

引用: 刘合, 陶嘉平, 孟思伟, 等. 页岩油藏 CO₂ 提高采收率技术现状及展望 [J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 127-134.

Liu He, Tao Jiaping, Meng Siwei, et al. Application and prospects of CO₂ enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 127-134.

页岩油藏 CO₂ 提高采收率技术现状及展望

刘 合^{1,2} 陶嘉平^{1,2} 孟思伟² 李东旭³ 曹 刚² 高 扬²

(1 中国石油大学(华东)石油工程学院; 2 中国石油勘探开发研究院; 3 中国石油大庆油田公司)

摘 要: 我国陆相页岩油面临单井产量低、递减快、最终采收率低的开发瓶颈, 需超前布局 CO₂ 提高采收率技术。在系统解析北美页岩油 CO₂ 提高采收率技术发展历程的基础上, 结合我国陆相页岩油资源现实, 详细讨论了该技术在国内外页岩油开发的适用性与发展前景。分析表明, 我国各页岩油区块原油黏度、地层压力、矿物组成等储层特征迥异, 效益开发面临的瓶颈各不相同, CO₂ 提高采收率的主要作用机理差异显著。因此, 需针对性建立各区块 CO₂ 提高采收率技术应用指标, 制定合理的技术适应性评价标准, 加大力度攻关现场应用各环节的关键技术, 并积极争取明确的国家财政支持。综合考虑技术发展前景与资源现实, 建议在新疆准噶尔盆地吉木萨尔页岩油区块建立 CO₂ 提高采收率技术先导示范区, 建立完整的产业技术与政策支撑体系, 推动 CO₂ 提高采收率技术发展, 保障我国能源安全, 助力国家碳中和战略目标实现。

关键词: 非常规资源; 页岩油; CO₂ 提高采收率; 研究现状; 发展前景

中图分类号: TE313.7

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2022.01.012

Application and prospects of CO₂ enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir

Liu He^{1,2}, Tao Jiaping^{1,2}, Meng Siwei², Li Dongxu³, Cao Gang², Gao Yang²

(1 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China); 2 PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development; 3 PetroChina Daqing Oilfield Company)

Abstract: The development of continental shale oil in China faces the bottleneck of low production of single well, rapid decline and low ultimate recovery. Therefore, the CO₂ enhanced oil recovery (EOR) technology is necessary to be researched in advance. The development process of CO₂ EOR technology in North America is systematically analyzed, and the applicability and prospects of this technology are discussed by combining with the conditions of domestic continental shale oil resources. The result shows that the shale oil plays in China are characterized by a significant variation on crude oil viscosity, formation pressure coefficient and mineral compositions, which have distinctly different challenges for benefit development and largely different CO₂ EOR mechanisms. As a result, a targeted application index of CO₂ EOR technology is required for various shale oil plays, as well as a technical adaptability evaluation criterion. Meanwhile, efforts should be intensified in all links of field application of CO₂ EOR technology, and clear national financial support should be sought actively. Considering the technology prospects and resource conditions, it is proposed to build a pilot demonstration area for CO₂ EOR application in Jimsar shale oil block in Junggar Basin and establish an integrated technology and policy supporting system, so as to effectively promote the development of CO₂ EOR technology, ensure the domestic energy security and support to achieve the strategic goal of carbon neutrality.

Key words: unconventional resources, shale oil, CO₂ enhanced oil recovery, research status, development prospect

基金项目: 国家自然科学基金科学中心项目 / 基础科学中心项目“数字经济时代的资源环境管理理论与应用”(72088101); 国家重点研发计划“能源与水纽带关系及高效绿色利用关键技术”(2018YFE0196000); 中国石油天然气股份有限公司直属院所基金项目“陆相页岩油 CO₂ 复合压裂增产机制研究”(2019D-500808); 中国石油勘探开发研究院科学研究与技术开发项目“古龙页岩油重大地质基础与工程实践协同研究”(2021ycq01)。

第一作者简介: 刘合(1961—), 男, 黑龙江哈尔滨人, 博士, 2002年毕业于哈尔滨工程大学, 中国工程院院士, 教授级高级工程师, 主要从事低渗透油藏增产改造、机采系统提高系统效率、分层注水和井筒工程控制技术等方面的研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。E-mail: liuhe@petrochina.com.cn

收稿日期: 2021-11-10; 修改日期: 2021-12-11

0 引言

依托水平井与体积压裂技术突破,美国开启页岩油革命,原油产量迅速攀升,逐步实现能源独立,深刻影响全球能源格局。我国页岩油储量丰富,初步评估资源量超过 $200 \times 10^8 \text{t}^{[1]}$,是当前最具现实意义的战略接替资源。实现页岩油规模效益开发,能有效支撑我国石油 $2 \times 10^8 \text{t/a}$ 稳产红线,缓解国内日益严峻的能源安全形势,保障国家能源安全。

页岩油藏具有超低孔隙度与超低渗透率特征,开发过程中面临产量快速衰减问题,北美页岩油井压裂投产一年后产量衰减约 70%,采收率通常低于 10%^[2-3]。与北美海相页岩油藏相比,我国页岩油藏由陆相沉积形成,分布面积小、非均质性强,热成熟度整体偏低、原油油品较差,低采收率问题将更加突出^[4-8]。地广人稀、资源丰富的北美可以采用“快速开采、轮换接替”的方式生产作业,但区块面积有限、资源回旋余地小的我国必须树立“将每一滴原油都开采出来”的开发理念。因此,尽管我国尚处于页岩油开发初期,仍有必要提早布局提高采收率技术研究,制定贯穿页岩油开发全生命周期的提高采收率技术方案。

页岩纳米级孔隙网络发育,以松辽盆地青山口组页岩油藏为例,其储集空间以 10~50nm 的纳米级孔喉为主,最小含油孔隙孔径小于 10nm,严重制约了常规提高采收率技术的应用。地层条件下 CO_2 处于超临界态,具有密度近似于液体而黏度接近气体的特殊性质,扩散性极强,能够进入尺寸大于 CO_2 分子直径 (0.33nm) 的孔隙,在增能、降黏、混相等多重作用下,有效动用页岩储层深部纳米级孔隙中的剩余油,是页岩油提高采收率的现实选择^[3,9-11]。经过 10 余年的研究探索,北美在页岩油藏 CO_2 提高采收率技术上积累了丰富的成果认识。本文系统解析了北美相关研究历程,分析借鉴其成功经验,并结合中国陆相页岩油实际,阐明 CO_2 提高采收率技术在国内页岩油开发的适用性与发展前景,为我国页岩油高效开发与增产稳产提供技术参考与理论支撑。

1 页岩油藏 CO_2 提高采收率技术研究概况

CO_2 提高采收率技术起步于 20 世纪 50 年代,经过多年研究形成 CO_2 驱替、气水交替注入与 CO_2 吞吐等技术体系^[3,12-15]。页岩基质渗透率低,压裂开发

后, CO_2 驱替面临着黏性指进、非均质性与重力分异影响;气水交替注入面临着驱替液注入性受限问题,远井区域面临重力分异与高渗通道突破问题。通过在同一井口注入、焖井并生产,使 CO_2 充分与地层原油接触,改善原油流动性从而有效提高采收率, CO_2 吞吐成为页岩油藏提高采收率关键技术,并逐步发展出压裂—焖井一体化提高采收率技术。

基于室内模拟实验,研究人员明确了岩心尺度下 CO_2 在页岩油藏的提高采收率潜力 (图 1)^[16]。Kovscek 等通过硅质页岩物理模拟,发现非混相状态下, CO_2 能提高原油采收率 18%~25%^[17]。Alharthy 等进行了 CO_2 、甲烷/乙烷混合物、 N_2 注气提高采收率实验,结果表明下 Bakken 段岩心注 CO_2 采收率接近 40%,但延长焖井时间作用效果增加有限,过度延长焖井时间收益较低^[18]。Gamadi 等进行了页岩 CO_2 吞吐实验研究,探究了焖井时间和注入压力等对采收率的影响,发现循环注入 CO_2 可使采收率由 30% 提高到 70%^[19]。Fakher 等系统探索了储层条件与施工参数对 CO_2 吞吐提高采收率效果的影响,结果表明随着注入压力与储层温度的增加,采收率不断增加,温度更高的储层可能更适于 CO_2 吞吐应用;随着焖井时间与吞吐轮次的增加,原油采收率不断增加,但效益逐渐降低,存在增长上限^[20]。

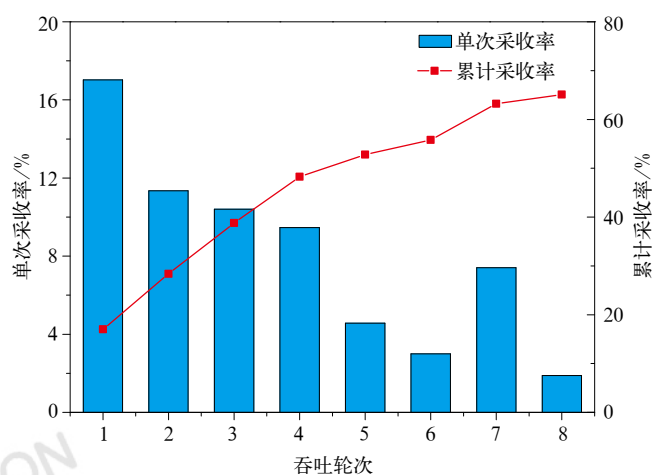


图 1 CO_2 吞吐提高采收率示意图 (改自文献 [16])

Fig.1 Schematic diagram of CO_2 huff and puff enhanced oil recovery (modified after reference [16])

基于数值模拟分析,研究人员探索了矿场尺度下 CO_2 在页岩油藏的应用效果。Shuaib 等通过数值模拟研究发现, CO_2 驱替能提高原油采收率 10%~20%,具有可行性^[21]。Wang 等通过数值模拟

研究发现, CO₂ 驱替可有效提高 Bakken 页岩采收率, 效果优于水驱^[22]。Pankaj 等采用油藏数值模拟 CO₂ 吞吐技术, 结果表明采用循环吞吐提高采收率的方法可以降低对加密井的要求, 水力压裂后 CO₂ 吞吐可进一步提高 9% 的采收率^[23]。Yu 等通过历史拟合探索了不同工艺参数对 Bakken 地区 CO₂ 吞吐提高采收率效果的影响, 结果表明 CO₂ 注入速率对吞吐效果影响最大, 其次是循环次数与 CO₂ 扩散速度, 焖井时间的影响相对较小, 最优工艺参数下, CO₂ 吞吐能有效提高采收率 9.4%^[24]。

尽管室内实验与数值模拟研究均证实了 CO₂ 提高采收率技术在页岩油藏的可行性, 但相较于常规油藏, 页岩油藏储层条件更为苛刻, 纳米级孔隙发育、孔隙度低、渗透性差、多相流动机理复杂, 实际应用中 CO₂ 提高采收率效果受储层温度、压力、原油性质、焖井时间、吞吐周期、孔隙结构、裂缝分布等多种因素影响, 需结合目标区块地质特性进行深入研究与先导试验, 以确定具体技术选择与施工方案。

2 页岩油藏 CO₂ 提高采收率技术存在的挑战

页岩油藏超低孔渗特征使得其必须依赖于大规模水力压裂方能实现商业开发, 压裂后基质、页理与裂缝构成复杂的多尺度流动网络, 储层非均质性极强。页岩油藏开发的独特性使得 CO₂ 提高采收率技术面

临着诸多技术难题, 相关研究在 CO₂—页岩相互作用机理、限域条件下 CO₂ 扩散机理及跨尺度多相流中的 CO₂ 流度控制机制等问题上存在不足, 导致实际施工过程中在 CO₂ 对页岩油藏孔渗参数影响, CO₂ 在页岩油藏中有效作用距离及指进控制等问题上认识不清, 影响现场作业效果。

2.1 CO₂—页岩相互作用机理

CO₂ 进入地层后, 与水反应生成碳酸, 与页岩中的部分碳酸盐矿物、硅酸盐矿物等发生一系列反应[公式(1)至公式(4)], 复杂反应下 CO₂ 对储层孔隙度、渗透率存在双重作用。一方面体现在 CO₂ 反应形成碳酸后, 溶蚀部分基质矿物, 增大原生孔隙的同时产生部分新生溶蚀孔隙, 从而有效增加基质孔隙度; 溶蚀使得储层渗流通道尺寸增加, 并贯通原本并不连通的孔隙, 增加孔隙网络的连通性, 从而有效增加储层渗透率^[25-26]。另一方面体现在 CO₂ 与部分矿物作用后会产生新的矿物沉淀, 在孔隙中生长占据原本的孔隙空间, 同时对胶结矿物溶蚀也会造成黏土矿物颗粒运移, 大量运移后的黏土矿物微粒堵塞孔隙网络中的喉道, 从而降低基质孔隙度; 堵塞的喉道也会造成孔隙网络连通性下降, 同时溶蚀与沉淀的矿物会改变渗流通道的表面粗糙度, 从而影响储层渗透率(图2)^[27-28]。实验结果显示, 多重因素影响下 CO₂ 作用后储层孔隙度、渗透率增加与降低均有发生。

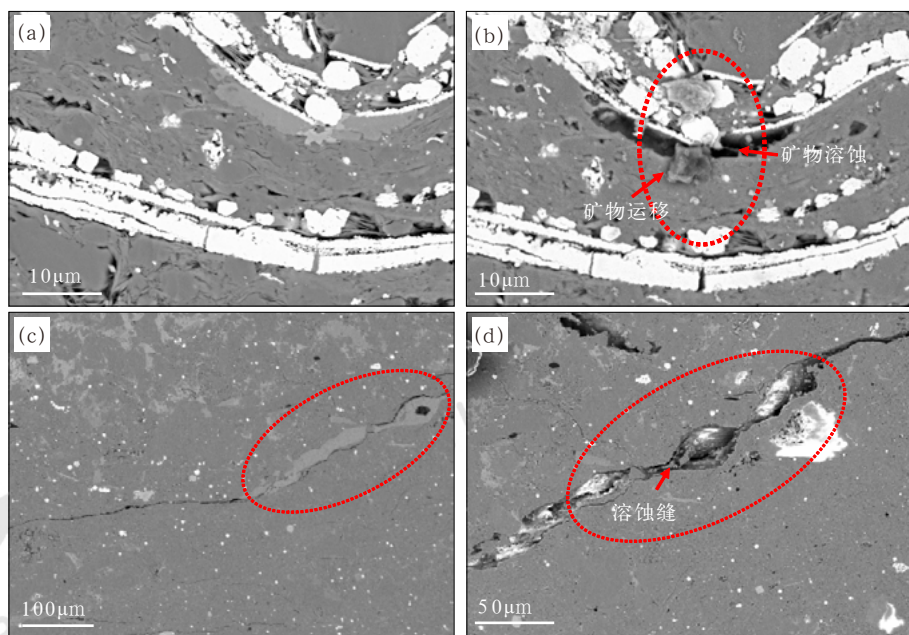
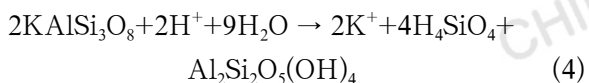
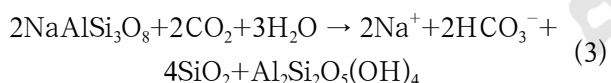
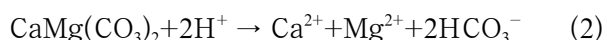
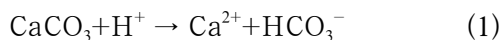


图2 CO₂ 处理前后页岩微观形貌 SEM 图

Fig.2 SEM image of micro shale texture before and after CO₂ treatment

(a) 区域1 处理前; (b) 区域1 处理后; (c) 区域2 处理前; (d) 区域2 处理后



此外在不同温度、压力条件的储层中, CO_2 在不同作用时间, 不同位置下对孔隙度、渗透率影响也会存在差异, 相关模拟实验显示岩心前部、中部与后部的孔渗变化不同, 岩心前部与中部孔渗条件得到了改善, 但岩心后部孔渗参数下降显著。因此需开展针对研究以明确目标储层中 CO_2 作用效果与孔渗参数改善区域范围, 分析 CO_2 提高采收率技术在不同地区的适用性。

2.2 限域条件下 CO_2 扩散机理

相较于常规储层, 流体在大尺度通道内受对流与重力影响显著, 受扩散作用的影响相对较小; 而页岩层系中纳米级孔隙网络发育, 基质渗透率极低, 流体在基质中的流动速度缓慢, 扩散作用影响增大。Hawthorne 等在探索页岩 CO_2 提高采收率机理过程

中发现, 扩散作用是影响 CO_2 提高采收率效果的关键^[29]。随后 Yu 等通过数值模拟发现 CO_2 吞吐过程中分子扩散是一种有利的作用机制, 扩散系数的确定对模拟结果影响显著^[30]。因此明确页岩储层内的 CO_2 扩散机理对分析 CO_2 作用效果至关重要, 目前缺少 CO_2 在饱和流体后的多孔介质中的多相扩散研究, 缺乏纳米限域条件下超低孔渗介质中的扩散分析, 需进行深入探索以明确孔隙度、渗透率、储层流体性质等对页岩油藏 CO_2 扩散的影响。

此外, 室内研究分析显示扩散作用对 CO_2 提高采收率效果影响显著, 但该结论是基于岩心或填砂管实验获得的。现场作业中 CO_2 主要通过裂缝进入地层, 而后通过扩散进入基质孔隙中与原油接触, 天然裂缝与人工裂缝构成的复杂裂缝网络决定了 CO_2 与储层间的传质范围, 该范围仅为整个储层的极小部分, 因此不能简单地将室内实验结果直接放大至现场应用效果预测中(图 3)。尽管室内实验与数值模拟均显示 CO_2 在页岩油藏中能有效提高原油采收率, 但部分先导试验结果不及预期, 模拟实验与先导试验结果间的差异显示当前对 CO_2 提高采收率作用机理认识仍存在不足。现场条件下 CO_2 扩散机理与其效果影响有待进一步深入研究探索, 以明确 CO_2 在实际应用中的主要作用机理与控制因素。

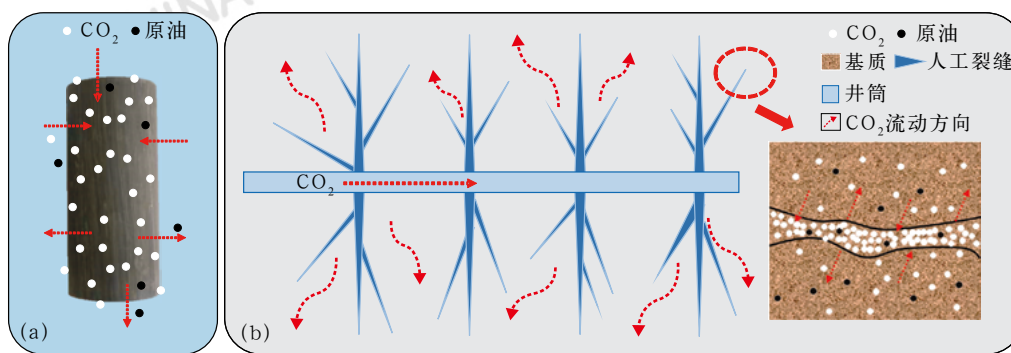


图 3 室内实验 (a) 与现场试验 (b) CO_2 扩散过程示意图

Fig.3 Schematic diagram of CO_2 diffusion process in laboratory experiment (a) and field test (b)

2.3 跨尺度多相流中的 CO_2 流动控制机制

页岩层系内致密基质与高导流能力裂缝间存在极强的非均质性, 显著影响 CO_2 提高采收率应用效果。从微观纳米尺度的粒间孔、粒内孔、有机质孔, 到宏观裂缝网络, 乃至尺度更大的构造裂缝, 跨尺度流动通道与复杂地质背景产生的非均质性共同作用于页岩油气生产, 跨尺度多相流中 CO_2 的流动机理复

杂(图 4)^[5,31-32]。而相关实验研究多使用完整的基质岩心进行模拟分析, 使用含微裂缝的岩心进行的模拟分析相对较少, 未能考虑微裂缝带来的非均质性对 CO_2 作用范围的影响。裂缝网络的存在对非常规油藏的开发具有重要意义, 压裂施工后, 页岩油藏中存在极为复杂的裂缝网络, 因此有必要在实验分析与数值模拟中预制复杂裂缝网络进行动态分析模拟, 探索储层非均质性对页岩油提高采收率效果的影响。

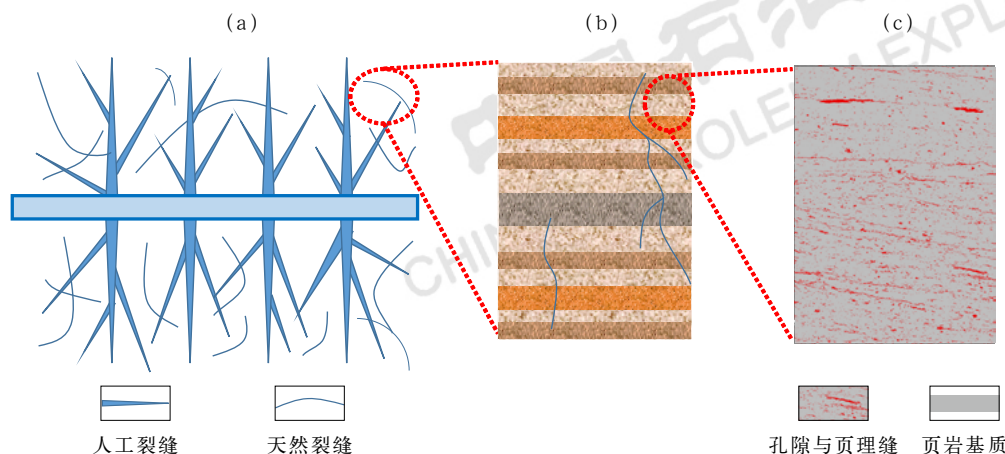


图4 页岩多尺度非均质性示意图

Fig.4 Schematic diagram of multiscale shale heterogeneity

(a) 宏观非均质性; (b) 介观非均质性; (c) 微观非均质性

Bakken 地区 CO₂ 提高采收率先导试验通过直井以 8500~14000m³/d 的速度向地层中注入 CO₂, 该段产层有效厚度约为 20m, 计划注气 20~30 天, 但注气过程中, 距注入井约 300m 的邻井观察到 CO₂ 突破现象, 先导试验被迫中止^[33]。可见储层非均质性造成的黏性指进对页岩油藏 CO₂ 提高采收率影响显著, 因此需针对性研究分析, 明确跨尺度多相流中的 CO₂ 流体控制机制, 在此基础上设计并优化施工工艺, 以确保 CO₂ 提高采收率技术应用效果。

3 我国页岩油藏 CO₂ 提高采收率发展前景

准噶尔盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地是我国重点开发的页岩油区块, 其页岩油资源量占我国页岩油资源总量 60% 以上^[1]。陆相沉积下各页岩区块油藏特征差异显著, 矿物组成、原油组分、非均质性等因素均会影响 CO₂ 提高采收率效果, 需开展针对性研究分析, 并制定合理的技术发展策略, 高质、高速、高效地推动 CO₂ 提高采收率技术现场应用。

3.1 主力页岩油区块 CO₂ 提高采收率技术应用潜力

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷发育二叠系芦草沟组泥页岩, 有机质丰度高, 生烃潜力大^[34]。二叠系芦草沟组发育上、下两套甜点区, 上甜点区平均厚度为 38.4m, 下甜点区平均厚度为 24.8m, 页岩油成熟度较低导致原油黏度相对较高, 上、下甜点平均黏度分别约为 50.27mPa·s 与 123.23mPa·s (50℃), 原油流动性差, 是制约页岩油开发效果的主要因素;

芦草沟组以钙质页岩为主, 碳酸盐含量较高, 脆性较好^[35-37]。CO₂ 可有效降低原油黏度, 改善原油流动性能, 并通过溶蚀作用改善钙质页岩油藏孔渗特征。区块现场试验显示, CO₂ 能有效提高页岩油井产量, 前置注入 2618m³ 液态 CO₂ 后, 与邻近可对比井相比, 投产一年增油提高近 3000t, 预计最终增油可达 6736t, 显著提高了最终采收率。此外, 新疆油田碳源充足, 各大石化公司与煤化工基地可提供超过 3000×10⁴t/a 的优质碳源, 可满足 CO₂ 的稳定供给。吉木萨尔地区资源禀赋与气源供给均适于 CO₂ 技术应用, CO₂ 提高采收率应用潜力极大。

鄂尔多斯盆地发育延长组长 7 段优质泥页岩, 其厚度较大, 分布广泛^[38]。储层厚度平均约为 16m, 厚度大于 20m 的储层面积占 50%, 约 1.8×10⁴ km², 有机质丰度高, 页岩油储量丰富, 提高采收率潜力大^[39-40]。开发过程中面临的主要问题是储层地层压力系数偏低, 通常为 0.7~0.9, 属于异常低压储层, 原油开采缺乏天然能量驱动。CO₂ 膨胀系数高, 可有效补充地层能量, 提高原油采收率。盆地内炼化、煤化工工业 CO₂ 排放量超过 1×10⁸t/a, 能提供稳定充足的 CO₂ 来源, 国家能源集团、陕西延长石油(集团)有限责任公司与中国石油长庆油田公司均建立了 (5~10) ×10⁴t/a 的 CO₂ 捕集利用项目, CO₂ 捕集利用成本相对较低, 鄂尔多斯盆地具有良好的 CO₂ 提高采收率应用前景。

松辽盆地发育青山口组优质页岩, 含油气显示广泛。青山口组以页岩为主, 局部有砂岩、石灰岩及灰质泥岩夹层。脆性矿物含量高, 黏土矿物含量为

30%~60%，微孔及微裂缝较为发育^[41-43]。盆地南部长岭地区页岩油成熟度相对较低，原油黏度相对较高，CO₂能有效改善原油流动性，先导试验结果显示CO₂提高采收率效果显著，8个月内产出油重质组分显著增加，具有良好的CO₂提高采收率应用前景。盆地北部古龙地区页岩油成熟度较高，高演化程度下原油油品好、地层压力系数高，CO₂能进一步增强原油流动性，补充地层能量。现场试验显示，前置CO₂注入后油井产能获得突破，但缺少相同区块的对比井研究，难以准确评价CO₂对储层孔渗参数的影响，且面临井网腐蚀问题，CO₂提高采收率技术适用性需进一步研究讨论，以明确其应用效果及收益。

3.2 CO₂提高采收率技术发展建议

为应对全球气候变化，2020年习近平总书记提出将力争2030年前实现碳达峰，2060年前实现碳中和。碳捕集、利用与封存技术（CCUS）是实现双碳目标的必然选择，CO₂提高采收率技术不仅能有效提高原油采收率、缓解原油对外依存度攀升带来的能源安全问题，又能实现CO₂资源化利用与地质封存，助力我国低碳发展，是CCUS最具潜力的应用方向之一。此外，我国准噶尔、塔里木、柴达木等页岩油区块位于严重缺水区域，水资源与能源开发间的矛盾突出，推广应用CO₂提高采收率技术，能有效缓解水资源压力，提高原油最终产量的同时兼具减排与节水效益。经过初步评估，国内各主要页岩油产区均有CO₂提高采收率技术应用潜力，为更好地推动页岩油藏CO₂提高采收率技术发展，下一步的工作与研究重点应聚焦于以下4个方面。

（1）建立页岩油藏CO₂提高采收率技术应用评价标准。CO₂提高采收率技术应用效果易受储层矿物组成、流体性质、孔渗参数与储层非均质性等因素影响，为提高其应用成功率与提高采收率效果，需强化机理研究，明确CO₂在页岩油藏中的作用机理，建立适用于我国陆相页岩油藏的技术应用评价标准，为现场施工提供选井选层的理论指导与技术支撑。

（2）攻关CO₂捕集利用关键技术。大规模CO₂提高采收率应用涉及CO₂捕集、运输、储存、利用等多个环节，当前环节中的各项目规模有限，能耗与成本相对较高，未形成规模效应，未形成先进的全流程技术链条；需加强技术研究攻关各个环节的核心关键技术，研发并应用更先进的技术降低全产业链成本，形成低成本、低能耗、高效率的CO₂提高采收率技

术体系。

（3）积极争取政府政策支持。CO₂提高采收率技术发展初期难以获得足够的利润回报，企业投资、创新与发展意愿较低，难以发挥各单位主动性，当前政策以鼓励性和表态性为主，宏观上缺少如美国45Q条款等明确的国家财政和金融政策支持。需通过政府强有力的推动支撑，建立合理的税收与财政支持政策，建立合理的碳排放权交易体系，调动起国有企业与非国有资本的积极性，推动企业将CO₂提高采收率技术作为低碳发展的重要选择，共同实现该技术高质量发展。

（4）建立CO₂提高采收率技术应用示范区。CO₂捕集与利用涉及不同行业、多个单位间的互通互联，需要完整的产业链串联上下游企业，建立跨产业的合作交流机制，充分发挥产业互补的优势，提高沟通效率，实现CO₂低成本高效匹配集输；需提高经济效益，建立起合理的商业模式，避免利益分配不均，实现多方共赢的正向循环，提高企业参与积极性、主动性，实现行业持续健康发展。新疆是我国重要的能源基地，碳排放量高，实现低碳减排对新疆可持续发展具有重要意义；同时该地区水资源分布不均，人均水资源量少，资源开发与水资源短缺矛盾显著；此外，准噶尔盆地吉木萨尔页岩油区块原油黏度相对较高，CO₂能有效改善原油流动性。综合各方面考虑，建议在新疆吉木萨尔地区建立先导示范区，完善跨行业协调机制，建立政策支撑试点，探索节水减排与经济发展间的平衡，推动CO₂提高采收率技术持续健康发展。

4 结论

CO₂提高采收率技术是当前最具潜力的页岩油提高采收率技术之一。陆相沉积下，我国页岩油热成熟度整体偏低、原油油品较差，低采收率问题将更加突出，超前布局陆相页岩油提高采收率技术具有重要意义。

本文在解析北美页岩油CO₂提高采收率技术发展历程的基础上，结合我国资源现实，系统讨论了CO₂提高采收率技术在国内主要页岩油区块的应用潜力。结果表明准噶尔盆地芦草沟组页岩碳酸盐含量较高、原油流动性差、盆地内优质碳源充足，具有广阔的技术应用前景；鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩压力系数低、缺乏天然能量驱动且盆地内碳源充足稳定，技术应用潜力大；松辽盆地南部青山口组页岩油黏度

高、流动性差, 技术适用性好, 盆地北部青山口组页岩油原油物性好, 前置 CO₂ 注入后油井产能获得突破, 但缺少相同区块的对比井研究, 技术适用性需进一步研究讨论。

CO₂ 提高采收率技术对保障油气安全与完成国家碳中和战略目标均具有重要的战略意义。应制定合理的发展策略, 通过建立适用于我国陆相页岩油藏的技术应用评价标准、攻关 CO₂ 捕集利用各环节的关键技术、争取政府实质性财政支持、在新疆吉木萨尔地区建立技术应用示范区等措施, 共同推动 CO₂ 提高采收率技术高质、高速、高效发展。

参考文献

- [1] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 1–13.
Li Guoxin, Zhu Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1–13.
- [2] Sheng J J, Chen K. Evaluation of the EOR potential of gas and water injection in shale oil reservoirs[J]. Journal of Unconventional Oil & Gas Resources, 2014, 5: 1–9.
- [3] Song Z, Song Y, Li Y, *et al.* A critical review of CO₂ enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of north America and China[J]. Fuel, 2020, 276(5): 118006.
- [4] 杜金虎, 胡素云, 庞正炼, 等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 560–568.
Du Jinhui, Hu Suyun, Pang Zhenglian, *et al.* The types, potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 560–568.
- [5] 刘合, 匡立春, 李国欣, 等. 中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 489–496.
Liu He, Kuang Lichun, Li Guoxin, *et al.* Considerations and suggestions on optimizing completion methods of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 489–496.
- [6] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1–10.
Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, *et al.* Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1–10.
- [7] 金旭, 李国欣, 孟思炜, 等. 陆相页岩油可动用性微观综合评价[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 222–232.
Jin Xu, Li Guoxin, Meng Siwei, *et al.* Microscale comprehensive evaluation of continental shale oil recoverability[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 222–232.
- [8] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31–44.
Zhao Wenzhi, Jia Ailin, Wei Yunsheng, *et al.* Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31–44.
- [9] Yin H, Zhou J, Jiang Y, *et al.* Physical and structural changes in shale associated with supercritical CO₂ exposure[J]. Fuel, 2016, 184: 289–303.
- [10] Liu F, Lu P, Griffith C, *et al.* CO₂-brine-caprock interaction: reactivity experiments on Eau Claire shale and a review of relevant literature[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2012, 7(2): 153–167.
- [11] Cheng C, Ming G. Investigation of cyclic CO₂ huff-and-puff recovery in shale oil reservoirs using reservoir simulation and sensitivity analysis[J]. Fuel, 2017, 188: 102–111.
- [12] Jia B, Tsau J S, Barati R. A review of the current progress of CO₂ injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs[J]. Fuel, 2019, 236: 404–427.
- [13] Bikina P, Wan J, Kim Y, *et al.* Influence of wettability and permeability heterogeneity on miscible CO₂ flooding efficiency[J]. Fuel, 2016, 166: 219–226.
- [14] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国 CO₂ 驱油技术应用及启示[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 209–216.
Qin Jishun, Han Haishui, Liu Xiaolei. Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 209–216.
- [15] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 提高采收率技术创新支撑我国原油产量长期稳产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 24–32.
Yuan Shiyi, Wang Qiang, Li Junshi, *et al.* EOR technological innovation keeps China's crude oil production stable on long-term basis[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40(3): 24–32.
- [16] Habibi A, Yassin M, Dehghanpour H, *et al.* CO₂-oil interactions in tight rocks: an experimental study[C]. SPE-185047-MS, 2017.
- [17] Kovscek A R, Tang G Q, Vega B. Experimental investigation of oil recovery from Siliceous Shale by CO₂ injection[C]. SPE-115679-MS, 2008.
- [18] Alharthy N, Teklu T, Kazemi H, *et al.* Enhanced oil recovery in liquid-Rich shale reservoirs: laboratory to field[C]. SPE-175034-PA, 2017.
- [19] Gamadi T, Sheng J, Soliman M, *et al.* An experimental study of cyclic CO₂ injection to improve shale oil recovery[C]. SPE-169142-MS, 2014.
- [20] Fakher S, Imqam A. Application of carbon dioxide injection in shale oil reservoirs for increasing oil recovery and carbon dioxide storage[J]. Fuel, 2020, 265: 116944.
- [21] Shuaib S, Hoffman B T. CO₂ flooding the Elm Coulee Field[C]. SPE-123176-MS, 2009.
- [22] Wang X, Luo P, Er V, *et al.* Assessment of CO₂ flooding potential for Bakken Formation, Saskatchewan[C]. SPE-137728-MS, 2010.
- [23] Pankaj P, Mukisa H, Solovyeva I, *et al.* Boosting oil recovery in naturally fractured shale using CO₂ huff-n-puff[C]. SPE-191823-MS, 2018.
- [24] Yu W, Lashgari H, Kamy S. Simulation study of CO₂ huff-n-puff process in Bakken tight oil reservoirs[C]. SPE-169575-MS, 2014.
- [25] 肖娜, 李实, 林梅钦. CO₂-水-岩石相互作用对岩石孔渗参数及孔隙结构的影响: 以延长油田 35-3 井储层为例[J]. 油田化学, 2018, 35(1): 85–90.
Xiao Na, Li Shi, Lin Meiqin. Effect of CO₂-water-rock interaction on porosity, permeability and pore structure characters of reservoir rock: a case study of 35-3 Well in Yanchang Oilfield[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(1): 85–90.

- [26] Wei B, Zhang X, Liu J, *et al.* Adsorptive behaviors of supercritical CO₂ in tight porous media and triggered chemical reactions with rock minerals during CO₂-EOR and -sequestration[J]. *Chemical Engineering Journal*, 381:122577.
- [27] Steefel C I, Depaolo D J, Lichtner P C. Reactive transport modeling: an essential tool and a new research approach for the Earth sciences[J]. *Earth & Planetary Science Letters*, 2005,240(3):539-558.
- [28] Lahann R, Mastalerz M, Rupp J A, *et al.* Influence of CO₂ on New Albany Shale composition and pore structure[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013,108:2-9.
- [29] Hawthorne S, Gorecki C, Sorensen J, *et al.* Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper, middle, and lower Bakken reservoir rocks exposed to CO₂[C]. SPE-167200-MS, 2013.
- [30] Yu W, Lashgari H, Wu K, *et al.* CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs[J]. *Fuel*, 2015, 159(1):354-363.
- [31] 李玉喜, 何建华, 尹帅, 等. 页岩油气储层纵向多重非均质性及其对开发的影响[J]. *地学前缘*, 2016,23(2):118-125.
Li Yuxi, He Jianhua, Yin Shuai, *et al.* The multi-anisotropy of shale oil and gas reservoirs in vertical and its influence on oil-gas development[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016,23(2): 118-125.
- [32] 卢双舫, 薛海涛, 王民, 等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. *石油学报*, 2016,37(10):1309-1322.
Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, *et al.* Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016,37(10):1309-1322.
- [33] Todd H, John G. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken Formation[C]. SPE-180270-MS, 2016.
- [34] 高阳, 叶义平, 何吉祥, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油开发实践[J]. *中国石油勘探*, 2020,25(2):133-141.
Gao Yang, Ye Yiping, He Jixiang, *et al.* Development practice of continental shale oil in the Jimsar Sag in the Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020,25(2):133-141.
- [35] 支东明, 唐勇, 杨智峰, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. *石油与天然气地质*, 2019,40(3):524-534.
Zhi Dongming, Tang Yong, Yang Zhifeng, *et al.* Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer Sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(3):524-534.
- [36] 杨智, 侯连华, 林森虎, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油、页岩油地质特征与勘探潜力[J]. *中国石油勘探*, 2018,23(4):76-85.
Yang Zhi, Hou Lianhua, Lin Senhu, *et al.* Geologic characteristics and exploration potential of tight oil and shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar Sag[J]. *China Petroleum Exploration*, 2018,23(4):76-85.
- [37] 支东明, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔盆地中一下二叠统页岩油地质特征、资源潜力及勘探方向[J]. *新疆石油地质*, 2019,40(4):389-401.
Zhi Dongming, Song Yong, He Wenjun, *et al.* Geological characteristics, resource potential and exploration direction of shale oil in Middle-Lower Permian, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019,40(4):389-401.
- [38] 杜燕, 刘超, 高潮, 等. 鄂尔多斯盆地延长探区陆相页岩气勘探开发进展、挑战与展望[J]. *中国石油勘探*, 2020,25(2):33-42.
Du Yan, Liu Chao, Gao Chao, *et al.* Progress, challenges and prospects for continental shale gas exploration and development in the Yanchang exploration area of the Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020,25(2):33-42.
- [39] 杨华, 牛小兵, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油勘探潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2016,43(4):511-520.
Yang Hua, Niu Xiaobing, Xu Liming, *et al.* Exploration potential of shale oil in Chang7 member, Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016,43(4):511-520.
- [40] 付金华, 牛小兵, 谈卫东, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组长7段页岩油地质特征及勘探开发进展[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(5):601-614.
Fu Jinhua, Niu Xiaobing, Tan Weidong, *et al.* The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang7 member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5):601-614.
- [41] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件: 以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018,45(5):828-838.
Liu Bo, Shi Jiaxin, Fu Xiaofei, *et al.* Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: a case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018,45(5):828-838.
- [42] 王玉华, 梁江平, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油资源潜力及勘探方向[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020,39(3):20-34.
Wang Yuhua, Liang Jiangping, Zhang Jinyou, *et al.* Resource potential and exploration direction of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020,39(3):20-34.
- [43] 冯子辉, 柳波, 邵红梅, 等. 松辽盆地古龙地区青山口组泥页岩成岩演化与储集性能[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020,39(3):72-85.
Feng Zihui, Liu Bo, Shao Hongmei, *et al.* The diagenesis evolution and accumulating performance of the mud shale in Qingshankou Formation in Gulong area, Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(3):72-85.