

引言

将二氧化碳 (CO₂) 封存到地下可能对全球正努力在短期内减少温室气体 (GHG) 排放量起到真正的作用，特别是对于大的排放点源，如发电厂、炼油厂、水泥厂和钢铁厂。碳捕获和存储 (CCS) 不是灵丹妙药，但灵活运用并改良已掌握的技术，它确实可以为大量气体排放的处置提供一个切实可行的办法。

CCS 是过渡到未来替代能源期间的桥接技术。对这种技术的成功预期是以工业经验为基础的，技术支持者知道在将其广泛应用前，他们必须先要解决几个问题。我们会在下文简要回顾一下这些关键问题，然后进行详细的讨论。

通常情况下，CCS 或者 CO₂ 捕获和存储被定义为在工厂、运输到存储点和注入地下岩层的气体分离的整体流程。美国政府机构用“截存”(Sequestration) 代替“存储”(Storage)，但两者意思一样，所有的缩写（包括许多国际组织）均是 CCS。当存处或截存 CO₂ 时，将其注入地下深处的岩石孔隙空间（深度一般大于1000米），遵守精心设计的作业协议，进行安全作业。一旦 CO₂ 安全注入地下后，预计它会在地下保持一个地质时期。

利用在石油和天然气业获得的各种实际经验，本文主要讨论在 CO₂ 地质封存使用的关键技术现状和技术创新。本文引述许多从规格和范围来看均属大型的 CCS 作业项目的范例。本文不是对地质封存的作一个综合回顾或总结行业的最佳实践。在本文四个章节中，我们主要涉及及分享行业知识具有特殊价值的经常讨论区域。

第一章 研究的基本问题：

- 如何选定存储地？
- 最重要的标准是什么，收集哪些数据可以对提议地点进行适合度的客观评估？
- 什么因素让一些地方比其它地方具备更好的存储条件，根据地质环境、知识和数据可用性？
- 地质封存流程包括哪些？

第二章集中讨论井和 CO₂ 从现在的井泄漏进入地下含水层，或由于开挖管道或水泥变质溢出到表面的可能性。本议题围绕着井的完整性、井暴露 CO₂ 的水泥及井的工程技术和对最近的实地及实验室实验结果进行讨论。

分析表明，谨慎处理加上适当的井测试和真正的科学能把这个潜在问题转变为一个非常易于掌控的问题。但是，修复出问题的井的补救措施可能会造成这些存储地在经济层面上不可取。

第三章检验监测和核查技术。有效的监测主要通过数据采集和建立模拟的地下封存 CO₂ 位置的系统达到。监测技术专门被设计用来处理有关潜在的忧虑及提供实质项目性能数据等关键问题。完善的监测程序是用来避免潜在问题的出现，而不是提示已发生的问题。

第四章对开采问题和存储地最终闭合的问题进行评论。一些监管机构对石油及天然气开采作业的闭合具有丰富的经验。利用这些经验确立实用的条例，为流程安全性及有效性提供切合实际的保证。此外，仔细检查已知系统的最大存储潜力及注入量和注入压强的意义。

CCS 流程与天然气业务的反方向运行很类似。值得指出的一点是，CO₂ 不易燃、无毒且无危险（高浓度时除外）。整个生物圈都有赖于 CO₂ 得以存活。它在大气中消散得非常快。管理如 CO₂ 这般深埋地下气体的挑战不是史上空前及无经验的。一个完善的 CCS 流程最终取决于标准及期望的确立，它为作业者、各国政府和大众提供框架，并且确保其对生物、水或环境无任何伤害。

CCS 是一个有效处理矿物燃料燃烧排放物的措施。CCS 最终可能会被应用在废料生物质发电设施中。储存生物质燃烧产生的 CO₂ 可以建立一个比减少大气中 CO₂ 负荷的再生能源更有效的流程。这种方案为同时生成能量和消除大气中的 CO₂ 提供了一个美好的前景——这不是乌托邦想法，这是实际的进步。

因为缺乏基本的商业基础，大型商业规模的 CCS 项目目前还相当罕见。在大多数司法辖区内，除了提高石油采收率 (EOR) 作业外，执行 CCS 尚未合法。更重要的是，目前还没有形成用 CCS 将降低的 CO₂ 排放量转化为货币的一种机制。出售单一商品（如电、能源、石油、天然气、精炼油、水泥或钢）的公司在单边基础上从事 CCS 并无任何实际商业意义。在存储 CO₂ 具备商业价值前，这个事实是不太可能改变的。

幸运的是，世界上一些司法辖区现在通过修改现行条例及确立新条例，开始编组所需的法律及监管框架来让 CCS 变成可能。业界已经具备执行工业规模 CCS 项目所需的技术、技能和能力，而部署技术的商业原因很可能变为现实。

CCS 项目的作业者将需要：

- 获得使用高质存储地的机会和使用存储空间明确权利。
- 法律框架和授予注入权限的许可流程。
- 金融机构愿意提供普通的商业贷款。
- 最终法律项目闭合时的明确期望。
- 对存储 CO₂ 的长期责任的管理（管理责任）。
- 投资回报率的合理期望。

独立 CCS 项目在监管过渡中的四个可能阶段：

- *选址和发展* (约5-10年) : 根据地质评估、商业因素和监管预期选择地址。地面设施空间要牢固, 并且从所有人(实体或政府)手中购得或租用主要的地下存储空间。获得存储许可证, 建设基础设施(如井、流程线、压缩机等)和验证作业能力。
- *作业* (数十年) : CO₂ 注入地下的整个时期和数年的额外监测(如技术上适当)。
- *闭合* (数年后) : 足够的监控数据显示注入的 CO₂ 已被妥善管理, 不会引发任何问题后, 闭合阶段才开始。监管机构可能会选择在很长时间内保持观测井或者其它设施。其他大多数的井会被堵塞, 设施会被移走, 存储地会被视为一般地方。
- *闭合之后* : 预期的 CO₂ 地下储气库由此被永久固定。作业员无须再参与。

CCS 项目存在风险。作业员和监管机构必须对风险进行客观及负责任的管理才能保证 CCS 项目的成功。对错误风险的监管过度, 但对真正且未发现的危险监管不足是有可能的。正确的监管组合会有助于 CCS 进程取得成功。与注入 CO₂ 有关的风险不随时间推移而改变是一项重要的技术考量。随着注入量和地下压强的增大, 意外事件可能性会上升, 这个问题要在作业阶段进行密切关注。注入结束后, 随着压强的平衡和自然捕获机械装置的发生作用, 注入的 CO₂ 会逐渐稳定下来。

对作业员和监管机构而言, 减少意外发生的最有效方法始于明智选择存储地点。第一章(选址)将讨论决定良好且安全的注入和存储 CO₂ 地点的因素有哪些。第二章将讨论使用哪些最佳做法来建造存储项目, 特别是新井的建造和评估和(或)修复现有井以及以上的技术基础。第三章将讨论作业期间的关键 - 监测项目(包括基准和操作测量), 以便优化性能并尽早发现潜在问题。最后, 第四章将解释一个成功的项目将整合智能设计、强大的作业操控和健全的规划(包括作业员和监管机构), 以便顺利过渡到最后的闭合和闭合之后的阶段。

第一章：地质特征

地质特征是确定潜在的 CO₂ 存储地质位置的基本步骤，运用可靠的地质科学，用常规及成熟的技术评估数据。因为固有的自然变异，标识地质位置时，某些程度的不确定是不可避免的。地质封存在技术上可行必须具备三个因素：潜在储存位置必须要有足够的孔容积来封存所有注入的物质（容量）；构成特征必须允许近井注入能力（注入能力）；上面的密封包装必须确保围阻适当的液体（围阻度）。本文中“液体”指的是在许多化学阶段的 CO₂ - 包括超临界态（密相）、气态和 CO₂ 溶解于盐水等状态。

容量由五个参数决定，即构成厚度、存储地点的面积、岩石孔隙度和 CO₂ 密度（在单个特定储气库也会不同）和存储效率（反映孔容积一个小部分的一个因素，加上现有结构的能力及液体与 CO₂ 形成饱和，使 CO₂ 溶解或形成化合物，多孔性是其中的关键参数。

注入能力取决于结构的渗透性和注入井的设计。理想的情况下，CO₂ 储存在井筒附近需要高渗透度，使注入的 CO₂ 能迅速进入孔隙。随着 CO₂ 的不断注入，储存结构的地下 CO₂ 与岩石及存储结构的液体之间的地质反应可能会提高或降低注入能力。围阻度需要一定形式的限制和较大的密封。密封是自然性隔绝流动，这意味着允许岩石流动的渗透性或渗透能力变得极低，或者允许大量渗水的间层没有关联断层或裂缝。密封可以是纵向或者横向。某些情况下，单一密封就能提供很大的围阻度，而在其它情况下，选择多层密封作为整体的密封包。密封岩的有效质量可通过实验室数据进行量化和校准。密封连续性很重要，它需要覆盖的面积要足够容纳全部的注入量，且厚度应该适当，以防止不利地质或特定情况下引发地质作用造成的任何潜在地质破坏。残余饱和度和可作为 CO₂ 的强大捕获机制。

地质封存 CO₂ 有几种通用模式，其中包括存储在：

1. 枯竭的油气藏，它提供一些最易于获取和最适宜储存的解决方案；
2. 深层盐形成，它覆盖的范围更大、更常见，并且可能是唯一接近大量 CO₂ 排放点的可能；
3. 与石油和天然气业的提高石油采收率 (EOR) 项目的结合；
4. 煤床形成。

CO₂ 存储在石油田和天然气田附近的主要优点体现在利用其成熟的原始数据。这些数据在石油和天然气运作中已获发展，具有验证围阻度的相当确信性。

理解 CO₂ 捕获机制是地质特征的一个重要方面。物理和地化因素决定捕获机制的效力。盆地方面，包括盆地的区域结构、它的历史和它的压力体系都是非常重要。这是因为每种形成会必然构成这个庞大系统的一部分，即是为什么需要了解盆地的液流和储存机制。确定自然液体在潜在储存地附近的流动方向和流量是非常必要的。物理捕获机制（包括结构和地层圈闭的几何学）可从油气藏的开采例行评价中了解到。岩层孔隙空间的捕获 CO₂ 残留物也可以作为一种捕获方法，从

而形成重要的存储机制。CO₂与地下自然液体及岩石反应（如盐形成中的盐水）的地质捕获也可以在地下形成永久的CO₂存储。

常见的石油和天然气开采及形成的地下特征活动适用于CO₂存储的工作阶段通常有三个。第一个阶段：选址，包括区域筛选研究，以确定潜在的注入及存储CO₂的区域。分析、建模和风险分析的目的是确定一个或多个可进行详细地点资格测试的地点。第二阶段：地点测试，包括详细地下研究，以证明注入和存储的可行性。这一阶段通常包括钻井评估（如适合的井还没存在）、更详细的数据收集、协助未来监测规划的基准测试、以及详细的风险评估。第三阶段：发展阶段，包括场地发展计划的进一步完善和了解更多目标结构的准确细节，如它们的岩石物理性质或者注入能力。

随着对地质评估内容和油田发展的了解，我们认识到在选址和CO₂ 存储地点资格测试等决策中一定程度的风险及不确定性是必然及必须接受的。

利用对油气藏特征化的许多最佳做法来评估潜在CO₂ 存储地点（例如利用地震资料、地层图和地貌分析来开发三维地质模型）。很多地质学家会应用当前的知识及做法来确定高质CO₂ 存储地点的相当常规数据。客观来说，健全的存储可能性选择标准不是很有挑战性。很多不过是使用枯竭的油气田。但是，如果没有从石油和天然气开采中获得的大量地下知识，选址必然会是个巨大的经济负担，然而有关的地貌数据却无法很好地预测存储效率，它需要更多注意、收集大量的新数据以及吸取早期的试点和示范项目的经验教训。

石油和天然气工业在高标准运行时创新及协调方面有着浓厚的历史，在解决问题方面有着高度前沿的标准做法。存储地点的投资也会推动选址标准和监测技术的提高。一些关键的建模工具将为CO₂ 和存储应用进行专门的升级，使其对此专门用途更具效能与效率。例如，CO₂ 在原地的运动物理建模和典型的石油及天然气的物理特征建模不完全相同，特别是在大型油气藏中液体混合的环境中；即是具有成熟的数学模型描述CO₂ 的相关现象。还有，目前有关深盐水结构数据的研究相当较少，因为石油与天然气生产对这方面的研究不感兴趣。其它工业标准工具会受益于CO₂ 的专门升级和高级校准技术，特别是大型围阻分析的工具。

第二章：井的建造和完整性

所有CCS项目的利益相关者很可能都同意在存储地点的井筒进行CO₂ 泄漏潜在风险的评估的必要性。这种评估也适用于新的及已存在的井筒。避免泄漏是石油和天然气运作的一个标准部分，也是注入和生产井的设计基础的主要目的。努力做好验证井的物理及力学完整性的工作。预防、发现和修复泄漏的技术是标准做法。石油和天然气工业在注入及生产CO₂ 和CO₂ 与石油、水及天然气混合物的井的建造和运作方面有着数十年的丰富经验。

大量CO₂ 专门井的建造经验来自CO₂ 的EOR项目[1]（最初的EOR项目在 20 世纪 70 年代开始实施）和天然气与高浓度CO₂ 混合物的生产。这项活动形成了大量的实际经验和相关的分析机构。很明显，对暴露CO₂ 环境的井的设计，需要了解井的使用寿命、井的遗弃、井本身的物理特征（如建筑材料与做法的选择，以确保井的内外密封完整性）的条件，以及运行时地质与化学特征（如压强、温度和生产/注入化学）。

同时，一些实验测试表明，在模拟实验室条件下，一些建造井常用的建筑水泥受CO₂ 攻击后变得脆弱。大型实验室工作机构、实地应用、性能历史与研究表明正常油田水泥的良好搅拌、测试和充填做法对CCS的应用很有效。这些经验还表明，井筒环空的有效水泥充填在确保井的完整性是平

等的，即便不是重要的。CO₂ 捕获项目最近进行一项研究，评估暴露CO₂的井筒屏障条件。这项研究发现波兰水泥和碳素钢提供一个有效的CO₂ 防护屏障，水泥充填的位置在抵抗CO₂ 与屏障系统的迁移比选择水泥本身更重要。

建井之前，钻孔、完井、操作和遗弃等需求应该在“设计基础”和发展计划中获得。这涉及广泛考虑因素，包括每个阶段井的预计期限（选址、作业、闭合和闭合之后）；注入说明（注入速度、压力、量和组成）及相应的储气库的特征；所需井的数量和种类；所需井的完成类型；屏障系统的组成部分；腐蚀缓解；腐蚀与监测程序和计划；安全系统；服务和维护要求；以及性能监测安排和吸水维护和提高。

很显然，注入大量的CO₂管理FHG的排放量将需要打钻大量的新井，这突显了对井规格的充分了解的需求和选址及发展中最佳做法的需求。幸运的是，最近井技术方面取得的发展，如水平钻井、大规模水力压裂和多侧面井将提高单个井的注入能力，注入定量的CO₂方面与早期CO₂ EOR项目的传统钻井技术相比所需井的数目减少了。

现有的井可用于CO₂地质封存和提供一个利用现有的基础设施的宝贵机会。考虑是否使用现有的井需要审查原设计的功能和考查其使用历史（必要处包括堵塞和遗弃历史）。有关井以及相关的储气库条件（如压力、温度、液/气饱和度、水化学）等基线资料也是必要的。将现有的基础设施重新用于不同于原来设计的目的，与新建设施相比，可能会对运行形成限制，但在大多数情况下，设计注入CO₂ 的EOR项目的井与同一地点存储CO₂ 的井的设计相同。一般来说，任何具有健全的设计与执行且对CO₂ 的要求作适当考虑的井可转换为CO₂使用。

新井提供机会规划一个专门针对CO₂及存储地点的屏障系统条件。这可能是也可能不是重要的决策点。规划时考虑的因素包括井的屏障质量寿命、储气库位置的状态和特别的CO₂存储要求。新井规划的基本要求与现有的井的要求一样——设计基础、存储方案、发展计划和基线调查等。

第三章：监测

地理学认为地下监测是一种“适合使用”的数据收集流程，是测试有效了解复杂的地下关系和随时间推移确认液气体预期位置和运动的一种科学评估中的一部分。监测为安全存储提供了一个关键性能指标，但认为监测本身可以保证安全是个错误的观点。监测就像车的速度表，有助于达到车的安全的目的，但其他因素更为重要，如车本身的设计、道路状况以及如何驾驶。联合国气候小组提出获得适当选择及管理的存储地，其CO₂保留度在 1000 年内超过 99 %。所以，存储安全的关键是对存储地的适当选择及管理，有效监测是整个流程的基础。直接监测工具和技术可用于测量地下井筒附近的CO₂浓度或采取表面测量，但大多数监测采用间接测量方法，如地震、重力或电磁调查。展开监测活动的一系列工具已经存在，仔细挑选适当的工具，确保将其用在正确任务上且

考虑到局部、地点特定条件。在大多数情况下，可将建立的复杂三维计算机模型当成地下环境的可视化和量化代理人。监测获得的数据有助于完善和改进这些模型。

三维地震成像技术广泛应用在石油和天然气行业中，描绘岩石体积的几何形状和分布、相对压力和流体类型。这是一个极其精密和强大的工具，通过时移技术（“四维”地震成像）将其进一步完善。即便如此，地震成像还是具有局限性，如通过层层盐层生成高质量地震图像所面临的技术挑战，或财政挑战和对土地进行地震成像时面临的土地使用权的内在问题。在某些情况下，这种技术可能无法提供相关的数据。揭示岩石理论垂直密度变化的重力测量是另一种间接测量工具，可能适用于测量存储CO₂的地点。卫星应用程序也被用来探测地面海拔的改变 - 能够探测毫米级的垂直海拔的变化 - 因为地下改变引起地面的隆起或下沉。

目前，这些技术被应用在世界不同地区的石油和天然气业的商业规模项目上。例如，In-Salah合作伙伴关系充分利用卫星监测技术来监测在阿尔及利亚沙漠的CO₂注入[2]。史利普纳的CO₂存储地已证明了四维地震和重力监测CO₂运动的价值[3]。综合的三维和四维地震成像已在新墨西哥二叠纪盆地的真空场 [4]和阿拉斯加北坡的库帕鲁克油田内部署。重力监测、三维和四维地震技术被应用在阿拉斯加的普拉德霍湾油田内[5]，并且多年来协助该地区的复原工作。怀俄明州派恩达油田应用的一系列技术有助于了解该油田的天然气分布和浓度，以及随时的变化。加拿大和平河开采项目多年来采用地震、微地震和倾斜仪监测程序，以便更好了解油层的动态特性。

无论选择哪种监测技术，重要的是开始注入前进行详尽的基线调查，并了解该技术的决议潜力和特定位置的影响。

第四章：发展、作业和退役

类似地质特征部分，石油和天然气行业的良好建造及监控在油气田的管理、作业和退役和地下设施方面提供了丰富的经验。油气田各方面的生命周期评估已执行，健康、安全和环境方面的广泛接受有效管理原则也已确立。一系列国际机构提出了国际性指导方针、最佳做法、认证框架和CO₂存储生命周期的监管提议。

石油和天然气开采业多年来一直接收“反馈回路”概念的通知，作业与监测数据向特征化系统的土地和动态模型通知持续改进的信息，反过来，它也推动作业的响应。反馈也是一个基于性能退役中的关键概念，使存储项目的闭合及闭合之后的阶段能从高特征化及容易理解的系统这个较高起点开始。

在许多方面，CO₂储气库的发展与油气田的发展平行着，不断借鉴后者的丰富经验成为了成功的关键。学习石油和天然气工业的经验，CO₂储气库的重新发展将学习油气业重新发展注水法安装和EOR项目的成熟经验。CCS部署的规划和规范发展过程中应考虑分期发展和“通过发展学习”的经验。不论是否有具体、明确法规的存在，随着油气田的开采生产，CO₂存储设施的优化是作业者最感兴趣的地方。

场地规划与发展利用选址评估期间开发的土地和动态模型，以决定井的数量、井的类型、注入策略和操作参数（特别是压力）等因素。先进的井部设计（如横向和多边井）用在CO₂存储中提高单个井的利用率，降低井筒附近压力影响和控制CO₂的分配。储气库特征会影响井的数量和密度，以及注入策略。操作参数（如井的利用率和压力）会通知井的建造和基础设施的设计。按理说，CO₂存储项目最重要的参数是井底注入最大压力 - 最大限度的注入率不造成围阻系统完整性的损坏。

对这种类型的项目设计考量可以利用石油和天然气行业的工作流程和做法。动态储藏建模可用于开发地质方案，优化开发的设计。反过来，它会支持成本效益监测计划的建成。

在监测井的完整性时，可用水泥评测记录来评估架构间环形空隙的井的水泥护层的完整性。也可用声波和超声波评测工具。除了钻井报告、钻井液报告、裸眼测井资料和水泥充填信息外，它们提供的信息会是数据的一个重要来源。

其他很多因素，如氧气、二氧化碳、CO₂和硫化氢（H₂S）的存在及浓度，以及设备的预期使用寿命在确定井的完成装备材料时应予以考虑。在曝露CO₂的钻井材料选择这方面，行业有着丰富的经验，包括澳大利亚高庚天然气项目的规划CO₂存储的经验。这需要考虑，如CO₂气体流所载的H₂S浓度及其对选择钢材（包括不锈钢）的影响以及非金属密封件在这种极端环境下的使用能力。科罗拉多州的兰杰利韦·伯尔（Rangely Weber）项目提供了一个很好的例子，对建设于20世纪40年代的钻井加以研究，成功将其转化为CO₂储存。

在井的作业阶段，可应用各种技术来监测井的完整性。机械完整性测试可用来确保密封层的完好无损，也可使用压力/温度记录、声音记录、热衰减时间记录和水泥评测记录。必要时，可进行补救和修复工程，有时，井可能需要完全退役。

监测措施仍然是作业阶段的一个重要组成部分。监测不仅会设法确保井的预期执行，在它的整个设计寿命期间，使它的操作和维护保持在可接受风险水平的设定参数内。在CO₂储存时，监测的应用目的是减少失控CO₂的释放。一个全面的监测程序包括确定适用于所有环面的最高及最低压力界限，以及各式各样诊断测试技术的应用。包括的措施有，例如环面液体或气体分析，或使用包括检漏记录、视频记录、超声波噪音记录，温度记录、管道检测记录、小管检查记录和卡尺日志等各种记录。当设备从井内移除时也要进行检查。所有监测和检测数据应加以管理，让有关的完整数据易于获得和可用于帮助作出决策。

CO₂存储项目的作业阶段不是一个静态阶段，其中需要持续的监测、学习和必要时采取行动。作业操作形成地下信息的获得，并提供宝贵的操作结果和监测数据。工程人员、地质技术人员和操作人员将共同努力，监测和管理CO₂存储的日常性能。生产人员和储藏工程技术人员也同样会仔细检查操作数据，以便解释井和储层的性能并评估CO₂烟羽的运动。作业期间的操作包括腐蚀维修计划、井的维护、注入策略的修改及定期更新和加强项目的地质模型。将作业管理进行记录 - 记录重要问题并标出潜在的风险和管理响应 - 是一个很好的做法，它提供了健全的基础信息，以便使井最终退役。

CO₂存储设施的退役可借鉴油气工业枯竭时退役的经验。这一阶段的要求也会载入条例。注入结束后，作业者继续负责CO₂烟羽一段期间是恰当的。这段时间的长短取决于规模、类型、项目的风险状况和利用已观察的地下CO₂的活动知识。注入结果之后，地下环境和CO₂烟羽的良好校准模型很可能可以对CO₂长期在未来数年内的情况提出健全的预测。残留物风险，如在地下围阻区遇到故障，可以对其进行量化和建模。总体而言，技术期望是：实现长期围阻控制，无需长期操作和干预预期而建成模型和证明。保护公众和保护环境是至关重要的。项目经营者认识到在合理期间内习惯对大型私人 and 公共工程的责任感时，可以做到这一点，决定一平衡时，他们也应当考虑许多新兴的工程框架，这些框架考虑的是长期的管理问题。

闭合阶段的重点在于长期围阻并将注入物与自然及工程系统隔离开来。应当考虑因长期暴露CO₂潜在的材料变质问题，这对退役使用材料的选择有影响。如果材料性能会对长期围阻产生影响，材料选择会消除其围阻度。

在闭合之后的阶段，如果存储地稳定性表现与早期阶段的合理预期一致，则不需要采取进一步行动。如果存储地稳定性低于预期，必须在需要的地方进行监测与补救并持续到实现稳定度为止。

鸣谢

本文是许多 CO₂ 捕获项目成员公司内个人代表的心血合成，这些成员公司包括 BP、Chevron、ConocoPhillips、Eni、Petrobras、Shell、StatoilHydro 和 Suncor。本文的成功也获得了这些公司管理层的大力支持，在此深表感谢。除了名义作者外，本文的主要贡献者包括：来自 BP 的 Charles Christopher、Walter Crow、Kevin Dodds、Brian Williams、Iain Wright；来自 Chevron 的 Craig Gardner、Scott Imbus；来自 ConocoPhillips 的 H. G. (Gary) Limb、Randy McKnight、Scott Rennie；来自 Eni 的 Mario Marchionna；来自 Petrobras 的 Rodolfo Dino；来自 Shell 的 Heath Nevels、Alessandra Simone、Charlie Williams；来自 StatoilHydro 的 Philp Ringrose；来自 Suncor 的 Alan Young，和 Nigel Jenvey (Shell 前雇员) 的早期努力。

参考

1. J.P.Meyer, Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology, American Petroleum Institute (2007) 54p.
2. A. Mathieson, I. Wright, D. Roberts & P. Ringrose. Satellite Imaging to Monitor CO₂ Movement at Krechba, Algeria. Paper (307) GHGT-9; (2008)
3. R.A. Chadwick, D. Noy, R. Arts, O. Eiken, Quantification issues from the latest time-lapse seismic data at the Sleipner CO₂ injection operation, GHGT-9, (2008)
4. Daniel J. Talley, Thomas L. Davis, Robert D. Benson, and Steven L. Roche, Dynamic reservoir characterization of Vacuum Field, *The Leading Edge*; v. 17; no. 10; (1998) p. 1396-1402;.
5. J.L. Brady, J.L Hare, J.F Ferguson, J.E., Seibert,, F.J. Klopping, T. Chen,, and T Niebauer, T., Results of the world's first 4D microgravity surveillance of a waterflood-Prudhoe Bay, Alaska: SPE Annual Technical Conference & Exhibition , San Antonio, September (2006), Expanded Abstracts, SPE 101762.