

引文: 李松岩, 马芮, 党法强. 基于高干度泡沫实验的非均质咸水层CO₂封存能力分析[J]. 天然气工业, 2024, 44(4): 46-55.
LI Songyan, MA Rui, DANG Faqiang. Experimental study on CO₂ storage capacity of high-dryness foam in heterogeneous saline aquifers[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(4): 46-55.

基于高干度泡沫实验的非均质咸水层 CO₂ 封存能力分析

李松岩 马芮 党法强

中国石油大学(华东)石油工程学院

摘要: CO₂ 咸水层封存是实现“碳中和”目标的一项重要技术手段。高干度泡沫不仅能更好地控制 CO₂ 流度而且还能适应地层的非均质性, 明显提高了咸水层的空间利用效率。为探究高干度 CO₂ 泡沫在非均质咸水层中的调剖效果与 CO₂ 封存能力, 利用自行设计的高温高压驱替实验装置, 进行了不同渗透率级差的并联岩心 CO₂ 泡沫驱室内实验研究, 分析了驱替过程中岩心的气液产出情况与 CO₂ 饱和度的变化规律, 指出了不同渗透率级差非均质岩心模型的碳封存效果与机理。研究表明: ①与 CO₂ 气驱相比高干度泡沫驱用于 CO₂ 咸水层埋存具有更大优势, 当岩心渗透率级差介于 2.6 ~ 10.8 时, 泡沫均能有效封堵高渗透岩心, 使阻力因子维持在 36 左右, 增大了驱替压差与低渗透岩心的产气、产液速度; ②岩心中气相饱和度与渗透率存在一定关系, 当岩心的渗透率小于 2 450 mD 时, 最高气相饱和度随渗透率增加而增大, 当渗透率超过 2 450 mD 时, 岩心最高气相饱和度在 80% 左右; ③采用高干度泡沫驱可以有效扩大岩心中 CO₂ 封存量, 渗透率级差为 4 时, 泡沫驱的 CO₂ 封存体积较气驱增长 219%, 当渗透率级差扩大至 10.8, CO₂ 封存量能始终维持在较高水平。结论认为, 咸水层条件下 CO₂ 泡沫驱替实验探究了 CO₂ 封存能力变化, 提供了非均质储层提高碳封存效率的实验认识, 可为非均质咸水层中 CO₂ 的地质封存技术优化提供参考和借鉴。

关键词: 碳中和; CO₂ 地质封存; 高干度泡沫; 咸水层; 非均质地层; 封存效率

中图分类号: TE822 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3787/j.issn.1000-0976.2024.04.005

Experimental study on CO₂ storage capacity of high-dryness foam in heterogeneous saline aquifers

LI Songyan, MA Rui, DANG Faqiang

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China)

Natural Gas Industry, Vol.44, No.4, p.46-55, 4/25/2024. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: CO₂ storage in saline aquifers is an important technical means to achieve the goal of "carbon neutrality". High-dryness foam can not only control CO₂ mobility, but also adapt to heterogeneous reservoirs, so it can improve the space utilization efficiency of saline aquifers. In order to explore the profile control effect and CO₂ storage capacity of high-dryness CO₂ foam in heterogeneous saline aquifers, this paper performs laboratory experiments to study CO₂ foam displacement in parallel cores with different permeability contrasts by using our independently designed high-temperature and high-pressure displacement experiment device. In addition, the gas and liquid production situations and the change laws of CO₂ saturation in the cores during the displacement process are analyzed, and the carbon storage effects and mechanisms in heterogeneous core model with different permeability contrasts are revealed. And the following research results are obtained. First, compared with CO₂ flooding, high-dryness foam flooding is more advantageous for saline aquifer CO₂ storage. When the permeability contrast of the cores is in the range of 2.6-10.8, foam can effectively block the high-permeability cores and maintain the resistance factor at about 36, so as to increase the displacement pressure difference and the gas and liquid production rates of low-permeability cores. Second, there is a certain relationship between gas saturation and permeability of cores. When the permeability is less than 2 450 mD, the highest gas saturation increases with the increasing of permeability. When the permeability exceeds 2 450 mD, the highest gas saturation is about 80%. Third, high-dryness foam flooding can effectively expand the CO₂ storage volume in the cores. When the permeability contrast is 4, the CO₂ storage volume by foam flooding is 219% larger than that by gas flooding. When the permeability contrast is high up to 10.8, the CO₂ storage volume can be maintained at a high level all the time. In conclusion, the CO₂ foam displacement experiments under saline aquifer conditions show the change of CO₂ storage capacity and provide an experimental understanding on the improvement of carbon storage efficiency in heterogeneous reservoirs. The research results provide reference and guidance for the technological optimization of CO₂ geological storage in heterogeneous saline aquifers.

Keywords: Carbon neutrality; CO₂ Geological storage; High-dryness foam; Saline aquifer; Heterogeneous reservoir; Storage efficiency

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“CO₂非混相驱过程中油基泡沫形成机制及其对CO₂流度控制规律”(编号:51774306)、“致密油藏纳米孔隙内超临界CO₂扩散传质机制研究”(编号:51974346)。

作者简介: 李松岩, 1980年生, 教授, 博士研究生导师, 本刊青年编委; 主要从事气体/泡沫油气增产、CO₂地质封存等方面的研究工作。
地址: (266580) 山东省青岛市黄岛区长江西路66号。ORCID: 0000-0002-0493-8317。E-mail: lisongyan@upc.edu.cn

0 引言

为缓解温室气体排放带来的负面影响, 2020年9月, 我国提出了力争于2030年CO₂排放量达到峰值, 2060年前实现碳中和的发展目标^[1]。CO₂地质封存技术是一项从排放源捕集大量CO₂注入封闭地层, 利用地质体的构造、束缚或溶解作用实现长达数百至上千年封存的技术, 具有良好的发展前景^[2-7]。

常见的CO₂地质封存场所为废弃煤层、开发后期的油气藏和深部咸水层。相较于其他封存方式, CO₂咸水层封存具有封存量大、源—汇匹配性强、环境影响小、无矿产开发冲突等优势, 是理想的CO₂封存场所^[8-11]。1996年, 挪威开展了世界上第一个咸水层CO₂封存商业项目, 并在15年内实现了 $1\ 600 \times 10^4$ t CO₂地质永久性埋存^[12]。我国在鄂尔多斯、新疆彩南油田等地的咸水层CO₂封存项目也已经进入工业示范或商业应用阶段^[13]。研究表明, 我国咸水层封存潜力巨大, 且主要分布在盆地中。适宜CO₂储存的盆地与构造有440余处, 多处于地下1~3 km区间内, 超过全国被评价盆地总面积的40%, 预计封存量高达 30.67×10^{11} t, 占目前封存潜力总量的70%以上^[14-16]。然而, 受构造运动影响, 咸水层的矿物组成多样、地层结构十分复杂, 尤其是陆相咸水层的强非均质性, 成为制约CO₂封存的重要因素^[17-18]。

气体的黏度与密度较低, 流动性强, 直接向咸水层中注CO₂气体常会出现CO₂沿地层顶部迁移、在高渗透地层中形成气体窜流通道的等问题, 导致CO₂在地层中的波及系数仅有25%左右^[19-22], 孔隙空间利用效率低, 大大降低了现有咸水层的CO₂封存能力。泡沫的黏度大, 流度控制能力强, 具有“堵大不堵小”的特性, 可以有效抑制注CO₂时的气窜与指进问题, 在适应储层非均质性、提高CO₂封存效果等方面显现出了独特优势。自Fried等^[23]的研究开始, 泡沫驱至今已有60余年的发展历史, 并在我国玉门油田、新疆油田、大庆油田等多处进行矿场实践, 皆表明了CO₂泡沫具有调整剖面、增大波及系数的效果, 具备提高非均质咸水层中CO₂封存能力、提高地下封存空间利用效率的潜力^[24-26]。

泡沫干度是指泡沫中气相占泡沫总体积的比值, 干度达到80%~95%的泡沫被称为高干度泡沫。截至目前, 针对高干度泡沫的研究开展较少。王鹏等^[27]发现, 适当提高泡沫干度有益于增强泡沫的稳定性, 减少CO₂封存的耗水量; LYU等^[28]研究证实了在泡沫同时具备较低剪切作用与较高干度的情况下, 其

封堵性能更好, 具备降低成本与增大埋存量两大优势。但高干度泡沫在多孔介质中的流动受起泡剂种类与性质、地层环境等多种因素影响, 是一个十分复杂的过程, 目前的研究主要集中在均质地层条件中。对于高干度泡沫在非均质咸水层中应用的有效性、流动特性以及CO₂封存效果仍有待明确。因此, 本文创新性提出将高干度泡沫应用到非均质咸水层碳封存中, 进行干度为82%的CO₂泡沫驱替实验, 探究实验所用泡沫体系在各渗透率级差条件下的调剖效果与岩心气相饱和度变化, 从而判断泡沫对地层非均质性的适应性与在咸水层中的CO₂封存能力。本研究成果可为CO₂在非均质咸水层中的地质封存技术优化提供参考依据。

1 实验部分

1.1 材料与设备

实验所用的材料包含: 复配阴离子型起泡剂(使用浓度为0.5%), 该起泡剂具有较好的发泡能力和泡沫稳定性^[27]; CO₂、NaCl、CaCl₂和MgCl₂组成的水溶液(总矿化度为12 000 mg/L); 40~70目、110~160目与160~200目的石英砂(粉尘附着率<0.1%); 超纯水(电阻率为18.25 MΩ·cm)。

实验所用的设备包含: ISCO高精度柱塞泵; 填砂管、温度压力测量采集系统、可视窗、回压控制阀、中间容器; 精密压力表; 加热保温套与若干阀门、管线等设备, 如图1所示。

将实验设备按照图1所示连接, 实验温度为70℃, 回压为5 MPa。使用具有不同渗透率并联填砂岩心模拟高、低渗透咸水层, 在各岩心的出口端分别连接带胶塞的试管与排水集气瓶, 用来计量高、低渗透岩心的产液与产气状况。记录填砂管的重量变化, 计算注入一定量泡沫后的CO₂封存体积, 并由此得出岩心中气相饱和度的变化规律。

1.2 填砂岩心基本参数

依照实验室填砂岩心制作流程, 向Ø2.5 cm×30 cm的填砂管中按不同比例装填40~70目、110~160目和160~200目的石英砂, 得到6组具有不同渗透率的填砂岩心。并联岩心的渗透率级差为高、低渗透岩心渗透率值的比值, 6组实验所用低渗透岩心的渗透率均为400 mD左右, 高渗透岩心的渗透率介于1 132~5 258 mD, 渗透率级差介于2.6~10.8, 具体参数如表1所示。

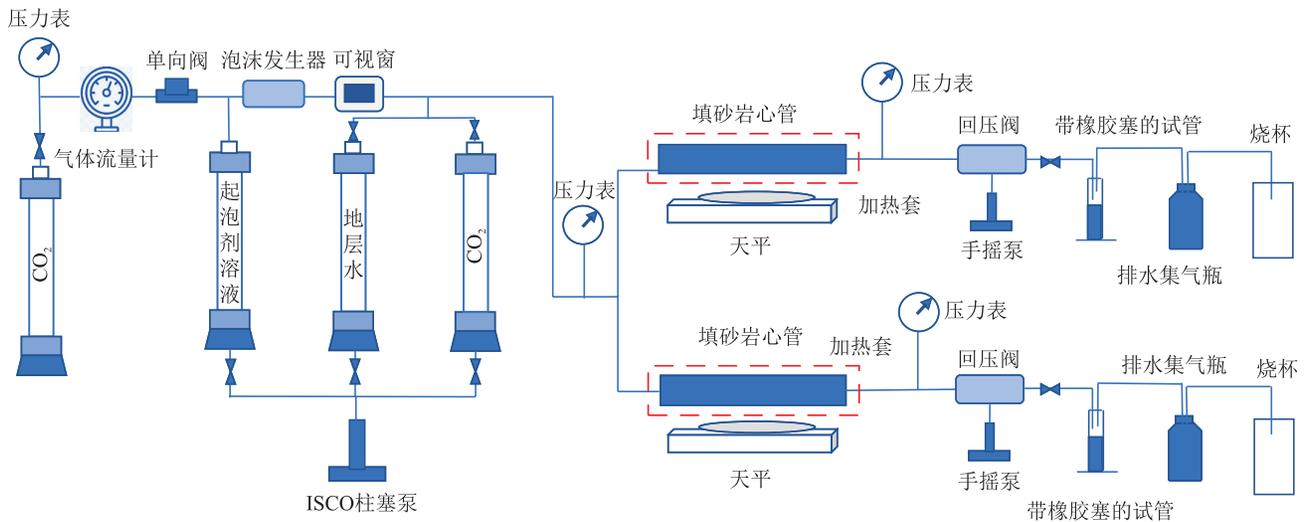


图 1 非均质咸水层泡沫驱模拟实验流程图

表 1 填砂岩心数据统计表

实验编号	渗透率级差	CO ₂ 驱替方式	长度 / cm	直径 / cm	孔隙体积 / mL	孔隙度 / %	渗透率 / mD
1	4.1	气驱	30	2.5	47.6	32.4%	389
			30	2.5	52.0	35.4%	1 606
2	4.3	泡沫驱	30	2.5	47.9	32.6%	415
			30	2.5	53.1	36.1%	1 788
3	2.6	泡沫驱	30	2.5	47.7	32.5%	433
			30	2.5	51.1	34.8%	1 132
4	6.1	泡沫驱	30	2.5	47.3	32.2%	399
			30	2.5	55.3	37.6%	2 450
5	8.2	泡沫驱	30	2.5	47.8	32.5%	445
			30	2.5	57.6	39.2%	3 644
6	10.8	泡沫驱	30	2.5	48.1	32.7%	486
			30	2.5	61.2	41.6%	5 258

1.3 实验步骤

1) 向填砂管中按照特定比例装填不同目数的石英砂, 得到填砂后岩心管的重量为 w_1 , 饱和矿化度为 12 000 mg/L 的地层水, 称取湿重 w_2 , 得到水的重量为 $w_2 - w_1$, 测算岩心孔隙体积与孔隙度。

2) 根据达西公式, 以 2 mL/min 的速度向岩心中注入模拟地层水并测算渗透率。

3) 改变石英砂的目数与比例, 重复上述操作, 得到 2 根具有不同渗透率的填砂岩心。

4) 按图 1 所示连接设备, 设置加热套温度为 70 ℃, 回压 5 MPa, 稳定 4 h 后注入 2 倍孔隙体积 (2 PV) 的地层水。

5) 气驱实验中, 将 CO₂ 以 2 mL/min 的速度注

入并联填砂管中, 进行驱替实验, 分别记录高、低渗透岩心的产气状况与填砂管的重量变化。

6) 泡沫驱实验中, 将 CO₂ 与起泡剂溶液分别以 1.64 mL/min、0.36 mL/min 的速度共同注入泡沫发生器产生泡沫, 进行泡沫干度为 82% 的泡沫驱实验, 实时测试并记录填砂管两端的驱替压差、填砂管的重量变化以及产液、产气情况。

7) 实验结束, 导出实验数据, 并对不同驱替方式与渗透率级差的实验结果进行分析。

2 实验结果与分析

2.1 并联岩心 CO₂ 泡沫驱与气驱对比

为探究泡沫的流动控制与 CO₂ 封存能力, 文中设计了相似地层条件下渗透率级差均为 4.1 ~ 10.8 的并联填砂岩心 CO₂ 气驱与泡沫驱实验。通过分析不同驱替方式下高、低渗透岩心产气速度与气相饱和度的变化, 反映泡沫对高渗透岩心的封堵效果与提高 CO₂ 封存量的水平。表 1 中给出了实验所用填砂岩心的渗透率与级差数值, 其中泡沫驱实验组的泡沫干度为 82%, CO₂ 与起泡剂溶液的注入速度分别为 1.64 mL/min 与 0.36 mL/min, 2 种驱替方式总注入速度均为 2 mL/min。

相同级差条件下, 2 组实验的产气速度与气相饱和度的变化趋势如图 2 所示。在图中可以看出, 气驱实验中, 当 CO₂ 注入 2 PV 后并联岩心的气相饱和度与产气速度均达到稳定, 其中, 高渗透岩心的气相饱和度为 32.7%, 低渗透岩心气相饱和度为 10.2%。由于 CO₂ 流动性强, 在高渗透岩心中推进更快, 表

现为高渗透岩心的气相饱和度和产气速度增加更快；随着注入量的增大，CO₂ 在高渗透岩心中突破形成气体窜流通道，致使进入低渗透岩心的气体比例逐渐降低，CO₂ 波及体积趋于稳定，岩心中的气相饱和度不再变化。

泡沫驱实验中，高、低渗透岩心的气相饱和度相较于气驱实验有大幅度提升，最高分别可达到 71.3% 与 65.4%。产气速度变化趋势与气驱相比有较大差异，在注入泡沫 1 PV 后，低渗透岩心的产气速度快速增长，并在注泡沫 3 PV 后反超高渗透岩心，稳定状态下低渗透岩心的产气速度始终略高于高渗透岩心。对产气速度的变化趋势认识为：泡沫首先流入高渗透岩心，受贾敏效应（泡沫流经岩心孔隙

时挤压变形产生毛细管阻力的现象被称为贾敏效应）的影响，泡沫流经岩心孔隙时渗流阻力增大，致使后续泡沫进入低渗透岩心的比例增加，导致低渗透岩心的产气速度增加^[29-30]。岩心的孔隙越小所受的毛细管力越大，低渗透岩心泡沫在较大毛细管力作用下更容易发生破裂而影响泡沫的稳定性，这是 3 PV 后低渗透岩心产气速度逐渐高于高渗透岩心的主要因素。观察图 2-b 可知，在此地层条件下，泡沫对高渗透岩心有较强封堵效果。相较于气驱，稳定状态下泡沫驱低渗透岩心 CO₂ 封存量增长 541%，高渗透岩心 CO₂ 封存量增长 118%，双填砂管中封存总量平均增加 219%。以上结果表明高干度泡沫驱应用于 CO₂ 咸水层封存具有较大优越性。

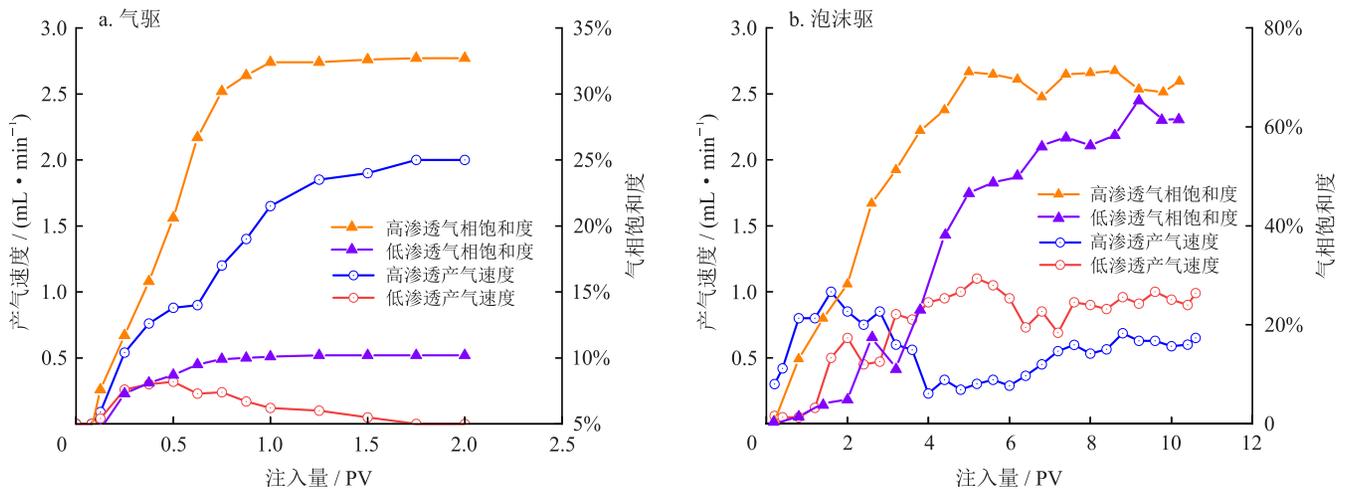


图 2 气驱与泡沫驱产气速度和气相饱和度变化规律图

2.2 并联岩心 CO₂ 泡沫驱替压差变化规律

图 3 显示了不同渗透率级差下，驱替压差随高干度泡沫注入体积的变化情况。坐标轴 0 点代表地层水驱结束时岩心两端的驱替压差。随着泡沫注入量的增加，驱替压差的变化分为缓慢上涨、快速上涨、逐渐稳定 3 个阶段。泡沫注入 1 PV 左右，各实验组驱替压差开始以较低的速度增长，当驱替压差达到 0.2 MPa 时增长速度加快，但不同级差下驱替压差最大值与达到稳定所需的时间均有所差异。当渗透率级差超过 6.1 后，稳定状态下驱替压差的数值开始降低，渗透率级差 10.8 下驱替压差的最高值仅为 0.34 MPa。泡沫驱达到稳定状态所需的时间随渗透率级差的增大呈现先减小后增加的趋势，当渗透率级差为 4.3 时所需时间最短。

贾敏效应是驱替压差增长的主要因素。研究表明，驱替压差越大，泡沫对高渗透岩心的封堵效果越好、在岩心中的波及能力越强，越有益于 CO₂ 的封存^[31-32]。泡沫注入后首先流向高渗透岩心，在高渗

透岩心突破后，驱替压差开始出现明显变化。在泡沫注入前 4 PV 时，驱替压差增长缓慢，流动阻力整体较小，说明此阶段泡沫形态不稳定，封堵能力较弱。注入泡沫处于 5~8 PV 时，驱替压差迅速增大，表明此阶段泡沫流经岩心孔隙时的贾敏效应增强，封堵能力相应加强，驱替压差增长促使泡沫能克服毛细管力进入更小的岩心孔隙，有助于增大波及体积。继续增加泡沫注入量，驱替压差达到稳定状态。改变渗透率级差，结果显示，当渗透率级差小于 6.1 时，驱替压差均能达到 0.6 MPa 左右，继续扩大级差，稳定状态的驱替压差有所下降。由于高渗透岩心渗透率增大，岩心孔隙体积增加，泡沫流经大孔隙所受毛细管力降低，贾敏效应减弱，致使泡沫在高渗透岩心的驱替压差减小，从而导致泡沫对高渗透的封堵能力减弱，高渗透岩心流动能力增强，并联岩心整体的驱替压差随之降低。但在渗透率级差为 2.6~10.8 的范围内，注泡沫为 10 PV 后驱替压差均有明显提升，

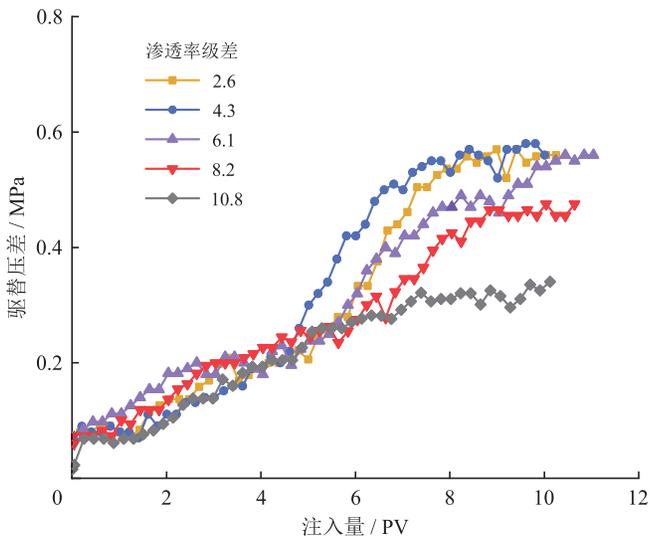


图3 不同渗透率级差下驱替压差随注入体积变化规律图

表明在此范围内高干度泡沫均能有效增加流动阻力, 增强泡沫波及系数与 CO_2 封存效果。

2.3 并联岩心 CO_2 泡沫驱替产气速度变化规律

由图4可知, 泡沫在一定渗透率级差范围内均可以有效缓解注气封存 CO_2 时存在的窜流问题。当渗透率级差为 2.6 ~ 6.1 时, 注泡沫后低渗透岩心产气速度均能反超高渗透岩心, 稳定状态下高、低渗透岩心产气速度比呈现先减小后增加的趋势, 级差为 4.3 时产气速度比值最小, 约为 1.5。级差为 8.2 时, 稳定状态下低渗透岩心产气速度略低于高渗透岩心。

级差为 10.8 时, 注入泡沫为 2 ~ 5 PV 时, 高渗透岩心产气速度下降, 低渗透岩心产气速度小幅度增长; 随着泡沫注入量的增大, 流动控制能力减弱, 两岩心产气速度比逐渐扩大, 在稳定状态下高渗透岩心产气速度约为低渗透岩心的 4 倍。

沿图4中的虚线, 将泡沫驱过程产气速度变化分为3个阶段。在第I阶段, 泡沫首先进入高渗透岩心, 使高渗透岩心的产气速度快速增加。在第II阶段, 泡沫流经岩心中孔隙喉道时发生挤压变形, 在增加渗流阻力的同时对岩心的孔隙起到一定的封堵作用, 限制了 CO_2 在高渗透岩心的流动, 随着泡沫注入量的增大, 这一作用愈加明显, 促使低渗透岩心的产气速度增加。在第III阶段, 稳定状态下产气速度变化是贾敏效应和泡沫的稳定性共同作用的结果; 随着渗透率降低, 泡沫流动所受的毛细管力越大, 即低渗透岩心中泡沫更容易破裂形成气、液两相渗流, 致使低渗透岩心的产气速度大于高渗透岩心; 当渗透率过高时, 泡沫流动所受毛细管力较小, 导致高渗透岩心的渗流阻力远小于低渗透, 使泡沫在高渗透岩心中大量流出, 影响低渗透岩心的 CO_2 封存能力。由此可知, 在低渗透岩心渗透率相近的情况下, 高渗透岩心的产气速度越低, 则泡沫对高渗透岩心的封堵效果越好。

综上所述, 实验所测渗透率级差范围内, 泡沫均具有封堵高渗透岩心的效果。特别是当渗透率级

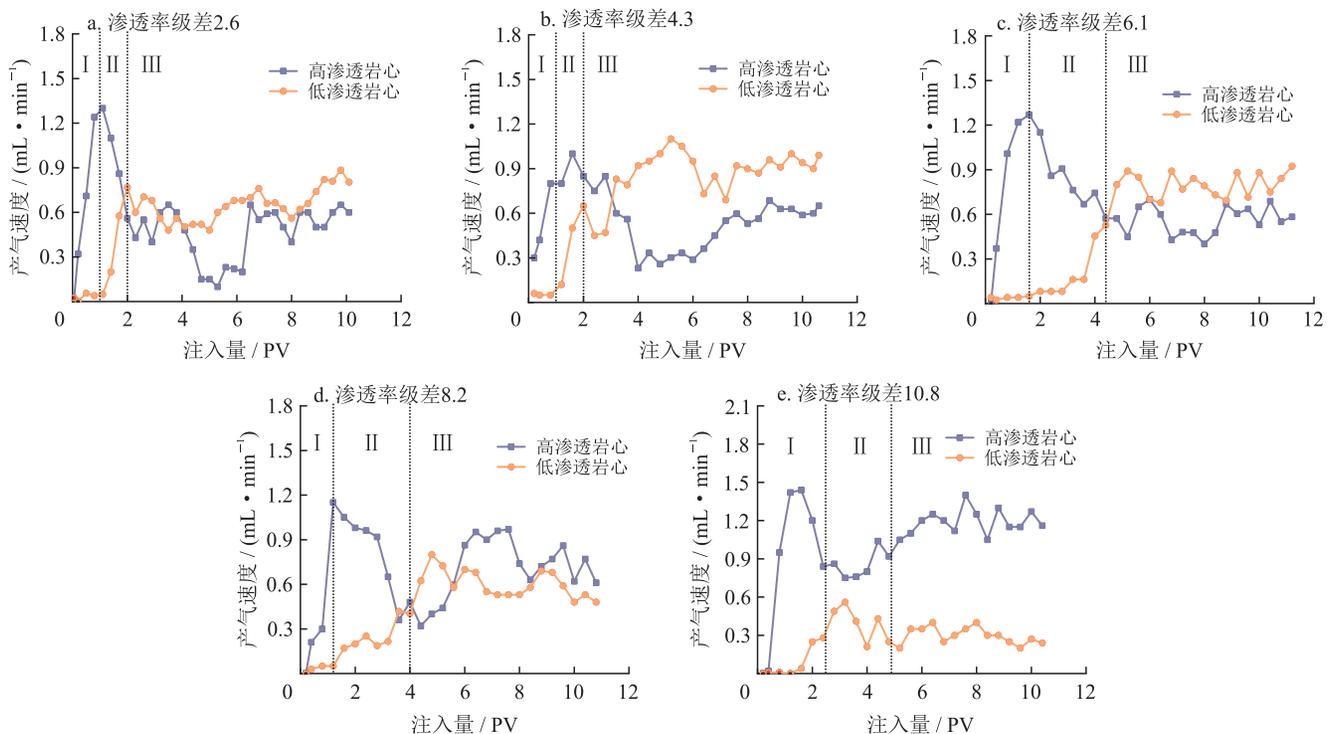


图4 不同渗透率级差下产气速度随泡沫注入量变化规律图

差小于 8.2 时，高干度泡沫能有效抑制 CO₂ 在高渗透岩心的窜流，使气体流动剖面在双岩心中较均匀地推进。扩大渗透率级差至 10.8，高、低渗透岩心产气速度差值增大，但稳定状态下高、低渗透岩心产气速度比仍有明显降低，证明了在此渗透率级差下泡沫依然具备一定的流度控制能力。

2.4 并联岩心 CO₂ 泡沫驱替气相饱和度变化规律

将气相饱和度定义为岩心中 CO₂ 体积占孔隙体积的百分数，岩心中的气相饱和度越高，说明 CO₂ 在岩心中的滞留量越大、CO₂ 封存效率与咸水层的空间利用效率越高。由图 5 可知，泡沫注入并联岩心后首先流向高渗透岩心，使高渗透岩心的气相饱和度迅速增长，泡沫注入一段时间后，高渗透岩心的气相饱和度增长逐渐减缓、并维持在较高水平；低

渗透岩心的气相饱和度在泡沫注入 2 PV 后开始增长，同样经历了快速增加与逐渐平缓两个阶段；稳定状态下高渗透岩心的气相饱和度始终高于低渗透岩心。

观察上述 5 组实验结果，高渗透岩心的气相饱和度维持在 70% 以上，最高可达 83%；低渗透岩心气相饱和度的变化受渗透率级差的影响更明显，随着级差的扩大呈现先增加后降低趋势；当渗透率级差为 4.3 时气相饱和度最高，达到 65%；当渗透率级差为 10.8 时气相饱和度最低，达到 53%，依然维持在较高的水平。上述数据表明当渗透率级差小于 10.8 时，泡沫能有效扩大并联岩心（特别是低渗透岩心）的波及系数，由此说明，采用高干度 CO₂ 泡沫驱能够大幅度提高咸水层的空间利用效率，增大 CO₂ 地质封存体积。

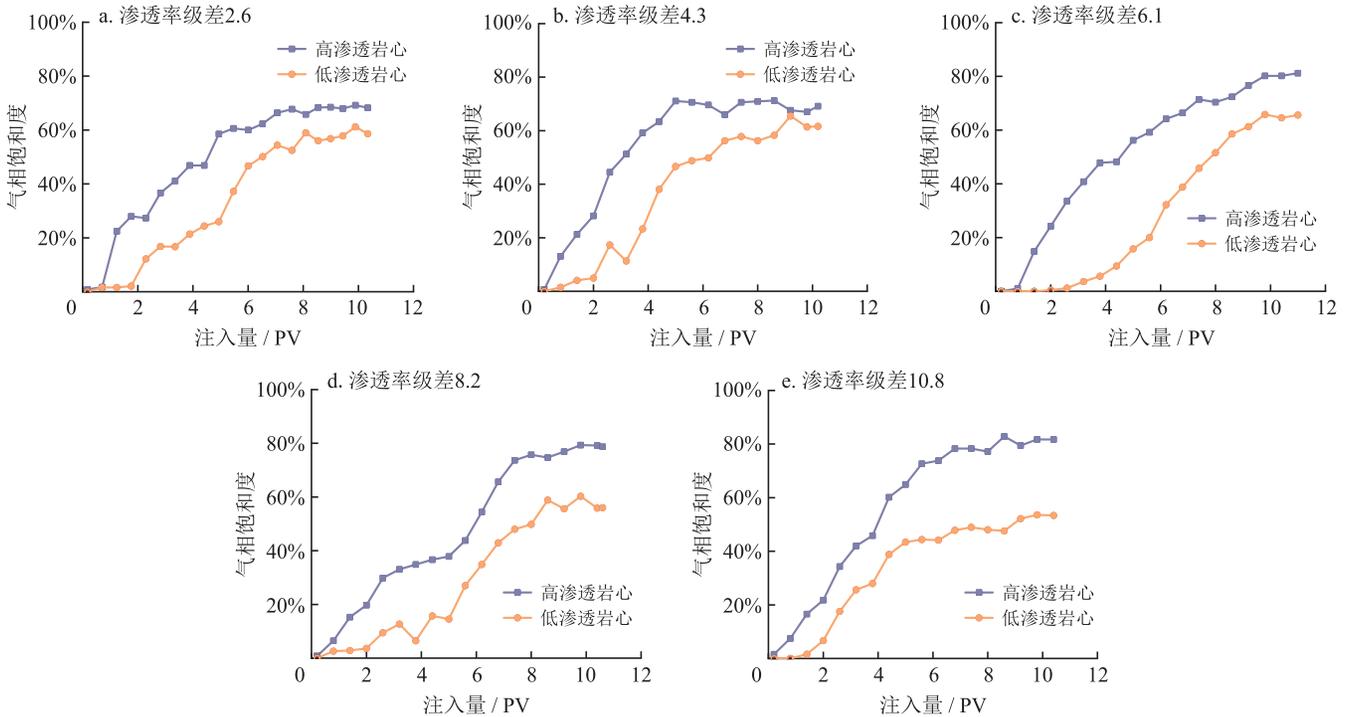


图 5 不同渗透率级差下气相饱和度随注入体积变化规律图

2.5 并联岩心 CO₂ 泡沫驱替产液速度变化规律

图 6 显示了不同渗透率级差下的高、低渗透岩心的产液速度随泡沫注入体积的变化情况。由于驱替过程中泡沫在岩心中不断破裂与再生，其渗流过程是不稳定的，从而导致了产液速度的不断波动。采用地层水驱时，高、低渗透岩心的产液速度之比接近渗透率之比，高渗透岩心的产液远高于低渗透岩心。在泡沫驱过程中，随着泡沫注入量的增加，分流状况发生了明显变化。图 6-a ~ c 中，持续注泡沫一段时间后，高、低渗透岩心的产液速度发生反转，

特别是渗透率级差为 4.3 的实验组，低渗透岩心的产液速度约为高渗透的 2 倍；图 6-d 中在注泡沫 2 PV 后，高、低渗透岩心的产液速度比值接近 1:1，稳定状态下高渗透岩心产液速度略高于低渗透岩心，其比值约为 1.25；图 6-e 中在注入泡沫 2.5 ~ 5.5 PV 时低渗透岩心的产液速度上涨，增大注入量，高渗透岩心产液速度回升，低渗透岩心产液速度降低，7 PV 时达到稳定状态，高、低渗透岩心产液速度比值为 3.5。

高、低渗透岩心产液速度的变化同样为贾敏效应和泡沫稳定性协同作用的结果，其整体变化趋势

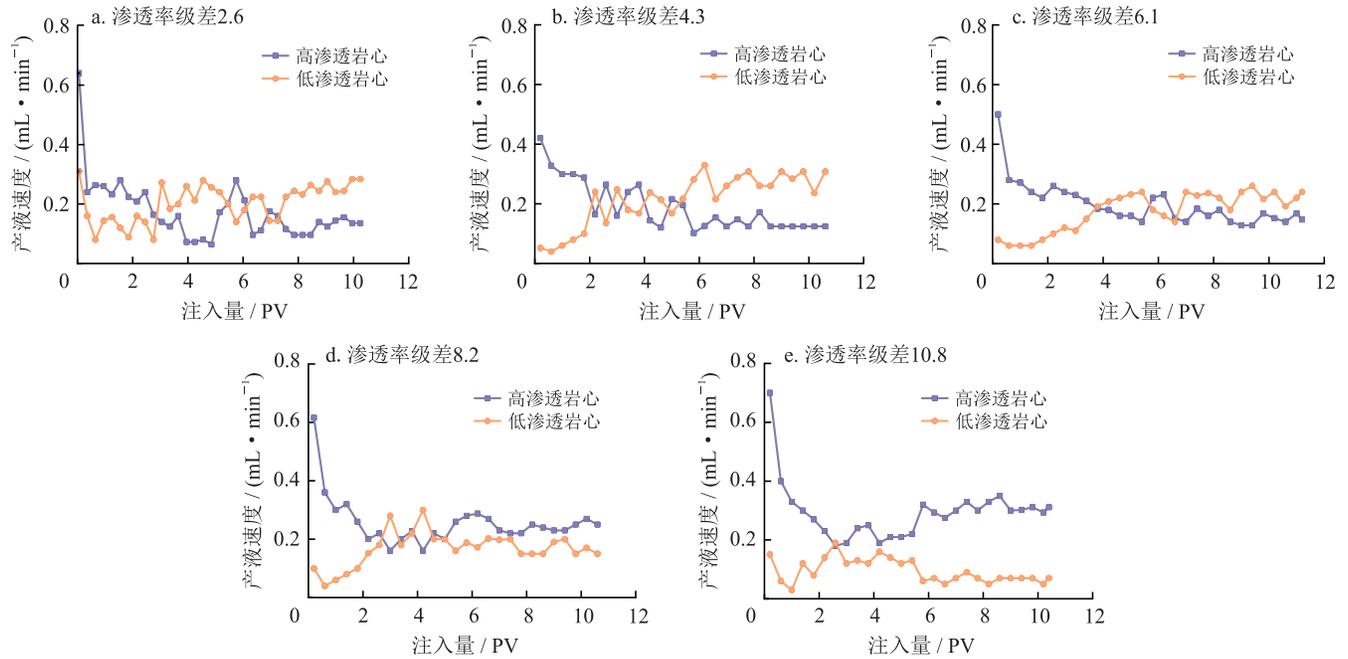


图 6 不同渗透率级差下产液速度随注入体积变化规律图

与产气速度是相近的，由于液相的密度与黏度远高于 CO_2 气体，其流动性相对降低，导致稳定状态下高、低渗透岩心产液速度差异减小，流动剖面更加均匀。当渗透率级差为 2.6 ~ 10.8 时，低渗透岩心的产液速度较水驱均有不同程度的增加。高、低渗透岩心的产液速度比越小，说明泡沫对高渗透岩心的封堵效果越好，在一定程度上有助于增加泡沫在低渗透岩心中的波及体积，有益于 CO_2 封存。且当渗透率级差介于 2.6 ~ 8.2 时，低渗透岩心的产液速度接近甚至超过高渗透岩心，表明在此区间内，泡沫对高渗透地层的封堵能力更强，注入泡沫能在双岩心中更加均匀地推进。

3 流度调控与 CO_2 封存能力分析

阻力因子是用来评价泡沫体系分流效果的重要参数^[33]，其定义如式(1)：

$$RF = \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} \quad (1)$$

式中 RF 表示阻力因子，无量纲； Δp_2 表示泡沫驱时填砂岩心两端的压力差，MPa； Δp_1 表示相同流速下水驱时填砂岩心的两端压力差，MPa。

阻力因子越高，表明泡沫体系在咸水层中的波及效率越高，有益于 CO_2 的地质封存。图 7 为阻力因子随渗透率级差的变化，其计算方法为相同流速下，采用泡沫驱时并联岩心两端的驱替压差与水驱时并联岩心驱替压差的比值。

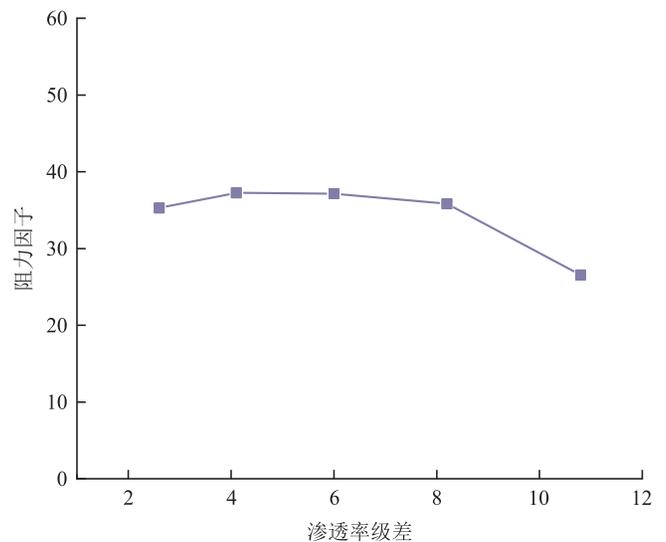


图 7 阻力因子随渗透率级差变化规律图

图 7 可知，当渗透率级差小于 8.2 时，该泡沫体系的阻力因子稳定在 36 左右；扩大渗透率级差为 10.8，阻力因子降为 26.54。这表明了渗透率级差范围在 2.6 ~ 10.8，泡沫均能有效增加流动阻力，特别是当渗透率级差小于 8.2 时，流动阻力更大，泡沫在咸水层中的波及效率更高。阻力因子的增大主要有 3 方面的原因：①在泡沫体系中，气体作为不连续相分布在连续的液相中，大大降低了气体的流动性^[34]；②高干度泡沫是一种由大小均匀的气泡形成的聚集体，其黏度相较于单纯的气液两相有大幅度提升，且在一定程度上泡沫黏度随孔隙度的增加而升高，尤其不利于在高渗透岩心、大孔隙中流动^[35]；③因贾敏

效应的影响，泡沫经过岩心中的孔隙喉道时挤压变形而额外产生渗流阻力，也是增大阻力因子的重要因素。然而当渗透率级差达到 10.8 时，阻力因子出现降低趋势，这主要是因为高渗透岩心的孔隙度更大、渗流阻力小，导致泡沫在高渗透岩心中的封堵能力减弱，体现了泡沫对渗透率的选择性封堵特征。

图 8 展示了不同渗透率级差下的产气比与产液比。可以看出，高、低渗透岩心的产气比与产液比随着渗透率级差的增大呈现先减小后增大的趋势，且当渗透率级差为 4.3 时，产气比与产液比的值最小，分别为 0.45 与 0.35。渗透率级差为 8.2 时，高、低渗透岩心的产气比与产液比仍能维持在 1:1 左右；当渗透率级差达到 10.8 后，岩心中产气比与产液比的值分别为 4.28 与 3.86。泡沫可以有效降低高渗透岩心的产液、产气速度，增大低渗透岩心的气液流量，这因为泡沫具有“堵大不堵小”的特性，能自动地选择性封堵高渗透条带^[34]。此外，泡沫作为假塑性流体，具有剪切变稀特性^[36]，在渗透率高的岩心中所受的剪切速率更小，因此高渗透岩心中的泡沫表观黏度与流动阻力更大，促使高渗透岩心的分流量降低、低渗透岩心分流量增加。低渗透岩心的孔隙直径小、泡沫所受的毛细管力更大，这是影响泡沫稳定性的不利因素，在毛细管力作用下泡沫更容易破裂从而导致流动性增加；而渗透率过高的岩心孔隙度大、渗流阻力小，泡沫的流动性也会增加。当渗透率级差小于 6.1 时，并联岩心中的气液产出剖面受到低渗透岩心毛细管力影响较大，导致低渗透岩心气液产出高于高渗透岩心；当渗透率达到 10.8 时，高渗透岩心中渗流阻力过小成为影响产出剖面的主要因素。

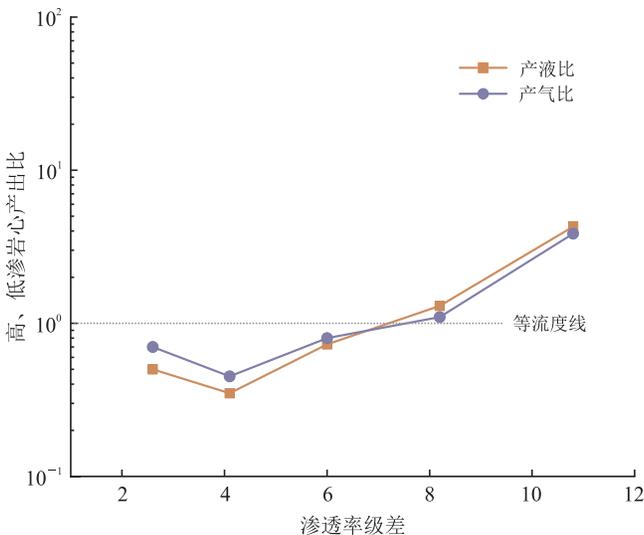


图 8 高、低渗透岩心产气比与产液比随渗透率级差变化规律图

对泡沫在不同渗透率岩心中的 CO₂ 封存能力进行评价。图 9 中可以看出，相近渗透率下，泡沫驱岩心最大气相饱和度远高于气驱，说明注高干度泡沫能有效增加 CO₂ 在非均质咸水层中的滞留量，提高了地层空间的利用效率。增大渗透率级差至 10.8，并联岩心的气相饱和度仍能维持在较高水平，表明高干度泡沫对地层的非均质性具有较强适应能力，在渗透率级差为 10.8 以内的非均质咸水层中均具有较强的流度控制能力和 CO₂ 封堵效果。

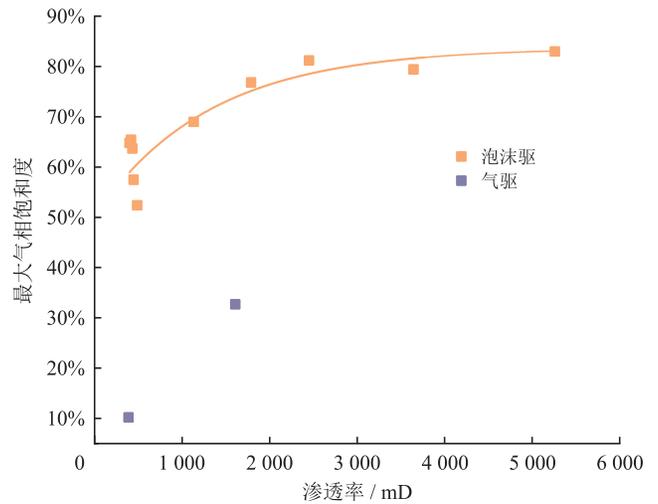


图 9 CO₂ 封存能力随渗透率变化规律图

泡沫驱低渗透岩心的气相饱和度为 52% ~ 65%，高渗透岩心气相饱和度为 69% ~ 83%。当岩心的渗透率介于 399 ~ 2 450 mD 时，最大气相饱和度随着渗透率的增加而快速增大；当岩心的渗透率介于 2 450 ~ 5 258 mD 时，最大气相饱和度维持在 80% 左右，继续增大渗透率对其影响不大。这是因为渗透率越低的岩心中毛细管力越大，泡沫在毛细管力作用下容易破裂形成气相窜流，降低了泡沫在岩心中的波及体积^[33]；随着渗透率的增大，泡沫受毛细管力的影响相对较小，气体容易捕集并储存在填砂管中，CO₂ 封存效果更好。并联实验中低渗透岩心的最高气相饱和度还受到泡沫分流状况的限制，在较高渗透率级差下，泡沫对高渗透岩心封堵能力逐渐减弱，低渗透岩心中气液分流量降低，导致低渗透岩心的气相饱和度略有下降。通过咸水层条件下 CO₂ 泡沫驱替实验，探究了 CO₂ 封存能力变化，可为 CO₂ 在非均质咸水层中的地质封存提供理论依据。

4 结论

1) 当渗透率级差介于 2.6 ~ 10.8 时，高干度泡

沫均能有效增加渗流阻力,减小高、低渗透岩心的气液流动差异,且随着渗透率级差的增大,泡沫对高渗透岩心的封堵效果先增强后减弱,渗透率级差为 4.3 时封堵效果最好。

2) 随着渗透率的增加,岩心的最大气相饱和度呈现先增大后平缓的趋势,岩心渗透率为 400 mD 时,最高气相饱和度可达 65%;当岩心的渗透率大于 2 450 mD 时,最高气相饱和度维持在 80% 左右。

3) 注高干度泡沫能够增大非均质咸水层中的 CO₂ 封存体积,渗透率级差为 4 时,泡沫驱的 CO₂ 封存体积较气驱增加 219%,增大渗透率级差至 10.8,并联岩心的 CO₂ 封存量仍能维持在较高水平。

参 考 文 献

- [1] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话 [N]. 人民日报, 2020-9-23(03).
XI Jinping. Delivers an important speech at the general debate of the 75th Session of the United Nations (UN) General Assembly [N]. People's Daily, 2020-9-23(03).
- [2] 周守为, 朱军龙. 助力“碳达峰、碳中和”战略的路径探索 [J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 1-8.
ZHOU Shouwei, ZHU Junlong. Exploration of ways to helping "carbon peak and neutrality" strategy [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(12): 1-8.
- [3] 邹才能, 薛华庆, 熊波, 等. “碳中和”的内涵、创新与愿景 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 46-57.
ZOU Caineng, XUE Huaqing, XIONG Bo, et al. Connotation, innovation and vision of "carbon neutral" [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 46-57.
- [4] 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.
- [5] 张烈辉, 曹成, 文绍牧, 等. 碳达峰碳中和背景下发展 CO₂-EGR 的思考 [J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 13-22.
ZHANG Liehui, CAO Cheng, WEN Shaomu, et al. Thoughts on the development of CO₂-EGR under the background of carbon peak and carbon neutrality [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 13-22.
- [6] 卢义玉, 周军平, 鲜学福, 等. 超临界 CO₂ 强化页岩气开采及地质封存一体化研究进展与展望 [J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 60-73.
LU Yiyu, ZHOU Junping, XIAN Xuefu, et al. Research progress and prospect of the integrated supercritical CO₂ enhanced shale gas recovery and geological sequestration [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 60-73.
- [7] 谭蓉蓉. 发展前景广阔的碳捕捉和封存技术 [J]. 天然气工业, 2009, 29(10): 82.
TAN Rongrong. Promising carbon capture and storage technologies [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 82.
- [8] 王锐, 李阳, 吕成远, 等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO₂ 驱水与埋存潜力评价方法研究 [J]. 非常规油气, 2021, 8(5): 50-55.
WANG Rui, LI Yang, LYU Chengyuan, et al. Study on potential evaluation method on CO₂ EWR and storage for deep saline layers in Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(5): 50-55.
- [9] 刘廷, 马鑫, 刁玉杰, 等. 国内外 CO₂ 地质封存潜力评价方法研究现状 [J]. 中国地质调查, 2021, 8(4): 101-108.
LIU Ting, MA Xin, DIAO Yujie, et al. Research status of CO₂ geological storage potential evaluation methods at home and abroad [J]. Geological Survey of China, 2021, 8(4): 101-108.
- [10] 赵玉龙, 杨勃, 曹成, 等. 盐水池 CO₂ 封存潜力评价及适应性评价方法研究进展 [J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 484-494.
ZHAO Yulong, YANG Bo, CAO Cheng, et al. Research progress of evaluation of CO₂ storage potential and suitability assessment indexes in saline aquifers [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 484-494.
- [11] 杨术刚, 李兴春, 蔡明玉, 等. 国外 CO₂ 地质封存管理制度、标准体系分析及其启示 [J]. 天然气工业, 2023, 43(12): 130-137.
YANG Shugang, LI Xingchun, CAI Mingyu, et al. Overseas management systems and standards for CO₂ geological storage and their implications for China [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(12): 130-137.
- [12] 屈红军, 李鹏, 李严, 等. 咸水池 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.
- [13] 李士伦, 汤勇, 段胜才, 等. CO₂ 地质封存源汇匹配及安全性评价进展 [J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(3): 269-279.
LI Shilun, TANG Yong, DUAN Shengcai, et al. Progress in source-sink matching and safety evaluation of CO₂ geological sequestration [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 269-279.
- [14] 李毅, 周凡, 王金生, 等. 我国燃煤电厂与沉积盆地 CO₂ 咸水层封存的源汇匹配研究 [J/OL]. 中国地质: 1-22. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20240130.1035.006.html>.
LI Yi, ZHOU Fan, WANG Jinsheng, et al. Research on source-sink matching between coal-fired power plants and CO₂ saline aquifer storage in sedimentary basins in China [J/OL]. Geology in China: 1-22. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20240130.1035.006.html>.
- [15] 张海滨, 卢迪, 熊剑智, 等. 海洋 CO₂ 封存的国内外进展与启示 [J]. 中国资源综合利用, 2023, 41(12): 166-169.
ZHANG Haibin, LU Di, XIONG Jianzhi, et al. Progress and inspiration of marine CO₂ storage at home and abroad [J]. China Resources Comprehensive Utilization, 2023, 41(12): 166-169.
- [16] 熊鹏飞, 方小宇, 乐文喜, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷咸水层 CO₂ 地质封存盖优选及潜力评估 [J/OL]. 煤炭学报: 1-8. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2023.0616>. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2023.0616.
XIONG Pengfei, FANG Xiaoyu, YUE Wenxi, et al. Reservoir-

- cap combination optimization and potential evaluation of CO₂ geological storage in saline aquifer, in Wenxinan sag of Beibu Gulf Basin[J/OL]. Journal of China Coal Society: 1-8. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2023.0616>. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2023.0616.
- [17] 吕鹏飞. CO₂ 咸水层封存润湿性与非均质性孔隙—岩心尺度影响机理研究 [D]. 大连: 大连理工大学, 2019.
LYU Pengfei. Pore to core scale influence mechanism of wettability and heterogeneity on CO₂ sequestration in saline aquifers[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2019.
- [18] YANG Fengtian, PANG Zhonghe, LIN Li, et al. Hydrogeochemical and isotopic evidence for trans-formational flow in a sedimentary basin: Implications for CO₂ storage[J]. Applied Geochemistry, 2013, 30: 4-15.
- [19] LAKE L W, LOTFOLLAHI M, BRYANT S L. Chapter 2-CO₂ enhanced oil recovery experience and its messages for CO₂ storage[M]//NEWELL P, ILGEN A G. Science of Carbon Storage in deep saline formations. Amsterdam: Elsevier, 2019: 15-31.
- [20] 刘洋, 聂伟, 孙骥, 等. 注气驱油技术的研究与应用 [J]. 西部探矿工程, 2022, 34(11): 66-68.
LIU Yang, NIE Wei, SUN Ji, et al. Research and application of gas injection and oil flooding technology[J]. West-China Exploration Engineering, 2022, 34(11): 66-68.
- [21] 孙扬, 崔飞飞, 孙雷, 等. 重力分异和非均质性对天然气藏 CO₂ 封存的影响——以中国南方 XC 气藏为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(8): 82-86.
SUN Yang, CUI Feifei, SUN Lei, et al. Influence of gravity differentiation and heterogeneity on CO₂ sequestration in gas reservoirs: A case of the XC Gas Reservoir in South China[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(8): 82-86.
- [22] 史云清, 贾英, 潘伟义, 等. 致密低渗透气藏注 CO₂ 提高采收率潜力评价 [J]. 天然气工业, 2017, 37(3): 62-69.
SHI Yunqing, JIA Ying, PAN Weiyi, et al. Potential evaluation on CO₂-EGR in tight and low-permeability reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(3): 62-69.
- [23] CLARK J A, SANTISO E E. Carbon sequestration through CO₂ foam-enhanced oil recovery: A green chemistry perspective[J]. Engineering, 2018, 4(3): 336-342.
- [24] 张利军, 谭先红, 焦钰嘉, 等. 海上低渗油藏 CO₂ 微泡沫驱提高采收率实验与数值模拟研究 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 145-153.
ZHANG Lijun, TAN Xianhong, JIA Yujia, et al. Experimental study and numerical simulation on enhanced oil recovery by CO₂ microfoam flooding in offshore low-permeability reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 145-153.
- [25] 许星光, 张鹏, 张旭, 等. 油气田开发用泡沫流体理论与技术新进展 [J]. 油田化学, 2023, 40(3): 562-570.
XU Xingguang, ZHANG Peng, ZHANG Xu, et al. New progress in theory and technology of foam fluid for oil and gas fields development[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(3): 562-570.
- [26] 李斌, 余小兵, 王佩, 等. 油田空气泡沫驱化学分析及提高采收率研究 [J]. 当代化工, 2023, 52(7): 1671-1674.
LI Bin, SHE Xiaobing, WANG Pei, et al. Chemical analysis and EOR research of air foam flooding in oilfield[J]. Contemporary Chemical Industry, 2023, 52(7): 1671-1674.
- [27] 王鹏, 程浩, 汪周杰, 等. 高干度 CO₂ 泡沫体系评价及其对 CO₂ 封存的影响 [C]//2022 油气田勘探与开发国际会议 (2022IFEDC) 论文集. 西安: 陕西省石油学会, 2022: 1-13.
WANG Peng, CHENG Hao, WANG Zhoujie, et al. Evaluation of high dryness CO₂ foam system and its effect on CO₂ sequestration[C]//Proceedings of 2022 International Field Exploration and Development Conference (2022IFEDC). Xi'an: Shaanxi Petroleum Society, 2022: 1-13.
- [28] LYU Qichao, LI Zhaomin, LI Binfei, et al. Study of nanoparticle-surfactant-stabilized foam as a fracturing fluid[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2015, 54(38): 9468-9477.
- [29] 鹿腾, 李兆敏, 李松岩, 等. 泡沫油流变特性及其影响因素实验 [J]. 石油学报, 2013, 34(5): 1004-1009.
LU Teng, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. An experimental study on rheological property and influential factors of foamy oils[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 1004-1009.
- [30] 黄磊, 李华斌, 凌革, 等. 玻璃微珠充填介质内泡沫的微观驱油机理 [J]. 石油化工应用, 2013, 32(1): 37-39.
HUANG Lei, LI Huabin, LING Ge, et al. Microscopic oil displacement mechanism of foam in glass bead filling medium[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(1): 37-39.
- [31] 李兆敏, 李宾飞, 徐永辉, 等. 泡沫分流特性研究及应用 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2007, 22(2): 100-102.
LI Zhaomin, LI Binfei, XU Yonghui, et al. Study on the flow-diversion characteristics of foam and its application[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(2): 100-102.
- [32] 兰玉波, 刘春林, 赵永胜. 大庆油田泡沫复合驱矿场试验评价研究 [J]. 天然气工业, 2006, 26(6): 102-104.
LAN Yubo, LIU Chunlin, ZHAO Yongsheng. Evaluation and study of field test for foam-polymer flooding in Daqing Oilfield[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(6): 102-104.
- [33] 陈超, 张新春, 刘广峰, 等. 具有稠油降黏作用的泡沫体系室内实验评价 [J]. 油田化学, 2023, 40(4): 662-667.
CHEN Chao, ZHANG Xinchun, LIU Guangfeng, et al. Laboratory evaluation of foam system with viscosity reduction effect for heavy oil[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(4): 662-667.
- [34] 刘晓敏. 驱油用泡沫体系研究 [D]. 无锡: 江南大学, 2023.
LIU Xiaomin. Study on foam systems for enhanced oil recovery[D]. Wuxi: Jiangnan University, 2023.
- [35] 钱勇钢. CO₂ 泡沫的物理性及其特性 [J]. 内蒙古石油化工, 2014, 40(22): 21-22.
QIAN Yonggang. Physical properties of CO₂ foam and its properties[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2014, 40(22): 21-22.
- [36] 张瑞香, 王杰, 高军. 两亲聚合物泡沫在多孔介质中的渗流及分流特性 [J]. 实验室研究与探索, 2019, 38(4): 17-20.
ZHANG Ruixiang, WANG Jie, GAO Jun. Percolation mechanism and distributary rules of amphiphilic polymer foam in porous media[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2019, 38(4): 17-20.

