

文章编号:1009-9603(2023)02-0027-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202201034

低渗透致密油藏CO₂驱油与封存技术及实践

王香增^{1,2},杨红^{1,3},王伟^{1,3},姚振杰^{1,3},梁全胜^{1,3},刘瑛^{1,3}

(1.陕西省CO₂封存与提高采收率重点实验室,陕西西安710065; 2.陕西延长石油(集团)有限责任公司,陕西西安710065; 3.陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院,陕西西安710065)

摘要:延长油田将煤化工CO₂减排和CO₂资源化利用创新结合,开创了陕北地区煤化工低碳发展和低渗透致密油藏绿色高效开发联动发展的产业模式。系统阐述了延长油田全流程一体化碳捕集、利用与封存(CCUS)技术及矿场试验,形成了煤化工低温甲醇洗低成本CO₂捕集技术,提出了低渗透致密油藏CO₂非混相驱“溶蚀增渗、润湿促渗”新理论,形成了以提高CO₂混相程度和CO₂驱立体均衡动用为主的CO₂高效驱油技术,明确了储层上覆层封闭机理,完善了盖层封盖能力和CO₂封存潜力评价方法,丰富了油藏CO₂安全监测技术体系。矿场实践表明CO₂驱油与封存技术在低渗透致密油藏具有广阔的应用前景。

关键词:CO₂驱;地质封存;低渗透致密油藏;低温甲醇洗;全流程一体化;延长油田

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Technology and practice of CO₂ flooding and storage in low-permeability tight reservoirs

WANG Xiangzeng^{1,2}, YANG Hong^{1,3}, WANG Wei^{1,3}, YAO Zhenjie^{1,3}, LIANG Quansheng^{1,3}, LIU Ying^{1,3}

(1.Shaanxi Key Laboratory of CO₂ Sequestration and Enhanced Oil Recovery, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 2.Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 3.Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China)

Abstract: By combining CO₂ emission reduction in the coal chemical industry with CO₂ resources utilization, Yanchang Oilfield created a linkage development model of the low-carbon development of the coal chemical industry and the green and efficient development in low-permeability tight reservoirs in the northern Shaanxi Province. This study systematically presented the whole-process integration technology of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) and field tests. For CO₂ capture, the low-temperature methanol washing technology in the coal chemical industry was formed, which had low costs. For CO₂ flooding, a new theory of “corrosion increasing permeability, wetting promoting permeability” was proposed for CO₂ immiscible flooding in low-permeability tight reservoirs. In addition, the efficient CO₂ flooding technology was developed to improve CO₂ miscibility and recovery the reservoirs by CO₂ flooding in a three-dimensional and balanced manner. For CO₂ storage, the sealing mechanism of overlying layers was clarified, and the evaluation methods for the capping capacity of cap layers and CO₂ storage potential and the CO₂ safety monitoring system of reservoirs were improved. Field practice shows that the application prospects of CO₂ flooding and storage technologies are broad in low-permeability tight reservoirs.

Key words: CO₂ flooding; geological storage; low-permeability tight reservoir; low-temperature methanol washing; whole-process integration; Yanchang Oilfield

随着极端气候灾害频现,温室气体减排愈发受到国际社会关注。2019年,中国与能源相关的CO₂

收稿日期:2022-01-20。

作者简介:王香增(1968—),男,河南滑县人,教授级高级工程师,博士,从事特低渗透致密油气开采理论与工程技术攻关工作。E-mail: sxyepwzx@163.com。

基金项目:国家重点研发计划项目“二氧化碳提高油藏采收率与地质封存一体化关键技术及应用示范”(2022YFE0206700)和“CO₂驱油技术及地质封存安全监测”(2018YFB0605500),陕西省青年科技新星项目“促进CO₂与原油混相的伴生气体体系构筑及其改善CO₂驱油效果评价”(2021KJXX-86)。

排放量已达 $98 \times 10^8 \text{ t}^{[1]}$, 占世界 CO_2 排放总量的 29.7%, CO_2 排放量较 2017 年增加 $4.7 \times 10^8 \text{ t}$, 占比增加 1.8%^[2], 减排压力巨大。碳捕集、利用与封存 (CCUS) 作为一项应对温室气体减排而发展起来的新兴技术, 在实现 CO_2 大规模减排中发挥重要作用。国际能源署 (IEA) 2020 年的研究表明, 在可持续发展情景下, CCUS 技术对 CO_2 累积减排量的贡献可达 15%^[1]。 CO_2 驱油与封存作为 CCUS 技术的重要组成部分和发展方向, 具有经济和环保双重效益, 被认为是当前经济和技术条件下 CO_2 减排的理想选择^[3-4]。

国外 CO_2 气藏资源丰富, 储层物性条件好, 经过 60 多年的发展, CO_2 驱油技术已基本成熟, 并以混相驱为主^[2-3, 5-8]。中国 CO_2 驱油技术起步相对较晚, 21 世纪初才逐步加大技术的攻关力度, 目前仅在部分油田储层条件较好的区块开展了小规模矿场试验。中国 CO_2 驱油与封存规模化发展主要面临以下问题: ①天然 CO_2 气源匮乏, 驱油用 CO_2 多从电厂和炼化工厂等排放尾气中捕获, CO_2 浓度低, 捕集成本高^[4, 9-10]。② CO_2 气源与注入场地距离远, 运输成本高。③油藏沉积环境多为陆相, 储层渗透率低, 非均质性严重, 混相压力高, CO_2 驱油与封存效果受限^[11]。

鄂尔多斯盆地是中国典型的低渗透致密含油气盆地和重要能源化工基地, 煤化工企业多, CO_2 排放量大^[12]。盆地内低渗透致密油藏石油地质储量占 80% 以上, 受储层基质致密、裂缝系统复杂的影响, 常规注水开发效果差且原油采收率低^[13]。 CO_2 具有较好的渗透性, 能进入水相难以波及到的微小孔隙空间, 并通过溶解、传质作用降低原油黏度和界面张力, 从而提高驱油效果^[14-16]。延长油田结合企业煤-气-油综合发展产业布局及其综合利用、深度转化的特色, 将煤化工排放的高浓度 CO_2 进行捕集, 并输送至盆地就近油田开展 CO_2 驱油与封存, 形成了全流程一体化 CCUS 技术与工程示范, 成功开创了陕北地区煤化工低碳发展和油气资源绿色高效开发联动发展的产业模式。

1 煤化工 CO_2 捕集技术

CO_2 捕集成本约占 CCUS 项目总成本的 60%, 是能耗和成本最高的环节^[10, 17]。与电厂和炼化工厂等排放的低浓度 CO_2 不同, 煤化工生产和产品转化过程中排放的 CO_2 浓度高, 无需通过化学吸收、膜分离等技术手段对 CO_2 进行处理, 只需对其进行分离、压缩、冷却、提纯后即可获得体积分数大于 90% 的

CO_2 , 捕集成本大幅降低, 这为 CCUS 规模化发展创造了条件^[18-20]。

延长油田充分发挥煤制甲醇联产醋酸过程排放的 CO_2 浓度高和甲醇获得性好的特点^[21], 采用低温甲醇洗 CO_2 捕集工艺, 以煤气化过程中变压吸附尾气为原料, 通过分离器将 CO_2 从无硫中压甲醇富液中解吸, 并嵌入换热器回收冷量以维持原系统的能量平衡, 经净化、液化、冷却并分离杂质气体后, 最终得到纯度为 99.6% 的液态 CO_2 。低温甲醇洗 CO_2 捕集工艺投资设备少, 运行能耗低, 已建成的 10^5 t/a CO_2 捕集装置的捕集成本仅为 117 元/t。

2 CO_2 驱油理论与技术

延长油田低渗透致密油藏属于典型的低压油藏, 地层压力系数仅为 0.6~0.8, 地层能量低, 同时受油藏前期衰竭式开发的影响, 地层能量保持水平低, 且储层微裂缝和人工压裂裂缝错综复杂, CO_2 驱油易气窜。有效补充地层能量和控制气窜是提高 CO_2 驱油效果的关键。

2.1 非混相驱油机理

混相程度是指当前地层压力与最小混相压力的比值, 是评价 CO_2 与原油能否实现混相的关键参数, 一般来说, 只有当混相程度接近或大于 1 时, CO_2 才能与原油实现混相, 即为 CO_2 混相驱; 当混相程度小于 1 时, 为 CO_2 非混相驱。细管实验结果表明: 延长油田延长组长 8 及其以上油层最小混相压力均高于原始地层压力, 混相程度均小于 1, 为 CO_2 非混相驱 (图 1)。通过考虑地质特点、流体性质和开发特征等因素共 14 项指标, 建立了 CO_2 驱适应性及潜力评价方法, 评价显示延长油田适合 CO_2 驱的石油地质储量约为 $17 \times 10^8 \text{ t}$, 其中非混相驱占 67.5%^[22]。

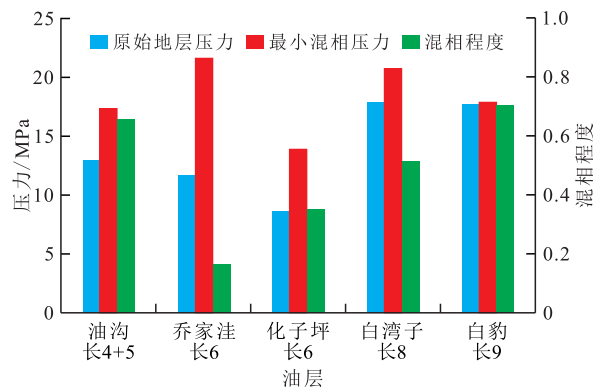


图 1 延长油田典型区块主力油层最小混相压力和混相程度

Fig.1 Minimum miscibility pressure and miscibility of main reservoirs in typical block of Yanchang Oilfield

以靖边乔家洼油区长6油层为例,研究认为CO₂可大量溶解于原油中,其在原油中最高溶解量可达60.20 mol%,使原油黏度降低64.29%,体积膨胀30.16%^[23];CO₂、地层水与富含伊利石、绿泥石等酸性矿物的储层岩石相互作用会改变岩石物性和润湿性,使岩石渗透率最高增大24.38%,润湿角减小10°~20°^[24-27]。由此可见,延长油田CO₂非混相驱不仅具有降黏膨胀、补充能量等作用,还具有“溶蚀增渗、润湿促渗”的作用,这有助于增强流体在低渗透致密储层的移动,强化CO₂渗吸排油效果^[28]。

2.2 混相程度提高技术

尽管非混相驱条件下,CO₂依然可以较大幅度提高驱油效果,但由于低渗透致密油藏地层压力衰减快,同时受前期衰竭式开发方式的影响,延长油田典型区块主力油层混相程度普遍较低,多为0.2~0.7(图1),严重影响CO₂驱开发效果。理论研究和矿场实践均表明,CO₂混相驱/近混相驱可以获得更好的开发效果,故通过降低最小混相压力和快速提升地层压力来提高混相程度。

原油组成是影响CO₂与原油最小混相压力的关键参数^[29]。原油中轻质组分越多,CO₂在其中的溶解能力就越强,CO₂与原油间的组分传质作用就越强,即CO₂与原油就越容易混相,因此可以通过添加助剂来增强CO₂在原油中的溶解能力及其对原油轻质组分的萃取能力以降低最小混相压力。全面评价对烷烃类、醇类、酯类、石油醚及油溶性表面活性剂等降低最小混相压力的效果进行全面评价^[30-31],结果显示:全乙酰葡萄糖十二烷基酯、柠檬酸异戊酯、石油醚(沸程为30~60℃)、乙醇、乙二醇丁醚和C₂—C₅降低最小混相压力效果最为明显。综合考虑经济因素和实验效果,提出了“乙醇+乙二醇丁醚”复配型助剂来降低最小混相压力,在吴起白豹油区注入0.01 PV该助剂后,长9油层CO₂最小混相压力由18.35 MPa降至15.30 MPa,降低幅度达16.62%(图2),混相程度可提高至0.87;同时,油井生产伴生气中C₂—C₅含量约为15%~20%,这有利于矿场利用去除CH₄后伴生气回注以降低最小混相压力。另外,利用微生物技术筛选驯化出一种具有分解原油重质组分的YM8降烃菌,其对原油中C₁₁—C₃₅重质组分降解率可达56%。在CO₂驱前注入质量分数为2%的YM8降烃菌发酵液段塞0.03 PV,驱油效率可提高20%以上^[32]。

此外,还探索了“CO₂灌注”技术,以井组为单元,在接近地层破裂压力条件下,通过优化注入和

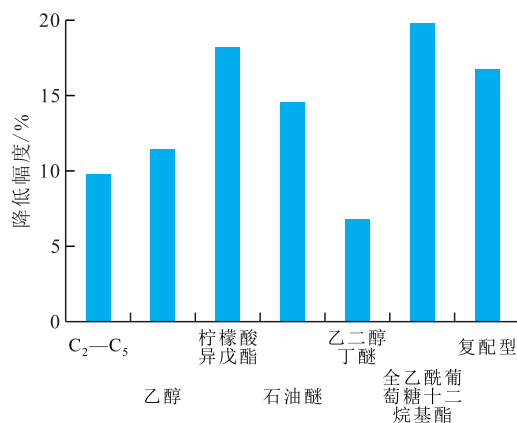


图2 不同类型助剂对最小混相压力降低效果

Fig.2 Effect of different auxiliaries on reducing minimum miscible pressure

关井参数,向储层阶梯式快速注入大量液态CO₂,为局部井组快速补充能量,从而达到提升地层压力、提高混相程度的目的。

2.3 CO₂驱立体均衡动用技术

由于低渗透致密油藏储层强非均质性和非混相驱中CO₂与原油间不利的流度比,低渗透致密油藏CO₂非混相驱极易发生气窜^[33-34]。CO₂驱立体均衡动用技术的目的是依据CO₂气窜程度,采用不同技术手段对其进行分类治理,达到扩大波及体积,防控气体突破,促进见效增产和改善开发效果的目的^[35]。

基于室内实验和矿场CO₂驱注采动态,将CO₂驱划分为“未见气、见气前缘、气体突破、严重气窜”4个阶段,并针对性提出了“注采协调、水气交替、泡沫抑窜、凝胶封堵”的CO₂驱立体均衡动用技术(表1)。对未见气阶段,主要根据注采井间生产动态响应情况,适时调整注采参数,加快CO₂驱见效增产。对见气前缘阶段,水气交替对延缓气窜效果明显,通过优化水气交替注入参数,分析其非均质性适应性界限,明确了水气交替最佳注入速度、注入段塞尺寸和气水比分别为0.73 mL/min, 0.1 PV和1:1时^[36],水气交替对储层渗透率级差的控制界限约为10~30^[37];另外,研发了兼具流度控制和调剖性能的CO₂增稠剂APFR-2,在油藏压力和温度分别为14 MPa和50℃的条件下,可增大CO₂黏度约18倍,提高驱油效率为12%以上^[38]。对气体突破阶段,为减缓CO₂突破,开发了黏弹性网络结构CO₂超微泡沫体系,平均泡沫直径为10~50 μm,油水界面张力为3.83×10⁻² mN/m,实验驱油效率较水驱提高15%以上^[39];也可采取间歇注气的方式,通过优化间歇时长等参数抑制气窜。对严重气窜阶段,研制了地下原位成胶丙烯酰胺改性纤维素复合凝胶体系,该体

系具有成胶前黏度低(小于6 mPa·s)、注入性好、成胶后封堵能力强(对水和CO₂窜流封堵率分别为99%和97%)、适应高盐(矿化度大于50 000 mg/L)和酸性(3.5≤pH值<7)储层环境等特点。

表1 CO₂驱生产特征及治理措施
Table1 Production characteristics and treatment measures of CO₂ flooding

阶段	生产特征		治理措施
	见气特征	产油特征	
未见气	CO ₂ 体积分数≤5%	无明显变化特征	注采协调
见气前缘	气流不连续, 5% < CO ₂ 体积分数 ≤ 50%	较大幅度上升	水气交替、CO ₂ 增稠剂
气体突破	气流连续, 50% < CO ₂ 体积分数 ≤ 95%	稳定或 小幅度下降	间歇注气、CO ₂ 泡沫抑窜
严重气窜	气流大, CO ₂ 体积分数 > 95%	迅速降低	凝胶封窜

3 CO₂封存理论与技术

由于地质构造、黏滞力和毛管压力作用、CO₂在地层流体中的溶解及其与地层岩石矿物和流体相互作用,CO₂驱油的同时被封存在油藏中^[40-42]。将大量CO₂持续注入油藏会引发储层一定范围内的压力传播和流体运移,当储层压力积聚到一定程度时,CO₂甚至会突破盖层,沿着地层薄弱环节向上泄漏^[43-44]。因此,明确盖层封闭机理,评估盖层封盖能力和多方位开展油藏地质封存体CO₂泄漏监测至关重要。

3.1 盖层封闭性

在CO₂封存项目中,盖层通常是指储层上方的非渗透性岩层,对抑制CO₂向储层上方运移具有重要作用,一般具有厚度较大和分布较广的特征^[45-46]。延长油田CO₂封存试验区盖层封闭机理主要为物理封闭,盖层总体表现出孔喉细小、连通性差、束缚水饱和度较高和力学完整性较好的特点^[42,47]。

以杏子川油区长4+5盖层为例,研究表明:盖层岩性主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,厚度约为70~100 m,泥地比为6.3%~87.6%,渗透率小于0.1 mD,孔隙度为1.8%~7.9%,盖层宏观封闭性较好。岩心实验进一步发现:盖层孔隙半径主要为100~150 μm,喉道半径主要为1.0~2.5 μm,主体呈现中-小孔细喉道的特征,孔喉进汞效率和退汞效率相差49.4%,喉道进汞饱和度仅为1.8%,CO₂在孔喉空间中运移阻力大。盖层中可动流体饱和度仅为9.6%,可动流体孔隙度仅为0.4%,CO₂-地层水两

相区含水饱和度宽度仅为11.2%,当束缚水饱和度为90.4%时,CO₂相对渗透率为0.23,CO₂在盖层中渗流较为困难。同时盖层突破压力为9.9 MPa,抗压强度为56.2 MPa,盖层防CO₂突破的力学性能较好。综上所述,盖层微观封闭性较好。

CO₂突破压力是指当CO₂压力超过上覆地层静水压力与CO₂-水的毛管压力之和时,CO₂发生渗流时的临界压力值。因此,CO₂突破压力越大,盖层封闭性越好。在CO₂地质封存工程中,突破压力是评价盖层封闭性的重要参数,可为封存场地筛选和封存潜力评估提供依据^[48]。研究表明:CO₂突破压力受盖层厚度影响明显,但传统CO₂突破压力经验公式并未考虑其影响。基于延长油田多个CO₂封存试验区盖层CO₂突破压力实验值,建立了以测井声波时差和盖层厚度为主要评价参数的盖层CO₂突破压力预测模型^[49],其表达式为:

$$p = 2468.9 \left(\frac{h}{\Delta t} \right)^2 - 1810.7 \frac{h}{\Delta t} + 343.4 \quad (1)$$

3.2 CO₂封存潜力

近年来,多家研究机构提出了油藏CO₂封存潜力评估方法,但适用条件各异。目前,较权威的油藏CO₂封存潜力计算方法主要由美国能源部(US-DOE)、碳封存领导人论坛(CSLF)、美国地质调查局(USGS)等提出,中国石油勘探开发研究院(RIPED)结合中国油藏实际对碳封存领导人论坛提出的方法(CSLF方法)进行了改进。由于油藏属性差异和开发阶段不同,关于油藏CO₂封存潜力评估尚未形成统一的计算方法^[40-42,50]。但值得注意的是,延长油田基于体积平衡理论,建立了考虑溶解封存和束缚封存机理的油藏CO₂理论封存潜力计算方法,并对油田主要区块和层位进行了CO₂封存潜力评估,计算公式包括:

$$M_{eCO_2} = M_{gCO_2} + M_{oCO_2} + M_{wCO_2} \quad (2)$$

$$M_{gCO_2} = \rho_{CO_2} \left(\frac{N_{OOIP}}{\rho_o} R_o + \frac{N_{OOIP}}{\rho_o} C_o \Delta p + \frac{N_{OOIP}}{\rho_o S_o} S_w C_w \Delta p \right) \quad (3)$$

$$M_{oCO_2} = 44 \frac{N_{OOIP}}{\rho_o} BC (1 - R_o) \quad (4)$$

$$M_{wCO_2} = 10^{-7} \frac{N_{OOIP}}{\rho_o S_o} BS_w \rho_{wCO_2} w_s^{CO_2} \quad (5)$$

评估结果表明:延长油田CO₂理论封存潜力约为8.84×10⁸ t,主要分布于吴起、定边、杏子川等西部油区延长组长4+5、长6和长7以下储层。

3.3 CO₂封存安全监测技术

由于地质条件存在不确定性,注入地层的CO₂具有一定的泄漏风险,一旦发生大量的CO₂泄漏,会对生态环境和社会安全产生重大影响,对CO₂进行系统、完整、有效的监测是保障CO₂封存安全的重要措施^[51-53]。延长油田结合试验区黄土塬地形地貌特点,建立了地下-地面-地上的“三位一体”CO₂封存安全监测技术体系,实现了对CO₂封存的全面监测。具体来说:①对储层CO₂运移情况进行监测,明确储层CO₂波及范围和前缘位置,主要采用时移VSP地震、分布式光纤、套管气CO₂浓度及SF₆气相示踪监测;对盖层完整性进行监测,采用的技术主要为井地联合微地震;取样分析深层及浅层地下水pH值、离子组成及浓度。②地面监测主要是对土壤、地表水和植被等进行监测,以观测CO₂注入对其的影响,采用的监测技术主要包括取样分析地表水离子组成及浓度,利用红外气体分析仪监测土壤中CO₂浓度,利用C¹³同位素监测并追溯CO₂的来源。③地上监测主要是采用在线监测仪监测试验区大气中CO₂浓度,同时,通过取样进行C¹³同位素监测;利用遥感卫星对地表形变进行监测。

4 CO₂驱油与封存工程实践及效果

2007年以来,延长油田先后在靖边乔家洼和吴起油沟油区开展了先导试验,CO₂累计注入量为14.92×10⁴ t,增油量为1.9×10⁴ t,CO₂封存量为14.88×10⁴ t,取得了较好的增油和CO₂封存效果。此外,2021年8月建成杏子川化子坪10⁵ t CCUS示范工程并投注,CO₂累计注入量为4.2×10⁴ t。

4.1 CO₂驱油效果分析

4.1.1 靖边乔家洼油区CO₂非混相驱先导试验

靖边乔家洼油区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中北部,主力含油层位为延长组长6油层,储层岩性为细-中砂岩,平均孔隙度为10.7%,平均渗透率为0.75 mD,平均含油饱和度为42%,油藏埋深为1 617 m,油藏温度为44 ℃,有效厚度为12.3 m,可采石油地质储量为39.4×10⁴ t,地层原油密度为0.86 g/cm³,地层原油黏度为2.6 mPa·s。

2012年9月试验区首口CO₂注入井投注,2014年6月建成注气井5口,平均单井日注气量为16.5 t/d,受气窜影响,试验区于2016年7月开始转为水气交替注入。注入CO₂后,地层压力由3.49 MPa恢复至8.54 MPa,油区平均单井日产量上升至注气前

的1.76倍,含水率下降6.96%,自然递减率减缓12.26%。截至2018年10月,试验区CO₂注入量为9.31×10⁴ t。

4.1.2 吴起油沟油区CO₂非混相驱先导试验

吴起油沟油区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中南部,目标层位为延长组长4+5油层,储层岩性主要为细-中砂岩,平均孔隙度为9.8%,平均渗透率为0.78 mD,平均含油饱和度为55%,油藏埋深为1 960 m,油藏温度为60 ℃,有效厚度为8.9 m,可采石油地质储量为132.5×10⁴ t,地层原油密度为0.78 g/cm³,地层原油黏度为2.4 mPa·s。

2014年12月试验区首口CO₂注入井投注,2016年6月建成注气井5口,平均单井日注气量为18 t/d。CO₂注入后,自然递减率减缓9.3%,油区平均单井月产油量在水驱基础上提高20.03 t/月(图3)。截至2020年12月,试验区共注入5.61×10⁴ t的CO₂,累计增油量为1.23×10⁴ t,折算阶段换油率为0.22 t/t,预测在水驱基础上提高采收率8%以上。

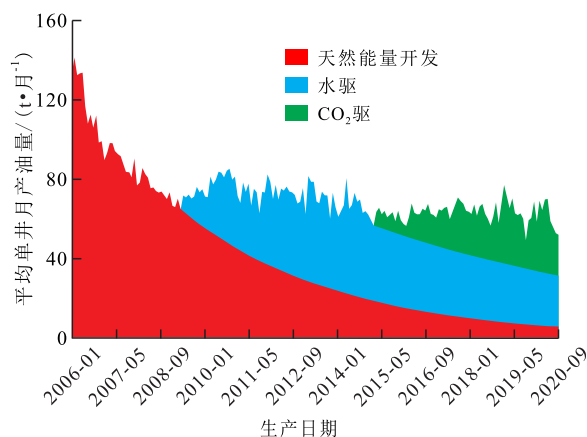


图3 吴起油沟油区CO₂非混相驱前后生产动态

Fig.3 Production performance before and after CO₂ immiscible flooding in Wuqi Yougou region

4.2 CO₂封存效果分析

CO₂安全监测和油藏生产动态监测情况是分析CO₂封存效果的基础。SF₆气相示踪剂监测发现:SF₆气相示踪剂均在油井中产出,而其他地面监测点未监测到SF₆气相示踪剂^[54]。油井气相SF₆示踪剂产出量与套管气中CO₂浓度变化规律一致,平面上呈现NE—WS向的分布特征,对该方向的CO₂渗流通道进行调控可以提高CO₂驱油与封存效果。结合试验区油藏生产动态监测情况,CO₂随原油产出量约为400 t。

模拟实验结果表明:pH值、Ca²⁺和Mg²⁺浓度是地下水CO₂泄漏的敏感因子,可作为试验区CO₂泄漏的指示指标。地下水持续监测结果表明:CO₂注入

前,深层地下水 pH 值为 6.87~7.08, Ca^{2+} 质量浓度为 4.36~20.84 g/L, Mg^{2+} 质量浓度为 176.24~354.46 mg/L; 浅层地下水 pH 值为 7.72~7.89, Ca^{2+} 质量浓度为 89.42~129.03 mg/L, Mg^{2+} 质量浓度为 56.69~98.03 mg/L。CO₂ 注入后,深层地下水 pH 值为 6.95~7.17, Ca^{2+} 质量浓度为 3.95~19.79 g/L, Mg^{2+} 质量浓度为 167.73~360.71 mg/L; 浅层地下水 pH 值为 7.78~7.95, Ca^{2+} 质量浓度为 86.25~138.95 mg/L, Mg^{2+} 质量浓度为 55.07~99.89 mg/L。由此可见,CO₂ 注入前后地下水 pH 值、 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 浓度相比未见明显变化。土壤气监测结果显示:注入前后 CO₂ 体积分数变化范围均为 1.5%~2.8%, 呈现夏秋季高、秋冬季低的季节性变化; C¹³ 同位素监测到的 CO₂ 的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -39.3‰~-25.6‰, 而注入的 CO₂ 的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -17‰~-15‰, 二者差异较大, 表明监测到的 CO₂ 并非来自地层注入的 CO₂, 注入 CO₂ 期间未发生泄漏。大气监测结果显示:监测到的 CO₂ 体积分数主要为 0.040%~0.041%, 监测到的 CO₂ 的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -34.3‰~-26.1‰, 与注入的 CO₂ 的 $\delta^{13}\text{C}$ 值显然不同。地表形变监测数据表明:CO₂ 注入影响区与背景区的地表形变速度范围均为 -3~6 mm/a, 可见两区域的地表形变特征基本一致, 并未监测到明显差异。

由“三位一体”连续监测结果可知, 试验区未发生 CO₂ 泄漏, 油藏 CO₂ 封存安全有效。除少部分 CO₂ 随原油产出外, 注入的 CO₂ 均已实现有效封存, CO₂ 阶段封存率超过 99%。

5 结论

CO₂ 驱油不仅可以大幅提高低渗透致密油藏采收率, 还能实现 CO₂ 安全有效封存, 是保障国家能源安全和实现“双碳”目标的战略选择与发展方向, 具有广阔的应用前景。

经过多年的技术攻关与矿场实践, 延长油田初步形成了 CCUS 全流程一体化技术, 形成了煤化工低成本 CO₂ 捕集技术, 丰富了 CO₂ 非混相驱油理论, 发展了低渗透致密油藏 CO₂ 高效驱油技术, 明确了储层上覆盖层封闭机理, 完善了盖层封盖能力和 CO₂ 封存潜力评价方法, 建立了 CO₂ 封存安全监测技术体系, 有力支撑了企业碳减排和低渗透致密油藏的有效开发, 并在矿场应用中取得了较好的效果。延长油田 CCUS 全流程一体化技术和产业发展模式对其他地区开展 CO₂ 驱油与封存工程示范具有一定借鉴意义。

符号解释

- B ——原油体积系数;
 C ——饱和条件下 CO₂ 摩尔溶解度, mol/cm³;
 C_o ——原油压缩系数, MPa⁻¹;
 C_w ——地层水压缩系数, MPa⁻¹;
 h ——盖层厚度, m;
 $M_{e\text{CO}_2}$ ——CO₂ 理论封存量, 10⁴ t;
 $M_{g\text{CO}_2}$ ——束缚封存量, 10⁴ t;
 $M_{o\text{CO}_2}$ ——原油中 CO₂ 溶解量, 10⁴ t;
 $M_{w\text{CO}_2}$ ——地层水中 CO₂ 溶解量, 10⁴ t;
 N_{OoIP} ——石油地质储量, 10⁴ t;
 p ——CO₂ 突破压力, MPa;
 Δp ——油藏原始地层压力与当前地层压力的差值, MPa;
 R_o ——原油采收率提高值, %;
 S_o ——原始含油饱和度, %;
 S_w ——原始含水饱和度, %;
 $\overline{\Delta t}$ ——盖层平均声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$;
 $w_s^{\text{CO}_2}$ ——饱和条件下地层水中 CO₂ 质量分数, %;
 ρ_{CO_2} ——原始油藏条件下 CO₂ 密度, kg/m³;
 ρ_o ——原油密度, kg/m³;
 $\rho_{w\text{CO}_2}$ ——饱和 CO₂ 条件下地层水密度, kg/m³。

参考文献

- [1] 张贤, 李凯, 马乔, 等. 碳中和目标下 CCUS 技术发展定位与展望[J]. 中国人口·资源与环境, 2021, 31(9): 29-33.
ZHANG Xian, LI Kai, MA Qiao, et al. Orientation and prospect of CCUS development under carbon neutrality target[J]. China Population, Resources and Environment, 2021, 31(9): 29-33.
- [2] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与埋存技术及实践[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.
- [3] 秦积舜, 李永亮, 吴德斌, 等. CCUS 全球进展与中国对策建议[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 20-28.
QIN Jishun, LI Yongliang, WU Debin, et al. CCUS global progress and China's policy suggestions[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 20-28.
- [4] 胡永乐, 郝明强. CCUS 产业发展特点及成本界限研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 15-22.
HU Yongle, HAO Mingqiang. Development characteristics and cost analysis of CCUS in China[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 15-22.
- [5] 王香增. 低渗透砂岩油藏二氧化碳驱油技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
WANG Xiangzeng. CO₂ flooding technology in low permeability

- sandstone reservoir[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2017.
- [6] 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.
- [7] 赵志强,张贺,焦畅,等.全球CCUS技术和应用现状分析[J].现代化工,2021,41(4):5-10.
ZHAO Zhiqiang, ZHANG He, JIAO Chang, et al.Review on global CCUS technology and application[J].Modern Chemical Industry,2021,41(4):5-10.
- [8] 李士伦,孙雷,陈祖华,等.再论CO₂驱提高采收率油藏工程理念和开发模式的发展[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):1-14.
LI Shilun, SUN Lei, CHEN Zuhua, et al.Further discussion on reservoir engineering concept and development mode of CO₂ flooding-EOR technology [J].Reservoir Evaluation and Development,2020,10(3):1-14.
- [9] 邢力仁,武正弯,张若玉.CCUS产业发展现状与前景分析[J].国际石油经济,2021,29(8):99-105.
XING Liren, WU Zhengwan, ZHANG Ruoyu.Development status and prospect analysis of CCUS industry [J].International Petroleum Economics,2021,29(8):99-105.
- [10] 米剑锋,马晓芳.中国CCUS技术发展趋势分析[J].中国电机工程学报,2019,39(9):2537-2543.
MI Jianfeng, MA Xiaofang.Development trend analysis of carbon capture, utilization and storage technology in China [J].Proceedings of the CSEE,2019,39(9):2537-2543.
- [11] 李阳.低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J].油气地质与采收率,2020,27(1):1-10.
LI Yang.Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2020,27(1):1-10.
- [12] 王香增,高瑞民,张书琴,等.煤制甲醇及下游产品过程中CO₂排放计算及分析[J].洁净煤技术,2011,17(3):79-81.
WANG Xiangzeng, GAO Ruimin, ZHANG Shuqin, et al.Research on CO₂ emission during making methanol and it's downstream products from coal [J].Clean Coal Technology,2011,17(3):79-81.
- [13] 王香增.低渗透油田开采技术[M].北京:石油工业出版社,2012.
WANG Xiangzeng.Technology of low permeability reservoir development[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2012.
- [14] 王千,杨胜来,拜杰,等.CO₂驱油过程中孔喉结构对储层岩石物性变化的影响[J].石油学报,2021,42(5):654-668,685.
WANG Qian, YANG Shenglai, BAI Jie, et al.Influence of pore throat structure on changes in physical properties of reservoir rock during CO₂ flooding [J].Acta Petrolei Sinica,2021,42(5):654-668,685.
- [15] 李四海,夏玉磊,兰建平,等.鄂尔多斯盆地长7致密油储层二氧化碳驱油实验[J].科学技术与工程,2020,20(6):2251-2257.
LI Sihai, XIA Yulei, LAN Jianping, et al.CO₂ flooding experiment in the Chang-7 tight oil reservoir of Ordos Basin [J].Science Technology and Engineering,2020,20(6):2251-2257.
- [16] 钱坤,杨胜来,窦洪恩,等.特低渗油藏不同CO₂注入方式微观驱油特征[J].新疆石油地质,2020,41(2):204-208.
QIAN Kun, YANG Shenglai, DOU Hongen, et al.Microscopic characteristics of oil displacement with different CO₂ injection modes in extra-low permeability reservoirs [J].Xinjiang Petroleum Geology,2020,41(2):204-208.
- [17] YOUNAS M, SOHAIL M, LEONGL K, et al.Feasibility of CO₂ adsorption by solid adsorbents: a review on low-temperature systems [J].International Journal of Environmental Science and Technology,2016,13(7):1839-1860.
- [18] 袁建军,袁本旺,杜国强.煤炭清洁转化过程中二氧化碳的排放与捕集[J].现代化工,2018,38(3):1-3.
YUAN Jianjun, YUAN Benwang, DU Guoqiang.Emission and capture of CO₂ in clean conversion of coal [J].Modern Chemical Industry,2018,38(3):1-3.
- [19] 张新庄,杨天华.煤制甲醇联产醋酸关键工艺技术选择分析[J].煤化工,2011,39(1):42-44.
ZHANG Xinzhuang, YANG Tianhua.Selection of key process technologies for coal-to-methanol and acetic acid plants [J].Coal Chemical Industry,2011,39(1):42-44.
- [20] 刘练波,郜时旺,许世森.燃煤烟气CO₂捕集系统与电厂系统集成分析[J].中国电机工程学报,2014,34(23):3843-3848.
LIU Lianbo, GAO Shiwang, XU Shisen.Analysis on system integration between carbon capture and coal-fired power plant [J].Proceedings of the CSEE,2014,34(23):3843-3848.
- [21] 康宇龙,白艳伟,江绍静,等.延长石油碳捕集、利用与封存全流程技术特色与工程实践[J].应用化工,2020,49(7):1782-1786.
KANG Yulong, BAI Yanwei, JIANG Shaojing, et al.Technical features and engineering practice of Yanchang full-chain carbon capture, utilization and storage project [J].Applied Chemical Industry,2020,49(7):1782-1786.
- [22] 杨红,王宏,南宇峰,等.油藏CO₂驱油提高采收率适宜性评价[J].岩性油气藏,2017,29(3):140-146.
YANG Hong, WANG Hong, NAN Yufeng, et al.Suitability evaluation of enhanced oil recovery by CO₂ flooding [J].Lithologic Reservoirs,2017,29(3):140-146.
- [23] 王伟,赵永攀,江绍静,等.鄂尔多斯盆地特低渗油藏CO₂非混相驱实验研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2017,32(6):87-92.
WANG Wei, ZHAO Yongpan, JIANG Shaojing, et al.Experimental study on CO₂ immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs, Ordos Basin [J].Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science,2017,32(6):87-92.
- [24] 朱子涵,李明远,林梅钦,等.储层中CO₂-水-岩石相互作用研究进展[J].矿物岩石地球化学通报,2011,30(1):104-112.
ZHU Zihan, LI Mingyuan, LIN Meiqin, et al.Review of the CO₂-water-rock interaction in reservoir [J].Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry,2011,30(1):104-112.
- [25] 汤瑞佳,黄春霞,余华贵,等.延长油田CO₂-岩石-地层水相互

- 作用规律[J]. 油田化学, 2015, 32(4): 515-519.
- TANG Ruijia, HUANG Chunxia, YU Huagui, et al. Interaction law between CO₂, rock and formation water in Yanchang Oilfield[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(4): 515-519.
- [26] 曲希玉, 刘立, 胡大千, 等. CO₂流体对含片钠铝石砂岩改造作用的实验研究[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2007, 37(4): 690-697.
- QU Xiyu, LIU Li, HU Daqian, et al. Study on the dawsonite sandstones reformation with CO₂ fluid[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2007, 37(4): 690-697.
- [27] 王伟, 赵永攀, 江绍静, 等. 延长组特低渗油藏CO₂驱储层溶蚀与结垢规律[J]. 油田化学, 2018, 35(1): 91-96, 108.
- WANG Wei, ZHAO Yongpan, JIANG Shaojing, et al. Corrosion and scaling of CO₂ flooding in Yanchang ultra-low permeability reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(1): 91-96, 108.
- [28] 王香增, 党海龙, 高涛. 延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1 026-1 034.
- WANG Xiangzeng, DANG Hailong, GAO Tao. Method of moderate water injection and its application in ultra-low permeability oil reservoirs of Yanchang Oilfield, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1 026-1 034.
- [29] 杨红, 余华贵. 原油组分对CO₂最小混相压力的影响[J]. 精细石油化工进展, 2014, 15(6): 25-27.
- YANG Hong, YU Huagui. Experimental study on impact of crude oil components on minimum miscibility pressure between CO₂ and crude oil[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2014, 15(6): 25-27.
- [30] SAIRA, JANNA F, LE-HUSSAIN F. Effectiveness of modified CO₂ injection at improving oil recovery and CO₂ storage—review and simulations[J]. Energy Reports, 2020, 6: 1 922-1 941.
- [31] DING Mingchen, WANG Yefei, WANG Wei, et al. Potential to enhance CO₂ flooding in low permeability reservoirs by alcohol and surfactant as co-solvents[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 182(4): 106305-1-106305-10.
- [32] 王成俊, 高瑞民, 赵丽, 等. 一种利用微生物降烃菌来降低CO₂驱最小混相压力的方法: 201710597203.7.2[P]. 2017-12-05.
- WANG Chengjun, GAO Ruimin, ZHAO Li, et al. A method for reducing the minimum miscible pressure of CO₂ flooding by using microbial hydrocarbon-reducing bacteria: 201710597203.7.2 [P]. 2017-12-05.
- [33] 鲍云波. CO₂气窜主控因素研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(9): 2 348-2 351, 2 366.
- BAO Yunbo. The research on main controlling factors of CO₂ gas channeling [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(9): 2 348-2 351, 2 366.
- [34] 王维波, 余华贵, 杨红, 等. 低渗透裂缝性油藏CO₂驱两级封窜驱油效果研究[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 69-73.
- WANG Weibo, YU Huagui, YANG Hong, et al. Effect of two-stage sealing gas channeling and flooding in low permeability fracture reservoirs during CO₂ flooding[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(1): 69-73.
- [35] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国CO₂驱油与埋存技术及实践[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.
- [36] 杨红, 余华贵, 黄春霞, 等. 低渗油藏水驱后CO₂驱潜力评价及注入参数优化[J]. 断块油气田, 2015, 22(2): 240-244.
- YANG Hong, YU Huagui, HUANG Chunxia, et al. Potential evaluation and injection parameter optimization of CO₂ flooding after waterflooding in low permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(2): 240-244.
- [37] 杨红, 江绍静, 王宏, 等. 靖边乔家洼油区裂缝性特低渗透油藏CO₂驱油气窜控制方法的适应性研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2017, 32(2): 105-109, 115.
- YANG Hong, JIANG Shaojing, WANG Hong, et al. Research of adaptability of gas channeling controlling methods in CO₂ flooding of fractured ultra-low permeability reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science, 2017, 32(2): 105-109, 115.
- [38] 张蒙, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. 二氧化碳与稠化剂降低流度改善气驱效果评价[J]. 油田化学, 2020, 37(2): 273-278.
- ZHANG Meng, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Effect of thickener and carbon dioxide system on mobility reduction and gas flooding improvement [J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(2): 273-278.
- [39] 申哲娜, 洪玲, 郭肖, 等. 一种自组装超微泡沫驱油剂及其制备方法与应用: 201710864250.3[P]. 2017-12-22.
- SHEN Zhen, HONG Ling, GUO Xiao, et al. A self-assembled ultra-fine foam oil displacement agent and its preparation method and application: 201710864250.3 [P]. 2017-12-22.
- [40] 孙腾民, 刘世奇, 汪涛. 中国二氧化碳地质封存潜力评价研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2021, 49(11): 10-20.
- SUN Tengmin, LIU Shiqi, WANG Tao. Research advances on evaluation of CO₂ geological storage potential in China [J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(11): 10-20.
- [41] 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.
- [42] 杨红, 赵习森, 康宇龙, 等. 鄂尔多斯盆地CO₂地质封存适宜性与潜力评价[J]. 气候变化研究进展, 2019, 15(1): 95-102.
- YANG Hong, ZHAO Xisen, KANG Yulong, et al. Evaluation on geological sequestration suitability and potential of CO₂ in Ordos Basin [J]. Climate Change Research, 2019, 15(1): 95-102.
- [43] 李小春, 袁维, 白冰. CO₂地质封存力学问题的数值模拟方法综述[J]. 岩土力学, 2016, 37(6): 1 762-1 772.
- LI Xiaochun, YUAN Wei, BAI Bing. A review of numerical simulation methods for geomechanical problems induced by CO₂ geological storage [J]. Rock and Soil Mechanics, 2016, 37(6): 1 762-1 772.
- [44] 刘苗苗, 孟令东, 王海学, 等. 二氧化碳地质封存中盖层力学完整性数值模拟研究综述[J]. 特种油气藏, 2020, 27(2): 8-15.
- LIU Miaomiao, MENG Lingdong, WANG Haixue, et al. Review on mechanical integrity simulation of caprock in the geological storage of CO₂ [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(2): 8-15.

- [45] 孔维钟,白冰,李小春.CO₂咸水层封存中组合盖层密封效果的影响因素[J].交通科学与工程,2015,31(3):53-60.
KONG Weizhong, BAI Bing, LI Xiaochun.Factors of sealing efficiency of combined caprocks for CO₂ storage in saline aquifer[J].Journal of Transport Science and Engineering, 2015, 31(3): 53-60.
- [46] 马鑫,李义连,杨国栋,等.盖层不确定性对CO₂地质封存安全性的影响[J].安全与环境工程,2013,20(4):45-50.
MA Xin, LI Yilian, YANG Guodong, et al.Impact of the uncertainties of caprocks on the security of CO₂ geological storage[J].Safety and Environmental Engineering, 2013, 20(4): 45-50.
- [47] 赵习森,杨红,陈龙龙,等.延长油田化子坪油区长6油层CO₂驱油与封存潜力分析[J].西安石油大学学报:自然科学版,2019,34(1):62-68.
ZHAO Xisen, YANG Hong, CHEN Longlong, et al. Analysis of CO₂ flooding and storage potential of Chang6 reservoir in Huaziping area of Yanchang Oilfield[J].Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science, 2019, 34(1): 62-68.
- [48] 高帅,魏宁,李小春.盖岩CO₂突破压力测试方法综述[J].岩土力学,2015,36(9):2 716-2 727.
GAO Shuai, WEI Ning, LI Xiaochun.Review of CO₂ breakthrough pressure measurement methods on caprocks [J].Rock and Soil Mechanics, 2015, 36(9): 2 716-2 727.
- [49] 赵习森,杨红,江绍静,等.一种鄂尔多斯盆地的盖层封闭性能预测方法:201810932229.7[P].2020-06-23.
ZHAO Xisen, YANG Hong, JIANG Shaojing, et al. A prediction method for sealing performance of cap rock in Ordos Basin: 201810932229.7[P].2020-06-23.
- [50] 沈平平,廖新维,刘庆杰.二氧化碳在油藏中埋存量计算方法[J].石油勘探与开发,2009,36(2):216-220.
SHEN Pingping, LIAO Xinwei, LIU Qingjie.Methodology for estimation of CO₂ storage capacity in reservoirs [J].Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 216-220.
- [51] 赵兴雷,崔倩,王保登,等.CO₂地质封存项目环境监测评估体系初步研究[J].环境工程,2018,36(2):15-20.
ZHAO Xinglei, CUI Qian, WANG Baodeng, et al. Preliminary study on environmental monitoring assessment system for CO₂ storage projects [J].Environmental Engineering, 2018, 36(2): 15-20.
- [52] 李琦,刘桂臻,张建,等.二氧化碳地质封存环境监测现状及建议[J].地球科学进展,2013,28(6):718-727.
LI Qi, LIU Guizhen, ZHANG Jian, et al. Status and suggestion of environmental monitoring for CO₂ geological storage [J].Advances in Earth Science, 2013, 28(6): 718-727.
- [53] 朱前林,范智涵,王闯,等.CO₂封存泄漏大气扩散规律及监测方案——以延长油田CO₂-EOR工程为例[J].安全与环境学报,2018,18(4):1 432-1 439.
ZHU Qianlin, FAN Zhihan, WANG Chuang, et al. Dispersion features of the atmospheric monitoring program for CO₂ leakage—a case study sample of the CO₂-EOR pilot project of Yanchang Oil Field [J].Journal of Safety and Environment, 2018, 18(4): 1 432-1 439.
- [54] 杨红,赵习森,陈龙龙,等.气相示踪技术在延长油田特低渗透油藏CO₂驱中的应用[J].中国矿业,2019,28(9):148-152.
YANG Hong, ZHAO Xisen, CHEN Longlong, et al. Gas tracer technology application in CO₂ flooding of extra-low permeability reservoir [J].China Mining Magazine, 2019, 28(9): 148-152.

编辑 何青芳