



中国碳捕集与封存 示范和推广路线图研究

2015年11月

中国碳捕集与封存 示范和推广路线图研究

2015年11月



政府间组织3.0版知识共享许可协议 (CC BY 3.0 IGO)

©2015亚洲开发银行

6 ADB Avenue, Mandaluyong City, 1550 Metro Manila, Philippines (菲律宾马尼拉)

电话: +63 2 632 4444 传真: +63 2 636 2444

网址: www.adb.org; openaccess.adb.org

保留部分版权。2015年出版。

在菲律宾印刷。

ISBN 978-92-9257-374-4 (Print), 978-92-9257-375-1 (e-ISBN)

出版物库存编号RPT167948-2

图书在版编目数据

亚洲开发银行

中国碳捕集与封存示范和推广路线图研究

菲律宾曼达卢永市: 亚洲开发银行, 2015年。

1. 碳捕集与封存。

2. 中华人民共和国。

I. 亚洲开发银行。

本出版物中所述为作者个人观点, 并不代表亚洲开发银行(亚行)、亚行理事会或其所代表政府的观点和政策。

亚行不担保本出版物中所含数据的准确性, 而且对使用这些数据所产生的后果不承担责任。本出版物中提及具体公司或厂商产品并不意味着亚行认为其优于未被提及的同类公司或厂商产品, 并予以认可或推荐。

在本出版物中指称或引用某个特定版图或地理区域时, 或使用“国家”一词时, 不代表亚行意图对该版图或区域的法律地位或其他地位做出任何评判。

本出版物采用“政府间组织3.0版知识共享许可协议”(CC BY 3.0 IGO) <https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/>。使用该出版物中的内容即表示同意遵守上述许可协议的条款, 以及亚行开放存取数据库(openaccess.adb.org/termsfuse)的使用条款。

本知识共享协议(“CC协议”)不适用于本出版物中非亚行版权的资料。如果相关资料另有来源, 请联系该资料的版权所有人或出版人获得复制许可。亚行对因使用此类资料所产生的任何索赔不承担责任。

署名——注明资料来源为亚行, 并确保包含以下所有信息: 作者。出版年份。资料标题。©亚洲开发银行[和(或)出版人]。

<https://openaccess.adb.org>。使用本出版物应遵守协议CC BY 3.0 IGO。

翻译——如需翻译本出版物, 应附加以下声明:

英文原版由亚洲开发银行出版, 标题为[标题] © [出版年份] 亚洲开发银行。版权所有。翻译质量及其与原文的一致性由[译者]承担。本出版物的英文原版是唯一的官方文本。

改编——如需改编本出版物, 应附加以下声明:

改编自原著©亚洲开发银行[年份]。文中所述为作者个人观点, 并不代表亚洲开发银行(亚行)、亚行理事会或其所代表的政府的观点和政策。亚行不认可或保证本出版物中数据的准确性, 亦不承担因使用这些数据而产生的任何后果。

如对本出版物内容有任何疑问或建议, 或希望就不适用于上述条款的预期用途获得版权许可, 或申请亚行标识的使用许可, 请联系OARsupport@adb.org或publications@adb.org。

注:

(1) 在本出版物中, “\$”表示美元。

(2) 亚行承认“中国”为“中华人民共和国”。

目录

鸣谢	v
前言	vi
关键信息	x
中国碳捕集与封存示范和推广路线图	xii
缩略语	xiv
一、介绍	1
二、碳捕集与封存: 对中国不可或缺的关键气候变化减缓技术	2
三、十三五规划期间为碳捕集与封存示范项目做好准备	5
(一) 中国碳捕集与封存技术研发与中试情况	5
(二) 煤化工行业: 实现低成本早期示范的捷径	6
(三) CO ₂ 利用之强化驱油	7
(四) 碳捕集与封存示范的封存潜力和优先地区	7
(五) 潜在的早期示范机会	8
(六) CCS预留—CCS改造的捷径	9
四、加强示范、创新和知识分享以克服早期的各种挑战	10
五、循序渐进推进碳捕集、利用和封存技术	15
(一) 对十三五规划的建议	15
(二) 扩张阶段的建议 (2020-2030)	19
(三) 商业化阶段建议 (2030-2050)	20
(四) 下一步行动建议	20
附录	21
参考文献	65

译文声明

为扩大读者范围, 特将本出版物由英文翻译为中文。亚洲开发银行(亚行) 尽力确保翻译的准确性。但英语是亚行的官方语言, 因此, 本出版物的英文原版是唯一合法的(即官方的和经授权的) 文本。任何对本出版物内容的引用, 必须以其英文原版内容为准。

图表

图1	中国碳捕集与封存示范和部署路线图	xii
图2	中国涉及若干气候情景CO ₂ 轨迹 - C-GEM模型	3
图3	运营中或在建和在审批煤化工工厂CO ₂ 预计排放量	6
图A1	中国CO ₂ 排放源和封存槽地的优先地点	22
图A2	鄂尔多斯盆地潜在的早期项目机会	24
图A4.1	一体化碳捕集与封存项目公共-私营部门风险分担协议	36
图A4.2	CO ₂ -EOR对于具备碳捕集和封存设施的整体煤气化联合循环技术的平准化电力成本的潜在影响	37
图A4.3	以替代发电技术确定CCS的基准点	37
图A4.4	以12个月平均区域公布的合同价交易范围确定基准	38
图A4.5	中国具备碳捕集和封存设施电厂平准化电力成本的演变	38
图A4.6	一体化碳捕集与封存项目公共-私营部门风险分担协议	44
图A4.7	高级项目筛选过程概览	47
图A4.8	早期阶段首批碳捕集与封存说明性进度表	50

表

表A.1	中国优先盆地和封存地的对应关系	23
表A2.1	中国鄂尔多斯盆地碳捕集、利用和封存示范项目早期机会	25
表A2.2	中国燃煤发电行业CCUS示范项目的早期机会	25
表A4.1	碳捕集与封存项目构建、支持及筛选的建议汇总	32
表A4.2	碳捕集和封存厂房参考技术参数一览表	34
表A4.3	运输和封存成本	34
表A4.4	基础案例融资情景	35
表A4.5	各合约方之间的风险分配情况	43

文本框

文本框A4.1	澳大利亚的可再生能源机构	46
文本框A4.2	与煤炭利用近零排放项目二期合作相补充	49
文本框A5	中国燃煤发电行业先行示范项目: CO ₂ 购销协议模板结构和通用内容	57
文本框A6.1	不同国家为支持碳捕集与封存开发和推广制定的政策和法规类型	61
文本框A6.2	提供了英国支持碳捕集与封存政策框架的案例研究, 可以作为较好的实践案例。	63

鸣谢

碳捕集与封存示范和部署路线图 (Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment) 项目是由中华人民共和国 (中国) 国家发展和改革委员会 (国家发改委) 牵头、亚洲开发银行 (亚行) 提供支持以及由亚行碳捕集与封存基金 (Carbon Capture and Storage Fund) 共同融资的项目。¹

金红光 (中国科学院)、安东尼·伍德 (曾经为克林顿气候变化倡议工作) 以及安妮卡·赛乐尔女士 (亚行) 率领编辑小组撰写了本报告。另外, 李高 (国家发改委) 和阿绍克·巴嘎哇 (亚行) 也为编写提供了鼎力战略指导使得路线图编制工作得以顺利完成。

本报告根据一些背景文件撰写, 同时小组成员也提供了其他有用信息, 小组成员包括詹姆斯·贝尔德 (曾经为克林顿气候变化倡议工作)、格雷戈里·库克 (Carbon Counts)、萨拉·福布斯 (世界资源研究所, World Resources Institute)、高林 (中国科学院)、安德鲁·明切纳 (国际能源署清洁煤中心)、里亚希 (国际应用系统分析研究所)、宋永臣 (大连理工大学)、王白羽 (中国社会科学院)、王灿 (清华大学)、胥蕊娜 (清华大学)、张九天 (《中国21世纪议程》管理中心) 以及张希良 (清华大学)。

路线图的制定还从大量的利益相关方的评述中受益匪浅, 其中包括陈健 (清华大学)、李胜 (中国科学院)、高瑞民 (延长石油集团研究所)、姜大霖 (神华集团)、李永亮 (中国石油和化学工业联合会)、林千果 (华北电力大学)、刘兰翠 (中国环境保护部)、刘强 (国家应对气候变化战略研究和国际合作中心)、马丽 (国家应对气候变化战略研究和国际合作中心)、聂立功 (神华集团)、庞忠和 (中国科学院)、彭勃 (中国石油大学)、秦积舜 (中国石油勘探开发研究院)、沈平平 (中国石油勘探开发研究院)、苏文斌 (中国华能集团)、佟义英 (大唐国际发电股份有限公司)、魏宁 (中国科学院)、许世森 (中国华能集团)、姚强 (清华大学)、曾荣树 (中国科学院)、张建 (中国石化胜利油田) 和赵莹 (大唐国际发电股份有限公司)。

中国华能集团、加拿大萨斯喀彻温省电力公司 (SaskPower)、神华集团、胜利油田以及延长油田慷慨地将他们碳捕集与封存试点项目的照片提供给编辑小组以供读者分享。

凯瑟琳·米利亚姆·欧佐阿 (亚行) 在项目管理方面提供了重要支持; 玛丽·安·阿西克和彼得·菲登负责技术编辑; 布莱恩·特诺里奥为制图和排版提供了支持。

¹ 由亚行进行管理、全球碳捕集与封存研究所 (Global Carbon Capture and Storage Institute) 以及英国政府出资。

前言

在保持经济可持续增长与能源供给、环境和气候变化等制约因素之间寻求平衡是亚太地区许多发展中国家要面对的一项普遍而艰巨的挑战。这一挑战的艰巨性对于还严重依赖化石燃料的大型经济体来说更是有过之而无不及。中华人民共和国(中国)作为世界上最大的能源消费国,其90%的能源来自于化石燃料;为了沿着生态文明的发展方向实现持续的繁荣和社会发展以及生态安全的目标,中国肩负着将其能源结构转变成低排放和低碳的艰巨任务。

中国目前采取了诸多广受认可的行动,从而有望使其二氧化碳(CO₂)排放到2030年时达到峰值。中国目前的政策重心集中在提高能效、大力发展可再生能源以及提高低碳、低排放天然气和核能在能源结构中的比例。然而,在过去25年中一直作为中国经济增长支柱的煤炭仍旧占据其能源消费的三分之二以上,相比之下,全球平均水平只有24%。煤炭不仅是最富碳的化石燃料,排放大量的CO₂,同时也是中国大部分地区空气质量下降的主要罪魁祸首。

中国“新常态”的经济增长模式更加注重环境友好的高质量增长,这也引起了是否继续使用煤炭的争论。然而,在未来20~25年中,预计仍然能有大量的煤基电厂和工厂的增量需求。即使这些新建工厂的能效尽可能的高,排放尽可能低,但它们仍将排放大量的CO₂。为此,当务之急是及时示范和部署碳捕集与封存(CCS)技术,因为目前只有CCS技术是接近商业规模的能够减排高达90%CO₂的。

在此背景下,为了促进CCS技术在中国的示范与部署,自2009年以来,亚洲发展银行(亚行)一直通过一系列技术援助项目在现有的低碳事业计划中协助中国政府分析各种问题,确定CCS技术在现有低碳战略中的角色,同时为克服关键障碍和示范项目筹备加强能力建设。本报告所描述的碳捕集与封存示范和部署路线图是上述分析工作的直接成果,并为实现这些成果目标提供了一条包括务实和有针对性的政策行动的途径。路线图指明了十三五期间(2016-2020)的碳捕集与封存示范的低成本机会。但我们同时也认识到仍有许多关键障碍需要克服,包括能耗过大、成本过高、认知和现实的技术风险以及脆弱的CO₂购销协议机制,为此,路线图设计了一种大规模低成本CCUS示范与技术研发创新并行的双轨式路径,以此克服高能耗与高成本障碍。

减缓气候变化需要一整套强健高效的低碳技术组合以应对新的挑战。根据我们的评估,碳捕集与封存(或碳捕集、利用和封存,CCUS)是该技术组合不可或缺的部分。在全球碳捕集与封存研究所(Global CCS Institute)和英国政府的资助下,亚行创立了碳捕集与封存基金以帮助发展中成员国为碳捕集与封存示范做好准备。我相信,本路线图将成为在中国推进碳捕集与封存技术的务实且可靠的方法。我重申,亚行将会为此目的在传播更多知识开发更多创新型融资方面继续做出努力。

亚洲开发银行东亚局
东亚局局长
小西步(Ayumi Konishi)

前言

“十三五”（2016-2020年）是中国建全面成小康社会的关键时期，也是中国积极响应对气候变化、推进绿色、低碳发展的重要时期。

大范围连续雾霾天气持续困扰中国大部分地区，引起公众的广泛关注，由此凸显了积极应对气候变化和追求绿色低碳发展的必要性。中国政府清醒地意识到气候变化所带来的各种问题，并于2014年5月颁布了《2014-2015年节能、减排和低碳发展行动计划》，致力于到2014年实现降低4%的单位GDP的CO₂减排和到2015年降低3.5%的目标。中国《2014-2020年国家应对气候变化规划》于2014年9月颁布，确定了应对气候变化的指导原则、主要目标、发展蓝图、关键指标和政策方向。

《中国应对气候变化政策和行动》2014年年度报告阐述了在以下诸方面开展的工作：（1）调整产业结构、节能和提高能效、优化能源结构、控制非能源活动排放以及增加碳汇；（2）在基础设施、水资源、沿海地区、生态系统和公共卫生等领域力求适应气候变化；（3）开发低碳试点项目；和（4）通过促进气候变化相关立法、加强应对气候变化的科学支持以及稳健建立相关统计和会计制度进行能力建设。

十一五计划期间，中国政府为了扭转碳密集型增长的模式，在提高能效、控制温室气体排放、调整国家产业结构、节能、优化能源结构、增加碳汇、适应气候变化以及加强能力建设等方面付出了艰巨的努力。展望2020年，为达到碳排放强度（单位GDPCO₂排量）比2005年降低40%~45%以及将可再生能源的比例提高至15%的目标，中国政府制定了雄心勃勃的计划。

为了实现上述目标,中国继续与国际组织和多边金融机构积极合作。从2012年起,国家发改委气候变司与亚行紧密合作实施了经周密制定的《中国碳捕集与封存(CCS)实施和部署路线图》项目。在没有CCS示范与部署的国家计划的情况下,项目提出的《中国碳捕集与封存(CCS)实施和部署路线图》对技术、法律、金融和公共参与等问题的解决方案进行了勾勒,这些解决方案的实施对于CCS技术从早期示范过度到大规模商业推广将是必需的。为制定本路线图,我们从《中国21世纪议程》管理中心、中国科学院、清华大学以及大连理工大学聘用了一些国内最知名的气候变化、经济模型、碳捕集与封存技术、CO₂-强化驱油技术等方面的专家。而且,国内专家得到了国际专家团队的支持,后者的责任是分享构建路线图以及推广碳捕集与封存技术的全方位的国际经验。

路线图就中国对该项创新技术的准备情况以及大规模推广该技术(以达到近期、本中期和研究远期的优先减排目标)的紧迫性,为决策者提供了科学的信息咨询。作为一份实用性很强的报告,该路线图研究提出了“十三五规划”期间和2020年以后在中国分阶段实施碳捕集与封存的具体行动方案。

该路线图力研究图成为一份有生命力的成果,建议将定期更新以包含新的技术创新并反映新的发展。中方对亚行就路线图的制定给予的鼎力支持深表感谢,并欢迎亚行继续对碳捕集与封存的发展提供帮助。

国家发展和改革委员会
应对气候变化司
李高副司长

关键信息

- **碳捕集与封存 (CCS) 对于高效减缓气候变化至关重要。**中国的经济高度依赖煤炭，尽管近期国家尽最大努力限制其在能源结构中的比例但在可预见的未来煤炭仍旧将是主导能源。目前，碳捕集与封存是唯一能够大幅（可达90%）减排电力与工业CO₂排放的技术。如果不采用碳捕集与封存技术，达到国家减缓气候变化远期目标的整体成本将会上升25%。另外，碳捕集与封存也是煤炭密集型产业（如煤化工、钢铁、水泥和炼油厂）减排二氧化碳(CO₂)的唯一选择。当前，在中国开展碳捕集与封存的早期示范将使在未来10~15年对碳捕集与封存进行及时高效的推广成为可能。
- **中国可以从国际经验受益匪浅。**国际碳捕集与封存路线图与我们享有一个共同愿景，即：在未来10-15年中加快碳捕集与封存技术的发展和部署。诸如像澳大利亚、加拿大、挪威、英国和美国这样的国家都已提出了支持碳捕集与封存示范的具体计划与政策。目前，国际上有14个大型碳捕集与封存项目正在运行，9个在建。这22个项目每年总共可以减排约4,000万吨CO₂，这些早期项目为中国学习如何规划和建设大规模示范工程提供了宝贵的知识分享与实践经验。
- **中国特有的低成本碳捕集与封存示范机会。**在过去的10年中，通过研发、建设试点项目以及广泛的国际合作，中国在碳捕集与封存各个环节开展了能力建设，从而为建设大型碳捕集与封存示范项目做好了准备。更重要的是，中国广大的煤化工产业具有低成本捕集CO₂（低于20美元每吨）的可能。而其中许多煤炭密集型工厂恰恰位于适宜采用CO₂—提高石油采收率（CO₂-EOR）技术的油田附近。CO₂—提高原油采收率技术既能够封存CO₂储存，又能够增产石油，从而为碳捕集与封存项目提供经济收益。可以说，中国具有低成本示范碳捕集与封存的特有条件。
- **在缺乏针对性支持的情况下，碳捕集与封存示范面临严峻挑战。**碳捕集与封存是一项复杂但成熟的技术，其在石油和天然气行业商业化运行已有数十年。从大型工厂和电厂捕集CO₂的过高的增量投资与额外能耗，以及缺乏可靠的将CO₂运输/封存到适宜场地（如枯竭油气田）的购销协议，是拖延或阻碍在中国和世界其他地方开展碳捕集与封存示范的关键障碍。如果没有足够高的碳价和针对性的激励措施来补偿过高的增量投资与额外能耗，就很难形成碳捕集与封存的经济驱动力。更广泛的碳捕集与封存示范的确可以大幅减少投资，降低能耗，但是早期的示范项目不可避免地需要经济支持、扶持政策以及适当的监管框架以应对相关的风险。

- **当前石油价格低迷可能暂时对CO₂强化驱油减少刺激和鼓励,但中国的CO₂-提高原油采收率的基本动力仍旧强劲。**近期石油价格的急剧下降可能对CO₂的购销价格产生直接的影响,而这样的购销价格可能是任何石油生产商愿意对CO₂强化驱油付出的价格。一般来讲,石油生产商付出大约每吨原油价格的四分之一以换取注入CO₂。然而,中国进口比其石油消费一半还多的石油,而且其大约70%的国内石油生产来自9大油田,这些油田技术成熟但正面临或将面临减产的局面。在有些油田,用水驱法维持油产量水平不再奏效。因而,引进CO₂强化驱油技术已成为维持油田经济生存力必然选择。要在这些油田部署CO₂提高原油采收率技术,有必要进行早期示范和试点测试。然而,为了克服在当前石油价格低迷情况下缺乏利益驱动情况,中国政府不但需要采取刺激措施鼓励各行业捕集和运输CO₂,而且还需要石油企业开展CO₂强化驱油的技术。
- **循序渐进地推进碳捕集与封存示范和部署十分必要。**通过首先推广低成本示范(以煤化工为源,EOR油田为汇),本路线图提出了一种循序渐进的方式来克服上述早期挑战。这种方式将验证CO₂购销协议的可行性,同时为各方提供应用CCS所迫切需要的信心。同时,加强新技术研发,包括在燃煤电厂适当开展示范活动,将降低捕集成本,提供新视野和新经验,进而激励低成本捕集技术的进一步研发。我们期望到2025年,这样一种加速示范与加强研发并重的方式能够为2030年以后更广泛的部署具有成本竞争力的碳捕集与封存技术铺平道路。

图 1.中国碳捕集与封存示范和部署路线图

中国碳捕集与封存示范和部署路线图



CCS = 碳捕集与封存, CCUS = 碳捕集、利用和封存, CO₂ 二氧化碳
 CO₂-EOR = 二氧化碳-提高原油采收率, GtCO₂ = 十亿吨二氧化碳
 CCS-Ready = 碳捕集与封存预留.

实施碳捕集和封存路线图 的关键性政策举措

2015-2020

- 在“十三五规划”中纳入如下目标：通过碳捕集、利用和封存 (CCUS) 减排1,000~2,000万吨二氧化碳，并通过EOR增产3,000万桶原油。
- 颁布碳捕集、利用和封存扶持政策，包括 (1) 碳捕集与封存预留政策 (CCS-Ready)；(2) 二氧化碳-提高原油采收率政策；和 (3) 标准的二氧化碳购销协议。
- 实施推进碳捕集、利用和封存示范计划，包括 (1) 对碳源与碳汇双方捕集或封存的单位二氧化碳给予固定补贴；(2) 减免应用二氧化碳—提高原油采收率技术的石油公司的税负；和 (3) 对处于最后投资决策阶段的项目给予资金补助。
- 将现有环保法规的适用范围明确地扩展至碳捕集、利用和封存项目及其审批程序。
- 通过有针对性的计划加强公众 (对CCS的) 认知。
- 对第一代碳捕集与封存示范计划进行评估，调整战略方针，落实支撑措施。

2021-2030

- 提出第二代碳捕集、利用和封存技术发展目标。
- 针对煤化工行业的CCUS项目，推出更多市场化的激励措施，如碳税、二氧化碳排放限额等。
- 推出针对燃煤发电厂CCUS项目的激励计划。
- 碳捕集和封存综合性监管框架到位。

2030以后

- 强化在燃煤发电领域推广碳捕集、利用和封存技术的经济激励措施。

路线图行动

2015-2020

- A** 在煤化工领域筛选并实施5~10个大型CCUS项目。同时考虑到燃煤发电厂具有最大的技术应用潜力，筛选并实施1~3个大规模示范项目以克服技术障碍等问题。
- B** 第一代燃煤电厂碳捕集技术成本大幅下降。
- C** 在内蒙、宁夏、陕西、新疆等地区规划的燃煤发电厂CCS项目，同时建设捕集预留电厂。

2021-2030

- D** 第二代燃煤电厂碳捕集技术成本大幅下降。
- E** 在煤化工行业实现商业化部署，同时进入大范围推广的示范阶段。

2030以后

- F** 捕集成本下降伴随碳价上升到一定水平，从而触发大规模碳捕集和封存应用

G 碳捕集和封存部署路径预测

碳捕集和封存技术的推广具有高度不确定性，其进展取决于 (1) 成本下降的程度；(2) 与其他低碳技术 (如核能和可再生能源) 的成本竞争；和 (3) 捕集效率增益。

碳捕集和封存部署路径预计将累计减排 (1) 到2020年，10~20 MtCO₂；(2) 到2030年，160 MtCO₂；以及 (3) 到2050年，15 GtCO₂的二氧化碳。

缩略语

ADB	-	亚洲开发银行
CCS	-	碳捕集与封存
CEP	-	当前政策
CNY	-	元
CO ₂	-	二氧化碳
CO ₂ -EOR	-	二氧化碳-提高石油采收率 (二氧化碳强化驱油)
EOR	-	提高石油采收率
FEED	-	前端工程设计 (预可研)
GtCO ₂	-	十亿吨二氧化碳
GW	-	100万千瓦
GCCSI	-	全球碳捕集和封存研究院
IGCC	-	整体煤气化联合循环电厂
km	-	公里
LCOE	-	平准化发电成本
Mt二氧化碳	-	百万吨二氧化碳
NDRC	-	国家发展和改革委员会
NH ₃	-	氨
PRC	-	中华人民共和国
RD&D	-	研发和示范
t	-	吨
US	-	美国

注：本报告中，“\$”指美元。



图片来源：中国华能集团

中国华能集团中国首个整体煤气化联合循环电厂



一、介绍

1. 根据政府间气候变化专门委员会 (Intergovernmental Panel on Climate Change) (第一工作小组) 第五次评估报告, 人类对气候系统的影响是显而易见的 (政府间气候变化专门委员会 2013)。迄今为止, 化石燃料燃烧中二氧化碳(CO₂)排放占据温室气体排放的最大份额。中国是世界上最大的能源消费国和最大的CO₂排放国, 中国加大力度控制其日益增长的CO₂排放对于全球减缓气候变化的工作至关重要。
2. 针对其设定的到2030年CO₂排放达到峰值的目标, 中国政府目前正致力于低碳能源结构转变。然而, 考虑到煤炭对中国能源供应安全的支柱性作用, 预计煤炭仍将在能源结构中长期占据较大份额。因此, 如果中国要在当前减排目标的基础上更进一步, 那么从煤基工业生产和发电行业中减排CO₂排就是关键, 而碳捕集与封存是目前唯一能够实现这种减排的技术手段。
3. 多方研究表明, 要取得长期高效的CO₂减排效果, 碳捕集与封存是一系列技术组合中不可或缺的部分。然而, 各方也意识到, 诸多认知与现实风险和障碍正在阻碍碳捕集与封存示范和部署工作的展开, 最终可能使减排目标难以实现。
4. 自从“第十个五年计划(2005-2010)”以来, 中国政府在碳捕集与封存技术研发领域持续投入了30多亿元。目前, 超过9座中试项目正在运行, 多座大规模示范正处于不同的项目进程中。虽然已经发布了多个各有侧重的碳捕集与封存路线图, 但国家碳捕集与封存示范和部署计划还有待制定。
5. 本碳捕集与封存路线图研究力图在早期示范、分步推进、和国家减排目标之间建立清晰的链接, 具有如下特点:
 - (i) 可操作且科学性强: 该路线图建立在详实的对CCS技术、经济状况与发展步伐以及CCS相关基础设施的评估的基础上;
 - (ii) 综合全面: 其整合了贯穿工业界和政府的气候变化战略目标、减排目标以及技术创新潜力;
 - (iii) 灵活: 对国内国外、技术和政策的不确定性可做出响应; 和
 - (iv) 覆盖面广: 该路线图涵盖了推广CCS技术所必需的科研、技术开发、工程示范的规划与目标, 并绘制了关键利益相关方的利益关系图。

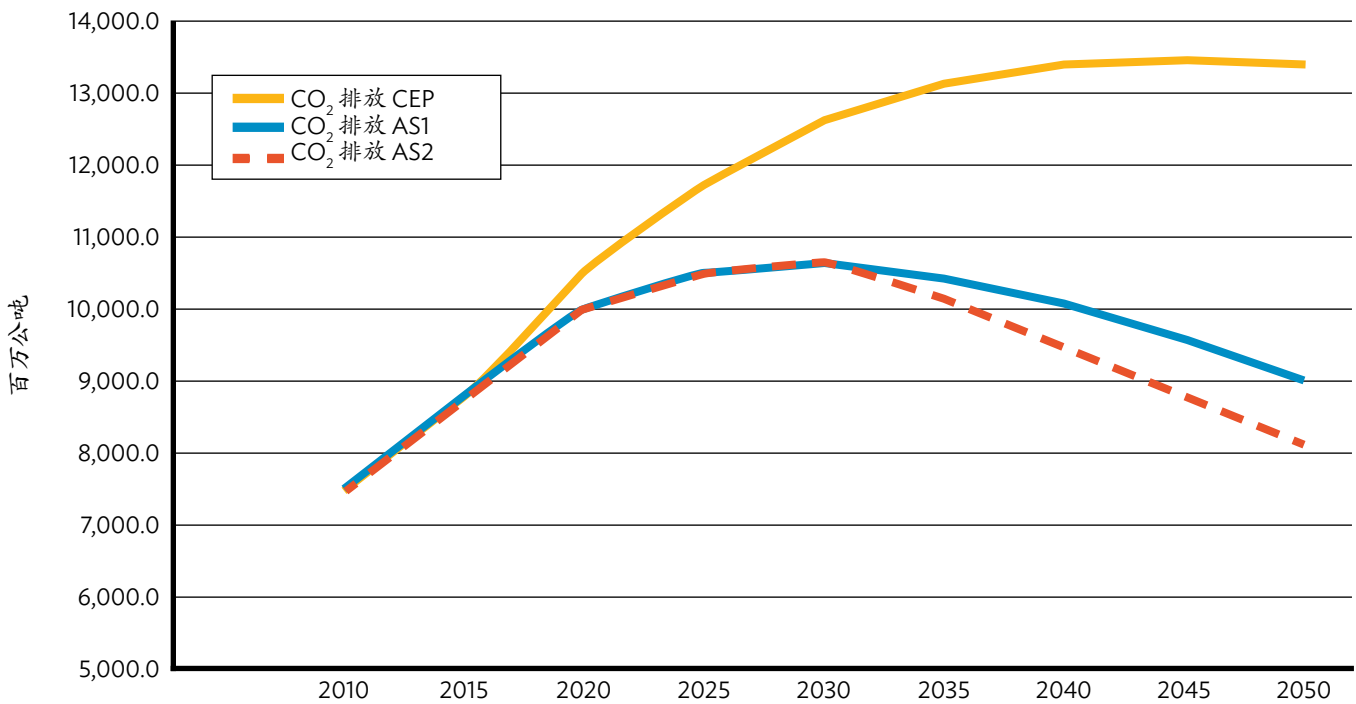
二、碳捕集与封存: 对中国不可或缺的关键气候变化减缓技术

6. 鉴于中国政府对减缓气候变化做出的承诺, 在高耗煤的发电和工业领域开展碳捕集与封存早期示范显然是顺理成章的。自2006年以来, 中国在提高可再生能源份额、提高能效、淘汰了超过7,000万千瓦的小型落后电厂和缩减能源密集产业产能等方面取得了重大进展。自2006年以来, 随着经济持续增长, 煤炭消耗增加了44%, 到2013年已达24亿吨标煤, 相当于全世界煤碳消耗量的一半。相应的, 同期CO₂排放量增长了约34%, 到2010年达到了8.3亿吨 (GtCO₂) (世界银行2014)。
7. 由于价格低廉、储量丰富且分布广泛, 煤炭仍然是中国保障能源供应安全的支柱, 从而在能源结构继续占据主导地位。化石燃料燃烧占中国CO₂排量的80%以上, 其中煤炭占75%。中国装机容量的70%为燃煤发电机组, 80%的发电量来自于煤炭。尽管中国是世界上最大的太阳能和风力发电市场而且天然气的使用正迅猛增长, 但预计中期发电用燃料的构成只会发生渐进的微小变化。预计到2030年, 煤电装机将会从目前的8亿千瓦增加到大约12.5亿千瓦。如果不采用碳捕集与封存技术, 这将是 中国乃至全世界CO₂排量的最大增量。
8. 本路线图研究通过经济模型来评估CCS在中国减缓气候变化战略中的角色。基于CO₂ 排量在2030年到达峰值的假设, 两个替代情景与当前政策 (CEP) 情景进行了对比。当前政策情景意味着单位GDP碳排放强度从2016年到2050年每年下降3%。替代情景1 (AS1) 假设碳排放强度从2016年到2050年每年减少4%, 而替代情景2 (AS2) 假设碳排放强度在2016至2030年间每年减少4%, 而在2031-2050年期间每年减少4.5%。显然, AS2 情景的减排强度最高, 可以用来分析碳捕集与封存技术在电力行业的推广程度。
9. 图1显示了各个情境中的CO₂排放趋势。在当前政策情景中, CO₂排放保持持续的快速增长 (尽管较过去而言增长率更平缓) 并将于2050年达到峰值, 大约13.4 GtCO₂每年。在两种替代情景中 (AS1和AS2), 预计到2030年, 与能源相关的CO₂排量将达到峰值即10.6 GtCO₂。从长期看, 到2050年时, 两种情景将分别到达9.0 GtCO₂和8.1 GtCO₂的CO₂排放水平。

2 使用的是两种互补模型-一般均衡模型的清华大学的C-GEM 模型和一种技术详尽的能源系统优化的自下而上模型, 即国际应用系统分析研究所的MESSAGE模型。一般均衡模型用来确定气候变化减缓工作的宏观影响; 能源系统优化模型用来确定在各个能源子领域应用CCS的具体影响。注意本报告中CCUS发电的潜力主要基于C-GEM 模型的估算。煤液化/化工领域的CCUS的额外潜力基于IIASA MESSAGE模型。

10. 分析表明, 要从当前政策情景转变为两个替代情景中的任何一个, 碳捕集与封存技术都将发挥至关重要的减排作用。我们借助C-GEM模型预测了碳捕集与封存在发电领域的减排量, 同时, 借助能源系统优化模型—MESSAGE预测了在煤化工、石化和其他工业领域的CO₂减排量。预计到2030年, 碳捕集与封存每年将贡献大约4,000万吨CO₂ (MtCO₂) 减排量, 主要集中在煤化工领域。到2040和2050年, 电力领域的碳捕集与封存将分别贡献高达每年238 MtCO₂和1428 Mt CO₂的减排量。预计采用碳捕集与封存技术的燃煤电厂的份额将在2040年到达6%而在2050年达到56%。另外, 估计碳捕集、利用和封存在煤化工领域的减排潜力将在2040年达到大约200MtCO₂每年, 在2050年达到大约900Mt CO₂每年。结合CO₂强化驱油, 煤化工行业贡献的减排潜力甚至可能实现比图2所示的减排水平更低的情景。

图 2. 基于C-GEM模型的中国减排情景 -



CCS = 碳捕集与封存, CO₂ = 二氧化碳, GtCO₂ = 十亿吨二氧化碳
资料来源: 亚行 (2014b)

11. 技术推广程度具有高度不确定性并将取决于 (1) 取得技术创新和成本下降的程度, 尤其是到2020年; 与其他低碳技术 (如核能和可再生能源) 的成本竞争; 和 (3) 捕集效率增益。

照片来源：中国神华集团



神华集团10万吨/年CCS示范项目的等比例模型

12. 经济模型分析的关键结论包括：(1) 碳捕集与封存是中国高效CO₂减排战略的关键技术途径之一；(2) 十三五计划期间开展早期示范有助于以后CCS技术的学习效应，而且(3) 碳捕集与封存技术在煤化工与电力领域的减排潜力巨大，而在其他工业领域，如水泥，钢铁等，潜力相对较少。

三、十三五计划期间为碳捕集与封存示范项目做好准备

13. 下面所述为中国CCS的准备情况、早期示范项目的筛选标准以及降低示范项目成本和风险的建议

(一) 中国碳捕集与封存技术研发与中试情况

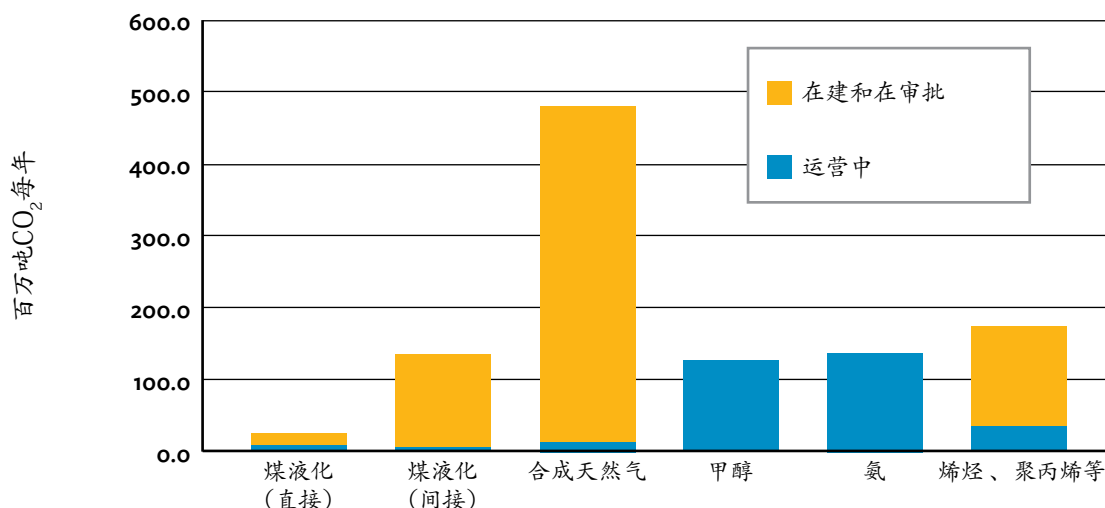
14. 自2008年以来,中国政府已经投入了30多亿元开展CCS技术研发。早期碳捕集与封存示范项目对于验证技术、解答政府、工业界以及公众所关心的问题、尤其是加强能力建设以降低成本都至关重要。自第十个五年计划(2001-2005)以来,中国政府便一直致力于碳捕集与封存技术研发和示范活动。主要集中在减排潜力评估、CO₂捕集技术、CO₂强化驱油和地质封存以及CO₂转化与利用技术等方面。基于国家科学技术计划的对碳捕集与封存试点项目的投资一直以来是中国国内唯一的融资支持机制。
15. 截至2014年,9个主要集中在电力和煤化工领域的试点项目正在运作,其中几个10万吨规模的项目是在近几年建设的。10万吨每年盐水层封存示范项目以及4万吨每年燃煤电厂捕集结合强化驱油的示范项目目前正在推进。
16. 为了研发具有自主知识产权的技术,几个业界合作伙伴关系已经建立起来。神华集团就富氧燃烧技术与一些大学、研究机构和技术与设备供应商展开了合作;中国华能集团建立了燃烧前捕集的合作研发网络;中国石油和其他油企正携手共同推进强化驱油技术的发展。2014年8月,包括中国华能集团和中国石油在内的关键利益相关方共同成立了碳捕集与封存技术产业联盟。
17. 最终,在碳捕集与封存的各个技术环节以及相关政策与法律法规方面的能力得到了建设和加强。为了保持当前的发展势头,有必要确定并建设商业规模的示范项目,从而:
- (i) 建立包括流程整合与优化在内的碳捕集与封存技术示范,其规模大到能够为接下来的全商业规模项目提供信心;
 - (ii) 证明碳捕集与封存技术有效且安全,由此树立公众信心;以及
 - (iii) 加快技术研发,以期在商业阶段实现成本下降。
18. 数个商业规模的示范项目目前进展各异(GCCSI 2014)。基于公开的信息,附录1给出了一份潜在的煤基示范项目清单,其中包括数个大规模集成项目。其他项目规模较小,但也有可能得到国家发改委和亚行的共同支持。

3 通过国家基础研究(973)和国家高新技术研究与发展(836)计划,以及国家科学技术支持计划和其他科学项目。

(二) 煤化工行业: 实现低成本早期示范的捷径

19. 煤化工工业对于中国保障能源供应安全具有重要的战略意义, 但其碳排放与环境代价远高于燃煤电厂。以在中国广泛应用的煤制天然气工艺为例, 如果来自于煤炭的合成天然气发电, 其全生命周期的CO₂排放要比燃煤发电的排放高出 36%~82% (杨和杰克逊, 2013)。煤基交通运输燃料的CO₂排放量是常规原油提炼的液体或气体燃料排放量的两倍到三倍。
20. 煤化工行业是中国非常重要的工业领域。以煤气化为源头, 主要生产氨、甲醇、烯烃以及合成天然气。2013年, 中国大约有170~200座电力行业之外的煤气化厂在运行或在建, 每年排放大约300 MtCO₂。预计到2020年, 这一数据将超过1 GtCO₂/年。值得强调的是, 煤制天然气的排放将达到每年500 MtCO₂。通常煤化工厂的规模都比较大, 每个工厂的年度CO₂排放从0.5 MtCO₂到2 MtCO₂以上不等。中国大多数煤化工项目都位于中西部地区, 包括新疆维吾尔自治区和内蒙古自治区以及宁夏回族自治区、陕西和山西等省。

图 3. 中国运行、在建和在审批的煤化工厂的CO₂预计排放量



资料来源: 中国石油和化学工业联合会, 亚行 (2014d)

21. 煤化工行业为低成本碳捕集与封存技术提供了难得的机会。煤化工生产工艺中CO₂通常 need 被分离出来, 从而产生高浓度、高压的CO₂。这些CO₂只需稍微提纯和压缩液化, 就可以被运走封存。这种情况下, 碳捕集与封存的增量成本和运行成本都比较低: 投资成本增加1%~1.3%, 压缩能耗带来的运行成本增加约7.5%~8%。煤制甲醇的案例表明 (1) 即使碳价低至50元/吨, 项目仍可盈利; (2) 如果煤化工厂捕集与强化驱油合作, 只要油企给出合理的CO₂收购价格 (比如100元每吨), 那么CCS的整体成本可以接近于零。

(三) CO₂利用之强化驱油

22. 众所周知, 通过将CO₂注入枯竭油井来提高采收率是可行的, 该技术被称为CO₂强化驱油技术。由于大部分注入的CO₂可以与大气永久隔离, 该方法是世界上公认的减排CO₂的有效途径。从工业排放源捕集CO₂、液化并将其运输到油田强化驱油的工艺组合通常被称为碳捕集、利用和封存 (CCUS) 技术。
23. CO₂-强化驱油技术能够利用原油增产的收益抵消一部分CCS技术的全环节成本。该技术主要在美国已应用达30年, 在这期间, 超过1 GtCO₂被地质封存 (GCCSI 2013)。由于在国内有中试项目, 以及在北美有海上作业经验, 中国国家石油公司对CO₂强化驱油技术并不陌生。当然, 在美国广泛运用的CO₂强化驱油技术需要适应中国的地质特征。
24. CO₂强化驱油项目的经济可行性主要取决于CO₂购入成本与原油增产收益的平衡。CO₂强化驱油这类项目的一个突出优势是其风险通常低于新勘探项目。通常项目初期即可确认可以增产的油藏储量, 而在项目整个生命期内, CO₂强化驱油所增产的原油都可以提供持续的现金流 (GCCSI 2013)。

(四) 碳捕集与封存示范的封存潜力和优先地区

25. 迄今为止, 对于中国的CO₂地质封存潜力的评估仍没有明确结论, 原因是缺乏 (1) 统一的评估模型和标准化的评估方法; (2) 综合全面的数据; 以及 (3) 地下地质特征数据的完整性。由于采用了不同容量和质量的方法和数据集, 诸多研究的结论各不相同。然而, 学术界已达成一个共识, 即中国的地质封存潜力能够满足近期、中期和长期封存的要求, 具体情形表述如下。
26. 近中期, 预计CO₂强化驱油将是主要的封存方式; 中长期, 盐水层封存则是主力。本路线图对中国的23个主要陆上盆地和9个主要近海盆地的盐水层、以及油气田的封存潜力进行了评估。当考虑结构封存与溶解封存时, 陆上盐水层的封存潜力估计为1,300 GtCO₂, 近海盐水层的封存潜力为573 GtCO₂, 总的封存潜力大约为1,900 GtCO₂。中国的含油和含气盆地可划分为14个主要区域, 包括216个油田。根据Shen、Liao和Liu (2009) 的研究, 陆上油藏的CO₂理论封存潜力为3.78 GtCO₂, 其中有效封存能力为大约2 GtCO₂ (Shen、Liao和Liu 2009; Shen 2010)。Sun和Chen (2012) 估计中国800米深度以上的陆上油藏的理论封存潜力大约为5 GtCO₂。Liu等 (2012) 估计气田的理论封存潜力为30 GtCO₂。

27. 预计到2030年, CO₂累计封存量将达到160 MtCO₂, 2050年则将达15 GtCO₂。可以说, 目前油气田特别是盐水层的封存潜力大大超过了CCS技术推广的预测水平, 封存潜力不会成为限制CCS技术推广的瓶颈。当然, 评估结果也表明中期封存的主要方式必须转向盐水层。由于这些封存技术目前还处于研发初期, 加之示范颇为费时, 因此应尽快开始工程试验。附录1显示了中国东部、东北部和北部的煤化工工厂, 以及优先的CO₂排放源及汇的地理位置。

(五) 潜在的早期示范机会

28. 如前所述, 中国首个碳捕集、利用和封存示范项目应该是煤化工与CO₂强化驱油相结合的项目。此类项目应该满足如下标准:
- (i) 具有高浓度CO₂排放源的大规模煤化工工艺, CO₂排放量每年不少于10万吨, 最好接近或超过100万吨;
 - (ii) 能够验证CO₂强化驱油技术的可行性;
 - (iii) 源/汇距离足够近以保证运输的经济性; 并且
 - (iv) 设计并实施一套综合性监测与核实计划以确保注入CO₂的封存有效性。
29. 考虑到电力行业是CCS技术应用潜力最大的领域, 已做好准备且临近可靠的CO₂强化驱油场地的项目应该列入优先示范清单。其他应考虑的因素包括较低的捕集成本以及可靠的项目业主。
30. 作为路线图实施的一部分, 我们基于公开信息对开发中的碳捕集与封存示范项目进行了筛选, 给出了如附录2所示的初步的入围项目名单。评估主要关注低成本机会, 包括了若干煤化工项目, 而且所有项目都部分或全部采用了CO₂-强化驱油技术。附录2还显示了鄂尔多斯盆地入围项目的地理位置。该盆地不仅具有大量的潜在封存场地, 而且建有能提供充足的高浓度CO₂源的大型能源与化工基地。
31. 作为早期示范的机会之一, 神华集团与中石油的合作项目格外引人注目。该项目拟从煤化工工厂捕集CO₂以供在鄂尔多斯地区的一个油田进行强化驱油。这两家大型国企与中国石油和化学工业联合会 (Chemical Industry Federation) 签署了三方协议, 以在2014/2015年开展对小规模中试项目的预可研, 以及每年100万到200万吨项目的深入可行性研究。该项目还将评估覆盖整个鄂尔多斯油田的省内CO₂运输管网的可行性, 该管网每年将可以吸纳甘肃、宁夏和山西的燃煤电厂以及煤化工工厂排放的500~1000万吨CO₂。

(六) CCS预留-CCS改造的捷径

32. 预计到2030年, 随着电力需求的增长, 中国总装机容量有望增加至约23亿千瓦, 其中燃煤火电将提供12亿千瓦, 或占总装机容量增加的一半。这些新增装机大都要在未来5~10年中建成。虽然这些新建电厂将是世界上容量最大和效率最高的电厂, 但另一方面, 这些新增装机带来的技术锁定效应将使中国难以摆脱高碳增长的模式, 最终导致CO₂排放量的快速增长。为了未来的CO₂捕集改造, 新建电厂必需按照特定标准设计, 且与封存场地就近选址。否则, 当未来未减排的燃煤电厂被禁止运行时, 这些新建电厂会有成为不良资产的风险。考虑到未来技术发展和气候政策的不确定性, CCS预留能够避免类似风险, 并使得CCS技术发展的步伐和时间更加灵活。



MISSING CAPTION

33. 目前中国新建燃煤电厂的重点地区正转移到西北和西部省份，集中在新疆、内蒙古和宁夏，总装机容量达到6,800万千瓦。为了将这些电力输送到东部地区，国家电网将投资5,000亿美元以建成世界上最大的特高压电网。所有这些电厂的锅炉规模大且设计标准相同，并且可以建在优良封存场地的周边，上述因素使得这些电厂成为CCS预留技术的理想选择。附录3包括一份在中国推进CCS预留技术的政策简报，概述CCS预留的依据、所面临的挑战以及具体建议。

四、加强示范、创新和知识分享以克服早期的各种挑战

34. 即使在目前这样的技术发展初期，碳捕集与封存技术的碳减排成本也能够与其他低碳技术（如太阳能光伏发电和海上风力发电等）竞争。而且未来通过示范可以大幅降低CCS的成本。然而，虽然碳捕集与封存的单元技术（捕集、运输和封存）并不复杂，但将所有单元集成为完整的技术链则是一件非常棘手的任务。每个碳捕集与封存项目都是高度资本密集型的，并且要面临政策、技术、融资和商业方面的诸多挑战。
35. 政策与法规问题。国家发改委、国家能源局、科学与技术部、环保部、国土资源部和工业和信息化部都在不同阶段对碳捕集、利用和封存的发展起到了推动作用。然而，促进碳捕集与封存示范的综合性国家计划、政策或监管框架并未建立。
- (i) 中国缺少碳捕集与封存项目的官方审批程序。火力发电、油气管道和油气田开发的审批程序与CCS项目审批程序类似，可以作为参考。有报道说，火电厂开始建设前大约需要50个批文或许可。预计关于CCS项目的封存、批文与许可也将牵涉广泛，而且需要根据不同的封存类型、所属省份以及技术参数分别验证。如果中央政府能够牵头首个项目的核准程序并建立一个统一的审批流程，将会有力推进早期示范项目的实施。
 - (ii) 目前仍然缺乏针对碳捕集、利用和封存技术的明确法规和环境保护的相关标准。为了维护公众利益和保护环境，需要这类法规与标准来规范CCS项目的运行并明确其多方面的可靠性。未来大规模推广碳捕集、利用和封存技术就更需要出台具体的标准来规范封存地选址、封存地分级、环境影响评价和长期可靠性评估。例如，通过有针对性地修订现有法律（涉及环境影响评价的要求与标准等）可以解决碳捕集与封存的具体问题。与其他国家分享建立碳捕集与封存政策框架的知识和经验对推进中国的法律法规建设也十分重要。
 - (iii) 目前国际上已经有多种途径解决碳捕集与封存项目的责任归属问题。责任归属问题牵涉到责任转移、某些预期责任（如封井与后期监督）以及或有责任（如环境影响、排放权成本以及CO₂泄漏的补救成本）。一些国家（特别是美国）采取接管早期示范项目的长期责任的方式来解决这一问题。这种权衡的方式在构架监管需求时很有必要，否则过度监管将成为早期大规模碳捕集、利用和封存项目的障碍。
 - (iv) 目前关于碳捕集与封存的公众宣传或讨论很少，普及碳捕集与封存基础知识的行动也很有限。目前还没有有关碳捕集与封存项目的信息公开和公众参与的具体法规。这类法规缺失可能导致在碳捕集与封存项目的公开听证或其他活动中，公众态度冷漠以及公众参与度低。缺乏良好的沟通还可能引发对碳捕集与封存项目的强烈反对，正如在德国、荷兰和美国已经发生的一样。

36. 虽然CO₂捕集技术在石化行业的天然气开采工艺中已经成熟且可靠地应用多年,但还没有在电力和其他工业领域进行更广泛的商业规模示范。迄今为止,燃煤发电领域只有一个已经运行的大规模碳捕集与封存项目,预计2016年会有其他项目在美国投入运行。中国CO₂捕集技术方向的选择将取决于若干因素,包括经济性、可持续性、可靠性以及技术与知识产权转移的可能性。
37. 经济和财务因素包括当前成本和未来成本降低的潜力。成本过高是早期示范和部署阶段的一个主要挑战。
- (i) CCS的成本问题包括项目前期的投资成本增加以及额外能耗与水耗引起的运行成本上升。基于中国国情,本路线图分析了第一代备选捕集技术对平准化电成本(LCOE)的影响。结果表明1)采用碳捕集与封存的燃煤电厂的平准化电成本可以和太阳能光伏发电或海上风力发电相媲美,而且2)与CO₂-强化驱油相结合的模式更具竞争力。
 - (ii) 除非开展更广泛的示范并持续提高技术水平,否则CCS技术成本的不可能下降。此外,与目前使用的第一代技术相比,未来第二代碳捕集技术的深入研发也会大幅度降低投资成本与额外能耗,国际合作与知识共享可加快这一进程。
 - (iii) 碳捕集与封存示范项目必须克服投资成本上升与运行成本增加和缺少额外收益造成的商业可行性不足的问题。理论上,将CO₂作为工业原料或用来强化驱油,或出售碳排放权(在存在排放权交易市场的情况下),都可以为项目带来额外收益。需要注意的是,其他CO₂利用方式,如果无法将CO₂与大气环境永久隔离,则不是碳捕集与封存。迄今为止,在中国既没有碳市场,也未形成碳价。任何CO₂供应方与使用方之间的商务合作都需要单独谈判。另外,国家碳市场仍处于发展阶段。对于早期示范项目,商业可行性不足的问题需要由政府提供财政和融资支持来克服。附录4给出了财政和融资手段支持的适当组合方案。
 - (iv) 从金融家角度来看,碳捕集与封存项目是高风险项目,具有明显的技术、法律法规以及市场风险。调查显示,上述风险可能会导致融资条件恶化,引起平准化发电成本上升75%以上。政府应该协助先行项目规避风险以推进碳捕集与封存示范。附录4给出了政府在制定风险分担机制时应该扮演的角色。

38. 可持续性问题的主要指环境安全问题，以及碳捕集技术的耗能与耗水问题，还有伴生的额外的污染物排放问题。
- (i) CO₂封存的长期安全与完整性取决于封存场地的泄漏风险，与之相关的地质封存安全与环境影响分成两大类（政府间气候变化专门委员会，2005），即：CO₂泄漏到大气中所产生的全球性影响与本地环境和安全影响。大规模泄漏会抵消碳捕集、利用和封存作为减排手段的有效性和可持续性。目前对地质封存安全和泄漏问题的研究已经广泛开展，研究结果有助于确定主要潜在泄漏路径、危害以及泄漏机制。
 - (ii) 碳捕集与封存的另一挑战是水耗问题。近期的研究认为，由于1) 水需求量的增加；2) 水供给量有限；以及3) 污染造成的水质恶化，水资源短缺可能是未来10~15年中国面临的最大挑战（Zhang and Crooks 2012）。中国西北和西部地区的水资源短缺尤为严重。火电厂的冷却水耗量本来就很大，而碳捕集技术又增加了冷却水需求。为此，诸如风冷这种能够降低水耗的替代型冷却技术将成为研发重点。
 - (iii) 国际上已经有诸多文献分析了碳捕集与封存对当地空气污染的影响，结论是：
 - 1) 采用碳捕集与封存技术的电厂的排放因子更低，悬浮颗粒物（PM₁₀）排放将降低大约50%；2) 氮氧化物（NO_x）和二氧化硫（SO₂）排放可以显著降低，这是因为他们几乎不会被捕集溶剂吸收，相应的碳捕集与封存工艺内部的潜在腐蚀问题需要避免；3) 氨（NH₃）排放是唯一的（相对于不采用碳捕集与封存技术的电厂而言）可预见的直接排放量的增加的污染物。然而，与当前农业领域的氨排放水平相比，这部分排放增量可以忽略。
39. 可靠性问题牵涉到对相关技术成熟度的评估，以及伴随技术推广的挑战与风险，比如既要适应当前的燃煤发电技术，又要为未来的技术发展留出扩展空间。第一代碳捕集技术包括燃烧前捕集、富氧燃烧和燃烧后捕集。尽管在一些小规模工业应用的情境中可这些技术可以实现商业化，但其当前的技术水平还不足以在火电行业大规模推广。目前，上述三类碳捕集技术都有实现商业化的机会。这三类技术没有明显的优劣，简单介绍如下。
- (i) 燃烧后捕集技术使用诸如胺类的化学溶剂从尾部烟气中分离CO₂，属于成熟的商业化技术。然而，该技术的电厂示范还未完成，并且属于高耗能技术。最近刚刚建成的边界大坝项目即采用该技术，有望为在燃煤电厂应用该技术提供宝贵的实践经验。
 - (ii) 富氧燃烧指在富氧的再循环烟气中燃烧燃料。该技术直接产生高浓度的CO₂且无需捕集工艺流程。富氧燃烧技术主要针对燃煤电厂，仍然处于研发阶段。预计今后几年，英国将建设一座大规模富氧燃烧电厂。
 - (iii) 燃烧前捕集是将碳氢燃料部分转化为氢和一氧化碳的混合物（或合成气）随后利用水煤气变换反应生成燃烧用的氢和待分离的CO₂。与燃烧后捕集技术相比，使用燃烧前捕集技术的整体煤气化联合循环（IGCC）电厂的捕集成本更低，但该技术不适合改造现有电厂。采用该技术的美国肯珀县整体煤气化联合循环项目预计在2016年投入运行，有望验证该技术的可行性。预计在中长期，该碳捕集技术将会伴随多联产技术在中国的广泛应用而得到推广。



照片来源：陕西延长石油集团

40. 技术转让与知识产权。碳捕集与封存工艺链包括不同技术的结合。大多数碳捕集与封存相关的技术专利所有人都在发达国家，他们认为，建立技术转让机制是碳捕集与封存技术在中国成功商业推广并迅速降低成本的关键动力 (Liu and Liang 2011)。国家发改委也强调了知识转让的重要性 (国家发改委, 2013)。对于成功的技术转让程序而言，需要建立针对知识产权所有人的融资机制和规则。为了降低第一代和第二代技术的成本，国际合作尤为重要。

延长石油公司CO₂强化驱油 (CO₂-EOR) 示范项目

胜利油田CO₂-EOR试点项目
CO₂注入井

照片来源：中国石化胜利油田



五、循序渐进推进碳捕集、利用和封存技术

41. 分析表明, 在中国广泛地商业推广碳捕集、利用和封存技术要经过10~15年。为实现这一目标, 开展大规模碳捕集与封存示范是问题的关键所在。
42. 本路线图包含三个发展阶段: 近期—涵盖“十三五规划”; 中期—涵盖2020年至2030年; 远期—2030年之后。路线图实现了技术发展策略和研发路径建议与务实的政策与法律法规建议相协调。以下内容为各发展阶段提供了关键目标、发展策略和配套政策建议: (1) “十三五a规划(2016-2020)”;
- (2) 扩张期(2020-2030); 以及(3) 商业化阶段(2030-2050)。
43. 为引导碳捕集、利用和封存技术的实施, 本线路图具有如下特点:
- (i) 长期战略与清晰务实的近期行动相结合, 触发碳捕集、利用和封存示范在十三五期间启动;
 - (ii) 自下而上评估示范规模扩大前的准备情况; 认识到近期示范取得成功与否将对中远期示范开展起到至关重要的作用。
 - (iii) 保障中国在低碳、低污染发展道路上能够灵活选择燃料种类;
 - (iv) 追求实用性, 力图帮助这项复杂技术循序渐进地克服发展初期的障碍, 并随着未来技术发展的进程不断改进完善; 而且
 - (v) 提出了具体的减排目标, 即2020年时实现累计封存10~20MtCO₂、到2030年160 MtCO₂以及到2050年15GtCO₂的目标。
44. 落实本线路图的总成本取决于示范项目的类型与规模, 以及对其他低碳技术发展的设定。建设10个煤化工与强化驱油相结合的大规模示范项目的累计成本预计从零到60亿元不等, 累计封存100 MtCO₂。如果每个项目平均捕集90%的CO₂排放, 到2030年, 电力领域的累计封存大约为95 Mt CO₂, 平均成本大约在150元每吨。假设电价反映的是边际生产成本, 那么此类部署对电价的影响可以忽略。

(一) 对十三五计划的建议

45. 将碳捕集、利用和封存技术纳入低碳技术组合并设置针对性目标。碳捕集、利用和封存技术应该整合到低碳技术组合中。通过设定目标引导, 中国已经成功地推进了可再生能源利用和节能技术的发展。十三五计划期间, 建议在煤化工领域开展5~10项碳捕集、利用和封存示范, 在发电领域落实1~3项, 累计封存10~20 MtCO₂的同时增产3,000~6,000万桶原油。

46. 优先开展低成本捕集与CO₂-EOR相结合的早期示范。早期低成本捕集重要性不言而喻。煤化工与CO₂-EOR结合的示范项目应优先推进。此外，从2017年起，应要求新建煤化工工厂评估其开展碳捕集、利用和封存示范的可行性。应该密切关注（已证实的）CO₂-EOR封存地周边的大型高效燃煤电厂，一旦可行，这些电厂应结合CO₂-EOR开展适度的CCS示范，换言之，鼓励电厂灵活积极地尝试50万吨/年以上规模的碳捕集、利用与封存技术。
47. 选定和设置优先试点地区。中国东北的鄂尔多斯盆地和松辽盆地、西北的准格尔盆地以及西部的塔里木盆地都有适于CO₂强化驱油的油田，因此，上述地区是理想的候选区。这些地区还集中了大量煤化工工厂，可以低成本捕集CO₂并以低廉的价格供应CO₂。通过有计划地设置上述地区为优先区域，可以有效推进碳捕集、利用和封存项目的示范进程。
48. 制定并推行CO₂强化驱油的相关政策。政府应发布CO₂-强化驱油的相关政策并制定标准的CO₂购销协议以促进CO₂强化驱油项目的推广。具体的扶持政策也应出台。本路线图附录5包括一份具体的CO₂强化驱油的政策简报。
49. 制定并推行碳捕集和封存预留的相关政策。碳捕集和封存预留政策可以为碳捕集与封存在电力领域的示范和推广铺平道路。具体政策建议简报见附录3。关键性建议如下：
 - (i) 政府应制定碳捕集和封存预留原则。广东省在建的大型碳捕集和封存预留示范项目可以为原则和标准的制定和完善提供基础；
 - (ii) 应要求新建电厂的可行性研究报告涵盖碳捕集和封存预留评估的内容，并由国家发改委全权审核和批准；
 - (iii) 建议政府重点考虑如下问题，而非要求所有电厂在近期就实现碳捕集和封存预留：
 - (a) 待建的大型煤电基地，比如新疆，应实现捕集预留，并在准噶尔或塔里木盆地周边（200公里内）选址，以备后期完成碳捕集和封存改造；
 - (b) 在已知封存场地200公里范围内的新规划超临界和超超临界燃煤电厂应实现碳捕集和封存预留。
50. 为示范项目的先行者提供财政和融资支持。像许多其他正在开展碳捕集和封存示范项目的国家一样，中国需要为先行者提供财政和融资支持以帮助他们克服经济障碍。随着项目的增多，成本会下降，风险状况会改善，需要的直接支持就会变少。附录4给出了如何构建商业模式以及财政和融资扶持措施的具体说明。对于将在十三五计划期间开工或完工的项目，建议如下：
 - (i) 为项目前期可行性评估提供赠款支持。早期项目（即便采用了CO₂-强化驱油技术）的前期工程设计的费用可高达数千万美元，政府应从国际金融机构（如亚行）为代表性项目寻求赠款支持。
 - (ii) 为国际金融机构出资提供贷款担保。中国政府应通过提供贷款担保支持示范项目的先行者，并协助他们从多边发展银行获得低成本融资。由于需要大量的增量投资（通常仅捕集设备就需5亿美元），政府应允许大额优惠贷款或由国际金融机构和中国国家开发银行（China Development Bank）共同融资。

- (iii) 减免CO₂捕集方的税收。减免增值税和所得税有效地推进了中国可再生能源的发展, 这些措施应扩展到碳捕集和封存项目。
 - (iv) 通过碳价固定机制提供融资支持以弥补商业可行性不足, 获得一些确定的收益。例如在碳银行模式的基础上签订合同, 无论CO₂是否实现驱油或封存, 都付款给CO₂捕集方; 或与强化驱油运营商签订独立协议以鼓励他们利用CO₂。
 - (v) 将CO₂强化驱油增产的原油视为非传统能源。CO₂强化驱油项目应享有政府为其他新型清洁能源(如页岩气或煤层气)提供的补贴。
 - (vi) 参照CO₂封存的支出给予支持。在当前阶段, 政府应依据有效封存量向早期项目提供融资支持。如果封存每吨CO₂的支出在100~120元, 那么政府的资金支持应该在每吨60~70元。
 - (vii) 通过公私风险分担的机制有选择地提供金融风险担保, 如附录4所述。
51. 规范早期示范项目筛选的程序。建议中国政府成立独立的专家组, 与项目开发合作收集项目信息, 以根据项目筛选原则评估(使用主要项目筛选标准)项目可行性。健全而透明的筛选程序能够给出入围项目名单, 进而选出更有吸引力的项目进入前端工程设计阶段。前端工程设计结束, 如果其结果可接受并能够给出融资计划, 中国政府就可以对值得投资且可以跟进的示范项目做出明智的决策。附录4描述了所建议的项目筛选程序。
52. 制定CO₂封存的责任框架。对于早期示范项目, 政府能够承担项目关闭后的责任风险。未来可以采取更复杂的机制, 比如通过对封存的CO₂征税作为保险金, 来应对可能的泄漏风险。

53. 支持开展地质封存能力评估。CO₂封存地的地质勘测工作费钱、耗时且具有很高风险，即便勘探取得成功，收益也无法保证。同时，为使CO₂地质封存相对于其他低碳技术形成成本竞争力，纯封存地的业主作为场地操作员而获得的回报将很低。如此低的回报与封存地勘测的高成本和高风险不相匹配。显然，对封存地的业主而言，其商业投资模式与油气开采投资的模式应完全不同，因为对后者来说，前期的勘探成本及风险能够由商品出售带来的高额利润所补偿。综上所述，建议政府在十三五计划期间开展全面的CO₂封存地勘测工作，以便为第二阶段提供足够的封存能力。
54. 进一步加强新技术研发和示范。持续加强对新技术研发和示范的支持力度以取得突破。近期的焦点应集中在碳捕集和封存技术的研发和示范，尤其是电力领域。从长远来看，电力领域的碳捕集和封存有潜力获得最低成本。研究体制应促进技术研发和示范、直接投资、碳捕集和封存专项公益信托基金（类似于针对清洁发展机制的国际碳捕集和封存公益信托基金）以及国际合作。
55. 采用监督、报告、量化与核实的关键性标准和规范。应建立合适的温室气体计量规则以精确核算采用CO₂-EOR技术的碳捕集、利用和封存项目所贡献的减排量。原则上，这些计量规则应同样适用于“纯”封存项目以确保公平。中国作为联合主席，参与了基于ISO/TC 265的碳捕集、利用和封存国际标准的制定，并做出了有关国家标准和环境监测的公告。接下来需要尽力推进上述标准和规则的使用。在成为强制性标准之前，可以先在中试和示范项目试用。尽管应实行环境监管措施，但在2020年之前，出于鼓励先行者的考虑，对未能实现永久封存的项目，政府可能不会给予惩罚。
56. 增强公众意识与公众参与。应在本地社区和高中开展有关碳捕集、利用和封存的益处与风险的教育。政府应该要求每个接受政府支持的示范项目为提高公众意识做出贡献。
57. 构建清晰的机构合作体系。需要对相关监管部门的角色和职责做出明确说明，而且还需要尽早明确碳捕集和封存项目的核准条件以便项目开发人员形成项目概念。建议将碳捕集和封存法规与现有的项目核准程序相结合以避免额外的行政负担。

(二) 扩张阶段的建议 (2020~2030)

58. 关注商业示范项目以及具有推广潜力的碳捕集和封存技术的商业化进程以尽快降低成本。考虑到电力行业中碳捕集、利用和封存技术的长期应用潜力，政府应主导建设15~20个百万吨级燃煤电厂CCS示范项目。对于电力行业的早期示范项目，政府应给予包括财政补贴在内的支持政策，比如电价补贴、资源税减免、差价合约(CfD)等。⁴ 中国政府、项目业主以及包括亚行在内的国际金融机构可以联合筹款，新兴的排放权交易拍卖也能够给予支持。与扶持太阳能和风能发电技术一样，可以将少数项目的增量成本分散到整个电力系统。
59. 推进CO₂管道基础设施建设。随着中国进入“十四五规划”，CO₂公共运输管道有助于缓解(源/汇)协调问题并促进形成聚集型碳捕集、利用和封存项目群。政府应考虑推进和资助CO₂管网建设。管网运营商应该独立运营，通过标准购销协议，CO₂捕集方可以开放性接入管网。这种方式有助于加强投资者信心、形成规模效应并提高CO₂供应商和油田的运营灵活性。与这种方法类似，为支持大型风电项目而建设的高压传输线在中国收效良好。CO₂管网运营商既可以是国有独资企业，也可以是公私合营企业。
60. 加强法规建设和政策扶持。在“十四五”和“十五五”规划期间，CCS项目和CO₂强化驱油运行的相关法规、扶持政策和技术标准需要进一步细化。需要建立更全面的政策框架以鼓励燃煤电厂捕集CO₂，从而实现更大规模的减排。在这个阶段，以下条款和政策较为适当：
- (i) 在初期已经实施的技术和管理标准；
 - (ii) 激励政策，如电价补贴、税收减免和碳捕集和封存专项公益信托基金（重点发展国内碳捕集与封存信托基金）、加入排放权交易体系、固定价格政策、贷款担保、国际合作以及碳捕集与封存认证体系；
 - (iii) 政府和碳捕集与封存项目管理部门应该及时公开碳捕集与封存项目的基本信息以加强公众参与，并建立公众参与平台。
61. 加强项目关闭后封存场地的管理。针对早期示范项目，在CO₂强化驱油结束运行之后，应建立规范以解决场地废弃和地下CO₂的长期监测问题。应该有明确的油气藏监测机制和井况要求，特别是针对CO₂强化驱油，包括CO₂封存的背景值。必须明晰油气藏中CO₂封存的管辖责任，包括中央与地方政府之间以及各政府机构之间(环保和发展相关的部委)的权责问题。

4 在CfD中，发电机制造商以基础商业价格销售产品(例如，电)；政府对该价格和预先约定的水平的差额进行承保。如果商业价额上升到预先约定水平以上，这一安排的契约结构可允许政府收到返利。

62. 继续支持研发和示范。到2030年, 主要目标是通过技术创新和推广降低成本。能耗应大幅下降(有望降到5%以下), 并且CCS技术在低排放情境中具备能够大范围推广的商业竞争力。新技术, 如化学链和多联产等, 届时将具备商业可行性。
63. 碳捕集、利用和封存路线图的更新。作为一份有生命力的文件, 我们将参照未来全球和中国CCS的实际进展情况, 在2019年针对十四五计划, 在2024年针对十五五计划, 对路线图进行更新。

(三) 商业化阶段建议(2030-2050)

64. 预计全球经济形式和统一的气候变化政策, 如排放权交易机制, 将推动碳捕集、利用和封存以及所有低碳技术的商业推广。政府需要监督并解决所有妨碍技术有效和高效推广的市场失灵或障碍。

(四) 下一步行动

65. 本路线图为中国政策制定者建议了一条前行之路, 以帮助中国凭借碳捕集与封存技术以最低成本实现其减缓气候变化的长期目标。尽可能广泛地与利益相关方进行沟通可以确保路线图获得支持和采纳。与任何其他路线图一样, 下一步行动总比后续步骤更为清晰和具体。路线图给出了长期愿景并指明了长期发展方向。具体的政策行动需要适应随时出现的新情况, 同时纳入新信息和已知的经验教训。
66. 就本路线图, 下一步行动建议如下:
 - (i) 发布本路线图并向各利益相关方广泛传播, 以动员他们支持路线图的实施。
 - (ii) 发起与政策制定者的讨论以获得对关键结果和建议的认可, 并将其纳入中国气候变化政策框架。
 - (iii) 在本路线图建议的政策框架内, 为最近的早期示范项目和以后的大规模推广设定适当的目标。
 - (iv) 启动遴选程序, 开始筛选准备好进入前端工程设计的早期示范项目。
 - (v) 基于本路线图提供的信息, 结合当前现实的政策环境, 制定政策和法律法规框架。该框架需包括推进CO₂强化驱油发展的措施, 以及需要判断有没有必要从“十三五规划”伊始就要求新建电厂实现碳捕集与封存预留。
 - (vi) 学习国际经验(附录6)

附录

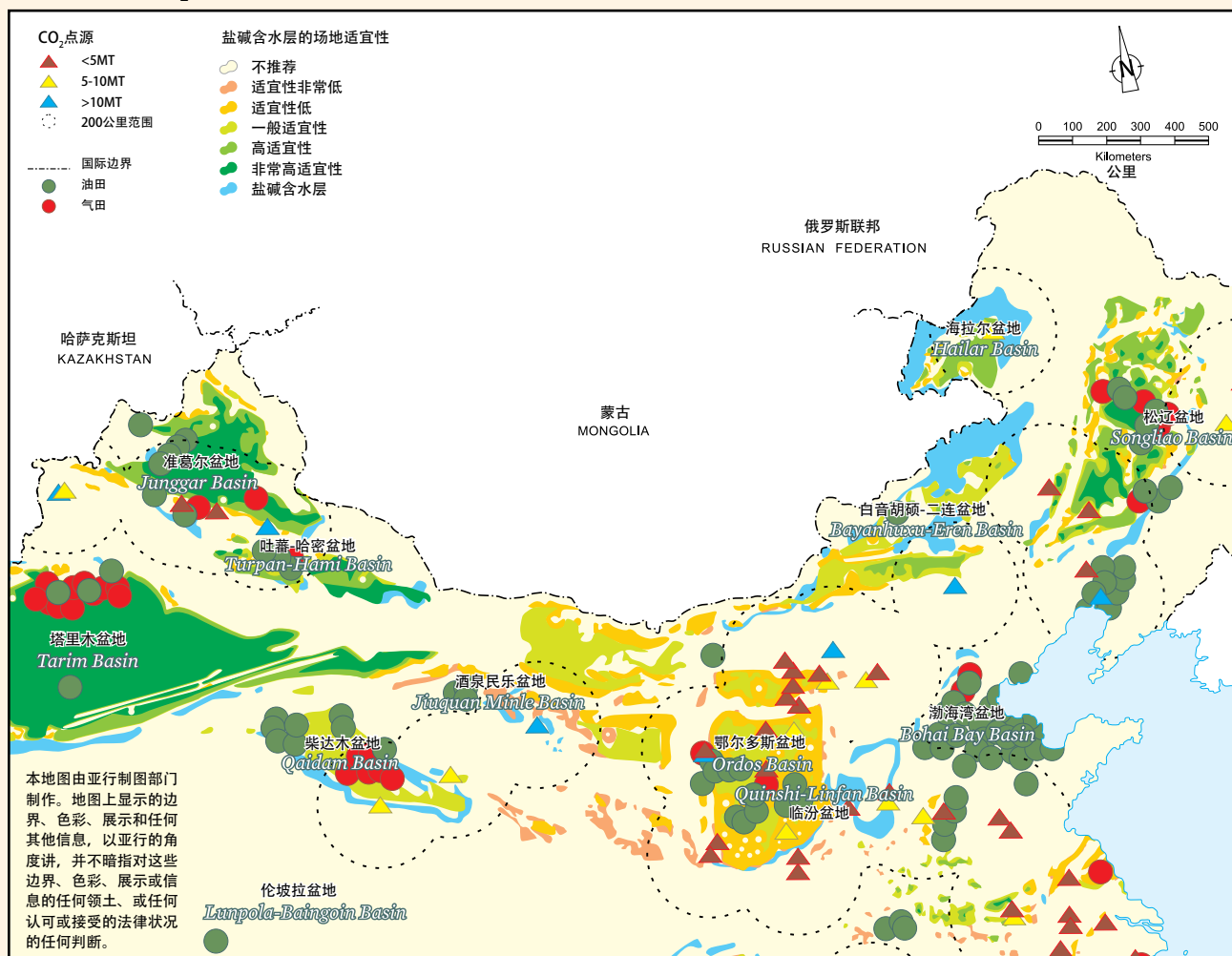
附录 1	中国CO ₂ 排放源和封存地的优先地点	22
附录 2	中国潜在碳捕集、利用和封存项目的早期机会	24
附录 3	碳捕集与封存 (CCS)—推进中国未来碳捕集与封存部署的准备政策	26
附录 4	为推动中国碳捕集与封存项目早期先行示范的有效金融支持措施、商业构建和项目筛选	32
附录 5	通过CO ₂ 强化驱油 (CO ₂ -EOR) 在中国推行碳捕集、利用和封存技术 (CCUS)	52
附录 6	学习国际经验	61

附录 1

中国CO₂排放源和封存汇的优先地区

1. 煤化工工厂已广泛存在于中国东部、东北部、以及北部地区。随着行业布局的不断合理化，新建的超大容量站点将选址在中国北部、西北部以及西部地区，特别是内蒙古自治区，宁夏、陕西和新疆自治区。在近中期内，这些地区将建立多处重要的工业基地存在强化驱油的巨大机会。
2. 与此同时，在这些地区也可能建设部分大型燃煤电厂，从而弥补三大环境敏感地区（京津冀地区、长江三角洲地区和珠江三角洲地区）燃煤电厂关停所带来的影响。此举将为碳捕集、利用和封存示范项目及项目群的建设创造发展机会。图A.1标明了大规模CO₂排放点源的地理分布情况，其中，现有的和规划中的煤化工工厂和发电厂均位于上述重点封存地周边200公里范围以内。

图A 1. 中国CO₂排放源和封存地的优先地点



资料来源：亚行2014d。

3. 根据排放源—封存地的对应情况可知,约60%的高纯度大型排放点源都位于重点封存地200公里范围以内。表A.1列出5个优先考虑地区,我们建议中国应该选择这些省区作为先行示范省区。

表 A.1: 中国优先盆地和封存地的对应关系

优先地区	封存地
鄂尔多斯盆地 ^a	长庆油田
渤海湾盆地 ^b	冀东, 胜利油田
松辽盆地	辽河油田
江苏—南黄海盆地南部地区	江苏油田
新疆地区	青海, 塔里木, 吐哈油田

^a 陕西榆林, 已列入计划, 在陆上石油和天然气储层进行封存, 每年200-300万吨; 宁夏, 已列入计划, 每年200万吨, 提高原油采收率; 鄂尔多斯盆地盐碱含水层封存。

^b 胜利油田, 提高原油采收率的主要存储选择。

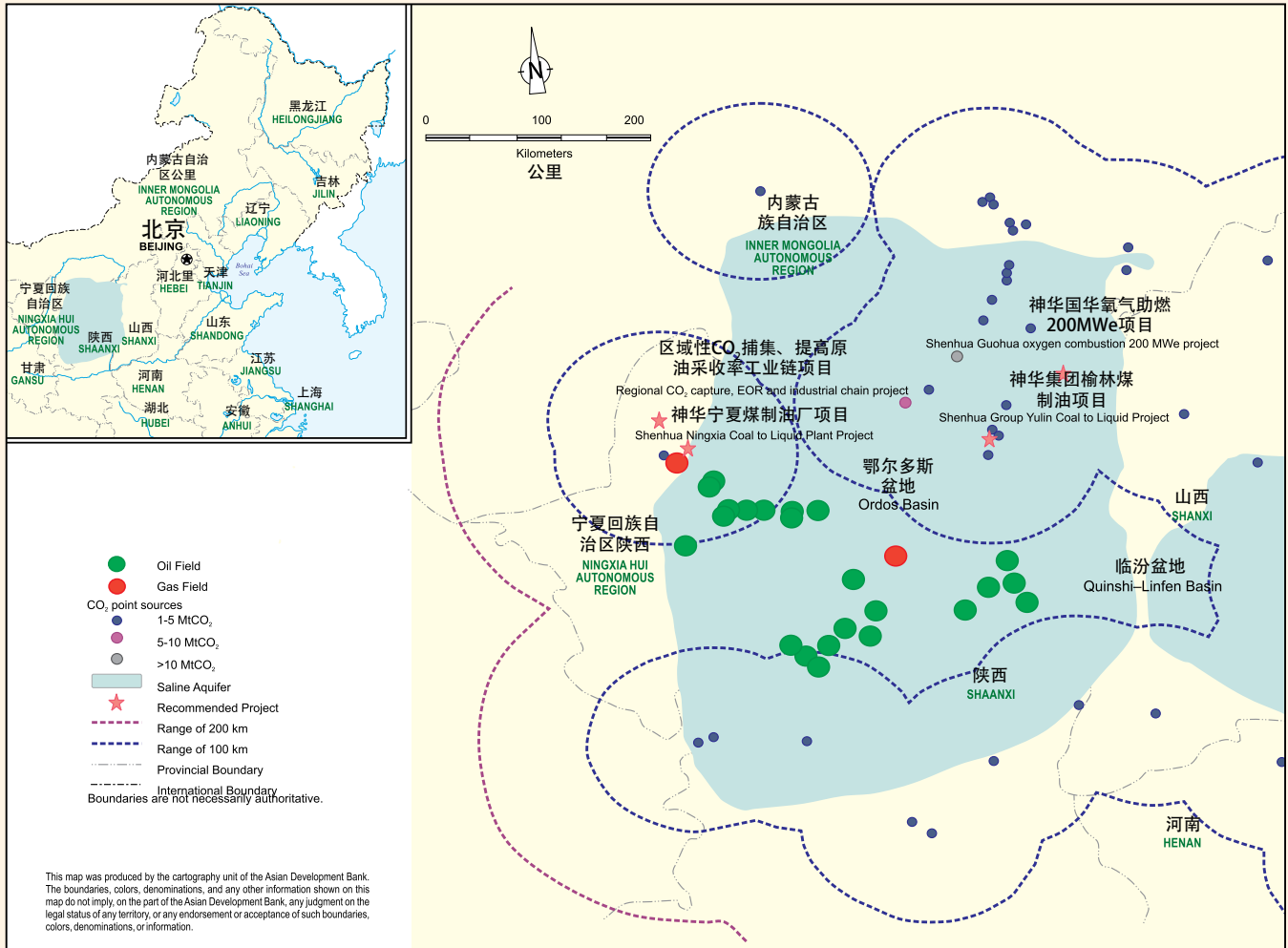
资料来源: 亚行2014c。

附录 2

中国碳捕集、利用和封存项目的早期机会

1. 图A2显示了中国鄂尔多斯盆地碳捕集、利用和封存 (CCS) 示范项目的早期机会。表A2.1 列出了各个CCUS重点发展地区的油田名称以及距其最近的封存或利用场地的距离。

图A 2. 鄂尔多斯盆地CCS项目早期机会



km= 公里, MtCO₂ = 百万吨。

数据来源: 亚行2014d。

表A2.1: 中国鄂尔多斯盆地碳捕集、利用和封存示范项目早期机会

项目名称	封存地点	CO ₂ 运输距离 (公里)
榆林能源化工集团在陕西省的碳捕集、利用和封存示范项目	静安油田	<50
	安塞油田	<50
	延长油田	150~200
	华池油田	150~200
榆林煤制油项目	静安油田	150~200
	安塞油田	150~200
	延长油田	>200
宁夏煤制油工厂项目	李庄子油田	50~100
	马家滩油田	50~100
区域CO ₂ 捕集, 强化驱油, 和产业链项目	李庄子油田	50~100
	马家滩油田	50~100

CO₂=二氧化碳。

数据来源: 亚行2014d。

2. 表A2.2对电力行业示范项目的早期机会进行了汇总, 这些示范项目已达到一定的项目就绪水平或已取得主要组织机构的支持, 从而能够确保能在第十三个五年计划期间得以落实。

表A2.2: 中国燃煤发电行业CCUS示范项目的早期机会

项目名称	封存地点	CO ₂ 运输距离 (公里)
氧燃料燃烧200兆瓦碳捕集、利用和封存示范项目	静安油田	>200
	安塞油田	>200
胜利油田二期项目	松辽盆地	<50
广东省电子资源—中国海洋石油总公司项目	珠江口盆地	>200 (近海地区)

CCUS=碳捕集、利用和封存; CO₂=二氧化碳。

数据来源: 亚行2014e。

附录 3

碳捕集与封存 (CCS) — 推进中国未来碳捕集与封存部署的准备政策¹

主要信息

- 碳捕集与封存 (CCS) 是目前唯一经实践证明能够实现燃煤电厂CO₂减排90%的技术手段。由亚洲开发银行 (亚行) 支持研究的, 中华人民共和国 (简称中国) 碳捕集与封存示范技术路线图认为, 为实现具有成本效益的CO₂减排, 大规模的碳捕集与封存部署必不可少。
- 在中国, 由于缺乏诸如适当的碳价和对复杂技术风险的认知等经济驱动因素, 碳捕集与封存技术仍然处于早期示范阶段。建立早期碳捕集与封存示范具有重要意义, 且绝大多数早期示范项目是一个渐进的学习过程, 以便确保在推进后续大规模CO₂减排项目之前, 能够建立起对该技术的信心。
- 在上述早期示范和学习的过程中, 会建设大量新的燃煤电厂, 预计到2020年其建设产能将达到100千兆瓦。如果这些新建电厂不具备碳捕集与封存预留 (CCS-Ready) 条件, 则在未来它们将受到高CO₂排放量的制约, 从而可能面临成为搁置资产的风险。
- 我们建议, 新建燃煤电厂应当采取以下分阶段的方法, 来满足碳捕集与封存预留条件。(1) 2015年: 定义碳捕集与封存预留标准, 明确审批和许可授权机构, 并将必要的补充规定纳入现有的监管框架中; (2) 2015-2016年: 明确规定, 计划在中国西北地区和西部地区建设的大型电厂均应在设计上满足碳捕集与封存预留条件; (3) 明确规定, 所有新建电厂均应建在距离具备碳捕集与封存预留条件油田的200公里范围之内。
- 预计, 碳捕集与封存预留政策的出台将使得大型煤炭发电厂的基本建设成本有所增加, 但增加幅度低于0.3%, 这对满足碳捕集与封存预留条件的工厂来说, 其带来的成本和对财务业绩的影响并不显著。

一、简介

1. 对于中华人民共和国 (简称为“中国”), 碳捕集与封存预留 (CCS-Ready) 是一项十分重要的政策, 推行这项政策有利于避免未来新建的燃煤电厂受到高CO₂排放量的制约, 或在实行碳排放限制的将来成为搁置资产的风险。碳捕集与封存预留是确保中国推行低碳燃煤电厂部署的有效方式, 从而对以提高能源效率、提升可再生能源和核能部署为基础的现行低碳发展战略进行补充。这是目前在上述化石燃料发电厂中, 能够实现最大程度降低碳排放量 (高达90%) 的唯一可行的近商业化技术。

¹ 作为亚行观察与建议系列出版物之一, 该附件已经以独立的政策建议报告的形式发布并于2015年一月提交给中国政府。

2. 在中国，煤炭发电将继续作为发电领域的主导方式。² 预计在未来的15年，新建电厂的装机容量将达4亿千瓦。虽然这些新建的燃煤电厂将跻身世界上最大和最高效的燃煤电厂之列，使电力行业减少碳排放量，但是从绝对数量上来看，这些燃煤电厂每年将增加超过20亿吨的CO₂排放，这将阻碍中国推进低碳能源体系的发展进程。因此，要实现低碳经济，并同时维持期望的经济增长水平，为在燃煤电厂引入碳捕集与封存技术提供了更加令人信服的理由。
3. 在燃煤电厂中引入碳捕集与封存技术，将使得电厂的基本建设成本增加25%~90%；同时电厂的运营支出将增加5%~12%。一般来说，一个单独项目的建设成本在5亿美元至10亿美元之间，具体的数值随着电厂规模的不同而有所差异。然而，随着研究的不断深入，以及50千兆瓦燃煤电厂碳捕集与封存示范项目的不断开展（约占到中国现有燃煤发电装机容量的5%或更低），上述成本可能会降低到现有水平的一半以下。
4. 现有电厂适用碳捕集与封存技术的潜力。然而，如果在设计阶段对这一方案设定了一些限制，则电厂的碳捕集和封存技术改造在技术上和经济上可能是可行的。成功的技术改造要求：(1) 对于适当的CO₂捕集技术来说，需要有足够的空间余量，从而能够在技术上与电厂进行整合；(2) 具备与工厂相连接的管道线路，从而能够将捕集的CO₂从排放源运输到任何经认证的封存-预留或使用地点，同时避免经过人口密度较高的地区。(3) 确认一个或多个在技术上和经济上可行的封存地点，从而确保将捕集的CO₂足量地进行地质封存。
5. 本政策简报对碳捕集与封存预留所面临的重大挑战和制约进行了检验，并针对将其作为中国后续推进燃煤电厂碳捕集与封存技术改造的应用手段，提出了一些意见建议。

二、挑战和制约因素

(一) 技术挑战

6. 定义“碳捕集与封存预留”标准的必要。³ 全球碳捕集与封存研究院 (GCCSI) 已建立了一套完整的“碳捕集与封存预留”标准。正如研究院强调的，需要根据不同国家的特殊情况，对这些标准进行适当的调整。我们面临的挑战是寻找一个正确的平衡点，即在确保建设具备碳捕集与封存预留条件的工厂的总成本最小化的同时，确立一个可靠的碳捕集与封存预留方法。较低的标准能够带来更程度的设计灵活性并在设计阶段有效控制开发人员成本，但同时也会降低碳捕集与封存预留政策的可信度。然而，中国的开发人员仍然缺乏对关键信息的掌握，例如，适当的CO₂封存地点的具体位置和特征情况，以及可能的CO₂运输管道的位置情况。

2 到2013年，中国的能源强度比2005年提高了32%左右。燃煤发电厂的供电量仍然占到2013年中国电力供应总额的80%，而与此相比，风能产生和太阳能产生的电力供应占比小于5%。

3 GCCSI.2010年.定义碳捕集与封存预留：一个国际定义方法.堪培拉.
<http://www.globalccsinstitute.com/publications/defining-ccs-ready-approach-international-definition>

(二) 政策和监管挑战

7. 建立“碳捕集与封存预留”监管框架的必要性。对于采用碳捕集与封存预留的电厂来说，只有在建立了政策和监管框架后，才能够对其要求提供全面、广泛认可的基础，进而成功推广碳捕集与封存预留方法。对于计划建成为具备碳捕集与封存预留条件的电厂来说，将需要达到捕集-预留条件、运输-预留条件、以及封存-预留条件。所有上述三个组成部分是相互关联的，且需要将其进行整合，以便成功推广碳捕集与封存技术。
8. 缺乏统一的碳捕集与封存预留法规。中国的一些省份似乎已经开始实施各类被广泛认为符合碳捕集与封存预留的政策。虽然这些举措都是值得赞赏的，但是到目前为止，却没有采取统一的方法。对于中央政府来说，定义和实行统一的监管是非常重要的。碳捕集与封存预留要求必须明确规定，并应当详细说明评估基础，从而使项目开发人员确信其审批过程是公正和透明的。
9. 在缺乏与碳捕集与封存预留有关的环境、安全和其他政府定义标准的情况下，开发人员无法确认所建带碳捕集与封存预留技术的电厂是否符合标准。

(三) 商业挑战

10. 有必要进行工厂设计阶段的前期投资。设计符合碳捕集与封存预留条件的工厂需要增加额外的空间，这就需要增加一定的前期成本，以便在未来进行工厂改造和实施额外的工程项目、进行成本估算研究、以及对CO₂运输和封存的可能性进行评估。英国的经验表明，对于一个新建的1600兆瓦的燃煤电厂，增加的成本小于基本建设成本的0.1%，而对于一个新建的800兆瓦的天然气发电站，增加的成本约为基本建设成本的0.3%。现有研究结果表明，在中国，基本建设成本增加的比例与上述值应当是非常接近的。
11. 缺乏经济激励。要想成功地实施碳捕集与封存预留的方法必须由政策推动，而且为了确保对早前建设的工厂进行碳捕集与封存改造，必须由政府提供支持，并采取一定的经济激励。目前，中国还没有出台诸如全国性碳价或碳税的相关经济激励政策。

三、政策建议

第十三个五年计划期间 (2016-2020)

(一) 解决技术难题

12. 制定碳捕集与封存预留标准。在2014年至2015年的第一阶段，需要明确制定碳捕集与封存预留标准，其中应当明确对CO₂捕集-预留、运输-预留、和封存-预留的不同要求。亚行的最新研究表明，⁴有关这一标准的下述建议，可适用于中国的具体情况。

4 亚洲开发银行. 2014年. 天然气发电厂的碳捕集和封存研究. 顾问报告. 马尼拉 (TA8001-PRC).

(i) 建议CO₂捕集-预留指引应当:

- (a) 让开发人员自由选择所使用的CO₂捕集技术;
- (b) 在电厂设计阶段, 确定和整合用于CO₂捕集的关键设备和压缩机装置;
- (c) 对从废气中捕集CO₂的最低比例进行定义, 从而确定为实现后续改造而必须提供的额外的土地空间;
- (d) 要求在工厂设计中预留足够的空间, 以便整合捕集和压缩设备, 以及连接到这些工厂设备的附加管道和通路;
- (e) 要求开发人员: (一) 检查是否存在规定最大设备高度的地方法规, 以及是否需要据此对工厂的设计进行调整; (二) 评估额外的用水需求及清洁水回收方式; (三) 与有关当局进行合作, 以确保在工厂完成碳捕集与封存改造后, 能够为这些项目分配更多的水资源。如果通过传统手段无法获得额外的水资源, 则应当对诸如煤烘干、从地下水源取水等技术进行评估;
- (f) 针对CO₂捕集过程中产生的废水处理提供指导;
- (g) 确保CO₂捕集过程存在的任何额外风险都可得到解决。

(ii) 建议CO₂运输-预留指引应当:

- (a) 要求项目开发人员: (一) 选择运输技术, 确保在最大限度减少社会健康和环境风险的情况下, 将液化的CO₂从发电厂安全地运输出去; (二) 确立一条可行的运输路线, 用于将CO₂运送至预定的使用或封存地点, 同时避免产生任何与地表和地下土地通过权相关的冲突; (三) 为运输系统确立关键的设计参数, 例如运输能力、管道长度、压力和操作温度, 同时应当考虑满足CO₂质量参数的实际需要;
- (b) 鼓励开发人员探索设计可以连接各种大型CO₂点源的管道网络, 从而提高运输效率并降低单位成本;
- (c) 确保对潜在的低概率、高风险的管道故障事件进行充分的风险评估;
- (d) 综合考虑发电厂的技术可行性分析和运输便利性的初步经济分析。

(iii) 建议CO₂封存-预留指引应当:

- (a) 要求开发人员识别在经济上和技术上可行的地质封存地点, 从而确保将捕集的CO₂足量进行地质封存;
- (b) 在选择适当的CO₂注入和封存地层上提供指导, 具体包括: (一) 足够的深度; (二) 足够的隔水层; (三) 足够的地层CO₂封存容量; (四) 足够的地域距离, 避免靠近城市群或受保护的具有历史或自然价值的地点;⁵
- (c) 要求识别和解决封存地点存在的地表和地下土地使用的任何冲突;
- (d) 将发电厂的技术可行性分析与封存的初步经济性分析相结合, 并将第三方责任保险和CO₂监测和检验的相关成本考虑在内;
- (e) 为绘制和发行综合的中国CO₂封存地图集提供便利

5 详见: 亚洲开发银行. 2014年. 天然气发电厂的碳捕集和封存研究. 顾问报告. 马尼拉 (TA8001-PRC).

(二) 解决政策和监管难题

13. 到2016年,中国政府需要明确相关监管机构的角色和责任,并确立碳捕集与封存的要求和环境监管要求,从而使开发人员对未来的改造提出计划。建议将“碳捕集与封存预留”相关规定与现有的审批流程进行整合,以避免产生过多额外的行政负担。
14. 在采取初始的监管措施后,建议在电力部门采用选择性、阶段性的碳捕集与封存预留方法。中国打算在新疆维吾尔自治区、内蒙古自治区、以及陕西和宁夏省建立一系列的大型煤电基地,旨在提供总功率高达680亿瓦特的电能。建议将这些电厂建成至少符合CO₂捕集预留标准的工厂,并对适用于强化驱油或封存的邻近油田的运输线路进行识别。对于这些具备一定容量(至少20亿瓦特)的燃煤电厂,其选址应当尽可能邻近油田,最远距离不宜超过大型油田或已知封存地点的200公里范围。
15. 确保合规性是十分必要的,这也是政策执行的重要部分。监管者应当决定审核合规性的具体方法,其中可以包括以下内容:(一)在设计阶段、在工厂建成之后,以及在工厂投入运营后,对新建工厂的“碳捕集与封存预留”合规性进行审核;(二)针对符合“碳捕集与封存预留”要求并计划实施设计变更的现有工厂,进行审核和规划。

(三) 解决商业难题

16. 应该允许电厂开发人员为“碳捕集与封存预留”工厂产生的电力供应推行增强定价机制,从而能够补偿工厂进行碳捕集与封存预留而产生的额外支出。由于增加的资本投资额度非常小,上述价格上涨几乎可以忽略不计。
17. 应当要求工厂开发人员在规定的时段内进行碳捕集与封存记录,并就工厂的“碳捕集与封存预留”状态进行定期报告,例如报告应该每四年进行一次。

“第十三个五年规划”之后(2021-2030)

18. 预计一些“碳捕集与封存预留”工厂将会较早进入碳捕集与封存改造阶段。这将为政府制定适当的政策措施,以要求“碳捕集和封存预留”工厂在一定时间框架内分阶段完成碳捕集和封存改造提供宝贵的经验。

19. 一旦“碳捕集与封存预留”工厂需要开展碳捕集与封存改造，政府应当在电力调度系统中给予物质激励措施，按照优先次序，对未实现碳捕集与封存的燃煤电厂进行价值排序。碳捕集与封存设备的额外资本投资，最好通过装置在基本负荷状态下工厂运转进行补偿，这同时也会提供最适宜CO₂捕集的条件。
20. 在引入“碳捕集与封存预留”燃煤电厂所获经验的基础上，中国政府可以进一步考虑是否需要在其他工业生产过程中，如钢铁和水泥这类需要消耗大量煤炭且由于其特定的生产性质很难使用其他替代性资源的行业，将“碳捕集与封存预留”引入审批流程。

附录 4

推动中国碳捕集与封存早期CCS示范项目的有效金融支持措施、商业构建和项目筛选

一、简介

1. 碳捕集与封存CCS路线图建议中国“十三五规划”期间(2016-2020)在煤化工领域发展5-10个早期CCS项目,在电力行业发展1-3个CCS项目。这些项目的成功实施及推进中国碳捕集与封存CCS发展的能力,将取决于这些项目的技术选择及所在行业,也取决于:(一)可获得的财政和金融支持类型;(二)所选择的商业结构及其实施情况;(三)选择支撑项目的过程。本附录阐述了政府应当如何构建和支持该等早期示范项目的意见建议,并概述了所提出的项目筛选过程。这些建议(详见表A4.1)借鉴了国际经验,致力于提出适用于中国的解决方案。

表A4.1: 碳捕集与封存项目构建、支持及筛选的建议汇总

项目	建议
金融支持措施	<ul style="list-style-type: none">• 通过开发银行贷款等类似的方式获得可偿还的优惠融资;• 获得目前可获得的针对新能源技术的税收优惠;• 资金支持的固定价格计划,用以弥补预期的商业性缺口,作为保证收入的一个因素;• CO₂输送管道基础设施;• 由政府承担的封存界定项目,以确保在第二阶段具有足够的封存地点;
商业结构	<ul style="list-style-type: none">• 建设-拥有-经营模式下技术和运营风险的私营部门设定;• 建立全面的政府框架以应对法律和监管风险;• 政府收入承担部分担保和合约风险;
项目筛选	<ul style="list-style-type: none">• 根据预先定义的标准对项目进行评估;• 基于预可研报告,对两个阶段进行初步评估;• 基于项目FEED研究,进行最终评估;• 为预先最终投资决定前端工程设计研究提供财政拨款支持;• 滚动选择过程;

CO₂=二氧化碳,FEED=前端工程设计(预可研)。

2. 下文是对这些建议的详细论述。虽然本附录对有关碳捕集和封存路线图第二阶段的实施进行了深入的洞察,碳捕集与封存我们仍然期待从CCS示范早期阶段获得的经验将有助于具体化后续阶段的实施计划。

二、碳捕集和封存 (CCS) 项目样本的财务指标说明

3. 为了检验财务支持措施对CCS项目可行性的潜在影响,对以下4种一般性CCS项目进行了考量,其中3个有关电力的,另外的是有关煤制油设施的:
 - 整体煤气化联合循环 (IGCC) 厂-430,000kW;
 - 煤粉 (PC) 厂-600,000kW;
 - 富氧燃烧厂-200,000kW; 及
 - 煤制甲醇设施-1,100 公吨每天 (甲醇)
4. 为了将每一个项目情景的财务支持机制对CCS (包括运输和储存) 总成本和收入的影响进行分析,我们编制了动态折现现金流模型。该模型运用平准化电力成本 (Levelised Cost of Electricity, LCOE)⁶ 方法,其指出电力必须以项目经济可行的价格售出同时考虑建设和经营每一设施分别产生的全部资本、经营和财务成本。而且,该模型还能提供一系列的精选的融资工具 (例如:政府负债和股本、私人投资者或银行等) 以及支持机制 (例如:资本成本补贴、运营先进流量支持和风险缓解)。另外,还将债务偿付比率 (Debt Service Coverage Ratio, DSCR) 约束条件包含其中以确保各个项目分别具备足够的满足其债务还本付息要求的现金流。
5. 厂房参考技术参数和成本数据。参考技术配置基于中国每个IGCC、富氧燃烧和煤制甲醇的已获得的详尽数据。为方便对比具备CCS (有CCS) 和不具备CCS (无CCS) 每种技术,这里将几种情景进行了描述。有CCS的情况假设90%生产的CO₂ (CO₂) 经捕集并由管道运输100公里以进行长期封存或进行CO₂ 提高原油采收率 (CO₂-EOR) 的资源化再利用。以下表A4.2显示了详细的厂房参考技术参数:

6 定义为所研究厂房发电的平均价格的平准化电力成本需要在预测的项目周期内进行出售以便投资者能够获得其预期的回报 (计量单位为美元/1,000千瓦小时)。这包括支付资本支出、营业成本 (固定、可变和燃料成本)、运输和封存成本以及资本成本 (债务还本付息和股权投资者的回报)。

表A4.2: 碳捕集和封存厂房参考技术参数一览表

厂房概要	IGCC		煤粉		富氧燃烧		煤制油	
	No CCS	w/ CCS	No CCS	w/ CCS	No CCS	w/ CCS	No CCS	w/ CCS
总功率输出 (MW)	430	426	600	600	200	200		
净功率输出 (MW)	375	326	570	389	186	89		
总甲醇输出 (Mt)							412,040	412,040
厂房净高热值 (HHV) /比率	43.9%	35.9%	41%	28%			44.5%	44.5%
生成的CO ₂ (MtCO ₂ /yr)	2.1	2.1	4.1	4.1	0.9	0.9	1.6	1.6
排放的CO ₂ (MtCO ₂ /yr)	2.1	0.2	4.1	0.4	0.9	0.1	1.6	0.16
捕集的CO ₂ (MtCO ₂ /yr)		1.9 r		3.7		0.8		1.4
排放强度 (tCO ₂ /MWh) 或 (tCO ₂ /t 甲醇)	0.67	0.067	0.89	0.0089	0.92	0.0092	3.8	0.38
资本支出								
总投资成本 (百万元)	3,698.3	4,229.4	2,778.8	3,417.0	946.6	1,153.1	2,358.2	2,539.5
运营支出								
运行与维修可变成本 (CNY/MWh)	0.15	0.15	0.15	0.15	0.62	0.60		
燃料成本 (CNY/GJ)	21.87	21.87	21.87	21.87	21.87	21.87	21.87	21.87
运行与维修固定成本 (百万元)	159.4	172.6	111.2	136.7	54.9	94.3	94.3	101.6
宏观和其他								
通货膨胀/燃料价格上升	2%							
税率	25%							
无风险折现率	4.60% (10 year US Treasury-bill)							

CNY = 元, CNY/GJ = 元每兆焦耳, CNY/MWh = 元/1,000 千瓦小时, CO₂ = 二氧化碳, HHV = 高热值, MW = 1,000 千瓦, Mt = 百万吨, MtCO₂/yr = 百万吨二氧化碳年, O&M = 运作和维修, tCO₂/MWh = 吨二氧化碳/1,000 千瓦小时。

资料来源: 亚行, 2014c.

6. 运输和封存成本。以下表A4.3概括了参考情景下的运输和封存资本和营业成本, 其假设距离100公里或100公里以内, 且无需建设升压站。对于基础案例的两种有CCS的情景, 其假设每一设施每年捕集其90%的各自的CO₂ 排放且所捕集的排放量运输并注入到地下盐水层以长期封存。

表A4.3: 运输和封存成本

融资情形	资本成本	固定/可变O&M
运输 (14英寸100公里管道)	CNY 474,700,000	3%/0.025MWh/tCO ₂
Storage (5口井 - 地下盐水层)	CNY 434,000,000	10%

CNY = 元, km = 公里, MWh/tCO₂ = 1,000 千瓦小时吨二氧化碳。

资料来源: 亚行, 2014c.

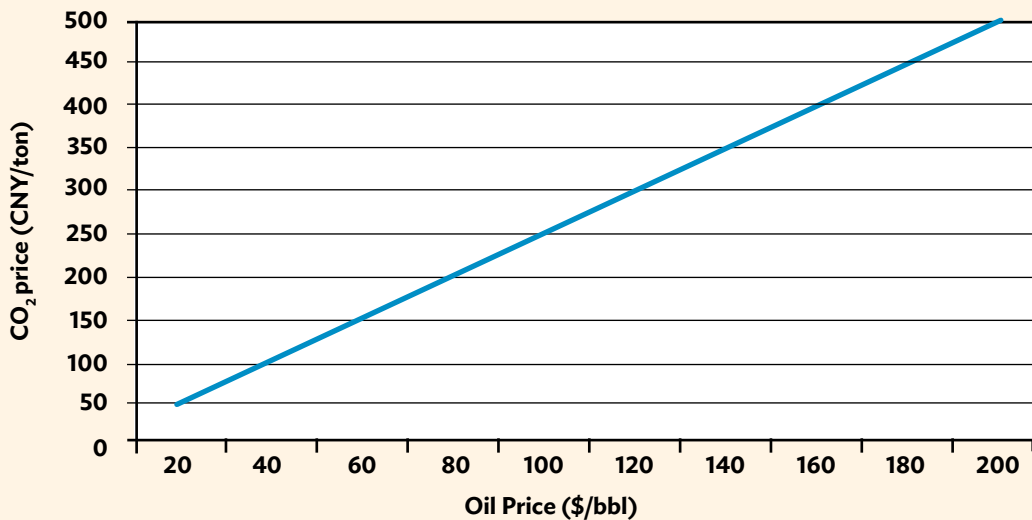
7. 基础案例融资情景。所设立的“基础案例”融资情景将来自金融机构和项目开发单位的投入结合在一起，其产生的基础设施LCOE被选出作为比较各个财务激励措施的参考。
8. 尽管一些早期CCS项目特别是在非电力行业应用中有可能通过公司资产负债表工具进行融资，本文分析考虑的是基于有限追索权融资的项目，从而将协力增效与特定项目业绩分离开来。基础案例的结构力求对项目链每个项目单位的财务费用进行优化并假设要把基础厂房以及捕集、运输和封存作为单独实体进行融资，反映的是它们单个的业务模式和风险状况。另外，具有单一的首席开发人员的综合项目可以对其进行整体融资。
9. 根据与行业利益相关方的探讨，已假设无CCS的传统式发电项目可以通过高达80%的举债经营比例达到融资目的。然而，与早期CCS项目相关联的实际风险和感知风险有可能限制可用的杠杆率，而70%的杠杆率显示为最高。无CCS项目的6.5%的利率与当前中国的贷款环境相适应。为方便本文分析起见，假设有CCS的项目有资格享有0.55%利率减免，目前对清洁能源项目有明文规定。在基础案例中，假设余下的融资来源于项目开发者的权益出资。与各个利益相关方探讨表明，为了吸引投资，项目需要获得12%的权益的内部收益率（IRR），而无CCS同等电厂则需要大约9.5%的权益报酬率（计为名义债务利率的3%额外费率）。该分析不考虑与寻找融资渠道相关的任何费用和成本，因为融资安排费不是中国的标准惯例。融资情景在以下表A4.4列出

表A4.4: 基础案例融资情景

	发电		煤制油	
	无CCS	有CCS	无CCS	有CCS
总杠杆率	80%	70%	80%	70%
利率	6.5%	5.95%	6.5%	5.95%
债务期限	18 years	12 years	18 years	12 years
最低偿债备付率	1.4倍	1.6倍	1.4倍	1.6倍
股权收益	9.5%	12%	9.5%	12%
加权平均资本成本	5.41%	6.67%	5.41%	6.67%

CCS = 碳捕集和封存。
资料来源：亚行，2014c。

10. CCS和LCOE. 融资条件的变化对LCOE会产生重大影响。与具有同样条件的无CCS厂的可获得融资渠道的项目相比, 仅融资条件恶化一项就可使LCOE增加20%多。这表明为现行项目降低LCOE, 政府可以通过有效地对此类项目进行去风险化对项目提供支持。
11. CO₂ 提高原油采收率对基础案例成本的影响。CO₂提高原油采收率 (CO₂-EOR) 的做法已经有三年的历史, 广泛应用于美国的德克萨斯州帕米亚盆地和海湾地区。CO₂-EOR是原油采收的第三阶段, 通过此阶段, 在适当的地质条件下, CO₂ 可以注入到成熟的油田并可获得原油的显著增产。尽管常规石油生产方式一般能生产大约35%~50%油储层的原始原油地质储量 (OOIP), 而CO₂-EOR可以多生产5%~17%的OOIP。至于中国的CO₂-EOR, 许多示范项目已经运用了CO₂捕集利用技术, 诸如, 中国石油的CO₂-EOR研究所和吉林油田试点注入项目、中联煤层气公司煤层气增采试点项目以及江苏的Jinlong-CAS化工生产CO₂利用试点项目等。
12. 由于美国的EOR运用的CO₂ 的市场价格是受到其普遍存在的天然CO₂ 源的影响, 其价格 (以百万立方英尺为单位) 被看做是与大约2%-3%油价捆绑在一起的, 并且最长期限的合同写有20~30美元/吨CO₂的价格区间。经与利益相关方就中国情形磋商表明, 这一关系在中国同样适用。该预测关系如下图A4.1表示:

图A4.1: 中国油价与CO₂ 销售价格的预测关系

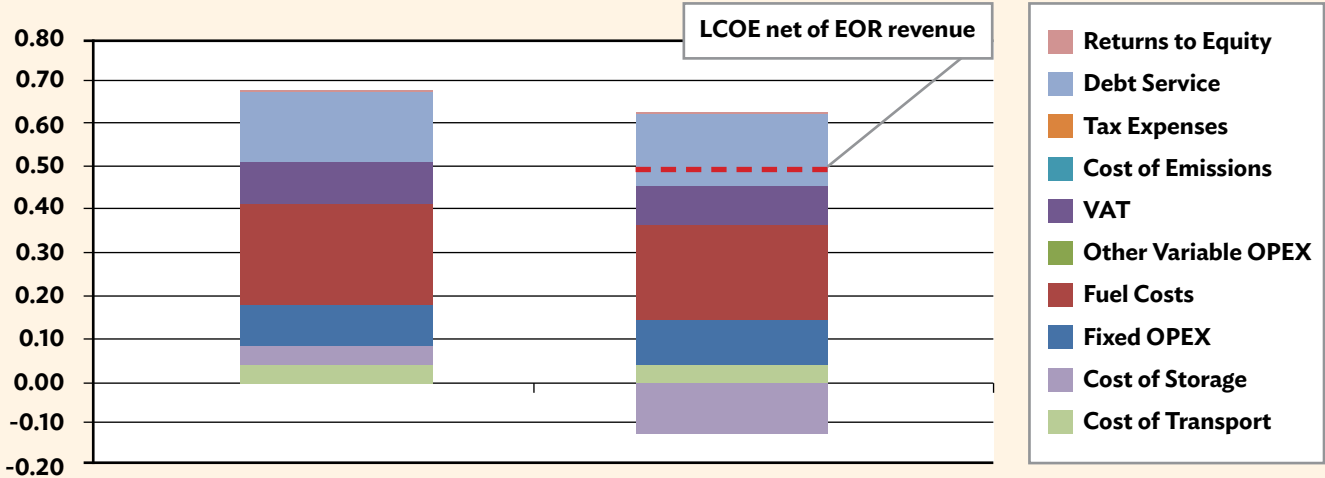
CO₂ price (CNY/ton)=二氧化碳价格 (元/吨), Oil Price (\$/bbl)=油价 (美元/桶)
资料来源: 亚行, 2014c.

7 http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Storing%20CO2%20w%20EOR_FINAL.pdf

13. 在CCS先行项目中, CO₂ 销售的项目收入可以用来抵消捕集成本。以下图6 显示了第一年现金流为正数, 不但抵消了封存成本而且还提供了收益流从而抵消了其他成本。

图A4.2: CO₂-EOR对于 (接下面那句)

具备碳捕集和封存设施的整体煤气化联合循环技术的平准化电力成本的潜在影响



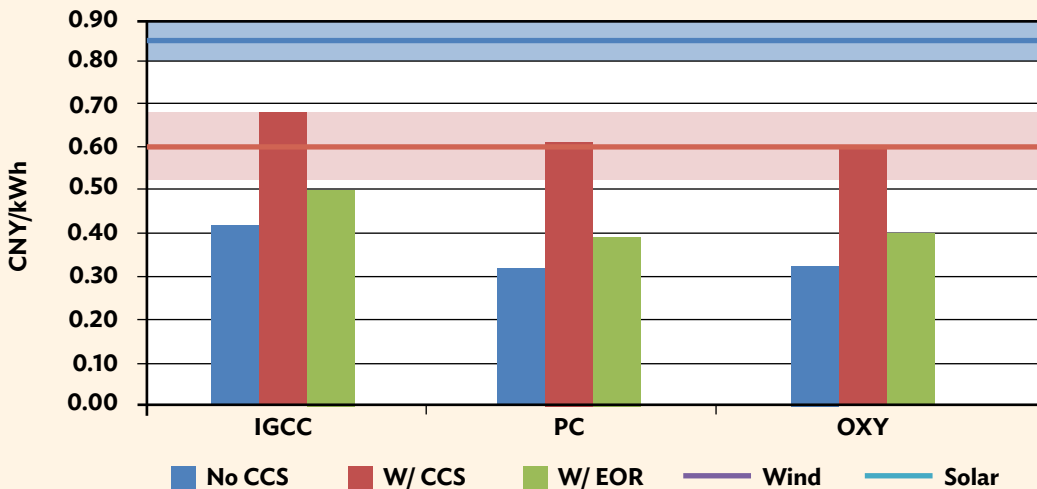
EOR = 提高原油采收率, LCOE = 平准化电力成本, OPEX = 营运支出, VAT = 增值税, LOCE net of EOR Revenue = 扣除EOR收益的LCOE, Returns to Equity = 股本回报率, Debt Service = 债务还本付息, Tax Expense = 征税费用, Cost of Emissions = 排放成本, Other Variable OPEX = 其他可变运营支出, Fuel Costs = 燃料成本, Fixed OPEX = 固定运营支出, Cost of Storage = 封存成本, Cost of Transport = 运输成本。

注: CO₂-EOR 假设CO₂ 销售价格为120元每吨CO₂

资料来源: 亚行, 2014c.

14. 以替代技术确定CCS的基准点。以下图A4.3表示了以中国目前供新发电技术采纳的收入支持措施为基准的参考情景的LCOE。该风力和太阳能光伏发电的支持措施形式上是上网电价, 价格上分别定在0.6元每千瓦小时和0.85元每千瓦小时, 该支持措施可以视为本文分析收入支持的替代。正如下文所述, 每个参考案例情景的产生的LCOE分别处于基准上网电价水平之下或之间。

图A4.3: 以替代发电技术确定CCS的基准点



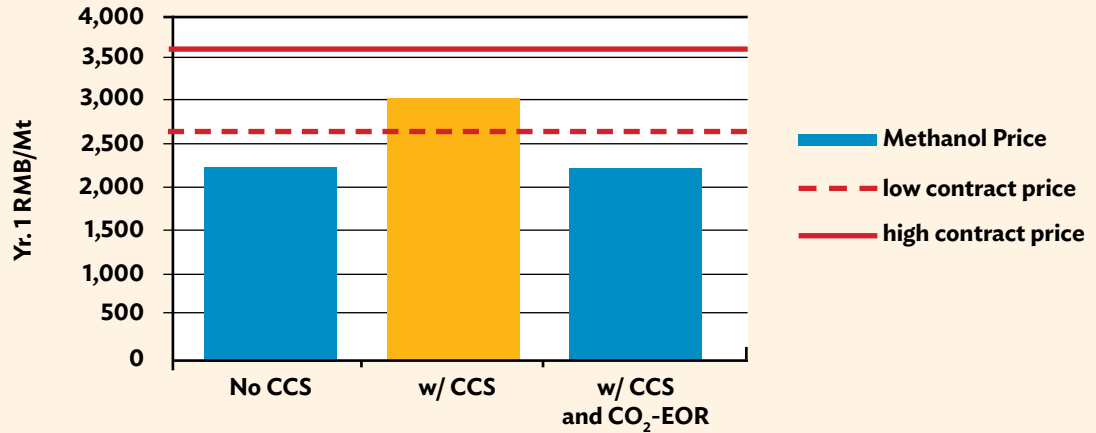
CNY/kWh = 元每千瓦小时, IGCC = 整体煤气化联合循环, OXY = 富氧燃烧, PC = 煤粉, No CCS = 无CCS, W/CCS = 有CCS, W/EOR = 有EOR, Wind = 风力发电, Solar = 太阳能发电。

注: CO₂-EOR 假设CO₂ 销售价格为120元每吨;

资料来源: 亚行, 2014c.

15. 在煤制甲醇参考情景中, 甲醇生产的平准化成本以12个月平均的亚太地区合同价 (APCP) 为基准。⁸ 如图A4.4所示, 参考成本处于过去12个月公布的合同价之内或以下。

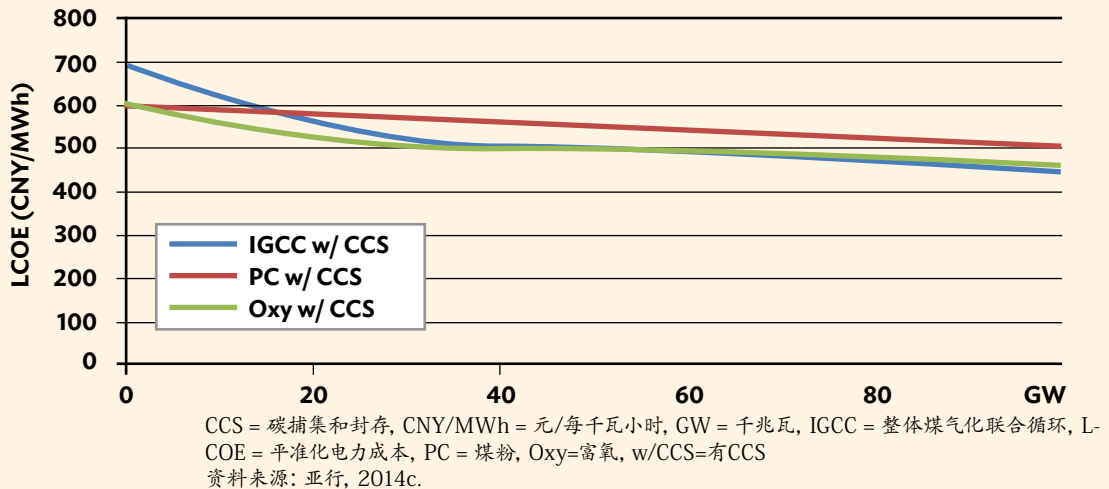
图: A4.4: 以12个月平均区域公布的合同价交易范围确定基准



CCS = 碳捕集和封存, No CCS=无CCS, w/CCS=有CCS, CNY = 元, million=百万, CO₂-EOR = 二氧化碳-提高原油采收率, - Methanol Price=甲醇价格; low contract price=低合同价; high contract price=高合同价
注: CO₂-EOR 假设CO₂ 销售价格为120元每吨;
资料来源: 亚行, 2014c

16. 学习曲线。为使CCS将来成为一个有意义的减排工具, 它自身需要独立地成为可行且无需针对特定技术的政府支持政策。从点源可能捕集到的潜在排放量远远大于烃类抽提业可能利用量, 这意味着长期CCS情景不应假设源于CO₂-EOR销售的收益流。因此, 当CCS投资者通过判断碳价格轨迹感觉投资可以得到保证或投资是由政府批准而且基础厂房能够在具有CCS成本惩罚情况下仍旧保持经济上的可行性时, 他们便可以大模部署CCS。以下图A4.5表明, 目前由具备CCS设施的IGCC厂生产的电力预计比同类超临界电厂更昂贵, 而随着设施扩建和能力的增加, IGCC技术的相对不成熟为进一步降低成本提供了机会。由于通过CCS需要封存CO₂潜在量的是大于通过CO₂-EOR封存的潜在机会的数量级, 因此, 以下图表不假设源于CO₂-EOR的任何收益。

图A4.5: 中国具备碳捕集和封存设施电厂平准化电力成本的演变



⁸ “梅赛尼斯月平均区域公布合同价格的历史”, 2013年9月-2014年9月, <https://www.methanex.com/our-business/pricing>

三、金融支持措施

17. 在电力和煤化工行业推行CO₂捕集,在减少公司CO₂排放量的同时,会增加能源成本。未来全球将实施更加严格的碳约束政策,这会使能源成本的增加趋于合理化,然而要为早期先行碳捕集和封存项目开发人员建立一个在商业上合理的商业模式,则需要一系列的扶持措施作为补充。随着碳捕集与封存项目的普及,所需要的扶持措施将越来越少,且无需具备特殊的针对性。因此,对于前两个阶段的示范和部署计划来说,可能需要几种不同类型的扶持结构。
18. CO₂强化驱油技术已经在美国被证实为是一种在经济上具有竞争力的碳捕集与封存技术,但这一技术在中国尚未得到广泛试验。为了激励国内石油企业参与早期的示范项目,我们建议要求使用CO₂强化驱油技术的油田经营者以不超过60元/tCO₂的价格支付一定的象征性费用(附录D提供了该CO₂承购协议的主要条款)。如果不强制限制约束CO₂的排放量,这一水平的CO₂强化驱油技术的收入,甚至不能确保煤化工行业中相对低成本的CCS技术的可行性,而对于电力行业,这个商业性差距很可能更大碳捕集与。减小商业性缺口的金融支持措施有多种形式,包括资本和税收支持机制。
19. 资本支持。财政拨款,主要是在项目建设阶段给予支持,作为资本支出的一部分,可以降低项目的整体开发成本。即使在项目建设达到一定程度后再给予支持,财政拨款的效果也不一定与政府和开发商的旨在维持项目长期运营的投资目标相一致。因此,我们建议将资本拨款作为整体金融支持措施的有限的部分,并且优先考虑其他能够强化利益相关者结盟的支持性措施。尽管如此,在开发阶段,即在开发人员确定最终的投资决策以推进项目开发之前,资本支持仍然是一项非常有效的措施,这是由于在这一阶段,开发人员的成本和所面临的风险都是较高的。
20. 可偿还的优惠融资。这一替代性的资金支持措施涉及一种可偿还的融资形式,如从政府或发展银行获得的次级贷款,通常这类贷款的利率低于商业贷款利率。通过将其与优惠基金相结合,可以降低融资成本,从而减低项目的整体成本。与此同时,需要偿还贷款的压力,将激励开发人员确保项目长期良好的商业运作。
21. 税收优惠政策。先行碳捕集与封存项目可能获得政府的税收优惠政策,减少项目的税费负担并提高项目的现金流。通过现有针对新能源技术的扶持措施,可以获得的税收优惠包括缩减的企业所得税、免征增值税和退税,以及折旧处理的税收优惠。符合条件的专用设备(包括与环境保护、能源、节约用水相关的专用设备),以及某些基础设施资产,可以在十年期间内进行加速折旧处理。由包括CO₂注入技术的三次采油技术生产的石油和天然气,目前可在修订后销售预增值税额6%资源税的基础上,享受30%免税。

22. 收入支持。构建收入支持措施以实现以下两个重要功能或其中之一：（一）为项目开发带来收入确定性，使他们对能销售的产品数量，以及能出售的产品价格建立信心；（二）提供金融支持，以减少商业性差距。收入支持是一种“绩效薪酬”式激励，鼓励项目运营商在面临经营风险的情况下，继续经营项目。对于中国早期示范项目，收入支持的适当形式可以是对每吨减排的CO₂设定一个固定价格。这一固定价格方案可以适用于多个行业，而价格协商应当根据具体情况进行分析。另外，为建立CO₂购买的中期价格预期，针对所封存的CO₂，提供给引入CO₂强化驱油技术的运营商固定价格部分补助。
23. 十三五规划期间的混合型支持机制。混合型支持机制可能最能满足这些项目的发展需要。对于第一阶段的项目，应当提供以下支持性措施：
- (i) 通过开发银行贷款等类似的方式获得可偿还的优惠融资；
 - (ii) 获得目前可获得的针对新能源技术和三级油气采收率的税收优惠；
 - (iii) 通过资金支持的固定价格计划弥补预期的商业性缺口，并带来一定的收入确定性。例如以CO₂银行模式为基础的合约，不论强化驱油或封存运营商是否对CO₂进行封存，将给实施CO₂捕集的CO₂排放者一定的奖励，或与强化驱油运营商签订单独的协议，从而鼓励运营商将捕集的CO₂用于提高原油采收率；
 - (iv) 在最终投资的预决策阶段为项目提供有限的财政拨款支持，以支持相关活动的推进，如前端工程设计（FEED）研究和获得监管批准的过程。
24. 对运输基础设施的专项扶持。早期CCS项目需要政府对CO₂运输提供专项扶持。类似于政府扶持高压输电线路建设，用于甘肃、内蒙古等地区风能和太阳能发电站的电力运输，政府也应当对早期的CO₂管道运输基础设施提供资金扶持。在选择示范项目时，政府应当考虑项目对建设更广泛的碳捕集与封存网络的潜在贡献能力，考虑到CO₂“枢纽”的可能性，邻近的CO₂排放源可以就近进行封存。管道设计容量应当大于最初的运输量，以便优化整体的基础设施成本。然而，额外CO₂量的规模和时间上的不确定性，可能会使项目运营商缺乏建设超规模管道的动力，因而要求公共部门为超规模的基础设施建设提供支持。

9 其他可能的形式：例如再生能源补贴政策、为发电商提供电能销售的担保价格、或差价合约，在该合约下，电力发电商或煤化工产品生产商以优惠的商业价格出售产品，而政府承诺支付这一销售价格与预先商定的价格水平之间的差额。由于早期示范都集中在其他部门而非电力部门，这一机制对于中国来说，在近期内不太适用。这些形式的收入扶持会导致政府对相关商品市场造成不必要的干预。同时，由于碳定价机制的区域性试点正在进行中，缺乏一个确定的框架增大了差价合约或以碳价为基础的固定价格的推行难度。

25. 在大规模投入使用之前需要初始测试约100,000吨CO₂的项目建设专用的运输管道，现阶段不具有商业可行性，而必须用公路运输代替。公路运输的成本将成为项目运营成本的一部分，且在确定了项目所需的政府支持的整体水平时，必须将其考虑在内。
26. 建议在中期内给予的金融扶持措施。在2021年和2030年之间，即使没有政府的直接支持，煤化工项目也可能具备商业上的可行性，然而，电力行业的商业性差距还可能继续存在。针对碳捕集与封存和可再生能源补贴政策，例如目前正在实施的针对包括风能和太阳能光伏发电系统等低排放技术的补贴政策，可支持大多数具成本效益的项目的发展。然而，为第二阶段的扶持措施做出最终决策，还为时过早。

四、商业构建

27. 碳捕集与封存示范项目面临的主要风险。碳捕集与封存项目需要大量的资金投入，且这些成本需要在20年或更长的设计运营寿命内进行分摊。正如主路线图文件中强调的，潜在的开发人员和融资方通常将碳捕集与封存项目视为高风险项目，CCS项目面临的主要风险包括：
 - (i) 技术风险。虽然构成碳捕集与封存价值链的每个组成部分均被认定为技术上可行的技术，融资者仍然对潜在的规模扩大问题，以及对集成技术方面的有限经验非常担心。在商业化示范和部署的早期阶段，需要为能够吸收这些类型风险的实体提供足够的商业激励。感知技术风险可以通过大规模示范来解决。
 - (ii) 法律和监管风险。投资者需要充足和稳定的法律和监管框架，为即将推广的碳捕集与封存项目提供安全保障。在缺乏一定期间内的更大的确定性、以及未来政策框架的完整性和严格性的条件下，同时考虑到碳捕集与封存项目较高的绝对成本、风险和复杂性，私人企业不会投资给大规模碳捕集与封存项目。此外，新兴的制度在充分解决长期封存责任问题上存在不确定性和实效，这仍然是碳捕集与封存项目支持者面临的一个关键问题。
 - (iii) 交易对手风险。碳捕集与封存项目通常需要一些享有不同收益预期和经营文化的独特企业之间的协调合作。CO₂的捕集和压缩通常由单一的实体或合资企业承担，运输和封存业务则可以由不同的实体经营。不同碳捕集与封存元素之间的相互依存关系，带来了交易对手风险的问题，即整个产业链的任何一个部分出现问题都可能通过连锁反应影响整个项目。这包括CO₂量或供应能力风险，以及信用风险。鉴于产业链各个环节衔接的潜在脆弱性，以及不同项目利益相关者的不同业务情况，风险的合理分配以及为整个产业链提供足够的保障，对于碳捕集与封存集成项目的成功是至关重要的。

28. 对于由单一开发者开发的碳捕集与封存项目，在排放者同时拥有运输设施和油田的情况下，这些风险都可以分别应对。对于有多个股权利益相关方的项目，在各方之间适当的分配风险，以及充分安全措施条款，仍然是碳捕集与封存商业化面临的根本性的挑战。对于让每个支持者都有很强的商业或战略动力参与的项目，风险分配通常在商业谈判中起到决定性作用。然而，对于早期CCS项目，碳捕集与经验表明，商业或战略激励的程度可能不足以说服支持者承担额外的风险。而由单一开发者牵头的综合项目，可能会在短期内更加容易得到推广。具有足够的经验丰富的开发者，且这些开发者能够在碳捕集与封存价值链中适当地评估和分配风险，这样的合适的潜在项目数量可能很少，为了确保第一阶段部署目标的实现，多个开发者项目是必要的。
29. 一般的构建原则。在构建新建项目或棕地项目时，将风险合理地分配给能够最好地理解、定价和降低风险的相关方，是非常重要的。对于包含技术风险的项目或面临相对不成熟的监管制度的项目，这一原则是非常适用的。中国碳捕集与封存项目开发的商业结构基于以下关键假设：即政府将最大限度地降低其参与程度，以及承认一定程度的公共部门的支持和参与，以及确保先行项目的成功交付。随着碳捕集与封存项目的商业驱动因素的不断积累、技术的不断发展、以及监管制度的不断成熟，发展CCS项目所需要的政府扶持将逐渐减少。因此，中国在“十三五规划”以及2021年-2030年的更广泛的部署阶段，可能会需要不同的商业结构。
30. 封存特征描述。相对于能够从大型排放点源捕集的CO₂排放总量，适宜引入CO₂强化驱油技术的油田所具备的潜在CO₂封存能力是十分不足的。正如路线图中所描述的，广泛吸纳碳捕集与封存技术将需要对盐碱含水层中有效的CO₂封存容量进行特征描述。特征描述的过程是昂贵且耗时的，并且需要承担相当程度的勘探风险，即使成功，也无法保证一定的收入。为了使CO₂地质封存相对于其他低排放技术具备一定的成本优势，仅用于封存CO₂的地点的运营商，作为封存地点的管理者，很可能仅仅能够获得较低的、受限制的回报。这与封存特征描述所面临的高成本和高风险是不相符的。在这方面，CO₂封存井运营商的商业投资模式与油气生产并投资者的投资模式是截然不同的，对于后者来说，勘探成本和风险可以通过产品销售获得的高额营业利润予以抵消。因此，建议中国政府在十三五规划期间启动全面的封存特征描述过程，从而确保在第二阶段启动时有足够的封存容量。
31. 短期内（第一阶段）的示范项目。碳捕集与封存路线图的第一阶段，要求从CO₂高浓度排放源中选择（如煤化工行业）5~10个示范项目，并从涉及CO₂捕集的固定发电站中选择另外3个项目，每个项目每年捕集的CO₂量将达到100万公吨（mtpa），用于CO₂强化驱油和封存，或用于在枯竭油田中进行地质封存。
32. 由于中国既没有广泛推广从煤化工污染源捕集CO₂，也没有大范围推广CO₂推广CO₂强化驱油技术，项目开发人员可能需要分阶段进行开发，在启动100万公吨规模上的长期项目之前，先开展规模为100公吨（ktpa）的项目，以获得概念验证。成功的示范将取决于所选择的技术和行业，这将确保碳捕集与封存项目示范的成本控制在较低水平，但同时还特别取决于商业模式的构建以及参与示范论证的实体。

33. 由于在100万吨规模上的CO₂捕集技术示范仍然面临技术规模化风险, CO₂排放者特别关注长期承购协议的安全性。早期项目主要着眼于石油公司对CO₂的利用, 如果CO₂强化驱油技术在经济性上对油气生产商不具吸引力, 将无法促使他们履行长期的合同义务。这就促使政府与项目开发人员进行合作, 并承担一定的交易对手风险, 这一风险是项目开发人员无法自行承担的
34. 每个相关方都需要有效管理自己最适合管理的风险, 与这一原则相一致, 在一般情况下, 捕集、运输和强化驱油或封存实体, 在碳捕集与封存价值链中的各自部分, 承担了大量的超限成本、技术和经营业绩风险。对于存在多个股权利益相关方的项目, 在各方之间合理地分配风险, 以及适当的安全措施规定, 仍然是碳捕集与封存商业化所面临的根本性挑战, 正如上文所述。如表A4.5, 其中显示了一个综合项目中, 政府在减轻利益相关者对接风险和长期控制风险中所发挥的作用。

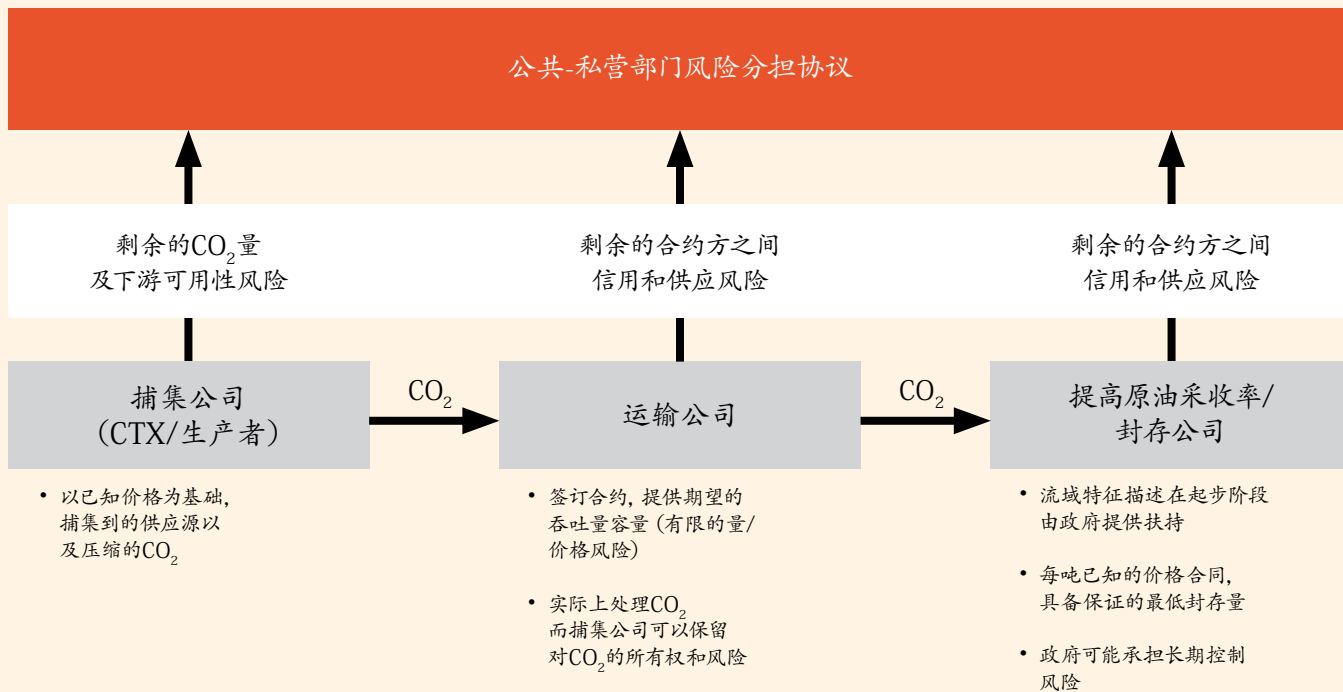
表A4.5: 各合约方之间的风险分配情况

	风险	捕集	运输	EOR/封存
未来	技术退化	捕集公司	运输公司	EOR/封存公司
	经营业绩缺口	捕集公司	运输公司	EOR/封存公司
成本	建设成本	捕集公司	运输公司	EOR/封存公司
	各方之间的数量交付	政府	政府	政府
对接封存	合约对方的寿命	政府	政府	政府
	运营环境风险	捕集公司	运输公司	EOR/封存公司
环境	长期负债控制	n.a. (低)	n.a. (低)	政府
	获得负债和股本及其期限	捕集公司	运输公司	EOR/封存公司 (中等)
融资	再融资风险	捕集公司	运输公司	EOR/封存公司

EOE = 提高石油采收率。
n.a. = 不适用。

35. 为了解决这些对接风险，政府应当通过“公共-私人风险共担”的模式提供选择性扶持，类似于建设-拥有-经营协议，其中资本投资和日常运营的责任应当由项目开发人员承担，而收入确定性责任应当由政府承担。
36. 在业务运营中，项目支持者将直接面对并承担正常的运营和对接风险，只有超过某些损失限额时，“公私风险分担”协议才能有效发挥作用。因此，应当鼓励支持碳捕集与封存价值链不同元素的支持者进行合作，在解决所面临的商业问题的同时，使其免受无约束的下滑风险，特别是他们无法控制的风险。
37. 图A4.6显示了一个假设的碳捕集与封存一体化项目中，企业运营者之间的概念关系，同时，政府将为交易对手风险提供部分担保。在降低风险方面，政府可以采取风险担保安排，其中每个单独的运营公司都需对预期的业绩水平提供项目回报支持。这些安排的关键在于对每个公司在价值链其他元素中承担的运营业绩进行限制。值得注意的是，虽然在图示所展示的情况中，每个元素都由单独的实体控制，而事实上，单一的实体可以控制碳捕集与封存价值链中的多个元素。

图A4. 6 一体化碳捕集与封存项目公共-私营部门风险分担协议



CTX = 煤液化/气化

第五、项目筛选过程

38. 对于示范项目第一阶段的成功来说，项目筛选过程是非常关键的。在正式与项目开发人员接洽之前，政府必须确立明确的目标和约束框架。在这方面，中国可以从类似的国际项目中获取经验教训。例如，英国 (UK) 政府，在确定不再继续某一碳捕集与封存示范项目后，进行了审查，并指出，“对[能源部门和气候变化]商业地位缺乏明确的定义，特别是缺乏风险分担机制以及项目的整体财务扶持政策，这意味着无法足够早地识别和应对潜在的“精华部分”。这一审查建议，在未来的过程中应当：
- (i) 采取与市场合作的方式，利用早期的市场参与形成采购需求，引导市场为建议阶段做好准备，并对项目建立自信；
 - (ii) 保持采购的速度，设定一个符合实际的和明确的时间表，以避免由扩张造成的采购成本的增加，和使项目容易受到外部事件的影响；以及
 - (iii) 分配风险，使风险可以得到最有效的管理，并在完成市场需求评估后，尽早地、明确地向市场透露政府拟定的风险分配机制情况
39. 很明显，虽然诸如技术水平、所需的扶持水平、对获得更广泛知识的贡献程度等因素都非常重要，但是，项目的最终判定，还需要以项目是否实际上建成并且按照计划运营为基础。因此，项目的“产能”将是一个关键的评估标准。为了提高所选择项目的产能，我们提出以下建议：
- (i) 允许对项目进行增量规模扩大。在开展更大规模排放量项目之前，油气公司可能需要在100ktpa规模的基础上，测试其油田地质情况是否适合于CO₂强化驱油技术。
 - (ii) 优化技术设施部署。在诸如地形问题，以及与排放源和引入强化驱油技术油田的距离等问题的基础上，对于需要增量规模扩大的项目，较早地使用CO₂的公路运输方案，可以在早期有效控制对专用的、永久性基础设施的需求，直至可以为该等长期基础设施的建设提供足够保障。在中期内，选择有潜力对建设基础设施枢纽做出贡献的项目，也可有助于优化未来的单位基础设施成本。
40. 由于大型国有企业通常能够比小型企业更好地管理风险，进行独立经营，因此预计大型国有企业将参与大多数的示范项目。然而，国有企业的参与并不必须作为获得政府扶持的一个先决条件。
41. 为了实现一个大型复杂示范项目，我们建议成立一个类似于澳大利亚可再生能源机构（详见文本框A4.1）的正式机构（一个“评审小组”），根据预先定义的标准评估项目建议，并在预先设定的原则范围内，以循环制的方式开展适当的融资协议谈判。这一方式可以附加到中国清洁发展机制 (CDM) 基金扶持上。在初步意见的基础上，将对项目进行评估并给予原则上的支持，而在开发人员完成全部前端工程设计研究后，做出最终的审核决策并就扶持条款进行协商，以获得必要的监管机构批准，并满足其他先决条件。评估将以循环制的方式进行。项目之间不得直接竞争，而应当在要求其提供可信建议之时，能够提交相关建议。美国能源部的贷款担保计划的运作方式与上述过程相似。评审小组在评估项目提案的成本竞争力和风险状况中所发挥的作用，对于确保实现物有所值目标来说是尤为重要的。因此，应当为评审小组提供充足的资源。

文本框A4.1: 澳大利亚的可再生能源机构

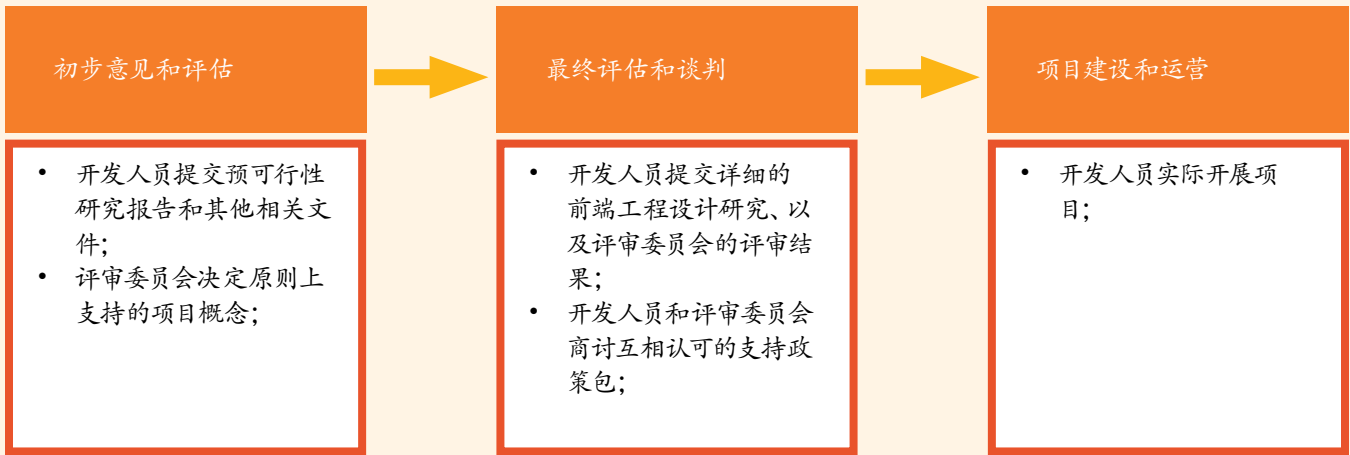
澳大利亚可再生能源机构 (ARENA) 成立于2012年, 通过推进一项25亿美元的资本拨款支持计划, 帮助降低投资风险, 并加快整个创新链中可再生能源项目的商业化。ARENA取代了一些现有的可再生能源的资助措施, 包括竞争性投标资金补助计划。ARENA运行了多个不同的计划和举措, 旨在促使可再生能源解决方案更能负担得起, 并提高澳大利亚可再生能源的使用量。

ARENA为成功项目提供资金支持的方式具有一定的灵活性。ARENA已开发出一份普通的融资策略和投资计划, 并将其作为项目评估的框架。ARENA成立了一个咨询小组, 为政府开发和选择项目、以及资金支持措施提供指导。虽然ARENA以政府的名义运营, 但是对于超过上述规定的限制的项目扶持, 还需要获得政府部门的批准。

对于大多数项目, 均以循环的方式接受项目建议书,¹⁰ 虽然在某些适用的情况下, 有时也会采用竞争性投标的方式。自成立以来, ARENA已经提供了9.4亿美元的资金, 用于扶持25亿美元的项目投资

10 可以预见的是, 因为缺乏竞争压力, 我们即便将在英国采取的那种有预定时间节点的标准竞标程序改为随交随评的方式, 也很可能水土不服。

图A4.7 高级项目筛选过程概览



FEED = 前端工程设计

42. 初步意见提交和评估阶段。在初步意见提交和评估阶段，评审小组将试图就拟议的项目是否可能满足评审小组预先定义的目标达成一致意见。对于初步评估来说，对项目进行详细的预可行性研究将是至关重要的，其中应当包含对项目的高层次概述，确立整体的过程概念及足够的相关细节，从而确定可能的工艺性能，并进行技术经济评估，从而能够实现更加具体的成本分析，而不仅仅是成本大小排序的简单估计。在该等预可行性框架中，能够更加广泛地对引入碳捕集与封存造成的资本和运营成本进行识别。这将需要对项目是否可行进行初步评估，并对所需要的扶持水平进行初步估计。除了进行技术评估，还需要证明拟议的项目具备以下条件：

- (i) 与中国的能源和环境战略目标相一致，详见十二五规划和其他政府文件中的规定；
- (ii) 获得当地政府对拟议项目实施的支持；
- (iii) 包含一个大规模以煤炭为基础的工艺，这也是在即将应用碳捕集与封存技术的电力行业、化学制品行业（包括煤制油和气体燃料）、铁钢行业，或建筑行业使用的技术的代表；
- (iv) 包含CO₂捕集、运输和利用或封存的整个技术链；
- (v) 已得到充分地开发，从而可以启动前端工程设计研究；
- (vi) 在技术上已经较为成熟，能够从气体流中捕集至少85%的CO₂；
- (vii) 其利用或封存水平等于或大于10万公吨CO₂，最好是接近或超过每年100万公吨CO₂；
- (viii) 已对地质位置进行识别和特征描述，从而能够合理预期在示范项目整个生命周期内，能够适当地封存或利用的CO₂捕集量；
- (ix) 在电力项目的情况下，包括下游的热回收，以提高整体的工艺效率；以及
- (x) 对CO₂封存的全面监测和验证方案制定计划，由于一部分CO₂还储存在气层中，这一计划还将要应用于强化驱油。

43. 开发人员提交的意见将由评审小组进行评估, 且将允许有前景的项目进入到评估和谈判的第二阶段, 而这些项目将获得一定的资金支持。
44. 最终评估和谈判阶段。针对负责做出明智的决策, 判断某个特定项目是否应该获得扶持的评审小组, 项目开发人员必须进行详细的前端工程设计研究, 研究应当针对特别重要的财务承担需求点进行分析。为了说明这一情况下前期项目的投资规模, 以英国政府给予资金扶持的以发电为基础的项目为例, 两份前端工程设计研究表明, 其早期碳捕集与封存资助额高达约4亿元人民币。
45. 前端工程设计研究能够为示范项目提供一种可验证的方法, 以验证其技术性碳捕集与封存方案的可行性, 具体包括系统定义、关键问题的识别、以及对提出的解决方案进行验证。其中需要考虑的项目如下:
 - (i) 示范项目的成熟度, 包括经营范围、投入的规模、基础设施建设和与项目实施相关的产业配套情况、以及必要专业知识、场地、设备的可用性;
 - (ii) 项目的创新, 包括技术复杂性、和在中国推广的兼容性或适用性; 以及
 - (iii) 全面管理计划的可得性, 包括策略和流程, 以确保项目的全面实施。全面管理计划的可得性, 包括策略和流程, 以确保项目的全面实施。
46. 对捕集和封存技术应用到工业过程的影响进行初步且合理的估计, 这将包含以下部分:
 - (i) 流程或循环效率、以及单位产出的能量损失; 以及
 - (ii) 投资和运营成本, 包括碳捕集与封存价值链中每个环节的设备、额外的土地需求、对CO₂封存地点的任何特征描述工作, 额外的煤炭使用、水资源使用、人力资源、废弃物的处理、环境许可、以及监督和验证成本。
47. 项目开发人员还应当承诺, 提供非知识产权的数据和资料, 为外部专家开展评估提供便利。这一承诺还应当涵盖在项目的实施过程中所产生的该等信息和资料的传播, 作为提高公众认识和接受度计划的一部分, 其中重点在于项目中任何CO₂封存地点(包括提高原油采收率)的监测和验证结果。
48. 上述估计将为整体财务模型和计划提供支持, 包括示范的总增量成本以及可能的融资来源。项目所有者可能还需要在项目完成后, 针对工厂的碳捕集和利用整合制定长期的运营计划。
49. 如果项目提交意见获得了评审小组的认可, 开发人员和评审小组进行协商, 确定一个双方都能接受的资助和支持包, 且应当与评审小组的指导方针相一致。

文本框A4.2: 与煤炭利用近零排放项目二期合作相补充

中国已经采取了类似于在中国-欧盟煤炭利用近零排放 (NZEC) 二期合作项目中提出的一种方法。关键的区别在于, 煤炭利用近零排放项目的选择是通过竞争性招标完成的。煤炭利用近零排放项目筛选团队, 在中国科学技术部、以及中国知名研究院所和高校主要国家级碳捕集和封存专家的指导下, 进行了提案征集, 然后从所提交的提案中选择了三个潜在的燃煤电力行业示范项目。这三个项目的开发人员 (主要是中国的工业组织) 均已获得了欧盟委员会提供的资金支持, 用于小型预可行性研究。一旦上述研究完成, 最合适的提案将被 NZEC 团队选中, 并将获得欧盟委员会提供的进一步的资金扶持, 用于前端工程设计研究。

50. 说明性流程进度表。循环评估和选择过程意味着每个项目将遵循一份单独的进度表推进; 然而, 图A4.8中显示了早期煤化工和电力行业项目是如何推进的。由于其面临更大的复杂性, 电力行业规模大于100万公吨的项目可能要比类似规模的煤化工项目具有更长的开发时间。这可能更好地发挥项目优势, 能够吸取从早期煤化工项目中积累的经验教训, 从而潜在地降低已识别的业务整合和承购风险。那些能够供应CO₂用于强化驱油或封存气层的电力行业项目, 由于已经开始从煤化工碳捕集与封存项目中获取CO₂, 将在这方面进一步获益。

图A4.8 早期阶段首批碳捕集与封存说明性进度表

活动	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2	H1	H2
工业CO ₂ 排放源												
识别潜在的项目		■	■									
初步意见和评估				■								
前端工程设计研究				■	■							
项目最终投资决策					■							
项目建设					■	■						
项目调试启动和运营							■	■	■	■	■	■
项目扩张 (如果起初项目规模不是1mtpa规模)									■	■		
项目运营的扩张										■	■	■
电力部门CO ₂ 排放源												
识别潜在的项目		■	■									
初步意见和评估				■								
前端工程设计研究					■	■	■	■				
最终投资和合同谈判							■					
项目最终投资决策							■					
项目建设									■	■	■	■
项目调试启动和运营												■
盐碱含水层特征描述												
盐碱含水层特征描述	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

1mtpa = 百万吨/年.

附录 5

通过CO₂强化驱油 (CO₂-EOR) 在中国推行碳捕集、利用和封存技术 (CCUS)

关键信息

- 通过注入CO₂提高作业油井原油采收率,即CO₂强化驱油CO₂强化驱油 (CO₂-EOR),是一种既有助CO₂减排又可从作业油井中多产油的方法,已在世界上广获认可。从工业工厂的CO₂排放源捕集CO₂,将其进行液化处理,然后运输到油田进行使用的过程通常被称为CO₂的捕集、利用和封存 (CCUS) 技术。CO₂强化驱油可以同时解决中华人民共和国 (中国) 面临的气候变化和能源安全的双重挑战。
- 正在进行的试点项目和能力开发已为中国积累了重要的知识体系和条件,进而可以进行大型的碳捕集、利用和封存项目示范。然而,CO₂强化驱油技术仍然面临一些技术挑战、政策和监管框架的缺失、以及石油公司和工业工厂所有者之间合作缺乏等问题,为碳捕集、利用和封存技术以及CO₂强化驱油项目的发展带来了一定的阻碍。因此,到目前为止,中国所有规划中的大型碳捕集、利用和封存项目均未进入投资阶段。
- 我们建议中国采用分阶段的方法推进碳捕集、利用和封存技术的部署。在第一阶段 (2015-2020年),政府可以: (一) 设定目标,凭借碳捕集、利用和封存技术,通过CO₂强化驱油增加石油产量,并实现CO₂的封存; (二) 在经评估认定为适宜推广碳捕集、利用和封存部署的地区中,选择优先开展碳捕集、利用和封存示范的地区; (三) 为碳捕集、利用和封存示范确立国家方案; (四) 对现有环境法规进行扩展,将碳捕集、利用和封存项目的监管纳入其中。在第二阶段 (2020-2030),我们建议对碳捕集、利用和封存枢纽的开发提供支持,同时建设CO₂管道网络,并加强对碳捕集、利用和封存部署的支持。

一、简介

1. CO₂强化驱油不仅是实现低成本捕集CO₂的有效策略,也可以在整条过程链中提供一个试验和证明碳捕集、利用和封存技术的绝佳早期机会。凭借CO₂强化驱油推广碳捕集、利用和封存也因此被广泛视为实现更大规模碳捕集、利用和封存布局的起点。它为实践知识体系的建立提供了支持,以便更好的迈向“纯粹”的深盐水层封存。由于向地表下注入液体的相关法规都已到位,可很方便地用于碳封存,而无需建立全新的制度框架。
2. CO₂强化驱油已在商业规模基础上在美国 (US) 实施了30年。美国油田通过CO₂强化驱油技术获得的日均石油产量约为250,000桶即年均石油产量8亿桶。这占到美国石油总产量的14%。每年美国有200多个CO₂强化驱油项目在运行,向含油层中已注入约6,200万吨的CO₂。CO₂强化驱油产出的原油增量已为联邦和州政府带来2,100亿美元的税收。美国碳封存委员会预计,在未来30年,从CO₂强化驱油技术中获得的整体经济效益将超过12万亿美元。
3. 自2007年起中国每年原油消费的50%以上需进口。其国内原油生产的70%以上来自九座大型油田。它们都已进入成熟期,产量或已下降或即将下降。其中一些油田注水已无法维持原油产量水平。因而,有必要引入强化驱油的方法以稳定甚至提高原油产量水平,并及保持油田的整体经济性。试点项目已经证明,对于一些油田来说,CO₂强化驱油技术是最合适的方法。这表明,中国已经达到应用CO₂强化驱油技术的就绪水平。
4. 现有的知识体系表明,对于不同的油田来说,CO₂强化驱油的引入可多产原始原油储量(油藏首次发现时储藏的原油数量)的5%~17%。有研究估计,如果在中国的所有油田都引入CO₂强化驱油技术,理论上能够为中国带来高达110亿桶的石油增产。同时,这还能够减少2~19千兆吨CO₂的排放。然而,CO₂强化驱油技术在中国的适用程度如何,以及石油增产和CO₂利用量的潜在规模,都仍然具有一定的不确定性。因此,在这一阶段,中国针对CO₂强化驱油技术及其在CO₂减排中的潜在作用进行大规模的示范和验证,是至关重要的。

二、CO₂强化驱油在中国的挑战

(一) 政策和监管方面的挑战

5. 缺乏明确的政策。尽管政府在其2012能源政策白皮书中认识到了碳捕集、利用和封存的重要性,但至今尚未明确将其纳入中国的气候变化政策中。同时,在是否要将采用该技术生产的额外的原油产量划归为非常规石油这一点上,也缺乏明确的态度。除非中国确立清晰的目标和政策,否则投资者只会将项目停留在构想阶段,而犹豫不前。
6. 缺乏针对性的激励措施。中国政府还未采纳任何激励措施,无论是为捕集的每吨CO₂直接付钱给工业排放单位,还是给在提高原油采收率的作业中使用人为来源CO₂的石油公司。没有相应的经济激励,以CO₂强化驱油进行碳捕集、利用和封存在经济上是不具备吸引力的。
7. 外的监测、报告和核准责任。传统的提高原油采收率监测旨在评估提高原油采收率技术的效率,以及应对健康和安全问题。为了顺利将CO₂强化驱油技术引入碳捕集、利用和封存项目,必须将注入和封存的CO₂应完全计算在内。这需要做以下工作:(1)在注入活动开始前认真评估泄露和其他风险;(2)制定监控、报告、量化和审核协议,并在CO₂强化驱油项目实施期间遵守该协议;(3)建立关闭后的监测协议和管理责任,以及长期责任保证。

(二) 商业方面的挑战

8. CO₂价格不确定。石油公司需要CO₂的数量巨大且要稳定,成本可负担、可预测,这样CO₂强化驱油的运营才具有可持续性。发电厂和其他工厂每年排放几百万吨的CO₂,但其运营方因为CO₂在中国没有成形的市场或价格,而在捕集和运输给石油公司的投资上犹豫不决。正因为这方面的不确定性,碳捕集、利用和封存活动一直在试点阶段裹足不前,且通常是在“单纯捕集”工厂内进行。
9. 缺乏CO₂购销协议。工厂的运营方和石油公司都必须为碳捕集、利用和封存项目的建立进行实质性的前期投资。前者投资捕集和压缩装置,而后者需要投资:(1)油井或将其改造作为注射设施或生产设施,(2)安装CO₂循环装置和防腐蚀油田生产基础设施,以及(3)铺设CO₂收集和运输管道。中国目前还没有一套标准的CO₂购销协议,且CO₂提供方和油田公司在开展相关商业关系谈判中也缺乏经验。缺乏CO₂购销协议,造成CO₂的来源和价格面临极大的商业不确定性,使石油公司拖延或避免对CO₂强化驱油设施进行前期投资。
10. CO₂排放特性和强化驱油中CO₂利用的不匹配。除非工厂由于维修或停产而关停,排放源往往以相对恒定的速度生产CO₂。相比之下,CO₂强化驱油项目所需的CO₂数量在项目整个生命周期中变化不定。初始储层评估仅仅需要相对少量的CO₂,以测试其对CO₂强化驱油的适应性。之后,需要大量的CO₂注入储层。在注入几年后,取决于具体的储层特性,所产出的原油将含CO₂,必须将其分离并重新注回油田。因此,所需的新鲜的CO₂的数量逐渐下降。这些需求变化不定,对单一工厂—单一油田的模式是一个巨大挑战。对此类碳捕

集、利用和封存项目，必须找到有数口油井的大型油田以及与其匹配的数个大型的CO₂排放源。到目前为止，在中国的所有省份中，尚无任何省份被认为适宜建设上述碳捕集、利用和封存项目群。因此，利用CO₂强化驱油技术的碳捕集、利用和封存项目很可能会分散在中国不同的地区，因此每个项目都需要克服上述CO₂供给和需求不匹配的挑战。

11. 对环境和安全风险管理的额外投资。在碳捕集、利用和封存项目中，必须对CO₂的封存进行充分的考虑。在碳捕集、利用和封存项目的整个处理链以及在项目运行的不同阶段，CO₂的意外泄露会对生态系统和人类健康造成不利影响。开发人员将需要在制定严格的管理计划方面进行投资，包括风险响应计划和环境保护。同时还必须为上述项目配备特定的监测和审核设备。到目前为止，中国的石油公司几乎不承担任何环境监测义务，且可能也不愿意遵守上述要求。

(三) 技术方面的挑战

12. 一些油田对CO₂强化驱油的适合性低。中国东部和东北部地区的一些大型油田不适合CO₂强化驱油的运营，这或因为储层的特性或因为位置上靠近人口密集的城市中心。
13. 阶段性验证。在过去的几十年中，中国的运营商一直在CO₂强化驱油方面进行研究。然而，所取得的成绩却不太理想，这主要是由于最有效的CO₂强化驱油技术应用得还不够广泛。在CO₂强化驱油项目获得生存能力之前，为了克服技术复杂性和不确定性，采取循序渐进的方式是必要的。理想的方式是对CO₂强化驱油采取阶段性验证和实施过程，起步阶段先在几个油田中进行小规模注入实验，然后开展两个阶段为期一年至三年的扩大规模示范，然后在进入更广泛的推广阶段。这种一步一步的尝试方式可能会对中国推广CO₂强化驱油技术的步伐产生一定的影响。
14. 缺乏CO₂运输基础设施。目前，中国还没有用于输送CO₂的CO₂强化驱油管道，也缺乏建设上述管道的法规和标准。在碳捕集、利用和封存开发的早期阶段，大型CO₂运输管道将是无“开放接口”的专用基础设施。专用管道的早期投资者会为该管道的特定用途而进行专门的设计，以便尽力降低增量成本，所以限制了其他潜在未来使用者的接入，例如，CO₂的输送。缺乏CO₂运输基础设施进一步降低了早期碳捕集、利用和封存项目的经济上的可行性。

三、政策建议

“第十三个五年规划”期间 (2016-2020)

15. 综上所述,在第十三个五年计划期间将CO₂强化驱油作为碳捕集、利用和封存项目进行早期示范的理由充分。我们建议,政府应当在这一期间内公布具体的措施,从而为上述早期项目创造足够的有利环境。

(四) 解决政策和监管难题

16. 设定碳捕集、利用和封存的具体目标。建议中国政府设定一个可实现的目标,即在第十三个五年计划期间,通过CO₂强化驱油实现石油产量增产3,000-6,000桶,以及实现CO₂封存量累计达1,000-2,000吨。

17. 将通过CO₂强化驱油作业获得的原油产量增量视为非常规石油,以激励强化驱油技术的推广。早期先行的CO₂强化驱油经营者,如果能够利用并有效地封存人为排放的CO₂,则应当具备获得固定价格部分补贴的资格,该固定价格部分补贴类似于由政府为其他形式的非常规碳氢化合物,如页岩气和煤层气提供的价格补贴。

18. 为早期示范项目提供金融支持。像其他许多正在推进碳捕集、利用和封存示范项目的国家一样,中国需要为先行项目提供金融支持,克服经济障碍,如较高的风险和成本。当更多这样的项目开展后,成本将下降,风险预测能力将大幅提高,需要的直接支持将更少。对于将在第十三个五年期间投入建设或建成的项目,我们建议采取下述支持机制来推动这些项目的发展:(一) 获得可偿还的优惠贷款;(二) 获得税收优惠;(三) 获得资金支持,即固定价格计划(例如,在第20段中所述的,基于CO₂银行模式合约);以及(四) 获得有限的资金资助以支持诸如前端工程设计研究等开发活动的开展,并对获得监管部门审批的过程提供支持。关于金融支持措施的详细说明详见本路线图附件4部分。

19. 为监测、报告、量化和审核采用关键标准和规范。建立相应的温室气体计算规则也是十分必要的,从而为通过CO₂强化驱油实现的净减排量提供准确的奖励。中国联席主持了ISO/TC 265下的碳捕集、利用和封存国际标准制定,并就国家标准的制定与环保监督发表了公告。这些努力应进一步加强,以促其早日通过。该标准将首先在试点和示范项目实施和试用,之后成为对所有项目的强制性标准。

20. 加强封存地点的关闭后治理。政府应当针对CO₂强化驱油作业中注入和封存的CO₂,建立场地废弃管理和长期管理责任制度。相关监管和油井状况要求,包括对CO₂封存的基本条件,应当针对油气储层予以明确,尤其是针对CO₂强化驱油技术。同时还必须解决对在油气储层封存纯CO₂的管辖权责任问题,国家-地方管辖权问题,以及组织管辖权问题(环境保护部门与国家能源管理局)。

(五) 解决商业难题

21. 制定标准购销协议。目前还没有CO₂交易市场和确定的CO₂价格。因此，石油公司和工厂之间的标准购销协议是必要的。政府应当采纳并公布一份标准CO₂购销协议，类似于在2014年2月公布的标准天然气购销协议。设定CO₂购销协议，能够降低石油公司（承购方）和工业工厂（CO₂供应商/销售商）面临的商业风险，并为其投资提供收入保证。通过设定购销协议能够保证：

(1) 石油公司以可预测的价格获得足够量的CO₂，以及所希望的CO₂品质，同时(2) 为工业工厂带来CO₂项目的收入流。一份标准购销协议应当具备以下特征：

- (i) 协议的类型。CO₂购销协议可以采取“照付不议合约”、“使用即支付合约”或长期销售合约的形式。一些购销协议包含的创新条款是设立了CO₂银行。在最基本的层面上，“照付不议合约”要求买方购买或接受特定数量的CO₂，或为该等气体支付费用，无论买方实际上是否接受该等气体。“使用即支付合约”要求买方接受CO₂，并支付CO₂购买价款，或者在买方实际接受或使用CO₂的情况下，支付相应的价格。与“照付不议合约”不同，“使用即支付合约”要求CO₂实际上被实实在在的交付。这些类型的合约都为卖方提供了较高的信赖度。同时，卖方必须能够保证按照合约规定的特定数量和质量，及时交付相应的CO₂。
- (ii) CO₂银行模式。一些CO₂购销协议都基于长期销售协议，确立了“CO₂银行”模式。这一模式以每月（或每日）的最低数量为基础，并决定了缔约双方如何平衡任何供过于求，供给不足，或过度需求的情况。这一模式与国家能源局在2014年2月公布的标准天然气合约中的规定相似，也因此是最适合用于中国的CO₂购销协议的模式。CO₂银行模式能够有效地解决买方面临的挑战，即(1) 接受工业工厂24/7/365排放的所有CO₂，和(2) CO₂供应的潜在波动。确立这一CO₂银行模式的目的是在一段时间内平衡CO₂供给短缺、过剩、和/或供应不足量的情况。这一模式使得CO₂的供给和需求能够有效匹配，并能够在买方和卖方具有不同的需求和供给量时，稳定收入流。
- (iii) 定价。买卖双方可以约定一个固定的CO₂价格或CO₂价格计算公式。在美国，CO₂的价格往往与油价相关联。在中国，CO₂的价格可以与煤炭价格联动。固定价格的优势在于便于为卖方和买方确立透明的和长期的预期。而灵活的、与油价挂钩的、以公式计算的价格更加强调买方对CO₂的购买能力。将CO₂价格与煤炭价格相联动，可以确保工厂的能量损失费用由出售的CO₂价款进行补偿。

<p>文本框A5中国燃煤发电行业先行示范项目: CO₂购销协议模板结构和通用内容</p>
<p>定义: 本部分对本合约中的关键词进行定义, 包括CO₂、合同期限、年周期等。</p>
<p>买方和卖方的承诺: 本部分对合约的范围进行定义, 将CO₂的出售纳入合约范围, 并对卖方向其他买方出售CO₂的权利, 和卖方将所出售的CO₂运输到交货点的义务进行阐述。在合约范围中通常包含一个“无担保”条款, 这表明卖方需以诚信、尽职的方式完成CO₂的交付。合约范围还允许买方在提前60日通知卖方的前提下, 可以永久中止合约。合约范围还规定, 买方没有义务购买多于其每日合同量的CO₂。</p>
<p>数量: 本节对本合约下的CO₂交易量进行了定义。它可以包括基于CO₂银行模式的“照付不议”条款或规定。在第一种方式中, 合约可以规定买方每天有义务接受每日合同量至少50%的CO₂ (或卖方提供的CO₂的50%), 并支付相关价款。在后一种方式中, 可以规定双方在以下情况下的权利和义务: (1) CO₂供应过剩, 即CO₂的排放量大于约定的月最低成交量, (2) CO₂供给不足, CO₂的供应量低于约定的月最低成交量, 和 (3) 不足量, CO₂的排放量低于每月最低量。在买方和卖方的承诺部分, 包括在计划的CO₂供给和需求发生变化时, 任何一方应当承担的信息义务/承诺。</p>
<p>价格、税收和额外的特许权使用费: 对于每次交付的CO₂量, 买方应当按照年度价格支付价款, 该价格以上一年度的价格为基础的, 并将反应预计纳税人的因素考虑在内后, 加以调整而得到的。该合约规定了买方必须支付的最低价格。各方都具有支付与其CO₂所有权相关的税费的义务。如果买方收到与税收抵免相关的款项, 买方需要向卖方支付该等款项的50%连起来写。向卖方/买方的款项返还应当作为正常的款项支付的一部分, 以月度为基础。向卖方返还50%的税收抵免, 适用于各种税收机制, 也适用于任何税收减免情况。如果CO₂的价格低于用于计算专利权税的价格, 则买方有义务通过返还卖方50%的额外专利税来帮助卖方。如果买方享受了免税政策, 则买方需要向卖方提供免税明细 (证明)。</p>
<p>合约期限: 合约自合约中规定的日期起正式生效, 且合约持续有效至CO₂的总合同量均已完成交付, 除非合同被提前终止。标准的CO₂购销协议的期限通常为15-20年。本部分通常还对合约续约或延期的条件、以及提前终止合约的原因明确规定。</p>
<p>交付地点: 需要确定一个交付点, 且合约中应当明确规定, 在交付时CO₂的所有权即刻转移。交付地点是特定的, 需要在特定的计量站配给部分管道。CO₂的所有权包括承担与所有权有关的法律责任。</p>

<p>质量：合约特别地规定了CO₂的质量，包括 (1) CO₂的纯度，通常最低值为 95-96摩尔%，(2) 水蒸汽的含量，(3) 惰性物质总额，包括硫化氢、氮、碳氢化合物、氧气和硫的总量；通常最大值为4~5摩尔%，和 (4) 温度，通常为48-50摄氏度，以及 (5) CO₂在交付地点的压力，要限定最低和最高值范围，这可能会直接影响CO₂的价格。卖方应负责确保完成每月的测试，而买方可以在指定的时间段内要求进行一次额外的测试。卖方必须将测试结果提交买方，并应当在开展预定的测试之前通知买方，从而使买方能够派代表参加测试。如果CO₂不符合质量标准，买方则无需履行购买CO₂的义务。在这种情况下，卖方可以自行决定如何处置这些CO₂。如果卖方认为无法处置这些CO₂，那么买卖双方将共同探讨替代方案。如果双方在三个月内尚未达成协议，则买方可以减少其每日合约数量或解除合同。</p>
<p>测量：测量地点应该在合约中明确规定，并且可以与交付地点一致。合约中需对测量的程序进行说明，包括将在计算中使用的任何转换。合约中还需对压力、温度、和密度测量明确说明。规定应当使用的标准米（如美国石油学会公布的标准）。每个月需对一份CO₂样品进行成分分析，除非安装一个在线系统能够进行为更频繁的成分分析。</p>
<p>测量设备和测试：合约通常明确规定现有计量/测量站的所有权，以及应当如何为买方/卖方配备和测量（以及费用的分配）。通常的情况是，卖方持有该等设备，并负责确保仪器正常运行，而买方有权参与测试。如果设备测量的CO₂量不过准确（误差超过1%），则卖方应当对费用额进行纠正。买方可以在任何时间要求进行特殊测试。如果测量仪器无法使用，则应当使用双方约定的估计方法，对交付的CO₂量进行估计。</p>
<p>结算及付款：本节对买方的付款义务予以规定，买方通常应当在收到发票后一到两个月内完成付款。还定义了CO₂的交付速率通常是恒定的和实际的。合约还应当包含补偿权利条款，其中明确买方在已经付款但尚未收到CO₂的情况下，具有接受免费CO₂的权利。这些保留的CO₂量将作为买方履行接受或支付义务的信用保证（在每年的期限内）。</p>
<p>不可抗力：如果出现突发事件（例如，自然灾害、罢工、战争、瘟疫、泥石流、雷电、地震、或其他工业干扰等），且由于该等突发事件，买方和/或卖方无法履行合约的，则应当允许取消合约义务。买方/卖方必须通知对方有关该等不可抗力事件的详细情况。如果不可抗力情况的持续时间超过六个月，则未遭受不可抗力事件的一方可以解除本合约。</p>
<p>继承人和受让人：合约的条款具有法律约束力，且对本合约各缔约方的继承人均具有约束力，包括相关机构进行重组、兼并、或合并的情况。</p>
<p>政府监管：本合约受政府法规的管辖，且卖方和买方同意遵守相关法律，并作为履行本合约义务的一部分。本合约还明确，卖方交付CO₂的能力，会受到现有或将来颁布的有关CO₂管道的法律的影响。</p>
<p>其他事项：本类别对未包括在合约其他部分的问题予以详细说明。</p>
<p>争议解决：买卖双方同意，按照本合约制定时规定的程序解决任何争议。对于项目融资来说，签订长期协议使信誉度较高的买方同意购买某一设备排放的CO₂，并不总是必须的。</p>

22. 选择并支持优先地区。中国东北部地区的鄂尔多斯盆地、松辽盆地,中国西北地区的准噶尔盆地,和中国西部地区的塔里木盆地都具有适合于CO₂强化驱油作业的油田。这些地区也建有数量众多的大型煤化工工厂,这些工厂将成为开展低成本CO₂捕集的主要选择,也将是大量廉价CO₂的供应源。这些地区也适用于建设碳捕集、利用和封存项目集群。
23. 支持CO₂管道基础设施的发展。在中国迈入第14个五年计划期时,建造共用CO₂管道将有助解决一体化问题,并推动碳捕集、利用和封存项目集群的建设。故建议发展并资助相关的CO₂官网建造。管网运营方应是独立的,通过一套共同的CO₂采购协议为CO₂捕集处理提供开放接口。这将增强投资者的信心,提高规模经济性,并为CO₂供应商和油田运营方提供运营的灵活性。同样的方式,为支持风力发电场建造高压输电线路在中国运作得很成功。CO₂管网可组建为完全国有企业,也可组建为公私合营企业。

(六) 解决技术难题

24. 强化试点测试和大规模示范。二氧化碳减排议程的推进,主要取决于更多试点和示范项目的实施情况。应当加强对项目的研究和开发支持,如863计划和973计划。

25. 成立碳捕集、利用和封存示范项目国家层面的协调机制。应选择五个至十个商业规模碳捕集、利用和封存CO₂强化驱油示范项目,每个可捕集、使用和封存100~200万吨/年,作为国家旗舰项目。这些项目应该得到国家的认可及资源和财政支持。在成功完工后,其将成为全国乃至国际类似项目的知识共享平台。
26. 对CO₂强化驱油开发采取渐进式和阶段性的方式。在CO₂强化驱油项目获得生存能力之前,采取循序渐进的方式,有利于克服技术复杂性和不确定性。对CO₂强化驱油采取阶段性验证和实施过程是适宜的。起步阶段先在几个油田中进行小规模注入实验,然后开展两个阶段为期一年至三年的扩大规模示范,而后在进入更广泛的推广阶段。

附录 6

学习国际经验

1. 目前,全球很多国家政府或其代理机构都已经制定了碳捕集与封存路线图,其中包括澳大利亚、加拿大、日本、马来西亚、波兰、南非、英国、和美国。然而,虽然这些路线图都涵盖了碳捕集与封存开发和推广的关键步骤,但却尚未得到全面的执行,从而造成所有这些国家拟定的碳捕集与封存开发和推广进程都进展得较为缓慢。但是所有这些路线图的共同点是,都包含了针对第一代碳捕集与封存示范项目的更加强有力的政府金融和财政支持,以及假定了相关的司法管辖权对封存的CO₂负有的长期责任。文本框A6.1总结了为支持碳捕集与封存的开发和推广,目前已制定政策和法规的范围和类型。
2. 全世界诸多国家政府都采取了行动以推进CCS技术的研发和应用,包括对研发和示范的投入,以及针对示范与推广建立法规和融资机制等。如A6.1所列出的,CCS政策可以分为三类。对于CCS技术从研发,到示范,到最终大规模推广,这三类政策可能都是必不可少的。

文本框A6.1: 不同国家为支持碳捕集与封存开发和推广制定的政策和法规类型

财政和金融支持	技术和环境法规	促进公众有效参与的法规
<p>碳捕集与封存激励:</p> <ul style="list-style-type: none">• 基金• 专项研究支持• 直接投资• 可再生能源售价补贴• 税收减免• 碳税• 公共信托基金 <p>融资:</p> <ul style="list-style-type: none">• 排放交易制度• 奖金补贴• 固定价格政策• 贷款担保 <p>指令性措施:</p> <ul style="list-style-type: none">• 排放性能标准• 配额• 碳捕集与封存认证系统	<ul style="list-style-type: none">• 碳捕集与封存及CO₂强化驱油技术标准;• 封存地址的选择及管理标准;• 一套全过程监测机制;• 环境影响评估要求及标准;• 许可申请、认证和保险系统监管措施	<ul style="list-style-type: none">• 有关碳捕集与封存的益处及风险的公众教育;• 来自于政府和碳捕集与封存项目的碳捕集恶化封存项目基本信息的强制披露;• 有效的公众参与平台(例如:项目经理和公众代表之间的专题座谈会、公众听证会、项目宣传);• 差价合约;

CCS= 碳捕集与封存; CO₂-EOR = 二氧化碳强化驱油。
数据来源: 亚行2014b。

表A6: 国际碳捕集与封存政策措施汇总^a

国家或地区	技术标准或环境监管框架 ^b	经济激励或要求
澳大利亚	<ul style="list-style-type: none"> 海洋石油和温室气体封存法规2011年; 国家层面陆上监管措施; 	<ul style="list-style-type: none"> 碳价格为23美元每吨; 16.8亿美元的政府资金, 用于碳捕集与封存旗舰计划;
加拿大	<ul style="list-style-type: none"> 加拿大标准协会在Z741—12项下公布的碳捕集与封存标准; 萨斯喀彻温省采用的国家层面监管措施和管道法(1998年), 由国家能源和资源部门进行管理; 	<ul style="list-style-type: none"> 排放性能标准要求新建和已有的燃煤电厂与天然气发电厂同样高效率; 使用碳捕集和封存技术达到30%的电厂可以接受延期; 用于示范项目的公共资金总额能够达到30亿美元;^d
欧盟	<p>以下国家将针对CO₂地质封存的2009/31/EC指令纳入国家法律: 捷克共和国, 芬兰, 法国, 德国, 爱尔兰, 意大利, 荷兰, 波兰, 罗马尼亚, 西班牙, 英国</p>	<ul style="list-style-type: none"> 欧盟排放交易计划; 在新建厂储备配额下计划的碳捕集与封存资金, 且已有79个项目得到支持; 价值估计为40~50亿欧元; 欧盟能源恢复计划为德国、意大利、荷兰、波兰、西班牙和英国的碳捕集与封存项目拨付10亿欧元资金;
韩国	针对允许碳捕集和海洋废物处理, 修订海洋环境管理法 ^e	提出排放交易计划;
挪威	碳捕集与封存的具体规定尚在制定过程中; 环境与石油和能源部将在近期同时发布法规草案;	<ul style="list-style-type: none"> 提出天然气开发的碳捕集与封存要求(包括未来的发电厂); 将CO₂税应用到海洋开发;
南非	已对监管漏洞进行分析, 监管规则的制定正在进行中;	
英国	<ul style="list-style-type: none"> 对欧盟指令进行调整; 能源法(2011年)允许将现有的管道和基础设施重复用于碳捕集与封存项目 	<p>正在进行2011年7月开始的电力市场化改革:</p> <ul style="list-style-type: none"> 排放性能标准(符合碳捕集与封存标准的新煤炭); 设定碳价格下限; 制定差价合约;
美国	由美国环境保护署在地下注入控制规划中制定并在2010年最终确定的针对地质封存的“第六类”规定; ^f 到目前为止, 在此规定下, 尚未有任何项目获批;	<ul style="list-style-type: none"> 拟议的电力部门减排目标; 用于示范项目的联邦资金(50亿美元); 贷款担保计划(于2014年公布的新的80亿美元g项目); CO₂封存税收抵免(提高原油采收率10美元/吨, 碳封存20美元/吨); 拟议的新厂房性能标准

CCS = 碳捕集与封存; CO₂ = 二氧化碳; EOR = 强化驱油。

a 国际能源署, 2011; 国际能源署, 2012a。

b 国际能源署, 2012a.f

c 加拿大政府、阿尔伯塔省政府、萨斯喀彻温省和不列颠哥伦比亚省政府, 2012。

d 国际能源署, 2011。

e 联邦公报, 2010。

f <https://lpo.energy.gov/category/in-the-news/> (2014年4月10日访问)。

数据来源: 亚行, 2014b。

文本框A6.2提供了英国支持碳捕集与封存政策框架的案例研究,可以作为较好的实践案例。

碳捕集与封存政策案例研究(英国)

英国已被公认为拥有最发达的支持碳捕集和封存技术的政策框架(GCCSI, 2013年)。其背景是制定了具有法律约束力的温室气体减排目标,要求到2050年至少减排80%的温室气体,并参与了欧盟的排放交易计划。

英国2012年碳捕集和封存路线图(DECC, 2014年)的五个关键领域分别是:

- 引入10亿英镑的碳捕集和封存商业化计划,以支持两个项目的前端工程和设计、以及建设成本;制定了有针对性的低碳差价合约,要求必须物有所值;以及针对个别项目的特别安排,从而使政府能够共同承担碳捕集和封存的特定风险。
- 推进电力市场化改革,从而能够通过差价合约,为碳捕集和封存以及其他低碳发电引入投资。
- 1.25亿英镑的研究与开发和创新计划。
 - 制定旨在解决商业化进程中存在的关键障碍的相关法规:
 - 所有新建的容量超过300兆瓦的燃煤电厂都必须符合碳捕集和封存要求;
 - 设定碳价格下限,为化石燃料发电厂减少排放提供了经济激励;
 - 制定排放性能标准,为所有新建的燃煤电厂都必须符合碳捕集与封存这一要求提供了一个监管标准。
 - 国际参与和知识分享:
 - 通过清洁能源部长级碳捕集、利用和封存行动小组,给付高达6,000万英镑的拨款,以支持碳捕集和封存技术在新兴市场的发展;
 - 与亚洲开发银行合作,利用3500万英镑的资金,以支持中华人民共和国和印度尼西亚的碳捕集和封存项目。

该路线图包括碳捕集和封存开发和推广的三个阶段。第一个阶段,碳捕集和封存项目为同类别中首批推向商业化计划的项目。政府认为,对早期项目进行支持是降低碳捕集和封存成本的最快捷、最有效的办法。第二个阶段,碳捕集和封存项目处于过渡阶段,介于主要由国家提供支持的第一阶段和具备成本竞争力的第三阶段项目之间。第二阶段项目可以捕获来自发电厂或能源密集型产业的CO₂排放。项目开发者也可以选择利用强化驱油技术。到第三阶段,政府期待碳捕集和封存产业已发展到项目完全商业化的程度,并可以凭借成本优势,在市场中与其他低碳技术进行竞争。

CCS = 碳捕集和封存, MW = 兆瓦特。

3. 所有路线图都围绕一条主线,即加强政府对第一代示范项目的融资与财政支持,同时基于管辖权假定CO₂长期地质封存的可靠性。方框A6.1总结了已经敲定的用以支持CCS开发和部署的有关政策与法规的范围和类型。
4. 世界各国政府已经采取行动鼓励CCS技术的部署和运用。这些政策包括了从研究、部署和示范的方面的投资到CCS示范和部署的制定法规和金融支持机制。如方框A6.1所描述的,CCS政策的基本类型有三个,而使得CCS从研究和示范向成为广泛运用技术推进,最终都会需要所有三种类型的政策。
5. 尽管大多数国家都选择将已有的环境影响分析(EIA)法律应用于碳捕集与封存领域,然而由于如碳捕集与封存这类新技术会使公众感知到风险,进而可能带来接受程度上的不确定性,因此,现有法律中有关公众参与的相关要求很可能需要进一步加强。如何将碳捕集与封存概念传达给公众,以及社区在何种程度上参与碳捕集与封存项目的规划和实施(许可、选址、长期安全问题等)将会对碳捕集与封存项目如何推进以及地域选择产生一定的影响。有效的参与可能有助于缓解担忧,从而能够更加专注于研究碳捕集与封存所产生的相关影响(包括正面和负面的)。当地社区参与碳捕集与封存项目的国际最佳实践已经成书出版(世界资源研究所,2010年)。
6. 虽然EIA法律提供了一个用于评估与规划项目相关的潜在环境影响的框架,碳捕集与封存技术带来的特有的一些环境挑战问题也促使一些国家,包括欧盟成员国家和美国,建立专门针对碳捕集与封存的环境监管框架。这些独特的环境挑战包括:(1) CO₂在地下的浮力;(2) 与CO₂注入相关的潜在诱发地震;(3) 在某一项目中将CO₂捕集、运输和封存方面进行整合;(4) 地下地质情况的不确定性或不充分的知识;(5) 预计的封存期限和对长期监测框架的需求;以及(6) 长期责任。

参考文献

- Administrative Center for China's Agenda 21 (ACCA 21). 2010. *Report of Cooperation Action within Carbon Capture and Storage China-EU (COACH)*. Beijing.
- Advanced Resources International (ARI). 2011. *United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) Global Technology Roadmap for CCS in Industry: Sectoral Assessment CO₂ Enhanced Oil Recovery*. Advanced Resources International.
- Asian Development Bank (ADB). 2014a. *Study on Carbon Capture and Storage in Natural Gas-Based Power Plants*. Consultant's report. Manila (TA 8001-PRC).
- . 2014b. *Technical Assistance to the People's Republic of China (PRC) for the Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment: Opportunities for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment in the PRC under Low-Carbon Transformation Scenarios*. Manila.
- . 2014c. *Technical Assistance to PRC for the Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment: Roadmap toward a Carbon Capture, Utilization, and Storage Regulatory Framework*. Manila.
- . 2014d. *Technical Assistance to the People's Republic of China (PRC) for the Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment: Review of Carbon Capture and Storage Technologies*. Manila.
- . 2014e. *Technical Assistance to the People's Republic of China (PRC) for the Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment: Selection of Early-Opportunity Carbon Capture, Utilization, and Storage Demonstration Projects for the PRC*. Manila.
- . 2014f. *Technical Assistance to the People's Republic of China (PRC) for the Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment Component B: Oxy-fuel Combustion Technology Assessment*. Manila.
- Canada Gazette. 2011. *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations*. <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2011/2011-08-27/html/reg1-eng.html> (accessed 12 February 2014).
- Department of Energy and Climate Change (DECC), UK. 2014. *Next Steps in CCS: Policy Scoping Document*. Department of Energy and Climate and Climate Change. London.
- Ding, Y., W. Han, Q. Chai, S. Yang, and W. Shen, W. 2013. *Energy Policy* 55, 445–453.
- Ecofys and Carbon Counts. 2013. *Implications of the Reuse of Captured CO₂ for European Climate Action Policies*. Report prepared for the European Commission Directorate General.
- European Environment Agency. 2011. *Air Pollution Impacts from Carbon Capture and Storage (CCS)*. Copenhagen. <http://www.eea.europa.eu/publications/carbon-capture-and-storage>

- Federal Register, US 2010. Part III Environmental Protection Agency: Federal Requirements under the Underground Injection Control (UIC) Program for Carbon Dioxide (CO₂) Geological Sequestration (GS) Wells: Final Rule. <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2010-12-10/pdf/2010-29954.pdf> (accessed 10 April 2014).
- Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI). 2010. *Defining CCSR: An Approach to an International Definition*. Canberra. <http://www.globalccsinstitute.com/publications/defining-ccs-ready-approach-international-definition>
- . 2013. *The Global Status of CCS: 2013*. Melbourne, Australia.
- . 2014. *The Global Status of CCS: 2014*. Melbourne, Australia.
- . 2014. *Environmental NGO Perspectives on CCS*. <http://www.globalccsinstitute.com/publications/environmental-non-government-organisation-ngo-perspectives-carbon-capture-and-storage> (accessed 15 March 2014).
- Government of Canada and the Governments of Alberta, Saskatchewan, and British Columbia. <http://www.nrcan.gc.ca/energy/science/1421> (accessed 11 September 2012).
- International Energy Agency (IEA). 2008. *CO₂ Capture and Storage: a key abatement option*. International Energy Agency/Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris, 2008.
- . 2011. *CCS Legal and Regulatory Review*. Edition 2. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ccs_legal.pdf (accessed 8 April 2014).
- . 2012a. *Carbon Capture and Storage Legal and Regulatory Review*. Edition 3. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CCS_Review_3rdedition_FINAL.pdf (accessed 15 March 2014).
- . 2012b. *Joint IEA–OPEC Workshop on CO₂-Enhanced Oil Recovery with CCS*. Kuwait City, 7–8 February 2012. OECD/IEA, Paris.
- . 2013. *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage*. 2013 edition. International Energy Agency/Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris.
- International Panel for Climate Change (IPCC). 2005. *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York
- <https://lpo.energy.gov/category/in-the-news/> (accessed 10 April 2014).
- Li, Q., Y.-N. Wei, and G. Liu. 2013. Assessment of CO₂ Storage Capacity and Saline Water Development in Sedimentary Basins of China. [In Chinese.] *South-to-North Water Transfers and Water Science & Technology* 11(4): 94–96.
- Li, X. C., Y. F. Liu, B. Bai, and Z. Fang. 2006. Ranking and Screening of CO₂ Saline Aquifer Storage Zones in China. [In Chinese.] *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering* 25(5): 963–968.

- Li, X., Y.-N. Wei, Y. Liu, Z. Fang, R. T. Dahowski, and C. L. Davidson. 2009. CO₂ Point Emission and Geological Storage Capacity in China. *Energy Procedia* 1(1): 2793–2800.
- Liu, H., and X. Liang. 2011. Strategy for Promoting Low-carbon Technology Transfer to Developing Countries: The Case of CCS. *Energy Policy* 39(6): 3106–3116.
- Liu, Y., X. Li, Z. Fang, and B. Bai. 2006. Preliminary Estimation of CO₂ Storage Capacity in Gas Fields in China. *Rock and Soil Mechanics* 2006 (12): 2277–2281.
- Mantripragada, H. C. and E. S. Rubin. 2009. CO₂ Reduction Potential of Coal-to-liquids (CTL) Plants.; *Energy Procedia* 1, pp. 4331–4338.
- . 2011. Techno-economic Evaluation of Coal-to-liquids (CTL) Plants with Carbon Capture and Sequestration. *Energy Policy* 39: 2808–2816.
- Meng, K., M. Celia, and R. Williams. 2005. *Opportunities for Low-cost Carbon Capture and Storage Demonstration Projects in China*. <http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/05/carbon-seq/Poster%20226.pdf>
- Minchener, A. 2011. *CCS Challenges and Opportunities for China*. IEA Clean Coal Council. London.
- Ministry of Science and Technology, of the People's Republic of China. 2013. *An Assessment Report on CO₂ Utilization Technologies in China*. Beijing.
- National Development and Reform Commission (NDRC). 2013. Notice of National Development and Reform Commission (NDRC) on Promoting Carbon Capture, Utilisation and Storage Pilot and Demonstration. NDRC Notice No. 849. <http://www.globalccsinstitute.com/publications/notice-national-development-and-reform-commission-ndrc-promoting-carbon-capture>
- National Energy Technology Laboratory (NETL). US. 2009. *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution*. National Energy Technology Laboratory, US.
- Shen P. 2010. Technical Report of 973 Project: Greenhouse Gas to Enhance Oil Recovery and Underground Sequestration. Beijing.
- Shen P., Y. Liao, and Q. Liu. 2009. Methodology for Estimation of CO₂ Storage Capacity in Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*. 2009, 36(2): 216–220.
- Styring, P., D. Jansen, H. de Coninck, H. Reith, and K. Armstrong. 2011. *Carbon Capture and Utilisation in the Green Economy: Using CO₂ to Manufacture Fuel, Chemicals and Materials*. Centre for Low Carbon Futures. Sheffield, UK.
- Sun L., and W. Chen. 2012. Assessment of CO₂ Geo-storage Potential in Onshore Oil Reservoirs, China. *China Population, Resources and Environment*. 2012, 22 (6): 76–81.
- Yang, C., J. and R. Jackson. 2013. China's Synthetic Natural Gas Revolution. *Nature Climate Change* 3: 852–854. <http://people.duke.edu/~cy42/SNG.pdf>
- World Bank. 2014. *CO₂ Emissions Statistics by Country*. Washington, DC. <http://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT/countries>

- World Resources Institute (WRI). 2010. *Issue Brief: Carbon Capture and Storage and the UNFCCC*. Washington, DC.
http://www.wri.org/sites/default/files/pdf/carbon_dioxide_capture_and_storage_and_the_unfccc.pdf (accessed 2 September 2014).
- . 2010a. *Guidelines for Community Engagement in Carbon Dioxide Capture, Transport and Storage Projects*. <http://www.wri.org/publication/guidelines-community-engagement-carbon-dioxide-capture-transport-and-storage-projects?override=1> (accessed October 2014)
- Zhai, H., and E. S. Rubin. 2010. Carbon Capture Effects on Water Usage at Pulverized Coal Power Plants. *Energy Procedia*. GHGT-10, www.elsevier.com
- Zhang, Qingfeng, and Robert Crooks. 2012. *Toward an Environmentally Sustainable Future: Country Environmental Analysis of the People's Republic of China*. Asian Development Bank. <http://www.adb.org/sites/default/files/pub/2012/toward-environmentally-sustainable-future-prc.pdf>

关于封面

从左至右，从最外围圈向里，照片表示内容如下：

1. 中国华能集团北京高碑店电厂的中国首个3,000吨每年后然碳捕集试点项目（图片来源：中国华能集团）
2. 中国华能集团上海石洞口120,000吨每年碳捕集工业试点项目（图片来源：中国华能集团）
3. 胜利油田CO₂-EOR试点项目的注入井（图片来源：中国石化胜利油田）
4. 胜利油田CO₂-EOR试点项目的CO₂注入场地（图片来源：中国石化胜利油田）
5. 神华集团100,000吨每年CCS工业规模试点项目的碳捕集厂（图片来源：神华集团）
6. 大港油田的生产井（图片来源：大港油田）
7. 神华集团100,000吨每年CCS工业规模试点项目的封存场地（图片来源：神华集团）

中国碳捕集与封存示范和部署路线图

实现中国以煤为主的能源系统的深脱碳，同时保持国内生产总值的适当增长，除了加强能效和进一步引进可再生能源以外，还需要有做出更多努力。碳捕集与封存 (CCS) 是中国必要的低碳发展选择。目前，它是唯一的接近商业化的技术系统，其所包含的各种技术提供了为大幅度降低工业生产过程和煤基（或基于其他化石燃料）电厂CO₂排放的中长期机会，同时还能够以低碳方式继续在此类重要应用中利用煤炭。通过利用亚洲开发银行（亚行）、咨询顾问报告和亚行人员的工作成果，本报告对中国发展碳捕集与封存的潜力、障碍和挑战进行了评价并为推进碳捕集与封存示范和部署提出了十三五计划期间和中长期必要的政策行动建议。

关于亚洲开发银行

亚行的远景目标是实现没有贫困的亚洲和太平洋地区。亚行的工作旨在帮助其发展中成员体减少贫困，改善人民生活质量。尽管亚太地区发展取得了诸多进步，但该地区的贫困人口仍然占全世界贫困人口的大多数。亚行致力于通过共享式经济增长、环境可持续发展和区域一体化减少亚太地区的贫困。

亚行总部设在菲律宾首都马尼拉，现有67个成员体，其中亚太地区成员48个。它主要通过政策对话、贷款、股本投资、担保、赠款以及技术援助等工具向成员体国家提供帮助。



亚洲开发银行
ASIAN DEVELOPMENT BANK
6 ADB Avenue, Mandaluyong City
1550 Metro Manila, Philippines (菲律宾马尼拉)
www.adb.org

亚洲开发银行驻中国代表处
北京朝阳区建国门外大街1号
国贸大厦(三期)17层
邮编: 100004
www.adb.org/prc
cn.adb.org