

CO₂深部盐水层地质封存成本研究

王众¹, 匡建超¹, 庞河清², 霍志磊³

1. 成都理工大学管理科学学院, 成都 610059
2. 中国石化西南油气分公司博士后科研工作站, 成都 610041
3. 成都理工大学核技术与自动化工程学院, 成都 610059

摘要 为进一步完善CCS经济可行性研究以及封存场地优选,从全生命周期的角度建立了深部盐水层(DSF)封存成本的工程经济模型。该模型在前人研究成果基础上,将注入前场地检查成本、注入后监测及设备处置成本纳入考虑范围。以典型DSF封存场地为例,计算得出CO₂均化封存成本为4.89 \$/t,其中注入成本占80.43%,监测成本、场地勘察及检查成本分别占10.46%和9.12%。在此基础上,探讨了年注入量、储层渗透率、储层压力、储层孔隙度、储层厚度及储层深度6个因素变动对均化封存成本的影响,总结了其变化规律,并从注入井数量和封存场地面积两个方面进行了解释。通过敏感性分析得出,储层深度和储层压力对均化封存成本的影响最大,储层厚度和储层孔隙度次之。

关键词 二氧化碳;深部盐水层;地质封存成本分析

中图分类号 F062.4

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.006

Cost Analysis of CO₂ Geological Storage in Deep Saline Formation

WANG Zhong¹, KUANG Jianchao¹, PANG Heqing², HUO Zhilei³

1. College of Management Science, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China
2. Postdoctoral Station, Southwest Oil & Gas Field Company, Sinopec, Chengdu 610041, China
3. College of Nuclear Technology and Automation Engineering, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

Abstract In order to study the relationship between the deep saline formation (DSF) storage cost and the reservoir properties and the location for the CO₂ storage, an engineering economic model of the DSF storage cost is established in this paper. Compared with the conventional studies, this model takes into account the costs of the old well review and the post-injection monitoring, focusing more on the leakage and pollution prevention. Taking a typical scenario as an example, the total capital cost is calculated as 76.86×10^6 \$, the total annual operation and maintenance cost is 5.03×10^6 \$/a, and the levelized cost of the DSF storage is 4.89 \$/t. In the levelized cost, the injection related cost, the monitoring related cost and the site characterization related cost account for 80.43%, 10.46% and 9.12%, respectively. The relations among the levelized storage cost, the injection rate, and the reservoir properties such as the permeability, the pressure, the porosity, the thickness and the depth are also analyzed. It is shown that the levelized cost decreases with the increase of the permeability, the thickness and the porosity of the reservoir. On the other hand, however, the relations between the injection rate, the reservoir pressure and the reservoir depth are more complex, they are non-monotonous. These relations are explained from the aspects of the number of the injection wells and the area of the storage site. Finally, through the sensitivity analysis, the reservoir depth and the reservoir pressure are found to be the most sensitive factors to the levelized cost.

Keywords carbon dioxide; DSF; cost analysis of geological storage

在全球气候变化背景下,如何降低制温室气体排放,有效缓解全球变暖带来的各种负面效应,已成为各界关注的焦点。二氧化碳捕捉与封存(carbon capture and storage, CCS)技术一经提出便受到了各方的广泛关注,被认为是未来减排组

收稿日期: 2013-07-01;修回日期: 2013-09-26

基金项目: 教育部人文社科规划基金项目(11YJAZH043);四川矿产资源中心项目(SCKCZY2011-ZD005)

作者简介: 王众,讲师,研究方向为能源经济和管理工程,电子信箱:wangzhong2012@cdut.cn;匡建超(通信作者),教授,研究方向为管理工程和油气田开发工程,电子信箱:kjc@cdut.edu.cn

引用格式: 王众,匡建超,庞河清,等. CO₂深部盐水层地质封存成本研究[J]. 科技导报, 2014, 32(1): 46-52.

合的重要组成部分和传统化石能源通往可再生能源的过渡方案^[1]。CCS是指将CO₂从工业生产或能源转化过程中分离出来,经压缩后输送到封存地点,注入地下深层地质结构使之与大气长期隔绝的过程,包含CO₂捕捉、运输和封存3个环节^[2]。作为一项新兴减排技术,CCS的经济可行性是决定其能否大规模发展的重要决定因素,因而对其减排成本的研究一直是该领域研究的重点^[3]。尽管封存成本占CCS总成本的比重较小,但封存是CCS的核心,其成本受储层性质的影响较大,对其进行深入研究不仅有助于封存场地的优选和储层参数的优化,还有助于CCS减排成本相关研究的进一步完善。

CCS封存主要可以分为CO₂驱油(enhanced oil recovery, EOR)和深部盐水层(deep saline formation, DSF)封存两类。由于EOR技术较为成熟且具有额外经济效益,目前对于EOR的关注较多,对DSF的关注相对较少。随着研究的深入,有学者认为EOR存在封存量较小、对油藏要求较高等问题,仅是CCS的早期实施机会;而封存潜力更大,分布更为广泛的DSF将是CCS的最终方案^[4,5]。近年来全球一些大型CCS一体化示范项目也开始大规模采用DSF封存,DSF受到的关注日渐增加^[6]。目前对于DSF的研究大多集中在封存潜力与封存安全性上面,专门针对DSF封存成本的系统研究还较少。涉及DSF封存的CCS经济评价研究,绝大部分都是采用Heddle等^[7]、McCollum等^[8]、McCoy等^[9]的计算方法和计算结果。

由于CO₂注入储层后存在泄露风险,可能使得封存场成为污染源和新的排放源,因此无论是在CO₂注入前、注入中还是注入完成后,都需要对封存场地的CO₂泄漏及周边生态环境进行实时监测^[10,11]。然而传统研究提出的计算方法大多基于油气勘探开发,重点考虑的是注入井数和钻井深度对DSF封存成本的影响,对于废弃井检查及防泄露处理、环境监测、注入完成后监测及设备处置考虑较少。虽然美国环境保护署(EPA)^[12]从防止地下水及地表环境污染的角度,分析了CO₂地质封存涉及的相关技术及成本,但未就封存总成本随各因素的变动进行进一步研究,无法从经济性的角度对封存场地的筛选提供依据。为了对DSF封存成本进行更系统的研究,本文中借鉴Heddle等^[7]的研究方法,从全生命周期的角度对EPA列出的各类成本进行了归类,建立了相应的工程经济模型;在此基础上以典型封存场地为例,计算了DSF均化封存成本(levelized cost, C_{lc})及其构成;最后分析了均化封存成本随注入量、储层孔隙度、储层渗透率、储层压力等因素变化的规律,并从注入井数和封存场地面积两方面对上述变化规律进行了解释,为封存场地的优选提供了科学的决策依据。

1 封存成本计算流程

DSF封存成本(不包括捕捉和运输成本)的计算流程如图1所示,在Heddle等^[7]基础上改进。

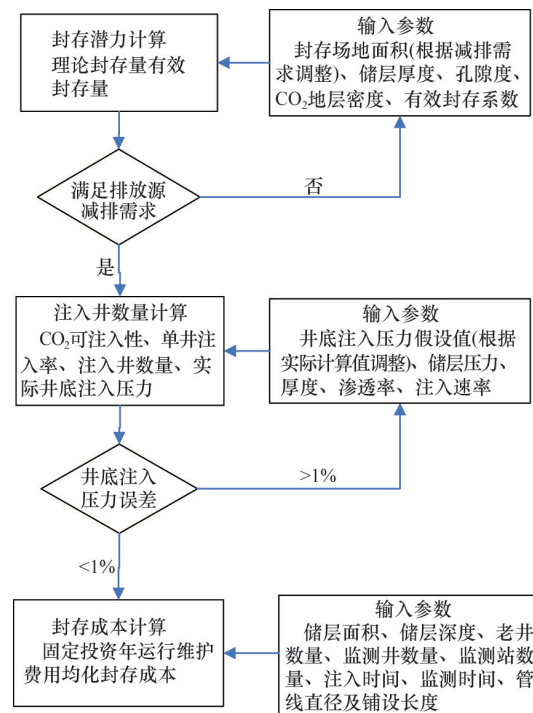


图1 DSF封存成本计算流程

Fig. 1 Flow chart of DSF storage cost calculation

1.1 封存潜力计算

鉴于运输管网的建设成本较高、周期较长,在CCS实施初期主要还是采取排放源-封存场地一对一匹配的方式。因而在计算封存成本前,首先需要对所选择DSF的封存潜力进行核算,看是否满足排放源的总减排需求,如果不满足则需要重新选择(本文通过调整封存场地的面积来满足减排需求)。目前关于DSF封存潜力的计算方法较多,文献[13]进行了较为系统的总结。本文认为美国能源部提出的计算方法最具代表性,DSF有效封存量 $M_e(t)$ 为

$$M_e = 10AH\Phi\rho_{res}E \quad (1)$$

式中, A 为封存场地面积(储层面积), km^2 ; H 为储层厚度, m ; Φ 为储层孔隙度, $\%$; ρ_{res} 为CO₂地层条件下的密度, kg/m^3 ; E 为有效封存系数。CO₂密度是压力和温度的函数,可以通过查表得出^[8]。

1.2 注入井数估算

所需注入井数是DSF封存成本的重要影响因素,根据文献[7],[14]总结的计算公式,DSF封存所需输入井数 N_i 为

$$N_i = \frac{M\mu_i}{0.0114k_h H (p_{i0} - p_{res})} \quad (2)$$

式中, M 为CO₂注入速率, t/d ; k_h 为储层水平渗透率, $10^{-3}\mu\text{m}^2$; p_{i0} 为井底注入压力初始假设值, MPa ; p_{res} 为储层压力, MPa ; μ_i 为CO₂在平均储层压力(井底注入压力和地层压力的平均值)条件下的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。CO₂黏度是压力和温度的函数,可以通过查表得出^[8]。

由于式(2)中的 p_{i0} 为假设值,计算得出的 N_i 是否正确取决于 p_{i0} 是否合理。若 p_{i0} 与实际井底注入压力 p_i 的误差足够小(p_i 的计算见文献[7]),则说明先前假设的 p_{i0} 正确,得出的 N_i 也是正确的;否则需要重新假设 p_{i0} ,重新计算。由于在 p_i 计算过程中又用到了 N_i ,因而注入井数的计算是一个反复迭代的过程。根据式(2)计算得出的 N_i 通常为小数,但在实际情况中注入井数必须为整数,因而实际所需注入井数应该向上取整。

1.3 封存成本计算公式

为进一步分析DSF封存成本的构成以及储层性质对封存成本的影响,首先将DSF封存成本分为固定投资和操作维护费用两大类,然后将文献[12]列出的各项成本按场地勘察、CO₂注入、泄露监测、防漏检查等进行归类,并以公式的形式表示,最后在此基础上建立均化成本的工程经济模型。为便于CO₂运输,管道运输压力一般维持在10.0~15.3 MPa,管道出口压力通常都能达到最小注入压力^[5]。因而本文不考虑对运输到封存场地的CO₂进行额外加压,故不涉及压缩成本。

1.3.1 固定投资

DSF封存的固定投资 C (\$)为

$$C=C_s+C_m+C_i+C_r+C_p \quad (3)$$

式中, C_s 为封存场地筛选与评价费用, C_m 为监测井建造及相关设备投入, C_i 为注入井建造及相关设备投入, C_r 为封存场地老井核查及处理费用, C_p 为注入完成后的监测及设备拆除费用:

$$C_s=B_0(101024+246d+3139A+3000N_c) \quad (4)$$

$$C_m=B_0[58504+(6.5617d+25800)N_i+(755d+45000)N_m+180000N_s] \quad (5)$$

$$C_i=B_0[311284+(817d+24559)N_i+1467846D_pL+7722A] \quad (6)$$

$$C_r=B_0[88746+4247A+4495N_i+642N_m+48000N_c] \quad (7)$$

$$C_p=B_0[6442+(13.4514d+51500)N_i+(5000+10000t_p)N_i+5792At_p+(13.4515d+5000t_p+1.9685dt_p)N_m+428t_p] \quad (8)$$

式中, B_0 为价格水平折算系数(文中公式均为2007年价格水平); d 为储层深度,m; N_c 为封存场地勘察时的钻井取心数; N_m 为监测井数; N_s 为监测站数; N_i 为封存场地的老井数; D_p 在封存场地需要铺设管道的直径,m; L 为封存场地需要铺设管道的长度,km; t_p 为注入完成后需要持续监测的时间,a。

1.3.2 操作维护费用

DSF封存的操作维护费用 O (\$/a)为

$$O=O_m+O_i+O_r \quad (9)$$

式中, O_m 为年监测操作及维护费用, O_i 为年注入操作及维护费用, O_r 为年设备整体测试费用:

$$O_m=B_0[11345+(9.8425d+25000)N_m+257N_i+20000N_s] \quad (10)$$

$$O_i=B_0[(75000+9.8425d)N_i+8.4942MA+0.03083C+0.01C_i] \quad (11)$$

$$O_r=B_0[18900N_i+(6400+42.1530d)N_i] \quad (12)$$

式中, N_i 为每年的设备整体测试次数。

1.3.3 均化封存成本计算

为了更直接、明了地表示DSF的封存成本,将固定投资分摊到每一年,计算DSF的均化封存成本 C_{ic} ,\$/t。

$$C_{ic}=\frac{Cf+O}{M_{yr}} \quad (13)$$

式中, M_{yr} 为年注入量,t/a; f 为资本回收因子(capital recovery factor)

$$M_{yr}=365MC_F \quad (14)$$

$$f=\frac{r(1+r)}{(1+r)-1} \quad (15)$$

式中, C_f 为能力因子; r 为贴现率; t 为注入时间,a。

2 封存成本分析

2.1 封存成本构成分析

为了对DSF封存成本进行具体分析,笔者假定排放源为500 MW的CCS燃煤电厂,封存场地地表温度为10℃,地温梯度为2.8℃/100 m,在前人研究基础上对相关参数做如下假设^[7,8,12,15-17]:最小封存潜力75×10⁶ t;注入时间25 a;储层厚度171 m;储层水平渗透率22×10⁻³ μm²;储层压力8.4 MPa;储层深度1200 m;有效封存系数0.1;注入压力10.3 MPa;储层孔隙度20%;封存场地面积80 km²,由式(1)得出;地表CO₂密度911.1 kg/m³;储层CO₂密度312.8 kg/m³;地表CO₂黏度0.104 mPa·s;平均储层压力CO₂黏度58 μPa·s;钻井取心数6 N_i ;监测井数3 N_i ,1口注入井配3口监测井;监测站数 $A/10$,每10 km²设1个监测站;老井数2A,每km²有2口老井需进行检查和处理;封存场地管道直径0.152 m;注入井直径0.1 m;封存场地管道 L 长度(3A)km,每km²需铺设3 km的管线;每年设备整体测试1次;注入完成后监测时间10 a;贴现率0.08;能力因子1;价格水平折算系数1.1152,折算到2012年。

据式(1)~式(15),计算出表1设定情景下DSF封存固定投资76.86×10⁶ \$,年操作及维护费用5.03×10⁶ \$/a,均化封存成本4.89 \$/t,各项成本构成如表1所示。对表1数据进行进

表1 DSF封存成本构成

Table 1 DSF storage cost structure

成本构成	实际成本 /10 ⁶ \$	所占比例 /%	均化成本 /(\$·t ⁻¹)	所占比例 /%
C_s	2.95	3.83	0.11	2.26
C_m	4.66	6.06	0.17	3.57
C_i	55.29	71.94	2.07	42.42
C_r	8.05	10.47	0.30	6.17
C_p	5.87	7.64	0.22	4.50
C	76.86	100.00	2.88	58.91
O_m	0.29	5.80	0.12	2.39
O_i	4.65	92.44	1.86	38.01
O_r	0.85	1.68	0.03	0.69
O	5.03	100.00	2.01	41.09
C_{ic}			4.89	100.00

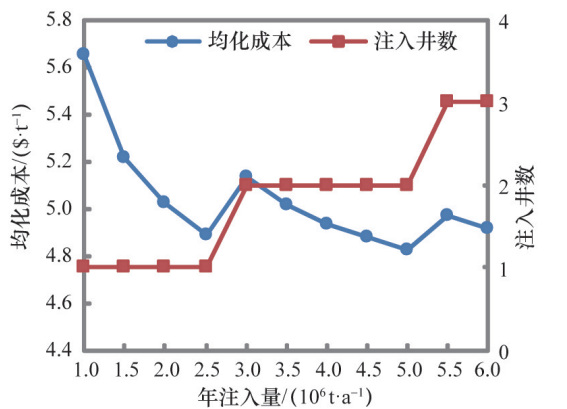
一步分析,可以看出均化封存成本主要分为注入成本(C_i+O_i)、监测成本($C_m+O_m+C_p$)和场地勘察及检查成本($C_s+C_r+O_s$)。这三类成本分别占总均化成本的80.43%、10.46%和9.12%。

2.2 相关参数对封存成本影响

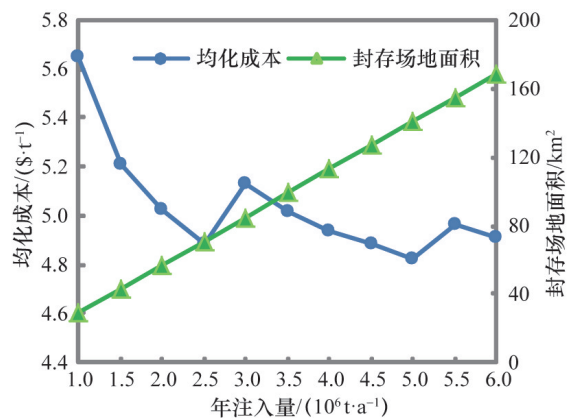
根据式(3)~式(12)和相关参数假设,DSF的封存成本主要受到注入井数量、封存场地面积、储层深度3个因素的影响,而上述因素又与年注入量和储层性质密切相关。为了对DSF封存成本进行更加深入的分析,本文中探讨年注入量、储层厚度、储层压力等参数变化对均化封存成本的影响。

2.2.1 注入量对封存成本的影响

设定年注入量 M_{yr} 变化范围为 $1.0 \times 10^6 \sim 6.0 \times 10^6$ t/a, C_{lc} 随 M_{yr} 变化情况如图2所示。从图2可以看出随着 M_{yr} 增加, C_{lc} 总体上呈下降趋势,但是在某些点(注入井数量增加时) C_{lc} 又小幅增加(图2(a))。这是因为在注入井数相同的情况下,尽管 M_{yr} 增加引起了封存场地面积增加,增加了封存场地管道铺设长度、老井数量和监测站数量,引起 C 和 O 的增加,但 C 和 O 增加的幅度小于 M_{yr} 增加的幅度,据式(13), C_{lc} 降低。但是当注入井数增加时,此时在注入井数量和封存场地面积共同增加的作用下, C 和 O 增加的幅度大于 M_{yr} 增加的幅度, C_{lc} 增



(a) 均化成本与注入井数变动曲线



(b) 均化成本与封存场地面积变动曲线

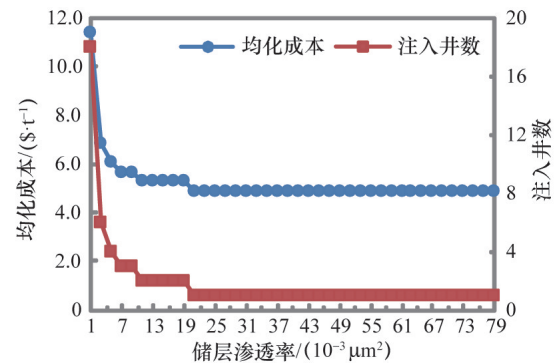
图2 年注入量对DSF均化封存成本的影响

Fig. 2 DSF leveled storage cost as a function of injection rate

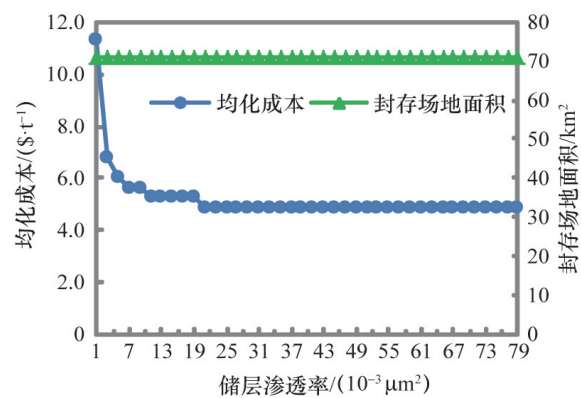
加。例如:当 M_{yr} 从 2.0×10^6 t/a变动到 2.5×10^6 t/a,注入井数量未发生变化, C 和 O 分别增加22.02%和21.05%,均小于 M_{yr} 增加幅度(25.00%),因而 C_{lc} 降低2.74%。当 M_{yr} 从 2.5×10^6 t/a增加到 3.0×10^6 t/a,注入井数增加1口, C 和 O 分别增加24.85%和27.41%,均大于 M_{yr} 增加幅度(20.00%), C_{lc} 增加4.95%。因此在选择注入量时,要充分考虑注入井数变动对成本的影响。

2.2.2 储层渗透率对封存成本的影响

设定储层渗透率的变化区间为 $10^{-3} \sim 79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, C_{lc} 随 k_h 变化情况如图3所示。从图3可以看出,由于 k_h 变化并不会引起封存场地面积的变化,因而 C_{lc} 与注入井数量的变化趋势一致,随着 k_h 增加而下降。由于注入井取整的原因,这种下降是不连续的。当 $10^{-3} \mu\text{m}^2 \leq k_h \leq 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, C_{lc} 对 k_h 的变化极为敏感, k_h 每增加 $10^{-3} \mu\text{m}^2$,注入井数量就减少1口甚至更多(例如 k_h 从 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加到 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,注入井数量从18口下降到9口; k_h 从 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加到 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,注入井数量从9口下降到6口),从而引起封存成本大幅降低。当 $k_h \geq 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,注入井数量就已经达到实际最小值($N_i=1$),因而注入井数量不随 k_h 的增加而进一步降低, C_{lc} 也停止变化。因此在选择封存场地时,为降低成本需选择渗透率较高的储层,但并不是 k_h 越大越好。



(a) 均化成本与注入井数变动曲线



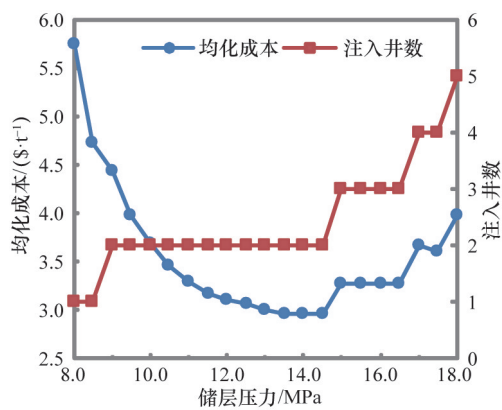
(b) 均化成本与封存场地面积变动曲线

图3 储层渗透率对DSF均化封存成本的影响

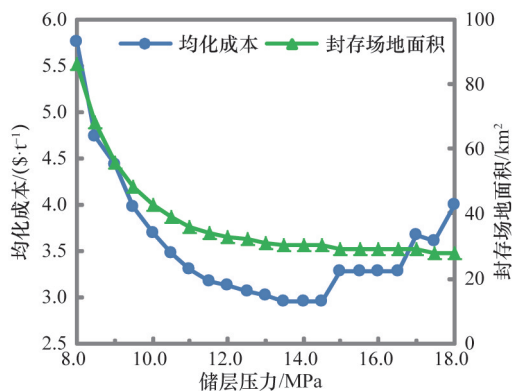
Fig. 3 DSF storage cost as a function of reservoir permeability

2.2.3 储层压力对封存成本的影响

设定储层压力 p_{res} 的变化范围为8.0~18.0 MPa, C_{le} 随 p_{res} 变化情况如图4所示。从图4可以看出,随着 p_{res} 的增加, C_{le} 呈现先降后升的趋势。其原因在于 p_{res} 增加会降低CO₂可注入性,增加注入井数量,促使 C_{le} 增加;同时 p_{res} 增加也会增大储层CO₂密度,减少所需封存场地面积,又促使 C_{le} 降低。随着 p_{res} 增加, C_{le} 上升还是下降就取决于上述两种因素谁的影响更大。为了更好地分析,挑选 p_{res} 为8.5和16.5 MPa说明:当 p_{res} 从8.5 MPa增加到9.0 MPa时,由封存场地面积减小所导致的成本降低幅度为14.19%,由注入井数增加导致的成本增加幅度为8.03%,最终 C_{le} 下降6.16%;当 p_{res} 从16.5 MPa增加到17.0 MPa时,由封存场地面积减小所导致的成本降低幅度为1.82%,由注入井数增加导致的成本增加幅度为12.82%, C_{le} 上升11.00%。在本例中,当 $p_{res}<14.5$ MPa时, C_{le} 主要受封存场地面积变化的影响,在图4中其变化趋势与封存场地面积的变化趋势一致;当 $p_{res}>14.5$ MPa时, C_{le} 主要受到注入井数变化的影响,其变化趋势与注入井数的变动一致。



(a) 均化成本与注入井数变动曲线



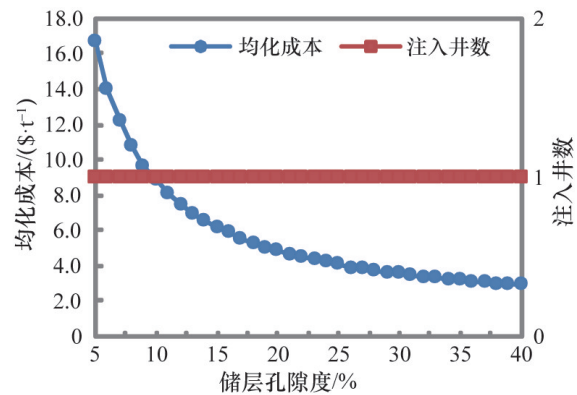
(b) 均化成本与封存场地面积变动曲线

图4 储层压力对DSF均化封存成本的影响

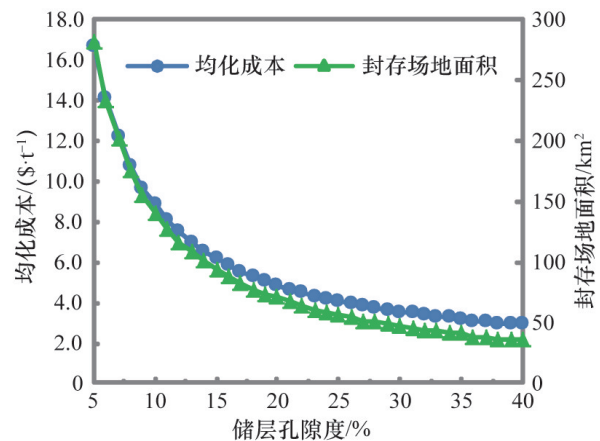
Fig. 4 DSF leveled storage cost as a function of reservoir pressure

2.2.4 储层孔隙度对封存成本的影响

设定储层孔隙度 Φ 的变化区间为5%~40%, C_{le} 随 Φ 变化情况如图5所示。从图5可以看出,随着 Φ 的增加, C_{le} 逐渐降低。由于储层孔隙度不会影响CO₂的注入性,因而注入井数不随 Φ 而变化;随着 Φ 增加,所需的封存面积不断减小,相应的封存成本也随之减少。因而 C_{le} 的变化趋势和封存场地面积的变化趋势一致,随着 Φ 的增加而减少。



(a) 均化成本与注入井数变动曲线



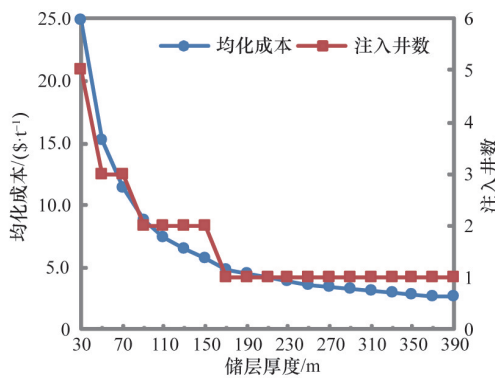
(b) 均化成本与封存场地面积变动曲线

图5 储层孔隙度对DSF均化封存成本的影响

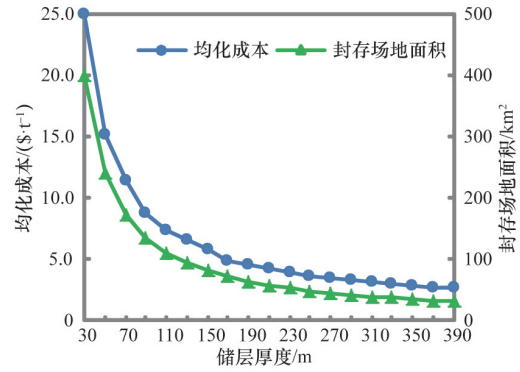
Fig. 5 DSF leveled storage cost as a function of reservoir porosity

2.2.5 储层厚度对封存成本的影响

设定储层厚度 H 的变化范围为30~390 m, C_{le} 随 H 变化情况如图6所示。从图6可以看出,随着 H 的增加,注入井数和所需封存面积都呈一个减少的趋势,因而 C_{le} 随 H 的增加而减少。



(a) 均化成本与注入井数变动曲线



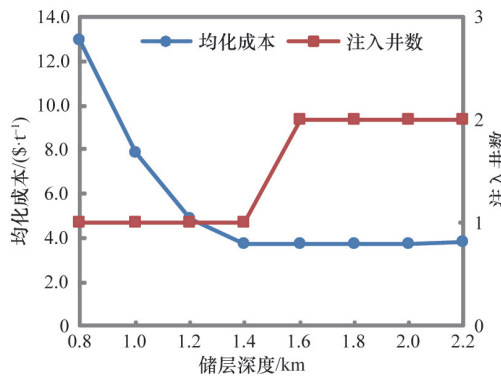
(b) 均化成本与封存场地面积变动曲线

图6 储层厚度对DSF均化封存成本的影响

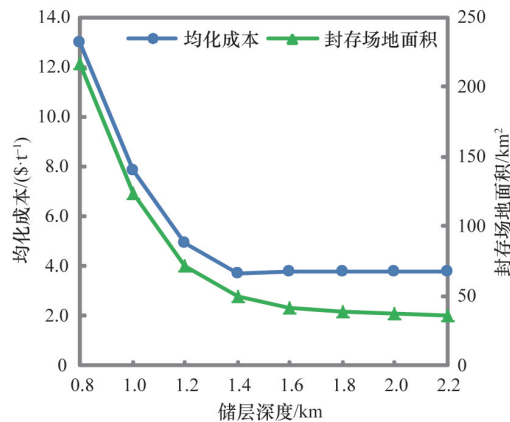
Fig. 6 DSF leveled storage cost as a function of reservoir thickness

2.2.6 储层深度对封存成本的影响

假定储层深度 d 的变化范围 800~2200 m, C_{ic} 随 d 变化情况如图 7 所示(假定封存场地所在沉积盆地的压力梯度为 0.01 MPa/m)。从图 7 可以看出,随着 d 增加, C_{ic} 先减少然后



(a) 均化成本与注入井数变动曲线



(b) 均化成本与封存场地面积变动曲线

图7 储层深度对DSF均化封存成本的影响

Fig. 7 DSF leveled storage cost as a function of reservoir depth

逐渐趋于稳定。随着 d 增加, 钻井成本上升。另外随着 d 增加, CO_2 密度和黏度随储层压力和温度增加而增加: 一方面 CO_2 密度增加会导致封存场地面积减少, C_{ic} 降低; 同时, CO_2 黏度增加导致注入井数增加, C_{ic} 升高。在本例中, 当 $d < 1400$ m 时, 随着 d 增加, 由于注入井向上取整的原因, 注入井数并未变化; 而另一方面封存场地面积随 d 增加而大幅减少, 使得 C_{ic} 降低幅度大于钻井成本上升而导致的 C_{ic} 上升幅度, 因而 C_{ic} 降低。当 $d > 1400$ m 时, 注入井数发生变化, C_{ic} 增加; 另一方面, 封存场地面积减小的幅度也有所下降(曲线趋于平缓), 在这两方面的共同作用下, C_{ic} 基本维持稳定。

2.3 封存成本敏感性分析

为了进一步分析各因素对 C_{ic} 的影响程度, 根据第 2.1 节假设条件, 对各影响因素做了敏感性分析, 如图 8 所示。从图 8 可以看出, 储层深度和储层压力变动对封存成本的影响最大, 储层厚度和储层孔隙度次之。

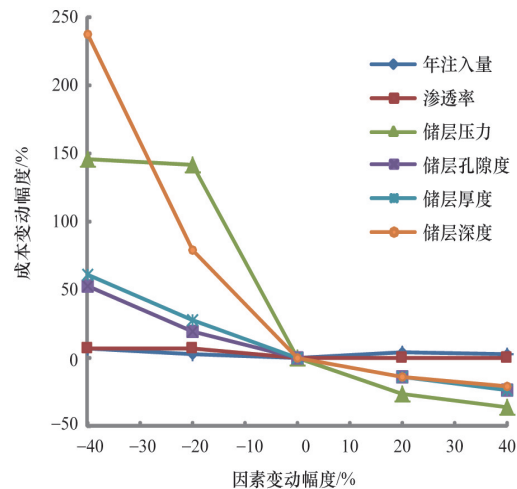


图8 DSF均化封存成本敏感性分析

Fig. 8 Sensitive analysis of DSF leveled storage cost

3 结论

CCS作为一种新的CO₂减排技术,一经提出便受到了各方关注。DSF由于其分布广泛、封存量大,被认为是CCS最具潜力的封存方案。针对DSF的封存成本,在已有研究的基础上,从全生命周期的角度建立了DSF封存成本的工程经济模型,分析了典型区域的均化成本及其构成情况,计算结果表明封存1 tCO₂的成本为4.89\$,其中注入成本占80.43%,监测成本、场地勘察及检查成本分别占10.46%和9.12%。在此基础上,进一步探讨了年注入量 M_{yr} 、储层渗透率 k_h 、储层压力 p_{res} 、储层孔隙度 Φ 、储层厚度 H 及储层深度 d 对均化封存成本的影响,并从注入井数和封存场地面积两方面对上述变化规律进行了解释。结果表明:

1) 由于 k_h 只引起注入井数的变化, Φ 只引起封存面积的变化,因而均化封存成本随 k_h 和 Φ 的变化规律较为简单,均是随这两个因素的增加而降低;

2) 尽管 H 变化将导致注入井数和封存场地面积同时变化,但两者变化方向一致,因而封存成本随 H 的变化规律仍较为简单,即随着 H 的增加而降低;

3) M_{yr} 、 p_{res} 和 d 的变化不仅导致注入井数和所需封存场地面积同时变化,且二者变动方向相反,因而均化封存成本的变化规律较为复杂。通过敏感性分析得出 d 和 p_{res} 对封存成本的影响最大, H 和 Φ 次之。

参考文献(References)

- [1] Hansson A, Bryngelsson M. Expert opinions on carbon dioxide capture and storage: A framing of uncertainties and possibilities [J]. Energy Policy, 2009, 37(6): 2273-2282.
- [2] Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage[R]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- [3] 王众, 张哨楠, 匡建超. 碳捕捉与封存技术国内外研究现状评述及发展趋势[J]. 能源技术经济, 2011, 23(5): 42-47.
Wang Zhong, Zhang Shaonan, Kuang Jianchao. Review on status quo and research trend of carbon dioxide capture and storage technology in China and the world [J]. Energy Technology and Economics, 2011, 23(5): 42-47.
- [4] McCoy S T, Rubin E S. The effect of high oil price on EOR project economics[J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 4143-4150.
- [5] 匡建超, 王众, 霍志磊. 中国二氧化碳捕捉与封存技术(CCS)早期实施方案构建研究[J]. 中外能源, 2012, 17(12): 17-23.
Kuang Jianchao, Wang Zhong, Huo Zhilei. A study into devising CCS implementation schemes for early stage of deployment in China[J]. Sino-Global Energy, 2012, 17(12): 17-23.
- [6] 李义曼, 庞忠, 李捷, 等. 二氧化碳咸水层封存和利用[J]. 科技导报, 2012, 30(19): 70-79.
Li Yiman, Pang Zhonghe, Li Jie, et al. CO₂ sequestration and utilization in deep saline aquifers [J]. Science & Technology Review, 2012, 30(19): 70-79.
- [7] Heddle G, Herzog H, Klett M. The economics of CO₂ storage[R]. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, 2003.
- [8] McCollum D L, Ogden J M. Techno-economic models for carbon dioxide

- compression, transport, and storage & correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity[R]. California: Institute of Transportation Studies, 2006.
- [9] McCoy S T. The economics of CO₂ transport by pipeline and storage in saline aquifer and oil reservoir[D]. Pennsylvania: Carnegie Mellon University, 2008.
- [10] Giesea R, Henningsa J, Lütha S, et al. Monitoring at the CO₂ SINK site: A concept integrating geophysics, geochemistry and microbiology [J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 2251-2259.
- [11] Damen K, Faaij A, Turkenburg W. Health, safety and environmental risks of underground CO₂ storage - overview of mechanisms and current knowledge [J]. Climatic Change, 2006, 74(1-3): 289-318.
- [12] United State Environment Protection Agency. Geologic CO₂ sequestration technology and cost analysis[R]. Washington D C: United State Environment Protection Agency, 2008.
- [13] 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.
- [14] Law D, Bachu S. Hydrogeological and numerical analysis of CO₂ disposal in deep aquifers in the Alberta sedimentary basin[J]. Energy Conversion and Management, 1996, 37(6-8): 1167-1174.
- [15] McCoy S T, Rubin E S. An engineering - economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2008, 2(2): 219-229.
- [16] Massachusetts Institute of Technology. The future of coal: options for a carbon - constrained world[R]. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, 2007.
- [17] U S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics. Consumer Price Index[EB/OL]. (2013- 09- 17) [2013- 09- 28]. <ftp://ftp.bls.gov/PUB/special.requests/CPI/cpiat.txt>.

(责任编辑 赵业玲)

《科技导报》征集“封面文章”

为快速反映中国最新科技研究成果,《科技导报》拟利用刊物最显著位置——封面将最新科研成果第一时间予以突出报道。来稿要求:研究成果具创新性或新颖性;反映该领域中国乃至世界前沿研究水平;可以图片形式予以反映,图片美观、清晰、分辨率超过300dpi;文章篇幅不限,要说明研究的背景、方法、取得的结果,以及结论。在线投稿:www.kjdb.org。