

引文: 赵金省, 严繁, 肖元相, 等. 致密砂岩气藏CO₂增能压裂的碳埋存机理[J]. 天然气工业, 2025, 45(8): 77-87.

ZHAO Jinsheng, YAN Fan, XIAO Yuanxiang, et al. Mechanism of CO₂ storage during CO₂-energized fracturing in tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(8): 77-87.

致密砂岩气藏 CO₂ 增能压裂的碳埋存机理

赵金省^{1,2} 严繁¹ 肖元相³ 张庆祝⁴ 章思鹏⁵ 李攀⁶

1. 西安石油大学石油工程学院 2. 西安石油大学碳中和未来技术研究院 3. 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院
4. 西安长庆化工集团有限公司 5. 中国石油西部钻探工程有限公司 6. 中国石油长庆油田公司第三采气厂

摘要: 在“双碳”目标背景下, 致密砂岩气藏 CO₂ 增能压裂技术兼具提高压裂液返排效率、补充地层能量及实现 CO₂ 埋存的双重作用, 揭示 CO₂ 增能压裂的碳埋存机理具有重要理论意义和指导作用。为此, 通过室内实验研究, 结合核磁共振、启动压力梯度测试、X 射线衍射等手段, 系统评价了致密砂岩气藏 CO₂ 增能压裂的碳埋存效果, 分析了不同压力下 CO₂ 埋存率的变化规律, 阐明了束缚埋存与溶解固化埋存的作用机理, 指出了裂缝闭合滞留的关键影响因素, 最后明确了 CO₂ 增能压裂过程中的碳埋存规律。研究结果表明: ① CO₂ 增能压裂以束缚碳埋存为主, 压力高于超临界压力时, 束缚碳埋存率可达 60% 以上, 且受启动压力梯度显著影响, 梯度越大, CO₂ 埋存率越高; ② 溶解固化碳埋存率介于 5% ~ 30%, 在超临界压力附近达到峰值 (10% ~ 30%), 其效果受矿物成分控制, 方解石、白云石及黏土矿物易被溶蚀并生成高岭石等沉淀, 进而改变储层孔喉结构; ③ 裂缝闭合滞留碳埋存率主要受闭合压力主导, 液体返排率与铺砂浓度次之, 支撑剂类型影响最小。结论认为, CO₂ 增能压裂在致密砂岩气藏中可实现高效碳埋存, 研究成果为优化 CO₂ 增能压裂工艺及预测碳埋存效果提供了理论依据, 对推动低碳油气开发具有重要指导价值。

关键词: 致密砂岩气藏; CO₂ 增能压裂; CO₂ 埋存; 束缚碳埋存; 溶解固化碳埋存; 孔喉分布; 启动压力梯度; 核磁共振

中图分类号: TE377 文献标识码: A DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.08.007

Mechanism of CO₂ storage during CO₂-energized fracturing in tight sandstone gas reservoirs

ZHAO Jinsheng^{1,2}, YAN Fan¹, XIAO Yuanxiang³, ZHANG Qingzhu⁴, ZHANG Sipeng⁵, LI Pan⁶

(1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Institute of Carbon Neutrality Future Technology, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 3. Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. Xi'an Changqing Chemical Group Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710018, China; 5. CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Urumqi, Xinjiang 830000, China; 6. No.3 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Erdos, Inner Mongolia 017300, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.8, p.77-87, 8/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: CO₂-energized fracturing in tight sandstone gas reservoirs can replenish formation energy while increasing fluid flowback efficiency, and can also play a role in CO₂ storage. It is of great significance, theoretically and practically, to understand the mechanism of CO₂ storage during CO₂-energized fracturing in tight sandstone gas reservoirs. Through laboratory experiments, together with nuclear magnetic resonance (NMR), start-up pressure gradient test and X-ray diffraction (XRD), the CO₂ storage performance during CO₂-energized fracturing in tight gas reservoirs was evaluated, and the variation of CO₂ storage rate under different pressures was analyzed. Moreover, the mechanisms of bound carbon storage and solution-solidified carbon storage were clarified, and the key factors controlling fracture closure and retention were identified. Finally, the mechanism of CO₂ storage during CO₂-energized fracturing was clarified. The following results are obtained. First, bound carbon storage is dominant during CO₂-energized fracturing. When the pressure is higher than the supercritical level, the bound carbon storage rate can reach more than 60%. The CO₂ bound storage rate is greatly affected by the start-up pressure gradient: the greater the gradient, the higher the CO₂ storage rate. Second, the solution-solidified carbon storage rate is between 5% and 30%, and peaks (10%-30%) around the supercritical pressure. It is controlled by the mineral composition. Calcite, dolomite and clay minerals are likely to be dissolved, generating precipitates such as kaolinite, thus changing the pore-throat structure of reservoir. Third, the closing pressure is the most significant factor affecting the CO₂ storage rate due to fracture closure, followed by the flowback rate and the sanding concentration, with proppant type being the least influential. It is concluded that CO₂-energized fracturing can achieve efficient CO₂ storage in tight sandstone gas reservoirs. The research results provide theoretical basis for optimizing the CO₂-energized fracturing process and predicting CO₂ storage performance, and they are thus practically significant for promoting low-carbon oil and gas development.

Keywords: Tight sandstone gas reservoir; CO₂-energized fracturing; CO₂ storage; Bound carbon storage; Solution-solidified carbon storage; Pore-throat distribution; Start-up pressure gradient; Nuclear magnetic resonance

基金项目: 国家自然科学基金项目“致密砂岩油藏 CO₂ 吞吐多尺度流、固物性变化机理及对吞吐效果的影响”(编号: 52174031)、陕西高校青年创新团队“非常规油气藏 CO₂ 利用及埋存创新团队”。

通信作者: 赵金省, 1979 年生, 教授, 博士研究生导师; 主要从事油气藏提高采收率、CO₂ 利用与封存方面的研究工作。地址: (710065) 陕西省西安市电子二路 18 号。ORCID: 0000-0002-8583-683X。E-mail: jinsheng79317@163.com

0 引言

随着我国“双碳”目标的提出,碳捕集、利用与封存(CCUS)相关技术逐渐成为当下的研究热点,CO₂埋存相关技术的研究对于实现我国“双碳”目标具有重大意义^[1-4]。致密气作为三大非常规气(致密气、页岩气、煤层气)之一^[5],其储层渗透率和自然产能低,需要经过压裂改造才能有效开发。CO₂增能压裂作为一种新型压裂方式在有效改善储层渗流条件的同时,还可以有效补充地层能量,提高压裂液的返排效率^[6-8],同时可以将部分CO₂埋存于地下,达到CO₂封存的目的^[9-11]。目前,无论是CO₂驱、CO₂吞吐等注CO₂提高采收率方法,还是废弃油气藏及咸水层的CO₂封存,学术界普遍认为CO₂埋存机理主要有4种,分别是构造埋存、残余气体埋存、溶解埋存及矿物埋存^[12-19],其中,残余气体埋存是通过毛细管作用把CO₂封存到多孔介质中,使注入的CO₂变成不连续的非流动相^[20-21],也称作毛细管埋存^[22-25],也有文献把残余气体埋存称作束缚埋存^[26-30]。尹书郭等^[31-32]对页岩气储层CO₂埋存进行了数值模拟研究,认为CO₂注入的初始阶段以构造封存为主,随着CO₂的注入时间延长,毛管力会将其束缚住形成离散的气泡而形成残余气或者束缚封存,随着CO₂与地层水接触,溶解封存逐渐发挥作用。王涛等^[16]通过水气交替注入数值模拟研究,发现在第一轮注气阶段(1~5年)构造封存是主要的封存方式,注水阶段(5~6年)构造封存量快速下降,残余气封存量快速上升,在第二轮注气阶段(6~26年)以残余气封存为主。徐启林^[33]将理论分析与数值模拟相结合,研究了枯竭气藏CO₂封存储层完整性的变化,结果表明在气藏底部注气有利于CO₂的长期安全封存。随着封存时间的增加,部分CO₂构造封存量逐渐向溶解封存量和束缚封存量转化。郭平等^[34]通过数值模拟研究了低渗透率气藏CO₂驱,研究结果表明,低渗透率气藏衰竭开采至废弃压力3 MPa时注入CO₂采收率仅能增加2.2%,但相对开采至12 MPa注入CO₂其埋存量可提高至1.44倍,并且地层中的天然裂缝不会影响CO₂埋存的稳定性。

综合来看,国内外文献针对油气藏CO₂埋存的研究多采用数值模拟的方法,且针对CO₂压裂过程中束缚碳埋存、溶解固化碳埋存机理的深入研究相对较少。另外,CO₂增能压裂过程中埋存主要分为两个部分:①前置CO₂压裂时CO₂被注入地层,在储层孔隙内形成束缚碳埋存和溶解固化碳埋存;②压

裂后CO₂在缝内滞留,裂缝闭合将裂缝中的CO₂一部分挤入地层,一部分留在裂缝中,随着压裂液返排及开井生产,部分CO₂顺着裂缝从井口产出。可见,CO₂增能压裂过程中的碳埋存较为复杂,有必要针对各种碳埋存机理开展深入研究。本文通过室内实验的方法模拟了CO₂压裂过程中束缚埋存、溶解固化埋存以及裂缝闭合滞留碳埋存的影响因素,明确了不同生产压力时CO₂埋存率、CO₂束缚埋存和溶解固化埋存的主要机理,可以为致密砂岩气藏CO₂增能压裂工艺优化和碳埋存效果预测提供理论指导。

1 实验部分

1.1 实验设备与实验材料

束缚碳埋存和溶解固化碳埋存实验设备采用多功能综合驱替系统(图1),主要由恒流泵、压力容器、岩心夹持器、手摇泵和回压阀构成。系统温度通过恒温箱加热进行控制,再使用恒流泵向压力容器加压,将压力容器中的CO₂注入到岩心夹持器,开展CO₂注入和埋存实验,注入压力通过回压阀控制。

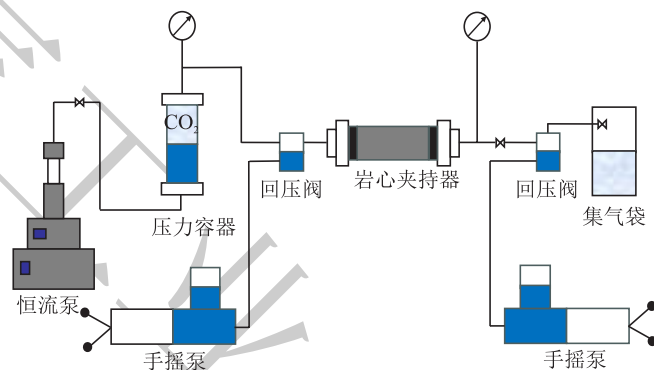


图1 多功能综合驱替系统流程图

实验岩心取自苏里格气田石盒子组盒8段4口井,共12块岩心。岩心物性参数如表1所示。

裂缝闭合滞留碳埋存实验采用裂缝导流能力测试仪,是按照API标准研制的。可在标准实验条件下模拟闭合压力对CO₂埋存的影响,支撑剂采用40~70目石英砂和陶粒。

1.2 实验方法

1.2.1 束缚碳埋存和溶解固化碳埋存实验

为了单独研究致密砂岩气藏CO₂压裂过程的束缚碳埋存机理,岩心采用不含水的干燥岩心,取自于苏里格气田盒8段储层。由于束缚碳埋存主要是靠毛细管作用把CO₂封存到多孔介质中,因此岩心的微

表 1 岩心物性参数表					
编号	长度 / cm	直径 / cm	孔隙度	渗透率 / 10 ⁻³ μm ²	启动压力梯度 / (MPa · m ⁻¹)
1#	3.336	2.540	6.09%	0.153 1	8.73
2#	5.016	2.528	6.02%	0.196 5	4.48
3#	5.255	2.536	5.73%	0.197 9	6.37
4#	5.935	2.514	5.00%	0.172 7	6.03
5#	4.945	2.514	4.08%	0.108 9	13.79
6#	3.862	2.538	4.49%	0.121 3	14.80
7#	5.484	2.517	2.32%	0.083 3	8.91
8#	5.759	2.517	3.66%	0.092 8	8.10
9#	5.621	2.517	7.72%	0.162 8	4.64
10#	5.694	2.517	6.26%	0.036 0	4.23
11#	6.346	2.517	5.62%	0.192 8	4.46
12#	4.319	2.517	5.35%	0.052 3	6.57

观孔喉分布将会影响束缚碳埋存效果。实验在评价致密砂岩气藏 CO₂ 压裂后束缚碳埋存率的基础上，分析了岩心的最小启动压力和微观孔喉分布对致密砂岩气藏束缚碳埋存的影响。束缚碳埋存实验结束以后，采用同样的岩心，设定束缚水饱和度，开展溶解固化碳埋存实验。具体实验步骤如下：①岩心烘干，测试孔隙度和气测渗透率；②测试岩心的启动压力梯度；③向中间容器注入 CO₂ 直至压力达到 20 MPa，温度设置为 65 ℃（模拟气藏温度）；④连接设备，将岩心装入岩心夹持器中，设置围压 25 MPa（模拟上覆岩层压力），回压 20 MPa；⑤连续注入 CO₂，待岩心出口 CO₂ 流量稳定时停止注入，关闭岩心夹持器出口和入口阀门，计算岩心中 CO₂ 的量；⑥在岩心夹持器注入口端连接回压阀，分别将回压降至 12 MPa、10 MPa、8 MPa、6 MPa、4 MPa 和大气压力，打开注入口阀门，收集采出的 CO₂ 量，计算不同压力下的 CO₂ 埋存率；⑦岩心饱和水测试核磁共振 T₂ 谱，获取岩心的微观孔喉尺寸分布，分析岩心启动压力梯度和微观孔喉分布对致密砂岩气藏束缚碳埋存的影响；⑧以上实验步骤为束缚碳埋存实验，采取同样的岩心，饱和地层水，用氮气将岩心驱至束缚水状态；⑨重复③—⑥步骤，开展溶解固化碳埋存实验，为了使 CO₂ 和岩心中的水和矿物有一定的反应时间，CO₂ 注入岩心后关闭出入口阀门 48 h。

1.2.2 裂缝闭合滞留碳埋存实验

为了研究不同闭合压力（20 MPa、30 MPa、40 MPa）、不同支撑剂类型（石英砂、陶粒）、不同

铺砂浓度（5.0 kg/m²、7.5 kg/m²、10.0 kg/m²）、不同返排率（30%、50%、70%）下 CO₂ 在裂缝中的滞留情况。采用“四因素三水平”的正交实验法进行实验设计^[35]，“四因素”为支撑剂类型、铺砂浓度、闭合压力和返排率（表 2）。

表 2 正交实验设计参数表				
序号	支撑剂类型	铺砂浓度 / (kg · m ⁻²)	闭合压力 / MPa	返排率
实验一	石英砂	5.0	22	70%
实验二	石英砂	7.5	32	50%
实验三	石英砂	10.0	42	30%
实验四	陶粒	5.0	32	30%
实验五	陶粒	7.5	42	70%
实验六	陶粒	10.0	22	50%
实验七	陶粒	5.0	42	50%
实验八	陶粒	7.5	22	30%
实验九	陶粒	10.0	32	70%

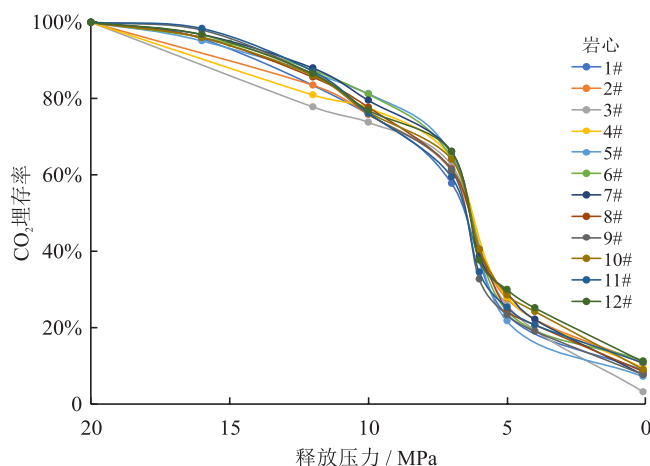
实验步骤如下：①向中间容器注入 CO₂，使用恒流泵将中间容器压力加至 10 MPa；②加入不同铺砂浓度（5.0 kg/m²、7.5 kg/m²、10.0 kg/m²）的支撑剂（石英砂、陶粒）至导流室，在支撑剂上覆盖钢板，连接导流室，加回压 20 MPa；③导流室加闭合压力至 10 MPa，注入 CO₂，关闭阀门，导流室继续加闭合压力（20 MPa、30 MPa、40 MPa），按设定不同返排率（30%、50%、70%）在导流室内加入流体；④调节回压阀，测定导流室第二次加闭合压力后产气量及对应埋存率；⑤计算各个压力点的埋存率。

2 结果与讨论

2.1 束缚碳埋存实验结果分析

束缚埋存实验通过模拟气田压裂后的气藏衰竭式开采过程，逐级降低实验出口压力，从而确定 CO₂ 前置增能压裂后生产不同阶段的 CO₂ 埋存率，实验重在分析埋存的主要方式以及埋存效果。

图 2 为 CO₂ 埋存率随释放压力的变化趋势图，由图 2 可知，致密砂岩气藏 CO₂ 束缚埋存率随着释放压力的降低而降低，整体呈现出先缓慢下降后急剧下降再趋稳的趋势。突降发生在 CO₂ 的临界状态附近，当压力低于超临界压力 7.38 MPa 时，CO₂ 由超临界状态转变为气态，CO₂ 埋存率迅速下降。这是

图2 CO₂ 埋存率随释放压力变化曲线图

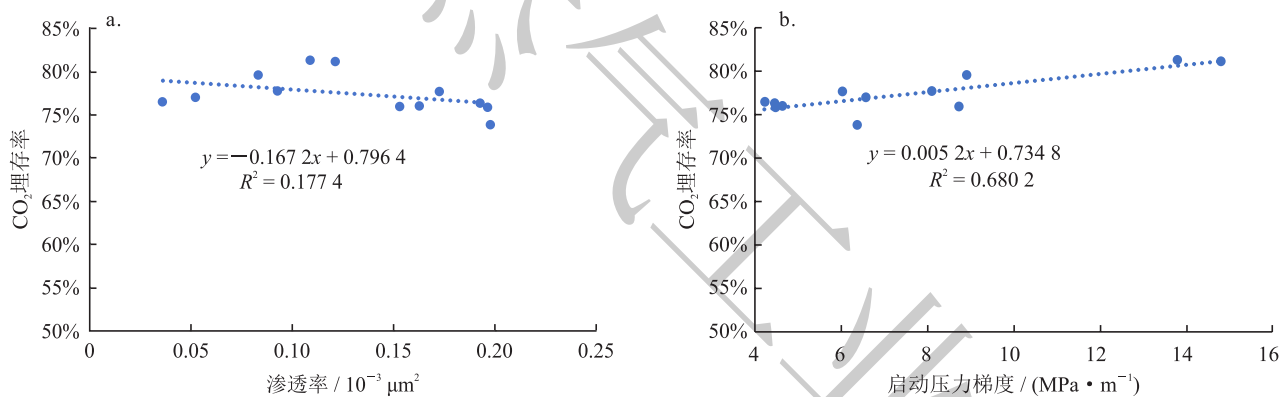
因为 CO₂ 从超临界状态过渡到气态时, 体积迅速膨胀, 膨胀后 CO₂ 大量产出。当 CO₂ 处于超临界状态时, 整体束缚埋存率在 60% 以上, 当 CO₂ 压力降至超临界状态以下时, 束缚埋存率会降至 40% 以下。由此可见, CO₂ 维持在超临界状态时, 埋存率较高。释

放压力为 12 MPa 和 10 MPa 可以看作是气井生产早中期的井底流压, 此时地层内的压力均大于 CO₂ 超临界压力, 对应的 CO₂ 埋存率较高, 12 块岩心平均 CO₂ 埋存率为 84.78% 和 77.45%, 当压力降到 7 MPa 时, 平均 CO₂ 埋存率下降到 62.99%, 到气井生产后期, 当井底流压继续降低到 5 MPa 时, 平均 CO₂ 埋存率为 26.13%。

2.2 束缚碳埋存影响因素分析

2.2.1 渗透率和启动压力梯度的影响

束缚碳埋存或者毛细管碳埋存主要跟岩心的微观孔喉分布和孔喉连通性有关, 在微观尺度, 毛管力的大小是影响储层或咸水层 CO₂ 封存的一个关键因素^[36-37]。渗透率和启动压力梯度是反映岩心微观孔喉大小及分布的物性参数, 基于此, 实验测试了 12 块岩心的启动压力梯度, 对释放压力为 10 MPa 下 CO₂ 埋存率与启动压力梯度、渗透率的相关性做了分析 (图 3)。

图3 CO₂ 埋存率与渗透率和启动压力梯度的关系图

由图 3 可知, CO₂ 埋存率与渗透率的关系呈负相关。通常来说, 岩心的孔喉尺寸越小或者孔喉连通性越差, 对应的岩心渗透率越低, CO₂ 注入所需的压力梯度越高。但生产过程中的压力梯度较低, 在毛管力作用下, 只有一部分 CO₂ 会被采出, 岩心的孔喉尺寸越小或者孔喉分布越复杂, 埋存的 CO₂ 越多, 从而表现出岩心渗透率越低, CO₂ 埋存率越高。CO₂ 埋存率与启动压力梯度的关系呈正相关, 且相关系数显著高于 CO₂ 埋存率与渗透率拟合曲线。启动压力梯度是受岩心渗透率、迂曲度、孔隙度、形态因子和流体表面张力等多因素影响的参数^[38-39], 更能反映对 CO₂ 埋存率的影响。对于致密砂岩气藏来说, 启动压力梯度越大, CO₂ 增能压裂注入的 CO₂ 越难以被采出,

CO₂ 埋存率越高, 增能受效期越长, 随着生产压力的降低, 越来越多的 CO₂ 会随着天然气被采出, 压力降低 CO₂ 释放膨胀能, 也起到了增能的效果。

2.2.2 孔喉尺寸分布的影响

根据核磁共振原理, 弛豫时间越长孔隙越大, 将核磁共振结果划分为 4 个区间^[40-42], 分别为微孔区间 (弛豫时间 < 1 ms)、小孔区间 (1 ms < 弛豫时间 < 10 ms)、中孔区间 (10 ms < 弛豫时间 < 100 ms) 和大孔区间 (弛豫时间 > 100 ms)。通过核磁共振技术确定实验岩心原始孔喉分布, 根据测试结果绘制核磁共振 T₂ 谱图, 分析微观孔喉对 CO₂ 埋存的影响。实验中的 12 块岩心分属于 4 口井, 其中 1#—4# 岩心取自一口井, 5# 和 6# 岩心取自一口井, 7#—10#

岩心取自一口井, 11# 和 12# 岩心取自一口井。将同一口井的岩心 T_2 谱图绘制在一张图上, 分析岩心的孔喉分布情况, 结果如图 4 所示。

由图 4 可知, 同一口井岩心的孔喉分布较为接近, 1#—4# 岩心的孔喉发育较好呈现双峰, 且小孔和中孔占比较多, 数量接近, 说明岩心的孔喉连通性较好。5# 和 6# 岩心的孔喉发育最差, 曲线呈现单峰状态, 小孔占比较高, 且明显高于中孔和大孔, 说明其孔喉连通性较差。7#—10# 岩心和 11#—12# 岩心介于中间, 呈双峰态分布, 但左峰明显高于右峰, 即微孔和小孔的占比明显高于中孔和大孔。孔喉分布的差异性

也造成了 CO₂ 埋存率的差异, 以释放压力 10 MPa 为例, 1#—4# 岩心的孔喉发育最好, CO₂ 束缚埋存率也最低, 为 75.87%。5# 和 6# 岩心的孔喉发育最差, CO₂ 束缚埋存率最高, 为 81.28%。其他两口井的岩心 CO₂ 埋存率介于中间, 为 77.50% 和 76.71%。可见, 岩心的微观孔喉分布会影响 CO₂ 束缚埋存效果, 孔喉发育越好或者孔喉尺寸分布越均匀, 孔喉连通性越好, CO₂ 束缚埋存率就越低。对于致密砂岩气藏 CO₂ 增能压裂, 由于储层微观孔喉尺寸较小且孔喉分布复杂, 往往具有较好的束缚碳埋存效果, 可以发挥长期增能作用。

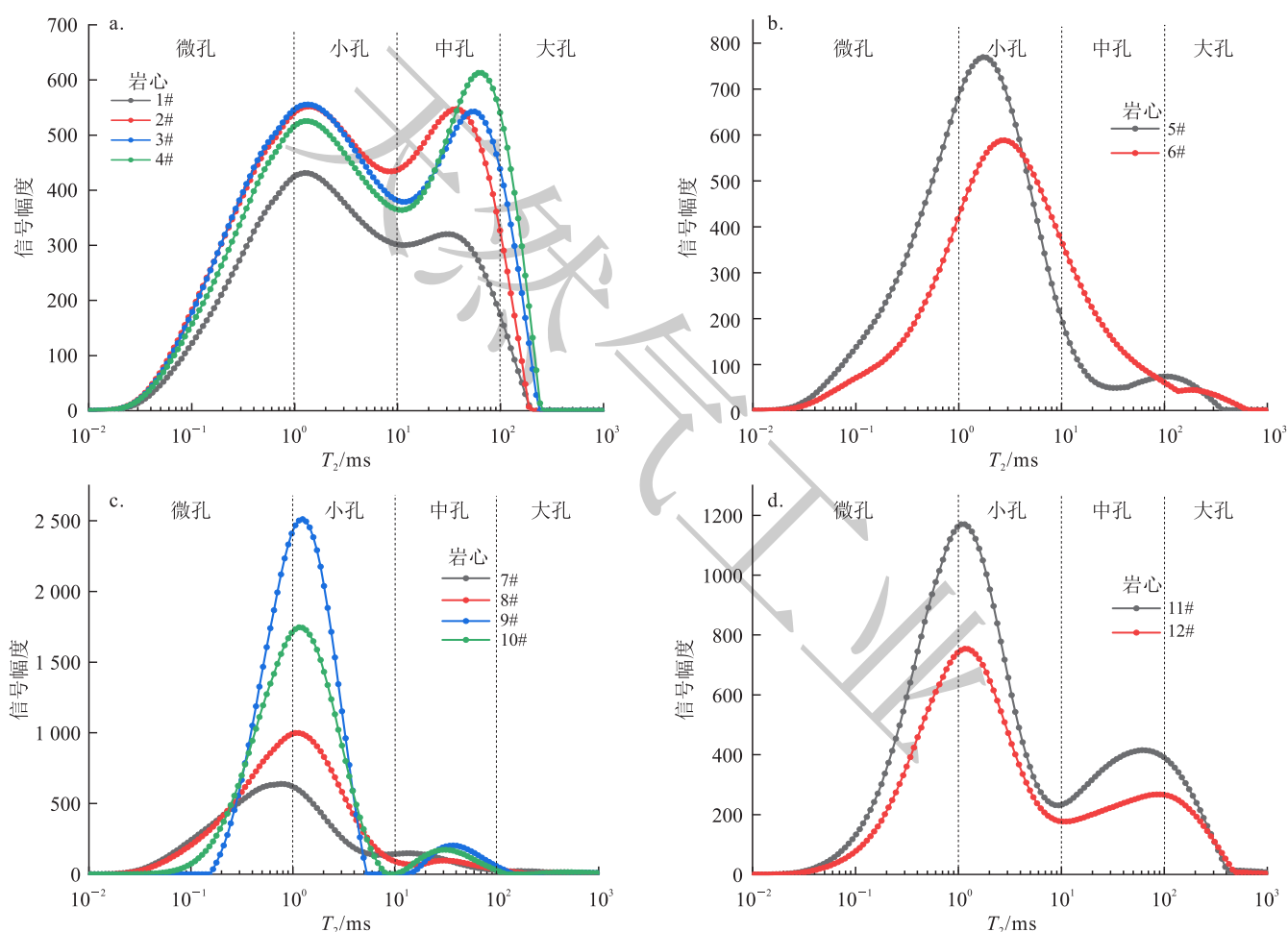


图 4 12 块岩心的核磁共振 T_2 谱曲线图

2.3 溶解固化碳埋存实验结果分析

溶解固化封存指的是水中溶解的 CO₂ 以及 CO₂ 溶于水后和岩石矿物反应消耗的 CO₂。由于溶解和反应是同时存在的, 既有物理反应又有化学反应, 室内实验较难区分开每种过程消耗的 CO₂ 量, 因此本实验将溶解和固化封存合并分析。为了明确气藏中束缚水对 CO₂ 埋存效果的影响, 实验采用含束缚水

的岩心, 岩心为做过束缚碳埋存实验的 1#、2#、3#、4#、9#、10#、11# 和 12# 岩心。由于岩心含有束缚水, CO₂ 注入以后除了孔喉毛细管作用产生的束缚碳埋存以外, 还会产生由于 CO₂—水—矿物之间溶解固化作用而形成的碳埋存, 因此含束缚水的岩心碳埋存实验结果应该包括束缚碳埋存和溶解固化碳埋存两部分 (图 5、6)。

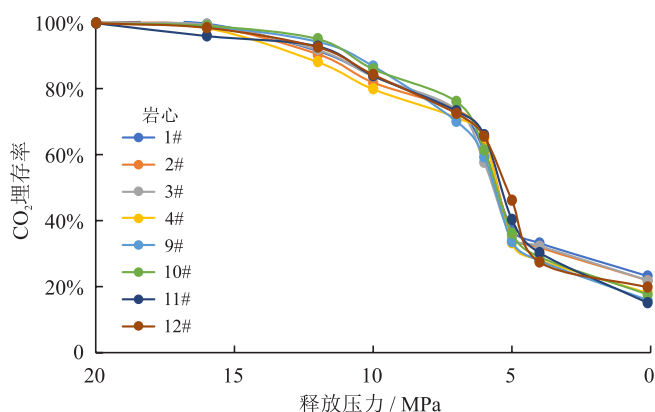


图 5 含束缚水岩心碳埋存率随释放压力的变化曲线图

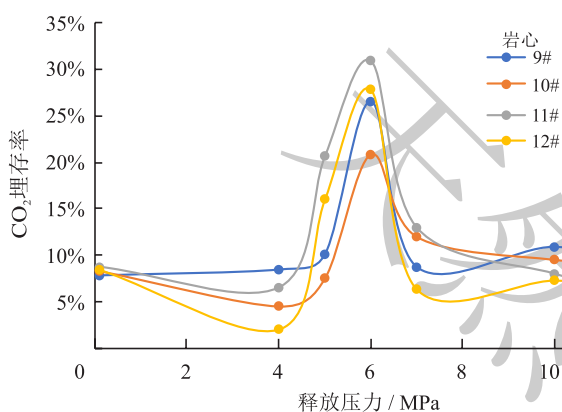


图 6 溶解固化碳埋存率随释放压力的变化曲线图

由图 5 可知, 含束缚水岩心碳埋存率变化曲线和图 2 的干燥岩心的束缚碳埋存率变化曲线类似, 均是在超临界压力附近碳埋存率有一个急剧下降。碳埋存率数据对比发现, 对于每一块岩心, 含束缚水岩心在每一个释放压力下的碳埋存率均大于干燥岩心碳埋存率, 这是因为含束缚水岩心的碳埋存率是束缚碳埋存率与溶解固化碳埋存率之和, 而干燥岩心碳埋存率由于没有水的存在, 碳埋存机理就是孔喉毛管力的作用, 即束缚碳埋存率。以 9# 岩心为例, 在释放压力为 12 MPa、10 MPa、7 MPa、5 MPa、4 MPa、0.101 MPa 下的含束缚水岩心和干燥岩心碳埋存率差值 (即溶解固化碳埋存率) 比较接近, 分别为 8.03%、10.89%、8.73%、10.10%、8.46% 和 7.83%。只有在 6 MPa (稍低于超临界压力) 下的溶解固化碳埋存率比较高, 达到了 26.5%。对比其他岩心均存在这种情况, 如图 6 所示, 4 块岩心的溶解固化碳埋存率均是在 6 MPa 处达到最高值, 在 20% ~ 30% 之间。可见, 溶解固化碳埋存率的大小跟压力有关, 在稍低于超临界压力 (即 5 ~ 7 MPa) 时溶解固化碳埋存率在 10% ~ 30% 之间, 其他压力下的溶解固化碳埋存率基本在 5% ~ 10% 之间。随着气井生产时间延长,

CO₂ 水溶液和岩石矿物发生反应, 固化封存的 CO₂ 量会增多, 但随着压力的降低, 水中溶解的 CO₂ 量会变少, 会有部分 CO₂ 分离出来从而起到增能的效果。

2.4 溶解固化碳埋存机理分析

2.4.1 溶解固化作用下岩心孔喉分布的变化

超临界 CO₂ 溶于地层水后会和岩心中的矿物发生反应, 生成新的矿物和沉淀, 从而改变岩心的孔喉尺寸分布。为了明确 CO₂ 注入埋存过程中溶解固化作用对岩心孔喉分布的影响, 对含束缚水的 1#、2#、3# 和 4# 岩心注入 CO₂ 后进行了核磁共振 T₂ 谱测试, 并与岩心的原始孔喉分布进行对比, 分析 CO₂—地层水—矿物之间的溶解固化作用对岩心孔喉分布的影响。

从 4 块岩心实验前后的 T₂ 谱曲线图可以看出, 图 7 注 CO₂ 前后 T₂ 谱曲线存在明显差异, 差异主要发生在小孔、中孔和大孔区域, 微孔区域几乎没有变化, 说明注入的 CO₂ 主要进入了小孔、中孔和大孔区域。注入的 CO₂ 溶于地层水形成弱酸和岩心中的黏土、方解石类矿物发生反应形成高岭石、碳酸盐等沉淀^[40], 溶蚀作用增大了部分孔隙的同时也会生成沉淀物而堵塞部分孔隙, 从而导致注 CO₂ 前后孔喉分布的差异性。另外, 对于致密砂岩气藏, CO₂ 的溶解固化埋存主要发生在小孔、中孔和大孔区域。

2.4.2 溶解固化作用下岩石矿物成分的变化

上述含束缚水岩心 CO₂ 注入埋存实验中, 由于反应时间短, CO₂ 溶蚀矿物的程度有限。为了进一步分析 CO₂ 溶解固化作用下岩石矿物成分的变化, 采用高温高压 CO₂ 溶液进行岩心浸泡实验, 对浸泡前后的岩样矿物成分进行测试。实验方法: 在致密砂岩样品上相邻位置选取两个小样品, 可以认为两个小样品的矿物成分是一致的, 其中一个样品作为空白样, 另一个样品置入 CO₂ 水溶液中开展浸泡实验, 浸泡温度 65 °C, 压力 20 MPa, 浸泡时间 15 天。浸泡后分别对两个小样品进行 X 射线衍射测试矿物成分 (表 3), 分析 CO₂ 溶解固化作用下岩石矿物成分的变化。

从表 3 可以看出, 砂岩的矿物成分主要由石英和黏土矿物构成, 部分样品含有少量的方解石和白云石类矿物, 黏土矿物主要由高岭石、绿泥石、伊利石和伊 / 蒙混层组成。砂岩样品在 CO₂ 水溶液中浸泡 15 天后, 矿物成分发生了明显的变化, 3 组样品浸泡前后黏土矿物含量总体上有所降低, 具体来看伊 / 蒙混层含量降低, 高岭石和绿泥石含量均有所升高。

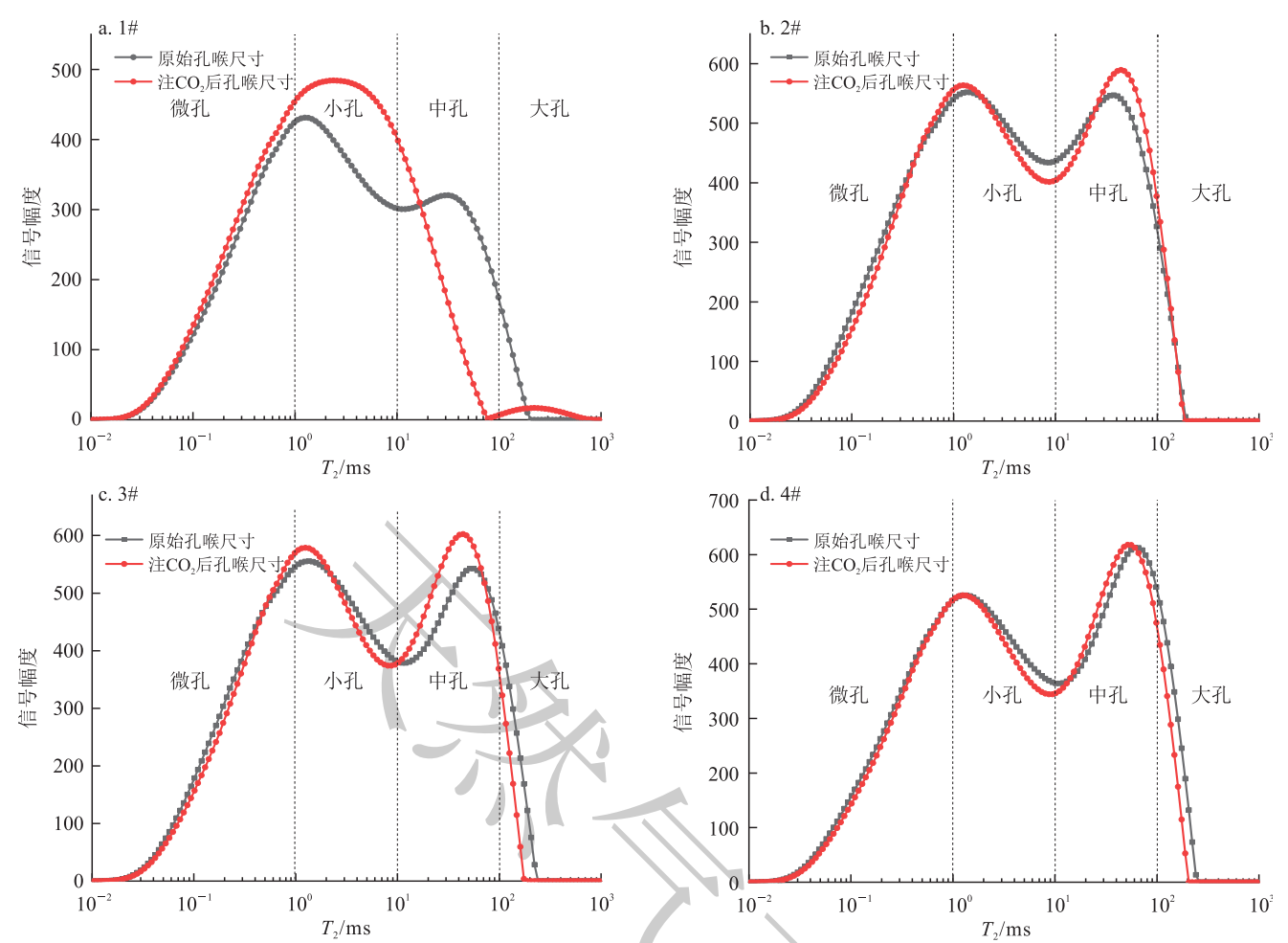


图 7 含束缚水的 1#—4# 岩心注 CO₂ 前后的 T_2 谱分布曲线图

表 3 CO₂ 浸泡前后矿物参数表

样品 编号	备注	全岩含量					黏土矿物相对含量			
		黏土含量	石英	方解石	铁白云石	白云石	高岭石	绿泥石	伊利石	伊 / 蒙混层
1-1	实验前	0.4%	97.4%	0	1.1%	1.1%	44.3%	4.9%	34.1%	16.7%
1-2	实验后	0.3%	98.5%	0	0.6%	0.6%	70.1%	5.0%	11.9%	13.0%
2-1	实验前	16.8%	80.1%	2.6%	0	0.5%	11.0%	12.7%	41.0%	35.3%
2-2	实验后	14.2%	83.7%	2.1%	0	0	12.6%	14.6%	45.0%	27.8%
3-1	实验前	22.9%	73.1%	4.0%	0	0	9.0%	47.4%	24.4%	19.2%
3-2	实验后	18.7%	78.1%	2.4%	0	0.8%	10.9%	48.1%	27.2%	13.8%

除了黏土矿物，方解石、白云石类矿物含量均出现了明显的降低。这是因为砂岩中的伊利石矿物在温度达到 65 ℃ 以上时便可以溶解在碳酸溶液中，并且生成高岭石沉淀^[43]。另外，绿泥石在酸性环境中的溶解也会生成伊利石^[44]，高岭石和碳酸盐矿物在一定的温度范围内可以生成绿泥石^[45]。

2.5 裂缝闭合滞留碳埋存分析

根据表 2 的实验设计开展实验，测试每一种支

撑剂类型、铺砂浓度、闭合压力和返排率组合下导流室内的 CO₂ 滞留量，计算裂缝闭合后 CO₂ 埋存率，不同释放压力下的裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率变化曲线如图 8 所示。

由图 8 可知，不同实验参数组合下的裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率随着释放压力降低而降低，整体变化与束缚碳埋存率的变化曲线（图 2）一致，在 CO₂ 超临界压力附近，碳埋存率有一个急剧的下降，由于支撑裂缝的渗透率更高，相比于岩心基质在 CO₂ 超

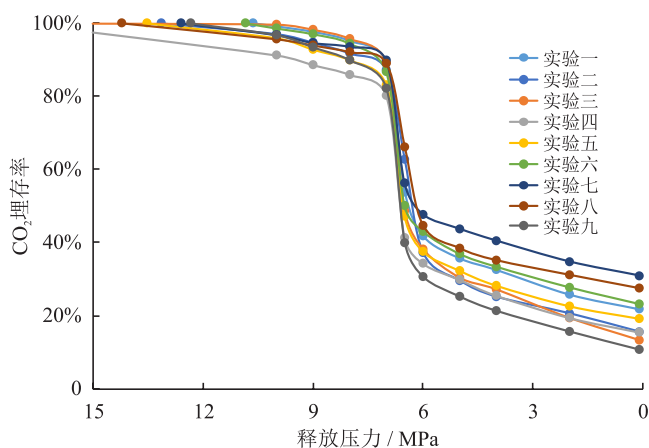


图8 不同释放压力下的裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率变化曲线图

临界压力附近的碳埋存率随着释放压力降低下降速度更快。另外,在不同的释放压力区间,不同参数组合实验的碳埋存率相对关系是不同的,说明随着压力的变化,支撑剂类型、铺砂浓度、闭合压力和返排率对裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率的影响是不同的。为了分析各种因素对裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率的影响,利用正交设计分析软件对各因素在不同释放压力的极差进行计算分析(图9)。

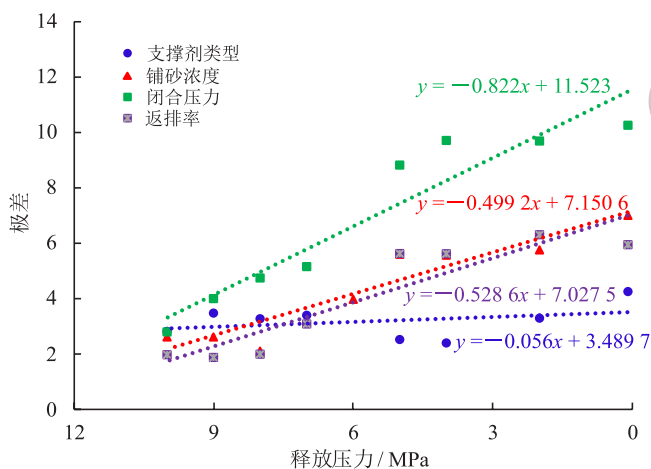


图9 各因素极差随释放压力的变化曲线图

图9中的极差可以反映不同因素对裂缝闭合 CO₂ 滞留碳埋存率的影响,极差越大说明这个因素对于 CO₂ 埋存率影响越大。由图9可知,支撑剂类型(石英砂和陶粒)对不同释放压力下的裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率影响较小。而铺砂浓度、闭合压力和返排率在不同释放压力下的极差有明显的差异,均呈现出随释放压力的降低极差增大,说明随着释放压力降低,铺砂浓度、闭合压力和返排率对裂缝闭合滞留 CO₂ 埋存率的影响更大。而且,相比于铺砂浓度和返排率,影响最大的是闭合压力,其斜率的绝对值为0.822,

比其他因素下的斜率大,说明闭合压力是影响裂缝闭合 CO₂ 滞留碳埋存率的主要因素,其次是返排率和铺砂浓度,影响最小的是支撑剂类型。分析原因,闭合压力越高,支撑剂受到压缩越大,支撑剂颗粒间孔隙越小,对裂缝闭合 CO₂ 滞留碳埋存率的影响就越大。

3 结论

1) 致密砂岩气藏 CO₂ 压裂时可以形成较好的碳埋存效果,以束缚碳埋存形式为主。碳埋存率大小与压力有关,压力高于超临界压力时,束缚碳埋存率可以达到60%以上,溶解固化碳埋存率在5~7 MPa压力时最高为10%~30%,其他压力下的溶解固化碳埋存率基本在5%~10%。

2) 致密砂岩气藏 CO₂ 束缚埋存率受启动压力梯度的影响较大,启动压力梯度越大,CO₂ 埋存率越高,增能受效期越长。岩心的微观孔喉分布也会影响 CO₂ 束缚埋存效果,孔喉发育越好或者孔喉尺寸分布越均匀,孔喉连通性越好,CO₂ 束缚埋存率就越低。

3) 致密砂岩气藏 CO₂ 的溶解固化埋存主要发生小孔、中孔和大孔区域,方解石、白云石、黏土类矿物是 CO₂ 溶于水后主要的溶蚀对象,并且会生成高岭石等矿物沉淀,从而改变储层孔喉分布。

4) 闭合压力是影响裂缝闭合 CO₂ 滞留碳埋存率的最主要因素,其次是返排率和铺砂浓度,影响最小的是支撑剂类型。

参 考 文 献

- [1] 袁士义, 马德胜, 李军诗, 等. 二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 828-834.
YUAN Shiyi, MA Desheng, LI Junshi, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 828-834.
- [2] 王峰, 黎政权, 张德平. 吉林油田 CCUS-EOR 技术攻关与实践新进展[J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 76-82.
WANG Feng, LI Zhengquan, ZHANG Deping. New research and practice progresses of CCUS-EOR technology in Jilin Oilfield[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 76-82.
- [3] 周军平, 董志强, 鲜学福, 等. CO₂-ESGR 技术全生命周期碳排放分析[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 195-206.
ZHOU Junping, DONG Zhiqiang, XIAN Xuefu, et al. Analysis

- on life-cycle carbon emissions of CO₂-ESGR technology[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 195-206.
- [4] 雍锐. 西南油气田 CCUS/CCS 发展现状、优势与挑战 [J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 11-24.
- YONG Rui. Development status, advantages and challenges of CCUS/CCS in PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 11-24.
- [5] 李进步, 崔越华, 黄有根, 等. 鄂尔多斯盆地低渗—致密气藏水平井全生命周期开发技术及展望 [J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 480-494.
- LI Jinbu, CUI Yuehua, HUANG Yougen, et al. Technologies and prospect of full-cycle development of low-permeability tight gas reservoirs with horizontal wells, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 480-494.
- [6] 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.
- [7] 余前港, 荣双, 毛国扬, 等. 阳春沟区块页岩气超临界 CO₂ 增能压裂研究与应用 [J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(5): 77-83.
- YU Qiangang, RONG Shuang, MAO Guoyang, et al. Research and application of supercritical CO₂ energized fracturing for shale gas in Yangchungou block[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2024, 53(5): 77-83.
- [8] 钱钦, 鲁明晶, 钟安海. 东营凹陷陆相页岩油 CO₂ 增能压裂裂缝形态研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 42-48.
- QIAN Qin, LU Mingjing, ZHONG Anhui. Study on fracture morphology of CO₂ energized fracturing of continental shale oil in Dongying sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 42-48.
- [9] 张烈辉, 熊伟, 赵玉龙, 等. 衰竭底水气藏注 CO₂ 提高天然气采收率与碳封存机理 [J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 25-38.
- ZHANG Liehui, XIONG Wei, ZHAO Yulong, et al. Mechanism of CO₂ injection to enhance gas recovery and carbon storage in depleted bottom-water gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 25-38.
- [10] 王香增, 郭兴, 孙晓. CO₂ 压裂基础研究与技术进展 [J]. 石油科学通报, 2024, 9(6): 931-943.
- WANG Xiangzeng, GUO Xing, SUN Xiao. Basic research and technological progress of CO₂ fracturing[J]. Petroleum Science Bulletin, 2024, 9(6): 931-943.
- [11] 赵玉龙, 黄义书, 张涛, 等. 页岩气藏超临界 CO₂ 压裂—提采—封存研究进展 [J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 109-119.
- ZHAO Yulong, HUANG Yishu, ZHANG Tao, et al. Research progress on supercritical CO₂ fracturing, enhanced gas recovery and storage in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 109-119.
- [12] 崔传智, 李安慧, 李惊鸿, 等. 盐水层 CO₂ 封存稳定性评价指标建立及储层优选 [J]. 深圳大学学报 (理工版), 2025, 42(1): 41-49.
- CUI Chuazhi, LI Anhui, LI Jinghong, et al. Establishment of evaluation indexes and target formation selection for CO₂ storage stability in saline aquifer[J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2025, 42(1): 41-49.
- [13] 崔传智, 张团, 张传宝, 等. 盐水层 CO₂ 稳定埋存效率及储层参数优化 [J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(3): 141-147.
- CUI Chuazhi, ZHANG Tuan, ZHANG Chuanbao, et al. CO₂ stable storage efficiency in saline aquifers and reservoir parameters optimization[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(3): 141-147.
- [14] 包琦, 叶航, 刘琦, 等. 不同地质体中 CO₂ 封存研究进展 [J]. 低碳化学与化工, 2024, 49(3): 87-96.
- BAO Qi, YE Hang, LIU Qi, et al. Research progress on CO₂ storage in different geological formations[J]. Low-Carbon Chemistry and Chemical Engineering, 2024, 49(3): 87-96.
- [15] 张成龙, 胡丽莎, 牛兆轩, 等. CO₂-EOR 在低渗透滩坝砂油藏的应用初探——以高 89 为例 [J]. 科学技术与工程, 2023, 23(15): 6393-6401.
- ZHANG Chenglong, HU Lisha, NIU Zhaoxuan, et al. Application of CO₂-EOR in low permeability Beach-Bar sand reservoir: Taking shengli oilfield Gao 89 block as an example[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(15): 6393-6401.
- [16] 王涛, 于海洋, 朱旭晨, 等. 水气交替 CO₂ 咸水层地质封存数值模拟研究 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(4): 198-204.
- WANG Tao, YU Haiyang, ZHU Xuchen, et al. Numerical simulation study on geological storage of CO₂ in saline aquifers assisted by water alternating gas[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(4): 198-204.
- [17] 滕莹, 李佳洁, 刘颖, 等. 离岸 CO₂ 地质封存适宜性评价与源汇匹配研究进展 [J]. 华南师范大学学报 (自然科学版), 2025, 57(1): 100-112.
- TENG Ying, LI Jiajie, LIU Ying, et al. Research progress in offshore CO₂ geological sequestration: Suitability evaluation and Source-Sink matching[J]. Journal of South China Normal University (Natural Science Edition), 2025, 57(1): 100-112.
- [18] 陈江, 高宇, 陈沥, 等. 页岩油 CO₂ 非混相吞吐与埋存实验及影响因素 [J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(2): 143-151.
- CHEN Jiang, GAO Yu, CHEN Li, et al. Experiment and influencing factors of CO₂ immiscible huff-and-puff and sequestration for shale oil[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(2): 143-151.

- [19] 赵续荣, 陈志明, 李得轩, 等. 页岩油井缝网改造后 CO₂ 吞吐与埋存特征及其主控因素 [J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(6): 140-150.
ZHAO Xurong, CHEN Zhiming, LI Dexuan, et al. Characteristics and its main controlling factors of CO₂ huff-and-puff and storage of shale oil wells after fracture-network stimulation[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(6): 140-150.
- [20] BRADSHAW J, BACHU S, BONIJOLY D, et al. CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2007, 1(1): 62-68.
- [21] MO S, ZWEIGEL P, LINDEBERG E, et al. Effect of geologic parameters on CO₂ storage in deep saline aquifers[C]//SPE Europec/EAGE Annual Conference, 13-16 June 2005, Madrid, Spain.
- [22] 柳玉昕. 二氧化碳埋存对储层及盖层的影响研究 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
LIU Yuxin. A study on effect of CO₂ geological storage in reservoir and cap rock[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [23] SONG Juan, ZHANG Dongxiao. Comprehensive review of caprock-sealing mechanisms for geologic carbon sequestration[J]. Environmental Science & Technology, 2013, 47(1): 9-22.
- [24] 成其, 汤积仁, 卢义玉, 等. 枯竭页岩气储层 CO₂ 地质封存机理及潜力评估方法 [J]. 煤炭学报, 2025, 50(3): 1695-1704.
CHENG Qi, TANG Jiren, LU Yiyu, et al. Mechanism and potential evaluation method of CO₂ geological storage in depleted shale gas reservoirs[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(3): 1695-1704.
- [25] 陈博文, 王锐, 李琦, 等. CO₂ 地质封存盖层密闭性研究现状与进展 [J]. 高校地质学报, 2023, 29(1): 85-99.
CHEN Bowen, WANG Rui, LI Qi, et al. Status and advances of research on caprock sealing properties of CO₂ geological storage[J]. Geological Journal of China Universities, 2023, 29(1): 85-99.
- [26] 侯大力, 龚凤鸣, 陈泊, 等. 底水砂岩气藏注 CO₂ 驱气提高采收率机理及埋存效果 [J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 93-103.
HOU Dali, GONG Fengming, CHEN Bo, et al. Gas recovery enhancement and CO₂ storage effects by CO₂ flooding in bottom-water sandstone gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 93-103.
- [27] 侯大力, 龚凤鸣, 陈涛, 等. 低渗透油藏注 CO₂ 混相驱及 CO₂ 埋存评价 [J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 59-67.
HOU Dali, GONG Fengming, CHEN Tao, et al. Evaluation of CO₂ miscible flooding and CO₂ storage in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(1): 59-67.
- [28] BACHU S. CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2008, 34(2): 254-273.
- [29] 屈红军, 李鹏, 李严, 等. 咸水层 CO₂ 不同捕获机理封存量计算方法及应用范围 [J]. 西北大学学报 (自然科学版), 2023, 53(6): 913-925.
QU Hongjun, LI Peng, LI Yan, et al. Calculation and application scope of storage capacity of different CO₂ trapping mechanisms in saline aquifers[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2023, 53(6): 913-925.
- [30] 刘方圆, 盛志超, 李久娣, 等. 某海域 X 凹陷枯竭气藏二氧化碳封存潜力估算 [J]. 海洋石油, 2023, 43(3): 13-17.
LIU Fangyuan, SHENG Zhichao, LI Jiudi, et al. Estimation of carbon dioxide storage capacity of depleted gas reservoirs in X sag[J]. Offshore Oil, 2023, 43(3): 13-17.
- [31] 尹书郭, 杨国栋, 冯涛, 等. 页岩储层物性参数对 CO₂ 不同封存机制及封存量的影响 [J]. 高校地质学报, 2023, 29(1): 37-46.
YIN Shuguo, YANG Guodong, FENG Tao, et al. Effects of physical parameters of shale on CO₂ storage capacity with different mechanisms[J]. Geological Journal of China Universities, 2023, 29(1): 37-46.
- [32] 尹书郭. 页岩层中 CO₂ 封存和 CH₄ 开采的影响因素研究 [D]. 武汉: 武汉科技大学, 2022.
YIN Shuguo. The study on influence factors of CO₂ storage and CH₄ production in shale formation[D]. Wuhan: Wuhan University of Science and Technology, 2022.
- [33] 徐启林. 物理、化学和应力作用对枯竭气藏 CO₂ 封存储层完整性的影响 [D]. 成都: 成都理工大学, 2023.
XU Qilin. Effects of physical, chemical and stress effects on the reservoir integrity of the CO₂ storage in depleted gas reservoirs[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2023.
- [34] 郭平, 李雪弘, 孙振, 等. 低渗气藏 CO₂ 驱与埋存的数值模拟 [J]. 科学技术与工程, 2019, 19(23): 68-76.
GUO Ping, LI Xuehong, SUN Zhen, et al. The numerical simulation of CO₂ displacement and storage in low-permeability gas reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(23): 68-76.
- [35] 惠波, 赵博超, 杨尚儒, 等. CO₂ 增能压裂不同生产阶段裂缝内 CO₂ 滞留碳埋存 [J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(5): 84-92.
HUI Bo, ZHAO Bochao, YANG Shangru, et al. CO₂ retention and carbon storage in fractures at different production stages of CO₂ energized fracturing[J]. Chemical Engineering of Oil and

- Gas, 2024, 53(5): 84-92.
- [36] 崔国栋, 胡哲, 宁伏龙, 等. 咸水层毛管力圈闭机制及对非纯 CO₂ 封存效率的影响 [J]. 煤炭学报, 2023, 48(7): 2791-2801.
- CUI Guodong, HU Zhe, NING Fulong, et al. Local capillary entrapment and its effect on sequestration efficiencies during impure CO₂ injection into saline aquifers[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(7): 2791-2801.
- [37] 曹成, 李宇, 张烈辉, 等. 润湿性对 CO₂ 溶解封存的影响机制与调控方法研究进展 [J]. 天然气工业, 2024, 44(12): 162-175.
- CAO Cheng, LI Yu, ZHANG Liehui, et al. Research progress on influence mechanism and control method of wettability on CO₂ dissolution storage[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(12): 162-175.
- [38] THOMAS L K, KATZ D L, TEK M R. Threshold pressure phenomena in porous media[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1968, 8(2): 174-184.
- [39] 刘冬旭, 李啸天, 刘健, 等. 低渗透介质启动压力梯度的介观机理研究 [J]. 工程热物理学报, 2017, 38(4): 787-791.
- LIU Dongxu, LI Xiaotian, LIU Jian, et al. Mesoscopic mechanism of threshold pressure gradient in low permeability porous media[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2017, 38(4): 787-791.
- [40] ZHAO Jinsheng, WANG Pengfei, ZHANG Yanming, et al. Influence of CO₂ injection on the pore size distribution and petrophysical properties of tight sandstone cores using nuclear magnetic resonance[J]. Energy Science & Engineering, 2020, 8(7): 2286-2296.
- [41] ZHAO Jinsheng, XU Mingyong, XU Yang, et al. Experimental study on influencing factors of CO₂ huff and the puff effect in tight sandstone oil reservoirs[J]. ACS Omega, 2025, 10(3): 2833-2848.
- [42] ZHAO Jinsheng, WANG Pengfei, YANG Haien, et al. Experimental investigation of the CO₂ huff and puff effect in Low-Permeability sandstones with NMR[J]. ACS Omega, 2021, 6(24): 15601-15607.
- [43] 梁冰, 李磊磊, 郝建峰, 等. 咸水层 CO₂ 地质封存储层岩石化学损伤及力学性质劣化实验研究 [J/OL]. 岩土工程学报, 2024: 1-10 [2025-06-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1124.tu.20240520.1907.002.html>.
- LIANG Bing, LI Leilei, HAO Jianfeng, et al. Experimental study on chemical damage and mechanical property degradation of reservoir rocks in the process of CO₂ geological storage in a saline aquifer[J/OL]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2024: 1-10 [2025-06-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1124.tu.20240520.1907.002.html>.
- [44] 莫绍星, 龙星皎, 李瀛, 等. 基于 TOUGHREACT-MP 的苏北盆地盐城组咸水层 CO₂ 矿物封存数值模拟 [J]. 吉林大学学报 (地球科学版), 2014, 44(5): 1647-1658.
- MO Shaoxing, LONG Xingjiao, LI Ying, et al. Numerical modeling of CO₂ sequestration in the saline aquifer of Yancheng Formation in Subei Basin using TOUGHREACT-MP[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2014, 44(5): 1647-1658.
- [45] 陈传平, 何家雄, 熊涛. 莺歌海盆地浅层 CO₂ 可能的岩石化学成因 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4): 418-421.
- CHEN Chuanping, HE Jiaxiong, XIONG Tao. A possible CO₂ genesis by petrochemical reaction in shallow formation of Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(4): 418-421.

(修改回稿日期 2025-05-28 编辑 王 斌)



本文
互动