

# 石油建设工程

# 1

2021  
总第68期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会

把握好新时代能源发展的几大重点任务

油田建设项目中HSE管理问题和对策

浅谈国际化设计质量提升

气田新型非再生液体脱硫工艺及现场应用

封面图为中国石油工程建设公司一建公司顺利完成广东石化项目330万吨/年柴油加氢装置反应器吊装

建一油石国中

《准印证》编号：京内资准字0320-L0103号 “内部资料，免费交流”

## 石油工程建设项目掠影



在广东石化项目建设中,中油工程充分发挥EPC一体化优势,成员企业工程建设公司、寰球工程公司、昆仑工程公司、项目管理公司联合参与项目建设,成功突破多个项目节点目标,奋力实现2021年的“开门红”。1月28日,广东石化项目120万吨/年乙烯装置裂解炉16台辐射室全部吊装完毕。



3月1日,管道局工程公司华油工建参建的粤东LNG配套外输管道正式投产运行,该项目成功实现了广东省天然气主干管道通达揭阳、汕头、潮州等三个城市目标,为进一步促进当地绿色生态经济发展发挥作用。



3月1日,西南工程分公司四川油建承建的江苏滨海LNG配套输气管线滨海-盱眙项目施工第四标段正式打火开焊,标志着工程建设进入全自动焊接实质性施工阶段。



3月3日,从中国石油工程建设公司获悉,由七建公司承建的乍得油田OGM12扩容项目顺利投产。



截至2月初,长庆乙烷制乙烯项目已完成两个标段11个单项工程的高质量高标准中交。中油工程项目管理公司梦溪公司监理该项目第一、四标段。业主对梦溪公司长庆乙烷制乙烯项目部项目执行和各项管理给予充分肯定和高度赞扬。



3月10日,寰球工程大庆公司承建的广东石化全密度聚乙烯项目正式进入钢结构主体安装阶段。

# 主编寄语

## 迎接“双碳”目标下的新挑战

随着2021年春天的脚步，一场声势浩大的绿色变革在神州大地拉开序幕，必将深刻影响经济社会各行各业。习近平总书记3月15日主持召开中央财经委员会第九次会议，强调实现碳达峰、碳中和是党中央经过深思熟虑做出的重大战略决策，是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，拿出抓铁有痕的劲头，构建清洁低碳安全高效的能源体系，实施可再生能源替代行动，如期实现2030年前碳达峰、2060年前碳中和的目标。

“双碳”目标为能源绿色低碳转型发展明确了时间表和路线图。我国力争实现碳达峰、碳中和，以经济社会发展全面绿色转型为引领，以能源绿色低碳发展是关键，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路。全国人大表决通过的《“十四五”规划和2035年远景目标纲要》，进一步推动能源革命走深走实。化石能源清洁化、清洁能源规模化、多种能源综合化、终端能源再电气化趋势正加速演进，能源结构向绿色低碳转型已经成为全球共识，建设绿色企业成为大型国企的实际行动。

面对绿色转型的时代大潮考验，石油工程建设企业需要主动迎接“双碳”目标下的新挑战，抓住能源转型发展新机遇，坚决贯彻碳达峰、碳中和重大决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，主动融入新发展格局，谋划高质量发展。应对“双碳”目标下的机遇和挑战，关键是进一步加强三个方面的工作：

加强科技创新，实现技术立企。能源低碳转型给石油工程建设行业提出许多科技新课题，比如油气工程如何通过技术创新提高能效，促进节能减排；如何参与传统能源基础设施数字化改造，打造智慧能源，创新数字化应用，提升油气田、炼化设施的智能化水平；研判哪些颠覆性技术会影响工程建设，作好非化石能源工程建设的技术储备研发，选择前瞻性的技术路线保持技术优势。工程技术要实现低碳发展新突破，更要注重科技自立自强。

加强市场开发，抢占前沿先机。“双碳”目标推动我国加快建设现代能源体系，化石能源消费比重将在“十四五”期间达到20%以上，相当于五年内提升近5个百分点。传统油气作为化石能源消费将逐渐减少，清洁能源产业不断壮大，能源低碳转型必将引发能源工程建设市场格局的深刻变化。石油工程建设在油气领域的传统优势难以持续，应该增强忧患意识，积极主动加强市场开源，到传统油气清洁化利用、清洁能源规模化发展的转型市场中抢抓机遇，增强市场竞争力，努力在能源资源综合利用基地建设抢占市场高地，在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域占有市场一席之地，保证我们的工程建设企业行驶在能源行业绿色低碳发展的主航道里。

加强系统谋划，促进提质增效。能源低碳转型是系统性变革，企业高质量发展也需要系统性谋划，既要找准工作着力点，也要做好各方支撑保障。提质增效是石油企业的长期战略，需要时刻练好精细管理的基本功，把好



风险防控的安全阀。同时要注意推进企业治理体系和治理能力现代化，为高质量发展提供体制机制和制度保障。全面加强党的领导党的建设，以高质量党建引领高质量发展，结合庆祝建党一百周年，通过学党史、见行动，推动实际工作上台阶。

烈火炼真金，时势造英雄。只要我们工程建设企业坚定信心，齐心协力踏上低碳绿色之路，持续提升企业综合实力、科技创新能力、市场开拓能力和党建引领能力，持之以恒，一定能够建成能源工程综合服务主力军，实现世界一流的宏伟目标！

杨庆前



主管单位：中国石油天然气集团公司

主办单位：中国石油工程建设协会

总编辑：杨庆前

审稿：郭野愚 赵玉华

编辑：冯尚 王波

电话：010-61915849

传真：010-61915853

投稿邮箱：syjsgc@sina.com

地址：北京市朝阳区樱花园  
东街7号102室

邮编：100029

京内资准字0320-L0103号

(内部资料 免费交流)

## 主编寄语

- 1 迎接“双碳”目标下的新挑战 杨庆前

## 权威论坛

- 3 把握好新时代能源发展的几大重点任务 周大地

## 行业信息与协会动态

- 6 2020年石油优质工程奖评审结果揭晓

## 项目管理

- 8 浅谈大体积混凝土施工质量控制  
——以中引水厂水源地替代工程一级泵房底板为例 郑玉芳
- 12 应用于油气田地面建设工程中的智慧工地系统 周轩宇 李丽丽

## 质量与安全

- 14 大型封闭式煤棚的火灾报警系统设计 孙林港 陈学信
- 17 油气站场建筑物防雷设计计算 白海军 任彩峰 孙志明 许涛
- 21 油田建设项目中HSE管理问题和对策 刘钢强

## 节能与环保

- 23 科威特油田先导污水处理装置应用效果评价  
曾晟 袁国清 李世洪 李国辉 楚海强
- 27 压裂返排液处理技术研究 王春刚

## 企业建设

- 31 浅谈国际化设计质量提升 李亚春

## 工程与技术

- 34 VPRM 材料编码系统介绍及应用开发 周鑫 张少辉
- 40 深水含蜡原油流动保障技术研究 周凯 刘飞龙
- 45 气田新型非再生液体脱硫工艺及现场应用  
薛岗 常志波 蒋成银 张云
- 51 国外某油田放空气轻烃回收工艺研究 蒲黎明 李莹珂 王科

## 建设者风采

- 56 急难之中创“奇迹” 殷俊杰
- 58 严冬亮剑毛乌素 张镭馨 景若恒 王晨可 段宁
- 61 在“有我”和“无我”的天平上  
——记中油工程项目管理公司劳动模范赵国深 中油朗威

## 域外传真

- 63 青春追梦“宝石王国”  
——管道局斯里兰卡排水隧道EPC项目建设记  
管道局工程公司



**P03** 把握好新时代能源发展的几大重点任务



**P12** 应用于油气田地面建设工程中的智慧工地系统



**P31** 浅谈国际化设计质量提升



**P63** 青春追梦“宝石王国”  
——管道局斯里兰卡排水隧道EPC项目建设记

考虑加快构建新发展格局、“30·60”目标要求，“十四五”能源发展的主要任务变为在加速能源低碳转型的同时，提供更好的能源服务。通俗来理解，即做好能源保供中，既不增加环境治理负担，还要还环境欠账，实现减污降碳协同效应。

## 把握好新时代能源发展的 几大重点任务

■ 周大地

### 促进并用最节能高效的技术方案 来满足合理的能源消费

能源行业要找准自己在促进国内大循环和国内国际双循环中的作用和任务，发挥比较优势，尽快补齐短板弱项，力争在加快融入和服务构建新发展格局中起到表率作用。

第一，提升能源安全保障能力。现阶段要充分调动现有能源生产供应能力，提高能源特别是电力热力高峰保供与应急水平。同时在新能源电力比例提高、城乡采暖空调峰值需求不断提升，以及包括电动汽车在内的大量电力电子装置接入电网条件下，更要重点研究和保障电力系统安全。

第二，提升优质能源的供给水平。在全面建设社会主义现代化国家新征程中，国民经济将保持一定的增长速度，能源消费总量近期也还要增长。在碳达峰、碳中和的目标下，能源供给侧要优化结构，提供更多清洁、优质、高效的能

源。我们必须加快推动能源绿色转型发展，并用好绿色能源投资的指挥棒。

第三，提升能源普遍服务水平。我认为，能源需求侧管理的内涵是充分保障合理的能源消费，用最节能高效的方法和技术来提供能源服务。重要任务之一是提升能源普遍服务水平。党的十八大以来，人民群众用能水平和质量有了显著提升，下一步要重点解决不平衡不充分的问题。比如，在农村、边远地区，通过巩固提升农村电网、推广生物质环保炉具等多种方式，推动当地能源消费质量和服务水平提升；在能源消费水平较高的地区，提高人民群众清洁高效能源使用比例，完善社会消费绿色低碳能源的政策支撑体系，重在提升能源消费质量；持续提高北方地区清洁取暖率，合理满足长江以南地区逐步增加的采暖需求，长江以南地区建议优先推广分散式、空气源热泵方式取暖。

第四，大力推进能源科技创新。加快能源科技自立自





强，推动科技创新在确保能源产业链供应链安全稳定、畅通国内大循环中发挥关键作用。集聚能源科技战略力量，强化创新平台建设和基础研究，大力推进适应中国新能源快速发展的电力系统高效安全传输和运行技术，高性能参数风电机组、储能、智慧能源系统等关键核心技术攻关工程，以及风机叶片材料、电芯、储能介质等关键基础材料、零部件自主创新。促进数字化智能化技术对能源产业链的改造升级，提高能源利用效率。

第五，持续深化体制机制改革。改革要精准，坚持问题导向和系统观念。改革要向提高能源、特别是电力的系统优化方向倾斜，构建符合中国能源系统特点、能够有效调动各方积极因素、利于形成系统优化的产业、企业结构和市场结构体系。

“十四五”期间要把改革和完善能源价格结构、水平和形成机制，还原能源商品属性作为重点任务。只有在系统优化水平不断提高，能源环境外部性合理内部化，低效无效能源投资冲动可以有效抑制，能源资产利用效率和效益不断提高的基础上，才能实现系统成本最小化，能源价格才有更大下降空间。在当前能源绿色低碳转型加快，新旧产能替代比例提高，低碳能源进入市场还在上升周期，能源系统适应性技术不断发展更新的阶段，成本上升因素也随之增加。必须认真坚持系统观念，强化供给侧结构性改革，有效抑制成本上升因素。我们需要通过加强节能、提高用能效率来降低用能成本，而不能通过人为压低能源价格、向用能产业转移上游附加值的方法，变相鼓励高载能产业扩张，鼓励浪费性能源消费。

我们还要提高能源市场治理能力，加强国内国际能源市场运行的监测预警，科学识别和及时抑制投机性的能源价格哄抬行为，并逐步提高对能源市场的监管强度，反垄断

要针对垄断性价格操纵和超高利润，而不是针对技术和市场垄断能力本身。抑制不合理需求扩张和防止价格炒作哄抬，是实现能源供需平衡和市场稳定的重要内容。不能单纯以扩大产能、扩大产能冗余度来应对市场经济的投机和波动负面特性。

第六，推动实现更高水平的能源国际合作。要利用国际能源供大于求的基本态势，扩大天然气等优质能源进口。保持国际能源市场的稳定和可靠性，降低我国油气供应成本。要利用我国已经形成的先进和全面的能源装备制造能力，以“一带一路”能源合作为契机，提供国际能源发展和低碳转型的中国方案和系统技术支撑，促进实现互利共赢，推动实现更高水平的能源国际合作。

### 2050年左右全国能源系统的二氧化碳 要基本实现净零排放

我国宣布“二氧化碳排放力争2030年前达到峰值，力争2060年前实现碳中和”。碳达峰、碳中和目标明确以来，中央为实现“30·60”目标提出了越来越具体的要求。目前看，能源行业实现碳中和目标的主要路径大方向基本明晰，关键在于如何设定实施的阶段性目标，加快相关技术的发展和市场化应用，系统推进执行。

我想谈以下几点看法：第一，实现碳达峰、碳中和不单是能源供应方面的责任，需要从碳排放相关的消费端转型做起。包括改变消费方式，大幅度提高能效；改变依靠化石能源直接燃烧的各种工艺和技术路线，实现高度电气化的终端用能转型。当然因此能源供应应从以化石能源为基础转变为全部非化石能源，也是巨大的系统转型调整。化石能源相关活



动的碳排放超85%，以实现碳中和目标倒推，时间紧迫，要加快推进能源革命。

第二，“30·60”目标是下限目标，不是上限目标。因此，不同地区不同部门要努力在此之前实现目标。我认为，2025年之前，全国一半以上的地方应率先碳达峰，才能保证2030年前全国达峰目标实现。2050年左右，全国能源系统的二氧化碳要基本实现净零排放，后十年还要继续解决其他领域的温室气体近零排放和总量中和问题。

第三，电力系统应争取在2040~2045年实现碳中和。“十四五”煤炭消费要稳定下降，石油消费达到峰值，天然气消费有所增长，在2030年左右达峰。而且，天然气增量主要应该更多地用于替代煤炭。以后天然气也要替代石油，以尽快减少碳排放总量。

第四，未来能源消费虽然还有一定幅度增长，但随着高耗能产业产量达到峰值和进入下降期，能源弹性系数应该保持低水平。我们不能简单拿发达国家人均能源消费水平来预测我国未来的人均能源消费水平。这主要在于不同阶段的技术条件、能耗水平差异较大，发达国家传统的能源消费方式和相关技术有很多是浪费型和落后的，而且发达国家也在加快改变。我国未来的人均能源消费是基于更高效的技术，例如，汽车同样行驶100公里，未来的油/电耗要低得多，而且目前许多发达国家的人均能耗已出现下降态势。

### “十四五”传统化石能源开发要适度从紧 避免技术投资的方向性风险

要正确分析“十四五”能源发展形势的重大变化。过去，能源发展以保供为中心，既缺资源，也缺资金，能源供

应缺乏选择权，严重依赖高碳能源。随着我国经济进入从高速增长转为高质量发展的新阶段，能源消费增速放缓，能源建设投资充足，多元化能源供应体系形成，能源供应有了选择权。再加上能源进口，“十四五”发生能源供应短缺的风险很低。“十四五”能源发展重在解决利用效率总体不高，减少盲目投资，加快低碳能源发展等问题，可以满足人民群众对改善环境质量和更好能源服务的需求，提供更多清洁优质高效能源。

考虑加快构建新发展格局、“30·60”目标要求，“十四五”能源发展的主要任务变为在加速能源低碳转型的同时，提供更好的能源服务。通俗来理解，即做好能源保供中，既不增加环境治理负担，还要还环境欠账，实现减污降碳协同效应。这里面存在另一个价值选择的风险问题：即如果用高碳能源保供，短期保障程度好像会更高，但环境治理和应对气候变化的包袱会更重，以后治理难度更大，成为实现碳中和的阻碍。

因此，要正确对待新的形势和主要任务，选择正确的技术路线，不能退回到以化石能源为主的能源体系，应尽快过渡到以可再生能源为主体的能源体系。然而，可再生能源具有波动性、间歇性，接入电网时需要额外提供系统转动惯量和调频、调压支撑，随着新能源大规模增加，常规电源减少，需要大量增加电力系统的调节能力。

从重点任务看，包括但不限于这几个方面：一是大力发展风电、光伏等新能源。二是重视储能发展，给予储能政策支持，完善市场机制为产业发展创造条件，并加快推进“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”发展。三是推动电网系统改造，提高电网与新能源相互适应能力。四是发展绿色建筑，加大建筑节能力度。五是提升终端用能电气化水平。六是推进能源数字化转型。

值得注意的是，对于传统化石能源的开发利用，“十四五”要坚持适度从紧原则，能不开发则不开发，相关投资要考虑技术寿命、生产设施寿命等多方面因素，避免技术投资的方向性风险。比如，煤制油气、煤制烯烃等技术，不宜进一步扩大，未来市场风险必然不断提高。凡是不能解决碳排放问题的化石能源“新”技术，特别是还在开发、近期难以进入市场的边缘技术，无论是资源开发或转换技术，都有“胎死腹中”的风险。

总体上看，“十四五”能源规划要推动“四个革命、一个合作”能源安全新战略走深走实，助力实现碳中和的部分目标会较为积极，要在执行中统一认识，能源系统完全有信心在“十四五”开好局、起好步，为低碳转型作出更大努力。■

作者为中国能源研究会常务副理事长、国家发展改革委能源研究所原所长、国家“十四五”能源规划专家委员会副组长。

(责任编辑 冯尚)



## 2020年石油优质工程奖评审结果揭晓

中国石油工程建设协会按照《石油优质工程评选办法》的要求，组织完成了“2020年度石油优质工程”的评选活动。

经过会员单位申报、资料初评审、优质工程现场评价、石油天然气工程建设质量奖审定委员会审定、公示等程序，共评选出2020年度石油优质工程19项，其中：陕京四线输气管道工程等9项工程，获石油优质工程金奖；杏北三元-9转油放水站一期及系统工程等5项工程，获石油优质工程奖；陕京四线输气管道工程通信工程等5项工程，获石油安装工程优质奖。现将评选结果公布如下：

2020年度石油优质工程评审结果

序号	项目	申报单位	奖项
1	陕京四线输气管道工程	中石油北京天然气管道有限公司	石油优质工程金奖
2	中611三元污水站、二元调配站工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程金奖
3	三元南7-4联合站工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程金奖

续表

序号	项目	申报单位	奖项
4	杏二十七联合站一期工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程金奖
5	徐深9天然气净化厂二期工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程金奖
6	大连LNG项目二期工程	中国寰球工程有限公司北京分公司	石油优质工程金奖
7	神华新疆45万吨/年聚丙烯装置	中国寰球工程有限公司北京分公司	石油优质工程金奖
8	土库曼斯坦萨曼杰佩气田增压工程	中国石油工程建设有限公司	石油优质工程金奖 (境外工程)
9	莫桑比克彪马能源马托拉成品油库	中国石油管道局工程有限公司	石油优质工程金奖 (境外工程)
10	杏北三元-9转油放水站一期及系统工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
11	2017年徐家围子油田徐16区块产能建设 110千伏宋南变电站新建工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
12	高台子局部注聚产能建设工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
13	大庆油田化工有限公司天然气制氢综合 改造工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
14	伊拉克哈法亚油田CPF1注水站升级一期工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖 (境外工程)
15	陕京四线输气管道工程通信工程	中国石油天然气管道通信电力工程有限公司	石油安装工程优质奖
16	瓦房店—长兴岛天然气支线管道工程	中国石油管道局工程有限公司	石油安装工程优质奖
17	临汾液化调峰储备集散中心工程	中国石油管道局工程有限公司	石油安装工程优质奖
18	普安至兴义输气干线(含兴仁支线)工程	中国石油管道局工程有限公司	石油安装工程优质奖
19	大北至南疆利民3号阀室输气管道工程	中国石油天然气管道第二工程有限公司	石油安装工程优质奖

由于经济建设规模迅速扩大,建筑业正向着高、大、深和复杂结构方向发展,大体积混凝土多使用在大型设备基础、污水池体、桩基承台、水利坝体等结构中,对构件除了强度、刚性、稳定性外,还有整体性、防水性、抗渗性等要求。所以在混凝土质量控制中,混凝土裂缝的控制成为关键性问题,以确保结构安全和使用功能。

# 浅谈大体积混凝土施工质量控制

——以中引水厂水源地替代工程一级泵房底板为例

■ 郑玉芳



## 前言

随着建筑业的迅速发展,钢筋混凝土已成为主要的结构构件,而且体积庞大,关于大体积混凝土定义在国内外有多种不同的标准。

(1) 美国混凝土协会(ACI):任何就地浇筑的大体积混凝土,必须要求采取措施解决水化热及随之引起的体积变性问题,以最大限度地减少开裂。

(2) 日本建筑学会标准(JASS):结构断面最小尺寸在80cm以上,同时水化热引起的混凝土内的最高温度与外界气温之差,预计超过25℃的混凝土。

(3) 我国的标准(GB50496-2018)规定:混凝土结构物实体最小尺寸不小于1m的大体量混凝土,或预计会因混凝土中胶凝材料水化引起的温度变化和收缩而导致有害裂缝产生的混凝土。

总之,根据国内外大体积混凝土的定义,水泥水化热对结构产生温度变形应采取技术和施工措施,有效地控制裂缝,尽可能减少损失。

大体积混凝土有三个特点:

(1) 结构厚、体积大、一次成型、连续浇筑一次浇筑量几百立方甚至几千立方,施工时间长,工艺要求高,条件复杂,要求大体积混凝土具有良好的和易性以及凝结时间长、

不离析。

(2) 抗拉强度低, 混凝土的抗拉强度只有抗压强度的1/20~1/10, 极限拉伸值一般在  $(0.7-1.6) \times 10^{-4}$ 。

(3) 水化热高, 温度场梯度大, 极易产生裂缝。混凝土中水泥的水化作用是放热反应, 而大体积混凝土本身又具有一定的保温性能, 其内部温升幅度80℃以上远远大于表层的温升, 里表温差大于25℃, 温度应力和收缩应力往往导致混凝土结构出现有害裂缝。因此, 采取措技术措施降低水化热和控制混凝土内外温差, 防止过大干缩是施工和管理的工作重点。

加强大体积混凝土研究很有必要。随着我国的工业与民用建筑快速发展, 依据质量标准高和绿色施工的要求, 大体积混凝土已广泛应用, 其技术措施和施工措施以及构造设计措施特别重要。在施工前按规范编制合理的施工方案, 在施工过程中严格按照方案执行, 杜绝质量缺陷, 保证结构的安全性和使用功能, 具有指导的意义和经验分享的目的。

## 1 工程概况和特点

中引水厂水源地替代工程一级泵房, 地下池体为钢筋混凝土结构, 长42米×宽30米×深9.5米, 底板厚度1.5米, 采用C30S8F300混凝土, 安装4台泵, 不允许渗漏, 对大体积混凝土裂缝控制特别重要, 达到结构安全和使用功能。

## 2 大体积混凝土质量控制

通过对大体积混凝土的深入研究, 结合工程实际经验, 防止大体积混凝土出现裂缝应从以下几个方面有效控制:

### 2.1 优化配合比设计

#### 2.1.1 原材料

(1) 水泥应选用水化热低的通用硅酸盐水泥, 3d水化热不宜大于250KJ/Kg, 7d水化热不宜大于280KJ/Kg。当选用52.5强度等级水泥时, 7d水化热宜小于300KJ/Kg。

$$\text{水泥水化热按 } Q_0 = \frac{4}{7/Q_7 - 3/Q_3} \text{ 计算}$$

(2) 细骨料宜采用中砂, 细度模数宜大于2.3, 含泥量不应大于3%。

(3) 粗骨料粒径宜5.0mm~31.5mm, 并连续级配, 含泥量不应大于1%, 应用非碱活性的粗骨料。

(4) 外加剂宜采用引气剂或引气减水剂。

#### 2.1.2 混凝土试配强度

(1)  $f_{cu,0} \geq f_{cu,k} + 1.645\sigma$  当混凝土的设计强度等级小于C60时, 配制强度;

(2)  $f_{cu,0} \geq 1.15f_{cu,k}$  当混凝土的设计强度等级不小于C60时, 配制强度。

式中  $f_{cu,k}$  - 混凝土立方体抗压强度标准值 (N/mm<sup>2</sup>)

$\sigma$  - 混凝土强度标准差 (N/mm<sup>2</sup>)

### 2.1.3 大体积混凝土配合比规定

- (1) 混凝土拌合物的坍落度不宜大于180mm;
- (2) 拌合水用量不宜大于170Kg/m<sup>3</sup>;
- (3) 粉煤灰掺量不宜大于胶凝材料用量的50%;
- (4) 水胶比不宜大于0.45;
- (5) 砂率宜为38%~45%。

### 2.1.4 优化试配确定配合比

混凝土强度试验时应至少采用三个不同的配合比, 一个是基准配合比, 另外两个配合比的水灰比宜较基准配合比分别增、减0.05, 用水量相同, 砂率分别增、减1%。

## 2.2 大体积混凝土温控技术措施

### 2.2.1 大体积混凝土施工温控指标

- (1) 混凝土浇筑体在入模温度基础上的温升值不宜大于50℃;
- (2) 混凝土浇筑体里、表温差 (不含混凝土收缩当量温度) 不宜大于25℃;
- (3) 混凝土浇筑体降温速率不宜大于2.0℃/d;
- (4) 拆除保温覆盖时, 混凝土浇筑体表面与大气温差不应大于20℃。

### 2.2.2 混凝土防裂性能的判断

$$\sigma_z(t) \leq f_{tk}(t) / k$$

$$\sigma_x(t) \leq f_{tk}(t) / k$$

(1) 式中  $f_{ck}(t)$  - 混凝土龄期为  $t$  时的抗拉强度标准值 (MPa) 按下式计算:  $f_{ck}(t) = f_{tk}(1 - e^{-\gamma t})$

上式  $f_{tk}$  - 混凝土抗拉强度标准值 (MPa) 按下表取

表1 混凝土抗拉强度标准值 (MPa)

符号	混凝土强度等级							
	C20	C25	C30	C35	C40	C45	C50	C55
$f_{tk}$	1.54	1.78	2.01	2.20	2.39	2.51	2.64	2.74

$r$  - 系数, 应根据所用混凝土试验确定, 当无试验数据时, 可取0.3。

(1) 式中  $k$  - 防裂安全系数, 取1.15。

(2)  $\sigma_z(t)$  - 龄期为  $t$  时, 因混凝土浇筑体里、表温差产生的约束拉应力的累计值 (MPa) 可按下式计算

$$\sigma_z(t) = \frac{\alpha}{2} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta T_{li}(t) \cdot E_i(t) \cdot H_i(t, \tau)$$

上式  $\Delta T_{li}(t)$  - 龄期为  $t$  时, 在第  $i$  计算区段混凝土浇筑体里、表温差的增量 (℃)

$$\Delta T_{li}(t) = T_m(t) - T_b(t)$$

$T_m(t)$  - 龄期为  $t$  时, 混凝土浇筑体内的最高温度, 可通过

温度场计算或实测求得(℃)

$T_b(t)$ -龄期为 $t$ 时,混凝土浇筑体的表层温度,可通过温度场计算或实测求得(℃)

上式 $E_i(t)$ -第 $i$ 计算区段,龄期为 $t$ 时,混凝土的弹性模量(MPa)

$$E_i(t) = \beta E_0(1 - e^{-\Phi t})$$

$E_0$ -混凝土弹性模量,可取标准养护条件下28d的弹性模量

$\Phi$ -系数,取0.09

$\beta$ -掺合料修正系数

表2 混凝土在标准养护条件下龄期为28d时的弹性模量

混凝土强度等级	混凝土弹性模量 (N/mm <sup>2</sup> )
C25	2.8×10 <sup>4</sup>
C30	3.0×10 <sup>4</sup>
C35	3.15×10 <sup>4</sup>
C40	3.25×10 <sup>4</sup>
C45	3.35×10 <sup>4</sup>
C50	3.45×10 <sup>4</sup>
C60	3.6×10 <sup>4</sup>
C80	3.8×10 <sup>4</sup>

上式中 $H_i(t, \tau)$ -龄期为 $\tau$ 时,在第 $i$ 计算区段产生的约束应力延续至 $t$ 时的松弛系数,可查表

上式中 $\alpha$ -混凝土线膨胀系数

(3)  $\sigma_x(t)$ -龄期为 $t$ 时,因综合降温差,在外约束条件下产生的拉应力(MPa)可按式计算:

$$\sigma_x(t) = \frac{\alpha}{1 - \mu} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta T_{zi}(t) \cdot E_i(t) \cdot H_i(t, \tau) \cdot R_i(t)$$

上式中 $\Delta T_{zi}(t)$ -龄期为 $t$ 时,在第 $i$ 计算区段内,混凝土浇筑体综合降温差的增量

$\mu$ -混凝土的泊松比,取0.15

$R_i(t)$ -龄期为 $t$ 时,在第 $i$ 计算区段,外约束的约束系数

通过计算或测温,当达不到防裂性能就要采取温控措施,防止大体积混凝土开裂。

### 2.3 温度监测布置和水冷却

#### 2.3.1 仪器要求

大体积混凝土温度监测仪器由温度传感器、数据采集系统、数据传输系统组成,系统应具有温度、时间参数的显示。

#### 2.3.2 测位和测点布置

(1) 按照施工进度每昼夜浇筑作业面布置(1-2)个测位;在混凝土的边缘、角部、中部及积水坑、电梯井边布置。

(2) 混凝土浇筑体厚度均匀时,测位间距为10m-15m;在墙体的立面上,测位水平间距为5m-10m,垂直间距为3m-5m。

(3) 根据混凝土厚度,每个测位布置(3-5)个测点,分别位于混凝土的表层、中心、底层及中上、中下部位。

(4) 当进行水冷却时,测位布置在相邻两冷却水管的中间位置,并在冷却水管进出口处分别布置温度测点。

(5) 混凝土表层温度测点布置在距混凝土表层50mm处;底层的测点布置在混凝土浇筑体底面以上50mm-100mm处。

(6) 温度传感器直接埋入混凝土内时,传感器和传输导线采用金属保护管。

#### 2.3.3 测温记录

(1) 混凝土入模温度、里表温差、降温速率及环境温度的测量。

(2) 混凝土入模温度每班不应少于2次。

(3) 混凝土浇筑后,每间隔15min-60min,测量记录1次。

#### 2.3.4 采取温控措施的条件

温度监测过程中,当出现降温速率、里表温差超过下列规定时,应及时调整和采取温控措施。

(1) 降温速率大于2.0℃/d或每4h降温大于1.0℃。

(2) 混凝土里表温差控制值

表3 混凝土里表温差控制值

混凝土厚度 (m)	<1.5	1.5~2.5	>2.5
里表温差 (℃)	20	25	28

(3) 实测温度小于以上限值,且混凝土最高温度与环境最低温度之差连续3d小于25℃时,可停止温度监测。

#### 2.3.5 水冷却温度控制

(1) 水冷却系统参数

混凝土t时段冷却放热量:  $Q_t = C_{co} \cdot \rho \cdot V_{co} \cdot \Delta T$

式中 $C_{co}$ -混凝土的比热,一般为(0.92-1.0) kJ/(kg·℃)

$\rho$ -混凝土密度kg/m<sup>3</sup>

$V_{co}$ -混凝土体积m<sup>3</sup>

$\Delta T$ -t时段混凝土温差℃

$$\text{冷却水总量: } m_w = \frac{k_c Q_t}{C_w \cdot (T_c - T_n)}$$

式中 $k_c$ -热量系数,取0.3-0.4

$C_w$ -水的比热,取4.18kJ/(kg·℃)

$T_c$ -冷却水出口温度,℃

$T_n$ -冷却水进口温度,℃

(2) 水冷却循环系统组成和冷却水管布置

(3) 当混凝土厚度不大于3.0m时,宜采用单层多回路水冷却系统,布置在混凝土中间部位;当混凝土厚度大于3.0m时,宜沿厚度方向布置两层以上,层间距宜为1.5m;

(4) 混凝土初凝后,应及时启动水冷却系统;

(5) 控制进水温度与混凝土最高温差,宜为15-25℃;

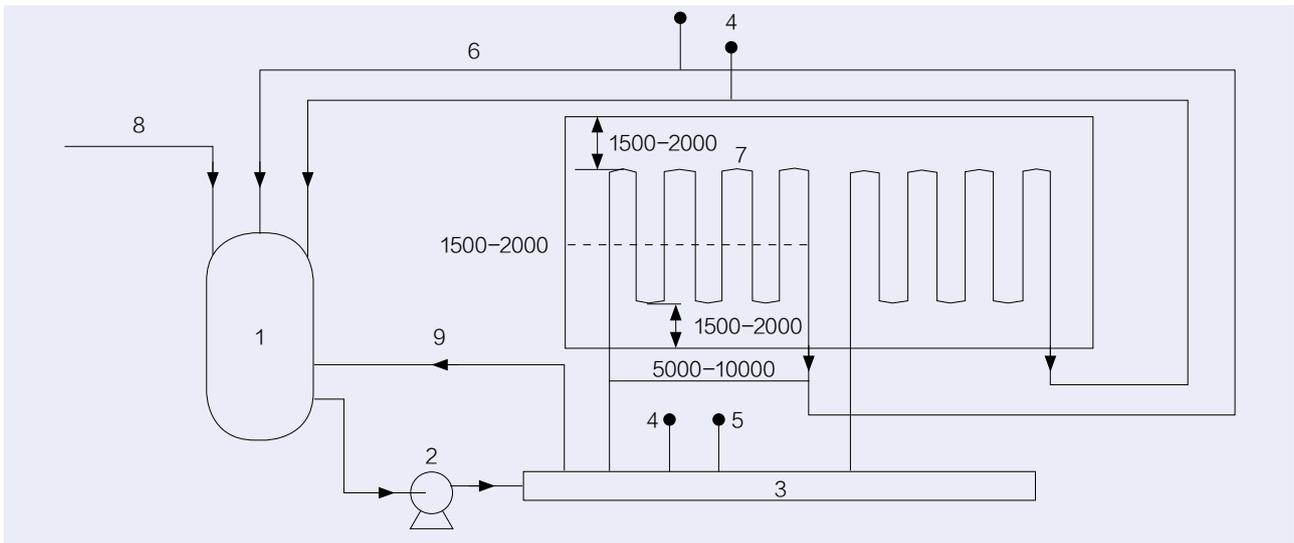


图1 水冷却循环系统组成和冷却水管布置示意图

1-水箱 2-水泵 3-稳压装置 4-温度计 5-压力表 6-回水管 7-冷却水管 8-进水管 9-溢流管

出水温度与进水温差宜为3~6℃；降温速率不宜大于2℃/d，水冷却过程中，应加强混凝土的保温、保湿、养护。

(6) 当混凝土最高温度与表层温差小于15℃时，可暂停水冷却作业；

(7) 当混凝土最高温度与表层温差大于25℃时，应重新启动水冷却系统；

(8) 水冷却降温结束后，应及时用高于一级混凝土去石砂浆进行压浆封堵。

### 2.3.6 施工浇筑

(1) 大体积混凝土施工宜采用整体分层或推移式连续浇筑；

(2) 混凝土入模温度宜控制在5~30℃；

(3) 供应能力不宜低于单位时间所需量的1.2倍；

(4) 混凝土宜采用泵送方式；

(5) 振捣密实，先后浇筑的混凝土紧密结合；

(6) 对大体积混凝土浇筑面进行多次抹压处理。

### 2.3.7 混凝土保温养护

(1) 混凝土浇筑完毕后，在初凝前宜立即进行覆盖或喷雾养护工作；

(2) 应专人负责保温养护工作，并进行测试记录；

(3) 保湿养护持续时间不宜少于14d，保持混凝土表面湿润；

(4) 当混凝土表面温度与环境最大温差小于20℃时，可全部拆除保温覆盖层。

## 3 大体积混凝土裂缝处理方法

在施工过程中，采取以上措施防止裂缝的产生，但多种因素的影响，也会出现少量的裂缝，为了满足使用安全和观感

质量，必须对裂缝进行及时处理和修补，常见的方法如下：

### 3.1 表面修补法

微小裂缝（缝宽小于0.2mm）表面涂膜，常用材料有环氧树脂和丙烯酸橡胶。

### 3.2 低压灌浆法

修补0.2~0.5mm的裂缝时使用低压灌浆法。注入口尽量设置在裂缝较宽开口畅通处，一般150~200mm设置一个注入口。

### 3.3 开槽法

缝宽大于0.5mm的较宽裂缝，在裂缝处剔除表层混凝土，直接向槽内注入不同黏度的树脂。

## 4 实施结果确认

采用以上大体积混凝土质量控制措施和方法，经过一年的运行，底板和池壁没有产生裂缝的现象，底板表面干燥无灰尘，达到了质量验收标准，符合设计要求，得到使用单位的认可。

## 5 结束语

在大体积混凝土施工中，针对质量控制，需在原材料、配合比、温度监控、施工质量、保温养护等方面加强管理，采取有效技术措施和施工措施才能最大限度预防和减少大体积混凝土裂缝的产生，使质量得到有效保证。

因此，广大工程技术人员和管理人员应高度重视和全面掌握大体积混凝土产生裂缝控制措施，不断改进操作工艺，加强混凝土初期温度监控，力争减少混凝土内外产生裂缝，确保结构安全和使用功能。■

作者单位：大庆油田工程项目管理有限公司

（责任编辑 冯尚）

油气田地面建设工程项目存在投资金额大、项目类别数量多、地域覆盖广、工期紧、施工环境复杂等特点,施工管理难度大。传统的到场监管方式,效率低、成本高,信息同步性差、覆盖率低,施工现场安全、质量、进度无法得到有效保证。为了改变现状,针对不同投资规模、不同类别、不同地域的油气田地面建设工程,研发一套适用于全国各油气田、参建方等层级地面建设施工管理的信息化系统,简称“智慧工地”。系统在云计算平台的基础上采用物联网、移动互联、人工智能等新兴技术,配合视频监控、周界安防、人员车辆卡口等设施,对人员、安全、质量、进度、环境等要素进行智慧化管理,为科学化决策提供依据,进一步提升油气田地面建设工程施工监管水平。

# 应用于油气田地面建设工程中的智慧工地系统

■ 周轩宇 李丽丽

## 1 国内地面建设工程现状及存在问题

近年来,国内外大型工程项目及施工企业如中建、中铁、中交、中冶等大型国企都在加大信息技术在工程建设中的应用,《中国石油天然气集团公司“十三五”信息技术总体规划》也提出的互联网+发展思路,工程建设板块大力推进“五化”工作也促使信息化管理水平不断提高,使工程项目由传统的设计施工作业方式向现代化的智能施工管理方式转变,促进项目管理能力和施工能力的不断提高。

中国石油天然气股份有限公司所属油气田地面建设项目存在投资金额大,项目类别和数量多,地域覆盖广,工期紧,施工环境差异大复杂等特点,施工管理难度大。现场管理仍依靠传统的到场检查到场监管方式,效率低,成本高,信息同步性差,覆盖率低,导致施工现场安全、质量、进度无法得到有效保证,急需运用信息化手段改变现状。

## 2 实现目标

针对不同投资规模、不同类别、不同地域的项目,研发一套适用于股份公司、各油气田、参建方等层级地面建设施工管理的信息化平台,简称“智慧工地”平台。平台在云计算平台的基础上采用物联网、移动互联、人工智能等新兴技术,对人员、安全、质量、进度、环境等要素进行智慧化管理。为科学化决策提供依据,进一步提升施工监管水平。

## 3 “智慧工地”硬件设备配备标准

根据工地现场环境,对硬件设备进行规划。根据工地人



员出入口及车辆出入口数量,配置人员闸机、车辆抓拍设备,为保证全工地重点施工现场、料场、工程边界等位置实现视频监控,根据实际需求配置枪式或球式网络高清摄像机,根据现场需要配置4G移动布控球,其他配套设备根据上述前端设备使用情况进行按需配置。高清摄像机技术参数应满足1080P高清标准,像素指标满足智能分析要求,采用网络方式进行数据传输。

## 4 “智慧工地”软件配备方案

### 4.1 软件开发工具

PC端使用eclipse搭建springboot + mybatis + jwt + druid + fastjson+layui架构,移动端使用HBuilderX搭建uni-app框架。

### 4.2 数据环境

数据库为mysql5.7。



图1 “智慧工地” 总体架构

#### 4.3 运行环境

客户端操作系统要求：Windows 7及以上。

客户端浏览器要求：IE11及以上。

### 5 “智慧工地” 系统功能配置

#### 5.1 系统应用范围

“智慧工地”的研发是为了满足股份公司下属各油气田地面建设工程项目的日常管理工作，使用人员包括股份公司、油气田、甲方、乙方总包单位的监督检查人员，甲方及乙方总包单位的项目管理人员，以及分承包商人员。

#### 5.2 系统具体功能

在云计算平台的基础上采用物联网、移动互联、人工智能等新兴技术，对人员、安全、质量、进度、环境等要素进行智能化管理。为科学化决策提供依据，进一步提升施工监管水平。

现场视频监控部分，为了加强远程监控、现场监督，通过远程调用现场监控视频和云平台控制摄像头，实现管理人员不到现场即可掌握现场情况。

综合展示部分，包括项目信息概览，在场人员统计，质量问题统计，安全隐患统计，项目进度展示，现场环境参数实时展示以及现场实时视频监控。

项目管理部分，实现项目信息管理、责任区域管理。

人员管理部分，实现与安全工具箱集成，自动读取身份证信息、入场教育信息等信息，数据进入实名制建档；系统联动，实现施工人员查验，获取安全培训结果，考试培训合格后，关联智能门禁系统进行授权；人员管理首页，综合展示人员管理的基础信息。

安全管理部分，建立安全巡检库，问题类别建立，整改标

准对应，问题自动对应责任区域责任人、自动对应整改要求和整改时间；安全管理首页，综合展示安全管理的基础信息。

质量管理部分，建立质量巡检库，问题类别建立，整改标准对应，问题自动对应责任区域责任人、自动对应整改要求和整改时间；质量管理首页，综合展示质量管理的基础信息。

进度管理部分，实现进度计划，横道图，进度条展示，网络图图片展示；进度管理首页，综合展示进度管理信息。

视频监控部分，实现施工现场的实时视频监控。

党的建设部分，实现图片新闻展播、上级精神、文件制度、动态信息、通知公告、党建学习园地、建言信箱、先优事迹展播、党课活动、党员心声功能。

环境监测部分，实现实时展示现场风力、温度、湿度等环境监测数据，并进行阈值设置。

移动应用部分，实现项目出勤、在场人员统计，施工人员档案查询，施工队伍查询；实现监控点在平面布置图中标注，点击监控点图标即可展示。

### 6 结语

“智慧工地”平台的建立，使各类型建设项目实现施工过程实时监控、智能感知、数据采集和智能化统计分析，全面远程掌握施工现场真实的工程质量、安全、进度等各项关键数据，为科学决策提供依据，逐步实现绿色建造和生态建造，符合中国石油“十三五”发展规划和信息化发展潮流，在股份公司各油气田地面建设中具有广泛推广价值，使集团公司地面建设管理水平达到国内同行业先进标准。■

作者单位：大庆油田信息技术公司

(责任编辑 冯尚)

结合克拉玛依市某热电厂煤棚全封闭改造工程,介绍了大空间火灾报警系统的设计方案及工作原理,对大型封闭式煤棚的火灾报警系统设计进行了探讨。

# 大型封闭式煤棚的火灾报警系统设计

■ 孙林港 陈学信

## 1 引言

露天煤场因投资少、设施简单技术成熟,在国内火力发电厂被普遍采用,但因为极易起尘影响空气环境,已不能满足国家的环保要求,封闭式煤棚以其环保性能突出、占地少、易于精细化管理的优点,在国内外已被越来越多的新建火力发电厂所采用。然而,封闭空间的火灾隐患和危害严重,大空间场所一旦发生火灾,灭火难度大,周边环境影响严重,社会财产损失巨大。《建筑设计防火规范》(GB50016-2006)及国家相关现行规范对大型封闭式煤棚的火灾报警系统尚未有明确的规定。根据相关研究成果,封闭式煤棚的火灾危险主要是自燃、煤粉及可燃气体的爆炸,究其原因主要是一些高挥发煤和储存时间长的煤易造成自燃,若挥发气甲烷、煤粉达到一定浓度,遇火星还可能发生爆炸。此外,封闭式煤棚中长时间存放的煤在阴燃或燃烧过程中产生的一氧化碳有毒气体,对操作人员和消防人员均有很大安全风险。因此,做好封闭式煤棚的火灾报警系统设计,提前预警,对热电厂的安全生产起着至关重要的作用。

现以克拉玛依市某热电厂煤棚全封闭改造工程的火灾报警系统设计为例,简要介绍火灾报警系统的设计。本工程对已建的一座煤棚进行全封闭处理,煤棚长120m,宽33m,高16m,挡煤墙与柱顶之间设置防风抑尘网的封闭形式。为预防火灾、中毒等安全事故,并监测煤炭阴燃及出现明火情况,工程设置了火灾报警系统,主要包括图像火灾探测报警系统、有毒气体浓度检测系统2个部分。

## 2 图像火灾探测报警系统

### 2.1 系统描述

图像火灾探测报警系统是利用计算机信息处理技术和

图像自动识别技术,实现火灾检测及报警的自动化和智能化,该系统主要由图像型火灾探测器与监控平台组成。图像型火灾探测器对火灾保护区域实时监控,监控终端集成嵌入式火焰和烟雾的火灾检测算法,对前端采集的图像进行图像识别处理,全天实时显示火灾保护区域内的各种火警信息,提供火源的准确位置,并通过联动消防灭火设备实现火灾的定点扑救,其原理见图1。



图1 图像火灾探测报警系统原理图

### 2.2 系统设计

#### 2.2.1 系统组成及结构

图像火灾探测报警系统由安装在煤棚的图像型火灾探测器、手动报警按钮、声光讯响器和安装于车间中控室的监控服务器、客户端和不间断电源等组成。

在探测器的选择上,遵循了如下原则:

(1) 根据实际探测距离,根据厂家提供的产品样本选择对应型号的探测器;

(2) 根据探测器的保护角度,确定探测器的布置间距、安装高度以及安装数量;

(3) 图像型火灾探测器的正下方容易形成盲区,应注意探测器的安装角度,利用探测器交叉成对布置消除盲区。

选用的图像型火灾探测器的技术指标如下:

- ① 摄像机指标: 1/3"Sony SuperHADCCD;
- ② 分辨率: 720P/1080P;

③内置红外滤光片,日/夜转换;

④焦距:4、6、8、12、16mm等镜头可选;

⑤探测器的灵敏度可以进行调节;

⑥信噪比:大于50dB;

⑦探测器独立工作,不受其它探测器或监控管理系统故障影响;

⑧探测器能输出火灾/事件报警信息、火灾位置信息;

⑨探测器具有被遮挡、被偏转、被污染故障侦测功能,故障响应时间不超过2min;

⑩标准火焰响应时间3~20s,标准烟雾响应时间15~50s,图像质量判断3秒内;

⑪工作温度:-28℃~+65℃,环境湿度95%无凝露,短时期可达100%RH;

⑫工作电压:DC24V;

⑬探测器支持网络、视频输出等方式提供报警数据;

⑭防护等级IP66,防爆等级不低于ExdIIBT6。

最终,根据煤棚的实际情况,前端探测部分,设置了6台图像型火灾探测器进行火灾探测,同时设置了6套自动消防水炮进行灭火保护。

监控服务器的技术指标如下:

①能连接≥10路视频图像火灾探测器;

②能针对该系统所连接的所有视频图像火灾前端探测

器进行图像监控,显示系统覆盖保护的各区域图像。当发生火灾时,系统会将火灾的位置信息表示在图像中;

③配合前端的探测器,完成灾害事件检测、信息管理、图像监控等一系列功能,结合火灾和其它灾害信息提供必要的防灾预案;

④通过网络接收各探测器的火灾位置信息、火灾区域信息等,并针对所有信息进行管理、整理、存储;

⑤进行视频图像的录制,可采用全时录制、定周期录制和事件触发录制模式;

⑥系统录像时间不少于7天×12通道。

### 2.2.2 系统报警原理及流程

图像型火灾探测器可通过侦测监控环境内的温度异常和烟雾浓度进行报警,并在中控室内自动弹出报警画面。图像型火灾报警系统可看作是火灾自动报警系统与视频监控系统的组合,即当监控画面内部分区域的表面温度或烟雾浓度达到预先设定阈值时,图像型火灾探测器即将报警信号传给中控室内的火灾报警控制器,同时将报警区域内的监控画面在中控室监控大屏进行显示。图像型火灾探测器共有两个输出端口,RJ45接口和火灾报警接口,通过RJ45接口可将监控画面传至已建的视频监控系统,通过火灾报警接口可联动火灾报警系统。值班人员可通过监控画面结合探测到的堆煤温度与烟雾浓度确认火情,一旦火情得到确认,火灾报警



控制器即可发出报警信号,自动声光报警。值班人员可通过对讲电话指挥扑救和疏散,并通过联动控制盘启动灭火装置(消防炮)进行灭火。

本次与火灾报警系统联动的消防炮共有三种控制方式:自动控制,远程手动控制和现场应急控制。考虑到火灾报警存在误报,本次工程选用人工确认,远程手动控制或现场应急控制的方式。监控画面内的报警温度可根据应用场所进行设定,本次煤棚内温度报警值设定为40℃,烟雾报警设定为0.5m<sup>2</sup>。本次选用的图像型火灾探测器的报警软件集成在前端摄像机内,摄像机根据环境照度有黑白与彩色2种画面,但探测器的侦测效果基本不受照度的影响,在彩色和黑白两种制式下均可可靠报警。

图像型火灾探测器安装在煤棚墙体上,装高应不低于最大堆煤高度,手动报警按钮和声光讯响器安装在煤棚巡检通道或出入口附近,装高分别为1.5m和2.2m。

### 3 有毒气体浓度检测系统

#### 3.1 系统描述

在煤阴燃或自燃起火的初期,会生成一氧化碳气体,导致煤棚内一氧化碳浓度升高。一氧化碳气体属于有毒气体,而且无色无味,极难察觉,一旦人体吸入高浓度的一氧化碳,可快速致死。在煤棚内设置一氧化碳气体检测报警系统,既可以及时对煤炭自燃进行预警,又可以保护现场操作人员的安全。

一氧化碳气体检测报警系统由一氧化碳气体探测器和报警控制器组成。一氧化碳探测器安装于煤棚内,报警控制器安装于有人值守的车间中控室内,一旦煤棚内一氧化碳浓度超过设定值,现场探测器发出声光报警,后端报警控制器也同时报警,值班人员可及时采取洒水降温、机械通风等应急处置措施。

#### 3.2 系统设计

一氧化碳(CO),相对分子质量为28,在标准状况下,气体密度为1.25g/L,相对气体(空气)密度为1,根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB 50058-2014)的规定,“将相对密度(以空气为1,下同)大于1.2的气体或蒸汽视为比空气重的物质;将相对密度小于0.8的气体或蒸汽视为比空气轻的物质,对于相对密度在0.8~1.2之间的气体或蒸汽,如一氧化碳、乙烯、甲醇、甲胺、乙烷、乙炔等,在工程设计中视为相对密度比空气重的物质。”另外,根据《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB 50493-2009)的规定,“检测与空气分子量接近且极易与空气混合的有毒气体(如一氧化碳和氰化氢)时,检(探)测器应安装于距释放源上下1m的高度范围内”。考虑到煤棚内设计堆煤高度为3m,一氧化碳气体探测器的安装高度为2m。为了减少外界环境对探测器检测结果造成影响,探测器安装应

避开机械作业时可能带来扬尘和气流的位置,因为煤棚中间均为堆煤作业区域,将一氧化碳探测器安装在煤棚四周挡煤墙上,每隔15m左右设置一台。

选用的一氧化碳气体探测器的主要技术指标如下:

- ①测量原理:电化学式;
- ②测量范围:0~500ppm;
- ③测量精度:<±3%F.S;
- ④响应时间:T<sub>50</sub><10s T<sub>90</sub><30s;
- ⑤电源:24VDC;
- ⑥输出信号:4~20mA(三线制);
- ⑦防护等级:不低于IP65,防爆等级:不低于ExdⅡBT4,具备粉尘防爆认证,适用于粉尘20区;
- ⑧一级报警值:30ppm,二级报警值:100ppm;
- ⑨探测器配过滤网、具备现场声光报警功能,报警声级强度不低于75dB。

由于煤棚跨度大,堆煤区域广,并且运煤、堆煤等作业均需装卸工操作相应的作业机具完成,为保障人员的生命安全,配备了2台便携式一氧化碳探测器,选用的便携式一氧化碳探测器的主要技术指标如下:

- ①测量原理:电化学式;
- ②测量范围:0~500ppm;
- ③测量精度:<±3%F.S;
- ④响应时间:T<sub>50</sub><10s T<sub>90</sub><30s;
- ⑤传感器易于更换,具有传感器失效、缺失报警;
- ⑥内置锂电池,连续工作时间不低于5000h,带欠压指示功能,并能发出声音提示;
- ⑦带LCD液晶显示屏;
- ⑧防护等级:不低于IP67,防爆等级:ExiaCT4;
- ⑨一级报警值:30ppm,二级报警值:100ppm;
- ⑩具备现场声、光、振动三重报警功能,报警声级强度不低于75dB。

### 4 结语

全封闭式煤棚逐渐成为燃煤火力发电厂主要的储煤方式,为确保煤场的安全运行,采取有效、经济的措施防止储煤期间发生自燃是非常有必要的。本工程采用防爆图像型火灾探测报警系统、一氧化碳气体检测报警系统等多种监测手段,全方位、实时监测封闭煤场内一氧化碳、烟雾及明火状态。该火灾报警系统较为充分地考虑现场的各种工况,保障操作人员的人身安全,及时预警和处理现场出现的危险情况,对于大空间全封闭煤棚的火灾报警系统设计方面有一定的借鉴意义。■

作者单位:中国石油工程建设有限公司新疆设计公司  
(责任编辑 冯尚)

油气站场内的建筑物防雷设计,是保障站场安全运行的有效措施。本文结合津华线工程和包头LNG工程,分类介绍了建筑物截收相同雷击次数等效面积的精确计算方法,利于准确判断建筑物的防雷类别并采取相应措施,降低雷电对建筑物的危害。

# 油气站场建筑物防雷设计计算

■ 白海军 任彩峰 孙志明 许涛



建筑物防雷设计,首先要精确计算出建筑物截收相同雷击次数等效面积,进而计算出建筑物的年预计雷击次数,然后判断建筑物的防雷分类,最终确定适合的防雷措施,这样才能够实现对被保护建筑物的有效防护,降低雷电对建筑物的危害。因此,精确计算建筑物截收相同雷击次数等效面积,是建筑物防雷设计的关键,当计算结果偏大时,可能会造成建筑物的防雷类别提高而增加建筑物的防雷成本,反之,可能会造成建筑物的防雷类别降低而增大了建筑物遭受雷击的概率。

## 1 建筑物年预计雷击次数计算公式

《建筑物防雷设计规范》(GB 50057-2010)是建筑物防雷设计的依据,其附录A给出了建筑物年预计雷击次数计算公式。

### 1.1 建筑物年预计雷击次数

$$N = k \times N_g \times A_e \quad (1)$$

式中:  $N$ ——建筑物年预计雷击次数(次/a);

$k$ ——校正系数,在一般情况下取1;位于河边、湖边、山坡下或山地中土壤电阻率较小处、地下水露头处、土山顶部、山谷风口等处的建筑物,以及特别潮湿的建筑物取1.5;

$N_g$ ——建筑物所处地区雷击大地的年平均密度(次/ $\text{km}^2/\text{a}$ );

$A_e$ ——与建筑物截收相同雷击次数的等效面积( $\text{km}^2$ )。

### 1.2 雷击大地的年平均密度

雷击大地的年平均密度,首先应按当地气象台、站资料确定;若无此资料,可按下式计算:

$$N_g = 0.1 \times T_d \quad (2)$$

式中:  $T_d$ ——年平均雷暴日,根据当地气象台、站资料确定(d/a)。

### 1.3 与建筑物截收相同雷击次数的等效面积

与建筑物截收相同雷击次数的等效面积应为其实际平面面积向外扩大后的面积。当建筑物的高度小于100m时,其每边的扩大宽度和等效面积应按下列公式计算(图1):

$$D = \sqrt{H(200 - H)} \quad (3)$$

$$A_e = [LW + 2(L+W)\sqrt{H(200-H)} + \pi H(200-H)] \times 10^{-6} \quad (4)$$

式中： $D$ ——建筑物每边的扩大宽度（m）；  
 $L$ 、 $W$ 、 $H$ ——分别为建筑物的长、宽、高（m）。

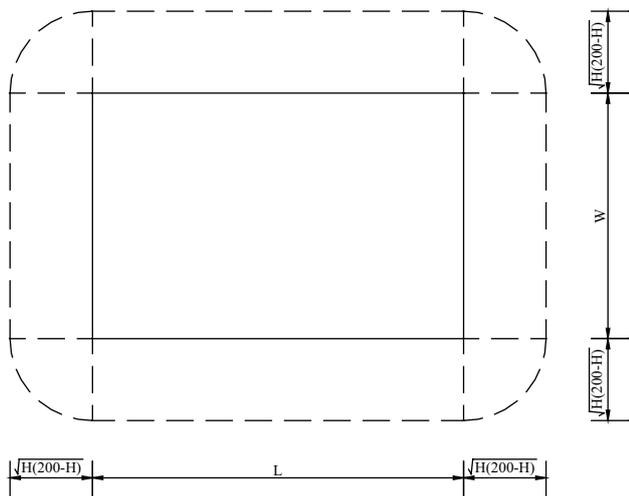


图1 建筑物的等效面积

注：建筑物平面面积扩大后的等效面积如图1中周边虚线所包围的面积。

### 1.3 建筑物防雷分类

《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）第3.0.4条：预计雷击次数大于或等于0.05次/a，且小于或等于0.25次/a的住宅、办公楼等一般性民用建筑物或一般性工业建筑物应划为第三类防雷建筑物。

## 2 建筑物年预计雷击次数计算工程示例

笔者结合天津港—华北石化原油管道工程（津华线工程）和包头中援绿能天然气有限公司 $2 \times 30$ 万 $\text{Nm}^3/\text{d}$ （一、二期）天然气液化工程（包头LNG工程），介绍建筑物截收相同雷击次数等效面积的精确计算方法；以下示例单体建筑物均为站（厂）内生产辅助用房，属一般性建筑物。根据两个工程所在地地形条件及当地气象条件，校正系数 $K$ 都取1.5，津华线工程任丘合建站所在地年平均雷暴日 $T_d$ 为30.7d/a，包头LNG工程所在地年平均雷暴日 $T_d$ 为33d/a。

### 2.1 标准长方体体型单个建筑物年预计雷击次数计算

包头LNG工程厂内中控化验楼的建筑体型为标准长方体，建筑体型参数如下：长（建筑轴线之间）=39m，宽（建筑轴线之间）=13.5m，高（标高）=8.1m，建筑轴线至外墙皮之间距离=0.25m，首层室内外高差=0.6m。

根据中控化验楼建筑体型数据信息，设计人员在进行该建筑物的年预计雷击次数计算时，可能会简单地采用轴线数据和标高数据，而准确计算应采用建筑物外轮廓数据（ $L=39+2 \times 0.25=39.5\text{m}$ ， $W=13.5+2 \times 0.25=14\text{m}$ ， $H=8.1+0.6=8.7\text{m}$ ），计算结果对比详见表1。

简单计算的结果：中控化验楼年预计雷击次数为0.0473次/a， $N < 0.05$ 次/a，确定中控化验楼达不到第三类防雷建筑物要求。

精确计算的结果：中控化验楼年预计雷击次数为0.0502次/a， $0.05 < N < 0.25$ （次/a），确定中控化验楼属于第三类防雷建筑物。

简单计算的结果，对判定中控化验楼的防雷类别产生了严重影响。

### 2.2 非标准长方体体型单个建筑物年预计雷击次数计算

津华线工程任丘合建站内综合办公楼建筑立面外形成“品”字型，中间部分的高度为11.6m，两边部分的高度均为5.7m，平面示意图见图2。

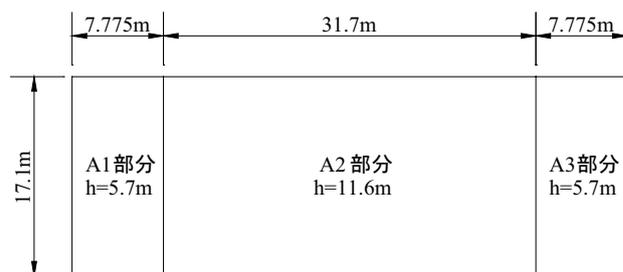


图2 综合办公楼平面示意图

简单计算的结果（按标准长方体体型建筑物来考虑，长宽高均取建筑物外廓的最大值）：取 $L=47.25\text{m}$ （ $31.7+2 \times 7.775=47.25\text{m}$ ）， $W=17.1\text{m}$ ， $H=11.6\text{m}$ ，则综合办公楼

表1 中控化验楼年预计雷击次数计算结果

建筑物体型特征			扩大宽度	建筑物等效面积	校正系数	年平均雷暴日	雷击大地年平均密度	年预计雷击次数
长度	宽度	高度						
$L$ (m)	$W$ (m)	$H$ (m)	$D$ (m)	$A_e$ ( $\text{km}^2$ )	$K$	$T_d$ (d/a)	$N_g$ (次/ $\text{km}^2/\text{a}$ )	$N$ (次/a)
精确计算的结果								
39.5	14.0	8.7	40.80	0.0101468	1.5	33	3.3	0.0502
简单计算的结果								
39.0	13.5	8.1	39.43	0.0095495	1.5	33	3.3	0.0473

表2 综合办公楼年预计雷击次数计算结果

建筑物体型特征			扩大宽度	建筑物等效面积	校正系数	年平均雷暴日	雷击大地年平均密度	年预计雷击次数
长度	宽度	高度						
$L(m)$	$W(m)$	$H(m)$	$D(m)$	$A_e(km^2)$	$K$	$T_d(d/a)$	$N_g(次/km^2/a)$	$N(次/a)$
47.25	17.1	11.6	46.75	0.01369029	1.5	30.7	3.07	0.0630

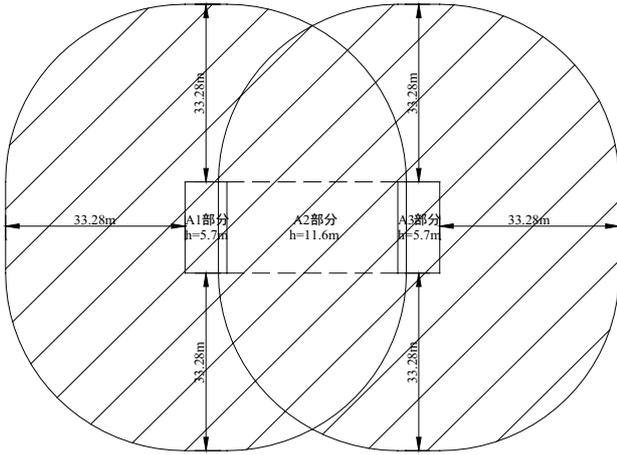


图3 综合办公楼A1和A3部分等效面积图

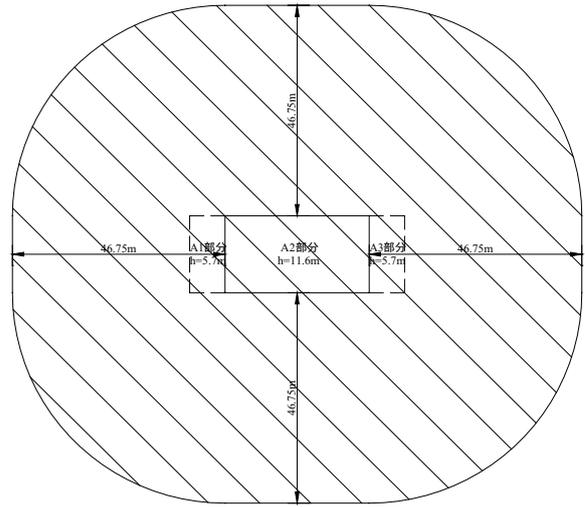


图4 综合办公楼A2部分等效面积图

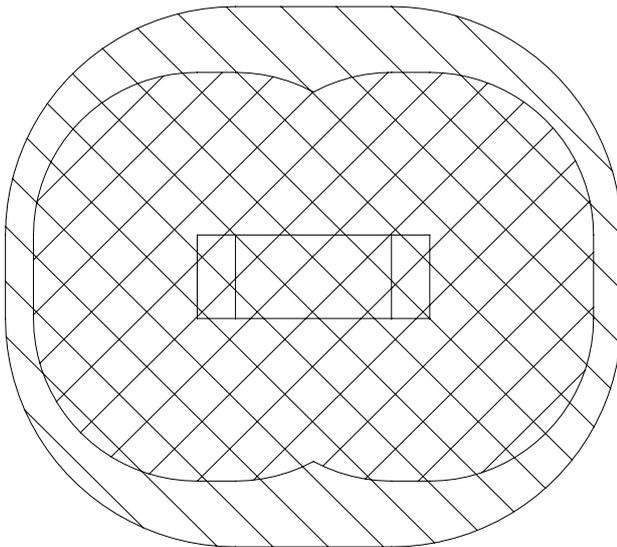


图5 综合办公楼等效面积叠加图

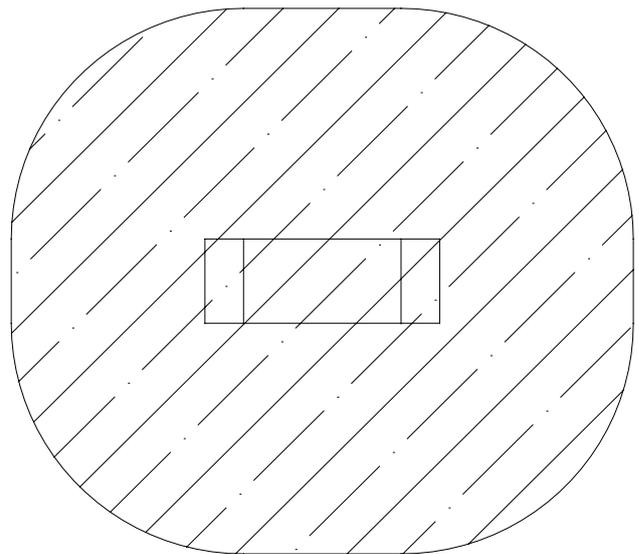


图6 综合办公楼等效面积图

的年预计雷击次数为0.0630次/a,  $0.05 < N < 0.25$  (次/a), 确定综合办公楼属于第三类防雷建筑物, 计算结果详见表2。

精确计算的结果: 依据《建筑物防雷设计规范》(GB 50057-2010)附录A.0.3第7条: 当建筑物各部位的高不同时, 应沿建筑物周边逐点算出最大扩大宽度, 其等效面积应按每点最大扩大宽度外端的连接线所包围的面积计算。

按照上述要求, 将综合办公楼按高度分为A1、A2和A3三

部分, 分别计算出最大扩大宽度, 叠加后按照最大扩大宽度外端的连接线所包围的面积, 即为综合办公楼截收相同雷击次数的等效面积, 以此计算出建筑物的年预计雷击次数。具体步骤如下:

1) 分别计算出综合办公楼A1、A2和A3三部分的每边的扩大宽度 $D$ ;

$$A1和A3部分: D_1 = D_3 = \sqrt{H_1(200 - H_1)} = 33.28m$$

A2部分:  $D_2 = \sqrt{H_2(200 - H_2)} = 46.75\text{m}$

2) 在CAD界面下, 按比例分别画出综合办公楼A1、A2和A3三部分的等效面积范围图, 如图3和图4所示;

3) 在CAD界面下, 将按比例分别画出综合办公楼A1、A2和A3三部分的等效面积范围叠加, 如图5所示;

4) 在CAD界面下, 得到按比例画出综合办公楼等效面积范围的外端连接线, 如图6所示;

5) 在CAD界面下, 求得综合办公楼等效面积范围的外端连接线的总面积,  $A_c = 0.01197050\text{km}^2$ ;

6) 综合办公楼的年预计雷击次数计算,  $N = k \times N_g \times A_c = 0.0551$ 次/a;

7)  $0.05 < N < 0.25$  (次/a), 确定综合办公楼属于第三类防雷建筑物。

虽然简单计算的结果, 对判定综合办公楼的防雷类别未产生影响, 但是与准确计算的结果对比, 数值上仍存在较大的偏差, 存在影响正确判定建筑物防雷类别的隐患。

### 2.3 “建筑物群”年预计雷击次数计算

包头LNG工程厂内厂前区有综合办公楼和职工公寓楼两栋建筑物, 平面布置示意图见图7。

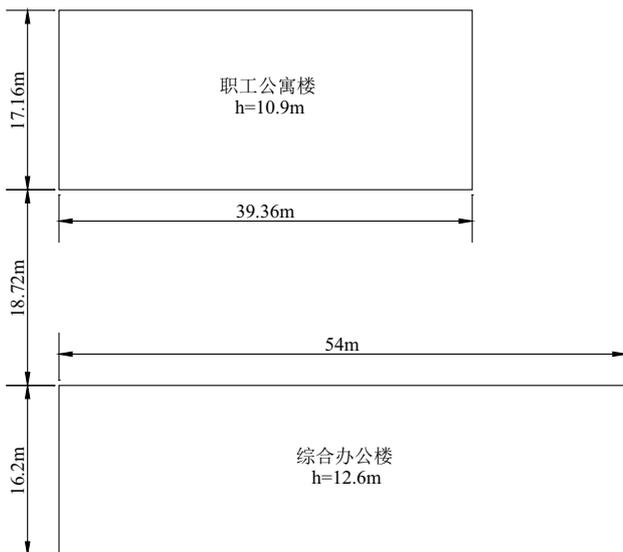


图7 厂前区平面布置示意图

简单计算的结果: 一般会将综合办公楼和职工公寓楼按两个单独的建筑物进行考虑。

根据以上计算结果,  $0.05 < N < 0.25$  (次/a), 确定综合办公楼和职工公寓楼均属于第三类防雷建筑物。

精确计算的结果: 依据《建筑物防雷设计规范》(GB 50057-2010)附录A.0.3第2条: 当建筑物的高度小于100m, 同时其周边在2D范围内有等高或比它低的其他建筑物, 这些建筑物不在所考虑建筑物以 $h_r=100$  (m)的保护范围内时, 按式(4)算出的 $A_c$ 可减去 $(D/2) \times$  (这些建筑物与所考虑建筑物

边长平行以米计的长度总和)  $\times 10^{-6}$  ( $\text{km}^2$ )。

按照上述要求, 确定综合办公楼截取相同雷击次数的等效面积, 进而计算出建筑物年预计雷击次数。具体步骤如下:

1) 综合办公楼的建筑高度小于100m, 在其一侧2D (97.18m) 范围内有比它低的其他建筑物——职工公寓楼;

2) 在CAD界面下, 很容易判断职工公寓楼不在综合办公楼以 $h_r=100$  (m)的保护范围内;

3) 按式(4)算出的 $A_c$ 可减去 $(D/2) \times$  (这些建筑物与所考虑建筑物边长平行以米计的长度总和)  $\times 10^{-6}$  ( $\text{km}^2$ ),  $A_c = 0.0151153 - (48.59/2) \times 39.36 \times 10^{-6} = 0.0141590\text{km}^2$ ;

4) 综合办公楼年预计雷击次数计算,  $N = k \times N_g \times A_c = 0.070$ 次/a;

5)  $0.05 < N < 0.25$  (次/a), 确定综合办公楼属于第三类防雷建筑物。

依据《建筑物防雷设计规范》(GB 50057-2010)附录A.0.3第3条: 当建筑物的高度小于100m, 同时其周边在2D范围内有比它高的其他建筑物, 按式(4)算出的 $A_c$ 可减去 $D \times$  (这些建筑物与所考虑建筑物边长平行以米计的长度总和)  $\times 10^{-6}$  ( $\text{km}^2$ )。

按照上述要求, 确定职工公寓楼截取相同雷击次数的等效面积, 进而计算出建筑物年预计雷击次数。具体步骤如下:

1) 职工公寓楼的建筑高度小于100m, 在其一侧2D (90.80m) 范围内有比它高的其他建筑物——综合办公楼;

2) 按式(4)算出的 $A_c$ 可减去 $D \times$  (这些建筑物与所考虑建筑物边长平行以米计的长度总和)  $\times 10^{-6}$  ( $\text{km}^2$ ),  $A_c = 0.0122829 - 45.40 \times 54 \times 10^{-6} = 0.0110571\text{km}^2$ ;

3) 职工公寓楼年预计雷击次数计算,  $N = k \times N_g \times A_c = 0.055$ 次/a;

4)  $0.05 < N < 0.25$  (次/a), 确定职工公寓楼属于第三类防雷建筑物。

虽然简单计算的结果, 对判定综合办公楼和职工公寓楼的防雷类别未产生影响, 但是与准确计算的结果对比, 数值上仍存在较大的偏差, 存在影响正确判定建筑物防雷类别的隐患。

### 3 结束语

通过上述三个工程实例可以看出, 建筑物进行防雷设计时, 必须对建筑物截取相同雷击次数的等效面积进行精确计算, 为明确建筑物防雷分类及采取合理防雷措施提供依据。■

作者单位: 中国石油工程项目管理公司天津设计院  
(责任编辑 冯尚)

为有效防范和控制风险,实现油田建设安全管理由传统的管理方式向先进的HSE管理体系快速升级,针对油田HSE管理现状及存在的问题,提出了具体的管理对策。



# 油田建设项目中HSE管理 问题和对策

■ 刘钢强

油田建设工程项目工程规模大,建设周期长,作业区地偏远,救援条件差,工程涉及的人员、设备、工种繁多,专业性强,施工组织难度大。这些特点致使工程存在的风险因素极多,安全生产事故发生率高,安全生产已成为困扰油田建设工程项目的一道难题。

近年来,随着中国石油HSE管理体系建设不断推进,油田建设工程的HSE管理正走向科学化、制度化、规范化的正轨,虽然油田生产建设管理水平逐年提高,生产安全事故发生率呈下降趋势,但安全事故却仍难以避免,较大伤亡事故还时有发生,不仅造成了人员伤亡和财产损失,也严重影响中石油的企业形象。

如何有效的防范和控制风险,实现油田建设安全管理由传统的管理方式向先进的HSE管理体系快速升级,已成为关系企业生存和发展的首要任务和亟待解决的重大课题。

## 1 油田建设项目HSE管理存在的问题

### 1.1 体系建设有待完善,体系运行流于形式

虽然油田各建设单位基本上都建立了HSE组织机构,编

制了体系文件,但在实际工作中,仍旧存在有的单位沿用传统的安全管理方式,体系管理流于形式,没有真正严格执行体系管理程序、检查和记录要求,无法保证各项HSE工作的进行。例如在项目开始前没有按照体系要求进行前期风险识别、评价和风险排序,导致检查时没有针对性,工作起来事倍功半;发现问题没有按照要求进行记录,或者记录后没有进行闭合管理,检查一走一过,没有痕迹,检查完的风险隐患依旧存在。

### 1.2 管理人员素质低,HSE管理体系难以有效运行

项目HSE管理存在于油田建设过程中的方方面面,相应的HSE体系管理也融合了各专业的安全生产技术和风险管理理论知识,有较高专业要求,但从目前的现状看,管理人员的文化水平和专业素质参差不齐,大多数从业人员专业知识不全面,可能虽然掌握施工安全技术,但是对机械电气方面的知识有些欠缺等等。正是由于这些原因就会导致在项目前期及运行中难以识别和评价各种风险,进而不能采取有效的措施控制风险,最终导致HSE险情和事故的发生,体系难以有效运行。

### 1.3 企业文化建设落后

主要表现在员工安全意识淡薄,还停留在“要我安全”阶段,对安全管理被动接受,安全作为一种文化还没有深入人心,成为自我意识。

### 1.4 安全责任主体错位

安全生产,人人有责。安全不仅仅是HSE管理人员的事,更是操作人(单位)的事,因为只要有一个疏忽,就会留下血的教训。但在实际工作中,有的作业人(单位)把HSE管理只当成HSE管理人员的事,与自己无关,不履行自己安全职责,形成安全责任主体错位。

### 1.5 监督、监管不力

HSE管理人员和操作人(单位)工作中存在麻痹大意的思想,有时因工期、成本等因素对小的违章行为不予以制止,心存侥幸放任违章作业行为,这往往是造成大事故的主要原因;对检查中发现的隐患没有跟踪和关闭,虽然当场提出了整改要求,但没有及时复查和跟踪,没有做到有效闭合,给事故发生埋下隐患。

## 2 管理对策

### 2.1 树立安全第一的思想

安全管理为工程项目管理、施工进度、企业声誉、员工的生命安全、企业财产等提供了有力的保障,没有安全就没有效益。树立安全第一的思想,建立健全HSE管理体系,保证项目安全投入,以安全促进度,以安全促生产,以安全保证项目的最大效益。必须加大宣传、考评力度,让安全第一的思想融入每个员工的血液中,保证企业安全管理目标顺利实现。

### 2.2 建立HSE监督检查考核机制

HSE管理体系的运行是按照PDCA(计划、实施、检查、改进)模式进行的,认真实施HSE程序,坚持进行经常性的审核、纠正,才能达到持续的改进和完善。因此体系建立,实施是关键。要保证体系要求的落实,需要建立强有力的考核激励机制,明确规定各岗位的职责,职能部门要编制相应的检查考核程序,HSE主管部门通过各种途径、方式对各下属单位HSE方面的业绩进行考核,保证体系运行不流于形式,彻底杜绝违章现象的发生。

### 2.3 加强业务培训,提高管理水平

随着油田产能建设及政府和社会各界对HSE要求不断提高,对HSE监督人员素质也有了更高的要求。严格把好人员选用关,选择具备相应知识和技术专长的人员上岗,加强对监督人员的业务培训。比如说对机械电气安全技术、人机工程等方面的监督人员,通过培训提高他们的责任意识和专业技能,要进一步推行持证上岗,全面提高队伍综合素质,以满足HSE体系顺利运行的需要。

### 2.4 加强文化建设,促进持续改进

企业HSE文化是企业在组织、管理、安全过程中所创造的文化,是企业的HSE理念、行为和表现,是企业员工应遵循的安全行为方式,是企业各阶层HSE理念、意识形态、行为方式的基础,是安全管理的准则和灵魂,贯穿于企业HSE活动全过程。要实现HSE管理的持续改进,必须在建设HSE文化上下功夫,使每名员工都树立起自我保护意识,特别要加强对事件、事故的管理,经常警示和教育员工,提高自我防范意识,使“要人人安全”转变为“人人要求安全”的自觉行为。

### 2.5 加强监管,认真落实责任制

为确保安全生产的条件和秩序,必须让生产中各参与责任主体真正负起责任来。主管部门要严格按照规定办事,明确分工,同时做好跟踪检查,全面落实安全生产责任。在实现“全员参与”的基础上向“全员负责”转变,建立健全安全生产责任制及考核管理办法、安全巡查和不良安全行为记录公示等制度。通过考核,奖优罚劣,提高从业人员执行安全生产责任制的自觉性,使安全生产责任制得到有效落实。

### 2.6 加大隐患监管力度,不留“人为”死角

小洞不补大洞难堵,事故隐患是安全生产的最大威胁,建立健全隐患整改制度,对安全生产检查中发现的重大隐患和问题都要建档登记,建立整改责任制,做到整改内容、整改标准、整改措施、时间进度和责任人“五落实”。对于发生安全事故的责任单位和责任人,坚持“四不放过”的原则,查明事故的原因,找出管理、技术、规章和制度等方面的问题,提出有针对性的整改措施,从根本上消除事故隐患和遏制安全事故的发生。

## 3 结语

HSE管理体系是国际公认的一套科学的安全环境健康管理体制,掌握这套科学管理体系的内涵是做好HSE管理工作的前提。虽然当前油田建设项目安全管理中存在着许多问题和不足,只要正确把握安全生产管理工作的规律,坚持“安全第一,预防为主”的方针,全面严格执行HSE体系的各项要求,就一定能够促进HSE管理体系健康有序的高效运行,提高我们的安全管理水平。安全生产是企业经营的永恒主题,实现项目HSE管理水平的持续提高,必须在建设HSE文化上下功夫,摒弃经济效益至上和片面追求利润最大化的思想,将经济效益、社会效益和环境效益有机地结合在一起,使企业安全文化落地生根,促进HSE管理体系健康有序地高效运行。■

作者单位:大庆油田工程有限公司  
(责任编辑 冯尚)

为证明科威特油田新增第三列污水处理装置能满足注水水质要求,同时进一步对药剂兼容性进行筛选,布尔甘区块建造了一系列小型先导试验装置,其处理工艺、结构与未来大型处理撬相同。本文通过叙述了先导试验装置的工艺流程及性能特点,详细阐述该装置现场药剂筛选方法与试验结论,同时重点根据生产运行得到的数据及产生的问题,进行分析并提出有效的解决方案。本文对于未来注水项目中采用小型先导试验装置进行方案佐证提供了重要的理论依据及工程实践的参考作用。

# 科威特油田先导污水处理装置应用效果评价

■ 曾晟<sup>1</sup> 袁国清<sup>1</sup> 李世洪<sup>2</sup> 李国辉<sup>2</sup> 楚海强<sup>2</sup>

## 1 试验背景

科威特瓦拉注水项目位于科威特布尔甘油田,为了满足日注水量100万桶的产能需求,项目在已建66.66万桶/天处理规模基础上,新增第三列污水处理装置,处理规模为33.33万桶/天。由于已建装置在运行的3年内出现气浮出口水质不达标,核桃壳过滤器板结等状况,严重影响了注水水质以及产量。为了保证新建装置更好的满足处理效果,科威特油田要求先开展一系列小规模的前导处理装置进行试验。项目注水水质要求:大于2微米的总悬浮物去除率达到80%,出口含油率小于10ppm。结合目前已建第一、第二列的水质及加药情况,先导试验从融铁剂(硫化亚铁溶解剂)和澄清剂中进行筛选。

先导性采出水污水处理装置共两个试验目的:

- (1)对污水处理药剂进行筛选,配比出合适的药剂以及投加量;
- (2)对污水处理装置性能进行验证,证明处理后水质满足注水指标要求。

## 2 先导试验装置安装条件

先导试验装置共由一台卧式气浮处理装置,一台核桃壳提升泵,一台立式核桃壳过滤器及相关配套设施组成。额定处理规模为5m<sup>3</sup>/h,其中水质监测在线分析仪采用VIPA分析仪,同时进行现场取样检测,取样检测方法遵循API RP 45国际规范,检测项包括为进出口悬浮物以及含油情况。

其中实际大型处理装置与先导处理装置参数对比表如下:

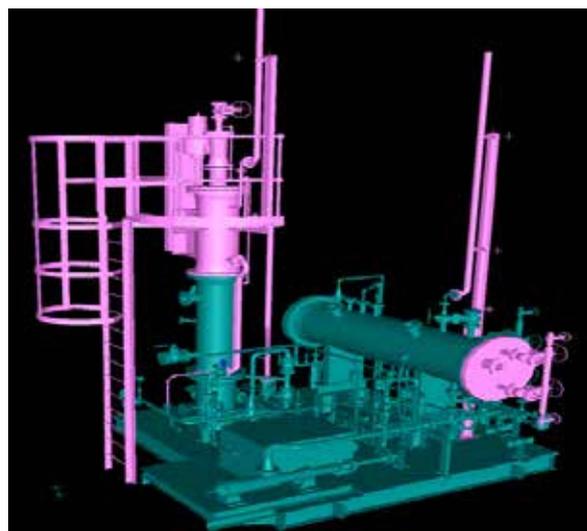


图1 三维模型效果图与实际现场安装图

表1 气浮装置参数对比表

描述	单位	气浮装置	先导气浮装置
装置数量	Nos.	1	1
设计流量	m <sup>3</sup> /h	2319	5
操作温度	℃	15~60	15~60
操作压力	barg	0.007355	0.0049~0.0098
入口总悬浮物	ppm	47.5	47.5
入口水中含油	ppm	15~250	15~250
出口水中含油	ppm	10~15	10~15
入口油密度	kg/m <sup>3</sup>	882	882
入口水密度	kg/m <sup>3</sup>	1110~1106	1110~1106
入口水粘度	cP	1.57	1.57
气浮设备直径	m	4.87	0.59
气浮设备长度	m	20	2.2

表2 核桃壳参数对比表

描述	单位	核桃壳过滤器	先导核桃壳过滤器
装置数量	Nos.	5	1
设计流量	m <sup>3</sup> /h	502 (单台)	5
操作温度	℃	15~60	15~60
操作压力	barg	7.19	6.2~7.2
入口总悬浮物	ppm	47.5	47.5
入口水中含油	ppm	10~30	10~30
出口水中含油	ppm	10	10
出口水中悬浮物颗粒粒径	μm	2μm以上颗粒去除率大于80%	2μm以上颗粒去除率大于80%
核桃壳直径	m	4.5	0.38
核桃壳高度	m	2.4	2.4

污水经加药后进入先导气浮装置, 经过初步处理后, 经提升泵增压, 进入核桃壳过滤器, 最终净化后注入地层。

取样采用VIPA在线分析仪, 利用显微镜图像法, 通过CCD摄像头将放大图形传输到计算机中, 对所测液体进行可视化监测。通过图像采集, 分辨颗粒的形状, 根据形状自动区分油滴或固体颗粒, 并且自动统计出粒径及分布曲线, 可以有效的对总悬浮物的去除率以及含油率进行分析。

实验室取样分析中, 总悬浮物实验室检测方法采用

SM2540, 取样烘干、称重测量; 水中含油实验室检测方法采用ASTM 3921, 加入三氯三氟乙烷进行萃取 (1,1,2-trichloro-1,2,2-trifluoroethane), 放入测试仪进行读数。

### 3 实验数据及报告分析

实验数据分为两部分, 实验室抽样分析数据和现场VIPA分析仪在线试验监测数据。分析、对比两种数据得出去除效果综合评价。实验室检测的精度为0.45微米 (滤膜孔隙度), 在线监测仪的检测精度为2.5~200微米。

表3 OIW 含油去除率对比表, 投加率0、40ppm、40ppm+6ppm

取样1	空白试验	融铁剂 ( 40ppm )	融铁剂 ( 40ppm ) +澄清剂 ( 6ppm )
入口含油 (ppm)	11.48	93.68	19.2
出口含油 (ppm)	0.79	0.01	0.47
移除率	93.12%	99.99%	97.55%

表4 TSS 悬浮物去除率对比表, 投加率0、40ppm、40ppm+6ppm

取样2	空白试验	融铁剂 ( 40ppm )	融铁剂 ( 40ppm ) +澄清剂 ( 6ppm )
入口悬浮物 (ppm)	9.8	6.15	12.7
出口悬浮物 (ppm)	0.8	0.01	0.06
移除率	91.84%	99.84%	99.53%

表5 OIW 含油去除率对比表, 投加率0、50ppm、50ppm+6ppm

取样3	空白试验	融铁剂 ( 50ppm )	融铁剂 ( 50ppm ) +澄清剂 ( 6ppm )
入口含油 (ppm)	3.89	70.37	31.27
出口含油 (ppm)	0.03	0.33	3.68
移除率	99.23%	99.53%	88.23%

表6 TSS 悬浮物去除率对比表, 投加率0、50ppm、50ppm+6ppm

取样4	空白试验	融铁剂 ( 50ppm )	融铁剂 ( 50ppm ) +澄清剂 ( 6ppm )
入口悬浮物 (ppm)	11.27	11.62	22.35
出口悬浮物 (ppm)	0.26	0.07	0.6
移除率	97.69%	99.40%	97.32%

表7 OIW 含油去除率对比表, 投加率0、150ppm、150ppm+3ppm

取样5	空白试验	融铁剂 ( 150ppm )	融铁剂 ( 150ppm ) +澄清剂 ( 3ppm )
入口含油 (ppm)	27.86	93.74	51
出口含油 (ppm)	0.25	0.45	0.95
移除率	99.10%	99.52%	98.14%

表8 TSS 悬浮物去除率对比表, 投加率0、150ppm、150ppm+3ppm

取样6	空白试验	融铁剂 ( 150ppm )	融铁剂 ( 150ppm ) +澄清剂 ( 3ppm )
入口悬浮物 (ppm)	2.36	3.84	31
出口悬浮物 (ppm)	0.05	0.01	0.08
移除率	97.88%	99.74%	99.74%

根据实验室分析法, 结合空白试验、单独添加主药剂及两种药剂兼容添加的试验结果, 可以看出, 融铁剂单独投加时, 与空白实验相比较, 悬浮物的去除率有一定程度上的提高。当融铁剂与澄清剂混合投加时, 与单独投加融铁剂相比, 悬浮物的去除率有所降低。空白试验、融铁剂及2种药剂混合添加, 出水水质均满足项目注水要求。

根据先导试验装置两个星期运行在线监测结果, 列出如

下曲线。

上述曲线, 左图为水中含油曲线, 右图为悬浮物曲线。图中纵坐标为去除率, 横坐标为药剂投加量。根据现场在线分析仪测量结果得出, 在单独添加融铁剂时, 出水水质稳定, 药剂结合处理装置, 去除率可达99%左右, 但是加入辅助澄清剂后, 出水水质不稳定, 去除率降低, 为88%~98%。澄清剂在一定程度上会影响整体的处理效果。

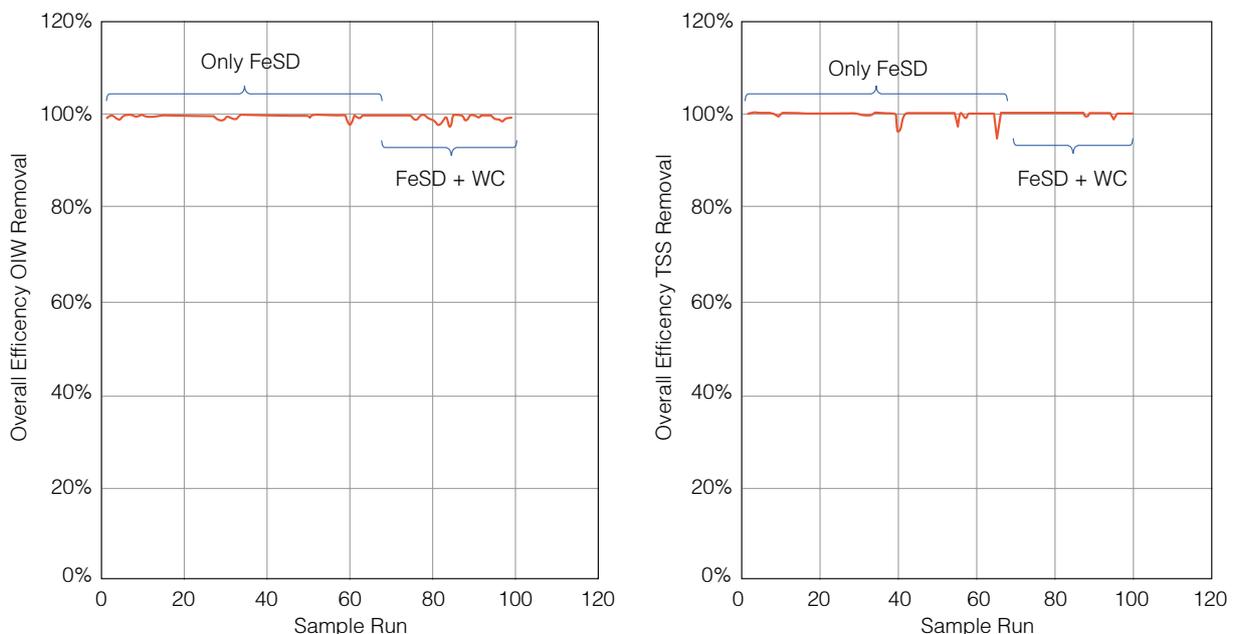


图2 药剂A厂家去除率对比表

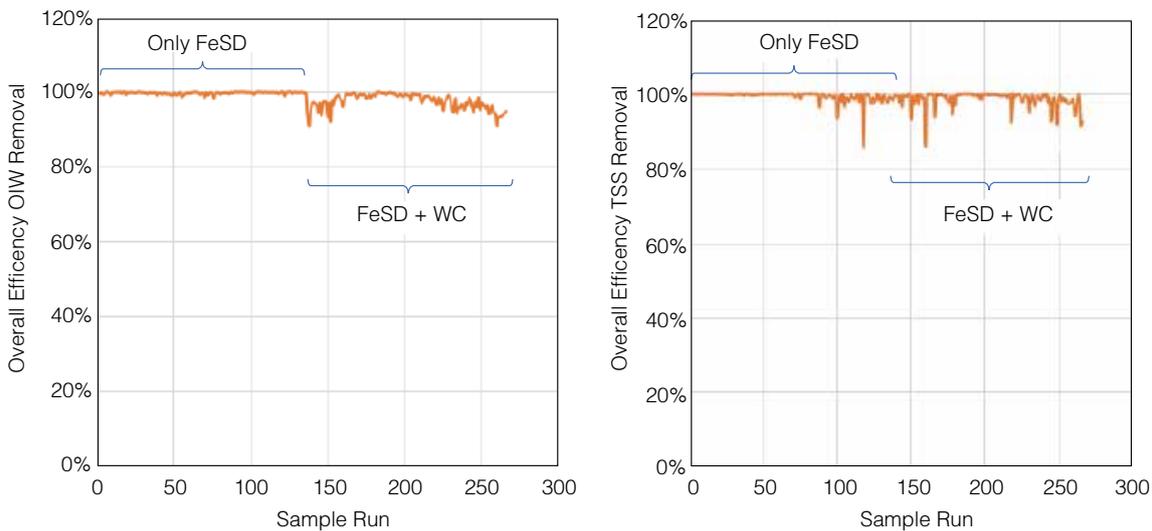


图3 药剂B厂家去除率对比表

#### 4 试验问题分析及药剂原理说明

硫化亚铁是科威特油田上游及下游均存在的普遍问题，详情参考SPE-175291。由于下游射流器孔径小，硫化亚铁被油滴包裹后会形成黑色粘稠物，容易导致射流器堵塞以及核桃壳滤料板结，所以亟需有效的处理。

硫化亚铁的形成机理为，铁离子与硫化氢混合发生化学反应，产生硫化亚铁沉淀。

硫化亚铁如果与油滴结合，会产生大量悬浮物，界面特性表现为亲油性，亲水性的硫化亚铁会沉降在设备底部，但是如果硫化亚铁与油滴结合后，则会被包裹，形成亲油性的粘稠物，从而悬浮于设备的中上层，使得气浮装置不能有效去除水中含油。当流至核桃壳过滤器设备中，黑色粘稠物就会粘附核桃壳介质，造成过滤器滤料发生板结，反洗效率降低，减少产出水量。

融铁剂的组成为四羟甲基硫酸磷加少量氯化铵复配一定量的杀菌剂。四羟甲基硫酸磷俗称THPS (Tetrakis (hydroxymethyl) phosphonium sulfate)，为环境友好型药剂，试验证明对抑制硫化亚铁的形成有明显的的作用。THPS与硫化亚铁中的亚铁离子形成水溶性络合物，分子式为： $[\text{Fe}\{\text{P}(\text{CH}_2\text{OH})_3\}_2\{\text{P}(\text{CH}_2\text{OH})_2\text{H}_2\}]\text{SO}_4$ ，从而抑制硫化亚铁的生成。

通过添加融铁剂，能有效的分离硫化亚铁和包裹在外层的油滴，油滴则会正常通过气浮装置进行去除，而硫化亚铁沉淀会通过核桃壳过滤器进行有效的清除，同时避免了核桃壳板结的情况发生。

#### 5 结论

通过先导试验装置2个星期的现场运行，结合实验数据

得出如下结论：

1. 该套装置的污水处理流程效果满足注水指标要求，此工艺方案得到业主认可；

2. 澄清剂的作用在水处理中效果不明显，甚至一定程度上影响到出水效果；

3. 药剂的最佳投加量确定在40~150ppm之间，药剂B厂家的加药效果优于药剂A厂家，最后建议采用药剂B厂家的药剂。合同规定购买180天加药量。该先导装置在药剂上的优化，为项目节省费用约为173.3万美元。

4. 虽然空白试验效果满足注水要求，但是在先导气浮装置运行一段时间后，发现2台射流器堵塞，专家分析原因为未添加融铁剂，故产生的硫化亚铁阻塞射流器。通过添加融铁剂，射流器阻塞的情况得到有效的解决。

5. 结合先导装置试验结果，建议持续投加融铁剂，以抑制硫化亚铁的形成。建议投加量为40~150ppm，据投产过程中水质情况具体确定。澄清剂由氯化铵，硫酸铵组成。作为辅助药剂，在该介质环境下兼容效果不理想，因此不建议添加。

先导装置试验，是基于已建系统存在的诸多问题，旨在证明新建系统是否满足各方面注水指标要求而产生的。通过先导试验装置成功筛选出合适的处理药剂及投加量范围，并且证明了该污水处理系统能够满足注水水质的要求。

该先导装置为未来大型污水处理装置进行先导性试验提供了充分的理论依据，证明了在大型项目启动前，预先采用一系列先导装置进行系统佐证及数据采集，具有重要的工程及经济重要性。■

作者单位：1. 中国石油工程建设有限公司北京设计分公司

2. 北京迪威尔石油天然气技术开发有限公司

(责任编辑 冯尚)

随着压裂返排液回用配液量的降低,需要处理的返排液数量增多,而传统的井上作业处理工艺不能满足目前环保的提标要求。目前主要处理方案有“回配压裂液、回注、达标外排、综合利用”等。针对地方标准的不同,采用不同处理技术,本文通过主要实验研究,提出工艺路线,通过存在问题分析及建议旨在解决气田压裂返排液处理问题。

# 压裂返排液处理技术研究

■ 王春刚

## 1 概述

### 1.1 压裂返排液的来源及成分

压裂返排液是油气田压裂作业后返排出的一种含有固相的液体,该类液体主要成分为瓜胶、防腐剂、破胶剂、石油类及其它各种化学添加剂。

### 1.2 压裂返排液的特性

压裂返排液组成较为复杂,要取决于压裂液组成和储层性质。主要呈现“三高”(高COD值,高悬浮物,高粘度)特征,如果不经过处理而直接外排将会对环境造成危害。

1) 成本复杂,污染物种类多(油、SS、瓜胶、各种药剂),含量高;

2) 粘度高、乳化严重,分离困难;

3) 水质、水量波动大,对设备抗冲击和稳定性要求高;

4) 多在作业现场,位置偏僻,配套公共工程少,要求自动化程度高、占地小、橇装化、可移动性强处理设备。

### 1.3 设计执行的主要标准

目前国内回用的主要执行《农田灌溉水质标准》和《循环冷却水用再生水水质标准》,另外未明确不能外排的地方和企业,仍可以采用《综合污水排放标准》,其具体要求指标详见表1。

## 2 压裂返排液处理的重难点分析

返排液与产出水统称为采出水,采出水的特点主要包括:

1) 采出水组成较为复杂,主要取决于压裂液组成和储层性质。典型压裂液除了用于支撑裂缝开口的砂等悬浮液外,还包括降阻剂、阻垢剂、胶凝剂、盐以及表面活性剂等多种化学物质。此外,部分压裂液与储层进行长时间的接触,从而混入储层中悬浮物、重金属、放射性物质以及酚类酮类等物质。

2) 采出水水质指标普遍具有“三高”特点,即高化学需氧量(COD)、高粘度、高悬浮物总含量(TDS)。

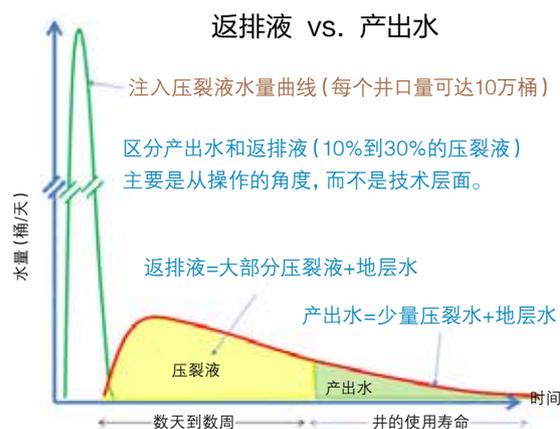


图1 返排液与产出水量随时间的变化

3) 开采阶段内的采出水水质指标波动范围较大。首先,采出水中压裂液在不同开采阶段内的返回率差异较大,采出水中的多种化学物质返回量不同;另外,地质储层的物性组成在不同开采阶段和开采区域是不同的,接触储层掺入到采出水中的杂质也不尽相同。因此,不同开采阶段内的采出水组成差别较大,导致相应水质指标波动范围较大。

基于以上的原因,给压裂返排液处理带来很多不确定的因素,下游的最终去向也是决定处理工艺的关键因素。正是这些因素,没法采用单一的处理工艺去处理所有区块的压裂返排液,需要根据原水水质进行详细分析论证,提出针对性的处理方案。

## 3 压裂返排液处理的工艺

### 3.1 工艺思路分析

#### 3.1.1 常用处理工艺

压裂返排液的处理方式主要与当地最新的政策法规、气田的开发方案、水质特点、可用水处理设施以及技术经济性有关,气田需要综合考虑以上因素以选择合理的采出水处理

表1 回用及外排标准

项目	农田灌溉标准	循环冷却水回用	外排标准
PH	6~9	6~9	6~9
总硬/(mg·L <sup>-1</sup> CaCO <sub>3</sub> )	未规定	≤700	未规定
氨氮/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	15	15
COD/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤200	80	100
BOD/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤100	≤5	≤20
TSS/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤100	≤20	≤70
TDS/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤1000非盐碱地 ≤1000(盐碱地)	≤1000	国家标准中未规定 ≤2000(上海标准) ≤1600(北京标准)
石油类/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤10	≤0.5	≤5
硫化物/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤1	≤0.1	≤1
氯化物/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤350	≤500	≤500(北京标准) ≤350(四川标准)
氟化物/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤2(一般区) ≤3(高氟区)	未规定	≤10
总钙/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	未规定	未规定
总镁/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	未规定	未规定
总铁/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	≤0.3	未规定
总锶/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	未规定	未规定
总钡/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	未规定	未规定
总汞/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤0.001	未规定	≤0.05
镉/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤0.01	未规定	≤0.01
总砷/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤0.1	未规定	≤0.5
铬(六价)(mg·L <sup>-1</sup> )	≤0.1	未规定	≤1.5
铅/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤0.2	未规定	≤0.5
总镍/(mg·L <sup>-1</sup> )	未规定	未规定	≤0.1

方式。目前,国内外对采出水的处理方式主要包括:

1) 深井回注,即经泵加压后,通过深井回注到指定的可接纳处理水的地层。该方式适用于采出水水质符合回注水水质标准、附近具有可回注地层的气田。该处理方式的优点是地面设施少、处理工艺相对简单且水处理投资少,缺点是开采所需水资源消耗较大、回注深井数量需求量大以及回注水质标准越趋严格。

回注作为一种防止水污染的措施,很早就采用。回注的处理技术多为除油、混凝沉淀、气浮及过滤,具体的设计参数根据各气田的实际情况而定。回注处理工艺中没有将溶解性有机物、重金属、盐含量等污染物去除,随着生态环境日益脆弱,环保要求逐步提升,这种简单的处理方式显然不能解决根本问题,必须寻找更好的解决方案。

2) 回配压裂液:即经过处理并与清水混合,其后重新用

表2 压裂水质与回注水质要求

	悬浮固体含量/(mg·L <sup>-1</sup> )		粒径中值/μm		含油/(mg·L <sup>-1</sup> )	PH
水质	44~267		未测		40~187.8	6~8.7
指标	<25	≤15	<10	≤8	<30	6~9
渗透率/μm <sup>2</sup>	>0.2时	≤0.2时	>0.2时	≤0.2时	—	—

于该气田的水力压裂施工。该方式适用于现有技术达不到外排标准、当地水资源匮乏的气田。其优点是节省水资源、环境污染小且处理成本低，缺点是回用于水力压裂的采出水组分较为复杂，容易造成钢管的腐蚀、气井壁阻塞以及产气效果不规律或下降等生产事故。

3) 处理达标后外排，即经气田的水处理厂处理达到相应外排标准后，排入地表水中，可用于灌溉农田或牲畜饮水等。该方式适用于采出水TDS含量较小、附近缺乏回注地层、配备了水处理厂及相关设施的气田。处理达标后外排的优点是可以减少气田开采对当地水资源的威胁、大幅减少对环境的影响，缺点是处理工艺复杂、建设与运行投资均比较大。

#### 4) 综合利用

从对环境危害来看，采出水是一种必须进行处理的废水，但从资源化利用来看，采出水又是一种综合性的液矿资源，具有潜在的经济效益和社会效益。在国外，前苏联于1924年从巴库气田水中成功提取 $I_2$ 、 $Br_2$ 、B和Li元素后，日本、美国和意大利等国家也纷纷开展这方面的工作并实现了工业化。

我国早期对气田压裂液及采出水综合治理，主要是平锅（常压）熬盐，然后用浓缩的卤水来提取 $I_2$ 、 $Br_2$ 、B和Li等稀有元素。这种平锅（常压）熬盐的方法，显然已经淘汰。在采出水脱盐处理工艺中，一方面产生合格的回用或外排水，另一方面排出浓度更高的浓缩液，此浓缩液即为盐化工中所说的卤水。卤水中提溴有水蒸汽蒸馏法、空气吹出法、树脂吸附法、气态膜法、入状液膜法和萃取法等，提碘主要技术有空气吹出法、离子交换法、活性炭吸附法和沉淀法。目前，针对于页岩气采出水资源化利用的研究还比较少，需要进一步开展这方面的研究工作。

#### 3.1.2 工艺设计思路

开展实验室小试工作，确定工艺设计思路。

试验最终要达到的水质标准：液体外观澄清、透明，pH值6-7，清液浊度 $\leq 80$ NTU，色度 $\leq 50$ 度，悬浮物 $\leq 200$ mg/L，悬浮物粒径中值 $\leq 20\mu m$ 。

设备本体要求：设备实现可视化，可在集装箱安装固定，可以卸下安装在实验室，集装箱最大外形尺寸不大于6000mm（长） $\times$ 2200mm（宽） $\times$ 2400mm（高）。

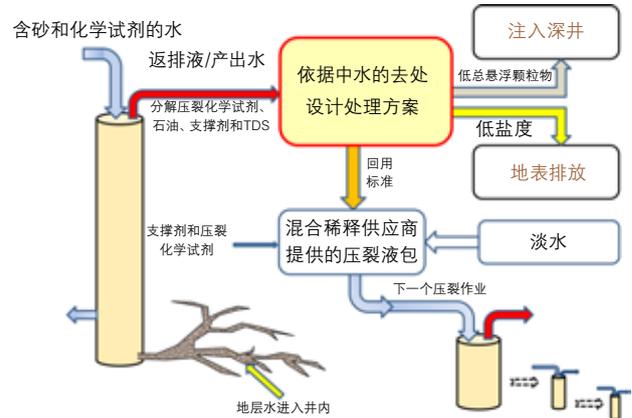


图2 气田采出水处理方式

#### 实验过程：

1) 直接动态膜过滤：助剂形成一层1cm厚度滤层，通过真空泵负压抽吸，水透过滤层，达到对压裂液过滤处理。

(1) 生物胶实验结果：滤后水质清澈，过滤滤速与清水接近，流通能力良好。

(2) EM50实验结果：滤速极慢，滤后液呈墨绿色透明液体；

(3) 胍胶实验结果：滤后水质清澈，滤速正常。

2) 电离+动态膜过滤：使用管式电离，再通过动态膜过滤。

(1) 生物胶实验结果：电离3分钟，即出现大量的絮凝现象，絮块大，絮体量多，能迅速分层，滤后水质清澈，滤速良好，在滤层表层形成一层胶体状物，会导致滤速衰减，清除表层杂质后，滤速恢复正常。电离后异味消除。

(2) 胍胶实验结果：电离3分钟，絮凝情况良好，迅速分层，水澄清，滤后水质清澈，滤速良好，无异味；

(3) EM50实验结果：电离15分钟，能絮凝，絮体量大，但是滤后依然呈现墨绿色。

#### 实验结论：

(1) 电絮凝对生物胶、胍胶等返排液有良好的处理效果，絮凝后絮量大，能迅速分层，便于后续处理；EM50需要进行氧化预处理；

(2) 胍胶、生物胶返排液直接通过动态膜过滤，滤后水



图3 实验图片

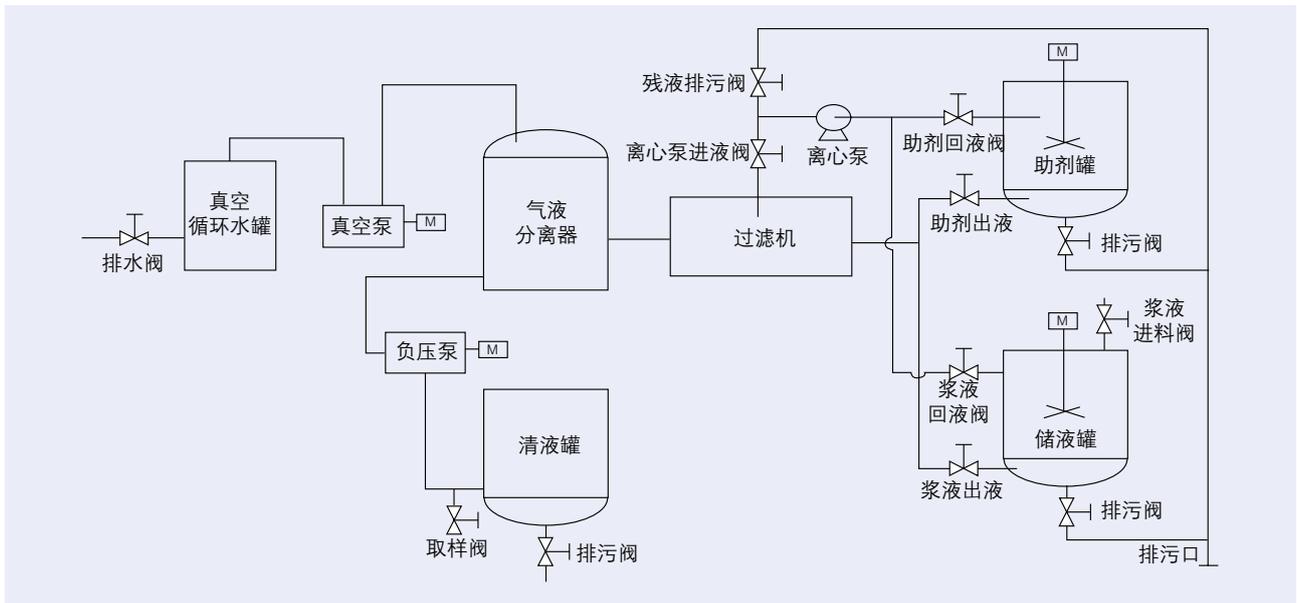


图4 工艺流程框图

质清澈透明，悬浮物含量低；

(3) 管式电絮凝运行过程中，絮体随流体一起流出反应器，基本不粘附在极板上；

为处理气井聚合物压裂返排液优选工艺：双氧水氧化+管式电絮凝+动态膜过滤，以此，为基础加工返排液除色除悬浮物实验装置。

### 3.2 工艺技术路线

通过上述实验数据，可以确定主要工艺技术路线，采用“双氧水氧化+管式电絮凝+动态膜过滤”处理工艺。

### 3.3 主要设备选型

#### 3.3.1 管式电絮凝装置

装置采用不锈钢管为阴极，铝棒为阳极，通过气泵在电离时增加曝气，提高电离效率，管式电絮凝，管式电离电极距离短，能形成较大的电流密度，加快电解时间，提高电解效率，同时在电离管内形成非均态流相，对产生的絮体进行冲击、冲刷，使得絮体不易粘附在电极上，电极钝化现象得到极大的改善。

#### 3.3.2 动态膜过滤装置

动态助剂过滤装置通过助剂在转鼓上形成滤层，通过真空抽吸，压裂液透过滤层，进入转鼓内腔排出，压裂液杂质被过滤层拦截在表层，转鼓转动时刮刀机构将拦截在表层的杂质刮除，避免在过滤层形成积垢堵塞流道。

## 4 总结

### 4.1 压裂返排液处理存在的问题

1) 目前，我国气田开发压裂液处理试点整体生产规模偏小，缺乏水处理体系与相应的国家和行业标准，我国应当

借鉴国外积累的采出水处理经验，结合国内采出水的组成特点，探索研究出适应于我国的采出水处理工艺技术。

2) 零排放处理方案的难点有两个，其中之一是一级预处理技术，是气田返排压裂液处理的关键，如果预处理效果不理想，会造成整个系统瘫痪。

3) 国家把生态文明建设摆在国家发展突出战略位置，国家实行最严格的生态环境保护制度，石油企业面临更大的环保压力，返排液处理势在必行。

### 4.2 建议

1) 逐渐增加部分处理后内部回用这一处理方式的比例。我国优先勘探开发的地区大多处于缺水区域或附近，水资源比较短缺，且开发区域附近适合深井回注的地质较少。因此，应尽量采用内部回用处理方式以减少对当地水资源的威胁。

2) 采用两种或两种以上水处理技术结合的综合处理方式。不同的水处理技术具有其相应的优缺点，综合处理方式有利于弥补单个水处理技术的不足，而且可以灵活适应不同阶段内采出水组成变化较大的特点。

3) 建议在预处理工艺中采用电絮凝预处理技术。蒸发后的冷却液进一步降低COD很难，建议采用电催化氧化技术。

4) 水处理的发展方向一定是零排放或近零排放，所以处理工艺的选择要有前瞻性先进的处理工艺势必可以让企业在一定时期内立于行业领先地位。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司华北分公司

(责任编辑 冯尚)

设计企业走出国门，通过参与国际工程项目设计，学习和积累国际工程项目的设计经验。本文以某国际工程详细设计项目为例，着重介绍海外高端业主对设计专业质量和深度的要求，精细化设计和管理贯穿设计始终，对于国内设计行业走向国际市场，提高设计技术水平和质量，可资借鉴参考。

## 浅谈国际化设计质量提升

■ 李亚春



设计企业从20世纪九十年代初开始接触海外项目，主要以设计分包的方式积累了部分国际工程项目实施的经验。随着国内外经济形势的变化，国际工程承包市场逐步开始成为一部分企业的主要业务来源，其中部分企业开始以“国际型工程公司”为战略目标，积极开拓海外总承包业务。经过近20年的探索和努力，在这一领域取得了快速的发展。以笔者所在的设计企业为例，自2001年涉足非洲、中东、中亚市场以来，通过精心布局和不断地推进，以咨询、设计、工程总承包等多种方式参与了多个油气田地面工程项目，逐步树立起了企业品牌和影响力。近几年，通过中标和执行国际知名石油

公司项目，通过业主高标准要求和精细化设计，提高了设计咨询水平。

### 1 项目背景

中国石油工程建设有限公司(以下简称CPECC)于2017年11月中标成为阿布扎比石油公司(以下简称ADNOC)B项目的EPC承包商，计划于2021年2月项目投产。CPECC北京设计分公司(以下简称我公司)作为详细设计执行方，不论是对于执行的国际标准、规范和项目技术规定的理解，还是设计工作的执行包括设计深度，都遇到了前所未有的问题和挑战。



本文结合B项目详细设计的特殊性,分析精细化设计带来的设计技术水平和设计质量的提高。

## 2 设计技术标准

执行国际工程项目,设计面临的最大挑战是标准、规范。本项目执行ADNOC、SHEEL DEP企业标准和国际标准,包括IEC、IEEE、ETSI、ITU-R、ITU-T、CENELEC、ISO、EIA、TIA、UL、NEC、ANSI、API、ASME、NFPA、BS,涉及工艺、机械、电气、通讯、消防、化验等各专业的国际标准。

## 3 设计文件深度

我公司自2001年进军海外,执行了很多国际工程项目,积累了很多海外项目的设计经验,B项目是业主要求最高、设计深度最深的项目。

### 3.1 设计全专业使用3D软件

通常的国际工程项目,只有配管专业使用3D软件,以实现站场内工艺管线无碰撞,阀门位置满足生产操作要求。B项目ADNOC要求设计全专业使用3D软件,包括工艺、配管、电气、仪表、结构、通讯全部使用3D软件,以实现全站场全专业3D无缝对接,减少碰、漏、错、缺,最大程度上保证设计合理性。

### 3.2 工艺专业:全流程动态模拟应用

工艺流程动态模拟是稳态模拟的扩展,是工厂数字化的前提。通过HYSYS搭建站内动态模型,连接站外管线OLGA

模型,实现全流程动态模型建立。稳态模拟结果验证通过后,运行规定工况以进行工厂控制性能研究,动态特性计算和开停车的模拟。最后结合DCS,建立动态仿真系统,即可实现操作人员培训和先进控制系统设计。通常情况下,过程的动态特性并非完全可以从静态特性或者根据经验推断而出,且无法给出量化分析,因此采用动态模拟,深入研究、分析其动态特性是流程模拟的发展趋势。本项目动态模拟是我公司开展的最大体量动态模拟研究,通过与国际知名专业团队合作,帮助工艺专业人员掌握了工艺流程动态模拟的建模和调试,开停车和事故状态的工况分析,与OTS(操作员仿真培训系统)的结合应用。

### 3.3 机械专业:首次采用外置桁架拱顶、大内压储罐设计

依ADNOC的要求标准,B项目大型储罐设计计算实现了八个首次:首次全部手算编程API-650的储罐设计计算书;首次对大跨距挡砂板联用MOSS法、ROARK法、仿真模拟三种验证设计;首次自主设计钢接经纬线网壳拱顶;首次采用STAAD体系对罐顶进行强度和非线性稳定性分析;首次采用WRC-107/297/537、Nozzle Pro、ANSYS三种数值计算体系联用对承载复杂管道荷载的罐体接管进行应力分析;首次自主采用ANSYS对高内压罐体沉降进行整体形变分析;首次自主采用VB语言编程计算ASCE标准体系下球面拱顶非均布风压分布函数;首次用MOSS法计算吊柱抗压强度。储罐设计充满了难度、挑战,在机械专业团队的中、外员工的共同努力下,

我公司大型储罐设计技术实力承受住且通过了国际最先进水平的审查考验,向国际领先技术水平迈近了坚实的一步。

### 3.4 电气专业:全面开展电力系统可靠性研究

包含弧光保护研究、谐波分析、电磁兼容研究和系统可靠性分析,为电气专业确定整体输入条件、评估电力系统设计合理性奠定基础。这是我公司首次在项目上全面开展的电力系统研究,通过与德国F公司通力合作,顺利完成项目电力系统研究,电气专业团队相关技术水平和能力得到提高。

### 3.5 结构专业:三维及结构计算软件全面应用

ADNOC要求应用三维建模软件PDS、绘图软件Microstation、结构计算软件Staad及Foundation 3D。其中Microstation和Staad是我公司首次应用于结构专业设计,结合PDS(Plant Design System)和Foundation 3D,全面实现结构设计计算机辅助设计,以设计规范为驱动设计及检查,提高设计精确度。这些软件对于项目组结构团队大部分设计人员是零基础,为解决这一难题,结构专业设计团队通过外聘讲师培训、内部技术交流等形式,在极短时间内掌握了各类工具软件的应用,通过本项目实际运用,结构专业团队整体在相关国际结构计算和三维软件应用技术短板得应补充。

### 3.6 管道专业:多工况应力分析计算

ADNOC要求每条管线要出应力分析报告,且要求分析多种工况,是我公司第一次面对这种高要求的管道设计,每张纵断面图纸的内容、工作量是常规项目的3倍;管道专业与ADNOC工程师积极沟通、协商,通过应用Digital & Integrated Pipeline Engineering软件,解决了管道专业应力计算、图纸标注等诸多技术难题。

### 3.7 安全专业:首次完成HSEIA研究

HSEIA研究是ADNOC的一项特色HSE研究,其涵盖了HAZID/ENVID/OHID、EIA、QRA、FSA、H2S Zoning、Flare Radiation and Dispersion、BOW-TIE、HSECEs、HSECEs PS、EERA、ESSA等数项安全分析工作,其中许多专项研究均为我公司第一次应用于项目,通过与国际知名的安全专业咨询商合作,顺利完成了HSEIA研究。这些专项安全研究,是工艺和其它专业开展设计工作的基础和前提,对于设计进度、设计质量有着重要的指导作用,如此高标准的安全专项研究,说明ADNOC对于项目安全高度重视。

## 4 设计文件审查

设计文件审查是业主对设计过程质量控制的重要手段,ADNOC专门设有工程师团队代表业主执行设计文件审查和批复。在国际工程的业主及业主工程师看来,文件审批就是要求设计者将其设计思路完整呈现给审查方的过程,因此会要求确认设计方案是否合理、是否满足合同要求、是否满足指定规范、是否满足项目所在国法律法规,提出问题非常详细,大到方案、小到构件详图、文字说明等。需要各专业设计

工程师具备较高的素质和技术水平,不仅技术要过硬,而且语言要过关,才能与业主工程师进行良好的沟通,在工作中才能赢得业主工程师的信任,设计文件及时获得批复,从而保证设计各专业进度。

### 4.1 重视里程碑节点审查

对于设计进度计划中的里程碑节点,如HAZOP、30%模型、60%模型、90%模型进行重点审查,从而全面控制设计过程质量。

### 4.2 严格的审查流程

与以往国际工程项目不同,B项目的设计文件审查尤为严格,设计文件管理通过WRENCH文档管理软件实现,设计文件通过WRENCH提交文件给业主工程师,业主工程师严格按设计工序审查设计文件,如设计开始对审查设计基础、工艺计算书、PFD、物料平衡、PID进行审查,然后进行HAZOP研究,结合HAZOP研究结果,修改完善计算书、PID、物料平衡,只有前一个工序批准通过了,才可以审下一个工序的文件。这对设计进度计划提出很高的要求,包括人力资源的投入计划,应根据设计工序开展情况,组织设计各专业的人力投入,以确保设计各专业工作有序开展,节约人力成本。

## 5 设计文件管理

国际工程项目设计文件管理是复杂和专业的,设计工作都是通过成果文件提交给业主。按照ADNOC和合同要求,B项目开始就制定了设计文件管理程序文件,包括文件编码规定、文件校审规定、文件升版规定、文件提交流程、竣工资料规定和设计文件清单。业主对于这些程序文件和设计文件清单要审批通过后方可开展相关设计工作。

B项目设计文件管理工作量巨大,设计文件共15000多份。为确保设计文件管理质量和提高工作效率,B项目文件管理统一通过WRENCH文档管理系统进行管理,设计方、总承包方、业主均在此文档管理系统进行文件的提交、审批、升版,确保了设计文件管理有序,便于查找和追踪,同时通过与设计计量系统的挂接,实现了设计进度的自动计量,为各方进度计量和确认提供了计算依据,有效解决了各方因文件传递导致的版次混乱、难于查找、各方对进度计量的方法和依据认知不统一等诸多管理问题,极大提高了设计文件管理的工作质量和工作效率。

“细节决定成败”,“不积跬步,无以至千里”。在进军国际化的征途上,只有笃定前行,踏踏实实,一步一个脚印,不断学习和积累国外先进的技术和经验,苦练内功,提升设计质量,提高自身的技术水平和能力,打造企业核心竞争力,才能实现高质量发展。■

作者单位: 中国石油集团工程建设有限公司北京设计分公司  
(责任编辑 王波)

中国昆仑工程有限公司自2002年引进PDMS等三维设计软件后,发现软件自身材料管理、等级管理功能存在不足。2007年引进VPRM材料编码系统成功应用于国产化PTA项目,并陆续推广到SH、GB等项目,取得良好的应用效果。

# VPRM 材料编码系统介绍及应用开发

■ 周鑫 张少辉

## 1 VPRM材料编码系统使用的必要性

随着石化、化工装置规模不断扩大,计算机应用技术突飞猛进,三维工厂设计软件成为工程公司必不可少的生产工具。PDMS、PDS等大型软件具有三维实体建模、多专业协同设计、实时碰撞检查、可生成各种图纸和材料清单等功能。它们具有独立的数据库或使用成熟的商业数据库,所有设计信息均保存在数据库中。中国昆仑工程有限公司自2002年起陆续引进PDMS等软件应用于PTA、PET等装置,对于公司承接大型项目、国外项目起到了不可或缺的作用。

然而三维软件(以PDMS为例)内置的材料管理、等级管理功能存在不足,主要表现在:

(1) PDMS手工编制材料描述会因为描述内容不统一、格式不规范导致一物多码。同时管子、对焊管件的壁厚需要逐一赋值,工作量大且容易出错。

(2) PDMS建立的等级存放在各个项目中,也就是存在不同的数据库中,项目等级复用不方便,此外对于错误的修改也需要逐个数据库进行,工作量大。

(3) PDMS建立模型后,统计材料一般是通过报表输出文本格式的材料清单,或者是抽取单线图后通过第三程序获取单线图材料,然后进行分类汇总。由于PDMS与第三程序的数据传递可能不连贯,需要附加步骤来验证数据是否完全传递到第三方材料统计程序中,还需要专门开发第三程序。

针对PDMS等三维设计软件存在的一些不足,昆仑工程公司引进了AVEVA公司的VPRM材料编码系统进行材料编码、等级管理。VPRM—Vantage Project Resource Management Workbench,直译为项目资源管理平台,这里的资源即物资材料。VPRM是以材料管理为核心工作对象的系统,工作内容涉及材料编码、等级建立、材料统计、采购、现场管理等方面,

覆盖材料的设计、采购、施工全生命周期。在VPRM中生成材料的物资码、采购码,通过建立管道等级的形式传递给PDMS进行三维模型设计,再从PDMS中导出管道材料表、生成材料请购单、进行材料采购及现场管理等。

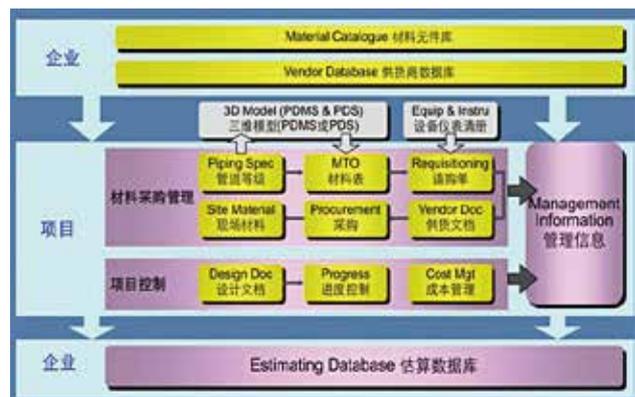


图1 VPRM应用图解

相对PDMS自身功能,使用VPRM进行材料管理有如下优点:

(1) VPRM生成的材料编码具有唯一性,在编码里严格规定了材料的属性,生成的材料描述规则统一,方便对材料描述进行全局修改,便于模型更新维护。

(2) VPRM建立的管道等级虽然在各个VPRM项目里,但是存放在同一个材料编码平台上,其他VPRM项目复用等级时很方便。VPRM等材料编码平台生成编码时已经与PDMS的外形进行关联,复用时不需要再做关联,提高了工作效率。

(3) VPRM材料统计通过Gateway将单线图材料传输到VPRM材料平台的Oracle数据库中,再用Oracle数据库的报表功能生成满足公司标准格式的、可以直接出图的材料表,效率高,质量好。

VPRM作为工程材料管理信息处理系统,其核心是材料编码,尤其是大宗散装材料的编码。材料编码就像人的身份证编号具有唯一性;可直接通过编码查询比通过好几项筛选要快而且不会出错,方便查询;可以规范统一同一个工程项目中材料的描述;方便使用先进的材料管理软件进行仓储辅助管理;简化入库、出库、盘存、领料等仓储管理,可以制成条形码、二维码,直接用手持终端扫描,减少人为差错,减少领料的时间;不同项目之间可以很容易的调配材料,方便仓库动态管理;可以与图纸关联,使材料具有可追溯性。

三维模型设计具有等级驱动的特点,目前VPRM系统主要应用于管道专业的材料编码,极大提高了数据库中管道等级的管理效率。昆仑工程公司于2007年引进VPRM项目满足了国产化PTA项目的需要,依托重庆蓬威石化项目建立起全套ASME/ASTM标准的管道材料编码。经过几年的经验积累,逐步推广应用于SH(石化)、GB(国标)等各种标准,涵盖芳烃、煤化工、脱硫脱硝、聚合等不同项目。

## 2 管道材料编码介绍

VPRM系统下的管道材料编码包含物资码(Commodity Code)与采购码(Part Number)两类。

物资码表示管道元件除口径、壁厚外的各种参数,主要

包括:元件类型、连接形式、压力等级、尺寸标准、材料标准、特殊要求等。将这些参数分别建立成为不同的表格(Phrase Lists),表格间有一定的逻辑顺序,物资码就通过在计算机中点选这些表格而来,生成该类元件的唯一编码。以常用的20# 钢无缝管为例:Pipe Smls Bevelled Ends GB/T 17395 CS GB/T 8163 20#,其物资码为PAAABCADZZCAABA AZO,生成过程见图2。

由图2可见物资码选出的每个字符都代表一定的含义或逻辑关系。其中的国标碳钢管子材料标准见图3,每个字母代表不同的标准号,例如B对应GB/T 8163,因此不同编码的材料属性一定有区别。

将物资码加上尺寸后就生成了唯一的采购码。采购码前两位代表元件分类,后边是5位流水数字,由计算机自动生成,如:Φ21.3×3.6mm + PAAABCADZZCAABA AZO就生成PP02853,见图4。

由物资码和采购码的生成过程可以看出,它们只能依据材料编码规则唯一确定。生成的编码适合于计算机读取识别,方便数据处理、传递、汇总。而材料描述适用于设计、采购、施工过程中使用,描述内容可以根据中英文需要、使用习惯调整,不唯一。除VPRM外,其它主流材料编码软件如SPRD、ERM均是这种原理,区别只在于各工程公司的材料编码规则。

List Name	Phrase	Intersect	
<b>Top level</b>	<b>P</b>	<b>Piping</b>	
<b>Piping Component</b>	A	<b>Pipe</b>	
<b>Pipe Basic Type</b>	A	<b>Pipe</b>	
<b>Pipe Application Type</b>	A	<b>流体输送用</b>	
<b>Pipe End Conns</b>	B	<b>Bevelled Ends</b>	
<b>National Dim Stnds</b>	C	<b>CHN</b>	
<b>Dim Stnds Authority CHN</b>	A	<b>GB</b>	<b>Pipe Dim Stnds</b>
<b>Pipe Dim Stnd CHN GB</b>	D	<b>GB/T 17395</b>	<b>Pipe Rating</b>
<b>Pipe Rating CHN</b>	Z	<null>	<b>Pipe End Conns Detail</b>
<b>Pipe End Conns BE</b>	Z	<null>	
<b>National Matl Stnds</b>	C	<b>CHN</b>	
<b>Matl Stnds Authority CHN</b>	A	<b>GB</b>	
<b>Pipe Matl Basic Type</b>	A	<b>CS(碳钢)</b>	<b>Pipe Matl Specific Type</b>
<b>Pipe Matl CS CHN GB</b>	B	<b>GB/T 8163</b>	
<b>Matl CS GB/T 8163 Grade</b>	A	<b>20#</b>	
<b>Pipe Manuf Process</b>	A	<b>Smls</b>	
<b>Pipe Special Features</b>	Z	<null>	
<b>Dimension Features</b>	O	<b>OD</b>	

图2 VPRM物资码属性分解举例

**Phrase Lists**

List Name: **Pipe Matl CS CHN GB** Type: **Material**  Commodities

Phrase Code Length: **1** Short Template: **CS \$** Priority: **60**

Long Template: **CS \$** Priority: **60**

**Phrases**

Phrase Code	Text
A	GB/T 3091
B	GB/T 8163
C	GB 5310
D	GB 9948
E	GB 6479
F	GB 3087
G	GB/T 9711 PSL1

**Phrase to List Route**

Sequence	Next (L)ist / (I)ntersect
2	L Matl CS GB/T 3091 Grade

图3 GB碳钢管子材料标准属性表

**PDMS Codes and References**

Comm Code: **PAAABCADZZCAABAAZO** Pipe SmIs Bevelled Ends GB/T 17395 CS GB/T 8163 20#

GTYPE: **TUBE** Set: **0** Description: **-P0/SHOP/STYP** Symbol Key: **N/R** PDMS Instance: **CAD** CATREF Mask: **ANEKAJXX\$1\$1** Boltin Indicat:

**Create/View GTYPE Selector Set** **Re-/Generate Part No Refs**

**Part Number References**

Part Number	Size Reference	CATREF
PP02853	Φ21.3×3.6mm	ANEKAJXXDD
PP02854	Φ26.9×4.0mm	ANEKAJXXEE
PP02855	Φ33.7×4.5mm	ANEKAJXXFF
PP02856	Φ42.2×5.0mm	ANEKAJXXGG
PP02857	Φ48.3×5.0mm	ANEKAJXXHH
PP02858	Φ60.3×4.0mm	ANEKAJXXJJ
PP02859	Φ76.1×4.5mm	ANEKAJXXKK

图4 VPRM采购码生成举例

### 3 VPRM材料编码系统应用开发情况

#### 3.1 使用和改进VPRM报表系统, 提高管道材料统计水平

由于PDMS内置程序及第三方软件统计管道材料不方便且易出错, 而昆仑工程公司大部分项目均采用VPRM材料编码管理, 我们较早开始尝试使用材料编码进行材料统计。随着经验不断积累, VPRM已有的材料统计功能也无法满足要求, 昆仑工程公司又跟AVEVA公司合作针对VPRM报表系统进行了二次开发和定制。该系统可提供工程设计各个阶段的报表, 比如设计管理里的“综合安装材料表”, 见图5。

在“综合安装材料表”里除对各设计分区的材料进行统计之外, 还可以对整个装置的材料进行统计, 只要设计人员按照设计规定完成单线图出图工作, 并经过数据库管理员的批准, 材料报表只要几分钟就可以生成。按照图6选择设计区域。

选好设计区域, 按照公司最新的管道专业综合材料表模板就生成了Excel材料清单, 见图7。

该报表系统使用VPRM底层的Oracle数据库技术, 并借助VPRM材料管理系统的数据库有效性检查和批准机制, 一方面可以很快将设计材料生成料表, 大大降低管道专业负责人的工作

The screenshot shows a software interface with a table titled '管道专业综合材料表' (Pipe Professional Comprehensive Material Table). The table has multiple columns including material codes, descriptions, and quantities. The data is organized in a grid format typical of a database query result or a generated report.

图7 VPRM系统直接生成管道专业综合材料表

The screenshot shows a software interface with a table titled '管道材料等级表' (Pipe Material Grade Report). The table lists various pipe materials and their corresponding grades. The interface includes a search bar and a list of material entries with their respective specifications and grades.

图8 在VPRM系统生成管道材料等级报表

量, 另一方面可以提高管道材料统计的准确性和可追溯性(中间文件均存在Oracle数据库中)。每个项目可节约大概150人工时以上的材料统计时间, 公司年可节省1500人工时以上。

#### 3.2 完善优化VPRM报表, 自建管道等级检查程序, 提高管道等级建设水平

在项目实施中, 昆仑工程公司利用VPRM报表系统把已经发布的管道等级输出为Excel报表文件。

生成的报表文件见图8。

过去昆仑工程公司采用三维软件自带的功能建立管道等级, 后来使用VPRM材料管理软件来建立管道等级。不管采用哪种方法, 都要校核建立的管道等级是否跟管道规格书一致, 花费大量的人力和时间成本校对仍难免出错。针对这个问题, 昆仑工程公司使用Excel模板开发了管道等级检查程序, 对数据库中已经建立完成的管道等级进行检查, 保证三维模型管道等级跟管道规格书完全一致。

通过Excel函数的查找与引用功能, 对管道规格书进行数据一致性匹配检查, 保证所建立的管道等级中各个管件跟规格书规定一致。

同理, 可将新建管道等级壁厚报表输出并跟管道规格书进行一致性检查, 进行等级元件跟PDMS元件库是否匹配的一致性检查等。昆仑工程公司还对管道分支元件如三通、支管台, 管道变径元件如异径管等也生成报表, 通过Excel软件进行匹配比较, 检查可能存在的等级建设错误。

通过使用先进的计算机技术进行上述检查, 基本消除了数据库中管道等级的错误和问题, 使得建库人员对自己的工作成果更有信心, 也避免了数据库源头错误造成后续采购、施工的一系列问题。



图5 VPRM报表系统界面



图6 分区生成安装材料表

### 3.3 开发参数化管道特殊件元件库，建立参数化管道特殊件等级

三维模型设计中除标准管道元件外，还存在大量的过滤器、流量计、安全阀、控制阀、角阀等必须根据制造厂图纸确定尺寸的管道特殊件。最早的时候管道特殊件根据项目需要逐一加入管道等级，不通用。订货前，设计人员无法在模型里对管道特殊件建模，订货后厂家返回的管道特殊件外形往往会存在不满足操作空间、发生碰撞等问题，导致重新订货或设计变更。另外，这些管道特殊件都需要数据库管理人员花大量时间进行建模，管道设计人员也需要等待和校对这些因项目而异的特殊元件的外形，这些都会大大影响项目进度及设计质量。后来昆仑工程公司逐步推广参数化元件的使用，在PTA国产化项目中各等级都增加了一定量的参数化仪表阀、安全阀等，见图9。

设计人员可以在未收到供货商资料前预先设定这些参数化管件的各个参数，完成PDMS管件外形建模，从而给供货商返回管件订货要求，同时在收到供货商资料后自行输入数据完成PDMS管件外形建模，在实际设计环境发现供货商提供的管件外形的在操作空间、碰撞等方面的隐患和问题，从而提高建模效率和设计质量。

随着公司业务的不扩展，模型管理专业认真整理已有PDMS参数化元件的类型，针对ASME、SH、GB三类尺寸标准进行了PDMS参数化元件标准化及参数化等级工作。现已完

成PDMS数据库中过滤器、流量计、安全阀、控制阀、角阀、液位计等10多种常用管道特殊件外形的参数化工作，并在VPRM中进行材料编码，分不同压力等级、连接形式等分别建立参数化元件等级库，直接分发到各项目使用。

除参数化元件外，有的管道特殊件材料编码还加入了参数化描述，以便于直接生成需要的材料描述。

#### 3.4 利用VPRM的SPREF替换功能使用替代等级建模

新项目启动时往往各专业一起赶进度，管道专业在模型中建模时没有等级可用，耽误宝贵的项目进度。过去只能在新项目中直接使用其他项目的等级代用，等实际管道等级建立后，使用软件自带的批量修改功能逐根修改管道，既繁琐还需要大量调整工作。

引进VPRM后就可以利用VPRM的工作机理，不管项目选用的ASME、SH或GB中任一种，只要等级元件如90长半径弯头的短代码(STYP)不变，VPRM等级版次管理里就有自动更新物资码(CC)及其描述等级文件的功能。设计人员按照给定的等级名字直接在新项目中使用其他项目的管道等级进行三维设计。将来正式的VPRM管道等级升级时，会自动批量更新更新物资码(CC)、采购码及其材料描述到三维设计的等级中，模型中相应管道等级下的等级元件将会自动更新，设计人员建立的管道模型也会自动更新，几乎不需要配管人员花时间修改，也不影响设计人员的工作。这项功能在承接新品种项目时发挥了重要作用，使用该软件的其他公司没有掌握

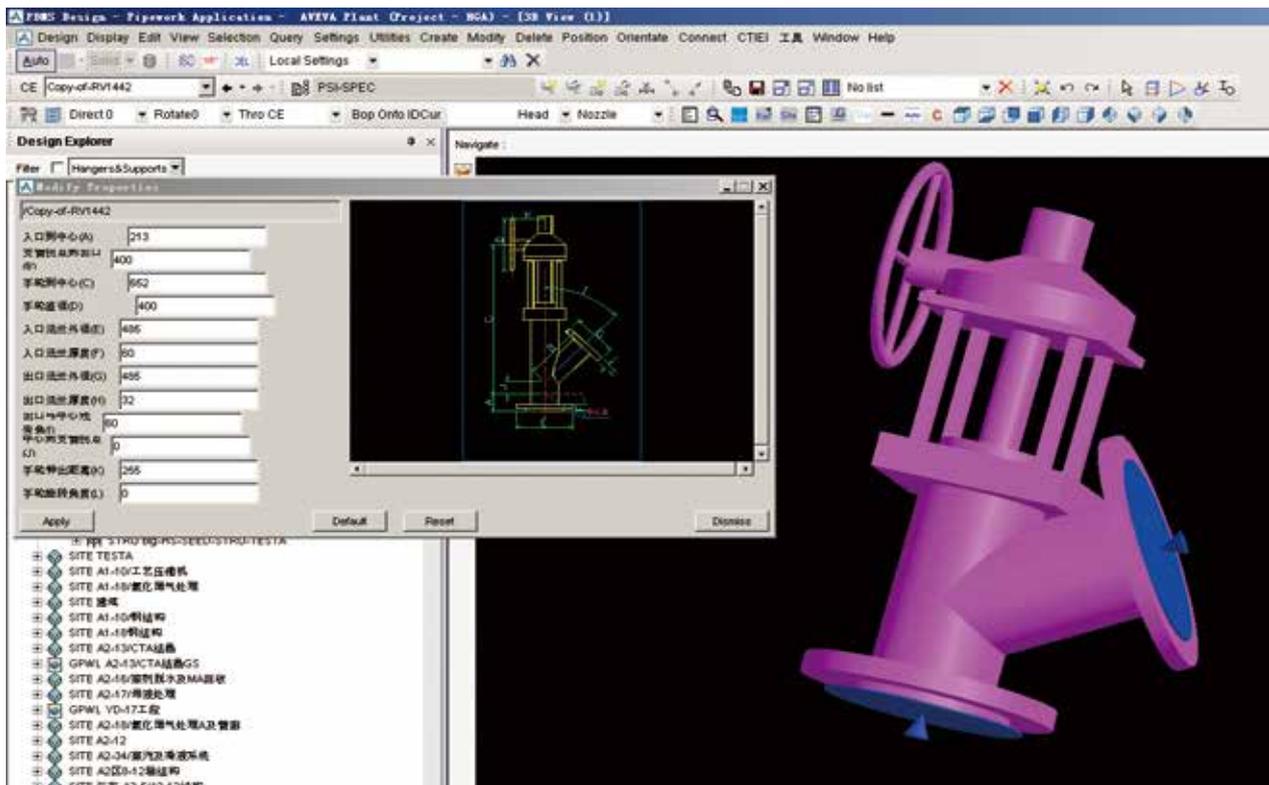


图9 参数化罐底阀界面

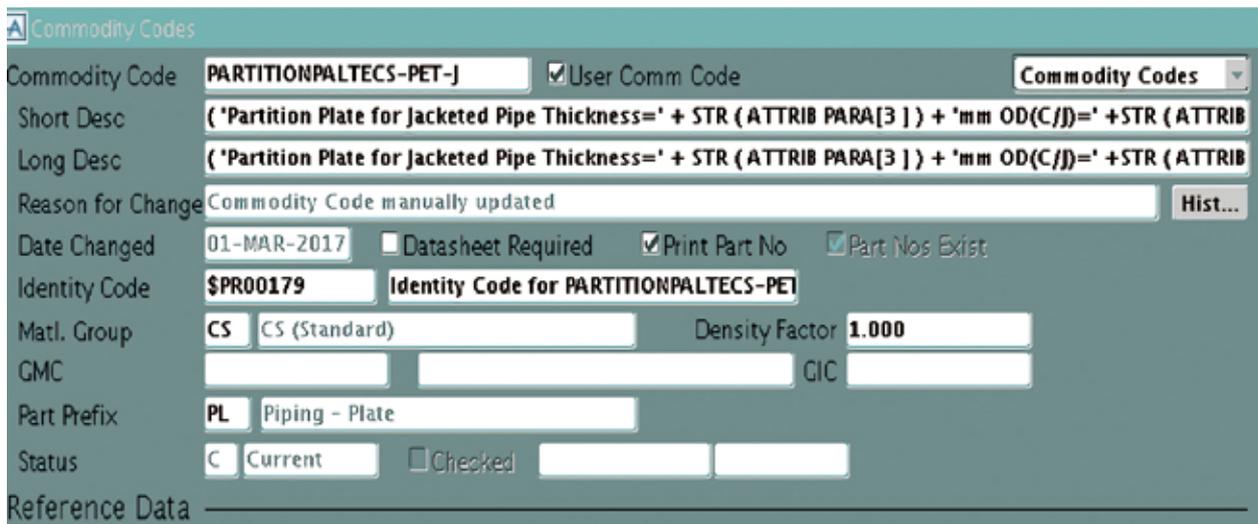


图10 夹套管隔板参数化描述

这种后台自动更新材料编码和描述的技术要领。

### 3.5 编制管道材料中文材料描述

VPRM系统材料编码不支持多语言描述，昆仑工程公司最初创建ASME/ASTM管道材料编码的时候就按照软件公司的建议编写了英文描述，并成功使用于多个PTA项目。随着昆仑工程公司将VPRM系统逐渐推广到SH、GB等项目，很多业主提出需要中文描述的要求。经过与AVEVA公司多次讨论，并对软件公司的几种方案进行测试，最后决定采用中英文材料描述替代的方式。

在Excel软件中对GB项目使用的材料编码编制出对应的中文描述，如Pipe Smls Bevelled Ends GB/T 17395 CS GB/T 8163 20#对应无缝钢管 BE GB/T 17395 碳钢 GB/T 8163 20#，利用VPRM替代描述导入/导出功能将中文描述导入到VPRM系统后（公司级描述），在项目级设置通过参数选择项目使用中文还是英文描述，即可在建立等级、PDMS建模、出材料表时均使用英文或中文描述。

## 4 存在的问题

### 4.1 编码结构不完善

昆仑工程公司最早在PTA项目使用VPRM编制ASME/ASTM体系的材料编码，随后在工作中不断扩充内容，增加了SH、GB标准的管件外形，GB、NB等国内标准的管件材料，补充了衬塑、衬胶等法兰管件，还陆续加入PVC-C、HDPE等塑料材料。

过去的手动阀门编码采用阀门位号方式如V331，随着API阀门的使用，我们在VPRM中新增了按照阀门结构、内件材质分解阀门参数的编码结构。

VPRM引入昆仑工程公司的时候我们自身对管道材料选用缺少经验，工作中发现当初在软件公司指导下建立的编码

结构还是存在一些可以优化或改进的地方。为了维持VPRM编码和已有项目的稳定运行，我们采取了一些主动或被动的措施尽量不去改动原有编码结构，满足项目需要即可。待将来公司因发展需要更新材料编码软件时可以吸取过去的经验教训，编制更适合公司业务内容、效率更高的材料编码。

### 4.2 标准不断更新导致新旧编码共存

按照一般工程公司的使用习惯材料描述标准号不带年份。近年来国内标准不断更新，很多标准新旧版本中的管件外形、材料牌号变化很大，新版本发布后原有材料编码如何使用就成为一个大问题。如果沿用不符合现有规范，新旧编码共存可能会选用错误，如果完全废弃则不利于老项目、改造项目设计。

### 4.3 环保项目使用II系列管径问题

从PTA、PET到后来的石化、煤化工项目，昆仑工程公司一直使用I系列管道外径系列。自从接触电厂超净排放类项目后遇到很多II系列的项目，暂时都用I系列模型配II系列材料描述的作法解决。实际I、II系列外径不统一会导致元件外形有区别，生成的管子长度不准确。人工替代材料表也容易产生错误。应该将II系列管道元件及材料描述做到PDMS和VPRM中，由计算机实现出图及材料统计全部功能。

### 4.4 非管道专业材料编码应用推广

非管道类专业材料编码一直不能推广是各家工程公司都普遍存在的情况。随着数字化工厂技术的不断发展，如何让各专业都能在同一平台工作、打通各专业设计软件的接口就成为工程公司亟待解决的问题。VPRM软件中预留了各专业的材料编码分类，也具有材料汇总、数据处理、报表等功能，完全可以成为工程设计、采购、施工中材料管理的强大中枢。■

作者单位：中国昆仑工程有限公司

（责任编辑 王波）

面对深水流动保障问题的挑战,本文针对南中国海深水油田项目,分析研究了深水含蜡原油流动保障的相关问题,论述了深水流动保障特点和水下流动保障设计流程,重点研究了蜡在深水多相流管道输送中的流动保障相关问题,对类似实际工程的设计和研究具有实用参考价值。

# 深水含蜡原油流动保障技术研究

■ 周凯 刘飞龙



伴随着我国油气增储上产的需要,以及我国深水技术的日趋成熟,越来越多的深水油气项目在我国南海区域被开发。特别是水下油气生产系统越来越多的投用,水下流动保障技术被给予了更多的关注,同时也面临更多新的挑战,针对这些深水项目中提出流动保障的诸多问题,本文重点分析深水含蜡原油多相流管道流动保障研究。

## 1 深水流动保障原理

### 1.1 深水流动保障特点

深水流动保障技术相对浅水或陆地油田有4个显著特点:第一,深水环境特点是低温和高静水压力。这会促使固体物质沉积,尤其是水合物的形成。第二,在深水压力和温度环境条件下,伴随着生产液从油藏输送到上部设施,流体会遇到比浅水更大的变化。这些变化加重了固体沉积。另外,与浅水或陆地油田相比,深水中的油气藏有不同的地质源。这些流体的性质和相关的生产问题获知尚少。第三,深水油气开发费用是非常昂贵的。为了获得项目财务生存能力,生产

量必须最大化,必须把停产次数降到最少。由于固体沉积降低了流速,必须避免高粘度乳状液或段塞流的产生,以达到或超过生产指标。第四,深水系统的维修和补救比较困难。

### 1.2 水下流动保障设计工作流程

水下流动保障设计过程是一个反复迭代的过程,它包括了两大方面:一是流动保障的分析,包括了设计基础的建立和系统热力-水力流体行为的分析;另一个是流动保障设计与其它界面的相互影响,这包括多个技术界面,油藏工程、完井工程、海底管线机械设计、水下和控制工程、设备工程和操作人员,在流动保障设计期间这些界面都会相互产生影响,这些界面是有效的工程管理所必需的。在设计过程中,系统经济性和风险管理是要考虑的重要因素,参见图1。

## 2 深水含蜡原油流动保障研究

### 2.1 蜡沉积的问题

近年来,随着海上油气资源的开发和海底含蜡原油的不断开采,蜡沉积问题已经成为多相混输技术面临的一个新

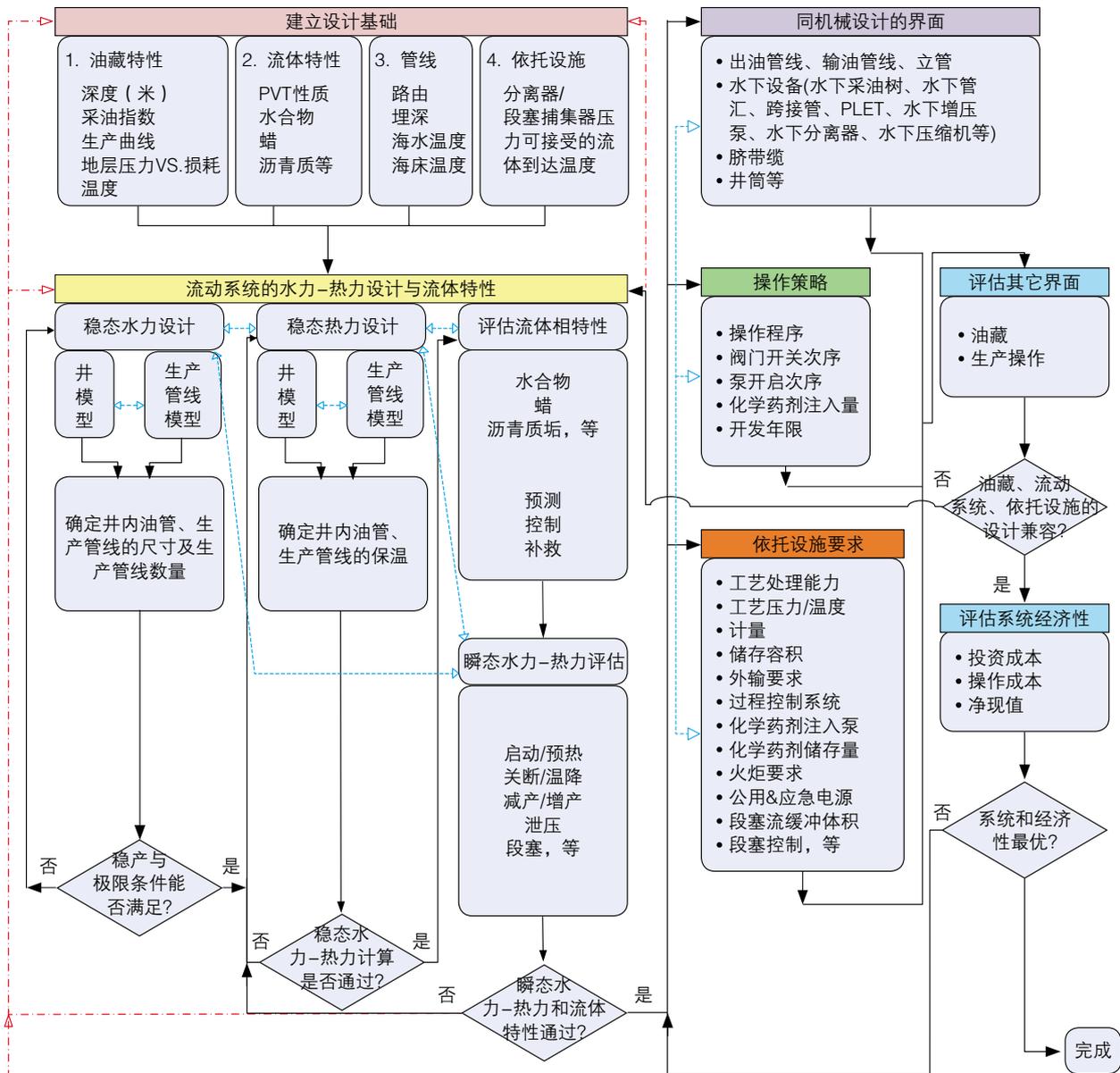


图1 典型水下流动保障设计工作流程图

问题。受海底低温环境（深海海床温度大约为4℃左右），当原油自油藏中猜出流经海底混输管道时，靠近管壁处的原油温度会降到析蜡温度（wax appearance temperature, WAT）以下。管壁附近溶解在原油中的蜡分子会结晶析出，借助自身的自由表面能而沉积与管壁或已形成的不流动层上。管输系统中蜡沉积的发生减小了管道的有效流通面积，降低了管道的输送能力，严重时还会造成蜡堵事故。蜡沉积已经成为石油工业面临的一个严峻的流动安全保障问题。

## 2.2 某南海深水含蜡油田简述

某深水含蜡油田，位于南中国海，水深大约400米。10颗水下采油树，A1~A10井经过水下跨接管汇集到一个水下管汇上，从水下管汇连接出2条14寸的海底管线，大约12.2公

里长，回接到水上浮式结构FPSO进行进一步的油气水处理、储存和外输。具体布置图见图2。

该深水含蜡油田的油品含蜡相关数据见表1。

该深水油田的油品经过实验室的DSC实验，得到蜡含量的分布数据，利用PVTsim软件，根据该实验数据，调整得出接近于实验结果的流体数据包，两者析蜡曲线的对比见图3，可以看到，软件根据实验值调整后的模拟值已经同实验数值非常接近。在后续的动态仿真模拟中，使用该流体包才能保证模拟的准确性。

该油田水下生产系统至FPSO混输海管输送的油品析蜡点是17℃，海水最低温度是7.9℃，油品在海管中会有蜡析出。因此在日常生产时需要定期清蜡，否则一旦水下生产系

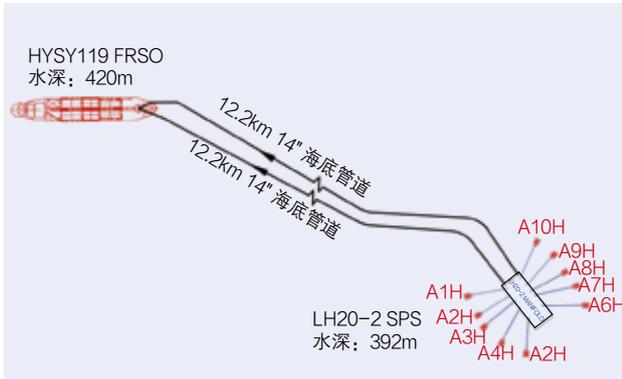


图2 南中国海某油田布置示意图

表1 某油田蜡的相关特性

序号	名称	数值	
1	析蜡点温度 (°C)	17	
2	析蜡高峰点温度 (°C)	14	
3	密度 kg/m <sup>3</sup>	20°C	759.4
		50°C	735.6
4	倾点 (°C)	-33	
5	蜡含量, m%	4.87	
6	海底最低水温 (°C)	7.9	

统发生堵塞, 将会造成巨大的经济损失。

### 2.3 正常输送时蜡沉积动态模拟

工程中的多相流瞬态模拟通常采用OLGA软件。OLGA的蜡沉积模块具有计算蜡质成分沿管线传输和沉积过程的功能。当内管壁温度低于结蜡点时, 蜡质通过分子扩散沉积到管壁上。当油温低于结蜡点时, 蜡质从油中析出。OLGA蜡沉积模块是用来计算蜡的析出和蜡在管壁上沉积的模块。例如在关井期间, 温度可能会下降到析蜡点一下, 固体蜡开始析出, 这会导致管道有效管径减少和原油粘度的严重上升。在流体速度为零和较低的温度下, 原有的凝胶作用增加了管线重新启动的难度。在运行期间, 当管线中的流体温度较低, 蜡会在管壁上沉积, 析出的蜡晶悬浮在原油中。由于蜡沉积造成了管线直径的减少以及悬浮的蜡晶对原油粘度的影

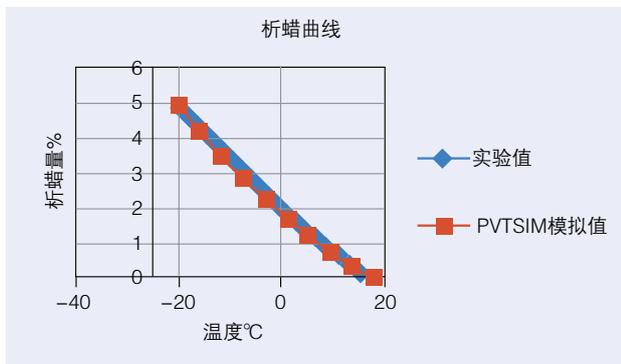


图3 实验析蜡曲线VS 软件模拟曲线

响, 严重增大了管线的压降, 因此降低了管线的运输能力。

蜡沉积模型在以下几个方面考虑了蜡的热力和水力效应:

(1) 解质量守恒方程求:

- a. 溶解在油中的蜡
- b. 析出和分散在油中的蜡
- c. 沉积在管壁上的蜡

(2) 依赖于蜡在管壁的沉积厚度的每段管道的直径和粗糙度。

(3) 蜡析出, 沉积和融化的热平衡。

(4) 由于蜡析出, 沉积和融化的体积变化。

(5) 考虑蜡层厚度调整了管壁的热传递。

(6) 考虑悬浮(分散)的蜡, 调整了原油的粘度。

蜡沉积可以以两种方式发生: 溶解的蜡由于油壁温差产生的扩散作用, 析出的蜡的剪切弥散作用。OLGA中蜡沉积计算的模型有3个, 分别为“RRR”模型、“MATZAIN”和“HEATANALOGY”模型。RRR和HEATANALOGY模型采用Hayduk&Minhas关联式。Matzain模型采用Wilke&Chang关联式。在RRR模型中采用了层流速度边界层。HEATANALOGY模型在层流温度边界层和温度和质量扩散率比(路易斯数)的基础上采用了层流浓度边界层。Matzain模型采用层流温度边界层和一个不断加强扩散的调整。

RRR模型包括了分子扩散和剪切弥散的影响, 并主要基于分子扩散模型的考虑。Matzain模型综合考虑了剪切剥离(RRR模型没有考虑)和分子扩散和剪切弥散进行蜡沉积模拟, 这个剪切剥离模型是一个减少蜡沉积的机理。相关领域的统计建议Matzain模型比RRR模型可能有更高的准确度。在蜡沉积的计算中, 使用Matzain模型要强调流态的正确性和混合流速的重要性。

蜡沉积模型的选择需要基于蜡析出和蜡沉积实验数据。在模拟时最好能使用实验的数据校准各个模型中的重要参数, 如果不校准, 计算结果可能并不可靠。但是, 如果在缺乏实验数据的情况下, 我们会倾向于使用保守的模型, 这种情况下工程上通常选择RRR模型, 因为它预测的沉积速率比Matzain更快。本项目由于没有关于蜡沉积的实验数据, 因此推荐使用更为保守的RRR模型, 模型中的参数采用默认值。

根据多个国际工程文献中的描述, 2mm的析蜡厚度通常作为工程上推荐的清管厚度。因此本研究也采用2mm做为计算分析的标准。

图4中根据RRR模型, 模拟了管道运行了不同时间后, 管道内的蜡沉积厚度, 4.3天时, 管道内壁析蜡厚度最厚达到1mm, 10.7天时管道内壁析蜡厚度达到2mm, 18.3天后管道内壁析蜡厚度达到3mm。根据析蜡厚度达到2mm就需要清管的原则, 在不考虑防蜡剂的效果(本项目有连续的防蜡剂注入, 注入点在水下管汇处), 理论计算建议管道投产大约

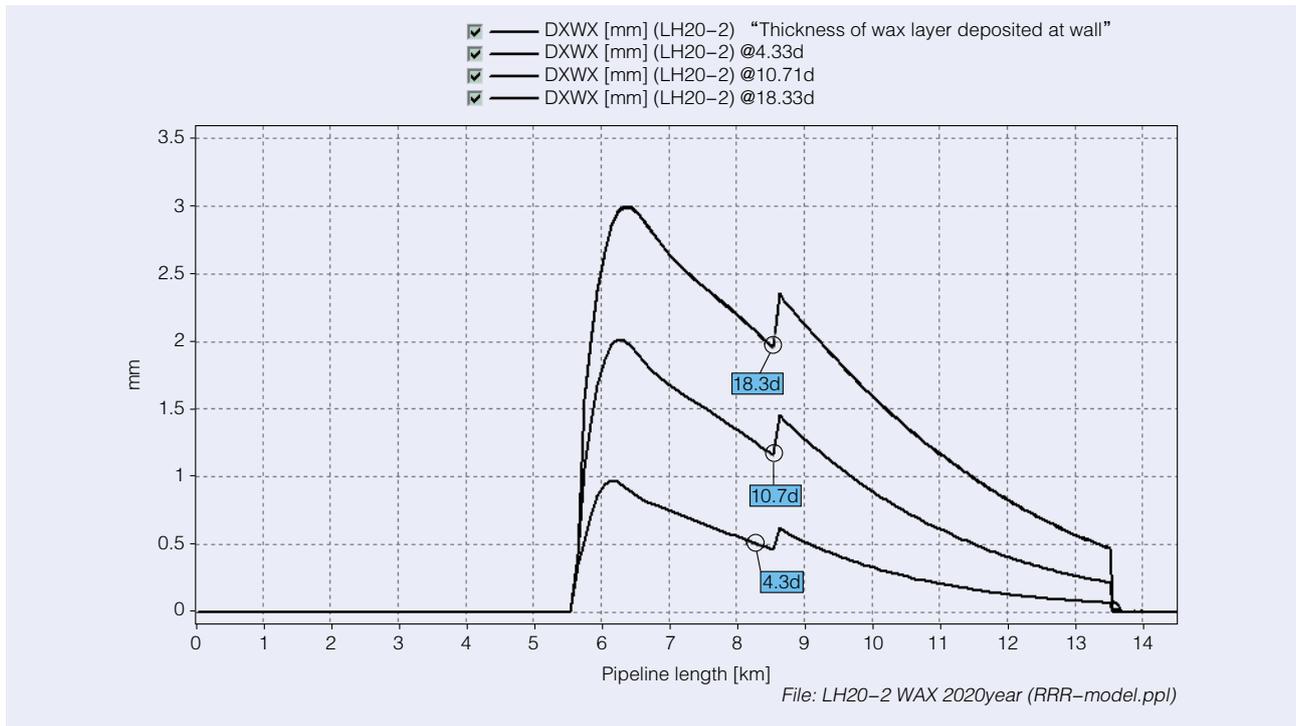


图4 南海某油田海底管线不同时间蜡沉积厚度图（RRR模型）

11天时首次清管。该2mm的厚度是一个理论计算清管频率的参考标准，实际的清管周期还要根据实际操作条件和实际清蜡结果来确定，比如连续的防蜡剂注入、流量、温度、油的参数、环境和实际清蜡数据。

对于会产生蜡沉积的海底石油输送管线，特别是含有水下生产系统的，如果发生蜡堵事故，其事故解决的代价非常昂贵，因此在实际工程中，通常在投产1~2周内进行首次通球，以初步判断蜡沉积的情况，并根据实际情况制定后续清管策略。

#### 2.4 清蜡动态模拟

在做清蜡动态仿真时，应采用清蜡的实验室数值，否则计算值会产生较大的失真，影响清管动力泵的压力设置等，需要提供的重要实验值参数包括清管时蜡塞的屈服强度、清管时蜡塞的孔隙率，清管时蜡塞的塑性粘度。如果确实没有实验值，也可通过经验值来调整上述关键参数值。

由图5可知，清管球开始刮蜡后，其所受到的阻力开始显著上升，直到蜡塞形成并聚集后上升到最高值。

图6显示，当清管器旁通泄漏0%时，清管器蜡塞处的压力上升约13bar。这说明由于清管刮蜡产生蜡塞，会导致系统的推动压力显著上升。因此，应根据清蜡的计算结果，提高并考虑清管用泵的出口压力。

图7显示，当清管器侧漏量为0%时，清管器运行速度约为1m/s，当清管器侧漏量为1.3%时，清管器运行速度约为0.7m/s，若清管器速度较慢，如低于0.7m/s，则根据上图模

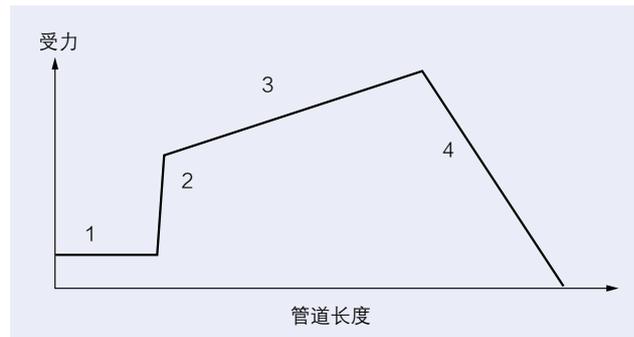


图5 清蜡不同阶段的受力图

1 - 清管球未开始刮蜡阶段；2 - 初始刮蜡阶段；3 - 蜡塞建立阶段；4 - 出口阶段

拟计算的结果，清管器可能发生卡球事故。

综上所述，清蜡时清管球的运行速率不宜过低，本项目根据动态仿真模拟清管球速度不要低于0.7m/s，推荐1m/s，以防止清管器卡球。

推荐使用弹性清管球清管，首次清管时应采用泡沫清管球。清管球要采用具有旁通功能的清管球，以防止清蜡堵塞。

在清蜡期间，采用FPSO上的置换泵，利用生产水或合格原油做为介质。清管球从FPSO的一条海管的清管球收发球筒发出，从另一条海管的清管球收发球筒收回。清管球的运行速度推荐大约1m/s。清管推出的蜡到达FPSO上部清管球接收器时，应利用清管球接收器上2”的冲洗口对蜡塞进行冲洗，以防止蜡塞堵塞清管球接收器。

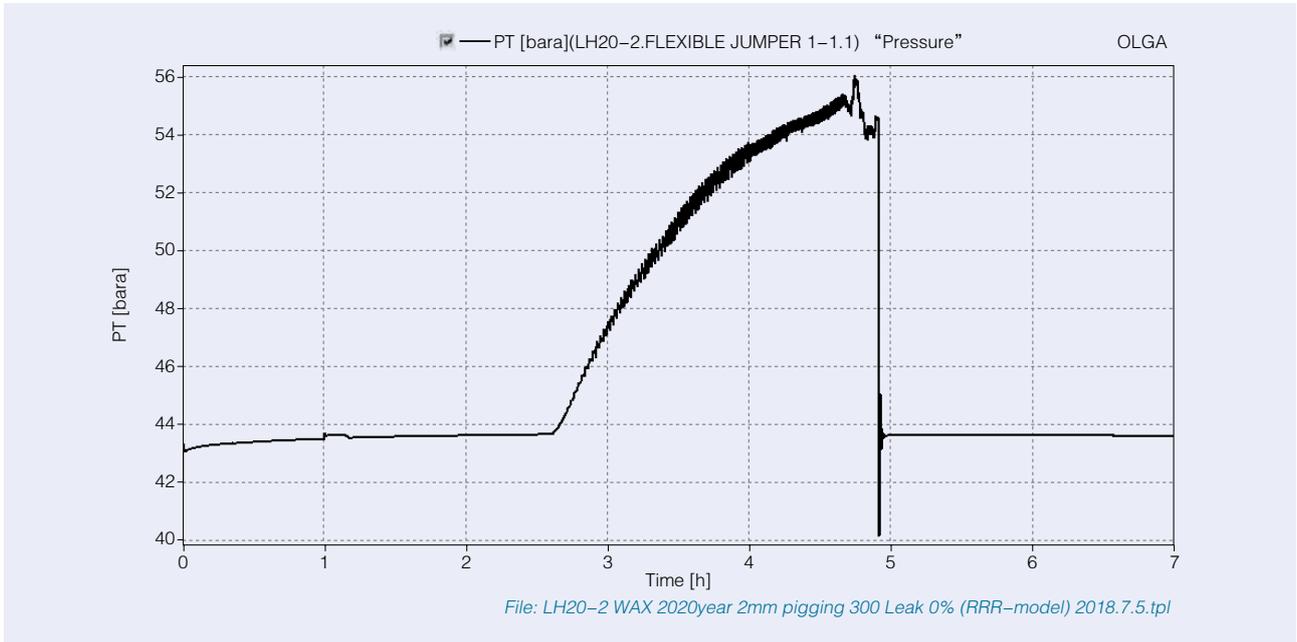


图6 南海某油田海底管线清管时水下管汇处的压力变化值

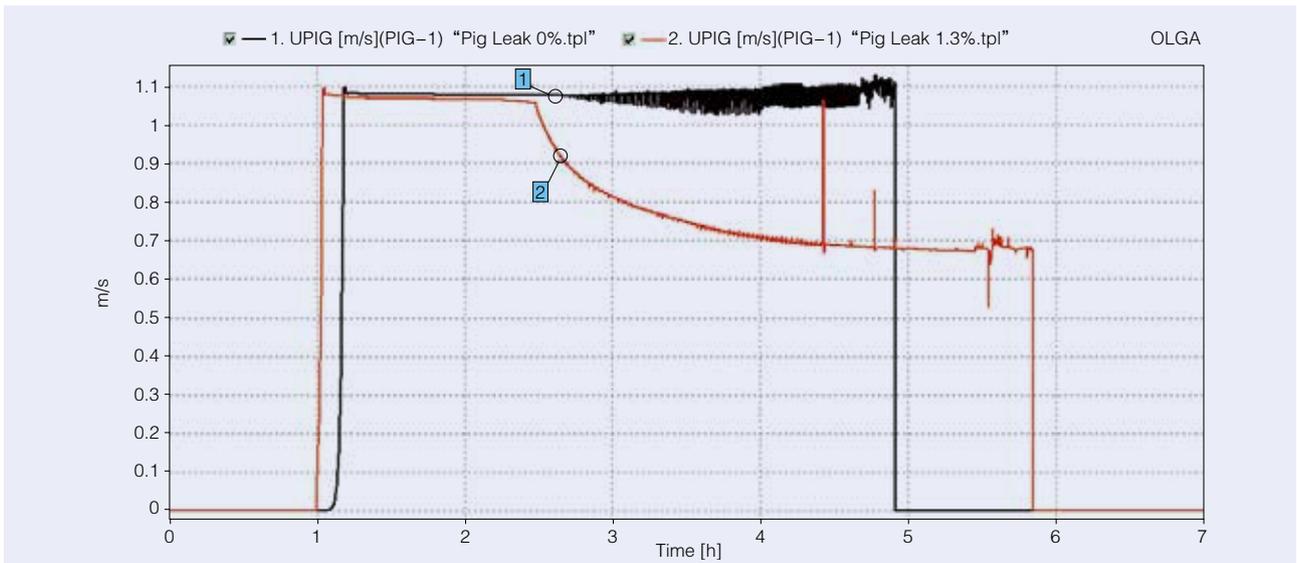


图7 清管球的运行速度 (清管球泄漏 0% 和清管球泄漏 1.3%)

### 3 结论

蜡沉积模型的选择需要基于蜡析出和蜡沉积实验数据。在模拟时最好能使用实验的数据校准流体包模型和各个蜡沉积模型中的重要参数，如果不校准，计算结果可能并不可靠。但是，如果在缺乏实验数据的情况下，我们会倾向于使用保守的蜡沉积模型，这种情况下工程上通常选择RRR模型。

蜡沉积的动态模拟计算，最终是要确定清蜡周期。根据多个国际工程文献中的描述，2mm的析蜡厚度通常作为工程上推荐的清管计算厚度。

在做清蜡动态仿真时，应采用清蜡的实验室数值，否则计算值会产生较大的失真。需要提供的重要实验值参数包括清管时蜡塞的屈服强度、清管时蜡塞的孔隙率，清管时蜡塞的塑性粘度。如果确实没有实验值，也可通过经验值来调整上述关键参数值。清管时流速不宜过低，否则会发生卡球事件，具体流速可通过模拟确定，通常清管流速推荐1m/s。首次通球时间推荐为投产后的1~2周内。根据实际通球结果制定后续通球策略。■

作者单位：海洋石油工程股份有限公司  
(责任编辑 冯尚)

长庆气田是我国目前规模最大的致密气田，根据近年来在苏里格气田等上古区块的下古气藏接替部署，气井 $H_2S$ 平均含量为 $207mg/m^3$ 。为解决这部分边远分散、低潜硫量单井和中小型站场天然气脱硫技术难题，本文对比了氧化铁固法、SDT浆液法和新型非再生三嗪溶液等三种脱硫工艺，介绍了这三种脱硫装置的特点及现场应用。研究表明新型三嗪溶液脱硫工艺具有硫容高、脱硫迅速、无需再生、脱硫产物无毒、运行费用低、可直接回注地层等优点，该技术的成功应用对国内低含硫天然气脱硫领域的工业化应用起到了积极的示范及推动作用。

# 气田新型非再生液体脱硫工艺及现场应用

■ 薛岗<sup>1</sup> 常志波<sup>1</sup> 蒋成银<sup>2</sup> 张云<sup>2</sup>

近年来，长庆苏里格气田采用了以“井下节流，井口不加热、不注醇，中低压集气，带液计量，井间接接，常温分离，二级增压，集中处理”为核心技术的上古天然气地面建设模式。随着苏里格气田开发和稳产时间的增长，部分区块开发层位由单一的上古盒<sub>8</sub>气藏转入同时兼顾开发下古马<sub>1+2</sub>气藏，例如苏6区块和桃2区块等，由于下古气藏单井所在集气站无下古流程，并且位置偏远分散等原因，难以接入已建的上古集输系统，这部分产能无法发挥。这部分气井 $H_2S$ 平均含量为 $207mg/m^3$ ，最高含量达到 $1000mg/m^3$ 。因此，苏里格气田边远含硫井场的下古天然气需要在井场脱硫后进入上古集输系统。

## 1 脱硫工艺的选择

根据天然气中所含硫元素质量的多少，可将天然气的脱硫处理规模划分为低潜硫量（通常划分界限为低于 $0.2t/d$ 的元素硫）、中潜硫量（通常划分界限为 $0.2\sim 30t/d$ 的元素硫）和高潜硫量（通常划分界限为高于 $30t/d$ 的元素硫）规模。苏里格气田边远含硫气井天然气属于低潜硫量范围，国外对于低潜硫量 $<50kg/d$ 天然气脱硫选择（图1），壳牌公司建议采用非再生的固体和液体，其中非再生固体为氧化铁，非再生液体为三嗪类液体脱硫剂。据文献报道，三嗪类液体脱硫剂与

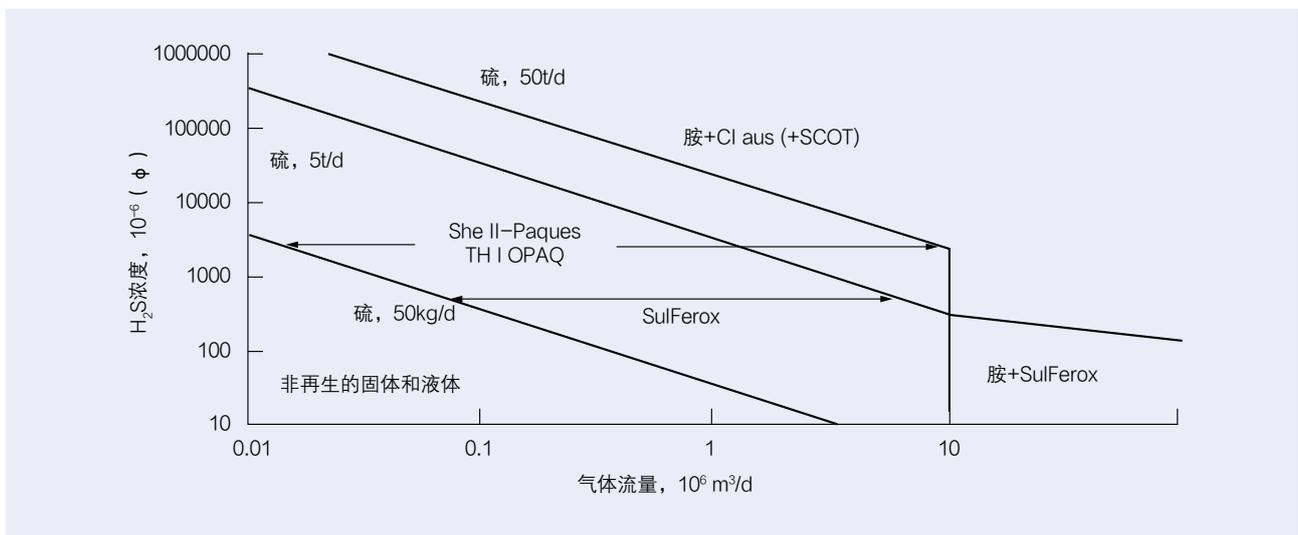


图1 壳牌公司推荐脱硫技术选择范围图

天然气中的硫化氢反应后的产物，与水互溶，基本无毒，国外的使用经验表明三嗪溶液脱硫技术适用于气田低潜硫量天然气脱硫，即大气量低含硫和低气量较高含硫工况。采用该工艺国外通常不回收反应后的废脱硫溶液，而是采用随着气田采出流体混合回注地层的方式进行处理。

对于中低潜硫量天然气的脱硫，国内主要有干法和湿法两种脱硫工艺。干法通常为氧化铁固体脱硫工艺，该工艺须对脱硫剂进行更换，存在操作复杂、废脱硫剂与空气接触后极易发生自燃，加大了废脱硫剂回收处理难度。湿法主要为络合铁液相氧化还原法，该工艺通常用于MDEA净化装置酸气的硫磺回收，用于低潜硫量天然气脱硫时运行费用和投资明显偏高。近年来，国内又最新开发了一种SDT浆液法脱硫工艺，在炼油及石化行业开展了部分的现场试验，SDT浆液法以无定型羟基氧化铁水浆液作为脱硫剂，与硫化氢反应生成的硫铁化合物为巯基硫化，且在有氧环境可以氧化生成单质硫。巯基硫化铁可以再生还原为无定型羟基氧化铁。氧化铁固法

脱硫、SDT浆液法脱硫和三嗪溶液脱硫工艺对比，见表1。

根据表1可以看出，三嗪溶液脱硫工艺在国外已经成熟应用，与其他两种脱硫工艺相比具有反应产物无毒，处理简单，运行费用低，脱硫效率高，溶液更换方便的特点，更加适用于苏里格气田边远井场脱硫的特点，因此现场选择了三嗪溶液脱硫工艺进行试验。根据图1，以潜硫量50kg/d作为基础，计算不同气井天然气流量和对应适应的H<sub>2</sub>S含量关系，见表2。

## 2 三嗪溶液脱硫工艺概述

### 2.1 三嗪溶液脱硫原理

该工艺是采用三嗪类化合物的水溶液与硫化氢发生不可逆化学反应，生成噻二嗪，从而达到脱除天然气中硫化氢的目的。所生成的脱硫产物均为水溶性液体，具有安全可靠、废脱硫剂易回收处理等特点。

三嗪属于一种环状胺，同时具备胺的基本特征。pH通

表1 氧化铁固法、SDT浆液法和三嗪溶液法三种脱硫工艺对比表

序号	对比内容	氧化铁脱硫工艺	三嗪溶液脱硫工艺	SDT浆液脱硫工艺 (无定型羟基氧化铁水浆液)
1	最佳反应温度/℃	25 ± 1	20~30	常温
2	前置脱水工艺	深度脱水	分离初步脱水	分离初步脱水
3	脱水要求	高，遇水失效	低，遇大量水降低性能	低，遇大量水降低性能
4	硫容 (%)	5.1%~13.6% (理论最高 20%)	8%~17%	再生使用
5	脱硫产物	含单质硫的固废，易自燃、回收处理难度大，装置体积大运输困难，需专业厂家回收	不属于危废，不含单质硫，主要为噻二嗪，可溶于水，可随采出水回注地层	硫铁化合物(巯基硫化)、单质硫(有氧环境)，再生产物为无定型羟基氧化铁
6	脱硫效率	高	高，瞬间除硫率 99%	高
7	流程复杂成度	流程简单、设备少	流程简单、设备少	脱硫溶液再生，流程较复杂，设备多
8	脱硫剂再生性能	不可再生	不可再生	可再生
9	脱硫剂更换费用	难度大，费用高	难度小，费用低	难度小，费用高
10	建议潜硫量 (kg/d)	≤ 50	≤ 50	50~100
11	脱硫剂费用 (万元/吨)	含塔整体更换，费用高	1.5~1.7	2~3
12	使用场合及规模	边远小规模井场	边远小规模井场	较大规模站场
13	公用系统依托	自主性强，无需水、电、仪表风	自主性强，无需水、电、仪表风	自主性差，需外电、仪表风等辅助配套系统依托
14	应用情况	多，国内技术十分成熟，应用十分广泛	多，国外美国和加拿大等技术成熟，应用十分广泛国内较少，长庆气田工业化试验3年	少，国内气田未见应用，炼油单位有少量应用

表2 硫化氢含量和天然气流量对应关系表

序号	处理规模 (m <sup>3</sup> · d <sup>-1</sup> )	硫化氢含量 (mg · m <sup>-3</sup> )	潜硫量 (kg · d <sup>-1</sup> )
1	10000	4950	50
2	30000	1666	50
3	50000	1000	50
4	100000	500	50
5	150000	335	50
6	200000	250	50

常在10~11。环上氮原子强烈的吸电子作用使得三嗪环上的碳具有亲电性质。当氮原子质子化时，会加强环上碳原子的亲电性，促使嗪对硫化氢和其他亲核试剂的亲核攻击反应活性增强。这些结构性质使1,3,5-三(2-羟乙基)-六氢均三嗪成为良好的硫化氢脱除剂。

三嗪与硫化氢在不同pH反应活性不同，高PH时活性较强，PH下降，活性也随之降低。主要是由于三嗪存在水解反应。低PH，三嗪水解速率大，与亲核取代反应竞争；高PH，三嗪水解速率下降，使三嗪能有机会与硫化氢反应。这也证明氮原子的质子化是三嗪开环亲核取代的控速步骤，三嗪溶液与硫化氢的反应原理，见图2。

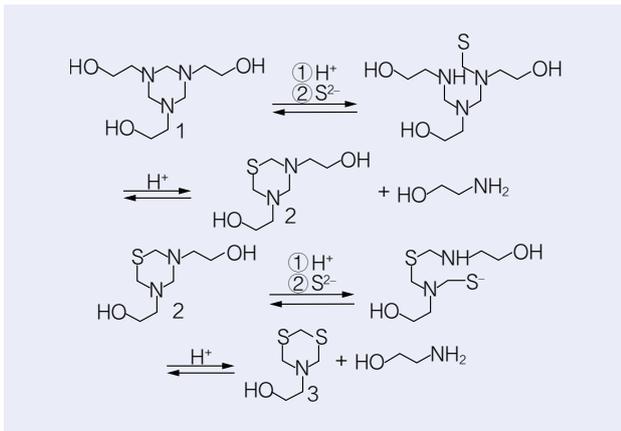


图2 1,3,5-三(2-羟乙基)-六氢均三嗪吸收硫化氢的原理示意图

## 2.2 三嗪溶液硫容计算

硫容是指在满足脱硫要求的条件下，每100公斤脱硫剂所能吸收的硫的公斤数，它是衡量脱硫剂的一个重要指标，一般用百分比或单位体积吸收硫的质量表示。

(1) 单位体积吸收硫的质量计算公式

$$\text{硫容量计算公式: } M = \frac{Q(C_1 - C_2)}{1000V}$$

式中， $M$ —硫容量，g/L脱硫剂；

$Q$ —天然气累计流量m<sup>3</sup>（标况下）；

$C_1$ —天然气入口H<sub>2</sub>S含量的平均值mg/m<sup>3</sup>（标况下）；

$C_2$ —天然气出口H<sub>2</sub>S含量的平均值mg/m<sup>3</sup>（标况下）；

$V$ —脱硫剂加入体积L。

(2) 百分比计算公式

根据单位体积吸收硫的质量计算公式，换算成质量浓度百分比的计算公式如下：

$$\begin{aligned} \omega(\%) &= \frac{MV}{1000V\rho} \times 100(\%) \\ &= \frac{M}{1000\rho} \times 100(\%) \end{aligned}$$

式中， $M$ —硫容量，g/L脱硫剂；

$\rho$ —溶液密度kg/l；

(3) 关于硫容的相关说明

国内三嗪溶液脱硫剂理论硫容范围通常为85~120g/l，国外三嗪溶液脱硫剂的理论硫容范围通常为120~180g/l，溶液在达到理论硫容的最佳反应温度为20~30℃，且反应过程不能有游离水，在遇大量游离水和反应温度较低工况，溶液硫容性能将不同程度的降低，为了充分发挥三嗪溶液的硫容性能国外普遍采用了鼓泡塔，通过天然气与三嗪溶液接触鼓泡反应的形式进行脱硫，鼓泡塔内天然气流速不易高于2~3m/s。根据公开发表的相关文献资料，经过分析计算三嗪溶液脱硫剂硫容在120g/l时与氧化铁固法脱硫剂运行费用基本持平。

## 2.3 三嗪溶液物化性能

由于目前国内未见关于三嗪溶液物化性质的相关报道，为了测得溶液应用相关的关键物化性质，指导现场试验，首先在室内分别测定了三嗪溶液脱硫剂1（原液）、三嗪溶液脱硫剂2（配方溶液）和三嗪溶液脱硫剂3（配方溶液）共3种不同三嗪溶液样品的密度、表面张力、闪点、pH值、饱和蒸气压和反应后溶液的部分物化性质，同时对反应后溶液与气田采出水混合沉淀情况进行配伍性测定。通过上百组数据分析

得出了三嗪溶液与硫化氢的最佳反应温度范围为20~30℃。

### 3 现场应用

#### 3.1 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 井场液体脱硫一体化集成装置

##### 3.1.1 装置特点

该装置主要由气液分离器、脱硫罐(A塔和B塔,可实现串并联操作)、排液系统、放空系统和流程切换系统等构成,具有“初步分离、快速脱硫、连续排液、手动放空、安全放空、紧急截断”等功能。装置主要特点:①功能高度集成,满足双塔的串并联及单独运行等多种工艺流程要求;②结构橇装,占地面积小,便于拉运和搬迁;③预留人工检测 $\text{H}_2\text{S}$ 含量取样口,便于随时检测 $\text{H}_2\text{S}$ 含量;④预留脱硫溶液补液口和排液口,脱硫溶液添加和更换方便;⑤分离出的采出液直接进入下游管道,可实现废液零排放;⑥反应后的脱硫剂废液可直接排入下游采气管线或采用采出水罐车拉运,适用性强。

##### 3.1.2 现场应用及运行效果

装置主要应用于苏里格气田边远下古低含硫井场,现场应用情况见图3。

装置进口各井场天然气产量为 $0.3 \sim 2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,实际 $\text{H}_2\text{S}$ 含量为 $100 \sim 1500 \text{mg}/\text{m}^3$ ,实际溶液消耗量为 $0.05 \sim 0.2 \text{l}/\text{d}$ ,经检测反应后出口 $\text{H}_2\text{S}$ 含量为0,在达到 $20 \text{mg}/\text{m}^3$ 时更换溶液,截至2019年底已累计应用13口气井,累计增产气量达到 $1300 \times 10^4 \text{m}^3$ ,装置整体运行效果较好,但是由于部分气井

气质中夹带大量的压裂液、凝析油、泡排剂的采出水等进入装置,需要根据现场各井实际确定合理的分离器和脱硫塔内件的清洗周期,以保证装置的平稳运行。

#### 3.2 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 站场液体脱硫一体化集成装置

##### 3.2.1 装置特点

装置主要由变径吸收塔,循环泵、补液泵、在线式 $\text{H}_2\text{S}$ 检测仪等组成。装置通过在线式 $\text{H}_2\text{S}$ 检测仪表自动调整溶液循环量,具有“硫化氢在线监测、瞬时脱硫、自动补液、自动排液”等功能。反应后无尾气排放,处理费用低,硫脱除率高。

装置主要特点如下:

(1) 自动化程度高,装置反应过程,补液排液过程均自动进行,可实现无人值守;

(2) 采用在线硫化氢分析仪,实现了在线监测天然气硫化氢含量,根据净化天然气硫化氢含量实现自动启、停补液泵的功能;

(3) 集中成橇,结构紧凑,方便拉运。

##### 3.2.2 现场应用及运行效果

装置主要应用于苏里格气田某边远站场,现场应用情况见图4。站场目前天然气产量 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,实际 $\text{H}_2\text{S}$ 含量为 $69 \text{mg}/\text{m}^3$ ,累计处理天然气295万方,经检测反应后出口 $\text{H}_2\text{S}$ 含量为0,在达到 $20 \text{mg}/\text{m}^3$ 时更换溶液,装置经过试运,整体效果较好,现场运行中需要确保上游天然气中的游离水进



图3  $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 井场液体脱硫一体化集成装置现场安装照片



图4 30×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d液体脱硫一体化集成装置现场安装照片

行充分分离，不能随天然气夹带进入装置吸收塔，以保证溶液的脱硫效果。

### 3.3 25×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d联合研发站场液体脱硫一体化集成装置

#### 3.3.1 装置特点

2019年借鉴国外先进理念和设计技术，与加拿大联合研发了能精确控制溶液循环量的新型液体脱硫一体化集成装置，该装置由鼓泡塔、出口分离器、循环泵和控制系统等组成，装置运行时，脱硫塔内充满三嗪溶液，控制系统通过天然气量、进出口天然气硫化氢的含量以及脱硫剂的硫容，实时计算出所需要的的脱硫剂量，通过加药泵进入装置。精准控制脱硫剂的用量。

#### 3.3.2 现场应用及运行效果

装置主要应用于苏里格气田某边远站场，现场应用情况见图5。站场目前天然气产量15×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，实际H<sub>2</sub>S含量为100mg/m<sup>3</sup>，累计处理天然气400万方，经检测反应后出口H<sub>2</sub>S含量为0，在达到20mg/m<sup>3</sup>时更换溶液，装置经过试运，整体效果较好，现场运行中需要确保上游天然气中的游离水进行充分分离，不能随天然气夹带进入装置吸收塔，以保证溶液的脱硫效果。

### 3.4 应用数量及效果

目前，以上井场及站场脱硫装置已经成功应用于长庆气

田的13座井场及4座集气站，截止2019年底，已累计增产气量3416.3万方，给长庆气田带来了良好的经济和社会效益。

## 4 结论

(1) 氧化铁干法脱硫工艺适用于干天然气的脱硫，不适用于产水量大、气质条件较脏的苏里格气田井场脱硫。主要原因就是游离水会使氧化铁脱硫剂很快失效，气质中夹带的地层中的固体和液体杂质极易堵塞脱硫剂，且只更换脱硫剂难度很大，需要整塔更换，这样更换周期长，运行费用高；SDT浆液脱硫工艺（无定型羟基氧化铁水浆液）由于脱硫溶液再生，流程较复杂，设备多，需配套建设外电、仪表风等复杂的辅助配套系统，适用于较大规模的站场，且国内外气田均未见规模化工业应用，技术相对不成熟，因此也不适用于气田井场脱硫；三嗪溶液脱硫工艺在国外已经成熟应用，与其他两种脱硫工艺相比具有反应产物无毒，处理简单，运行费用低，脱硫效率高，溶液更换方便的特点，更加适用于气田边远井场脱硫的特点。

(2) 三嗪溶液脱硫工艺对不同气井有不同的硫化氢适应范围，不能统一划定该工艺的硫化氢适应界限。在壳牌公司推荐的50kg/d的潜硫量下，对于10000m<sup>3</sup>/d的气井，硫化氢含量建议为4950mg/m<sup>3</sup>，对于50000m<sup>3</sup>/d的气井，硫化氢含



图5  $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 联合研发液体脱硫一体化集成装置现场安装照片

量建议为 $1000 \text{mg}/\text{m}^3$ ，对于 $200000 \text{m}^3/\text{d}$ 的站场，硫化氢含量建议为 $250 \text{mg}/\text{m}^3$ ，实际工作中应根据装置的实际运行费用的可接受程度，适当放大潜硫量适应范围，如由 $50 \text{kg}/\text{d}$ 扩大到 $100 \text{kg}/\text{d}$ ，甚至更大值等，将进一步扩大该工艺的适应范围。

(3) 井场液体脱硫一体化集成装置按照气田井场没有外电、外部依托较差的实际情况，采用人工定期巡检操作替代了复杂的原远程控制系统，具有了“初步分离、快速脱硫、连续排液、手动放空、安全放空、紧急截断”等功能。装置高度集成，结构橇装，占地面积小，便于拉运和搬迁，脱硫溶液添加和更换方便，可实现双塔的串并联及单独运行等多种工艺流程要求，预留人工硫化氢取样检测口，反应后的脱硫剂废液可直接排入下游采气管线或采用采出水罐车拉运。站场脱硫装置则为了满足站场有外电，依托条件好，

无人值守的实际情况，设置了PLC智能控制系统，具有“在线监测、自动循环和补排液、瞬间脱硫”的特点，可实现智能化控制。

(4) 根据现场最新的试验数据，经实际测算，国产溶液硫容范围为 $85 \text{g}/\text{l} \sim 100 \text{g}/\text{l}$ ，进口溶液硫容范围为 $130 \text{g}/\text{l} \sim 150 \text{g}/\text{l}$ ，溶液消耗的天然气处理成本（不含装置折旧和现场人工等）不超过 $0.02 \text{元}/\text{m}^3$ 。随着大规模的应用和技术进步，费用还将进一步降低。因此建议国内相关机构和现场尽快引进国外高硫容脱硫剂进行试验，降低装置运行费用，同时加快国内高硫容三嗪溶液的研发，缩短与进口溶液的差距。■

作者单位：1. 西安长庆科技工程有限责任公司

2. 长庆油田千口气井评价挖潜工程项目组

（责任编辑 王波）

本文针对国外某油田放空气进行回收利用,开展了丙烷制冷+膨胀机制冷+DHX工艺回收轻烃工艺设计,采用天然气两级预冷的丙烷制冷+膨胀机制冷+DHX工艺,并进行了工艺参数优化。研究结果表明,设计的三种轻烃回收方案均能满足产品天然气中组成指标要求,放空气能够回收LPG和凝析油,增加天然气产量,经济效益显著。

# 国外某油田放空气轻烃回收工艺研究

■ 蒲黎明 李莹珂 王科

随着世界经济稳步增长,世界一次能源消费将一直持续增长。从低碳环保的角度考虑,世界各国都在大力发展清洁能源,世界能源正在向清洁化方向发展。天然气作为清洁能源将在未来世界能源将成为主角,预计2050年天然气占达到27.6%超越石油的27%,成为第一大能源品种。来自气田天然气或油田伴生气和天然气中含有较多的C<sub>3</sub><sup>+</sup>组成,对C<sub>3</sub><sup>+</sup>组成进行回收生产液化石油气和稳定轻油等高附加值产品,不但能够保证天然气管道输送过程中的安全性,也能够实现天然气资源的梯级利用,降低损耗,最终提高气田开发和生产的综合经济效益。

由于世界一次能源资源的分布不平衡,但是部分能源资源极度丰富的国家受限于上下游产业链不健全,依然秉承重油轻气的观念,对天然气资源重视不够,油田产生的大量伴生气用于放空,另一方面每年进口大量天然气用于居民使用,造成了资源浪费和环境污染。因此对放空气进行回收利用,生产商品天然气、液化石油气和稳定轻烃供居民使用,不仅实现资源高效利用,也保护环境,同时节省国家能源支出,具有良好的经济效益和社会意义。本文根据已承担设计的中国首个百万吨LNG工程——湖北120万吨/年LNG工厂国产化示范工程、中国最大单线规模轻烃回收装置——塔里木油田凝析气轻烃回收工程的经验,针对基于国外某油田用于放空的天然气开展丙烷制冷+膨胀机制冷+DHX工艺回收轻烃方案设计,并根据产品天然气指标要求优化了DHX塔操作压力和脱乙烷塔顶气抽出量的操作参数。

## 1 放空天然气设计参数

国外某油田放空天然气中含有丰富的C<sub>3</sub><sup>+</sup>组成,为保证产品天然气满足指标要求,开展轻烃回收工艺设计。进入轻烃回收装置的原料天然气压力为3840kPa.a,温度为36℃,

摩尔流率为7195kmol·h<sup>-1</sup>,其原料天然气组成和产品天然气指标如表1所示。采用Aspen HYSYS V11.0软件进行模拟,状态方程为Peng-Robinson(PR)方程,压缩机效率设置为70%,膨胀机效率设置为80%。冷箱中冷热物流最小传热温差≥3℃;冷箱每股物流压降为50kPa,冷却器中每股物流压降为50kPa。

从表1可以看出原料天然气中含C<sub>2</sub>含量达到13.5446%,但是其国内对产品天然气指标较为苛刻,产品天然气中要求C<sub>3</sub>≤0.5mol%。经过物流平衡计算,当产品天然气中C<sub>3</sub>含量≤0.5%mol时,产品天然气中C<sub>2</sub>含量≥15%mol,不能满足产品天然气指标要求。因此从脱乙烷塔顶气抽取部分气相进行复热后至燃料气系统降低产品天然气中C<sub>2</sub>含量,同时要求复热后的脱乙烷塔顶气≥3.0MPa.g。

表1 原料天然气组成和产品天然气指标

组成	Mole Fraction(%)	
	原料天然气	产品天然气
甲烷	72.0977	≥ 80
乙烷	13.5446	≤ 15
丙烷	7.6510	≤ 0.5
异丁烷	1.2839	/
正丁烷	2.8565	/
异戊烷	0.7042	/
正戊烷	0.7483	/
正己烷	0.2737	/
正庚烷	0.0297	/
正辛烷	0.0034	/
正壬烷	0.0003	/
甲基环戊烷	0.0258	/
环己烷	0.0234	/
苯	0.0084	/
甲苯	0.0035	/

## 2 结果与分析

### 2.1 轻烃回收工艺设计

本文基于表1中的输入参数和指标要求开展丙烷制冷+膨胀机制冷+DHX工艺设计,对比分析了3种轻烃回收工艺方案,主要参数如表2所示。

方案1流程如图1所示,原料天然气进入冷箱预冷后进入高压分离器进行气液分离,高压分离器气相进入丙烷蒸发器预冷至-35℃后进入低温分离器进行气液分离,高压分离器液相与低温分离器液相进入冷箱复热后至脱乙烷塔中部,低温分离器气相经过膨胀机膨胀端后进入DHX塔下部。DHX塔顶气至冷箱复热后进入膨胀机增压端增压后至下一工序增压后外输。DHX塔底液经DHX塔底增压泵增压后至脱乙烷塔顶部进料。脱乙烷塔顶气分为两股,一股经过冷箱复热后至燃料气系统,另一股进入冷箱冷却后进入DHX塔顶作为回流,脱乙烷塔底的脱乙烷油至下一步工序进行分离。

方案2流程如图2所示,原料天然气进入冷箱预冷后进入高压分离器进行气液分离,高压分离器气相进入丙烷蒸发器预冷至-35℃后进入低温分离器进行气液分离,低温分离器气相进入冷箱预冷后进入三级分离器进行气液分离,高压

分离器液相、低温分离器液相和三级分离器液相进入冷箱复热后至脱乙烷塔中部,三级分离器气相经过膨胀机膨胀端后进入DHX塔下部。DHX塔顶气至冷箱复热后进入膨胀机增压端增压后至下一工序增压后外输。DHX塔底液经DHX塔底增压泵增压后至脱乙烷塔顶部进料。脱乙烷塔顶气分为两股,一股经过冷箱复热后至燃料气系统,另一股进入冷箱冷却后进入DHX塔顶作为回流,脱乙烷塔底的脱乙烷油至下一步工序进行分离。

方案3流程如图3所示,原料天然气经膨胀机增压端增压后依次进入水冷器和冷箱预冷后进入高压分离器进行气液分离,高压分离器气相进入丙烷蒸发器预冷至-35℃后进入低温分离器进行气液分离,高压分离器液相与低温分离器液相进入冷箱复热后至脱乙烷塔中部,低温分离器气相经过膨胀机膨胀端后进入DHX塔下部。DHX塔顶气至冷箱复热后至下一工序增压后外输。DHX塔底液经DHX塔底增压泵增压后至脱乙烷塔顶部进料。脱乙烷塔顶气分为两股,一股经过冷箱复热后至燃料气系统,另一股进入冷箱冷却后进入DHX塔顶作为回流,脱乙烷塔底的脱乙烷油至下一步工序进行分离。

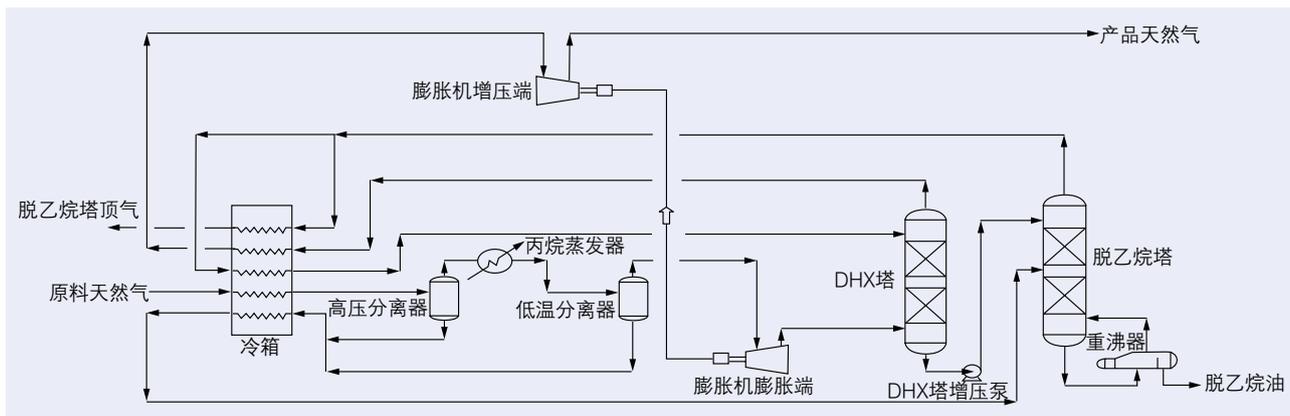


图1 方案1工艺流程图

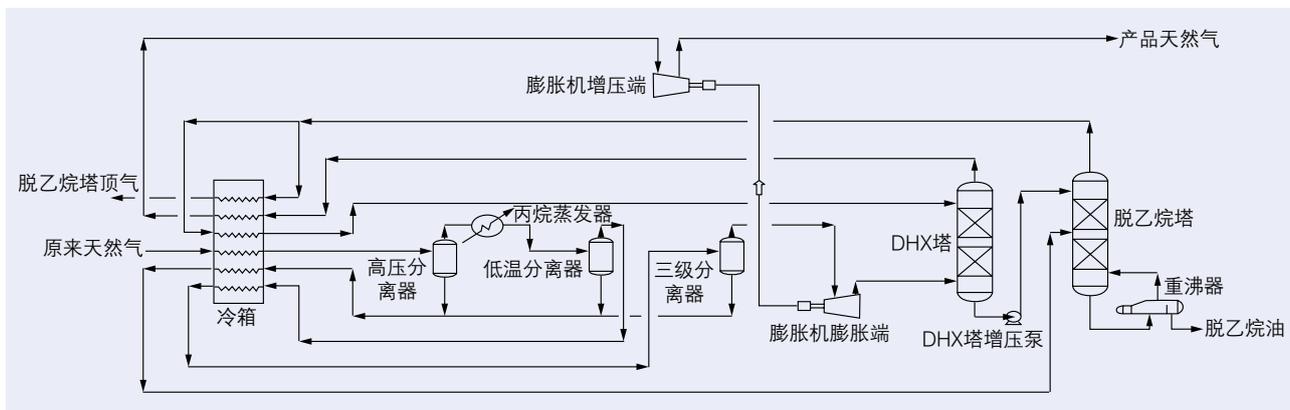


图2 方案2工艺流程图

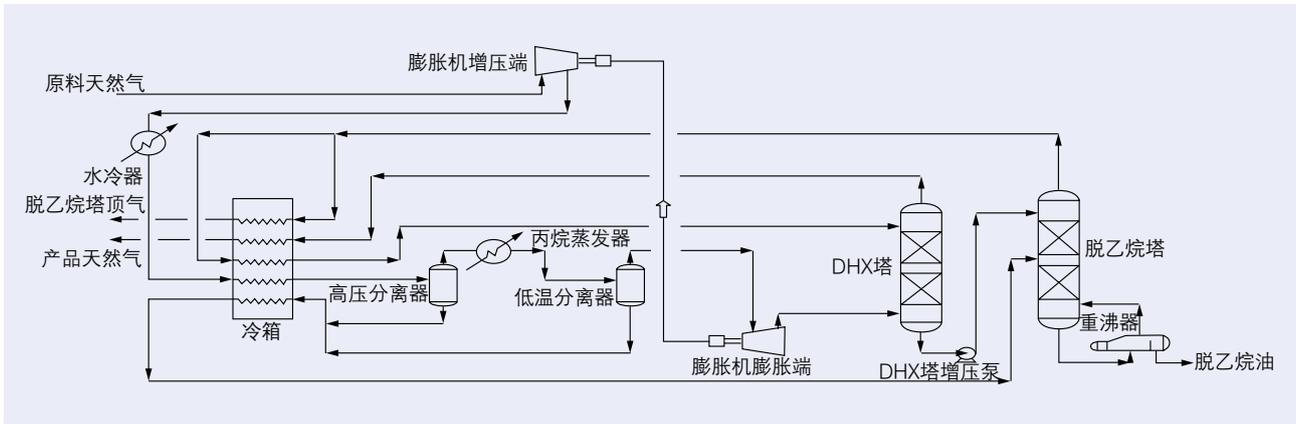


图3 方案3工艺流程图

从表2中可以看出，3种方案中产品天然气中甲烷、乙烷、丙烷含量均满足指标要求。方案1中原料天然气经过冷箱预冷至5℃进入高压分离器进行气液分离，气相进入丙烷蒸发器冷却到-35℃后经膨胀机膨胀后至DHX塔下部，DHX塔操作压力为1.55Mpa.g，脱乙烷塔操作压力为3.05MPa.g保证进入燃料气系统的气相压力 $\geq 3.0$ MPa.g，脱乙烷塔顶气抽出量和比例分别为 $566.4 \text{ kmol} \cdot \text{h}^{-1}$ 和27%，脱乙烷油为 $906.1 \text{ kmol} \cdot \text{h}^{-1}$ 。方案2中原料天然气采用3级预冷，与方案1相比，是将低温分离器气相再进入冷箱进一步冷凝到-39℃至三级分离器进行气液分离，这使得更多的液烃冷凝下来进入脱乙烷塔，而进入膨胀机的气相减少，导致膨胀机功率减少了63kW。由于方案2与方案1中丙烷制冷负荷一致，并且两个方案的膨胀机膨胀端出口压力相同，为保证系统热量平衡，脱乙烷塔顶气抽出量和比例明显高于方案1。由

于脱乙烷塔顶气抽出量增加，导致脱乙烷油产量降低至 $895.9 \text{ kmol} \cdot \text{h}^{-1}$ 。方案3中原料天然气采用膨胀机前增压方案，与方案1和方案2相比，进入丙烷蒸发器的天然气压力和温度更高，因此冷凝至相同温度-35℃丙烷制冷负荷显著增加，并且DHX塔操作压力也提高至1.95MPa.g。脱乙烷塔顶气抽出量和比例分别为 $779.1 \text{ kmol} \cdot \text{h}^{-1}$ 和32%，脱乙烷油为 $898.9 \text{ kmol} \cdot \text{h}^{-1}$ 。由于方案1中工艺流程简短，丙烷制冷负荷较低，脱乙烷油产量最大，因此本文采用方案1回收天然气中 $\text{C}_2^+$ 组成。

## 2.2 DHX塔操作压力优化分析

本文基于方案1，在原料气天然气进入高压分离器温度5℃，进入低温分离器温度-35℃，脱乙烷塔操作压力为3.05MPa.g的条件下，进一步对考察了DHX塔操作压力变化对工艺的影响，主要工艺参数如表3所示。

表2 轻烃回收工艺方案主要参数

对比方案		方案 1	方案 2	方案 3
原料天然气预冷次数		2	3	2
原料天然气 1 次预冷温度	℃	5	5	8
原料天然气 2 次预冷温度	℃	-35	-35	-35
原料天然气 3 次预冷温度	℃	/	-39	/
丙烷制冷负荷	kW	6604	6604	7199
膨胀机功率	kW	1320	1257	1110
膨胀机膨胀端入口温度	℃	-35	-39	-35
膨胀机增压端出口压力	Mpa.g	1.9	1.9	4.53
DHX 塔操作压力	Mpa.g	1.55	1.55	1.95
脱乙烷塔操作压力	Mpa.g	3.05	3.05	3.05
产品天然气中甲烷含量	%mol	86.77	87.59	87.70
产品天然气中乙烷含量	%mol	12.07	11.26	11.13
产品天然气中丙烷含量	%mol	0.32	0.31	0.33
脱乙烷塔顶气抽出比例	%mol	27	32	32
脱乙烷塔顶气抽出量	$\text{kmol} \cdot \text{h}^{-1}$	566.4	680.1	779.1
脱乙烷油产量	$\text{kmol} \cdot \text{h}^{-1}$	906.1	895.9	898.9

表3 不同DHX塔操作压力下的主要工艺参数

对比参数		1	2	3	4	5
DHX 塔操作压力	Mpa.g	1.55	1.65	1.70	1.75	1.85
丙烷制冷负荷	kW	6604	6604	6604	6604	6604
膨胀机功率	kW	1320	1228	1182	1141	1057
膨胀机增压端出口压力	Mpa.g	1.9	2.0	2.09	2.1	2.2
脱乙烷塔顶气抽出比例	%mol	27	30	30	31	33
脱乙烷塔顶气抽出量	kmol · h <sup>-1</sup>	566.4	612.7	611.8	629.8	660.8
产品天然气甲烷含量	%mol	86.77	86.92	86.80	86.89	86.91
产品天然气乙烷含量	%mol	12.07	11.85	11.95	11.85	11.77
产品天然气丙烷含量	%mol	0.32	0.38	0.41	0.42	0.48
脱乙烷油产量	kmol · h <sup>-1</sup>	906.1	892.1	888.3	882.9	868.2

从表3中可以看出,随着DHX塔的操作压力从1.55Mpa.g升高至1.85Mpa.g,产品天然气中甲烷、乙烷和丙烷的含量满足指标要求,由于膨胀机膨胀端出口压力相应升高,膨胀机功率由1320kW降低至1057kW,由于丙烷制冷负荷无变化,使得工艺中制冷负荷降低。为保证系统热量平衡,脱乙烷塔顶气抽出比例和气量相应的从27%mol和566.4kmol · h<sup>-1</sup>分别增加至33%mol和660.8kmol · h<sup>-1</sup>,这导致产品气中丙烷含量

明显增加和乙烷含量逐渐降低,脱乙烷油产量逐渐减少。

### 2.3 脱乙烷塔顶气抽出量敏感性分析

在原料气天然气进入高压分离器温度5℃,进入低温分离器温度-35℃,脱乙烷塔操作压力为3.05MPa.g条件下,本文进一步对考察了分别在DHX塔操作压力1.55MPa.g、1.60MPa.g、1.70MPa.g和1.85MPa.g时,脱乙烷塔顶气抽出量的变化对工艺的影响,如图4~11所示。

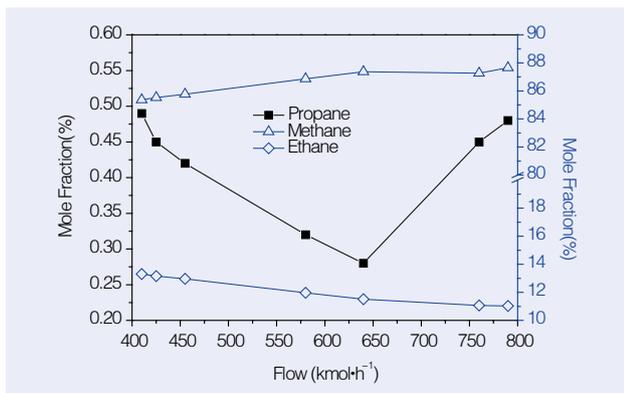


图4 DHX塔操作压力1.55MPa.g时产品天然气组成随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

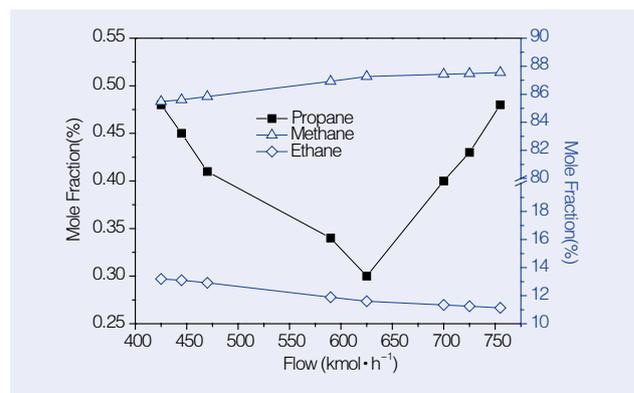


图6 DHX塔操作压力1.60MPa.g时产品天然气组成随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

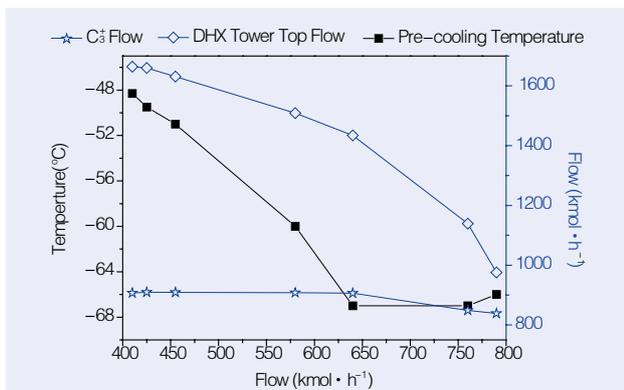


图5 DHX塔操作压力1.55MPa.g时脱乙烷油产量、DHX塔顶进料预冷温度和进料量随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

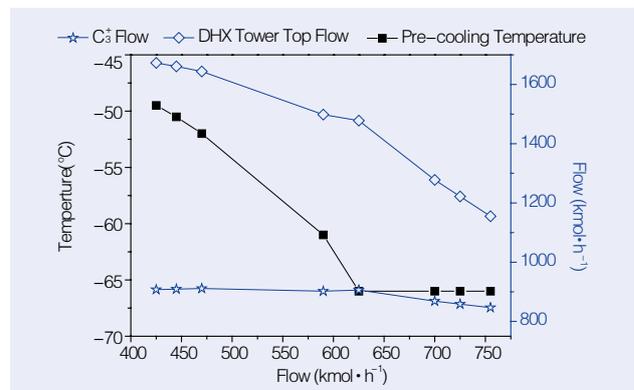


图7 DHX塔操作压力1.60MPa.g时脱乙烷油产量、DHX塔顶进料预冷温度和进料量随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

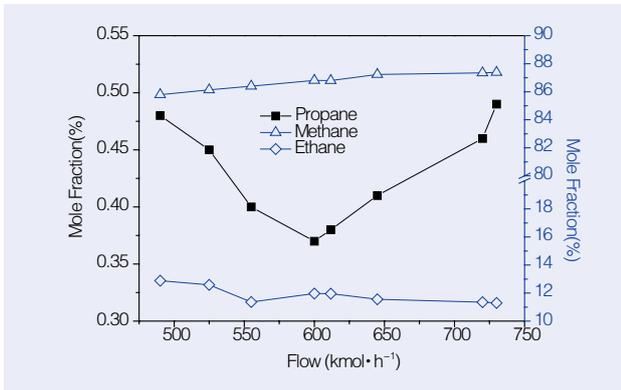


图8 DHX塔操作压力1.70MPa.g时产品天然气组成随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

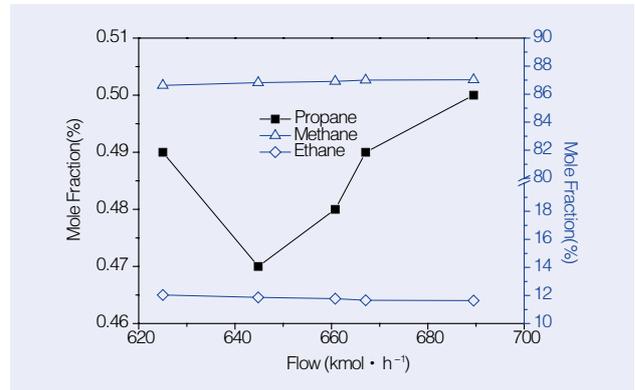


图10 DHX塔操作压力1.85MPa.g时产品天然气组成随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

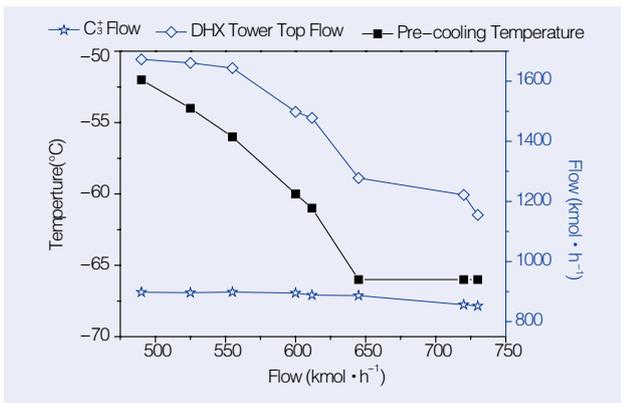


图9 DHX塔操作压力1.70MPa.g时脱乙烷油产量、DHX塔顶进料预冷温度和进料量随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

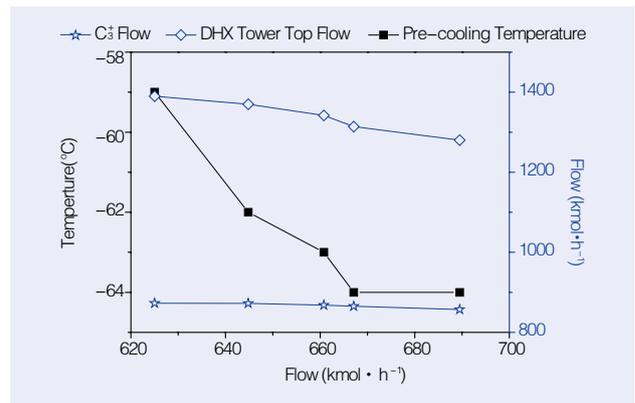


图11 DHX塔操作压力1.85MPa.g时脱乙烷油产量、DHX塔顶进料预冷温度和进料量随不同脱乙烷塔顶气抽出量的变化曲线

从图中可以看出，在DHX塔操作压力一定时，随着脱乙烷塔顶气抽出量增加，产品天然气中甲烷含量逐渐增加，乙烷含量逐渐降低，丙烷含量先降低后增加。这是因为随着脱乙烷塔顶气抽出量的增加，进入DHX塔顶进料量逐渐减少，而DHX塔顶进料预冷温度显著降低，使得在DHX塔中将原料天然气中更多地C<sub>3</sub><sup>+</sup>组分分离下来，脱乙烷油产量略有增加，导致产品气中丙烷组分减少。脱乙烷塔顶气抽出量进一步增加时，进入DHX塔顶进料预冷温度无明显变化，但是进入DHX塔顶进料量极具减少，使得在DHX塔中原料天然气中更多地C<sub>3</sub><sup>+</sup>组分未分离下来进入产品天然气，导致产品气中丙烷含量逐渐升高，同时脱乙烷油产量逐渐减少。

当DHX塔操作压力逐渐增加时，在满足产品天然气指标条件下，脱乙烷塔顶气抽出量范围逐渐变窄。DHX塔操作压力在1.55MPa.g、1.60MPa.g、1.70MPa.g和1.85MPa.g时脱乙烷塔顶气抽出量可分别设定为590kmol·h<sup>-1</sup>、585kmol·h<sup>-1</sup>、620kmol·h<sup>-1</sup>和657kmol·h<sup>-1</sup>，操作范围分别为425~760kmol·h<sup>-1</sup>、445~725kmol·h<sup>-1</sup>、525~720kmol·h<sup>-1</sup>和625~689.5kmol·h<sup>-1</sup>，其操作弹性分别为±28.4%，±23.9%，

±15.7%和±4.9%。为保证装置具有一定的操作弹性，本文选取DHX塔操作压力为1.60MPa.g，脱乙烷塔顶气抽出量为585kmol/h，该操作条件下回收LPG和稳定轻烃约47.97t/d，天然气产量为280×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，具有良好的经济效益。

### 3 结论

本文基于国外某油田放空气开展了丙烷制冷+膨胀机制冷+DHX工艺回收轻烃方案设计，三种轻烃回收工艺方案均能满足产品天然气中组成指标要求，选取了天然气两级预冷的丙烷制冷+膨胀机制冷+DHX工艺，并进行了工艺参数优化。优化结果表明，DHX塔操作压力增加导致脱乙烷塔顶气抽出量明显增加，在满足产品天然气指标条件下，脱乙烷塔顶气抽出量范围逐渐变窄；DHX塔操作压力一定时，随着脱乙烷塔顶气抽出量增加，产品天然气中丙烷含量先减小后增加。经过优化后的工艺能够回收LPG和稳定轻烃约47.97t/d，天然气产量为280×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，经济效益良好。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司西南分公司  
(责任编辑 王波)

新疆油田呼探1井试采地面建设工程的项目设计周期只有短短一周，工程配管项目组成员克服重重困难，圆满完成了以往项目中接近两个月的工作量，团结奋战创造了身边的奇迹。

## 急难之中创“奇迹”

■ 殷俊杰



“这个项目比较急，今晚大家留下来加个班！”

“好，就算通宵住办公室也要干完。”

“师哥，这根管线为啥连不上啊？”

“我看看，应该这样……”

“我给大家点个外卖吧，大家要吃点啥？”

这是2020年12月23日凌晨发生在配管中心办公室的对话。对话的人是呼探1井试采地面建设工程配管项目组成员们，此时，他们已经连续奋战了两天。

呼探1井试采地面建设工程是新疆油田公司在准噶尔盆地南缘中段、呼图壁县境内的风险探井呼探1井获得重大突破后实施的重点项目。据悉，准噶尔盆地南缘中段勘探面积1.5万平方千米，其中呼探1井勘探有利面积156平方千米，初步估算气藏规模1090亿立方米，可实现日产天然气61万立方米，日产原油106.3立方米。新疆油田公司党委书记、总经理霍进表示，“呼探1井的突破，是准噶尔盆地南缘中段天然气勘探的重大发现。”呼探1井试采地面建设工程的实施，将实现新疆油田天然气勘探巨大潜力和盆地规模增储“油气并进”的新格局，对提升新疆油田公司天然气保供能力，助力新疆社会稳定和经济发展具有重大意义。

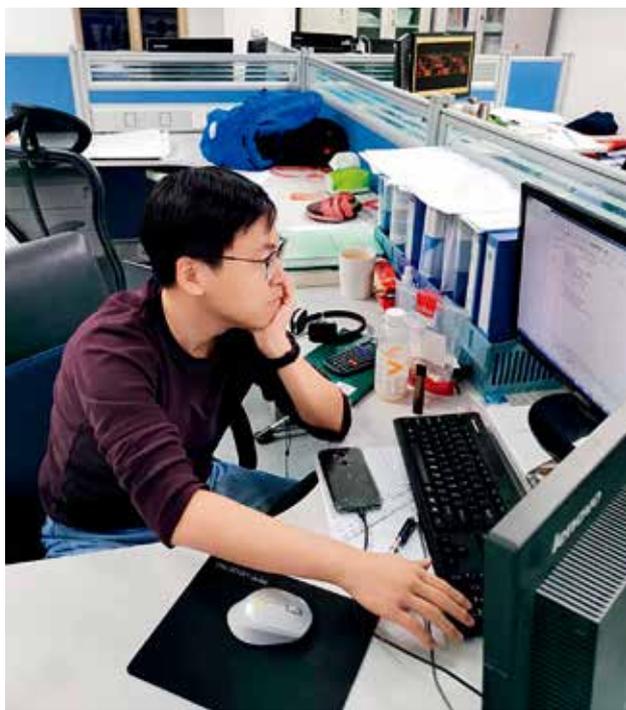
对意义如此重大的项目，呼探1井试采地面建设工程配

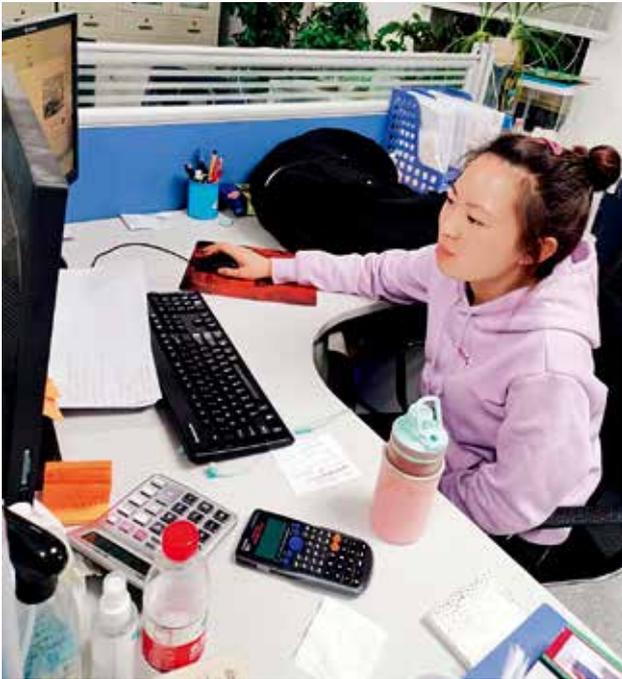
管项目组成员们都干劲十足，对工作任务充满了斗志，于是出现了文章开始充满工作热情的对话。

### 时间紧，任务重，迅速组建项目团队

为何要工作到凌晨？因为从2020年12月20日收到新疆油田公司的项目会议邀请后，得知项目设计周期只有短短一周，时间非常紧张。此时，配管中心承担的设计大赛项目也在进行，人力资源紧张，室所领导张国文、罗江平在听取项目负责人李凤新的项目汇报后，迅速组织策划项目组人员，并从参加三维培训的员工中抽调了两名实习生，确定完成了项目组的成员策划书。

由于该项目三维安装工作内容涉及了十几个单体的安装建模，其中包含11个橇的安装工作，从设计到30%院审仅有短短两天半的时间，工作任务很重，难度很大。





2020年12月21日，配管项目组成员一经确定，负责等级表的成员宁祯就根据工艺专业提的要求及时展开了等级表建设工作。对于这一次的工作任务，她表示，此次工作内容包含了8个等级表的建设，由于时间紧张，项目中涉及的阀门种类很多，而且一部分管子和阀门需要利旧，需要一个一个翻阅查找，选出满足工艺要求的阀门，整个过程中需要沟通的内容相较之前更多，面临的困难更大。同时，负责三维建模工作的成员主动申请借阅档案图纸，从以往的类似项目中吸取经验，熟悉流程，以便后期更快展开工作，保质保量地完成任务。

### 抢时间，熬通宵，超额完成工作任务

2020年12月22日，当项目组收到工艺流程后，为了保证第二天的模型校审工作能够顺利进行，等级库、元件库等前期建设工作都加紧展开，为后期的三维安装工作节约时间，同时，三维安装工作提前展开总平面建模和设备建模，各项工作在紧张的氛围下有条不紊的进行。

当天晚上，整个项目组成员都在与时间赛跑。受寒潮影

响，今年的冬天格外寒冷，尤其是深夜。但是，在配管项目负责人李凤新的带领下，呼探1井试采地面建设工程配管项目组的成员张刚刚、马轩、赵鹏、杨文轩、张可热情高涨，他们按照分工，加快推进工作进度。

为了追赶工作进度，负责三维安装工作的6名成员加班到去年12月23日凌晨5点，键盘和鼠标的敲击声在办公室里高频次的响起，其中还穿插着请教和指点的对话，模型在屏幕上一步步成型，同时也记录了他们对工作的热情。最终，项目组成员在23日上午达到了60%的建模深度，超额完成了工作任务。

2020年12月23日，当院审结束后，设计人员又加紧按照意见修改模型，于12月24日一早向业主提交材料表，于12月25日一早向各专业提交相应的资料单，同时出各单体的管道布置图、单管图和三维效果图。

截止到2020年12月27日，继12月22日的通宵加班后，项目组成员持续加班至周末，每一天的凌晨2点，配管中心的办公室都是明亮的。周末他们更是放弃了和家人在一起的休闲时光，驻扎在办公室里，修改完善最终的安装图纸，为这个项目的设计阶段画上一个圆满句号。

### 创“奇迹”，鼓干劲，展现良好精神风貌

在短短一周时间内，呼探1井试采地面建设工程配管项目组成员完成了以往项目中接近两个月的工作量，展现了配管设计人员的良好精神风貌。配管中心审定负责人寇永军表示，“他们创造了配管工作上的一个奇迹呀！”

值得一提的是，从三维培训的实习生里抽调的两名成绩优秀的员工杨文轩、张可，他们在这次工作中的表现十分优异，和其他成员一起加班到凌晨，并且在首次接触橇的安装工作的情况下就完成的非常优秀。

“这一幕深深激励了我，带动了我的工作热情，同时也让我深深折服。”亲眼见证了项目组成员们一周以来辛苦努力的配管中心新员工们觉得受益匪浅。他们表示，项目组成员们对待工作热情认真、积极向上的态度，犹如夏日的阳光，瓦解了冬日的寒冷。他们为了完成设计任务不顾一切、奋勇向前的精神，犹如勇往直前的一艘舰船，碾碎行进前程里的一切寒冰。

在这样一个寒冬期，呼探1井试采地面建设工程项目组的成员们，在仅仅一天半的时间里，就超额完成了60%建模深度的工作任务，在短短一周时间里就完成了整个设计阶段的工作。这是一个“奇迹”，是真实发生在我们身边的“奇迹”。相信只要我们每个人都有这样热情向上的工作态度，紧抓实干的工作作风，更多的“奇迹”都将在我们身边。■

作者单位：中油工程建设新疆设计公司

（责任编辑 王波）

# 严冬亮剑毛乌素

■ 张镭馨 景若恒 王晨可 段宁



长庆乙烷制乙烯项目乙烯装置全景

毛乌素沙漠南缘，每天最新鲜的就是股股灌进五脏六腑的冷空气。自2020年11月第一场雪后，陕西省榆林市长庆乙烷制乙烯项目施工现场便一日比一日冷。2021年1月8日，气温已接近零下28摄氏度，成为寰球六建公司近两年在此经历的最冷寒冬。

寰球六建施工人员仪式感的巅峰时刻就是在每天早晨起床后。从秋衣秋裤到棉衣棉服，乃至戴上帽子和手套，围上围巾，一样不敢落下，穿戴完毕后才敢出门迎接寒冬大考。受疫情影响，长庆乙烷制乙烯项目的难点——乙烯三机组安装，被“挤压”在了这个隆冬时节。

此刻，冷，成为乙烯三机组安装的拦路虎。三机组属于精密设备，作业温度需达到15至20摄氏度，否则仪器参数不稳定，影响施工效果。之前搭设的2个大压缩机厂房四面透风，他们就在厂房各门口挂起加厚的棉帘。但这个冬天的风格外凶猛，棉帘常被掀起，项目经理李祖祥就再从外面包一层纺纱布，防止冷气穿透，同时起到防火作用，一举两得。

施工现场，有焦急等待的，也有加速干活的。接近零下30摄氏度的严寒，油冻凝、水结冰。一些大型设备使用的柴油凝点低，大家不得不等到中午气温稍微回升再启动。水结冰后道路湿滑，不仅耽误作业，还存在隐患。在乙烯项目低温罐底层施工中，由于顶部无法通风，蒸汽遇冷成水又结冰，项目部只能用塑料棚接住滴落的水珠。

李祖祥介绍，管线反复冻堵影响施工进度。管道试压后，若排水不净，极易造成管道结冻。项目部巧妙采取分段切割清冰方式，逐一进行蒸汽吹扫，同时有效防止化工装置中的杂质损坏设备。项目部目前尽可能减少水压试验，在必要



上班时全幅“武装”防寒



工地上的细活对手指灵活性要求高，有时需要取下手套



施工人员在严寒中奔忙不停



为保证施工效果，还要搭建防风棚



丙烯压缩机上定子安装

条件下才会采用蒸汽吹扫后的水压试验，提高作业效率。

施工人员忙，管理人员忙，就连电能都忙得找不着北。项目部生产调度陈军勇笑着说，自己的办公室经常因为工地的大量用电而停电。极寒天气下，用电快速上升，只能舍后勤保生产。

天气虽冷，工地上有些施工人员的穿着却令人摸不着头脑。有的全副武装，有的却很单薄。原来，工地上的细活对手指灵活性要求高，安装人员戴着的厚手套为精准作业增加了难度。放样人员王思民拿着细小的、粉笔似的白石笔，比着钢尺，仔仔细细地在钢板上留下一条条白色的直线，以便下料人员进行切割作业。安装人员摘下手套露出双手给记者看，手上全是厚厚的冻疮。焊接作业人员何国兵因棉服太厚，手臂摆动不便，干脆扯掉了棉服。大家的脸皴了，像是长满了刺，嘴唇冻成了淡紫色。冬季沙漠里的风又干又厉，一下子就能把皴裂的嘴唇吹破出血。寒风抽在身上，发麻作痛是现场施工人员的直接感受。

到了饭点，保温盒盖刚打开，里面原本热腾腾的饭菜瞬间失去了热气。大家大口大口地扒着已经凉了的饭菜，狼吞虎咽。项目部602队队长吴国荣看着很是心疼，让项目部为施工人员采购暖风机、取暖器、暖气片、棉被、热水锅炉等物资，为大家做好御寒保暖工作。

三九严冬，朔北尤寒。2400余名寰球人在这片黄土地上勇战寒潮，攻坚重点工程，在冷风中书写新时代石油人不畏难、挑重担、敢争先的篇章。■



裂解气压缩机中压缸转子水平度测量



裂解气压缩机低压缸转子试装



丙烯压缩机安装

作者单位：中国寰球工程六建公司  
(责任编辑 王波)

# 在“有我”和“无我”的天平上

——记中油工程项目管理公司劳动模范赵国深

■ 中油朗威



中油朗威公司副总经理、安全总监赵国深被评为中油工程项目管理公司2020年度劳动模范。

赵国深是中油朗威工程项目管理有限公司（简称朗威公司）分管市场开发和QHSE的副总经理，并担任安全总监，被评为2020年度中油工程项目管理公司劳动模范。几年来，他带领公司市场开发团队超前布局，使朗威公司的市场新签合同额屡创新高：从2016年的1.68亿元，到2020年的5.56亿元，增长2.3倍！

## 迎难而上闯市场

2020年，赵国深一年出差近200天，拜访客户近百位，飞行十几万公里，足迹遍布全国各地。平均3天见一个客户，而且是在疫情蔓延的情况之下完成的。市场开发，只有超前，才能获得先机与主动，拼杀在市场这个不见硝烟的战场，加班成为他的工作常态，通宵也习以为常。见客户他随时出发，无论路途远近，没有特殊情况，他都当天去、当天回，即便深夜归来，第二天一早照常出发。他就像陀螺一样不停地旋转，恨不得“一天当三天用、一身分成两处忙”。

2019年赵国深做了结肠手术，手术麻药劲刚刚过，疼痛难忍。可赵国深想着还有一份审批单需要签字，便打电话让员工送到医院，在病床上经常一天打几十个电话沟通业务，刚休息了一周，听说格拉项目可能有变，他立刻与同事飞往成都，面见业主，提出以合作的方式共同承担项目。双方一拍即合，合同陆续落签，款项节节递增。由原来6千多万的监理合同，通过引导性开发改变业主管理模式，最终合同额近1.4亿元。

中俄东线项目开标前，赵国深超前介入。一天得知业主要到北京办事，当机立断拿着准备好的资料去北京见业主。由于提前了解了业主需求和项目重点，商谈进展顺利，赵国深返回廊坊时已是午夜时分。按既定计划，第二天一大早他还要到广东洽谈业务。下午3点，与业主商谈结束，他又马不停蹄，乘机返回。到廊坊又是午夜时分。市场开发部的员工为了跟上他的节奏，也经常工作到凌晨。在他的带动下，2020年朗威公司投标138个，中标55个，中标率达40%。

谁都知道，要账就意味着“门难进，脸难看，事难办”。赵国深要的第一笔账是兰郑长管道的延期赔款，当时负责此事的业主单位需要30多人都签完字才能付款。赵国深站在业主开放式的办公室被赶来赶去。软磨硬泡了好几天，人家还是没理他，赵国深几近崩溃的边缘：“我已经等了您十天，给不给您给个痛快话吧！”赵国深说完转身便走。后来，那位领导把他从半路上喊回来，终于把字签了！之后的索赔势如破竹，赵国深顺利地打了个通关。这也是国内第一例因工程延期监理索赔成功的案例。就是靠着这些资金，支撑了朗威公司的平稳发展。

通过这件事，赵国深总结出三点：

第一，当你坚持不住的时候，就再坚持一下。

第二，“要做透明人，不当玻璃心。”干工作，要有足够强大的内心和百折不挠的精神。

第三，“面子没有员工的腰包值钱！”

## 坚忍不拔抓项目

2020年，孟加拉吉大港-达卡成品油管道工程发生重大



陪同调研。



赵国深为客户介绍公司业务。

设计变更，赵国深带领团队进行延期索赔谈判。此次延期索赔的成功，开创了公司首个国际项目合同索赔案例的先河。

在同事眼里，赵国深是：“拿到一个电话号码，就能拿到一份合同的人。”一年前刚刚成立的国家管网公司，主管建设的部门办公地点设在廊坊，这自然成为赵国深的重点跟踪目标。第一次见国家管网公司的领导，对方很冷淡，对公司的能力表示怀疑，三五分钟就把赵国深打发走。第二次去，赵国深争取到了一个汇报的机会。几天之后，赵国深正准备去沈阳出差，却接到了国家管网公司那位领导的电话：“有时间你来一趟。”朗威公司终于拿到了国家管网公司的项目，到目前，朗威公司共在国家管网公司共中标9个，合同额近亿元。

哪有什么百战百胜，不过是赵国深的抗压能力强点，受的委屈比别人多点罢了。赵国深也曾有过被赶出评标室、被保安驱逐的时候；也曾有过看冷脸，被晾在楼道里五六天的经历；也曾有功亏一篑，与市场失之交臂，泪洒衣襟的时刻……为了企业，为了员工，他觉得这点委屈不算什么。现在无论是多么难缠的业主，多么难啃的市场，多么曲折的道路，都不会动摇他闯市场的信心和决心！”

### 忘我付出有担当

上对得起公司，下对得起员工，赵国深觉得对不起的只有父母。他说，此生他只兑现了对父母一半的承诺，父母的晚

年曾在他家度过，由于经常不在家和自己的粗心，耽误了母亲的病情；父亲病重，也未常伴病榻，给他带来终身的遗憾。面对离世的父母，他说我问心有愧。但他又说，他知道父母不会怪他，因为他们知道他们的儿子做的都是好事、都是员工的事。

前不久，赵国深做了肺叶切除手术，大夫说肺功能恢复需要一年的时间，可赵国深住了8天就急着出院。因为肺里有积液，他说话气短，每说一句话都要大口喘气，即便这样，赵国深仍然在坚持工作。

从踏入朗威公司那一天起，赵国深就把公司当成了自己的家，成长与此、扎根于此、奉献与此。“我将无我，不负人民”，赵国深一直用自己的行动践行着这句话。市场，表面上风平浪静，但也有激流险滩。必须有“无我”的胆略和气魄，方能一往无前。

面对困难迎难而上，有我！

面对危机挺身而出，有我！

面对失误承担责任，有我！

赵国深以“无我”的境界和“有我”的担当，与项目管理公司近4000名员工一道，正锻造着一块响当当、硬邦邦的企业品牌！■

供稿：中油工程项目管理公司

（责任编辑 王波）

管道局工程公司中标承揽了第一个海外隧道设计和施工项目——斯里兰卡新姆图瓦和托林顿排水隧道EPC项目，为管道局盾构、顶管业务走向国际奠定了坚实的基础。这个海外项目成为一群年轻人追梦的事业舞台。

## 青春追梦“宝石王国”

### ——管道局斯里兰卡排水隧道EPC项目建设记

锡兰红茶、宝石、印度洋上的明珠、终年如夏的气候，是斯里兰卡民主社会主义共和国（简称斯里兰卡）的标志。斯里兰卡位于南亚次大陆南端，是世界五大宝石生产国之一，有“宝石王国”的美称。

作为地处世界最繁忙国际海运航线上的岛国，斯里兰卡是海上丝绸之路的重要枢纽、“一带一路”沿线的重要支点国。2018年，管道局抢抓机遇，战胜众多竞争对手，中标承揽了第一个海外隧道设计和施工项目——斯里兰卡新姆图瓦和托林顿排水隧道EPC项目，为管道局盾构、顶管业务走向国际奠定了坚实的基础。

2020年10月13日，承担管道四公司斯里兰卡新姆图瓦盾构隧道施工任务的盾构机及附属设备完成装箱工作，具备启运回国条件。与此同时，新姆图瓦盾构隧道内嵌缝、手孔封堵工作也进入攻坚阶段，为全面完成工程建设任务吹响冲锋号。

2021年2月20日，管道局斯里兰卡排水隧道项目启动最大直径为3米的顶管隧道施工。至此，项目所有口径的顶管隧道施工全部启动。

回顾来时路，这是一段不寻常的旅程。2018年，管道局盾构人背负行囊踏上南亚大地。经过一年多辛勤耕耘，新姆图瓦盾构隧道顺利贯通。斯里兰卡城市发展部国务部长戈德赫瓦在贯通仪式上充分肯定了管道局建设的盾构隧道工程质量与建设速度。

#### 好男儿志在四方

“妈，我去斯里兰卡项目工作的签证已经批复下来了。最近不在您身边，一定要多注意身体。”

“知道啦！公司派你去海外项目，是对你的信任，也是对你的考验，出去了好好干，记得常给家里报报平安。”

就这样，怀着眷恋与不舍，2018年年底，周建瑞告别了祖国和亲人，登上了飞往斯里兰卡的飞机。斯里兰卡首都科伦坡，这个最终的目的地，飞行距离近6000公里，路途7个多小时。



斯里兰卡隧道项目为管道局盾构、顶管业务走向国际奠定了坚实的基础。



员工在成型盾构隧道内工作。

双脚踏地的喜悦还没来得及细细体会，斯里兰卡的碧海蓝天与梦幻水光、红墙白砖的英伦洋房……静谧午后的锡兰红茶来不及品尝，海外项目的艰苦生活已扑面而来。

炎热潮湿的天气、蜿蜒崎岖的道路、显著的饮食差异及语言障碍……让这些海外建设者清晰地感受到工作面临的挑战。

管片拼装手刘柱到达斯里兰卡一个月后，迎来了自己31岁生日。“生日快乐！”当大家亲切的声音响在耳畔，刘柱的双眼模糊了。

“小刘，我给你下了碗长寿面，卧了几个鸡蛋，你可都



操作手进行管片拼装作业。



海外项目为年轻人提供了成长的舞台。

得吃了。”厨师尚尔彪说道。十几个钢铁汉子挤在活动板房里，大声地唱着生日快乐歌。

在这个年轻的团队，很多人有着相似的经历。现场班长李浩来斯里兰卡时孩子正上小学，每次和家人视频，他内心总充满愧疚。善解人意的妻子没有埋怨，还总是叮嘱他要照顾好自己，不要担心家里。

管道四公司盾构员工能够心无旁骛地投身于斯里兰卡项目建设，家人的理解和支持是他们最坚强的后盾。

### 年轻就要敢拼闯

“干好第一条海外盾构工程是根本，为管道局培养出一批海外盾构业务骨干也是一项重要任务。”这是项目经理许宇池常挂在嘴边的一句话。尽管项目上中方人员有限，但他们坚持以会代培、以干促学，并通过开展集中学习、个人自学等方式，组织现场员工探讨施工难题，钻研业务知识，不断提升全员综合素养。

项目副经理沈技是一名80后，也是第一批到达斯里兰卡的“老人”。他经常深入施工一线，带领技术员和工人奋战在最前线，及时解决施工中遇到的各种技术难题。在盾构机吊装下井阶段，他更是身先士卒，带领团队仅用8个小时就完成了吊装工作，得到了业主的肯定。

“幸福都是奋斗出来的！”在这个以80后、90后为主力军的年轻团队中，这句话激励了一个又一个青年骨干成长成才。刘水，1989年出生，同事们常称他为“准90后”，是项目最年轻的生产副经理。2012年从西南石油大学毕业后，他加入管道四公司盾构非开挖板块。工程建设中，他不怕苦、不怕累，白天在工地学习业务实操，晚上回宿舍又马不停蹄钻研关于盾构、顶管、隧道等方面的理论知识。

1985年出生的张克华，在斯里兰卡项目的第一个星期，皮肤就被严重晒伤。他鼓励自己：“擦点药，忍一忍，谁不是这样一步步过来的呢！”看到经过兄弟们日复一日的努力，迎来一个个阶段性成果时，他便有了要把这些重要时刻记录下来冲动。他主动请缨，兼职担任项目部的宣传工作，哪里有盾构人奋斗的场景，哪里就有他的身影，发掘新闻点、写通讯稿、拍现场照片，样样不在话下。

在斯里兰卡项目，这样优秀的青年骨干有很多。他们身上有一个共同的特点，就是将自己的海外奋斗梦想与本职工作紧密结合在一起，为斯里兰卡新姆图瓦盾构工程添砖加瓦的同时，实现个人价值，逐渐成长为能够独当一面的海外业务骨干。

### 疫情期间的“坚守者”

2019年4月，在最紧张的盾构机及附属设备清关时期，斯里兰卡全国范围内连续发生8起爆炸。为了保护员工的人身安全，项目部立即行动，第一时间启动突发事件应急预案，马上向国内和驻斯大使馆上报人员和项目状态，建立24小时安全应急值班机制，同时加强项目部和现场的安保工作。“项目就是大家庭，每名员工都是自己的家人。”正是这种“家”的理念，使大家的心凝聚在一起，形成了一股巨大的力量，最终使得该项目顺利度过了局势紧张期。

2020年，新冠肺炎疫情在全球蔓延。这个项目部积极响应，建立了国内外联防联控机制。为了稳定队伍、坚定防疫信心，这个公司组织对全体海外员工发出慰问信，将奋战海外、拼搏追梦的敬意和守望相助、共克时艰的决心传达至每位员工及家属。

项目副经理张国庆组织对员工进行思想引导和心理疏导的同时，主动与海外员工家属联系，给他们说实况、报平安。

艰难险阻挡不住管道四公司斯里兰卡项目建设者海外追梦的步伐。

管道四公司将继续以管道局国际化战略为指引，在斯里兰卡这片广袤的大地上，以青年人的蓬勃朝气和管道盾构人的责任担当，挥洒青春和梦想，在不断探索和创新中稳步前行。■

供稿：管道局工程公司  
(责任编辑 王波)

# 征战塔里木

寰球工程公司塔里木乙烷制乙烯项目现场,大年初二就拉开了复工的序幕。各装置区施工作业繁忙有序,项目团队全体人员正,上下一心,日夜抢工,与时间赛跑,与严寒战斗,设计采购施工互通联动,汇聚合力保进度,项目建设稳步推进。



项目工地上,每天上千余名建设者在接受每日的安全喊话后迅速忙碌在各自的作业面上。



各级领导高度重视,精心谋划统筹安排。各级领导数次赴现场调研检查,精准布局、现场督战,项目经理靠前指挥、详部署细执行,现场工程师日旁站、周小检、月大检,强化质量安全管控,施工人员发挥寰球工程公司一体化作战优势,统筹推进。



项目后方设计团队,全力开启加速模式保障项目节点。派出设计骨干奔赴项目现场,做好现场服务以及技术指导,第一时间解决施工难题,加快建设进度。



项目采购团队,全员进入战时状态助推项目进度。采购代表长驻现场,第一时间启动散件采买流程,确保增补材料快速到场。



项目全体员工在施工现场每日使出“滚石上山”的劲头、拿出“爬坡过坎”的勇气,最终,在各方的努力配合下,塔里木乙烷制乙烯项目总变电所主体提前5天封顶、火炬系统主体吊装提前3天告捷、乙烯裂解炉提前20天完成主体安装、开工锅炉低温烘炉点火一次成功……



寰球工程公司塔里木乙烷制乙烯项目部将继续加强质量安全管控,高标准、严要求安排实施好春节期间其余设备的安装工作,为早日完成6.30工程建设中交目标不懈奋斗。



编印单位：中国石油工程建设协会

发送对象：行业有关部门、企业，以及会员单位

印刷单位：北京顶佳世纪印刷有限公司

印刷时间：2021年3月

印刷数量：2500册