



二氧化碳离岸运输与封存的工程要求 国际经验简介

周蒂, 张云帆
中国科学院南海海洋研究所,
英中CCUS (广东) 中心

Stuart Haszeldine
爱丁堡大学, 爱丁堡, 英国



中英 (广东) CCUS 中心
UK-China (Guangdong) CCUS Centre

五月 2014, 广州, 中国



中英（广东）CCUS 中心

UK-China (Guangdong) CCUS Centre

2009年, 中国国务院提出2020年温室气体排放行动目标, 并在2010年把广东省列为低碳试点省份。英国能源与气候变化部与广东省发展及改革委员会在广东省省长朱小丹的见证下于2013年9月在伦敦签订了推动低碳合作的联合声明, 以深化双方合作, 其中强调了开展碳捕集与封存 (CCS) 合作的重要性。2013年12月18日中英 (广东) 碳捕集, 利用与封存产业促进与学术交流中心, 即中英 (广东) CCUS中心正式成立。中心致力于推动大型CCUS项目的示范, 应对人类面临的温室气体排放的挑战, 为中国面对的雾霾、水污染的问题提供国际合作平台, 催化清洁化石能源技术产业化, 以及培养相关专业人才。

支持单位:



中心发起机构:



作者与致谢

本报告由中英（广东）CCUS中心顾问委员会副主席，中科院南海海洋研究所周蒂教授，中科院南海海洋研究所张云帆副教授，爱丁堡大学Stuart Haszeldine教授共同编写。本报告是《CCUS在英国和中国的实施：针对广东省进行的对比分析（ICCUS）》项目的成果之一。感谢英国外交部的战略繁荣基金对项目的资助，以及英国驻广州总领事馆对项目的管理。特别感谢梁希博士对项目的领导，以及 Bill Senior 和Gaëlle Bureau-Cauchois博士对本报告的审阅和有益的改进意见。感谢叶碧涵女士协调报告排版和美工。

权利和免责声明

本报告提供独立的学术建议。在任何情况下, 有关作者, 中英(广东) CCUS中心, 和资助机构不会为报告带来的任何损失或义务负责。任何个人或机构, 在未取得中英(广东) CCUS中心同意的情况下, 不能够复制, 二次发表报告的全部或部分内容。

目 录

序言	01
第一章 与运输和封存有关的二氧化碳特性	03
1.1 二氧化碳相图	03
1.2 二氧化碳密度	04
1.3 焦耳-汤姆逊效应	04
1.4 腐蚀	04
1.5 水合物	04
1.6 杂质的影响	05
1.7 充当溶剂的高密度二氧化碳	05
1.8 二氧化碳与天然气的比较	05
第二章 将二氧化碳运输到离岸封存地点	08
2.1 运输方案的选择	08
2.1.1 运输方式	06
2.1.2 二氧化碳在运输中的相态	08
2.2 二氧化碳管道运输的预处理要求	09
2.2.1 干燥	09
2.2.2 杂质	09
2.2.3 温度和压力	10
2.3 二氧化碳管道运输系统的设计概念	11
2.3.1 相关标准	11
2.3.2 管道运输系统	11
2.3.3 管道规格	12
2.3.4 紧急关闭系统	13
2.4 现有管道的再利用	13
2.5 船舶运输	13
第三章 海上石油平台和钻井用于二氧化碳封存	15
3.1 设计新的海上平台和钻井	15

3.1.1 现有设备的评估	
3.1.2 新平台的概念设计	15
3.1.3 平台及钻井的设备	16
3.2 离岸平台和钻井的再利用	19
3.2.1 已有设备的评估	19
3.2.2 Goldeneye 平台的改造	19
3.2.3 Goldeneye 钻井的改造	20
第四章 二氧化碳运输和离岸封存中的HSH问题	22
4.1 窒息	22
4.2 高密度二氧化碳意外泄露	22
4.3 CO ₂ 扩散模拟	23
4.4 环境影响分析	24
第五章 二氧化碳的运输和封存成本	25
5.1 运输成本	25
5.1.1 ZEP的评估	26
5.1.2 英国FEED评估	26
5.1.3 运输成本比较	27
5.2 二氧化碳封存成本	29
5.2.1 ZEP (2011a)的二氧化碳封存成本研究	29
5.2.2 英国FEED海上二氧化碳封存成本评估	32
5.3 封存成本估计值对比	33
5.4 CCS链资本成本估计值的对比	33
结束语	35
参考文献	36

序言

广东省开展二氧化碳的捕集、利用和封存 (CCUS) 的可行模式是：从沿岸的大型排放点源捕集二氧化碳，在岸边的站点把捕集的二氧化碳进行预加工，小部分的二氧化碳提供工业利用，大部分二氧化碳通过管道或船舶运输到近海并对它进行地质封存(GDCCSR, 2013; Huang et al., 2013; Li et al., 2013; Zhou et al., 2013)。利用枯竭油气田的管道和基础设施来运输和封存二氧化碳，是一个降低成本的可能选择。为了利用现有的基础设施封存二氧化碳，必须在油气田枯竭的许多年前进行可行性研究，才能留有充足的时间让油气田做好封存二氧化碳的准备 (GDCCSR-SCSIO, 2013)。

迄今中国还没有包含离岸封存的CCUS完整产业链。为了给中国特别是广东省的决策者和利益相关方提供简要的参考资料，本报告基于国际经验总结了二氧化碳离岸运输和封存的主要工程要求及其原理，并简述其成本。与CCUS有关的地质评价和产业链整合方面的问题有待其他报告讨论。

本报告主要基于英国的Longannet和Kingsnorth项目（见**方块1**中的简短的介绍）的前端工程设计（FEED）报告，必要时也会用到其他的来源的资料。鉴于工作时间和作者知识有限，报告内容难免有疏漏或不当之处，敬请原谅。

方块1. 英国Kingsnorth和Longannet二氧化碳捕集与封存项目的前端工程设计 (FEED)简介

英国能源和气候变化部在2010年3月决定投资开展Kingsnorth和Longannet两个CCS项目的前端工程设计研究，分别由意昂（E.ON）集团和苏格兰电力公司(ScottishPower)牵头的两个CCS联盟承担。这两个项目后来因为资金及其它的原因而被放弃，但是被要求公布其所有的研究报告，以确保由研究得出的所有经验能够尽可能地广泛传播，从而推进CCS技术的发展。

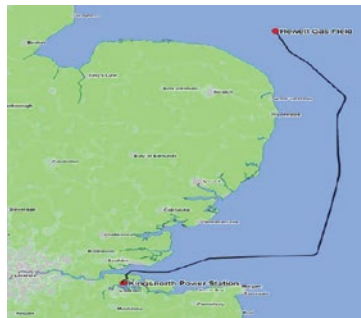
Kingsnorth项目由以下部分组成：

- 1 Kingsnorth电厂的两个800MW发电机组；
- 2 一个300MW（净）燃烧后碳捕集设备（该设备和脱水与压缩设备一起整合到电厂中；
- 3 一条新建的270公里长36”（900毫米）直径的高压管道，用于把二氧化碳运输到北海南部的Hewett气田；
- 4 新建的海上平台、二氧化碳注入设备以及钻井。

Longannet项目则包括以下部分

- 1 Longannet电厂;
- 2 一个碳捕集厂和一个在岸上的压缩站;
- 3 >387公里长的管道(大部分为现有管道)用于在陆上及海外运输二氧化碳;
- 4 北海的Goldeneye已枯竭凝析气田,将利用其已有平台和钻井进行二氧化碳充注。

这两个项目的设计目标都是在10到15年内捕集、运输和注入2000万吨的二氧化碳到海上枯竭气田之中,以实现永久封存。



Kingsnorth项目设计图



Longannet项目设计图

两个项目的FEED文件可在下列网页中下载:

<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20121217150421/>

http://decc.gov.uk/en/content/cms/emissions/ccs/ukccscomm_prog/feed/e_on_feed/_e_on_feed_.aspx

<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20121217150421/>

http://decc.gov.uk/en/content/cms/emissions/ccs/ukccscomm_prog/feed/scottish_power/scottish_power.aspx

第一章

与运输和封存有关的二氧化碳特性

要了解二氧化碳的运输和封存在工程技术上怎样进行,就必须了解它的物理特性。在这一章我们要讨论二氧化碳的有关特性,尤其强调二氧化碳不同于天然气的特性,因为用于二氧化碳运输和封存的技术与用于天然气的运输和封存在的技术有着一定程度的相似,而且现有的油气勘探基础设施有可能被再利用于二氧化碳的运输和封存。

1.1 二氧化碳相图

纯二氧化碳是无色、无味、不易燃的物质,可以呈固态、液态、气态或超临界状态存在。在二氧化碳相图(图1.1.1)中有三个很重要的点,即

- 升华点: 温度 -78°C 和压力1巴(bar)时, 固态的二氧化碳升华为气态;
- 三相点: 温度 31°C 和压力5.1巴, 是二氧化碳固、液、气三个状态的会合点;
- 临界点: 温度 31°C 和压力73.9巴, 超过该点时二氧化碳会成为单一的超临界液体, 它具有液体的密度但可像气体那样流动, 因此是实现二氧化碳有效封存的最好状态;

在文献中,“高密度液体”或“高密度态”被用来描写高于临界压力但低于临界温度的高密度液态的二氧化碳;这被认为是高效率地运输二氧化碳的理想状态。也可在低压条件下以气态运输二氧化碳,将在第二章中进行讨论。

图 1.1.1 二氧化碳相图, 示四个重要相态区、升华点、三相点和临界点 (自J.D. Myers. WSGS, 2013)

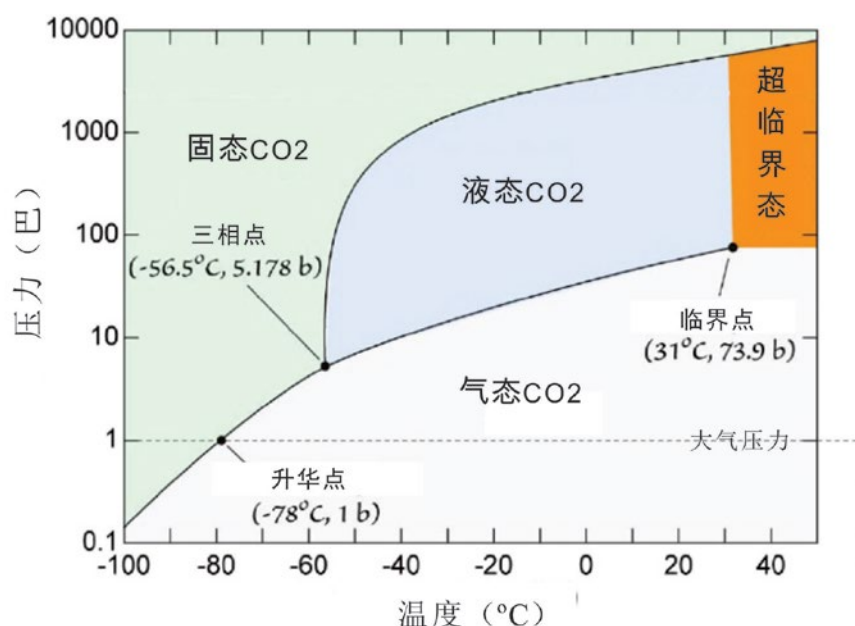
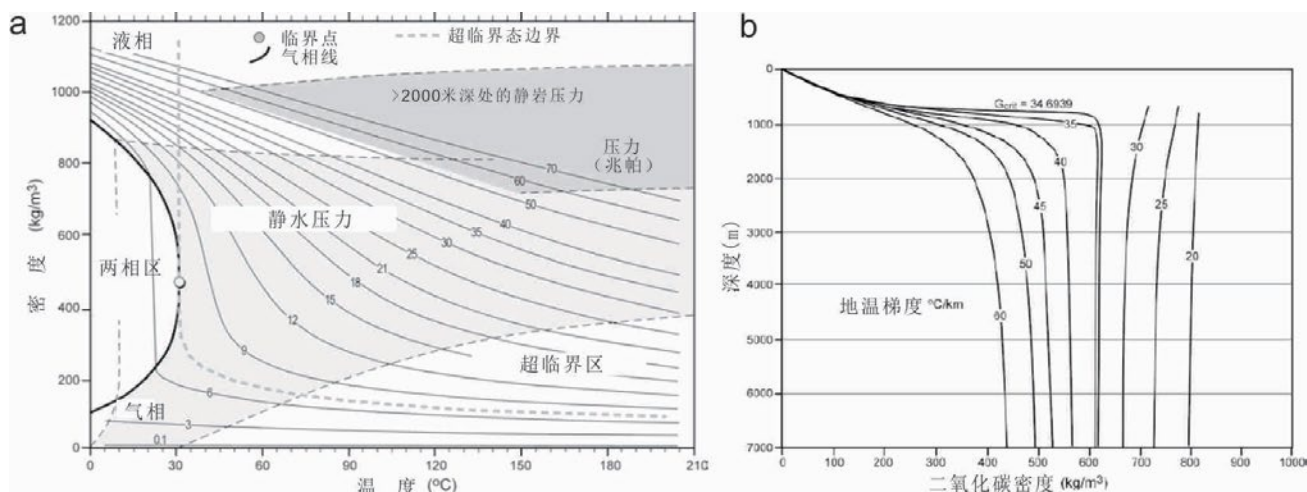


图1.2.1 a)二氧化碳密度作为温度和压力的函数；b)二氧化碳密度作为深度和地热梯度的函数，假设静水压力和地表温度5°C.自Bachu (2003)

1.2 二氧化碳密度

在地表条件下二氧化碳的密度是空气的1.5倍，因而可以在地下室、沟槽和地形低处形成聚集。

二氧化碳的密度是温度和压力的函数 (图1.2.1a)。在地下，二氧化碳的密度随深度增加而呈非线性增大 (图1.2.1b)。由于高密度二氧化碳的封存效率较高，一般要求封存深度大于800米，在这种深度上二氧化碳处于超临界状态而具有较高的密度。由于二氧化碳的密度随温度降低而升高，具有较低地温梯度的“冷”沉积盆地将比“热”沉积盆地更有利于二氧化碳封存(Bachu, 2003)。



1.3 焦耳–汤姆逊效应

当二氧化碳在管道或容器内，由于压力的降低而发生膨胀时，会产生显著的冷却作用，这种现象叫焦耳–汤姆逊效应。二氧化碳的冷却会造成管道的冷却和钻井的脆化，从而降低对抗应力和断裂的弹性；因此对于建筑的材料的选择一定要加倍小心谨慎。所有的设备和管道都要采用有足够韧性的材料，以至于可以抵抗脆性破裂。二氧化碳的冷却会导致钻井套管的体积变化，使水泥与围岩的结合力降低。意外的冷却还会导致二氧化碳相态的变化或已溶解杂质的析出，从而在管道或孔隙中产生多相流体。必须了解和控制这些效应的发生。

1.4 腐蚀

二氧化碳流体里的水和硫化氢的存在可能会引起腐蚀性酸的形成。溶化在二氧化碳中的水不会引起问题，但游离水会与二氧化碳化合而形成碳酸(H₂CO₃)，对未被保护的低碳钢构件（如碳钢管道和碳钢零件）产生腐蚀。碳酸还会分解钻井水泥（勃特兰水泥），从而导致外壳瑕疵并加快水泥的降解。在存在游离水的情况下，腐蚀速率将随二氧化碳浓度的增高和压力的增大而加快。

1.5 水合物

在增高的压力和海底温度条件下，含水的二氧化碳流体中有可能形成二氧化碳水合物，从而堵塞管道、阀门、仪器和钻井。

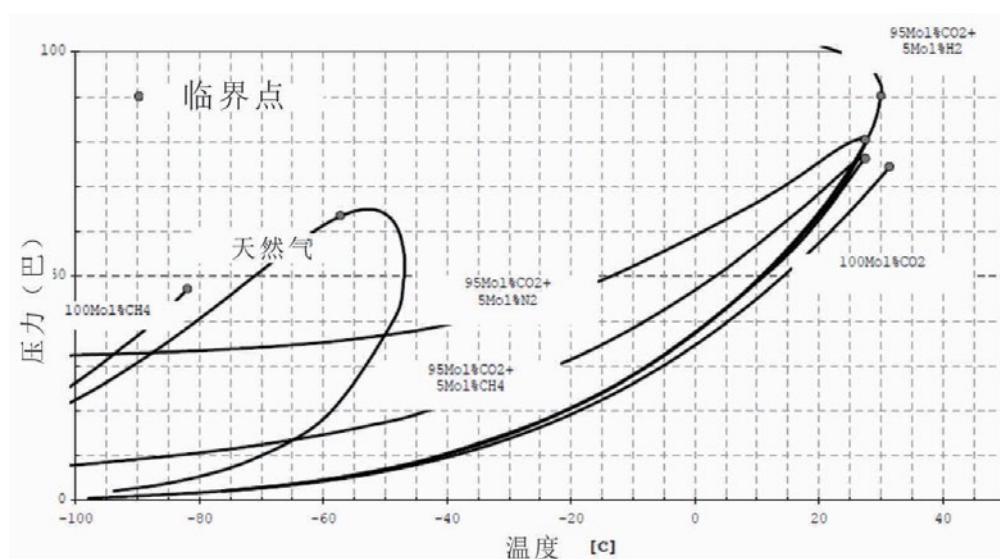
1.6 杂质的影响

二氧化碳的成分随其来源而变化。捕集的二氧化碳中杂质的份量和类型取决于燃烧和捕集的技术,以及杂质的法定限量。燃烧后捕集的二氧化碳中主要杂质是水、氮、氧、硫化氢、氢和一氧化碳。

杂质的存在可能导致二氧化碳在水中的溶解度的变化。 H_2S , NO_x , SO_x , O_2 和水的存在还会导致强酸(HNO_3 , H_2SO_4)的形成,从而使腐蚀加剧。

有些杂质可能会使二氧化碳的物理性质发生变化,如改变临界点的压力和温度(图1.6.1),改变二氧化碳流体的密度和粘度。尤其是当有氢气或者氮气存在的时候,压力和温度沿给定长度管道的降低会更快。因而为了保持单一的超临界态或者高密度态,就需要在更高的压力条件下进行管道运输;这意味着沿管道需要更多的压缩机站,在经济上是不可行的。

图 1.6.1 部分杂质对二氧化碳和天然气相线的影响比较。
。自DNV (2010b)



1.7 充当溶剂的高密度二氧化碳

高密度二氧化碳呈现出对有机化合物(特别是基于氯或氯化物的组分)的高溶解性;这对于普遍应用于物品封口处(如阀门、垫圈、涂层或O形圈)的合成橡胶是有害的。在高压条件下,低粘度、近零表面张力和高流动性的高密度二氧化碳会浸入合成橡胶和橡胶中;而当压力迅速降低,二氧化碳不能足够快地从材料中逃逸时,就会起泡甚至发生爆炸。因此应该避免采用有气孔的材料。

高密度与超临界的二氧化碳对于油、蜡和一些无机固体都是强溶剂,所以会将它们从轴承或回旋式密封装置中剥离。溶解于二氧化碳的任何化合物都有可能沉淀在运输系统中较冷的管道里。

1.8 二氧化碳与天然气的比较

将曾用于油气开发和运输的现有设备再利用于二氧化碳捕集与封存有可能降低成本;为此必须考虑这个过程中二氧化碳和天然气之间的热力学及化学性质的差别。

1. 二氧化碳和天然气流动状态的差别。

天然气总是在高压管道中以气态形式传输。陆上的输气系统的压力可达100巴，而离岸输气管道的运行压力可达到甚至超过200巴。相比之下，由于工作压力的不同，二氧化碳在传输过程中有可能呈气态、液态或高密度态。但是，无论何时必须确保二氧化碳以单相流的状态传输，这是因为：1) 双相流的传输效率总是低于单相流（单一的气相或液相）；2) 在传输过程中，双相流可能产生空穴现象和压力尖峰，导致运输管道的损伤 (Nimtz et al., 2010)；3) 在某些工作条件下，气体和液体可能不是均匀地分布在管道内，而是作为大部分由液体（或气体）组成的大活塞那样流动 (GCCSI, 2013)。活塞效应会产生振动且有可能损坏设备 (ROAD, 2012)。因此，为了保证从管道的入口到出口的单相传输可以顺利进行，必须严格设计二氧化碳运输过程中的压力及温度条件，包括入口压力、外界温度、地表及地下的地形等等 (IEA, 2014)。需要借助网络模型及瞬态多相模拟实验进行流动安全保障研究，以确定在传输过程中对二氧化碳的具体要求，防止在设计的高温条件下有两相流的出现及水合物的产生。

2. 压力控制。

压力控制对于满足二氧化碳单相传输的要求十分关键。二氧化碳沿某一管道传输的开始或结束都可能产生压力脉冲。向低于静水压力的深部咸水层进行二氧化碳充注、或者沿钻孔发生垂向流速或相态的变化都有可能诱发瞬时效应，这些都是较难处理的问题。

3. 腐蚀。

与天然气不同，二氧化碳在游离水和硫化氢存在时具有腐蚀性，这对于碳钢管道和一些金属元件是有害的，而且还可能使水泥溶解而弱化。腐蚀有可能呈断续的点状发生于阀门、接口、弯道或小坑处，因此细心检查十分重要。临界态和高密度态二氧化碳对于常用于阀门、垫圈、涂层和O形圈的合成橡胶来说是有害的溶剂。

4. 焦耳-汤姆逊效应。

在0°C条件下，焦耳-汤姆逊效应对于二氧化碳是发生于1.6°C/巴，而对于天然气则发生于约1.0°C/巴。这表明在体积膨胀时二氧化碳冷却得比天然气更快，因此产生的冷却和脆化效应也比天然气更强。

5. 韧性裂隙的延伸。

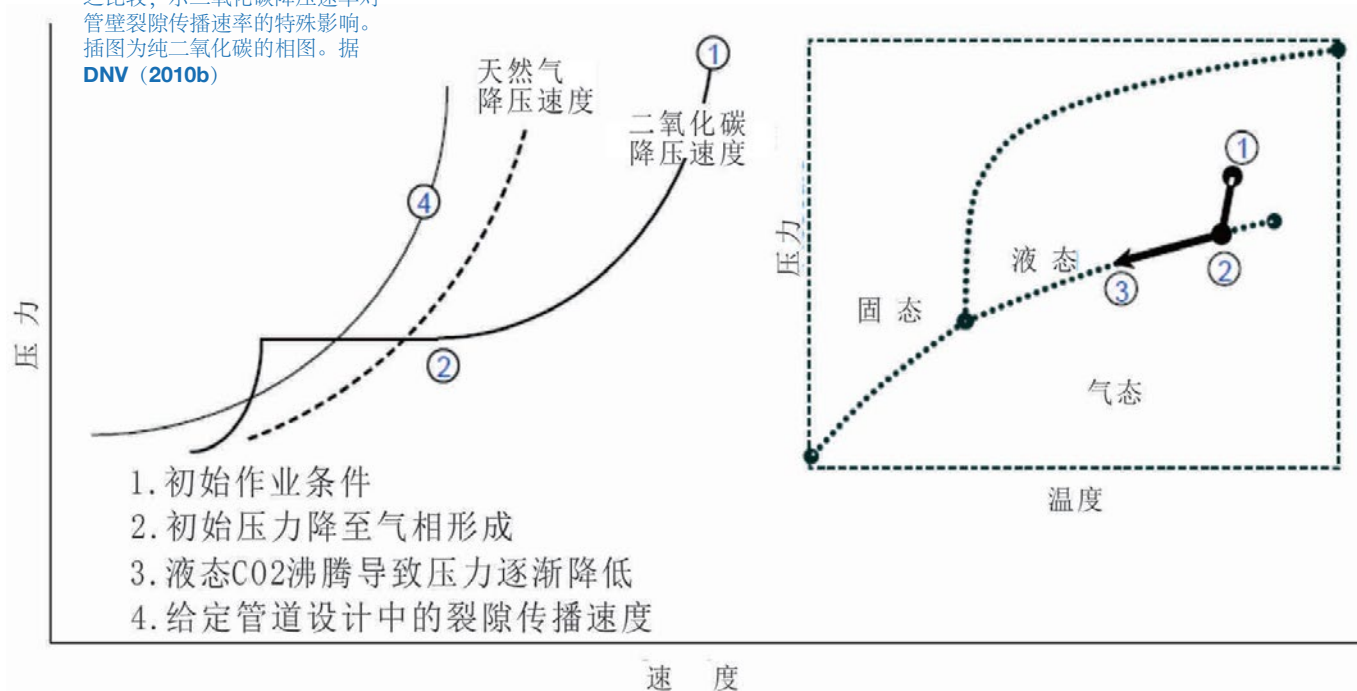
管道应该对裂隙的传播有适当的抵抗能力。为了防止韧性裂隙的延伸，流体的减压速度要高于管壁的裂隙传播速度。

对于二氧化碳的特殊问题是其压力降低的阶梯式变化。如图1.8.1所示，液态二氧化碳的降压速度远高于天然气；一旦压力降到液-气界面（饱和压力）以下而形成气相，二氧化碳流体的降压速度会显著变小，以至低于韧性裂隙延伸的速度。因此，韧性裂隙的延伸对于二氧化碳的严重性将高于天然气。这个问题在管道设计时必须考虑。对于低设计压力（一般小于150巴）的薄壁管道，二氧化碳管道将比天然气管道更糟。不过对于高设计压力的厚壁管道不存在这个问题(DNV, 2010b)。

6. 灾害。

与天然气不同的是，二氧化碳不可燃，但有可能造成窒息。详见第4章

图1.8.1 二氧化碳降压速率（实线）与天然气降压速率（虚线）之比较，示二氧化碳降压速率对管壁裂隙传播速率的特殊影响。插图图为纯二氧化碳的相图。据 DNV (2010b)



第二章

将二氧化碳运输到离岸封存地点

2.1 运输方案的选择

2.1.1 运输方式

二氧化碳从捕集地点到封存地点之间的运输是二氧化碳捕集与封存(CCS)链条中的一个必要环节。管道和船舶运输是目前主要的海上运输系统,都有着成熟的技术和可以借鉴的经验。根据运输量、运输距离、地理条件、灵活性需求、投资决策的时间等的不同,这些运输方式有着不同的优势。

无论是在陆地上还是在海上,二氧化碳的管道运输已经被证实是大规模长距离运输二氧化碳的有效方法(IPCC, 2005)。按“源群-源枢纽-主干管-汇枢纽-汇群”的格局设计区域管网将有助于提高效率 and 降低运输每吨二氧化碳所需的单位成本。应根据二氧化碳点源的分布情况以及潜在的封存地点来设计海陆一体化的区域管网。

当需要比较灵活的二氧化碳的封存地点和持续时间时,船舶运输也许是一种更好的运输方式。跟管道运输相比,船舶运输所需的首次投资额较少;如果是长途运输,它可能比管道运输更经济(IPCC, 2005)。在本报告的第五章我们将进一步比较二氧化碳的管道运输和船舶运输的成本。

2.1.2 二氧化碳在运输中的相态

二氧化碳可通过管道以高密度液态或气态运输。世界上大部分二氧化碳都是以高密度液态的状态来运输的,其运输效率较高。二氧化碳也可以以气态运输,前提是管径要大到足以保证管道压力远高于“气泡线”(因此没有液体形成);这可能会增加管道的投资成本(ZEP, 2011b)。

在某些情况下二氧化碳的气态运输也有优点,比如: 1) 要求较低的压力,因而能适合现有的压缩器和管线; 2) 较少的管线填充量,意味着在发生二氧化碳供应短缺时也能维持进入井内的二氧化碳流(ScottishPower_CCS_Consortium); 3) 在仅需较低压力的枯竭油气田,并且源汇距离较短的时候,气态运输减少了对进入管道的二氧化碳进行压缩,所以降低了成本。

对于为了CCS目的的大规模的二氧化碳船舶运输,液相的二氧化碳运输起来更有优势;详见第2.5节。

2.2 二氧化碳管道运输的预处理要求

2.2.1 干燥

出于经济方面的考虑, 二氧化碳的运输应采用常规的高屈服强度碳钢管, 其规格要求等同于天然气的运输要求。使用防腐的钢材会使成本增加一个数量级 (ZEP, 2011b)。二氧化碳需要脱水以避免碳酸的形成, 从而防止管道钢材的腐蚀。脱水也可以防止在二氧化碳的运输过程中形成水合物。

目前在国内外对二氧化碳干燥的要求还没有形成统一的标准。在CCS项目中, 二氧化碳中水含量的理想上限多数在40-500ppmv的范围内。几乎没有出版资料讨论关于二氧化碳干燥度的各种选择所依据的基本原理。欧洲二氧化碳管道研究项目 (CO₂EuroPipe) 指出, 将40-50ppmv做为水含量的上限偏于保守, 建议采用500ppmv为水含量的上限。其理由是: 在正常的操作条件下, 水含量为500ppmv的二氧化碳可以被运输而不会有游离水形成的风险, 因为在这种条件下水的溶解度为1500ppmv。并且, 在美国陆上还没有见到二氧化碳中水含量为500ppmv左右导致严重问题的报道。Aspelund and Jordal (2007) 也指出, 在水含量不超过500ppmv时是不会产生游离水的, 因而也不会产生腐蚀和生成水合物。但是我们目前尚不能确定这种类比是否可以拓展到离岸海底作业。正如在第一章中所提及, 这也取决于出现在二氧化碳流中的其它杂质。较高的干燥上限将意味着省钱和省能源, 以及CCS产业链的更高灵活性。

通常在示范项目和离岸管道运输中对干燥的要求会更加严格。目前世界上只有一条离岸二氧化碳运输管道 (即Snøhvit管道) 在运行, 其二氧化碳的水含量要求为<50 ppmv。在Kingsnorth项目中要求二氧化碳的水含量<24ppmv或特殊情况下为<100 ppmv。在Longannet项目中要求二氧化碳的水含量<50ppmv。显然, 由于海上管道的保养和修理比陆上管道难度更大, 花费更多 (也许要比陆上高几十倍), 采用更严格的水含量和抗腐蚀性这两个问题值得更仔细地分析。

2.2.2 杂质

杂质对二氧化碳运输的影响已经过了大量研究。但由于缺乏实践经验, 我们还未确切地知道哪些杂质对于管道、钻孔和封存地是可接受的, 因此可能需要针对具体项目进行杂质对CO₂流影响的试验。目前的示范项目所采用的杂质含量限额都较为保守。表2.21是Kingsnorth和Longannet这两个项目对杂质的要求。

图2.2.1 管道系统入口处二氧化碳的成分限额

成 分	Longannet	Kingsnorth
CO ₂	99 %	99.94 %
H ₂ O	≤ 50 ppmv	≤ 24 or 100 ppmv
N ₂ +H ₂ +CH ₄ +Ar	≤ 1 %	
H ₂	≤ 0.3 %	零
O ₂	≤ 1 ppmv	< 200 ppmv
N ₂	≤ 0.6 %	< 350 ppmv
乙醛		
醛	≤ 20 ppmv	
Ar	≤ 0.6 %	零
CO	≤ 10 ppmv	零

CH ₄	零	零
烃类	≤ 20 ppmv	
H ₂ S	≤ 0.5 ppmv	零
NO _x	≤ 10 ppmv	
SO _x	≤ 10 ppmv	
HCl	≤ 1 ppmv	
NaCl	≤ 1 ppmv	
胺类	≤ 2 ppmv	
NH ₃	≤ 5 ppmv	
汞	≤ 1 ppb	
微粒含量		
微粒大小	≤ 7 microns	

如果注入二氧化碳用于提高石油采收率, 对杂质的要求会更加严格。对于从发电厂捕集的二氧化碳, 其纯度必须>95%并被压缩和冷却以成为超临界流体。如果相当多的不凝性气体(如氧气、氮气、甲烷)出现在二氧化碳流中, 单相的超临界气体就可能无法切实地产生(Serpa et al., 2011)。多相共存的流体跟单一的二氧化碳流体相比, 在储层中的有效渗透率会低得多。不混相成分的存在会使混相压力升高, 因而降低二氧化碳的效率。氧气会引发沉淀反应, 从而降低储层的渗透率。氧和油发生放热反应, 可能会使注入点的温度过高。因此, 氮气和氧气的含量上限分别被定为300 ppmv和50 ppmv(Aspelund and Jordal, 2007)。对于所设计的任一气体成分, 管道设计者都应该进行适当的成分模拟, 以保证在所设计的管道和地形条件下可实现二氧化碳的超临界相传输。

2.2.3 温度和压力

管道运输要求将二氧化碳压缩, 使入口处的二氧化碳压力等于设计的出口压力加上沿管道的摩擦和静压力下降。如果二氧化碳以高密度态运输, 入口管的压力应该在80-150巴之间, 随环境温度而变。如果是海上管道, 入口管的压力甚至可高达200巴(ZEP, 2011b)。如果二氧化碳以气相状态运输则要求低于气/液相边界的较低压力, 以防止二氧化碳从气相转化为液相。

Kingsnorth 和Longannet这两个项目在示范阶段都采用气态的二氧化碳传输(表2.2.2)。在Kingsnorth项目中, 示范阶段的管道将会以LP模式(低压气相)运行, 直到进口管的最大压力达到39巴。此时将切换到HP模式(高压高密度相)运行, 其最小的运行压力是79巴。为适应高密度相运行, 管道的设计压力定为150巴(E.ON, 2011a)。在Longannet项目中, 气态的二氧化碳将会被压缩至31至34巴, 温度在5 °C至30°C之间, 然后通过现有的36" 陆上国家电网管道系统以气相的状态输出。在海岸附近的Blackhill压缩站中, 气相的二氧化碳将会被压缩至80至120巴, 温度低于29 °C, 然后通过现有的20" 海上管线以高密度相运输(ScottishPower CCS Consortium, 2011b) (ScottishPower_CCS_Consortium, 2011e)。

图 2.2.2 英国FEED项目的设计压力和温度

项目	Kingsnorth	Longannet	Kingsnorth	Longannet
阶段	示范	示范	全规模	全规模
CO ₂ 相态	气相	气相	高密度相	高密度相
压力	2-39 巴	31-34 巴	79-150 巴	79 巴
温度	6-30 °C	5-30 °C	> 4 °C	> 4 °C

2.3 二氧化碳管道运输系统的设计概念

2.3.1 相关标准

目前在全世界二氧化碳的运输管道的总长度已超过6500km；多数在美国，与提高石油采收率的作业有关。

二氧化碳的运输管道有一些专用的标准：美国的CFR part 195、加拿大的CSA Z662、欧洲的DNV-RP-J202、以及仍处于发展中的ISO/TC265。挪威船级社的DNV RP-J202码是对ISO 13623（石油、天然气产业对管道运输系统的要求）的补充，提供了确定适合于各种地理级别和流体类型的管道壁厚的指南。

2.3.2 管道运输系统

Kingsnorth 二氧化碳运输系统的主要部分包括管道(陆上管道长8km, 离岸管道长261km, 外径900mm (36"))、压缩机、增压泵、压力控制站、流量控制站、阀门、计量站、清管器发射器和接收器、监控和数据采集系统、安全系统和防腐蚀保护系统等(图2.3.1)。

在Longannet CCS项目中，二氧化碳通过陆上的新建的600 mm (24")的管道(文件中未找到其管道长度)以及现有的280 km 900mm (36")的国家电网管道运输到岸边的Blackhill压缩站；然后通过现有的长为106.6 km、管径为500 mm (20")的Goldeneye海底管道运输到封存地(图2.3.2)。陆上(新建和现有)的管道的设计压力为132巴，与Goldeneye的现有海底管道的设计压力相匹配；设计温度为-20℃到+66℃。据评估，现有的Goldeneye的管道最多可以运输8百万吨/年的二氧化碳；已超过了项目每年需要的注入量。管道设计系统的设计寿命为40年。

图2.3.1 Kingsnorth CCS项目管道系统示意图。自E.ON (2011b)。

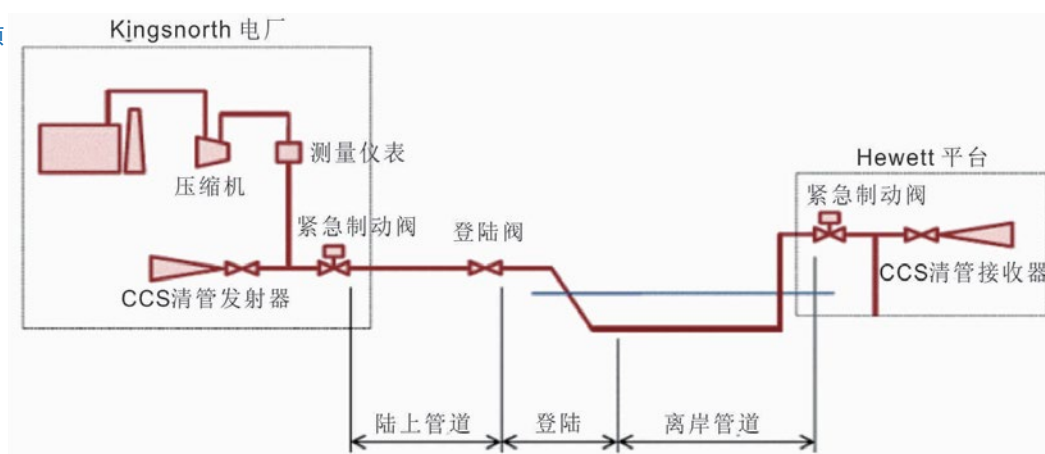
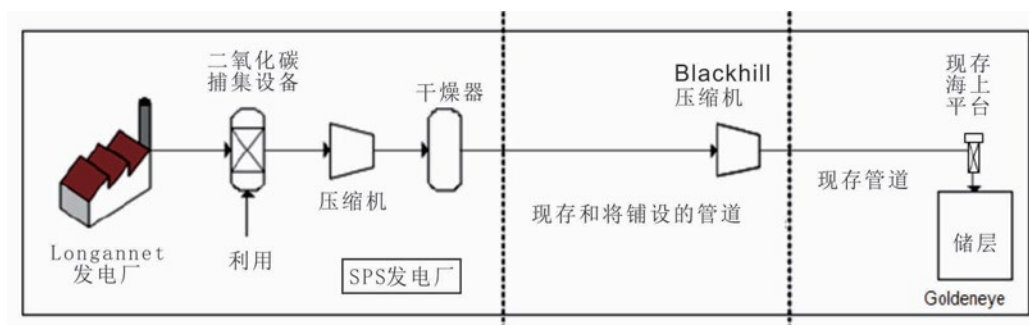


图2.3.2 Longannet CCS项目管道系统示意图。自(ScottishPower_CCS_Consortium, 2011e)。



管道上安装了紧急关闭阀(ESDV), 当泄露现象发生时可以隔离管道区域。紧急关闭阀之间的平均距离为10-20 km (IEA, 2014)。

对运输二氧化碳, 再利用现有的石油和天然气管道是一个潜在可行的选择。用现有的碳钢管道运输二氧化碳的主要限制是设计压力: 石油和天然气的陆上运输压力要求一般是60-80巴, 而输送高密度二氧化碳的新管道要求更高的压力, 在85-150巴之间。如果可能的话, 现有的管道应该被检测和升级, 使它们能够符合对运输二氧化碳的新管道的设计要求。还应该检测现有管道基础设施的剩余服务寿命; 检测的时候, 应将内部腐蚀和剩余的疲劳寿命考虑在内 (IEA, 2014)。

跟天然气不同, 高压的二氧化碳在遭遇扩展的韧性裂隙时没有自我抵制能力, 所以必须配备裂隙捕捉器, 可安装在管道结合处, 有较厚的管壁和较强的箍应力的地方。另一个选择是在管道外面包裹非金属材料, 并定期进行更换(IEA, 2014)。

2.3.3 管道规格材料

用运输天然气的碳钢管道来输送二氧化碳是一个经济的选择, 只需要控制二氧化碳中的水含量以避免在管道中形成游离水。为了符合前面那些我们已经讨论过的特殊要求, 在陆上和海上管道建设过程中需要高强度的碳钢。高密度相二氧化碳的直接解压会使温度低于碳钢的最低设计温度。这个问题必须提出来, 作为管道解压和爆裂研究的内容。

尽管我们希望主要管道由能应对短时间低温的碳钢材料制成, 但在系统的某些特定位置还是需要用到耐腐蚀合金, 如: 阀门材料, 或者某些必须应对低温或积水等特殊条件的喉管。在挑选合适的耐腐蚀合金时, 需将包括预调试和试运行阶段在内的服务环境的所有方面都考虑在内。

管径和管壁厚度

管径应确保在设计压力和温度范围内能达到所设计的流速并能防止二相流的形成。为便于清管, 管道要有一个恒定的内径, 陆上管道要可以与海上管道相匹配。根据行业标准, 陆上管道的管径与管壁厚度之比不能超过96, 除非我们可以证明更高的比例不会危害管道的建设和管道完整性的维护。

已有的计算最佳管径和管壁厚度的公式所基于的参数有流速、压力降低的梯度, 二氧化碳的密度和粘度、管道材料的粗糙度、地形高差、弯道的数量和种类等。在众多的参数中, 地形高差和管道材料的粗糙度似乎是最重要的两个因素(Vandeginste and Piessens, 2008)。

外部防腐保护

管道应采用标准的防腐蚀涂层来防止外部腐蚀。不需要绝缘。考虑到流体动力稳定度, 管道将会被覆盖一层混凝土涂层, 防腐蚀涂层应能与混凝土涂层共存。

应确定野外接头涂层 (field joint coating) 的类型。接头涂层及其内部的填充材料应能跟母涂层那样提供防腐保护。

陆上的管道可以通过一个外加电流系统得到阴极保护, 测试点将沿着陆上管道的整个路线按1km间距布设, 绝缘接头安装在海岸线和发电站。陆上管道的线路有可能穿过一些洪水频发区域, 因而需要安装抗浮力配件。这些可以通过安装混凝土配重涂层或采取其他措施来实现。

海上的管道可以采用标准的防腐蚀涂层和可牺牲环状阳极 (sacrificial bracelet anode) 来防止外部腐蚀。在为了保持水动力稳定性和/或为了保护而需要将管道覆盖混凝土涂层的地方, 防腐蚀涂层应能与混凝土涂层共存。

防腐蚀涂层、绝缘涂层以及阳极都必须与设计的温度相匹配, 阴极保护的设计应当按照DNV-RP-F103的标准及其ISO15589-2附录。

2.3.4 紧急关闭系统

紧急关闭系统有两个方面可能是对我们的常规实践的挑战(E.ON, 2011c):

- 1) 任何为海上平台供给二氧化碳的管道不应该自带海底隔离阀 (Sub Sea Isolation Valve); 尽管这对海上的油气运输管道来说是一个常见的做法。在CCS设计中有时会决定不要海底隔离阀, 因为二氧化碳是不可燃的, 在一个近海装置上不会由二氧化碳引发火灾; 而且如果在一个二氧化碳管道中安装海底隔离阀, 还可能制造一个容易产生泄露或腐蚀的薄弱点。然而, 在最新的设计中, 例如在Goldeneye项目中, 海底隔离阀带来的安全性被认为超过了其潜在的泄露点问题。
- 2) 在某些情况下, 将紧急管道关闭反应安排成仅仅一部分管道阀门进入关闭状态可能更为合适。这有很多显而易见的优点: 在由于某种原因要停止二氧化碳进入输运管道时, 管道的出气阀门和井口的阀门需要保持开启, 以使在停气后管道压力能等于储层压力, 这样可以减少再启动所需的时间及能源成本。

2.4 现有管道的再利用

现有的海上或陆上的天然气输运管道都有可能被用来运输二氧化碳, 但在整个过程中必须考虑二氧化碳不同于天然气的热力学性质, 正如本报告第一章所述。

在Longannet CCS项目的FEED研究中评估了现有的国家电网陆上900mm (36") 的管道(长280km), 认为在项目工程期间用这些管道来运输二氧化碳是可行的。然而, FEED报告还是建议在该项目的实施的初期对管道进行外部和内部检查, 以确认其可利用性 (ScottishPower CCS Consortium, 2011e)。

现有的500mm (20") Goldeneye管道(海上长101.6km, 陆上长0.6km) 原来用于运输天然气和多相凝析油。因为Goldeneye中的天然气含有一些硫化氢, 它的运输管道有一定程度的防腐性。管道的最大允许操作压力为132巴。在项目的概念选择阶段所进行的初步评价指出, 现有的Goldeneye的管道最多可以运输8百万吨/年的二氧化碳; 已超过了项目每年需要的注入量。这些管道的腐蚀风险较低, 适合于在设计寿命内中用于运输二氧化碳。

现有的清管发射器将会被替换或转换成接收器以管理智能清管作业; 而现有的Goldeneye清管接收器将会被替换或者转换成一个新的智能清管发射器, 这个新的发射器是专为二氧化碳作业设计的, 可通过新的管道和阀门连接到所有的管嘴。

现有的管道阀门如果不适合二氧化碳作业就必须被修改或替换。在海上管道离立管基座150米处的一个单向阀应该被拆除, 用一个带制动的海底隔离阀来代替。立管基座和海底隔离阀之间的管道也应当被替换成带有更高压力片轴的管道, 以适应二氧化碳的热膨胀。

现有的海底管道将会安装前端过滤系统, 而且必须在注入二氧化碳之前进行清理。对动用这些管道进行二氧化碳充注必须仔细计划, 确保管道内所有的碎屑、残留的烃气和水全部被清理干净, 以减少钻井被污染的风险。

2.5 船舶运输

早在70多年前就已开始用船舶运输液化和加压的气体, 此后船运烃气已成为一种重要的世界性产业。主要有三种液化气船: 加压的、半冷冻的、和全冷冻的液化气船。液化气船也根据运输气体的种类分为三大类: 液化石油气 (LPG) 运输船, 可以在温度低至-50°C情况下运输丙烷、丁烷和氨气; 乙烯运输船, 可以在温度低至-104°C的情况下运输乙烯和液化石油气; 液化天然气 (LNG) 运输船, 可以在温度低至 -164°C的情况下运输主要成分为甲烷的天然气。

二氧化碳的船舶运输已发展了近二十年, 不过只是小规模地运输用于工业和食品领域的二氧化碳。在欧洲北海有四艘二氧化碳运输船, 每艘约有1500方, 压力12-20巴, 温度约-30°C。

为了CCS目的需要运输大量的二氧化碳, 此时二氧化碳应在压力7-9巴, 温度约 -55°C 的条件下以液相的状态运输。此要求跟目前一些重要船队的半冷冻LPG运输船的运行条件相同(ZEP, 2011b)。因此, 船运二氧化碳将按照成熟的、有安全记录的技术和程序来实施, 不过需要根据二氧化碳的不同性能、灾害和风险对这些技术和程序进行确认。二氧化碳的含水量应降低到 $<50\text{ppm}$, 以避免液化过程中的操作问题(Aspelund and Jordal, 2007)。

在二氧化碳船运过程中, 热能会使储舱温度上升, 从而使液货仓的压力超过其装载压力7巴。因此, 船运二氧化碳的输送压力约为8-9巴, 取决于运输的距离。预测用于CCS的二氧化碳运输船的大小约为1万到4万方, 一般为2-3万方 (ZEP, 2011b)。

尽管二氧化碳运输船将会设计为在港口装卸载, 但也可以有离岸装卸载的装备, 这项技术跟从离岸平台上卸载油罐的技术基本相同。离岸卸载二氧化碳是一个新的操作领域, 压力、二氧化碳气体的离岸安全、潜在干冰形成等问题需要重新设定合格标准。为了核实5.2巴的三相点压力与约 7巴的装载压力之间的差别是否合适, 调查杂质对三相点的影响看起来是有必要的 (ZEP, 2011b)。

第三章

海上石油平台和钻井用于二氧化碳封存

关于离岸二氧化碳封存的工程方面出版物相当稀缺，已公布的英国Kingsnorth和Longannet的FEED的项目研究报告分别为使用新建的和已有的平台和钻井来封存二氧化碳提供了例证。本章将简要介绍在这两个项目的情况下平台和钻井的设计或改造是如何适应对二氧化碳的封存的工程需求的。

3.1 设计新的海上平台和钻井

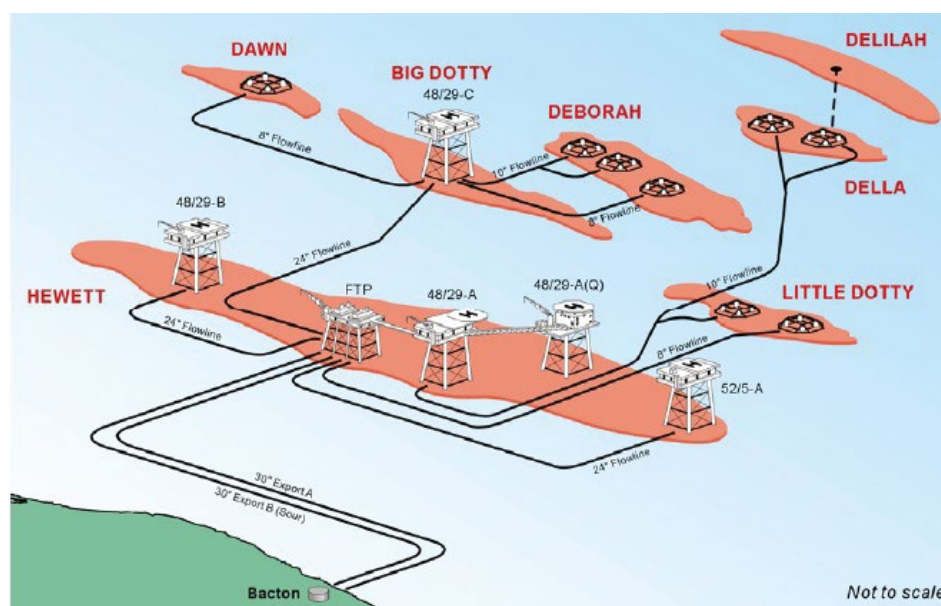
Kingsnorth项目的设计目标是在10到15年间把2千万公吨二氧化碳注入位于北海南部海底1200米之下的Hewett枯竭气田。在示范阶段以6600公吨/日的速度注入气相二氧化碳，在全系统运行阶段以26400公吨/日的速度注入超临界态二氧化碳。

3.1.1 现有设备的评估

Hewett气田位于英格兰诺福克郡巴克顿市东北部约28公里的海域，在海底以下900至1300米深度的三叠系Bunter组的高孔隙度高渗透率砂岩储层中含可采储量近3.5万亿立方英尺的天然气。该气田于1969年开始生产，当时已有22个钻井。该气田的离岸基础设施包括6个平台，其中的3个平台组成联合体，作为处理中心将气体输送到位于巴克顿市岸边的煤气厂（图3.1.1）。气田枯竭后的储层压力仅为2.69巴。

图3.1.1 Hewett气田基础设施图¹

¹ http://www.eni.com/en_IT/attachments/azienda/attivita-strategie/exploration-production/produz-idrocarburi/Hewett-Bacton-Field-Infrastructure/H-B_Infrastructure.pdf



在Kingsnorth项目的FEED报告中没有找到关于Hewett气田的现有平台为何不能再利用于二氧化碳充注的原因。或许是由于这些平台已经使用了超过40年, 所以难以从甲烷业务转化为二氧化碳业务。

报告中对于现有钻井的评估进行了较充分的讨论。对现有钻井再利用的概念评估依据了以下资料: 场地地层、钻井套管设计、压力体制、钻井报告(包括终井报告)、完井图表、状况报告以及井口图件。评估结论是现有钻井不适于再利用作二氧化碳注入井; 主要原因是完整性问题, 具体如下:

1. 套管和水泥的腐蚀和裂缝。套管和水泥的使用时间过久, 水泥护层已不完整或不连续, 因此与地层或套管或者两者之间可能有细微环形或者欠佳的粘合。穿孔可能会导致水泥中产生裂缝。此外, 大部分套管被一直粘合到海底, 这在一定程度上会使得泄漏通道最小化, 但是会使得套管难以抽出以从环空接触。

2. 资料的不完整性。有三口钻井已部分枯竭, 不一定能或不能进行堵塞潜在泄漏通道的工作; 整治这些钻井是困难而且不切实际的。有5口海底探井/评价井钻到了下Bunter组, 但这些井已无法访问, 其潜在泄漏通道(即使在浅表)是无法堵塞的。

因此认为对于Hewett气田的二氧化碳封存只有使用新钻井才是切实可行的。为了场地的完整性, 现有钻井的废弃必须采用抗二氧化碳的材料, 包括非勃特兰水泥; 应该在有渗透性的层位之上和其间放置堵塞物。

3.1.2 新平台的概念设计

新平台将会建在Hewett平台联合体附近水深约37米的地方, 服务寿命为40年。由于场地位于浅海, 平台设计为装备着整合的甲板上部模块和桩基的可升式导管架。所有平台上的钻进、注入以及维护工作将用自升式钻井设备按悬臂模式操作, 因而所有的钻井荷载都由自升式钻井单元支持。需要12个井槽以钻至多12口井。在最初的示范阶段将会钻3口井和1口应急井, 在全规模运行阶段将再钻5口井。两个阶段的油管的尺寸均为7英寸(E.ON, 2011a)。

3.1.3 平台及钻井的设备

到达设备

来自Kingsnorth的外直径36"的二氧化碳管道将在Hewett二氧化碳注入平台上连接到36"立管的底部。管道和立管由系列中的两个36"的立管阀(主立管阀和平台内立管阀)与平台设备隔开。当紧急停机信号发出的时候这些阀门会关上。主立管阀一般不会关闭, 然而如果大于2bar的差异压力通过阀门的时候, 主立管与平台内立管阀之间的压力必须通过管道系统的升压或者降压达到平衡。一旦压力值达到平衡, 立管阀就可打开。如果阀门关闭的同时出现差异压力, 由紧急停机阀门和孔板(Flow Orifice)组成的旁路将通过平台内立管阀使压力达到平衡。

平台上的永久性的清管接收设备将用于接收智能清管器。清管活动将需要有离岸操作人员将阀门与接收器对好以便清管器的接收。

二氧化碳过滤器

二氧化碳到达Hewett平台时有可能含有从管道带出的微粒(如锈尘)。如果这些微粒进入储层将使储层堵塞, 使充注性降低, 甚至到需要重建钻井的地步。为了防止对储层的污染, 两个100%二氧化碳处理系统过滤器(H-0001A/B)将装在到达设备的下游, 以除去二氧化碳中的微粒。过滤器将按“当值/备用”的原则来操作, 允许当值过滤器被堵塞时可被调换而不需要停止二氧化碳的注入。

每个二氧化碳过滤器都有一个遥控操作的进气阀, 使位于陆上的操作人员可更换备用过滤器。如果通向当值和备用的两个过滤器的进气阀都关闭, 在进气阀两端会形成差异压力。这时一个带遥控操作阀和流量孔版的支线将用来环绕过滤器入口阀, 使得进气阀两端的压力实现有控制的平衡。

泄漏检测计

经过滤的二氧化碳随后会通过离岸泄漏检测计。有三个计量流用于在平台上测量到达的二氧化碳数量，其中两个当值一个备用。

泄漏检测计量结果将输入一个实时短暂模拟泄漏检测和定位系统。这个连续工作的系统将计算和比较压力、温度以及进出管道的流量，快速提供沿管道发生小、中、大泄漏的信息及其大致位置的估计。应该有增添计量设备的便利条件，以适应未来对充注设备的扩充。

管汇

充注管汇用于接收通过了泄漏检测计的二氧化碳，并将这些二氧化碳按路线分送到各个钻井。钻井压井管汇用于提供海水。在压井时需要泵取海水，而平台上的压井设备中没有永久性的管道，因此在需要时可以建立一条从压井管汇到钻井的临时管线。在压井时也可能需要譬如海水注入泵这样的额外的临时性设备，以提高海水的注入压力。

二氧化碳加热与注入设备

需要一个调节压力的装置（阻气阀，choke valve）来控制进入储层的气体流量。调节气体从高压到低压通常会伴有显著的温度下降（焦耳-汤姆孙效应）；要避免钻井温度跌至零下以防结冰。在缺乏详细的注入测试信息的时候，维持温度在零度以上是一种安全的选择。

Kingsnorth项目的计算表明，对于稳定状态下的气相流动无需在井口阻气阀处进行加热，只有在某些启动状况下需要最大为2MW的供热。在向井中注入高密度二氧化碳的初期，压力较低，将需要一个相当大并持续的供热量，相当于20MW左右的电热（每个钻井约6到7MW）。

来自注入管汇的二氧化碳按路线运行到二氧化碳充注井。一共有四个井，每个井有其自身的充注管线、二氧化碳井加热器、二氧化碳充注流量计以及阻气阀。每个充注管线和二氧化碳井加热器的设计压力为150 bar，设计温度的范围为85至100°C，与立管阀下游的二氧化碳设备一致。每个二氧化碳充注管线能与平台和钻井远远地隔离开来。

钻井充注计量器

每条充注管线都将会有一个二氧化碳充注计量器，以测量每个井的二氧化碳充注量。每条充注管线上计量器的下游位置安装有止回阀，以阻止二氧化碳沿钻井回流。

井口

在示范阶段只需要四口井。Hewett的枯竭气田的初始压力仅为2.69 bar，而在海底以下垂直高度为1198.8米处的流体静力为117 bar。因此认为传统的采油树可以使用。采油树的压力标准为API5000 psi，装有精准阀组，包括井下安全阀、上部主管阀、充注翼阀，还有一些手动操作阀如下部主管阀、压井阀、清蜡阀（Swab valve）等。有一个液动力单元将用于提供可移动动力来操控翼阀（tree wing）、上部主管阀和井下安全阀。

钻井环空维护

每个井口包含三个环空：“A”环空（9”套管）、“B”环空（13”套管）和“C”环空（30”套管）。需要明确排气需求和是否需要在现场或遥控地监管当地每个套管的压力；在现阶段假定需要监管每个井的环空压力，一旦压力超过设定值就要发出警告。如果钻井环空需要排气，则需要将一个在气液分离罐（vent knock out vessel）运到海上，收集环空排气所产生的液体，送到岸上进行处理。

海水系统

海水系统将用于提供过滤和处理过的海水给平台上的用户, 如应急住所、甲板冲洗和井台压井液管汇。将海水从海水沉箱中抽上来, 然后再通过海水过滤器去除微粒。当全体人员在平台上时, 过滤器将在当值/备用的基础上操作, 在当值过滤器被阻塞时进行更换。铜离子电解防污系统将在海水泵的入口持续生成铜离子, 以抑制海洋附着生物的生长, 甚至在水泵停机的时候也能起作用。

二氧化碳排气系统

二氧化碳排气系统将把各种二氧化碳排气线绑成一条单独的排气管。这条排气管的出口位于平台之下, 排放管嘴 (vent nozzle) 向下朝着大海; 这种方向将把在排气操作期间大量二氧化碳云覆盖在平台上的风险最小化。排气系统的布置需要考虑到船上及周边的操作人员。上部模块的设备将不具有自动排气功能, 需要手动排气来降低风险。

抑制水合物充注包

储层的孔隙内偶尔会藏水, 尤其是在充注的初期或者在一段长时间的无充注之后。钻井的环空空间肯定会有水; 在没有充注的时期水还可能渗入位于井筒之下钻孔空间。因此需要在平台上安装抑制水合物包 (HIP), 用于打碎围绕在二氧化碳钻井加热器、阻气阀以及进入钻井孔的水合物, 也可用于打碎二氧化碳钻井加热器下游的排气系统中的水合物。预测在离岸任务启动之后不大可能生成水合物; 然而可能需要HIP作为预防性措施。当有需求的时候, 可以用船将岸上的HIP罐运到Hewett二氧化碳充注平台来补充库存。

系统的减压

当平台上部模块分别从立管和翼阀处与管道及钻井分离时, 上部模块失去了外部压力的影响而将会发生减压。二氧化碳充注管线也会与管汇和上游设备 (如过滤器和计量器) 隔离。

比较好的上部模块减压方法是利用二氧化碳排气加热器下游的排气管道。独立的充注管线能够分别通过排气管道来减压; 如果管道入口阀是打开的, 二氧化碳充注管汇的下游设备也能够减压。为了减缓固态二氧化碳在排气管内形成, 油嘴阀上游的温度控制器应该设置为控制二氧化碳钻井加热器, 同时加热器应该保持打开状态。加热器应用于确保温度排气线内的温度不会低于-50°C。到排气口的最大流量将会由液压系统来控制, 而不在加热器的职责之内, 因此排气口的最大流量将会在设计阶段的后期再决定。

像清管接收器、二氧化碳处理系统过滤器、泄漏检测计这样的独立设备具有排气线, 因而能够为了维护和检查的目的而进行减压。这些排气管道不用于上部模块的全面减压过程, 因为二氧化碳不能在排气前加热, 这将会增加在这些管道内形成二氧化碳垢产生堵塞的风险。

离岸电力/电热基础设施

在基本情景下, 给离岸设施提供电力的电缆仅满足当二氧化碳以气态通过管道运输时各设备对电力的需求。另有两个可替代的电热情况需要评估:

- 1) 在示范项目的后期增加一个A/C电缆, 以使设备产生足够的电热来处理高密度二氧化碳。
- 2) 从一开始就持续运行一个能够使设备产生足够的电热以处理高密度二氧化碳的A/C电缆。

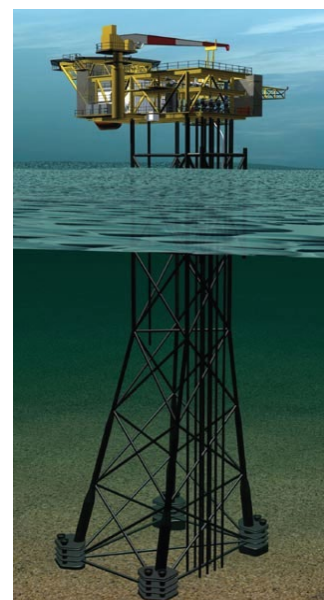
3.2 离岸平台和钻井的再利用

在Longannet项目中将利用已有的设备将2千万吨二氧化碳注入海上的Goldeneye枯竭气田中。Goldeneye气田位于英国St. Fergus东北海外约100公里, 是位于海底以下2600m深的构造地层圈闭, 长7km, 宽4.5km。储层为25米厚的高渗透率的白垩系油积砂岩, 盖层为60-85米厚的白垩系纹层状钙质泥岩。天然气生产从2004年10月开始, 到2010年12月结束。枯竭气田的初始压力约为172巴, 预计会由于二氧化碳的充注而升高至原始地层压力264巴。

3.2.1 已有设备的评估

现有的Goldeneye平台水深121米, 建于2003年, 是一个通常无人的四腿桩基导管架平台, 有8个井槽和一个小的上部模块, 装备有计量、水/油检测、井/场管理等设备(图3.2.1)。该平台由岸上操控, 必要时通过直升机到达。平台上有能容纳十二个技术人员的短期住宿设施。Goldeneye原有5口烃类生产井, 由外来的重型自升式钻井平台钻进, 然后用套管柱固定到位。

图3.2.1. Goldeneye 平台



Goldeneye的设施至今只有十岁, 用于生产只有6年(2004至2010)。FEED项目早期进行的可行性研究表明, 再利用Goldeneye设施进行二氧化碳封存是可行的, 而且Goldeneye气田也具有封存至少2千万吨二氧化碳的容量。室内研究证实了Goldeneye设施的腐蚀程度较低, 已有钻井中的勃特兰水泥可防止二氧化碳泄漏。结论是Goldeneye的平台、钻井和离岸管道都可被再利用而无需重大改造, 其设计寿命也可以延长, 对二氧化碳泄漏的监测也可进行。以下因素使其再利用更为容易:

1. 设施年代较新(2004年);
2. 模块化设计;
3. 酸性气体的评级;
4. 无人作业方式—由邻近岸上的脐带电缆控制。在操作对象由油气变为二氧化碳时, 这条脐带电缆必须移位。

3.2.2 Goldeneye平台的改造

建议Goldeneye平台继续以“通常无人装置”(NUI)的方式作业, 偶尔由直升机运送维修人员前往访问。平台和离岸管道都将从St. Fergus终端通过卫星遥感进行远程控制, 也在考虑在新建的Blackhill压缩站安置补充控制界面。

为了进行二氧化碳充注, 该平台需要在以下方面进行改造(ScottishPower CCS Consortium, 2011c):

1. 现有的清管器发射筒将需要添加阀芯 (spool) 以延长小筒长度, 改造成清管器接受筒。改造后的系统将能够支持对整个离岸管道的智能清管作业。
2. 在充注管汇的上游安装一个全新的压力控制阀, 以保证通过管道的二氧化碳呈单独的高密度相。
3. 上部模块的设计压力需保持在213巴, 高于输入二氧化碳管道的压力120巴。不再需要安全完整性水平 (SIL) 3级高强度整体管道保护系统 (HIPPS), 而用SIL 1级的警报器代替, 当油管头的压力超过132巴 (即Goldeneye管道的最大允许运行压力) 时激活警报。
4. 在Goldeneye平台上新装一个12吋的充注管汇以解决低温问题, 这是因为使用的双管系统的设计最低温度是-50℃, 而二氧化碳的升华温度是-78.5℃。
5. 现有的分离器将被隔离和退役, 安装新的过滤器。
6. 在Goldeneye平台上添加三套独立的排气系统:
 - 1) 用于上部模块手动管道减压的平台二氧化碳排气系统;
 - 2) 用于管道减压的平台二氧化碳排气系统;
 - 3) 用于处理钻井少量烃类气体的排气系统。
7. 二氧化碳排气管线要具有低点排水功能。一般不需要工艺设备运行排水, 因为该过程中不会产生稳定的非挥发性液体。但当工艺设备的压力降低到危险开启排水系统 (Hazardous Open Drains System) 的最低要求以下时, 系统便会运行对高压二氧化碳管线和设备的排水功能。
8. 现有的水下隔离阀 (Subsea Isolation Valve) 是防止烃类气向平台回流的一个止流阀, 它将被从管道中拆除。要安装一个新的水下隔离阀, 它可在检测到管道和立管有气体泄漏时自动关闭, 以防止二氧化碳从管道中向平台回流。
9. 碳钢管道下游的上部模块管线和设备将用不锈钢制造, 这种材料具有良好的韧性和抗腐蚀性, 在CCS项目实施要求的温度范围内可正常作业。

由于钻井都将重新完井以适应低温作业的需要 (详见3.2.3节), 不需要为在Goldeneye的充注进行离岸加热。唯一需要消耗电力的是仪表, 但其耗电量很小, 可忽略不计。因为Goldeneye管道的最大允许作业压力 (132巴) 高于所需进入Goldeneye管道的压力 (80-120巴), 所以在平台上无需进行压缩。这样, 已有的平台表面/上部模块板的设施都适用于再利用于二氧化碳作业。

3.2.3 Goldeneye钻井的改造

建议陆续利用4个已有钻井进行二氧化碳充注; 第5口已有钻井用于进行监测 (需补充相关仪器), 也可以在项目的后期被用于充注。对于现有的套管和填砾安排未建议任何改变。

对已有钻井及其相关油管和完井的材料进行了评估, 重点考察否它们能适应二氧化碳业务的特殊条件, 如焦耳-汤姆孙效应带来的低温脆化、单向流的要求、含水二氧化碳对金属的腐蚀、超临界二氧化碳对合成橡胶的溶解等。评估结论如下 (Scottish-Power_CCS_Consortium, 2011d):

1. 只要二氧化碳中氧气含量不超过1ppmv, 采用13号铬钢作为完井材料是合适的。在

更高的含氧量下也只有当二氧化碳潮湿时才有风险,但在正常作业中这种情况应该不会。即使在油管温度-15℃的最坏的情况下,13号铬钢的低温性能也足以避免脆化发生;但最好通过撞击测试来证实该温度下材料的韧性。

2. 碳钢作为套管材料是合适的。在潮湿的二氧化碳环境下碳钢会迅速被腐蚀,但原则上套管被其内的13号铬钢管和其外的混凝土所隔而不会与二氧化碳接触。一旦发生暴露于湿二氧化碳的情况,使1/2吋厚的碳钢完全腐蚀估计需要一年多时间。

3. 对碳钢制品的低温性能进行了评估。现有的证书表明,所安装的L80材料可适应最低-40℃,远低于最坏情况下的套管最低温度-10℃。

4. 用于Goldeneye钻井的勃特兰水泥对于二氧化碳充注来说没有力学问题。

但是,对于将用于充注的井尚需做以下升级改造:

1) 重新完井。在饱和点以下向现有Goldeneye完井充注二氧化碳将导致焦耳-汤姆孙效应,使井口及油管的上部(直到约762米的深度)冷却到-25℃。为了应付这个问题,需按照充注要求(抗腐蚀、适应低温作业、保持管中的单相流状态)进行重新完井,采用较小的管径以产生足够的摩擦压力降,使二氧化碳在整个作业环境下都能位于饱和线以上。

2) 对于采油树/井口、13号铬油管、永久性井下测量仪、合成橡胶、石油线可膨胀型故障探测仪(Petroline Expandable wirefinder),尚需进行进一步的质量认证、分级和/或检测才可应用于Goldeneye CCS项目。质量认证时的主要考虑因素是作业温压条件、金属的腐蚀和合成橡胶的溶解。目前Goldeneye的采油树/井口的设计是一个采用了原生金属和金属密封的稳健系统,其采油树的设计温度是U级(-18℃到121℃),局限性在于采油阀帽和本体都由410号不锈钢制成,其夏比冲击值(Charpy impact value)很低。计划将采油树更换成由FF级材料的F6NM制造,以符合API-6A撞击要求,并且适合于瞬时操作所预测的全部温度范围。井口不会直接与二氧化碳接触,因此无需更换,但瞬时操作仍需仔细安排,确保在设备的允许温度范围内运行。

3) 现有的阀门可能需要更换或改造。只要不暴露在低于设计最低允许温度的环境中,金属阀可符合二氧化碳作业条件。阀门中的非金属材料(如用于密封、垫圈、O形环的合成橡胶)可能不适于高密度态二氧化碳的作业。需要评估哪些阀门需要重装或替换,以及哪些地方的密封材料需要换成适合于二氧化碳并具有抗降压爆裂性能的材料。

4) 替换现有的出油管线。主要问题是低温脆化和外部腐蚀。现有的双相不锈钢出油管线将不再使用;新的管线将使用316L不锈钢,它在低至-100℃的温度下仍有足够的韧性。外部腐蚀问题将由涂层来缓解。

5) 水泥容易吸收二氧化碳而降解,使套管暴露于外部环境。对Goldeneye钻井所用的勃特兰水泥进行了评估,结论是其类型和厚度能提供适当的抗降解性。但是,由于通过短期测试不能评价水泥的极长期性能,最好还是采用有已知的、经过测试性能的水泥。

6) 需要检查平台上的过滤设备,以保证充注性不会受污染物的影响。

第四章

二氧化碳运输和离岸封存中的HSE问题

HSE (健康, 安全和环境) 因素是影响CCS链的设计中最重要的因素。像所有的工业生产过程一样, CCS链必须符合严格的卫生和安全法规要求。在本章中, 我们只讨论与运输和离岸封存二氧化碳有关的HSE问题, 不包括与普通物质和普通活动有关的HSE问题。

二氧化碳运输和封存中的HSE问题主要与二氧化碳的性质 (详见本报告第一章) 和在此过程中的压力变化有关。危险往往由二氧化碳的意外泄漏而产生。二氧化碳泄漏的风险与石油或天然气泄漏引起的火灾和爆炸相比要小得多。历史统计数据表明二氧化碳泄漏的发生率相对较小。1990-2002年期间, 美国的二氧化碳管道泄露发生率为每年0.32米, 且无伤亡 (IPCC, 2005)。CO₂从封存场地泄露的概率可以是很低的, 这可由天然二氧化碳气藏和的存在、天然气储气工程和CO₂-EOR的长期实践、二氧化碳扩散和溶解的数值模拟、以及现有的二氧化碳封存项目所证明 (IPCC, 2005)。

然而, 仍然需要进行二氧化碳运输和封存过程中的HSE风险和危害的评估; 需要建立二氧化碳扩散模型来指导应急管理; 需要调整设计以降低风险并促进风险管理; 需要按ALARP (低至合理可行) 的原则明确项目的HSE风险管理细则; 在项目执行阶段应该对项目人员进行关于二氧化碳HSE的培训。这意味着风险将被控制在相应的法律和公司规则所能承受的范围内。

4.1 窒息

二氧化碳在世界和中国都不被视为有毒或有害物质。在石油和天然气工业管道输送系统的ISO13623和DNV-OS-F-101标准中, 二氧化碳被归类为“非易燃流体和常温常压下无毒的气体”。

但是, 如果在CCS链中意外发生二氧化碳泄漏, 空气中气态CO₂的增加有可能导致人体窒息和其他健康问题 (表4.1.1)。由于二氧化碳的密度是空气的1.5倍, 意外泄漏的CO₂容易堆积在地面上、地下室、坑道和地势低的地方。少量吸入气态二氧化碳能引起血液中的酸度增加, 对呼吸道、心血管和中枢神经系统产生不利影响; 吸入高浓度的二氧化碳会引起窒息; 液态与皮肤接触时会引起冻伤。

4.2 高密度二氧化碳意外泄露

高密度CO₂的意外释放是二氧化碳运输和封存过程的主要风险。除了导致人类和动物窒息以外, 可能发生的其它环境破坏如下 (DNV, 2010b) :

降压和膨胀

与碳氢化合物的释放不同, 二氧化碳在释放时可能是固相和液相的混合物。如果装有超过正常沸点的高压二氧化碳液体的容器发生破裂, 容器内压力突然下降, 液态CO₂猛烈沸腾, 有可能导致剧烈的爆炸, 产生强烈的冲击波和四溅的碎片; 这种爆炸

表格 4.1.1 高浓度吸入二氧化碳后人体的急性健康反应（自DNV,2010和ScottishPower_CCS_- Consortium, 2011c）

被称为BLEVE（沸腾液体的膨胀蒸汽爆炸），是一种不常发生但极具灾难性的事件。BLEVE的潜在危险存在于压缩站，其设计必须确保设施能排出或承受任何由气体扩张而产生的显著超压。为了降低对运输过程的破坏，管道必须尽可能多的埋在地下，并考虑围绕压缩机间的级间管线设置屏障

空气中CO ₂ 体积浓度(%)	接触时间	人体的反应	建议采取的行动 ²
17 - 30	1分钟以内	失去控制力和目的性的活动，出现意识障碍，抽搐，昏迷，死亡	
>10 - 15	1至几分钟	头晕，嗜睡，严重的肌肉抽搐，神志不清	
7 - 10	几分钟	无意识，接近无意识	
	1.5分钟至1小时	头痛，增加心脏速率，气短，头晕，出汗，呼吸急促	
6	1至2分钟	听觉和视觉障碍	
	16分钟以内	头痛，呼吸困难	
	几小时	抽搐	
4 - 5	几分钟以内	头痛，头晕，血压升高，呼吸不畅	
3	1 小时	轻度头痛，出汗，呼吸困难	采取行动，如紧急结束进程
2	几分钟	头痛，用力轻时呼吸困难	紧急撤离的警铃响起，空调关闭
0.5 - 1	8小时	职业灾害的可接受水平	8小时.职业接触时间限值(英国)

腐蚀

释放的液态二氧化碳和其固态颗粒有可能腐蚀邻近的关键设备。二氧化碳中杂质的存在可能会增加气流的腐蚀性。

高密度相和超临界CO₂对多种有机化合物和污染物（油、蜡和无机固体）具有高溶解性，如第1.5节中所讨论。接缝和密封材料必须在能高压条件下与二氧化碳共处；橡胶不适合于O型圈和密封用途，应避免使用多孔材料。对所有会与二氧化碳接触的油性或有机残留物应进行评估，以防止这些污染物沉积在运输系统的冷却管道中。

冷却

由于焦耳-汤姆逊效应，气相和高密度CO₂在减压时会显著变冷，而吸入极低的温度的气体可导致肺部冻伤甚至死亡。在所有调试、操作和维护步骤中都应采取措施以降低人员冻伤的风险；目前在这方面还没有明确的行业指导。基于LNG项目所使用的数据，暴露在低于-50℃的低温气体中的人员可视作面临立即死亡的危险。然而早期的气体扩散试验和随后的物理模拟效果表明，决定性因素可能是气流中的CO₂浓度而不是温度，这需要进一步证实。

管道和其它建筑设备在遭遇显著失热时会发生脆化，丧失对应力的抵抗力而产生裂隙。设计压力设备时要充分考虑低温脆化的问题。

4.3 CO₂扩散模拟

在设计二氧化碳运输和封存系统的时候，防止二氧化碳意外释放是一个主要考虑因素；因此二氧化碳扩散模拟必须作为安全风险评估的一项内容。

尽管对容器和管道中逸出的气体和液体的扩散模拟在工业界已进行了数十年，二氧化碳由于其特殊的热动力性质而对扩散模拟提出了新的挑战。目前还没有对从管道或其他容器中逸出的高压二氧化碳的物理状态和扩散速率进行预测的有效技术；对于模拟二氧化碳的全部温压范围以及选择模拟技术和标准都需要进一步研究。

4.4 环境影响分析

动植物群在与二氧化碳接触时可能会受到影响, 无论是注入点附近的深层地下微生物还是浅表土壤中及在地表的动植物都是如此。动植物暴露于高浓度CO₂的反应与4.1节所描述的人类的反应相同。

需要进行环境影响分析以确定项目开发的潜在环境影响。潜在影响的甄别可利用现有的文献和指导性文件以及行业的经验, 并与相关的主管机构进行商讨。

对Longannet项目的初步评估认为, 开发区域具有典型的中央北海近岸环境, 没有对该项目特别敏感的生物。因此在采取适当的控制措施后, 执行所建议的开发项目不会对环境产生显著影响。

第五章

二氧化碳的运输和封存成本

二氧化碳的运输和封存的成本估算结果变化相当大, 有高度的场地专属性, 取决于场地地理地质条件以及工程设计, 也取决于估算方法和边界条件的选择。示范项目的成本通常高于商业规模项目的成本。

本章中我们根据已发表的成本研究报告以及Kingsnorth和Longannet 这两个项目的FEED研究报告对二氧化碳的运输和封存成本做一个初步的总结; 特别注意在项目中涉及海上运输和封存的费用, 旨在为广东的利益相关者提供关于成本范围的概念。本章也介绍了成本估算的假设和成本边界, 因为这些对理解和判断这些评估结果十分必要。本章不介绍评估的方法, 只提供评估的关键结论。

5.1 运输成本

5.1.1 ZEP的评估

在欧盟执委会零排放平台(ZEP, 2011b)公布的二氧化碳的运输报告中估算了取决于运输方法以及预计的距离的单位运输成本, 估算依据是各成员组织提供的项目数据, 数据截止期为2009年第二季度。

该研究假设定制化设计、新建基础设施、运行期40年、从第一天起就是全能力运行、年利率8%、以及两种运输方案:

- 1) “点对点”方式运输, 运输量2.5 Mtpa (百万吨/年) 二氧化碳;
- 2) 由双供给源和双运输管道组成的大型管网运输, 运输量20 Mtpa二氧化碳。估算的成本不包括压缩、干燥、纯化二氧化碳的费用 (那些被计入捕集成本)。

运输成本包括资本成本 (CAPEX)、年金 (Annuity) 和营运成本 (OPEX)。成本边界以二氧化碳从捕集厂以110巴压力和大气温度输入为起点, 以二氧化碳运至封存站点的井口模板输出为终点。

对于船舶运输, 假定二氧化碳的处理和液化都在船上进行, 并直接向钻井“缓慢地”注入, 无需使用中间缓冲。

ZEP (2011b)估算的资本成本和单位成本见表5.1.1。为方便中国读者, 按2011年12月31日的汇率²将成本由欧元(€)折算成人民币(¥)。

² 2011年12月31日汇率
1 EUR(€) = 8.15 RMB(¥);
1 GBP(£) = 9.77 RMB(¥);
1 USD(\$) = 6.29 RMB(¥).

ZEP (2011b)研究的主要结论如下:

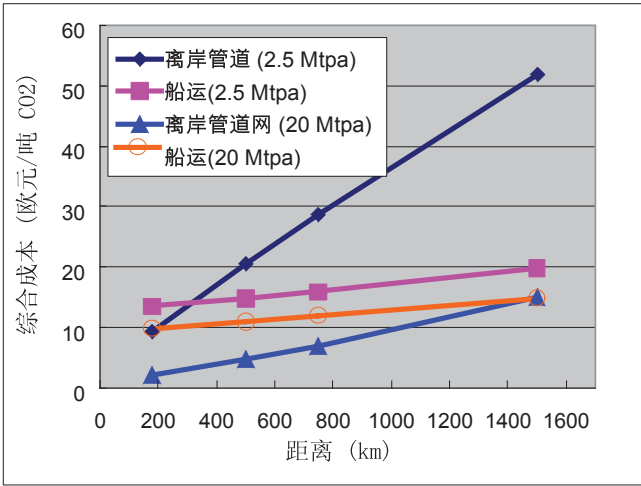
- 1) 管道运输的成本主要由资本成本组成 (通常 > 90%), 大致与距离成正比, 因此显著受益于规模经营和全产能利用。
- 2) 航运成本较少取决于运输距离及规模。航运的资本成本所占例 (通常 < 50%) 要低于管道运输, 然而运营成本却比管道运输高得多。此外, 船舶还有运输烃气的剩余价值, 因而有可能降低金融风险。
- 3) 将管道和船舶结合起来的海上运输网络可以提供既具有成本效益又低风险的解决方案, 特别适用于集群的早期发展
- 4) 对于大规模的交通基础设施, 远程和中央计划可能导致长期成本的显著降低。

在ZEP(2011b)评估中假设从第一天起就以全产能利用, 这对于集群运输方案是不现实的。如果假设运输量在第一个十年里呈线性增加, 管道网络运输的单位成本将升高35~50%, 取决于最大流量。对于船运, 产能的提升是通过增加船舶数量及设备来实现的, 所以单位成本只会有微小的增加。

表5.1.1 二氧化碳运输的资本成本（CAPEX）和单位成本（每吨CO₂）。资料来源 ZEP（2011b），汇率按2011年底

距 离 (km)		180	500	750	1500
2.5百万吨/年的二氧化碳点至点运输					
陆上管道	资本成本, M € (M¥)*	147.6 (1203)	-	-	-
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	5.4 (44.0)	-	-	-
海上管道	资本成本, M € (M¥)*	250.3 (2040)	580.6 (4732)	827.7 (6746)	1514 (12339)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	9.3 (75.8)	20.4 (166.3)	28.7 (233.9)	51.7 (421.4)
航运	资本成本, M € (M¥)*	138.9 (1132)	157.2 (1281)	174.6 (1423)	214.0 (1744)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	8.2 (66.8)	9.5 (77.4)	10.6 (86.4)	14.5 (118.2)
液化离子	资本成本, M € (M¥)*	20.4 (166.3)	20.4 (166.3)	20.4 (166.3)	20.4 (166.3)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	5.3 (43.2)	5.3 (43.2)	5.3 (43.2)	5.3 (43.2)
双供源给和双分配管网的20百万吨/年的二氧化碳大规模运输网络（双源双管网）					
陆上管道	资本成本, M € (M¥)*	287 (2339)	774 (6381)	1149 (9364)	2283 (18606)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	1.5 (12.2)	3.7 (30.2)	5.3 (43.2)	n.a.
海上管道	资本成本, M € (M¥)*	423.8 (3454)	1035 (8435)	1552 (12649)	3501 (28533)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	3.4 (27.7)	6.0 (48.9)	8.2 (66.8)	16.3 (132.8)
航运	资本成本, M € (M¥)*	642 (5232)	756 (6161)	869 (7082)	1121 (9136)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	11.1 (90.5)	12.2 (99.4)	13.2 (107.6)	16.1 (131.2)
液化离子	资本成本, M € (M¥)*	132.4 (1079)	132.4 (1079)	132.4 (1079)	132.4 (1079)
	单位成本, €(¥)/ t CO ₂	4.9 (40.0)	4.9 (40.0)	4.9 (40.0)	4.9 (40.0)

图 5.1.1 二氧化碳海上运输资本成本评估比较。数据见表5.1.1，自 ZEP (2011b)。



3 为了与ZEP(2011b)结果作比较，我们采用下列步骤来计算单位成本：1）按下式计算年金：年金=资本成本/年金系数，年金系数=[1-1/(1+i)^n]/i，其中i为年利率，n为以年计算的项目寿命；2）单位成本=（年金+运营成本）/tpa，其中tpa为二氧化碳年度运输吨数。

5.1.2 英国FEED评估

在FEED的Longannet项目报告中提供了资本、运营和弃置成本；然而在Kingsnorth项目报告中仅提供了开发及资本成本；因此在本报告中我们仅比较资本成本。

在这两个项目中的二氧化碳运输系统设计已经在报告中的2.3.2节介绍。Kingsnorth项目中的管道总长269km，其中海底261km；在Longannet项目中管道长度>387km，其中海底106.6km。Kingsnorth项目中海底管道的长度约为Longannet项目中的2.5倍。此外，在Kingsnorth项目中的管道将是全新的，设计寿命40年；而在Longannet项目中现有的280km陆上管道及106.6km海底管道将会被再利用。两个系统都在示范阶段以气态运输二氧化碳。

这两个运输系统资本成本估计值见表5.1.2和5.1.3。为方便比较，将成本转换成欧元及人民币，汇率以2011年12月31日为准（见脚注2）。二氧化碳压缩和处理的预计费用也已列出，考虑到这些成本有可能与运输设计有关。

每吨二氧化碳运输的单位成本是由类似于在 ZEP(2011b) 中使用的程序计算的³，使用与ZEP (2011b)中相同的年利率8%；项目工期采用最低值十年。因为未得到

Kingsnorth项目运营成本估计值，这里仅计算了单位资本成本。结果见表5.1.2及表5.1.3中的最后两列。

表5.1.2 Kingsnorth项目二氧化碳压缩及运输资本成本估计 (E.ON, 2011b)

成本内容	资本成本 (按2011年汇率)		单位资本成本 (按2011年汇率)	
	($\times 10^6$ EUR)	($\times 10^6$ RMB)	(EUR/tCO ₂)	(RMB/tCO ₂)
土地成本				
压缩机厂房及设备	82.4	671.8	6.2	50.1
土建工程	11.8	95.8	0.9	7.1
动员	3.1	25.4	0.2	1.9
测试/调试	1.9	15.4	0.1	1.1
应急	16.7	136.3	1.2	10.2
压缩/处理总资本成本	115.9	944.7	8.7	70.5
土地成本	0.1	0.06	0.005	0.04
运输机器及设备	432.1	360.5	32.2	262.8
土建工程	102.1	85.2	7.6	62.1
保险	4.0	3.3	0.3	2.4
动员	36.8	30.7	2.7	22.4
应急	141.5	118.0	10.6	86.1
运输总资本成本	716.6	5840.3	53.5	435.8
压缩+运输总资本成本	832.5	1542.5	62.2	506.3

表5.1.3 Longannet项目二氧化碳压缩及运输资本成本估计 (ScottishPower CCS Consortium, 2011a)

成本内容	资本成本 (按2011年汇率)		单位资本成本 (按2011年汇率)	
	($\times 10^6$ EUR)	($\times 10^6$ RMB)	(EUR/tCO ₂)	(RMB/tCO ₂)
压缩与处理	56.6	461	4.2	34.4
在圣弗格斯的压缩设施	145.1	1,182	10.8	88.1
圣弗格斯压缩站	17.9	146	1.3	10.8
风险&应急	37.3	304	2.8	22.6
压缩/处理总资本成本	256.8	2,093	19.1	155.9
联络线	97.5	794	7.3	59.2
10号机 (现有管道)	94.6	771	7.0	57.4
FEED延期	15.0	122	1.1	9.1
调查/许可证	26.5	216	2.0	16.1
管道准备	5.5	45	0.4	3.3
场所	98.1	799	7.3	59.6
风险&应急	57.3	467	4.3	34.8
运输总资本成本	394.4	3,214	29.4	239.5
压缩+运输总资本成本	651.2	5,307	48.5	395.5

5.1.3 运输成本比较

对不同来源资本成本的比较要有相似的背景条件才有意义。在ZEP (2011b)评估中 (表5.1.1)，海上点对点管道在500km距离内每年的运输2.5公吨二氧化碳的条件与英国FEED案例中的条件 (见表5.1.2和5.1.3) 相对较为接近，因此对这些成本评估结果及有关条件列入表5.1.4进行比较。ZEP (2011b)对海底管道网络与船舶运输成本的估计值也在表中列出以供对照。

表 5.1.4 二氧化碳点对点运输成本评估结果对照

案 例	ZEP (2011b) 海上管道	Kingsnorth	Longannet	ZEP (2011b) 船舶	ZEP (2011b) 海上管网
运输总量 (Mtpa CO ₂)	2.5	1.3~2.0	1.3~2.0	2.5	20
管道总长度(km)	500	269	>387		500
海上管道长度(km)	500	261	107	500	500
管道/船舶 状态	新	新	大多再利用	新	新
管道外径英寸(mm)	16 (400)	36 (900)	36 (900)	(包括液化)	32 (800)
项目期限(年)	40	10~15	10~15	40	40
资本成本, M€(M¥)	580 (2040)	717 (5840)	394 (3214)	157 (1280)	1035 (8435)
单位运输成本, (¥)/tCO ₂	20.4 (166)	53.5 (436)	29.4 (240)	14.8 (120)	5.4 (44)

虽然这些估算的条件不完全一致, 而且资本成本的估算还受没有在表5.1.4中列出的多方面因素影响, 但仍然有一些特性可供讨论:

1. Kingsnorth案例中估算的二氧化碳单位运输成本是ZEP(2011b)的两倍多, 这两个案例用的都是新管道。如果考虑到Kingsnorth的成本只包含资本成本, 而ZEP的成本包含资本成本及运营成本 (尽管运营成本仅占<10%), 而且Kingsnorth的海上管道长度较小, 则两个成本估计值则差异更大。这些成本差异可能反映了示范项目的成本会高于全规模项目的成本, 也可能与不同的管道设计有关。在Kingsnorth项目中使用外径为36" (900mm)的管道将约2百万吨/年的CO₂运输261km的海上距离, 然而在ZEP(2011b)项目中使用外径为12" (300mm) 及16" (400mm) 的管道将约2.5百万吨/年的CO₂分别运输180km和500km的海上距离。在ZEP(2011b)案例中最大外径18" (500mm)的管道只用于1500km的超长距离运输; 采用小得多的管道显然是ZEP (2011b) 的成本较低的一个重要原因。管径设计的合理性以超出了本报告的讨论范围, 我们只是指出, 如果计算每英寸直径每公里长度的管道单位成本, ZEP(2011b)与Kingsnorth结果将会是相似的。

2. 将两个英国FEED研究给出的二氧化碳运输单位资本成本进行对比, 可见Longannet案例中的资本成本仅为Kingsnorth案例中资本成本的55%。导致Longannet项目成本较低可能有两个因素: 1) 再利用现有陆上与离岸管道; 2) 海上管道的长度较短 (仅为Kingsnorth的41%)。如果忽略陆上管道而简单地考虑单位长度的离岸管道运输成本, 则Longannet的单位成本还略高于Kingsnorth。但是这也可能是假象, 因为Longannet项目的陆上管道比Kingsnorth长得多。调查每个因素对降低成本所作的贡献将是一件有意义的事。

3. 关于二氧化碳管道运输和船运的成本比较, IPCC (2005) 指出, 对于6百万吨/年的二氧化碳运输量, 当距离超过1250km时船运成本可能相当于或低于管道运输成本。Decarre (2010) 的研究表明, 为了运输2.8百万吨/年的二氧化碳, 当距离超过350 km时船运比海上管道运输更经济; 当距离超过1100 km时船运比从海岸到海岸的陆上管道运输更经济。ZEP (2011b)的评估表明: 对于在四十年间运输2.8百万吨/年二氧化碳, 当距离超过350km时, 船运 (包括液化) 的单位运输成本比海上点对点的管道运输更便宜, 其差异随着距离的增大而增加(图5.1.1)。这个评估与Decarre (2010) 的研究结果一致。在大批量二氧化碳 (如20百万吨/年) 运输中, 在运输距离小于1500km时航运相对于管道网络运输就不具备成本效益了。表5.1.4显示, 就单位运输成本而言, 为Kingsnorth 和Longannet项目示范阶段设计的管道运输比航运更贵。也许应该调查是否在这两个项目的商业化阶段航运仍然会比管道运输便宜。

5.2 二氧化碳封存成本

本节将列举及比较由ZEP(2011a)研究及两个英国FEED研究所提供的二氧化碳封存资本成本评估数据。在ZEP(2011a)研究中所考虑的因素也作为范例列出, 作为在评估中选择因素的参考。

5.2.1 ZEP (2011a)的二氧化碳封存成本研究

ZEP发表了关于二氧化碳封存成本的报告(ZEP,2011a), 其成本评估以一种基于潜在成本组分分析(表5.2.1))的“自下而上”方法进行, 充分利用了ZEP成员的技术及经济知识。对于八种主要成本组分(表5.2.2)进行了敏感性分析; 其它18种成本组分(表5.2.3)没有在敏感性分析考虑范围内, 因为它们的敏感范围较小或者容易被理解(ZEP, 2011a)。从这些表中我们可以得知在“自下而上”的评估中哪些因素被考虑以及它们的假设值是什么。

总封存成本包括用于选址和界定方法、40年二氧化碳充注, 以及MMV(监控, 测量和验证)这三个方面的资本成本及在40年里的运营成本, 分低、中、高三个情景, 总封存成本以封存每吨二氧化碳的单位成本来计算, 而不是以净减排每吨二氧化碳的成本来计算, 其结果呈现于图5.2.1中。案例④、⑤和⑥中的参数及成本估计值见表5.2.4。

表5.2.1 二氧化碳封存项目的典型阶段的典型成本要素(ZEP, 2011a)

阶段	活动	典型成本要素
最终投资决策前	决定是否注入之前的活动	地震勘测、勘探井、注入测试、建模、审批
结构	注入井和离岸平台的建设	新建或翻新(离岸)
钻井	注入设备的建设	钻探新井, 整修遗留井
注入	二氧化碳注入(40年)	运营及维护
监控、测量和验证	监控(注入中及注入后)	钻观测井, 监测运营成本, 最终地震勘测
结束	结束活动	退役, 责任转移

表 5.2.2 八种主要成本要素及其假设值(据ZEP, 2011a数据汇编)

成本动因	中情景	灵敏度范围	基本原理
每油田容量 (公吨)	66	200—40	基于Geocapacity项目数据
每井注入率 (Mtpa)	0.8	2.5—0.20*	中间值基于实际项目; 高、低值基于石油和天然气行业经验
封存二氧化碳的责任转移成本 (€/t)	1.00	0.20—2.00	责任转移成本为粗略估计; 宽的灵敏度范围反映其不确定性
加权平均资本成本	8%	6%—10%	范围取自McKinsey (2008)的研究
钻井深度 (米)	2000 m	1000—3000m	钻井成本取决于深度**
钻井完成成本	海上成本是陆上的三倍	-50%— +50%	基于实际项目经验
观测井数量 (个)	陆上1和海上0	陆上2和海上1	多一个井可以更好地监控油田
勘探井数量 (个)	咸水层4, 枯竭油气田 0	咸水层2和枯竭油气田0 咸水层7和枯竭油气田0	枯竭油气田是已知的, 没有敏感性分析的必要。咸水层反映预期的勘探成功率
* 0.20 Mtpa没有模拟离岸情景, 因为其成本太高而不可行。 ** 超临界态CO ₂ 产生于700-800米深度以下。			

表 5.2.3 其它18个成本要素
(据ZEP, 2011a数据汇编)

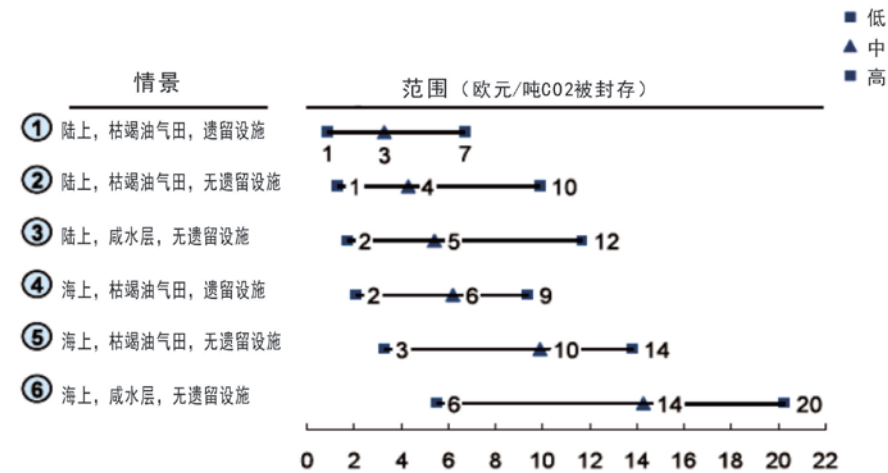
*MMV-监控、测量和验证

成本动因	假 设
勘探井再利用	井分之一的勘探井可以作为注入井再利用； 其它的位置不准、注入深度不匹配等
利用率	86%的利用率， 意味着平均116%的生产高峰
应急钻井	增加数量为所需注入钻井数量的10%作为应急钻井， 至少每油气田1口井
改造的钻井	遗留钻井改造为勘探井， 或者勘探井改造为注入井， 成本为从无到有建设新井所需的10%
操作和维护	平台及新钻井资本成本的4%
注入测试	固定成本每个场地一百万欧元
模拟/测井	每个油气田固定成本； 咸水层成本为枯竭油气田的约两倍
地震勘探+MMV*基线	每个油气田固定成本； 海上成本约为陆上的两倍。是在其经济寿命结束时， 最终的地震勘测在工作交接前的成本（货币时间价值贴现成本）
重复的MMV	每个油气田固定成本； 海上成本约为陆上的两倍
许可	每个项目一百万欧元
钻井修复	根据有风险钻井及对其处理的成本， 假设需从零到60%的新钻井成本
海上平台	假设咸水层需一个新的平台， 枯竭的油气田需对现有平台进行整修
退役	所有运营钻井资本成本和平台的资本成本的15%
封闭后监测	86%的利用率， 意味着平均116%的生产高峰
经济寿命	基本案例40年； 示范阶段25年（符合捕集假设值）
学习率	0%， 二氧化碳封存技术建立在石油和天然气行业经验基础上， 是众所周知的
汇率	2010年10月6日 汇率1.387 USD/EUR
工厂年度二氧化碳捕集量	假设5公吨/年。 捕集量的变化隐含在作为模拟封存量变化是所用的灵敏度中

图5.2.1和表5.2.4表明二氧化碳封存成本变化极大。“高”成本情景可以是“低”成本情景的3-10倍。这主要是由于封存场地的天然差异（如不同的封存容量和钻井可充注性），而成本因素的不确定性是次要原因（ZEP, 2011a）。

图 5.2.1 各案例封存成本及其不确定性范围

根据场地封存容量、钻井注入率和责任转移成本的不同分为低、中、高三个成本情景；中情景对应于基本假设



总资本成本的一般趋势如下(ZEP, 2011a):

- 1. 陆上比海上便宜。
- 2. 枯竭油气田比深部咸水层便宜，当枯竭油气田有可再利用的遗留钻井时更是如此。
- 3. 海上咸水层封存具有最高成本及最宽的成本变化范围。

表 5.2.4 海上枯竭油气田和咸水层封存成本估算的低 (L)、中(M)、高 (H)情景。成本单位为EUR(RMB) (据 ZEP, 2011a, 表4)。
ZEP④: 海上枯竭油气田, 用遗留钻井
ZEP⑤: 海上枯竭油气田, 无遗留钻井
ZEP⑥: 海上咸水层, 无遗留钻井
情景: L-低, M-中, H-高

案例	ZEP④			ZEP⑤			ZEP⑥		
情景	L	M	H	L	M	H	L	M	H
二氧化碳封存 (×10 ⁶ t)	200	66	40	200	66	40	200	66	40
寿命(年)	40	40	40	40	40	40	40	40	40
注入率(公吨/年)	5	2	1		2	1	5	2	1
资本成本(×10 ⁶ €)	56	48	44	127	120	96	238	199	169
单位资本成本 (€/公吨)	0.28	0.73	1.10	0.64	1.82	2.40	1	3	6
运营成本 (×10 ⁶ € /年)	6	6	6	6	6	6	8	7	6
单位运营成本(€/公吨)	1.2	3.6	6.0	1.2	3.6	6.0	1.6	4.2	6.0
单位封存成本(€/公吨)	2	6	9	3	10	14	6	14	20

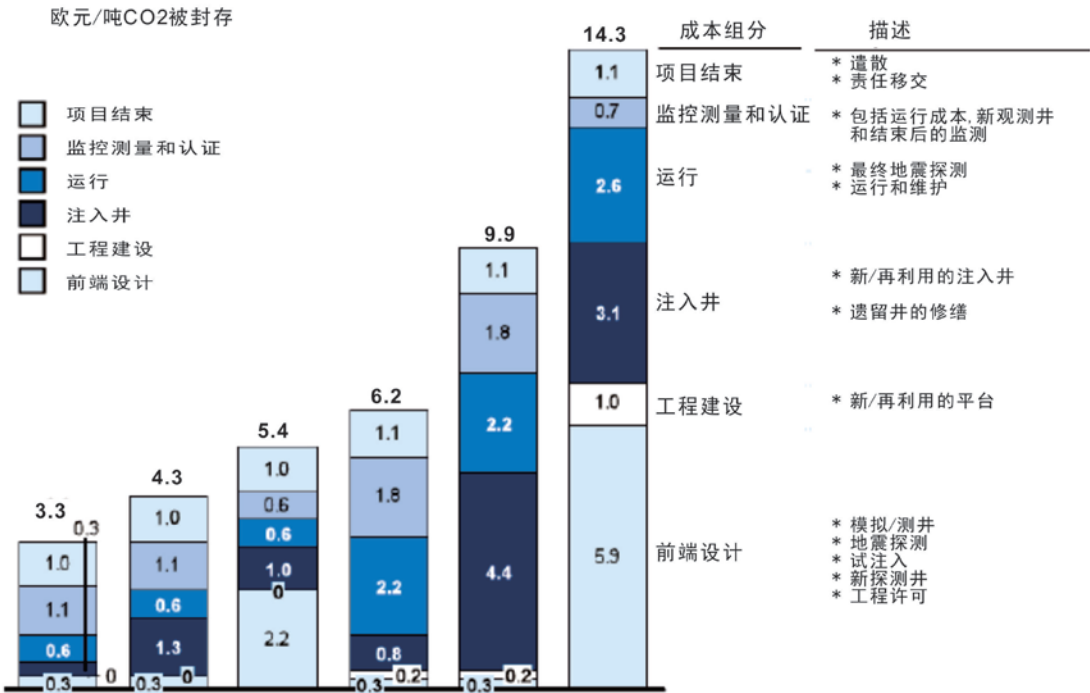
灵敏度分析发现以下现象：

1. 在所有案例中场地封存容量具有最大的或第二大的影响力。因此根据封存容量来选择封存储层是降低二氧化碳封存成本的关键因素。
2. 钻井成本是封存总成本的40~70%，但总成本的很大变化范围（可高达10倍），主要由地质条件和封存特性的变化所引起，因为这些都具有高度场地专属性的；成本评估的不确定性是相对次要的因素。

按成本要素划分的成本明细如图5.2.2所示。主要的成本的差异如下(ZEP, 2011a):

1. 与枯竭油气田相比，咸水层封存的投资决策前成本高得多。其原因是咸水层需要先进行勘探以确定它是否适于封存，即假设需地震勘测、勘探井的钻探、以及模拟（学习）等工作。这些需求都是高度因地点而变化的，其成本可高达几千万欧元。
2. 对于几乎所有成本因素而言，海上封存比陆上都更昂贵；这是因为海洋环境下的施工、打钻和操作维护都比较昂贵。
3. 含遗留钻井的枯竭油气田的钻井成本较低（比海上不含遗留钻井的枯竭油气田低五分之一）。这是影响离岸封存成本的关键因素。
4. 对于咸水层（包括陆上及海上），选址和场地描述是在投资决策前阶段成本最高的项目；ZEP的评估表明这些占咸水层封存总成本的41%。

图 5.2.2 所有六个案例的情景的成本构成明细自ZEP (2011a)



5.2.2 英国FEED海上二氧化碳封存成本评估

ZEP(2011a)假设的40年注入期对一些CCS项目来说可能太长, 尤其当项目中包括海上封存时。这里我们引用有较短注入期的英国Kingsnorth和Longannet项目FEED研究的成本评估结果。这两个项目均按示范项目设计, 要求在10-15年间在北海向枯竭气田注入20公吨二氧化碳。Kingsnorth项目计划在海上Hewett枯竭气田中建造新的平台及钻井, 然而Longannet项目则计划再利用海上Goldeneye气田的遗留平台和钻井进行二氧化碳充注。这两个项目的成本评估结果分别列入表5.2.5及5.2.6之中。

每公吨二氧化碳单位成本按类似于运输单位成本中使用的步骤计算(见脚注3), 年利率仿照ZEP(2011a)假设为8%, 工期为10年。因为Kingsnorth项目报告中没有报道运营成本值, 这里仅计算了单位资本成本。结果见表5.2.5和5.2.6的最后两列。

表5.2.5 Kingsnorth项目的Hewett气田中二氧化碳封存的资本成本 (E.ON, 2011b)

成本组分	资本成本 (按2011年汇率)		单位资本成本 (按2011年汇率)	
	($\times 10^6$ EUR)	($\times 10^6$ RMB)	(EUR/tCO ₂)	(RMB/tCO ₂)
注入基础设施	113.1	921.6	8.4	68.8
钻井界面	4.9	40.2	0.4	3.0
保险	2.5	20.3	0.2	1.5
动员	5.7	46.5	0.4	3.5
测试/调试	6.8	55.6	0.5	4.1
意外	47.8	389.3	3.6	29.1
注入设施及基础设施总计	180.8	1473.5	13.5	110.0
土地成本				
钻井	58.1	473.2	4.3	35.3
保险	16.1	131.2	1.2	9.8
动员	5.3	42.8	0.4	3.2
意外	12.2	99.5	0.9	7.4
地质封存总计	91.6	746.8	6.8	55.7
二氧化碳封存总计	272.4	2220.3	20.3	165.7

表 5.2.6 Longanent项目的Goldeneye 气田中二氧化碳封存的资本成本 (ScottishPower CCS_- Consortium, 2011b)

成本组分	资本成本 (按2011年汇率)		资本成本 (按2011年汇率)	
	($\times 10^6$ EUR)	($\times 10^6$ RMB)	(EUR/tCO ₂)	(RMB/tCO ₂)
上部模块/平台	109.4	892	8.2	66.5
海底	10.7	87	0.8	6.5
钻井	45.0	366	3.3	27.3
注入前	19.2	156	1.4	11.6
场地	64.9	529	4.8	39.4
风险&意外事故	42.3	345	3.2	25.7
二氧化碳封存总计	291.4	2375	21.7	177.0

5.3 封存成本估计值对比

在考虑二氧化碳封存成本评估的高度场地专属性的情况下，对上一节中所列举的海上二氧化碳封存的总资本成本进行对比，见表5.3.1：

表 5.3.1 Longanent项目的 Goldeneye 气田中二氧化碳封存的资本成本 (ScottishPower_CCS-Consortium, 2011b)

案 例	Hewett (Table 5.2.5)	Goldeneye (Table 5.2.6)	ZEP ④ (Table 5.2.4)	ZEP ⑤ (Table 5.2.4)
二氧化碳封存总量 ($\times 10^6$ 公吨)	20	20	66	案例 66
寿命(年)	10-15	10-15	40	40
资本成本 EUR (RMB)	272.4 (2220)	291.4 (2375)	48 (391)	120 (978)
二氧化碳封存单位资本成本 EUR/t (RMB/t)	20.3 (166)	21.7 (177)	0.7 (6)	1.8 (15)

1. 英国FEED研究得出的单位资本成本显著高于ZEP (2011a)的结果。Longannet 案例 (Goldeneye油田) 与ZEP④案例在利用遗留钻井方面相似，但Goldeneye的单位封存资本成本是ZEP④的30多倍。Kingsnorth 案例(Hewett 油田) 与 ZEP⑤在使用新钻井方面相似，但前者的资本成本是后者的11倍多。资本成本评估结果有如此大的差异原因有待调查。显然在ZEP的室内研究中考虑的是一般的具商业规模的项目，有较长的项目周期及较大的封存总量，而英国的FEED研究是针对具体的示范项目进行详细的工程设计，所以前者的成本会显著低于后者。但是，这么大的成本差异也许不能完全归咎于此，估算方法、成本构成和界限、在评估中所使用的参数等方面均有待考查。

2. Longannet项目(Goldeneye油田)的单位封存成本略高于Kingsnorth项目 (Hewett 油田)。但是，这也许主要反映封存成本的高度场地专属性，而不应认为这与通过再利用遗留平台及钻井以降低成本的期望相矛盾。严格来说，比较再利用和新建设施的经济性只在针对同一封存场地时才有意义。但是，也许还是有必要详细分析是否还有其他原因，如不同的公司使用的不同估算方法、成本组分及其估计值等。Goldeneye案例也许表明，再利用遗留钻井有可能比之前的预期更加昂贵。通过详细的分析来找出影响其成本估计真正因素是很有意义的。

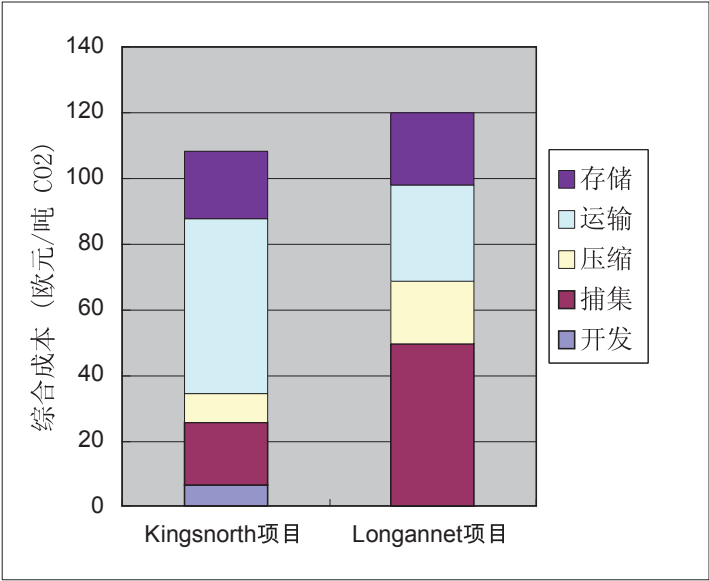
5.4 CCS链资本成本估计值的对比

本节对比了两个英国FEED项目对组成CCS链的各个环节的单位资本成本的估计值，见表5.4.1及图5.4.1。

表 5.4.1 Kingthnorth和 Longannet项目单位资本成本之比较。成本单位为 EUR/tCO₂和RMB/tCO₂，按2011年底汇率

成本组分	Kingsnorth			Longannet		
	EUR/tCO ₂	RMB/tCO ₂	%	EUR/tCO ₂	RMB/tCO ₂	%
开发	6.5	52.6	6			
捕集设备	19.2	156.6	18	49.5	403.2	41
压缩/处理	8.7	70.5	8	19.1	155.9	16
运输	53.5	435.8	49	29.4	239.5	24
封存	20.3	165.7	19	21.7	177.0	19
合计	108.1	881.3		119.7	975.7	

表5.4.1 Kingthnorth和 Longannet项目单位资本成本组成之比较（数据见表5.4.1）



这些数据的一个显著特点是在Kingsnorth项目的运输成本很高，几乎占总成本的一半。这表明在整个CCS链中海上运输成本有可能是最昂贵的部分，尤其是当需要修建长距离海底管道的时候。

结束语

本报告简要总结了海上二氧化碳运输与封存的主要工程要求, 所依据的是已发表的文献资料, 特别是英国对Kingthnorth和Longannet项目的前端工程设计 (FEED) 报告。报告介绍了有关的二氧化碳物理性质, 尤其是不同于天然气的性质。然后总结了二氧化碳运输与封存 (尤其是离岸) 的工程要求, 讨论了相关的健康、安全 and 环境问题, 列举和比较了关于二氧化碳运输与封存的成本估计。鉴于工作时间和作者知识有限, 本报告难免有疏漏之处, 仅可作为初入门者的指引; 需要详细技术细节的读者请参阅报告后面所列出的原始报告和文献。

从本报告可得出的一般性结论如下:

1. 二氧化碳运输与封存的主要工程要求以及基础设施大部分可从天然气运输与生产中移植过来, 所需的改造相对较少, 主要与二氧化碳与天然气在物理性质上的差异有关, 如不同的相界线要求不同的作用温度和压力、二氧化碳运输时的单相要求、含水二氧化碳的腐蚀性、高密度二氧化碳的溶解性、杂质的影响、以及在意外泄露及其他紧急情况发生时的灾害和风险等。本报告提供的二氧化碳运输与封存 (尤其是海上) 的主要工程要求的一些细节, 可供项目计划和工程设计时参考。但由于二氧化碳运输与封存工程高度依赖于场地特点, 对于具体项目的工程要求尚需根据实际情况来确定。
2. 只要工程设计得当而且有严格的操作规程, 二氧化碳运输与封存的健康、安全 and 环境 (HSE) 风险一般是可控的。但是必须进行风险和灾害的评估和二氧化碳扩散模拟, 有时还需要修改设计。制定HSE守则和进行人员培训也十分重要。
3. 目前对于二氧化碳运输与封存成本的估计值变化很大。尽管这些成本数据有高度的场地专属性, 从本报告搜集的数据还是可以看出一些基本趋势。例如: 示范项目的成本高于商业化运行; 海上运输与封存比陆上昂贵; 大量和长时间的运输会降低单位成本; 管道运输的成本比船运更受运输距离的影响; 对于长距离 (如超过350公里), 船运有可能比点对点的管道运输有较低的单位运输成本, 而可与大规模管网运输的成本媲美; 对于Kingsnorth项目, 管道运输的成本几乎占总成本的一半, 说明于包含较长距离海上运输的CCS项目, 通过建立管道运输网络来降低运输成本可能非常关键的。钻井成本可达封存总成本的40~70%, 因场地条件而变化很大; 降低单位封存成本的因素中, 增大场地封存容量的贡献最为显著。

但是, 本报告在成本估计值的比较中也发现了若干意料之外的现象, 如:

1. 对海上封存成本, 两个英国FEED项目的估计值比ZEP(2011a)的高得多 (11到30倍)。尽管示范项目的成本会大于商业项目, 但似乎不能完全解释如此大的差别。
2. 将两个英国FEED项目的单位资本成本的估计值相比较, 再利用现有天然气管道、平台和钻井的Longannet项目的成本不一定低于全部采用新建设施的Kingsnorth项目。这可能主要反映成本的高度场地专属性, 但也许有必要进一步分析各项目所采用成本估算的方法、成本组成和边界、以及所采用的成本参数来探寻是否还有其他因素。正确的答案对于CCUS事业的利益相关者、尤其对决策者是非常重要的。

参考文献

- Bachu, S., 2003. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media. *Environmental Geology* 44, 277-289.
- DNV, 2010. Design and Operation of CO₂ Pipelines. Recommended Practice DNV-RP-J202.
- E.ON, 2011a. 6.2 Platform and Pipeline Basis of Design for Studies-Phase 1A. Kingsnorth Carbon Capture & Storage Project, p. 68.
- E.ON, 2011c. Key Knowledge Reference Book. Kingsnorth Carbon Capture & Storage Project, p. 68.
- GDCCSR-SCSIO, 2013. Assessment of CO₂ Storage Potential for Guangdong Province, China. Feasibility Study of CCS-Readiness in Guangdong (GDCCSR), pp. 1-74.
- GDCCSR, 2013. CCUS Development Roadmap Study for Guangdong Province, China. Feasibility Study of CCS-Readiness in Guangdong (GDCCSR), p. 43.
- Huang, Y., Guo, H., Liao, C., Zhao, D., 2013. The Study on Prospect and Early Opportunities for Carbon Capture and Storage in Guangdong Province, China. *Energy Procedia* 37, 3221-3232.
- IEA, 2014. CO₂ Pipeline Infrastructure. International Energy Agency.
- Li, P., Zhou, D., Zhang, C., Zhang, Y., Peng, J., 2013. Potential of Sub-sea-floor CO₂ Geological Storage in Northern South China Sea and its Importance for CCS Development in South China. *Energy Procedia* 37, 5191-5200.
- ScottishPower_CCS_Consortium, 2011a. SP-SP 6.0-rt015 FEED Close Out Report, FEED Close Out Report. Longannet Carbon Capture & Storage Project, p. 65.

ScottishPower_CCS_Consortium, 2011b. SP-SP 6.0-rt015 Key FEED Decisions, FEED Close Out Report. Longannet Carbon Capture & Storage Project, p. 18.

ScottishPower_CCS_Consortium,2011c. UKCCS-KT-S3.4/3.5-Shell-001 Design HSE Case, FEED Close Out Report. Longannet Carbon Capture & Storage Project, p. 70.

ScottishPower_CCS_Consortium,2011d.UKCCS-KT-S7.16-Shell-001 Material Selection Report, FEED Close Out Report. Longannet Carbon Capture & Storage Project, p. 38.

ScottishPower_CCS_Consortium, 2011e. UKCCS - KT - S7.1 - E2E - 001 Post-FEED End-to-End Basis of Design, FEED Close Out Report, p. 75.

Vandeginste, V., Piessens, K., 2008. Pipeline design for a least-cost router application for CO₂ transport in the CO₂ sequestration cycle. International Journal of Greenhouse Gas Control 2, 571–581.

ZEP, 2011a. The Costs of CO₂ Storage, Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, p. 42.

ZEP, 2011b. The Costs of CO₂ Transport, Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, p. 42.

Zhou, D., Zhao, D., Liu, Q., Li, X.-C., Li, J., Gibbons, J., Liang, X., 2013. The GDCCSR Project Promoting Regional CCS-Readiness in the Guangdong Province, South China. Energy Procedia 37, 7622-7632.