

# 海上平台超临界 CO<sub>2</sub>管道安全输送技术现状及挑战

胡瑾秋<sup>1,2</sup> 张来斌<sup>1,2</sup> 肖尚蕊<sup>1,2</sup> 马文豪<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京),安全与海洋工程学院 2 油气生产安全与应急技术应急管理部重点实验室

DOI:10.12238/jssse.v1i1.6234

**[摘要]** 为响应国家“双碳”号召,石油行业致力于绿色转型,推动能源绿色革命,着眼国内海上CO<sub>2</sub>富集油气藏,开展海上平台CCUS-EOR试点项目。CO<sub>2</sub>在注入深海油气藏进行碳封存的同时不断驱替原油,实现石油采收率、残油回收率的提高。然而海上CCUS-EOR技术的实现依赖于超临界CO<sub>2</sub>管道的安全输送。本文针对海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术现状,梳理了包含CO<sub>2</sub>高气质气源获取、管道高建设成本、介质相变复杂、管道内外腐蚀等多重运行难题,系统性辨识了海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道失效风险因素,揭示了超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏危害机理,提出了海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全与完整性保障体系,并明确了完整性管理六步循环技术难点,为实现海上CCUS-EOR技术,完善海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术体系提供参考。

**[关键词]** 超临界CO<sub>2</sub>管道;海上平台;安全与完整性;CCUS-EOR

**中图分类号:** X937 **文献标识码:** A

## Current Status and Challenges of Supercritical CO<sub>2</sub> Pipeline Safety Transport Technology for Offshore Platforms

Jinqiu Hu<sup>1,2</sup> Laibin Zhang<sup>1,2</sup> Shangrui Xiao<sup>1,2</sup> Wenhao Ma<sup>1,2</sup>

1 College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum (Beijing)

2 Key Laboratory of Oil and Gas Safety and Emergency Technology, Ministry of Emergency Management

**[Abstract]** In response to the national call for "Double Carbon", the oil industry is committed to green transformation and promoting the green revolution in energy, focusing on domestic offshore CO<sub>2</sub>-rich oil and gas reservoirs, and carrying out the pilot project of CCUS-EOR on offshore platforms, in which CO<sub>2</sub> is injected into deep-sea oil and gas reservoirs for carbon sequestration while continuously replacing crude oil to achieve oil recovery rate and residual oil recovery rate. The pilot project of CCUS-EOR on offshore platforms is to inject CO<sub>2</sub> into deep-sea oil & gas reservoirs for carbon sequestration while continuously replacing crude oil to achieve oil recovery and residual oil recovery. However, the implementation of offshore CCUS-EOR technology depends on the safe delivery of supercritical CO<sub>2</sub> pipeline. This paper addresses the current status of the safe transportation technology of supercritical CO<sub>2</sub> pipelines on offshore platforms, sorting out multiple operational problems including CO<sub>2</sub> gas source, pipeline construction cost and medium phase change, systematically identifying the risk factors of pipeline failure, revealing the mechanism of supercritical CO<sub>2</sub> pipeline leakage hazard, proposing the integrity management of supercritical CO<sub>2</sub> pipelines on offshore platforms, and clarifying the technical difficulties of the six-step cycle of integrity management, so as to The six-step cycle technology difficulties of integrity management are clarified, which provides a reference for realizing the offshore CCUS-EOR technology and improving the technology system for safe transmission of supercritical CO<sub>2</sub> pipelines on offshore platforms.

**[Key words]** supercritical CO<sub>2</sub> pipeline; offshore platform; safety and integrity; CCUS-EOR

2020年9月,中国明确提出2030年“碳达峰”与2060“碳中和”的“双碳”目标,石油行业肩负节能减碳规划远景,紧跟“双碳”浪潮,从供需两端出发,开展绿色转型,推动能源绿色

革命<sup>[1]</sup>。在提高化石能源的高效利用、清洁能源工业化应用的同时,减少碳排放、开展碳捕集、碳封存技术,实现降低大气碳含量的目标。据国际能源机构IEA(International Energy

Agency) 预测, CCUS-EOR(Carbon Capture, Utilization and Storage-Enhanced Oil Recovery) 技术是实现2070年全球碳的净零排放的关键, 该技术预计占据累计减排量的15%<sup>[2]</sup>。

随着富含CO<sub>2</sub>的油气储量不断地在中国渤海、南海以及东海被发现<sup>[3,4]</sup>, 开展海上碳捕获、利用及封存技术成为国内石油行业实现双碳目标的有效工具。海上CCUS-EOR技术是指工业排放的CO<sub>2</sub>捕集分离后, 输送至海底深部地质进行封存, 包括海底深部咸水层封存、枯竭油气藏封存以及深部油藏驱油与封存<sup>[5,6]</sup>, 海底深部油藏驱油与封存不仅可以实现CO<sub>2</sub>的封存, 能更实现CO<sub>2</sub>的二次利用, 被注入海洋油井中的CO<sub>2</sub>气体可以驱动石油天然气开采, 提高石油天然气采收率。

海上CCUS-EOR技术的完成依赖于稳定CO<sub>2</sub>气源的输送<sup>[7,8]</sup>, 针对长距离、大规模CO<sub>2</sub>运输, 最有效的运输方式是超临界密相CO<sub>2</sub>管道运输, 相较于船舶运输和罐车运输, 超临界CO<sub>2</sub>管道运输具有更高的安全性和运输效率, 同时具有更低的经济成本<sup>[9]</sup>。

本文围绕海上CCUS-EOR的技术核心超临界CO<sub>2</sub>管道的安全输送技术, 从管道气质来源、气质要求、运输成本、失效风险因素、泄漏危害等多角度展开, 梳理海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术现状及需求, 系统性辨识海上超临界CO<sub>2</sub>管道安全运行技术难题, 针对安全输送多重挑战开展海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性管理, 为完善我国海上超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术体系提供参考。

## 1 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道现状

石油行业CCUS-EOR技术是将大气、工厂废气或油气藏自身富集的CO<sub>2</sub>捕集, 并以超临界状态注入油层以保持地层压力, 超临界状态的CO<sub>2</sub>与原油混合, 在达到气液平衡时CO<sub>2</sub>原油混相形成CO<sub>2</sub>膨胀液体(CO<sub>2</sub>-Expanded Liquids, CXLs)<sup>[10]</sup>。CXLs较于原油, 其体积膨胀, 密度和黏性均降低, 增加了在岩石孔隙中的流动, 同时CXLs不断萃取原油中较重碳氢化合物, 驱替油层中的原油, 实现原油采收率的提高。与传统的水驱相比, CO<sub>2</sub>驱在萃取能力、流动性上都有更好地提升, 并能携带水驱后油层中的残留油流动, 实现石油开采率和残油收集率的大幅提高<sup>[11,12]</sup>。

目前, 美国、加拿大等国家已经具有成熟的陆上CCUS-EOR技术, 形成了完整的工业化体系。截止2017年, 全球碳捕集与封存研究院(GCCSI, Global CCS Institute)统计美国运行中的陆上CCUS-EOR大规模工业运行项目达11个, 其中单个天然气处理项目的年CO<sub>2</sub>捕集超过1.27510<sup>7</sup>t<sup>[13]</sup>。中国的陆上CCUS-EOR技术起步较晚, 2000年, 吉林油田和长庆油田建成2个国家级CCUS-EOR示范工程, 截止到2021年中国石油开展陆上CCUS-EOR重大开发实验11项, 实现CO<sub>2</sub>年注入能力达5.6710<sup>7</sup>t, 年产量达210<sup>5</sup>t, 石油采收率得到大幅提高。目前中国陆上CCUS-EOR技术仍处于工业化试验和小规模应用阶段, 尚未形成工业化、商业化、大规模应用<sup>[14]</sup>。

截止2021年, 全球陆上CO<sub>2</sub>长输管道已超8000km, 美国约占其中的88%<sup>[15,16]</sup>。美国、土耳其、挪威、加拿大等已建陆上超临界CO<sub>2</sub>管道超2546km<sup>[17]</sup>。国内商业化CO<sub>2</sub>运输主要以低温储罐公

路运输为主, 长距离CO<sub>2</sub>运输管道在胜利油田、吉林油田、中原油田进行了陆上CO<sub>2</sub>-EOR工程建设实践, 实现了小范围低渗、稠油油田采收率的提高<sup>[18]</sup>。

相较于陆上CCUS-EOR技术, 海上CCUS-EOR技术目前在全球均处于起步阶段, 国外开展了海上CCUS-EOR试点项目, 1980年, 美国先后在近海开展了5个小规模的海上CO<sub>2</sub>驱油先导实验, 在Quarantine Bay、Week Island、Bay St.Elaine等均取得了明显驱油效果。2007年越南联合日本石油公司在云南南部海上Randong油田开展了CO<sub>2</sub>-EOR可行性研究实验, 累计注入CO<sub>2</sub>超100t, 增油40m<sup>3</sup>。2014年美国能源部(USDOE, United States Department of Energy)预测墨西哥湾在未来50年可封存3.910<sup>9</sup>tCO<sub>2</sub>。巴西则是在Lula深水油田开展先导性CO<sub>2</sub>回注EOR措施设计, 进行先导实验, 达到日注CO<sub>2</sub>110<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, 累计产油3.110<sup>6</sup>m<sup>3</sup><sup>[19]</sup>。多次试验均证明海上CCUS-EOR技术的可行性和优越效果<sup>[5]</sup>。国内海上油气田碳封存项目刚刚起步, 尚未开展海上CCUS-EOR相关实验。

海上CCUS-EOR技术实现和大规模实施难度远大于陆上CCUS-EOR技术, 海上CCUS-EOR技术需要在满足陆上CCUS-EOR技术条件的同时, 克服海上平台CO<sub>2</sub>驱油自身困难。包括: ①海上平台难以得到稳定的CO<sub>2</sub>气源供给; ②海上平台空间受限, 已经建立好的海上平台增加超临界CO<sub>2</sub>管道建设成本高, 设计和建造的技术难度大; ③海上油藏沉积具有非均质性, 未形成连续油带, 储层渗透率低, 不利于CO<sub>2</sub>注入; ④远海平台救援力量薄弱, 应对突发事件能力差。其中, 建立海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道是实现海上CCUS-EOR技术的关键环节。

## 2 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术挑战

### 2.1 超临界CO<sub>2</sub>管道运输挑战

CO<sub>2</sub>以气相、液相和超临界三种相态在管道中输送, 其中以超临界CO<sub>2</sub>管道运输拥有最佳的经济效益和输送效率, 成为CCUS-EOR技术中碳运输的首选<sup>[20]</sup>。超临界CO<sub>2</sub>是指当CO<sub>2</sub>的温度和压力均大于临界值时处于单一相态的状态。超临界CO<sub>2</sub>不仅具有气体拥有的低黏性、高扩散系数等特性, 同时具备液体拥有的高密度、高溶解能力等特性, 存在于超临界CO<sub>2</sub>中的流体具有低粘度、高扩散系数、高扩散性能以及体积膨胀, 具有良好的工程应用特性, 实现原油的高效率采收<sup>[21-23]</sup>。然而超临界CO<sub>2</sub>在管道运输的过程中并不能一直保持着超临界状态, 稳定的超临界CO<sub>2</sub>管道输送依赖于极高的技术要求, 其不仅受到传统油气管道失效因素影响, 更面临来自超临界CO<sub>2</sub>流体特殊性质的多重挑战。

#### 2.1.1 超临界CO<sub>2</sub>运输的高气质要求

CCUS技术最主要的目的是将大气中富集的CO<sub>2</sub>进行捕集和封存, 其CO<sub>2</sub>气源复杂, 多碳源输送导致管道内CO<sub>2</sub>在气质组成、相态特性上均存在显著性差异, 不同类型的CO<sub>2</sub>随管网混合输送到碳封存地区<sup>[24]</sup>。贸然混合运输不仅会影响CO<sub>2</sub>驱油的石油采收率, 复杂气质中的杂质也会影响管道的正常运输。CCUS-EOR技术对CO<sub>2</sub>气质具有很高的要求, 如表1所示, H<sub>2</sub>O、H<sub>2</sub>S、CO、CH<sub>4</sub>和非

冷凝气作为气质杂质均有限制要求。CO<sub>2</sub>作为酸性重质气体,当气质中混有过量的自由水和H<sub>2</sub>S时会产生化学反应,形成水合物堵塞管道。同时水合物呈现酸性,在管道内产生点蚀,因而要求气质中自由水含量小于0.5g/m<sup>3</sup>,H<sub>2</sub>S含量不应高于0.02%。CO本身具有可燃性和毒性,为保障超临界CO<sub>2</sub>管道运输过程中的人员健康,其含量不应超过0.2%。在CO<sub>2</sub>压缩过程中,甲烷和非冷凝气体的存在会消耗额外的压缩功,严重地会导致管道内产生气液多相流,形成段塞流,出现过高的压力波动和压降,其含量应小于4%<sup>[21,25]</sup>。

表1 海上CCUS-EOR技术CO<sub>2</sub>气质要求

气质组分	含量
CO <sub>2</sub>	≥ 95%
H <sub>2</sub> O	≤ 0.5g/m <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	0.02%
CO	0.2%
CH <sub>4</sub>	≤ 2%
非冷凝气体	≤ 4%

表2 NETL发布的CO<sub>2</sub>-EOR所需气质规范

气质组分	含量 (%)
CO <sub>2</sub>	≥ 95
H <sub>2</sub> O	≤ 0.05
N <sub>2</sub>	1
Ar	1
H <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	1
O <sub>2</sub>	0.001
CO	0.0035
H <sub>2</sub> S	0.01
SO <sub>2</sub>	0.01
NO <sub>x</sub>	0.01
COS	≤ 0.0005
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1
C <sub>3</sub> *	≤ 1
HCN	痕量
醇类/(mL·m <sup>-3</sup> )	0.046

目前针对超临界CO<sub>2</sub>管道运输气质要求并未形成国际公认标准,但美国、澳大利亚以及欧洲部分处于CCUS技术发展前列的国家建立了各自的CO<sub>2</sub>气质规范和标准<sup>[26,27]</sup>。美国采用CO<sub>2</sub>管道分级气源标准,将CO<sub>2</sub>管道分为三类,针对不同用途的管道采

取差异化气质标准:①I类管道,单一气源单一注入管道,主要负责差异化CO<sub>2</sub>需求的短距离运输,气质要求高,严格限制杂质含量限制;②II类管道,多气源多输出管道/管网,主要采用天然碳源,存在多个接入点和外输点,已经实现商业化CO<sub>2</sub>运输,在不同接入点和外输点已形成统一的气质要求;③III类管道,混合管道,CO<sub>2</sub>气体中含有较多杂质和其他碳组分,气质要求较低。

企业则根据自身经营的管道情况建立针对性CO<sub>2</sub>管道运输气质规范,相关规范在工业实践上已得到一定程度的认可。金德摩根公司(Kinder Morgan)对旗下经营的超临界CO<sub>2</sub>管道制定了统一的气质规范,主要针对天然碳源的高纯度CO<sub>2</sub>超临界管道运输。丹博里公司(Denbury)针对CO<sub>2</sub>驱油技术制定超临界CO<sub>2</sub>管道运输标准,该标准严格限制了H<sub>2</sub>S含量(小于0.0015%)<sup>[28]</sup>。

除企业外,实验室和其他石油也发布了气质规范。美国国家能源技术实验室(NETL, National Energy Technology Laboratory)发布了《能源系统研究质量指南——CO<sub>2</sub>杂质设计参数》,该报告对CO<sub>2</sub>驱油技术提供了超临界CO<sub>2</sub>管道运输气质各杂质的限值参考,如表2所示<sup>[8,29]</sup>。

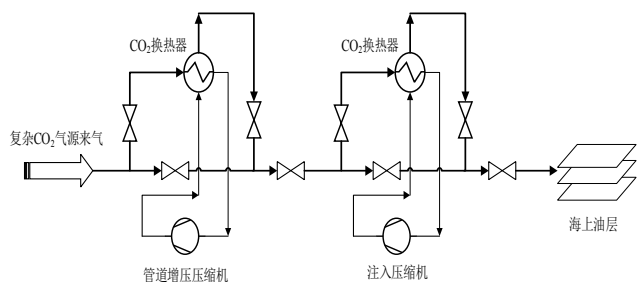
澳大利亚CarbonNet项目为实现工业碳源捕集和超临界-密相CO<sub>2</sub>管道运输封存同样制定了相关CO<sub>2</sub>气质规范。欧盟依据DYNAMIS项目提出DYNAMIS气质规范<sup>[30-32]</sup>,英国Ecofys公司也类似DYNAMIS项目提出了针对燃煤电厂CCS技术的CO<sub>2</sub>气质规范。挪威船级社(Det Norske Veritas, DNV)于2010年发布了《二氧化碳管道的设计和运营》(Design and Operation of CO<sub>2</sub> Pipelines: Recommended Practice DNV-RP-J202),并于2017年与澳大利亚Energy Pipelines CRC更新发布了DNVGL-RP-F104。DNVGL-RP-F104可以与DNVGL-ST-F101结合应用在海底管道系统<sup>[33]</sup>。

在中国,根据《危险化学品目录(2015)》规定,二氧化碳属于危险化学品,适用于《危险化学品安全管理条例》。工业和信息化部发布的石油石化行业标准SH/T 3202—2018《二氧化碳输送管道工程设计标准》和中国石化的《二氧化碳管道输送技术及实践》规定了陆上CO<sub>2</sub>输送管道的工艺要求,目前国内尚未形成针对CCUS-EOR技术和超临界-密相CO<sub>2</sub>管道运输的CO<sub>2</sub>气质规范。

### 2.1.2 超临界CO<sub>2</sub>管道的高运输成本

超临界CO<sub>2</sub>管道的长距离运输必然带来CO<sub>2</sub>压力和温度的损失,CO<sub>2</sub>物性复杂,其相态极易受到温度和压力的影响。当管内气体的温度和压力均低于CO<sub>2</sub>临界条件时,部分CO<sub>2</sub>以气相、液相或密相的形式析出,在管段内形成气液多相流,多相流运输会引发管段冲蚀、段塞,导致管段局部腐蚀、异常压力波动以及过高的压降,影响后续CO<sub>2</sub>的注入和超临界CO<sub>2</sub>的稳定运输,严重则会导致管道泄漏<sup>[34]</sup>。

为保证CO<sub>2</sub>在管道运输过程中始终保持超临界状态,需要在管道沿线加入压缩机、超临界泵和换热器进行压力和温度的调控,如图1所示为超临界CO<sub>2</sub>管输工艺的基本流程。

图1 超临界CO<sub>2</sub>管输工艺的基本流程

大量额外的压缩机组、超临界泵站及换热器费用导致超临界CO<sub>2</sub>管道运输成本大大增加,国内外学者为寻找更加经济性的超临界CO<sub>2</sub>管道运输方案开展研究,刘敏等<sup>[31]</sup>模拟超临界CO<sub>2</sub>管道运输过程,计算输送距离与管道流量的经济性影响,发现输送距离和流量的与输送成本成正比,温降是影响能耗成本的主要因素。Zanobetti等<sup>[35]</sup>考虑经济和环境的关键指标采用多目标优化方法,以管道尺寸(NPS, Nominal Pipe Size)为变量,针对CCS技术CO<sub>2</sub>管道运输成本规划最优NPS。吕家兴<sup>[32]</sup>等通过对比分析CO<sub>2</sub>管径计算公式,建立经济性评价模型,基于超临界CO<sub>2</sub>管道工程案例,对管道直径进行经济评价,推荐最优的经济评价模型。

### 2.2 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道失效风险因素

据不完全统计,我国在1986-2016年期间已经成功铺设共计315条海底管道,总长约为6202km,管道泄漏事故年均发生1.7次。按照我国各海域划分,调研海底管道泄漏事故<sup>[36-38]</sup>,梳理风险因素及发生频率,总结见表3所示。

表3 国内海域部分海底管道泄漏事故统计

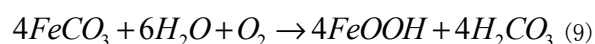
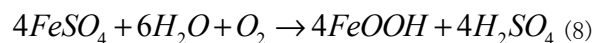
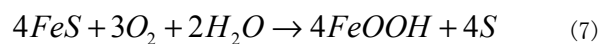
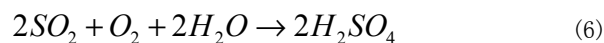
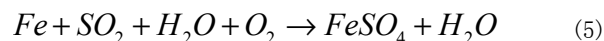
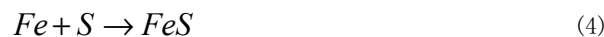
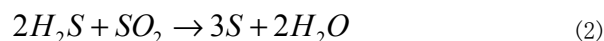
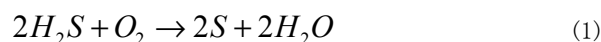
事发海域	事发频率	相关海域典型事故
南海	腐蚀 $6.86 \times 10^{-5}$	1. 涠洲区域管道事故,近4吨原有泄漏与
	第三方破坏 $1.37 \times 10^{-5}$	近千万损失费用;
	工程质量 $5.49 \times 10^{-5}$	2. 因船舶使用意外,东方1-1油田发生气
	地质灾害 $4.12 \times 10^{-5}$	体泄漏引发火灾
渤海	腐蚀 $6.86 \times 10^{-5}$	1. 渤西外输油田天然气泄漏,造成停产与
	第三方破坏 $2.75 \times 10^{-5}$	经济损失;
	工程质量 $6.86 \times 10^{-5}$	2. 埕岛油田中心部分平台海底输油管道破裂渗漏
东海	腐蚀 $1.37 \times 10^{-5}$	1. 平湖油气田岱山段管道受自然灾害影响,受管道疲劳断裂引发泄漏事故
	工程质量 $6.86 \times 10^{-5}$	
	地质灾害 $6.86 \times 10^{-5}$	
其他海域	腐蚀 $1.10 \times 10^{-4}$	1. 横琴天然气海底管道因挖沙作业导致燃气泄漏;
	第三方破坏 $5.49 \times 10^{-5}$	
	工程质量 $4.12 \times 10^{-5}$	

从事故海域的角度出发,渤海、南海和东海全海域管道运营主要受腐蚀、第三方破坏影响,其中也不乏自然灾害等要素影响。

#### 2.2.1 管道腐蚀

据美国管道与危险物品安全管理局(PHMSA, Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration)统计,截止2020年美国共计发生CO<sub>2</sub>管道泄漏事件101起,其中设备故障占据泄漏原因的46%<sup>[39]</sup>,这是由于超临界CO<sub>2</sub>作为一种腐蚀性极强的溶剂,在纯净状态下对管道阀座、垫圈等橡胶密封件产生腐蚀,同时会扩散到电缆、传感器等弹性体,导致材料加速老化。当超临界CO<sub>2</sub>中存在自由水、O<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、NO等杂质时,均会对管壁金属呈现不同的腐蚀效果<sup>[40]</sup>。除管道内腐蚀外,海底管道在服役过程中还会受到海水水压、海洋微生物、盐离子等影响,复杂地海洋情况对管道外表面也会产生腐蚀,导致服役海底管道失效<sup>[41]</sup>。管道腐蚀是超临界CO<sub>2</sub>管道安全运输面临的首要难题之一。

(1) 内腐蚀。当超临界CO<sub>2</sub>中自由水等杂质含量很低时,其对金属管道和金属管件的腐蚀速率很低<sup>[42]</sup>,主要存在超临界CO<sub>2</sub>对橡胶密封件的腐蚀。然而超临界CO<sub>2</sub>的完全净化成本较高,同时CCUS-EOR采出液不可避免地携带杂质,因此大部分超临界CO<sub>2</sub>管道运输的过程中存在自由水、O<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S等杂质。富含水相的超临界CO<sub>2</sub>会形成PH值较低的强酸性水合物,在管道钢材内表面产生腐蚀反应,如公式(1)-(9)所示<sup>[43,44]</sup>。



除酸性水合物在管道内壁产生局部腐蚀外,自由水的存在也会与超临界CO<sub>2</sub>在管道内形成两相流,管道的温压损失导致CO<sub>2</sub>超临界状态转变为气相和液相,同样形成气液两相流,多相流管道内部产生压降突变,压力波动大,形成管道段塞,管道内部发生冲蚀。目前,国内外学者针对影响超临界CO<sub>2</sub>管道腐蚀因

表4 CO<sub>2</sub>理化特性和危险特性

标识	中文名	英文名	分子式	分子量
	二氧化碳	Carbon Dioxide	CO <sub>2</sub>	44.01
理化性质	外观与性状: 无色无臭气体		溶解性: 用于水、烃类等多种有机溶剂	
	熔点 (°C): -56.6 (527kPa)		沸点 (°C): -78.5	
	临界温度 (°C): 31		临界压力 (Mpa): 7.39	
	饱和蒸气压 (kPa): 1013.25 (-39°C)		燃烧热 (kJ/mol): 无意义	
	相对密度 (水=1): 1.56 (79°C) / (空气=1): 1.53			
燃烧爆炸危险特性	燃烧性: 不燃烧		引燃温度 (°C): 无意义	
	爆炸下限 (%): 无意义		爆炸上限 (%): 无意义	
	最小点火能 (mJ): 无意义		最大爆炸压 (Mpa): 无意义	
	危险性: 若遇高热, 容器内压增大, 有开裂、爆炸危险			
毒理性质	(1) 急性毒性: LD <sub>50</sub> : 无资料; LC <sub>50</sub> : 无资料 (2) 中国 MAC (mg/m <sup>3</sup> ): 18000 (3) 美国 TVL-TWA QSHA 5000ppm, 9000mg/m <sup>3</sup> (4) ACGIH 5000ppm, 9000mg/m <sup>3</sup> (5) 美国 TVL-STEL ACGIH 30000ppm, 54000mg/m <sup>3</sup>			
健康危害	(1) 在低浓度, 对呼吸中枢呈兴奋作用, 高浓度时产生抑制甚至麻痹作用, 中毒机制兼有缺氧因素。 (2) 急性中毒: 人进入高浓度二氧化碳环境, 在几秒内迅速昏迷、倒下。反射消失, 瞳孔扩大或缩小, 大小便失禁、呕吐等, 更严重者出现呼吸停止及休克, 甚至死亡。 (3) 固态 (干冰) 和液态二氧化碳在常压下迅速气化, 能够造成-80~-43°C 的低温, 引起皮肤和眼睛严重冻伤 (4) 慢性影响: 经常接触高浓度二氧化碳的人员, 可有头痛、头晕、失眠、易兴奋、无力等神经功能紊乱等主诉			

注: LD 是致死剂量 (Lethal Dose) 的缩写, LD<sub>50</sub> 是半数致死剂量, 单位 mg/kg, 是指实验动物一次染毒后, 在 14 天内有半数实验动物死亡所

使用的毒物计量。LC 是致死浓度, 单位为 mg/L 或 mg/m<sup>3</sup>。

素展开研究, 王世杰<sup>[45]</sup>模拟管道内高温高压环境, 利用失重法结合扫描电镜、能谱分析和X射线衍射等分析技术, 探究不同原油含水率条件下超临界CO<sub>2</sub>流体对N80油套钢管和D级抽油杆的腐蚀形态腐蚀速率情况。CHEN等<sup>[46]</sup>通过电化学方法结合离线分析, 探讨了烟气 (CO<sub>2</sub>蒸汽中100ppmv的O<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>或SO<sub>2</sub>) 对X80钢在8.0MPa和35°C的超临界CO<sub>2</sub>饱和水 (富水相) 环境中的腐蚀机制的影响, 发现O<sub>2</sub>主要促进阳极反应过程, 对点蚀油明显促进作用, 而NO<sub>2</sub>和SO<sub>2</sub>主要增强阴极反应过程。

超临界CO<sub>2</sub>管道富含水相杂质环境的管道内腐蚀速率受到杂质种类、杂质含量、温度、压力、相态台、流速等多种因素影响, 不同因素下产生的研究结果具有较大差异性, 多因素耦合的超临界CO<sub>2</sub>管道富含水相杂质环境的内腐蚀机理还需要进一步地系统性研究总结。

(2) 外腐蚀。处于经济性考虑, 国际上大多运行的服役海底管道采用“配重层+防护层+单层保温层+防腐层+钢管”的管道结构, 同时配有聚乙烯材质的防水帽, 接口填充玛蹄脂<sup>[49]</sup>。正常状态下, 海底超临界CO<sub>2</sub>管道受到防腐层保护, 不与海底环境直

接接触。然而受海水流动、沙石冲刷以及海洋生物活动影响, 海底管道的保护层可能出现失效, 防水帽脱落, 防腐层破损, 会导致海水直接渗入管道外壁, 管道钢管与海水直接接触、浸泡, 发生电化学腐蚀。

海底泥砂内含有大量有机物的沉积质, 属于固液两相的特殊复杂腐蚀环境, 海底泥砂不仅包含大量的盐离子, 能够引发海底管道的电化学腐蚀, 更滋生出复杂的微生物菌群, 大量研究表明硫酸盐还原菌 (SRB, Sulfate-Reducing Bacteria) 能够加速金属腐蚀, 在含大量SRB的海泥中, 钢铁的腐蚀速率能达到无菌海泥的6倍至15倍<sup>[50-52]</sup>。相较于陆上管道, 海底管道面临更多的腐蚀危害。

(3) 应力腐蚀。海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道运输过程中依赖稳定的温度、压力调节, 不可避免地会出现多次升温、加压, 同时在运输过程中气液多相流的出现会在管道内部不断增加压力载荷, 管道外部的海水流动和海洋生物活动对管道施加外载荷。海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道在内部压力载荷、其他外载荷、管道震动、热胀冷缩等因素的共同作用下产生拉应力, 拉应力与电化学腐

蚀双重作用发生应力腐蚀行为,其中以氢致开裂应力腐蚀行为为主<sup>[53]</sup>。

### 2.2.2 第三方破坏

针对海底管道,第三方破坏主要包括:船舶航行、渔业活动以各种人类活动造成的偶然冲击<sup>[54]</sup>。船舶活动主要以锚击破坏的形式危害海底管道,当船舶航行时,抛锚、拖锚可能导致船锚与海底管道发生撞击,破坏管道设施,导致管道产生形变或破损,即使海底管道因锚击发生的轻微形变没有立即出现事故,形变管道的应力条件改变、防腐层破损均会加速管道失效过程,缩短海底管道寿命。

渔业活动在渔船撒网、收网的过程,拖网板、铰链等装置有可能损伤海底管道,铰链的撞击与大型渔船渔网钩挂产生的拖拽会导致海底管道出现应力集中和防腐层损伤。除此之外,沉船事故、工程船坠落物同样对海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全运输产生威胁。

### 2.2.3 海上自然灾害

相较于管道腐蚀和第三方破坏,自然灾害导致海底管道失效整体占比不高,然而其对海上平台及海底管线带来的损害不容小觑。海洋自然灾害涉及海啸、地震、台风、海底火山运动等,不同海域自然灾害具有不同的频率,由于事故具有偶然性和不可预测性,灾难来临属不可抗力,一旦发生便无法挽回,为保障海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道平稳运行,海底管道建设选址成为避免管道遭受自然灾害破坏的重要手段,海洋生物活动少,海面平静,自然灾害事故发生次数低的海域应为首选。

## 2.3 超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏危害

### 2.3.1 中毒、窒息危害

CO<sub>2</sub>性质稳定,在常压低浓度条件下并无特殊毒性,然而人员处于中、高浓度CO<sub>2</sub>环境时则会有中毒、窒息等危害。根据《中国医学百科全书毒理学》、《石油化工有害物质防护手册》,正常大气中的CO<sub>2</sub>含量为0.03%。当空气中的CO<sub>2</sub>体积分数提高至1%时,人员会出现气闷、头昏、心悸等症状;当CO<sub>2</sub>含量提高至4%~5%时,人员会出现眩晕;当CO<sub>2</sub>含量达到6%时,人员会出现神志不清,呼吸逐步停止,人员长时间置于该环境则会导致死亡。动物直接吸入CO<sub>2</sub>含量为11%的低氧空气(氧气含量低于5%)时,60分钟内会因窒息死亡。表4为CO<sub>2</sub>的理化特性及危险特性。

### 2.3.2 低温危害

超临界CO<sub>2</sub>属于一种特殊的流体,兼有高压压缩系数、高扩散特性和高密度特性。现阶段针对高压管道泄漏的研究大多借鉴天然气管道泄漏机理和研究,尚未形成超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏的规范和制度。CO<sub>2</sub>作为一种特殊的重气,每种相态都有其自身独特且复杂的物理、化学性质,并且具有较大的正向焦耳即汤姆逊系数<sup>[55]</sup>,铺设超临界CO<sub>2</sub>管道必须考虑其泄漏扩散后的独特行为和规律。

汤姆逊-焦耳效应,指气体在不与外界进行热交换,且在不做功的条件下发生膨胀,压力减小,温度发生变化。当汤姆逊-焦耳系数为正数,温度随压力下降呈现降低趋势,CO<sub>2</sub>相比其他

气体,具有更明显的冷效应,管道泄漏后产生剧烈的温降现象。管道内高压气体泄漏膨胀的过程可以由公式(10)表示。

$$\Delta T = \phi \Delta P \quad (10)$$

CO<sub>2</sub>剧烈的汤姆逊焦耳效应导致海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏具有低温危害,液态CO<sub>2</sub>泄漏后急剧气化,对泄漏点周围部分环境产生瞬间-80~-43的低温,足以引起管道周边作业人员皮肤和眼睛严重冻伤。

### 2.3.3 射流危害

超临界CO<sub>2</sub>管道自泄漏开始,管道内部会迅速形成气液两相流,经过泄漏口后扩散到管道外。进入大气后的CO<sub>2</sub>向环境自由射流,由于自身静压和环境压力相对值发生突变,进而形成马赫盘<sup>[56]</sup>,随着泄漏的进行,CO<sub>2</sub>扩散速度逐渐降低最终转变为自由扩散。同时由于CO<sub>2</sub>的剧烈的温降,CO<sub>2</sub>发生相变固化成干冰堆积,随着时间推移干冰开始升华,环境中CO<sub>2</sub>浓度进一步提升。如图2所示,超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏可以分为以下三个过程:

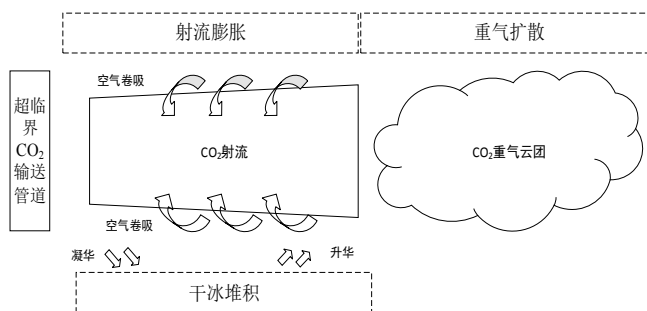


图2 超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏过程

(1)射流膨胀过程。在管道泄漏口附近几个破孔直径的距离内,CO<sub>2</sub>迅速膨胀至环境大气压力。管中流体具有很高的压强,破孔处产生高压差,泄漏CO<sub>2</sub>具有极大的初动能。射流传播过程中有空气卷吸进入,空气中的水蒸气因射流的低温而液化成小水滴,射流呈现出白色。

(2)重气扩散。射流扩散速度减小,云团逐步转变为被动扩散。CO<sub>2</sub>重气下沉,射流温度低,最后会呈现出重气扩散的特征。

(3)干冰升华。干冰颗粒沉降到地面形成干冰堆,作为一个新的泄漏源,对管道附近作业人员产生二次伤害。

射流伤害、中毒窒息伤害以及低温冻伤是超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏的主要危害。

## 2.4 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道的局限性

### 2.4.1 CO<sub>2</sub>气源不稳定

远海平台远离陆上碳源,在海域内不存在稳定碳源的条件,海上CCUS-EOR技术需要完全依赖于近海岸管线或储气船等低成本方式以提供CO<sub>2</sub>气源。储气船运输受海上天气、自然灾害、航线规划等多种因素制约,难以实现CO<sub>2</sub>稳定、高效的输送。近海岸搭建CO<sub>2</sub>管道则无形中将海上超临界CO<sub>2</sub>管道运输距离拉长,该种方式下管道建设成本大大增加,同时随着管线增长,超临界CO<sub>2</sub>管输的稳定性面临温压损失、流量波动、管段位移等多重挑

战。稳定的CO<sub>2</sub>气源是海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道平稳、安全输送的决定性因素,同时也是海上CCUS-EOR项目规划的首要考虑因素。

#### 2.4.2 远海平台救援难度大

根据上文总结的超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏危害,射流危害和低温冻伤发生超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏的瞬间,中毒窒息危害作为次生伤害在泄漏发生的数小时甚至数天内仍旧存在,短时间尺度疏散是避免超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏二次伤害和CO<sub>2</sub>沉积中毒窒息风险的最佳手段。然而远海平台远离海岸线,海底管道分布复杂,目前缺乏有效的超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏监测手段。海上平台空间受限,人员难以及时疏散,次生灾害成为海上平台人身伤害的主要威胁。

### 3 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全与完整性管理

针对上述海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术挑战与运行风险,降低管道运行风险,保障海上CCUS-EOR技术迫在眉睫。完整性管理作为成熟、有效的管道管理手段,为保障海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送,本文提出以管道完整性管理六步循环为框架,建立适用于海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道的安全与完整性管理体系。

#### 3.1 数据收集

根据《管道风险管理手册》管段划分依据,结合海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道运输特点,以防腐层状况、管道使用年限、油田伴生气源地理位置为主要考虑因素,针对性划分长距离海上超临界CO<sub>2</sub>管道管段,以采集所需的管道地理信息数据和管道运行数据,如图3所示。

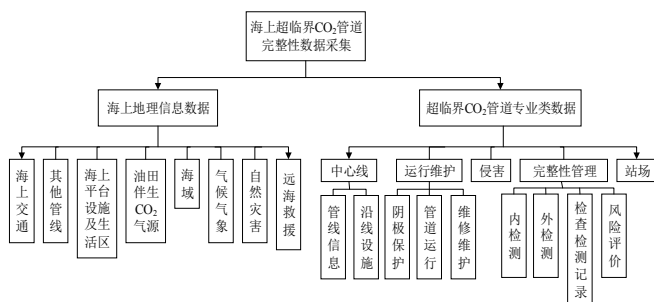


图3 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性数据采集

由于海上CCUS-EOR未形成工业化系统,超临界CO<sub>2</sub>管道失效事故数据少,为完善海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性数据库,在管道地理信息数据和管道运行数据外,需要结合其他海底管道事故事件历史数据库、陆上CO<sub>2</sub>管道事故事件数据库以及仿真模拟实验数据,建立并完善海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道信息化管理平台,实现海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道运行的实时监测,为管道检维修、风险决策提供数据基础。

#### 3.2 高后果区识别

海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏危害随时间和距离变化如图4所示。时间尺度上,随泄漏时间的增加,泄漏点周围环境泄漏危害发生变化。数秒内以射流危害为主,同时伴随人员低温冻伤危

害和设备低温损坏危害;泄漏数小时后,射流扩散停止,干冰堆积升华,环境中CO<sub>2</sub>浓度持续升高,伴随低温危害的还有高浓度CO<sub>2</sub>环境导致的中毒和窒息危害。空间尺度上,距离泄漏点不同位置面临的泄漏危害存在差异。距离泄漏点数厘米环境处多相CO<sub>2</sub>具备较大的初动能,将对作业人员和周围设备产生喷射冲击和射流喷溅,液态CO<sub>2</sub>直接接触人体皮肤将造成局部灼伤和大面积冻伤。距离泄漏点数米至泄漏环境空间边缘均遭受高浓度CO<sub>2</sub>中毒窒息威胁。

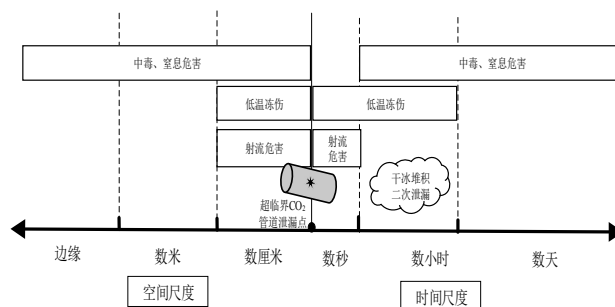


图4 海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏时空尺度变化

海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏高后果区识别以传统陆上石油管道高后果区识别规范为框架,结合管道自身泄漏时空特点制定划分依据。参照SY/T 6621—2016《输气管道系统完整性管理规范》和SH/T 3202—2018《二氧化碳输送管道工程设计标准》,围绕海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道实际运行情况,针对性制定人口密集区、基础设施区、环境敏感区分级标准。①人口密集区:以海上平台生活区实际居住人口数量、海上平台最大容纳人数以及某区域人员作业频次为基准,网格划分海上平台各区域,计算各区域人口密集程度并排序,根据排序结果进行人口密集区分级;②基础设施区:基于海上平台管线布局图、管线附属设施布局图、设备重要程度以及设备受低温影响程度,划定基础设施区分级标准③环境敏感区:针对平台所在海域生物环境,泄漏污染影响范围,海洋代谢能力,划定环境敏感区分级标准。

除上述三种高后果区,基于超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏危害时空变化规律,划定受限空间为海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏高后果区。当泄漏点处于受限空间时,泄漏的CO<sub>2</sub>无法逸散,在受限空间内不断积聚,受限空间中的CO<sub>2</sub>浓度持续保持在中毒水平或窒息水平,该区域的作业人员始终遭受长时间尺度的安全威胁,因此受限空间同样需要被识别高后果区。

#### 3.3 风险评价

管道失效风险因素辨识是风险评价的关键环节,除2.2节归纳的管道腐蚀、第三方破坏、自然灾害外,海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道失效风险因素还包括管道设计缺陷、焊接/施工缺陷、人员误操作等。参照GB/T27512—2011《埋地钢制管道风险评估方法》,确定各失效因素得分。同时基于超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏危害时空变化规律,明确管道泄漏过程CO<sub>2</sub>相态变化,建立多模型耦合的超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏全过程模型,计算不同阶段CO<sub>2</sub>泄漏速率,判定

不同阶段泄漏危害,进行泄漏后果评分。风险值定义为管道失效因素得分与泄漏后果评分的乘积,利用风险矩阵进行海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道风险评估等级划分。

### 3.4完整性评价

开展海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道内检测技术是保障管道安全运输,延长管道服役寿命的关键。然而传统油气管道使用的内检测器检测方法并不适用于超临界CO<sub>2</sub>管道,首先内检测器在超临界CO<sub>2</sub>管道中极易发生腐蚀和磨损,超临界CO<sub>2</sub>流体会渗透至内检测器中包括电缆、密封件、传感器等所有的橡胶组件进行腐蚀。同时超临界CO<sub>2</sub>管道为避免管道内腐蚀,需要管内保持高度干燥,内检测器的皮碗在过于干燥的内表面上发生磨损,不仅损伤皮碗,磨损还会带来静电荷的积累,导致高压放电。其次在管道运行过程中内部介质相变频繁,温压变化剧烈,易导致内检测器损坏、数据丢失,无法达到检测目的。

接触式内检测技术无法避免超临界流体地腐蚀,因而漏磁、涡流以及电磁超声等无损内检测技术成为未来海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道内检测的发展方向。

### 3.5维修维护

海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道作为海上CCUS-EOR技术的重要环节,需要具备长寿命、高可靠性。海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道剩余寿命评估是管道维修维护,制定检修方案的基础。考虑超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏失效因素,结合海底复杂环境威胁,寻找针对超临界CO<sub>2</sub>管道剩余寿命评估模型是未来管道维修维护的发展方向。

### 3.6效能评价

为反映海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性管理是否有效进行,针对海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道建立海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性效能评价指标体系。指标选取依据SMART原则,即Specific(具体的),Measurable(可测量的),Attainable(可获得的),Realistic(真实的),Time-sensitive(有时效性的),围绕海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道管理体系,提出三个指标:①管道运行状况;②完整性实施过程及管理体系;③海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏应急预案实施过程。

从海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道运行状况出发,以完成管道预期任务为首要目标,结合管道及附属设备运行状况、检维修情况以及预计寿命等多项指标,综合评判管道运行状况得分。严格遵循完整性管理六步循环开展海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性管理,保障每个环节的高效进行。完整性管理体系的构成要素包括方针与承诺、机构与职责、体系文件、管理评审,依据PDCA管理模式,即计划、执行、检查、改进,分析并计算海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性管理效率得分。同时考虑海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道自身局限性,将管道泄漏应急预案实施过程纳入效能评价,应急预案的完备程度,应急资源的分配方案以及应急响应救援事件是海上平台作业人员安全保障的关键屏障。

## 4 结论与展望

### 4.1结论

本文从石油行业海上CCUS-EOR技术实现出发,着眼海上

CCUS-EOR技术关键海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道的运输安全。海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道作为新兴技术,尚未形成工业化项目,其安全运行受介质气质、温度、压力、相态制约,气质要求和运输成本均高于传统海底管道。同时系统性辨识了海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送技术挑战,归纳管道失效风险因素,揭示超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏时空变化规律。面对多重技术挑战,提出了海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性管理六步循环。

### 4.2展望

本文以管道完整性管理六步循环为框架,从海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道安全输送需求出发,提供针对性发展建议。

#### 4.2.1海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道完整性数据库部分缺失

为建立海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道信息化管理平台,实现管道运行状况实时监测和风险决策的智能推荐,除管道地理信息数据和管道运行数据外,需要结合其他海底管道事故事件历史数据库和陆上CO<sub>2</sub>管道事故事件数据库以完善海上超临界CO<sub>2</sub>管道完整性数据库,同时将超临界CO<sub>2</sub>仿真模拟实验数据纳入考虑,在海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道设计阶段保障管道的高可靠性。

#### 4.2.2基于超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏时空变化规律,制定针对性管道泄漏高后果区识别方法

超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏后,随时空尺度变化,管道发生二次泄漏和次生危害,同时远海平台由于其自身地理位置、平台环境的特殊性,陆上传统油气管道的高后果区识别标准并不适用于海上超临界CO<sub>2</sub>管道。基于超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏时空变化规律,提出人口密集区、基础设施区、环境敏感区针对性划分方法,同时规定受限空间区,作为CO<sub>2</sub>泄漏窒息危害的高后果区。

#### 4.2.3搭建多模型耦合的超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏全过程模型,寻找超临界CO<sub>2</sub>泄漏速率变化规律

在风险评价过程中,归纳海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道失效风险因素,以超临界CO<sub>2</sub>泄漏速率多相态变化规律综合评价管道泄漏后果。将海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏过程细化,以相态或时间为因素,采用多模型耦合方法搭建超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏全过程模型。

#### 4.2.4开展基于无损检测的海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道内检测方法研究

为避免传统管道内检测器在超临界CO<sub>2</sub>管道内面临的磨损、腐蚀、静电积累现象,开展基于无损检测的海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道内检测方法研究。

#### 4.2.5基于超临界CO<sub>2</sub>管道剩余寿命评估模型,制定海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道检维修方案

以建设长寿命、高可靠性管道为目标,基于超临界CO<sub>2</sub>管道泄漏失效因素,结合海底复杂环境威胁,寻找针对超临界CO<sub>2</sub>管道剩余寿命评估模型,实现低经济成本、低事故率的海上平台超临界CO<sub>2</sub>管道检维修方案制定。

### 【参考文献】

[1]李月清.石油石化行业在“双碳”目标中的“减”与“加”[J].中国石油企业,2022,(11):39-40.



- [2]Th A,Hna B,Ac C.Multilateral energy technology cooperation:Improving collaboration effectiveness through evidence from International Energy Agency Technology Collaboration Programmes[J].Energy Strategy Reviews,43.
- [3]李琦,李彦尊,许晓艺,等.海上CO<sub>2</sub>地质封存监测现状及建议[J].高校地质学报,2023,29(01):1-12.
- [4]李保振,康晓东,张健,等.海上CO<sub>2</sub>驱研究进展及潜力评价[J].科技导报,2018,36(06):83-89.
- [5]张昆,孙悦,王池嘉,等.碳捕集、利用与封存中CO<sub>2</sub>腐蚀与防护研究[J].表面技术,2022,51(09):43-52.
- [6]霍宏博,刘东东,陶林,等.基于CO<sub>2</sub>提高采收率的海上CCUS完整性挑战与对策[J].石油钻探技术,2023,51(02):74-80.
- [7]南同庆,陈兵,徐梦林,等.基于CCUS的超临界CO<sub>2</sub>管道止裂韧性研究进展[J].油气与新能源,2023,35(01):101-110.
- [8]陈思锐,张哲,王春燕,等.浅谈CCS/CCUS中CO<sub>2</sub>管道输送对气质的要求[J].油气与新能源,2022,34(02):71-81.
- [9]Cjla B,Jmr C,Bw A,et al. Assessment of the Applicability of Failure Frequency Models for Dense Phase Carbon Dioxide Pipelines[J].International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019,87:112-120.
- [10]方媛,高亚慧,官艳玲.二氧化碳驱油技术中CO<sub>2</sub>膨胀液体黏度研究进展[J/OL].化学工业与工程:1-15[2023-05-27].
- [11]AQ L,A X L,B J Z,et al. A Novel Shallow Well Monitoring System for CCUS: With Application to Shengli Oilfield CO<sub>2</sub>-EOR Project[J].Energy Procedia,2014,63:3956-3962.
- [12]Marbun B,Santoso D,Kadir W,et al. Improvement of borehole and casing assessment of CO<sub>2</sub>-EOR/CCUS injection and production well candidates in Sukowati Field, Indonesia in a well-based scale[J].Energy Reports,2021,7(3):1598-1615.
- [13]袁士义,马德胜,李军诗.二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J].石油勘探与开发,2022,49(04):828-834.
- [14]蔡萌,杨志刚,赵明.CCUS-EOR工程技术进展与展望[J/OL].石油科技论坛:1-8[2023-06-02].
- [15]吕家兴,侯磊,王昕,等.超临界CO<sub>2</sub>管道输送管径技术经济性评价[J].油气储运,2022,41(01):114-120.
- [16]MOHITPOUR M, SEEVAM P, BOTROS K K, et al. Pipeline Transportation of Carbon Dioxide Containing Impurities[M]. New York:ASME Press,2012.
- [17]王全德.超临界CO<sub>2</sub>管道输送研究现状[J].云南化工,2018,45(12):120-121.
- [18]姜睿.国内外CCUS项目现状分析及展望[J].安全、健康和环境,2022,22(04):1-4+21.
- [19]郑继龙,赵军,陈平.海上低渗油田CO<sub>2</sub>气水交替驱可行性实验研究[J].精细石油化工进展,2023,24(02):31-34.
- [20]Hovorka S D.CCU&S via stacked storage case studies from CO<sub>2</sub>-EOR basins of the United States[C]// International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. 2013.
- [21]王楚琦,蒋洪,任琳,等.超临界二氧化碳的管道输送工艺[J].油气田地面工程,2013,32(02):48-49.
- [22]刘玉章,陈兴隆.低渗油藏CO<sub>2</sub>驱油混相条件的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(04):466-470.
- [23]WANG Z, LI G, ZHANG Y, et al. Flow and heat transfer investigation of supercritical carbon dioxide in a novel biomimetic honeycomb fractal gas cooler of transcritical CO<sub>2</sub> heat pumps [J].Thermal Science and Engineering Progress,2023,37:101533.
- [24]ANHEDEN M,ANDERSSON A,BERNSTONE C,et al.CO<sub>2</sub> Quality Requirement for A System with CO<sub>2</sub> Capture,Transport and Storage[C]//Greenhouse Gas Control Technologies:Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas. Volume II.Oxford:Elsevier Science Ltd.,2005:2559-2564.
- [25]WANG W,GUANG Y,LIU W,et al.Experimental investigation of stress corrosion on supercritical CO<sub>2</sub> transportation pipelines against leakage for CCUS applications [J].Energy Reports, 2023,9:266-76.
- [26]凌建磊,李世平,陆潇,等.含CO<sub>2</sub>多相流管道内腐蚀直接评价技术研究[J].石油工业技术监督,2021,37(09):62-66.
- [27]LI K,ZENG Y, LUO J-L.Influence of H<sub>2</sub>S on the general corrosion and sulfide stress cracking of pipelines steels for supercritical CO<sub>2</sub> transportation[J].Corrosion Science,2021,190:109639.
- [28]ZENG Y, LI K. Influence of SO<sub>2</sub> on the corrosion and stress corrosion cracking susceptibility of supercritical CO<sub>2</sub> transportation pipelines [J].Corrosion Science,2020,165:108404.
- [29]LøVSETH S W,STANG H GJ,AUSTEGARD A,et al.Measurements of CO<sub>2</sub>-rich Mixture Properties: Status and CCS Needs [J]. Energy Procedia,2016,86:469-78.
- [30]DE VISSER E, HENDRIKS C, BARRIO M, et al.Dynamis CO<sub>2</sub> Quality Recommendations[J].International Journal of Greenhouse Gas Control,2008,2(4):478-484
- [31]刘敏,李玉星.参数对超临界CO<sub>2</sub>管输过程经济性影响分析[J].广州化工,2014,42(20):1-3+10.
- [32]吕家兴,侯磊,王昕,等.超临界CO<sub>2</sub>管道输送管径技术经济性评价[J].油气储运,2022,41(01):114-120.
- [33]DNV updates carbon capture and storage RP[EB/OL]// (2021-04-07)[2023-06-02]<https://drillingcontractor.org/dnv-updates-carbon-capture-and-storage-rp-59869>.
- [34]曹学文,谢振强,彭文山,等.多相流管道冲蚀研究进展[J].油气储运,2021,40(10):1092-1098.
- [35]ZANOBETTI F,MARTYNOV S,COZZANI V,etal.Multi-objective economic and environmental assessment for the preliminary design of CO<sub>2</sub> transport pipelines[J].Journal of Cleaner Prod

uction,2023,411:137330.

[36]李新宏.海底油气管道泄漏风险演化机理及防控方法研究[D].中国石油大学(华东),2019.

[37]王旭业.基于海底腐蚀管道剩余寿命预测的维修策略研究[D].西安建筑科技大学,2021.

[38]何思宇.海底油气管道泄漏耦合风险评估研究[D].西安建筑科技大学,2021.

[39]DUGUIDA,HAWKINS J, KEISTER L.CO<sub>2</sub> Pipeline risk assessment and comparison for the midcontinent United States [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control,2022,116:103636.

[40]HU Y, YAN X, CHEN L, et al. Leakage hazard distance of supercritical CO<sub>2</sub> pipelines through experimental and numerical studies[J].International Journal of Greenhouse Gas Control, 2022,119:103730.

[41]WANG YC,XU L Y, SUN J L,CHENG Y F. Mechano-electrochemical interaction for pipeline corrosion:A review[J]. Journal of Pipeline Science and Engineering,2021,1(1):1-16.

[42]Hua Y, Barker R, Neville A. Effect of temperature on the critical water content for general and localised corrosion of X65 carbon steel in the transport of supercritical CO<sub>2</sub>[J]. Int.J.Greenh.Gas Control,2014,31:48

[43]李春福,王斌,代家林,等.超高压高温CO<sub>2</sub>腐蚀研究理论探讨[J].西南石油学院学报,2005,(01):75-78+97-98.

[44]SUN H, WANG H, ZENG Y, et al. Corrosion challenges in supercritical CO<sub>2</sub> transportation, storage, and utilization—a review [J].Renewable and Sustainable Energy Reviews,2023,179:113292.

[45]王世杰.原油含水率对油气管材超临界CO<sub>2</sub>腐蚀行为的

影响[J].腐蚀科学与防护技术,2015,27(01):73-77.

[46]LI C, XIANG Y, WANG R, et al. Exploring the influence of flue gas impurities on the electrochemical corrosion mechanism of X80 steel in a supercritical CO<sub>2</sub>-saturated aqueous environment[J].Corrosion Science,2023,211:110899.

[47]王林.某海底管道外腐蚀原因分析及预防措施[J].化学工程与装备,2019,(10):66-68.

[48]段继周,马士德,黄彦良.区域性海底沉积物腐蚀研究进展[J].腐蚀科学与防护技术,2001,(01):37-41.

[49]叶德赞,梁子原,姚瑞梅,等.微生物对海洋环境中金属材料腐蚀影响的初步研究[J].海洋学报(中文版),1985,(5):650-655.

[50]YUY,XUJ,LIUB, et al.Selective corrosion behavior of X80 steel heat affected zone by SRB in coastal saline soil [J].International Journal of Pressure Vessels and Piping, 2023, 203:104924.

[51]刘伟.超临界二氧化碳输送管道应力腐蚀行为和机理研究[D].重庆科技学院,2021.

[52]李晓秋,刘怀增,李胜军,等.海底管道第三方破坏事故树分析与监测预警方法研究[J].云南化工,2021,48(05):101-103.

[53]ZHANGZ,GAOM,CHEN X, et al. The Joule - Thomson effect of (CO<sub>2</sub>+H<sub>2</sub>) binary system relevant to gas switching reforming with carbon capture and storage (CCS)[J].Chinese Journal of Chemical Engineering,2023,54:215-31.

[54]程宇雄,王海柱,黄中伟,等.超临界CO<sub>2</sub>喷射压裂射流密封机理[J].科学技术与工程,2022,22(10):3926-3931.

[55]张强,杨玉锋,张学鹏,等.超临界二氧化碳管道完整性管理技术发展现状与挑战[J].油气储运,2023,42(02):152-160.

[56]黄忠宏,帅健,徐后佳,等.城镇燃气管道完整性管理效能评价方法[J].中国安全生产科学技术,2021,17(S1):165-171.