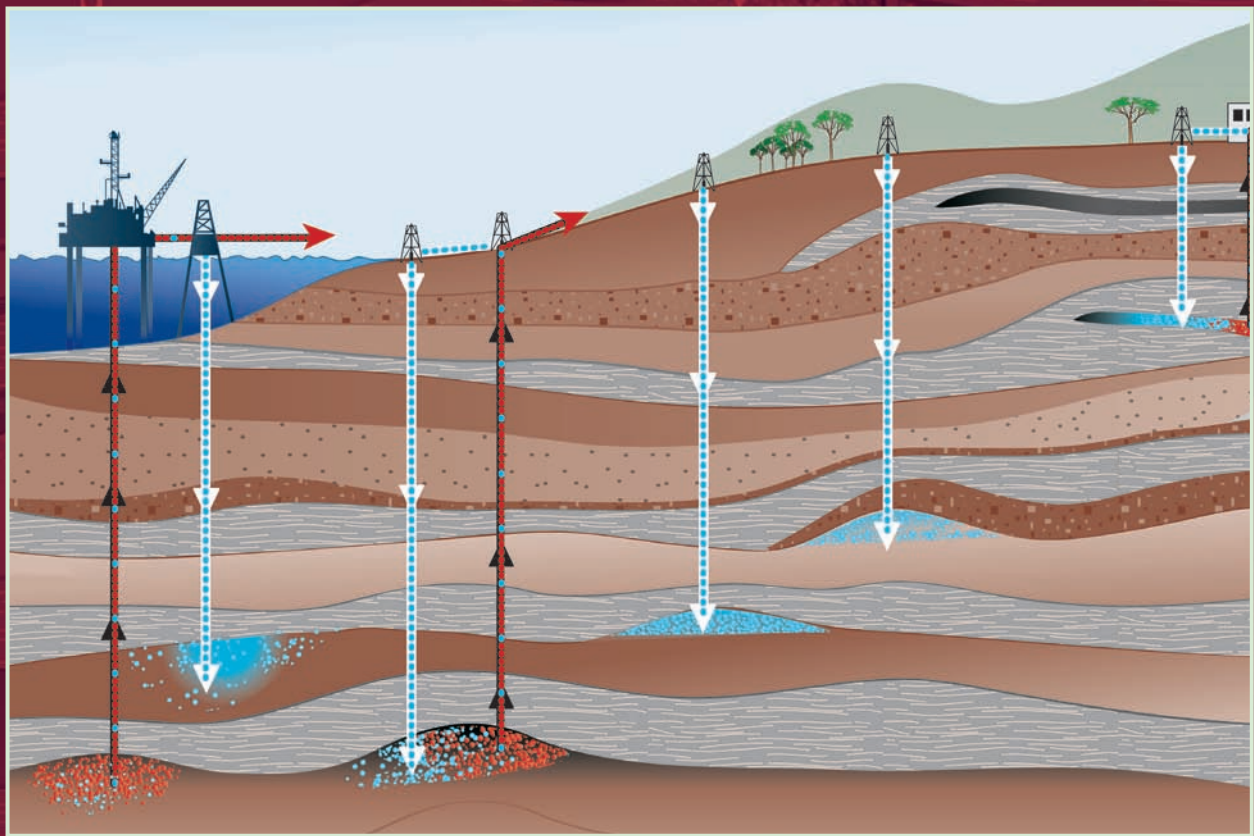


二氧化碳捕获和封存

决策者摘要和技术摘要



IPCC特别报告

二氧化碳捕获和封存

决策者摘要
IPCC第三工作组的报告

以及

技术摘要
IPCC第三工作组接受的报告

编辑:

Bert Metz、Ogunlade Davidson、
Heleen de Coninck、Manuela Loos、Leo Meyer

本报告由政府间气候变化专门委员会应联合国气候变化框架公约
的邀请而编写

ISBN 92-9169-519-X

前言

世界气象组织（WMO）和联合国环境规划署（UNEP）于1988年共同创立了政府间气候变化专门委员会（IPCC）。其职责包括：（1）评估有关气候变化和影响以及有关减缓和适应气候变化方案的现有科学信息和社会经济信息；（2）根据要求向联合国气候变化框架公约（UNFCCC）缔约方大会（COP）提供科学/技术/社会经济咨询。自1990年起，IPCC已经编写了一系列评估报告、特别报告、技术报告、方法论和其它产品，均作为参照的标准文献并得到了政策制定者、科学家和其他专家的广泛采用。

第七次缔约方大会提出了一项决定草案，邀请IPCC编写一个关于二氧化碳地质封存的技术报告。为响应这一决定，2003年在法国巴黎召开的第20次会议上，IPCC同意起草有关二氧化碳捕获和封存的特别报告。

本卷，即：《关于二氧化碳捕获和封存的特别报告》，由IPCC第三工作组编写，其重点围绕着二氧化碳的捕获和封存（CCS），作为减缓气候变化的一种选择方案。本报告共分9章，涵盖CO₂源、CO₂的捕获、运输和采用地质方式封存、海洋封存、矿石碳化或在工业生产过程中对CO₂加以利用的技术特点。本报告还针对CCS的成本和潜力、环境影响、风险和安​​全、对温室气体清单和核算的意义、公众的反应以及法律问题作了阐述。

米歇尔·雅罗
世界气象组织
秘书长

在IPCC中历来如此，本报告编写工作成功与否首先主要取决于全世界许多相关但又不同学科的数百位专家的认知水平、工作热情和合作精神。我们谨向所有的主要作者召集人、主要作者、撰写人、评审编辑和评审专家表示谢意。他们为编写本报告倾注了大量的时间和精力，我们对他们致力于IPCC的进程表示由衷的感谢。我们谨向第三工作组的技术支持组的成员和IPCC秘书处的工作人员表示感谢，感谢他们在又一次成功地编写IPCC报告的协调过程中的奉献精神。我们还感谢各国政府支持其科学家们参与IPCC的进程并向IPCC信托基金捐款，用于资助发展中国家和经济转型国家专家的必要的参与。我们谨感谢挪威、澳大利亚、巴西和西班牙政府分别在其国内承办了本报告起草工作的会议，尤其感谢加拿大政府举办了有关此专题的一个研讨会以及承办了第三工作组第八次会议，以便在蒙特利尔会议上对本报告进行正式审议并予以接受。我们还感谢荷兰政府为第三工作组的技术支持组提供了资金支持。

我们谨特别感谢IPCC主席Rajendra Pachauri博士，感谢他对IPCC工作的领导和指导，感谢IPCC秘书Renate Christ博士及其工作人员所提供的支持，并感谢第三工作组联合主席Ogunlade Davidson教授和Bert Metz博士在本报告编写过程中对第三工作组的领导作用。

克劳斯·特普弗尔
联合国环境规划署执行主任
联合国驻内罗毕办事处主任

*关于第七次缔约方大会的报告，请查询 <http://unfccc.int> 网址，文件 FCCC/CP/2001/13/增补件1，决定 9/CP.7（京都议定书第 3.14 条），决议草案 -/CMP.1，第 7 段，第 50 页：“提请政府间气候变化专门委员会与其他相关组织合作起草一个关于地质碳封存技术的技术报告，内容涵盖当前有关碳封存的信息和报告，供缔约方大会在京都议定书缔约方会议第二次届会上审议”。

序

这篇《关于二氧化碳捕获和封存的特别报告》（SRCCS）是在政府间气候变化专门委员会（IPCC）第三工作组（减缓气候变化）主持下编写的。本报告是为了响应联合国气候变化框架公约（UNFCCC）于2001年在其第七次缔约方大会（COP7）上提出的邀请而编写的。2002年4月，IPCC在日内瓦召开的第19次会议上决定举办一次研讨会，该研讨会于2002年11月在加拿大瑞基纳市召开。研讨会的结果成为第一个有关CO₂捕获和封存的评估文献，研讨会还提出了编写特别报告的提议。2003年在法国巴黎召开的第20次会议上，IPCC对该提议表示认同并就报告的大纲和编写时间表达成了共识^b。责成第三工作组对CO₂捕获和封存的科学、技术、环境、经济和社会方面进行评估。因此，该报告的主要内容包括评估技术的成熟性、减缓气候变化的技术和经济贡献潜力以及CO₂捕获和封存的成本。报告还包括法律和法规问题、公众的反应、环境影响和安全性以及与温室气体减排清单和核算相关的问题。

本报告主要评估在第三次评估报告（2001）以后出版的有关CO₂源、捕获系统、运输及其各种封存机制。本报告不涉及通过土地利用、土地利用变化和林业或通过海洋肥化作用所产生的生物固碳。本报告以第三工作组对第三次气候变化评估报告2001（减缓）的贡献和以2000排放情景特别报告为基础，涉及减缓方案组合中的CO₂捕获和封存方面。报告指出了一些需要解决的知识空白问题，旨在促进大规模的普及。

本报告的叙述顺序是按照一个CO₂捕获和封存系统的组成部分一一展开。引言一章概括了评估的总体架构并简要介绍了各种CCS系统。第二章阐明

了技术上和经济上适于捕获的主要CO₂源，以便评估在全球范围内采用CCS的可行性。第三章全面讨论了CO₂捕获的各种技术选择方案，第四章的重点放在CO₂的运输方法。在随后的三个章节中，对主要封存选择方案逐一作了阐述：地质封存（第五章）、海洋封存（第六章）、矿石碳化和工业利用（第七章）。第八章讨论了CCS的总成本和经济潜力，接着仔细审查了CCS对温室气体清单和排放核算所产生的意义（第九章）。

多达100位主要作者、主要作者召集人和25位撰稿人参加了本报告的编写工作，为此他们倾注了大量的时间和精力。他们分别来自工业化国家、发展中国家、经济转型国家和国际组织。全世界有200多人（专家和国家政府的代表）对报告进行了审定。由19位评审编辑对审定过程进行了监督，以确保所有意见都能够得到充分的关注。

根据IPCC的工作程序，2005年9月22-24日在加拿大蒙特利尔召开的IPCC第三工作组会议上，各国政府逐行通过了本报告的决策者摘要。在上述通过过程中，主要作者确认：会议达成共识的决策者摘要中的文字与作为其依据的完整报告和技术摘要的内容完全一致。虽然完整报告和技术摘要已经被各国政府接受，但是作者们依然对其内容负责。

我们谨向为举办完成本报告所必需的各类会议而提供资金和实物支持的各国政府表示感谢。我们尤其感谢加拿大政府承办了两次会议，即：2002年11月18-22日在瑞基纳市承办的研讨会以及2005年9月22-24日在蒙特利尔承办的第三工作组关于通过本报告文字的会议。为了起草本报告和讨论IPCC两轮正式评审工作的结果，本报告的编写班子召开了4次会

^b See: <http://www.ipcc.ch/meet/session20/finalreport20.pdf>

议。这四次会分别由挪威政府（2003年7月，奥斯陆）、澳大利亚政府（2003年12月，堪培拉）、巴西政府（2004年8月，萨尔瓦多）和西班牙政府（2005年4月，奥维多）友好承办。此外，还与一些政府召开了许多单独会议、电话会议和沟通工作，这对顺利完成本报告做出了贡献。

我们认同WMO秘书长和UNEP执行主任在前言中对编写班子、评审编辑和专家评审人员所表达的感谢之词。

我们谨向第三工作组技术支持组的工作人员表示感谢，感谢他们为起草本报告所做出的工作，尤其感谢Heleen de Coninck为编写本报告做出了出色而有效的协调工作，感谢Manuela Loos和Cora Blankendaal提供的技术、后勤和文秘支持，并感谢Leo Meyer（技术支持组组长）的领导作用。我们还感谢Anita Meier提供的全面支持，感谢Dave Thomas、Pete Thomas、Tony Cunningham、Fran Aitkens、Ann Jenks和Ruth de Wijs所做

的本文件的复印-编辑工作，以及感谢Wout Niezen、Martin Middelburg、Henk Stakelbeek、Albert van Staa、Eva Stam和Tim Hulselan为本报告作了最终排版并制作了图形。特别感谢CO2CRC的Lee-Anne Shepherd为决策者摘要出色地制作了插图。最后，我们谨同样感谢的Renate Christ及其工作人员并感谢世界气象组织的Francis Hayes，感谢他们为支持这一进程所做的辛勤工作。

作为第三工作组的联合主席，我们与第三工作组主席团的其他成员、主要作者和技术支持组共同期望本报告将有助于各国政府的决策者、私营行业、学术界其他感兴趣的读者以及公众更好地了解有关CO₂捕获和封存作为一种减缓气候变化选择方案的信息。

Ogunlade Davidson 和 Bert Metz

IPCC 关于减缓气候变化第三工作组联合主席

目录

决策者摘要

什么是CO ₂ 的捕获和封存，及其如何为减缓气候变化做出贡献？	2
CCS的特征是什么？	2
CCS技术的现状如何？	4
CO ₂ 源与封存时机之间的地理关系是什么？	7
CCS的成本及其技术和经济潜力如何？	9
CCS的局地健康、安全和环境风险是什么？	11
已封存CO ₂ 的物理渗漏会削弱碳捕获和封存作为一项缓解气候变化的方案吗？	13
实施CO ₂ 封存的法律和法规问题有哪些？	14
碳捕获和封存对排放清单与核算的影响是什么？	14
知识上的空白是什么？	14

技术摘要

1. 引言和本报告的架构	16
2. CO ₂ 的源	19
3. CO ₂ 捕获	21
4. CO ₂ 运输	26
5. 地质封存	28
6. 海洋封存	34
7. 矿石碳化和工业应用	36
8. 成本和经济潜力	38
9. 排放清单与核算	43
10. 认识上的不足	45
附录1 词汇、缩写和缩略语	47
附录2 IPCC 主要报告一览表	52

IPCC 特别报告

二氧化碳捕获和封存

决策者摘要

基于以下作者起草的初稿:

Juan Carlos Abanades (西班牙)、Makoto Akai (日本)、Sally Benson (美国)、Ken Caldeira (美国)、Heleen de Coninck (荷兰)、Peter Cook (澳大利亚)、Ogunlade Davidson (塞拉利昂)、Richard Doctor (美国)、James Dooley (美国)、Paul Freund (英国)、John Gale (英国)、Wolfgang Heidug (德国)、Howard Herzog (美国)、David Keith (加拿大)、Marco Mazzotti (意大利和瑞士)、Bert Metz (荷兰)、Leo Meyer (荷兰)、Balgis Osman-Elasha (苏丹)、Andrew Palmer (英国)、Riitta Pipatti (芬兰)、Edward Rubin (美国)、Koen Smekens (比利时)、Mohammad Soltanieh (伊朗)、Kelly (Kailai) Thambimuthu (澳大利亚和加拿大)

什么是CO₂的捕获和封存，及其如何为减缓气候变化做出贡献？

1. 二氧化碳 (CO₂) 捕获和封存 (CCS) 是指CO₂从工业或相关能源的源分离出来，输送到一个封存地点，并且长期与大气隔绝的一个过程。本报告认为CCS是稳定大气温室气体浓度的减缓行动组合中的一种选择方案。

其它减缓方案包括提高能源效率、向低含碳量燃料转变、核能、可再生能源、增加生物汇、以及非CO₂温室气体的减排。CCS具有减少整体减缓成本以及增加实现温室气体减排灵活性的潜力。CCS的广泛应用取决于技术成熟性、成本、整体潜力、在发展中国家技术普及和转让及其应用技术的能力、法规因素、环境问题和公众反应 (1.1.1、1.3、1.7、8.3、8.4节)。

2. 第三次评估报告 (TAR) 指出没有任何单一的技术方案能够全面满足实现温室气体稳定性的减排需求，而是需要一种减排措施的组合。

根据绝大多数情景的预测，一次能源的供应将继续以化石燃料为主，这一情况至少将持续到本世纪中叶。正如TAR中所讨论的，绝大多数模式也指出，已知的技术方案¹能够实现大范围的大气稳定程度，但是其执行需要社会经济学及制度上的改变。在这种情况下，CCS在这一选择方案组合中的出现能够促进稳定目标的实现 (1.1、1.3节)。

CCS的特征是什么？

3. CO₂的捕获可用于大点源。CO₂将被压缩、输送并封存在地质构造、海洋、碳酸盐矿石²中，或是用于工业流程。

CO₂大点源包括大型化石燃料或生物能源设施、主要CO₂排放型工业、天然气生产、合成燃料工厂以及基于化石燃料的制氢工厂 (参见表SPM.1)。潜在的技术封存方式有：地质封存 (在地质构造中，例如石油和天然气田、不可开采的煤田以及深盐沼池构造)，海洋封存 (直接释放到海洋水体中或海底) 以及将CO₂固化成无机碳酸盐。该报告也就CO₂的工业应用进行了讨论，但是预计这一途径对于CO₂减排贡献不大 (参见图SPM.1) (1.2、1.4、2.2节，表2.3)

表 SPM.1. 世界范围内每年 CO₂排放量在10万吨 (0.1兆吨CO₂) 以上的、作为CO₂的大固定源的工业活动或过程概况

过程	源的个数	排放量 (兆吨CO ₂ /年)
化石燃料		
能源 (煤、燃气、石油及其它)	4,942	10,539
水泥工业	1,175	932
炼油厂	638	798
钢铁工业	269	646
石化工业	470	379
石油和天然气加工	不祥	50
其他源	90	33
生物质		
生物乙醇和生物能	303	91
总计	7,887	13,466

¹ “已知技术方案”是指现在的业务中或是试点工厂阶段已经存在的技术，例如TAR讨论的减排情景中提到的那些技术选择方案。已知技术选择方案不包括任何需要深刻的技术突破的新技术。已知技术选择方案在TAR中作了解释，并且几项减排情景中包含了CCS。

² 将CO₂作为碳酸盐封存并不包括深层的地质碳化作用或是第6章中讨论的通过强化碳酸盐中和作用实现的海洋封存 (7.2节)。

³ 盐沼池构造是包含了高浓度溶解盐水饱和而成的沉积岩。盐沼池构造分布广泛，并且包含了量巨大但不适合农业或人类消费的水。因为地热能的应用可能增加，潜在地热地区可能不适于CO₂封存 (见5.3.3节)。

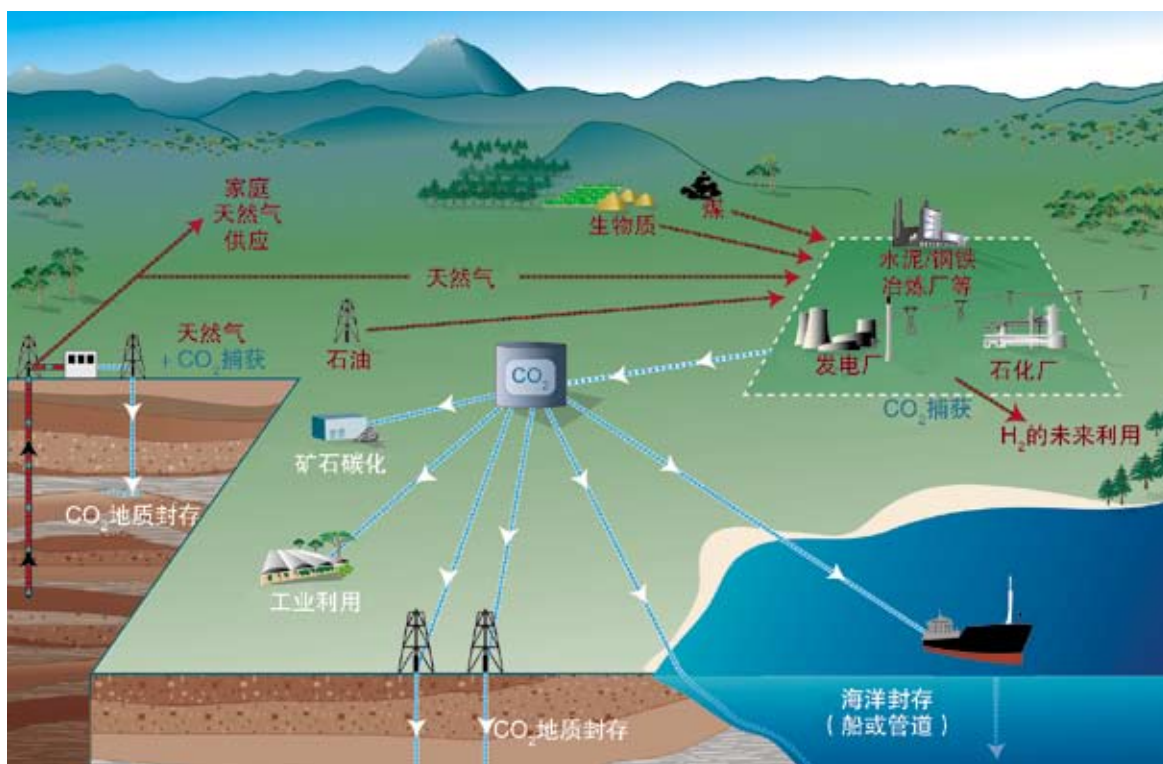


图 SPM.1. 可能的CCS系统示意图，图中展示了CCS可能相关的源、CO₂的运输以及封存方案（承蒙CO2CRC提供）

4. 通过CCS减少的向大气的净排放量取决于捕获的CO₂比例，取决于由于捕获、运输和封存的额外能源需求使电厂或工业流程的整体效率降低而导致的CO₂增产，取决于运输过程中的任何渗漏以及取决于长期封存中CO₂的留存比例。

现有的技术能够捕获到一个捕获厂处理的CO₂总量的85 – 95%。一个配备CCS系统（具有地质或海洋封存的路径）的电厂相比一个未配备CCS的同等排量的电厂而言大约多消耗10 – 40%⁴的能源，其中绝大部分用于捕获和压缩。对于安全封存，净结果是，一个采用CCS的电厂相比一个未采用CCS的电厂而言大约能够使排放到大气中的CO₂减少80–90%（参见图SPM.2）。在某种程度上，封存层可能发生渗漏，留存部分被定义为一段特点时间内被保留的CO₂占注入累计总量的比例。以碳酸盐矿石作为封存方式的CCS系统相比，未采用CCS的同等排量的工厂将多需要60–180%的能源。（1.5.1、1.6.3、3.6.1.3、7.2.7节）

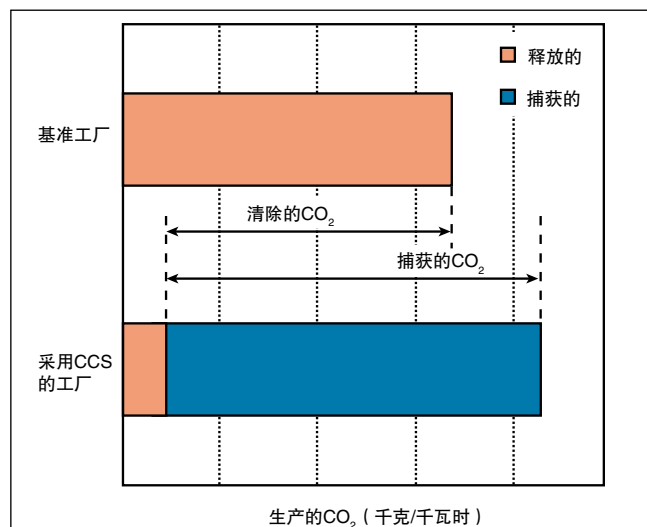


图 SPM.2. 来自电厂的CO₂捕获和封存。由于捕获、运输和封存所需的额外能源使得电厂整体效率损失而导致的CO₂增产，以及运输中的任何渗漏导致了与未采用捕获的基准厂（上框）相比，“单位产品产生的CO₂”量有较大增加（下框）（图8.2）。

⁴ 这一波动幅度反映了三种类型的电厂：对于天然气复合循环电厂，波动幅度为11-22%，对于粉煤电厂，波动幅度为24-40%，对于综合气化复合循环电厂，波动幅度为14-25%

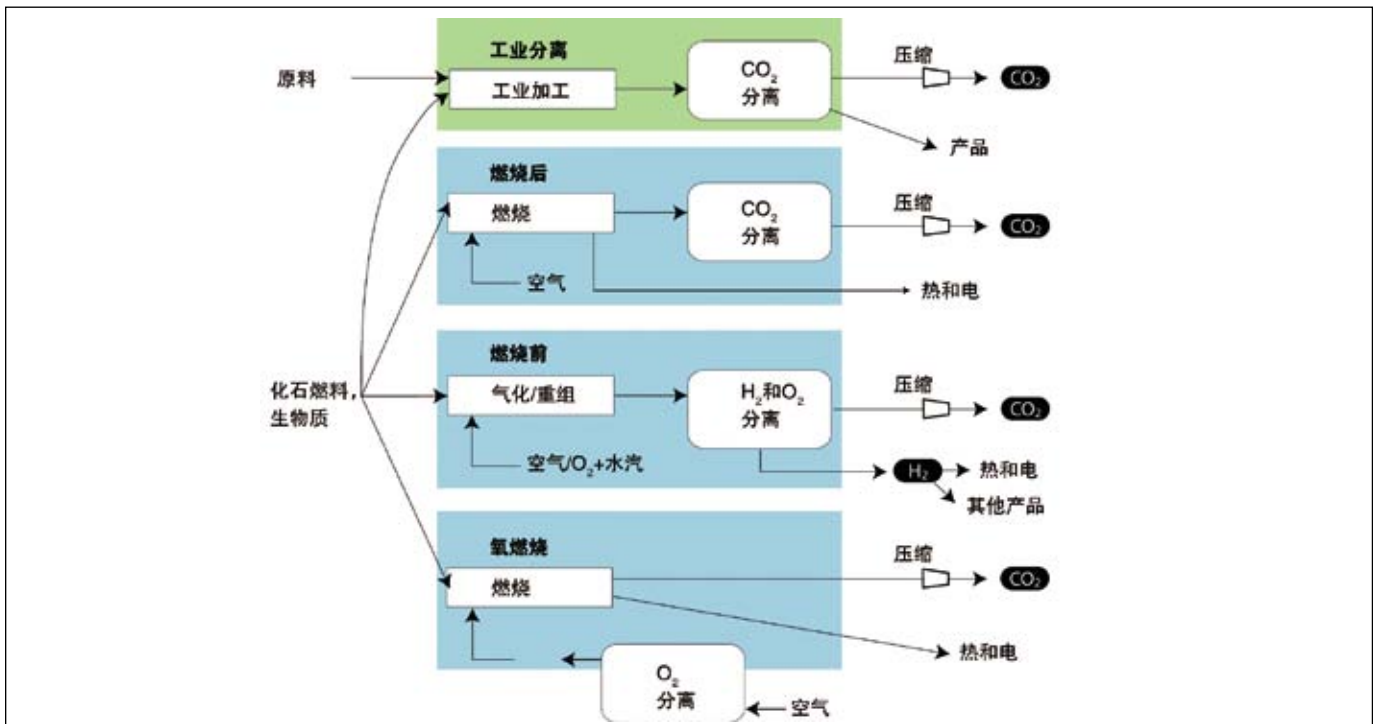
碳捕获和封存技术的现状如何？

5. 现有几种不同类型的CO₂捕获系统：燃烧后、燃烧前以及氧燃料燃烧（图SPM.3）。燃气流中的CO₂浓度、燃气流压力以及燃料类型（固体或气体）都是选择捕获系统时要考虑的重要因素。

电厂中CO₂的燃烧后捕获在特定条件下是经济可行的⁵。该方法是从来自一部分现有电厂的部分废气中捕获CO₂。使用相似的技术，从天然气加工行业分离CO₂正在一个成熟的市场⁶中运作。燃烧前捕获所需的该项技术是在肥料制造业和氢生产中已得到广泛应用。虽然燃烧前最初的燃料转换步骤相对更精细和昂贵，但是燃气流中较高的CO₂浓度和压力也使得分离更加容易。氧燃料燃烧是利用高纯度的氧气进行的，尚处于示范阶段⁷。这种方式使得燃气流中的CO₂浓度高，因而分离也更加容易，但同时也由于从空气中分离氧气导致需要的能源增加（章节3.3，3.4，3.5）。

6. 管道是在大约1,000公里左右距离内大量输送CO₂的首选途径。对于每年在几百万吨以下的CO₂输送或是更远距离的海外运输，使用轮船可能是在经济上更有吸引力。

CO₂的管道输送正作为一项成熟的市场技术运作（在美国，每年有超过2,500公里的管道运输了超过40 兆吨CO₂）。在绝大多数输气管道中，由上游端的压缩机驱动气流，部分还需要具有中途压缩站。即使包含了污染物，烘干的CO₂对于管道也没有腐蚀性。在CO₂包含了水汽的地方，可以将水汽从CO₂气流中分离出来，以防止腐蚀，同时也避免了采用防腐材料构建管道所耗费的成本。利用船舶运输CO₂，与运输液化石油气相似，在特定条件下是经济可行的，但是由于需求有限，目前还只是小规模进行。CO₂也能够通过铁路和公路罐车运输，但是就大规模CO₂运输而言，则不大可能成为具有吸引力的选择方案（4.2.1、4.2.2、4.3.2节，图4.5和4.6）。

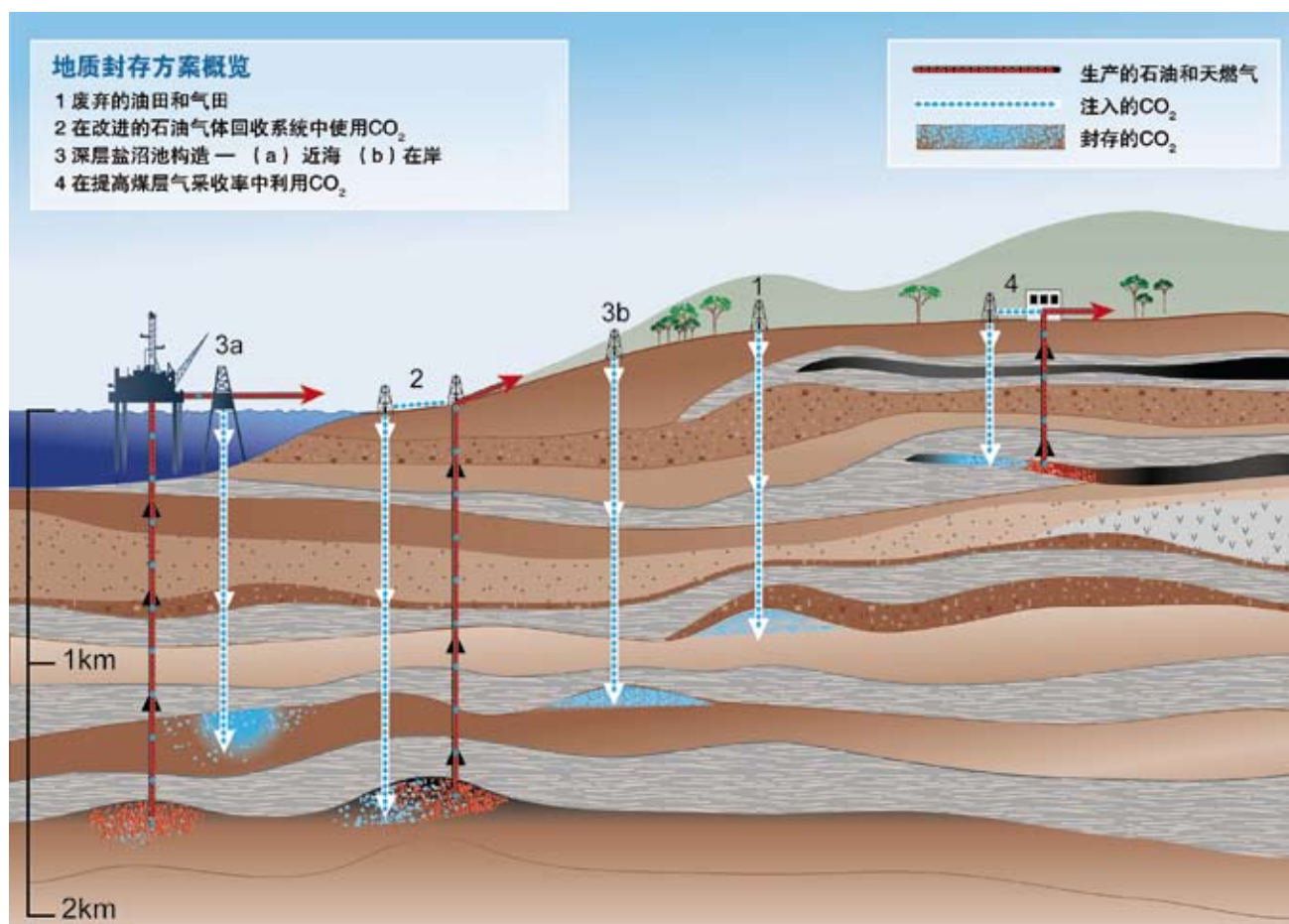


图SPM.3. 捕获系统示意图。图中简要说明了氧燃料燃烧、燃烧前（包括氢和肥料生产）、燃烧后及CO₂的工业源（包括天然气加工设备 and 钢铁、水泥生产）（根据图3.1）（承蒙CO₂CRC提供）。

⁵ “在特定条件下的经济可行”是指这项技术在经过选择的商业应用中已为人很好地理解和使用，例如在税收优惠制度下或是缝隙市场中，以少量的相同技术（少于5个），每年至少可以加工0.1兆吨CO₂。

⁶ “成熟的市场”表示该项技术正在世界范围内以商业规模和多种应用方式运行。

⁷ “示范阶段”表示该项技术已经建立并在试点工厂范围内进行了应用，但是在作为一个全面的系统进行设计和构建之前还需要更进一步开发。



图SPM.4. 地质封存方案概览（根据图5.3）（承蒙CO₂CRC提供）。

7. 在深层、在岸或沿海地质构造封存CO₂使用了许多相同的技术，这些技术已经由石油和天然气工业开发出来，并且已经证明对于石油和天然气田以及盐沼池构造而言，在特定条件下是经济可行的，但是就封存于无法开采的煤层⁸中而言，这些技术的可行性尚未经证实（参见图SPM.4）。

如果CO₂被注入深度在800米以下⁹适当的盐沼池构造或油田或天然气田，各种物理、地球化学的俘获机理将阻止其向地面移动。大体上，一种基本的物理俘获机理就是冠岩¹⁰的存在。煤床封存可以在相对较浅的深度上进行并且依赖于CO₂在煤上的吸附，但

是该项技术的可行性很大程度上取决于煤床的渗透度。CO₂封存与强化采油（EOR¹¹）或者潜在地提高煤层气采收率（ECBM）之间的联合能够产生来自于石油或天然气采收的额外收入。根据现有应用的钻井技术、注入技术、封存性能的计算模拟以及监测方法正在进一步开发以供地质封存项目的设计和和实施使用。

三个工业规模¹²的封存项目正在实施当中：挪威的斯莱普内尔（Sleipner）沿海盐沼池构造项目、加拿大的韦本（Weyburn）强化采油（EOR）项目、

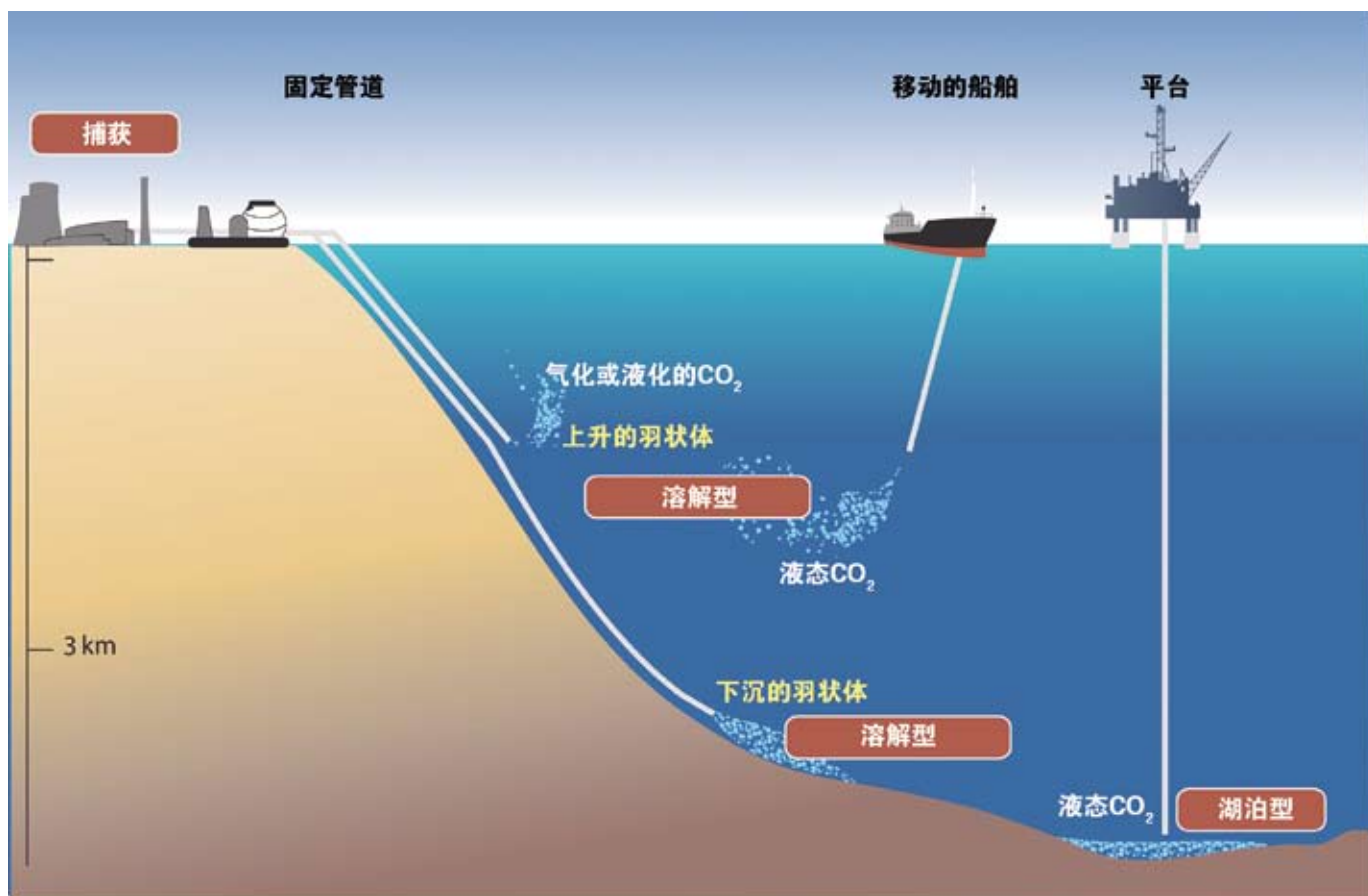
⁸ 不可能进行开采的煤层 - 由于其太深或太薄 - 潜在地可用于CO₂封存。如果后来被开采了，那么封存的CO₂将被释放出来。在封存CO₂的同时，强化煤床甲烷的回收（ECBM）具有增加煤的甲烷产量的潜力。产生的甲烷可以利用而不会被释放到大气中（5.3.4节）。

⁹ 在800 - 1,000米深处，CO₂是超临界的，具有液体一样的密度（大约500 - 800千克/米³），这为地下封存空间有效利用提供了可能性，并且改善了封存的安全性（5.1.1节）。

¹⁰ 渗透度非常低的岩石起到了上部密封的作用，能够阻止流体从封存层中流出。

¹¹ 就该报告的意图而言，这里的EOR表示利用CO₂强化采油。

¹² “工业规模”在这里是指每年1兆吨CO₂的量级。



图SPM.5. 海洋封存情景概览。在“溶解型”海洋封存中，CO₂迅速地溶解到海水中，而在“湖泊型”海洋封存中，CO₂最初是沉积在海床上的液体（承蒙CO₂CRC提供）。

以及阿尔及利亚的艾因萨拉赫（In Salah）天然气项目。其它项目正在计划之中（5.1.1、5.2.2、5.3、5.6、5.9.4节，图框5.1，5.2，5.3）。

8. 海洋封存有两种潜在的途径：一种是经固定管道或移动船只将CO₂注入并溶解到水体中（以1000米以下最为典型），另一种则是经由固定的管道或者安装在深度3000米以下的海床上的沿海平台将其沉淀，此处的CO₂比水更为密集，预计将形成一个“湖”，从而延缓CO₂分解在周围环境中（参见图SPM.5）。海洋封存及其生态影响尚处于研究阶段。

被溶解和消散的CO₂将成为全球碳循环的一部分，并最终与大气中的CO₂达到平衡。在实验室试验、小规模海洋试验和模式模拟中，已正在针对一系

列的海洋封存方案，各项技术和相关的物理、化学现象进行研究，其中还特别包括了酸度的增加（低pH值）及其对海洋生态系统的影响（6.1.2、6.2.1、6.5、6.7节）。

9. CO₂与金属氧化物发生反应，金属氧化物富含于硅酸盐矿石中，并可从废弃物流中少量获取，通过反应产生稳定的碳酸盐。这项技术现正处于研究阶段¹³，但在利用废弃物流中的某些应用已经处于示范阶段。

自然反应是非常缓慢的，因而不得不通过矿石的预处理加速反应，这种处理在现阶段是能源非常密集型的（7.2.1、7.2.3、7.2.4节，图框7.1）。

10. 工业利用¹⁴捕获的CO₂是可能的，将其用作气

¹³ “研究阶段”指虽然基础科学知识已在掌握之中，但是技术上当前正处于概念设计的阶段或是在实验室、工作台规模上进行测试，尚未在试点厂示范。

¹⁴ CO₂的工业利用是指并不包括EOR在内的那些使用途径，EOR在第7段中讨论。

体、液体或作为生产有价值含碳产品的化学过程中的原料，但是不能期待这种利用为显著的CO₂减排做出贡献。

CO₂的工业利用潜力小，并且CO₂通常只能被保留较短的一段时期（通常是几个月到几年）。用捕获的CO₂代替化石碳氢化合物作为原料加工的流程并不总是能降低生命周期中的净排量（7.3.1、7.3.4节）。

11. CCS的构成部分具有不同的发展阶段（参见表SPM.2）。完备的CCS系统可通过利用成熟的或在特定条件下经济可行的现有技术组合而成，虽然整体系统的发展状态可能慢于其中某些单独部分的发展。

目前在结合CO₂捕获、运输并将其封入一个实现全面一体化的CCS系统方面的经验相对很少。大型电厂对CCS的利用（潜在的主要应用兴趣）仍有待实施（1.4.4、3.8、5.1节）。

CO₂的源与捕获时机之间的地理关系是什么？

12. CO₂大点源集中在主要工业区及城区附近。许多这样的源在300公里的区域内，而这些区域具有潜在的适合质封存的构造（参见图SPM.6）。初步研究指出，全球范围内，少部分的大点源靠近潜在的海洋封存地点。

表 SPM.2. CCS系统构成部分的技术发展现状。X标出了每一个构成部分当前的最高成熟度。

CCS 组分	CCS 技术	研究阶段 ¹³	示范阶段 ⁷	在一定条件下经济可行 ⁵	成熟化市场 ⁶
捕获	燃烧后			X	
	燃烧前			X	
	氧燃料燃烧		X		
	工业分离（天然气加工，氨水生产）				X
运输	管道				X
	船运			X	
地质封存	强化采油（EOR）				X ^a
	天然气或石油层			X	
	盐沼池构造			X	
	提高煤层气采收率（ECBM）		X		
海洋封存	直接注入（溶解型）	X			
	直接注入（湖泊型）	X			
碳酸盐矿石	天然硅酸盐矿石	X			
	废弃物料		X		
CO ₂ 的工业利用					X

^a对于EOR的CO₂注入是一项成熟的市场技术，但是当这项技术用于CO₂封存时，其仅是“在特定条件下经济可行”。



图SPM.6a. CO₂大固定源的全球分布情况（图2.3）（以关于全球排放源的公开的可利用信息为基础编制；IEA GHG 2002）

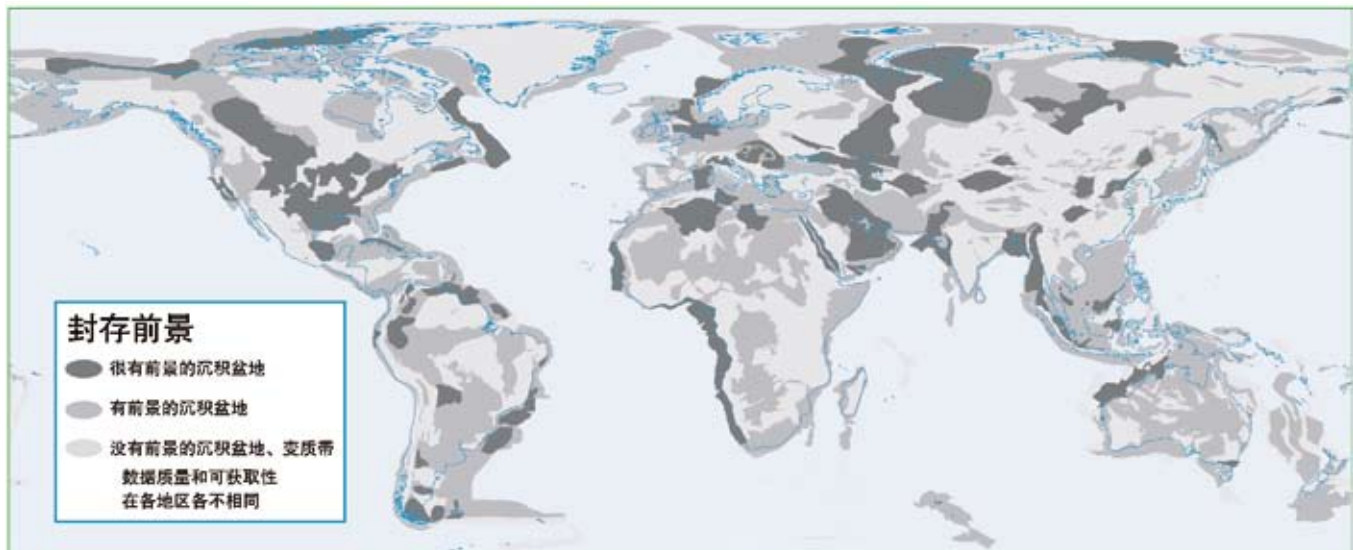


图 SPM.6b. 预计在沉积盆地中可能发现适合的盐沼池构造、石油或天然气层或煤层的区域。仅包括部分煤床封存地点。这一估计基于现有信息，是针对给定区域存在适合封存地点的可能性所作出一种定性评估。该图应当仅作为一种指导，因为它是基于部分数据得出的，其性质可能随着区域不同、时间推移以及新信息出现而有所变化（图2.4）（承蒙澳大利亚地球科学提供）

当前关于CO₂大点源与适合的地质封存构造之间对应关系方面的参考文献有限。详细的区域评估对于增进这方面的信息而言或许是必要的（参见图SPM.6b）。

情景研究指出，大点源的数目预计在未来还将增加，到2050年，考虑到预期的技术局限性，大约

20 - 40%的全球化石燃料的CO₂排放能够在技术上适合捕获，包括30 - 60%来自发电的CO₂排放和30 - 40%来自其它工业的排放。产生于大规模生物质转化设备的排放也能够技术上适合捕获。尚无对未来大点源附近潜在的封存地点的研究（2.3、2.4.3节）。

13. CCS能够控制源自基于化石燃料的发电或制氢的

CO₂排放，这在较长时期内能够部分减少来自运输业和分散的能源供给系统的CO₂排放量。

电可用于机动车，氢可用于燃料电池，包括用于运输行业。具有综合性CO₂分离（未采用封存）的天然气和煤的转化是当前制氢业中的主导选择方案。更多的基于化石燃料和生物质的制氢或发电将导致CO₂大点源数量的增加，而这些源在技术上适合捕获和封存。当前，要预计可能的数目、地点和这些源的大小是困难的（2.5.1节）。

CCS的成本¹⁵及其技术和经济潜力如何？

14. 在2002年的状况下，估计CCS在产电方面的应用将使产电成本增加大约0.01 - 0.05美元¹⁶/千瓦时（US\$/kWh），具体成本将取决于燃料、特定技术、场地以及国家环境。将EOR的利益包含在内，会使CCS造成的额外电力生产成本降低大约0.01 - 0.02美元/千瓦时¹⁷（参见表SPM.3的绝对电力生产成本和表SPM.4中以美元/清除CO₂为单位的成本）。用于产电的燃料市场价格的上升通常会使得CCS的成本增加。石油价格对于CCS的量化影响尚不确定。然而，来自于EOR的收入通常随石油价格升高而上升。CCS在小规模的基于生物质的电力生产中的应用会大幅度增加用电成本，在一家较大的具备CCS的煤电厂中进行生物质复合燃烧将更有成本效益。

随着国家的不同，成本的绝对值和相对值均有相当大差异。在天然气复合循环系统、粉状煤系统和综合气化复合循环系统都尚未全面配备CCS的情况下，目前这些系统的成本并不具有高的可信度。未来随着研究、技术的发展以及由于规模经济，CCS的成本将会降低。随着时间推移，由于规模经济在相当程度上也能够降低基于生物质的CCS系统的成本。CCS在生物质燃烧或复合燃烧转换设备中的应用将导致更低的甚至是负¹⁸CO₂排放，这类设备会降低这一选择方案的成本，降幅将取决于CO₂减排量的市场价值（2.5.3、3.7.1、3.7.13、8.2.4节）。

15. 与新建一个采用捕获系统的电厂相比，预计用CO₂捕获系统改装现有电厂将产生较高的成本并显著降低总体效率。对于一些刚建不久和效率高的现有电厂或者对于电厂已大幅度升级或重建的电厂，改装的成本劣势会减少。

现有的电力设备装置加装CCS的成本变化不一。CO₂的工业源能够通过加装CCS分离功能比较容易，然而需要对综合电厂系统作更彻底的调整。为了减低未来的改装成本，新电厂的设计可考虑到未来采用CCS（3.1.4、3.7.5节）。

16. 在大多数CCS系统中，捕获（包括压缩）的成本是最大的成本部分。

CCS系统不同构成部分的成本存在大的差异，这

表 SPM.3. CCS的成本：不同产电类型的产电成本，未采用捕获的产电成本，以及具备全套CCS系统的产电成本。就一个新建的、使用化石燃料的大型电厂的电力生产而言，全套CCS系统的成本取决于很多因素，包括电厂和捕获系统的性能、封存地点的具体情况、CO₂量以及需要输送的距离。表中的数字根据一个大型电厂的经验得出。天然气价格设定为2.8 - 4.4美元/GJ，煤的价格设定为1 - 1.5美元/GJ（根据表8.3和8.4）。

电厂的系统	天然气复合循环 (美元/千瓦时)	粉煤 (美元/千瓦时)	综合气化复合循环 (美元/千瓦时)
未采用捕获 (基准电厂)	0.03 - 0.05	0.04 - 0.05	0.04 - 0.06
采用捕获和地质封存	0.04 - 0.08	0.06 - 0.10	0.05 - 0.09
采用捕获和EOR ¹⁷	0.04 - 0.07	0.05 - 0.08	0.04 - 0.07

¹⁵ 本报告使用的“成本”仅指市场价格，而没有包含外部的成本，如与采用CCS相关联的环境破坏和更广泛的社会成本等。迄今为止，在评估和量化此类外部成本方面的研究很少。

¹⁶ 本报告中所有成本均以2002年的美元单位表示。

¹⁷ 如同现有文献，基于每桶15 - 20美元的原油价格得出。

¹⁸ 举例，如果生物质以一个不可维持的速率收获（也就是说，快于年再生速率），那么这项活动净的CO₂排放有可能不是负值。

表 SPM.4. 表中给出了产电的完整CCS系统的CO₂清除成本，分别对应于不同类型的未采用CCS的基准电厂和采用CCS（地质封存和EOR）的电厂。CO₂的清除量就是基准电厂的排量与采用CCS的电厂的排量之差。天然气价格设定为2.8 - 4.4美元/GJ，煤炭价格设定为1 - 1.5美元/GJ（表8.4）

采用CCS的电厂类型	天然气复合循环基准电厂 美元/吨CO ₂ 消除	粉煤基准电厂 美元/吨CO ₂ 消除
采用捕获和地质封存的电厂		
天然气复合循环	40 - 90	20 - 60
粉煤	70 - 270	30 - 70
综合气化复合循环	40 - 220	20 - 70
采用捕获及EOR¹⁷的电厂		
天然气复合循环	20 - 70	0 - 30
粉煤	50 - 240	10 - 40
综合气化复合循环	20 - 190	0 - 40

表 SPM.5. 应用于给定类型电厂或工业源的CCS系统各构成部分2002年的成本幅度。各单独成本的简单相加并不等于整个CCS系统的美元/CO₂消除成本。所有数字代表大规模、新型装置的成本，并且假设天然气价格为2.8 - 4.4美元/GJ，煤炭价格为1 - 1.5美元/GJ（5.9.5、8.2.1、8.2.2、8.2.3节，表8.1和8.2）。

CCS系统构成部分	成本幅度	备注
从一个燃煤或燃气电厂进行捕获	15-75 美元/吨CO ₂ 净捕获量	与未采用捕获的同一电厂相比，CO ₂ 捕获的净成本
从氢和氨生产或天然气加工中捕获	5-55美元/吨CO ₂ 净捕获量	应用于需要进行简单烘干和压缩的高纯度源
从其它工业源捕获	25-115美元/吨CO ₂ 净捕获量	变化幅度反映了许多不同技术和燃料的使用
运输	1-8 美元/吨CO ₂ 运输量	对于5（高端）- 40（低端）兆吨CO ₂ /年的质量流量而言，每250公里管道或船运的成本
地质封存 ^a	0.5-8 美元/吨CO ₂ 注入量	未包含来自EOR或ECBM的税收
地质封存：监测和检验	0.1-0.3 美元/吨CO ₂ 注入量	这里包含了注入前、注入、注入后监测的成本，该成本取决于对法规的需求
海洋封存	5-30 美元/吨CO ₂ 注入量	包括了100-500公里的沿海运输成本，未包括监测和检验成本
矿石碳化	50-100 美元/吨CO ₂ 净矿物化量	研究的最佳个例的成本幅度。包含了用于碳化的额外能源

^a 在长时期内，可能还有为采取补救措施和承担责任所需的额外成本。

取决于基准电厂和CO₂源的范围、运输和封存的状况（参见表SPM.5）。在下一个10年中，捕获成本能够降低20 - 30%，并且通过那些仍处于研究或示范阶段的新技术还应该能够实现更大的降幅。CO₂的运输和封存成本能够随着技术的进一步成熟和规模的扩大而缓慢降低（1.5.3、3.7.13、8.2节）。

17. 能源和经济模式指出CCS系统对于减缓气候变化的主要贡献将来自于其在电力行业的发展。正如本报告估计的那样，大多数模拟结果表明当CO₂价格

开始达到大约25 - 30美元/吨CO₂时，CCS系统才开始出现在显著的部署规模。

低成本捕获的可能性（在天然气加工中以及制氢和氨生产中，CO₂的分离已经完成）与短途（<50公里）运输和能够产生收入的封存方案（例如EOR）相结合能导致在无刺激或较少刺激的情况下能够进行一定限量的CO₂封存（大约360兆吨CO₂/年）（2.2.1.3、2.3、2.4、8.3.2.1节）。

18. 现有证据表明, 在世界范围内, 地质构造²¹的技术潜力²⁰可能¹⁹至少可达到大约2,000千兆吨CO₂ (545千兆吨碳) 的封存容量。

盐沼池构造的地质封存可能还有大得多的潜力, 但是由于缺乏信息以及一致的方法, 对于上限的估计尚不确定。对于油气储层的容量的认知更为充分。煤床中的技术封存容量要小得多, 并且还缺乏充分的认识。

对于海洋封存CO₂能力的模式计算结果表明其容量大约在几千兆吨CO₂的量级上, 具体取决于假设的大气稳定水平²²和环境制约, 如海洋pH值的变化。利用矿石碳化的程度目前还不能确定, 因为这取决于未知的、技术上能够开采的硅酸盐储量, 取决于诸如产品处置量这类环境问题 (5.3、6.3.1、7.2.3节, 表5.2)。

19. 在大多数大气中温室气体浓度稳定在450 – 750 ppmv CO₂之间情景中, 在一个成本最低的减缓方案组合中, CCS的经济潜力²³累积总量为220 – 2,200千兆吨CO₂ (60 – 600 千兆吨碳), 这意味着, 在一系列基准情景的平均状态下, CCS贡献了2100年以前世界努力累积减排量的15 – 55%。有可能¹⁹的是地质封存的技术潜力²⁰足以达到经济潜力幅度的高端要求, 但是对于特定的区域, 这一判断或许是不真实的。

经济潜力评估中的不确定性是显著的。对于CCS而言要达到这样一种经济潜力, 在未来这个世纪将需要安装数百乃至数千个CO₂捕获系统, 每个系统每年大约捕获1 – 5 兆吨CO₂。就其它减排方案而言, 由于环境影响、渗漏风险和清晰的法律框架或公众反应信息的缺乏等原因, CCS的实际实施可能要低于经济潜力 (1.4.4、5.3.7、8.3.1、8.3.3、8.3.3.4节)。

20. 在大多数情景研究中, CCS在减缓组合中的作用在本世纪内上升, 并且发现将CCS纳入某个减缓组合

会使稳定CO₂浓度的成本降低30%或更大降幅。

CCS系统成本竞争力的一个方面是CCS技术适合于当前大多数的能源基础设施。

CCS作为减缓组合的一个部分, 其全球的潜在贡献如图SPM.7中的范例所示。在该领域中现有分析的程度是有限的, 要增进信息就需要做进一步的评估 (1.5、8.3.3、8.3.3.4节, 图框8.3)。

CCS的局部健康、安全和环境风险是什么?

21. 与CO₂管道运输相关联的局部风险²⁴与已经在使用中的碳倾化合物输送管道的风险相似或者更低。

就已有CO₂管道而言, 绝大多数是在低人口密度地区, 根据报告每公里管道意外事故的数量非常低, 与那些碳氢化合物管道相近。突发的CO₂大量释放如果使空气中CO₂浓度超过了7 – 10%, 则会对人类生命和健康产生直接威胁。通过居住区的CO₂管道运输需要注意路线选择、过压保护、泄漏检测和其它设计方面的因素。要预见CCS的管道铺设中没有主要障碍 (4.4.2节, AI. 2.3.1)。

22. 妥善的选址工作基于现有的地下信息、发现问题的监测计划、法规体系、利用适当的补救方法在发生CO₂释放时加以阻止或控制, 这样局部健康、安全和环境风险就与诸如天然气封存、EOR以及酸性气体地下处置这类现有活动的风险程度相当。

天然的CO₂封存储层有助于了解地下CO₂的变化规律。渗漏概率低的封存地点特征包括非常难以渗透的冠岩、地质稳定性、缺乏渗漏路径以及有效俘获机理。现有两种不同类型的渗漏场景: (1) 突然渗漏, 通过注入井失败或沿报废油井渗漏; (2) 逐渐渗漏, 通过未检测到的缝隙、破损或是油井。在地下浅层CO₂浓度升高的影响包括对于植物及土层动物的

¹⁹ “可能”表示66 – 99%的概率。

²⁰ 在TAR中, “技术潜力”被定义为通过实施某项经过示范的技术或作法而有可能减少温室气体排量。

²¹ 这一表述基于现有文献作者的专业判断。反映了关于封存容量估计的不确定性 (5.3.7节)。

²² 这一方法考虑到CO₂在注入海洋一段时间之后将与大气达到平衡。

²³ 经济潜力是来自某一特定方案的温室气体减排量, 在给定的普遍形势下, 实现该方案可具有成本效益 (如CO₂减排的市场价值和其它方案的成本)。

²⁴ 在讨论风险时, 我们假定风险是一项事件将会发生以及如果该事件确实发生引发后果的概率的乘积。

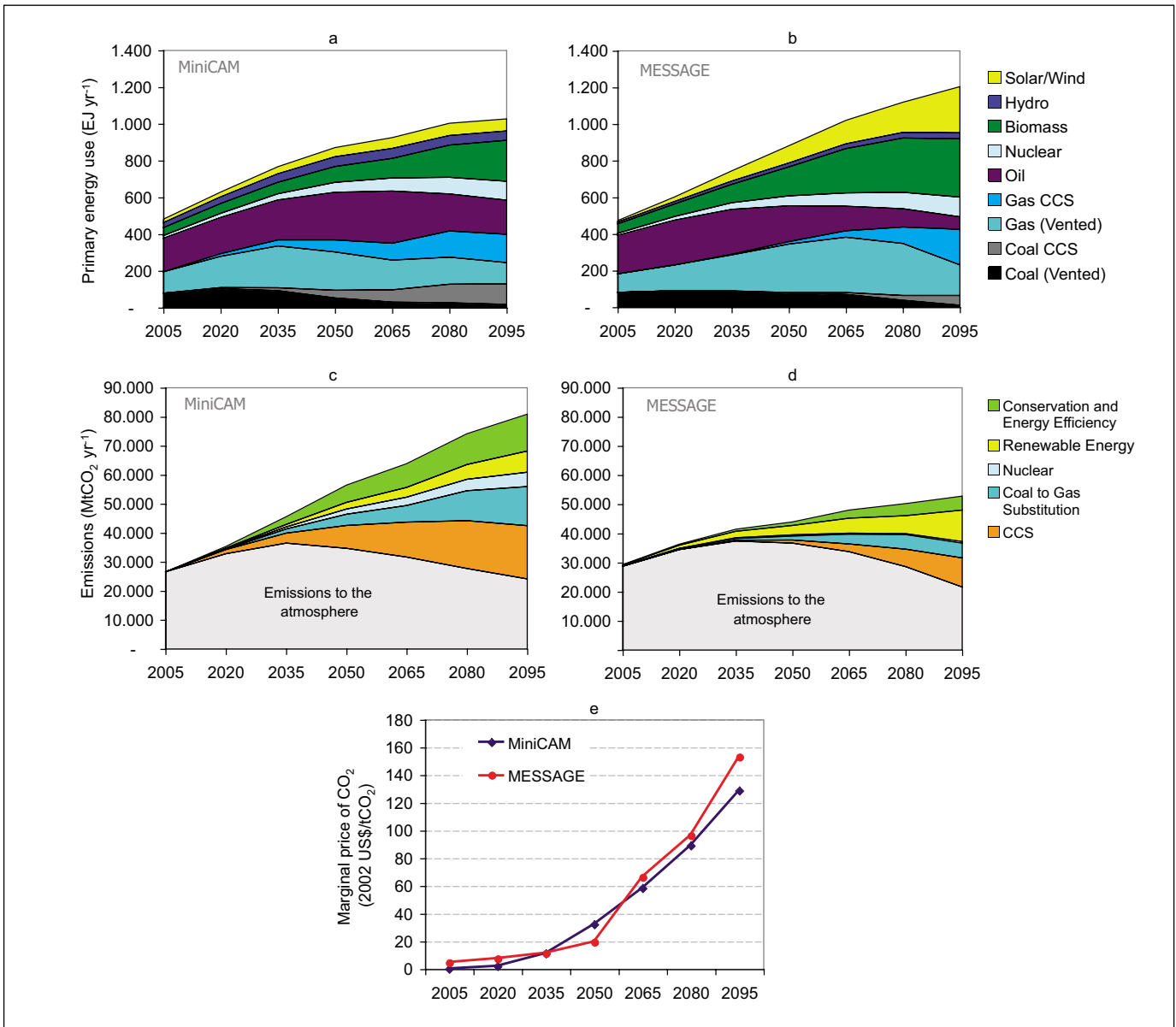


图 SPM.7. 展示CCS作为一种减排组合的一部分对全球潜在贡献的例子。图例基于两种不同的综合性评估模式（MESSAGE和MiniCAM），同时采用了与主排放动力相同的假设。这些结果在区域尺度上会有相当程度的变化。这个例子基于单一情景，因此没有表述出不确定性的总体幅度。图a和b表示了全球一次能源的使用，包括部署CCS。图c和d用灰色表示全球CO₂的排放，彩色表示主要减排措施相对应的贡献。图e是计算得出的CO₂减排的边际价格（8.3.3节，图框8.3）。

致命影响和地下水污染。高的通量再加上稳定的大气状况，会导致局部空气中的高CO₂浓度，这会对动物或人类造成伤害。由于CO₂注入导致的压力积聚可能引发小地震事件。

虽然在地质封存方面的经验有限，但是相近的相关工业经验和科学知识可以作为风险管理，包括补

救的一个基础。可利用的风险管理方法的效力仍然需要在CO₂封存的使用中加以论证。如果在封存地点发生渗漏，阻止渗漏的补救措施涉及到标准井修复技术或在CO₂渗漏进入浅层地下水储层之前将其拦截并抽出。鉴于CO₂地质封存是长期的，所以对封存地点的监测可能在相当长的一段时期都是必需的（5.6、5.7节，表5.4，5.7，图5.25）。

23. 以工业规模将CO₂注入海水或在海底形成液态CO₂池将会改变局部的化学环境。试验已经证明CO₂的持续高浓度将会导致海洋生物的死亡。CO₂对海洋生物的影响将产生一些生态系统后果。在大面积海域和长期时间尺度上，CO₂直接注入海洋对于海洋生态系统的慢性影响尚未有研究。

模式模拟时假定在3,000米的海洋深度从7个地点释放，在这一深度上的封存量占CO₂浓度稳定在550 ppmv水平上所做减缓贡献的10%，导致海洋水体酸度增加（pH 减小>0.4）大约1%。做一个对比：在一个未采用海洋封存的稳定个例中，相对于工业化前的水平而言，在整个海洋表面的pH值减小>0.25是可以预期的。pH值下降0.2 - 0.4则明显大于工业化前海洋平均酸度的变化。在这些pH值变化水平上，已经发现对于生活在洋面的海洋生物具有影响，但对慢性影响尚未研究。在全面的风险评估完成以前需要更好地认识这些影响。对于封存的CO₂从海洋向大气的突然或大规模释放尚无已知的机理。缓慢渗漏的问题将在SPM第26段中讨论。在CO₂释放时或释放之前将分子态CO₂转化为重碳酸盐或氢氧化合物将减小pH的影响，并且增加CO₂在海洋中的存留，但是这将会使成本和其它的环境影响增加（6.7节）。

24. 大规模矿石碳化的环境影响将是由于对那些没有实际用途的产品的开采和处置所产生的后果。

通过工业途径固化一吨CO₂需要1.6到3.7吨的硅酸盐矿石。矿石碳化的影响与那些大规模地表矿山的影响相似。其中包括由于钻探、移土和对矿渣进行分级并滤出金属等所造成的土地清理、空气质量降低以及对水和植物的影响，所有这些影响都可能间接导致动植物的生活环境退化。大部分矿石碳化产品需要处置，这就需要相应的填埋场和额外运输（7.2.4、7.2.6节）。

已封存CO₂的物理渗漏会削弱CCS作为一项缓解气候变化的方案吗？

25. 对人为的和自然界的类似情况的观测和模式都表明在适当选择并进行管理的地质封存层中，被保留的部分很可能²⁵在100年时间里维持在99%以

上，并且也有可能¹⁹1,000年中维持在99%以上。

对于经过仔细选择、设计和管理的地质封存地点，通过各种俘获机理，绝大多数CO₂将逐渐被固定，并且能够保存数百万年。因为这些机理，CO₂的更长期封存会变得更加有把握（1.6.3、5.2.2、5.7、3.4节，表5.5）。

26. 海洋封存的CO₂其释放将是逐渐的，会延续几百年。

海洋追踪数据和模式计算结果表明，在海洋封存的情况下，根据注入的深度和地点不同，100年以后留存比例在65 - 100%之间，500年以后在30 - 85%之间（较低的百分比对应于1000米的深度，较高的百分比对应于3000米的深度）（1.6.3、6.3.3、6.3.4节，表6.2）。

27. 在矿石碳化的情况下，已封存的CO₂不会向大气释放（章节1.6.3，7.2.7）。

28. 如果发生CO₂的持续泄漏，那么至少就局部而言，将会抵消CCS对于减缓气候变化的益处。对于泄漏对减缓气候变化的影响的评估取决于针对决策所选择的框架，以及取决于关于地质或海洋封存的留存比例的现有信息，正如25节和26节中所述。

针对如何解决非永久封存问题所进行的研究基于以下不同的途径：延缓排放的价值，对于特定减排情景的成本最小化，或者在假定大气温室气体浓度稳定的背景下允许的未来排放。这些研究中的一部分表明允许通过增加减排量来补偿未来的泄漏；其结果取决于关于未来减排成本的假设、贴现率、已封存CO₂的量以及假定的大气浓度稳定水平。在其它的研究中，由于政治和制度上存在不确定性，况且分析集中由假设的稳定水平和封存量设定的局限性方面，因此补偿并不被视为一种选择方案。尽管这一系列分析的详细结果随方法和假设的不同而异，但是所有研究显示，如果CCS作为一种减缓措施是可以接受的，必须对能够发生泄漏量制定一个上限（1.6.4、8.4节）。

²⁵ “很可能” 指介于90 - 99%之间的概率。

实施CO₂封存的法律和法规问题有哪些？

29. 确实存在一些关于地下作业的法规，这些法规与地质封存可能相关，甚至在某些情况可以直接应用，但是很少有国家就CO₂的长期封存专门制定法律或法规框架。

关于采矿、石油和天然气作业、污染控制、废弃物处置、饮用水、高压气体的处理以及地下产权等方面的现有法律和法规可能与地质CO₂封存相关。与CO₂向大气中泄漏和局部环境影响相关联的长期责任问题尚未普遍解决。一些国家对与CO₂封存相似的形势承担着长期责任，如地下采矿作业（5.8.2、5.8.3、5.8.4节）。

30. 关于是否或者在何种情况下将CO₂注入海底地质构造或者该海域符合国际法的相关规定等问题，迄今为止尚未就作出正式解释达成一致。

当前有几个条约（特别是伦敦公约²⁶和OS-
PAR²⁷公约）有可能应用于将CO₂注入海床地质构造或海洋方面的问题。所有这些条约在起草中并没有专门考虑到CO₂封存的问题（5.8.1、6.8.1节）。

碳捕获和封存对排放清单和核算的影响是什么？

31. 现行的IPCC指南²⁸并不包括专门用于估计CCS相关排放的方法。

由IPCC提供的总体指南可应用于CCS。有几个国家正在照此采取行动，并与其本国评估排放的方法相结合。IPCC指南本身并未就CCS相关排放评估提供专门的方法。预期在2006年IPCC国家温室气体清单指南中能够提供。CO₂封存和捕获、物理渗漏、外逸排放以及与生物质应用于CCS系统相关联的负排放等问题都需要特定的方法（9.2.1、9.2.2节）。

32. 当前的几个CCS项目都涉及地质封存，因此关于监测、检验、实际物理渗漏率的报告以及相关的不确定性方面的经验非常有限。

有几项对来自CCS的CO₂排放进行监测和检验的技术已经具备或正在开发之中，但是这些技术因适用性、地点特征、检测范围和不确定性而异（9.2.3、5.6、6.6.2节）。

33. 根据不同的义务，CO₂可在一个国家进行捕获而在另外一个国家进行封存。与跨界封存核算相关的问题并不是唯一针对CCS。

可对核算的规则和方法作必要的相应调整。未来封存地点的物理渗漏将不得不予以考虑（9.3节）。

认识上的不足是什么？

34. 目前对CCS某些方面的认识还存在不足。增加知识和经验将会减少不确定性，从而有助于作出有关将部署CCS作为减缓气候变化的措施的决策（TS第10节）。

²⁶ 《防止倾倒废物及其他物质污染海洋的公约》（1972年）及其伦敦议定书（1996年），该议定书尚未实施。

²⁷ （1992年）在巴黎通过的《东北大西洋海洋环境保护公约》。OSPAR是奥斯陆-巴黎的缩写。

²⁸ 《1996年IPCC国家温室气体清单指南修订版》，以及一些良好做法指南报告：《国家温室气体良好做法指南和不确定性管理》及《土地利用、土地利用变化和林业良好做法指南》。

IPCC特别报告

二氧化碳捕获和封存

技术摘要

主要作者召集人

Edward Rubin（美国）、Leo Meyer（荷兰）、Heleen de Coninck（荷兰）

主要作者

Juan Carlos Abanades（西班牙）、Makoto Akai（日本）、Sally Benson（美国）、Ken Caldeira（美国）、Peter Cook（澳大利亚）、Ogunlade Davidson（塞拉利昂）、Richard Doctor（美国）、James Dooley（美国）、Paul Freund（英国）、John Gale（英国）、Wolfgang Heidug（德国）、Howard Herzog（美国）、David Keith（加拿大）、Marco Mazzotti（意大利和瑞士）、Bert Metz（荷兰）、Balgis Osman-Elasha（苏丹）、Andrew Palmer（英国）、Riitta Pipatti（芬兰）、Koen Smekens（比利时）、Mohammad Soltanieh（伊朗）、Kelly（Kailai）Thambimuthu（澳大利亚和加拿大）、Bob van der Zwaan（荷兰）

评审编辑

Ismail El Gizouli（苏丹）

1. 引言和本报告的架构

本特别报告的主题是“二氧化碳捕获和封存（CCS）”，它被视为减少源于人类活动的大气CO₂排放的选择方案之一。本特别报告的目的是评估当前有关CCS的技术、科学、环境、经济和社会方面的认知水平，使CCS在潜在的减缓气候变化措施组合中在其他选择方案的框架下拥有一席之地。

技术摘要沿用特别报告的结构。引言一节介绍了评估的总体框架，并对各种CCS系统作了简要概述。第2节描述CO₂的主要源，这是评估全球范围CCS可行性的必要一步。第3节讨论了CO₂捕获的技术选择方案，第4节的重点是CO₂的运输方法。随后对每一种封存方案作了分析。第5节重点介绍了地质封存，第6节的重点讨论了海洋封存，第7节讨论了矿物的碳化以及CO₂的工业利用。第8节讨论了CCS的总成本和经济潜力，第9节分析了CCS对温室气体排放清单与入帐的影响。本技术摘要最后讨论了在认知方面存在的空白，尤其是那些对政策研究至关重要的知识空白。

CO₂捕获和封存概述

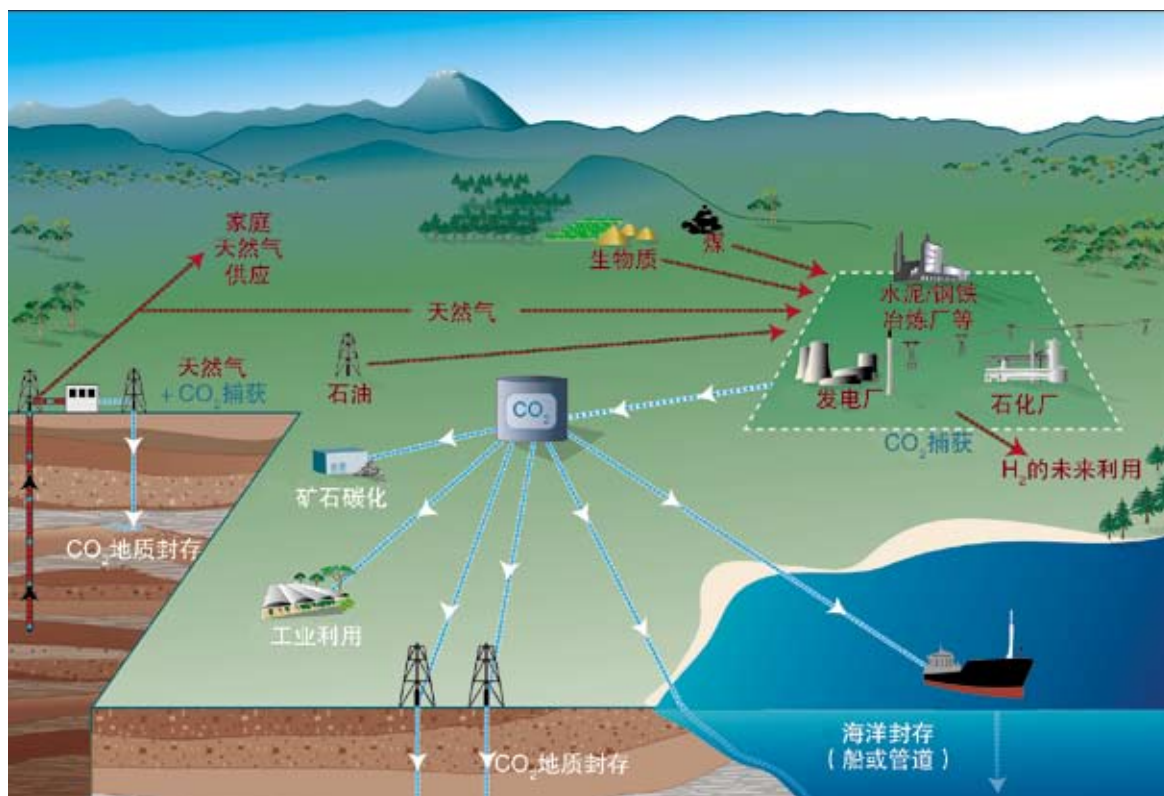
CO₂主要是从化石燃料的燃烧中排放，既包括大型燃烧设备，如用于发电的设备，也包括小型分散源，如汽车发动机，以及包括民居和商业建筑中使用的燃炉。CO₂的排放还源于某些工业和资源的提炼过程，以及源于烧林开垦土地的过程。CCS很可能应用于大的CO₂点源，如发电厂或大的工业流程。其中某些源可以为交通、工业和建筑行业提供脱碳燃料，如氢，因此将减少分散源的排放。

CCS与技术应用有关，首先是收集并浓缩工业和能源产生的CO₂源，将其运输到合适的封存地点，然后进行封存，使其长时期不接触大气。从而，CCS将使化石燃料在使用时具有低的温室气体排放。把CCS应用于生物质能源可通过捕获和封存生物质吸收大气CO₂而导致大气CO₂的净清除（通常称为“负排放”），但条件是生物质应按可持续的速率收获。

图TS.1表示CCS过程的三个主要组成部分：捕获、运输和封存。所有三个部分都存在于当今的工业生产中，尽管其中多数并非为了CO₂的封存。捕获步骤包括把CO₂从其他气体产品中分离出来。对于燃料的燃烧过程，如电厂中的燃烧过程，可以采用分离技术在燃烧后捕获CO₂，或者在燃烧前对燃料进行脱碳。为了把捕获的CO₂运输到距CO₂源较远的合适封存地点，需要采取运输步骤。为了便于运输和封存，捕获的CO₂通常由捕获设备进行高浓度压缩。潜在的封存方法包括注入到地下地质构造中、注入深海，或者通过工业流程将其凝固在无机碳酸盐之中。某些工业流程也可在生产产品过程中利用和存储少量被捕获的CO₂。

特定的CCS系统组成部分的技术成熟性各有很大不同。一些技术已广泛投入成熟的市场，主要是石油和天然气工业，另一些技术则还处于研究、开发或示范阶段。表TS.1概括了CCS所有组成部分的现状。从2005年中期开始，已有三个与CO₂的运输和地质封存有关的商业项目：挪威的斯莱普内尔沿海天然气加工项目、加拿大的韦本强化采油（EOR）¹项目（该项目封存在美国捕获的CO₂），以及阿尔及利亚的艾因萨拉赫天然气项目。每个项目每年捕获和封存1—2兆吨CO₂。然而，应当指出的是，CCS尚未在大型（例如500兆瓦）化石燃料电厂中采用，而且整体系统还不象某些部分那样成熟。

¹ 在本报告中，EOR指利用CO₂强化采油。



图TS.1. 可行的各种CCS系统示意图。图中展现了可能与CCS相关的源，以及CO₂运输和封存选择方案（承蒙CO₂CRC提供）。

为什么对CO₂捕获和封存感兴趣？

1992年，国际上对气候变化的关注导致了联合国气候变化框架公约（UNFCCC）的问世。公约的最终目标是“将大气中温室气体的浓度稳定在一个能够防止气候系统受到危险的人为干扰的水平上”。从这一角度出发，考虑CCS（或其他减排选择方案）的内容就是限制全球CO₂排放的内容，它与稳定大气中温室气体浓度的国际目标相一致。

大多数全球能源利用的情景预估本世纪CO₂的排放将会有实质性的增加，但缺少采取减缓气候变化的具体行动。这些情景还认为，至少到本世纪中叶，化石燃料仍将继续是主要的能源供给（参见第8节）。

为稳定大气中CO₂的浓度所需的减排量将取决于未来的排放水平（基准）和长期的CO₂浓度的理想目标：稳定性目标越低和基准排放越高，所需的CO₂减排就越大。IPCC第三次评估报告（TAR）指出，在本世纪需要阻止数百兆乃至数千兆吨CO₂的累积排放，这将取决于考虑哪一种情景，以使CO₂的浓度稳定在450—750ppmv²的水平上。TAR还发现，“多数模式结果表明，已有的技术选择方案³能够实现一个宽泛的大气CO₂的稳定水平”，但“没有一种单一技术选择方案能提供所需要的全部减排。”更确切地说，将需要通过综合减排措施实现稳定。这些已知的技术选择方案可用于实现稳定，尽管TAR告戒，“实施将需要有相关的社会经济和制度变化”。

² ppmv是体积百万分率。

³ “已知的技术方案”是指那些目前正在运行或还处于工厂试点阶段的技术，例如IPCC第三次评估报告讨论的减排情景中提到的那些技术选择。这一术语不包括任何需要做重大技术突破的新技术。鉴于情景周期的长度，可将该术语视为代表一种保守的估算。

表TS.1. 当前CCS系统各部分的成熟性。X表示每个部分最高程度的成熟性。各部分也大都存在一些不太成熟的技术。

CCS组成部分	CCS技术	研究阶段 ^a	示范阶段 ^b	特定条件下经济上可行 ^c	成熟的市场 ^d
捕获	燃烧后			X	
	燃烧前			X	
	氧燃烧		X		
	工业分离（天然气加工、氨的生产）				X
运输	管道				X
	船舶			X	
地质封存	强化采油（EOR）				X ^e
	气田或油田			X	
	盐体构造			X	
	强压煤床甲烷回收（ECBM） ^f		X		
海洋封存	直接注入（分解型）	X			
	直接注入（湖泊型）	X			
矿石碳化	天然硅酸盐矿物	X			
	废弃物		X		
CO ₂ 的工业利用					X

^a 研究阶段指已认识的基础科学，但技术目前尚未达到概念设计阶段，或仍处在实验室或小规模的试验阶段，尚未在试点厂中进行示范。

^b 示范阶段指已经形成的、并在试点厂使用的技术，但在该技术用于设计和建设整套系统之前仍需进一步开发。

^c “在特定条件下经济上可行”指一种技术，对它已有充分的了解，并在选定的商业应用中（如：在一个奖励性税收体系中或在一个有商机的市场上）使用，或者该技术的加工能力已达到0.1兆吨CO₂/年的量级，该技术的推广数量有限（少于5个）。

^d 成熟市场指现已在全世界多处投入运行的技术。

^e CO₂的EOR注入是一项成熟的市场技术，但当用于CO₂的封存时，它才是“在特定条件下经济上可行”。

^f ECBM是通过煤对CO₂的偏好吸收，利用CO₂强化回收不可采的煤床中甲烷。不可采煤床永远不可能开采，因为煤层太深或太薄。如果日后开采，封存的CO₂则会释放。

在此背景下，在温室气体减排方案组合中有了CCS可有助于促进稳定目标的实现。在此前的IPCC评估中经过更广泛审查的其他技术选择方案包括：（1）通过提高能源转化和/或设备利用的效率降低对能源的需求；（2）脱碳能源的供应（通过改用低碳燃料，例如从煤到改用天然气），和/或增加可再生能源和/或核能的利用（总之，每种能源只排放很少或不排放CO₂）；（3）通过利用生物固化增加自

然汇的方式把CO₂变为固碳；以及（4）减少非CO₂温室气体。本报告后面介绍的模式结果表明，CCS的利用与其他措施相结合，可显著降低实现稳定的成本，并增加实现减排的灵活性。当前全球对化石燃料的严重依赖、CCS对于下个世纪CO₂减排的潜力，以及各种CCS系统与当前能源基础设施的兼容性都说明了人们为什么对这种技术感兴趣。

本评估的主要问题

在试图了解CCS在减缓气候变化中所发挥的作用过程中，有一些需要解决的问题。在本技术摘要各节中提出和讨论的问题包括：

- CCS技术的现状是什么？
- 捕获和封存CO₂的潜力有多大？
- 实施成本有多高？
- 为实现气候变化的显著减缓，CO₂应封存多久？
- CCS对健康、安全和环境存在哪些风险？
- 公众对CCS的反应如何？
- 实施CO₂封存的法律问题有哪些？
- 排放清单与入帐的影响是什么？
- CCS技术的普及与转让的潜力有多大？

对作为减缓气候变化一种选择方案的CCS进行分析时，最核心的重要性在于应当以透明的方式确定和评估该系统产生的所有排放，尤其是CO₂的排放。由于选取合适的系统界限对于恰当的分析十分重要，因此需要强调采用CCS“各系统”观点的重要性。鉴于能源需求与捕获、某种封存和利用方案相关，以及与储层渗漏的可能性相关，因而对CCS链进行整体评估则显得至关重要。

从大气稳定性和长期可持续发展着眼，CO₂的封存必须具备时间尺度的延伸，使其能足以为减缓气候变化做出显著的贡献。本报告表述了“保留部分”CO₂的封存期，其定义是在特定时期内保留在已注入储层中的CO₂累积质量部分。后面将介绍对不同时期保留部分的估算及其封存方案。不仅存在CO₂能封存多久的问题，还存在可接受的从封存地点缓慢连续渗漏⁴的量有多大等问题。第8节讨论了处理这一问题的各种途径。

CCS可能是某些国家的一种选择方案，这些国家有显著的适合捕获的CO₂源，拥有封存地点以及石油或天然气作业的经验，并且需要满足它们在限制碳环境下的发展愿望。IPCC特别报告“方法和技术问题与技术转让”所评估的文献指出，存在着许多可能制约发展中国家采用某种技术的潜在障碍，甚至是那些在工业化国家中已经成熟的技术。克服这些障碍并创

造有助于向发展中国家普及技术的条件则是在全球范围采用CCS的一个主要问题。

2. CO₂源

本节描述了当前主要的人为CO₂排放源及其与潜在封存地点的关系。如前所述，人类活动引起的CO₂排放有一些不同的源，主要的源产生于发电、交通运输、工业流程，以及民居和商业建筑所使用的化石燃料的燃烧。在某些工业流程中，如水泥生产或制氢，以及生物质燃烧过程中也排放CO₂。本节还讨论了未来的排放。

当前的CO₂源和及其特征

为了评估CCS作为全球CO₂减排的一种选择方案的潜力，对当前全球CO₂大的固定排放源与其接近的潜在封存地点之间的地理关系作了审查。分析中没有考虑民居、商业和交通运输行业的CO₂排放，因为这些排放源小且经常移动，因此不适宜捕获和封存。本节中的讨论还包括根据下个世纪全球能源利用和排放的几种情景对今后潜在的CO₂源作了分析。

2000年全球使用的化石燃料排放总量为23.5千兆CO₂/年（6千兆吨碳/年）。其中接近60%的排放是归因于大的（>0.1兆吨CO₂/年）固定排放源（参见表TS.2）。然而，并非所有这些排放源都适合CO₂捕获。虽然所评估的排放源分布在全球各地，但数据库显示有四个特殊的排放群：北美（美国中西部和东部）、欧洲（西北部地区）、东亚（中国东部沿岸），以及南部非洲（印度次大陆）。相比之下，大范围生物质排放源数量则少得多，而且在全球分布少。

⁴ 对于CO₂封存，渗漏定义为被注入的液体从封存地点外逸。这是本摘要中最通用的含义。如果用于二氧化碳减排交易方面，它可能表示发生在项目界限之外的人为源排放或汇清除的变化。

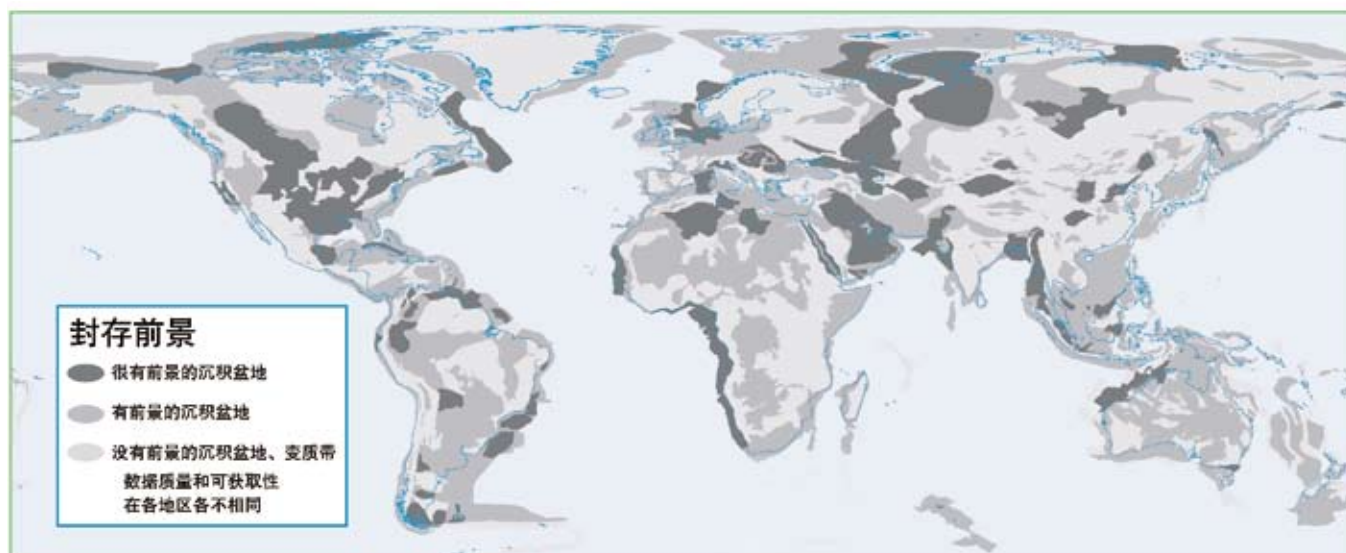
表TS.2. 按流程和工业活动列出的全球大于0.1兆吨CO₂/年排放量的大的CO₂固定源。

过程	源的数量	排放（兆吨CO ₂ /年
化石燃料		
电力（煤、气、石油和其他）	4,942	10,539
水泥生产	1,175	932
炼油厂	638	798
钢铁工业	269	646
石化工业	470	379
石油和天然气加工	N/A	50
其他源	90	33
生物质		
生物乙醇和生物能	303	91
合计	7,887	13,466

目前，大多数大排放源的CO₂浓度低于15%（有些情况下大大低于此值）。然而，一小部分（不到2%）基于化石燃料的工业源的CO₂浓度超过95%。高浓度源是早期实施CCS的潜在对象，因为在捕获阶段只需要脱水和压缩（参见第3节）。对这些位于封存构造地点50公里以内并有可能产生收入（通过ECBM或EOR，把CO₂用于强化碳水化合物生产）的高纯度源的分析表明：目前每年排放大约360兆吨CO₂。一些生物质，如生物乙醇生产，也产生有类似用途的高浓度CO₂源。

排放地点与封存地点之间的距离能够对CCS能否显著减少CO₂排放有着重要影响。图TS 2a描绘了主要的CO₂排放源（用点表示），图TS 2b给出有地质封存前景的沉积盆地（用不同灰度的阴影区表示）。泛言之，这两张图表明在主要的源和有前景的沉积盆地之间可能存在良好的相关性，很多源位于盆地之上，或者位于潜在地质封存区域的合理距离之内（小于300公里）。图TS.2b给出的盆地尚未被确定或者评估为适合的储层；需要在区域的地层进行更详细的地质分析，以证实这些潜在封存地点的适宜性。

图TS.2a. 大的固定CO₂源的全球分布（根据可以公开获取的全球排放源信息编辑，IEO GHG提供，2002）



图TS.2b. 有前景的沉积盆地区域，在那里可以找到合适的盐沼池地质构造、油田或气田，或煤床。只包括了一部分可供煤床封存的地点。封存前景是对可能性的一种定性评估，即根据已掌握的信息在某个特定区域中存在某个适合封存的地点。本图仅作为一个导向，因为它基于部分数据，其质量可能因区域而异，也可能随着时间的推移和新的信息而有所变化（承蒙《澳大利亚地球科学》提供）

未来的排放源

IPCC排放情景特别报告（SRES）按六个说明性情景对未来的CO₂排放作出了预估，在这些情景中，2020年全球CO₂排放的范围为每年29–44千兆吨CO₂（8–12千兆吨碳），2050年是每年23–84千兆吨CO₂（6–23千兆吨碳）。预计电力和工业行业CO₂排放源的数量到2050年将显著增加，主要在南亚和东亚。相比之下，欧洲这种源的数量可能略有减少。高浓度CO₂源和低含量源的比例随引进工厂的规模和速度而变化，这些工厂在制氢过程中采用气化或液化的化石燃料，或其他液体或气体产品。工厂的数量越多，技术上适于捕获的高浓度CO₂源的数量就越大。

对与上述排放范围相关的CO₂捕获的预估潜力了估算：到2020年为每年2.6–4.9千兆吨CO₂（0.7–1.3千兆吨碳），到2050年为每年4.7–37.6千兆吨CO₂（1.3–10千兆吨碳）。这些数字分别相当于2020年全球CO₂排放的9–12%和2050年全球CO₂排放的21–45%。排放和捕获的范围反映出情景和模拟分析的固有的不确定性，以及技术上采用CCS的局限性。这些情景只考虑化石燃料的CO₂捕获量，未考虑生物质源的CO₂捕获量。然而，大规模生物质转化设施产生的排

放在技术上同样能够适于CO₂的捕获。

低碳能源载体发展潜力与未来大的高浓度CO₂固定源的数量和规模相关。这些情景还提示，低碳能源载体，如电或氢的大规模生产，在几十年内可能开始取代目前民居和商业建筑，以及交通运输行业中一些小型、分散的排放源使用的化石燃料（参见第8节）。这些能源载体可以从大型工厂的化石燃料和/或生物中生产，而这些工厂将产生大的CO₂点源（电厂，或者与目前用天然气制氢的类似工厂）。这些源适合CO₂的捕获。CCS的应用能够减少运输和分布式能源供应系统的CO₂分散排放。然而，目前很难预估与这一发展方向相关的排放源的数量、规模或地理分布。

3. CO₂捕获

本节探讨CCS的捕获技术。如第2节所述，电厂和其他大型工业流程是捕获方案的主要对象，也是本节的重点。

捕获技术的选择和应用

CO₂捕获的目的是产生能运输到封存地点的CO₂高压浓缩液。虽然在原理上,含有低浓度CO₂的全部气流可以运输并注入地下,但能源成本和其他相关成本通常使这种方法变得不切实际。因此需要生产几乎是纯的CO₂浓缩液,用于运输和封存。在大型工厂中,包括天然气加工厂和制氨设备,在运行中已有分离CO₂的应用。典型的做法是将CO₂清除,以获得其他工业用途的净化气流。清除仅在个别情况下用于封存;在多数情况下,CO₂都被排放到大气中。捕获过程也从煤和天然气燃烧后产生的烟道气体中获得商业上有用的CO₂。然而,迄今为止,CO₂捕获尚未在大型电厂中(例如500MW)采用。

有三种主要的方法可用于捕获从主要化石燃料(煤、天然气或石油)、生物质,或这些燃料的混合体产生的CO₂,采取哪种方法将取决于有关的生产流程或电厂的应用:

燃烧后系统从一次燃料在空气中燃烧所产生的烟道气体中分离CO₂。这些系统通常使用液态溶剂从主要成分为氮(来自空气)的烟气中捕获少量的CO₂成分(一般占体积的3-15%)。对于现代粉煤(PC)电厂或天然气复合循环(NGCC)电厂,目前的燃烧后捕获系统通常采用某一种有机溶剂,如单乙醇胺(MEA)。

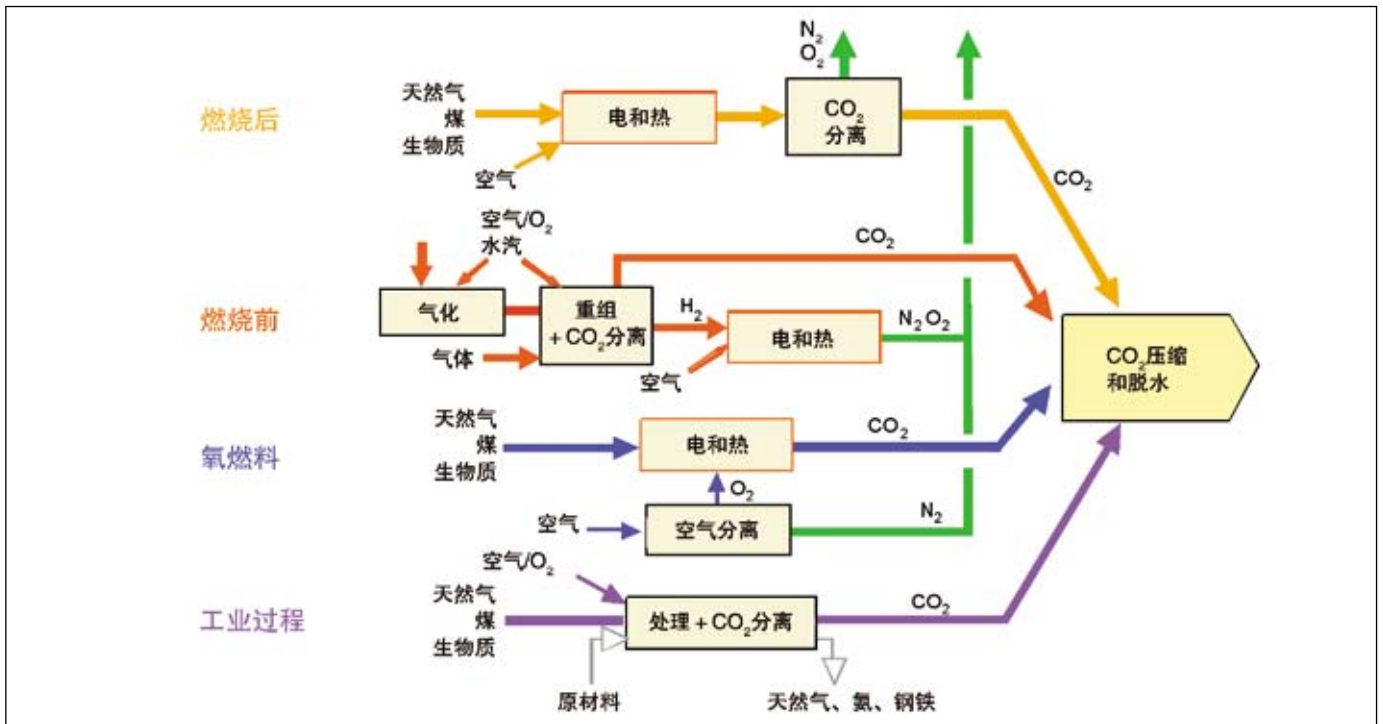
燃烧前系统在一个有蒸汽和空气或氧的反应器中处理一次燃料,产生主要成分为一氧化碳和氢的混合气体(“合成”气体)。在第二个反应器内(“变换反应器”)通过一氧化碳与蒸汽的反应生成其余的氢和CO₂。可从最后产生的由氢和CO₂组成的混合气体分离出一个CO₂气流和一个氢流。如果CO₂被封存,氢就成为无碳能源载体,可用来燃烧发电和/或热。尽管最初的燃料转化步骤较为复杂,与燃烧后系统相比成本较高,但由变换反应器产生的高浓度CO₂(在烘干条件下一般占体积的15-60%),以及在这些应用中采用的高压则更有利于CO₂的分离。燃烧前系统可以在采用综合汽化复合循环(IGCC)技术的电厂中使用。

氧化燃料系统用氧代替空气作为一次燃烧进行燃料,产生以水汽和CO₂为主的烟道气体。这种方

法产生的烟道气体具有很高的CO₂浓度(占体积的80%以上)。然后通过对气流进行冷却和压缩清除水汽。氧化燃料需要对空气中的氧进行上游分离,目前多数设计中假定氧的纯度为95-99%。为了在CO₂交付封存之前从烟道气体中清除空气污染物和非浓缩气体(如氮),也许需要对烟道气体做进一步的处理。氧化燃料作为在锅炉中捕获CO₂的一种方法,目前还处于示范阶段(参见表TS.1)。氧燃料系统也正在气轮机系统中开展研究,但这类应用的概念设计仍处于研究阶段。

图TS.3给出主要的捕获流程和系统的示意图。所有流程都需要从大量气流(如烟道气体、合成气体、空气或未加工的天然气)中分离出CO₂、H₂或O₂这个步骤。这些分离步骤可以通过物理或化学溶剂、过滤膜、固体吸附剂来完成,或者通过低温分离。具体捕获技术的选择在很大程度上取决于其投产所需的加工条件。目前电厂中使用的燃烧后和燃烧前系统可以捕获电厂产生的CO₂的85%-95%。达到更高的捕获效率是可能的,但分离装置会变得相当大,需要的能量更强,成本也更高。与同等的未采用捕获的电厂相比,捕获和压缩需要的能源大体上要高出10-40%,这将取决于系统的类型。由于相关的CO₂排放,CO₂的净捕获量大约为80-90%。原理上,氧燃料系统几乎可以捕获所产生的全部CO₂。但由于需要增设气体处理系统以清除污染物,如硫和氮氧化物,因而降低了CO₂的捕获水平,可以达到的水平稍高于90%。

如第一节所述,CO₂捕获已经在一些工业应用中采用(参见图TS.4)。大规模制氢(主要用于氨和化肥的生产,以及石油提炼)采用了与燃烧前捕获中所使用的完全相同的技术。利用类似于燃烧后捕获技术,从未加工天然气中分离CO₂的大规模实践。虽然商业系统也可用于大规模分离氧,但氧化燃料燃烧后捕获CO₂的技术目前处于示范阶段。此外,正在开展研究,以使系统的集成达到更高的水平,提高所有类型捕获系统的效率并降低成本。



图TS.3. CO₂捕获流程和系统概况



图TS.4. (a) 马来西亚某个工厂中的CO₂燃烧后捕获，该厂采用化学吸附工艺，每年从燃气电厂的烟道气流中分离出0.2兆吨的CO₂，用于尿素生产（承蒙三菱重工提供）。(b) 美国北达科他州煤气化工厂中的CO₂燃烧前捕获。该厂采用物理溶剂工艺，每年从气流中分离出3.3兆吨的CO₂，用于生产合成天然气。捕获的一部分CO₂用于加拿大的EOR项目。

CO₂捕获：风险、能源和环境

CO₂捕获系统的监控、风险和法律影响似乎基本上不存在新的挑战，因为它们都是工业中正常、安全和经环境控制的做法。然而，CO₂捕获系统需要相当量的能源以保证其运行。这使得工厂的净效率下降，所以电厂生产每千瓦时的电力就需要更多的燃料。根据对文献的审阅，工厂利用目前最佳技术捕获90%的CO₂，与未采用CCS的类似厂相比，新的超临界值PC电厂每千瓦时的燃料消耗要增加24-40%，NCGG电厂增加11-20%，燃煤的IGCC系统则增加14-25%。与未采用CO₂捕获的新的现代化电厂相比，燃料需求的上升导致每千瓦时电所产生的大多数其他环境排放也将有所增加，在使用煤的情况下，固体废弃物的数量也按比例有较大增长。此外，还存化学制品消耗的增加，如PC电厂为进行氧化氮和二氧化硫排放控制所使用的氨和石灰石。那些能进一步减少CCS能量需求的先进的电厂设计也将减少环境的总体影响并降低成本。与许多现有的老电厂相比，采用CCS的高效率新厂或重建厂实际上可以在电厂层面上产生净环境减排。

CO₂捕获的成本

在当今的商业应用中，大型电厂的CO₂捕获成本估算是基于技术工程设计研究的结果（但通常应用各不相同和/或比文献假设的规模要小），以及目前概念设计研究仍尚处于研发（R&D）阶段。表TS.3概括了新的超临界值PC、NGCC和IGCC电厂的结果，这些结果是按目前采用和未采用CO₂捕获技术得出的，并考虑到捕获所需的能源需求。对于所有三种设计，捕获系统都能使每千瓦时的CO₂排放减少约80-90%。表TS.3中所有PC和IGCC电厂的数据仅针对沥青煤而言。捕获成本包括CO₂的压缩成本（通常压缩到11-14MPa左右），但不包括额外的CO₂运输和封存成本（参见第4-7节）。

这三种系统各自的成本范围反映出不同的研究所采用的技术、经济和运行假设方面存在的差异。虽然在报告的成本中某些差异可以归结为CO₂捕获系统设计上的差异，但差异主要源于对采用捕获技术的基准电厂的设计、运行和资金假设（涉及多种因子，如：工厂规模、地点、效率、燃料类型、燃料成本、

发电量系数，以及资本成本等）。没有单一的一组假设能适用于所有情况或全球的所有地方，因此仅给出一个成本范围。

关于表TS.3中所列出的研究结果，CO₂捕获使NGCC电厂的发电成本增加35-70%（0.01-0.02美元/千瓦时），超临界值PC电厂的发电成本增加40-85%（0.02-0.03美元/千瓦时），IGCC电厂的发电成本增加20-55%（0.01-0.02美元/千瓦时）。总体而言，采用捕获的化石燃料电厂发电成本（CO₂运输和封存成本除外）的范围是0.04-0.09美元/千瓦时，相比之下，类似的未采取捕获电厂的成本为0.03-0.06美元/千瓦时。截止目前的多数研究发现，在电量系数高（75%或更高），天然气价格在电厂寿命期处于2.6与4.4美元/GJ之间的大型基本负荷电厂的情况下，NGCC系统的发电成本通常比新的PC和IGCC电厂（有或无捕获）的成本要低。然而，在天然气价格较高和/或电量系数较低的情况下，与有或未采纳捕获的基于煤的电厂相比，NGCC电厂通常具有较高的发电成本。最近的研究还发现，与类似规模的PC电厂相比，平均而言，未采取捕获的NGCC电厂的成本略高，采取捕获的电厂的成本略低。不过，有或未采用CO₂捕获的PC与IGCC电厂之间的成本差异可能会依据煤的类型和其他一些当地因素，如每种类型电厂的资本成本而有显著差异。鉴于采用CCS的大规模NGCC、PC和IGCC系统尚未建成，所以目前还不能以较高的可信度阐述这些系统的绝对或相对成本。

尚未对现有的电厂加装CO₂捕获设备的成本开展广泛的研究。数量有限的报告表明，与表TS.3中所给出的数据相比，对现有电厂加装胺洗涤器可导致效率有较大下降和成本上升。有限的研究还表明，更具成本-效益好的选择方案是将一个捕获系统与重建的锅炉和涡轮机相结合，以提高电厂的效率和产出。对某些现有的电厂，研究表明利用含CO₂捕获技术的IGCC系统重新发电可取得类似的效益。所有这些选择方案的可行性和成本高度依赖于特定地点的各种因素，包括电厂的规模、厂龄和效率，以及是否有额外的发展空间。

⁵ 发电成本不应与与给客户的电力价格相混淆。

表TS.3. 基于当前技术的新电厂的CO₂捕获成本概要。由于不包含CO₂运输和封存的成本（或入帐），因此不应当用此表评估或比较不同的具备捕获能力电厂的总成本。CCS电厂的所有成本在第8节中报告。

性能和成本措施	新NGCC电厂			新PC电厂			新IGCC电厂		
	范围		代表值	范围		代表值	范围		代表值
	低	高		低	高		低	高	
未采用捕获的排放因子（千克CO ₂ /千瓦时）	0.344	0.379	0.367	0.736	0.811	0.762	0.682	0.846	0.773
采用捕获的排放因子（千克CO ₂ /千瓦时）	0.040	0.066	0.052	0.092	0.145	0.112	0.065	0.152	0.108
每千瓦时净CO ₂ 减排百分率（%）	83	88	86	81	88	85	81	91	86
采用捕获的电厂效率，LHV为基准（%）	47	50	48	30	35	33	31	40	35
捕获的能源需求（投入/兆瓦时增加%）	11	22	16	24	40	31	14	25	19
未采用捕获的总资金需求（美元/千瓦）	515	724	568	1161	1486	1286	1169	1565	1326
采用捕获的总资金需求（美元/千瓦）	909	1261	998	1894	2578	2096	1414	2270	1825
采用捕获的资金成本增加百分率（%）	64	100	76	44	74	63	19	66	37
无捕获的COE（美元/千瓦时）	0.031	0.050	0.037	0.043	0.052	0.046	0.041	0.061	0.047
采用捕获的COE（美元/千瓦时）	0.043	0.072	0.054	0.062	0.086	0.073	0.054	0.079	0.062
采用捕获的COE增加（美元/千瓦时）	0.012	0.024	0.017	0.018	0.034	0.027	0.009	0.022	0.016
采用捕获的COE增加百分率（%）	37	69	46	42	66	57	20	55	33
净CO ₂ 捕获成本（美元/吨CO ₂ ）	37	74	53	29	51	41	13	37	23
捕获成本的可信度（参见表3.6）	中等			中等			中等		

缩略语：代表值 = 基于不同研究中平均值；COE = 发电成本；MWh=兆-小时；LHV=较低热值；参见第3.6.1节中关于捕获电厂能源需求的计算。

注：范围和代表值基于特别报告表3.7、3.9和3.10。所有的PC和IGCC数据仅针对成本为1.0 -1.5美元/GJ（LHV）的沥青煤；所有的PC电厂均为超临界机组。NGCC数据基于2.8-4.4美元/GJ（LHV为基准）的天然气价格。成本按2002年美元固定值给出。电厂规模：无捕获电厂大约为400 - 800 MW，采纳捕获电厂为300 -700 MW。[f] 燃煤电厂的发电率在65 - 85%之间不等，燃气电厂为50 - 95%（各电厂的平均值=80%）。固定征收因子的变化范围是11 -16%。全部成本包括CO₂的压缩成本，但不包括额外的CO₂运输和封存成本。

表TS.4列出了制氢过程中的CO₂捕获成本。其中的CO₂捕获成本主要是CO₂的烘干和压缩成本，因为CO₂的分离已作为制氢过程的一部分。CO₂捕获成本使制氢成本增加约5% - 30%。

CCS也可应用于这样一些系统，它们使用生物质燃料或原料，单独使用或与其他化石燃料混合使用。数量有限的研究着眼于捕获、运输和封存相结合的系统的成本。估计在一个24MWe生物质为燃料的IGCC电厂中，每年捕获0.19兆吨的CO₂相当于大约80美元/吨CO₂的净捕获（300美元/吨碳），这相当于发电成本增加了约0.08美元/千瓦时。对使用化石燃料的其他工业流程的CO₂捕获的研究相对很少，而且

这类研究通常仅限于按捕获或清除一吨CO₂的成本来报告捕获成本。一般而言，采用不同工艺流程产生CO₂所需的压力和产生的浓度存在很大的差异（参见第2节）。因此，不同工艺流程（水泥厂和炼钢厂、炼油厂）的捕获成本在25 - 115美元/吨CO₂净捕获之间不等，有较大的差异。在生产较纯的CO₂流液过程中，捕获的单位成本较低（如天然气加工、制氢和氨的生产），这可以从表TS.4制氢厂的数据中看出，表中CO₂净捕获的成本在2 - 56美元/吨之间变化不等。

表 TS.4. 基于当前技术的新制氢厂的CO₂捕获成本概算

性能和成本	新制氢厂			
	范围			代表值
	低		高	
无捕获的排放因子 (千克CO ₂ /GJ)	78	-	174	137
采纳捕获的排放因子 (千克CO ₂ /GJ)	7	-	28	17
每GJ净CO ₂ 减排百分率 (%)	72	-	96	86
工厂的捕获效率, LHV为基准 (%)	52	-	68	60
采纳捕获的能源需求 (投入/GJ增加%)	4	-	22	8
无捕获的制氢成本 (美元/GJ)	6.5	-	10.0	7.8
采纳捕获的制氢成本 (美元/GJ)	7.5	-	13.3	9.1
采纳捕获的H ₂ 成本的上升 (美元/GJ)	0.3	-	3.3	1.3
采纳捕获的H ₂ 成本上升的百分率 (%)	5	-	33	15
净CO ₂ 捕获成本 (美元/吨CO ₂)	2	-	56	15
捕获成本的可信度	中等到高			

注：范围和代表值基于特别报告表3.11。表中所有成本仅限捕获成本，不包括CO₂运输和封存成本；成本按2002年美元固定值给出。制氢厂的原料为天然气（4.7 - 5.3 美元/GJ）或煤（0.9 - 1.3 美元/GJ）；有关数据集中的有些工厂除制氢外还发电。固定征收因子的范围在13—20%之间不等。所有成本包括CO₂的压缩成本，但不包括额外的CO₂运输和封存成本（参见第8节有关CCS的全部成本）。

新的或改良的CO₂捕获方法与先进的电力系统和工业流程设计相结合，可以降低CO₂的捕获成本和能源需求。虽然首批商业工厂的成本通常要超过初始成本估算，但通过在实践中学习和其他因素，后续建立的工厂的成本往往会下降。尽管降低未来成本的幅度和时机有着很大的不确定性，但是文献提示，如果研发的努力得以持续，那么商业技术的改良能够使目前的CO₂捕获成本在今后几十年内至少降低20-30%，而处于发展中的新技术将使成本出现实质性下降。未来的成本的下降将取决于市场中商业技术的推广和应用以及持续的研发。

4. CO₂的运输

除非工厂直接位于地质封存点上部，否则必须将捕获的CO₂从捕获地点运输到封存地点。本节回顾了CO₂运输的主要方法，并评估了健康、安全、环境和成本问题。

CO₂的运输方法

目前管道是一种成熟的市场技术并是运输CO₂最常用的方法。典型的做法是将气态CO₂施加8兆帕以上的压力进行压缩，旨在避免二相流和提升CO₂的密度，因而便于运输和降低成本。也可将液态CO₂装在船舶、公路或铁路罐车中运输，CO₂被装在绝缘罐中，温度远低于环境气温且压力也大大降低。

第一条长距离的CO₂管道于20世纪70年代初投入运行。在美国，超过2,500公里的管道每年将天然源和人为源产生的40兆吨CO₂运输到位于德克萨斯州的许多地方，CO₂在那里被用于强化采油。这些管道在环境温度下以“浓缩相”方式高压运行（这种方式是一个连续不断地加压过程，始终将气体保持在液体状态，无明显变相）。在大多数管道中，液流由位于上游的多台压缩机驱动，但是有些管道配有若干中程（增压器）压缩站。

在某些情况或地点，使用船舶运输CO₂从经济角度讲更具吸引力，尤其是需要长途运输CO₂或将其运至海外。使用海洋油轮进行大规模商业运输石油液化气（LPG，主要是丙烷和丁烷）。可以使用船舶以大体相同的方式来运输CO₂（一般压力保持在0.7兆帕），但由于需求有限，目前运输规模小。液态CO₂的特性与LPG的特性相似，如果出现了对此类系统的需求，那么该项技术将逐步运用于大型CO₂运载船。

在技术上，公路和铁路罐车也是切实可行的方案。这些系统在-20°C和2兆帕的情况下运输CO₂。然而，除小规模运输之外，这类运输系统与管道和船舶相比则不经济，不大可能用于大规模CCS。

环境、安全和风险方面

正像用管道运输天然气需要标准一样，随着CO₂管道设施进一步发展，也应当有符合“管道质量”的CO₂的最低标准。目前主要在强化采油应用背景下制定的标准并不一定符合CCS所要求的标准。低氮含量对强化采油很重要，但是对CCS则不那么重要。然而，经过居民区的CO₂管道可能需要一个偏低的H₂S最高特定含量。还需要对经过居民区的CO₂管道运输路线进行仔细挑选，考虑过压保护、泄漏检测等其它设计因素。然而，预计CCS管道设计不存在大的障碍。

虽然管道泄漏损失很小，但是CO₂在运输中可能泄漏到大气之中。干（不含水汽）的CO₂对通常用于建造管道的碳-锰钢不具有腐蚀性，即使CO₂含有诸如氧气、硫化氢和硫或氮氧化物等污染物质。另一方面，含水汽的CO₂具有很高的腐蚀性，因此这种情况下的CO₂管道必须由抗腐蚀合金制造，或在内部包含一层合金或连续的聚合物涂层。虽然一些管道采用抗腐蚀性合金制造，但是材料的成本比碳-锰钢的成本高几倍。对于船舶，在每1000公里内所释放到大气中的总损耗量为3-4%，包括汽化损耗和船用发动机的排放。通过捕获和液化能减少汽化损耗，并通过再捕获可将每1000公里的损耗降至1-2%。

还会发生意外事故。目前的CO₂管道大多分布在人口密度较低的地区，每年报告发生的事故低于一次（0.0003/公里-年）且没有伤亡事故。这与使用碳氢化合物管道方面的经历相一致，且产生的影响也许不

会超过天然气事故的影响。在沿海运输中，装载碳氢化合物的气罐具有潜在的危险，但是这类公认的危险有助于为设计、建造和运行制定标准，且严重事故罕见。

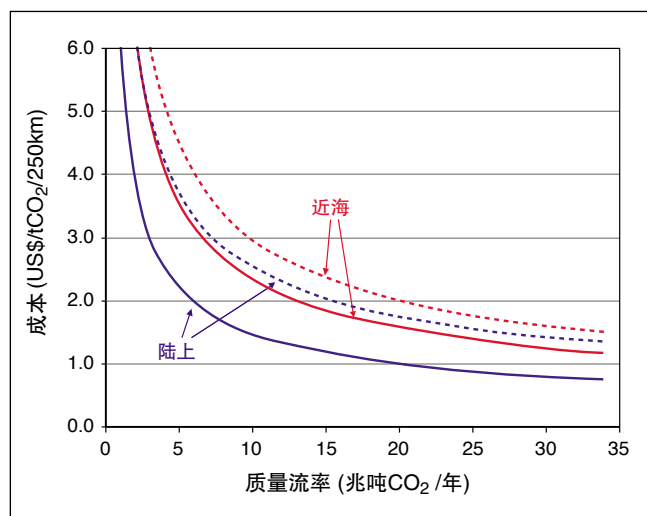
CO₂ 的运输成本

为CO₂管道和海洋运输成本作了估算。各种情况的成本都在很大程度上取决于运输的距离和量。如果使用管道，成本则取决于管道是建在沿岸还是建在沿海，该地区是否严重阻塞，沿线是否有高山、大的江河或冻土。所有这些因素将使单位长度成本增加一倍，经过居民区的管道成本增加更多。长距离管道再压缩（中途泵站）所需的额外成本将按运输成本计算。这类成本相对较低，本报告作出的估算不包含额外成本。

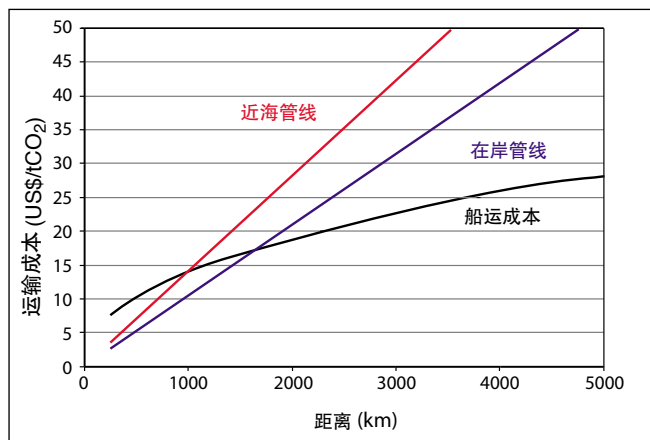
图TS.5表示250公里标称距离管道的运输成本。基本上成本在1-8美元/吨CO₂（4-30美元/吨碳）之间。该图还表示CO₂质量的流量如何决定管道的成本。钢材成本占管道成本的的很大一部分，因此这种成本的波动（比如2003-2005年期间的成本翻了一翻）可能影响管道的总体经济性。

在船舶运输中，液舱容量和装卸系统的特性是决定总运输成本的关键因素。

与CO₂压缩和液化相关的成本按前面提到的捕获



图TS.5: 对于沿岸管道和沿海管道的运输成本按每250公里每吨CO₂以美元为单位计算。本图显示了高估算值（点线）和低估算值（实线）。



图TS.6.显示了沿岸管道、沿海管道和船舶的运输成本，按距离，以美元/每吨CO₂为单位。给出了6兆吨CO₂/年的CO₂质量流量的管道成本。船舶成本包括中途封存设施、进港费、燃料费和装卸费。这些成本还包括压缩之外的额外液化成本。

成本计算。图TS.6将管道和海洋运输成本作了比较，并显示了盈亏两平曲线。如果是海洋运输方案，若运输距离超过1000公里以及每年CO₂的运量少于几百万吨，那么一般情况下海洋运输比管道运输便宜。在海洋封存中，最合适的运输系统取决于哪种井下注入方式：固定浮船、移动船只或沿海管道。

5. 地质封存

本节审查了三种类型的地质构造，经全面考虑可用于CO₂的地质封存：石油和天然气储层、深盐沼池构造和不可开采的煤层（图TS.7）。在每种类型中，CO₂的地质封存都将CO₂压缩液注入地下岩石构造中。含流体或曾经含流体（如天然气、石油或盐水等）的多孔岩石构造（如枯竭的油气储层）都是潜在的封存CO₂地点的选择对象。在沿岸和沿海的沉积盆地（充有沉积物的地壳内的大规模天然凹地）中存在合适的封存构造。假设煤床有充分的渗透性且这些煤炭以后不可能开采，那么该煤床也可能用于封存CO₂（参见图TS.7）。在煤床中封存CO₂并提高甲烷生产的方案仍处在示范阶段（参见表TS.1）。

现有的CO₂封存项目

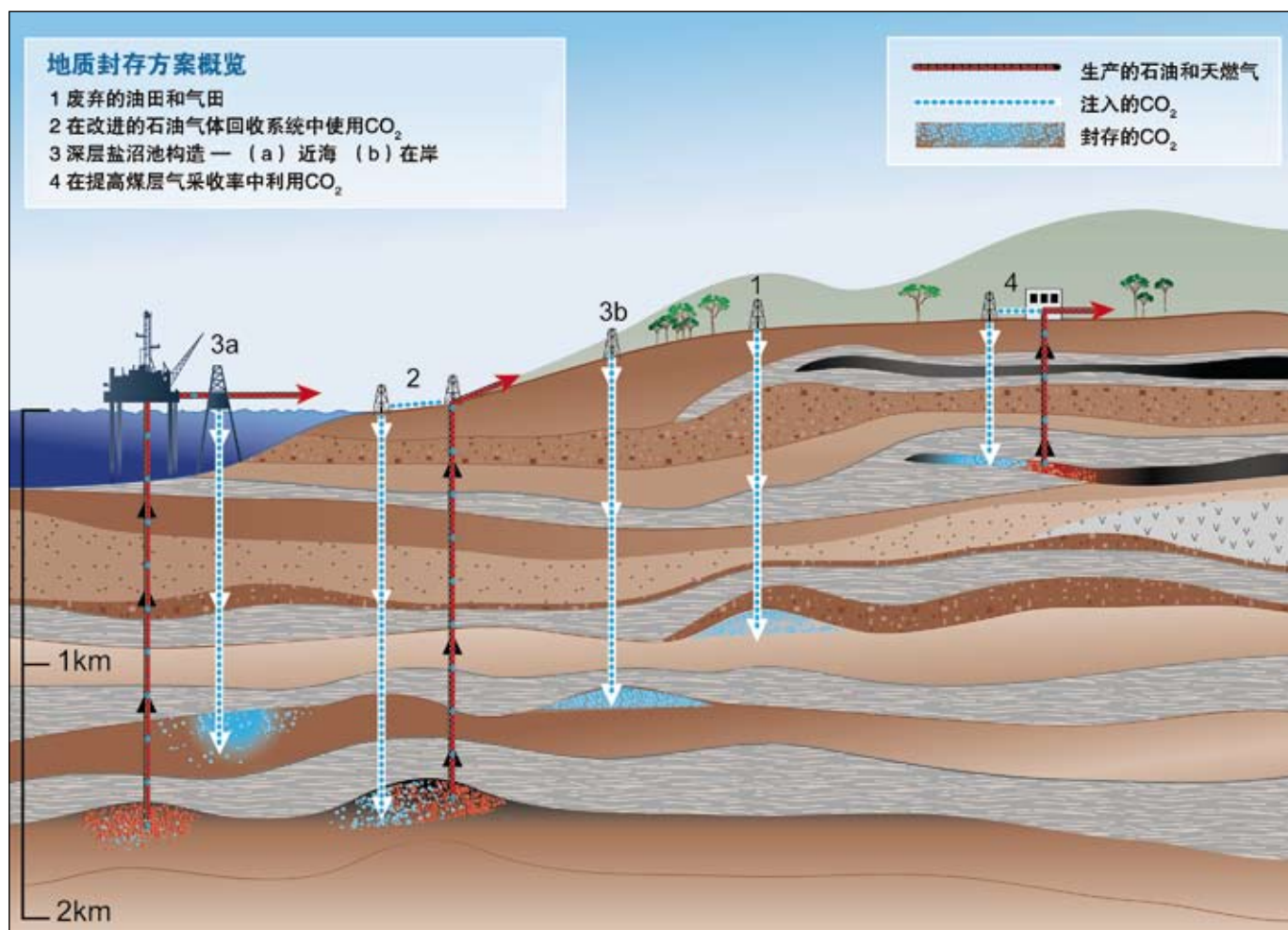
CO₂的地质封存正在三个工业规模的项目中进行（1兆吨CO₂/年或以上的量级）：北海的斯莱普内尔（Sleipner）项目；加拿大的韦本（Weyburn）项目和阿尔及利亚的萨拉赫（Salah）项目。每年捕获约3–4兆吨CO₂并封存在地质构造中，否则将会释放到大气中。表TS.5列出了其他项目。

除目前已建成的上述CCS项目外，人为向地下注入了30兆吨CO₂，用于强化采油，大都在美国的德克萨斯州，这种收回始于20世纪70年代初。大部分CO₂从美国西部地区天然CO₂储层中提取，一部分CO₂来自人为源，如天然气处理。为强化采油注入的大部分CO₂是石油产生的，从石油中分离出CO₂，然后再注入。在石油回收的末端，可将CO₂封闭起来而不排入大气，旨在减缓气候变化。这是韦本项目规划的初衷。

封存技术和机制

向深层地质构造注入CO₂涉及许多在石油和天然气开采和制造业中研发的相同技术。为地质封存的设计和运行，正进一步发展钻探技术、井下注入技术、计算机模拟封存储层的动力学以及从现有应用中总结出的监测方法。其它的地下注入实践也提供了相关的运行经验。尤其是自1990年以来，加拿大和美国开展了兆吨规模的天然气储存、液体废弃物的井下注入和酸性气体（CO₂和H₂S的混合物）的处置。

在碳氢化合物储层或深盐沼池构造中的CO₂应封存在800米深度以下，此处的周边压力和温度通常使CO₂处于液体或超临界值的状态。在这种条件下，CO₂的密度是水密度的50%–80%。该密度接近某些原油的密度，产生驱使CO₂向上的浮力。因此，选择封存储层具有良好封闭性能的冠岩十分重要，以确保把CO₂限制在地下。当被注入地下时，CO₂通过部分置换已经存在的流体（“现场流体”）来挤占并充满岩石中的孔隙。在石油和天然气储层中，用注入的CO₂置换现场流体可为封存CO₂提供大部分孔隙容积。在盐沼池构造中，潜在的封存容量估值较低，占总岩体的百分之几到30%以上。



图TS.7 在深层地质构造中封存CO₂的方法。有两种方法可与碳氢化合物的回收：EOR（2）和ECBM（4）相结合。参阅有关这些方法的解释文字（承蒙CO₂CRC提供）。

一旦注入到封存构造中，保留在地下的部分将取决于物理和地球化学的俘获机理。储层构造上方的大页岩和粘质岩起到了阻挡CO₂向上流动的物理俘获作用。这个不透水层是“冠岩”。毛管力提供的其他物理俘获作用可将CO₂留在储层构造的孔隙中。然而，在许多情况下，储层构造的一侧或多侧保持开口，以便于CO₂在冠岩下侧向流动。在这些情况下，为长期封闭CO₂采取其他机理则成为重要因素。

随着CO₂与现场流体和寄岩发生化学反应，就出现所谓的地质化学俘获机理。首先，CO₂在现场水中溶解。一旦（在成几百年乃至几千年内）发生这种情况，充满CO₂的水就变得越来越稠密，因此沉落在储层构造中（而不再向地面浮升）。其次，溶解的CO₂与岩石中的矿物质发生化学反应形成离子类物

质，经过数百万年，部分注入的CO₂将转化为坚固的碳酸盐矿物质。

然而，当CO₂被偏好吸收的煤或有机物丰富的页岩吸附，开始置换甲烷类气体，在这种情况下，只要压力和温度保持稳定，那么CO₂将长期保持俘获状态。与碳氢化合物储层中CO₂的封存地点和盐沼池构造相比，这些过程通常发生在更浅的深度上。

封存地点的地理分布和容量

正如前面第2节（图TS.2b）所述，全球各区域都存在可能适合封存CO₂的沉积盆地，包括沿岸和沿海地区。本报告重点放在油气储层、深层盐沼池构造和不可开采的煤层。其它可能的地质构造或结构（比如

表TS.5. 已经开展CO₂封存的地点，一些正在进行之中，另一些正在规划之中，其商业应用试点规模大小不一。

项目名称	国家	开始井下注入 (年)	日平均井下注入的大致 速度(吨CO ₂ /天)	(规划的)封存总量 (吨CO ₂)	封存储层的类型
Weyburn	加拿大	2000	3,000-5,000	20,000,000	EOR
In Salah	阿尔及利亚	2004	3,000-4,000	17,000,000	天然气田
Sleipner	挪威	1996	3,000	20,000,000	盐沼池构造
K12B	荷兰	2004	100 (1,000 为2006+规划)	8,000,000	增强的气体回收
Frio	美国	2004	177	1600	盐沼池构造
Fenn 大山谷	加拿大	1998	50	200	ECBM
Qinshui 流域	中国	2003	30	150	ECBM
Yubari	日本	2004	10	200	ECBM
Recopol	波兰	2003	1	10	ECBM
Gorgon (规划中)	澳大利亚	~2009	10,000	未知	盐沼池构造
Snøhvit (规划中)	挪威	2006	2,000	未知	盐沼池构造

玄武岩、石油或天然气储岩、盐穴和废弃矿井)也有理想的机遇，或者目前尚未开展过充分的研究以评估其潜力。

图TS.6概括了三个不同地质封存方案技术潜力⁶的估值。估值和可信度基于文献的评估，即包括区域自下而上的估值，也包括全球自上而下的估值。文献中没有用概率方法对封存能力进行评估，而且需要对不确定性的可靠程度进行量化。总体估值，尤其是这一潜力的上限估值变化不一，存在宽泛的差异，并具有很高的不确定性，反映出文献中存在着相互矛盾的方法，并反映这样一个事实：世界大多数地方对盐沼池构造的认知相当有限。对于石油和天然气储层，有较好的估值，这些估值基于用CO₂的容量代替碳氢化合物的容量。应该提到，除强化采油之外，这些储层需要等到碳氢化合物采尽后才能用于封存CO₂，且由于碳氢化合物生产带来的压力变化和地质力学效应可能会使实际能力降低。

无论如何，看待封存潜力的另一种方式是提出这样一个问题：CO₂的量是否多到这样的程度，需要

在不同的温室气体稳定情景下和在有关部署其它缓解方案的假设下通过采用CCS的方式避免出现这一CO₂的排量。正如后面第8节讨论的那样，预计下个世纪的CCS经济潜力⁷大约为200-2,000千兆吨CO₂。表TS.6的下限表明，基本上可以肯定⁸全世界的地质封存能力有200千兆吨CO₂，且可能⁹至少有大约2,000千兆吨CO₂。

为勘探石油和天然气储层、天然气封存地点和废液处置地点所开发的技术适于鉴定CO₂地质封存地点的特征。例子包括地震成像、为评价封存构造和储层所进行的抽水试验、水泥完整性记录。模拟地下CO₂运动的计算机程序被用于支持地点鉴定及各种选择活动。最初开发这些程序是为了各种应用，如石油和天然气工程技术以及地下水资源调查。虽然它们包括预测CO₂封存的短期和长期性能所需的许多物理、化学和地质力学过程，但是还是需要更多的经验，以便建立对这些程序的可信度，证明能够在采用CO₂封存后能有效地预测长期性能。此外，拥有好的地点特征资料对模式的可靠性至关重要。

⁶ “技术潜力”是指通过执行某项已经过示范的技术或做法而有可能减少温室气体排放的数量。

⁷ 经济潜力是在现行的条件下（即：减少CO₂所具有的市场价值和和其它选择方案的成本），能够以成本效益好的方式实现某个特定选择方案的温室气体的减排量。

⁸ “事实上确定”表示99%或以上的概率。

⁹ “可能”表示66-90%的概率。

表TS.6. 几个地质封存方案的能力。储藏能力包括不够节俭的封存方案。

储层类型	封存能力的低估值（千兆吨CO ₂ ）	封存能力的高估值（千兆吨CO ₂ ）
油气田	675 ^a	900 ^a
不可开采的煤层（ECBM）	3-15	200
深层盐沼池构造	1,000	不确定，但可能为10 ⁴

^a 如果评估中包括“未被发现的”油气田，那么上述估值将增加25%。

风险评估和环境影响

地质储层中CO₂封存渗漏所引发的风险分为两大类：全球风险和局部风险。全球风险包括，如果封存构造中的部分CO₂泄漏到大气中，那么释放出的CO₂可能引发显著的气候变化。此外，如果从封存构造中泄漏CO₂，那么可能给人类、生态系统和地下水造成局部灾害。这是局部风险。

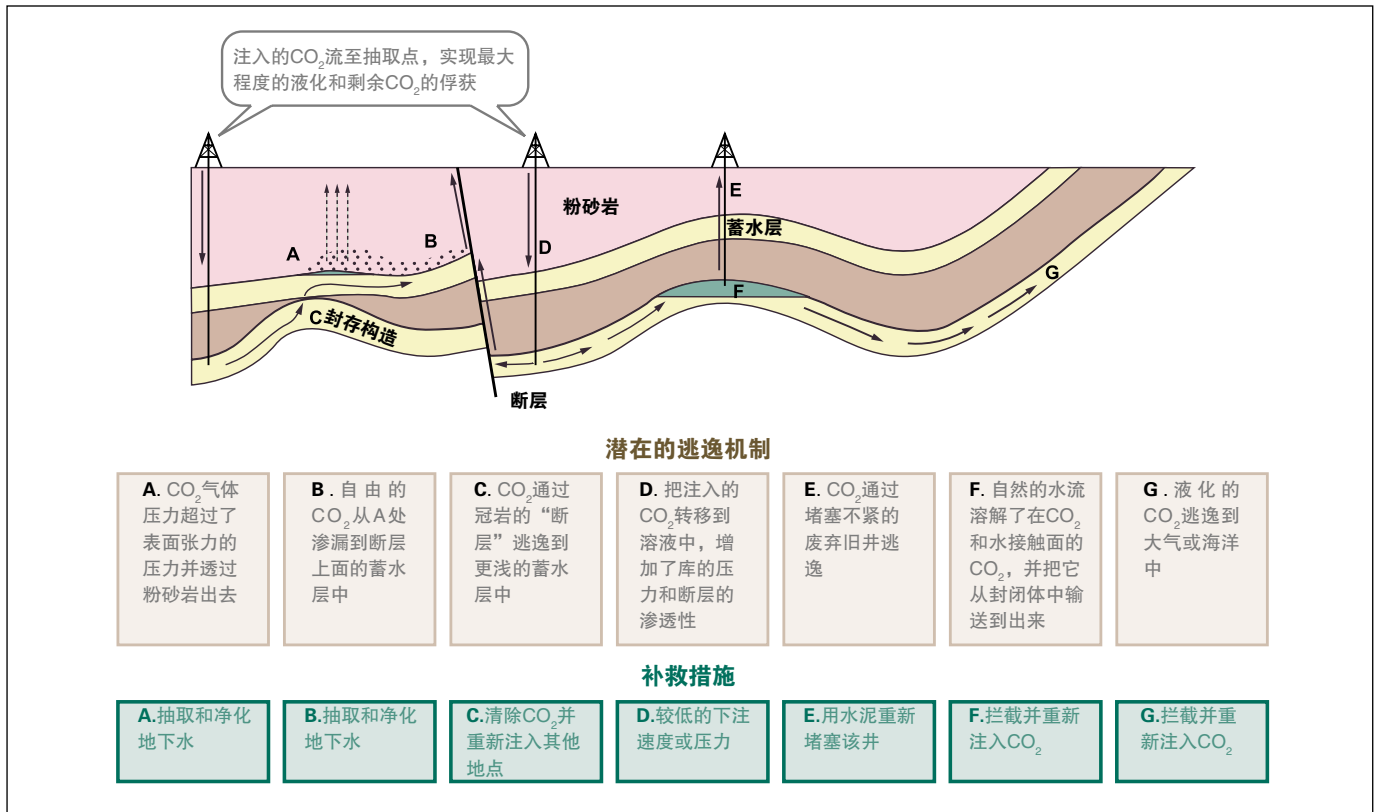
关于全球风险，根据对目前CO₂封存地点、自然系统、工程系统和模式的观测和分析，保留在经过适当选择和管理的储层中达100年之久的部分很可能¹⁰超过99%，历经1000年的保留程度有可能超过99%。被保留的相同部分可能历经更长时间，因为随着时间推移，渗漏的风险预计会减少，而其它的机理也提供其他的俘获方式。被保留的部分是否足以使非永久封存的CO₂对缓解气候变化有价值，这个问题将在第8节讨论。

关于局部风险，可能发生渗漏的有两种情景。第一种情景，注入井破裂或废弃油气井泄漏有可能造成CO₂突然快速的释放。如果使用当今技术来控制油气井的井喷，则可以快速检测并阻止这种释放。与这种释放有关的灾害主要影响发生地附近的工人或前来控制井喷的人员。空气中CO₂的浓度大于7-10%将立刻危害人们的生活和健康。控制这种释放可能需要数小时乃至数天，与注入的总量相比，所释放的CO₂总量可能很小。在石油和天然气行业，采用工程和行政控制措施能定期对这些灾害进行有效的管理。

第二种情景，通过未被发现的断层、断裂或漏泄的油气井发生渗漏，其释放到地面更加缓慢并扩散。在这种情况下，灾害主要影响饮用蓄水层和生态系统，因为CO₂聚集在地面与地下水位的上部之间的区域。在注入过程由于CO₂的置换，直接泄漏到蓄水层的CO₂和进入蓄水层的盐水都能影响地下水。在该情景中，也可能存在土壤的酸化和土壤中氧的置换。此外，如果在无风的低洼地区或位于弥散泄漏上方的蓄水池和地下室发生渗漏，如果没有检测到该渗漏现象，则人和动物将受到伤害。从沿海的封存地点的泄漏对人的影响要比从沿岸封存地点受到的泄漏影响要小。使用各种技术和根据储层的特征可以判定渗漏的路径。图TS.8显示了某个盐沼池构造的某些潜在的渗漏路径。当了解了可能的渗漏路径后，就可采取监测和补救策略以解决这些潜在的渗漏问题。

谨慎的封存系统设计和选址以及渗漏的早期检测方法（最好在CO₂到达地面之前较长时间内）是减少渗漏相关灾害的有效方法。现有的监测方法越来越具有前景，但需要更多的经验来确定检测层面和分辨率。一旦检测到渗漏，就应使用补救技术来阻止或控制渗漏。根据渗漏的类型，这些技术可包括标准油气井维修技术，或通过把渗漏阻挡在一个浅的地下水蓄水层内，以从中提取CO₂（参见图TS.8）。也有把CO₂从土壤和地下水中提取的技术，但成本有可能高。需要经验来证明其实用性，并确定这些技术的成本，以便用于CO₂的封存。

¹⁰ “很可能”表示90-99%的概率。



图TS.8. 用于注入盐沼池构造的潜在CO₂渗漏路径和补救技术。该项补救技术将依赖于某个储层中判定的潜在渗漏路径（承蒙CO₂CRC提供）。

监测和检验

监测是地质封存项目总体风险管理策略中一个非常重要的部分。虽然还没有制定标准的程序或协议，但预计随着技术的进步它们也将发展，这将取决于当地的风险和法规。然而，预计将定期测量某些参数，如井下注入速度和注入井的压力等。反复的地震勘测对跟踪CO₂的地下流动很有益处。像重力和电子测量等较新技术也很有用处。对表面和地下水位之间的地下水和土壤进行采样可用于直接检测CO₂的渗漏。可将带警报器的CO₂传感器安放在注入井中，以确保工人的安全并检测渗漏。也可使用基于表面的技术来检测并量化地面的释放值。高质量的基准资料提升所有测量的可靠性和分辨率，这将对检测慢的渗漏十分必要。

由于所有这些监测技术都是从其它应用改进而来，因此需要在地质封存背景下对的可操作性、分辨率和敏感性进行测试和评估。目前所有这些工业规模的项目和试点项目都拥有开发和测试上述参数和其他监测技术的计划。在UNFCCC排放报告和监测要求的背

景下（参见第9节），也许还需要也有必要具有一些方法用于监测封存在地下的CO₂量。考虑到CO₂封存的长期性，会在很长时期内需要进行场地监测。

法律问题

目前，几乎没有那个国家针对沿岸的CO₂封存制定了具体的法律和管理框架。相关的立法包括与石油有关立法、饮用水立法和采矿规章。在很多情况下，有些法律可适用于某些（若不是全部）与CO₂封存有关的问题。具体而言，长期的责任问题，如：与CO₂渗漏到大气有关的全球问题以及局地对环境影响担心的问题尚未得到解决。监督和检验体系及渗漏风险在确定责任方面发挥了重要作用，反之亦然。还有一些考虑，如制度存在的长期性、对制度认知的现行监督及其可转移性。由于正象气候变化问题那样，封存时间延续许多代人，因此CCS的法律框架的长期前景至关重要。在一些国家，主要是美国，由于岩石孔隙归地面财产的拥有者所有，因此必须按法律条款处理所有被影响人的财产权。

根据国际常用法的一般原则，国家能在其领土内行使主权，因此可在其管辖地区内开展CO₂的（地质的和海洋）封存这类活动。然而，如果封存产生跨国界的影响，各国有责任确保其管辖或控制范围内的活动不损害其他国家或国家管辖范围以外地区的环境。

目前，有几个适用于CO₂注入沿海环境（注入海洋和海床下的地质构造）的条约（即：联合国海洋法公约，伦敦公约¹¹和OSPAR¹²公约）。所有这些条约起草时均未考虑到CO₂封存的具体情况。例如，OSPAR公约（与东北大西洋地区有关）的法学家和语言学家小组所作的评估认为，在某些情况下将CO₂注入地质海床和海洋符合该条约，比如当通过管道从陆地运输CO₂的时候，是否符合条约将取决于注入的方法和目的。目前伦敦议定书的缔约方正在开展一项类似的评估。另外，法律评论员文章的结论是：从提取石油或天然气的作业中捕获并封存在沿海地质构造（象Sleipner业务）中的CO₂不应视为“倾泻”，因此不应受到伦敦议定书的禁止。

公众的反应

由于目前该问题的相对技术性和“遥远”性，因此评估公众对CCS的反应具有挑战性。迄今所开展的有关公众对CCS反应的研究非常有限，仅有的研究结果表明公众一般没有充分了解CCS。如果连同有关减缓气候变化的方案一起提供信息，那么迄今为止所开展的个别研究表明，CCS被普遍认为没有像其它方案（如提高能源效率和使用非化石能源）那样受到赞同。可将CCS的接受程度归纳为“不情愿”而非“充满热情”。在某些情况下，这反映出公众的一种态度，即由于它方式未能减少CO₂的排放，或许需要CCS。有迹象表明，如果结合更理想的措施通过地质封存方案，那么可视为它受到公众的赞同。虽然今后公众的反应有可能发生变化，但迄今所开展的有限研究表明：至少要满足两个条件才能使公众认为CO₂捕获和封存以及其他了解程度更好的方案是一种可信

的技术：（1）必须把人为引起的全球气候变化作为一个相对严重的问题看待；（2）必须接受需要大量减少CO₂排放，以减少全球气候变化的威胁。

地质封存的成本

地质封存的技术和设备被广泛用于石油和天然气工业，因此对于技术潜力较低的封存能力而言该方案的成本估算具有相对较高的可信度。然而，由于诸如沿岸与沿海、储层深度和封存构造（如渗透度和构造厚度）的地质特点等特定地点因素，所以各成本存在显著的差异和变化性。

对于在盐沼池构造和枯竭油气田中封存，典型的成本估值为注入1吨CO₂为0.5–8美元。此外每吨CO₂还有0.1–0.3美元的监测成本。沿岸的、浅的、渗透度高的储层和/或封存地点的封存成本最低，因为可以重新启用已有的油气井和基础设施。

当把封存与EOR、ECBM或（潜在的）强压气体回收（EGR）相结合，CO₂的经济价值可降低CCS的总成本。根据2003年之前的资料和油价，对于沿岸EOR，利用CO₂封存增加的石油生产能获得10–16美元/吨CO₂（37–59美元/吨碳）的净收益（包括地质封存的成本）。对仍处于开发中的EGR和ECBM而言，没有可靠的基于实际经验的成本信息。然而，在所有情况下，提高生产的经济效益在很大程度上取决于石油和天然气的价格。对此，本报告所依据的文献没有考虑2003年以来世界石油和天然气价格的上涨因素，并将石油价格假设为15–20美元/桶。若在CCS项目存在期间仍维持较高的价格，那么CO₂的经济价值可能高出本报告的估值。

¹¹ 《防止倾倒废物及其他物质污染海洋的公约》（1972年）及其伦敦议定书（1996年），该议定书尚未实施。

¹² （1992年）在巴黎通过的《东北大西洋海洋环境保护公约》。OSPAR是奥斯陆-巴黎的缩写。

6. 海洋封存

一个潜在的CO₂封存方案是将捕获的CO₂直接注入深海（深度在1,000米以上），大部分CO₂在这里将与大气隔离若干世纪。该方案的实施办法是：通过管道或船舶将CO₂运输到海洋封存地点，从那里再把CO₂注入海洋的水柱体或海底。被溶解和消散的CO₂随后会成为全球碳循环的一部分。图TS.9说明了可以采用的一些主要方法。海洋封存尚未采用，也未开展小规模试点示范，仍然处在研究阶段。然而，有一些小规模的外场试验并有25年的有关CO₂海洋封存的理论、实验室和模拟研究。

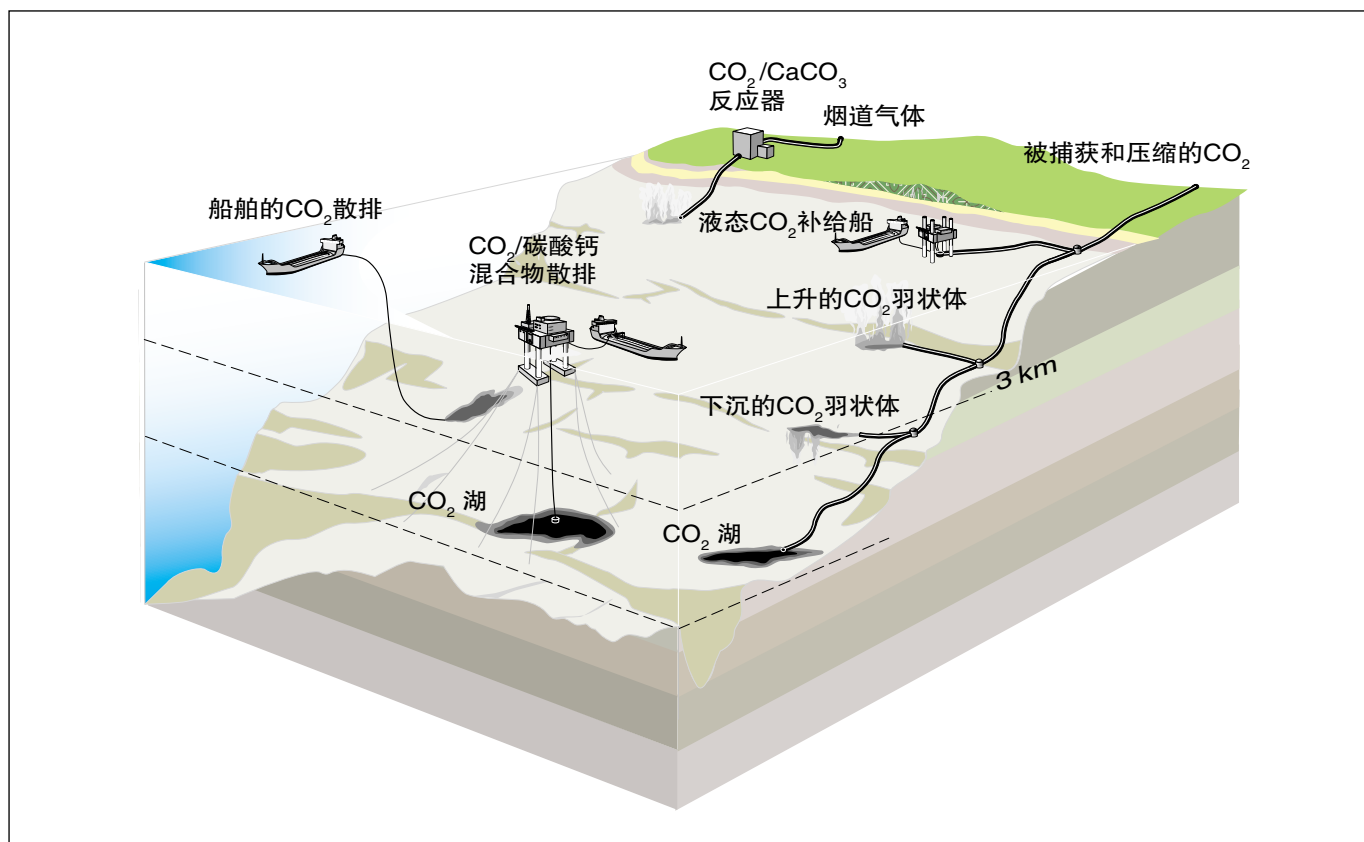
封存机理和技术

海洋占地表的70%以上，海洋的平均深度为3,800米。由于CO₂可在水中溶解，所以大气与水体在海洋表面不断进行CO₂的自然交换，直到达到平衡为止。若CO₂的大气浓度增加，海洋则逐渐吸收额外的CO₂。照此方式，在过去200年期间，人为排放到大气中的CO₂总共有1,300千兆吨（350 千兆吨碳），

海洋在此吸收了其中的大约500千兆吨CO₂（140兆吨碳）。由于工业化前水平相关的人类活动导致大气中CO₂浓度的增加，目前海洋正以大约7千兆吨/年（2千兆吨碳/年）的速度吸收CO₂。

目前大多数CO₂都存留在海洋上层，由于水中CO₂呈酸性，因此导致海洋表面的pH值下降了大约0.1。然而迄今为止，深海中的pH值基本没有变化。模式的预测结果表明：未来若干世纪，海洋将最终把吸收释放到大气中的大部分CO₂，因为CO₂在海洋表面溶解并随后与深海的水混合。

对可封存在海洋中的人为排放的CO₂量没有实际的物理限制。然而，在一千年的时间尺度内，封存量将取决于海洋与大气的平衡状况。大气稳定在350–1000 ppmv之间的CO₂浓度意味着：如果没有注入CO₂的意识，那么2,000–12,000千兆吨的CO₂最终还将留在海洋中。因此，该量的范围就是海洋通过主动注入方式封存CO₂量的上限。封存能力还将受环境因素的影响，如pH最大允许变化值。



图TS.9. 海洋封存的方法

对海洋观测与模式的分析表明，被注入的CO₂将与大气隔绝至少几百年。注入越深，保留的部分就越久远（参见表TS.7）。有关增加被封存部分的想法包括：在海底形成固态的CO₂水化物或/或液态的CO₂湖，并溶解碱性矿物质，如石灰石等，以中和酸性的CO₂。溶解的碳酸盐矿物质可以将封存时间延长到大约10,000年，同时将海洋的pH值和CO₂分压的变化降至最低。然而，该方法需要大量石灰石和材料处理所需的能源（与被注入的每吨CO₂的量级大致相当，这是矿物碳化所需的量级，参阅第7节）。

生态和环境影响及风险

注入几千兆吨CO₂将产生能够测量到的注入区的海洋化学成分的变化，而注入数百兆吨的CO₂将使注入区发生更大的变化，最终在整个海洋体产生可供测量的各种变化。模式的模拟假设从3,000米深度的7个地点开始释放，并假设海洋封存提供了10%的减缓能力，把CO₂的浓度稳定在550ppmv，模拟结果预估海洋容量酸性变化（pH值变化）大约超出海洋体1%的酸性值0.4以上。相比之下，不采取海洋封存而实现550 ppmv的稳定水平，由于要与大气中升高后的CO₂浓度保持平衡，所以估计海洋表面的pH值变化大于0.25以上。在任何一种情况下，海洋酸度中pH值在0.2-0.4之间变化都显著大于工业化前的酸度变化值。经过若干世纪，海洋混合作用将使被注入的CO₂失去隔离状态。由于更多的CO₂到达海洋表层水体并进入大气，这将逐渐在各大洋区发生这种情况。对于注入的CO₂从海洋中突然或大规模地释放到大气中，目前尚无已知的机理。

试验表明CO₂的增加能损害海洋生物。开展了时间尺度为几个月的针对CO₂升高对生活在接近海洋表

面各种生物的影响。观察到的现象包括：随着时间的推移，钙化的速度、繁殖、生长、周期性供氧及活动性放缓和死亡率上升。发现一些生物对CO₂的少量增加就会做出反应。在接近注入点或CO₂湖泊时预计会立刻死亡。关于在辽阔的海洋中CO₂被直接注入海洋后在长时间内对海洋生物和生态系统所产生的慢性影响，目前尚无研究。

尚未在深海中开展可控状态下的生态系统试验，只能提供对潜在生态系统产生影响的初步评估结果。随着CO₂浓度的增加及pH值的降低，预计将对生态系统带来相应的后果。但目前人们尚未掌握这些后果的性质，而且至今尚未制定环境标准，以避免产生有害的影响。目前，有关物种和生态系统将如何适应或是否能适应持续的化学变化问题尚不清楚。

海洋封存的成本

虽然没有海洋封存方面的经验，但已尝试估算CO₂释放到海底或深海的CO₂封存项目的成本。海洋封存的成本不包括捕获CO₂并将其运输（如通过管道）到海岸线所需的成本。然而，海洋封存成本包括沿海管道或船舶的成本以及任何额外能源成本。表TS.8概括了海洋封存的成本。这些数字表明，短距离固定管道方案会便宜一些。对于长距离，最具有吸引力的做法是使用移动船舶或用船舶运输到海洋平台上，然后再注入。

表TS.7. 从2000年开始利用七个海洋模式模拟三个不同深度连续100年不间断注入而得出海洋封存留住的CO₂部分。

年	井下注入的深度		
	800 米	1500 米	3000 米
2100	0.78 ± 0.06	0.91 ± 0.05	0.99 ± 0.01
2200	0.50 ± 0.06	0.74 ± 0.07	0.94 ± 0.06
2300	0.36 ± 0.06	0.60 ± 0.08	0.87 ± 0.10
2400	0.28 ± 0.07	0.49 ± 0.09	0.79 ± 0.12
2500	0.23 ± 0.07	0.42 ± 0.09	0.71 ± 0.14

表TS.8. 深度在3,000米以上的海洋封存的成本。

海洋封存方法	成本（美元/吨CO ₂ ，净注入量）	
	近海100公里	近海500公里
固定管道	6	31
移动船舶/平台 ^a	12-14	13-16

^a 移动船舶方案的成本指注入深度在2,000–2,500米的成本。

法律方面和公众的反应

关于海洋法和海洋环境的全球性和区域性条约（如OSPAR议定书和伦敦议定书）在前面第5节针对地质封存点进行了讨论，这些条约也影响海洋封存，因为它们涉及到“海洋地区”。两个议定书把所使用的封存方法与封存目的区分开来，以确定CO₂海洋封存的法律地位。然而，尚未就国际海洋封存的法律地位作出决定。

针对公众对CO₂海洋封存的反映而开展的研究非常有限，仅有的研究表明，公众对该主题的意识或知识掌握甚少。然而，在迄今所开展的很少的研究中看出，与地质封存相比，公众表示他们对海洋封存持更大的保留态度。这些研究也表明：当提供更多的信息之后，人们对海洋封存的反应发生了变化。有一项研究表明这导致人们更多地接受海洋封存；但另一项研究则指出它使人们更不愿意接受海洋封存。该文献也提到人们对在太平洋开展CO₂释放试验的建议表示“明显反对”。

7. 矿石碳化和工业利用

本节探讨用于封存CO₂的两种截然不同的方案。一种方案是矿石碳化，它是利用化学反应将CO₂转化为固体无机碳酸盐。另一个是工业上对CO₂的利用，直接或者以生产各种含碳化学物填料形式加以利用。

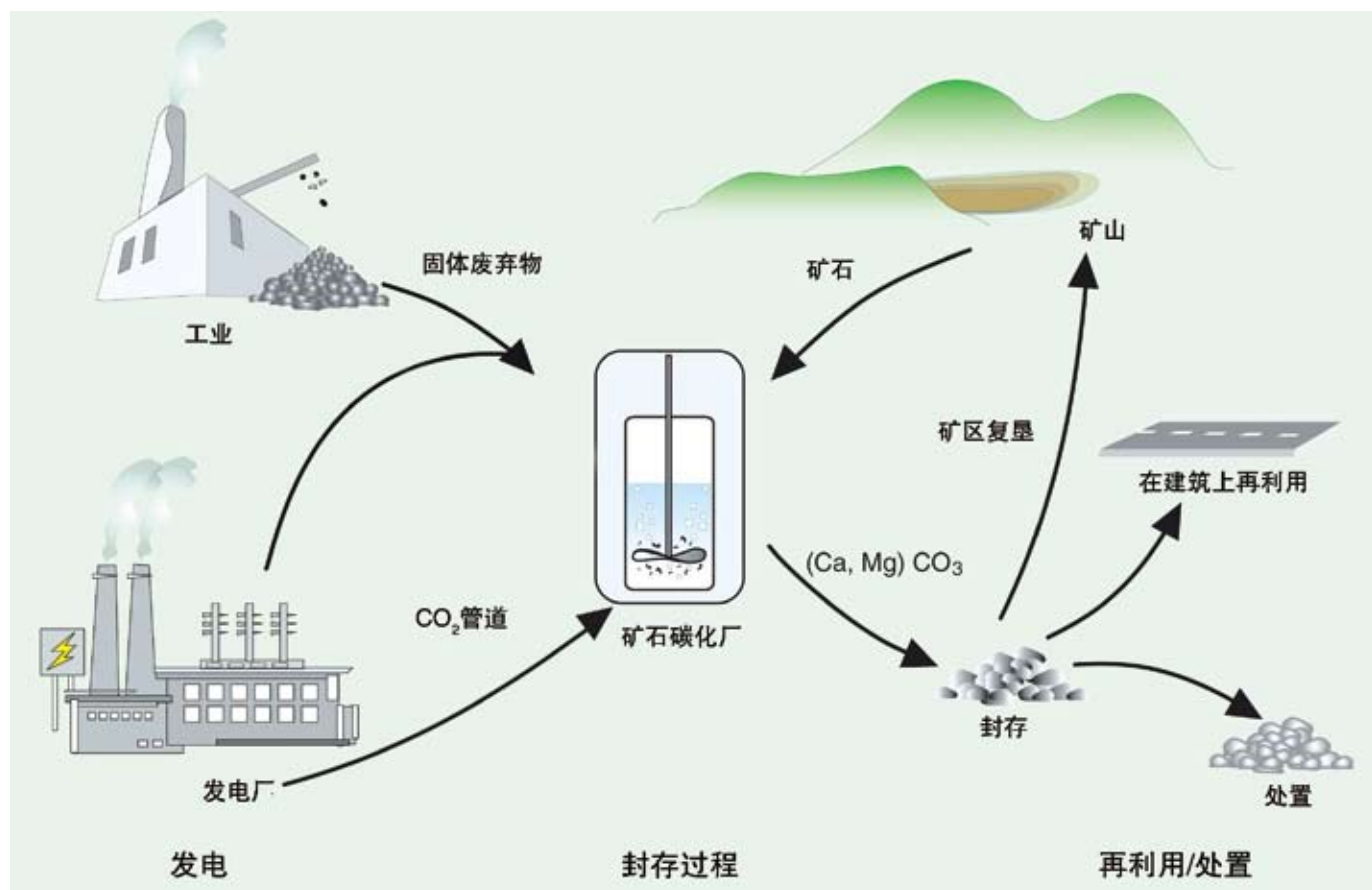
矿石碳化：技术、影响和成本

矿石碳化是指利用碱性和碱土氧化物，如氧化镁（MgO）和氧化钙（CaO）将CO₂固化，这些物质目前都存在于天然形成的硅酸盐岩中，例如蛇纹岩和橄榄石。这些物质与CO₂化学反应后产生诸如碳酸镁（MgCO₃）和碳酸钙（CaCO₃，通常称作石灰石）

这类化合物。地壳中硅酸岩的金属氧化物数量超过了固化所有可能的化石燃料储量燃烧产生的二氧化碳量。这些氧化物也少量存在于某些工业废物中，如不锈钢矿渣和矿灰。矿石碳化产生出能够长时间稳定的二氧化硅和硅酸盐，因而能够在一些地区进行处置，如硅酸盐矿区，或者在建筑用途中加以利用（见图TS.10），尽管与产生的数量相比这种二次利用可能相对很小。CO₂在碳化后将不会释放到大气中。因此，几乎没有必要监测这些处理地点，而相关的风险非常小。在开发的初期，很难估计封存的潜力。它可能会受到技术上可开采的硅酸盐储量的限制，还会受到包括产品处置数量在内的环保问题的限制，以及受到封存地点法律和社会约束等因素的限制。

矿石碳化的过程是自然发生的，即所谓的“久经造化”。在自然界，这个过程非常缓慢；因此，封存已捕获的各种人为源的CO₂的进程必须大大加快，使之成为一种方法。因此，在矿石碳化领域的研究重点放在寻找各种加工途径，达到工业上可行的反应率并使反应流程更节能。利用天然硅酸盐的矿石碳化技术正处于研究阶段，但是利用工业废弃物的某些流程目前处于示范阶段。

一个商业过程会需要开采、粉碎和研磨金属岩，并将其运输到加工厂，加工厂又从捕获厂接收CO₂浓缩流（见图TS.10）。碳化流程所需能源相当于捕获厂所需能源的30–50%。鉴于捕获CO₂所需的额外能源，一个具备矿石碳化流程的CCS系统所需的能源会比那些不具备捕获或矿石碳化流程的基准发电厂每千瓦小时多投入60–180%的能源。这些能源需求大大增加了总体系统CO₂净排放的吨位成本（见第8节）。目前最好的案例研究是天然硅酸盐橄榄石的湿性碳化。这个流程的预估成本大约为50–100美元/吨CO₂净矿石碳化（不包括CO₂捕获和运输成本，但是考虑了



图TS.10. 与硅酸岩或工业残渣的矿石碳化有关的物质通量和流程步骤（承蒙 ECN提供）。

额外的能源需求)。矿石碳化流程每碳化一吨CO₂需要1.6到3.7吨硅酸盐，而且将一吨CO₂作为碳酸盐封存会产生2.6到4.7吨需要处置。因此这是一项很大的作业，其环境影响与目前的大规模地表采矿操作类似。蛇纹岩类通常也含有纤维蛇纹石，石棉的一种天然形态。因此对它的出现需要进行监测和采取减缓的措施，而这类监测和措施已在采矿业中存在。另一方面，矿石碳化的产品通常不含纤维蛇纹石，因为这是岩石中最活跃的成分，因而也是首先被转化为碳酸盐的物质。

在对矿石碳化的封存潜力进行估算之前仍然需要澄清若干问题。这些问题包括对大规模开展此项技术的可行性及相应能源需求的评估，还要评估在技术上和经济上能够用于CO₂封存的硅酸盐占总储量中的比例。开采的环境影响，废弃物的处置和产品储存也会限制潜力。目前尚不能确定在多大程度上能够利用碳化矿物，因为这取决于目前未知的并能够在技术上

可以利用的硅酸盐储量，同时也取决于上述提到的环境问题。

工业利用

工业上对CO₂的利用包括CO₂作为反应物的生化过程，例如，那些在尿素和甲醇生产中利用CO₂的生化过程，以及各种直接利用CO₂的技术应用，比如在园艺、冷藏冷冻、食品包装、焊接、饮料和灭火材料的应用。目前，全球的CO₂利用量是每年约120兆吨（30兆吨碳/年），不包括对EOR的利用（已在第五节讨论）。大多数（占总数的三分之二）是用于生产尿素，用在肥料和其他产品的生产。有些CO₂从天然井中提取，而有一些来自工业源——主要是高浓缩源，例如制氨和制氢厂——捕获CO₂作为生产流程的一部分。

工业利用CO₂原则上能够通过将CO₂封存在“碳

化学库”（即含碳制成品）中使其不接触大气。但是，作为减缓气候变化的一项措施，如果封存的CO₂量明显很大，时间明显很长，如果带来真正的净排放，那么这个方案才有意义。目前工业流程利用的大部分CO₂典型的封存时间期限只有几天到数月。被封存的碳降解为CO₂，然后再次排入大气。如此短的时间尺度对于减缓气候变化没有实质意义的贡献。除此之外，整体工业利用120 兆吨CO₂/年，这相对主要人为源的排放非常小（见表TS.2）。虽然某些工业流程几十年来封存了少部分的CO₂（合计约为20 兆吨CO₂/年），但是长期（百年尺度）封存的总量目前保持在1 兆吨CO₂/年的量级或更小，预计未来也不会有大的增长。

另外一个重要的问题在于工业利用CO₂是否会由于替代其它工业流程或产品而导致CO₂的净减排。只有通过考虑为实现CO₂利用过程所需能源和原材料的平衡而采纳恰当的系统界限，以及通过开展一个详细的CO₂利用的生命周期分析，才能作出正确的评估。这方面的文献有限，但它表明很难估计精确的数据，而且在很多情况下工业利用会造成总体排放的增加而不是净减排。考虑到留下的CO₂部分少，利用量少，而且有可能替代物会导致CO₂排放的增加，可以得出结论，预计工业利用被捕获的CO₂对减缓气候变化的贡献不大。

8. 成本和经济潜力

控制温室气体排放的未来需求的紧迫性和CCS系统的预计成本将在很大程度上决定着是否未来采用与其它减缓温室气体方案有关的CCS系统技术。本节首先概括了在前面章节考虑的主要方案和流程应用的CCS的总成本。在本摘要和报告中使用的“成本”仅仅是指市场价格，不包括与使用CCS有关的外部成本，如环境损害和更广含义的社会成本。迄今为止，几乎没对此类外部成本开展评估和量化的工作。最后，在减少全球温室气体的替代方案的背景下，本节对CCS作了评估。

CCS系统的成本

如前所述，在合并一个集CO₂捕获、运输、封存完全一体化的CCS系统方面的经验仍相对相当有限。

虽然某些CCS组成部份已经在有成熟市场的某些工业中采用，但是CCS仍然并未在大型电厂（最有潜力的应用）中采用。

文献中提到CCS各部分的成本幅度差异很大。这个幅度主要是因为特定地点要素不同，尤其是使用CCS的电厂或工业设施的设计、运行和融资特点、使用燃料的类型和成本、所需的距离、运输CO₂的地形和数量，以及封存CO₂的类型和特点。另外，当前和未来CCS技术组成部分和综合系统的绩效和成本仍然存在不确定性。文献反映了普遍认为的观点，然而，随着时间的推移，随着边干边学（从技术应用中学）和研发的持续进步，建设和运行CO₂捕获系统的成本将随之下降。历史经验也表明，第一种捕获厂的成本在成本下降之前会超过目前的估算。大多数CCS系统中的捕获成本（包括压缩）占最大份额。用电和燃料成本因国家不同而差异很悬殊，而这些因素也会影响CCS方案的经济可行性。

表TS.9概括了第3-7节所述的CO₂捕获、运输、封存的成本。也反应了监测成本。在表TS.10，将各项组成部分的成本合并，显示了三个具备管道运输的电力系统和两个采纳地质封存方案的CCS和发电总成本。

对于那些采纳地质封存但未采纳EOR份额的厂，CCS的成本幅度：PC厂为0.02 - 0.05美元/千瓦时，NGCC厂为0.01 - 0.03美元/千瓦时（两类厂都采用燃烧后捕获）。对于IGCC厂（采用燃烧前捕获）来说，与类似的未采纳CCS的厂相比，其CCS的成本幅度为0.01 - 0.03美元/千瓦时。对于所有电力系统，在采纳CO₂封存的EOR的情况下，CCS成本能降低到0.01 - 0.02美元/千瓦时，因为EOR的收入部分抵消了CCS的成本。煤电厂成本降幅最大，煤电厂能捕获的CO₂最多。在个别情况下，CCS成本幅度的低端会出现负数，说明在该厂整个生命周期中假定的EOR份额大于该系统捕获CO₂的最低报告成本。这还适用于工业流程中低成本捕获。

表TS.9. 2002年一个具备CCS系统各组成部分的成本幅度，适用于某个特定类型的电厂或工业源。计算CCS整体系统成本（美元/CO₂净值）不能简单地把各独立部分的成本相加。所有数字表示大型新装设备的成本（假设天然气的价格为2.8–4.4美元/GJ，而煤价是1–1.5美元/GJ）。

CCS系统组成部分	成本幅度	备注
从煤电厂或天然气发电厂捕获	15-75美元/吨CO ₂ 净捕获	与同样但不实施捕获的电厂相比捕获的CO ₂ 净成本
从制氢和制氨或天然气处理过程中捕获	5-55美元/吨CO ₂ 净捕获	应用到要求简单烘干和压缩的高纯度的源
其它工业源的捕获	25-115美元/吨CO ₂ 净捕获	幅度反映了使用不同的技术和燃料
运输	1-8美元/吨CO ₂ 运输	每250公里管道或者船运，物质流速是5（高端）到40（低端）兆吨CO ₂ /年。
地质封存 ⁴	0.5-8美元/吨CO ₂ 净注入	不包括EOR或者ECBM的潜在收入
地质封存：监测和检验	0.1-0.3美元/吨CO ₂ 注入	包括注入前、注入和注入后的监测，而且取决于法规要求
海洋封存	5-30美元/吨CO ₂ 净注入	包括100-150km之间的近岸运输，不包括监测和检验
矿石碳化	50-100美元/吨CO ₂ 净矿物化	最佳案例的幅度。包括碳化所用的额外能源

^a 长期来看，也许会有用于补救和责任的额外成本

除了基于以化石燃料的能量转化流程之外，CO₂还能在以生物质为燃料或化石燃料和生物质双燃料联合发电中捕获CO₂。目前，生物质电厂的规模还小（不超过100MW_e）。这意味着采纳和未采纳CCS的生产成本比其他化石燃料替代物的成本相对要高。清除CO₂后，生物质燃料的CCS总成本可达到110美元/吨CO₂。将CCS应用于以生物质为燃料或者双燃料的转化设施中将会降低CO₂排放甚至出现负排放¹³，这样能够降低这个方案的成本，这取决于CO₂减排的市场价值。同样，能够在以生物质为燃料的H₂电厂捕获CO₂。据文献报告，清除CO₂后，一个每天制氢100万Nm³的厂，其成本为22–25美元/吨CO₂（80–92美元/吨C），同时相应增加约2.7美元/GJ的H₂生产成本。大规模生物质燃料电厂可能会从经济规模中受益，从而把CCS系统的成本降到与煤电厂的成本普遍相当的水准。但是到目前为止，在大规模生物质燃料电厂方面的经验几乎没有，所以不能够验证其可行性，而且很难估算其成本和潜力。

在非电力方面的应用，CCS的成本还未研究到同等的深度。由于这些源在CO₂浓度和天然气流压力方面差异很大，现有的成本研究范围很广。发现最低成

本的流程是作为生产流程的一部分已经分离出CO₂的流程，例如制氢（用于制氢的捕获成本已在前面的表TS.4中报告）。根据表TS.10中相同的成本假设，包括运输和封存在内的CCS所有成本在地质封存的情况下增加了0.4到4.4美元/GJ的制氢成本，在EOR情况下增加了–2.0到2.8美元/GJ的制氢成本。

清除CO₂的成本

表TS.10还表示出“清除CO₂”的成本幅度。CCS能源需求增加了单位净电量产出的燃料投入量（以及由此产生的CO₂排放）。因此，采用CCS的电厂每单位产量（千瓦时电）产生的CO₂量大于基准厂，如图TS.11所示。为了确定CCS带来的CO₂减排，需要比较一下采纳捕获电厂每千瓦时的CO₂排放与未采用捕获基准厂的排放。之间的差就称为“清除后的排放”。

¹³ 例如，如果生物质是按一个不可持续的速率获取（即比在年生长速度快），那么这项活动的CO₂净排放也许不会是负值。

表 TS.10. 根据采用含沥青煤或天然气的新电厂基于目前技术的CO₂捕获、运输和地质封存的总成本幅度

电厂绩效和成本参数 ^a	粉末煤电厂	天然气复合循环电厂	综合煤气化复合循环电厂
未采纳CCS的基准厂			
用电成本（美元/千瓦时）	0.043-0.052	0.031-0.050	0.041-0.061
采纳捕获的电厂			
增加燃料的需求（%）	24-40	11-22	14-25
捕获CO ₂ （千克/千瓦时）	0.82-0.97	0.36-0.41	0.67-0.94
净CO ₂ （千克/千瓦时）	0.62-0.70	0.30-0.32	0.59-0.73
净CO ₂ 的%	81-88	83-88	81-91
采纳捕获和地质封存的电厂^b			
用电成本（美元/千瓦时）	0.063-0.099	0.043-0.077	0.055-0.091
CCS成本（美元/千瓦时）	0.019-0.047	0.012-0.029	0.010-0.032
用电成本增长的%	43-91	37-85	21-78
减缓成本（美元/吨净CO ₂ ）	30-71	38-91	14-53
（美元/吨净C）	110-260	140-330	51-200
采纳捕获和强化采油的电厂^c			
用电成本（美元/千瓦时）	0.049-0.081	0.037-0.070	0.040-0.075
CCS成本（美元/千瓦时）	0.005-0.029	0.006-0.022	(-0.005) -0.019
用电成本增加的%	12-57	19-63	(-10) -46
减缓成本（美元/吨净CO ₂ ）	9-44	19-68	(-7) -31
（美元/吨净C）	31-160	71-250	(-25) -120

^a 所有变化都与类似的未采纳CCS的（基准）电厂相似。关于文献报告的成本幅度的假设细节，见表TS.3。

^b 基于表TS.3所示幅度的捕获成本；运输成本幅度：0-5美元/吨CO₂；地质封存成本幅度：0.6-8.3美元/吨CO₂。

^c 捕获和运输成本与前面相同；EOR净封存成本幅度：-10到-16美元/吨CO₂（基于2003年前油价15-20美元/桶）。

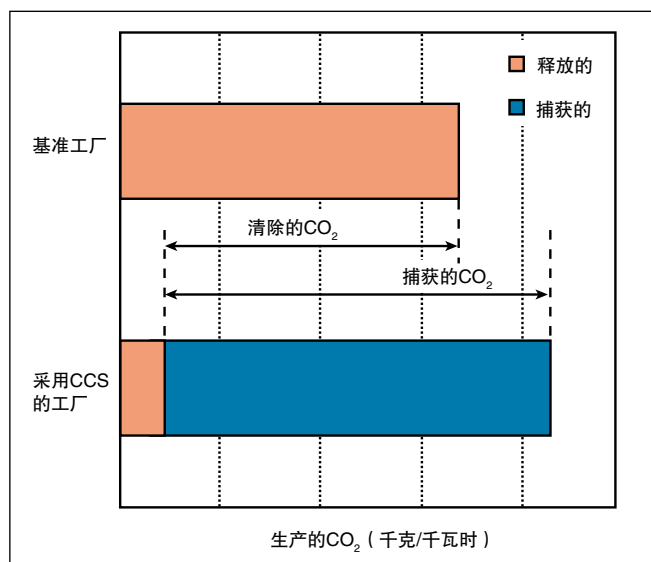
将CCS引进电厂也许会影响有关安装哪一类电厂型，使用哪一种燃料的决定。因此，在某些情况下，根据与CCS电厂不同的某个基准电厂计算每吨清除CO₂后成本，这是很有用的。表TS.10表示三个基准厂和相应的CCS厂在地质封存情况下的成本和排放因素。表TS.11概括了CCS电厂和有潜在兴趣的最低成本的基准电厂不同组合的成本估算幅度。例如，表示出一旦作出一个PC厂的初步规划，利用该厂的CCS可能导致CO₂的清除成本比选择那些采用CCS的清除成本最低的以天然气为燃料的NGCC厂的成本高。另外一个降低成本的方案是建立一个采纳捕获的IGCC厂，而不是一个采纳捕获的PC厂。

CCS对于减缓气候变化的经济潜力

对CCS经济潜力的评估基于能源和经济模式，这

些模式在朝着经济有效、成本最低的方向实现大气CO₂浓度的稳定的各种情景下研究未来CCS的部署和成本。

虽然这些模式的量化结果存在显著的不确定性（见以下的讨论），但是所有模式都显示出，在大幅度限制温室气体向大气排放的具体政策出台之前部署CCS的可能性不大。如果设定了温室气体排放的限量，许多综合评估预计从任何显著减缓气候变化体系的启动算起在未来几十年有大规模的CCS系统部署。能源和经济模式显示，CCS系统不大可能为减缓气候变化做出显著贡献，除非在发电行业部署CCS。达到此目的，减少二氧化碳的价格必须要超过25-30美元/吨CO₂，或者不得不规定一个CO₂排放的等量限额。文献和当前的工业经验表明，在无CO₂限排措施的情况下，部署CCS技术的机会仅有小的利润。这些



图TS.11. 电厂的CO₂捕获和封存。相对于未采用捕获的基准厂（上框），由于捕获、运输和封存以及运输过程中泄漏所需的额外能源降低了电厂的总效率，增加的CO₂的生产导致“单位产品产生的CO₂”量较大（下框）。

早期的机会涉及到从高纯度、低成本的源捕获CO₂，CO₂运输距离小于50公里，而且使用诸如EOR这样的增值手段对CO₂进行封存。这些有利润的方案的经济潜力大约在每年约360兆吨CO₂（参阅第2节）。

模式还显示，与其它大规模减缓方案，如核能和可再生能源技术相比，CCS系统将具有竞争性。这些研究表明，将CCS列入减缓组合方案至少能够降低30%的稳定CO₂浓度的成本。CCS技术的其中一个成本竞争优势在于它与目前很多能源基础设施相兼容。

在大多数情景下，减排随着时间的推移会逐步受到限制。大多数分析表明，尽管到2050年CCS系统会有显著的市场渗透，大部分的CCS部署将出现在本世纪后半期。最早的CCS部署预计一般会出现工业化国家，之后逐渐扩散到全世界。虽然不同的情景和模式的结果在为实现一个特定的排放限制同所需各种措施的具体组合和数量上存在不同，但是文献有一个共识，表明CCS能够在能源技术和排放途径的广泛组合中成为一个重要部分。

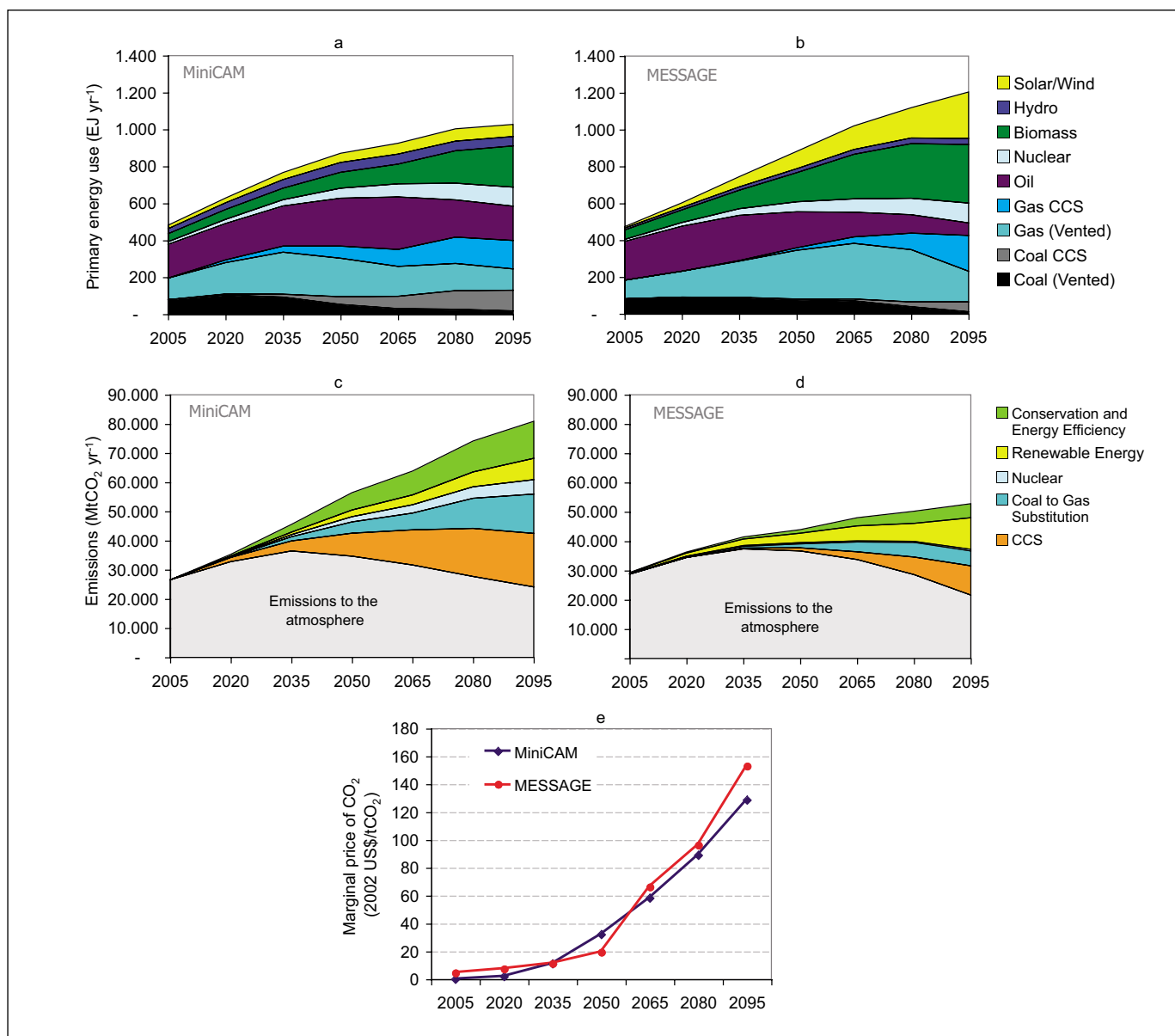
表 TS.11. 基于目前新建电厂的技术，基准电厂和CCS电厂不同组合的减缓成本。目前在很多区域，常用的做法是用一个PC厂或一个NGCC厂¹⁴，EOR的效益按原油价格每桶15-20美元计算。天然气价格假设为2.8-4.4美元/GJ，而煤炭价格是1-1.5美元/GJ（根据表8.3a）。

采纳CCS类型的电厂	NGCC基准厂	PC 基准厂
	少用美元/吨净CO ₂ (少用美元/吨净碳)	少用美元/吨净CO ₂ (少用美元/吨净碳)
采纳捕获和地质封存的电厂		
NGCC	40 - 90 (140 - 330)	20 - 60 (80 - 220)
PC	70 - 270 (260 - 980)	30 - 70 (110 - 260)
IGCC	40 - 220 (150 - 790)	20 - 70 (80 - 260)
采纳捕获和EOR的电厂		
NGCC	20 - 70 (70 - 250)	0 - 30 (0 - 120)
PC	50 - 240 (180 - 890)	10 - 40 (30 - 160)
IGCC	20 - 190 (80 - 710)	0 - 40 (0 - 160)

¹⁴ IGCC没有列入今天建造的基准电厂，因为这项技术尚未在电力行业广泛部署，而且成本通常比粉煤电厂的略高。

CCS的实际应用可能比这些能源和经济模式显示的经济潜力的估值低。如前所述，这些结果基本上是基于优化的最低成本分析，该分析不能够充分反映现实世界中技术发展和部署的壁垒，例如，环境影响、法律或规范框架的空白、对不同技术投资风险的意见、

以及通过研发和边干边学如何加快减少CCS成本的不确定性。模式基本上采用了在不同应用情况下CCS成本和成本未来下降速率的简化假设。



表TS.12. 这些表展示了CCS作为减缓组合方案的一部分对全球的潜在贡献的一个例子。它们基于两个单独的综合评估模式（MESSAGE和MiniCAM），针对主要的排放动力都采用了相同的假设。在区域尺度上，这些结果差异会很大。这个例子基于一个单一情景，因此不反映不确定性的总幅度。a) 和 b) 表示全球一次能源使用状况，包括CCS的部署。c) 和 d) 用灰色表示全球CO₂排放以及用其它颜色表示对主要减排措施的相应贡献。e) 表示针对CO₂减排计算的边际价格。

对于450和750ppmv之间的CO₂稳定情景，文献公布的本世纪内CO₂潜在封存累积量（在地质构造和/或海洋中）的估值范围差异很大，从很小的贡献到数千兆吨之间不等。在很大程度上，如此大的幅度是由于长期经济社会、人口、尤其是技术变化存在不确定性，这些因素是未来CO₂排放的主要动力。然而，应指出，450–750 ppmv CO₂的稳定情景的大部分结果趋于集中在CCS累积部署后的220–2,200 GtCO₂（60–600 GtC）这个幅度之间。如果CCS要实现这个经济潜力，下个世纪需要在全世界部署几百个乃至数千个CCS系统，每个系统每年能够捕获1–5兆吨CO₂。如第5节所述，仅地质封存一项的技术潜力就可能足以达到CCS经济潜力的最高端。

关于封存后CO₂渗漏的观点

封存的缓慢渗漏对政策的影响程度取决于分析中采用的假设。针对非永久封存问题的研究可采用不同的途径：滞后排放的价值、某个特定减缓情景的成本最小化或者在假设大气温室气体浓度稳定的情况下允许的未来排放。一些研究允许用额外的减排补偿未来的释放；结果取决于未来减排成本的假设、贴现率、CO₂的封存量、以及假设的大气浓度稳定水平。在其它的研究中，补偿并不作为一种方案，因为政治和体制的不确定性以及分析集中在假设的稳定水平和封存量所设定的限制方面。

虽然各种研究由于采用不同的方法和假设而具体结果不一，但是各种结果表明：对于减缓气候变化而言，封存达100年之久量级为90–99%或封存500年量级为60–95%的CO₂封存部分可能仍然使实施这类封存具有价值。所有的研究表明，如果CCS是一项可接受的减缓措施，那么必须为发生渗漏量设定一个上限。

9. 排放清单与核算

CO₂捕获和封存的一个重要方面是建立和应用一些方法，用以估算和报告从大气中减少、避免、或清除的CO₂（以及相关的甲烷或者氮氧化物排放）量。其中涉及两个要素是（1）国家温室气体清单的排放

量的实际估算和报告，以及（2）根据限制净排放的国际协议对CCS核算。

现有框架

在UNFCCC框架下，国家温室气体排放清单传统上报告某一特定年份的排放，而且每年一次或者定期进行编制。“IPCC指南（IPCC 1996）”和一些“良好做法指南报告（IPCC 2000; 2003）”详细描述了准备一份完整、透明、整理成文、对不确定性进行过评估、长期一致并且可以进行国别比较的国家清单的方法。IPCC目前用的文件没有明确包括CO₂捕获和封存。但是，“IPCC指南”目前正在进行修改，因此在2006年出版的修改版中应该提供一些指导意见。虽然某些问题也许需要修改或者充实，但是已经接受的框架应可应用于CCS系统。¹⁵

与核算和报告有关的问题

由于无普遍适用的国际协议，因此尚不清楚是否将各种形式的CO₂捕获和封存视为减排或者从大气中的清除。无论是哪种情况，CCS产生新的CO₂库，它们有可能在未来某个时候造成物理渗漏。目前，在UNFCCC框架内没有监测、评估或计算封存点物理渗漏的方法。然而，无论在量级上还是在封存时间上，管理完善的地质封存地点发生渗漏的可能性依然存在。

虽然可考虑在排放报告框架下建立一个CCS类型，但是该类型不一定完全必要，因为捕获和封存的CO₂量能够在生产CO₂的行业内体现。CO₂在某一个特定地点的封存可包括来自许多不同源种类的CO₂。CO₂的捕获、运输并注入封存地点的外逸排放大多都能够采用现有的报告方法计算，而且与运行CCS系统所需的增加能源相关的排放也能够在现有清单框架下测量和报告。对用于生物质系统的CCS或许也需要具体的考虑，因为这种应用可能会导致负排放的报告，目前在现有的报告框架下没有规定。

与国际协议有关的问题

限制温室气体排放的量化义务以及采用排放交易、联合履约（JI）、或者清洁发展机制（CDM）都

¹⁵ 在此背景下，“估算”是指计算温室气体排放的过程，“报告”是指向UNFCCC提供估算结果的过程。“核算”是指对照承诺的报告比较排放和清除的规则。

需要清晰的用于计算排放和清除的规则和方法。因为CCS具备跨越传统的核算界限情况下（例如，CO₂可能在一个国家捕获而在另外一个国家封存，或者在某一年捕获，而在今后某一年从封存中部分释放）清除，所以核算规则和方法可能与传统的排放清单的方法不尽相同。

目前，大部分对关于封存CO₂的核算的科学、技术和政治的讨论集中在陆地生物圈的固碳方面。这些谈判的历史可能也许能为制定CCS核算方法提供某些指导。认识到在地表生物圈封存CO₂的非永久性，UNFCCC接受了这样一个思路，即可以通过生物汇减少净排量，但是对此类核算提出复杂的规则。CCS从很多方面来看都与地表生物圈的CO₂固碳有明显差异（见表TS.12），而且不同形式的CCS之间也存在很多明显差异。然而，核算的主要目标是确保CCS活动在净排放中获得真实的且可量化的减少量。永久封存的一吨CO₂在CO₂大气浓度方面与不排放的一吨CO₂效益是相同的，但是非永久封存的一吨CO₂的效益要少

些。普遍认为，这种差异应该在任何一种净温室气体减排的核算系统中加以体现。

“IPCC指南（IPCC 1996）”和一些“良好做法指南报告”（IPCC 2000; 2003）还包括了温室气体排放监测指南。尚不明确IPCC的CCS指南修改版是否能够通过利用监测技术，尤其是地质和海洋封存的监测技术满足需要。目前有几种监测和检验地质封存的CO₂排放，但是它们在适用性、探测限制和不确定性方面各不相同。目前，地质封存监测可以对注入地点进行定量监测以及对封存地进行定性监测，方法是测量CO₂地面通量。通过探测的海底升浮出的羽状体，而不是测量海洋表面排入大气的释放量可以对海洋封存进行监测。从监测现有CCS项目中获得的经验非常有限，不足以对物理渗漏率和相关的不确定性下结论。

京都议定书建立了在履约义务的机制下用于核算温室气体排放、减排和固碳排放的不同的核算单

表TS.12. 可能影响核算方式的CCS形式和生物汇的差异

属性	地表生物圈	深海	地质封存储层
固化或者封存的CO ₂	可以长期监测存量变化	可以测量注入的碳	可以测量注入的碳
所有权	存量将位于一个分离的地点并能与可鉴别与拥有者的关联性	存量可以移动，而且可能放在国际水域。	存量也许留跨国际和跨资产界限的储层，而且与表面界限不同。
管理决定	封存受有关土地使用优先权的连续决定的限制	一旦注入，不再需要维护进一步决定。	一旦注入，需要关于包括最小程度的维护的决定，除非封存受到资源开采的干扰。
监测	能够监测到存量的变化	将模拟存量的变化。	通过物理监测能够探测到CO ₂ 的释放。
期望封存时间	数十年，取决于管理决定	数百年，取决于注入的深度和地点	基本上是永久性的，除非储层受到物理干扰。
物理渗漏	由于干扰、气候变化或者土地使用的决定可能会造成损失。	由于海洋循环和与大气保持平衡的最终结果肯定会造成损失。	不可能有损失，除非封存地受到干扰或者一开始就没有检测出渗漏路径的存在。
责任	用固碳存量判别分离的土地拥有者。	多方可以致力于相同的封存的CO ₂ 存量，而CO ₂ 可滞留在国际水域	多方可以致力于相同的封CO ₂ 存量，可封存在多个国地下。

位。“分配量单位”（AAU）描述了排放义务并将其应用于排放交易，“认证减排（CER）”适用于CDM，而“减排单位”（ERU）则是在联合履约情况下使用。迄今为止，国际谈判对计算和核算CCS系统中与项目有关的CO₂减排量方法方面未提供多少指导（仅是CER或者ERU），因此根据京都议定书来适应这类减排则存在不确定性。生物-汇规则的方法学或许会提供某些指导。例外，目前各协议不涉及跨境CCS项目。这对于处理附件B国家的跨境CO₂捕获项目尤为重要，这涉及在一个附件B国家，即京都议定书的一个缔约方境内捕获CO₂，但封存在一个非附件B国家或不受议定书约束的国家。

虽然国家排放清单目前的方法可以适用CCS系统，或者为使用CCS系统而进行修改，但是核算被封存的CO₂则引出为封存后的排放承担责任和转移责任的问题。可以通过国家和国际政治途径解决此类问题。

10. 认识上的不足

本节概括了有关CCS认识方面的不足，对此扩大知识、增加经验并减少不确定性，这对于促成有关大规模部署CCS的决策具有重要的意义。

捕获和封存技术

根据工业应用方面的经验，捕获CO₂的技术相对理解得比较透彻。同样，在采用管道运输或者地质封存捕获CO₂方面不存在重大技术或知识障碍。然而，在大规模项目中实现捕获、运输和封存的一体化则还需要扩大知识和经验，这是更广泛运用CCS技术的需要。需要研发提高有关用于CO₂捕获的新概念和可用技术的知识，CO₂捕获有着大幅度降低新的和现有设施CO₂捕获的潜力。更具体而言，在认识具有几百兆瓦（或者几百兆吨CO₂）量级的大型煤电厂和天然气电厂的CO₂捕获方面还存在不足。需要在这个规模上开展CO₂捕获示范，以建立采用捕获的不同类型的发电系统的可靠性和环境业绩，从而降低CCS的成本以及提高对成本估算的可信度。除此之外，需要大规模实施，以便获得更好的CCS在工业流程中的成本和业绩估算，如在水泥和钢铁行业，它们是显著的CO₂源，但在CO₂的捕获方面经验很少，甚至根本就没有经验。

在矿石碳化技术方面，一个重要的问题是如何在实际设计中利用反应过程中发出的热降低成本和净能源需求。需要在试点规模的设施开展试验，以便弥补这些不足。

关于在工业上利用捕获的CO₂，需要深入研究利用捕获的CO₂的工业流程的净能源和CO₂平衡，这类研究将有助于对该方案潜力作出更完整的描述。

CO₂源和封存机遇的地理关系

更好地了解适合封存（所有类型）地点的主要CO₂源的距离并建立捕获、运输和封存CO₂成本曲线，这将有利于作出有关大规模部署CCS的决策。为此，需要开展详实的区域评估，评估大的CO₂排放源（现在的和未来的）如何能够很好地与能够封存所需储量的封存方案相匹配。

地质封存能力和效果

需要在全球、地区和局地层面上改进对封存能力估算，需要更好地了解长期封存、流动和渗漏过程。为了解决后一个问题，需要加强监测和检验地质封存CO₂的能力。在各种地质、地理和经济条件下建立更多的试点和封存示范项目，这对于深入了解这些问题具有重要意义。

海洋封存的影响

在评估海洋封存的风险和潜力之前应该弥补的主要知识空缺涉及深海中CO₂对生态的影响。需要对深海生物系统对加入的CO₂的反应进行研究，包括比迄今为止所开展的研究时间尺度更长、规模更大的研究。与之相配合，需要研发探测和监测海底升浮出的CO₂羽状体及其生物和地球化学后果的技术和传感器。

法规问题

目前对大规模实施CCS的法规需求掌握的情况仍不充分。现在没有一个合适的法律框架以推进地质封存的实施，也没有考虑到相关的长期责任。需要澄清有关海洋环境封存（海洋或海床下地质封存）的各种潜在法律限制。其它一些关键性知识空缺与排放清单和核算方法学相关。

全球CCS对减缓气候变化的贡献

有几个其他的问题有助于未来对CCS作出决策，主要通过深入了解CCS对长期减缓和稳定全球温室气体浓度所做的潜在贡献。这些问题包括CCS技术的转让和推广潜力，还包括发展中国家利用CCS的机会，CCS在生物质CO₂源中的采用，以及对CCS投资与其它减缓方案的投资之间的潜在互动。保证对CO₂所需的封存时间长度问题进行深入的调查。这个问题与稳定途径和跨代方面的问题相关。

附录一：词汇、缩写和缩略语

本词汇表中的定义特指在《二氧化碳捕获和封存特别报告的决策者摘要》中使用的术语。

减排

减少排放或其它污染物的程度或强度。

吸收

分子变为固体或液体的化学或物理吸收过程，最终形成一种溶液或化合物。

酸性气体

溶解于水时呈酸性的任何混合气体（通常指源于酸性气体的 $H_2S + CO_2$ （参见该条））。

吸附

分子吸附在某个固体或液体的表面。

胺

在 $-NH_2$, $>NH$ 或 $=N$ 基中包含一个或多个氮分子的有机化合物。

人为源

与自然相反的人为的源。

蓄水层

含水的地质结构，其显著的渗透性可使水流动；四周封闭。

玄武岩

一种基性火成岩，最典型的火成岩是火山喷发后形成的岩石。

基准

衡量变化所参照的标准数据。

生物质

从生物圈中新衍生的物质。

基于生物质的碳捕获和封存

原料（参见该条）为生物质的碳捕获和封存

沥青煤

一种过渡性煤，处于泥炭与无烟煤之间的一种煤，更像无烟煤。

井喷

特指油井发生的灾难性事故，事故发生时石油液体或水无限制地流到地面。

自下而上模型

在分析过程中一种包括技术和工程细节的模型。

界限

在核算GHG时，按国家、机构、业务、企业单位或行业区分的记帐单位。

浮力

在密度更高的液体作用下，液体或固体产生的上升趋势。

冠岩

一种渗透度非常低的岩石，起到上层封闭作用，防止储层的液体流出。

捕获效率

从某个源的气流中分离出的 CO_2 的量

碳入计量

允许某个机构能够从减排中获得金融利益的一种可转换和可转让的手段。

碳酸盐

由多种阴离子组成的粘合在 CO_3^{2-} 阳离子上的天然矿物质（诸如：方解石、白云石、陨铁石、石灰石）。

碳酸盐中和

利用 CO_2 与矿质碳酸盐化学反应而在海洋中封存碳的一种方法，例如，与石灰石反应后产生碳酸氢盐阴离子和可溶性阳离子。

CCS

二氧化碳捕获和封存。

CDM

清洁发展机制：协助非附录1国家为实现京都议定书的目标做出贡献并帮助附录1国家履行其承诺的一个京都议定书机制。

CO₂净排量

经捕获、运输和/或封存的CO₂量与无捕获的系统产生的CO₂量之差，某个具备CO₂捕获能力的系统未捕获的净排量。

共燃

在发电厂或在工业过程中同时使用一种以上的燃料。

低温的

有关低温的，通常温度大约低于 -100° C。

深层盐构造

一种深层地下岩的构造，由透水物质和含高盐度液体构成。

深海

深度在1000米以下的海洋。

示范阶段

已开发建造的并在试点厂采用的技术，但是在该技术正式用于设计和建设完整规模的系统之前仍需要完成进一步的开发工作。

浓缩相

一种密度压缩成接近液体的气体。

干枯

与水库相关：某个水库水的产量呈显著下降趋势。

ECBM

强化煤田甲烷回收；通过煤对CO₂的优先吸附作用，利用CO₂强化未开采煤床中的甲烷回收。

经济潜力

在现行的条件下（即：减少CO₂所具有的市场价值和与其它选择方案的成本），能够以成本效益好的方式实现的某个特定选择方案的温室气体的减排量。

在特定条件下经济上可行的

已充分了解的并有选择地在商业应用中（如：在一个奖励性税收体系中或在一个有商机的市场上）已经采用的技术，该技术的加工能力至少达到0.1 兆吨CO₂/年，目前该技术的复制量很少（少于5个）。

EGR

强压气体回收：通过注入液体或通过其它方式回收比自然产生的气体更多的气体量。

排放系数

按活动平均的温室气体排放度量，如：每消耗一吨燃料所排放的温室气体的吨数。

排放量交易

一种交易方案，允许出售和购买特定吨数的某种污染物的排放许可证。

强压气体回收

见 EGR。

强化采油

见 EOR。

EOB

强化采油：通过注入液体或通过其它方式回收比自然产生的石油更多的油量。

断层

在地质学中，地层表面出现非连续状态，发生移位。

原料

供加工用的材料。

固化

通过与其它另一种物质发生反应产生一种稳定的化合物后 CO₂ 被固化。

烟道气体

燃料燃烧后产生的正常排放到大气中的气体。

构造

一个有相当规模并具有与众不同特征的岩石体，地质学者可根据其特征对岩体进行绘制、描述并命名。

岩石构造水

在岩石构造的岩孔之间自然出现的水。

断裂

在岩石中出现的任何断裂，沿断裂未出现过显著移动。

燃料电池

化学电源装置，内部的燃料通过氧化控制过程可直接产生电流和热。

外逸排放

由于人为活动（如：在气体或石油的运输过程）释放出的任何气体或蒸汽。

汽轮机

燃料借助压缩空气或氧气燃烧的机器，其机械工效通过热力膨胀作用实现。

汽化

通过与空气或氧气和蒸汽反应把含碳的固体燃料转化为含碳和氢的气体燃料。

地球化学俘获

通过地球化学反应留住注入地下的 CO₂。

水化物

由于水和CO₂、CH₄或类似气体发生反应后形成的任何冰状化合物。

IGCC

综合汽化联动周期：发电过程中，将碳氢化合物或煤汽化（参见该条），在气体被用作燃料时，可同时推动气体和汽轮机。

井下注入

借助压力迫使液体入井下。

注入井

被注入液体后，液体不再流出的井。

JI

联合履约：根据京都议定书，允许某个拥有温室气体排放目标的缔约方接受附录1缔约方的计帐。

京都议定书

联合国气候变化框架公约的附加议定书，该文件于1997年12月11日在京都通过。

渗漏

在碳交易方面，发生在项目界限之外的人为源排放或汇清除的变化。

泄漏

在碳封存背景下，被注入的液体从存储地点外逸。

LHV

较低热值：某种燃料燃烧后释放出的热能，不包括水的潜热。

石灰石

一种沉积岩，主要成分是矿物质方解石（碳酸钙），通常形成于已死亡的有机物的壳。

伦敦公约

《防止倾倒废物及其他物质污染海洋的公约》，该公约于1972年12月9日在伦敦、墨西哥城、莫斯科和华盛顿通过。

伦敦议定书

1996年11月2日在伦敦通过的公约附加议定书，但在本报告编写时尚未生效。

低碳能载体

指在燃料生命周期内低CO₂排放的燃料，如甲醇。

MEA

单乙醇胺

膜

一层或一块材料，用于有选择地分离混合溶液中的成分。

流动

储液岩石之间的液体流动。

减缓

减少任何事故影响的过程。

监测

测量被封存的及其当地的二氧化碳的量的过程。

MWh

兆瓦时。

国家温室气体清单

联合国气候变化框架公约缔约方编制的一个有关温室气体的人为源排放和汇清除的清单。

自然模拟

通过最关键的要素反映预期的或实际的人类活动的自然发生。

NGCC

天然气复合循环：以天然气为燃料用燃气轮机和汽轮机同时发电的电厂。

OSPAR

《东北大西洋海洋环境保护公约》，该公约于1992年9月22日在巴黎通过。

氧化燃料燃烧

一种燃料，填加纯氧或含氧、水和二氧化碳的混合物的燃烧。

分压

若没有其它气体存在，一种特定气体施加在混合气体上的压力。

PC

粉状煤：通常用于以磨细的煤为燃料的锅炉。

渗透度

液体在多孔固体（如岩石）中具有流动或运输的能力。

点源

局限在一个单点位置的排放源。

孔距

在含液体的岩石或沉积颗粒之间的空隙。

燃烧后捕获

燃烧之后捕获二氧化碳。

燃烧前捕获

燃烧之前在对燃料交工后捕获二氧化碳。

前景

对可能性作出定性评估：根据已掌握的信息在某个特定地区中存在一个适合存储的地点。

减排义务

京都议定书的每个缔约方为达到其量化减排限度所需承担的义务。

补救

改正任何事故源的过程。

可再生能源

天然可再生的能源，如：太阳能、水电、风和生物质。

代表值

有代表性的值。

储层

具有充分多孔性和渗透度的地下岩石体，能封存和运输液体。

改装

对现有的设备进行改动，以更新和填加安装之后出现的各种改动。

风险评估

风险管理体系的一部分。

盐沼池构造

岩石构造水已饱和的沉积岩，水中含高浓度溶解盐。

情景

根据连贯的且内部一致的关于重要关系和驱动力的一组假设而对未来作出一种近似合理的描述。

洗涤器

一种接触气-液的装置，用于纯化气体和捕获某种气体成分。

海床

在流动海水与海底沉积物顶之间的分界线。

封闭岩

一种无渗透度的岩石，在储层顶部和四周形成的一个屏障，液体被限制在储层中。

沉积盆地

在地球表面天然形成的大范围洼地，表面覆盖着沉积物。

地震技术

利用人为或自然产生的声波波速测量岩石的特性。

汇

大气自然吸收 CO₂，土壤、森林或海洋的吸收最为典型。

源

任何向大气中释放温室气体、气溶胶或其前体的过程、活动或机制。

SRES

《排放情景特别报告》；在第三次评估报告（参见该条）中作为气候预估的基础。

稳定性

与稳定大气中各种温室气体的浓度相关。

稳定的地质构造

近期没有受到构造带扰动的，一种地质构造（参见该条）。

封存

保存捕获的 CO₂ 的过程，使之不接触到大气。

超临界值的

温度和压力超过有关物质的临界温度和压力。

可持续的

在生态、社会和经济方面发展是可持续的。

TAR

政府间气候变化专门委员会第三次评估报告。

技术潜力

通过实施达到示范阶段水平的技术或规范所能够减少温室气体排放的量。

自上而下模型

一个建立在将宏观经济理论应用于对消费、价格等历史数据进行分析基础上的模型。

俘获岩体

一种地质结构，该结构本身存有比周围液体比重轻的其它液体，如：像一个倒扣着的杯子。

UNFCCC

联合国气候变化框架公约，该文件于1992年5月9日在纽约通过。

不可顾及的

在目前或在可预见的未来的经济条件下极不可能顾及到的。

海洋上层

深度在1000米以上的海洋。

检验

根据仍有待制定的标准，证实监测（参见该条）结果真实性。在CDM背景下，指由一个经指定的业务实体对人为排放的减少作出独立的评审。

油气井

人为在地球表面钻探出的洞，用于产油或天然气，或能够用于注入其它的液体。

附录二 IPCC 主要报告一览表

气候变化 - IPCC 科学评估 IPCC科学评估工作组1990年的报告	气候变化 1995 – 气候变化科学 – 第一工作组对第二次评估报告的贡献
气候变化 - IPCC 影响评估 IPCC影响评估工作组1990年的报告	气候变化 1995 – 对气候变化影响、适应和减缓的科学 - 技术分析 – 第二工作组对第二次评估报告的贡献
气候变化 - IPCC 对策 IPCC对策工作组1990年的报告	气候变化 1995 – 气候变化的经济社会方面 – 第三工作组对第二次评估报告的贡献
排放情景 IPCC对策工作组编写, 1990年	与解释UN气候变化框架公约第二条相关的IPCC 第二次科学 - 技术信息评估综合报告, 1995年
沿海地区对海平面上升脆弱性评估 – 一种通用的方法, 1991年	IPCC国家温室气体清单指南1996年修订版 (共3卷), 1996年
气候变化 1992 – IPCC科学评估的补充报告 IPCC科学评估工作组1992年的报告	减缓气候变化的技术、政策和措施 - IPCC 技术报告 1, 1996年
气候变化 1992 – IPCC影响评估的补充报告 IPCC影响评估工作组1992年的报告	IPCC第二次评估报告中使用的简单气候模式简介 - IPCC 技术文献 2, 1997年
气候变化: IPCC 1990 和 1992 评估 IPCC 第一个评估报告综述和决策者摘要, 以及1992 IPCC 的补充	大气温室气体的稳定性: 物理、生物和社会经济影响 - IPCC 技术文献 3, 1997年
全球气候变化和海洋的不断增加的挑战 IPCC对策工作组沿海地带管理小组, 1992年	拟议的Co ₂ 排放限制的影响 - IPCC 技术文献 4, 1997年
IPCC国家研究研讨会的报告, 1992年	气候变化的区域影响: 对脆弱性的一次评估, IPCC 特别报告, 1997年
评估气候变化影响初步指南, 1992年	航空与全球大气 IPCC 特别报告, 1999年
IPCC 国家温室气体清单指南 (共3卷), 1994年	技术转让中的方法和技术问题 IPCC 特别报告, 2000年
气候变化 1994 – 气候变化的辐射强迫和对IPCC IS92排放情景的评价	排放情景 IPCC 特别报告, 2000年
IPCC 关于评估气候变化影响和适应的技术准则 1995年	

土地利用、土地利用变化和林业

IPCC 特别报告, 2000年

国家温室气体清单中良好做法指南和不确定性管理

IPCC 国家温室气体清单计划, 2000年

气候变化和生物多样性 - IPCC 技术文献 5, 2002年

气候变化 2001: 科学基础 – 第一工作组对第三次评估报告的贡献

气候变化 2001: 影响、适应和脆弱性 – 第二工作组对第三次评估报告的贡献


气候变化 2001: 减缓 – 第三工作组对第三次评估报告的贡献

气候变化 2001: 综合报告**土地利用、土地利用变化和林业良好做法指南**

IPCC 国家温室气体清单计划, 2003年

保护臭氧层和全球气候系统: 与氢氟碳化物和全氟化碳相关的问题

IPCC/TEAP 特别报告, 2005年



政府间气候变化专门委员会（IPCC）的这份特别报告为决策者、科学家和工程师们提供了气候变化和二氧化碳减排方面的信息。它介绍了二氧化碳的源、捕获、运输和封存。还讨论了这项技术的成本、经济潜力和社会问题，包括公众的反应和法律问题。评估的存储方案包括地质封存、海洋封存和矿石碳化。尤其是，本报告把二氧化碳的捕获和封存纳入其他气候变化减缓方案的范畴，如燃料转换、能源效率、可再生能源和核能。

本报告表明，捕获和封存二氧化碳的潜力是相当可观的，与只考虑其他气候变化减缓方案的策略相比，它能够降低减缓气候变化的成本。将来，二氧化碳捕获和封存对于减缓气候变化的重要性将取决于多种因素，包括为部署该方案提供金融激励，还取决于是否能够成功地管理封存的危险。本书包括经过 IPCC 各国政府代表通过的决策者摘要和技术摘要。

《IPCC 关于二氧化碳捕获和封存的特别报告》为环境科学、地质、工程及石油和天然气行业的研究人员、政府和环境组织的决策者、工业部门的科学家和工程师们提供了宝贵的信息。

政府间气候变化专门委员会（IPCC）由世界气象组织和联合国环境规划署（UNEP）联合创建。IPCC 提供权威性气候变化科学信息的国际评估。本报告是 IPCC 应联合国气候变化框架公约的邀请编写的。

特别报告的全文由剑桥大学出版社（<http://www.cambridge.org>）出版，它的电子版可通过 IPCC 秘书处的网站（<http://www.ipcc.ch>）下载，也可向 IPCC 秘书处索取光盘。本书包括该报告的决策者摘要和技术摘要。