

引文: 齐盛, 吴俊垚, 宋兴旺, 等. 埋地天然气管道泄漏情景构建与浓度场解耦方法[J]. 油气储运, 2025, 44(10): 1130–1139.

QI Sheng, WU Junyao, SONG Xingwang, et al. Method for scenario construction and decoupling of concentration field in buried natural gas pipeline leakage[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2025, 44(10): 1130–1139.

埋地天然气管道泄漏情景构建与浓度场解耦方法

齐盛¹ 吴俊垚¹ 宋兴旺¹ 韩猛² 荆琦¹ 李云涛¹

1. 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院; 2. 国家管网集团西部管道有限责任公司

摘要:【目的】天然气作为全球能源供应体系的重要组成,其应用规模随能源清洁化转型持续扩大。然而,随着管道敷设速度加快与服役年限增长,管道泄漏引发的安全问题日益凸显。天然气泄漏事故可能导致严重的火灾与爆炸,直接威胁周围居民的生命财产安全。因此,亟需一种有效的天然气管道泄漏情景构建与浓度场预测方法,以提升泄漏应急处置能力。【方法】依托管道断裂控制试验场,设计高压大口径天然气管道泄漏实景化演练平台,可模拟埋深不小于 1.5 m、管径不小于 1 422 mm、承压能力不小于 14 MPa 的复杂泄漏场景。基于平台获取的真实数据,结合布林克曼方程建立三维管道泄漏 CFD 模型,实现了埋地管道泄漏气体扩散演化过程的高精度模拟。在此基础上,提出基于代数迭代重构技术的三维浓度场解耦方法,通过建立二维监测数据与三维空间浓度分布的映射关系,实现场域的立体重构,解决了传统模型泛化能力不足的问题。【结果】基于实景化演练平台所提供的数据,精准复现了埋地天然气管道典型泄漏情景。在各类泄漏场景中,垂直向上泄漏时气体扩散范围显著大于其他方向。泄漏初期,高速喷射动量主导扩散过程,水平方向扩散速率最快;泄漏后期,重力作用增强使气体下向扩散趋势加剧。当气体扩散至稳态时,射流方向与天然气浮力方向一致,形成协同加速效应,导致地面天然气体积分数显著高于水平与向下泄漏场景,验证了泄漏方向对扩散范围的主导作用。为验证解耦方法的有效性,对比结果显示:模拟与解耦所得的气云最大直径相对误差为 13.54%,高度相对误差为 11.83%;同时,各监测点天然气体积分数的相对误差介于 6.49%~14.92%之间。上述误差均满足应急响应领域不大于 20.00%的误差要求,有效验证了解耦方法在三维浓度场重构中的准确性。【结论】通过实景化平台与解耦算法的结合,解决了高压大口径管道泄漏情景构建与三维浓度场重构的精度难题,可为泄漏应急处置装备进场路线规划、开挖方式选择等提供关键数据支持,显著提升了泄漏模拟的可靠性与应急决策的科学性,为中国长输天然气管道安全运行、风险防控及应急处置提供了关键技术支持。(图 9,表 3,参 26)

关键词: 长输天然气管道; 管道泄漏; 情景构建; 浓度场解耦; 实景化演练

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2025)10-1130-10

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2025.10.005

Method for scenario construction and decoupling of concentration field in buried natural gas pipeline leakage

QI Sheng¹, WU Junyao¹, SONG Xingwang¹, HAN Meng², JING Qi¹, LI Yuntao¹

1. College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum (Beijing); 2. PipeChina West Pipeline Co., Ltd.

Abstract: [Objective] As a crucial component of the global energy supply system, natural gas has seen its application scale continuously expand amid the ongoing transition to clean energy. However, with the accelerated pace of pipeline installation and the increase in service life, safety concerns arising from pipeline leaks have become increasingly prominent. Accidents involving natural gas leaks can lead to severe fires and explosions, posing direct threats to the lives and property of nearby residents. Therefore, there is an urgent need for an effective method for scenario construction and concentration field prediction related to natural gas pipeline leaks to enhance emergency response capabilities for such leaks. [Methods] Based on the pipeline fracture control test field, a real-scenario drill platform for high-pressure and large-diameter natural gas pipeline leakage was developed. This platform is capable of simulating complex leakage scenarios with a burial depth of no less than 1.5 meters, a pipe diameter of no less than 1,422 mm, and a pressure-bearing capacity of no less than 14 MPa. Using the real data obtained from this platform, a three-dimensional computational fluid dynamics (CFD) model for pipeline leaks was established in conjunction with the Brinkman equation, enabling high-precision simulation of the

diffusion and evolution process of leaked gas from buried pipelines. On this basis, a 3D concentration field decoupling method based on the algebraic iterative reconstruction technique was proposed. By establishing the mapping relationship between two-dimensional monitoring data and three-dimensional spatial concentration distribution, the three-dimensional reconstruction of the field domain was realized, addressing the issue of insufficient generalization ability in traditional models. **[Results]** Leveraging the data provided by the real-scenario drill platform, the typical leakage scenarios of buried natural gas pipelines were accurately reproduced. In various leakage scenarios, the gas diffusion range in vertically upward leaks was significantly larger than that in leaks in other directions. In the initial stage of leakage, the momentum of the high-speed jet dominated the diffusion process, resulting in the fastest diffusion rate in the horizontal direction. In the later stage of leakage, the intensified gravitational effect led to a more pronounced downward diffusion trend of the gas. When the gas diffusion reached a steady state, the jet direction was consistent with the buoyancy direction of natural gas, creating a synergistic acceleration effect. This caused the volume fraction of natural gas on the ground to be significantly higher than that in horizontal and downward leakage scenarios, verifying the dominant role of leakage direction in the diffusion range. To validate the effectiveness of the decoupling method, comparative results showed that: the relative error of the maximum diameter of the gas cloud obtained from simulation and decoupling was 13.54%, and the relative error of the height was 11.83%. Meanwhile, the relative error of the natural gas volume fraction at each monitoring point ranged from 6.49% to 14.92%. All the above errors meet the error requirement of no more than 20.00% in the field of emergency response, effectively verifying the accuracy of the decoupling method in 3D concentration field reconstruction. **[Conclusion]** The combination of the real-scenario platform and the decoupling algorithm addresses the accuracy challenges in scenario construction and 3D concentration field reconstruction for high-pressure and large-diameter pipeline leaks. It can provide key data support for planning the entry routes of emergency response equipment and selecting excavation methods in leak emergency disposal. This significantly improves the reliability of leakage simulations and the scientificity of emergency decision-making, and offers crucial technical support for the safe operation, risk prevention and control, as well as emergency disposal of long-distance natural gas pipelines in China. (9 Figures, 3 Tables, 26 References)

Key words: long-distance natural gas pipeline, pipeline leakage, scenario construction, concentration field decoupling, real-scenario drill

在全球能源结构向清洁化转型的背景下, 天然气作为低碳能源核心载体, 其高压大口径管道运输系统的安全运行面临严峻挑战^[1-3]。近年来, 管道泄漏事故频发, 暴露出泄漏预测与应急响应方面存在短板: 现有方法难以真实再现复杂泄漏场景, 三维浓度场重构在大范围空间内精度不足, 导致应急处置过程中, 对泄漏扩散态势预判与风险评估缺乏可靠技术支撑^[4]。因此, 发展埋地天然气管道泄漏风险防控技术, 对提升管道应急处置能力具有重大意义。

当前, 天然气管道泄漏防控研究主要聚焦情景构建方法与浓度场解耦技术两大技术方向。其中, 情景构建方法旨在更精准地预测天然气在泄漏发生时的扩散过程及其对环境造成的影响, 从而为事故态势预判与应急对策制定提供科学可靠的参考依据^[5]。事故模拟方面, Bonnaud 等^[6]建立小管径(12 mm)埋地管道泄漏实验, 揭示土壤渗透率对扩散的影响规律。Bagheri 等^[7]开发了包含多种土壤类型的 CFD 模型, 系统分析土体介质对泄漏行为的调控作用。Okamoto 等^[8]构建真实尺寸实验平台, 获得埋地管道泄漏的时空演化数据。栾国华等^[9]应用非稳态多孔介质大涡模型, 分析了埋地天然气管道小孔泄漏后气体扩散规律。在事故推

演方面, 屈静等^[10]、徐后佳等^[11]将动态贝叶斯网络与情景构建理论相结合, 形成管道事故态势推演新范式。在实验平台建设与复杂场景模拟方面, 国外目前处于领先地位; 中国在数学模型构建与智能推演领域已取得显著突破, 但在实验验证与复杂场景模拟能力方面仍需进一步提升。

浓度场解耦技术则主要依赖“点”^[12-15]、“线/面(多条线)”数据^[16-18]。基于“点”的浓度场解耦技术主要通过离散传感器检测数据进行解耦。关武等^[19]改进 EO(Equilibrium Optimize)算法, 提升了 CO₂ 浓度重构的迭代速度与搜寻精度。Chang 等^[20]利用 TDLAS(Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy)技术实现 NO 浓度、压力、温度多参数同步测量。Zhang 等^[21]对比代数重构与模拟退火算法在甲烷浓度场重建中的适用性。曹理想等^[22]提出多 TDLAS 协同监测方法, 通过 Brianchon 定理重构气团三维轮廓。总体来看, 现有技术中, “点”式方法适用于中小范围的高精度检测, 而“线/面”式方法虽然扩展了监测范围, 但在精度方面存在一定局限。

目前, 面临 3 大技术瓶颈: ①高压大口径管道实景化实验平台缺失, 导致 CFD 模拟依赖理想化边界条

件;②三维浓度场重构受限于数据类型单一,难以平衡大范围与高精度需求;③传统模型动态适应性不足,无法实时响应泄漏参数变化。基于此,设计了高压大口径天然气管道泄漏实景化演练平台,基于平台提供的真实数据建立三维管道泄漏 CFD 模型,实现了埋地管道泄漏气体扩散演化情景的高精度再现;提出三维浓度场解耦方法,解决传统泛化能力弱的问题,同时兼顾大范围覆盖与高精度需求,以期为中国长输天然气管道安全运行、风险防控及应急处置提供关键的技术支撑。

1 实景化演练平台设计

高压大口径天然气管道泄漏实景化演练平台的设计旨在通过高度还原埋地高压大口径天然气管道真实泄漏场景,为 CFD 模拟提供边界条件与关键变量(如泄漏压力、孔径、方向及土壤孔隙率等)的精确实验数据。这些数据对于提升 CFD 模型在模拟复杂天然气

泄漏方面的准确性与可靠性至关重要,从而为管道安全风险评估、应急响应策略优化及泄漏后果预测奠定坚实的科学基础,最终服务于提升天然气管道应急处置的整体效能。

该平台(图 1)依托国家管网集团西部管道有限责任公司在新疆哈密地区建成的管道断裂控制试验场进行针对性设计。其主体结构为一根新建的总长约 20 m、管径为 1 422 mm 的埋地钢管,配置带爆破片装置、管径为 100 mm 的支管接口用于模拟泄漏。平台运行关键参数包括:初始压力为 14 MPa,试验管道及储气管的管容不小于 15 000 m³,预设泄漏孔径不小于 100 mm;相关材质、壁厚等设计参数(表 1)严格遵循 GB 50251—2015《输气管道工程设计规范》,确保整体设计符合有关标准。通过压缩机橇与调压橇对流量进行动态调节,实现泄漏量的精确量化控制,可模拟不同孔径、方向的泄漏情景。该平台的设计确保初始泄漏瞬间能有效冲开泄漏点上方的土壤,并在泄漏发生后 0.5 h 内完成系统安全放空。

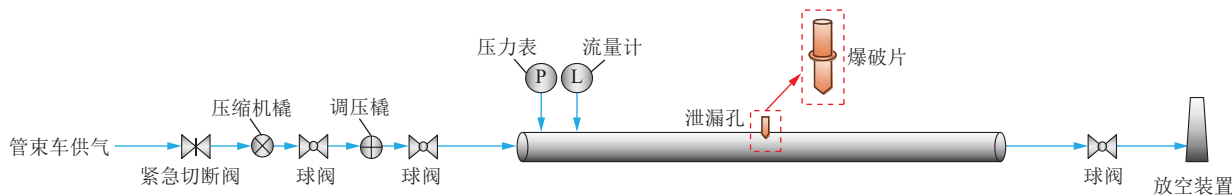


图 1 高压大口径天然气管道泄漏实景化演练平台系统布置示意图

Fig. 1 System layout of real-scenario drill platform for high-pressure and large-diameter natural gas pipeline leakage

表 1 输气管道关键设计参数表
Table 1 Key design parameters of gas pipelines

钢管种类	材质	管径/ mm	设计压力/ MPa	壁厚	
				计算值	选取值
直缝埋弧焊钢管	L555M	1 422.0	14	21.36	22.0
无缝钢管	L245N	114.3	14	6.53	7.1
无缝钢管	L245N	60.3	14	2.40	5.0

通过该平台生成涵盖关键物理参数的高压大口径天然气管道泄漏数据,可在后续模拟研究中用于设置边界条件。通过系统改变输入变量,完成对多种泄漏情景的模拟分析,为后续研究的开展提供数据支撑。

2 泄漏情景构建与模拟分析

2.1 泄漏情景构建

基于实景化演练平台(图 1)获取的高精度数据,

构建埋地天然气管道泄漏 CFD 模型(图 2),以科学合理地模拟管道泄漏过程。该模型重点模拟事故占比最高的小孔泄漏场景^[23],因此将泄漏口简化为直径 10 mm 的圆形孔。考虑到哈密地区天然气中甲烷比例超过 90%,模拟中采用甲烷作为天然气的等效替代物。选取泄漏区域的部分场地作为 CFD 模拟背景,设定土壤域与空气域尺寸均为 40 m×40 m×20 m 的三维空间。通过文献调研、试验场土壤物性参数实地采集及管道

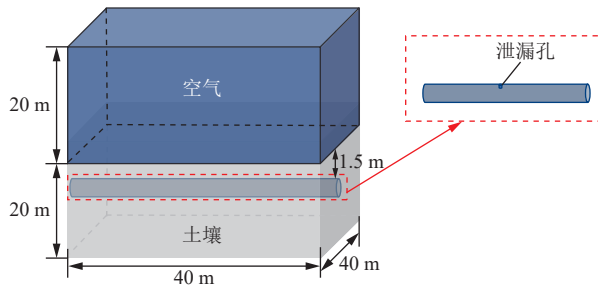


图 2 埋地天然气管道泄漏 CFD 模型图

Fig. 2 CFD modeling of buried natural gas pipeline leakage

模型设计参数分析, 结合实际运行工况设置埋地天然

气管道泄漏模拟参数。泄漏时间设定为 9 000 s, 确保

天然气扩散至稳态, 清晰完整地复现气体扩散全过程

(表 2)^[9]。

表 2 埋地天然气管道泄漏模拟参数表

Table 2 Simulation parameters for buried natural gas pipeline leakage

管径/ mm	管道长度/ m	管道压力/ MPa	管道埋深/ m	气体密度/ (kg·m ⁻³)	动力黏度/ (Pa·s)	土壤孔隙率	土壤颗粒粒径/ mm	甲烷-空气扩散系数/ (m ² ·s ⁻¹)
1 422	40	14	1.5	0.717	1.08×10 ⁻⁵	0.37	0.3	2.16×10 ⁻⁵ ^[23]

在构建埋地天然气管道泄漏 CFD 模型后, 需通过引入控制方程准确描述高压气体泄漏后在土壤中扩散并蔓延至空气的全过程, 实现泄漏情景的高精度模拟。具体而言包括以下 3 个步骤: ①基于文献、试验场实地采集及设计分析, 计算所需的土壤多孔介质关键参数。②孔隙率是表征土壤颗粒间空隙比例、影响渗透能力的核心参数。其次, 采用布林克曼控制方程描述气体在土壤孔隙内的流动。该方程通过引入渗透率项, 耦合流体黏性效应与多孔介质阻力特性, 有效求解泄漏高压气体在土壤孔隙中的复杂流动速度场与压力场分布。将该方程与连续性方程联立求解, 确保气体扩散过程的质量守恒。③将求解获得的土壤域内速度场作为输入, 代入菲克第二定律描述由浓度梯度驱动的不稳定扩散过程。具体实施中, 依据速度场与浓度梯度计算气体扩散通量, 实现对浓度场的动态更新。通过流动(布林克曼方程+连续性方程)与扩散(菲克定律)的耦合, 该模型能够捕捉泄漏气体在土壤-空气域中的浓度演化规律。

2.2 网格划分与求解器配置

为准确模拟泄漏口处气体扩散行为, 采用自由四面体网格对模型进行划分, 并对泄漏口附近区域进行局部加密至网格尺寸小于 10 mm。鉴于局部加密策略会显著增加网格数量与计算成本, 为验证网格划分合理性并确定满足计算精度要求的最佳网格尺寸, 进行了网格无关性研究: 通过对模型进行连续多次网格细化, 对比不同网格密度下计算结果的收敛性误差及泄漏口附近关键位置天然气体积分数的变化。当连续两次网格细化导致该位置气体体积分数的变化量小于 1%时, 判定网格解已达到无关性要求。最终选取包含 280 765 个网格单元的划分方案, 该方案在保证计算精度的前提下, 有效平衡了计算效率。

该模型的边界与初始条件设置如下: 将泄漏口定义为压力入口, 入口压力设定为 14 MPa; 在空气域中设置压力出口, 其余壁面设置为开放界面; 将土壤域

与空气域的耦合交界面定义为内部交界面, 以确保气体质量通量及速度场等关键物理量的连续性; 土壤域计算区域初始天然气体积分数值设置为 0。

数值求解过程是基于有限体积法进行瞬态模拟。为有效处理速度-压力耦合问题, 并提升瞬态求解的稳定性与收敛效率, 选择 PISO(Pressure Implicit with Splitting of Operators)算法^[24]。为降低数值耗散、提高空间离散精度, 对流项离散采用二阶迎风格式。同时, 为在满足瞬态过程模拟需求的前提下合理控制计算资源消耗, 设定计算时间步长为 2 s。空气域湍流模拟采用标准 *k-ε* 模型, 以刻画气体进入大气环境后湍流扩散的主要特征。

2.3 泄漏场景模拟分析

以泄漏口向上的模拟结果为例, 埋地天然气管道泄漏的天然气在土壤域、空气域中分别呈椭球形、圆锥形扩散(图 3)。这一现象归因于: 当高压气体突破土壤层后, 在界面处形成面源, 其初始高速喷射动量驱动气体优先向上迁移, 而其他方向仅依赖分子扩散, 导致泄漏口上方的体积分数显著大于下方。随着时间推移, 扩散半径持续增大, 最终在地面形成以面源为中心的圆锥形分布。

当泄漏发生 9 000 s 时, 不同泄漏方向下土壤-空气界面的天然气体积分数分布存在明显差异(图 4)。在 *yz* 平面, 当泄漏口向上时, 若土壤层未被冲开, 受土壤阻碍作用影响, 天然气通过土壤层缓慢扩散, 导致界面处体积分数较大; 若土壤层被冲开, 会形成竖直向上的射流气云, 天然气在空气中快速扩散, 使得界面处体积分数骤降至 20% 以下。而对于泄漏口水平或向下的泄漏情况, 由于初始速度方向与土壤阻力的共同作用, 天然气的扩散速率降低, 局部土壤区域天然气体积分数会增大, 最终通过浓度梯度驱动向空气中扩散。

为量化天然气泄漏风险, 将地面危险范围 (Ground Danger Range, GDR) 定义为天然气体积分数

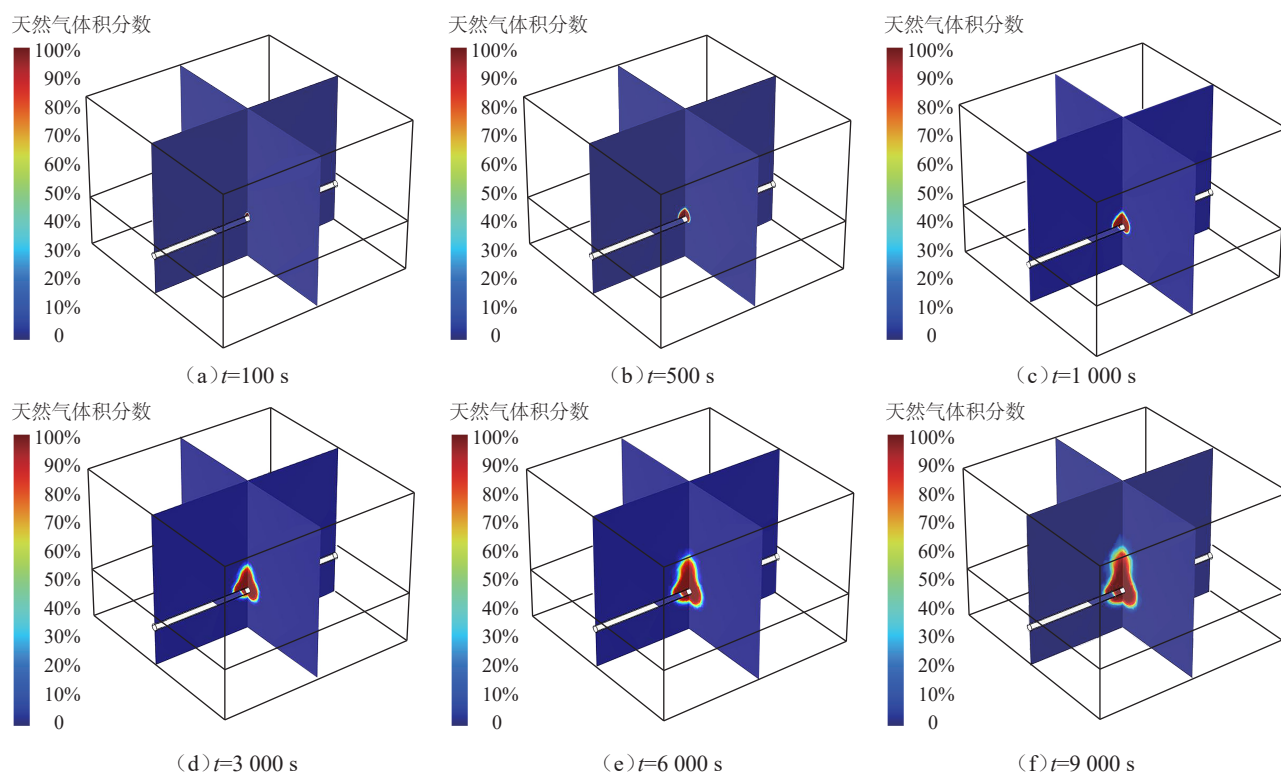


图 3 不同泄漏时间下埋地天然气管道泄漏天然气体积分数分布云图

Fig. 3 Contour plots of volume fraction distribution of natural gas leaked from buried natural gas pipeline at different leakage time points

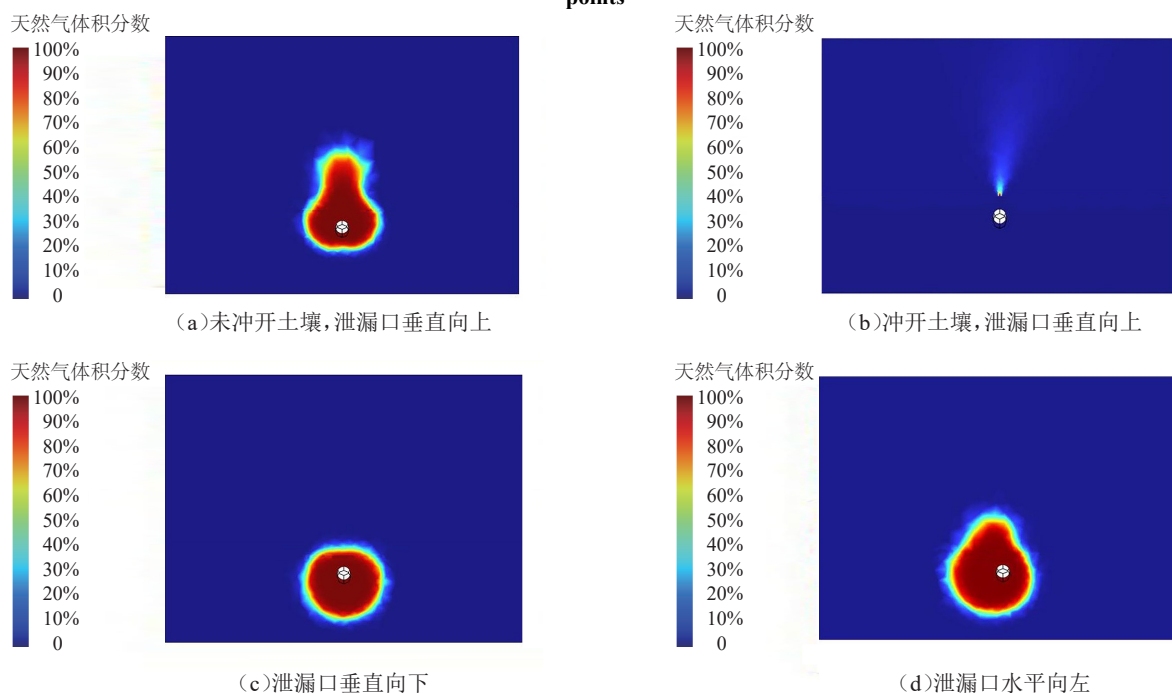


图 4 不同泄漏口方向在 9 000 s 时土壤-空气界面的天然气体积分数分布对比图

Fig. 4 Comparison of natural gas volume fraction distribution at the soil-air interface at 9,000th second across different leakage directions

达到 5% 的区域半径。不同泄漏方向下, GDR 随时间均呈现先快速增长、随后增速放缓并最终趋于稳定的趋势(图 5), 其中垂直向上泄漏的 GDR 最大。初始阶段高压射流动量主导水平扩散, 气体在土壤域呈椭球

状扩散。当椭球界面接触地面时, GDR 从 0 迅速增大。随着气体进入空气域, 空气阻力小于土壤阻力, 气体在土壤中扩散速度减小, GDR 增速放缓。在泄漏后期, 重力作用增强使下向扩散占主导。最终, 持续泄漏供

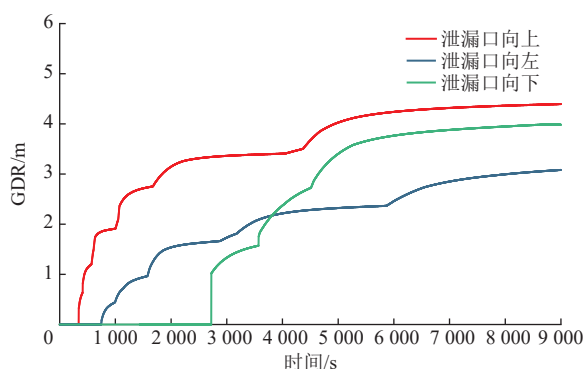


图5 不同泄漏口方向下 GDR 随时间变化曲线图

Fig. 5 Time-varying curves of GDR across different leakage directions
气与大气扩散稀释达到动态平衡, GDR 趋于稳定。

对天然气体积分数持续大于 5% 的区域进行体积积分计算气云总体积(图 6), 结果表明: 所有泄漏方向的气云体积均随时间增长, 约 9 000 s 达稳态时, 垂直向上、水平、向下泄漏的气云体积分别为 300 m³、180 m³ 及 45 m³。这是由于天然气垂直向上泄漏时, 射流与浮力方向一致形成协同加速效应, 加速气体垂直输运与体积累积。当天然气向下泄漏时, 气体需克服重力做功, 且经短路径(埋深 1.5 m)快速释放, 能量损耗严重。水平泄漏的情况则介于垂直与向下泄漏之间。

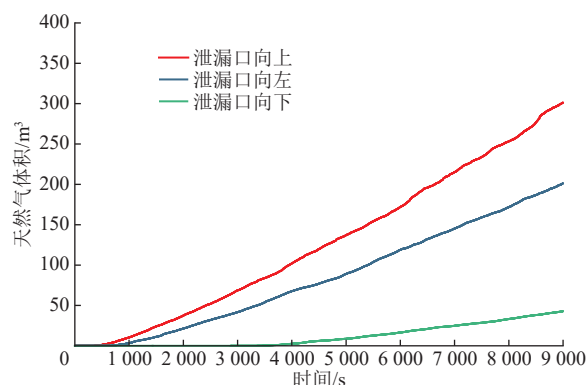


图6 不同泄漏口方向下天然气体积分数大于 5% 区域气云总体积随时间变化曲线图

Fig. 6 Time-varying curves of volume of natural gas with concentrations greater than 5% across different leakage directions

3 三维浓度场解耦方法与验证

3.1 解耦方法

3.1.1 基本原理

基于 CFD 模型的高精度三维气体扩散模拟是理解泄漏规律的基础, 但在实际管道泄漏应急响应中, 通常只能获取地面或近地面的二维监测数据, 其难以直观反映风险气体在三维空间的完整分布情况。为克

服二维监测数据在三维风险评估与空间决策中的局限性, 提出并采用了一种数据驱动的解耦方法。该方法的核心目标是建立从实时二维监测数据到三维浓度场的映射关系, 实现对泄漏气体三维空间分布的快速反演与可视化。

与需要完整求解复杂三维物理方程的常规 CFD 模拟相比, 解耦方法有效利用了前期 CFD 情景构建的成果。当事故现场关键参数发生变化时, 常规 CFD 模拟需重新进行数值计算, 无法满足应急响应的实时性要求。该方法的核心优势在于解耦反演本身是基于数学优化而非物理求解, 计算速度达到近实时, 计算效率高。同时, 通过实时接入现场二维监测数据作为核心输入与迭代反馈约束, 该方法能够动态调整其反演过程, 实时生成反映当前实际工况的三维浓度场, 具备适应突发事故现场复杂性与不确定性的强大能力。

快速映射算法能够基于最新的监测信息稳定输出三维天然气浓度场分布图。这种直观、空间完整的三维风险场信息为现场指挥人员提供了关键决策依据, 有效支持泄漏源定位、风险评估、危险区域划分及人员与资源调度优化等核心应急响应任务。该方法的引入显著提升了对泄漏事故后果的快速预测评估能力、精准应对能力以及应急决策的整体科学性。

3.1.2 计算步骤

1) 数据预处理。根据 CFD 的模拟结果, 对获取的二维天然气体积分数投影开展系统性处理, 将其离散化为 $n \times m$ (其中 n, m 为网格分辨率参数) 的网格系统。 n, m 的选取需综合考虑计算精度要求与系统计算能力: 过高的分辨率会导致光线追踪计算量呈指数级增长, 进而显著增加计算时间成本与硬件资源消耗; 过低的分辨率则会减少检测光线数量, 导致体积分数方程求解过程中的约束条件不足, 从而影响计算结果的精度。因此, 实际应用中需根据具体场景, 在计算效率与精度要求之间寻求最优平衡, 确定合理的网格划分方案。同时, 假设每个网格内的天然气体积分数均匀分布。

2) 泄漏区域的离散。将泄漏区域划分为三维网格模型, 每个网格单元(即体素)代表特定空间体积。将监测点位置设置在三维网格的相应坐标点上, 通过追踪由检测系统发出的检测光线路径, 将二维天然气体积分数投影图中的数值与每条光线经过的三维网格体素相对应。

3) 光线追踪。计算每条光线穿过两检测系统相交视场内每个网格时的权重, 记作 $L_{h,j}$ (其中 h, j 分别为光线、三维网格的编号), 即第 h 条光线穿过第 j 个体素的体积与第 j 个体素体积之比。

4) 体积分数方程建立。假设光线穿过的每个体素内天然气体积分数均匀, 光线在该体素内的累积贡献为体素内天然气体积分数与光线在体素内的路径长度之积。因此, 每条光线经过数个体素时, 总的体积分数贡献可表示为:

$$\varphi_h = \sum_{j=1}^N L_{h,j} \varphi_j \quad (1)$$

式中: φ_h 为第 h 条光线在整个光程上的总体天然气体积分数; N 为体素数量; φ_j 为第 j 个体素的天然气体积分数。

5) 体积分数方程的求解: 对于已构建的体积分数方程, 采用 ART (Algebraic Reconstruction Technique)^[23] 求解每个体素内的天然气体积分数。求解过程中, 将

每次迭代结果与预设误差限 15% 进行对比, 同时设置最大迭代次数 400 次。当计算结果低于误差限或达到最大迭代次数时, 停止迭代并输出结果:

$$\varphi_j^{k+1} = \varphi_j^k + \alpha L_{h,j} \frac{\varphi_h - \sum_{j=1}^N L_{h,j} \varphi_j^k}{\sum_{j=1}^N L_{h,j}^2} \quad (2)$$

式中, φ_j^{k+1} 为第 $k+1$ 次迭代得到的第 j 个网格点天然气体积分数; α 为收敛因子。

3.2 方法验证

为验证解耦方法的有效性, 采用 CFD 模拟数据作为基准, 选取气云最大直径、最大高度及监测点的天然气体积分数作为评价指标, 并以应急响应领域通用的 20% 误差限作为精度判定标准^[25]。

通过对比 CFD 模拟后不同平面体积分数分布切片 (图 7) 发现, 气云内的高体积分数区域集中于泄漏源正上方的底部中心, 呈现典型的圆锥形分布特征, 气云体积分数由中心向四周递减且保持轴对称性。

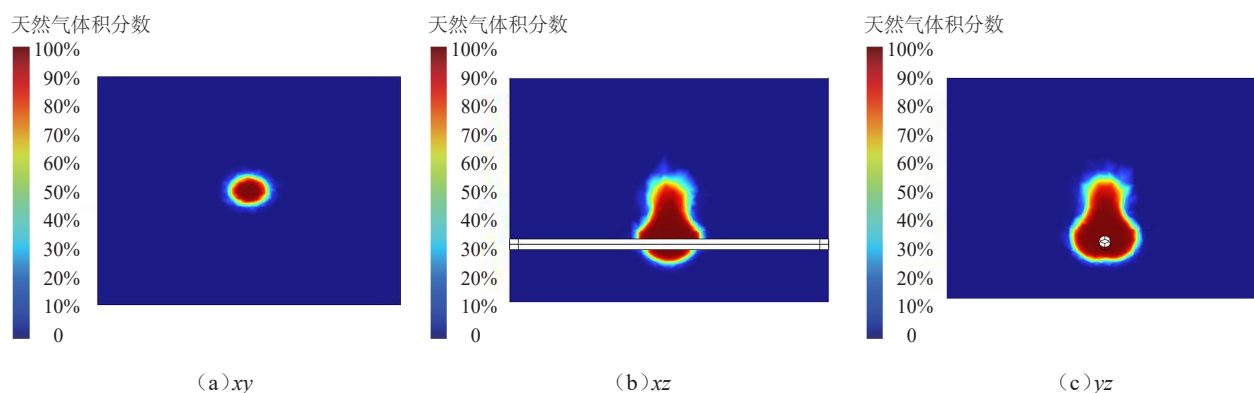


图 7 CFD 模拟后不同平面体积分数分布切片图

Fig. 7 Slices of volume fraction distribution in different planes from CFD simulations

基于 CFD 模拟数据, 分别从 3 个正交方向获取二维灰度投影 (图 8), 并通过 ART 重构得到三维浓度场 (图 9)。可见, 解耦后的浓度场仍保持锥形分布特

征, 高体积分数区域集中于泄漏源附近并向四周递减, 与 CFD 模拟结果在空间对称性与浓度梯度分布上高度吻合。

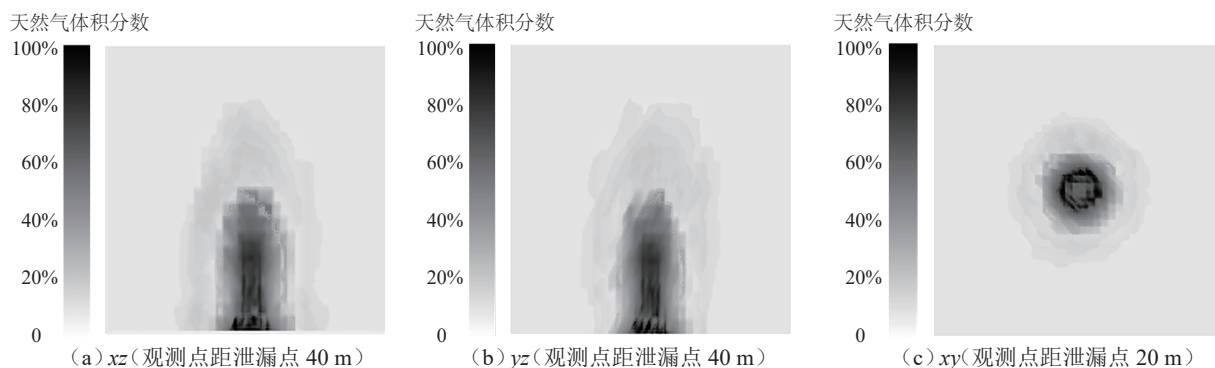


图 8 基于 CFD 模拟的二维灰度投影图

Fig. 8 Schematic diagram of 2D grayscale projection based on CFD simulations

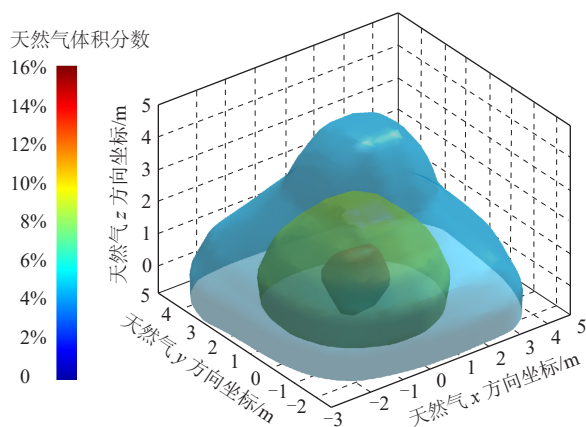


图9 基于ART的三维浓度场解耦结果可视化图
Fig. 9 Visualized results of 3D concentration field decoupling based on ART algorithm

通过对比气云最大直径与高度的模拟值与解耦值发现,二者所获得的气云最大直径分别为10.78 m与9.32 m(相对误差为13.54%),气云高度分别为12.43 m与10.96 m(相对误差为11.83%)。这些误差均在管道应急响应领域中可接受的20%限值之内,这一结果表明解耦结果与CFD模拟在气云边界界定上具有较高一致性。

为进一步验证解耦方法在重构三维浓度场内部的局部精度,在模拟域内布置多组监测点。通过对比各监测点处原始CFD模拟的体积分数与解耦方法预测值(表3),发现体积分数的相对误差范围为6.49%~14.92%,所有监测点的平均相对误差为11.96%。这一误差范围不仅满足了应急响应应用误差低于20%的要求,也符合文献[26]中针对局部浓度预测提出的更严格的15%精度基准要求。上述在边界形态与局部精度两个层面的精度验证结果表明,解耦方法在重构三维天然气扩散浓度场时具有较高的可靠性,验证了该方法所基于的二维投影与三维浓度场映射关系的准确性。

表3 监测点浓度重构精度对比表
Table 3 Comparison of reconstruction accuracy for concentration at monitoring points

监测点	体积分数		相对误差
	模拟结果	解耦预测值	
1	63.2%	59.1%	6.49%
2	21.2%	18.9%	10.85%
3	79.0%	67.6%	14.43%
4	77.1%	65.6%	14.92%
5	29.7%	25.3%	14.81%

4 结论及展望

通过设计高压大口径油气管道泄漏实景化演练平台,并模拟真实情况下管道泄漏场景。基于泄漏场景模拟结果,提出了管道泄漏三维浓度场解耦方法,并进行了验证。主要结论如下:

1)成功设计一套可实现埋深不小于1.5 m、管径不小于1 422 mm、承压能力不小于14 MPa的高压大口径天然气管道多种泄漏情景的演练平台,其能够为管道泄漏情景构建提供真实场景参数,为应急响应与事故处理提供了实用的演练基础,显著提升了天然气泄漏事故的应急处置能力。

2)缩小了情景构建场景与天然气管道真实泄漏场景的差距,可为埋地天然气管道泄漏应急处置提供更真实的场景实况。高压气流、重力及分子扩散行为耦合作用使得天然气在土壤域中呈椭球形扩散,在空气域中呈圆锥形扩散,垂直向上泄漏的扩大效应尤为显著。泄漏前期,高速喷射主导使水平扩散占优;在泄漏后期,重力作用增强形成下向扩散优势。

3)显著提升了天然气管道泄漏三维浓度场解耦的精度。通过ART实现了对泄漏区域浓度场的精确重构,模拟与解耦得到的气云最大直径与高度误差均不大于14%,监测点浓度的结果误差均不大于15%,均满足管道应急响应领域低于20%的误差要求,可为埋地天然气管道泄漏应急处置装备进场路线、开挖方式等提供关键信息。

4)未来,研究重点将聚焦于进一步提升泄漏情景构建与浓度场重构的精度、实时性及智能化水平。通过优化多源数据融合算法、增强无人机与无人车的协同探测能力,以及引入人工智能与机器学习技术,有望实现更高效的泄漏源定位与扩散预测。

参考文献:

- [1] 余晓钟,刘梦薇,邱湖淼,罗平亚.我国天然气产业高质量发展路径探讨[J].中国工程科学,2024,26(4):63-71. DOI: 10.15302/JSSCAE-2024.04.013.
YU X Z, LIU M W, QIU H M, LUO P Y. Exploration of high-quality development path of China's natural gas industry[J]. Strategic Study of CAE, 2024, 26(4): 63-71.
- [2] 周莹,叶嘉乐,于姗,赵连仁,王永刚,朱思吉,等.“双碳”目标下天然气分布式能源发展现状及机遇[J].天然气工业,2024,44(2):

- 23–29. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2024.02.003](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2024.02.003).
- ZHOU Y, YE J L, YU S, ZHAO L R, WANG Y G, ZHU S J, et al. Development status and opportunities of natural gas distributed energy resource under the goal of “dual carbon”[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(2): 23–29.
- [3] 何东博, 贾成业, 位云生, 郭建林, 冀光, 李易隆. 世界天然气产业形势与发展趋势[J]. *天然气工业*, 2022, 42(11): 1–12. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2022.11.001](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2022.11.001).
- HE D B, JIA C Y, WEI Y S, GUO J L, JI G, LI Y L. Current situation and development trend of world natural gas industry[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(11): 1–12.
- [4] 江珂, 王东源, 余志峰, 黄栋. 管道受横向滑坡作用破坏分析: 以中缅管道贵州晴隆段两次爆炸事故为例[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(21): 8988–8995. DOI: [10.3969/j.issn.1671-1815.2023.21.010](https://doi.org/10.3969/j.issn.1671-1815.2023.21.010).
- JIANG K, WANG D Y, YU Z F, HUANG D. Analysis of pipeline damage caused by lateral landslides: taking two explosion accidents in the Qinglong section of China–Myanmar pipeline in Guizhou as an example[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(21): 8988–8995.
- [5] TAN Q, FU M, WANG Z X, YUAN H Y, SUN J H. A real-time early warning classification method for natural gas leakage based on random forest[J]. *Reliability Engineering & System Safety*, 2024, 251: 110372. DOI: [10.1016/j.res.2024.110372](https://doi.org/10.1016/j.res.2024.110372).
- [6] BONNAUD C, CLUZEL V, CORCOLES P, DUBOIS J P, LOUVET V, MAURY M, et al. Experimental study and modelling of the consequences of small leaks on buried transmission gas pipeline[J]. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2018, 55: 303–312. DOI: [10.1016/j.jlp.2018.06.010](https://doi.org/10.1016/j.jlp.2018.06.010).
- [7] BAGHERI M, SARI A. Study of natural gas emission from a hole on underground pipelines using optimal design-based CFD simulations: developing comprehensive soil classified leakage models[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 102: 104583. DOI: [10.1016/j.jngse.2022.104583](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104583).
- [8] OKAMOTO H, GOMI Y. Empirical research on diffusion behavior of leaked gas in the ground[J]. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2011, 24(5): 531–540. DOI: [10.1016/j.jlp.2011.01.007](https://doi.org/10.1016/j.jlp.2011.01.007).
- [9] 栾国华, 刘长春, 李鑫, 梁涛. 埋地天然气管道小孔泄漏后气体扩散规律分析[J]. *中国安全生产科学技术*, 2024, 20(8): 96–103. DOI: [10.11731/j.issn.1673-193x.2024.08.013](https://doi.org/10.11731/j.issn.1673-193x.2024.08.013).
- LUAN G H, LIU C C, LI X, LIANG T. Analysis of gas diffusion law after small hole leakage of buried natural gas pipeline[J]. *Journal of Safety Science and Technology*, 2024, 20(8): 96–103.
- [10] 屈静, 张建彬, 李旭芳, 陆宝, 华宁, 朱晓曼. 基于贝叶斯网络的输油管道泄漏事故情景推演[J]. *中国安全科学学报*, 2021, 31(1): 192–198. DOI: [10.16265/j.cnki.issn1003-3033.2021.01.028](https://doi.org/10.16265/j.cnki.issn1003-3033.2021.01.028).
- QU J, ZHANG J B, LI X F, LU B, HUA N, ZHU X M. Deduction of leakage accident scenarios of oil pipelines based on Bayesian network[J]. *China Safety Science Journal*, 2021, 31(1): 192–198.
- [11] 徐后佳, 帅健, 杨敬东, 孟伟. 城镇燃气管道事故动态贝叶斯网络情景推演及模拟[J]. *油气储运*, 2022, 41(8): 900–907. DOI: [10.6047/j.issn.1000-8241.2022.08.004](https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2022.08.004).
- XU H J, SHUAI J, YANG J D, MENG W. Deduction and simulation of DBN scenarios in urban gas pipeline accidents[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2022, 41(8): 900–907.
- [12] PEREIRA P, TURKMAN K F, AMARAL TURKMAN M A, SÁ A, PEREIRA J M C. Quantification of annual wildfire risk: A spatio-temporal point process approach[J]. *Statistica*, 2013, 73(1): 55–68. DOI: [10.6092/issn.1973-2201/3985](https://doi.org/10.6092/issn.1973-2201/3985).
- [13] 钱浩. 天然气泄漏扩散实验与高斯预测模型优化[J]. *天然气工业*, 2024, 44(7): 154–164. DOI: [10.3787/j.issn.1000-0976.2024.07.013](https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2024.07.013).
- QIAN H. Experiments of natural gas leakage diffusion and optimization of the Gaussian prediction model[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(7): 154–164.
- [14] WANG M, SAMPSON P D, HU J L, KLEEMAN M, KELLER J P, OLIVES C, et al. Combining land-use regression and chemical transport modeling in a spatiotemporal geostatistical model for ozone and PM_{2.5}[J]. *Environmental Science & Technology*, 2016, 50(10): 5111–5118. DOI: [10.1021/acs.est.5b06001](https://doi.org/10.1021/acs.est.5b06001).
- [15] PLOUFFE C C F, ROBERTSON C, CHANDRAPALA L. Comparing interpolation techniques for monthly rainfall mapping using multiple evaluation criteria and auxiliary data sources: a case study of Sri Lanka[J]. *Environmental Modelling & Software*, 2015, 67: 57–71. DOI: [10.1016/j.envsoft.2015.01.011](https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2015.01.011).
- [16] REID J, LABRIE D. Second-harmonic detection with tunable diode lasers: Comparison of experiment and theory[J]. *Applied Physics B*, 1981, 26(3): 203–210. DOI: [10.1007/BF00692448](https://doi.org/10.1007/BF00692448).
- [17] 沈静, 杜胜群, 李昕岳, 杨凯, 吕鹏飞. 地下综合管廊天然气泄漏扩散及爆炸研究综述[J]. *灾害学*, 2025, 40(1): 129–134. DOI: [10.11731/j.issn.1673-193x.2024.08.013](https://doi.org/10.11731/j.issn.1673-193x.2024.08.013).

- 10.3969/j.issn.1000-811X.2025.01.020.
- SHEN J, DU S Q, LI X Y, YANG K, LYU P F. Research on natural gas leakage, diffusion and explosion in gas chambers of urban utility tunnels[J]. *Journal of Catastrophology*, 2025, 40(1): 129–134.
- [18] 蒋宏业, 寇明月, 廖柯熹, 徐涛龙, 李又绿, 何国玺. 掺氢天然气管道泄漏扩散研究现状及发展趋势[J]. *油气储运*, 2024, 43(8): 855–868. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.08.002.
- JIANG H Y, KOU M Y, LIAO K X, XU T L, LI Y L, HE G X. Current status and developmental trend on leakage and dispersion research for hydrogen-blended natural gas pipeline[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2024, 43(8): 855–868.
- [19] 关武, 丁蟠峰. 基于超分辨率重建算法的二氧化碳浓度场研究[J]. *光学技术*, 2025, 51(1): 116–122. DOI: 10.13741/j.cnki.11-1879/o4.2025.01.015.
- GUAN W, DING P F. Study of carbon dioxide concentration field based on super-resolution reconstruction algorithm[J]. *Optical Technique*, 2025, 51(1): 116–122.
- [20] CHANG A Y, DIROSA M D, DAVIDSON D F, HANSON R K. Rapid tuning cw laser technique for measurements of gas velocity, temperature, pressure, density, and mass flux using NO[J]. *Applied Optics*, 1991, 30(21): 3011–3022. DOI: 10.1364/AO.30.003011.
- [21] ZHANG Z P, PENG H W. Deeper and wider Siamese networks for real-time visual tracking[C]. Long Beach: 2019 IEEE/CVF Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR), 2019: 4586–4595.
- [22] 曹理想, 文耀华, 张伯君, 周泽华, 业成. 基于 TDLAS 的天然气管道泄漏范围重构方法[J]. *激光与红外*, 2024, 54(9): 1387–1391. DOI: 10.3969/j.issn.1001-5078.2024.09.008.
- CAO L X, WEN Y H, ZHANG B J, ZHOU Z H, YE C. Leakage area reconstruction of natural gas using TDLAS technology[J]. *Laser & Infrared*, 2024, 54(9): 1387–1391.
- [23] 马健彰, 帅健, 王旭, 张圣柱, 王如君, 多英全. 天然气管道不同孔径泄漏失效概率量化方法研究[J]. *中国安全生产科学技术*, 2023, 19(1): 136–142. DOI: 10.11731/j.issn.1673-193x.2023.01.020.
- MA J Z, SHUAI J, WANG X, ZHANG S Z, WANG R J, DUO Y Q. Research on quantitative method of failure probability of natural gas pipelines with different leakage hole diameters[J]. *Journal of Safety Science and Technology*, 2023, 19(1): 136–142.
- [24] 滕振超, 霍静轶, 张家浩, 黄漪澜, 计静. COMSOL 仿真模拟埋地天然气管道多孔瞬态泄漏与扩散[J]. *河南科学*, 2024, 42(7): 968–976. DOI: 10.3969/j.issn.1004-3918.2024.07.004.
- TENG Z C, HUO J Y, ZHANG J H, HUANG Y L, JI J. Porous leakage and diffusion of buried NG pipeline based on COMSOL simulation[J]. *Henan Science*, 2024, 42(7): 968–976.
- [25] 陈夏, 胡红利, 高享想, 方天驰. 代数重建和同步迭代重建在电容层析成像中的比较研究[J]. *西安交通大学学报*, 2011, 45(4): 25–29.
- CHEN X, HU H L, GAO X X, FANG T C. CoMParison of algebraic reconstruction technique and simultaneous iterative reconstruction technique in electrical capacitance tomography image reconstruction[J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2011, 45(4): 25–29.
- [26] 王伟. 基于无人机激光检测的气体泄漏分布重建算法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- WANG W. Research on gas leakage distribution reconstruction algorithm based on UAV laser detection[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- (编辑: 黄星烨)
-
- 基金项目:** 国家重点研发计划“高压大口径油气管道泄漏应急处置技术与装备”, 2023YFC3011300; 国家自然科学基金资助项目“典型成品油蒸气云时空运移及燃爆致灾链诱导机制”, 52404270.
- 作者简介:** 齐盛, 男, 1997 年生, 在读博士生, 2020 年毕业于河北大学安全工程专业, 现主要从事油气生产安全保障基础理论方向的研究工作。地址: 北京市昌平区府学路 18 号, 102249。电话: 18131585761。Email: qisheng1005@163.com
- 通信作者:** 荆琦, 男, 1994 年生, 助理研究员, 2023 年博士毕业于北京理工大学安全科学与工程专业, 现主要从事油气生产安全保障基础理论方向的研究工作。地址: 北京市昌平区府学路 18 号, 102249。电话: 18811222597。Email: Jingqimvp@cup.edu.cn
- Received: 2025-01-20
 - Revised: 2025-02-28
 - Online: 2025-03-19

