

2022年1月12日

技术报告

天然气集输、长输和输配管道的泄漏检测方法

技术报告

天然气集输、长输和输配管道的泄漏 检测方法

编制：Highwood 排放管理有限公司（HIGHWOOD EMISSIONS MANAGEMENT）

Madison Strange—甲烷技术专家

Thomas Fox 博士—总裁

Adam Hayman—甲烷技术专家

Brendan Moorhouse—数据分析师和媒介专员

审核：

Chris Moore 博士—美国天然气工艺研究院

某美国管道运营商(匿名)

美国环保协会



HIGHWOOD
EMISSIONS MANAGEMENT

我们是减排专家。我们与业界、政府和世界各地的创新者合作，利用数据、知识和经验优化温室气体排放管理。我们的使命是通过合作、创新和教育，为世界提供有效、经济适用的排放管理解决方案。

本报告由 Highwood 排放管理有限公司（Highwood Emissions Management Inc，简称 Highwood）编制和维护，作为免费教育资源提供给感兴趣者。Highwood 已尽力确保本报告所述信息的准确性和完整性，但不对此提供任何保证，也不对任何错误或遗漏承担责任。本报告仅供学习之用。任何实体若选择使用本报告来影响或指导决策，则自行对其决策引起的任何结果承担全部责任。本报告中使用的术语和定义不一定与各种法规、规则、法典或其他法律文件中所用术语和定义相同。关于本文件中所用术语和定义与特定经营领域所用法律术语和定义有何不同的解释，本报告的用户和读者应参考相关法律渊源，或者咨询各自的法律顾问。虽然 Highwood 已尽力确保本报告传播的信息准确，但是对此信息的内容和适用性不作任何声明。若您发现本报告的任何错误、遗漏或不准确之处，或有任何改进建议，请通过 info@highwoodemissions.com 联系我们。

© Highwood Emissions Management 2022。版权所有。

目录

执行摘要.....	4
术语表.....	4
引言.....	8
管道基础设施与甲烷排放.....	10
集输管线排放.....	13
长输管线排放.....	16
输配管线排放.....	18
案例研究1：地方输配系统的甲烷泄漏.....	19
甲烷检测技术.....	20
方法.....	22
传统方法.....	23
手持式仪器.....	23
持续监测.....	24
载人飞机 – 目视检查.....	24
先进方法.....	25
配有传感器的载人飞机.....	25
无人机（UAV）.....	25
地面移动实验室（MGL）.....	27
持续监测.....	28
卫星.....	28
移动内检测.....	29
针对集输管线的建议.....	30
针对长输管线的建议.....	32
针对输配管线的建议.....	33
案例研究2：太平洋燃气与电力公司采用先进方法.....	34
结论.....	35
附录A：专家访谈问卷.....	42

执行摘要

天然气管道泄漏会带来安全问题，并造成天然气产品的浪费。天然气的主要成分甲烷是一种强势的温室气体。近年来，人们日益关注如何寻找适当的方法来识别和处理石油和天然气作业中的无组织（非故意）甲烷排放源。最初，人们的注意力和政府监管更多地集中于地面上游和中游作业，以及城市环境中的地下基础设施（出于安全因素考虑）。不过最近，解决天然气管道（包括集输、长输和输配等管道）中的甲烷泄漏问题受到更多关注，出现这一转变的推动因素，一是新近开展的大规模测量活动有了新的发现，二是人们对减少整个天然气供应链中甲烷排放的需求日益提升，以缓解气候变化，改善碳核算，确保获得来源可靠的天然气。

由于天然气的泄漏肉眼不可见，而且通常没有气味，因此识别管道天然气泄漏成为一项重大挑战。过去几十年来所沿用的传统方法包括：携带手持式仪器（如有机蒸气分析仪和可燃气体指示器）沿管线巡查，或驾驶飞机沿有通行权的管线搜查异常现象（如植被枯死和土壤侵蚀现象）。虽然这些传统方法可发现泄漏问题，但是其总体有效性尚不明确，且越来越多的研究表明管道的甲烷排放程度比之前设想的更为严重。现已出现一些新的先进解决方案，能够在各种时空尺度上

远程或就地检测和分析大气中的甲烷浓度。很多此类先进解决方案现已上市并投入使用。

本报告将使运营商和监管机构对可用于检测整个供应链天然气管道泄漏的各种技术获得一个统一的认识。我们对此进行了全面的文献综述，并辅以与管道运营商、研究人员、创新者和技术解决方案提供商等行业专家有针对性的半结构化访谈。最后，我们建立了对管道甲烷泄漏检测方法进行分类的方法，并提供以下关键心得。



关键发现

1. 管道甲烷排放是重要的环境和安全问题。
2. 管道的甲烷排放在时空上差异巨大。
3. 管道的甲烷泄漏可能持续存在，且通常需要解决检测问题。
4. 尽管传统检测方法构成了大部分法规的基础，但其有效性仍然不确定。
5. 过去十年的大量创新，使先进泄漏检测方法的数量与日俱增。
6. 各种先进的检测方法如今已投入市场，并且使用率正在快速增加。
7. 各种先进解决方案在缺乏强制规定的情况下越来越多地得到采用，表明其具有重要价值。
8. 集输管线是受监管最少的管道类型，但可能成为最大的排放源。
9. 长输管线泄漏虽不常见，但可能产生严重后果。
10. 输配管线的泄漏量虽小，但可能次数更多，会引起更大的安全问题。
11. 每类管线均具有独特性，因此需要使用不同的泄漏检测方法。
12. 要全面覆盖管道，可能需要使用多种互为补充的方法。
13. 持续的监测、研究和数据共享，对提高天然气管道泄漏和检测方法方面的认识至关重要。



术语表

排放因子

表示排放至大气的污染物数量与污染物排放活动之间关系的值。排放因子有助于估算各种大气污染源的排放量。在大多数情况下，排放因子只是所有质量合格的可用数据的平均值，一般假定其代表源类别中所有设施的长期平均值（即总体均值）。¹

泄漏

碳氢化合物非故意排放至大气。通常称为无组织排放。

LDAR（泄漏检测与修复）

泄漏检测与修复是识别泄漏设备并通过修复减少排放量的工作方法。对于须遵循泄漏检测与修复（LDAR）要求的部件，须按规定进行定期监测，确定其是否存在泄漏。任何泄漏部件须在规定时间内完成修复或更换。²

甲烷

自然界中大量存在的以及某些人类活动产生的无色无味气体。甲烷是最简单的石蜡系烃，是最强效的温室气体之一，其化学式为 CH_4 。³

天然气

天然气是可作燃料的天然存在的可燃烃类气体，其主要成分为甲烷，也可能含有乙烷、丙烷、丁烷和戊烷，通常还含有氧、硫化氢（ H_2S ）、氮气、水和二氧化碳（ CO_2 ）等杂质。



上游

油气价值链的第一阶段，包括勘探过程和生产过程。相关活动包括勘探、基础设施建设以及生产。

中游

油气价值链中介于生产和输配之间的阶段。相关活动包括处理、管道运输、精炼和储存。

下游

油气价值链中的最后一个阶段。相关活动包括输配、零售、营销、产品开发和最终用户消费。



集输

从开采点（井）收集油气产品，然后将其运输至处理厂。典型的集输系统具有很多分支，由中等工作压力的中小直径管道组成。

长输

将油气产品从处理厂运输至输配中心。长输系统由大直径高压管道组成，对大量油气产品进行远距离输送。



输配

将油气产品从输配中心运输至最终用户。

跟踪检测

对排查出的潜在泄漏进行确认的检查。通常，排查技术用于识别现场或设备级的潜在泄漏，而跟踪检测则利用手持式检测方法来诊断部件级的泄漏。

引言

要转向零碳经济，就必须减少强效温室气体甲烷的排放。天然气主要由甲烷组成，已成为全世界的重要能源来源，未来将在能源转型中发挥重要作用。与煤炭相比，天然气燃烧时的碳排放强度低得多。然而，未燃烧的甲烷的全球暖化潜势远远超过二氧化碳（美国环境保护局（EPA）预计前者比后者多达28-36倍⁴），供应链的泄漏可能抵消或扭转天然气在气候方面的优势。⁵同时，天然气泄漏也是一个安全问题；尽管泄漏事件较罕见，但也可能引起灾难性后果。过去十年里，天然气泄漏已造成美国数十人死亡，数百人受伤，导致的财产损失超过5亿美元。⁶发现和修复管道泄漏是减少安全隐患的重要措施。

最近几年，人们提高了对石油和天然气（O&G）行业无组织和有组织甲烷排放的认识。越来越多的甲烷排放、监测和减排工作相关研究表明，官方清单普遍低估了油气行业的甲烷排放。⁷行业专家的现有研究和报告表明，集输管线和输配管线的无组织甲烷泄漏可能比清单估计值更高。尽管人们普遍认为长输管道的有组织操作排放是更为常见的甲烷来源，长输管线的无组织排放却没有完备的记载。最近在美国特拉华（Delaware）盆地和米德兰（Midland）盆地进行的航空测量发现，管道与天然气压缩机站的甲烷排放量差不多（以每年的质量表示）。在本次研究识别出的176个持续集输管线排放源中，大部分的排放率都大于100千克/小时（约5,370标准立方英尺每小时）。⁸

天然气生产供应链由三大类管道组成：集输管道、长输管道和输配管道（注意，有些人认为采气管线（flow line）属于第四类，但本报告中不涉及此类管线）。集输管道将井口与集中储罐群、压缩机站和/或处理设施连接起来。长输管道为大直径高压管道，对大量处理后的天然气进行远距离输送。输配管线为小直径管线，将天然气输送至最终用户。PHMSA目前规定，须对跨州界的长输管线、输配管道以及人口稠密区域附近的分集输管线开展周期性泄漏检查。⁹

过去十年里，随着技术的快速创新，人们加大了对甲烷减排的关注。检测管道甲烷泄漏的策略有很多，近年来更先进的泄漏检测方

法已上市。这些更新的技术部署平台包括（但不限于）无人机、汽车、飞机和卫星。许多新技术选项均执行快速排查，在必要时利用快速排查来指导近距离跟踪。集输和长输管道目前仍在使用的传统方法，一是检查有通行权的管道是否存在肉眼可见的异常现象（例如植被枯死），二是监测管道压力是否变化。在输配中，检查人员使用便携式气体传感器（嗅探器）定期（通常每隔1-5年）进行管线巡查。

根据2020年《管道法》的指示，PHMSA须制定全国标准，要求管道运营商使用先进泄漏检测技术，同时加强泄漏检测和修复工作。¹⁰在本报告中，我们认为‘先进’解决方案是指与传统方法相比，在甲烷检测和量化创新方面有显著进步的解决方案，可以是先进传感器、部署策略、工作方法或是分析方法形式的进步。例如，通过结合具有不同优势的不同技术类型，可提高管道运营商发现和修复泄漏的能力。自动化甲烷检测技术会提高数据收集的频率并增加数据收集量。利用储存和分析此数据的能力可及早检测更多泄漏和预测未来的泄漏，从而改进工作方法和降低减排成本。¹¹

在甲烷检测技术的能力和成本方面拥有良好知识体系，对支持高效和创新友好型排放管理策略和政策至关重要。如今，对生产、压缩和处理油气产品所需地面基础设施的技术评价研究已得到重视。然而，越来越多的研究表明，现有技术可用于检测和量化埋地管道的甲烷排放量。^{8、12-14}

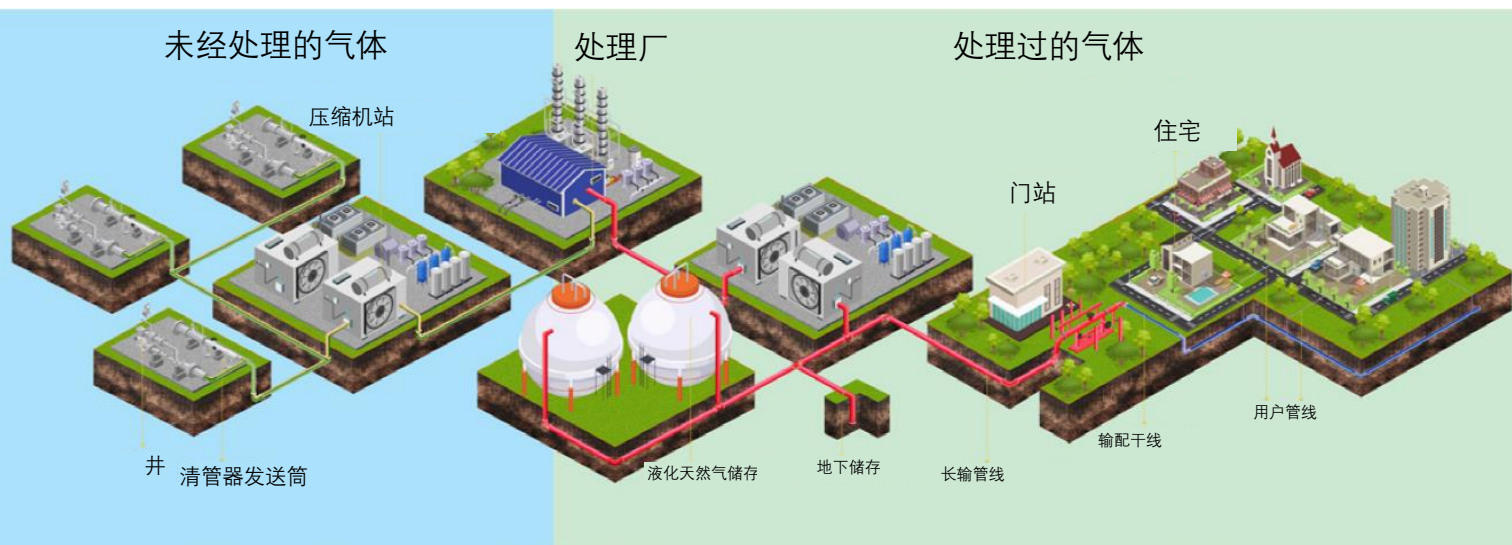
本报告通过文献综述和专家访谈，阐述了管道甲烷排放和可用的泄漏检测方法。首先概述了集输、长输和输配管道的甲烷排放相关知识现状。接着，描述了可用的甲烷检测方法，探讨了在各类管道上如何使用以及是否使用——或者如何才能使用——这些方法。我们将用于检测管道泄漏的可用技术编入目录并进行分类，同时描述它们的性能、能力和限制。最后，本报告旨在向业界、监管机构 and 供应商提供相关信息，使其了解管道甲烷排放以及泄漏检测技术如何才能帮助天然气供应链实现经济有效的脱碳。

本报告重点介绍管道的甲烷排放和可用的泄漏检测解决方案，尤其是先进移动检测方法，比如部署在汽车、无人机或飞机上的传感器。考虑到市场上存在 100 多种甲烷检测解决方案，我们根据部署平台、工作方法和传感原理对这些技术进行了分类。¹¹ 由于排放量、环境和附近人类基础设施复杂性的不同，集输、长输和输配管道之间的检查要求也存在显著差异。因此，各种方法都有其应用的空间，包括覆盖范围大、可能不太精确的方法。而且，各种技术及其能力都在快速发展。因此，本报告将评估各种不同解决方案的能力，而不针对任何单个的解决方案提供商。尽管报告主要关注美国，但相关知识可适用于设有天然气管道的大多数区域。



管道基础设施与甲烷排放

天然气主要由甲烷组成，所以天然气管道的任何泄漏或排放均算作甲烷直接排放至大气。天然气管道排放可能是故意排放（即放空等操作排放）或非故意排放（即泄漏/无组织排放）。管道故障导致的大型排放事件往往罕见，尤其对于精心设计用于输送经处理过气体的高吞吐量管道更是如此。虽然小型泄漏更为常见，但美国有数百万英里的管道，所以小型泄漏加起来可能相当于一个巨大的无组织甲烷排放源。¹⁵



无组织排放可能发生在管道沿线任何位置。集输、长输和输配管道大多设在地下，但偶尔会上升至地面，在地面用辅助设备来监测和控制相关操作。辅助设备包括清管站、压缩机站、阀门、仪表、调节器和测量仪器。接受本报告相关访谈的专家表示，地面设备比地下管道部件更容易发生泄漏，但此课题的研究尚无定论，而且地下泄漏可能更难检测。¹²地面泄漏往往发生在阀门、仪表、螺纹连接、焊缝和法兰上。PHMSA 2018年发布的报告表明，1988-2008年间的所有重大管道事件中，18%均因腐蚀导致。¹⁶加拿大阿尔伯塔省能源监管机构（AER）2021年发布的一份报告表明，内部腐蚀是管道事件的主要原因，占全省所有天然气管道事件的46%。¹⁷

专家们还一致认为，管道的使用年限和材质对其整体泄漏有重要影响。老旧管道往往比新管道更容易泄漏，这是因为它们通常采用低端的材料构造，而且可能已经受到更多磨损。目前批准的天然气管道材料包括钢、铜、黄铜、球墨铸铁、铝、聚氯乙烯和聚乙烯，¹⁸而老旧管道通常由铸铁制成。¹⁹

天然气行业内有三大类管道，包括集输管道、长输管道和输配管道（表1）。这三类管道形成一个网络，将天然气从井中运输至消费者。美国和加拿大等天然气生产国均拥

有复杂的集输、长输和输配管道网络，用于天然气运输。表2所示各州拥有美国最长的管道（所有类型）里程。值得注意的是，表2中集输管道的里程较小；这些数字仅代表PHMSA监管的集输管道。美国各地仍有几十万英里的集输管道未受到监管。美国环境保护局2021年9月指出，根据Enverus公司的数据，全国有大约434,000英里的陆上集输管道。²⁰基于此总数，与表2中的里程相比，截至2022年1月，PHMSA监管的集输管道约占总数的2.76%。

截至2020年，PHMSA报告称，其监管了美国约12,000英里的集输管线、约300,000英里的长输管线、约1,330,000英里的输配干线和约955,500英里的输配用户管线，共计约2,600,000英里。²¹然而，在2020年，美国能源信息署（EIA）表示，全国天然气管道网络有约300万英里的天然气干线。²³报告的管道里程存在差异，表明美国干线道里程尚不清楚，并且有大量里程未受监管。

2021年11月，PHMSA批准了关于扩大天然气集输管道法规覆盖面的规定，要求监管另外426,000英里的集输管线，自2022年5月起生效。²²根据新规定，所有集输管线均将进行年度事件报告，预计将对20,000英里的集输管线进行泄漏检测、线路标记、腐蚀控制以及采取提高公众意识的措施。²²

管道类别	相对工作压力	直径	系统复杂性
集输	中	中	中
长输	高	大	低
输配	低	小	高

表1 不同类别管道的相对等级

管辖区域	受监管的天然 气集输里程	天然气长输里 程	天然气输配里 程（干线）	天然气输配里 程（用户管 线）	总计
德克萨斯州	6,028	47,153	109,753	52,591	215,525

加利福尼亚州	156	12,080	107,899	95,543	215,678
伊利诺斯州	10	9,232	62,527	54,571	126,340
俄亥俄州	1,143	10,582	59,528	46,599	117,852
密歇根州	306	8,672	60,592	59,393	128,963
宾夕法尼亚州	755	10,487	48,697	30,488	90,427
纽约州	80	4,595	49,601	43,978	98,254
路易斯安那州	789	24,247	27,857	15,448	68,341
佐治亚州	0	4,888	46,099	42,127	93,114
印第安纳州	0	5,356	42,197	32,456	80,009
田纳西州	11	4,875	41,310	27,695	73,891

表2 2020 年监管的管道里程数据。摘自美国管道与危险品安全管理局门户（PHMSA Portal）。²¹ 列出的各州为全国管道总里程排名前十的州。注意，天然气长输和输配均由 PHMSA 监管，然而据估计，截至 2022 年 5 月，受监管的天然气集输管线仅 5%。

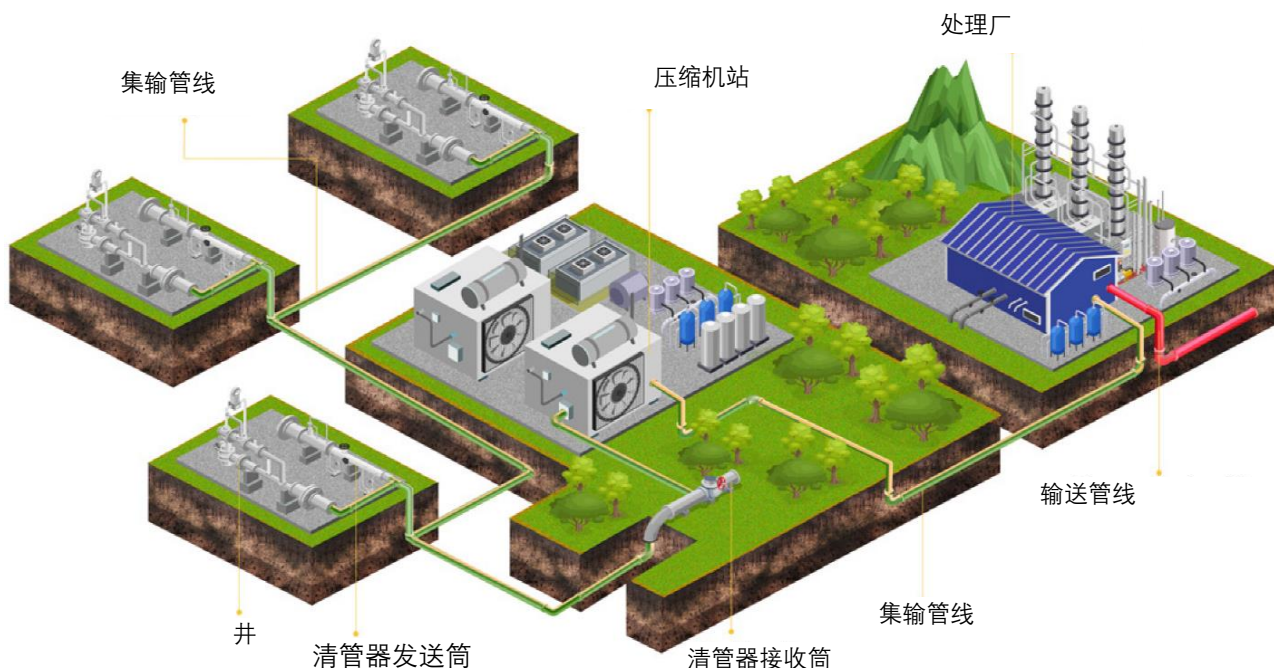


美国天然气管道里程			
管道类型	英里	子类管道，如有	子类管道里程
集输	434,000	受监管（2020年）	11,569
		受监管：年度报告（2022年5月）*	~434,000
		受监管：须满足泄漏检测要求（2022年5月）*	31,905
长输	301,665		
输配	2,284,379	输配干线	1,328,873
		输配用户管线	955,507
总计	3,020,044		

表3 美国天然气集输管道里程。*PHMSA 新规定将于2022年5月16日正式生效，要求所有陆上集输管线均提供年度报告。^{22**}其中，20,336英里将需要重新进行泄漏检测，总共31,905英里将需要进行泄漏检测。¹⁰主要来源：PHMSA 年度管道里程报告。



集输管线排放



集输系统由具有很多分支的管道段组成，这些管道段将井场和生产设施与天然气处理厂连接（图 1）。集输管道系统的管段长度和直径变化很大，每段长度从几码到几英里不等，直径从大约 4 英寸到 36 英寸不等。²³⁻²⁴ 集输管道的排放源通常为以下三项之一：管线本身（由腐蚀、接头故障和结构应力导致）、辅助设备（管道常规操作中使用的地面设备）和操作中的不定期事件（例如，泄压、清管、放空）。

有关集输管线的排放数据稀缺，但越来越多的研究表明，集输管道为重要的甲烷泄漏源。Cusworth 等人使用飞机泄漏检测法对美国德克萨斯州二叠纪盆地（Permian Basin）内 55,000 km² 的区域进行了检测，⁸ 研究识别了 176 个持续甲烷点源（大多数的排放率超过 100 千克/小时），这些点源都属于区域内的管道（大多数——如果不是全部——都来自集输管线）。管道泄漏占研究中检测到的全部量化排放的 19%，共计 $0.27 \pm 0.09 \text{ Tg} (10^{12} \text{ 克}) / \text{年}$ 。

该研究期内二叠纪盆地的量化排放高于该区域历史研究中显示的值。提出的原因包括：

(i) 天然气产量超过系统的输送能力、(ii) 火炬未点燃的情况盛行、(iii) 材料缺陷、(iv) 腐蚀以及 (v) 配件/接头故障。二叠纪盆地中检测到的排放呈重尾分布，类似于美国加利福尼亚州和新墨西哥州四角地（Four Corners）区域的观测值。二叠纪盆地观测的排放率大于 500 千克/小时的甲烷羽流数量是加利福尼亚州的 2.5 倍以上，是四角地区域的 4 倍以上（分别为 36%、14% 和 8%）。

研究还发现，在检测到的所有泄漏（共 1100 处）中，集输管道的泄漏率往往更高，可能持续发生在多次飞机测量期间。这在为本白皮书进行的两次专家访谈中得到了印证。专家表示，集输管线中的泄漏持续存在，可能是由例行维护频率较低导致，表明发现和修复泄漏可能有助于长期减排。

测量天然气集输管道排放量的另外三项研究分别在尤蒂卡（Utica）页岩区、¹³ 圣胡安（San Juan）盆地¹⁴ 和费耶特维尔（Fayetteville）页岩区¹² 进行。这三项研究使用车载系统共检查 228 英里集输管道，其中发现一处地下管道泄漏，此泄漏约占费耶特维尔研究中发现的总排放量的 80%（4 千

克/小时)。其余泄漏全部在清管器发送筒盲板和切断阀等相关地面基础设施上检测到。这些研究提出了一个问题，即使用的方法是否足以检查地下管道。对传感技术进行的活动后分析结果表明¹²，车载系统足够敏感，能够检测比单个 4 千克/小时泄漏小两个数量级的泄漏。这表明研究中未检测到小于 4 千克/小时的泄漏，或者此泄漏是研究区域存在的唯一泄漏。三项研究全部使用类似的甲烷传感技术进行，且三项研究均遇到可达性和管道位置不确定性方面的挑战。此外，超级排放源较罕见，仅 228 英里的样本

规模可能无法充分发现大型地下排放源。

Cusworth 等人使用的航空高光谱图像在理想条件下的受控释放检测限值为 10-20 千克/小时（研究中 90% 的检测概率可能大于 100 千克/小时）。²⁶在本次研究中，飞机观测的大多数排放源均比在其他地方采用速度更慢、更敏感的地面方法观测的排放源大得多。因此，在尝试解释大型但罕见的泄漏时，重要的是在灵敏度和覆盖范围之间进行取舍权衡。

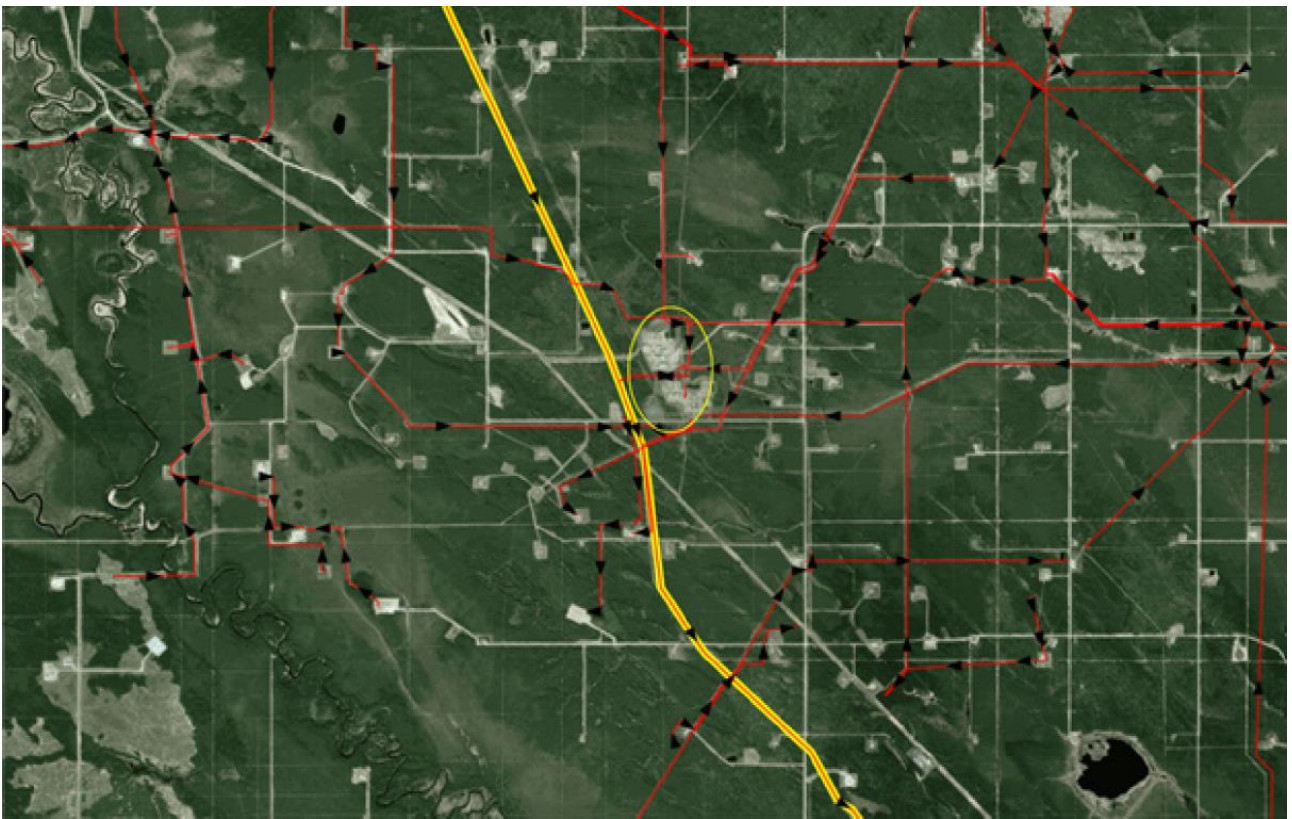
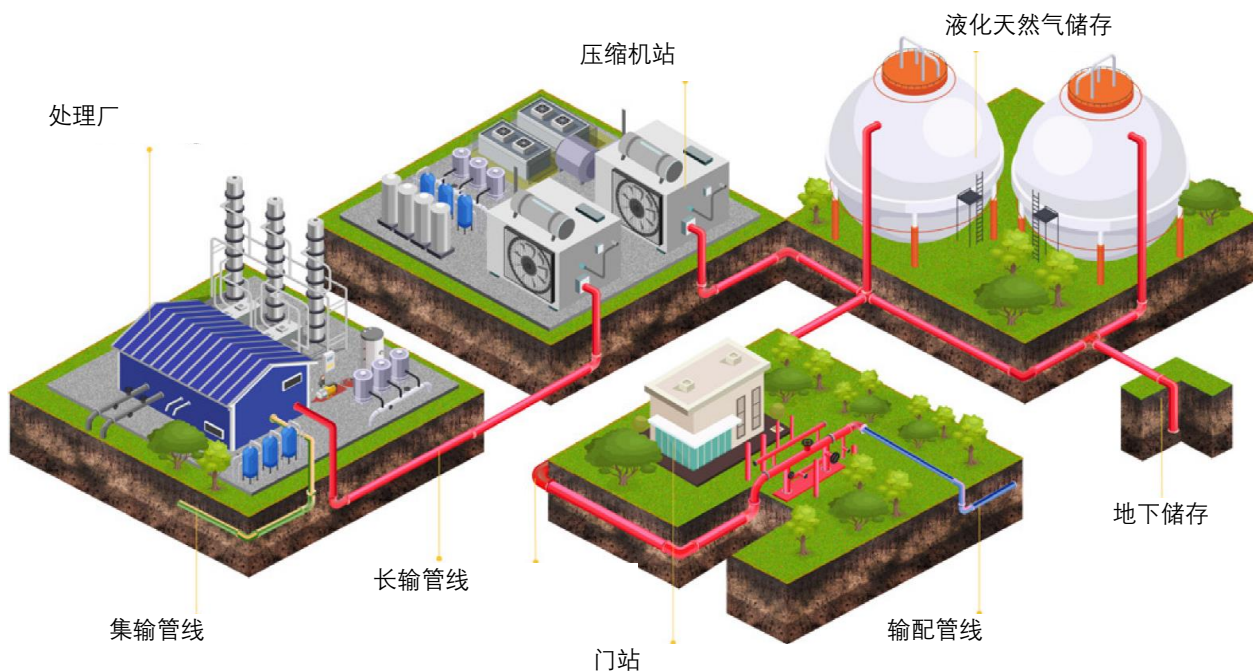


图1 加拿大阿尔伯塔省的一个天然气集输系统。红线连接井场（图中可见的白色小方块）与更大的集输管线，然后集输管线将天然气送往天然气处理厂。在本图中，黑色箭头表示天然气流经管道的方向。黄色圆圈内是区域内的一个大型天然气处理厂。最后，图中可见的大型黄色高亮线为大直径（直径为 30 英寸）长输管线，将处理过的天然气从工厂往东南输送。²⁵ 美国管道基础设施的类似地图尚未公开。

长输管线排放



长输管线在直径和长度上都是最大的管道类型，用于对大量天然气进行远距离输送。例如，美国德克萨斯东部管道（由 Enbridge 运营）²⁷ 由 8,825 英里管道组成，每天可输送多达 130 亿立方英尺天然气。²⁸ 长输管道的直径从 4 英寸到 48 英寸不等。²⁹ 截至 2020 年，美国有大约 301,955 英里长输管线。²¹ 加拿大有大约 75,000 英里长输管线。²⁹ 由于其工作压力高、输送量大，泄漏的潜在经济影响和环境影响非常严重。由于长输管线通常位于偏远地区，但有时也可能靠近人类活动区域，因此对安全的影响变化不定。

长输管道通常由中游公司负责运营。中游领域涉及从处理厂到输配中心以及到天然气发电厂的碳氢化合物储存、运输和处理。将天然气从一个点安全可靠地运输至另一个点是中游业务模式的核心，注重管道完整性是获得社会许可的关键。因此，长输管道须满足非常严格的工程标准，采用经久耐用的材质构造，并受到密切监测。迄今，尚无与长输管道甲烷排放相关的经同行评审的研究发

布。记录的少数事件主要是天然气长输管线上腐蚀相关泄漏导致的爆炸和火灾。2012 年，西弗吉尼亚州一条天然气长输管线发生泄漏，由此导致大爆炸，造成一条 800 英尺长的州际公路和五栋住宅损坏。最近，2021 年 7 月在墨西哥湾发生水下原油通路燃烧事件。大火起因是，一条水下天然气管道发生泄漏但没检测到，大量天然气涌出水面，并被雷击引燃。

PHMSA 收集了在天然气长输管线上发生的各种事件相关信息。自 2001 年以来，美国各地的天然气长输系统已发生 78 起严重事件（图 2）。“严重”事件是归类为涉及死亡或受伤人员需要住院治疗的事件。关于长输管线的州级数据尽管会因州而异，但也很全面。例如，德克萨斯州铁路委员会拥有全州所有天然气长输管道运营商的全面准确数据库，包括每个运营商拥有的管道英里数。³⁰ 截至 2021 年 10 月，州内有 418 个活跃长输运营商，长输管道（包括州际管道和州内管道）总计 52,000 英里。³¹

PHMSA 管道事件：统计（2001-2020 年）

事件类型：严重 系统类型：天然气长输

州境内：（所有柱值）海上：（所有柱值）

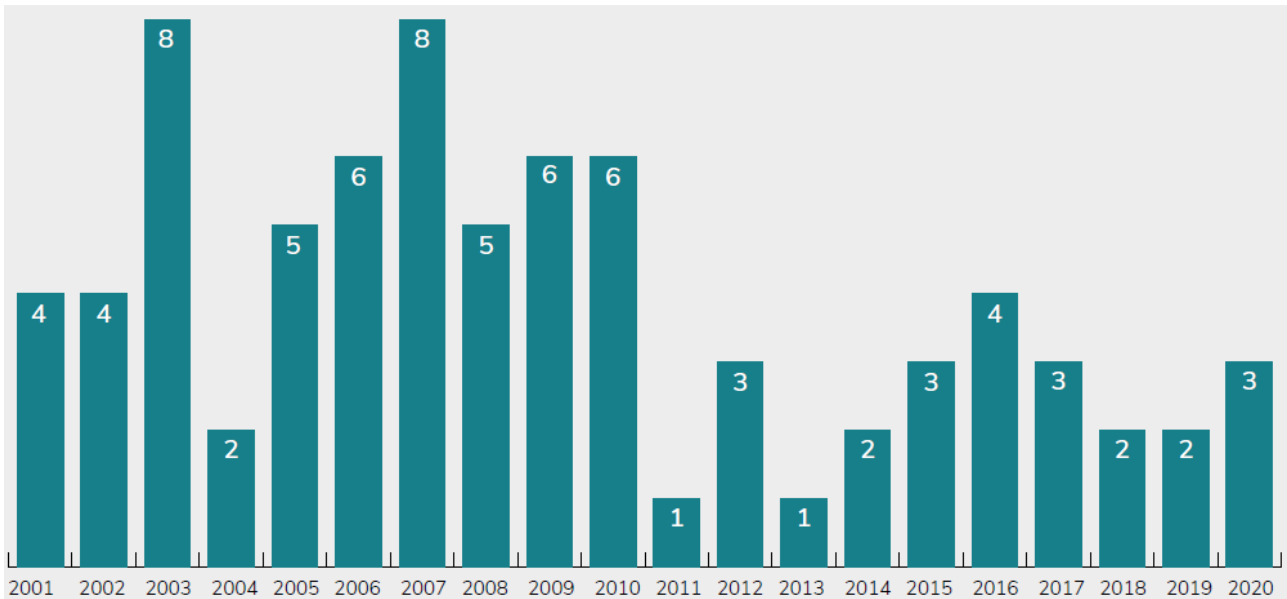


图 2 报告给 PHMSA 的天然气长输管道严重事件。事件数量总体呈下降趋势。³²

中油公司发布年度可持续性报告（有时称作 ESG-环境、社会和公司治理报告），其中包括公司在日历年内采取的排放（包括管道泄漏造成的排放）管理措施。例如，金德摩根（Kinder Morgan）在 2019 年的 ESG 报告中强调了公司减少甲烷排放的承诺，相关陈述如下：

“2016年，我们设定的目标是，到2025年，天然气长输和储存资产实现每单位吞吐量0.31%的甲烷排放强度目标。我们的分析表明，过去三年，我们作业的甲烷排放强度先后达到了0.04%、0.02%和0.03%，提前几年超越了0.31%的目标。”³³

其他大型长输公司已发布类似报告，展示了行业对减少长输管道总排放量的承诺。与集

输管道不同，大多数长输管道的位置是已知的，使它们更容易得到监测。跨州界的天然气长输管线由 PHMSA 监管，不跨州界的天然气长输管线通常由各州委员会监管。总之，由于长输管道有更高的设计、施工和维护标准，而且此类事件在历史上并不常见，因此尚无迹象表明长输管道的无组织甲烷排放是一个重大问题。



输配管线排放



天然气输配管道是按里程计算的最普遍的天然气管道类型，将天然气输送至住宅、商业建筑和工业用户。输配管道大多位于人口稠密区域。2020年，PHMSA 报告有 1,328,855 英里天然气输配干线和 955,476 英里输配用户管线。用户管线为更小型的管道，将天然气从干线配送至千家万户。2020 年的输配管线总里程为 2,284,330，由 1,347 家持证企业经营。³⁴ 2019 年，美国的天然气输配系统向全国消费者输送天然气超过 28 万亿立方英尺。²² 此类管道仅运输经处理的清洁干燥天然气，而且天然气中添加了一种有气味的化学物质，使其具有典型的“天然气”气味。天然气输配管道通常工作压力低、流量小，是三类管道中直径最小的管道。

由于输配管道靠近人口稠密区域，其泄漏将给公众带来潜在安全隐患，因此由 PHMSA 监管。由于输配系统的范围和复杂性，泄漏比较常见。³⁵ 输配管线的一大挑战是其使用年限和材质。在某些城市，当地天然气输配系统已经存在 100 多年，正因如此，管道材质和基础设施已经过时且有渗漏²²，即使自

20 世纪 90 年代以来一直在大力改善其状况也是如此。^{36、37} 铸铁管在全国许多大城市都很常见。考虑到此类管道与我们的日常生活息息相关，替换这些管道成为一项艰巨的任务。

PHMSA 发布了按材质分类的天然气输配管道相关信息。据报道，截至 2020 年，有 718,813 英里管道由钢制成，1,506,748 英里管道由塑料制成，28,752 英里管道由其他材料制成（无进一步说明）。³⁴ 可以看出，更换和改建项目的确对输配管线减排有较大影响。³⁶ 尽管完全更换传统材料可能永远不可行，但是用新型塑料管或有防护的钢管替换容易发生泄漏的铸铁管或无防护的钢管，将有可能降低排放因子。

天然气公用事业公司须定期检查其整个网络，确保公众安全。据 2020 年的一项研究估计，美国输配干线的泄漏次数超过 630,000 次，主要受管道使用年限和材质影响。³⁵ 在这些系统中发生的泄漏量小，而且非常持久。公用事业运营商擅长隔离和修复地下输配管线的泄漏。然而，正如在整个天然气供应链看到的那样，少数大型泄漏占了

甲烷泄漏总量的大部分。^{36、38} 检测和修复这些大型泄漏可能对减少天然气输配系统总排放量产生重大影响，用快速移动方法进行全系统泄漏检测可能有利。

输配网络泄漏的主要原因是管线撞击（例如第三方挖掘）。美国各州均有热线电话或网站供人们拨打或访问，以申请使用管线位置探测仪在他们打算挖掘的位置定位任何地下基础设施。网站 www.clickbeforeyoudig.com 上有一张互动地图，可指引人们找到他们所在地区的正确资源。³⁹ 由于输配管网系统与人们的住宅和基础设施交织在一起，管线撞击在输配管道网络中比在集输和长输网络中

案例研究1：地方输配系统的甲烷泄漏

Weller 等人在 2020 年使用车载自下而上法估计了美国输配管道干线的甲烷泄漏次数。³⁵ 该研究估计，美国输配干线网络的甲烷泄漏次数为 **630,000 次**，相当于甲烷排放量为 **0.69 Tg (10¹² 克) /年**（78,767 千克/小时）。由于之前的调查很少，而且样本规模小，使得这些调查有可能忽视了重大的超级排放源。

Weller 等人估计的美国输配干线甲烷排放总量是基于活动因子（每英里泄漏次数）、活动（管道英里数）和排放因子的乘积。在美国 12 个设有管道网络的大都市区开展了车载检测实验室（MGL）检查。使用 GIS 和 PHMSA 数据，Weller 等人根据 MGL 提供的信息，对已知材料和安装年限的特定管道做加注泄漏标识。

更常见。可能导致管线撞击的活动示例包括下水道工程、安装围栏、电信维护和景观美化。⁴⁰

除管线撞击外，天然气输配管道与集输管线和长输管线一样，也会出现因腐蚀、管件和螺纹连接不正确导致的故障。⁴¹ 大型泄漏源可能发生在输配系统中，但由于给天然气添加了气味，因此能实现快速检测和修复。由于典型的管径尺寸和小流量，输配管线的最大泄漏可能比集输管线和长输管线发生的最大泄漏事件更小，而且由于添加了气味，因此也能更早发现。

通过将泄漏标识赋予给具有已知特征（材质和使用年限）的管道段，建立了管道特征与每英里泄漏次数（活动因子）以及管道特征与平均排放规模（排放因子）之间的关系，并将此关系外推至全国范围。研究发现，由于检查的泄漏更常见于材质（铸铁材质）不太坚固的老旧管段，因此 MGL 数据具有可靠性。

Weller 等人的研究建立在使用高度敏感的仪器和大规模样本进行快速排查的基础上，是对以前输配管道排放量估计的重大更新。此外，该研究有助于验证采用先进方法监测输配管道网络的有效性。

甲烷检测技术

市场上现有各种各样的甲烷泄漏检测技术，可供管道运营商用于检测、定位和量化甲烷排放量。手持系统和干扰目视检查等传统方法已使用几十年，但有重要局限性。例如，大多数传统方法的检测效果未知，无法准确估计排放率，而且往往部署成本高昂。

过去十年里，市场出现快速创新，现已有各种各样的更先进系统。十年前，除传统方法外，很少有商业化的甲烷检测和量化解方案；今天，至少有 100 种不同的甲烷检测技术已上市，用于检测油气行业的泄漏。⁴² 尽管新兴技术已经开始应用于地面基础设施（通常为油井生产场地、油罐组和/或压缩机站等分散设施），但其中许多技术正积极用于检测管道甲烷排放。根据我们的访谈结果，整个供应链——从天然气集输到输配——的管道运营商均已自愿使用飞机、无人机、卫星等技术。新兴技术的广泛应用证明了其价值，同时指明了提高甲烷检测和量化的性能和成本效益的重大机遇。

相比其他类生产基础设施，管道的甲烷泄漏检测更具挑战性。由于管道的线性性质，而且通常埋在地下，因此用传统方法检查井场和其他地面设施可能效果不佳。油气生产商对其设施进行定期排查，以搜寻并修复任何泄漏部件。传统的设施检查是使用光学气体成像（OGI）相机徒步进行，或者使用固定传感器对单个设施进行持续监测。相比之下，对整个有通行权（ROW）的管道进行徒步手持式检查并不现实，特别是对于远距离长输管线更是如此（然而，输配管线仍然采用这种方式进行检查）。检测地下泄漏的另一个重大挑战是，管道的位置并不总是已知的，集输管线更是如此。管道位置数据的质量各不相同，取决于法规和企业文化。

管道甲烷检测技术可用若干方式进行分类。一般而言，管道特定系统可位于地面或者地下。地下系统可位于管道内部或外部，而地面系统可以是固定式或移动式。移动技术可分为排查技术和近距离技术。大多数近距离方法均为手持式（即传统）仪器，用于近距

离检测泄漏。检测方法敏感度变化很大，通常随着排放源的接近和传感器的性能提高而增加。然而，远距离检查技术（例如飞机和卫星）覆盖的距离更远，而且检查速度比地面方法更快。因此，在灵敏度、覆盖范围和速度之间存在取舍权衡的情况，这与每个地点的成本或管道英里数有关。

排查技术是指那些能快速标记潜在泄漏位置，以便使用近距离方法进行定向跟踪的技术。近几年来，油气价值链的所有环节均已迅速增加排查技术的使用。由于大多数油气系统的典型排放特征，通过快速排查场地是否存在大型泄漏源来指导更有针对性的近距离检查，是一个重要的价值主张。甲烷泄漏释放速率总体呈现高度倾斜的分布，即少数泄漏占了总排放量的大部分。³⁸ 因此，更频繁地排查大型泄漏——即使灵敏度更低——可能比不太频繁的近距离检查更有效。通常，排查既不能识别部件级泄漏，又不能区分有组织排放和无组织排放。区分泄漏和放空时，需要与管道运营商进行有效协调，将检测到的排放与计划的放空事件相匹配。为诊断和修复泄漏，排查方法须与近距离系统配对使用。

图 3 汇总了用于管道泄漏检测的各种技术类别的优势、局限性和特征，并对每个类别的不确定性进行了评估。图 3 所示数据基于 Highwood 对现有文献和专家访谈的解释。相关结果详见本报告后面各节。前五行为移动技术类别，其余两行为固定传感器。总之，灵敏度随着测量的空间范围增大（即增加排放源与传感器之间的距离，例如，从手持检测转为卫星检测）而降低。然而，一般来说，灵敏度和检查速度之间存在典型的取舍权衡状况，而且部署成本往往随着速度提高而降低。

越来越多的证据表明，各种甲烷检测方法不仅在性能上不同，而且在覆盖范围——可识别哪类排放源以及如何描述此类排放源——上也不同。例如，最近一项研究使用航空测量识别了 80 个（非管道）排放源，累计排放率达 1802 千克/小时。⁴³ 同时进行的手持式检查发现了 379 个排放源，但合计排放率仅为 74 千克/小时。在手持式检查期间发现的许多泄漏都太小，飞机无法观测到。这表明，为实现系统全方位覆盖，可能需要使用多种技术。模拟研究还表明，在适当情况下，各种技术的综合使用是最有效的。^{44、45}

在考虑系统性能时，重要的是区分各种技术和方法。技术通常被描述为硬件，包括部署平台和传感器，而方法则包括分析和工作实践。⁴⁶ 特别是，在评价技术性能时，了解工作实践与技术的结合至关重要。总之，所有技术类型都需要更多的现场观测数据和对地下基础设施做更多受控释放测试，从而提高对性能指标——性能和局限性——的认识。最近几年出现了一些受控释放测试设施。最为明显的是，美国科罗拉多州的甲烷排放技术评估中心（METEC）已进行大量测试，且目前正积极评估地下基础设施相关甲烷检测技术。

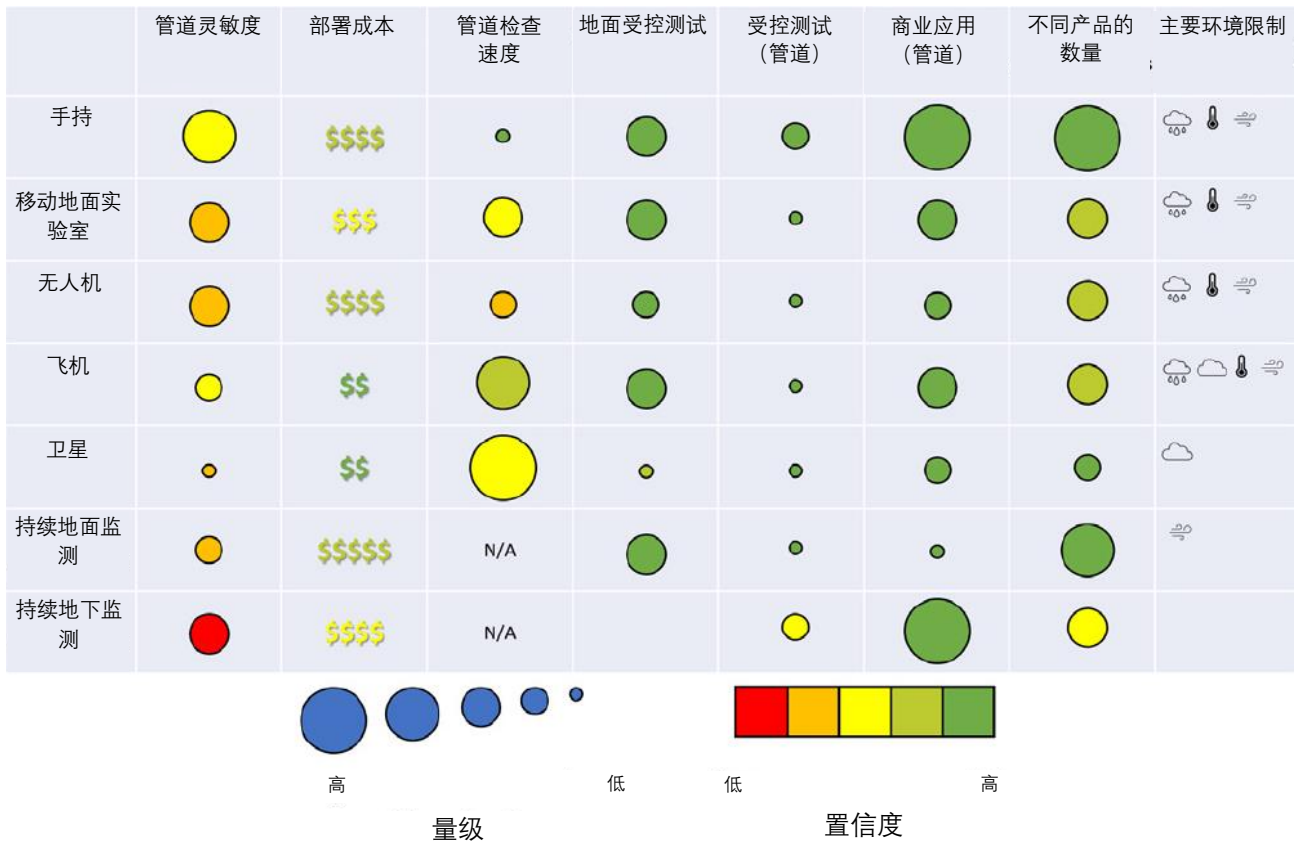


图3 基于 Highwood 对行业专家访谈和可用文献的解释，对泄漏检测技术性能的比较。圆圈的大小表示特定技术在特定类型中的优势。圆圈的颜色表示 Highwood 根据现有文献和专业经验为该领域分配优势值的信心。对于地面基础设施，性能方面的知识得到了更多发展。管道测试受到各种限制，但依然在进步。

方法

本报告的重点在于管道的甲烷排放和可用的泄漏检测解决方案，尤其是移动检测技术，例如部署在汽车、无人机或飞机上的传感器。考虑到市场上存在 100 多种甲烷检测解决方案，于是根据部署平台、工作方法和传感原理将这些技术进行分组。¹¹ 由于排放量、环境和附近人类基础设施复杂性的不同，集输、长输和输配管道之间在泄漏检测要求方面存在显著差异。因此，各种方法都有应用的空间，包括覆盖范围大、可能不太精确的方法。而且，各种技术及其能力都在快速发展。因此，本报告将评估各种不同解决方案的能力，而不是针对任何单个解决方案提供商。

为了了解专业人士的经验和观点，我们综合采用下述方法：(i)案头调研，即查阅各种出版物以及其他相关参考资料；(ii)半结构化访谈，即采访那些行业参与者（技术供应商、管道运营商以及研究员）。我们总共采访了 10 名专业人士，他们分别是管道运营商、解决方案供应商和学术研究员当中的典型代表。所有参与者均以匿名方式提供数据。半结构化访谈中所用的调查问卷详见附录 A。依据传感原理和部署模式将各项技术分类。

部署模式定义如下：

- **手持式** – 检查员可随身携带的便携式系统。这类设备是各种规定和泄漏检测准则通常强制要求使用的设备，包括可燃气体探测器、光学气体成像 (OGI) 设备以及其他类型的设备（例如手持式激光甲烷探测器）。
- **飞机** – 通常是小型飞机或直升飞机。这类系统广泛应用于众多国家，尤其是应用于上游和中游的运营。
- **无人机 (UAV)** – 固定翼无人机和螺旋桨无人机属于新兴技术，用以在中短距离内探测甲烷排放。
- **车载检测实验室 (MGL)** – 皮卡车、厢式货车或小汽车上装备各种传感器，用以探测和测量局部大气条件。
- **持续监测** – 此类系统属于固定设备。持续监测系统具有独特的优势，能够解决排放量的时间变异性问题。
- **卫星** – 现在出现越来越多的天基甲烷探测系统，能够在点源尺度和地区空间尺度上探测甲烷排放。
- **移动内检测** – 插在管道内的传感器可获得管道完整性测量数据，用以探测那些可导致泄漏的异常现象。此类传感器在管道内部沿管线移动。这类系统通常称为“清管器”或“智能清管器”。

传感模式定义如下：

- **点传感 (羽流传感)** – 点传感器包括简易型固态金属氧化物传感器、复杂型光腔衰荡光谱仪 (CRDS) 以及气相色谱仪。点传感器可部署于能穿过甲烷羽流的任何平台或能使甲烷羽流从传感器上方经过的任何平台。
- **主动成像 (遥感)** – 主动成像系统可产生光源，光可穿透甲烷羽流，经远处的某个表面反射后返回探测器。根据反射光的变化，可推断出管道沿线的甲烷浓度。一个常见的实例就是光探测和测距 (LiDAR)。
- **被动成像 (遥感)** – 被动成像系统利用反射的太阳光来测量大气内的甲烷浓度。此类设备可在一切类型的平台上使用，包括光学气体成像摄像机和卫星成像设备。
- **非甲烷** – 很多传感器可测量压力、温度、植被生长状况、管道机械破坏、附近区域以及其他间接参照物的变化，从而推断出是否存在甲烷泄漏。

传统方法

尽管泄漏检测是一种新兴方法，但是开展管道检测是该行业历来已久的标准做法。以前，管道监测的常用方法是人工监测——利用听觉、视觉和嗅觉（AVO）方法监测。光学气体成像手持式泄漏检测设备从 21 世纪初年即已存在，⁴⁷ 手持式可燃气体探测器在 20 世纪 90 年代出现，⁴⁸ 管道系统上利用质量平衡系统实施地下持续监测的技术存在已有数十年，⁴⁹ 并且这类手持式设备确实能有效探测到重大泄漏。³³

手持式仪器

基于车辆、无人机、飞机和卫星的新型甲烷探测技术已得到快速发展，不过手持式仪器依然在广泛使用，尤其是针对输配管线。手持式设备可在精密细致的泄漏探查中单独使用，或者在使用排查技术的情况下作为“后续”探测设备使用。可借助监管机构批准的仪器（即“嗅探器”）、泄漏检测设备（49 CFR 192）或光学气体成像（OGI）摄像机开展此类后续检查。图 3 中突出强调手持式仪器的优势，包括高灵敏度、商业应用以及不同产品的数量。

由于大多数手持式仪器是点传感器，这意味着探测器必须近距离靠近泄漏部件。光学气体成像（OGI）摄像机是红外线（IR）或热成像摄像机的专业机型，用户可将甲烷泄漏部位转化为可视图像。近几年来，光学气体成像技术已成为上游产业中光探测和测距作业的首选技术，这是因为这类技术可产生易于传达的直观结果，比（美国 EPA 的）第 21 种方法更高效，且能在一定距离上测量各种部件。然而，光学气体成像摄像机必须依赖大气与泄漏气体之间的温度差，因而其探测地下泄漏的有效性可能十分有限。手持式激光甲烷探测器也在使用，此设备也具有远程操作的优势。现已开展对激光手持式系统的评估，预计未来会在地下基础设施上进行测试。⁵⁰

手持式仪器的存在时间最久，且在可探测排

放率方面依然是探测限值最小的设备，这主要是因为实际探测工作必须要近距离靠近排放源。众多泄漏检测服务公司可方便地部署手持式仪器，且这类仪器已经过大量的第三方受控释放测试，以验证其对于地上基础设施的性能指标。

嗅探器和光学气体成像设备的主要限制因素是天气以及高度劳动密集型作业。通常，采用（美国 EPA 的）第 21 种方法的运营商每天可测量 500 个部件。根据设施的尺寸以及检测距离，完整的检测可能需要耗时数日乃至数月才能完成。光学气体成像检测的执行速度比方法 21 检测快约 20 倍，运营商每天可检测多个地上井场。手持式仪器是久经考验的成熟技术，众多服务提供商均采用此类仪器。尽管手持式仪器的劳动成本很高，可燃气体“嗅探器”仍然是输配管线探测的首选工具。排放率量化计算依然是嗅探器和光学气体成像技术面临的一大难题，且地下排放源依然未实现排放率量化计算。目前，美国科罗拉多州的甲烷排放技术评估中心（METEC）正在开展受控释放测试，以更准确地评估手持式系统的性能。⁵¹



图4. （美国 EPA 的）第 21 种方法和光学气体成像（图像来自于蒙特罗斯环境集团公司）

将传统方法（例如质量平衡系统）与新兴技术（如下文所述）相结合，可能会促成管道泄漏检测技术的进步，从而最大限度地实现甲烷检测和泄漏修复。在几次专家访谈中，曾有人建议将不同类型的技术综合使用，探测到泄漏的概率将大于任何单项技术所能实现的概率。³⁷⁻³⁹

持续监测

管道持续监测系统可以安装在地上或地下。地下持续监测设备必须在管道安装时完成部署。地下持续监测系统可划分为两种类别，即内部系统和外部系统。

内部系统安装于管道内部，可测量管道内的气体性质。采用体积测量监测系统、压力测量监测系统和质量平衡系统。质量平衡系统结合了体积测量方法和压力测量方法，能更精确地探测到管道泄漏。这类系统可测量管道内两点之间的气体流量并对比测量值，从而起到探测作用。若两个值之间存在明显差异，则运营商人员会收到可能发生泄漏的警

报，继而开展后续检测。这类系统的精度可达到管道吞吐量的 0.01% 以内。³³

载人飞机 – 目视检查

集输和长输管线运营商常用的一种管道泄漏检测方法就是乘坐低空飞行的飞机，发现天然气泄漏的视觉迹象。管道运营商的人员坐在飞机内，用目视方法搜索管道破裂的任何迹象，包括植被枯死、地面扰动、积雪融化、管道沿线侵蚀以及其他异常现象。将问题区域标记出来，以便开展后续检查——通常采用手持式设备。⁴⁹ 在管道确切位置未知的地区内，这种方法可能十分有效，但是可能无法有效地找出大部分泄漏部位。

先进方法

过去十年间，甲烷检测、定位和量化测量技术已出现大幅创新。很多领域已出现快速创新，包括传感器、部署平台、工作方法、分析学和测试程序。市场上已出现大量的先进方法，并且其数量仍在不断增加，包括测量点距离、手持式仪器上部署的主动和被动传感器、飞机、无人机、车辆、卫星和固定系统。此外，不仅是技术和部署平台出现进步，不同类型技术部署的方式、时间和位置以及是否部署的决策均出现重大创新——无论单独部署还是结合补充性解决方案共同部署均是如此。目前已在利用多种多样的信息来源、模拟建模、机器学习和其他新型技术来检测泄漏并确定修复的优先顺序。

配有传感器的载人飞机

近几年来，管道供应商日益关注如何利用载人飞机来检测整个井场的排放情况。飞机上可安装和使用三种类型的技术设备：

- 中红外激光仪测量流动池内信号强度的减少量，从而实现甲烷点测量。空气通过入口进入飞机上的浓度分析仪，随后将风速数据和 GPS 数据输入分析仪。若采用这种技术，则飞机必须直接穿过甲烷羽流。
- 红外光谱仪、GPS 和光学摄像机相结合，实现被动甲烷成像。最常用的设备就是飞机上安装的成像光谱仪以及直升机上安装的航空气体成像摄像机。将原始的光谱数据转换为探测到的甲烷羽流图像。
- 光探测和测距（LiDAR）技术实现主动甲烷成像。甲烷信号强度的减少量配合 GPS 数据和风速数据即可生成羽流图像。被动成像和主动成像均属于遥感技术，且不需要对羽流空气进行直接采样。

这种技术的主要限制因素是天气（大风、降水、云层遮蔽）、水体或不均匀积雪造成的反射率变化以及飞行许可证。飞机探测限值为每小时几千克甲烷至几十千克甲烷。这种技术已准备好投入使用，且经历多次第三方受控释放测试，以验证其对于地上基础设施的性能指标。具体而言，对于管道使用案例，飞机探测技术的主要优势在于其具有更大的空间尺度，每天能够检测数百英里管道，或者每天检测数百个井场（取决于基础设施的密度）。据一名行业专家估算，飞机能以 20-100 美元/英里的成本监测管道。⁵² 飞机系统并非最灵敏的系统，但是某些固定翼飞机能以“割草机”飞行方式飞跃大片地理区域，而非专门检测特定井场。这样就可以检测整个地物，不仅包括管道，还包括井场和其他基础设施，从而探测到传统方法无法探测到的大规模甲烷泄漏源。

无人机（UAV）

无人机在光探测和测距领域受到很大关注。与飞机类似，无人机不受道路的限制，且能够达到危险的或无法进入的地方，从而弥补近距离探测方法的不足，不过通常需要进入井场。目前最先进的无人机系统采用点测量技术，可直接测量甲烷浓度，不过装配有光学气体成像摄像机的无人机已经投放市场。通常，无人机系统利用小型点传感器测量周围环境中的甲烷混合比，不过现在出现的其他一些方法也已实现被动和主动成像。由于无人机能够飞到离甲烷泄漏源更近的位置，因此无人机的灵敏度必定高于飞机上部署的传感器。

主要限制因素是天气、离运营商人员的距离（根据常规规定，通常无人机必须处在视线以内）以及相对较短的飞行时间——几分钟至几小时。为评估无人机最小探测限值而执行的地上受控释放测试表明无人机的探测限值低于 15-20 g CH₄/h，远远低于其他大多数技术。⁵³ 这项技术已准备好投入使用，且经历了多次第三方受控释放测试，以验证其对于地上基础设施的性能指标。⁵³ 自 2019 年

以来已在开展管道沿线测试，且初步结果表明无人机检测泄漏的下限值可达到 5 标准立方英尺/小时，但是需要飞过两次才能实现 > 80% 的探测概率。⁵⁴

在管道泄漏检测方面，无人机具有独特的优势，尤其是配合近距离跟踪检测时。然而，需要实施额外的工作才能评估其对于地下基础设施的关键性能指标。无人机系统有可能非常出色地检测难以进入的管道线路（例如倾斜地形、实湿地或水体）。更广泛而言，如果能克服那些防止视线外飞行的规定，并克服电池寿命限制，则无人机系统可用以检测很长的管道分段。⁵⁵



图5 甲烷探测无人机⁵⁶



车载检测实验室（MGL）

MGL 是指装配有甲烷传感器的地面车辆（小汽车、卡车、厢式货车、全地形汽车等）。甲烷传感器是车辆上相对不起眼的附属物。通常，地面移动实验室还配有 GPS 用于跟踪位置，并配有风力计用以测量环境条件，尤其是风速、风向、温度和湿度。地面移动实验室可以是固定式（停放车辆），也可以是移动式（移动车辆）。固定式地面移动实验室用于井场测量，但通常不适合于检测管道这类长线形地物。

MGL 可采用主动或被动检测方式。在主动检测中，MGL 沿着待测基础设施沿线的预定路线行驶。在被动检测中，需要在执行非相关任务的车辆（例如运货卡车）上安装传感设备。被动检测方式可能有利于输送量极大的输配管道网络。然而，集输管道和长输管道由于距离遥远，因而需要主动检测方式。

MGL 的优势在于其能够保持速度和灵敏度两者之间的平衡。最小探测限值因所用传感器、工作方法和泄漏源距离而异，不过现有

数据表明地上泄漏源的最小探测限值最低为 100 g CH₄/h，最高可达 40 千克/小时。⁵⁷MGL 能够在公路行驶速度下开展测量。

主要限制因素是道路通行条件和气象条件。地面移动实验室需要迎着风向行驶。若地面移动实验室顺着风向行驶，则无法探测到泄漏气体。Weller 等人在一次研究中采用地面移动实验室探测全美国境内输配管道网络的排放物。³⁵ 这项研究证实了 Google Streetview 汽车上安装的 MGL 传感器的效用，并在第 19 页的案例研究中进一步详述。对于集输和长输管线，MGL 需要沿着管道路线行驶，但是管道沿线并非总是有路可走。



图6 移动光学光腔衰荡光谱学车辆

持续监测

管道持续监测的空间在不断演变，且正在发生创新。如上文所述，本行业惯常采用内部管道监测系统，但是地下管道外侧安装的系统受关注度和应用正在日益提升。外部系统安装于管道外侧，可划分为下述类型：

- 声学传感器：检测泄漏、变形或管线击打的声音，告知运营商声音来源的大致位置。
- 光纤电缆：感测声学信号、温度或压力的变化或者泄漏导致的振动。这类系统十分有助于泄漏检测和预防，告知运营商可能存在的破坏情况，包括地震以及破坏性的重型机器，从而使运营商对部分管段执行预防性封闭，以最大限度减少损坏和气体损失。⁵⁹

须注意，声学传感器和光纤电缆均不能直接感测泄漏的气体，它们需要依赖各种不断变化的条件，因此检测限值变动很大。据我们所知，地下系统尚未经过独立的性能验证。由于挖掘和改造旧管道的费用实在太过昂贵，此类系统通常沿着新修管道安装。一名受访者表示每米管道安装的光纤电缆成本为20美元，⁶⁰并指出光纤电缆主要安装于大直径输送管道上。

地上持续监测技术在过去几年里得到极大创新。然而，此类系统几乎只能用于混凝土设施，例如井场、压缩机站和处理设施。据我们所知，由于漫长的距离，从未部署地上持续测量系统来监测管道排放物。不过，目前正在开发和测试使用地上金属氧化物传感器网络的技术。⁶¹

卫星

现已出现若干甲烷传感卫星，并且更多卫星正在开发之中。此类系统的形式和功能丰富多样。它们的最小探测限值通常很高，甚至连大型泄漏源都探测不到。现已断定当前的卫星能够探测到“极端排放源”，即大于超级

排放源。拟用的卫星可提升灵敏度。卫星利用反向散射短波红外（SWIR）辐射来推测柱状集合甲烷混合比。以前，甲烷传感卫星的空间分辨率处于地区尺度（数十至数百公里像素宽度）。不过，进展迅猛的科技创新正在提高系统的分辨率（<10 km，最低可达50 m），从而实现井场级别的测量。

目前越来越多的独立工作正利用卫星数据监测全世界的超级排放源。欧洲太空总署的“哨兵-5”卫星已用于揭示数十个国家的大规模甲烷排放情况。⁶²今后，Carbon Mapper卫星拟执行的项目以及环境保护基金会（MethaneSAT）将为那些易发生大规模甲烷排放事件的地区和生产商提供独立的监测服务覆盖并建立追责制。

据估算，卫星的最小探测限值为1000--7100 kg CH₄/h 之间。⁶³该值无疑是本报告中论述的各项技术中的最高探测限值，但一些“超级排放源”的有记载排放率也处于该值范围。前不久，GHGSat 宣称设施级别的探测限值最低达到100 千克/小时，但是这些结果尚未经过独立验证。

卫星检测的速度取决于轨道类型。若卫星处于“太阳同步”轨道，则卫星位置相对于太阳是固定的。GHGSat 是目前唯一一家私营卫星探测公司，采用90-分钟太阳同步轨道。在地球同步轨道上，卫星始终处于地球上空的某个固定位置。地球同步卫星显然是一种粗尺度上的“持续监测”解决方案。

由于卫星采用的反向散射短波红外技术的原理是观察地球表面反射的背景红外辐射，因此众多因素会影响辐射反射，继而影响卫星的读数。这些因素包括：

- 气象条件，尤其是云层。
- 地表覆盖物（反射率依赖于地表覆盖物。例如水体是红外辐射的不良反射体）。
- 地球上空太阳相对于卫星的角度（随着太阳的角度增大，直接反射回来的红外辐射会减少）。



- 井场位置的纬度（卫星需要反射的太阳光才能进行观察，因此在冬季无法观测高纬度位置）。

移动内检测

智能清管器在管道内移动，并沿途收集数据。主要在长输和输配管道上测试了清管器，这类管道通常输送经过处理的清洁干气体。智能清管器通过两种主要方式监测管道内部的状况：

- 声学传感器利用声波探测泄漏导致的声音、振动或温度的变化。
- 利用磁通量或超声波检查管道的内部结构。这种方法能够探测到任何内部腐蚀、结构应力或管道上可能存在的其他任何弱点。这种方法可监测管道的完整性，但它不是用来搜索管道泄漏，也不能指明泄漏位置，因此不存在最小探测限值。



针对集输管线的建议

集输管道输送有价值的产品，并且石油和天然气公司出于自身利益必须要防止产品损失。利用先进技术探测集输管道的泄漏是最大限度减少产品损失的一个重要步骤。截至目前，利用装配有传感器的载人飞机对集输管道所做的检测已成功检测到甲烷泄漏。^{8,52} 地面移动实验室和无人机已投入使用，但是其在寻找地下管道泄漏方面尚未表现出强大性能。¹²⁻¹⁴

以前，质量平衡系统用于监测集输管道内的气体流。这类系统利用一系列仪表跟踪管道网络内的气体流量。此外，整个系统内还可以布置温度和压力传感器。流量或压力减小或者温度突然变化会触发警报，告知运营商可能发生的泄漏。质量平衡系统的一个局限性在于它们只能告知运营商可能发生的泄漏，并不能指明泄漏的位置。这类系统的灵敏度应尽可能高，即便发生细微泄漏也会触发警报，并允许运营商实施后续解决方案以找出泄漏源并执行维修。

管道运营商常用的另一种方法就是前文已描述的一年一度的低空飞行目测。

这种传统方法在本行业中已应用多年，但并非总是探测甲烷排放的最佳方法。若运营商不知道集输管道的位置，则利用新兴的航空方法（尤其是那些能扫描整个地区的方法）尤为有效。将航空目视检测的工作方法与新兴的被动、主动或点甲烷传感飞机技术相结合，可提升每一种单独方法的泄漏检测概率。泄漏部位的视觉迹象有助于飞机找到重点处理的位置，且飞机执行泄漏检测任务期间收集的信息可加以分析，并用来教会管道运营商人员如何判别泄漏迹象。

集输管道泄漏检测改进建议：**(i)**在更多的泄漏检测勘查任务中结合使用多种方法。**(ii)**获得更精确的管道线路数据。**(iii)**执行受控释放实验，以验证泄漏检测设备在地下管道上的使用情况。¹³

移动内检测和地下持续测量方法在本行业内得到广泛应用，⁴⁹ 不过其检测性能尚需要经验证实。本行业中的广泛应用表明这些方法十分有效，且在预防泄漏方面发挥着重要作用。接受采访的行业专家和技术专家们指出集输管道上采用的最佳方法就是综合使用不同技术。例如：综合使用质量平衡持续监测系统与无人机或飞机，可快速定位大规模泄漏位置并快速执行修复。



针对长输管线的建议

长输管道的监管标准远远高于集输管道。中游公司和长输运营商密切监测各自的管道，以确保其输送的气体不会逸失在大气中。先进的泄漏检测方法十分有助于长输管线监测。内部持续监测在本行业内广泛应用，且已证明其能成功减少排放量。³³

大多数长输管道运营商每年对其管线开展目视检测，以找出泄漏或破坏的迹象。这样做的目的是确保安全性和资产完整性。继目视检测之后，地下持续测量技术是第二大普遍应用的泄漏检测方法。质量平衡系统在中游行业应用较为普遍，这是因为这类系统不仅是泄漏检测的必需手段，而且还用于跟踪系统内流通的气体量。此外，北美的一些中游公司已在其管道检测作业中采用光纤传感器，这类设备与质量平衡系统可完美搭配。⁵⁹

某些中游公司也在利用各种先进方法，例如卫星和航空（固定翼飞机和直升机）甲烷探测技术以及激光吸收和红外传感器。⁶⁴ 美国和加拿大的多家中游大公司已开始利用无人机技术监测其管线。^{65 66} 美国的一家中游大公司在其 2020 年 ESG 报告中宣称该公司正在利用地下持续监测技术来监测流量、温度和压力，并利用红外、声学 and 激光技术辅助其泄漏检测作业。⁶⁶ 该公司还利用内部移动方法（智能清管器）监测管道完整性。另一家大型长输公司在其 2019 年可持续发展报告中宣称该公司“利用多种冗余方法监测管道泄漏和破坏”，这些方法包括手持式光学气体成像设备、手持式气体嗅探器和航空目视巡逻等传统方法。⁶⁷

形势已经更加明显，综合使用多种策略可能是缓解管道系统（包括长输管线）甲烷泄漏的最有效手段。



迄今为止，尚无任何经过同行评议的研究来探索如何探测长输管线的甲烷泄漏。本行业以及技术公司持有一种普遍的观点，认为长输管线发生甲烷泄漏的风险较低。^{49,60} 美国天然气工艺研究院发布了一份综合性的长输管线泄漏监测推荐做法说明书，其中的信息较本文更为详尽。⁶⁸

针对输配管线的建议

公用事业公司利用传统的手持式设备对其整个系统开展定期检测。这些公司详细勘查客户的后院、企业以及住宅，以检查整个管道网络，同时利用气体嗅探器和光学气体成像摄像机等手持设备执行测量。这种方法的可靠性尚不确定，且耗费大量劳力。输配管线排放检测中的最大障碍之一，就是这类管线通常埋设于混凝土或沥青之中。天然气通常无法透过路面材料，⁶⁹因此通常在发生天然气迁移的位置、雨水沟、人行道裂缝和路面边缘发现泄漏。⁵²由于城市环境中的天然气有气味，有助于发现泄漏，尤其是大规模泄漏源。

过去几年，MGL 在美国和加拿大得到越来越多的应用。设于美国加利福尼亚州的天然气公用事业公司太平洋燃气与电力公司（PG&E）一直致力于减少甲烷排放，并且正在改进其排放管理方法来实现此目的。⁷⁰该公司投资装备了车载泄漏检测系统，并将全系统强制性检测的频次从每 4 年一次提高到每 3 年一次。

加拿大阿尔伯塔省最大的天然气公用事业公司 ATCO 已采用车载泄漏检测设备，其收集管道信息的速度比沿线勘查行走收集信息的速度快四倍。此外，该公司宣称这种新技术的灵敏度比嗅探器和光学气体成像设备高出 1000 倍，能够检测和修复更为细小的泄漏部位。⁷¹

已有一些公用事业公司利用航测（包括卫星）快速扫描整个系统。⁷²不过这些技术的最小泄漏检测阈值可能太高，因而无法发现下游的大多数泄漏点，这是因为输配管道上的平均泄漏速度为 1.72-2.24 克/分钟，³⁵飞机的泄漏检测阈值可高达 250 克/分钟（15

千克/小时），⁷³卫星为 1667 克/分钟（100 千克/小时）。⁷⁴

听觉、视觉和嗅觉检测方法仍然是输配管线泄漏检测技术的基本组成部分。公用事业公司频繁在其网站上发布各种说明书，说明如何利用听觉、视觉和嗅觉方法发现天然气管道泄漏。⁷⁵⁻⁷⁷天然气中存在的化学添加剂称为硫醇，人们可以轻松辨识出来。此外还可以训练狗嗅探硫醇（不可与气体传感嗅探器混淆）。⁷⁸

输配管道泄漏检测所用的现有系统的缺点之一，就是检测活动频次很低。大多数公用事业公司每 3-5 年开展全系统检测，因而那些本应探测到的小规模泄漏点得以长期存在。输配管线泄漏检测所用的其他先进技术的相关数据十分稀缺。大多数城市区域存在众多复杂的甲烷来源，且输配管线的泄漏部位通常十分细小。这表明利用手持式或车载系统在更靠近泄漏源的位置进行检查可能是最合适的方法。



案例研究2：太平洋燃气与电力公司采用先进检测方法

在超级排放源现象中，泄漏气体总量中的一小部分在甲烷总排放量中占据很大比例，因此很多管道运营商优先对系统内的较大泄漏部位进行探测和修复。^{70,79} 利用新兴方法（包括车载地面移动实验室）探测较大泄漏点，能够有效探测到大量的排放源。

设于美国加利福尼亚州的天然气公用事业公司太平洋燃气与电力公司（PG&E）已从2018年开始利用地面移动实验室对其整个系统开展超级排放源年度泄漏检测。⁷⁰ 此项目旨在加快发现泄漏速度大于10标准立方英尺/小时的泄漏点，并确保及时

修复。第一次超级排放源检测在系统内发现了220处大型泄漏源，其中134处泄漏源位于定期手持设备检测作业通常无法触及的区域。太平洋燃气与电力公司分析了车载甲烷探测系统的泄漏检测能力，发现这类系统通常能有效且精确地探测排放物并对其进行分类（此系统能准确分类78%的10标准立方英尺/小时以上的泄漏点）。⁸⁰ 据该公司估算，检测速度加快后增强了减排潜力（车载系统工作的速度比步行检测的速度快约10倍）且大型泄漏点得以修复，因而在第一年里就将排放量减少了119百万标准立方英尺/年。⁸⁰

结论

本报告评估了管道天然气泄漏检测领域的科学研究的现状以及运营商经验，以及泄漏的探测、定位和量化测量所用的技术。我们查阅了文献资料，并采访了集输管道、长输管道和输配管道的运营商以及先进泄漏检测技术的创新者和销售商。总体而言，我们发现管道天然气泄漏问题日益受到关注，但可以借助众多技术予以缓解。尤其是在过去十年里，能够识别地下管道泄漏的甲烷传感技术得到快速发展，各种技术层出不穷。我们给出下述关键研究成果。

关键发现

- 1. 管道甲烷排放是重要的环境和安全问题。**越来越多的研究表明，集输管道和输配管道是甲烷排放的重要来源。管道泄漏使天然气这种能源的碳强度增加，并且导致潜在的不安全工作和居住环境。
- 2. 过去十年间的大规模技术创新，催生出越来越多的先进泄漏检测技术和数据分析方法。**目前已开发出数十种系统用于探测石油天然气行业的甲烷泄漏，包括新型手持设备、无人机、地面移动实验室、飞机、卫星和持续测量系统。预计

未来十年里技术仍将大幅创新。

- 3. 如今已有众多先进检测方法投入市场，并且其采用率正在快速增加。**在供应链的所有环节里，越来越多的运营商正在利用先进解决方案探测、定位和量化测量甲烷排放量。
- 4. 各种先进检测方法在缺乏强制规定的情况下得到采用，表明其具有重大价值。**众多运营商正采用各种先进解决方案探测管道甲烷排放，尽管北美地区尚无规定强制要求使用这类解决方案。这充分表明这类解决方案在本行业中的巨大价值。
- 5. 为实现系统的全方位覆盖，可能需要综合使用多种技术。**

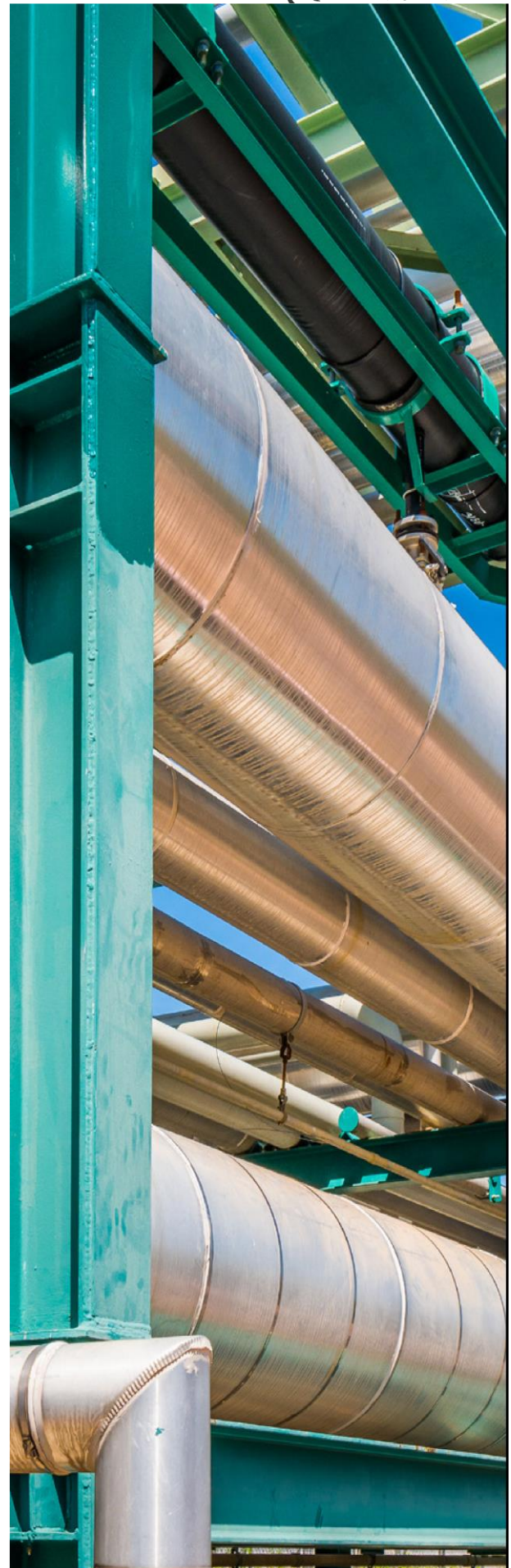
研究表明，不同类型的技术可探测到不同类型的泄漏，并且任何单项技术均不是“万能良方”。同时利用多种不同的技术可实现更大的覆盖范围。

- 6. 集输管线的监管最为薄弱，但可能是最大的排放源。**集输管线通常不受监管，且在泄漏检测作业中受到忽略。不过最近的数据表明集输管线极有可能出现“超级排放源”式泄漏，泄漏速率远远超出 100 千克/小时。此外，运营商和监管机构通常不知晓集输管线的位置。
- 7. 长输管线泄漏不常见，但是后果十分严**



重。长输管线的吞吐量更大，其在气候、安全和经济方面承受的风险大于集输管线和输配管线的风险。因此，长输管线的建造须达到更高的工程标准，且须定期监测以发现泄漏。

8. **输配管线的泄漏量虽小，但会引起更大的安全问题。**输配管线将天然气输送给城市环境中的最终用户，通常携带有气味的气体。大多数大型泄漏点可以快速封堵，但是其他泄漏点可能持续存在很多年。输配管线是分布最广泛的管道基础设施，在所有的城市中心区都存在复杂的管道网络。因此，小型和中型泄漏点十分普遍，会造成环境和安全问题。
9. **管道甲烷排在空间上存在差异。**近期针对集输管线的研究重点针对帕米亚盆地，该地区存在大量的甲烷排放。其他地区则未得到充分研究——那些地区的排放量可能高于当前认定的排放量，但是不可能达到帕米亚地区的排放量。输配管线的泄漏性差异极大，且有可能来自于基础设施的老化和材质。
10. **管道甲烷排放可能会长久存在。**数据表明管道泄漏会持久存在，直至其被发现并解决。这就为我们发现已有泄漏点并永久性减少甲烷排放量提供了重要的机会。
11. **长输管线和输配管线已受到监管，但是现有泄漏检测方法的有效性尚不明朗。**已有一些传统方法用于管道泄漏检测，但是探测结果有好有坏。可利用飞机或直升机观察植被枯死情况，从而发现长输管线的泄漏，但是这种方法可能不适用于小型泄漏点和无植被的地区。通常利用手持式仪器检查输配管线，但是若气体无法穿透地面，则无法探测和定位泄漏点。
12. **每类管线均具有独特性，因而须采用不同的解决方案。**集输管线和长输管线探测的难度很大，这是由于这类管线的空间分布很广，因此最好利用航测或车载





设备沿管道路线检测。由于管道十分复杂且泄漏源多种多样，因而通常需要灵敏度更高的设备近距离探测泄漏源。

13. 调查的越多，了解和发现的就越多。

为了更全面地了解泄漏现象，必须对管

道基础设施进行全面的甲烷检测。现在我们有开展更多的测量活动和研究，以判断甲烷探测和量化测量方法的有效性。数据透明以及规范化精确报告可增进公众对管道甲烷排放的了解。

参考文献

1. US EPA, O. Basic Information of Air Emissions Factors and Quantification. <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/basic-information-air-emissions-factors-and-quantification> (2016).
2. Environmental Protection Agency. Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf> (2014).
3. Britannica. Methane. <https://www.britannica.com/science/methane>
4. US EPA, O. Understanding Global Warming Potentials. <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials> (2016).
5. Allen, D. T., Chen, Q. & Dunn, J. B. Consistent Metrics Needed for Quantifying Methane Emissions from Upstream Oil and Gas Operations. *Environ. Sci. Technol. Lett.* 8, 345–349 (2021).
6. Mangeney, E., Tiwari, A. M. & Vangala, S. Clean Energy Goals Driving Utilities to Accelerate Pipeline Replacements and Leak Detection Technologies. *Clim. Energy* 38, 1–10 (2021).
7. Alvarez Ramón A. et al. Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science* 361, 186–188 (2018).
8. Cusworth, D. H. et al. Intermittency of Large Methane Emitters in the Permian Basin. *Environ. Sci. Technol. Lett.* 8, 567–573 (2021).
9. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Stakeholder Communications – Gathering Pipelines. <https://primis.phmsa.dot.gov/comm/factsheets/fsgatheringpipelines.htm> (2018).
10. Cuellar, H. PIPES Act of 2020. <https://www.congress.gov/bill/116th-congress/house-bill/133/text/pl> (2020).
11. Datu Research. Find, Measure, Fix; Jobs in the U.S. Methane Emissions Mitigation Industry. <https://www.datureresearch.com/wp-content/uploads/Datu-2021-Methane-Emissions-Mitigation-Industry.pdf> (2021).
12. Zimmerle, D. J. et al. Gathering pipeline methane emissions in Fayetteville shale pipelines and scoping guidelines for future pipeline measurement campaigns. *Elem. Sci. Anthr.* 5, (2017).
13. Li, H. Z., Mundia-Howe, M., Reeder, M. D. & Pekney, N. J. Gathering Pipeline Methane Emissions in Utica Shale Using an Unmanned Aerial Vehicle and Ground-Based Mobile Sampling. *Atmosphere* 11, 716 (2020).
14. Li, H. Z., Mundia-Howe, M., Reeder, M. D. & Pekney, N. J. Constraining natural gas pipeline emissions in San Juan Basin using mobile sampling. *Sci. Total Environ.* 748, 142490 (2020).
15. National Risk Management Research Laboratory. Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2: Technical Report. 152 (1996).
16. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Pipeline Corrosion Final Report. <https://www.phmsa.dot.gov/sites/phmsa.dot.gov/files/docs/technical-resources/pipeline/gas-transmission-integrity-management/65341/finalreportpipelinecorrosion.pdf> (2008).
17. Alberta Energy Regulator. Report shows Alberta pipelines continue to improve | Resource. <https://resource.aer.ca/stories/aer-shares-results-from-2020-pipeline-performance> (2021).
18. Engineering Toolbox. Gas Pipes - Approved Materials. https://www.engineeringtoolbox.com/approved-gas-pipes-d_1112.html
19. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Cast and Wrought Iron Inventory | PHMSA. <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline-replacement/cast-and-wrought-iron-inventory> (2021).
20. Environmental Protection Agency. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2020: Updates Under Consideration for Activity Data. 5 (2021).
21. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Pipeline Miles and Facilities 2010+. https://portal.phmsa.dot.gov/analytics/saw.dll?Portalpages&PortalPath=%2Fshared%2FPDM%20Public%20Website%2F_portal%2FPublic%20Reports&Page=Infrastructure (2021).
22. U.S. Energy Information Administration (EIA). Natural gas explained- Natural Gas Pipelines. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-pipelines.php> (2020).
23. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Regulatory Impact Analysis Pipeline Safety: Expansion of Gas Gathering Regulation Final Rule. <https://www.regulations.gov/document/PHMSA-2011-0023-0488> (2021).

24. Canada, N. R. Pipelines Across Canada.
<https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/pipelines/pipelines-across-canada/18856> (2016).
25. Abacus Datagraphics. AbaData 2.0. <https://abadata.ca/> (2021).
26. Thorpe, A. K. et al. Mapping methane concentrations from a controlled release experiment using the next generation airborne visible/infrared imaging spectrometer (AVIRIS-NG). *Remote Sens. Environ.* 179, 104–115 (2016).
27. Enbridge. Natural gas transmission and midstream.
<https://www.enbridge.com/about-us/natural-gas-transmission-and-midstream> (2021).
28. Enbridge. Infrastructure Map. <https://www.enbridge.com/map> (2020).
29. Canadian Association of Petroleum Producers. Best Management Practice- Pipeline Leak Detection Programs.
https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2019/12/Best_Management_Practice__Pipeline_Leak_Detection_Programs-310502.pdf (2018).
30. Railroad Commission of Texas. Gas Transmission Operators.
<https://www.rrc.texas.gov/media/nt3ltxtw/gas-transmission-operators.pdf> (2021).
31. Railroad Commission of Texas. Texas Pipeline System Mileage.
<https://www.rrc.texas.gov/pipeline-safety/reports/texas-pipeline-system-mileage/> (2021).
32. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. PHMSA Gas Transmission Serious Incidents 2001–2020.
<https://portal.phmsa.dot.gov/analytics/saw.dll?Portalpages>
33. Kinder Morgan Inc. 2019 Environmental, Social, and Governance Report.
https://www.kindermorgan.com/WWWVKM/media/Documents/2019_ESG_Report.pdf (2020).
34. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. PHMSA Portal. https://portal.phmsa.dot.gov/phmsapub/faces/PHMSAHome?req=8900077192272719177&attempt=0&_afriLoop=917897415977654&_afriWindowMode=0&_afriWindowId=null&_adf.ctrl-state=kxcqgk4mp_1 (2021).
35. Weller, Z. D., Hamburg, S. P. & von Fischer, J. C. A National Estimate of Methane Leakage from Pipeline Mains in Natural Gas Local Distribution Systems. *Environ. Sci. Technol.* 54, 8958–8967 (2020).
36. Lamb, B. K. et al. Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas Local Distribution Systems in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 49, 5161–5169 (2015).
37. Florida Public Utilities. Natural Gas Safety Information | Proper Safety | Ask4Gas.com. Ask4Gas
<https://ask4gas.com/about-natural-gas/natural-gas-safety/> (2021).
38. Brandt, A. R., Heath, G. A. & Cooley, D. Methane Leaks from Natural Gas Systems Follow Extreme Distributions. *Environ. Sci. Technol.* 50, 12512–12520 (2016).
39. Canadian One-Call Centres Committee. Click Before You Dig. Click Before You Dig <http://www.clickbeforeyoudig.com/en/> (2022).
40. Railroad Commission of Texas. Top Ten Types of Worked Performed Calendar Year 2020.
<https://www.rrc.texas.gov/media/vmlldvx4/top-ten-types-of-work-performed.pdf> (2020).
41. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Pipeline Failure Causes.
<https://www.e-education.psu.edu/marcellus/node/861> (2015).
42. Environmental Defense Fund. How reducing methane emissions creates jobs. Environmental Defense Fund
<https://www.edf.org/how-reducing-methane-emissions-creates-jobs> (2021).
43. Tyner, D. R. & Johnson, M. R. Where the Methane Is—Insights from Novel Airborne LiDAR Measurements Combined with Ground Survey Data. *Environ. Sci. Technol.* 55, 9773–9783 (2021).
44. Kemp, C. E. & Ravikumar, A. P. New Technologies Can Cost Effectively Reduce Oil and Gas Methane Emissions, but Policies Will Require Careful Design to Establish Mitigation Equivalence. *Environ. Sci. Technol.* 55, 9140–9149 (2021).
45. Fox, T. A. et al. Can new mobile technologies enable fugitive methane reductions from the oil and gas industry? *Environ. Res. Lett.* 16, 064077 (2021).
46. Fox, T. A. et al. A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs. *Elem. Sci. Anthr.* 7, 30 (2019).

47. Alternative Work Practice To Detect Leaks From Equipment. Federal Register <https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment> (2008).
48. Hennigan, S. Method 21 Monitors Fugitive Emissions. 6 (1993).
49. Anonymous 3. Pipeline Leak Interview. (2021).
50. Gas Technology Institute. Evaluation of Handheld Laser Methane Detection Technologies. <https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2021/05/New-Handheld-Laser-Methane-Detectors-Perform-Well-CMR-Final-Report-Sep2020.pdf> (2020).
51. Anonymous 4. Pipeline Leak Interview. (2021).
52. Anonymous. Pipeline Leak Interview. (2021).
53. Ravikumar, A. P. et al. Single-blind inter-comparison of methane detection technologies – results from the Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge. *Elem. Sci. Anthr.* 7, (2019).
54. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Research & Development Program: Validation of Remote Sensing and Leak Detection Technologies Under Realistic and Differing Conditions. <https://primis.phmsa.dot.gov/matrix/PrjHome.rdm?prj=850> (2021).
55. U.S. Department of Transportation Federal Aviation Administration. UAS Beyond Visual Line-of-Sight Operations Aviation Rulemaking Committee. [https://www.faa.gov/regulations_policies/rulemaking/committees/documents/media/UAS%20BVLOS%20ARC%20Charter%20\(eff.%206-8-2021\).pdf](https://www.faa.gov/regulations_policies/rulemaking/committees/documents/media/UAS%20BVLOS%20ARC%20Charter%20(eff.%206-8-2021).pdf) (2021).
56. Sky-Futures, SeekOps Partner to Expand Drone-based Fugitive Emissions Detection | Hart Energy. <https://www.hartenergy.com/news/sky-futures-seekops-partner-expand-drone-based-fugitive-emissions-detection-192286> (2021).
57. Fox, T. A., Barchyn, T. E., Risk, D., Ravikumar, A. P. & Hugenholtz, C. H. A review of close-range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas. *Environ. Res. Lett.* 14, 053002 (2019).
58. Picarro. Picarro and NTT-AT Deploy Natural Gas Pipeline Inspection Solution for Teiseki Pipeline Corporation in Japan | Picarro. https://www.picarro.com/company/press-releases/2019/picarro_and_ntt_at_deploy_natural_gas_pipeline_inspection_solution_for (2019).
59. Hifi Engineering. Planning for Fiber Optic Monitoring & Leak Detection System. <https://hifieng.com/technology/#control-room> (2021).
60. Anonymous 2. Pipeline Leak Interview. (2021).
61. Cho, Y., Smits, K. M., Riddick, S. N. & Zimmerle, D. J. Calibration and field deployment of low-cost sensor network to monitor underground pipeline leakage. *Sens. Actuators B Chem.* 355, 131276 (2022).
62. Lauvaux, T. et al. Global Assessment of Oil and Gas Methane Ultra-Emitters. (2021).
63. Jacob, D. J. et al. Satellite observations of atmospheric methane and their value for quantifying methane emissions. *Atmospheric Chem. Phys.* 16, 14371–14396 (2016).
64. Kinder Morgan Inc. 2020 Environmental, Social, and Governance Report. <https://www.kindermorgan.com/WWWKM/media/Documents/2020-ESG-Report.pdf> (2021).
65. Enbridge. 2020 Sustainability Report. https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Reports/Sustainability%20Report%202020/Enbridge_SR_2020.pdf (2021).
66. Williams. 2020 Sustainability Report. https://www.williams.com/wp-content/uploads/sites/6/2021/07/Williams_2020SustainabilityReport_Pages-2.pdf (2021).
67. Enbridge. 2019 Sustainability Report. https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Reports/CSR_2019_FULL-1009.pdf?la=en (2020).
68. Gas Technology Institute. External Leak Detection Body of Knowledge. <https://primis.phmsa.dot.gov/matrix/FilGet.rdm?fil=14965> (2021).
69. Qin, Y., Liang, J., Yang, H. & Deng, Z. Gas permeability of pervious concrete and its implications on the application of pervious pavements. *Measurement* 78, 104–110 (2016).
70. Pacific Gas and Electric. Pacific Gas and Electric Company Natural Gas Leakage Abatement Report. (2019).
71. ATCO. ATCO | Line Survey Program. <https://www.atco.com/en-ca/for-home/natural-gas/safety/line-survey-program.html> (2021).
72. Energy Capital: The Magazine. Duke Energy launches satellite monitoring of methane emissions. *Energy Capital Media* <https://energycapitalmedia.com/2021/08/23/duke-energy-launches-satellite-monitoring-of-methane-emissions/> (2021).



73. Sherwin, E. D., Chen, Y., Ravikumar, A. P. & Brandt, A. R. Single-blind test of airplane-based hyperspectral methane detection via controlled releases. *Elem. Sci. Anthr.* 9, 00063 (2021).
74. European Space Agency. GHGSat - Earth Online. GHGSat <https://earth.esa.int/eogateway/missions/ghgsat> (2021).
75. NorthWestern Energy. Natural Gas & Propane Safety. <https://www.northwesternenergy.com/safety/natural-gas-propane-safety> (2021).
76. Texas Gas Service. Detecting a Leak. <https://www.texasgasservice.com/safety/how-to-detect-a-leak> (2021).
77. Hawaii Gas. Detecting a Gas Leak in Your Home or Office. Hawaii Gas <https://www.hawaiigas.com/safety/detecting-a-leak/> (2021).
78. The Sniffers. Sniffing dogs to detect pipeline leaks and illegal taps. The Sniffers <https://www.the-sniffers.com/pipeline-integrity/field-surveys-and-services/leak-detection-with-sniffing-dogs/> (2021).
79. Joseph von Fischer & Environmental Defense Fund. Direct Testimony of Joseph von Fischer on behalf of Environmental Defense Fund. 40 (2020).
80. Pacific Gas and Electric. Acceleration detection and repair of large leaks in a gas Distribution system to reduce methane emissions. (2018).

附录 A：专家访谈问卷

管道公司半结构化访谈中的主要问题：

了解如何检测

- 当前贵公司如何在管线上发现泄漏？是否发现任何制约因素？检查泄漏的频次是多久？贵公司勘查整个管道系统的频次是多久？在日常运营中采取哪些措施监测贵公司的天然气管道？有哪些方法可用以确保天然气可以毫无损失地完成输送？

了解先进的泄漏检测方法

- 贵公司是否使用过先进解决方案？如果是，使用体验如何？贵公司是否有关于成本的信息可与我们分享？贵公司未来打算如何使用先进的解决方案？贵公司认为未来完美的管道泄漏检测系统是什么样的？

了解蓄意排放管理

- 贵公司采取何种措施来解决/减少清管、泄压等作业中的放空量？
- 为消除蓄意排放源，必须采取何种措施？

了解排放情况

- 泄漏发生的频次是多久？泄漏通常发生在什么地方？主要原因有哪些？贵公司认为无法发现的泄漏事件发生的频次是多久？
- 泄漏点的尺寸/泄漏速度通常是否与管道尺寸有关？

次要问题

- 隔离泄漏源并修复泄漏点需耗费多少时间？
- 贵公司是否检查整个管道网络？是否采用分类检验方法以提高效率？
- 贵公司管线的制造材质是什么？考虑管线建造方法时，是否能平衡经营绩效与成本？
- 贵公司是否有专门用以跟踪泄漏相关信息的系统？除泄漏修复之外，在决策时如何利用这种信息？
- 贵公司针对泄漏检测员采取何种激励措施或定额措施？有什么泄漏检测培训方案？贵公司对培训是否满意？让优秀人才参与泄漏检测工作组的难度有多大？
- 在贵公司看来，为什么在某天发现一处泄漏，而在另一天没有发现？换言之，为什么并不能每次都发现泄漏点？
- 贵公司多久遇到数据库内管道位置与地下管道实际位置互不相符的问题？

技术与服务提供商公司半结构化访谈中的主要问题:

了解技术/服务

- 贵公司是否利用贵公司的技术探测管道泄漏？此技术与其他地上石油和天然气基础设施的泄漏检测技术有何区别？
- 相比于其他管道泄漏检测解决方案，贵公司的解决方案有何优势和/或劣势？
- 贵公司的解决方案是否同样能探测到集输管线、长输管线和输配管线的泄漏？
- 在进行此类作业的成本估算时，贵公司考虑哪些因素？有没有关于设备部署成本的信息，即美元/（单位长度）成本？
- 贵公司如何知道设备发挥作用？可能忽略了什么？
- 迄今为止，贵公司在管道泄漏检测方面遇到的最大难题是哪些？有哪些制约因素？
- 环境如何影响贵公司探测管道泄漏的能力？
- 管道周围的物质如何影响贵公司探测穿透该等物质的泄漏气体的能力？（即土壤、空气、水、路面等？土壤类型是否有影响？）
- 不同的管道运营商是否以不同的方式采用贵公司的技术？

了解排放情况

- 泄漏发生的频次是多久？泄漏通常发生在什么地方？主要原因有哪些？贵公司认为无法发现的泄漏事件发生的频次是多久？
- 泄漏点的尺寸/泄漏速度通常是否与管道尺寸有关？
- 管道泄漏检测领域是否有某些事情出乎贵公司的意料？

机遇/未来路线

- 管道上采用的光探测和测距技术在未来如何进行改进？
- 在贵公司看来，为什么贵公司的管道甲烷泄漏检测解决方案未得到更广泛应用？怎样做才能促成更快应用？
- 贵公司的技术目前不具备的、但是贵公司希望其具备的功能有哪些？
- 贵公司认为未来5-10年内先进检测方法会如何演变？

次要问题

- 如果贵公司参与技术验证测试，加入和去除哪些功能后，才能让贵公司觉得测试是公平的？
- 管道运营商们通常部署贵公司的设备方式是否妥当？如果贵公司认为管道运营商们没有谨慎地使用贵公司的设备，贵公司如何应对？
- 贵公司的技术和设备部署所产生的数据归谁所有？
- 市场上是否存在贵公司认为不合适/不精确的设备（并非贵公司的设备）？

