

文章编号 :1000-8241(2015)11-1141-06

# CO<sub>2</sub> 海洋管道运输的技术经济分析

魏宁<sup>1</sup> 王倩<sup>1</sup> 李小春<sup>1</sup> 赵少才<sup>2</sup>

1. 中国科学院武汉岩土力学研究所岩土力学与工程国家重点实验室,湖北武汉 430071;  
2. 江汉油田勘察设计院,湖北武汉 430071

**摘要:**中国东南部和沿海多个地区只能采用海底 CO<sub>2</sub> 地质封存实现大规模的 CO<sub>2</sub> 地质封存减排,因此有必要对海底 CO<sub>2</sub> 管道运输成本进行分析,获取中国背景下的成本分布范围。基于现有 CO<sub>2</sub> 海底管道的技术特征和成本分析方法,建立了海底 CO<sub>2</sub> 管道的技术经济模型,并利用该模型和中国价格参数对某 CO<sub>2</sub> 海洋封存示范项目的运输部分进行了初步技术设计和成本分析。结果显示:对于给定的 100 km 管道,当设定输量范围为 3~20 Mt/a 时,总建设投资范围为 7.8×10<sup>8</sup>~13.9×10<sup>8</sup> 元人民币,平准化成本为 0.10~0.41 元人民币。通过分析中国某海上 CCS 示范工程海底 CO<sub>2</sub> 管道运输的技术特征和成本范围,为中国 CO<sub>2</sub> 海底管道的建设提供了参考。(图 3,表 2,参 20)

**关键词:**海底 CO<sub>2</sub> 管道;技术模型;经济模型;成本分布

中图分类号:TE89

文献标识码:A

doi:10.6047/j.issn.1000-8241.2015.11.001

## Technical and economic assessments on CO<sub>2</sub> transmission through subsea pipelines

WEI Ning<sup>1</sup>, WANG Qian<sup>1</sup>, LI Xiaochun<sup>1</sup>, ZHAO Shaocai<sup>2</sup>

1. State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan, Hubei, 430071; 2. Jiangnan Oilfield Institute of Survey and Design, Wuhan, Hubei, 430071

**Abstract:** Many regions in coastal and southeastern China can only achieve CO<sub>2</sub>-emission reduction by offshore carbon capture and storage (CCS). Accordingly, it is necessary to assess costs related to transmission of CO<sub>2</sub> through subsea pipelines to clarify range of cost distribution in China. With consideration to characteristics of existing technologies and relevant costs for transmission of CO<sub>2</sub> through subsea pipelines, technical and economic models are established to accomplish preliminary design and cost analysis for transmission section of an offshore CO<sub>2</sub> storage project by using domestic cost factors. The results show that the capital cost of a 100 km pipeline ranges from RMB0.78 billion to RMB1.39 billion when the design throughput is 3-20 Mt/a, whereas the levelized cost ranges in RMB0.10-0.41. This study gives techno-economic features of the subsea CO<sub>2</sub> pipeline transportation for a give case in China, and may provide valuable references for construction of subsea pipeline for CO<sub>2</sub> transmission. (3 Figures, 2 Tables, 20 References)

**Key words:** subsea CO<sub>2</sub> pipeline, technical model, economic model, cost distribution

CO<sub>2</sub> 捕集和地质封存(CCS)是指将 CO<sub>2</sub> 从工业或其他排放源中分离出来,压缩运输到特定地质体内,实现捕集的 CO<sub>2</sub> 与大气长期隔绝的过程<sup>[1-2]</sup>。CCS 技术包括 4 个部分:CO<sub>2</sub> 捕集、压缩、运输和地质封存。现有研究表明,中国海洋地质封存 CO<sub>2</sub> 的潜力巨大<sup>[3]</sup>。中国南部和沿海多个省份只能采用海底 CO<sub>2</sub> 地质封存实现大规模的 CO<sub>2</sub> 地质封存减排<sup>[4]</sup>。大规模海底 CO<sub>2</sub> 地质封存只能采用海洋管道运输和船舶运输,海洋 CO<sub>2</sub> 管道运输是国内外学者推荐的 1 000 km 范围内

的大规模 CO<sub>2</sub> 运输技术<sup>[5]</sup>。但是,现有关于海底 CO<sub>2</sub> 管道运输技术成本的公开数据较少,特别是中国缺乏相关数据。基于此,依据现有 CO<sub>2</sub> 管道运输技术和成本特点,形成 CO<sub>2</sub> 海底管道运输的技术经济模型,并对典型案例进行分析,获取其成本范围及特点。

### 1 CO<sub>2</sub> 海洋管道技术经济现状

参考石油天然气海洋管道技术和现有的 CO<sub>2</sub> 海

洋管道技术,CO<sub>2</sub>海洋管道技术与陆地管道的区别主要在于铺设方面的特殊性,大部分海洋管道采用铺管船法进行铺设。对于大规模管道,将单根长度为12 m或24 m的海管在铺管船上固定、焊接,铺管船缓缓移动,通过支架或其他支撑结构将海管放入海底。海洋管道的成本与陆地管道的成本结构类似,对于CO<sub>2</sub>海洋管道,材料费用主要取决于运输距离、压力、运输规模、管径与运输物质物性等因素。现有管道运输要求CO<sub>2</sub>纯度达到95%以上。海洋管道一般比陆地管道具有更高的运行压力和更低的运行温度,而且因为海洋安装的特殊性,常用的海底挖沟填埋及铺管船安装的技术难度较大。在IPCC特别报告中,CO<sub>2</sub>运输部

分提到,一般海洋管道成本与同距离、同规模的陆地管道相比,高出40%~70%<sup>[6]</sup>。Knoope<sup>[7]</sup>对CO<sub>2</sub>管道运输进行了经济优化,并依据经验公式对陆地管道和海洋管道进行案例分析,其中一条海底管道,运输规模50 Mt/a,运输距离100 km,运行压力12 MPa,液态运输,平准化成本(运输单位质量CO<sub>2</sub>单位千米的成本)为12.4 欧元/t(2010年价格)。

实施CO<sub>2</sub>海洋管道运输项目与海洋油气管道项目类似,一般包括管道设计、建设、运行、维护4个步骤(图1)。以下从项目规划者的角度,对实施CO<sub>2</sub>海洋管道运输项目<sup>[8-9]</sup>需要关注的主要工程技术问题加以探讨。

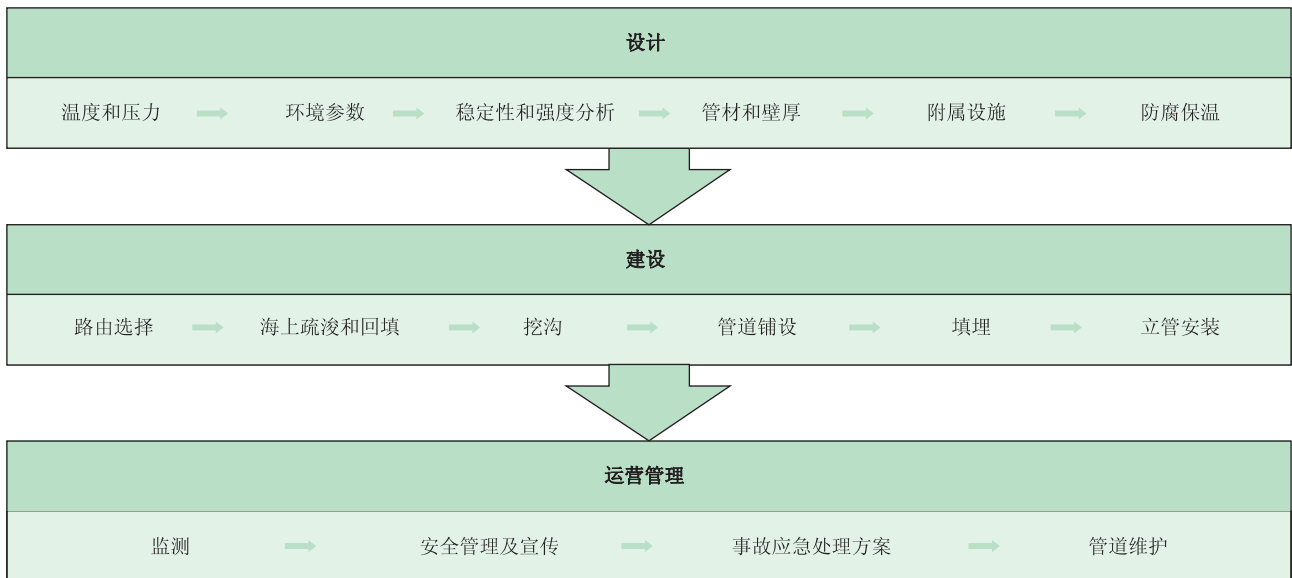


图1 CO<sub>2</sub>海洋管道运输项目实施流程图

## 2 CO<sub>2</sub>海洋管道的技术特点

随着海洋经济的迅速发展,海域使用开发活动日益频繁,海底油气管道的数量在以惊人的速度不断增加。据统计,自1985年我国第一条海底输油管道建成至2005年,在我国海域累计铺设管道60多条,总长度超过3 000 km<sup>[10]</sup>。我国工程技术人员已经熟练掌握百米水深以内的海洋油气管道的设计与施工技术,并形成了具有中国近海特色的专有技术能力。目前海洋管道工程的相关研究内容主要包括海洋管道的设计与分析、管道铺设技术及其他关键技术。

### 2.1 CO<sub>2</sub>海洋管道的设计与分析

#### 2.1.1 材料与结构

海底管道多裸露铺设或掩埋较浅,受管道所在位

置海床的冲刷,需要对海管进行稳定性分析,当前运用较多的是海洋管道结构分析程序“LINK”,其可以用于管道底座稳定性分析和在位强度分析<sup>[11]</sup>。目前工程界对钢管品质的排序大致为:无缝钢管、直缝埋弧焊管、高频电阻直缝焊管、螺旋缝埋弧焊管等。在我国,除螺旋缝埋弧焊管外,其他品种的钢管均已用于海底油气管道工程中。海底油气管道可以按照挪威船级社DNV OS F101《海洋管道系统规范》<sup>[12]</sup>和美国石油学会API SPEC 5L《管道钢管标准的技术要求》<sup>[13]</sup>以及海底油气管道的使用条件订货生产。由于无缝钢管和高频电阻直缝焊管生产管径的限制,国内CO<sub>2</sub>海洋管道推荐使用直缝埋弧焊管(UOE)或直缝双面埋弧焊管(JCOE)。

海洋管道按结构可以分为单层加配重层结构、单

层保温管加配重层结构、双层保温管结构。因为运输介质 CO<sub>2</sub> 的特殊性,在此选用安全系数较高的双层保温管结构。

### 2.1.2 海管直径与壁厚

示范项目采用 CO<sub>2</sub> 液态运输,平均输送压力为 15 MPa,海底平均温度为 10 °C,超临界态 CO<sub>2</sub> 密度为 952.5 kg/m<sup>3</sup>,动力黏度为 0.053 mPa·s<sup>[5]</sup>。CO<sub>2</sub> 管道直径可以采用我国石油管道直径计算公式(达西公式)进行计算:

$$h_f = \beta \frac{q^{2-m} v^m}{d^{5-m}} L \quad (1)$$

式中: $h_f$  为管输介质沿程摩阻, m(液柱);系数  $\beta$  取值 0.024 6; $m$  取值 0.25(认为是水力光滑区); $q$  为管道体积流量, m<sup>3</sup>/s; $v$  为管道介质运动黏度, m<sup>2</sup>/s; $d$  为管道内径, m; $L$  为管道计算长度, m。

对于新设计的大口径长输管道,因管道焊缝处理质量较高,可以认为是光滑管,大都采用潘汉德尔修正公式,我国长输管道设计规范也推荐采用此公式<sup>[14]</sup>:

$$\lambda = \frac{1}{68.03 Re^{0.0392}} \quad (2)$$

$$Re = \frac{4q}{\pi d v} \quad (3)$$

式中: $\lambda$  为水力摩阻因数。

联立式(1)~式(3)可以得到管道内径计算公式,管径计算过程是个迭代过程,所以根据经验赋予一个初始值  $d_0=500$  mm,较合理的假设范围为 254~508 mm<sup>[15]</sup>。

## 2.2 CO<sub>2</sub> 海管铺设技术

海管铺设方法主要包括铺管船法、浮拖法、近底拖法、底拖法,口径较大的主干管道使用铺管船法最有效。铺管船法是指在专用铺管船上,将加工完毕的单管逐根焊接,船上设对中队、焊接站、焊口探伤检查站以及涂层补口、阳极安装等工作站,形成整条管道组装生产线。该生产线呈流水作业,组装、检验合格后的管道经设在船尾的托管架入水,随着船舶的前移,管道被铺入海底。铺管船法又分为 S 形、J 形(多用于深水)及卷筒铺管船法(多用于小管径)。为了适应深海铺管,新型自航半潜式铺管船装备有动力定位、卫星导航和绞车自控系统,除铺管外还有起重、打桩、挖沟、埋设等多种功能。目前,S 形铺设方法是最常用、最重要的海管铺设方法。

## 2.3 其他关键技术

(1)防腐技术。与其他防腐材料相比,3PE 防腐涂层钢管表面附着力强,抗细菌及海生物侵蚀,电绝缘性好,耐阴极剥离,与混凝土间附着力强,耐湿性好,易修补,价格便宜<sup>[16]</sup>。目前,国内管道内防腐主要采用熔结环氧粉末防腐减阻内涂层、添加缓蚀剂等方法。环氧树脂类涂料是管道内涂层的最佳涂料,具有柔韧性好,耐化学性好,抗冲击能力突出,附着力强,焊接烧损率低的特点。因为含水 CO<sub>2</sub> 对钢管有腐蚀作用,一般采用注入缓蚀剂、采用耐腐蚀材料、增加内防腐涂层等方式进行防腐。此外,热缩带和玛蹄脂是当今国内外最常用的补口材料<sup>[16]</sup>。

(2)焊接技术。海底管道若采用铺管船铺设,主要采用普通管路焊接方式。水下焊接技术主要有电弧焊接技术(分为湿式焊接、局部干式焊接、干式焊接)和激光焊接技术。其中,激光焊接技术被认为是 21 世纪最有前景的焊接方法。

(3)管道评估技术。包括安全状态评估和管道寿命评估,目前管道安全状态评估尚无固定模式,具有代表性的方法有基于风险的管道完整性管理、基于 GIS 的管道风险评价分析和腐蚀管道的安全评估。

(4)检测技术。在当前海管检测中,最常用的是全自动超声波检测技术(AUT)和全自动相控阵超声检测技术(PAUT)。AUT 是进行海管检测的主要技术,在各项目的检出率和精确度方面都得到了业界认可,是值得信赖的检测技术,也是目前我国海管检测的主要手段。PAUT 也是一项比较成熟的超声检测技术,但目前在海管检测中的应用不如 AUT 广泛。

(5)监测技术。传统的监测方法如射线法、漏磁法、超声波法、渗透法、清管球、ROV 等只能对海底管道进行定时检测,而近年来出现的光纤传感技术是一种新的海底管道监测技术,其能够对海底管道整个运行期间的安全状况进行实时监测。在各种光纤传感技术中,分布式光纤传感技术可以获得被测量的沿光纤各点在时间和空间上的连续分布,非常适用于线形的海底管道安全监测,因此应用最为广泛<sup>[17]</sup>。

## 3 CO<sub>2</sub> 海洋管道技术经济模型

海管固定投资成本包括材料费、海管检验费、海上疏浚工程费、海上安装费、勘察设计费、工程评价费、工

程监管费、验收费等。项目成本费率及定额参考中国石油和中国石化的定额预算、石油建设经济评价参数及市场询价等进行初步概算<sup>[17-19]</sup>。运行维护费包括管道的监测管理、动力运行、人员工资及福利、维修护理等,在此初步按照固定资本投入的4%计算。按工程经验,拆管费与管道折旧费基本持平,按0计入(表1)。

表1 海洋CO<sub>2</sub>管道投资清单及关键技术参数<sup>[20]</sup>

投资类型	工程或费用名称	技术内容	相关数据	费用
1. 主要材料	1.1 双层钢管	无缝碳钢	API X65(内 L448) /X52(外 L390)	8 000 元·t <sup>-1</sup> /7 500 元·t <sup>-1</sup>
	1.2 管道保温材料	聚氨酯泡沫保温层	厚度 20 mm	1 500 元/m <sup>2</sup>
	1.3 管道内防腐材料	环氧树脂涂料+缓蚀剂	管内壁全涂层	50 元/m <sup>2</sup>
	1.4 管道外防腐材料	3PE 防腐材料	管外壁全涂层	110 元/m <sup>2</sup>
	1.5 混凝土配重层材料		厚度 50 mm	2 000 元/m <sup>3</sup>
	1.6 阴极保护材料	牺牲阳极保护(铝合金)	每 650 m 需要 1 t	20 150 元/t
	1.7 接头防腐	热缩带和玛蹄脂	10 km 设置一个接头	6 × 10 <sup>4</sup> 元/个
	1.8 主材运输		按主材费用的比例进行估算	6%
2. 海管检验		AUT/RT/MT/UT 检测	150 m/天	12 000 元/天
3. 海上疏浚工程	3.1 后开沟方法		作业带 20 m 宽,开沟 1.2 m 宽、2 m 深	30 元/m <sup>2</sup>
	3.2 挖掘工具	挖沟用以支持船、交通指挥船、施工监护船	包括动员、施工、复员	15 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	3.3 人员费用		100 km 配置 20 人	1 000 元/(天·人)
固定 资本投资	4.1 设备动员及运输	铺管船、拖轮、自航驳船、抛锚艇、线性绞车、交通船等	新工艺每日可以铺设 68 根(每根 12 m 长)	30 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	4.2 装船固定人员费用		10 人	1 000 元/(天·人)
	4.3 施工前预调查	海上勘测船队准备、到现场、复员	按铺管时间计算	6 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	4.4 管道铺设	S 型铺管船法	4.1 中已计入	
	4.5 立管安装	起重船、舷侧吊、液压绞车、交通船		50 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	4.6 清管、试压	铺管船、拖轮、抛锚艇、交通船、人员、消耗品		50 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	4.7 铺设后调查	海上勘测船队准备、勘察、复员	2 km/天	10 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	4.8 现场清理	铺管船、拖轮、驳船		5 × 10 <sup>4</sup> 元/天
	4.9 其他安装直接费	施工定位、后勤服务、航标等	安装费的 3%	3%
5. 其他(按固定 资本投资的比例 进行估算)	5.1 现场管理费			2.00%
	5.2 可研报告编制及评估费			1.50%
	5.3 建设单位管理费			0.02%
	5.4 工程质量监管费			0.02%
	5.4 监理费			0.01%
	5.5 评价及验收费			0.10%
	5.6 勘察设计费			2.50%
	5.7 临时设施费			0.20%
	5.8 海上工程保险费			4.70%
	5.9 海事检验费			0.03%
5.10 管道控制与监控系统			0.30%	
海管 运行管理			按固定资本投资的比例进行估算	4%
拆管费			与管道折旧费用持平	0



需要说明的是,该技术模型有其自身的局限性:它是预算型的技术经济分析,可以快速获得成本分布范围,但不是预算(具体设计与定额造价),只能确定量级,因而适用于预可行性研究,为可行性研究奠定基础。

## 4 CO<sub>2</sub>海洋管道的经济分析

由于海洋管道技术经济特征具有场地依赖的特点,因此针对中国大陆架常有的海洋环境与地质条件,对特定的案例进行技术和经济分析。场地特点包括:水深、海底条件、风浪条件、海底温度条件等,由此设定案例条件(东海条件)分析不同规模和距离条件下的成

本。基本假设:海底深度<100 m,普通浅海域;管道无穿越和跨越,海底地形平坦,海底环境不恶劣,地形因子取0.75;管道填埋深度不大于3 m。基于场地特点进行管道的概念设计和定额估算,从而获取CO<sub>2</sub>管道的成本。其中的材料单价、船舶租赁费用采用市场调研结果,人工费用、安装定额参考中海油、中石油定额工程中的费率取得,挖沟回填工程和安装工程费用在不同海域、不同填埋深度条件下差异较大。

根据中国海洋沉积盆地与CO<sub>2</sub>排放源的距离和IPCC特别报告,推荐短距离海洋运输采用CO<sub>2</sub>管道运输,在此分析运输距离在500 km以内,运输规模在1~200 Mt/a的海洋管道(表2),并以此为基础分析中国CO<sub>2</sub>海洋管道的运输成本与平准化成本的范围。

表2 某CO<sub>2</sub>管道基本参数

设计压力 /MPa	进口压力 /MPa	出口压力 /MPa	运行温度 /	CO <sub>2</sub> 密度 /(kg·m <sup>-3</sup> )	CO <sub>2</sub> 黏度 /(mPa·s)	运行年限 /a	CO <sub>2</sub> 运输效率	折旧系数
15	15	12	10	952.5	0.053	30	0.85	0.1

由CO<sub>2</sub>海洋管道建设投资与运输规模的关系曲线(图2,其中L为管道运输距离)可知:随着运输规模的增大,建设投资增加,是管径增大引起管材成本增加所致;随着运输距离的增加,投资成本必然增加,是管材成本和安装成本的增加所致;

中国开展大规模CO<sub>2</sub>海洋管道运输,输量一般在3~20 Mt/a范围内,100 km海管的建设投资范围为7.8×10<sup>8</sup>~13.9×10<sup>8</sup>元人民币,500 km海管的建设投资范围为33.7×10<sup>8</sup>~65.7×10<sup>8</sup>元人民币。

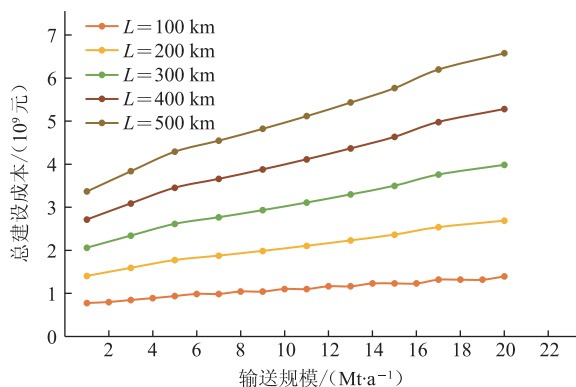


图2 CO<sub>2</sub>海洋管道建设投资与运输规模的关系曲线

由CO<sub>2</sub>海洋管道平准化成本与运输规模的关系(图3)可知:随着运输规模的增大,平准化成本逐渐降低,说明对于长距离管道运输,运输规模越大,运输的经济性越高;当运输量从1 Mt/a增至3 Mt/a时,管道平准化成本大幅降低,当运输量继续增加时,平准

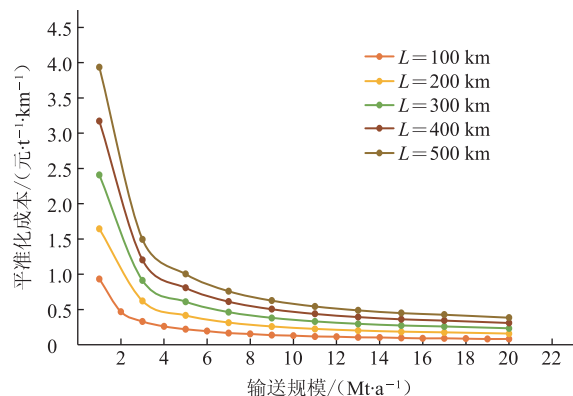


图3 CO<sub>2</sub>海洋管道平准化成本与运输规模的关系曲线

化成本降低幅度逐渐减小;当运输规模在1~20 Mt/a范围内时,在同样的运输规模下,随着运输距离的增加,运输平准化成本增加;从量化角度看,100 km的管道,当输量范围为3~20 Mt/a时,单位质量CO<sub>2</sub>运输单位千米的成本范围是0.10~0.41元人民币。

## 5 结论

对现有CO<sub>2</sub>海洋管道的技术特征和成本分析方法进行评述,建立了CO<sub>2</sub>海洋管道的技术经济模型,相对于IEA-GHG模型、MIT模型,该模型可以更准确地展现各个关键技术的层次关系和关键指标的投资率,更适用于中国本土的海洋管道运输工程。运用该模型和中国价格参数对某CO<sub>2</sub>海底地质封存示范项

目进行了初步技术设计和成本分析 给出了其 CO<sub>2</sub> 海洋管道运输的技术特征及总建设投资成本和平准化成本范围 ,为中国 CO<sub>2</sub> 海洋管道建设提供了参考。

参考文献 :

[1] MCCOY S T. The economics of carbon dioxide transport by pipeline and storage in saline aquifers and oil reservoirs[D]. Pittsburgh :Carnegie Mellon University 2009.

[2] SARAH M ,FORBES Preeti Verma ,THOMAS E. CCS Guidelines-guidelines for carbon dioxide capture ,transport ,and storage[Z]. Washington DC :World Resources Institute 2008.

[3] 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.

[4] WEI N ,LI X ,WANG Y ,et al. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO<sub>2</sub> storage in China[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control 2013 ,12(1) 231-246.

[5] Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Special report on carbon dioxide capture and storage[M]. Cambridge and New York :Cambridge University Press 2005.

[6] MCCOLLUM D L ,OGDEN J M. Techno-economic models for carbon dioxide compression ,transport ,and storage & correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity[M]. Davis : University of California 2006.

[7] KNOOPE M M J ,RAM REZ A ,FAAIJ A P C. Economic optimization of CO<sub>2</sub> pipeline configurations[J]. Energy Procedia , 2013 ,37( 31 ) 3105-3112.

[8] JOHNSEN K ,HELLE K R ,NEID S ,et al. DNV recommended practice :Design and operation of CO<sub>2</sub> pipelines[J]. Energy Procedia 2011 ,4(8) :3032-3039.

[9] 金英安 A ,帕罗 C. 海底管道工程[M]. 北京 :石油工业出版社 , 2013.

[10] 刘梁华 ,张世富. 海底管道发展现状浅述[J]. 中国储运 2011 , 11(10) 8-9.

[11] 宋儒鑫. 深水开发中的海底管道和海洋立管[J]. 船舶工业技术经济信息 2003( 6 ) 31-42.

[12] KOIDE H ,TAKAHASHI M ,SHINDO Y ,et al. Hydrate formation in sediments in the sub-seabed disposal of CO<sub>2</sub>[J]. Energy ,1997 22( 2-3 ) 279-283.

[13] 卢鹏飞 ,彭坚恒 ,孙其华 ,等. 美国石油学会( API )标准[J]. 压缩机技术 ,1987 4( 2 ) 2-7.

[14] 杨筱蘅 ,张国忠. 输油管道设计与管理[M]. 东营 :中国石油大学出版社 2006.

[15] BALAT Havva ,OZ Cahide. Technical and economic aspects of carbon capture and storage - A review[J]. Energy ,Exploration & Exploitation 2007 25( 5 ) 357-392.

[16] 《海洋石油工程设计指南》编委会. 海洋石油工程海底管道设计[M]. 北京 :石油工业出版社 2007.

[17] 张恩勇 ,金韦良 ,宋牟平 ,等. 海底管道串联分布式光纤监测系统[J]. 中国海洋平台 2004(5) :42-45.

[18] 刘毅 ,杨超慈. 国外油气管道建设项目概算编制方法简介[J]. 石油天然气学报 2012 ,34( 8 ) :168-171.

[19] 中国石油天然气集团公司. 中国石油天然气集团公司建设项目经济评价参数[M]. 北京 :中国石油天然气集团公司 2010.

[20] 中国石油化工集团公司经济技术研究院. 中国石油化工集团公司项目可行性研究技术经济参数与数据[Z]. 北京 :中国石油化工集团公司经济技术研究院 2010.

(收稿日期 2015-01-12 ;修回日期 2015-08-10 ;编辑 关中原)



基金项目 :中国科学战略性先导科技专项课题“二氧化碳捕获、利用和封存关键技术及工程示范” XDA07040300。

作者简介 :魏宁 ,副研究员 ,1978年生 ,2006年博士毕业于武汉大学岩土工程专业 ,现主要从事 CO<sub>2</sub> 捕集与地质封存和多相渗流技术等的工作。

WEI Ning, Ph.D, associate research fellow, born in 1978, graduated from Wuhan University, geotechnical engineering, in 2006, engaged in the research of technologies for CO<sub>2</sub> capture and geologic storage and multi-phase flow and transport.

Tel: 13995659295, Email: Nwei@whrsm.ac.cn