

Prepared for U.S. EPA
April 2008

中国油气系统甲烷减排潜力研究

同行审查报告草稿

刘均荣 姚军

中国石油大学(华东)石油工程学院
山东省青岛市青岛经济技术开发区长江西路 66 号
邮政编码：266555

Mike Gallaher and Jeff Coburn

RTI 国际研究中心
3040 Cornwallis Road, PO. Box 12194
Research Triangle Park, NC 27709 USA

Roger Fernandez

美国环保署
1200 Pennsylvania Ave., NW (6207J)
Washington, DC 20460 USA

RTI 项目编号 0208702.027

中国油气系统甲烷减排潜力研究

同行审查报告草稿

2008 年 4 月

刘均荣 姚军

中国石油大学(华东)石油工程学院
山东省青岛市青岛经济技术开发区长江西路 66 号
邮政编码：266555

Michael Gallaher and Jeff Coburn

RTI 国际研究中心
3040 Cornwallis Road, PO. Box 12194
Research Triangle Park, NC 27709 USA

Roger Fernandez

美国环保署
1200 Pennsylvania Ave., NW (6207J)
Washington, DC 20460 USA

任何疑问和建议请发送给:

刘均荣

电子邮箱: junliu@hdpu.edu.cn, liuxinghe.826@126.com

电话: 86-532-86981198 OR 86-546-8393777

或

Michael Gallaher

电子邮箱: mpg@rti.org

电话: 01-919-541-5935

正文目录

内容提要	ES-1
1 介绍	1-1
2 中国油气系统及甲烷排放概况	2-1
2.1 中国油气系统概况	2-1
2.1.1 能源消费结构	2-1
2.1.2 油气生产概况	2-3
2.1.3 油气处理厂概况	2-4
2.1.4 油气储运概况	2-5
2.2 油气行业的甲烷排放	2-7
2.2.1 排放源	2-7
2.2.2 中国甲烷排放概况	2-11
2.2.3 中国的减排活动	2-13
3 甲烷减排技术概述	3-1
3.1 生产部门	3-2
3.1.1 套管气回收	3-2
3.1.2 原油储罐蒸汽回收	3-5
3.1.3 绿色完井	3-6
3.1.4 压缩机	3-7
3.1.5 甘醇脱水器	3-7
3.1.6 气井排液技术	3-7
3.1.7 更换高排量气动装置	3-8
3.1.8 定向检修 (DI&M)	3-9
3.2 处理部门	3-10
3.2.1 甘醇脱水器	3-10

3.2.2 定向检修 (DI&M)	3-12
3.2.3 压缩机	3-12
3.2.4 高排量装置	3-12
3.2.5 电子火炬点火装置	3-12
3.3 运输和分销部门	3-13
3.3.1 压缩机	3-13
3.3.2 定向检修(DI&M)	3-14
3.3.3 管线维修减排技术	3-15
3.3.4 高排量装置	3-20
4 项目融资	4-1
4.1 减排项目的成本效益	4-1
4.2 排放市场	4-3
5 技术评价与建议	5-1
5.1 初步排序	5-1
5.2 最终排序	5-4
6 案例研究	6-1
6.1 套管气/伴生气回收	6-1
6.2 在压缩站、门站和地面设施、天然气处理厂和增压站实施定向检修 (DI&M)	6-3
6.3 在原油储罐上安装蒸汽回收装置	6-6
6.4 绿色完井	6-7
6.5 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力	6-8
6.6 天然气发电	6-9
7 结论与建议	7-1
参考文献	R-1
附录 A 泄漏检测和测量方法	A-1
附录 B 清洁发展机制(CDM)	B-1

附录 C 生产商/供应商概况 C-1

图形目录

图 2-1 油气田分布	2-4
图 2-2 2006 年中国天然气管网.....	2-6
图 2-3 天然气系统流程图.....	2-8
图 2-4 石油系统中的主要排放源.....	2-9
图 3-1 移动式套管气回收装置结构示意图	3-3
图 3-2 定压放气阀回收工艺流程.....	3-3
图 3-3 连动式低压抽气筒回收工艺流程.....	3-4
图 3-4 标准储油罐回收系统.....	3-5
图 3-5 安装闪蒸分离器的 TEG 循环系统.....	3-10
图 3-6 不停输开孔过程示意图	3-16
图 3-7 Clock Spring 结构.....	3-17
图 3-8 两种双带式卡箍	3-18
图 3-9 弯头修复卡箍.....	3-18
图 3-10 卡箍	3-18
图 3-11a 史密斯卡箍	3-18
图 3-11b 史密斯卡箍上的尖锥	3-18
图 3-12 堵漏卡箍.....	3-19
图 3-13 钢管修复套	3-19
图 4-1 中国油气系统中潜在的甲烷减排量	4-1
图 4-2 截至 2012 年总的预期 CERs 的增长情况.....	4-4
图 6-1 对比检测泄漏点、泄漏率变化图.....	6-5
图 6-2 对比检测泄漏量、泄漏率变化图.....	6-5
图 A-1 用于可视化逃逸性设备泄漏的手持式光学成像摄像机.....	A-4

图 A-2 安装在飞机上的激光红外光学成像系统扫描一条发生泄漏的天然气管
线..... A-4

图 A-3 声学泄漏检测 A-5

表格目录

表 2-1 中国能源结构预测结果.....	2-2
表 2-2 中国天然气消费结构变化情况.....	2-3
表 2-3 油气活动引起的甲烷排放源.....	2-7
表 2-4 中国油气系统甲烷排放清单(第一层次方法).....	2-11
表 2-5 国内油田伴生气回收统计结果.....	2-14
表 4-1 温室气体全球变暖潜力指数.....	4-4
表 5-1. 第一层次排序方法的排序结果.....	5-7
表 5-2. 第二层次排序方法的排序结果.....	5-14
表 6-1 经济效益分析.....	6-2
表 6-2. 小型撬装轻烃回收技术经济效益分析结果.....	6-2
表 6-3 不同年度天然气泄漏检测情况统计结果.....	6-4
表 6-4 抽空技术的适应性.....	6-8
表 6-5 经济分析.....	6-10

内容提要

本报告是中国石油大学(华东)、美国 RTI 国际研究中心和美国环保署共同研究的一个初步成果。作为项目研究的一部分，中国石油大学(华东)通过现场调研考察了中国目前的甲烷减排工作，并对国际上的甲烷减排最佳做法在中国油气系统应用的潜力进行了评价。在现场调研和对公开发表文献进行研究的基础上，确定出了在生产、处理、输送和分销部门中最有潜力的几种甲烷减排技术和做法。

近年来，中国油气行业实施了一系列的甲烷减排措施，并取得了显著成效。然而，正如本报告所述，仍存在一些经济有效的减排项目机会，实施这些项目将产生巨大的经济、社会和环境效益。在中国石油行业，主要的甲烷排放源之一是伴生气排放，如套管气；在天然气行业，主要的甲烷排放源之一是逃逸性设备泄漏，如法兰、接头和密封。

在研究过程中，采用了一种两层次排序的方法来评价中国油气行业中潜在的甲烷减排技术。排序标准包括成本效益、减排潜力的大小、设备和熟练工人的可获得性以及目前已在现场应用的最佳做法等。在第二层次排序过程中，综合国内外设备成本和国内人工工资进行了成本效益分析。基于这些分析结果以及与现场部分专家的讨论，确定出在生产、处理、输送和分销各个部门中最有潜力的甲烷减排技术。

生产部门

- (1) 安装压缩机收集套管/将套管连接到蒸汽回收装置上
- (2) 在原油储罐上安装蒸汽回收装置
- (3) 绿色完井
- (4) 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- (5) 检修压缩站放空阀

处理部门

- (1) 在天然气处理厂和增压站实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)

- (2) 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- (3) 检修压缩站放空阀
- (4) 去除不必要的设备和/或系统
- (5) 安装电子火炬点火装置

输送和分销部门

- (1) 在压缩泵站、门站和地面设施以及偏远场所实施定向检修(包括利用超声波探测器识别泄漏)
- (2) 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力
- (3) 泄压前关闭主阀和设备阀
- (4) 将放空天然气注入低压干线
- (5) 检修压缩站放空阀

在报告中，对上述和其他技术以及相关案例进行了详细描述。欲了解更多的甲烷减排技术信息，请登陆：

<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm> (English)

http://www.epa.gov/gasstar/resources_chinese.htm (Chinese)

1 介绍

甲烷排放来自不同的自然排放源和人为排放源。人为排放源包括垃圾填埋场、石油与天然气系统、农业活动及煤矿等四个领域。在每 100 年期内，甲烷对全球变暖的影响是二氧化碳的 21 倍。此外，大气中甲烷的化学寿命周期约为 12 年，而二氧化碳的化学寿命周期大约为 100 年。因为大气中甲烷浓度可以相对迅速地对甲烷减排活动作出响应，所以这两个因素使得甲烷减排成为短期内减缓全球变暖问题的一个有效途径。甲烷同时也是天然气的主要成分，因此减少或收集甲烷的工作能产生显著的能源、经济和环境效益。

在石油与天然气行业中，大量甲烷和其他温室气体(GHG)的排放与能源活动(如化石燃料的生产、处理、输送、存储和分销)有关，而不是来自燃料燃烧。为了促进甲烷减排活动的开展，美国实施了天然气 STAR 计划。该计划遴选出了 80 多种经济有效的油气系统甲烷减排技术，所有这些技术都是油气行业的合作者向美国环保署(EPA)提供的。近年来，甲烷市场化合作伙伴计划(Methane to Markets Partnership)以及与京都议定书(Kyoto Protocol)相关的碳信用计划推动了甲烷减排活动在美国以外的国家中的积极开展。

中国经济的快速发展使得中国能源强度(单位产值内消耗的能源量)成为一个日益严峻的问题。为了了解中国油气行业的现状以及甲烷减排潜力，EPA 资助了由中国石油大学(华东)和美国 RTI 国际研究中心共同承担的“中国油气行业甲烷减排潜力研究”项目。

研究过程中，所有数据主要来自两个渠道：一个是期刊或网站公开发布的信息；另一个是通过现场减排技术调研和与现场专家咨询所获得的信息。由于仅对两个油气田中的六个采油(气)厂矿进行了现场调研和咨询，因此本报告的结果不能反应中国整个油气行业的现状，但也得出了一些有意义的启示。

报告第二部分概述了中国油气行业现状和主要的排放源；第三部分介绍了天然气 STAR 计划合作伙伴推荐的一些减排技术及在中国的应用潜力；第四部分讨论了项目融

资机制；第五部分应用两种排序方法学对天然气 STAR 计划合作伙伴推荐的技术进行了评价。鉴于中国油气行业的实际状况并综合现场部分专家的经验，对中国油气行业各个部门(即生产部门、处理部门、运输和分销部门)分别推荐了五种最有潜力的甲烷减排技术。第六部分利用中国及其他国家的减排案例对这些推荐技术进行更详细的讨论；第七部分给出了一些结论和建议；第八部分列出了报告中所引用的文献和资源；附录 A 介绍了泄漏检测和测量技术；附录 B 介绍了清洁发展机制(CDM)；附录 C 列出了部分提供天然气压缩机、天然气发电机、气体泄漏检测设备的厂家和供货商。

2 中国油气系统及甲烷排放概况

随着中国经济的快速发展，中国的能源需求猛增。能源需求的增长导致中国油气工业迅猛发展，包括需要建设一些新的基础设施和增加现有旧设施的利用率等。本章第一部分回顾了中国油气系统的概况；第二部分讨论了中国油气系统中的甲烷排放源，介绍了中国油气系统甲烷排放情况，并重点突出讨论了当前正在进行的减排工作。

2.1 中国油气系统概况

2.1.1 能源消费结构

据测算，中国“十一五”期间的能源消费增长速度将维持在 3.375% 的水平，如果 2010~2020 年的中国 GDP 平均增长速度在 7% 左右，则 2010~2020 年期间中国能源消费的增长速度为 2.8% 左右¹。油气的消费增长速度将快于当前占中国主要能源消费的煤炭的增长速度。如表 2-1 所示，我国 2005 年能源构成中，石油和天然气只占 23.9%（其中石油 21.0%，天然气 2.9%），煤炭占 68.9%。在 2006 年的一次能源消费中，石油比重为 20.8%，天然气比重为 2.8% [朱成章，2007]。根据能源需求预测，2010 年天然气需求将占中国能源总需求的 5.3%，2020 年将增至 9.8%。

2006 年，中国石油消费量为 3.46 亿吨，天然气消费量为 556 亿立方米；石油净进口 1.62 亿吨，对外依存度 47%，专家预计 2020 年有可能超过 60%。

一些专家学者给出了不同的中国能源消费预测结果，但普遍认为到 2020 年我国天然气在中国能源结构中所占比例将达到 20% 左右，相应降低煤的比例，而石油所占比例不变或略有下调²。

预计 2010 年中国天然气需求将达到 1100 亿立方米，而国内生产能提供的只有 900 亿立方米，天然气供应缺口将达 200 亿立方米；2015 年中国天然气需求将达 2000 亿立方米，而国内生产能提供的只有 1600 亿立方米，天然气供应缺口将达 400 亿立方米；而到 2020 年我国的天然气缺口至少到 800 亿立方米。 [张静，2007]

¹ http://www.china.com.cn/info/06nengyuan/txt/2006-08/29/content_7115008.htm

² <http://www.china5e.com/news/oil/200603/200603240230.html>

此外，中国天然气消费结构也将发生变化。2005年，化工和城市燃气两者占消费总量的60%以上³，其中增长最快的是城市燃气，主要原因是燃气取代过去居民燃煤。2006年，天然气消费以城市燃气和化工为主，两者占天然气销售量的75%。未来我国天然气消费结构将进一步优化，城市燃气和发电是天然气利用的主要方向，2020年所占比例将分别达到35%和27%。

表 2-1 中国能源结构预测结果

年	煤炭	石油	天然气	来源
1957	92.3%	4.6%	0.1%	http://www.shp.com.cn/news/info/2002/3/23/17401651.html
1962	89.2%	6.6%	0.9%	
1965	86.5%	10.3%	0.9%	
1970	80.9%	14.7%	0.9%	
1975	71.9%	21.1%	2.5%	
1978	70.7%	22.7%	3.2%	中国能源消费总量及构成，能源政策研究，第 39-40 页，2007 年第 6 期 (最初来源: 中国统计年鉴，中国国家统计局)
1980	72.2%	20.7%	3.1%	
1985	75.8%	17.1%	2.2%	
1989	76.1%	17.1%	2.1%	
1990	76.2%	16.6%	2.1%	
1991	76.1%	17.1%	2.0%	
1992	75.7%	17.5%	1.9%	
1993	74.7%	18.2%	1.9%	
1994	75.0%	17.4%	1.9%	
1995	74.6%	17.5%	1.8%	
1996	74.7%	18.0%	1.8%	
1997	71.7%	20.4%	1.7%	
1998	69.6%	21.5%	2.2%	
1999	69.1%	22.6%	2.1%	
2000	67.8%	23.2%	2.4%	
2001	66.7%	22.9%	2.6%	
2002	66.3%	23.4%	2.6%	

³ <http://www.cbminfo.com/allfile/46/2006101209463046131.asp>

2003	68.4%	22.2%	2.6%	
2004	68.0%	22.3%	2.6%	
2005	68.9%	21.0%	2.9%	
2006	70.2%	18.2%	3.2%	2006年世界主要国家、地区一次能源消费结构, 能源政策研究, 第7页, 2007年第6期
2007	70.4%	20.8%	3.3%	http://www.chinahyyj.com/news/w_2008090209359865842.html
2010	61.2%	25.2%	5.3%	http://www.china.com.cn/info/06nengyuan/txt/2006-08/29/content_7115008.htm
2020	54.0%	27.0%	9.8%	

表 2-2 中国天然气消费结构变化情况

年份	2004	2005	2020
化工	33%	31%	15%
城市燃气	29%	31%	35%
工业燃料	26%	25%	23%
发电	12%	13%	27%

2.1.2 油气生产概况

根据公布的报告, 截止 2004 年底, 中国已发现 531 个油田、185 个气田⁴。根据国土资源部统计公布结果, 截至 2006 年年底, 全国石油剩余经济可采储量 20.43 亿吨, 天然气剩余经济可采储量 24490 亿立方米⁵。

⁴ <http://www.oilnews.com.cn/bk/system/2007/04/28/001087903.shtml>

⁵ http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/200703/30/t20070330_10872209.shtml

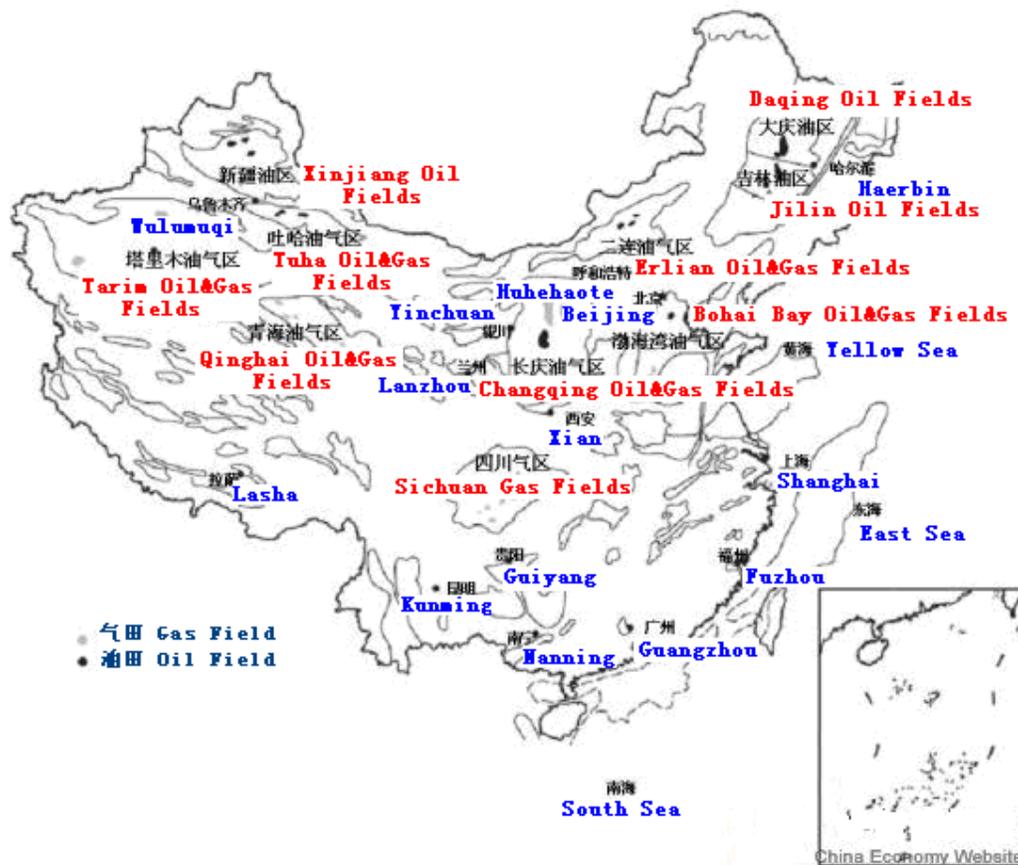


图 2-1 油气田分布⁶

2006年，全国原油产量为1.84亿吨。其中，中国石油(CNPC)的原油产量为1.07亿吨，占全国石油工业产量的58%；中国石化(SINOPEC)、中海油(CNOOC)的原油量分别为0.401亿吨、0.276亿吨，分别占全国总产量的21.8%和15.0%。[夏丽洪，2007]

2006年，中国天然气工业产量为585.53亿立方米。其中，中国石油的天然气产量为442.12亿立方米，占全国天然气工业产量的75.5%；中国石化、中海油的天然气产量分别为70.63亿立方米、62.11亿立方米，分别占全国总产量的12.1%和10.6%。[公禾，2007]

2.1.3 油气处理厂概况

2005年，中国国内炼油能力达每年3.28亿吨，实际加工原油2.86亿吨。2006年，国内炼油厂加工原油3.07亿吨，与2005年同比增长了6.3%。[夏丽洪，2006；王新平，2006]

⁶ <http://www.cew.org.cn/news/20071023/48334.shtml>

根据赛迪顾问能源产业研究中心(CCID)的最新报告，到2006年底，国内共有炼厂124个，原油年加工能力超过400万吨规模的有30个，超过800万吨以上规模的有13个，占全国总炼油能力的71.5%，这些大型炼油厂大部分隶属于中国石油和中国石化两大公司，平均规模为455万吨/年。而数量占全国总数75%的其他94家炼油企业，平均规模不足100万吨/年⁷。

据不完全统计，中国天然气净化处理厂大约在90座左右，其中绝大部分属于中石油。这些天然气处理厂主要分布在四个主要产气区(四川、长庆、塔里木、青海，如图2-1所示)，日处理能力从几十万立方米(如江津天然气净化厂日设计处理天然气40万立方米，隆昌荷包场天然气净化厂设计日处理能力40万立方米)到上千万立方米(如长庆油田靖边天然气净化厂设计天然气日处理能力1400万立方米，新疆克拉2中央处理厂设计天然气日处理能力3000万立方米~3600万立方米)，设计日处理能力在几百万立方米的天然气处理厂占据绝大部分。随着中石油和中石化在四川勘探的重大发现，两大石油公司计划建设罗家寨、铁山坡、渡口河、石河和普光等5个天然气净化厂，新增天然气日处理能力达到7200万立方米。

2.1.4 油气储运概况

目前，中国覆盖全国的油气骨干管网基本形成，部分地区已建成较为完善的管网系统。根据公布数据，截至2006年底，中国已建成长输油气管道总长度超过5万公里，有6座地下储气库投入运行。天然气管道约3.38万公里，其中管径大于426毫米的管道总长度为2.3万公里，原油管道约1.5万公里，成品油管道约0.56万公里。按照目前的规划，到2015年，中国油气干线管道将超过10万公里，形成一个庞大的管道运输网。[夏丽洪，2007；公禾，2007；余洋，2007]

⁷ <http://www.ccidconsulting.com/>



图 2-2 2006 年中国天然气管网⁸

总的来看，目前中国国内大致有以下三种主要的天然气运输方式 [张琳，2006；许维秀，2007；刘银春，2007]：

- (1)管道运输(PNG)适合于有稳定气源和用户的长期供应。这项成熟的技术已经在广泛地被采用。现在，大概有 75%天然气利用管道运输。天然气运输管道的基本类型有：螺旋缝埋弧焊接钢管(SSAW)、电阻焊钢管(ERW)、直缝埋弧焊接钢管(LSAW)。
- (2)液化天然气(LNP)运输，在储存和运输以前采用低温技术使天然气液化。液化后的体积远远小于气体体积，这样便非常利于运输。
- (3)压缩天然气(CNG)运输，气体加压到 20~25MPa 下通过铁路、汽车或轮船进行运输。到达目的地后气体降压抽运到储罐，或者进行压力的进一步调整进入城市燃气管道系统。CNG 适合于分散用户的运输。

吸附天然气(ANG)运输和天然气水合物(NGH)运输正处于研究阶段，至今还未商业化。

⁸刘贺群，天然气管道相关问题和管网运营机制,2007 年中美第 8 届油气论坛，
<http://www.uschinaogf.org/presentations8.html>.

2.2 油气行业的甲烷排放

2.2.1 排放源

在油气生产、处理、储运和分销过程中普遍存在甲烷排放现象。油气系统中的“逃逸性”排放源包括正常作业中的排放(如油气生产过程中与放空和点火炬有关的排放)、设备排气口处的长期泄漏或排放、日常维护过程中的排放(如管线修复)、系统失常和事故过程中的排放。

图 2-3 简单介绍了各个生产部分及排放源。表 2-3 列出了各个部门正常操作过程中的甲烷排放源分布情况。在石油系统，最大的甲烷排放源是从生产和原油储罐中排放的伴生气。在天然气系统，部分现场专家估计生产过程中的甲烷排放量占总排放量的 52.5%，处理过程占 31.1%，储运和分销过程占 16.4%。天然气系统中大部分甲烷排放属于逃逸性设备泄漏。

表 2-3 油气活动引起的甲烷排放源

行业部门	天然气系统中的排放源	石油系统中的排放源
生产	井口、脱水器、分离器、集气管线、气动装置、事故	井口、分离器、原油储罐、放空和点火炬、其他处理设备
处理	压缩机和压缩机密封、脱水器、管道系统、气动装置、处理设备、事故	炼制过程中的废气
储运	压缩站(放空排气口、压缩机密封、密封系统、阀门)、气动装置、管线维护、事故、气动装置、脱水器	油罐车作业、原油储罐
分销	门站、埋地非塑料管线系统(主要是铸铁)、第三方破坏、事故	无

Source: U.S. Environmental Protection Agency. *U.S. Methane Emissions 1990–2020: Inventories, Projections, and Opportunities for Reductions – Natural Gas Systems*, September 1999.

以下部分对油气生产、处理、储运和分销过程中的甲烷排放进行了简单介绍。

⁹ 摘自 ICF 咨询公司的报告：估算油气系统甲烷排放量的方法，第 3 卷第 3 章，1999 年 10 月

油气生产部门：油气通过陆上和海上油气井从地层中开采出来。尽管大多数天然气产自气井，但通常在石油生产过程中也产出伴生气，这些气体与石油从同一个地层中同时产出并分离出来，形成伴生天然气。在生产现场，一般利用集输管线将原油和初始天然气输送到一个或多个集油(气)站。因为甲烷是天然气的主要成分，所以系统泄漏和放空必将导致甲烷排放。

在原油开采过程中，当温度增加、压力降低时，溶解在原油中的气体逸出积聚在油套环空中，当套压较高时，使动液面下降从而影响到泵效，对原油生产产生较大影响。对于生产气油比较大且具有一定经济价值的油井，采用了套管气回收技术，而对于生产气油比较小、无经济价值的油井，则采取了直接排放到大气中的措施。

在中国，油气生产部门最主要的甲烷排放源包括套管气放空或点火炬、完井、试井、增产作业(如压裂)以及腐蚀或破坏引起的管道泄漏。

原油生产部门中另外一个主要的甲烷排放源来自原油储罐设施的排放。在原油通过管线或运油槽车运输到炼油厂之前通常储存在储罐中，当原油存储在大气压下时，原来在高压地层下溶解于原油中的甲烷便会挥发出来。尽管有时利用蒸汽回收装置回收这些挥发的甲烷气体，但通常都是直接从储罐排放到大气中。

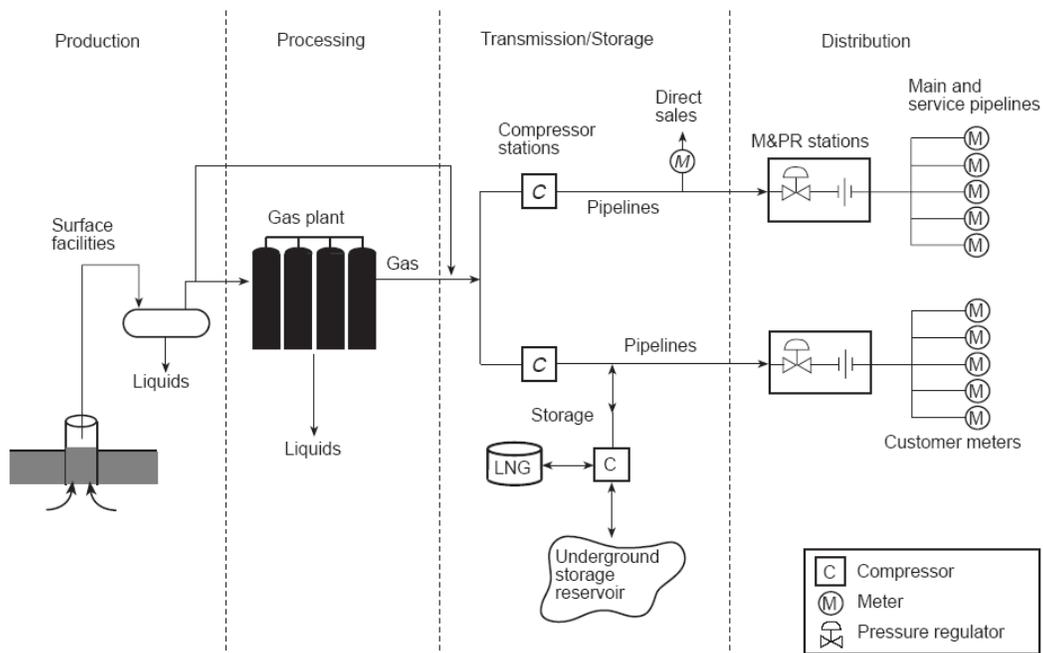


图 2-3 天然气系统流程图

Source: GRI and EPA co-published multi-volume reports, Methane Emissions from the Natural Gas Industry. Figure from Report Numbers: GRI-94/0257, EPA-600/R-96-080.

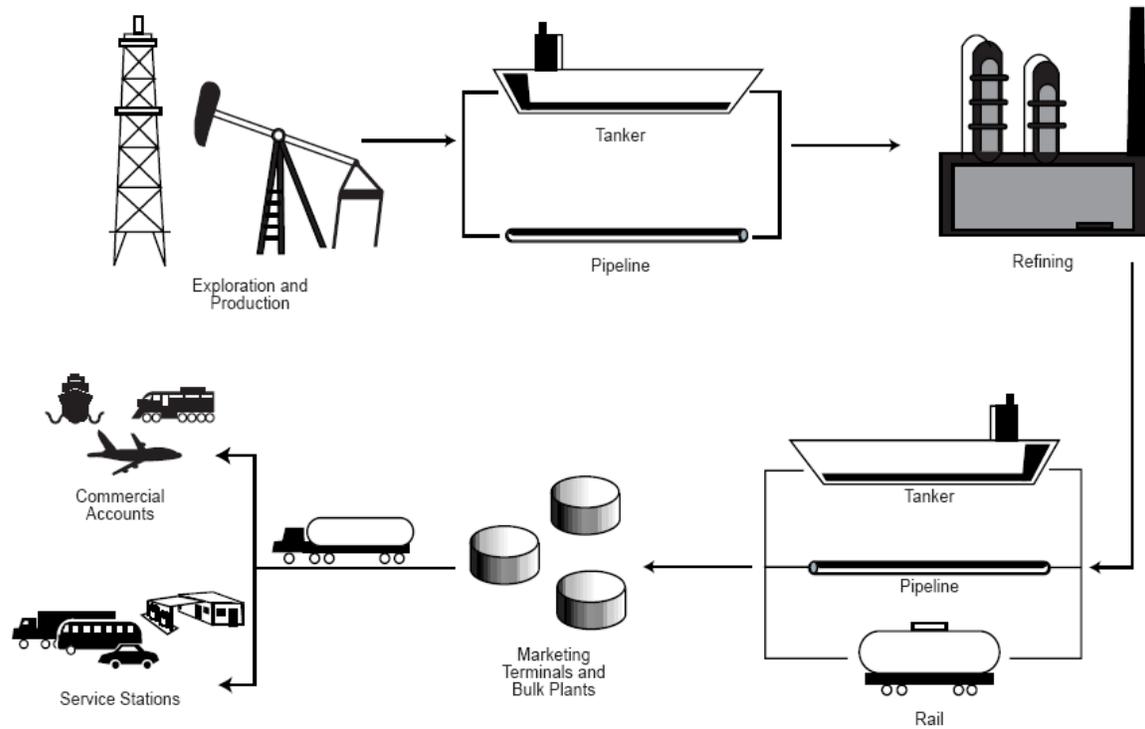


图 2-4. 石油系统中的主要排放源

Source: American Petroleum Institute, Toward a Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Oil and Natural Gas Industry Operations, Page 4,2002 (http://www.climatevision.gov/sectors/oil_gas/pdfs/ghg_synopsis.pdf)

油气处理部门：从井口产出的天然气需要在天然气处理厂进行进一步处理，以除去水分、酸性气体、其他烃组分(如乙烷、丙烷、丁烷)等，达到管线外输标准后输送给下一级用户。天然气通常在天然气处理厂进行加工以除去和处理天然气凝析液，并准备适合管输的天然气。在处理过程中，天然气需要进行干燥，除去较重的烃组分或凝析液需要用到各种不同的工艺过程。经过处理的天然气注入天然气输送系统，分离出来的重烃成分单独销售。天然气处理过程中的主要排放源有压缩机逃逸性排放、压缩机废气、排气口、气动装置以及泄压作业等。

炼油厂将原油精炼成不同的烃类产品，如汽油、煤油等。炼油厂的甲烷排放量通常只占原油部门排放总量的 1%，炼厂产品(也称作“精炼产品”)中包含的甲烷气体很少，可以忽略不计。

油气储运部门:在原油通过油轮和管线装船转运到炼油厂过程中，从原油中也会挥发出部分甲烷气体。从原油中排放的甲烷量与原油中最初的甲烷含量以及运输准备工作关系密切。

大部分天然气通过管道来运输。在天然气储运部分，绝大部分天然气都是通过大直径、高压管线从生产现场、天然气处理厂、储气站和其他气源供应站输送到地方销售公司或其他大宗用气客户手中。由于中国天然气利用和管道建设的历史较短，在天然气系统中，由于输送管道使用的是无缝钢管，并且绝大多数都采用了防腐保护措施，与旧的铸铁管线相比，管线泄漏现象比较少。该系统中最常漏气的位置就是静密封点处，如法兰、螺纹接口处。管线穿孔泄漏也时有发生，主要是管线弯头处，特别是排污管线和放空管线的弯头处。在线路上最常见的泄漏主要是由第三方破坏和管道穿孔引起的。[刘明礼，2002；朱喜平，2006]。最近，一些研究人员对四川盆地东部气田的 160 个集输场站进行了泄漏对比检测，其检测工作主要集中在小型部件上（如阀门、法兰和接头等）而没有对大型部件（如压缩机和管线等）进行检测 [洪志琼，2004]。泄漏检测结果表明，天然气泄漏的主要部位依次是阀芯、接头、盲板、加脂孔、法兰，年均泄漏量从大到小依次为阀芯、盲板、接头、加脂孔、法兰。站场天然气总的泄漏率为 0.6%，小于加拿大 NOVACORP 公司测算的 3%，表明天然气集输管网设备管理比较好。漏点泄漏量占泄漏总量的 70% ~ 90%，是生产管理现场整改维护的重点。

整个天然气输送系统的正常运转靠各种设施来维持，这些设施包括计量站、维护设施以及沿管道路由布置的压缩站。比如，维持管线压力的压缩站，通常包括上游除尘器，用于在天然气进入压缩机前除去气体中的颗粒和液体。一般用往复式发动机和涡轮机驱动压缩机工作。压缩站通常使用管道燃气作为压缩机燃料，有时还利用天然气发电来满足场站的电力需求。在油气储运部门，其甲烷排放源主要包括设备的长期性泄漏、压缩机的逃逸性排放、放气孔以及气动设备等。

在计量站，流程采用的是密闭系统，因此在正常生产过程中不排放甲烷，只有事故放空时才有天然气损失。在接转站中，密闭流程不存在甲烷排放，而开式流程却存在甲烷气体的泄漏问题。站外来液进入分离器后大部分被分离出来并被回收，没有分离的天然气随液体进入缓冲罐后，在缓冲罐的收发油过程中和受温度变化进行大小呼吸时极易造成天然气的损失。在脱水站，其流程也分为密闭和开式两种流程，从油气分离器(或三相分离器)分离出来的天然气经干燥后进入气管网，为了深度脱水，在沉降罐和净化油罐中也将分离出少量天然气，造成甲烷排放现象。

天然气分销部门: 天然气销售网络通常是由小直径、低压管线组成的一个庞大管网。天然气在门站通过减压后从输送系统进入城镇用户。这个部门的主要排放源有设备的长期性泄漏、计量器具、调压装置和意外事故等。

2.2.2 中国甲烷排放概况

1994年，中国原油产量为1.46亿吨，天然气产量为175.16亿立方米。根据1996年IPCC指南提供的油气系统甲烷排放量计算公式，张仁健(1999)估算出天然气系统的甲烷排放量为52.2Gg(7670万立方米)、石油系统的甲烷排放量为48.7Gg(7160万立方米)，油气系统总的甲烷排放量为101Gg(14800万立方米)。2006年，中国原油产量为1.84亿吨、天然气产量为585.53亿立方米。作为本项研究的一部分，根据最新的2006年IPCC指南，我们测算的中国油气系统甲烷排放量为626Gg或9.21亿立方米(见表2-4)。天然气系统的甲烷排放量估计约为371Gg(5.46亿立方米)，石油系统的甲烷排放量估计大约为255Gg(3.75亿立方米)。

表 2-4 中国油气系统甲烷排放清单(第一层次方法)

排放源	排放因子 ^a	排放因子单位	活动因子	活动因子单位	甲烷排放量(Gg/yr) ^b
钻井(点火炬和放空)	1.36E-04	Gg/well drilled	9,154 ^c	wells drilled/yr	1.24
试井(点火炬和放空)	2.08E-04	Gg/well drilled	9,154 ^c	wells drilled/yr	1.90
修井(点火炬和放空)	4.45E-04	Gg/yr/producing well	91,542 ^d	producing wells	40.74
天然气生产(逃逸性排放)	3.01E-03	Gg/MM m3 gas	58,553 ^e	MM m3 gas prod'n/yr	176.24

		Production			
天然气生产 (点火炬)	8.80E-07	Gg/MM m3 gas prod'n	58,553 ^e	MM m3 gas prod'n/yr	0.05
天然气处理 (逃逸性排放)	2.50E-04	Gg/MM m3 gas prod'n	58,553 ^e	MM m3 gas prod'n/yr	14.64
天然气处理(点火炬)	2.40E-06	Gg/MM m3 gas prod'n	58,553 ^e	MM m3 gas prod'n/yr	0.14
天然气运输 (逃逸性排放)	4.27E-04	Gg/MM m3 marketable gas	55,600 ^e	MM m3 gas consump'n/yr	23.74
天然气运输(点火炬)	1.80E-04	Gg/MM m3 marketable gas	55,600 ^e	MM m3 gas consump'n/yr	10.01
天然气储存	4.15E-05	Gg/MM m3 marketable gas	55,600 ^e	MM m3 gas consump'n/yr	2.31
天然气分销	1.80E-03	Gg/MM m3 utility sales	55,600 ^e	MM m3 gas consump'n/yr	100.08
NGL 运输 (凝析液)	1.10E-04	Gg/1000 m3 condensate	344 ^f	1000 m3 NGL prod'n/yr	0.04
原油生产 (陆上逃逸性排放) ^g	3.00E-04	Gg/1000 m3 oil prod'n	181,716 ^h	1000 m3 oil prod'n/yr	54.51
原油生产(海上逃逸性排放) ^g	5.90E-07	Gg/1000 m3 oil prod'n	32,068 ^h	1000 m3 oil prod'n/yr	0.02
原油生产(放空) ^g	8.55E-04	Gg/1000 m3 oil prod'n	213,784 ^e	1000 m3 oil prod'n/yr	182.79
原油生产(点火炬) ^g	2.95E-05	Gg/1000 m3 oil prod'n	213,784 ^e	1000 m3 oil prod'n/yr	6.31
原油运输 (管道)	5.40E-06	Gg/1000 m3 oil by pipeline	181,716 ⁱ	1000 m3 oil by pipeline/yr	0.98
原油运输 (运油槽车&铁路)	2.50E-05	Gg/1000 m3 oil by tanker	250,320 ⁱ	1000 m3 oil by tanker/yr	6.26
原油炼制	1.03E-05	Gg/1000 m3 oil refined	432,036 ^e	1000 m3 oil consumed	4.45
总的甲烷排放量					626.45

^a Central tendency emission factor (generally log mean average) from range reported for developing countries, except for oil refining emission factor, which is based on range reported for developed countries (IPCC, 2006).

^b 1 Gg/yr of methane = 1.47 million cubic meters (MM m3) of methane.

^c Assumed to be 10% of producing wells estimate.

^d Producing wells estimated based on 71,542 producing oil wells (Oil and Gas Journal, Worldwide Production, Dec. 24, 2007) and assuming approximately 100 producing gas wells per gas field (based on the relative number of oil wells to oil fields) and 200 gas fields (Ministry of Land and Resources).

^e Production and consumption data for 2006 reported by BP, 2007.

^f Based on 2006 oil production (BP, 2007) and ratio of natural gas liquids to oil production reported for China in 2004 (IEA, 2004).

^g Assumed all production was conventional oil production for selecting emission factors.

^h Offshore production assumed to be all of CNOOC's production; CNOOC production as reported by Xia Lihong, 2007.

ⁱ Assumes all onshore production transported by pipeline; all offshore production and imports transported by tanker or rail.

表 2-4 中的甲烷排放量是基于第一层次(Tier 1)排放量估算方法学和有限的活动水平数据计算得到的。正因为如此，这些数据具有很大的不确定性，并未能准确反映中国油

气行业的实际排放量。一方面，中国油气系统在最近几年采用了一系列先进的技术和措施，如油气混输工艺、原油稳定工艺、大罐抽气密闭工艺、套管气回收利用工艺，所以表 2-4 中的甲烷排放量估计可能偏高。另一方面，有些专家估计在我国西部地区的边远油田，每年伴生气的放空量可达 10 亿立方米(660Gg)[马建国，2007]，所以表 2-4 中石油生产过程的排放量又可能被大大低估。为了提高中国油气行业甲烷排放量的估算精度，还有很多工作需要去做。

2.2.3 中国的减排活动

石油系统: 石油系统中最大的甲烷排放源来自生产过程和原油储罐设施中的伴生气放空。随着石油集输系统的不断完善和密闭集输技术的实施，除了少数偏远油井外，大多数油井都能直接连接到密闭集输系统中。但在某些偏远井上，由于投资成本和操作成本的较高，要解决这些井上的甲烷排放问题还存在一定的困难。

根据伴生气放空点位置、回收的难易程度，可将放空伴生气分为三类，一类为联合站内的低压放空伴生气，最易回收；第二类为距离联合站近、可进行管输的放空伴生气，回收成本较高；第三类是零散、边远井的放空伴生气，回收成本很高。目前，国内各个油田全部实现了第一类、部分实现了第二类伴生气回收，而第三类伴生气由于地理位置偏远、不适宜铺设管线等原因还未得到充分回收。特别是在西部油田，据专家估计每年油田伴生气放空量高达 10 亿立方米，如果运用 CDM 合作每年可以获得约 400~450MtCO₂e[马建国，2007]。因此，油田伴生气排放目前仍是石油系统中最大的甲烷排放源，具有较大的减排潜力和 CDM 项目合作空间。

针对石油生产过程中的伴生气排放现象，国内各油田采用了油气混输工艺、原油稳定工艺、大罐抽气密闭工艺、套管气回收利用工艺等先进的技术，回收大量伴生气，取得了良好的社会经济和环境效益。表 2-5 根据已发表文献统计了部分油田近年来伴生气回收情况。

表 2-5 国内油田伴生气回收统计结果

油田名称	伴生气回收量	来源
大庆油田	$1 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	冯海, 燃气发电技术在大庆油田的应用, 国外油田工程, 2005 年 2 月, 第 21 卷第 2 期
川中油田	$0.21 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	陈平, 川中低渗油田开发后期伴生气增压开采技术, 天然气工业, 2004 年 4 月
江汉油田	$0.39 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	谭德见, 江汉油田伴生气生产现状及对策, 江汉石油职工大学学报, 2003 年 11 月第 16 卷第 4 期
塔里木油田	$3.79 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	http://www.bzetc.gov.cn/oldweb/ReadNews.asp?NewsID=2861
吐哈油田	$1.25 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	白立文, 吐哈油田天然气回收利用工程的完善, 油气地面工程, 2003 年 1 月, 第 22 卷第 1 期
延长油田	$0.121 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	周金科, 综合利用石油伴生气提高油气资源采收率, 陕西综合经济, 2007 年 4 月
长庆油田(安塞和靖安)	$0.277 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	
华北油田	$0.7 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	吕本庆, 油气生产中伴生气的资源化回收利用, 2007 国际甲烷市场化大会暨展览会论文集, 2007 年 10 月, 北京

天然气系统: 国内天然气工业近几年来得到了快速发展。通过技术引进与革新, 目前国内外技术在整个天然气行业中分别占 60% 和 40% 左右。新建气田均采用了国内外最新的技术, 老气田绝大部分都经过了技术改造和升级, 因此整个天然气行业的技术水平处于一个比较先进的状态。

比如, 在天然气站场中, 安装有先进的 SCADA 系统, 可实时监测整个系统的运行情况; 在三甘醇脱水装置上安装了蒸汽回收装置以回收逸散的气体; 气动装置全部采用仪表风提供动力; 压缩机普遍采用的是往复式压缩机和干封离心式压缩机; 在生产设备附近普遍安装有可燃气体报警仪, 以实时监测甲烷泄漏状况; 各个站场都有严格的巡检制度(一般 1~2 小时步行巡检一次)和检修制度; 轻烃装车时使用了回收装置; 清管作业采用了密闭流程; 采用泡排技术优化井内积液排液时间; 对于容易泄漏的放空、排污部位, 选用了国外无泄露的旋塞阀和先导式安全阀; 等等。由于采取了上述措施, 因此大大降低了甲烷泄漏的现象。

从 1994 年到 2000 年，四川石油管理局(SPA)、地球环境机构(GEF)、国际复兴开发银行(IBRD) 共同合作实施了四川石油管理局天然气集输系统技术改造项目。根据他们的估计，从整个 SPA 天然气系统(从气井到城市门站)中损失的甲烷量估计在天然气总产量的 1.06%到 3.53% 之间。天然气生产和集气部分的损失量占总损失量的 77%、天然气分销部门占 16.7%、天然气运输部门占 4.8%、天然气处理部门占 1.5%。控制 SPA 天然气系统甲烷排放的工作主要集中在逃逸性排放设备上，如阀门、压缩机密封、末端开口管线、减压阀等。通过实施该项目，每年总共减排甲烷 1.13 亿立方米(77.1Gg/yr)¹⁰。四川盆地某些气田的检测结果显示，通过实施定向检修(DI&M)计划，天然气运输部门的天然气泄漏率从 1999 年总产量的 0.08‰下降到 2007 年总产量的 0.01‰[师春元, 2007]。

¹⁰http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/1999/09/30/000178830_98101911323086/Rendered/INDEX/multi_page.txt

3 甲烷减排技术概述

目前，减少油气系统中甲烷排放的技术和方法很多。EPA 和油气行业通过天然气 STAR 计划识别出了一些经济有效的甲烷减排最佳管理实践(BMPs)(Best Management Practices)和 80 多种合作伙伴报道的减排机会(PROs)(Partner Reported Opportunities)。在中国油气系统中有应用潜力的技术有：

生产部门

- (1)安装压缩机收集套管/将套管连接到蒸汽回收装置上
- (2)在原油储罐上安装蒸汽回收装置
- (3)绿色完井
- (4)将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- (5)检修压缩站放空阀

处理部门

- (1)在天然气处理厂和增压站实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)
- (2)将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- (3)检修压缩站放空阀
- (4)去除不必要的设备和/或系统
- (5)安装电子火炬点火装置

输送和分销部门

- (1)在压缩泵站、门站和地面设施以及偏远场所实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)
- (2)在维护管线前利用抽空技术降低管线压力
- (3)泄压前关闭主阀和设备阀
- (4)将放空天然气注入低压干线

(5) 检修压缩站放空阀

本部分叙述了一些更常见的经济有效的技术和做法，并基于中国油气系统的情况给出了一些评论。这些技术按照部门分别进行介绍。3.1 部分介绍了用于生产部门的技术和做法；3.2 部分介绍了用于处理部门的技术和做法；3.3 部分介绍了用于输送和分销部门的技术和做法。

3.1 生产部门

油气生产部门是甲烷排放的一种重要排放源。在油气生产部门，最大的潜在排放源包括套管气释放、伴生气排放、原油储罐排放、气动装置释放以及逃逸性设备泄漏。目前已有一些经济有效的技术可用于降低这些排放，下面对这些技术进行逐一介绍。

3.1.1 套管气回收

通过油管进行生产的油井，在生产过程中逸出的甲烷和其他气体会聚集在油套环空内，这种气体称作套管气，通常被直接排放到大气中。在井口安装一台压缩机收集套管气并对其增压后直接引入天然气销售管线，通过这种方式可以回收放空的套管气。如果在井场已经配备有蒸汽回收系统，那么将套管头放空口直接连接到现有的蒸汽回收装置(VRU)上就能将套管气收集起来。当套管气压力较低而 VRU 吸入口压力较高时，则需要安装一个压力调节器。仅需一根小直径管线就能将套管头连接到 VRU 上。

当天然气压缩机回收技术用于井组时，系统包括油气分离器、天然气压缩机、流量表、限压阀、油气隔离器等设备组成。每 3~6 口油井安装一套装置。套管气先经前级油气分离、过滤，再经压缩升压、隔离保护，将升压后的套管气压入到外输油管道内送入接转输油站[李秀锦，2005；孟宝堂，2005]。在某些油田，随原油产出的气体通过输油管线外输，这样可省去铺设一条独立天然气管线的需要。混输的油气在中心站进行处理，在进一步运输和分配之前将油气分离开来。

移动式套管气回收装置可用于套管气回收，并且当油井生产完成时这种系统可以移动到其他油井上继续使用。移动式套管气回收装置用高压连接软管分别将一次油气分离器的出口与天然气压缩机的进口相连，天然气压缩机的出口与集油干线进口闸门相连。

当套管气回收装置工作时，套管冒出的天然气经套管闸门进入一次油气分离器，然后沿着高压连接软管进入二次油气分离器，使油气再度分离，分离较干净的天然气进入天然气压缩机，使天然气由天然气压缩机进口的 0.1MPa 升到 1.6MPa，从而使增压后的天然气经智能漩涡流量计计量后进入集油干线内。该技术的设备投资大，适合套管气量较大的油井。图 3-1 所示为移动式套管气回收装置结构示意图[代旭升，2005]。

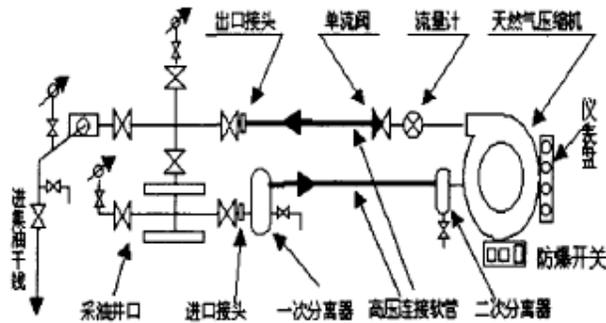


图 3-1 移动式套管气回收装置结构示意图

在气油比较高的油井可采用定压放气技术。该技术在大四通套管口安装一个套管定压放气阀，通过放气三通与套管相连，通过特殊接头连接油管线。根据不同油井井况选定合理套压后，把相应的定压弹簧装入套管定压放气阀，并把压力值设定到预定值，当溢出的套管气在环空聚集的压力超过设定值时便泄放到采油树流程中，混入原油输到下游。图 3-2 给出了这种技术的工艺流程[李秀锦，2005]。

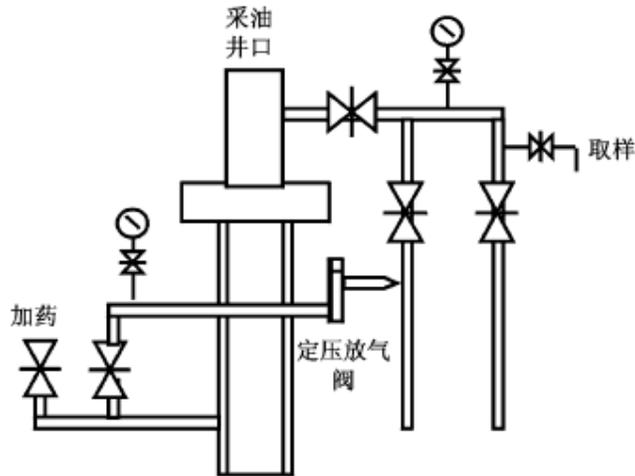


图 3-2 定压放气阀回收工艺流程

一种低压抽气筒技术也可用于回收和压缩套管气。该技术需要安装一台压缩机收集套管气并将其送入天然气管线中作进一步处理。低压抽气筒无需额外动力，抽气筒活塞连杆焊接在游梁上，依靠游梁上下往复运动带动抽气筒活塞上下运动，完成对套管气的抽吸与压缩，压缩后的气体注入采油树流程混输至下游。[李秀锦, 2005]。图 3-3 是低压抽气筒回收工艺流程示意图。

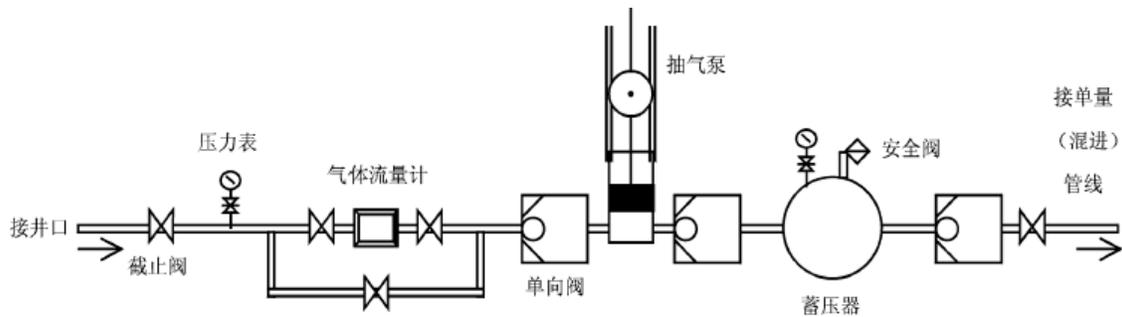


图 3-3 连动式低压抽气筒回收工艺流程

即使没有天然气管线可供使用时，在现场回收和处理天然气仍能带来环境上和经济上的效益。例如，回收的天然气可回注到油井中使油井增压并提高原油采收率。一些油田还开展了伴生气回注地层工程，如旅大 10-1 油田天然气回注工程[单彤文, 2007]。这种项目不但提高了原油产量，同时也减少了甲烷排放，有效保护了环境。

作为天然气回注的一种替代方案，可将回收的伴生气用于提炼液化石油气和轻质油，剩余的干气通过天然气透平机发电来驱动抽油机或其他设备工作，燃气发电机排放的尾气余热回收后即可供生产工艺用热和采暖用热，实现伴生气的综合利用和梯级利用。

对于原油产量低、伴生气含量高的边远零散油井，可采用小型撬装轻烃回收技术。该技术是利用压缩机将伴生气抽吸增压后外输。从井口油套环空接出一个定压单向放气阀，套管及原油储罐中的伴生气一同进入气液分离器，气体经压缩机增压后，换冷、分离，干气就地作为生产用的燃料，分离出的液烃外运。压缩机的吸入压力为微正压，既

可实现回收伴生气，又不影响原油的开采和运输。主要设备为密闭储罐、气液分离器、压缩机、空冷器和分离器。该技术的设备投资相对较高。[高常庆，2005]

目前，这些技术在国内某些油田得到广泛应用。多年前，中国油气行业就实施了“伴生气回收工程”。通过该活动，实现了巨大的减排量(见表 2-5)。

3.1.2 原油储罐蒸汽回收

原油和凝析油在从分离器转移到储罐(大气压下)、或者凝析油从储罐转移到运油车的过程中，轻烃(包括大量的甲烷气体)会蒸发出来并排放到大气中。而且，由于储罐工作损耗和呼吸损耗的结果，更多的轻烃成分从原油中逸出并排放到大气中。安装蒸汽回收装置是减少甲烷排放的一种经济有效的方法，可以回收大约 95%的烃类蒸汽。

图 3-4 所示为安装在单个原油储罐上的 VRU(在多个原油储罐上安装一套 VRU 也很常见)。烃蒸汽一般在 4 盎司 ~ 2 psi 的低压条件下从原油储罐中抽出，首先被管输到一个分离器(吸入洗涤器)中收集凝析出来的液体；收集的凝析液通常反向循环回原油储罐中；在这个分离器中，烃蒸汽流经一个为 VRU 系统提供低压吸入动力的压缩机(为了防止在排出原油和原油液面下降过程中在储罐顶部产生真空，VRUs 配置了一个控制导阀来关闭压缩机并允许烃蒸汽回流到储罐中)；接下来计量烃蒸汽体积并将烃蒸汽从 VRU 系统中排入销售管线或作为燃料就地使用。[EPA，2003-08]

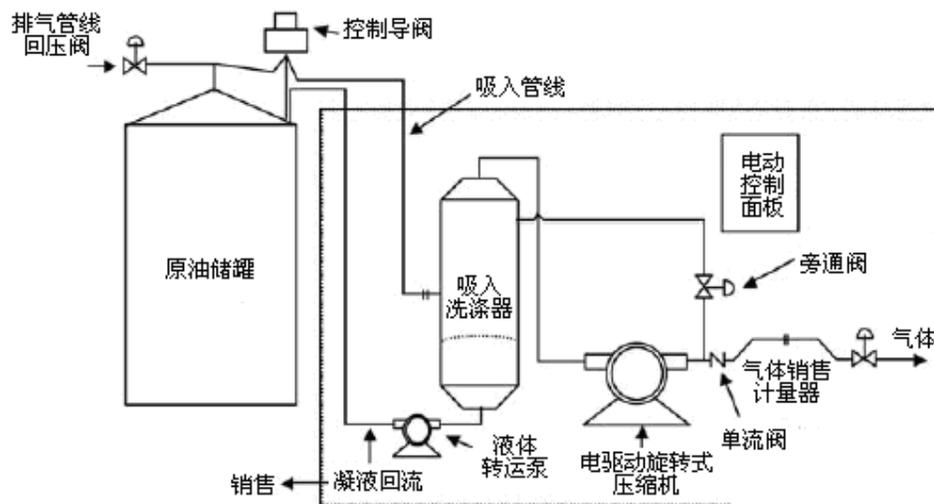


图 3-4 标准储油罐回收系统

3.1.3 绿色完井

气井钻井或修井作业后，在向销售管线生产天然气前的最后一步是立即“清洗”井筒和气井周围的地层。一般情况下，这种完井方法包括将气井连接到敞开的地沟或储罐中收集砂粒、钻屑和油藏流体以便进行处理，并将产出的天然气直接排放到大气中¹¹。为了掌握气藏性质和气井产能，还要进行气井试井作业。在试井过程中，产出的天然气通常也是点火炬燃烧掉或直接排放到大气中。

一种替代排放或燃烧这些气体的方案是将管线或便携式设备搬运到现场，将大部分最初产出的天然气进行净化处理以到达管线外输销售标准。这种技术主要用于已开发气田，因为需要在井口和销售管线之间铺设连接管线。在钻新井的可能性较高且已铺设庞大管网的已开发油田中，回收天然气的价值足以抵消完井前铺设管线的费用，即使部分钻成的井不产气也是如此。一旦管线就位，就可使用便携式天然气净化装置来处理那些通常被放空的气体，处理后的气体被注进连接管线以便输送到天然气销售管线中。便携式设备通常包括大容量储罐、专门的气-液-砂分离捕捉器(除砂器和分离器)和便携式天然气脱水器。对于低压气井，还需要配备一台便携式压缩机，从销售管线中吸入气体注入到井中，提高气井流动能力，之后将采出气增压送入销售管线，直至井内液相、固相排完为止。这种技术称为绿色完井技术。绿色完井除了可减少甲烷排放外，还能产出更多天然气、排出较少固体废物、水污染更少、操作环境更安全，能够立即产生经济效益。

随着天然气消费的急剧增长，国内将开钻更多的气井。在气井完井、修井和试井过程中，通常的做法是在井场将产出的天然气点火炬烧掉或直接放空，目前还没有采取某些有效措施来回收这些气体。这将导致巨大的经济损失和环境伤害。随着环保和节能意识的逐步增强，绿色完井技术将逐步被现场工程师所接受。这种技术在中国有较好的应用前景，但需要培训技术熟练的工程师和工人。

¹¹ EPA. 2004-54. PRO Fact Sheet No 703 - Green Completion. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>

3.1.4 压缩机

在天然气生产场所，通常安装压缩机来压缩天然气并将其输送到天然气处理厂。在 3.3.1 部分详细介绍了压缩机减排方案。

3.1.5 甘醇脱水器

甘醇脱水器通常安装在天然气生产场所以除去天然气气流中的水份。在 3.2.1 部分详细介绍了甘醇脱水器减排方案。

3.1.6 气井排液技术

井筒积液可能导致气井停产。常用的气井排液方法(特别是放空作业)将向大气中排放大量的甲烷气体。通过采用人工举升系统(如柱塞举升)或其他措施(如泡沫排液)等可以显著减少甲烷排放量。

抽油机是一种可用于产水量较低的低压气井排液的人工举升系统。当油藏压力不足以恢复到柱塞举升系统工作所需的压力时，可以使用抽油机排液。抽油机既可以由现场人员根据需要手工启动和停止，也可以由定时装置控制操作。这种方法适用于易于积液的低压气井。

柱塞举升系统是取代井口放空的一种经济有效的气井排液方法，它能显著地减少气体损失、消除或减少修井作业次数并提高气井产能。柱塞举升系统利用在油套环空中恢复的气体压力来推动柱塞和柱塞上面的液柱沿着油管向上运动达到地面。柱塞在液体和气体之间充当活塞的作用，可以最大程度地减少液体回落，并且还扮演着油管除垢的角色。在这个系统中，气体在井口被收集起来并进入集气管线，而不是直接排放到大气中。柱塞举升系统可以以固定工作周期或者预设工作压差的方式进行工作，也可以采用“智能”自动化系统进行操作。

泡沫排液是另一种广泛用于低压气井的排液方法。发泡剂通过化学剂注入泵定期注入油套环空中，在井下形成的气 - 水泡沫可以很容易地将积液排到地面。

加速油管柱减小流动横截面积，增加流动速度，在不向大气排放甲烷的情况下实现排液目的。适用于液体产量相对较小、油藏压力相对较高的天然气井。

井下分离泵或水力旋流器在井下将气体从水中分离出来，水被重新注入下部储水层，甲烷则被排到地面。水力旋流器无运动部件，这使得维护起来简单且相对无机械故障。井下分离器可以最大程度地减少必须在地面设备中处理的、溶有甲烷气体的产出水的体积，进而减少甲烷排放。

此外，通过气井优化，可最大程度地减小放空时间，这样可减少甲烷排放，并且气井优化能增加经济效益。

在中国，气田上广泛使用泡沫排液技术来排除井筒积液，目前已经有许多技术熟练、经验丰富的工程师。泡沫排液技术可基于定时器进行工作，并且时间可以进行优化。在某些现场还使用了抽油机和加速管。柱塞举升系统在几年前被引入中国，在一些气田上进行了先导试验，但由于投资成本高以及国内缺乏熟练的工程师，因此这种技术在中国没有得到推广应用。井下分离泵是一种新的技术，一些中国的研究院所最近几年对该技术进行了研究和现场先导试验。这种技术目前未成熟，但仍具有一定的应用潜力。

3.1.7 更换高排量气动装置

在生产、处理和输送部门，天然气驱动的气动装置被广泛用作液位控制器、压力调节器、阀门控制器等。这些设备在正常工作过程中将向大气中排放甲烷气体。通过用低排放或无排放气动设备更换或改进高排放气动设备、提高高排放气动设备的维护水平等可以减少甲烷排放并节省大量甲烷气体。根据天然气 STAT 计划的报告，80%以上的高排量装置都可以更换成低排量装置。

对于有电力供应的场站来讲，另一种方案是用仪表风系统取代天然气驱动的气动控制系统，这样可 100% 消除气动装置的排放。为了让仪表风气动控制系统工作起来更经济有效，需要满足很多条件。当设施非常集中时，天然气驱动的气动装置系统转换成仪表风驱动的系统是最经济有效的，但是即使设备集中在一起，仍需要有足够的电力来推动压缩空气通过系统。决定这些设备成本效益的一个主要因素是电价。

在一些偏远的天然气生产场所，将某些气动控制装置转换成机械装置同样也能避免甲烷排放。最常用的机械控制装置是液位控制器，它通过连接液位浮子位置的机械杠杆来控制排泄阀位置。机械装置消除了过程控制器和阀门促动装置的气体排放问题。这种技术适用于所有天然气驱动的、过程测量靠近流动控制阀的气动控制器。

中国的天然气设施相对集中，即使在某些偏远场所也有电网通过。因此，仪表风系统在天然气系统中得到广泛应用，绝大多数天然气驱动的气动装置已经被取消。在老气田，天然气驱动的气动装置均经过了改造或升级。在新气田，仪表风系统或更先进的技术的气田开发初期就已使用。在一些场站，更先进的技术(如雷达或超声波液位控制器)被用于控制流动控制阀。诸如此类先进技术在中国的广泛应用大大地减少了甲烷排放。

3.1.8 定向检修(DI&M)

在天然气生产操作中，所有的阀门、法兰、接头、末端开口管线以及其他部件都会发生泄漏，因而都是潜在的甲烷排放源。解决这些泄漏的一种业已证实的方法是实施DI&M计划。DI&M是一种探测、测量、优先处理和维修泄漏设备以减少甲烷排放的业已证明且经济有效的方法。

量化泄漏状况至关重要，因为这个信息可以用来评估甲烷减排的收益能否抵消部件维修费用并能获得更多额外的效益。然后对那些维修起来在经济上比较合算的泄漏部件进行维修。最后再以前期调查获得的数据为基础来规划和设计后续的调查工作，这样可使得作业者将精力主要集中在那些最有可能发生泄漏并且维修后可以获得良好经济回报的部件上。目前，已有多种经济有效的泄漏检测技术/方法可供使用，范围从最简单的肥皂泡法到最先进的红外泄漏成像摄像机。基准线调查结果通常表明，绝大部分的逃逸性甲烷排放量来自数量相对较少的泄漏设备。简单的投资就能带来诸如增加产量、降低排放、产生潜在的碳信用等好处。

DI&M可适用于油气系统所有部门。有关更详细的泄漏监测和DI&M计划请参见附录A。

3.2 处理部门

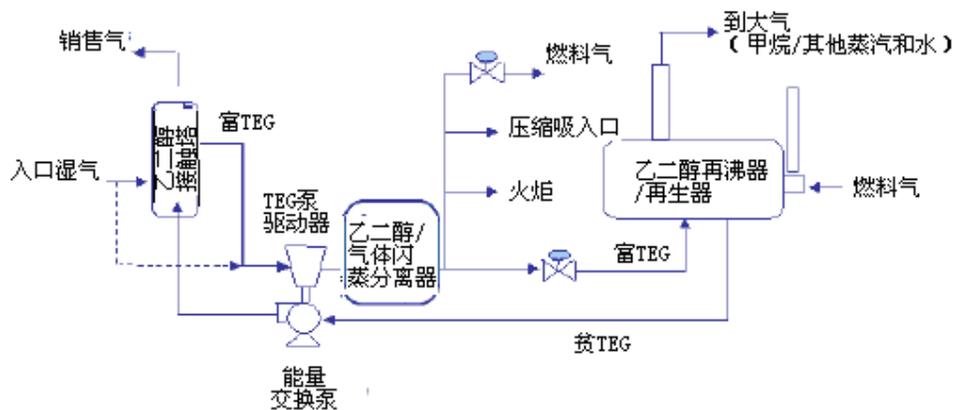
天然气处理厂的主要排放源是甘醇脱水器、压缩机和逃逸性设备泄漏。本部分主要讨论甘醇脱水器技术，压缩机、逃逸性处理设备和 DI&M 在另外一部分讨论。

3.2.1 甘醇脱水器

为了满足管线外输质量标准，生产和处理部门中的许多天然气脱水器使用三甘醇 (TEG) 来脱除天然气中的水份。TEG 同样吸收甲烷、其他挥发性有机化合物 (VOCs) 和危险性空气污染物 (HAPs)。有许多方法可用于减少脱水器系统的甲烷排放问题。

(1) 通常设定的 TEG 循环速度远高于脱水所需的速度。过度循环会导致排放更多的甲烷。作业者可在不增加额外费用的情况下调整 TEG 循环速度，进而降低甲烷排放速度。

(2) 降低 TEG 系统甲烷排放量的另一种方法是在泵驱动装置和甘醇再生器之间安装闪蒸罐分离器。在闪蒸分离器中，液体和气体在燃料气压力下或者在 40 ~ 100 psig 的压缩机吸入口压力下被分离开来。在这种低压和没有加热的情况下，气体中富含甲烷和 VOCs，而水仍然溶解在 TEG 中。闪蒸罐可捕集吸附在 TEG 中的大约 90% 的甲烷和 10% ~ 40% 的 VOCs，从而减少排放量。除去大部分甲烷和轻烃后的湿 TEG 流入再沸器中，通过加热蒸发掉所吸收的水分以及残留的甲烷和 VOCs。这些气体通常被排放到大气中，贫 TEG 则被循环回到气体接触塔中。图 3-5 给出了一个带闪蒸分离器的 TEG 脱水器示意图。 [EPA, 2003-03].



来源: Exxon USA

图 3-5 安装闪蒸分离器的 TEG 循环系统

(3)使用电动泵替换气体辅助泵可增加系统效率并显著地减少甲烷排放量。通过气体辅助泵流入再生器的气体体积大约是电力驱动泵的 3 倍。此外，气体辅助泵将高压湿 TEG 和低压干 TEG 相向布置在四个位置上，当活塞密封圈出现磨损时会污染贫 TEG。电力驱动泵很少有导致气体排放的固有设计，也没有富 TEG 污染贫 TEG 的通道。这种设计能显著地减少甲烷排放。

(4)利用干燥剂脱水器取代甘醇脱水器能减少 99%的甲烷、VOC 和 HAP 排放量，并可节省下燃料气进行销售。在干燥剂脱水器中，湿气流经充填有干燥剂的烘干床，干燥剂吸附气体中的水分并在此过程中逐渐溶解。因为该设备是完全封闭的，所以只有当打开容器(比如补充新的干燥剂)时才会发生气体漏失。

(5)一些甘醇脱水器中配置有甘醇冷凝器和凝析液分离器以回收天然气液体、减少 VOC 和 HAP 排放。从凝析液分离器中出来的非凝析气体主要含甲烷气体，并且通常是被直接排放到大气中。改变凝析液分离器气体(称撇油器气体)流动线路、将其引入再沸器燃烧室或低压燃气系统中可减少甲烷排放并节省燃料。

(6)另一种减少甘醇脱水器中甲烷、VOC 和 HAP 排放的方法是用管线将闪蒸分离器和其他排气口连接到 VRU 上。这种方法可回收更多的天然气，并且从再沸器中排放出的甲烷、VOC 和 HAP 量也很少。VRU 将回收的天然气增压到足够高的压力后注入燃料气系统、压缩机吸入口或集输/销售管线。

还有一些其他的减少脱水器系统中甲烷排放的方法，如将天然气驱动的化学泵转换成仪表风驱动的化学泵、降低加热器 - 处理器温度、用分离器和在线加热器代替甘醇脱水器、使用零排放脱水器、使用便携式干燥剂脱水器等。

在中国天然气系统中，天然气处理厂广泛使用 TEG 系统进行天然气脱水。大部分 TEG 系统是完全密闭的。尽管一些场站在甘醇脱水器上安装了闪蒸罐分离器，但从 TEG 中分离出来的气体通常还是排放到大气中。由于考虑到气体的数量和设备的成本，目前没有采取多少措施来回收该部分气体。TEG 循环速度未完全进行优化，甘醇装填时

间主要依靠操作人员的经验进行。在酸气环境下，广泛使用分子筛脱水器。分子筛有别于传统吸附剂主要体现在它具有吸附小分子、排斥大分子的能力。分子筛具有另外一个特性，即在被吸附物质浓度较低的情况下具有相对较高的吸附能力，对非饱和极性化合物有着很高的亲和力。这种技术不仅能净化天然气，还能回收一些伴生产品(如硫磺)。尽管天然气处理厂中使用了一些先进的技术，但从脱水器系统中分离出来的甲烷通常还是直接排放掉，因此对于这类甲烷排放具有一定的减排潜力。

3.2.2 定向检修(DI&M)

DI&M 计划是天然气处理厂中检测、测量、优先排序和维修泄漏设备的一种经济有效的方法。天然气处理厂中下述五类设备部件是主要的甲烷排放源：截断阀、控制阀、接头、压缩机密封和末端开口管线。利用筛查技术一旦确定出泄漏后，就利用装袋技术、大容量采样器或有毒蒸汽分析仪来测量准确的泄漏量。实施这种做法所节省的气量因设施规模、工作年限和操作特征以及 DI&M 计划中所包括的部件数量和类型而变化。有关更详细的检测泄漏方法请参见附录 A。

3.2.3 压缩机

有关压缩机减排方法的讨论请参见 3.3.1。

3.2.4 高排量装置

在生产、处理和输送部门，天然气驱动的气动装置被广泛用作液位控制器、压力调节器、阀门控制器等。这些设备在正常工作过程中将向大气中排放甲烷气体。通过用低排放或无排放气动设备更换或改进高排放气动设备、提高高排放气动设备的维护水平等可以减少甲烷排放并节省大量甲烷气体。根据天然气 STAR 计划的报告，80%以上的高排量装置都可以更换成低排量装置。更详细的减少气动装置中排放量的措施请参见 3.1.7。

3.2.5 电子火炬点火装置

火炬用于安全处理可燃气体并避免将其排放到大气中。一些火炬有一个或多个连续燃烧的引燃火焰，而其他火炬在使用准备中通过点燃引燃火焰来节省天然气。引燃火焰

可能被风吹灭，泄漏的天然气和/或废气通常被释放到一个未被点燃的火炬中，这些情况都将向大气中排放甲烷、挥发性有机化合物（VOC）和危险性空气污染物（HAP）。

这项技术用一个类似于煤气炉的电火花引燃装置取代间歇或连续燃烧的火炬引燃装置。这些电火花引燃装置需要低压电源，在偏远地区可由太阳能充电电池提供。除了使用电子火炬点燃设备进行引燃外，设备上还可以安装传感器，用于监测引燃火焰并在引燃装置熄灭的情况下切断燃料气。

3.3 运输和分销部门

运输和分销部门中主要的排放源是压缩机、处理设备的逃逸性泄漏、计量器具、管线以及涉及管线放空的管线维护活动。以下介绍了适用于这些排放源的减排技术。

3.3.1 压缩机

天然气系统中广泛使用往复式和离心式压缩机对天然气进行增压。当压缩机工作或停机时，这两种类型的压缩机都存在潜在的甲烷排放问题。据估计，通过更换旧的、效率低的压缩机，可以从该系统中减少 90% 的甲烷排放量。天然气 STAR 计划重点强调了三种甲烷减排做法：在离心式压缩机中用干封替代湿封、定期更换压缩机活塞杆密封系统的部件、压缩机离线时维持压缩机处于增压状态。

旨在阻止高压气体逃逸的压缩机密封是一个巨大的甲烷泄漏源。两种类型的压缩机都可通过主动轴和高压箱之间的密封泄漏甲烷气体。许多离心式压缩机使用油封系统，称作湿封，在该系统中旋转的驱动轴承从高压箱中延伸到外面。湿封系统沿着密封面循环密封油，在压缩气体和空气之间产生阻挡层。尽管这种系统的密封性能良好，但密封油会吸收甲烷气体，为了保持密封油的粘度和润滑性，通常需要对密封油进行脱气处理，在这个过程中脱出的气体一般直接排放到大气中。采用干封系统能很好地避免压缩机密封系统的甲烷排放问题。干封系统在较低的操作维护费用和较少的甲烷排放量情况下可为高压天然气泄漏提供与湿封系统相同性能的阻挡层。经验表明，在适合安装的地方，将湿封转换成干封通常会节省大量费用，使得这种转换做法很经济。

压缩机活塞杆密封系统用来在活塞杆周围维持一个致密的密封，以防止高压压缩气发生泄漏。这些系统由一系列活动的密封环组成，在轴承周围形成一个致密的密封。即使在最佳状态下，新安装的密封系统仍会泄漏甲烷气体。经过一段时间后，密封环和活塞杆处的磨损加剧，泄漏速度增加。通过正确的维护和对中校正、定期更换设备部件以及使用其他泄漏回收装置可降低压缩机密封系统的泄漏量。

当进行维护作业或出现事故时，压缩机需要停机。通常的做法是将压缩机中的高压天然气直接放空。在压缩机放空过程中，从设备隔离阀处也将不断泄漏出气体；而当压缩机完全处于高压状态时，甲烷气体也可通过关闭的放空阀和压缩机活塞杆密封处泄漏到大气中。通过应用下述三种措施中的一种或多种措施，可显著地减少压缩机停机时的甲烷排放量：保持压缩机处于增压状态、保持压缩机处于增压状态并将天然气引入燃气系统、保持压缩机处于增压状态并安装静密封装置。

在中国天然气系统中，大部分在用的压缩机都是往复式压缩机或干封离心式压缩机。由于天然气系统的快速发展，新管网建设的不断扩张，将安装越来越多的压缩机。在压缩站中，广泛采用了先进的技术，旧系统通过改进升级来控制泄漏。由于缺乏经济有效的测量方法，目前还没有比较确切的压缩站排放量数据。在压缩机维护和紧急事故期间，很少采取措施来减少甲烷排放量。在目前情况下，压缩站具有一定的减排潜力。

3.3.2 定向检修(DI&M)

在天然气输送和分销系统中，由于温度波动、压力、腐蚀、机械振动、安装缺陷、磨损等因素的长期影响，逐渐造成一些部件出现不可预料的泄漏。这些泄漏通常看不见、闻不到，因而不容易引起人们注意。虽然单个部件的泄漏量少，但由于所涉及的部件数量多，因此其总的泄漏量非常大。

解决这些泄漏的一种业已证实的方法是实施 DI&M 计划。DI&M 计划可广泛用于生产、处理、运输部门。DI&M 是一种探测、测量、优先处理和维修泄漏设备以减少甲烷排放的业已证明且经济有效的方法。DI&M 计划从对所有设备部件进行综合的基准线调查开始。

现场收集的数据显示，压缩站中 95% 的甲烷排放量来自其中 20% 的泄漏部件。在压缩站实施定向检修的目的是能够使作业者将资源集中在发现和修理这些主要的泄漏源上。压缩站中最大的单个泄漏源有填料密封、泄压阀、末端开口管线和气动控制排气口。

分销部门中的门站和地面设施在规模和压力容量方面变化很大，因此这些设施中的逃逸性甲烷排放量变化也很大。从门站和地面设施的泄漏部件中泄漏的气体一般比从压缩站泄漏的气体小 1 个或几个数量级。最大的泄漏源是气动控制排气口、减压阀、门阀和控制阀。最小的泄漏源是球阀、法兰和接头。

DI&M 是一种非常有用的检测泄漏源的方法。它可节省人力财力、增加产量、降低排放、挣得潜在的碳信用。在中国，各个场站都实施了定期检修计划。用于检测设备泄漏的常用方法有肥皂泡法以及固定式/移动式可燃气体检测仪。可燃气体检测仪广泛用于天然气处理厂中实时监测天然气泄漏状态，如果天然气浓度超过预定值，将自动报警并采取紧急措施进行处理。泄漏检测完后，也采取了一些维修措施，如拧紧泄漏接头、更换泄漏阀门和法兰等。

为了满足日益增长的能源需求，中国天然气工业正快速发展，国内基础设施需要不断扩大新管线和分销网络的建设，如投资 120 亿人民币的西气东输工程。这种发展使 DI&M 成为减少运输和分销部门中甲烷排放量的一种经济有效的解决方法。超声波检测技术也是一种检测泄漏源的非常有用且经济有效的方法，但由于目前缺乏熟练掌握该技术的操作人员，因此该技术在中国还未得到广泛应用。因为超声波检测器能检测一些不能接近的泄漏源，并且查找速度快，因此该技术在中国天然气系统中有一定的应用潜力。有关检测泄漏的超声波技术和其他方法请参见附录 A。

3.3.3 管线维修减排技术

当天然气管线受损时，常用的方法是关闭管线并降低管线压力，然后将天然气排放到大气中，接着用氮气吹扫管线，最后在大气压下更换或维修管线。然而，因为大部分高压天然气管线与城市管网相连，因此常规的维修技术要求中断供气服务，这将导致巨大的社会损失和经济损失，以及在管线吹扫时损失大量的甲烷气体。本部分介绍了一些

常规做法的替代技术，能够帮助减少甲烷排放，同时最大程度地减少供气服务中断时间。

不停输管线连接

在天然气运输和分销系统中，经常需要更改或扩展现有管线、安装新阀门或维修旧阀门、安装新支线、实施维修保养或在紧急事件期间使用管线。为保证管线连接作业的安全，以前惯用的做法是在管线更换期间关掉一部分系统、将隔离出来的管线中的气体排放到大气中、用惰性气体吹扫管线。不停输开孔技术是一种替代技术，它允许在不关停系统和不将气体排放到大气的情况下进行管线连接。该过程包括在不中断气体流动、无气体释放或天然气产品损失的情况下，在运行管线上连接支线和开孔。不停输开孔技术允许将新管线连接到现有系统上、将设备插入到气流中、连接永久性的或临时性的支线等。目前的技术允许在所有类型的管线和各种压力、直径、材料上进行开孔作业，包括将旧管线并结到新管线上。图 3-6 给出了不停输开孔工艺流程的示意图。进行不停输开孔作业的基本步骤如下：

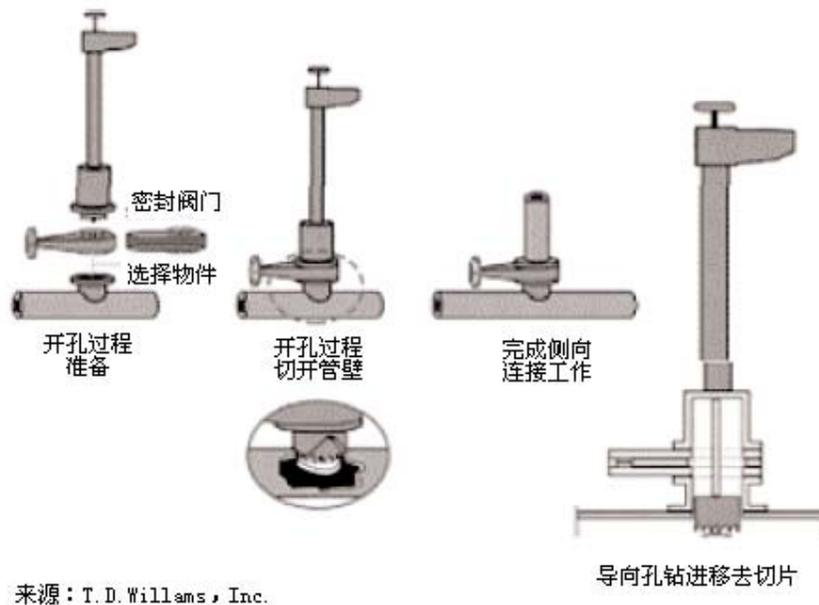


图 3-6. 不停输开孔过程示意图

(1)利用焊接(钢铁)、螺栓连接(铸铁)或者粘接(塑料)技术将接头连接到现有管道上并安装阀门。

(2)通过固定阀门安装不停输开孔机。

(3)经由开口阀门，通过管线切割金属片，进行不停输开孔作业。一个特殊的设备在不停输开孔作业后夹住“金属片”。通过阀门取出金属片，然后关闭阀门。

(4)移去开孔机，连接支路管线。扫线，打开阀门，将新管线投入运行。

用于管线维修的复合管套和卡箍

传统的非泄漏缺陷的管线复强方法是先关闭管段流动，接着将该管段内的天然气放空，然后切断受影响部分，最后焊接上一段新管线。最近，许多天然气公司开始使用另一种方法进行管线复强，即在现有管线周围缠绕一种复合套筒。复合管套是一种永久性的、经济有效的管线修复技术，适用于诸如凹槽、凹痕、凿缝和外部腐蚀等非泄漏损伤。复合管套可安装在正在运行的管线上，与传统的切断 - 焊接修复技术相比，该技术对操作人员的技术水平要求较低、劳动成本也低。这种修复技术快速并能恢复管线的压力等级。使用复合管套避免受损管段的排放并减少甲烷排放量、节约天然气、避免中断供气服务、减少维修成本。对于管道外防腐蚀层破损，并有部分管壁已被腐蚀掉，但剩余壁厚仍满足管道设计要求时，通常情况下可使用复合管套。如果剩余壁厚已不能保证管道安全运行，或管壁上已经有泄漏点时，可使用卡箍来永久性地修复损坏的或泄漏的管线。与复合管套一样，卡箍修复管线是也不需要中断管线运行。图 3-7 ~ 图 3-13 给出了复合管套和各种卡箍的示意图。

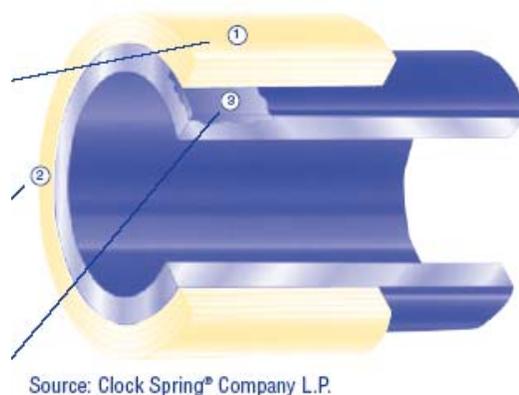


图 3-7 Clock Spring 结构

高强度的单向玻璃纤维复合结构和聚合物底座 固化速度快、高性能的双面粘结系统 高压缩强度的、转移负荷的
充填混合物

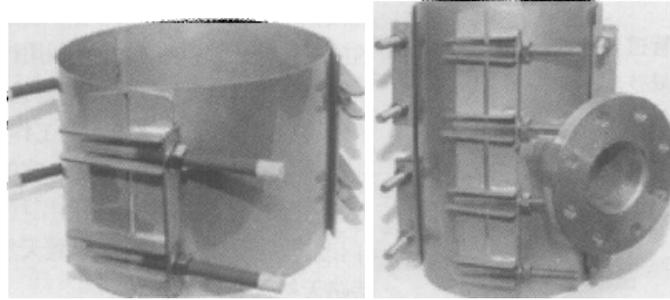


图 3-8 两种双带式卡箍

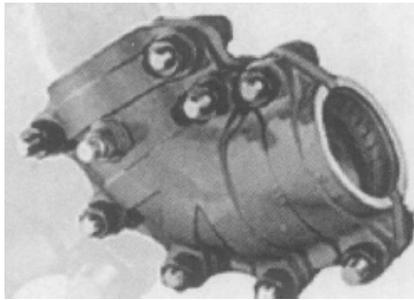


图 3-9 弯头修复卡箍

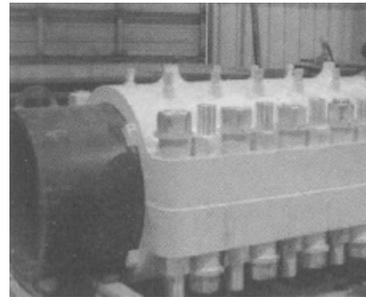


图 3-10 卡箍



图 3-11a 史密斯卡箍

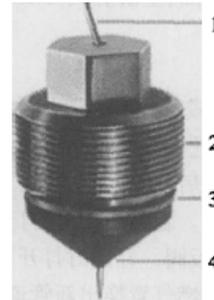


图 3-11b 史密斯卡箍上的尖锥

1 - 定位针, 2 - 密封紧力丝杆, 3 - 止推垫圈, 4 - 尖锥

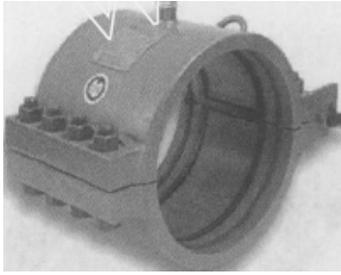


图 3-12 堵漏卡箍

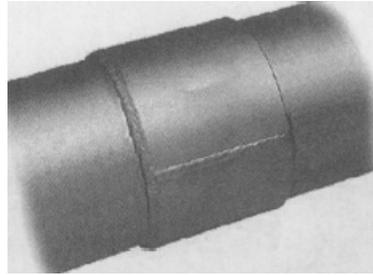


图 3-13 钢管修复套

管线停工维修时的减排技术

管线修理或维护时要求管线停工，在此过程中减少排放到大气中的气体数量的一个重要方法是在放空前利用抽空技术降低管线压力。抽空技术在进行管线维修之前单独使用一台在线压缩机或使用一台在线压缩机和一台便携式压缩机来降低管线压力，并可消除一部分扫线气体用量。使用在线压缩机由于不需要再增加其他设备，因此在经济上比较合算。根据下游压缩站系统的压缩比，单独使用在线压缩机能够回收管线中 50% 的气体。引入便携式压缩机后，某些系统还能进一步额外回收 40% 的气体。然而，这样做需要在现有系统和便携式压缩机之间建立一个物理连接。两种情况下，受影响管段内降低后的压力状态通常足以能够确保在损坏段内插入套筒，这样就可以进行管线维修作业。

通过高低压系统之间现有的连接管线、在管线维护前临时重新设置压力调节器以降低系统压力、或者在高低系统之间安装临时连接管线等方式，同样可以将管线维修期间的放空天然气引入低压系统中。当管段因操作或维护目的而中断运行时，使用惰性气体和清管器进行扫线是另一种甲烷减排方法。

在所调研的几个油气田中，管道扫线系统是一个完全密闭的系统，因此在扫线作业过程中的减排潜力很小。然而，由于技术限制和国内政策，在管线维修或维护过程中，处于隔离段或损坏段内的高压天然气通常是直接放空处理。目前还很少采取经济有效的措施来回收这部分气体。实际上处于高压管段内的气量是非常大，因此当考虑环境和经济效益时，抽空技术在国内天然气行业中具有较大的应用潜力。

3.3.4 高排量装置

在生产、处理和输送部门，天然气驱动的气动装置被广泛用作液位控制器、压力调节器、阀门控制器等。这些设备在正常工作过程中将向大气中排放甲烷气体。通过用低排放或无排放气动设备更换或改进高排放气动设备、提高高排放气动设备的维护水平等可以减少甲烷排放并节省大量甲烷气体。根据天然气 STAR 计划的报告，80%以上的高排量装置都可以更换成低排量装置。更详细的减少气动装置中排放量的措施请参见 3.1.7。

4 项目融资

甲烷作为一种清洁能源，是一种很有价值的商品。作为一种独立的商业活动，促进甲烷回收与利用或泄漏检测与维修的项目通常是有成本效益的。此外，因为甲烷是一种强效的温室气体，旨在减少温室气体排放的金融激励机制可使甲烷减排变得更具有经济吸引力。本部分概述了如何来评估减排项目的成本效益，并回顾了项目融资机制，如碳信用或碳配额的销售，这种机制可用于抵消部分减排费用。

4.1 减排项目的成本效益

与其他温室气体不同，甲烷可用于产生能量，因为它是天然气的主要成分(95%)。因此，对于油气部门中的许多甲烷排放源来讲，通过回收甲烷并作为燃料使用这种方式，存在许多经济有效的或低成本的减排机会。在中国整个油气行业中，据估计以当前天然气市场价格水平为计算依据，在2010年就能经济有效地减少大约17%的排放量(EPA, 2006)。如4.2部分所述，当与减排相关的碳信用的销售包括在成本效益分析中时，更多的减排项目会变得经济可行。图4-1表明，随着天然气价格或者碳信用价值的上升，更多的项目会成为赢利项目，增加能经济有效地实现的减排量。

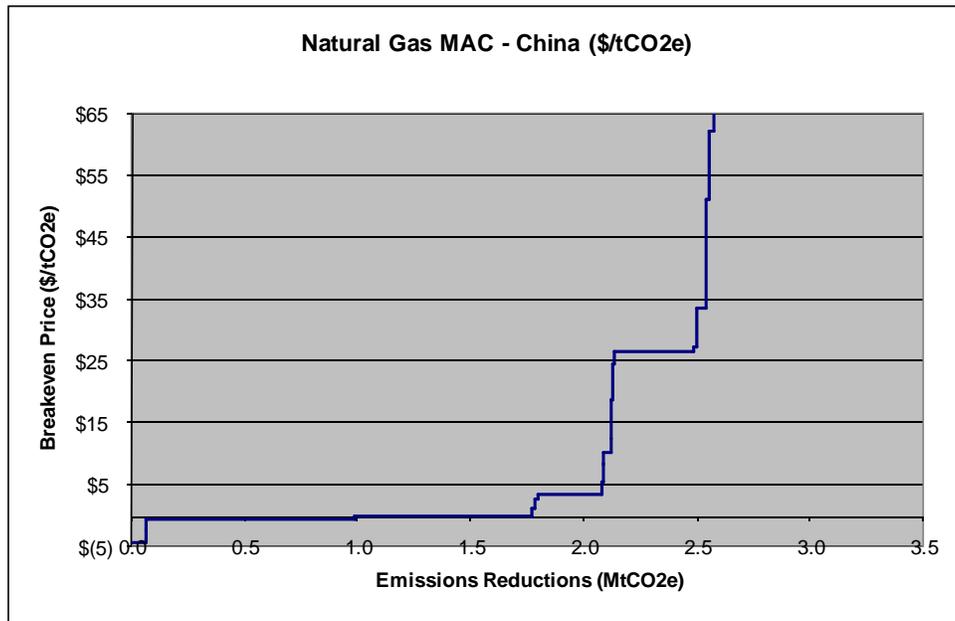


图 4-1 中国油气系统中潜在的甲烷减排量

为了确定潜在减排项目的成本效益，可进行一个简单的成本效益分析。这个分析包括项目投资(设备)和年度(操作维护)成本与年度收益(天然气和碳信用)之间的对比。与分析相关的成本和效益构成因减排项目而变化，但包括：

投资成本：设备费用、规划和安装工时费用、项目许可申请费用

年度成本：检修人工费用、项目运行材料费用、能源消耗费用和其他重复性费用

年度收益：收集的甲烷作为天然气销售或转换成电能或热能的价值，以及与减排相关的碳信用的价值。注意，井口天然气的价值与城市门站天然气的价值是不同的。同样，偏远地区发电的价格与靠近电网地区所获得的电力的价格也是不同的。

一旦量化了效益和成本构成，就可利用几种经济回报计算方法对潜在的项目进行评价。最常用的方法有投资回收期(PB)、效益成本比(B/C)、净现值(NPV)和内部回收率。各种方法有其自身的优缺点，讨论如下：

投资回收期是年净收益收回项目最初投资成本所需要的年数，可以表示为：

$$PB = (\text{投资成本}) / (\text{年收益} - \text{年费用})$$

投资回收期是最简单的计算方法。可接受的项目投资回收期因公司而异，但通常在2~4年范围内。然而，投资回收期计算并没有考虑项目的寿命期，因此该方法的计算结果往往倾向于寿命期较长的资金密集型项目。

B/C、NPV 和 IROR 方法通过折扣年度收益和年度费用的方式全部考虑了资金的时间价值。折扣将来收益和成本是财务分析中的一种标准做法，并考虑了资本资金的机会成本(其他投资机会)。成本效益比可解释为单位投资所获得的收益，表示为：

$$B/C = \sum_{t=0}^n \frac{(\text{年收益})}{(1+r)^t} \left/ \left[\text{投资成本} + \sum_{t=0}^n \frac{(\text{年收益})}{(1+r)^t} \right] \right.$$

其中 n 是项目寿命期，r 是折扣率，t 是项目周期内的时间年限。

项目净现值大于零，表示该项目投资可赢利。项目的 NPV 可表示为：

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{\text{年收益} - \text{年费用}}{(1+r)^t} - \text{投资成本}$$

内部回收率是 NPV 等于 0 时的 r 取值。大多数公司都有一个“基准”回收率(如 7%、10%等)，低于该值，则公司将不会进行投资。换句话说，他们不会投资 IROR 低于基准回收率的项目，因为他们有更好的机会来使用投资资金。

以下部分介绍了有关年收益中潜在的碳信用部分的详细信息。

4.2 排放市场

排放市场和碳交易是减缓全球变暖的国际性举措，它提供更多资金以使项目能获得更多赢利。通过给排放量赋予一个货币值，市场机制就能用于增加温室气体排放的成本效益。中国的甲烷减排市场具有成为一个巨大的温室气体排放信用源的潜力，这些信用接下来可在国际市场上进行出售以帮助项目融资。目前有几个进行碳信用交易的市场交易所，包括欧洲气候交易所(European Climate Exchange)、芝加哥气候交易所(Chicago Climate Exchange)、北欧联合交易所(Nord Pool.)。

排放市场一般交易配额或信用，如核实的减排量 (CERs)。一个 CER 定义为一公吨二氧化碳当量。二氧化碳、甲烷、一氧化二氮等这类气体对全球变暖都有贡献。正如图 4-2 所示，中国是 CERs 的首要来源。此外，正如表 4-1 所示，甲烷的全球变暖指数是二氧化碳的 21 倍，这意味着甲烷减排项目具有产生相当大的 CER 信用的潜力。

附录 B 概述了清洁发展机制(CDM)的实施程序，CDM 是《京都议定书》规定的其中一种灵活机制。然而，附录 B 中讨论的原则同样适用于其他机制(如芝加哥气候交易所中交易的自愿配额)。

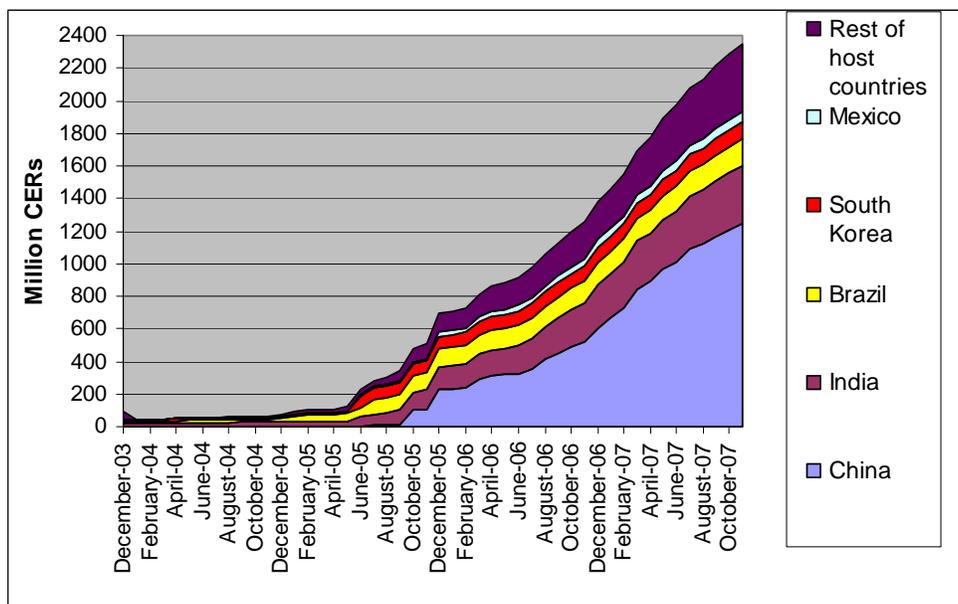


图 4-2 截至 2012 年总的预期 CERs 的增长情况

Source: <http://cdmpipeline.org/>; <http://cdm.unfccc.int/methodologies/index.html>

表 4-1 温室气体全球变暖潜力指数

考虑全球变暖潜力(GWP)，六种 GHGs 的数值是不等的。GWP 度量 GHGs 相比于 CO₂ 的相对辐射影响。例如，1 吨甲烷气体的 GWP 与 21 吨 CO₂ 的 GWP 相同。

温室气体	全球变暖潜力指数
1. 二氧化碳 (CO ₂)	1
2. 甲烷(CH ₄)	21
3. 氧化亚氮(N ₂ O)	310
4. 氢氟碳化物(HFCs)	140–11,700
5. 全氟碳化物(PFCs)	6,500–9,200
6. 六氟化硫(SF ₆)	23,900

Source: UNFCCC 1997.

5 技术评价与建议

在研究过程中，分两个步骤对中国油气行业中潜在的甲烷减排技术进行评价。首先，对 EPA 推荐的 79 种减排技术和做法进行初步排序；然后对各个部门中排序大约前 10 名的技术进行进一步的排序评价(最终排序评价)，该排序充分考虑了国内的技术成本。5.1 部分描述了初步排序方法及筛选结果；5.2 部分介绍了最终排序评价方法并推荐了各部门最有潜力的减排技术。

5.1 初步排序

石油与天然气公司已经开发了很多方法来减少甲烷排放量。本报告对 EPA 天然气 STAR 计划识别出来的 79 种减排技术和方法的适用性及可行性进行评价。由于各种技术都有其自身的优缺点，为了对这些技术进行评价，考虑影响该技术在中国应用和实施的各可能因素，建立了一个系统的评价体系。该评价体系中关键的要素包括各种技术的减排潜力、投资成本和投资回收期、在中国实施该技术时设备和熟练工人的可获得性等。因为已经有在美国实施这些技术的成本和效益数据，所以这些现有数据被用于进行初步的筛选分析。为了更好了解相关技术的应用前景和潜在的障碍，对有限的几个油田进行了实地调查。现场专家根据他们的经验以及各种技术在现场应用的现状给出了他们对这些技术的评价。总的来讲，在初步评价方法学中共考虑了七个因素，如下所示。对于各种技术，根据初步评价方法学的赋分原则对七个因素分别赋值。将七个因素的单个分值相加得到各种技术的总分数，然后根据各种技术的总分数对所有技术进行排序。表 5-1 给出了初步排序结果以及各种技术的适用部门(生产、处理、输送和分销部门)。

初步排序方法学

- (1)高排放量/每个项目的减排潜力(>100 万立方英尺/年=2；10-100 万立方英尺/年=1；<10 万立方英尺/年=0)
- (2)根据专家判断，在中国应用该技术的全国减排潜力(高 = 2；中 = 1；低 = 0)
- (3)技术的可获得性(中国 = 3；外国 = 0)
- (4)培训或熟练工人的可获得性(是 = 3；否 = 0)
- (5)投资成本(美国)(<1000 美元 = 2；1000-10000 美元 = 1；>10000 美元 = 0)
- (6)投资回收期(美国)(<1 年 = 2；1-3 年 = 1；>3 年 = 0)
- (7)该技术是否属于已批准的 CDM 方法学范畴(否 = 0；是 = 2) (以 UNFCCC/CCNUCC 批准的方法学 AM0009, AM0023, AM0037 and AM0043 为基准)

在表 5-1 中，有 24 种技术的总分值大于等于 12 分。这 24 种技术被遴选出来在最终排序评价中作进一步详细分析。除了这些总分大于等于 12 分的技术外，在最终排序评价中还增加了另外两种现场专家感兴趣的技术，即超声波泄漏检测技术和绿色完井技术。这两种技术在初步排序中的排名比较低，其原因是目前中国国内还缺少这些专门技术。然而，如果中国国内可获得这两种技术的话，它们的总分值也将等于或大于 12 分。因此，考虑到现场专家对这些技术的兴趣并预料这些专门技术可极易推广应用，在最终的排序评价中考虑这两种技术。所以，总共选择了 26 种技术进行最终排序评价，这些技术根据其应用范畴罗列如下。需要注意的是，有几种技术可用于多个部门，因此在下面的部门技术清单中出现了多次。

生产部门

- 将套管连接到蒸汽回收装置上
- 安装压缩机收集套管气
- 检修压缩站放空阀
- 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- 气动设备转换成机械控制
- 气动控制转换成仪表风控制

- 天然气行业中减少气动装置排放甲烷的方案
- 去除不必要的设备和/或系统
- 气井排液时间优化
- 在原油储罐上安装蒸汽回收装置
- 安装凝析液加压罐
- 回收清管作业过程中的天然气
- 在离心式压缩机中用干封代替湿封
- 安装电动压缩机
- 用二次减压阀取代破裂盘
- 绿色完井
- 利用超声波识别泄漏

处理部门

- 在天然气处理厂和增压站实施定向检修(DI&M)
- 检修压缩站放空阀
- 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力
- 气动设备转换成机械控制
- 气动控制转换成仪表风控制
- 天然气行业中减少气动装置排放甲烷的方案
- 去除不必要的设备和/或系统
- 安装凝析液加压罐
- 回收清管作业过程中的天然气
- 安装电动压缩机
- 用二次减压阀取代破裂盘
- 利用超声波识别泄漏

输送和分销部门

- 在门站和地面设施实施定向检修(DI&M)
- 在压缩泵站实施定向检修(DI&M)

- 检修压缩站放空阀
- 用于运行管线连接的不停输开孔技术
- 在偏远场所实施 DI&M
- 泄压前关闭主阀和设备阀
- 将放空天然气注入低压干线
- 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力
- 气动设备转换成机械控制
- 气动控制转换成仪表风控制
- 天然气行业中减少气动装置排放甲烷的方案
- 去除不必要的设备和/或系统
- 安装凝析液加压罐
- 回收清管作业过程中的天然气
- 在离心式压缩机中用干封代替湿封
- 安装电动压缩机
- 安装电子火炬点火装置
- 用二次减压阀取代破裂盘
- 利用超声波识别泄漏

5.2 最终排序

根据初步排序结果，选择了上述 26 种技术作进一步分析。在最终排序评价中，对各种技术在中国应用的成本进行了估计。利用中国国内劳动工资和投资成本(国内和进口两种设备)计算了投资成本、年操作费用以及效益和投资回收期。此外，基于现有的排放因子以及目前可获得的中国基准线清单信息，估计了全国的减排潜力。

最终排序方法学

- (1)国内投资成本 (<10 万元 = 2 ; 10-50 万元 = 1 ; >50 万元 = 0)
- (2)国内年操作维护费用(<5 万元 = 2 ; 5-10 万元 = 1 ; >10 万元= 0)
- (3)国内投资回收期(<1 年 = 2 ; 1-3 年= 1 ; >3 年= 0)
- (4)每个项目可获得的减排量(>1000 万立方米/年 = 2 ; 1000-500 万立方米/年= 1 ; <500 万立方米/年= 0)
- (5)全国范围内可获得的减排量(>5 亿立方米/年= 2 ; 5 - 1 亿立方米/年= 1 ; <1 亿立方米/年= 0)
- (6)该技术是否属于已批准的 CDM 方法学范畴(否= 0 ; 是= 2)
- (7)考虑其他因素(如现场状况、环境、政策、经验等)时应用该技术的潜力(已使用或未使用 , 潜力较大 = 2 ; 已使用或未使用 , 潜力中等= 1 ; 已使用或未使用 , 潜力较小或无潜力= 0)

如初步排序方法学一样，在最终排序评价中，将七个因素的单个分值相加得到各种技术的总分值，然后再根据它们的总分值进行从高到低排序。表 5-2 给出了最终排序评价结果。各个定向检测技术都得到同样的分值，因此在表 5-2 中作为一行表示。各种气动装置升级替换技术得到的分值也相同，因此在表 5-2 中也作为一行来表示。超声波检测仅是实施定向检测的一种形式，因此这种技术基本上是一种形式不同的定向检测技术。然而，由于现场部分专家对此技术感兴趣，所以在此作为一种独立技术来进行评价。超声波技术能在比 OVA/TVA 技术更远的距离处检测泄漏，并且其投资成本远小于光学成像技术，这使得超声波技术在中国成为一种有应用前景的泄漏检测技术。超声波泄漏检测技术主要适用于高压系统，因此不能用于检测工作压力接近大气压的原油储罐或其他类型处理设备的逃逸性泄漏。尽管如此，超声波泄漏检测技术在油气行业所有部门中仍有广泛的适用性。

基于最终排序评价结果，下面给出了油气行业各个部门排名前五位的减排技术。这些技术按照分值排名顺序列出，排名第一的技术列在第一位。研究认为，所推荐的这些技术在中国具有良好的经济效益和显著的减排潜力。

生产部门

- (1)安装压缩机收集套管/将套管连接到蒸汽回收装置上

- (2)在原油储罐上安装蒸汽回收装置
- (3)绿色完井
- (4) 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- (5) 检修压缩站放空阀

处理部门

- (1) 在天然气处理厂和增压站实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)
- (2) 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上
- (3) 检修压缩站放空阀
- (4) 去除不必要的设备和/或系统
- (5) 安装电子火炬点火装置

输送和分销部门

- (1) 在压缩泵站、门站和地面设施以及偏远场所实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)
- (2) 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力
- (3) 泄压前关闭主阀和设备阀
- (4) 将放空天然气注入低压干线
- (5) 检修压缩站放空阀

对于生产部门，根据现场专家的推荐以及目前现场应用情况，推荐了第六种技术，即天然气发电技术(该技术并未包括在最终的排序评价中)。

表 5-1. 第一层次排序方法的排序结果

序号	甲烷减排技术	减排潜力	中国国内的 减排潜力	技术的 可获得 性	技术培训和熟练工 人的可获 得性	投资成 本(美国)	投资回收 期(美国)	已批准的 CDM方 法学	总分值	备注	应用部门		
											生产	处理	输送& 分销
1	将套管连接到蒸汽回收装置上	2	2	3	3	1	2	2	15	潜在项目	Y		
2	在门站和地面设施实施定向检修(DI&M)	1	2	3	3	2	2	2	15	潜在项目			Y
3	安装压缩机回收套管气	2	2	3	3	0	2	2	14	潜在项目	Y		
4	在压缩泵站实施定向检修(DI&M)	1	2	3	3	1	2	2	14	潜在项目			Y
5	在天然气处理厂和增压站实施定向检修(DI&M)	2	2	3	3	1	1	2	14	潜在项目		Y	
6	检修压缩站放空阀	2	0	3	3	2	2	2	14	已应用	Y	Y	Y
7	用于运行管线连接的不停输开孔技术	2	2	3	3	0	1	2	13	已应用			Y
8	在偏远场所实施 DI&M	1	1	3	3	2	1	2	13	定期维护			Y
9	泄压前关闭主阀和设备阀	1	0	3	3	2	2	2	13	广泛应用			Y
10	将放空天然气注入低压干线	1	0	3	3	2	2	2	13	潜在项目			Y
11	将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上	2	0	3	3	1	2	2	13	一定潜力	Y	Y	Y
12	在维护管线前利用抽空技术降低管线压力	2	1	3	3	0	2	2	13	潜在项目			Y
13	气动设备转换成机械控制	1	0	3	3	2	2	2	13	已应用	Y	Y	Y
14	气动控制转换成仪表风控制	2	1	3	3	0	2	2	13	已应用	Y	Y	Y
15	天然气行业中减少气动装置排放甲烷的方案	1	1	3	3	1	2	2	13	已应用	Y	Y	Y
16	去除不必要的设备和/或系统	2	0	3	3	2	2	0	12	广泛应用	Y	Y	Y
17	气井排液时间优化	2	1	3	3	1	2	0	12	广泛应用	Y		

18	在原油储罐上安装蒸汽回收装置	2	1	3	3	0	1	2	12	已应用	Y		
19	安装凝析液加压罐	2	1	3	3	0	1	2	12	已应用	Y	Y	Y
20	回收清管作业过程中的天然气	2	1	3	3	0	1	2	12	已应用	Y	Y	Y
21	在离心式压缩机中用干封代替湿封	2	1	3	3	0	1	2	12	已应用	Y		Y

(续)

表 5-1. 第一层次排序方法的排序结果 (续)

序号	甲烷减排技术	减排潜力	中国国内的 减排潜力	技术的 可获得 性	技术培 训和熟 练工 人的可 获得 性	投资成 本(美 国)	投资回 收(美 国)	已批准 的 CDM 方 法 学	总分值	备注	应用部门		
											生产	处理	输送& 分销
22	安装电动压缩机	2	2	3	3	0	0	2	12	潜在项目	Y	Y	Y
23	安装电子火炬点火装置	0	2	3	3	1	1	2	12	已应用	Y	Y	Y
24	用二次减压阀取代破裂盘	1	0	3	3	1	2	2	12	已应用	Y	Y	Y
25	在甘醇脱水器中优化乙二醇循环速度和安装闪蒸分离器	2	0	3	3	1	2	0	11	已应用	Y	Y	
26	在更换管线期间进行泄漏修复	2	0	3	3	2	1	0	11	已应用			Y
27	安装电启动器	2	1	3	3	1	1	0	11	已应用	Y	Y	Y
28	安装火炬	2	1	3	3	0	2	0	11	已应用	Y		Y
29	用电动泵替换气体辅助的乙二醇泵	2	1	3	3	1	1	0	11	已应用	Y	Y	
30	收集从管道液体储罐中泄漏出的甲烷气体	1	0	3	3	2	0	2	11	已应用			Y
31	用氮气测试门站内的减压阀	0	1	3	3	2	0	2	11	已应用	Y	Y	Y
32	测试和维修压力安全阀	1	0	3	3	2	0	2	11	已应用	Y	Y	Y
33	设计隔离阀以最大程度地减少天然气放空体积	1	1	3	3	1	0	2	11	已应用			Y
34	减少用天然气启动发动机的频率	0	0	3	3	2	2	0	10	已应用	Y	Y	Y
35	降低加热处理器温度	1	0	3	3	1	2	0	10	已应用	Y		
36	降低扫线压力以便停车作业	2	1	3	3	1	0	0	10	已应用		Y	Y
37	将步行巡检周期从 5 年 1 次增加到 3 年 1 次	2	0	3	3	1	1	0	10	1 年 1 次巡检			Y

38	安装加速管	2	1	3	3	0	1	0	10	已应用	Y		
39	优化脱氮装置	2	0	3	3	0	2	0	10	已应用		Y	
40	更换点火系统——减少启动失败次数	0	1	3	3	1	2	0	10	已应用	Y	Y	Y
41	使用发泡剂	2	2	3	3	0	0	0	10	广泛应用	Y		
42	在气井上安装柱塞举升系统	2	2	0	3	1	2	0	10	潜在项目	Y		
43	回收凝析液装车期间管线中收集的天然气	1	0	3	3	1	0	2	10	已应用	Y	Y	Y

(续)

表 5-1. 第一层次排序方法的排序结果 (续)

序号	甲烷减排技术	减排潜力	中国国内的 减排潜力	技术的 可获得 性	技术培 训和熟 练工 人的可 获得 性	投资成 本(美 国)	投资回 收(美 国)	已批准 的 CDM 方 法 学	总分值	备注	应用部门		
											生产	处理	输送& 分销
44	利用超声波识别泄漏	2	2	0	0	2	2	2	10	潜在项目	Y	Y	Y
45	系统操作自动化以减少排放	0	0	3	3	1	2	0	9	已应用			Y
46	重新设计放空系统和改变 ESD 做法	0	0	3	3	2	1	0	9	已应用	Y	Y	Y
47	气井“智能型”自动化系统	2	1	3	3	0	0	0	9	已应用	Y		
48	每年定期检查管线	0	1	3	3	2	0	0	9	已应用	Y		
49	在低产水气井上安装抽油机	2	1	3	3	0	0	0	9	已应用	Y		
50	干燥剂脱水器代替甘醇脱水器	1	1	3	3	0	1	0	9	已应用	Y	Y	
51	使用惰性气体和清管器清洗管线	0	1	3	3	2	0	0	9	已应用		Y	Y
52	安装井下分离泵	1	2	3	3	0	0	0	9	潜在项目	Y		
53	用于非泄漏管线损伤的复合管套	2	2	0	0	1	2	2	9	已应用		Y	Y
54	空气燃料比自动控制系统	1	0	3	3	0	1	0	8	已应用	Y	Y	Y
55	用分离器和在线加热器取代甘醇脱水器	1	0	3	3	0	1	0	8	已应用			Y
56	安装快速流动阀	0	2	3	3	0	0	0	8	电驱阀			Y
57	减少压缩机离线时的排放量	2	1	0	0	1	2	2	8	一定潜力	Y	Y	Y
58	减少压缩机活塞杆密封系统中的甲烷排放量	1	1	0	0	2	2	2	8	潜力较小	Y	Y	Y
59	改变乙二醇撇油器气体排出路线	2	0	0	0	2	2	2	8	潜力较小	Y	Y	Y
60	清洗并撤回低压储气罐	2	1	0	0	2	2	0	7	适用程度不高			Y
61	在管道交叉处使用改良的防护涂层	0	1	3	3	0	0	0	7	已应用	Y	Y	Y

62	用氮气启动发动机	2	1	0	0	2	2	0	7	潜力较小	Y	Y	Y
63	绿色完井	2	2	0	0	1	1	0	6	潜在项目	Y		
64	天然气驱动的化学泵转变成仪表风驱动的化学泵	2	1	0	0	1	2	0	6	已应用	Y	Y	Y
65	用空气启动器代替天然气启动器	2	0	0	0	2	2	0	6	已应用	Y	Y	Y
66	零排放脱水器	2	2	0	0	0	2	0	6	一定潜力	Y	Y	Y

(续)

表 5-1. 第一层次排序方法的排序结果 (续)

序号	甲烷减排技术	减排潜力	中国国内的减排潜力	技术的可获得性	技术培训和熟练工人的可获得性	投资成本(美国)	投资回收期(美国)	已批准的 CDM 方法学	总分值	备注	应用部门		
											生产	处理	输送& 分销
67	将储水罐缓冲层由天然气转换成产出的二氧化碳气体	2	0	0	0	1	1	2	6	适用程度不高	Y		
68	向天然气干线中插入柔性衬管	2	0	0	0	1	2	0	5	已应用			Y
69	安装 BASO 阀	1	0	0	0	2	2	0	5	已采用更先进的技术	Y		
70	更换压缩机中的圆柱形卸载器	2	1	0	0	0	2	0	5	潜力较小			Y
71	合并原油生产储罐和储水罐	2	1	0	0	0	1	0	4	适用程度不高	Y		
72	安装喷射装置	2	0	0	0	1	1	0	4	潜力较小	Y		Y
73	降低涡轮流量计中测量模块的更换频率	0	0	0	0	2	2	0	4	潜力较小			Y
74	用注甲醇取代乙二醇脱水装置	1	0	0	0	1	2	0	4	过时，不采用	Y	Y	
75	将 YALE 隔板用于 ESD 测试	2	0	0	0	1	1	0	4	潜力较小		Y	Y
76	便携式干燥剂脱水器	2	0	0	0	0	1	0	3	潜力较小	Y		
77	要求提高从生产者手中接收的天然气的质量	1	0	0	0	2	0	0	3	已应用			Y
78	内移防火闸以减少压缩泵站气体排放	2	0	0	0	0	0	0	2	潜力较小			Y
79	用超声波流量计取代双向孔板流量计	0	1	0	0	0	1	0	2	使用孔板流量计			Y

表 5-2. 第二层次排序方法的排序结果

序号	甲烷减排技术	投资成本 (中国)	年操作维护费 用(中国)	中国投资 回收期 (CPB)	美国投资 回收期 (USPB)	单个项目可 获得的减排 量(中国)	全国可获得的 减排量(中国)	已批准的 CDM 方法学	考虑其他因素时使用 这种技术的潜力(如现 场状况、环境、政 策、经验等)	总分值 (不包 括 USPB)	总分值 (包括 USPB)
1	安装压缩机回收套管气	0	2	1	2	2	2	2	2	11	13
2	在压缩泵站、门站和地面设施、天然气处理厂、增压站和偏远场所实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)	1	1	1	2	1	1	2	2	9	11
3	在维护管线前利用抽空技术降低管线压力	1	1	1	2	1	1	2	2	9	11
4	在原油储罐上安装蒸汽回收装置	1	2	0	1	0	1	2	2	8	9
5	泄压前关闭主阀和设备阀	2	1	2	2	0	0	2	0	7	9
6	绿色完井	1	1	1	1	1	1	0	2	7	8
7	将套管连接到蒸汽回收装置上	1	1	1	2	0	0	2	1	6	8
8	将放空天然气注入低压干线	1	1	1	2	0	0	2	1	6	8
9	检修压缩站放空阀	2	1	0	2	0	0	2	1	6	8
10	将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上	2	1	0	2	0	0	2	0	5	7
11	用于运行管线连接的不停输开孔技术	0	0	1	1	0	1	2	2	6	7
12	去除不必要的设备和/或系统	2	0	2	2	0	0	0	1	5	7
13	安装电子火炬点火装置	1	1	0	1	0	0	2	2	6	7
14	气井排液时间优化	2	1	1	2	0	0	0	1	5	7
15	回收清管作业过程中的天然气	1	1	1	1	0	0	2	0	5	6
16	天然气行业中减少气动装置排放甲烷的方案, 包括转换成机械控制和仪表风	1	1	0	2	1	1	0	1	5	7
17	用二次减压阀取代破裂盘	2	1	0	2	0	0	2	0	5	7
18	安装电动压缩机	0	1	0	0	0	0	2	1	4	4
19	安装凝析液加压储罐	1	1	0	1	0	0	2	0	4	5

20	在离心式压缩机中用干封代替湿封	1	1	0	1	0	0	2	0	4	5
----	-----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

6 案例研究

根据第 5 部分推荐的国内最具潜力的甲烷减排技术，本部分结合现场实例对这些技术进行了详细介绍。许多项目的投资回收期小于 2 年，并且这些项目的技术目前国内已经应用。

6.1 套管气/伴生气回收

通过油管进行生产的油井，在生产过程中逸出的甲烷和其他气体会聚集在油套环空内，这些气体通常被直接放空。回收这些气体的方法之一是用一条小直径管线将套管放空口直接与现有的蒸汽回收装置(VRU)连接起来，这样可减少甲烷排放。当套管气压力较低而 VRU 吸入口压力较高时，则需要安装一个压力调节器。另一种方法是在井口安装压缩机将套管气进行增压后直接输入集气管线中。

案例 1: 移动式套管气回收技术

移动式套管气回收技术[代旭升，2005]的工作原理为：用高压连接软管分别将一次油气分离器的出口与天然气压缩机的进口相连，天然气压缩机的出口与集油干线进口闸门相连。当套管气回收装置工作时，套管冒出的天然气经套管闸门进入一次油气分离器，然后沿着高压连接软管进入二次油气分离器，使油气再度分离，分离较干净的天然气进入天然气压缩机，使天然气由天然气压缩机进口的 0.1MPa 升到 1.6MPa，从而使增压后的天然气经智能漩涡流量计计量后进入集油干线内。该技术的设备投资大，适合套管气量较大的油井。

2003 年 5 月在 50-X14 井上安装该系统。该井采用电泵生产，安装移动式套管气回收装置前将套管闸门敞开，天然气排入大气中。安装该系统运行 353 天后，累计回收天然气 303450 立方米。随后在 15 口油井上安装使用了移动式套管气回收装置，在 15 个月内共回收天然气 279.3525 万立方米，折合原油 5587 吨。以 50-X14 井为例分析其经济效益，结果见表 6-1。

表 6-1 经济效益分析

月成本	月成本=电费+设备折旧费+人工费+设备维修费+管理费=1397+2270+1200+500+1000=6867元
月收入	月收入=气单价×日收气×月运行天数=0.96×858×28=23063元
年经济效益	年经济效益=(月收入-月成本)×12=19.4万元
投资回收期	小于2年

案例2: 小型撬装轻烃回收技术

对于原油产量低、伴生气含量高的边远零散油井，可采用小型撬装轻烃回收技术回收气体[王协琴，2007]。该技术是利用压缩机将伴生气抽吸增压后外输。从井口套管环形空间接出一个定压单向放气阀，套管及原油储罐中的伴生气一同进入气液分离器，气体经压缩机增压后，换冷、分离，干气就地作为生产用的燃料，分离出的液烃外运。压缩机的吸入压力为微正压，既可实现回收伴生气，又不影响原油的开采和运输。主要设备为密闭储罐、气液分离器、压缩机、空冷器和分离器。经济效益分析结果见表 6-2。

表 6-2. 小型撬装轻烃回收技术经济效益分析结果

投资估算	整个装置的投资费用包括压缩机 - 发动机撬、发电机 - 发动机撬、脱水撬、制冷分离撬、NGL 储罐、CNG 储罐以及电气设备等的费用，估算为 516 万元
产品收入	装置日处理油田伴生气 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产 NGL4.0t，商品天然气 25180m^3 ，设备自身消耗 2210m^3 ，日对外销售商品天然气 22970m^3 。NGL 市场价格按 3500 元/t 计算，天然气价格按 2.05 元/ m^3 计算，则每天的销售收入为 6.11 万元，年销售收入为 1833 万元(年操作时间按 300 天计算)
生产成本	
年购买原料气费用	原料气量×原料气价格=0.46×3000×300=414 万元(原料气价格按井口价 0.46 元/ m^3 计算)
年操作人员费用	按 20 万元/人.年计算，配置 12 人，年支付费用为 240 万
年设备折旧费用	按 5 年计算，平均年折旧费用为 104.2 万元
年维修费用	按折旧费用的 60% 计算，年平均维修费用为 62.5 万元
年管理费	按总成本的 5% 计算，年管理费用为 43.2 万元
生产总成本	414.0+240.0+104.2+62.5+43.2=863.9 万元
净收入	销售收入-生产总成本=1833.0-863.9=969.1 万元
投资回收期	在满负荷条件下运行时，6 个半月就可收回全部投资；在 50% 负荷下只需要 2 年便可收回

6.2 在压缩站、门站和地面设施、天然气处理厂和增压站实施定向检修(DI&M)

定向检修 (DI&M) 是最经济有效的天然气减排方案之一。DI&M 计划从对所有设备部件进行综合的基准线调查开始。作业者首先识别泄漏部件并测量各个泄漏源的泄漏速度。考虑气体节省量和其他经济指标(如投资回收期)，估算各个泄漏源的维修成本。从基准线调查获得的泄漏数据和维修成本数据接着用于指导后续调查工作，这样可使得作业者将精力主要集中在那些最有可能发生泄漏并且维修后可以获得良好经济回报的部件上。

在 DI&M 计划中，泄漏源筛查可能包括综合基本情况调查中涉及的所有组成设备，也可能仅集中在可能会造成巨大甲烷气泄漏的设备上。目前有多种泄漏筛查技术可供使用，如肥皂液筛查法、电子仪器筛查法、声波泄漏检测仪、有机蒸汽分析仪(OVAs)和有毒蒸汽分析仪(TVAs)。例如，一些先进的远红外泄漏检测技术（如 Flir 摄像机）可在 100 米以外的地方检测较大的泄漏源。这样每小时可以筛查几百个以前不能接近的泄漏部件。

DI&M 计划的一个重要组成部分是测量气体泄漏速度或已识别泄漏源的气体泄漏体积，这样就可将人力和资源分配到那些维修起来在经济上比较合算的大型泄漏源上。常用的测量技术有四种：有毒蒸汽分析仪(TVAs)、装袋技术、大容量采样器和转子流量计。

DI&M 计划分四步进行：(1)进行基准线调查；(2)记录结果并确定经济上合算的维修候选对象；(3)分析数据，进行维修，估计甲烷气节约量；(4)制定一个未来检查的调查计划，跟踪监测有泄漏倾向的设备。

案例1: DI&M 技术在中石油西南油气分公司的应用

中国石油西南油气田公司采用 DI&M 技术对川渝地区管输系统中的天然气泄漏状况进行检测[师春元, 2007], 主要采用 680HVM 便携式烃蒸汽检测仪, 利用相关曲线法和折线积分法计算天然气泄漏量。通过泄漏调查和检测, 采取了一些减排措施:

- 对管线泄漏采取的措施包括: (1)对严重锈蚀及滑坡地段的管段实施换管作业, 同时恢复并加强阴极保护措施; (2)对管壁变薄的部分管段实施冷补, 加大管线的承压强度; (3)采用密闭清管作业, 优化放空方案, 减少放空气量。
- 对场站泄漏采取的措施包括: (1)加强阀门维护保养, 定期检查阀门盘根及加脂孔; (2)对主要输气管线的重要阀门进行, 将老式闸阀更换成球阀; (3)对腐蚀严重的法兰垫圈及钢圈进行更换, 加强对密封面的维护保养; (4)在安装法兰、接头时, 严格对中。

通过实施上述 DI&M 计划后, 天然气泄漏量显著下降。表 6-3 给出了不同年度天然气泄漏情况统计结果。

表 6-3 不同年度天然气泄漏检测情况统计结果

年度	管线 /条	场站 /座	测点 /个	漏点 /个	测点泄漏率 /‰	泄漏量 /m ³	天然气泄漏率 /‰
1999	8	37	20,580	331	1.61	763,748	0.08
2000	12	72	35,109	298	0.86	398,220	0.04
2001	12	72	37,921	363	0.96	232,242	0.03
2002	11	53	14,460	67	0.46	88,215	0.02
2003	10	53	10,823	54	0.50	44,935	0.02
2004	8	44	16,458	99	0.60	85,654	0.02
2005	8	44	7,950	56	0.70	68,644	0.02
2006	7	44	5,853	26	0.44	31,705	0.01
2007	7	47	8,121	2	0.02	9,764	0.01

案例2: 四川盆地泄漏测量

2000 年~2002 年, 分别对四川盆地东部 10 个气田的 10 个有代表性的井站连续进行对比检测, 三次检测做到气象条件、测点序号、设备类型一致。共检测了 29558 个测点。图 6-1、图 6-2 给出了三年的连续测量结果。[洪志琼, 2004]

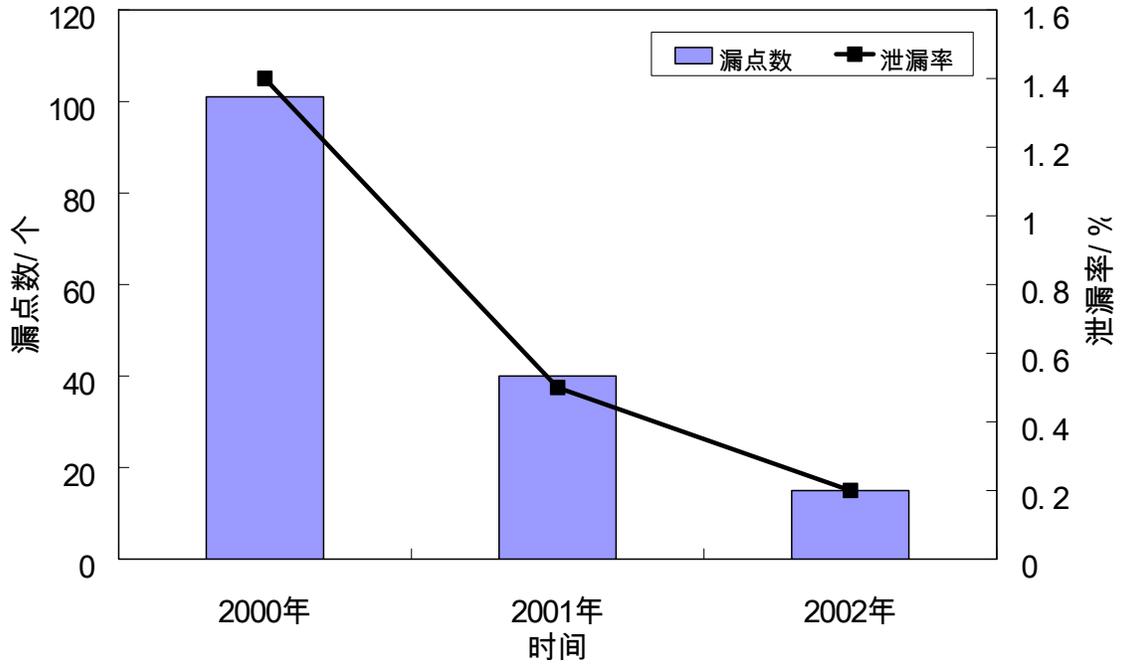


图 6-1 对比检测泄漏点、泄漏率变化图

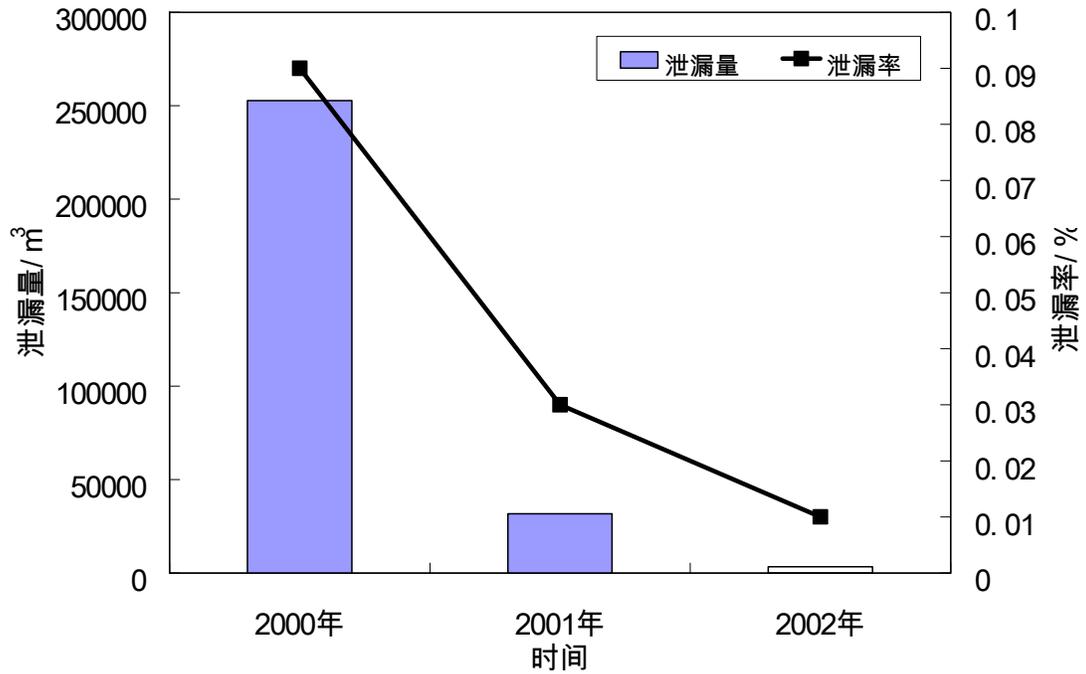


图 6-2 对比检测泄漏量、泄漏率变化图

从检测数据来看，在检测井站、测点数量不变的情况下，漏点数、测点泄漏率、泄漏量、天然气泄漏率呈逐年下降趋势。这说明实施 DI&M 计划对指导生产管理具有十分明显的效果。

案例3: 利用超声波检测仪确定泄漏源

超声波泄漏检测仪可用于检测那些很难接近的设备的泄漏情况。阻止高压天然气通过开口管线泄漏到大气中的截流阀通常发生泄漏。这种泄漏很难检测到，因为排气烟囱高不可及并且天然气是不可见的。与听诊器一样，超声波检测器能监听到天然气通过阀门泄漏时所产生的噪声。使用电子设备滤掉压缩机的低频噪声，就可得到与天然气泄漏相关的高频声音信号。当将超声波检测器放置在减压阀、放空阀、电机启动阀和设备隔离阀上时，它可以显示阀门是否关闭严实以及泄漏量的大小。

主要的投资成本是购买超声波探测器的费用，大约为 250 美元。操作费用包括沿管线步行的劳务费用。假设这项工作每年需要花 50 小时，其费用大约为 1200 美元。维修工作同拧紧阀门一样简单。当用于大量的阀门时，这种做法更加经济有效。通过隔离开口管线的阀门泄漏出去的气体通常会增加到一定水平，在该水平上发现和修复泄漏点是经济有效的。一个天然气 STAR 计划的合作伙伴报道，在 10 压缩站的末端开口管线上测试和修复 100 个阀门，每年节省甲烷 6 万立方米[EPA, 2004-41]。

6.3 在原油储罐上安装蒸汽回收装置

原油和凝析油在从分离器转移到储罐(大气压下)、或者凝析油从储罐转移到运油车的过程中，轻烃(包括大量的甲烷气体)会蒸发出来并排放到大气中。而且，由于储罐工作损耗和呼吸损耗的结果，更多的轻烃成分从原油中逸出并排放到大气中。安装蒸汽回收装置减少甲烷排放的一种经济有效的方法，可以回收大约 95% 的烃类蒸汽。

烃蒸汽一般在 4 盎斯 ~ 2 psi 的低压条件下从原油储罐中抽出，首先被管输到一个分离器(吸入洗涤器)中以收集凝析出来的液体；收集的凝析液通常反向循环回原油储罐中；在这个分离器中，烃蒸汽流经一个为 VRU 系统提供低压吸入的压缩机(为了防止当排出原油和原油液面下降时在储罐顶部产生真空，VRUs 配置了一个控制导阀以关闭压

缩机并允许烃蒸汽回流到储罐中)；接下来计量烃蒸汽体积并将烃蒸汽从 VRU 系统中排入销售管线或作为燃料就地使用。

Chevron USA Production 公司于 1996 年在原油储罐上安装了 8 套蒸汽回收装置。结果，Chevron 公司每年可从每台设备上减排甲烷 21 900 千立方英尺。假设气体价格按 3 美元/千立方英尺计算，这相当于每套设备节省近 65 700 美元，或者 8 套设备共节省 525 600 美元。投资和安装费用估计为 240 000 美元(每套设备 30 000 美元)。项目在不到 1 年的时间内就可收回投资。

6.4 绿色完井

气井钻井或修井作业后（包括水力压裂作业），为了返排出进入生产层的钻井液、砂子和水，通常做法是开井敞喷，产出的气体直接烧掉或放空。解决这个问题的一种做法是采用绿色完井技术。该技术需在井场配备一套便携式气 - 液 - 砂分离捕捉装置(除砂器和分离器)以及一台便携式脱水器, 这样可以将大部分初始采出气净化到满足销售标准的气体并回收利用。对于低压气井，还需要配备一台便携式压缩机，从销售管线中吸入气体注入到井中，提高气井流动能力，之后将采出气增压送入销售管线，直至井内液相、固相排完为止。绿色完井除了可减少甲烷排放外，还能产出更多天然气、排出较少固体废物、水污染更少、操作环境更安全，能够立即产生经济效益。

在 2007 年 5 月的天然气 STAR 研讨会期间，Devon 能源公司介绍了他们在 Fort Worth 气田减少排放或使用绿色完井技术方面的经验。采用常规方法时，气井返排产出的液体流入储罐中直到洗井工作完成为止，然后将油管强行下入井中，与此同时气体将直接排放到大气中。当采用绿色完井技术时，在完井期间现场配置一条临时管线和一套计量装置。气井返排直至产出气体为止，此时气井转入生产状态，在随后的洗井、下油管以及测试过程中即可实现收益。在 Fort Worth 气田生产过程中，DEVON 公司在每口气井上所增加的投资成本为 6000 美元，但增加的收益确是投入的 10 多倍。工作环境更

安全，并且气井能保持更长的生产时间。在 2004 ~ 2006 年期间，DEVON 公司通过绿色完井技术已经回收并销售了大约 1 亿立方米的天然气，实现了约 2000 万美元的收益¹²。

6.5 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力

为确保有一个安全的工作环境，管线修理与维护活动通常需要降低管线压力来排出管线受影响部分的气体。一种减压方法是封堵受影响的管段并将该段内的气体排放到大气中。或者，操作者可以在气体排放之前使用抽空技术来降低气体管线的压力。抽空技术是一种可取的替代方法，因为该技术可以获得更多的气体用于销售并减少甲烷排放量。

在实施管线抽空技术时，操作者可以使用两种类型的压缩机来降低管线压力：在线压缩机和便携式压缩机。根据场地情况，操作者可以单独使用在线压缩机或者将在线压缩机和便携式压缩机一起使用。

一般情况下，在线压缩机压缩比可达到 2 : 1。通过封堵目标管线段的上游阀门，同时继续运行下游压缩机，管线压力大约可以降至工作管线压力的 50%。然后再关闭压缩机并完全封堵管线段。管线压力降至一半通常可以足够安全地在损坏管线上安装套筒。

操作者也可以考虑使用便携式压缩机来获得超过在线压缩机所能提供的更大的管线降压。便携式压缩机可达到 5 : 1 的压缩比。当与在线压缩机联合使用时，便携式压缩机可以在不向大气中排放气体的情况下将原始管线压力减小 90%。表 6-4 描述了抽空技术适用的管线维修类型。

表 6-4 抽空技术的适应性

维修类型	抽空技术
不涉及完全中断设备运行的非紧急维修	同时使用在线压缩机和便携式压缩机
需要完全中断设备运行的非紧急维修	
需要完全中断设备运行的紧急维修	仅使用在线压缩机
与现有管线并排铺设新管线并需要中断设备运行的大规模工程	

¹² www.epa.gov/gasstar/workshops/collegestation-may2007/7-completions.pdf

案例1: 管线检修前使用抽空技术降低管线压力

在管道检修、抢险放空前，尽量采用抽吸方法降低管线压力，减少天然气放空损失量。通过抽吸降压处理，管道内压力若从4MPa降至1MPa，管道内天然气放空量将降低75%。如两路输气站 - 白沙输气站 $\Phi 720 \times 10$ 管线 103.6 公里，空管管容 40,326 立方米。作业前利用沿线用户和卧渝线对该段干线进行抽吸降压，然后再对干线进行截断放空作业，放空量约为 443,596 立方米(该管段抽吸前后压力分别为 4MPa 和 1MPa)，若不采取抽吸降压处理直接放空，则天然气放空量将达到 177.4 万立方米[师春元，2007]。利用抽空技术后，减排(回收)甲烷 130 万立方米。

案例2: 使用抽空压缩机对管线进行抽空

1998 年，南方天然气公司(Southern Natural Gas Company)通过使用抽空压缩机抽气节省了 32 550 千立方英尺的气体。该公司在某个站上每年使用 3 次压缩机，估计总费用为 52 600 美元。气体价格按 2.86 美元/千立方英尺计算，公司估计从回收产品中节省了接近 93 200 美元。从节省的气体价值中减去抽空费用，公司净节省 40 600 美元。在这个例子中，使用便携式压缩机的预计投资回收期大约为 16 个月[EPA, 2004-04]。

6.6 天然气发电

目前，国内每年仍有大量的伴生气因地理位置或技术原因未得到充分利用而被放空。比较切合实际、建设周期最快、效益最好的利用天然气、油田伴生气的方案就是用天然气发电机组发电。燃气发电技术作为一项替代型、以回收油田伴生气资源为主的节能减排技术在油田中应用可以创造可观的经济效益和社会效益。利用天然气发电机组发电，供电形式灵活，可以实现并网发电、单独供电、可根据负荷大小选择不同容量的机组，保证油区的用电需要。按自建电站的运作方式不但解决了油、气田处理站及其井区的用电问题，还减少了开发油、气田对环境造成的污染，降低了油气田运营成本，提高了经济效益。总之，利用油、气田生产出的天然气或油田伴生气作为自备发电站的基础原料建设自备小型火力发电厂，对于那些远离城市水力发电电网的独立油、气田站场

等，无论从生产上、经济上，还是环境保护上都具有得天独厚的发展优势。[朱步范，2005]

案例1: 作业区天然气发电

某油田利用放空天然气，采用胜利油田胜利动力机械有限公司生产的3台400GF-T型发电机组发电。通过一年的运行情况表明，发电机组运行状况良好，在网电检修停电时能够正常发电，保障了作业区的正常生产。其机组自成系统，自动化程度较高，现场管理可操作性强，维修保养方便。从启动到并网，发电速度快、故障率低、运行可靠等特点充分说明了利用天然气发电机组发电是完全可行的，并为作业区内有效利用放散的天然气找到了一条新的途径[王佳焕，2006]。表6-5给出了经济分析结果，投资回收期大约为1年。

表 6-5 经济分析

投资成本	机组投资+基础投资+低压电缆投资+变压器低压进线柜=103.3万元
年运行费用	人员费用+机油消耗+配件及维修费用+机组折旧+管理费用+不可预测费用=25万元
经济效益	
年运行发电时间	按330天计算，则发电运行时间为330d×24h=7920h
年发电量	320kW×7920h=253.4×10 ⁴ kW.h
年发电收入	电价按0.5元/kW.h，则年发电收入为253.4×10 ⁴ kW.h×0.5元/kW.h=126.7万元
年总收益	年总收益=年发电收入-年运行费用=126.7万元-25万元=101.7万元
投资回收期	103.3万元/101.7万元=1年(合12个月)

案例2: 单井天然气发电

2003年8月份，在X35-13井上安装了一台天然气发电机，靠油井自身产生的伴生气进行发电，为抽油机运转提供动力。通过一年多的生产情况观察，该井生产状况一直比较平稳。日产液3吨，日产油3吨，含水为痕迹，单井平均日产气量4800立方米，平均日消耗气量600立方米，从2003年8月至今，杜35-13井已累积生产原油468吨，单井节电达到18.15×10⁴kW.h，充分利用了油井生产过程中产生的伴生气，达到了节能增效的目标。[戴英波，2004]

7 结论与建议

随着中国经济的快速发展，能源需求将继续攀升。节能减排对国家可持续发展至关重要。近年来，中国油气行业实施了一系列的节能减排措施并取得了显著效果。这些措施包括伴生气回收工程、油气密闭集输工程等。然而，正如本报告所述，中国目前仍存在一些经济有效的减排项目机会，实施这些项目将带来巨大的经济、社会和环境效益。

与发达国家(如美国、加拿大等)相比，中国油气行业还相对年轻。在过去 10 年中，新发现和开发了许多新的油气田，在这些油气田的开发建设过程中采用了许多达到世界先进水平的技术。据估测，大约有 40%的工业基础设施采用了国外技术。在一些老的油气田，对老化设备也进行了升级换代工作。

在中国石油行业，主要排放源之一是伴生气；在天然气行业，主要排放源是法兰、接头和压缩机密封。由于时间和资源限制，本研究未进行油气系统基准线排放的综合调查，因此对于实际的甲烷排放情况来讲存在很大的不确定性。

EPA 和它的合作伙伴推荐了一些先进的天然气 STAR 技术。因为在采用这些技术的过程中不断积累工作经验，因此掌握这些技术的熟练工人日趋增多。在天然气处理厂，监测甲烷泄漏的主要方法是使用可燃气体检测仪。这种监测设备通常连接到 SCADA 系统(数据采集与监控系统)，这样操作人员能实时发现泄漏情况的发生。然而，这种技术仅能用于发现泄漏，它不能提供更详细的信息，如泄漏速度或哪个部件在泄漏等。因此，要精确地量化和测量泄漏源需要更先进的气体泄漏监测仪。

基于与现场专家就各种技术的成本效益进行讨论的结果，甄别/推荐了在中国油气系统各个部门最具应用潜力的几种甲烷减排技术。根据筛选步骤，减排技术清单如下：

生产部门

- (1)安装压缩机收集套管/将套管连接到蒸汽回收装置上
- (2)在原油储罐上安装蒸汽回收装置
- (3)绿色完井

(4) 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上

(5) 检修压缩站放空阀

处理部门

(1) 在天然气处理厂和增压站实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)

(2) 将甘醇脱水器连接到蒸汽回收装置上

(3) 检修压缩站放空阀

(4) 去除不必要的设备和/或系统

(5) 安装电子火炬点火装置

输送和分销部门

(1) 在压缩泵站、门站和地面设施以及偏远场所实施定向检修(包括利用超声波检测器识别泄漏)

(2) 在维护管线前利用抽空技术降低管线压力

(3) 泄压前关闭主阀和设备阀

(4) 将放空天然气注入低压干线

(5) 检修压缩站放空阀

在生产部门，套管气/伴生气回收技术排序名次最高。尽管这种技术投资成本高，但从单个项目和全国范围来讲，其减排量非常大。使用超声波检测设备的投资成本和操作费用相对小，一般 1 年内即可收回投资。

在处理部门，两种最具吸引力的减排措施分别是在天然气处理厂实施定向检修以及在维护管线前利用抽空技术降低管线压力。这两种技术的投资成本和操作费用处于中等水平，投资回收期小于 2 年。此外，从单个项目和全国范围来讲，这两种技术都显示出相当可观的减排量。

在输送和分销部门，最有前景的减排机会同样包括定向检修技术和抽空技术。此外，在泄压前关闭主阀和设备阀以及将放空天然气注入低压干线这两种技术的投资成本也低、投资回收期也短。

多种融资机制(如 CDM)为帮助油气行业开发相关减排项目提供了潜在的动力，否则这些减排项目将不会得以实施。近年来，中国在天然气和伴生气回收而非点火炬或直接排放到大气方面做了许多卓有成效的工作。在实施这些项目(如伴生气回收)过程，取得了显著的社会、经济和环境效益，但是这些项目很少利用国际资源进行资本运作或纳入 CDM 项目。利用国际资源进行资本运作来支持甲烷减排活动将增加项目的经济可行性并促进甲烷减排。

总的来讲，由于中国经济的快速发展和扩张，因此未来中国油气行业中的甲烷减排具有一定的增长潜力。尽管已经做了一些工作，但某些领域仍具有巨大的甲烷减排潜力。下面给出了进一步研究的一些建议。

(1)加大排放测量力度，进一步提高排放数据的可靠性。从公开发表的数据和现场专家获得的信息非常有限，带有很大程度的不确定性。

(2)对油气系统进行一次全面综合的调查，然后进一步制定中国油气行业的甲烷排放清单。

(3)加快实施伴生气和天然气回收项目步伐，并将其纳入清洁发展机制(CDM)项目，特别是在西部地区。

(4)开发与我国油气行业减排机会相关的新的 CDM 方法学，并建立一个专门机构来操作和管理 CDM 项目。

参考文献

- American Petroleum Institute: Toward a Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Oil and Natural Gas Industry Operations. Available at:
http://www.climatevision.gov/sectors/oil_gas/pdfs/ghg_synopsis.pdf.
- 别沁, 国内外油气输送管道泄漏检测技术及发展趋势, 石油工程建设, 2007年6月, 第33卷第3期
- BP. 2007. "BP Statistical Review of World Energy 2007." Available at:
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2007.pdf.
- 代旭升, 移动式油井套管气回收装置的研制, 胜利油田职工大学学报, 2005年3月, 第19卷第1期
- 戴英波, 外围小油田伴生气回收综合利用, 油田节能, 2004年12月, 第15卷第4期
- EPA. 2003-01. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Reducing Methane Emissions From Compressor Rod Packing Systems. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-011. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-02. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-012. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-03. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Optimize Glycol Circulation and Install Flash Tank Separators In Glycol Dehydrators. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-013. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-04. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Replacing Glycol Dehydrators with Desiccant Dehydrators. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-016. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-05. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Options For Reducing Methane Emissions From Pneumatic Devices In The Natural Gas Industry. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-004. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-06. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Composite Wrap For Non-leaking Pipeline Defects. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-017. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-07. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Using Hot Taps For In Service Pipeline Connections. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-010. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-08. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Installing Vapor Recovery Units on Crude Oil Storage Tanks. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-015. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-09. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Installing Plunger Lift Systems in Gas Wells. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-005. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-10. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-007. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

- EPA. 2003-11. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-008. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2003-12. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-018. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-01. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Reducing Emissions When Taking Compressor Off-line. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-04-001. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-02. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Replacing Gas-assisted Glycol Pumps with Electric Pumps. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-03-014. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-03. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-04-003. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-04. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners — Using Pipeline Pump-down Techniques to Lower Gas Line Pressure Before Maintenance. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA430-B-04-002. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-05. PRO Fact Sheet No 101 — Convert Engine Starting to Nitrogen. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-06. PRO Fact Sheet No 102 — Reduce the Frequency of Engine Starts with Gas. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-07. PRO Fact Sheet No 103 — Replace Gas Starters with Air. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-08. PRO Fact Sheet No 104 — Replace Ignition — Reduce False Starts. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-09. PRO Fact Sheet No 105 — Install Electric Compressors. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-10. PRO Fact Sheet No 106 — Automates Systems Operation to Reduce Venting. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-11. PRO Fact Sheet No 107 — Redesign Blowdown Systems and Alter ESD Practices. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-12. PRO Fact Sheet No 108 — Install Electric Starters. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-13. PRO Fact Sheet No 109 — Lower Purge Pressure for Shutdown. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-14. PRO Fact Sheet No 110 — Replace Compressor Cylinder Unloaders. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-15. PRO Fact Sheet No 111 — Automated Air/Fuel Ratio Controls. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-16. PRO Fact Sheet No 201 — Reroute Glycol Skimmer Gas. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-17. PRO Fact Sheet No 202 — Covert Gas-Driven Chemical Pumps to Instrument Air. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-18. PRO Fact Sheet No 203—Pipe Glycol Dehydrator to Vapor Recovery Unit. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-19. PRO Fact Sheet No 204—Replace Glycol Dehydrator with Separators and In-line Heaters.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-20. PRO Fact Sheet No 205—Replace Glycol Dehydration Units with Methanol Injection.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-21. PRO Fact Sheet No 206—Zero Emissions Dehydrators. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-22. PRO Fact Sheet No 207—Portable Desiccant Dehydrators. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-23. PRO Fact Sheet No 301—Convert Pneumatics to Mechanical Controls. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-24. PRO Fact Sheet No 302—Reduce Frequency of Replacing Modules in Turbine Meters.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-25. PRO Fact Sheet No 303—Install Electronic Flare Ignition Devices. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-26. PRO Fact Sheet No 304—Replace Bi-Directional Orifice Metering with Ultrasonic Meters.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-27. PRO Fact Sheet No 401—Inject Blowdown Gas into Low Pressure Mains. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-28. PRO Fact Sheet No 403—Insert Gas Main Flexible Liners. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-29. PRO Fact Sheet No 404—Install Ejector. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-30. PRO Fact Sheet No 405—Use Inert Gases and Pigs to Perform Pipeline Purges. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-31. PRO Fact Sheet No 406—Use of Improved Protective Coating at Pipeline Canal Crossings.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-32. PRO Fact Sheet No 407—Inspect Flowlines Annually. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-33. PRO Fact Sheet No 501—Purge and Retire Low Pressure Gasholders. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-34. PRO Fact Sheet No 502—Install Pressurized Storage of Condensate. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-35. PRO Fact Sheet No 503—Recycle Line Recovers Gas during Condensate Loading. Available
at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-36. PRO Fact Sheet No 504—Capture Methane Released from Pipeline Liquid Storage Tanks.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-37. PRO Fact Sheet No 505—Convert Water Tank Blanket from Natural Gas to Produced CO₂
Gas. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-38. PRO Fact Sheet No 506—Consolidate Crude Oil Production and Water Storage Tanks.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

EPA. 2004-39. PRO Fact Sheet No 507—Recover Gas from Pipeline Pigging Operations. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

- EPA. 2004-40. PRO Fact Sheet No 601—Inspect and Repair Compressor Station Blowdown Valves.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-41. PRO Fact Sheet No 602—Use Ultrasound to Identify Leaks. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-42. PRO Fact Sheet No 603—Close Main and Unit Valves Prior to Blowdown. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-43. PRO Fact Sheet No 604—Perform Leak Repair during Pipeline Replacement. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-44. PRO Fact Sheet No 605—Use YALE® Closures for ESD Testing. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-45. PRO Fact Sheet No 606—Design Isolation Valves to Minimize Gas Blowdown Volume.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-46. PRO Fact Sheet No 607—Test and Repair Pressure Safety Valves. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-47. PRO Fact Sheet No 608—Move Fire Gates In to Reduce Venting at Compressor Stations.
Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-48. PRO Fact Sheet No 609—Test Gate Station Pressure Relief Valves with Nitrogen. Available
at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-49. PRO Fact Sheet No 610—Install Excess Flow Valves. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-50. PRO Fact Sheet No 611—Install BASO® Valves. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-51. PRO Fact Sheet No 612—Replace Burst Plates with Secondary Relief Valves. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-52. PRO Fact Sheet No 701—Connect Casing to Vapor Recovery Unit. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-53. PRO Fact Sheet No 702—Install Compressors to Capture Casinghead Gas. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-54. PRO Fact Sheet No 703—Green Completion. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-55. PRO Fact Sheet No 704—Install Velocity Tubing Strings. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-56. PRO Fact Sheet No 705—Install Downhole Separator Pumps. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-57. PRO Fact Sheet No 706—Use Foaming Agents. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-58. PRO Fact Sheet No 707—Install Pumpjacks on Low Water Production Gas Wells. Available
at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-59. PRO Fact Sheet No 708—Gas Well Unloading Time Optimization. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-60. PRO Fact Sheet No 709—Gas Well “Smart” Automation System. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-61. PRO Fact Sheet No 901—Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.

- EPA. 2004-62. PRO Fact Sheet No 902—Conduct DI&M at Remote Sites. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-63. PRO Fact Sheet No 903—Increase Walking Survey from a 5-to 3-Year Basis. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-64. PRO Fact Sheet No 904—Require Improvement in the Quality of Gas Received from Producers. Available at: <http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-65. PRO Fact Sheet No 905—Install Flares. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-66. PRO Fact Sheet No 906—Lower Heater-Treater Temperature. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2004-67. PRO Fact Sheet No 907 - Nitrogen Rejection Unit Optimization. Available at:
<http://www.epa.gov/gasstar/techprac.htm>.
- EPA. 2006. “Global Mitigation of NonCO₂ Greenhouse Gases” Section II.2 Natural Gas Sector. EPA 430-R-06-005, June 2006. Available at: <http://www.gov.epa.nonco2/econ-inv/international.html>
- 高常庆，边远零散油井伴生气的回收利用，油气田地面工程，2005年7月第24卷第7期
- 公禾，2006年中国天然气行业发展综述，国际石油经济，2007年6月
- 洪志琼，四川盆地东部气田天然气泄漏现状研究，中国环境监测，2004年12月，第20卷第6期
- ICF Consulting. 1999. *Methods for Estimating Methane Emissions from Natural Gas and Oil Systems*, Volume VIII.
- IEA (International Energy Agency). 2004. “Oil in China, People's Republic of in 2004.” Available at:
http://www.iea.org/Textbase/stats/oildata.asp?COUNTRY_CODE=CN.
- Institute for Global Environmental Strategies. 2005. *Chinese Renewable Energy Industries Association. CDM Country Guide for China*.
- IPCC. 2006. “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” Volume 2, Chapter 4, Section 4.2 (Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Systems), Paris: Intergovernmental Panel on Climate Change, United Nations Environment Programme, Organization for Economic Co-Operation and Development, International Energy Agency. Available at: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf.
- 姜传胜，中国石化胜利油田伴生气体回收利用现状及潜力分析，2007国际甲烷市场化大会暨展览会论文集，2007年10月，北京
- 李军，燃气管道泄漏检测新技术，煤气与热力，2007年7月，第27卷第7期
- 李秀锦，靖安油田井口套管气回收技术应用研究，石油天然气学报(江汉石油学院学报)，2005年8月，第27卷第4期
- 廖可兵，城市燃气管道泄漏检测方法探讨与评价，工业安全与环保，2007年2月，第33卷第2期
- 刘贺群，天然气管道相关问题和管网运营机制，2007年中美第8届油气论坛，
<http://www.uschinaogf.org/presentations8.html>.
- 刘明礼，管输系统天然气泄漏量计算模式及泄漏检测最佳条件的确定，石油与天然气化工，2002，第31卷第1期

刘银春, 天然气矿场集输用管类型分析及选择, 焊管, 2007 年 3 月, 第 30 卷第 2 期

吕本庆, 油气生产中伴生气的资源化回收利用, 2007 国际甲烷市场化大会暨展览会论文集, 2007 年 10 月, 北京

马建国, 中石油上游业务开展 CDM 项目的合作潜力, 节能与环保, 2007 年 5 期

Harrison, Matthew R., Theresa M. Shires, Jane K. Wessels, and R. Michael Cowgill. 1997. *Methane Emissions from the Natural Gas Industry*. EPA/600/SR-96/080, June 1997. Available at: <http://www.p2pays.org/ref%5C07/06348.pdf>.

孟宝堂, 伴生气(油田气)输送、回收系统设计, 流体机械, 2005 年第 33 卷第 5 期

Oil and Gas Journal. 2007. "Worldwide Production." Oil and Gas Journal, December 24.

潘家华, 我国的能源战略及石油天然气的输送, 焊管, 2006 年, 第 29 卷第 6 期

师春元等, 甲烷减排技术在油气田开发中的应用, 2007 国际甲烷市场化大会暨展览会论文集, 2007 年 10 月, 北京

唐恂, 长输管道泄漏检测技术发展现状, 油气储运, 2007 年, 第 26 卷第 7 期

陶志钧, 高压天然气管道紧急抢修技术的应用, 城市燃气, 2006 年第 20 卷第 5 期

王佳焕, 天然气发电机组在海拉尔油田的应用, 油气田地面工程, 2006 年 8 月, 第 25 卷第 8 期

王协琴, 回收边远小油田放空天然气的撬装设计, 天然气技术(Natural Gas Technology), 2007 年 4 月 第 1 卷第 2 期

王新平, 2005 年中国炼化行业经济运行分析及 2006 年展望, 国际石油经济, 2006 年 5 月

王雪亮, 油气管道泄漏检测技术综述, 天然气与石油, 2007 年 6 月, 第 25 卷第 3 期

王延年, 长输油气管道泄漏检测方法研究进展, 石油机械, 2007 年, 第 35 卷第 5 期

World Bank, Ministry of Science and Technology, P.R. China, et. al. *Clean Development Mechanisms in China: Taking a Proactive and Sustainable Approach*. 2nd Edition, 2004. Available at: <http://www.worldbank.org.cn/English/content/cdm-china.pdf>.

夏丽洪, 2006 年中国石油工业综述, 国际石油经济, 2007 年 4 月.

许维秀, 天然气的非管输储运技术与展望, 油气储运, 2007 年第 26 卷第 2 期

杨向莲, 天然气管道泄漏检测技术评价及预防措施, 能源技术, 2005 年 12 月, 第 26 卷第 6 期

余洋, 中国油气管道发展现状及前景展望, 国际石油经济, 2007 年 3 月

袁自光, 塔里木油田伴生气综合利用对策, 石油与天然气化工, 2004 年第 33 卷第 6 期

张静, 天然气与中国能源发展前景, 中国石油和化工经济分析, 2007 年 12 月.

张琳, 天然气储运技术, 油气储运, 2006 年第 25 卷第 6 期

张仁健, 中国甲烷排放现状, 气候与环境研究, 1999 年 6 月

单彤文, 中国海油的天然气开发利用与节能减排, 2007 国际甲烷市场化大会暨展览会论文集, 2007 年 10 月, 北京

朱步范, 小型燃气发电站在油、气田上应用的可行性分析, 工程建设与设计, 2005 年第 4 期

朱成章, 天然气的利用与中国的节能减排, 国际石油经济, 2007 年 6 月

朱喜平, 天然气站场常见泄漏的原因分析与治理技术探讨, 城市燃气, 2006 年 11 月

附录 A 泄漏检测和测量方法

在天然气基础设施中，所有阀门、法兰、接头、末端开口管线及其他部件都是潜在的甲烷排放源。由于温度波动、压力、腐蚀、机械振动、安装缺陷以及磨损等长时间作用的结果，设备部件产生某些不可预料的泄漏。这些泄漏通常看不见、闻不到，因而常被忽视。然而，虽然单个部件的泄漏量小，但泄漏部件的数量庞大，其甲烷损失量也相当大。

找到这些泄漏部位的一种业已证实的方法是实施定向检修(DI&M)计划。DI&M 计划首先进行基准线调查以识别和定量描述设备泄漏情况。量化泄漏情况非常重要，因为这个信息可以用来确定哪些部件泄漏比较严重、通过修复该部件获得的收益能否抵偿其维修费用等。目前有多种泄漏检测技术/方法可供选用，范围从最简单的肥皂液法到最先进的红外泄漏成像摄像机技术。本部分详细地介绍了各种现有泄漏检测技术的情况。

直接泄漏检测技术

直接检漏法是检测泄漏气体的直接检漏方法。其中包括最原始的人工巡视法。这种方法依靠工人沿管道进行巡视，依赖于人的敏感性和经验，往往只能发现一些较大的泄漏。而且耗费很大的人力，实时性也较差。近年来，随着科学技术的快速发展，自动检测技术、光学成像检测技术以及基于计算机的检测技术等新技术被不断用于泄漏检测中。

(1) 肥皂液法

肥皂液法是一种快速、简单、成本非常低的泄漏源检测方法。这种方法需将肥皂溶液喷洒在尺寸较小且可以触及的设备上，如带丝扣的接头、管线接头、丝堵和法兰等。肥皂液法确定松动接头和连接的位置时非常有效，这些松动的地方可以当场通过拧紧方法来进行修复，并且肥皂液法还可以快速检查泄漏设备修复的松紧程度。尽管甲烷排放源通常比肥皂液方法所能发现的泄漏源要大，但这种方法检测速度快且费用几乎可忽略不计，因此这种泄漏检测方法可很容易纳入日常维护程序中。[EPA,2003-10；EPA,2003-11；EPA, 2003-12].

(2) 电子仪器筛查法

电子仪器筛查法使用小型手持式气体探测器或“嗅测”仪器为探测可触及的泄漏源提供了另一种快速、便捷的方法。电子气体探测器配备有催化氧化和热传导传感器，用来检测某种特定气体的存在。电子气体筛查方法不如肥皂液筛查方法快，并且在周围烃类气体浓度已升高的地方要将泄漏源探测出来会比较困难。电子气体探测器可用于那些不能被肥皂液法筛查出来的较大的泄漏开口上。[EPA,2003-10；EPA,2003-11；EPA, 2003-12].

(3) 有机蒸汽分析仪(OVAs)和有毒蒸汽分析仪(TVAs)

这两种仪器均是便携式烃类气体探测器，也可以用于识别泄漏源。OVA 是一种火焰电离筛查器(FID)，可测量有机蒸汽浓度，测量范围在 9~10 000ppm 之间。TVA 是一种组合装置，包括一个 FID 和一个光电离筛查器(PID)，可测量浓度超过 10 000ppm 的有机蒸汽。TVAs 和 OVAs 都能测量泄漏点周围的甲烷浓度。

将探针放在可能发生泄漏的地方即可完成泄漏源筛查工作。当探针沿接触面或开口缓慢移动时，从仪器上就可观测到气体浓度值，一直移动探针直到获得一个最大浓度值为止。这个最大浓度值将被记录下来作为泄漏源筛查值。用 TVAs 筛查泄漏源时的速度有点慢，大约每小时可探测 40 个设备部件，并且仪器需要频繁校正。在大型天然气处理厂，TVA 通常用于挥发性有机化合物(VOC)泄漏的筛查，所以这些仪器很容易被用于甲烷气泄漏的筛查。[EPA,2003-10；EPA,2003-11；EPA, 2003-12].

(4) 红外光学成像技术

光学成像技术是泄漏检测技术的又一重大进步。上述传统的泄漏检测方法需要泄漏检测人员逐个扫描潜在的泄漏部件以确定泄漏源。包括设备之间的步行时间在内，扫描每个设备部件通常需要 2~3 分钟。借助光学成像技术，使用手持式摄像机每小时能扫描几百个部件。虽则摄像机不能很容易地“看到”非常小的泄漏，但它能让操作者快速排查出那些通常可经济有效地维修的较大的泄漏源。此外，因为摄像机可以在几百英尺以外的距离处“看到”泄漏，因此它可用于扫描那些利用传统方法很难接触得到的泄漏源。

光学成像技术使用红外光和光学系统产生化学泄漏云雾的图像。目前有多种光学成像设备可供使用。传统的热红外成像摄像机能看得见泄漏云雾与周围空气之间的温度差。如果在大气环境下工作，气体烟雾与周围空气之间的温度变化很小，那么使用热成像技术通常效果很差，甲烷泄漏基本上不可能从热空气或蒸汽云雾中分辨出来。反向散射吸收气体成像技术(BAGI)使用红外激光来显示观测区域。气体云雾吸收红外光线，产生一个负的(黑色的)气雾图像。某些 BAGI 装置配置有可调式激光，因为不同化学物质吸收不同红外频率的光线。这些装置使用可调式半导体激光吸收光谱 (TDLAS)技术来检测特定类型的化学物质云雾(如甲烷)而不受其他类型云雾(如蒸汽)的干扰。此外，一些光学摄像机使用了多光谱传感 (IMSS)技术。IMSS 装置使用全光谱红外摄像机。使用专门的光学系统分离和重组化学物质发射的光谱来形成图像。计算机处理获得的数据并将泄漏云雾的假彩色图像叠加到可视图像上使云雾可视化。因为不同化学物质放射不同波长的光线，摄像机可通过调整来检测特定类型的化学物质云雾(如甲烷)而不受其他类型云雾(如蒸汽)的干扰。虽然光学成像技术能快速、有效地检测出较大的泄漏源，但摄像机比较昂贵，并且操作人员需要经过专门培训才能有效使用该设备。

目前有多家供货商可提供手持式光学成像设备用于检测甲烷泄漏。图 A-1 是这类手持式光学成像设备的一个示意图。这类光学成像设备适合用于识别油气生产现场、天然气处理厂以及压缩泵站内的逃逸性设备泄漏，因为这些场所中潜在的泄漏部件布置相对集中。这类设备不适合用于检测几千公里长的天然气管线。对于这种情况，可以使用安装在直升飞机或飞机上的光学成像装置。光学信号与全球定位系统(GPS)数据一起进行处理，这样就能记录下任何泄漏源的位置以帮助在地面上定位并修复这些泄漏源。图 A-2 给出了一个利用安装在飞机上的激光红外光学成像系统检测泄漏的例子。



图 A-1 用于可视化逃逸性设备泄漏的手持式光学成像摄像机

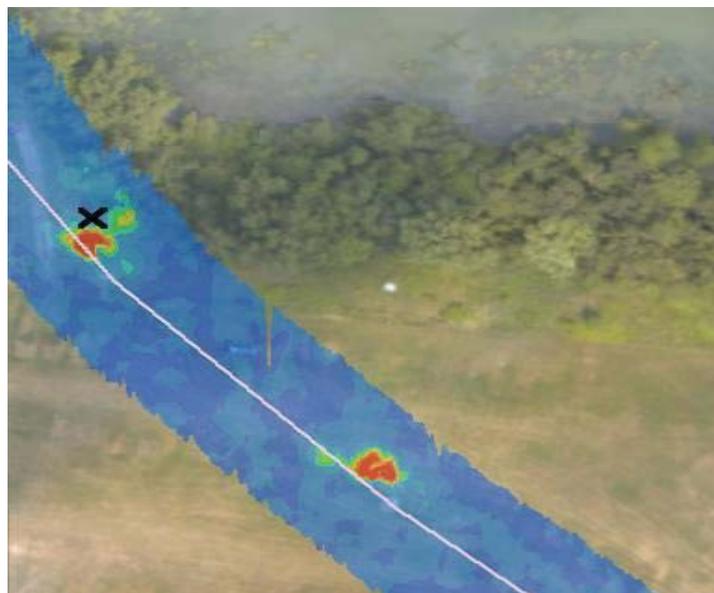


图 A-2 安装在飞机上的激光红外光学成像系统扫描一条发生泄漏的天然气管线

间接泄漏检测方法

间接检漏法是指根据泄漏造成的流量、压力、声音等物理参数发生变化而进行间接检测的方法。

(1) 声波检测法

当管道发生泄漏时，在泄漏点会产生噪声，通过声波传感器检测这种声波，就可进行泄漏检测和定位。声波泄漏探测使用便携式声波筛查装置，可探测高压气体从孔中逸出时产生的声波信号。当气体从一个高压环境通过泄漏口进入一个低压环境时，气体湍流会产生一个声波信号，这个信号可被手持式传感器或探针探测到，并可在计量表上读出此声波强度增量。尽管声波探测仪并不测量泄漏速度，但提供了一种泄漏大小的相对表示方法——高强度或“大声”的声波信号对应着较大的泄漏速度。声波探测仪既可以探测高频信号，也可以探测低频信号。

高频声波探测仪最适合用于泄漏部件用手持式传感器就可以触及的噪声环境中，声波传感器直接放在设备孔处探测信号。超声波泄漏探测是另一种泄漏探测方法，可探测在空气中传播频率在 20 ~ 100kHz 之间的超声波信号。超声波探测器装备有一个手持式声波探针或扫描器，可以在 30 米的距离外感应远处潜在的泄漏源。尽管超声波探测对环境(背景)噪音比较敏感，但这种技术对于检测那些不可触及设备的泄漏很有用。

[EPA,2003-10 ; EPA,2003-11 ; EPA, 2003-12].



图 A-3 声学泄漏检测

来源: 物理声学公司

(2) 流量检测法

在稳定流动、管线中间没有分支的情况下，根据质量守恒原理，考虑到因温度、压力等因素造成的管线充填体积的改变量，一定时间内输气管的出入口流量差应在一定的

范围内变化，一旦流量差超出一定范围，可判断管线发生泄漏。该方法可靠性较高。但是由于出入口流量的变化因充装会有一个过渡过程，因此及时性较差。另外，流量计精度直接影响检测的灵敏度，不能检测小流量泄漏，而且不能估测泄漏点的位置。

(3) **负压波检测法**

当泄漏发生时，泄漏处因流体物质损失而引起局部流体密度减少，就会产生一个瞬时压力降和速度差，并形成负压波。负压波自泄漏点向两端传播到上下游的压力传感器，通过分析压力传感器捕捉到瞬时压力降的波形和上下游压力传感器接收到压力波信号的时间差就可以定出泄漏点。采用负压波检测定位精度较高，及时性较好。但是对于缓慢发生的泄漏、已知发生的泄漏和微小渗漏。由于泄漏过程不产生负压波，或者突降点不明显，检测较困难。

(4) **瞬变模型法**

瞬变模型法给天然气管道的运行建立管内流体流动的一个数学模型，并在一定边界条件下利用计算机求解管内流场。将模型的输出值与实际检测值相比较，一旦发现两者的偏差大于一定范围时，即认为发生泄漏，进一步分析管道内的压力梯度变化可以确定泄漏点的位置。当然这种模型只能建立在稳定流假定基础之上的，因此对于非稳定流的情况检测效果不好。由于此方法中的报警值与仪器模型和数值计算的误差有关，为了减少误差造成的误报警，阈值不能定得太低，检测的灵敏度受到制约，误报警率高是瞬变模型法在实际应用中的一个难以解决的问题。

(5) **统计检漏法**

使用序贯概率比检测的方法，根据管道出入口的流量和压力，连续计算发生泄漏的概率，确定发生泄漏后，利用最小二乘法进行泄漏点定位。该方法使用统计决策论的观点，较好地解决了瞬变模型中报警的问题，并且降低了计算上的复杂性，具有很好的应用前景。

(6) 分段密封法

沿管线安装多个截止阀。关闭相邻两个截止阀，通过监测各管段的压力下降的情况来检漏。这种方法能够检测出较小泄漏量，可靠性高，但只能在管道停输时使用，而且需要安装较多截止阀，实时性和经济性较差。

[别沁，2007；李军，2007；廖可兵，2007；唐恂，2007；王雪亮，2007；王延年，2007；杨向莲，2005]

定量泄漏测量方法

常用的测量技术有四种：使用通用关系式的 TVA 和 OVA 探测浓度转换技术、装袋技术、大容积取样技术和转子流量计。 [EPA, 2003-10; EPA, 2003-11; EPA, 2003-12].

(1) 有毒蒸汽分析仪(TVAs)

有毒蒸汽分析仪可以用来估计气体泄漏速度。以 ppm 为单位的浓度测定值通过相关方程可以转化为气体泄漏估计值。用 TVAs 测定甲烷泄漏量的一个主要缺点是相关方程一般是一个通用方程，并不是针对具体地点的特定方程。用 TVA 相关方程预测的气体泄漏速度会偏离实际泄漏速度 3~4 个数量级。因为使用通用的 TVA 相关式会增加测量值的不准确性，所以建立和使用针对具体泄漏地点的特定的相关式在确定实际泄漏速度时会更有效。

(2) 装袋技术

装袋技术通常用于测量泄漏设备的泄漏量。泄漏部件或泄漏开口被封入“袋子”或帆布口袋中。惰性载体气(如氮气)以一个已知的速度流过袋子。当载体气流动达到平衡时，从袋中采集气体样本，测量出样本的甲烷浓度。根据测出的样本甲烷浓度和载体气流动速度，即可计算出气体质量泄漏速度。利用装袋法测量泄漏速度是一种相当准确(误差范围 $\pm 10\% \sim \pm 15\%$)但速度缓慢的方法(每小时只能采集 2~3 个样本)。尽管装袋法在直接测量较大的泄漏时很有用，但是对一些体积非常大、难于接近、形状不规则的设备部件来讲，装袋法就不可行了。

(3) 大容量采样器技术

大容量采样器可收集泄漏部件泄漏的所有气体以精确地量化泄漏速度。泄漏气体和泄漏部件周围大量的空气样本通过一个真空取样胶管引入采样器。大容量采样器装备有两个烃类探测器，分别测量采集样本中烃类气体的浓度和周围环境中烃类气体的浓度。样品测量值要用周围环境烃类气体的浓度进行校正，将测量样本的流速乘以环境气体浓度与样品气体浓度的差值即可计算出气体质量泄漏速度。将烃类气体探测器校正到甲烷在空气中的浓度范围就可以得到甲烷泄漏量。大容量采样器装有特殊的附属设备，用以保证能捕集到所有泄漏气体,同时还能防止接口不受附近泄漏源干扰。大容量采样器测量的泄漏速度可达到 0.23 立方米/分钟，等于 330 立方米/天的流量。泄漏速度大于 0.23 立方米/分钟的设备,必须用装袋技术或流量计进行测量。

(4) 转子流量计法

转子流量计和其它流量计用来测量其它设备无法测量的超大泄漏源。流量计一般是将泄漏源气体导入一个标定管道中。导入的气流吹起管道中的“浮子”，通过这种方式来表示泄漏速度。因为转子流量计体积庞大，所以这种设备最适合用于开口管线和同类部件处的测量，在这些设备处所有气流都可被引导通过流量计。转子流量计和其它流量计设备可以补充利用 TVAs 技术、装袋技术或大容积采样器技术所获得的测量结果。

附录 B 清洁发展机制(CDM)¹³

虽然限制排放的成本在不同地区之间差别很大，但无论在何处实施减排，对大气环境的效果都是一样的。《京都议定书》定义了三种“灵活机制”，旨在降低实现全球减排目标的整体成本。这些机制为附件 I 国家提供经济有效的手段来帮助其他国家减少排放或消除温室气体。这三种机制分别为：

- 排放贸易(ET)机制，指一个发达国家可以将其超额完成减排义务的指标，以贸易的方式转让给另外一个未完成减排义务的发达国家，并同时扣减转让方的允许排放额。
- 联合履行机制(JI)，指发达国家之间通过项目合作，其所实现的减排单位，可以转让给另一发达国家缔约方，同时扣减转让方“分配数量”配额的相应额度。
- 清洁发展机制(CDM)，指允许发达国家的投资者从其在发展中国家实施的并有利于发展中国家可持续发展的减排项目中获取“经证明的减少排放量”。也就是说，发达国家提供资金和技术帮助发展中国家减排废气，而减排量在经过国际机构核证后，便可用于抵减发达国家承诺的约束性义务。

在清洁发展机制框架下，2012 年前承担具体温室气体减排任务的附件 I 国家可在非附件 I 国家领土上实施能减少或吸收(封存)表 4-1 所列 6 种温室气体中至少一种气体的项目活动。非附件 I 国家签署或批准《京都议定书》，但他们无需坚持削减议定书规定下的减排目标。温室气体减排量以 CERs(经证明的减少排放量)的形式来表示，附件 I 国家可以利用项目产生的 CER 抵减本国的温室气体减排义务(UNFCCC 1997)。

CDM 项目必须产生实际的、可测量的和长期的温室气体减排效益，且这种减排效益还须具有“额外性”，即如果没有获得 CDM 项目的支持，减排将不会发生(UNFCCC 2001b, 20)。换句话说，要获得碳信用资格，项目活动必须证明相对于代表正常情况下温室气体排放量的“基准线情况”而言确实减少了温室气体量。

¹³Cited from the report: Clean development mechanisms in China: taking a proactive and sustainable approach, <http://www-wds.worldbank.org/>

CDM 的另一个重要特点是，提出的 CDM 项目必须证明对环境完整性和东道国的可持续发展目标(UNFCCC 2001b, 20)有贡献。仅减少温室气体排放量可能不足以满足这一要求。许多东道国的政府提供相关的先决条件资料，通常被称为“可持续发展标准”。

一个典型的 CDM 项目从开始准备到实施,并最终产生减排量，需要经历以下主要阶段：

B.1 项目制定

项目制定的第一步是识别项目活动并确定是否具备碳信用资格。在这个过程中，收集有关所关注国家的指定国家主管部门(DNA)和它们的需求以及项目申请程序等方面的信息非常重要。因为象 CSM 这类的机制旨在促进非附件 I 国家的可持续发展，因此来自东道国 DNA 的信息在确定申请项目是否符合 CSM 的资格时至关重要。一些国家指定了可持续发展标准的名单，而某些 DNAs 手中拥有优先项目类型的清单。

在这个阶段，项目开发者还应确定他们申报的项目活动是否会被考虑成常规项目或小规模项目，因为小规模项目活动采用了不同的评估条件以使其活动能受益。

许多项目开发商以寻找潜在的 CER 买家作为项目开始。为了便于讨论，他们做一个项目概要，也称作项目设想说明(PIN)或项目概念说明(PCN)。一些购买 CERs 的捐助机构有他们自己标准的申请表格，而另一些机构可能使用世界银行的 PIN 表格或由东道国政府提供的 PCN 表格。

B.2 项目设计文件

为能注册成为 CDM 项目，项目建议者还需要准备一个项目设计文件(PDD)。PDD 要给出有关项目活动主要技术和组织方面的信息，它是项目审核、注册和核实的一个关键因素，这是《马拉喀什协议》规定所必需的。

B.3 基准线

建立“基准线参考情景”(通常指“基准线”)是设计 CDM 项目活动的一个关键部分。基准线确立计算温室气体减排总量和“碳信用”的基线。基准线参考情景描述在引入所建议的 CDM 项目活动前的温室气体排放水平。

B.4 额外性

证明额外性是成为 CDM 项目的重要因素之一。根据《马拉喀什协议》，“CDM 项目活动如果实现以下目标即具有额外性，温室气体源人为排放量减至低于不开展所登记的清洁发展机制项目活动情况下会出现的水平”。基于这个规定，CDM 执行理事会(EB)就如何证明申请 CDM 项目活动的额外性制定了更进一步的标准。

评价一个建议的 CDM 项目活动的额外性，关键在两点：(1)首先确定没有项目活动时的基准线情景；(2)其次说明为什么项目的排放将比基准线低，或者 CDM 项目活动实现的减排效益为什么不可能在基准线情景下发生。

额外性评价对于 CDM 项目活动来说是十分重要的一个环节，它可以保证项目能够产生真实的、可测量的、长期的温室气体减排效益，并且这些减排量与没有该项目活动时实现的减排效益相比是额外的。

B.5 获得东道国的批准

为了让项目能在 CDM EB 注册，CDM 项目建议者需要从参与国的 DNA 手中获得书面批准。总体上讲，“参与国”指附件 I 和非附件 I 国家。然而，在注册时没有附件 I 国家参与的情况下，项目仍能注册成 CDM 项目。与“双边”项目(项目同时涉及附件 I 和非附件 I 国家)相对应，这类项目称作“单边”CDM 项目。然而，这并不意味着单边项目可免于提交由附件 I 国家 DNA 提供的批准函。

当单边项目的项目开发者最终从附件 I 国家中找到了 CERs 买家并要求 CDM EB 将 CERs 转让给合作方时，CDM EB 仍将要求提交由附件 I 国家 DNA 提供的批准函。

B.6 审查与注册

审查指以 UNFCCC 的要求(CDM 模式和过程，第 34 段，第 34 页)为依据对 PDD 进行独立评价。CDM EB 授权第三方(称作指定的独立经营实体 DOEs)来审定 PDDs。

为了申请项目注册，DOE 需准备审查报告并将其提交给 CDM EB，同时提交的材料还有 PDD、东道主国家的批准函以及对如何处理所收到的评论的解释说明。注册要求支付一定的管理费，该费用根据项目活动规模确定。证实收到注册费和完成的报告文件

后，CDM EB 将建议项目活动的审查报告和 PDD 放到 UNFCCC 网站上供公众评论。如果没有参与项目的缔约方或者至少 3 名执行理事会的成员要求对该项目活动进行审查，则常规 CDM 项目在 8 个周内、小规模 CDM 项目在 4 个周内自动注册成功。

B.7 CDM 项目活动监测

项目实施时，要求项目建议者监测实际发生的减排量或封存量。监测工作包括收集和保存必要的数​​据以确定基准线和测量温室气体排放源的人为排放量。因此，在注册之前，监测计划需要得到 CDM EB 的批准。与基准线方法学一样，对于小规模项目活动也有经批准的监测方法学和简化的监测方法学。

对于常规的 CDM 项目活动，收集和保存的数据应能确定实际的净温室气体减排量。这意味着监测计划首先应确定采样和核算排放源单个碳池及温室气体排放量所用的技术和方法。对于小规模 A/R CDM 项目活动，CDM EB 制定了简化的监测要求并提供给公众。

B.8 核实/认证

一旦项目建议者监测并报告了实际的温室气体减排量，DOE 就通过准备一份核查报告和一份核证报告来证实上报数据的真实性，这两份报告都要公之于众。核证报告要声明经核实的温室气体减排量。

B.9 签发 CERs

一旦 CDM EB 收到签发 CERs 的请求，除非有任一参与项目的缔约方或者至少 3 个执行理事会的成员提出需要对签发 CERs 的申请进行审查，CDM EB 将会在 15 日内签发已核实的 CERs。减去管理费用和适应性费用(为适应气候变化所收取的“每股收益”)后，剩余的 CERs 将存入 CDM EB 监管下的 CDM 注册帐户中。

附录 C 生产商/供应商概况

与本报告中所讨论技术相关的生产商和供应商有很多。本部门只是列举了其中一部分国内外的生产商和供货商。然而，这个清单不应被看作是对任何一个公司的背书。

(1) 天然气压缩机

- 湖南省米兰特种压缩机有限公司
- 柳州压缩机总厂
- 蚌埠市鸿申特种气体压缩机厂
- 蚌埠市艾格普压缩机厂
- 四川成都天然气压缩机厂
- 重庆气体压缩机厂有限责任公司
- 江汉油田第三机械厂
- 自贡山川气体压缩机有限公司
- 广汉油气装备开发有限公司

(2) 天然气发电机

- 康明斯发动机公司
- 卡特彼勒公司
- 胜利油田胜利动力机械集团
- 济南柴油机股份有限公司
- 新疆维佳油气技术有限公司
- 陕西顺天动力机械有限公司
- 康达机电工程有限公司
- 重庆战神机电制造有限公司
- 上海晨昌动力科技有限公司
- 广州番禺超能机电工程有限公司
- 重庆赛瓦特动力科技有限公司

- 中山市科维机电设备有限公司
- 济南精博机电设备有限公司
- 四川雅图发电机制造有限公司
- 盐城市奥伦泰机电科技发展有限公司
- 重庆萨蒙机电有限责任公司
- 南通宝驹气体发动机有限公司
- 福建泰德机械工业有限公司
- 东莞力宇燃气动力有限公司
- 无锡市特能机电有限公司
- 重庆威马动力机械有限公司
- 四川万里科技有限公司
- 东莞市远玖机电有限公司
- 潍坊华鑫电机有限公司
- 义乌市发电设备有限公司

(3) 天然气(甲烷)泄漏检测仪

- 深圳市特安仪器设备销售有限公司
- 黑龙江通宝传感技术公司
- 英国科尔康检测仪器有限公司
- 德国 Draeger 公司
- 金坛市泰纳仪器厂
- 陕西鸿翔科技开发有限公司
- 济南聚鑫安防器材有限公司
- 上海兆度电子有限公司
- 北京东方吉华科技有限公司

(4) 伴生气回收

- 新疆维佳油气技术有限公司

- 重庆耐德工业股份有限公司

(5)油气行业中涉足 CDM 项目的公司(指已在国家发改委注册 CDM 项目的公司)

- 中石油塔里木油田分公司

- 中石油辽阳石化公司