

第 5 章

二氧化碳运输、注入和地质储存

作者

Sam Holloway (英国)、Anhar Karimjee (美国)、
Makoto Akai (日本)、Riitta Pipatti (芬兰) 和 Kristin Rypdal (挪威)

目录

5	二氧化碳运输、注入和地质储存	
5.1	引言	5.6
5.2	概述	5.6
5.3	CO ₂ 捕获	5.7
5.4	CO ₂ 运输	5.9
5.4.1	CO ₂ 管道运输	5.9
5.4.2	CO ₂ 轮船运输	5.11
5.4.3	CO ₂ 运输道路的中间存储设施	5.11
5.5	CO ₂ 注入	5.11
5.6	CO ₂ 地质储存	5.11
5.6.1	排放路径/源的描述	5.12
5.7	方法学问题	5.13
5.7.1	方法选择	5.15
5.7.2	排放因子和活动数据的选择	5.17
5.7.3	完整性	5.17
5.7.4	建立一致的时间序列	5.18
5.8	不确定性评估	5.18
5.9	清单质量保证/质量控制(QA/QC)	5.18
5.10	报告和归档	5.20
附件 5.1	地质CO ₂ 储存场地潜在监测技术的概要说明	5.21
参考文献		5.31

公式

公式 5.1	国家总排放	5.16
--------	-------------	------

图

图 5.1	与以上系统讨论相联系的编号碳捕获和储存过程的图示.....	5.7
图 5.2	CO ₂ 捕获系统（SRCCS后）	5.8
图 5.3	估算CO ₂ 储存场地产生排放的程序	5.14
图 A1	从地质储存库到储存场地外发生CO ₂ 泄漏可能性的图示.....	5.22

表

表 5.1	CCS源类别	5.8
表 5.2	从CO ₂ 捕获地到最终储存地的CO ₂ 管道运输的缺省方法 1 排放因子	5.11
表 5.3	地质库的潜在排放路径	5.13
表 5.4	概述表CO ₂ 捕获、运输、注入和CO ₂ 长期储存的概述	5.19
表A 5.1	潜在深部监测技术和其可能的应用	5.24
表A 5.2	潜在浅层地下监测技术以及其可能的应用	5.26
表A 5.3	检测从地面或水面到大气流量的技术，及其可能的应用	5.27
表A 5.4	空气和土壤中（泄漏检测）提高的CO ₂ 水平的检测技术	5.28
表A 5.5	检测来自地质CO ₂ 储存场地的泄漏的替代测量	5.29
表A 5.6	海水CO ₂ 水平的监测技术及其可能的应用	5.30

框

框 5.1	CO ₂ 管道运输缺省排放因子的推导	5.10
-------	-------------------------------------	------

5 二氧化碳运输、注入和地质储存

5.1 导言

二氧化碳（CO₂）捕获和储存（CCS）是，可以用来减少继续使用化石燃料产生的温室气体排放的行动组合中的一个选择。

最简单的说，CCS过程是由三个主要步骤构成的链：CO₂的捕获和压缩（通常在大型工业设施中¹），向储存地点的运输以及从大气的长期隔离。IPCC（2005）已制定了《二氧化碳捕获与储存特别报告》（SRCCS），从此报告可以获得关于CCS的更多信息。已与SRCCS的作者磋商制定了这些指南中的材料。

地质储存可以在天然地下库进行，例如，油气田、煤层和含咸水层，利用地质障碍来从自大气分离CO₂。SRCCS的第5章描述了所涉及的储存过程。地质CO₂储存可以发生在仅为储存CO₂的场所，或为提高石油采收率，提高气体回收或提高煤层气采收率操作结合进行（分别为EOR、EGR和ECBM）。这些指南仅提供了二氧化碳运输、注入和地质储存（CCGS）的排放估算指南。对于储存选择的任何其他类型（例如，CO₂的海洋储存或转换成惰性无机碳酸盐），未提供排放估算方法。某些废弃物材料的矿物碳化除外，这些技术在研究阶段，而非IPCC（2005）技术开发的示范或后期阶段。如果他们达到发展后期时，编制这些技术产生的排放的清单指南，可能出现在《指南》将来修订版中。

用于CO₂捕获、压缩、运输和注入的化石燃料引起的排放，本章未涉及。作为在适当固定源或移动源能源用途类别中的使用能源，这些排放纳入并报告在国家清单中。如果有必要，参与国际运输的轮船使用的燃料将按燃油规则加于排除，不论货物如何，不宜将燃油规则扩大至运作管线所用任何能源的排放。

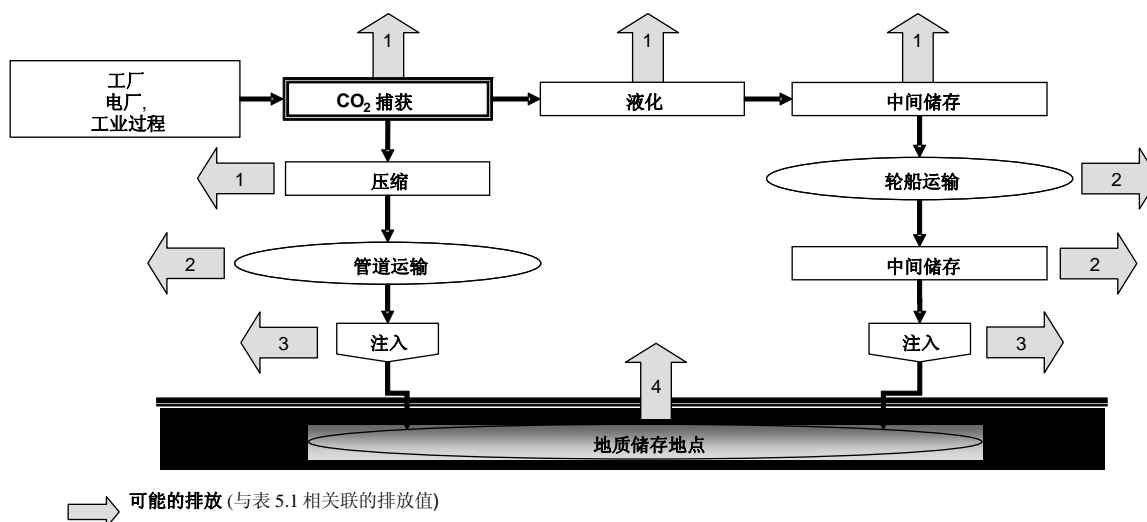
5.2 概述

在这些指南中，捕获和地质储存链细分为四个系统（图5.1）。

1. 捕获和压缩系统。该系统界限包括捕获、压缩，如有必要，进行运输调节。
2. 运输系统。管道和轮船被认为是大规模CO₂运输的最可能手段。上游系统界限在捕获和压缩系统中，是压缩/调节装置的出口。下游系统界限是运输管道或轮船卸载设施的下游终点。应该注意的是，压缩机站可能位于管道系统沿线，这是系统1或系统3中任何压缩之外的。
3. 注入系统。注入系统包括注入地点的地面设施，例如，储存设施、运输管道终端的分配管汇、至油井的分配管道、附加压缩设施、测量和控制系统、进口和注入井。上游系统界限是运输管道或轮船卸载设施的下游终点。下游系统界限是地质贮存库。
4. 储存系统。储存系统包括地质贮存库。

¹ 可能捕获CO₂的大型点源的示例包括，发电、钢铁制造、天然气加工、水泥生产、氨气生产、氢气生产和乙醇制造厂。

图 5.1 与以上系统讨论相联系的编号碳捕获和储存过程的图示



本章未纳入 CO₂ 捕获和压缩的指南。关于捕获和压缩排放估算指南的简要概览和信息出处可见第 5.3 节。本章第 5.4、5.5 和 5.6 节分别介绍了，CCGS 链的 CO₂ 运输、注入和储存系统产生排放的编制清单指南。EOR、EGR 和 ECBM 现场（不论是否有 CO₂ 贮存）的地面设施产生的溢散排放，列为油和气的作业，第 2 卷第 4 章提供了估算这些排放的指南。EOR、EGR 和 ECBM 场地的地下贮存库产生的排放，列为地质储存场地产生的排放，本章第 5.7 节提供了估算这些排放的指南。

表 5.1 显示了所报告的 CO₂ 运输、注入和储存系统产生排放中的类别。

5.3 CO₂ 捕获

人为二氧化碳排放主要源自发电、工业、建筑和运输部门中化石燃料（及生物量）的燃烧。CO₂ 亦排放于某些工业过程（例如，水泥制造、天然气加工和氢气生产）非燃烧源。

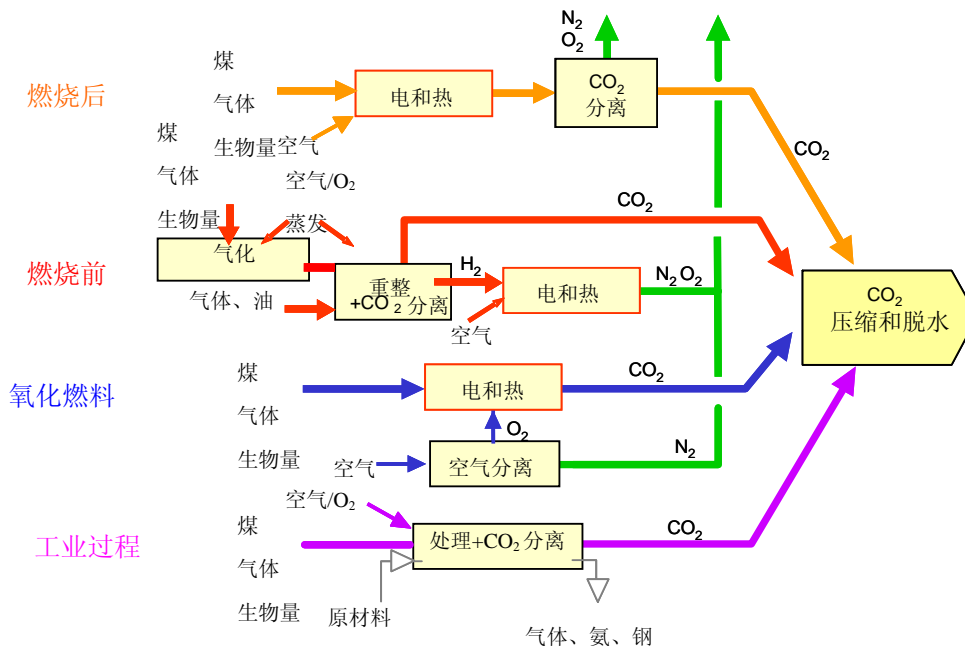
CO₂ 捕获在高压下产生 CO₂ 浓缩流，可输送至储存地点储存。在本《指南》中，捕获的系统界限包括压缩和在运输前发生的 CO₂ 任何脱水或其他空调。

电力厂和其他大型工业设施是 CO₂ 捕获的主要候选对象，不过迄今捕获和储存的正是气体加工工业中从天然气分离的高纯度流。现有技术通常的布署方式可捕获 IPCC 捕获工厂处理的约 85%-95% CO₂（2005）。取自 SRCCS 的图 5.2 提供了相关过程的概述。以下对主要技术进行了简要描述。更多细节可在 SRCCS 第 3 章获得：

- 燃烧后的捕获：CO₂ 可以分离自燃烧工厂或天然气流的烟气，并且进入压缩和脱水装置，向运输系统传送相对清洁和干燥的 CO₂ 流。这些系统通常使用液体溶剂来捕获 CO₂。
- 燃烧前的捕获：这包括燃料与氧或空气、和/或蒸汽起反应，产生主要由一氧化碳和氢气的组成的“合成气”或“燃料气”。一氧化碳与蒸汽在催化反应器里起反应，称为变换炉，得出 CO₂ 和更多氢气。然后 CO₂ 从气体混合物分离，通常通过物理或化学吸收过程，产生可用在许多应用场合富含氢的燃料，例如，锅炉、高炉、气轮机和燃料网。该技术广泛使用在氢气生产中（主要用于氨和化肥生产）以及石油提纯作业中。本卷第 2 章第 2.3.4 节给出了关于如何估算和报告此过程产生的排放的指南。
- 氧化燃料捕获：在氧化燃料燃烧中，近乎纯的氧代替了空气用于燃料，产生主要为 CO₂ 和 H₂O 的烟气。该烟气流可直接进入 CO₂ 压缩和脱水装置。此技术尚在示范期。本卷第 2 章第 2.3.4 节给出了关于如何估算和报告此过程产生的排放的指南。

1	C			二氧化碳运输和储存	二氧化碳(CO ₂)捕获和储存(CCS)包括 CO ₂ 的捕获, 向储存地点的运输以及长期从大气中分离。类别 1C 涉及了与 CO ₂ 运输、注入和储存相关的排放。与 CO ₂ 捕获相关的排放(和减少)应该在捕获的 IPCC 部门(如固定源燃烧或工业活动)予以报告。
1	C	1		CO ₂ 的运输	用于从源到注入地点运输捕获 CO ₂ 的系统所产生的溢散排放。这些排放可包括, 由于管道断裂引起的设备泄漏、泄放和释放或其他意外排放(如暂时性储存)产生的溢散损失。
1	C	1	a	管道	用于向注入地点运输 CO ₂ 的管道系统产生的溢散排放。
1	C	1	b	轮船	用于向注入地点运输 CO ₂ 的轮船产生的溢散排放。
1	C	1	c	其它(请说明)	用于向注入地点运输和暂性储存 CO ₂ 的其他系统产生的溢散排放。
1	C	2		注入和储存	注入地点的活动和设备, 以及贮存 CO ₂ 容器终端产生的溢散排放。
1	C	2	a	注入	注入地点的活动和设备产生的溢散排放。
1	C	2	b	储存	CO ₂ 储存后边端容器产生的溢散排放。
1	C	3		其它	未在别处报告的 CCS 产生的任何其他排放。

图 5.2 CO₂ 捕获系统 (SRCCS 后) :



如在一些工业过程已经提及, 化学反应引起 CO₂ 形成的数量和浓度, 可直接从烟气捕获或分离 CO₂, 例如: 氨气生产、水泥制造、乙醇生产、氢气生产、钢铁制造和天然气处理厂。

编制 CO₂ 捕获和压缩系统产生排放的清单指南的位置, 取决于 CO₂ 源的性质。

- 固定源燃烧系统 (主要电力和热能生产厂): 第 2 卷第 2 章第 2.3.4 节。
- 天然气处理厂: 第 2 卷第 4.2.1 节。
- 氢气生产厂: 第 2 卷第 4.2.1 节。
- 从其他工业过程捕获: 第 3 卷 (IPPU) 第 1 章第 1.2.2 节, 特别是:
 - (i) 水泥生产: IPPU 卷第 2.2 节

- (ii) 甲醇生产：IPPU 卷第 3.9 节
- (iii) 氨气生产：IPPU 卷第 3.2 节
- (iv) 钢铁制造：IPPU 卷第 4.2 节

如果捕获了生物量燃烧产生的 CO₂，负排放可产生自捕获和压缩系统。这是正确的程序，并且负排放应该如此予以报告。

虽然许多潜在排放路径对地质储存的所有类型是通用的，在提高碳氢化合物回收作业中，一些排放路径不同于未提高碳氢化合物回收的地质 CO₂ 储存的排放路径。在 EOR 作业中，CO₂ 注入到油藏，但是一部分注入量一般与生产井中的油、碳氢化合物气体和水一起产生。CO₂-碳氢化合物气体混合物从原油中分离出，并且可以重新注入到油藏，根据其碳氢化合物含量，用作现场燃气或送往气体处理厂分离为 CO₂ 和碳氢化合物气体。因为从产生的气体混合物分离 CO₂ 的费用昂贵，因此 EGR 和 ECBM 过程努力避免 CO₂ 生产。从碳氢化合物气体分离出的 CO₂，根据再循环与注入输入的 CO₂ 的经济学，可在 EOR 作业中再循环和再注入，或泄放。CO₂ 的气体亦通过 EOR 作业中的原油储油罐释放。该蒸气可根据其碳氢化合物含量进行泄放、喷焰燃烧或用于燃气。因此，CO₂ 泄放和 CO₂ 的碳氢化合物气体的喷焰燃烧或燃烧，还有任何注入的输出增量碳氢化合物的 CO₂ 产生的溢散排放，存在其他源的可能性。这些排放与 EOR、EGR 和 ECBM 场地（来自 CO₂ 的注入，和/或富含的碳氢化合物气体的生产、再循环、泄放、喷焰燃烧或燃烧）地面作业产生的溢散排放一起，包括任何注入的输出增量碳氢化合物的 CO₂，可以使用第 2 卷第 3 章给出的指南所描述的较高方法，进行估算和报告。

5.4 CO₂ 运输

溢散排放可源自：如管道破裂、密封圈和阀门、管道的中间压缩机站、中间储存设施、运输低温液化 CO₂ 的轮船和轮船装载及卸载设施。捕获 CO₂ 的运输产生的排在类别 1C 下予以报告（参见表 5.1）。CO₂ 管道是批量 CO₂ 运输的最普遍手段，是当今作业中的成熟销售技术。通过轮船的 CO₂ 批量运输也已经进行，但是规模相对较小。这种情况在绝缘容器内出现，其温度刚好低于环境，压力比管道运输低得多。卡车和铁路运输对于少量 CO₂ 是可行的，但是由于可能捕获的量非常大，在 CCS 中未必有效。因此，这里未给出卡车和铁路运输产生排放的计算方法。关于运输的更多信息参见 SRCCS 第 4 章（IPCC2005）。

5.4.1 CO₂ 管道运输

CO₂ 管道运输产生的排放，缺省排放因子可源自本卷第 4.2 节所提供的天然气传输（管道运输）排放因子。主要由于管道长度并非通常可获得的国家统计资料，所以按气体流通量提供了表 4.2.4 和 4.2.5 所列的天然气管道运输的方法 1 排放因子。然而，管道运输产生的溢散排放大部分独立于流通量，而取决于管道系统的规模和安装的设备。因此假定系统规模和使用的天然气之间存在联系，这种方法作为天然气运输的方法 1 是可接受的。

上述情况可能并不适用于 CCS 应用的 CO₂ 运输。由于优良作法是处理每个工厂或设施的捕获和储存，运输 CO₂ 管道系统的长度应当掌握，并用于估算运输排放。

框 5.1

CO₂ 管道运输缺省排放因子的推导

任何几何图形上的气相压降描述如：

$$\Delta P = \frac{f}{2} \rho v^2 \frac{l}{D}$$

其中

- v 是气体通过泄漏的线性速率，具有相同规模泄漏，与泄漏量成一定比例。
- ρ 是气体的密度；
- f 是无量纲摩擦数
- l/D （长度除以直径）描绘系统的实际规模。

对于泄漏， $f=1$ 并且独立于气体性质。因此假定管道的内部压力和实际量纲与 CO₂ 和 CH₄ 运输的相同，泄漏速率与气体的密度根成反比，因此与分子量的根成比例。

所以当 ΔP 与甲烷和二氧化碳的相同

$$v \sim \frac{1}{\sqrt{\rho}}$$

CO₂ 的分子量是 44，而 CH₄ 的分子量是 16。因此基于质量的 CO₂ 排放率为 $\sqrt{\frac{44}{16}} = 1.66$ 乘 CH₄ 排放率。

由此，CO₂ 管道运输的缺省排放因子通过表 4.2.8 中天然气的相关缺省排放因子乘以 1.66 因子而获得。

注：

要将以 m³ 表示的因子转换成质量单位，使用甲烷 0.7 kg/m³ 的特定质量。

参见第 5 章，载于：R.H. Perry, D. Green, Perry 《化学品工程师手册》，第 6 版，McGraw Hill Book 公司 - 纽约，1984。

本卷第 4.2 节表 4.2.8 提供了天然气管道运输的指示性泄漏。若要获得 CO₂ 管道运输方法 1 缺省排放因子，这些值应该从立方米转换成质量单位，再乘以 1.66（见框 1）。表 5.2 给出了得出的缺省排放因子。

排放源	值			不确定性	计量单位
	低	中	高		
CO ₂ 管道运输产生的溢散排放	0.00014	0.0014	0.014	± 因子 2	Gg/年和/km 运输管道

虽然管道运输产生的泄漏排放独立于流通量，泄漏量未必与管道长度相关。最相关的将是设备组件的数量和类型与服务类型。大多数设备往往设在与管道连接的设施而非管道本身。事实上，除非正在运输的 CO₂ 跨越非常大的距离，需要中间压缩机站，实际上 CCS 系统产生的所有溢散排放会与管道起点的初始 CO₂ 捕获和压缩设施以及管道终点的注入设施相关，而管道本身基本上不产生排放。在方法 3，运输管道产生的泄漏排放的获得可依据关于设备数量和类型以及特定设备排放因子的数据。

5.4.2 CO₂ 轮船运输

无法获得 CO₂ 轮船运输产生溢散排放的缺省排放因子。在载入和排出时应该使用流量计计量气体量，并将损失作为由轮船运输引起的溢散排放报告在类别 1C1b 下。

5.4.3 CO₂ 运输道路的中间存储设施

如果供应与运输或储存能力之间存在暂时失调，可能需要 CO₂ 缓冲器（地上或地下）来临时储存 CO₂。如果缓冲器是一个大容器，溢散排放应该进行计量和处理，作为运输系统的组成部分，并且在类别 1C1c 下（其它）予以报告。如果中间存储设施（或缓冲器）是地质贮存库，其溢散排放的处理方式可与任何其他地质贮存库相同，并在类别 1C3 下予以报告。

5.5 CO₂ 注入

注入系统包括注入场地的地面设施，例如，存储设施、运输管道终端的任何分配管汇、至油井的分配管道、附加压缩设施、测量和控制系统、井口和注入井。关于注入井设计的其他信息可见 SRCCS 第 5 章第 5.5 节。

井口的量器测量流速，注入流体的温度和压力。井口亦包含安全设置以防止注入流体的喷出。安全设置（如井下安全阀或管内检查阀）亦可插入地下，以防止地面设备故障事件产生回流。阀门和其他密封可受到超临界 CO₂ 的影响，因此需要选择适当的材料。碳钢和常规水泥可能容易受到高度含盐水和富含 CO₂ 的流体的侵袭（Scherer 等 2005）。此外，CO₂ 注入井的完整要求非常长期加于维护，因此需要合适的建造材料和管理规则。油井与岩石结构之间的密封以及在废弃后封井所使用的水泥，也必须能长期抗 CO₂/盐水。这种水泥已经开发，但需要进一步检验。由于油井可能成为 CO₂ 泄漏返回大气的通道，他们应该对其进行监测，作为本章第 5.7 节规定的综合监测计划的一部分。

通过油井注入到地质结构的 CO₂ 量，可由井口的设备在其输入油井之前进行监测。Wright 和 Majek (1998) 描述了一项典型技术。量器在井口持续测量压力、注入气体的温度和流速。输入的 CO₂ 成分通常显示很少变化，对其使用气相色谱仪定期地进行分析。然后可由测量的数量来计算通过井口的 CO₂ 质量。优良作法是建议不用缺省方法，而按直接测量的计算报告注入 CO₂ 质量。

如果到达储存场地的 CO₂ 压力不象要求的注入压那样高，则必须进行压缩。在储存场地压缩储存气体产生的任何排放应该进行测量和报告。

5.6 CO₂ 地质储存

SRCCS (IPCC 2005) 第 5 章指出，二氧化碳的地质储存可以在岸上或近海进行。包括：

- **深度含盐层。** 这些可渗透多孔储层岩石的孔隙空间包含盐水。

- **耗竭或部分耗竭油田** - 作为或不作为提高石油采收率作业的组成部分。
- **耗竭或部分耗竭的天然气田** - 具有或不具有提高气体回收（EGR）作业。
- **煤层**（= 煤床）- 具有或不具有提高煤层气采收率（ECBM）作业。

此外，储存的特有机遇可源自其他概念，例如储存于盐穴、玄武岩结构和富含有机物页岩。

关于这些类型储存场地及其保留的捕获机制，可见 SRCCS（IPCC 2005）第 5 章。

5.6.1 排放路径/源的描述

SRCCS 导言指出，在地质库储存的 >99%CO₂ 可能会保留超过一千年。因此需要考虑，或者由缓慢或长期过程建立或启动的潜在排放路径，以及可在短到中期（十年到几百年）作用的潜在排放路径。

在这些指南中，术语迁移定义为 CO₂ 进出地质储存库的移动，而术语泄漏定义为 CO₂ 从地表下或海床下转移到大气或海洋中。

在计算中需要考虑的唯一排放路径是，从地质储存库²到地表或海床的 CO₂ 泄漏。表 5.3 显示了储存库的潜在排放路径。

存在一种可能性：包含碳氢化合物的地质储存库可引起甲烷排放以及 CO₂ 排放。尽管提供估算甲烷排放指南的信息不充足，但**优良作法**是对来自这种储存库的甲烷排放的可能性进行适当评估，如有必要，包括归因于清单中 CO₂ 储存过程的任何此类排放。

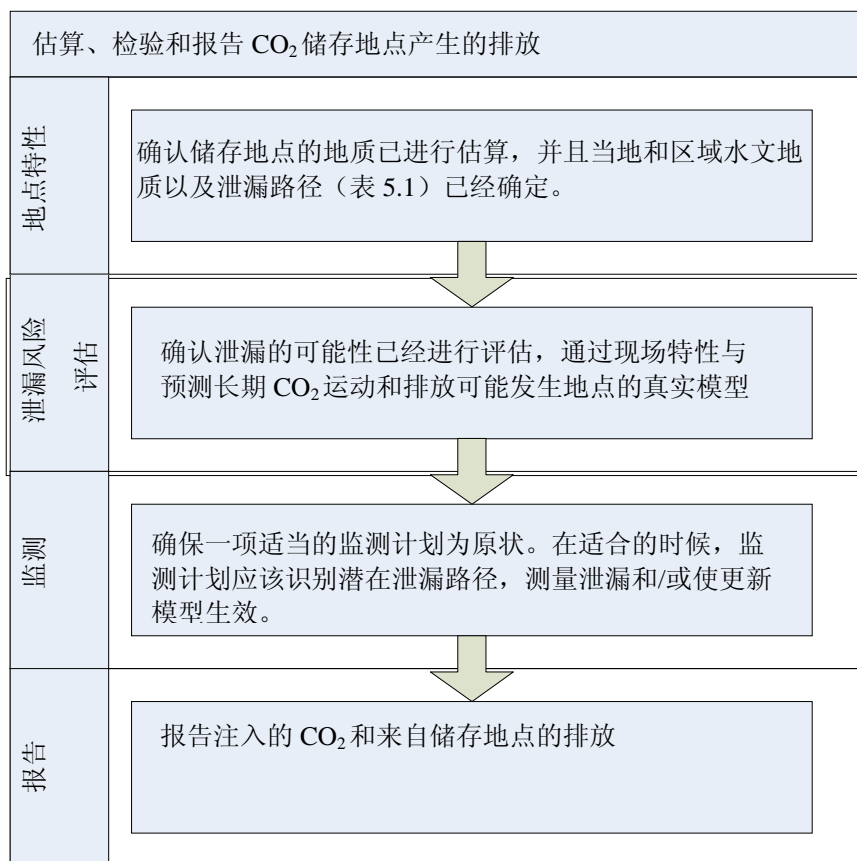
表 5.3
地质库的潜在排放路径

排放类型	潜在排放路径/源	其他注释
由油井和开采引起的直接泄漏路径	<ul style="list-style-type: none"> 作业或废弃井 	<ul style="list-style-type: none"> 预期将尽一切努力来确定储存场地内及周围的废弃井。建造、密封，和/或封井不当，可造成最大的潜在泄漏风险。修复泄漏井的技术已经开发，如果有必要应该实施。
	<ul style="list-style-type: none"> 井喷（注入井产生的非控制排放） 	<ul style="list-style-type: none"> 高流量泄漏的可能源，通常在短期内。井喷要修复，可能极少发生，因为常规钻井方法可减少风险。
	<ul style="list-style-type: none"> CO₂ 储藏库的未来开采 	<ul style="list-style-type: none"> 一个煤床储层的问题。
天然泄漏和转移路径（可引起长期排放）	<ul style="list-style-type: none"> 如果超出毛细管吸入压力或 CO₂ 存于溶液，经过低渗透盖岩中的孔隙系统。 	<ul style="list-style-type: none"> 适当场地特性、选择和受控的注入压力可减少泄漏的风险。
	<ul style="list-style-type: none"> 如果当地无盖岩 	<ul style="list-style-type: none"> 适当场地特性和选择可减少泄漏风险。
	<ul style="list-style-type: none"> 如果储藏库过满，则经过溢点 	<ul style="list-style-type: none"> 包括水文地质评估的适当场地特性和选择可减少泄漏风险。
	<ul style="list-style-type: none"> 由于 CO₂/水/岩石反应，经过退化的盖岩 	<ul style="list-style-type: none"> 适当场地特性和选择可减少泄漏风险。盖岩和相关地球化学因素的详细评估将会有所帮助。
	<ul style="list-style-type: none"> 通过 CO₂ 溶解于孔隙流体，随后由天然流体流量输出储存场地 	<ul style="list-style-type: none"> 包括水文地质评估的适当场地特性和选择，可确定/减少泄漏的风险。
<ul style="list-style-type: none"> 通过天然或人为断层和/或破裂 	<ul style="list-style-type: none"> 高流量泄漏的可能源。适当场地特性核潜艇、选择和受控的注入压力可减少泄漏的风险。 	
地质储存场地的其他溢散排放	<ul style="list-style-type: none"> 溢散甲烷排放可产生于地质储存场地 CO₂ 替代 CH₄ 这种对于 ECBM、EOR 和耗尽的油气库，情况尤其如此 	需要适当的评估。

5.7 方法学问题

地质环境变化很大，目前仅存在很少出版关于监测计划的研究，这些计划可确定和量化地质储存作业产生的人为二氧化碳排放。（Arts 等 2003，Wilson 和 Monea 2005；Klusman 2003a, b, c）。虽然 SRCCS 的决策者概要指出，适当选择的地质储存场地可能保留 99% 以上的储存达 1000 年，并可能保留达百万年之久，但是在本指南编写作之时，监测的储存场地数量少，这意味着缺乏经验证明来制定排放因子，以用于计算来自地质储存库的泄漏。因此，本指南未纳入方法 1 或方法 2。然而，当更多监测的储存场地运作，而且现有场地长期运作时，未来有可能制定这种方法。（Yoshigahara 等 2005）。不过可以制定特定场地的方法 3。在石油和天然气、地下水和环境监测产业里，过去的 30 年已经开发和完善了监测技术（亦见附录 1）。这些技术的适宜性和效力可受各储存场地的地质和潜在排放路径的很大影响，因此监测技术的选择将需要按逐个场地进行。监测技术在迅速发展，因而优良作法是不断更新新技术。

估算和报告 CO₂ 储存场地产生排放的方法 3 程序，概述在图 5.3 中，并在下面予以讨论。

图 5.3 估算 CO₂ 储存场地产生排放的程序

为了理解注入地质库的 CO₂ 长期演化，评估其经过表 5.3 确定的泄漏路径排放回大气或的海床的可能性，并且测量任何溢散排放，必须：

- (a) 适当和深入描述储存场地及周围地层的地质特性；
- (b) 模拟 CO₂ 注入到储存库以及储存系统的未来行为；
- (c) 监测储存系统；
- (d) 使用监测结果来验证和/或更新储存系统的模式。

适当的场地选择和特征描述可帮助建立只有最小限度泄漏的信心，提高建模能力和结果，并且最终减少需要的监测水平。关于场地特性的更多信息可获自 SRCCS 和国际能源机构温室气体研发计划（IEAGHG 2005）。

在石油和天然气、地下水和环境监测产业里，过去的 30 年已经开发和完善了监测技术。本章附录表 5.1-5.6 描述了最常用的技术。这些技术的适宜性和效力可受各储存场地的地质和潜在排放路径的很大影响，因此监测技术的选择将需要按逐个场地进行。监测技术在迅速发展，因而优良作法是不断更新新技术。

可获得各种建模工具，其中一些已经过了代码互比较的过程（Pruess 等 2004）。所有模式近似和/或忽略一些过程，进行了简化。而且，其结果取决于其内在的质量，尤其是输入数据的质量。涉及的许多物理化学因素（温度和压力的变化、注入气体与储藏库最初存在的流体的混合、二氧化碳固定机理的类型和比率以及穿过地质环境的液体流量）可用称为储存模拟器的数字建模工具成功地进行建模。这些广泛应用在油和天然气工业，也已证明可有效预测气体和液体（包括 CO₂）穿过地质构造的移动。

储存库模拟可用于预测可能的位置、任何排放的时间和流量，而且可使用直接监测技术进行检查。因而，对于评估储存场地的泄漏风险，可能是一项极其有用的技术。然而，目前不存在单一模式，可以用来考虑有所需规模和分辨的所有有关过程。因而，有时可能需要用其他数字建模技术来分析地貌。通常

用于污染物运输评估的多相反应运输模式，可用来模拟在储藏库中 CO₂ 运输和 CO₂/水/岩石反应，而潜在在地质力学影响可能需要使用地质力学模式予以考虑。这类模式可与储存库模拟器耦合或独立于它们。

如果可能，数字模拟应该通过储存场地的直接测量进行验证。这些测量应该得自监测计划，以及对用于改良地质和数字模式的监测结果与预期之间的比较需要专家意见来评估地质和数字建模是否是储存场地和周围地层的有效表述，以及随后模拟是否给出了场地效能的适当预测。

监测的实施应该根据合适的计划，如下所述。应该考虑在泄漏可能发生的场地建模的预期，以及在 CO₂ 可能出现的整个区域进行的测量。场地管理人一般会负责安装和运用二氧化碳储存监测技术（详见附件 1）。清单编制者将需要确保，已经有各储存场地充分的信息来按照本章所供指南评估年排放。要做此评估，清单编制者应该与各场地经营者订立正式的安排，以便可以对特定场地数据进行年度报告、检查和验证。

5.7.1 方法选择

在本文件编写之时，存在的少量 CO₂ 储存场地是石油生产活动的组成部分，并且如此进行管理。例如，加拿大西部的酸性气体储存活动需要遵照涉及运行常规油气井应用的要求。（Bachu 和 Gunter, 2005）CCS 的监管活动处于早期阶段。对于地质 CO₂ 储存场地的效能不存在国家或国际标准，目前许多国家正制定相关规章来应付泄漏的风险。监测技术的示范是其发展的必要组成部分（见附件 1）。由于这些标准和管理方法已经制定并实施，它们可能提供相对准确的排放信息。因此，作为年度清单过程的组成部分，如果存在一个或更多管理二氧化碳捕获和储存的合适控制机构，那么清单编制者可从这些机构获得排放信息。如果清单编制者依靠该信息，他/她应该提交支持文件，说明如何估算和测量排放，以及这些方法如何与 IPCC 作法一致。如果不存在这样的机构，那么清单编制者的优良作法是遵循以下所列的方法。在以下所列的方法中，场地特性、建模、泄漏风险和监测活动的评估属于储存项目管理人和/或管理二氧化碳捕获和储存的合适控制机构的责任。此外，储存项目管理人或管理机构可能会制定排放估算，将作为年清单过程的组成部分，报告给国家清单编制者。国家清单编制者的职责是寻求排放数据，并且寻求确保其有效性。对于与 ECBM 回收相关的 CCS，该方法应该适用于 CO₂ 和 CH₄ 二者的检测。

1. 识别和记录管辖范围内所有地质储存活动。清单编制者应该保持所有地质储存活动的最新记录，包括为了 QA/QC 本节与 CO₂ 捕获和储存链其他要素的交叉参考所需的所有信息（适用于各项作业）：

- 场地的位置；
- 作业的类型（是否与 EOR, EGR, ECBM 相关）；
- CO₂ 储存开始的年份；
- 来源、归因于各个源注入 CO₂ 的年度质量和储存的输入累积量；
- 相关的 CO₂ 运输、注入和再循环基础设施如果合适（即场地生产和捕获设施、管道连接、注入技术等）及其排放。

虽然清单编制者仅负责报告关于其管辖范围内的作业影响，他/她必须为了交叉检查和 QA/QC 而记录 CO₂ 跨界传送（参见第 5.9 节）。

2. 确定是否已经为各个储存场地制定了适当的地质场地特性报告。场地特性报告应该确定和描述潜在泄漏路径，例如，断层和先前存在的油井，以及量化储存系统水文地质特性，尤其是关于 CO₂ 转移方面。场地特性报告应该包括有效数据，来表述场地和周围区域的地质模式中的此类特征。为了输入合适的数字储存模拟器，还应该包括建立场地和周围区域相应数字模式的所有必要数据。

3. 确定运作者是否已经评估了储存场地泄漏的可能性。作者应该确定来自储存库任何溢散排放的可能时间、位置和流量，或证明泄漏预计不会发生。应该进行 CO₂ 注入的短期模拟，预测从注入开始直到注入终止后很久（可能要几十年）的场地效能。应该进行长期模拟以预测从几百年到一千年的 CO₂ 演化。应该进行敏感性分析以评估可能排放的范围。该模式应该用在设计监测计划，将检验场地是否如预期运行。地质模式和储存库模式应该在将来年份根据任何新数据进行更新，并且考虑任何新设施或作业变化。

4. 确定每个场地是否具有合适的监测计划。各个场地的监测计划应该描述与泄漏评估和建模结果一致的监测活动。附件 1 所列的现有技术可以测量至地表或海床的泄漏。SRCCS 包括关于监测技术和方法的详细信息（详见附件 1）。总结监测计划中，应该包括以下条款：

- (i) 对储存场地和储存场地外的任何可能排放点，CO₂（若适当还有 CH₄）背景流量的测量。地质储存场地在注入前，可能存在一个天然、季节性变化（生态和/或工业）的排放背景流量。该背景流量不应该纳入年排放估算。可能性方法讨论详见附件 1。推介了对 CO₂ 任何背景流量的同位素分析，因为这可能有助于区别天然与注入的 CO₂。
- (ii) 在整个注入时期，对各个井注入的 CO₂ 质量的连续测量，参见上述第 5.5 节。
- (iii) 监测以确定来自注入系统的任何 CO₂ 排放。
- (iv) 监测以确定经过海床或地表的任何 CO₂（若适当还有 CH₄）流量，适当时包括经过井和水源，例如泉水。应该定期调查整个场地和在监测及建模建议按其分配 CO₂ 的任何其他区域，以检测任何未预测的泄漏。
- (v) 注入后监测：该计划应该规定注入期后对场地的监测。注入后的监测时期应该考虑对 CO₂ 分配的前瞻性建模的结果，以确保监测设备布署在适当的场地和适当的时间。一旦 CO₂ 接近其预测的储存库中的长期分配，在 CO₂ 分配模式与按照监测计划所作测量之间一致时，宜降低（中止）监测频率。如果储存场地受意外的事件影响，例如地震，监测可能需要恢复。
- (vi) 监测技术/技术的改进。
- (vii) 排放量估算进行定期验证必要定期验证可衡量项目设计、执行和风险可能性的早期确定。在注入时期，建议对场地作业至少每五年或重大变化后进行一次验证。

作为监测计划的组成部分，对注入压力的连续监测和地下分布的定期监测会很有用。必须监测注入压力，以控制注入过程，如防止过量压力在储藏库中聚集。可以提供关于储存库特性的有价值信息和早期泄漏预警。这已经是常见做法，可以成为目前地下注入作业的监管要求。定期直接或远程监测地下 CO₂ 的分布也将很有用，因为它可以提供任何 CO₂ 移出储存库的迹象，以及潜在泄漏到大气或海床的早期预警。

5. 从各个场地收集和验证年排放：各储存场地的运作者应该按年度，为清单编制者提供将可公开获得的年排放估算。场地记录的排放和任何年份可能发生在场地内部或外部的任何泄漏，将作为建模估算的排放，调整以考虑年度监测结果。如果发生突然释放，如井喷，排放的 CO₂ 量应该在清单中进行估算。简化对近海的地质储存的计算，到海床的泄漏应该视作向大气中的排放，以供编制清单。除了年度总排放外，背景数据应该包括注入的 CO₂ 总量、注入的 CO₂ 源、储存至今的 CO₂ 累积总量、用于估算排放的技术，以及由场地运作者遵照上述 4（3）和 4（4）所示的监测计划采取的任何验证程序。验证排放，清单编制者应该寻要和审查监测数据的文件，包括监测频率、技术检测范围，以及来自排放监测计划确定的各种路径的排放份额和由于验证产生的任何变化。如果将模式用于估算未进行直接监测的年份排放，清单编制者应该将模拟结果与最近监测数据进行比较。上述步骤 2、3 和 4 应该表明未来泄漏潜力和可能的时间和直接监测的需要。

地质二氧化碳储存的国家总排放将是特定场地排放估算的总合：

公式 5.1
国家总排放

$$\text{地质二氧化碳储存产生的国家排放} = \sum \text{二氧化碳储存场地排放}$$

第 5.10 节提供了关于报告排放的进一步指南，其中不止一个国家涉及了 CO₂ 捕获、储存和/或排放：报告和归档。

5.7.2 排放因子和活动数据的选择

目前不能获得二氧化碳储存场地的方法 1 或 2 排放因子，但是在未来可以制定（参见第 5.7 节）。然而，作为方法 3 排放估算过程的组成部分，清单编制者应该根据年度和累积储存的 CO₂，收集来自作业者的活动数据。这些数据可在注入井口或邻近管道工程轻易进行监测。

早期项目的监测可有助于获得有用数据，这些数据可在未来用于制定方法 1 或方法 2。监测计划在以下提高石油采收率项目中提供了监测技术应用的示例：美国科罗拉多州 Klusman, 2003a, b, c）、加拿大萨斯喀彻温省 Weyburn（Wilson 和 Monea, 2005），以及北海 Sleipner CO₂ 储存项目（Arts 等, 2003；亦见附件 5.1）。全球其他 CO₂ 注入项目尚未公布系统监测泄漏 CO₂ 的结果。

1986 年 Rangely 提高石油采收项目开始向 Rangely 油田 Weber 油藏注入 CO₂。到 2003 年累计 CO₂ 注入量大约 2 300 万吨。监测计划已经进行 (Klusman 2003a, b, c)，基于地跨 78km² 场地的 41 处分散的测量场地。无法获得预注入背景测量 (可在上述监测计划步骤 4 (1) 中确定一新场地)。代替预注入基线，对场地外对照区域的 16 处测量场地进行了抽样。监测计划的结果表明，年度深源 CO₂ 排放比来自油田上部地层 CO₂ 排放少 3800 吨/年。如果不是全部，该流量至少部分可能产生于油藏或上部地层的深源甲烷的氧化，但是可能其中部分可成为注入到储油层的 CO₂ 的溢散排放。预注入基线测量的缺乏妨碍了其来源的确切识别。

从 2000 年 9 月已经在 Weyburn 油田 (加拿大萨斯喀彻温) 为 EOR 注入 CO₂。土壤气体抽样主要旨在确定背景浓度以及是否存在任何 CO₂ 泄漏，或从 2001 年 7 月到 2003 年 10 月三个时期内，来自储存库的相关示踪气体是否发生泄漏。至今没有注入 CO₂ 泄漏的迹象。然而，必须对土壤气体作进一步监测以验证在未来情况仍然如此，还必须开展更多详细工作以了解土壤气体含量变化的原因，以及调查气体泄漏的更多可能渠道 (Wilson 和 Monea 2005)。

Sleipner 储存场地在挪威近海区的北海 (Chadwick 等 2003) 从 1996 年开始，已经向含盐构造注入大约 1 百万吨 CO₂/年。到 2004 年，累积 CO₂ 注入量 > 7 百万吨。地下分布通过反复的 3-D 地震调查 (至今可公开获得预注入和两次重复调查) 和重力调查 (至今仅获得一项调查) 的方法正在进行监测。3D 地震调查的结果表明了没有泄漏迹象 (Arts 等 2003)。

合在一起，这些研究显示可以执行方法 3，不但支持零排放估算，而且如果发生，还可检测出即便很低水平的泄漏。

在美国圣胡安河盆地的 Allison 项目中 (Reeves, 2005)，仅存在一个大规模使用 CO₂ 作为注剂来提高煤层甲烷产量的尝试，来自的充分信息表明，CO₂ 安全地封固在煤层中。来自 4 个注入井和 15 个生产井的压力和成份数据表明没有泄漏。在大约 5 年后，从生产井中回收一些 CO₂。然而，这是预计的为了清单目的，它可作为排放 (如果不是分离自产生的煤层甲烷和再循环) 予以计算。未监测地表的 CO₂ 或甲烷泄漏。

5.7.3 完整性

来自所有 CO₂ 储存场地的全部排放 (CO₂，如果相关还有 CH₄) 应该纳入清单。如果来自 CO₂ 储存的 CO₂ 捕获发生在不同国家，应该在有关国家清单编制者做出安排，以确保对储存没有重复计算。

场地特性和监测计划应该确定场地之外的可能排放源 (如侧向迁移、地下水等)。此外，可基于场地内部的信息，部署对场地之外地点的反应策略。如果排放已预测和/或发生在储存活动进行的国家以外，应该在相关国家清单编制者之间做出安排，以监测并计算这些排放 (参见下述第 5.10 节)。

石油和天然气生产方法涉及了，在石油中溶解和由于地面处理排放到大气的 CO₂ 估算清单编制者应该确保，关于从 CO₂ 储存场地收集的这些排放信息与那些源类别下的估算一致。

5.7.4 建立一致的时间序列

如果监测设备的检测能力随时间不断改善，或者确定了先前未记录的排放，亦或模式更新说明已经发生了未确定的排放，一项最新监测计划证实这点，则将必须适当重新计算排放。鉴于目前系列监测相关的精度通常较低，这就尤为重要，甚至使用目前最先进技术。背景流量和变量的确立也很关键。对于专用的 CO₂ 储存场地，注入和储存前的人为排放将为零。对于一些提高石油采收率作业，转化到 CO₂ 储存场地前可能存在人为排放。

5.8 不确定性评估

当使用方法 3 时，纳入不确定性评估是优良作法的组成部分。排放估算中的不确定性将取决于用来验证和测量任何排放的监测技术的精密度，以及用来预测储存场地产生泄漏的建模。部分不确定性的概念可能不适用于该部门，因此可以给出置信区间和/或概率曲线。

实地测量的不确定性非常重要，这将取决于抽样密度和测量频率，可以使用标准统计方法加于测定。

有效的储存库模拟应该处理物理特性中变率和不确定性的问题，尤其是储存岩石和储存流体性能，因为储存库模式旨在预测长时期的液体移动，地质储存库是固优异质性和可变性。因此，来自建模得出估算中的不确定性将取决于：

- 场地评估中使用的主要数据的完整性。
- 场地及周围区域的地质模式与关键地貌的相应关系，特别是可能迁移路径的处理。

支持模式的关键数据的准确性：

- 后以网格的数字表述
- 物理化学数字和解析模式中各过程的适当表述。

不确定性估算的进行一般通过改变模式输入参数，采取多种模拟来确定对短期模式结果和长期预测的影响。实地测量的不确定性将取决于抽样密度和测量频率，可以使用标准统计方法加于测定。如果可获得模式估算和测量，排放的最佳估算的进行将经过验证模式，然后用更新模式估算排放。使用匹配历史模式的多重实现可解决这些排放中的不确定性。这些数据可用来修改初始监测要求（如增加新场地或技术，增加或减少频率），并且最终构成设施退役的知情决定的根据。

5.9 清单质量保证/质量控制(QA/QC)

整个 CCS 系统的 QA/QC

CO₂ 捕获的报告应该与长期储存相联系。

应该检查，捕获 CO₂ 的质量不超过储存 CO₂ 质量加上清单年中报告的溢散排放（表 5.4）。

至今 CCS 的经验有限，但是预计今后几年经验会增加。因此，*优良作法*是比较国际上可比场地之间的监测方法与潜在泄漏情景。国际合作亦会有助于开发监测方法和技术。

表 5.4 概述表 CO ₂ 捕获、运输、注入和 CO ₂ 长期储存的概述			
类别	活动		CO ₂ (Gg) ¹
	数据源	单位	
为储存而捕获的总量 (A)	所有相关类别的加总	Gg	
为储存而输入的总量 (B)	来自管道公司或统计机构的数据	Gg	
为储存而输出的总量 (C)	来自管道公司或统计机构的数据	Gg	
在储存场地注入的 CO ₂ 总量 (D)	第 5 章所述的由运作者提供储存场地的数据	Gg	
运输中的泄漏总量 (E1)	IPCC 报告类别 1C1 的加总	Gg	
注入中的泄漏总量 (E2)	IPCC 报告类别 1C2a 的加总	Gg	
来自储存场地的泄漏总量 (E3)	IPCC 报告类别 1C2b 的加总	Gg	
总泄漏 (E4)	E1+E2+E3	Gg	
捕获 + 输入 (F)	A+B	Gg	
注入 + 泄漏 + 输出 (G)	D+E4+C	Gg	
差异	F-G	Gg	

¹ 一旦捕获，生物碳与化石碳之间不存在区分处理。将对排放和储存二者予以估算和报告。

理论上，(捕获 + 输入) = (注入 + 输出 + 泄漏)

如果 (捕获 + 输入) < (注入 + 输出 + 泄漏) 那么需要检查

未高估输出

未低估输入

CO₂ 注入的数据未纳入与储存相关的 EOR 作业

如果 (捕获 + 输入) > (注入 + 输出 + 泄漏) 那么需要检查

未低估输出

未高估输入

定为“为了长期储存”的 CO₂ 捕获实际上变为其他短期排放用途 (如产品、未储存 EOR)

场地 QA/QC

现场 QA/QC 将的实现依靠运作者对监测设备和场地基础设施的定期检查。监测设备和计划将要接受清单编制者和/或监管机构独立的详细审查。

包括场地特性报告、地质模式、注入的模拟、场地的预测性建模、风险评估、注入计划、特许申请、监测策略和结果及验证在内的所有数据，应该由运作者保留并提交清单编制者以确保 QA/QC。

清单编制者应该比较给定储存设施与类似的储存场地之间的 (基准) 泄漏比率，并且解释性能中差异的原因。

如果合适，相关监管机构可提供排放估算的验证和/或上述监测计划。如果不存在这种机构，场地运作者应该在开始时就向清单编制者提供由主管第三方所作的同行评审结果，确认地质和数字模式具有代表性，储存模拟适宜，建模真实而且监测计划适当。由于其变得有效，场地运作者应该比较监测计划的结果与预测模式，并恰当调整模式，监测计划和或注入策略。场地运作者应该向清单编制者报告进行的改变。

5.10 报告和归档

地质储存排放的报告指南：

地质储存活动开始之前，进行储存场地的国家清单编制者应该获得并存档以下内容：

- 报告场地特性的方法和结果
- 报告建模的方法和结果
- 推荐监测计划的描述，包括适当的背景测量
- CO₂ 储存开始或将要开始的年份
- 提及的 CO₂ 源和源与储存库之间整个 CCGS 链所涉及的基础设施

相同国家清单编制者应该每年从各场地获得：

- 报告年注入的 CO₂ 质量
- 报告年储存的 CO₂ 质量
- 场地储存的 CO₂ 累积质量
- CO₂ 源和源与储存库之间整个 CCGS 链所涉及的基础设施
- 报告详细描述了监测计划的原理、方法、监测频率和结果，包括 CO₂ 任何溢散排放的质量，以及在报告年从储存场地到大气或海床的任何其他温室气体
- 关于根据监测结果必要的建模的任何调整和场地的前瞻建模的报告
- CO₂ 任何溢散排放的质量，以及在报告年从储存场地到大气或海床的任何其他温室气体
- 监测计划和使用的监测方法、监测频率及其结果的描述
- 第三方对监测计划和方法验证的结果

在场地为排放贸易方案组成部分的项目一级，可能有其他报告要求。

报告跨界的 CCS 活动

CO₂ 可以在一个国家（国家 A）捕获，出口而储存在不同国家（国家 B）。在此情景下，国家 A 应该报告捕获的 CO₂ 量、来自国家 A 进行的运输和/或临时储存的任何排放，以及出口到国家 B 的 CO₂ 量。国家 B 应该报告进口的 CO₂ 量、来自（国家 B 进行的）运输和/或临时储存的任何排放、以及来自注入和地质储存场地的任何排放。

如果 CO₂ 在一个国家（国家 A）注入，从储存场地移动在不同国家（国家 B）泄漏，国家 A 负责报告来自地质储存场地的排放。如果预期这类泄漏基于场地特性和建模，国家 A 应该与国家 B 做出安排，以确保对于长期储存以及监测和/或估算排放使用适当标准（相关监管机构可能具有现行安排来处理关于地下水保护和/或石油天然气回收的跨界问题）。

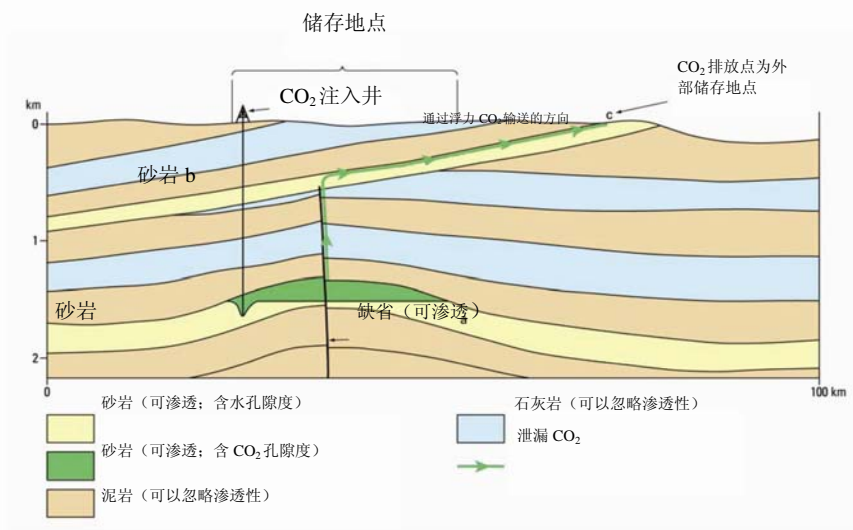
如果不止一个国家利用一个公用储存场地，进行地质储存的国家负责报告来自该场地的排放。如果排放在该国之外产生，它们仍然负责报告上述那些排放。如果储存场地存在于不止一个国家，相关各国应该制定一个安排，据此各国报告总排放的商定比例。

附件 5.1 地质 CO₂ 储存场地潜在监测技术的概要说明

引言

CO₂ 地质储存的监测需要利用各种技术，要可以确定从地质储存库注入点到地表或海床的任何路径的任何地点的注入 CO₂ 分配、阶段和质量。通常会要求同时应用若干种不同技术。

应该对储存场地和其周围区域的地质进行描述，以便确定何种特色、活动和过程可导致来自储存库的 CO₂ 逃逸，如果应该有来自储存库的逃逸，亦要模拟可能的运输路径和流量，因为在注入场地情况不一定如此（图 A1）。

图 A1 从地质储存库到储存场地外发生 CO₂ 泄漏可能性的图示

如果 CO₂ 从储存库经过未查出的断层的迁移进入可渗透多孔储层岩石，可由浮力输送到地表点。这可以导致在将来一个未知时间，离场地本身几千米处地表的 CO₂ 排放。储存场地和周围区域地质的描述以及潜在泄漏情景和过程的数字建模，可以提供必要的信息，在注入过程中间及之后，正确确定地面和地下监测设备的位置。

表 A5.1-A5.6 列出更多常见监测技术和测量工具，可用于监测地下深部（此处认为地表或海床以下大约 200 米-5000 米地区）、地下浅层（地表或海床以下大约达 200 米）和近地表（地表或海床上下不到 10 米的地区）的 CO₂。

应该使用该技术，将为给定环境得出最准确的结果。对于专家，合适的技术通常是显而易见的，不过亦可对不同技术评估其相对的适宜性。对于大部分技术，没有严格定义的检测限度。在油田，其测量地下储层 CO₂ 分布、阶段和质量的能力将会因特定场地而异。其确定要依据场地和周围区域的地质，以及诸如温度、压力和地下水浸透等环境条件，技术及监测仪器自身的敏感性。同样，地面监测的检测限度要由环境参数和监测仪器自身的敏感性进行确定。在陆上近地面系统中，CO₂ 流量和浓度取决于光合作用过程中植物的 CO₂ 摄取量、根呼吸作用、土壤中微生物呼吸作用、CO₂ 的深部泄露和土壤与大气之间的 CO₂ 交换（Oldenburg 和 Unger 2003）。来自人工 CO₂ 储存库的任何 CO₂ 泄漏，需要区别于可变天然背景（Oldenburg 和 Unger 2003, Klusman 2003a, c）。在查出的中，稳定和放射碳性同位素比率的分析可有助于这一过程。

多数技术需要与注入开始前进行的基线调查进行校准或比较，例如确定 CO₂ 的背景流量。地下深部监测策略已经用于 Weyburn 油田和 Sleipner CO₂ 储存场地（Wilson 和 Monea 2005, Arts 等 2003）。4D 地震调查的解读在两种情况下均非常成功。在 Weyburn 油田，获自一些井的地球化学信息亦业经证明极其有用。

监测岸上地面和近地面的策略已经提出并使用（Klusman 2003a, c; Wilson 和 Monea 2005）。土壤气体调查和地面气体流量测量已经使用。至今，未应用浅层地下或海床监测，特别对于近海的 CO₂。然而，对天然气渗透及其对浅层地下和海床的影响已经进行监测，并且视为 CO₂ 渗透的模拟（[如 Schroot 和 Schüttenhelm 2003a, b]）。

表 A5.1
潜在深部监测技术和其可能的应用

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
2D、3D 和 4D（时移）以及多元地震反射调查	成像场地和周围区域的地质构造，储层岩石和盖岩的构造、分布和厚度，储存库中 CO ₂ 分配（以及时移调查活动）。可检验（在限度内）储存库中 CO ₂ 的质量。可设置永久地震台阵（但无必要）以获取时移（4D）。	特定场地的。最佳目标深度通常 500-3000 米。在接近技术最佳的 Sleipner，检测限度为 2800 吨 CO ₂ 。在 Weyburn，检测限度为 2500-7500 吨 CO ₂ （White 等 2004）。很有可能可检测到上复地层散布浅天然气藏可成像为亮点，而气体烟囱中散布的甲烷可很好地成像。	岸上和近海经过喀斯特成像很差，地下盐，地下气，一般分辨率随深度而下降	无法成像溶解的 CO ₂ （浸透的孔隙流体与天然孔隙流体之间的阻抗对比不足）如果流体与溶解的岩石之间阻抗对比小，无法很好地成像。这些将会相当普通（Wang 1997）。	高度发达，已全部商业配置在石油和天然气工业中
井间地震	成像在各井之间速度分布。提供关于岩石及其包含流体的 2D 信息。	特定场地的。分辨率可能高于地面地震反射调查，但是覆盖率受更多限制。	岸上和近海	如上所述，限于各井之间区域。	高度发达，已全部商业配置在石油和天然气工业中
垂直地震剖面	成像单个井周围的速度分布。绘制井周围流体压力分。可能预警井周围泄漏。	特定场地的	岸上和近海	如上所述，限于单个井周围小地区。	高度发达，已全部商业配置在石油和天然气工业中

表 A5.1 (续)
潜在深部监测技术和其可能的应用

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
微地震监测	测出和三角剖分储层岩石和周围地层的微地震位置。提供注入流体前缘位置的指示。评估诱导地震的危险。	特定场地的。在其他因素之中尤其取决于背景噪声。更多井中的更多接收者提供更加准确的活动位置。	岸上和近海	所需要井来配置	充分发展，已有一些商业配置
监测井	许多潜在功能包括测量 CO ₂ 浸透、流体压力、温度。水泥和或套管退化或故障。测井示踪检测-快速移动，通过修改作业参数来干预泄漏的防止。检测地层流体的地球化学变化。岩石和流体的物质抽样。检测由注入造成的地面运动的井内倾斜仪。监测储存库上复层，以寻找储存库的泄漏迹象。	井下地球化学抽样可通过电感耦合等离子体质谱仪（十亿分之一的分辨率）进行分析。可检测到 10 ¹² 分之一的过粉碳示踪物。测井提供了对许多参数（孔隙率、电阻率、密度等）的精确测量。	岸上和近海进入近海更加昂贵	某些功能仅可在井套管之前施行。其它要求对套管一定间距进行打孔。成本是一个制约因素，尤其是在近海。	配置监测井，如在天然气储存工业。许多工具已高度发达，并已常规配置在油气工业，其他工具正在发展中。
注入过程的井口压力监测，地层压力测试	注入压力可在井口用仪表连续地监测（Wright 和 Majek 1998）。井下压力可用测量仪监测。注入压力测试和生产测试在井内使用，以确定渗透性、储存库障碍物的存在、盖岩保持流体的能力。	业经证明油气田储存工程和保存估算的技术。ICP-MS 用于检测由于 CO ₂ 注入引起基本成份的微小变化。	岸上和近海近海花费较大		高度发达，已全部商业配置在石油和天然气工业中。
重力调查	通过注入 CO ₂ 从储存库驱除初始孔隙流体，造成重力的微细变化，来确定注入 CO ₂ 的质量和大概分布可检测来自重复调查的垂直 CO ₂ 迁移，特别是由密度变化牵涉的从极关键流体到气体的阶段变化。检测限度差，而且是特定场地的。	可检测的最少量为几十万到几百万 2004；Chadwick et 等 2003)。可检测的实际数据为特定场地的。天然孔隙流体与注入 CO ₂ 之间的孔隙率和密度对比越大，分辨率就越高。	岸上和近海岸上价钱低	无法成像溶解的 CO ₂ （与天然孔隙流体得密度对比不足）。	高度发达，已全部商业配置在石油和天然气工业中广泛使用在地球物理研究。

表 A5.2
潜在浅层地下监测技术以及其可能的应用

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
电火花器： 中频率约 0.1-1.2kHz 的地震源一般引向浅深度	成像地下浅层的气体分布（变化）（通常用声音空白、亮点、反射板增加表示）。	一般的游离气体浓度>2%，由声音空白确定。垂直分辨率>1m。	近海	渗透性高于深拖但是分辨率较弱。当浓度大于 5% 时，气体量化可能有困难。	在海床和浅层地震调查行业，还有海上研究中，高度、广泛的商业配置。
深引宽频声源：地震源产生宽带声脉冲，中心频率约 2.5 引向深处	成像沉积层中浅层气体分布（变化）（通常由声音空白、亮点等表示）。成像海床形态。成像海水中气泡流。	一般游离气体浓度>2%，通过声音空白确定。海床形态的分辨率通常小于 1 米。渗透性可达到海床下约 200m，但是通常较小。	近海	气泡流比甲烷气泡更易溶解，因此可能溶解于相对浅水柱（大约 50m）。气泡流可能是间歇的，可为单一调查漏掉。对宽频声源的精确定位至为关键。	已高度发达，已广泛商业配置在海床和浅层地震调查行业，还配置在海上研究中。
水平扫描声纳	海床形态的影像。成像海水中气泡流。 海床岩性的描述。如碳酸盐胶结。	检测气体气泡的最佳方法。	近海	如上所述水平扫描声纳拖曳体的精确定位至为关键。	已高度发达，已广泛商业配置在海床调查行业，还配置在海上研究中。
多波束回声测深（条带测探）	成像海床形态。重复调查可量化形态变化。通过背向散射确定海床岩性。	可识别海床形态少到 10cm 的变化。	近海	如上所述时间越短，覆盖率越广。	广泛配置在海上研究中
电气法	可检测用替代天然孔隙流体的电阻变化，尤其是极为关键时 EM 和电气方可能绘制储存库中 CO ₂ 的扩散。表面 EM 有可能绘制储存库中的 CO ₂ 浸透变化。	比较低的成本与低分辨率	论证岸上和近海的表面 EM 能力需要发展 CO ₂ 储存的应用	分辨率-需要发展和进一步论证。	处于研究阶段

表 A5.3
检测从地面或水面到大气流量的技术，及其可能的应用

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
涡度协方差技术 (Miles, Davis 和 Wyngaard 2005)	测量检测设备数学确定的足迹逆流的空气中流量。设备安装的平台或塔架。气体分析数据通常来自开放的或封闭路径红外 CO ₂ 检测仪，与风速和风向结合，以确定踪迹和计算流量。	每小时测量生物活动区域可检测真实流量。 $4.4 \times 10^{-7} \text{ kg m}^{-2} \text{ s}^{-1} = 13870 \text{ t km}^{-2}/\text{年}$ (Miles, Davis 和 Wyngaard 2005)。	仅可在岸上使用。业经证明的技术比较便宜。可能调查相对较大区域，来确定流量和检测泄漏。一旦检测到泄漏，可能需要详细的踪迹调查来精确定位（用便携式 IR CO ₂ 检测器或土壤气体）。	可能需要若干仪器塔架来覆盖整个场地。探测器安装在 10 米塔架上，可能获得足迹可能需要开发自动化测量。流量的定量确定可能仅限平坦地带地域。	由研究界配置
使用实地 IR 或抽样气体的实验室分析，累积室技术可测量流量 (Klusman 2003)	已知量的累积室内置于地面，与地表松散连接，例如在其周围堆泥，或置于插入地面的套管。定期抽样和分析室内气体。如通过便携式 IR 气体检测仪，然后返回室内，监测长期堆积。监测通过土壤的任何流量。	能够简便监测 $0.04 \text{ g CO}_2 \text{ m}^{-2}/\text{天} = 14.6 \text{ t/km}^2/\text{年}$ 的流量 (Klusman 2003a)。主要问题是检测真正的地下泄漏，根据变化的生物基因背景水平（示踪物可能有助于此）。冬天更为奏效，因为冬天遏制了生物基因活动的季节性变化。	在 Rangely 业经证明的技术 (Klusman 2003a, b, c)。当大功率工具与其他气体分析以及稳定和放射性碳同位素分析结合使用时，这些有助于确定收集的 CO ₂ 来源。增加到注入 CO ₂ 的示踪气体也有助于此-快速移动示踪物的检测可提供一个机会，通过修改作业参数（如避免补救）来干预泄漏预防。	抽样点之间的空缺在理论上可能引起无法检测泄漏。在油气田存在一种可能，即 CO ₂ 可能是生物氧化的 CH ₄ ，而非储存处的泄漏 CO ₂ 。	由研究界配置
地下水和地表水气分析	抽样和测量地下水和地表水（如泉水）的气体含量。可以： a) 在流体上方形成局部真空，抽取溶解的气体。通过气相色谱法、质谱法等分析气体。 b) 对于新抽样，分析碳酸氢盐含量。这基本上是在 Weyburn 油田和井口所做的 (Shevalier 等 2004)。由于溶解的 CO ₂ 和碳酸氢盐含量是相关的，那么碳酸氢盐的分析可直接与溶解的 CO ₂ 含量相关。	背景水平可能在低 ppm 范围内。碳酸氢盐检测限度 < 2 ppm 范围。	岸上应该与地面到大气流量测量的结合使用，可提供 CO ₂ 排放备选路径。测量技术高度开发，相对简便（如 Evans 等，2002），但是应该注意计算来自水中的 CO ₂ 迅速脱气 (Gambardella 等，2004)。	应该考虑变化的水流量。	已商业配置

表 A5.4
空气和土壤中（泄漏检测）提高的 CO₂ 水平的检测技术

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
远程开放路径红外激光气体分析	测量空气中的 CO ₂ 吸收激光光电波束路径沿线的红外光谱特定部分，从而测量接近地面空气中的 CO ₂ 水平。根据测量可构建地形图，但是将此转化为通过地面流量的追踪记录很少。	需要研制，不过估算潜力在周围的 ±3% (c.11 ppm) 或更好。	岸上可能最佳近期潜力为，以一个装置覆盖若干 km ² ，因此用几个装置可覆盖整个油田。估算成本在 1000 美元/单位，因此调查整个油田可能比较廉价。一旦检测到泄漏，可要求更详细的精确定位调查（用便携式 IR CO ₂ 检测仪或土壤气体）。	技术仍然在发展。测量长路径的 CO ₂ 浓度，从而寻求解释地形或更详细调查来精确地查出泄漏。相对较高和变化的天然背景，难于计算流量或检测低水平泄漏。	处于开发和示范阶段
土壤气体分析	来自地表的背景流量及其变化的确立至为关键。使用探测针技术测量土壤中 CO ₂ 水平和流量，通常锤入土壤至深度 50-100cm，不过也可以从各井抽样。通常在网格抽样。插入井内探测针或管较低部分打有孔洞，吸取土壤气体，使用便携式 IR 激光检测仪进行现场分析，或进入气罐进行实验室分析。	在土壤气体调查时使用的便携式红外检测仪，可分辨浓度至少达到 ±1-2 ppm 的变化土壤气体中 CO ₂ 绝对值高于空气中 CO ₂ 绝对值，但是背景流量变化地下略低于地上，因此地下低流量更易测出。可测量各种气体-其他气体与同位素的比率可提供 CO ₂ 的起源线索。	岸上在 Weyburn 和 Rangely 油田，以及火山/地热区域，也经证明的技术。对详细测量很有用，尤其是在测出低流量泄漏点的周围。	各个测量可能用几分钟。准确地调查大型区域相对费用大，并且耗时。在油气田存在一种可能，即 CO ₂ 可能是微生物氧化的 CH ₄ ，而非储存处的泄漏 CO ₂ 。	由研究界配置
便携式个人专用安全设备手持红外气体分析器	测量空气中的 CO ₂ 水平。	个人保护小型手持装置的分辨率一般为 c. 100 ppm。	可用于岸上和近海基础设施，例如平台。经证明的技术个人保护用小型手持装置一般 <\$1000/单位。对于通过普遍研究方法查明高浓度泄漏的精确定位亦十分有用。	监测 CO ₂ 泄漏尚不够准确。	广泛地商业配置
机载红外激光气体分析	安装在直升机或飞机的开放或封闭路径红外线检测仪，可能测量每空气中 ~10m 的 CO ₂ 。	（1995）报告机载封闭路径技术中使用设备的环境检测限度高出 ±1 ppm。关于开放路径技术的现有信息较少，可能为 ±1% 或更少。	岸上检测管道的甲烷泄漏和来自非常大型点源 CO ₂ 的业经证明的技术。可能应用于检测来自管道和基础设施的 CO ₂ 泄漏，或来自地下的集中泄漏。	至少在地上数百米进行测量，地面浓度很可能大大高于这些高度可检测最低浓度空气重，因此会附着地面，并且像甲烷一样，通过机载方法并不易检测。	商业配置于天然气管道应用中，未配置于 CO ₂ 检测应用
注：Schuler 和 Tang(2005) 纳入的部分数据来自 CO ₂ 捕获方案的许可。					

表 A5.5
检测来自地质 CO₂ 储存场地的泄漏的替代测量

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
卫星或机载高光谱成像	检测可归因于 CO ₂ 泄漏到地表的植物健康状况的异常变化。亦可检测微小或隐藏的裂缝，其可以成为在地表产生气体的路径。利用可视和红外光谱的部分。	卫星和机载影像空间分辨率 1-3 米。未以空气或土壤气体中的 CO ₂ 流量或体积比例进行校准，但是可以标明应该详细抽样区域。	岸上	需要研究以确定土壤中 CO ₂ 的水平，此水平将得出植物健康和分布的可检测变化。需要许多重复调查来确立对气候变化的（季节性）反应。在干旱地区无效	处于研究阶段
卫星干涉测量	如果发生地面上的上升，反复的卫星雷达调查会检测由 CO ₂ 注入可能造成的地表海拔高度的变化。	合成干涉仪孔径雷达) 可检测海拔高度毫米标度的毫米变化。	岸上	海拔高度变化可能不会发生，或可能季节性发生，如由于冻结/解冻。可能受局部大气和地貌条件干扰。	处于研究阶段，尚未配置于 CO ₂ 储存

表 A5.6
海水 CO₂ 水平的监测技术及其可能的应用

技术	能力	检测限度	适用时的花费	局限性	当前技术状况
沉淀气体分析	抽样并在实验室测量海床沉淀物气体含量。	不确定测量的气体含量与原地气体含量如何相关。	近海轮船耗时	数据的压力修正将是必要的，除非收集了加压的抽样。如有必要，可使用 ROV 和潜水员。轮船耗时	由研究界配置来进行近海甲烷气体分析。
海水气体分析	抽样并在实验室测量海水的气体含量。具有海水抽样分析议定书。	分析设备的检测限度可能为 ppm 低范围或较好。碳酸氢盐检测限度 < 2 ppm 范围。检测油田泄漏的能力未经验证。实践中可检测出最小量的泄漏，未经验证。	近海轮船耗时	如上所述	研究界配置于近水面，未广泛用在深水。

参考文献

- Arts, R., Eiken, O., Chadwick, R.A., Zweigel, P., van der Meer, L.G.H. and Zinszner, B. (2003). 'Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale & Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v. 1, pp. 347-352.
- Bachu, S. and Gunter, W.D. (2005). 'Overview of acid-gas injection operations in Western Canada.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp.443-448.
- Benson, S.M., Gasperikova, E. and Hoversten, M. (2004). 'Overview of monitoring techniques and protocols for geologic storage projects.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, PH4/29. 99 pages.
- Brantley, S. L. and Koepenick, K. W. (1995). 'Measured carbon-dioxide emissions from Oldoinyo-Lengai and the skewed distribution of passive volcanic fluxes.' *Geology*, v. 23(10), pp. 933-936.
- Chadwick, R.A., Zweigel, P., Gregersen, U., Kirby, G.A., Holloway, S. and Johannesen, P.N. (2003). 'Geological characterization of CO₂ storage sites: Lessons from Sleipner, northern North Sea.' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1-4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, v.I, 321-326.
- Evans, W. C., Sorey, M.L., Cook, A.C., Kennedy, B.M., Shuster, D.L., Colvard, E.M., White, L.D., and Huebner, M.A., (2002). 'Tracing and quantifying magmatic carbon discharge in cold groundwaters: lessons learned from Mammoth Mountain, USA.' *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, v. 114(3-4), pp. 291-312.
- Gambardella, B., Cardellini, C., Chiodini, G., Frondini, F., Marini, L., Ottonello, G., Vetuschi Zuccolini, M., (2004). 'Fluxes of deep CO₂ in the volcanic areas of central-southern Italy'. *J. Volcanol. Geotherm. Res.* v. **136** (1-2), pp. 31-52.
- IEA GHG, (2005). 'Permitting issues for CO₂ capture and storage: A review of regulatory requirements in Europe, USA and Australia.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report IEA/CON/04/104, Cheltenham, UK.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2005). Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [Metz, B., Davidson, O., Meyer, L and de Coninck, H.C (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, and New York, USA.
- Jones, D. G., Beaubien, S., Strutt, M. H., Baubron, J.-C., Cardellini, C., Quattrochi, F. and Penner, L. A. (2003). 'Additional soil gas monitoring at the Weyburn unit (2003).' Task 2.8 Report for PTRC. British Geological Survey Commissioned Report, CR/03/326.
- Klusman, R.W. (2003(a)). 'Rate measurements and detection of gas microseepage to the atmosphere from an enhanced oil recovery/sequestration operation, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. **18**, pp. 1825-1838.
- Klusman, R.W. (2003(b)) 'Computer modelling of methanotrophic oxidation of hydrocarbons in the unsaturated zone from an enhanced oil recovery/sequestration project, Rangely, Colorado, USA.' *Applied Geochemistry*, v. **18**, pp. 1839-1852.
- Klusman, R.W., (2003 (c)). 'A geochemical perspective and assessment of leakage potential for a mature carbon dioxide-enhanced oil recovery project and as a prototype for carbon dioxide sequestration; Rangely field, Colorado.' *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87(9), pp. 1485-1507.
- Miles, N.L., Davis, K.J. and Wyngaard, J.C. (2005). 'Detecting leaks from belowground CO₂ reservoirs using eddy covariance, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations.' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1031-1044.
- Oldenburg, C.M. and A.J. Unger, (2003). 'On leakage and seepage from geologic carbon sequestration sites: unsaturated zone attenuation. *Vadose Zone*'. *Journal*, 2, 287-296.
- Pruess, K., García, J., Kovscek, T., Oldenburg, C., Rutqvist, J., Steefel, C., and Xu, T. (2004). 'Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO₂'. *Energy*, v. 29, pp. 1431-1444.
- Reeves, S.R., (2005). 'The Coal-Seq project: Key results from field, laboratory and modeling studies.' Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5-9, 2004, Vancouver, Canada, v.II, 1399-1406.

- Scherer, G.W., Celia, M.A., Prevost, J-H., Bachu, S., Bruant, R., Duguid, A., Fuller, R., Gasda, S.E., Radonjic, M. and Vichit-Vadakan, W. (2005). 'Leakage of CO₂ through abandoned wells: role of corrosion of cement, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, Benson, S.M. (Ed.), Elsevier Science, London, pp. 827–850.
- Schroot, B.M. and Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea.' *Netherlands Journal of Geosciences*, v. **82(1)**, pp. 91-105.
- Schroot, B.M. and Schüttenhelm, R.T.E (2003). 'Shallow gas and gas seepage: expressions on seismic and other acoustic data from the Netherlands North Sea.' *Journal of Geochemical Exploration*, v. **4061**, pp. 1-5.
- Shevalier, M., Durocher, K., Perez, R., Hutcheon, I., Mayer, B., Perkins, E., and Gunter, W. (2004). 'Geochemical monitoring of gas-water-rock interaction at the IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project.' Saskatchewan, Canada. GHGT7 Proceedings. At: http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?format=poster.
- Shuler, P. and Tang, Y (2005). 'Atmospheric CO₂ monitoring systems, carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations.' Results from the CO₂ Capture Project, v. 2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification, S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London, pp. 1015–1030.
- Strutt, M.H, Beaubien, S.E., Beabron, J.C., Brach, M., Cardellini, C., Granieri, R., Jones, D.G., Lombardi, S., Penner, L., Quattrocchi F. and Voltatomi, N. (2003). 'Soil gas as a monitoring tool of deep geological sequestration of carbon dioxide: preliminary results from the EnCana EOR project in Weyburn, Saskatchewan (Canada).' Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), J. Gale and Y. Kaya (eds.), 1–4 October 2002, Kyoto, Japan, Pergamon, Amsterdam, v.I., 391–396.
- Wang, Z. (1997). 'Feasibility of time-lapse seismic reservoir monitoring; the physical basis.' *The Leading Edge*, v. 16, pp. 1327-1329.
- White, D.J., Burrowes, G., Davis, T., Hajnal, Z., Hirsche, I., Hutcheon, K., Majer, E., Rostron, B and Whittaker, S. (2004). 'Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs.' The International Energy Agency Weyburn pilot project. *GSA Today*, 14, 4–10.
- Wilson, M., and Monea, M. (2005). IEA GHG Weyburn Monitoring and Storage Project, Summary Report, 2000–2004. Petroleum Technology Research Center, Regina SK, Canada. In: Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vol. III, September 5–9, Vancouver, Canada.
- Wright, G. and Majek, A. (1998). 'Chromatograph, RTU System monitors CO₂ injection'. *Oil and Gas Journal*, July 20, 1998.
- Yoshigahara, C, Itaoka, K. and Akai, M. (2005). 'Draft accounting rules for CO₂ capture and storage'. Proceedings of the GHGT-7 Conference.

其他参考文献

- Barrie, J., Brown, K., Hatcher, P.R. & Schellhase, H.U. (2005). 'Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risks.' In: E.S. Rubin, D.W. Keith & C.F. Gilboy (Eds.), *Greenhouse Gas Control Technologies, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, 5-9 September 2004, Vancouver, Canada. Volume 1: Peer Reviewed Papers and Overviews, Elsevier, Oxford, pp. 315-320.
- Haefeli, S., Bosi, M. and Philibert, C. (2004). 'Carbon dioxide capture and storage issues - accounting and baselines under the United Nations Framework Convention on Climate Change'. IEA Information Paper. IEA, Paris, 36 p.
- Holloway, S., Pearce, J.M., Ohsumi, T. and Hards, V.L. (2005). 'A review of natural CO₂ occurrences and their relevance to CO₂ storage.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.
- Oldenburg, Curtis M., Lewicki, Jennifer L., and Hepple, Robert P., (2003). 'Near-surface monitoring strategies for geologic carbon dioxide storage verification.' Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA LBNL-54089.
- Schremp, F.W. and Roberson, G.R. (1975). 'Effect of supercritical carbon dioxide (CO₂) on construction materials.' *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1975, 227–233.