
油气井井下管柱及油气田地面管道腐蚀 与防腐综合技术

提 纲

1 引言

2 油气井井下管柱腐蚀

3 油气田地面管道及设施腐蚀

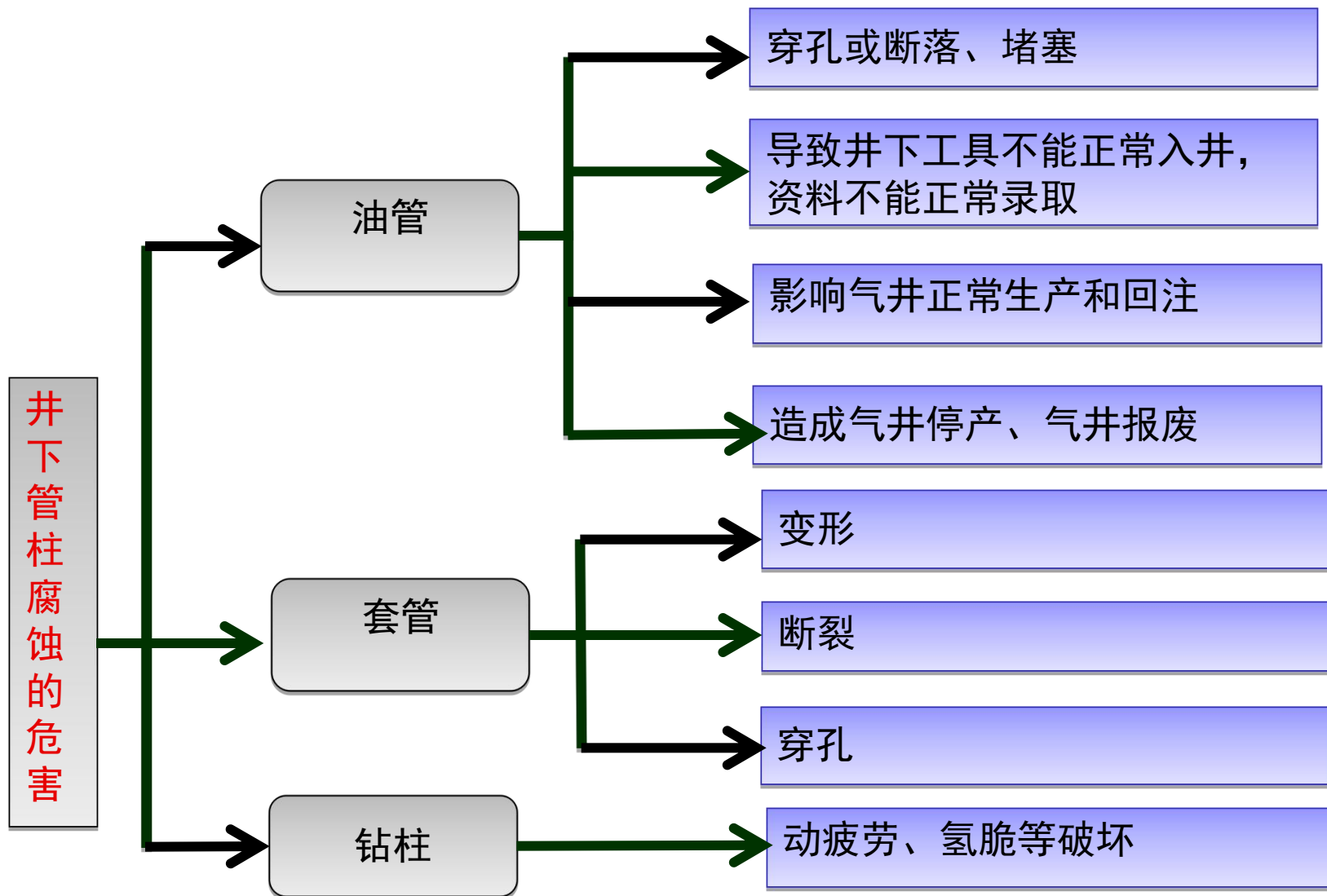
4 面临的综合技术难题

一、引言

高温、高压、高产且具有强腐蚀性介质的气井开发是目前国内外天然气勘探开发中遇到的难题。在高含硫条件下，天然气气井管柱及地面集输管道、场站工艺装置都面临着严重的腐蚀，增加气田开发的资金成本和安全风险。

腐蚀贯穿于油气田开发所有环节，配套的腐蚀理论研究特别重要，而防腐技术在地面集输管道及场站工艺装置中更为重要。

一、引言



腐蚀的表现现象

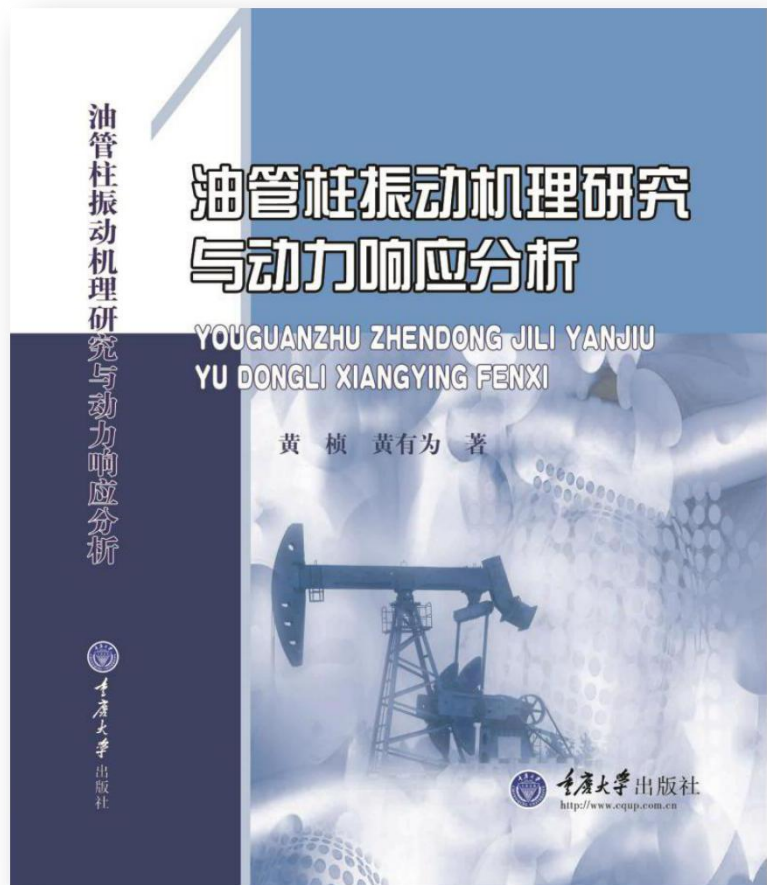


一、引言

《天然气井油管柱疲劳寿命预测》指出：

- CO₂腐蚀典型特征是局部坑蚀，轮廓状和台肩状腐蚀。且又以内壁腐蚀为主，管柱外壁无明显腐蚀，多集中于某一部位片状密集分布，**从管柱内壁逐渐向深部发展而穿孔。**
- H₂S能加剧钢的渗透作用，从而导致金属氢脆和管材的腐蚀破裂。当金属与地层中H₂S接触时，发生还原反应，产生氢原子吸附在金属表面，提高了金属表面的氢原子浓度，致使氢原子向金属内部渗透扩散，造成氢脆。**当存在外加应力或残余应力时，且氢浓度达到某一临界值时，使钢产生裂纹，最终导致破坏。**

一、引言



阐述诱发油管柱破坏的主要因素有

- 腐蚀性介质对井下管柱的腐蚀破坏；
- 流体在管柱系统内流动过程中，对管柱系统的冲蚀破坏；
- 流体在管柱系统内流动过程中诱发管柱的振动；
- 管柱自身的质量，对管柱的应力；
- 以上几项的综合作用。

一、引言

地面集输管道的腐蚀危害：

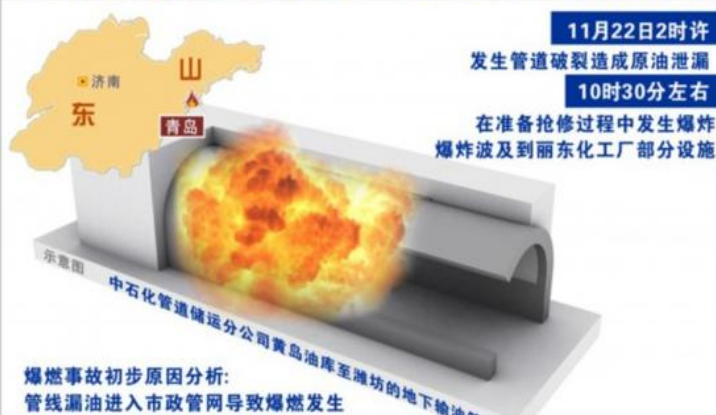
地面集输系统腐蚀失效导致原油、成品油、天然气泄漏，严重时引起爆炸、火灾、中毒等次生灾害，造成重大经济损失和环境污染。

腐蚀破裂



原油泄漏密闭空间爆炸

山东省青岛开发区管线泄漏爆燃



原油泄漏海湾



提 纲

1 引言

2 油气井井下管柱腐蚀

3 油气田地面管道及设施腐蚀

4 面临的综合技术问题

二、油气田井下管柱腐蚀

- ◆ 高含硫化氢井钻杆氢脆断裂
- ◆ 开发老区油管柱腐蚀严重作业周期短
- ◆ 修复油管的耐腐蚀性能
- ◆ 深井套管防腐

二、油气田井下管柱腐蚀

油管腐蚀的本质和特点

本质—湿天然气中含有腐蚀性气体 H_2S 、 CO_2 ，水蒸气冷凝形成液态水的电解质溶剂，形成电化学腐蚀。

局部腐蚀（如接近接箍的油管外壁和接箍外壁及端部的腐蚀）

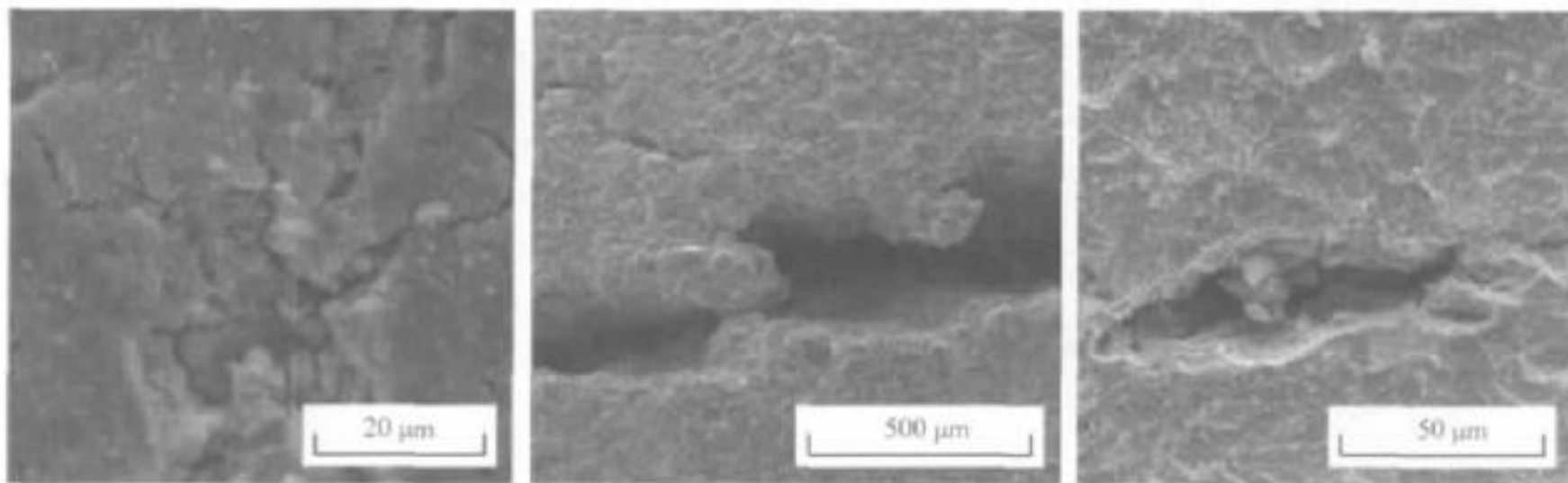
研究井下油、套管局部腐蚀发生的条件及位置，对于预测腐蚀和采取措施具有重要指导意义



二、油气田井下管柱腐蚀

1) 高含硫化氢井钻杆氢脆断裂

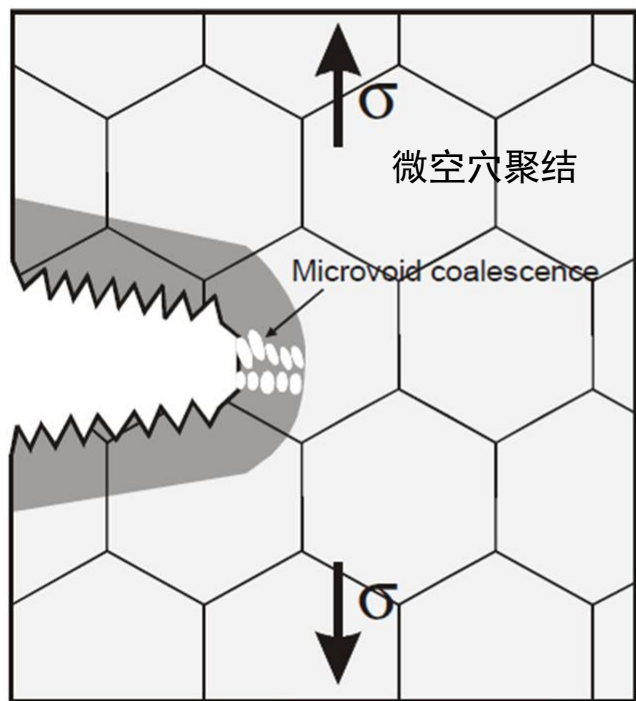
NACE认为，当高压气田的天然气气井中 H_2S 分压大于 $0.00034MPa$ 时，管柱将发生电化学腐蚀，其腐蚀产生的氢离子在不同的压力段向钢材内部扩散，在钢材的不同部位原子氢结合成分子氢，使钢材发生氢鼓泡(即氢脆)，降低钢材的强度，在拉应力或残余张力的作用下致使钢材破裂，发生事故。



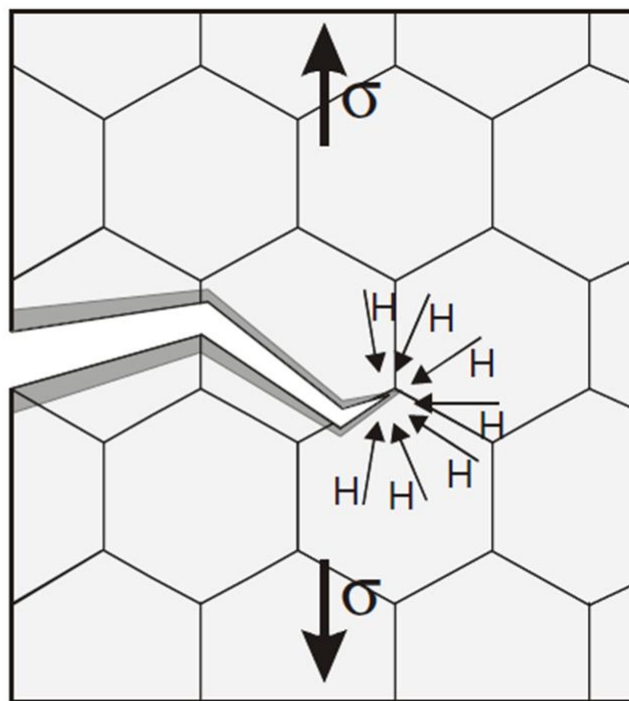
HIC (氢致裂纹) 电子显微扫描

二、油气田井下管柱腐蚀

1) 高含硫化氢井钻杆氢脆断裂



a) In the absence of hydrogen



b) In the presence of hydrogen

- a) 在少氢环境下，裂纹增长是由于在微空穴聚结氢，并伴随裂纹尖端塑性变形；
- b) 在多氢环境下，氢损伤变得更加容易，裂纹增长是由于裂纹尖端的严重局部破坏。

氢在金属的扩散渗透作用示意图

二、油气田井下管柱腐蚀

2) 开发老区油管柱腐蚀严重作业周期短

腐蚀形成条件

条件一：凝析水的产生

凝析过程中，水蒸气首先在接触的表面不均匀、不连续处形成凝析的成核点，然后围绕该点产生凝析水，为该部位电化学腐蚀创造了必要条件。

条件二：形成腐蚀电偶

机械损伤点附近，由于形成了膜状凝析，为电化学腐蚀创造了更好条件。同时，损伤点的咬痕和晶格变形均造成其在电解质溶液中的电位降低，与周围金属组织形成电位差，形成腐蚀电偶。



图 6.13 油管接箍外表面的机械损伤

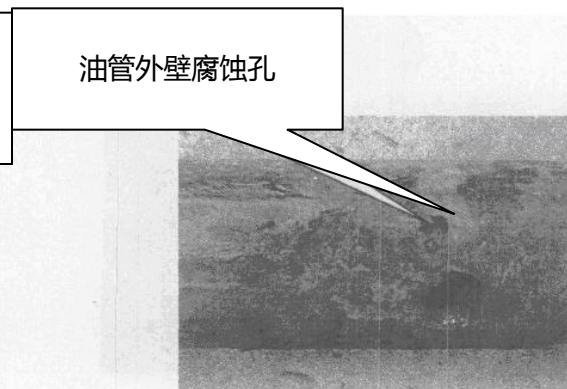
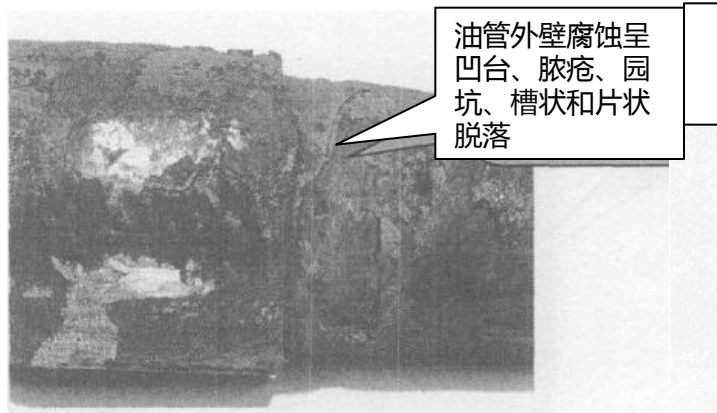
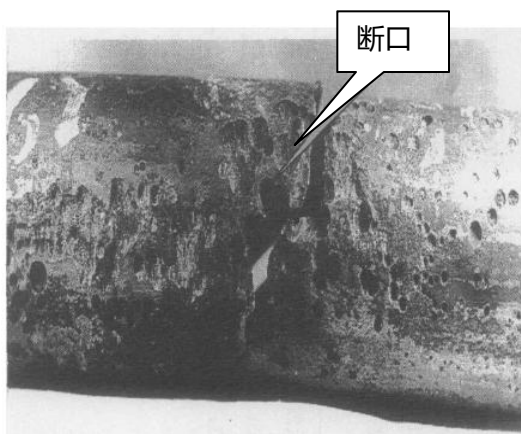


二、油气田井下管柱腐蚀

2) 开发老区油管柱腐蚀严重作业周期短

川渝油气田在气井修井作业中，相继发现了油管被腐蚀减薄、穿孔。

电化学腐蚀	非酸性气体腐蚀	最大腐蚀坑深 > 3mm气井数	最大腐蚀坑深 < 0.5mm 气井数
90%	10%	65%	25%



二、油气田井下管柱腐蚀

2) 开发老区油管柱腐蚀严重作业周期短

控制措施

```
graph LR; A((控制措施)) --- B[使用带有封隔器的井身结构]; A --- C[注重油管运输、存储、下井作业的施工控制，避免机械损伤]; A --- D[加强不同工况下的腐蚀环境分析，早预测、早关注、早处理]; A --- E[有效控制管柱振动等其他因素]
```

使用带有封隔器的井身结构

注重油管运输、存储、下井作业的施工控制，避免机械损伤

加强不同工况下的腐蚀环境分析，早预测、早关注、早处理

有效控制管柱振动等其他因素

二、油气田井下管柱腐蚀

3) 修复油管的耐蚀性能

表现为含硫气井，管柱在 CO_2 、 H_2S 等腐蚀介质内工作时，对管柱的腐蚀。再者管柱所承受的应力达到疲劳极限，进而发生断裂。



腐蚀减薄，造成承载能力大大降低，导致过载拉伸断裂



13Cr油管氯化盐（钠、钾、钙）腐蚀及应力腐蚀开裂

二、油气田井下管柱腐蚀

4) 深井套管防腐技术

油套管腐蚀与管材冶金特性和服役环境有关，管材冶金特性主要包括：化学成分、热处理与材料组织结构等。

服役环境影响包括：介质pH值、溶液成分与浓度、温度与压力、介质流速等。

耐蚀钢材

- API 系列的 C90, T95和 C110 钢级抗 SSC 油套管

涂层防腐

- 金属覆盖层、非金属覆盖层和化学转化覆盖层

电化学防腐

- 外加电流阴极保护和牺牲阳极阴极保护

化学防腐

- 缓蚀、杀菌、防垢等综合效能的化学保护液

提 纲

1 引言

2 油气井井下管柱腐蚀

3 油气田地面管道及设施腐蚀

4 面临的综合技术难题

三、油气田地面管道及设施腐蚀

- ◆ 含硫化氢工况环境集输—处理系统材料适应性
- ◆ 压力容器内防腐涂层脱落
- ◆ 集输缓蚀剂的选择与效果评价
- ◆ 双金属复合管的内腐蚀与检测技术
- ◆ 复合板压力容器覆层腐蚀问题
- ◆ 异种金属连接问题
- ◆ 克深100℃集输管线的外防腐层问题
- ◆ 塔三联输油管线穿孔5次的问题

三、油气田地面管道及设施腐蚀

地面集输气管道腐蚀特点

集输介质为原料气湿气，管道内腐蚀趋势明显。

H_2S CO_2 、 Cl^-
 H_2O 典型的腐蚀环境

内腐蚀影响因素多，过程复杂，预测困难。

化学腐蚀、电化学腐蚀、微生物腐蚀等腐蚀环境

缺乏有效的管道内腐蚀检测评价技术。

没有收发球筒装置，曲率半径小，限制了内检测器

三、油气田地面管道及设施腐蚀

1) 含硫化氢工况环境集输—处理系统材料适应性

介质环境研究：

酸性介质环境，含 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- ，在不同浓度、压力、温度、pH值等复杂环境下的腐蚀机理。

材料研究：

低合金钢、耐蚀合金、双金属复合材料、新型纳米涂装处理技术。



三、油气田地面管道及设施腐蚀

2) 压力容器内防腐涂层脱落

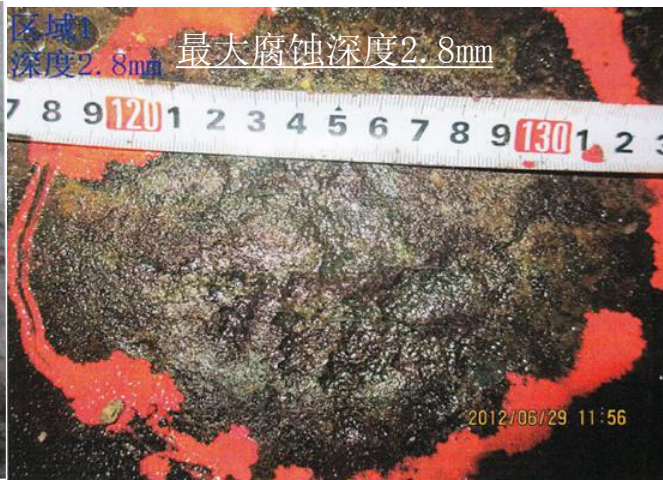
- 涂敷涂料前钢材表面处理
- 漆膜厚度
- 施工环境
- 涂料配制
- 涂装人员资质

Q/SY TZ 0391 《压力容器内涂层施工及验收规范》

涂层与基底脱落



脱落处罐壁腐蚀减薄



三、油气田地面管道及设施腐蚀

3) 集输缓蚀剂的选择与效果评价

天然气集输系统的内腐蚀主要是由于天然气含 H_2O 、 H_2S 、 CO_2 、盐类杂质等引起。针对 H_2S 和 CO_2 含量的不同, 表现出了不同的腐蚀特征, 根据特性选择合适的缓蚀剂。

工程实例:

- 对高温($80^{\circ}C$)、高 H_2S 气体分压和高 CO_2 气体分压下, CZ3-1 和气相缓蚀剂CZ3-3, 复配使用;
- 川西北雷三气藏高 CO_2 、低 H_2S 的腐蚀环境, 具有强吸附性的CT2-17 缓蚀剂;
- 天研院开发的CT2-15缓蚀剂具有气相和液相综合防腐效果, 其气、液两相缓蚀率均大于90%, 可将现场的腐蚀速率控制在 $0.125mm/a$ 以下。

三、油气田地面管道及设施腐蚀

4) 双金属复合管的内腐蚀与检测技术

复合管的内腐蚀检测评价

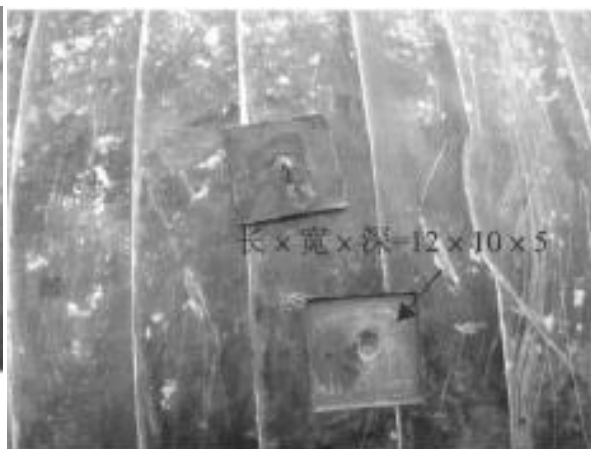
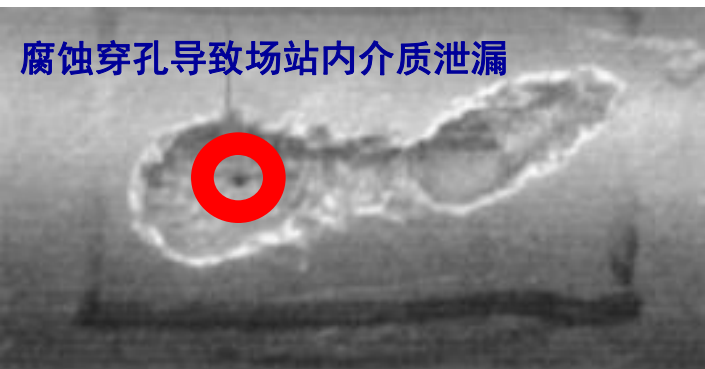
- 腐蚀速率（重量法、线性极化法、电阻法）；
- 氢脆敏感性（氢渗透速率）；
- 焊接接头热影响区腐蚀敏感性（电偶电流和电位差、腐蚀速率）；
- 内外层金属电偶腐蚀敏感性（腐蚀加速因子）。

现场监测技术（需据以上基础开发专门仪器和方法）

三、油气田地面管道及设施腐蚀

5) 异种金属连接问题——电偶腐蚀

- 同种金属不同能级连接（新旧管线）；
- 异种金属如铜、钢连接后，由于金属本身的腐蚀电位不同，产生电压差，进而产生电偶腐蚀。



铜接地极对场站内埋地管线的腐蚀影响

金属	E, V (SCE)
镁	-1.5
锌	-1.03
铝	-0.79
镉	-0.7
钢	-0.61
铝	-0.5
焊料 (50/50)	-0.45
锡	-0.42
海军黄铜	-0.30
铜	-0.28

金属在海水中的电极电位

三、油气田地面管道及设施腐蚀

6) 克深100°C集输管线的外防腐层问题

聚丙烯与聚乙烯防腐层性能比较

试验温度 /°C	剥离强度 / N·(10 mm) ⁻¹		压痕硬度 /mm		断裂伸长率 /(%)	
	PE	PP	PE	PP	PE	PP
20±5	> 100	—	≤0.2	—	≥600	≥300
50±5	> 70	> 100	≤0.3	—	—	—
90±5	—	> 80	—	≤0.3	—	—

表覆盖层适应温度范围

类 型	使用温度(°C)
低密度聚乙烯	-40~ 60
中密度聚乙烯	-40~ 80
改性聚丙烯	-40~120

工程应用:

陕京二线输气管道介质温度60°C, 采用了高温型3PE防腐层;

克拉2气田工程, 介质温度70°C, 采用聚丙烯防腐层;

三、油气田地面管道及设施腐蚀

7) 塔三联输油管线穿孔5次

内腐蚀：材料分析、缓蚀剂、介质腐蚀性、流体性质

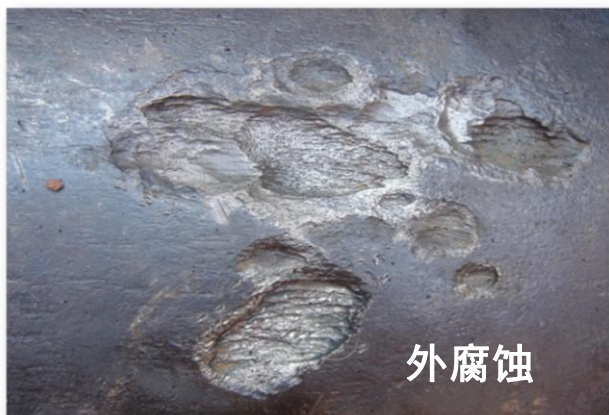
外腐蚀：涂层与阴极保护联合

内腐蚀控制采用**抗硫管材+缓蚀剂**作为内腐蚀的首要控制方案；每月对集输管道进行**1次缓蚀剂涂膜作业**。

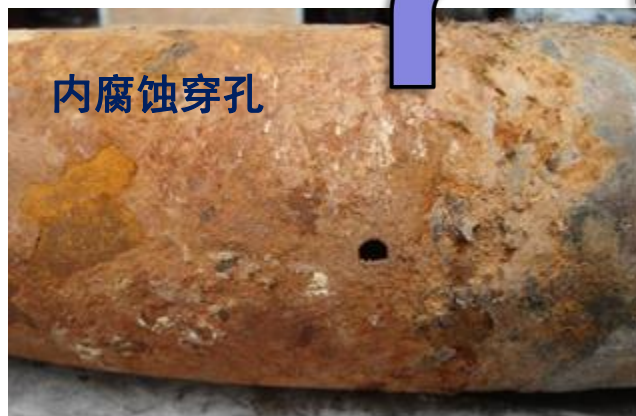
外腐蚀控制需判断管线防腐层绝缘性能和阴极极化状况



穿孔处的内、外壁形貌



外腐蚀



内腐蚀穿孔

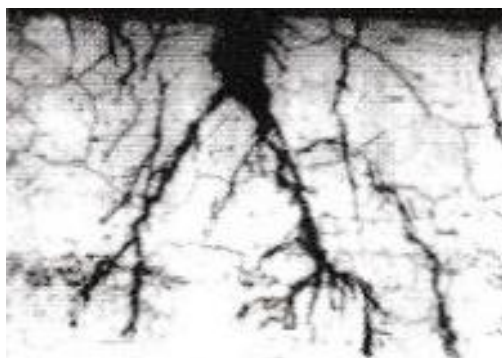


三、油气田地面管道及设施腐蚀

8) 复合板压力容器覆层腐蚀

与双金属复合管道内腐蚀情形类似，发生腐蚀应考虑覆层不锈钢材料对介质环境的适应性。

设计时考虑介质浓度、杂质、温度、pH值、氧化剂、还原剂等。



不锈钢穿晶型应力腐蚀开裂



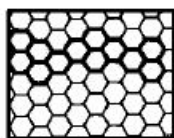
(a) 斑点腐蚀



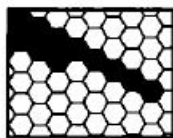
(b) 碟形腐蚀



(c) 孔蚀



(d) 晶间腐蚀



(e) 晶间破裂

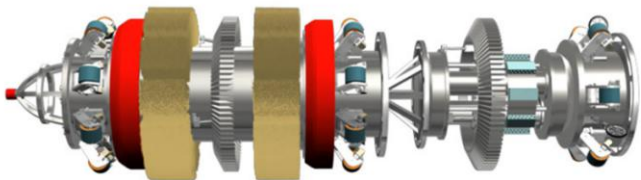


(f) 穿晶破裂

不锈钢局部腐蚀形态

三、油气田地面管道及设施腐蚀

9) 管道腐蚀检测技术



管道腐蚀
检测技术



内检测

压力试验

间接检测

直接检测

漏磁
检测

超声波
检测

裂纹
缺陷
检测

防腐层
质量-
PCM

防腐层
漏损点
-ACVG

防腐层
质量及
漏损点
-DCVG

阴极保
护有效
性-
CIPS

防腐层
质量-
厚度/
粘接力
/结构/
漏点

外腐蚀
-直接
测量尺
寸

内腐蚀
-C扫
描、超
声导波

焊缝-
Tofd、
相控
阵、射
线

三、油气田地面管道及设施腐蚀

- ❁ **内检测**：几乎对所有的内外腐蚀敏感，检出率和置信度高，不需停输。但不太适宜集输管道。
- ❁ **压力试验**：需要停输进行打压测试，一般用于新建管道投运前的检测。
- ❁ **间接检测**：在役检出管道防腐层和阴保系统的保护状况，定性判断腐蚀位置和程度，且需要开挖验证检测结果。
- ❁ **直接检测**：针对开挖后或架空管道的在役检测，采用超声、射线等无损检测方法，定量描述腐蚀尺寸。

提 纲

1 引言

2 油气井井下管柱腐蚀

3 油气田地面管道及设施腐蚀

4 面临的综合技术难题

四、面临的综合技术难题

- ◆ 深井套管防腐对策
- ◆ 双金属复合管的内腐蚀检测技术
- ◆ 集输缓蚀剂的配方调试与效果评价技术
- ◆ 基于风险的检验技术与检修周期确定
- ◆ 材料与防腐蚀产品的技术监督措施
- ◆ 影响腐蚀与防腐措施效果的施工环节质量监控措施

四、面临的综合技术难题

1) 深井套管防腐对策

(1) 深井套管柱腐蚀环境与力学环境研究

(2) 井筒环境套管腐蚀机理研究

(3) 套管适用性测试

- 材料理化及力学性能分析

- 腐蚀测试（环空带压井腐蚀测试、环空保护液环境腐蚀测试）

- 环空带压井或环空保护液环境中套管材料环境敏感断裂测试（氢渗透行为测试、模拟使用环境带切口试件高温高压恒载荷断裂行为研究等）

四、面临的综合技术难题

1) 深井套管防腐对策

(4) 考虑腐蚀的套管柱工作寿命研究

- 基于ISO 10400强度计算
- 考虑腐蚀的套管剩余强度计算
- 基于腐蚀的套管柱力学计算
- 环空带压井套管柱安全评价

(5) 环空保护液测试及优选、环空带压安全管
控研究

四、面临的综合技术难题

2) 双金属复合管的内腐蚀检测技术

目前尚未建立复合管的内腐蚀检测技术标准，参考碳钢材质的内检测情况如下表：

技 术	适用范围
内检测器检测	长输管道、小部分集输管道
水力试压	能停输的管道
内腐蚀直接评价ICDA	所有长输、集输管道

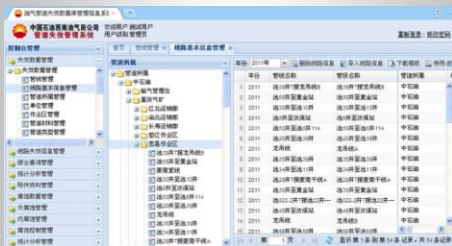
- 集输气管道由于具有长度短、弯头通过性差等特点，只有采用内腐蚀直接评价技术，而该技术的核心是基于腐蚀数据库的腐蚀预测。

四、面临的综合技术难题

技术关键点：大数据下的腐蚀数据库建设

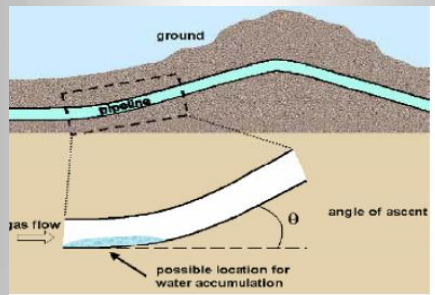
建立腐蚀数据库

川渝油气田积累的腐蚀数据建立腐蚀库。



搭建基于数据库的腐蚀预测模型

通过腐蚀概率分析方法提高预测准确率。



形成最优的检测评价流程

通过现场试验，形成最优的现场检测流程。



四、面临的综合技术难题

3) 集输缓蚀剂的配方调试与效果评价技术

(1) 实验室评价

①未加缓蚀剂金属腐蚀规律分析

模拟油田腐蚀状况：运行参数（如温度、压力、气油比（GOR）、水油比（WOR、流速）、腐蚀性介质（ H_2S 、 CO_2 、 O_2 、硫等）、细菌（如TGB、SRB 等）、酸碱度pH 值、其它药剂，分析金属腐蚀规律，并确定主控腐蚀因素。

②缓蚀剂性能评价

- 物化性能（稳定性、溶解性、乳化倾向、凝点等指标）
- 配伍性能（缓蚀剂与其它化学药剂的配伍性、缓蚀剂与加注设备、油气生产设施材质配伍性、缓蚀剂与油气水生产介质的配伍性）
- 缓蚀性能（腐蚀速率、氢渗透速率、试样表观、腐蚀结垢产物、水溶液化学成分等）

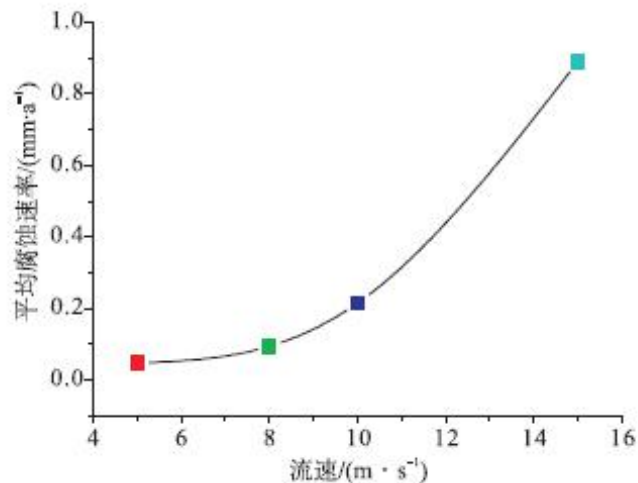
四、面临的综合技术难题

3) 集输缓蚀剂的配方调试与效果评价技术

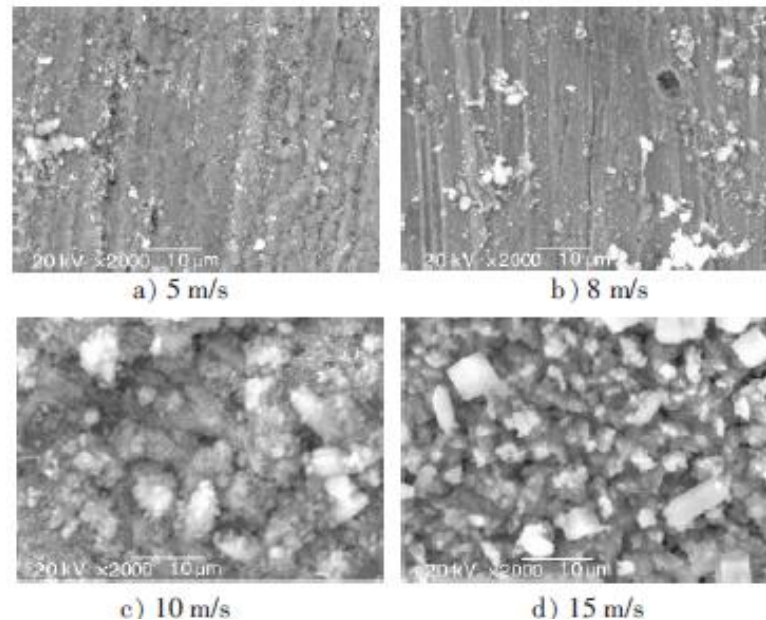
(2) 工业放大样试验

试验性能评价:

- 缓蚀性（腐蚀速率、氢渗透速率、试样表观、腐蚀结垢产物、水溶液化学成分等）
- 缓蚀剂扩散距离
- 残余缓蚀剂分析



流速对缓蚀剂效果的影响



L360管线钢腐蚀产物膜的扫描电子显微镜图谱

四、面临的综合技术难题

3) 集输缓蚀剂的配方调

试与效果评价技术

(3) 缓蚀剂的优选

根据腐蚀介质和管道内运行工况，选择合适的缓蚀剂。

国内开发的主要缓蚀剂

序号	产品名称	类型	腐蚀介质	用途	研究单位
1	IMC-80-N	含炔氧基、氨基、芳香基、季胺基化合物	H ₂ S	油井、输油管线	中科院防腐所
2	TG-500	硫代磷脂酸、含N化合物	H ₂ S 和 CO ₂	油气井	中石油石油管材研究所
3	KS-1	咪唑啉衍生物	H ₂ S	污水处理	华北油田设计院
4	XC-01		H ₂ S 和 CO ₂	油气井	新星石油公司钻井研究所
5	CT2-7	有机胺盐与有机胺	H ₂ S		四川天然气研究所
6	CT2-15	有机胺类	H ₂ S 和 CO ₂	油气井	四川天然气研究所
7	N-11	丙二胺衍生物	H ₂ S		陕西化工研究所
8	581	咪唑啉、酰胺	H ₂ S		北京化工学院

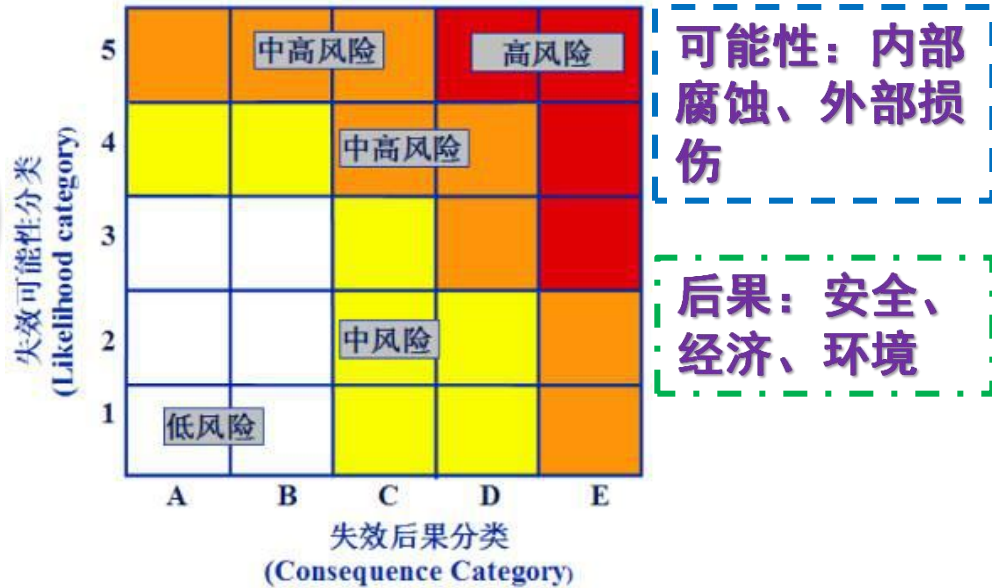
国外开发的主要缓蚀剂

序号	产品名称	类型	腐蚀介质	用途	研究单位
1	BARAF LM	成膜胺	H ₂ S	油气井	Baroid
2	COAT-145	成膜胺	H ₂ S	油气井	Exxon
3	DRILLCORO		H ₂ S		Ewabo
4	2VJ-612		CO ₂		Nalco

四、面临的综合技术难题

4) 基于风险的检验技术与检修周期确定

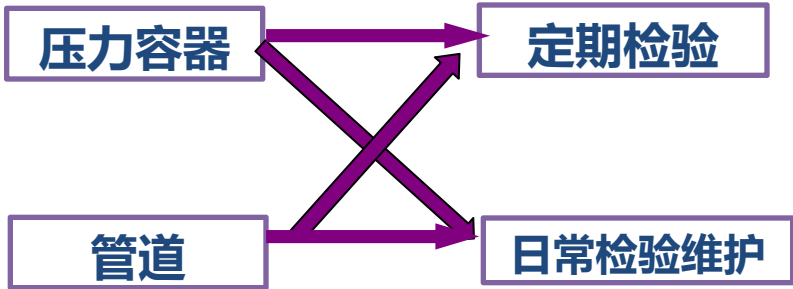
风险=可能性×后果



美国石油学会颁布了API 581-2000, API 580-2002。目前更新为API580-2009、API581-2008

国内采用API 580、API 581, 形成SY/ T 6653《基于风险的检查(RBI)推荐做法》与SY/T 6714《基于风险检验的基础方法》

2009年颁布的安全技术规范TSG R0004-2009《固定式压力容器安全技术监察规程》已经采纳RBI技术方法



四、面临的综合技术难题

5) 材料与防腐蚀产品的技术监督措施

材料

钻杆、套管、油柱、管线
制造工艺和产品检验流程
控制；

产品

预制防腐涂层、外防腐层
、阴保相关的阳极地床、
牺牲阳极，抑制内腐蚀的
缓蚀剂等产品的技术监督

四、面临的综合技术难题

6) 影响腐蚀与防腐措施效果的施工环节质量监控措施

管线的搬运、焊接质量、接头防腐处理、回填质量、防腐层缺陷、阴极保护效果、缓蚀剂预膜处理等施工环节的质量监督控制。

防腐系统的检验，包括防腐层绝缘性能、破损程度、阴极极化水平等检测质量监督。