

引文：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.

吉林油田 CCUS-EOR 技术攻关与实践新进展

王 峰 黎政权 张德平

中国石油吉林油田公司

摘要：CO₂ 捕集、埋存与提高原油采收率（CCUS-EOR）技术可大幅度提高原油采收率并实现 CO₂ 有效埋存，同时兼具减碳、增油两大功能，是落实“双碳”战略和保障能源安全的重要手段。中国石油高度关注 CO₂ 资源化利用问题，在系统研究原始油藏、中高含水、高含水及特高含水油藏 CO₂ 驱油机理与埋存潜力的基础上，研发了关键技术和工艺装备，形成了集 CO₂ 捕集、输送、注入、采出、驱油、埋存、防腐等为主体的 CCUS-EOR 全产业链一体化技术体系，并率先在中国石油吉林油田开展了 CO₂ 捕集埋存与提高采收率矿场实践。研究结果表明：①矿场试验证实 CO₂ 驱油可提高采收率 20% 以上，现已累计注入 CO₂ 达 320×10⁴ t；②矿场实践系统揭示了陆相低渗透油藏 CO₂ 驱油与埋存规律，验证了 CO₂ 捕集输送、注入采出、驱油埋存与循环利用全流程技术的适应性，实现了 CCUS-EOR 减排增效一体化。结论认为：①吉林油田建成了国内首个全产业链、全流程 CO₂ 捕集、驱油、埋存与循环利用示范工程，实现了陆相沉积低渗透油藏 CO₂ 驱油采收率的大幅提高和 CO₂ 的安全埋存；②系统总结了吉林油田近年来在 CCUS-EOR 方面的最新研究进展和矿场实践认识，指明了油气田 CCUS-EOR 应用前景，并提出了以新质生产力推动相关企业产业化发展的具体建议。

关键词：吉林油田；CCUS-EOR；全流程技术；产业化发展；驱油与埋存一体化；新质生产力；战略布局

中图分类号：TE348、TE09

文献标识码：A

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2024.04.008

New research and practice progresses of CCUS-EOR technology in Jilin Oilfield

WANG Feng, LI Zhengquan, ZHANG Deping

(PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China)

Natural Gas Industry, Vol.44, No.4, p.76-82, 4/25/2024. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: CO₂ capture, storage and enhanced oil recovery (CCUS-EOR) technology can greatly improve oil recovery factor and achieve effective CO₂ storage, while realizing carbon emission reduction and oil recovery enhancement, so it is an important technical means to implement the "dual carbon" strategy and ensure energy security. PetroChina pays great attention to the issue of CO₂ resource utilization. After systematically studying the CO₂ flooding mechanism and storage potential in original, medium-high water cut, high water cut and extremely high water cut reservoirs, it develops key technologies and process equipment. And thus, a series of CCUS-EOR whole industry chain integrated technologies dominated by CO₂ capture, transportation, injection, production, flooding, storage and anti-corrosion are developed. Besides, it takes the lead in the CCUS-EOR field practice in the Jilin Oilfield. And the following research results are obtained. First, the field test confirms that CO₂ flooding can increase oil recovery factor by more than 20%, and a total of 320×10⁴ t CO₂ has been injected. Second, the field practice systematically reveals the CO₂ flooding and storage laws in continental low-permeability reservoirs, verifies the adaptability of the whole process technology of CO₂ capture and transportation, injection and production, flooding and storage, and recycling, and realizes the integration of CCUS-EOR emission reduction and efficiency improvement. In conclusion, domestic first demonstration engineering of CO₂ capture, flooding, storage and recycling of the whole industrial chain and the whole process has been built in the Jilin Oilfield, and it has achieved significant oil recovery enhancement and safe CO₂ storage in continental low-permeability reservoirs. What's more, this paper systematically summarizes the latest research progress and field practice understandings on CCUS-EOR in the Jilin Oilfield in recent years, predicts the application prospect of CCUS-EOR in oil and gas fields, and puts forward suggestions to promote the industrialization development of related enterprises with new quality productivity.

Keywords: Jilin Oilfield; CCUS-EOR; Whole process technology; Industrialization development; CO₂ flooding-storage integration; New quality productivity; Strategic layout

基金项目：国家科技重大专项“吉林油田 CO₂ 驱油与埋存工业化应用技术研究”（编号：2016ZX05016-002）、中国石油天然气股份有限公司科技项目“CCUS 注采工艺、产出气循环利用及高效防腐关键技术研究”（编号：2021ZZ01-04）。

作者简介：王峰，1967 年生，正高级工程师，博士；中国石油吉林油田公司执行董事、党委书记，主要从事油气开发与新能源技术研究与应用工作。地址：（138000）吉林省松原市宁江区沿江东路 1219 号。ORCID: 0009-0003-0802-1607。E-mail: wang-feng@petrochina.com.cn

0 引言

CO₂ 捕集、埋存与提高采收率 (CCUS-EOR) 技术可大幅度提高原油采收率并实现 CO₂ 有效埋存, 同时兼具减碳、增油两大功能^[1], 是落实“双碳”战略和保障能源安全的重要手段。

吉林油田低渗透油藏储量占比大、采收率低, 常规水驱开发效益差, 大部分油藏采收率不足 20%, 迫切需要进一步提高采收率。而吉林油田于 2005 年在长岭地区发现了高含 CO₂ 气藏, CO₂ 含量达 20% 以上, 要实施清洁环保开发必须解决伴生 CO₂ 气的去向问题, 这为 CCUS-EOR 在吉林油田的发展和实施提供了基础。

在系统研究原始油藏、中高含水、高含水及特高含水油藏等不同类型油藏 CO₂ 驱油与埋存潜力的基础上, 结合长岭气田含 CO₂ 天然气开发需要, 充分利用吉林大情字井油田 CO₂ 混相驱, 可实现与长岭含 CO₂ 天然气田开发上下叠置的优势。在对比国外海相沉积油藏开发的基础上, 开展了我国陆相沉积低渗透油藏 CCUS-EOR 的机理、技术、工艺、装备等方面的技术研究, 攻关 CCUS-EOR 一体化技术并开展矿场实践, 形成从 CO₂ 捕集到埋存的全产业链 CCUS-EOR 技术系列, 创新实施连续油管注入、伴生气循环回注、低成本防腐等独特技术和工艺, 建成了全国首个全产业链、全流程 CCUS-EOR 示范区, 成为首个亚洲最大的提高石油采收率项目。发展至今, 已经成为目前国内 CO₂ 集中式注入最早、CCUS 工艺流程最全、CO₂ 注入地下烃类孔隙体积最大、CO₂ 驱油效果最好、CO₂ 埋存量最多的 CCUS 项目。

1 吉林油田 CCUS-EOR 发展历程

针对 CCUS-EOR 全过程急需解决的重大科学问题, 重点围绕陆相沉积低渗透油藏 CO₂ 驱油与埋存潜力评价、规律认识、技术可行性与经济有效性等方面开展攻关研究和矿场实践, 历经先导—扩大试验、产业化发展两个阶段, 率先在国内完整实践了 CO₂ 规模捕集、输送、注入全流程^[2], 系统揭示了陆相低渗透油藏 CO₂ 驱油与埋存规律, 认识了陆相油藏提高石油采收率和效益埋存的潜力, 展现了 CCUS-EOR 绿色低碳开发、规模效益减排的前景。

1.1 CCUS-EOR 先导—扩大试验阶段 (2006—2019 年)

这一阶段重点研究 CO₂ 从捕集、驱油、埋存全

流程关键核心技术和现场实施工艺, 验证技术可行性、工艺适应性。

2006 年开始, 吉林油田相继承担了国家“973 计划”“863 计划”、国家重大科技专项和示范工程等系列科研项目, 推动含 CO₂ 天然气藏 CO₂ 捕集、CO₂ 管道输送、CO₂ 驱油提高采收率、CO₂ 循环注入等关键技术逐步完善。2008 年, 在大情字井油田黑 59 区块开展了 6 个井组原始油藏 CO₂ 驱先导试验; 2010 年, 在黑 79 区块南部开展了 18 个井组中高含水油藏 CO₂ 驱扩大试验, 证实了 CO₂ 驱能快速补充能量, 可大幅度降低原油黏度, 实现降水增油^[3]。CCUS-EOR 项目是一个全新的战略性产业, 涉及的环节多、因素多、难度大, 必须确保技术长期可行, 生产安全可控, 效果效益达标, 生态环境不受影响。为了快速准确认识 CCUS-EOR 全生命周期开发规律、提高油藏采收率状况和 CO₂ 埋存潜力, 充分暴露各阶段问题, 2012 年在大情字井油田开辟了 10 注 27 采的小井距 CO₂ 驱全生命周期开发试验区。试验主要经历能量补充、局部混相、全面见效 3 个阶段, 累计注气 CO₂ 42.6×10⁴ t (1.32 HCPV, HCPV 指烃类占据的孔隙体积, 下同), 产量较水驱递减阶段提高 6 倍以上, 核心区提高采出程度 25.8%, 预测最终提高采收率可达 27% 以上。在全生命周期试验取得认识基础上, 2014 年在大情字井油田黑 46 区块开展了 27 个井组的水驱转气驱扩大试验, 累计注气 0.26 HCPV, 日产油量是水驱递减阶段的 3 倍, 见到了较好的增油效果。

CO₂ 捕集与输送是 CCUS 产业链中 CO₂ 埋存利用的关键环节, 是 CO₂ 埋存与利用的基础, 但技术选择不合理会直接影响 CCUS 整体规模和经济效益。吉林油田矿场试验了胺法 (MDEA)、膜法、变压吸附等 3 类 CO₂ 捕集脱碳技术, 建成了处理能力为 450×10⁴ m³/d 的胺法碳捕集装置。攻关配套了液相、气相、密相、超临界多种 CO₂ 输送和注入工艺, 定型了不同 CO₂ 相态低成本输送方式与注入装置, 建成了 3 种相态输送管道 160 km, 建成两座日注能力为 1 200 t 的液态注气站, 建成国内首座日注能力为 60×10⁴ m³ 的 CO₂ 超临界注入站。研发设计直接回注、分离提纯后回注和混合回注 3 种方法, 定型了 CO₂ 驱伴生气循环注入装置, 建成国内首座 CO₂ 循环注入站, 日回注气能力达 20×10⁴ m³, 实现了伴生气“零排放”。研发试验了气密封油管统注气、分层注气以及连续油管注气 3 种低成本长效注气工艺, 配套了采油井系列化低成本高效防气举升工艺^[4]。形成了

井、间、站气液分输技术和集输流体处理技术，定型了不同注气阶段 CO₂ 驱集输处理工艺与装置，集输系统日益完善。攻关了加药工艺与矿场腐蚀监测评价技术，形成了“工艺+药剂+材料”的 CO₂ 驱全流程综合防腐技术。通过边攻关、边试验、边认识、边实践，基本形成了 CCUS 全流程工艺技术和全过程实践经验。

1.2 CCUS-EOR 产业化发展阶段（2020 年至今）

这一阶段重点研究 CCUS-EOR 产业化发展模式，攻关 CCUS-EOR 可持续发展的低成本技术，探索高效建设和运行管理模式。

针对单井布井占地多、建设周期长、集输地面分散、运维管理难、综合投入大的实际问题。吉林油田在系统总结前期矿场实践经验的基础上，以“降投资、控成本、提效果”为目的，采用新理念、新井网、新技术、新工艺、新材料，优化井网与油藏工程参数，应用大井丛建井和低成本新工艺，于 2020 年在大情字井油田黑 125 区块开展了 27 注 38 采的工业化应用试验，建成了工业化推广示范区。一是开展集约化注气开发模式可行性研究，充分吸收借鉴国内外集约化布井经验，经过对方位、垂深等钻井参数优化设计，

形成以井眼轨迹参数优化、密集井网防碰绕障为核心的平台注气井网设计方案；二是开展地面井位井距优化，为整体移动钻井、多作业面同时作业、一站式地面集输建设、一体化后期综合管理提供最佳解决方案；三是针对 CO₂ 注气井点多，现场巡检调控工作量大，存在高压、窒息操作安全风险、管理难度和成本高问题，研究应用管网漏失监控及预警系统，采取自动调控、泄漏实时关断，达到安全注气的目的；四是建立 CO₂ 注入站集中巡检、控制系统，站内通过对现场注气平台井、注入撬、输气干线的远程参数监控，智能化分析和自动调控，实现平台无人驻守管理，降低了劳动力成本。

2022 年以来，吉林油田持续以绿色低碳、协同发展为导向，融合新能源自消纳、集约化建井、撬装化设计、智能化管控等新理念，在黑 71 区块、黑 58—79 区块北部等开展 CCUS 工业化应用优化升级，在建设模式上增加了注采一体化、集约化设计，建设费用下降 10% 以上。建立了以 16 口集约化注气井大平台为标志的黑 125 区块 CCUS 提质增效新模式，降低运行成本 20%，进一步增强了 CCUS-EOR 低成本运行模式的多样性和实用性。

表 1 吉林油田 CCUS-EOR 矿场实践历程表

年份	实践阶段	实践内容	取得的认识
2008	黑 59 区块先导试验	6 个井组原始油藏 CO ₂ 驱先导试验	CO ₂ 驱能快速恢复地层压力，且保持水平较高，采油速度提高 1 倍以上
2010	黑 79 区块先导试验	18 个井组高含水油藏 CO ₂ 驱扩大试验	证实了 CO ₂ 驱可大幅降低原油黏度，提高油相流动能力，实现降水增油
2012	黑 79 区块小井距试验	10 注 27 采的小井距 CO ₂ 驱全生命周期开发试验	产量较水驱递减阶段提高 6 倍以上，核心区提高采出程度 25.8%，预测最终提高采收率可达 27% 以上
2014	黑 46 区块扩大试验	27 个井组水驱转气驱扩大试验	日产油量是水驱递减阶段的 3 倍，见到了较好的增油效果
2020	黑 125 区块工业化试验	27 注 38 采的工业化应用试验	加密五点井网能够快速提升地层压力，局部实现混相驱替，日产油由标定的 12.5 t 上升到 50 t，验证了南北—东西向五点加密井网适应性

2 吉林油田 CCUS-EOR 技术攻关新进展和新认识

吉林油田历经 3 个“五年计划”，建成了大情字井油田 CCUS-EOR 先导—扩大试验区 and 工业化应用试验区，实现了从先导试验简易注采到扩大试验系统驱埋的跨越。年产油能力近 20×10⁴ t，年埋存 CO₂ 能力达 80×10⁴ t，已累计注入 CO₂ 量为 320×10⁴ t，证实了 CCUS-EOR 技术可行、经济有效，积累了丰

富的技术成果和实践经验。

2.1 陆相油藏 CO₂ 驱油与埋存规律

大情字井油田属于典型的陆相低渗透油田，地层压力与混相压力之差较小，储层非均质性强。因此，低渗透油田要实现混相驱油，既要地层压力保持在混相压力之上，又要控制气窜难度较大。通过十余年的技术攻关与矿场实践，证实了 CO₂ 混相驱能够大幅度提高陆相油藏采收率。黑 79 区块北部小井距 CO₂ 驱油与埋存全生命周期试验区已持续注气 12

年, 历经了能量补充、局部混相、全面见效 3 个阶段, 累计注入 CO₂ 1.3 HCPV, 其中核心评价区累计增油 2.86×10⁴ t, 提高采出程度 25.8%, 预计最终采收率可达 58.0%, 较水驱的 31.0% 提高 27.0%, 提高采收率效果相当于新开发了一个同等规模的水驱油田。

CO₂ 驱与水驱相比注入能力更强、动用油层更多, 压力保持水平和驱油效率更高: ①储层吸气能力较吸水能力大幅提高, CO₂ 驱米吸气指数为水驱的 2~5 倍; ②同类区块 CO₂ 驱较水驱可以保持较高的地层压力, 即 CO₂ 驱可使储层压力很快恢复到原始地层压力, 而水驱仅为原始地层压力的 70%; ③ CO₂ 驱与水驱相比油层动用程度明显提高, CO₂ 驱可动用水驱无法动用的油层且吸气剖面更加均匀; ④与水驱相比, CO₂ 驱油效率更高、降水增油效果更好, 含水可下降 10%~30%, 增油可提高 1~3 倍。

CO₂ 驱应对致密、水敏和稠油等特殊油藏比水驱更有优势。对比水驱, 其启动压力梯度由 0.35 MPa/m 降低至 0.14 MPa/m, 可利用 CO₂ 驱实现水驱低效储层的有效动用; CO₂—油体系黏度随 CO₂ 溶解度增加不断降低, CO₂ 驱降黏作用明显^[5-10]; 水气交替能够有效调整剖面。

针对 CO₂ 驱的气窜现象, 水气交替是 CO₂ 驱保障开发效果的重要手段^[11]。室内实验表明水气交替可以减缓层间矛盾, 动用特低渗储层。实施水气交替后, 小井距试验区纵向储层剖面有效改善, 吸入和驱替状况趋于均衡。从纵向吸气剖面看, 多层混注方式在实施水气交替后, 也能调节纵向储层剖面, 促使吸入和驱替状况趋于均衡。从平面见效特征看, 油井见效具有阶段性、区域性, 随着注入 PV 数增加, 见效范围逐步均匀外扩, 混相驱开发效果好^[12]。

通过小井距全生命周期试验区实践, 超前认识了驱油过程中的动态埋存率下限。CO₂ 通过体积置换、溶解和矿化等机理可以在油藏中实现埋存, CO₂ 驱油过程伴随着埋存。黑 79 区块北部小井距试验区累计注入 CO₂ 42.6×10⁴ t, 累计采出 CO₂ 10.3×10⁴ t, 动

态埋存率与注入倍数呈负相关, 实际保持在 75% 以上 (图 1)。

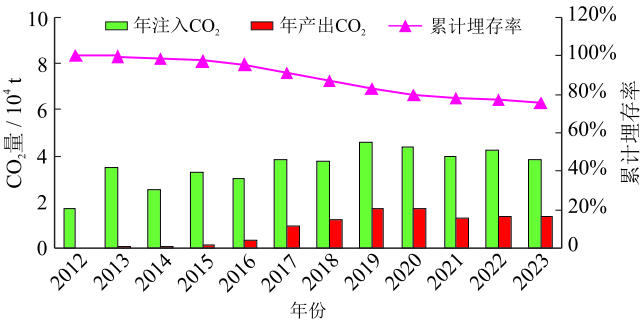


图 1 小井距 CO₂ 动态埋存率变化图

2.2 全流程技术的适应性验证

为了探索不同气源条件下 CO₂ 捕集方法的适应性, 在试验区建成并评价了胺法、膜法、变压吸附 3 类 CO₂ 捕集脱碳装置^[13] (表 2), 其中胺法 CO₂ 捕集脱碳装置总处理规模为 450×10⁴ m³/d、膜法 CO₂ 捕集脱碳装置总处理规模为 5×10⁴ m³/d、变压吸附 CO₂ 捕集脱碳装置总处理规模为 8×10⁴ m³/d, 实现了含 CO₂ 天然气和驱油产出伴生气中 CO₂ 高效捕集。在吉林油田, CO₂ 含量为 3%~30% 的天然气应用溶液吸收法 (胺法) 最具经济性, 该技术也适合电厂烟道气捕集; 而对于 CO₂ 含量为 30%~90% 的天然气可采用多级膜分离、膜+变压吸附、膜+醇胺法等分离捕集组合工艺技术。

为了建立适应不同规模场景的 CO₂ 输送方式, 研究实践了液态、气态、超临界等相态下 CO₂ 输送工艺。由于槽车 (或船运) 只能拉运压力为 2.1 MPa、温度为一 21 ℃ 条件下的液态 CO₂, 为了保持连续注气, 建立了液态 CO₂ 储罐, 适用于短距离、小规模输送需求。而管道适用于输气规模较大、距离较远的输送, 有气态、液态、超临界 3 种输送方式^[14]。吉林油田根据需要建成了 3 种相态输送管道 121 km, 实现了从槽车拉运先导试验注入到管输超临界工业化

表 2 3 种 CO₂ 捕集技术对比一览表

类型	适用气源情况	具体作法	实施效果
胺法	含 CO ₂ < 30% 的稳定气源	再生塔重沸器采用热虹吸式, 节省胺液循环泵; 闪蒸塔由立式改为卧式, 取消闪蒸气冷却和分离系统	溶液国产化, 投资降低 32%, 运行费用降低 25%; 优化再生工艺, 胺液循环量降低 25%
膜法	组合应用于前期高含量初脱, 后期配套胺法	设有立式和卧式两种膜分离器, 可通过切换阀门来实现 3 种流程的分别试验	试验了卷式橡胶膜和中空纤维膜, 均能获得合格 (CO ₂ ≤ 3%) 的烃类天然气
变压吸附	CO ₂ 含量、产量变化较大, 且要求双指标合格的工况	试验了 CO ₂ 驱产出气、含 CO ₂ 天然气及其混合气的分离, 出口烃类气体无需脱水	实现 CO ₂ 驱产出气、含 CO ₂ 天然气及其混合气的分离试验。CO ₂ 纯度 95% 以上, CH ₄ 损失率小于 1.0%

注入跨越式发展。其中,气相输送干线 53 km,液相输送支干线 20 km,超临界输送支干线 32 km,产出气输送干线 16 km。

针对不同实践阶段、不同注入方式、不同试验规模的适应性差异,矿场验证了集中式超临界注入模式效益最好。根据吉林油田实际情况,按照 CO₂ 相态特征设计了 7 套 CO₂ 输送和注入方案,对满足不同试验阶段和试验规模的液相运输分布式注入、液相运输集中式注入、气相管输集中式注入的模式进行实践(表 3)。建成国内首座大型 CO₂ 超临界注入站,日注入能力为 60×10⁴ m³,含 CO₂ 伴生气日循环回注能力为 20×10⁴ m³,注入成本相比集中式液态注入降低 15% 以上。

表 3 吉林油田 CO₂ 输送和注入方案表

方 案	CO ₂ 输送状态	集气站设备	CO ₂ 注入状态	注入站设备
1	气态	低压压缩机	液态	液化装置和增压泵
2		低压压缩机	高压液态	液化装置和增压泵
3		低压压缩机	超临界	高压压缩机
4	液态	低压压缩机和液化装置	液态	增压泵
5	超临界态	高压压缩机	高压超临界	压缩机
6		低压压缩机	高压超临界	压缩机或增压泵
7	密相态	中压压缩机	密相态	密相注入泵

CO₂ 对井筒、油气设备及管道既可形成局部腐蚀,也可引起全面腐蚀,进而降低井筒、管道、设备的完整性^[15-18]。针对性的腐蚀防护技术是保障 CO₂ 驱油与埋存安全的关键。针对 CO₂ 驱复杂环境腐蚀防护需求,实践验证了全流程低成本防腐路线技术可靠、经济可行。优化建立了“局部耐蚀材料+系统加注缓蚀剂+智能化管控”的低成本腐蚀防护路线,研发专用缓蚀剂、加药设备及腐蚀监测方法,井下及地面腐蚀速率控制在石油工业行业标准 0.076 mm/a 之内^[19],油井免修期提高到 900 天以上,已建生产系统保持了连续 10 年以上安全平稳运行。

创新集成应用多种生态环境监测手段可有效监控 CO₂ 埋存状况^[20]。建立了覆盖驱油与埋存试验全过程、全流程、多维度的碳浓度、碳通量及同位素三位一体监测评价系统,长期监测表明驱油与埋存过程中 CO₂ 未发生泄漏(表 4)。

2.3 减排增效一体化模式

油气藏是具有生、储、盖组合的稳定封闭地质体,

表 4 浅层监测井各成分含量变化数据表

年份	N ₂	O ₂	CH ₄	CO ₂	H ₂	Ar
2018	76.18%	20.52%	0.002 7%	0.20%	0.11%	3.40%
2019	76.24%	20.64%	0.002 0%	0.18%	0.11%	3.54%
2020	76.29%	20.57%	0.002 5%	0.17%	0.11%	3.57%
2021	78.40%	20.48%	0.002 8%	0.17%	0.11%	3.51%

符合 CO₂ 长期埋存的地质封存条件,是实现 CO₂ 规模效益埋存的理想场所。实践表明,CO₂ 驱油过程本身就是部分埋存的过程,CO₂ 驱油与埋存一体化是“端牢能源饭碗”的绿色低碳手段,是埋存与利用兼顾、减排与增效双赢的现实之路。

循环注入可以进一步提高 CO₂ 利用率,在油井伴生气量大、CO₂ 含量较高时,考虑提高 CO₂ 利用率和伴生天然气的增值效益,可以择机建设循环注入系统,驱油后期即可有序开始完全意义上的埋存。吉林油田结合实际情况,实施一体化高效驱油与埋存,以不影响油藏最小混相压力为前提,研发设计直接回注、分离提纯后回注和混合回注 3 种方法,试验形成产出气混合回注的低成本循环注入技术路线。吉林油田 CCUS 项目的高含 CO₂ 伴生气经过效益核算和驱油效率评价,采取混合注入方式循环回注^[21],截至目前已累计注入伴生气 40×10⁴ t,实现 CO₂ 密闭循环注入“零排放”。吉林大情字井油藏 CO₂ 驱目前动态埋存率保持在 80% 左右,预计最终埋存率可达 61%~68%(表 5),与国外海相油藏 50%~70% 的埋存率相当。

表 5 国内外 CO₂ 埋存率统计对比表

油田(区块)	沉积类型	预测埋存率	动态埋存率
加拿大 Joffre.Viking	海相	55.0%	85.0%
美国 Dollarhide Deveonian	海相	74.0%	93.0%
吉林油田(黑 79 区块北部)	陆相	61.0%	75.8%
吉林油田(黑 46 区块)	陆相	68.0%	94.3%

3 吉林油田 CCUS-EOR 实践对行业的启示

能源行业是碳达峰、碳中和的重点行业。2020 年以来,中国石油认真贯彻落实国家“双碳”战略,提出“减碳、用碳、替碳、埋碳”理念,把绿色低碳发展战略作为提高能源供给质量的主要路径,部署绿色行动计划和三步走战略。从顶层设计高度,构建

了吉林石化规模减排、绿色用能、低碳生产与吉林油田增储上产、低碳开发、油气与新能源融合发展的上下游一体化协同转型发展新模式。着力更加绿色低碳的能源开发方式,持续打造以老油田 CCUS-EOR 开发和新能源自消纳融合替代为标志的绿色低碳新质生产力,加快实现老油气田高质量发展,还需要从战略规划、顶层设计和政策措施等多维度系统推进。

3.1 战略布局跨行业跨地域 CCUS 绿色能源体系

吉林油田现有模式有资源配置上的特殊性,其效益减排建立在气田捕集的廉价、稳定气源保障的基础上,成功应用既说明 CCUS-EOR 技术前景广阔,也提示类似产业布局优化需要超前的战略谋划。

当前,应用于油田提高采收率的 CO₂ 气源,受捕集成本、骨架管网、政策保障等因素限制,先导试验难以进入工业化推广阶段,应锚定国家“双碳”目标,根据减排需要跨地区跨行业联合系统谋划。以 CCUS 产业联盟为依托,统筹区域源汇、捕集管输匹配关系及驱油埋存潜力,宏观调控以目标油田碳驱油、碳封存为核心的区域性碳产业链布局,战略性引领 CCUS-EOR 基础研究和骨架工程布局,战术性指导 CCUS-EOR 顶层设计和区域性效益减排“碳网”建设。

3.2 长远规划系统谋划 CCUS 阶段性任务

CCUS 项目业务链长、技术环节复杂,不同类型油气藏 CO₂ 埋存科学问题和提高采收率潜力不尽相同。CCUS 永久安全埋存,既要立足长远抓当前,系统做好基础研究和技术储备,又要抓好当前谋长远,稳扎稳打走好矿场试验每一步,用系统的认识支撑先导试验方案设计,用实践的结论指导工业化应用方案优化,实现采收率更高、经济效益更好、碳埋存更安全。

深化研究以地质碳库为架构的循环碳产业链潜力。碳达峰阶段以油藏 CO₂ 驱油提高采收率协同推进碳埋存,融合发展绿电制氢业务,延长 CCUS 绿色化工产业链。碳中和阶段,以咸水层碳库为依托,突破传统 CO₂ 驱油思维,利用液态 CO₂ 替代传统水基压裂液改造非常规储层,在有效开发非常规资源、提高采收率的同时,持续拓展减排增效空间。以咸水层碳库为基础,加大 CO₂ 资源化利用与产业化发展布局,深入研究碳资源循环再利用路径。

3.3 协同发力推进 CCUS 工业化进程

从油田角度来看,国内以水驱为主的油田开发技术已非常成熟,开发水平居世界前列,大多数主力油田还没有到非 CO₂ 驱无法有效开发的地步。工业

CO₂ 排放企业和油气田在业务上大多是跨地区的松散型关系,或者根本就没有关联,跨行业高成本捕集大量零散的 CO₂ 没有效益,长距离跨行政区输送变数也很多,双碳目标的责任、义务和效益等如何体现都是现实问题。

国内目前开展的 CCUS-EOR 项目主要对象是水驱采收率不高的低渗透油藏,常规水驱的经济效益已经很低,规模实施 CCUS-EOR,建立健全必要的支持政策是开好局、起好步的保障。促进企业加快推进 CCUS 的关键在有效的激励约束机制,现阶段需要政府和市场协同发力,切实发挥市场在资源配置中的决定性作用,以规模实施 CCUS 为主线,有效推动相关行业产业结构和生产方式的变革。

4 结论

1) 一项技术从初始研发到工业化推广应用需要较长的过程。吉林油田立足自有条件开展 CCUS-EOR 先导试验和应用创新,采用了适应性更强、更贴近实际的技术发展模式,这是项目成功的必要条件。

2) CO₂ 驱与水驱相比注入能力更强、动用油层更多,压力保持水平和驱油效率更高。采取适应的注采调控技术,可使陆相沉积低渗透油藏混相驱效果更好、采收率更高。

3) 油气藏具有 CO₂ 长期埋存的地质封存条件,实践表明,驱油过程本身就是部分埋存的过程,CO₂ 驱油与埋存一体化既能实现提高采收率,又能实现碳减排,CCUS-EOR 是同时具备减排与增效的技术利器。

4) 不同的源汇匹配条件,不同的油藏类型,不同的应用阶段、应用规模、注入方式,应根据具体的任务目标,采取不同的 CO₂ 捕集、输送、注采、埋存等技术和工艺,从而降低成本并提高 CCUS-EOR 整体效益。

5) CCUS-EOR 是一项复杂的系统工程,往往跨行业、跨地区,涉及的专业领域多、决策环节多、影响因素多。加强战略规划、顶层设计,发挥碳产业链上下游企业各自优势,以绿色低碳新质生产力推动区域企业高质量发展具有现实意义。

参 考 文 献

- [1] 戴厚良. 推动绿色低碳发展增强能源安全保障能力[J]. 求是, 2021(22): 61-65.
DAI Houliang. Promoting green and low-carbon development, enhancing energy security assurance ability[J]. Seeking Truth,

- 2021(22): 61-65.
- [2] 王峰, 陈丙春, 郑雄杰, 等. CO₂ 驱油及封存技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- WANG Feng, CHEN Bingchun, ZHENG Xiongjie, et al. Carbon dioxide flooding and storage technologies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [3] 蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021)——中国 CCUS 路径研究 [R]. 北京: 生态环境部环境规划院, 2021.
- CAI Bofeng, LI Qi, ZHANG Xian, et al. China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2021): China CCUS path study[R]. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning, 2021.
- [4] 张岩. 高气液比井抽油泵气锚组合举升性能研究 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2020.
- ZHANG Yan. Study on the lift performance of gas anchor combination in high gas liquid ratio well[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2020.
- [5] 沈平平, 廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 128-144.
- SHEN Pingping, LIAO Xinwei. Technology of carbon dioxide stored in geological media and enhanced oil recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 128-144.
- [6] 廖广志, 何东博, 王高峰, 等. 终极埋存情景下二氧化碳驱油极限采收率探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(6): 1262-1268.
- LIAO Guangzhi, HE Dongbo, WANG Gaofeng, et al. Discussion on the limit recovery factor of carbon dioxide flooding in a permanent sequestration scenario[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1262-1268.
- [7] 李士伦, 孙雷, 郭平, 等. 再论我国发展注气提高采收率技术 [J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 30-34.
- LI Shilun, SUN Lei, GUO Ping, et al. Re-discussion of EOR with gas injection in China[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 30-34.
- [8] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与封存技术及实践 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727.
- HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [9] 路向伟, 路佩丽. 利用 CO₂ 非混相驱提高采收率的机理及应用现状 [J]. 石油地质与工程, 2007, 21(2): 58-61.
- LU Xiangwei, LU Peili. Mechanism and application status of the technology on enhancing recovery by CO₂ non-miscible flooding[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(2): 58-61.
- [10] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 注二氧化碳提高石油采收率技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technology of injecting carbon dioxide to improve oil recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [11] 李振泉, 殷勇, 王其伟, 等. 气水交替注入提高采收率机理研究进展 [J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(2): 22-26.
- LI Zhenquan, YIN Yong, WANG Qiwei, et al. Development of the research on EOR mechanism by WAG[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(2): 22-26.
- [12] 李振泉. 气驱提高采收率技术与矿场试验 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- Li Zhenquan. Gas flooding EOR study and field test[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [13] 王玉晶, 林海波, 陈海岩, 等. 二氧化碳驱油地面工程技术研究 [J]. 石油规划设计, 2008, 19(2): 30-31.
- WANG Yujing, LIN Haibo, CHEN Haiyan, et al. Study on CO₂ flooding surface engineering technology[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2008, 19(2): 30-31.
- [14] 喻西崇, 李志军, 潘鑫鑫, 等. CO₂ 超临界态输送技术研究 [J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 83-86.
- YU Xichong, LI Zhijun, PAN Xinxin, et al. Research on CO₂ supercritical transportation technology[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 83-86.
- [15] 张学元, 邸超, 雷良才. 二氧化碳腐蚀与控制 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2000.
- ZHANG Xueyuan, DI Chao, LEI Liangcai. Carbon dioxide corrosion and control[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2000.
- [16] 克曼尼, 史密斯. 油气生产中的 CO₂ 腐蚀控制: 设计考虑因素 [M]. 王西平, 等译. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- KERMANI M B, SMITH L M. CO₂ corrosion control in oil and gas production: Design considerations[M]. WANG Xiping, et al, Translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [17] 国家能源局. 油田采出水处理用缓蚀剂性能指标及评价方法: SY/T 5273—2014[S]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- National Energy Administration. Technical specifications and evaluating methods of corrosion-inhibitors for oilfield produced water inhibitors for oilfield produced water: SY/T 5273-2014[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [18] 冯蓓, 杨敏, 李秉风, 等. 二氧化碳腐蚀机理及影响因素 [J]. 辽宁化工, 2010, 39(9): 976-979.
- Feng Bei, Yang Min, Li Bingfeng, et al. CO₂ corrosion mechanism and influence factor[J]. Liaoning Chemical Industry, 2010, 39(9): 976-979.
- [19] 张森琦, 刁玉杰, 程旭学, 等. 二氧化碳地质储存逃逸通道及环境监测研究 [J]. 冰川冻土, 2010, 32(6): 1251-1261.
- ZHANG Senqi, DIAO Yujie, CHENG Xuxue, et al. CO₂ geological storage leakage routes and environment monitoring[J]. Journal of Glaciology and Geocryology, 2010, 32(6): 1251-1261.
- [20] 高程达, 孙向阳, 曹吉鑫, 等. 土壤二氧化碳通量原位测定方法及装置 [J]. 北京林业大学学报, 2008, 30(2): 102-105.
- GAO Chengda, SUN Xiangyang, CAO Jixin, et al. A method and apparatus of measurement of carbon dioxide flux from soil surface in situ[J]. Journal of Beijing Forestry University, 2008, 30(2): 102-105.
- [21] 李建英. 二氧化碳的回收和利用 [J]. 石油化工环境保护, 2004, 27(2): 40-41.
- LI Jianying. Recovery of carbon dioxide and its utilization[J]. Environmental Protection in Petrochemical Industry, 2004, 27(2): 40-41.

