

文章编号: 1004—5589 (2026) 01—0104—11

肖萌, 张勇博, 单玄龙, 等. 超临界二氧化碳解除水锁作用微观机制: 以梨树断陷致密砂岩气储层为例 [J]. 世界地质, 2026, 45 (1): 104–114. DOI: 10.3969/j.issn.1004-5589.2026.01.008.

Xiao M, Zhang Y B, Shan X L, et al. Microscopic mechanism of supercritical carbon dioxide for alleviating water-locking effect: a case study of tight sandstone gas reservoirs in Lishu Fault Depression [J]. World Geology, 2026, 45 (1): 104–114. DOI: 10.3969/j.issn.1004-5589.2026.01.008.

超临界二氧化碳解除水锁作用微观机制: 以梨树断陷致密砂岩气储层为例

肖萌¹, 张勇博^{2,3,4}, 单玄龙^{2,3,4*}, 王舒扬^{2,3,4}, 贺文同^{2,3,4},
沈钰丰^{2,3,4}, 边颖^{2,3,4}, 姜楠^{2,3,4}, 孔乐^{2,3,4}

1. 中国石化东北油气分公司, 吉林 长春 130062;
2. 吉林大学地球科学学院, 吉林 长春 130061;
3. 深部探测与成像全国重点实验室(吉林大学), 吉林 长春 130021;
4. 吉林大学未来科学国际合作联合实验室, 吉林 长春 130021

摘要: 为了深入揭示超临界二氧化碳 (supercritical carbon dioxide, SCCO₂) 解除致密砂岩水锁的微观机制, 笔者以松辽盆地梨树断陷沙河子组致密砂岩为研究对象, 对储层在水饱和、水锁形成、常规 N₂ 驱替以及 SCCO₂ 混相处理后的孔隙结构与赋水状态变化进行了系统实验分析。实验包括真空饱水-高压保水水锁模拟、不同压差下 N₂ 驱替、水-SCCO₂ 混相处理与后续 N₂ 气驱, 并结合核磁共振 (nuclear magnetic resonance, NMR) T₂ 谱反演、孔径分布分析及铸体薄片观察, 对各阶段孔隙度、孔喉尺度及可动水比例的变化进行量化表征。饱水实验表明, 致密砂岩的初始含水饱和度低于束缚水饱和度, 水相入侵过程可划分为3个阶段: 1~5 min 为快速饱水阶段, 大量水相迅速占据微米孔隙; 5 min~5 h 为缓慢入侵阶段, 含水率持续上升; 5 h 之后基本稳定, 显示水锁形成时间短、稳定性强。常规 N₂ 驱替呈现明显的孔径选择性。在压差达到3 MPa时, >300 nm的大孔隙水首先被驱替; 压差升至4~6 MPa后, 80~300 nm孔隙水仅部分被移除, 而更细微的孔隙水仍难以驱出, 整体驱替效率维持在30%以下。SCCO₂ 混相处理明显改变了岩心孔喉结构。SCCO₂ 的低黏度与高扩散性使其能够进入优势孔道, 并与孔隙内碳酸盐胶结物发生酸溶蚀反应, 导致孔隙度增加40%~80%, 平均孔喉半径扩大, 孔隙连通性增强。实验结果表明, SCCO₂ 处理后的砂岩孔隙体系更加开放, 水相束缚程度降低, 与常规 N₂ 驱替相比, 混相-气驱组合更有利于解除微米孔隙中的水锁。该联合流程在改善致密砂岩孔隙结构及提升驱替效率方面表现出明显优势。

关键词: 梨树断陷; 致密砂岩; 超临界二氧化碳 (SCCO₂); 水锁作用; 核磁共振 (NMR)

中图分类号: P618.13 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1004-5589.2026.01.008

收稿日期/Received: 2024-11-27; 修订日期/Revised: 2025-10-10; 出版日期/Published: 2026-02-25

基金项目: 2025年大学生创新创业训练计划项目 (S202510183483); 中国石化东北油气分公司项目 (34500000-23-ZC0607-0014)

第一作者: 肖萌 (1988—), 男, 学士, 副研究员, 主要从事气田开发与储层改造方面的研究。E-mail: 271660443@qq.com

* 通信作者: 单玄龙 (1969—), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事非常规油气勘探方面的研究。E-mail: shanxl@jlu.edu.cn

© Editorial Office of World Geology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 license.

Microscopic mechanism of supercritical carbon dioxide for alleviating water-locking effect: a case study of tight sandstone gas reservoirs in Lishu Fault Depression

Xiao Meng¹, Zhang Yongbo^{2,3,4}, Shan Xuanlong^{2,3,4*}, Wang Shuyang^{2,3,4}, He Wentong^{2,3,4},
Shen Yufeng^{2,3,4}, Bian Ying^{2,3,4}, Jiang Nan^{2,3,4}, Kong Le^{2,3,4}

1. Northeast Oil & Gas Branch of Sinopec, Changchun 130062, Jilin, China;

2. College of Earth Sciences, Jilin University, Changchun 130061, Jilin, China;

3. National Key Laboratory of Deep Earth Exploration and Imaging (Jilin University), Changchun 130021, Jilin, China;

4. International Center of Future Science (ICFS), Jilin University, Changchun 130021, Jilin, China

Abstract: To further elucidate the microscopic mechanism by which supercritical carbon dioxide (SCCO₂) alleviates water-lock in tight sandstones, the authors selected tight sandstones from the Shahezi Formation in Lishu Fault Depression of Songliao Basin as the study object and systematically investigated the changes in pore structure and water occurrence state of the reservoir during water saturation, water-locking formation, conventional N₂ flooding, and SCCO₂ miscible treatment. The experiments comprised vacuum water saturation and high-pressure water-retention water-lock simulation, N₂ flooding under different pressure differentials, water-SCCO₂ miscible treatment followed by N₂ gas flooding, and together with nuclear magnetic resonance (NMR) T₂ spectrum inversion, pore size distribution analysis, and cast thin-section observations, quantitatively characterized the stage-by-stage variations in porosity, pore-throat scale, and movable water proportion. Water saturation experiments indicate that the initial water saturation of the tight sandstone is lower than the bound-water saturation, and the water-phase invasion process can be divided into three stages: 1 min to 5 min is a rapid saturation stage, during which a large amount of water rapidly occupies micro-nano pores; 5 min to 5 h is a slow invasion stage with continuously increasing water content; after 5 h, the system becomes essentially stable, suggesting a short formation time and strong stability of the water-locking. Conventional N₂ flooding exhibits pronounced pore-size selectivity: when the pressure differential reaches 3 MPa, water in large pores (>300 nm) is displaced first; when the pressure differential increases to 4–6 MPa, water in 80–300 nm pores is only partially removed, whereas water in finer pores remains difficult to displace, and the overall flooding efficiency remains below ~30%. SCCO₂ miscible treatment markedly alters the pore-throat structure of the cores: the low viscosity and high diffusivity of SCCO₂ enable it to enter dominant flow pathways and react with carbonate cements in pores via acid dissolution, resulting in a 40%–80% increase in porosity, an enlarged mean pore-throat radius, and enhanced pore connectivity. The results demonstrate that, after SCCO₂ treatment, the sandstone pore system becomes more open and the degree of water-phase confinement decreases; compared with conventional N₂ flooding, the miscible-treatment-gas-flooding combination is more favorable for alleviating water-locking in micro-nano pores, and this coupled workflow shows clear advantages in improving pore structure and enhancing flooding efficiency in tight sandstones.

Keywords: Lishu Fault Depression; tight sandstone; supercritical carbon dioxide (SCCO₂); water-locking effect; nuclear magnetic resonance (NMR)

0 引言

致密砂岩气藏在中国天然气储量增长和能源供

应中发挥着日益重要的作用^[1-2]。这类气藏具有低压力和低渗透率的特征, 通常缺乏自然产能, 因此需要通过压裂作业来提高其渗透性和生产井的产

能^[3]。在水力压裂过程中,压裂液主要用于传递压力、形成地层裂缝以及携带支撑剂进入裂缝^[4]。然而,这一过程不可避免地会对储层造成一定程度的损害。在严重情况下,可能导致油气井产量下降,甚至造成井眼废弃,从而直接影响气藏的总体开发^[5-7]。

在高压压裂液或地层水注入储层时,与储层岩石发生物理或化学反应,导致地层渗透性降低,对储层造成破坏,其本质是有效渗透率的降低^[8]。水基压裂液与地层水对储层基质的微观损伤机理包括水敏感性损伤和水锁损伤^[9]。水锁损伤定义为在毛细力作用下,侵入水相对气相产生额外的流动阻力,从而降低对油的相对渗透性的现象^[10-12]。为降低水敏感性损伤与水锁损伤,前人尝试了不同的方法,包括开发新型压裂液和添加剂,以提高压裂液性能、降低地层损伤和提高采收率^[13];应用二氧化碳与水力压裂的组合流体来消除水锁^[14];采用具有强大载砂性能和良好减摩性能的高黏度减摩剂(high-viscosity friction reducers, HVFRs)^[15];以及应用最广泛的瓜尔胶压裂液和滑水压裂液^[16-18]。然而,这些方法各有缺点,导致其应用受到限制。同时,对于致密气藏使用水基压裂液施工往往不能达到理想效果,主要原因在于储层孔隙细小、毛管力大、储层孔压低、压裂液对储层的伤害严重等。因此,需要采用新型压裂工艺来进一步释放这些特殊油藏的产能。目前,关于评价储层水锁损伤程度,岩心驱替是最常用的模拟方法。通常通过一系列方法辅助,包括薄片岩石成像、扫描电子显微镜^[3]、X-射线衍射^[19]、CT扫描^[20-21]、核磁共振 T_2 弛豫测量^[22]、磁共振成像^[23]和氮吸附与解吸^[24]。

国内外学者^[22-26]已在超临界二氧化碳压裂的增产机理、适用性和工艺技术等方面开展了大量研究,涵盖了室内实验、理论分析和现场应用等多个层面。当二氧化碳处于温度高于临界温度(31.26 °C)、压力高于临界压力(7.29 MPa)的状态时,将转变为超临界状态。这种状态下的二氧化碳具有黏度低、表面张力小、扩散系数大、萃取能力强等特性。将二氧化碳应用于压裂工艺,不仅可以降低能量消耗,还能实现二氧化碳的地质封存,从而有效缓解温室效应^[26]。然而,该技术仍存在若干亟待解决的问题,例如超临界二氧化碳压裂液对储层岩

石孔隙结构的影响机制尚不明确,以及其增产规律仍需进一步探究。目前,学术界尚未建立统一的组合方法来全面解析储层的水锁破坏机理,并量化其对孔隙率、渗透率和孔隙结构的影响。笔者提出了一种结合微观和宏观实验的综合研究方法,旨在通过准确评估超临界二氧化碳压裂的性能来探究超临界二氧化碳对致密砂岩孔隙的影响规律,建立了相应的增产模型,为致密砂岩储层的超临界二氧化碳压裂改造提供了理论依据。

1 区域地质特征

研究区位于松辽盆地梨树断陷北部斜坡带(图1)。晚侏罗世至早白垩世期间,裂陷作用引发的火山活动达到高峰,形成了大面积分布的火山岩以及富含有机质的沙河子组湖相泥岩。研究层段沙河子组发育于强断裂活动背景下,主要岩性包括灰色砂砾岩、细砂岩、粉砂质泥岩和泥岩。受强烈地层活动影响,沙河子组沉积厚度差异显著,断陷深洼处沉积地层厚度可达4 000 m。由于强烈的压实作用,研究区岩性普遍致密,砂岩储层的成分成熟度和结构成熟度均较差。致密砂岩岩心的主要成分有石英、斜长石以及少量钾长石、方解石和黏土矿物。储层类型主要为孔隙和裂缝复合型储集空间,包括原生粒间孔、矿物次生溶蚀孔及溶蚀裂缝等。沉积相广泛发育扇三角洲前缘亚相及水下分流河道微相,油气富集地质条件优越^[27]。

在致密气藏开发过程中,两口钻井在试气试采时均出现产量大幅阶梯式骤降现象。其中,S1井在压裂前后的日产气量从20 000 m³急剧下降至3 000 m³。产量下降的原因被认为是压裂液和地层水对储层可能造成的损害,因此亟需明确水锁机理,并寻找解锁、提产与稳产措施。

2 研究思路

2.1 样品选择

研究区内沙河子组的取心钻井S1与S2在开发过程中均出现了明显的产量递减现象。本研究从这两口钻井中选取致密砂岩样品,取样后立即进行密封处理并送至实验室进行分析。在实验中,利用取心机自不同钻井的岩心中分别钻取多个25 mm × 50 mm的标准圆柱形试样,用于核磁共振测试及铸体薄片制备。为最大限度减少样品间的差异性,确

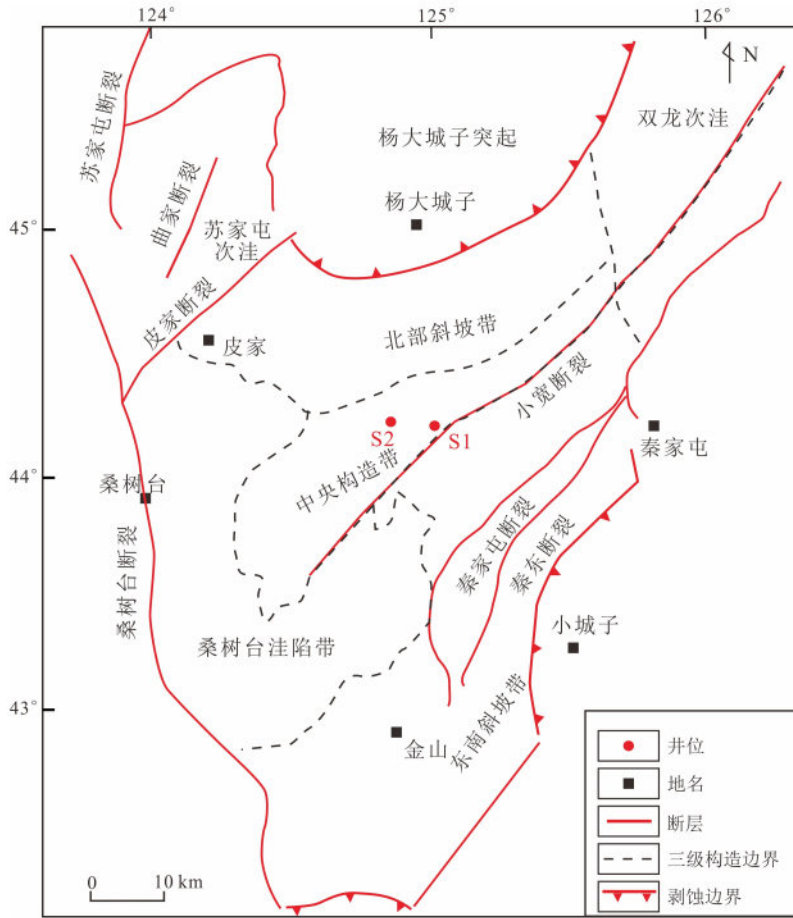


图 1 研究区大地位置图

Fig. 1 Geographic location map of study area

保所有对比实验中的圆柱样均取自同一块岩心, 以保障实验结果的可靠性与可比性。

2.2 实验设计

本研究基于不同实验目的, 设计了 3 个部分的模拟实验 (图 2)。首先, 为确定水相入侵的稳定时间、认识储层水锁过程以及不同保水时间下水相入侵对孔隙度的影响, 设计了砂岩储层水锁伤害模拟实验; 其次, 为评估不同 N_2 驱替压力下水的赋存状态变化, 并确定最佳 N_2 驱替压差, 开展了常规 N_2 驱替解水锁模拟实验; 最后, 为研究 $SCCO_2$ 混相条件下水的赋存状态变化及 $SCCO_2$ 对砂岩孔装置, 在饱水压力 (模拟地层压力) 为 30 MPa、水相为去离子水的条件下进行饱水处理。本实验以饱水时间为变量, 通过逐步延长饱水时间 (依次设置为 1 min、3 min、5 min、10 min、30 min、2 h 和 5 h), 对同一岩心在不同时间点均进行 NMR 测

隙结构的影响, 并在该条件下进行 N_2 驱替解水锁实验, 以对比其与单一 N_2 驱替的解水锁效果, 设计了 $SCCO_2$ 混相辅助 N_2 驱替的模拟实验。

3 砂岩储层水锁伤害分析模拟实验

对主力层段岩心开展水锁模拟实验, 采用 NMR 成像与 T_2 谱反演技术, 实现了水相侵入过程的可视化与定量化表征, 旨在研究同一饱水压力下不同饱水时间对岩心水锁行为及水相侵入孔隙特征的影响。实验首先对初始干燥岩心样品进行 NMR 测试, 获取其初始含水率; 随后使用样品真空饱水试, 并通过对比相应结果以分析水锁动态变化。

对不同饱水时间下的样品进行核磁共振测试, 并通过 T_2 谱反演获得孔隙孔径分布结果, 表明水锁伤害主要发生于微纳米级孔隙 (图 3)。不同饱水时间下的孔隙度变化表明, 该储层易发生水锁效

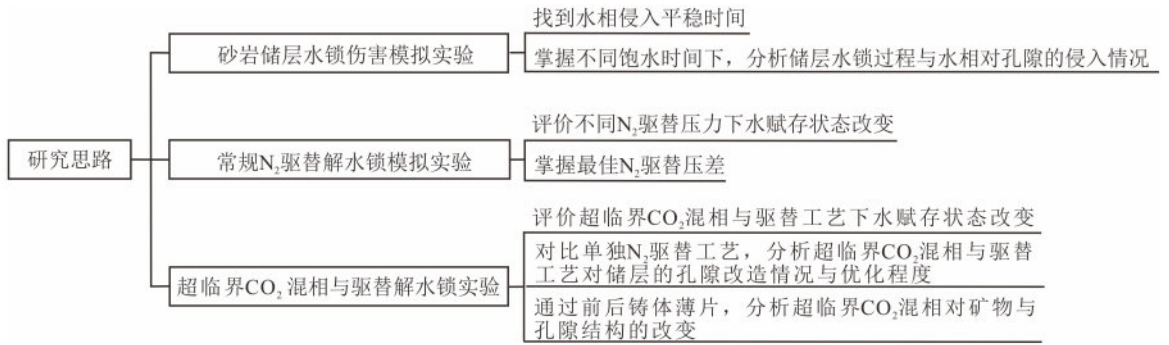


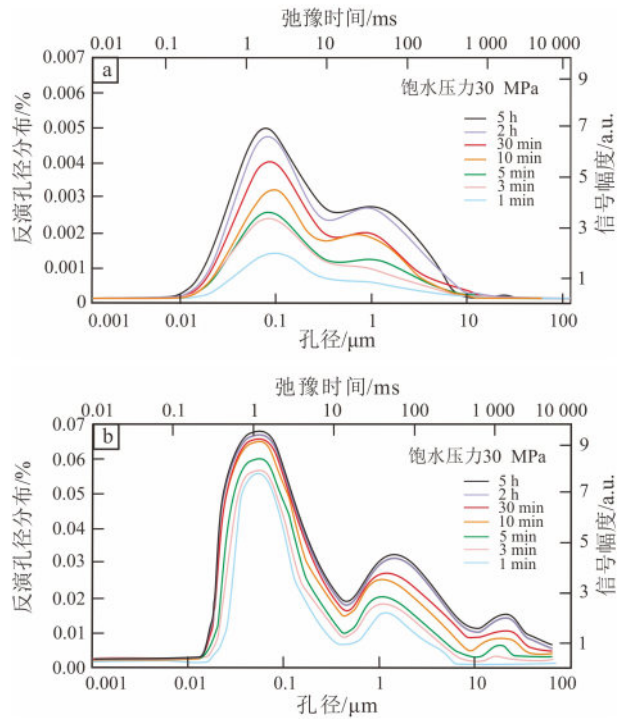
图 2 实验设计流程图

Fig. 2 Flowchart of experimental design

应。致密砂岩实验样品在饱水前的初始含水饱和度始终低于饱水后的束缚水饱和度，二者差值越大，代表进入的束缚水量越多，水锁伤害也越严重。

水锁伤害的形成时间对工程作业方案的制定具有重要指导意义。本次实验通过分析不同饱水时间下岩心含水量的变化，将储层水锁过程划分为 3 个

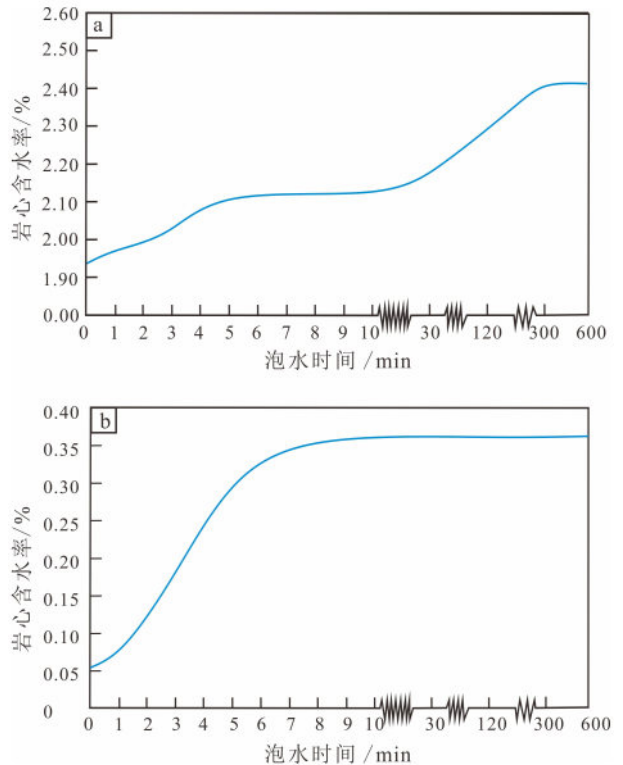
阶段：1~5 min 为早期快速饱水阶段，水锁伤害最为显著，水相迅速侵入并弥补初始含水饱和度与束缚水饱和度之间的差值；5 min 至 5 h，水相侵入速度减缓，含水率缓慢上升；饱水时间超过 5 h 后，含水率基本趋于稳定（图 4）。



a. S1 井; b. S2 井。

图 3 各钻井砂岩岩性水相侵入特征

Fig. 3 Water phase invasion characteristics of sandstone lithologies from different wells



a. S1 井; b. S2 井。

图 4 各钻井砂岩水相侵入时间与岩心含水率情况

Fig. 4 Relationship between water-phase invasion time and core water saturation in sandstones from different wells

4 常规 N_2 驱替与超临界 CO_2 混相后驱替解水锁作用对比分析

常规 N_2 驱替解水锁模拟实验旨在通过分析 NMR 测试结果的变化, 评估不同 N_2 驱替压力下水的赋存状态变化, 研究常规 N_2 驱替对水锁的解除作用, 并确定最佳驱替压差。实验装置包括增压模块、驱替压力控制模块、围压控制模块和核磁共振分析模块。岩心样品饱水处理过程如下: 使用真空加压饱水装置将砂岩岩心抽真空 3 h, 注入蒸馏水并将压力升至 30 MPa, 保压 24 h。

在 N_2 驱替与 NMR 在线分析过程中, 围压恒定设置为 20 MPa, 驱替气体为高纯度 N_2 。驱替压差定义为样品进口端与出口端的气压差, 实验设定驱替压差分别为 1、3、4、6 和 8 MPa。每个压力阶段恒压保持 2 h, 之后进行在线 NMR 测试, 压力变化流程如图 5 所示。

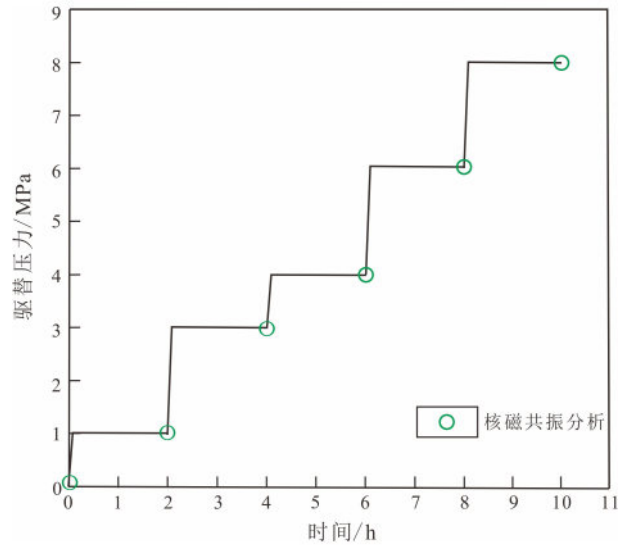
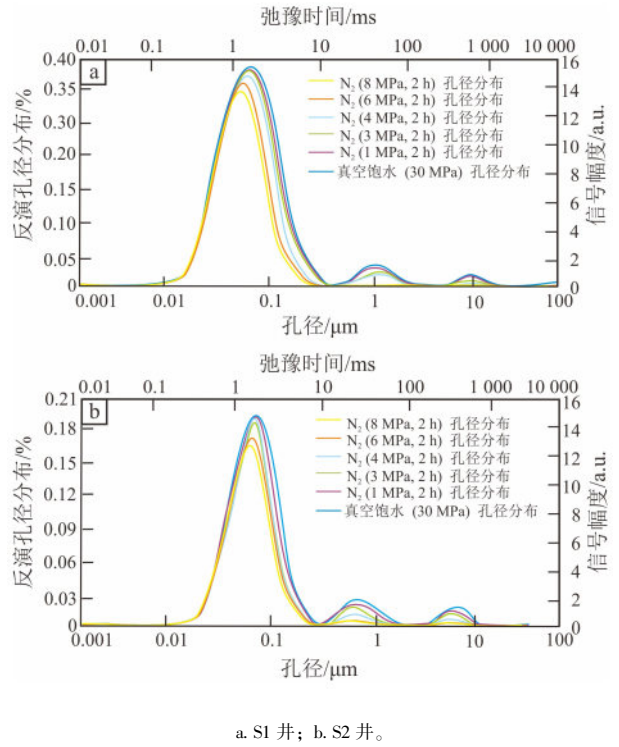


图 5 实验中 N_2 驱替压力随时间变化图

Fig. 5 Variation of N_2 flooding pressure with time during experiment

N_2 驱替实验结果表明, 研究区储层为致密砂岩, 饱和水主要赋存于微-纳米级孔隙中。随着驱替压差升高至 3 MPa, 孔径 >300 nm 的孔隙中的水首先被驱出; 压力继续升高时, 80 ~ 300 nm 孔径孔隙中的水可被部分驱替, 而更小孔隙中的水难以被驱出 (图 6)。

通过 T_2 谱分析最佳驱替压差发现, 尽管储层



a. S1 井; b. S2 井。

图 6 各钻井砂岩 N_2 驱替下 T_2 反演孔隙分布图

Fig. 6 T_2 inversion-based pore size distribution maps of sandstones under N_2 flooding

饱水样品的驱替效果受岩性、气测渗透率、胶结物类型和黏土含量等多种因素影响, 但当驱替压差达到 5 MPa 时, 绝大部分可动水可被驱出。综合分析表明, 最佳脱水压差约为 4 ~ 5 MPa, 此时大孔隙中的可动水能够被有效驱替 (图 7)。水锁模拟实验与常规 N_2 驱替结果对比 (表 1) 显示, 常规 N_2 驱替效率最高仅可达 30%。

CO_2 在温度高于临界温度 (31.26 $^{\circ}C$)、压力高于临界压力 (7.29 MPa) 时处于超临界状态 (SCCO₂), 具有低黏度、低表面张力、高扩散系数和强萃取能力的特性。超临界状态下, SCCO₂ 可与砂岩发生反应, 改善孔隙结构。为提高解水锁效果, 可先利用 SCCO₂ 对致密砂岩样品进行混相处理, 再进行 N_2 驱替, 以提升工程效果。

选取 S1 井同一深度、相同岩性的两块砂岩样品 A 和 B, 设置对照组 A 和 B: A 组样品经常规饱水后直接进行 N_2 驱替; B 组样品在常规饱水后额外进行 SCCO₂ 混相处理并保存 15 d, 再进行 N_2 驱替。两组实验完成后均进行 NMR 测试, 对比分析

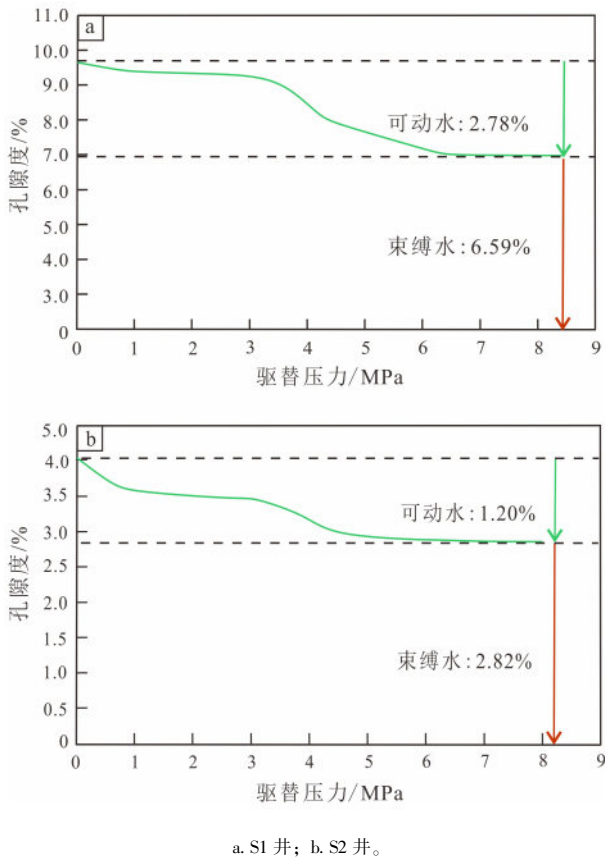


图 7 各钻井砂岩 N_2 驱替下可动水与束缚水变化趋势图

Fig. 7 Variation of movable and bound-water in sandstones under N_2 flooding

孔隙度、饱水量及 N_2 驱替效果。

超临界 CO_2 混相装置包括气源、增压泵、分气阀、串联 CO_2 反应釜、恒温装置及控制与监测系统,用于将高纯 CO_2 加压加热至超临界状态。实验中,将饱水岩心编号后放入反应釜,通过气源与增压泵使压力升至 10 MPa 以上,开启分气阀,确认反应釜内温压条件达到 $SCCO_2$ 要求后,关闭阀门,持续监测内部状态。

两组对比实验表明,经 $SCCO_2$ 混相处理后,样品孔隙度显著增大(表 2):样品 A 从 4.28% 增至 6.27%,样品 B 从 2.54% 增至 4.77%。处理后各类孔隙尺寸均有所增加,大孔隙占比上升(图 8)。进一步通过 NMR 分析不同实验阶段样品中水的分布、含水率及出水量发现(图 9、表 3), $SCCO_2$ 处理后的样品平均孔径明显增大,出水量由 1.12% 提高至 4.07%。微纳米孔隙中水的毛细管束缚作用减弱,后续 N_2 驱替效果显著提升。

在 $SCCO_2$ 混相工艺中, $SCCO_2$ 与地层水的不相容性以及其酸性特征对于提高驱替效率具有重要意义。首先, $SCCO_2$ 流体的酸性能对孔隙中的碳酸盐胶结物产生显著的溶蚀作用,这一过程不仅扩大了孔隙度,还改善了孔隙的连通性^[28]。通过对混相前后砂岩铸体薄片的分析可以发现,在处理前,碳酸盐胶结物充填了岩心内的孔隙与裂隙,导

表 1 常规氮气驱替实验数值

Table 1 Experiment data of conventional nitrogen (N_2) flooding

井号	总孔隙度/%	可动水孔隙度/%	原始未饱水孔隙度/%	水锁伤害率/%	驱替效率/%
a 井	9.37	2.78	2.54	43.22	29.7
b 井	4.02	1.20	0.67	53.48	29.9

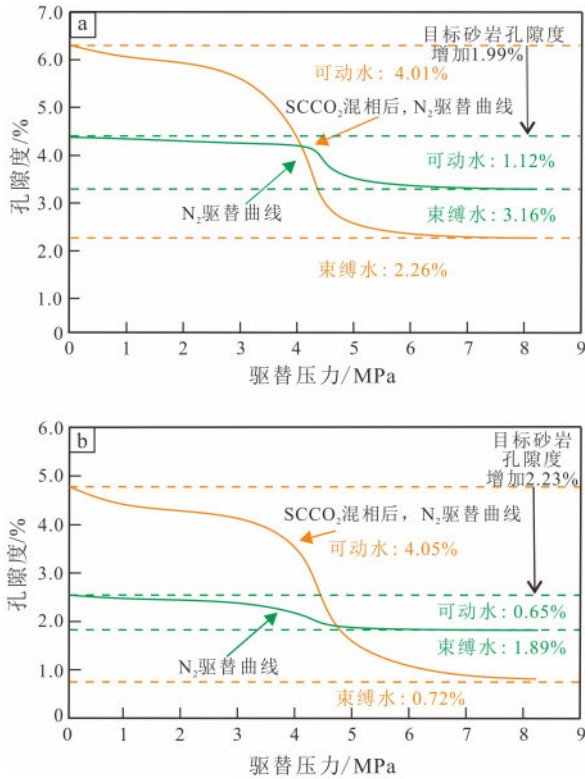
表 2 $SCCO_2$ 混相与 N_2 驱替前后样品孔隙度变化

Table 2 Changes in sample porosity before and after $SCCO_2$ miscible and N_2 flooding

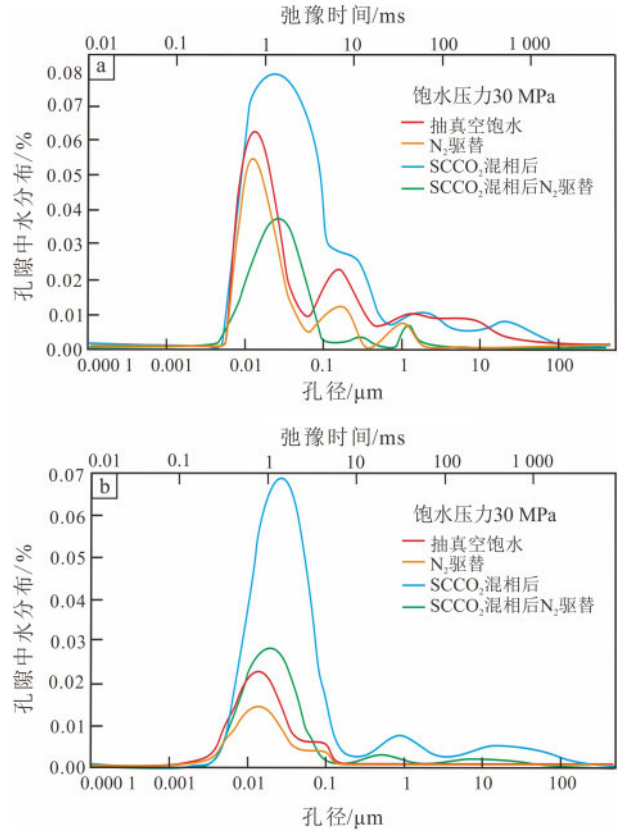
样品名	原样品抽真空 饱水后孔隙度/%	A 组实验		B 组实验	
		N_2 驱替后孔隙度/%	$SCCO_2$ 混相后孔隙度/%	$SCCO_2$ 混相后 N_2 驱替孔隙度/%	$SCCO_2$ 混相后 N_2 驱替孔隙度/%
a	4.28	3.16	6.33	2.26	
b	2.54	1.89	4.77	0.72	

致储层物性较差,然而,经过 $SCCO_2$ 混相处理后,孔隙中的碳酸盐胶结物大量消失,且呈现出蠕虫状的短期快速溶蚀特征。特别是在连通性较好的孔隙

中,胶结物的溶蚀更为显著,而被密封在矿物颗粒中的碳酸盐则保存较好(图 10)。这表明 $SCCO_2$ 流体在混相过程中能够有效地进入岩心内部,选择性



a. 样品 A; b. 样品 B。



a. 样品 A; b. 样品 B。

图 8 N₂ 驱替与 SCCO₂ 混相后驱替情况对比图

Fig. 8 Comparison of conditions between N₂ flooding and SCCO₂ miscible flooding

图 9 N₂ 驱替与 SCCO₂ 混相后驱替孔隙分布对比

Fig. 9 Comparison of pore size distribution between N₂ flooding and SCCO₂ miscible flooding

表 3 实验前后样品孔隙结构变化表 (A 样品)

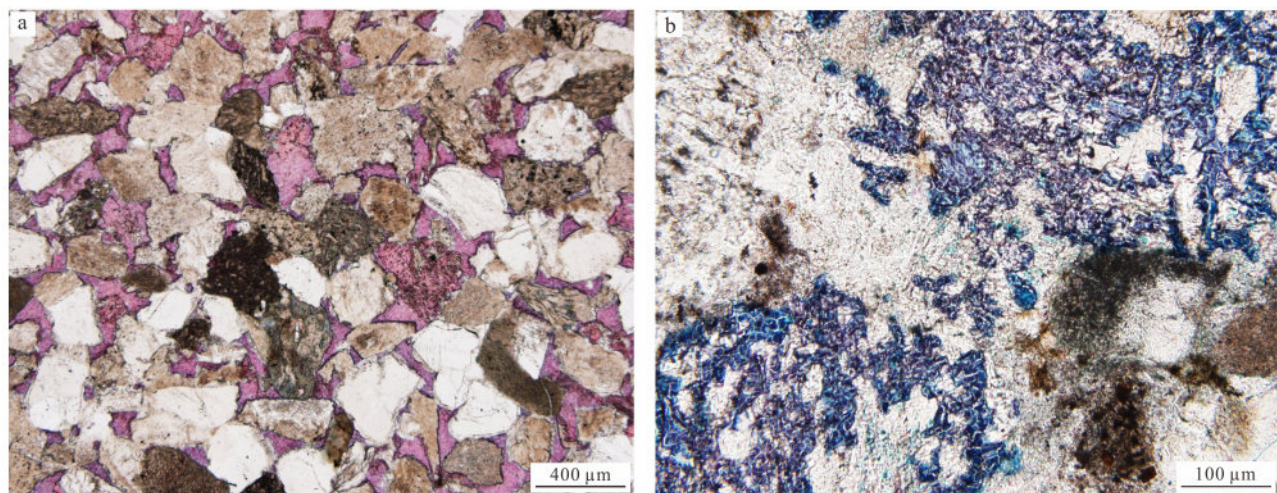
Table 3 Changes in pore structure before and after experiments (sample A)

孔径分析	原始样品		SCCO ₂ 混相处理	
	真空饱水	N ₂ 气驱	SCCO ₂ 混相后抽真空饱水	N ₂ 气驱
< 0.01 μm	0.449 2	0.326 0	0.533 3	0.113 0
0.01 ~ 0.10 μm	2.431 1	1.971 4	3.892 1	1.521 9
0.10 ~ 1.00 μm	0.812 9	0.511 4	1.149 3	0.164 2
1.00 ~ 10.00 μm	0.401 2	0.238 7	0.520 2	0.267 8
10.00 ~ 100.00 μm	0.166 6	0.088 2	0.238 8	0.194 1
饱水孔隙度/%	4.28	3.16	6.33	2.26
驱出水量/%	1.12	4.07		

地作用于优势通道, 并与反应釜内的水发生反应, 形成酸性环境, 进而溶蚀通道内的碳酸盐胶结物。这一过程不仅提高了储层的孔隙度, 还增加了储集

空间, 从而显著改善了储层的物性。

其次, SCCO₂ 与水的相容性在驱替过程中同样发挥着关键作用。由于 SCCO₂ 流体与地层水不



a. S1 井, SCCO₂ 混相处理前碳酸盐胶结物占据孔隙空间, 红色为碳酸盐茜素红染色;
b. S1 井, SCCO₂ 混相处理后碳酸盐胶结物被溶蚀呈蠕虫状, 短期快速溶蚀特征明显。

图 10 SCCO₂ 混相前后孔隙对比

Fig. 10 Comparison of pores before and after SCCO₂ miscible flooding

相容, 它们在接触时会形成两个不相混溶的相, 这种特性有助于将孔隙中的束缚水驱替出去。这些被驱替的水大多数是被毛细管力束缚的水, 其在常规 N₂ 驱替过程中难以被有效移除。SCCO₂ 混相驱替工艺通过利用这种不相容性, 能够有效地打破毛细管力的束缚, 将这些难以驱替的水驱出孔隙, 进一步扩大了孔隙度和孔喉尺寸。这种扩孔效应不仅改变了孔隙结构, 使得整体孔径和孔喉变大, 还提高了流体在储层中的流动性, 从而增强了驱替效率。

5 结论

(1) 通过各阶段 NMR 核磁共振结果发现, 研究区致密砂岩储层易发生水锁; 致密储层实验前原样品初始含水饱和度总是小于饱水后束缚水饱和度, 且两者差值越大, 水锁伤害越强。

(2) 岩心水锁过程主要分为 3 个阶段: 1 ~ 5 min 早期快速饱水阶段, 此阶段水锁伤害最大; 5 h 以上饱水率基本不变; N₂ 驱替首先驱替孔径 > 300 nm 孔隙中的水, 随压力的逐渐上升, 80 ~ 300 nm 孔隙中的水可以驱替出一小部分, 而更小孔隙中水则难以驱替出; 最佳脱水压力差在 4 ~ 5 MPa 之间, 但是只能将较大孔隙中的可动水驱替出。

(3) 超临界二氧化碳 (SCCO₂) 混相处理后再采用氮气 (N₂) 进行驱替, 效果更佳。这是因为 SCCO₂ 的酸性导致孔隙中碳酸盐矿物溶解, 增加了孔隙度, 同时混相作用扩大了平均孔隙半径, 减弱了毛细管力对孔隙中水的束缚, 使得水更易被驱替, 从而提高了油气采收率。

参考文献:

- [1] 王磊, 张辉, 彭小东, 等. 低渗透砂砾岩油藏水敏伤害机理及注入水水源优选 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46 (6): 1148-1158.
Wang L, Zhang H, Peng X D, et al. Water-sensitive damage mechanism and the injection water source optimization of low permeability sandy conglomerate reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46 (6): 1148-1158.
- [2] Zhang Y, Gao M W, You Q, et al. Smart mobility control agent for enhanced oil recovery during CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoirs [J]. Fuel, 2019, 241: 442-450.
- [3] Li P, Jia C Z, Jin Z J, et al. The characteristics of movable fluid in the Triassic lacustrine tight oil reservoir: a case study of the Chang 7 Member of Xin'anbian Block, Ordos Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology,

- 2019, 102: 126–137.
- [4] Zhang L F, Zhou F J, Zhang S C, et al. Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low-permeability sandstone reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 175: 1122–1135.
- [5] Fu L P, Liao K L, Ge J J, et al. Study on the damage and control method of fracturing fluid to tight reservoir matrix [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 82: 103464.
- [6] Wijaya N, Sheng J J. Mitigating near-fracture blockage and enhancing oil recovery in tight reservoirs by adding surfactants in hydraulic fracturing fluid [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 185: 106611.
- [7] Awan F U R, Keshavarz A, Azhar M R, et al. Adsorption of nanoparticles on glass bead surface for enhancing proppant performance: a systematic experimental study [J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2021, 328: 115398.
- [8] Wang J, Zhou F, Bai H, et al. A comprehensive method to evaluate the viscous slickwater as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107359.
- [9] Yang B, Zhao J Z, Mao J C, et al. Review of friction reducers used in slickwater fracturing fluids for shale gas reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 62: 302–313.
- [10] Ahmad K. The role of flow rate and fluid alkalinity on fine particles movement and influencing the petrophysical properties of reservoir sandstone [J]. *Passer Journal*, 2020, 1 (1): 17–21.
- [11] Akhondzadeh H, Keshavarz A, Awan F U R, et al. Liquid nitrogen fracturing efficiency as a function of coal rank: a multi-scale tomographic study [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 95: 104177.
- [12] Shamsi F, Norouzi-apourvari S, Jafari S. Image-based simulation of formation damage during suspension injection in homogeneous and heterogeneous porous media: the impact of pore-scale characteristics on macroscopic properties [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106786.
- [13] Mukherjee S, Dang S T, Rai C, et al. Revisiting the concept of wettability for organic-rich tight rocks: application in formation damage-water blockage [J]. *Petrophysics*, 2020, 61 (5): 473–481.
- [14] Wang S Y, Shan X L, Yang Q C, et al. Tight gas accumulation in middle to deep successions of fault depression slopes: northern slope of the Lishu Depression, Songliao Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2025, 174: 107302.
- [15] 王娟娟, 王军舰, 张冲, 等. 致密长石砂岩储层压裂液伤害机理及 SCCO_2 解水锁作用实验研究 [J]. *油气地质与采收率*, 2025, 32 (3): 100–112.
- Wang J J, Wang J J, Zhang C, et al. Mechanism of fracturing fluid damage and experimental study on water lock release of SCCO_2 in tight feldspathic sandstone reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2025, 32 (3): 100–112.
- [16] Al-Juboury A, Howard J P, Vincent S J, et al. Petrography, diagenesis and geochemistry of the Cambro-Ordovician Khabour sandstones, western Iraq: implications for reservoir quality and the impact of the Hirnantian glaciation [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 123: 104733.
- [17] 孙金声, 许成元, 康毅力, 等. 页岩储层钻井液-压裂液复合损害机理及保护对策 [J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51 (2): 380–388.
- Sun J S, Xu C Y, Kang Y L, et al. Formation damage mechanism and control strategy of the compound function of drilling fluid and fracturing fluid in shale reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51 (2): 380–388.
- [18] Song X F, Wei H R, Li W J, et al. Evaluation on influencing-factors of water lock damage of tight sandstone gas reservoir in block M of Tarim Basin [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29 (2): 224–228.
- [19] Tang M, Zhang T C, Li Y F, et al. Time-dependent effect of supercritical CO_2 -water soaking on microstructure and mechanical properties of tight sandstone: implications for enhanced oil recovery and geological sequestration [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 255: 214087.
- [20] Wang H J, Wei J Q, Xu H Y, et al. Experimental study on enhanced oil recovery by CO_2 injection in tight gas reservoirs [J]. *Fresenius Environmental Bulletin*, 2022, 31 (12): 11755–11761.
- [21] Luo C. Research and application of quasi-dry CO_2 frac-

- turing technology [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2021, 50 (2): 83-87.
- [22] Guo B Y, Muhammad T I, Md-nahin M. Carbon dioxide hydrate formation in porous media under dynamic conditions [J]. *Energy Science & Engineering*, 2024, 12 (11): 5266-5271.
- [23] Zhang Y M, Wang W X, Cao Y J, et al. Research and test for shut-in after fracturing of volume fracturing technology in Sulige low pressure tight gas [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 9 (3): 271-276.
- [24] 陈锐, 陈绍宁, 梁睿, 等. 钻井液对致密砂岩储层伤害表征及机理分析: 以库车坳陷迪北段阿合组储层为例 [J]. *长江大学学报 (自然科学版)*, 2024, 21 (4): 104-112.
- Chen R, Chen S N, Liang R, et al. Characterization and mechanism analysis of drilling fluid damage in tight sand stone reservoirs: a case study of Ahe Formation in Dibe Section of Kuqa Depression [J]. *Journal of Yangtze University (Natural Science Edition)*, 2024, 21 (4): 104-112.
- [25] 李曦宁, 邱星栋, 杜明亮, 等. 致密砂岩气藏钻井用纳米聚合物表面活性剂的合成与评价 [J]. *油气地质与采收率*, 2025, 32 (6): 176-186.
- Li X N, Qiu X D, Du M L, et al. Synthesis and evaluation of nanoscale polymeric surfactants for drilling in tight sandstone gas reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2025, 32 (6): 176-186.
- [26] 蒲万芬, 侯帅, 沈超, 等. 低渗透砂岩储层解水锁剂优选及效果评价: 以鄂尔多斯盆地 X 气田为例 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2025, 44 (2): 50-57.
- Pu W F, Hou S, Shen C, et al. Optimization and effect evaluation of water lock release agent for low permeability sandstone reservoir: a case study of X gas field in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2025, 44 (2): 50-57.
- [27] 王帝贺, 申川峡, 郭洋齐, 等. 致密砂岩气井储层伤害的影响因素分析 [J]. *石油工业技术监督*, 2025, 41 (9): 75-80.
- Wang D H, Shen C X, Guo Y Q, et al. Analysis of influencing factors of reservoir damage in tight sandstone gas wells [J]. *Technology Supervision in Petroleum Industry*, 2025, 41 (9): 75-80.
- [28] 王治国, 汪雄雄, 常永峰, 等. 基于核磁共振技术的致密砂岩储层水锁伤害特征: 以苏里格致密砂岩储层为例 [J]. *科学技术与工程*, 2025 (25): 10653-10662.
- Wang Z G, Wang X X, Chang Y F, et al. Characteristics of water lock damage in tight sandstone reservoirs based on NMR technology: Sulige tight sandstone reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2025 (25): 10653-10662.