

文章编号:1009-9603(2023)02-0018-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202208048

# CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术新进展

陈欢庆

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

**摘要:**碳达峰和碳中和发展战略以及社会经济发展对石油等能源需求量的持续增长,为CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术带来了巨大的发展机遇,也提出了前所未有的挑战。从目前中外CO<sub>2</sub>驱油与埋存研究现状入手,通过CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理和影响因素分析,提出了CO<sub>2</sub>驱油与埋存存在的问题和发展方向。结合实践将CO<sub>2</sub>驱油与埋存研究内容总结为目标优选、相关机理实验研究、方法技术攻关、经济性评价、安全性评价和现场实践等6方面。CO<sub>2</sub>驱油与埋存存在的问题主要包括:CO<sub>2</sub>驱油与埋存应用的油藏类型还非常有限,CO<sub>2</sub>气田分布特征及其与CO<sub>2</sub>驱油与埋存目标油藏之间的时空匹配关系研究还未引起足够重视,CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理等研究还存在诸多问题,CO<sub>2</sub>驱油与埋存方案设计有待优化,CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济有效性评价体系尚未建立,CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪评价还存在一系列问题。对应的CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术研究未来发展方向包括:探索攻关CO<sub>2</sub>驱油与埋存适用油藏类型和开发阶段,CO<sub>2</sub>气田分布规律及其与适合CO<sub>2</sub>驱油与埋存油藏之间的时空匹配关系研究,CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理研究持续攻关,CO<sub>2</sub>驱油与埋存方案优化设计,CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济有效性评价和CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪监测评价。

**关键词:**CO<sub>2</sub>驱油与埋存;CO<sub>2</sub>混相驱;提高采收率;碳中和;低渗透油藏;CO<sub>2</sub>安全埋存

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

## New progress of CO<sub>2</sub> flooding and storage technology

CHEN Huanqing

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing City, 100083, China)

**Abstract:** As carbon peak and carbon neutrality development strategy and the social and economic development continuously require petroleum and other energy, CO<sub>2</sub> flooding and storage technology has met great development opportunities, as well as unprecedented challenges. According to the research status of CO<sub>2</sub> flooding and storage both in China and abroad, the problems and the future trend of CO<sub>2</sub> flooding and storage are introduced by analyzing the mechanism and influencing factors of CO<sub>2</sub> flooding and storage. Based on practice, the research contents of CO<sub>2</sub> flooding and storage are summarized as six aspects, namely, target optimization, experimental study of relevant mechanisms, technical breakthrough, economic evaluation, safety evaluation, and field practice. The problems of CO<sub>2</sub> flooding and storage include ①CO<sub>2</sub> flooding and storage technology is applied to very limited types of reservoirs. ②The distribution characteristics of the CO<sub>2</sub> gas field and its temporal and spatial matching relationship with target reservoirs of CO<sub>2</sub> flooding and storage have not been paid enough attention. ③There are still many problems in the study of CO<sub>2</sub> flooding and storage mechanism. ④CO<sub>2</sub> flooding and storage scheme design needs to be optimized. ⑤The economic effectiveness evaluation system of CO<sub>2</sub> flooding and storage has not been established. ⑥The tracking assessment of CO<sub>2</sub> storage safety still faces a series of problems. The future trend of CO<sub>2</sub> flooding and storage technology research includes ①Exploring the applicable reservoir types and development stages of CO<sub>2</sub> flooding and storage. ②Studying the distribution law of the CO<sub>2</sub> gas field and its temporal and spatial matching relationship with suitable reservoirs of CO<sub>2</sub> flooding and storage. ③Deepening studies on the CO<sub>2</sub> flooding and storage mechanism. ④Optimizing CO<sub>2</sub> flooding and storage scheme design. ⑤Evaluating the economic effectiveness of CO<sub>2</sub> flooding and storage. ⑥Conducting CO<sub>2</sub> storage safety tracking monitoring and evaluation.

收稿日期:2022-08-31。

作者简介:陈欢庆(1979—),男,陕西咸阳人,高级工程师,博士,从事CO<sub>2</sub>驱油与埋存研究工作。E-mail:hqchen2009@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“CO<sub>2</sub>驱油与埋存关键技术”(2011ZX05016-006)。

**Key words:** CO<sub>2</sub> flooding and storage; CO<sub>2</sub> miscible flooding; enhance oil recovery; carbon neutrality; low permeability reservoir; safe CO<sub>2</sub> storage

CO<sub>2</sub>驱油技术是指将CO<sub>2</sub>注入油层保持地层压力,驱替原油到采油井,并借助CO<sub>2</sub>自身特性提高原油采收率的技术。与水介质相比,CO<sub>2</sub>具有黏度小、萃取能力强、注入能力强等诸多优势。CO<sub>2</sub>能与地下流体发生一系列物理化学作用,产生原油体积膨胀、原油黏度降低和水黏度增加等现象。在一定条件下,CO<sub>2</sub>可与原油混相,大幅度降低界面张力,从而提高原油采收率。提高驱油效率和扩大波及体积是CO<sub>2</sub>驱提高采收率的两个方面,是CO<sub>2</sub>驱油技术研究的重点<sup>[1-2]</sup>。在驱油过程中,部分CO<sub>2</sub>储存至油藏中,可以实现CO<sub>2</sub>埋存,另一部分CO<sub>2</sub>被采出,作为驱油剂循环使用。

世界上第1个CO<sub>2</sub>地质封存项目是以咸水层作为储存层,由挪威国家石油公司(NPD)1996年在北海Sleipner气田实施,年封存规模为 $9.0 \times 10^6$  t,此工程运行时间长,且拥有世界上第1个工业级的CO<sub>2</sub>捕集设施<sup>[3]</sup>。美国是世界上研究和实施CO<sub>2</sub>驱油最早的国家,俄罗斯、加拿大、挪威、匈牙利、克罗地亚、奥地利、法国和德国等也在开展相关的探索<sup>[4-6]</sup>。PARRY等开展犹他州科罗拉多高原侏罗系纳瓦霍砂岩中CO<sub>2</sub>封存的地球化学研究,纳瓦霍砂岩可能不会以矿物沉淀的形式储存大量的CO<sub>2</sub>,因此,储存的CO<sub>2</sub>量将受到其在原位水中的溶解度和在孔隙空间中作为游离CO<sub>2</sub>储存的限制<sup>[7]</sup>。DASHTGARD等以加拿大阿尔伯塔省彭比纳油田中部鸟蛤属组为例,对地质特征和CO<sub>2</sub>提高原油采收率的潜力进行分析<sup>[8]</sup>。WILKINSON等以英国北海南部高CO<sub>2</sub>含量气藏(CO<sub>2</sub>含量为50%)为例,建立地球化学模型,模拟预测CO<sub>2</sub>在油藏中埋存时油藏储层矿物发生变化的特征<sup>[9]</sup>。POPOVA等对CO<sub>2</sub>储存资源评估方法进行比较分析<sup>[10]</sup>。JORDAN等以加利福尼亚圣华金盆地为例,利用测量和地质建模的方法对CO<sub>2</sub>埋存可能遇到羽状断层的概率进行评价研究。结果表明,CO<sub>2</sub>注入时有4.1%的概率遇到完全封闭的断层,有9%的概率遇到半封闭的断层<sup>[11]</sup>。ROBERTS-ASHBY等对佛罗里达中南部和南部上白垩统Lawson组、古新统Cedar Keys组孔隙度与CO<sub>2</sub>储存潜力进行评估,结果表明,上白垩统Lawson组是CO<sub>2</sub>地质封存的潜在合适储层<sup>[12]</sup>。HAWKINS等对俄亥俄州主要油田的CO<sub>2</sub>储存能力和提高采收率潜力进行了修订评估<sup>[13]</sup>。研究中用到了两种方法,基于体积的方法是利用现场体积数据计算CO<sub>2</sub>储存能力,基于生

产的方法是利用历史油气生产数据计算CO<sub>2</sub>储存能力。BOWERSOX等对肯塔基州阿巴拉契亚盆地南部马里维尔-Basal砂层段(中寒武统)的孔隙度和CO<sub>2</sub>储存能力开展研究<sup>[14]</sup>。国外对于CO<sub>2</sub>驱油与埋存的研究主要包括油藏在注入CO<sub>2</sub>时变化特征分析、CO<sub>2</sub>驱提高采收率预测、油藏CO<sub>2</sub>封存潜力评价等,研究方法除了常规地质学方法外,还包括地球化学方法、地质建模方法和油藏数值模拟方法等。

目前中国碳捕集、利用与封存(CCUS)项目已累计注入CO<sub>2</sub>超过 $6.5 \times 10^6$  t。其中中国石油实现注入CO<sub>2</sub>共 $5.75 \times 10^6$  t,产油量为 $2.0 \times 10^6$  t。项目中CO<sub>2</sub>可从炼油厂、天然气加工厂、化工厂等排放物中回收,在减碳的同时达到增产的目的<sup>[3]</sup>。中国目前CO<sub>2</sub>地质储存研究主要以借鉴发达国家经验为主,基本上处于探索和起步阶段,研究重点是CO<sub>2</sub>地质储存的机理、数值模拟和其他相关问题<sup>[5]</sup>。中国石油吉林油田最早开展CO<sub>2</sub>驱油与埋存实践,积累了较丰富的经验<sup>[15]</sup>。郭平等以苏里格气田召10区块为例,对低渗透气藏CO<sub>2</sub>驱油与埋存开展系统的数值模拟,结果表明,在低渗透气藏中扩散和吸附对于CO<sub>2</sub>驱油的影响不大;随着扩散系数增大,CO<sub>2</sub>突破越快,提高采收率效果越差<sup>[16]</sup>。截至2021年,中国石油共开展11项CCUS-EOR重大开发试验,CO<sub>2</sub>年注入能力达到 $100 \times 10^4$  t。目前CO<sub>2</sub>驱油总体处于工业化试验和规模推广应用阶段。中国石化针对不同油藏类型探索攻关特色的CO<sub>2</sub>驱油提高采收率技术,取得了明显的现场应用效果。延长油田也在积极探索攻关CCUS-EOR技术,并已初见成效<sup>[6]</sup>。受CO<sub>2</sub>气源、集输、油藏开发特征、安全性等诸多因素的影响,中国CO<sub>2</sub>驱油与埋存目前整体处于室内实验研究和矿场试验阶段,大规模的推广应用还需要较长的时间。笔者从CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术基础入手,全面总结CO<sub>2</sub>驱油与埋存研究内容,分析存在的问题和未来发展方向,以期该项研究发展提供参考。

## 1 CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术基础

### 1.1 CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理

王香增对CO<sub>2</sub>驱油机理进行了详细分析,指出CO<sub>2</sub>注入储层可以改变储层岩石性质和油藏流体性质,大幅度提高原油采收率<sup>[4]</sup>。CO<sub>2</sub>注入储层后,油藏会发生一系列变化。CO<sub>2</sub>可与地层水反应生成碳

酸并改造储层,使储层的孔隙结构、渗透率发生变化。 $\text{CO}_2$ 注入储层后还能改变岩石润湿性:一方面, $\text{CO}_2$ 溶解于水与岩石接触反应,对岩石有一定的溶蚀作用,使得岩石表面亲水性增强,接触时间越长,岩石表面的亲水性就越强;另一方面, $\text{CO}_2$ 溶于原油中,会产生沥青质沉积,沥青质等极性物质更易吸附在岩石颗粒表面,导致岩石润湿性向亲油方向转变。 $\text{CO}_2$ 溶于原油中,增加了原油体积,降低了原油黏度,提高了驱油效率。 $\text{CO}_2$ 溶解进入原油后,通过充分的单相扩散还可减缓 $\text{CO}_2$ 气窜,提高波及系数。同时地层孔隙结构复杂,注入的 $\text{CO}_2$ 很难与油藏中原油完全混合,抑制了 $\text{CO}_2$ 在原油中的扩散。对于孔喉结构相对复杂的低渗透油藏,增强 $\text{CO}_2$ 在流体中的扩散作用显得尤为重要。 $\text{CO}_2$ 注入油藏后,会对油水界面张力产生一定的影响。实验结果显示,随着系统压力的升高, $\text{CO}_2$ 在油水两相中的溶解度增大,油水两相界面张力不断下降。在油藏温度和压力下, $\text{CO}_2$ 极易达到临界状态。超临界 $\text{CO}_2$ 能有效萃取和汽化原油中的轻烃,随着萃取和汽化的不断加深,接近或达到混相状态,界面张力大幅降低,驱油效率显著提高。 $\text{CO}_2$ 驱油过程中会有大量的 $\text{CO}_2$ 溶于原油,当压力下降时, $\text{CO}_2$ 在原油中的溶解度降低, $\text{CO}_2$ 体积发生膨胀,这时原油流入采油井主要是依靠分离出 $\text{CO}_2$ 的弹性膨胀能量,这一过程即为 $\text{CO}_2$ 溶解气驱。 $\text{CO}_2$ 驱可分为混相和非混相驱(表1)<sup>[17]</sup>。 $\text{CO}_2$ 混相是一个蒸发气驱动态混相的过程,即通过 $\text{CO}_2$ 与原油多次接触,蒸发或萃取油藏原油中的轻烃,使气驱前缘的注入气富化, $\text{CO}_2$ 与原油融为一体,最终形成混相带。混相带的推进是最有效的驱油过程,可使采收率达到90%<sup>[17]</sup>。

## 1.2 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存影响因素

### 1.2.1 $\text{CO}_2$ 驱油影响因素

$\text{CO}_2$ 驱油与埋存效果受到一系列因素的影响,既包括油藏本身的地质和开发等方面,也包括实施过程中各种措施方面。王香增以延长油田为例,从储层条件、注入方式、注入参数、驱替状态等方面,对 $\text{CO}_2$ 驱油影响因素进行了详细分析<sup>[4]</sup>。渗透率对 $\text{CO}_2$ 驱的见气时间、见气时采收率和最终采收率都有一定的影响。在实验渗透率范围(1~16 mD),见气前采收率随渗透率增加而持续减小,最终采收率

随渗透率的增加先减小后缓慢增大。 $\text{CO}_2$ 驱的注入方式可以分为碳酸水驱、 $\text{CO}_2$ 泡沫、单井吞吐、连续注气、周期注气、水气交替注入等方式。不同的注入方式差异很大,比如周期注气主要依靠压力扰动弹性效应,即通过注气量和采液量的改变,造成地层压力的重新分配以及注气波及区内原油在地层中的重新分布。在此过程中,利用油层弹性力排油作用,达到提高产量和改善开发效果的目的。就地生成 $\text{CO}_2$ 技术是向地层中交替注入低浓度盐酸和碳酸钠(或碳酸氢钠)等药剂,注完后关井反应,然后恢复注水。2种化学剂在油藏中发生放热反应,生成具有黏弹效应的 $\text{CO}_2$ 驱油剂。 $\text{CO}_2$ 吞吐就是首先将一定量的 $\text{CO}_2$ 注入油层,然后关井一段时间,使注入的 $\text{CO}_2$ 和地层中的原油接触,再重新开井生产,可分为注入阶段、关井浸泡阶段和吞吐阶段。从采收率、换油率、气油比等参数看, $\text{CO}_2$ 驱的注气速度越大,效果越好,但现场操作限于油藏条件、注入工艺等,很难实现。现场试验时,注气速度越大,注入设备及运行的投资就越高,经济效益变差,应结合经济指标进行优化选择。一般情况下,注入压力越高, $\text{CO}_2$ 驱油效果越好, $\text{CO}_2$ 和原油之间的界面张力将减小,并且压力越高,界面张力降低得越多,混相效应越显著,驱替阻力减小, $\text{CO}_2$ 连续气驱的采收率随着压力的增加而增大。 $\text{CO}_2$ 在超临界状态附近,其连续气驱的采收率在50%左右。在低于临界压力时,采收率随着注入压力的增大而迅速增加。因此在进行 $\text{CO}_2$ 驱现场试验时,应保证储层压力高于临界压力。由于中高渗透油藏 $\text{CO}_2$ 窜逸现象严重,混相驱替效果最差。特低渗透油藏微观非均质性严重, $\text{CO}_2$ 混相驱油的效果稍差于低渗透油藏 $\text{CO}_2$ 混相驱<sup>[4]</sup>。姚约东等设计了一整套 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存影响因素研究思路,主要包括储层因素、流体因素、开发方式和其他因素等<sup>[18]</sup>(图1)。从本质上讲,影响驱油与埋存的主要因素就两方面,一方面是驱油和埋存效果,另一方面是经济有效性。如果驱油效果好,能实现安全埋存,同时在经济上有效益,那么 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存无疑是非常理想的油田开发方式,而且这也符合目前碳达峰和碳中和的发展战略。

胡永乐等利用微观驱油实验,分析实验温度为50℃不同驱替压力条件下 $\text{CO}_2$ 驱油效果(图2)。图

表1  $\text{CO}_2$ 混相驱和非混相驱对比<sup>[17]</sup>  
Table1 Comparison between  $\text{CO}_2$  miscible flooding and immiscible flooding<sup>[17]</sup>

驱油方式	持续时间/a	项目开始	采油	项目规模	驱油机理	$\text{CO}_2$ 循环	EOR潜力	埋存潜力	应用范围
混相	<20	在水驱前或后	早期(1~3 a)	小	复杂	不可利用	低	低	大规模
非混相	10	在水驱后	晚期(>5~8 a)	大	简单	可利用	高	高	小范围

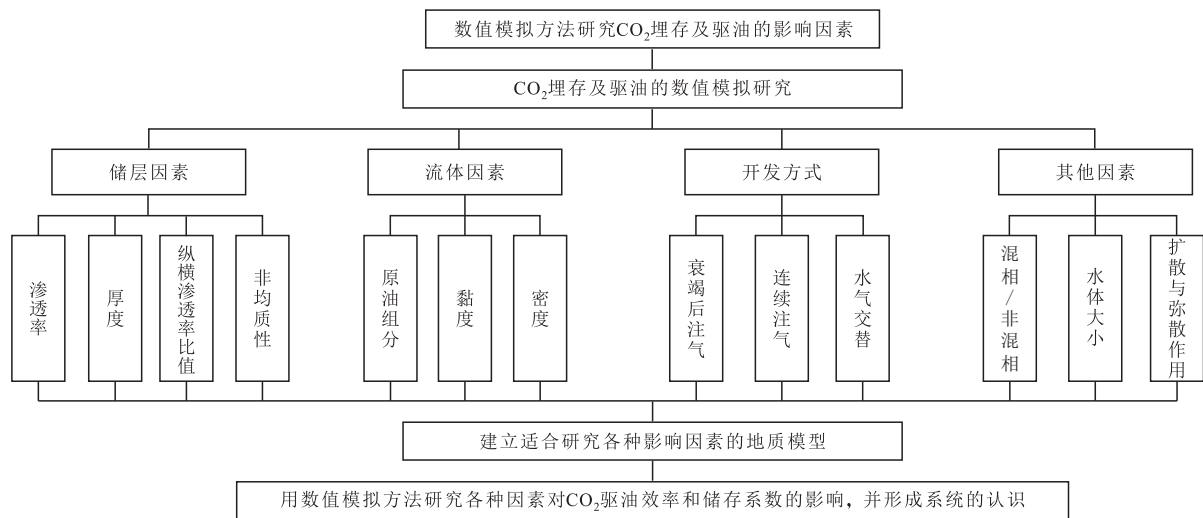


图1 CO<sub>2</sub>驱油与封存影响因素综合研究思路<sup>[18]</sup>

Fig.1 Comprehensive study on influencing factors of CO<sub>2</sub> flooding and storage<sup>[18]</sup>

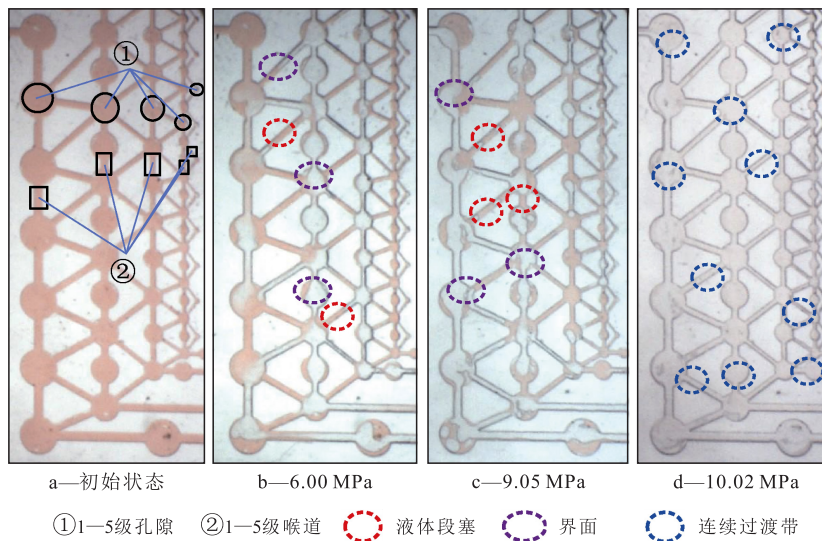


图2 不同驱替压力下的CO<sub>2</sub>驱油效果<sup>[19]</sup>

Fig.2 CO<sub>2</sub> flooding effect under different displacement pressures<sup>[19]</sup>

2中粉红色部分为原油,白色(或无色)部分为CO<sub>2</sub>,模型的不同形状代表地下储层孔隙和喉道,喉道直径由小到大分别为20,100,200,300,400 μm共5个级别。驱替压力提高,原油采收率随之提高<sup>[19]</sup>。该项实验结果表明,CO<sub>2</sub>驱油效果和油藏储层微观孔隙喉结构以及CO<sub>2</sub>注入压力密切相关。

### 1.2.2 CO<sub>2</sub>埋存影响因素

CO<sub>2</sub>埋存是一个非常复杂的过程,受到多方面因素的影响。在CO<sub>2</sub>驱油过程中,注入的CO<sub>2</sub>有一部分留存在油藏中实现埋存的目标,另一部分CO<sub>2</sub>和原油一起被采出。如何使得CO<sub>2</sub>驱油效果达到预期目标,同时尽可能多地实现CO<sub>2</sub>在地下大量安全埋存,不会出现泄漏等问题,是CO<sub>2</sub>埋存时需要重点考虑的问题。张森琦对CO<sub>2</sub>埋存影响因素进行了系

统梳理,主要包括温度与压力、CO<sub>2</sub>在原油中的溶解、CO<sub>2</sub>-原油-岩石相互作用、CO<sub>2</sub>在水中的溶解、CO<sub>2</sub>-水-岩石的相互作用等<sup>[5]</sup>。在不同的温度、压力条件下,CO<sub>2</sub>处于不同相态(气态、液态和固态)。CO<sub>2</sub>分子虽然属于非极性分子,但可溶于原油和凝析油,并受温度与压力的影响。在油气藏温度、压力条件下,CO<sub>2</sub>在原油中的溶解度越大,在油气藏中的储存量越大。同时,CO<sub>2</sub>对原油轻组分的萃取会导致原油中沥青质和石蜡组分的析出,并沉积在油气藏孔隙中,使岩石表面润湿性更加亲油,甚至堵塞部分孔隙,可能造成地层堵塞,使储层渗透率降低,影响CO<sub>2</sub>的注入、流动和驱油效果。CO<sub>2</sub>在水中溶解速度较快,而在原油中溶解较慢,但是CO<sub>2</sub>在原油中的溶解度比在水中更大,因此CO<sub>2</sub>能从水中转溶

入原油中。 $\text{CO}_2$ 与岩石矿物的反应可使 $\text{CO}_2$ 永久储存在地层中,实现对 $\text{CO}_2$ 的永久埋存。但 $\text{CO}_2$ 对某些岩石的溶蚀可导致油气藏的密封性降低,引起 $\text{CO}_2$ 的泄漏,从而影响 $\text{CO}_2$ 的埋存。另外, $\text{CO}_2$ 与某些岩石反应的生成物沉积又会降低油气藏的渗透率,导致 $\text{CO}_2$ 注入困难。总之, $\text{CO}_2$ 与岩石矿物的反应较为复杂,都需要深入研究<sup>[5]</sup>。

## 2 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存研究内容

### 2.1 目标优选

要开展 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存工作,首先必须对油气藏(田)进行对比优选,除了油气藏(田)自身的地质、油藏工程条件外, $\text{CO}_2$ 气源等外部因素也需要综合考虑,要充分保证 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存的经济有效性。油气成藏的地质特点决定了油气藏具有良好的地质圈闭结构,符合 $\text{CO}_2$ 地质埋存的条件要求。将 $\text{CO}_2$ 注入油气藏,既可以达到 $\text{CO}_2$ 地质储存的目的,获得社会效益,又能提高油气采收率,取得经济效益<sup>[5]</sup>。 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存油藏地质体评价标准的筛选,主要有原油性质、储层特征、盖层特征与经济因素。通过机理实验、模拟分析及已实施地质体特征和效果分析等研究,明确 $\text{CO}_2$ 埋存机理及主控因素,建立适合中国油气藏特征的 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存筛选评价标准,为 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存机理认识及筛选评价提供基础。埋存的预测及评价方法主要包括物理模拟和数值模拟。物理模拟是通过实验进行评价,包括测量 $\text{CO}_2$ 在不同黏度、密度、压力、温度、界面张力等条件下的最大残余饱和度,以及与埋存过程有关的化学反应。数值模拟是构建 $\text{CO}_2$ 数学模型进行评价。现阶段, $\text{CO}_2$ 数学模型的研究已较完善,并已应用于各种油藏数值模拟软件中,全球总体封存 $\text{CO}_2$ 潜力近 $1.3 \times 10^{13} \text{ t}$ <sup>[3]</sup>。在 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存目标优选时要充分兼顾驱油和埋存两方面,一方面使得 $\text{CO}_2$ 驱油提高采收率效果达到最优,另一方面能实现 $\text{CO}_2$ 在油气藏中的安全埋存。 $\text{CO}_2$ 驱油实现的经济效益是另一方面,通过 $\text{CO}_2$ 埋存争取国家政策支持,降低 $\text{CO}_2$ 购气成本,也可以促进该项工作的推广应用。

### 2.2 相关机理实验研究

要进行 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存,先导试验之前首先要进行一系列室内实验研究,研究内容主要包括 $\text{CO}_2$ 驱油提高采收率的有效性、 $\text{CO}_2$ 注入油藏后储层及流体发生的变化、 $\text{CO}_2$ 在地下埋存的安全性以及防止和减小 $\text{CO}_2$ 在集输过程中对管道的腐蚀性等。各种室内实验是最直观的研究手段,但由于温度和压

力、油藏储层和流体等条件与油藏地下条件存在差异,还需要辅助物理模拟和数值模拟等方法进行探索,分析油藏注入 $\text{CO}_2$ 后储层、流体等发生的各种变化,为后续先导试验以及各种实际措施的实施提供参考和依据。李阳利用长细管实验研究低渗透油藏混相驱油效率(图3),结果表明,混相能力越大,界面张力越低,驱油效率越高,混相能力超过1.0(混相驱)后,驱油效率增幅变缓<sup>[20]</sup>。不同的油田油藏类型特征多样,首先需要在充分认识油藏地质特征和开发规律的基础上设计针对性的室内实验,在此基础上选择区块开展矿场试验,最后才是推广应用,因此相关的机理实验研究是 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存能否成功的关键第一步,一定要引起足够重视。

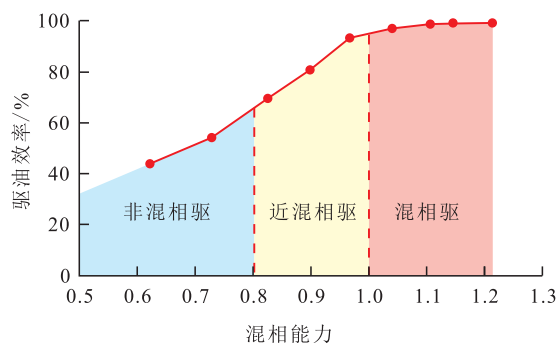


图3 长细管实验混相能力与驱油效率关系<sup>[20]</sup>

Fig.3 Relationship between miscible ability and displacement efficiency in long and slim tube experiment<sup>[20]</sup>

### 2.3 方法技术攻关

$\text{CO}_2$ 驱油与埋存方法技术攻关方面,主要包括改善 $\text{CO}_2$ 与原油之间混相技术提高驱油效率、研发提高 $\text{CO}_2$ 波及体积技术、 $\text{CO}_2$ 驱油藏工程优化设计技术、 $\text{CO}_2$ 埋存监测技术等。目前有不少 $\text{CO}_2$ 驱油藏都是由水驱转换开发方式而来,不同开发阶段和含水率的 $\text{CO}_2$ 注入时机选择等都需要探索攻关。与盐水层、煤层相比,油气藏是非常理想的 $\text{CO}_2$ 埋存场所。在油气藏开发过程中,研究者对油气藏的地质条件已经有了比较全面深入的认识,同时在埋存 $\text{CO}_2$ 过程中,利用 $\text{CO}_2$ 的驱替作用提高油气采收率,可以获取较大的经济效益。从机理方面而言, $\text{CO}_2$ 地质埋存主要包括构造地层埋存、束缚气埋存、溶解埋存、矿化埋存、水动力埋存和煤层吸收等多种类型。油气藏地质条件对 $\text{CO}_2$ 埋存起着决定性的作用。 $\text{CO}_2$ 驱油与埋存方法技术攻关的本质是要通过方法技术的持续攻关,不断降低措施成本,实现该项研究的经济有效性。

### 2.4 经济性评价

从本质上讲, $\text{CO}_2$ 驱油与埋存能否快速发展实施,主要取决于经济因素。目前虽然 $\text{CO}_2$ 在低渗透

油藏提高采收率方面具有显著效果,但受气源以及CO<sub>2</sub>管道腐蚀等因素制约,该项技术大范围推广应用还存在诸多问题。同时CO<sub>2</sub>在油藏中埋存的安全性问题、注入采出的循环问题等还没有解决。以中国石油为例,多数油田在勘探开发区块内,CO<sub>2</sub>气藏的分布十分有限,这就使得CO<sub>2</sub>驱油气源问题难以解决。如果从附近发电厂等购买CO<sub>2</sub>作为驱油气源,加之运输过程,无疑会使得驱油成本大幅度增加。这些问题归根结底还是CO<sub>2</sub>驱油与埋存的经济有效性问题。碳达峰就是碳排放量在某个时间点达到峰值后不再增加,核心是碳排放增速持续降低直至负增长<sup>[3]</sup>。碳中和指在一定时间内直接或间接产生的温室气体排放总量,并通过自然或人为技术手段,以抵消自身的CO<sub>2</sub>或温室气体排放量,重点实现碳排放与碳吸收的平衡,达到总体“净零排放”,核心是温室气体排放量的大幅度降低<sup>[3]</sup>。目前中国提出碳达峰和碳中和的发展目标,为CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术的发展应用提供了巨大的机遇与挑战,通过长期的攻关,在技术方面已经有了长足进步,如果能够从目标的优选<sup>[21]</sup>、措施实时优化等方面解决经济有效性问题,CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术一定会成为主体提高采收率技术和非常重要的CO<sub>2</sub>埋存途径。

## 2.5 安全性评价

CO<sub>2</sub>驱油与埋存过程中安全性评价是非常重要的研究内容。首先在利用CO<sub>2</sub>驱油时,对CO<sub>2</sub>进行集输,将CO<sub>2</sub>注入油藏,CO<sub>2</sub>对集输管道及油管等均会产生腐蚀,从而可能产生一系列安全隐患。这就需要攻关研制玻璃钢油管等相应的解决措施。其次,CO<sub>2</sub>注入油藏中,会与油藏流体发生一系列化学反应,该过程中生成的酸性流体会对储层造成伤害和影响,改变储层的性质,同时会影响地下水,严重时还可能发生安全环保事故。这就需要对CO<sub>2</sub>驱油过程进行实时监控。再次,CO<sub>2</sub>埋存至地下,随着油藏开发工作的不断深入,一部分注入地下的CO<sub>2</sub>被采出,另一部分CO<sub>2</sub>埋存至地下,随着时间的推移,

油藏构造和储层等发生变化,埋存于地下的CO<sub>2</sub>存在泄漏的风险,这也需要进行长期的监测和观察,发现问题及时解决。综上所述,在CO<sub>2</sub>驱油与埋存过程中,需要对CO<sub>2</sub>进行实时监控,并对CO<sub>2</sub>驱油与埋存的安全性进行全面科学评价。胡永乐等从盆地和地质体两方面建立了CO<sub>2</sub>安全埋存评价指标体系<sup>[19]</sup>,具有一定的参考价值。

## 2.6 现场实践

CO<sub>2</sub>驱油作为提高采收率技术已经在西方国家得到广泛应用,尤其是美国,从1986年以来利用CO<sub>2</sub>提高原油采收率无论是项目数还是日产油量都处于上升势头。CO<sub>2</sub>驱油技术可以在常规技术基础上进一步提高原油采收率10%~15%,因此具有广阔的应用前景。目前中国大多数油气田的主要储层为陆相沉积,储层非均质性强,油藏原油黏度大,原油重质组分含量高,CO<sub>2</sub>驱最小混相压力高。此外,中国新发现的原油地质储量大多是在低渗透油藏中,有效开发难度非常大,利用CO<sub>2</sub>驱可以有效动用这些储量,并提高原油采收率<sup>[22-25]</sup>。以中国CO<sub>2</sub>驱油与埋存为例,1998年江苏油田富14断块在可行性研究的基础上开始CO<sub>2</sub>混相驱现场试验,试验区含油面积为0.57 km<sup>2</sup>,平均中深为2 090 m,截至2000年底,试验区CO<sub>2</sub>混相驱油试验阶段累积增产原油5 218 t,占波及区原始地质储量的4.01%。吉林大情字井油田黑59区块试验区储层平均孔隙度为14%,平均渗透率为4.5 mD,注CO<sub>2</sub>后效果明显改善,日产油量由水驱时的2 t/d左右上升到5 t/d左右,部分井自喷生产。苏北草舍油田也开展了CO<sub>2</sub>混相驱提高采收率先导试验,注CO<sub>2</sub>后注气井吸气剖面得到明显改善,地层压力达到最小混相压力,原油重质组分被动用,整个区块初见成效。胜利油田已开展了多个区块的CO<sub>2</sub>驱先导试验,稳定注入压力为4 MPa,日注液态CO<sub>2</sub>量为40 t/d,日产油量由注气前的25.5 t/d上升到目前的45 t/d,显示了良好的应用效果(表2)<sup>[4,19]</sup>。作为中国CO<sub>2</sub>驱油与埋存

表2 吉林油田CO<sub>2</sub>驱油试验情况<sup>[19]</sup>  
Table2 CO<sub>2</sub> flooding tests in Jilin Oilfields<sup>[19]</sup>

试验区	试验类型	渗透率/ mD	注采井网	储量/ 10 <sup>4</sup> t	注采井配置	累计注气量/ 10 <sup>4</sup> t	CO <sub>2</sub> 注入 烃类孔隙 体积倍数	年产油 能力/ 10 <sup>4</sup> t
黑59先导试验	未开发油藏CO <sub>2</sub> 驱	3.5	140 m×440 m反七点	102	6注25采	27.3	0.330	2.6
黑79南扩大试验	中高含水油藏转CO <sub>2</sub> 驱	19.8	160 m×480 m反九点与反七点	240	18注60采	41.2	0.210	5.1
黑79北小井距试验	特高含水油藏转CO <sub>2</sub> 驱	4.5	80 m×240 m反七点	108	10注27采	17.8	0.550	1.2
黑46规模化应用试验	规模化应用试验	4.8	150 m×600 m与212 m×424 m反九点	671	26注139采	32.6	0.076	4.4

先行者,吉林油田有许多成功的经验值得学习和借鉴。

### 3 CO<sub>2</sub>驱油与埋存存在的问题及发展方向

#### 3.1 存在的问题

结合自身科研实践和文献调研成果,笔者认为目前CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术研究存在的问题主要包括以下几方面:①CO<sub>2</sub>驱油与埋存应用的油藏类型还非常有限。目前CO<sub>2</sub>驱油与埋存还主要是在低渗透油藏提高采收率工作中应用,对于其他油藏水驱后CO<sub>2</sub>驱油是否适用,还存在一系列问题。②CO<sub>2</sub>气田分布特征及其与适合CO<sub>2</sub>驱油和埋存油藏之间的时空匹配关系研究还未引起充分重视。发育于地质系统中的天然CO<sub>2</sub>气田是CO<sub>2</sub>地质埋存研究的天然类似场地和天然类似物,对CO<sub>2</sub>地质埋存研究具有重要的指导意义。例如对CO<sub>2</sub>气田的成藏条件分析可对CO<sub>2</sub>地质埋存场地选址、安全性评价提供有益思路<sup>[5]</sup>。③CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理等研究还存在诸多问题。目前研究的内容和方法都比较单一,还需要探索创新。④CO<sub>2</sub>驱油与埋存方案设计还存在诸多问题,严重制约了该项研究的推广应用。比如CO<sub>2</sub>气源与驱油区块的空间匹配关系、CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济有效性评价、CO<sub>2</sub>集输管道的防腐等。⑤CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济有效性评价体系还未建立,目前相关研究还比较薄弱。⑥CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪评价还存在一系列问题。目前中国实施的CO<sub>2</sub>驱油和埋存项目普遍实施周期较短,还无法客观评价其安全性。同时,在CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪监测示踪剂选择等方面也存在不少问题。原中国神华能源股份有限公司(简称神华集团)的研究人员在鄂尔多斯的深部咸水层CO<sub>2</sub>地质封存示范工程中,提出CO<sub>2</sub>封存泄漏监测的示踪剂选择依据:①安全性好,对生态环境无影响;②与CO<sub>2</sub>的配伍性良好;③化学性质稳定;④在地层和大气中本底浓度低;⑤易检测且检测灵敏度高<sup>[3]</sup>。梳理监测示踪剂的原则并不是难事,但要优选出适合研究区目的层的示踪剂则不容易。

#### 3.2 未来发展方向

结合自身科研实践和文献调研成果,笔者认为未来CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术研究主要发展方向包括以下几方面:①探索攻关不断扩大CO<sub>2</sub>驱油与埋存适用的油藏类型和开发阶段。中国已探明的低渗透

油藏石油地质储量达 $63.2 \times 10^8$  t左右,约占原油探明储量的28.1%。注气可以增加低渗透油藏的能量,大幅度提高原油采收率。CO<sub>2</sub>可作为一个重要的气源用于低渗透油藏原油的开采,深入研究和大力推广CO<sub>2</sub>驱油技术,对保证我国未来能源安全和环境的改善具有重要意义。而且,CO<sub>2</sub>驱已成为CO<sub>2</sub>地质埋存的首选技术<sup>[5]</sup>。CO<sub>2</sub>驱在其他油藏类型是否适用,在不同的开发阶段实施时需要注意哪些问题,这些都需要持续探索攻关。前已述及,美国已利用CO<sub>2</sub>驱油取代了多数其他三采手段,在这方面可以充分学习其先进的经验,避免已经出现的错误。②CO<sub>2</sub>气田分布规律及其与适合CO<sub>2</sub>驱油与埋存油藏之间的匹配关系研究。CO<sub>2</sub>驱油与埋存目标优选是研究中首先需要考虑的问题,要解决这个问题,就需要明确CO<sub>2</sub>气田分布特征,同时分析其与适合CO<sub>2</sub>驱油油藏在空间上的匹配关系。因为CO<sub>2</sub>气田是CO<sub>2</sub>驱油气源的重要来源,气源问题解决了,可以在很大程度上降低CO<sub>2</sub>驱油成本。胡安平曾经对中国CO<sub>2</sub>气田的分布特征进行过详细的分析总结,CO<sub>2</sub>气藏(CO<sub>2</sub>含量大于60%)主要分布在松辽、渤海湾、苏北、珠江口、莺歌海和北部湾等盆地,这为CO<sub>2</sub>驱油与埋存项目方案规划设计提供了非常重要的依据<sup>[26]</sup>。③CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理研究还需要持续攻关。例如,在CO<sub>2</sub>气田中,对CO<sub>2</sub>-水-岩石长期相互作用特征的详细刻画,可以更好地理解CO<sub>2</sub>地质埋存机理及安全性条件<sup>[5]</sup>。目前主要还是使用微观实验等方法,未来利用数字岩心、CT扫描等新技术新方法研究CO<sub>2</sub>驱油与埋存相关问题,必将成为众多研究者攻关的重要方向。④CO<sub>2</sub>驱油与埋存方案优化设计。CO<sub>2</sub>驱油藏工程方案优化设计整体思路是通过室内实验物理模拟和油藏动静态数据数值模拟,明确油气开发机理,标定关键参数。在此基础上建立油藏高精度三维地质模型,进行油藏生产历史拟合和剩余油研究,编制开发(或调整)方案,计算相关的指标数据。根据已有的注水等动态参数,开展注气方案优化及开发指标预测(图4)<sup>[27]</sup>。⑤CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济有效性评价,这其中也包括开发效果的评价(表3)。⑥CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪监测评价。未来根据不同油藏地质和开发特征优选适合的示踪剂等必将成为该项研究的热点和难点。

在碳达峰和碳中和发展战略指导下,加之社会经济发展对石油等能源需求量的持续增长,CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术迎来了重要发展机遇,也面临严峻的挑战,只有不断探索攻关,持续科技创新,才能逐步扩大该项研究的应用范围,在提高原油采收率的同

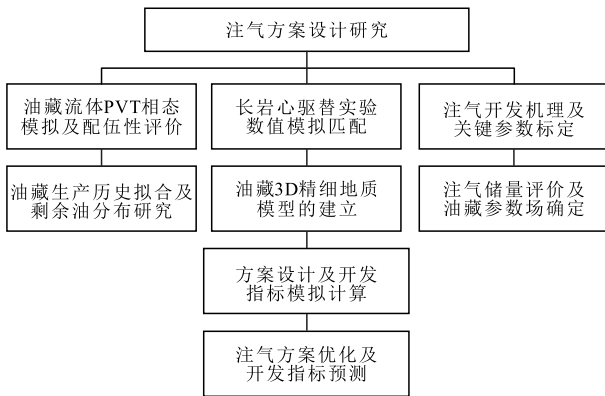


图4 CO<sub>2</sub>驱油藏方案设计流程<sup>[27]</sup>

Fig.4 CO<sub>2</sub> flooding design process for reservoirs<sup>[27]</sup>

表3 CO<sub>2</sub>驱开发效果评价标准<sup>[19]</sup>

Table3 Evaluation standard of CO<sub>2</sub> flooding and development effect<sup>[19]</sup>

评价指标	评价标准	备注	
产量提高幅度/%	>100	效果很好	
	50~100	效果很好	与水驱油对比
	30~50	有效果	
	<30	效果较差	
采收率提高幅度/%	>15	效果很好	
	10~15	效果很好	与水驱油对比
	5~10	有效果	
	<5	效果较差	
吨气增油量/(t·t <sup>-1</sup> )	>0.5	较高	
	0.25~0.50	中等	一般也称为换油率
	<0.25	较低	
	存气率/%	>65	
35~65		中等	
<35		较低	
>24		效益很好	
内部收益率/%	18~24	效益很好	
	12~18	有效益	与公司基准收益率对比
	<12	效益差	

时,实现CO<sub>2</sub>高效安全埋存。

## 4 结论

碳达峰和碳中和发展战略以及社会经济发展对石油等能源需求量的持续增长,为CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术带来了巨大的发展机遇,也提出了前所未有的挑战。CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理和CO<sub>2</sub>驱油与埋存影响因素是CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术的基础。CO<sub>2</sub>驱油与埋存研究内容总结为目标优选、相关机理实验研究、方法技术攻关、经济性评价、安全性评价和现场实践等6方面。其中经济有效性是CO<sub>2</sub>驱油与埋存能否大规模应用实施的关键。目前最适合CO<sub>2</sub>驱油

与埋存的目标是低渗透油藏。CO<sub>2</sub>驱油可分为CO<sub>2</sub>混相驱和CO<sub>2</sub>非混相驱,混相驱是最有效的驱油过程,可使采收率达到90%。

CO<sub>2</sub>驱油与埋存存在的问题主要包括:CO<sub>2</sub>驱油与埋存应用的油藏类型还非常有限,CO<sub>2</sub>气田分布特征及其与适合CO<sub>2</sub>驱油与埋存油藏之间的时空匹配关系研究还未引起足够重视,CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理等研究还存在诸多问题,CO<sub>2</sub>驱油与埋存方案设计还有待优化,CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济性评价体系尚未建立,CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪评价还存在一系列问题。对应的CO<sub>2</sub>驱油与埋存技术研究主要发展方向包括:探索攻关不断扩大CO<sub>2</sub>驱油与埋存适用的油藏类型和开发阶段,CO<sub>2</sub>气田分布规律及其与适合CO<sub>2</sub>驱油与埋存油藏之间的时空匹配关系研究,CO<sub>2</sub>驱油与埋存机理研究持续攻关,CO<sub>2</sub>驱油与埋存方案优化设计,CO<sub>2</sub>驱油与埋存经济有效性评价和CO<sub>2</sub>埋存安全性跟踪监测评价。

## 参考文献

- [1] 陈欢庆,胡永乐,田昌炳.CO<sub>2</sub>驱油与埋存研究进展[J].油田化学,2012,29(1):116-121,127.  
CHEN Huanqing, HU Yongle, TIAN Changbing. Advances in CO<sub>2</sub> displacing oil and CO<sub>2</sub> sequestrated researches[J]. Oilfield Chemistry 2012, 29(1): 116-121, 127.
- [2] 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.
- [3] 邹才能,等.碳中和学[M].北京:地质出版社,2022.  
ZOU Caineng, et al. Carbon neutralization[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2022.
- [4] 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. CO<sub>2</sub> flooding technology in low permeability sandstone reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [5] 张森琦.中国二氧化碳地质储存地质基础及场地地质评价[M].北京:地质出版社,2011.  
ZHANG Senqi. Geological basis and site geological evaluation of carbon dioxide geological storage in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011.
- [6] 袁士义,马德胜,李军诗,等.二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J].石油勘探与开发,2022,49(4):828-834.  
YUAN Shiyi, MA Desheng, LI Junshi, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 828-834.
- [7] PARRY W T, FORSTER C B, EVANS J P, et al. Geochemistry of



- CO<sub>2</sub> sequestration in the Jurassic Navajo Sandstone, Colorado Plateau, Utah[J]. *Environmental Geosciences*, 2007, 14(2): 91-109.
- [8] DASHTGARD S E, BUSCHKUEHLE M B E, FAIRGRIEVE B, et al. Geological characterization and potential for carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) enhanced oil recovery in the Cardium Formation, central Pembina Field, Alberta[J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 2008, 56(2): 147-164.
- [9] WILKINSON M, HASZELDINE R S, FALLICK A E, et al. CO<sub>2</sub>-mineral reaction in a natural analogue for CO<sub>2</sub> storage—implications for modeling[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(7): 486-494.
- [10] POPOVA O H, SMALL M J, MCCOY S T, et al. Comparative analysis of carbon dioxide storage resource assessment methodologies [J]. *Environmental Geosciences*, 2012, 19(3): 105-124.
- [11] JORDAN P D, OLDENBURG C M, NICOT J P. Measuring and modeling fault density for CO<sub>2</sub> storage plume-fault encounter probability estimation[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(4): 597-618.
- [12] ROBERTS-ASHBY T L, STEWART M T, ASHBY B N. An evaluation of porosity and potential use for carbon dioxide storage in the Upper Cretaceous Lawson Formation and Paleocene Cedar Keys Formation of south-central and southern Florida[J]. *Environmental Geosciences*, 2013, 20(3): 109-135.
- [13] HAWKINS J, MISHRA S, STOWE R, et al. A revised assessment of the CO<sub>2</sub> storage capacity and enhanced oil recovery potential in the major oil fields of Ohio[J]. *Environmental Geosciences*, 2017, 24(1): 1-13.
- [14] BOWERSOX J R, GREB S F, HARRIS D C. Porosity and carbon dioxide storage capacity of the Maryville-Basal sands section (middle Cambrian), Southern Appalachian Basin, Kentucky[J]. *Environmental Geosciences*, 2019, 26(1): 21-40.
- [15] 黄海东, 张亮, 任韶然, 等. CO<sub>2</sub>驱与埋存中流体运移监测方法与结果[J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(31): 9 316-9 321.  
HUANG Haidong, ZHANG Liang, REN Shaoran, et al. Fluid migration monitoring in CO<sub>2</sub> EOR & storage: methodology and results [J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(31): 9 316-9 321.
- [16] 郭平, 李雪弘, 孙振, 等. 低渗气藏CO<sub>2</sub>驱与埋存的数值模拟[J]. *科学技术与工程*, 2019, 19(23): 68-76.  
GUO Ping, LI Xuehong, SUN Zhen, et al. The numerical simulation of CO<sub>2</sub> displacement and storage in low-permeability gas reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(23): 68-76.
- [17] 沈平平, 江怀友, 陈永武, 等. CO<sub>2</sub>注入技术提高采收率研究[J]. *特种油气藏*, 2007, 14(3): 1-4, 11.  
SHEN Pingping, JIANG Huaiyou, CHEN Yongwu, et al. EOR study of CO<sub>2</sub> injection [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2007, 14(3): 1-4, 11.
- [18] 姚约东, 李相方. CO<sub>2</sub>地下埋存及驱油效果影响因素[J]. *新疆石油地质*, 2009, 30(4): 493-495.  
YAO Yuedong, LI Xiangfang. A study on CO<sub>2</sub> flooding effectiveness and its geologic storage [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2009, 30(4): 493-495.
- [19] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国CO<sub>2</sub>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 CO<sub>2</sub> flooding and sequestration in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(4): 716-727.
- [20] 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.
- [21] 王涛, 陈立滇. 来自石油输出国组织与世界石油大会联合研讨会的信息——CO<sub>2</sub>捕集与储存技术[J]. *世界石油工业*, 2004, 11(6): 38-42.  
WANG Tao, CHEN Lidian. Information from Joint Symposium of OPEC and WPC—CO<sub>2</sub> collection and storage technology [J]. *World Petroleum Industry*, 2004, 11(6): 38-42.
- [22] 沈平平, 廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.  
SHEN Pingping, LIAO Xinwei. The technology of carbon dioxide stored in geological media and enhanced oil recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [23] 王子强, 葛洪魁, 郭慧英, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔页岩油不同温压CO<sub>2</sub>吞吐下可动性实验研究[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(6): 1 092-1 099.  
WANG Ziqiang, GE Hongkui, GUO Huiying, et al. Experimental study on the mobility of Junggar Basin's Jimsar shale oil by CO<sub>2</sub> huff and puff under different temperatures and pressures [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(6): 1 092-1 099.
- [24] 刘平, 李中超, 齐桂雪, 等. 高温高盐油藏CO<sub>2</sub>混相调节剂效果因素室内评价[J]. *断块油气田*, 2022, 29(6): 749-753.  
LIU Ping, LI Zhongchao, QI Guixue, et al. Experimental evaluation on the effect factor of CO<sub>2</sub> miscible regulator in high temperature and high salinity reservoir [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(6): 749-753.
- [25] 任旭, 王杰, 董海海, 等. 考虑组分差异的致密油二氧化碳吞吐效果分子模拟[J]. *断块油气田*, 2022, 29(2): 229-233.  
REN Xu, WANG Jie, DONG Haihai, et al. Molecular simulation of CO<sub>2</sub> huff and puff effects in tight oil considering component differences [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(2): 229-233.
- [26] 胡安平, 戴金星, 杨春, 等. 渤海湾盆地CO<sub>2</sub>气田(藏)地球化学特征及分布[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(2): 181-189.  
HU Anping, DAI Jinxing, YANG Chun, et al. Geochemical characteristics and distribution of CO<sub>2</sub> gas fields in Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(2): 181-189.
- [27] 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 technology [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(3): 1-8.