



中华人民共和国国家标准

GB/T XXXXX—XXXX

二氧化碳捕集、运输和地质封存 二氧化碳用于提高原油采收率

Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO₂-EOR)

(ISO 27916:2019)

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前 言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 记录 4

5 EOR 综合体描述、鉴定和建造 4

6 EOR 综合体内的密封保证和监测 6

7 建井 7

8 量化 7

9 记录保存和缺失数据 9

10 项目终止 10

附 录 A （资料性） 二氧化碳用于提高原油采收率的一般说明 12

附 录 B （资料性） 量化计算示例 21

附 录 C （资料性） 单位换算 27

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本标准等同采用ISO27916:2019《二氧化碳捕集、运输和地质封存 二氧化碳用于提高原油采收率》。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国环境管理标准化技术委员会（SAC/TC207）提出并归口。

本文件起草单位：中国石油集团安全环保技术研究院、中国标准化研究院、中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司、XX等。

本文件主要起草人：XX等。

二氧化碳捕集、运输和地质封存 二氧化碳用于提高原油采收率

1 范围

二氧化碳提高原油采收率(CO₂-EOR)是一项用于提高油田碳氢化合物采收率的技术。该过程包括在通常与石油混合的压力下,在油井中注入大量的特定状态的二氧化碳(CO₂),使其石油更自由地流向生产井。在大多数情况下,CO₂-EOR工程被设计为一个闭环系统,其中一些注入的CO₂与石油共同返回地面,然后在地上回收设施中分离后重新注入油藏,以达到循环利用。

本文件要求证明,注入工程储层的CO₂在石油生产活动期间及其后,能够保留在工程储层(或EOR综合体)中,不会释放到大气中。本文件规定了与CO₂-EOR操作相关联的储存的CO₂的量化,提供了CO₂-EOR工程场地的选择、表征或许可要求。

本文件适用于在石油和其他碳氢化合物强化采收作业中注入的CO₂,在CO₂-EOR 项目中,需要对长期储存的CO₂进行量化。考虑到一些CO₂-EOR项目将非人为排放CO₂与人为排放CO₂结合使用,本文件同样显示了如何利用分配比率来选择性计算相关储存CO₂的人为部分占比(见附件B)。

本文件设计的内容包括:

- (1) 在EOR综合体内安全、长期地控制CO₂;
- (2) 通过泄漏途径从EOR综合装置泄漏的CO₂;
- (3) 现场CO₂-EOR项目从井、设备或其他设施中损失的CO₂。

本文件不适用于对预计或正在发生的无碳氢化合物生产的储层中注入CO₂的量化。

本文件不包括以下内容:

- (1) 生命周期排放,包括但不限于捕获或运输CO₂产生的CO₂排放、燃烧或发电产生的现场排放以及所生产的碳氢化合物燃烧产生的CO₂排放;
- (2) CO₂在地面上的储存;
- (3) 地下CO₂的缓冲和季节性储存(类似于天然气储存);
- (4) 任何不涉及将CO₂注入地下的技术或产品;
- (5) 除CO₂以外的任何温室气体排放。

注意:一些主管部门可能要求对CO₂流中的其他温室气体组分进行量化。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

- ISO/IEC GUIDE 99:2007 国际计量学词汇 基础和通用概念及相关术语
ISO 27917: 2017 CO₂的捕集、运输和地质封存 术语 交叉术语
ISO 10795:2011 空间系统 项目管理和质量 词汇
SY/T 7440-2019 CO₂驱油田注入及采出系统设计规范
SY/T 6565-2018 石油天然气开发注CO₂安全规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

人为排放二氧化碳 anthropogenic carbon dioxide

CO₂是经燃烧、化学或分离过程（包括分离含烃流体或气体）产生的副产物，并排放到大气中（不包括对非人为排放CO₂的回收利用）。

注1：化学式“CO₂”与二氧化碳相同，本文件中“CO₂”与“二氧化碳”两种表述可互换使用。

注2：如果满足人为排放CO₂定义的CO₂未包括在人为排放CO₂关联封存的补充量化中（比如，在量化阶段之前，CO₂由CO₂-EOR项目接收并注入），则其通常被视为非人为排放CO₂。

3.2

关联封存 associated storage

与CO₂-EOR(3.4)相关联的CO₂封存，是专用碳氢化合物生产操作的固有结果。

注1：本文件的要求旨在确保与CO₂-EOR相关联的CO₂封存，与符合ISO 27914的CO₂地质封存一样有效。

3.3

当局 authority

具有管理或允许CO₂-EOR (3.4)、管理CO₂-EOR (3.4)关联封存或管理CO₂-EOR(3.4)关联封存量化法定权利的政府主管部门。

3.4

二氧化碳提高原油采收率 CO₂ enhanced oil recovery (CO₂-EOR)

通过向油藏中注入CO₂以生产原油的过程。

注1：CO₂提高采收率过程的详细解释见附录A。

3.5

二氧化碳提高原油采收率项目 CO₂ enhanced oil recovery project (CO₂-EOR project)

指提高采收率作业所必要的EOR综合体，地下设备，各类井，地表或海床以上设备，活动和资质授权，包括受当局监管的任何必要或要求的地面或地下授权。

3.6

二氧化碳注入井 CO₂ injection well

用于将CO₂注入生产层（3.19）的井。

3.7

二氧化碳流 CO₂ stream

CO₂为主要成分的流体。

注1：CO₂流通常包含杂质，并可包含添加到CO₂流中以提高原油采收率作业性能和/或便于CO₂检测的物质。

[来源：ISO 27917:2017, 3.2.10, 修改-注释增加“提高原油采收率作业的性能”]

3.8

封闭 containment

CO₂被一个有效圈闭（3.23）或圈闭组合限制在EOR综合体（3.10）内的状态。

3.9

封闭保证 containment assurance

证明CO₂-EOR项目（3.5）的特征和地质结构足以安全长期（3.21）封闭（3.8）CO₂，并且CO₂驱油是以确保CO₂封闭在EOR综合体内部的方式进行。

3.10

提高采收率综合体 enhanced oil recovery complex

生产层（3.19），圈闭（3.23），以及由运营商（3.16）定义的地下额外周围空间，在该综合体内，注入的CO₂将保持安全长期（3.21）封闭（3.8）。

3.11

注采比 injection-withdrawal ratio

基于相同的温度和压力条件下，在规定的周期内，注入生产层（3.19）的所有流体和气体的体积与从生产层采出的所有流体和气体的体积的比值。

3.12

泄漏 leakage

CO₂意外释放至大气，或从EOR综合体（3.10）脱离。

[来源：ISO 27917:2017, 3.2.14, 修改—增加至大气或从EOR综合体脱离]

3.13

泄漏途径 leakage pathway

CO₂从EOR综合体（3.10）中泄漏（3.12）的地质或人工通道。

3.14

损失 loss

CO₂从CO₂-EOR项目（3.5）中的泄漏（3.12）、预期释放和转移。

3.15

原生二氧化碳 native CO₂

在油气生产或任何CO₂注入之前，生产层（3.19）内存在的和固有的CO₂。

注1：原生CO₂也被称为原位CO₂。

3.16

运营商 operator

负责CO₂-EOR项目的实体（3.5）。

3.17

封井和废弃 plug & abandon

永久关闭井或井筒，以防止层间运移的流体进入地层、淡水含水层以及流出井筒。

注1：在大多数情况下，井筒中会设置一系列水泥塞，并在每个阶段进行流入或完整性测试以确保水力隔离。

3.18

终止后 post-termination

封存后的一段时间（3.22）。

3.19

生产层 project reservoir

向其中注入CO₂以生产有效或商业数量的碳氢化合物的地质储层。

3.20

量化阶段 quantification period

量化关联封存（3.2）的时间段。

3.21

安全，长期 safe, long-term

实施量化的系统认为关联封存环境安全所需的时期。

3.22

终止 termination

从停止量化关联封存（3.2）到生产层（3.19）停止生产以及井筒封堵和废弃的过程，除非当局另有要求（3.3）。

3.23

圈闭 trap

在低渗透封闭地层（盖层或密封层）下，任何单独或联合提供安全长期（3.21）封闭（3.8）的特征或机制，包括EOR综合体（3.10）内的孔隙空间（物理，地层或构造封存），岩石孔隙中水的毛细压力（残余封存），原位储层流体中的溶解（溶解封存），水动力封存，吸附于有机质或与地质流体反应生成各种矿物（化学封存）。

4 记录

4.1 目的

本条款的规定旨在促进安全、长期封存的文件记录以及相关储存量的量化。

4.2 现有数据的使用

由于在许多情况下，EOR 作业都是由现有的石油和天然气法规规定的，因此本文件中的文件和论证要求可以通过主管部门已经要求、持有、批准和提供的信息来满足。如果信息完全满足要求、并已经提供并且可以从主管部门获得，则不需要为本文件的目的再次开发此类信息。对可用信息的引用不包括由另一实体持有但作业者不可用的信息。

4.3 初始记录

在量化期开始时，应准备初始记录，其中应包括：

- a) EOR 综合体和工程系统的描述（见第 5 条）；
- b) 初始封存保证（见6.1.2）；
- c) 监测计划（见6.2）；
- d) 使用的量化方法（见第 8 条和附录 B）；
- e) 量化期开始时 EOR 综合体内先前注入的 CO₂ 的总质量（见8.5和附录 B）。

应向主管部门提供初始文件。

4.4 定期记录

应至少每年准备一次定期文件，并提供以下信息：

- a) 在文件所涉期间，以 CO₂ 质量的指定单位或可转换为质量的体积单位表示的相关储存量（见8.2 存储质量）；
- b) 自量化期开始以来，以 CO₂ 质量的指定单位或可转换为质量的体积单位表示的相关累计存储量（见8.2 存储质量）
- c) 用于量化相关存储量的公式或者数据，包括文件所述期间交付至 CO₂-EOR 项目的CO₂量和损失。（见第8条和附录B）
- d) 用于估计缺失数据的方法和9.2中所述的估计数量。
- e) 操作人员使用的量化方法和方式，包括准确度、精密度和不确定度（见第8条和附件B）
- f) 描述声明确认或者验证性质的声明，包括审核日期、过程、发现和负责人或者实体；
- g) 量化为相关存储量的CO₂流的来源。（见8.3）

应向主管部门提供定期报告

注意 作业者可以决定是否更需要更频繁的记录保存和文档来满足 CO₂-EOR 项目的目标或要求。

5 EOR 综合体描述、鉴定和建造

5.1 通则

应制定并定期更新综合提高采收率（EOR）作业管理计划，该计划需包括对EOR综合体及工程系统的描述[参见4.3 a)]，并确认该EOR综合体能够安全地长期封存CO₂。该计划还应包含与以下内容相关的特定场地和其他信息：

- a) EOR综合体的地质特征描述；
- b) CO₂-EOR项目中的设施描述；
- c) CO₂-EOR项目中的所有井及其他工程特征的描述；
- d) 项目储层的作业历史。

5.2 EOR 综合体的地质特征和密封性评估

EOR综合体的总体地质特征应基于现场采集的地下数据及其他数据（必要时可用类比油田的数据进行补充），包括可能影响CO₂安全长期封存的任何特征，以及储层和构造密封完整性证据。

运营方应在地质描述中定义EOR综合体，以涵盖CO₂可能从项目储层移动到的所有潜在地下位置。对于希望量化关联封存的项目，地质特征和工程描述应提供储层和构造密封完整性的证据，从而支持EOR综合体适合安全长期封存的结论。

EOR综合体的描述应包括但不限于：

- a) EOR综合体上方地层的总体岩性描述；
- b) EOR综合体顶部的深度；
- c) 定义地层的厚度；
- d) 构造及地球物理特性；
- e) 与封存相关的横向边界及所有潜在溢流点；
- f) 水力学、岩石物理、地球化学及地质力学特性；
- g) 项目储层内CO₂的封存能力（区别于EOR作业通常旨在实现最大经济效益的碳氢化合物生产）；
- h) 6.1.3中描述的工程数据。

5.3 CO₂-EOR 项目中的设施描述

CO₂-EOR项目中的设施描述需概述CO₂传送计量点下游用于处理CO₂及生产的设备，包括设计规范。通常应包括管道、分离器、处理和脱水设备、泵、压缩机及其他与CO₂处理和生产相关的设备。需特别说明出口、释放、取样和计量点，并描述计量点的精确度及估算方法。

5.4 EOR 综合体内现有井的描述

井描述需识别穿透EOR综合体的每口井，并提供其已按安全长期封存CO₂的要求进行建造和/或封堵及废弃的证据。这些井包括注入井、生产井、监测井、暂时废弃井、停用井以及已封堵废弃井。应尽可能提供以下信息：

- a) 井名称；
- b) 唯一井标识符；
- c) 开钻及完井日期；
- d) 井状态（如注入、生产、监测、暂时废弃、停用或已封堵废弃）；
- e) 地表或海床位置；
- f) 总井深及测量井深；
- g) 封堵及废弃信息；
- h) 井的建造、完井及完整性技术细节；
- i) 井内剩余的重要设备；
- j) 井干预细节及历史。

在某些情况下，可能需要使用远程传感方法或实地/空中调查以定位旧井。

5.5 项目储层的作业历史

CO₂-EOR综合体的作业历史应包括：

- a) 项目储层的生产和注入数据；

- b) 温度和压力历史（包括当前分布）；
- c) 与邻近储层的相互作用；
- d) 已知的任何泄漏事件；
- e) 地震活动的历史。

6 EOR 综合体内部的密封保证和监测

6.1 密封保证与 EOR 作业管理计划

6.1.1 EOR 作业管理计划

EOE 作业管理计划（参见 5.1）应规定现场管理程序，包括：

- a) 用于监测和量化的项目数据（参见第 5 条款）；
- b) 注入和生产的工程控制；
- c) 根据 6.1.3 定期评估储层性能与预期行为的对比情况；
- d) 根据 6.1.3 对地质特征和工程系统的密封能力进行评估；
- e) 潜在泄漏路径风险及监测技术和程序的评估与管理（参见 6.1.3），包括足以满足 8.6 要求的检测阈值定义；
- f) 根据 8.6 量化低于检测阈值的 CO₂ 方法；
- g) 潜在泄漏或意外事件的纠正措施；
- h) 提供关联封存量化数据；
- i) 制定 CO₂-EOE 项目的终止计划，明确终止标准并概述足以满足第 10 条款要求的终止认证过程。

6.1.2 初始密封保证

EOE 作业管理计划需提供初始密封保证计划，以识别和评估可能导致 CO₂ 从 EOE 综合体逸出的潜在地质、工程及工程影响的泄漏路径。

6.1.3 运行密封保证

EOE 作业管理计划应基于工程数据，在量化阶段提供运行密封保证，包括储层管理实践（如注入-采出比监测）、井完整性监测、压力监测、初始密封保证中识别的泄漏路径内的 CO₂ 运动监测以及 EOE 综合体边界内的压力响应监测结果。

密封保证及储层管理应定期审核，若发生可能对密封产生不利影响的变化，需修订 EOE 作业管理计划，包括但不限于：

- a) 项目性能意外变化对 CO₂ 关联封存的潜在影响；
- b) 注入区的新增或废弃；
- c) 项目储层范围的变化；
- d) 新增或废弃井；
- e) 注入-采出比的异常变化；
- f) 项目储层上、下部储层的开发；
- g) EOE 综合体边界外发现 CO₂。

6.2 监测计划、方法及实施

6.2.1 潜在泄漏路径的监测

监测计划需根据密封保证计划（参见 6.1.1 e））中列出的潜在泄漏路径清单，确定每条路径是否：

- a) 不活跃，可从监测计划中排除；
- b) 不活跃，但在 CO₂-EOE 项目运行期间可能激活，因此需纳入监测计划；
- c) 活跃。

运营方应根据 EOE 作业管理计划或主管部门要求进行潜在泄漏路径评估。在项目终止前需进行最终泄漏路径评估。

注：监测计划可能需要在量化期开始前及项目运行期间采集数据（参见5.5）。

6.2.2 监测方法

监测计划应描述用于检测和量化泄漏的工具、方法、适用性及频率（参见8.4）。初始文档需提供监测计划和数据评估的详细信息（包括量化期开始前的相关数据），并明确检测阈值以下的量化方法（参见8.6）。

6.2.3 监测计划实施

监测计划应按EOR作业管理计划（参见6.1）针对潜在泄漏路径清单（参见6.2.1）实施，以应对设施和项目的泄漏问题。随着EOR运行实践的变化，应对监测计划进行审核和修订。

7 建井

7.1 新建井

新井的描述应提供证明新井的设计、建造和测试可以安全长期封闭CO₂的证据。井筒材料，包括金属、水泥和合成橡胶，应根据其承受的预期运行环境的能力进行选择，包括运行热机械应力和地下地球化学特征（包括CO₂存在条件下）。为安全长期封闭CO₂，在最低限度下，应使用耐热机械和地球化学环境的水泥对穿过EOR综合体的井的每个盖层岩石段进行固井。在其他合适建井证据未提供的范围内（比如：参照在CO₂-EOR作业许可期间已经提供给当局的信息），应提供以下信息：

- （1）井名；
- （2）唯一的井标识符；
- （3）开钻日期，完井日期；
- （4）状态（例如注入、生产、监测、暂时废弃、关闭、封井和废弃）；
- （5）地表或海底位置；
- （6）总深度和测量深度；
- （7）建井、完井和井完整性技术细节；
- （8）井中其他重要设备。

7.2 修井

修井描述应提供证明修井的设计、施工和测试可以长期安全封闭CO₂的证据。井筒材料，包括金属、水泥和合成橡胶，应根据其承受的预期运行环境的能力进行选择，包括运行热机械应力和地下地球化学特征（包括CO₂存在条件下）。在其他合适建井证据未提供的范围内（例如：参照在修井许可期间已经提供给当局的信息），则应提供以下信息：

- （1）井名；
- （2）唯一的井标识符；
- （3）修井类型和日期；
- （4）修井后状态（例如注入、生产、监测、暂时废弃、关闭、封井和废弃）；
- （5）地表或海底位置；
- （6）总深度和测量深度；
- （7）封井和弃井信息（如适用）；
- （8）修井细节；
- （9）井中其它重要设备。

8 量化

8.1 通则

关联封存($m_{\text{封存}}$) (见8.2)的量化包括损失计算(见8.4), 并且应按照 EOR作业管理计划(见 6.1.1)规定, 至少每年实施一次。本章中定义的所有因子和变量均应予以量化并记录。

从CO₂-EOR项目监测采集的数据可用于量化关联封存。任何与CO₂-EOR项目相关的CO₂损失都应该被描述和量化。

注1: 在某些地区, 当局可能要求运营商记录与项目CO₂排放相关的信息, 包括(a) CO₂-EOR项目发电或供热引起的增量排放, (b) 输入的电力和热力, 发电碳强度(如果有, 可取直接或平均电网碳强度), (c) 输出电力。此类附加信息可以包含在定期文件中, 并酌情用于额外量化, 但不会改变CO₂-EOR项目中关联的人为排放CO₂封存量。ISO/TR 27915描述了几种量化额外CO₂排放量的机制/协议。

注2: 部分运营商也可量化 $m_{\text{封存}}$ 的人为排放部分。人为排放部分的量化计算案例见附录B。

8.2 量化原则

运营商使用的任何量化方法都应遵循以下量化原则:

- (1) 与CO₂-EOR相关联的CO₂封存量($m_{\text{封存}}$)为输入量减去损失量(见公式(1));
- (2) 关联封存的量化方式应确保完整性并防止重复计算。回收并重新注入EOR综合体的CO₂不应被量化为关联封存。在CO₂回收装置中的损失应予以量化。
- (3) CO₂-EOR项目中产生和捕获的原生CO₂($m_{\text{原生}}$)应进行量化和记录, 如果获得当局批准, 可以包括在 $m_{\text{输入}}$ 中(见注2)。
- (4) 运营商应对随后由EOR综合体内产生并转移到场外的任何CO₂进行量化(见8.4.5)。
- (5) 量化结果应以质量单位或可转换为质量的体积单位表示。

应使用公式(1)定义的方法来计算规定时期内CO₂关联封存量($m_{\text{封存}}$)。 $m_{\text{封存}}$ 应通过量化以下变量来计算:

$$m_{\text{封存}} = m_{\text{输入}} - m_{\text{运行损失}} - m_{\text{EOR综合体损失}} \quad (1)$$

式中:

- $m_{\text{输入}}$: EOR项目接收的CO₂总量, 若批准, 可包括 $m_{\text{原生}}$ (见8.3);
- $m_{\text{运行损失}}$: 项目运行损失的CO₂总量(见8.4.1~8.4.5);
- $m_{\text{EOR综合体损失}}$: EOR综合体损失的CO₂总量(见8.4.6)。

注1: 在某些司法管辖区, $m_{\text{运行损失}}$ 可能被视为无组织排放。

注2: 通常, 在开始CO₂-EOR项目之前, 生产层内存在的原生CO₂在生产过程中与生产的碳氢化合物分离, 并排放到大气中。当生产过程进展到CO₂-EOR时, 如果安装了回收设施, 则原生CO₂不再排放, 而是被捕获、储存并联合其他来源的CO₂, 供CO₂-EOR项目直接使用。

8.3 输入量化

在密闭输送计量站, 应记录由EOR项目接收到的CO₂总量($m_{\text{接收}}$)。应对接收的CO₂流(包括从另一个CO₂-EOR项目转移的CO₂流)进行计量。应记录回收的原生CO₂并将其包括在 $m_{\text{原生}}$ 。

向各个CO₂-EOR项目输送的CO₂应在这些CO₂-EOR项目之间进行分配。这种分配可以通过合同约定来完成。分配的CO₂总量不得超过接收的CO₂总量。

注: 一些运营商也可以量化 $m_{\text{输入}}$ 的人为排放部分(见8.5)。

8.4 损失量化

8.4.1 运行损失量化($m_{\text{运行损失}}$)

运营商应量化规定时间段内项目运行过程中损失的CO₂量。

$m_{\text{运行损失}}$ 包括以下部分:

- (1) CO₂-EOR设施(包括井口在内的基础设施)在生产、处理和回收中泄漏的CO₂($m_{\text{设施泄漏损失}}$);
- (2) 生产操作中排放/燃烧引起的CO₂损失($m_{\text{排放/燃烧损失}}$);
- (3) 夹杂在生产的气/油/水中未被分离回注而损失的CO₂($m_{\text{夹带损失}}$);

(4) CO₂-EOR项目之外因任何CO₂转移而造成的CO₂损失 ($m_{\text{转移损失}}$)。

$m_{\text{运行损失}}$ 可以使用公式(2)计算:

$$m_{\text{运行损失}} = m_{\text{设施泄漏损失}} + m_{\text{排放/燃烧损失}} + m_{\text{夹带损失}} + m_{\text{转移损失}} \quad (2)$$

注: 公式(2)的计算时段与记录时段一致(见 4.4)。

8.4.2 设施泄漏

应记录并量化包括井口在内的设施的CO₂损失量。如果可能, 应测量CO₂总的泄漏量。未测量时应估算泄漏量。运营商应在初始文件中描述如何量化损失以及是否测量或估计泄漏 ($m_{\text{设施泄漏损失}}$)。

注: 在管理良好的运行过程中, 泄漏可能非常小或为零; 然而, 泄漏是必需量化的。

8.4.3 运行中的排放和燃烧

在紧急情况、计划中的维修或修井作业期间, 排放包括CO₂在内的气体是必要的。排放的CO₂总量应根据计量质量(如果有计划)或估算质量(如果在计划外)进行量化。

除燃烧产物外, 通过火炬管线释放的任何CO₂应量化为损失。

排放或燃烧损失的加和应为排放和燃烧的CO₂总量 ($m_{\text{排放/燃烧损失}}$)。

8.4.4 产品中夹带的CO₂

CO₂注入的CO₂-EOR生产层, 会同时产出原油、天然气和盐水。夹带的CO₂是指未从生产的物质流中完全分离, 在地面设施气液分离后仍存在于溶液中的CO₂。当原油被出售或采出水未被重新注入油藏时, 产品中夹带的CO₂视为损失。

运营商应量化并记录因产品夹带而损失的CO₂ ($m_{\text{夹带损失}}$)。

8.4.5 CO₂的转移

从CO₂-EOR项目转移出的任何CO₂应通过计量予以量化并记录为项目损失 ($m_{\text{转移损失}}$)。从一个CO₂-EOR项目转移出的任何CO₂都可以转移至另一个CO₂-EOR项目并量化为关联封存, 或者转移至某地质封存项目并量化为CO₂封存量。

8.4.6 EOR综合体的损失

运营商应描述用于检测和表征从EOR综合体泄漏的CO₂总量的作业流程。所有CO₂泄漏都应量化并记录为损失 ($m_{\text{EOR综合体损失}}$)。

8.5 人为排放 CO₂分配比例

如果 $m_{\text{封存}}$ 只考虑人为排放CO₂的量, 运营商应设计并记录8.1至8.4.6中描述的所有术语的人为排放CO₂分配比例, 该分配比例可酌情用于额外量化过程。应根据人为排放CO₂在CO₂总量中的占比记录分配比例。附录B提供了一个示例, 说明如何使用分配比例来量化CO₂关联封存的人为排放部分(见B.4)。

在量化阶段开始时, 先前注入EOR综合体的CO₂体积 ($m_{\text{先前注入}}$), 需要记录在初始文件中, 并用于推导分配比例(见4.3e、附录B)。

对于CO₂关联封存人为排放部分的任何量化, 应记录从CO₂-EOR项目转移出的CO₂的分配比例, 该分配比例将在另外一个CO₂-EOR项目中量化为关联封存, 或者在一个地质封存项目中量化为CO₂封存量。

8.6 最低限度损失

运营商应为每种监测方法(即仪表类型、技术等)指定一个阈值, 低于该阈值将不会被检测到。出于量化目的, 计算可以使用检测阈值的一部分或取零, 具体取决于当局要求。

8.7 避免重复计算

运营商应详细说明CO₂-EOR项目中产生、捕获、回收和注入的CO₂是如何量化的, 以及该量化如何确保完整性并避免重复计算CO₂。

关联封存量化时, 从一个CO₂-EOR项目转移到另一个CO₂-EOR项目的CO₂量不能重复计算。

9 记录保存和缺失数据

9.1 记录保留

如本文件第4条至第10条中所述，支持文件应在作业者参与CO₂-EOR 项目期间保留。此类支持文件应在与 CO₂-EOR 项目相关的租赁/许可证终止后提供主管部门。

9.2 缺失数据程序

作业者应规定在无法获得实际数据期间（例如维护期间、设备故障或停电期间）用于估计监测、采样和测试数据的程序。这些程序应避免高估CO₂的储存量。

10 项目终止

10.1 通则

本条款规定了CO₂-EOR 项目的终止和文件记录要求，这些要求是对现有许可、监管和合同框架的补充，这些框架通常定义了安全可靠地终止碳氢化合物开采项目的规则。作为终止过程的一部分，应通过向主管部门提供文件或第4.4条规定下的最终定期文件来证明合规性。

10.2 定期封存保证

如果人为注入CO₂停止并且CO₂-EOR项目继续为碳氢化合物开采目的而运行，则应按照运行管理计划或主管部门的规定提供定期文件（参见 ti），直至 CO₂-EOR 项目终止完成。

注：附录 A 进一步讨论了停止注入 CO₂。

10.3 终止计划

作业者应制定 CO₂-EOR 项目的终止计划，其中规定终止标准并记录终止资格流程。该计划的制定应与最初的文件说明一致；应定期审查；并在项目运营过程中适时更新。该计划应具体说明：

- a) 确认符合第 6 条的封存保证和 EOR 运营管理计划要求的准则；
- b) 终止过程和预期时间；
- c) 符合第6.1条和6.2条的检测要求；
- d) 根据第6.1.1条e)与g)解决潜在泄漏问题所采取的纠正措施；和
- e) 现场退役的临时计划，包括第5.2条和7.2g) 条提到的油井封堵和废弃计划以及设施的退役计划

10.4 终止的条件

依靠项目内收集的CO₂量化、监测和运行信息，作业者应满足以下要求，来证明正确的终止并将其汇编在终止文件中：

- a) 不存在可检测到的泄漏（见第6.2条）或从 EOR 综合体到地面的开放管道，并且注入的CO₂在项目终止时被安全地控制；
- b) 符合所有 CO₂-EOR 项目井的所有停井和堵塞要求（见7.2g条），并不允许流体流出 EOR 综合体，并且 CO₂-EOR项目井不存在泄漏风险；
- c) 注入的CO₂是安全的，并有足够的文件证明 EOR 综合体特征和 CO₂-EOR 项目的运营历史记录，以证明相关封存的长期稳定性和可预测性；
- d) 在整个 EOR 项目生命周期中，对与CO₂封存相关的风险和不确定性进行了管理；和
- e) 与 CO₂-EOR 项目相关的设施和辅助设备已被拆除，但通过租赁或合同义务要求保留、与其他作业不可分割或用于不同用途且经主管部门批准可保留的设备和辅助设备除外。

终止文件应描述注入 CO₂ 的位置。终止文件应在 CO₂-EOR 项目终止后提供给主管部门。

10.5 CO₂-EOR 项目终止

当发生以下所有情况时，CO₂-EOR 项目终止：停止注入 CO₂、停止从项目储层生产碳氢化合物、以及堵塞及废弃的油井，除非主管部门另有要求。

10.6 终止后

为确保安全、长期封存，应考虑流体流动，以确保 EOR 综合体不可能发生泄漏。某些司法管辖区可能要求终止后监控或开启后续活动。

注：某些司法管辖区存在可能适用于 CO₂-EOR 项目的项目终止（或结束）和责任转移的监管要求。此类要求的一个例子是欧盟 CCS 指令：欧洲议会和理事会 2009 年 4 月 23 日关于 CO₂地质封存的指令 2009/31/EC 以及修订理事会指令 85/337/EEC、欧洲议会和理事会指令 2000/60/EC、2001/80/EC、2004/35/EC、2006/12/EC、2008/1/EC 和法规 (EC) No 1013/2006（见参考文献）。

附录 A

(资料性)

二氧化碳用于提高原油采收率的一般说明

A.1 通则

附录A提供了与二氧化碳驱提高原油采收率(CO₂-EOR)相关的背景信息, 这些信息与碳封存的讨论密切相关, 并基于当前的操作实践和CO₂-EOR的特点。需要注意的是, 本附录并不旨在提供有关项目经济性设计和优化的具体指导。此外, 附录中讨论的许多概念同样适用于其他类型的含碳氢化合物储层。

A.2 CO₂-EOR 概述

CO₂驱提高原油采收率(CO₂-EOR)是一项成熟的技术。首次记录的CO₂-EOR现场试验于1958年在美国俄克拉荷马州进行。1964年, 德克萨斯州阿比林附近的米德斯特劳恩油田首次成功实现CO₂注入以提高采收率(Holin和O'Brien, 1971)。商业化CO₂-EOR始于1972年, 匈牙利布达法油田和美国西德克萨斯州的SACROC油田分别开展了首次成功的大规模CO₂注入, 其中SACROC油田的项目至今仍在运行。

在SACROC项目的早期阶段, 使用的CO₂主要来源于天然气田, 通过从多个Puritan盆地天然气处理厂的原料气流中分离和捕获后, 通过一条约300英里长的专用管道输送至油田。在此之前, 这些气田产生的大量CO₂通常被直接排放到大气中(Holtz、Nigel和Finley, 1999)。自那时以来, CO₂-EOR技术得到了显著的发展和推广。据估计, 截至2012年, 德克萨斯州二叠纪盆地已注入约6亿吨(Mt)的净CO₂(不包括回收部分)。到2015年, 美国累计注入的净CO₂总量预计达到约10亿吨(1 Gt)(Hill、Hovorka和Melzer, 2012)。其中, 约75%至80%的CO₂来自自然来源, 其余部分则源于人为排放(Kuuskraa和Wallace, 2014)。

截至2014年, 美国共有136个CO₂-EOR项目, 涉及约7100口CO₂注入井和10500口生产井(见图1)。这些项目依托约5000英里的CO₂运输管道运行(根据美国交通部“年度报告里程”, 管道和危险材料安全管理局, 2015年数据)。根据2011年美国国家石油委员会的报告, 美国每天用于CO₂-EOR的CO₂注入量约为30亿立方英尺(BCF), 即每年约5700万吨(Mt/y), 从中生产原油约30万桶/天(年产超过1亿桶)。自20世纪70年代以来, 全球CO₂-EOR项目数量持续增长, 前30年内几乎翻了一番。在美国, 德克萨斯州的二叠纪盆地是CO₂-EOR最活跃的区域。截至2014年, 该地区有77个项目, 日产原油20万桶。紧随其后的是墨西哥湾沿岸州(日产5万桶)、落基山脉地区(日产3.9万桶)以及中部地区(包括俄克拉荷马州, 日产1万桶)。此外, 密歇根盆地等其他地区也显示出一定的增长潜力。全球范围内, 其他国家和地区的CO₂-EOR项目也在持续推进(Kuuskraa和Wallace, 2014)。

在CO₂-EOR领域, 加拿大位居美国之后。例如, 韦布恩项目是全球最大的CO₂-EOR项目之一, 计划通过CO₂驱操作储存超过3200万吨人为排放的CO₂。中国(吉林、大庆、胜利、靖边等)、巴西(巴伊亚油田和卢拉油田)、沙特阿拉伯(加瓦尔油田)、土耳其(巴提拉曼油田)和特立尼达(森林保护区和奥罗普切油田)也正在开展相关项目。许多地区的CO₂-EOR潜力被认为具有重要意义。

见表A.1。

表A.1 全球CO₂-EOR和关联封存潜力

地区名称	CO ₂ -EOR 提高 原油采收率 (百万桶油)	混相盆地数量	CO ₂ /油比(吨/ 桶)	潜在 CO ₂ 封存量 (十亿吨)
亚太地区	18,376	6	0.27	5.0
中南美洲	31,697	6	0.32	10.1

欧洲	16,312	2	0.29	4.7
前苏联	78,715	6	0.27	21.6
中东、非洲	230,640	11	0.30	70.1
北美洲（非美国）	18,080	3	0.33	5.9
北美洲（美国）	60,204	14	0.29	17.2
南亚	0	0	N/A	0
撒哈拉以南非洲和南极洲	14,500	2	0.30	4.4
总计	468,524	50	0.30 (加权平均)	139.0

A.3 CO₂-EOR 工作原理

在CO₂驱油过程中，CO₂从其来源获取后被输送至油田，通常通过管道（如Qd）注入油藏。一旦注入，CO₂在储层压力和温度条件下与石油接触并使其膨胀。此时，CO₂与石油混溶（在所有相中混合），从而形成流动性更强的石油，便于通过储层进行驱替。随后，石油、CO₂和盐水通过生产井被采出地面。产出流体的混合物被输送至分离设备，在该设备中，通过降低压力将油、水、CO₂及其他气体分离。大多数作业中，分离后的CO₂经过脱水和压缩后被重新注入同一油田，或运输至附近的其他油田。而石油被输送至市场，盐水则被重新注入用于驱油，或注入许可的处置井。

CO₂驱油（CO₂-EOR）通常以分阶段的方式在整个油田中实施。油田区域被组织为注入井与生产井的组合（称为模式）。CO₂-EOR通常设计为闭环系统，以限制CO₂的排放至大气中。例如，在美国，任何从地表设施排放至大气的CO₂（无论是自然排放还是人为排放）均需根据《温室气体报告条例》（40 CFR Part 98 Subpart W）向环境保护署（EPA）报告。在加拿大，萨斯喀彻温省的全球最大枯竭油田CO₂储存与联合CO₂-EOR项目则需根据《石油与天然气保护法》向省政府报告所有注入、生产或排放的CO₂量。

在EOR作业中，CO₂的注入有时与其他液体的注入结合进行。例如，“WAG”（水交替气体）方法是一种常见技术，其中回收的盐水（或其他水）与CO₂交替注入地下。该过程能够改善注入CO₂在储层中的垂直分布（业内称为“一致性”），并/或有助于压力管理。

每生产一桶石油所需的净CO₂注入量在很大程度上取决于具体项目的地质条件及CO₂注入方法（例如WAG与连续CO₂注入）。此外，随着CO₂驱油项目的推进，该比率会发生显著变化。通常，在初期阶段，CO₂的注入可能持续一年甚至更长时间，而增量石油生产尚未开始，此时的比率较高；随着时间推移，该比率逐渐下降并趋于稳定。研究表明，不同项目的CO₂利用效率差异较大，平均值在4.8至10.0 Mcf（0.25至0.5吨CO₂/桶石油）之间。值得注意的是，使用连续CO₂注入的项目，其CO₂消耗量约为WAG项目的两倍。

CO₂-EOR的实施需要一个基于模型的稳健计划，并在驱替过程中进行合理的监测和操作调整。基本规划与管理以注采比为指导，同时帮助维持地下压力的控制。在驱替初期，注入操作占主导；但随着流体采出逐渐达到平衡，储层压力被控制在设计和许可范围内。注采比被定义为在特定时间内注入的流体与气体的体积与从储层采出的流体与气体的体积之比。

对CO₂注入的生产响应通过频繁的测试设施采样进行监测。油、水和天然气被分离并测量，通常每口井每日测试一次，并在油田内轮换进行，因此每口生产井每月测试一次。生产的CO₂量被持续监控，以便操作人员对驱替作出调整，尤其是在WAG CO₂-EOR驱替情况下，从而优化CO₂的使用效率，最大化石油产量，并减少处理过量CO₂的成本。这种密集在现场监测会产生大量数据，用于更新操作计划，提供关于地下CO₂运移的知识，并为监测、验证和核算（MRA）或报告目的服务。

A.4 与 CO₂-EOR 运行关联的 CO₂ 封存

石油开采是运营的主要目的，这一目标在运营中占据主导地位，包括（在美国）许可证的获取以及矿产和土地租赁等活动。然而，作为 CO₂-EOR（以二氧化碳驱油）作业的自然组成部分，同时出于商业需求和监管要求，CO₂被有效储存在地下，与大气、地下水资源及其他地下资源安全隔离。这种CO₂在储层中的滞留被视为 CO₂-EOR 作业的“固有部分”（Whittaker 和 Perkins, 2013），并被认为是“固有封存”（碳封存领导力论坛，碳封存转化技术挑战工作组，《CO₂-EOR 项目与 CO₂ 封存项目的转化》，2013年9月）。这种关联封存（文献中有时称为“附带封存”）在与CO₂捕集方签订的承购协议中发挥了重要作用，尤其是当捕集方希望确认其CO₂被封存时。这种“关联”封存的CO₂在 CO₂-EOR 作业中得到了全球专家的认可（碳封存领导力论坛，2013；Whittaker 和 Perkins, 2013；Kuuskraa 等，2012；Melzer, 2012）。

尽管从生产流中分离CO₂是石油生产的必要环节，但CO₂回收过程是 CO₂-EOR 项目中非常重要但非强制性的部分。回收分离出的CO₂旨在最大限度降低额外购买CO₂的成本。然而，这一环节在 CO₂-EOR 项目设计者、碳补偿协议及地质封存核算系统之间引发了混淆。需要指出的是，回收过程是一个闭环系统，几乎所有分离出的CO₂都会被重新注入储层，并且这一过程在短时间内完成。与其他工业过程类似，回收系统可以通过相同的方法进行清查，并对无组织排放、火炬燃烧等排放进行量化和核算。此外，温室气体核算系统还可能需要考虑与提取、分离及注入相关的能源消耗，例如泵送、加热和压缩等操作。

正确理解回收过程至关重要，但由于描述目的不同，相关表述容易引发混淆。在温室气体核算框架中，提取质量与重新注入质量之间的差值可被视为等同于向大气的排放量。而从石油生产的角度来看，关键指标则是注入CO₂的总质量（包括新增CO₂和回收CO₂），即每单位时间内岩石孔隙体积的接触量及其动用效率。在这种情况下，能够重新注入先前捕获的CO₂被视为优势。然而，成熟油田的运行需要额外的“补充”CO₂，因为注入的CO₂有相当一部分会滞留在储层中，无法物理回收。建模和岩心实验研究揭示了CO₂滞留的机制，包括毛细管作用、死端孔隙中的捕获、溶解于盐水中的CO₂，以及迁移至“阁楼”区域或流动路径以外的CO₂。部分 CO₂-EOR 作业仅将不可回收的CO₂视为“封存”。而另一些作业则采用与专门封存项目一致的计算方法，将储层中所有形式的有效捕集（包括移动相捕集的CO₂）均计为封存。

在计算关联封存的 CO₂ 时，应遵循以下原则：（1）回收量和再注入量均只计为一次，即无论同一分子被注入和产出多少次，仅计算为一个被封存的分子；（2）闭环系统内滞留的CO₂不得被错误地计为储存损失。然而，当涉及混合气体（如CO₂与轻质烃的混合物）时，回收CO₂的计量可能会面临一定挑战。对于混合气体，体积与质量之间的转换过程较为复杂，容易引入测量误差。此外，由于回收过程中重复测量提取并重新注入的大量CO₂，可能会导致封存量的潜在累积误差。因此，采用直接测量系统损失的方法可以更准确地反映封存情况。

在部分案例中，通风和废气排放导致的损失已被公布，其比例通常仅占原始注入CO₂量的百分之几。例如，Kinder Morgan 对 SACROC 油田高容量 CO₂-EOR 作业的评估表明，排放及逸散量低于注入CO₂总量（扣除循环利用部分）的 0.875%（Fox, 2009）。西方石油公司在其丹佛油田的运营经验显示，因逸散及运营排放损失的CO₂量约占采购量的 0.3%，这与运营商尽可能多地保存和再利用CO₂的目标一致。

A.5 CO₂-EOR 运行中关联封存的潜在优势

一般而言，CO₂-EOR 通常在现有的成熟油田（有时称为棕地）中进行，这些区域的社区已熟悉石油和天然气的钻探与生产作业。由于这些油田此前通过一次采油和/或注水采油进行过石油开采，其场地具备已知的地质储层，具有明确的注入能力和储存容量、经过验证的密封性，并可能配备现成的道路、井场及其他通行基础设施，以及石油和水处理设施。此外，碳氢化合物能够长期安全地滞留在生产油藏

中,进一步证明了油田的储存潜力,并表明其初级密封性是有效的。 CO_2 在储层中的原位滞留进一步验证了储存能力,而现有的油藏生产与监测知识也为地质认知的提升提供了支持。

压力管理是 CO_2 -EOR 作业的常规组成部分,同时, CO_2 的管理也是每个 CO_2 -EOR 注入与生产操作的重要内容。许多 CO_2 -EOR 项目采用闭环系统回收 CO_2 。由于现有的监测和管理实践,监测、报告与验证(MRV)系统的开发更加便捷。然而,由于碳氢化合物气体的存在,观察 CO_2 流的行为可能会更加复杂。尽管现有的井口设施提供了良好的地下特征描述,但大量井口也带来了挑战,因为部分井口可能处于不可接受的状态。修复这些井口的费用可能较高,因此,在 CO_2 -EOR 作业开始前,运营商需要识别并重新进入这些井口进行封堵或修复。

此外,由于 CO_2 更高效地利用了储层孔隙空间(包括替代产出液),所需的地表面积相对较小。现有的石油和天然气法律法规框架能够在某些地区简化土地所有权问题,但石油生产相关的租赁通常会在石油回收作业结束时到期。与此同时,石油和天然气生产所产生的收入可以部分抵消 CO_2 捕集的成本。

A.6 CO_2 -EOR 运行中关联封存可能存在的挑战

在确保 CO_2 能够在注入区有效保留方面,还有几个与 CO_2 -EOR 操作相关的关键因素需要考虑。

A.6.1 现有井的清单和评估

封闭不良或损坏的井可能成为 CO_2 泄漏至其他地层(包括可能含有地下饮用水源的上覆地层)、土壤或大气的通道,尤其是当这些井穿透目标地层时。 CO_2 -EOR 操作通常在以往的油田中进行,这些油田可能包含大量现有井,这些井可能是在数十年前钻探的。部分较老的井未在相关记录中得到识别,或可能存在不当封闭或损坏的情况。这些现有井可能会出现井完整性缺陷,或者在先前的初级或次级生产操作中遭受降解。井结构中的缺陷可能导致微环或在过去的生产操作中损害了水泥封闭层。因此,必须识别所有穿透储层封闭的井,并在 CO_2 注入活动之前,必要时进行修复。

尽管井筒泄漏较为罕见,但它仍是注入项目中需要关注的问题,无论是在油田还是废物处置的背景下。近年来,许多学术研究探讨了通过井水泥发生 CO_2 泄漏的情况(例如,Bachu 和 Bennion, 2009; Huerta, 2009; Carey 等, 2010),并结合美国各州的老井经验(包括孤儿井项目)。风险管理通常分为三个步骤:特征描述、注入前修复,以及在 EOR 期间和可能的注入后操作。 CO_2 -EOR 项目还在井监测和维护方面进行了大量投资。腐蚀管理程序,如引入防腐蚀化学品或阴极保护,已成为常见做法。现场技术人员定期巡查,检查井和管道基础设施,监测结果越来越多地通过监督机构控制和数据采集(SCADA)系统进行报告,从而实现对整个系统的集中监控。

A.6.2 密闭地层的审查

如果注入压力明显高于初始压力,则应审查现场在强压力耗尽或注水期间可能对密封地层造成的地质力学损坏。作为选择坚固的 CO_2 储存地点的一部分,必须评估在注入过程中储层密封层的机械完整性是否受到损害。

A.6.3 CO_2 运移至 CO_2 -EOR 项目区域之外

CO_2 的封闭本质上是可证明的。对于运营商而言,规划 CO_2 -EOR项目时,需要考虑注入的 CO_2 可能会迁移到EOR综合体之外的整个地表和地下区域。如果注入的气体或液体迁移到公共土地之外,并干扰相邻矿产所有者的权益,可能会在某些司法管辖区引发重大商业和法律问题,而 CO_2 并不免于这些担忧。例如,天然气储存运营商需要确保注入的天然气保持在储存层内,不迁移到相邻土地下,该土地上可能通过井被生产并出售。同样,注入水的水驱操作的运营商也需确保注入的水不会干扰或损害来自相邻财产的石油或天然气回收操作。在过去一个世纪中,石油和天然气监管机构、法院以及立法机关已经制定

了大量法律、法规和先例，处理这些问题的各种变体。因此，CO₂-EOR运营商对此问题高度关注，并在规划和设计操作时，采取措施避免产生这些成本和损失有价值的CO₂商品。

A.6.4 注入 CO₂ 在油田其他部分或其他 EOR 项目中的再利用

另一个令利益相关者担忧的问题是，之前注入的CO₂可能会被后续提取。例如，生产井和管道等基础设施将允许将CO₂从储层的一部分转移到另一部分。在某些模式中增加注入量可以通过在生产较少的模式中增加提取量来实现。压力也可以降低。或者，当采用WAG驱替时，比例可以改变为全水，从而导致移除的CO₂多于注入的CO₂。理论上，可以使用相同的过程将CO₂转移到注入到一个油田的方式，通过将其放回管道并发送到另一个油田，实际上是在CO₂-EOR闭环系统的另一部分。然而，这种跨油田回收将需要关注会计，以避免对任何此类转移的重复计算。

A.7 “原位”或“原生”CO₂

许多油气田含有原位发现的CO₂（也称为“天然”CO₂），即在发现时包含在碳氢化合物储层内。这种情况在美国西南部、东南亚和中东地区较为常见。由于这些油田是通过初级生产并应用次级生产技术（例如水驱）进行开发的，因此产生的天然CO₂通常会通过常规生产和分离过程排放到大气中。然而，在应用CO₂-EOR技术并引入CO₂回收的石油项目中，这种原生CO₂将被捕获而不是排放。否则，这些CO₂分子会被排放到大气中。在这种情况下，最初来自水库的捕获CO₂部分转变为人为排放的CO₂，因为如果没有人造的捕获设备，这些CO₂将被直接排放到大气中。作为类比，值得注意的是，Sleipner、Snøvit、Molve、Penon、Gorgon和Shute Creek等气田捕获的天然CO₂。这些油田捕获的CO₂是人为排放的，因为它是与天然气共同生产的，否则会被排放到大气中。注CO₂前的油田分离气中CO₂含量各不相同，但通常在0%至30%之间。CO₂回收设施的建立旨在捕获这些原生CO₂分子，否则它们将被排放到大气中。

附件B中提供了如何进行原生CO₂量化的示例计算。该方法利用每体积石油生产所产生的“天然CO₂”体积含量，该含量将由运营商确定，并在必要时征得主管部门的同意。该方法考虑初始条件下的天然CO₂含量，并在储层压力降至泡点以下时进行适当修改。可以利用包括数值模拟在内的各种方法来得出适当的数值。

A.8 海上 CO₂-EOR

人们普遍认为，在近海海底油藏中使用 CO₂ 进行 EOR 在技术上是可行的（例如，Alekmode, 1995 年；Tzimas 等人，2005 年；Holloway 等人，2006 年；Manrique 等人，2010 年）。尽管陆上技术已经成熟了近半个世纪，但只有少数海上项目进行了 CO₂-EOR 的测试或应用。虽然两种环境下的生产机制基本相同，但海上 CO₂-EOR 面临额外的挑战，因为操作通常在平台上进行，这带来了技术和财务上的障碍。

A.9 残余油区可被 CO₂-EOR 方法开采

自然活动可能导致水驱替和/或泄漏点的形成，从而显著减少石油含量（通常为原始孔隙体积的20%至40%）的含油区域，这些区域被称为残余油区（Residual Oil Zone, ROZ）。然而，由于饱和度过低，这些区域无法通过初级开采方法生产石油。ROZ通常被认为是未开发的石油资源，位于原始油水接触面以下，并包括完全被驱替至残余烃饱和度、没有初级生产潜力的区域。这种现象通常与油气圈闭形成后的构造运动或变形有关。ROZ与许多油藏下方的毛细管过渡区有所不同，因为它们偏离了自吸剖面，且由于其可能具有较大的厚度，在经济上具有重要意义。ROZ最早在美国德克萨斯二叠纪盆地被描述，但目前已在全球其他地区被发现并研究。对ROZ潜力的认识，扩展了CO₂-EOR技术在传统注水后石油采收率提升中的应用目标。ROZ在CO₂-EOR及其关联的CO₂封存中的重要性在于，这些区域可能显著增加对CO₂的需求，超出当前的CO₂供应量。通过这种方式，ROZ为捕获人为排放的CO₂并用于减排目的提供了额外的地质封存选项。

A.10 对现有 CO₂-EOR 地下特征描述、规划和监测活动进行调整以适应关联封存需求。

CO₂-EOR 的许多操作特性与盐水层封存项目存在显著差异。因此，用于记录 CO₂-EOR 过程中关联封存的监测活动范围也与非 EOR 背景有所不同。特别是，CO₂-EOR 项目中为商业目的收集的监测数据，以及用于描述地质特征、储层和封盖层表征，以及反映注入/生产过程中历史储层与油井性能的数据和信息，均可被利用。这些数据可实现与盐水封存场地初始阶段要求或建议相同的目标。

在 EOR 操作期间，记录关联封存的工作将主要依赖于以下两方面：

a) 从专有数据中提取与封存完整性相关的数据，用于证明 CO₂ 购买量、驱替设计及 CO₂-EOR 操作优化的合理性；

b) 针对存在不确定性的领域开展额外的数据收集工作。

CO₂-EOR 商业设计阶段生成的数据提供了与盐水封存项目在表征及初始操作阶段所开发信息相类似的大量数据，这些数据对于记录关联封存具有重要价值。许多 CO₂-EOR 作业中，还进行了额外的监测以验证关联封存的测试方法，相关总结可见于美国和加拿大的具体案例中。

CO₂-EOR 的主要优势在于其丰富的现有资源可用于展示地下 CO₂ 的迁移与封存行为的信息与数据。这意味着，针对特定场地设计的 MVA（监测、验证与核查）方案在本质上与盐水封存项目存在不同。当结合油田开发与运营活动中已有的数据收集工作来确认关联封存技术时，与单一盐水封存场地相比，CO₂-EOR 场地能够以较低的额外成本实现更高的技术保障标准。此外，任何额外的监测工作可能还会提高原油采收率并提升 CO₂ 利用效率。

然而，在适用于 CO₂-EOR 的碳氢化合物储层中，监测工作可能面临一些更常见或更严重的限制。例如，在储层或覆盖层中存在天然气藏的地区，地震勘探的效果可能受到显著限制。同样，在近地表地质构造中，天然或人为碳氢化合物的生物降解可能导致错误指示 CO₂ 超出封存范围，或者完全掩盖超出封存范围的 CO₂ 的存在。此外，压力和流体化学扰动可能引发长期的瞬态效应，从而限制部分监测工具的实际应用。

A.11 需要哪些信息证明人为排放的 CO₂ 在 CO₂-EOR 运行中被安全且长期的封存

在 CO₂-EOR 作业过程中，几乎所有输送和注入的 CO₂ 最终都会作为采油作业的固有组成部分被封存于油藏中，尽管注入 CO₂ 的主要目的是提高采收率，而非专门用于 CO₂ 封存。记录关联封存的过程本质上可以分为两个步骤：

a) 确定整个 EOR 作业中注入的 CO₂ 净量（扣除回收、再利用及任何地表排放的部分）；

b) 证明该净量能够在 EOR 综合体中长期封存。

A.12 确定混合流中 CO₂ 的量，以量化关联封存量

为了确定 CO₂-EOR 操作中需要量化的关联封存 CO₂ 数量，操作方首先需要明确交付至现场的总流量中需量化的部分。如果 EOR 操作方仅从寻求关联封存量化的供应商处接收 CO₂，这一过程将较为直接，因为关联部分将占交付至现场 CO₂ 的 100%。然而，当前（以及未来可能的）实际情况更为复杂。例如，在美国，不同来源的 CO₂ 通常在管道中混合，导致管道交付的为“系统平均”CO₂ 流，其中仅部分可能是寻求量化关联封存的 CO₂。这部分 CO₂ 的比例可能会因发电厂或其他工业源设施的运行水平变化而波动，同时还受到 EOR 项目对总 CO₂ 需求的影响。

在 CO₂ 捕集设施与接收管道之间的合同协议中，通常会涉及对交付总量的测量（这是计费 and 运营所需的基本信息）。在明确了从每个供应源接收的 CO₂ 数量及其对特定交付点的合同分配后，管道运营方可以计算交付至每个交付点（包括每个 CO₂-EOR 现场）的混合流中，各相关供应源的 CO₂ 相对比例。同样，用于关联封存的 CO₂ 也可能以独立流的形式从供应管道输送至 CO₂-EOR 现场，并与现场的管道供应混合后注入储层。

一旦 EOR 操作方明确了交付至现场的总 CO_2 流量及其中需量化为关联封存的比例,即可测量并记录注入储层的 CO_2 数量,作为 CO_2 注入量计算的依据,并在回收操作期间继续使用该关联比例进行会计核算。此外,操作方还需测量并记录任何场外处置、移除或排放的 CO_2 ,例如转移至其他 EOR 操作的 CO_2 (包括先前注入的 CO_2)、维护期间的排放/燃烧,以及因设备故障或维修导致的 CO_2 排放等情况。

这种框架为识别并记录 CO_2 -EOR 现场接收的总 CO_2 中用于注入的部分提供了依据。在适当的核查、监测和文件记录的基础上,这些 CO_2 最终可被认可为关联封存。

A.13 证明 EOR 综合体中安全且长期封存的净 CO_2 量

在开发项目、获得监管机构许可以及开展运营(包括维护和验证穿透储层井的机械完整性,以及主动管理地下流体流动以确保注入的流体限制在预期地层中)的过程中,项目运营方采取了一系列必要的步骤,以确保注入的 CO_2 能够安全地保留在 EOR 综合体中,同时不会干扰地下其他用途或威胁地下饮用水源。现场评估和选址的主要目标是确保注入层具有适当的不渗透岩石覆盖层,且不与饮用水源、渗透层、泄漏通道或 EOR 综合体外的邻近井存在连通,这可能导致注入的 CO_2 迁移至地表。此外,需维护并验证穿透储层井的机械完整性,并积极管理地下流体流动,以确保注入的流体被限制在预定的储层中。

在 CO_2 增强石油采收 (CO_2 -EOR) 操作中,目标储层经过严格评估和筛选,以确保其适用于 CO_2 -EOR。目标储层中的碳氢化合物资源已被困数百万年,这一事实为注入的 CO_2 能够以类似方式被封存提供了重要依据。

油田的计划操作通过建模计算储层中注入的流体(包括 CO_2 、水及其他流体)的体积,以及通过生产提取的流体(如碳氢化合物液体和气体、 CO_2 、水及其他流体)的体积,以优化驱替过程。总体上,所有流体的注入/提取比率(IWR)受到管理,以确保 CO_2 及其接触的流体被引导至生产井,而不会逸出预定区域。IWR 的平衡状况可以通过审计、监测和操作管理来确认,以确保驱替过程按计划进行,从而将 CO_2 的损失降至最低。在驱替初期或开发新油田区域时,可能会因压力调整或优先提取流体(如石油和 CO_2) 而出现 IWR 失衡的情况。这种情况下,通过评估和监测这些失衡时期,可以确保 EOR 综合体外的 CO_2 损失几乎为零。

注入和提取井的布置模式对于确保 CO_2 保留在预定储层中至关重要。例如,注入水可用于创建“水压幕”,将 CO_2 限制在储层内;或通过战略性布置提取井以限制流体的流动。这种主动的流体管理在防止 CO_2 迁移出 EOR 综合体方面起到了重要作用。

通过这些机制进行流体管理的运营方能够提供保证,确保 CO_2 被安全封存于 EOR 综合体中。此外,还可以通过多种监测方法进一步验证这一目标的实现。例如,压力监测是常用方法,地球物理和地球化学技术也可在适用情况下使用。

在 CO_2 -EOR 操作结束时(通常在人类活动停止注入数年后),所有穿透储层的井将按照地方和区域监管及许可要求被封堵和废弃。注入的 CO_2 的稳定分布可以通过模拟储层中碳氢化合物的原始分布相对容易地评估。井的构造设计同样关键。石油行业现有的标准和监管要求规定井的构造应与流体相容,并设计用于承受操作压力。虽然所用材料和技术可能有所差异,但 CO_2 -EOR 操作在井的设计和运行方面与其他涉及地下流体注入的油田操作并无本质区别(无论注入流体是否含有硫化氢、天然气、盐水或其他物质)。偶尔,井的设计可能未能实现储层与其他区域的完全隔离。这种情况下,流体(包括 CO_2 、石油、气体和盐水)可能通过失效的井构件迁移至更浅或更深的区域,甚至到地表。石油和天然气法规要求定期测试井的构造以确保区域隔离的完整性。如果隔离失效,需对井进行修复,并对 CO_2 的损失进行估算。从预定区域的流体损失并不一定意味着其会逸出至地表或污染淡水资源。然而,这会降低 CO_2 与大气长期隔离的保证水平。此类损失可以通过适当的方法进行量化。

A.14 解决其他问题

a) CO₂供应链的匹配

在发电厂或其他工业设施安装CO₂捕集设备之前，需事先规划被捕集CO₂的销售或处置方案。当CO₂排放源与CO₂驱油（CO₂-EOR）市场签订合同时，通常需与一个或多个EOR运营商达成协议，以确保在设施运行寿命期间实现合同约定的CO₂供应量。该协议可能涉及双方如何应对实际供应或获取的CO₂数量和成分因计划内或计划外变动而产生的变化。此外，由于CO₂-EOR项目的特点，在连续运行的每一年内可能需要逐渐减少新增CO₂的注入量，因此，CO₂供应源可能需要多个分阶段的供应协议。这些安排属于长期合同业务规划的常规内容。因此，人为CO₂的潜在供应商和购买者在商业运作上与其他商品的供应商和购买者没有本质区别。

b) 确保储存的人工CO₂不会泄漏或被重复计算

在碳氢化合物回收操作终止时，应制定终止文件，明确EOR综合体中储存的人工CO₂的情况，包括储存的CO₂总质量。同时，应详细说明在EOR项目生命周期内如何管理和降低与人工CO₂地质储存相关的风险和不确定性，以确保储存的CO₂不会重新释放至大气或被重复计入碳排放。

c) 注入CO₂的横向位置

CO₂-EOR项目通常为长期运行项目，通常在二次回收操作（如水驱）完成后进行。在项目早期阶段的规划和开发过程中，针对相关地质特征开展的研究具有重要意义。这些地质特征通常会在CO₂注入前的多年内被逐步确定。

运营方在规划水驱阶段时，会考虑注入水的流动路径及其对后续三级回收阶段的影响。由于CO₂注入的目的是使CO₂与储层中尽可能多的剩余原油接触，因此，运营方在设计水驱时需充分考虑这一目标。运营方通常通过各种生产监测技术对注入储层中的CO₂行为（包括其横向分布范围）进行监测。这些技术包括调整地下压力以引导CO₂及其动员的原油沿最佳流动路径流向生产井。主动压力监测和管理是实现CO₂-EOR成功运行的关键要素之一。根据具体油田的实际注入经验，运营方可能会在多年内调整开发计划。在北美地区，这些调整信息通常会持续向石油和天然气监管机构报告。

d) 注入CO₂的垂直运动

在CO₂-EOR操作中，地下储层的管理涉及四维空间，即横向的长度和宽度、垂直的深度和厚度（这些参数可能在储层的横向范围内变化显著），以及时间维度。例如，为满足混溶压力要求，初始CO₂注入可能需要在生产操作开始前一年以上完成。

由于超临界CO₂的密度低于盐水，CO₂通常会向储层中原生流体之上迁移。运营方在设计和操作水驱时会充分考虑这一特性，以最大化CO₂与原油的接触量，从而实现注入CO₂的最佳利用价值。

e) 向未来潜在用户通报CO₂的注入情况

相关文件需提交至监管机构，并适用于最初随公共记录提交的、经监管机构批准的同一地面单位面积范围内的运营活动。因此，任何未来拟利用该地下空间的潜在用户均可从记录中获悉相关地层的历史注入和生产情况。。

A. 15 停止 CO₂注入和碳氢化合物开采：“同时”或“非同时”停止 CO₂注入

通常，石油回收操作将在CO₂注入操作开始前的多年，甚至几十年内启动，并可能在CO₂注入停止后继续多年。在所有CO₂-EOR作业中，无论是陆上还是海上，即使碳氢化合物回收作业变得不再经济，且注入井和生产井被堵塞和废弃后，仍有大量碳氢化合物资源保留在地层中。已发布的关于CO₂注入结束时原始石油地质储量（OOIP）仍保留的百分比估计差异较大，通常在30%至50%之间。

由于剩余碳氢化合物资源的存在以及采油作业中不断变化的经济和技术参数，CO₂-EOR作业中CO₂注入的结束时间和方式存在多种可能性。

1) “非同时”停止CO₂注入和石油回收

即使碳氢化合物开采仍在继续，CO₂的注入也可能会停止。这可能由多种因素引起，包括CO₂供应中断或故障；CO₂来源由人为变为自然来源；影响CO₂供应的经济或监管政策变化；或采油技术的变化。

在这种情况下，即使人工CO₂注入已经结束，碳氢化合物回收作业仍将继续（或在未来重新启动）。因此，石油回收作业可能在注入结束后继续进行，油井将继续开采石油，注入井不会被堵塞或废弃，EOR复合体的运行可能会继续。因此，在这种情况下，人工CO₂注入的停止与石油采收作业的停止并不重合。可以预见，CO₂注入可能在经济变化或技术进步的推动下再次启动，从而将其转变为“巧合停止”模型。

2) “同时”停止CO₂注入和石油开采

人工CO₂注入也可能与石油开采作业同时结束。虽然这种情况适用于陆上和海上操作，但在未来的海上操作中最为常见，因为海上操作的资本成本较高，或平台操作施加的操作限制。在这种情况下，CO₂的处置（例如，重新注入、运输到现场或释放）仍需进行测量、报告和文档记录，直到项目终止。

这些不同的操作场景表明，与CO₂-EOR操作相关的偶然存储的CO₂数量可能会存在不同的文档记录周期。给定的文档记录周期可能会“嵌套”在正在进行的油气回收操作中，或者在油气回收操作结束时终止。然而，由于后续的碳氢化合物生产将在实际CO₂注入终止后继续产生注入的CO₂，因此对存储CO₂封闭性的定期保证将持续到项目井的最终封堵和废弃。

附录 B

（资料性）

量化计算示例

B.1 引言

附录B提供了如何利用第8条中概述的量化原则和记录值进行相关存储量化的指导。首先，使用第8条中规定的方法计算CO₂的总相关存储量。其次，附录通过计算代表人为CO₂的相关存储部分，进一步补充了CO₂总相关存储量的初步量化。该补充计算基于人为CO₂的质量与CO₂总质量的比例，使用质量或体积（在标准条件下）分配比率进行。示例中识别了在计算过程中使用的变量以及每个变量的适用分配比率。

示例考虑了从量化开始的第一个量化周期，即可能的首次记录周期。尽管量化结果通常会转换为质量，但为了简化演示，示例中使用了标准石油和天然气行业的体积单位（具体转换见附录C），并在最后一步将结果转换为质量。

注意，在以下示例计算中，SI单位将使用标准ISO数字格式（即“逗号”表示小数点，空格每三位数字分隔一次），而石油田单位将使用“十进制点”和“逗号”来分隔每三位数字。

在此示例中，首先计算总CO₂相关存储量，第二步通过分配比率计算出人为CO₂部分的量化。计算假设为非闰年（365天），并使用四位有效数字。

附录C包含了一个表格，用于将示例中使用的石油工程师学会（SPE）标准石油和天然气行业单位转换为国际单位制（SI）单位。

在此示例中，操作损失（损失操作）由两个变量组成，具体由损失操作定义：

- a) 运行入口损失：贸易交接流量计和贸易流量计接收到的CO₂首先与生产中回收的CO₂混合的点之间，操作中发生的CO₂损失总质量。该变量包括来自设施的泄漏以及与入口部分相关的通风/燃烧。
- b) 其他运行损失：CO₂-EOR项目各个方面在注入EOR综合体期间以及生产和处理产出流体和CO₂期间发生的CO₂损失总量，但不包括已在运行入口覆盖部分中的损失。该变量包括设施泄漏、操作排放/燃烧、产品中夹带的CO₂和CO₂转移。

在大多数情况下，运行入口损失和其他运行损失将采用不同的分配比率，因为每个变量的人为CO₂比例可能会有所不同。

B.2 假设项目

为了进一步说明，提供了一个假设的CO₂-EOR项目作为示例。为了涵盖各种可能的场景，假设一个相对小规模CO₂-EOR项目，首先使用非人为CO₂（与来源无关）进行持续的CO₂-EOR操作，然后再接收用于注入的人为CO₂。此外，假设在现场发现时，项目储层中还存在少量天然CO₂。同时，接收的CO₂包括非人为CO₂（与来源无关）和人为CO₂。假设该项目配备了回收设施。以下是该量化示例所需的参数：

B.2.1 EOR 综合体前期接收与注入的 CO₂ 总量和人为排放 CO₂ 量

在该项目中，量化期开始时，EOR综合体内已接收并注入的CO₂总量（假设没有人为部分）已知为6,000 MMscf（169,900,000 Sm³）。该数据将作为初始文件的一部分进行记录。如果在量化期开始之前，CO₂-EOR操作期间已接收并注入的CO₂符合人为CO₂的定义，则为了量化相关储存的人为部分，它将被视为非人为CO₂。

B.2.2 新接收的 CO₂ 及人为排放 CO₂ 百分比

在此示例的第一个文档期间，接收的新CO₂量为10.00 MMscf/D（283,200 Sm³/D），其中40%为人为排放CO₂。这个示例代表了一个CO₂-EOR项目，可能存在非人为排放CO₂供应，而现在该供应正被来自新来源的人为排放CO₂所补充。

B.2.3 原生 CO₂ 含量

原生CO₂含量为100.0 scf/stb (17.81 Sm³/stb)，假设捕获的原生CO₂作为人为排放CO₂的纳入已获得相关当局的批准。

B.2.4 原油生产

在第一年，该项目的油气生产平均为 1,000 stb/D (159,0 Sm³/D)。

B.2.5 运行入口损失

入口部分设施的损失（即在CO₂输送的贸易交接之后，保管计量表接收到的CO₂首次与从生产中回收的CO₂混合之前）经测量、计算或估算为2.000 Mscf/D (56.64 Sm³/D)。该损失包括CO₂的总损失，涵盖人为和非人为CO₂成分。

B.2.6 EOR 综合损失

EOR综合体的损失经测量、计算或估算为1.000 Mscf/D (28.32 Sm³/D)。该损失为总CO₂损失，包括人为和非人为CO₂（其中也包括在量化期之前注入的非合格体积）。

B.2.7 其他运行损失

通过生产设施进行的所有操作的总损失（不包括入口部分）经测量、计算或估算为15.00 Mscf/D (424.8 Sm³/D)。该损失为CO₂的总损失，涵盖人为和非人为CO₂（不包括量化期之前注入的体积）。该损失为以下各项的总和： a) 由于生产、处理和回收CO₂-EOR设施（包括井口在内的基础设施）泄漏而造成的CO₂损失

- b) 操作中排放/火炬排放造成的CO₂损失（例如火炬排放）
 - c) 当CO₂没有被分离和重新注入时，由于注入的气体/油/水中的夹带而导致的CO₂损失
 - d) 由于CO₂-EOR项目之外的任何CO₂转移而造成的CO₂损失
- 可以使用每日计量，通过此量化过程减少计算错误。

B.3 第一年的计算流程（CO₂ 总量）

总CO₂关联封存量的计算如第一步所示（见B.3.1至B.3.5）。

B.3.1 原生 CO₂ 回收量计算

如果获得主管部门批准包含原生CO₂，则使用以下参数计算minput中包含的原生CO₂质量：

- a) 天然CO₂含量为100.0 scf/stb (17.81 Sm³/Sm³)。
- b) 生产率为1,000 stb/D (159.0 Sm³/D)。

计算：

$$(1,000 \text{ stb/D} \times 365.0 \text{ D/年}) \times (100.00 \text{ scf/stb} / 1,000,000 \text{ scf/MMscf}) = 36.50 \text{ MMscf}$$

$$(159.0 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ D/年}) \times 17.81 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3 = 1,034,000 \text{ Sm}^3 = 1,931 \text{ 吨}$$

该值为第一年回收的原生CO₂总量。

B.3.2 总 CO₂ 输入量

如果没有批准并接收原生CO₂，则项目每日接收的CO₂量乘以365天即可得到年度总输入量。

$$10.00 \text{ MMscf/天} \times 365.0 \text{ 天/年} = 3,650 \text{ MMscf}$$

$$(283,200 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ D/年}) = 103,400,000 \text{ Sm}^3 = 193,100 \text{ 吨}$$

如果获得当局批准包含原生CO₂，则包含原生体积（见B.3.1）。

$$3,650 \text{ MMscf} + 36.50 \text{ MMscf} = 3,686.50 \text{ MMscf}$$

$$103,400,000 \text{ Sm}^3 + 1,034,000 \text{ Sm}^3 = 104,434,000 \text{ Sm}^3 = 195,000 \text{ 吨}$$

B.3.3 运行损失

注入和生产设施的每日损失（参见B.2.5和B.2.6）从Mscf转换为MMscf，然后乘以365天以获得年度操作损失，其中：

运行损失=运行入口损失—其他运行损失

$$(2.000 \text{ Mscf/D} + 15.00 \text{ Mscf/D}) / 1,000 \times 365.0 \text{ D/年} = 6.20 \text{ MMscf}$$

$$481.4 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ D/年} = 175,770 \text{ Sm}^3 = 328.2 \text{ 吨}$$

B.3.4 EOR 综合损失

EOR综合体的每日损失（参见B.2.6）被转换为MMscf，并乘以365天以获得年度损失：

$$(1.000 \text{ Mscf/D}) / 1,000 \times 365.0 \text{ 天/年} = 0.365 \text{ MMscf}$$

$$28.32 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ 天/年} = 10,340 \text{ Sm}^3 = 19.3 \text{ 吨}$$

B.3.5 关联封存量计算

第一年CO₂相关封存总量根据以下公式计算：

封存两= 总CO₂输入量—运行损失—EOR综合损失

$$3,686.5 \text{ MMscf} - 6.20 \text{ MMscf} - 0.365 \text{ MMscf} = 3,680 \text{ MMscf}$$

$$104,400,000 \text{ Sm}^3 - 20,155 \text{ Sm}^3 - 10,340 \text{ Sm}^3 = 104,213,890 \text{ Sm}^3 = 194,700 \text{ 吨}$$

注意：

如果包括之前的6,000 MMscf体积，则EOR综合体内的CO₂总量将为9,680 MMscf，即：

$$9,680 \text{ MMscf} \times 1,000,000 = 9,680,000,000 \text{ Sm}^3 = 512,100 \text{ 吨}。$$

B. 4 第一年封存量中人为排放占比的计算程序

与CO₂相关的封存项目中的人为部分计算将遵循相同的方法，使用相同的公式（见B.3.），并应用经过调整以反映分配比率的变量。需要注意的是，如果该假设项目（即新项目）之前未接收并注入CO₂，并且新接收的CO₂为100%人为来源，则以下计算将简化为从接收的CO₂量中扣除损失。本文提供的示例旨在解决较为复杂的场景，尽管为了易于理解，采用了简化的方式。

B.4.1 原生 CO₂ 计算（如有）

如果获得主管部门批准包含原生CO₂，则应使用以下参数计算minput中包含的原生CO₂质量：

a) 天然CO₂含量为100.0 scf/stb（17.81 Sm³/Sm³）

b) 生产率为1,000 stb/D（159.0 Sm³/D）

计算公式如下：

$$(1,000 \text{ stb/D} \times 365.0 \text{ D/年}) \times (100.0 \text{ scf/stb}) / (1,000,000 \text{ scf/MMscf}) = 36.50 \text{ MMscf}$$

$$[(159.0 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ D/年}) \times (17.81 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3)] = 1,034,000 \text{ Sm}^3 = 1,931 \text{ 吨}$$

该值为第一年回收的天然CO₂总量。

B.4.2 使用比率计算人为排放的 CO₂

为了计算该项目接收的人为CO₂量，采用了三步过程。首先，计算该项目的贸易交接计量表接收的CO₂总量，然后减去总CO₂流中非人为CO₂的比例。最后，如果得到当局的批准，原生物质将被添加到人为流中。使用以下参数：

a) 新接收的CO₂为10.00 MMscf/D（283,200 Sm³/D），其中49%的CO₂被认为是人为的。

b) 第一年的人为原生CO₂为36.50 MMscf（1,034,000 Sm³）（参见B.4.1）。

计算公式如下：

B.4.2.1 第一年的总 CO₂ 接收量

$$(10.00 \text{ MMscf/D} \times 365.0 \text{ D/年}) = 3,650 \text{ MMscf}$$

$$[(283,200 \text{ Sm}^3\text{/D} \times 365.0 \text{ D/年}) = 103,400,000 \text{ Sm}^3 = 193,200 \text{ 吨}]$$

预计的人为分配比率为40%（0.4000），该分配系数用于计算初始运营损失中人为产生的CO₂部分（见B.4.3）。

B.4.2.2 第一年的总 CO₂ 输入量

$$(10.00 \text{ MMscf/D} \times 365.0 \text{ D/年}) + 36.50 \text{ MMscf} = 3,687 \text{ MMscf}$$

$$[(283,200 \text{ Sm}^3\text{/D} \times 365.0 \text{ D/年}) + 1,034,000 \text{ Sm}^3 = 104,400,000 \text{ Sm}^3 = 195,000 \text{ 吨}]$$

B.4.2.3 第一年的人为排放 CO₂ 输入量

总输入量中的人为排放部分通过将人为排放比例（40%）应用于总接收CO₂量并添加原生CO₂量来计算。

$$(10.00 \text{ MMscf/D} \times 365.0 \text{ D/年}) \times 0.4000 + 36.50 \text{ MMscf} = 1,497 \text{ MMscf}$$

$$[(283,200 \text{ Sm}^3\text{/D} \times 365.0 \text{ D/年}) \times 0.4000 + 1,034,000 \text{ Sm}^3 = 42,380,000 \text{ Sm}^3 = 79,170 \text{ 吨}]$$

B.4.2.4 第一年的总输入量中人为排放占比

在当局允许的情况下，将总输入量中的人为排放部分除以总输入量（包括原生CO₂量）。

$$1,497 \text{ MMscf} / (3,650 + 36.50) \text{ MMscf} = 0.4060$$

$$[42,380,000 \text{ Sm}^3 / (104,400,000 \text{ Sm}^3) = 0.4060]$$

B.4.3 人为排放 CO₂ 的运行入口损失

由于人为比率在整个系统中会有所不同，第一个计算量化了保管仪表与保管交接仪表接收的CO₂，首先与从生产和回收中回收的CO₂结合，以用于回注目的的点之间的人为CO₂损失。使用以下参数：

a) 入口CO₂流的运行入口损失为2.000 Mscf/D（56.64 Sm³/D）（参见B.2.5）。

b) 第一年的人为CO₂排放比率为0.4000（见B.2.2）。

计算公式如下：

B.4.3.1 第一年的总 CO₂ 运行入口损失

运行入口损失日率从Mscf转换为MMscf，然后乘以365天，得出年度运行入口损失总量。

$$(2.000 \text{ Mscf/D} / 1,000) \times 365.0 \text{ D/年} = 0.7300 \text{ MMscf} = 38.62 \text{ 吨}$$

$$[56.64 \text{ Sm}^3\text{/D} / 28.32 \text{ Sm}^3\text{/D} \times 28,320 \text{ Sm}^3 \times 365.0 \text{ D/年} = 20,670 \text{ Sm}^3 = 38.62 \text{ 吨}]$$

B.4.3.2 第一年的人为排放 CO₂ 的运行入口损失

将年度运行入口损失总量乘以人为排放比率，得出年度人为排放CO₂的运行入口损失量。

$$0.7300 \text{ MMscf} \times 0.4000 = 0.2920 \text{ MMscf} = 15.45 \text{ 吨}$$

$$[20,674 \text{ Sm}^3 \times 0.4000 = 8,270 \text{ Sm}^3 = 15.45 \text{ 吨}]$$

B.4.4 EOR 综合体人为排放 CO₂ 比率

该比率代表量化期第一年末EOR综合体存在的人为CO₂比例。它用于计算运营损失生产和EOR综合体损失中的人为CO₂部分的数量。该比率随时间变化，可以以较短的间隔计算（以配合监测和损失测量事件）以提高准确性。

使用以下参数：

- a) 量化期开始时先前注入EOR综合体内的CO₂（见B.2.1）为6,000 MMscf（169,900,000 Sm³）；
- b) 第一年接收的总CO₂为3,687 MMscf（104,400,000 Sm³），包括原生CO₂（见B.3.2和B.4.1）；
- c) 第一年人为排放的CO₂总量为1,497 MMscf（42,395,000 Sm³）（见B.4.2.2）；
- d) 第一年运行入口CO₂总损失为0.7300 MMscf（20,670 Sm³）（见B.4.3.1）；
- e) 第一年人为排放的CO₂总量为0.2920 MMscf（8,270 Sm³）（见B.4.3.2）。

计算公式如下：

EOR综合体损失量和其他运行损失量中的人为排放比率是通过将输入总量（包括原生CO₂量）的人为部分减去运行入口损失的人为部分，然后将结果除以（前期注入量 + 输入总量 - 运行入口损失）的总和得出的。

$$(1,497 \text{ MMscf} - 0.2920 \text{ MMscf}) / (6,000 \text{ MMscf} + 3,687 \text{ MMscf} - 0.7300 \text{ MMscf}) = 0.1545$$

$$[(42,395,000 \text{ Sm}^3 - 8,270 \text{ Sm}^3) / (169,900,000 \text{ Sm}^3 + 104,400,000 \text{ Sm}^3 - 20,670 \text{ Sm}^3)] = 0.1545$$

B.4.5 其他运行损失和 EOR 综合体损失中人为排放 CO₂ 占比

该计算通过将B.4.4中得出的人为排放比率应用于总运营其他损失和总EOR综合损失，得出运营其他损失和EOR综合损失中的人为排放部分。

所用参数：

- a) EOR综合体人为CO₂比率为0.1545（见L4）；
- b) EOR综合体损失为1.000 Mscf/D（28.32 Sm³/D）；
- c) 运营其他损失为15.00 Mscf/D（424.8 Sm³/D）。

计算：

B.4.5.1 其他运行总 CO₂ 损失量

将其他损失日率从Mscf转换为MMscf，再乘以365天，得出年度总其他运行损失量。

$$(15.00 \text{ Mscf/D}) / (1,000 \text{ Mscf/MMscf}) \times 365.0 \text{ D/Year} = 5.475 \text{ MMscf}$$

$$[424.8 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ D/Year} = 155,100 \text{ Sm}^3 = 289.6 \text{ t}]$$

B.4.5.2 EOR 综合体总 CO₂ 损失量

将EOR综合体每日CO₂总损失率从Mscf转换为MMscf，再乘以365天，得出年度总CO₂排放量。

$$(1.000 \text{ Mscf/D}) / (1,000 \text{ Mscf/MMscf}) \times 365.0 \text{ D/Year} = 0.3650 \text{ MMscf}$$

$$[28.30 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 365.0 \text{ D/Year} = 10,340 \text{ Sm}^3 = 19.31 \text{ t}]$$

B.4.5.3 EOR 综合体人为排放 CO₂ 损失量

将总CO₂运营损失量乘以B.4.4中得出的人为排放比率，得出年度其他运行损失中的人为排放部分。

$$(5.475 \text{ MMscf}) \times 0.1545 = 0.8459 \text{ MMscf}$$

$$[155,100 \text{ Sm}^3 \times 0.1545 = 23,960 \text{ Sm}^3 = 44.75 \text{ t}]$$

B.4.5.4 第一年总输入量中人为排放占比

将EOR综合体总CO₂损失量乘以B.4.4中得出的人为排放比率，得出年度EOR综合体损失中的人为排放部分。

$$(0.3650 \text{ MMscf}) \times 0.1545 = 0.05639 \text{ MMscf}$$

$$[10,340 \text{ Sm}^3 \times 0.1545 = 1,598 \text{ Sm}^3 = 2.98 \text{ t}]$$

B.4.6 量化与 EOR 运行相关联的人为排放 CO₂

所用参数:

- a) 人为排放CO₂的运行入口损失: 0.2920 MMscf (8,270 Sm³) (见B.4.3.2);
- b) 人为排放CO₂的运行其他损失: 0.8459 MMscf (23,960 Sm³) (见B.4.5.3);
- c) EOR综合体人为排放CO₂损失: 0.05639 MMscf (1,598 Sm³) (见B.4.5.4);
- d) 新接收的CO₂和人为排放CO₂的百分比: 10.00 MMscf/D (283,200 Sm³/D) (40%认为排放);
- e) 接收的原生CO₂: 36.50 MMscf (1,034,000 Sm³) (见B.4.1)。

计算:

为了计算第一年的人为排放CO₂封存量, 计算时考虑了原生CO₂量(已包含在输入量中), 并根据以下人为排放CO₂输入量计算公式进行:

$$((10.00 \text{ MMscf/D} \times 0.400) \times 365.0 \text{ D/Year}) + 36.50 \text{ MMscf} - (0.2920 \text{ MMscf} + 0.8459 \text{ MMscf}) - 0.05639 \text{ MMscf} = 1,495.3 \text{ MMscf}$$

$$[(283,200 \text{ Sm}^3/\text{D} \times 0.400 \times 365.0 \text{ D/Year}) + 1,034,000 \text{ Sm}^3] - (8,270 \text{ Sm}^3 + 23,960 \text{ Sm}^3) - 1,598 \text{ Sm}^3 = 423,470 \text{ Sm}^3 = 79,110 \text{ t}$$

附录 C
(资料性)
单位换算

石油天然气工业标准单位

桶油	stb
桶油每天	stb/D
百万标准立方英尺	MMscf
百万标准立方英尺每天	MMscf/D
标准立方英尺	scf
标准立方英尺每桶	scf/stb
标准立方英尺每天	scf/D
千标准立方英尺	Mscf
千标准立方英尺每天	Mscf/D

国际单位制-公制换算系数

1 桶 = 0.1583 Sm³

1 M = 1000

1 MM = 1000000

1 t = 1 kg

60°F (15.5556°C)、1 大气压条件下国际单位制-公制换算系数

	体积 m ³	质量 千克	体积 标准立方英尺	质量 磅
体积 (立方米)	1,000	1,868	35.31	4.118
质量 (千克)	0,535 3	1,000	18.90	2.204
体积 (标准立方英尺)	0,028 32	0,052 90	1.000	0.116 6
质量 (磅)	0,242 8	0,453 6	8.575	1.000
注：本表中 (m ³) 和 (kg) 栏用逗号 (“,”) 表示小数点 (“.”)。				