

规模化 CCUS-EOR 项目技术经济性分析及启示

王高峰¹, 廖广志², 胡占群², 马占荣², 郑达², 张龙³, 范伟³, 郭西锋³

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油油气和新能源分公司, 北京 100007; 3. 中国石油长庆油田分公司, 陕西西安 710018)

摘要: 社会各界对规模化全流程 CCUS-EOR 项目经济性及其他相关重要问题认识不足, 不利于跨行业、跨地区、跨部门项目实施。中国 CCUS/CCS 项目累积注入二氧化碳量超过 1 000 万 t, 积累了丰富项目运营经验; 基于我国驱油类 CCUS 产业链技术现状和成熟度分析, 认为在鄂尔多斯盆地有序开展规模化全流程 CCUS 项目技术可行, 结合区域油藏地质特点, 提出边学习经验、边工程建设、边运行项目、边认识规律、边调整方案的复杂油藏 CCUS 滚动建设模式; 选择陕西榆林—安塞—定边地区煤化工碳源与代表性油藏, 开展了基于管道输送的 300 万吨级 CCUS 项目方案设计和投资概算; 用改进的全流程 CCUS 项目经济评价模型, 分析基准收益率、财税金融政策、碳交易价格、产量不确定性等可控变量对项目经济性的影响, 对比若干规模化 CCUS 项目的临界效益井口碳价, 提出统一产业链各环节经济评价基准收益率有助于三跨型 CCUS 项目合作, 实施绿色低息贷款可降低 CCUS-EOR 项目临界效益油价, 采取“后 CCUS 项目交易、埋存量下限交易、埋存减量绿色补偿”可解决 CCUS 项目碳交易争议, 严格 CO₂ 驱油试验选区可进一步改善项目经济性, 以上核心产业政策建议有助于推进鄂尔多斯盆地 CCUS 技术规模化应用。

关键词: 碳中和; 规模化; 全流程; CCUS-EOR; 经济性分析; 产业政策

中图分类号: TE311 文献标志码: A 文章编号: 1006-4772(2024)10-0121-08

Technical and economic analysis and inspiration of a large scale CCUS-EOR project

WANG Gaofeng¹, LIAO Guangzhi², HU Zhanqun², MA Zhanrong², ZHENG Da²,
ZHANG Long³, FAN Wei³, GUO Xifeng³

(1. China Petroleum Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. China Petroleum Oil & Gas and New Energy Branch, Beijing 100007, China; 3. China Petroleum Changqing Oilfield Branch, Xi'an 710018, China)

Abstract: Under the premise of carbon neutrality, various sectors of society have high expectations for petroleum enterprises to use carbon for carbon sequestration, but there is insufficient understanding of the economic feasibility of the cross industry, cross regional, and cross departmental large scale full process CCUS-EOR project. CCUS/CCS projects in China have injected over 10 million tons of carbon dioxide into geological bodies such as oil reservoirs, accumulating rich project operation experience. Based on the analysis of the current technological status and maturity of various links in China's oil recovery CCUS industry chain, it is technically feasible to orderly carry out large-scale and full process CCUS projects in the Ordos Basin. Based on the geological characteristics of regional oil reservoirs, a CCUS rolling construction model for complex oil reservoirs was proposed, which involves learning from experience, engineering construction, project operation, understanding the laws of production, and adjusting development plans simultaneously. Subsequently, the coal chemical carbon source and oil reservoir in the Yulin-Ansai-Dingbian area of Shanxi Province were selected and a 3 million tons CCUS project based on pipeline transportation scheme design and investment estimate were carried out. Using an improved full process CCUS project economic evaluation model, the impact of controllable key variables such as benchmark rate of return, fiscal and financial policies, carbon trading prices, and production uncertainty on the economic viability of large-scale CCUS projects was analyzed and

收稿日期: 2024-04-16; 责任编辑: 戴春雷 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.CCUS24041601

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2023YFF0614104); 国家重点研发计划资助项目(2018YFB0605500)

作者简介: 王高峰(1980—), 河南许昌人, 高级工程师, 硕士。Email: wanggaofeng@petrochina.com.cn

引用格式: 王高峰, 廖广志, 胡占群, 等. 规模化 CCUS-EOR 项目技术经济性分析及启示 [J]. 洁净煤技术, 2024, 30(10): 121-128.

WANG Gaofeng, LIAO Guangzhi, HU Zhanqun, et al. Technical and economic analysis and inspiration of a large scale CCUS-EOR project [J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(10): 121-128.



evaluated. The critical benefit of wellhead carbon prices for several large-scale CCUS projects was compared. Finally, proposing a unified economic evaluation benchmark and internal rate of return for each link in the industrial chain is helpful for the cooperation of Three Cross CCUS projects. Implementing green low interest loans can reduce the critical benefit oil price of CCUS-EOR projects. Adopting the policy of “only allowing trading of post CCUS projects, only allowing trading of the lower limit of buried inventory, and requiring green compensation for the reduced buried inventory” can solve the carbon trading dispute of CCUS projects. Strictly selecting CO₂ flooding test areas can further improve the economic efficiency of projects. The above industrialization development policy recommendations are conducive to promoting the large-scale application of CCUS technology in the Ordos Basin.

Key words: carbon neutrality; large scale; full process; CCUS-EOR; economic analysis; industrial policy

0 引言

CCUS-EOR 即驱油类 CCUS 技术, 是碳捕集、利用与封存体系中专用于强化采油或提高采出率 (Enhanced Oil Recovery) 的技术, 包括了碳捕集、输送、驱油埋存、循环注入的全流程, 是实现双碳目标和提高石油采出率的重要技术途径^[1]。CCUS-EOR 技术可实现二氧化碳地质埋存, 学术界、工业界高度期待我国石油行业大规模埋存二氧化碳, 以助力碳中和^[2-4], 其现实依据是北美地区油藏注碳量已达 10 亿吨级^[5]。国际上驱油类 CCUS 技术成熟^[4-6], 中国在碳捕集规模、CO₂ 管道总长、规模化项目数量、项目合作商业模式、CCUS/CCS 财税支持政策等目前仍有差距^[5-7], CCUS-EOR 正在商业应用阶段早期规模化示范阶段, 整体技术成熟度约 8.5 级。我国松辽盆地和苏北盆地集中开展二氧化碳驱油工作已有 20 多 a 历史, 积累了丰富的实践经验, 形成了成熟配套的全流程技术^[8-11]。鄂尔多斯盆地 CO₂ 驱油试验累积注入超过 60 万 t 二氧化碳, 初步见到良好试验效果, 预计约提高采出率 10%, 形成了高浓度碳捕集、长距离运输、液相注入、混相驱油、地面集输等系列关键技术^[12-13]。

规模化全流程 CCUS-EOR 项目往往具有跨行业、跨地区、跨部门特征^[5-6,10]。虽然部分专业人士对三跨型规模化 CCUS-EOR 项目投资大、难协调的特点有一定了解, 但社会各界对此类项目的经济性及相关重要问题还普遍缺乏认识。我国 CCUS/CCS 经济评价的重要研究工作包括以下 3 方面: ① 产业链各环节独立评价, 即针对碳捕集、输送、驱油、注入、埋存这几个独立环节, 应用传统经济评价方法进行经济性分析或对系统各环节的投资成本进行估算^[14-17]; ② 只考虑经济性的全流程评价, 此类工作将各环节放在同一项目里, 用传统方法对项目整体评价^[18-24], 也有学者提出应考虑社会效益, 但没有提出量化方法; ③ 考虑社会效益的全流程项目经济评价, 孟新等^[25]在国内首次提出一套完整的全流程项目经济评价数学模型, 社会效益得以量化, 各参数都给出预测方法, 是我国驱油类 CCUS 项目经

济评价研究的里程碑。

鄂尔多斯盆地地域辽阔, 化石与风光等能源资源丰富, 拥有举世闻名的能源金三角, 是我国最大的油气生产基地和规模巨大的煤化工基地, 有打造超级能源盆地的资源条件^[26]; 区域内源汇匹配度高, 探明油气储量超亿吨, 是开展全场景 CCUS 重大示范、建设千万吨级以上碳驱油碳埋存大基地的潜在区域^[5,26]。在鄂尔多斯盆地规模实施 CCUS 项目, 只能通过跨行业合作。然而, 三跨型项目难实施的另一重要原因是商业模式不明, 根本问题是投资、收益和管理等资源如何合理分配。确定商业模式的前提是对项目经济性的分析评估。笔者在阐释我国 CCUS-EOR 全流程技术现状和鄂尔多斯盆地 CCUS 实践经验基础上, 提出复杂油藏 CCUS 滚动建设模式, 以推动在鄂尔多斯盆地的孔缝双控型复杂油藏有序开展 CCUS 规模化项目; 以榆林—安塞一定边的规模化项目为例, 进行方案设计, 利用改进的技术经济评方法, 对该全流程 CCUS-EOR 项目进行技术经济分析, 提出推动 CCUS 产业发展的几点关键建议, 目的是推动三跨型 CCUS 项目合作、具体化商务谈判内容、制定区域 CCUS 产业政策、编制 CCUS 发展规划提供借鉴。

1 技术可行性分析

1.1 规模化 CCUS-EOR 项目技术可行性

1.1.1 中国 CCUS-EOR 技术成熟度

中国在研发 CCUS-EOR 技术时学习和借鉴了美欧成功经验并考虑了国情和油藏特点, 发展形成的涵盖捕集、选址、源汇匹配、管输、注入、集输与循环利用、动态监测和仿真模拟等系列关键技术, 为全流程 CCUS-EOR 工程示范提供重要支撑, 并在项目运行过程中逐步完善成熟。截至 2023 年底, 中国 CCUS/CCS 项目已累积注入二氧化碳量达 1 100 万 t, 其中, 中石油 CCUS 项目累积注碳 723 万 t, 产油 241 万 t, 积累了丰富的项目运营与管理经验。

二氧化碳捕集方面, 我国 90% 以上碳排放是低

浓度烟气排放,化学吸收法作为此类碳源主体捕集技术,是化工行业的成熟技术;国内已建成一批碳捕集工程,例如国家能源集团在江苏泰州建设的 50 万 t/a 燃煤电厂烟气 CCUS 示范工程 2023 年投运,华能集团正宁电厂 150 万 t 燃煤烟气碳捕集工程正在建设中。须指出,烟气碳捕集成本高,不代表低浓度碳捕集技术不成熟,与持续降低捕集能耗的努力不矛盾。煤化工行业低温甲醇洗高浓度碳捕集技术也早已成熟。

二氧化碳输送方面,我国已建成一批不同相态 CO₂ 输送管道,包括吉林油田 53 km 气相 CO₂ 输送管道干线和 68 km 超临界-密相-气相支线,华东油田 46 km 气相输送管道等,齐鲁石化-胜利油田 109 km 密相输送管道也于 2023 年成功投运,吉林石化-吉林油田大情字井地区约 300 km 高压超临界-密相输送 CO₂ 管道即将开工。翻山岭、过江河、跨铁路等大型穿跨越是管道建设经常遇到的情况,不存在技术卡点,高压管道止裂技术也已攻克。

二氧化碳驱油利用与封存方面,中石油在吉林油田建成国内首套基于管道输送的含 CO₂ 天然气藏开发-CO₂ 驱油与埋存全流程一体化密闭系统,年注入能力 80 万 t,安全平稳运行 12 a,积累了丰富宝贵的实践经验;中石化国内首个百公里管输百万吨级注入的齐鲁石化-胜利油田 CCUS 全流程示范工程 2023 年全面建成投运;超临界 CO₂ 注入压缩机已国产化,综合性能比肩国外同类产品。

1.1.2 中国 CCUS-EOR 技术特色与优势

我国在 CCUS-EOR 技术研发与实践已展现特色与优势^[5-11]:在二氧化碳驱油基础理论方面,扩展了 CO₂-原油可混相组分认识,为提高混相程度提供实验依据;在油藏工程方面,建立了成套 CO₂ 驱油与埋存全生产指标预测实用油藏工程方法,为 CCUS 潜力评估、注气方案设计和气驱效果评价提供不同于油藏数值模拟的可靠途径;在地质埋存研究方面,系统建立了 CO₂-水-岩化学反应参数体系和数值模拟技术,可评价长期埋存效果;在地面与注采工程方面,形成了适合我国的低产较深油藏 CO₂ 驱低成本工艺技术系列;在系统防腐方面,建立了全流程的腐蚀检测全尺寸中试平台,耐腐蚀材质+防腐药剂相结合的做法能够满足现场应用要求。

1.1.3 有序开展 CCUS 规模实践技术可行性

鄂尔多斯盆地开展 CO₂ 驱油工作已取得了较丰富经验。陕西延长石油自 2012 年开展 CO₂ 驱试验以来,注入二氧化碳 35 万 t 并安全封存,提高石油采出率 10% 左右,延长石油 CCUS 示范工程之安塞

油田 26 万 t/a CO₂ 驱油与封存项目 2023 年底初步建成投运。中国石油长庆油田自 2017 年以来在黄 3 等区块开展 CO₂ 驱油试验累积注气约 25 万 t,有明显增油效果,将 CO₂ 驱成功拓展至超低渗三类油藏。初步建立了适合鄂尔多斯盆地黄土塬地貌三低油藏特点的高浓度碳捕集、长距离运输、液相注入、混相驱油、地面集输和循环利用的关键技术,也积累了在裂缝发育地区实施 CO₂ 驱的宝贵经验。宁东煤化工基地-宁煤集团-长庆油田联合开展的宁夏油区 300 万吨级全流程 CCUS-EOR 项目一期工程建设正在有序推进。

鄂尔多斯盆地油藏类型可分为孔隙型、孔缝双控型(裂缝局部发育情形)、裂缝型等,其中孔隙型油藏适合气驱开发、孔缝双控型油藏一般适合气驱,而裂缝型油藏不适合气驱开发;裂缝-微裂隙系统在鄂尔多斯盆地三叠系油藏普遍发育,孔缝双控型储量规模大,称为复杂油藏。基于国内低渗透油藏 CO₂ 驱油实践认为,采取边学习经验、边工程建设、边运行项目、边认识规律、边调整方案的复杂油藏 CCUS 工程滚动建设模式,通过技术经济潜力评价和考虑多油藏参数严格筛选试验区,在鄂尔多斯盆地有序推进规模化 CCUS-EOR 工程可行,利用已有技术和经验可以逐步解决存在的问题。

2 规模化 CCUS-EOR 项目方案设计

2.1 项目选址依据

2023 年中美发表了《关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明》,双方同意重启中美能效论坛,以深化工业、建筑、交通和设备等重点领域节能降碳政策交流;两国争取到 2030 年各自推进至少 5 个工业和能源等领域碳捕集利用和封存大规模合作项目,CCUS 项目建设料将迎来新一波建设浪潮。

遵循 2014 年《中美气候变化联合声明》,以榆林-延长沿线及两侧的源汇为例进行研究。主要包括中国石油长庆油田的靖安、姬塬、安塞等油田,以及延长石油集团的定边、吴起 2 个油区,覆盖 13.6 亿 t 技术可行的油藏资源。沿榆林-延长开展研究既符合中石油长庆油田 CO₂ 驱油技术规模发展需求,也能满足延长油田用气需求;该线路(北干线)可输送 1 000 万 t 规模碳源,可满足建成 300 万 t/a CO₂ 驱油生产能力的用气需求,此线全线位于陕西省,不涉及跨省碳转移等问题。

目标油藏选择位于姬塬油田渗透率 $0.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的超低渗油藏罗 1 区和位于安塞油田渗透率 $1.98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低渗油藏杏河北区的 2 个

亿吨级区块,开展规模化CCUS工程的可行性分析。长庆油田主要开发对象是三叠系的长6和长8油层。长6典型油藏为安塞油田杏河区,沉积相以三角洲平原和前缘亚相为主,裂缝较发育。长8典型油藏为姬塬油田罗1区等,沉积相以三角洲前缘亚相为主,微裂缝也相对发育。

2.2 项目方案要点

规模化项目用混合水气交替联合周期生产相结合(HWAG-PP)的方案设计模式^[5]。HWAG-PP技术特点是注重注采联动、注重水动力学调整,对于快速抬升地层压力,扩大注入气波及体积被证明是高效的,在国内气驱开发研究和低渗透油藏注气生产实践中得到多次应用;关键气驱指标用油藏工程方法、数值模拟方法、同类型油田气驱规律性认识等进行综合论证设计^[1,27-28]。

2.2.1 油藏工程方案要点

罗1区实施规模400注1087采;连续注气1a后转水气交替;早期单井日注26 t CO₂,见气见效阶段单井日注19.4 t,单井日注水20 m³;水气段塞比1.2;用注气站增压,超临界注气,注气压力10~14 MPa。采出率比水驱提高采出率10.8%。

杏河北区实施规模120注330采;连续注气1a后转水气交替;早期单井日注30 t CO₂,见气见效阶段日注26 t, WAG阶段单井日注水25 m³;水气段塞比1.3;用注气站增压,超临界注气,注气压力10.0~15.8 MPa。采出率比水驱提高9.1%。百万吨级项目生产指标预测见表1。

2.2.2 钻井工程方案要点

罗1区新钻注入井180口,杏河北区新钻注入井80口,采取三开井身结构,注入井顶界至以上100 m、井口及井下工具用耐蚀材质。

2.2.3 采油工程方案要点

注气工程:采取笼统注气开发方式,CC级35 MPa气井井口;管柱结构由27/8"气密封油管、封隔器、球座、腐蚀测试筒等部件组成;防腐采取碳钢+环空保护液,井口、封隔器等关键部位使用防腐材质。

采油工程:用气举-助抽-控套-防气一体化采油工艺;以碳钢+缓蚀剂方法为主防腐,井口、泵等局部使用防腐材质;CC级35 MPa标准井口;管柱结构由控套阀、防气泵、气液分离器、筛管等组成。

2.2.4 地面工程方案要点

煤化工低温甲醇洗装置排出CO₂预处理与捕集工艺流程为,将CO₂升压、脱硫、脱水,进管输首站,升压密相输送至油田。碳源至罗1区管道干线270 km,至杏河北区管道130 km;管道首站出站压

表1 百万吨级CCUS项目生产指标

Table 1 Production indicators for million tons CCUS project

时间/a	质量/(万t·a ⁻¹)				
	注CO ₂	注水	产气	产油	产水
1	40.0	251.0	1.7	42.3	81.4
2	135.6	207.7	8.0	48.9	101.7
3	282.2	194.3	13.2	60.9	92.3
4	213.8	210.5	21.1	79.1	77.4
5	183.2	216.0	25.7	80.0	78.5
6	183.2	216.0	31.4	78.3	81.1
7	183.2	216.0	36.1	76.0	86.7
8	183.2	216.0	41.7	71.4	96.1
9	183.2	220.0	46.5	65.0	106.2
10	183.2	226.0	51.2	58.6	115.5
11	165.5	235.6	55.0	53.4	122.3
12	165.5	235.6	58.8	48.7	129.3
13	165.5	235.6	62.2	44.4	136.2
14	165.5	235.6	65.4	40.4	143.9
15	165.5	235.6	68.5	37.5	146.4
16	165.5	235.6	71.4	34.8	149.3
17	165.5	235.6	73.6	31.7	153.1
18	165.5	235.6	76.1	29.3	156.9
19	165.5	235.6	78.5	26.9	160.7
20	165.5	235.6	80.7	24.8	162.7

力11.8 MPa,增设增压站1座,提高输送能力至600万t/a。末站到站压力9.0 MPa以上,增压注入。

罗1区和杏河北区分建超临界循环注入站,依托已建接转站建设。站外油井利旧掺输流程,井口管线更新为不锈钢,单井集油用玻璃钢管线。集输系统用油气混输、分输相结合。注入管网用枝状与射状管网结合,单管多井高压注入工艺;采油井口阀门、管线更新为不锈钢材质;计量间采油系统用不锈钢阀门及管线,掺水系统碳钢材质,集输系统以缓蚀剂防腐。

2.3 项目投资概算

2.3.1 总投资情况

该CO₂驱油与封存项目的主要投资包括注采工程、地面、钻井和油藏工程费用4部分,项目投资估算见表2。

2.3.2 基础参数取值

1) 基础参数。根据《中国石油天然气股份有限公司建设项目经济评价参数》规定,对经济评价基础参数取值(表3)。

表 2 CCUS 项目投资估算

Table 2 Investment estimation of the CCUS project

类别	项目	费用/万元
油藏工程	取样化验费	1 320
油藏工程	监测费	3 005
钻井工程	钻完井投资	119 000
注采工程	注气井费	56 200
注采工程	采油井费	61 125
注采工程	其他费用	91 925
地面工程	站场工程	176 700
地面工程	管道建设投资	211 719
地面工程	碳捕集系统	89 280
费用合计	—	810 274

表 3 经济评价基础参数取值

Table 3 Basic parameter values for economic evaluation

参数	数值/%
基准内部收益率	6.0
原油商品率	99.1
所得税	25.0
资源税	5.0 (三采减征)
增值税	13.0
城市建设税	5.0
教育税附加	3.0

2) 资金筹措与建设期利息估算。本项目固定资产投资的 50% 为自筹, 其余 50% 考虑银行贷款。

3) 流动资金估算。流动资金为维持生产占用的全部周转资金。本项目构成为 50% 自有流动资金和 50% 银行贷款。

4) 成本估算。将实际操作成本进行分项, 结合含水率等关键影响因素变化情况, 逐项评估预测, 可得 CO₂ 驱项目的单位操作成本。

3 全流程 CCUS-EOR 项目经济性分析

3.1 经济评价方法

CCUS-EOR 项目的经济评价采用折现现金流中动态经济评价方法。CO₂ 驱油项目需用“有无项目对比法”, 即先计算“实施 CO₂ 驱油提高采出率项目”和“原项目继续用原开采方式”2 种情况下投入和产出, 再计算有项目相较无项目的增量投入和产出, 进而计算增量项目的净现值、内部收益率等经济评价参数。CCUS-EOR 项目应作为一个整体进

行经济评价, 经济评价参数包括碳捕集、运输、驱油与封存所有环节的投资、成本、销售收入及税金。同时利用 CCUS 生产原油是一项被经济、社会、生态三重效益驱动而备受重视的技术, 在计算其项目经济效益时, 还应将其社会与生态效益考虑在内。

在一项重大技术产业化发展的初级阶段, 政府政策支持和鼓励可极大地促进该技术的商业推广。CCUS-EOR 目前虽然已进入商业化运营阶段, 但由于规模化项目投资大、成本高, 经济效益仍较差; 随着老油田开发时间增加, 且长远国际油价看低, CCUS-EOR 产业发展需长久扶持; 不同行业企业经济评价方法经常不同, 三跨型规模化全流程项目的商业模式依然需认真研讨。因此根据项目带来的社会效益给予一定财政补贴或税收退返, 或将核查认证的埋存量拿到碳市场交易也可获得部分收入, 这些行为均能使一些效益边际 CCUS-EOR 项目的经济性得以改善, 利于促进该原油保供和降低碳排放技术在国内的推广应用。

孟新等^[25] 建立 CO₂ 驱油提高采出率项目经济评价模型较全面地考虑了全流程项目特点, 量化了 CCUS 项目的社会与环境效益, 业内有多次应用, 主要公式如下^[25]:

$$N_{PV} = \sum_{t=N_0+1}^{N_0+N_1} (S+B+C+T_x) - \sum_{t=1}^{N_0} I \quad (1)$$

其中, N_{PV} 为项目净现值, 亿元; N_0 和 N_1 分别为建设期和生产期的评价年限, a ; t 为时间, a ; S 、 B 、 C 、 T_x 和 I 分别为总经济效益、总社会效益、总成本、总税费和总投资, 亿元。各参数计算方法可参考原文。

考虑到 CCUS-EOR 开发实际, 生产井陆续投产, 建设期也有经济产出, 模型改进为:

$$N_{PV} = \sum_{t=1}^{N_0+N_1} [(S+B+C+T_x) - I] \quad (2)$$

3.2 项目经济性分析

该 300 万吨级规模化项目建设期共 3 a, 对几类不同经济技术条件下项目净现值情况进行测算。

3.2.1 基准收益率影响

将 CCUS 项目作为常规的油田开发建设项目, 在不同油价下测算效益情况。内部收益率 6% 时临界效益油价为 71.7 美元/桶; 内部收益率 10% 的临界效益油价 81 美元/桶 (图 1)。内部收益率对全流程项目整体经济性影响大, 对产业链上每个环节的经济评价结果影响也大。虽然煤炭等行业通过 CCUS/CCS 实现碳减排的意愿日益强烈, 但石油、

煤炭和化工等行业经济评价所采用的基准内部收益率通常有较大差别；如果捕集、管输、驱油与埋存实施主体在项目合作谈判时坚持用各自的内部收益率，只追某一环节高效益，三跨型 CCUS-EOR 项目合作将难达成。

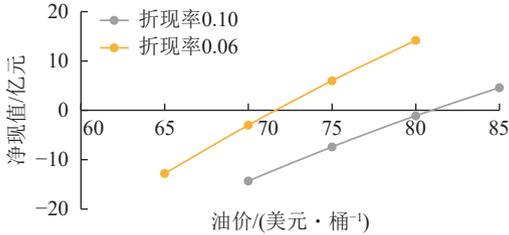


图1 不同基准收益率下项目经济效益

Fig. 1 Economic benefits under different benchmark internal rates of return

3.2.2 财税金融政策影响

统一用 6% 的基准收益率。贷款利率 5% 时，油价高于 71.7 美元/桶时项目效益达标；CCUS-EOR 项目享有利率 1.75% 的低息绿色贷款时，临界油价为 66.9 美元/桶；1.75% 的低息贷款且免征石油特别收益金时，临界油价为 66.4 美元/桶，70 美元/桶以上油价时免征特别收益金对项目效益影响明显；仅输送管道无息贷款，油价高于 67.9 美元/桶有效益，65 美元/桶低油价下依然没有经济性；将全流程 CCUS 项目视为清洁负碳技术给予无息贷款时，临界油价 64.5 美元/桶。若将长距离输送管道视为应对气候变化基础设施予以无息贷款，由国家出资建设，油价高于 59.2 美元/桶即有效益（图 2）。

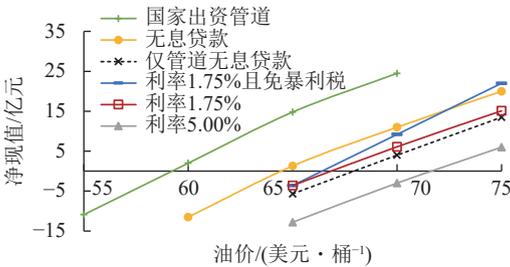


图2 不同财税金融政策的项目经济效益

Fig. 2 Economic benefits under different financial and tax policies

3.2.3 碳交易或碳减排补贴影响

统一在低息贷款下测算。CCUS-EOR 项目贷款利率 1.75% 时，临界油价为 66.9 美元/桶；假如 CCUS 项目的净埋存部分（总注入量扣除循环利用量和泄漏量）能在碳市场进行交易，交易价格 60 元/t 时，临界效益油价 62.9 美元/桶；交易价格 120 元/t 时，临界油价至 59.5 美元/桶。可见碳交易价格或地

方政府碳减排补贴对项目效益有较大影响（图 3）。在同步埋存阶段结束后^[29-30]，若继续采油而不转入纯粹埋存阶段（CCS），地下 CO₂ 被采出，给交易碳量认定带来不确定性，这是 CCUS 碳交易方法学研究的困难。提出 3 种解决办法：① 只允许按预测埋存量下限进行交易；② 只允许转入纯粹埋存阶段的后 CCUS-EOR 项目开展碳交易活动；③ 在碳交易合同中增加埋存减量补偿条款，若某项目在交易后出现埋存量少于交易碳量情况，CCUS 项目业主（售碳方）需通过捐款植树造林或返还部分资金途径填补埋存减少量。上述方法可以搁置久而未决的 CCUS 项目碳交易方法学争议。

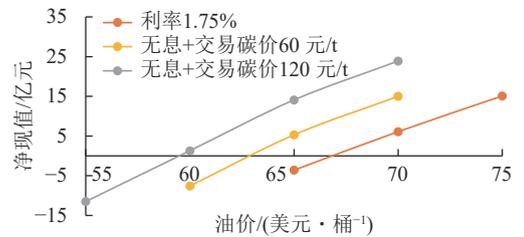


图3 碳交易价格对项目经济效益的影响

Fig. 3 Impact of carbon trading prices on the economic benefits

3.2.4 产量剖面不确定性影响

组系统性裂缝气窜会影响注气稳定性和项目平稳运行，会延迟整体产量见效^[31]。统一用贷款利率 5% 测算产量剖面变动影响（图 4）。正常见效时，产量剖面正常，油价高于 71.7 美元/桶时项目效益达标；如果裂缝发育，影响见效，将造成产量剖面后移，临界油价 74.2 美元（图 5）。因此要严格按文献 [1] 推荐的油藏参数范围与要求选择 CO₂ 驱试验区。

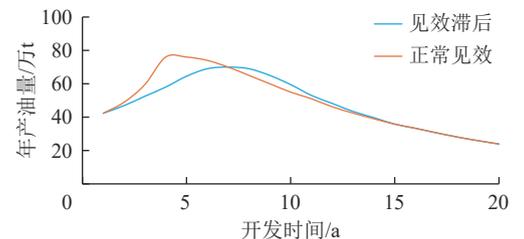


图4 见效滞后与正常见效产油量曲线

Fig. 4 Oil production curves with delayed and normal effects

3.3 大型项目的临界效益井口碳价对比

以 6% 的基准收益率，对比中石油、中石化建成或在建和规划的几个 CCUS 项目的临界效益下井口碳价（表 4），可见 4 个百万吨级大型项目的井口碳价均未超过 250 元/t，但有些项目可承受高碳价，与油藏条件有关。对于全流程项目，合理的出厂碳价需在统一的基准收益率下评价，并通过谈判

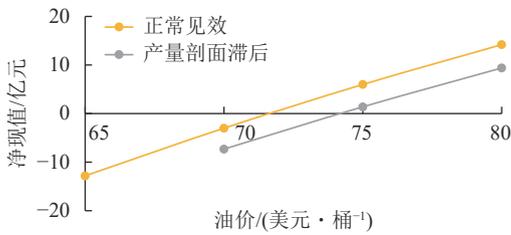


图 5 见效推迟对项目效益影响

Fig. 5 Impact of delayed effect on project benefits

表 4 若干 CCUS 项目临界效益下的井口碳价

Table 4 Wellhead carbon price under critical benefits of several CCUS projects

序号	项目名称	注入规模/ 万吨级	临界井口 碳价/(元·t ⁻¹)
1	吉林大情字井油田CCUS开发 ^[32]	400	236
2	大庆敖南油田CCUS-EOR开发 ^[33]	100	203
3	本文全流程项目(榆林— 安塞—定边)	300	40
4	胜利油田-齐鲁石化CCUS项目	100	242
5	辽河双229碳驱油碳埋存先导试验	5	270
6	南方朝6碳驱油碳埋存先导试验	5	405

确定。

4 结 论

1) 基于规模化 CCUS-EOR 项目技术与经济分析评价, 首次提出了复杂油藏 CCUS 工程滚动建设模式、统一三跨型项目经济评价基准收益率, 以及解决 CCUS 项目碳交易争议问题的办法等推动 CCUS 项目合作与产业发展的建议。

2) 从推动 CCUS 技术应用出发, 应弱化全流程项目的商业属性, 要逐步剥离 CO₂ 的商品属性。不论采取哪种合作模式, 产业链上每个环节都应采取统一且较低的基准内部收益率, 考虑国民经济增长, 建议 2030 年前不高于 6%; 石油企业间开展 CCUS 项目合作时还需用统一且合理的油价。有关企业需为此类项目制定专门的经济评价参数取值办法。

3) 国家主管部门应将负碳 CCUS 技术视为清洁技术, 国有银行等金融机构应将 CCUS 项目等同清洁新能源项目对待, 施行 1.75% 的低息绿色贷款, 携手化石能源企业为规模化 CCUS 项目应对气候变化和端牢能源饭碗做出更务实的努力。

4) 将驱油类 CCUS 项目纳入全国碳交易体系或自愿减排机制, 采取后 CCUS 项目碳交易、埋存减量绿色补偿、埋存量下限交易等办法, 可解决

CCUS 项目碳交易方面的争议。

5) 要高度重视 CCUS-EOR 项目选区工作, 杜绝在组系性裂缝发育或储层物性过差油藏注气, 从根本上保障项目正常见效与平稳运行。复杂油藏须采取滚动建设模式有序开展 CCUS-EOR 规模实践。

参考文献 (References):

- [1] 中国石油天然气股份有限公司. 中国石油天然气股份有限公司 CCUS-EOR 开发方案编制与管理指导意见 [油气新能源 (2022)490 号] [R]. 北京: 中国石油天然气股份有限公司, 2022.
- [2] 生态环境部规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2023) [R]. 北京: 生态环境部, 2023.
- [3] 清华大学气候变化与可持续发展研究院. 中国长期低碳发展战略与转型路径研究: 综合报告 [M]. 北京: 中国环境出版集团, 2021.
- [4] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究 [J]. *中国工程科学*, 2021, 23(6): 70-80.
ZHANG Xian, LI Yang, MA Qiao, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China [J]. *Strategic Study of CAE*, 2021, 23(6): 70-80.
- [5] 王高峰, 秦积舜, 孙伟善, 等. 碳捕集、利用与封存案例分析及产业发展建议 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2020.
- [6] 秦积舜, 李永亮, 吴德彬, 等. CCUS 全球进展与中国对策建议 [J]. *油气地质与采出率*, 2020, 27(1): 20-28.
QIN Jishun, LI Yongliang, WU Debin, et al. CCUS global progress and China's policy suggestions [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 20-28.
- [7] 赵鲁涛, 李丰荣, 李照源, 等. 中国绿色低碳经济政策: 进展与展望 [J]. *绿色矿山*, 2023, 1(1): 128-137.
ZHAO Lutao, LI Fengrong, LI Zhaoyuan, et al. China's green and low-carbon economic policies: progress and prospects [J]. *Journal of Green Mine*, 2023, 1(1): 128-137.
- [8] 俞凯, 刘伟, 陈祖华, 等. 陆相低渗透油藏 CO₂ 混相驱技术 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2016.
- [9] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 注二氧化碳提高石油采收率技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- [10] 王峰. CO₂ 驱油及埋存技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- [11] 王高峰, 祝孝华, 潘若生, 等. CCUS-EOR 实用技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
- [12] 王香增. 低渗透砂岩油藏二氧化碳驱油技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- [13] 郑明科, 胡建国, 黄伟, 等. 长庆油田低渗透砂岩油藏 CO₂ 驱油技术与实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2023.
- [14] 黄斌, 许世森, 邵时旺, 等. 燃煤电厂 CO₂ 捕集系统的技术与经济分析 [J]. *动力工程*, 2009, 29(9): 864-867, 874.
HUANG Bin, XU Shisen, GAO Shiwang, et al. Techno-economic analysis on a CO₂ capture system for coal-fired power plants [J]. *Journal of Power Engineering*, 2009, 29(9): 864-867, 874.
- [15] 徐冬, 刘建国, 王立敏, 等. CCUS 中 CO₂ 运输环节的技术及经济性分析 [J]. *国际石油经济*, 2021, 29(6): 8-16.
XU Dong, LIU Jianguo, WANG Limin, et al. Technical and

- economic analysis on CO₂ transportation link in CCUS[J]. *International Petroleum Economics*, 2021, 29(6): 8–16.
- [16] 中国石油吉林油田分公司. 吉林黑 59/黑 79 CO₂ 驱先导试验方案 [R]. 北京: 中国石油勘探与生产分公司, 2007.
- [17] 牛红伟, 郜时旺, 刘练波, 等. 燃煤烟气全流程 CCUS 系统的技术经济分析 [J]. *中国电力*, 2014, 47(8): 144–149.
- NIU Hongwei, GAO Shiwang, LIU Lianbo, et al. Technical and economic evaluation of whole-process CCUS[J]. *Electric Power*, 2014, 47(8): 144–149.
- [18] 中国石油吉林油田分公司. 大情字井油田 50 万吨 CO₂ 驱总体开发方案 [R]. 北京: 中国石油勘探与生产分公司, 2011.
- [19] 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): 29.
- CHEN Guoli, XIANG Dong, LI Yan. Economic evaluation method and index of carbon dioxide flooding and storage project[J]. *Chemical Enterprise Management*, 2014(29): 29.
- [20] 付迪, 唐国强, 赵连增, 等. CCUS 全流程经济效益分析 [J]. *油气与新能源*, 2022, 34(5): 109–115.
- FU Di, TANG Guoqiang, ZHAO Lianzeng, et al. Analysis on the economic benefit of the whole process of CCUS[J]. *Petroleum and New Energy*, 2022, 34(5): 109–115.
- [21] 吴秀章. 中国二氧化碳捕集与地质封存首次规模化探索 [M]. 北京: 科学出版社, 2013.
- [22] 钟林发, 林千果, 王香增, 等. 碳捕集与封存-提高石油采收率全流程经济性评价模型 [J]. *现代化工*, 2016, 36(11): 7–10.
- ZHONG Linfa, LIN Qianguo, WANG Xiangzeng, et al. Economic evaluation of carbon capture and storage-enhanced oil recovery technology[J]. *Modern Chemical Industry*, 2016, 36(11): 7–10.
- [23] 王高峰, 郑雄杰, 张玉, 等. 适合二氧化碳驱的低渗透油藏筛选方法 [J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(3): 358–363.
- WANG Gaofeng, ZHENG Xiongjie, ZHANG Yu, et al. A new screening method of low permeability reservoirs suitable for CO₂ flooding[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 358–363.
- [24] 刘牧心, 梁希, 林千果. 碳中和背景下中国碳捕集、利用与封存项目经济效益和风险评估研究 [J]. *热力发电*, 2021, 50(9): 18–26.
- LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo. Economic analysis and risk assessment for carbon capture, utilization and storage project under the background of carbon neutrality in China[J]. *Thermal Power Generation*, 2021, 50(9): 18–26.
- [25] 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, 122.
- MENG Xin, LUO Dongkun. Economic evaluation method for CO₂ enhanced oil recovery project[J]. *Technology Economics*, 2014, 33(12): 98–102, 122.
- [26] 人民政协网. 全国政协委员戴厚良: 加快建设能源超级盆地 [EB/OL]. (2024-03-08)[2024-03-10]. <https://www.rmzxb.com.cn/c/2024-03-08/3505911.shtml>.
- [27] 王高峰, 胡永乐, 宋新民, 等. 低渗透油藏气驱产量预测新方法 [J]. *科学技术与工程*, 2013, 13(30): 8905–8911.
- WANG Gaofeng, HU Yongle, SONG Xinmin, et al. New theory of oil production prediction in gas flooding tight reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(30): 8905–8911.
- [28] 何东博, 王正茂, 王高峰, 等. CCUS-EOR 油藏工程设计技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2023.
- [29] 王高峰, 秦积舜, 黄春霞, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱同步埋存量计算 [J]. *科学技术与工程*, 2019, 19(27): 148–154.
- WANG Gaofeng, QIN Jishun, HUANG Chunxia, et al. Calculation of carbon dioxide simultaneous sequestration potential in low permeable reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(27): 148–154.
- [30] 廖广志, 何东博, 王高峰, 等. 终极埋存情景下二氧化碳驱油极限采收率探讨 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(6): 1262–1268.
- LIAO Guangzhi, HE Dongbo, WANG Gaofeng, et al. Discussion on the limit recovery factor of carbon dioxide flooding in a permanent sequestration scenario[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(6): 1262–1268.
- [31] 王高峰. 注气开发低渗透油藏见气见效时间预报方法 [J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(34): 18–23.
- WANG Gaofeng. New theory of gas emergence time prediction in gas flooding tight reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14(34): 18–23.
- [32] 中国石油吉林油田分公司. 吉林大情字井油田 CCUS 开发概念设计 [R]. 北京: 中国石油油气与新能源分公司, 2024.
- [33] 中国石油大庆油田有限责任公司. 敖南油田 CCUS-EOR 开发方案(一期)[R]. 北京: 中国石油油气与新能源分公司, 2022.