

# 石油建设工程

1

2022  
总第72期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会

推动“十四五”可再生能源高质量跃升发展  
低渗透油田注水站清水处理一体化集成装置研究及应用  
一种智能化油气田建设的解决方案  
中俄东线开启新篇章

封面为管道局队伍参建陕京四线张家口支线保障冬奥和民生用气

《准印证》编号：京内资准字0321-L0103号 “内部资料，免费交流”

# 石油工程建设项目掠影



3月2日，中国石油工程建设一建公司尼贝管道项目单个检测机组累计完成14030道焊口，顺利完成了本阶段160公里的检测任务。项目部精心组织、克服困难，有效确保检测目标任务的顺利实现，赢得了业主、监理及施工单位的高度认可。



2月21日，北京项目管理梦溪公司监理部承监的浙石化二期POS装置第一萃取塔顺利吊装就位。项目监理部总结和借鉴以往吊装作业经验，不断优化施工方案，落实吊装前安全技术交底，加强现场安全监管，确保吊装任务圆满完成。



1月29日，从昆仑工程公司获悉，公司承建的四川石化污水厂VOCs处理系统扩建及完善总承包项目顺利完成工程交接。该项目在国内石油炼化污水处理厂环保装置中规模最大，可有效提升高浓度VOCs废气的处理能效。



2月25日，从寰球工程公司获悉，由华东分公司承担的天津LNG项目T-6201储罐内罐第四带围板完成，储罐内罐壁板安装工作呈螺旋式上升，施工现场安全管理全面受控，项目建设实现虎年开门红。

# 主编寄语

## 张开绿色的翅膀

任何一个伟大企业的成功，都源于对时代机遇的洞察和把握，看不到时代发展大趋势，就会失去未来。柯达公司没有看清数码相机对传统胶片行业的巨大影响，因循守旧，百年老店走向没落；华为在1998年看到国内市场饱和、国际市场潜力巨大，启动二次战略转型，采取差异化的国际化竞争战略，迅速成为国际化电信设备服务公司。对于石油工程建设企业来说，未来在哪里？绿色低碳发展是行业大趋势，我们只有顺势而为，张开绿色的翅膀，努力进入新能源新材料的广阔天地，才能在未来实现新的腾飞。

绿色低碳发展已成为政府、企业和民间的广泛共识。李克强总理在今年所作的政府工作报告中部署今年政府工作时明确提出：“持续改善生态环境，推动绿色低碳发展。”其中强调，推动能源革命，确保能源供应，推进能源低碳转型。推进大型风光电基地及其配套调节性电源规划建设，支持生物质能发展，推进绿色低碳技术研发和推广应用。国家有关推进碳达峰碳中和工作的顶层设计，为中国的能源企业指明了绿色转型的战略方向。中国石油集团2022年工作会议上，戴厚良董事长在工作报告中强调，“突出战略导向，加快绿色低碳转型”，以“六大基地”和“五大工程”为核心，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。中国石化集团2022年工作会议强调，加快绿色低碳发展，加快构建“一基两翼三新”产业格局——以能源资源为基础，以洁净能源和合成材料为两翼，以新能源、新经济、新领域为重要增长点。中国海油提出有序推进绿色低碳发展，把打造“零碳”油气产业链作为实现路径抓紧抓实，把推动新能源新产业发展作为转型方向抓紧抓实，推动公司绿色低碳转型实现良好开局。三大集团制定绿色低碳的战略举措，部署一系列新能源新材料重点工程，为石油工程建设企业确立了未来发展的战略定位坐标，也创造了转型发展的新机遇。

面对油气能源行业变局、工程建设业务竞争提档升级和新冠肺炎疫情跌宕反复等风险挑战，石油工程建设企业应该勇于担当，加快绿色转型步伐，把国家的“双碳”目标要求、能源企业新能源新业务的发展需求，作为石油工程建设加强服务保障的专业追求。中油工程谋划2022年工作总体思路，明确提出大力推进“一体、两翼、三提升”工程。“一体”就是夯实油气工程建设这一主体，“两翼”就是大力拓展新能源新材料业务和新商业模式业务，“三提升”就是提升科技自立自强能力、提升市场开拓能力、提升风险防控能力。要深入落实国家“双碳”目标，结合集团公司整体布局和工作要求，加快推进绿色低碳战略，高标准构建新业务发展体系，突出市场先行和

技术引领，在服务集团公司绿色低碳发展中创造价值、作出贡献。

拥抱绿色，赢得未来。石油工程建设企业要为能源主业发展提供有力的支持保障服务，坚持管理与技术双轮驱动，着力提升战略战术支持能力，在聚焦主责主业，创新驱动、服务保障集团公司主营业务高质量发展上当排头做标兵，争当推动绿色低碳发展的探路先锋。愿大家比翼齐飞，共赴绿色新征程。



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0321-L0103号

(内部资料 免费交流)

## 主编寄语

- 1 张开绿色的翅膀 杨庆前

## 权威论坛

- 3 推动“十四五”可再生能源高质量跃升发展 章建华

## 行业信息与协会动态

- 6 2021年度石油工程建设优秀咨询奖评选结果公布

## 项目管理

- 11 智慧化安全管理平台助推项目管理技术升级 刘永昕

## 质量与安全

- 13 油气厂站消防系统稳压装置存在问题及设置措施  
徐建蓉 王超 方铁睿 冯启涛 郭晓洁
- 15 35~110kV变电站应急照明及疏散指示设计探讨  
胡鹰 桂娟

## 节能与环保

- 20 农村污水治理水质分析及工艺比选 齐国林
- 25 低渗透油田注水站清水处理一体化集成装置研究及应用  
张超 郭志强 吴志斌 王凌匀
- 29 超大规模诱导气气浮技术及其工程应用  
曾晟 余健 刘培琳
- 32 某乙烯项目燃煤供热系统烟气脱硫方案的比选  
韩景 王放 王蕴慧

## 企业建设

- 36 一种智能化油气田建设的解决方案 胡耀义

## 工程与技术

- 39 含泡沫气液两相流流态及阻力特性研究  
王斌 郭志强 李欣欣 卢坤 徐颖
- 43 原油分质处理工艺在终端的应用 刘清华
- 45 长庆油田页岩油大井组平台地面配套技术  
朱国承 朱源 王潜忠 霍富永 王辉
- 48 液态乙烷管道关键设计问题探讨  
陈俊文 郭艳林 谌贵宇
- 52 中亚天然气管道站场大口径管道下向焊接施工技术  
吴俊 常红雷 王栋 孙振江

## 建设者风采

- 58 中俄东线开启新篇章
- 60 冲锋在一线的三朵“金花” 胡婷艳 李金华 宋晓艺
- 62 她参加了北京冬奥会火炬传递 韩芸 高晨禹

## 域外传真

- 63 迎接印尼海管新挑战 陈英 梁凯



**P11** 智慧化安全管理平台助推项目管理技术升级



**P32** 某乙烯项目燃煤供热系统烟气脱硫方案的比选



**P45** 长庆油田页岩油大井组平台地面配套技术



**P48** 液态乙烷管道关键设计问题探讨

# 推动“十四五”可再生能源 高质量跃升发展

■ 章建华



2021年12月27日，中国石油玉门东200MW光伏并网发电示范项目成功并网发电，标志着这座中国石油、甘肃省首座最大的单体集中式光伏电站以80天的超常规速度顺利实现投运。

“十四五”时期是我国开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，也是我国加快能源绿色低碳转型、落实应对气候变化国家自主贡献目标的攻坚期，我国可再生能源进入全新的发展阶段。国家能源局党组深入学习贯彻习近平总书记关于碳达峰碳中和系列重要讲话精神，深入实施能源安全新战略，坚定不移推动可再生能源高质量跃升发展，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系、实现碳达峰碳中和目标提供坚强保障。

## 充分认识“十四五”可再生能源发展新形势新要求

当前，全球新一轮能源革命和科技革命深度演变、方兴未艾，大力发展可再生能源已成为全球能源转型和应对气候变化的重大战略方向和一致宏大行动。习近平总书记高瞻远瞩、审时度势，作出我国2030年前碳达峰、2060年前碳中和

的庄严承诺，明确要求到2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%左右，风电和太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。“十四五”我国可再生能源发展面临新形势、新要求，正处于大有可为的战略机遇期。

大力发展可再生能源是纵深推进能源革命、保障国家能源安全的重大举措。党的十八大以来，在习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略科学指引下，我国可再生能源实现跨越式发展，装机规模已突破10亿千瓦大关，占全国发电总装机容量的比重超过40%。其中，水电、风电、光伏发电、生物质发电装机规模均已连续多年稳居全球首位，为构建煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源供应体系，保障能源安全可靠供应奠定坚实基础。但也要清醒看到，未来我国经济将长期向好，能源需求在相当长一段时期内仍将保持持续增长，在我国碳减排约束条件下，大

力发展可再生能源已成为加快构建清洁低碳、安全高效能源体系，立足国内多元供应保安全，逐步实现能源独立的必然选择。

大力发展可再生能源是加快生态文明建设、实现可持续发展的客观要求。习近平总书记强调，要把实现减污降碳协同增效作为促进经济社会发展全面绿色转型的总抓手，加快推动产业结构、能源结构、交通运输结构、用地结构调整。2020年我国可再生能源发电量达到2.2万亿千瓦时，占全社会用电量的比重接近30%，较2012年增长9.5个百分点，为我国如期实现2020年非化石能源消费占比达到15%的庄严承诺、推动能源结构调整和绿色低碳转型作出积极贡献。同时也要看到，我国能源生产消费体量大，可再生能源占比与OECD主要发达国家相比还有一定差距，必须坚决贯彻“绿水青山就是金山银山”的发展理念，坚持减污降碳协同增效，进一步发挥可再生能源的生态环境效益和生态治理效益，推动可再生能源开发利用与生态文明建设协调发展、相得益彰。

大力发展可再生能源是实现碳达峰碳中和目标、践行应对气候变化自主贡献承诺的主导力量。习近平总书记指出，实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。能源行业规模体量大、关联作用强、影响范围广，能源活动碳排放占全国碳排放总量的比重高，能源领域是碳达峰碳中和的关键领域。而可再生能源既不排放污染物、也不排放温室气体，是天然的绿色能源。2020年我国可再生能源开发利用规模达6.8亿吨标准煤，相当于替代煤炭近10亿吨，减碳效益十分显著。实现碳达峰碳中和，能源是主战场，可再生能源既是先锋队、也是主力军。必须始终保持优先发展、大力发展可再生能源不动摇的战略定力，加快实施可再生能源替代行动，加快推动可再生能源成为我国能源电力的增量主体，为实现碳达峰碳中和目标、践行应对气候变化自主贡献承诺提供坚强保障。

### 准确把握“十四五”可再生能源发展新阶段新特征

“十三五”时期，我国可再生能源开发利用规模稳居世界第一，技术装备水平大幅提升，产业竞争力持续增强，取得了举世瞩目的成就。“十四五”时期，我国可再生能源已站在新的历史起点上，正加快步入新阶段，呈现新特征。

可再生能源将步入高质量跃升发展新阶段。“十四五”时期，在保障能源安全、实现绿色低碳转型、推进生态文明建设、应对气候变化等多目标约束条件下，我国可再生能源仍将持续保持高速发展态势。特别是，我国二氧化碳排放既要在2030年前达到峰值，还要在碳达峰后以远少于发达国家的时间实现碳中和，必须在短短不到10年的时间内实现能源转型的“先立后破”，我国可再生能源发展势必进一步换

挡提速，实现对化石能源的加速替代，加快步入跃升发展新阶段。与此同时，“十四五”时期，我国可再生能源既要实现技术持续进步、成本持续下降、效率持续提高、竞争力持续增强，全面实现无补贴平价甚至低价市场化发展，也要加快解决高比例消纳、关键技术创新、产业链供应链安全、稳定性可靠性等关键问题，进一步提质增效，加快步入高质量发展新阶段。

可再生能源将呈现大规模、高比例、市场化、高质量发展新特征。一是大规模发展，在“十三五”跨越式发展基础上，“十四五”期间可再生能源发电年均装机规模将大幅度提升，总装机规模将进一步扩大，加快占据发电装机主体地位。二是高比例发展，在“十三五”保持较高利用率水平的基础上，“十四五”期间可再生能源占一次能源消费的比重将持续提升，在能源和电力消费增量中的比重将超过50%，加快由能源电力消费增量补充成长为增量主体。三是市场化发展，在“十三五”靠政策驱动发展、靠补贴支撑发展的基础上，“十四五”期间可再生能源发展将进一步充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，加快向市场驱动发展、平价低价发展转变，风电和光伏发电将全面摆脱对财政补贴的依赖，实现自我发展、自主发展。四是高质量发展，“十四五”期间，可再生能源产业链供应链创新链持续巩固提升，可再生能源替代行动深入实施，新能源消纳和存储能力显著提升，可再生能源电力总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重分别达到33%和18%左右，新能源占比逐渐提高的新型电力系统逐步构建，可再生能源将既实现大规模开发建设，也实现高水平消纳利用，更有力保障电力稳定可靠供应。

### 全面落实“十四五”可再生能源发展新思路新举措

“十四五”时期，可再生能源发展机遇千载难逢，前景极其广阔，任务艰巨繁重。我们将坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，锚定碳达峰碳中和目标，深入实施能源安全新战略，以高质量跃升发展为主题，以提质增效为主线，以改革创新为动力，坚持可再生能源优先发展、大力发展不动摇，实施可再生能源替代行动，提高可再生能源消纳和存储能力，巩固提升可再生能源产业核心竞争力，构建以新能源占比逐渐提高的新型电力系统，努力推动可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展，有效支撑清洁低碳、安全高效的能源体系建设。

以区域布局优化发展。坚持集中式与分布式并举、陆上与海上并举、就地消纳与外送消纳并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举、发电利用与非电利用并举，在“三北”地区优化推动风电和光伏基地化、规模



中国石油在华北石化新建副产氢提纯项目保障冬奥用氢，项目由中国昆仑工程有限公司锦州分公司设计，中国石油天然气第七建设公司施工建设。

村镇新能源微能网、清洁能源示范省等示范，多措并举提升可再生能源消纳利用水平。

以行动计划落实发展。推动可再生能源发展与生态文明建设、新型城镇化、乡村振兴、新基建、新技术等深度融合，不断拓展可再生能源发展新领域、新场景。实施千乡万村驭风行动，大力推进风电分散式开发；积极推动资源优质地区老旧风电场升级改造行动，全面提升风电开发利用效率；实施屋顶光伏开发行动、千家万户沐光行动、“光伏+”综合利用行动，促进光伏发电多场景融合开发；积极开展抽水蓄

能资源调查行动，编制实施抽水蓄能中长期规划，提升可再生能源存储调节能力；扩大可再生能源非电利用规模，因地制宜实施规模化可再生能源供热行动，助力北方地区清洁取暖；聚焦乡村振兴，实施农村电网巩固提升工程和乡村能源站行动，全面提升乡村用能清洁化、电气化水平，支撑生态宜居美丽乡村建设。

化开发，在西南地区统筹推动水风光综合开发，在中东南部地区重点推动分散式风电、分布式光伏发电就地就近开发，在东部沿海地区积极推进海上风电集群化开发，稳步推进生物质能多元化开发，积极推动地热能规模化开发，稳妥推进海洋能示范化开发，着力构建可再生能源多能互补、因地制宜、多元融合发展新局面。

以重大基地支撑发展。充分发挥大基地“集团军”“主力军”作用，有力有效支撑可再生能源跃升发展。坚持以风光资源为牵引，以跨省跨区输电通道为依托，以灵活调节电源为支撑，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快建设黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、新疆、黄河下游等七大陆上新能源基地；科学有序推进大型水电基地建设，依托西南水电基地调节能力和外送通道，统筹推进川滇黔桂、藏东南二大水风光综合基地开发建设。优化近海海上风电布局，开展深远海海上风电规划，推动近海规模化开发和深远海示范化开发，重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾五大海上风电基地集群。

以示范工程引领发展。坚持把创新作为可再生能源发展的根本动力，加快培育可再生能源新技术、新模式、新业态。布局前沿方向，重点推进深远海海上风电、光伏发电户外实证、新型高效光伏电池、地热能发电、中深层地热供暖等示范，增强可再生能源产业创新力、竞争力；聚焦多元融合，重点开展光伏治沙、光伏廊道、深远海平价海上风电、海上能源岛、海上风电与海洋油气深度融合发展、规模化可再生能源制氢、生物天然气、生物质发电市场化，以及生物质能清洁供暖等示范，探索可再生能源多品种互补、多场景综合发展新模式；围绕高比例消纳，重点实施中小型抽水蓄能、发供用高比例新能源应用、绿色能源示范县（园区）、

“十四五”期间，国家能源局将立足本职，强化政策供给，推进机制创新，为可再生能源高质量跃升发展营造良好环境。深化“放管服”改革，加大简政放权力度，健全监督管理机制，提升政务服务水平。健全可再生能源消纳保障机制，强化权重引导，加强评价考核，促进各类市场主体公平合理共担可再生能源消纳责任。健全可再生能源开发建设管理机制，完善可再生能源全额保障性收购制度和价格形成机制，构建充分反映可再生能源生态环境价值、与传统能源公平竞争的市场体系。完善绿色电力证书制度，做好与碳交易的衔接，建立绿色能源消费评价、认证与标识体系，积极引导绿色能源消费。强化政策协同，会同有关部门，做好可再生能源资源详查，加大土地、环境、财政、金融等支持力度，为可再生能源发展提供全方位政策保障。

大力发展可再生能源意义重大、使命光荣、任务艰巨。全国能源行业将更加紧密团结在以习近平同志为核心的党中央周围，坚决贯彻落实党中央、国务院决策部署，锚定碳达峰碳中和目标，同心协力、锐意进取、克难攻坚，奋力谱写“十四五”可再生能源高质量跃升发展新篇章，为保障能源稳定可靠供应，推动能源革命和经济社会发展全面绿色低碳转型作出新的更大的贡献。■

作者为国家能源局局长、党组书记  
(责任编辑 冯尚)

# 2021年度石油工程建设优秀咨询奖评选结果公布

自2021年上半年开始,中国石油工程建设协会组织了2021年度石油工程建设优秀咨询奖评选工作。经过申报、形式审查、专家资料评审与现场发布评审和网上公示等程序,完成了

该奖项的评选工作。在申报的100个咨询成果中,评选出2021年度石油工程建设优秀咨询奖61项,其中一等奖10项,二等奖21项,三等奖30项。现将评选结果公布如下:

2021年度石油工程建设优秀咨询奖获奖名单

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
一等奖项目			
1	长庆气田上古天然气处理总厂工程可行性研究	长庆工程设计有限公司	王登海 常志波 刘子兵 邱 鹏 李占强 闵祥兵 冯启涛 冯亚军 李华山 董艳国
2	尼日尔阿加德姆油田二期450万吨/年地面工程概念设计	中国石油工程建设有限公司北京设计分公司	郭永强 刘 俊 孙万卿 汤俊杰 李 涛 徐 屹 王丽荣 许宏峰 吕大海 赵才先
3	西南油气田分公司天然气净化装置产品气升级改造总体方案	中国石油工程建设有限公司西南分公司	周明宇 曹文浩 程 林 蒲远洋 陈祖翰 李 龙 范 锐 徐仕利 马 先 骆书娟
4	中奥能源集团有限公司油品储运扩建工程可行性研究报告	中国石油工程建设有限公司华北分公司	王利强 宋义伟 尚增辉 邵艳波 刘雪梅 崔 萌 孙丽娜 朱玉成 常裕兵 李晨阳
5	大庆油气田地面工程“十四五”规划	大庆油田设计院有限公司	赵雪峰 李玉春 张春刚 曹万岩 夏 蓉 于 力 王凤英 崔峰花 王金龙 周鑫艳
6	埃克森美孚惠州化工综合体项目可行性研究报告	中国寰球工程有限公司北京分公司	桑 晋 戚仍模 李 慧 白悦函 裴 斐 殷梓恒 曾惠芝 张晓玉 杨善远 梁双双
7	北京油气调控中心搬迁城科大厦及系统建设项目	中国石油天然气管道工程有限公司	冷绪林 李 勇 杨文涛 傅 喆 左晓敏 高铭泽 汪 涛 柯 琳 杨子慧 周 睿
8	延长中煤榆林能源化工有限公司石脑油、轻柴油综合利用项目	中国昆仑工程有限公司、中海油天津化工研究设计院有限公司	孙富伟 孙晓伟 郭春垒 穆 董 耿樟强 高志争 郭 敬 冯勇军 李 犇 刘林洋
9	大庆油田“十四五”生态环境保护规划	大庆油田质量安全环保监督评价中心、大庆油田公司质量安全环保部	李克敏 殷贤波 李 娜 王 萌 陈镇湘 丁 龙 高文宇 马晓强 代志华 张亚文
10	江苏思派新能源科技有限公司锂电池电解液溶剂及配套项目可行性研究报告	中石油华东设计院有限公司	王志刚 于莉莉 张崇伟 李 实 李 宁 陈建波 张道南 刘 婧 李燕京 汪 颖



续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
二等奖项目			
11	塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发方案（地面工程）	中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司	荣少杰 吴昊 赵亮 张清 王立龙 杨立辉 杨玄钧 宗明月 聂勇 朱友庄
12	新疆油田天然气深冷增效工程规划	中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司	沈万军 葛劲风 东静波 唐治国 麻杨军 郑沛雯 陈军 唐红梅 董江洁 赵海威
13	天然气贸易计量交接模式研究	大庆油田设计院有限公司、 中国石油天然气销售分公司、 中国石油规划总院	钟文旭 罗志伟 赵晨阳 张学腾 周淑慧 魏彬 潘凯 刘宪英 梁鹏 李天琦
14	长庆油田原油稳定及伴生气综合利用二期工程可行性研究	长庆工程设计有限公司	马勇 朱国承 王博 郑海霞 刘元刚 童炜 张超 孙赞 郎永飞 张方帅
15	大庆油田新能源“十四五”发展规划	大庆油田设计院有限公司	赵雪峰 李玉春 张春刚 王同强 孟岚 邹继明 惠永庆 王胜利 孙旭东 丁良涛
16	采油二厂81号天然气处理站深冷提效工程	大庆油田设计院有限公司	李延春 王清勋 王哲 姚卫涛 薛杨 董成越 李明列 李艳贵 庄慧慧 任健
17	吉兰泰油田产能地面建设及配套工程规划方案	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	邵艳波 曲虎 张志贵 任秉鹏 周涛 顾景松 陈剑荣 刘磊 李慧明 李丹丹
18	博孜天然气处理厂建设工程	中国石油工程项目管理公司 天津设计院	王峰 王铁军 苗芃 刘贤明 贾雪松 于淳光 孙志明 古永伟 刘玉琳 白疏桐
19	克拉苏气田博孜-大北区块开发规划方案地面工程方案	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	曾正平 谭林林 董明川 凌浩 陈勇彬 杨洋 陈志高 杨其睿 周璇 赵海龙
20	新疆油田“十三五”复合驱规划部署及工业化试验方案	中油（新疆）石油工程有限公司 设计分公司、新疆油田分公司	邓骏 夏新宇 李龙 戚亚明 郑帅 罗新占 赵文恒 李建萍 孟小平 尹娜
21	加拿大LNG项目可行性研究	中国寰球工程有限公司北京分公司、 中国石油规划总院	张婧 林畅 杨炎辉 周鸿 胡时 于海 张文成 包光磊 郭小丹 李立三
22	克拉玛依中心城区排水系统专项规划	中油（新疆）石油工程有限公司 设计分公司	倪岚 曾祥惠 罗春林 杨萍萍 员菁 冯建慧 侯耀耀 张勇 杨华
23	中国石油独山子石化分公司聚苯乙烯GPPS单元扩能改造项目	新疆寰球工程公司	郝莉莉 刘艳英 沈溢洲 李霞 邓东霞 李勇 蔡勇 赵国强 韩旭 刘琼

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
24	大连石化公司烷基化装置扩能改造可行性研究报告	中石油华东设计院有限公司	徐令宝 梁泽涛 刘登峰 林玉青 姜 洁 王 雷 王素英 刘海鹏 李银玲 徐 彪
25	大庆油田有限责任公司2020年安全生产规划	大庆油田质量安全环保监督评价中心、大庆油田公司质量安全环保部	李模刚 杨 伟 霍晓军 刘 洋 朱传龙 于志伟 杨建年 梁 言 吴凯东 刘海龙
26	中国石油天然气股份有限公司大庆炼化分公司降低柴汽比增产液蜡项目	中国昆仑工程有限公司 葫芦岛分公司	张 颂 顾锦鸿 陆井珍 吴 思 史向珍 田 浩 高志红 宋 鹏 谷 丰 孙顶明
27	管道光传输网络主结构二期建设项目	中国石油天然气管道工程有限公司	司 辉 刘晓峰 孙振超 张 蕾 刘桂志 韩冬梅 渠忠强 聂 陈 刘 璐 刘 超
28	大连石化公司高含盐浓水综合治理项目	中国昆仑工程有限公司大连分公司	向修传 秦 娜 李 龙 刘艳红 孙景刚 孙 磊 檀 君 刘成会 李守成 王雪辉
29	外围油田变电所无人值守改造	大庆油田设计院有限公司	王同强 樊继刚 刘志春 胡 静 景志远 刘吉会 崔 鹏 钟 雨 尹 伍 王品宏
30	青海油田2019年-2021年电力系统升级改造工程	中国石油工程建设有限公司 青海分公司	马建波 孙厚财 李 纲 葛连祖 张佳伟 程文倩 刘 轲 陈 凯 张海涛 谢占金
31	中国石油青海油田格尔木炼油厂航煤生产配套完善改造项目可行性研究报告	中石油华东设计院有限公司	刘瑞萍 董佳鑫 王国旗 聂 程 李志超 张艳霞 夏永胜 代卫岩 李 威 王 辉
三等奖项目			
32	阿克纠宾项目76号合同主力油田地面工程	中油（新疆）石油工程有限公司 设计分公司	王 超 任镇山 曾祥惠 吐鲁别克·沙依那西 苏朋龙 肖继湘 高沛圣 李新龙 赵梅蕊 张 瑶
33	杏十区~杏十一区纯油区东部聚驱产能建设地面工程总体方案及杏十区纯油区聚驱东部2块产能建设地面工程方案	大庆油田设计院有限公司	赵雪峰 张丹丹 张 娜 孙 宁 李 岩 华正荣 信欣欣 王凤英 崔峰花 李梦雅
34	神木气田米38区块 $5 \times 10^9 \text{m}^3/\text{a}$ 试采实验骨架工程方案	长庆工程设计有限公司、 长庆油田公司第二采气厂	安维杰 张 璞 杨 莉 周妮妮 杨紫辰 吕阳伟 刘 谦 李小丽 杜 杰 姬冠华
35	辽河雷61储气库地面工程	中油辽河工程有限公司	王 文 李志岩 于 浩 李 鑫 嵯月平 周 昊 孙宇彤 蒲文政 李 达 郭 强

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人				
36	南七区弱碱三元复合驱产能建设地面工程总体方案及2018年产能建设地面工程方案	大庆油田设计院有限公司	张春刚 邹继明	李玉华 李艳杰	王超 王世全	张悦 王晶	田晶 路雪松
37	大庆四站储气库群工程	大庆油田设计院有限公司	刘岩 申宝珠	赵丽丽 解巨军	荣丽 张文华	刘俊峰 殷鹏	王淑霞 钟雨
38	温吉桑储气库群预可行性研究	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	刘欣 夏子路	刘永铎 邹婷	位坤晓 王博凯	陈龙 谭博寅	李小冉 陈珏伶
39	大港驴驹河储气库工程	中国石油工程项目管理公司 天津设计院	王峰 孙洪升	刘科慧 许涛	李彦 王雪	齐德珍 万丽	许艳春 安琰岩
40	中卫二站工程	中国石油天然气管道工程有限公司	梁烜 王晨晖	郝宪国 汪振宇	于培林 苏强	董静 张克宁	范秉文 王慧钧
41	长庆油田陇东油区原油外输系统调整工程可行性研究	长庆工程设计有限公司	王晗 霍富永	朱国承 蔡培升	朱源 刘元刚	解智堂 李鹏	李民民 蒋燕
42	舟山段管道工程海底管道工程	中国石油天然气管道工程有限公司	闫木明 梁凯	李金玲 刘其民	孙翔 龚亮	王亚琼 李宝忠	冯浩 黄朝炜
43	中国石油天然气股份有限公司湖北销售分公司新建宜昌油库项目可行性研究报告	中石油华东设计院有限公司	朱小林 刘海鹏	刘莎 邹澎	安玉亮 王丽艳	刘晓玲 殷有财	姬行 毕贵芹
44	米脂新区—榆林输气管道工程(A段)可行性研究	长庆工程设计有限公司、 长庆油田公司第二采气厂	赵一农 段雨晨	李星 李鹏	翟龙 王亚慧	姚欣伟 加红艳	陈晓刚 吴晨亮
45	浙江省天然气管网专项规划优化方案	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	张双蕾 李巧	赵小江 杨浩	李祁迂 周浩	陈思羽 金鑫涛	段小平 章磊
46	大庆油田含油含聚污水精细化处理工程工艺安全分析	大庆油田质量安全环保监督评价中心、 大庆油田第四采油厂	王啸 赵伟博	陈兴凯 李明	李金玲 常煦坤	杜映 赵宇	张伟 亓恒勇
47	大庆油田2020年度生态环境保护规划	大庆油田质量安全环保监督评价中心、 大庆油田公司质量安全环保部	邹积荀 吴凯	解起生 朱珺琼	金丽 高岩	信秀丽 龙文瑾	王松云 白玉洁
48	青海油田采出水回注工程	中国石油工程建设有限公司 青海分公司	马建波 程文倩	王东平 张佳伟	王延婷 王晓冬	魏晓钰 曾振铎	杨柳 周学军

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
49	国家危险化学品应急救援演练实训演练(大庆)基地真火模拟训练系统工艺安全分析	大庆油田质量安全环保监督评价中心、大庆油田天然气分公司	宋爽 练腾飞 王丽 付振宇 李科 张雪原 李长啸 代文天 张艺琼 杨瑞鹏
50	中国石油独山子石化分公司老区聚乙烯装置催化直注技术改造项目	新疆寰球工程公司	王乃燕 刘国新 刘琼 路严伟 洪梅 彭正星 张晓晴 马骋 李伟明 沈溢洲
51	长庆油田安防反恐重点达标建设项目可行性研究	长庆工程设计有限公司	杨娇 薛喆 朱利捷 刘宏梅 刘小平 卢朝辉 卢博 董博 颜朝勇 王璐
52	牛毛井油区污染场地治理工程可行性研究	长庆工程设计有限公司	吴志斌 郭志强 王国柱 王彦斌 高飞 薛洁 冯启涛 何志英 王超 李车站
53	锦采污水处理厂治理工程	中油辽河工程有限公司	刘洪达 高晓鹏 田方园 刘淼 杨柳 苏熙博 孟庆鹏 张晓雪 张玲 林园
54	内江石油容器厂整体搬迁项目	四川科宏石油天然气工程有限公司	吴利斌 袁萍 兰宗琼 赵江 董文静 何静云 黄宏伟 袁豪杰 朱龙 张友全
55	威远页岩气田集输气管道工程	四川科宏石油天然气工程有限公司	王锐 唐馨 周发钊 龙东 刘达树 魏星 杨玲 温觅新 李波 李玉群
56	中国石油大庆炼化公司大明湖生态恢复项目可行性研究报告	中国昆仑工程有限公司吉林分公司	苏俊涛 孙爱丽 王婷 接笑莹 黄艳玲 苑蓉 车显文
57	辽阳石化公司环境影响后评价报告	中国昆仑工程有限公司吉林分公司	杨威 张宏艳 李敏娜 王婷 赵静 冯涛 袁艳杰 张新宇 时进元 郝瑞军
58	塔里木油田污水处理系统完善工程	中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司	张志庆 王爱军 罗春林 虞浩 肖人勇 何晓涛 王芳梅 王波 邓燕梅 刘青松
59	大庆油田公司(上市部分)2019年安全生产规划	大庆油田设计院有限公司	张春刚 张闯 杨建年 王焕 梁梅芳 任晓雨 于志伟 赵哲 刘洋 王好宇
60	宣汉天然气净化厂产品气质量升级和尾气治理改造工程可行性研究报告	中国石油工程建设有限公司西南分公司	阮虹 吴新阳 周明宇 江凤 杜仕涛 曾腾德 何彦 黄鹏 范海峰 段小平
61	辽阳石油化纤公司亿方工业公司正己烷精制项目	中国昆仑工程有限公司锦州分公司	皮庆立 林春光 陈智峰 车宁 卢秉玺 黄小妹 李实 安源 吴彤 齐颖

通过数据化、标准化、智慧化安全管理平台支持并指导日常管理人员在施工现场工作,通过安全管理模块,增强预判安全风险的能力。工作数据实时动态呈现,形成动态工作记录,提升管理效率,提高安全管理服务满意度。

# 智慧化安全管理平台 助推项目管理技术升级

■ 刘永昕



项目管理公司涵盖项目监理机构众多,每个项目监理机构有大小不同的多监理项目,分散在不同地点,公司管控难度大,项目监理机构现场真实情况无法了解,导致信息失真比较严重。公司定期到各项目监理部检查现场质量安全以及资料等情况,耗时人力物力,但取得的效果也只是阶段片面的。智慧化安全管理平台利用信息化平台将项目现场的实时情况及时传回公司,使公司能够有效把控项目现场情况,减少安全事故发生。

## 1 油田产能建设工程风险管理现状

### 1.1 产能建设工程风险分析

产能建设工程作为油气田开发和安全生产的重要环节,

具有施工环境恶劣、施工过程中不可控因素多、工艺技术复杂等特点,是安全风险因素较高且现场事故频发的施工项目。风险管理就是对项目进行主动风险识别,然后就是将识别的风险进行控制,从而降低风险。在项目实施过程中难免出现遗漏,各种变革也会带来不确定性及新的风险因素。

### 1.2 现有预防及控制措施

HSE巡视检查是一项较为常见的管理手段,首先要审查施工承包商的管理文件、体系文件,以及对施工承包商的自查、自检记录进行相应的检查,另外结合现场实际情况进行检查和沟通。通过巡视检查,核实承包商HSE体系文件是否落实,相关要求是否执行,落实执行的程度如何,HSE信息交流渠道是否畅通,及时发现问题提出整改建议和措施,

并督促落实等。根据检查存在的问题，确定问题的严重程度，进行口头通知、不符合项通知、监理通知单、工程暂停令等方法。并督促落实整改至合格、回复。

## 2 项目风险管控存在的主要问题

“有依据、有目标”，本着“安全第一、环保优先、以人为本”，而安全监理与质量技术等验收类监理过程不同，具有分散性、随机性、多专业性、综合性、复杂性等特点。安全技术及安全管理方面的专业知识和安全监理的范围、工作内容、工作方法、制度流程等知识属于隐性知识，是存在于个人头脑中的，它的主要载体是个人。对于个人是否清晰表达并在施工现场进行监督管理实存在较大偏差的，并且具有个性、主观性等特点，对于现场监理人员的责任心要求较高。安全监理知识目前的管理难以激发隐性知识拥有者分享知识的欲望，无法对个人隐性知识的独创性和专有性建立有效地分享平台。

现场监理人员对上级部门、行业相关标准要求更新渠道只能依靠文件传达，无法利用零散时间进行碎片化学习，对于现场发现问题无法快速找到依据，仅能凭借个人知识储备，部分现场监理人员业务能力水平不足，不能及时发现施工过程中存在的问题，监理人员每日工作任务繁重，既要在现场监管，又要整理文字资料，工作留痕不及时。监理工作流程繁杂，签批程序较多，缺少一套智能化高效管控工具。

## 3 运用智慧化安全管理平台强化现场安全管控

### 3.1 项目管理安全管理平台初步方案

通过数据化、标准化、智慧化安全管理平台支持并指导日常管理人员在施工现场工作，通过安全管理模块，增强预判安全风险的能力。工作数据实时动态呈现，形成动态工作记录，提升管理效率，提高安全管理服务满意度。将现场检查细化为基坑、模板、脚手架等11部分，逐项分解检查条目，引用规范原文，为现场监理履职提供充分依据。将检查工作融合于手机程序，自动留存现场履职记录，大量减少记录、整理、汇总、分析时间，减轻监理人员工作强度，简化工作流程，提高工作效率，为总监理工程师对现场把控提供依据。帮助公司多个部门进行业务的数据分析，形成相应报表及结论，为领导层管理与决策提供强有力的基础数据支持。

### 3.2 安全检查模块

为现场监理人员提供便捷、高效的学习途径。帮助现场监理人员充分整合碎片化时间，动态更新上级部门、行业相关标准要求，逐步提升现场监理人员业务能力。巡视现场过程中，实时对项目实施工作进行监督检查，对于发现问题及时记录，保留影像资料并要求整改。检查依据根据系统中已

数据化规范标准下达，做到有据可依。

### 3.3 安全培训模块

公司专家或老同志可以发布文件或视频，大小经验与信息都可通过培训模块进行日常积累；安全监理知识目前的管理无法激发隐性知识拥有者分享知识的欲望，无法对个人隐性知识的独创性和专有性建立有效地分享平台，智慧化安全管理平台可以通过知识贡献率建立评价体系，使其他监理工程师得到知识共享的实惠；另一方面，要为员工提供成长机会，引导员工利用碎片化时间学习，促使员工获得不断创新和发展的动力。也可通过自测练习、安全监理考试进行查缺补漏，发现知识盲点。

### 3.4 解决的主要问题和矛盾

通过智慧化安全管理平台现场监理工程师将每日现场巡查、旁站信息等录入到系统中，系统通过智能分析形成当日的监理工作记录。通过智慧化安全管理平台日常检查、专项检查、安全评估、安全分析四个模块，实现对安全管理知识的显性化、标准化，利用系统中模块化的标准规范、法律法规快速提供检查依据。总监理工程师通过现场监上传信息对各项指标进行汇总，有利于提高质量、效率、效益，有利于减轻基层负担、节省人力、降低消耗，有利于消除管理弊端、调动人员积极性，切实解决实际问题。

## 4 现阶段取得的成效

大庆油田工程项目管理有限公司共对10个项目监理单位、13个在建项目进行了检查，发现问题147项，及时对现场日常施工进行了预警，帮助施工现场避免安全事故发生，实现所承监项目管理水平大幅提升，切实提高现场履职能力。通过对人员的分级管控，信息汇总对重大偏差进行及时预警，实现智能、科学、高效的现场安全管控。

## 5 结束语

使用智慧化安全管理平台安全，加强了工作行为数据化实时动态呈现，不仅解决了磨破嘴无痕迹的问题，还可以充分展示安全监理在项目安全管理过程中的重要位置。安全监理工作行为数据化后，日常工作性和阶段性工作数据通过平台处理，方便快捷，全面反映监理履职情况，提高监理工作效率。通过汇总所有人员工作数据，形成信息齐全的巡视检查记录。通过这套系统，总监理工程师可以随时掌握项目施工现场的情况，随时掌握安全管理人员在岗履职情况，有问题及时处理，实现了强管理、夯责任、可分身的工作模式，有利于总监发挥管理职能，复制优秀管理基因，提升监理信誉。■

作者单位：大庆油田工程项目管理有限公司  
(责任编辑 冯尚)

油田油气厂站消防系统中稳压装置不能正常运行的主要原因之一是喷淋管控制阀关闭不严造成的,选择控制阀及安装形式防止泄漏确保稳压装置正常运行。随着消防规范的修订和要求的提高,油田油气厂站的消防系统都需要设置稳压装置。油田油气厂站的建设需根据实际情况确定出适合油田场站消防系统稳压装置的相关参数,根据现场运行情况提出消防系统稳压参数确定的建议。

# 油气厂站消防系统稳压装置 存在问题及设置措施

■ 徐建蓉<sup>1</sup> 王超<sup>1</sup> 方铁睿<sup>2</sup> 冯启涛<sup>1</sup> 郭晓洁<sup>1</sup>



## 1 存在问题

油田大型油气厂站的消防系统为自动控制稳压消防系统,在消防系统日常维护管理情况调查中,反映出消防系统稳压装置存在问题较多,影响较大。主要原因之一是阀门泄漏使稳压装置停运,稳压装置停运导致消防泵出口设置的多功能控制阀无法关闭,消防泵无法实现自动启动,消防系统自动功能无法实现。

究其原因,导致稳压装置停运的漏水阀门中,储罐壁消防冷却喷淋管线的控制阀出现的问题较多。已建的大多数油气厂站喷淋管线的控制阀多采用电动蝶阀,北方寒冷地区采用加长杆电动蝶阀,蝶阀优点是体积小便于安装,启闭速度快,但由于管网带压和水中杂质及阀本体结构等问

题蝶阀泄露严重。消防系统要求此阀前消防管网充满水,阀后消防管网为空管,此阀一旦泄漏,消防系统不但压力不能稳定,而且消防冷却水从罐壁喷出,若泄漏量较小没有及时发现,甚至出现冬季消防管线冻堵的情况。

消防泵为离心泵,要求闭阀启泵。目前自动控制的消防系统,消防泵出口多采用多功能控制阀代替电动阀和止回阀,如果稳压装置停运,消防管网没有压力,多功能控制阀就会因为没有背压无法关闭,消防泵无法实现闭阀启泵。

## 2 设置措施

目前已建的油田油气厂站消防系统分两种类型,一类是规模较大的场站,这类厂站建有自动控制的稳压消防系统;另一类规模较小的油气厂站,消防系统采用临时高压

消防系统,没有设置稳压设施。但从2014年《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974实施以来,根据6.1.7条内容,“独立的室外临时高压消防给水系统宜采用稳压泵维持系统的充水和压力”。尽管油田建设执行《石油天然气工程设计规范》GB50183中没有要求消防系统设稳压装置,但设计图纸的审查均执行《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974,所以新建的油气厂站消防系统都设置了稳压装置。许多已建站消防系统改造也陆续开始增加稳压装置。由于以上规范中,对油田油气厂站消防系统的稳压压力没有给出明确规定,实际执行中做法也不尽相同。

鉴于消防稳压装置在消防系统中的重要性,笔者结合现场运行经验,对于油田油气厂站稳压装置的选择、消防系统稳压压力的确定以及喷淋管线控制阀的选择提出以下几点建议。

(1) 根据实际运行情况,对于大型自动控制消防系统,稳压装置采用变频控制的消防稳压装置代替以前设置的气压罐变频供水设施。对于大型场站,稳压装置的流量比较大,从安装尺寸和气压罐调节容积等因素考虑,采用变频控制的消防稳压装置可靠性较高,运行稳定。

(2) 稳压装置稳压泵的流量需考虑消防管网的泄漏量和一支水枪的出水量5L/s,但消防管网的泄漏量没法准确估算,根据运行经验,建议对于大型消防管网按2~3个消火栓的流量确定稳压装置的流量,小型消防管网最少按1个消火栓的流量确定稳压装置的流量。这样,即使使用1~2支水枪也不需要启动消防泵。

(3) 稳压装置稳压泵的扬程建议比消防管网稳压压力高0.15~0.25MPa,大系统选择上线,小系统选择下线。

(4) 对于消防系统的稳压压力的确定,建议按消防系统最不利点消火栓栓口压力0.35MPa与管线损失之和确定,以不超过0.5MPa为宜。这样确定可满足站内一般建筑的消防要求。

(5) 对于储罐壁消防冷却喷淋管线的控制阀,《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974已规定不能采用蝶阀,根据现场使用情况,可采用电动闸阀或电动球阀,但采用双阀更安全可靠,在电动控制阀出现漏水的情况下,增加手动阀多一道阻断措施,可以避免消防冷却水从罐壁喷出。另外,北方寒冷地区,阀门为加长杆阀,阀体安装在地下阀门井内,电动执行机构安装在地面,阀杆穿井壁、阀门检修维护都较困难。可以借鉴液化气储罐控制阀的要求,采用雨淋阀集中布置在室内,雨淋阀组控制措施齐全,即使雨淋阀检修的情况下也可保证喷淋管线供水,可以避免消防冷却水从罐壁喷出,安全可靠。阀组室内集中布置便于维护管理。

(6) 对于消防泵出口多功能控制阀的背压可单独给阀体供水形成背压,并采用两路供水,一路依靠消防管网的

稳压压力供给,另一路依靠站内生产供水管线供给,确保多功能控制阀安全关闭。

### 3 消防系统稳压压力的探讨

随着油田建设深度开发及油气田轻烃等项目的建设,对于《石油天然气工程设计规范》GB50183和《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974中没有涉及的消防内容,会参考《石油化工企业设计防火标准》GB50160中相关规定执行,在执行的过程中对于消防系统的稳压压力和消防系统的控制方式也存在分歧。《石油化工企业设计防火标准》GB50160规定,独立的稳高压消防给水系统管网稳压压力宜为0.7MPa~1.2MPa,稳高压消防给水系统的消防水泵应能依靠管网压降信号自动启动。

而实际情况是,消防管网稳压0.7MPa~1.2MPa,虽有利于第一时间快速使用水炮和消火栓,但由于稳压流量有限,甚至不能满一门水炮的使用流量要求,所以只有迅速启动消防泵,持续供给消防用水才能满足各种消防设施的用水的流量和压力要求。但消防泵又要求根据管网压降信号自动启动,若设多台消防泵,每台泵按压将顺序启泵,无形之中又延长了消防泵的启动时间。根据现场了解情况,虽然系统设置了根据管网压降信号自动启动消防泵的功能,但接到火警后,现场都是按照火灾部位直接程序启动相应的消防泵,迅速达到火灾要求的压力和水量,所以根据管网压降信号自动启动消防泵的功能形同虚设。

既然稳压流量不能达到用水设备第一时间用水流量的要求,那么管网稳压0.7MPa~1.2MPa意义也不大。现代消防设备和仪表控制设施技术成熟,设备先进,质量可靠,只要日常维护好消防设备,完全可以实现2min启泵的要求,消防管网平时充满水,只要消防泵启动,管网压力很快就会达到使用要求。所以平时消防管网稳压压力只需满足一层厂房等建筑物使用消火栓的要求即可。管网稳压压力的降低,也减小了消防设施日常压力负荷,有利于设备日常维护管理。

规范要求消防水泵依靠管网压降信号自动启动,无非也是让消防设施的使用压力和流量匹配,担心流量过大会增大管网压力,造成消防系统使用不安全。但现在消防系统都设置了自动泄压措施,可以解决消防泵流量过大引起的管网超压问题,既满足流量要求也可以满足稳定压力的要求,确保系统安全运行。

鉴于以上现场实际使用经验,目前油田场站消防系统的稳压压力没有执行《石油化工企业设计防火标准》GB50160规定0.7MPa~1.2MPa的要求。■

作者单位: 1. 西安长庆科技工程有限责任公司  
2. 长庆油田(榆林)油气有限公司  
(责任编辑 冯尚)



《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》于2019年3月实施,对应急照明的供电方式、供电电压和控制方式的较以往标准规范有了很大变化,同时新版《火力发电厂与变电站设计防火标准》也于2019年8月实施,两个标准的对应应急照明的不同要求,给35~110kV变电站的应急照明设计带来的较大的困扰。本文根据不同规范条文的要求,提出设计探讨意见。

# 35~110kV变电站应急照明及疏散指示设计探讨

■ 胡鹰 桂娟



## 1 引言

建筑物一般可分为工业建筑和民用建筑。工业建筑是指供人们从事各类工业生产活动的建筑,通常称之为工业厂房,包括工厂车间、锅炉房、变电站、仓库等。民用建筑是指为满足人们生活、居住、从事各种文化福利活动的建筑。变电站是属于工业建筑,由于其运行管理的专业性和特殊性,其防火要求不同于一般的工业建筑,因此在进行应急照明(包括疏散照明和备用照明)及疏散指示设计时,需要根据不同的防火标准规范来执行。

《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)

(以下简称《厂站防火标准》)于2019年8月1日实施,在此之前,《建筑设计防火规范》GB50016-2014(2018版)(以下简称《建规》)于2018年10月1日实施,《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》(GB51309-2018)(以下简称《应急疏散标准》)于2019年3月1日实施,由于不同标准规范的主编单位不同,对于防火安全要求不同,因此也导致了应急照明在不同标准规范表述的差异。在具体项目的设计和施工图审查过程中,不同审图专家提出的要求也各不相同。针对的35~110kV变电站(本文指地上变电站,地下变电站可作参考)的应急照明,电力行业设计院一般按照《厂站防火标准》和《发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T5390-2014)(以下简称《厂

站照明规定》)进行设计,但审图专家提出《应急疏散标准》也为国家标准,变电站应急照明设计应满足该规范要求,这也给设计人员带来较大的困扰,也导致设计图纸的一再修改,延误了项目的建设周期。本文针对不同标准规范的相关条文进行详细分析,提出一些看法,供大家设计参考。

## 2 不同标准规范的要求

### 2.1 《建规》要求

#### 2.1.1 规范条款要求

《建规》在10.3节对需要设置消防应急照明和疏散指示标志的场所作了相应的规定,内容如下:

1) 10.3.1条,除建筑高度小于27m的住宅建筑外,民用建筑、厂房和丙类仓库的下列部位应设置疏散照明:(1)封闭楼梯间、防烟楼梯间及其前室、消防电梯间的前室或合用前室、避难走道、避难层(间);(2)观众厅、展览厅、多功能厅和建筑面积大于200m<sup>2</sup>的营业厅、餐厅、演播室等人员密集的场所;(3)建筑面积大于100m<sup>2</sup>的地下或半地下公共活动场所;(4)公共建筑内的疏散走道;(5)人员密集的厂房内的生产场所及疏散走道。

2) 10.3.3条,消防控制室、消防水泵房、自备发电机房、配电室、防排烟机房以及发生火灾时仍需正常工作的消防设备房应设置备用照明,其作业面的最低照度不应低于正常照明的照度。

3) 10.3.5条,公共建筑、建筑高度大于54m的住宅建筑、高层厂房(库房)和甲、乙、丙类单、多层厂房,应设置灯光疏散指示标志,并应符合下列规定:(1)应设置在安全出口和人员密集的场所的疏散门的正上方;(2)应设置在疏散走道及其转角处距地面高度1.0m以下的墙面或地面上。灯光疏散指示标志的间距不应大于20m;对于袋形走道,不应大于10m;在走道转角区,不应大于1.0m。

#### 2.1.2 条款分析

单从以上规范条款似乎可以得出以下结论:35~110kV地上变电站内的应急照明和疏散指示应分别遵循10.3.1条第1款、10.3.3条和10.3.5条相关要求。

但在《建规》总则1.0.2节中,对该规范适用范围作了明确规定:本规范适用于下列新建、扩建和改建的建筑:(1)厂房;(2)仓库;(3)民用建筑;(4)甲、乙、丙类液体储罐(区);(5)可燃、助燃气体储罐(区);(6)可燃材料堆场;(7)城市轨道交通隧道。人民防空工程、石油和天然气工程、石油化工工程和火力发电厂与变电站等的建筑防火设计,当有专门的国家标准时,宜从其规定。

该条的条文解释为:对于人民防空……煤化工和电力等工程,专业性较强,有些要求比较特殊,特别是其中的工艺防火和生产过程中的本质安全要求部分与一般工业或民用建筑

有所不同。本规范只对上述建筑或工程的普遍性防火设计作了原则性要求……相关防火要求可以按照这些工程的专项防火规范执行。

因此根据《建规》总则要求,35~110kV地上变电站内的应急照明和疏散指示应按照电力专门防火标准规范的要求进行设计。

### 2.2 《厂站防火标准》要求

#### 2.2.1 规范条款要求

《厂站防火标准》在11.7节对需要设置消防应急照明和疏散指示标志的场所作了相应的规定,规定如下:

1) 11.7.1条,变电站的消防供电应符合下列规定:(1)~(3)略;(4)消防应急照明、疏散指示标志应采用蓄电池直流系统供电,疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于30min,继续工作应急照明连续供电时间不应少于3h。

#### 2) 11.7.2条,火灾应急照明和疏散标志应符合下列规定:

(1)户内变电站、户外变电站的控制室、通信机房、配电装置室、消防水泵房和建筑疏散通道应设置应急照明;(2)地下变电站的控制室……和楼梯间应设置应急照明;(3)地下变电站的疏散通道和安全出口应设灯光疏散指示标志;(4)人员疏散通道应急照明的地面最低水平照度不应低于1.0lx,楼梯间的地面最低水平照度不应低于5.0lx,继续工作应急照明应保证正常照明的照度;(5)疏散通道上灯光疏散指示标志间距不应大于20m,高度宜安装在距地坪1.0m以下处;疏散照明灯具应设置在出入口的顶部或侧边墙面的上部。

#### 2.2.2 条款分析

《厂站防火标准》是专门针对火力发电厂和变电站编制的设计防火标准,符合《建规》总则中规定的专项防火规范,因此35~110kV地上变电站内的应急照明和疏散指示应按照该规范执行。

由于35~110kV变电站一般是直接针对某一区域的用户负荷供电,一旦变电站整体停电,将对该区域的用户造成很大影响,为避免变电站意外全停事故,确保人员进站抢修的照明基本条件,电力行业专门发布了《发电厂和变电站照明设计技术规定》,对发电厂和变电站的正常照明、应急照明的设计提出了具体的要求。

### 2.3 《厂站照明规定》要求

#### 2.3.1 规定条款要求

《厂站照明规定》在2.1.11节对应急照明做了定义,说明应急照明包括疏散照明和备用照明,其中备用照明是用于确保正常活动继续进行的照明。

#### 1) 3.2.1条第2款,工作场所下列情况应设置应急照明:

(1)当正常照明因故障熄灭后,需要确保正常工作或活动继续进行的场所应设置备用照明(为避免与消防备用照明含义

混淆,本文简称“工作备用照明”);(2)当正常照明因故障熄灭后,需要确保人员疏散的出入口和通道应设置疏散照明。

2)3.2.2条,变电站中需要设置工作备用照明的场所为:控制室、继电器室、屋内配电装置室、蓄电池室、通信机房、柴油发电机室等;设置工作备用照明的房间无需设置疏散照明,其它需要设置疏散照明的场所为:主要通道、主要出入口、楼梯间、钢梯等。

3)5.1.8条,应急灯的选择应满足下列要求:……第2款,自带蓄电池的应急灯放电时间,对于……750kV及以下有人值班变电站不低于60min计算,对于无人值班变电站……应按不低于120min计算。

4)6.0.4条,发电厂、变电站和换流站应急照明的照度值可按本规定一般照明照度值的10%~15%选取。主要通道上疏散照明的照度值不应低于1lx。

### 2.3.2 条款分析

《厂站照明规定》是专门针对火力发电厂和变电站照明设计编制的,其规定了变电站的相关场所需要设置的正常照明、工作备用照明和疏散照明,基于变电站值班人员均为专业人员,该规定要求在工作场所的主要通道和出入口设置疏散照明,并未要求设置疏散指示标志,这一点是与民用建筑应急照明的要求是有所区别的。对变电站内的消防应急照明和疏散指示的设计,该标准并未作出规定,设计部门还必须以《厂站防火标准》作为消防应急照明和疏散指示的执行标准。

## 2.4 《应急疏散标准》要求

### 2.4.1 标准条款要求

《应急疏散标准》在术语一节对消防应急灯具(包括消防应急照明灯具和消防应急标志灯具)、A型消防应急灯具(主电源及蓄电池电压均不大于DC36V的灯具)、A型应急照明配电箱、A型应急照明集中电源等做了明确的定义,并对相关场所灯具的设置作了规定。

1)3.2.1条,灯具的选择应符合下列规定:(1)~(3)略;(4)设置在距地面8m及以下的灯具的电压等级及供电方式应符合下列规定:应选择A型灯具。

2)3.2.8条,出口标志灯的设置应符合下列规定:(1)应设置在敞开楼梯间、封闭楼梯间、防烟楼梯间及其前室入口的上方;(2)应设置在室外疏散楼梯间出口的上方;(3)应设置在直通室外疏散门的上方。

3)3.3.7条,灯具采用自带蓄电池供电时,(1)应急照明配电箱宜设置于值班室、设备机房、配电间或电气竖井;(2)非集中控制型系统中,应急照明配电箱应由防火分区、同一防火分区的楼层……的正常照明配电箱供电。

4)3.3.8条,灯具采用集中电源供电时,(1)集中电源额定功率不应大于5kW;设在电缆竖井内的集中电源额定功率不应大于1kW;(2)集中电源应设置在消防控制室、低压配

电室、配电间或电气竖井;(3)非集中控制型系统中,集中设置的集中电源应由正常照明线路供电;分散设置的集中电源应由防火分区、同一防火分区的楼层……的正常照明配电箱供电。

5)3.8.1条,避难间(层)及配电室、消防控制室、自备柴油发电机房等发生火灾仍需工作、值守的区域,应同时设置消防备用照明、疏散照明和疏散指示标志。

6)系统消防备用照明的设计应符合下列规定:(1)消防备用照明灯具可采用正常照明灯具,在火灾时应保持正常的照度;(2)消防备用照明灯具应由正常照明电源和消防电源专用应急回路互投后供电。

### 2.4.2 规定条款分析

《应急疏散标准》是适用于建、构筑物中设置的消防应急照明和疏散指示系统的设计、施工、调试、检测、验收与维护保养的一本综合性标准。这是目前对建筑消防应急照明和疏散指示系统要求最为详细、最为严格的标准,因此变电站的消防应急照明和疏散指示系统的设计必须满足该标准的要求。该标准中要求8m以下均采用DC36V的A类灯具,这是变电站应急照明设计需要认真执行的。

## 3 标准规范的对比

### 3.1 标准规范的使用

针对以上多个规范标准和规定,设计人员应认真加以分析。《厂站照明规定》虽然是专门针对火力发电厂和变电站照明设计编制的规定,但该规定为电力行业推荐性标准,对于电力工程的具体设计具有指导性意义,并不具备国家规范的强制性法律效力。在进行施工图审查和消防验收过程中,在多本规范、标准表述有矛盾或者歧义时,消防主管部门往往都会要求按照国家强制性标准规范—国家推荐性标准规范—行业推荐性标准规范的顺序执行,因此该规定只能作为参考使用,不应作为变电站应急照明设计在法律层面的依据。

### 3.2 标准规范的对比

《建规》是建筑设计防火的总规范,其它所有的专业防火规范都由此规范引申而出。该规范针对民用建筑的应急照明疏散指示做了较为详细的规定,对于电力工程的应急照明设计,其规定适用只适用于建筑物中一些公共部分(如值班、办公等),建筑主体部分还必须遵循《厂站防火标准》。《厂站防火标准》对电力工程中需要设置应急照明和疏散指示的要求更为明确,因此应作为应急照明设计的主要标准。

《应急疏散标准》是适用于建、构筑物中设置的消防应急照明和疏散指示系统的设计、施工、调试、检测、验收与维护保养的一本综合性标准。该标准并不是规定哪些建筑物需要设置消防应急照明和疏散指示系统,而是对那些需要设置应急照明的建筑物做出规定,如照明供电电压、灯具、应急照

明配电箱的选择, 建筑物哪些部位需要设置应急照明和疏散指示, 设置间距和照度要求等等。变电站内的消防应急照明和疏散指示系统的设计必须满足该标准的要求。

综合以上标准规范的条款, 针对35~110kV变电站的应急照明设计, 可以按照如下设计思路, 以满足各种标准规范的要求。

1) 变电站应分别设置工作备用照明、消防应急照明(含消防备用照明)和疏散指示标志, 且三者各自的作用和目的不同, 不可相互替代。工作备用照明为了确保事故停电后继续工作(非火灾状态)的应急照明, 只需满足《厂站照明规定》即可, 但在火灾状态下, 为了保障消防人员的人身安全, 该照明回路应连锁断电。

2) 变电站内工作备用照明是可采用直流照明灯, 也可采用交流照明灯由系统逆变器供电或采用自带蓄电池照明灯具

(DC36V), 自带蓄电池照明灯具的应急时间不用低于2h。该照明回路与正常照明回路在火灾状态均应连锁断电。

3) 变电站控制室、通信机房、配电装置室及建筑疏散通道等相关场所应设置疏散照明, 照度须满足最低水平照度, 连续供电时间不少于0.5h。

4) 变电站内的消防水泵房及其配电室、发电机房为火灾是仍需工作的场所, 必须设置消防备用照明、疏散照明和疏散指示标志。该消防备用照明与《场站防火标准》中“继续工作应急照明”的含义基本等同, 即保持正常照度, 且连续供电时间不少于3h。

5) 根据《建规》之规定, 在变电站内的建筑疏散通道、楼梯间和安全出口过道等部位, 设置疏散照明和疏散指示标志, 照度和间距须符合规范要求。

6) 变电站内疏散照明和疏散指示标志应采用自带蓄电池

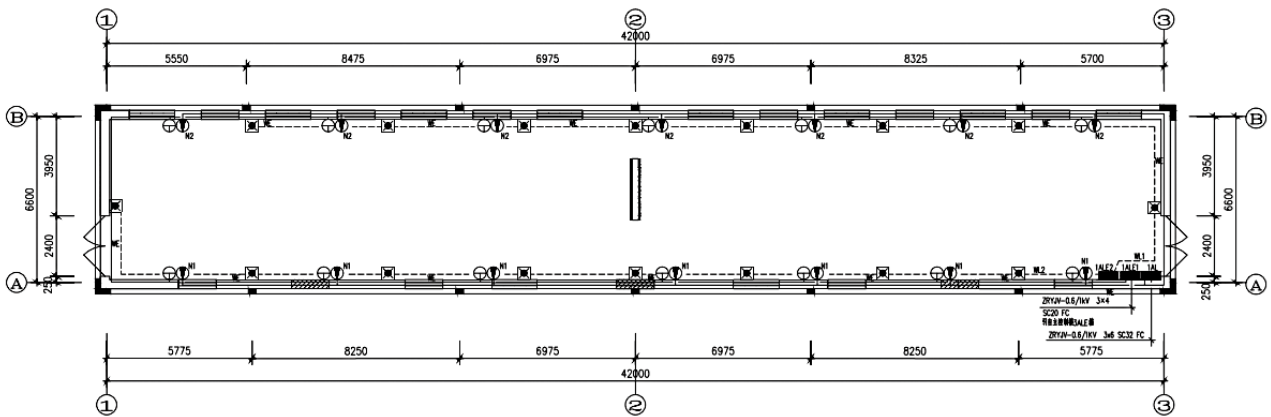


图1 35kV配电室照明平面图

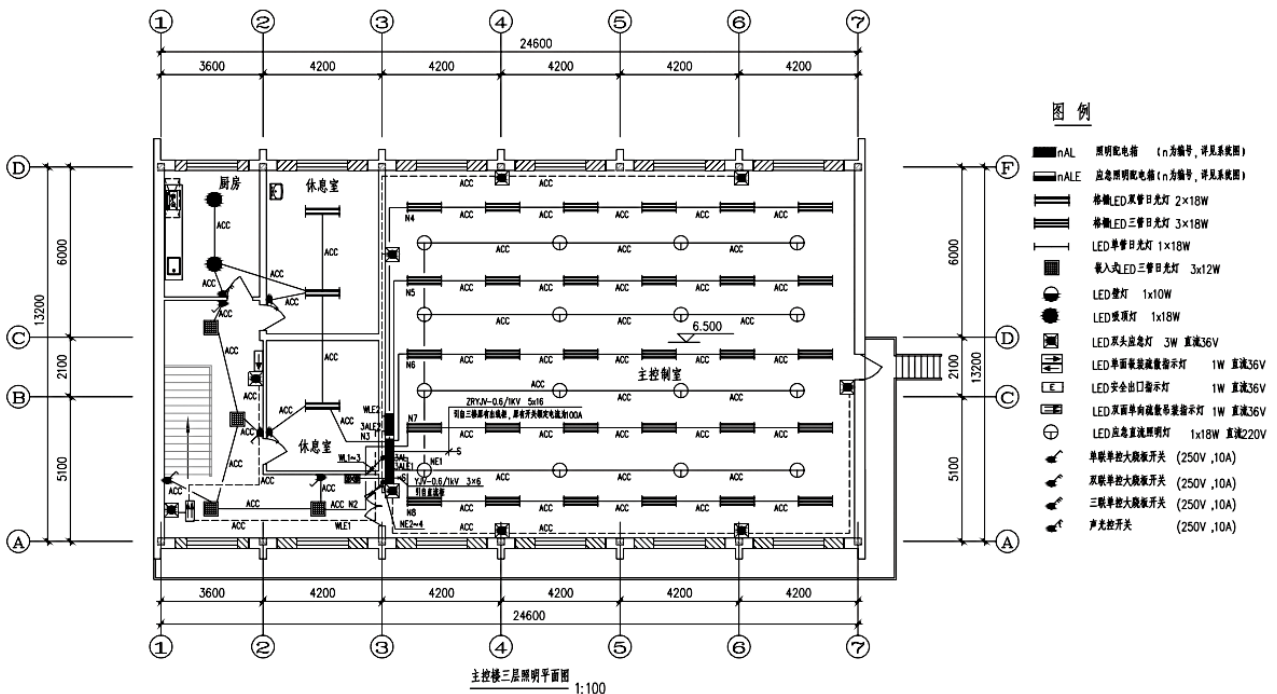


图2 主控制室照明平面图

图例

- nAL 照明配电箱 (n为编号, 详见系统图)
- nALE 应急照明配电箱 (n为编号, 详见系统图)
- 格栅LED双管日光灯 2×18W
- 格栅LED三管日光灯 3×18W
- LED单管日光灯 1×18W
- 嵌入式LED三管日光灯 3×12W
- LED筒灯 1×10W
- LED吸顶灯 1×18W
- LED应急疏散灯 3W 直流36V
- LED应急疏散指示灯 1W 直流36V
- LED安全出口指示灯 1W 直流36V
- LED双管单向疏散指示灯 1W 直流36V
- ⊕ LED应急疏散照明灯 1×18W 直流220V
- ⚡ 单联单控大规格开关 (250V, 10A)
- ⚡ 双联单控大规格开关 (250V, 10A)
- ⚡ 三联单控大规格开关 (250V, 10A)
- ⚡ 声光控开关 (250V, 10A)

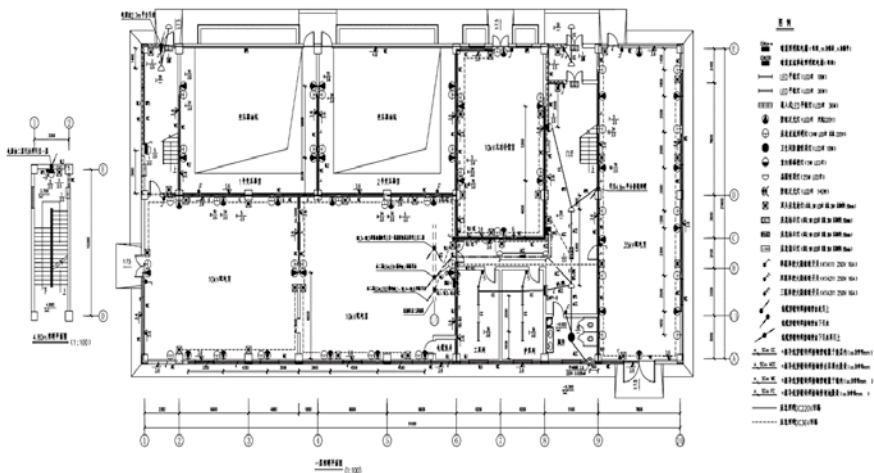


图3 一层照明平面图

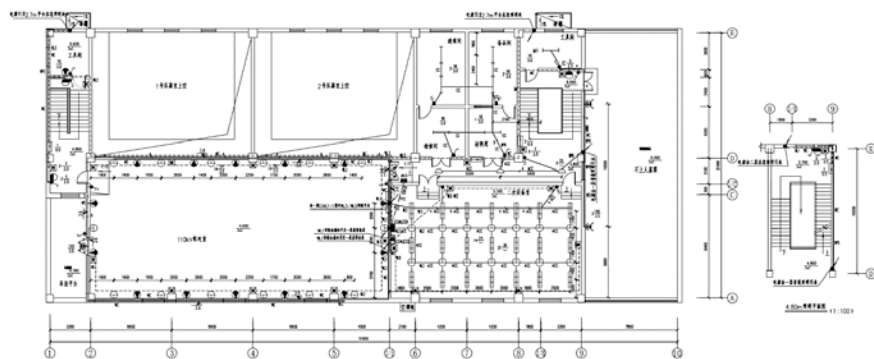


图4 二层照明平面图

A型灯具, 在控制室或二次设备室设置非集中控制型应急照明配电箱, 其电源由就近的正常照明配电箱供电。

#### 4 变电站应急照明及疏散指示设计

通过对以上标准规范相关条文的分析, 变电站消防应急照明(含疏散照明)和疏散指示标志应以《厂站防火标准》为主要设计标准。变电站内工作备用照明应以《厂站照明规定》作为设计依据来开展相应的设计。下面以具体工程来展示户外、户内变电站应急照明的具体设计。

##### 4.1 户外变电站

以有人值守半户外110kV变电站为例, 变电站主控楼主控室和疏散通道、35kV配电室、6kV配电室、6kV无功补偿室设置消防应急照明, 疏散通道设置疏散指示标志。消防应急灯具采用自带蓄电池的A型消防应急灯具, 应急照明配电箱分别设置于各配电室, 电源引自就近正常照明配电箱。疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于90min。

变电站主控制室、35kV配电室、6kV配电室、6kV无功补偿室设置工作备用照明, 照度按正常照明的照度设计, 由变电站直流系统供电, 备用照明可手动/自动点亮, 当正常照明因故障熄灭后, 备用照明自动点亮。

本工程35kV配电室、6kV配电室、6kV无功补偿室均为单层建筑, 照明设计相似, 本次仅附35kV配电室照明平面图, 照明设计图纸详见图1、2。

##### 4.2 全户内变电站

以无人值守全户内110kV变电站为例, 变电站二次设备室、110kV配电室、35kV配电室、10kV配电室、10kV无功补偿室及疏散通道设置消防应急照明, 疏散通道设置疏散指示标志。消防应急灯具采用自带蓄电池A型消防应急灯具。非集中电源应急照明配电箱设置于二次设备室, 电源引自就近正常照明配电箱。疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于90min。

变电站二次设备室、110kV配电室、35kV配电室、10kV配电室、10kV无功补偿室、变压器室设置工作备用照明, 照度按正常照明的照度设计, 由变电站直流系统供电, 备用照明在主入口处设置人工开启控制按钮。

本工程照明设计图纸详见图3、4。

#### 5 结束语

通过对以上标准规范的分析, 对于变电站应急照明的设计, 本文提出如下的建议:

1) 针对变电站消防应急照明设计, 应以《厂站防火标准》为主要设计标准, 《厂站照明规定》可作为变电站内工作备用照明设计的参考规范。

2) 针对变电站内应急照明和疏散指示的灯具、应急照明配电箱的系统设计, 应以《应急疏散标准》为设计标准, 以确保火灾情况下人员疏散和人身安全。

变电站一般作为城市局部区域的电源点, 是与其他公网变电站一起供电, 共同保障城市区域的消防火灾供电的可靠性(双重电源或双回路), 但在变电站自身火灾的特殊情况下, 确保变电站运行人员和消防员的人身安全, 也是设计人员要思考的问题。设计人员必须对行业规范和国家规范认真研读, 选择适合项目特点的标准规范进行设计, 才能确保项目的本质安全, 满足建筑消防的要求。■

作者单位: 中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司  
(责任编辑 冯尚)

农村污水治理项目建设内容包括水量确定、水质分析、污水处理工艺选型、污水外排标准及其他配套工程。本文通过工程实例对污水治理工程几种工艺进行了比较详细的介绍,同时对污水治理工程设计注意事项及要求进行探讨。

# 农村污水治理水质分析及工艺比选

■ 齐国林

## 1 工程规模及内容

### 1.1 服务范围

本工程服务范围为某镇8个村,分别为万各庄、王各庄、清河口、马召、郑召、东里长、蒋庄、高召,具体情况见表1。

表1 纳入工程范围内村庄一览表

序号	名称	户数	人口	村域面积(亩)
1	万各庄	226	830	427.5
2	王各庄	200	528	285
3	清河口	602	1596	427.5
4	马召	930	2641	682.5
5	郑召	386	1052	381
6	东里长	398	1563	636
7	蒋庄	447	1373	652.5
8	高召	243	717	184.5

### 1.2 工程内容

在某镇内万各庄、王各庄、清河口、马召、郑召、东里长、高召、蒋庄所属的共计8个村建污水处理站。包括污水处理站内的各处理构筑物、建筑物、管线、设备、土建及结构、电气及自控系统等。

## 2 污水量及水质要求

### 2.1 污水量预测

依据《农村生活饮用水卫生标准》(GB11730-1989)、《农村给水设计规范》(CECS82:96)、《建筑给水排水设计规范(2009年版)》(GB50015-2003)及《村镇供水工程技术规范》(SL310-2004)的标准,结合当地居民的用水现状、生活习惯及经济条件等,参考《村镇供水工程技术规范》最高日用水定额,进行综合确定。

农村居民的排水量宜根据对村庄卫生设施水平、排水系

表2 镇(乡)村生活用水定额

主要用(供)水条件	一区	二区	三区	四区	五区
集中供水点取水,或水龙头入户且无洗涤池和其他卫生设施	30~40	30~45	30~50	40~55	40~70
水龙头入户,有洗涤池,其他卫生设施较少	40~60	45~65	50~70	50~75	60~100
全日供水,户内有洗涤池和部分其他卫生设施	60~80	65~85	70~90	75~95	90~140
全日供水,室内有给水、排水设施且卫生设施较齐全	80~110	85~115	90~120	95~130	120~180

注:①本表所列用水量包括了居民散养畜禽用水量、散用汽车和拖拉机用水量、家庭小作坊生产用水量。  
 ②一区包括:新疆、西藏、青海、甘肃、宁夏,内蒙古西北部,陕西和山西两省黄土沟壑区,四川西部。  
 二区包括:黑龙江、吉林、辽宁,内蒙古西北部以外的地区,河北北部。  
 三区包括:北京、天津、山东、河南,河北北部以外、陕西和山西两省黄土沟壑区以外的地区,安徽、江苏两省的北部。  
 四区包括:重庆、贵州、云南,四川西部以外地区,广西西北部,湖北、湖南两省的西部山区。  
 五区包括:上海、浙江、福建、江西、广东、海南、台湾,安徽、江苏两省北部以外的地区、广西西北部、湖北、湖南两省西部山区以外的地区。  
 ③取值时,应对各村镇居民的用水现状、用水条件、供水方式、经济条件、用水习惯、发展潜力等情况进行调查分析,并综合考虑以下情况:村庄一般比镇区低;定时供水比全日供水低;发展潜力小取较低值;制水成本高取较低值;村内有其他清洁水源便于使用时取较低值。调查分析与本表有出入时,应根据当地实际情况适当增减。  
 ④本表中的卫生设施主要指洗涤池、洗衣机、淋浴器和水冲厕所等。

统的组成和完善程度等因素的实地调查情况确定。对北方地区某些镇村污水排放情况进行调研、计算得出,农村生活污水排水系数为0.33~0.39,远低于城市居民生活污水的排水系数。其原因是村民生活习惯的影响,如一部分用过后仍然比较清洁的水被直接再利用,没有排入下水道。因此,华北地区农村生活污水排放量与农户卫生设施水平、用水习惯、排水系统完善程度等因素有关,可按当地相关用水定额的60%~90%采用。设计水量应与当地排水系统普及程度相适应。通过在村庄内铺设污水收集管网,最终收集到污水处理站进行处理。此工程按最不利情况,取用水定额的90%计。

根据某镇总体规划和已完成的某镇农村污水处理工程实施经验,考虑今后用排水趋向、经济条件、人口变化、资源情况、政治导向等因素,各村庄内的污水处理站设计规模留有一定余量,污水排放量分别按100L/(人·d)。

### 2.2 出水指标要求

《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB18918-2002标准,具体要求见如表3,污水外排标准不低于一级A标准。

表3 基本控制项目最高允许排放浓度(日均值)

(单位: mg/L)

序号	基本控制项目	一级标准		二级标准	三级标准	
		A标准	B标准			
1	化学需氧量(COD)	50	60	100	120	
2	生化需氧量(BOD <sub>5</sub> )	10	20	30	60	
3	悬浮物(SS)	10	20	30	50	
4	动植物油	1	3	5	20	
5	石油类	1	3	5	15	
6	阴离子表面活性剂	0.5	1	2	5	
7	总氮(以N计)	15	20			
8	氨氮(以N计)	5(8)	8(15)	25(30)		
9	总磷(以P计)	05年12月31日前建设	1	1.5	3	5
		06年1月1日起建设的	0.5	1	3	5
10	色度(稀释倍数)	30	30	40	50	
11	PH值	6~9				
12	粪大肠菌群数/(个/L)	10 <sup>3</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup>		

A. 下列情况下按去除率指标执行,当进水COD大于350mg/L时,去除率应大于60%;BOD大于160mg/L时,去除率应大于50%。

B. 括号外数值为水温>12℃时的控制指标,括号内数值为水温≤12℃时的控制指标。

## 3 水体现状分析

### 3.1 取样点及分析方法

现场采集某镇万各庄、蒋庄、清河口、马召、郑召、东里

长、高召坑塘污水,室内进行水质分析试验,采用的分析方法及执行标准为《水和废水监测分析方法》,主要分析项目为(1)pH值;(2)氟化物;(3)化学耗氧量(COD<sub>Cr</sub>);(4)高锰酸盐指数;(5)氨氮;(6)总氮;(7)生化需氧量(BOD<sub>5</sub>)。

### 3.2 水质测定及数据分析

乡村坑塘污水水质分析数据见表4。

表4 水质分析数据表

分析项目	万各庄	蒋庄	清河口	马召	郑召	东里长	高召
pH值	7.94	8.64	8.35	8.96	8.85	9.04	7.91
氟化物mg/L	0.80	0.83	0.86	1.28	1.04	1.14	0.77
化学耗氧量(COD <sub>Cr</sub> )mg/L	135.4	116.6	154.2	259.4	191.8	139.1	195.5
高锰酸盐指数mg/L	30.6	19.4	25.4	51.8	14.0	60.2	30.3
氨氮mg/L	2.9	<0.2	<0.2	8.9	<0.2	<0.2	<0.2
总氮mg/L	8.6	6.0	6.4	9.6	6.3	7.6	7.6
生化需氧量(BOD <sub>5</sub> )mg/L	65	51	69	97	83	60	79

## 4 工艺方案比选

水质净化工艺从机理上讲主要分为物化技术和生物技术两大类。

目前,国内城市污水处理厂大多采用二级生化污水处理工艺及深度处理工艺,一般为活性污泥法及其变型工艺处理城市污水,这类工艺工程实际使用历史最长、应用最为广泛、可靠度高、运行费用低、运行管理经验最为丰富,部分变型工艺对TN、TP的去除效果很高。

生物处理工艺的类型和实施方式多种多样,各具特点,其适用范围和应用的边界条件也存在差异,根据本工程的进水水质、水量及排放要求,选择以下几种工艺流程进行方案比选。

### 4.1 A<sup>2</sup>/O+MBR工艺

#### 1) 工艺流程简述

工艺包括预处理单元、生化处理单元、深度处理及污泥处理单元等四个部分。

污水进入厂区后首先经格栅渠进行粗过滤,去除大的悬浮物、漂浮物,然后至调节池,在调节池内进行均质、均量,经泵提升在出水端设膜格栅,进一步去除水中的毛发、纤维后进入厌氧池、缺氧池、好氧池进行脱氮除磷生化处理,好氧池出水再进入膜处理单元,膜池出水通过抽吸泵送入臭氧

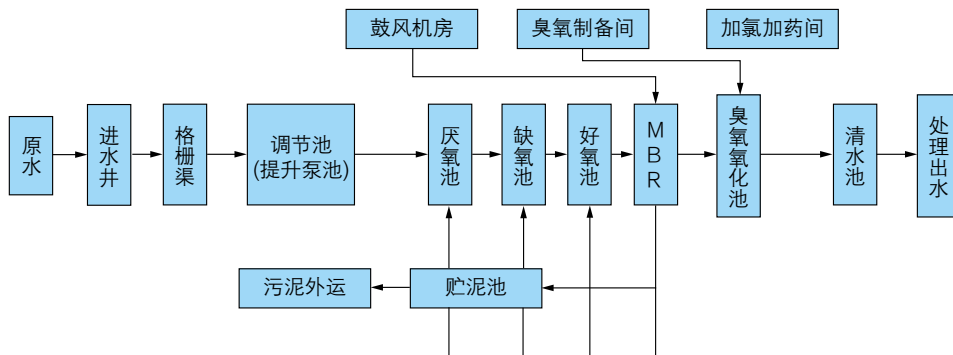


图1 A<sup>2</sup>/O+MBR工艺流程

氧化池，在消毒池内消毒后自流进入清水池，可达标排放，可用于农田灌溉、道路冲洗、浇洒道路等。

膜处理单元的回流污泥通过污泥泵回流到好氧池，好氧池混合液回流至缺氧池，缺氧池混合液回流至厌氧池，以提供硝化液并维护污泥浓度；膜池剩余污泥由污泥泵提升至贮泥池。

### 2) MBR工艺简介

膜—生物反应器工艺（MBR工艺—MembraneBio-Reactor）是膜分离技术与生物技术有机结合的新型废水处理技术，它利用膜分离设备将生化反应池中的活性污泥和大分子有机物质截留住，省掉二沉池。活性污泥浓度比一般工艺提高了，水力停留时间（HRT）和污泥停留时间（SRT）可以分别控制，而难降解的物质在反应器中不断反应、降解。因此，膜—生物反应器工艺通过膜分离技术强化了生物反应器的功能，与传统的生物处理方法相比，具有生化效率高，抗负荷冲击能力强，出水水质稳定，占地面积小，排泥周期长，比较容易实现自动控制等优点。

### 3) 工艺特点

通过膜分离过程实现固液分离，提高生物反应器中活性污泥浓度和处理效率，改善了出水水质。

在污水处理工艺中可以代替常规的二级生物处理或深度处理系统的二次沉淀池、过滤等过程。

处理工艺简单，用地省、运行稳定，可用于各种高浓度有机工业废水的处理回用、生活污水处理资源化工程和中水回用工程。

可达到较佳的治污节水、降低能耗的经济效益和环境效益。但是膜使用寿命较短，需定期更换，加之后期膜需要在线和离线清洗，运行维护困难，村内操作人员水平有限，限制了该工艺在本工程中的使用。

## 4.2 CASS+絮凝沉淀过滤工艺

### 1) 工艺流程简述

本工艺包括预处理单元、生化处理单元、污泥处理单元及消毒单元等四个部分。

污水进入厂区后首先经粗格栅进行粗过滤，去除大的悬浮物、漂浮物，然后由提升泵提升至细格栅间，进一步去除水中的悬浮物；出水经细格栅对毛发和纤维进行滤除后进入CASS系统脱氮除磷生化处理；处理后的出水进入混凝反应池，去除CASS好氧池出水中的悬浮物，有机质，胶体等；混凝池出水进入沉淀池，用于去除活性污泥及混凝阶段所产生的混凝体，其出水进入滤池进一步过滤，而后进入消毒池消毒，最终处理出水回用或排放。

### 2) CASS工艺简介

传统的活性污泥法是在不同的池中创造不同的生物条件，使污水在不同的空间完成其生化处理过程。而循环式活

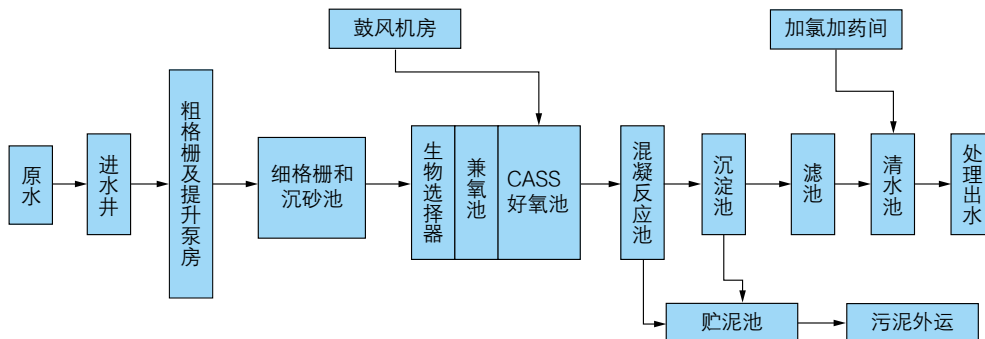


图2 CASS+絮凝沉淀过滤工艺流程



性污泥法工艺(即CASS)为一间歇式反应器,此反应器中,活性污泥法过程按曝气和非曝气阶段不断重复,将生物反应过程和泥水分离过程结合在一个池中进行,是SBR工艺的一种变型和更新。

CASS法通过进水—曝气—沉淀—撇水四个阶段形成一个周期,时间约为4~6个小时。

### 3) CASS法具有的优点

具有完全混合式和推流式曝气池的双重优势,能承受水量、水质变化较大的冲击负荷能力,处理效果稳定;

在进行生物除磷脱氮操作时,整个工艺的运行得到良好控制,处理出水水质尤其是除磷脱氮的效果显著优于传统活性污泥法;

无污泥膨胀,沉淀过程在静止环境中进行,无漂泥现象,故工艺过程稳定;

采用组合式模块结构,布置紧凑,占地面积少,分期建设和扩建方便;

污泥产量少,污泥可趋于相对好氧稳定,污泥处理构筑物很少,只须污泥机械浓缩,机械脱水即可。

### 4) CASS法的缺点:

活性污泥法部分设备的利用率较低;

由于生物池采用滗水器出水,水头浪费较大;

控制设备复杂,控制水平高,依赖性强;

由于进水、曝气、沉淀、出水在同一池内完成,需要较好的曝气设备(易堵塞)。

### 4.3 A<sup>2</sup>/O+絮凝沉淀+深度处理工艺

主要构筑物有细格栅渠、调节池、A<sup>2</sup>/O+沉淀池(厌氧池、缺氧池、好氧池、沉淀池)、混凝沉淀池、滤池、活性炭吸附池、清水消毒池及贮泥池。配套鼓风机、混凝药剂投加及消毒等附属设备。

#### 1) 工艺流程简述

本工艺包括预处理单元、生化处理单元、深度处理单元

及消毒单元等四个部分。

污水进入站区后首先经格栅进行过滤,去除大的悬浮物、漂浮物及水中的悬浮物,然后进入调节池,进行水质均量和均质调节;出水经提升泵提升进入A<sup>2</sup>/O+沉淀池进行脱氮除磷生化处理;出水进入混凝反应池,去除好氧池出水中的悬浮物,有机质,胶体等;混凝池出水进入二级沉淀池,用于去除活性污泥及混凝阶段所产生的混凝体,其出水进入滤池进一步过滤,然后再进行活性炭吸附池,进一步去除COD等有机污染物,而后进入清水消毒池,最终处理出水回用或排放。

深度处理工艺:城市污水深度处理的工艺一般可以分为基本的处理单元如混凝、沉淀(澄清、气浮)、过滤、消毒。在水质要求更高时需要采用再生水处理单元技术有:活性炭吸附、反渗透、除氨、离子交换、折点加氯、电渗析、臭氧氧化等。

### 4.4 A/O-人工湿地

地理A/O-人工湿地技术是在常规生化处理基础上增设人工湿地系统进行深度处理。人工湿地系统是人为的在有一定长宽比和底面坡度的洼地上用土壤和填料(如砾石等)混合组成填料床,使污水在床体的填料缝隙中流动或在床体表面流动,并在床体表面种植性能好、成活率高、抗水性强、生长周期长、美观及具有经济价值的水生植物(如芦苇、蒲草、美人蕉和冰竹等),形成一个“基质—微生物—植物”的复合生态系统,并利用这种复合生态系统独特的净化功能进行水质高效净化。适用于地势条件易于集水污水并能通过自流水的且规模适中的村庄,处理规模20~200t/天。

工艺参数:缺氧池停留时间不小于4h,好氧池停留时间不小于6h,污泥清理周期180天,人工湿地水力负荷0.5~1.0m<sup>3</sup>/(m<sup>2</sup>·d)。

人工湿地系统较之传统处理系统有许多优点:①建造和运行费用便宜,易于维护;②处理工艺效果可靠,不仅能去除常规污染物,而且对营养物质等具有明显的处理效果;③可

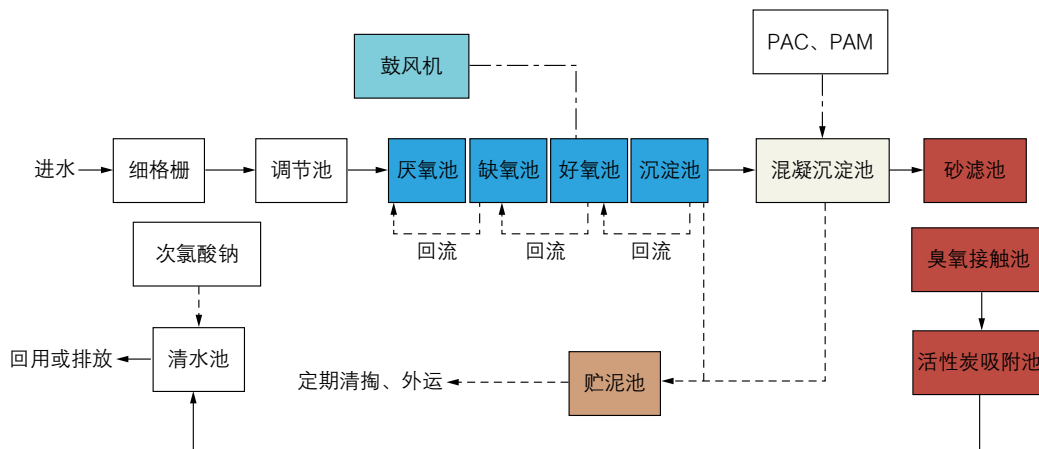


图3 A<sup>2</sup>/O+絮凝沉淀+深度处理工艺流程

有效缓冲水力和污染负荷造成的冲击。

同时, 污水人工湿地处理系统也存在一定的缺点: 无法独立处理污水达标, 需配合前端处理设施, 占地面积大, 每天处理吨水需要占地5~10m<sup>2</sup>; 易受病虫害的影响; 生物和水力复杂性, 使得设计运行参数不精确, 需经过2~3个生长季节, 才能形成稳定的植物和微生物系统; 北方受冬季气候影响, 选择植被有限, 不好维护。

#### 4.5 A/O-生态塘

地理A/O-生态塘技术是在常规生化处理后增加生态塘处理工艺。生态塘亦称氧化塘或稳定塘, 是一种利用天然净化能力对污水进行处理的构筑物的总称。其净化过程与自然水体的自净过程过程相似, 通常是将土地进行适当的人工修整, 建成池塘, 并设置围堤和防渗层, 依靠塘内生长的微生物来处理污水。生物塘是以太阳能为初始能量, 通过在塘中种植水生植物, 进行水产和水禽养殖, 形成人工生态系统, 在太阳能(日光辐射提供能量)作为初始能量的推动下, 通过生物塘中多条食物链的物质迁移、转化和能量的逐级传递、转化, 将进入塘中污水的有机污染物进行降解和转化, 最后不仅去除了污染物, 而且以水生植物和水产、水禽的形式作为资源回收, 净化的污水也可作为再生资源予以回收再用, 使污水处理与利用结合起来, 实现污水处理资源化。该技术适用于拥有自然池塘或闲置沟渠, 地势条件易于收集污水, 并能通过自流水的且规模适中的村庄, 处理规模20~200t/天。工艺参数: 缺氧池停留时间不小于4h, 好氧池停留时间不小于6h, 生态塘停留时间不小于24h, 污泥清理周期180天。

生态塘较传统处理工艺基建投资和运行费用低、维护和维修简单、管理方便; 但负荷低, 占地大, 受气候影响较大, 无法独立处理污水达标, 需配合前端处理设施, 若设计或运行管理不当, 则会造成二次污染。

#### 4.6 污水处理工艺比较

以上五个方案同样具有生物除磷脱氮功能, 出水水质均能达到确定的目标, 工艺方案比较见表5(以处理规模100m<sup>3</sup>/d为例):

综上, A<sup>2</sup>/O+MBR工艺投资高于其他工艺, MBR膜在使用一段时间后需要进行更换, 运行维护要求高, CASS+深度处理工艺运行总成本高于其他工艺, 人工湿地和生态塘工艺受季节影响较大, 北方冬季运行维护复杂, 因此推荐A<sup>2</sup>/O+深度处理工艺。

#### 4.7 最终确定处理流程

主要构筑物有细格栅渠、调节池、A<sup>2</sup>/O+沉淀池(厌氧池、缺氧池、好氧池、沉淀池)、混凝沉淀池、砂滤池、臭氧接触池、活性炭吸附池、清水消毒池及贮泥池。鉴于本项目污水处理站规模都很小, 大多数处理规模在100m<sup>3</sup>/d以下。污泥储

存到污泥池, 上清液回流到进水井。池内底部污泥定期外运。配套鼓风机、混凝药剂投加及消毒等附属设备。

表5 工艺方案特点比较

指标	A <sup>2</sup> / O+MBR	CASS+ 深度处理	A <sup>2</sup> /O+ 深度处理	A/O+ 人工湿地	A/O+ 生态塘
投资估算	100	90	90	80	80
出水水质达标率	高	较高	较高	较高	较高
降解有机污染物除磷脱氮	好	较好	较好	较好	较好
污泥浓度	6~10g/L	3~5g/L	3~5g/L	3~5g/L	3~5g/L
占地	240m <sup>2</sup>	240m <sup>2</sup>	240m <sup>2</sup>	500m <sup>2</sup>	500m <sup>2</sup>
运行管理方便性	较高	一般	一般	较高	较高
冬季运行方便性	较高	一般	一般	复杂	复杂
耗电量(kwh/m <sup>2</sup> )	1.1~1.5	1.2~1.6	1.2~1.5	0.9~1.2	0.9~1.2
吨水运行成本(元)	1.4~1.73	1.55~1.79	1.55~1.73	1.27~1.55	1.27~1.55

注: 人工湿地和生态塘运行成本不包括植被损失费用, MBR运行成本不包括膜更换费用。

## 5 小结

在新区总规划未出台的情况下, 实施大清河傍水村生活污水治理工程, 是必要的, 也是可有效改善居民居住环境, 使居民增强幸福感, 有利于新区群众工作的开展。

项目的实施将有效改善县域水环境质量状况, 提升总体生态环境质量, 增加竞争力, 为对接新区建设提供水环境支持。

通过对大清河傍水村进行污染源调查、环境条件调查及整治, 将有效消除傍水村生活污水对大清河污染问题, 有效改善大清河周边生态环境。通过建立生态绿化长效工程措施, 保障大清河不被反复污染, 并提高其周边的生态景观, 对生态环境治理提升具有重要作用, 为全面对接新区建设扫除潜在危害。■

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)

长庆油田注水站采用“纤维球粗滤+PE烧结管精细过滤”水处理工艺，处理后的水在清水罐储存，由喂水泵输送到注水泵，升压后注水。根据对现场水质分析研究，清水在注水站内水流变缓或长时间停留、钢制管道腐蚀造成细菌大量增长。为确保水质，减少净化水的停留时间；减少喂水泵二次提升能耗，以适应长庆油田高效、低成本开发要求。围绕“精细注水和有效注水”的工作目标，对油田注水站内清水处理工艺及设备不断优化，研究清水处理一体化集成装置，实现了滤后水直供注水泵，取消了喂水泵及清水罐。

# 低渗透油田注水站清水处理一体化集成装置研究及应用

■ 张超 郭志强 吴志斌 王凌匀

## 1 水处理存在的问题

长庆油田地处陕、甘、宁地区山沟、丘陵、梁峁区，地表水匮乏，油田清水主要利用地下水资源，目前长庆油田清水注水全流程见图1：

长庆油田注水站采用“纤维球粗滤+PE烧结管精细过滤”水处理工艺，处理后的水在清水罐储存，然后由喂水泵输送到注水泵，升压后注水。注水站工艺流程见图2。



图1 长庆油田供水流程示意图

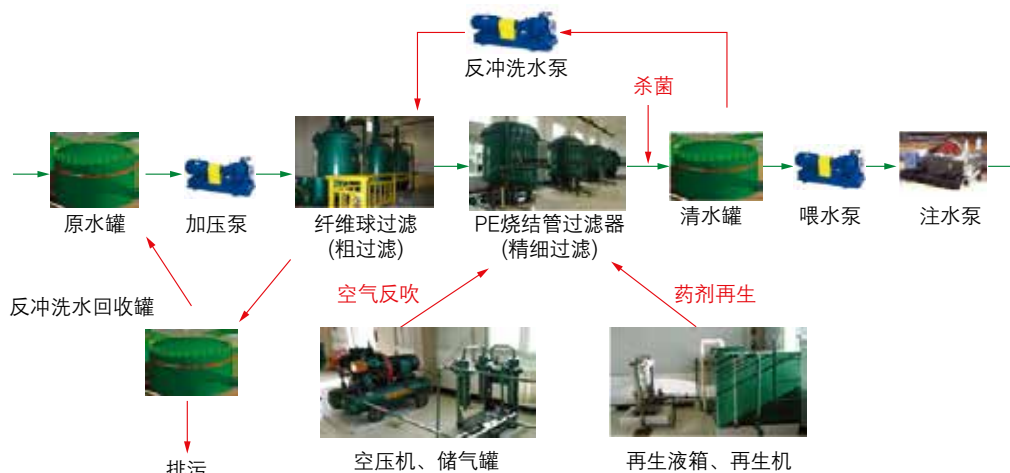


图2 长庆油田注水站清水处理流程示意图

2012年全油田开展了对注水水质的调研,重点调查了姬塬、胡尖山、油房庄、安塞等区块,发现长庆油田地下水普遍呈弱酸性,pH值6.0~6.5,腐蚀性较强,易滋生细菌。目前采用的密闭输送、水罐隔氧工艺应用效果较好,全程溶解氧(DO)小于0.5mg/L,符合注水水质要求。水处理工艺对悬浮物处理效果较好,全油田清水井口水质达标率86.8%。但也发现处理后的水在输至注水井口的过程中细菌滋生较严重。

分析原因是水罐、管道内壁因腐蚀结垢容易滋生细菌,另外投加的杀菌剂残余量不够,造成沿程细菌含量逐渐升高。抑制细菌滋生最好的办法是尽量减少水力停留时间,使处理后的水尽快回注。

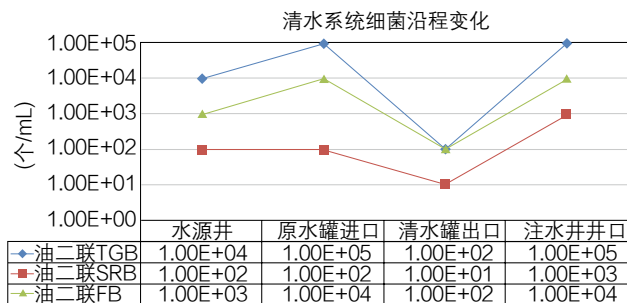


图3 沿程细菌变化折线图

## 2 主要处理工艺技术研究

### 2.1 技术思路

实现过滤后水直供水泵,利用过滤后的剩余水压,满足注水泵进口压力要求,直供水泵,取消清水罐和喂水泵。工艺流程:水源井→原水罐→加压泵→自清洗过滤器→PE烧结管过滤器→注水泵→注水井。并研制出相应的一体化装置,实现整个水处理阶段的集中控制。

为了实现处理后的水直供水泵,需要解决以下三个方面问题:

第一、过滤器必须实现连续过滤,设备反洗时整个系统不能停机。由于粗过滤采用纤维球过滤器,纤维球过滤器需定时反洗,反洗时需停机反洗,不能保证连续运行;PE烧结管过滤器当过滤压差超过0.20MPa时,需进行空气反吹;同时定期需进行化学再生,以上也均需停机操作。第二:水处理能力时刻与注水泵排量一致。注水量在一个时段内相对恒定,但在一定压力下,过滤器产水量不恒定,随着滤料的堵塞,过滤器产水量会逐渐减小。第三:系统的安全研究,确保风险可控。取消清水罐,采用泵-泵(加压泵-注水泵)密闭系统后,设备的运行故障会造成一系列连锁反应,应有可靠的防范措施,避免事故造成的危害扩大。

### 2.2 处理工艺技术方案

主要技术措施如下:实现连续过滤,过滤器反洗不停

机;解决水处理产水量和注水流量匹配问题;解决设备维修、事故时的系统运行安全问题;采用一体化设备集成的技术方案。

2.2.1 采用自清洗滤网过滤器代替纤维球过滤器作为粗过滤器。

已建水处理系统中设纤维球过滤器一般为1~2台,反洗操作比较麻烦,一旦去掉清水罐后,无法提供过滤器反洗用水(要用滤后水反洗)。

项目团队通过大量的调研,选择全自动自清洗滤网过滤器代替纤维球过滤器,以实现过滤器自动反洗。自清洗滤网过滤器为进口技术,近年来被国内消化吸收,目前多作为超滤的预处理设备。其过滤特点:能利用自身产生的净水反洗,不需要清水罐和反冲洗水泵,反洗时不断流。流量损失仅为正常时的10%。其价格也略低于纤维球过滤器。



图4 自清洗滤网过滤器

2.2.2 PE烧结管过滤器设置备用过滤器,并采用工作/备用过滤器超压差自动切换技术,实现过滤器反洗时系统不停机。具体方法如下:

设置1台备用过滤器,在每台过滤器出口设置流量计和电动阀,在过滤器进、出水总管上设压差计,当工作过滤器组(多台过滤器)进出总管压差超过额定值(0.2MPa)时,则打开备用过滤器电动阀,并关闭出水流量最小的一台工作过滤器电动阀,从而完成工作/备用过滤器的切换,同时人工提示对停用的过滤器进行反洗,反洗完毕后作为备用过滤器待机。

项目通过进一步研究,稳流阀具有监测流量及截断功能,可用来代替PE烧结管过滤器出口的流量计和电动阀。从现场使用来看,稳流阀技术成熟,工作可靠、反应灵敏。

2.2.3 采用变频加压泵,在注水泵进口设置压力变送器,并将二者联动起来,压力低于设定值,则提高水泵频率,高于设定值,则降低水泵频率,即采用“加压泵频率—注水泵进口压力闭环控制”技术,通过满足注水泵进口压力,实现水处理能力和注水泵排量一致,且节能效果显著。

2.2.4 气压罐稳压技术,防止注水泵空抽。

研究发现水泵变频需要一定的响应时间,在注水泵启动时,加压泵无法很快达到所需工况,造成注水泵进口空抽。

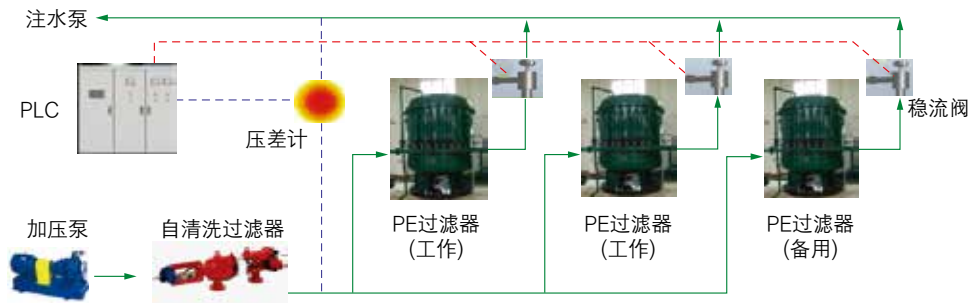


图5 PE烧结管过滤器自动切换原理示意图

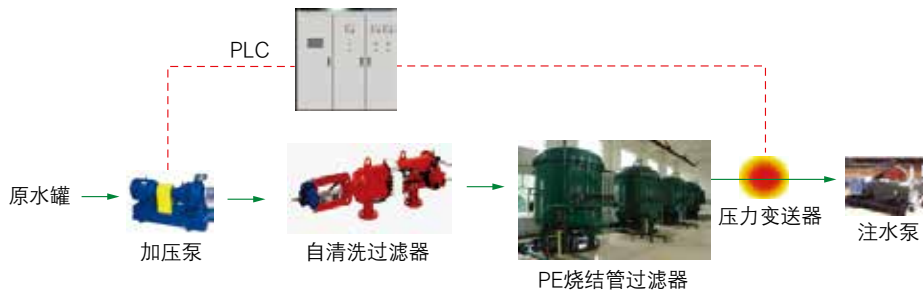


图6 “加压机频率——注水泵进口压力闭环控制”原理示意图

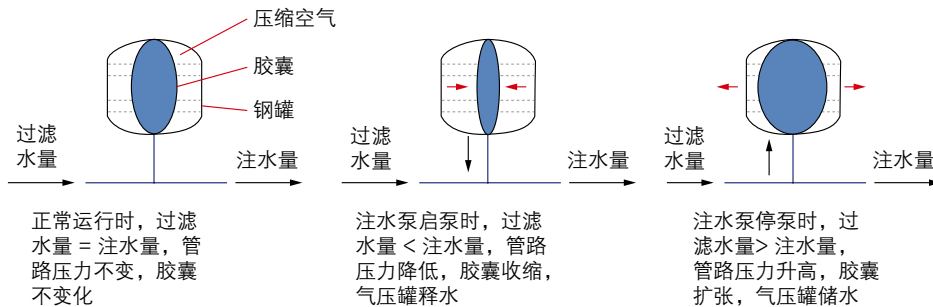


图7 气压罐工作原理示意图

解决办法是采用了气压罐稳压技术，即在注水泵进口设置隔膜气压水罐，利用气压罐的缓冲水量，保证注水泵在启泵的稳定运行。通过计算：1500m<sup>3</sup>规模的注水站气压罐容积约1.4m<sup>3</sup>。

现场试验：现场调试时，专门进行了气压罐的作用测试，发现气压罐参与后，注水泵启泵时，注水泵进口管线压力波动较小，加压机频率变化缓慢，平稳。如果关闭气压罐，则注水泵启泵时进口会出现失压现象，注水泵震动很大，加压机频率会瞬时到达50HZ，噪声很大，20~30s后才会逐步稳定到一额定频率。证明气压罐技术对于系统稳定运行是必要的。

#### 2.2.5 事故、维修情况下的技术方案。

- 1) 设置全自动滤网过滤器、PE烧结管过滤器手动旁通阀和水处理系统手动回流阀。便于设备维修、调试阶段的旁通运行。
- 2) 设置了全流程的电动紧急切换旁通阀，在过滤器故

障、注水泵进口失压时，实现旁通流程，保证系统安全运行。

#### 2.2.6 一体化集成及智能控制技术方案。

为了方便管理，项目将加压机、粗过滤、气压罐和自控系统一体化集成，PE烧结管过滤器体积太大，不在成橇之列。一体化装置作为整个水处理过程的控制中枢，对水处理全过程集中控制。

结合数字化油田建设管理规定，设备自控水平如下：

- 1) 主工艺自动运行：对加压机出口压力、稳流阀流量和开启度、PE烧结管进出口压差、注水泵进口压力进行实时采集检测，根据注水泵进口压力闭环控制加压机频率，根据PE烧结管过滤器压差自动切换PE过滤器，根据运行注水泵进口压力紧急切换等，实现主工艺全自动运行。
- 2) 辅助工艺自动提示，人工操作：对PE过滤器空气反吹作业进行文字、声、光提示，人工操作。

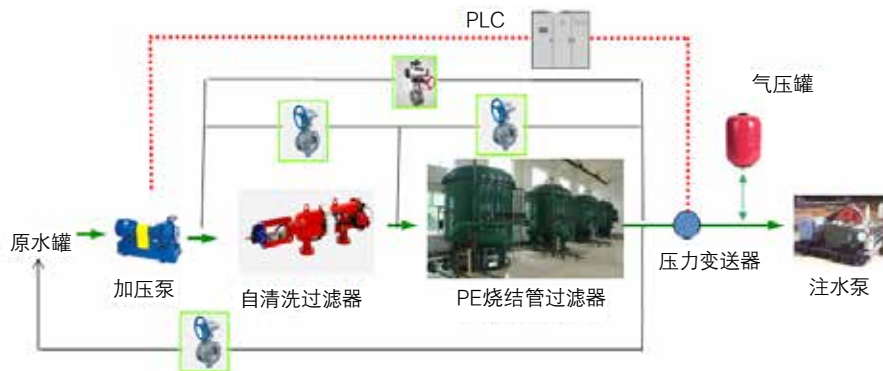


图8 阀门旁通阀、紧急切换阀位置示意图

3) 故障报警: 对电动阀门故障、注水泵进口压力不足、自清洗过滤器、水泵运行故障、PE烧结管过滤器未人工清洗等进行报警。

### 3 主要创新点

#### 3.1 研发了过滤器连续过滤技术

采用全自动自清洗过滤器技术和PE烧结管自动切换技术, 应用了注水稳流阀, 实现过滤器连续运行, 过滤器反冲洗时系统不停机。

粗滤过滤器采用全自动自清洗过滤器, 反洗时不断流, 流量损失仅为正常时10%。(采用多层不锈钢滤网过滤, 精度可达到15 $\mu$ m, 反洗采用吸吮式清洗装置, 反洗时仅需要较小的水量及水压, 反洗时间为3~15s, 反洗水量仅占总处理水量的0.1%)。

#### 3.2 研发了过滤器产水量和注水量匹配技术

采用“加压机频率—注水泵进口压力闭环控制技术”, 通过满足注水泵进口压力, 实现二者水量匹配, 且节能效果显著。注水量在一个时段内相对恒定, 但过滤器产水量不恒定, 一是在一定压力下, 随着滤料的堵塞, 过滤器产水量会逐渐减小, 二是自清洗过滤器采用定时或超压差反洗, 反洗时产水量仅为正常过滤产水量的90%, 项目研发了“加压机频率—注水泵进口压力闭环控制技术”, 通过满足注水泵进口压力, 实现二者水量匹配, 且节能效果显著。

#### 3.3 研发了气压罐稳压和紧急切换等防护技术

这项技术保证注水泵在启泵、停泵时的稳定运行, 以及设备故障时的安全运行。在注水泵启、停和流量变化时, 由于水泵变频需要一定的响应时间, 会造成系统运行压力波动, 甚至出现注水泵抽空, 易造成损坏设备。新工艺采用了气压罐稳压技术, 即在注水泵进口设置隔膜气压水罐, 利用气压罐的缓冲水量, 保证注水泵在启泵、停泵和注水泵流量波动的稳定运行; 同时在关键环节设置了紧急切换旁通设施(电动、手动旁通阀), 在过滤器故障、注水泵进口失压时, 实现旁通流程, 保证系统安全运行。



图9 注水站现场照片

#### 3.4 采用了一体化集成及智能控制技术, 研制了清水处理一体化集成装置

将加压机、粗过滤、气压罐和自控系统一体化集成, 并作为整个水处理过程的控制中枢, 对水处理全过程集中控制。系统由原来的全手动控制升级为集中控制、主工艺自动运行。

### 4 推广应用情况

采用新工艺的第二采油厂西五接转注水站和第五采油厂姬二十八接转注水站(1500m<sup>3</sup>/d、2000m<sup>3</sup>/d)分别于2013年4月20日、8月3日投运成功, 系统运行平稳。新工艺与传统工艺相比, 1500m<sup>3</sup>/d注水站建筑面积减少15%, 年节省电能13.3 $\times$ 10<sup>4</sup>kWh、节水8200m<sup>3</sup>/a, 建设投资下降10%, 提高了自控水平、方便了管理操作, 经济效益显著。在油田地面建设中具有广阔的推广应用前景。■

作者单位: 西安长庆科技工程有限责任公司  
(责任编辑 冯尚)

为促进国内超大处理规模诱导气气浮技术的研发和工程应用,结合科威特B油田使用的超大规模诱导气气浮装置的基本结构及工作原理,详细叙述了该设备的工艺流程和性能特点,重点介绍了该设备当前的运行情况及现场操作过程中出现的问题,并提出解决方案,最后提出了该设备的下一步的技术研究方向。

# 超大规模诱导气气浮技术及其工程应用

■ 曾晟 余健 刘培琳

随着油田持续开采,大量采出水也伴生而来。国内某采油厂目前年产量800多万吨原油,同时产出17000多吨污水,采出油的含水率高达90%以上,大量的含油污水急需有效的处理。海外油田大部分也同样到了注水阶段,其中,位于科威特东南部的B油田,为了维持地层压力,满足日益增长的石油产能需求,需将每小时7000多吨的采出水处理后回注地层。回注地层的采出水经处理后,其水质必须满足直径大于2微米的悬浮固体颗粒移除率需要达到80%以上,水中含油需要小于10ppm。

气浮法常用于水中含油、悬浮物的去除,其中诱导气浮法,处理效率高并且主容器为微正压,出水平稳,是处理水中含油以及悬浮物最有效的处理方法之一。油田采出水水量大,提高诱导气浮装置单台处理能力和效率将极大的优化后续处理工艺,简化多台设备产生的控制逻辑,同时节省了大量的反应时间。据调查,国内制造生产的诱导气浮装置单台最大处理能力在500m<sup>3</sup>/h左右,国际上制造的气浮装置单台处理量基本上在1000m<sup>3</sup>/h左右,比如Veolia公司在加拿大Devon能源集团Jachfish项目中,选用诱导气浮处理油田产出水,单台处理规模为932m<sup>3</sup>/h。美孚石油公司在Imperial Oil Cold Lake第五产出水处理场选用诱导气浮处理含油污水,单套处理规模为995m<sup>3</sup>/h。目前在科威特B油田现场采用的诱导气浮处理装置单台处理量为2300m<sup>3</sup>/h,处理量明显高于其它正在使用的气浮处理装置,并且已经成功在科威特油田平稳运行3年多。本文通过研究大量现场的相关数据并在深入调研的基础上将其处理原理、性能特点、现场应用情况及其存在问题等进行系统阐述,旨在为国内设计研发超大规模诱导气浮处理设备提供依据,从而推进该技术在国内外发展的应用进程。

## 1 诱导气气浮原理

诱导气气浮常见的方法为叶轮气浮法和射流气浮法,科威特B油田项目采用射流气浮法。射流气浮法的原理为:使用射流泵提高循环水的压力,通过射流器将射流气混合进高压的循环水中,通过释放器将含气的高压循环水高速喷射入各个反应腔体。由释放器释放出的液体压力较高,进入到微正压的主反应腔后,压力降低,导致气体从水中析出,产生大量气泡(诱导气)。析出的气泡从容器底部上浮至水面的过程中,会携带水中悬浮的颗粒以及油滴浮至水面,最后通过一定方式将颗粒及油滴逐级过滤并进行有效的去除,从而达到油水分离及去除微小颗粒的效果。诱导气一般采用循环的方式。油田现场经常用到的诱导气有二氧化碳、氮气和燃料气。通过CFD(Computational Fluid Dynamics)软件进行流态模拟得到的数据表明,诱导气气体的直径通常分布在50~250微米之间,气浮装置最小可以去除精度为直径2微米的悬浮物。

## 2 诱导气气浮装置现场应用情况

### 2.1 诱导气气浮装置

该设备基本工况如下,一列气浮装置,额定处理量为2319m<sup>3</sup>/h,单台射流泵额定循环量为290m<sup>3</sup>/h,回流比为20%~30%左右。主要包括直径4.8米、长度20米的诱导气气浮主腔体,3台射流泵(2用1备),5台射流器,5台释放器。燃料气从入口进入气浮装置内,起到密封气的作用,同时分出一股用做射流气,即燃料气循环管线。取6号腔室中的污水作为循环水,射流泵将循环水压力提升至0.695MPa左右,射流器将升压后的水与射流气进行混合,然后分别射入五个腔体中。高压气水混合物进入1至5号腔体后,由于压力降低,释放出微小



图1 射流气浮装置现场安装图

气泡。小气泡从腔体底部的释放器浮至液面顶部，上浮的过程中会携带悬浮物以及小油滴。待处理污水从污水入口进入装置中，压力约为0.138MPa，从腔体1依次流至腔体6，在1至5腔体底部均有释放器射入高压气水混合物，用以分离污水中的油滴及微小颗粒，最终经处理的污水通过6号腔体底部的出口排出。液面顶部采用重力流收油的方式，收集到的油滴沿着收油槽从腔体1流至腔体7，通过油出口排出。处理过程中，污水在每个腔体中的停留时间约为1~1.5分钟，在装置中的总停留时间约为7~10分钟。而对于同样处理规模的加压容器气浮，污水停留时间通常为30~40分钟，对于涡凹气浮为至少20~25分钟。由此可见，射流诱导气气浮装置的效率远高于其余两种装置。

诱导气气浮装置设计压力为微正压，设计温度-3~93℃，并且前进出口管线备有油水在线检测仪，该仪器能实现在线检测水中含油指标。诱导气和密封气采用燃料气，其中主要组分为碳氢化合物气体、硫化氢以及二氧化碳。该装置内部

腔体采用多级气浮分离室串联连续流动操作，分离室内通过的液量随级数而增加。浮油的去除方式包括人工刮板收油以及重力流收油槽等，可设置中心桶贮油或者在装置尾部设置收油腔。

该装置共分为7个腔体，第1个腔体为入口腔体，第2至第5个为反应腔，第6个为出水腔，第7个为出油腔。为了保障气泡分布均匀，在1至5腔体内均安装了释放器。现场安装图见图1所示。

### 2.2 诱导气气浮装置运行效果

经射流气浮装置处理后的污水，水中含油可通过气浮装置前后安装的油水在线检测仪读出，悬浮物颗粒粒径分布则是现场操作人员使用Wallace Coulter分析仪测试得出，采用方法为库尔特电阻法。实时检测数据见表1所示：

通过现场数据可见，即使单体处理量达到2300方/小时，诱导气气浮装置在未加药的工况下依然能有效去除悬浮物及水中含油。相对于溶气气浮装置，诱导气气浮装置极大的缩

表1 气浮装置进出口水质检测数据

测量时间	位置	水中含油ppm	悬浮物mg/L	油珠个数 (粒径2~10微米)	油珠个数 (粒径大于10微米)	油去除率	悬浮物去除率
8:00 am	气浮进口	37.4	28	485222个	10506个	12%	32%
	气浮出口	32.9	19	481882个	9019个		
4:00 pm	气浮入口	41.6	26	624464个	12873个	30%	30.7%
	气浮出口	29.1	18	454107个	8733个		
8:00 pm	气浮入口	23.4	15	387902个	6648个	41%	20%
	气浮出口	13.8	12	253141个	3643个		
4:00 am	气浮入口	47.4	27	403836个	14450个	31.2%	22.2%
	气浮出口	32.6	21	334888个	10267个		

注：该数据是由科威特现场操作运行部门提供，测量时间为2017年10月11日。



短了气水混合时间,每个腔体内大量上浮的气泡增大了接触面积,因此缩短了污水达到处理标准所需要的停留时间,从而大幅减小了全流程的处理周期;其次,数据显示,气浮装置对2微米~10微米及其以上的悬浮物颗粒均有适当的去除作用。作为预处理装置,为下游核桃壳过滤器的平稳运行提供了保障:减少了下游处理设施的负载量,同时节省了反洗时间,提高了下游装置的使用寿命。

### 3 现场操作运行技术难点及应对措施

诱导气气浮装置在科威特B油田现场已经稳产3年多,但是随着设备运行的时间的增长,现场遇到了一些问题。现将对存在的问题进行分析,并提出改进措施建议。

#### 3.1 含油颗粒粘附释放器

气浮装置底部处出现粘附性油滴包裹颗粒时,颗粒会粘附在释放器上,对其造成一定影响。经化验分析,粘附物主要为油包裹硫化亚铁,以及油包裹二氧化硅等物质。此时需要严格控制设备中氧气含量,并考虑使用一定量的药剂,改变油滴的界面张力,使其浮出水面,防止油滴粘附在颗粒上。另一方面,形成硫化亚铁的部分原因是使用了燃料气作为诱导气。燃料气中含有 $H_2S$ ,在一定压力下溶解的 $H_2S$ 与 $Fe^{2+}$ 反应,形成硫化亚铁沉淀。故调整燃料气为氮气是防止硫化亚铁形成的一个有效办法。或者,可以注射融铁剂以减少硫化亚铁沉淀。

#### 3.2 装置底部的除沙或者冲洗设施

气浮装置底部需要除沙或者冲洗设施。当该装置底部有大量沉积时,目前只能通过停产的方式进行人工冲洗。停产则会对产量造成影响,产生一定的经济损失。

#### 3.3 气泡直径的控制

射流器产生的气泡直径建议控制在50~100微米左右,以获得较好的去除效率。通过软件模拟,发现射流器产生的气泡的粒径越小,处理效果越好。具体表现为:射流器产生的气泡直径越大,气泡破裂越迅速。当气泡直径达到500微米时,气泡只会在单个腔体停留,或者在浮至液面的途中破裂。当射流器直径控制在50~100微米左右的时候,气泡的停留时间较长,可以维持循环2~3个腔体的时间,故而有更好的去除效率。

#### 3.4 液位变送器失效

运行过程中存在液位变送器失效的问题,经排查发现由于液位变送器的隔膜未根据水质进行有效的选材,最终导致损坏,故建议在膜片材质的选择一定要考虑现场的极端水质工况条件,选择合适的材料。

#### 3.5 射流泵吸入口扬程

为了满足射流泵吸入口扬程,需要把气浮装置架起一定的高度,科威特目前应用的气浮装置安装高度为9米。如果出

现高度不够的情况,则会出现泵的气蚀,因此需根据泵的条件考虑一定的高度来满足泵的必需气蚀余量。

#### 3.6 硫酸盐还原菌

气浮装置中检测出硫酸盐还原菌(SRB),这种菌类会利用有机物把硫酸盐、亚硫酸盐、硫、硫代硫酸盐和连二亚硫酸盐还原成硫化氢,并形成不沉淀铁氧化物,而且会通过加速Al-Zn-In-Cd合金的阴极反应,促进腔体内壁腐蚀,所以需要在入口处考虑定期注射适量的杀菌剂。

### 4 结语

科威特B油田现场使用的气浮处理装置目前已平稳运行三年多,针对如此大的处理规模,首先需要保证射流泵的平稳运行,控制合适的回流比;同时,根据处理指标要求,合理设置5个处理腔体,控制足够的反应时间;根据现场操作运行的液位,进一步优化气泡的大小与数量,控制大小均匀的气泡携带油渣以及悬浮物成功浮至液面上,过滤至油腔,保证气泡在上升途中不会破裂。这是经诱导气气浮装置处理的污水满足注水水质的重要保障。

随着国内各大油田的注水水质要求不断提升,对气浮装置的处理规模及处理效果也提出了新的挑战。为了更好地满足注水水质要求,通常针对当地的水质工况,可以添加配套的加药系统。目前常用在气浮装置入口处的药剂为反向破乳剂或混凝剂及助凝剂。随着水质的变化,溶铁剂、溶硫剂也开始慢慢进入污水处理的应用范围。

针对气泡直径和回流比的优化,国际上一般采用CFD软件进行装置内部流态模拟计算。CFD模拟软件通过用具有有限个离散点的变量集合替代时间和空间上连续的物理量,从而得到流场内各个位置上的基本物理量(如速度、压力、温度、浓度等分布),因此能够更好地分析气浮装置内的气泡分布,对浮油和悬浮物的去除过程进行模拟,最终给出较为准确的分析。

最后,诱导气气浮装置良好的预处理效果会为后续的工艺流程节省大量的时间,同样也会产生非常可观的经济效益。将诱导气气浮装置与石化炼油厂溶气气浮及涡凹气浮进行比较,诱导气气浮所需的污水停留时间最短,并且不需要外部溶气罐,因此相同处理规模的设备投资更低。未来为了保障国内油田的平稳生产运行,在短时间内将大量的污水处理进行有效的处理、回注,气浮装置从技术上可以着重从装置堰板结构、射流器及释放器的研究着手,优化气、水混合比例并且进行相关的模拟分析,充分发挥药剂与气浮技术的协同效应,最终提高我国含油污水处理的总体水平。■

作者单位:中国石油工程建设有限公司北京设计分公司  
(责任编辑 冯尚)



本文对某乙烯项目燃煤锅炉供热系统的脱硫方案进行了比选,对氨法脱硫和石灰石-石膏法脱硫两种方案工艺流程、技术特点、运行经济性进行了详细对比分析,最后提出了采取氨法脱硫方案更加合理。

## 某乙烯项目燃煤供热系统 烟气脱硫方案的比选

■ 韩景 王放 王蕴慧

2015年12月,环境保护部、国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的通知,通知中要求到2020年,全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放(即在基准氧含量6%条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米),全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平。国内某乙烯项目拟设置3台110t/h的煤粉锅炉供热系统用于满足此项目开车及正常生产的工艺蒸汽需要,为了满足超低排放标准要求,需要配置相应的烟气脱硫系统。目前成熟的超低排放烟气脱硫技术有石灰石-石膏法(简称钙法)、氨法、海水法、循环流化床半干法等等,海水法脱硫需

要项目所在地靠近海边,而循环流化床半干法脱硫用于循环流化床锅炉较多,此项目均位于内陆,不能采用海水法,且供热系统供汽可靠性角度考虑选用煤粉锅炉,选用循环流化床锅炉半干法也不具备优势,因此烟气脱硫方案从石灰石-石膏法和氨法脱硫法中进行选取,本文对这两种脱硫方案进行了详细的对比分析。

### 1 脱硫方案工艺流程对比

氨法脱硫和石灰石-石膏法(钙法)脱硫原理见表1,氨法脱硫是利用氨水与含SO<sub>2</sub>的烟气接触并吸收SO<sub>2</sub>的技术,(NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>吸收SO<sub>2</sub>形成NH<sub>4</sub>HSO<sub>3</sub>,补充的氨使NH<sub>4</sub>HSO<sub>3</sub>又转



化为 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ ，依次循环反复，完成对烟气中 $\text{SO}_2$ 的净化吸收。而石灰石-石膏法主要是利用石灰石浆液吸收烟气中的 $\text{SO}_2$ ，烟气中的 $\text{SO}_2$ 与浆液中碳酸钙发生反应，生成亚硫酸钙，通过烟气中的氧和亚硫酸氢根的中间过渡反应，部分的亚硫酸钙转化成石膏，剩余的亚硫酸钙通过由氧化风机鼓入的空气发生氧化反应，生成硫酸钙。

表1 两种脱硫工艺的反应原理对比

方法	反应过程
氨法	$\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 = \text{NH}_4\text{HSO}_3$ $2\text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 = (\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 = 2\text{NH}_4\text{HSO}_3$
石灰石-石膏法 (钙法)	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 = \text{CaCO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ $\text{CaCO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 = \text{Ca}(\text{HSO}_3)_2 + \text{H}_2\text{O}$ $\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 1/2\text{O}_2 = \text{CaSO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

氨法脱硫系统主要包括烟气系统、 $\text{SO}_2$ 吸收系统、硫铵后处理系统、工艺水系统、检修收集系统、氧化空气系统以及其他辅助系统等。氨法脱硫工艺流程示意图如图1所示，自引风机来的烟气进入脱硫塔洗涤降温段，与上部喷淋硫铵液接触，硫铵液浓缩结晶后送至硫铵干燥系统生产硫铵，烟气经过洗涤降温后进入吸收段，与吸收液逆向接触脱除烟气中二氧化硫后净烟气经过氨除雾器和塔顶组合式除雾器，达标排放。

石灰石-石膏湿法脱硫工艺主要由石灰石制浆系统、 $\text{SO}_2$ 吸收系统、烟气系统、石膏脱水系统、其他辅助系统等系统组成。锅炉引风机后的烟气依次经过脱硫系统入口挡板、脱硫增压风机（部分系统无）、烟气换热器（部分系统无）降温至后进入吸收塔，脱硫吸收塔集除尘、脱硫、氧化等多项功能于一体。多层喷嘴将吸收浆液以雾状均匀地喷射于充有烟气的塔中，烟气中的 $\text{SO}_2$ 在吸收塔内被吸收浆液洗涤并与浆液中的 $\text{CaSO}_3$ 发生反应，生成 $\text{CaCO}_3$ ，在吸收塔底部的循环浆池内被氧化风机鼓入的空气强制氧化，氧化后的浆液再通过泵送至过滤器进行脱水处理最后得到副产品石膏。

## 2 脱硫方案技术分析比较

### 2.1 氨法脱硫的优缺点

#### 2.1.1 氨法脱硫的优点

(1) 吸收剂利用率很高，系统简单，装置能耗低，占地小

从吸收化学机理上分析， $\text{SO}_2$ 的吸收是酸碱中和反应，吸收剂碱性越强，越有利于吸收，氨的碱性强于钙基（石灰石，石灰）。从吸收物理机理上分析，钙基吸收剂吸收 $\text{SO}_2$ 是气-固反应，反应速度较慢，而且反应不完全，吸收剂利用率低；而氨吸收 $\text{SO}_2$ 是气-液反应或气-气反应，反应速率快，反应完全，吸收剂利用率高，脱硫效率也高。仅就吸收过程而言，与钙基吸收设备相比，氨吸收设备体积较小，占地面积也要小，能耗也低。

## (2) 不存在堵塞问题,设备磨损轻

虽然氨法脱硫塔内循环液为硫酸铵饱和溶液,但由于硫酸铵极易溶于水,并且有硫酸铵晶种的存在,不会存在像石灰石-石膏法的堵塞等问题。氨法脱硫的氨水是液体吸收剂,循环液溶解度大、流动性好,对设备的磨损较石灰石-石膏法要轻。

## (3) 副产品硫酸铵价值高,经济效益好

氨法烟气脱硫的副产品是硫酸铵,是中国广大耕地所需要的含氮含硫的肥料。它可以单独使用,也可以和其他营养元素一起做复合肥料,有着广阔的市场需求。而钙基脱硫副产品石膏或亚硫酸钙,或因其市场饱和,或因其无法使用,抛弃后还占用宝贵的土地资源,形成“石头搬家”现象。

## (4) 环境效益好,无废水、废渣和废气排放

氨法脱硫工艺过程中为了保持吸收液里的氯离子浓度低于一定浓度,以减少溶液对设备部件的腐蚀,会不断的将氯化铵( $\text{NH}_4\text{Cl}$ )通过副产品排出,得到的固体氯化铵也是肥料,但其量是很小的,混在硫酸铵里不会对其质量产生影响。因此氨法脱硫是没有废水排放的。

## (5) 可以与脱硝系统公用吸收剂储存和供应系统

目前成熟的选择性还原法脱硝技术基本上都是采用氨作为还原剂,如果采用氨法脱硫可以避免在脱硝时重复建设吸收剂储存及供应系统,在节约了占地面积的同时,节省了投资、人力及成本。

## (6) 在脱除 $\text{SO}_2$ 的同时还能脱除部分 $\text{NO}_x$

氨法脱硫在脱除 $\text{SO}_2$ 的同时还可以脱除部分 $\text{NO}_x$ ,降低烟气中的 $\text{NO}_x$ 排放浓度,进一步保证达标排放。

## (7) 煤种适应性强

氨法脱硫对煤种变化的适应性强,可用于0.4%~8%甚至更高的燃煤硫分,且含硫量越高,氨法脱硫的经济性要更强。

### 2.1.2 氨法脱硫的缺点

#### (1) 氨易挥发

氨法与石灰石-石膏法的本质区别是脱硫剂不同,前者的脱硫剂在常温常压下是气体,易挥发,而后的脱硫剂是固体,不易挥发。因此氨法脱硫的首要问题是如何解决氨的易挥发问题,防止氨随脱硫尾气溢出而造成损失。此外由于氨本身是易挥发性气体,氨和氨水在储存、输送以及反应过程中可能会存在无组织挥发,进而对环境造成一定影响。

#### (2) 脱硫系统设备腐蚀大,防腐成本高

氨法脱硫所产生的可溶性硫酸盐成分、亚硫酸盐、硝酸盐等成分,会以液相的形式进入到防腐层毛细孔之内形成结晶盐发生结晶腐蚀,除此之外还会发生化学腐蚀和电化学腐蚀,在采用氨法脱硫技术过程中,需要合理采用防腐材料,有效预防出现设备腐蚀问题,常用的防腐材料有玻璃钢材料、橡胶衬里材料、玻璃鳞片衬里材料、合金材料和不锈钢材

料。氨法脱硫对于设备和管线等材质选材要求较高,因此整体防腐成本较高。

#### (3) 吸收剂价格较贵

氨法脱硫采用的吸收剂氨气相比石灰石-石膏法要贵不少,因此运行中吸收剂费用较高。

#### (4) 脱硫剂具有一定危险性,生产运行安全管理难度提高

氨法脱硫采用液氨或者氨水作为脱硫剂,其化学特性较为活泼,脱硫剂本身具有一定的危险性,特别采用液氨时需要有液氨储罐,液氨大量储存时属于重大危险源,存在一定安全风险,这会增大生产运行安全管理的难度。

## 2.2 石灰石-石膏法脱硫的优缺点

### 2.2.1 石灰石-石膏法脱硫的优点

#### (1) 引进早,技术成熟,可靠性高

石灰石-石膏法脱硫技术引进早,早期的电厂锅炉烟气脱硫绝大部分采用的是石灰石-石膏法烟气脱硫,技术很成熟,运行可靠性高,设备和技术均很容易获取。

#### (2) 吸收剂资源丰富,价格便宜

石灰石-石膏法脱硫采用的吸收剂为石灰石或者石灰石粉,大自然石灰石资源很丰富,价格很便宜。

#### (3) 系统稳定,无氨逃逸问题

石灰石-石膏法脱硫系统运行稳定,吸收剂不存在挥发问题,也无氨逃逸问题。

#### (4) 脱硫剂稳定无安全风险

石灰石-石膏法脱硫剂稳定且无安全风险,生产运行安全管理难度低。

### 2.2.2 石灰石-石膏法脱硫的缺点

#### (1) 系统复杂、能耗高、占地面积大

石灰石-石膏法脱硫反应速度较慢,而且反应不完全,吸收剂利用率低;为此需要将其磨细、雾化、循环等过程以提高吸收剂的利用率,这将使整个系统更加复杂,占地面积增大,且运行能耗也增加。特别是对于高硫煤,需要达到较高脱硫效率时需增大浆液循环量,能耗增加更多。

#### (2) 副产品利用率很低

目前脱硫石膏主要应用于水泥缓冲剂,但是水泥生产中仅能掺入约5%,且脱硫石膏中尚含有10%的附着水封,由于水泥厂的生产设备如料仓、输送设备及计量设备等都是为块状天然石膏设计的,换成脱硫石膏时易出现膨料、下料不畅等问题而造成设备堵塞,故石膏的综合利用存在着多方面的制约。据统计目前我国脱硫石膏的利用率不超过10%。我国天然石膏资源丰富,市场价格不高,因此脱硫石膏不具备与天然石膏竞争优势,基本上抛弃处理,如此不但占用了大量土地,也对环境存在极大的威胁。

#### (3) 容易对环境造成二次污染,废水处理难度大

石灰石-石膏法脱硫产生废水、粉尘、污水处理污泥等污

染物,容易对环境造成二次污染,破坏生态环境。石灰石-石膏法脱硫产生的脱硫废水组分复杂,处理起来很复杂,如果要求达到近零排放需要单独上污水系统系统,系统投资高,运行费用也高,且污水处理系统尚有副产的污泥等污染物,造成二次污染。石灰石-石膏法在石灰石粉磨制和配浆过程中会出现扬尘等问题,容易造成粉尘污染等问题。

(4) 系统容易存在堵塞和结垢,系统磨损严重

石灰石-石膏法脱硫剂为液相石灰石浆液,含有固相的石灰石颗粒,一旦当循环浆液达到足够高浓度时,易在管道或者脱硫塔内形成结垢,堵塞管道,影响脱硫工作正常运行。同时固相石灰石颗粒对于设备和管道磨损很严重。

(5) 超低排放粉尘控制技术复杂,占地面积大,故障率高

石灰石-石膏法要达到超低排放粉尘浓度要求,通常需要在脱硫塔后设置湿式电除尘器系统,首先增加了系统的复杂性和占地面积;其次湿式电除尘装置会产生含盐废水,这部分废水需要外排,需增加相应的污水处理能力,从而增加处理费用;最后根据目前国内大多数项目投运情况来看,运行一段时间后均存在一定的问题:如极板及壳体腐蚀穿孔、耗水量大、电源不稳定导致除尘不能稳定达标等问题。

### 2.2.3 技术综合比较

结合以上对氨法和石灰石-石膏法优缺点的对比分析,汇总形成技术综合比较表,见下表2。

表2 氨法和石灰石-石膏法脱硫技术综合比较表

序号	项目	氨法	石灰石-石膏法
1	技术成熟程度	成熟	成熟
2	能达到的脱硫效率	95%以上	95%以上
3	运行稳定性	稳定	稳定
4	煤种适应性	强	强
5	吸收剂种类	液氨或者氨水	石灰石
6	系统复杂性	较石灰石-石膏法简单	复杂
7	能耗	能耗较低	能耗较高
8	占地面积	小于石灰石-石膏法	大于氨法
9	副产品及利用	副产品为硫酸铵,可外销	副产品为脱硫石膏,可作为建筑石膏等(普遍作为固废处理)
10	脱硫废水	无脱硫废水	有脱硫废水,废水需单独处理,投资费用高
11	堵塞和磨损	硫酸铵极易溶于水,不会存在像石灰石-石膏法的堵塞等问题;对设备的磨损较石灰石-石膏法要轻	脱硫剂为液相石灰石浆液,含有固相的石灰石颗粒,易在管道或者脱硫塔内形成结垢,堵塞管道,且对设备和管道磨损很大

续表

序号	项目	氨法	石灰石-石膏法
12	生产运行安全管理	脱硫剂具有一定危险性,因此生产运行安全管理难度增加	脱硫剂无危险性,生产运行安全管理难度较低

## 3 脱硫方案经济性分析比较

考虑到供热系统蒸汽供应可靠性需要,锅炉的烟气脱硫配置均采用单炉单塔方案,即每台锅炉配套设置1台脱硫塔,而脱硫副产品处理系统则采用公用的1套系统,每台锅炉出口设置有布袋除尘器,除去锅炉烟气中大部分的粉尘,布袋除尘器出口设计粉尘含量 $<20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。单台脱硫塔的烟气参数见表3(设计煤种):

以表3为输入计算基础,分别对氨法和石灰石-石膏法两种脱硫方案年运行费用进行测算。

从经济性比较来看,氨法脱硫的年运行费用要低于石灰石-石膏法的年运行费用,不过脱硫装置经济性关键在于液氨、硫酸铵、石灰石以及脱硫石膏的价格,不同价格情况下经济性对比存在差别,所以实际运行费用可能会存在一定偏差。

表3 脱硫塔入口烟气参数

序号	项目	单位	
1	烟气流量	$\text{Nm}^3/\text{h}$	111250
2	入口 $\text{SO}_2$ 浓度	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	3800
3	出口 $\text{SO}_2$ 浓度	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	35
4	入口粉尘浓度	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	20
5	出口粉尘浓度	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	10
6	入口烟气温度	$^{\circ}\text{C}$	$\sim 150$

## 4 结论

本文对某乙烯项目燃煤供热系统的脱硫方案进行了对比,对氨法脱硫和石灰石-石膏法脱硫两种方案的工艺流程、技术特点、运行经济性等方面进行了详细的对比分析,氨法脱硫相比石灰石-石膏法脱硫,具有系统简单、能耗低、无脱硫废水、副产物硫酸铵容易处理、无结垢问题发生、占地面积小等优点。而石灰石-石膏法存在脱硫副产物回收利用困难,脱硫废水中不但含有高浓度氯离子,也含有重金属离子,存在脱硫废水处理困难和投资高的问题。此外,氨法脱硫初步分析的年运行费用也较石灰石-石膏法要低,因此从技术和经济性角度推荐采用氨法脱硫方案。■

作者单位:中国寰球工程公司北京分公司

(责任编辑 冯尚)

本文基于对油气企业智能化转型规划与建设方法的认识,对油气企业智能化转型的解决方案进行了探索和研究,提出了一种油气企业智能化转型的规划与建设方案,以基于企业价值模型/经济模型的智能应用和企业级数据生态构建为核心,同时阐述了其应用价值和经济效益。

# 一种智能化油气田建设的解决方案

■ 胡耀义

现代人工智能、物联网、大数据、云计算、虚拟现实、移动互联网等前瞻IT技术的快速发展,为当前油气企业智能化转型规划与建设方案的研究,提供了坚实的技术支撑和外部环境。关于油气企业的智能化,目前业界没有一个统一的定义和标准,但就“智能”本身而言,应具有模拟、延伸和扩展人类的逻辑思维、行为等复杂特性。智能化是油气工业发展的必然趋势,油气企业智能化转型是实现企业提质、降本、增效这一本质目标的有效途径,可促进油气工程规划、建设(包括基于地面、地下一体化的设计、采购和施工)和运营管理全产业链及附带产业链(冶金、制管、物流、设备制造等)技术和管理水平的持续提升和科学发展,可促进油气企业产业结构的快速转型升级,可促进油气企业深化改革和科学发展的高质、高效、有序推进。

## 1 对油气企业智能化转型的认识

全球油气工业经历了130多年的发展,在人类能源发展史上具有里程碑式的意义,然而,油气企业为了能够实现环保、经济、高效和可持续发展,需要借助现代信息技术手段快速完成油气企业的智能化转型,领航油气企业提质、降本、增效的本质发展目标,以应对油气企业发展过程中各种问题和挑战。

(1) 油气企业的智能化转型是一项体系化的系统工程,贯穿于油气工程规划、建设和运营管理的全生命周期过程当中。因此,作为油气企业智能化转型的决策层,必须站在油气企业未来科学发展的战略角度,统一规划、统一组织、积极稳妥、分步实施,且需要持续创新。

(2) 油气企业的智能化转型必须立足于未来的可持续发展,仔细审视当前的智能化转型规划工作,因为此项工作不是单纯的信息化工作,如果通过现有的生产经营管理流程看未来的智能化,将把油气企业的智能化转型工作带入误



区,导致最终建设成果与规划愿景偏离。

(3) 油气企业的智能化转型是“企业战略+业态/业务+IT”的体系化规划,需要油气企业自身统一认识、统一思想、统一布局、统一行动,且很多工作不能完全依赖于企业信息化部门或第三方,否则会指引油气企业的智能化转型犯战术性错误。

## 2 油气企业智能化转型的发展方向和核心要素

目前,智能工厂、智能油田、智能气田、智能管道、智能钻井等油气企业的智能化规划与建设工作已初见成效,通过对比、分析荷兰皇家壳牌公司、马来西亚国家石油公司、英国BP石油公司、沙特阿美石油公司、哥伦比亚管道公司、中石油、中石化、中海油等国内外油气企业开展的相关数字化或智能

化建设成果和价值所在;同时,通过笔者及科研团队对未来油气企业智能化转型规划与建设方法的提出,以及对智能化发展愿景、建设目标、建设原则、建设重点和难点的研究、探索 and 理论创新,认为:未来油气企业智能化转型的核心发展方向主要有两个,一是企业级数据生态的构建,二是企业级智能应用的研发。

企业级数据生态的构建是一项创造性的工作,其核心要素是贯穿于油气工程规划、建设和运营管理全产业链及附带产业链底层数据的搜集及数据仓库(数据源、信息源)的规划与建设、以及基于数据仓库和智能应用实时数据的主数据平台构建,其中,基于EDS(Engineering Data-delivering System)理念的数字化交付平台构建,是完成此项工作关键输入条件之一。

企业级智能应用的研发是一项创新性工作,没有现成的案例可以复制或借鉴,其核心要素企业级的价值模型/经济模型,这一工作需要油气企业自身、国内外专家学者,以及IT等企事业单位或个人共同协作完成,而且需要在应用过程中不断优化和完善。

## 3 油气企业智能化转型规划与建设的解决方案

### 3.1 总体思路

基于前述油气企业智能化转型的发展方向和核心要素,对标油气企业提质、降本、增效的总体目标,实现油气企业智能决策、全面感知、趋势预测、信息共享、主动管理和业务协同,达到油气企业全产业链的全数字化交付、全生命周期管理、全智能化运营的分项目标为宗旨,明确油气企业智能化转型的规划与建设愿景、建设目标、建设方法、实施原则和实施策略,从未来全球化竞争、国际化接轨的发展角度,开创性的、以目标为导向的开展油气企业智能化转型的规划与建设工作。

### 3.2 逻辑架构

油气企业的数字化完成了物理工厂、物理油田、物理气田、物理管道到数字工厂(或虚拟工厂)、数字油田(或虚拟油田)、数字工厂(或虚拟工厂)、数字管道(或虚拟管道)及其附属物理信息的数字化转变。油气企业的智能化转型应从企业发展的战略角度,理清规划与建设的总体思路,建立起明确的认识论与方法论。基于该理念,笔者提出了一种油气企业智能化转型的规划与建设架构方案,具体如图1所示:

图1共分为数据源、信息源,主数据平台和智能应用三大模块,其中数据源、信息源,DSB(Data Service Bus)数据服务总线以及主数据平台共同构成了企业级的数据生态环境;ESB(Enterprise Service Bus)企业服务总线以及智能应用共同构成了油气企业智能化转型的业务应



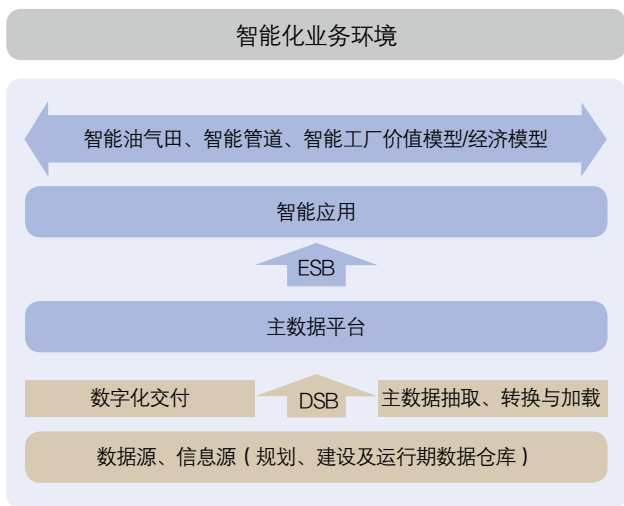


图1 油气企业智能化转型的规划与建设逻辑架构

用服务门户。

### 3.2.1 企业级数据生态的规划与建设

(1) 将数据源、信息源作为油气企业智能化转型规划与建设的核心资产和重要抓手，是油气企业智能化转型规划与建设过程中首当其冲的工作任务。

(2) 对数据的搜集与整理应包含油气工程规划、建设和运营管理全生命周期内的数据。

(3) 实现数据的可测、可视、可控、可交付、可分析是企业级数据生态建设的重点内容，而此项工作的关键是构建针对数据本身的主数据平台及其数据模型的建立。

(4) 将数据源、信息源通过数据挖掘工具进行清洗和转型，完成全产业链和附带产业链的全数字化交付，并以透明服务的方式为智能应用提供数据支撑是其本质需求。

### 3.2.2 企业级智能应用的规划与建设

(1) 智能化条件下的业务应用，必须要与非智能化条件下的业务应用区别开来，智能化条件下业务应用的核心是企业级价值模型/经济模型的构建，而此项工作就是要以实现提质、降本、增效这一本质目标为出发点。

(2) 智能应用需要大量科研和技术基础研究成果的支撑，尤其是建立企业级价值模型/经济模型，需要的是专家团队的智慧，而不是纯粹的IT技术或单打独斗就可以完成。

(2) 智能化条件下业务应用的规划与建设，应涵盖油气工程规划、建设和运营管理全生命周期过程中，同时智能应用产生的数据也为主数据平台的优化与完善提供基础数据。

①规划期：通过历史数据、实时数据的挖掘与分析，为油气工程的科学规划提供辅助决策，这也是未来大数据应用的重要分支之一。

②建设期：工程建设期设备、设施等资产的物联化、电子化、可视化管理；工程建设QHSE可视化、预警式的自动管理；人、机、料等资源的智能化建模与管理等。

③运营期：企业设备、设施的资产优化使用；油气生产与销售自动化调度与趋势预测；企业运行效益的智能化经济评价；安全环保的自动化评估及风险预警；生产经营和管理业务的信息共享和协同管理等。

(4) 智能应用的建设与完善永远在路上，智能化价值的体现是隐性体现，而非显性体现，且隐藏在油气工程规划、建设及运营管理全生命周期过程中。

### 3.3 核心技术路线

借助前瞻信息技术、数学模型和算法等先进的科学工具，实现油气企业的智能化转型是当前最适宜的方法。因此，确定其技术路线具有较强的专业性、学术性、创造性和创新性。

(1) 智能应用——价值模型/经济模型：对标油气企业智能化转型的本质目标和分项目标，分析油气工程全产业链和附带产业链业务的本质需求，建立横向的、贯穿于油气工程规划、建设和运营管理全生命周期的智能应用价值模型/经济模型，不仅是构成油气企业智能化转型解决方案的核心所在，也是油气企业智能化应用的具体体现和本质特征。

(2) 数据生态——主数据平台之数据模型：主数据平台是支撑油气企业智能化转型的基石，而数据模型是主数据平台的支撑性框架，准确描述了数据的数据标准、通信标准、总线标准及接口规范，此项工作是智能化条件下未来油气企业业务、业态的缩影和内在反应。

(3) 数据生态——数字化交付平台：数字化交付不仅涉及设计单位、采购单位、施工单位以及制造单位，也涉及未来油气企业运行过程的现场实时数据的交付。数字化交付所涵盖的范围、深度、方式、规则等关键问题，是确保油气企业智能化转型建设目标得以实现的重要条件，并深刻影响系统底层的物联网系统、站控系统、主数据平台，以及上层智能应用的建设方式和实施方式。

## 4 结束语

油气企业的智能化转型，绝非常规意义上的信息化规划与建设项目，而是一项复杂的、体系化的、面向未来的企业级系统工程。本文给出了一种油气企业智能化转型规划与建设的解决方案，可为油气企业智能化转型的决策者、规划者、建设者、运营者提供方法与思路。其成果在推动油气工业由数字化向智能化、智慧化持续发展的同时，也为实现油气企业提质、降本、增效这一本质目标奠定坚实基础。■

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 冯尚)



为了减少在每个井口布置空气泡沫驱注入装备的成本,提出了建立集中空气泡沫驱注入泵站的方法,需要对空气泡沫驱的混合物在混合输送过程中不同初始条件下流型以及阻力特性进行研究。

# 含泡沫气液两相流流态及阻力特性研究

■ 王斌<sup>1</sup> 郭志强<sup>1</sup> 李欣欣<sup>1</sup> 卢坤<sup>2</sup> 徐颖<sup>3</sup>

石油是一种重要的战略储备资源,何最大程度地将地下石油采出是当前面对的难题。我国油田开发现在进入中后期,主力油田开始进入到特高含水期,油藏含水较高,投入与产出比例逐年加大,采用常规的注水开发技术提高原油产量比较困难。空气泡沫驱技术是一种用泡沫作为驱替介质的驱油技术,集空气驱与表面活性剂驱两大技术优势于一体,工艺相对简单,提高采收率效果较明显,成为几年来迅猛发展的一种水驱及聚驱后期重要的接替开发技术。

目前大部分空气泡沫驱的研究集中于探究空气泡沫驱进入地下后,受岩石空隙尺寸大小的影响、注入量对采收率的影响等。郎丽媛利用数值模拟的方法研究油层特征及井网对空气泡沫驱油的效果。张洪等发现沉积相控制体系和物性控制体系对空气泡沫驱受效性具有重要影响。吴灿等人研究了渗流速度对泡沫封堵能力影响实验。随着油田开采的井口数的增多,如果在每个井口处都布置空气泡沫驱的注入设备,必将增加石油的开采成本,如何降低布置注入设备的成本,又能增加石油开采量成为当前紧要问题。所以长庆油田提出建立集中泵站,将空气泡沫驱注入混合物输送到各个井口,所以需要研究不同初始条件下,空气泡沫驱在地面管线输送过程中的流型与阻力变化特性。目前地面上的研究多集中于油气开采后,油气或者油气水混输过程中的流型以及流动压力压降研究。本文主要研究空气泡沫驱混合物在地面输送时的不同初始条件下流型和阻力变化特性。

## 1 实验系统

本实验通过开展不同初始条件下流型的变化规律研究,以及阻力变化特性和不同流型下阻力变化特性等方面室内实验,结合气液两相阻力计算理论和气液两相流理论,提出适应于不同条件下泡沫辅助减氧空气驱气液两相混合关

键技术。

实验装置如图1所示,实验中流体采用的介质是在水中加入起泡剂和稳泡剂的混合物和空气,实验段分别进行水平、倾斜向上10°、倾斜向上20°、倾斜向下10°、倾斜向下20°。实验管长3米,为了便于观察管道中的流型,实验管段由PC管构成,同时为了测量较高的管道压力下的阻力,实验管段由不锈钢管构成。

本实验中共安装3个动态压力传感器测压点,如图1中的9号测量点,2个差压传感器测量点,如图1中的8号测量点,测量点之间的距离为500mm,管道内径为50mm。实验管路中瞬时压力的采集由3个动态压力传感器完成,测量精度误差为 $\pm 0.2\text{kPa}$ ,以及压差采集采用差压传感器,测量精度为 $\pm 0.25\%$ 。

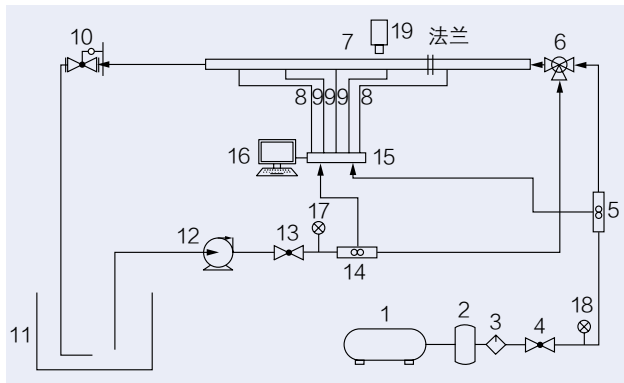


图1 实验装置示意图

进行实验时,首先调节液体的入口处的节流阀将液体流量维持在一定数值,然后逐渐增加气体流量,达到需要的实验参数,针对不同的工况记录对应的气液流量、流型、压力参数。改变管道压力时,调节背压阀,增加管道内压力。整个实

验中气相折算流速范围为0.212~0.637m/s,液相折算流速范围为0.071~0.141m/s。

## 2 数据处理方法

在进行可视化管道实验时,使用高速相机拍摄,同时使用动态压力传感器记录压力波动信号。使用高速摄像机拍摄的照片,使用MATLAB进行图像处理,将气相和液相区分开,以此更加明显的判断流型。同时使用动态压力传感器获得的压力信号使用概率密度函数处理,得到相应的特征图形,根据特有的特征图形来判断流型。

### 2.1 图像处理

高速摄像法使用高速摄像机获取两相流流动图像,使用数字图像处理技术进行图像处理,通过构建分类器来进行流型辨识。该方法具有可视化、非介入以及瞬时性好等诸多优点。目前的基于高速摄像法的流型辨识研究工作,大多数依赖数字图像处理,提取不同的图像特征。

### 2.2 概率密度函数(PDF)

概率密度函数理论为:信号的最小值与最大值之间平均分成若干个区间,信号的幅值在每个区间内出现的次数与总的采样点之比作为此区间的概率估计值。概率密度函数表示瞬时幅值落在指定范围的概率,所取范围的幅值不同,函数也将发生变化。

$$P_i = \frac{n_i}{N}$$

式中,  $P_i$  为概率密度值,  $n_i$  为子样点出现的频数;  $N$  为母体中子样点的数目。

## 3 两相流流型分析

本文研究了含泡沫的气、水两相流流型,在水中加入泡沫

剂后的混合物和空气两相在管径为50mm的透明管和不锈钢管内流动,在对水平管、倾斜向上10°、倾斜向上20°的流动进行研究。首先,利用目测法和高速摄像法进行流型识别,获得了水平管和倾斜管内(包括倾斜向上)出现的典型流型。同时,获得高频动态压力传感器信号数据,对比透明管道和不锈钢管道流型,验证概率密度函数方法的可行性和适用性。

### 3.1 水平管内两相流流型

当实验管道为水平时,在水中按比例加入泡沫剂和稳泡剂,同时调节背压阀,使管道内的压力增加大,在可视化实验中,管道中压力为0.15MPa、0.2MPa。当实验段为不锈钢管道时,管道中的压力为0.2MPa、0.4MPa、0.6MPa;实验中,液体的流量为1m<sup>3</sup>/h,气体流量为1.5m<sup>3</sup>/h~4 m<sup>3</sup>/h。

#### 3.1.1 图像处理

如表1所示,为水平管下不同管道压力时的流型,当液体流量为1m<sup>3</sup>/h,气体流量为1.5m<sup>3</sup>/h~4m<sup>3</sup>/h时,此时的流型为层流。图2为0.15MPa下,液体流量1m<sup>3</sup>/h,气体流量3m<sup>3</sup>/h时的图像处理后的图片;图3为0.2MPa下,液体流量1m<sup>3</sup>/h,气体流量3m<sup>3</sup>/h时的图像处理后的图片;从图2、图3中可以看出,液体在管道底部,液体和气体的界面清晰,流动稳定,为分层流。

#### 3.1.2 概率密度函数图

实验段为透明管道时,除了拍摄图片外,还使用高频动态压力传感器采集压力信号,采集后的信号使用概率密度函数处理得到概率密度函数图;同时,当实验段为不锈钢管道时,也使用高频动态压力传感器采集压力信号,后使用概率密度函数处理得到概率密度函数图,并与透明管的概率密度函数图进行验证。如图4所示,以液体流量为1m<sup>3</sup>/h和气体流量3m<sup>3</sup>/h为例,压力为0.15MPa、0.2MPa时为透明管得到的概率密度函数图,压力为0.4MPa、0.6MPa时为不锈钢管道得到的概率密度函数图。此时不锈钢管道的压力概率密度函数图与可视化

表1 水平管的不同管道压力时的流型

	1.5m <sup>3</sup> /h	2m <sup>3</sup> /h	2.5m <sup>3</sup> /h	3m <sup>3</sup> /h	3.5m <sup>3</sup> /h	4m <sup>3</sup> /h
0.15MPa	层流	层流	层流	层流	层流	层流
0.2MPa	层流	层流	层流	层流	层流	层流
0.4MPa	层流	层流	层流	层流	层流	层流
0.6MPa	层流	层流	层流	层流	层流	层流

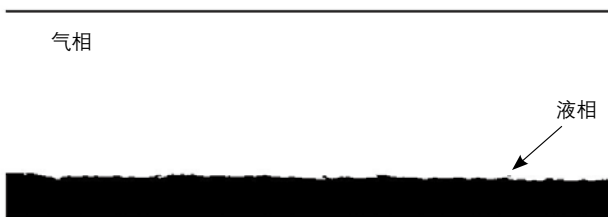


图2 压力为0.15MPa时层流图像处理后的图片

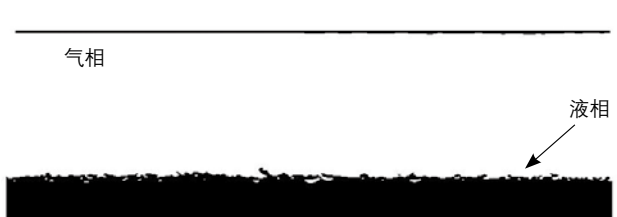


图3 压力为0.2MPa时层流图像处理后的图片

管道的压力概率密度函数图相似,证明不锈钢管道的流型也为层流,使用概率密度函数法是可以用来测量流型。

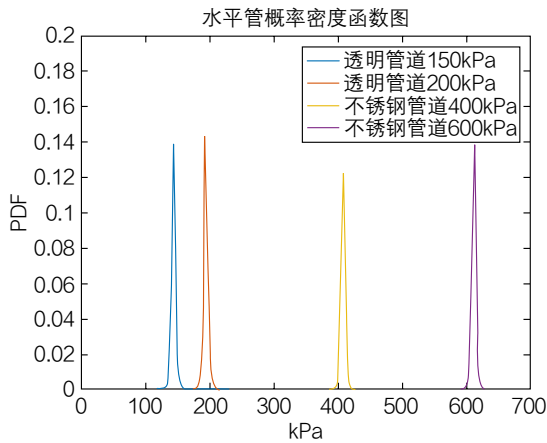


图4 水平管道时不同压力下概率密度函数图

### 3.2 倾斜向上管内两相流流型

当实验管道为倾斜向上时,实验条件与水平管相同,在可视化实验中,管道中压力为0.15MPa、0.2MPa。当实验段为不锈钢管道时,管道中的压力为0.2MPa、0.4MPa、0.6MPa;实验中,液体的流量为 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量为 $1.5\text{m}^3/\text{h}\sim 4\text{m}^3/\text{h}$ 。同时,实验管道的倾角度为 $10^\circ$ 和 $20^\circ$ 。

#### 3.2.1 倾斜向上 $10^\circ$

##### (1) 图像处理

观察分析倾斜向上 $10^\circ$ 时不同管道压力时的流型,当液体流量为 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量为 $1.5\text{m}^3/\text{h}\sim 4\text{m}^3/\text{h}$ 时,此时的流型为弹状流。0.15MPa下,液体流量 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量 $3\text{m}^3/\text{h}$ 时的图像处理后的图片;0.2MPa下,液体流量 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量 $3\text{m}^3/\text{h}$ 时的图像处理后的图片;从图中可以看出,白色区域为气相所在区,黑色为液相和液弹所在区,所以为弹状流。

##### (2) 概率密度函数图

概率密度函数图得到的方式与水平管相同。如图5所示,

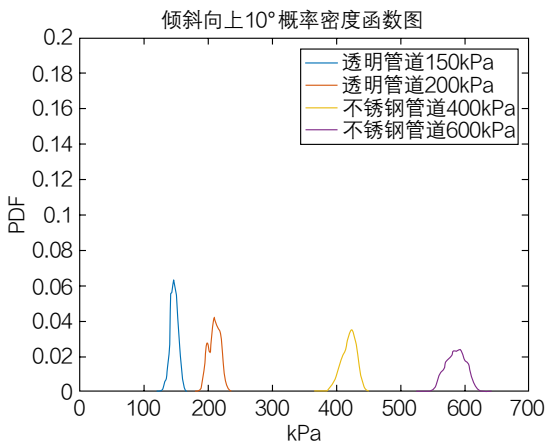


图5 水平管道时不同压力下概率密度函数图

以液体流量为 $1\text{m}^3/\text{h}$ 和气体流量 $3\text{m}^3/\text{h}$ 为例,压力为0.15MPa、0.2MPa时为透明管得到的概率密度函数图,压力为0.4MPa、0.6MPa时为不锈钢管道得到的概率密度函数图。此时不锈钢管道的压力概率密度函数图与可视化管道的压力概率密度函数图相似,证明不锈钢管道内的流型也是弹状流,使用概率密度函数法是可以用来测量流型。

#### 3.2.2 倾斜向上 $20^\circ$

##### (1) 图像处理

观察分析倾斜向上 $20^\circ$ 时不同管道压力时的流型,当液体流量为 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量为 $1.5\text{m}^3/\text{h}\sim 4\text{m}^3/\text{h}$ 时,此时的流型为弹状流。图6为0.15MPa下,液体流量 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量 $3\text{m}^3/\text{h}$ 时的图像处理后的图片;图7为0.2MPa下,液体流量 $1\text{m}^3/\text{h}$ ,气体流量 $3\text{m}^3/\text{h}$ 时的图像处理后的图片;从图中可以看出,白色区域为气相所在区,黑色为液相和液弹所在区,所以为弹状流。



图6 压力0.15MPa倾斜向上 $20^\circ$ 时图像处理后的图片

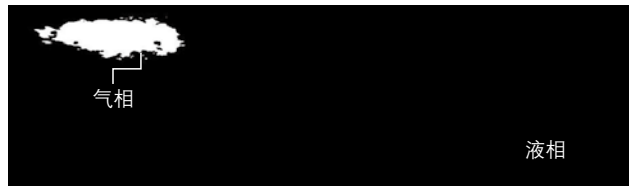


图7 压力0.2MPa倾斜向上 $20^\circ$ 时图像处理后的图片

##### (2) 概率密度函数图

概率密度函数图得到的方式与水平管相同。以液体流量为 $1\text{m}^3/\text{h}$ 和气体流量 $3\text{m}^3/\text{h}$ 为例,压力为0.15MPa、0.2MPa时为透明管得到的概率密度函数图,压力为0.4MPa、0.6MPa时为不锈钢管道得到的概率密度函数图。此时不锈钢管道的压力概率密度函数图与可视化管道的压力概率密度函数图相似,证明不锈钢管道内的流型也是弹状流,使用概率密度函数法是可以用来测量流型。

## 4 两相流阻力特性

### 4.1 水平管阻力研究

#### 4.1.1 不同流量条件下压降变化规律

根据实验数据,绘制不用压力下水平管压降变化曲线,分析研究不同因素对压降变化规律的影响。不同压力、气体

流量下压力梯度图,从图中可以看出随着气体流量的增大,压降梯度随气流量波动,但是波动幅度不大,总体压降随着气体流量的增加而增加。由于气流量的增加,相应的气体流速增加,气体与管道壁面以及气体与液体之间的摩擦阻力增加,所以导致随着气体流量的增加,压降梯度也随之增加。同时由于气体流速大于液体流速,气体与液体之间会有相对速度,此时,气体与液体相界面之间也有摩擦阻力,所有随着气体流量的增加,压降梯度会增大。

#### 4.1.2 水平管压降计算模型

基于Beggs-Brill压降编程方法,对本文实验的阻力结果进行重新拟合计算,由于水中加入了泡沫剂和稳泡剂,所以摩擦系数发生了改变,利用实验结果,对摩擦系数进行新的计算拟合。利用实验得到的数据代入,对摩擦系数进行新的拟合,得到新的摩擦系数表达式为:

$$\lambda = 3.681 \times 10^{-10} Re'^2 - 3.169 \times 10^{-5} Re' + 1.096 -$$

$$\frac{dp}{dz} = \frac{[\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] g \sin \theta + \frac{\lambda G v}{2DA}}{1 - ([\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] v v_{sg}) / P}$$

将实验参数带入上式中,计算得到的结果与实际压降相比,总误差小于6%,证明此公式适用于当前条件。

### 4.2 倾斜向上管阻力研究

#### 4.2.1 不同流量条件下压降变化规律

根据实验,绘制不用压力下倾斜向上管压降变化曲线,分析研究不同因素对压降变化规律的影响。倾斜向上10°时不同压力、气体流量下压力梯度图,随着气体流量的增大,压降梯度随气流量增加而减小,同时波动幅度不大,总体压降随着气体流量的增加而减小。

由于管道倾斜向上,受重位压降影响,所以压降很大,随着角度的增大,重位压降影响更大,如图8所示,所以倾斜向上10°的压降小于倾斜向上20°的压降。当增大气体流量时,此时倾斜向上的管道内气体含量增大,混合物密度较气体流量小的时候减小,所以压降会减小。增大气体流量时,相应的混合物流动速度加快,但是此时重位压降是主要影响因素,摩擦压降是次要因素。

#### 4.2.2 倾斜向上压降计算模型

在计算倾斜向上管路压降时, Beggs-Brill方法的误差较大,且前人研究推荐使用均相流模型。基于均相流模型计算,利用现有的实验数据对摩擦阻力系数和压降公式进行拟合。经过计算,得到的新的摩擦系数为:

$$\lambda' = \lambda \times 25.887 - 0.5048$$

除了对摩擦系数的拟合修正外,还需对整个压降公式进行修正拟合,得到的新的计算公式为:

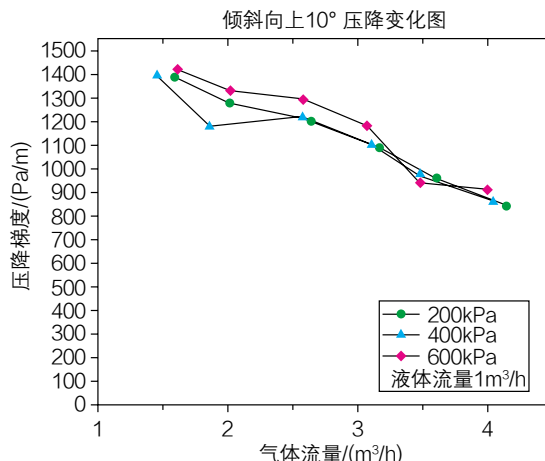


图8 倾斜向上10°不同压力、气体流量下压力梯度图

$$-\frac{dp}{dz} = \lambda' \frac{lpv^2}{2D} + 1.9 \rho g \sin \theta$$

将实验参数带入上式中,计算得到的结果与实际压降相比,总误差小于9%,证明此公式适用于当前条件。

## 5 结论

对比不锈钢管道和透明管内获得分层流时的概率密度函数,发现只要保证气液比不变,无论在不锈钢管内还是透明PC管内,其概率密度函数形状基本保持不变;同时,通过对比图像识别结果和概率密度函数,确定了气液比下的流型。

针对空气泡沫驱现有应用的实际气水参数运行范围,含泡沫剂的气水两相流型实验。结果表明:开展了水平管,在实验中液体流量不超过1m³/h和气流不超过量4m³/h时,此时的流型为分层流。当管道为倾斜向上10°和20°时,在实验液体流量不超过1m³/h和气流不超过量4m³/h时,对应的流型为弹状流。

根据实验结果可知,水平管道时,随着气体流量的增大,压降增大;相同气液流量下,随着管道压力的增加,压降也会增加。管道倾斜向上时,相同压力和气液流量下,随着倾斜角度的增加,压降会增大;相同倾斜角度下,随着压力增大,压降也会增大,随着气体流量的增大,压降会减小。

本文根据实验结果,分别建立了水平管道和向上管内气液两相流动阻力和压降的计算关联式,通过和实验对比,误差结果较小,可以用于预测实际空气泡沫驱内流动阻力计算。■

- 作者单位: 1. 西安长庆科技工程有限责任公司  
2. 长庆油田陇东气田项目部  
3. 长庆油田机械制造总厂

(责任编辑 冯尚)

伊拉克某原油处理终端处理的原油来自三个不同油田,彼此之间原油性质差别大,对处理工艺和流程的要求也不同。通过改变原有流程中所有油田原油混合后处理的工艺,根据原油含硫量和脱水的难易来分别进行处理,并合理调整工艺参数,既解决了把不含硫原油混合后需要再度脱硫的问题,也解决了易破乳原油混合后处理时间延长的问题,提高了全终端的处理能力,每年可节约天然气消耗 252 万立方米,具有较高的社会效益和经济效益。

# 原油分质处理工艺在终端的应用

■ 刘清华

各原油处理终端担负着进站原油的脱气、脱水、脱盐、脱硫等操作,以满足下游炼厂和用户对商品原油的各项基本要求。进站原油来自不同的油田和地层,性质有时差异很大,而比选原油处理工艺时往往忽视了不同品种原油之间的差异,更关注混合原油的性质。一般在进站阀组处混合后,根据进站混合原油的性质来选择相应的处理工艺。这种处理方法存在着很多缺点,例如高硫原油与不含硫原油共同处理增加了脱硫的负荷,易分水原油与难分水原油混合处理加大了脱水系统的负荷。混合处理既加大了处理的难度,也不利于降低能耗,需要开发出新的有针对性的处理工艺。

## 1 现状及存在问题

伊拉克某油田的原油处理终端进站来液来自三个不同油田(以下分别简称A、B、F油田)。CPF站内工艺处理设备分为6列,单列处理能力为8000m<sup>3</sup>/d。主要设备包括一级分离器、水浴炉、脱气罐、水洗罐、脱水泵、电脱水器、原油储罐、外输泵、换热器等。每一列都相对独立,但是可以相互切换。

站内原油脱气、脱水、脱盐的一般流程是:进站原油先通过一级分离器进行油、气、水的初步分离。分水分气后的原油经水浴炉加热后,进入脱气罐进行二级分离。经过二级分离后的原油进入微正压的水洗罐。通过向进入水洗罐的原油中注水,将原油中含有的盐分溶解在水中,再通过油水分离将盐分除去。由于水洗罐的压力接近常压,分离出的伴生气放空去火炬。水洗罐沉降脱水后含水率低于30%的原油,经增压泵增压后依次进入一、二级电脱水器,含水率降至0.5%后输送至站内浮顶原油储罐储存,并由外输泵输送至用户。

三种来油中,A油田原油不含硫,B和F油田原油含硫。而原油的含硫量又是决定原油价格的重要因素,原油交易市场上的中质含硫原油基准品质是硫含量1.5%,低硫原油的硫含量一般低于0.5%。不同含硫量的原油腐蚀性不同,对设备材质的要求也不相同。含硫原油在终端中还需要通过甜气脱

硫工艺来降低硫含量,满足出厂原油的质量要求。

原油性质的差异导致了同一破乳剂对不同油田原油破乳效果的不同。有的原油对油基化学药剂敏感,有的原油则对水基药剂敏感。对混合原油筛选破乳剂,实质上是满足最苛刻的原油性质,一方面会提高破乳剂用量,另一方面所筛选的药剂对某种原油来说可能不是最好的。

站内已建设备和管道由于投用时间较久,腐蚀严重。按照目前流程,混合后的含水原油含硫,具有较强的腐蚀性,导致生产现场跑冒滴漏严重,影响生产的正常进行,也需要对现有流程进行优化。

## 2 流程优化分析

### 2.1 原油脱水流程优化

根据原油热化学沉降实验提供的分析结果,A油田原油破乳相对容易,B、F油田原油破乳相对较难,尤其以F油田破乳最为困难。

由不同油田原油热化学沉降的实验结果可分析出,在沉降温度、药剂浓度等条件都相同时,不同油田原油的破乳难度不同。整体来说,A油田原油最易实现破乳,选用合适的破乳剂,在10min内可以将原油含水率降低到10%以下。B油田的

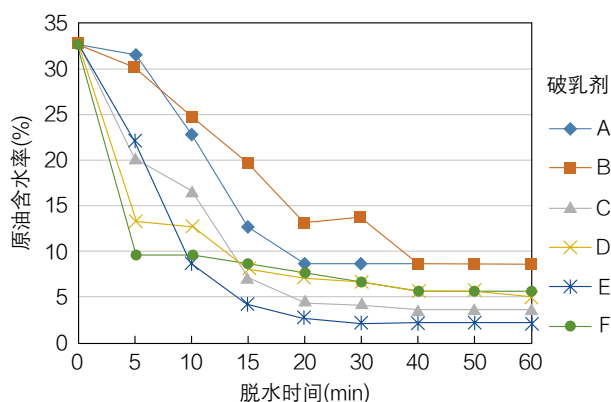


图1 A油田原油破乳实验含水率变化曲线图

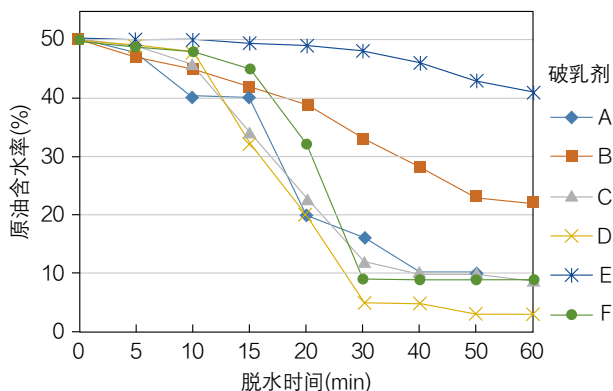


图2 B油田原油破乳实验含水率变化曲线图

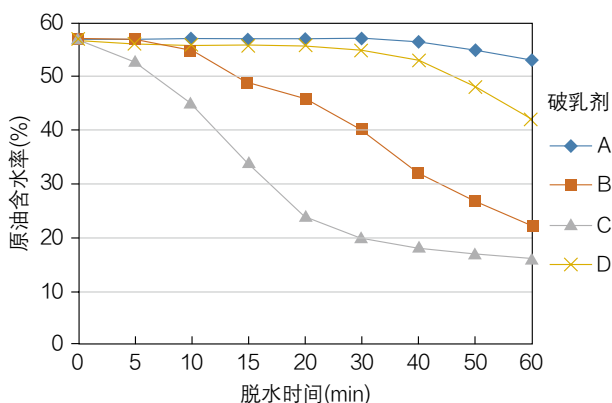


图3 F油田原油破乳实验含水率变化曲线图

原油脱水也相对容易，可以在30min内将原油含水率降低到10%以下。反观F油田，经过60min沉降脱水后仍然不能将含水率降低到10%以下。而站内的分离器停留时间通常都无法达到60min，必须要借助于大罐沉降来实现脱水。

### 2.2 原油脱硫流程优化

原油含硫量的不同决定了应当采用不同的处理过程，其中A油田不含硫，B、F油田含硫分别为1%~3%。为实现效益最大化，应当将A油田与B、F油田的原油分别进行处理。而且从处理工艺上分析，B、F油田的原油需要在处理过程中增加原油脱硫的工艺。由于站内设备为多列并联处理装置，为站内不同处理流程提供了可能。流程优化应当考虑充分利用站内流程分列且相对独立的实际情况，将不同的原油采用不同的处理系列分别处理。

A油田产量为14000m<sup>3</sup>/d，B油田产量25000m<sup>3</sup>/d，F油田产量8000m<sup>3</sup>/d。各列处理设施相对独立，流程图中红色阀门为不同系列之间的工艺连通线，使各系列之间既相对独立又彼此连通。当其中一列发生故障时，通过工艺连通线连通至其他系列进行处理。

A油田来液进站后，首先经过段塞流捕集器消除管道中来液携带的段塞流，并进行初步的油气水三相分离，以降低后续工艺加热所需热负荷。分离后的原油经过水浴炉加热到

60℃后，进入脱气罐进行二次油气分离。低压油气分离后的原油进入水洗罐进行沉降分离。由于A油田原油不含硫，直接进入水洗罐，且在水洗罐之前取消了脱硫塔，可减少甜气消耗252×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a。进入水洗罐之前注入清水，使原油中的盐分溶解到水中，并随水洗罐的油水沉降分离而脱除。经水洗罐分离后的低含水原油进入电脱水器进行脱水、脱盐处理。处理后的原油含水率低于0.5%，大罐储存并外输。

考虑到B油田含硫的情况，相对A油田来液在站内处理流程中增加了进水洗罐前的脱硫工艺。通过气提塔底部通入不含硫的甜气，将原油中的硫脱除。另外，根据原油脱水的难易程度，流程中选取两座水洗罐，以延长油水沉降分离的停留时间，提高油水分离效果。

F油田的原油既含硫又难以破乳，因此需要以较高的温度、较长的停留时间来进行分离，还需要脱除原油中含有的硫。综合以上因素，对F油田采用不同的工艺流程。考虑到站内加热炉已运行多年，难以在运行中达到更高的操作温度，采用两级换热来达到较高的脱水温度。首先采用原油与电脱后进大罐前的脱水原油换热，一方面提高进站原油温度，一方面降低进大罐脱水原油温度。再采用原油/导热油换热器进一步提高温度，满足脱水的温度要求。虽然F油田的原油产量最小，但是单独采用1座沉降罐沉降，沉降时间在24h以上，满足沉降脱水的要求。

如果将不同来源的三种原油混合后一同处理，从技术上说要满足最苛刻的处理条件，无形中加大了设备投资。另一方面，对易于脱水的原油采用较长的停留时间，增加了设备投资，从经济上说也不合理。最重要的一点是与含硫原油混合之后，不含硫原油价格的优势完全无法体现出来。

从处理流程上考虑，A油田的脱水流程应该是最短的，原油在处理时可将大罐沉降作为备用流程，在实际操作中视脱水效果予以旁通。B油田采用正常的脱水流程，增加脱硫流程。F油田采用延长停留时间的脱水流程，并增加脱硫流程。

### 3 结论

通过对站内不同品质原油处理流程的优化，解决了原有工艺流程中难破乳原油和不含硫原油不能单独处理的问题，使流程与原油性质更加匹配。

避免不含硫原油进入脱硫塔处理，解决了能源浪费的问题，又能将空余出的处理设备用于处理其他含量原油，提高了全终端的处理能力。

通过分别脱水，缩短了部分油田原油的沉降脱水时间，提高了设备的处理能力。■

作者单位：中海油石化工程有限公司  
(责任编辑 冯尚)



长庆油田在二次加快发展战略指导下,需要积极应对资源劣质化、产建工作量大、投资成本硬下降、土地和安全环保政策等内外部环境趋紧的困难和挑战,推行页岩油大井组平台建设管理,确保大井组开发效果,以实现长庆油田页岩油开发降本增效、长期稳产的目标。通过近几年的探索与实践,形成了一套适用于长庆油田大井组平台配套技术,提高了页岩油开发效益,实现了低成本高效益开发。

# 长庆油田页岩油大井组平台 地面配套技术

■ 朱国承 朱源 王潜忠 霍富永 王辉

近年来,非常规油气开发的开发取得了很大的进步,页岩油已经成为长庆油田二次加快发展的现实接替资源。页岩油开发主要采用水平井、超前压裂补能、实现工厂化作业的开发方式,地面建设需超前配套,保障页岩油大井组平台平稳建设及运行,实现平台效益开发。

## 1 大井组平台

大井组平台分为油田大井组平台和气田大井组平台,大井组平台的界定以平台为单元,包括钻前工程、钻井系统工程、地面工程及数字化建设等配套工程、投产投注工程。大井组平台地面配套工程方案坚持以地下、地面一体化和共建

共享为原则，以平台为单元配套集油管线、井场道路、供水供电、通讯等地面工程，统一平台布局、统一建设标准、统一工艺技术，实现平台标准化设计、智能化无人值守及平台独立计量等。原则上部署油气田产能规模大于2万吨/0.5亿方的大井组(群)作为独立平台。

表1 长庆大井组类别

类别	油田大井组平台	气田大井组平台
产能规模	>2万吨/年	>0.5亿方/年

## 2 大井组平台页岩油配套技术总体思路

按照道路标准化、井场最小化、供水供电系统化、装备配套定型化技术路线，针对大井组平台进行地面配套。利用现有系统，结合新建系统，依托社会服务，实现平台标准化设计、智能化无人值守及平台独立计量等，达到大井组平台提速提效及控降投资的目的。

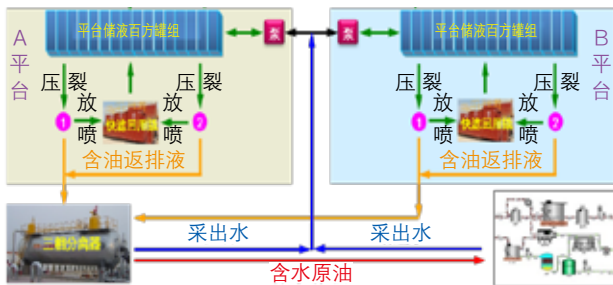


图1 大井组平台页岩油配套技术总体思路

### 2.1 道路建设技术

依据行业道路建设、设计标准，结合长庆油田大井组化建设情况，本着安全经济、满足前期生产建设和后期大井组维护、应急抢险、汛期正常作业等生产组织需要的原则，通往大井组道路建设标准采用支道标准。

### 2.2 通信配置技术

油田大井组通信提前配置，实现钻井数据及视频信号的共享。

(1) 光缆超前建设：大井组光缆超前建设，在油田井场光缆终端杆处，配置光传输设备及视频监控前端，对钻机运行情况进行监控，提前获得相关钻采数据，进行数据分析，提高大井组管理效率。大井组投用后，提前配置的通信设备可继续使用或微调位置，设备没有浪费或重复采购。

(2) 钻采数据共享：在光缆无法超前实施的钻井井场，使用数据共享方式，使远程管理单位对钻井井场井口运行情况实时掌握。

表2 新建井场数字化通信设备对比表

新建井组	传输设备	传输方式	安防系统
钻井	交换机无线路由器	卫星	视频监控
压裂	交换机	卫星	视频监控
井场	交换机光纤收发器	光缆	视频监控

### 2.3 供电技术

大井组平台钻井电代油技术，主要采取三种措施：1) 依托国网，接入钻井用电，后期与产建实现共建、共享、共用；2) 依托产建，提前建设线路至大井组；3) 自行建设临时供电设施。可同时满足1-2台钻井的用电要求。

### 2.4 供水技术

大井组平台钻井、压裂作业用水，具有“用水集中、用水量大”的特点。

#### (1) 钻井供水

长庆油田页岩油开发区位于黄土高原，区域内地表水较匮乏，大井组平台钻井阶段生产用水由井场新建水源井供给，满足钻井用水需求。

#### (2) 压裂供水

平台压裂用水主要由井场水源井供水、压裂返排液、采出水三部分组成，不足部分由地表水和车拉水补充，同时在平台及平台周边设临时储水点，储存压裂作业用水。

水源井供水系统由“水源井+环形管网”组成，将区域内各平台水源井采用临时管线环联成网，供至压裂作业平台或临时储水点，供压裂作业用水。通过此供水模式，可有效减少拉运水量，节约用水成本30%以上。

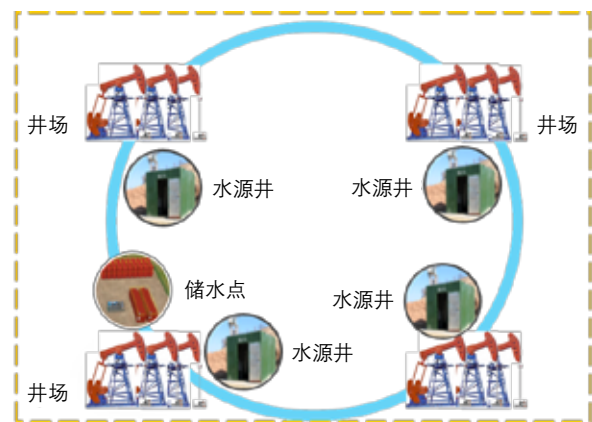


图2 环形供水示意图

压裂返排液是指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胍胶、防腐剂、破胶剂、石油类及其它各种化学添加剂，呈现“三高”（高COD值、高稳定性、高粘度）特征。因此压裂返排液在井场经过临时处理



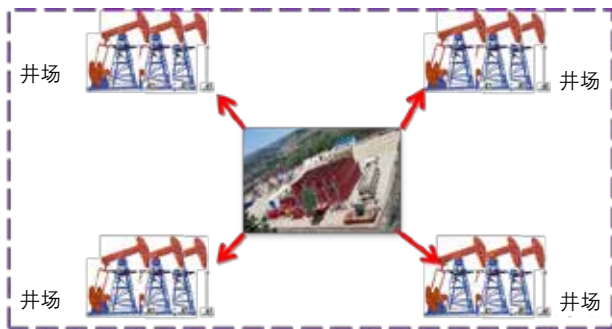


图3 压裂返排液回用示意图

装置处理后,储存在临时水箱,作为压裂用水回用,可节约新鲜水量10%以上。

由于页岩油开发采用不注水技术,无法消耗的采出水也可作为压裂用水。采出水在联合站集中处理后,通过供水系统和临时管线输送至压裂作业平台,作业压裂作业用水。

通过水源井、压裂返排液、采出水的高效合理利用,有效缓解了长庆油田大井组平台开发中供水不足的问题,节约用水的同时,提高了大平台的作业效率。

## 2.5 集输技术

### 2.5.1 技术路线

(1)单井开采主要分为以下三个阶段:

①单井放喷含水率100%(纯水),放喷液进入三级沉降快虑装置处理后进入压裂储水罐,就近100%回用至附近压裂井场。

②35%<含水率<100%(见油),返排液进入三相分离处理装置。

③含水率<35%,单井进入正常生产阶段,采出液进入地面集输系统。

(2)采出物处理流程

①返排阶段(35%<含水率<100%),在大井组设置返排液三相分离处理装置(考虑单座井组2口井同时返排约200m<sup>3</sup>/d、装置处理规模确定为300m<sup>3</sup>/d),加药装置为1罐1泵,脱出低含水原油进入附近已建集输系统或拉运至附近站点。

②伴生气进入附近集气系统或应用小型伴生气处理装置(处理规模:5000m<sup>3</sup>/d)进行临时回收处理。

③采出水在大井组就地储存回用至附近压裂井场。

### 2.5.2 无杆举升技术

页岩油大平台水平井在井眼轨迹、改造方式、产液性质等方面有较大变化。目前以常规游梁抽油机有杆举升为主,重点试验了电潜直驱螺杆泵、宽幅电潜离心泵两种无杆举升方式。总体来看,潜油机组、自动控制等主体基本成熟,电潜螺杆泵免修期达到630天以上,防蜡防垢、计量等配套技术不断完善。结合页岩油开发特点及前期试验效果,人工举升推荐以电潜螺杆泵无杆采油为主。

表3 用电功率对比

单井采油方式	主要设备	用电功率/kW
无杆举升	电潜螺杆泵	长庆:4.1 大港:2.4
机械采油	7型数字化节能抽油机供配电	12

### 2.5.3 智能三相计量加热一体化装置

油田生产单井功图法计量是目前油田采用的主要计量方式,在油井生产指标与状态、产量趋势判断发挥重要作用,开发政策的变化带来新的需求:

①页岩油开发要求准确标定单井产量,为页岩油开发措施的制定提供依据;

②“抽油机举升”转变为“无杆举升”,计量方式随之发生变化,试验三相计量装置,为油田开发与试验项目提供支撑。

试验三相计量一体化装置,准确计量油、气、水产量,为开发政策制定、调整提供依据。

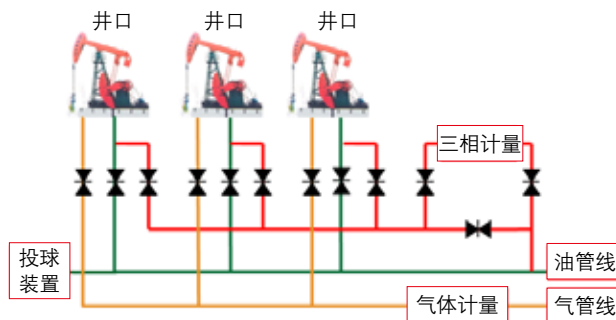


图4 三相计量流程

### 2.5.4 返排液三相分离一体化集成装置

页岩油水平井生产具有压力高、液量波动大、含水率早期高的特征。初期生产阶段产液量大,单井可达到100m<sup>3</sup>/d,含水率高,可达到50%~100%,且成分复杂,大液量高含水原油直接输至下游站场,会增加站场的负荷,降低集输系统效率。故方案决定在大井组井场安装返排液处理装置,在井场完成脱水,将原油含水降至35%以下后外输,采出水在大井组就地储存回用至附近压裂井场。

## 3 大井组平台页岩油配套技术应用效果

长庆油田页岩油开发区以大井组平台开发为基本单元,地面系统通过水、电、讯、路超前统筹共建,钻、试、投、采系统共享,采用“多渠道集中供水、返排液重复回用、采出水有效利用”,实现了水资源闭环清洁利用,实现百万吨产能建设节约清水50万方,实现了绿色建设。■

作者单位:西安长庆科技工程有限责任公司

(责任编辑 王波)



近年来,以乙烷为代表的液化烃输送需求旺盛。相比气态输送模式,液态乙烷输送更有利于长距离输送但技术难度更高国内尚无相关规范予以指导基于乙烷的相态特点结合液态乙烷的输送系统配置,重点开展了输送工艺、壁厚选取、选材要求、放空工艺、水击保护、低温控制等问题的探讨。

## 液态乙烷管道关键设计问题探讨

■ 陈俊文 郭艳林 谌贵宇

近年来,石油天然气开采和石油化工行业快速发展,凝析气田大力开发,天然气附属产品提取工艺不断发展,天然气液烃(NGL)的来源、加工和销售日益增加。其中,鉴于乙烷的优质化工原料属性和天然气系统热值影响,从天然气中提

取乙烷成为行业热点,其输送需求也与日俱增。由乙烷产品的相态特性可知,可通过气态或液态输送的模式进行乙烷输送,主要通过系统经济性进行选择。目前,我国尚无针对乙烷管道输送标准或规范,国外零星可见相关类似介质输送规定

(例如LPG、HVP等)。我国在新疆、天津等地开展了气态乙烷输送管道的建设,将天然气乙烷回收工厂产出或国外进口的乙烷通过气相输送模式输送至化工厂,多用于乙烯制取。相比于气态乙烷,液态乙烷在长距离输送中占有明显的经济优势,且更利于推动输送技术的发展。在国外,将乙烷、LPG、轻烃等统一划为“高饱和蒸汽压流体”,推荐采用液态输送;在国内,仅在LPG、轻烃管道输送中有过工程先例。因此,鉴于液态乙烷更高的饱和蒸汽压和国内技术空白,有必要开展液态乙烷输送技术的深入探讨,探寻其规律与技术特点,为我国乙烷管道输送技术发展提供支撑。

基于乙烷的相态特点,结合液态乙烷的输送系统配置,重点开展了输送工艺、壁厚选取、选材要求、放空工艺、水击保护、低温控制等问题的探讨,为液态乙烷管道安全设计提供参考与借鉴。

## 1 液态乙烷基本性质

液态乙烷的化学成分主要是甲烷、乙烷及丙烷等,其中乙烷的摩尔分数可达到95%左右。典型的液态乙烷混合物泡点

极低( $<-80^{\circ}\text{C}$ ,常压下),临界温度在 $25\sim 35^{\circ}\text{C}$ 左右,因此发生泄漏后,极易汽化。液态乙烷蒸发潜热较大,挥发时大量吸热,易造成接触人群冻伤。液态乙烷密度约为 $400\text{kg}/\text{m}^3$ ,气态乙烷相对密度约为1.1左右,在发生泄漏后易发生聚集。某乙烷产品的相包络线图见图1:

同时,当轻质液烃压力降至饱和蒸汽压以下时,介质将发生汽化并吸热,可造成介质温度降低(假设该过程为绝热过程)。相同温度下,液烃饱和蒸汽压不同,汽化压力也有区别。由于液态乙烷较轻,在相同温度下的饱和液态乙烷若发生气液分离,温降较其他液烃严重。例如,在 $0^{\circ}\text{C}$ 下,典型液态乙烷和液化石油气的饱和蒸汽压分别为 $2.85\text{MPa}$ 和 $0.3\text{MPa}$ ;两种介质绝热膨胀至常压后,温度将分别降至 $-85^{\circ}\text{C}$ 和 $-18^{\circ}\text{C}$ 。

由此可见,液态乙烷的突出特点是饱和蒸汽压较高、泄压过程焦汤效应明显,这为液态乙烷的管道输送设计提出了挑战。

## 2 相关规范要求

目前,国内外尚无专门针对液态乙烷管道输送的规范

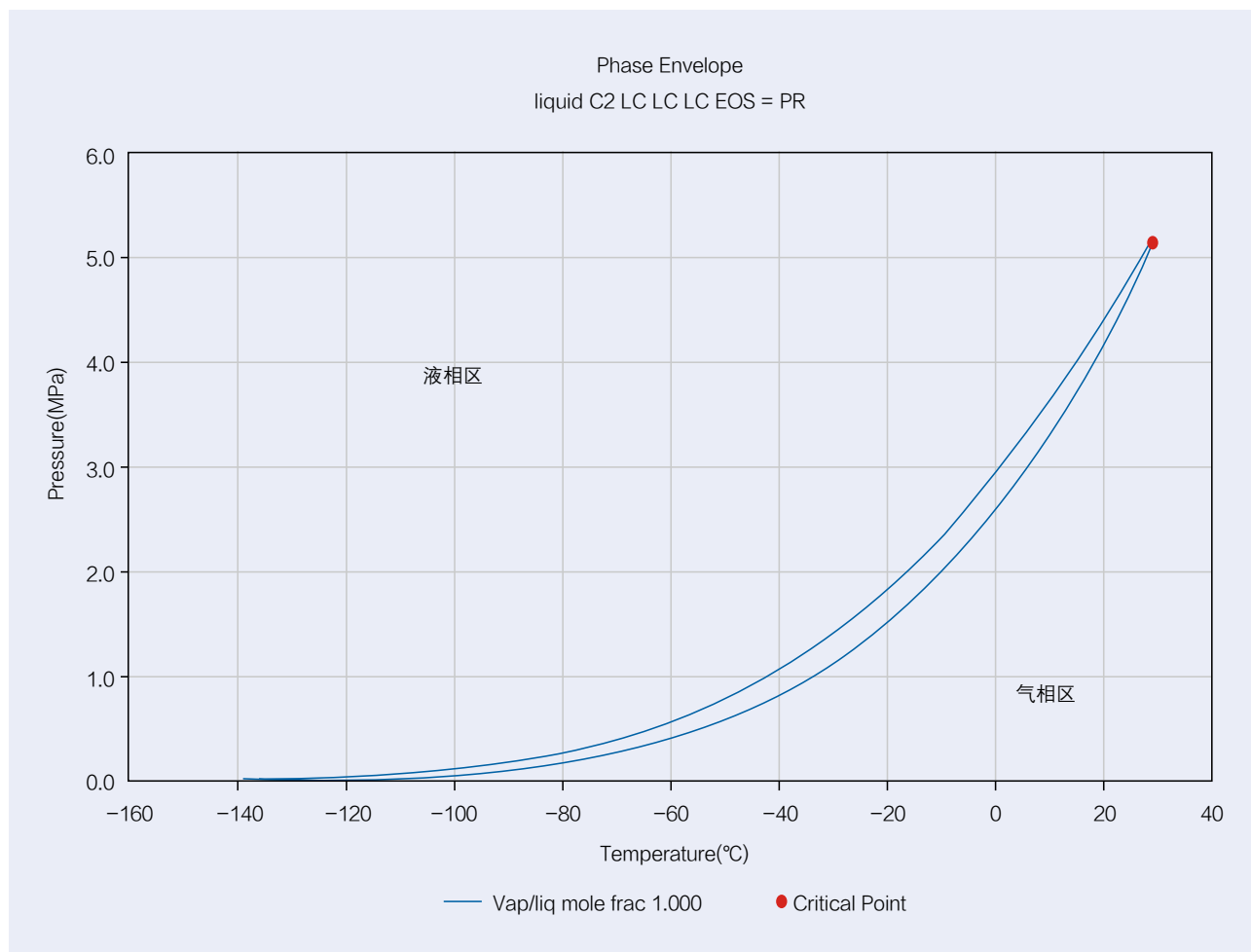


图1 某液态乙烷产品相包络线

或标准,仅存在较为零散的类似轻烃的输送技术要求供参考。例如,在我国的GB50253《输油管道工程设计规范》中,对LPG进行了相关技术要求,但LPG的饱和蒸汽压、运行压力远低于液态乙烷,按照从规范的要求,无法保证适用于乙烷管道;在国外的ASME B31.4中,定义HVPL(High Vapor Pressurized Liquid)包括乙烷、丙烷和丁烷及其混合物,但相关条款并未提出细致的专项工艺要求;加拿大的CSA Z662中,同样将乙烷定义为HVP,除地区等级划分有所要求外,未见其他更为细致的工艺要求。

因此,从规范的角度来看,液态乙烷管道输送的设计要求无法得到充分支撑和约束,且也无相关条文专门说明乙烷管道输送的工艺和安全问题。

### 3 液态乙烷管道输送工艺

如前所述,液态乙烷管道输送必须保持足够压力,以避免输送过程中的介质汽化问题,这一点跟LPG管道原则一致。进一步地,由于长输管道基本处于埋地状态,我国地温的范围一般在3~25℃之间,因此从相图可见,液态乙烷在液相区(温度低于临界温度、压力低于临界压力但压力高于泡点压力)的范围非常狭窄,这无法对液相输送压力高于泡点压力的裕量提供保证。因此,对于常规液态乙烷,推荐将操作压力统一控制在密相区(温度低于临界温度、压力高于临界压力),可保证输送过程中管道内始终保持液相。

在输送配置方面,液态乙烷主要来自工厂乙烷回收或沿海进口。进入管道前需在储罐中进行临时液相存储。目前,液态乙烷推荐的存储模式包括全冷冻式(常压)和半冷冻式(中等压力),因此在进入管道输送前,除了必要的增压外,必须对液态乙烷的温度进行控制,合理回收冷量。在管道输送中,需要设置外输首站、截断阀、分输站(若有)、注入站(若有)、清管站、泵站和外输末站等,这些站场的功能与常规LPG、油品管道类似。

在输送温度控制方面,由于我国地温范围基本低于液态乙烷的临界温度,无保温或保冷输送下,不会发生液态乙烷受地温影响进入气相区的问题,且液态乙烷自身粘度很小,因此采用无保温或无保冷的形式即可满足长距离输送要求。

### 4 液态乙烷管道强度设计

液态乙烷为可燃介质,具有较高的危险性,且输送压力较高,其管道强度设计理念与常规天然气、LPG管道一致,通过基于环向应力控制的准则进行设计。众所周知,无论是我国的国家标准GB50251与GB50253,还是美国的行业标准ASME B31.8与ASME B31.4,气相管道与液相管道的强度设计

虽然基本理念一致,但强度设计系数的选取中,计算公式和设计系数的选取原则有着较大的区别。气相管道采用强度设计系数作为地区等级不同的区分,设计系数包括0.72、0.6、0.5和0.4;液相管道则基于许用应力设计,并对不同区域的设计系数进行了规定,一般地区设计系数不超过0.72即可,并未有严格的地区等级划分。

液态乙烷在管道输送时为液态,但泄漏后将快速气化,这种特点与LPG类似,危险性远高于常规油品泄漏。因此,按照从严的要求,液态乙烷管道安装输气管道进行地区等级划分,并执行不同地区的对应设计系数是有利于管道安全的。这种理念与GB 50235的液化石油气管道强度设计是一致的,在该规范中,要求液化石油气管道执行GB50251的强度设计原则。当然,在ASME B31.4中,虽然认为LPG属于危险性介质,但未将其管道设计系数指向ASME B31.8。最新版本的CSA Z662中,也将HVP管道的强度设计系数按照地区等级进行了划分。

### 5 液态乙烷管道选材要求

对于液态乙烷管道而言,由于其通过压力保障输送相态稳定,加之地温环境的影响,选择普通常温碳钢即可满足管道输送的需求。在国外零星报道的管道案例上,全部采用了API 5L制造标准的普通碳钢;仅在加拿大的某乙烷管道的站场部分,选择了低温碳钢,其选材的依据是该区域较低环境温度的影响(冬季最冷可达-45℃)。

在材料要求方面,对于危险介质,要从起裂和断裂控制上提出足够的性能要求。对于液态乙烷管道,由于其泄漏影响较为严重,必须对管道的临界缺陷深度、临界缺陷长度提出高于常规油气管道的要求,防止起裂是液态乙烷管道材料要求最重要的问题。进一步地,至于止裂要求,实际上,液态乙烷管道在泄漏后,管内介质快速进入气液两相区域,这最直接的影响是快速降低了管内压力(类似油品管道泄漏),进而迅速降低了减压波速率,其延性开裂风险低于天然气管道。相对于常规等级钢材,提出合理的安全系数的CVN要求,即可克服延性开裂的问题。

在CSA Z662中,对于HVP介质,也提及了其泄漏后压力迅速降低的本质特点,甚至建议此类介质的管道无需过多考虑延性开裂的问题。

### 6 液态乙烷管道放空问题

与常规油气管道一致,液态乙烷管道存在计划性放空和非计划性放空问题,主要考虑超压泄压、检修放空等典型工况。如前所述,液态乙烷介质在运行下为常温高压液态,在泄压进入大气后,管道内部和放空管内的温度均将发生较大幅度降低,尤其对于低压端,其极端最低温度可达到-90℃。

### (1) 液态乙烷非计划放空工艺

液态乙烷管道在运行时,可能出现停输后外界热辐射引起管道超压、泵后阀门关闭引起超压或水击引起超压等问题。相比于常规油品,液态乙烷在常压下发生气化,且温度极低,采用类似成品油、原油的回流进罐方式泄压是不现实的,也是投资巨大的。因此,对于首站、末站等有大型工厂或接收站依托的站场,应尽可能利用回流进罐的方式进行压力泄放和介质回收;对于无储罐依托的阀室、中间站场,应采用安全的排放方式对放空介质进行处理。

对于某些用在天然气站场的紧急泄放工艺,液态乙烷管道站场的适用性和可实施性需要在具体项目中进行论证。

### (2) 液态乙烷计划放空工艺

液态乙烷计划放空主要用在线路、站场的检修维护工况下,其对放空速率没有明文要求,且一般可持续8小时以上。由于液态乙烷具有较高的经济价值,且具有高于天然气的液化温度,因此在有条件的地区,可选择放空后回收工艺;对于管容相对较小的管道,也可实施放空介质安全排放。

### (3) 放空系统选材

如前所述,液态乙烷进入放空管路后,介质温度趋近于 $-90^{\circ}\text{C}$ ,且该放空后介质温度会持续至上游介质完全气化,这意味着在上游液态乙烷从液相至两相的状态区间内,下游放空介质温度均保持在较低的范围。因此,需对该温度下的管道材质进行安全选择。

## 7 液态乙烷管道水击问题

对于液态乙烷管道,与常规液体管道类似,必须考虑水击的问题。如前所述,相对于其他烃类液体,乙烷的摩尔质量最小,液化后的密度也远低于常规凝析油和原油,这表征出液态乙烷具有较高的拟压缩性和较大的弹性模量(例如,乙烷弹性模量为 $0.11\text{GPa}$ ,汽油为 $0.88\text{GPa}$ ,水为 $2.28\text{GPa}$ ),因此其水击升压的幅度是远小于常规油品的,这对于压力控制而言是具有优势的。另一方面,在水击增压的对立面,应当对由于水击点下游的压力降低工况进行分析,避免由于水击点下游的减压波引起局部液态乙烷气化和低温问题。

因此,结合前文对放空系统的分析和本节中所提到的液态乙烷拟压缩性特征,对于液态乙烷的水击问题,宜进一步考虑利用管道自身强度的方式进行水击压力保护,这样既可避免设置水击泄压阀,又可降低泄放频率。

## 8 液态乙烷管道低温问题

结合前文所述液态乙烷管道运行的各种典型工况,并进一步考虑管道全生命周期的运维问题,应重点关注液态乙烷管道的低温风险和缓解对策。

### (1) 站场紧急泄放

如前所述,若必须采用紧急泄放的模式实现液态乙烷站场压力保护,则需要合理考虑站场非放空系统的管路、设备的选材,满足紧急泄放下的上游低温性能。对于液态乙烷而言,按照紧急泄放原则,15分钟内泄放至 $0.69\text{MPa}\cdot\text{g}$ 过程中,站场管道、设备的最低温度可达到 $-40^{\circ}\text{C}$ ,这种操作致低温是必须要考虑的问题。至于是否需要设置紧急泄放,需要开展详细的介质泄漏、站场火灾、人员安全等多方面评价。在国外的零星报道中,乙烷站场未设置紧急泄放系统。

### (2) 计划性放空

在液态乙烷管道进行检修放空时,无论采取放空系统处理,还是选择回收的方式,其上游管路均存在压力降低的问题。与站场紧急泄放下的上游相变规律一致,管道内液态乙烷将经历液态 $\rightarrow$ 气液共存 $\rightarrow$ 气态的变化过程。在这种情况下,若泄放速度过快,则管道内介质相变引起的低温将对碳钢管道性能造成影响;因此,必须合理监测管道放空速率,利用管道与周围环境换热的通道,向管道内补充热量,避免管内介质温度低于钢材允许使用温度。

### (3) 管道泄漏

在所有的管道运行中,都是存在管道泄漏风险的,液态乙烷管道也不例外。对于液态乙烷,一旦发生泄漏,根据其介质特点,在面向大气侧,其介质温度将达到 $-90^{\circ}\text{C}$ ,这种低温问题类似于 $\text{CO}_2$ 管道泄漏。对于这类问题,通过管道选材来避免是不经济的,国外相关工程也未见类似报道,合理的方式是通过风险评估和后果分析的方式,考虑某些管段的管道设计系数、增强管道运营维护和提高管道起裂控制性能等方式避免管道大孔泄漏。

### (4) 其他工况

由于液态乙烷管道在我国还属于较新的一类输送管道,由于笔者水平有限,其他相关可能引起低温的工况有待进一步探索与避免。

## 9 结论和建议

本文基于乙烷的相态特点,结合液态乙烷的输送系统配置,重点开展了输送工艺、壁厚选取、选材要求、放空工艺、水击保护、低温控制等问题的探讨,得出以下结论和建议:

- (1) 液态乙烷宜在密相区域进行输送;
- (2) 管道宜按照输气管道进行设计系数选取;
- (3) 常温碳钢可满足输送要求;
- (4) 放空系统宜考虑低温影响;
- (5) 水击保护宜采取管道自身强度保护模式;
- (6) 低温控制是关键的安全保障措施。■

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)

压气站作为天然气管道输送大动脉的起搏心脏,压气站管道施工远较单一的长输管道施工更为复杂,采用长输管道全自动焊接技术也会因为管道坡口精度达不到要求、焊接设备空间限制等原因而受到制约,因此一种比炼建装置焊接施工效率高、较长输管道全自动焊接更灵活的下向焊焊接技术则应运而生。本文以中亚天然气C线管道二号压气站和六号压气站为例,对下向焊焊接技术进行分析。

# 中亚天然气管道站场大口径管道 下向焊施工技术

■ 吴俊 常红雷 王栋 孙振江

中亚天然气管道是土库曼斯坦、乌兹别克斯坦及哈萨克斯坦等境外天然气产出国输送到中国境内的巨大能源动脉,目前已建设完成了两条并列的A、B线管道,C线管道正在施工建设中。C线天然气管道在哈萨克斯坦境内共设置了8个压气站,通过压气站的连续增压以保证天然气能够保质、高效地输送到中国,为国家增加优质能源。压气站作为天然气管道输送大动脉的起搏心脏,如何快速、优质、安全地建设投产是各个管道相关国家的迫切希望,而压气站建设过程中工程量最大、施工难度最高、技术要求最严的即为大管道的焊接施工,如C线压气站采用的是规格为 $\phi 1219 \times 27$ 、材质为API5L X80的大口径高强度钢,如用炼化装置的传统焊接技术(如氩电联焊),因为其焊接强度大、效率低,是很难保质、保量、按期完成工程施工的,同时,由于站场压力的不稳定性导致管径来回变化、管道地上地下相互交叉等原因,决定了压气站管道施工远较单一的长输管道施工更为复杂,采用长输管道全自动焊接技术也会因为管道坡口精度达不到要求、焊接设备空间限制等原因而受到制约,因此一种比炼建装置焊接施工效率高、较长输管道全自动焊接更灵活的下向焊焊接技术则应运而生了。由于每个压气站的布局和工程任务几乎相同,参建这条管道的中国石油天然气第七建设公司项目部以2014年度完成的二号站和六号站为例对下向焊焊接技术进行分析。

## 1 工程概况

1.1 在六号压气站工程中,采用下向焊焊接的大口径管道有以下规格及数量(见表1):

### 1.2 工程特点

(1)本工程地上、地下管道穿越频繁,工种交叉作业多,施工工期短,给施工组织和协调带来困难。

表1 六号站大管道焊口工程量统计表

序号	材质	规格	数量	单位	备注
1	API 5L X80	$\phi 1219 \times 27$	214	道	
2	API 5L X60	$\phi 914 \times 25.4$	115	道	
3	API 5L X60	$\phi 762 \times 22.2$	59	道	
4	API 5L X60	$\phi 610 \times 17.5$	75	道	
5	API 5L X60	$\phi 508 \times 14.3$	332	道	
					共约7万寸当量

(2)本工程施工跨越春、秋季,焊工中暑和焊接防雨等措施需提前防备。

(3)在他国进行施工,焊工取证、焊评实验、人员签证等需提前筹划和布置。

## 2 焊接筹划

### 2.1 焊工管理

#### (1) 签证办理

为保证焊工能够及时、安全到达现场,需提前办理焊工护照、签证等出国手续,并在国内进行下向焊技术培训。

#### (2) 哈国焊工证办理

根据哈国规范要求,所有在哈进行焊接作业的焊工均需进行焊工考试并取得当地焊工证,该证没有具体的合格项,相当于国内国家安监总局颁发的焊工合格证。

#### (3) 上岗证办理

由于监理是国际监理公司(Intertek Inspection Services UK Ltd),因此焊工考试要求特别严格和细致,与国内焊工考试规则完全不同,压气站的焊工考试必须与合格且经审核

后的焊接工艺评定完全对应,适用范围即为焊评适用范围,与国内焊工考试和焊接工艺评定完全分开截然不同。因此焊评是基础,合格后方可进行焊工考试,由于焊评是按照美国API、ASME及哈国SNIPPK-3.05-2001等标准执行的,因此较细较严,数量较多,如六号压气站经审批合格的焊接工艺评定数量为34个,导致了焊工考试项目也较多,有时一个焊工需考20多项才能覆盖站场管道的主要焊接工作。

## 2.2 焊机管理

### (1) 适用性和全面性

焊机首先要保证适用性,满足下向焊所需的焊接特性,同时尽量能够兼顾其它焊接方法的焊机为宜,目前国外的焊机有林肯,国内的有熊谷等焊机较为适宜下向焊的焊接。

### (2) 经济性

在保证适用性的情况下,为了减少成本,可以选购价格较为偏宜的焊机,二、六号站主要选用较便宜的熊谷焊机。

## 2.3 焊材管理

### (1) 焊材的选定

焊材的选用需在购买前与监理和业主沟通,一般业主会要求进行焊接工艺评定时所选定的厂商为供货商。由于在国外施工,选用的焊材均为其它国家所制造的焊材,送货相当困难,因此在购买时一定得按批次进行焊材复验,并请有丰富经验的焊工进行工艺性能验证,各项数据合格后才能进行发货。

### (2) 焊材的储存

焊材的储存按相关规范及公司要求进行,保证整洁、规范、温湿度在规定范围以内。

### (3) 焊材的发放

焊材的发放严格按照根据焊接工艺评定编制的焊接工艺规程(WPS)清单进行选择、发放,并张贴在焊材烘干室,以便焊材保管员在发放焊材时正确选用。

## 2.4 焊接及相关文件管理

焊接相关文件主要包含焊接工艺评定、焊接工艺规程(WPS)、焊接施工程序、焊工考试程序、热处理施工程序、射线检测施工程序、超声波检测施工程序、渗透检测施工程序等文件,此部分文件在编制完成后应翻译成英、俄文两种版本进行上报,待批准后方可执导现场进行焊接、热处理及无损检测等作业。

## 2.5 焊评管理

焊接工艺评定的管理是焊接文件中最核心的内容,其它焊接文件,如焊接施工程序、焊工考试程序、热处理施工程序及无损检测施工程序等在编制时都需执行焊接工艺评定中的相关内容,不得与之相违悖,否则无效,因此焊接工艺评定必须保证正确和全面。

由于评定标准主要为美国API、ASME及哈国SNIP等国外标准,因此在制定WPS时不仅需综合考虑各标准之间要求不

一致的地方,更重要的是制定WPS时必须报经监理和业主进行审批,部份条款需在反复讨论、修正后才能最终确定,这与国内按照NB/T47014《承压设备焊接工艺评定》标准时进行的焊评差别较大,国内焊评由于条款较明确可由施工单位独立完成。同时,在实施过程中应邀请监理和业主代表在实施地进行全过程、全方面的监督和检查,对重要步骤签字确认,只有这样形成的焊接工艺评定才能得到监理和业主的认可,不然在施工现场提出异议时由于哈国条件较差和沟通的不便将会对工程施工造成极大影响。这个过程涉及程序多、实验复杂,应至少在压气站施工前6个月左右开始筹划和实施,方可避免在施工时由于焊评未完成或不合格的因素,致使工程无法正常开展。

## 2.6 焊接组织

大管道的焊接施工是压气站中工程量最大、影响各工序最严重的施工内容,以二号站和六号站施工周期为例,二号站总的施工周期为7个月,六号站为5个月,大管道的焊接高峰期均在两个月至两个半月之间,这里酌情排除其它小管径在此过程中穿插进行的施工任务,即在70天左右需完成表1中所列工程量内容,相当于7万当量寸口。

我们进一步分析,根据表2中下向焊焊工现场实际施工反馈得出,每名焊工每天焊接9个小时可完成60~80寸当量,总当量按7万寸计,按70天完成需每天完成1000寸当量,即下向焊焊工需要13~17位,同时考虑材料影响、天气影响、签证和身体影响、质量返修等因素,在高峰期焊工需保证在25名左右才能确保下向焊焊接人员的数量满足工程要求。每个压气站需提前培训30~35名下向焊焊工以满足施工任务需要。

# 3 焊接工艺

3.1 大口径管线钢主要焊接方法及焊接材料选用按下表进行(见表2)

## 3.2 组对要求

### (1) 坡口要求

由于下向焊对坡口要求非常严格,只要坡口形式发生变化,则须重新进行焊接工艺评定,因此焊接方法与坡口形式存在很多组合,以下为两种典型的坡口形式。

下向焊焊接坡口需合理选择,主要坡口型式需提前在国内进行机加工,与焊接方法配套选用,施工前需对管工和焊接进行仔细的交底,并在交底后对其进行考查,确保组对与焊接的正确性。

### (2) 其它组对要求

1) 现场采用热加工方法加工的坡口,必须除去坡口表面的氧化皮、熔渣及影响接头质量的表面层,并将凹凸不平处打磨平整。

2) 组对前将坡口及其内外表面不小于20mm范围内的

表2 大管径管线钢焊接方法及焊接材料选用表

ITEM	WPS NO	PROCEDURE	BASE METEL		CONSUMABLE MATERIALS		POSTWELD HEAT TREATMENT
			TYPE	SIZE	ROOT	HOT/FILL/CAP	
1	WPS- 01	SMAW+ FCAW	X60	$\varphi \geq 323$ $\delta \geq 19.1$	AWS A5.5 E8010-P1 $\varphi 4.0$ E7010-P1 $\varphi 4.0$	AWS A5.29 E71T8-Ni1J $\varphi 2.0$ or E81T8-G $\varphi 2.0$	PWHT
2	WPS- 03	GTAW+ FCAW	X60	$\varphi \geq 323$ $\delta \geq 19.1$	AWS A5.18 ER70S-6 $\varphi 2.5$ CHG-56	AWS A5.29 E71T8-Ni1J $\varphi 2.0$ or E81T8-G $\varphi 2.0$	PWHT
3	WPS- 10	GTAW+ SMAW	X60	$\varphi \geq 323$ $\delta \geq 4.8$ $\delta < 19.1$	AWS A5.18 ER70S-6 $\varphi 2.5$ CHG-56	AWS A5.5 E7015-G $\varphi 3.2, \varphi 4.0$ CHE507RH	Repair
4	WPS- 12	SMAW+ FCAW	X80	$\Phi 1219 \times 27$	AWS A5.5 E9016-G(LB-62U) $\Phi 3.2 \Phi 4.0$	AWS A5.29 E81T8-G $\Phi 2.0$	组合坡口
5	WPS- 13	SMAW+ FCAW	X80	$\Phi 1219 \times 27$	AWS A5.5 E9016-G(LB-62U) $\Phi 3.2 \Phi 4.0$	AWS A5.29 E81T8-G $\Phi 2.0$	双V坡口
6	WPS- 15	GTAW+ SMAW+	X80	$\Phi 1219 \times 27$	AWS A5.18 ER80S-G $\Phi 2.5$	AWS A5.5 E10018-GH4R $\Phi 3.2, \Phi 4.0$	Repair
7	WPS- 16	GTAW+ FCAW	X80	$\Phi 1219 \times 27$	AWS A5.18 ER80S-G $\Phi 3.2$	AWS A5.29 E81T8-G $\Phi 2.0$	组合坡口
8	WPS- 17	GTAW+ FCAW	X80	$\Phi 1219 \times 27$	AWS A5.18 ER80S-G $\Phi 3.2$	AWS A5.29 E81T8-G $\Phi 2.0$	单V
9	WPS- 18	SMAW+ FCAW	X80/ X60	$\Phi 762 \times 22.2$	AWS A5.5 E8010-P1 $\Phi 3.2 \Phi 4.0$	AWS A5.29 E81T8-G $\Phi 2.0$	组合坡口
10	WPS- 19	GTAW+ SMAW	X80/ X60	$\Phi 762 \times 22.2$	AWS A5.18 ER70S-6 $\Phi 2.5$	AWS A5.5 E7015-G $\Phi 3.2, \Phi 4.0$	组合坡口

说明: 1. GTAW 为钨极氩弧焊, SMAW 为焊条电弧焊, FCAW 为药芯焊丝保护焊, 即下向焊;  
2. ROOT 为打底根焊, HOT/FILL/CAP 依次为热焊、填充焊及盖面焊。

油、漆、垢、锈、毛刺等清除干净, 且不得有裂纹、分层以及其他可见缺陷。

3) 组对焊口时需注意横缝的间距要求, 口径大于DN400 以上的管线及管件, 横缝间距大于300mm, DN400以下的管线或者管件横缝间距大于1倍的直径的距离。

4) 最高壁厚差不能超过焊接工艺规程的要求范围, 当对口内外都有错边时, 接口应根据ASME B31.8的要求按照下列图例进行机械打磨处理。

5) 管道组对时, 应使内壁平齐, 其错边量不超过下列规定: 管道壁厚  $\delta > 10\text{mm}$ , 管线内壁直线偏差在1mm内, 管线外壁直线偏差在2~3.0 (mm) 以内。

6) 定位焊焊接工艺与正式焊接相同, 定位焊焊点要均匀分布 (至少5点), 并应保证焊透 及熔合良好, 无裂纹、焊瘤、气孔、夹渣等缺陷。

(3) 组对工具

为了保证组对质量和效率, 项目部自制了以下组对工具, 如图1和图2所示:

3.3 焊口标识

压气站中焊口标识是区别于国内装置施工的一大特征, 它远比国内炼化装置施工焊口标识详细和全面, 除了常规的管线路号、焊口号、焊工号、焊接日期需标明外, 具体体现在以下两个方面:



图1 无伤害组对卡具



图2 组对吊具支撑架

说明: 图1中无伤害组对卡具可在大管道组对时, 避免卡具点焊在管道上造成对母材的伤害;  
图2中组对吊具支撑架可在大管道组对时为电葫芦等吊装工具提供支点。



(1) 压气站焊口标识需标明焊口两端组成件的材料代号、直径及管子长度。

(2) 压气站焊口标识还需标明焊接方法代号及焊口状态代号, 如下表3和图3:

表3 焊接方法代号及焊口状态代号

序号	焊口类型	焊口编号规则
1	钨极氩弧焊或手工电弧焊(根焊、填充、盖面)	G00
2	氩电联焊(根焊+填充、盖面)	GS00
3	电焊条打底和半自动下向焊(根焊+填充、盖面)	SF00
4	钨极氩弧焊和半自动下向焊(根焊+填充、盖面)	GF00
5	黄金焊口	XX00G
6	返修焊口	XX00R
7	重新焊接的切割焊口	XX00C
8	焊口重新拍片	XX00RX



图3 焊口标识现场图

说明: 表3中焊口标识的焊接方法组合有4种, 如SF则表示焊条打底+半自动下向焊(根焊+填充、盖面);

图3中为现场实际焊口标识, 从上到下依次代表焊工号、管线号+焊接方法代号+焊口号、管子代号、规格+长度、材质、焊接日期。另有黄金焊口和返修焊口时应在焊口代号后标明此时的焊口状态。

由于压气站焊口的标识远较国内装置详细、严格, 因此进行焊口追溯时需更加仔细, 否则极容易出错。

### 3.4 焊前预热

焊前需严格按焊接程序进行预热施工, 本工程中我们采用火焰加热的方式以保证焊前预热温度为100~150℃。预热范围以对口中心线为基准, 两侧各不小于5倍壁厚, 且不小于100mm。焊件达到预热温度后及时焊接。

### 3.5 过程控制

X60、X80等管线高强度钢是微合金化控轧钢, 焊接性能好, 一般不会出现液化裂纹, 有一定的再热裂纹倾向。其焊接性能的影响因素比较复杂, 主要包括焊缝金属的合金成分、焊接线能量、预热温度和层间温度等, 尤其是在低于5℃焊接时, 必须采取提高焊接环境温度的措施才能进行施焊。

除了常规的规避风、雨、雪等影响外, 还应重点注意以下

几点:

加强焊接线能量控制。在不影响焊接性能的情况下, 选用较小的电流进行焊接, 从而降低焊缝温度, 增强焊缝的高温持久强度, 焊接结束后进行缓冷处理。

严格执行层间工艺纪律。撤离受力的对口工具前, 根焊道必须完成50%以上, 且焊完的焊道应沿管周长均匀分布, 根焊与热焊的时间间隔控制在10min以内, 在因故中断填充焊接时必须完成全部焊缝的60%以上, 焊接整个过程中层间温度不得低于预热温度, 焊后进行保温缓冷, 以降低焊接残余应力, 防止裂纹产生, 再次焊接前检查确认无裂纹后方可按原工艺要求施焊, 每道焊缝的最长间隔时间不得超过2小时。

严格遵守焊接工艺参数要求。在严格执行所制定的WPS参数要求外, 着重注意以下要点:

(1) 手工氩弧焊时, 应提前送气和滞后停气, 以保护钨极及引弧和熄弧处的焊缝质量, 采用小电流、短弧焊, 保持适当的焊接速度, 控制熔池的温度不要过高, 熄弧后焊炬停留秒钟再开。

(2) 焊条电弧焊时, 采用小电流、短弧操作(电弧长度小于等于焊条直径), 热焊焊接电压控制在17.2V, 焊接电流在220~230A。

(3) 下向焊填充焊时, 焊接电压控制在18V, 焊接电流在230~250A; 要求2~4点和8~10点填充基本和母材表面平齐, 所留坡口余量不得大于1.5mm, 以保证盖面时不出现气孔或低于母材。下向焊进行盖面时, 选用较高的送丝速度, 较低的电压, 较长的干伸长, 焊接电压控制在17~17.5V, 焊接电流在220~240A, 干伸长控制19~24mm; 5~6点和7~6点可增加大于干伸长改推焊。焊丝每次引弧前, 将端部去除约10mm, 引弧时焊丝干伸长度宜较短。

## 4 焊接检验

### 4.1 外观检查

(1) 焊接接头表面不得有裂纹、未熔合、气孔、夹渣、飞溅存在;

(2) 焊缝表面不得低于管道表面;

(3) 咬边深度 $\leq 0.5\text{mm}$ , 咬边连续长度 $\leq 100\text{mm}$ , 焊缝两侧咬边总长不超过焊缝全长的10%;

(4) 背面凹陷 $\leq 0.2+0.02\delta$ , 且 $\leq 0.5\text{mm}$  ( $\delta$ 为母材厚度);

(5) 焊缝余高为 $0\sim 1+0.2b$ , 且 $\leq 3\text{mm}$  ( $b$ 为焊缝宽度) 焊缝宽度每边盖过坡口边缘1.5~2mm;

(6) 焊后错边量应为: 当壁厚为14.3mm时, 不大于2mm; 当壁厚为17.5mm时, 不大于2.2mm; 当壁厚为22.2mm时, 不大于2.5mm; 当壁厚为25.4mm, 不大于3mm; 当壁厚为27mm时, 不大于2.8mm。

#### 4.2 内部质量检查

##### (1) 射线检测

工程中大管道焊缝全部进行100%射线检测,检测标准应参照API1104执行,由于管径大、壁厚厚,检测时主要采用 $\gamma$ -源及周向射线探伤机进行。值得注意的是焊接接头拍片可由我单位进行施工,评片则需由业主指定的当地有资质的第三方及监理共同评定,否则无效。

(2) 超声波检查超声波检查主要是针对返修口、黄金焊口、有疑义焊口及业主指定的重要焊口进行,由业主指定的当地有资质的第三方进行,我单位配合,监理判定评级。

### 5 焊后热处理

管线管焊后淬硬倾向较小,焊接完毕后进行缓冷,然后进行探伤,探伤合格后进行焊后热处理。

#### 5.1 热处理范围

材质为API5L X60、厚度大于19.1mm的管道及对应的管件焊后需热处理作业,具体规格为DN900、DN750两种管道。

由于API5L X80管道在热处理后冲击功会大幅下降,不能满足工程使用要求,因此X80管线钢及等材质的管件焊后不进行热处理。特别注意的是由X80管线钢及等材质的管件与其它材质组成的异种钢焊接接头也不能进行热处理,主要是变径三通和大小头组成的焊接接头。同时由于阀门软密封在高温下可能损坏,因此上述管子或管件与阀门焊接后也不进行焊后热处理。

#### 5.2 热处理基本要求

(1) 热处理前将管道两端封死,防止管内空气流动。

(2) 热处理采用电加热法,用温控柜自动控制。管线钢热处理的加热范围以焊缝中心为基准,两侧各不小于焊缝宽度的三倍,且不小于100mm,加热区以外100mm范围内予以保温,保温采用硅酸铝保温棉,测温采用热电偶,测温点在加热区域内不少于两点。用自动记录仪记录热处理曲线。

(3) 热处理工艺参数见下表4所示。

(4) 管线钢热处理工艺曲线图如图4:

表4 焊后热处理工艺参数表

热处理参数	管线钢 API5LX60
升温速度	①400℃以下可不控制。 ②400℃以上,不超过180℃/h
热处理温度	595~645℃
恒温时间	1.5h
冷却速度	①速度不大于170℃/h ②400℃以下自然冷却

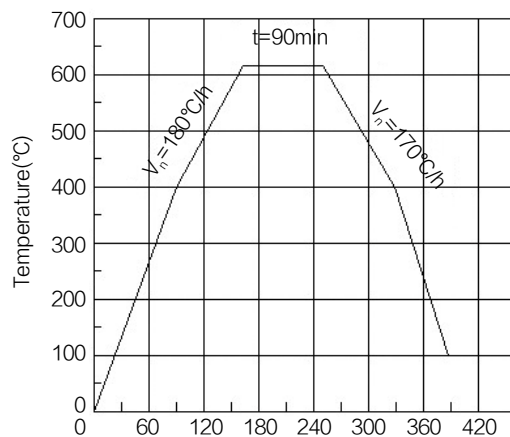


图4 热处理工艺曲线图

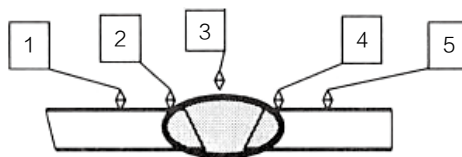


图5 热处理硬度检测示意图

#### 5.3 热处理后的检查

API5LX60或等同的管件形成的焊接接头在热处理完成后,通过硬度测试来检验热处理的质量。热处理后,每个焊接接头进行100%硬度检测,每个焊接接头检测3处,每处在焊缝及热处理影响区分5点进行检验,如图5所示。

各点检测的硬度值不能超过H265HV10,否则计为不合格,待重新进行热处理后再进行硬度检测。

### 6 质量、安全及文明施工要求

#### 6.1 质量要求

(1) 焊工须按API1104以及ASMEIX2010《焊接及钎焊评定标准》等标准要求进行考试,在持有哈国焊接安全证的前提下按照压气站编制的经过业主批准的WPS分项进行考试,在考试合格后才能承担相应合格项目的焊接工作。

(2) 制定焊接质量奖惩办法,形成激励约束机制,充分调动职工的积极性,提高焊接一次合格率。

(3) 投用于焊接工程的设备要运转良好,按期进行维护与保养,及时填写设备运转记录。监视和测量装置性能完好,经计量检定合格。

(4) 加强原材料管理,做好材料的入库验收、保管、发放等工作,并作好记录,保证工程材料使用的正确性和可追溯性。

(5) 施工前做好焊接工艺评定工作,焊接工艺评定覆盖率达到100%。

(6) 施工前进行详细的技术交底,严格实行工序交接及



图6 大管道焊接防风、防雨篷



图7 进行中的向下焊

三检,加强焊接工艺纪律检查。

(7)管道施工实行单线图法,将工艺管道的焊缝编号、焊接方法、焊接材料、焊接时间、焊工号、管子代号、热处理及无损检测等内容及时作好记录,以达到追溯的目的。

(8)施焊现场采取可靠的措施(如搭设临时防风棚、防雨棚等),现场设专人监测施焊环境条件,并作好详细记录如图6。

## 6.2 安全要求

(1)建立健全项目HSE管理体系,在以项目经理为组长的安全生产领导小组的领导下,各体系负责部门及负责人各负其责,互相协调,使体系有效运行。

(2)工程开工前进行安全技术交底,并严格履行签字手续。

(3)树立“安全第一、预防为主”的思想,遵守安全生产操作规程,执行工艺规程和设备维护保养制度。

(4)提供足够的防暑用品防止焊工中暑,天气寒冷时保证焊工取暖、防冻伤。

## 6.3 文明施工要求

(1)材料摆放应规范、有序。

(2)成品和半成品保护要做好,避免脏物进入管子或损坏坡口。

(3)现场焊接、热处理及检测完成后要做到工完、料净、场地清。

## 7 取得成果

压气站大口径管线钢的焊接,经过项目全体人员特别是焊接相关人员的精心准备及过程的严格控制,确保了压气站在质量、效率上实现了双赢。在二号站中施工工期为7个月,焊接合格率为98.5%,特别是在六号站管线焊接中,焊接片子

数20066张,合格数量为19990张,一次合格率达到99.62%,施工工期仅有5个月,创造了同类压气站工程建设质量与工期的历史。这些成绩的取得,充分说明我们采取的下向焊施工技术是先进、合理的,如图7。

## 8 结束语

由于天然气长输管道需在压气站经压缩机增压,因此压气站的压力极不稳定,特别是压缩机进出口压力相差达3MPa左右,致使压力站内大口径管道的管径、壁厚、温度等也随之变化,因此管道的施工较长输管道更为复杂,如本工程中中长输管道的规格为单一的 $\Phi 1219 \times 20.6\text{mm}$ 的X80钢,而压气站则有多种规格,即使是外径相同时也增加了相应的壁厚,如上述规格的X80钢在压气站内则变为了 $\Phi 1219 \times 27\text{mm}$ 。

由于这些因素的影响,压气站大口径管道的焊接工艺也必须与之相适应。如打底焊时可以有纤维素型的下向焊焊条打底、钨极氩弧焊打底,还可以选用低氢型焊条打底。纤维素型下向焊焊条打底具有穿透力强、速度快、效率高,可以避免背面清根等优点,是压气站首选的焊接方法,但缺点是坡口精度要求高,需提前进行机加工。钨极氩弧焊则可以在坡口不太理想或背面不易处理时作为其重要补充,但焊接成本较高、效率低下。而低氢型焊条打底可以降低预热温度、缓解焊后冷却速度,也不失为一种在较冷环境下焊接的有益补充,但存在焊后需清根、穿透力不强,需增加组对间隙从而增加焊接工程量等劣势,同时还可以根据施工特点选用其它专用焊材。因此只有合理的选择焊接方法,采用合适的焊接工艺,发挥各种焊接工艺的优点,优化组合,扬长避短,才能真正取得质量、效益和工期的多赢。■

作者单位: 中国石油天然气第七建设有限公司

(责任编辑 王波)

新年伊始，万象更新。奋进在中俄东线建设的中油工程人快马加鞭踏上新征程，敢打善拼、辛勤付出，又取得了新的成绩。

## 中俄东线开新篇

### 领跑全线贯通

虎年春节之际，由工程建设公司新疆油建承建的中俄东线天然气管道工程（安平-泰安）第二标段在6个标段中率先完成全线贯通。

（安平-泰安）二标位于河北省衡水市武邑县境内，途经6个乡镇，管径1219毫米，沿线包括阀室2座，线路长度约为42公里。该标段于2020年10月21日正式开工，经过全体参建人员15个月持续协作奋战，平稳有序率先完成了全线贯通。

施工中，项目部严格履行晨会、周例会和月例会工作制度，及时沟通交流，相互形成合力，严格把控安全环保、疫情防控和质量管控，统一思想，凝心聚力，顺利完成机组百口磨合、主线路焊接、定向钻穿等一系列环节，至春节前，最后一条邯黄铁路穿越连头施工完成。

该项目在中俄东线冀鲁工程项目部开展的劳动竞赛暨“百日攻坚”活动评比中，荣获“先进集体”、“优秀机组”等多项集体和个人荣誉称号。

全体参建人员发扬攻坚克难、舍我其谁的拼搏精神，持续打造中俄东线项目建设高效、有序、快速推进的强劲引擎，助力国家能源动脉工程如期投产。

### 冲刺最后“一棒”

从2020年11月到2022年1月，经过429天奋战，管道局工程公司四公司承建的中俄东线南段沂河盾构工程精准破洞，中俄东线南段控制性工程的最后一条盾构隧道贯通。

中俄东线南段沂河盾构工程在山东省临沂市兰山区、河东区穿越沂河主河道，盾构隧道内径3.08米，盾构隧道水平长度1653.5米，始发井内径14米、深29.53米，接收井内径9米、深9.92米。沂河盾构是中俄东线南段山东省内最后一条开工的盾构工程，也是全线的控制性工程。

2021年四季度，沂河盾构项目迎来“大考”。随着大汶河、沭河盾构相继贯通，中俄东线山东地区盾构工程能否全部按期贯通的重任落到了沂河盾构全体参建员工的肩上。

作为最后冲刺“一棒”，四公司沂河盾构建设者压力巨大，但他们并没有因此放慢施工的步伐。项目部掀起了新一轮班组劳动竞赛，开展“安全、质量之星”评比，积极优化施工方案，加大科技攻关力度，并不断强化过程监督与控制。

项目部明确目标任务，细化工作措施，班子成员24小时轮班督战，对每个班组掘进量、各类影响掘进的原因进行深入剖析，确保相同问题不重复出现。各班组认真落实执行交接班制度，各工序衔接紧凑，提高掘进效率。管理人员每天对现场进行巡查，超前排查隐患，落实安全责任，坚持推进隐患治理措施落实，将查出的隐患和问题纳入整改闭环管理程序，促使安全管理紧紧围绕施工现场，紧紧抓住薄弱环节，实现了现场安全管理全覆盖。

项目部全员群策群力，根据地层变化情况，不断优化掘进参数，加快掘进速度，掘进速度由原掘进1.28米/班，提升至12.1米/班，掘进效率提高9.5倍，为隧道按期贯通创造了条件。

在隧道精准破洞的现场，业主不由得竖起大拇指：“管





道局的盾构队伍不仅能干，而且会干，把工程交给你们，没错！”

### 坚守攻克难题

2月7日，北京项目管理公司朗威公司中俄东线（安平-泰安）监理一标段溱沱河定向钻工程河心处连头最后一道焊口顺利完成。而连头过程中最关键同时也是施工难点的7道组合自动焊口，全部是在春节期间完成的。

溱沱河定向钻工程包括南岸、北岸两条定向钻，是目前国内最长的定向钻穿越工程，当前两条主管道均已完成回拖，仅剩余中心处组合自动焊口未完成焊接。由于连头点处于河中心处，位置较差，需要开挖24万立方以上的土方量作连头坑，才能确保顺利连头。

春节前，溱沱河定向钻已完成基坑的开挖工作，但随之

而来的春节假期将本就困难的工程节点带入了更加尴尬的境地。若不能尽快完成，将带来不可控的风险。为确保工程目标顺利完成，及时解除风险，监理部在节前与相关单位积极沟通，决定采取春节不停作业的方式，尽快完成连头。节日期间，监理部多名员工坚守在一线，密切配合，在春节期间顺利完成了此处连头作业。

监理部员工放弃了春节与家人的团圆，用履职尽责、精益求精的劳动精神和工匠精神，坚守在工作岗位上，履行了工程建设责任，确保工程目标顺利完成。

智慧、责任、拼搏、奉献——中油工程人在国家能源通道建设中创造了一个个喜人佳绩，谱写了一段段壮丽篇章，为实现新突破、新目标贡献力量。■

作者单位：中油工程公司  
（责任编辑 王波）

在石油工程建设一线，也活跃着巾帼女将的身影。中国石油天然气第七建设公司3位“三八红旗手”，就是其中的典型代表。

# 冲锋在一线的三朵“金花”

■ 胡婷艳 李金华 宋晓艺

## 谭梅梅：梅花香自“烈焰”来

谭梅梅是第七建设公司装备制造分公司铆一车间下料班的一名火焊工，从2004年入厂，一干就是18年。

切割下料如同量体裁衣，不能有一点差错，气割枪从钢板上切过，稍有偏差，一张钢板就作废了。为了确保质量零差错，谭梅梅每天早上提前半小时到车间，仔细核对当天的工作内容，根据施工图纸和排版图确认每张板材的规格、材质、自编号是否一致，核对无误后进行容器板材的下料切割，从没出现过失误。2021年，她经手的维坊弘润塔器、恒力石化、广东石化、裕龙石化、盛虹炼化等多个重点项目的容器、塔器设备主体板材及配件多达4千余吨，下料工序检验均一次合格。

火焊工是最艰苦的工种之一，每天与火焰、粉尘、高温亲密接触。谭梅梅爱美，每天上班前都要打扮得漂漂亮亮，与工作环境形成强烈的反差。18年间，她有多次机会可以调整岗位，从事更轻松、干净的工作，但是她都放弃了，一直坚守在火焊工的岗位上。

谭梅梅的丈夫多年来一直在外埠工作，夫妻间聚少离多，她独自扛起照顾家庭的重担。在她看来，支持丈夫的工作也是为企业做贡献。

车间生产任务重，作为班组的主力，谭梅梅每周只能休息半天，利用这难得的时间去采购一周的生活物品、看望老人。双方老人都是外地人，年事已高不能干农活，来投奔子女颐养天年。谭梅梅就是连接三个家庭的纽带，丈夫不在家，她待公婆和自己的父母一样亲，买东西都是买两份一样的。老人怕孤独，需要晚辈的陪伴，工作忙的时候，即使自己没时间探望，她也会让孩子去陪陪爷爷奶奶、姥姥姥爷。老人体谅她的辛苦，在她加班的时候帮她接孩子、买菜，让她放心工作。一家人相处融洽，在和谐社区里享受幸福生活。



## 李霞：苔花如米小 也学牡丹开

李霞是第七建设公司装备制造分公司铆二车间下料班的一名铆工，从事下料工作17年，从一名学徒成长为班组骨干。

下料班是车间生产的“火车头”，负责带动其他班组运转。生产中多个项目同时展开是常态，最多的时候一个月有十几个项目。要兼顾好每一个项目，考验的是下料伙长的功力。2021年，她参与预制塔器、压力容器产品166台套，接管配件预制400余台，球罐项目11台，制作人孔2000余件，制作人孔盖800余件，没有出现一次差错。

李霞爱学习，工作中的技能有什么学什么，成为能胜任多个岗位的多面手。刨边机是下料班使用频率最高的设备之一，不锈钢板、复合板加工坡口都离不开这台设备。李霞主动要求学习操作刨边机，每天忙完下料的工作，就抽出时间学习如何开车、进刀、检查坡口质量。加工坡口的关键是要有一把好用的刨刀，磨刀也是最难的技术活。为了练好磨刀的技术，李霞收集了一堆废弃的刀头，按照师傅讲的要领，在砂轮机上反复打磨。磨刀的时候火花四溅、尘土飞扬，一会儿功夫就灰头土脸。半个月下来，她终于磨出了合格的刀具，加工出来的坡口角度精准、坡口面光滑，完全符合要求。



此外，李霞还考出了安全作业证，让同事们非常佩服。

同事开玩笑说：学这么多不累吗？她笑着说：技不压身，才不压人，只要对工作有帮助的，我都学。

李霞的爱人也在外埠工作，家里家外都靠她操持，两个年幼的孩子也需要她照顾，有时真是分身乏术，但她从来不向生活低头。有次孩子生病，刚好车间生产任务特别重，她就白天上班，晚上领孩子去医院打针，回来再给上学的孩子检查作业。就这样，工作没耽误，孩子看病没耽误，孩子的作业也没耽误。

## 陈田田：向阳而生的向日葵

走进第七建设公司揭阳分公司财务部，迎面就能看见一个被文件资料“包围”的女生，她就是财务部副经理陈田田。

2020年4月，陈田田通过应聘来到分公司，此前，她从未接触过工程建设行业。她边干边学，从熟悉文件规定开始，一页一页地做笔记，同时结合13年的财务工作经验，脚踏实地做好出纳工作。仅仅两三个月，她就从“入门小白”成长到独当一面的“熟练手”，独立负责整个分公司的资金计划。



在工作上，陈田田虚心、细心、有恒心。面对高峰期每月四五十份的合同审核、八九十份报销材料校对，她严谨、认真、一丝不苟，即使是报表的格式、字体这样的小事，都逐项检查，精益求精。

今年年初，由于分公司在春节前代发了数千名一线工人工资，工作紧急且任务量巨大。休假中的陈田田得知消息后，第一时间返回分公司，逐一核对代发工资情况，并在筛选相关人员代发凭证的同时，对两个账户的资金支出进行分类统计，确保银行账户与财务账面一致。在她的努力下，分公司每一笔代发工资支出都清晰明了，为分公司在春节前解决务工人员工资做出了巨大贡献。

爱工作、爱生活、爱家人，陈田田就像一株向阳而生的向日葵，始终用灿烂的笑容面对大家。作为分公司财务部门的大姐姐，她尽己所能地在工作生活中照顾着大家，除了主动将自己总结的工作方法、技巧，制作成PPT课件在财务部例会上倾囊相授外，她还主动关心大家的生活，大家有烦恼和疑惑也会找她倾诉。■

作者单位：中国石油天然气第七建设公司  
(责任编辑 王波)

# 她参加了北京冬奥会火炬传递

■ 韩芸 高晨禹

2月2日，北京2022年冬奥会圣火在冬奥公园传递，中国石油工程建设有限公司员工王琦担任冬奥公园第146棒火炬手，圆满完成圣火传递任务。王琦说，能够成为一名冬奥火炬手，她非常自豪和激动，这份经历也会成为一生中最珍贵的回忆。

王琦，曾经是世界最大的单门液压吊装系统5000吨门式起重机的主操作手，完成了起重机万次运行“零失误”。第一次接到通知成为冬奥会火炬手候选人时，王琦正在吊装项目现场查看待吊设备附件安装情况。接到电话后，她既激动又兴奋，甚至有点不敢相信这是真的。作为一个黑龙江人，她对冰雪运动再熟悉不过了，滑冰滑雪都很熟练。此次能够参与冬奥火炬传递，传递奥林匹克精神，鼓励更多人参与冰雪运动，她非常的荣幸，也为孩子们做了一个榜样。

在接下来的日子里，王琦更加关注冬奥会的信息，了解火炬的外观和设计理念，《冰雪之约》也看了很多次，关注冬奥会各个项目和选手，给孩子们讲述奥运知识和火炬传递的意义。

说起奥运精神，王琦坦言奥运健儿不断挑战自己取得奖牌刷新纪录，与她所从事的大型设备吊装比较相似，吊装工



程专业性强、关注点多、环境复杂、一次成功率要求百分之百，她和她的团队也创造并刷新了多项吊装行业纪录。2021年4月，在中国石油广东石化，4606吨抽余液塔采用整体制造、整体运输、整体吊装的一体化思路。进度有保证、安全有保障，此次吊装刷新了亚洲最重塔器吊装纪录。没有一项工作上的突破是理所当然，就像没有一块奖牌能随随便便获得。王琦的人生经历，同奥运健儿一样，是不断挑战，超越自我的旅程。她从管理岗位转行，从零开始挑战专业技术和技能操作；后来她又根据工作需要，出现在企业最需要的岗位上。这些年，王琦将一腔热情投入到她所热爱的吊装事业中，也看着国内吊装行业一点一滴的进步，从装备制造到设备吊装，亲身体会到了祖国的强大和吊装人的努力。希望吊装人和祖国吊装事业像奥运精神一样，更高、更快、更强、更团结。

王琦表示，作为火炬手，她会当好公司的“冬奥宣传员”，更期待冬奥会主会场火炬点燃的那一刻。接下来她将以冬奥会运动员为榜样，以一往无前的奋斗姿态，继续在自己的岗位上勇于拼搏、努力奋斗，为建设世界一流能源工程综合服务商贡献自己的光和热。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司

（责任编辑 王波）





印度尼西亚拉维拉维终端设施及单点系泊项目是由管道局工程公司承揽的印尼市场第一个大型EPC项目，领先技术“轮番上阵”，海外项目“如虎添翼”，目前该项目海管设计文件全部达到带意见批准，海管设计正式进入倒计时阶段。

## 迎接印尼海管新挑战

■ 陈英 梁凯



印度尼西亚拉维拉维终端设施及单点系泊项目包含一套32万吨单点系泊和管汇系统、一条52英寸原油管道、2座17万方原油储罐、一条20英寸原油管道及附属设施。其中52英寸海底管道是印尼国内最大管径的海管。

由管道局工程公司管道设计院负责的拉维项目海管部分设计实属不易：缺乏FEED设计资料、全新的文件管理平台、严苛的第三方审查、印尼特有法规和要求等，而最困难的是项目中新的技术难题和挑战。中油工程海工设计团队，毅然选择激流勇进，用创新和突破击退困难，用实力和坚持赢得信任。

### 技术引领 突破“零优化”要求

拉维项目第一个显著特点是“零设计优化”要求，这在国际国内项目中都是罕见的。在这种举步维艰的处境下，海管设计团队依然实现2项重大优化。

第一项优化是预挖沟段边坡坡度的优化。在施工图阶段，设计人员发现，按照勘察土壤数据，52英寸海管预挖沟段的管沟边坡角度可以提高12度，大大减少挖沟和回填的施工工作量。基于此，设计人员开展了初步计算，并提出优化建议。然而，监理以设计方法不精准，且必须遵照FEED设计为由，拒绝了优化设计。

文件被拒后设计团队立刻进行总结分析：监理的拒绝理由一方面源自技术角度，而另一方面源自合同角度。找出原因后，设计人员决定首先从技术角度实现突破，以无可挑剔的设计打破零优化的桎梏。

确定执行思路后，设计团队立刻组织了技术攻关，在对监理的意见进行逐条消化理解并广泛调查研究的基础上探索应用了一种基于有限元的全新计算方法，新的设计方法由于其全面、准确和完善性终获监理认可。与此同时，设计团队配合EPC从合同中找依据，双管齐下，设计终获批准。

第二项优化是钢板桩的优化。52英寸海管近岸段条件十分复杂，临近8条管线，最近处只有4米多，其中4条管线与新建管线并行2公里，在延伸1公里后并行距离急剧缩小。为了保证施工安全，在管线间距小于安全距离的路由段需要施打钢板桩保护管线。

在施工图阶段，依据勘测的管线位置、土壤参数和环境条件等信息，设计团队提出了钢板桩优化方案，然而却再次被拒。监理从施工安全性、边坡设计影响、设计方法等角度提出了苛刻的要求。为了降低施工难度，节约项目成本，海管设计团队这次也没有妥协，决定继续争取优化。为了确定可信、可靠的安全距离参数，设计人员与印尼属地施工方进行了联合攻关，多方调研施工机具的各项施工精度以及施工作业误差，经过反复推敲，最终确定了最优的安全距离，既保证了施工安全性也使最大程度的节约了项目成本。同时，同步优化边坡和钢板桩设计这两个相互制约的设计问题。先后经过多次更改路由、优化计算，完善方法，最终让监理在技术上无可挑剔，钢板桩优化终获批准。

以技术为引领，从设计上做到极致。从2021年1月8日到8月27日，历经9个月，设计团队通过邮件及视频会议等开展技术协调40多次，采用各种分析软件完成计算模拟20余次。最终，钢板桩优化约2600多吨，挖沟回填量优化约5万方。在市场材料价格上涨的情况下，大幅降低了项目的采办预算。

### 技术突破 经受“国际检验”

拉维项目中，多项海管设计技术实现新提升，背负管设计技术实现零的突破，大径厚比管道设计水平得到国际认可。



拉维项目对52英寸输油管线和6英寸水管采用背负设计，而这项设计技术是管道局首次，尚无设计经验。与单根管道不同，背负管系统不仅要考虑“大管”和“小管”各自的结构设计问题，还要考虑在海洋环境条件下“大小管”的相互作用和相互影响。此外，设计一种适用的、经济的、可靠的管卡也是难点之一。

面对新难题，设计团队决定进行设计攻关，通过查文献、查规范、联系厂家、技术咨询等手段，最终形成了一整套适用于海底背负管稳定性、悬跨、热膨胀、屈曲以及安装设计的技术方法。技术上的突破得到了监理认可，有效推动了项目进展。

拉维项目52英寸海底管道壁厚仅为25.4毫米，径厚比52远超现有规范设计要求。虽然在国内也有大径厚比的设计经验，但部分设计方法仍依赖经验系数。拉维项目第三方审查单位Woley Parson对计算方法提出了更严苛的要求。在这种情况下，设计团队改进完善了基于有限元模拟的设计方法，并得到了监理的认可。设计通过Woley Parson审查标志着基于有限元的“大径厚比”管道设计技术达到了国际先进的设计水平。

### 良好协作 中外沟通“零障碍”

除了技术创新，项目的顺利推进离不开管理创新。设计中的多方交叉协作是拉维项目设计团队的另外一个主要突破和收获。

拉维项目专业界面复杂，设计团队有来自中国、印尼以及泰国的工程师，设计人员存在语言和时空差异，此外，部分文件需要多专业共同完成，这些都对设计团队提出了挑战。

面对这种情况，海管设计团队也积极调整，在项目经理和专业负责人的带领下，寻找良好的沟通机制和方法。除了项目的设计周会之外，海管陆管由于设计文件的重叠，每周定期组织沟通会进行技术对接。对于共同完成的文件，建立专业校审和专业间交叉校审两级审核，确保文件质量；对于外协单位，建立了外协单位内部校审和设计院校审两级审核；对于外协单位完成的与其它专业交叉的文件，建立了外协单位内审，主专业二级校审以及专业间互审的三级审查。通过层层把关，互相监督，有效确保了文件质量。

拉维项目海管全部设计文件的基本批准，标志着海管设计已经得到监理的全面认可。通过这次严格的“国际检验”，海洋工程事业部的海管设计水平更加成熟完善，同时创造了印尼最大口径海底管道设计记录，为后续开发印尼市场奠定了基础。■

作者单位：管道局工程公司  
(责任编辑 王波)

# 寰球工程公司广东石化项目建设掠影



2021年12月14日，寰球公司广东石化石油焦制氢装置输煤系统中，单体最长、最重、最难安装的5#输煤栈桥钢结构桁架顺利吊装就位。



2021年12月31日，由寰球公司承建的广东石化项目动力中心1#、2#锅炉达到点火条件。



2022年1月，寰球工程六建公司吉化（揭阳）丙烯腈项目13万吨/年丙烯腈装置反应回收单元吸收塔顺利完成吊装，实现塔起灯亮。



寰球公司乙烯分项目部全面掀起了大干快上的施工热潮。2022年1月份，压缩机及配套系统安装完成，乙烯变电所具备对外送电条件，单机试运正式开始。



寰球公司五联合分项目部以石脑油加氢装置能达到机械完工条件为使命，抢抓关键线路。2022年1月，石脑油加氢装置陆续实现装置塔C-1001内件安装，压缩机二次灌浆，并顺利完成7个试压包的试压任务，以94%的施工进度，成为寰球项下主要装置施工进度第一名。



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：2022年3月

印刷数量：2500册