

DOI:10.11918/j.issn.0367-6234.201610077

二氧化碳管道运输系统优化模型及其应用

翟明洋¹, 林千果¹, 王香增², 高瑞民², 陶红胜², 江绍静², 王宏², 梁凯强²

(1. 华北电力大学 环境研究院, 北京 102206; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075)

摘要: 二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)作为能够实现煤化工行业温室气体大规模减排的前沿技术,已成为当前研究热点。而管道运输是该技术得以实施的关键环节,高昂运输成本是影响该技术大规模推广的主要因素。因此,通过开发煤化工二氧化碳(CO₂)捕集压缩、管道运输系统优化模型,实现CO₂管道运输系统内关键环节的工艺和技术优化配置,降低捕集压缩、运输及注入整个系统的总成本。将模型初步应用于陕西延长榆林煤化工CCUS项目,结果表明:当封存区域CO₂封存需求量小,而且能够在封存现场提供方便的液化压缩设备时,榆林能化煤化工企业可以采用气相压缩输送方案,并结合封存地点液化加压注入;对于大规模CO₂封存及运输需求时,推荐超临界/密相CO₂输送,能够有效减少封存区再次加压环节的成本,从而使整个流程更为经济。

关键词: CO₂管道运输系统优化; CO₂压缩运输优化模型; CO₂压缩; CO₂管道输送; CO₂注入

中图分类号: U172.4

文献标志码: A

文章编号: 0367-6234(2017)08-0116-07

Development of an optimization model for planning carbon dioxide pipeline transportation system and its application

ZHAI Mingyang¹, LIN Qianguo¹, WANG Xiangzeng², GAO Ruimin², TAO Hongsheng², JIANG Shaojing², WANG Hong², LIANG Kaiqiang²

(1. Environmental Research Academy, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Research Institute of Shannxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an 710075, China)

Abstract: Carbon dioxide (CO₂) capture, utilization and storage, as an emerging technology that can help reduce coal chemical plant greenhouse gas emission by large scale, have drawn significant attention. Pipeline transportation is an essential part of the technology, but high cost has greatly limited its application. Therefore the main objective is to develop an optimization model for supporting CO₂ pipeline transportation system planning to reduce the overall carbon capture utilization and storage (CCUS) system cost by optimizing key technology process of a CO₂ transportation system. The developed model was further applied to Shaanxi Yanchang's CCUS project for planning its CO₂ transportation system. The results indicated that in case of low demand of CO₂ storage, a gas-phase CO₂ pipeline transportation system coupled with in-situ compression and injection was recommended. In the case of high demand of CO₂ storage, this study would recommend a super-critical / density phase transportation system which could have lower system cost than gas phase pipeline system as the cost for compression at the site of storage can be saved.

Keywords: carbon dioxide pipeline transportation system optimization; CO₂ pipeline transportation system optimization model; CO₂ compression; CO₂ pipeline transportation; CO₂ injection

二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)作为能够实现温室气体大规模减排的一项前沿技术,已成为全球研究热点。当前国内外广泛采用的技术手段是将二氧化碳(CO₂)从气源地捕集压缩并输送到合适的地理位置进行地质封存,不仅能够有效地减少大规模人为温室气体的产生取得环保效益,还可强化提高油气天然气、石油、煤层气的采收率,带来明显的经济效益。CCUS技术的出现,对中国煤化工企业温

室气体减排、油田发展乃至整个经济发展都具有深远意义。鉴于CCUS技术在温室气体减排方面的巨大潜力,越来越受到各个国家的重视,而CCUS技术项目的经济性更加成为该技术能否规模推广所考虑的主要问题。许多学者围绕CCUS技术改进提升整体捕集、运输和封存环节本身展开经济效益分析评价。从目前研究情况看,碳捕集设备主要安装在燃煤电厂,主要开展的是基于电力方面CCS的研究。如蔡建军等^[1]主要针对电厂低、中、高3种梯级浓度展开不同CO₂烟气捕集技术经济效益分析。朱磊等^[2]对已经投入运营的燃煤电厂进行CCUS改造投资决策问题研究,建立了基于偏均衡分析的CCUS投资评价模型,对火电厂安装CCS技术后电力生产的经济

收稿日期: 2016-10-26

基金项目: 中央高校基本科研业务费专项资金(2015XS104);

国家科技支撑计划(2012BAC26B00)

作者简介: 翟明洋(1988—),男,博士研究生;

林千果(1971—),男,教授,博士生导师

通信作者: 林千果, lilinshi@hotmail.com

性进行评价以及对 CCS 技术所能够实现火电的温室气体减排效果进行准确评估.中国 CO₂管输技术起步较晚,国内仅有大庆油田和吉林油田在 CO₂-EOR 方面有先导性试验,且均为气体式输送^[3],因此,当前关于管道输送方面的研究主要采用数值模拟分析及开展相关的管道设计.如刘敏等^[3]基于超临界管道输送过程中流体温降和压降所产生的能耗及成本研究,得到了各参数对输送过程经济性的影响规律.张早校等^[4]探讨环境温度对 CO₂超临界管道输送过程中管道设计的影响,并且利用 ASPEN PLUS 10.1 软件对 CO₂管道直径和加压站数目进行了定量分析和优化设计.周成川等^[5]提出了集成混合整数规划的 CO₂输送优化模型,在模型构建中考虑了设立中间节点如加压站以及不同管径连接节点.在 CO₂封存方面,鲍玲等^[6]采用 CO₂驱油与封存机理,对其技术、经济性的现状进行分析,指出 CO₂驱油与封存亟待解决的问题.宋倩倩等^[7]对于炼油厂回收的 CO₂用于驱油,及 CO₂回收、运输、EOR 这 3 个单元,建立了快速有效的经济评价模型,为炼油厂 CO₂-EOR 产业链的顺利实施提供经济参考.武守亚等^[8]就二氧化碳驱油封存的技术进行探讨,建立了油藏封存数学模型,并分析了影响封存效果的因素,在此基础上提出了投资预测模型,为工程经济可行性论证提供理论支持.

通过以上分析可知,当前关于 CCUS 的研究大多局限于单纯 CO₂捕集、管道运输及封存各个环节的技术经济性或技术数值模拟研究,关于煤化工行业 CO₂压缩、管道输送及封存区注入全过程的经济性模型尚未见报道.当前煤化工 CO₂压缩、CO₂运输、封存区 CO₂注入 3 个环节存在着高度的互动作用和投资技术扩容选择不确定性及投资建设的动态特点,而利用数学模型能够有效反映实际工程开展过程中 CO₂管道输送系统内部互动性及动态特点,而且通过系统内关键环节的工艺和技术优化配置,促进能量效率最大化,降低整个 CO₂捕集压缩、运输、注入系统的总成本.本研究基于 CO₂捕集压缩、运输及注入等各个环节之间的互动性、动态性,构建煤化工行业 CO₂运输优化模型;将开发的 CO₂运输模型应用于中国陕西榆林地区煤化工企业 CCUS 项目以检验开发模型的适用性,并为压缩输送提供科学决策方案.

1 CO₂管道运输系统优化模型

1.1 CO₂管道运输系统描述

本研究的 CO₂管道运输系统边界(如图 1)包括:1)煤化工 CO₂进行提纯压缩;2)CO₂运输及中途

再次加压环节;3)封存区 CO₂注入.

通常分离回收的 CO₂处于接近大气压力的状态,需要通过多级压缩才能将压力提升到管道入口所需的压力水平.压缩环节对于气体压缩主要采用压缩机,国内常见 CO₂压缩机包含往复式、螺杆式和离心式压缩机^[9].往复式适应性强,即排气量范围较广,且不受压力高低影响;离心式压缩机只能适应气源比较稳定、气量较大、压缩比小的工况;螺杆式压缩机适用于低压、中小流量的情况^[10].压缩机主要受当地公用设备条件的限制,可采用配套的驱动形式包含:1)变速电机驱动;2)蒸汽轮机透平驱动;3)柴油机驱动;4)燃气轮机驱动.

常见 CO₂输送形态包含气态、液态、超临界 3 种相态^[11].由于管道内流体的多相流动比单相流动的压降大,且易造成冲蚀,对管道的损坏严重,故一般要求输送介质为单相^[12].在封存区 CO₂注入方式包含:采用罐车的车载泵直接注入;封存区建立 CO₂的液化处理系统管输增压注入;罐车液化低温储存后采用变频泵注入^[13].

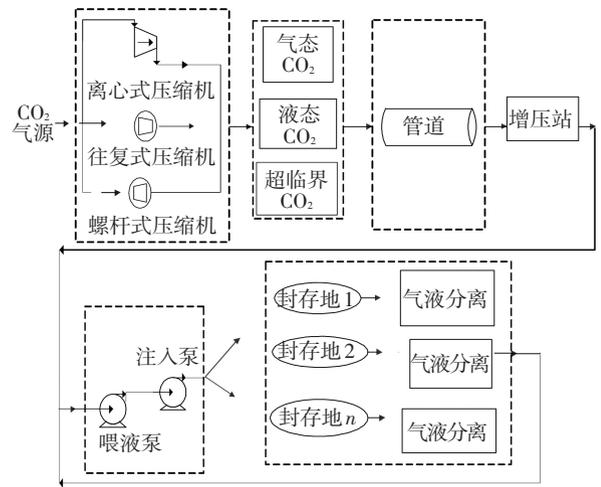


图 1 CO₂管道运输系统

Fig.1 CO₂ pipeline transportation system

1.2 CO₂管道运输系统优化模型

1.2.1 目标函数

本研究以最小化规划期内整个系统的总成本为目标,寻求最优的 CO₂压缩、运输及封存投资和运营方案.目标函数表述如下:

$$\min f = f_1 + f_2 + f_3, \quad (1)$$

式中 f_1 为 CO₂压缩成本,包含压缩及驱动设备投资成本,压缩过程的可变运营成本(耗材、燃料及动力、处置费等)及固定运行成本(维修维护成本,管理费用等),即

$$f_1 = Y_{CA} \times N_{CA} \times C_{ID} + X_{CA} \times VCC_{CA} + Y_{CA} \times N_{CA} \times C_{FC}. \quad (2)$$

式中:下标 CA 代表压缩技术(如往复式压缩机、离心式压缩机、螺杆式压缩机);下标 ID 对应单位规

模压缩投资成本(万元/万 t);下标 FC 为单位规模 CO₂压缩设备固定运行成本费,变量 Y 是代表压缩技术扩容选项是否扩容的 0 或 1 的二元的整数变量(当模型选 0 时不进行扩容,当取 1 时进行扩容); XC_{CA} 为不同时期 CO₂压缩量(万 t/a); N_{CA} 为压缩机压缩规模(万 t/a); C_{ID} 为设备单位规模 CO₂压缩投资成本(万元/万 t); VCC_{CA} 单位规模 CO₂压缩可变运行成本(万元/万 t); C_{FC} 为单位规模 CO₂压缩设备固定运行成本费(万元/万 t)。

f_2 为运输成本,包含运输材料设备投资成本(管道、管道涂层、阴极保护、通讯设备),可变运营成本(CO₂运输过程的燃料动力等费用)及固定运行成本(管道维修维护成本),即

$$f_2 = Y_{po} \times LCS_{PD} \times N_{PS} \times C_{IP} + XC_{PC} \times VCC_{PC} + Y_{po} \times LCS_{PD} \times N_{PS} \times C_{FT} \quad (3)$$

式中: Y_{po} 为管道投资技术扩容选项; XC_{PC} 为 CO₂的管道运输量(万 t/a); LCS_{PD} 为管道的运输距离(km); N_{PS} 为管道扩容规模选项(万 t/a); C_{IP} 为单位长度管道投资成本(万元/km); VCC_{PC} 为单位规模 CO₂运输的运行成本(万元/万 t); C_{FT} 为单位长度 CO₂运输固定运行成本(万元/km)。

f_3 为封存区加压注入成本,包含加压设备投资(液化加压设备投资)、CO₂压缩注入的可变运行成本及固定运行成本,即

$$f_3 = Y_{so} \times N_{SC} \times C_{IS} + XC_{SI} \times VSC_{SI} + Y_{so} \times N_{SC} \times C_{IS} \times C_{FS} \quad (4)$$

式中: Y_{so} 为封存区压缩技术扩容选项取 0 或 1 整数变量; XC_{SI} 为封存区 CO₂加压压缩量(万 t/a); N_{SC} 是封存区压缩设备规模(万 t/a); C_{IS} 为单位规模 CO₂压缩注入设备投资成本(万元/万 t); VSC_{SI} 为封存区单位 CO₂压缩运行成本(万元/万 t); C_{FS} 为封存区 CO₂压缩设备固定运行成本费(万元/万 t)。

1.2.2 质量平衡约束

气源区 CO₂压缩量应大于等于管道 CO₂运输量:

$$XC_{CA} \geq XC_{PC} \quad (5)$$

管道运输量大于等于封存区 CO₂增压处理量:

$$XC_{PC} \geq XC_{SI} \quad (6)$$

封存注入量大于等于封存区的封存目标:

$$XC_{SI} \geq MCO \quad (7)$$

1.2.3 能力约束

CO₂压缩设备压缩处理量小于等于该时期压缩设备最大处理规模:

$$XC_{CA} \leq Y_{CA} \times N_{CA} \quad (8)$$

管道运输能力约束:管路运输 CO₂量小于等于管到的运输规模:

$$XC_{PC} \leq Y_{po} \times N_{PS} \quad (9)$$

CO₂封存区 CO₂压缩处理量小于等于该时期压缩设备最大处理规模:

$$XC_{SI} \leq Y_{so} \times N_{SC} \quad (10)$$

排放区压缩扩容技术的扩容选项(每个时期压缩扩容选项为二元整数,并且要求在整个规划期内压缩技术的扩容次数至多 1 次,以确定投资扩容只有一种)

$$Y_{CA} = \begin{cases} 1, \text{扩容}, \\ 0, \text{不扩容}. \end{cases} \quad (11)$$

$$\sum Y_{CA} \leq 1 \quad (12)$$

管道扩容技术选择

$$Y_{po} = \begin{cases} 1, \text{扩容}, \\ 0, \text{不扩容}. \end{cases} \quad (13)$$

$$\sum Y_{po} \leq 1 \quad (14)$$

封存区压缩设备的扩容约束

$$Y_{so} = \begin{cases} 1, \text{扩容}, \\ 0, \text{不扩容}. \end{cases} \quad (15)$$

$$\sum Y_{so} \leq 1 \quad (16)$$

1.2.4 模型解法

本文模型是基于混合整数规划建立的,整数规划是指要求部分或者全部决策变量的取值为整数的规划问题.若变量全部取整数,成为纯整数规划;若其中仅部分变量要求取整数,则成为混合整数规划.本模型中对于二氧化碳的压缩、运输及末端加压的技术扩容选项存在 0-1 两种类型的整数变量,而其他决策变量则是连续自然数,因此,本模型是混合整数模型。

根据本文模型的实际特点,选用 What's Best 软件对模型进行求解(图 2).What's Best 是微软 Excel 的一个插件.用户可以在 Excel 中使用标准的电子表格公式将模型自由组织成一个特定的格式,能有效地求解大型而难解的模型.在 What's Best 中的线性、整数、全局求解器已经被设计成处理大型商业用途,并且被全世界众多的公司检验过.对于 Excel 的用户来说,What's Best 是最简单就可以学习并开始使用建模优化的产品。

针对本研究具体算法步骤如下:

1) 点击 What's best 工具按钮,进行模型构建界面;

2) 对目标函数进行构建,本研究是基于系统成本最小化原则.点击 What's Best 插件中 Minimize,可以轻松实现式(1)中系统成本最小化的目标;

3) 对整个 1.2 环节捕集、运输和封存注入 3 个环节中的决策变量进行定义,具体点击 Make Adjustable 按钮可以实现;

- 4) 对于本研究中的压缩、管道扩容投资、封存注入设施的扩容决策变量进行定义,具体是点击 What's Best 软件中 Integers;
- 5) 对本研究中 1.2.2 部分的约束公式 (5) ~

- (13) 进行构建,具体上是点击软件中的 Constraints 部分的 3 个按钮实现;
- 6) 在完成以上 5 步后进行最终求解,点击软件中的 Solve.

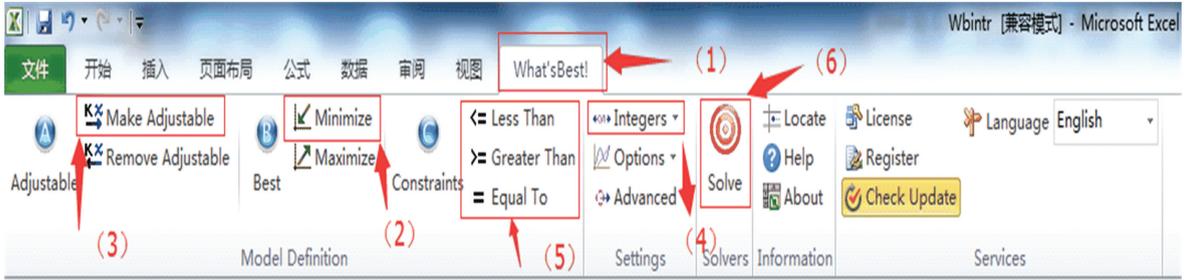


图 2 What's Best 软件求解界面及步骤

Fig.2 Interface and solution procedure of What's Best software

2 案例研究

2.1 项目概述

为了有效地验证开发的 CO₂ 管道运输系统优化模型的有效性,同时帮助决策者做出科学有效的决策,将开发的模型应用于陕西靖边 CCUS 示范项目,该项目具体的 CO₂ 排放气源、封存区及运输路线如图 3 所示.该项目位于陕西榆林市,CO₂ 气源来源于延长中煤在靖边能源化工综合利用产业区启动项目中的 180 万 t/a 甲醇装置的副产 CO₂ 放空气,该副产 CO₂ 放空气排放量约为 23 000 m³/h (折 36 万 t/a). 对于 CO₂ 压缩方式存在多种压缩选项(往复式压缩机、离心式压缩机、螺杆式压缩机),而且存在多种扩容投资组合选择,以及投资建设时期的动态特点.

加压后的 CO₂ 运输到靖边县乔沟湾封存区,并且在乔沟湾封存区进行分流,一部分可以直接进行乔沟湾油藏封存区 CO₂ 封存,该区域目前具有的两座 CO₂ 注气站,最大注入规模是 12 万 t/a;而剩余的 CO₂ 则沿乔沟湾封存区-巴家河封存区分流管道继续进行运输,管道运输距离为 29 km,目前巴家河封存区的一座 CO₂ 注气站,最大注入规模 23 万 t/a.

2.2 情景设计

煤化工气源压缩区内不同的公用设备条件(如电力、蒸汽条件)供应方式,封存区加压液化设备利用方式的不同,以及 CO₂ 封存注入需求量的变化会对投资方案及整个系统的成本产生明显影响.对以上关键因素筛选后设计了 4 种情景(表 1),并分别利用开发的模型进行驱动优化系统内关键环节的工艺和技术优化配置,降低整个系统的总成本,为决策者提供合理 CO₂ 运输投资方案.

在设计 4 种情景中,基准情景和情景 1 中假设榆林能化气源区拥有自备电厂或当地拥有距离较近的电网时,往复式、螺杆式和离心式压缩机采用电力驱动或变频电力进行驱动技术上可行,但是若采用蒸汽轮机驱动则需要单独购置蒸汽轮机以及外购蒸汽或天然气进行驱动.情景 2 和 3 假设榆林能化厂区内生产过程中可以获得一定量的蒸汽和天然气,可以利用多余的蒸汽进行驱动压缩,蒸汽轮机透平驱动方式可行而更经济,此时电力形式驱动和蒸汽轮机驱动存在着经济性的不确定性,整体投资则需要利用模型进行优化决定.根据封存区是否可以提供方便的 CO₂ 液化加压注入设备、以及是否需要新建加压泵装置,可能存在多种封注入方式.基准情景是假设两个封存区均具备液化加压注入装备,不需要购置新的加压注入设施;情景 1 是两个封存区均不具备液化设备但靖边可

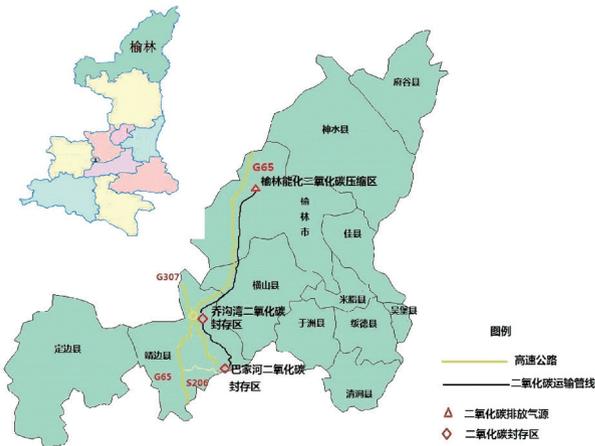


图 3 陕西延长 CO₂ 管道运输项目路线

Fig.3 Shanxi Yanchang CO₂ pipeline transportation route

由于陕西延长 CCUS 项目每年 CO₂ 封存需求量比较大,常规的罐车运输难以保障驱油和封存的技术需求,因此,本项目的产品方案选择利用管道方式进行运输.该项目 CO₂ 运输路线如图 3 所示,管道输送线路分为两段,第一条是将榆林能化煤化工提纯

以共用加压注入装备情景;情景 2 是两个油田封存区均不具备液化加压设备的情景;情景 3 是仅乔沟湾具备液化加压注入装备,而巴家河封存区作为靖边扩大封存驱块封存区完全不具备液化和加压注入的情景。

对于 CO₂压缩区、管道运输以及封存区具体采用何种扩容方式、规模和扩容投资建设存在着动态的不确定性,需要利用开发的 CO₂管道运输系统优化模型中压缩、运输、封存环节的扩容投资变量(0 或 1 的二元整数规划)进行优化。

表 1 CO₂压缩运输注入情景

Tab.1 CO₂ compression, transportation and injection scenarios

情景	捕集区(公用设备条件)	封存区 CO ₂ 需求量	封存区公用设备条件
基准	2017 年压缩区可供电	2017 年开始注入,靖边封存需求量为 12 万 t/a, 巴家河为 24 万 t/a	乔沟湾封存区可利用液化加压;巴家河需要新建加压注入设备
1	2017 年压缩区可供电	2017 年开始注入靖边封存需求量为 12 万 t/a, 巴家河为 24 万 t/a	乔沟湾封存区可以直接压缩(不利用现有液化设备)
2	2017 年压缩区供应蒸汽	2017 年开始注入靖边封存需求量为 12 万 t/a, 巴家河为 24 万 t/a	乔沟湾和巴家河均不能利用液化注入设备
3	2017 年压缩区供应电力; 2020 年可供应蒸汽	2017 年 12 万 t 靖边,2020 年开始注入 24 万 t/a, 巴家河(才开始注入)	仅乔沟湾可利用现有液化设备

2.3 参数调查

经调查榆林能化煤化工排放的 CO₂主要集中在甲醇洗单元,具有排放集中、浓度高的特点,因此,可以直接采用液化压缩捕集 CO₂。参考国内辽宁沈鼓压缩机制造厂提供的往复式压缩机价格为 350 万元/台,采用一用一备,而离心式压缩机价格为 500 万元/台。如表 2 所示,尽管往复式压缩机投资成本低,但是维修维护成本高,往复式压缩机维护成本 50 万元/台用于更换零件和检修费用,离心式压缩机每年的维护费用为 10 万元/a(表 2)。压缩机可以采用的驱动方式包括:普通电机驱动,设备单价为 100 万元/台;蒸汽轮机驱动,设备单价为 200 万元/台;当电力供应不稳定可能需要配套变频电机驱动压缩机,其中变频电机投资成本为 150 万元/台。CO₂压缩部分所消耗的燃料动力费用包括电费、蒸汽费、人工费、折旧费、维护费,具体单位燃料动力费和维护费单价如表 2 所示。能否利用榆林能化厂内蒸汽和自备电力会对压缩过程产生明显的影响,表 2 中是采用外购电力和蒸汽的情景,此部分压缩燃料成本可以节约一大部分购置燃料的成本。

表 2 榆林煤化工企业电力蒸汽单价及压缩机维护参数

Tab.2 Unit price of electricity steam and CO₂ compressor maintenance in Yulin coal-chemistry plant

燃料动力费			维护费用/(元·t ⁻¹)	
循环水/ (元·t ⁻¹)	电/ (元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	蒸汽/ (元·t ⁻¹)	往复式 压缩机	离心式 压缩机
0.38	0.58	130	50	10

对应的管道榆林能化气源到达靖边封存区可以采用的管径包括 DN200、DN300、DN350。其中对应 DN200 可以满足超临界相态 CO₂运输需求及小规模

气相运输,而其余两种规格管径则主要适用于气相态 CO₂运输。对应 3 种单位长度投资成本;而从靖边到达杏子川油田的管道直径包括 DN150、DN200 和 DN250, DN150 能够适应超临界相态及小规模气相态 CO₂运输,而 DN200 和 DN250 则广泛适用于气相运输。国内市场对应 DN150、200、250、300、350 5 种管径规格的投资成本分别为 19.92、29.36、31.38、37.43 和 40.92 万元/km。参考国内 CO₂管道运输成本为 37.20 元/t^[14]。

在靖边和杏子川封存区 CO₂加压注入环节,对于气相加压注入主要包括:气相液化进入储罐,国内储罐单价为 50 万元;从储罐经喂液泵升压到 3.0 MPa 送给注入泵,采用屏蔽泵,国内单击为 15 万元;经注入泵升压到 16.0 MPa 后输至各个单井口,采用柱塞泵,价格为 20 万元^[15]。其中加压注入部分主要气相液化只是针对气相 CO₂运输方式,液化方式同时受两个封存区内能否提供公共设备条件制约(表 1)。当采用超临界相态压缩、输送时则可以节约封存区再次加压的成本,但是可能会增加 CO₂压缩和管道的能耗和成本。在此背景下需要利用模型实现系统内关键环节的工艺和技术优化配置,促进能量效率最大化,降低整个 CO₂捕集压缩、运输、注入系统的总成本。

2.4 CO₂运输系统规划结果

本研究开展项目经济评价的系统边界包括:分离提纯后在加压站 CO₂统一进行加压环节;CO₂管道运输;在封存区 CO₂加压注入。该项目规划期从 2016—2035 年,同时考虑资金的时间价值,按照 5% 贴现率将整个系统成本折现到期初,方便决策者做出参考比较。模型通过 What's Best 软件进行求解,

具体求解步骤参考 1.2.4 部分。

经过模型优化后不同情景下的投资总成本如图 4 所示,可以看出,不同情景下系统成本从高到低分别为情景 1、基准情景、情景 2 和情景 3,分别是 1.83 亿元、1.81 亿元、1.13 亿元和 1.02 亿元。在整个规划期内基准情景、情景 1、情景 2 和情景 3 的 CO₂ 运输总量分别为 660 万 t、660 万 t、660 万 t、612 万 t,单位 CO₂ 运输成本分别为 27.73、27.42、17.12、16.67 元/t。显然情景 2 和 3 采用蒸汽方式驱动压缩装置,与其他情景相比,设备的投资成本较高,但是会降低整个压缩运营成本,而且压缩输出采用超临界相态输送会降低整个管道的运输及封存区 CO₂ 再次加压成本,因此,单位规模 CO₂ 运输更为经济。

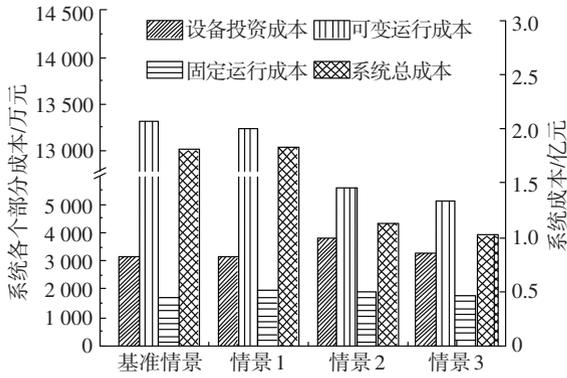


图 4 不同情景 CO₂ 运输系统总成本

Fig.4 CO₂ transportation system costs under different scenarios

煤化工企业 CO₂ 压缩区扩容及运营方案如表 3 所示,当封存区初期需求量小、气源不稳地时,4 种情景均会选择在第 1 时期进行往复式压缩机投资,规模为 12 万 t/a;随着封存需求逐渐变大,则分别在第 2 或 4 时期对离心式压缩机的扩容投资,规模为 24 万 t/a。主要原因是往复式压缩机适用初期不稳地小规模气源进行压缩,而对中后期大规模稳定压缩需求离心式压缩机更为经济。受压缩区公用设备条件限制,基准情景和情景 1 选择变频电机驱动,此时电网输送的电力方便,蒸汽资源不足采用蒸汽透平驱动成本更高;情景 2 考虑煤化工厂内若能提供充足的蒸汽,采用蒸汽透平汽轮机驱动压缩机加压,输出为超临界状态的 CO₂ 更为经济。在假设同时可以具备电力和蒸汽资源的情景下,情景 3 在第 1 时期采用变频电力驱动,在第 4 时期采用蒸汽驱动离心式和往复式压缩机进行压缩。

表 4 显示不同情景管道运输的扩容选项及 CO₂ 运输相态。基准情景理想情况中两个封存区域均能提供液化加压注入设备,第 1 时期投资建设连接到乔沟湾封存区管道,两条管道均采用气相运输。在巴家河封存区液化加压装置需要新建时,情景 1 采用的运输方式是从气源区到靖边油田是气相 CO₂ 运

输,靖边到巴家河管道超临界相态运输,此时整个流程更为经济。情景 2 中两段管道运输扩容与以上相同但是采用超临界相态运输,此时能够降低两个封存区加压注入成本。情景 3 中连接到乔沟湾管道采用气相 CO₂ 运输,而分流管道则在第 4 时期进行扩容,两段管道均进行超临界相态运输,此时更为经济。

表 3 CO₂ 压缩机扩容方案

Tab.3 CO₂ compressor expansion scheme

投资 方案	往复式压缩机			离心式压缩机		
	扩容规模 12 万 t · a ⁻¹			扩容规模 24 万 t · a ⁻¹		
	扩容 时期	变频 电驱	蒸汽 驱动	扩容 时期	变频 电驱	蒸汽 驱动
基准情景	1	1	0	2	1	0
情景 1	1	1	0	2	1	0
情景 2	1	0	1	2	0	1
情景 3	1	1	0	4	0	1

注:表中 0 代表不扩容,1 代表扩容

表 4 CO₂ 管道运输扩容方案

Tab.4 CO₂ pipeline expansion schemes under different scenarios

投资 方案	CO ₂ 压缩区 到乔沟湾封存区			乔沟湾封存区 到巴家河封存区		
	扩容规模 36 万 t · a ⁻¹			扩容规模 24 万 t · a ⁻¹		
	扩容 时期	DN200	运输 相态	扩容 时期	DN150	运输 相态
基准情景	1	1	气相	2	1	气相
情景 1	1	1	气相	2	1	超临界
情景 2	1	0	超临界	2	0	超临界
情景 3	1	1	气相	4	1	超临界

注:表中 0 代表不扩容,1 代表扩容

表 5 为 CO₂ 加压注入扩容方案,基准情景可利用现有的液化加压设备对气相 CO₂ 加压注入;情景 1 则统一在乔沟湾封存区加压泵扩容(规模为 36 万 t/a),并分流到巴家河注入封存;情景 2 在全流程采用超临界相态的压缩运输,无需封存区加压;而情景 3 在乔沟湾封存区第一时期进行 12 万 t/a 加压泵的扩容,后期随着 CO₂ 注入需求变大则统一进行超临界相态压缩运输,无需对于封存区的再次加压。

表 5 CO₂ 加压注入扩容方案

Tab.5 CO₂ compression and injection expansion scheme

投资 方案	乔沟湾封存区		巴家河封存区	
	扩容时期	增压泵	扩容时期	增压泵
基准情景	0	0	0	0
情景 1	1	1(规模 36 万 t · a ⁻¹)	—	0
情景 2	—	0	—	0
情景 3	1	1(规模 12 万 t · a ⁻¹)	—	0

注:表中 0 代表不扩容,1 代表扩容

3 结 论

当前 CO₂ 管道运输是陆地上影响 CCUS 工程项目开展实施的关键环节,但是 CO₂ 输送规划中还和 CO₂ 的压缩和注入的过程密不可分,以上的压缩、运输及注入环节组成一个复杂系统.本研究开发了 CO₂ 管道运输系统优化模型,来反映 3 个环节之间的互动性及各个环节扩容的动态特点,并通过优化工艺配置来降低 CCUS 项目的运输成本.

将开发的模型初步应用到陕西延长 CCUS 项目的管道规划,并开展多个情景设计及模型优化分析.结果表明,当 CO₂ 封存需求量小,并且能够在封存现场提供方便的液化压缩设备时,推荐采用气相管道输送方案,结合封存地点液化加压注入;对于大规模 CO₂ 封存及运输需求时,推荐采用超临界/密相 CO₂ 输送,能够有效减少封存区再次加压环节的成本从而使整个 CO₂ 运输系统更为经济.

参考文献

- [1] 蔡建军,王清成,王全等.烟气梯度浓度二氧化碳捕集技术运行经济效益分析[J].环境工程,2014,32(8):72-75. DOI: 10.13205/j.hjgc.201408017.
CAI Jianjun, WANG Qingcheng, WANG Quan, et al. Analysis of economic benefit of using gradient concentration carbon dioxide capture technology for flue gas [J]. Environmental Engineering, 2014, 32(8):72-75. DOI: 10.13205/j.hjgc.201408017.
- [2] 朱磊,范英.中国燃煤电厂 CCS 改造投资建模和补贴政策评价[J].中国人口·资源与环境,2014,24(7):99-105. DOI: 10.3969/j.issn.1002-2104.2014.07.015.
ZHU Lei, FAN Ying. Modeling the investment of coal-fired power plant retrofit with CCS and subsidy policy assessment [J]. China Population Resources and Environment, 2014, 24(7):99-105. DOI: 10.3969/j.issn.1002-2104.2014.07.015.
- [3] 刘敏,李玉星.参数对超临界 CO₂ 管输过程经济性影响分析[J].广州化工,2014(20):1-3,10. DOI: 10.3969/j.issn.1001-9677.2014.20.001.
LIU Min, LI Yuxing. Analysis of the influence of parameters on the process of supercritical carbon dioxide pipeline economy [J]. Guangzhou Chemical Industry, 2014(20):1-3,10. DOI: 10.3969/j.issn.1001-9677.2014.20.001.
- [4] 张早校,冯霄.二氧化碳输送过程的优化[J].西安交通大学学报,2005,39(3):274-277. DOI: 10.3321/j.issn:0253-987X.2005.03.013.
ZHANG Zaoxiao, FENG Xiao. Optimization of CO₂ transmission processes [J]. Journal of Xi'an Jiao Tong University, 2005, 39(3):274-277. DOI: 10.3321/j.issn:0253-987X.2005.03.013.
- [5] ZHOU C, LIU P, LI Z. A superstructure based mixed-integer programming approach to the optimal design of a pipelines network for CO₂ transport [J]. Computer Aided Chemical Engineering, 2013, 32: 193-198.
- [6] 鲍玲,董秀成,张秋梅,等.二氧化碳驱油与封存技术和经济性综述[J].油气田地面工程,2014(7):1-2. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6896.2014.7.001.
BAO Ling, DONG Xiucheng, Zhang Qiumei, et al. Carbon dioxide displacement and storage technology and economic performance review [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2014(7):1-2. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6896.2014.7.001.
- [7] 宋倩倩,蒋庆哲,宋昭峥,等.炼油厂 CO₂-EOR 产业链的经济评价[J].石油学报(石油加工),2015,31(1):119-125. DOI: 10.3969/j.issn.1001-8719.2015.01.019.
SONG Qianqian, JIANG Qingzhe, SONG Zhaozheng, et al. Economic evaluation of CO₂-EOR industry chain in refineries [J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2015, 31(1):119-125. DOI: 10.3969/j.issn.1001-8719.2015.01.019.
- [8] 武守亚,赵东亚,李兆敏,等.二氧化碳油藏封存工程经济建模与研究[J].石油工程建设,2015,41(3):1-5. DOI: 10.3969/j.issn.1001-2206.2015.03.001.
WU Shouya, ZHAO Dongya, LI Zhaomin, et al. Engineering-economic modeling and research of carbon dioxide sequestration in oil reservoir [J]. Petroleum Engineering Construction, 2015, 41(3):1-5. DOI: 10.3969/j.issn.1001-2206.2015.03.001.
- [9] 王廷俊.石化工业发展与压缩机需求展望[J].通用机械,2006,(1):24-27. DOI: 10.3969/j.issn.1671-7139.2006.01.010.
WANG Tingjun. Development of petrochemical industry and prospect of compressor demand [J]. General Machinery, 2006(1):24-27. DOI: 10.3969/j.issn.1671-7139.2006.01.010.
- [10] 薛爱芹,李延宗,张莹.煤层气田集气站压缩机选型及驱动方式比较[J].煤气与热力,2011,31(9):36-38.
XUE Aiqin, LI Yanzong, ZHANG Ying. Selection of compressor type and comparison of their driven methods for gas gathering station in coal bed methane field [J]. Gas & Heat, 2011, 31(9):36-38.
- [11] 张月静,张文伟,王彦,等. CO₂ 长输管道设计的相关问题[J].油气储运,2014(4):364-368. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2014.04.005.
ZHANG Yuejing, ZHANG Wenwei, WANG Yan, et al. Issues related to design of long-distance CO₂ pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014(4):364-368. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2014.04.005.
- [12] 龙安厚,狄向东,孙瑞艳,等.超临界二氧化碳管道输送参数的影响因素[J].油气储运,2013,32(1):15-19. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2013.01.004.
LONG Anhou, DI Xiangdong, SUN Ruiyan, et al. Influencing factors of supercritical CO₂ transportation pipeline parameters [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(1):15-19. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2013.01.004.
- [13] 杜立辉,孟昭昭,刘敏慧.吉林油田 CO₂ 注入工艺技术[J].油气田地面工程,2011,30(7):33-35. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6896.2011.7.018.
DU Lihui, MENG Zhaozhao, LIU Minhui. CO₂ injection technology in Jilin oilfield [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2011, 30(7):33-35. DOI: 10.3969/j.issn.1006-6896.2011.7.018.
- [14] 徐文佳,云箭,成行健,等.煤制油气和化工产品 CO₂ 的不同减排方式成本分析[J].煤化工,2016,44(1):11-14. DOI: 10.3969/j.issn.1005-9598.2016.01.004.
XU Wenjia, YUN Jian, CHENG Xingjian, et al. Cost analysis on different emission reduction methods of CO₂ from coal to gasoline or gas and chemical products [J]. Coal Chemical Industry, 2016, 44(1):11-14. DOI: 10.3969/j.issn.1005-9598.2016.01.004.
- [15] 胡耀强,张书勤,鲍文,等.延长石油 CCUS 项目地面工程进展 [C]//第二届油气田地面工程技术交流大会论文集.2015:74-79.
HU Yaoqiang, ZHANG Shuqin, BAO Wen. Surface engineering progress on yanchang petroleum CCUS project [C]// The Proceedings of the 2nd Oil and Gas Field Surface Engineering Technical Conference. 2015:74-79.