

文章编号: 1000-0747(2022)06-1262-07 DOI: 10.11698/PED.20220487

终极埋存情景下二氧化碳驱油极限采收率探讨

廖广志¹, 何东博², 王高峰², 王连刚¹, 王正茂¹, 苏春梅¹,
秦强¹, 白军辉¹, 胡占群¹, 黄志佳², 王锦芳², 王胜舟³

(1. 中国石油油气和新能源分公司, 北京 100007; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石油天然气勘探开发公司, 北京 100032)

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技项目“碳驱油碳埋存一体化协同技术研究”(kt2022-8-20); 中国石油重大科技专项“二氧化碳规模化捕集、驱油与埋存全产业链关键技术研究及示范”(2021ZZ01)

摘要: 基于国内外 CO₂ 驱油矿场实践启示, 探讨终极埋存情景下二氧化碳捕集、驱油利用与埋存 (CCUS-EOR) 开发方式的采收率问题。碳中和背景下, 向地质体注入 CO₂ 应追求永久埋存, CCUS-EOR 成为一种终极开发方式, 应追求采收率最大化, 为此提出了 CO₂ 驱油极限采收率概念, 明确其与终极采收率、经济合理采收率概念的内涵区别, 指出实现极限采收率已具备成熟配套的 CCUS-EOR 全流程技术基础。根据吉林油田黑 79 北小井距 CO₂ 驱先导试验等国内外 CO₂ 驱油项目生产实际数据, 回归得到了混相气驱采收率与累计注入量的经验关系式; 结合气驱增产倍数概念, 建立了任意混相程度下 CO₂ 驱提高采收率幅度计算的油藏工程方法。累计注气量为 1.5 倍烃类孔隙体积时, 采出程度与极限采收率的相对偏差小于 5%, 绝对差值小于 2.0 个百分点。基于扩大波及体积技术的大孔隙体积倍数注入是逼近 CCUS-EOR 极限采收率的必要条件, 需从大孔隙体积注入方案设计、提高混相程度和持续扩大波及体积 3 个方面入手实现。

关键词: 碳中和; 终极埋存; 二氧化碳捕集、驱油利用与埋存 (CCUS-EOR); 极限采收率; 注气量; 波及体积; 混相程度

中图分类号: TE345 文献标识码: A

Discussion on the limit recovery factor of carbon dioxide flooding in a permanent sequestration scenario

LIAO Guangzhi¹, HE Dongbo², WANG Gaofeng², WANG Liangang¹, WANG Zhengmao¹, SU Chunmei¹,
QIN Qiang¹, BAI Junhui¹, HU Zhanqun¹, HUANG Zhijia², WANG Jinfang², WANG Shengzhou³

(1. PetroChina Oil & Gas and New Energy Company, Beijing 100007, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 3. PetroChina International Exploration & Development Company, Beijing 100032, China)

Abstract: Based on practices of CO₂ flooding tests in China and abroad, the recovery factor of carbon dioxide capture, utilization in displacing oil and storage (CCUS-EOR) in permanent sequestration scenario has been investigated in this work. Under the background of carbon neutrality, carbon dioxide injection into geological bodies should pursue the goal of permanent sequestration for effective carbon emission reduction. Hence, CCUS-EOR is an ultimate development method for oil reservoirs to maximize oil recovery. The limit recovery factor of CCUS-EOR development mode is put forward, the connotation differences between it and ultimate recovery factor and economically reasonable recovery factor are clarified. It is concluded that limit recovery factor is achievable with mature supporting technical base for the whole process of CCUS-EOR. Based on statistics of practical data of CO₂ flooding projects in China and abroad such as North H79 block CO₂ flooding pilot test at small well spacing in Jilin Oilfield etc., the empirical relationship between the oil recovery factor of miscible CO₂ flooding and cumulative CO₂ volume injected is obtained by regression. Combined with the concept of “oil production rate multiplier of gas flooding, a reservoir engineering method calculating CO₂ flooding recovery factor under any miscible degree is established by derivation. It is found that when the cumulative CO₂ volume injected is 1.5 times the hydrocarbon pore volume (HCPV), the relative deviation and the absolute difference between the recovery percentage and the limit recovery factor are less than 5% and less than 2.0 percentage points respectively. The limit recovery factor of CCUS-EOR can only be approached by large pore volume (PV) injection based on the technology of expanding swept volume. It needs to be realized from three aspects: large PV injection scheme design, enhancing miscibility degree and continuously expanding swept volume of injected CO₂.

Key words: carbon neutrality; permanent carbon sequestration; CCUS-EOR; limit recovery factor; cumulative CO₂ volume injected; swept volume; miscibility degree

引用: 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.

0 引言

中国于2020年9月22日承诺力争在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和目标。双碳战略，特别是碳中和已经成为多个国家的长远发展战略。国际机构研究认为：在生产生活方式和能源消费习惯没有重大变化的情况下，实现碳中和离不开CCUS（碳捕集、利用与封存）/CCS（碳捕集与封存）的规模实施。不同机构对世界CCUS/CCS方式减排量的评估结果差别较大，2030年CCS/CCUS方式的减排量需要达到 $(1.0\sim 16.7)\times 10^8$ t，2050年需达到 $(27.9\sim 76.0)\times 10^8$ t^[1]。纵然不确定性较大，但CCUS/CCS技术仍被认为是碳中和技术体系的重要构成部分^[2-4]。

CCUS技术体系包括驱油类（CCUS-EOR）、驱气类（CCUS-EGR）、驱水类（CCUS-EWR）、地浸采矿（CCUS-EML）、化工利用类（CCUS-Chem）、生物利用类（CCUS-Bio）等技术类型^[4-5]。其中，CCUS-EOR的大规模减排能力已被证实^[5]。国际上，CCUS-EOR技术应用主要集中在北美地区，该地区作为三次采油技术应用的CO₂驱项目提高采收率幅度为7~25个百分点，平均值12个百分点^[5-6]。在中国，早期潜力评价阶段认为CO₂驱等混相气驱技术整体提高采收率幅度可达18.7个百分点^[7]；自20世纪60年代以来实施了30多个CO₂驱矿场试验项目，方案预计提高采收率幅度通常不到15个百分点，正常水驱开发油藏转CO₂驱项目的实际采收率提高幅度很少能够超过10个百分点。

油田开发技术能否得以持续发展，基本是由其经济价值决定的。截至目前，CO₂驱油过程依然是CCUS-EOR项目产出的唯一环节，CO₂驱增产或提高采收率的幅度是决定CCUS-EOR项目效益的关键变量。CCUS-EOR作为一种碳中和技术，应追求永久碳埋存，作为最后一次大幅提高石油采收率方式，应追求极限采收率。中国油藏多为陆相沉积形成，资源品质较差，CO₂驱提高采收率理论与高效实践的难度更大。因此，有必要提出一种确定CO₂驱采收率的实用油藏工程方法，为CCUS-EOR方案编制和生产应用提供更可靠更充分的理论指导。

本文立足国内外CO₂驱油矿场实践，特别是根据吉林油田黑79北小井距CO₂驱试验的启示，探讨终极埋存情景下CCUS-EOR开发方式的采收率问题，提出了CCUS-EOR极限采收率概念，并结合气驱增产倍数概念，建立任意混相程度下CO₂驱采收率的确定方法，

指出逼近极限采收率的技术途径。

1 CCUS-EOR 极限采收率概念的内涵

为实现双碳目标，中国2030年需要通过CCUS技术减排二氧化碳 $(0.20\sim 4.08)\times 10^8$ t，2050年减排量达到 $(6.00\sim 14.00)\times 10^8$ t^[1]，目前CCUS-EOR被视为石油企业碳中和的托底技术^[3,5]。通常，提高采收率幅度对强化采油项目的经济性影响很大，对于全流程的CCUS-EOR项目更是如此，因为CO₂驱油利用环节承载了碳捕集和管道建设费用，相同井口碳价下，整个项目的效益显著低于单纯的CO₂驱油项目。因此，CCUS-EOR开发要以经济性为约束，追求采收率最大化。

双碳背景下，业已注入油藏并被埋存的CO₂不能再被采出排放，CCUS-EOR开发应为最后一次大幅度提高石油采收率的机会。在资源品质劣质化、开发对象复杂化、保供形势紧迫化的当前，需要充分采掘探明资源，最大程度提高采收率。提高采收率的主要方法是转变开发方式，但转入CCUS-EOR开发的油藏已不存在再次转变开发方式的可能性，追求极限采收率，是终极埋存情景下的必然选择。在此提出CCUS-EOR开发的3个采收率概念：①CO₂驱终极采收率是波及系数接近1.0时的采收率，数值等于驱油效率；在油田开发的几十年内，终极采收率是一个在技术上遥不可及的目标。②CO₂驱极限采收率是技术可行且经济上能接受的采收率，经济上能接受系指财务指标未必达到基准要求却实际可行，往往出于油田稳产保供需要。③经济合理采收率是达到财务指标基准要求的采收率，方案比选与评审确定的采收率往往是经济合理采收率。

从经济合理采收率增长到极限采收率通常需要更长的时间、更大的工作量与更多的技术应用，这意味着更高的成本。显然，在数值上，经济合理采收率小于极限采收率，两者都小于终极采收率。在性质上，终极采收率是一个纯粹的技术指标，极限采收率是在一定程度上考虑了社会政治与经济因素的技术指标，经济合理采收率则是以经济性为硬约束的技术指标。

2 小井距CO₂驱试验与启示

2.1 小井距CO₂驱试验情况

2011年中国石油天然气股份有限公司（简称中国石油）在吉林油田黑79北区块开展小井距CO₂驱先导试验，以加速完成CO₂驱全生命周期，快速评价高含水低渗透油藏CO₂驱提高采收率效果。试验区注气目

的层位为白垩系青一段 11+12 号层,油藏埋深 2 250 m,地质储量约 40×10^4 t,储集层渗透率为 $4.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始地层压力下能够实现混相驱替,采用 $80 \text{ m} \times 240 \text{ m}$ 反七点井网,平均注采井距约 144 m,试验规模 10 注 27 采,转 CO_2 驱时水驱采出程度 25.6%。

小井距试验区于 2012 年 7 月开始注气,截至 2021 年底累计注入 CO_2 35×10^4 t,稳产期约 4 年(见图 1),稳产采油速度约 2.8%,阶段采出程度 19.1%。如果持续注入 CO_2 至 3 倍烃类孔隙体积, CO_2 驱阶段采出程度可达到 26.3%(见图 2),与持续水驱相比预计提高采收率 20.3 个百分点(预计持续水驱的阶段采出程度为 6.0%),深入验证了高含水低渗透油藏实施 CO_2 混相驱大幅度提高采收率的可行性。

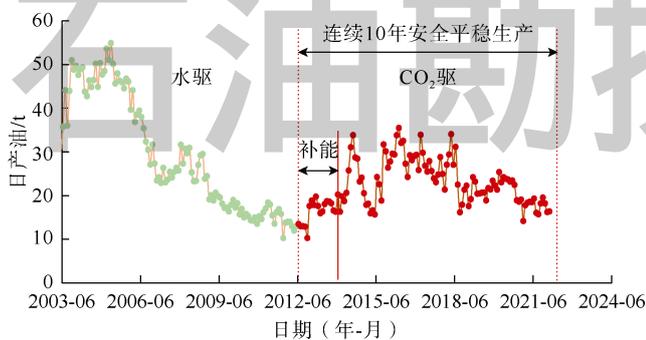


图 1 黑 79 北小井距 CO_2 驱试验区日产量变化情况

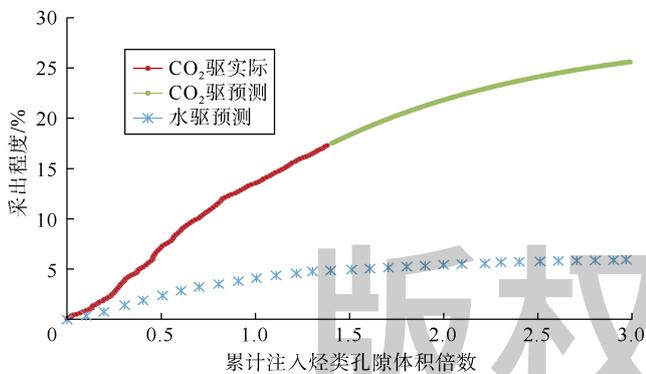


图 2 黑 79 北小井距 CO_2 驱试验区采收程度走势

黑 79 北小井距 CO_2 驱先导试验在中国首次实现了全试验区超过 1.0 倍烃类孔隙体积的矿场注入,基本走完了 CO_2 驱油的全生命周期,积累了丰富的 CO_2 驱开发油藏管理经验。尤为重要的是,在黑 59 先导试验、黑 79 南扩大试验因提高采收率幅度不到 10 个百分点及其他工程原因终止的情况下,该试验实现了提高采收率幅度超过 20 个百分点、最终采收率突破 50% 的效果,肯定了 CO_2 驱油技术具有大幅度提高采收率的潜力,进而引发了关于如何最大化提高 CO_2 驱采收率的战略思考。

2.2 小井距试验的启示

2.2.1 技术成熟配套是实现极限采收率的前提

黑 79 北小井距试验对于配套完善和全面审视 CO_2 驱注采、地面集输关键工艺技术起到了至关重要的作用。通过该试验配套完善了气举-助抽-控套举升工艺,从而实现了气油比超过 $1\ 000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 的生产井正常举升生产,扭转了高气液比停产的被动局面;创新应用了分级气液分输技术,实现了气窜后地面集输系统常态化生产;研发了一剂多效缓蚀阻垢剂,腐蚀速率控制在国家标准要求的范围内(低于 0.076 mm/a),油井免修期达 900 d,实现了安全长效运行;更为深入地检验了混合水气交替注入联合周期生产气驱油藏管理模式的长期可行性。通过小井距等重大开发试验配套完善了可在松辽盆地复制推广的工业化应用工艺流程,技术成熟度达到 8 级,形成了中国石油的 CCUS 吉林模式^[8-9]。全流程技术成熟配套,为实现极限采收率奠定了技术基础。

2.2.2 混相驱替是注气大幅度提高采收率的基础

黑 79 北小井距 CO_2 驱开发试验在 10 年时间内,整体阶段采出程度已达 19.1%,提高采收率幅度超过 20 个百分点。有必要分析获得该技术效果的原因,以指导未来的 CO_2 驱油实践。理论与实践证明,在井网层系等工程条件相同时,驱油效率控制了低渗透油藏注气提高采收率效果^[4, 8-9]。小井距试验区经过 1 年多注气,地层压力升至 $23.5 \sim 26.5 \text{ MPa}$,高于最小混相压力 23 MPa ,实现了全油藏混相驱替,驱油效率达到 $80\% \sim 85\%$ ^[10-11],为大幅度提高采收率提供了有利的相态基础。如果某个油藏的 CO_2 驱油效率始终低于水驱,则不建议在该油藏开展 CO_2 驱工作。

2.2.3 大孔隙体积倍数注入是大幅度提高采收率的必要条件

黑 79 北小井距试验区注入烃类孔隙体积倍数和提高采收率效果远超国内其他试验区,为验证二者之间是否有必然关系,统计了国内外多个混相程度较高的 CO_2 驱项目的累计注入烃类孔隙体积与阶段采出程度提高幅度(CO_2 驱阶段采出程度与预计持续水驱阶段采出程度的差值)^[12-14]的关系(见图 3),发现累计注入烃类孔隙体积与阶段采出程度提高幅度正相关;当注入量小于 0.1 倍烃类孔隙体积时,基本没有提高采收率效果;当注入量为 $0.1 \sim 1.0$ 倍烃类孔隙体积时,阶段采出程度提高幅度上升速度较快;当注入量超过 1.0 倍烃类孔隙体积后,阶段采出程度提高幅度增长趋势明显变缓,但距关系曲线完全变平仍有一定的差距,表明没有足够的注入量,难以逼近极限采收率。

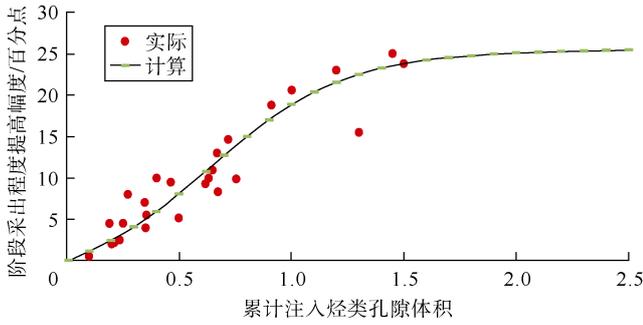


图 3 高混相程度 CO₂ 驱项目阶段采出程度提高幅度变化趋势

2.2.4 产量递减阶段经济效益明显变差

早期阶段实施高速注气，提高地层压力促进混相是低渗透油藏注气的普遍做法^[5, 9]，在换油率（注入 CO₂ 量与原油产量的比值，t/t）上表现为吨油耗气量很大；见气见效后，产油量大幅度升高进入稳产期^[15-18]，换油率相应较低，经济效益明显好转；稳产期结束后进入产量递减阶段，换油率又开始明显升高^[5, 19]，经济效益变差。以小井距试验区为例，整个生命周期内的换油率指标大体上表现为“U”型（见图 4），上产阶段的月度平均换油率为 12.5 t/t，稳产阶段的月度平均换油率为 4.77 t/t，递减阶段的月度平均换油率则又升高到 9.2 t/t。产出 CO₂ 虽可循环利用，但仍需经过多个处理和注入工艺流程，综合成本约 100 元/t，高换油率将拉低项目经济效益。

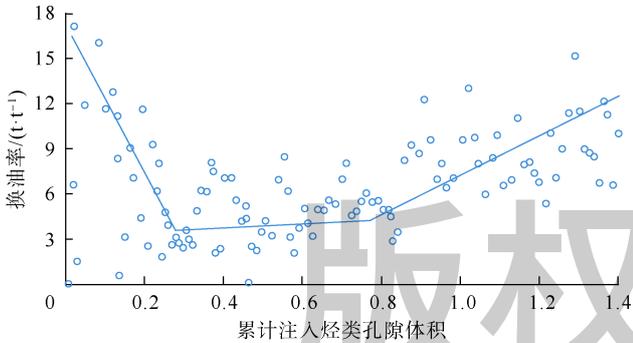


图 4 黑 79 北小井距 CO₂ 驱试验区换油率变化规律

3 CCUS-EOR 极限采收率计算方法

3.1 CO₂ 混相驱项目采收率计算

根据图 3 实际数据，拟合出一个适合高混相程度（混相驱、近混相驱）注气项目的气驱阶段采出程度提高幅度与累计注气量之间的经验关系：

$$\begin{cases} \Delta E_{R_{mg-w}} = (2.1S_o)^{1.3} \left(0.835 + \frac{22e^\chi}{10+e^\chi} - 3e^{-\chi} \right) \\ \chi = 3.5G_{cuminj} \end{cases} \quad (1)$$

(1)式对 CO₂ 混相驱和近混相驱项目提高采收率幅度计算具有较好的适应性（见图 3、表 1）。

表 1 CO₂ 驱项目注入量与阶段采出程度提高幅度计算对比

项目名称	注入烃类孔隙体积倍数	采出程度提高值/百分点	
		实际值	计算值
黑 79 北	1.40	22.8	21.6
黑 59	0.36	6.2	6.0
黄 3	0.11	1.2	1.3
草舍	0.46	9.5	8.7
高 89	0.35	7.1	7.6

3.2 任意混相程度 CO₂ 驱项目采收率计算

气驱等三次采油过程具有复杂性，受诸多动态因素的影响，不同油藏的气驱采收率不同。目前还没有一种普遍适用的预测 CO₂ 驱采收率的油藏工程方法。但从经验看，很多油藏的 CO₂ 驱阶段采出程度提高幅度与累计注入量之间的关系比较一致，这可能是 CO₂ 驱的选择性导致的。中国 CO₂ 驱油实践中，以技术效果较好的混相驱项目为主，研究经验比较丰富^[9-21]。非混相驱与混相驱项目的差异主要体现在混相程度上，逐步提高混相程度，非混相驱项目的生产效果将趋向混相驱，或者说，所有的非混相驱开发动态随着地层压力的提升将逐步接近混相驱情形。为建立一种普遍适用的气驱提高采收率幅度计算方法，这里提出将混相驱项目采收率作为边界，利用气驱增产倍数概念在混相驱和非混相驱采收率之间建立联系，以混相驱研究经验估算非混相驱项目的提高采收率情况。

根据气驱增产倍数的概念与定义^[12, 16-18]，气驱阶段采出程度等于“同期”水驱阶段采出程度与气驱增产倍数之积，混相驱项目的阶段采出程度可表示为：

$$\begin{cases} \Delta E_{R_{gm}} = F_{gw-m} \Delta E_{R_w} \\ F_{gw-m} = \frac{R_{1-m} - R_2}{1 - R_2} \end{cases} \quad (2)$$

混相驱项目的阶段采出程度提高幅度计算方法为：

$$\Delta E_{R_{mg-w}} = \Delta E_{R_{gm}} - \Delta E_{R_w} \quad (3)$$

将 (2) 式代入 (3) 式整理可以得到混相驱项目的阶段采出程度：

$$\Delta E_{R_{gm}} = \frac{F_{gw-m}}{F_{gw-m} - 1} \Delta E_{R_{mg-w}} \quad (4)$$

类似地，可写出任意混相程度 CO₂ 驱项目的阶段采出程度：

$$\Delta E_{R_g} = F_{gw} \Delta E_{R_w} \quad (5)$$

任意混相程度 CO₂ 驱项目阶段采出程度提高幅度计算方法为：

$$\Delta E_{R_{g-w}} = \Delta E_{R_g} - \Delta E_{R_w} \quad (6)$$

联立(3) — (6)式, 整理后可以得到:

$$\begin{cases} \Delta E_{Rg} = \frac{F_{gw}}{F_{gw-m} - 1} \Delta E_{Rmg-w} \\ \Delta E_{Rg-w} = \frac{F_{gw} - 1}{F_{gw-m} - 1} \Delta E_{Rmg-w} \end{cases} \quad (7)$$

上式即为任意混相程度气驱项目采收率相关指标的普适性计算方法。根据(7)式可知, 要计算任意混相程度 CO₂ 驱项目的阶段采出程度或阶段采出程度提高幅度, 需知气驱增产倍数和 CO₂ 混相驱项目的阶段采出程度提高幅度这两个参数。气驱增产倍数易于计算, CO₂ 混相驱项目的阶段提高采出程度 ΔE_{Rmg-w} 可通过(1)式计算。

国内非混相驱项目较少, 本文以大庆油田树 101 和敖南两个非混相 CO₂ 驱项目的研究与实践结果与(7)式进行对比验证: ①树 101 非混相 CO₂ 驱先导试验区混相程度约为 83.9%, 气驱增产倍数 1.354, 含油饱和度 62%, 累计注气量约 0.39 倍烃类孔隙体积, 实际阶段采出程度为 9.61%, 阶段采出程度提高幅度为 4.20 个百分点, 根据(7)式计算的阶段采出程度提高幅度为 4.98 个百分点, 二者比较接近。②根据《敖南油田 CCUS-EOR 开发方案(一期)》^[22], 敖南油田 CO₂ 非混相驱项目累计注入 1.1 倍烃类孔隙体积, 混相程度为 80.8%, 气驱增产倍数 1.49, 含油饱和度 51%, 相应的阶段采出程度提高幅度为 10.5 个百分点, 根据(7)式计算的阶段采出程度提高幅度为 10.9 个百分点, 两者同样比较接近, 表明本文方法可靠。

根据(7)式计算了含油饱和度为 45% 的低渗透油藏实施非混相 CO₂ 驱阶段采出程度提高幅度变化情况(见图 5), 可以看出, 随着累计注入 CO₂ 量的增加, 阶段采出程度提高幅度相应增加; 随着 CO₂ 驱混相程度增加, 阶段采出程度提高幅度亦相应增加。对于非混相驱项目, 累计注气量为 1.5 倍烃类孔隙体积时, 采出程度与极限采收率的差值小于 2 个百分点, 基本逼近极限采收率。

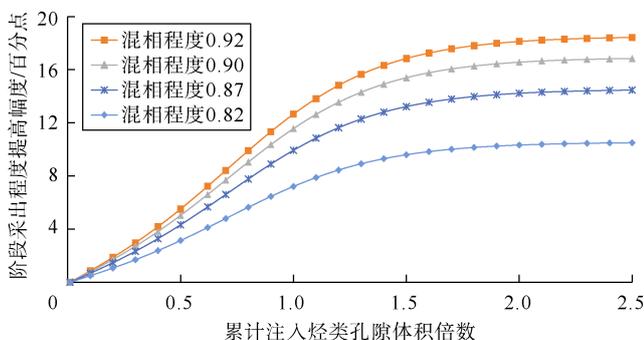


图 5 不同混相程度下阶段采出程度提高幅度变化情况

3.3 CCUS-EOR 开发全生命周期阶段划分

CCUS-EOR 开发可以分为 4 个阶段: 第 1 个阶段为从注气到见气, 第 2 个阶段为从见气到气窜, 第 3 个阶段为气窜到废弃, 第 4 个阶段为油藏废弃后的 CCS 深度埋存。前 3 个阶段由于注、驱、采、埋往往同步发生, 可统称为同步埋存阶段^[9, 19], 该阶段重点考虑采用大孔隙体积倍数注入 CO₂, 尽可能扩大波及体积, 追求极限采收率。确定同步埋存阶段的累计注入量, 对设计 CCUS-EOR 开发方案有重要意义。从(1)式或(7)式可知, 在注气量达到 1.5 倍烃类孔隙体积之后, 采出程度与极限采收率的相对偏差小于 5%, 绝对差值不超过 2 个百分点。对于气源充足稳定的低渗透油藏 CO₂ 驱项目, 年注气速度通常在 0.05~0.10 倍烃类孔隙体积, 同步埋存阶段若按 20 年计, 累计注入量为 1.0~2.0 倍烃类孔隙体积。如前所述, 大孔隙体积倍数注入后期的换油率和操作成本较高, 继续注气效益将为负, 可以考虑转入纯粹埋存阶段; 加上转 CO₂ 驱之前油藏往往已经注水开发 10~30 年, CCUS-EOR 开发后油藏服役年限可达 30~50 年, 此时油藏逐步废弃是可以接受的。残余资源可通过其他革命性技术利用。综合考虑, 对于适合开展大孔隙体积倍数注入的油藏, 推荐 CCUS-EOR 开发累计注入量达到 1.5 倍烃类孔隙体积可转入纯粹 CCS 的深度埋存阶段。

深度埋存阶段的累计注入量需要结合油藏及环境具体情况确定, 若油藏整装且含油边界外发育区域水体且水层渗透性良好, 则具备长期注入埋存的地质条件; 若为小断块油藏, 则不对 CCS 阶段埋存量提出过多要求。

4 极限采收率实现途径

4.1 开展大孔隙体积倍数注入方案设计

传统的 CO₂ 驱项目方案设计注入量通常不到 0.6 倍烃类孔隙体积即终止注气, 有些项目甚至低于 0.4 倍烃类孔隙体积, 而图 3 证实当注入量小于 1.0 倍烃类孔隙体积时, 阶段采出程度提高幅度随着注入量的增加而稳定增长, 因此类似项目若实施二次 CO₂ 驱, 仍有较大幅度提高采收率潜力。做好 CCUS-EOR 方案设计是实现极限采收率的第一步, 只有将小孔隙体积倍数注入方案设计思路转变为大孔隙体积倍数, 才有可能达到极限采收率。方案设计时, 待比方案不应少于 3 个且至少应包括一个基于扩大波及体积技术的大孔隙体积倍数注入方案。

类似吉林黑 79 北试验区这样的构造平缓中深层油藏, 可实现 1.0 倍烃类孔隙体积以上的 CO₂ 注入; 完整的背斜、单斜油藏的封闭性天然良好, 适合开展更大注入孔隙体积倍数的 CO₂ 驱油实践; 深层油藏通常也具有较大注入孔隙体积倍数的条件; 然而, 复杂断

块油藏由于断裂系统发育，地质体对于 CO₂ 的封闭性难以充分保障，暂不建议开展大孔隙体积倍数注气。综合考虑终极埋存的适宜性及实现大孔隙体积倍数 CO₂ 注入的难度，根据 (7) 式并结合中国油藏实际情况，测算了方案设计阶段不同类型油藏 CO₂ 注入量推荐值与相应的采收率提高值（见表 2）。

表 2 方案设计阶段不同类型油藏 CO₂ 累计注入量推荐表

分类	油藏类型	注入烃类孔隙体积倍数	阶段采出程度提高幅度目标/百分点	
			非混相驱	混相驱
一类	背斜单斜	1.0~1.5	13~17	20~25
二类	平缓中深层	0.8~1.2	10~13	15~20
三类	深层	0.7~1.0	7~10	12~15
四类	复杂断块	0.5~0.7	5~7	9~12

注：传统的 CO₂ 驱项目方案设计注入量为 0.5~0.6 倍烃类孔隙体积，非混相驱、混相驱阶段采出程度提高幅度目标分别为 4~6、7~9 个百分点

4.2 提高 CO₂ 驱混相程度

提高驱油效率是低渗透油藏注气大幅度提高采收率的主要机理^[9,13]，CO₂ 的驱油效率主要由混相程度决定。对于给定的地层油体系，油藏条件下 CO₂ 驱的最小混相压力是确定的，提高地层压力即可提高混相程度。图 6 表明，CO₂ 与不同原油组分的最小混相压力有明显差异，提高地层压力可提高 CO₂ 与更多组分的混相程度，有利于提高驱油效率，逼近极限采收率。要充分借鉴业已成熟的早期大段塞注气抬压促混等气驱油藏管理经验^[5,9]，坚决杜绝“应混未混”项目^[20-21]。

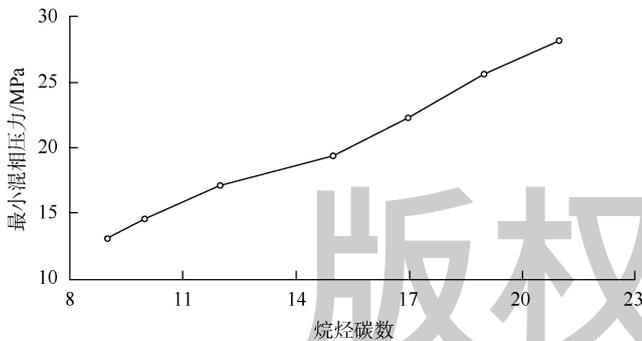


图 6 91 °C 时不同碳数烷烃与 CO₂ 的最小混相压力

4.3 扩大注入 CO₂ 的波及体积

① 井网层系调整是水驱提高采收率和化学驱三次采油的通用方法，CO₂ 驱也可借鉴。井网调整内容包括井网井型与井距排距两方面的内容，开发层系调整包括层系细分与分层注入。根据前苏联谢尔卡乔夫公式，提高井网密度是扩大波及体积、提高采收率的重要途径。因此，缩小井距、井网加密是水驱油藏二次开发提高采收率的主要做法，该方法同样也适用于扩大注入 CO₂ 在低渗透油藏中的波及体积。黑 79 北试验

区通过井网加密以小井距驱替实现了 1.0 倍烃类孔隙体积以上的 CO₂ 注入。

② 混合水气交替注入联合周期生产 (HWAG-PP) 是国内外大量实践普遍证明了的最为经济有效的扩大注入 CO₂ 波及体积的做法^[5,9]，实践中务必长期坚持。为进一步扩大波及体积，需要考虑更有效的流量控制技术。对于孔隙型油藏气窜，可实施泡沫注入改善驱替流度比，进一步扩大注入 CO₂ 的波及体积；对于裂缝型油藏气窜，注入凝胶等化学体系比较合适，长庆油田黄 3 区 CO₂ 驱试验区在注气早期曾采用了该方法，效果较好。

③ 重力分异作用是实现全油藏波及的有利条件。重力分异作用在高渗透稠油油藏蒸汽辅助重力驱的蒸汽腔扩展过程中已得到验证。对于渗透性较好的储集层，选择在背斜轴部、单斜顶部、平缓油藏微隆起等较高部位注气^[23-24]，充分利用重力，低成本扩大波及体积。

5 结论

双碳背景下，CCUS-EOR 开发应追求极限采收率。极限采收率是技术可行但经济上未必达到财务指标基准要求的采收率，有别于经济合理采收率和终极采收率。气举-助抽-控套举升、分级气液分输、高效缓蚀阻垢、混合水气交替注入联合周期生产等技术可保障实现极限采收率长期过程的安全平稳生产。

关联得到了混相气驱采收率与累计注气量之间的经验关系式，推导建立了任意混相程度 CO₂ 驱项目的阶段采出程度计算公式。累计注气量为 1.5 倍烃类孔隙体积时，采出程度接近极限采收率。开展大孔隙体积倍数注入方案设计、提高混相程度和扩大波及体积是实现极限采收率的技术途径。

本文研究成果丰富了 CO₂ 驱全生命周期开发理论，对 CCUS-EOR 开发方案编制和二氧化碳驱油与埋存一体化经营管理有重要指导意义。

符号注释：

F_{gw} ——任意混相程度 CO₂ 驱项目的气驱增产倍数，无因次； F_{gw-m} ——混相驱项目的气驱增产倍数，无因次； G_{cuminj} ——累计注入烃类孔隙体积倍数，无因次； R_{1-m} ——CO₂ 混相驱油效率与水驱油效率之比，无因次； R_2 ——广义可采储量采出程度（转驱时采出程度与水驱油效率之比），无因次； S_o ——转气驱时的含油饱和度，%； ΔE_{Rg} ——任意混相程度 CO₂ 驱项目的阶段采出程度，%； ΔE_{Rgm} ——CO₂ 混相驱项目的阶段采出程度，%； ΔE_{Rg-w} ——任意混相程度 CO₂ 驱项目的阶段采出程度提高幅度，百分点； ΔE_{Rmg-w} ——CO₂ 混相驱项目的阶段采出程度提高幅度，百分点； ΔE_{Rw} ——“同期”水驱阶段采出程度，%； χ ——中间变量，无因次。

参考文献：

[1] 生态环境部环境规划院，中国科学院武汉岩土力学研究所，中国 21

- 世纪议程管理中心. 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. Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, the Administrative Center for China's Agenda 21. Annual report on Chinese carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS): Chinese CCUS pathway study[R]. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning, 2021.
- [2] 清华大学气候变化与可持续发展研究院. 中国长期低碳发展战略与转型路径研究[M]. 北京: 中国环境出版集团, 2021. Institute of Climate Change and Sustainable Development, Tsinghua University. China's long-term low-carbon development strategies and pathways[M]. Beijing: China Environmental Science Press, 2021.
- [3] 戴厚良. 加快实现高水平科技自立自强 支撑引领石油化工行业高质量发展[EB/OL]. (2022-04-03)[2022-10-23]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2022/04/03/030064461.shtml>. DAI Houliang. To accelerate the realization of high-level scientific and technological self-reliance, to support the lead of high-quality development of petrochemical industry[EB/OL]. (2022-04-03)[2022-10-23]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2022/04/03/030064461.shtml>.
- [4] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 70-80. ZHANG Xian, LI Yang, MA Qiao, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 70-80.
- [5] 王高峰, 秦积舜, 孙伟善. 碳捕集、利用与封存案例分析及产业发展建议[M]. 北京: 化学工业出版社, 2020. WANG Gaofeng, QIN Jishun, SUN Weishan. CCUS cases analysis and industrial development suggestions[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2020.
- [6] 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.
- [7] 沈平平, 袁士义, 韩冬, 等. 中国陆上油田提高采收率潜力评价及发展战略研究[J]. 石油学报, 2001, 22(1): 45-48. SHEN Pingping, YUAN Shiyi, HAN Dong, et al. Strategy study and potentiality evaluation of EOR for onshore oil fields in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(1): 45-48.
- [8] 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.
- [9] 王高峰, 祝孝华, 潘若生, 等. CCUS-EOR 实用技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2022. WANG Gaofeng, ZHU Xiaohua, PAN Ruosheng, et al. Practical technology of CCUS-EOR[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [10] 郑希潭, 李实, 陈钢. CO₂ 驱油混相条件和驱替特征研究[R]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2009. ZHENG Xitan, LI Shi, CHEN Gang. Study on miscibility and displacement characteristics of CO₂ flooding[R]. Beijing: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, 2009.
- [11] 郎东江, 伦增琨, 吕成远, 等. 页岩油注二氧化碳提高采收率影响因素核磁共振实验[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 603-612. LANG Dongjiang, LUN Zengmin, LYU Chengyuan, et al. Nuclear magnetic resonance experimental study of CO₂ injection to enhance shale oil recovery[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 603-612.
- [12] 王高峰, 胡永乐, 宋新民, 等. 低渗透油藏气驱产量预测新方法[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(30): 8905-8911. WANG Gaofeng, HU Yongle, SONG Xinmin, et al. New theory of oil production prediction in gas flooding tight reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(30): 8905-8911.
- [13] STALKUP F I, STEIN M H, LAKE L W, et al. CO₂ flooding[M]. Texas: Society of Petroleum Engineering, 1998.
- [14] 陈祖华, 吴公益, 钱卫明, 等. 苏北盆地复杂小断块油藏注 CO₂ 提高采收率技术及应用[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 152-162. CHEN Zuhua, WU Gongyi, QIAN Weiming, et al. EOR technology and application of CO₂ injection for small complex fault block reservoirs in Subei Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 152-162.
- [15] 王高峰. 注气开发低渗透油藏见气见效时间预报方法[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(34): 18-23. WANG Gaofeng. New theory of gas emergence time prediction in gas flooding tight reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(34): 18-23.
- [16] 刘卫东, 王高峰, 廖广志, 等. 化学复合驱“二三结合”油藏产量计算方法[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1218-1223. LIU Weidong, WANG Gaofeng, LIAO Guangzhi, et al. Production calculation of the second & tertiary recovery combination reservoirs under chemical flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1218-1223.
- [17] 王高峰, 郑雄杰, 张玉, 等. 适合二氧化碳驱的低渗透油藏筛选方法[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 358-363. WANG Gaofeng, ZHENG Xiongjie, ZHANG Yu, et al. A new screening method of low permeability reservoirs suitable for CO₂ flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 358-363.
- [18] 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 enhanced oil recovery by carbon dioxide[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [19] 王高峰, 秦积舜, 黄春霞, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱同步埋存量计算[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(27): 148-154. WANG Gaofeng, QIN Jishun, HUANG Chunxia, et al. Calculation of carbon dioxide simultaneous sequestration potential in low permeable reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(27): 148-154.
- [20] 袁士义, 李海平, 王高峰, 等. 关于加快推进二氧化碳驱工业化的思考[C]//第四届北京二氧化碳捕集利用与封存技术国际论坛论文集. 北京: 中国石化出版社有限公司, 2017: 93-97. YUAN Shiyi, LI Haiping, WANG Gaofeng, et al. Thoughts on accelerating the industrialization of CO₂ flooding[C]//Proceedings of 4th International CO₂ Capture Utilization & Storage(CCUS). Beijing: China Petrochemical Press Co. Ltd., 2014: 93-97.
- [21] 王高峰, 孙蓉, 鞠玮艳, 等. 低渗透油藏气驱注采压力系统诊断模型[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(20): 96-101. WANG Gaofeng, SUN Rong, JU Weiyan, et al. Diagnosis of injection-production pressure system in gas flooding tight reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(20): 96-101.
- [22] 大庆油田有限责任公司. 敖南油田 CCUS-EOR 开发方案(一期)[R]. 北京: 中国石油油气与新能源分公司, 2022. Daqing Oilfield Co., Ltd. CCUS-EOR development plan of Aonan Oilfield (phase I)[R]. Beijing: PetroChina Oil & Gas and New Energy Branch, 2022.
- [23] 陈小龙, 李宜强, 廖广志, 等. 减氧空气重力稳定驱驱替机理及与采收率的关系[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 780-788. CHEN Xiaolong, LI Yiqiang, LIAO Guangzhi, et al. Experimental investigation on stable displacement mechanism and oil recovery enhancement of oxygen-reduced air assisted gravity drainage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 780-788.
- [24] 江同文, 王锦芳, 王正茂, 等. 地下储气库与天然气驱油协同建设实践与认识[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 66-74. JIANG Tongwen, WANG Jinfang, WANG Zhengmao, et al. Practice and understanding of collaborative construction of underground gas storage and natural gas flooding[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 66-74.

第一作者简介: 廖广志(1965-), 男, 四川内江人, 博士, 中国石油天然气集团有限公司教授级高级工程师, 主要从事提高石油采收率方面的研究与管理。地址: 北京市东城区东直门北大街 9 号, 中国石油油气和新能源分公司, 邮政编码: 100007. E-mail: liaoguangzhi@petrochina.com.cn

联系作者简介: 王高峰(1980-), 男, 河南许昌人, 硕士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事注气提高石油采收率技术研究。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院采收率研究所, 邮政编码: 100083. E-mail: wanggaofeng@petrochina.com.cn

收稿日期: 2022-07-11 修回日期: 2022-10-19

(编辑 唐俊伟)