



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES
甲烷减排指导原则

甲烷减排：最佳实践指南 工程设计与施工

二零一九年十一月

翻译：北京市燃气集团有限责任公司

Beijing Gas Group Company Limited

校译：美国环保协会

Environmental Defense Fund

免责声明

本文件由甲烷减排指导原则伙伴关系编写。每篇指南总结了截至发布之日已知的减排措施、成本和现有技术，上述内容可能随时间改变或改进。文中包含信息为作者已知最准确的信息，但不代表甲烷减排指导原则签字方或支持机构的观点或立场，读者需自行对所提供的信息进行评估。SLR国际公司及其承包商、甲烷减排指导原则或其签字方或支持机构对本指南中包含信息的完整性或准确性不提供任何保障。

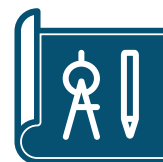
每篇指南描述了甲烷排放管理的相关措施。指南不包含任何强制性的行动或措施建议，只提供甲烷排放管理的有效办法。在特定的条件或情况下，其他方法可能同样/甚至更加有效。读者的选择通常取决于具体情况、需要管控的特定风险以及适用法律。

译校团队尽量忠实原文并提供准确信息，如有不清楚之处，请参考英文原文。译校团队对本指南中文版中包含信息的完整性或准确性不提供任何保障。

目录

摘要.....	2
简介.....	3
工程与设计策略案例.....	5
检查清单.....	12
附录1：设计阶段适用的减排策略.....	13
参考文献.....	16

摘要



工程与设计在甲烷减排中发挥至关重要的作用，也是第一道防线。设计阶段的减排经济效益通常大大超过后期系统调整或维护实现减排的效益。许多情况下的甲烷排放都可以通过设计来避免。即便直接减排不可行，也可以通过有效的系统设计将放空和泄漏降至最低，包括减少泄漏、放空和燃料用量的设计，或安装控制装置作为减排的最后一道防线。

甲烷减排的一般设计原则如下：

石油和天然气运营中用能过程的甲烷减排最佳实践

- ✓ 尽可能使用电动、机械和压缩空气设备。
- ✓ 设施集中化。
- ✓ 油气运输采用管道方式。
- ✓ 回收甲烷再利用。
- ✓ 使用低排放和低维护的替代设备。

简介

新设施投入运营之前或对现有设施进行改造时，通过系统工程设计可帮助甲烷减排。设计阶段是识别甲烷减排的最佳机会，此阶段的减排成本通常低于设施改造的花费。系统工程师应考虑以下甲烷减排策略(按优先级排序)：

1. 消除甲烷排放源；
2. 减少甲烷排放量和燃料消耗量；
3. 控制现有的甲烷排放源。

工程解决方案大都是针对某个公司的运营和设施而制定的，并会随着技术的发展而发展。设计通常优先考虑完整性、安全性、消防和合规要求，而非甲烷排放。下文将详细讨论整个天然气供应链中甲烷减排的有效设计策略。

1、尽可能使用电动、机械和压缩空气设备

天然气气动装置是油气行业某些作业过程中的重要甲烷排放源。使用电动、机械或压缩空气设备可以完全消除气动设备的甲烷排放。

如果远程站点没有市电供应，则可使用一台燃气发电机或空气压缩机代替多台气动装置。使用电动压缩机和电动泵代替燃气设备可以减少天然气燃料并增加可供销售的天然气。电动机也比燃气发动机更可靠，但如果现场没有市电，则可能需要使用燃气发电机。

2、设施集中部署

设施集中部署有助消除甲烷排放源，并使得设备和工艺得到高效利用。例如，集中式设施可以使用导热油加热器为设施里的所有设备供热，避免每台设备单独配备加热器。

设施集中化还可提高甲烷减排或回收设备的成本效益。例如，通过原油稳定器或多级分离系统接收周边设施的油气产品，可以减少储罐需求和排放。而同样的系统难以在每个站点单独配置，因为规模较小不可行或不经济。

3、油气运输采用管道方式

使用天然气管道出售甲烷，减少或完全避免生产设施中的火炬燃烧和放空。天然气凝液管道可以消除储罐和卡车装载中的甲烷排放，也有利于设备的集中部署。

4、回收甲烷再利用

天然气的回收应优先于火炬燃烧或放空。天然气可以用于出售或用作场站燃料。可安装闪蒸气回收装置对低压气体加压用于销售，也可将天然气引入低压燃料系统或本地集输管线。一些运营商将天然气用于发电，运行空气压缩机，或向当地电网供电。天然气还可以回注井中以提高油气采收率。工程设计中应尽可能优先考虑天然气回收。

5、使用替代性的低排放、低维护设备

可以用零排放或低排放系统淘汰或替换某些工艺或设备。只要能满足项目要求，就应考虑使用替代系统。例如，甲醇注入或干燥剂脱水机是传统乙二醇脱水机的低排放替代品。此外，还应考虑使用低维护的设备来减少维护过程中的天然气放空。

量化排放

甲烷排放的量化体现为排放速率，比如质量/时间(例：千克/小时) 或体积/时间 (例：标准立方米/小时)，可以通过工程估算、直接检测，或模型计算产生。在设计阶段，有两种基本方法量化甲烷排放，按准确度递减的顺序排列如下：

- 建模 (针对储罐闪蒸排放和乙二醇脱水再生器排放)，使用流程模拟程序，根据第一性原理和公式预测排放。
- 排放计算公式，可以使用多种信息，如设备制造商提供的或当地收集的信息，用于估算某些工艺流程或运营活动的排放速率。

针对某些排放源和工艺流程，商业化的软件程序和模型已得到广泛应用，用来模拟碳氢化合物的处理、加工和操作工艺。软件模型包括 ProMax[®] 或 Aspen HYSYS[®]，还有在此基础上的简化估算工具，如美国石油协会(API)开发的 E&P Tanks程序。模型也可以用来描绘乙二醇脱水器系统排气口的甲烷排放特征，该类的简化程序有美国燃气技术研究院(GTI)开发的 GLYCalcTM。该模型的优点是可以输入场站具体条件，从而精确模拟每个工艺流程。某些区域会指定特定模型。例如，储罐闪蒸排放报告须符合美国环境保护署(EPA)的温室气体报告规则(GHG Reporting Rule)编制或根据美国新排放源性能标准(US New Source Performance) 中“OOOOa” 的条款进行编制。

使用较为粗略的排放估算方法也是允许的，这些公式需要结合特定场站内的信息来描述排放特征。计算公式可以使用本地收集的各种信息来估算某些工艺过程或运营活动中的排放速率。

估算排放量最简易但最不准确的方法是基于设备制造商提供的信息和“排放因子”，该方法仅要求将每项活动的排放量 (例如该类设备每年的排放量) 乘以设备件数即可。

工程与设计策略示例

本指南的目的并非在于详细介绍所有甲烷减排的设计建议，而是提供可效仿的甲烷减排的最佳实践示例。其他最佳设计指南中的减排策略同样适用于工程设计，但不在本指南的介绍范围内。本指南包含的减排策略见下表：

工程与设计减排措施	消除甲烷排放源	减少放空泄漏或能源消耗	控制甲烷排放量	策略类别
1. 设施选址和集中部署	✓	✓		1、2、3
2. 模块化设计	✓	✓		5
3. 消除逸散性排放部件		✓		5
4. 消防阀和隔离阀的位置		✓		4
5. 二级和三级分离		✓		4
6. 无储罐设计	✓	✓		3、5
7. 储罐设计		✓	✓	5
8. 使用电动压缩机	✓	✓	✓	1
9. 清管球与跨接管		✓		4、5
10. 使用甲醇防止形成水合物	✓	✓		5
11. 富胺液闪蒸罐		✓		4
12. 酸气控制装置		✓	✓	5

工程与设计措施1：设施选址和集中部署

石油和天然气产地偏远，通常受到集输管道和电力供应的不足。许多设施的运营往往依赖于天然气为燃料和动能的加热器、发动机和气动设备。而且，有时也需要火炬燃烧或放空天然气。

在技术和经济可行的情况下，选址需要考虑离现有电源和管道的距离，设施设计应减少使用天然气为燃料的设备，换用电动设备。如果设施不能布设在现有基础设施附近，那么在技术和经济允许的条件下，应将电源和管道连接到该设施。

如可行，运营商应集中部署生产设施，便于大规模开发。集中部署是指尽量避免在井场对烃类液体进行处理、加工、储存和处置，而是通过中心设施完成这些工序。集中部署设施有利于实施对小规模设施来说不经济的减排措施。

运行要求

如果经常发生断电，则应考虑使用备用系统，如应急发电机、火炬燃烧和通过卡车运输天然气凝液。此外，场站可能还需具备其他相关处理工艺，如脱水、除酸和净化，以确保产品符合管道运输标准。

减排效果与经济性评估

需要接入电源的减排措施及其经济性评估在其他工程与设计战略中作了详细介绍。

就美国本土而言，2017年，直径小于20英寸（500毫米）的管道成本为每英寸-英里29,000美元到167,000美元（每毫米-千米710美元至4,086美元）不等¹。2013年，地上电源线成本估计为每英里285,000美元至390,000美元之间（每公里177,000美元至242,000美元）²。

工程与设计措施2：模块化设计

油气井的产量随时间下降，非常规油气井尤其如此。随着产量下降，为初始生产定制的生产设备规格不再适用。模块化设计允许设备规模随产量降低而缩小。缩减设备可减少逸散性泄漏和气动设备天然气消耗。模块化设计的示例包括使用易于拆卸和更换的撬装式设备，用数个小储罐代替单个大型储罐，用数个小压缩机代替单个大型压缩机。

运行要求

设施需求足够大，以容纳多台设备，而不是单独一台大型设备。运营商应定期评估生产率，以决定何时移除设备。

减排效果和经济性评估

减排量和成本取决于设备情况。有运营商估算，每拆除一个储油罐，每年能节省4,200 Mscf（干标准立方英尺）（每年120,000 m³）的天然气³。由于需要购买额外设备，前期购置成本可能略高于传统设施。对于大规模开发，模块化设计可以节省成本，因为设备拆卸后可用于其他设施上。

工程与设计措施3：消除逸散性排放

螺纹连接和法兰一般用于连接管道、设备和阀门等组件。螺纹连接通常用于直径不超过2英寸（50毫米）的管道。法兰通常用于直径大于2英寸的管道。天然气有可能从螺纹连接和法兰处泄漏，部分连接可用焊接替代，降低泄漏的可能性。

运行要求

阀门和其他需要经常拆卸或更换的组件更适合用螺纹或法兰连接，从而避免管道切割。

减排效果和经济评估

在设计阶段，用焊接替代法兰或螺纹连接的成本最小。每个法兰每小时排放量为 5.7×10^{-6} 千克至 0.39×10^{-6} 千克之间⁴。螺纹连接处的排放量估计每小时 1.0×10^{-5} 千克至 0.75×10^{-5} 千克⁴。焊接连接一般不会造成泄漏。

工程与设计措施4：消防阀和隔离阀的位置

隔离阀用于隔离压缩机或分离器等设备，用于设备维护和维修时的减压(放散)。让阀门尽可能靠近设备可减少放散时的甲烷排放。

消防阀用于在紧急停机期间隔离设施。将消防阀尽可能靠近第一台和最后一台设备，也可以减少紧急停机时的甲烷排放。

运行要求

安全或消防法规中可能对阀门的位置有明确要求。

减排效果与经济性评估

在设计阶段，重新安置阀门的成本最小。甲烷减排主要取决于管道或设备压力，以及在紧急情况或维护期间需要减压的管道数量以及放散频率。

工程与设计措施5：二级和三级分离

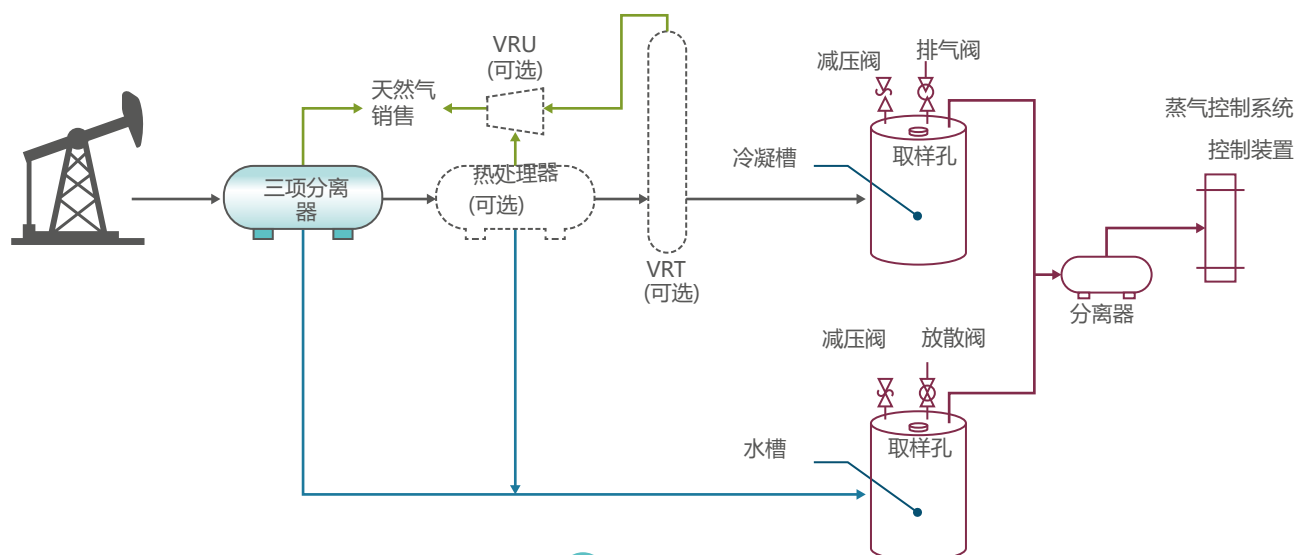
生产设施、压缩站和加工厂需要将石油和凝液与天然气分离，分离通常在大于100 psig (700千帕) 的高压下进行。当石油或凝液在常压下从高压分离器转移到储罐时，会释放出“闪蒸气”。闪蒸气通常从储罐放空或进入火炬燃烧。二级和三级分离可回收部分或全部闪蒸气，并最大程度减少储罐内的闪蒸。

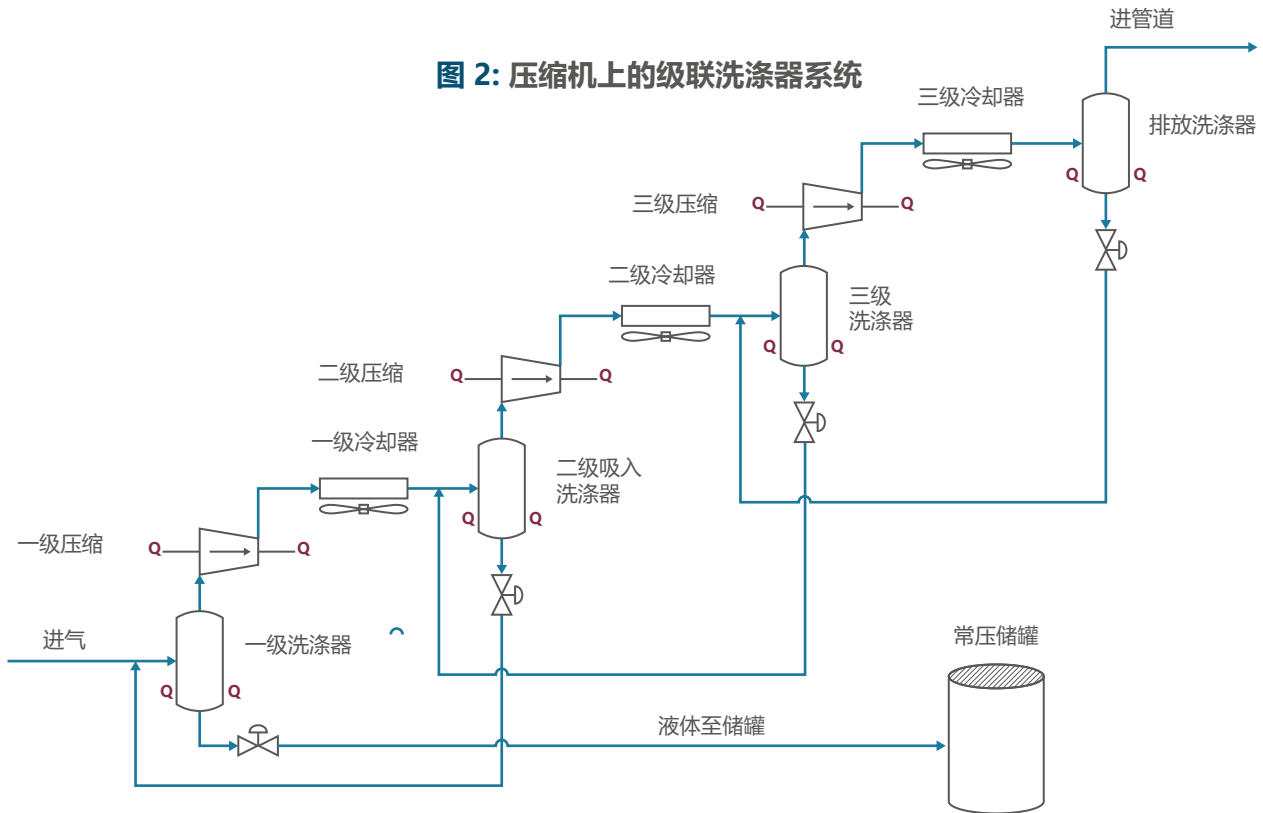
图1显示了生产设施中用作加热器处理器和闪蒸气回收塔(VRT)的二级和三级分离。

来源：参考文献⁵

二级分离和三级分离也可用于压缩机洗涤塔，其中冷凝水被输送到低压容器而不是常压储罐。图2示例为级联洗涤塔的配置，其中高压冷凝水被引导至下一个低压塔，只有进气洗涤塔排放液体被引导至储罐。

图1：生产设施中的二级和三级分离器





运行要求

从低压容器中回收气体需要使用蒸气回收装置(VRUs)。优先使用电动VRUs，因为它们的工作能力比压缩机驱动的天然气发动机的流量范围更大。

减排效果和经济性评估

西方石油公司(Occidental Petroleum)的案例研究显示，二级分离器和配有闪蒸气回收装置(VRUs)的闪蒸气回收塔(VRT)成本为100,000到200,000美元⁶，投资回收期通常为一至五个月⁶。

级联洗涤塔的成本未知，但由于级联洗涤塔对管道更改要求最少，其成本可能最小，其减排量取决于气体的组分。Kent Pennybaker的案例研究显示，级联洗涤塔可将储罐中的闪蒸气减少98.7%，可出售的气量增加1.2%⁷。

工程与设计措施6: 无储罐设计

常压储罐用于储存原油、碳氢化合物凝液和采出水(及其混合物)直至其运出场站。据EPA估算，常压储罐的甲烷排放量约占石油和天然气产业链甲烷排放总量的10%⁸。因此，消除储罐的设计策略应运而生。无储罐设计可应用于生产、集输和加工操作等工艺流程。生产、集输和加工环节的无储罐设计示例如下。

- 生产 - 分离器中的液体通过LACT(井区自动转运站)单元直接输送到管道或缓冲罐中，缓冲罐运行压力接近大气压。缓冲罐的额定压力远高于大气压。较大的操作范围使得该罐能适应产量波动以及由于闪蒸引起的罐内压力变化。缓冲罐中产生的闪蒸气经压缩输送到管道中。图3显示了使用无储罐设计的生产设施示例。

图3: 使用无储罐设计的生产设施



来源: 参考文献⁹

- 集输 — 在压缩机站, 段塞流捕集器中的液体通过电动泵或吹箱直接输送到设备出口。然后, 在下游设施(例如天然气处理厂)中对液体进行处理。
- 加工 — 在天然气加工厂, 来自段塞流捕集器的液体进行稳定并与加压罐中的天然气凝液(NGLs)混合, 或直接作为天然气凝液输入管道。

运行要求

无储罐设计的运行需要接入管道。液体可能需要达到一定标准才能进入管道运输, 因此需要对未达标的液体进行重新处理或储存。还可能需配备紧急储存罐, 以便在设施管道关闭时作业井可以继续生产。

设施具备电力供应十分重要, 因为能使用电动泵和闪蒸气回收装置。压缩机站使用泵送技术的系统可能需要更频繁地用清管球清洗管道。如在天然气加工厂, 将冷凝液添加到天然气凝液中, 须逐个场站进行评估, 以确保天然气凝液仍然满足买方或管道输送的规定标准。

减排效果和经济性评估

通过无储罐设计几乎可以完全消除储罐排放。有运营商报告说, 无储罐设施减少了90%以上的排放⁹。由于设备和场地的减少, 其成本可能会低于传统设施。

工程与设计措施7: 储罐设计

储罐控制系统的工作压力范围很小, 通常低于1psig (7千帕), 增加了设计难度。速动阀、柱塞提升系统和清管球可能会导致进入控制系统的液体和闪蒸气流量发生变化。因此, 设计时须充分考虑常压储罐的控制系统, 确保泄压装置不会产生排放, 并且确保在生产达到正常峰值时, 来自储罐的所有闪蒸气都被引导至控制装置或VRU中。设计需考虑闪蒸气和液体的最大流速, 这可能与日常生产速率不同, 特别是对于带有速动阀或柱塞举升井的系统。设计应评估控制设备规格以及闪蒸气收集管道的压降情况。

运行要求

可能需要通过建模确定峰值储存的压力。

减排效果和经济性评估

在美国本土, 对储罐控制系统进行设计评估的成本约为每场站550-360美元¹⁰。

工程与设计措施8: 使用电动压缩机

压缩机用于管道中输送天然气, 以及从低压系统中回收天然气。天然气发动机通常是为了驱动压缩机。可使用电动机来驱动压缩机。天然气发动机最低只能以其最大功率的50%运转。带有变频驱动器的电动机可以在非常低的负载下运行。电动机相比天然气发动机所需的维护更少, 因此更加可靠。

运行要求

电动压缩机的运行需要电力供应。大型压缩机可能需要接入高压线。对于电源不可靠的区域, 可能需要备用发电机组。

减排效果和经济性评估

电动压缩机预期每马力可节省2.11Mscf的天然气(每千瓦80,000m³)，成本取决于压缩机的大小。案例研究显示，1,750马力(1,300千瓦)发动机的初始费用为1,500,000美元。其年度运营成本大约等于初始资本成本，主要花费是电力供应³。

工程与设计措施9：清管球与跨接管

清管球(管道检查仪)用于检查管道，并将管道中的积液推入下游设施。通过清管发球筒减压将清管球推入管道，然后加压将其推出，被管道另一端的收球筒接受。在收球装置中，清管球前端表面会有积液。取下清管球时，截留的液体会闪蒸，导致甲烷排放。清管球收球筒中的滑道设计能在降压之前捕获清管球前端和表面的液体并将其反输回管道，从而减少了闪蒸排放。而跨接管可以使疏水阀部分减压，以减少清管操作的放空。

运行要求

清管球滑道主要是无源设备，但是从清管球接收至拆除以便液体回流到管道这个过程可能需要额外的时间。场站还需提供低压系统，以接收来自清管球收发装置的气体。

工程与设计措施10：使用甲醇

防止水合物

天气寒冷时，管道中的水会冻结并形成水合物，抑制天然气的流动。通常使用乙二醇脱水器除去天然气中的水份。而乙二醇会吸收部分甲烷，并在其再生过程中释放。甲醇可以代替乙二醇抑制水合物的形成。在天然气进入管道之前注入甲醇，然后在下游将其去除。

运行要求

需要用泵将甲醇从常压罐注入高压天然气中。泵一般靠太阳能供电且易于操作。甲醇则需要用卡车运送到各个设施。

天然气加工过程中需要去除甲醇，通常在正常脱酸过程中一并进行分离。

减排效果和经济性评估

每个设施的减排量估计为800 Mscf(22,500 m³)。每次的安装成本约为2,250美元，每百万标准立方英尺天然气的运营成本为3.45美元(每106立方米121美元)³。

工程与设计措施11：富胺液闪

蒸罐

酸气中含有高浓度的硫化物，主要是硫化氢和二氧化碳，需要进行脱酸处理。富胺液

装置可去除这些化合物。最常用的胺是甲基二乙醇胺。胺在塔中循环，从加压天然气中吸收酸性化合物，但也会吸收甲烷。然后胺被送入再生合成装置，与二氧化碳和硫分离，实现重复利用。去除的二氧化碳和硫被称为酸性气体，通常直接排放到大气中。再生器的上游可安装闪蒸罐，以回收由胺吸附的甲烷。闪蒸罐的压力比塔低，当胺进入闪蒸罐时压力下降，部分甲烷闪蒸。甲烷可以回收到低压系统，如设施的燃料系统。

减排效果和经济性评估

减排量取决于系统，预期减排量为90%，类似于在乙二醇脱水装置上安装闪蒸罐³。成本因罐的大小而异。

工程与设计措施12：酸性燃气控制装置

经胺处理后排出的酸性气体通常含有极高的二氧化碳和硫以及少量的碳氢化合物。出于安全原因或为了满足环境标准，须控制酸性气体。二氧化碳含量高的酸性气体热量不足(热值)，不能在火炬或燃烧器中燃烧。可以向酸性气体中添加辅助气体，通常是燃料气体，使热值达到至少300 Btu/ scf(11.2 MJ/ scm)¹²。辅助气体的需求量根据需回收的酸性气体的体积确定，一般辅助气体的需求量都相当大。直接热氧化器可以用来氧化甲

烷，但是传统的热氧化器需要大量的燃料保证燃烧室温度达标。回热式或再生式热氧化器是更加经济的控制酸性气体的方法。该类控制装置回收废热，可以减少燃烧室控温所需的燃料。

运行要求

热氧化器需要针对腐蚀性气体(例如酸性气体)进行特殊设计。热氧化器也需要电源来运行风扇、控制装置及阀门。

减排效果和经济性评估

减排量取决于富胺液装置的大小。某公司报告显示，通过用蓄热式热氧化器代替原热氧化器，每年可节省高达750,000美元的燃料成本¹³。

检查清单

以下清单可用于评估系统设计甲烷减排的进展。

活动	已完成	此项目在所有设备或流程中所占百分比
✔ 将甲烷减排纳入标准设计实践。		
✔ 可行的情况下使用电力、机械和压缩空气驱动设备。		
✔ 设施集中部署。		
✔ 采用管道输送油气。		
✔ 可行的情况下回收甲烷。		
✔ 无法回收时，控制甲烷排放量。		
✔ 使用替代性的低排放设备和流程。		
✔ 使用替代性的低维护设备和流程。		

附录1：设计阶段可使用的减排策略

排放源	减排策略描述	参考指南
1. 火炬燃烧	回注 将天然气回注到油气藏以提高采收率。	火炬燃烧
	压缩天然气卡车运输 生产压缩天然气并用槽车运输离开场站。	火炬燃烧
	回收天然气凝液 使用系统回收天然气凝液。	火炬燃烧
	天然气发电 使用燃气轮机或往复式发动机发电。	火炬燃烧
2. 储罐：闪蒸气	使用闪蒸气回收装置(VRUs) 安装闪蒸气回收装置，实现天然气利用、销售或火炬燃烧。	放空 火炬燃烧
	减少上游设施的作业压力 在设备上游安装稳定塔或闪蒸气回收塔(VRT)，降低气体压力。	放空 火炬燃烧
	取消生产现场的储罐 将压力释放装置的起动压力设定在等于或接近储罐设计压力。	放空
	添加液位自动计量系统 使用LACT系统将液体直接从分离器输送到管道。	放空
3. 储罐：装卸排放	添加液位自动计量系统 液位自动计量系统无需打开舱门，就可以在正常操作和液体卡车装载外输时进行计量。	放空
	引进系统实现储罐与槽车之间的气相平衡和交换 槽车装车时，气相回流管收集卡车中排出的蒸气，或将其送回储罐中(气相平衡)或将其发送到控制设备。	放空

排放源	减排策略描述	参考指南
4. 压缩机：离心式	<p>使用干式密封 只购买干式密封压缩机(大约90%的压缩机都有干式密封)。干式密封一般耗电少、可靠性高、维护要求少。</p>	放空
5. 压缩机：起动器	<p>使用电动起动器 使用电动起动器替代天然气驱动的气动起动器可以消除排放。</p>	放空 能源利用
	<p>使用压缩空气起动器 使用压缩空气而不是天然气驱动的起动器可以消除排放。</p>	放空 能源利用
	<p>将起动器的天然气排放接入蒸气回收装置(VRU)或火炬 气动起动器排放的天然气被引导至VRU，以便使用、销售、或被输送至火炬进行燃烧。</p>	放空
6. 乙二醇脱水器：再生器排气口	<p>使用零排放脱水系统 干燥剂脱水系统在正常运行期间无排放。</p>	放空
	<p>使用电动贫乙二醇泵 电动泵无需使用天然气。</p>	放空
	<p>使用闪蒸罐分离器 在抵达再生器之前，闪蒸罐将甲烷与富乙二醇分离，使甲烷重返生产过程或得到利用(例如，作为燃料)。</p>	放空
7. 气动装置	<p>使用电动或机械驱动设备 使用电动或机械驱动设备可以消除对气动装置的需求。</p>	气动装置
	<p>使用压缩空气系统 用压缩空气而非天然气来驱动气动装置。</p>	气动装置

排放源	减排策略描述	参考指南
	<p>使用间歇排放或低排放装置 间歇排放和低排放装置比高排放装置使用的天然气更少。</p>	气动装置
8.燃料使用	<p>安装电动压缩机 使用天然气作为燃料的设备会排放未燃烧的甲烷。电动压缩机不需要天然气燃料。</p>	能源利用
	<p>更换气缸卸荷器 卸荷器通过o形环、阀盖和压力密封等造成甲烷泄漏。</p>	能源利用
	<p>安装空气-燃料比例控制装置 在压缩机发动机上安装空气-燃料比例控制器来控制燃料的使用量已得到日益广泛的应用， 以此提高内燃机的效率，减少燃料消耗。</p>	能源利用

参考文献

- 1 The Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) Foundation Inc, 'North America Midstream Infrastructure through 2035, June 2018
- 2 Frank Alonso and Carolyn AE Greenwell, 'Underground vs Overhead: Power Line Installation-Cost Comparison and Mitigation', presentation at the Electric Light & Power Executive conference, February 2013, Available at www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-18/issue-2/features/underground-vs-overhead-power-line-installation-cost-comparison-.html
- 3 Natural Gas Star Program 'Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions', a program by the United States Environmental Protection Agency (US EPA), Available at www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions
- 4 Mandatory Greenhouse Gas Reporting Rule (MGGR) for Petroleum and Natural Gas Systems, 40 CFR Part 98, Subpart W
- 5 Occidental Petroleum Corporation and California Independent Petroleum Association 'Vapor Recover Tower/VRU Configuration ', presented at the Natural Gas STAR Producers Technology Transfer Workshop, August 2007
- 6 Kent A Pennybaker, 'Optimizing Field Compressor Station Designs', for River City Engineering Inc, Society of Petroleum Engineers, March 1998
- 7 US EPA, 2017 Greenhouse Gas Reporting Program Industrial Profile: Petroleum and Natural Gas Systems
- 8 Industry Statewide Hydrocarbon Emissions Reduction (SHER) LACT and Tankless subgroup 'Lease Automatic Custody Transfer (LACT) and Reduced Oil Tank Facilities', July 2018, Available at www.drive.google.com/open?id=1NMareyGM9jXizG5uXM-mzHuozQrJKM5e
- 9 US EPA, Background Technical Support Document for the Proposed Reconsideration of the New Source Performance Standards 40 CFR Part 60, subpart OOOOa, September 2018.
- 10 MPLX LP, 'Pipeline Launcher/Receiver Emission Reduction Systems', Available at www.mplx.com/content/documents/mplx/markwest/Launcher%20Receiver%20Design%20Detail.pdf
- 11 US EPA, 'MarkWest Clean Air Act Settlement Information Sheet', May 2018 Available at www.epa.gov/enforcement/markwest-clean-air-act-settlement-information-sheet
- 12 New Source Performance Standards (NSPS) 40 CFR Part 60.18 General Control Device and Work Practice Requirements
- 13 Anguil Environmental Systems Inc, 'Amine Tail Gas Treatment', Available at www.anguil.com/case-studies/natural-gas-processing/amine-tail-gas-treatment



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES