

文章编号: 1000-0747(2023)04-0862-10 DOI: 10.11698/PED.20220771

二氧化碳捕集、驱油与封存项目碳减排量核算方法

汪芳^{1,2}, 廖广志³, 苏春梅³, 王峰⁴, 马建国³, 杨永智^{1,2}

(1. 提高油气采收率全国重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国石油油气和新能源分公司, 北京 100007; 4. 中国石油吉林油田公司二氧化碳开发公司, 吉林松原 138000)

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技项目“CCUS/CCS体系技术经济评价与发展规划研究”(2021ZZ01-06); 中国石油天然气股份有限公司科技项目“典型低品位油藏储层定量刻画及不同流动单元表征研究”(2021DJ1101)

摘要: 针对 CO₂ 捕集、驱油与封存 (CCUS-EOR) 项目全流程温室气体减排量化和核证的难点, 在温室气体自愿减排项目方法学框架下, 通过研究项目各工艺环节核算边界、基准线排放和项目排放量核算方法、散逸和泄漏量化与预测模型, 建立 CCUS-EOR 项目碳减排量核算方法, 为 CCUS-EOR 项目温室气体减排量化提供核证依据。结合吉林油田 CCUS-EOR 工业示范项目全流程能耗、散逸和泄漏排放监测的实际数据进行核算, 项目在现有 80% 封存率下的净减排效率约为 91.1%。不同浓度和规模的 CCUS-EOR 项目碳减排量核算和预测表明, 在项目核算边界内, 燃煤电厂为代表的低浓度气源 CCUS-EOR 项目年核证净减排效率约为 37.1%, 天然气制氢为代表的高浓度气源 CCUS-EOR 项目年核证净减排效率约为 88.9%。该方法适用于核证计入期内多种基准线情景下 CCUS-EOR 项目的碳减排量核算, 可为企业 CCUS-EOR 项目布局与产业规划提供决策依据。

关键词: CO₂ 捕集、驱油与封存 (CCUS-EOR); 碳减排量核算; 核算边界; 基准线排放

中图分类号: TE122.1 文献标识码: A

Carbon emission reduction accounting method for a CCUS-EOR project

WANG Fang^{1,2}, LIAO Guangzhi³, SU Chunmei³, WANG Feng⁴, MA Jianguo³, YANG Yongzhi^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, Beijing 100083, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 3. PetroChina Oil & Gas and New Energy Company, Beijing 100007, China; 4. Carbon Dioxide Development Company, PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan 138000, China)

Abstract: It is difficult to quantify and certify the greenhouse gas (GHG) emission reduction in the entire process of a project of carbon capture, utilization and storage (CCUS)-enhanced oil recovery (EOR). Under the methodological framework for GHG voluntary emission reduction project, the carbon emission reduction accounting method for CCUS-EOR project was established after examining the accounting boundaries in process links, the baseline emission and project emission accounting methods, and the emission and leakage quantification and prediction models, in order to provide a certification basis for the quantification of GHG emission reduction in the CCUS-EOR project. Based on the data of energy consumption, emission and leakage monitoring of the CCUS-EOR industrial demonstration project in Jilin Oilfield, the net emission reduction efficiency is determined to be about 91.1% at the current storage efficiency of 80%. The accounting and prediction of carbon emission reduction for CCUS-EOR projects with different concentrations and scales indicate that within the project accounting boundary, the certified net emission reduction efficiency of the low-concentration gas source CCUS-EOR projects represented by coal-fired power plants is about 37.1%, and the certified net emission reduction efficiency of the high-concentration gas source CCUS-EOR projects represented by natural gas hydrogen production is about 88.9%. The proposed method is applicable to the carbon emission reduction accounting for CCUS-EOR projects under multiple baseline scenarios during the certification period, which can provide decision-making basis for the planning and deployment of CCUS-EOR projects.

Key words: CCUS-EOR; carbon emission accounting; accounting boundary; baseline emission

引用: 汪芳, 廖广志, 苏春梅, 等. 二氧化碳捕集、驱油与封存项目碳减排量核算方法[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 862-871.

WANG Fang, LIAO Guangzhi, SU Chunmei, et al. Carbon emission reduction accounting method for a CCUS-EOR project[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 862-871.

0 引言

CO₂ 捕集、驱油与封存 (CCUS-EOR) 是指将工业

排放源中的 CO₂ 捕集后, 输送并注入到油藏驱替原油, 同时将 CO₂ 永久封存在油藏地质体中, 实现 CO₂ 减排。在中国碳达峰和碳中和背景下, CCUS (CO₂ 捕集、利

用与封存)/CCS(CO₂捕集、运输与封存)技术是实现双碳目标的主要的负碳技术之一,预计碳中和时期每年具备(10~16)×10⁸t CO₂封存规模的市场潜力。同时CCUS/CCS技术也是火电、水泥和钢铁行业等难以深度脱碳的煤基工业部门的托底碳中和路径^[1-2]。CCUS-EOR的规模减排能力使其成为最主要的CCUS技术之一。CCUS-EOR技术碳减排量化及核证研究是评估净减排量、重新定位减排贡献和产业规划的基础,也是推动CCUS-EOR项目纳入碳交易市场、实现碳汇效益的必要前提。

目前CO₂地质封存项目多以CCS项目温室气体排放核算方法为主,包括指南、标准规范和框架性方法,不涉及CO₂驱油环节。联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)国家温室气体清单指南提出的CCS项目CO₂质量控制方法学适用于各种工业排放源碳捕集、运输及油藏/盐水层封存的CCS项目活动,但受泄漏监测技术限制,方法学中未提供相关相应减排量的计算方法^[3]。2012年德班世界气候大会将CCS纳入符合清洁发展机制的活动清单,但除联合国气候变化框架公约(UNFCCC)公布的CCS项目核证减排量(CER)核算方法学模板外,并无实际运行CCS项目应用该方法学。CO₂捕集、运输和封存技术委员会(ISO/TC 265)在ISO标准框架下建立了CCS技术全流程量化与核查标准,目前该标准暂未通过^[4]。美国国家环境保护局(EPA)的《CO₂地质封存地下注入控制井场表征指南》是在封存地质体油藏精细描述、油藏适应性分析和潜力评价等基础上建立的涵盖预测、计算和监测等多角度的CO₂地质封存量计算和核证体系^[5]。

CO₂驱油与封存环节用能装置多且分散,工艺泄放和泄漏路径较多,因此现有CCS项目温室气体减排量核算方法无法用于CCUS-EOR项目全流程碳减排量核算。国内外现有的CCUS-EOR技术碳排放量核算方法的研究均处于初期阶段,主要技术问题是CO₂减排量化核证和泄漏监测。CO₂捕集、运输和驱油过程中各工艺环节核算边界不明晰,装置泄漏和应急泄漏潜在路径梳理和量化难度较大,CO₂在地层中的运移和封存状态及井筒、地层泄漏的监测技术仍需要发展和完善,全生命周期封存量和安全性的预测和核证在较长时间内依然是CCUS-EOR项目核证减排量签发的限制因素。

随着中国碳市场的建立和逐步扩大,国家发展和改革委员会根据国内节能减排项目特点,备案了189个温室气体自愿减排方法学。对温室气体减排效果进

行量化核证,中国核证减排量(CCER)进入碳市场交易,在全国碳排放权交易市场中发挥了重要的抵消机制作用。目前国内正在研究将CCUS-EOR项目开发为温室气体减排项目,论证纳入全国碳市场的可行性。

本文针对CCUS-EOR项目各环节CO₂排放量化核证、散逸和泄漏路径梳理以及泄漏量化等难点,在国内已备案的温室气体自愿减排项目方法学框架下,提出适用条件和项目核算边界的确定方法,探索不同基准线情景及基准线排放量,梳理CCUS-EOR项目排放、散逸和泄漏途径,构建CCUS-EOR和CCS项目碳减排量核算方法和监测方法,为准确核算多种情景CCUS-EOR项目全流程净减排量提供方法依据。

1 核算方法理论依据

1.1 项目边界确定

CCUS-EOR项目边界包括项目所有耗能工艺设备所在的地域和项目所有潜在泄漏路径的预测扩散范围,分为地面工艺地理核算边界、地下CO₂运移边界以及泄漏核算边界3部分(见图1)。

CCUS-EOR项目地面工艺地理核算边界涵盖了CO₂捕集、运输和驱油封存3个独立环节,应分别确定各自的核算边界,便于项目基准线情景的确定和排放量的核算。其中CO₂捕集环节核算边界起点为捕集装置,终点为压缩机组出口计量装置,包含边界内其他耗能装置;CO₂运输环节核算边界起点为管道或罐车(船舶)入口计量装置,终点为油田接收计量站计量装置,包含CO₂管道、车船、增压和监测设备等所有耗能装置;CO₂驱油与封存环节核算边界起点为CO₂注入系统计量站,终点为动态分布的地面和大气泄漏监测装置,包含注采、集输、回收处理和循环注入的地面密闭工艺装置系统。

地下CO₂运移边界是指CO₂自注入井进入地层后在油藏中波及的范围。在此过程中部分CO₂通过溶于地层水、与岩石反应成矿固化和地层吸附等方式永久滞留并封存地下,部分CO₂溶于原油或作为伴生气采出。地下运移边界由CO₂驱流体运移监测方法与技术确定,可以直观反映CO₂驱替前缘运移情况^[6]。地下CO₂运移边界的确定是CO₂封存泄漏监测布点经济性和有效性的基础,决定了CCUS-EOR项目泄漏量核算的准确度。

泄漏核算边界的确定需要甄别地面工艺和地下封存的泄漏路径,包括捕集、运输和驱油过程中因装置泄漏、管线泄漏、应急泄放的地面工艺CO₂散逸和泄

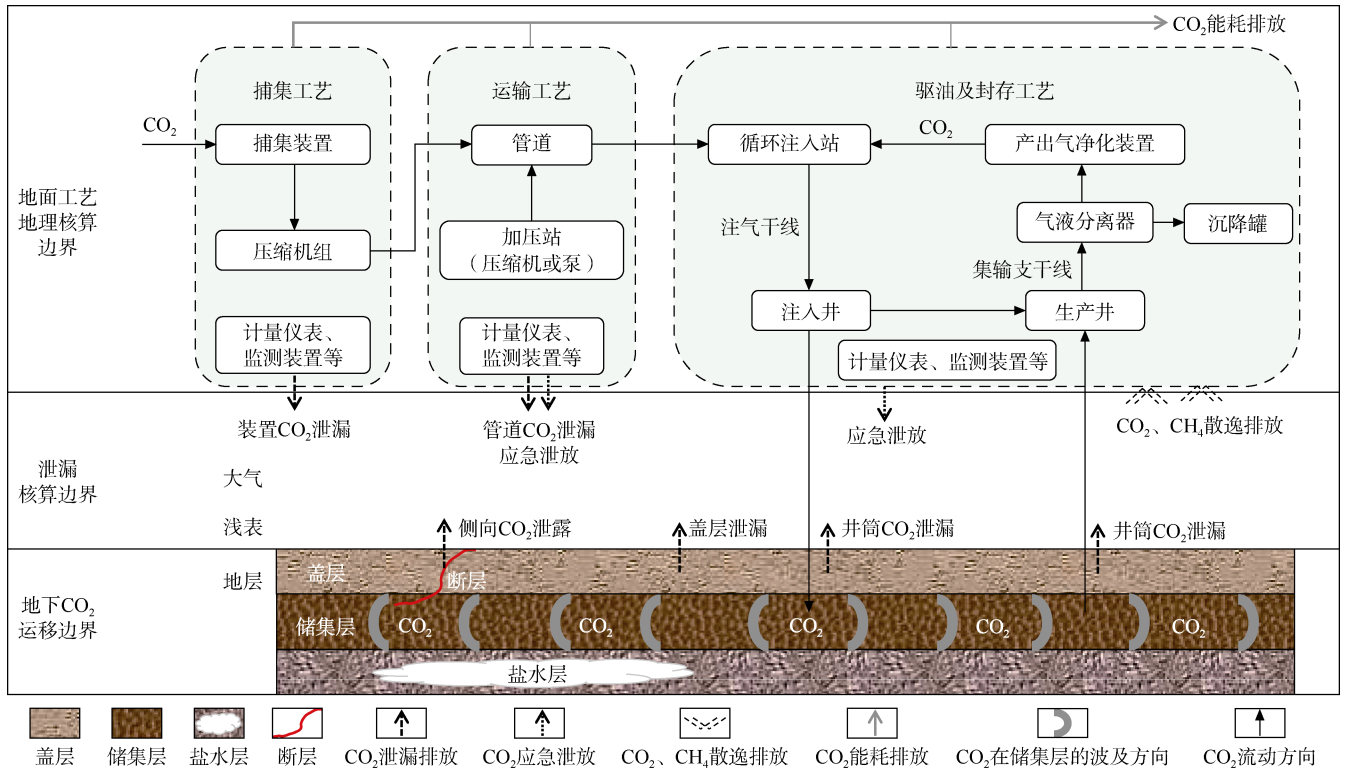


图1 CCUS-EOR项目核算边界图

漏路径，以及封存于地质体中的 CO₂ 通过盖层泄露、井筒泄漏和侧向泄漏的封存泄漏路径，通过建立全过程散逸和泄漏模型预测 CO₂ 在地层、浅表和大气中扩散的空间范围。

CCUS-EOR 项目碳减排量核算也需分为核证周期内碳减排量和全周期碳减排量核算。由于 CO₂ 在地层内的运移空间和潜在散逸、泄漏路径的预测空间范围存在差异，核证周期内和全周期的碳减排量边界有所不同，泄漏监测范围也应随之变化，全周期碳减排量核算边界应按照国家对 CCUS-EOR 项目封场后地质封存安全期时限进行预测。

1.2 CCUS-EOR 项目基准线情景确定和基准线排放量计算

CCUS-EOR 项目需要甄别在没有该项目活动时，捕集、运输和驱油封存 3 个独立核算边界内的可代替情景，确定各自的基准线情景并加以组合。分析各种情景下全流程工艺用能结构和泄漏路径，以此作为项目碳减排量核算的基础。

在没有本次 CCUS-EOR 项目活动时，CO₂ 捕集环节的基准线情景，即碳源利用方式的可替代情景如图 2 所示，包括且不限于：C1，项目活动不作为温室气体自愿减排项目实施；C2，仍保持现状，即碳源直接排空；C3，制造者将 CO₂ 捕集后当作化工原料自用；C4，

制造者将 CO₂ 捕集后外售。CO₂ 运输环节的基准线情景应包括且不限于：T1，项目活动不作为温室气体自愿减排项目实施；T2，保持现状，无 CO₂ 运输活动；T3，采用罐车或船舶等运输；T4，采用管道运输。CO₂ 驱油和封存阶段的基准线情景是指没有本次 CCUS-EOR 或 CCS 项目活动时，油田开发方式和油气藏及盐水层利用方式的可替代情景，包括：O1，项目活动不作为温室气体自愿减排项目实施；O2，油藏仍保持现状，采用注水等其他开发方式生产；O3，油藏采用 CO₂ 驱油开发方式，未达到最大动用能力；O4，未动用油藏、废弃油气藏、盐水层等地质碳汇保持现状，不用于封存 CO₂；O5，废弃油气藏、盐水层等地质碳汇已封存 CO₂，未达最大动用能力。

基准线排放量应根据基准线情景下各环节温室气体实际排放量进行计算，包括 CO₂ 捕集量、捕集压缩和运输的能耗排放量、油田注水开发的能耗排放量和散逸排放量，排放量计算公式如下：

$$E_{B,y} = E_{C,y} + E_{cc,y} + E_{tr,y} + E_{EOR,y} + E_{s,y} - P_{C,y} \quad (1)$$

捕集压缩环节基准线排放量对应两种不同的情况：①基准线情景 C2 条件下该工艺设施需新建 CO₂ 捕集和压缩设备，此情境下基准线排放量计算方法见 (2) 式；②基准线情景 C3 和 C4 条件下已存在 CO₂ 捕集和压缩设备，减排量需选取捕集压缩装置剩余折

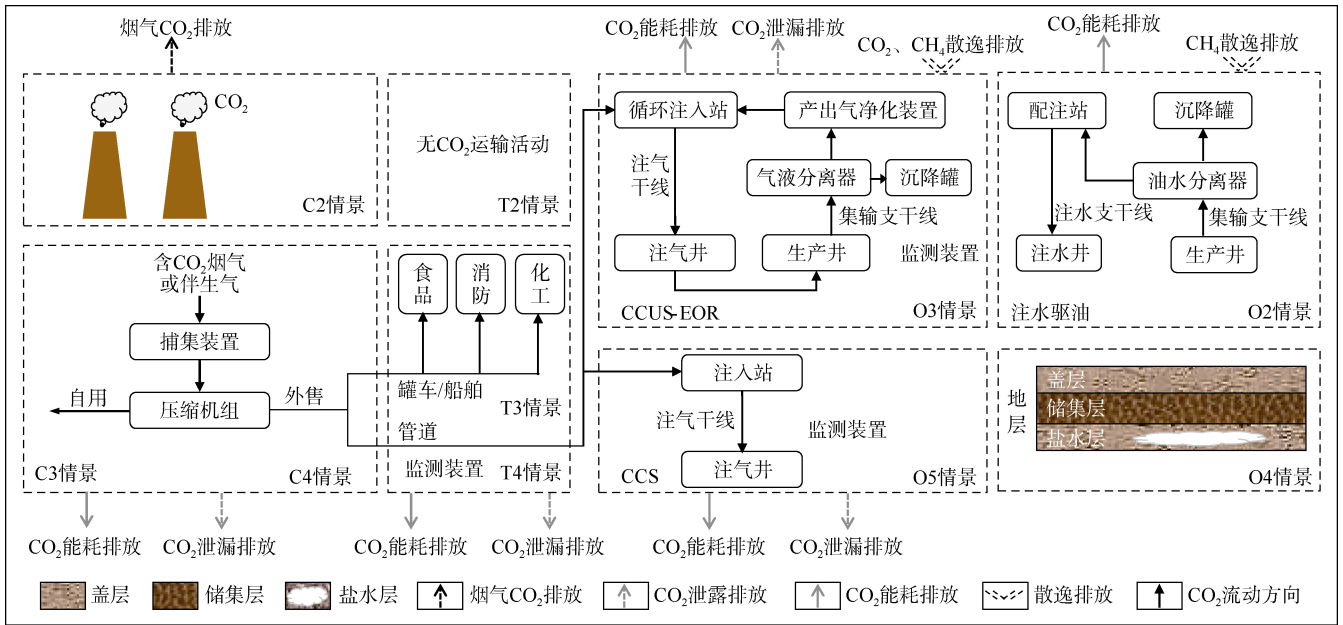


图2 CCUS-EOR项目基准线情景边界图

旧期时长和计入期时长两者间的较短期限进行计算，基准线排放量计算方法见(3)式。

$$E_{C,y} = P_{P,y} E_{ap} EF_e + \sum_{j=1}^{n_j} P_{P,y} EF_j F_{ap,j} NCV_j \quad (2)$$

$$E_{cc,y} = P_{C,y} E_{ac} EF_e + \sum_{j=1}^{n_j} P_{C,y} EF_j F_{ac,j} NCV_j \quad (3)$$

CO₂ 输送环节的基准线排放包括两种情况：①基准线情景 T2 下需新建 CO₂ 输送管道或采用罐车(船舶)输送，其基准线排放量为零；②基准线情景 T3 和 T4 条件下已存在 CO₂ 输送管道或罐车(船舶)，基准线排放量需评估项目计入期时长和输送量，以及现有管道剩余折旧期时长和容量，并选取较小值进行计算，计算方法见(4)式。

$$E_{tr,y} = P_{C,y} E_{at} EF_e + \sum_{j=1}^{n_j} P_{C,y} F_{at,j} EF_j NCV_j \quad (4)$$

开展 CO₂ 驱油封存或仅封存活动时的基准线排放情况有：①基准线情景 O2 下需新建 CO₂ 驱油封存地面工艺设备，基准线排放量计算见(5)式；②基准线情景 O3 条件下已有 CO₂ 注采、集输和循环回收等工艺设备，需评估设备容量和剩余折旧期时长，按(6)式计算基准线排放量；③基准线情景 O4 条件下的基准线排放为零；④基准线情景 O5 条件下已存在 CO₂ 封存工艺设备，在评估既有设备容量和折旧剩余时长的基础上采用(7)式计算基准线排放量。

$$E_{EOR,y} = Q_{w,y} E_{aw} EF_e + \sum_{j=1}^{n_j} Q_{w,y} F_{aw,j} EF_j NCV_j + E_{G,y} \quad (5)$$

$$E_{EOR,y} = Q_{C,y} E_{aE} EF_e + \sum_{j=1}^{n_j} Q_{C,y} F_{aE,j} EF_j NCV_j + E_{G,y} \quad (6)$$

$$E_{s,y} = Q_{Cs,y} E_{as} EF_e + \sum_{j=1}^{n_j} Q_{Cs,y} F_{as,j} EF_j NCV_j \quad (7)$$

1.3 额外性论证

现阶段利用 CCUS-EOR 项目减排温室气体是作为利益相关方主动承担社会责任和环境责任，在没有碳减排收益支持的条件下，项目投资内部收益率低于国家和行业适用的贴现率，项目不具有财务吸引力。因此项目额外性论证建议采用投资分析对项目进行简化论证，证明 CCUS-EOR 项目在没有 CCER 支持情况下，存在财务效益指标偏低和技术风险等方面的障碍因素，通常理解为项目内部收益率小于 8%。

1.4 项目排放量核算

CCUS-EOR 项目排放包含项目活动电力和化石燃料消耗产生的碳排放和散逸排放。对 CCUS-EOR 项目实际排放量进行核算和量化需要明确项目边界内所有用能装置的用能类型、能源消耗量、散逸路径和散逸量。核算步骤为：①排查核算边界内所有排放源和排放类型；②确定不同类型用能的碳排放因子；③梳理 CO₂ 地面注采和集输工艺环节的排放、泄放和散逸点；④计量和监测能源消耗量及排放、泄放和散逸量，包含电表计数、化石能源购买合同、计量和监测仪表数据等；⑤根据排放类型、数据的可监测计量性和行业核算标准选择合适的核算方法。

CCUS-EOR 项目核算边界内碳排放来源于各环节

工艺装置消耗化石能源产生的直接排放和电力消耗产生的间接排放、工艺放空排放和地面工艺散逸排放。排放的温室气体主要是 CO₂，在油气生产环节会产生少量 CH₄ 排放（见表 1）。其中 CO₂ 捕集环节仅需考虑装置能耗的 CO₂ 排放量核算，运输环节和驱油封存环节在 CO₂ 用能排放核算的基础上，还需核算泄放和散逸 CO₂ 和 CH₄ 的排放量，包括管道检修通过截断阀室泄放的 CO₂ 气体、为保障油气安全生产通过装置泄放口或安全阀门泄放的 CH₄ 或 CO₂ 气体（如装置泄压排放、接转站和联合站放空排放等）、油气生产地面注采和集输工艺各环节散逸排放的 CO₂ 和 CH₄ 气体（包括注入压缩机、阀门、法兰、套管、储罐等压力设备）。以上排放量需按泄放口和散逸点分开进行核算。

表 1 CCUS-EOR 项目核算边界内排放来源和温室气体类型

核算边界	排放类型	排放来源	用能类型	温室气体类型	
				主要排放源	假定可忽略不计
捕集环节	能耗	装置电力消耗；解吸蒸汽消耗；压缩机耗电；计量、监测、仪表等其他设备能耗	电、煤等	CO ₂	N ₂ O、CH ₄
运输环节	能耗	管道用能和槽车化石能源消耗；压缩机/泵耗电（长距离管道增压）；计量、监测、仪表等其他设备能耗	电、汽油等	CO ₂	N ₂ O、CH ₄
	散逸	工艺泄放		CO ₂	N ₂ O、CH ₄
驱油封存环节	能耗	循环注入站能耗（包括外输泵、掺输泵、加热炉、压缩机、注入泵等设备能耗）；集输系统能耗（包括支线、三相分离等设备能耗）；CO ₂ 回收处理装置能耗（包括过滤分离设备、压缩机、变压吸附（PSA）装置等能耗）；计量、监测、仪表等其他设备能耗	电、天然气等	CO ₂	N ₂ O、CH ₄
	散逸	工艺泄放；地面工艺散逸排放		CO ₂ 、CH ₄	N ₂ O

项目碳排放量核算方法有 3 种：①排放因子法，主要应用于 CO₂ 捕集、压缩、运输和驱油等工艺能耗装置排放量核算，其中电力消耗 CO₂ 排放因子采用生态环境部发布的《关于做好 2023—2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》^[7]中参数（电网 CO₂ 排放因子为 0.570 3 t/(MW·h)），化石能源排放因子详见文献^[3]；②实测法，CO₂ 输送和油气生产过程中工艺泄放和散逸排放采用企业实测值进行核算；③缺省值法，油气生产地面工艺 CH₄ 散逸排放量的核算因子依据《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》^[8]中相关缺省值。

CCUS-EOR 项目排放量是项目电力和化石燃料消耗产生的 CO₂ 排放量、工艺泄放和散逸排放产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量的总和，核算公式如下：

$$E_{P,y} = E_{PC,y} + E_{PT,y} + E_{PE,y} + E_{PV,y} + E_{Pe,y} - P_{C,y} \quad (8)$$

CO₂ 捕集压缩、运输和驱油消耗的化石能源和电力所产生的碳排放，采用排放因子法计算：

$$E_{PC,y} = \sum_{i=1}^n (E_{C,i,y} EF_e + S_{C,i,y} EF_{s,y}) + \sum_{j=1}^{n_j} F_{C,j,y} NCV_j EF_j \quad (9)$$

$$E_{PT,y} = EF_e \sum_{i=1}^n E_{Tr,i,y} + \sum_{j=1}^{n_j} F_{Tr,j,y} NCV_j EF_j \quad (10)$$

$$E_{PE,y} = EF_e \sum_{i=1}^n E_{E,i,y} + \sum_{j=1}^{n_j} F_{E,j,y} NCV_j EF_j \quad (11)$$

CO₂ 输送、注入和集输管道在检修前，需通过截断阀室进行泄压，以排除管道维护和检修期间的安全隐患。CO₂ 注入过程中，如注入泵、增压泵和安全阀等出现故障，或地面其他装置出现泄漏等异常情况，需立即按操作要求进行停泵—减压—泄压等安全操作至注入系统恢复安全运行要求。泄压时采用泄压放空计量评价撬装装置对泄放 CO₂ 量和浓度进行计量和监测。泄压收集气通过撬装装置回收至注入系统则认为此部分泄放量计为零。若直接排空则核算公式如下：

$$E_{PV,y} = \rho_C \sum_{k=1}^{n_k} Q_k \varphi_{C,k} + \rho_G GWP \sum_{k=1}^{n_k} Q_k \varphi_{G,k} \quad (12)$$

CO₂ 在原油中溶解度较高，且随压力升高而升高，因此相比于注水开发，CO₂ 驱采出液更易乳化，除伴生 CO₂ 游离气外，油、水中溶解的 CO₂ 将在接转站、联合站、沉降罐等工艺装置解吸后散逸至大气中。此部分 CO₂ 散逸量难以直接计量，应采用实测法，通过测量不同温度压力条件下采出油、采出水、外输原油和净化处理水中的 CO₂ 溶解度进行计算。油气生产地面工艺 CH₄ 逸散排放优先采用实测值，若无则统一采用相关缺省值法核算。

$$E_{Pe,y} = \sum_{l=1}^{n_l} Q_{pl,l} (S_{pl,l} - S_{ow,l}) + GWP \sum_{m=1}^{n_m} N_{m,y} EF_{G,m} \quad (13)$$

1.5 泄漏量计算

CCUS-EOR 项目活动的潜在泄漏路径包括 CO₂ 运输导致的泄漏、油田地面注采和地层封存泄漏，计算如下。

$$E_{L,y} = E_{TL,y} + E_{WL,y} + E_{FL,y} \quad (14)$$

CO₂ 陆地运输方式有槽车运输和管道运输两种主要方式，CO₂ 捕集装置与终端 CO₂ 驱油与封存项目活动地点间由于槽车装卸损耗和管道密封性受损产生的 CO₂ 泄漏量计算如下：

$$E_{TL,y} = Q_{in,y} - Q_{out,y} \quad (15)$$

CO₂ 驱油与封存环节泄漏路径包括井筒泄漏和地层泄漏。当井筒完整性受到破坏时，注入井普遍存在较高的环空持续带压，井筒易发生泄漏。套管环空温度变化导致流体膨胀、井下作业对环空施加压力、井筒屏障系统功能下降或失效形成环空气体窜流均会导致井筒环空带压^[9]。温度和压力变化引起的环空带压可以通过井口泄压消除，不会形成持续带压，通过泄压放空计量装置计量和监测泄漏的 CO₂ 量和浓度。对于评价参数异常且经过多次泄压后仍环空带压的“隐患井”采取重新完井，以保障注气井安全，避免出现突发性井筒泄漏，该部分多次泄压且排空的 CO₂ 排放量以泄压监测计量数据进行核算，泄压收集气被回收则认定井筒泄漏量为零。井口突发泄漏量通常采用泄漏预测模型核算。CO₂ 驱出现井筒突发性泄漏时，泄漏量通常选择合适的泄漏预测模型和监测数据进行综合核算，保障结果的准确性，并通过井筒 CO₂ 泄漏安全风险评估的核证。目前 CO₂ 驱油井筒泄漏量预测模型有参考有毒气体的扩散模型、Drift Flux 模型等^[10-11]。井筒 CO₂ 泄漏量计算如下：

$$E_{WL,y} = \sum_{w=1}^{n_w} V_{WL,w,y} \rho_{C,w} \times 10^{-3} + T \sum_{w=1}^{n_w} Q_{ls,w,y} \varphi_{C,w} \times 10^{-3} \quad (16)$$

地层泄漏路径包括 CO₂ 沿封存地质体裂缝等运移的侧向泄漏和大时间尺度范围内的盖层渗透。注入储集层的 CO₂ 流体波及至断层或裂缝后向上部渗透层运移，CO₂ 进入该渗透层并有部分被滞留，若初始泄漏的 CO₂ 总量小于沿途各渗透层能够吸收的 CO₂ 总量，则泄漏的 CO₂ 不会运移到地表，否则即产生地表泄漏风险。地层泄漏量无法直接核算，需在核算边界内裂缝系统渗透率和各渗透层参数的基础上建立泄漏量预测模型计算，并结合地层、浅表和大气泄漏边界内的安全性监测进行定性与定量评估。通常 CO₂ 驱油与封存储集层上部存在多套渗透层和盖层，地层压力随泄漏呈递减趋势，在 CCUS-EOR 项目核证周期内 CO₂ 运移到地表的可能性较低。项目核证计入期内地层泄漏量计算需收集现场大气、浅表和地层 CO₂ 浓度监测计量数据，计算方法如下：

$$E_{FL,y} = \rho_C V_{lg,s,y} \sum_{s=1}^{n_s} (\varphi_{m,s,y} - \varphi_{b,s,y}) \quad (17)$$

对 CO₂ 封存体盖层完整性评价表明，盖层泄漏 CO₂ 涉及大时间尺度范围，短期内对地表影响较小，因此仅需在 CCUS-EOR 项目全周期碳减排量核算时考虑。地层泄漏预测量计算如下，当结果不为正值时，CCUS-EOR 项目地层泄漏量预测为零：

$$E_{FL,y} = \sum_{f=1}^{n_f} Q_{m,f,y} - \sum_{p=1}^{n_p} Q_{pl,p,y} \quad (18)$$

1.6 CCUS-EOR 项目减排量核算方法

CCUS-EOR 项目减排量的核算是在确定核算边界的基础上，选择合理的基准线情景，项目基准线排放量扣除项目排放量和泄漏量的净减排量，计算公式为：

$$E_{R,y} = E_{B,y} - E_{P,y} - E_{L,y} \quad (19)$$

2 需要监测的数据和参数

依据上述核算方法中减排量和泄漏量核算及预测所需数据参数，制定 CCUS-EOR 项目监测计划，建立项目全流程监测和计量系统，准确核算项目排放量和泄漏量，降低 CO₂ 驱油封存泄漏风险，保障长期安全有效 CO₂ 封存。

能耗数据监测的准确度是 CCUS-EOR 项目排放量核算的基础，主要通过项目各工艺环节用能节点的电表计数、化石能源使用台账或购买合同等手段监测计量，并作为项目碳排放量的源数据进行备份及核证。

多维度散逸和泄漏监测体系是准确预测和核算 CCUS-EOR 项目散逸量和泄漏量的基础，也是项目安全运行的保障。CCUS-EOR 项目散逸和泄漏监测系统的布点较为复杂，一套完整的项目散逸和泄漏监测系统包括 CO₂ 封存体地质裂缝/断层和盖层的数学建模及微地震监测、地表土壤碳通量监测、CO₂ 碳同位素监测、大气中 CO₂ 浓度监测和撬装泄放计量等。微地震监测可评估 CO₂ 注入后诱发裂缝等现象的可能性，监测 CO₂ 在储集层中驱替前缘的展布状态和优势方向^[12-13]，结合断层和裂缝分布，预测 CO₂ 沿裂缝运移方位，并以此确定浅表和大气监测边界。在确定 CO₂ 在储集层中波及范围和气窜井位置的基础上，以注气井（组）为监测单位布点监测土壤中 CO₂ 通量的变化，判定是否发生 CO₂ 地层泄漏。根据选井原则确定监测点，安装浅层监测井，利用 CO₂ 浓度检测仪对核算边界内的大气和地下水中的 CO₂ 浓度进行监测，以此建立井筒泄漏监测系统并有效监测井筒完整性。散逸监测包括定期开展 CO₂ 在采出游离气中含量和在油、水中溶解度的测量，以及管道、井筒和作业过程中 CO₂ 泄放量的计量。

3 案例分析

3.1 吉林油田 CCUS-EOR 工业示范项目碳减排量核算

吉林油田 CCUS-EOR 项目自 2007 年投产运行，是国内运行时间最长、规模最大的 CCUS-EOR 项目。

项目封存的 CO₂ 源自长岭 1 号气田白垩系营城组天然气伴生气, 该气藏 CO₂ 含量约为 20%, 为达商品天然气技术指标要求, 需经过氨法脱碳 (MDEA) 装置对 CO₂ 进行分离脱除。分离后的高浓度 CO₂ 经增压至 2.5 MPa 后, 以气相管道输送至黑 46 注入站, 按不同注入井的输送环境、距离、气量等因素, 经温度、压力及分离控制, 再次增压后通过管道输送到注气井组进行 CO₂ 驱油提高石油采收率。油井采出液经小环状掺输流程进入两相分离器, 分离后的 CO₂ 气经除油除水后, 进入 PSA (变压吸附法) 系统后与长岭气田来源气混合后再次注入油藏, 形成 CO₂ 循环注入。

吉林油田 CCUS-EOR 项目碳减排量核算边界起始于天然气净化厂 CO₂ 压缩机, 再经 11.3 km 输送管道运至油田 CO₂ 驱油与封存循环注采和集输系统, 终点为 CO₂ 地层和井筒泄漏预测范围。项目基准线排放为天然气净化分离后 CO₂ 排空及油田继续采用注水开发的能耗排放和散逸排放。项目排放来自新增用能装置能耗排放、散逸及泄漏排放。排放分析如下: ① CO₂ 源为天然气净化后的高浓度气源, 无捕集能耗。② 管道运输新增排放为压缩机电力消耗产生的间接排放。③ 黑 46 注入站内三级注入压缩机压缩电耗产生的排放是注入环节最主要的能耗排放, 自注入站分输至各注入井口的 CO₂ 管线无新增能耗。油气水三相自采出井进入混输管线后, 集结于接转站两相分离器, 此处对产出气体与油水混合物进行物理分离, 无新增能耗。伴生气净化工序新增排放来自多级除油除液装置及 PSA 系统电力消耗产生的间接排放。④ 散逸与泄漏排放量计算参数来自大气、地表和井筒等监测设备数据和泄漏预测模型, 为有效监测泄漏状况, 吉林油田优

化形成了“土壤碳通量-碳同位素-浅层监测井”监测方法^[14-15], 包括: 采用便携式红外 CO₂ 浓度监测器对近地表气体取样监测、采用 LI-8100 自动土壤碳通量测量系统监测土壤 CO₂ 浓度与通量、采用地下浅层监测技术监测目标层位内的流体组分。

土壤碳通量监测是目前国内外主要的泄漏监测技术, 适用于 CO₂ 驱油与封存全过程的泄漏监测。通过监测地表土壤中 CO₂ 通量变化, 与注入前背景值进行对比, 以判断项目封存 CO₂ 泄漏情况, 若碳通量增加 10% 以上, 可以判定为产生 CO₂ 地层泄漏。监测方法是以注入井为中心, 采用米字布点法, 在注气井的 8 个方向布设测试点。吉林油田 CCUS-EOR 项目模拟核证阶段土壤中碳通量监测值与项目未实施时的背景值差异在 -2.38%~2.77%, 说明该项目无地层泄漏。

地下浅层监测技术通过定期监测封存区域监测井内气样组分, 与背景值进行对比, 以判断 CO₂ 泄漏情况。若 CO₂ 浓度增加 10% 以上, 可以判断 CO₂ 产生泄漏。目前吉林油田监测井分析数据表明 CO₂ 浓度稳定, 变化小于 10%, 井筒无泄漏 (见表 2)。

表 2 吉林油田浅层监测井主要气体组分变化对比表

年份	组分占比/%			
	N ₂	O ₂	CH ₄	CO ₂
2019	76.240	20.640	0.002	0.180
2020	76.290	20.570	0.003	0.170
2021	78.400	20.480	0.003	0.170

通过收集吉林油田 CCUS-EOR 项目 2020 年和 2021 年各工艺环节用能装置能耗参数和监测设备数据, 依据碳减排量核算方法, 对项目各环节能耗、散逸泄漏和碳排放量进行核算, 结果见表 3。

表 3 吉林油田 CCUS-EOR 项目碳排放量核算汇总

年份	基准线排放量/t			项目排放量/t					泄漏量/t		项目减排量	
	水驱 CO ₂ 排放量	净购 CO ₂ 量	注入 CO ₂ 量	捕集	压缩	管道	注入	集输	管道	井筒、地层	净减排量/t	净减排效率/%
2020	17 809	198 630	245 852	0	8 804	0	8 888	17 809	0	0	180 938	91.09
2021	17 844	203 378	254 065	0	8 863	0	9 295	17 844	0	0	185 220	91.07

注: 其中水驱 CO₂ 排放量据水驱能耗监测数据; 净购 CO₂ 量、注入 CO₂ 量和管道泄漏量据流量计计数; 压缩、注入排放量据电表计数, 集输排放量据电表计数、化石能源使用台账等; 井筒、地层泄漏量据“土壤碳通量-碳同位素-浅层监测井”监测数据

如表 3 所示, 吉林油田 CCUS-EOR 项目在现有 80% 的埋存率下, 净减排效率约为 91.1%。吉林油田现阶段约 20% 注入 CO₂ 气体需经过净化后再循环, 随着项目运行阶段推进, CO₂ 注入倍数不断扩大, 通常从 0.5~0.6 倍烃类孔隙体积开始, CO₂ 埋存效率逐步降低, 因此传统的 CO₂ 驱项目方案设计注入量通常不到 0.6 倍烃类孔隙体积即终止注气^[16]。伴生气产量增加导

致净化循环和注入气压缩工艺耗能产生的碳排放量随之增加, 项目净减排效率会逐步降低。需合理调控, 扩大波及体积、减缓气窜, 降低注入 CO₂ 无效循环。

3.2 不同浓度和规模的 CCUS-EOR 项目碳减排量核算

选择吉林油田短距离内燃煤电厂和长距离的炼化制氢工艺高浓度伴生气为气源供给方, 模拟估算百万吨级低浓度气源 CCUS-EOR 项目和 40×10⁴ t 级高浓度

气源 CCUS-EOR 项目全流程碳减排量。实际运行百万吨低浓度 CCUS-EOR 项目应以核证周期内各年度实测数据核算项目排放量和泄漏量。

低浓度气源 CCUS-EOR 项目的 CO₂ 捕集环节核算边界起始于捕集装置引风机，终点为压缩液化装置，主要用能装置包括吸收塔、解吸塔、压缩机组等。捕集装置进口原料气 CO₂ 体积分数约为 15%，温度 50~60℃，压力 0.1 MPa，捕集压缩后出口 CO₂ 气体体积分数大于 99.5%（干基）。在国内已投运的 CCUS-EOR 示范项目中，电力行业 CO₂ 捕集能耗为 1.6~3.5 GJ/t，煤化工行业由于捕集源和捕集技术的差异性，能耗为 0.7~2.5 GJ/t^[1]。综合多个低浓度燃煤电厂烟气 CO₂ 捕集方案的工艺运行能耗参数，捕集 1 t CO₂ 的二次排放量约为 0.523 t，其中电力消耗产生的排放约为 0.125 t，蒸汽（压力 0.4 MPa）消耗产生的排放约为 0.37 t。电力和蒸汽消耗是低浓度气源 CO₂ 捕集能耗中最重要的部分。

高浓度气源 CCUS-EOR 项目中 CO₂ 体积分数超过 90% 的气源可直接压缩利用。核算边界内主要用能装置包括压缩机组、干燥器和冷凝器等。综合国内多个炼厂制氢工艺实际数据，压缩机进口原料气压力通常为 0.10~0.25 MPa，出口 CO₂ 体积分数视原料气组分有所差异，压力由输送要求确定，包括输送方式、输送距离、管径和地面高差等。

短距离管道不考虑沿途加压能耗，长距离管道根据项目投资经济性选择提高 CO₂ 气在管道入口的压力或者选择中途增设增压站。CO₂ 驱油与封存以吉林油田现有核算数据为基础进行扩大，默认地面一体化注采技术工艺密闭性好，储盖层封闭性完整，项目无地层及井口散逸和管道泄漏。

对低浓度模拟项目各环节能耗、散逸泄漏和碳排放量粗略核算和预测，项目 CO₂ 基准线排放量为 109.1×10⁴ t/a，其中低浓度烟气排放量为 100×10⁴ t/a，注水驱油基准线排放量为 9.1×10⁴ t/a。实施 CCUS-EOR 后，项目 CO₂ 排放量为 72×10⁴ t/a，其中捕集新增电力和蒸汽的二次排放量约为 52.3×10⁴ t/a，CO₂ 压缩能耗排放量为 6.1×10⁴ t/a，CO₂ 驱油工艺能耗排放量为 13.6×10⁴ t/a。在管道和注采集输设备泄放 CO₂ 均被回收利用、全流程密闭一体化系统控制等条件下，项目核证期内不产生 CO₂ 泄漏，突发性泄漏和不可抗力产生的泄漏除外。项目通过捕集产生 CO₂ 减排量为 100×10⁴ t/a，但核证减排量仅约为 37.1×10⁴ t/a，净减排效率较低。

高浓度气源 CCUS-EOR 项目基准线排放和项目排放核算和预测结果为：项目 CO₂ 基准线排放量为 43.6×10⁴ t/a，项目排放量为 8.1×10⁴ t/a，包括 CO₂ 压缩净化的能耗排放量 2.7×10⁴ t/a 和 CO₂ 驱油工艺能耗排放量 5.4×10⁴ t/a，因缺少能耗占比最大的捕集能耗，高浓度气源 CCUS 项目的净减排效率可达 88.9%，净减排效率高。

现有低浓度 CO₂ 捕集技术能耗居高不下，以火电企业低浓度烟气为排放源的 CCUS-EOR 项目净减排效率低，中、低浓度 CO₂ 捕集需要加强技术研发和能效优化，减少二次排放。现阶段 CCUS-EOR 项目应以煤化工、制氢等高浓度气源或工业伴生气源为主，提高项目净减排效率和核证自愿减排量。

4 结论

CCUS-EOR 项目减排量核算结果受气源 CO₂ 浓度、地面工艺用能及能效、埋存效率、计量系统和泄漏监测技术等多种因素影响。吉林油田 CCUS-EOR 项目核算结果和模拟项目核算预测结果表明捕集烟气中的 CO₂ 浓度是影响 CCUS-EOR 项目净减排量最重要的因素，CO₂ 捕集需要变革性的技术和能效升级，以减少核算边界内项目排放量。捕集、运输和驱油封存各环节不同用能方式（电、天然气和煤炭等）导致项目排放差异较大，CO₂ 捕集、驱油与封存技术电气化程度升高，项目产生的二次排放量随之降低。

计量和监测数据的准确性和完整性是 CCUS-EOR 项目减排量核算的基础。CO₂ 驱注采环节目目前以油气水计量系统为主，难以获取地面工艺散失量的计量和监测数据，随着减排核算工作的推进，应按全流程各个节点的计量需求，建立完善的计量流程及工艺，形成标准计量体系，保障量化和核证所需基础数据详尽可查。CO₂ 驱油与封存泄漏监测布点不系统，智能化程度较低且缺乏连续实时监测数据，未形成符合核算要求的全覆盖智能化监测系统。为更加准确地核算 CCUS-EOR 项目泄漏量，核心任务是加快泄漏监测技术迭代、建立监测布点标准以及合理量化监测数据。

CCUS-EOR 项目全生命周期碳减排量包含项目运行期和封场后的项目总减排量，其中项目运行阶段的减排量为注入时长内累计减排量，封场阶段的排放量与国家限定的地质封存安全期时长和储盖层封闭安全性相关。封场安全期内发生地层泄漏，将在项目核证减排量中予以扣除。由于目前国内暂无已完成注入且处于封场阶段的 CCUS-EOR 项目，缺乏实际有效数据

支撑,本文暂不展开 CCUS-EOR 项目全生命周期碳减排量核算。

本方法符合 CCUS-EOR 技术的排放特点,适用于项目核证计入期内的碳减排量核算,可为企业 CCUS-EOR 项目布局与产业规划提供决策依据。

符号注释:

E_{ac} ——项目活动之前 3 年捕集压缩 CO_2 平均耗电量, $\text{MW} \cdot \text{h}/\text{t}$; E_{aE} ——项目活动之前 3 年 CO_2 驱开发时平均耗电量, $\text{MW} \cdot \text{h}/\text{t}$; E_{ap} ——项目活动之前 3 年工艺设备产品耗电量, $\text{MW} \cdot \text{h}/\text{t}$; E_{as} ——项目活动之前 3 年 CO_2 封存耗电量, $\text{MW} \cdot \text{h}/\text{t}$; E_{at} ——项目活动之前 3 年 CO_2 运输装置耗电量, $\text{MW} \cdot \text{h}/\text{t}$; E_{aw} ——项目活动之前 3 年水驱开发平均耗电量, $\text{MW} \cdot \text{h}/\text{t}$; $E_{B,y}$ ——第 y 年基准线排放量, t ; $E_{C,y}$ ——第 y 年工业设施尾气和伴生气的基准线排放量, t ; $E_{cc,y}$ ——第 y 年捕集压缩、运输 CO_2 电力和化石燃料消耗产生基准线排放量, t ; $E_{C,i,y}$ ——第 y 年 CO_2 捕集工艺中耗能设备 i 使用的电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$; $E_{E,i,y}$ ——第 y 年 CO_2 驱油封存工艺中耗能设备 i 使用的电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$; $E_{EOR,y}$ ——第 y 年驱油封存基准线排放量, t ; $E_{FL,y}$ ——第 y 年地层泄漏 CO_2 量, t ; $E_{G,y}$ ——第 y 年注水或注聚驱油生产各环节因设备泄漏产生的无组织 CH_4 逸散排放量, t ; $E_{L,y}$ ——第 y 年泄漏量, t ; $E_{P,y}$ ——第 y 年项目排放量, t ; $E_{PC,y}$ ——第 y 年捕集压缩消耗能源产生的碳排放量, t ; $E_{PE,y}$ ——第 y 年 CO_2 驱油封存消耗能源产生的碳排放量, t ; $E_{pe,y}$ ——第 y 年工艺散逸排放的 CO_2 和 CH_4 量, t ; $E_{PT,y}$ ——第 y 年运输 CO_2 消耗能源产生的碳排放量, t ; $E_{PV,y}$ ——第 y 年工艺泄放的 CO_2 和 CH_4 量, t ; $E_{R,y}$ ——第 y 年的减排量, t ; $E_{s,y}$ ——第 y 年未动用油藏、枯竭油藏和盐水层基准线排放量, t ; $E_{TL,y}$ ——第 y 年运输泄漏的 CO_2 量, t ; $E_{Tr,i,y}$ ——第 y 年 CO_2 运输工艺中耗能设备 i 使用的电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$; $E_{Tr,y}$ ——第 y 年捕集压缩、运输 CO_2 电力和化石燃料消耗产生基准线排放量, t ; $E_{WL,y}$ ——第 y 年井筒泄漏 CO_2 量, t ; EF_e ——电网平均 CO_2 排放因子, $0.5703 \text{ t}/(\text{MW} \cdot \text{h})$; $EF_{G,m}$ ——原油开采业务中设备 m 的 CH_4 逸散排放因子, $\text{t}/\text{个}$; EF_j ——捕集、压缩、运输和驱油封存各工艺使用的化石燃料 j 的碳排放因子, t/GJ ; $EF_{s,y}$ ——蒸汽 CO_2 排放因子, 优先采用供热单位提供的数据进行核算, 不能提供则取 $0.11 \text{ t}/\text{GJ}$; f ——裂缝编号; $F_{ac,j}$ ——项目活动之前 3 年捕集压缩 CO_2 燃料 j 平均消耗量, t/t ; $F_{aE,j}$ ——项目活动之前 3 年 CO_2 驱开发时燃料 j 平均消耗量, t/t ; $F_{ap,j}$ ——项目活动之前 3 年设备产品燃料 j 平均消耗量, t/t ; $F_{as,j}$ ——项目活动之前 3 年 CO_2 封存燃料 j 平均消耗量, t/t ; $F_{at,j}$ ——项目活动之前 3 年 CO_2 运输装置使用的燃料 j 平均消耗量, t/t ; $F_{aw,j}$ ——项目活动之前 3 年水驱开发燃料 j 平均消耗量, t/t ; $F_{C,j,y}$ ——第 y 年捕集工艺使用的化石燃料 j 的量, t ; $F_{E,j,y}$ ——第 y 年驱油封存工艺使用的化石燃料 j 的量, t ; $F_{Tr,j,y}$ ——第 y 年运输工艺使用的化石燃料 j 的量, t ; GWP —— CH_4 的全球变暖潜数值, t/t ; i ——耗能设备编号; j ——消耗的化石燃料类型;

k —— CO_2 驱泄放口编号; m ——原油开采业务中涉及到的设备编号; n ——耗能设备总数; n_f ——裂缝总数; n_j ——消耗的化石燃料类型总数, 当无化石能源消耗时, 取值为 0; n_k —— CO_2 驱泄放口总数, 当无工艺泄放时, 取值为 0; n_m ——原油开采业务中涉及到的设备总数; n_p ——渗透层总数; n_s ——监测点总数; n_t ——采出水、外输原油和净化水中 CO_2 溶解度监测的时间段总数, 当无监测活动次数时, 取值为 0; n_w ——泄漏总井数, 当无井筒泄漏时, 取值为 0; NCV_j ——化石燃料 j 的净热值, GJ/t ; $N_{m,y}$ ——第 y 年原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 个; p ——渗透层编号; $P_{C,y}$ ——第 y 年从工业设施尾气和伴生气中捕集的 CO_2 量, t ; $P_{P,y}$ ——第 y 年工业设备产品产量, t ; $Q_{C,y}$ ——第 y 年 CO_2 驱开发采出液总量, t ; $Q_{Cs,y}$ ——第 y 年封存 CO_2 总量, t ; $Q_{m,f,y}$ ——第 y 年裂缝 f 泄漏 CO_2 总量, 预测数据采用 CO_2 裂缝泄漏预测模型计算, t ; $Q_{m,y}$ ——第 y 年进入运输系统计量装置的 CO_2 量, t ; Q_k ——泄放口或散逸点 k 泄放或散逸的气体流量, 10^4 m^3 ; $Q_{s,w,y}$ ——第 y 年 w 井筒突发性气体泄漏速度, kg/s , 数据来自 CO_2 井筒泄漏预测模型和监测数据; $Q_{out,y}$ ——第 y 年交付到油田计量装置的 CO_2 量, t ; $Q_{pl,t}$ ——监测时间阶段 t 内 CO_2 驱采出液质量, t ; $Q_{pl,p,y}$ ——第 y 年渗透层 p 吸收 CO_2 量, 预测数据来自 CO_2 裂缝泄漏预测模型, t ; $Q_{w,y}$ ——第 y 年水驱开发原油预测产量, t ; s ——监测点编号; $S_{C,i,y}$ ——第 y 年 CO_2 捕集工艺中耗能装置 i 使用的蒸汽量, GJ ; $S_{pl,t}$ ——监测时间阶段 t 内采出液中 CO_2 溶解度, g/g ; $S_{ow,t}$ ——监测时间阶段 t 内外输原油和水中 CO_2 溶解度, g/g ; t ——采出水、外输原油和净化水中 CO_2 溶解度监测的时间段编号; T ——泄漏时间, s ; $V_{lg,s,y}$ ——第 y 年监测点 s 散逸气体体积, 来自 CO_2 地层泄漏扩散预测模型, m^3 ; $V_{WL,w,y}$ ——第 y 年 w 井筒泄放气体体积, m^3 ; w ——泄漏井筒编号; y ——核证年; $\varphi_{b,s,y}$ ——第 y 年监测点 s 未实施 CCUS 时大气 CO_2 背景体积分数, 10^{-6} ; $\varphi_{C,k}$ ——泄放点 k 泄放或散逸气体中 CO_2 的体积分数, %; $\varphi_{C,w}$ ——井筒 w 突发性泄漏气体中 CO_2 体积分数, 预测数据来自 CO_2 井筒泄漏预测模型, 无因次; $\varphi_{G,k}$ ——泄放点 k 泄放或散逸气体中 CH_4 的体积分数, %; $\varphi_{m,s,y}$ ——第 y 年监测点 s 的 CO_2 实测体积分数, 10^{-6} ; ρ_C 、 ρ_G —— CO_2 、 CH_4 气体在标准状态下的密度, $\rho_C=19.7 \text{ t}/10^4 \text{ m}^3$, $\rho_G=7.17 \text{ t}/10^4 \text{ m}^3$; $\rho_{C,w}$ ——井筒 w 泄放气中 CO_2 质量浓度, kg/m^3 。

参考文献:

- [1] 张贤, 李凯, 马乔, 等. 碳中和目标下 CCUS 技术发展定位与展望[J]. 中国人口·资源与环境, 2021, 31(9): 29-33.
ZHANG Xian, LI Kai, MA Qiao, et al. Orientation and prospect of CCUS development under carbon neutrality target[J]. China Population Resources and Environment, 2021, 31(9): 29-33.
- [2] 袁士义, 马德胜, 李军诗, 等. 二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 828-834.
YUAN Shiyi, MA Desheng, LI Junshi, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 828-834.
- [3] EGGELSTON S, BUENDIA L, MIWA K, et al. 2006 IPCC

- guidelines for national greenhouse gas inventories[R]. Tokyo: The Institute for Global Environmental Strategies, 2006.
- [4] ISO. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage (CCS): Quantification and verification: ISO/DIS 27920[S]. Geneva: ISO, 2020.
- [5] EPA. Underground injection control (UIC) program class VI well site characterization guidance: EPA 816-R-13-004[R]. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency, 2013.
- [6] 黄海东, 张亮, 任韶然, 等. CO₂ 驱与埋存中流体运移监测方法与结果[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(31): 9316-9321.
HUANG Haidong, ZHANG Liang, REN Shaoran, et al. Fluid migration monitoring in CO₂ EOR & storage: Methodology and results[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(31): 9316-9321.
- [7] 中华人民共和国生态环境部办公厅. 关于做好 2023—2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知[EB/OL]. (2023-02-07)[2023-02-08]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk/xxgk06/202302/t20230207_1015569.html.
General Office of the Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China. Notice on the management of greenhouse gas emission reports for enterprises in the power generation industry from 2023 to 2025[EB/OL]. (2023-02-07)[2023-02-08]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk/xxgk06/202302/t20230207_1015569.html.
- [8] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)[EB/OL]. (2014-12-03)[2022-10-12]. <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201502/W020190905507323097054.pdf>.
National Development and Reform Commission. Accounting methods and reporting guidelines for greenhouse gas emissions from Chinese petroleum and natural gas production enterprises (trial)[EB/OL]. (2014-12-03)[2022-10-12]. <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201502/W020190905507323097054.pdf>.
- [9] 张绍辉, 张成明, 潘若生, 等. CO₂ 驱注入井井筒完整性分析与风险评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(6): 90-95.
ZHANG Shaohui, ZHANG Chengming, PAN Ruosheng, et al. Integrity analysis and risk assessment of wellbore in CO₂ flooding[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2018, 33(6): 90-95.
- [10] 贾冰懿, 乐平, 康兴妹, 等. 低渗透油藏 CO₂ 埋存井筒泄漏风险评估模型[J]. 地球科学前沿, 2019, 9(3): 112-120.
- JIA Bingyi, LE Ping, KANG Xingmei. Leakage risk evaluation model for wells in the process of CO₂ storage in low permeability reservoirs[J]. Advances in Geosciences, 2019, 9(3): 112-120.
- [11] MAO Y L, ZEIDOUNI M, DUNCAN I. Temperature analysis for early detection and rate estimation of CO₂ wellbore leakage[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017, 67: 20-30.
- [12] 李军, 张军华, 谭明友, 等. CO₂ 驱油及其地震监测技术的国内外研究现状[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(1): 128-134.
LI Jun, ZHANG Junhua, TAN Mingyou, et al. Research status of CO₂ flooding and its seismic monitoring technologies[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(1): 128-134.
- [13] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与埋存技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727.
HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [14] 王国锋. 吉林油田二氧化碳捕集、驱油与埋存技术及工程实践[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 219-226.
WANG Guofeng. Carbon dioxide capture, enhanced-oil recovery and storage technology and engineering practice in Jilin Oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 219-226.
- [15] 宋新民, 王峰, 马德胜, 等. 中国石油二氧化碳捕集、驱油与埋存技术进展及展望[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 206-218.
SONG Xinmin, WANG Feng, MA Desheng, et al. Progress and prospect of carbon dioxide capture, utilization and storage in CNPC oilfields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 206-218.
- [16] 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.

第一作者简介: 汪芳(1982-), 女, 安徽宣城人, 硕士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事 CCUS 产业规划与政策研究。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院提高采收率研究中心, 邮政编码: 100083。E-mail: wangfang320@petrochina.com.cn

收稿日期: 2022-11-14 修回日期: 2023-06-13

(编辑 魏玮)