METHANE GUIDING PRINCIPLES

甲烷减排指导原则

甲烷减排：最佳实践指南

长输、储存、LNG接收站、输配

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

术语.....2
摘要.....4
简介.....5
减排策略.....7
案例研究.....12
检查清单.....23
参考文献.....25

术语

泄压（Blowdown）

将管道或容器中的天然气清除或降压放散。天然气被直接放空或通过控制系统排放。

输配（Distribution ）

天然气供应链的下游部分，包括主干管道、用户管道和客户的燃气表。该部门包括给客户供气的地上和地下管道以及其他必要的设备。

输配主干管道（Distribution mains）

在输配系统中，将天然气从门站输送到用户管道的管线。

带压开孔（Hot tap）

在不中断使用或不清空容器或管道的情况下，在现有管道或压力容器上制造接口的一种方法。

排放清单（Inventory）

针对所有已知的排放源和排放率的记录。清单能提供给定时间段内的排放总量。

泄漏（Leaks）

天然气行业使用的压力设备的无意排放。泄漏通常是由密封接头的缺陷或普通磨损引起的排放，如法兰垫圈、螺纹连接、阀杆填料、或由阀座密封不良引起排放。由于腐蚀或损坏，压力容器或管道的内壁也可能出现泄漏。泄漏有时也被称为“逸散排放”。

LNG

液化天然气

甲烷不完全燃烧排放（Methane slip）

天然气(主要是甲烷)作为燃料燃烧时，由于燃烧不充分，导致甲烷直接排放。

排空（Pump down）

用压缩机将加压的天然气从管道或容器中抽到另一个加压天然气系统中的过程。

吹扫（Purging）

在投产之前，对设备或管道中的空气进行清除的过程。

用户管线（Service lines）

将天然气从输配主干管道输送到各个用户（居民或商业）的较小管线。

sm3 (也称 scm)

标准立方米。在国际单位制中定义，在温度为15℃，压力为1.0000 atm时，每立方米所含的气体量。

封堵器（Stopple）

临时密封、塞子或封盖。它们用于修复管道，或对没有切断阀的管道进行隔离(隔断)。

存储（Storage）

天然气供应链中为满足高峰需求对天然气进行储存的环节。储气设施包括各种类型的地下储气库(枯竭气藏、盐穴、含水层)，以及地上设施，如液化天然气储罐。

供应（价值）链（Supply (Value) Chain）

将生产的天然气输送到用户端的设备和管道资产网络。供应链包括生产、采集、气体处理、长输、储存和输配。

第三方破坏（Third-party damage）

与天然气管道无关的活动对管道造成的任何意外损害，如挖掘或其他与天然气供应无关的私人或公共工程(例如水管工程)，区别于由管道员工或其直接分包商所造成的第一方和第二方的损害。

长输（Transmission）

天然气供应链的中游部分，包括压缩机和大型压力管道，将天然气从生产区或进口终端输送到管网系统（如国际连接站和LNG再气化终端）。或从天然气处理设施到工业客户、输配系统或储存设施。

UGS

地下储气库

放空（Venting）

工艺活动产生的气体直接排放到大气中。

摘要

天然气供应链中的甲烷排放源于放空、逃逸泄漏和不完全燃烧(methane slip)。甲烷指导原则(MGP)签署方制定的其他指南中描述了减少或消除上述排放的做法。然而,这些最佳实践的技术和经济特征可能会因采用该实践的供应链阶段的不同而发生变化。

本指南介绍了天然气供应链的长输、储存、LNG接收站和输配环节减少甲烷排放(减排措施)的做法。本指南不涵盖：客户仪表下游的排放、LNG液化及运输排放。

鉴于长输、储存、LNG接收站和输配环节的可用减排措施众多，本指南简要总结了其他指南已经详细描述的一些做法，并附上了原文链接。本指南末尾部分则以案例的方式详细地介绍了长输、储备、LNG终端和输配环节特有的减排措施，以及相比供应链其他环节具有不同技术或经济特征的减排措施。

长输、储存、LNG终端和输配环节减少甲烷排放的最佳实践

- 保持所有排放的准确清单
- 尽可能避免排放
- 减少无法避免的排放
- 识别和修理不能正常工作的设备
- 跟踪排放和减排活动

简介

天然气供应链从井口延伸到居民、工业和企业用户。图1显示了本指南所关注的天然气供应链的各个环节，但本指南不探讨以下减排方案：

- **下游用户计量表**
- **LNG 液化**
- **LNG运输**

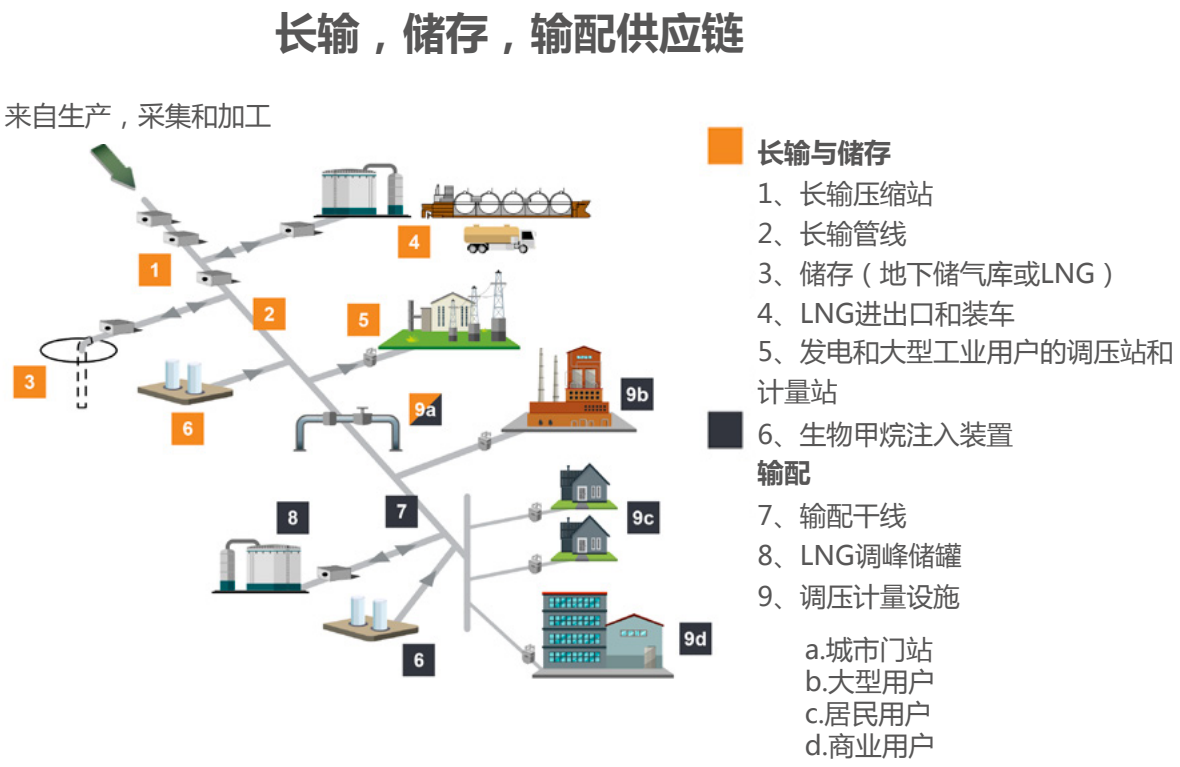
在天然气供应链的长输、储存、液化天然气接收站和输配环节，甲烷排放有多种来源，包括放空、逃逸和不完全燃烧(methane slip)。最近的研究表明，美国天然气供应链中约14%的甲烷排放来自长输和储存，欧洲天然气供应链中约23%的甲烷排放来自长输和储存[1,2]。而输配环节的排放则占美国排放总量的3%，和欧洲排放总量的59%。但LNG运营的净排放信息有限。

与天然气供应链的其他环节一样，长输、储存和输配的不同排放源的排放率差别很大，大部分甲烷排放都是来自于小部分具有高排放率的某个站点或某类排放源。

由甲烷减排指导原则签署方编写的其他指南详细描述了针对放空、逃逸和不完全燃烧的最佳减排实践[4]。然而，减少这些排放源在长输、储存、LNG终端和输配环节的排放，可能需要不同的减排措施。例如，与地面泄漏相比，地下管道的泄漏更难识别和量化，由于查找漏点成本增加，地下管道修复成本要高于地上修复成本。

本指南也简要总结了其他指南中适用于长输、储存、LNG接收站和输配的减排措施并提供了相关指南的链接。

图1: 本指南所涵盖的天然气供应链的环节



减排策略

表1概述了天然气长输、储存、输配和LNG再气化设施的减排措施。针对每种减排措施，提供了其适用的排放类型、阶段和设施类型，以及减排措施的简要描述。

表1所列的许多减排措施在其他甲烷减排指导原则(MGP)指南中已得到描述[4]，下表最后一列引用了这些指南。如果某种措施仅适用于长输、储存、液化天然气接收站和输配，或者在这些环节得到特殊运用，本指南下一节将详细介绍相关案例研究，案例提示见下表。

表1:长输、储存、LNG接收站和输配方面的减排措施

甲烷排放源	环节和设施	排放设备或排放事件	减排措施	相关MGP最佳实践指南和案例
压缩机放空	长输（压缩机站） 储存（压缩机站） LNG再气化接收站 （压缩机）	离心式压缩机密封圈	将湿封转换为干封减少排放，或在低压状态下将气体导入回收装置、火炬燃烧或低压入口	放空指南
		往复式压缩机杆密封件	定期更换杆密封件(最好基于测量的排放率)将放空气体导入回收装置或用作燃料；将放空气体引入火炬燃烧	放空指南
		压缩天然气启动器	在设计阶段就考虑用电动起动器替代天然气起动器	放空指南，气动装置指南，工程设计与施工指南

甲烷排放源	环节和设施	排放设备或排放事件	减排措施	相关MGP最佳实践指南和案例
放空	长输 储存 LNG 接收站 再气化设施	泵（例如加臭泵）	使用电动化学泵	气动装置指南
		天然气气动控制器	在设计中避免使用该设备； 消除高排放设备； 切换到压缩空气、电动、机械驱动装置、或极低排放装置	气动装置指南
放空	储存	脱水器	切换到低排放或无排放脱水器（如低温分离） 优化乙二醇循环和闪蒸罐； 如可能，用管道将脱水器闪蒸气输送到蒸气回收装置或用作燃料； 将再生器的排气输至火炬燃烧	放空指南 案例6
放空	LNG 再气化接收站	LNG 运输罐车	安装干式断开联轴器 使用氮气清洗LNG软管 在储罐和罐车之间安装气相平衡系统	工程设计与施工指南 案例 7

甲烷排放源	环节和设施	排放设备或排放事件	减排措施	相关MGP最佳实践指南和案例
放空	长输 输配 储存设施	管道维修 运转和维护 减压与放压 吹扫与试运行	允许用户抽气来降低管道压力 将天然气重新输送到现有的低压管网，或者用作燃料 再压缩 移动压缩机站 如果法规允许且经过计划，火炬燃烧 。(但在紧急情况下并不总是可行) 安装封堵装置，缩短所涉及的管段; 使用隔离阀，尽量减少影响，利用带压开孔进行新的设备连接和维修。 如可能，将天然气转输到管道燃烧器、热氧化器或火炬燃烧 使用内检测“智能清管”技术取代水力测试	运营维修指南 火炬燃烧指南 案例1 案例2 案例3 案例4
放空	输配	试运行	输配管道的真空吹扫	案例8

减排措施

甲烷排放源	环节和设施	排放设备或排放事件	减排措施	相关MGP最佳实践指南和案例
放空	输配	第三方破坏导致甲烷泄漏	避免第三方损坏的程序和策略，在用户管线上安装过流阀	案例9 案例10
逃逸排放和放空(储气井运营）	储存（地下储气库）	井口和井下组件	监测气井的完整性 泄漏检测和维修(LDAR)程序和定向检查和维护(DI&M)程序	泄漏指南 运营维修指南 案例5
放空和火炬燃烧	LNG 再气化接收站	闪蒸气体(BOG)	闪蒸气回收 （例如，安装闪蒸气高压压缩机，将不可回收的闪蒸气注入天然气管网)	详见欧洲标准[5] EN 1473. 工程设计与施工指南
逸散排放	长输 储存 LNG再气化接收站 输配	设备和输配管线	泄漏检测和维修(LDAR) 程序和定向检查和维护(DI &I M)程序 更换容易泄漏的设备或管道	设备泄漏指南运营维修指南

甲烷排放源	环节和设施	排放设备或排放事件	减排措施	相关MGP最佳实践指南和案例
不完全燃烧 (methane slip)	长输 储存 LNG再气化接收站 输配	发动机，涡轮机，加热器的能源利用	安装空气/燃料比自动控制装置 减少起动次数 提高天然气发动机的燃烧效率	能源利用指南
		火炬燃烧	尽量减少天然气的火炬燃烧 通过更换火炬头或安装火炬点火系统来提高燃烧效率 火炬长明火压力调节如燃烧装置持续进行吹扫，用氮气代替天然气	火炬燃烧指南 工程设计与施工指南
所有排放源	长输 储存 LNG再气化 输配	全过程	实现甲烷管理的持续改进	持续改进指南

案例研究

以下案例研究描述了多种设施的减排措施，覆盖大型天然气压缩站，大直径埋地高压管道、天然气储存设施、LNG再气化接收站、门站计量和调压站、埋地干线(管道)、服务管线、入户管线。

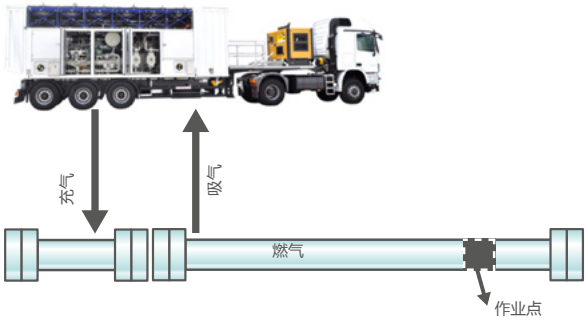
表2: 案例研究

案例研究	描述
案例1	在维护之前用便携式压缩机抽空管道（长输）
案例2	使用永久性压缩机回收压缩站的泄压废气(长输及储存)
案例3	维修时利用火炬燃烧代替放空(长输)
案例4	管道连接时采用带压开孔的方式(长输)
案例5	监测地下储存设施(地下储气库)
案例6:	通过使用闪蒸气压缩和低温分离脱水，来减少脱水器排放（地下储气库）
案例7:	减少LNG接收站及LNG装车过程的甲烷排放(LNG接收站)
案例8:	真空泵抽空代替常规吹扫（输配）
案例9:	避免第三方破坏引起的甲烷排放（输配）
案例 10:	在用户管道上安装过流阀 (输配)

案例研究1：在维护之前用便携式压缩机抽空管道（长输）

案例分析：

大型长输管道可以使用便携式压缩机抽气， 以降低维护作业前的管道压力。许多公司都采用这种技术。



方法描述：当需要对管道的某些部分进行维修操作时，维修人员尽量缩短需隔断的管段长度，并通过放空进行管道减压。对于高压大直径管道，气体放散量可能很大。比如，对于每公里60bar，DN48英寸的管道，放散的天然气量为78000立方米。在合理可行的情况下，管道运营商可以通过隔断一部分受影响的管道，并允许用户在放空之前抽出天然气来降压 。

对于高压大口径管道的维修，运营人员还可以通过使用移动式压缩机，将要维修的管段内的气体重新压入附近的管道中来减少天然气排放。这一方法称为重新压缩法。

效果：一些便携式压缩机可以将管道压力降低至0bar，从而将放散量减少近100%。在2018年，Teréga四次采用了压缩方法，节省了57,000立方米的天然气，避免了放空。2018年Snam使用移动压缩机开展了13次减排活动，节省了536万立方米的天然气；2019年Snam使用移动压缩机（开展了八次减排）节省了380万立方米的天然气）。GRTgaz结合了三种技术——通过天然气消耗降低管道压力；使用移动式压缩机降低管道压力；有时，如果重新压缩管道中剩余的少量天然气既费时又耗资，则进行火炬燃烧。在2018年和2019，GRTgaz节省了90%的原本会被放散的天然气，2018年共计800万立方米，2019年500万立方米，其中40%的减排得益于用户消耗，45%的减排源于再压缩，5%减排归结于火炬燃烧。

成本：使用移动式压缩机再压缩气体的成本取决于再压缩气体的体积和压缩所需时间。

据研究，使用一台压缩机的平均成本约为7万欧元。由于压缩过程通常需要几天的时间，所以此方法并不适用于所有情况。

心得： 在进行维护和修理之前，使用抽气机降低管道中的压力是有效的减排方法。

资料来源： Snam、Terega和GRTgaz提供。

案例研究2: 使用永久压缩机回收压缩站的泄压废气(长输及储存

案例分析： Snam经营着一个庞大的天然气管道网络，并覆盖存储设施。他们采用了一种减少维修时放空的做法，即使用永久性压缩机将原本会被排空的气体压缩输送到高压系统中。

方法描述：当压缩机站的压缩机或管道因运营或维护原因而停用时，通过放空天然气来卸压。这一过程并非无法取代，可以将气体导向一个相连的或附近的低压系统，也可以使用电动压缩机来将天然气引向其他管道。

效果：只要条件合适，Snam尽可能在天然气压缩站安装电动压缩机，将放压过程中可能放空的大部分天然气重新输送至高压管网中的临时存储罐。这样可以将放空气体限制在几个大气压的压力。每次操作可减少约90%的放散量。 2018年避免的放空量为260000立方米，2019年为229000立方米。 节省的成本和气量取决于操作条件（通常每台压缩机每年节省的气量约为30000-50000立方米）。

成本：最高近两百万欧元。

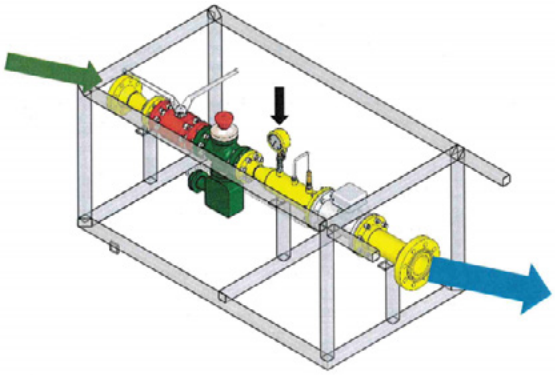
经验：该方法能实现有效减排，但成本高，采取该措施主要是出于环保目的而不是节约成本。甲烷排放量也因地而异，取决于压缩机或放压管道的工作压力。

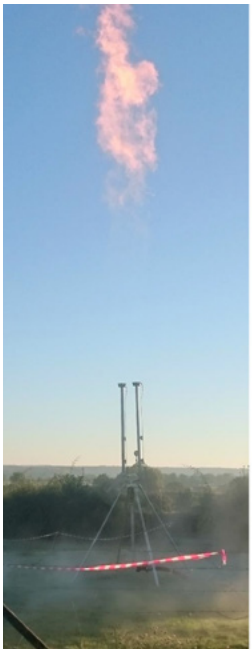
鉴于压缩机安装所需的面积和成本– 可能远高于回收天然气的价值，该方法的适用性可能会受到限制。

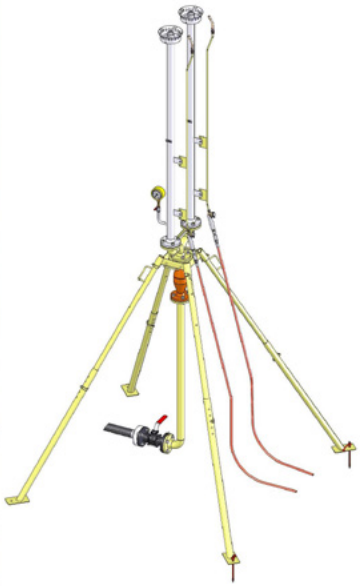
资料来源：由 Snam提供

案例研究 3: 维修时利用火炬燃烧代替放空(长输)

案例分析：Teréga火炬最佳实践







方法描述：Teréga是一家天然气长输系统的运营公司，工作牵涉到定期管道放散。如果无法将天然气转输到别的压力管道系统，或者转输到别的管道中仍留有天然气，则通过火炬燃烧可以将甲烷转化为二氧化碳，减少温室气体排放量。

Teréga已开展了数项测试，用来积累火炬燃烧的经验。火炬燃烧噪音大，火焰高达几米，因此只能用于短时间内（通常少于两个小时）对少量气体进行处理。

移动式燃烧系统的组件有：与天然气网络相连的挠性管，减压管线（将气体膨胀至8 bar，每小时可燃烧2800 sm3的天然气）和火炬燃烧器。

效果： 2018 年Teréga三次使用移动式燃烧系统。 燃除的天然气总量为39800 sm3，相当于约900公吨二氧化碳当量。

成本： 未报道。

经验： 其他再压缩和泄压方法受到最低技术压力（客户服务的输送压力，再压缩的吸气压力等）的限制。 因此，管道中会出现残留气体，这些气体可能会被放空。 测试证实，火炬燃烧帮助Teréga减少二氧化碳足迹。2018年Teréga投资了移动式火炬燃烧器。

资料来源： 由Teréga提供。

案例研究 4: 管道连接时采用带压开孔的方式(长输)

案例分析： Snam运营的长输管网系统庞大，通过带压开孔技术避免创建管道新连接时产生放空。

方法描述： 为了扩建或改建现有的输气网络，通常需要连接新的天然气管道。从历史经验来讲，这需要关闭部分管网并进行放空。

此关闭互连的过程会造成甲烷排放和天然气损失。 带压开孔是一种替代措施，允许管道在运营的情况下建立新连接。带压开孔通常先在管道外部连接分支和阀门，然后再切开分支内的管道壁。 这一方法可以避免天然气损失和甲烷排放及对客户的干扰。

效果： 如条件合适，尤其是在连接管道数量较多的情况下，Snam尽量采用带压开孔技术。2018年，Snam六次采纳带压开孔工艺， 节约了1700000sm3天然气(减少了14%的天然气排放)。2019年，节约的天然气量为1030000sm3。

成本： 平均每次带压开孔的总成本（含人工费用）为70000欧元。

经验： 尽管该技术已在石油天然气内得到广泛应用并被认为是行业的通用做法，每次带压开孔都应进行单独评估，并使用特定的焊接程序来保障安全。

资料来源： 由 Snam提供。

案例研究 5: 监测地下储存设施 (地下储气库)

案例分析：实施“储气井完整性管理系统”和减排措施。

方法描述：储气井完整性管理系统基于双壁原则，即在储气井生命周期的所有阶段都应确保双壁（在井气体与井外气体之间）。该管理系统的制定基于国际标准，例如NORSOKD-2016 ISO165307, EN19188，APIRP11719。储气库完整性管理的主要目标是安全，同时还可以防止甲烷排放。管理系统标明了权责、标准、政策以及操作和程序，以保证操作安全并将环境风险最小化。

措施包含：

- **加强监测**
- **风险管理**
- **储气井维护**
- **井口处的LDAR程序**

心得：储气井完整性监测和审查以及加强甲烷排放检测的过程包括以下内容：

- 使用压力监测系统及早发现井下问题
- 优化设备维护频率防止腐蚀
- 经常检测地上设备的排放
- 确定关键绩效指标(绩效评估措施)
- 编制与气井机械完整性相关的所有记录
- 储气井的完整性测试
- 制定书面风险管理计划
- 为现有套管和管道设定安全工作压力
- 在旧井改造、弃井和封井前开展风险评估，将那些不再使用的老井纳入考虑之中。

成本：储气井完整性管理系统的实施成本为100000 欧元至500000欧元。

心得：以上许多监测步骤被公认能够帮助识别早期问题，因此可以避免天然气泄漏，甚至防止灾难性事故的发声。许多运营商已经采用了这些风险管理方法。

资料来源：来自于 Enagás, Snam and Teréga

案例研究 6: 通过使用蒸气压缩和低温分离脱水，减少脱水器的排放（存储）

案例分析： 另一种对地下储气库抽出的气体进行脱水的替代措施是使用冷凝水去除工艺，而不是乙二醇脱水器。 蒸气压缩式制冷或低温分离器（LTS工艺）可对天然气中的液体和水进行冷凝和去除。

方法描述： 有两种方法可以冷却从地下储气库抽出的气流。第一种是使用循环制冷剂（如丙烷）的蒸气压缩制冷工艺。 丙烷以蒸气的形式进入制冷剂压缩机。 蒸气被压缩并以过热状态离开压缩机。 过热的蒸气冷凝成液体，液体迅速膨胀，引起闪蒸和自动制冷。冷却的丙烷气液混合物被送入热交换器中，在那里吸收天然气热量，制冷剂完全蒸发。 带有冷凝水的天然气经过分离器或“水分离器”脱水。

第二种方法是使用焦耳-汤姆逊(J-T)阀门(如图)的低温分离器过程。该过程的目的是迫使气流通过J-T 阀，给气流降压降温。随后，含冷凝水的冷却气体流经过低温分离器进行脱水。

这个过程需要J-T阀门的进口和系统其余部分的出口之间有很大的压差。

效果： LTS技术仅适用于储气井和管道之间有显著压差的情况(例如：120bar的储气井和20bar的天然气管道)。只要条件许可，Snam使用丙烷制冷系统或低温分离器工艺，来代替乙二醇脱水器。通过该操作，每个储气库年均可减少约10000sm^3的甲烷排放。

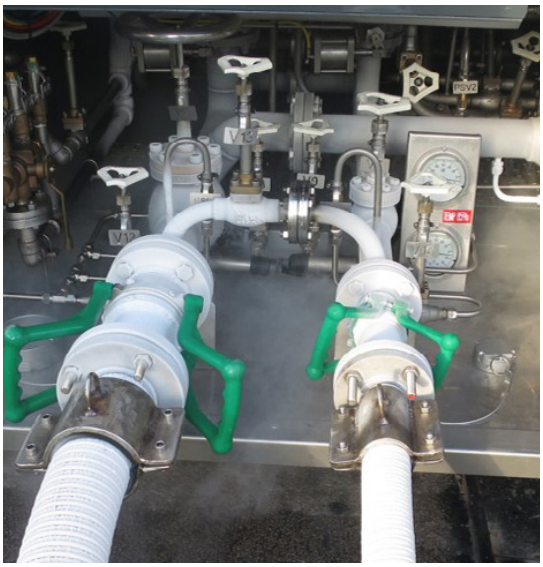
成本： 未报道。

结论： 这种方法最好在设计阶段使用。

资料来源： 由 Snam提供

案例研究 7: 减少LNG接收站及LNG装车过程的甲烷排放(LNG收站)

案例分析： Enagas采用了最佳做法，将三个LNG再气化厂的排放降至最低。



方法描述：Enagas将甲烷排放分为三类：逃逸、放空排放和不完全燃烧排放(methane slip)。根据排放的种类和所涉及的设备，在LNG终端采取特定的减排措施。

- 减少逸散排放

自2020年以来，Enagás在西班牙运营的所有LNG接收站（巴塞罗那、卡塔赫纳、韦尔瓦）每年都实施LDAR项目。在LDAR计划期间，采用两种方法修复逃逸性排放：

1)并行维修–在检测和测量活动的同时进行维修（例如，重新紧固连接处和快速调整）

2)计划修理-在检测后进行的修理，当时不能修理但已被纳入维修计划中。除非需要大修这类维修一般在年底前进行。Enagas在LNG终端的日常运行、起动和维护期间使用便携式探测器(点式传感器)。

- 减少放空

Enagás采取了多种减排措施，如设计阶段就避免了天然气驱动的气动装置，优化储罐压力，监测杆密封盘根（位于闪蒸气压缩机），LNG装车气相平衡，在断开连接前用氮气吹扫软管和LNG装卸臂，并进行干式分离（如图所示），以及使用带压开孔。

- 减少闪蒸气（BOG）排放

Enagás在其三个LNG接收站的设计中就采用了闪蒸气回收装置，以回收、压缩闪蒸气并将其输送至再冷凝器，再转换为LNG，2015年，Enagás安装了高压闪蒸气压缩机（如图所示），用于在装卸期间以及零或低输出模式下将不可回收的闪蒸气注入天然气管网。

最新减排项目所需的设备成本为每台高压闪蒸气压缩机700万至1000万欧元，每台LNG运装车系统的干式分离接头平均为2万欧元。

心得： 对于设备运行温度变化较大的LNG终端，制定年度LDAR计划是减少逃逸排放的主要减排措施。减少放空和回收闪蒸气是甲烷减排有效方法。

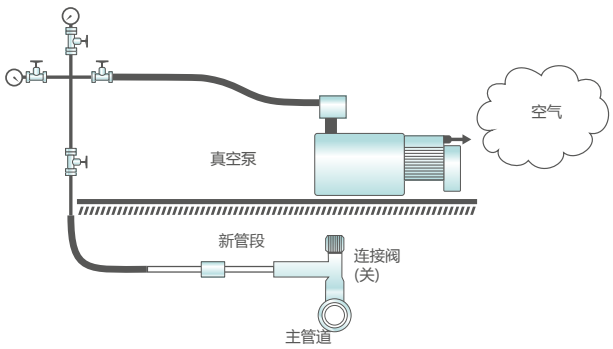
资料来源：由Enagás提供

案例研究 8：真空泵抽空代替常规吹扫（输配）

案例分析： NEDGIA（西班牙的一家天然气输配公司) 创立了一种使用真空泵吹扫管网的方法,可以避免在新管段投入使用之前开展管道空气置换所产生的放空。

方法描述： 在新管道增压注气前需要进行吹扫，因此建造和调试新管道会产生甲烷排放。

完成新管网的密封性测试后及投运前，先用真空泵抽出新管道里的空气，然后再注入加压天然气，这样可以避免甲烷排放。



效果： 通过这一措施，当新管道投入使用时，将不会产生甲烷排放。

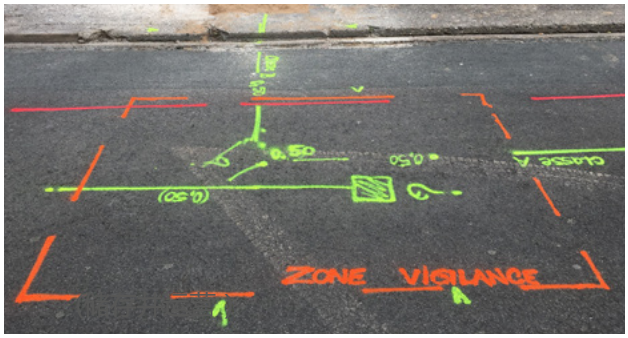
成本：成本低，仅需要购买真空泵的成本和作业人工成本

经验： 可以在不产生甲烷排放的情况下吹扫输配主干管道的新建设的新部分，避免常规吹扫过程的放空，带来重要的天然气节省收益。

资料来源：NEDGIA的管网吹扫的最佳做法演讲报告

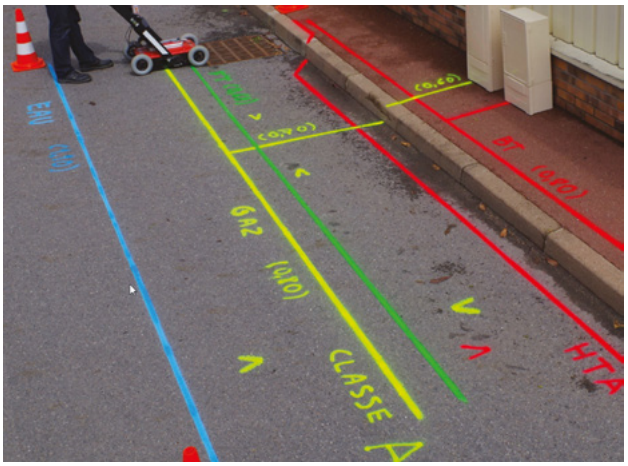
案例研究 9: 避免第三方破坏输配引起的甲烷排放（输配）

案例分析： GazRéseau Distribution France (GRDF) 采取预防措施以避免第三方破坏造成的甲烷排放 (TPD)。



方法描述：GRDF的天然气输配主干管道和用户管道可能受到附近不相干的工程带来的破坏。GRDF每年约三分之一的甲烷排放量与第三方损害有关。几年前GRDF实施了减少第三方破坏的计划。该计划的主要内容如下：

- 在第三方破坏发生后进行分析和反馈
- 提高管网图和地理定位的准确性
- 与利益相关者建立伙伴关系，如国家土木工程联合会（国家公共联合会-FNTP）或地方当局
- 提高风险意识 提高公众对第三方破坏风险的认识
- 提高选择外部承包商的标准，避免产生第一方和第二方破坏，使用吸气式发动机代替机械铲
- 监测经常导致破坏的机构
- 使用告知第三方天然气装置的标识
- 建立关键绩效指标，以评估内部绩效
- 通过使用自动切断保护装置，减少由于管网破坏引起的甲烷排放影响



自2008年以来，由于GRDF和利益相关方的联合行动，尽管管网周围的工地数量显著增加，第三方破坏输气管线的事件下降了50%。2019年，第三方事件数量下降到3000以下。

大约18000名地方政府雇员和56000名土木工程公司雇员已经接受了相关培训。

成本：未报道

经验：GRDF的管网周围土建工程一直在持续增长。尽管GRDF的行动显著降低了内部绩效比率（“第三方破坏事件/施工申报数量”），但第三方破坏的绝对损失值仍保持不变。GRDF将继续就第三方破坏，尤其是针对破坏占全球80%的那些输配管线采取相应措施。

资料来源：由 GRDF提供

案例研究 10: 在用户管道上安装过流阀(输配)

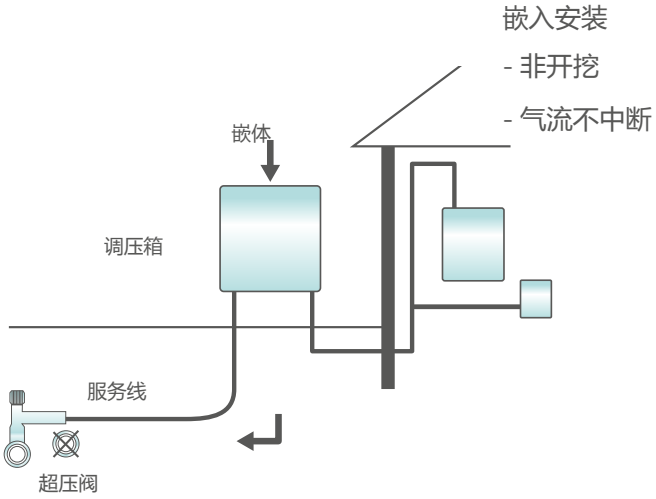
案例分析： GRDF 在现有的聚乙烯(PE)管道上安装过流阀。当天然气管线受损时，这些设备可以减少甲烷排放。

方法描述： 当管道受损时，越快切断气体的流动，排放就越低。自动切断比派技术人员应急要快。GRDF在其PE用户管道上安装自动过流切断装置，这样管道受到破坏时能切断气流。自2000年起，所有新的天然气管道都配有这些装置。GRDF还发起了对现有管网上过流设备的改造，改造时不需要挖沟和中断气流。首批改造选择的是损坏可能性最高的区域。

GRDF 的首选目标是那些收益最大的管网区域。例如，那些已知的特别容易遭受恶意破坏的地区、建筑工地密度高的城区，以及人口密度高的地区。

目前输配管线上的聚乙烯过流阀

效果： 2019年，14%的管网损坏发生时依靠这些设备及时切断气流，从而避免了大量甲烷排放。管网破坏造成的排放占GRDF甲烷总排放量的30%。



成本：未报告。

经验： GRDF将继续增加对天然气管网现代化的投资， 并将重点放在特定类型的管网上，通过每年在现有管网线路上增加1万个过流阀来提高安全性， 到2023年预计增加到2万个。

资料来源： 由GRDF提供。

.

检查清单

以下清单有助于运营商评估在长输、储存、LNG终端和输配方面的甲烷减排进展。运营商可以选择在所有设施中实施这些活动和措施，或选定区域实施。

检查清单		已完成	涉及到的设备占比
一般措施	准确记录所有来源的排放量		
	尽可能避免排放		
	减少无法避免的排放		
	回收剩余的火炬燃烧气体，作为天然气或天然气凝液出售		
	识别和维修无法正常工作的设备		
	跟踪排放和缓解措施		
专项甲烷减排措施	评估用于减排的压缩机资源(长输、储存、LNG接收站终端）		
	评估天然气驱动的气动控制器的减排效果		
	评估脱水器的减排量（储存）		
	实施管道维护以实现减排(长输、输配)		
	实施防止管网损坏的方案(长输、输配)		
	实施存储系统监测（地下储气库）		

检查清单		已完成	涉及到的设备占比
专项甲烷减排措施	✔ 实施泄漏检测和修复（LDAR）程序，以解决地上设备的甲烷排放		
	✔ 评估发动机、涡轮机和加热器的能源使用情况		
	✔ 评估火炬措施以减少燃烧排放		
	✔ 评估在施工过程中的甲烷排放		
	✔ 评估甲烷管理的持续改进		

参考文献

/, RA Alvarez, D Zavala-Araiza, DR Lyon, DT Allen, ZR Barkley, AR Brandt, KJ Davis, SC Herndon, DJ Jacob, A Karion, EA Kort, BK Lamb, T Lauvaux, JD Maasakkers, AJ Marchese, M Omara, SW Pacala, J Peischl, AL Robinson, PB Shepson, C Sweeney, A Townsend-Small, SC Wofsy, and SP Hamburg, 'Assessment of Methane Emissions from the US Oil and Gas Supply Chain', Science DOI: 10.1126/science. aar7204 (2018)

0, Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2018 and inventory report 2020, submission to the UNFCCC Secretariat, European Environmental Agency, 27 May 2020

1, National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM), 'Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States', National Academy Press, Washington DC, 2018

2, Methane Guiding Principles, Best Practices Guides (2020), available at: **methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/**

3, European Standard EN 1473: 'Installation and equipment for liquefied natural gas — Design of onshore installations', 2007. Also adopted as British Standard BS EN 1473:2007

4, NORSOK D-010, 'Well integrity in drilling and well operations', rev 4, 2013

5, ISO 16530-1:2017, Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance, International Organization for Standardization, 2017British Standard and European Standard BS EN 1918-3:2016, gas infrastructure, underground

6, gas storage, 'Functional recommendations for storage in solution-mined salt caverns', 2016

7, American Petroleum Institute Recommended Practice 1171, 'Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs', September 2015

METHANE
GUIDING
PRINCIPLES