裂缝中支撑剂的运移特征,研究发现,SC-CO₂携砂液在迂曲裂缝中的流动路径呈现曲折多变的特点,支撑剂在运移过程中表现出更强烈的水平与垂直方向波动跳跃。Sun等^[75]通过CFD模拟SC-CO₂压裂中支撑剂的运移规律,发现支撑剂在裂缝中的运移可分为三个阶段:泵注阶段,支撑剂随流体注入并沉降形成砂床;闭合阶段,裂缝宽度减小且砂床被压缩;返排阶段,流体回流,砂床可能失稳,支撑剂发生返排。其中,返排阶段支撑剂运移可分为平移推动和翻滚蠕移。平移推动阶段,砂床整体被推动,高度基本不变;翻滚蠕移阶段,表层颗粒发生滚动,砂床高度下降。

在SC-CO₂压裂支撑剂分布方面,Liu等^[76]通过模型研究发现,裂缝越宽,平均导流能力越高,但支撑剂铺置面积减小,导致支撑缝长缩短、高度增加。Zheng等^[77]模拟发现,减小支撑剂粒径能显著增加分支裂缝内砂堤分布距离,降低支撑剂密度可同时增加粗糙裂缝网络中主次裂缝内的支撑剂砂堤分布距离,先注入高密度支撑剂再注入低密度支撑剂的组合注入方案对主裂缝内砂堤分布距离影响明显。Luo等^[21]加入携砂减阻剂pFA6-NS后,发现支撑剂的团簇现象明显改善,支撑剂颗粒在SC-CO₂中分散得更为均匀。肖博等^[78]提出,SC-CO₂压裂液中的支撑剂分布特征根据支撑剂浓度可划分为四个区域:洼地区、悬浮区、翻滚区和砂堤区,其中砂堤区与悬浮区是控制裂缝形态的两个关键区域^[79]。王猛等^[80]研究得出,支撑剂分布在砂堤区是一个循序渐进的过程,一开始支撑剂因重力

作用沉降在射流滞止区附近,形成砂堤,随着颗粒持续沉降,砂堤高度不断增长,在距离入口一定位置形成凸起,最终当砂堤达到平衡高度后,砂堤开始向出口方向延伸。

在支撑剂输送与铺置的定量描述方面,Zheng等^[73]通过可视化实验研究发现,在恒定质量流率下,温度从35℃提高到42℃时,砂丘长度增加1.7%,平衡高度降低1.77%;当温度从42℃提高到50℃时砂丘长度增加16.99%,平衡高度降低2.73%。在相同质量流率下,压力降低时,支撑剂能铺得更深:当压力从9 MPa增加到11 MPa,平衡高度增加5.12%;从11 MPa增加到13 MPa,平衡高度增加2.08%。Zheng等^[81]基于粗糙裂缝CFD-DEM模拟表明,支撑剂粒径与平均缝宽之比(D/W)是决定桥塞与砂堵风险的关键参数。当D/W小于0.4时,支撑剂能够较顺畅地在粗糙裂缝内运移;当D/W超过0.4后,桥塞显著增多、有效铺置距离快速缩短,D/W等于0.6时,甚至可在9 s后于裂缝入口形成完全砂堵。由此可见,粗糙裂缝条件下支撑剂粒径选择应当满足D/W小于0.4的约束。在模拟结果中,粗糙裂缝的分形维数对支撑剂铺置有影响。随着分形维数增大,裂缝孔径分布更复杂、小孔喉位置更分散,导致在桥塞处被抛起的颗粒更易被相邻窄喉再次削弱或阻挡,最终表现为支撑剂有效铺置距离缩短、砂丘平均高度增大,同时缝内压力损失明显上升。与分形维数不同,粗糙度高度均方根值(RMS)增大虽然会增加缝道曲折度和桥塞点数量,但同时也会增强桥塞位置处的冲刷-抛掷效应,尤其当RMS等于1.25 mm时,桥塞点之间形成了连续的冲刷-抛掷输运模式,导致铺置距离更长。值得注意的是,支撑剂浓度升高并不一定有利于粗糙裂缝网络中的铺置。Zheng等^[82]的模拟结果显示,支撑剂浓度由1.5%提高到3%时,主裂缝内运移距离由168.9 mm降至163.6 mm,缩短3.14%,二级裂缝内运移距离由62.59 mm降至54.34 mm,缩短13.18%。当浓度增至6%时,在二级裂缝入口处出现局部桥塞,削弱支撑剂进入分支裂缝的效率,因此,在其模拟条件下,支撑剂浓度不超过3%更有利于分支裂缝有效铺置。

4.2 超临界二氧化碳压裂中携砂能力优化方法

本节从增稠剂研发与注入参数、支撑剂优化两个方面,系统阐述提升SC-CO₂携砂性能的技术路径。

在CO₂增稠剂的开发与应用方面,添加增稠剂可以提高SC-CO₂黏度,从而增强其携砂能力,目前增稠剂的研究主要涵盖聚合物、小分子化合物以及表面活性剂三大体系^[28]。Desimone等^[83]研究发现氟聚合物

无需共溶剂即可溶于CO₂,并在储层条件下显著增稠CO₂压裂液。Fu等^[84]发现聚二甲基硅氧烷-乙酸乙烯酯作为聚合物代表,无需任何共溶剂即可完全溶解于SC-CO₂,与SC-CO₂混合后分布均匀,增稠效果显著,提升后的黏度基本满足现场压裂加砂的需求。在此基础上,沈子齐等^[85]研究的支链硅氧烷增稠剂在SC-CO₂压裂液中展现出优于聚二甲基硅氧烷的增稠性能与支撑剂静态悬浮能力。与聚合物类似,小分子化合物也分为碳氢类、氟化类和硅氧烷类^[86],其中含脉键的硅氧烷化合物增稠效果最为显著,例如支链苯三脲材料在低压下可使CO₂黏度提升3~300倍^[87]。表面活性剂作为一种清洁无聚合物的压裂液,具有无残渣、对地层伤害小、携砂性能优良等特点^[88]。它的作用机理为其球形胶束结构在反离子盐作用下形成层状、棒状、蠕虫状等有序结构,从而改善SC-CO₂压裂液的稠度和流变特性^[89]。除上述三类外,纳米材料近年来在增稠剂领域的应用日益受到关注。纳米材料凭借其粒径小、表面效应强的特点,对SC-CO₂增稠体系具有良好的协同效应,可显著提升增稠性、耐温性和携砂能力^[90]。

在注入策略与支撑剂优化方面,提高注入速率可以缓解因裂缝宽度不足导致的支撑剂输送问题,从而进一步提升压裂效果^[91]。Zheng等^[77]通过模拟SC-CO₂在粗糙裂缝网络中输送支撑剂的过程,发现“先重后轻”的密度组合注入方式有利于主裂缝铺置,“先轻后重”的注入方式有利于进入分支裂缝。“先大后小”(先注入大粒径)的注入方式可明显提升分支裂缝铺置距离(提升30.77%),且进入分支裂缝的支撑剂量最多。王勇等^[41]实验测得,水碳比为30:70时混相压裂液体系黏度最高,携砂性能好,为最优水碳比。SC-CO₂液体体系对温度敏感,在相同水碳比下,温度升高会导致混相压裂液黏度降低,影响携砂稳定性。根据斯托克斯颗粒流体力学定律,临界沉降速度(表征支撑剂携带能力的指标)与支撑剂和压裂液之间的密度差及支撑剂颗粒直径的平方成正比,但与流体黏度成反比^[36]。SC-CO₂压裂中提升支撑剂携带能力的主要方法包括:1)提高流体黏度^[92];2)减小支撑剂粒径^[93];3)降低支撑剂密度^[94];4)提高注入速度^[71]。值得注意的是,减小支撑剂粒径不仅能显著提升携带能力,还可降低砂堵效应,从而扩大压裂改造有效支撑体积^[36]。Liu等^[95]将影响支撑剂铺置形态的7个参数划分为四个层级:其中,支撑剂直径居于最高层级,对支撑剂铺置形态(尤其是铺置高度)具有最显著影响;流体密度、流体速度与支撑剂密度构成第二影响层级;流体

黏度和支撑剂恢复系数属于第三层级;而支撑剂浓度作为第四层级,对支撑剂铺置形态影响最为微弱。

5 超临界二氧化碳压裂工艺技术

本章围绕克服SC-CO₂低黏度、高滤失的局限并发挥其破岩优势,系统综述流体改性、物理破岩及工程组合三类压裂工艺技术。

5.1 流体改性类工艺

5.1.1 SC-CO₂增稠压裂技术

SC-CO₂增稠压裂中应用的增稠剂主要分为四类体系:含氟/硅基体系、非氟低成本体系、纳米颗粒协同增稠体系、VES(黏弹性表面活性剂)-CO₂泡沫体系。在含氟/硅基体系中,含氟聚合物在SC-CO₂中溶解度和增稠效果最佳,但成本高且环境风险大^[29];Guo等^[22]研究了一种新型硅基增稠剂(ADP)在SC-CO₂压裂中的应用。ADP增稠剂具有良好的耐温性和剪切稳定性,适用于高温高压储层条件。实验发现,合成的ADP增稠剂(质量分数为3%)可将SC-CO₂的表观黏度提升至7 mPa·s,该增稠剂对储层渗透性损害较低,可以保护页岩储层,提高原油采收率。在非氟低成本体系中,Liu等^[96]设计了一种无氟无共溶剂的SC-CO₂增稠剂,采用1,3,5,7-四甲基环四硅氧烷(HBD)作为原料,其中HBD-2在质量分数5%、32℃、10 MPa下表观黏度达到4.48 mPa·s。在纳米颗粒协同增稠体系中,Wang等^[90]在HBD-2/SC-CO₂体系中引入SiO₂纳米颗粒后,体系表观黏度可在原有基础上进一步提高约30%,说明纳米颗粒可通过增强聚合物-CO₂与聚合物-聚合物之间的相互作用,显著提升SC-CO₂体系的协同增稠能力。Zheng等^[97]开发了一种CO₂响应型VES-CO₂泡沫压裂液体系,在SC-CO₂环境中将响应型表面活性剂油酰胺丙基二甲胺(DOAPA)与有机盐苯磺酸钠(NaSbs)结合,构建了可回收的高性能VES-CO₂体系。研究表明,在CO₂刺激下,DOAPA可转化为DOAPA-CO₂,并在NaSbs辅助下形成大量稳定的蠕虫状胶束,从而有效提高液相黏度、黏弹性和界面膨胀黏弹性,其零剪切黏度由12 mPa·s提高至2 869.69 mPa·s,泡沫液相半衰期由610 s延长至3 720 s,表明该体系具有优异的增黏和稳泡能力。在此基础上,Zheng等^[98]构建了纤维素纳米纤维(CNF)增强型可回收VES-CO₂泡沫压裂液体系,该体系兼具CO₂泡沫易返排、低滤失、强携砂与VES清洁压裂液低残渣、低伤害的优势,并采用可回收表面活性剂来降低体系运行成本。研究表明,在VES-CO₂泡沫体系中加入质量分数0.5%CNF后,泡沫液零剪切黏度由2

732.16 mPa·s提高至3 343.37 mPa·s,排液半衰期由3 720 s延长至5 520 s。目前该体系在增黏、稳泡、携砂和可回收性方面表现突出,作为非氟、可回收体系的代表性进展,已显示出较强的工程应用前景,但对高温高盐的适应性仍有待进一步增强。

5.1.2 SC-CO₂泡沫/干法压裂技术

CO₂泡沫压裂是一种能够利用并封存CO₂的技术,特别适用于低压、低渗透率且对水敏感的油气藏^[99]。Wanniarachchi等^[100]使用滑溜水作为压裂液时,发现支撑剂容易沉降到裂缝底部,而CO₂泡沫压裂能更均匀地分布支撑剂。这表明CO₂泡沫压裂液比常规滑溜水具有更强的携砂能力,并能将支撑剂输送到储层更深部位,显著提高裂缝导流能力。Bello等^[101]实验发现,CO₂泡沫可降低CO₂的扩散速率,克服重力超覆和黏性指进,提高宏观波及效率,并有效改善气流通道化现象。这主要是由于泡沫的两相结构及气液界面张力,使泡沫流体具有优良的降滤失能力。在相同条件下,与传统水基压裂液相比,CO₂泡沫具有更优的滤失控制能力、更强的返排能力,对储层的损害更小^[18]。值得注意的是,增稠剂中的某些表面活性剂和纳米颗粒与SC-CO₂混合后也可产生稳定的CO₂泡沫,泡沫中CO₂的黏度保持不变,但泡沫流体的表观黏度将高于SC-CO₂。这种泡沫可有效抑制CO₂黏性指进、重力超覆和气窜现象,扩大气体波及范围(图4),提高气相饱和度与毛管作用力,减缓气体上浮,遏制气窜形成^[102-105]。

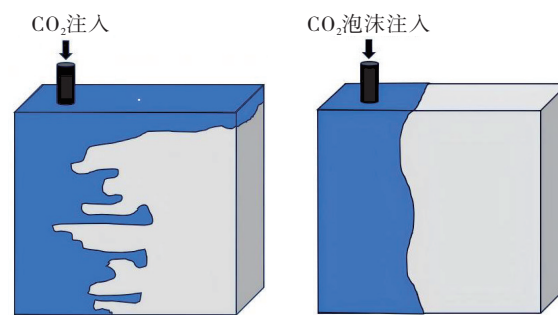


图4 二氧化碳流动行为的对比^[105]

Fig. 4 Comparison of CO₂ flow behaviors between continuous CO₂ injection and CO₂-foam injection^[105]

准干法CO₂压裂的压裂体系由均匀混合的液态CO₂、清水和增稠剂组成。它无需专用封闭式砂混设备,采用常压砂混,便于施工准备。压裂液仅需少量水基成分,对储层的损害较小,主要使用增稠剂使水相和液态CO₂相增稠,使其具有良好的携砂能力。准干法CO₂压裂技术成功实施的关键在于混合相需要均匀、稳定且具有一定黏度。液态CO₂与水基材料需要均匀混合确保压裂系统性能的稳定,还需要添加稳

定增稠剂,改善准干法 CO_2 压裂系统中悬浮砂的性能和过滤效率,从而形成高渗透的流动通道,有效提高油气采收率^[18]。王勇等^[41]提出了一种针对低孔、低渗、高黏页岩油的SC- CO_2 准干法压裂技术。该技术结合了 CO_2 增稠剂与优化水碳比,形成混相压裂液体系,采用常规压裂设备减少水相用量,增大加砂规模,适用于水敏性强、油水置换效率低的页岩储层。其压裂液体系中含20%~40%的水相及60%~80%的 CO_2 相,水相通过水相增稠剂增黏后形成水相压裂液, CO_2 相通过 CO_2 相增稠剂增黏后形成 CO_2 相压裂液,搅拌形成SC- CO_2 准干法混相增黏压裂液体系。2023年11月,SC- CO_2 准干法压裂技术在三塘湖芦草沟页岩油藏一口生产井首次开展现场试验,与同层同规模常规压裂技术对比,含油上升速度更快,同期累产油提升10.1%。

5.2 SC- CO_2 射流压裂工艺

SC- CO_2 射流压裂利用超临界状态 CO_2 射流进行岩石破裂,如图5所示,该工艺的基本流程为先将 CO_2 加压至超临界状态,然后以高压注入SC- CO_2 射流,直接作用于岩层,使岩石破裂并形成微小裂缝,从而释放储层中的天然气或石油^[28,106]。SC- CO_2 射流压裂结合了水力射流压裂和SC- CO_2 压裂的优点。在射孔孔眼中,SC- CO_2 射流压裂的温度和热传递分布与水射流不同,这对裂缝的起裂和扩展具有积极影响^[107]。SC- CO_2 射流压裂技术在储层裂缝起裂与网络连通方面具有独特优势。

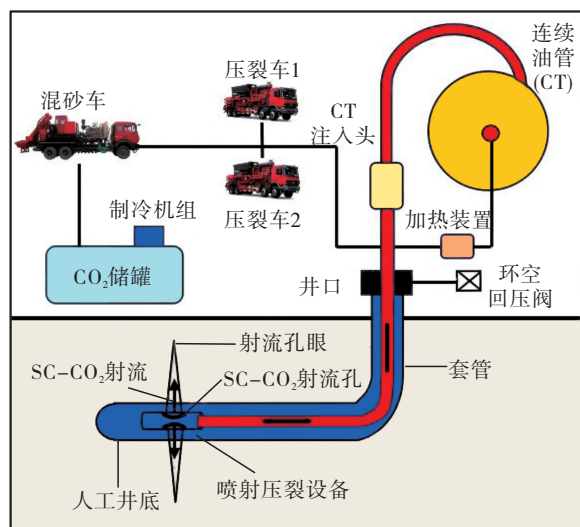


图5 SC- CO_2 射流压裂示意图^[106]

Fig. 5 Schematic diagram of SC- CO_2 jet fracturing^[106]

Cai等^[108]发现射孔过程中超高压 CO_2 射流的增压作用能有效促进裂缝的萌生与扩展,显著扩大裂缝的分布范围。He等^[109]深入研究了射孔过程中超高压

CO_2 射流的增压机理,并开展了相关实验研究,重点探讨了压差、环境压力、流体温度及喷嘴直径等参数的影响。Hu等^[110]对非均质页岩中的裂缝萌生现象进行研究,发现超高压 CO_2 射流的高速冲击会显著增加页岩内部应力,诱导射孔位置的裂缝起裂。随着喷嘴出口直径和射孔压力的增大,射孔尖端处的裂缝数量显著增加。当纵横比和孔径比提高时,裂缝扩展的初始位置会向井筒方向延伸。Erarslan等^[111]基于超高压 CO_2 射流压裂技术,认为循环注水的预破裂可能导致破裂压力降低并形成更多受激区域。Cai等^[112]将脉冲射流与多段压裂技术的优势相结合,实验发现多脉冲SC- CO_2 射流压裂技术通过高强度冲击与高压作用,利用累积残余应变促进裂缝的萌生与扩展,使裂缝网络结构更为复杂。研究发现,随着脉冲射流频率和射流压力的增加,裂缝数量与曲率均呈增长趋势。在此基础上,Cai等^[19]建立了诱导应变模型,对SC- CO_2 射流压裂过程中的裂缝生成与应变变化进行了系统研究,发现随着射流压力的提升,大量裂缝分支形成,主裂缝模式从弯曲双翼型转变为多裂缝结构。

SC- CO_2 射流压裂技术通过射流动能转换产生的超压作用提高孔眼压力,使裂缝更容易起裂并扩展。在相同条件下,SC- CO_2 的黏度比水低一个数量级,具有更强的渗透性,更易持续扩展至微孔、微裂缝等损伤区域,从而扩大射流作用范围并增强岩石破碎效果。Kolle等^[113]研究发现,在55~193 MPa注入压力下,SC- CO_2 射流在大理石岩样中的破碎压力为水射流的2/3,而在页岩中的破碎压力仅为水射流的1/2或更低。李根生等^[114]对SC- CO_2 射流压裂机制与方法进行研究,发现相同条件下SC- CO_2 射流的孔隙压力高于水射流,表明其具有更强的射流增压效应,有利于在较低环空压力下开启地层。

5.3 工程组合类工艺

本节围绕SC- CO_2 与水基压裂液协同应用,结合具体工况及现场试验数据来系统阐述复合压裂工艺。

5.3.1 工艺作用机理与技术优势

SC- CO_2 复合压裂技术的作用机理为:先向储层注入高压 CO_2 以形成裂缝网络,从而维持储层压力并防止裂缝内流体流动受阻,或者以低排量注入SC- CO_2 以削弱储层的力学性能。随后,将含有支撑剂的水基压裂液注入储层以保持裂缝开启,从而释放烃类物质^[115]。

针对不同类型页岩储层的改造难题,现有研究已证实该工艺具备技术优势。针对黏土矿物含量高的非均质陆相页岩储层体积压裂的关键技术难题,Sun

等^[29]将SC-CO₂水力复合体积压裂技术成功应用于实际生产。支撑剂随压裂液高效运移,在储层内大范围铺置,形成复杂裂缝网络并提供有效支撑。针对低孔、低渗、天然裂缝不发育、水平应力差较大的青一段致密泥页岩储层,卢伟等^[33]采用前置SC-CO₂+体积压裂复合改造工艺技术,取得了较好的改造效果,压后增产效果显著,为松辽盆地页岩油储层后续的开发提供借鉴。

从作用机制来看,在混合压裂过程中,前置的SC-CO₂与地层流体之间会发生特定的物理化学反应,这些反应会影响页岩的润湿性、微孔结构及力学性能^[116]。最终,这些因素会改变储层流体的吸水性及后续水基压裂效果,进而影响页岩油储层的产能^[117]。

5.3.2 工艺参数设计与优化

工艺参数设计是SC-CO₂压裂技术实现高效改造的核心,现有研究围绕水碳比、转液时机、作用时间窗口等参数开展了优化。

针对准干法CO₂压裂体系参数优化,Zheng等^[118]开展了实验研究,通过在准干法体系中引入少量水基液,并优化水碳比来降低伤害,实现稳定携砂。实验结果表明,在测试条件下,水碳比30:70时体系黏度最高,在50℃下可达104.25 mPa·s,因此可将30:70作为前置CO₂/混相段设计的初始设计窗口。

前置SC-CO₂段的转液时机是决定造缝效果的关键参数。周德华等^[42]明确了SC-CO₂混合压裂的转液控制逻辑:前置SC-CO₂的目标是形成复杂缝网并达到设计裂缝长度,后续转入滑溜水等水基液的目的是扩大改造体积并输送支撑剂,因此转液时机应根据前置CO₂段的造缝目标完成情况动态调整,而非固定时间切换或者单纯的顺序切换。

Zheng等^[118]通过渗透率测试实验,明确了SC-CO₂与页岩储层作用的时间窗口规律。实验结果表明,SC-CO₂与页岩储层作用3天时,岩心渗透率由474 nD升至541 nD,但随着作用时间继续延长,渗透率又趋于下降。基于此,前置CO₂段的注入时长或焖井作用时间不宜过长,应控制在最优作用时间窗口内。

5.3.3 应用效果

针对济阳坳陷页岩油储层,周德华等^[42]开展同井对照与邻井对比试验。在Y-1井现场试验中,第1~15、17和19段实施了CO₂混合压裂,平均每段注入CO₂约250 t,而同井其余段及对比井Y-2并未注入CO₂,为现场效果对比提供了可参照的工程基础。现场结果表明,Y-1井未注入CO₂各段裂缝平均延伸压力为

103.4 MPa,而注入CO₂后下降至100.5 MPa,表明前置CO₂能够有效降低裂缝延伸难度。微地震监测结果显示,注入CO₂后的各段裂缝事件分布更为密集,平均事件数量达到160.8个,平均有效改造体积为64.78×10⁴ m³,均明显高于未注CO₂段和对比井,说明混合压裂有利于形成更复杂的裂缝网络并扩大改造体积(SRV)。现场生产数据进一步表明,注入CO₂后储层流体黏度和密度均有所降低,Y-1井峰值日产量达242 t,高于未注CO₂对比井Y-2的171 t;Y-1井生产33个月累产油量超过24 000 t,而Y-2井生产44个月累产油量仅约20 000 t,显示出CO₂混合压裂具有较好的增产潜力。

6 超临界二氧化碳压裂技术的挑战与未来发展方向

6.1 超临界二氧化碳压裂技术面临的挑战

本节系统论述SC-CO₂压裂工程化应用面临的携砂与流动控制、设备材料适应性、裂缝失效与泄漏风险以及一体化封存效率评价等关键挑战。

在SC-CO₂压裂面临的诸多工程难题中,携砂能力不足与流动阻力过高尤为突出^[119]。这两个问题不仅对SC-CO₂压裂作业构成一系列安全隐患,还会影响压裂效果。在CO₂介质环境中,支撑剂的悬浮与携砂能力会随裂缝内部湍流强度的降低而减弱^[120],同时压裂液携砂能力差会直接影响裂缝发育和压裂效果^[121],支撑剂无法顺利到达裂缝远端,导致有效支撑长度缩短,改造效果较差,并可能造成井筒附近砂堵,进而阻碍施工进度^[122]。相较于传统水基压裂液,SC-CO₂在井筒中的流动阻力更高,在喷嘴注入阶段,需要更高的施工压力来满足排量要求,高摩阻损失会导致高压泵无法有效提升排量,引发地面设备频繁超压,影响正常施工^[21,29]。此外,低黏度的CO₂会沿高渗流通道流动,遇到高黏度的地层流体时,会发生黏性指进现象,这直接影响了CO₂的驱油效率^[123]。受高扩散性的影响,加之重力分异、储层非均质性及黏性指进等作用,SC-CO₂易出现气窜问题^[124],在非均质性强的低渗透储层中,此类问题引发的波及效率与采收率下降现象尤为明显^[125]。

由于SC-CO₂需在高温高压下维持超临界状态,其对设备耐压、密封和抗腐蚀性能要求高,且CO₂与地层水反应生成碳酸,会加剧金属材料腐蚀^[126]。此外,由于SC-CO₂的制备和处理过程复杂,需要在高压高温条件下进行,需要投入大量CO₂和耐腐蚀材料、更多设备和人力成本,这也增加了运输、储存和材料的成

本。同时,CO₂的泄漏和排放可能对环境产生负面影响,因此有必要加强对SC-CO₂压裂技术的管理,并确保SC-CO₂的安全运输和储存,以最大程度实现安全和可持续发展^[29]。CO₂通常由发电厂产生,这些电厂一般距离页岩储层较远,需要通过管道、卡车或船舶进行运输^[127],随后需将其压缩为液态并储存在井口附近,这将产生能源消耗和设备投资。此外,管道与含水和杂质的CO₂接触可能导致腐蚀,需采用表面涂层和阴极保护措施以防止CO₂引发的管道腐蚀^[128]。由于SC-CO₂的独特性质,必须选用运移性较强的微支撑剂,使支撑剂成本显著增加。微支撑剂价格在80万~180万美元,占总井成本的6%~25%。原材料标准的提高与生产工艺的复杂化,进一步增加了微支撑剂的应用成本^[129]。例如,进行CO₂泡沫压裂时,压裂液中添加高性能表面活性剂、纳米颗粒等添加剂,成本高且施工时需要专用封闭混砂设备和高压预热系统^[18]。

在致密页岩中,SC-CO₂诱导的裂缝通常狭窄曲折,且仅在毫秒内形成,这给使用CT扫描成像、示踪剂注入或声发射监测等现有方法进行裂缝形态研究带来了挑战^[130]。由于SC-CO₂的低黏度特性,其在岩石中形成稳定且持久的裂缝存在困难,这些裂缝在压裂过后可能迅速闭合,限制了油气的渗流。在CO₂环境中,支撑剂更容易沉降,从而难以有效维持裂缝的稳定性^[131]。同时,CO₂与岩石矿物长期相互作用可能导致孔隙堵塞(如新矿物沉淀)或裂缝闭合,影响储层稳定性与可持续性^[29]。在高地应力条件下,当流体压力下降时,SC-CO₂压裂形成的剪切裂缝可能难以维持足够的缝宽,导致裂缝容易闭合^[54]。实际储层中温度、压力、剪切条件变化大,现有SC-CO₂增稠剂多基于实验室单一条件设计,难以在实际复杂裂缝中保持稳定性能^[132]。在裂缝扩展过程中,首先,若其延伸超出目标储层,则存在CO₂泄漏风险,可能导致CO₂进入非预期的地下区域。其次,若水力裂缝与储层中的地质结构(如断层或裂缝系统)相交或连接,则可能形成CO₂泄漏路径,增加泄漏风险;若裂缝与封盖层相连,封盖层的完整性可能受损,特别是垂直裂缝存在垂直和水平方向的双重传播风险^[129]。

在SC-CO₂压裂技术推进过程中,如何平衡CO₂封存效益与泄漏风险,也成为该技术走向工程化应用面临的挑战之一。Han等^[133]通过物理驱替实验与数值模拟研究了CO₂泡沫压裂过程中压裂液返排与CO₂封存行为。结果表明,当泡沫质量由50%提高至70%时,压裂液返排效率由70.32%提高至87.3%,CO₂封存

效率则由32.56%提高至38.68%,说明该过程可实现约三分之一注入CO₂的短期留存。当CO₂泡沫注入速率由25 m³/d增加至75 m³/d时,返排效率由80%增加至94%,封存效率由46.4%增加至48.3%;当注入体积由300 m³增加至400 m³时,封存效率由41.2%增加至53.4%,而返排效率由98%降至84%;当焖井时间从5天增加到15天时,返排效率从88%降至78%,CO₂封存效率从54%增加至63%。值得注意的是,该研究得到的封存效率主要反映返排后短期孔隙滞留与吸附贡献,不能直接代表长期地质封存安全性。CO₂封存效率随注入速率、注入体积和焖井时间增加而提高,而压裂液返排效率与封存效率之间存在明显差异。Hou等^[134]指出,油田CCUS依托提高采收率(Enhanced Oil Recovery, EOR)技术实现的CO₂封存效率较低,仅为20%左右,意味着注入的CO₂中约80%会伴随油气生产重新返至地面;相比之下,CO₂压裂返排阶段的CO₂返排规模大幅度降低,其CO₂返排率较其他CO₂封存方式低一个数量级,显示出更好的地层滞留能力。现场实践进一步证实,CO₂吞吐生产时,流体中的CO₂组分约为10%,而CO₂压裂案例中约为1.5%,从生产动态角度反映出CO₂压裂返排程度较低,封存效率更高。Li等^[135]指出,在CCUS项目中,断层泄漏是最关键的CO₂潜在泄漏路径之一。当地质封存依赖的低渗透盖层被断层切穿时,断层带及其损伤带中的隐伏裂隙会显著增加CO₂向上迁移的通道,从而削弱盖层长期封堵能力。Li等^[135]认为,影响CO₂长期泄漏风险的主控因素是断层渗透率及其长期演化,现有研究仍普遍存在泄漏速率约束不足、缺乏直接现场监测技术以及数值模型过度简化等问题,因此压裂-驱油-封存一体化的风险评价应至少包含断层渗透性演化、泄漏速率和监测可识别性等关键指标。针对长期封存安全, Li等^[135]将CO₂泄漏监测方法概括为采样监测、形变监测、通量监测和压力监测四类,并指出温度、重力、地震、声学 and 示踪剂监测也可作为辅助技术。

6.2 超临界二氧化碳压裂技术未来发展方向

未来SC-CO₂压裂技术的发展将聚焦于压裂液体系优化、多场耦合机理与数值模拟完善,以及实验技术升级和现场应用安全保障。

针对SC-CO₂低黏度导致的携砂能力弱、滤失大、流动阻力高以及裂缝易闭合等关键问题,未来的研究应重点攻关高效、环保的压裂液体系及配套材料。在增稠与携砂技术方面,研发低成本的新型增稠剂(如环境友好型烃类化合物、硅酮、聚合物与纳米颗粒协同增稠剂)及超短纤维增黏技术,以提高流体黏度和

携砂能力^[136]。同时,开发超轻质支撑剂,解决支撑剂沉降和分离问题,确保裂缝的有效支撑。针对单一流体的局限性,开发SC-CO₂复合压裂液(如掺入添加剂或采用泡沫压裂液),并探索分阶段注入策略(如在地热储层压裂不同阶段使用不同流体),以平衡破裂压力降低与裂缝导流能力维持的需求。此外,研发专用减阻剂以降低井筒流动阻力和施工压力;在循环利用与环保方面,应重点攻克泡沫压裂液返排后的回收与再利用技术,解决泡沫体系黏度低、半衰期短的问题,以降低化学消耗和经济成本,并确保添加剂的环境友好性(如无氟化链段)。

为了更准确地预测深部复杂地质环境下的压裂行为,数值模拟研究需从单一物理场向多场全耦合、从简单模型向复杂缝网模型转变。在多场耦合与相变机制方面,未来应当建立热-流-力-化(THMC)四场耦合的三维数值模型,突破以往忽略化学场和相变的局限。重点考虑SC-CO₂在井筒及裂缝中的相变(压缩/膨胀)、传热过程及其对裂缝尖端压力的动态影响,以及流体低黏度引起的强渗流效应。在复杂裂缝扩展与非均质性方面,采用有限元(FEM)、离散元(DEM)及混合模拟方法,定量研究天然裂缝、层理、断层及岩石矿物组成对三维非平面裂缝扩展的控制作用(抑制、加速或转向)。在支撑剂运移与地质封存预测方面,改进模型以包含支撑剂在动态扩展裂缝网络中的运移规律。同时,结合地应力与温压条件,建立包含吸附、溶解、矿化反应等多种机制的CO₂封存潜力预测模型,实现油气增产与地质封存的协同评估。

为缩短实验室研究与现场工况的差距,推动技术规模化应用,未来需在实验条件的真实性、可视化技术以及现场工程配套与安全监测方面取得突破。未来,实验测试需向更高温(>300 °C)、高压(>40 MPa)及大尺度真三轴水力压裂方向发展,以模拟深部储层真实环境。同时,开发基于高速摄像机、数字散斑图像相关技术(DIC)及实时高精度CT扫描的可视化实验系统,实现对裂缝起裂与扩展过程的实时观测。在工程配套与成本控制方面,未来需解决SC-CO₂压裂面临的设备超压、材料腐蚀以及大规模CO₂捕获、运输与储存成本高的问题。通过优化地面设备与施工参数,提高技术的经济效益。在安全监测与风险评估方面,未来可建立针对SC-CO₂压裂的现场安全监测体系,重点加强对诱发地震风险的监控以及井筒水合物生成的防控。同时,开展CO₂泄漏及环境影响评估,建立完善的理论监测系统,确保技术的可持续发展。

7 结论

本文系统综述了SC-CO₂压裂技术的研究进展,深入分析了其流体物理特性、对储层岩石的改性规律、裂缝扩展机制、携砂性能以及压裂工艺,得出以下主要结论。

1)SC-CO₂兼具气体的低黏度、高扩散性与液体的密度,这种极低的黏度和接近于零的表面张力,使其能够轻易进入页岩纳米级微孔隙,建立局部孔隙压力并激活天然弱面。相较于水力压裂,SC-CO₂压裂能显著降低岩石的起裂压力,并倾向于形成多分支、高曲折度的复杂三维缝网,而非单一的平直裂缝。

2)SC-CO₂与页岩基质发生强烈的物理化学相互作用。微观上,通过溶蚀方解石、白云石等矿物及萃取有机质,扩大了孔隙结构并提高了连通性;宏观上,这种作用具有明显的时间累积效应,导致岩石弹性模量、抗压强度及抗拉强度显著劣化,并促使岩石脆性指数增加,实现了岩石破坏模式由塑性向脆性剪切的转化。

3)SC-CO₂压裂解决了水基压裂液引起的黏土水化膨胀问题,最大限度地保持了储层渗透率。研究表明,使用新型硅基增稠剂的SC-CO₂压裂液在提升黏度的同时,对基质渗透率的伤害率仅为9%,远低于部分商业化增稠剂及常规水基压裂液。同时,含氟聚合物的应用也展示了将CO₂黏度提升约10倍的潜力,初步解决了低黏度流体携砂难的问题。

4)未来的研究应进一步探索开发低成本、无氟、易降解的新型增稠剂以及配套的超轻质智能支撑剂,例如推广“前置SC-CO₂造缝+后置水基液携砂”等复合压裂工艺,推动压裂增产与CO₂地质封存的一体化协同。

参考文献

- [1] 窦立荣,李大伟,温志新,等.全球油气资源评价历程及展望[J].石油学报,2022,43(8):1035-1048.
DOU Lirong, LI Dawei, WEN Zhixin, et al. History and outlook of global oil and gas resources evaluation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1035-1048.
- [2] WEI J, JIA W, ZUO L, et al. Turbulent drag reduction with an ultra-high-molecular-weight water-soluble polymer in slick-water hydrofracking[J]. Molecules, 2022, 27(2): 351.
- [3] YU H, XU H, FU W R, et al. Extraction of shale oil with supercritical CO₂: effects of number of fractures and injection pressure[J]. Fuel, 2021, 285: 118977.
- [4] GONZALEZ P, MARIA E, WAN M, et al. Foam based fractur-

- ing fluid characterization for an optimized application in HPHT reservoir conditions[J]. *Fluids*, 2022, 7(5): 156.
- [5] SUN Y, HE L, LI C, et al. Application of thickeners in supercritical carbon dioxide EOR and fracturing: a review[J]. *Energy & Fuels*, 2025, 39(1): 166–181.
- [6] HUANG X, XUE J, LI X. Adsorption behavior of CH₄ and C₂H₆ on shale under the influence of CO₂ and flue gas[J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(5): 5689–5695.
- [7] WEI B, ZHONG M, GAO K, et al. Oil recovery and compositional change of CO₂ huff-n-puff and continuous injection modes in a variety of dual-permeability tight matrix-fracture models[J]. *Fuel*, 2020, 276: 117939.
- [8] LILLIES A T, KING S R. Sand fracturing with liquid carbon dioxide[C]//SPE Production Technology Symposium. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1982: SPE-11341-MS.
- [9] GUPTA D V S. Field application of unconventional foam technology: extension of liquid CO₂ technology [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2003: SPE-84119-MS.
- [10] YOST A B, MAZZA R L, GEHR J B. CO₂/sand fracturing in Devonian shales [C]//SPE Eastern Regional Meeting. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1993: SPE-26925-MS.
- [11] REEVES S R, PEKOT L J, WEIDA S D, et al. Liquid CO₂ and tip-screenout fracturing as techniques for restimulating gas storage wells [C]//SPE Eastern Regional Meeting. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1996: SPE-37343-MS.
- [12] 何奇, 宋维宾, 韩颖. CO₂驱油封存研究与应用现状综述[J]. *矿业科学学报*, 2024, 9(5): 668–677.
- HE Qi, SONG Weibin, HAN Ying. Research progress and application of CO₂ flooding oil storage: a review[J]. *Journal of Mining Science and Technology*, 2024, 9(5): 668–677.
- [13] 雷群, 李宪文, 慕立俊, 等. 低压低渗砂岩气藏CO₂压裂工艺研究与试验[J]. *天然气工业*, 2005, 25(4): 113–115.
- LEI Qun, LI Xianwen, MU Lijun, et al. Study and test of CO₂ fracturing techniques for sand reservoirs with low pressure and permeability [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(4): 113–115.
- [14] 张强德, 王培义, 杨东兰. 储层无伤害压裂技术——液态CO₂压裂[J]. *石油钻采工艺*, 2002, 24(4): 47–50.
- ZHANG Qiangde, WANG Peiyi, YANG donglan. Fracturing technology with no damage to formation: fluid CO₂ fracture [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2002, 24(4): 47–50.
- [15] 曾雨辰. 中原油田二氧化碳压裂改造初探[J]. *天然气勘探与开发*, 2005, 28(2): 27–31.
- ZENG Yuchen. Discussion on CO₂ fracturing stimulation of Zhongyuan oil field[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2005, 28(2): 27–31.
- [16] 宋振云, 苏伟东, 杨延增, 等. CO₂干法加砂压裂技术研究与实践[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 55–59.
- SONG Zhenyun, SU Weidong, YANG Yanzeng, et al. Experimental studies of CO₂/sand dry-frac process [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 55–59.
- [17] 苏伟东, 宋振云, 马得华, 等. 二氧化碳干法压裂技术在苏里格气田的应用[J]. *钻采工艺*, 2011, 34(4): 39–40.
- SU Weidong, SONG Zhenyun, MA Dehua, et al. Application of CO₂ fracturing technology in Sulige gas field [J]. *Drilling & Production Technology*, 2011, 34(4): 39–40.
- [18] GAO J H, WANG H Y, SHARMA M. Research progress and prospects of CO₂ fracturing for developing unconventional energy sources [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 241: 213137.
- [19] CAI C, LI B R, ZHANG Y Y, et al. Fracture propagation and induced strain response during supercritical CO₂ jet fracturing [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(4): 1682–1699.
- [20] CHENG P, ZHANG C P, MA Z Y, et al. Experimental study of micromechanical properties alterations of shale matrix treated by ScCO₂-Water saturation using nanoindentation tests [J]. *Energy*, 2022, 242: 122965.
- [21] LUO W, ZHU J, YANG Z, et al. Research on the method to improve the efficiency of ScCO₂ fracturing and the mechanism of proppant transport and drag-reducing [J]. *Energy*, 2025, 319: 135012.
- [22] GUO Q, LI Z, ZENG X, et al. Influence of supercritical CO₂ fracturing fluid on the permeability of shale reservoir and mechanism analysis [J]. *ACS Omega*, 2024, 9(22): 23294–23302.
- [23] ZANG Y X, WANG H Z, WANG B, et al. In-situ laboratory study on influencing factors of pre-SC-CO₂ hybrid fracturing effect in shale oil reservoirs [J]. *Petroleum Science*, 2024, 21(5): 3547–3557.
- [24] 廖引. 超临界二氧化碳压裂技术实验研究综述[J]. *中国矿山工程*, 2021, 50(2): 45–47.
- LIAO Yin. Experimental research review of supercritical carbon dioxide fracturing technology [J]. *China Mine Engineering*, 2021, 50(2): 45–47.
- [25] ZHANG X, ZHANG F, SONG X, et al. Stimulation of tight basalt reservoirs using supercritical carbon dioxide: implications for large-scale carbon sequestration [J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2025, 17(6): 3577–3592.
- [26] 苏显衡. 低渗储层页岩超临界二氧化碳致裂特性研究[D]. 黑龙江大庆: 东北石油大学, 2024.
- SU Xianheng. Study on fracturing characteristics of low-permeability shale reservoirs under supercritical carbon dioxide injection [D]. Daqing, Heilongjiang: Northeast Petroleum

- University, 2024.
- [27] SU E, WEI J, CHEN X, et al. Effects of supercritical CO₂ fluids on pore structure and fractal characteristics of bituminous coal[J]. *Physics of Fluids*, 2024, 36(7): 076621.
- [28] 王海柱, 李根生, 贺振国, 等. 超临界CO₂岩石致裂机制分析[J]. *岩土力学*, 2018, 39(10): 3589–3596.
- WANG Haizhu, LI Gensheng, HE Zhenguo, et al. Analysis of mechanisms of supercritical CO₂ fracturing [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2018, 39(10): 3589–3596.
- [29] SUN Y X, WANG X L, MENG Y Z, et al. Fracture propagation mechanism and application of supercritical CO₂ fracturing in shale: a review[J]. *Petroleum Science*, 2025, 22(4): 1625–1652.
- [30] LI N, ZHANG H, REN X, et al. Development status of supercritical carbon dioxide thickeners in oil and gas production: a review and prospects [J]. *Gas Science and Engineering*, 2024, 125: 205312.
- [31] JIANG Y, LUO Y, LU Y, et al. Effects of supercritical CO₂ treatment time, pressure, and temperature on microstructure of shale[J]. *Energy*, 2016, 97: 173–181.
- [32] YIN H, ZHOU J, JIANG Y, et al. Physical and structural changes in shale associated with supercritical CO₂ exposure [J]. *Fuel*, 2016, 184: 289–303.
- [33] 卢伟, 张华, 韩永亮, 等. 页岩油前置超临界二氧化碳压裂造缝技术[J]. *油气井测试*, 2023, 32(1): 38–44.
- LU Wei, ZHANG Hua, HAN Yongliang, et al. Prepad supercritical carbon dioxide fracturing technology in shale oil reservoir[J]. *Well Testing*, 2023, 32(1): 38–44.
- [34] 王奇生. 超临界二氧化碳对页岩物性影响的微观实验研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- WANG Qisheng. Micro experiment research on the effect of supercritical carbon dioxide on the physical properties of shale[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [35] QIN C, JIANG Y, ZHOU J, et al. Effect of supercritical CO₂ extraction on CO₂/CH₄ competitive adsorption in Yanchang shale[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 412: 128701.
- [36] ZHANG C, LIU S, MA Z, et al. Combined micro-proppant and supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) fracturing in shale gas reservoirs: a review[J]. *Fuel*, 2021, 305: 121431.
- [37] YANG K, ZHOU J, XIAN X, et al. Effect of supercritical CO₂-water-shale interaction on mechanical properties of shale and its implication for carbon sequestration [J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 111: 204930.
- [38] SUN Z, NI Y, WU Y, et al. Impact of pyrite oxidation on the pore-structure characteristics of shale reservoir rocks under the interaction of fracturing fluid [J]. *ACS Omega*, 2022, 7(30): 26549–26559.
- [39] DJE L B, RADONJIC M. Reactivity of shale to supercritical CO₂: insights from microstructural characterization and mineral phase evolution in Caney shales for CCUS applications [J]. *Materials*, 2025, 18(14): 3382.
- [40] 张义祥, 赫建明, 王泽华, 等. 陆相页岩的超临界CO₂压裂破裂特征及增渗机制研究[J]. *工程地质学报*, 2024, 32(4): 1347–1354.
- ZHANG Yixiang, HE Jianming, WANG Zehua, et al. Supercritical CO₂ fracturing characteristics of continental shale and its permeability improvement mechanism [J]. *Journal of Engineering Geology*, 2024, 32(4): 1347–1354.
- [41] 王勇, 沈彬彬, 王永康, 等. 难动用非常规页岩油超临界CO₂准干法压裂技术[J]. *油气井测试*, 2024, 33(5): 28–33.
- WANG Yong, SHEN Binbin, WANG Yongkang, et al. Quasi-dry fracturing technology with supercritical CO₂ for hard-to-recover unconventional shale oil [J]. *Well Testing*, 2024, 33(5): 28–33.
- [42] 周德华, 杨勇, 王运海, 等. 超临界二氧化碳混合压裂技术机理及应用——以渤海湾盆地济阳拗陷页岩油为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 575–585.
- ZHOU Dehua, YANG Yong, WANG Yunhai, et al. Mechanism and application of supercritical carbon dioxide hybrid fracturing technology: a case study of shale oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 575–585.
- [43] MIDDLETON R S, CAREY J W, CURRIER R P, et al. Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: opportunities and challenges for supercritical CO₂ [J]. *Applied Energy*, 2015, 147: 500–509.
- [44] 汤积仁, 卢义玉, 陈钰婷, 等. 超临界CO₂作用下页岩力学特性损伤的试验研究[J]. *岩土力学*, 2018, 39(3): 797–802.
- TANG Jiren, LU Yiyu, CHEN Yuting, et al. Experimental study of damage of shale mechanical properties under supercritical CO₂ [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2018, 39(3): 797–802.
- [45] 侯冰, 宋振云, 贾建鹏, 等. 超临界二氧化碳对致密砂岩力学特性影响的实验研究[J]. *中国海上油气*, 2018, 30(5): 109–115.
- HOU Bing, SONG Zhenyun, JIA Jianpeng, et al. Experimental investigation on mechanical properties of tight sandstone under the effect of SC-CO₂ [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2018, 30(5): 109–115.
- [46] 卢义玉, 廖引, 汤积仁, 等. 页岩超临界CO₂压裂起裂压力与裂缝形态试验研究[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(1): 175–180.
- LU Yiyu, LIAO Yin, TANG Jiren, et al. Experimental study on fracture initiation pressure and morphology in shale using supercritical CO₂ fracturing [J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(1): 175–180.
- [47] 郭建春, 何颂根, 邓燕. 弹塑性地层水力压裂起裂模式及起裂压力研究[J]. *岩土力学*, 2015, 36(9): 2494–2500.

- GUO Jianchun, HE Songgen, DENG Yan. Study on hydraulic fracturing initiation mode and initiation pressure of elastoplastic formation [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2015, 36 (9): 2494–2500.
- [48] FENG G, KANG Y, SUN Z, et al. Effects of supercritical CO₂ adsorption on the mechanical characteristics and failure mechanisms of shale [J]. *Energy*, 2019, 173: 870–882.
- [49] ZHANG X, SONG X, LI X, et al. Supercritical CO₂ injection-induced fracturing in Longmaxi shales: a laboratory study [J]. *Energies*, 2025, 18(4): 855.
- [50] YANG B, HUANG H, REN Q, et al. Quantitative insight into fracture distribution during supercritical CO₂ fracturing in tight sandstone formation [J]. *Petroleum Science*, 2025, 22 (4): 1670–1685.
- [51] XING J, LI X, GUO P, et al. Quantitative characterization of water fracturing and supercritical CO₂ fracturing in continental shale: synergistic effects of stress and fluid type [J]. *Energy & Fuels*, 2025, 39(7): 3422–3432.
- [52] WANG L, YAO B, XIE H, et al. CO₂ injection-induced fracturing in naturally fractured shale rocks [J]. *Energy*, 2017, 139: 1094–1110.
- [53] SHIOZAWA S, MCCLURE M. Simulation of proppant transport with gravitational settling and fracture closure in a three-dimensional hydraulic fracturing simulator [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 138: 298–314.
- [54] ZHENG B, QI S, LU W, et al. Laboratory test study on supercritical carbon dioxide fracturing granite: a quantitative review [J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2023, 9(1): 98.
- [55] ZHANG X, WANG J G, GAO F, et al. Impact of water, nitrogen and CO₂ fracturing fluids on fracturing initiation pressure and flow pattern in anisotropic shale reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 45: 291–306.
- [56] CHEN H, KANG Y, JIN W, et al. Numerical modeling of fracture propagation of supercritical CO₂ compound fracturing [J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2024, 16(7): 2607–2628.
- [57] ZHOU D, ZHANG G, ZHAO P, et al. Effects of post-instability induced by supercritical CO₂ phase change on fracture dynamic propagation [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 162: 358–366.
- [58] 梁卫国, 贺伟, 阎纪伟. 超临界CO₂致煤岩力学特性弱化与破裂机理 [J]. *煤炭学报*, 2022, 47(7): 2557–2568.
- LIANG Weiguo, HE Wei, YAN Jiwei. Weakening and fracturing mechanism of mechanical properties of coal and rock caused by supercritical CO₂ [J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(7): 2557–2568.
- [59] LI X, LI G, YU W, et al. Thermal effects of liquid/supercritical carbon dioxide arising from fluid expansion in fracturing [J]. *SPE Journal*, 2018, 23(6): 2026–2040.
- [60] YANG Y, HU D, WANG H, et al. Experimental study on Sc-CO₂ fracturing of granite under real-time high temperature and true triaxial stress [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2024, 183: 105889.
- [61] ISAKA B L A, RANJITH P G, RATHNAWEERA T D, et al. Testing the frackability of granite using supercritical carbon dioxide: Insights into geothermal energy systems [J]. *Journal of CO₂ Utilization*, 2019, 34: 180–197.
- [62] ZHANG W, WANG C, GUO T, et al. Study on the cracking mechanism of hydraulic and supercritical CO₂ fracturing in hot dry rock under thermal stress [J]. *Energy*, 2021, 221: 119886.
- [63] YAN H, ZHANG J, ZHOU N, et al. Quantitative characterization of crack propagation behavior under the action of stage-by-stage fracturing induced by SC-CO₂ fluid [J]. *Engineering Fracture Mechanics*, 2021, 256: 107984.
- [64] WANG X, SUN X, GUO X, et al. Study on the influence of supercritical CO₂ with high temperature and pressure on pore-throat structure and minerals of shale [J]. *ACS Omega*, 2024, 9(13): 15259–15270.
- [65] SABEGH M A, RAJAEI H, ESMAEILZADEH F, et al. Solubility of ketoprofen in supercritical carbon dioxide [J]. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2012, 72: 191–197.
- [66] YU C, ZHAO X, JIANG Q, et al. Shale microstructure characteristics under the action of supercritical carbon dioxide (Sc-CO₂) [J]. *Energies*, 2022, 15(22): 8354.
- [67] TAO J, MENG S, LI D, et al. Research on evolutionary laws of mechanical properties and pore structure during CO₂ pre-injection fracturing in shale reservoirs [J]. *Energies*, 2024, 17 (11): 2470.
- [68] YU Z, LIU L, YANG S, et al. An experimental study of CO₂-brine-rock interaction at in situ pressure-temperature reservoir conditions [J]. *Chemical Geology*, 2012, 326–327: 88–101.
- [69] CAO C, HOU Z, LI Z, et al. Numerical modeling for CO₂ storage with impurities associated with enhanced gas recovery in depleted gas reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 102: 104554.
- [70] XIONG Y, HOU Z, XIE H, et al. Microbial-mediated CO₂ methanation and renewable natural gas storage in depleted petroleum reservoirs: a review of biogeochemical mechanism and perspective [J]. *Gondwana Research*, 2023, 122: 184–198.
- [71] ZHENG Y, WANG H, YANG B, et al. CFD-DEM simulation of proppant transport by supercritical CO₂ in a vertical planar fracture [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 84: 103647.
- [72] WANG H, WANG M, YANG B, et al. Numerical study of su-

- percritical CO₂ and proppant transport in different geometrical fractures [J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2018, 8(5): 898–910.
- [73] ZHENG Y, WANG H, TIAN G, et al. Experimental investigation of proppant transport in hydraulically fractured wells using supercritical CO₂ [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 217: 110907.
- [74] ZHENG Y, WANG H, LI G, et al. Proppant transport characteristics in tortuous fractures induced by supercritical CO₂ fracturing [J]. *Natural Gas Industry B*, 2022, 9(5): 457–466.
- [75] SUN Y, HE L, DONG B, et al. The mechanism of proppant transport during flowback in rough fracture for supercritical CO₂ fracturing [J]. *Energy & Fuels*, 2025, 39(3): 1694–1706.
- [76] LIU B, YAO J, SUN H, et al. Impact of uneven fracture aperture and proppant pack distributions on reservoir drainage patterns following Sc–CO₂ fracturing [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 247: 213735.
- [77] ZHENG Y, WANG H, HUANG H, et al. CFD–DEM simulation of proppant transport under variable injection strategies in rough fracture network with supercritical CO₂ [J]. *Powder Technology*, 2025, 457: 120856.
- [78] 肖博, 蒋廷学, 张士诚. 垂直裂缝内液体二氧化碳携砂性能的数值模拟 [J]. *科学技术与工程*, 2018, 18(12): 186–190.
- XIAO Bo, JIANG Tingxue, ZHANG Shicheng. Numerical simulation on proppant transport of liquid carbon dioxide in vertical fracture [J]. *Science Technology and Engineering*, 2018, 18(12): 186–190.
- [79] SONG X, LI G, GUO B, et al. Transport feasibility of proppant by supercritical carbon dioxide fracturing in reservoir fractures [J]. *Journal of Hydrodynamics*, 2018, 30(3): 507–513.
- [80] 王猛, 王海柱, 李根生, 等. 超临界CO₂压裂缝内携砂数值模拟 [J]. *石油机械*, 2018, 46(11): 72–78.
- WANG Meng, WANG Haizhu, LI Gensheng, et al. Numerical study of proppant transport with supercritical CO₂ in fracture [J]. *China Petroleum Machinery*, 2018, 46(11): 72–78.
- [81] ZHENG Y, WANG H, WANG B, et al. Effect of roughness characteristics of hydraulic fractures on the proppant transport using supercritical CO₂ [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 227: 211908.
- [82] ZHENG Y, ZHOU M M, KURU E, et al. Proppant transport in rough fracture networks using supercritical CO₂ [J]. *Petroleum Science*, 2024, 21(3): 1852–1864.
- [83] DESIMONE J M, GUAN Z, ELSBERND C S. Synthesis of fluoropolymers in supercritical carbon dioxide [J]. *Science*, 1992, 257(5072): 945–947.
- [84] FU M, HUANG Q, GU Y, et al. Development of novel silicon-based thickeners for a supercritical CO₂ fracturing fluid and study on its rheological and frictional drag behavior [J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(12): 15752–15762.
- [85] 沈子齐, 王彦玲, 贾文峰, 等. 新型低渗储层CO₂增稠剂的静态悬砂性能及悬砂机理分析 [J]. *应用化工*, 2022, 51(1): 68–72.
- SHEN Ziqi, WANG Yanling, JIA Wenfeng, et al. Static suspended sand performance and mechanism analysis of new CO₂ thickener for low permeability reservoir [J]. *Applied Chemical Industry*, 2022, 51(1): 68–72.
- [86] ZHOU M, NI R, ZHAO Y, et al. Research progress on supercritical CO₂ thickeners [J]. *Soft Matter*, 2021, 17(20): 5107–5115.
- [87] DOHERTY M D, LEE J J, DHUWE A, et al. Small molecule cyclic amide and urea based thickeners for organic and SC–CO₂/organic solutions [J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(7): 5601–5610.
- [88] 马喜平, 穆红莉, 郭士贵. 压裂液用黏弹性表面活性剂的合成及性能 [J]. *应用化学*, 2021, 38(8): 923–932.
- MA Xiping, MU Hongli, GUO Shigui. Synthesis and performance evaluation of viscoelastic surfactant for fracturing fluid [J]. *Chinese Journal of Applied Chemistry*, 2021, 38(8): 923–932.
- [89] 侯向前, 卢拥军, 方波, 等. 表面活性剂在非常规油气增产中的应用研究进展 [J]. *石油化工*, 2023, 52(5): 734–741.
- HOU Xiangqian, LU Yongjun, FANG Bo, et al. Research progress on application of surfactants in unconventional oil and gas stimulation [J]. *Petrochemical Technology*, 2023, 52(5): 734–741.
- [90] WANG Y, LIU B, LI D, et al. SiO₂ synergistic modification of siloxane thickener to improve the viscosity of supercritical CO₂ fracturing fluid [J]. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2022, 44(3): 6602–6617.
- [91] HE Y, YANG Z, JIANG Y, et al. A full three-dimensional fracture propagation model for supercritical carbon dioxide fracturing [J]. *Energy Science & Engineering*, 2020, 8(8): 2894–2906.
- [92] DAI C, LIU P, GAO M, et al. Preparation and thickening mechanism of copolymer fluorinated thickeners in supercritical CO₂ [J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2022, 360: 119563.
- [93] DAVOODI S, AL-SHARGABI M, WOOD D A, et al. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: a review [J]. *Fuel*, 2022, 324: 124669.
- [94] WEN H, YANG R, HUANG Z, et al. Numerical simulation of proppant transport in liquid nitrogen fracturing [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 84: 103657.
- [95] LIU B, YAO J, SUN H, et al. Revealing the effects of thermal properties of supercritical CO₂ on proppant migration in su-

- percritical CO₂ fracturing[J]. Gas Science and Engineering, 2024, 121:205172.
- [96] LIU B, WANG Y, LIANG L. Preparation and performance of supercritical carbon dioxide thickener[J]. Polymers, 2021, 13(1):78.
- [97] ZHENG N, ZHU J, YANG Z, et al. Experimental study on a novel CO₂-responsive foam fluid for fracturing and its key performance[J]. Fuel, 2025, 381:133332.
- [98] ZHENG N, ZHU J, YANG Z, et al. Study on the mechanism of pseudo-interpenetrating network enhancing recyclable VES-CO₂ foam system and the key performance as fracturing fluid[J]. Fuel, 2025, 385:134190.
- [99] ZHENG Y, ZHAI C, CHEN A, et al. Microstructure evolution of bituminous coal modified by high-pressure CO₂ foam fracturing fluid with different treatment times[J]. Natural Resources Research, 2023, 32(3):1319-1338.
- [100] WANNIARACHCHI W A M, RANJITH P G, PERERA M S A. Shale gas fracturing using foam-based fracturing fluid: a review[J]. Environmental Earth Sciences, 2017, 76(2):91.
- [101] BELLO A, IVANOVA A, CHEREMISIN A. Foam EOR as an optimization technique for gas EOR: a comprehensive review of laboratory and field implementations[J]. Energies, 2023, 16(2):972.
- [102] SUN Y, JIA Z, YU B, et al. Research progress of nanoparticles enhanced carbon dioxide foam stability and assisted carbon dioxide storage: a review[J]. Chemical Engineering Journal, 2024, 495:153177.
- [103] IBRAHIM A F, NASR EL-DIN H A. Stability improvement of carbon dioxide foam Using nanoparticles and viscoelastic surfactants for enhanced-oil-recovery applications[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2020, 23(2):414-430.
- [104] ZHANG C, WU P, LI Z, et al. Ethanol enhanced anionic surfactant solubility in CO₂ and CO₂ foam stability: MD simulation and experimental investigations[J]. Fuel, 2020, 267:117162.
- [105] MASSARWEH O, ABUSHAIKHA A S. A review of recent developments in CO₂ mobility control in enhanced oil recovery[J]. Petroleum, 2022, 8(3):291-317.
- [106] 王海柱, 李根生, 郑永, 等. 超临界CO₂压裂技术现状与展望[J]. 石油学报, 2020, 41(1):116-126.
- WANG Haizhu, LI Gensheng, ZHENG Yong, et al. Research status and prospects of supercritical CO₂ fracturing technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1):116-126.
- [107] CAI C, WANG X, MAO S, et al. Heat transfer characteristics and prediction model of supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) in a vertical tube[J]. Energies, 2017, 10(11):1870.
- [108] CAI C, KANG Y, WANG X, et al. Mechanism of supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) hydro-jet fracturing[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2018, 26:575-587.
- [109] HE Z, TIAN S, LI G, et al. The pressurization effect of jet fracturing using supercritical carbon dioxide[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27:842-851.
- [110] HU Y, LIU Y, CAI C, et al. Fracture initiation of an inhomogeneous shale rock under a pressurized supercritical CO₂ jet[J]. Applied Sciences, 2017, 7(10):1093.
- [111] ERARSLAN N, WILLIAMS D J. Mixed-mode fracturing of rocks under static and cyclic loading[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2013, 46(5):1035-1052.
- [112] CAI C, KANG Y, WANG X, et al. Experimental study on shale fracturing enhancement by using multi-times pulse supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) jet[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 178:948-963.
- [113] KOLLE J J. Coiled-tubing drilling with supercritical carbon dioxide[C]// SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary:SPE, 2000:SPE-65534-MS.
- [114] 李根生, 王海柱, 沈忠厚, 等. 超临界CO₂射流在石油工程中应用研究与前景展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5):76-80.
- LI Gensheng, WANG Haizhu, SHEN Zhonghou, et al. Application investigations and prospects of supercritical carbon dioxide jet in petroleum engineering[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5):76-80.
- [115] RIBEIRO L, THOMA A, BRYANT J, et al. Lessons learned from the large-scale CO₂ stimulation of 11 unconventional wells in the Williston Basin: a practical review of operations, logistics, production uplift, and CO₂ storage[J]. SPE Production & Operations, 2022, 37(4):698-709.
- [116] WANG H, LI G, HE Z, et al. Experimental investigation on abrasive supercritical CO₂ jet perforation[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2018, 28:59-65.
- [117] AO X, QI Z, XIANG Z, et al. Swelling of shales by supercritical carbon dioxide and its relationship to sorption[J]. ACS Omega, 2020, 5(31):19606-19614.
- [118] ZHENG B, TANG W, WANG Y, et al. Further investigation of CO₂ quasi-dry fracturing in shale reservoirs—an experimental study[J]. Processes, 2024, 12(5):912.
- [119] CHATURVEDI K R, SHARMA T. In-situ formulation of pickering CO₂ foam for enhanced oil recovery and improved carbon storage in sandstone formation[J]. Chemical Engineering Science, 2021, 235:116484.
- [120] LYU Q, TAN J, LI L, et al. The role of supercritical carbon dioxide for recovery of shale gas and sequestration in gas shale reservoirs[J]. Energy & Environmental Science, 2021, 14(8):4203-4227.

- [121] FAUZI N A A M, GANAT T, ELRAIES K A, et al. Polymeric flocculants: agglomerate investigation of fines and sand particles at multiphase flow [J]. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2022, 31(4): 333–361.
- [122] LI N, YU J, Chao W, et al. Fracturing technology with carbon dioxide: a review [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205: 108793.
- [123] 张岩, 冯海顺, 翟勇, 等. 低渗透稠油油藏CO₂压驱提高采收率机理及规律研究 [J]. *石油钻探技术*, 2024, 52(6): 97–106.
- ZHANG Yan, FENG Haishun, ZHAI Yong, et al. Mechanism and law of CO₂ pressure flooding in enhancing oil recovery in low-permeability heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(6): 97–106.
- [124] CHEN H, HU Y, KANG Y, et al. Advantages of supercritical CO₂ compound fracturing in shale on fracture geometry, complexity and width [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 93: 104033.
- [125] TANG Y, HOU C, HE Y, et al. Microscopic flow characteristics of immiscible CO₂ flooding and CO₂ foam flooding after water flooding in fractured porous media: a visual investigation [J]. *Transport in Porous Media*, 2023, 149(1): 117–145.
- [126] WANG H, LI G, SHEN Z. A feasibility analysis on shale gas exploitation with supercritical carbon dioxide [J]. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2012, 34(15): 1426–1435.
- [127] 孙虎, 苏伟东, 王军闯, 等. 非常规油气藏二氧化碳压裂技术进展及展望 [J]. *钻采工艺*, 2024, 47(6): 102–109.
- SUN Hu, SU Weidong, WANG Junchuang, et al. Progress and prospects of carbon dioxide fracturing technology for unconventional oil and gas reservoirs [J]. *Drilling & Production Technology*, 2024, 47(6): 102–109.
- [128] YEVTUSHENKO O, BETTGE D, BÄBLER R, et al. Corrosion of CO₂ transport and injection pipeline steels due to the condensation effects caused by SO₂ and NO₂ impurities [J]. *Materials and Corrosion*, 2015, 66(4): 334–341.
- [129] CHANG X, LIN S, YANG C, et al. A critical review of ScCO₂-enhanced gas recovery and geologic storage in shale reservoirs [J]. *Gas Science and Engineering*, 2024, 125: 205317.
- [130] LYNCH T, AL-HAJRI H, FISHER Q. Experimental investigations into CO₂ injection associated fracture behaviour in shale caprocks [J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 3210–3218.
- [131] WANG J, WANG Z, SUN B, et al. Optimization design of hydraulic parameters for supercritical CO₂ fracturing in unconventional gas reservoir [J]. *Fuel*, 2019, 235: 795–809.
- [132] SHAFIEI M, KAZEMZADEH Y, ESCROCHI M, et al. A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process [J]. *Scientific Reports*, 2024, 14(1): 7468.
- [133] HAN B, GAO H, XIAO Y, et al. CO₂ foam-assisted fracturing fluid flowback and CO₂ sequestration in tight sandstone gas reservoirs: Experimental and numerical study [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2026, 257: 214199.
- [134] HOU L, LUO J, GONG P, et al. Promotion of CO₂ fracturing for CCUS—the technical gap between theory and practice [J]. *Frontiers in Energy Research*, 2024, 12: 1348375.
- [135] LI B, HUANG W, LI X, et al. A review of CO₂ leakage along faults in CCUS: theories, experiments, and models [J]. *Gas Science and Engineering*, 2025, 139: 205641.
- [136] PU W, LI J, DU D, et al. Research progress of thickener for supercritical carbon dioxide fracturing fluid [J]. *Petroleum*, 2025, 11(5): 545–567.

(修改回稿日期: 2026-05-15 编辑: 丁艳艳)