

引用格式:毛振强,樊超,刘赛军,等.中深层油藏CCUS示范工程开发关键技术研究与实践[J].油气藏评价与开发,2026,16(1):118-127.

MAO Zhenqiang, FAN Chao, LIU Saijun, et al. Research and application of key technologies for development of CCUS demonstration project in medium-deep reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(1): 118-127.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025202

中深层油藏CCUS示范工程开发关键技术研究与实践

毛振强,樊超,刘赛军,杨志凯,高同,王圆圆

(中国石化胜利油田分公司纯梁采油厂,山东博兴 256504)

摘要:CCUS(碳捕集、利用与封存)技术可实现提高采收率增油创效和减碳封碳绿色发展的战略目的,在技术迅速发展的同时也出现了部分问题和难点,制约了技术的推广应用。该研究依托中国首个百万吨级CCUS示范项目,针对油藏开发矛盾和技术难点,将理论研究、室内实验与矿场实践结合,基于混相驱的理论指导油藏开发和矿场问题剖析,以此进一步完善开发理论和技术思路,总结提炼了中深层低渗透油藏高压混相驱的关键技术及其理论内涵。示范工程贯彻“CO₂全程高压混相驱”的理念,采取“连续注入保混相、油水联动建驱替、注采协同扩波及”的方式提能量、扩波及,形成了差异补能高压混相、均衡驱替、三相前缘调控、气驱监测、高效封存等关键技术,油藏开发认识和CO₂驱油关键技术逐步提升完善,支撑示范工程油藏开发取得良好效果。示范区立足探索新技术、破解技术难题、提升CO₂驱油理论认识,开展百万吨级CCUS矿场试验,13个单元中10个开发单元已达到混相,CO₂气驱见效率79.3%,井组气窜率控制在7.1%,单井产油量由1.8 t/d上升至3.2 t/d,气油比控制在300 m³/m³以内,气驱换油率逐步提升至0.21 t/(每吨CO₂注入油藏后可换得的原油量),并呈逐步提升趋势,回注气阶段封存率达到97.1%,示范区CO₂高效驱替的理论认识和技术实践对同类低渗透油藏混相驱具有较大的指导和借鉴意义,对CCUS技术进步和扩大应用做了有效的探索。

关键词:CCUS(碳捕集、利用与封存);高压混相;低渗透油藏;油藏工程;CO₂封存

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Research and application of key technologies for development of CCUS demonstration project in medium-deep reservoirs

MAO Zhenqiang, FAN Chao, LIU Saijun, YANG Zhikai, GAO Tong, WANG Yuanyuan

(Chunliang Oil Production Plant, Sinopec Shengli Oilfield Company, Boxing, Shandong 256504, China)

Abstract: The carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology can achieve the strategic goals of enhanced oil recovery for economic benefits and carbon reduction and storage for green development. However, while the technology has developed rapidly, certain problems and technical challenges have emerged, limiting its widespread application. Based on the first million-ton CCUS demonstration project in China, this study addressed reservoir development conflicts and technical challenges by integrating theoretical research, laboratory experiments, and field practices. Guided by miscible flooding theory, reservoir development and field issues were analyzed to further refine the development theories and technical approaches. Additionally, this study summarized and extracted the key technologies and their theoretical connotations of high-pressure miscible flooding in medium-deep low-permeability reservoirs. The demonstration project implemented the concept of “full-process high-pressure miscible CO₂ flooding”, and adopted strategies of “continuous injection to maintain miscibility, integrated oil-water synergy to establish displacement, and injection-production synergy to expand sweep efficiency” to boost reservoir energy and expand sweep volume. These approaches developed key technologies, including differential energy supplementation for high-pressure miscible flooding, balanced displacement, three-phase front control, gas flooding monitoring, high-efficiency storage. The understanding of reservoir development and key technologies of CO₂ flooding were gradually improved, supporting the demonstration project in achieving favorable outcomes of reservoir development. Focusing on exploring new technologies, solving technical challenges, and improving the theoretical understanding of CO₂ flooding, million-ton CCUS field experiments were conducted in the demonstration zone. Among the 13 units, 10 development units achieved miscibility, with a CO₂ gas flooding sweep efficiency of 79.3%. The inter-well group gas channeling rate was controlled at 7.1%, and single-well oil production increased from 1.8 t/d to 3.2 t/d. The gas-oil ratio was controlled within 300 m³/d, and the

收稿日期:2025-04-27。

第一作者简介:毛振强(1968—),男,博士,教授级高级工程师,从事油田开发及管理工作。地址:山东省滨州市博兴县陈户镇纯梁采油厂,邮政编码:256504。E-mail:maozhenqiang.slyt@sinopec.com

基金项目:国家重点研发计划项目“区域二氧化碳捕集与封存关键技术研发与示范”(2022YFE0206800)。

gas flooding efficiency gradually increased to 0.21 t/tCO₂ (the amount of crude oil obtained per ton of CO₂ injected into the reservoir), showing a continuous upward trend. During the gas reinjection phase, the storage rate reached 97.1%. The theoretical understanding and technical practice of efficient CO₂ flooding in the demonstration zone provide significant guidance and reference for the miscible flooding of similar low-permeability reservoirs, effectively exploring advancement and broader application of CCUS technology.

Keywords: CCUS (carbon capture, utilization and storage); high-pressure miscible flooding; low-permeability reservoir; reservoir engineering; CO₂ storage

CCUS(碳捕集、利用与封存)技术是指将工业生产排放的CO₂进行提纯分离出来,然后进行资源化利用及封存,以此实现CO₂减排降碳的技术手段,是推进“双碳”战略的重要途径^[1-3]。在国内外,注气驱油技术是提高采收率的重要手段之一^[4-7]。在气驱介质中,CO₂具有独特的物理化学性质,可在驱油提高采收率的同时实现碳封存,是目前应用规模最大的CCUS技术,已广泛应用于国内外各大油田,如加拿大韦本油田,中国胜利、江苏和吉林等油田均进行了大规模的CO₂驱油现场试验和应用,获得了一批重要成果^[8-9]。中深层低渗透油藏是实施CO₂驱的主要阵地,研究表明CO₂驱可提高采收率9%~15%。中国低渗透油藏以陆相沉积为主,储层埋深较深、物性差,CO₂驱油技术矿场试验和应用规模有限,目前仍处于探索试验阶段,CCUS技术还有较大的发展空间。

胜利油田适合CO₂驱的油藏具有渗透率低(小于50×10⁻³ μm²)、轻烃质量分数低(12.5%)、原油密度高(0.85 g/cm³)、原油黏度高(12 mPa·s)、埋藏深、非均质性强等特点^[10-12],为中深层滩坝砂油藏,无法照搬国外成熟经验。自1967年开始CO₂驱油室内研究以来,通过持续深化机理研究和矿场试验,攻关形成了具有胜利特色的CO₂驱油与封存配套技术。2008年以来,在东营凹陷高89-1区块开展了CO₂驱矿场试验,累积注CO₂ 35×10⁴ t,累积增油量9.34×10⁴ t。同时,根据室内实验研究结果,CO₂混相驱提高采收率9%~15%,既实现了绿色低碳发展,又提高了油气开发采收率。该研究基于胜利油田百万吨级CCUS示范工程,系统阐述了CO₂驱油藏开发关键技术及实践成果,为CCUS规模化应用提供理论和技术支撑。

1 示范区概况

示范区高89区块位于山东省高青县境内,构造位置属于济阳拗陷东营凹陷博兴洼陷金家-正理庄-樊家鼻状构造带中部,区块含油面积4.1 km²。高89区块主要含油层系为沙四上纯下次亚段,油藏埋深介于2 700~3 350 m,为中深层油藏,岩性组合为灰色、浅灰色泥岩夹薄层砂岩。储层平均孔隙度为13.1%,平均渗透率为2.1×10⁻³ μm²,平均碳酸盐的质量分数为19.99%,属低孔特低渗透层^[13-14]。示范区油藏地质条件复杂,经过弹性驱、水驱、CO₂驱先导试验等多种驱替方式,井网也经历

了多次调整。针对开发过程中出现的问题,进行理论技术研究,找出CO₂-WAG(CO₂-水气交替注入)过程中影响驱替效果的主控因素,建立气水前缘表征方法,优化合理的注入方式,达到较好控制气水前缘、扩大波及与提高封存率的目的。

百万吨CCUS示范项目于2021年7月启动,将从齐鲁石化捕集的CO₂运送至胜利油田高89区块,建成了中国首个百万吨级CCUS示范项目。项目覆盖地质储量2 562×10⁴ t,含油面积48.8 km²,部署总井数239口,其中油井166口,注气井73口,预计15 a累积注气量1 105×10⁴ t,累积增油量296.5×10⁴ t,提高采收率15%,每年可实现减少CO₂排放量100×10⁴ t,动态封存率85%。

CCUS示范工程2022年4月开始注气开发,2025年1月采取水气交替的开发方式,开注气井39口,开注水井25口,日注气量为1 612.3 t,区块日产液量为668.7 t,日产油量为420.0 t,综合含水率为38.8%。较气驱前示范区日产油量由227.7 t上升至420 t,含水率由50.0%下降至38.8%,阶段增油量为16.1×10⁴ t,换油率从0.08 t/t(每吨CO₂注入油藏后可换得的原油量)提升至0.21 t/t,换油率呈现逐年递增的态势。气驱见效效率79.3%,阶段回注封存率97.1%,示范区的矿场实践为该研究提供了有力的数据支撑。

对比国内外CO₂驱油与封存项目,该项目在多个方面具有较好的领先性(表1)。驱油上采用CO₂高压混相驱模式,提高了低渗透油藏的驱油效率^[15];在驱替方式上,采用水气交替有效防止了气窜、扩大了波及;在提高封存方面,通过油藏与工艺技术集成,预计封存率可达到85%以上(国外砂岩油藏预计封存率一般介于50%~60%);在安全监测方面,更加系统全面,监测体系可靠性更高。

2 高压混相驱理论研究与实践

2.1 CO₂高压混相驱理论

CO₂的物理性质(临界温度31.1 °C、临界压力7.39 MPa)决定了其容易达到超临界状态,超临界态CO₂具有良好的注入能力和较强的萃取能力,能提高采收率6%~20%。CO₂驱油机理极其复杂,与地层压力、温度以及流体性质等密切相关^[16-21],CO₂驱分为混相驱和非混相驱,室内研究及矿场实践均表明混相驱的开发效果好于

表1 国内外CCUS项目应用情况

Table 1 Application status of CCUS projects domestically and internationally

类别	油藏埋深/m	地层温度/°C	地层原油黏度/(mPa·s)	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	原始地层压力/MPa	压力系数	混相压力/MPa	驱替方式	注入方式	CO ₂ 体积分数/%	监测介质	提高采收率/%	一次封存率/%	注气规模/(10 ⁴ t/a)
国外技术情况(韦本油田)	1 450	63	1.40	25.00	18.0	14.0	0.96	12.0	非混相驱	油管笼统注气	80	油井端气窜监测	7	55.0	100
国内技术情况(吉林油田)	2 400	98	1.85	6.37	12.8	24.5	0.98	22.8	非混相驱	油管笼统注气	90	CO ₂ 泄露监测	10	78.6	35
胜利百万吨CCUS	2 800~3 350	126	1.59	0.50~10.00	12.5	39.2~46.0	1.40	>29.0	高压混相驱	水气交替	99	土壤、大气、地下水环境介质监测	15	85.0	100

非混相驱,且原油与CO₂混相程度对应的开发效果也有显著差别。CO₂能否与原油混相的重要条件是油藏压力是否大于混相压力。当油藏压力小于混相压力时,CO₂与原油两相分离,依靠降低原油黏度、膨胀原油体积、降低界面张力和改善油水界面来提高采收率。与混相驱油相比,非混相驱油过程中驱替前缘不稳定,在黏度差异较大的情况下CO₂驱易出现黏性指进现象,影响最终采收率^[22-29]。当油藏压力大于混相压力时,CO₂与原油接触时发生混相,即CO₂与原油融为一体,有效抑制了CO₂的窜流。在低渗透油藏中,受流体性质的影响,最小混相压力往往较高,难以达到混相条件。在实际注气过程中,注采井间的压力传播是不均衡的,通常注入端附近的压力往往大于混相压力,近注入端油藏为混相带;而远离注入端压力波及范围有限,油藏压力往往小于混相压力,远井地带为非混相状态;在注采井间为混相带和非混相带的过渡带,呈现出近混相的状态(图1)。

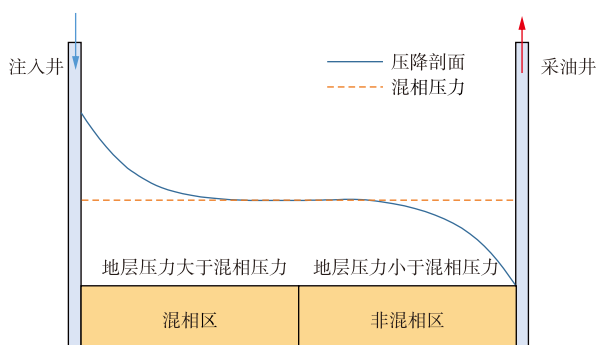


图1 低渗透油藏混相驱注采井压力剖面

Fig. 1 Pressure profile of injection-production wells in low-permeability reservoir under miscible flooding

基于百万吨CCUS示范工程研究及矿场实践,胜利油田在混相驱的基础上创新提出了CO₂高压混相驱开发技术,通过人造高压油藏,大幅度提高油藏压力保持水平,打造CO₂高压驱动体系,动用原常压、低压条件下不能动用的低渗区,在生产井和注入井之间能达到全程高压混相驱的目的。国内外普遍认为CO₂混相驱效果明显

好于非混相驱。实验研究表明:在最小混相压力之前原油采收率随着注入压力的升高而升高,达到最小混相压力后采收率变化不大,而在达到最小混相压力之前一段压力范围内的原油采收率与混相后的采收率是比较接近的,随着压力的持续增加驱油效率进一步增加。因此,CO₂驱开发应尽量将地层压力维持在最小混相压力甚至1.2倍最小混相压力以上,实现CO₂高压混相驱能显著提高驱油效率。通过长岩心实验进行混相压力测试,进行5次加压驱替实验,采收率在28.5 MPa时出现突变型的转折,即最小混相压力(MMP)为28.5 MPa,示范区地层原油采收率与驱替压力关系曲线如图2所示。

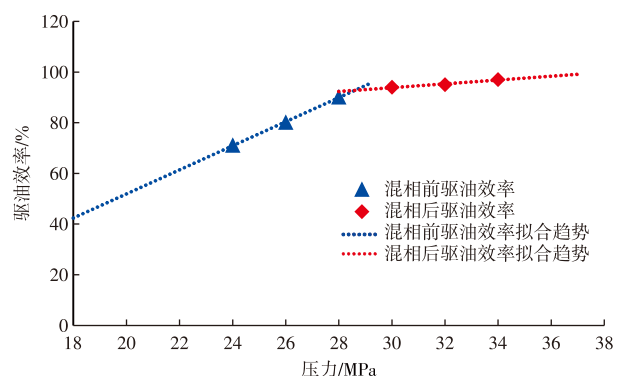


图2 驱油效率与驱替压力关系

Fig. 2 Relationship between oil flooding efficiency and flooding pressure

2.2 纵向均衡驱替

示范工程油藏实践表明:达到混相压力后,储层物性差异影响变小、注入井吸气剖面更加均衡,吸气剖面显示高渗层吸气量占比下降、低渗透层占比增加。对比典型井吸气剖面,混相后吸气层增加60.0%,主力层吸气量占比下降45.5%(图3)。分析认为储层微孔喉界面层减薄扩喉,混相流体CO₂低界面张力扩散驱油,原油混相降黏增强流动性和反应生成碳酸溶解作用,促使储层提高了渗流能力,流体流动能力改善,减少了吸气剖面差异。

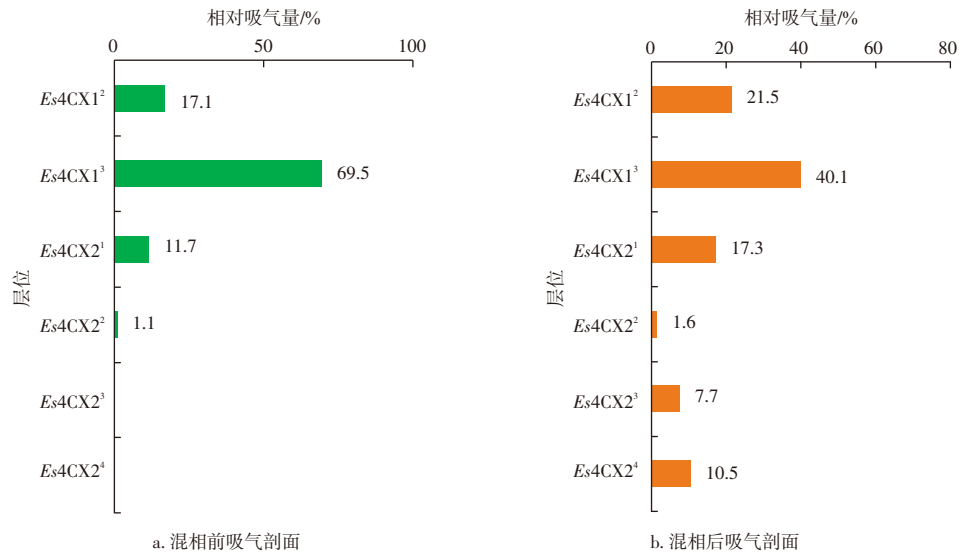


图3 典型井混相前后吸气剖面

Fig. 3 Gas intake profiles before and after miscible flooding in typical wells

2.3 平面扩大波及

随着油藏压力持续升高,开发单元整体达到混相,平面非均质性影响变小、波及系数有所增加。注气混相后,驱替相与被驱替相形成单一相,驱替前缘更加平缓,减少了高渗层的优先突破,混相流体的高压缩性使平面压力场更均衡,驱动流体向低渗区流动(图4)。组分模型揭示,混相驱可使平面波及系数提

高30.6%。对比高89-1区块混相前后,混相后油井见效率由69.3%提高至79.9%,波及系数提高了39.8%。以驱油效益最高为目标,优化压力保持水平,室内实验表明:达到混相后随着压力升高增油呈增加趋势,1.3倍MMP后增油幅度降低,且压力较高,对注入井口和管线要求高,换油率降低经济性下降(图5),示范工程优化合理压力保持水平介于1.2~1.4倍MMP之间,利润较高。

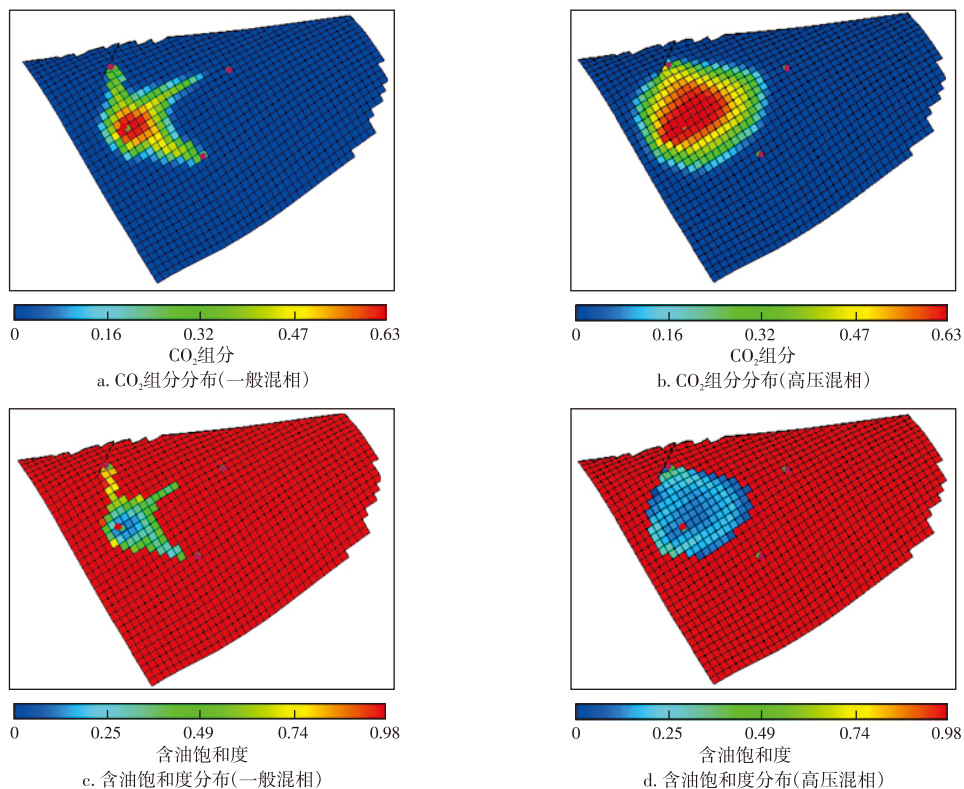


图4 不同混相压力下CO₂组分分布

Fig. 4 Distribution of CO₂ components under different miscible pressures

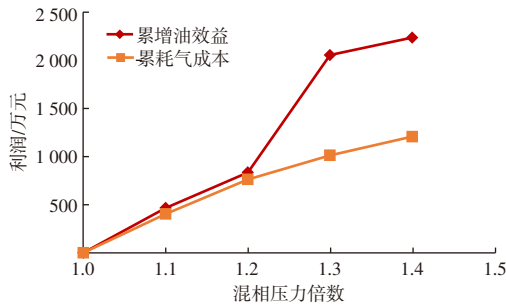


图5 不同压力保持水平下的效益

Fig.5 Benefits under different pressure holding levels

3 CO₂驱油藏开发关键技术实践

3.1 增能混相

根据不同地层能量状况,形成了适配差异化补能技术。结合区块油藏特征、地层压力保持水平,构建了差异化的补能模式(表2),恢复地层压力至混相驱压力以上。针对地层能量较低(地层压力小于0.8倍MMP)的油藏,未达到混相的条件,采取压驱注入+常规水驱的方式快速补

充地层能量;针对地层能量不足(地层压力介于0.8~1.0倍MMP),油藏达到近混相的条件,采取大段塞气驱+局部压驱的方式精准补能;针对地层能量保持较好(地层压力大于1.0倍MMP),已达混相条件的油藏,采取水气交替+差异化注入的方式持续补能1.2倍MMP以上。

3.2 井网适配

示范区为滩坝砂沉积,储层纵向、平面渗透率差异大,注水开发方向性强、见效差异大、波及系数低。发挥CO₂气驱开发技术特点,注气井与采出井间建立有效驱替,提高物性差异砂体气驱动用程度,实现平面、纵向均衡驱替是油藏开发的技术关键。

适配气驱注采井网,气驱注采井网布局要考虑波及体积和驱油效率,同时要考虑预防气体窜流。示范区根据不同井区储层渗透率、储层压裂改造规模、地应力展布规律,差异化注采井网(图6),砂体均质发育区采取五点法井网,非均质区采取菱型或不规则井网,断层夹持窄条带,采取“之”字型注采井网可实现高效驱替;在坝砂展布方向、裂缝发育(地应力)方向,井网部署时适当拉大井距;在最小应力方向、井排之间方向上,由于渗流能力差适当缩小井距。

表2 补能混相适配模式

Table 2 Energy-supplement miscible adaptation modes

开发特点	主要补能措施	实施目标	优点
坝砂未达混相	持续水驱增能	超前补能,注水提压达近混相	成本低
滩砂低能量	压驱快速补能	注入难度大井区,压驱快速提能达混相	压力提升快
已达混相区	持续气驱提效率	持续注气,提驱替效率、控含水	提产、高产
高CO ₂ 井区	水气交替扩波及	地层压力高井区,优化交替参数保混相	稳产、提产

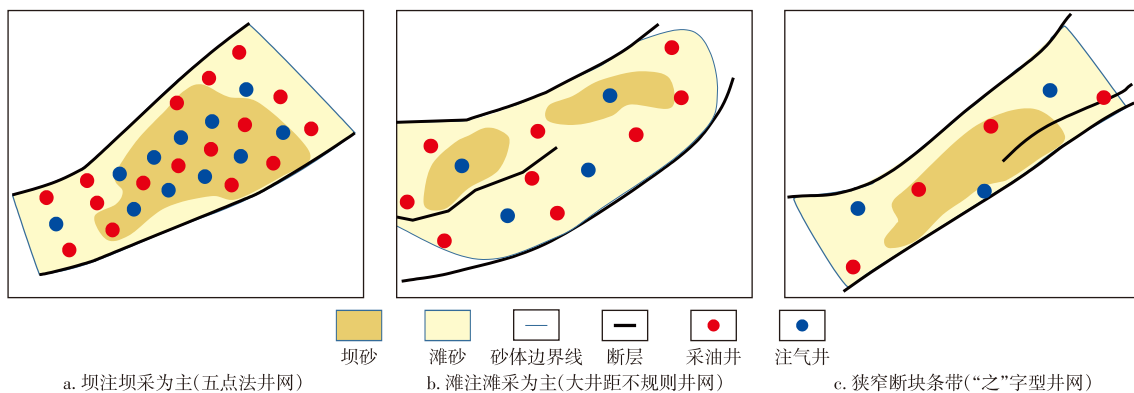


图6 示范区井网适配模式

Fig.6 Well network adaptation model in demonstration zone

3.3 均衡驱替

油水井联动建驱替,注入端压驱、储层改造,注入一段时间后受物性差、注采井距大(大于600 m)影响,注采井间不能建立有效驱替;利用压驱注入、升压注入、储层改造等方式,解决物性差的注入井注不进问题,建立驱

替。采出端油井渗吸引效,油井采取增能渗吸的方式降阻增效、扩驱替半径引流线,实现全域混相,渗吸排驱过程如图7所示。示范区实施21口,单井日增油量4.1 t。如F143-6井提压后渗吸引效,加渗吸剂5 000 m³,焖井43 d,日产油量由措施前1.7 t提高至8.0 t。

注采协同扩波及,从矿场实践分析见效方向影响因

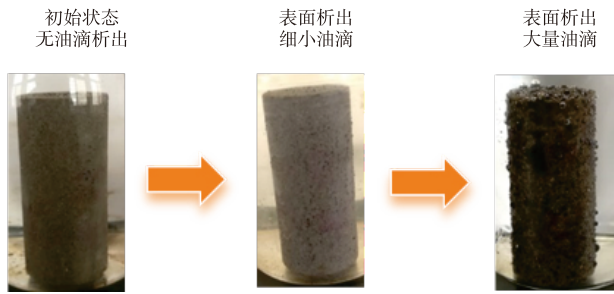


图7 岩心自发渗吸排驱原油

Fig.7 Spontaneous imbibition of crude oil flooding in cores

素依次为:裂缝、物性、亏空、井距,对裂缝方向、物性好、亏空大等方向油井控制注入强度、优化工作制度、水气交替,而对非主流线方向增大生产压差、提高注采强度,抑强扶弱改变渗流方向扩波及,实现平面流线调整均衡驱替的目的。如G899-1井组,控制了主流线方向G889-4井注入强度、优化采出井工作制度,注采协同调控后保持高效驱替开发。

3.4 三相前缘调控

基于物模实验和数值模拟研究,CO₂高压混相驱注采井间能量和介质运移存在混相压力前缘、相前缘和组分前缘这3个前缘(图8)。3个前缘移动规律相似,随着CO₂的持续注入,前缘逐渐向生产井传播,但是各前缘传播速度具有显著差异。在3个前缘向前传播过程中,能量和驱替介质呈现出差异化传播的特征,混相压力前缘传播速度较快,其次是组分前缘,相前缘传播最慢。为防止气窜,提高气驱波及系数和驱油效率,采取水气交替方式开发,研究三相流体前缘的运移规律,指导三相前缘的流场调控至关重要。



图8 注采井间能量和介质传播示意图

Fig.8 Schematic diagram of energy and medium propagation between injection and production wells

以高89-1区块为研究对象,建立CO₂-WAG数值模拟模型,研究压力保持水平、裂缝导流能力、对流扩散系数、注入速度等参数对驱替前缘的影响,分析相前缘、组分前缘和混相压力前缘的运移规律,并开展理论分析,明

确3个前缘的主控因素,给出前缘预测模型。采用物模实验方法,研究CO₂注入过程中的动态、参数前缘变化特征,对水气交替注入过程中的主要参数和注入方式进行分析,提出扩大波及的调控策略。综合多因素分析和单因素分析认为,影响组分移动前缘的敏感性因素是渗透率、注气速度、地层压力保持水平(表3)。

表3 相前缘移动速度多因素分析

Table 3 Multi-factor analysis of phase front migration velocity

影响因素	平方和	自由度	均方差	F	P _{ci}
井网形式	0	3	0	0.247	0.861
井距大小	0	3	0	0.537	0.674
裂缝方向	0	3	0	1.126	0.410
渗透率	0.985	3	0.328	113 022.127	0
地层压力	0.006	3	0.002	739.124	0
注气速度	0.049	3	0.016	5 584.740	0
残差	0	6	0		
总体指标	$R^2=0.99, P_{ci}<0.05$				

注:R为相关系数;F为多个样本之间方差差异的统计量;P_{ci}为置信区间。

研究了CO₂驱过程中3个前缘的传播特征,混相压力前缘移动速度≥组分前缘移动速度≥相前缘移动速度,其中混相压力前缘移动速度是相前缘移动速度的3~5倍。基于水气交替注入方式,注入的CO₂和水介质可提高地层能量、扩大波及范围,最终实现采收率提升;实施该技术时,需要能量快速波及整个油藏,同时驱替介质缓慢推进,以防止注入流体向生产井窜流,避免造成无效注入,即水气交替的关键是混相压力前缘移动速度和组分前缘的移动速度差值最大。

矿场开发实践表明,科学调控3个前缘是确保高效开发的技术关键。快速补能混相加快混相压力前缘推进速度、促见效增油。通过优化注气速度、注采比、水气交替周期等关键参数,调控组分前缘、延长高效采油期。此外合理采液速度、生产压差以进行流场调控,控制相前缘速度、保障开发效果。如G891-3井组通过调控注气强度、水气交替,油井CO₂体积分数从90%逐步下降至65%,保持了高产混相驱替。

3.5 油藏监测

油藏CO₂混相气驱开发具有流线方向性差异大、推进速度快、气油比高等特点,准确监测油藏关键参数,可以高效指导注采技术对策、改善气驱效果。示范工程通过边实践边研究建立了CO₂驱开发监测体系。

3.5.1 地层压力监测

地层压力是混相驱的关键,为准确实时监测压力状

况,采取定点连续监测和数值模拟跟踪评价相结合的方式。直读式压力计连续监测,精确掌控关键井点地层能量状况;建模数模根据压力计实测注入井压力、采出井供液

能力、自喷井压力,模拟评价油藏整体压力和状况(图9)。2025年1月示范区13个区块:高压混相区块3个,混相区块7个,未达混相区块3个,油藏能量呈整体向好态势。

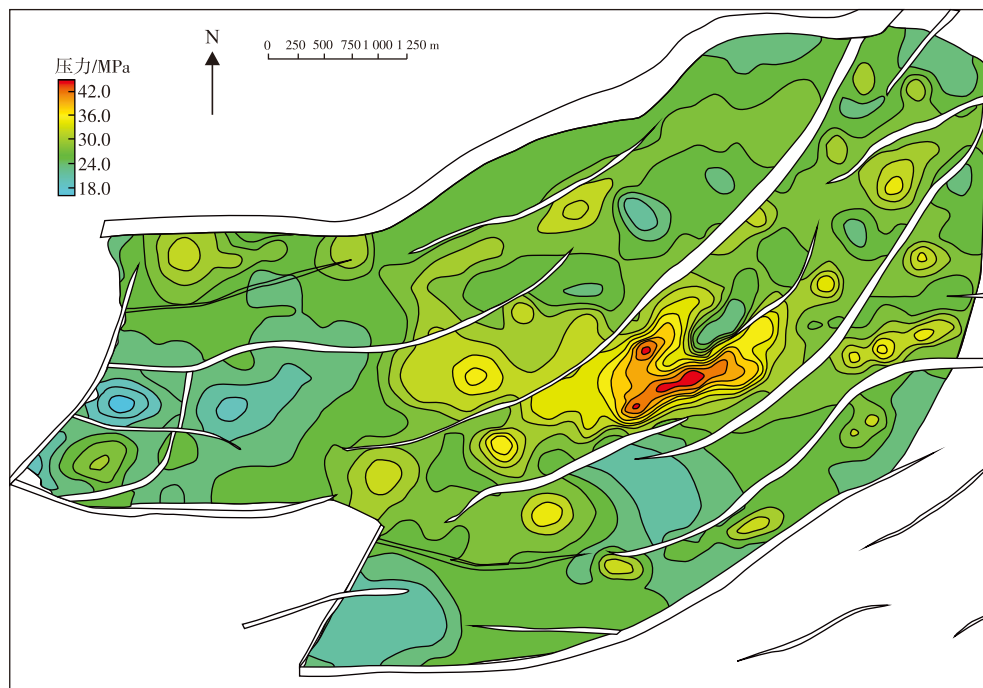


图9 示范区地层监测压力分布

Fig. 9 Pressure distribution of formation monitoring in demonstration zone

3.5.2 气体示踪剂监测

研发气体示踪剂监测流线、流场,明确砂体连通关系和流线方向,结果表明主见效方向依次为:主应力(裂缝)方向、物性好或连通性好的方向、砂体展布方向(坝砂大于滩砂)、井距小的方向;量化了气体推进速度,坝砂的平均推进速度为12.9 m/d,滩砂平均推进速度为5.9 m/d。

3.5.3 气油比测试

气油比测试是评价全程混相开发状况的重要指标之一,气油比指标变化为水气周期交替的依据参数。固定流程测取难度大,研制了称重式多相流量计可满足重点井测试需要;研究了气油比与示功图参数的理论关系,研发机采井气油比计算公式,矿场验证具有较高的准确度,能够更好地满足油藏开发气油比测试的需要。

3.5.4 油组分监测

示范工程油组分监测表明:混相驱开发过程 C_1 — C_{14} 组分比例明显上升,已超过了50%(原始组分比例为39.2%),主要为 CO_2 萃取轻质组分的作用影响。 CO_2 萃取轻质组分后,重质组分残留井筒造成对管柱、炮眼、吼道的堵塞,应合理控制生产压差,避免长时间停井。

3.5.5 CO_2 组分含量监测

随着混相驱三相前缘推进,产出气 CO_2 组分含量逐步上升,气驱相前缘突破后 CO_2 组分含量迅速上升,油藏开发需要加强组分监测,及时调整注气强度或水气交替。示范工程用比色管每月每口井测试1次,产出气中 CO_2 体积分数大于30%的井加密监测,保障了油藏开发需要。

4 高效封存技术

4.1 高压混相提高封存率

混相驱油与非混相驱油的提高采收率机理有所不同,其地质封存量也是不同的^[30-31]。室内试验研究表明,混相驱的净封存率高于近混相驱。在 CO_2 驱替过程中,初期采出端并未见气,封存率达到了100%,但随着 CO_2 注入量的不断增加,气相前缘突破导致采出端见气,封存率呈逐步降低趋势。

百万吨CCUS示范工程油藏采取 CO_2 高压混相驱开发技术,利用压驱补能、水气交替等方式,快速补充地层能量到混相压力的1.1~1.2倍, CO_2 与原油高压混相,对应油井气油比得到有效控制(一般小于 $100 m^3/m^3$),大幅提升了封存效率。

百万吨CCUS示范工程实施以来,在高压混相条件

下,CO₂与原油互溶,初期溶解封存率99.9%,随着CO₂的不断注入,目前累计封存率95%。从长远来看,随着采出气的不断增加,封存率持续下降,2025年1月示范工程封存率逐步下降到目前月度封存率的91%,需要探索更加高效的封存技术途径。

4.2 构造背景气水双驱高效封存

随着注气量的增加,示范工程气油比逐步增加,CO₂封存率呈降低趋势。为提高示范工程最终封存率,技术论证构建构造背景油气藏采取气水双驱模式(图10),通过二次封存实现大幅度封存率提高^[32-39]。

正南油气藏为穹窿背斜油气藏,数值模拟和物理模拟表明:气水双向驱能够发挥重力分异作用,抑制含水率和气油比的上升速度,预测采收率40.89%,气水双驱较常规水驱提高油藏采收率9.27个百分点(图11)。

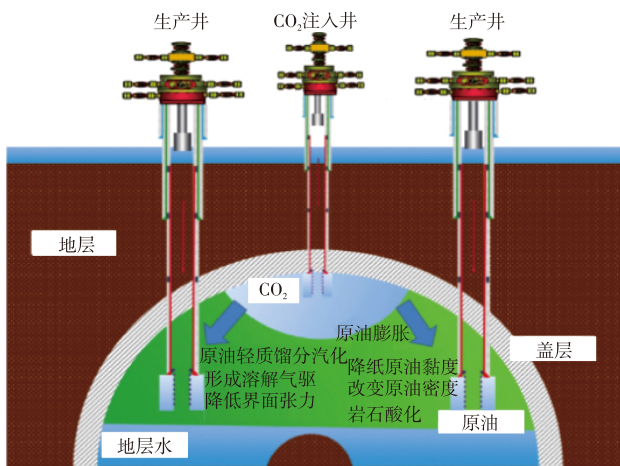


图10 正南油气藏气水双驱构造封存模式

Fig.10 Gas-water dual-flooding storage mode in Zhengnan oil and gas reservoir

运用实际区块参数的数值模拟模型,基于构造封存的主控因素,分析不同条件下构造封存有效封存系数随时间的变化规律,采用构造顶部注气、构造低部位油水边界附近注水、腰部采油的井网形式。注采井距介于320~370 m,控制油气界面突破,可实现CO₂高效封存,2025年3月已累积注入产出气0.73×10⁴t,采出CO₂共0.021×10⁴t,阶段封存率97.1%。

通过长岩心驱替实验,对比分析了不同CO₂组分含量的驱油效率;通过概念模型的数值模拟,揭示了回注气CO₂组分含量对提高采收率影响规律;高CO₂组分含量更易形成混相,注入气突破晚,提高采收率幅度大,整体采收率幅度与CO₂组分含量正相关。

运用实际区块参数的数值模拟模型,基于正交试验方案数据,考虑总封存量的主控因素,拟合有效封存系数多元回归公式。模拟计算区块可封存CO₂量59.33×10⁴t,

示范工程最终封存率达85%以上。

有效封存系数多元回归公式如下:

$$\eta_{\text{总}} = 0.0014p_g^2 - 0.0468p_g + 0.0109e^{4.054\varphi} - 4.264 \times 10^{-9}K^2 + 0.000024K + 0.0129\ln(K_v/K_h) - 0.386 \quad (1)$$

式中: $\eta_{\text{总}}$ 为有效封存系数; p_g 为气体压力,单位MPa; K 为渗透率,单位 μm^2 ; K_v/K_h 为垂向渗透率与水平渗透率比值; φ 为孔隙度。

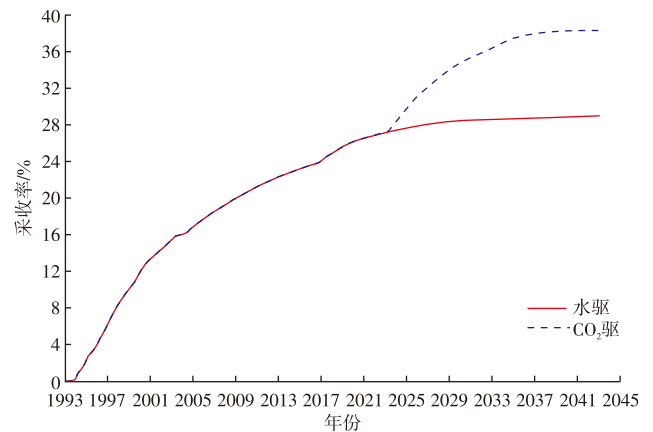


图11 正南油气藏气水双驱提高采收率模拟

Fig.11 Simulation of enhanced oil recovery by gas-water dual-flooding in Zhengnan oil and gas reservoir

5 结论

1) CO₂高压混相驱是示范工程油藏开发的理论基础,基于百万吨示范工程室内试验及矿场实践,CO₂高压混相驱相比于混相驱和非混相驱更加均衡、驱油效率更高。

2) 建立不同油藏条件下的适配开发方式,适配井网、差异补能、均衡驱替、驱替前缘监测和调控是实现CCUS示范工程油藏高效开发的关键技术。

3) CO₂混相驱油藏存在3个前缘:混相压力前缘、相前缘和组分前缘,影响移动前缘的敏感性因素主要是渗透率水平、注气速度、地层压力保持水平。

4) 建立构造背景气水双驱高效封存模式,长岩心驱替实验和相态模拟方法,模拟了产出气CO₂组分含量对混相能力和采收率的影响,计算了封存效率可提升至85%以上。

参考文献

[1] 叶晓东,陈军,陈曦,等.“双碳”目标下的中国CCUS技术挑战及对策[J].油气藏评价与开发,2024,14(1):1-9.
YE Xiaodong, CHEN Jun, CHEN Xi, et al. China's CCUS technology challenges and countermeasures under "double carbon" target[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 1-9.

- [2] 何志勇, 郭本帅, 汪东, 等. CO₂捕集和利用技术的应用与研发进展[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 70-75.
HE Zhiyong, GUO Benshuai, WANG Dong, et al. Application and research progress of CO₂ capture and utilization technology[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 70-75.
- [3] 姚红生, 邱伟生, 周德华, 等. 苏北盆地复杂断块油藏CCUS-EOR关键技术与实践[J]. 天然气工业, 2025, 45(9): 212-222.
YAO Hongsheng, QIU Weisheng, ZHOU Dehua, et al. Key technologies and practices of CCUS-EOR in complex fault-block reservoirs in the Subei Basin[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(9): 212-222.
- [4] 舒华文. 胜利油田百万吨级CCUS输注采关键工程技术[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 10-17.
SHU Huawen. Key engineering technologies of one-million-ton CCUS transportation-injection-extraction in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 10-17.
- [5] 唐建东, 王智林, 葛政俊. 苏北盆地江苏油田CO₂驱油技术进展及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 18-25.
TANG Jiandong, WANG Zhilin, GE Zhengjun. CO₂ flooding technology and its application in Jiangsu Oilfield in Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 18-25.
- [6] 张烈辉, 韦棋, 廖广志, 等. 双碳背景下中国CCUS-EOR发展现状、思考与展望[J]. 钻采工艺, 2025, 48(5): 10-20.
ZHANG Liehui, WEI Qi, LIAO Guangzhi, et al. Current status, reflections and prospects of CCUS-EOR development in China under the dual-carbon goals[J]. Drilling and Production Technology, 2025, 48(5): 10-20.
- [7] 窦立荣, 郜峰, 王曦, 等. 全球CCUS行业发展趋势及国际油公司业务发展模式[J]. 钻采工艺, 2025, 48(5): 21-29.
DOU Lirong, GAO Feng, WANG Xi, et al. Global trends in the CCUS industry and business development models of international oil companies[J]. Drilling and Production Technology, 2025, 48(5): 21-29.
- [8] 朱浩楠, 曹成, 张烈辉, 等. CO₂驱气提高采收率机理及发展方向[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(6): 975-980.
ZHU Haonan, CAO Cheng, ZHANG Liehui, et al. Mechanism and development direction of CO₂-EGR[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 975-980.
- [9] 邓旭, 杨雯欣, 付美龙. “双碳”背景下CO₂驱油数学模型研究现状与进展[J]. 化工管理, 2022, 30(25): 113-117.
DENG Xu, YANG Wenxin, FU Meilong. Current status and progress of research on carbon dioxide flooding mathematical model in the context of “double carbon” [J]. Chemical Enterprise Management, 2022, 30(25): 113-117.
- [10] 杨勇, 张世明, 曹小朋, 等. 胜利油田CO₂高压混相驱油与封存理论技术及矿场实践[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 1080-1091.
YANG Yong, ZHANG Shiming, CAO Xiaopeng, et al. CO₂ high-pressure miscible flooding and storage technology and its application in Shengli Oilfield, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 1080-1091.
- [11] 潘毅, 赵秋霞, 孙雷, 等. CO₂驱最小混相压力预测模型研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 748-753.
PAN Yi, ZHAO Qiuxia, SUN Lei, et al. Prediction model of minimum miscible pressure in CO₂ flooding[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 748-753.
- [12] 高冉, 吕成远, 伦增珉. CO₂驱油-埋存一体化评价方法[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 115-122.
GAO Ran, LYU Chengyuan, LUN Zengmin. Integrated evaluation method of CO₂ flooding and storage[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1): 115-122.
- [13] 毛振强, 高同, 董平志, 等. 低渗透油藏CO₂驱前缘移动规律及主控因素研究[J]. 科学技术创新, 2023, 27(11): 47-53.
MAO Zhenqiang, GAO Tong, DONG Pingzhi, et al. Study on CO₂ Flooding Fronts Movement Law and Primary Control Factors in Low Permeability Reservoirs[J]. Scientific and Technological Innovation, 2023, 27(11): 47-53.
- [14] 饶志华, 张伟国, 邓成辉, 等. 浅层大位移CO₂回注井固井防腐水泥浆体系构建与工程应用[J]. 中国海上油气, 2025, 37(3): 187-193.
RAO Zhihua, ZHANG Weiguo, DENG Chenghui, et al. Construction and engineering application of corrosion-resistant cement slurry system for shallow extended-reach CO₂ injection well cementing[J]. China Offshore Oil and Gas, 2025, 37(3): 187-193.
- [15] 高春宁, 赵海峰, 于九政, 等. 低渗透油藏重力辅助CO₂驱油技术研究及试验[J]. 钻采工艺, 2025, 48(5): 67-75.
GAO Chunning, ZHAO Haifeng, YU Jiuzheng, et al. Research and eor practice on gravity-assisted CO₂ flooding technology for low-permeability oil reservoirs[J]. Drilling and Production Technology, 2025, 48(5): 67-75.
- [16] LIU S Y, AGARWAL R, SUN B J, et al. Numerical simulation and optimization of injection rates and wells placement for carbon dioxide enhanced gas recovery using a genetic algorithm[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 280: 124512.
- [17] KHAN M Y, MANDAL A. Analytical model of incremental oil recovery as a function of WAG ratio and tapered WAG ratio benefits over uniform WAG ratio for heterogeneous reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 209: 109955.
- [18] 李蕾, 郑自刚, 杨承伟, 等. 超低渗油藏超临界CO₂驱油特征及原油动用能力[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(29): 12551-12558.
LI Lei, ZHENG Zigang, YANG Chengwei, et al. Displacement characteristics and capacity of supercritical CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(29): 12551-12558.
- [19] 尚庆华, 王玉霞, 黄春霞, 等. 致密砂岩油藏超临界与非超临界CO₂驱油特征[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(3): 153-158.
SHANG Qinghua, WANG Yuxia, HUANG Chunxia, et al. Supercritical and non-supercritical CO₂ flooding characteristics in tight sandstone reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(3): 153-158.
- [20] 张丽雅, 宋兆杰, 马平华, 等. 稠油油藏注超临界二氧化碳驱油影响因素分析[J]. 地质与勘探, 2017, 53(4): 801-806.
ZHANG Liya, SONG Zhaojie, MA Pinghua, et al. Analysis on influential factors of supercritical carbon dioxide flooding in heavy-oil reservoirs[J]. Geology and Exploration, 2017, 53(4): 801-806.
- [21] 徐崇军, 刘佳幸, 许亮, 等. 砾岩油藏水气交替辅助二氧化碳驱油特征[J]. 油田化学, 2025, 42(3): 489-495.

- XU Chongjun, LIU Jiaying, XU Liang, et al. Performance of water-alternating-gas assisted CO₂ flooding in conglomerate reservoirs[J]. *Oilfield Chemistry*, 2025, 42(3): 489-495.
- [22] 张蕊,李新强,李馨语,等.低渗透非均质多层储层CO₂驱油效果评价及储层伤害特征[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(3): 121-127.
- ZHANG Rui, LI Xinqiang, LI Xinyu, et al. Evaluation of CO₂ flooding effect and damage characteristics in low permeability heterogeneous multi-layer reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(3): 121-127.
- [23] 程海贺.低渗透油藏CO₂驱油开发模式分析[J]. *化工管理*, 2021(26): 193-194.
- CHENG Haihe. Analysis of CO₂ oil drive development mode of low-permeability oil reservoir[J]. *Chemical Enterprise Management*, 2021(26): 193-194.
- [24] 周锋,高伟,李晓明,等.二维多孔介质CO₂混相驱油质量浓度分布[J]. *断块油气田*, 2021, 28(1): 120-123.
- ZHOU Feng, GAO Wei, LI Xiaoming, et al. Mass concentration distribution of CO₂ miscible flooding in 2-D porous media[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(1): 120-123.
- [25] RIAZI M, RIAZI M, JAMIOLAHMADY M, et al. Direct observation of CO₂ transport and oil displacement mechanisms in CO₂/water/oil systems[C]/15th European Symposium on Improved Oil Recovery (IOR 2009). European Association of Geoscientists & Engineers, 2009: 123-134.
- [26] 韩波,翟志伟,于伟东,等.油藏CO₂驱过程中最小混相压力的动态变化及其影响因素分析[J]. *非常规油气*, 2022, 9(1): 98-104.
- HAN Bo, ZHAI Zhiwei, YU Weidong, et al. Dynamic analysis of minimum miscibility pressure during CO₂ flooding reservoirs and its influencing factors[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(1): 98-104.
- [27] MEADOWS M. Time-lapse seismic modeling and inversion of CO₂ saturation for storage and enhanced oil recovery[J]. *The Leading Edge*, 2008, 27(4): 506-516.
- [28] 吴华,王小琼,葛洪魁,等.超临界CO₂对页岩断裂裂缝形态的影响[J]. *石油机械*, 2025, 53(6): 130-140.
- WU Hua, WANG Xiaoqiong, GE Hongkui, et al. Experimental study on the influence of supercritical CO₂ on shale fracture morphology[J]. *China Petroleum Machinery*, 2025, 53(6): 130-140.
- [29] 马英文,曹砚锋,邱浩,等.中国海油中深层油气田完井技术现状及展望[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(5): 146-156.
- MA Yingwen, CAO Yanfeng, QIU Hao, et al. Status and prospects of well completion technologies for middle-to-deep oil and gas fields of CNOOC[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(5): 146-156.
- [30] 侯向前,卢拥军,张福祥,等.CO₂在非常规油气增产领域应用研究进展[J]. *油田化学*, 2023, 40(2): 356-362.
- HOU Xiangqian, LU Yongjun, ZHANG Fuxiang, et al. Research progress on application of CO₂ in unconventional oil and gas stimulation[J]. *Oilfield Chemistry*, 2023, 40(2): 356-362.
- [31] 赵博文.裂缝对低渗透油藏CO₂驱油影响的可视化实验研究[J]. *非常规油气*, 2022, 9(6): 87-93.
- ZHAO Bowen. Visual experimental study on the effect of fractures on CO₂ flooding in low permeability reservoirs[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(6): 87-93.
- [32] 黄导武,黄召,段冬平,等.西湖凹陷深层低渗砂岩气藏高效开发关键技术及应用成效[J]. *中国海上油气*, 2025, 37(1): 103-115.
- HUANG Daowu, HUANG Zhao, DUAN Dongping, et al. Key technologies for efficient development of deep low-permeability sandstone gas reservoirs and their application effectiveness in Xihu Sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2025, 37(1): 103-115.
- [33] 叶航,刘琦,彭勃.基于二氧化碳驱油技术的碳封存潜力评估研究进展[J]. *洁净煤技术*, 2021, 27(2): 107-116.
- YE Hang, LIU Qi, PENG Bo. Research progress in evaluation of carbon storage potential based on CO₂ flooding technology[J]. *Clean Coal Technology*, 2021, 27(2): 107-116.
- [34] 唐涛,何龙,欧彪,等.川西深层致密砂岩水平井钻井提速技术[J]. *石油机械*, 2025, 53(5): 30-38.
- TANG Tao, HE Long, OU Biao, et al. ROP improving technology for horizontal well drilling in deep tight sandstone in Western Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Machinery*, 2025, 53(5): 30-38.
- [35] 刘思雨,杨国栋,黄冕,等.人工裂缝参数对CO₂-ESGR中CO₂封存和CH₄开采的影响[J]. *石油与天然气化工*, 2024, 53(2): 94-100.
- LIU Siyu, YANG Guodong, HUANG Mian, et al. Effects of artificial fracture parameters on CO₂ sequestration and CH₄ production in CO₂-ESGR[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(2): 94-100.
- [36] 王欢,季秉玉,赵淑霞,等.复杂断块致密油藏CO₂驱油和埋存可行性研究[J]. *陕西科技大学学报*, 2022, 40(3): 115-122.
- WANG Huan, JI Bingyu, ZHAO Shuxia, et al. Feasibility study on the CO₂ flooding and storage in the complex fault-block tight oil reservoirs[J]. *Journal of Shaanxi University of Science & Technology*, 2022, 40(3): 115-122.
- [37] 吴公益,孙宇新,孙晓飞,等.基于改进饥饿游戏搜索算法的CO₂水气交替驱注入参数优化[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(3): 500-507.
- WU Gongyi, SUN Yuxin, SUN Xiaofei, et al. Optimization of CO₂ water-alternating-gas injection parameters based on an improved hunger game search algorithm[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(3): 500-507.
- [38] 米凯夫,申朋玉,乔士航,等.深层页岩气测试与采气一体化技术及现场应用[J]. *石油机械*, 2025, 53(10): 48-55.
- MI Kaifu, SHEN Pengyu, QIAO Shihang, et al. Development and Application of Integrated Deep Shale Gas Testing and Production Technology[J]. *China Petroleum Machinery*, 2025, 53(10): 48-55.
- [39] 丁琳,傅筱涵,李晓艳,等.珠江口盆地深层低渗储层成岩相及可压裂性分析:以惠州-陆丰地区文昌组为例[J]. *中国海上油气*, 2025, 37(1): 26-38.
- DING Lin, FU Xiaohan, LI Xiaoyan, et al. Diagenetic facies and fracturability analysis of deeply buried low-permeability reservoirs in Pearl River Mouth Basin: A case study of Wenchang Formation in Huizhou-Lufeng area[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2025, 37(1): 26-38.

(编辑 常燕)