

# 基于二氧化碳驱油技术的碳封存潜力评估研究进展

叶航, 刘琦, 彭勃

(中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院 温室气体封存与石油开采利用北京市重点实验室, 北京 102249)

**摘要:** CO<sub>2</sub>是人类生产生活排放的主要温室气体之一,是导致全球气候变化的主要原因。CCUS 技术是一项能够实现 CO<sub>2</sub>深度减排、缓解气候变化的重要途径。其中,CO<sub>2</sub>-EOR 技术具有广阔的前景,油藏作为碳封存的理想场所,在实现 CO<sub>2</sub>长期有效封存的同时,还能提高原油采收率,达到经济效益与社会效益共赢。确定目标油藏的碳封存潜力对于 CO<sub>2</sub>-EOR 技术的大规模实施具有重要意义。当前,CO<sub>2</sub>封存潜力评估方法较多,但只能针对特定油藏使用,缺乏标准的普适性方法。讨论了 CO<sub>2</sub>驱油与封存机理,总结了国内外权威机构提出的 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力评估公式,通过实例分析详细论证了方法的普适性,并对准确评价 CO<sub>2</sub>-EOR 过程中碳封存潜力的下一步工作做出展望。CO<sub>2</sub>驱油过程是通过引起原油体积膨胀、降低原油黏度、改善油水流动度比、萃取轻质组分、混相效应等机理,提高原油采收率;而 CO<sub>2</sub>封存则主要是依靠地质构造俘获、束缚空间俘获、溶解俘获和矿化俘获 4 种机理,二者概念不尽相同。目前,比较权威且使用较多的 CO<sub>2</sub>封存潜力评估方法主要有 4 种:US-DOE、CSLF、USGS 和 RIPED & CUP 评价方法。其中,US-DOE 和 USGS 方法是以体积平衡理论为基础的估算方法,依托封存效率,通过多种封存机理的组合来估算 CO<sub>2</sub>封存量。CSLF 方法以物质平衡理论为基础,估算结果与资源储备金字塔一致,但未考虑溶解俘获机理。RIPED & CUP 方法实则是 CSLF 方法的改进版,在其基础上考虑了 CO<sub>2</sub>在地层流体中的溶解问题,使计算公式更贴合我国油藏实际条件,但在各阶段原油采收率的确定是难题。因此为保证估算结果的准确性,应根据油藏的地质特征选用最适宜的评价方法。为更精确地进行碳封存潜力评价,下一步应从明确油藏开发策略、考虑滞后效应、使用现场数据修正以及加强安全风险评估等方面开展工作。

**关键词:** CO<sub>2</sub>驱油;封存潜力;低渗透油藏;评估;采收率

中图分类号:TE357 文献标志码:A 文章编号:1006-6772(2021)02-0107-10

## Research progress in evaluation of carbon storage potential based on CO<sub>2</sub> flooding technology

YE Hang, LIU Qi, PENG Bo

(The Unconventional Petroleum Research Institute, Beijing Key Laboratory for Greenhouse Gas Storage and CO<sub>2</sub>-EOR, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China)

**Abstract:** CO<sub>2</sub> is one of the main greenhouse gases emitted by human production and living activities, which is recognized as the main cause of global climate change. CCUS technology is an important way to achieve deep emission reduction of CO<sub>2</sub> and mitigation of climate change. Among them, CO<sub>2</sub>-EOR technology has broad prospects. As an ideal place for carbon storage, oil reservoirs can not only achieve long-term effective storage of CO<sub>2</sub>, but also enhance oil recovery and achieve win-win of economic and social benefits. Determining the carbon sequestration potential of the target reservoir is of great significance for the large-scale implementation of CO<sub>2</sub>-EOR technology. Nowadays, there are many methods to evaluate the storage potential of CO<sub>2</sub>-EOR, but they can only be used for specific reservoirs and lack of standard universal methods. The mechanism of CO<sub>2</sub>-EOR and sequestration was discussed, and the evaluation formula of CO<sub>2</sub>-

收稿日期:2020-10-09;责任编辑:白娅娜 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.CCUS20100905

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51604288);中国石油大学(北京)科研基金资助项目(ZX20200133)

作者简介:叶航(1997—),男,河南信阳人,硕士研究生,研究方向为 CCUS 与提高采收率。E-mail:2019216309@student.cup.edu.cn。通讯作者:刘琦,副研究员,博士生导师,研究方向为低碳能源工程与油气田化学工程。E-mail:liuqi@cup.edu.cn

引用格式: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 CO<sub>2</sub> flooding technology [J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(2): 107-116.



移动阅读

EOR storage potential proposed by domestic and foreign authoritative institutions was summarized in this paper. The universality of the method was demonstrated in detail through the analysis of examples, and the next step of accurately evaluating the carbon sequestration potential in the process of CO<sub>2</sub>-EOR was prospected. During CO<sub>2</sub> flooding, oil recovery is enhanced by expanding oil volume, reducing crude oil viscosity, improving oil-water mobility ratio, extracting light components and miscible effect, while CO<sub>2</sub> storage depends on four mechanisms: structural trapping, residual trapping, solubility trapping and mineral trapping. The two concepts are different. At present, there are four authoritative and widely used evaluation methods of CO<sub>2</sub> storage potential: US-DOE, CSLF, USGS and RIPED & CUP method. Among them, US-DOE and USGS methods are estimation methods based on volume balance theory, which rely on storage efficiency and estimate the capacity of CO<sub>2</sub> storage through the combination of a variety of storage mechanisms. The CSLF method is based on the material balance theory, and the estimated results are consistent with the resource reserve pyramid, but the mechanism of solubility storage is not taken into account. RIPED & CUP method is actually an improved version of CSLF method, the dissolution of CO<sub>2</sub> in formation fluid is considered in this method, which makes the calculation formula more suitable for the reality of reservoirs in China, but it is difficult to determine the oil recovery in each stage. Therefore, in order to ensure the accuracy of the estimated results, the most appropriate evaluation method should be selected according to the geological characteristics of the reservoirs. Besides, for evaluating carbon sequestration potential more accurately, the next step should be carried out from the aspects of defining the reservoir development strategy, considering the lag effect, using field data for correction and strengthening safety risk assessment.

**Key words:** CO<sub>2</sub> flooding; storage potential; low-permeability reservoirs; evaluation; recovery efficiency

## 0 引言

根据国际能源署(IEA)的报道,化石燃料仍将是未来半个世纪的主要能源<sup>[1]</sup>。截至2019年,全球范围内由于化石燃料燃烧所排放的CO<sub>2</sub>量已增至33亿t<sup>[2]</sup>。为缓解气候变化所带来的各种影响,实现化石能源的大规模低碳化利用、减少碳排放,是当前社会发展的趋势。

碳捕集利用与封存(CCUS)技术能够有效实现温室气体的减排及利用,是解决全球气候变化的重要手段之一<sup>[3-4]</sup>。近年来,随着油气勘探的不断深入,我国低渗透油藏比例逐渐增大,约占全国已探明油藏储量的2/3。为解决低渗透油藏开发难度大、开采效率低等问题,注气驱油技术越来越受重视<sup>[5]</sup>。其中,CO<sub>2</sub>具有降低原油黏度、膨胀原油等优势,使得CO<sub>2</sub>强化采油(CO<sub>2</sub>-EOR)技术兼具经济与环境效益,能够在提高采收率的同时实现碳封存,备受工业界青睐<sup>[4,6-7]</sup>。

CO<sub>2</sub>-EOR技术已在海外发展40余年,技术相对成熟,且CO<sub>2</sub>封存潜力较大。据估算,全球用于CO<sub>2</sub>-EOR油藏的总CO<sub>2</sub>封存量可达733亿t~2388亿t,在过去40年间已有近10亿t CO<sub>2</sub>通过CO<sub>2</sub>-EOR项目被注入地层中,有效减少了CO<sub>2</sub>排放<sup>[8-9]</sup>。CO<sub>2</sub>-EOR技术在各类CCUS技术中脱颖而出,国内外实施了多项矿场先导试验项目或商业项目<sup>[10]</sup>。与国外相比,我国CO<sub>2</sub>-EOR技术起步较晚,但在“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下埋存”、“CO<sub>2</sub>驱油与埋存关键技术”等国家重点科研专项的支持下,我国吉林、胜利、大庆、中原等油田相继

开展了CO<sub>2</sub>-EOR先导试验研究,后续发展潜力巨大<sup>[11-12]</sup>。

确定不同地层的CO<sub>2</sub>封存潜力是CCUS大规模实施的重要基础<sup>[13]</sup>。尽管许多研究人员和组织已对我国CO<sub>2</sub>-EOR技术的CO<sub>2</sub>封存潜力进行了评估<sup>[14-16]</sup>,但由于缺乏标准化的方法和全面数据,不同科研工作者对CO<sub>2</sub>封存潜力的评估结果也各不相同。本文在分析CO<sub>2</sub>-EOR技术封存机理的基础上,总结了国内外权威机构提出的CO<sub>2</sub>-EOR封存潜力评估公式,讨论了近年来CO<sub>2</sub>-EOR封存潜力评估领域的最新研究进展,以期建立一个相对完善的评估标准,为实际封存潜力评估工作提供理论依据。

## 1 CO<sub>2</sub>-EOR驱油封存机理

实施CO<sub>2</sub>-EOR过程中,能够同时实现CO<sub>2</sub>驱油提高采收率和CO<sub>2</sub>封存,二者同时进行,但机理却有所区别,下面将分别介绍该过程中的CO<sub>2</sub>驱油及封存机理。

### 1.1 CO<sub>2</sub>驱油机理

CO<sub>2</sub>驱油机理主要包括以下方面<sup>[5,11,17]</sup>:①引起原油体积膨胀。CO<sub>2</sub>易与原油互溶,使其体积膨胀110%~200%,导致地层弹性能量及孔隙含油饱和度增加,大大改善原油流动性<sup>[18]</sup>。②降低原油黏度,改善油水流动度比。CO<sub>2</sub>溶于水后生成碳酸,原油经碳酸酸化后黏度和流度均会降低,从而使得油水流动度比减小,最终导致水驱波及体积扩大<sup>[19]</sup>。③萃取轻质组分。CO<sub>2</sub>溶于原油后会与其中的轻质组分发生交换与抽提,使剩余油饱和度降低。CO<sub>2</sub>

将持续溶解直至原油体系达到溶解-抽提平衡,从而达到萃取原油中轻质组分的效果<sup>[20]</sup>。④混相效应。油藏压力大于最小混相压力(MMP)时,CO<sub>2</sub>与原油多次接触传质后能与原油发生混相,此时,CO<sub>2</sub>不仅可以萃取原油中的轻质组分,还可与轻质组分形成特殊的混相带,大大促进驱油过程<sup>[21-22]</sup>。

根据驱替方式不同,CO<sub>2</sub>驱油可分为混相驱、非混相驱和近混相驱3类<sup>[4,23]</sup>。结合我国实际情况,若油藏地层压力比MMP高1MPa以上,称为混相驱;若油藏地层压力比MMP低1MPa以内,称为近混相驱;若油藏地层压力比MMP低1MPa以上,称为非混相驱;若油藏地层压力低于MMP的75%,考虑到注入性差且气窜严重等原因,不建议实施CO<sub>2</sub>驱油<sup>[4]</sup>。对于混相驱而言,混相效应是最主要的驱油机理,CO<sub>2</sub>与原油相间传质后形成的混合油带流动性好,能够有效提高CO<sub>2</sub>波及体积和驱油效率<sup>[24]</sup>。而非混相驱则通过提高驱油效率和恢复储层能量两方面来提升驱替效果,CO<sub>2</sub>通过引起原油体积膨胀、降低界面张力和萃取轻质组分提高驱油效率,通过溶解膨胀原油恢复储层能量<sup>[25]</sup>。

## 1.2 CO<sub>2</sub>封存机理

现阶段,油藏可作为比较理想的CO<sub>2</sub>封存场所。这是由于一方面,进行油田开发时已对油藏基本属性有所认识,能够提高CO<sub>2</sub>封存的安全性和有效性;另一方面,CO<sub>2</sub>驱油能够进一步提高原油采收率,增加经济效益<sup>[17]</sup>。CO<sub>2</sub>-EOR过程中进行CO<sub>2</sub>封存主要依靠地质构造俘获、束缚空间俘获、溶解俘获和矿化俘获4种机理(图1)<sup>[17,26-28]</sup>。

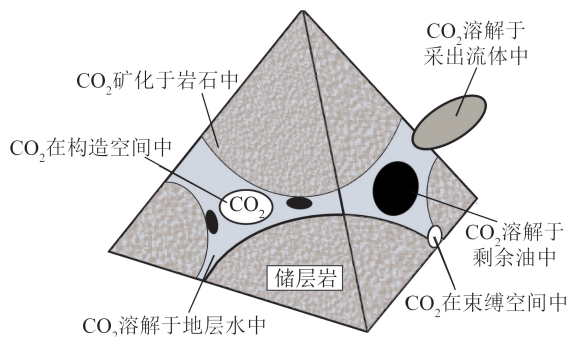


图1 CO<sub>2</sub>-EOR过程中CO<sub>2</sub>封存机理示意<sup>[29]</sup>

Fig.1 Schematic diagram of the mechanism for CO<sub>2</sub> storage during CO<sub>2</sub>-EOR<sup>[29]</sup>

1)地质构造俘获机理:受油藏地质构造特征的影响,注入油藏中的CO<sub>2</sub>会因浮力作用而存在向上运移的趋势,当遇到盖层、断层或阻挡层后,由于浮力远小于不渗透层的毛管压力,使得CO<sub>2</sub>停止继续向上运移,被滞留在地质构造中从而达到封存的效

果,该机理也是CO<sub>2</sub>得以长期封存的主要机理<sup>[30]</sup>。

Al-Bayati等<sup>[31]</sup>通过XCT成像技术研究了CO<sub>2</sub>驱前后储层流体分布的3D断层成像,发现CO<sub>2</sub>驱后高渗透层是CO<sub>2</sub>的主要分布区间,这是因为CO<sub>2</sub>倾向于优先填充高渗透率地质构造区域,而绕过低渗透率地区。汪传胜等<sup>[32]</sup>指出构造单元较多的地质构造条件有利于碳封存,构造小单元能够形成相对独立的圈闭空间,既能为CO<sub>2</sub>提供封存空间又有利于后期封存,但地质构造俘获机理更适用于枯竭油藏。

2)束缚空间俘获机理:CO<sub>2</sub>在油藏中运移时会因毛细管力的存在被吸附到岩石表面,进而被束缚在较小的岩石孔隙或裂隙内,是实现CO<sub>2</sub>有效封存的一种重要机理<sup>[30]</sup>。束缚空间俘获机理一般和溶解俘获机理同时作用,最终使CO<sub>2</sub>溶解于储层流体中<sup>[33]</sup>。

Mahzari等<sup>[34]</sup>通过数值模拟研究了岩活油中轻烃气相的释放对CO<sub>2</sub>-EOR过程的影响,结果表明,由于该气相的存在,CO<sub>2</sub>在两相体系中的扩散速度更快,且释放出的气体中CO<sub>2</sub>被毛细管力束缚在多孔介质中,使得储层碳封存能力显著提高。Lashgari等<sup>[35]</sup>研究了分子扩散作用和吸附作用对碳封存的影响,指出当页岩油层中存在较多有机孔隙时,吸附作用较为显著,CO<sub>2</sub>易被束缚储层孔隙内;而对于良好渗透率储层,分子扩散作用更为明显,因为与吸附在矿物和有机质表面相比,CO<sub>2</sub>更易与石油混溶。

3)溶解俘获机理:CO<sub>2</sub>注入油藏后会不断与原油和地层水接触,最终溶解其中。尽管大多数溶解CO<sub>2</sub>会与采出流体一起排出,但仍有相当一部分会和残余油与残余水一起滞留在油藏中,CO<sub>2</sub>因此而被封存<sup>[36]</sup>。

CO<sub>2</sub>溶解俘获主要受原油及地层水中CO<sub>2</sub>饱和度、原油组分、接触率等因素影响<sup>[33]</sup>。Sun等<sup>[37]</sup>采用历史匹配的油藏数值模拟模型,评估了各封存机理对长期碳封存效果的影响。结果表明,CO<sub>2</sub>封存机理强烈依赖于流体饱和度,且盐析效应的存在会降低CO<sub>2</sub>在地层水中的溶解,CO<sub>2</sub>在油中的溶解度显著大于在地层水中的溶解度,这与Jin等<sup>[38]</sup>研究结果一致。Cho等<sup>[39]</sup>研究了甲烷对CO<sub>2</sub>-EOR过程的影响,指出通过溶解作用封存的CO<sub>2</sub>量随着甲烷浓度的增加而减少,但这种减少主要是由于注入CO<sub>2</sub>体积减少导致,并不意味着甲烷的加入会降低溶解封存的性能。

4)矿化俘获机理:注入的CO<sub>2</sub>溶于地层水会生

成碳酸,导致地层水 pH 值降低,能够将部分岩石矿物溶解为  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  等离子,进而与  $\text{CO}_2$  发生矿化反应,生成新的碳酸盐矿物,将  $\text{CO}_2$  以固体碳酸盐的形式封存起来,是最安全的碳封存机制。

Welch 等<sup>[40]</sup>的地球化学模拟指出,所预测的  $\text{CO}_2$  通过溶解无机碳形式存在于储层中溶解度远大于实测值,且卤水相对于碳酸盐矿物过饱和,表明无论是溶解形式还是矿物形式的  $\text{CO}_2$  都有很大的封存潜力。Ampomah 等<sup>[41]</sup>研究表明,矿化封存依赖于二氧化碳在地层水中的溶解, $\text{CO}_2$  在地层水中的溶解降低了地层水的 pH 值,使得地层岩石中许多矿物的溶解度增加。因此, $\text{CO}_2$  直接或间接地与地层岩石中的矿物反应,导致次生碳酸盐矿物的沉淀。

综上,不同形式封存机理的特征见表 1。此外,崔国栋等<sup>[42]</sup>研究了以上 4 种机理封存形式下的  $\text{CO}_2$  封存量,结果表明  $\text{CO}_2$  封存量大小顺序依次为:地质构造俘获、束缚空间俘获、溶解俘获和矿化俘获。郝永卯等<sup>[43]</sup>探究了不同驱油方式下的  $\text{CO}_2$  封存,指出  $\text{CO}_2$  混相驱的主要封存机理为地质构造俘获, $\text{CO}_2$  非混相驱的主要封存机理为地质构造封存及油中的溶解俘获。Hosseininoosheri 等<sup>[44]</sup>认为  $\text{CO}_2$  在储层中的封存是一个动态过程,尽管地质构造俘获是  $\text{CO}_2$  注入后最主要的封存机理,但随着时间推移,束缚空间封存的  $\text{CO}_2$  会变成残留气体并溶解于原油和地层水中。残留和溶解的  $\text{CO}_2$  都会与岩石反应,并将部分  $\text{CO}_2$  转变为碳酸盐矿物。由此可见,地质构造俘获和束缚空间俘获是  $\text{CO}_2$ -EOR 过程中的主要封存机理,因此进行  $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力评估的关键是确定油藏能够提供  $\text{CO}_2$  封存的空间大小。

表 1  $\text{CO}_2$  封存机理特征

Table 1 Characteristics of  $\text{CO}_2$  storage mechanisms

封存形式	封存机理	主控因素
地质构造俘获	$\text{CO}_2$ 通过浮力运移并密封在盖层中	岩石可压缩性、盖层密闭性
束缚空间俘获	$\text{CO}_2$ 通过毛细作用填充岩石孔隙	毛细管力、渗透率
溶解俘获	$\text{CO}_2$ 迁移并溶解于地层流体之中	温度、压力、盐度
矿化俘获	$\text{CO}_2$ 与岩石反应形成固态碳酸盐矿物	反应时间、矿物组成、 $\text{CO}_2$ 含量

## 2 $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力评估

### 2.1 $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力层次

基于碳封存领导人论坛(CSLF)所提出的资源

与储备的概念, $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力可分为理论封存能力、有效封存能力、实际封存能力、匹配封存能力 4 个层次,其关系构成了资源储备金字塔,如图 2 所示<sup>[45-47]</sup>。

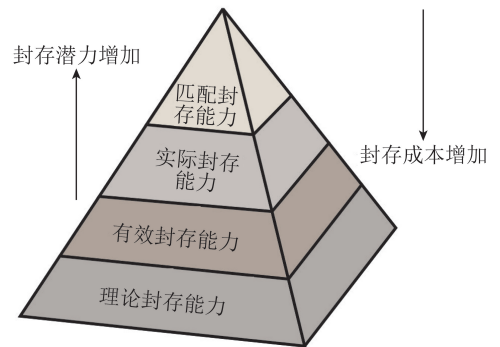


图 2  $\text{CO}_2$  封存资源储备金字塔<sup>[46]</sup>

Fig.2 Techno-economic resource-reserve pyramid for  $\text{CO}_2$  storage capacity<sup>[46]</sup>

理论封存能力是指资源总量涵盖了整个资源金字塔,是地质系统能够接受的物理极限,代表了油藏内空间能够封存  $\text{CO}_2$  的全部能力。有效封存能力是理论封存能力的一个子集,考虑了诸如储层性质、储层密闭性、埋藏深度、油藏压力及孔隙体积等因素的影响。实际封存能力是有效封存能力的一部分,通过考虑  $\text{CO}_2$  地质封存的技术条件、法律政策、基础设施和经济条件而获得。匹配封存能力是实际封存能力的子集,通过将  $\text{CO}_2$  源与  $\text{CO}_2$  封存站点的注入能力和供给能力进行详细匹配获得<sup>[45-46]</sup>。

进行  $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力评估时,要根据不同评估目的和种类选取相应的计算公式。一般情况下,对实际封存能力和匹配封存能力的计算只能在油藏参数及相关条件完备的条件下开展。而在油藏初步筛选时,所评估的结果主要是理论封存能力和有效封存能力<sup>[29]</sup>。

### 2.2 $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力计算方法

在评估油藏的  $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力时,完整的流程应包括:① 建立一个全面的油藏数据库;② 制定筛选标准以有效确定最佳候选油藏;③ 使用通用方程式计算各自的  $\text{CO}_2$ -EOR 封存潜力<sup>[48]</sup>。本文主要针对步骤③涉及到的常用公式进行讨论。

近年来,许多机构和组织都提供了评估不同地层中  $\text{CO}_2$ -EOR 封存能力的方法,但由于各地油藏属性的差异和研究阶段不同,各方法存在特异性,方法本身的适用性无法标准化。目前,较权威的计算方法由美国能源部(US-DOE)、碳封存领导人论坛(CSLF)以及美国地质调查局(USGS)等机构提出,但各自适用条件也有差异<sup>[46,49-50]</sup>。我国 CCUS 项目

尚处于初期阶段,数据不够完善,且油藏实际情况与国外差距较大,难以直接照搬国外经验进行评估。国内当前应用较多的评估方法为中国石油勘探开发研究院和中国石油大学(北京)(RIPED & CUP)共同在国外经验公式基础上改进的版本<sup>[29,51]</sup>。

本文将对以上4种方法进行总结比较,并阐述当前国内外提出的最新评价方法,为我国油藏CO<sub>2</sub>-EOR封存潜力评估工作提供思路,根据实际选用最合适的评估方法。

### 2.2.1 US-DOE 评价方法

US-DOE方法是基于体积平衡理论对CO<sub>2</sub>封存潜力进行估算,计算公式<sup>[49]</sup>为

$$M_t(\text{CO}_2) = \rho_r(\text{CO}_2) \cdot Ah\varphi(1-S_{wi}) \cdot BE, \quad (1)$$

式中, $M_t(\text{CO}_2)$ 为油藏中CO<sub>2</sub>理论封存量,10<sup>6</sup>t; $\rho_r(\text{CO}_2)$ 为CO<sub>2</sub>在油藏条件下的密度,kg/m<sup>3</sup>;A为油藏面积,m<sup>2</sup>;h为油藏厚度,m; $\varphi$ 为油藏孔隙度; $S_{wi}$ 为油藏束缚水饱和度;B为储层流体体积系数;E为CO<sub>2</sub>封存效率因子。

应用式(1)进行CO<sub>2</sub>封存潜力估算的关键是CO<sub>2</sub>封存效率因子E的确定,反映了已从中产生石油并可由CO<sub>2</sub>填充的总储层孔隙体积的比例,包括原始石油储量和采收率,可根据经验或数值模拟得出。此外,式(1)未考虑CO<sub>2</sub>在石油中的混溶性、CO<sub>2</sub>在采出水和注入水中的溶解、原油开采和CO<sub>2</sub>注入过程中的滞后效应等因素影响。

### 2.2.2 CSLF 评价方法

CSLF方法以物质平衡理论为基础,对不同油藏的CO<sub>2</sub>封存能力进行评价。与资源储量金字塔概念一致,该方法中CO<sub>2</sub>理论封存量与CO<sub>2</sub>有效封存量分开计算,计算公式<sup>[46]</sup>为

$$M_t(\text{CO}_2) = \rho_r(\text{CO}_2) \cdot (R_f \cdot \text{OOIP}/B - V_{iw} + V_{pw}), \quad (2)$$

若基于油藏数据库中给出的储层几何形状(面积范围和厚度)进行计算,则可演变为

$$M_t(\text{CO}_2) = \rho_r(\text{CO}_2) \cdot [R_f Ah\varphi(1-S_{wi}) - V_{iw} + V_{pw}], \quad (3)$$

式中,OOIP为原始石油地质储量,m<sup>3</sup>;R<sub>f</sub>为原油采收率;V<sub>iw</sub>为注入水体积,m<sup>3</sup>;V<sub>pw</sub>为注入水体积,m<sup>3</sup>。

考虑到储层特征,如浮力、重力超覆、流动性、非均质性、含水饱和度及地下含水层强度等因素影响时,CO<sub>2</sub>实际封存量会减少<sup>[52]</sup>,式(3)可进一步通过封存系数(C<1)表示为

$$M_e(\text{CO}_2) = C_m C_b C_h C_w C_a M_t(\text{CO}_2) = C_e M_t(\text{CO}_2), \quad (4)$$

式中, $M_e(\text{CO}_2)$ 为油藏中CO<sub>2</sub>有效封存量,10<sup>6</sup>t; $C_m$ 为流度造成影响的封存系数; $C_b$ 为浮力造成影响的封存系数; $C_h$ 为非均质性造成影响的封存系数; $C_w$ 为含水饱和度造成影响的封存系数; $C_a$ 为地下含水层强度造成影响的封存系数; $C_e$ 为各因素综合影响的有效封存系数。

比较US-DOE和CSLF两种方法发现,二者等效。在不考虑注采水且E=R<sub>f</sub>C<sub>e</sub>的情况下,式(1)与式(3)、(4)基本等价。

### 2.2.3 USGS 评价方法

USGS方法是基于蒙特卡洛法的概率评价方法,也是依靠体积平衡理论对CO<sub>2</sub>封存潜力进行估算。该方法估算技术上可获得的封存量,即可以封存在油藏储层孔隙体积中的CO<sub>2</sub>质量,主要考虑地质构造俘获和束缚空间俘获2种机理,计算公式<sup>[50]</sup>为

$$SF_{PV} = A_{SF} T_{PI} \varphi_{PI}, \quad (5)$$

$$B_{SV} = B_{pV} B_{SE}, \quad (6)$$

$$R_{SV} = (SF_{PV} - B_{pV}) R_{SE}, \quad (7)$$

$$TA_{SR} = (R_{SV} + B_{SV}) \rho_r(\text{CO}_2), \quad (8)$$

式中,SF<sub>PV</sub>为储层孔隙体积,m<sup>3</sup>;A<sub>SF</sub>为储层平均面积,m<sup>2</sup>;T<sub>PI</sub>为孔隙层厚度(孔隙度为8%或更高的储层地层厚度),m; $\varphi_{PI}$ 为孔隙层的平均孔隙度;B<sub>SV</sub>为通过地质构造俘获机理封存的CO<sub>2</sub>体积,m<sup>3</sup>;B<sub>pV</sub>为可用于地质构造俘获的孔隙体积,m<sup>3</sup>;B<sub>SE</sub>为地质构造俘获效率;R<sub>SV</sub>为通过束缚空间俘获机理封存的CO<sub>2</sub>体积,m<sup>3</sup>;R<sub>SE</sub>为束缚空间俘获效率;TA<sub>SR</sub>为技术上可获得的CO<sub>2</sub>封存量,10<sup>6</sup>t。

可以看到,地质构造俘获和束缚空间俘获所得CO<sub>2</sub>封存量是分开计算的,这是受地质不确定性和封存效率的影响。一般情况下,地质构造俘获效率为10%~60%;束缚空间俘获基于岩石类别,介于1%~15%<sup>[53]</sup>。

### 2.2.4 RIPED & CUP 评价方法

上述方法均未考虑溶解俘获机理对CO<sub>2</sub>封存量的影响,但我国油藏大多数为高含水油藏,溶解俘获机理不可忽略。RIPED & CUP在CSLF方法基础上考虑了注采水问题和CO<sub>2</sub>在地层流体中的溶解问题,建立以下计算方法<sup>[29]</sup>,即

CO<sub>2</sub>突破前:

$$M_t(\text{CO}_2) = \frac{\rho_r(\text{CO}_2)}{10^9} [R_{fb} Ah\varphi(1-S_{wi}) - V_{iw} + V_{pw} + C_{ws}(Ah\varphi S_{wi} + V_{iw} - V_{pw}) + C_{os}(1-R_{fb}) Ah\varphi(1-S_{wi})], \quad (9)$$

CO<sub>2</sub>突破后:

$$M_1(\text{CO}_2) = \frac{\rho_r(\text{CO}_2)}{10^9} [(0.4R_{fb} + 0.6R_{fb}) \times \\ Ah\varphi(1-S_{wi}) - V_{iw} + V_{pw} + \\ C_{ws}(Ah\varphi S_{wi} + V_{iw} - V_{pw}) + \\ C_{os}(1 - 0.4R_{fb} - 0.6R_{fb}) Ah\varphi(1 - S_{wi})], \quad (10)$$

式中,  $R_{fb}$  为 CO<sub>2</sub>突破前的原油采收率;  $R_{fb}$  为 CO<sub>2</sub>突破后的原油采收率;  $C_{ws}$  为 CO<sub>2</sub>在水中的溶解系数;  $C_{os}$  为 CO<sub>2</sub>在油中的溶解系数。

RIPED & CUP 只对 CSLF 方法中的理论封存量作了修正,有效封存量仍按照原方法计算,修正后的公式更贴近我国油田的实际状况。在利用以上公式计算时,确定原油采收率是关键步骤,一般通过现场经验或数值模拟获得。

### 2.2.5 新型评价方法

Rezk 等<sup>[54]</sup>提出了一个无量纲数来研究 CO<sub>2</sub>-EOR 过程中除 CO<sub>2</sub>扩散外,其他作用力的联合作用。最后,引入 2 个基于组合无量纲数的关联式预测近混相 CO<sub>2</sub>-EOR 过程的原油采收率和 CO<sub>2</sub>封存效率,计算公式为

$$St_{\text{eff}}(\text{CO}_2) = 2.9874 \ln N_{\text{CO}} + 64.794, \quad (11)$$

$$N_{\text{CO}} = \frac{N_c^{0.1} N_g^{1.5}}{N_d^{0.1}}, \quad (12)$$

$$N_c = \frac{\partial \mu}{\sigma}, \quad (13)$$

$$N_g = \frac{\Delta \rho g k H}{\partial \mu L}, \quad (14)$$

$$N_d = \frac{D}{\partial L}, \quad (15)$$

式中,  $St_{\text{eff}}(\text{CO}_2)$  为 CO<sub>2</sub>封存效率,%;  $N_{\text{CO}}$  为无量纲数;  $N_c$  为毛细管数;  $N_g$  为重力数;  $N_d$  为扩散数;  $\partial$  为达西速度, m/s;  $\mu$  为驱替流体黏度, Pa·s;  $\sigma$  为界面张力, N/m;  $\Delta \rho$  为注入液(气)与原油密度差, kg/m<sup>3</sup>;  $g$  为重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $k$  为岩石渗透

率, m<sup>-2</sup>;  $H/L$  为油藏高长比;  $D$  为 CO<sub>2</sub>在原油中的扩散系数, m<sup>2</sup>/s。

该方法只考虑了束缚空间俘获和溶解俘获 2 种机理,通过考虑毛管数和重力数等无量纲数,研究了 CO<sub>2</sub>驱各阶段黏性和重力的相互作用。

王高峰等<sup>[51]</sup>认为资源金字塔中所提到的实际封存量过于笼统,应将其细化为同步封存量和深度封存量,前者表示 CO<sub>2</sub>驱油项目评价期间的碳封存量,后者表示油藏废弃后的碳封存量。可见,同步封存量更能代表 CO<sub>2</sub>-EOR 过程的碳封存潜力。同步封存量与 CO<sub>2</sub>换油率、气驱产量、气驱生产气油比 3 个参量密不可分,基于此,王高峰等创新提出了“三参量法”同步封存量评价方法:

$$M(\text{CO}_2) = \sum_{i=1}^n Q_{\text{og}} \left[ s - \frac{\rho_{\text{ings}}}{1000} (\text{GOR} - R_{\text{si}}) \right]_i, \quad (16)$$

式中,  $M(\text{CO}_2)$  为 CO<sub>2</sub>同步封存量, 10<sup>6</sup>t;  $Q_{\text{og}}$  为某年 CO<sub>2</sub>驱产量水平, t/a;  $s$  为换油率, t/t; COR 为 CO<sub>2</sub>驱生产气油比, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ings}}$  为 CO<sub>2</sub>地面密度, kg/m<sup>3</sup>;  $R_{\text{si}}$  为原始溶解气油比, m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;  $n$  为 CO<sub>2</sub>-EOR 项目评价期年限, a。

综上所述,不同 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力评估方法计算方式不同,所得评估结果也不同,以上 4 种评估方法的比较见表 2。发现各类评估方法均遵循体积平衡理论或物质平衡理论。其中,US-DOE 和 USGS 方法是以体积平衡理论为基础的估算方法,依托封存效率,通过多种封存机理的组合来估算 CO<sub>2</sub>封存量。然而,资源容量估算只能代表最有利经济技术条件下的地质储量。CSLF 方法以物质平衡理论为基础,为封存能力提供了一个资源储备金字塔,但该方法未考虑溶解俘获机理。溶解俘获机理很重要,在估算时应占一定比例,不能忽视。RIPED & CUP 方法实则是 CSLF 方法的改进版,在其基础上考虑了 CO<sub>2</sub>在地层流体中的溶解问题,使计算公式更贴

表 2 US-DOE、CSLF、USGS、RIPED & CUP 评价方法比较

Table 2 Comparison of US-DOE, CSLF, USGS, RIPED & CUP evaluation method

评估方法	理论依据	封存机理	封存效率	优点	缺点
US-DOE	体积平衡理论	地质构造俘获、束缚空间俘获	基于地层岩性	简单快捷	估算结果波动较大
CSLF	物质平衡理论	地质构俘获、束缚空间俘获	基于现场操作或数值模拟	评估结果与资源储备金字塔保持一致	忽略了溶解封存机理
USGS	体积平衡理论	地质构俘获、束缚空间俘获	基于岩石渗透率的分类	技术上可获得的封存量评估效果良好	估算结果波动较大
RIPED & CUP	物质平衡理论	地质构造俘获、束缚空间俘获、溶解俘获	基于现场操作或数值模拟	考虑了注采水问题和 CO <sub>2</sub> 在地层流体中的溶解问题	各阶段原油采收率不易确定

合我国油藏实际,但各阶段原油采收率的确定是难题。因此,针对不同地区的 CO<sub>2</sub>-EOR 项目进行封存潜力评估时,要综合考虑油藏特征、封存机理、现场数据等多方面因素的影响,选用合适的评估方法,并尽可能根据需要对已知方法进行修正与补充,以保证估算结果的准确性。

### 3 封存潜力评估实例

美国是开展 CO<sub>2</sub>-EOR 最早且规模最大的国家,延长油田被纳入中美元首气候变化联合声明双边合作的区域,对其进行碳封存潜力评估具有代表性。以美国和中国的 3 个 CO<sub>2</sub>-EOR 区域为例,详细论述评估体系。

#### 3.1 美国密歇根州 NPRT 区域 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力评估

Mishra 等<sup>[55]</sup>对美国密歇根州 Northern Pinnacle Reef Trend (NPRT) 区域油田的 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力进行改进估算。之前的方法由 Barnes 等<sup>[56]</sup>和 Tolle<sup>[57]</sup>基于 US-DOE 方法提出,新方法则是基于 NPRT 目前正在进行 CO<sub>2</sub>-EOR 作业的珊瑚礁(被监测珊瑚礁)油藏性能的捕获数据,然后将其应用于 NPRT 内其他珊瑚礁(目录珊瑚礁)。估算了被监测珊瑚礁的部分一次采收率、部分增量提高采收率、净利用率和封存效率因子;估算目录珊瑚礁的提高采收率、提高采收率结束前的封存量 and CO<sub>2</sub>总注入量,并使用加权平均程序合并。

评估结果表明,该地区 CO<sub>2</sub>-EOR 项目增加了 1.18 亿 BBL(1.88×10<sup>7</sup> Sm<sup>3</sup>)的石油,相当于 4 900 万 t 的 CO<sub>2</sub>封存和 2.66 亿 t 的总 CO<sub>2</sub>注入。若提高采收率的经济门槛为 50 万 BBL(8×10<sup>4</sup> Sm<sup>3</sup>)增量油,则约 1/3 珊瑚礁能够提供 2/3 的 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力。

#### 3.2 中国延长油田 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力评估

He 等<sup>[58]</sup>在充分调查延长油田数据库储层特征的基础上,利用 CO<sub>2</sub> Prophet™ 模型和 RIPED&CUP 评估方法,计算了延长油田 27 个油藏的封存系数、理论封存量 and 有效封存量,其中只有 8 个油藏适合进行 CO<sub>2</sub>-EOR 地质封存,具体见表 3。

由表 3 可知,这 8 个潜在候选油藏的封存系数介于 0.06~0.23,提高采收率介于 4.98~12.44。此外,CO<sub>2</sub>混相驱提高采收率远高于 CO<sub>2</sub>非混相驱,但非混相驱的封存系数相对较大。通过估算,CO<sub>2</sub>理论封存量为 7.375 亿 t,有效封存量为 1.99 亿 t。

#### 3.3 中国渤海湾盆地 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力评估

Yang 等<sup>[48]</sup>基于 Azzolina 等<sup>[59]</sup>提出的评估方法,

表 3 延长油田 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力  
Table 3 Sequestration potential of CO<sub>2</sub>-EOR  
in Yanchang oil field

油藏	驱替类型	提高采收率/%	封存系数/(t·t <sup>-1</sup> )	理论封存量/10 <sup>4</sup> t	有效封存量/10 <sup>4</sup> t
JB	非混相驱	6.96	0.19	8 800	2 300
JYC	非混相驱	6.28	0.21	2 700	740
XZC	非混相驱	4.98	0.18	7 200	2 000
QPC	非混相驱	9.15	0.19	9 500	2 510
FFC	非混相驱	5.52	0.21	21 000	5 800
XQ	非混相驱	6.80	0.21	13 000	3 600
XSW	混相驱	12.44	0.23	11 000	2 800
ZL	非混相驱	8.70	0.06	550	150
合计				73 750	19 900

即 USGS 方法的衍生方法,在已建立的油藏数据库基础上,从油藏尺度上对 CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力进行评价,为我国 CO<sub>2</sub>-EOR 项目选址和区域 CO<sub>2</sub>减排提供依据。此外,还提出了渤海湾盆地油藏评价方案。

分析表明,应用该方法对渤海湾盆地 2 891 个油藏进行筛选,共识别出 613 个 CO<sub>2</sub>-EOR 候选油藏,其中混相驱 CO<sub>2</sub>-EOR 候选油藏 354 个,非混相驱 CO<sub>2</sub>-EOR 候选油藏 259 个。根据估算结果,CO<sub>2</sub>-EOR 候选油藏可额外采油 683 Mt,同时这些候选油藏还将附带封存 CO<sub>2</sub> 1 345 Mt。此外,胜利油田混相驱 CO<sub>2</sub>-EOR 候选油藏是最有前景的地区,CO<sub>2</sub>-EOR 可增加采油 140 Mt,注入兼封存了 CO<sub>2</sub>达 225 Mt。

## 4 结语与展望

CO<sub>2</sub>-EOR 技术兼具经济与环境效益,能够在提高采收率的同时实现碳封存,是 CCUS 工作的重要环节。进行 CO<sub>2</sub>-EOR 矿场试验前,有必要对目标油藏的碳封存潜力进行评估。本文基于 CO<sub>2</sub>-EOR 封存机理,讨论了当前较权威的 4 种评价方法,比较其差异,以期在现场工作提供思路。

CO<sub>2</sub>-EOR 封存潜力的计算方法主要是基于物质平衡理论和体积平衡理论确定,其中的关键参数需通过现场经验或数值模拟获得。此外,相较于评价方法的选择,油藏地质参数的不确定性对 CO<sub>2</sub>封存潜力总体估计的影响更大,这是导致不同评价方法估算结果出现差异的重要原因。因此为保证估算结果的准确性,应根据油藏的地质特征选用最合适的评价方法。

当前我国 CO<sub>2</sub>-EOR 技术整体上仍处于工业试验阶段,距离大规模现场应用还有很长的路要走,为

更加精确进行碳封存潜力评价,下一步工作应从以下方面开展:

1) 明确油藏开发策略。不同注气方式(CO<sub>2</sub>驱、水气交替、CO<sub>2</sub>吞吐等)会导致不同的封存机理,因此进行碳封存潜力评估工作前需明确开发策略,以便根据封存机理选择最适宜的评价方法。

2) 考虑滞后效应。由于储层流体性质不同,相对渗透率和毛细压力一般会出现滞后效应,如果在不考虑滞后效应的情况下进行碳封存潜力评估,则可能会高估CO<sub>2</sub>封存量。

3) 使用现场数据修正。碳封存潜力的影响因素是由综合参数构成,很难明确主要因素,因此需要大量的地层数据(如储层孔隙度、非均质性、含水饱和度、气油比等)对评价模型进行修正,以得到更准确的评价结果。

4) 加强安全风险评估。CO<sub>2</sub>驱油过程中可能存在的泄漏是该技术最大的风险隐患,为了解决这一问题,需进行长周期室内试验评估和数值模拟研究,以确定CO<sub>2</sub>与井筒、固井水泥以及相关条件下地层矿物之间的反应动力学关系。

## 参考文献(References):

[1] Energy Information Administration (EIA). Annual energy outlook 2016 with projections to 2040 [R/OL]. (2016-05-01). [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/supplemental\\_case.php](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/supplemental_case.php).

[2] IEA. Global CO<sub>2</sub> emissions in 2019 [R/OL]. (2020-02-11). <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019>.

[3] 中国21世纪议程管理中心. 中国碳捕集、利用与封存技术发展路线图 2019 [M]. 北京: 科学出版社, 2019.

China Agenda 21 Management Center. China's carbon capture, utilization and storage technology roadmap 2019 [M]. Beijing: Science Press, 2019.

[4] 秦积舜, 李永亮, 吴德彬, 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.

[5] 李士伦, 汤勇, 侯承希. 注 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术现状及发展趋势 [J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 1-8.

LI Shilun, TANG Yong, HOU Chengxi. Present situation and development trend of CO<sub>2</sub> injection enhanced oil recovery [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 1-8.

[6] 叶航, 刘琦, 彭勃, 等. 纳米颗粒抑制 CO<sub>2</sub> 驱油过程中沥青质沉积的研究进展 [J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 86-96.

YE Hang, LIU Qi, PENG Bo, et al. Inhibition of nanoparticles on asphaltene deposition during CO<sub>2</sub> flooding: A review [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 86-96.

[7] REN B, ZHANG L, HUANG H, et al. Performance evaluation and mechanisms study of near-miscible CO<sub>2</sub> flooding in a tight oil

reservoir of Jilin Oilfield China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 27: 1796-1805.

[8] 宋倩倩, 蒋庆哲, 宋昭峥. 炼油厂 CO<sub>2</sub>-EOR 产业链的经济评价 [J]. 石油学报(石油加工), 2015, 31(1): 119-125.

SONG Qianqian, JIANG Qingzhe, SONG Zhaozheng. Economic evaluation of CO<sub>2</sub>-EOR industry chain in refineries [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2015, 31(1): 119-125.

[9] Global CCS Institute. The global status of CCS: 2013, Melbourne, Australia [R/OL]. August 2013. <http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2013>.

[10] SAINI D. CO<sub>2</sub>-Prophet model based evaluation of CO<sub>2</sub>-EOR and storage potential in mature oil reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 134: 79-86.

[11] 李士伦, 孙雷, 陈祖华, 等. 再论 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> flooding-EOR technology [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 1-14.

[12] 秦积舜, 韩海水, 刘晓蕾. 美国 CO<sub>2</sub> 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.

[13] SUN L, DOU H, LI Z, et al. Assessment of CO<sub>2</sub> storage potential and carbon capture, utilization and storage prospect in China [J]. Journal of the Energy Institute, 2018, 91(6): 970-977.

[14] LI X, WEI N, LIU Y, et al. CO<sub>2</sub> point emission and geological storage capacity in China [J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 2793-2800.

[15] WANG Y, XU Y, ZHANG K. Investigation of CO<sub>2</sub> storage capacity in open saline aquifers with numerical models [J]. Procedia Engineering, 2012, 31: 886-892.

[16] PINGPING S, XINWEI L, QIUJIE L. Methodology for estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity in reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 216-220.

[17] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> flooding and sequestration in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.

[18] 韩海水, 袁士义, 李实, 等. 二氧化碳在链状烷烃中的溶解性能及膨胀效应 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 88-93.

HAN Haishui, YUAN Shiyi, LI Shi, et al. Dissolving capacity and volume expansion of carbon dioxide in chain n-alkanes [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 88-93.

[19] 刘焱. 低渗透裂缝性油藏 CO<sub>2</sub> 驱油效果影响因素研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018: 1-10.

LIU Yi. Study on oil recovery of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability fractured reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum



- (Beijing), 2018;1-10.
- [20] 范盼伟,朱维耀,林吉生,等. 超临界 CO<sub>2</sub> 萃取稠油影响因素及规律研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(6): 31-36.  
FAN Panwei, ZHU Weiyao, LIN Jisheng, et al. Factors and regularity of supercritical CO<sub>2</sub> extraction of heavy oil impact[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(6): 31-36.
- [21] 韦琦. 特低渗油藏 CO<sub>2</sub> 驱气窜规律分析与工艺对策研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018;1-10.  
WEI Qi. Study of gas channeling law and injection method for CO<sub>2</sub> flooding in ultra-low permeability reservoirs[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2018;1-10.
- [22] 江怀友,沈平平,卢颖,等. 世界油气储层二氧化碳埋存量计算研究[J]. 地球科学进展, 2009(10): 1122-1129.  
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, LU Ying, et al. Research on the calculation of CO<sub>2</sub> storage in the reservoir all over the world[J]. Advances in Earth Science, 2009(10): 1122-1129.
- [23] 李阳. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [24] ESHRAGHI S E, RASAEI M R, ZENDEHBOUDI S. Optimization of miscible CO<sub>2</sub> EOR and storage using heuristic methods combined with capacitance/resistance and Gentil fractional flow models[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 32: 304-318.
- [25] 金忠康,王智林,毛超琪. 低渗透 M 油藏 CO<sub>2</sub> 非混相驱主控机理及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 68-74.  
JIN Zhongkang, WANG Zhilin, MAO Chaoqi. Dominant mechanism and application of CO<sub>2</sub> immiscible flooding in M block with low permeability[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 68-74.
- [26] ZHAO X, LIAO X, WANG W, et al. The CO<sub>2</sub> storage capacity evaluation: Methodology and determination of key factors[J]. Journal of the Energy Institute, 2014, 87(4): 297-305.
- [27] RAZA A, REZAEI R, GHOLAMI R, et al. A screening criterion for selection of suitable CO<sub>2</sub> storage sites[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 28: 317-327.
- [28] OLEA R A. CO<sub>2</sub> retention values in enhanced oil recovery[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 129: 23-28.
- [29] 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): 16-20.  
SHEN Pingping, LIAO Xinwei, LIU Qingjie. Methodology for estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity in reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 16-20.
- [30] 任韶然,李德祥,张亮,等. 地质封存过程中 CO<sub>2</sub> 泄漏途径及风险分析[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 591-601.  
REN Shaoran, LI Dexiang, ZHANG Liang, et al. Leakage pathways and risk analysis of carbon dioxide in geological storage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 591-601.
- [31] AL-BAYATI D, SAEEDI A, MYERS M, et al. Insights into immiscible supercritical CO<sub>2</sub> EOR: An XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media[J]. Journal of CO<sub>2</sub> Utilization, 2019, 32: 187-195.
- [32] 汪传胜,田蓉,季峻峰,等. 苏北盆地油田封存二氧化碳潜力初探[J]. 高校地质学报, 2012, 18(2): 225-231.  
WANG Chuansheng, TIAN Rong, JI Junfeng, et al. Preliminary estimation of carbon dioxide storage capacity in the oil reservoirs in Subei basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2012, 18(2): 225-231.
- [33] 王长权. 油藏中 CO<sub>2</sub> 驱油与地质埋存机理[D]. 成都: 西南石油大学, 2013;7-12.  
WANG Changquan. CO<sub>2</sub> flooding and geological storage mechanism in oil reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013;7-12.
- [34] MAHZARI P, JONES A P, OELKERS E H. Impact of in-situ gas liberation for enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage in liquid-rich shale reservoirs[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2020: 1-21.
- [35] LASHGARI H R, SUN A, ZHANG T, et al. Evaluation of carbon dioxide storage and miscible gas EOR in shale oil reservoirs[J]. Fuel, 2019, 241: 1223-1235.
- [36] 武守亚. 二氧化碳驱油封存过程建模与分析研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016;2-7.  
WU Shouya. Research on modeling and analysis for carbon dioxide enhanced oil recovery and sequestration process[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2016;2-7.
- [37] SUN Q, AMPOMAH W, KUTSIENYO E J, et al. Assessment of CO<sub>2</sub> trapping mechanisms in partially depleted oil-bearing sands[J]. Fuel, 2020, 278: 118356.
- [38] JIN L, PEKOT L J, SMITH S A, et al. Effects of gas relative permeability hysteresis and solubility on associated CO<sub>2</sub> storage performance[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2018, 75: 140-150.
- [39] CHO J, PARK G, KWON S, et al. Compositional modeling to analyze the effect of CH<sub>4</sub> on coupled carbon storage and enhanced oil recovery process[J]. Applied Sciences, 2020, 10(12): 4272.
- [40] WELCH S A, SHEETS J M, PLACE M C, et al. Assessing geochemical reactions during CO<sub>2</sub> injection into an oil-bearing reef in the Northern Michigan Basin[J]. Applied Geochemistry, 2019, 100: 380-392.
- [41] AMPOMAH W, BALCH R, CATHER M, et al. Evaluation of CO<sub>2</sub> storage mechanisms in CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery sites: Application to Morrow sandstone reservoir[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(10): 8545-8555.
- [42] 崔国栋,张亮,任韶然,等. 油藏 CO<sub>2</sub> 驱及封存过程中地化反应特征及埋存效率[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(6): 123-131.  
CUI Guodong, ZHANG Liang, REN Shaoran, et al. Geochemical reactions and CO<sub>2</sub> storage efficiency during CO<sub>2</sub> EOR process and subsequent storage[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(6): 123-131.
- [43] 郝永卯,韦馨林,董承顺. 不同驱油方式 CO<sub>2</sub> 微观分布特征及埋存量研究[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(6): 846-851.  
HAO Yongmao, WEI Xinlin, DONG Chengshun, et al. Research on the microscopic distribution characteristics and storage capacity

- of CO<sub>2</sub> with different displacement methods[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(6):846-851.
- [44] HOSSEININOOSHERI P, HOSSEINI S A, NUÑEZ-LÓPEZ V, et al. Impact of field development strategies on CO<sub>2</sub> trapping mechanisms in a CO<sub>2</sub>-EOR field: A case study in the Permian Basin (SACROC unit) [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 72:92-104.
- [45] ZHAO D F, LIAO X W, YIN D D. Evaluation of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and sequestration potential in low permeability reservoirs, Yanchang Oilfield, China[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2014, 87(4):306-313.
- [46] BACHU S. Comparison between methodologies recommended for estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity in geological media[C]//Carbon Sequestration Leadership Forum, Phase III Report. Cape Town, South Africa: [s.n.], 2008.
- [47] WANG H, LIAO X, DOU X, et al. Potential evaluation of CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery of low permeability reservoir in the Junggar Basin, China[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(5):3281-3291.
- [48] YANG W, PENG B, LIU Q, et al. Evaluation of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage potential in oil reservoirs of Bohai Bay Basin, China [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 65:86-98.
- [49] GOODMAN A, HAKALA A, BROMHAL G, et al. US DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4):952-965.
- [50] BRENNAN S T, BURRUSS R C, MERRILL M D, et al. A probabilistic assessment methodology for the evaluation of geologic carbon dioxide storage[J]. *US Geological Survey Open-File Report*, 2010, 1127:31.
- [51] 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.
- [52] ZHAO X, LIAO X. Evaluation method of CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery in an oil reservoir, as applied to the Changqing Oilfields, China [J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(8):5350-5354.
- [53] GOODMAN A, BROMHAL G, STRAZISAR B, et al. Comparison of methods for geologic storage of carbon dioxide in saline formations[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, 18:329-342.
- [54] REZK M G, FOROOZESH J, ZIVAR D, et al. CO<sub>2</sub> storage potential during CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery in sandstone reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 66:233-243.
- [55] MISHRA S, HAAGSMA A, VALLURI M, et al. Assessment of CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery and associated geologic storage potential in the Michigan Northern Pinnacle Reef Trend[J]. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2020, 10(1):32-49.
- [56] BARNES D, HARRISON B, GRAMMER G M, et al. CO<sub>2</sub>/EOR and geological carbon storage resource potential in the Niagaran Pinnacle Reef Trend, Lower Michigan, USA [J]. *Energy Procedia*, 2013, 37:6786-6799.
- [57] TOELLE B, PEKOT L J, HARRISON W B, et al. EOR potential of the Michigan Silurian reefs using CO<sub>2</sub> [C]//SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [58] HE L, SHEN P, LIAO X, et al. Potential evaluation of CO<sub>2</sub> EOR and sequestration in Yanchang oilfield[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2016, 89(2):215-221.
- [59] AZZOLINA N A, NAKLES D V, GORECKI C D, et al. CO<sub>2</sub> storage associated with CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 37:384-397.