

文章编号:1673-5005(2010)01-0093-06

CO₂ 地质埋存:国外示范工程及其对中国的启示

任韶然¹, 张 莉^{1,2}, 张 亮¹

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中石化胜利油田 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:介绍了油藏埋存、气藏埋存、煤层埋存和盐水层埋存等 CO₂ 地质埋存技术,并对各种埋存技术的成熟度及优缺点进行分析。综述了目前国外正在进行和将要进行的 CO₂ 地质埋存示范工程,并从工程目的、CO₂ 气源、埋存体选择、资金来源、公众和政府的认可程度等方面总结示范工程的启示。建议中国应该加强国际间的合作,积极开展 CO₂ 地质埋存技术的研究和应用,可在油田首先实施 CO₂ 埋存示范工程,对国内各大盆地进行系统的埋存潜力评估,加强对盐水层地质资料的积累及对盐水层埋存机制的研究,鼓励发展与碳捕集和埋存技术相关的国产设备,制定合理的碳税政策等。

关键词:CO₂; 温室气体; 碳捕集与埋存技术(CCS); 地质埋存; 示范工程

中图分类号:P 736;S 551. 701

文献标志码:A

Geological storage of CO₂: overseas demonstration projects and its implications to China

REN Shao-ran¹, ZHANG Li^{1,2}, ZHANG Liang¹

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

2. Geological Science Research Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257015, China)

Abstract: The technologies of CO₂ geological storage in oil & gas reservoirs, coal beds and saline aquifers were introduced. The development of CO₂ geo-storage techniques in different geological sites and their advantages and disadvantages were analyzed. The main ongoing and proposed CO₂ storage projects around the world were described. The implications of these projects to China were analyzed in terms of the purpose of the projects, CO₂ sources, storage site selection, project funding, and public and government acceptance of these projects. As a main energy consuming country in the world, China should strengthen international cooperation on the development of CO₂ storage technology. It is suggested that China should carry out some demonstration projects in oilfield storage and enhanced oil recovery in the first phase, and conduct assessments of storage sites and storage capacity in main sediment basins, meanwhile pay more attention to saline aquifer storage, and study CO₂ storage mechanisms in saline aquifers. It should be encouraged to develop various equipment and techniques relevant to carbon capture and storage, and propose reasonable carbon tax to restrict CO₂ emissions.

Key words: CO₂; greenhouse gas; carbon capture and storage(CCS); geological storage; demonstration project

由于对化石燃料(煤、石油、天然气)的过度依赖,以 CO₂ 为主的温室气体的大量排放引起空气污染和全球气候变化,严重威胁着人类赖以生存的地球环境。温室气体的减排问题已经成为 21 世纪所关注的焦点问题。2005 年 2 月《京都议定书》正式

生效,标志着国际社会进入了一个实质性的温室气体减排阶段,发达国家将承担定额的减排任务,发展中国家在 2012 年之前不承担任何减排指标。但是,世界各国都在积极致力于温室气体减排的经济政策和技术方法研究,近年来中国在这方面的工作也给

收稿日期:2009-06-03

基金项目:国家“973”计划项目(2006CB705805);山东省泰山学者建设基金项目

作者简介:任韶然(1960-),男(汉族),山东烟台人,教授,博士生导师,泰山学者,主要研究 CO₂ 地质埋存、注空气提高采收率、水合物抑制和开采。

予极大重视。碳捕集与封存技术(carbon capture and storage, CCS)是一项新兴的、具有大规模应用潜力的CO₂处置技术,有望实现化石能源使用的CO₂近零排放。该技术将工业生产过程中产生的CO₂捕集并安全地存储于特定地质构造中,以减少向大气中的排放,从而缓解全球气候变化^[1]。自20世纪90年代初开始,世界各国陆续进行了针对各种地质体的CO₂封存示范工程,这些工程的实施使得CO₂地质封存技术从理论变成现实,为该技术的进一步发展和推广积累了宝贵的现场经验,也逐渐得到各国政府和公众的认可。

1 CO₂地质封存技术

CO₂地质封存技术是CCS技术重要的组成部分,主要是指将捕集到的高纯度CO₂注入到选定的、安全的地质构造中,通过各种圈闭机制将CO₂永久性地封存在地下,其主要技术包括:将CO₂注入地下盐水层中进行封存;将CO₂注入到废弃油气藏中封存或注入到正在开发的油气藏中提高采收率;将CO₂注入到无法开采的煤层中提高煤层气的采收率^[2-9]。

利用CO₂提高原油采收率(enhanced oil recovery, EOR)是石油行业一项成熟的技术。注入的CO₂溶于原油后,使原油的体积膨胀、黏度降低,更易于向生产井方向流动^[10],部分CO₂会随地层流体产出,但可以通过分离后循环注入到油藏中,而大部分CO₂则会占据采出流体原来所占据的孔隙体积,溶解于残余油和地层水中。油田经验表明,大约40%原始注入的CO₂会在生产井中产出,如果不考虑CO₂在生产井中突破后的分离和回注,CO₂的存储效率大约只有60%^[11-12]。

对于废弃气藏封存,可利用原来的集输管线和生产井实施注入,注入的CO₂将充填到原先天然气所占据的孔隙体积中。虽然气藏条件下,CO₂-CH₄体系的特性有利于CO₂驱替甲烷,但由于通过常规的压力衰减方式开采天然气就可以达到很高的采收率,而且将CO₂注入气藏存在原生气和注入气的混合问题,使得注CO₂提高气体采收率技术(enhanced gas recovery, EGR)一直未被重视^[13-16]。但是,随着CO₂地质封存技术的兴起,CO₂ EGR也成为当前的研究热点之一。

目前煤田中存在着因技术原因或经济原因而弃采的煤层,例如不可采的薄煤层、埋藏超过终采线的

深部煤层和构造破坏严重的煤层等,这些无法开采的煤层是封存CO₂的另一个潜在的地质构造。当CO₂注入到煤层后,会在煤层孔隙中扩散,由于煤体表面对CO₂的吸附能力大约是对甲烷吸附能力的两倍,注入的CO₂可有效地替换甲烷,使吸附状态的甲烷转变成游离状态,从而提高煤层气的产量^[17-18],这种技术被称为注CO₂提高煤层甲烷采收率(enhanced coalbed methane, ECBM)技术。煤层封存地点的选择应考虑将来煤矿资源的充分利用。

用于CO₂封存的深部盐水层(saline aquifer for CO₂ storage)一般由碳酸盐岩或砂岩构成,孔隙中充满盐水,孔隙度要足够大,且具有较高渗透率,以便CO₂的注入和渗流。注入的CO₂可通过构造圈闭、残余饱和度圈闭、溶解圈闭及矿物圈闭等形式封存在盐水层中。盐水层埋深应在800 m以上,注入的CO₂可在地层条件下达到超临界状态,密度约为水的50%~80%,可有效地利用孔隙体积。用于封存的盐水层要具有良好的盖层和隔层,必须与淡水层隔离,且不能存在明显导致CO₂泄露的断层和裂缝,从而保证封存的安全^[19-22]。

2 CO₂地质封存技术比较

注入CO₂提高油气藏采收率是目前最有潜力的CO₂间接利用及封存技术,既能获得经济回报以补偿CO₂分离、运输及注入等各项工程费用,又可满足封存CO₂的要求,而且CO₂需求量很大。石油和天然气在油气藏中储存几百万年而不发生泄露,以及石油工业对油气地质的长期研究,使得人们相信将CO₂注入油气藏进行EOR/EGR和存储是一种比较安全的封存方式。

CO₂ EOR作为一项较为成熟的技术,对石油工业来说,除了进一步提高经济效益,已经没有大的技术挑战。CO₂ EGR技术还没有被深入研究,缺乏经验,其技术和经济可行性有待进一步研究。气藏的CO₂存储能力一般大于油藏,而且现有的井口和管线等基础设施可充分利用,因而CO₂的气藏封存和EGR将为CO₂处置提供一个低成本、高存储量的选择。

将CO₂注入深部盐水层进行地质封存,不会产生附加经济效益,但在政府引入CO₂排放配额及附加税的前提下,仍不失为一种有利选择方案。CO₂盐水层封存具有封存潜力大、所需井数少、储存成本低、受地理位置限制小等优点,但是目前人们对盐水层地质情况的掌握程度并不像对油气田那样高,因

此人们更关注 CO₂ 在盐水层中埋存的长期安全性,研究 CO₂ 在盐水层中的存储形式、长期的溶解过程以及相关因素(如地层水的运移)对 CO₂ 埋存的影响,监测 CO₂ 在盐水层中的运移分布,加深对盐水层构造的了解。各种地质埋存技术的成熟度及优缺点见表 1。

表 1 各种 CO₂ 地质埋存技术成熟度及优缺点
(任韶然,2006)

Table 1 Current maturity of various CO ₂ geo-storage technologies and their advantages and disadvantages						
(Ren, 2006)						
埋存方法	技术成熟度 ^[1]				有利条件	不利条件
	A	B	C	D		
强化采油 (EOR)				√ ^E	①技术较成熟; ②额外的经济回报;③气体埋存安全性可证明	①过程复杂;②气体注入量和位置的限制;③油田中废弃井的安全性;④油田开采中没被发现的裂缝
注入气田存储及提高天然气采收率 (EGR)			√		①额外的经济回报;②存储容量大;③气体埋存安全性已证明	①过程复杂;②缺少经验;③气体混合和分离费用;④气田中原有井的安全性
注入煤层提高煤层甲烷采收率 (ECBM)		√			①可替换甲烷,提高其采收率;②接近 CO ₂ 源 (发电厂)	①过程复杂;②CO ₂ 注入能力低;③气体混合和分离费用;④缺乏经验
注入地下深部盐水层 (SACS)			√		①操作工艺过程简单;②存储容量大	①没有经济回报;②长期的安全性还没有被证实;③缺乏经验

注:A 代表研究阶段,指已认识的基础科学,但技术目前尚未达到概念设计阶段,或仍处在实验室或小规模 的试验阶段,尚未在试点厂中进行;B 代表示范阶段,指已经形成的并在试点厂使用的技术,但在该技术用于设计和建设整套系统之前仍需进一步开发;C 代表特定条件下经济可行,指对该技术已有充分的了解,并在选定的商业应用中;D 代表成熟的市场,指现已在全世界多处投入运行的技术;E 代表当 CO₂ 埋存为首要目的时,该技术可能是“在特定条件下经济上可行”。

3 CO₂ 地质埋存示范工程

早在 20 世纪 70 年代初,美国就将西部地区开采出来的天然 CO₂ 通过管道运输到德克萨斯州的油田进行强化采油(国际能源机构(IEA),2003)。通过 CO₂ EOR 可以提高 8%~15% 的采收率,使得平均采收率高达 50%,存储 2.4~3.0 t CO₂ 可增产

1 t 原油。美国共有 74 个 CO₂ EOR 项目正在进行,每年注入的 CO₂ 约为 3.3×10⁷ t(IEA,2006)。虽然 CO₂ EOR 技术已有 30 余年的工程实践历史,但将 CO₂ 埋存作为首要目的,缓解温室效应,却是近 10 a 发展起来的新技术。目前美国、加拿大和欧洲国家都在进行相关研究和工程实践,显示出良好的应用前景。2000 年,加拿大 Weyburn 油田首次以 CO₂ 埋存为目标,将从美国煤气化厂捕集到的 CO₂ 以(120~180)×10⁴ t/a 的速度注入,预计工程期限内可增产原油 1.55 亿桶,埋存 CO₂ 1.9×10⁷ t(IEA,2006)。

1994 年,加拿大的艾勃特气田为防止从天然气中分离出来的酸性气体(含有 CO₂ 和 H₂S)排放到大气中,将这些气体注入到地下 1.4~2.9 km 的盐水层中,证明将 CO₂ 注入盐水层是避免将酸性气体排放到大气中的一种有效方法(IEA,1998)。挪威国家石油公司北海 Sleipner 气田的天然气中含有 9.5% 的 CO₂,为将 CO₂ 的含量降低到 2.5% 的出售要求,同时避免交纳 55 美元/t CO₂ 的碳税和保护环境,从 1996 年开始将分离出来的 CO₂ 以 1×10⁶ t/a 的速度注入到气藏上方、海底以下 800 m 深处的 Utsira 盐水层^[23-24]。荷兰近海的 K12-B 天然气田中含有 13% 的 CO₂,为达到 CO₂ 含量低于 2% 的管输要求,也需要将天然气中 CO₂ 分离出来实现就地回注。2002 年开始对回注方案进行可行性论证,2004 年 5 月开始现场试验,先后将 CO₂ 注入到气藏的一个废弃区块进行埋存和注入到一个即将废弃的区块进行 EGR,预计当工程达到最大规模时,CO₂ 的年注入量可达(31~47.5)×10⁴ t^[25]。In Salah 气田位于阿尔及利亚中部,天然气中含有 10% 的 CO₂,2004 年开始将分离出的 CO₂ 注入到与气藏连通的边底水中,年注入量 1.2×10⁶ t,并且保证在气田开发结束之前,水层中的 CO₂ 不会运移扩散到主力气藏^[26]。

近期丹麦计划将从 NJV 电厂捕集(燃烧后捕集)得到的 CO₂,通过 28 km 长的管线(管径 300 mm)输送到 Vedsted 盐水层(CO₂ 埋存潜力为 1.2 亿 t)进行埋存,预计 2010 年进行注入测试,2013 年正式开始实施,CO₂ 年埋存量为 1.8×10⁶ t(Magnus Pettersson,2009)。德国也计划将位于 Schwarze Pump 地区 Vattenfall 公司经营的试验发电厂(采用富氧燃烧技术,装机容量 30 MW,每年可产生 6×10⁴ t CO₂)排放的 CO₂ 捕集起来,通过管线输送到电

厂西北约 250 km 处的 Altmark 气藏进行 CO₂ EGR 和地质埋存,该工程在 2009 年 4 月开始实施注入(德国联邦地质和自然资源研究所(BGR),2009)。

中国南海西部东方 1-1 气田含有大量伴生 CO₂,投产后每年从海南岛陆上终端分离出来的 CO₂ 大约为 3.2 × 10⁵ t,大部分直接排放到大气中,因此考虑将部分 CO₂ 就地分离后回注到气藏中,即将废弃的区块进行埋存,CO₂ 年埋存量为 1 × 10⁵ t,工程期限为 10 a,或考虑将海南岛陆上终端分离出来的 CO₂ 通过 60 km 长的海底管线输送到气田东

部的一个盐水层进行埋存,CO₂ 年埋存量为 2 × 10⁵ t,工程期限为 20 a(任韶然,2008)。

此外,挪威巴伦支海的 Snøhvit 气田(含 5% ~ 8% CO₂)^[27]、澳大利亚的 Gorgon 气田(含 14% CO₂)及位于中国南海的 Natunad-Alpha 气田(含 70% CO₂)的开发也正在考虑将分离出的 CO₂ 回注到气田或附近的盐水层中,达到永久储存的目的。目前世界上主要的 CO₂ 地质埋存示范工程分布情况见文献[28]和[29],部分正在进行和将要进行的 CO₂ 地质埋存工程的详细信息见表 2。

表 2 世界上部分正在进行和将要进行的 CO₂ 地质埋存工程(任韶然,2009)

Table 2 Some ongoing and promising CO₂ storage projects around the world (Ren, 2009)

工程名称	位置	CO ₂ 来源	埋存体类型	CO ₂ 注入速度 ^[1] <i>v</i> /(kt · d ⁻¹)	CO ₂ 埋存 总量 ^[1] <i>Q</i> /Mt	CO ₂ 埋存费用 <i>P</i> /(美元 · t ⁻¹)	开注 年份
Weyburn	加拿大 Williston 盆地	燃料厂 管线运输	注入油田提高采收率	3.0 ~ 5.0	20.0	20	2000
Recopol	波兰 Silesian 煤田	化工厂 卡车罐装	强化开采煤层甲烷气	0.001	1 × 10 ⁻⁵	—	2003
Sleipner	挪威 北海	气田伴生 CO ₂ (9.5%)	注入气藏上方的 Utsira 盐水层	3.0	20.0	17	1996
K12-B	荷兰近海 北海	气田伴生 CO ₂ (13%)	注入废弃气层埋存和注入 气田提高气体采收率	0.1 ~ 1.0	8.0	7 ~ 14	2004
In Salah	阿尔及利亚 中部油气田	气田伴生 CO ₂ (10%)	注入与气藏连通的水层 维持气藏压力	3.0 ~ 4.0	17.0	8	2004
Gorgon (规划中)	距澳大利亚西 海岸 130 km 处	气田伴生 CO ₂ (14%)	注入 Barrow 岛下的 LDupuy 盐水层	10.0	—	6 ~ 10 (拟注入 20 a)	2009
Snøhvit (建设中)	挪威 巴伦支海	气田伴生 CO ₂ (5% ~ 8%)	注入气藏下方的 Tubåsen 盐水层	2.0	—	8 (拟注入 20 a)	2009
QinShui 盆地	中国	—	强化开采煤层甲烷气	0.03	1.5 × 10 ⁻⁴	—	2003

4 CO₂ 地质埋存示范工程的启示

4.1 进行示范工程的目的

进行示范工程的主要目的是环保减排、避免碳税和技术示范。有些发达国家开征的碳税,在很大程度上推动了 CO₂ 地质埋存工程的实施。此外,CO₂ 地质埋存技术作为一种新兴技术,现场经验不足,因此也需要更多的埋存工程来加以验证和示范,增强公众和政府地质埋存技术和埋存安全的信心,进而在将来更好地进行推广和应用。

4.2 CO₂ 气体来源

过去的 CO₂ EOR 工程主要利用天然的 CO₂ 资源,而地质埋存针对的是工业生产活动中排放到大气中的 CO₂。根据 IPCC(2005)报告,2000 年全球因使用化石燃料而排放的 CO₂ 总量为 235 亿 t,其中接近 60% 的排放归因于大的固定排放源,主要为发电厂、水泥厂、炼油厂、钢铁厂、天然气伴生 CO₂ 等行业。目前大多数大排放源的 CO₂ 含量低于 15%

(如火力发电厂),只有小部分基于化石燃料的排放源的 CO₂ 含量超过 95%(如燃料厂、制氢和制氮厂)。从埋存成本和存储效率上来看,CO₂ 必须达到一定的纯度要求,对于低含量 CO₂ 排放源需要采取捕集措施,将 CO₂ 浓缩到高纯度,而捕集成本往往是 CCS 工程中费用最高的一个环节,因此那些高纯度 CO₂ 源(如天然气伴生 CO₂)将成为早期实施地质埋存示范工程的潜在对象。

4.3 埋存体的选择

出于对埋存成本的考虑,一般选择就近埋存。IPCC 认为,CO₂ 气源与埋存体之间的合理距离应小于 300 km。用于 CO₂ 埋存的地质体可以是深部盐水层、油藏、气藏、煤层等。对于天然气藏伴生 CO₂ 基本上都选择将 CO₂ 回注到原气田或注入到附近的盐水层中。纵观所有正在进行和将要进行的大规模 CO₂ 地质埋存工程,CO₂ 埋存体以盐水层居多,因为盐水层普遍存在、埋存潜力大、与 CO₂ 气源距离近,且注入流程简单、容易实施,有望成为目前和

将来大规模处置 CO₂ 的优良地质场所。

4.4 投资规模及资金来源

用于 CO₂ 地质埋存工程的费用依据工程规模和现场条件而定,一般需要几千万到几亿美元,资金来源广泛,可由国家资助、多方联合、石油企业自筹资金等方式组成。由于气候变化问题是全球问题,且埋存技术需要更多的实践经验来验证,因此需要各方共同协作来完成。In Salah 示范工程中用于 CO₂ 埋存和监测的费用约为 1.3 亿美元,工程由 BP, Sonatrach 和 Statoil 共同实施。Weyburn 油田 EOR 项目工程费用约为 4 亿美元,由加拿大 EnCana 公司、萨斯喀彻温省工业界与资源局、石油技术研究中心和 IEA 共同参与。Snøhvit 气田开发及 CO₂ 地质埋存工程中,用于 CO₂ 埋存的管线和注入井费用大约为 1.1 亿美元,这些资金主要来源于政府和企业。

4.5 取得公众认可、政府支持和立法保证

由于将 CO₂ 注入到地质体中埋存存在泄露的危险,且目前部分技术还不成熟,只停留在示范阶段,因此埋存工程实施时常遭到当地居民的强烈抗议。但是,CO₂ 地质埋存示范工程的成功实施,不仅可以给人们带来宝贵的工程经验,更重要的是有利于转变公众的观念,增强公众对这项技术的信心,还可赢得政府的支持。随着地质埋存技术逐渐取得社会各界的普遍认可,便可通过立法的方式,保证埋存技术的合法地位,制定相关经济政策(如碳税),利用经济的杠杆作用,促使相关行业积极参与进来,从而推动埋存工程的大规模实施,缓解日益严重的环境问题。

5 结论及建议

(1) 尽早进行 CO₂ 地质埋存可行性研究,对中国各大盆地展开系统的埋存潜力和埋存安全评估,对重要的 CO₂ 排放源(源)和适合埋存的地质构造(汇)进行详细的评估和技术分级,在源汇耦合的基础上,推荐最有潜力的 CO₂ 埋存示范项目。

(2) 目前中国大部分油田已进入开发中后期,三次采油潜力巨大,因此实施 CO₂ EOR,不仅可以达到埋存 CO₂ 的目的,还可带来可观的经济效益,应将油田作为 CO₂ 地质埋存的首选场所。但油气田埋存受到埋存量、埋存地点和油气生产时间窗口的限制。

(3) 盐水层埋存有望成为将来 CO₂ 地质埋存的主要方式,其埋存潜力大,分布广,受埋存量、埋存地

点和埋存时间的限制较小。过去的油气勘探忽略了对盐水层地质资料的收集,因此今后应扩大地质勘探领域,加强对盐水层地质资料的积累。同时,还应开展 CO₂ 在盐水层中的埋存机制研究,评估 CO₂ 在盐水层中埋存的长期安全性。

(4) 发展 CO₂ 地质埋存工程中所涉及到的 CO₂ 捕集、管线输送和注入等关键技术及其配套工艺,鼓励发展国产增压设备,如 CO₂ 增压泵和压缩机等。

(5) 借鉴发达国家经验,加强对 CO₂ 地质埋存的风险评估和立法讨论,制定合理的碳税政策。欧盟是碳税征收的先行者,已取得了初步的效果,可为中国实施碳税政策提供参考。

(6) CO₂ 排放-温室效应和 CO₂ 的地质埋存是一个科学问题,需要不断研究、加深了解、提高公众的接受程度,同时又是政治、经济和技术问题,需要各国政府达成共识,协调不同国家、不同区域发展和减排的目标和要求,提高技术水平,降低经济成本。

参考文献:

- [1] METZ Bert, DAVIDSON Ogunlade, de CONINCK Heleen, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage [M]. New York: Cambridge University Press, 2005:51-72.
- [2] 孙枢. CO₂ 地下封存的地质学问题及其对减缓气候变化的意义[J]. 中国基础科学, 2006, 8(3): 17-22.
SUN Shu. Geological problems of CO₂ underground storage and its significance on mitigating climate change [J]. China Basic Science, 2006, 8(3): 17-22.
- [3] 曾荣树,孙枢,陈代钊,等. 减少二氧化碳向大气层的排放——二氧化碳地下储存研究[J]. 中国科学基金, 2004, 18(4): 196-200.
ZENG Rong-shu, SUN Shu, CHEN Dai-zhao, et al. Decrease carbon dioxide emission into the atmosphere—underground disposal of carbon dioxide[J]. Bulletin of National Natural Science Foundation of China, 2004, 18(4): 196-200.
- [4] 段振豪,孙枢,张驰,等. 减少温室气体向大气层的排放——CO₂ 地下储藏研究[J]. 地质论评, 2004, 50(5): 514-519.
DUAN Zhen-hao, SUN Shu, ZHANG Chi, et al. Reducing the release of CO₂ into atmosphere: CO₂ sequestration [J]. Geological Review, 2004, 50(5): 514-519.
- [5] 周蒂. CO₂ 的地质存储——地质学的新课题[J]. 自然科学进展, 2005, 15(7): 782-787.
ZHOU Di. CO₂ geological storage—new task of geology [J]. Progress of Natural Science, 2005, 15(7): 782-

- 787.
- [6] 张伟, 李义连. 二氧化碳储存技术的研究现状和展望[J]. 环境污染与防治, 2006, 28(12): 950-953.
ZHANG Wei, LI Yi-lian. Research status and prospects of carbon dioxide sequestration technique[J]. Environmental Pollution & Control, 2006, 28(12): 950-953.
- [7] 吕欣. 世界 CO₂ 埋存技术的最新动向[J]. 洁净煤技术, 2006, 12(1): 76-78.
LÜ Xin. Newest development of CO₂ sequestration in the world[J]. Clean Coal Technology, 2006, 12(1): 76-78.
- [8] Jr FRANKLIN M Orr. Storage of carbon dioxide in geologic formations[R]. SPE 88842, 2004.
- [9] LOKHORST A, WILDENBORG T. Introduction on CO₂ geological storage—classification of storage options[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2005, 60(3): 513-515.
- [10] 赵福麟. EOR 原理[M]. 1 版. 东营: 石油大学出版社, 2001: 158-166.
- [11] SHAW J C, BACHU S. Screening, evaluation and ranking of oil reservoirs suitable for CO₂-flood EOR and carbon dioxide sequestration[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(9): 51-61.
- [12] GOZALPOUR F, REN S R, TOHIDI B. CO₂ EOR and storage in oil reservoirs[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2005, 60(3): 537-546.
- [13] AL-HASHAMI A, REN S R, TOHIDI B. CO₂ injection for enhanced gas recovery and geo-storage: reservoir simulation and economics[R]. SPE 94129, 2005.
- [14] ALEX Turta, ASHOK Singhal. Enhanced gas recovery (EGR) and CO₂ storage for Alberta gas pools: Alberta Research Council Inc, March 18th, 2003[R]. Alberta: Alberta Research Council Inc, 2003.
- [15] TORSTEN Clements, KRIJIN Wit. CO₂ enhanced gas recovery studied for an example gas reservoir[R]. SPE 77348, 2002.
- [16] JIKICH Sinisha A, SMITH Duane H, NEAL Sams W. Enhanced gas recovery (EGR) with carbon dioxide sequestration: a simulation study of effects of injection strategy and operational parameters[R]. SPE 84813, 2003.
- [17] MARCO Mazzotti, RONNY Pini, GIUSEPPE Storti. Enhanced coalbed methane recovery[J]. The Journal of Supercritical Fluids, 2009, 47(3): 619-627.
- [18] JOHN Gale, PAUL Freund. Coal-bed methane enhancement with CO₂ sequestration worldwide potential[J]. Environmental Geosciences, 2001, 8(3): 210-217.
- [19] NOH M, LAKE L W, BRYANT S L, et al. Implications of coupling fractional flow and geochemistry for CO₂ injection in aquifers[R]. SPE 89341, 2004.
- [20] JONATHAN Ennis-King, LINCOLN Paterson. Role of convective mixing in the long-term storage of carbon dioxide in deep saline formations[R]. SPE 84344, 2003.
- [21] LINDEBERG E, BERGMO P, MOEN A. The long-term fate of CO₂ injected into an aquifer[C]//GALE J, KAYA Y. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. UK: Pergamon Press, 2003.
- [22] ANDY Chadwick, ROB Arts, CHRISTIAN Bernstone, et al. Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers—observations and guidelines from the SACS and CO₂ store projects[M]. UK, Nottingham: British Geological Survey Occasional Publication, 2008.
- [23] ALAN Baklid, RAGNHILD Korbøl, GEIR Owren. Sleipner vest CO₂ disposal, CO₂ injection into a shallow underground aquifer[R]. SPE 36600, 1996.
- [24] HOLLOWAY S, CHADWICK A, LINDEBERG E, et al. Best practice manual from SACS-saline aquifer CO₂ storage project[R]. Norway Trondheim: Statoil research Center, 2004.
- [25] van der MEER L G. H, KREFT E, GEEL C, et al. K12-B a test site for CO₂ storage and enhanced gas recovery[R]. SPE 94128, 2005.
- [26] WRIGHT Iain W. The In Salah gas CO₂ storage project[R]. IPTC 11326, 2007.
- [27] MALDAL T, TAPPEL I M. CO₂ underground storage for snøhvit gas field development[J]. Energy, 2004, 29: 1403-1411.
- [28] CO₂ CRC. CO₂ storage demonstration projects around the world: active projects [EB/OL]. [2009-03-11/2009-05-27] http://www.co2crc.com.au/images/imagegallery/gen_diag/world_projects_a_media.jpg.
- [29] CO₂ CRC. CO₂ storage demonstration projects around the world: proposed projects [EB/OL]. [2009-03-11/2009-05-27] http://www.co2crc.com.au/images/imagegallery/gen_diag/world_projects_p_media.jpg.

(编辑 李志芬)