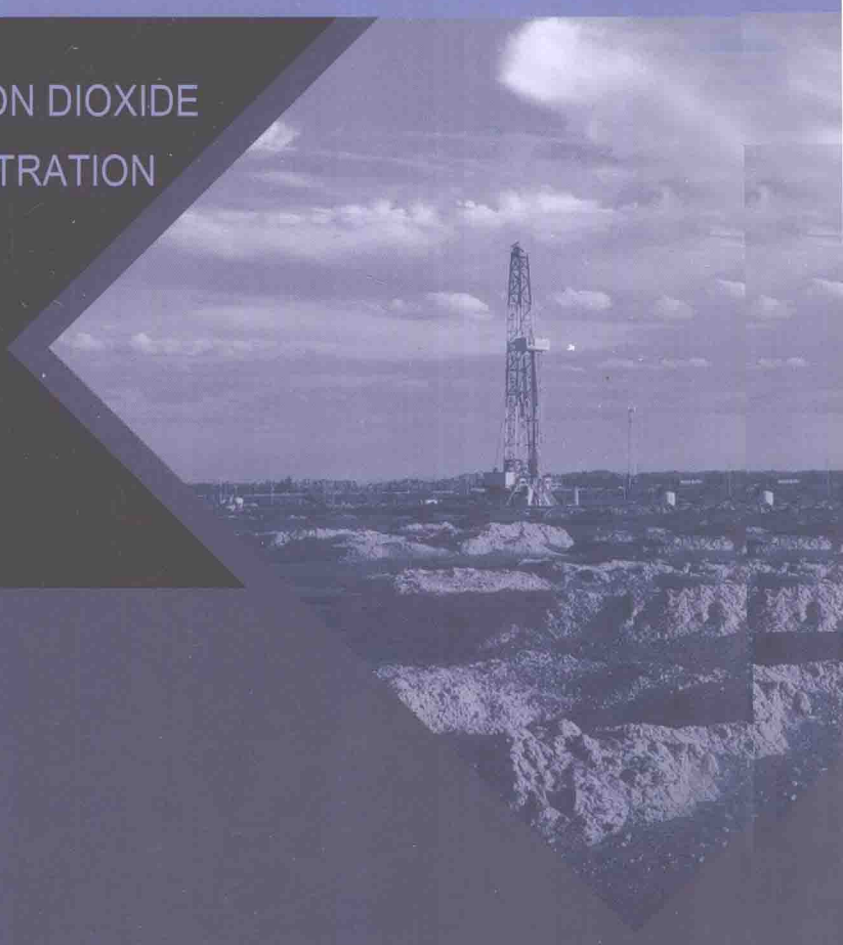


二氧化碳驱油与埋存技术文集

TECHNOLOGY OF CARBON DIOXIDE
FLOODING AND SEQUESTRATION

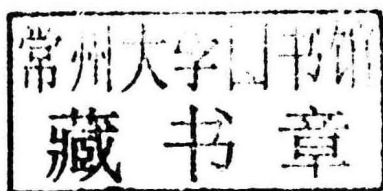
■ 胡永乐 主编

石油工业出版社



二氧化碳驱油与埋存 技术文集

胡永乐 主编



石油工业出版社

内 容 提 要

本文集为国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”支持项目“二氧化碳驱油与埋存关键技术(2011ZX05016)”在国家“十二五”攻关期间取得的部分理论研究成果,内容涵盖:二氧化碳驱油与埋存机理,二氧化碳驱油藏工程方法及优化设计技术,二氧化碳驱油井筒与地面工艺设计、高效防腐及安全性评价技术,二氧化碳驱油与埋存动态监测及潜力评价技术等,较为全面地反映了我国二氧化碳驱油与埋存理论技术水平和应用进展。

本书可供从事二氧化碳驱油提高采收率、二氧化碳地质埋存等相关工作的科研人员、工程技术人员和高等院校师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

二氧化碳驱油与埋存技术文集/胡永乐主编.
北京:石油工业出版社,2016.5
ISBN 978-7-5183-1215-3

- I. 二…
- II. 胡…
- III. 二氧化碳-驱油-文集
- IV. TE357.5-53

中国版本图书馆CIP数据核字(2016)第066521号

出版发行:石油工业出版社
(北京安定门外安华里2区1号 100011)
网 址:www.petropub.com
编辑部:(010) 64523712
图书营销中心:(010) 64523633

经 销:全国新华书店
印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2016年5月第1版 2016年5月第1次印刷
787×1092毫米 开本:1/16 印张:36
字数:919千字

定价:288.00元
(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)
版权所有,翻印必究

《二氧化碳驱油与埋存技术文集》

编 委 会

主 编：胡永乐

编 委：郝明强 杨思玉 李 实

陈国利 裴晓含 孙锐艳

前 言

二氧化碳驱油与埋存技术越来越受到人们的重视。一方面，二氧化碳驱油可提高油气藏采收率和动用率，增加油气可采储量；另一方面，二氧化碳注入储层可实现地质埋存，达到温室气体减排的目的。我国早在 20 世纪 60 年代初就开始了二氧化碳驱油提高原油采收率的室内研究和矿场试验，但由于气源条件限制，油层中气窜严重及技术不配套等原因，直到 2005 年之前这项技术在我国一直发展缓慢。但是，二氧化碳驱油与埋存技术在我国有着十分广阔的发展前景，一是由于我国拥有大量的低渗透、特低渗透油藏和一批难动用储量，适宜采用注气开发方式来提高油藏采收率和动用率；二是近年来我国二氧化碳排放量急剧增长，已成为全球碳排放主要国家之一，二氧化碳减排压力非常大。

“十一五”期间，出于对低渗透油田提高采收率和二氧化碳减排的考虑，加上松辽盆地高含二氧化碳气田投入开发需要解决伴生二氧化碳气的出路问题，二氧化碳驱油与埋存技术被重新提上日程。并在吉林油田开辟了技术应用示范区。通过技术研发与应用，初步形成技术成果，示范区试验也初见成效。“十二五”期间，国家继续大力支持这项技术的发展，在国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”中设立“二氧化碳驱油与埋存关键技术”项目，针对制约我国陆相油藏二氧化碳驱油与埋存技术发展的瓶颈问题开展持续攻关。通过几年的研究，项目在二氧化碳驱油与埋存基础理论、关键技术、现场应用等方面取得了一系列重要进展。

为了系统展示本项目的研究成果，我们从攻关过程中所撰写的 111 篇学术论文中筛选了 64 篇，分专业、分领域编纂成册，以论文集的形式出版发行。这些论文内容涵盖二氧化碳驱油与埋存理论认识、关键技术及应用等。全书共分四篇，第一篇包括 18 篇论文，内容涉及二氧化碳在油藏和盐水层中的驱油与埋存机理，二氧化碳—地层油体系相态特征和表征方法，泡沫驱油提高采收率机理等；第二篇包括 16 篇论文，内容涉及不同类型油藏、不同驱替方式油藏工程优化设计技术，二氧化碳驱油藏工程方法和数值模拟技术，二氧化碳驱油开发规律认识等；第三篇包括 16 篇论文，内容涉及二氧化碳驱油地面工程优化设计技术、井筒和地面防腐技术、安全风险评价技术等；第四篇包括 13 篇论文，内容涉及二氧化碳驱油试井分析方法和动态监测技术，二氧化碳驱油与埋存潜力评价技术和典型实例分析，二氧化碳驱油适应性评价与筛选技术等。希望本文集的出版，能够对我国二氧化碳驱油与埋存技术的发展和规模化应用起到积极推动作用。

由于文集涉及的学科较多，加之作者水平有限，错误和不当之处在所难免，敬请广大读者批评指正。

目 录

| | |
|-----------------------------------|-------------|
| CO ₂ 驱油与埋存关键技术进展 | 胡永乐 郝明强 (1) |
|-----------------------------------|-------------|

第一篇 二氧化碳驱油与埋存机理

| | |
|--|---|
| CO ₂ 在链状烷烃中的溶解性能及膨胀效应 | 韩海水 袁士义 李 实 等 (15) |
| CO ₂ 在地层水中溶解对驱油过程的影响 | 汤 勇 杜志敏 孙 雷 等 (24) |
| 地层油关键组分与 CO ₂ 混相能力的相关性研究 | 李 实 张 可 马德胜 等 (30) |
| 超临界 CO ₂ 动态混相驱过程机理研究 | 陈 文 汤 勇 梁 涛 等 (35) |
| Characteristic Analysis of the Transition Zone in Carbon Dioxide Miscible Flooding | Liao Changlin Liao Xinwei Li Ju et al. (40) |
| CO ₂ —原油细管试验混相判定新方法 | 黄海东 陈百炼 章 杨 等 (45) |
| CO ₂ 驱替沥青质原油长岩心实验及数值模拟 | 黄 磊 贾 英 全一平等 (51) |
| CO ₂ 驱地下流体相态特征研究 | 姜凤光 胡永乐 (58) |
| CO ₂ 驱过程中不同相态流态对采收率的影响 | 徐 阳 任韶然 章 杨 等 (64) |
| 修正混合规则的 BWRS 型状态方程及其在 CO ₂ —原油体系相态计算中的应用 | 廉黎明 秦积舜 刘同敬 等 (70) |
| The Analysis of Dynamic Displacement Characteristics and Influential Factors for CO ₂ Foam Flooding in Low Permeability Reservoirs | Liu Li Pi Yanfu Wan Xue et al. (81) |
| CO ₂ 地质埋存中扩散规律实验研究 | 李 实 许世京 陈兴隆 (91) |
| CO ₂ 地质埋存中浓度梯度引起的垂向扩散规律研究 | 李 实 许世京 陈兴隆 等 (96) |
| Measurement and Prediction Model of Carbon Dioxide Solubility in Aqueous Solutions Containing Bicarbonate Anion | Tang Yong Bian Xiaoqiang Du Zhimin et al. (101) |
| 气藏中 CO ₂ 封存过程气水互溶特性实验研究 | 王长权 杜志敏 汤 勇 等 (121) |
| An Experimental Study of CO ₂ -Brine-Rock Interaction at in Situ Pressure-Temperature Reservoir Conditions | Yu Zhichao Liu Li Yang Siyu et al. (127) |
| 饱和 CO ₂ 地层水驱过程中的水—岩相互作用实验研究 | 于志超 杨思玉 刘 立 等 (151) |
| 盐水层 CO ₂ 封存主控因素数值模拟研究 | 俞宏伟 李 实 陈兴隆 (166) |

第二篇 二氧化碳驱油藏工程方法及优化设计技术

| | |
|--|---|
| Influencing Factor Study of CO ₂ -Assisted Gravity Drainage in Extra-low Permeability Reservoir | Wang Huan Liao Xinwei Li Mengmeng et al. (175) |
| Study on Enhanced Oil Recovery Technology in Low Permeability Heterogeneous Reservoir by Water- Alternate-Gas of CO ₂ Flooding ... | Liao Changlin Liao Xinwei Zhao Xiaoliang et al. (182) |

| | | | | |
|--|---------------|-------------|-----------------------|-------|
| The Optimization of CO ₂ Huff and Puff Well Location in Ultra-low Permeability Reservoir | Zhao Dongfeng | Liao Xinwei | Wang Shaoping | (195) |
| The Study of CO ₂ Flooding of Horizontal Well with SRV in Tight Oil Reservoir | Wang H | Liao X | Zhao X et al. | (200) |
| Coupled CO ₂ Enhanced Oil Recovery and Sequestration in China's Demonstration Project: Case Study and Parameter Optimization | Su Kun | Liao Xinwei | Zhao Xiaoliang et al. | (209) |
| 基于多指标正交试验设计的 CO ₂ 非混相驱注气参数优化 | 李蒙蒙 | 廖新维 | 王万福 等 | (224) |
| 低渗透非均质性油藏扩大波及体积技术..... | 廖长霖 | 廖新维 | 赵晓亮 等 | (231) |
| 自生 CO ₂ 结合表面活性剂复合吞吐数值模拟 | 汤 勇 | 汪 勇 | 邓建华 等 | (238) |
| 数值弥散对 CO ₂ 混相驱过程的影响 | 汪 勇 | 汤 勇 | 王长权 等 | (247) |
| 改进的 CO ₂ —原油最小混相压力计算模型..... | 陈百炼 | 黄海东 | 章 杨 等 | (253) |
| 气驱开发油藏井网密度数学模型..... | 王高峰 | 马德胜 | 宋新民 等 | (260) |
| 低渗透油藏气驱产量预测新方法..... | 王高峰 | 胡永乐 | 宋新民 等 | (264) |
| CO ₂ 混相驱拟含气率与采出程度图版的建立..... | 孙 雷 | 冯 乔 | 陈国利 等 | (274) |
| 低渗透油藏 CO ₂ 驱单层吸气能力影响因素分析 | 俞宏伟 | 李 实 | 陈兴隆 | (283) |
| 低渗透油藏 CO ₂ 驱过程中含水变化规律的新认识 | 俞宏伟 | 杨思玉 | 李 实 等 | (288) |
| CO ₂ 驱后储层及剩余油物性变化探讨..... | 陈 亮 | 孙 雷 | 王 英 等 | (294) |

第三篇 二氧化碳驱油井筒与地面工艺设计、高效防腐及安全性评价技术

| | | | | |
|---|---------|------------|-------------------|-------|
| 含 CO ₂ 混合气超临界注入技术研究及认识 | 孙锐艳 | 王世刚 | 马晓红 等 | (301) |
| CO ₂ 管道输送技术研究及应用..... | 王世刚 | 孙锐艳 | 张浩男 等 | (307) |
| 吉林油田模拟 CO ₂ 驱采出水性质研究 | 祁雪洪 | 康万利 | 董朝霞 等 | (311) |
| Ni, Mo 和 Cu 添加对 13Cr 不锈钢组织和抗 CO ₂ 腐蚀性能的影响 | 张旭昀 | 高明浩 | 徐子怡 等 | (315) |
| 激光熔覆 Fe 基高 Cr 涂层组织及抗 CO ₂ 腐蚀性能研究 | 孙丽丽 | 朱 闯 | 王 勇 等 | (323) |
| Fe 基高 Cr 激光熔覆涂层 CO ₂ 腐蚀行为研究 | 孙丽丽 | 朱 闯 | 王 勇 等 | (331) |
| 高效固体缓释型阻垢剂的研制及性能分析..... | 毕凤琴 | 韩嘉平 | 李会星 等 | (338) |
| 不同类型缓蚀剂在含饱和 CO ₂ 油田采出液中对 P110 钢的缓蚀性能研究 | 毕凤琴 | 张成果 | 徐子怡 等 | (343) |
| 20 钢和 P110 钢 CO ₂ 腐蚀静态及动态缓蚀性能研究..... | 王 勇 | 李 洋 | 孙世斌 等 | (349) |
| Sn 对 Q125 级 ERW 套管力学性能及腐蚀行为的影响 | 王立东 | 唐 荻 | 武会宾 等 | (356) |
| 温度对 X80 管线钢 CO ₂ 腐蚀行为的影响 | 张均生 | 武会宾 | 王立东 等 | (365) |
| 低铬 X70 管线钢组织及其抗 CO ₂ 腐蚀性能 | 武会宾 | 孙锐艳 | 王立东 等 | (371) |
| CFD Validation of Scaling Rules for Reduced-Scale Field Releases of Carbon Dioxide | Ji Xing | Zhenyi Liu | Ping Huang et al. | (382) |
| CO ₂ 管线泄漏扩散小尺度实验研究..... | 刘振翼 | 周 轶 | 黄 平 等 | (394) |

- Study on Safety in Treatment, Transportation and Injection of Carbon Dioxide in Jilin Oilfield
 Shuren Liu Wanli Kang Shaoran Ren et al. (406)
- 地质封存过程中 CO₂ 泄漏途径及风险分析 任韶然 李德祥 张亮等 (413)

第四篇 二氧化碳驱油与埋存动态监测及潜力评价技术

- CO₂ 驱试验区试井测试资料分析及应用 王敬瑶 (431)
- 适合 CO₂ 驱油开发特点的油藏动态监测技术 陈国利 胡永乐 刘运成等 (439)
- Monitoring on CO₂ EOR and Storage in a CCS Demonstration Project of Jilin Oilfield China
 Shaoran Ren Baolun Niu Bo Ren et al. (446)
- CO₂ 地质埋存监测技术及其应用分析 任韶然 任博 李永钊等 (458)
- Assessment of CO₂ EOR and Its Geo-storage Potential in Mature Oil Reservoirs, Changqing
 Oil Field, China Xinwei Liao Chunning Gao Pingcang Wu et al. (467)
- Evaluation of CO₂ Enhanced Oil Recovery and Sequestration Potential in Low Permeability
 Reservoirs, Yanchang Oilfield, China D F Zhao X W Liao D D Yin (475)
- Potential Evaluation of CO₂ Sequestration and Enhanced Oil Recovery of Low Permeability
 Reservoir in Junggar Basin, China Huan Wang Xinwei Liao Xiangji Dou et al. (488)
- 吉林低渗透油藏气驱开发潜力 张辉 于孝玉 马立文等 (508)
- CO₂ 混相驱的可行性评价 汤勇 尹鹏 汪勇等 (515)
- Assessment of Oil Reservoirs Suitable for CO₂ Flooding in Mature Oil Reservoirs, Changqing
 Oilfield, China Dongfeng Zhao Xinwei Liao Dandan Yin et al. (522)
- Integrated Assessment of CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage Capacity
 Y. Zhang L. Zhang B. Niu et al. (534)
- The Comprehensive Evaluation on the Integral Development of Volcanic Gas Reserves & CO₂
 Flooding in Jilin Oilfield Xu Qing Ran Qiquan Song Wenli (544)
- Progress in CO₂ Storage and EOR Application Technologies in PetroChina
 Hu Yongle Hao Mingqiang (558)

CO₂ 驱油与埋存关键技术进展

胡永乐 郝明强

(中国石油勘探开发研究院)

0 引言

近年来,我国碳排放量增长迅速,成为世界上主要的温室气体排放国家之一。我国政府高度重视 CO₂ 减排工作,2015 年 11 月 30 日,习近平主席在法国巴黎气候变化大会上发表题为《携手构建合作共赢、公平合理的气候变化治理机制》的重要讲话,进一步重申:我国将于 2030 年左右使二氧化碳排放达到峰值并争取早日实现,2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 60%~65%。我国 CO₂ 减排的责任和压力很大。

从油气田开发角度来看,目前,我国新发现和已发现未动用原油储量 70% 以上均为低渗透油田和难采储量,这类油田经济有效开发难度大,原油采收率低。国内外现场实践均已证明,CO₂ 驱油能够大幅度提高低渗透油田的采收率和难采储量的动用率,其中混相驱油能够提高原油采收率 10% 以上,非混相驱油能够提高原油采收率 7% 以上。根据估算,我国有 70×10⁸t 以上的石油地质储量适合 CO₂ 驱油,若按提高原油采收率 10% 计算,可多采原油 7×10⁸t,相当于新发现一个特大型油田,经济效益相当可观。另外,“十五”期间,我国在松辽盆地发现大量高含 CO₂ 天然气藏,要实现这类气田的安全环保开发,需要解决气田开发伴生 CO₂ 气的出路问题。

CO₂ 驱油与埋存技术是一项同时实现“增油增气”经济效益与“减排 CO₂”社会效益双赢的技术,并且适逢我国 CO₂ 减排、原油天然气增产等多重重大需求的驱动,国家科技部、财政部、发展和改革委员会在国家科技重大专项“十二五”05 专项“大型油气田及煤层气开发”中专门设立“CO₂ 驱油与埋存关键技术”项目,针对我国陆相油藏 CO₂ 驱油与埋存技术的瓶颈问题开展攻关,经过近 5 年的持续研究,项目在 CO₂ 驱油与埋存的基础理论、关键技术和现场应用等方面取得了重要进展。

1 项目简介

“CO₂ 驱油与埋存关键技术”的总体目标是:针对陆相油藏 CO₂ 驱油与埋存规模化应用的技术瓶颈,通过开展实验机理、油藏工程、注采工艺、集输处理、矿场试验配套技术研究,完善 CO₂ 驱油机理实验,确定 CO₂ 驱油与埋存工程中关键基础参数,阐明 CO₂ 驱油的开发规律,形成 CO₂ 驱油藏工程与方案优化技术、CO₂ 驱油高效注采工艺技术、CO₂ 长距离输送及超临界注入技术、CO₂ 驱油采出流体处理及循环注气技术、CO₂ 驱油动态监测技术、CO₂ 驱油与埋存潜力评价技术等,并制订 CO₂ 驱油与埋存战略规划方案。为 CO₂ 驱油采收

率提高 10%以上、实现示范区产量目标提供技术支撑，为我国大规模推广应用 CO₂ 驱油与埋存技术奠定基础。

围绕这一整体目标，项目分解为 5 个层次、6 个课题开展攻关研究。5 个层次分别为应用基础研究、关键工程技术研发与应用、矿场试验、推广应用和技术集成等，具体技术路线如图 1 所示。6 个课题分别为 CO₂—地层油体系关键参数应用方法，CO₂ 驱油与埋存油藏工程技术及应用，CO₂ 驱油高效注采与埋存工艺技术，CO₂ 超临界输送及循环注气技术，CO₂ 驱油藏动态监测与方案优化技术，CO₂ 驱油与埋存潜力评价及战略规划等。

项目由中国石油集团科学技术研究院牵头，联合中国石油吉林油田分公司、大庆油田有限责任公司、中国石油大学、中国地质大学、西南石油大学、东北石油大学、吉林大学等 10 余家单位，组成一支“产-学-研-用”一体化联合攻关团队。经过全体人员的共同努力，项目获得一大批有形化成果和知识产权。项目有力支撑了我国 CO₂ 驱油与埋存技术研发中心建设和试验示范基地建设，现场试验取得了较好的经济效益和社会效益，促进了 CO₂ 驱

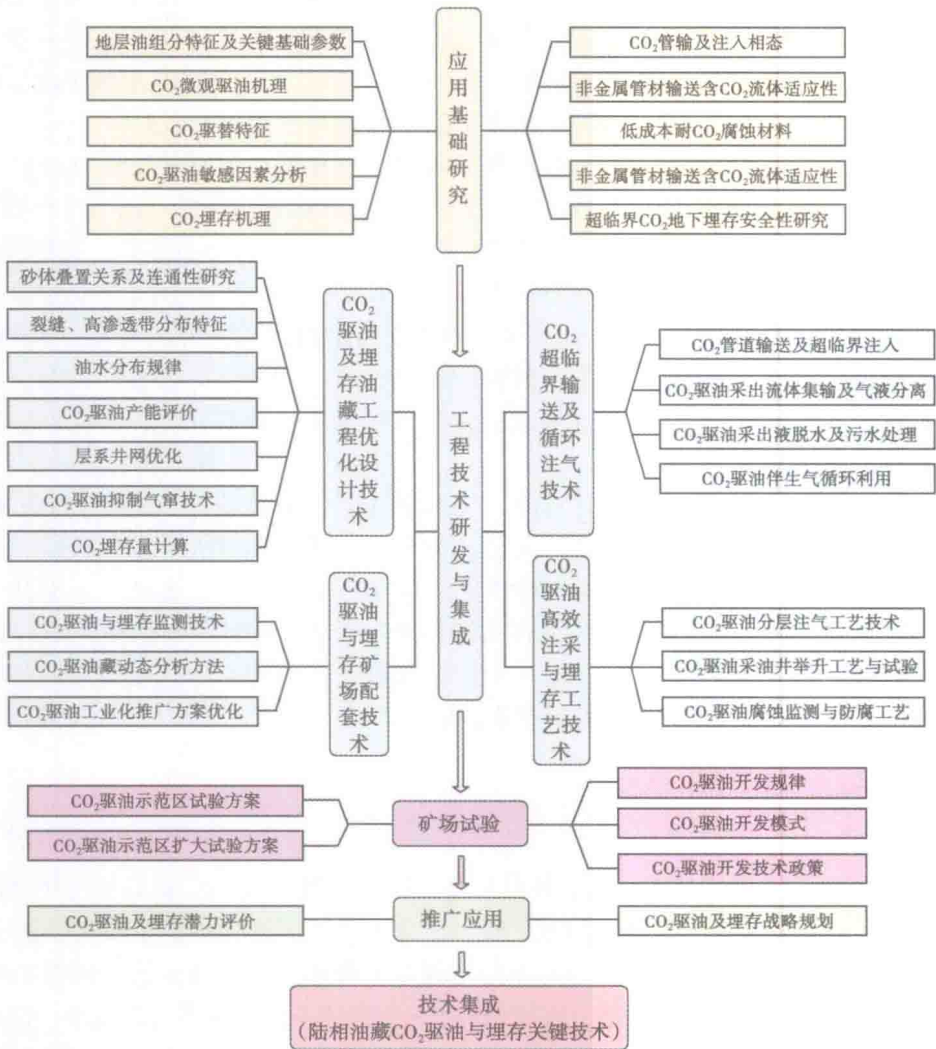


图 1 项目技术路线图

油与埋存技术在长庆、新疆等其他油区的推广应用,提升了我国在 CO₂ 捕集、驱油与埋存 (CCUS) 领域的国际影响力和 CO₂ 减排的话语权。

2 理论与技术进展

通过几年的持续攻关,在 CO₂ 驱油与埋存基础理论方面取得新认识,在油藏工程、注采工艺、地面工程等核心主体技术方面有重要突破,在 CO₂ 驱油与埋存动态监测、潜力评价、战略规划等配套技术方面取得新进展。现从以下 6 个方面简要介绍。

2.1 CO₂—地层油体系相态特征、关键参数及应用方法

围绕 CO₂ 驱油提高采收率的基础理论问题,通过深化 CO₂—地层油相态实验研究,对原油组分与 CO₂ 混相能力关系取得新认识;完善了特低渗透非均质油藏 CO₂ 驱油物理模拟实验方法;建立了 CO₂—地层油体系相态基础参数数据库,并将室内实验研究与工程应用进行有机结合,满足现场生产需求。

(1) 深化了 CO₂—地层油相态实验研究,揭示了 CO₂—地层油体系相间传质机理。

通过对国内外 8 个油田 22 个低渗透区块 30 口井的地层油组成特征研究,发现不同油区烃组分分布规律基本相似,即 C₁+N₂ 组分含量高(摩尔分数在 10%~80%之间)、C₂—C₆ 分布分散(摩尔分数在 0.2%~10%之间)、C₇—C₁₅ 含量相对较高(摩尔分数在 2%~10%之间)、C₈ 以上组分含量随碳数增加而逐渐减少。但陆相地层原油与海相地层原油相比,其 C₂—C₆ 组分含量明显偏低,C₁₁₊ 和胶质、沥青质含量较高,增加了 CO₂ 与原油的混相难度。

针对陆相原油组成特点,将原油组成为 6 个特征组分段:①强挥发性组分 C₁+N₂。②轻烃组分 C₂—C₆。③中间烃(液烃)组分 C₇—C₁₅。④重烃(固烃)组分 C₁₆—C₂₉。⑤超重烃组分 C₃₀₊。⑥极重质组分(胶质、沥青质)。

通过研究超临界 CO₂—原油体系相间传质的动态过程,分析了不同烃组分的传质能力。揭示了升压过程中相间传质机理:传质(低压),CO₂ 溶解于原油并萃取轻烃,气相富化;传质增强,富气相萃取原油中间烃形成富烃过渡相;传质剧烈,富烃相进一步萃取原油中较重烃组分;混相(高压),重质组分参与相间传质直至混相。基于 CO₂—纯烃体系相态、界面张力等实验结果,表征了各组分段与 CO₂ 相间传质的能力,即烃组分传质能力随碳数增加而减弱,且各种组分对混相过程贡献程度不一。

通过大量的物理模拟实验,深化了非均质油藏 CO₂ 驱油过程中油气传质特征:①CO₂ 驱油时,油气两相间存在一个临界界面张力值 IFT_c,当界面张力小于 IFT_c 时,相间传质作用增强,才能实现动态混相驱,高效驱动孔隙中的原油。②非均质模型中 CO₂ 驱油时,不同级别孔隙中的 IFT_c 存在差异,IFT_c 随孔隙半径减小而升高,并在 1.5mN/m 处存在拐点,相对于大孔隙,小孔隙中原油的有效动用需要进一步降低界面张力。③提高体系压力,可以降低临界界面张力,有效动用小孔隙中的原油,扩大低渗透非均质油藏中 CO₂ 的微观波及体积。

(2) 完善了特低渗透非均质油藏 CO₂ 驱油物理模拟实验方法,深化了驱替特征认识。

针对微观模型与真实孔隙介质间的尺度和表面性质差异、一维长岩心中需要考虑非均质性、二/三维大物模中层间非均质特征的表征等问题,改进了物理模拟实验方法,制作了低渗透填砂/岩石微观可视模型、特低渗透非均质长岩心模型、低渗透多层非均质大岩石模型,

更好地模拟了真实孔隙、喉道内的作用机理及储层中的非均质性，为机理认识、驱替特征分析和波及状况识别等提供了基础手段。

通过非均质微观可视模型驱替实验，研究了不同相态条件（非混相/混相）、不同驱替方式（水平/垂直）时 CO_2 驱油机理，发现：①非均质模型水平驱替时，非均质非混相驱替过程中毛细管压力影响大于重力分异作用影响，超覆作用减弱，注入气沿优势通道指进，波及体积低；混相驱过程中消除气—液界面，均相驱替，大幅度提高原油采收率。②非均质模型垂直驱替时，非混相驱替过程中初期注入气沿优势通道指进，随后由于重力分异作用，前缘得到调整，波及体积逐渐扩大；混相驱替过程中消除气—液界面，均相驱替，大幅度提高原油采收率。并且，采用重力驱替方式能够有效扩大 CO_2 波及体积。

利用低渗透非均质长岩心模型、三维大尺度非均质模型，在不同维度下模拟 CO_2 驱替过程，探索非均质油藏中 CO_2 —地层油不同混相状态时的驱替机理，揭示了不同驱替阶段的驱油特征。①水驱：沿优势通道指进，采出程度低。② CO_2 非混相驱：降低界面张力和毛细管压力，膨胀降黏改善相对渗透率，采收率显著提高， CO_2 突破后压差降低，流度比升高，气窜明显。③水气交替驱：有效提高压差，改善流度比，扩大微观波及体积，从而提高采收率。④ CO_2 混相驱：消除界面张力，驱替微小孔隙中的原油，大幅度提高采收率。

(3) 建立了 CO_2 —地层油体系关键参数数据库，形成了关键基础参数的工程应用方法。

以影响 CO_2 —原油体系混相的关键参数为重点，收集、测试了多套油气藏流体基础相态数据、 CO_2 —纯组分/地层油体系膨胀数据、油气藏流体组分临界参数数据、 CO_2 —纯组分/原油体系界面张力数据、 CO_2 —地层油体系最小混相压力数据、原油— CO_2 —水共存时溶解度数据，形成了涵盖国内外 6 类油藏的 CO_2 —地层油体系的基础参数数据库。

另外，基于大量实验数据，还建立了一系列 CO_2 —地层油体系关键参数预测关系式和图版，包括：地层油黏度通用公式、新型最小混相压力预测关系式、 C_{45} 以上临界参数预测公式、改进 W-K 型界面张力预测公式、 CO_2 —纯组分体积膨胀系数预测公式。

关键参数数据库和应用图版为 CO_2 驱油与埋存的室内研究成果向现场应用转化提供了基础，满足了现场生产需求。

(4) 提出了改善 CO_2 —地层油混相能力的新方法，研制出有效的化学助剂。

基于“油—气相间传质先形成过渡相、进而实现混相”的新认识，提出在 CO_2 和地层油之间预置一个低界面张力的易混段塞，从而降低 CO_2 驱油最小混相压力。应用该原理，研制出降低最小混相压力的化学试剂 CAE，该试剂是在合成烃链末端有两个甲基的低相对分子质量碳氢表面活性剂，较高压力时与 CO_2 互溶性好，易溶于原油。细管实验评价结果表明，通过前置 0.2%PV 的 CAE 段塞，F48 油藏的地层油最小混相压力从 27.3MPa 降低到 21.2MPa，有效改善了 CO_2 —原油体系的混相能力。

2.2 CO_2 埋存机理与安全性评价

CO_2 埋存是目前最经济、最可靠、也是最直接有效的 CO_2 减排方式。通过开展油藏储层和盐水层中的 CO_2 埋存机理研究，在一些基础理论认识上取得新进展，同时对试验示范区进行了 CO_2 埋存安全性评价。

(1) 揭示了油藏储层中 CO_2 埋存机制及规律，为潜力评价提供了理论基础。

构造埋存、溶解埋存、游离埋存和矿化埋存是 CO_2 在油藏储层中的主要埋存形式。通过建立 CO_2 在油藏中埋存的物理模拟实验方法，明确了 CO_2 在油藏中不同埋存形式的埋存

机理和主控因素。

以相态实验为基础,基于不同原油体系中的 CO_2 溶解实验,开展了 CO_2 在地层原油中溶解规律及原油— CO_2 体系的物性变化特征研究,结果表明:随着 CO_2 注入量的增大,原油性质不断发生变化,其饱和压力和体积系数随着 CO_2 浓度的增加而不断增大。 CO_2 在原油中的溶解能力与原始溶解气油比、原油体积系数均具有良好的线性相关性。

通过不同地层水样品中 CO_2 溶解度实验,揭示了 CO_2 在地层水中的溶解度变化规律,即溶解度随压力增加而增大,低压时增加幅度大,高压时增加幅度小,溶解度曲线在 CO_2 临界压力附近出现拐点;温度越低, CO_2 在地层水中的溶解度越高,当温度大于 100°C 、压力大于 22MPa 时, CO_2 的溶解度随温度升高略有增加。同时,根据 CO_2 在地层水中的溶解度实验结果,对比了多种计算方法的适应性,并修正了PR-GE型状态方程模型,应用该模型建立了不同矿化度地层水在不同温度、不同压力条件下的溶解度图版。

通过油—水— CO_2 三相相态实验,分析了高温高压条件下 CO_2 在油水共存体系中相态变化及溶解度变化特征。并通过一维多孔介质中长岩心 CO_2 埋存实验,揭示了渗透率、地层倾角、驱油方式等对 CO_2 埋存量的影响规律。

(2) 量化分析了盐水层中 CO_2 埋存的主控因素,深化了 CO_2 扩散规律认识。

盐水层是 CO_2 地质埋存的主要场所。国际能源署(IEA)对全球 CO_2 地质埋存总量的评估为 $10850\times 10^{12}\text{t}$,其中盐水层封存占埋存总量的92%。因此,开展盐水层中 CO_2 埋存机理研究意义重大。

通过盐水层 CO_2 埋存的机理模拟(地层水矿化度为 5000mg/L ,温度为 60°C),量化分析了毛细管压力、盐水矿化度、岩石压缩系数等因素对 CO_2 埋存量的影响规律。结果表明:构造埋存量随毛细管压力的增大而增加,溶解埋存量随盐水矿化度的增大而减少,游离相 CO_2 埋存量随岩石压缩系数的增大而略有减少。

利用全直径岩心驱替系统测试了 CO_2 在盐水层及油藏剩余油中的扩散速率,深化了对其扩散规律的认识。

(3) 认识了 CO_2 —油—水—岩石反应规律,评价了示范区 CO_2 埋存的安全性。

松辽盆地南部主要矿物组成是石英和长石,经研究认为与 CO_2 反应的主要敏感矿物由强到弱依次为:方解石→铁白云石→钠长石→钾长石,其中铁白云石和片钠铝石是注 CO_2 后主要的固碳矿物。建立了 CO_2 —油—水—岩石的化学反应实验方法,测试了盐水层、常规水驱油藏、废弃油藏条件下与 CO_2 反应敏感矿物的溶蚀速率,定量评价了油藏流体的存在对 CO_2 与地层敏感矿物反应强度的影响规律。通过X射线衍射及扫描电镜实验,分析了 CO_2 —地层水—岩石相互作用对岩石矿物成分及孔隙结构的影响,综合考虑 CO_2 在地层水中溶解和矿化反应,模拟研究了 CO_2 埋存潜力及运移规律。并基于实验测试数据,建立了示范区矿物反应模型,通过 CO_2 驱油与埋存地球化学反应模拟器,研究了 CO_2 埋存过程中的矿物捕获变化规律。

利用地球化学反应模拟和天然含 CO_2 油气藏自演类比法,开展了短期及中长期 CO_2 埋存安全性评价研究。其中,地球化学反应模拟结果表明,油藏及盐水层中的 CO_2 均可以矿物形式捕获;天然含 CO_2 油气藏自演类比表明,天然含 CO_2 油气藏后期充注的 CO_2 与油藏砂岩的长时间相互作用,形成了片钠铝石等“固碳矿物”,可在一定程度上保障 CO_2 中长期埋存的安全性。

2.3 CO₂ 驱油与埋存油藏工程技术

油藏工程技术是 CO₂ 驱油与埋存三大主体技术之一。围绕油藏工程优化设计、注采调控、抑制气窜等瓶颈问题开展攻关,建立了低渗透油藏 CO₂ 驱油藏工程调整方法,探索 CO₂ 驱油扩大波及体积技术,初步形成注 CO₂ 驱油提高低渗透油田采收率油藏工程技术体系,为 CO₂ 驱油与埋存扩大化应用提供了技术支撑。

(1) 深化 CO₂ 驱油开发规律认识,形成了提高 CO₂ 驱油开发效果的油藏工程调整方法。

以 CO₂ 驱油微观渗流及波及规律研究、试验区 CO₂ 驱油开发动态分析、国内外 CO₂ 驱油藏开发特征类比为基础,确定了以含水率、气油比、换油率等指标参数作为试验区 CO₂ 驱油开发阶段划分的依据,按不同油藏类型进行了开发阶段划分,明确了不同水驱阶段油藏转 CO₂ 驱油主要指标变化规律和阶段工作任务,并提出了阶段调整对策。

建立了湖泊三角洲前缘相沉积储层 CO₂ 驱油注采调控模式,提出了“气驱注采调控单元”和“气驱渗流各向异性综合指数”的概念和表征方法,通过对同一注采单元区带的注采联调、联控,有效防控气窜,实现均衡波及。建立了适合低渗透油藏 CO₂ 水气交替驱的油藏工程设计方法,并且以现有水驱井网为基础,通过岩心驱替实验、油藏数值模拟研究,提出了以瞬时换油率为依据确定水气交替时机、气水比、段塞大小等开发技术政策界限的方法,同时兼顾不同采油工艺及地面产气处理能力,进行油藏工程设计及方案指标预测,提高了预测精度和开发效果。

(2) 形成了 CO₂ 驱油动态分析、调控及开发效果评价技术。

建立了以混相分析为核心的动态分析方法,内容包括:①注气状况分析。与水驱油相比,特低渗透油藏注气具有“强、低、高”的特点,即吸气能力强,可进入渗透率更低的储层,地层压力保持水平高。②混相和见效特征分析。通过分析地层压力、生产动态反映、井流物组分和物性特征,并经过试井和油藏数值模拟研究,对区块混相状况做出综合评价。③生产动态特征分析。与水驱油相比,低渗透油藏 CO₂ 驱油具有“高、异、窜”的特点,即产液产油能力提高,见效差异更明显,部分井发生气窜。

建立了 CO₂ 驱油量化注采设计与调控方法,形成了防窜—调采—控套相结合的注采调控技术。对现场可操控的生产井井底流压和注入井注入压力进行优化设计,提高了 CO₂ 驱油的调控精度和油藏管理水平。吉林油田黑 79 北小井距试验区采取水气交替+周期采油+控流压+控套工艺个性化组合措施,增产效果显著。

针对 CO₂ 驱油开发的特点,参照聚合物驱油开发效果评价方法,并与水驱油开发效果做对比,建立了 CO₂ 驱油开发效果评价方法及指标体系。内容包括技术、经济和安全环保 3 个类别 15 项指标,其中主要评价指标 8 项,辅助评价指标 7 项,创新提出了地混压力系数、温室气体减排效益和环境监测异常率 3 个新指标。

(3) 研发了抑制气窜的泡沫体系、注入工艺与成泡控制装置。

研发出适合试验区油藏条件的 3 种泡沫配方体系,测试了不同温度和压力条件下 CO₂—泡沫体系的各相体积、黏度、密度等相态参数,通过 CO₂—泡沫体系的相互作用关系,完善了 CO₂—泡沫体系相态表征技术,为工程应用提供了依据。

设计出稳定成泡的注入工艺及控制装置,通过检测泡沫体系密度获知泡沫实际生成量,调控注入方式使 CO₂—泡沫体系平均密度处于稳定成泡范围,确保泡沫稳定进入油藏,解决了现场作业中无法明确井口成泡状态的问题,为 CO₂ 泡沫驱油现场施工提供了技术支撑。

2.4 CO₂ 驱油高效注采与埋存工艺技术

针对因层间矛盾突出导致储层吸气不均、高气液比条件下泵效下降、井筒腐蚀等问题,开展了 CO₂ 驱油与埋存分层注气工艺技术、采油井高效举升工艺技术、采油井腐蚀监测及防腐技术等攻关,形成了一套 CO₂ 驱油与埋存高效注采新工艺、新工具,满足了现场生产需求。

(1) 完善了3种分层注气工艺和配套工具,在现场实现2~3层段分层注气。

根据不同的工艺原理,完善了3种分层注气工艺技术,即同心双管分层注气工艺、井下选择性分层注气工艺、单管分层注气工艺,通过调整注入剖面改善了层间矛盾。针对 CO₂ 超临界注入技术要求,设计了由多级文丘里管串联气嘴、防气密封封隔器、气密封油管、CO₂ 防返吐配注器以及防返吐底阀组成的井下配注器分层注气管柱;管柱整体耐温 120℃、耐压 25MPa,克服了超临界 CO₂ 气体黏度小、节流压差建立困难、密度大、对气嘴冲蚀大、影响气嘴使用寿命等问题。同时建立了精度较高的 CO₂ 注入井筒温度压力场耦合计算模型,研究了五参数法分层测试及调配工艺,解决了测试技术难题。

优选黑 59-10-4 井、黑 59-4-2 井等 7 口井开展同心双管分层注气、井下选择性分层注气现场试验,分层注气效果良好,吸气剖面测试也已取得成功。

(2) 完善了3种采油井高效举升工艺技术,提高抽油泵泵效 10%以上。

CO₂ 突破以后,油井气液比大幅度上升,造成泵效下降。针对 CO₂ 驱高气液比生产井,完善了气举—助抽—控套—体化举升工艺、防气泵高效防气举升工艺和高效防气装置举升工艺 3 种举升技术。其中,气举—助抽—控套—体化举升工艺通过在采油井下安装控套阀,实现了油井控制套压生产,该工艺在泵下实现气液分离,减少了进入泵筒内的气体量,从而提高举升效率,利用气体能量实现气举助抽;适用于多种高气液比生产井,降低了安全隐患,且不影响地面正常生产、加药等工艺。防气泵高效防气举升工艺通过增加中空管结构,在泵筒运动时将泵内气体排入油管,降低泵内的气液比,从而有效提高泵效;该工艺通过调整冲程和中空管体积,来满足不同机械采油参数和气油比;适用于气液比小于 300m³/m³ 的生产井,也可与控套阀和分离装置结合使用。高效防气装置举升工艺通过自主研发的高效防气装置,实现油套环空分离、入口进液分离、外管和中心管环空分离、旋转离心分离四重分离。该工艺将抽油泵安装在高效防气装置内部,以有效控制流压和沉没度;适用于气液比大于 300m³/m³ 的生产井,可与控套阀和防气泵结合使用。

通过 30 余井次的现场试验,应用防气泵举升效果良好,满足气油比达 500m³/m³ 的油井正常生产,动液面升高,气油比明显降低。平均日增液 18.63t,日增油 6.61t,平均每口井的泵效提高 11.5%。

(3) 研发了井下在线腐蚀监测技术,优选了防腐剂并优化了加注工艺。

根据管柱腐蚀状况,只能定性判断且无法知道井下腐蚀速率随井深变化趋势的问题,创新研发了井下电化学阵列腐蚀速率在线监测系统。该系统基于电化学噪声技术,通过直接测量金属腐蚀时产生的微电流计量腐蚀速率,可以定量地确定局部或不均匀腐蚀的速率。地面试验证明,该系统能够在 45MPa、120℃ 情况下长期使用,腐蚀速率测量精度满足 0.076mm/a 的国家测量标准。

针对不同管材优选了低成本缓蚀剂:N80 管材适合采用 IMC871GH1 型缓蚀剂、20 钢管材适合采用 ZK789C 型缓蚀剂、Q235 管材适合采用 IMC80BH 型缓蚀剂、P110 管材适合采用

ZK682 型缓蚀剂。并对缓蚀剂加注方式、加注点、加注量等进行了定量研究,结果表明,注入井和采出井,采用连续注入或者连续注入和间歇注入相结合的方式;采出井加注点在油井井口向油套环空或者直接加注到油井底部,注入井加注点在注入泵入口端 1~3m 内;对于井下管系,建立了缓蚀剂用量公式。

2.5 CO₂ 超临界输送及循环注气技术

围绕 CO₂ 输送、注入与集输处理等地面工程方面的瓶颈问题,针对吉林油田示范区,开展了 CO₂ 驱油与埋存地面工程技术应用基础研究、关键技术攻关和现场应用试验,形成了 CO₂ 捕集、输送、注入、采出流体集输处理和产出气循环注入等关键技术系列,并完善了相关标准和规范。

(1) 形成了 CO₂ 捕集、长距离管道输送和注入技术,在矿场实践中形成 3 种 CO₂ 注入模式。

在 CO₂ 捕集方面,验证和改进了含 CO₂ 天然气胺法脱碳工艺。天然气 CO₂ 含量 30% 以下时,胺法脱碳装置运行平稳,各项运行指标优于设计;局部优化了胺法脱碳工艺,减少了胺液损失和循环量。

在 CO₂ 相态机理方面,扩大温度压力范围,完善了 CO₂ 及含 CO₂ 天然气物性参数工程图版,进一步深化了高含 CO₂ 天然气相态特征及物性认识。在温度为 40~60℃、压力为 1~33MPa 条件下,完成了 5 种 CO₂ 浓度的含 CO₂ 天然气物性参数和相态测试,得到 CO₂ 密度随相态变化的“突变”和“渐变”规律,为 CO₂ 输送注入设计提供了依据。

在 CO₂ 长距离管道输送方面,明确了 CO₂ 管输特性,形成了管输相态控制方法,建立了管输优化设计和运行模型,明确了 CO₂ 最优输送方式。并针对吉林大情字井油田 CO₂ 驱工业化试验区,研究了 CO₂ 气态、液态和超临界状态等多种管道输送方案,以各循环注入站需求为依据,通过技术经济对比论证,优选了管输设计方案。

在 CO₂ 注入方面,明确了 CO₂ 超临界注入需要重点考虑的因素,提出了 CO₂ 相态、水合物及腐蚀控制方法,设计了 CO₂ 超临界注入流程,完善了 CO₂ 液相注入技术和超临界注入技术。建成并运行黑 59 试验区 CO₂ 超临界注入中试装置,最高试验压力达到 26MPa。同时,通过对比分析国外 CO₂ 捕集与埋存 (CCS) 项目中 CO₂ 气体回注系统设计特点,明确了 CO₂ 压缩机优化方向。

在矿场试验方面,形成了 3 种 CO₂ 注入模式。一是满足先导试验的小站橇装注入模式:黑 59 试验区早期采用罐车拉运液态注入,后期采用单井采出 CO₂ 气源,单井集气脱水、气相短距离管输、氨冷液化、液相高压注入,CO₂ 驱油产出气不分离超临界混合注入;该模式适用于规模较小的零散区块的 CO₂ 驱油先导试验。二是满足扩大试验集中注入模式:采用 CO₂ 液态注入、CO₂ 驱油采出流体气液分离和产出气分离后液相循环注入;该模式适用于试验区井数较多、规模较大且邻近 CO₂ 气源的区块,如黑 79 试验区毗邻净化厂 CO₂ 捕集和储存系统。三是满足工业化应用超临界注入模式:采用气相管道输送、超临界注入、CO₂ 驱油产出气不分离全部超临界回注,流程简化、经济性好;该模式适用于规模和距离范围广的试验区,可用于工业化推广,如大情字井油田黑 46 试验区注气模式,以长岭气田产出的 CO₂ 为气源。

(2) 完善了 CO₂ 驱油采出流体集输处理和产出气循环注入技术,支撑建成 2 套循环注气中试装置。

通过模拟和现场取样实验分析,得到 CO₂ 驱油采出流体密度、黏度和 CO₂ 溶解度变化规律。通过 CO₂ 驱油采出流体集输流程、材质和计量现场试验,提出了 CO₂ 驱油采出流体最佳集输流程、防腐形式和计量方法,改进了气液分离器结构。通过优化集输和分离工艺,形成了两种计量方法,优选脱水及污水处理剂,形成了 CO₂ 驱油采出液脱水及污水处理技术。

提出了直接回注、混合回注和分离提纯后回注 3 种 CO₂ 驱油产出气循环注入技术路线,研究了胺法、变压吸附法及精馏与低温提馏耦合分离技术等相关分离工艺,采用变压吸附法可满足 CO₂ 含量从 3%到 90%变化需要。建成黑 59 试验区超临界混合回注中试装置和黑 79 试验区变压吸附分离提纯中试装置。其中,黑 59 试验区超临界混合回注中试装置采用国产压缩机、四级压缩,实现 CO₂ 及伴生气混注,现场最高运行压力为 26MPa,规模达 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;黑 79 试验区变压吸附分离提纯中试装置可实现黑 79 南试验区产出气(CO₂ 含量为 5%~90%)、长岭气田营城组天然气(CO₂ 含量 27%)及其混合气的分离,规模达 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(3) 完善了 2 项 CO₂ 驱油地面工程标准及控制体系。

CO₂ 驱油地面工程腐蚀风险控制体系:建立了 CO₂ 驱油腐蚀模拟试验装置,应用了在线腐蚀监测和缓蚀剂加注工艺,优选适合 CO₂ 驱油采出流体的玻璃钢管材,完善了应力对金属管道 CO₂ 腐蚀影响理论。

CO₂ 驱油地面工程 HSE 风险控制体系:认识了 CO₂ 及 CO₂ 驱油产出气在管道中泄漏扩散规律,分析了 CO₂ 净化、集输、输送、注入、分离、回注等环节的风险,提出了措施预案,完善了 HSE 体系。

提出了 CO₂ 气态输送、超临界注入的 CO₂ 驱油地面工程主体技术路线,建成了 CO₂ 捕集、输送和循环注入系统,实现了 CO₂ 驱油产出气循环注入和 CO₂ 零排放。

2.6 CO₂ 驱油与埋存配套技术

除了重点攻关 CO₂ 驱油与埋存的基础理论,以及油藏工程、采油工程和地面工程三大主体技术以外,还开展了 CO₂ 驱油与埋存油藏监测技术、潜力评价技术和战略规划等方面的研究,为我国 CO₂ 驱油与埋存安全和科学发展提供技术支撑和决策依据。

(1) 形成了 CO₂ 驱油与埋存油藏监测技术,为 CO₂ 驱油与埋存技术评价提供了手段。

第一,形成了 CO₂ 与地层油混相状况监测技术。一是通过三项监测判断混相状况,即通过地层压力监测,确定是否满足达到混相的压力条件;通过采油井生产动态监测,从动态反映上分析混相状况;通过地面油气组分和物性监测、地层油高压物性监测,取得混相的直接证据。二是完善了 CO₂ 混相驱油藏监测 4 个系列、14 项监测技术,其中 4 个系列分别是:CO₂ 驱油注气井监测技术系列、CO₂ 驱油采油井监测技术系列、CO₂ 驱油注采井间监测技术系列和 CO₂ 驱油混相状态监测技术系列。三是确定了 CO₂ 驱油藏监测项目的优化原则。

第二,形成了 CO₂ 运移及前缘监测技术。通过前缘形态分析和时间推移监测结果的对比分析,明确了试验区气驱前缘的推进特征,如对于黑 79 南试验区反九点井网,注入气仅波及边井,很难达到角井。

第三,形成了 CO₂ 驱油项目环境监测技术。环境监测项目分常态监测项目和应急监测项目。监测阶段划分为注气前阶段、注气阶段、项目关闭阶段和项目关闭后阶段。2012—2014 年,分别对黑 59 和黑 79 两个试验区的大气、土壤和地表水中 CO₂ 含量进行了监测,