



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

甲烷减排指导原则

甲烷减排：最佳实践指南 设备泄漏

二零一九年十一月

翻译：北京市燃气集团有限责任公司

校译：美国环保协会

Beijing Gas Group Company Limited

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
逸散泄漏排放的量化.....	6
减排策略.....	7
检查清单.....	14
附录：减排策略更多细节.....	15
参考文献.....	23



本指南覆盖油气行业中压力设备产生的意外泄漏，统称为“甲烷逃逸”。设备的设计放空产生的排放涵盖在《甲烷减排最佳实践指南：放空》中。

甲烷逃逸通常是由于密封接触面（如法兰垫圈、螺纹连接、阀杆填料、阀座安装不当）的缺陷或正常磨损引起的。安装不当也会导致泄漏，但泄漏最常见的原因是普通磨损或长时间压力损坏密封件表面。此外，容器或管道壁受腐蚀或损坏也可能导致泄漏。

本指南介绍了泄漏源，以及检测和修复泄漏的减排策略，减少甲烷逃逸。以下为常用减排策略。

需要指出的是，甲烷减排最佳实践指南系列中已经包含了甲烷逃逸最小化的最佳策略。逸散性泄漏可通过以下环节减排：

- 设计和运营(请参阅《工程设计与施工指南》)；
- 检测泄漏 (请参阅本指南) ；
- 维修 (请参阅本指南与《运营维修指南》) ；
- 管理系统 (请参阅《持续改进指南》)。

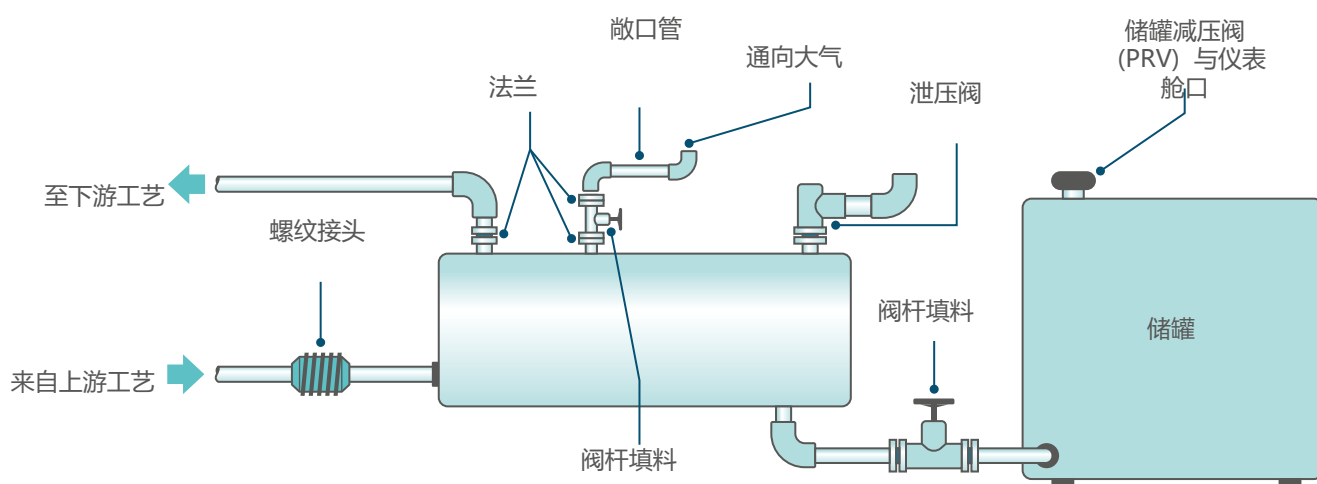
减少甲烷逃逸的最佳措施

- ✓ 准确记录设备泄漏排放。
- ✓ 对地面上所有设施进行定期泄漏检测和修复 (LDAR) ， 以识别并修复泄漏。
- ✓ 对所有地下管道进行定期泄漏检测和修复 (LDAR) ， 以识别和修复泄漏。
- ✓ 使用 “聚焦式” 或 “替代” 方案，如：
 - 定向检查和维护 (DI&M) ， 此为聚焦式方案。 以及
 - 实施综合监测项目， 此为替代方案， 其中部分方案仍在制定过程中。
- ✓ 更换或拆除持续泄漏的部件。

简介

石油和天然气行业压力设备的意外泄漏（甲烷逃逸）可能导致甲烷排放。甲烷逃逸的定义是“在碳氢化合物处理过程中，工艺流体通过密封、螺纹或机械连接、盖、阀座、缺陷或设备部件上的轻微损坏点损失至环境中”。图1展示设备可能发生甲烷逃逸的环节。

图 1: 甲烷逃逸的来源示例



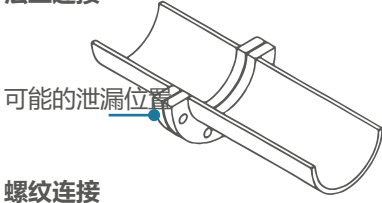
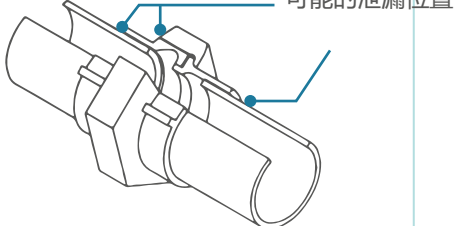
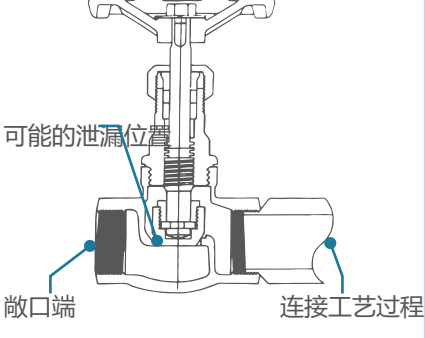
油气场站一般都由成千上万的单个部件构成，这些部件都可能是甲烷逃逸的源头。尽管这些部件中只有一小部分会发生泄漏，但累积起来可能成为甲烷排放的潜在重要来源。

尽管单个甲烷逃逸往往很小，但所有逃逸泄漏的总和却是甲烷排放的主要来源之一。美国环保署 (EPA) 估算，美国每年逃逸性泄漏造成的甲烷排放量占石油和天然气行业^{1,2}甲烷排放总量的16%。其他地区统计结果相似，如使用类似设备的加拿大³。

简介

可能发生逃逸泄漏的常见部件如表1所示。

表1: 常见部件

元件及泄漏位置	描述	示意图
阀门	<p>泄漏原因:</p> <ul style="list-style-type: none">• 正常磨损;• 阀门填料或环破裂或失效;• 控制阀上的隔膜破裂。	
接头和法兰	<p>法兰泄漏通常是由于:</p> <ul style="list-style-type: none">• 两个螺栓法兰之间的垫圈失效;• 两个配合管段未对准。 <p>就螺纹接头来说, 螺纹连接处可能发生泄漏。 (注意: 所示的螺纹连接是活接头, 是螺纹连接器的一种。)</p>	<p>法兰连接</p>  <p>螺纹连接</p> 
敞口管(OELs)	<p>敞口管的截止阀通常处于关闭状态, 但打开时, 会将气体直接排放到大气中。阀座磨损、有碎屑或关闭阀拧得不紧都可能导致泄漏。</p>	

元件及泄漏位置	描述	示意图
<p>泄压阀 (PRVs)</p>	<p>泄压阀 (PRVs) 通常是弹簧式安全阀, 导向大气, 达到设定压力时会释放气体, 避免设备超压。</p> <p>如果泄压阀的阀芯安装不当, 阀座密封垫已磨损或密封垫上有碎屑, 则可能发生泄漏。当运行压力太接近于设定压力时, 也可能出现阀座前泄。</p>	
<p>仪表舱口 (也称为采样口)</p>	<p>舱口敞开或不当关闭时, 或舱口中内置的安全装置打开后无法重新密封时, 舱口可能成为排放源。密封失败可能是由于垫片故障或设定不当。</p>	
<p>容器或管道壁</p>	<p>泄漏可能由腐蚀或冲击破坏导致。在某些情况下, 对较旧的地下输配管道来说, 泄漏可能来自于接头或连接口, 但仍被视为管道泄漏。</p>	

表1中的示意图基于《美国天然气行业甲烷排放, 第八卷: 设备泄漏》, 美国环境保护署天然气研究所, 1996年6月⁴。图片来源: Cimarron 能源公司, HY-BON/EDI。

量化甲烷逃逸性泄漏

有几种方法可量化甲烷逃逸性泄漏的排放量。甲烷排放的量化结果为排放速率，例如质量/时间（如，千克每小时）或体积/时间（如标准立方米每小时），可通过工程估算、甲烷排放源直接测量或利用模型而生成。量化方法按测算准确性由低到高排序如下：

1. 根据场站数量进行量化 — 基于场站数量和该类型场站的典型排放率计算。
2. 按设备数量进行量化 — 基于某种主要设备的数量和该类型设备的典型排放率计算。
3. 按部件进行量化：
 - 按部件数量—将部件数量乘以每个部件的平均排放率。
 - 通过筛选进行量化—如果对设备泄漏已完成筛选，则可以将部件分为“泄漏”和“无泄漏”两种类别，并将这些类别中的数量乘以适当的排放因子。
 - 通过直接测量泄漏进行量化 — 对场站所有检测到的泄漏点，均实施排放率检测，实现该站点逃逸性泄漏最准确的估算结果。

使用筛选或直接测量可以更准确地推断逃逸性泄漏和缓解措施的有效性。如果使用此方法，建议间隔不超过一年。

以上所有方法均可使用，但只有筛选方法和直接测量法才能体现有效减排措施取得的减排量。如果采用根据部件数量量化的方法，即使控制措施减少了甲烷排放量，排放估算值也不会改变。

减排策略

- 定期进行泄漏检测和修复 (LDAR) 通常可以减少甲烷逃逸产生的排放，实施该方案首先须进行检查以识别泄漏，然后对泄漏点进行修复。
 - 在有些地区泄漏检测和修复方案是法定要求，而有些地区则是自愿行动。检测频率各不相同 (通常从月度到年度不等)。检测技术也不尽相同。
 - 泄漏检测和修复 (LDAR) 方案的分支包括“智能LDAR”方案或定向检查和维护 (DI&M) 方案，即仅检查其中一组重点的设备类型或元件。例如，该项目可能设计为仅检查已知会导致重大泄漏的设备类型或设计为仅进行有限的维修，例如仅对维修成本效益高的设备进行维修。
- 采用“替代性检测和维修方案”可减少逸散性泄漏，即在不同的时间间隔采用不同的泄漏检测技术组合，组合形式各不相同，一般包括以下内容：
 - 频繁地大规模检测 (例如，通过卫星或飞机检测)，结合较低频率的零部件检测。
 - 持续监测此类的替代性方案正在研发中，其适用性将取决于特定的设备或部件，因此可能因资产而异。
- 还可以通过更换常见的泄漏部件的类型，或通过设计去除对该类部件的需求，将逃逸性泄漏量控制在最低限度。

在泄漏检测设备出现以前，通常由检查人员直接检查设备或部件是否有泄漏而不借助泄漏检测设备。检测方法称为看听嗅 (AVO) 泄漏检测法。但是，这些仅基于视觉、听觉和嗅觉的泄漏识别难以发现轻微泄漏、嘈杂场所泄漏或无人值守场所的泄漏，因此，并不是检测泄漏的有效方法。但天然气输配管网是个例外，因为管网中的天然气已经人为加臭，所以检测更容易、有效。但即便在天然气输配系统中，也最好使用检测设备进行定期检测。

可用资源

针对受严格监管的下游石化设施，已经有许多检测和修复泄漏相关的指南。以下列举此类指南和标准：

- 《泄漏检测和修复最佳实践指南》(“Leak detection and Repair, A Best Practices Guide”)，美国环境保护署，1999年10月⁵
- 行业逃逸性和扩散性排放的常见问题：设备和管道泄漏产生的闪蒸逃逸性排放的测量 (英国标准)》(Fugitive and Diffuse Emissions Of Common Concern To Industry Sectors. Measurement of Fugitive Emission of Vapours Generating from Equipment and Piping Leaks (British Standard))，英国标准协会，BS EN 15446，英国 (及欧洲) 泄漏检测标准⁶

这些指南假设石化行业遵守行业排放监管方法。在美国，石化行业排放监管办法称为“Reference Method 21”（RM21），该办法为定期泄漏检测结合维修项目。图2显示了RM21检测方法，其中必须使用适当的测量设备（如火焰电离检测器，FID）逐一检查每个部件的每个表面。

图2: RM21检测法



也有专门针对天然气行业的甲烷逸散性泄漏减排的项目和指南。相比石化行业的检测维修指南和标准，目前天然气行业的检测、维修项目、监管条例大都更加宽松和灵活。针对天然气行业的指南包括：

- 《技术指南2号文件：部件和设备逃逸性泄漏》（Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks）气候和清洁空气联盟（CCAC）油气甲烷伙伴关系（OGMP），修改时间：2017年3月⁷
- 美国环境保护署的“天然气之星计划”《甲烷减排的推荐技术》（Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions），www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions⁸
- 《石油和天然气行业甲烷管理最佳实践指南》（Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector），联合国欧洲经济委员会（UNECE）草案，2019年3月⁹。（本指南为国际上广泛接受的指南。）

过去10年，用于检测天然气行业泄漏的一种常见新工具是光学气体成像（OGI）摄像机。OGI是红外成像设备，配备专门用于检测甲烷的光学元件、滤光片和冷却传感器。

上述设备将肉眼不可见的气体泄漏形成可视化图像。此类相机有若干类型，配备有不同的最低检测能力，同时制造商也在积极开展研发和改进工作。图3显示了正在使用中的OGI摄像机。

图3: 使用中的OGI摄像机



资料来源：德克萨斯大学奥斯汀分校与汉斯咨询公司



现在已有许多新检测技术面市或即将面市。其中大部分新技术现阶段仅可用于自愿的项目中，尚未获批适用于法规要求的检测和修复计划。现有研究项目正在对这些新技术进行测试和比较。一旦获批，其中一些技术可能相比目前单靠OGI摄像机，能进一步降低天然气行业泄漏检测和维修的成本。最近的报告总结了可用的检测技术，示例如下：

- 《油气行业上游逃逸性甲烷减排的近距离和筛选技术综述》，Fox等 (A review of close-range and screening technologies for mitigating Fugitive methane emissions in upstream oil and gas, Fox et al, Environmental research Letters) ，《环境研究快报》，2019年7月¹⁰
- 《创新型甲烷检测技术评估》 (Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies) ，美国州际技术监管委员会，2018年9月¹¹

本指南稍后将介绍正在评估中的某些替代方案等效减排项目。评估方法源于期刊文章《泄漏检测和维修替代方案中甲烷减排等效框架》，Fox等，《Elementa：人类世科学》，2019¹²。

表2中总结了减少逸散性泄漏排放的最佳实践。有关这些减排策略的更多详细信息，请参见附录。

表2: 减少逃逸性甲烷排放的方法

减排策略	描述
<p>1. 定期对地面所有设施进行泄漏检测和维修</p>	<p>a. 上游生产和中游场站通常使用OGI摄像机，如经过特殊设计的冷却红外摄像机（例如FLIR GF320或OpGal EyeCGas摄像机）来检测天然气泄漏。OGI 摄像机用于步行勘测中，用户可扫描设备所有表面。</p> <p>b. 使用如可调谐二极管激光吸收系统（TDLAS）之类的设备进行其他扫描检测，该设备可测量所有扫描路径的气体浓度。以Health RMLD设备为例。</p> <p>c. 火焰离子化检测器（FIDs）或类似设备用于RM21检测或其他类似检测方法。这种检测方法最灵敏、可靠，但也最复杂、最贵。扫描设施需要的时间更长，因此通常不太用于石油和天然气设施。但在有法定要求的地方，这种检测方法也得到应用。</p>
<p>2. 定期对所有地下管道进行泄漏检测和维修</p>	<p>a. 泄漏检测方式通常为使用高灵敏度的手持检测器进行步行勘测。但泄漏被发现的前提是天然气已经从地下管道的泄漏点一直逸散到了地面。</p> <p>b. 泄漏检测另一种方式是通过地面机动车辆进行泄漏检测。航测适用于较长的管道，例如长输管道。但航测在泄漏检测方面有效性尚未得到充分证明，仍然主要用于安全有关的勘测。但随着技术和方法的改进，航测也可能成为有效的泄漏检测办法。</p>
<p>3. 实施有针对性的检测与维修 (DI&M)项目</p>	<p>这种方法通常通过风险管理决策，锁定某些设备或部件进行检测和修复，或对所有设备和部件进行检测，但仅优先修复主要泄漏点。针对性的检查和维护项目要求曾经实施过全面检测和维修工作，在大量信息的基础上确定检测维修重点。</p>

表 2: 减少逸散性甲烷排放的方法 (续)

减排策略	描述
4. 实施替代性检测和修复项目，如综合监测项目	<p>相关研究项目正在测试普查和持续监控的方法，作为现有检测和修复的替代办法。其中一些替代方案称为“综合监测项目”。</p> <p>科罗拉多州立大学正在进行此类研究计划，称为“通向等效之路”倡议，美国和加拿大的众多利益相关者和研究团队都参与其中 (Fox等, 2019) 。该倡议涉及：</p> <ul style="list-style-type: none"> • 在现场实验室测试潜在解决方案； • 使用模拟工具对减排策略进行建模； • 实地测试潜在解决方案试运行；和 • 与利益相关者合作，鼓励其接受合格的替代性检测和维修方案。
5. 更换持续泄漏的部件	<p>此步骤可在设计阶段通过减少部件和连接的数量、更换常见的泄漏部件来完成。</p>

更多以上减排策略的详细信息，请参考附录。

因为减少逸散性泄漏排放的主要策略是泄漏检测和修复 (LDAR) ，所有LDAR项目中的关键要素都值得考量。须指出，LDAR项目开始于“敏锐觉察和得到授权”的作业人员，他们必须：

- 在正式检测和维修的间隔期间，定期查找泄漏部件；
- 获得授权对泄漏部件进行报告和修复。

表3显示了检测和修复的关键要素

表3: LDAR项目的关键要素

关键要素	描述	说明
识别部件*	作业人员必须熟知不同的部件，以及如何在泄漏扫描过程中找到每个部件并进行识别。	主要适用于上游和中游系统（生产、集输、加工、长输和储存）。下游输配管网主要包括仪表和调压站、地下管道和用户计量表，材料独特且部件较少，因此部件识别相对简单。
选择检测设备并定义泄漏	所选择的设备及书面程序设定了可以检测到的最低泄漏率。（设定此速率即定义泄漏）	在RM等监管方法中，泄漏可能是以ppm为单位的浓度范围值（如大气甲烷浓度500ppm）。下游输配管网通常由公用事业企业和监管机构进行泄漏定义。
定期监测部件	按照书面程序中的规定，定期启用指定检测设备。通常做法是标记泄漏部件，并挂上临时标签，如果没有立即进行修复，则纳入泄漏跟踪系统。	<p>某些监管部门规定使用这种监测方法。例如，加拿大的法规和美国EPA的新排放源法规都要求在规定的最小观测距离内使用OGI摄像机监测泄漏。</p> <p>在自愿、非监管要求的方案中可以使用其他检测技术，但理想情况下，应与法定要求的方法具有可比性。</p>
维修部件	检测出泄漏的部件应该尽快修复。泄漏部件只有在监测显示没有发生超出泄漏定义中规定的泄漏时（通常称为OGI摄像机未检测到），可被认作维修完成。	<p>首次维修尝试包括以下做法：</p> <ul style="list-style-type: none"> • 拧紧螺纹连接； • 拧紧阀门上的阀盖螺栓或法兰垫片上的法兰螺栓； • 更换阀盖螺栓； • 拧紧填料压盖螺母； • 将润滑剂注入润滑填料中。 <p>首次无法修复或需要较长时间才能处理的部件需要进行跟踪记录，以便适时维修，如在设备或设施停工时进行修复。</p>

表3: LDAR项目的关键要素 (续)

关键要素	描述	说明
记录与评价	关于设备勘测、已发现的泄漏情况、泄漏的部件和修复日期都应做好记录。这些信息对准确记录逸散性甲烷排放量也许有帮助。	针对法定的泄漏防控措施，相关法规通常要求对实施情况进行详细、准确的记录，其中可能包括用于质量保证/质量控制和监管审核的电子记录。对于自愿实施的泄漏防控措施，记录最好能准确到可以帮助识别反复泄漏而未被发现的部件，以便更换或彻底修复。

* 注：在化工和炼油等被严格监管的行业中，部件识别措施包含对每个部件分配唯一的ID号码，并在每个部件上悬挂永久且唯一的标签。天然气供应链中通常不要求采取这种做法，而是仅对部件进行批量检测，标记被识别为泄漏的部件。

检查清单

下表的检查清单可用于自我评估甲烷逃逸性排放的减排进展。清单最后一栏用来表示已应用减排策略的全部设备所占的百分比。

活动	是否完成	活动中所有设备占的百分比
✓ 年度清单报告，含设备泄漏评估。		
✓ 定期实施LDAR项目。		
✓ 执行有针对性的DI&M项目。		
✓ 运用替代性检测和修复项目，例如综合监测项目。		
✓ 替换频繁泄漏的部件或消除对此类部件的需求。		

请注意，以上清单较为简单，不能评估检测和修复项目是否健全或有效。

附录：关于减排策略的更多详细信息

减排策略1:对地上所有设施进行定期的泄漏检测和修复

甲烷逃逸泄漏排放累积起来，在人为甲烷排放总量中占比很大，可以通过实施泄漏检测和修复减少。

泄漏检测和修复是下游地方输配管网的常用措施。输配设施将天然气直接输送至千家万户，一旦泄漏将导致爆炸事件直接影响公众。数十年来，在上游企业尚未开展泄漏检测活动前，输配企业已经将泄漏检测作为日常例行工作来实施。北美地区下游泄漏的排查频率通常为每年、每两年或三年，国际上泄漏排查可能更为频繁。公众也会报告泄漏，因为天然气有加臭异味，容易被发现。大部分城市燃气泄漏一旦发现则得到立即修复，但一些小的泄漏仅被跟踪。输配管网泄漏不立即修复的主要原因是由于泄漏小且对公众没有危害。未立即修复的泄漏会被监测。

在美国的输配网络中，泄漏一般按照安全风险进行分级（1级、2级或3级）。1级泄漏须立即修复，2级泄漏按照规定程序在“本季节某个时段”进行修复，3级泄漏须进行监测。输配企业一般都有数千个永久监测的泄漏点，但某些辖区规定了最晚维修时间。

在天然气加工厂等中游业务中，很多管辖区要求进行正式的泄漏检测和修复程序，但仅针对液体加工部分，如丙烷、丁烷和较重的挥发性碳氢化合物。上游和天然气输出环节未被纳入规定检测和修复项目。一些运营者自愿将甲烷部分纳入到检测和修复项目。

历史上，上游油气运营商通常没有意愿采取正式的泄漏检测程序。过去十年，北美针对上游和中游作业颁布了检测和修复规定。例如，美国环境保护署要求对新建的和改建的排放源实施泄漏检测和修复计划。其他地区规定现有设施都必须实施泄漏检测和修复项目（例如，加拿大石油和天然气联邦法规和加拿大省级法规都有相关规定）。美国几个州制订了相关法规，例如科罗拉多Reg 7，要求所有上游排放源实施检测和修复项目。

一些运营商在其所有场站实行检测和修复，不仅限于有法律要求的区域。自愿检测和修复项目往往比监管规定项目更加灵活。

该策略适用范围

任何有压力设备的地面设施都可以通过实行检测和修复项目发现泄漏、进行修复，从而减少逃逸性泄漏造成的排放。

在上游或中游作业的设施中, 检测泄漏最常用的工具是光学气体成像摄像机 (OGI摄像机), 通过步行操作近距离使用。这种方法是北美检测和修复监管项目通常认可的检测方法。此外, 使用手持式火焰离子检测器 (FID) 也是RM21的允许方法, 但由于该方法需要与每个部件的所有表面直接接触, 因此人力和资金成本都更高, 应用较少。RM21中规定的FID设备比OGI设备便宜, 但这种检测方法本身更昂贵。值得注意的是, 用于检测和修复技术的RM21技术已经超过20年没有变化, 而OGI技术仍然相对较新, 其有效性仍在研究中。OGI技术已经得到多个辖区的认可, 作为有效检测方法, 但在下游应用较少, 这是由于输配系统的泄漏小, 往往低于OGI设备的检测阈值。

结论

尽管检测和修复项目在其他行业已经运用了数十年, 但其成本效益尚未得到明确的界定, 部分原因是由于检测和修复通常在监管要求时才开展, 具体操作已有详细规定, 因此企业没有动力研究比较不同检测频率或检测技术的效果。在最近发布的规定中, 美国环保署 (EPA) 认为上游和中游作业如果每年进行一次检测修复项目, 可减少40%的逸散性泄漏排放, 如果每3个月进行一次, 可减少60%逸散性泄漏, 如果每月进行一次, 可减少80%逸散性泄漏, 但这一假设还未得到详细调查结果的印证。

在设计自愿检测和修复项目时, 应考虑包括所有资产 (设备和部件) 在内的成本效益, 这样检测和修复的频率、技术和修复程序都会根据成本效益调整。监管规定的检测和修复项目中, 检测频率、设备和方法通常已经确定, 设计选择更少。

任何泄漏减排措施的经济评估都取决于减排量。对特定站点来说, 通常要对所有发现的泄漏点的泄漏率进行测量或估算, 与检测和修复项目的成本进行比较。ICF研究 (请参阅参考资料) 就一些成本和效益做了收集和假设。

实施检测和修复项目可能还会带来其他好处, 如改善股民的看法和吸引投资者。

减排策略2: 对所有地下管道实施定期检测和修复项目

地下管道的逃逸性泄漏通常来自集输系统、长输管道和输配管网等少量人为甲烷排放源。针对地下管道泄漏的勘测主要是出于安全目的, 而不仅仅是为了甲烷减排。

对地下管道实行检测和修复项目能够帮助发现和定位泄漏点, 从而进行维修, 最终减少此类泄漏导致的总排放量。

适用范围

定期检测和修复项目可减少任何高压气体的排放。

重要的是，即使是受监管的辖区，对地下管道的泄漏检测要求也不尽一致。全球大多数输配管网和长输管道都实施了泄漏检测监管要求，但对大多数集输管道而言，仅针对毗邻建筑物一定距离的管道，或高风险环境中的管道（如河流）有泄漏检测要求。长输管道通常使用航测（飞机中的红外或光谱仪器来测量羽流，也可以调查受干扰的地面和枯死的植被），但也有一些管道采用地面泄漏检测方法，通过车载燃气探测器检测泄漏。长输管网的泄漏检测更多是出于安全原因，而不是为了减排。地方输配管网泄漏检测或是通过车载高灵敏度的甲烷检测仪，或是通过工作人员步行持甲烷探测器实施。由于建筑物、地形和植被的干扰，无法进行航测。

结论

对于法定要求进行的检测和维修项目而言，不是一定有必要开展项目成本有效性分析。而对自愿项目而言，在设计检测和修复项目时，应考虑成本效益。检测和修复的频率、技术和修复程序根据成本效益来决定。

任何泄漏减排措施的经济性评估都取决于减排量。就特定站点而言，需要将所有泄漏点的泄漏率进行测量或估算，与检测和修复项目成本进行比较。

实施检测和修复项目可能还会带来其他好处，如改善股民的看法和吸引投资者。

减排策略 3: 执行定向检查和维修 (DI&M) 项目

累积的逃逸性泄漏是人为甲烷排放总量的重要来源，可以通过检测和修复泄漏项目减排。但是，如果没有法规强制要求，运营商可能选择仅在有限的范围内开展检测和修复项目。

实施有限范围的检测项目需要历史运营资料 and 信息的支撑，运营者才能确定某些设备或部件类型很少泄漏，因此两次检测间隔时间可以更长。对大多数设备而言，应首选全面实施检测和维修项目。

如果运营商非常清楚泄漏源，则可以集中精力解决已知泄漏较大的设备或部件类型，将检测其它设备或部件的优先级降低。这种具有针对性的方法成本效益更高，

有时被称作“智慧LDAR”或“定向检测和维修”（DI&M）。即使实施定向检测和维修项目，检测范围外的其他设备和部件也应该定期检测。

适用范围

任何配备压力设备的地面设施都应通过针对性的检测和修复项目减少逸散性泄漏产生的甲烷排放。

结论

对于选择部分设备或部件的自愿泄漏检测和修复计划，在设计项目时需要考虑成本效益，因此检测和修复频率、使用技术和修复程序都可以根据成本效益来决定。

通过对所有设备初步筛选，确定最严重的泄漏点，进而确定须重点关注的设备和部件。例如，运营商可能确定集输段的大部分逸散性泄漏来自压缩机活塞杆填料和压缩机开口管线，因此将DI&M项目集中解决以上排放源，并排除那些不重要的泄漏排放源。

任何泄漏减排措施的经济性都取决于采取该措施的减排量。对特定场站而言，减排经济性评估需要对所有泄漏点的泄漏率进行测量或估算，并与检测和修复项目成本进行比较。智慧LDAR项目关键在于更具针对性，因此可以减少人工成本，这有可能是一个重要的考虑因素。

任何检测和维修项目，尤其是智慧LDAR之类的有针对性的程序，一旦解决了最大的泄漏排放源，运营商之后开展该项目获得的回报将会减小，因此在某一时间点运营商可调整检测和修复的频率，保持成本效益。

减排策略4：使用替代性检测和修复项目，如综合监测项目

累积的逃逸性泄漏构成人为甲烷排放总量的重要来源，可以通过检测和修复泄漏项目减排。如果没有适用的监管条例，或在监管要求比较灵活的情况下，运营商可以选择使用替代性项目进行泄漏检测。

天然气排放的相关研究显示，少数排放源在总排放量中占比极高。根据美国实际调查结果显示，4%-5%的排放源造成40%-50%甚至更高的排放 (Lamb等, 2015; Zimmerle等, 2015; Brandt等, 2016)^{13,14,15}。这种排放量分布特点提高了运营商的积极性，对天然气基础设施开展持续监测或更频繁的泄漏检测。以上措施的主要目的是快速发现大泄漏，提高维修速度，大量减排。

替代性检测项目使用替代技术进行更广泛的检测排查，减少了对所有场站所有设备进行常规泄漏检测的必要性，例如“连续围栏线监控”替代性检测项目，通过设施级别技术对泄漏进行分层筛选，定期进行检测。例如，首先更频繁地使用敏感度较低的航空或卫星勘测，随后仅向发现泄漏的场站派出维修团队。

这些项目仍在开发中，并在Fox等 (2019)¹²发表的论文中得以讨论。同时，相关研究也就新型替代方法的科学性开展了对比。例如，加拿大石油技术联盟 (PTAC) 的逃逸性泄漏排放

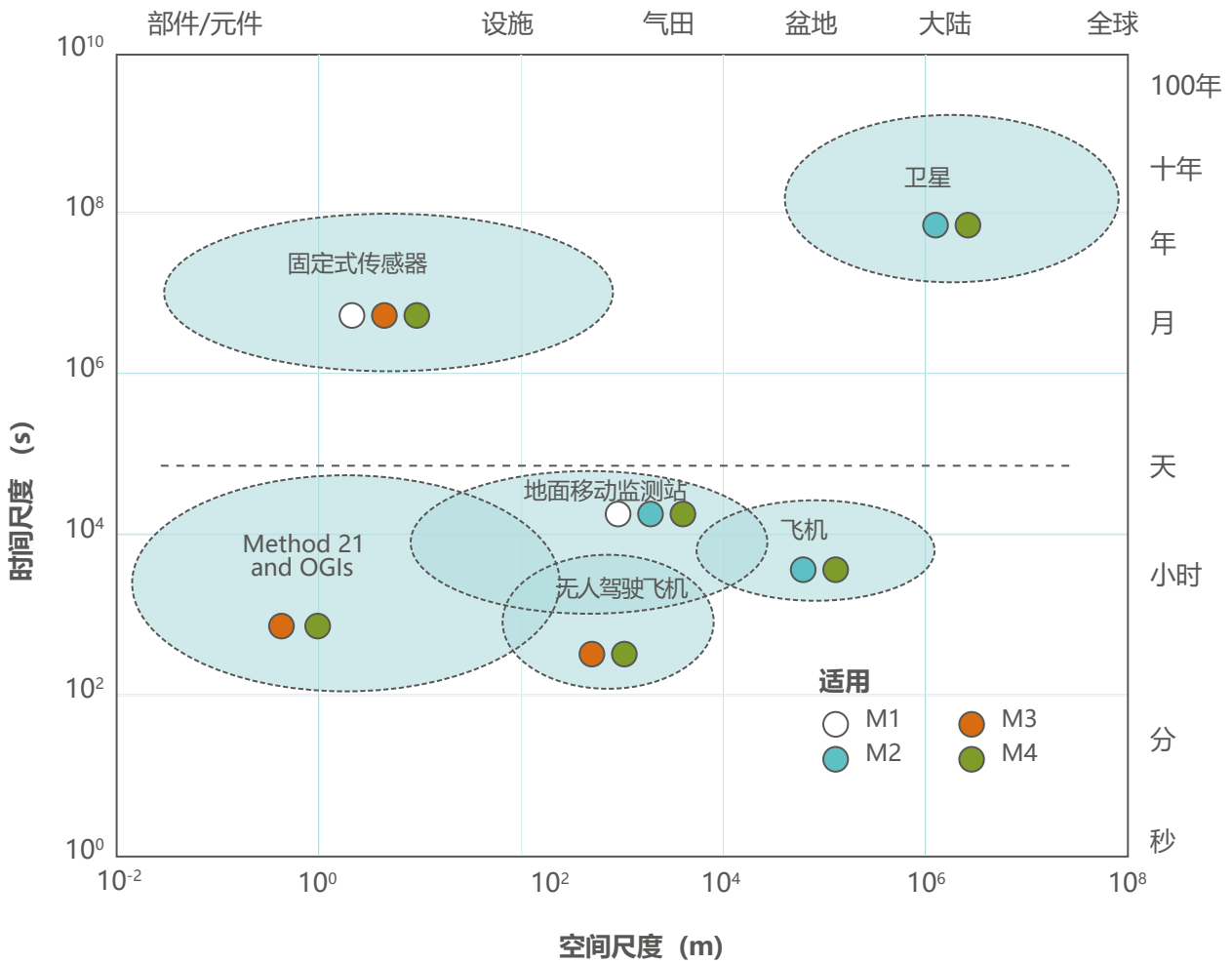
管理计划有效性评估 (FEMP EA) ， 卡尔加里大学和科罗拉多州立大学的“通向等效之路计划” ， 以及斯坦福大学与美国环保协会 (EDF) 共同举办的移动监测挑战¹⁶的比较研究。

上述研发活动旨在探索对比现有的泄漏检测方法，推广准确度和成本效益最高的检测修复方法或方法组合的应用。虽然目前暂没有确定信息可用于比较现有检测修复方法的成本效益，但随着Fox等所述的方案的改进，这种情况在不久的将来可能会改变。

新技术和检测方法也不断涌现，有些已商业化，有些仍在试点测试中。最近发布的报告试图对各种检测技术进行分类(ITRC, 2018)¹¹，其中包括仍处于试点阶段的技术，如美国能源部高级研究计划署能源处(DOE ARPA-E)提出的“采用创新技术实现减排的甲烷观测网”(MONITOR)。

许多检测技术适用于不同的检测频率和不同检测阈值。最近研究比较了不同的空间尺度(可供分析的最小面积)与时间尺度(观察的频率)。Fox等(2019)¹²论文中的图示显示了此类比较。

附录: 减排策略相关的更多信息



注：彩色圆圈表示将以上技术按其潜在用途进行分级的结果，主要用于检测石油和天然气上游的排放量：

- M1** = 制定和完善排放因子，提高清单准确性
- M2** = 评估多排放源区域自上而下的排放量
- M3** = 使用手持排放检测仪实施常规近距离LDAR
- M4** = 快速筛查异常排放

近期对多种技术的研究显示，不同领域的创新能提升效率、提高检测速度及扩大检测规模。

适用范围

任何配有压力设备的地面设施都可使用合适的替代性项目减少逸散性泄漏排放。但是，部分“快照式”的设施排放评估技术的泄漏检测结果往往受到放空类排放的影响，如维修放空、气井液体卸载排放，甚至压缩机发动机废气中夹杂的甲烷排放。

由于这些项目仍在研发和试验阶段，自愿使用该项目的运营商应跟进最新的研究成果，了解这些方法的效果。

公司也可能希望将替代性项目重点应用在可能产生最大排放量的设备和部件上。例如，生产商可能会优先考虑烃类液体生产率高的油田，而非干气田，因为生产湿气场站的常压储罐排放最多的闪蒸气体。

结论

由于没有确切的信息用来比较这些方法的成本效益，因此运营商需要收集适当的信息，这可能是在试点测试和现行研究能提供更多信息之前，推广这些替代方案的障碍。

任何针对减少泄漏措施的经济评估都取决于减排量。对特定站点来说，通常要对所有发现的泄漏点的泄漏率进行测量或估算，与检测和修复项目成本进行比较。在某些情况下，运营商可以通过一个替代性项目的测量效果明确证明其有效性。

减排策略 5：更换持续泄漏的部件

累积的逃逸性泄漏被认为是人为活动造成的甲烷排放总量的重要组成部分。实际只有一小部分的部件发生泄漏。某些时候，总泄漏率可能取决于特定类型的部件泄漏情况。如果这些泄

漏的部件在维修后重复出现泄漏，或定期产生很大的泄漏，运营商可以选择更换部件类型。如果可以安全拆卸部件且拆卸/更换后能继续安全操作，那么也可以拆卸该部件。

在设计系统时（请参阅单独的设计指南）或者对现有设备进行改造或改装时，可以去除经常泄漏的部件。本指南仅介绍对现有设备的改进。如果在检测和维修调查时发现某个部件或设备持续泄漏，并且是造成排放的重要因素，这种情况下通常会除或更换该类设备或部件。

适用范围

配有压力设备的任何地面设施在其使用寿命期间都可能会有逸散性泄漏。但是预计只有少数几个站点的“问题部件”在维修后仍会继续泄漏。运营商需要跟踪其泄漏情况并获得足够的信息，了解泄漏的部件类型和位置，以便能找到重复泄漏的地方。

一旦确定了问题部件，便可以进行工程分析，以确定是否可以将其替换为其他类型的部件或拆除。示例如下；

排放源类型	可替换或改变的部件	可拆除的部件
接口	更换接口，例如更换新的接头。	焊接管道，不使用接头。
阀门	更换为其他类型的阀门，或在同一阀门中更改为其他填料类型。	拆除阀门。
敞口管道 (OEL)	添加额外的截断阀，使通往大气的管线中有“双重截断阀”。在OEL末端加一个防撞塞或螺帽。	导入控制设备或废气燃烧塔，如果无任何操作需要，则拆除OEL。
泄压阀	更改泄压阀的类型或添加爆裂板。	用备用泄压装置(如爆破片)替换泄压阀，或在可能的情况下，将泄压阀连接到控制系统，避免直接排放。
仪表舱口	替换另一种类型的仪表舱口。	更换为压力罐或改为无罐设计。
压缩机密封	更换其他类型密封件或添加密封件气体控制器。	拆除压缩机。

须注意，设备改造中去除部件可能需要管理层进行变更审查，以确保操作中不需要该部件，确定拆除该部件不会对设备或操作的安全性产生不利影响。在大多数情况下，变更审查会否定简单拆除部件，因为它们通常在原始装配中具有重要的用途。

参考文献

- 1 United States Environmental Protection Agency (US EPA) 2017 Greenhouse Gas Reporting Program Industrial Profile: Petroleum and Natural Gas Systems, October 2018
- 2 United States Environmental Protection Agency 'Inventory of Greenhouse Gas Emission and Sinks, 1990-2017', April 2019
- 3 Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) 'Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors', Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), Clearstone Engineering Ltdm, February 2014, www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/238773
- 4 Gas Research Institute, U.S. Environmental Protection Agency, 'Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8: Equipment Leaks, June 1996
- 5 United States Environmental Protection Agency 'Leak detection and Repair A Best Practices Guide', October 1999
- 6 British Standards Institution 'Fugitive and Diffuse Emissions of Common Concern to Industry Sectors. Measurement of Fugitive Emission of Vapours Generating from Equipment and Piping Leaks (British Standard)' BS EN 15446 the British (and European) standard for leak detection
- 7 Climate and Clean Air Coalition's (CCAC) Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 'Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks', Modified March 2017
- 8 United States Environmental Protection Agency Natural Gas Star Program's 'Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions' www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions
- 9 United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) 'Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector', Draft, March 2019
- 10 1Fox et al, A review of close-range and screening technologies for mitigating Fugitive methane emissions in upstream oil and gas, Environmental research letters, July 2019
- 11 The Interstate Technology Regulatory Council 'Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies', September 2018
- 12 Fox et al, A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs, Elementa, 2019, www.doi.org/10.1525/elementa.369
- 13 Lamb et al, Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas Local Distribution Systems in the United States, Environ Sci Technol 49(8): 5161–5169 doi: 10.1021/es505116p, 2015
- 14 Zimmerle et al, Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States Environ Sci Technol 49(15): 9374–9383 doi: 10.1021/acs.est.5b01669, 2015
- 15 AR Brandt, GA Heath, D Cooley, 'Methane leaks from natural gas systems follow extreme distributions' Environ Sci Technol, in press doi: 10.1021/acs.est.6b04303 , October 2016
- 16 Arvind Ravikumar, et al., Single-blind inter-comparison of methane detection technologies – results from the Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge, Elementa, 2019



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES