

DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2015.03.001

# 离岸二氧化碳驱油的国际进展及我国近海 潜力初步分析

周蒂<sup>1,2</sup>, 李鹏春<sup>1,2</sup>, 张翠梅<sup>1</sup>

(1. 中国科学院南海海洋研究所, 广州 510301; 2. 中英(广东)CCUS 产业促进与学术交流中心, 广州 510663)

**摘要:** 二氧化碳驱油(CO<sub>2</sub>-EOR)是一项通过向油层注入二氧化碳而提高石油采收率的技术, 它能同时实现 CO<sub>2</sub> 的利用和封存, 因此是 CCUS 的重要技术。近年来, 随着离岸 CO<sub>2</sub> 封存需求的日益增大, CO<sub>2</sub>-EOR 的应用正迅速从陆上扩展到海上。介绍了 CO<sub>2</sub>-EOR 的概念和适用条件, 综述了国际上离岸 CO<sub>2</sub>-EOR 项目和技术, 特别是“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR 技术的最新进展。通过与国外实例的对比和对盆地石油地质条件的分析, 初步探讨了我国近海含油气盆地的 CO<sub>2</sub>-EOR 的潜力, 认为渤海湾盆地(海域)和珠江口盆地分别具有非混相和混相 CO<sub>2</sub>-EOR 的潜力, 有可能获得数亿吨石油的增产和实现数亿吨 CO<sub>2</sub> 的地下永久封存, 需要尽快地开展进一步的研究和评估。

**关键词:** 离岸二氧化碳驱油; CCUS; “下一代”CO<sub>2</sub>-EOR; 渤海湾盆地(海域); 珠江口盆地

中图分类号: TE357.45

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2015)03-0001-09

## Offshore CO<sub>2</sub>-EOR: Worldwide Progress and a Preliminary Analysis on Its Potential in Offshore Sedimentary Basins off China

ZHOU Di<sup>1,2</sup>, LI Pengchun<sup>1,2</sup>, ZHANG Cuimei<sup>1</sup>

(1. South China Sea Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510301, China;

2. UK-China(Guangdong) CCUS Industry Promotion and Academic Collaboration Center, Guangzhou 510663, China)

**Abstract:** CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) is a technique of enhancing oil recovery by injecting CO<sub>2</sub> into oil reservoirs. It also realizes both CO<sub>2</sub> utilization and CO<sub>2</sub> storage and thus is an important technique in the CCUS chain. In recent decade the application of CO<sub>2</sub>-EOR is extended rapidly from inland to offshore, as a respond to the increasing demand for offshore CO<sub>2</sub> storage. This paper briefed the concept and application conditions of CO<sub>2</sub>-EOR, and introduced worldwide projects and technical developments on offshore CO<sub>2</sub>-EOR, including the “Next Generation” CO<sub>2</sub>-EOR technology. A first-order preliminary review on the potential of CO<sub>2</sub>-EOR in offshore sedimentary basins off China was given for the first time based on comparison and analysis of petroleum geology of the basins. The Bohai Bay Basin (offshore) and the Pearl River Mouth Basin are regarded as having the potential of non-miscible and miscible CO<sub>2</sub>-EOR, respectively. The CO<sub>2</sub>-EOR application in these basins might be able to bring several hundred million tons of incremental oil production and to store several hundred million tons of CO<sub>2</sub> underground permanently. Further studies and evaluations are needed urgently.

**Key words:** offshore CO<sub>2</sub>-EOR; CCUS; “next generation” CO<sub>2</sub>-EOR; Bohai bay basin (offshore); pearl river mouth basin

大气中温室气体浓度的高速增长已被确认为引

起全球暖化的根本原因。为了避免暖化给人类生存环境带来不可承受和不可逆转的灾害, 2010 年在墨西哥坎昆举行的国际气候大会上提出全球相对于工业化前的气温上升幅度不能超过 2℃。为实现 2℃ 目标, 人类的二氧化碳排放量需要到 2050 年至少下降 50%。

二氧化碳捕集利用和封存(简称 CCUS)是指将

收稿日期: 2015-07-27

基金项目: 国家自然科学基金面上资助项目(41372256); 广东省低碳发展专项资金资助项目(201309)

作者简介: 周蒂(1944), 女, 江苏宜兴人, 研究员, 博士, 主要从事海洋地质和数学地质研究(e-mail)zhoudiscs@scsio.ac.cn.

大型点源(如火电、石化、钢铁、水泥等)排放的二氧化碳捕集起来,一部分加以利用,大部分注入地下深部孔隙岩层中进行封存的一套技术。由于这些大型点源所排放的二氧化碳占人类总排放的大部分,因而CCUS已公认是二氧化碳减排的最有效途径之一,而且是实现化石能源利用的近零排放的唯一有效途径<sup>[1]</sup>。国际能源署的评估表明,为了实现2℃目标,人类必须采用所有可能的手段,其中CCUS的贡献约占五分之一。如果缺少了CCUS,实现2050年的减排目标的成本将提高70%<sup>[2]</sup>。

CCUS已被我国明确为控制温室气体排放的重要技术<sup>[3]</sup>,《中国应对气候变化科技专项行动》、《国家“十二五”应对气候变化科技发展专项规划》均将“二氧化碳捕集、利用与封存技术”列为重点支持、集中攻关和示范的重点技术领域,科技部公布了《“十二五”国家碳捕集利用与封存科技发展专项规划》。近年来,我国已成为世界上CCUS发展最快的国家<sup>[4]</sup>。

在我国东南部的广东、福建、浙江等省,陆上只有零星的小型断陷盆地,而且工农业发达、人口密集、土地紧缺,因此地质和地理条件都不利于进行CO<sub>2</sub>地质封存;但在其近海却有大型沉积盆地,具有良好的CO<sub>2</sub>封存地质条件和巨大的封存容量<sup>[5-8]</sup>。在海底深部岩层中封存二氧化碳具有不占用土地、不影响地下水资源等优点,却有海域作业成本较高的缺点。而利用二氧化碳充注到已知油田以提高石油采收率的同时有可能在实现二氧化碳封存,这种被简称为“二氧化碳驱油”或CO<sub>2</sub>-EOR的技术能显著降低二氧化碳封存的净成本,产生实际经济效益,是一个利用和封存二氧化碳的有效途径。为了规划我国东南各省CCUS的发展,首要问题之一是需要了解近海沉积盆地的CO<sub>2</sub>-EOR潜力。

世界上还有许多地方也与中国东南部类似,CO<sub>2</sub>封存的潜力在海域的沉积盆地,因此对海域油田的CO<sub>2</sub>-EOR潜力进行了评估,开展了先导试验甚至工业规模的应用。本文根据已发表的文献资料,先简要综述了二氧化碳驱油的原理方法和国内外离岸CO<sub>2</sub>-EOR的发展现状,然后利用类比的方法对我国近海沉积盆地应用CO<sub>2</sub>-EOR技术的潜力进行了初步分析,提出了进一步工作的一些建议。希望分析结果能对在我国规划和推进CCUS的试验和示范工程提供一些基础依据。

## 1 二氧化碳驱油技术和国内外发展现状

### 1.1 二氧化碳驱油的原理及方法

CO<sub>2</sub>-EOR的基本原理简单来说就是:注入到油层中的超临界二氧化碳流体会降低原油与水的界面张力并使原油的体积膨胀、黏度降低,提高了储层中油的流动能力,从而提升了石油的采收率。

CO<sub>2</sub>-EOR按机理的不同可分两种类型:混相驱油和非混相驱油。混相驱油指注入的二氧化碳可萃取轻烃并与油充分混合,形成低黏度的单相液体而被带出储层,这是最有效的CO<sub>2</sub>-EOR过程。混相发生的基本条件是储层压力大于最小混相压力(Minimum Miscibility Pressure,简称MMP),因而较低的MMP和较大的储层压力更利用混相驱油。MMP的大小取决于原油组成及二氧化碳的温度和纯度,而储层压力取决于储层埋藏深度和温度等因素,一般来说埋藏较深的轻质油有利于混相驱油。非混相驱油指驱油的二氧化碳通过补充油藏压力、增大原油体积和降低原油黏度的机制来产生驱油效果;其效率通常低于混相驱油,但适用于不满足混相条件的油藏。混相驱油可以在短时期(1~5年)小规模内实施,取决于井间距或生产面的规模;而非混相驱油则通常需在整个油田范围内进行,花费更长的时间(可长达10年)来取得石油的增产<sup>[9]</sup>。

近年来,在技术方面的一个重要进展是美国提出的“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR技术(“Next Generation”CO<sub>2</sub>-EOR Technology)<sup>[10]</sup>,通过改进CO<sub>2</sub>-EOR的技术方法,不仅进一步提高油藏的采收率,而且使残留油层<sup>①</sup>(Residual Oil Zone,简称ROZ)中的原油也能被采出。ROZ是在地质历史时期的古油藏由于构造变动或水动力条件变化而遭受天然水洗而形成,常位于现今的油藏下方,也可能出现于油藏外围和原油的运移通道中<sup>[11]</sup>(图1)。ROZ中的原油含量接近现今油藏经过水驱后的剩余油饱和度,总量巨大,估计在全美国的ROZ中的含量达 $1.4 \times 10^{11}$  t,其中可由“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR技术采出的原油达 $3.3 \times 10^{10}$  t<sup>[10]</sup>。而对于美国墨西哥湾的油田,

① 在英文文献中,“残留油”与传统石油勘探中的“剩余油”都用“residual oil”表示;本文为了突出两者在概念上的不同,使用了不同的中文译法:“剩余油”指生产油层经过水驱以后所剩的那部分油,而“残留油”指地质历史时期的油层经过天然水洗之后所残留的那部分油。

估计采用“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR 技术所能增产的原油是目前常规 CO<sub>2</sub>-EOR 技术的 14 倍, 所封存的 CO<sub>2</sub> 是目前常规 CO<sub>2</sub>-EOR 技术的 12 倍, 而且单位原油增产所需的 CO<sub>2</sub> 较少<sup>[12]</sup>。若干油田的实践已证明 ROZ 中的残留油可被采出, 当前的研发重点是进行技术优化<sup>[10-11]</sup>。

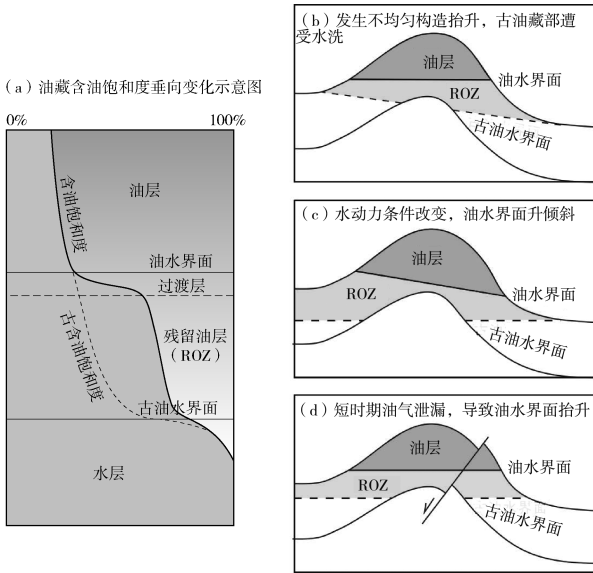


图 1 ROZ 形成机理示意图(据文献[11]的概念绘制)  
Fig. 1 Formation Mechanism of ROZ(Redraw After[11])

### 1.2 陆上二氧化碳驱油现状

二氧化碳驱油的首个专利被授权于 1952 年, 而大规模商业化出现于 20 世纪 70 年代全球石油供应危机之时。迄今全球有近 170 个 CO<sub>2</sub>-EOR 项目正在运行, 其中 114 个位于美国陆上特别是德克萨斯州的二叠纪盆地, 在美国陆上已建立了超过 4 800 km 的二氧化碳输送管网, 二氧化碳注入率峰值约 50 Mt/a, 增量油生产 28.1 万桶(4 × 10<sup>4</sup> t)/d, 占美国原油产量的 6%, 采收率远小于 5% 提高到远大于 20%<sup>[13]</sup>。美国西部油田用于 CO<sub>2</sub>-EOR 的大多数二氧化碳来源于天然 CO<sub>2</sub> 气田, 但从 2004 年起出现天然 CO<sub>2</sub> 供给不足, 开始使用从化工厂捕集的 CO<sub>2</sub><sup>[13-14]</sup>。而在美国以外的许多地区 CO<sub>2</sub>-EOR 的应用主要受到 CO<sub>2</sub> 来源不足的制约。

### 1.3 离岸二氧化碳驱油现状

近年来, 随着 CCUS 的推进, 离岸 CO<sub>2</sub>-EOR 得到多国的重视, 发展很快, 见表 1。

巴西海外 Santos 盆地的 Lula 油田是迄今世界上已实施的首个离岸 CO<sub>2</sub>-EOR 大型项目。Lula 油

田是一个新发现的超大型深水油田, 油田处水深大于 2 000 m, 位于盐层之下的储层深达 5 000 ~ 7 000 m, 轻质原油 API 重度为 28 ~ 30, CO<sub>2</sub> 含量 8% ~ 15%。巴西石油公司决定从油田开采初期起就采用“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR 技术, 以避免将来进行驱油改造会影响石油开采。在 2011 年和 2012 年进行了两次试注, 最后决定采用 1 个注气井、2 个气水交替注入井和多个生产井的井网, 目前 CO<sub>2</sub> 使用量约为 7 × 10<sup>5</sup> t/a。Lula 油田开启了从开采初期就整合实施 CO<sub>2</sub>-EOR 的世界先例<sup>[12]</sup>。

此外, 阿联酋已开展了若干 CO<sub>2</sub>-EOR 先导试验, 准备从钢厂捕集 8 × 10<sup>5</sup> t/a CO<sub>2</sub> 注入海上油田, 使波斯湾原油产量从 2.8 × 10<sup>6</sup> 桶/d 提高到 3.5 × 10<sup>6</sup> 桶/d<sup>[12]</sup>。

日越石油公司进行了越南南海油田的 CO<sub>2</sub>-EOR 可行性研究, 并于 2012 年在昆仑盆地的 Rang Dong 油田成功地在一口生产井中完成了吞吐法的驱油先导试验<sup>[15]</sup>。

表 1 世界离岸 CO<sub>2</sub>-EOR 项目一览表  
Table 1 Worldwide Offshore CO<sub>2</sub>-EOR Projects

项目名称	作业者	目前状态	预期采收率增量/% (OOIP)	预期换油率 $m_{\text{CO}_2} / m_{\text{原油}}$
Santos 盆地 Lula 油田 <sup>[12]</sup>	巴西石油公司	2011、2012 年两次试注, 现已生产, 使用 CO <sub>2</sub> 8 × 10 <sup>5</sup> t/a		
波斯湾 <sup>[12]</sup>	阿布扎比国家石油公司	已完成陆上先导试验, 计划在海上实施	日产量提高 25%	
昆仑盆地 Dulang 油田 <sup>[12]</sup>	日本-越南石油公司	2012 年完成一口井的 CO <sub>2</sub> -EOR 吞吐法先导试验		
马来盆地 Dulang 油田 <sup>[12]</sup>	马来石油公司	2002—2005 年完成 WAG 法非混相 CO <sub>2</sub> -EOR 先导试验		
沙捞越-沙巴海上油田 <sup>[12]</sup>	马来石油公司+壳牌	可行性研究	14%	
英国北海陆架 <sup>[9]</sup>	苏格兰工业组织	2012 年完成英国北海陆架 CO <sub>2</sub> -EOR 潜力评估	10%	1 / 2.7
美国墨西哥湾 <sup>[12]</sup>	美国能源部	2014 年发表 CO <sub>2</sub> -EOR 资源评估报告	1.8% * 33.68% **	1 / 2.4 * 1 / 1.4 **

注: \* 用现今 CO<sub>2</sub>-EOR 技术, 具经济可行性的部分; \*\* 用“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR 技术, 具经济可行性的部分。

马来西亚石油公司从2002年起在马来盆地最大油田之一的Dulang油田进行了4年的CO<sub>2</sub>-EOR先导试验,采用CO<sub>2</sub>和水交替注入的方法进行非混相驱油,证明了该作业的有效性。2011年该公司与壳牌石油合作,研究了用沙捞越和沙巴海上气田中丰富的CO<sub>2</sub>进行13个油田的CO<sub>2</sub>-EOR的可行性,提出了将采收率从36%提高到50%的设想<sup>[12]</sup>。

英国受地质和地理条件所限,CO<sub>2</sub>封存只能是在海域;因此英国对其北海大陆架的油气田的CO<sub>2</sub>-EOR潜力进行了评估<sup>[9]</sup>,指出英国北海有30个油田可作为CO<sub>2</sub>-EOR的候选场地;假设通过CO<sub>2</sub>-EOR可增产油田OOIP(原始石油地质储量)平均值的10%,则总增加的油产量将达 $5.6 \times 10^9$ 桶( $7.67 \times 10^8$  t),总CO<sub>2</sub>封存将达约 $2.1 \times 10^9$  t(不确定性±50%)。估计到2030年在英国大陆架应用CO<sub>2</sub>-EOR可增加的石油采收量约为当年大陆架石油总产量的15%。壳牌和挪威国家石油公司对北海若干油田的CO<sub>2</sub>-EOR可行性进行了研究,认为在技术上是可行的,问题是但至少在25年内每年需要量为 $(1.2 \sim 1.6) \times 10^7$  t的CO<sub>2</sub>。至今在北海的CO<sub>2</sub>-EOR项目尚未超过可行性研究阶段,主要原因是CO<sub>2</sub>供给不足。

美国能源部(USDOE)在2014年发表了海上CO<sub>2</sub>-EOR资源的评估报告<sup>[12]</sup>,预测利用“下一代”的CO<sub>2</sub>-EOR技术,今后50年内在墨西哥湾可增产 $1.5 \times 10^{10}$ 桶( $2.05 \times 10^9$  t)石油,同时封存 $3.9 \times 10^9$  tCO<sub>2</sub>。这意味着为CO<sub>2</sub>-EOR需求约为 $8.0 \times 10^7$  tCO<sub>2</sub>/a,是墨西哥湾沿岸大型排放点源的总排放量( $9.4 \times 10^7$  tCO<sub>2</sub>/a)的85%。

#### 1.4 二氧化碳驱油作为CCUS的优先选择

近年来,二氧化碳的捕集利用和封存(CCUS)被公认为减缓气候变化的基本方法之一。CO<sub>2</sub>-EOR利用人类排放的二氧化碳来实现双重目标:提高石油采收率、同时也通过二氧化碳地下永久封存来减少大气二氧化碳浓度,因此被认为是CCUS的最有经济性的优先选择。过去全球CO<sub>2</sub>-EOR的应用受到CO<sub>2</sub>供给不足的严重制约,可以预测,随着CCUS的大力发展,从大型工业排放源捕集的大量CO<sub>2</sub>将逐步缓解并最终解决CO<sub>2</sub>供给不足的问题。据估计,在世界上54个大型油气盆地(含世界可采油气储量的95%,OOIP为 $4.622 \times 10^{12}$ 桶)利用CO<sub>2</sub>-EOR可增产4700亿桶( $6.44 \times 10^{10}$  t)石油,需

要(也就是可以封存) $1.40 \times 10^{11}$  tCO<sub>2</sub><sup>[16]</sup>。若这些增产在30年完成,则每年需要 $4.70 \times 10^9$  tCO<sub>2</sub>;这个数字是2010年全世界各国CO<sub>2</sub>排放总量( $3.36 \times 10^{10}$  t)的14%,因此CO<sub>2</sub>-EOR的预期碳减排贡献是巨大的。

北美Weyburn-Midale项目是一个成功的CO<sub>2</sub>-EOR案例。从美国达科他州北部一个气化厂捕集和压缩的二氧化碳,通过穿过美国-加拿大边界的300 km管线运输,最终注入到加拿大陆上的Weyburn-Midale油田来提高石油产量。从2000年至2012年期间,约 $22 \times 10^6$  t二氧化碳被注入到1.5 km深的两个碳酸盐储层,随之石油采收率被提高了65%<sup>[9]</sup>。

在中国,二氧化碳驱油已经成为当前CCUS链中二氧化碳利用与封存的主要形式。在江苏、吉林、胜利、松辽等油田中已经得到现场应用。对于在中国特别发育的储层类型(如低渗透性储层、稠油储层、高度块断储层)中应用CO<sub>2</sub>-EOR的研究已经在积极进行<sup>[17-18]</sup>。

## 2 中国近海沉积盆地CO<sub>2</sub>-EOR潜力初步分析

### 2.1 石油地质及油田概况

我国的传统海域总面积近 $3.0 \times 10^6$  km<sup>2</sup>,有26个沉积盆地;其中近海盆地10个,自北向南为渤海湾、北黄海、南黄海、东海陆架、台西、台西南、珠江口、琼东南、北部湾、莺歌海盆地,总面积 $1.05 \times 10^6$  km<sup>2</sup>。截至2008年底,在近海的沉积盆地中共发现商业性油气田121个,探明地质储量为石油 $3.056 \times 10^9$  t、天然气 $5.853 \times 10^{11}$  m<sup>3</sup><sup>[19]</sup>;估计地质资源量为石油 $1.51 \times 10^{10}$  t、天然气 $8.1 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup><sup>[20]</sup>。各近海盆地中(台西、台西南两个盆地因资料不足在本文中暂不考虑),渤海湾、珠江口、北部湾和东海陆架四个盆地已有原油和天然气生产,琼东南、莺歌海两个盆地目前仅有天然气生产,这些盆地的油气资源情况见表2。需要指出的是,2007年以后我国海域油气勘探取得了很大的进展,最近发布的2013年全国油气资源动态评价结果表明<sup>[21]</sup>,全国常规石油地质资源量 $1.085 \times 10^{11}$  t、可采资源量 $2.68 \times 10^{10}$  t,与2007年评价结果相比,分别增加了 $3.2 \times 10^{10}$  t、 $5.6 \times 10^9$  t,增长42%和26%;已累计探明 $3.6 \times 10^{10}$  t,探明程度

33%。截至2014年底,全国累计采出 $6.2 \times 10^9$  t, 剩余可采资源量为 $2.06 \times 10^{10}$  t。由于目前尚未获得各盆地的更新数据,所以本文的讨论除特别注明之外仍以2008年的数据为基础。

## 2.2 盆地 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力分析

由于本文讨论的是我国近海盆地的 CO<sub>2</sub> 驱油潜力,所以仅考虑已生产石油的盆地,即渤海湾(海域)、珠江口、北部湾和东海陆架四个盆地。我们采用简单的类比方法,根据已公开发表的资料,将这些盆地的几个重要的石油和储层性质与混相驱油的正面指标相对比,与 CO<sub>2</sub>-EOR 已普遍实施的美国德克萨斯州二叠纪盆地和准备实施的英国北海大陆架相对比,进而对这些盆地的 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力作一些粗线条的分析,为今后的进一步研发工作提出

一些初步的意见。

表3中列举了与评估盆地 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力有关的一些参数,其中我国近海盆地的参数主要取自2010年出版的全国海域含油气盆地图集<sup>[19]</sup>,数据截止于2007年末。

北部湾盆地的石油开采已有三十余年的历史,虽不断有新的发现,但总的来说探明储量较小,油田多为小型,地质条件和油质与珠江口盆地相似,因此不在文中单独讨论。东海陆架盆地的油田开发时间不长,探明储量较小,也不在本文讨论。因此,以下分别讨论渤海湾盆地(海域)和珠江口盆地,它们的石油探明储量占我国近海盆地总储量的94%。

表2 中国近海产油气盆地资源情况简表

Table 2 Hydrocarbon Resources in China's Offshore Sedimentary Basins

盆地	油田数	气田数	地质资源量**		探明储量		可采资源量		累计产量	
			石油	天然气	石油	天然气	石油	天然气	石油	天然气
渤海湾海域	47		56.84	0.31	22.54	0.17	13.32	0.18		
东海陆架		4	7.23	3.64	0.32	0.68	2.95	2.48		
珠江口	20	8	23.27	1.96	5.83	0.059	7.58	0.48	1.70	
北部湾	10		7.34	0.06	1.32	0.007	1.92	0.04		
琼东南		2	2.72	1.11	0.04	0.104	0.91	0.72		0.04
莺歌海		4	0	1.31	0	0.156	0	0.81		

注: \*\* 数据来源<sup>[19-20]</sup>, 截止日期2007年底,石油单位为 $10^8$  t,天然气单位为 $10^{12}$  m<sup>3</sup>。

表3 原油与储层属性对照表(资料来源见附注)

Table 3 Oil and Reservoir Property of Various Regions (See Notes for Data Sources)

属性	混相正面指标 <sup>①</sup>	美国德克萨斯州二叠纪盆地 <sup>②</sup>	英国大陆架 <sup>②</sup>	渤海湾盆地(海域) <sup>③</sup>	珠江口盆地多数油田 <sup>③</sup>	珠江口盆地LH11-1油田 <sup>③</sup>	北部湾盆地 <sup>③</sup>	东海陆架盆地 <sup>③</sup>
原油重度/°API	17.5 ~ 50	28 ~ 45	35 ~ 40	多数10 ~ 24	25 ~ 45;	17 ~ 22	44 ~ 25	53
原油黏度/(MPa·s)	< 10			多数50 ~ 10000	< 10	> 46	多数< 10	1.35
储层岩性岩相		白云岩、砂岩	砂岩	砂岩、河湖相	砂岩、浅海相	礁灰岩、浅海相	砂岩、灰岩砂岩、河湖相	
储层深度/km	P > MMP <sup>④</sup> > 0.915	0.9 ~ 3.7 (平均1.85)	多数 > 2.7	多数0.9 ~ 1.5	1.6 ~ 3.0	1.2	> 0.9	2.3 ~ 2.9
储层温度/°C	低	15 ~ 60	多数 > 90	多数50 ~ 80	> 90	52		100
储层渗透率/mD		低(2 ~ 64)	中~高(100s)	中~高(100s)	中~高(100s)	0.01 ~ 9 229	40 ~ 1 100	250
水动力支持	弱			弱~强	强	强	强~弱	中
预期采收率/%			45(5 ~ > 70)	多数< 20	45.7 ~ 62.9	15.6	0.25 ~ 0.53	43
二次采收		模式驱	水驱		无	无		
钻井密度	高	高	低		低	低,多水平井	个别水驱	
OOIP <sup>⑤</sup> /10 <sup>9</sup> t			9.2	5.68	2.04	0.155	0.73	0.72
CO <sub>2</sub> -EOR 采收增量		4% ~ 12%	预期9% ~ 18%					

注: ① (IEAGHG, 2009)<sup>[13]</sup>; ② Jon Gluyas<sup>[22]</sup>; ③ 朱伟林和米立军(2010)(ZHU and MI, 2010)<sup>[19]</sup>; ④ 最小混相压力; ⑤ OOIP 即原地石油储量,本表中采用中国文献中的“石油探明地质储量”。

### 2.2.1 渤海湾盆地(海域)

渤海湾盆地面积  $2.0 \times 10^5 \text{ km}^2$ , 是中国乃至世界陆相盆地中油气富集程度最高的盆地<sup>[23]</sup>。渤海湾盆地的海域部分的石油地质资源量、探明储量、可采储量都超过我国近海其他盆地的总和(表1)。

渤海湾盆地(海域)的源岩为古近系湖相泥岩, 储层年代和岩性范围很宽, 有新近纪和古近纪陆相碎屑岩、基底古潜山的寒武纪和奥陶纪灰岩、中生代花岗岩、元古代混合花岗岩。其中, 近十余年来在中新统所发现一大批探明储量达  $(1 \sim 3) \times 10^8 \text{ t}$  的大型油田, 原油地质资源量占全盆地的 70% 以上<sup>[24]</sup>。长期活动的郯庐断裂带从盆地东部穿过, 晚期的强烈构造变动被认为对油气的运移起到了促进作用, 虽然可导致一些天然气泄漏, 但还是没有影响大型油田的形成, 说明由于烃类来源十分充足<sup>[25]</sup>。

但是, 在渤海湾盆地(海域)的中新统的大型油田中主要含重质稠油, 占已探明地质储量的 85%<sup>[26]</sup>, 依靠天然能量开发十分困难, 目前采用了水驱、化学驱、热采和它们的组合方法: 水驱对地层原油黏度  $50 \sim 150 \text{ MPa} \cdot \text{s}$  的普通 I 类稠油(占探明稠油储量的 43.6%) 取得明显效果, 可达到预测采收率可达 28.0% ~ 37.6%。对于地层原油黏度  $150 \sim 350 \text{ MPa} \cdot \text{s}$  的普通 II 类稠油(占探明稠油储量的 26.2%), 采用水平井水驱与弱凝胶化学驱相结合的方式, 可将预测采收率提高到 19.1% ~ 26.7%。但是, 水驱到高含水率阶段会出现各层吸水不均匀、各油井水驱效果差异大的问题。对于地层原油黏度  $350 \sim 10\,000 \text{ MPa} \cdot \text{s}$  的非常规 I 类稠油(占探明稠油储量的 22.2%), 普通水驱的预测采收率不到 10%; 近年来进行了热采的先导试验, 蒸汽吞吐法的采收率一般可达 10% ~ 20%, 而多元热流体吞吐技术则可提高采油速度到 2 倍以上<sup>[26]</sup>; 但而热采对于较薄的储层也出现热损失大、热效率低的问题<sup>[27]</sup>。目前, 对能够改善稠油流度的各种聚合物和化学溶剂的研发和矿场试验也在积极进行之中。

对于渤海湾盆地(海域)的中新统的油田,  $\text{CO}_2$  驱油也是应该考虑的技术之一。由于原油的高密度(重度小于  $25^\circ \text{API}$ 、高黏度远大于  $10 \text{ MPa} \cdot \text{s}$ ), 这些油田不具备  $\text{CO}_2$  混相驱油条件, 只可利用超临界  $\text{CO}_2$  对原油的膨胀和降粘作用来提高原油的流动

性, 进行非混相驱油。盆地的中新统储层具有高孔隙度和高渗透率, 有利于  $\text{CO}_2$  的穿透和与油层的接触, 对非混相驱油有利, 有必要开展重质稠油非混相  $\text{CO}_2$ -EOR 的方法试验, 如余华杰等所作<sup>[29]</sup>。

值得指出的是, 渤海湾盆地有存在残留油层(ROZ)的条件。盆地的烃类来源极为丰富, 从基底以下到新近系在有效盖层以下都有油藏形成; 而且盆地中有郯庐断裂带穿过, 构造活动一直十分活跃, 而强烈的成藏后构造变动和水动力条件改变是形成 ROZ 的主要机制<sup>[11]</sup>。已发现的大型稠油油田几乎全分布于凸起之上, 稠油形成的原因是由于烃类从位于凹陷中心的油源区向凸起长距离运移中轻烃发生组分散失、以及较浅部位的地层水中的微生物降解强烈<sup>[28]</sup>。而强烈的降解作用和油水界面的倾斜有可能指示 ROZ 的存在<sup>[11]</sup>, 因此, 本文建议在今后工作中要关注油藏以下和油藏外围的研究, 如果能发现 ROZ, 则可考虑通过采用“下一代”的  $\text{CO}_2$ -EOR 技术进一步扩大油田产量。

假设在渤海湾盆地(海域)采用现今的和(或)“下一代”的  $\text{CO}_2$ -EOR 技术可在现有的驱油基础上再提高 5% ~ 10% 采收率, 则按 2007 年的探明储量计算可增产原油  $(2.84 \sim 5.68) \times 10^8 \text{ t}$ 。以每增产 1 t 原油需要  $1.7 \text{ tCO}_2$ <sup>[12]</sup> 计算, 则可封存  $(4.8 \sim 9.6) \times 10^8 \text{ tCO}_2$ 。

### 2.2.2 珠江口盆地

珠江口盆地的石油资源量仅次于渤海湾盆地(表1), 自 1996 年以来石油年产量持续超过  $1.0 \times 10^7 \text{ m}^3$ 。盆地中有两类特征非常不同的油田, 因而在表 2 中分两列显示: 一类是大部分中-小型油田, 位于浅水区, 储层以中新统和渐新统的浅海相和海陆交互相砂岩为主, 具有中-高孔隙度和中-高渗透率, 埋深多在  $1\,600 \text{ m} \sim 3\,000 \text{ m}$  范围, 生产优质原油, 具有低密度、低黏度、低含硫的特征, 因此适合于  $\text{CO}_2$  混相驱油。这些油田的石油采收率较高, 与英国大陆架油田的采收率大致相同。

这些油田在以下两个方面有别于 Permian 盆地及英国大陆架区: 一是珠江口盆地中的油田有具有很强的水动力条件, 边水和(或)底水能量充足, 在天然水驱的支持下也能保持高采收率, 因而在油田生产中不需要注水驱油<sup>[30]</sup>。这与英国大陆架中的许多油田不同, 那里有些油田水层动力不足, 在生产后储层压力显著下降, 水驱常被用于二次开采。

第二, 珠江口盆地中的油田大部分是小型油田, 而且天然采收率高, 因而残余油量较小, 影响了海上 CO<sub>2</sub>-EOR 的经济性。

但是, 这两个问题并不足以排除在这些中小油田用 CO<sub>2</sub>-EOR 进一步提高采收率的可行性。这些油田的高采收率是由于有了天然水驱, 而 CO<sub>2</sub>-EOR 本来就适用于在水驱之后进一步提高采收率, 无论是人工水驱还是天然水驱。另外, 由于这些中小油田常成群出现, 目前已成功地通过联合开采的方式降低采油的成本, 类似的集群式 CO<sub>2</sub>-EOR 也应该能够改善其经济性。

珠江口盆地的另一类油田是流花 11-1 油田。它是盆地中唯一的大型油田, 探明石油储量达  $1.55 \times 10^8$  t, 位于水深 305 m 处, 储层为中新生生物礁灰岩, 孔洞和裂隙发育, 孔隙度和渗透率变化大, 油水界面埋深较浅(1 247 m), 原油有高密度和高黏度特征<sup>[19]</sup>, 这些都与其他油田不同。流花 11-1 油田的底水能量也很充足, 目前采用水平井电潜泵人工举升的方法开采, 采收率可达 30% 以上<sup>[30]</sup>, 但还是比盆地中其他油田低得多。流花 11-1 油田石油储量大, 采收率较低, 因此剩余油量较大, 提高采收率的增产潜力较大。但是, 根据其较浅的埋深和高密度稠油特征, 估计不具有 CO<sub>2</sub> 混相条件, 只能考虑非混相 CO<sub>2</sub>-EOR, 其碳酸盐储层具有复杂的裂隙和孔隙结构、高度不均一性以及高的产水率, 也增加了驱油的难度。由于该油田位于中中新世抬升的东沙隆起之上, 有由于成藏后的构造变动而形成 ROZ 的可能, 需要在今后进行相应的调查研究。

综上所述, 珠江口盆地的中小型油田具有应用混相 CO<sub>2</sub>-EOR 的有利条件, 流花 11-1 大型油田有增加采收率的需求, 有可能采用非混相 CO<sub>2</sub>-EOR。假设在珠江口盆地应用 CO<sub>2</sub>-EOR 能提供 10%~15% 的采收率增量, 则可增产  $(2 \sim 3) \times 10^8$  t 原油。以每增产 1 t 原油需要 1.7 tCO<sub>2</sub> 计算<sup>[12]</sup>, 可同时封存  $(3.4 \sim 5.1) \times 10^8$  tCO<sub>2</sub>, 相当于广东省 2010 年大型点源 CO<sub>2</sub> 排放量(约  $2.5 \times 10^8$  t<sup>[31]</sup>) 的 14~20 倍。

### 3 结论

通过对 CO<sub>2</sub>-EOR 的概念、适用条件和全球发展现状的综述, 以及与国外实例的对比和对盆地石

油地质条件的分析, 初步探讨了对我国近海含油气盆地的 CO<sub>2</sub>-EOR 的潜力。以下为主要结论:

1) CO<sub>2</sub>-EOR 作为三次采油的有效技术已有几十年的历史, 但其应用一直受到 CO<sub>2</sub> 来源不足的限制。为了应对气候变化而推广的 CCUS 技术将从大型排放点源中捕集大量的人类活动产生的 CO<sub>2</sub>, 这就为 CO<sub>2</sub>-EOR 在更大范围的应用提供了机会。近年来, 离岸 CO<sub>2</sub>-EOR 进展很快, 英美等发达国家对本国近海的 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力进行了详细的评估, 巴西已在新开发的巨型油田中实施了 CO<sub>2</sub>-EOR 技术, 东南亚也有越南、马来西亚等国进行了近海油田 CO<sub>2</sub>-EOR 先导试验。在技术发展方面, 美国勘探家提出的“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR 采用各种改进的技术措施来将原油开采扩大到残留油层(ROZ), 可极大地提高原油的增产量。据估计, 美国在墨西哥湾利用“下一代”的 CO<sub>2</sub>-EOR 技术可在 50 年内增产  $2.05 \times 10^9$  t 石油, 同时封存的 CO<sub>2</sub> 等于 50 年墨西哥湾沿岸大型排放点源的总排放量的 85%。可见 CO<sub>2</sub>-EOR 的大规模应用将带来增加石油资源和应对气候变化的双赢结果。

2) 根据石油地质特征采用类比方法讨论了我国近海渤海湾盆地(海域)和珠江口盆地的 CO<sub>2</sub>-EOR 潜力。渤海湾盆地是中国乃至世界陆相盆地中油气富集程度最高的盆地, 是我国近海石油储量最高的盆地, 有一批大型油田。但盆地的探明储量中 80% 是重质稠油, 天然采收困难, 目前采用了水驱、化学驱、热采及它们的组合方法, 达到 10% 到 38% 不等的采收率, 剩余石油总量还相当大。这意味在渤海湾盆地(海域)进一步提高采收率的需求相当大, 有必要开展重质稠油非混相 CO<sub>2</sub>-EOR 的方法试验。另外, 由于庐断裂带穿过盆地, 构造活动性强, 有可能存在由成藏后构造变动形成的 ROZ, 蕴藏着更多的石油; 因此有必要开展研究查找 ROZ, 并试验通过“下一代”CO<sub>2</sub>-EOR 进一步提高石油采收率的可能性。

珠江口盆地大部分油田属中-小型, 具有轻质油和高渗储层, 混相 CO<sub>2</sub>-EOR 的条件良好。盆地中的油田具有强大水动力支持, 相当于已经过了天然水驱, 而 CO<sub>2</sub>-EOR 正是可以在水驱之后进一步提高石油采收率的技术。主要问题是这些油田的储量较小, 离岸 CO<sub>2</sub>-EOR 作业的经济性尚需评估, 包括评估是否可通过集群式 CO<sub>2</sub>-EOR 改善其经济

可行性。珠江口盆地中唯一的大型油田流花 11-1 油田具有与其他油田不同的特点,其原油为重质稠油,不具备混相  $\text{CO}_2$ -EOR 条件;其碳酸盐储层具有复杂的裂隙和孔隙结构、高度不均一性以及高的产水率,也增加了驱油的难度。但该油田储量大、目前采收率较低,故剩余油量较大,而且位于晚期构造抬升的东沙隆起上,有存在 ROZ 的可能。需要对流花 11-1 油田开展进一步的调查,以确定该油田应用非混相  $\text{CO}_2$ -EOR 和“下一代” $\text{CO}_2$ -EOR 的技术和经济可行性。

上述两个盆地的探明石油地质储量占我国近海盆地总储量的 94%。如果应用现今的和“下一代”的  $\text{CO}_2$ -EOR 可在渤海湾盆地(海域)提高采收率 5%~10%,在珠江口盆地提高采收率 10%~15%,则可分别获得  $(2.84 \sim 5.68) \times 10^8 \text{ t}$  和  $(2 \sim 3) \times 10^8 \text{ t}$  原油增产,同时还可分别封存  $(1.8 \sim 9.6) \times 10^8 \text{ tCO}_2$  和  $(3.4 \sim 5.1) \times 10^8 \text{ tCO}_2$ ,这将对缓解我国能源需求和积极应对气候变化的重大贡献。

3) 离岸二氧化碳驱油作为石油生产和 CCUS 链条的重要组成部分是非常有挑战性的。本文对我国近海含油气盆地开展  $\text{CO}_2$ -EOR 的潜力进行了初步的分析,指出了一些可能性,但都需进一步的分析研究、评估和试验。海上石油开采的速度比陆上高得多,部署离岸  $\text{CO}_2$  地质封存也首先要考虑其用于驱油的可能性,因此开展我国近海油田  $\text{CO}_2$ -EOR 的技术和经济可行性研究、尽快进行先导试验是一个非常紧迫的任务。此外,加强适合于我国近海盆地的  $\text{CO}_2$ -EOR 的技术开发也是一个重要任务,这方面要学习美国勘探家的创新精神:他们在页岩气勘探技术研发方面的成就已为世界所赞叹和仿效,他们在“下一代” $\text{CO}_2$ -EOR 方面的思路和技术同样也应引起我们的重视。我国近海盆地的石油地质条件有许多独特之处,有望在进行我国近海盆地的  $\text{CO}_2$ -EOR 应用研究的同时也在其技术发展方面取得独特的成就。

#### 参考文献:

- [1] IPCC. Carbon Dioxide Capture and Storage [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005: 1-431.
- [2] IEA. Carbon Capture and Storage Technology Roadmap [R]. New York: International Energy Agency, 2009: 1-46.
- [3] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于推动碳捕集、利用和封存试验示范的通知,发改气候[2013]849号 [EB/OL]. [2013-05-10]. <http://news.emca.cn/n/20130510095149.html>.
- [4] GCCSI. The Global Status of CCS 2013 [R]. Canberra: Global CCS Institute, 2013: 1-200.
- [5] ZHOU D, ZHAO Z, LIAO J, et al. A Preliminary Assessment on  $\text{CO}_2$  Storage Capacity in the Pearl River Mouth Basin Offshore Guangdong, China [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2011(5): 308-317.
- [6] GDCCSR-SCSIO. Assessment of  $\text{CO}_2$  Storage Potential for Guangdong Province, China [R]. Guangzhou: Feasibility Study of CCS-Readiness in Guangdong (GDCCSR), 2013: 1-74.
- [7] LI P, ZHOU D, ZHANG C, et al. Potential of Sub-seafloor  $\text{CO}_2$  Geological Storage in Northern South China Sea and Its Importance for CCS Development in South China [J]. Energy Procedia, 2013(37): 5191-5200.
- [8] 陈澜,梁希,周蒂. 发展碳捕集、利用与封存对广东的产业机会 [J]. 南方能源建设, 2014, 1(1): 7-16.  
CHEN Lan, LIANG Xi, ZHOU Di. Potential Economic Opportunities of Developing a CCUS Industry in Guangdong [J]. Energy Construction, 2014, 1(1): 7-16.
- [9] PERSHAD H, DURUSUT E, CRERAR A, et al. Economic Impacts of  $\text{CO}_2$ -enhanced Oil Recovery for Scotland: Final Report [R]. Element Energy Limited, Dundas Consultants, and Heriot Watt University, 2012: 1-111.
- [10] KUUSKRAA V A, GODEC M L, DIPIETRO P.  $\text{CO}_2$  Utilization from “Next Generation”  $\text{CO}_2$  Enhanced Oil Recovery Technology [J]. Energy Procedia, 2013, 37(1): 6854-6866.
- [11] MELZER L S. Stranded Oil in the Residual Zone, USDOE Report [R]. USDOE, 2006: 91.
- [12] MALONE T, KUUSKRAA V, DIPIETRO P.  $\text{CO}_2$ -EOR Offshore Resource Assessment [R]. DOE/NETL-2014/1631, 2014: 100.
- [13] IEAGHG.  $\text{CO}_2$  Storage in Depleted Oilfields: Global Application Criteria for  $\text{CO}_2$  Enhanced Oil Recovery [R]. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2009: 165.
- [14] NETL. Improving Domestic Energy Security and Lowering  $\text{CO}_2$  Emissions with “Next Generation”  $\text{CO}_2$ -Enhanced Oil Recovery ( $\text{CO}_2$ -EOR) [R]. DOE/NETL 2011/1504, 2011: 113.
- [15] UEDA Y.  $\text{CO}_2$ -EOR Huff'n' Puff Pilot Test in Rang Dong Oilfield, Offshore Vietnam [J]. Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology, 2013, 78(2): 188-196.
- [16] GODEC M, KUUSKRAA V, LEEUWEN T V, et al.  $\text{CO}_2$  Storage in Depleted Oil Fields: The Worldwide Potential for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery [J]. Energy Procedia, 2011(4): 2162-2169.
- [17] 张德平.  $\text{CO}_2$  驱采油技术研究与应用现状 [J]. 科技导报, 2011, 29(13): 75-79.  
ZHANG Deping.  $\text{CO}_2$  Flooding Enhanced Oil Recovery Technique and Its Application Status [J]. Science & Technology Review, 2011, 29(13): 75-79.



- [18] 罗二辉, 胡永乐, 李保柱, 等. 中国油气田注 CO<sub>2</sub> 提高采收率实践 [J]. 特种油气藏, 2013, 20(2): 1-7.  
LUO Erhui, HU Yongle, LI Baozhu, et al. Practices of CO<sub>2</sub> EOR in China [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(2): 1-7.
- [19] 朱伟林, 米立军. 中国海域含油气盆地图集 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 1-316.  
ZHU W, MI L. Atlas of Oil and Gas Basins [M]. Beijing: China Sea Petroleum Industry Press, 2010: 1-316.
- [20] 国土资源部, 国家发展和改革委员会, 财政部. 新一轮全国油气资源评价成果通报 [R], 2008: 1-124.
- [21] 中商情报网. 国土资源部发布 2013 全国油气资源动态评价成果 [EB/OL]. [2015-05-06]. <http://www.askci.com/chanye/2015/05/06/211932kkzw.shtml>.
- [22] JON Gluyas, Enhanced Oil Recovery Using CO<sub>2</sub> - The North Sea, an Opportunity? [EB/OL]. 2010. <http://www.findingpetroleum.com/video/141.aspx#xzz3ghrd dyCT>.
- [23] 李春光, 试论渤海湾盆地油气富集规律与勘探 [J]. 海相油气地质, 2006, 11(3): 4-14.  
LI Chunguang. Hydrocarbon Accumulation Regularity and Hydrocarbon Potential in Bohaiwan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2006, 11(3): 4-14.
- [24] GONG Z, ZHU W, CHEN P P H. Revitalization of a Mature Oil-bearing Basin by a Paradigm Shift in the Exploration Concept. A Case History of Bohai Bay, Offshore China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(5): 1011-1027.
- [25] 邓运华. 渤海油气勘探历程回顾 [J]. 中国海上油气(地质), 2002, 16(2): 98-101.  
DENG Yunhua. A Review of the Petroleum Exploration Course in Bohai Sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2002, 16(2): 98-101.
- [26] 唐晓旭, 马跃, 孙永涛. 海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验 [J]. 中国海上油气, 2011, 23(3): 185-188.  
TANG Xiaoxu, MA Yue, SUN Yongtao. Research and Field Test of Complex Thermal Fluid Huff and Puff Technology for Offshore Viscous Oil Recovery [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(3): 185-188.
- [27] 郭太现, 苏彦春. 渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向 [J]. 中国海上油气, 2013, 25(4): 26-35.  
GUO Taixian, SU Yanchun. Current Status and Technical Development Direction in Heavy Oil Reservoir Development in Bohai Oil Fields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 26-35.
- [28] 邓运华. 渤海油区稠油成因探讨 [J]. 中国海上油气, 2006, 18(6): 361-364.  
DENG Yunhua. A Discussion on the Origin of Heavy Oil in Bohai Oil Province [J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(6): 361-364.
- [29] 余华杰, 朱国金, 田冀. 海上强边底水油帽稠油油藏注 CO<sub>2</sub> 提高采收率 [J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(5): 137-142.  
YU Huajie, ZHU Guojin, TIAN Ji. EOR by CO<sub>2</sub> Injection into Offshore Heavy Oil-cap Reservoir with Strong Edge and Bottom Waters [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(5): 137-142.
- [30] 《中国油气田开发志》中国海洋石油总公司编纂委员会. 中国油气田开发志(卷二十七)南海东部油气区卷 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 1-274.
- [31] GDCCSR-GIEC. Analysis of CO<sub>2</sub> Emission in Guangdong Province, China; Feasibility Study of CCS-Readiness in Guangdong (GDCCSR [R]. Guangzhou, 2013: 1-30.

(责任编辑 郑文棠)

## 《南方能源建设》被数据库收录情况

《南方能源建设》是 2014 年 6 月经由国家新闻出版广电总局批准, 中国能源建设集团内首本独立自主运营并在国内外公开发行的能源行业科技类学术期刊, 刊号为 CN44-1715/TK, ISSN 2095-8676, 国际期刊刊名代码 CODEN: NFNYJK。期刊自总第 2 期以来被以下数据库收录: 中国核心期刊(遴选)数据库收录期刊、中国学术期刊综合评价数据库(CAJCED)统计源期刊、中国期刊全文数据库(CJFD)全文收录期刊、中文科技期刊数据库全文收录期刊、超星期刊域出版系统全文收录期刊、国际 DOI 中国注册与服务中心学术期刊。《南方能源建设》所有出版论文并被国际 DOI 解析链接(10.16516/j.gedi.issn.2095-8676)。

《南方能源建设》编辑部

2015 年 9 月 25 日