

碳捕集与封存-提高石油采收率 全流程经济性评价模型

钟林发¹, 林千果^{1*}, 王香增², 王宏³, 翟明洋¹

(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, 西安 710075;
3. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075)

摘要:通过研究二氧化碳捕集、运输、注入和原油开采4个主要技术环节,建立了二氧化碳捕集与封存结合提高石油采收率全流程(CO₂-EOR)经济性评价模型。该模型反映了CO₂-EOR系统复杂性和交互性,其结果能为CO₂-EOR项目规划提供科学决策支持。将模型应用于中国的煤化工碳捕集与封存结合提高石油采收率项目的案例研究表明:在油价50.0 \$/bbl和驱油比4.0 t CO₂/t oil的情景下,每年80万t规模的煤化工结合CO₂-EOR项目的净收益可达9.36亿元,项目内部收益率可以达到8.44%。煤化工结合CO₂-EOR的项目具有优先发展的潜在机会。

关键词:CO₂-EOR; 二氧化碳捕集与封存; 煤化工; 内部收益率

中图分类号:TE-9

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2016)11-0007-04

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2016.11.002

Economic evaluation of carbon capture and storage enhanced oil recovery technology

ZHONG Lin-fa¹, LIN Qian-guo^{1*}, WANG Xiang-zeng², WANG Hong², ZHAI Ming-yang¹

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

2. Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an 710075, China;

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

Abstract: Economic evaluation is one of the main obstacles to larger-scale deployment of CO₂ capture and storage enhanced oil recovery (CO₂-EOR) projects. An economic evaluation model is developed for a full-chain CO₂-EOR project with several individual sub-processes mainly including CO₂ capture, transport, injection and oil extraction. The complexities and interactions are reflected in the model and its result can support the decision-making for CO₂-EOR project planning. To demonstrate the model's applicability, the model is applied to an integrated CCUS project with CO₂ captured from coal-to-chemical plant, transported by pipeline and stored with EOR technique in China. The results suggest that the net income is CNY 0.936 billion and internal rate of return (IRR) is 13.60% for the CO₂-EOR project with a scale of 0.8 million tons per annum when the oil price is 50.0 \$/bbl and the displacement ratio is 4.0 t CO₂/t oil in oil reservoir. There are the potential opportunities for the development of coal-to-chemical plant combined CO₂-EOR project.

Key words: CCS-EOR; CO₂ capture; coal-to-chemical plant; internal rate of return

据全球碳捕集与封存研究院报告称:在2℃的情景下,到2050年总二氧化碳(CO₂)累积减排量上,碳捕集与封存(CCS)技术能够贡献其中的13%^[1]。假设没有CCS技术,CO₂减排成本会上升70%^[2]。截至2016年,CO₂捕集与封存结合提高石油采收率技术(CO₂-EOR)在北美、巴西、澳大利亚等地区已经开展60年,有接近10亿t的CO₂作为CO₂-EOR活动的一部分注入到地质层^[3]。CO₂-EOR越来越多地被认为是推广大规模CO₂封存项目的一种途径。与其他驱油技术相比,该技术具有适用范围大、驱油成本低、采收率提高显著等优点^[4]。然而,CO₂-EOR项目有投资巨大、运营周期

长、涉及的技术环节多和经济性受外部因素影响大等特点。因此,准确科学的经济性评估一直是碳捕集与封存结合提高石油采收率技术(CO₂-EOR)推广的主要障碍之一。已有的相关研究多集中在CCS单个子技术环节的经济性评价,如Rubin等^[5]开展了燃煤电厂CO₂捕集系统中使用不同CO₂吸收剂下的成本效益分析。Simon等^[6-7]评估了陆地和海岸等不同地形下CO₂管道运输、轮船运输、罐车运输等不同方式的经济性。McCullum等^[8]建立了技术经济模型,用于评估CO₂压缩、管道运输和注入。陈国利等^[9]以纯CO₂气藏作为CO₂-EOR项目的气源,研究项目的经济性指标。李健等^[10]通过构建

收稿日期:2016-06-13

基金项目:国家科技支撑计划“陕北煤化工CO₂捕集、埋存与提高采收率技术示范”(2012BAC26B00)

作者简介:钟林发(1991-),男,在读研究生,研究方向为二氧化碳捕集、封存与利用以及能源系统与温室气体减排,13261199915, zhonglinfa@yeah.net; 林千果(1971-),男,博士,教授,研究方向为能源系统与温室气体减排以及二氧化碳捕集、封存与利用,通讯联系人, qian-guo.lin@gmail.com。

CCS 项目经济性评价模型评估了 CCS 项目的经济性。孟新等^[11]把 CO₂ 来源分为工厂废气、天然气藏和购买 3 种,构建了经济评价模型,并将社会效益量化列入项目收益中。

一个 CO₂-EOR 项目由 CO₂ 捕集、运输、注入和原油开采 4 个关键技术环节组成,这 4 个环节之间存在着复杂的互动关系。例如,采用不同回收技术的 CO₂ 回收量会影响捕集量的大小,通过采用不同注入技术的注入量会影响回收量和原油的开采量。反过来,增大原油的开采量能加大 CO₂ 注入量同时也能降低注入成本。科学评价项目的经济性需要借助能够反映这种互动关系的模型。另外,CCUS 作为气候变化应对的项目,经济评价需要反映项目的最低成本,因此,为更准确反映 CO₂-EOR 的技术特性和经济性,本研究建立了基于系统最优化的 CO₂-EOR 项目的全流程经济性评价模型,并应用于中国的煤化工工厂碳捕集结合提高石油采收率项目的案例研究。

1 CO₂-EOR 模型

CO₂-EOR 集成了多环节、多技术和多工艺于一个技术之内,包括 CO₂ 捕集压缩、运输、注入、原油开采和回收等 4 个主要技术环节(见图 1)。这 4 个环节之间以及每个环节内部的技术和工艺互相影响,构成了一个复杂的系统。一个 CO₂-EOR 系统总成本可表示为:

$$C_{\text{总成本}} = C_{\text{捕集}} + C_{\text{运输}} + C_{\text{注入}} + C_{\text{开采}} - I_{\text{收益}} \quad (1)$$

式中, $C_{\text{捕集}}$ 为 CO₂ 捕集成本,元; $C_{\text{运输}}$ 为 CO₂ 的运输成本,元; $C_{\text{注入}}$ 为 CO₂ 注入成本,元; $C_{\text{开采}}$ 为原油开采和伴生气的回收与分离的成本,元; $I_{\text{收益}}$ 为原油销售收入,元。

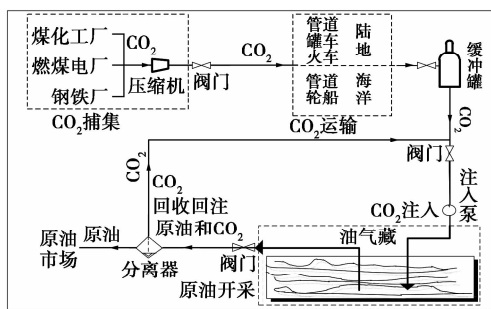


图 1 CO₂-EOR 系统流程示意图

高能耗工厂作为 CO₂ 的主要来源,主要有燃煤电厂、水泥厂、钢铁厂等高捕集成本 CO₂ 源和煤化工工厂、乙烯加工厂、合成氨工厂等低捕集成本 CO₂ 源。捕集后的 CO₂ 需压缩至运输条件所需的状态,压缩过程耗能大。由于捕集和增压通常一体化运

营,因此系统中压缩的成本折算到 CO₂ 捕集成本中, $C_{\text{捕集}}$ 表示为:

$$C_{\text{捕集}} = ICC \times CCE + VCC \times ACC + FCC \times CCE \quad (2)$$

其中,ICC 为 CO₂ 捕集压缩设备单位投资建设成本,元/t;CCE 为 CO₂ 的捕集压缩规模,t/a;VCC 为 CO₂ 捕集压缩的单位可变运行成本,元/t;ACC 为实际 CO₂ 捕集压缩量,t;FCC 为 CO₂ 捕集压缩的单位固定运行成本,元/t。

CO₂ 在压缩过后进入管道,或者是通过罐车或轮船运输到指定的封存地点。管道运输适用于 CO₂ 量大和远距离运输情景。罐车运输适用于量小和距离适中情景。轮船运输适用于海上封存项目,现在国际上正在探索海底 CO₂ 管道运输的技术经济可行性。影响 CO₂ 运输经济性的因素存在很多不确定,如地形地貌、人工成本、运输压降和运输量等, $C_{\text{运输}}$ 表示为:

$$C_{\text{运输}} = ICT \times CCT \times DCI + VCT \times ACT + FCT \times CCT \quad (3)$$

其中,ICT 为 CO₂ 运输的单位投资建设成本,元/(t·km);CCT 为 CO₂ 的运输规模,t/a;DCI 为 CO₂ 捕集源到油藏的距离,km;VCT 为 CO₂ 运输的单位可变运行成本,元/t;ACT 为实际 CO₂ 运输量,t;FCT 为 CO₂ 运输的单位固定运行成本,元/t。

运输到油藏区域的 CO₂ 经注入泵注入到油藏的指定深度。注入方式包括纯 CO₂ 注入和水气交替注入。注入规模是注入端的投资建设和注入设备成本直接影响因素。不同注入深度、注入方式、布井方式等是决定注入泵端的起始高压力的主要因素,进而决定 CO₂ 注入的可变运行成本, $C_{\text{注入}}$ 表示为:

$$C_{\text{注入}} = ICI \times NCI + VCI \times ACI + FCI \times NCI \times SNI \quad (4)$$

其中,ICI 表示单个注入井及其配套设施的投资建设成本,万元/井;NCI 为注气井的个数,个;VCI 为 CO₂ 的单位可变运行成本,元/t;ACI 为实际 CO₂ 注入量,t;FCI 为 CO₂ 注入的单位固定运行成本,元/t;SNI 为单个注气井的注入规模,t/a。

原油开采井和 CO₂ 注入井的深度和布井方式必须适当控制。太近容易导致 CO₂ 随原油开采而泄露,导致后面的油气分离成本增加的同时也达不到 CO₂ 封存的目的;太远容易导致驱油效果不佳,所以注入井和开采井的布井方式显得非常重要。原油开采量可通过同 CO₂ 注入量的比值来确定。驱油比是反应 CO₂ 注入量和原油开采量的关系,通常注入 2 t 到 8 t CO₂ 能够提高开采 1 t 原油,不同项目的驱油比和油藏自身属性相关。原油开采井投资建设和开采设备的成本是原油开采的主要成本。随着 CO₂ 的不断注入,随着原油一起开采出来的伴生气越来越多,从而必须上油气分离的设备进行伴生气

的回收,回收后的伴生气继续用于油藏区块驱油。在本案例中,CO₂回收的成本计入原油开采成本,C_{开采}表示为:

$$C_{\text{开采}} = \text{IOE} \times \text{NOE} + \text{VOE} \times \text{AOE} + \text{FOE} \times \text{NOE} \times \text{SNE} + \text{ICR} \times \text{NCR} + \text{VCR} \times \text{ACR} + \text{FCR} \times \text{NCR} \times \text{SNR} \quad (5)$$

其中,IOE表示单个采油井及其配备设施的投资建设成本,万元/井;NOE为采油井的个数,个;VOE为原油开采的单位可变运行成本,元/t;AOE为实际原油开采量,t;FOE为原油开采的单位固定运行成本,元/t;SNE为单个采油井的开采规模,t/a;ICR为CO₂回收设备投资建设成本,万元/套;NCR为伴生气回收设备数量,套;VCR为CO₂回收单位可变运行成本,元/t;ACR为实际伴生气回收量,t,根据CO₂捕集和封存结合提高石油采收率项目的以往经验,设伴生气回收量是CO₂实际注入量的一定比例;FCR为CO₂回收单位固定运行成本,元/t;SNR为单套伴生气回收设备的规模,t/a。

原油的开采收益主要受到国际油价、原油加工技术和原油品质的影响,I_{收益}表示为:

$$I_{\text{收益}} = \text{AOE} \times \text{POE} \quad (6)$$

其中,POE表示原油价格,\$/bbl。

2 案例研究

为验证模型的有效性,将模型应用于中国枯竭油气田原油再开采。一方面,碳捕集与封存结合提高石油采收率能将工业排放的CO₂长期封存在地下,从一定程度上缓解中国碳减排压力,以及减低中国高碳排放工业发展的壁垒,如电厂、煤化工厂、炼油厂等^[2]。另一方面,中国拥有丰富的特低渗油藏资源,目前其动用率还不到一半,注水驱替不适合低渗油藏的开发,CO₂驱在不影响油品质的情况下能提高石油采收率^[12]。此外,目前中国已动用的油藏大多数已进入高含水后期,CO₂驱不仅能有效地提高采收率^[13],同时能充分利用废弃油气藏已有的采油井及开采设施,为CO₂-EOR项目节省大量的投资。煤化工厂尾气中CO₂的浓度较高且品质较好(体积分数一般在65%左右),采用的捕集技术为工业分离法,如低温甲醇洗工艺。压缩机将捕集到的CO₂压缩至超临界状态,后通过超临界管道输送到80 km远的目标废弃油藏区域,注入到2 500 m深的地下油层用于驱油,并实现CO₂长期封存。根据CO₂减排规模、油藏开采程度和地底条件等制定具体的CO₂注入和原油开采方案。随着原油的不断开采,注入油藏的CO₂随原油的开采会泄露到大气中。当CO₂的回收和回注能有经济效益的时候考

虑CO₂的回收和回注。伴生气回收采用的是低温精馏法,回收的CO₂经过加压脱水后和新捕集的气体一起用于油藏区块驱油。

2.1 案例参数

CO₂-EOR项目的成本主要由各个模块的投资建设成本、可变运行、固定运行,以及原油销售收入组成。假设项目的规划期为20年(2018—2037年),其中建设期在第1年;CO₂捕集规模为每年80万t;折现率为5%。根据2015—2016年国际油价的变化趋势,设油价为50 \$/bbl。

煤化工工厂烟气中CO₂经捕集和压缩,通过管道运输的CO₂采用集中注入方式,年注入规模为80万t,在油藏区域单个注气井年均注入规模为2万t,油藏深度为2 500 m,单个采油井的年均采油规模为1.5万t。设定该油藏注入4 t CO₂可以提高开采1 t原油,即驱油比为4 t(CO₂)/t(oil)。根据油藏区域开发方案和布井方式,可改造的废弃采油井有50口,设其中35口可改为注气井,10口可改造为新采油井。油藏单个新建注气井的钻井完井的成本为500万元,旧的采油井改造成CO₂注气井的成本为200万元,单个注气井的其他设备及配套设施为350万元。油藏单个新建采油井的钻井完井的成本为400万元,旧的采油井改造成新采油井的成本为150万元,单个采油井的其他设备及配套设施为300万元。注气和原油开采的单位可变运行成本由相关设备及配套设施的耗电及耗水决定,单位固定运行成本由工人工资、福利、其他运营成本及注入设备维修费用决定。基于鄂尔多斯神华驱油示范项目的经验,CO₂回收过程中假设在前面5个时期伴生气中的CO₂量少且浓度较低,不设置CO₂的回收和分离提纯,不开展回收分离活动。接下来随着CO₂浓度和量的增加,根据回收的经济性决定是否开展CO₂的分离提纯和回注。一套30万t规模伴生气回收和分离提纯装置为2 000万元,一套10万t规模的伴生气回收和分离装置为1 000万元,伴生气的回收效率为0.98。

2.2 结果分析和经济性

20年周期内煤化工工厂80万t规模的CO₂-EOR项目成本支出共43.90亿元,包括投资建设成本、运营成本、石油安全生产费和税费。提高原油采油量达380万t,原油产品率为0.97,原油销售收入共53.26亿元。项目的系统总成本为9.36亿元,项目内部收益率为8.44%。

煤化工工厂在项目期第1年投资建设每年80万t规模的捕集压缩设备,第2年开始运营。项目期内

捕集压缩模块的总成本为 26.57 亿元,占项目成本 65.67%。在油藏区域,35 口改造注气井及设备共 1.9 亿元,15 口新建注气井及设备共 1.3 亿元。10 口改造采油井及设备共 4 500 万元,7 口新建采油井及设备共 4 900 万元。在项目的第 5 年开始新增第一套 30 万 t 回收规模的伴生气分离提纯设备,第 6 年开始投资运行,第 9 年再次新增一套 10 万 t 回收规模的设备。伴生气回收模块的总成本为 2.71 亿元,占项目总成本的 6.72%。煤化工工厂碳捕集与封存结合提高石油采收率各技术模块成本支出如表 1 所示。各技术模块中占总成本比例最大的是 CO₂ 的捕集压缩成本,所以在项目规划期要优先考虑 CO₂ 捕集压缩技术和设备的选择,以及开发低成本 CO₂ 捕集压缩技术是降低项目总成本的关键。项目的投资建设成本共 9.63 亿元,占项目总成本支出的 23.80%;运行成本共 30.83 亿元,占项目总成本支出的 76.20%。原有的采油井设备可以缩减巨额的投资建设成本支出,在规划期优先考虑废弃的油藏地区作为 CO₂ 地质封存区。运行成本和投资建设成本的比例分布说明:改善 CCS-EOR 技术流程和降低项目的运行成本是优化项目经济性的关键。

表 1 煤化工工厂碳捕集与封存结合提高石油采收率

各技术模块成本支出 万元

成本	捕集压缩	运输	注入	开采	回收	累计	比例/%
投资建设	28000	35200	23500	7300	2290	96290	23.80
运行成本	237666	2000	31615	12085	24892	308259	76.20
总成本	265666	37200	55115	19385	27182	404549	100.00
比例/%	65.67	9.20	13.62	4.79	6.72	100.00	

模型通过驱油比系数大小和 CO₂ 回收系数反应了系统内部交互性。一方面,原油抽采过程中的 CO₂ 回收量的增加导致在煤化工工厂的捕集量减少,这反映了 CO₂ 回收和捕集之间交互作用。另一方面,注入 CO₂ 能够明显提高石油开采效率,但是随着项目的不断进行,随着原油开采泄露的 CO₂ 也越来越多,其伴生气回收量也越来越大。此外,原油开采能够增加油藏区域 CO₂ 的总注入量,同时能够改善 CO₂ 注入能力,从而使得注入的可变运行成本降低。通过 CO₂ 和原油之间量的关系和系统内部各子技术模块之间成本关系,反应了 CO₂-EOR 系统的复杂性和交互性。高油价能够补偿 CO₂-EOR 巨大的前期投资成本和长期的运营成本,使得项目具有可观的经济性。经济性是 CCS 项目从示范阶段到商业化推广的内在推动力。

3 结论

基于中国 CO₂-EOR 项目处于项目小规模示范

阶段,CO₂-EOR 项目目前没有完善且稳定的 CO₂ 排放权交易市场的支持,也没有相关的 CO₂ 减排的政策支持。准确的系统经济性评估对 CO₂-EOR 项目在中国商业化推广有着重要的意义。为更好反映 CO₂-EOR 项目的特性,建立了 CO₂-EOR 全流程经济性模型。模型可以反映 CO₂-EOR 系统复杂性和内部的交互性,同时能反映各环节的投资建设成本和运行成本主要分布情况,从而为相关决策者提供科学的依据。此外,模型能够为 CO₂-EOR 项目进一步开展敏感性分析,也能够为项目生命周期评价奠定基础。

为了验证模型的有效性,将模型应用于中国典型的 CO₂ 排放源煤化工工厂结合 CO₂-EOR 一体化项目,结果表明:通过实施 20 年规划期的 CO₂-EOR 项目能够长期封存 1 031.91 万 t CO₂,提高原油采收量达 380 万 t。在油价 50.0 \$/bbl 和驱油比 4.0 t(CO₂)/t(oil) 的情景下,煤化工工厂结合 CO₂-EOR 项目的净收益达 9.36 亿元,项目内部收益率可以达到 8.44%。煤化工工厂结合 CO₂-EOR 的项目在经济上是可行的,具有优先发展的潜在机会。

参考文献

- [1] Global CCS Institute. The global status of CCS:2015. Volume 1: International climate discussions[R]. 2015.
- [2] International Energy Agency. Energy technology perspectives 2010 [R]. 2010.
- [3] Global CCS Institute. The global status of CCS 2013[R]. 2014.
- [4] 舟丹. 二氧化碳驱油技术[J]. 中外能源, 2012, (12): 47-47.
- [5] Rubin E S, Chen C, Rao A B. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage [J]. Energy Policy, 2007, 35(9): 4444-4454.
- [6] Simon Roussanaly, Jana P Jakobsen, Erik H Hognes, et al. Benchmarking of CO₂ transport technologies: Part I -Onshore pipeline and shipping between two onshore areas [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, (19): 584-594.
- [7] Simon Roussanaly, Amy L Brunsvold, Erik S Hognes. Benchmarking of CO₂ transport technologies: Part II -offshore pipeline and shipping to an offshore site [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014, (28): 283-299.
- [8] McCollum D L. Techno economic model for carbon dioxide compression, transport and storage and correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity; institute of transportation studies university of california [R]. Davis, CA, 2006.
- [9] 陈国利, 项东, 李艳. 二氧化碳驱油与埋存项目经济评价方法及指标 [J]. 化工管理, 2014, (29): 351-351.
- [10] 李健, 许楠希. 碳捕集与封存项目的经济性评价 [J]. 科技管理研究, 2012, (8): 203-206.
- [11] 孟新, 罗东坤. CO₂ 驱油提高采收率项目的经济评价方法 [J]. 技术经济, 2014, 33(12): 98-102.
- [12] 于征. 油田开发战略与接替技术 [J]. 化工管理, 2015, (26): 199-199.
- [13] 李士伦, 郭平, 戴磊, 等. 发展注气提高采收率技术 [J]. 西南石油大学学报, 2000, 22(3): 41-45. ■