

# 石油建设工程

# 2

2022  
总第73期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会

加快构建现代能源体系

国家管网工程项目智能化管理的探索与应用

基于节能设计的建筑全生命周期碳排放分析

海外油田连续自动选井计量研究



由寰球公司PC总承包、寰球吉林化建施工的广东石化石油焦制氢联合装置

《准印证》编号：京内资准字0321-L0103号

“内部资料，免费交流”

# 决战广东石化



6月23日，广东石化炼化一体化项目传来捷报：中油工程旗下成员企业中国石油工程建设公司（CPECC）一建公司EPC总承包的广东石化炼油中间罐区芳烃联合中间罐组Ⅰ/Ⅱ、轻油中间罐组Ⅲ、污油罐组、球罐组Ⅰ/Ⅱ/Ⅲ、炼油中间罐区变电所Ⅲ和球罐组机机间共计9个主项单元顺利中交。



寰球吉林化建承担了POX、动力中心、化工中间罐区、原料产品罐区、聚丙烯、高密度乙烯、全密度乙烯、硫磺成型与包装仓储以及ABS等9个项目的施工任务，并承建了一座混凝土搅拌站。“钢魂铁骨化建人”在项目建设中攻坚啃硬，爬沟过坎，征服下一座又一座高峰。



5月20日，全球单线挤压机能力最大聚丙烯装置中交。50万吨/年聚丙烯装置由寰球工程公司EPC总承包，是全球单线挤压机能力最大UNIPOL聚丙烯装置，也是亚洲单体生产能力最大的聚丙烯装置。



5月29日，汽油成品罐组及配套变电所Ⅰ/Ⅱ等6个主项中交。汽油成品罐区由10座3万立方米内浮顶储罐和1个泵区组成，是炼油成品罐区的核心装置之一，由工程建设公司总承包、北京项目管理公司监管。

# 主编寄语

## 多链协同稳增长

时间转眼已过半年，石油工程建设战线虽然发展总体平稳有序，但当前发展环境复杂性、严峻性、不确定性上升，经济面临新的下行压力，党中央提出“疫情要防住、经济要稳住、发展要安全”的要求，中央企业要当好现代产业链的“链长”，作为国企顶梁柱，我们更要勇于担当，有所作为。

在当前企业发展的轨道上，面对任务目标多重、环境复杂多变、参与主体多样、新冠疫情反复的实际情况，我们工程建设企业更需要找准自己定位，提升格局站位，更加注重“多链协同”稳增长。

聚焦产业链现代化提升，加强战略协同。我国“十四五”现代能源体系规划明确提出，着力提升能源产业链现代化水平，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，加快建设能源强国。石油工程建设企业是国家能源战略重要的保障力量，只有在国家战略布局大盘下，认真落实能源产业转型升级的战略部署，不断优化规划企业的战略举措，才能在能源产业链现代化水平提升的进程中，找到更广阔的发展天地。绿色低碳是能源产业链现代化的主旋律，需要实施好节能、去碳、创新、提效、应急、支撑、合作“七大战略工程”，助力“双碳”目标实现。中国石油提出了“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，相关的石油工程建设企业也有必要与“三步走”实现战略协同，优化战略路线图，细化施工作业图，做到与产业链要素同向聚合，与行业发展同频共振。

聚焦创新链应用推广，加强创新协同。如今能源产业进入创新升级期，需要创新驱动的新引擎，锻造能源创新优势长板。能源领域大力发展新能源、新材料、新技术、新业态，创新链不断延伸，创新资源更加丰富。工程建设企业加强与各方面创新主体的协同发展，必将有力推动新能源、新材料、新技术的规模化应用。我国能源规划提出实施科技创新示范工程，加大了投资力度，这给工程建设企业参与能源创新提供了更多新机遇。值得关注的技术创新重点方向是，巩固非化石能源领域技术装备优势，持续提升风电、太阳能发电、生物质能、地热能、海洋能等开发利用的技术水平和经济性，加强高比例可再生能源系统技术创新和应用。我们工程建设企业应该密切关注这些方面的技术应用示范工程，关注创新前沿技术发展，拓展施展身手的市场空间。

聚焦项目链提质增效，加强业务协同。以投资项目为牵引，培育稳增长的动力引擎。中国石油董事长戴厚良提出，把项目建设作为稳增长的重要抓手，推动炼油化工、油气储备库等在建项目建设提速、规划项目加快落地；要大力实施绿色低碳发展战略，积极布局和发展新能源业务，加快推进一批沙漠、戈壁、荒漠地区大型风电光伏基地项目和源网荷储一体化示范项目建设，加大战略性伴生资源勘探开发力度，促进氢能产运储用全产业链发展，深化CCUS/CCS产业布局，在加快向“油气热电氢”综合性能源公司转型的同时，有力带动上中下游企业和相关产业发展。中国石化集团提出成为“中国第一氢能公司”的目标，大力布局氢能，推进绿电制氢和工业副产氢，统筹发展

加氢网络，构件氢能“制-储-运-加”一体化供应链。由此可见，能源基础设施建设项目未来前景看好，工程建设企业需要积极承建项目，努力提质增效，借此打造新的增长极，做好增量发展。与同一个系统的生产经营企业，与上下游的供应商，与项目各方面合作伙伴，进一步强化高效协同，确保项目建设的效率、质量、效益持续提升，业务协同创造更大价值。

实现多链协同，需要强化大局观念和系统思维。产业链是平台，创新链是引擎，项目链是增量。相信工程建设企业能够进一步做好协同联动，在新征程中步子更稳，带动更强，贡献更大！



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：010-86301505

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 多链协同稳增长 杨庆前

## 权威论坛

- 3 加快构建现代能源体系 章建华

## 行业信息与协会动态

- 6 2022年度石油工程建设优秀质量管理小组活动成果评价结果公布

## 项目管理

- 19 浅谈国际工程项目工作分解结构(WBS)的重要性 李亚春  
22 国家管网工程项目智能化管理的探索与应用 叶可仲 谢贤龙

## 质量与安全

- 25 油田地面工程安全管理优化策略 张周  
27 天然气液化厂安全仪表系统的分析与研究 王亮 曹媛

## 节能与环保

- 31 基于节能设计的建筑全生命周期碳排放分析 孔繁艺 熊海亭 严欢  
34 一种新型的气田含汞污水处理技术研究 杨洋 赵琼 何化 曹亮 严紫含

## 企业建设

- 39 “数字孪生”在油田地面油气站场中的应用和探索 姚卫涛 苏留帅 李舰  
44 海外油田连续自动选井计量研究 赵珂珂 焦圣华 赵仲慧 廖芴燕

## 工程与技术

- 47 海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带的研制开发 曹务全 姚相华 张深珂 李运芒  
49 新疆油田复合驱地面配注技术 李龙  
53 井流物在井筒中的多相流动及结蜡特性研究 李宪昭 尚增辉 王成林 雷莎  
57 稠油采出水蒸发除盐防硅垢技术应用 周京都 王爱军 武文静 林双

## 建设者风采

- 60 张山卫：把平凡做到极致 胡婷艳  
62 南海之滨的“老黄牛”  
——记广东石化项目全密度聚乙烯装置现场经理牛家伟

## 域外传真

- 63 管道攻坚尼日尔



**P19** 浅谈国际工程项目工作分解结构(WBS)的重要性



**P25** 油田地面工程安全管理优化策略



**P31** 基于节能设计的建筑全生命周期碳排放分析



**P60** 张山卫：把平凡做到极致

“十四五”时期能源发展要以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以满足经济社会发展和人民对美好生活的需要为根本目的，推动现代能源体系建设取得重要进展。

## 加快构建现代能源体系

■ 章建华



能源是经济社会发展的基础和动力源泉，对国家繁荣发展、人民生活改善和社会长治久安至关重要。党的十八大以来，面对错综复杂的国际国内形势，以习近平同志为核心的党中央高瞻远瞩、审时度势，创造性提出了“四个革命、一个合作”能源安全新战略和“能源强国”新目标，为新时代我国能源高质量发展指明了方向、开辟了道路。日前，《“十四五”现代能源体系规划》已经国务院批复同意并印发实施。“十四五”时期，要加快构建现代能源体系，建设能源强国，全力保障国家能源安全，助力实现碳达峰碳中和目

标，支撑经济社会高质量发展。

### 深刻认识和准确把握能源发展形势

当今世界正经历百年未有之大变局，我国发展环境面临深刻复杂变化。全面准确把握国际国内能源发展形势，是做好“十四五”时期能源工作的前提和基础。

全球能源供需版图深度调整。当前，国际政治经济格局进入动荡变革期，世界经济复苏进程中风险持续累积，全球产业链供应链面临严峻挑战。能源消费重心东倾、生产重心



西移，亚太地区成为能源需求增长的主要地区，北美地区原油生产增量占全球增量的比重超过80%，世界能源多极化供应格局进一步凸显。

绿色低碳成为能源发展主旋律。技术进步推动新能源跃升发展，近5年可再生能源提供了全球新增发电量的60%左右。全球应对气候变化开启新征程，超过130个国家和地区提出了碳中和目标，加快能源低碳转型已成为世界各国共识。我国能源结构持续优化，非化石能源消费比重达到16.6%左右。“十四五”时期是碳达峰的关键期、窗口期，能源发展转型任务更加紧迫。

创新引领能源发展作用更加凸显。全球新一轮科技革命和产业变革蓬勃兴起，新能源、非常规油气、先进核能、新型储能、氢能等新能源技术以前所未有的速度加快迭代，成为全球能源转型变革的核心驱动力。近年来，我国能源科技创新能力显著提升，新能源和电力装备制造能力全球领先，各类新模式新业态不断涌现。“十四五”时期，亟须加快推动能源产业基础高级化、产业链现代化，进一步激发能源创新发展新动能。

能源安全保障任务依然艰巨。经过多年发展，我国形成了煤炭、石油、天然气、非化石能源多轮驱动的能源供给体系，有力保障了经济社会发展和民生用能需求。同时，我国能源安全新旧风险交织，油气资源短板长期存在，区域性、时段性能源供需紧张问题时有发生，网络安全等非传统安全风险日益突出，做好能源安全保障工作尤为重要。

### 深入贯彻党中央国务院对能源发展的各项要求

“十四五”时期，能源发展要坚持以习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略为根本遵循，全面

贯彻党中央、国务院对构建清洁低碳、安全高效能源体系的总体思路和具体要求。

关于国家安全战略的要求。习近平总书记强调：“必须坚持统筹发展和安全，增强机遇意识和风险意识，树立底线思维”。安全是发展的前提，发展是安全的保障。“十四五”时期，能源发展必须落实总体国家安全观，立足以煤为主的基本国情，坚持先立后破、通盘谋划，以保障安全为前提构建现代能源体系，协同推进低碳转型与供给保障，着力筑牢国家能源安全屏障。

关于生态文明建设的要求。能源活动是碳排放的主要来源，推进能源绿色低碳发展是生态文明建设的必然要求。党的十九大将能源发展作为生态文明建设的重要方面，强调要推进绿色发展，推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，满足人民日益增长的美好生活需要。中央财经委员会第九次会议把碳达峰碳中和纳入生态文明建设整体布局。“十四五”时期，能源发展必须坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路，稳中求进推动能源生产消费模式绿色低碳变革，助力经济社会发展全面绿色转型。

关于创新驱动发展的要求。党的十九届五中全会《建议》对创新作出专章部署，并放在各项规划任务的首位，充分体现了党中央对以改革促创新、以创新促发展的高度重视。“十四五”时期，能源发展必须坚持把创新作为引领发展的第一动力，以实现能源科技自立自强为目标，以完善能源科技创新体系为依托，着力增强能源科技创新能力，提升能源产业链现代化水平。

关于区域协调和民生保障的要求。我国能源生产和消费逆向分布特征明显，中东部地区能源消费量占全国比重超过

70%，而重要能源基地主要分布在西部地区。“十四五”时期，能源发展必须优化开发利用布局，发挥能源富集地区战略安全支撑作用，加大能源就近开发利用，提高资源配置效率，促进区域协调发展。同时，坚持民生优先、共享发展，着力提升能源普遍服务水平，推动能源发展成果更多更好惠及广大人民群众。

关于治理体系和治理能力现代化的要求。经过多年探索创新，我国能源体制改革“四梁八柱”主体框架基本确立，体制机制初步完善，但总体上仍跟不上能源转型变革的步伐。“十四五”时期，能源发展必须坚持市场化改革方向，着力完善能源发展法治保障，破除制约能源高质量发展的体制机制障碍，全面提升能源治理效能。

关于高水平对外开放的要求。能源国际合作是国际交流合作的重要组成部分，我国已成为世界第一大能源生产国和消费国，国际社会对我国的期待和倚重不断增加。“十四五”时期，能源发展必须落实全球发展倡议，坚持以共建“一带一路”为引领，聚焦实施更大范围、更宽领域、更深层次能源开放合作，推动形成互利共赢的国际合作格局，努力实现开放条件下的能源安全。

### 采取有力举措全面构建现代能源体系

为贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，“十四五”时期能源发展要以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以满足经济社会发展和人民对美好生活的需要为根本目的，推动现代能源体系建设取得重要进展。

全方位提升能源安全保障能力。增强忧患意识，坚持底线思维，防范化解能源发展面临的各类风险挑战，重点加强“两个能力、一个体系”建设，增强能源供应链稳定性和安全性。提升能源战略安全保障能力，通过加大国内油气勘探开发力度、提升储备能力、加强能源国际合作等途径，多措并举增强油气供应保障能力。增强能源系统平稳运行能力，发挥好煤炭煤电安全托底保障作用，化解区域性、时段性能源供需矛盾。健全能源安全风险管控体系，强化特大城市、核心区域和重要用户的电力安全保障，布局一批坚强局部电网，防范化解非传统安全风险。

打造清洁低碳能源生产消费体系。以主要用能行业消费结构转型为牵引，以能源清洁供应保障为支撑，协同推进能源消费和供给革命。实施可再生能源替代行动，加大力度规划建设以大型风电光伏基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。积极稳妥发展水电、核电，开工建设一批重大工程项目。推动终端能源消费转型升级，完善能耗“双控”制度，重点控制工业、建筑、交通等行业化

石能源消费。构建新型电力系统，逐步提高新能源占比，健全以绿电消费为导向的市场机制，全面推进电能替代。

推动区域城乡能源协调发展。深入实施区域重大战略和区域协调发展战略，优化能源开发利用布局。加快西部清洁能源基地建设，实施“风光水(储)”“风光火(储)”等多能互补工程。提升中东部地区本地能源自给率，加快发展分布式新能源、沿海核电、海上风电等。强化区域间资源优化配置，充分挖掘存量通道的输送潜力，新建输电通道可再生能源电量比例原则上不低于50%。提升城乡能源普遍服务水平，聚焦满足人民生产生活用能需求，完善城乡供能基础设施，支撑新型城镇化和乡村振兴战略实施。

提升能源产业科技创新能力。努力实现能源科技自立自强，提升能源产业链现代化水平。巩固提升能源产业链竞争力，立足我国新能源产业优势，锻造能源技术装备长板。推动能源技术与现代信息、新材料、先进制造技术深度融合，探索能源生产和消费新模式。完善能源科技创新体系，整合优化科技资源，实行“揭榜挂帅”等制度，引导各类社会资本投资于能源科技创新领域。

增强能源治理效能。完善能源法律法规体系，全力推进能源法制制定工作，加快电力法、煤炭法、石油储备条例等制修订。健全能源转型市场化机制。坚持系统观念，统筹推进电力、油气等领域改革。重点聚焦系统灵活调节能力、绿色能源消费、综合能源服务和新模式新业态发展等方面，推动机制建设取得新突破。深化能源领域“放管服”改革，针对增量配电网、油气勘探开发、储气能力建设等领域市场化改革存在的难点堵点，加大改革力度，充分激发市场主体活力，持续优化营商环境。

开拓能源合作共赢新局面。坚持维护开放条件下的能源安全，共建“一带一路”能源合作伙伴关系，稳步扩大“朋友圈”，深入推进与主要能源资源生产国的务实合作，加强与周边国家能源基础设施互联互通。深化能源绿色合作，发挥我国新能源产业优势，巩固和拓展与相关国家绿色发展战略对接，建成一批绿色能源合作项目。积极参与全球能源治理体系改革和建设，加强与主要能源国际组织的交流合作，在联合国、二十国集团、亚太经合组织等多边框架下讲好中国能源故事。

蓝图已经绘就，使命催人奋进。做好“十四五”时期能源发展改革工作，任务艰巨而繁重。我们要更加紧密地团结在以习近平同志为核心的党中央周围，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党中央、国务院决策部署，克难奋进、开拓进取，以踏石留印、抓铁有痕的劲头努力开创能源低碳转型和高质量发展新局面。■

作者为国家能源局党组书记、局长  
(责任编辑 冯尚)

# 2022年度石油工程建设优秀质量管理小组 活动成果评价结果公布

中国石油工程建设协会根据《石油工程建设质量管理小组活动管理办法》的规定，组织了2022年度优秀质量管理小组（QC小组）活动成果评价，经申报、预审、资料量化打分、视频发布、公示等程序，现已完成活动成果的评价工作。

2022年共申报成果200项，分四组进行发布与评价，每组聘请5名资深专家进行评价。经评价，获奖成果196项，其中一等奖58项、二等奖79项、三等奖59项。现将2022年度石油工程建设优秀质量管理小组（QC小组）活动成果评价结果进行公布。

2022年度石油工程建设优秀质量管理小组（QC小组）活动成果评价结果  
（同等级排名不分先后）

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
一等奖（58个）				
1	海上丝路QC小组	降低大口径海底管道登陆定向钻回拖力预测偏差	中国石油工程项目管理公司天津设计院	杨泽亮 刘瑞宇 黄水祥 陈超 韩鹏 郭紫薇 於增月 景苏明 康煜媛 黄昕明
2	勘察室测量队QC小组	提高GNSS-RTK控制测量成果合格率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	吕继书 亢会明 徐国杰 刘丽 辜利江 万仕平 王创立 胡贤 杨洋 史庆伟
3	油气管道线路攻关QC小组	油气管道线路工程设计计算集成软件开发	中国石油工程项目管理公司天津设计院	刘文川 顾文才 孙杰 冯树元 李成皓 解恺 张涛 马东山 孙洪升 陈亚宁
4	“优能注气”QC小组	降低双坨子储气库注气系统能耗	中国石油工程项目管理公司天津设计院	陈博 王铁军 齐德珍 卢道铭 李立婉 程婧 俞乐平 吴常建 马芳 袁海涛
5	科远公司远航QC小组	中东地区高胶质原油破乳剂研制	中国石油工程项目管理公司天津设计院	蒲涛 姜为民 杨旭平 司永昌 陈杰 李永强 张光亮 陈志军 王秀梅 陶小芳
6	达摩院QC小组	提高数字孪生体数据向智能应用交付的效率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	王鸿捷 孔祥焕 胡耀义 刘雅琪 彭刘丽 杜侠玲
7	求真务实QC小组	研发浮顶计算软件	中国石油工程项目管理公司天津设计院	张浩 张鹏哲 李凤舞 刘亚楠 王湘嵘 周辉宇 程晓东 杨磊 杨靖宇 陈自林
8	水域自动焊QC小组	提高水网地区大口径、大壁厚管道全自动焊接一次合格率	北京兴油工程项目管理有限公司	赵良 吴军时 管加州 唐世刚 李松坡 宋超 曹晓军 朱莎莎 宋世豪 秦晋
9	智能设计QC小组	研发PID流程图智能仪表识别与解析软件	中国石油工程项目管理公司天津设计院	来斌 刘彦彤 刘喆 卫晓 甘泽 吴珊 王丹 韩英达 魏德刚 王慧敏
10	“财务奋进号”QC小组	提高设计管理类项目成本归集的准确性	寰球工程项目管理（北京）有限公司	王庆启 张心宽 郝丽娜 莫贻婷 接玉林 刘伟 高峰 李慧 黄远珊
11	哈法亚GPP维修车间QC小组	减少哈法亚GPP维修车间利用率低的机械加工设备数量	中国石油工程建设有限公司北京设计分公司	王东昌 崔健 周峰 崔建捷 李良平 杨晓通 王炳波 蒋明 于勇 董磊



续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
12	攻关碧水号QC小组	煤层气采出水深度处理一体化装置的研制	中国石油工程项目管理公司天津设计院	李 刚 田树乐 王秀梅 孙彦开 信婧敏 宋晨菲 王 宪 高蕙涵 李 磊 袁 甲
13	设备驻厂监造QC小组	提高双层埋地污油罐接管方位一次合格率	北京兴油工程项目管理有限公司	胡紫维 罗 继 张国琴 谢顺丽 郭 鑫 郭远航 徐 帅 温作军 窦一清 黄 敏
14	液体管道QC小组	一种先导式泄压阀失效保护工艺的研发	中国石油工程建设有限公司华北分公司	潘 毅 张 佳 公茂柱 邵艳波 赵向苗 邹雪净 隽文龙 袁 倩 郭 靖 叶 昆
15	材料与防腐中心QC小组	高效复合材料增强套筒修复新技术研发	中国石油天然气管道科学研究院有限公司	王 琳 朱凤艳 李正敏 孙巧飞 范玉然 黄 琳 詹 欣 王 超 古 彤 李政龙
16	印尼N+1QC小组	提高砂土层碎石桩验收一次合格率	中国石油管道局工程有限公司亚太分公司（原东南亚项目经理部）	鞠 彪 张玮麟 姚 峥 卢可义 蔡 成 王国兴 金 磊 张守刚 黄 超 邸 非
17	数据分析QC小组	减少DN600新高清晰度检测器金属损失量化误差	中油管道检测技术有限责任公司	雷立文 贾会英 董 琳 罗 曦 张 畅 蒋红艳 梁 欣 李 杰 贾燃伟 赵文芹
18	俊才创新QC小组	新型热煨弯管机中频线圈铜排的研制	中油管道机械制造有限公司	王建才 董俊军 庞冬英 鲁克莹 王 银 孙之敏 冯东健 刘东晖 张在才 张志远
19	青藏管道QC小组	提高高原站场小口径管道自动焊接一次合格率	西藏青藏石油管道有限公司	汪海波 许芝瑞 王战辉 赵 宣 白大勇 闫定弘 林春杰 刘 军 魏 崑 胡艳辉
20	油气储运探索者QC小组	高压双金属整体式绝缘接头研制	中油管道机械制造有限公司	赵 龙 鲁克莹 孟庆伟 李文勇 李 秋 邱晓峰 谭文双 王建才 孙卓瑞 白 宇
21	团结QC小组	试压清洗一体机的研制	中国石油管道局工程有限公司维抢修分公司	赵东辉 孙晓琳 陈兴武 徐海波 王洪波 郭立朋 李海波 刘 昭 任永科 贺 帅
22	管道维抢设备研发QC小组	中俄东线开孔封堵式维抢修专用试验台的研制	中国石油管道局工程有限公司维抢修分公司	姜修才 宋 锦 张 蕾 肖春辉 戚建利 陈社鹏 李 慧 王淋生 李计川 陆 瑶
23	“科技刻刀”QC小组	预警系统人工智能模块的研制	中国石油天然气管道通信电力工程有限公司	李 刚 曾科宏 杨文明 张 杰 李文超 王晓磊 张建勋 王 红 王 赢 张 康
24	标准信息中心QC小组	提高X80钢级管道环焊缝可靠度	中国石油天然气管道科学研究院有限公司	张书丽 汪 凤 隋永莉 詹春秋 石晓松 邓 俊 李曾珍 李 森 郭静薇 鹿锋华
25	管道科学研究院检测技术中心QC小组	提高管道环焊缝DR缺陷检出率	中国石油天然气管道科学研究院有限公司	吕新昱 武 晶 薛 岩 皮亚东 刘全利 周广言 赵丹丹 高 静 王 雪 詹春秋
26	明新机械QC小组	气动内对口器抓爪专用拉力器的研制	中国石油管道局工程有限公司第四分公司	李瑜庆 龚文新 芦文发 霸 磊 苏世亮 郝鑫宇 张 博 贾玉朋 赵晓溪 闵雅军

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
27	沙特NGCP项目创新QC小组	X60+N0625复合管分输小孔堆焊工艺研发	中国石油管道局工程有限公司国际事业部	孟献强 张金喜 刘东 马岳旺 张文江 王留涛 王小平 姚学全 柳扬 田劲松
28	撬块总装室提质增效QC小组	智能化学剂注入撬集成设计技术研究	中国石油天然气第七建设有限公司	张文博 甄超慧 杨森 孙文强 王晶 孙兰兰 雷蕾
29	初心QC小组	降低涪陵增压站厂界噪声	中国石油管道局工程有限公司管道投产运行分公司	缴增甫 刘琛 刘伟 夏卫星 幸鑫 詹欣 权威 焦松 夏洪峰 卢璐
30	勘察事业部航测QC小组	降低机载LiDAR内业数据处理工时	中国石油天然气管道工程有限公司	李博 姚辉文 袁顺新 黄利军 王小萍 罗伟国 朱慧卿 杜荣耀 寇明明 方广杰
31	机动QC小组	研制一种泵三维建模的新方法	中石油华东设计院有限公司	宋永超 陈天瑞 韩萍 魏郁达 王艳晓 于文亮 石桐
32	仪表室飞扬QC小组	数据无线上传装置研发	中国石油天然气管道工程有限公司	单少卿 刘坤鹏 刘伟彬 陈玮钰 刘臻博 赵一楠 杨文涛 杜洋 佟明远 白锐
33	土建室匠心筑建QC小组	罐基础智能化防渗层的研制	中国石油天然气管道工程有限公司	李兵兵 于来刚 魏成国 王学广 边海容 崔炜 黄润康 李东 刘大维 张歆媛
34	电力室内电QC小组	油气管道预装式变电站预制舱体的研制	中国石油天然气管道工程有限公司	赵微 何鑫 孙竟 林森 冉金周 渠忠强 王鹏凯 杨刚 张佳 周睿
35	工厂室过程安全QC小组	缩短石化企业SIL分析流程工时	中石油华东设计院有限公司	王文娟 蔡明锋 杨琳 张晓光 王禹 谢可堃 王岳 李常永 周浩 肖静
36	工艺创新QC小组	降低输气管道站场技术文件编制工时	中国石油天然气管道工程有限公司	高萃仙 赵仕浩 丁建华 任静 刘亮 王利方 谷俐 尹浩然 姜晗 雷婷
37	“凭”水相逢装置研制小组	伴生气凝析液密闭回收装置研制	长庆工程设计有限公司	王青 王晗 庞永莉 白剑锋 霍富永 李欣欣 李国明 蔡强 陈庆轩 葛旭
38	三次采油化学剂检测QC小组	油田滤后水自动取样装置的研制	大庆油田建设集团有限责任公司	贾庆 于建军 焦大刚 牛永超 陆燕 马丹阳 周旋 孟令东 郑润芬 郭南南
39	造价Pro QC小组	缩短炼化项目工艺管道概算编制工时	中石油华东设计院有限公司	李彦儒 赵敏敏 邹大路 王春艳 张新齐 郭聘婷 林玉青 王婧婧 马琳 王英龙
40	海洋工程事业部海洋管道QC小组	提高无配重海洋管道在位稳定性	中国石油天然气管道工程有限公司	王亚琼 周大可 刘天 金辉 翟立宾 张书海 杨东 董骏灿 邹吉玉 殷小琪
41	仪表QC小组	缩短天然气井场撬装设备仪表专业设计工日	中国石油天然气第一建设有限公司	张凯 张一欣 董春华 葛颂 牛童 杨党库 邹龙华 郝孟菲 吴鹏 徐晓云
42	土壤修复中心勘察设计QC小组	降低土壤修复治理方案因汇报产生的问题个数	中国昆仑工程有限公司吉林分公司	尹伟 徐文博 杨慧萍 翟勇 高悦 王文文 李璐璐 张书畅

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
43	结构增效小组	三维模型结构杆件建模工具研制	中石油华东设计院有限公司	李洋 于壮 张建超 刘明洲 孙威 滕文刚 刘帅 解雨生 阎思宇 殷有财
44	合作之光QC小组	提高覆土罐滑模施工一次合格率	中国石油管道局工程有限公司燃气分公司	高百东 张鑫 樊子荣 柴建军 贾婉莹 侯斯滕 王卫华 孙江领 曹蕾 姚立
45	管道评价QC小组	缩短漏磁检测信号复核时间	中油管道检测技术有限责任公司	李晓晖 姜晓红 张畅 刘承磊 祝明 关喆 孙常全 侯佳硕 杨俊豪 肖宁劲
46	自动化工程第一QC小组	缩短输气管道AB PLC编程工日	廊坊中油龙慧科技有限公司	赵雁婕 汪金满 郭亮 王小静 武玉宪 陈洪业 牛丽丽 谷建平 张志乾 王馨莹
47	勇攀高峰QC小组	降低冻凝引起的仪表故障率	大连石油化工建筑安装工程有限责任公司	李英龙 孙泳峰 宋卓锐 张军 李馨 韩笑 高明宇 刘大江 毕成亮 胡兴明
48	产能构件QC小组	降低环形混凝土电杆废品率	大庆油田建设集团有限责任公司	李洪志 孙政国 乔丽 刘阳 徐志勇 李霞 常晓曦 戴瑞海 封彦文 李明
49	四川油建川东分公司管道技术QC小组	提高唐山LNG工程连头焊接一次合格率	四川石油天然气建设工程有限责任公司	周彬 陈豪 李文武 肖登 陈佳文 张鹏飞 蒋维芳 朱炳玲 徐美涛 胡建
50	创新QC小组	提高B型套筒焊接一次合格率	辽河油田建设有限公司	谭永亮 韩佩君 齐佳睿 李杰 邹积伟 谢晨光 张金平 于立江 董哲 赵千慧
51	Q370R低合金高强钢球罐焊接QC小组	提高Q370R低合金高强钢球罐焊接一次合格率	兰州寰球工程有限公司	卢仲杰 霍光辉 王磊 李玉昆 崔书源 张继军 李奕华 牛成祥 孙剑锋 薛子轩
52	高效创新QC小组	CO <sub>2</sub> 气保焊焊接旋转平台的研制	大庆油田建设集团有限责任公司	佟金亮 高书宝 吕井井 吴鹏 官云胜 周俊鹏 于勇 朴磊 宋凯斌 张敬
53	子昂QC小组	提高施工巷道混凝土菱形网格梁成品外观一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	杨铁占 于笑晨 汪涛 梁斌 郭登科 刘明辉 杨光 刘春阳 李全 隋箴
54	华油工建五星创新团队QC小组	大型压缩机顶升平移装置研制	河北华北石油工程建设有限公司	饶雪飞 高继宏 张宁 王砚江 勾承涛 崔成良 成娜 彭曙光 王辉 汪明
55	天津LNG项目部薄膜罐预埋件焊接QC小组	提高LNG薄膜罐热角保护预埋件焊接一次合格率	中国石油天然气第六建设有限公司	李金城 张雪峰 白双双 董勋琦
56	自动化工程第二QC小组	降低天然气管道站场SCADA系统通讯网络丢包率	廊坊中油龙慧科技有限公司	穆云婷 朱同 李欣嵘 许静 刘胜祥 杨平 代国锋 桑婧 孙超 刘媛
57	创新QC小组	提高泡夹管聚氨酯泡沫性能指标一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	谢延东 王昕宇 裴立刚 郭登科 侯睿 刘桐 李会 郭丽霞 郭铭 赵美刚
58	仪表施工QC小组	降低气动薄膜调节阀执行机构故障率	大连石油化工建筑安装工程有限责任公司	周博 肖洪文 徐星博 梁程 解军 李百 王朝 颜星辰 张鹏飞 赵崇洲

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
二等奖 (79个)				
1	“不索何获” QC小组	大口径低压集输管道管径壁厚优化方法的研究	中国石油工程建设有限公司西南分公司	陈俊文 王向辉 陈庆 乔靖杰 陆超 王楚琦 杨宇航 王晓玉 李婷婷 唐昊
2	荒野行动QC小组	缩短无人机航测数据处理时间	中国石油工程项目管理公司天津设计院	平红星 王长青 王国利 赵伟凯 文教栋 蒋庆卫 席晓光 崔雨琪 李炯 王礼
3	尼贝管道PMC现场管理QC小组	降低长输管道射线检测底片复拍率	北京兴油工程项目管理有限公司	陈永刚 李广超 刘育峰 张江 尚峰 张依驰 宋超 张金 林琳 桑登云
4	北京兴油油气储运QC小组	提高管片外观质量一次性合格率	北京兴油工程项目管理有限公司	赵良 吴军时 盛苗 郭精学 赵盛刚 周邦国 张本轩 曹晓军 宫宇 宋超
5	上海寰球管道材料设计QC小组	提高给排水管道材料设计质量及效率	上海寰球工程有限公司	刘思达 刘维 王天钰
6	油田地面QC小组	研制一种低含水原油交接计量系统	中国石油工程建设有限公司华北分公司	邵艳波 张志贵 张鹏虎 段思禹 刘欣 南子龙 马志远 刘磊 林俊岭 李东欣
7	设计研究院设备室QC小组	研发设计文件信息化管理软件	中国石油天然气第一建设有限公司	葛颂 韩利涛 马俊超 李燕平 张凯 唐向向 王叶 牛童 滕广胜 刘松涛
8	换热器数据库建设QC小组	提高换热器的设计效率	中国寰球工程有限公司北京分公司	杨桂春 王为亮 沈洋 侯跃峰 刘朋标 高欢 唐辉永 吴德娟 赵栓柱 李小梅
9	“提高防腐专业PDMS三维设计效率”QC小组	提高防腐专业PDMS三维设计效率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	汪丹 屠海波 刘海禄 程明 李巍 牙亚萌
10	上海寰球管道设计QC小组	伴热的设计优化	上海寰球工程有限公司	马徐 顾俊峰 侯明霞 倪云清 里剑
11	气分QC小组	提高气体分馏装置丙烯收率	兰州寰球工程有限公司	李仙舟 刘咚 唐莉 贾盼 陈小龙 孙锦凌 张艺宾 黄涛 张茜青 韩健康
12	贵阳大流量计量站现场管理QC小组	提高高陡边坡施工合格率	北京兴油工程项目管理有限公司	李丹 陈守雨 胡紫维 罗继 曹杨 唐钊 张明 张帅 刘月红 赵献周
13	薄膜罐防潮层施工QC小组	提高薄膜罐防潮层一次验收合格率	北京兴油工程项目管理有限公司	李广超 陈磊 郭盛统 姚宇飞 谭世林 李汉伟 魏学军 李修政 李伟钊 张金
14	材腐中心硬检小组	降低油气田管道现场里氏硬度检测偏差	中国石油工程建设有限公司西南分公司	王雅熙 崔磊 施岱艳 汪小行 张金钟 廖芸
15	提高PDMS-ISO出图速度研究小组	提高PDMS-ISO出图速度	兰州寰球工程有限公司	屈帅 宗玥 缘述娟 张玲辰 包文勃 祁佳 高暄乔 毛光斌
16	电气QC小组	提高变配电站电气设备发热量计算准确率	中石油吉林化工工程有限公司	王吉钰 郭蕾 张波涛 李璐 董东来 李夏琳 董云鹏 孙振超 卢启虎 王洪琳

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
17	危险源定标定量QC小组	提高重大危险源辨识与分级效率	中国寰球工程有限公司北京分公司	杨霖 李立三 王书 赵欣 赵晓静 张旭阳 舒小芹 黄云松 石泽 戴丹
18	专项检查组QC小组	提升昆仑燃气公司针对所属二级单位的评价效果	北京兴油工程项目管理有限公司	梁峰 滕晓明 张本轩 张宇 张伟 欧兆爽 赵拓
19	自控QC小组	提高仪表供气平面布置图的设计效率及质量	中石油吉林化工工程有限公司	李秀春 张小广 邱浩祥 苏嘉琪 尚学辉 王岩 程铭 张原诚 蔡春明 汪与廉
20	“不求更好，只求最好”QC小组	提高IT运维服务满意度	寰球工程项目管理（北京）有限公司	任柯 许丽 金雪平 高欢 莫怡婷 姜旭
21	宝石花QC小组	提高9%Ni钢射线检测底片合格率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	聂文婷 杨丹丹 吴学东 张春 武文方 闵斗忠 胡信波 张文雅
22	先锋QC小组	储罐浮顶施工小型铺板车的研制	中国石油管道局工程有限公司第三工程分公司	张宁 温鹏 饶雪飞 夏巍 王利峰 王雅冬 王晖 兰国霖 肖涛 马彦征
23	老师傅的新问题	提高3LPP管道热缩套施工一次合格率	中国石油天然气第七建设有限公司	李悦 刘迪 冷梅 陈超 王堃名 刘志强 姜祥山 高全 姬华 韩坤玉
24	科技中心QC小组	站场小口径管道高效内对口器的研制	中国石油管道局工程有限公司第一分公司	陈爽 邓强 裴运涛 祖宝华 李荣柏 梅杰 孙哲 李晗 李佳 姚道玉
25	盾构工程第三分公司QC小组	降低河道加固护坡沉降量	中国石油管道局工程有限公司第四分公司	白东 张会明 高利民 齐晓凯 韩金亮 贾东 马沛 车传琪 安心乐 蒋威
26	乐都LNG储运调峰QC小组	提高LNG储罐底板施工一次验收合格率	中国石油工程建设有限公司华北分公司	金鑫 王巨亮 刘清华 杨威 王振 陈新武 王义政 田雨浩 范梦月 李俊国
27	4000tQC小组	创新超大型塔器总直线度控制方法	中国石油天然气第一建设有限公司	王家璐 于成科 董峰 单孟赞 朱慧君 张毅 胡风奎 刘新儒 张晓晨 乔艳军
28	特业分公司QC小组	覆土罐拆除方法的研究	中国石油管道局工程有限公司第一分公司	张玮 陈国顺 刁策 董冰 屈锦哲 张志东 张杰 张亚娟 宋小亮 付昕昊
29	薄膜罐QC小组	提高LNG薄膜罐螺柱钻孔验收一次合格率	中国石油工程建设有限公司华北分公司	向佐新 陈伟 刘煜 宋桂锋 刘保德 王思佳 王月 王伟峰 王红 吕军杰
30	油龙腾飞QC小组	提高高海拔装配式钢构主体一次验收合格率	中国石油管道局工程有限公司油气储库分公司西藏青藏石油管道有限公司	赵亮 汪海波 许芝瑞 刘运良 缴鑫璐 孙嘉龙 李雷 康大为 周嗣轩 冯煦秋
31	盛虹指挥部管道自动焊QC小组	提高P5合金钢管道埋弧自动焊焊接一次合格率	中国石油天然气第一建设有限公司	梁卓 杨志强 刘豫良 李建波 孟祥成 管小伟 许磊 刘万喜 杜恒 徐其备
32	长春市城市LNG应急调峰储配站EPC项目QC小组	提高长螺旋钻孔压灌桩桩身质量合格率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	苏文乾 黄挺 童少芳 崔吉福 廖震宇 程建康 徐世华 彭波 冉皓华 李巍

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
33	提高管道施工效率QC小组	提高12Cr5MoNT钢制管道埋弧自动焊焊接一次合格率	中国石油天然气第一建设有限公司	刘清涛 袁 昌 彭新凯 高贵动 王 瑞 张 旭 蒋文雅 刘艳波 李培雄 朱 琦
34	长输管线自动焊QC小组	提高长输管线氩弧焊打底+全自动外焊焊接一次合格率	中国石油天然气第一建设有限公司	甘小永 刘江涛 王振国 康 江 赵凌云 曹庆田 石 雷 于长胜 常鹏程 贾松森
35	驴驹河储气库QC小组	提高预应力空心方桩锤击施工一次验收合格率	天津大港油田集团工程建设有限责任公司	李红刚 胡 燕 李维维 杨 朋 霍秀芳 牟泽洪 李 杨
36	MYQ型5000t门式起重机QC小组	研发5000吨级吊具系统	中国石油天然气第一建设有限公司	牛龙哲 王国祥 宋明全 王宝庆 李 翔 范艳昭 林振鹏 巨 磊 罗纪康 赵家锐
37	盛虹指挥部数字化施工QC小组	提高大型焦炭塔框架施工效率	中国石油天然气第一建设有限公司	梁 卓 冯苏山 杨志强 刘豫良 孙思谦 王令强 凌娱乐 陈晓勇 杜 恒 时瑞良
38	铝镁合金压力容器射线检测QC小组	提高铝镁合金压力容器射线检测缺陷检出率	中国石油天然气第七建设有限公司	龙 雨 吴 昊 张 伟 岳 雷 郑 春 安祯钰 孙 妍 安 勇 张铁城 高金保
39	带压不停输焊接QC小组	降低带压安装一体式仪表球阀内漏率	中国石油工程建设有限公司华北分公司	寿新龙 王其龙 李树松 马同飞 林 浩 柳静达 张 帅 潘志伟 马福峰 武济昭
40	装备制造分公司质量创优QC小组	提高码头吸附塔超厚壁组焊一次合格率	中国石油天然气第七建设有限公司	葛学强 李建江 邓存武 赵承先 薛 军 张溥利 周建峰 臧益江 雒宗君 刘正君
41	检修QC二小组	降低变压器风冷电机故障率	中国石油集团电能有限公司	齐志刚 孙 婷 张亚男 王 帅 张晓园 张 墨 楚 天 崔博闻 孙 斌 许 晔
42	电老虎QC小组	油田变电站辅助物联系统的开发	长庆工程设计有限公司	孙 赞 赵 阳 吕阳伟 张彩婷 邵刚涛 薛利娜 张 英 鲁云云 秦雪枫
43	酸性环境分区研究小组	硫化物应力开裂（SSC）环境分区软件研发	长庆工程设计有限公司	张玉强 杨建东 徐 东 周元甲 李永生 郭亚红 李欣欣 贾海海 赵 鹏 谭 凯
44	线路室安全防护QC小组	降低高后果区油气管道防护盖板工程投资	中国石油天然气管道工程有限公司	王东源 杨 建 张振永 徐 乔 张鑫海 黄 博 原富珍 尚玉杰 刘 鑫 王 经
45	土工试验QC小组	降低土工试验数据一次性录入差错率	中国石油天然气管道工程有限公司	安佰燕 毕 娜 张志玲 高 杰 刘 瑞 江丛刚 杨晓军 石磊彬 蒋小勇 高 波
46	初心追梦人QC小组	减少装置中高材质管道的设计变更数量	中石油华东设计院有限公司	常春良 李希荣 梁 冰 封立娜 车春媚 李华中 李秀红 王利勇 吴 瑕 石丰艳
47	耕耘塔里木QC小组	提高工艺管道焊接一次合格率	兰州寰球工程有限公司	高玉丞 段睿民 马凯强 韩 宝 贺 佩 辛少辉 牛成祥 曹宝忠 姬 鹏 范鸿彪

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
48	星火QC小组	缩短停电倒闸操作平均时间	中国石油集团电能有限公司	李卫星 李丽莉 霍楠 李宁宁 张柏毅 盖楸时 张皓茗 周恩军 赵德君 朱思文
49	自控专业智慧出图开发小组	减少SPI仪表安装材料分类及汇总工时	中石油华东设计院有限公司	张少鹏 霍光学 杨春 徐德杰 王晨 王辉 李倩 吴昊鹏
50	勘察所水文地质勘察QC小组	研发一种具有高效吸附地下水重金属离子的电纺纳米纤维膜	青岛中油岩土工程有限公司	钱明 朱繁 郭世超 刘元钊 吕连勋 庞家伟 兰斐 戈开文 甘永和
51	华东创优QC小组	降低管架委托荷载大小	中石油华东设计院有限公司	翁亚妮 张晗 石丰艳 刘鹏飞 张仲亮 牛国光 车春媚 郝连升
52	硫磺回收设计小组	降低硫磺回收尾气处理装置氧化后溶液中Na <sub>2</sub> SO <sub>3</sub> 质量浓度	长庆工程设计有限公司	吴柯 张文超 李亚萍 韩万龙 段雨辰 何蕾 周妮妮 刘银春 陈锦秀
53	水木清华QC小组	提高某采出水处理站污水池水质	长庆工程设计有限公司	田园 种法国 查广平 何志英 冯启涛 蔡珊珊 高飞 徐德权 李欣欣 吴琛楠
54	“消防改造”QC小组	渤海某油田平台群消防水系统改造	中海油研究总院有限责任公司	王海燕 陈子婧 高鹏 窦培举 胡斌 王祺来 高晓蕾 孙宏徽 王春升 张明
55	砭“粒”前行QC小组	减小旁压仪在砂土地区的测试误差	长庆工程设计有限公司	张曦 耿生明 杜志伟 周鹏 潘俊义 郭玉华 杨星月 纪鹏 王峰 李运海
56	建设管理QC一组	提升22万m <sup>2</sup> LNG储罐墙体观感质量一次验收合格率	中海油江苏天然气有限责任公司	李峰 刘立平 任建勋 郝鹏 张志磊 于传彬 刘学文 高航 李琴琴 李钊澎
57	结构实践小组	数字化智能荷载提资工具研制	中石油华东设计院有限公司	杨秀冰 刘明洲 张建超 谢芸芸 孙威 康力 刘帅 刘华政 阎思宇 殷有财
58	海管护工团	流花16-2油田海底管道清管方案优化研究	中海油研究总院有限责任公司	陈海宏 伍壮 姚海元 孙译微 李清平 余红坤 吴小路 李焱 吕鑫 李丹
59	脱硫机务QC小组	降低脱硫浆液管道泄漏次数	中国石油集团电能有限公司	张鸿吉 刘德权 王泓勋 徐鹏 刘永波 赵云龙 姜思华 孟庆峰 王彬楠 张立荣
60	电气技术QC小组	降低电气巡检系统报警率	大连石油化工建筑安装工程局有限公司	李艺卓 李伯豪 王成义 姜惟天 周明琨 张振华
61	开孔封堵研究QC小组	提高DN500以上大口径管线水平开孔成功率	辽河油田建设有限公司	宋扬 张博 臧延雷 隋意 李莉 肖曦 刘羽飞 王鑫 庄永 李彬
62	LNG储罐施工QC小组	提高隔震橡胶垫安装一次合格率	中国建筑第二工程局有限公司	郑呈龙 白瑞雨 王杨 许东来 杜松涛 向雪尔 李壮宇 江春红 唐松 董宝毅

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
63	九研QC小组	提高预应力管桩填芯一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	吕彬彬 李扬 韦轩 赵振 胡新笛 王金刚 王鑫宇 李发赫 张守智 史寿华
64	换热器多路控制通用型试压装置研制QC小组	换热器多路控制通用型试压装置研制	河北华北石油工程建设有限公司	周俊丽 崔凯 吴卫华 郑聚合 刘光红 马雪梅 郑海涛 邓丽娟 周学建 张云
65	穿越工程项目部QC小组	降低大口径管道在砂层中穿越卡钻故障率	辽河油田建设有限公司	焦永红 马贺平 林野 李宁 胡方亮 梁佳 刘 邦 计雪 张浩 武斌旺
66	工匠QC小组	提高斜垫铁机械加工一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	章哲 杨勇 田立炜 张伟 关和敏 沈丹 李扬 陈晨 郑毅 耿永胜
67	蜘蛛侠QC小组	减少电力监控网络通讯中断次数	大连石油化工建筑安装工程	何宽鑫 蔡楠 姜宇 梁楠 王楠 徐日辉 于航 张硕
68	群策QC小组	提高黄夹克管道坡口的加工速度	辽河油田建设有限公司	苏玲玲 盛元伏 郭昕雨 田具宝 王新强 杜丽芸 黄津江 郭冲 朱传辉 黄荣
69	求实QC小组	提高冬期大体积混凝土浇筑一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	郇述良 陈雪枫 杨琦 张宁 张子岩 高跃鹏 李运军 陈金雷 王孟 周巍
70	LNG薄膜罐56边形控制QC小组	减小LNG薄膜罐罐壁内侧56边形面与面接线沿高度方向水平偏差	中国寰球工程有限公司北京分公司	郭德宏 李艳辉 任立勇 刘海河 赵晓辰 姚源 裴霞东 齐云龙 孙俊若 侯洪杰
71	实用型QC小组	提高储罐罐壁开孔坡口一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	孙朝忠 王义 葛兵 贾克吉 杨光 潘文强 安政兴 崔政 王博 武建国
72	注气管线高压试验研究QC小组	提高高压注气管线水压试验一次合格率	CPECC青海分公司	江浩 常青 孙明 郭坤 樊韦宁 马靖 冯苓苓 王钰 邱泓 苟娟平
73	油建十一中队QC小组	提高高含硫管道自动焊焊接一次合格率	大庆油田建设集团有限责任公司	刘淼 张天宇 陈诚 曲亚东 孙健 王鹏 李宇霆 朱富有 王哲
74	天津LNG项目部LNG接收站管廊QC小组	提高混凝土框架结构管廊施工质量	中国石油天然气第六建设有限公司	李金城 张雪峰 李俊峰 杨飞 陈星宇 周虹宇
75	云南分公司QC小组	提高山地陡坡段管道焊接一次合格率	辽河油田建设有限公司	王玉安 曲百慧 冯仁昌 李海龙 柳荣兵 唐诗 曲艺 李明胜 马英僮 刘磊
76	创新QC小组	小口径集输管道固定焊接工作站的研制	大庆油田建设集团有限责任公司	张毅 王德华 薛志军 华力生 孙鹤 魏勇伟 韩桐 王成新 罗东庆 单喜臣
77	“精益求精”QC小组	提高薄膜罐承台混凝土表面平整度合格率	中国建筑第二工程局有限公司	王宏达 首剑东 郭熠伟 温家强 张涛涛 史其鑫 杨青山
78	EP3D信息化小组	全面推进EP3D系列管理系统研发及应用	中油吉林化建工程有限公司	刘辉 刘立国 梁进周 屈铁民 左文彬 王 磊 沈志远 苏畅



续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
79	威202-1橇块化脱水装置搬迁再利用工程项目部QC小组	橇块化脱水装置搬迁工程电气仪表快速安装工艺研发	四川石油天然气建设工程有限责任公司	李文勇 刘勇刚 左加辉 曹鸿灿 刘 伟 周 强 陈相平
三等奖 (59个)				
1	降本增效QC小组	缩短橇装装置电仪调试工期	中国石油工程建设有限公司西南分公司	杨 凡 刘文广 李朝阳 贾晓林 聂 晶 朱世豪 刘林远 刘勇峰 高 鑫 陈晓利
2	兰台新动力QC小组	提高石油天然气科研项目档案利用率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	蔡桢桢 肖 阳 牟利波 罗佳佳 李曾珍 陈 勤 何 琪 张 晔 何李霞 郑 霏
3	压力容器攻坚先锋	提高压力容器的绘图效率	中国寰球工程有限公司北京分公司	李巧玲 郑少民 邓 曼 魏中田 刘连忠 钱金燕 柏文飞 汪小鹏 张园园 杨禹筠
4	技术经济专业QC小组	降低投资估算审减率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	段小平 陈思羽 覃新超 陈志高 李婷婷 陈奕伶 汪永波 王 瑜 向 华 马 先
5	设备室分析设计QC小组	提高压力容器分析设计的效率	中国寰球工程有限公司北京分公司	陶 钧 程 伟 李小梅 岳国印 徐儒庸
6	土建室建筑QC小组	优化不同结构形式之间变形缝性能	新疆寰球工程公司	任 远 杨 辉 王 妍 孙建东 郭 倩 陈 曦
7	LNG接收站管道阀门配置标准化QC小组	LNG接收站管道阀门配置优化设计	中国寰球工程有限公司北京分公司	林 畅 杨 帆 孙金英 贾保印 佟跃胜 李文忠 穆长春 张 鹏 王 红 李玉秋
8	项目控制部QC小组	非标设备、管材、阀门、电缆价格的快速查询,提升概算编制工作效率	中石油吉林化工工程有限公司	张慷煊 张淑桃 孟 佳 吕 明 张峻铭 刘俊良 石 石
9	仪表工艺条件表程序开发QC小组	仪表工艺条件表程序开发	新疆寰球工程公司	张育玮 胡 泊 王丽娜 洪 梅 刘翠凤
10	再沸器膨胀节焊缝开裂原因分析小组	再沸器膨胀节焊缝开裂解决方案	上海寰球工程有限公司	陈 喆 陆嘉懿 俞庆义 陆振斌 魏宝锋
11	后处理厂房设计优化QC研究小组	6万吨/年溶聚丁苯橡胶装置后处理厂房设计优化	新疆寰球工程公司	严 鹏 王乃燕 陈旭东 胡慧铭 孙 玲 刘 琼 朱洪涛 李 锋 胡 瑞 李宏智
12	人工时平台开发小组	人工时平台开发	上海寰球工程有限公司	杨 剑 李 如 张学文 姜 宇 徐 剑 茅晓俊
13	新疆寰球工程公司-勘察设计QC小组	优化湿陷性黄土场地路基问题的处理方法	新疆寰球工程公司	张 萍 沈 红 王志超 杨惜童 杨天时 王 星 段新耿 房保龙 路 琳 马力勇
14	公用工程项目工艺管道施工QC小组	提高合金钢支管台安装检验一次合格率	中国石油天然气第一建设有限公司	张 旭 杨 毅 陈 欢 高贯动 彭新凯 刘清涛 杨亚辉 卞明轩 冯献伟 张秀峰
15	盛虹指挥部结晶器安装QC小组	提高PX装置结晶器安装质量	中国石油天然气第一建设有限公司	刘汉谱 石少杰 李建波 梁 贺 林 智 许 磊 刘腾飞 凌娱乐 李少甫 郝瑞

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
16	天津项目部QC小组	提高催化装置再生器斜插管安装精度	中国石油天然气第一建设有限公司	王瑞 白景昌 魏志永 黄鹏举 刘清涛 孔明 赵葆 王鸿利 李东升 陈浩然
17	道路工程QC小组	提高道路工程路面硬化合格率	中国石油管道局工程有限公司油气储库分公司	张衡 马振中 王成 李祖辉 宇洪卫 曹立仁 文成亮 安华 陈登云 郑力方
18	油田第三项目部QC小组	磁吸式焊机小口径管道自动焊工法开发	中油(新疆)石油工程有限公司	荆玉博 黄涛 穆晓龙 蒋君生 邢双勇 高翔鹏 胡珀 曾振博 李新华 朱培元
19	公用工程项目HDPE膜施工QC小组	提高储罐HDPE膜铺设一次合格率	中国石油天然气第一建设有限公司	高贯动 杨毅 陈欢 刘清涛 彭新凯 张旭 冯乔林 范斌 曹光顺 孔顺头
20	锦西机电队众志成城QC小组	提升中高压静密封法兰紧固一次成功率	中国石油天然气第七建设有限公司	何胜 刘永华 蔡志远 韩坤玉 安勇 王利军 刘庆博 张德乾 宋启越 李福海
21	中石油七建揭阳分公司芳烃项目部问题解决型课题攻关QC小组	提高大型设备基础地脚螺栓验收一次合格率	中国石油天然气第七建设有限公司	陈兴 王伟龙 马玉峰 潘宏磊 范文琪 李虎 任璐璐 王军 王伟 任珊
22	盛虹指挥部钢混框架设备安装QC小组	提高PX装置钢混框架内大型卧式设备安装工效	中国石油天然气第一建设有限公司	李建波 石少杰 冯苏山 明海泉 刘汉谱 杨林 刘远 刘高洁 杜春晖 史振宇
23	宁216QC小组	缩短整改通知单下发时间	中国石油工程建设有限公司西南分公司	郭庆生 梁苏东 梁辉 王涵镇 唐丹 刘晓东 周江 曹刚 尤伟平 刘婷
24	成功回拖QC小组	定向钻成功回拖	中油(新疆)石油工程有限公司	徐安营 王文涛 文彬 郭川江 文佳 张广忠 张东 周立德 曹巍 牛成艳
25	中油七建攻克克难QC小组	提升高压电缆头制作一次成功率	中国石油天然气第七建设有限公司	单惠荣 刘涛 何胜 马波 张云豪 张康康 陈雷 张鹏 刘洋 刘坤朋
26	水滴石穿QC小组	降低奥氏体不锈钢大型低温储罐试验用水氯离子含量	中国石油工程建设有限公司西南分公司	石长元 郭永强 马少峰 唐睿斌 向海云 王冲 张德春 王强 陈宗阳 唐木林
27	渭南城投能源有限公司天然气储气库项目QC小组	提升LNG储罐相邻壁板垂直度合格率	中国石油工程建设有限公司西南分公司	陈龙 杨奎 廖震宇 刘小龙 任新勇 彭壮
28	盛虹指挥部地管施工QC小组	攻关淤泥地质埋地管道施工方法	中国石油天然气第一建设有限公司	王晓东 赵小虎 陈嘉庆 刘飞 陈怡然 崔保林 冀闯 李艺豪 刘宇航 范萌萌
29	中油辽河设计机械QC小组	设备撬座设计方法的研究	中油辽河工程有限公司	宋诚 高岩 伊军 李迪 郝广娃 钱媛 王欣 史传麒
30	机械室技术攻关QC小组	降低抽余液塔抬尾吊耳应力	中国石油天然气第一建设有限公司	牛童 滕广胜 刘松涛 李燕平 张凯 董春华 葛颂 马俊超 韩利涛 陶梦丽

续表

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
31	海外油田小组	缩减材料对中东地区EPC工期影响的时长	中石油华东设计院有限公司	王 郑 赵国起 刘 冬 臧铭浩 吕国彬 任高阳 艾 木 孙 娜 刘 婧 张建宾
32	未来星QC小组	科研课题信息管理系统研发	中油管道物资装备有限公司	李海华 徐海波 梁雪梅 赵瑞睿 张 敏 唐小江 康景龙 石 雨 曹 峥 王红军
33	小型监理项目QC小组	降低小型监理项目成本	廊坊中油朗威工程项目管理有限公司	韩明一 牛益民 范卫潮 王 营 代炳涛 李维恒 李伍林 赵 杰 谌 杨 王小斌
34	结构深蓝小组	提高结构专业项目管理效率	中石油华东设计院有限公司	滕文刚 刘 帅 阎思宇 刘华政 康 力 丁 苏 刘中吉 解雨生 李军强 殷有财
35	环境工程所第一QC小组	二元驱目的液粘度研究	中油辽河工程有限公司	乔 明 马金戈 刘 淼 裴 格 韩 旭 刘 铭 苏熙博
36	提升运输服务采购效费比QC小组	提高国际EPC项目运输服务采购效费比	中国石油工程建设有限公司	全本军 王 宇 何 玮 胡兰兰 宋凌燕 王宇翔 于永生 张 群 曹 阳 郭 崑
37	建设管理QC二组	提高22万m <sup>2</sup> LNG全容储罐内罐厚壁板(9%镍钢)焊接一次合格率	中海油江苏天然气有限责任公司	李 峰 刘立平 任建勋 郝 鹏 张志磊 李钊澎 高 航 李琴琴 梁家玮 潘全凯
38	科宏川南QC小组	井口地面节流工艺的研究	四川科宏石油天然气工程有限公司	陈 界 周发钊 刘达树 李 波 王 锐 杨 玲 李荆江 王 征 李龙娇
39	反应器排放罐国产化攻关QC小组	反应器排放罐国产化攻关	大庆石化工程有限公司	何剑华 李月新 曲永奎 杨东大 刘嘉琪 王 宇
40	挡风墙设计小组	充分通风条件下海上固定平台挡风墙设计高度选取	中海油研究总院有限责任公司	曹 杨 陈坤亮 张 悦 刘国恒 吕松松 周 伟 韩亚冲 胡忠前 王魁涛 王红红
41	质量监督先锋QC小组	抱箍式油气管道标志桩的制作方法	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司石油工程监督中心	翟双岭 侯 明 陈直骋 孙晓冷 卢 渤 王建云 刘文胜 杨子超 孙海龙 胡天煜
42	内浮顶储罐壁板组焊变形质量控制小组	内浮顶储罐壁板组焊变形质量控制措施	新疆寰球工程公司	张 鹏 张 亮 李 继 孙小东 艾 勇 马 弘 艾孜买提 张 剑 袁 磊 马 涛
43	大庆公司网络安全管理小组	大庆公司网络安全管理	大庆石化工程有限公司	马骏验 于海东 吴九初 丁 建 李 冰 丁 旭 王 宇
44	卫东QC小组	电驱动接地极砸夯装置的研制	大庆油田建设集团有限责任公司	卫 东 李国权 刘国昌 何 磊 张 鹏 高志国 刘家伟 孙英坤 高 爽
45	惠州LNG攻坚小组	提高储罐筏板一次验收合格率	中国建筑第二工程局有限公司	张引强 周长胜 费振兴 闵代刚 黄 东 杨松霖 唐家琛 胡元红 张玉明
46	华南分公司QC第二小组	十万立储罐花纹钢板踏步滚制工具的研发	大庆油田建设集团有限责任公司	朱 尧 夏振东 孙清涛 郑贵东 沈 越 于雪松 左睿春 邵永涛 周 柳 任伟男

序号	小组名称	课题名称	单位名称	主要贡献人
47	电仪公司调试工段QC第一小组	自制仪表盘柜安装吊运车	中油吉林化建工程有限公司	丁吉生 董文瑞 张立新 崔宏军 赵晓慧
48	卫东小组	无线极性测试仪的研制	大庆油田建设集团有限责任公司	卫 东 李 扬 商 晨 林树国 龚庆东 李斐宸 魏丽春 刘 佳
49	独山子炼化化工EPC项目QC小组	提高钢结构厂房防水密封率至98%	新疆寰球工程公司	李 继 张 鹏 张 亮 阮文宇 卢麒安 赵剑强 向振华 袁 磊 王 坚 高 婷
50	焊口信息集成方法创新研究小组	焊口信息集成方法创新研究	河北华北石油工程建设有限公司	梁 霄 谢银龙 方德松 周正雄 张浩宇 王 铠
51	安装公司（职工培训中心）联合QC小组	自制对轮找正无挠度表架装置	中油吉林化建工程有限公司	徐立微 相学东 黄静波 于志强 安文海 李建伟 刘仍芳 毕重磊 刘文斌 崔 国
52	精益QC小组	提高墙体预埋件安装一次合格率	中国建筑第二工程局有限公司	王生亮 吴树勤 李 明 邱福金 章凯华 梁 捷 申太友 宋 祥 誉荣喜 王振博
53	长输管道QC小组	缩短沿海淤泥地区长输管道施工工期	大庆油田建设集团有限责任公司	刘喜才 王 勇 张 智 周宇辰 武志强 高广镇 唐 龙 高 飞 秦旭斌 郭连峰
54	LNG薄膜罐预应力孔道灌浆QC小组	确保LNG薄膜罐预应力孔道灌浆密实度施工质量	中国寰球工程有限公司北京分公司	郭德宏 李艳辉 任立勇 刘海河 赵晓辰 张伟涛 邢 乐 齐云龙 魏永旭 马其俊
55	砌体抹灰质量控制小组	如何提高砖砌体抹灰合格率	新疆寰球工程公司	邓 坚 张 昊 冯 涛 李 磊 王 珺
56	西北项目部QC小组	大体积混凝土防裂缝过程控制	中油吉林化建工程有限公司	桑建国 王俊峰 于洋波 毕 磊 王嘉熹 谢 岩 张 涛 郭宽阳 崔志强
57	电仪公司仪表调试工段QC第一小组	自制电缆盘挂钩卡环	中油吉林化建工程有限公司	丁吉生 张立新 崔宏军 赵晓慧 韩 哲 官宴鹏 陈一冰
58	连云港盛虹项目部QC小组	严格控制承压段立式储罐施工质量 为业主提供满意工程	中油吉林化建工程有限公司	谭文学 刘伟才 焦 博 李耀辉 邵长云 张 宇 何 洋 刘志富 王立民 陈永成
59	机械装备公司QC小组	进口275吨履带式起重机回转支撑国产化改造及全面检维修	中油吉林化建工程有限公司	于永平 杜宏波 胡 冰 刘大伟 史文宇 郝秋月 张文斌

WBS- (Work Breakdown Structure)工作分解结构是国际工程项目管理中重要的组成部分,是制定项目计划、资源配置、费用控制、风险管理、变更及索赔管理的基础。本文通过解读AACE (国际造价工程协会) 33R-15规程,结合某国际项目实际案例,阐述编制好WBS对于执行国际工程项目的重要性。

# 浅谈国际工程项目工作分解结构(WBS)的重要性

■ 李亚春



中国石油工程建设有限公司近年来先后与国际知名石油公司合作,如埃克森美孚、bp公司、壳牌、马来西亚石油公司、阿布扎比石油公司、沙特阿美公司、意大利埃尼公司。在与其合作过程中,感受最深的是国际石油公司的软实力很强,包括技术和管理两个方面,体现在企业有自己的标准、规范,如bp、壳牌两个企业的技术标准在很多国际工程项目中被引用,而管理在流程工业中普遍参考美国项目管理协会(PMI)和国际造价工程协会(AACE, Association for the Advancement of Cost Engineering)的相关标准、规程。

通过多年的国际工程项目实践总结,如果业主在项目初期制定了清晰的工作分解结构(WBS,英文全称为Work Breakdown Structure),则项目是能够顺利执行和交付的。前

面如述的国际知名石油公司,在项目初期都非常重视WBS分解结构,为参与项目的各方提供项目管理的基础,也为实现资产完整交付以及数字化交付奠定基础。这些公司在EPC招标文件(ITB-Invitation to Bidder)都详细规定了EPC承包商要按该公司的资产管理平台要求,实现项目设计、采办和施工文件的数字化交付、登记,以满足项目资产管理要求。

## 1 WBS工作分解结构

依据PMBOOK,WBS是对项目范围的一种逐级分解的层次化结构。WBS是一种面向可交付成果分成较小的、便于管理的组成部分。WBS是对项目团队为实现项目目标、创建可交付成果而需要实施的全部工作范围的层级分解。WBS组

织并定义了项目的总范围，代表着经批准的当前项目范围说明书中所规定的工作。在项目管理九大领域管理中范围管理是整个项目管理体系的基础，是项目成败的关键。WBS是项目范围管理的核心，通过建立WBS对项目范围进行定义、确认和控制。WBS的基本要素有三个：结构、代码和报告。

## 2 建立 WBS 的作用和意义

对于大型国际工程项目，WBS分解结构在项目初期对于项目管理起着至关重要的作用，是制定项目计划、资源配置、费用控制、风险管理、变更及索赔管理的基础。业主及项目管理团队（PMT）、项目管理咨询团队（PMC），在项目初期，通过GES（General Engineering Service）承包商准备一个清晰的项目WBS，包括编码，为下一步EPC承包商投标报价及提交进度计划打下了良好的基础，各承包商可以根据此WBS进行报价分解和制定项目三级计划。在EPC执行阶段，清晰、明确的WBS分解结构，将指导设计、采办、施工各方前期做好项目执行计划，设计按照各区域、各场站、各单元施工优先顺序合理安排设计图纸出图时间，调配各专业人力资源；施工按照总体计划做好施工组织设计，合理安排施工资源；采购合理安排设备、材料采购周期，确保按计划设备、材料到场。清晰的WBS结构为项目控制包括竣工资料编制、资产转化和数字化交付提供了统一的信息数据基础。

## 3 如何编制 WBS

WBS主要用于项目管理，通常在一个项目实施的早期进行编制。WBS基于两个方面来划分，一是建设合同对各方的具体要求，二是各方对工程项目工作范围、内容、工作量的深刻理解和准确把握。依据AACE 33R-15规程，WBS包括两种类型：一种是项目工作分解结构（PWBS）；另一种是合同工作分解结构（CWBS），根据合同提供的产品或服务的工作分解结构，它由合同文件中规定的项目分解结构要素和承包商的较低级别扩展元素组成。

WBS有两种分级方法，树状层级结构和列表层级结构。

WBS建立了用于归纳总结的自然层次结构，每一个较低层次都比上层次更详细地反映了上层工作的范围、预算和资源的分配方式。这种构架及层级的划分，实现了项目对各个控制单元，直至整个项目的有效管理和控制。

为使项目各项工作在不同阶段进行管理，并对项目控制元素、计划编制、进度跟踪等相关联，WBS通常由两个组件组成：

（1）层级——这些级别建立了工作分解结构的层次结构。通常，WBS的最高级别被标识为级别0或级别1。

（2）要素——WBS在层次结构的每个层次上的离散成员，在这个级别上，它表示要执行的工作或任务的范围。

对于工程项目WBS有四种分解方法：按项目的实施过

程分解，如项目建设周期划分，前期方案研究、前端工程设计、招标、EPC、投产试运、运营维护阶段等。按功能区分解，如油田地面工程中心处理站分油区、气区、注水、水处理、火炬、罐区、发电区、办公区等。按平面或空间位置分解，如油田按各区块、各场站划分，油田地面工程按中心处理站、气处理站、电站、外输管线、站外设施、营地、架空线路等。按要素分解，如设计按专业划分，包括工艺、电气、仪表、机械、建筑、通讯、给排水等。

下面结合一个具体案例说明国际油田地面工程项目WBS的分解方法和做法。

## 4 WBS 在国际工程中应用

沙特阿拉伯Zuluf油田是世界范围内的超大型海上油田，距阿拉伯湾海岸线40公里，位于达曼以北240公里，目前该油田的最大产能为80万桶/天。某公司计划扩大新增60万桶/天的阿拉伯重型原油（AH）产能，并将建设新的陆域中央处理设施，其中包括新的天然气和石油分离厂（GOSP）、天然气压缩设施、新的注水装置设施以及相关的管道。陆上中央处理设施将处理每天60万桶来海上油田的阿拉伯重质原油，加工处理的原油将被送到Ju'aymah原油码头，而分离出的天然气和凝析油将通过新的下游管道被送到Tanajib天然气厂。

项目位置：距国王港项目约88公里。

业主在ITB中给出了清晰的项目WBS结构，WBS分七级：

Level 1-Budget Item (BI)-BI 10-08643 Zuluf Onshore Oil Facilities.

Level 2-Contract Area Package 1 Hydrocarbons Processing Facilities

Level 3-Plant No.A80-A97

Level 4-Unit No. 001-099

Level 5-Discipline

Level 6-Work Package

Level 7-Activities

第一级是预算账户，第二级是合同区域包设施，第三级是场站，第四级是单元，第五级是专业，第六级是工作包，第七级是具体的工作活动。

从业主的招标文件ITB中的WBS文件可以看出，业主对于项目总体的工作分解结构划分清晰，为了预算和成本管理需要，WBS第一级按预算账户分，第二级是合同工作包即EPC工作包分解，把Package 1-20个工作包根据不同的组合来进行EPC招标，便于合同管理和预算管理。如本标段包括Package 01-Hydrocarbons Processing Facilities烃类处理工艺设施包，Package 02-Utilities & Water Injection Facilities共用设施与注水设施包。

Package 01主要包括:

- (1) Gas-Oil Separation Plants (油气分离与脱盐脱水设施)。
- (2) Produced Water/Oil Separation Plant (产品水/油分离设施)。
- (3) Crude Storage and Shipping (原油存储与输送)。
- (4) Chemical Injection Skid (化学注药装置)。
- (5) Gas Compression and Treatment (天然气增压与处理设施)。
- (6) Utilities in the Hydrocarbon Processing Facilities (公用工程设施)。

Package 02主要包括:

- (1) A89 Water Treatment Inlet Facilities (水处理设施)。
- (2) 空气系统: 仪表空气/氮气系统。
- (3) 控制室CCB。
- (4) 通讯系统。
- (5) 公共设施区支持系统。
- (6) 电气及电力输送系统。
- (7) CPF 230kV电站等。

Package 01、02具体工作内容见图1。

表1 WBS四级场站、五级单元分解表

Contract Area	Plant No.	Unit No.	Unit Description
PK1	A81	001	Oil Inlet Manifold / Scraper Launcher / Receiver
		002	Crude Inlet / LPPT/Wet / Dry Crude Heat Exchanger / LPDT/Trim Heat Exchanger
		003	Wet Crude Handling Unit
		004	Flash Drum and Preheater
		005	Future
		006	Chemical Injection
		007	Fire Detection / HVAC / Building
		008	Common (Oily Waste Water System / Sanitary Waste Water System / Inst. Air, etc.)
		009	Future
		010	Future
	A82	011	Future
		012	Crude Inlet / LPPT/Wet / Dry Crude Heat Exchanger/ LPDT / Trim Heat Exchanger
		013	Wet Crude Handling Unit
		014	Flash Drum and Preheater
		015	Future
		016	Chemical Injection
		017	Fire Detection / HVAC / Building
		018	Common (Oily Waste Water System / Sanitary Waste Water System / Inst. Air, etc.)
		019	Future

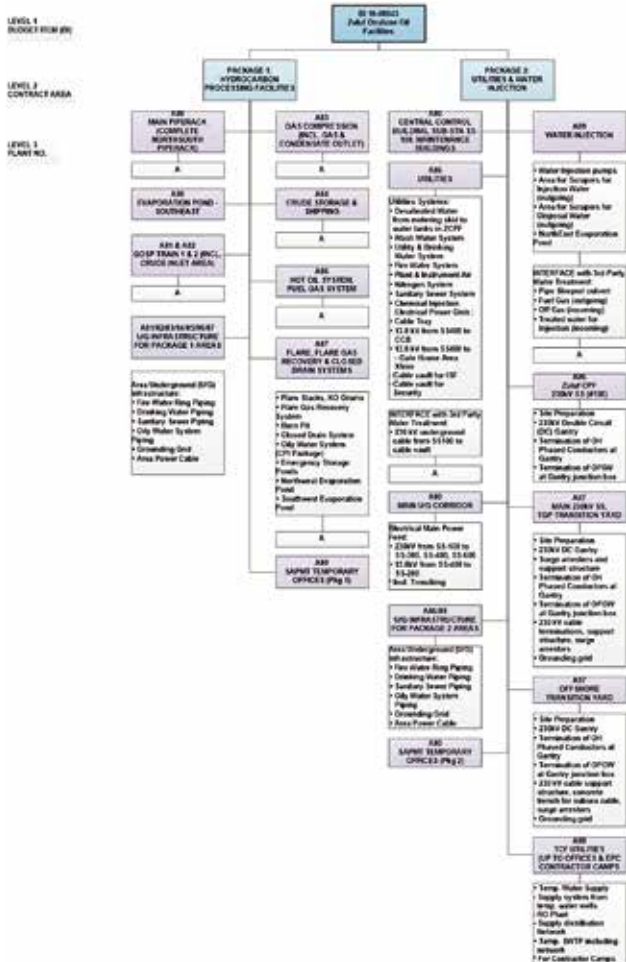


图1 WBS二级合同区域、三级场站分解图

WBS分解及编码为业主以及参建各方都提供了统一的工作分解基础, 便于各方沟通、管理。

对于WBS四级单元分解, 招标文件列出了进一步详细的分解结构, 包括A80、A81、A82、A83、A84、A85、A86、A87、A88、A89、A97共11个场站, 以A81 ZULUF AH GOSP TRAIN 1为例, 包括1-10单元, 详见表1。

对于WBS六级专业以及七级工作包, 给出了典型示例。

从Zuluf项目的招标文件可以看出, WBS采用树状与表格相结合的两种分级方式进行分解, WBS结构分解清晰、完整, EPC投标商严格按招标文件规定的WBS进行投标报价、编制进度计划、施工机械和人力资源分配, 界面划分和管理、竣工资料的准备和资产交付, 有利于业主组织开展EPC评标。从招标文件中WBS分解结构充分体现了国际化高端业主的项目管理水平和能力, 为项目成功执行和交付奠定了坚实的基础。■

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)

智能化管道是管道行业信息技术领域的重要发展方向。油气管道的数字化建设和智能化发展的探索与应用,将助力管网事业向“数字国家管网”方向加速前进。

# 国家管网工程项目智能化管理的探索与应用

■ 叶可仲<sup>1</sup> 谢贤龙<sup>2</sup>

## 1 数字化趋势

当前正处于百年未有之大变局的历史时期,以iABCD信息技术(即物联网Internet of Things,人工智能Artificial Intelligence,区块链Blockchain,云计算Cloud computing,大数据Data或mega data)为代表的新一轮科技革命和产业变革,正在全球范围内蓬勃兴起。

站在历史的新起点,党中央、国务院提出建设“数字中国”,安排部署大力发展以数据为关键要素的数字经济。国家管网高度重视,在创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念指引下,积极推进数字化转型,加快数字产业化、产业数字化步伐。提出了深度融合“iABCD”新一代信息技术、建设

“四个一工程”(一张物联管网、一个数字平台、一体化全融合应用、一个能源生态)的工作目标,全面映射各类业务,输出“数据+算法+场景”的数字化服务,精准赋能赋智,驱动企业生产方式、运营模式、治理体系的全方位变革,打造“数字国家管网”,实现全产业链协同发展,引领商业模式创新,支撑数字经济高质量发展。

工程项目建设阶段的数字化建设,遵循国家管网数字化转型总体原则和路径,在数据治理、平台建设方面进行了深入实践,构建了包括国家管网工程项目管理系统(Pipeline Integrated Management System,即PIM系统)在内的涵盖设计、供应链、工程管理、编码管理等四大业务领域的管理系统。同时,我们率先提出了效率革命理念,在数字化转型过程中,努力



图1 视频监控



探索重塑生产关系,将大量的、繁琐的、重复的事务性工作,由自服务的环境、自动化的手段取代人工,将人的工作更抽象的关注在更有价值的决策判断和推动执行本身。使从枯燥的重复劳动中解放出来的人有更多的时间思考、学习、沟通、决策,从而提高团队协作能力,加速催化业务数字化改革进程,形成良性的循环,可持续的推进国家管网数字化转型步伐。

## 2 数字化建设成效

我们通过将PIM系统的数据采集项目管理平台和综合可视化管理平台采取分级授权的方式,实现了项目群管理和单项目管理两部分。项目群管理功能主要面向集团总部、工程部和所属企业,对各工程项目数据的抽取、汇总和融合,进行工程信息的综合展示和集中管控;单项目管理功能主要面向工程项目部和参建单位,支持数据采集和工程项目协同管理。目前已经在中俄东线南段、苏皖管道、新气广西支干线、西气东输等多个工程项目得到了良好的应用。

### 2.1 智能工地方面

#### 2.1.1 智能视频监控推动现场安全升级管控

施工现场将多组视频监控设备接入智能工地一体机,由一体机集中将视频画面远传至PIM系统视频监控中心。借助服务端AI智能识别技术,对视频监控画面进行分析判断,实时将问题通过移动端、PC端发送至现场管理人员,达到通报提醒的目的。赋能一体机边缘计算能力,满足在无网络环境下的交叉作业场区安全管理、施工现场对人员违章作业的管理,对提高现场管理效率发挥重要作用。后续结合油气长输管道施工现场管理特点,不断完成AI学习、边缘计算自主学习,进一步适应复杂多变的施工现场环境,满足工程项目现场管理需要。

#### 2.1.2 焊口全方位监控分析助力实体质量提升

现场焊接机组开工前,通过对全自动焊机进行改造,增加影响焊接质量主要参数(如焊接电流、电压、焊丝送丝速度、层间温度)的自动传输感知模块,辅以焊棚内的温度、湿度、风速等环境自动采集传输设备以及管材二维码、焊口二维码、人员二维码、焊接设备二维码等,实时将焊接工况数据、环境数据回传PIM系统,自动关联管材数据、焊口数据、人员信息、焊机设备等情况。同时,将焊接工艺规程各项参数指标预置到PIM系统,系统对采集入库的数据进行分析判断,并以图形曲线的方式进行集中展示;针对超过焊接工艺规程相关参数上下限的数据,进行报警提醒;根据全自动焊机回传的焊接时间、焊接角度,以及采集到的工况数据自动计算热输入值,通过PIM系统直观展示计算结果。可实现焊接过程工况实时质量管理,实现管材数据、施工数据、工况数据之间的有机结合,真实准确反映现场作业过程,为工程管理决策提供技术保障。同时,通过焊接工况数据自动感知和传输,减少了



图2 焊接工况

传统数据采集工作量约30%,极大减轻了施工承包商在数据采集阶段的工作量。

为此,施工承包商需要不断加强施工现场管理,以及对施工作业人员作业习惯的培养,及时纠正不扫码的问题。建设单位需要鼓励焊接设备厂家大力推进数字化改革进程,研究推广“不扫码不起焊”、“预热温度不达标不起焊”等事前控制手段,在一定程度上解决现场焊接管理缺位、管理意识薄弱的风险。

### 2.2 数据治理方面

现阶段,在工程项目建设阶段数据感知可通过电子标签+移动应用、自动化感知设备等方式获取,配套设备和技术趋于成熟。数据作为未来最重要的“能源”之一,是推动国家管网数字化转型、推动工程项目数字化变革基础的要素。

我们着重加强设计、采办、施工过程数据的质量管理和逻辑自洽校验能力,将提高各级项目管理人员、参建人员对数据质量的意识,作为当前的首要工作。一是针对设计中线桩数据通过对焊口焊接数据的“桩+里程”进行管道数据连续性校验检查,自主筛查中线桩号与焊口编号不符、焊口“桩+里程”位置逻辑不符的情况,及时组织设计单位完成设计数据整改。二是针对采办数据在工程项目建设全过程校验,以管材数据为例,管材的冷裂纹敏感指数(Pcm值)、碳含量直接影响焊接质量,关系到焊接工艺的执行合规性问题。我们在管材数据录入、审核阶段采取实时提醒机制,指导施工承包商、监理重点关注。三是施工过程数据的逻辑自校验,以焊口编号作为唯一编码,加强设计桩号、组对、焊接、检测、防腐、焊



图3 无人机参与远程质量和安全检查

接工艺规程、外观检查等数据的强制关联校验，加强管道连续性检查校验。统一规范数据填报标准和格式，根据数据异常提示辅助工程管理部门、监理、施工承包商及时发现排查数据质量问题。

数据治理工作除了上述提到的几方面外，仍需进一步系统性的梳理厘清工程项目全过程要素数据颗粒以及它们之间的业务逻辑关系，并随着工程建设进度逐步推进，持续性的开展数据治理工作。数据治理进一步释放了数据的资产价值，为后续数据利用赋能、数据分析预测预警、生产运营数字化的可持续发展奠定良好基础，让数据“活起来”、“会说话”。

### 3 智能化建设成效

#### 3.1 探索无人机在管道工程管理中的应用

无人机具有机动灵活、精细准确、分辨率高等优势，在电力行业已经得到了较为广泛的应用，但是在管道行业目前仍然处于探索研究阶段，在实际应用方面尚未形成较为成熟的体系，在政策落地方面仍然缺乏顶层设计的支撑。



图5 管道三维实景模型

现阶段，已经基本实现了借助无人机在设计阶段开展踏勘选线、在征地协调阶段辅助清点固定附着物证据等方面的应用。在疫情防控常态化前提下，探索性的在施工建设阶段借助无人机参与远程现场检查 and 飞检、工程进度和资源部署情况核实、突发事件现场视频直播回传、地貌恢复情况及占压情况巡视等工作，与传统的现场管理、政府监督随机抽查、智能工地在线监管等手段形成了立体全方位的管理新模式。

#### 3.2 探索施工场景逆向还原应用

借助三维实景建模技术，还原实体管道建设期下沟后、回填前阶段现场施工场景。以管道设计中心线为基础，施工承包商采集的焊口坐标为辅，构建包括管道及沿线两侧各100米范围内实景三维模型，真实还原管道位置、焊口状态、管沟成型、作业带占地以及管道周边高后果区、高风险段的实际情况。为满足坐标数据和工程信息保密要求，管道建设期三维实景模型依托脱网离线的模型承载系统进行本地展示，辅助现场管理。离线承载系统具备设计阶段、施工阶段管道位置校验、模型空间位置测量等功能，达到协助可视化管理管道位置偏移校验和工程数据模型核实的管理能力。

充分融合物资、工艺、施工、资源、视频影像等全过程数据，达到数据3D可视化、施工过程直观追溯的目的，打造工程项目建设阶段的管道数字孪生。

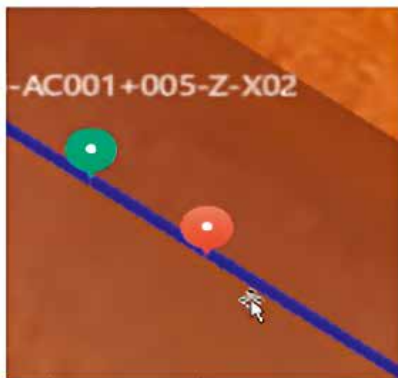
### 4 结束语

数字化管道是管道行业信息技术领域的重要发展方向，它是综合应用现代通信、网络技术及行业相关先进技术而成的油气管道领域的智能化技术集合。赋能后的油气管道工程建设管理，将更规范的开展工程项目建设，更敏锐的发现风险并及时规避处置，更高效的完善“全国一张网”。也势必引领智慧管网更深度的融入智慧城市建设，更合理的统筹全国油气资源，更快速的完成资金结算和资金回流。■

作者单位：1. 国家石油天然气管网集团有限公司工程部  
2. 中油龙慧自动化工程有限公司

(责任编辑 冯尚)

施工/模型焊口偏差：水平 0.25 米，垂直 0.01 米，平距 0.25 米  
沟深 14.96 米



6. 焊口编号：ZE06T05-AC001+006-Z-X02

设计/施工中线偏差：0m  
施工/模型焊口偏差：水平 0.26 米，垂直 0.02 米，平距 0.36 米  
沟深 14.94 米

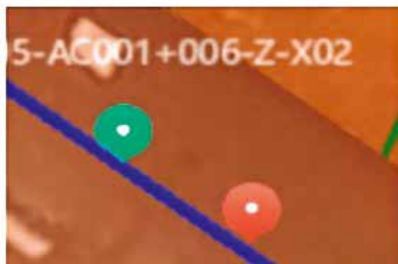


图4 焊口位置校验报告

我国油田地面工程安全管理工作经过多年发展已经取得了长足的进步,为了进一步提高油田地面工程的安全管理水平,还可以在强化风险分析能力、完善安全管理体系、保证安全投入、定期安全培训、加强安全管理力度等方面做更加深入的工作,使我国油田地面工程行业更加稳健的发展,为国家能源安全提供保障。

# 油田地面工程安全管理优化策略

■ 张周



## 1 油田地面工程安全管理的重要意义

油田地面工程涉及场站、油库、管道等方面,具有施工环境差、交叉作业多、安全风险高等特点。良好的安全生产环境,不仅关系到职工群众的生命安全,同时也关系着工程企业的生存与发展。对于油田地面工程来说,我们必须高度重视安全管理,避免事故的发生。

## 2 油田地面工程安全管理优化策略

### 2.1 强化风险分析能力

油田地面工程的规模较大,施工工艺技术也较复杂,能够影响工程建设的因素极多,为了保证油田地面工程的安全,需要加强对油田地面工程风险的分析能力。强化风险分析能力可以降低油田地面工程的风险,减少企业的损失。常用的分析方法有工作危害分析法(JHA)、安全检查表分析法(SCL)、风险矩阵分析法(LS)、作业条件危险性分析法

(LEC)、风险程度分析法(MES)等。

### 2.2 完善安全管理体系

建立并完善安全管理体系能够促进工程建设安全管理工作的落实,对油田地面工程有着现实意义。建立完善的安全管理体系能够将施工过程中的安全问题系统化、制度化,给管理工作提供可靠的参考依据。具体办法是对油田地面工程中出现的安全问题进行总结,并以此制定出一套完整的规章制度。目前油田生产单位及施工单位都设置了HSE监督站,工作内容是委派管理人员去往施工现场进行监督指导。在完善的安全管理体系下,领导和各部门工作人员的权利和责任得到了详细的划分,人员和机具也有了更加系统、严谨的管理方式,使油田地面工程安全管理工作得到有力的保障。

健全的安全管理监督体系包括了对油田地面工程设备的监督和管理,对施工人员和管理人员的监督和管理,对施工工艺技术合理性的监督和管理,以及对施工流程规范性的监督和管理。对设备的监管主要是加强对设备的检验和验收工



作,保证设备能够满足施工要求。对人员的监管主要是严格审查人员的专业知识、操作水平和管理水平,避免违规操作和管理疏漏。对施工工艺技术合理性的监管主要是强化对施工技术的分析研究,确保施工技术的可行性。对施工流程规范性的监管主要是确定施工流程是否科学合理,以此保证施工设计方案的合理性。通过多方面的监管,最大程度地保证了油田地面工程的施工安全。

### 2.3 保证安全资金的有效投入

油田地面工程开工后,建设单位应在规定的时间内足额支付相应比例的安全文明施工费。施工企业靠垫资开工的,资金紧张时往往优先考虑生产需要而减少安全措施上的投入,给现场安全管理带来了很大的困难。所以保证安全费用前期预付和施工过程中进度款的及时支付,是保证油田地面工程安全管理的必要条件。安全投入是否真正落到实处,还要看现场的监管是否到位。建设单位现场主要负责人应核查安全专项费用的使用情况,发现挪用安全专项费的,应及时督查整改,并采取相应的惩罚措施。

### 2.4 定期进行安全培训

为确保安全管理措施能够全面加以落实,需要定期开展对油田地面工程施工人员的安全培训,目的在于提高相关工作人员的安全防范意识,尤其是在实施新技术、新工艺的项目上,施工人员必须优先得到安全教育以及相关技术培训。通过安全培训,施工人员可以主动识别风险,采取有效措施,杜绝安全隐患,以此逐步提高参建人员的安全意识,发展企业安全文化,使安全管理进入良性循环。

### 2.5 加强安全管理力度

安全管理是一项系统工程,应从人的行为、物的状态、环境因素和制度建设几个方面全面把控,将安全风险降低到可接受的范围。安全管理首先管理的是人,施工人员进场前需要办理入场许可,杜绝闲杂人员进入。特种作业人员应具备相应的资格,并在入场前进行报审,审查不合格的一律不得进场施工。一般作业人员要具备相应的岗位能力,掌握各自岗位存在的风险。安全管理还应加强隐患排查治理力度,监管部门应对机械设备、安全措施、环境条件等进行排查,排查应全面、彻底、细致、深入,发现的问题应及时整改,对于重大安全隐患应停工整改。还应加强对承包商的考核力度,使承包商不敢犯、不能犯、不想犯,从源头上杜绝隐患的发生。

## 3 结语

安全生产,警钟长鸣。在中国经济由高速发展转向高质量发展的时代背景下,习近平总书记多次强调安全生产,指出“发展决不能以牺牲人的生命为代价,这必须作为一条不可逾越的红线”。为了进一步提高油田地面工程安全管理水平,还可以在强化风险分析能力、完善安全管理体系、保证安全投入、定期培训、加强安全管理力度等方面做更加深入的工作,使我国油田地面工程行业更加稳健的发展,为国家能源安全提供保障。■

作者单位:大庆油田设计院有限公司  
(责任编辑 冯尚)

以山西晋城某天然气液化工厂为研究对象，开展安全完整性等级（SIL）分析。对天然气液化工厂的安全仪表系统进行安全完整性等级分析与技术研究，判定厂区安全仪表系统所要求的安全完整性等级，并分析其功能是否满足现有安全生产的需求，为天然气液化企业安全稳定生产、设备可靠运行提供保障。

# 天然气液化工厂安全仪表系统的分析与研究

■ 王亮 曹媛

## 1 概述

近年来，随着清洁能源的快速发展，液化天然气（LNG）以其高热值、低碳排放量、高气化率等多个优点被全世界广泛使用。国内的LNG主要来自LNG接收码头的进口液以及天然气液化工厂。天然气液化工厂（以下简称LNG工厂）的总体工艺流程包括天然气净化、液化、LNG储存和装车。

LNG生产装置具有能耗低、运行稳定、操作便捷、自动化水平高等优势，但同时工厂的大处理量、生产设备的密集程度高，生产介质易燃易爆等特性，决定了工厂一旦发生安全事故，其造成的人员伤亡、经济损失及社会影响也非常巨大。因此，保持装置在线安全平稳、长周期的连续生产是至关重要的，保持装置操作和维护的安全性，必须设计SIS（Safety Instrumented Systems）安全仪表系统，应用于工业过程的安全连锁保护，在紧急情况时安全有序的停车及关断物料、防止

潜在的泄露，能够对生产过程中可能发生的危险或不采取措施将会继续恶化的状态进行迅速地响应和保护。

通过对LNG工厂的SIS系统技术研究，能够保障生产装置的高效、安全、稳定的运行，同时对其他类型LNG工厂提供借鉴意义。

## 2 安全仪表系统SIL等级的认证方法

安全仪表系统（Safety instrumented system，简称SIS）是一种自动安全保护系统，它是保证正常生产和人身、设备安全的必不可少的措施，已发展成为工业自动化的重要组成部分。在过程工业中，安全仪表系统的安全性对于事故的影响十分巨大，由于过程工业中的安全事故通常会造成员工伤亡和巨额财产损失，因此开展过程工业安全仪表系统安全评定对于确保过程工业安全具有重要意义。根据ICE61508、IEC61511中的定义，安全仪表系统是由传感器、逻辑控制

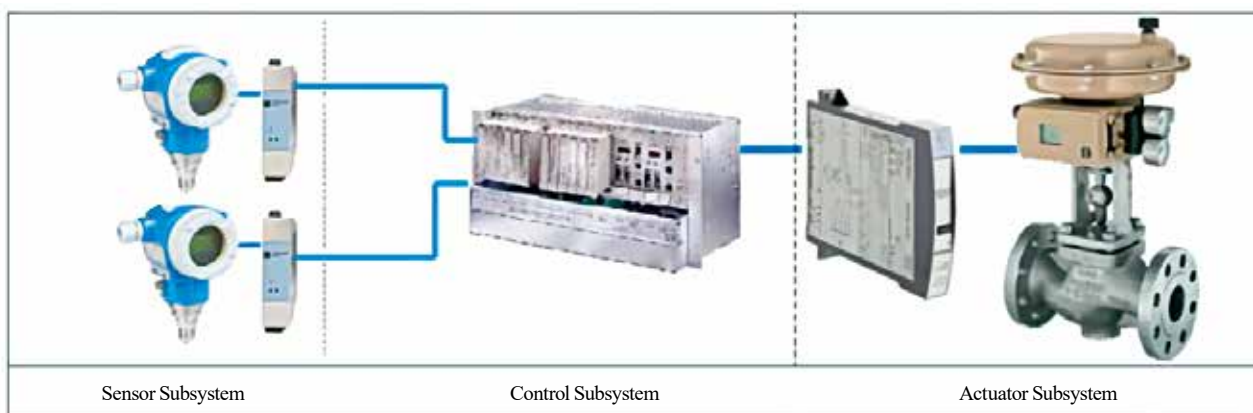


图1 一个安全仪表功能回路简图

器、执行器组成,能够行使一项或多项安全仪表功能(Safety instrumented function, SIF)的系统。每一个安全仪表功能针对特定的风险对生产过程进行保护。

传感器,主要任务对厂区的信息进行采集及储存,显示受控设备的实际运行参数并进行记录。在天然气液化工厂主要分为压力、温度、液位、流量等传感器。

逻辑控制器,用于接收现场各传感器反馈数据,经过一定的逻辑判断,通过AO或者DO输出控制执行器动作。

执行器,也称为执行元件,用于接收逻辑控制器的命令,进行动作执行的设备。在天然气液化工厂中执行器主要是指紧急切断阀、电磁阀以及调节阀、电机等。

完整的SIS系统往往包括多个SIF。

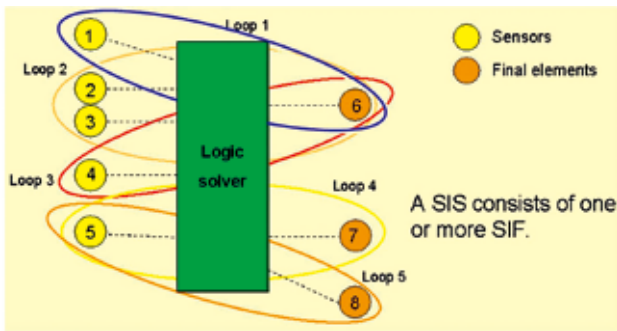


图2 包含多SIF的安全仪表系统简图

IEC61508标准中介绍的安全完整性水平(SIL)是一种离散的水平。IEC61508中将SIL分为四个等级:其中SIL1是最低的安全完整性水平,SIL4是最高安全完整性水平。一般把某一安全完整性水平要达到的危险失效概率范围分为两种,它们分别是对于低要求操作模式下的要求时失效的平均概率和对于高要求或连续操作模式的每小时危险失效的概率。

对一个安全仪表系统功能进行安全评估需要考虑整个系统回路的安全完整性,采用系统的要求时失效概率 $PFD_{avg}$ 反应,按照IEC61508标准中划分的SIL等级,将计算得到的SIL等级与目标SIL等级进行比较,确定是否达到设计要求。对于整个SIS回路,系统的平均失效概率计算公式可表示为0-0:

$$PFD_{avg} = \sum PFD_s + \sum PFD_L + \sum PFD_F$$

其中 $PFD_{avg}$ 为系统要求时的平均失效概率;

$\sum PFD_s$ 为传感器的整体失效概率;

$\sum PFD_L$ 为逻辑控制器的整体失效概率;

$\sum PFD_F$ 为最终执行器的整体失效概率。

危险与可行性分析研究(HAZOP)是一种系统化的风险评价手段,针对系统工艺或者操作过程中存在的有可能导致有害后果的各种偏差进行系统性识别列出引起偏差的原因、

产生的后果,以及针对偏差应当采取的安全防护措施,提出可行性建议<sup>0</sup>。HAZOP分析侧重于工艺流程和基本的控制措施,但不能深层次分析SIS系统中存在的问题,将HAZOP分析与SIL等级验证结合起来,对整套装置的安全评价、安全完整性SIL等级认证都具有十分积极的作用。

本文将HAZOP分析与SIL等级评估相结合,提供了简易的SIL等级认证方法。

表1 不同SIL等级对应 $FDP_{avg}$ 数值

SIL等级	要求时的平均失效概率 $FDP_{avg}$
4	$\leq 10^{-5} - < 10^{-4}$
3	$\leq 10^{-4} - < 10^{-3}$
2	$\leq 10^{-3} - < 10^{-2}$
1	$\leq 10^{-2} - < 10^{-1}$

### 3 LNG工厂安全仪表系统SIL等级认定

#### 3.1 工艺概述

以山西晋城某日处理量200万标方的天然气液化工厂(以下简称山西LNG工厂)为研究对象,原料气压力5.0Mpa,经过过滤除尘、脱二氧化碳、分子筛脱水后进入到天然气液化单元,利用混合冷剂制冷工艺对天然气进行降温液化至-160℃,液化天然气LNG通过节流阀进入到全包容LNG储罐存储,存储压力略高于环境大气压。LNG经由罐内低温潜液泵输送至LNG槽车外运。LNG储罐与装车所产生的BOG气体经由BOG压缩机增压后回到液化单元进行再液化。总体流程框图见图3。

#### 3.2 HAZOP分析及SIF功能的确定

##### (1) HAZOP分析

在各方面技术管理人员的共同参与下,山西LNG工厂在设计期间完成了整套装置的HAZOP分析,分析报告中明确了生产过程中的风险管控点,为整套装置的SIL等级验证提供了重要的基础文件。截取部分HAZOP分析报告,见表2。

##### (2) 安全仪表功能SIF的确认

以进站原料气压力回路为例,传感器为05PT1001A/B/C,执行器为原料气进站关断阀05XV1014的电磁阀及执行机构,控制器05PIC1913设置于安全仪表系统内。从工艺角度考虑,进站压力超过下游设计压力,将有可能造成管线、下游设备损坏。为保护下游系统,消除危险,设置安全仪表功能回路SIF,在压力升高的过程中设置高报警,当压力超过一定范围后,联锁进站阀门,禁止原料气去往下游,从而实现了SIF的作用。

根据工艺包的基础设计以及HAZOP分析,整个LNG工厂

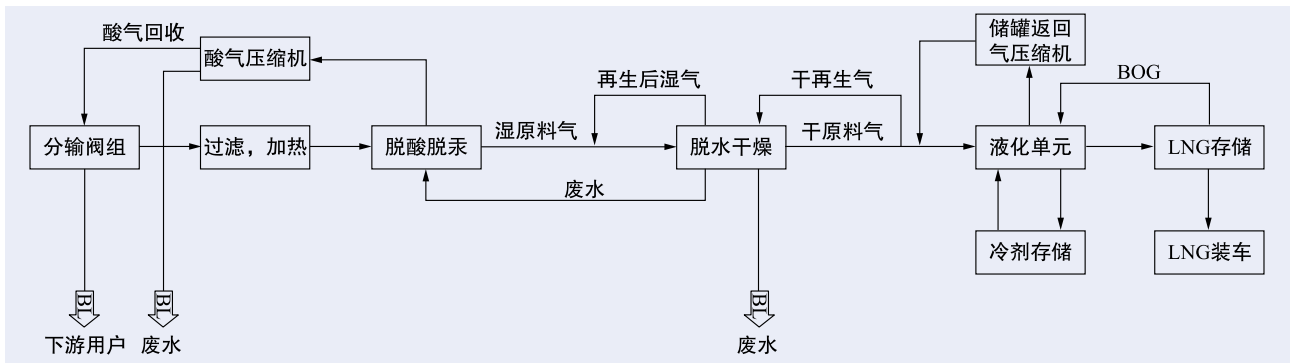


图3 LNG液化工厂流程简图

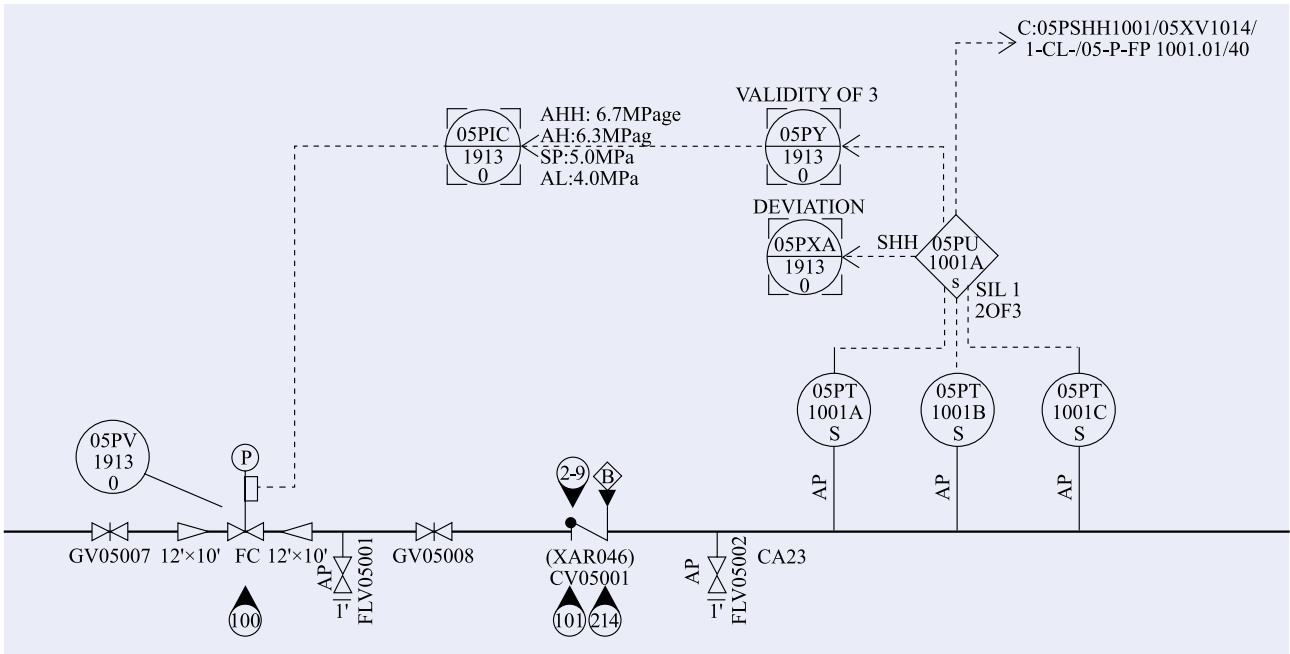


图4 05PT1001A/B/C安全功能回路流程图

表2 山西LNG工厂HAZOP分析报告（截取部分）

参数	引导词	原因	后果	采取措施	设计SIL等级
原料气进站压力 05PT1001A/B/C	高高	下游堵塞; 上游调压故障	超出设计压力, 对下游设备及管线造成损坏, 影响正常生产	设置压力高报警以及高高报警; 设置联锁回路, 压力升高超出系统设计压力, 联锁关闭入口切断阀05XV1014	1
胺洗塔釜液位 12LT1005A/B/C	低低	补水泵流量减少; 贫液泵回流量减少	天然气脱碳效果不佳, 未净化干净的天然气进入到液化单元导致换热器堵塞	设置液位报警以及低低报警; 设置联锁回路, 液位低低关闭胺洗塔釜切断阀	2
天然气脱水塔后温度 16TT1032A/B/C	高高	再生气冷却器失效; 分子筛脱水塔故障	液化单元换热器温度分布不均, 设备损坏	设置温度高报警以及高高报警; 设置联锁回路, 温度高高关闭净化单元进液化单元切断阀	2
MRC压缩机入口温度 41TT1004A/B/C	低低	液化单元换热器温度分布不均匀	MRC压缩机吸入压力低, 造成设备损坏	设置温度低报警以及低低报警; 设置联锁回路, 温度低低联锁停MRC压缩机	2

共设计45个安全仪表回路。15个SIF1回路, 30个SIF2回路。

### 3.3 硬件配置

为满足每一个SIF回路的SIL等级需要, 对SIS系统内各

元件进行了如下硬件配置:

控制系统采用西门子PCS7, 满足SIL3安全完整性等级认证。PCS7 F-410H控制器提供了安全、容错的CPU, 恰当的分

表3 山西LNG工厂安全仪表回路SIL验证计算表(截取部分)

序号	传感器	传感器设置	设计SIL等级	执行元件	传感器PFD	阀门PFD	执行机构PFD	安全栅PFD	浪涌保护器PFD	AI板卡PFD	DO板卡PFD	控制器PFD	PFD求和	实际SIL等级
1	05 PSHH1001	2of3	SIL1	05 XV1014	3.905 E-05	2.388 E-05	1.35 E-05	3.90 E-04	3.62 E-07	1.00 E-04	1.00 E-05	1.90 E-04	7.668 E-04	SIL3
2	12 LSLL1005	2of3	SIL2	12 XV1020	3.905 E-05	2.388 E-05	1.35 E5-05	3.90 E-04	3.62 E-07	1.00 E-04	1.00 E-05	1.90 E-04	7.668 E-04	SIL3
3	16 TSHH1032	2of3	SIL2	16 XV1037	4.729 E-05	2.388 E-05	1.35 E-05	3.90 E-04	3.62 E-07	1.00 E-04	1.00 E-05	1.90 E-04	7.750 E-04	SIL3
4	41 TSLL1004	2of3	SIL2	41 CM01	4.729 E-05			3.90 E-04	3.62 E-07	1.00 E-04	1.00 E-05	1.90 E-04	7.377 E-04	SIL3

布式I/O, 实现了最大限度的安全性和高可用性。

配置1对独立的AS-410FH冗余控制器, 单控制器能达到最高安全级别SIL3; S-410FH容错冗余控制器支持多达2800个过程对象; 通常一个过程对象包含至少3-4个功能块, 所以AS-410FH支持至少8400个功能块, 在按要求负荷低于50%的情况下AS-410FH支持至少1500个I/O点(按带50%模拟量、50%开关量计算)。

项目所配置安全栅和浪涌采用的导轨安装供电隔离型SIL3安全栅, 继电器使用SIL3继电器。其余元件(电源单元、I/O卡件、接口、通信卡件应用软件等)及网络均满足SIL3认证要求。

安全仪表系统中所涉及到的温度、压力、流量、液位传感器均通过SIL2等级认证。当相同型号器同时使用时, 其SIL等级可以达到SIL3的要求。

安全仪表回路中所涉及到的气动阀门为国外知名公司原装产品, 获得SIL3认证。阀门厂家配套的气动执行机构采用FLOWBUS品牌产品, 执行机构为进口原装产品, 执行机构整体或执行机构及电磁阀均取得SIL3认证。

### 3.4 SIL等级验证

为验证现有SIS系统的SIL等级是否满足原始设计要求的SIL等级, 需要对所有SIF回路的检测元件、控制器、执行元件进行评估, 综合分析其失效效率, 并结算荣誉情况下的失效效率。对照IEC61508中要求时的平均失效概率 $PFD_{avg}$ 计算公式, 可以得到不同SIF回路的SIL等级。计算结果参照山西LNG工厂安全仪表回路SIL验证计算表(截取部分)。

所有SIF回路传感器均采用2oo3方式, 此结构由个并联通道构成, 其输出信号具有多数表决安排, 仅其中一个通道的输出状态与其他两个通道的输出状态不同, 不会改变系统的输出状态。任意两个通道发生危险失效就会导致系统危险失效; 任意两个通道发生安全失效将导致系统安全失效。从而确保了回路的安全可靠性。经验证计算, 整个工厂的最高

安全等级为SIL2级。

## 4 总结

天然气液化工厂集危险化学品生产、储存、运输一体, 安全工作更显得尤为重要。通过对山西LNG工厂安全仪表系统的分析与研究, 确定原设计及目前的SIS系统安全完整性等级均达到了相关标准要求。安全仪表系统确保LNG生产过程安全所起的作用表现在以下三个方面:

- (1) 监视生产过程的状态, 判断生产过程是否出现故发生某种潜在危险的条件。
- (2) 当某些危险条件出现时, 自动执行其规定的安全仪表功能, 防止危险事件发生。
- (3) 减轻危险事件造成的影响, 即通过减少损失或减轻影响后果的办法来降低风险。

通过对LNG工厂的安全完整性分析, 总结LNG生产运行过程中应当做到安全防范措施如下:

- (1) LNG工厂的仪表维护人员应在安全仪表系统的不同安全生命周期阶段, 学习并掌握关于安全仪表系统的安装调试、技术操作和功能维护等技能和理论知识, 加强对仪表相关领域的培训和管理, 使厂区员工能够在生产过程中辨识安全仪表系统的风险, 采取合理的故障预防和控制措施避免事故发生。
- (2) 加强安全仪表系统的设备故障管理工作, 其中包括设备失效、联锁动作、误动作等, 并能够根据此结果进行分析处理, 完善并建立安全仪表系统设备失效数据库。
- (3) 提高对过程报警工作情况的管理和控制, 制定厂区报警管理制度并能够严格的执行。其中, 相关的报警系统应依据安全仪表功能进行管理并要符合安全完整性等级的要求, 定期检验测试。■

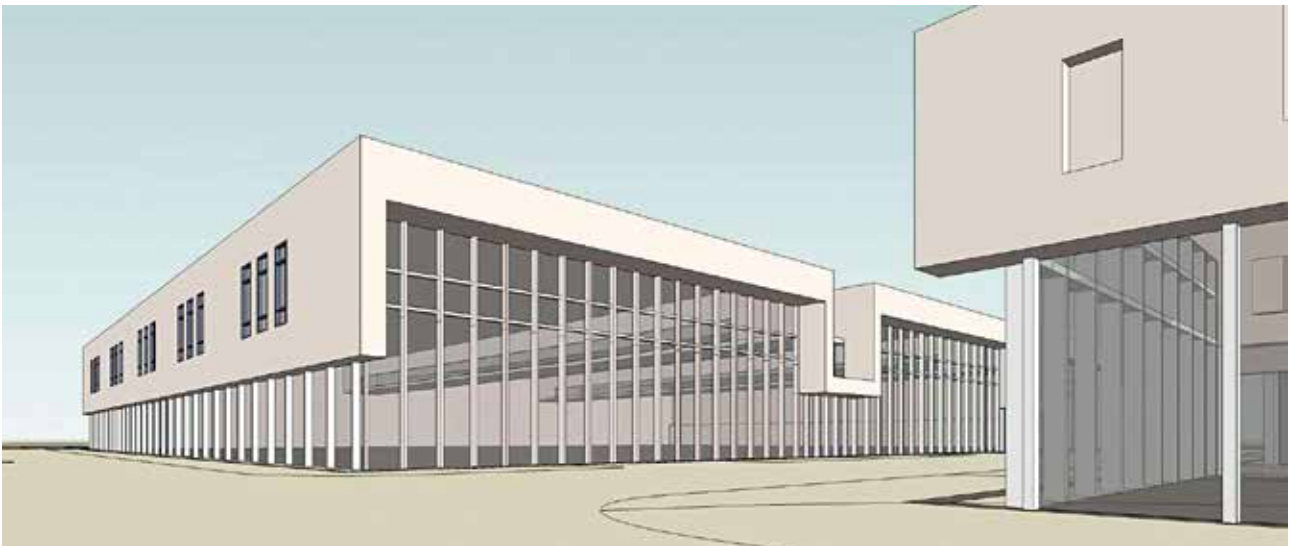
作者单位: 中国石油工程建设有限公司华北分公司  
(责任编辑 冯尚)



以四川省广元市某钢框架建筑群为例,分析基于节能设计的建筑全生命周期内的碳排放强度。结果显示,节能设计能够显著减少该建筑群全生命周期碳排放量,节能减排效果明显。

# 基于节能设计的建筑全生命周期碳排放分析

■ 孔繁艺 熊海亭 严欢



自工业革命以来,大气中的温室气体浓度不断增加,温室效应日益明显,由此而导致的极端天气日益频发,全球变暖已是一个不争的事实。2020年9月在联合国大会上,中国做出郑重承诺,将力争2030年前实现碳达峰,2060年前实现碳中和。作为温室气体排放大国,中国正面临着越来越大的碳减排压力。

建筑业是我国国民经济的支柱产业,温室气体排放量巨大。据清华大学建筑节能研究中心发布的《中国建筑节能年度发展研究报告2021》,2019年我国既有建筑运行过程中的碳排放量高达22亿吨,新建建筑建造过程中的碳排放量则高达16亿吨,两者之和约占我国碳排放总量的40%。因此,建筑业碳减排是我国实现2030前碳达峰的主要路径之一。通常来说,建筑业碳减排的主要措施有:淘汰落后产能,减少建材生产过程中的碳排放;加快技术创新,研发更具环保、节能功能的建筑新材料;采用新型结构体系、装修体系和节能设计体系,改变传统高耗能的建筑建造和设计模式。在这个过程中,建筑碳排放计算是度量建筑碳减排成效的关键方法,也是国务院制定2030碳达峰行动方案的基础。

建筑碳排放主要指的是建筑物全生命周期温室气体的排放总量,包括与其有关的建筑设计、建材生产及运输、建造及拆除、运行阶段产生的温室气体排放。建筑碳排放计算方法主要有实测法、物料衡算法、排放系数法和模型法等。通常来说,建筑设计阶段的碳排放量较少,因此住房和城乡建设部发布的《建筑碳排放计算标准》(GBT 51366-2019)忽略了该阶段的碳排放,并基于碳排放因子的排放系数法计算建筑物全生命周期温室气体的排放量。李静等研究了北京市某刚框架结构厂房全生命周期的碳排放强度。陈莎等对比了北京市某办公楼和教学楼全生命周期的碳排放量。王晨杨研究长三角地区某高层办公建筑全生命周期内的碳排放量。葛小榕研究了大连市某大型办公建筑年单位面积碳排放量。李远钊等对比了天津市29栋高层办公建筑生命周期内的碳排放量。秦骞等研究了成都某地铁站全生命周期碳排放研究。研究发现,不同地区、不同类型建筑全生命周期碳排放差异较大。更为重要的是,近年来各地方相继发布并执行建筑节能设计标准,但少有研究分析采用节能设计前后建筑物全生命周期碳排放量的变

化,建筑节能设计在建筑碳减排方面的效果难以量化。

本文以四川省广元市某钢框架建筑群为研究对象,分别计算该建筑群基于节能设计和基于非节能设计的全生命周期内的碳排放量和构成,以便量化建筑节能设计在建筑节能减排方面的成效。该建筑群包括1座综合办公楼、1座综合倒班楼、1座辅助用房、2座值班室。相关碳排放计算方法及碳排放因子选取主要参考《建筑碳排放计算标准》(GBT 51366-2019),以下统一简称标准。

### 1 建筑碳排放的计算基础

#### 1.1 碳排放计算单位

根据标准,建筑物碳排放计算应以二氧化碳当量(CO<sub>2</sub>e)表示。由于不同温室气体导致地球温室效应的强度有所不同,为统一度量不同气体的温室效应结果,将各种温室气体(包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟碳化物和六氟化硫)按二氧化碳的排放量进行折算。

#### 1.2 碳排放因子

碳排放因子指的是消耗单位质量能源或者单位体积建筑材料所产生温室气体的排放量,是建筑碳排放计算的基础。本文采用的碳排放因子根据标准附录A~附录E。

#### 1.3 碳排放计算边界

建筑碳排放计算边界指的是与建筑物有关的建筑设计、建材生产及运输、建造及拆除、运行及维护阶段产生的温室气体排放量之和。

### 2 建筑全生命周期碳排放计算

在计算建筑全生命周期碳排放时,将其整个生命周期分为建筑设计、建材生产、建材运输、建筑建造、建筑运行、建筑拆除共计6个阶段分别进行碳核算,并汇总得到整个生命周期碳排放量。需要注意的是,标准规定在评价建筑物碳排放强度时,需要以其全生命周期内单位建筑面积的碳排放量为评价标准。因此,建筑全生命周期碳排放量按下式计算:

$$C = \frac{C_{SJ} + C_{SC} + C_{YS} + C_{JZ} + C_M + C_{CC}}{A} \quad (1)$$

其中C表示建筑全生命周期内单位建筑面积的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e/m<sup>2</sup>);C<sub>SJ</sub>、C<sub>SC</sub>、C<sub>YS</sub>、C<sub>JZ</sub>、C<sub>M</sub>、C<sub>CC</sub>分别表示建筑设计、建材生产、建材运输、建筑建造、建筑运行和建筑拆除阶段的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e);A表示建筑面积(m<sup>2</sup>)。根据标准要求,纳入计算的主要建筑材料总重量不应低于建筑中所耗建材总重量的95%,重量比小于0.1%的建筑材料可不计算。虽然采用节能设计和非节能设计的建筑材料可能有所不同,但生产这些建筑材料过程中的碳排放差异其实不大,因此本文主要考虑建筑节能设计对建筑运行阶段碳排放量的影响,其他阶段的碳排放量相同。

#### 2.1 建筑设计阶段碳排放

根据标准要求,建筑设计阶段的碳排放量忽略不计(C<sub>SJ</sub>=0)。

#### 2.2 建材生产阶段碳排放

根据标准要求,建材生产阶段碳排放应按下式计算:

$$C_{SC} = \sum_{i=1}^n M_i F_i \quad (2)$$

其中C<sub>SC</sub>表示建材生产阶段的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e);M<sub>i</sub>表示第i种主要建材的消耗量;F<sub>i</sub>表示第i种主要建材的碳排放因子(kgCO<sub>2</sub>e/单位建材数量),按标准附录D取值。

#### 2.3 建材运输阶段碳排放

根据标准要求,建材运输阶段碳排放应按下式计算:

$$C_{YS} = \sum_{i=1}^n M_i D_i T_i \quad (3)$$

其中C<sub>YS</sub>表示建材运输过程的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e);M<sub>i</sub>表示第i种主要建材的消耗量(t);D<sub>i</sub>表示第i种建材平均运输距离(km);T<sub>i</sub>表示在第i种建材的运输方式下,单位重量运输距离的碳排放因子[kgCO<sub>2</sub>e/(t·km)]。

#### 2.4 建筑建造阶段碳排放

根据标准要求,建筑建造阶段的碳排放量应按下式计算:

$$C_{JZ} = \sum_{i=1}^n E_{JZ,i} E_{F,i} \quad (4)$$

其中C<sub>JZ</sub>表示建筑建造阶段的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e);E<sub>JZ,i</sub>表示建筑建造阶段第i种能源总用量(kWh或kg);E<sub>F,i</sub>第i类能源的碳排放因子(kgCO<sub>2</sub>e/kWh或kgCO<sub>2</sub>e/kg),按标准附录A确定。

#### 2.5 建筑运行阶段碳排放

根据标准要求,建筑运行阶段碳排放量应根据各系统不同类型能源消耗量和不同类型能源的碳排放因子确定,建筑运行阶段单位建筑面积的总碳排放量应按下列公式计算:

$$C_M = \left[ \sum_{i=1}^n E_i E_{F,i} - C_p \right] y \quad (5)$$

其中C<sub>M</sub>表示建筑运行阶段的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e);E<sub>i</sub>表示建筑第i种能源能源年消耗量(单位/a);E<sub>F,i</sub>第i类能源的碳排放因子(kgCO<sub>2</sub>e/kWh或kgCO<sub>2</sub>e/kg),按标准附录A确定;i表示建筑消耗终端能源类型,包括电力、燃气、石油、市政热力等;C<sub>p</sub>表示建筑绿地碳汇系统年减碳量(kgCO<sub>2</sub>/a);y表示建筑设计寿命(a)。

#### 2.6 建筑拆除阶段碳排放

根据标准要求,建筑拆除阶段的碳排放量应按下式计算:

$$C_{CC} = \sum_{i=1}^n E_{CC,i} E_{F,i} \quad (6)$$

其中C<sub>CC</sub>表示建筑拆除阶段的碳排放量(kgCO<sub>2</sub>e);E<sub>CC,i</sub>表示建筑拆除阶段第i种能源总用量(kWh或kg);E<sub>F,i</sub>表示第

类能源的碳排放因子 ( $\text{kgCO}_2\text{e/kWh}$ ), 按标准附录A确定。

### 3 碳排放计算实例

#### 3.1 项目介绍

该项目位于四川省广元市剑阁县盐店镇, 包括1座综合办公楼、1座综合倒班楼、1座辅助用房、2座值班室等附属设施。综合办公楼占地面积 $701\text{m}^2$ , 地上4层, 建筑高度15.6米, 建筑共计面积 $2653\text{m}^2$ 。综合倒班楼占地面积 $799\text{m}^2$ , 地上4层, 建筑高度15.0米, 建筑面积共计 $3028\text{m}^2$ 。辅助用房为地上1层, 建筑高度5.4米, 建筑面积 $733\text{m}^2$ 。值班室均为地上1层, 建筑面积共计 $56\text{m}^2$ 。该建筑群主要为钢框架结构体系, 建筑总面积 $6470\text{m}^2$ , 设计使用年限50年, 建筑节能设计主要依据《公共建筑节能设计标准》(GB 50189-2015), 《民用建筑热工设计规范》(GB 50176), 《建筑外门窗气密, 水密, 抗风压性能分级及检测方法》(GB/T 7106-2008), 《建筑幕墙》(GB/T 21086-2007), 《夏热冬冷地区

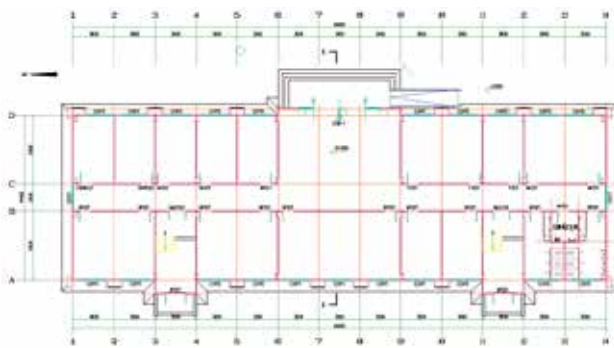


图1 综合办公楼首层平面图

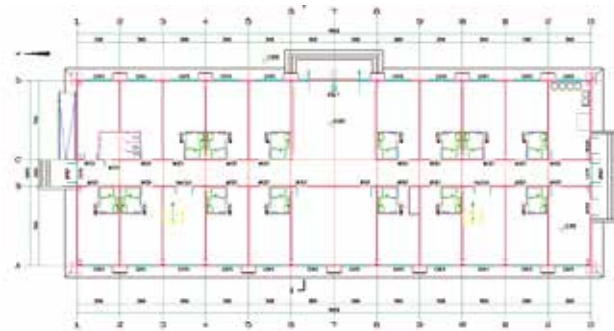


图2 综合倒班楼首层平面图

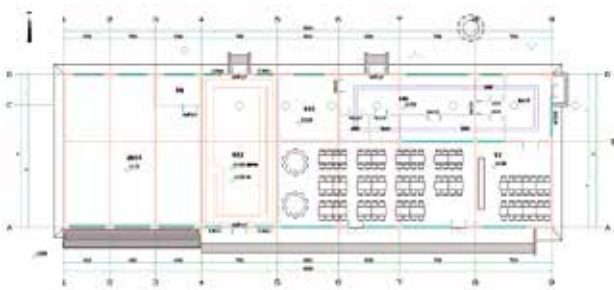


图3 辅助用房平面图

居住建筑节能设计标准》JGJ 134-2010, 《四川省居住建筑节能设计标准》(DB 51/5027-2019), 《四川省公共建筑节能设计标准》(DBJ 51/143-2020)。综合办公楼、综合倒班楼和辅助用品的首层平面图分别如图1~图3所示。

#### 3.2 建筑全生命周期碳排放计算

由于建筑设计阶段的碳排放量较小, 忽略不计。根据该项目钢构件、钢筋、水泥、混凝土等主要建材的种类和使用量, 结合规范提供的建材碳排放因子, 依据(2)式计算建材生产阶段碳排放量。在计算建材运输阶段碳排放量时, 混凝土的运输距离值设为 $40\text{km}$ , 其他建材的默认运输距离值设为 $500\text{km}$ , 采用18t重型柴油货车运输方式, 依据(3)式得到建材运输阶段碳排放量。根据建筑建造阶段各类型机械的能源使用量和能源碳排放因子, 依据(4)式得到建筑建造阶段的碳排放量。建筑运行阶段的碳排放采用简化计算, 根据《中国建筑能耗研究报告(2016)》, 非节能设计时该建筑群运行阶段单位面积耗能量 $23.32\text{kgCO}_2\text{e/m}^2\text{a}$ , 采用节能设计时该建筑群运行阶段单位面积耗能 $16.32\text{kgCO}_2\text{e/m}^2\text{a}$ , 乘以设计使用年限得到建筑运行阶段的碳排放量。根据建筑拆除阶段各类型机械的能源使用量和能源碳排放因子, 依据(6)式得到建筑拆除阶段的碳排放量。最后, 将上述六个阶段的碳排放量求和并除以该建筑群的建筑总面积, 即得建筑全生命周期单位建筑面积的碳排放量。

#### 3.3 结果分析

该建筑群基于非节能设计和基于节能设计的全生命周期碳排放量分别如表1和表2所示。由表1和表2可以看出, 建筑运行阶段和建材生产阶段的碳排放量占该建筑群全生命周期碳排放量的绝大部分: 建筑运行阶段, 采用非节能设计 $C_M$ 高达81.8%, 即使采用节能设计 $C_M$ 仍高达75.9%; 建材生产阶段, 采用非节能设计 $C_{SC}$ 为10.3%, 采用节能设计 $C_{SC}$ 为13.7%。因此, 建筑运行阶段和建材生产阶段是我国建筑行业节能减排的关键环节, 也是我国兑现2030碳达峰、2060碳中和这一郑重承诺的重要路径。此外, 采用非节能设计时, 该建筑群全生命周期单位建筑面积碳排放量高达 $1425\text{kgCO}_2\text{e/m}^2$ ; 而采用节能设计时, 该建筑群全生命周期单位建筑面积的碳排放降至 $1075\text{kgCO}_2\text{e/m}^2$ , 降幅高达24.6%, 节能减排效果明显。

## 4 结语

通过某一项目实例, 定量研究了基于非节能设计和节能设计的建筑全生命周期碳排放。研究表明, 建筑节能设计可以大幅降低建筑运行阶段的碳排放量。此外, 研究还发现, 即使采用节能设计, 建筑运行阶段碳排放仍占其全生命周期碳排放的绝大部分。因此, 通过建筑节能设计减少建筑碳排放的潜力仍然较大。■

作者单位: 四川科宏石油天然气工程有限公司  
(责任编辑 冯尚)

气田含汞污水总汞浓度高、汞形态复杂多样、络合汞稳定难处理，且水质背景复杂，单一处理方法很难达到处理效果，采用“预处理工艺+高效捕捉脱汞工艺+可再生吸附脱汞工艺”的新型处理技术对气田污水中总汞、油类和SS进行去除。现场中试装置运行结果表明，该新型处理技术脱汞效果达99%，油类和SS的去除率分别大于80%和95%，处理后出水稳定达标。

# 一种新型的气田含汞污水处理技术研究

■ 杨洋 赵琼 何化 曹亮 严紫含

## 1 前言

含汞天然气处理过程中，天然气中部分汞转移至水相中，形成含汞气田污水。目前国内外含汞气田污水的处置方式主要有外排和回注，由于汞的高毒性和转化迁移特性，污水未经脱汞处理外排或回注存在环保和安全风险。并且含汞污水在处理、转输等过程中，工作人员在操作、检修等作业时处于含汞环境，存在人身安全和健康风险。因此，应对气田含汞污水进行针对性的处理。气田含汞污水具有特殊性和复杂性，探索适

用于气田的含汞污水处理工艺对含汞气田安全环保开发、防止环境污染、保障作业人员安全和职业健康具有重要意义。

## 2 含汞污水处理技术

国内外含汞污水处理技术主要包括化学沉淀法、混凝沉淀法、吸附法、电化学法、离子交换法、膜分离法、生物法等，不同方法均有其优缺点和适用条件。不同含汞污水处理方法对比见表1。

硫化物沉淀法无法控制硫化物过量程度；絮凝沉降法受

表1 不同含汞污水处理方法对比表

序号	脱汞方法	脱汞原理	优点	缺点	适用条件
1	化学沉淀法	采用硫化物等金属捕捉剂与汞离子形成难溶性化合物经固液分离脱除	工艺简单、操作方便、脱汞效率高、投资费用低	处理结果难以达到排放标准、加药量控制难度大、影响沉淀反应因素多	以脱除污水中的离子汞为主，主要用于高浓度复杂含汞污水前端脱汞处理
2	混凝沉淀法	采用絮凝电中和、网捕、架桥吸附作用	工艺简单、操作方便、脱汞效率高、投资费用低	处理结果难以达到排放标准、加药量控制难度大、影响沉淀反应因素多	主要针对难溶态汞，一般用于含汞污水的初级处理
3	吸附法	通过活性炭、纳米材料等吸附剂对污水中的汞进行物理及化学吸附转移至固相，进行脱除	处理效果好、无二次污染	吸附剂吸附容量有限、活性炭易堵塞、再生困难、运行费用较高	主要用于脱除污水中的微量汞，适用于水质单一、含汞浓度较低的废水深度处理
4	电化学法	利用金属的电化学性质，在直流电作用下，汞化合物在阳极离解成汞离子，同时在阴极被还原成金属汞，从而除去废水中的汞	脱汞效率高、不需要投加化学药剂	处理能力低、处理成本高、能源消耗大、易产生二次污染	适用于不同浓度含汞污水处理，主要针对溶解态汞
5	离子交换法	利用脱汞树脂上的可交换基团与污水中汞离子发生离子交换而脱除汞，并将饱和的树脂进行再生的一种处理方法	处理效果好、脱汞效率高、可再生、无二次污染	树脂易污染、投资成本高、再生液处理难度大	主要针对离子态汞，适用于处理重金属浓度偏低的单一性质废水、且处理要求较高的含汞污水深度处理

序号	脱汞方法	脱汞原理	优点	缺点	适用条件
6	膜分离法	利用具有选择性分离功能的特殊半透膜,在分子水平上不同粒径分子的混合物在通过半透膜时,物质透过或被截留于膜而实现选择性分离	脱汞效率高、出水水质好	能耗大、处理成本高、存在汞蒸气污染	主要针对污水中的难溶性单质汞和悬浮汞,一般作为深度处理
7	生物法	利用微生物或植物的新陈代谢作用对污水中的汞进行富集脱除	处理效果好、环保无二次污染、适应温度和pH范围较广	处理周期长、技术难度大、高盐环境生物活性受限	适用于在脱汞同时对COD有达标要求的污水处理

水质影响大,污泥不稳定,处理成本高;吸附法中载银载溴活性炭脱汞率较高,可满足深度脱汞要求,但在高矿化度、高有机物、高氯离子的含汞气田污水处理中,易结垢堵塞,使用寿命短;离子交换法脱汞效果好,但也存在运行成本高、再生液处理难度大、易受有机物污染等问题。单一处理方法对于污水中汞形态复杂多样、且水质条件恶劣的情况往往难以达到处理效果,实际应用中应根据污水水质条件、总汞浓度及汞形态等选择多种处理方法的联用处理工艺技术。

### 3 新型含汞污水处理技术

气田含汞污水具有特殊性和复杂性,汞浓度波动范围大,汞形态复杂多样,且背景水质复杂,呈现高矿化度、高氯根、高化学需氧量(COD)、高含杂质等特殊特性。且高氯离子环境下汞主要以络合物形式存在,汞氯络合物稳定性高难以去除。需探索一种适应此种复杂水质,且能有效处理高浓度汞和汞氯络合物的处理工艺。回注是气田含汞污水处理后常采用的处置方式之一,处理后气田水控制指标主要为油类、固体悬浮物(SS)、总汞和粒径中值等。所以,气田含汞污水处理工艺不仅需要实现在恶劣气田含汞污水水质条件下的有效脱汞,还应将除油、除SS技术与污水脱汞技术相结合。

#### 3.1 工艺流程

新型的气田含汞污水处理技术采用“预处理工艺+高效捕捉脱汞工艺+可再生吸附脱汞工艺”的工艺流程。该工艺主要针对气田污水中汞浓度较高且水质较为复杂的水质条件,在脱汞的同时兼具除油、除悬浮物,以及控制粒径中值指标的作用。处理后污水中总汞指标达到GB 8978-1996《污水综合排放标准》 $\leq 50\mu\text{g/L}$ 的要求;油类、悬浮物和粒径中值指标达到SY/T 6596-2016《气田水注入技术要求》的相关要求( $\text{SS}\leq 20\text{mg/L}$ 、含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 8\mu\text{m}$ 和pH为6~9)。工艺流程框图见图1。

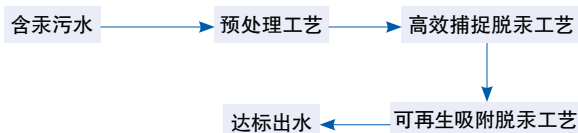


图1 工艺流程框图

#### 3.2 工艺原理

1) 预处理工艺: 预处理工艺主要去除污水中大部分油类和悬浮物,同时去除部分悬浮汞。

根据含汞气田污水的水质情况,预处理可根据进水水质情况,选用压力除油、气浮除油除悬浮物等工艺。常用的气浮工艺将气体加压溶于水形成溶气水,溶气水进入气浮池后减压产生大量微小气泡,高度分散的微小气泡附着在悬浮颗粒上,造成密度小于水的状态,利用浮力原理使其浮在水面,从而实现污水中油类和悬浮物的分离。

2) 高效捕捉脱汞工艺: 主体脱汞工艺采用化学沉淀工艺,通过添加复合型汞氧化剂、脱汞捕捉剂和专用絮凝剂达到去除大部分总汞、部分油类和悬浮物的目的。

复合型汞氧化剂能产生羟基自由基,具有强氧化性,可将污水中的各种有机汞、含汞络合物通过强氧化作用破坏其原有结构,转化成易与脱汞捕捉剂反应的一价或二价离子汞;复合型汞氧化剂还对污水中胶体以及有机物有一定的氧化分解作用。脱汞捕捉剂与一价或二价等可溶性离子汞生成稳定的难溶态汞聚合物。难溶态汞聚合物、单质汞和悬浮汞可通过专用絮凝剂的吸附、桥架、交联、网捕等作用富集增大形成大片絮体,最终经固-液分离实现对污水中总汞的脱除。针对不同水质情况,固液分离段可采用不同形式的膜进行分离,如无机陶瓷膜、可再生生态膜等。高效捕捉汞工艺可采用一体化集成设备,主要包括: 高效旋流混合器、高效汞捕捉反应室、分离过滤系统、加药系统和PLC控制系统以及其他辅助设施。

3) 可再生吸附脱汞工艺: 深度脱汞工艺进一步去除污水中总汞、油类和悬浮物。

由于气田污水中总汞含量较高,单独采用主体脱汞工艺难以保证出水稳定达标,在主体脱汞工艺后端加入可再生吸附脱汞工艺进行深度处理,以保证最终出水水质稳定达标。该工艺段设置可再生吸附罐,罐内填充可再生吸附材料。可再生吸附脱汞材料由改性巯基壳聚糖与聚苯乙烯、泡花碱等组分共聚而成。该材料具有比表面积大、孔隙率高、吸附容量大、抗干扰能力强、可再生等特点,并通过在其表面富集的大量改性壳聚糖等活性物质与氨基、羟基、巯基等自由基官能团结合可实现对污水中汞的靶向吸附作用。可再生吸附材料

的多孔结构和截留作用可同时去除部分油类和悬浮物。脱汞吸附材料为可再生吸附材料，吸附材料饱和后可用再生液进行再生。再生后的吸附容量损耗率约为1%，损耗率达到70%左右更换吸附材料。

### 3.3 工艺特点

该新型的气田含汞污水处理技术适用于气田污水中总汞浓度较高且水质较为复杂的水质条件，将除油、除悬浮物工艺与除汞技术相结合。工艺流程简单、操作管理强度小、出水水质稳定达标。采用高效脱汞药剂，具备强氧化和靶向捕捉功能，脱汞效率高，对于去除难溶态汞和有机汞、无机汞等溶解态汞以及络合态汞都有很好的效果；采用可再生吸附材料，对汞高效靶向吸附，吸附容量大；吸附材料可在线再生，无需清掏返厂再生；再生后吸附效率损耗低，可多次再生，使

使用寿命；投药量小，产渣量少，危废处置费用低。

## 4 处理效果研究

### 4.1 试验装置情况

在国内某含汞气田天然气处理厂内建设1套该新型气田含汞污水处理工艺试验中试装置，处理规模为1m<sup>3</sup>/h。该流程主要装置包括：原水调节罐+气浮装置+高效捕捉脱汞装置+可再生吸附脱汞装置。为保证安全，各处理装置均采用全密闭式，人员在运行中按照涉汞作业要求进行操作，含汞废渣及废气进行妥善处置。含汞废气集中收集后依托原厂内进行处置，各处理设备泥渣排入污泥池，提升至污泥减量化装置进行处理。稳定和减量化的污泥属于危废，需委托有资质的第三方外运处置。工艺装置流程见图2。

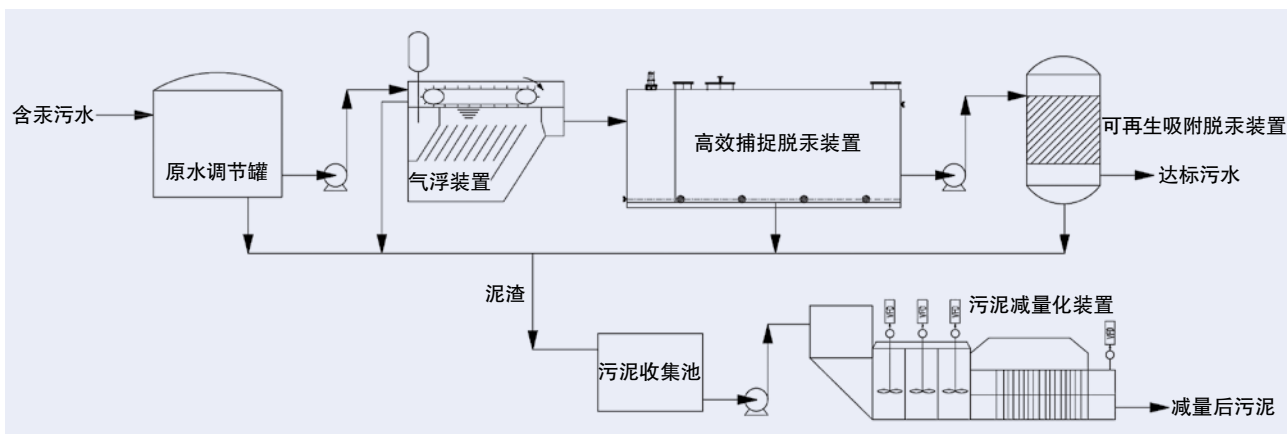


图2 装置流程图

表2 进出水水质表

检测指标	进水水质	出水水质
总汞/ $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	1000~3000	$\leq 50$
悬浮汞/ $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	2~4.5	-
单质汞/ $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	3~40	-
有机汞/ $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	0.02~0.09	-
无机汞/ $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	15~2 950	-
SS/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	50~680	$\leq 20$
含油量/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	10~50	$\leq 20$
粒径中值/ $\mu\text{m}$	0.3~0.5	$\leq 8$
pH	5.5~6.5	6~9
氯离子/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	5000~100000	-
总硬度/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	5000~16000	-
COD/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	200~10000	-

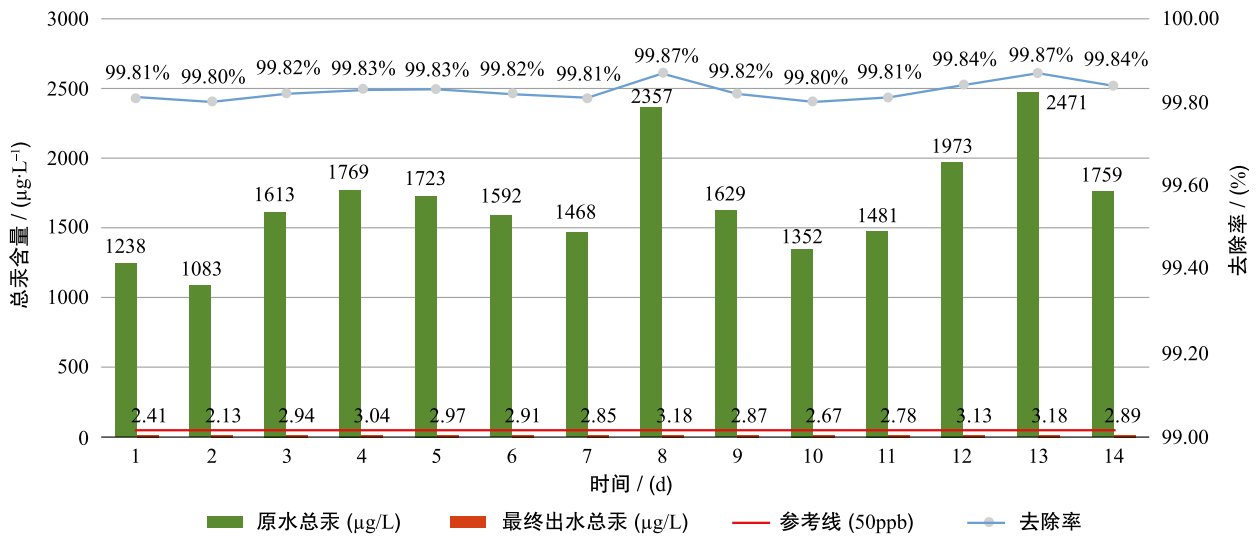


图3 总汞处理效果分析图

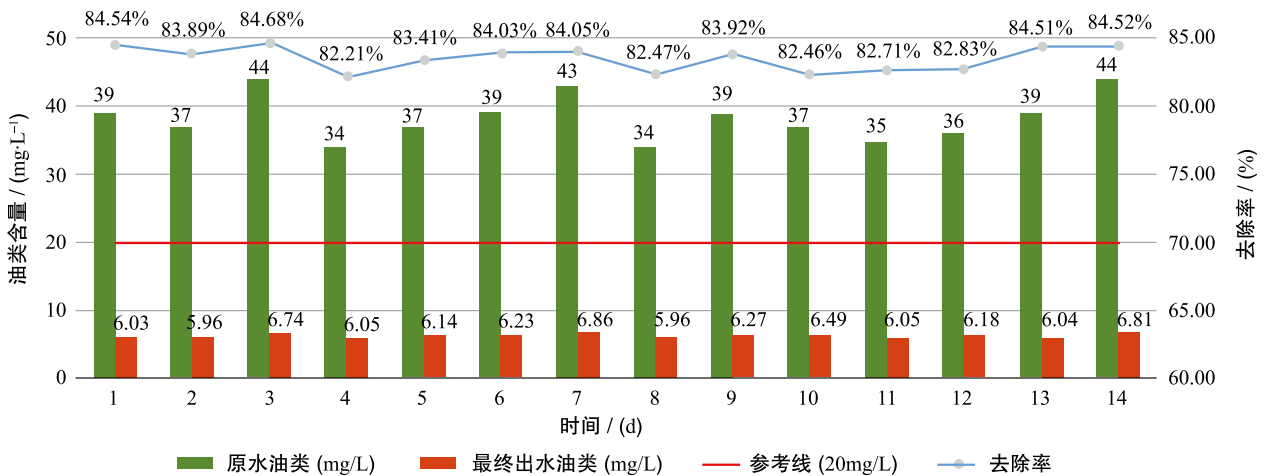


图4 油类处理效果分析图

#### 4.2 进出水水质

中试装置进出水水质情况见表2。处理后污水中总汞指标达到GB 8978-1996《污水综合排放标准》50µg/L的限值要求；油类、悬浮物和粒径中值指标达到SY/T 6596-2016《气田水注入技术要求》的相关要求。

#### 4.3 结果与分析

该中试处理装置稳定运行一段时间，每天对总汞、含油量、SS、pH和温度等指标进行分析。取样点供4个，分别为原水调节罐出水（原水）、气浮装置出水、高效捕捉脱汞装置出水和可再生吸附脱汞装置出水（最终出水）。总汞、油类、SS的处理效果分析分别见图3~5。

由图3~5可以看出，气田污水进水总汞浓度在1000µg/L~2500µg/L区间，最终出水总汞浓度均小于5µg/L，去除率均达到99%，处理后出水远低于总汞浓度限值50µg/L的要求。气田污水

进水油类浓度在40mg/L左右波动，最终出水油类浓度均小于10mg/L，去除率均达到80%以上，低于出水油类浓度限值20mg/L的要求。气田污水进水SS浓度在200mg/L~300mg/L范围内波动，最终出水SS浓度均小于10mg/L，去除率均达到95%以上，低于出水SS浓度限值20mg/L的要求。由此可见，该中试装置对总汞、油类和SS的处理效果好且稳定达标。

整个中试处理装置中的各阶段对总汞、油类和SS的去除均有一定贡献，具体贡献率分析见图6~8。

由图6~8可知，整个中试处理装置中气浮装置对总汞去除贡献率为15%，该段在去除油类和SS的同时可将部分悬浮汞、单质汞一同去除。对总汞去除贡献率最大的是高效捕捉脱汞装置，为83%，该段出水总汞浓度基本已达到总汞浓度限值50µg/L的要求。由于进入可再生吸附脱汞装置的总汞浓度

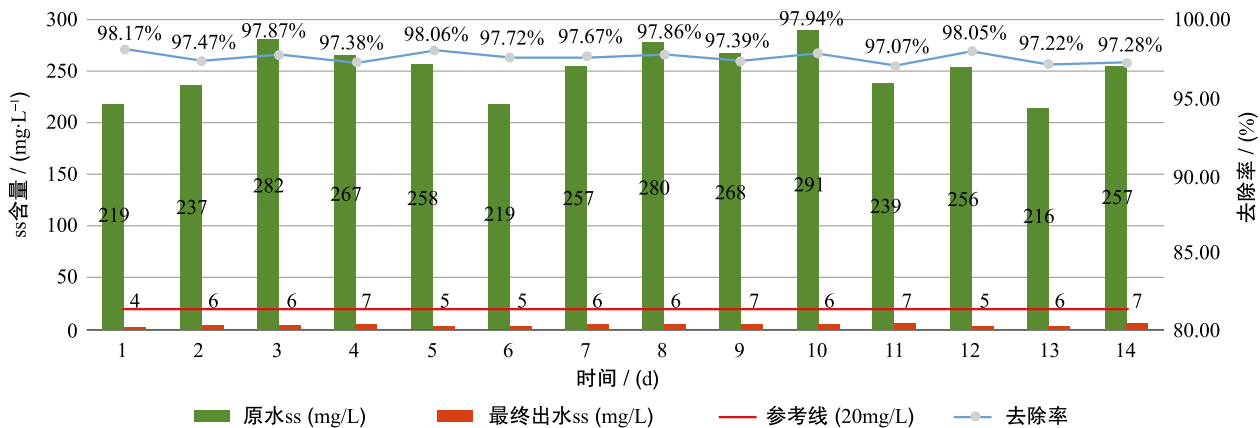


图5 SS处理效果分析图

较低，所以对总汞去除贡献率低。但在进水总汞浓度波动或增高时，可再生吸附脱汞装置作为深度处理，可以保证最终出水水质稳定达标。整个中试处理装置中气浮装置和高效捕捉脱汞装置对油类和SS去除贡献率都比较大，约各占50%。由

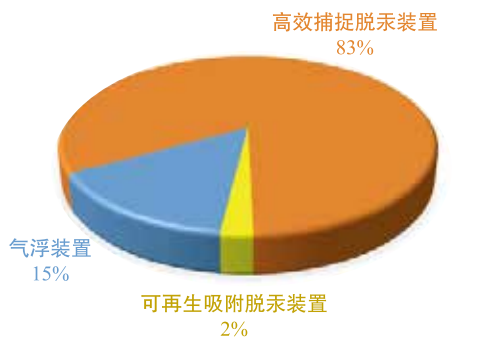


图6 处理装置各阶段对总汞去除贡献率图



图7 处理装置各阶段对油类去除贡献率图

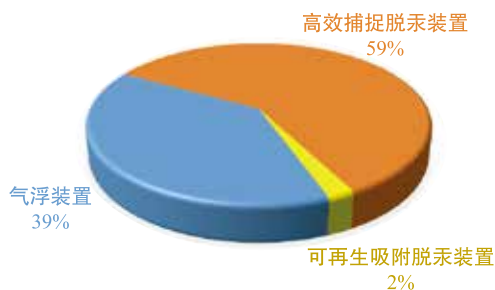


图8 处理装置各阶段对SS去除贡献率图



图9 处理装置各阶段出水对比照片

于高效捕捉脱汞装置中添加各种药剂，且集成了固-液分离装置，实现对污水中油类和SS的的脱除。可再生吸附脱汞装置对油类和SS的去除贡献非常有限，仅占比2%。原水调节罐出水、气浮装置出水、高效捕捉脱汞装置出水和可再生吸附脱汞装置出水的水样对比照片见图9。

### 5 结论

针对气田含汞污水总汞浓度高、汞形态复杂多样、络合汞稳定难处理的特点，以及高矿化度、高氯根、高浓度有机废水的背景条件，研究出一种新型的气田含汞污水工艺技术。该处理新工艺将污水脱汞技术与除油、除悬浮物技术相结合，采用“预处理工艺+高效捕捉脱汞工艺+可再生吸附脱汞工艺”的处理工艺流程。

现场中试装置运行结果显示，该新型处理工艺脱汞效果达99%，油类和SS的去除率分别大于80%和95%，处理后出水稳定达标。装置的最终出水总汞浓度均小于50μg/L，远低于GB 8978-1996《污水综合排放标准》50μg/L的限值要求；油类和SS指标均达到SY/T 6596-2016《气田水注入技术要求》的相关要求。■

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)



本文基于油田地面系统站场的数字化建设及数字化移交的总体目标，首先介绍了数字化三维协同设计发展思路和方法，详细介绍及分享了油田建设期数字化交付技术的应用经验，探讨了采购期、施工期及运维期数字化工厂的建设设想和初步探索，最后总结了对“数字孪生”的认识，展望了数字孪生体在石油行业中的发展前景。

# “数字孪生”在油田地面油气站场中的应用和探索

■ 姚卫涛 苏留帅 李舰



## 1 引言

随着数字化、信息化程度的提高，越来越多的企业意识到数据资产与物质资产同等重要。对于油田的生产和运营而言，没有工程设计和建造阶段的数据资产积累和继承，业主运营方的日常生产活动将受到很大的影响和制约。因此工厂在工程竣工验收时，能够同步得到工程建设过程中产生的、与工厂运行管理密切相关的数字化成果，显得尤为重要。

为培养工程数据自动化移交能力，支持和保障该领域的业务拓展，助推工厂数字化、智慧化运营管理，公司根据集团总体部署要求，结合自身业务特点和数据基础，制定了一套完整、科学、合理的数字化移交标准和流程，并着手开发数字化移交平台。该平台以工程对象位号作为管理核心，将工程设计和建造阶段产生的、业主运维所需要的文件、数据、图纸、模

型等，高效有序集成并管控起来，交付给业主方使用，使其在获得实体工厂的同时，获得一个数字化工厂。

## 2 建设目标

为打破传统基建期信息平台孤立的局面，实现地面建设各参与方数据的共享，形成一套完整、切合油田地面建设工程实际业务的技术规范，建设一个服务于油田地面建设工程全生命周期的管理平台，通过关联设计、采购、施工、运维各阶段信息，构建地面建设工程数字孪生体，形成全新的地面建设工程全生命周期信息化管理模式，助力精益生产。

## 3 建设思路

**设计阶段：**依托公司三维全专业协同设计平台，直观展现设计意图，整合项目建设所需的设计文件和数据，有效减少各专业设计的错漏碰缺，保证设计质量，为项目数字化交付提供先决条件；

**采购、施工阶段：**依托油田基本建设运行管理平台和智慧工地系统，对采购、施工的过程管理记录文件和数据进行采集，主要整合内容包括物资管理、施工管理、质量管理和HSE管理等；

**数字化移交阶段：**以工程对象为核心，对工程项目建设期产生的静态数据进行数字化创建及移交，涵盖信息交付的策划、交付规定、交付方案、信息整合与校验、信息交付和信息验收，实现项目一键交付；

**运维阶段：**在数字化交付所形成的数字化站场基础上，利用物联网技术、监控技术、信息技术等，对整个生产过程进行仿真模拟、评估和优化，将静态数据和现场的动态数据进



图1 油田地面工程全生命周期信息化管理模式基本框架

行有机的融合，提高生产过程可控性、减少生产人员干预，合理安排生产维修计划，实现持续的人机协调交互，使项目能够不断优化修正运行数据，促进“数字孪生体”的持续成长。

#### 4 数字化协同设计

设计是工程信息的源头，数字化协同设计阶段产生的模型与信息是数字化交付的基础。因此，2018年至2020年从协同设计导航项目到实际工程验证，公司共编制完成数字化协同设计技术规定100余项，完成工艺、设备、仪表、电力、通信、结构等专业配套数据库开发9446种、设计模板定制594项，完成物资编码库录入1万余条，已经具备工艺系统、管道布置、土建、电力、仪表、通信等9个专业二三维一体化协同设计能力，已经建立了以一个数据中心为核心，材料控制、系统设计、布置设计3个部分组成的协同设计基本框架。

针对油田建设特点，将数字化交付建设方式分为新建设施和已建设施两种。针对新建设施，最大限度的采用全专业三维协同设计，从工艺模拟计算开始进行工艺模拟计算的数据集成，其次工艺系统设计以数据集成平台为核心，实现工艺、自控、电气专业系统设计集成，以三维工厂布置平台实现管道、建筑、结构、设备、电气、仪表、通信、总图道路布置协同，以材料管理平台实现对项目材料的控制，为数字化工厂建立打下坚实数据基础。针对已建设施，我们采用激光扫描技术形成点云，进行逆向建模，同时结合地理信息系统展现站场设施的空间位置数据，实现数字化工厂的基本静态数据。

#### 5 数字化交付技术的应用

数字化交付区别于传统工程以“卷册”为核心的交付体

系，数字化交付以“工厂对象”为核心，将工程设计、采购、施工、制造、安装等阶段产生的数据，进行结构化处理，建立以“工厂对象”为核心的网状关系数据库，存储于工程数据中心，并基于统一的数据接口完成数据交付，为业主提供可靠的工程基础数据，形成构建数字化工厂的企业静态数据资产。

##### 5.1 建立标准

数字化移交标准是移交平台开发的前提和保障。公司进行了国内外数字化移交标准研究，参照了ISO15926系列国际标准，资本设施信息移交规范(CFIHOS)和石油化工工程数字化交付标准GB-T 51296-2018，制定了12项数字化交付标准。在移交标准中，确定移交范围和内容，制定移交编码规则和体系，定义移交数据类型、格式和规范，明确移交责任和时时间，形成数据移交质量管理体系等。

##### 5.2 移交内容

###### 5.2.1 设计阶段

按照交付标准和清单进行设计阶段的全过程数据采集、录入。

对COMOS P&ID进行设计绘制的流程和产生的数据，在进入数字化交付平台前，经过数据清洗工具处理后，将图形和数据导入数字化交付平台。

对PDMS、Revit等设计软件采集的三维模型，并输出相应文件及图纸，在移交平台中导入精准的工程模型。

按项目编码规定和数字化移交规定将工程电子文档进行移交，接收设计阶段各专业的所有文档，并对接收的文档按项目数据和信息移交规定进行合规性及完整性检查。

通过位号处理，提交完整、准确的对象属性数据，在平台实现智能P&ID、三维模型、工程对象与文档图纸数据关联。

全生命周期管理 助力精益生产

表1 工程数字化交付标准清单

序号	标准名称	序号	标准名称
1	《数字化交付策略》	7	《施工数字化交付内容规定》
2	《数字化交付分解结构及类库定义》	8	《承包商、供应商项目采购数字化交付内容规定》
3	《设计文件编码规定》	9	《数字化交付管理程序》
4	《工程对象命名规定》	10	《数字化交付实施方案》
5	《设计数字化交付内容规定》	11	《数字化交付质量管理方案》
6	《采购数字化交付内容规定》	12	《数字化交付验收方案》

表2 工程数字化设计交付清单

交付文件	交付内容
智能PID	工艺、仪表专业智能PID模型, 电力\仪表智能模型
设计文件	各专业设计存档目录、说明书、设备表、材料表、施工图纸等
三维模型	PDMS全专业(管道、建筑、结构、设备、仪表、电力、总图道路、通信等)站场布置三维模型, REVIT建筑结构三维模型, Solidworks机械和梯子平台三维模型, Solidworks供货商三维模型
数据	各专业工程设计数据

表3 工程数字化采购交付清单

交付文件	交付内容
采购文件	各供应商和采购部门的请购文件、技术规格书、采购计划、招标文件(技术标)、投标文件(技术标)、评标过程文件(技术标评审)
记录文件	谈判记录、设备监造记录、设备出厂检验记录、设备运输记录及设备到货验收记录
合同	采购合同、合同变更
供应商资料	供应商提供的与供货内容相关的文字资料和图纸, 包括计算书、数据表、材料表、规范书、图纸和操作手册及维修手册、备品备件清单及质量保证书
数据	采购数据

平台通过数据校验机制对属性数据进行完整性、合规性、一致性校验核对, 形成最终的属性数据成果, 作为后期运维的数据基础。

设计交付清单见表2。

### 5.2.2 采购阶段

按照交付标准和清单进行采购阶段的全过程数据采集、录入, 实现资源配置的精细化数字化的管理。以此实现采购工作的全过程在项目全生命周期中可视化操作, 以及对采购工作进度、项目到场物料管理、项目交付后业主运行维护过程中保养及耗材采购等工作实时动态管理和提供数据资料支持。

采购交付清单见表3。

### 5.2.3 施工阶段

施工阶段主要通过各专业施工数据采集, 并由专业技术

人员对所采集的数据进行复检验证, 并经监理实体验收合格后, 交付数字化工程师收集、录入, 通过平台对施工进度、质量、安全、变更、合同、机具设备、人力资源及监理监督等全过程的数字化管理。

施工交付清单见表4。

### 5.3 实施效果

2020年公司实现了一个天然气深冷装置的设计阶段的数字化交付, 正在组织实施天然气净化厂、储气库及转油站的全过程数字化交付, 通过各阶段的平台实施, 取得了较好的实施效果。

(1) 实现三维模型多方审查。主要通过三维的方式查看对象及其关联的属性信息, 实现项目相关方(建设方、设计、施工等)信息共享, 提高审查效率、问题可追溯、减少施

表4 工程数字化施工交付清单

交付文件	交付内容
管理文件	施工方案、开工报告、质量管理体系登记表、施工现场质量管理检查记录、技术交底记录
检测文件	施工过程中使用的各类材料相关性能检测报告
安装文件	安装文件记录项目设备安装过程及相关数据以及最终验收记录。以管道安装为例，交付内容应包括管道焊接工艺评定、安装记录、射线检查记录、焊口返工记录、管道吹扫记录、压力试验记录、气密试验记录以及问题会商、会审、验收纪要或记录、变更单等
调试文件	设备、管道的启动调试大纲，试运方案措施，启动试运营指挥文件、命令、纪要、记录等，试运营交接班记录和运营记录，试运营阶段缺陷、故障分析记录与事故处理意见等
质量监督资料	第三方质量监督检查记录或报告，包括建设工程质量监督记录、各单体质量监督验收检查通知书、各单体质量核查记录、材料进场监督检查报告以及工程质量监督报告
工程竣工文件	竣工图、竣工验收通知单、竣工验收备案表、建设工程竣工验收报告、建设及施工单位的施工许可证、中标通知单、施工图设计文件审查意见、勘察设计监理单位质量检查评估报告、建设工程质量检测报告及功能试验资料、规划公安消防环保等部门出具的证明文件或准许使用文件、施工单位签署的工程质量保修书、竣工验收整改项目回复单和法规规章规定必须提供的其他文件
数据	施工数据、建设管理数据

工返工等。

(2) 打通交付平台与文档管理系统的接口。实现交付平台与文档管理系统的对接，可以实时或按照频次去同步文档管理系统的文档，实现设计文档的一键交付。

(3) 实现二三维联动。通过三维模型的引入，在三维模型中选择具体某一个对象后，实现与二维图纸的联动，并准确定位到对图纸的具体位置，同样，在二维图纸中，选择一个对象后，能快速定位到三维模型。通过二三维联动能快速的实现二三维之间的切换，更加方便的查找项目所需的相关信息。

(4) 采购数据跟踪和追溯。以二维码作为载体，将物资部分的设计专业数据、采购过程数据、供应商生产数据、物资出入库和安装数据进行集成和展示。物资管理各环节数据相互衔接，通过业务流程关联数据，将物资全流程的数据以列表和数据关联图的方式进行展示，并可对数据进行向下挖掘，实现物资状态的跟踪和全过程追溯。

(5) 实现智慧工地管理。智慧工地系统接入视频信息、人员信息、车辆信息、环境信息、安全信息等现场监控数据，对数据统一利用，提升施工期主要施工区域管理效率。

(6) 实现施工进度可视化。通过进度信息可视化适配。实现在线对进度计划进行4D模拟播放，支持进度计划和实际计划的对比，并可以对截止当天各任务的状态进行不同颜色的显示，方便各参与各方进行形象进度管控。

### 6 运维期数字站场的探索

业主方在获得“数字化工厂”后，结合工厂生产和运维管理需要，进行运行相关数据的录入/导入（或与生产运维业务系统做接口），并与设备对象、模型等关联，实现工厂的数字

化、智能化管理，形成“数字孪生体”。

#### 6.1 资产管理

##### (1) 设备管理台账

交付平台具备利用数字化移交成果建立设备全寿命周期台账，包括基本参数、关联资料、运行记录、保养记录、维修记录、异动记录、改造记录、关键配件等。设备管理的主要功能点包括：设备备用、运转、停用、闲置及报废等设备状态管理，设备关键信息变更，及厂区间调拨管理。

##### (2) 设备保养管理

交付平台具备设备保养管理主要包括：根据设备类型设定保养规则及保养内容、通过数据采集，获取设备关键信息自动触发保养规则并下发保养任务；执行保养作业，保养记录自动归入设备台账和平台知识库。

##### (3) 设备巡检管理

交付平台建立厂区标准巡检点库，并根据设备巡检需要关联具体的巡检点和采集点；根据管理需要制定巡检计划，系统自动下发巡检计划；执行巡检作业，巡检记录自动归入设备运行记录和平台知识库。

##### (4) 设备故障维修

设备故障维修模块，主要通过不同方式上报或自动获取设备故障信息；对设备故障信息进行确认并派发维修工单；维修人员领取维修工单并执行，按实际进度提交完成情况及备件试用情况，维修验收情况；对维修情况进行确认，并归入平台知识库，自动为类似问题的处理推送解决方案。

##### (5) 设备运行数据采集

交付平台具备与实时数据中心进行对接，接入设备的运行数据并能够根据运行参数驱动相关的业务操作。包括根据

策略进行数据采集;以及根据采集数据触发相关的动作,包括故障报警、保养任务下发等。

## 6.2 智能运维

### (1) 指导设备安装

设备安装调试过程中,通过摄像头、麦克风,能够及时获得专家的支持,并可以生成安装和调试记录,以支持设备的维修和技改;

### (2) 现场可视化

利用AI设备内置的摄像头和音频设备,让位于不同地理位置的专家能够看到工作现场的实施画面,并可以进行语音交流;专家在传回的界面上进行批注和圈阅,现场工作人员能够及时看到批注和圈阅。专家可以发送操作指令,推送相关的资料文档;可以抓取关键视频画面的图像内容,放大以查看更准确信息。

### (3) 查询设备信息

通过直接扫描设备的二维码,提取设备的基本静态信息、实时动态信息、关联的文档资料、设备的备品备件。

### (4) 智能检索

智能检索功能可以使作业现场的人员能够随时随地查看数字化平台中所有的技术资料、包括设备的安说明、接线图、施工图、操作手册。

### (5) 故障设备引导

运维系统监控设备运行状态,当发生设备异常报警后,向现场作业人员推送报警消息,并引导定位。根据设备异常信息,从人、机、料、法、环的维度,提供处理异常所需的数据支持。

### (6) 巡检巡查

能够显示巡检巡查任务列表;为巡检巡查人员提供下一个巡查点的引导。为巡检人员提供具体设备的巡检点和需要提交的巡检信息;自动生成巡检记录。

### (7) 人员实时定位及历时轨迹可视化

可结合无线定位设备,对厂区内工作人员进行实时定位,可实现30cm内的定位精度,可显示人员姓名、工号、部门等相关信息;可实现在三维场景中实现人员历时轨迹查询与回放。

### (8) 电子围栏可视化

满足现场危险区域可视化,在三维空间中实现电子围栏以及报警联动展示应用。

### (9) 实时监控可视化

实现现场实时监控在三维场景中关联联动,支持视频监控随时调取。

### (10) 报警可视化

通过对设备状态进行实时监测,当设备状态发生异常时,可实现报警与三维模型联动定位与展示。

## 6.3 虚拟仿真

针对油田站场的实施,依托数字化交付成果,只有实现项

目全生命周期的三维可视化乃至沉浸式虚拟体验,设计和施工的数据模型完全统一,并在站场运维中可以充分利用前期数据模型才是真正意义上的“数字孪生体”。

以“数字孪生体”三维模型为背景,以油田站场实际运行工况为依据,可以开发虚拟仿真培训平台,通过沉浸式VR仿真培训及事故演练可完成:

### (1) 标准化操作培训;

### (2) 典型故障处置;

### (3) 典型危险作业仿真模拟培训课程。

通过虚拟仿真培训可以增强人的生理和心理因素对事故应急能力的反应和联动能力;反应敏捷度、行动能力和近距离感知恐惧、焦虑、无助甚至绝望等心理状态的影响。培训人员对典型事故(如泄漏、着火、爆炸等)进行流程切断、关键危险作业环节的处置操作,达到提高各级人员应对突发事件的能力,最终达到检验预案、锻炼队伍、完善准备的演练培训目的。

## 7 认识

(1) 业主运营部门需要在项目初期,整体规划工厂信息化,做信息化顶层设计。要结合工厂将要建设的信息化系统来全面考虑数字化移交内容。在工程项目开始前就考虑并实施数字化交付,可以大幅度降低数字化(智能)工厂建设成本和实施难度,事后再通过逆向建模,收集数据来进行工程资料的整合其难度将成倍增加。

(2) 建设期数字化交付的工作重点是如何实现可视化站场多参与方数据协同,加快信息的传递效率,提升数据的互用性,确保数据的质量,这一阶段的重点是建设数字资产的生产过程。运维期搭建工厂设备资产全生命周期可视化管理体系,工作重点是运营资产的高效运维过程。

(3) 数字化交付平台建设的难点是与已建各类信息系统的数据集成。工程设计公司可以协助业主运营部门,把移交的数字化工厂虚拟模型和日常运维系统融合在一起,融合工厂的运营中产生的动态数据与数字化移交的静态工程数据。

## 8 结论

国内油田已经开始规划数字化油田建设的蓝图,数字化平台的建设技术日趋成熟,现阶段数字化工厂建设、移交技术已取得的一定的成果。在此基础上借鉴数字化工厂在相关行业成功的经验,探索符合行业要求的数字化方法,利用三维虚拟工厂实现对实时工厂的立体式监控和协同管理,建成一个国内一流、国际领先的符合中国实际的油田地面系统站场“数字孪生体”,最终实现真正的智能关联的虚拟数字化油田地面系统站场建设。■

作者单位:大庆油田设计院有限公司

(责任编辑 王波)

海外油田单井产量高、气油比大，国内已成熟使用的站外计量技术不能满足其大规模快速上产的要求。本文提出一种自动化程度高、无人值守的适用于海外油田的连续自动选井计量装置，其主要由自动选井系统、连续计量系统和RTU控制系统组成，具有单井产能计量范围广、自动化程度高、倒井时间短，计量精度高等优点。

# 海外油田连续自动选井计量研究

■ 赵珂珂 焦圣华 赵仲慧 廖芴燕



连续自动计量系统在中东地区某油田计量站应用。

## 1 引言

在油田地面生产过程中，为便于生产管理和数据采集，井流体从采油树采出汇入处理系统前，需要对单井的油、气产量进行检测和计量，所以单井计量是油气田地面工程常见的工艺技术。由于国内油田单井产量和气油比通常较低，目前大多采用传统的单井计量方法，其自动化程度低、计量精度低、计量范围窄。然而，海外油田普遍单井产量大且气油比高，

例如中东地区哈法亚油田，单井产量和气油比最高可达6000 BOPD和3000 SCF/STB。因此，国内已掌握的成熟的计量站计量技术不能满足海外地区油田的计量需求，亟需研发一种连续自动选井计量技术。

## 2 连续自动选井计量研究

如图1所示，整个计量装置包括自动选井系统、连续计量系统和RTU控制系统。具体工作流程为：RTU控制系统通过

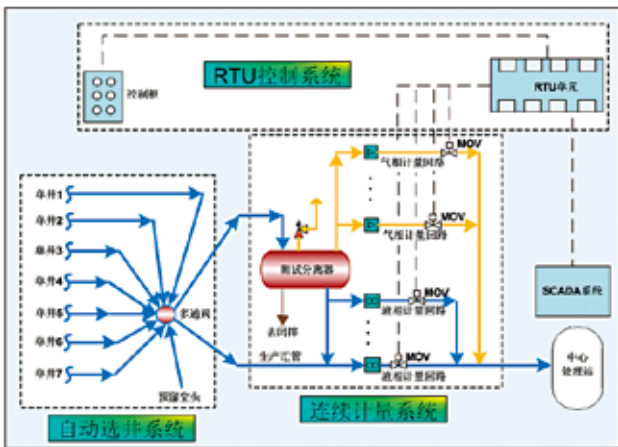


图 1 选井计量流程

发出信号指示电动执行器将阀芯转动至需计量的油井入口，油井来液进入多通阀橇，再流入测试分离器，经气液两相分离后，气体自动选择相匹配的气相量程回路进行计量，液体自动选择相匹配的液相量程回路进行计量，计量完成的气体和液体汇入生产汇管，测试分离器开始向闭排排液，待液位排至低值时，再切换下一口单井来液进入测试分离器后进行计量，最终实现单井流物的“连续”和“自动”计量。下面分别介绍三个子系统的工作原理和功能。

### 2.1 自动选井系统

如表1所示，油田主要有三种计量站建设模式，即全手动的人工操作计量站、电动三通阀选井的全自动计量站和电动多通阀选井的自动计量站。全手动的人工操作计量站需要人工手动倒井并把需要计量的单井来液导入计量管线，电动三通阀选井的计量站将人工手动倒井改为电动三通阀自动选井，但存在占地面积大、维护工作量大的缺点，电动多通阀选井的自动计量站通过多通阀自动选井，占地面积小、操作方便，且能够满足无人值守的要求。海外地区社会局势欠稳定、油田人力资源依托差，多通阀选井自动计量站以其自动化程度高、维修操作方便等优点备受青睐。采用电动多通阀选井模式，可在站内设RTU单元进行计量及选井控制，RTU采集的数据需要上传到SCADA系统进行集中监控。

多通阀自动选井流程如下：油井来液进入多通阀橇，多通阀由电动/手动执行器带动阀芯旋转，当阀芯上口与被选油井的来油入口接通时，被选油井的来油由多通阀的入口进入阀

表1 计量站建站模式分类

分类	人工操作计量站	自动计量站 (电动三通阀)	自动计量站 (电动多通阀)
特点	需要人工手动倒井	电动三通阀自动选井，占地面积大、维护困难	通过多通阀自动选井，占地面积小、操作方便

芯，通过多通阀的计量出口进入计量管线，其他油井来油在多通阀内汇集，由集输管线进入生产管道。计量完毕时，RTU系统发出信号，电动执行器电机启动，转动阀芯至下一个需要计量的油井入口，继续计量。不同油井轮换计量前，测试分离器内先进行自动排液，即待分离器液位从正常值降低到低值时，再切换下一口单井来液进入测试分离器，轮换计量的周期为2小时，这段时间足以充分的排空测试分离器内的上一口单井残留伴生气，以降低各单井介质之间的返混。

海外油田使用最多的是8井式多通阀，其阀体包含8个入口和2个出口，通常连接7口生产井，预留1个空头作为临时检修的观测口或者作为冲洗阀体的冲洗口，还可以保证不计量状态下所有井口来液进入生产汇管。当需要计量的井超过8口时，需2台（或以上）多通阀选井装置并联操作，这时每口井最大外接井数仍为7口，即1台多通阀的单井在计量阀位上时，另1台多通阀的计量阀位必须对应空头阀位。

### 2.2 连续计量系统

由于海外大型油田单井产量高、范围跨度大，单块计量仪表不能满足计量精度的要求，气相和液相计量均采用大、小量程双路计量，但若量程选择需要人工手动切换，将不能实现连续自动计量，也不满足海外无人值守的要求。本文提出一种连续计量工艺，包含至少2条气相计量回路和至少2条液相计量回路，在所有计量回路均设置MOV阀，并接入RTU控制系统。首先根据接入井的预测产能选择一条量程回路，其中，预测产能可以为产液量和气油比，假设选择了液相某量程回路，再根据流量计实测的数据控制该回路MOV阀的开关。若流量值正好处于该量程范围，则仪表读数即为本井液相流量；若超过本回路量程范围，则MOV阀关断，另一回路MOV阀打开，自动切换到另一量程回路，直至该井产量正好处于某计量回路的量程范围内。可以允许气相或液相各自计量回路的量程范围有重叠的部分，以避免伴生气或者原油产量的微小变化引起MOV阀的频繁切换，同时各计量范围的跨度可以彼此相同也可以不同，具体量程范围需要根据实际需求进行设置。上述气相和液相流体测量完成后汇入生产汇管。此外，遇故障或MOV阀检修时，该计量系统也可在中控室手动切换选择合适的量程回路，以保证油井的正常生产和计量。

### 2.3 RTU控制系统

RTU控制系统是一个独立的数据获取与控制单元，支持SCADA控制中心与现场器件间的通讯，即在远端控制现场获得数据并传给SCADA系统调度中心，其安全性和可靠性尤为重要。在本连续自动计量装置中的作用主要体现在以下两个方面：

(1) 可以通过设置RTU操作盘选择所需计量的单井，RTU系统通过信号线将信号传至多通阀旁边的控制柜，控制



图2 海外油田现场的8井式多通阀

多通阀的转动,使多通阀的入口管线与待测井的管线连接,从而实现远程智能自动选井。

(2) 可根据各测量回路上的流量计实测的数据自动控制MOV阀的开关,若流量值正好处于该量程范围,则不执行动作,若超过本回路量程范围,则控制此MOV阀关断,另一回路MOV阀打开,直至单井产量与计量回路量程范围相匹配。另外,此MOV阀即可通RTU系统远程操作,也可调节电动执行器现场操作,且MOV阀的开关状态需要上传至RTU系统,然后再传至SCADA系统。

(3) 可实现测试分离器在不同油井轮换计量前进行自动排液,即待分离器液位从正常值降低到低值时再通过RTU系统切换单井,以此降低各单井介质间的返混。

### 3 现场应用实例

本连续自动计量系统已在中东地区某油田计量站成功应用,该计量站所计量单井产量范围为100-9500BLPD(0.66-62.9Nm<sup>3</sup>/h),气油比范围为540-1000SCF/STB(96-178m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)。所选井产出液通过多通阀出口管线从测试分离器顶部进口进入,分离成气液两相后再分别计量。根据所测单井产量范围,利用上述研究成果,液相和气相均设置两个量程回路,大小量程覆盖所有接入井的产能预测值,且大量程和小量

程有交叉部分。液相大量程回路可测液体产量范围为707-11210Nm<sup>3</sup>/h,液相小量程回路可测液体产量范围为64-1300Nm<sup>3</sup>/h;气相大量程回路可测气体产量范围为6.6-62.9m<sup>3</sup>/h,气相小量程回路可测气体产量范围为0.66-13.2m<sup>3</sup>/h。

首先根据接入井的预测产能选择一条量程回路,假设选择了64-1300Nm<sup>3</sup>/h的液相小量程回路,而流量值正好处于64-1300Nm<sup>3</sup>/h之间,则仪表读数即为本井液相流量,若超过1300Nm<sup>3</sup>/h,则MOV阀关断,大量程回路MOV阀打开,自动切换到707-11210Nm<sup>3</sup>/h量程回路。若MOV阀失效或检修,也可在中控室手动切换选择合适的量程回路。气相两量程回路上设置有2个PV阀,用来控制测试分离器内压力稳定在正常值,液相两量程回路上设置有2个LV阀,用来控制测试分离器内液位稳定在正常值。当测试分离器液位从正常值降低到低值时,再切换下一口单井来液进入测试分离器后进行计量。所有计量完成的气相和液相流体重新汇入生产汇管。

### 4 小结

油井采出液计量是进行生产动态分析、实时调整措施的重要依据,本文提出的连续自动选井计量装置可以很好的适应海外油田单井产量高、气油比大、单井产量差异大等特点,且满足无人值守的要求。本装置的特点总结如下:

(1) 适用单井产能变化范围广。气相和液相计量均采用大、小量程双路计量,计量范围基本覆盖全油田单井产能。

(2) 自动化程度高。通过多通阀组自动选井,根据来油自动选择使用量程回路进行计量,实现了连续自动计量,尤其适用于海外大型油田单井计量。

(3) 倒井时间短,计量精度高。在测试分离器内通过自动排液,降低轮换计量时,不同油井介质之间的返混,提高计量精度,缩短不同单井倒井计量的时间。

数字化、自动化是未来油田生产计量的必然发展趋势,能够有效提高劳动效率,降低工人的劳动强度,提高油气生产管理,特别是对于安全风险较高的地区,能够减少现场操作的风险。目前,该连续自动选井计量系统已成功应用于中东某油田,并取得了良好效果。其广泛推广将有助于全面实现未来油井的数字化、自动化。■

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 王波)



随着我国深海战略的推进,油气开发和海洋工程装备将迎来巨大的市场需求。水下缠绕防腐用胶粘带的研制和产业化成为防腐体系的新命题、新机遇和新挑战。

# 海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带的研制开发

■ 曹务全 姚相华 张深珂 李运芒



## 1 防腐胶粘带面临的挑战

海洋工程是指以开发、利用、保护、恢复海洋资源为目的,并且工程主体位于海岸线向海一侧的新建、改建、扩建工程。一般认为海洋工程的主要内容可分为资源开发技术与装备设施技术两大部分,具体包括:围填海、海上堤坝工程,人工岛、海上和海底物资储藏设施、跨海桥梁、海底隧道工程,海底管道、海底电(光)缆工程,海洋矿产资源勘探开发及其附属工程,海上潮汐电站、波浪电站、温差电站等海洋能源开发利用工程等,海洋强国建设需要繁荣的海洋经济,而发展海洋经济需要拥有大量先进的海洋工程装备。当前,海洋工程装备制造业已经成为国家战略性新兴产业。

在海洋工程中作业中,常常需要用到胶粘带对水下物品进行缠绕,特别是海底电(光)缆工程;海水具有较强的腐蚀

性,普通胶粘带放入到海水内容易受到海水的腐蚀,失去胶粘作用,所以会用到防腐胶粘带,现有的海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带,防腐性能较差,长期使用时容易受到海水的腐蚀,使用寿命短,需要定期进行更换维护,实用性较差。

济宁迅大管道防腐材料有限公司是国内规模最大、防腐产品最齐全、设备最先进、质量最稳定的集研发、生产、销售的综合性防腐、防水材料大型股份制企业。客户遍布全国32个省市自治区,出口全球80多个国家。公司秉承“需求牵引、创新驱动”科技理念,不断开发新工程、新装备和新领域求防腐产品。

基于上述背景和需求,济宁迅大管道防腐材料有限公司研发团队设计开发了一种海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带(图1),包括胶粘带本体,所述胶粘带本体内壁固定连接有环保内环,所述胶粘带本体内部设置有粘带外层,所述粘带外

层底部固定连接有粘带内层, 所述粘带内层下方有防粘膜, 所述粘带内层底部与防粘膜顶部相贴合。

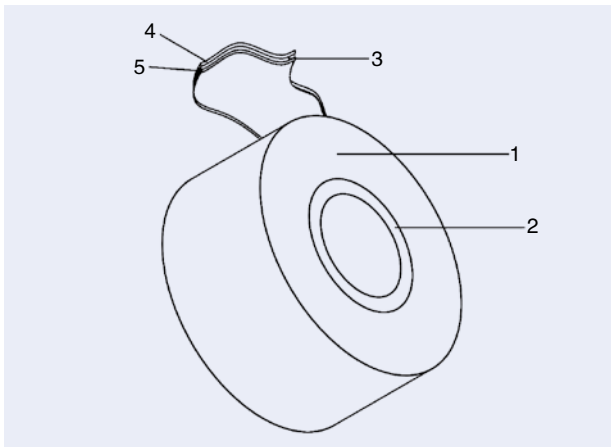


图1 海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带示意图

## 2 实验仪器与试剂

### 2.1 工艺流程

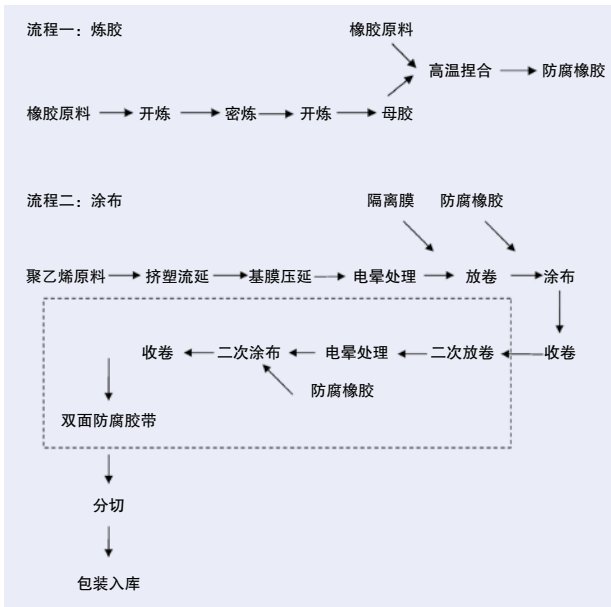


图2 工艺流程图

## 3 结果与讨论

### 3.1 产品结构与组成

一种海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带, 包括胶粘带本体1, 胶粘带本体1内壁固定连接有环保内环2, 胶粘带本体1内部设置有粘带外层4, 粘带外层4底部固定连接有粘带内层3, 粘带内层3下方有防粘膜5, 粘带内层3底部与防粘膜5顶部相贴合。所述粘带内层包括耐磨层, 所述耐磨层底部固定连接有内防腐层, 内防腐层底部固定连接有胶粘层。

### 3.2 产品技术参数

参照相关行业产品国内外标准, 我们制定了该产品的技

术指标, 远远高于国外同类产品(表1)。

表1 海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带

序号	技术内容	技术参数
1	安装方式	机械缠绕/手工缠绕均可
2	安装场地	可以水下安装
3	可操作性	灵活方便高效, 设备要求性几乎为0
4	符合防腐等级要求	符合
5	施工安装成本	1X: (1人工可操作, 无耗材成本)
6	耐化学介质腐蚀(7d)保持率, %	≥85
7	吸水率, %	≤0.03
8	28d阴极剥离-1.5V, mm	≤8
9	23℃对除锈裸钢层剥离强度, N/cm	≥100
10	23℃对背材剥离强度, N/cm	≥100
11	水下安装: 23℃对除锈裸钢层剥离强度, N/cm	≥30
12	水下安装: 23℃对除锈裸钢层剥离强度, N/cm	≥30
13	材料成本, 元/平方钢管(1.0mm厚度55%搭接缠绕)	60-70元

## 4 结论

该海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带, 通过设置粘带内层, 在使用过程中, 内防腐层可以有效防止粘带内层出现腐蚀的现象, 对胶粘层起到保护效果, 同时提升了该胶粘带本体的使用寿命, 耐磨层可以提高胶粘带本体的耐磨性能, 防止该胶粘带本体在外力作用下发生损坏, 同时具有较好的弹性和耐老化性, 胶粘层其基材是纤维结构可有效地抵抗由于土壤应力而产生的蠕变破坏。此外, 在纬条和经条的作用下, 增加了胶粘层与被粘连物品的摩擦力, 提升粘连效果。

该海洋工程用水下缠绕防腐用胶粘带, 通过设置粘带外层, 在使用过程中, 外防腐层通过铝箔制成, 不仅具有防潮、耐腐蚀等性能, 同时具有耐撞击和吸水率低以及电阻率大等优点, 弹力层通过聚丙烯加强纤维制成, 使该胶粘带本体具有较好的韧性, 防水层可以防止水汽进入到粘带内层, 提升该胶粘带本体整体的使用寿命。

该胶粘带技术路线成熟可靠、工艺流程稳定可控, 可以用于海洋管道防腐、港口建设码头防腐、跨海大桥桥墩防腐、海洋牧场防腐、海底保障油库、水下保障粮仓、未来海洋城市防腐水下应急保障工程、水下军工项目工程前景可期。

本产品将会成为防腐体系和海洋工程行业产品的重要组成部分。■

作者单位: 宁迅大管道防腐材料有限公司  
(责任编辑 王波)

新疆油田从“九五”开始进行三元复合驱科技攻关。为了解决砾岩油藏地面系统注入体系调控难度大、碱路调配系统结垢严重、浓度误差大等难题，地面工艺进行系列技术的研究与攻关，形成了适合新疆油田砾岩油藏复合驱现场试验和工业化推广应用的地面特色配注技术——“双向错流、辐射回流、多元可调”配注工艺技术，为新疆克拉玛依油田稳产奠定了坚实的技术基础。

# 新疆油田复合驱地面配注技术

■ 李龙



新疆油田公司从“九五”开始加大了复合驱提高采收率的现场试验研究力度，先后开展了聚合物驱、弱碱三元复合驱等多种提高采收率技术的现场试验。根据国内三次采油研究表明：复合驱技术极大地延缓了各大油田产量递减的速度，已成为老油田产量接替的主要措施，在油藏含水95%~98%时进行复合驱，可提高采收率幅度18.2%~16.7%。为了确保复合驱现场试验及工业化的顺利实施，地面工艺技术的研究与驱油试

验同步开展，并随着驱油技术的不断发展和完善，形成了适合新疆油田砾岩油藏复合驱现场试验和工业化推广应用的地面特色配注技术。

## 1 砾岩油藏地面配注技术难点

复合驱配注系统关键在降低粘度损失，地面系统配注工艺聚合物粘损的主要环节在注聚泵、静态混合器以及管道

上,经调研国内油田粘损一般在15%~20%,找出低粘损工艺对于配注系统至关重要,且新疆油田复合驱属于砾岩油藏,砾岩油藏与砾岩油藏性质相差较大,对地面的配注要求更高,与砾岩油藏对比,砾岩油藏非均质性极大,要求个性化配注:单井注入量、注入浓度、注入压力均不一致。地面配注系统存在以下难题:

- 1) 注入体系调控难度大:注入井压差、系统粘度损失大,要求进行个性化配注;
- 2) 弱碱三元配注系统结垢严重:碱路调配浓度误差大、结垢严重,经常出现高压端流量计阀芯卡死、电动机烧坏、传动杆断等现象。

## 2 配注系统工艺技术

目前,配注系统已形成了“双向错流、辐射回流、多元可调”配注工艺技术,包括“双向错流、辐射回流”配液用水处理技术、“单泵多井分压调节”聚驱配注技术、“单泵单井两级浓度调配”弱碱三元配注技术等,满足了新疆油田砾岩油田复合驱个性化配注需要。

### 2.1 “双向错流、辐射回流”配液用水处理技术

针对砾岩油藏复合驱试验水质指标高的特点,分析影响复合驱注入液性能的基本物质是 $Fe^{2+}$ 、 $S^{2-}$ ,二价离子浓度过高对建立溶液低界面张力不利。采用“双向错流、辐射回流”原理研发“嵌套式”曝气装置进行曝气,新型曝气塔分为下部对流接触反应区、中部气体聚集区、上部环流反应区三个部分,

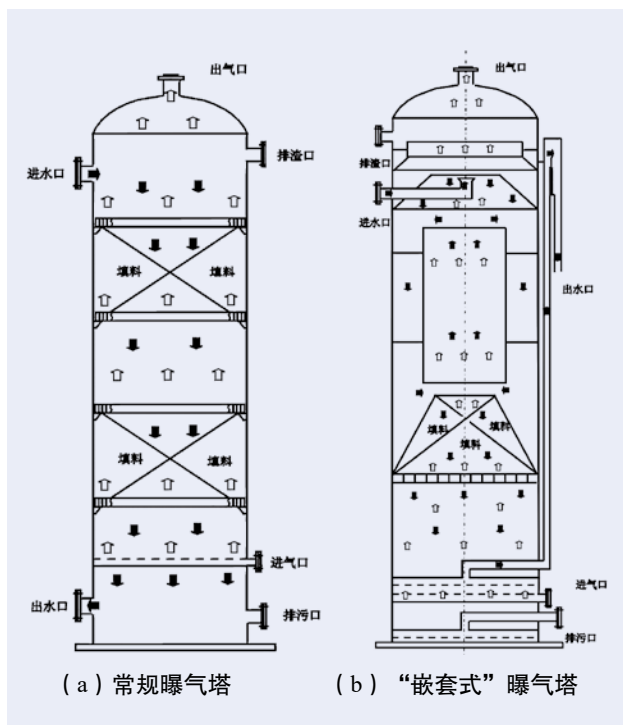


图1 “嵌套式”曝气塔与常规曝气塔结构对比图

将环流氧化区与曝气氧化区连接在一起,使污水与空气接触更加充分。

### 2.2 “单泵多井分压调节”聚驱配注技术

目前,聚驱配注方式均采用“母液集中配制、分散注入”,为了保证砾岩油藏非均质注入要求,减少因压差而造成的粘度损失,配注工艺将注入系统分为若干个压力等级,运行过程中将压差小于一定值的注入井调整到一个压力系统中实现各单井分压注入;采用锥形低剪切电动流量调节器、高压水流量调节器及自动控制系统,实现对各单井的注入量、目的液中聚合物(P)浓度进行自动调节。

### 2.3 “单泵单井两级浓度调配”弱碱三元配注技术

为了保证砾岩油藏三元复合驱非均质注入要求,结合药剂的三次复配以及熟化的需要,该工艺结合药剂的二次复配以及熟化的需要,根据注入目的液中表面活性剂的浓度将表面活性剂(S)与聚合物(P)、表面活性剂(S)与碱(A)混合形成两种二元液,表面活性剂与聚合物二元液(SP)与表面活性剂稀液(S)根据聚合物注入浓度、注入量要求实现一级在线低压调节,与另外一种表面活性剂与碱二元液(AS)根据碱注入浓度、注入量要求实现二级在线高压调节。采用单泵对单井注入,调节注入压力,减少因压差而造成的粘度损失,同时表面活性剂(S)与碱(A)混合采用目的液法,将结垢反应放于调配罐内减少了调配罐后端碱与表面活性剂混合液失钙率,减少了常规流程中碱、表面活性剂及水复配成高压二元液时混合溶液失钙率高的问题,很好地保护了高压端调控仪器,避免了高压流量计阀芯卡死、电动机烧坏、传动杆断等问题,保证高压注入泵及配套系统正常生产,减少了结垢点,清垢周期延长至3~6个月,从配注精度来看,减少高压端调控仪器结垢可提高配注精度,目的液达标率高达94%以上,该工艺实现单井注入量、聚合物浓度、碱浓度的可调,同时保证在聚合物、碱浓度调整过程中表面活性剂浓度恒定。

### 2.4 技术特点

技术特点一:多压力系统分配调节技术,降低压力引起的聚合物(P)粘度损失。

分压调控复配装置将压差小于2.5MPa的注入井调整到一个压力系统中,减少因压力不同截流造成的粘度损失,同时采用锥形低剪切电动流量调节器、高压水流量调节装置及流量专家控制系统,实现在一泵多井式聚合物溶液的流量调节过程中,平稳、快速、高精度的调节。

技术特点二:两级浓度调配技术,实现碱/聚合物(A/P)浓度个性化调节。

表面活性剂与聚合物二元液(SP)与表面活性剂(S)在低压端进行调配,利用表面活性剂(S)流量调节聚合物(P)浓度,实现了聚合物(P)浓度可调;碱与聚合物二元液(AS)、表面活性剂与聚合物二元液(SP)均设置流量调节器,按比例锁调节,确保碱

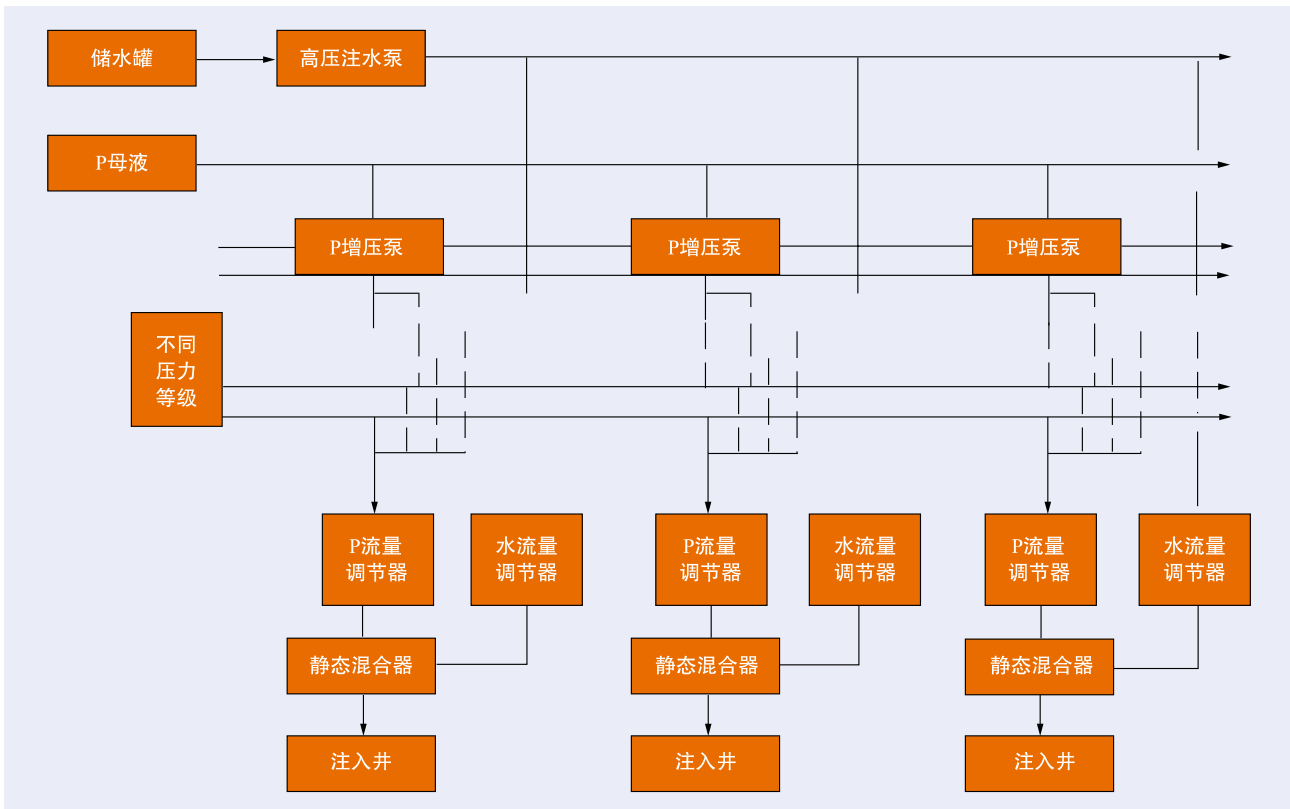


图2 “单泵多井分压调节”注入工艺

表1 曝气前后含铁含硫检测结果对比表

测定日期	曝气前水中含 S <sup>2+</sup> (mg/L)	曝气后水中含 S <sup>2+</sup> (mg/L)	曝气前水中含 Fe <sup>2+</sup> (mg/L)	曝气后水中含 Fe <sup>2+</sup> (mg/L)
2015-7-24	0.2	0	0.1	0
2015-8-27	0.1	0	0.2	0
2015-10-9	0.1	0	0.8	0
2015-10-16	0.1	0	0.6	0

(A)的浓度实现可调性按需注入；碱与聚合物二元液(AS)增压泵出口压力与其变频器连锁，确保碱与聚合物二元液(AS)单路流量调节过程不影响旁路正常生产，具有多种药剂浓度可调、目的液达标率高、清垢周期长、粘度损失小、调配精度高等优点。

### 3 技术应用结果

#### 3.1 “双向错流、辐射回流”配液用水处理技术

复合驱曝气塔污水停留时间为180min，常用曝气量为7.5m<sup>3</sup>/min。经过污水曝氧试验，结果表明，经过注入站曝氧塔曝氧处理，出水Fe<sup>2+</sup>、S<sup>2-</sup>均检不出(见表1)。

#### 3.2 “多元可调”配注技术

聚驱配注技术利用分压调控保粘原理，减少因压差而造成的粘度损失，采用标量法计算，全流程粘度损失<12%(检测数据见表2)，三元配注技术利用目的液法和点滴法组合调浓、变频调压调量分压配注工艺，实现了砾岩油藏强非均质性条件下的个性化注入要求，采用标量法计算，全流程粘度损失<10%(检测数据见表3)。

此外，三元配注技术现场试验表明，较好地解决了结垢带来的问题。从防垢来看，结垢点主要为调配罐(AS储罐)，其次为静态混合器及配套管道、阀门，很好地保护了高压注入泵及配套自控装置，减少了结垢点，清垢周期延长至3~6个

表2 单泵多井浓度、粘度检测数据表

测试日期	P 母液浓度 (ppm)	P 目的液浓度 (ppm)	P 检测浓度 (mg/L)	粘度 (mPa.S)		粘损率 (%)
				P 检测值	同浓度 P 标样值	
2014-12-5	5000	800	756.90	24.08	28.80	16.39
2014-12-9	5000	1000	975.54	49.74	58.96	15.64
2015-1-15	5000	2000	2011.31	184.70	215.35	14.23
2015-1-5	5000	1200	1345.10	92.37	106.26	13.07
2015-1-15	5000	1200	1260.70	83.29	94.85	12.19
2014-12-3	5000	600	676.96	22.89	25.43	10.00
2014-12-5	5000	1500	1660.86	111.70	122.00	8.44
2014-12-3	5000	1000	1111.51	49.34	53.28	7.40
2015-1-5	5000	800	875.74	46.58	49.66	6.21
平均						11.5

表3 单泵单井浓度、粘度检测数据表

测试日期	P 母液浓度 (ppm)	P 目的液浓度 (ppm)	S 目的液浓度 (ppm)	A 目的液浓度 (ppm)	P 检测浓度 (mg/L)	粘度 (mPa.S)		粘损率 (%)
						P 检测值	同浓度 P 标样值	
2016-5-9	4000	2500	3000	12000	2543.78	92.76	102.33	10.32
2016-5-12	4000	2500	3000	12000	2506.69	93.55	100.37	7.29
2016-12-26	4000	1500	3000	12000	1599.32	41.84	45.29	8.25
2016-12-27	4000	1500	3000	12000	1608.65	43.82	45.79	4.50
2016-12-28	4000	1500	3000	12000	1765.28	46.97	54.15	15.29
2018-1-22	4000	1000	3000	12000	964.90	16.82	18.13	7.79
2018-1-24	4000	1000	3000	12000	961.30	16.58	17.94	8.20
2018-12-3	4000	1000	3000	12000	975.11	16.84	18.67	10.87
2019-1-10	4000	1000	3000	12000	1003.98	17.76	20.21	13.80
平均								9.59

月。从配注精度来看,由于减少了高压注入泵结垢,避免了高压流量计阀芯卡死、电动机烧坏、传动杆断等问题,提高了配注精度,目的液达标率高达94%以上。

#### 4 结论

(1)“双向错流、辐射回流、多元可调”配注工艺技术解决了注入体系调控难度大的问题,实现了砾岩油藏强非均质性条件下的个性化注入要求。

(2)采用“双向错流、辐射回流”原理研发“嵌套式”曝气塔对去除污水中 $Fe^{2+}$ 、 $S^{2-}$ 的效果明显好于常规曝气塔,

保证了污水配剂用水 $Fe^{2+}$ 、 $S^{2-}$ 指标。

(3)“单泵多井分压调节”聚驱配注技术可以有效减少因压力不同截流造成的粘度损失,全流程粘度损失<12%。

(4)“单泵单井两级浓度调配”弱碱三元配注技术利用目的液法和点滴法组合调浓、变频调压调量分压,提高了配注精度,减少了粘度损失,较好解决了碱液复配结垢带来的问题,全流程粘度损失<10%,清垢周期延长至3~6个月。■

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 王波)

在油田生产中,井筒内井流物的复杂多相流动和结蜡对油井的油气生产以及下游油气处理设施的运行有着重要的影响。对井流物在井筒中的多相流动及结蜡规律进行研究有助于提高油井的运行效率。本文对井流物在井筒中的油气水多相流和油井生产中原油在油管中的结蜡进行了模拟分析研究。根据模拟结果深入研究了井流物多相流动特性以及流型分布规律,并对油管的运行中的析蜡规律进行了分析研究。

# 井流物在井筒中的多相流动及结蜡特性研究

■ 李宪昭 尚增辉 王成林 雷莎

油井井筒中的井流物在从底层向井口流动过程中,当压力低于井流物的饱和压力后,气体开始冲原油中分离出来,而在大多数情况下原油中会含有生产水,因此井筒中井流物的流动多为气液水多相流动,其流动特性十分复杂。由于流体的界面和分布状况随着井筒中的压力、温度以及油气水各相分率的变化,而形成各种各样的流动型态。油气水多相流型的不同也会对油井及下游工艺设施的生产产生重要的影响。因此,对油井中井流物多相流流动特性的研究是十分必要的。

对于生产含蜡原油的油井,在生产过程中当油管内温度低于原油的析蜡点时就会有蜡析出。当油井内析蜡严重时,会造成产量减小、压降过大甚至油管堵塞等后果。因此,研究井筒中原油析蜡规律也有重要的意义。

本文通过对非洲东部某油田的生产油井在不同工况下的井筒中井流物多相流动以及在生产过程中结蜡情况进行模拟研究,对其多相流动特性和井筒的析蜡规律进行了分析研究,在模拟中重点对油井投产和投产较短的运行时期内的井流物多相流动和析蜡规律进行了模拟分析。

## 1 基础参数

### 1.1 井流物物性及相平衡参数

图1和图2分别是井流物的相包络线和在不同压力下的析蜡曲线。

该油田所产原油为含蜡原油,原油密度为 $860\text{kg/m}^3$ ,含水率为10%。表1中数据是油藏流体的主要物性。油井油管为4英寸油管,表2中是油井油管材料及油井周围土壤的性质。

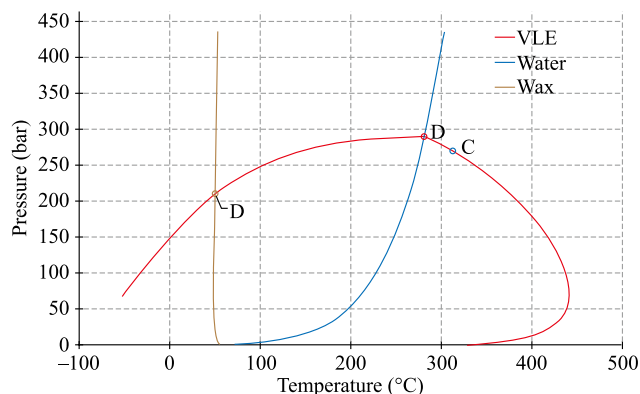


图1 井流物的相包络线

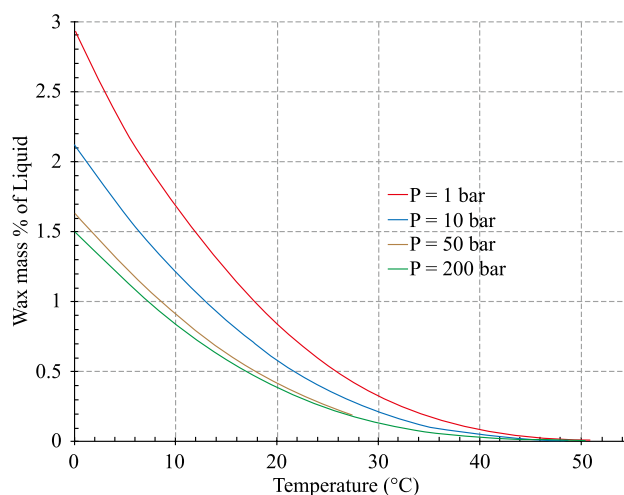


图2 井流物的析蜡曲线

表1 井流物物性

性质	值	
密度 (20℃), kg/m <sup>3</sup>	860	
凝点, °C	25	
含蜡量, %	11.5	
比热 (20℃), J/kg·°C	2100	
气液比, sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>	300	
体积含水率, %	10	
原油粘度, cP	15.56°C	38.9
	30°C	21.4
	50°C	11.7
	70°C	7.3

表2 油管材料及土壤性质

材料	密度 kg/m <sup>3</sup>	比热 J/kg·°C	导热系数 W/m·°C	直径 in
碳钢	7850	470	45	4
土壤	1635	753	1.3	

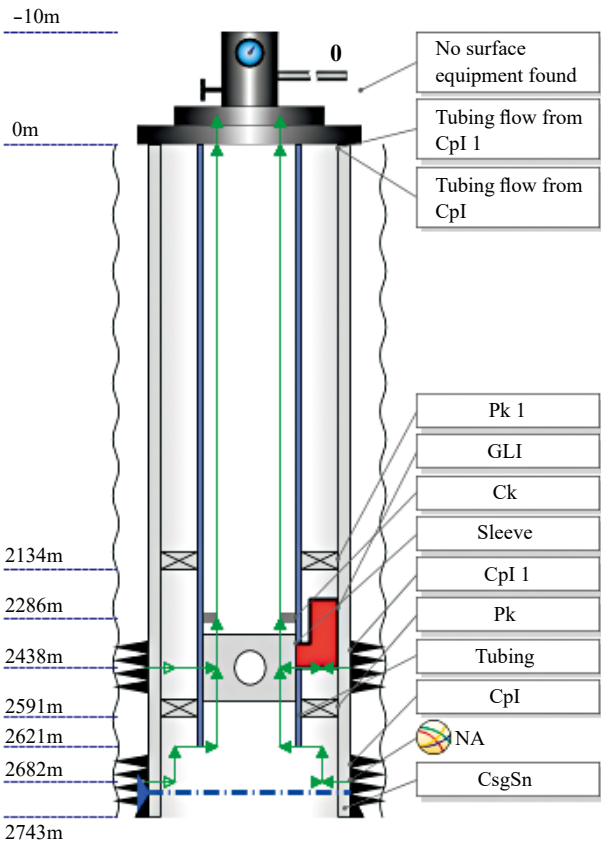


图3 油井结构示意图

### 1.2 油井结构参数

所分析的油井为垂直油井, 油井的井底深度为2743m, 产油层位于2682m处。油井详细参数请见图3油井的结构示意图, 油藏温度为180°C, 油藏压力为24.8MPag。从图3井流物相包络线图可以看出, 在油藏温度和压力条件下井流物压力低于泡点压力, 处于气液两相区。

## 2 井筒内流型分布

### 2.1 投产后井口温度变化

由于本区块油田所产原油的凝点较高且含蜡量较高, 因此在原油投产前需要对井筒进行注热水进行井筒预热, 以在井筒内建立起较高的温度场防止原油在井筒里发生凝固或大量析蜡堵塞井筒。在本文中主要对预热完成后的油井的投产

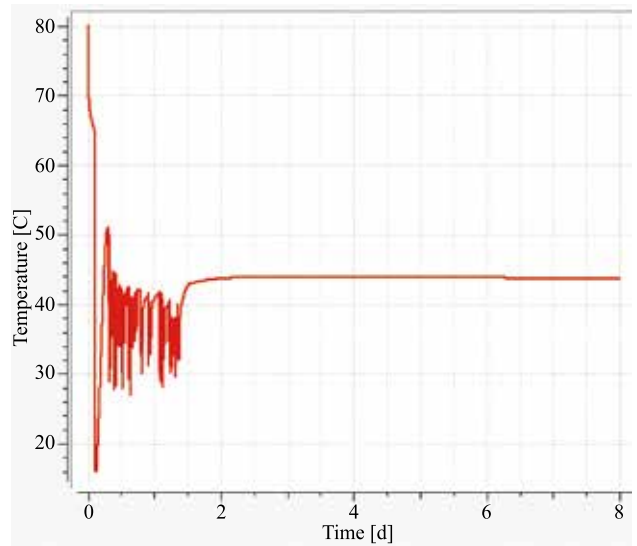


图4 产量为2000kg/h时投产后的井口温度变化

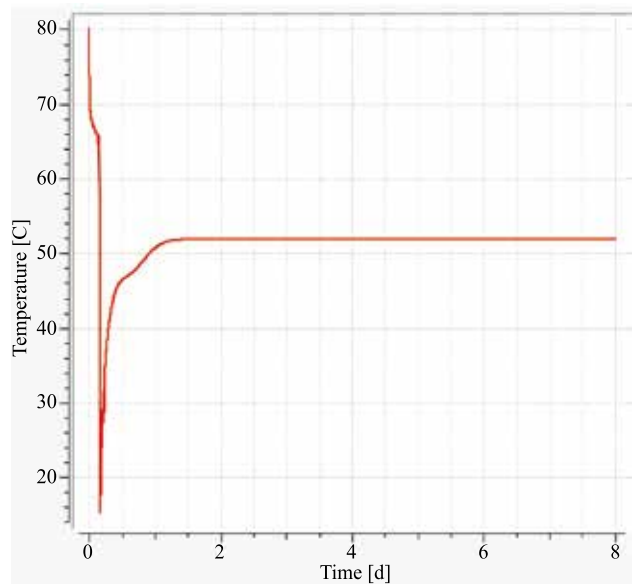


图5 产量为3000kg/h时投产后的井口温度变化



过程进行模拟研究。

在分析中分别对油井在2000kg/h、3000kg/h、4000kg/h、5000kg/h以及6000kg/h五个产量下的投产过程进行了模拟。图4至图8分别为从投产至运行8天的过程中，油井井口流体温度随运行时间的变化趋势图。从图中可以看出当油井投产时间在2天左右时，井口温度基本达到稳定，且随着产量的升高稳定后的井口的温度越高。（注：在油井预热中使用80℃热水注入油井中进行预热，因此，在油井井口流体温度随运行时间的变化趋势图中井口流体的初始温度显示为80℃，而在初始投产时，由于油井内生产流体还未与油井周围土壤环境的传热还未到达稳态，所以当油井投入生产后井口的流体温度会先出现一定的降低而随着油井运行时间增长井口温度又升高的现象）。

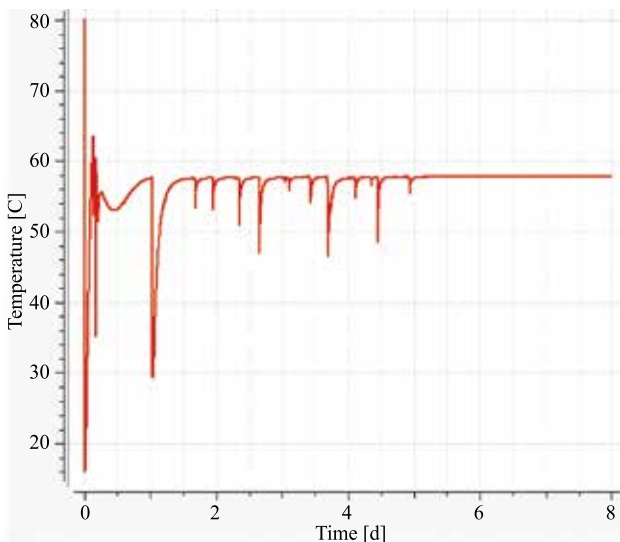


图6 产量为4000kg/h时投产后期口温度变化

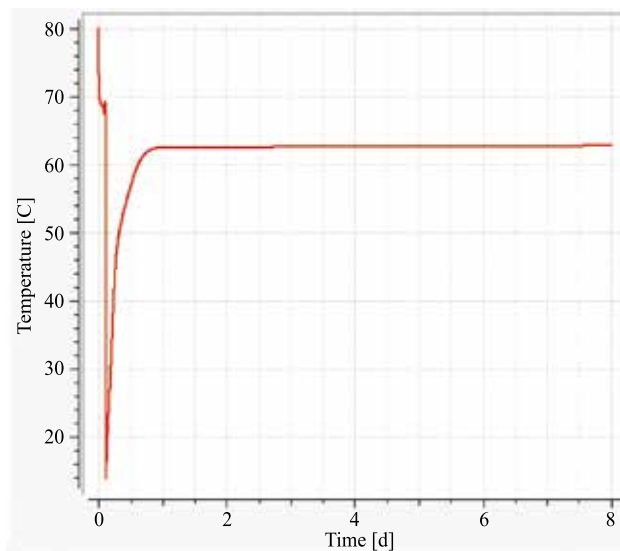


图7 产量为5000kg/h时投产后期口温度变化

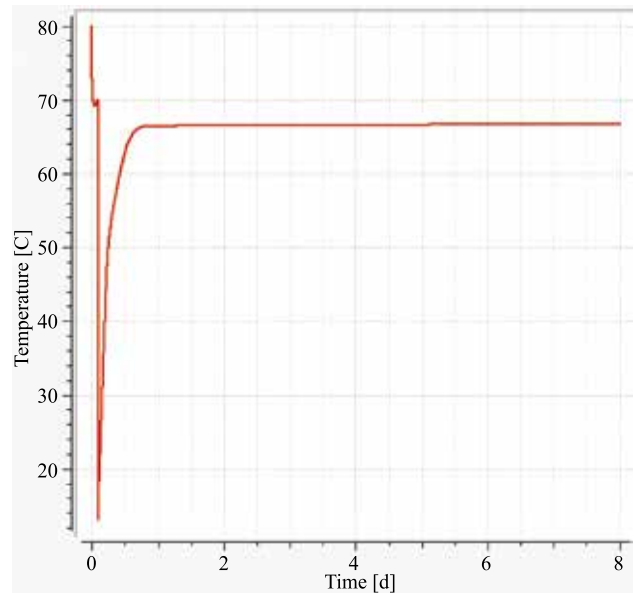


图8 产量为6000kg/h时投产后期口温度变化

## 2.2 井筒气液分率和流型分布

当投产产量为2000kg/h时，井口流体稳定后的温度在原油析蜡点（43℃）左右。由于原油在流出井口进入集输管线后温度还会降低，所以原油会在井口和集输管线中发生析蜡。因此，为了尽量减少原油在井筒和集输管线中析蜡，油井产量应维持在2000kg/h以上。当由于持续开采而造成油井产量低于2000kg/h时，应采取相应辅助措施以减少原油在井筒和集输管线中的析蜡量。

根据2.1节，由于运行时间在2天左右时油井的热力条件就达到稳定，因此在对井筒的气液分率和流型进行研究时的模拟时间设为2天。图9至图11是当产量分别为2000kg/h、4000kg/h以及6000kg/h时，油井投产两天后管道内各点的气液体积流量分布。从图中可以看出在三个产量下，从井底油藏至井口液相的体积流量逐渐减小，而相对于的气相的体积流量逐渐增加。产生这种规律的原因是井筒内压力自下而上是逐渐减小的，而随着压力减小液相中较轻组分逐渐由液相进

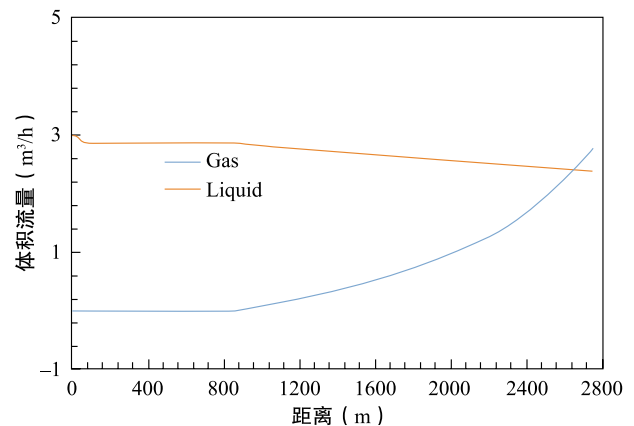


图9 产量为2000kg/h时井筒各点气液体积流量分布

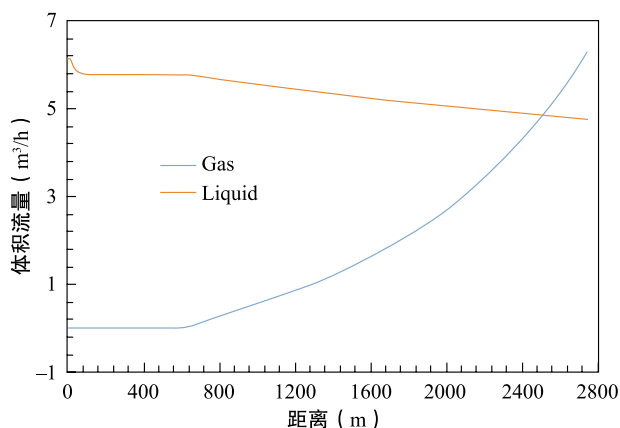


图10 产量为4000kg/h时井筒各点气液体积流量分布

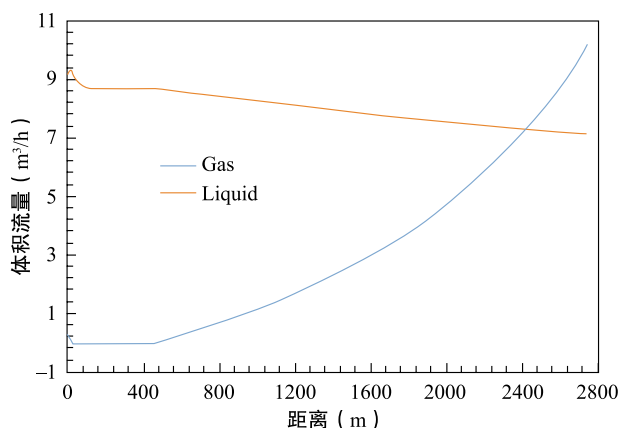


图11 产量为6000kg/h时井筒各点气液体积流量分布

入气相, 进而造成液相流量减小而气相流量增加。

在油井中, 只要流体压力降到泡点以下, 气体就会脱出, 从那一点到地面就会出现气液两相流。因此, 油井井筒中的流动为多相流动。即使是欠饱和油藏中的生产井, 除非地面压力高于泡点压力, 否则在井筒及油管中都会出现两相流。许多油井随着生产时间增长, 原油中含水量逐渐上升, 当含水量升高到一定程度后会出现游离的水相, 结果就会导致井筒内的油水两相流或油气水三相流的形成。除了重力场和井筒阻力的影响外, 流体的性质即其PVT性质和流变特性对井筒中流体流动特性也有很大的影响。

当产量分别为2000kg/h、4000kg/h以及6000kg/h时, 油井投产两天后油管各点的流体流型分布(图中不同Physical Regime ID代表的流型: 0 = Stratified smooth flow光滑分层流; 1 = Stratified wavy flow分层波浪流; 2 = Annular flow环状流; 3 = Slug flow段塞流; 4 = Bubbly flow泡状流; 5 = Churn flow混状流)。

气液的流型是用来描述气液流体的几何构型。在这里液相被视为一个油和水的混合物, 其中油和水也有自己的流型。气液流型主要有分离流、泡状流和段塞/混状流三种基本流型, 其中:

1) 分离流: 由气相空间(可能含有液滴)和液相空间(可能含有汽包)构成;

泡状流: 气体只以气泡的状态在液相中存在;

2) 段塞/混状流: 流动为由液体段塞和弹状气泡构成的间歇性的流动, 该流型一般易发生在气液流速相差较大, 而导致油气两相发生滑动的时候。

可以看出, 产量为2000kg/h和4000kg/h时井筒内底部为环状流, 上部为泡状流; 当产量达到6000kg/h时, 井筒上部会出现混状流。井筒内从下至上流体流型发生变化是由于重力场及井筒阻力导致的井流物的压力以及气液两相的流速发生变化, 进而引起井筒内流型发生变化。当在井流物到达井口附近时, 由于压力较低气相流量增加, 气相流速升高发生气液两相滑动, 进而流型变为段塞/混状流。

### 3 井筒结蜡分析

对于含蜡原油的油井, 在油气生产过程中当油管内流体温度低于原油的析蜡点时, 管道内即会有蜡析出。管壁结蜡不但会给油气生产带来安全隐患, 也会造成很大的能量损失。当油管的管壁发生蜡沉积时会减小管道的内径, 造成油管的流动阻力, 对于自喷井会减少油气产量、对于人工举升井会增加动力费用。因此, 对油井井筒中原油的析蜡规律进行分析研究, 对于提高油井生产的运行效率和安全十分重要。

分别对油井在2000kg/h、4000kg/h以及6000kg/h三个产量下, 由投产后运行5天的析蜡情况进行模拟, 通过模拟结果对井筒内结蜡厚度以及析蜡位置等特性进行分析研究。

从模拟结果可以看出, 在油井运行5天之后, 随着油井产量增加管道的结蜡厚度随之增加且位于约距井底780m处最大。从井筒780m处起, 随着井筒距井底距离增大, 井筒结蜡厚度随之减小。而在780m以下由于流体温度较高的原因, 基本无蜡析出。

### 4 结论

在油井生产过程中, 井筒中的井流物为油气水多相流动状态。在井筒中, 由油藏至地面井是一个压力和温度逐渐降低的过程。而随着井筒内的压力温度变化, 井流物的气液分率以及相对应的流量都会发生变化, 进而导致井筒内的多相流型发生变化。

在油井启动生产之后, 井口温度随着运行时间而逐渐升高。当运行时间达到一定长度后, 井口温度趋于一个稳定值, 而油井产量越高相对应的井口稳定后的温度也越高, 当油井产量较小时应采取相应辅助措施以减小井筒和集输管线中蜡的析出。

在油井投产过程中, 井筒结蜡最严重的处位于油管下半段。从析蜡最严重的处开始随着井筒距井底距离增大, 井筒结蜡厚度随之减小。在油井运行过程中, 对于易结蜡较严重位置应该给以重点关注。■

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 王波)

一些稠油采出水需要采用蒸发工艺进行处理生产除盐水回用油田注汽锅炉。若采出水中含硅量较高,蒸发过程中,随着溶液浓度的上升,析出硅酸、硅酸盐等,从而堵塞蒸发器及工艺管道。本文介绍了一种针对含硅采出水的不除硅防硅垢蒸发除盐技术,不需除硅或投加晶种就可以进行蒸发处理,对现有含硅水蒸发处理工艺进行简化、降低运行成本。

# 稠油采出水蒸发除盐防硅垢技术应用

■ 周京都 王爱军 武文静 林双

## 1 引言

稠油开发过程中产生的采出水经除油、除悬浮物、软化后回用注汽锅炉,使水资源循环利用。近年来稠油油田大量采用过热注汽采油,过热注汽锅炉给水水质指标要求总溶解性固体 $\leq 2500\text{mg/L}$ ,而稠油采出水的总溶解性固体通常在 $3500\sim 6000\text{mg/L}$ 。因此,需要对采出水进行除盐回用,通常采用“膜分离除盐+蒸发除盐”或“直接蒸发除盐”的方法进行处理。稠油采出水的蒸发除盐工艺在新疆油田、辽河油田已开展了现场试验,在胜利油田春风采油厂进行了工程应用。

稠油采出水含硅在 $150\sim 350\text{mg/L}$ 之间,蒸发浓缩后循环液中 $\text{SiO}_2$ 含量在 $1500\sim 3500\text{mg/L}$ 之间,远超出 $\text{SiO}_2$ 在水中的溶解度,在蒸发过程中,随着蒸发母液浓度上升,析出硅酸、硅酸盐等物质,堵塞蒸发器及工艺管道。

国内通常采取先除硅,再蒸发的方式进行此类水的处理,但除硅工艺存在加药量大、处理效率低,污泥产量大,增加水中的硬度等问题。还有采用晶种法,使硅垢沉淀到晶种上,避免蒸发器堵塞。此方法对蒸发方式(仅适用机械蒸汽压缩)、蒸发器形式(仅适用管式降膜蒸发器)有限定要求,还存在控制操作要求高、成本高、固废量大等问题。

本技术是在现有常规蒸发工艺(包括:多效蒸发、机械蒸汽压缩、热力蒸汽压缩等)的基础上,采用pH调节工艺,实现蒸发原水不除硅,但是能够阻止硅垢产生的目的。其工作原理是:利用二氧化硅在水中的溶解度随pH上升而升高的特性,通过原水预软化、提高蒸发母液的pH,将无定形二氧化硅全部溶解在蒸发母液中,避免硅垢产生。

新疆风城油田高含盐污水深度处理工程采用此项技术,

使蒸发母液中含硅达到 $3000\text{mg/L}$ 时,没有硅垢析出,装置稳定运行。

## 2 蒸发原水水质分析

稠油采出水的常规处理为:采出水经过混凝反应或气浮选工艺除油、除悬浮物 $\rightarrow$ 除硅(若硅超过 $100\text{mg/L}$ ,降至 $100\text{mg/L}$ 以下) $\rightarrow$ 软化后回用注汽锅炉。

表1 风城油田蒸发系统进水水质全分析

检测项目	净化软化水	反渗透浓水
水温, $^{\circ}\text{C}$	70~90	70~90
pH	6.5~8.5	6.5~8.5
碳酸根, $\text{mg/L}$	未检出	未检出
碳酸氢根, $\text{mg/L}$	408	922
氢氧根, $\text{mg/L}$	未检出	未检出
钙离子, $\text{mg/L}$	未检出	2.6
镁离子, $\text{mg/L}$	0.8	4.5
氯离子, $\text{mg/L}$	2961	7658
硫酸根离子, $\text{mg/L}$	118	399
钾+钠离子, $\text{mg/L}$	2130	5484
溶解性固体, $\text{mg/L}$	5414	14471
二氧化硅, $\text{mg/L}$	100	350
悬浮, $\text{mg/L}$	$\leq 2$	$\leq 10$
含油, $\text{mg/L}$	$\leq 2$	$\leq 10$
水型	重碳酸钠	重碳酸钠

注:①分析标准:《油气田水分析方法》SY/T 5523-2016  
②《工业循环冷却水和锅炉用水中硅含量测定》GB/T 12149-2017。

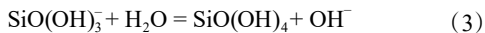
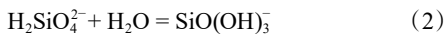
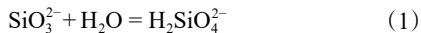
稠油采出水蒸发工艺通常处理净化软化后的采出水或反渗透膜分离出的浓水,新疆风城油田净化软化水及反渗透浓水水质全分析见表1。

### 3 原理

#### 3.1 二氧化硅成垢原理

影响二氧化硅结垢的因素主要有pH、温度、多价阳离子等。pH对硅垢形成的影响最大,高pH (pH>10.7)时,虽然硅酸根的稳定性好,不易出现SiO<sub>2</sub>垢,但会促使Ca<sup>2+</sup>沉积为碳酸钙垢,为硅酸盐垢的形成提供附着点和晶核,从而促进硅酸盐垢的形成;当pH降低 (pH<10.7),硅酸沉淀,出现硅酸盐垢,多价阳离子如Ca<sup>2+</sup>容易在高温下产生碳酸钙垢,为硅垢的产生提供晶核,与胶体硅微粒的架桥作用形成硅酸盐沉淀。在50℃以下的低温区,产生SiO<sub>2</sub>垢更严重。

当水中多价阳离子含量较低时,硅以单分子硅酸存在形式有三种: H<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, SiO(OH)<sub>3</sub><sup>-</sup> 和Si(OH)<sub>4</sub>,且pH不同,其存在形式也不同。



在强碱体系中,当pH>13.4时,发生如(1)式的反应,体系中的硅主要以 H<sub>2</sub>SiO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 存在,随着溶液pH降低,发生(2)式反应,体系中 SiO(OH)<sub>3</sub><sup>-</sup> 增大,当pH=10.6时开始发生(3)式反应,生成Si(OH)<sub>4</sub>,随pH降低, Si(OH)<sub>4</sub>生成量增加。

#### 3.2 二氧化硅溶解度

根据J.S.Gill的研究,常规水处理中溶解的二氧化硅为无定形二氧化硅,二氧化硅溶解度受PH的影响较大。

利用二氧化硅溶解度随pH上升的原理,可以实现在蒸发工艺过程中,通过调节pH避免硅垢产生。蒸发处理操作温度越高,越利于二氧化硅溶解,当蒸发温度100℃时,蒸发母液二氧化硅含量小于3000mg/L时,将PH调整至10.6以上可以保证避免硅垢析出。

### 4 工艺设计

本技术的工艺流程如下:

含硅原水首先进行软化(去除钙镁等离子),对于硬度较高的原水先进行化学软化,再进行离子交换软化,原水硬度低于300mg/L(以CaCO<sub>3</sub>计)时,可直接进行离子交换软化。水中硬度(以CaCO<sub>3</sub>计)<5mg/L后,进入进料缓冲调节罐,此时二氧化硅溶解度<380mg/L (PH≈8,水温90℃),在其进水管线上投加PH调节剂,通过设在进料缓存调节罐上的PH计连锁控制PH调节剂的加药量,控制原水的pH范围在10~12,可以使硅的溶解度达到3500mg/L(水温90℃),再进入蒸发系统,可避免在蒸发系统中形成硅垢。经过蒸发装置处理后的产品水(除盐水)回收利用,浓水(高pH、高含硅水)占原废水量的5%~20%,可进一步处理,进行制盐、干燥等,也可回注盐穴存储、自然蒸发处理。本技术的核心是:通过对低硬度原水pH的调节,增加硅的溶解度,使蒸发过程不会受到硅垢的影响。

图1为稠油采出水蒸发除盐防硅垢技术的典型工艺流程示意图。

### 5 工程应用情况

为解决超稠油开发过程中高含盐水处理回用问题,新疆油田风城作业区新建1座高含盐污水深度处理站,采用MVC蒸发除盐技术,设计规模3500m<sup>3</sup>/d,处理原水为油田高温反渗透浓水、燃煤锅炉排污水及少量采出水(总溶解性固体<16000mg/L),产水率90%,产生的除盐水(总溶解性固体<50mg/L)回用风城油田过热注汽锅炉,蒸发除盐工艺流程见图2。

#### 5.1 运行情况

##### 1) 装置主要运行参数

目前运行3个月,各项指标均达到设计要求。产水率>90%。主要运行参数见表2。

##### 2) 结垢情况分析

在蒸发装置母液循环系统中SiO<sub>2</sub>高达2800mg/L的生产条

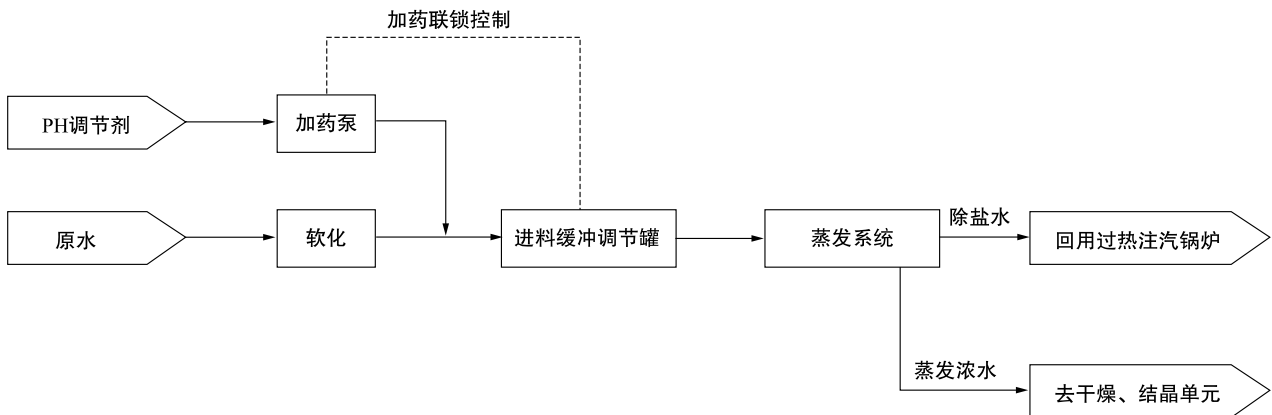


图1 典型工艺流程示意图

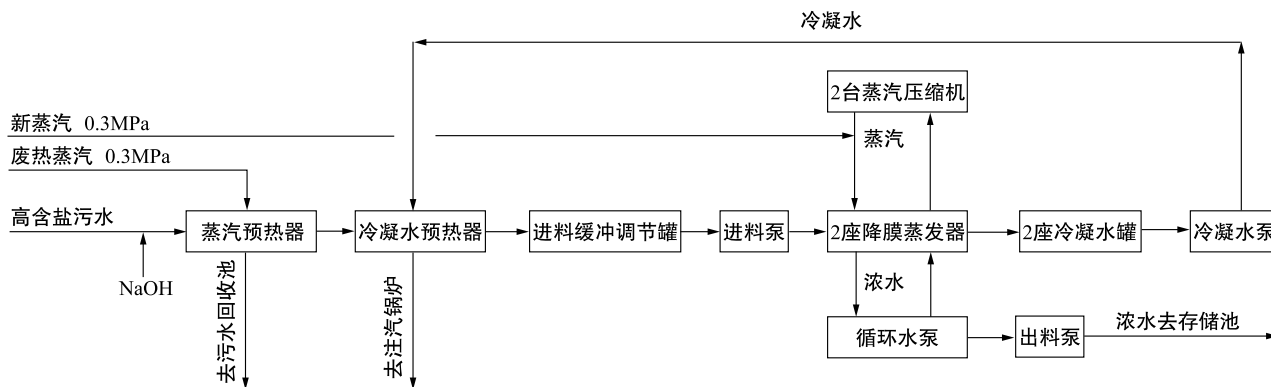


图2 蒸发除盐工艺流程框图

表2 蒸发除盐工程主要运行参数

名称	来水	浓水	产品水
水量 (m <sup>3</sup> /d)	3889	389	3500
水温 (°C)	80	98	85
PH	7~8	11~12	7
含油 (mg/L)	0~5	0~50	0~1
总溶解性固体 (mg/L)	16000	160000	10~50
硬度 (mg/L)	0.1~1	1~10	0~0.1
SiO <sub>2</sub> (mg/L)	100~280	1000~2800	2~5
PH剂投加量 (mg/L)	150~250		
吨水耗电量 (kW·h)	16~17		

注: ①分析标准:《油气田水分析方法》SY/T 5523-2016、《工业循环冷却水和锅炉用水中硅含量测定》GB/T 12149-2017。

表3 防硅垢技术与化学除硅费用对比表

项目	不除硅防硅垢蒸发	预除硅再蒸发	节约投资比例 / 费用
工程投资 (万元)	10749	11260	4.7%
产水规模 (m <sup>3</sup> /d)	3500	3500	
原水规模 (m <sup>3</sup> /d) <sup>①</sup>	3889	3889	
除硅系统投资 (万元)	300	1200	
吨产水除硅费 (元/m <sup>3</sup> ) <sup>②</sup>	1.2	3.11	1.91
1) 化学除硅费 (元/m <sup>3</sup> )	/	3.11	
2) PH调节药剂费 (元/m <sup>3</sup> )	0.7	/	
3) 浓水澄清费用 (元/m <sup>3</sup> )	0.5 <sup>③</sup>	/	

注: ①蒸发除盐装置回收水率按90%考虑;

②吨水处理费均折算至产水量计, 电费、人工等忽略不计;

③蒸发除盐防硅垢工艺, 需对占来水量10%的蒸发浓水进行澄清处理后用于油田注水。

件下, 运行6个月后, 装置运行正常, 产品水稳定达标。降膜蒸发器布液器、管道、阀门等未发生堵塞, 降膜蒸发器降膜板表面光洁如新, 未发生结垢、硅酸盐析出等现象。

### 5.2 经济效益分析

采用不除硅防硅垢蒸发除盐技术与预除硅再蒸发除盐技术对比, 投资和运行成本都更低。

## 6 结论

a) 蒸发除盐防硅垢技术主要是通过自动调节, 控制蒸发过程中母液的PH, 达到蒸发处理前不除硅, 而能有效控制硅

酸、硅酸盐析出的目的。

b) 蒸发除盐防硅垢技术主要适用于低硬度、高含硅废水处理。当原水硬度较高时, 应先进行软化, 保证蒸发浓水硬度小于5mg/L (以CaCO<sub>3</sub>计), 避免随着pH的升高, 会形成钙盐垢、镁盐垢。

c) 以凤城油田高含盐污水深度处理工程为例, 相比蒸发处理前进行化学除硅, 本技术吨水节约运行费用约1.91元/m<sup>3</sup>水, 节约工程投资约4.7%。■

作者单位: 中油(新疆)石油工程设计有限公司设计分公司  
(责任编辑 王波)

# 张山卫：把平凡做到极致

■ 胡婷艳



“荣誉既是压力，也是动力。”获得全国技术能手、齐鲁首席技师、青岛市首席技师、青岛市新时代最美劳动者、青岛工匠等多项荣誉的张山卫如是说。

今年37岁的张山卫是第七建设公司无损检测高级技师、装备制造分公司表探班班长。自2005年参加检测工作以来，他始终坚守“蹲得下去、弯得下腰、拿得出手”的技能初心，扎根一线平凡岗位，刻苦学习、锤炼技能，以“把平凡做到极致”的韧劲，诠释着“工匠”对技艺的执着。

## 初入职场

张山卫出生在农村普通家庭，父辈都是工人，从小耳濡目染对工人这个职业有着天然的亲近感。念技校、进企业，张山卫就暗下决心要刻苦学习技能，进入检测队开始学习探伤作业，射线机拍片、原始整理、发报告、超声检测、磁粉检测、渗透检测、观察缺陷、识别伪缺陷等每个分项张山卫都干过，他说“不能给师傅丢脸，必须勤学苦练”。

2006年，张山卫参加中海油海管超声检测任务，协助甲方检测公司完成探伤。“这可是提高自己技能水平的好机

会！”白天他认真完成好手头工作，晚饭后又主动回到现场，跟在甲方检测公司的老师傅身边打下手，“偷学”一下新颖的手法。渐渐地，老师傅看出张山卫是个好学、上进的人，便时常跟他聊天，给他答疑解惑，并将自己从业几十年总结出的行业发展方向分享给他。受老师傅启发，张山卫找到了自己努力的方向——超声波检测。

## 实践成长

超声检测技术要求较高，需要理论与实操结合。如只有理论知识没有现场丰富经验，出现的波形如何定性就会犹豫不决，结果可能“差之毫厘、谬以千里”；如只会现场操作而理论跟不上，看到检测设备出现波形就对检测的产品标识不合格也万万不可，只有认真分析波形出现的位置、做出正确的判断、找出真正的缺陷波，才能为后续施工提供重要的检测数据。

在学习中钻研，在工作中苦练，在比赛中提升，张山卫迅速成长，先后通过山东省质量技术监督局资质考试、国家市场监督管理总局射线、超声、磁粉、渗透二级职业资格考试，获得全

国工程建设系统无损检测大赛铜奖、第三届全国特种设备行业无损检测大赛金奖第一名。

全国特种设备行业无损检测大赛的赛制特殊，分为预赛、淘汰赛、挑战赛、排位赛、决赛，任何一次失误都会对之前的成绩清零，无缘比赛。赛后，当记者向获得第一名的张山卫提问有何技巧赢得第一名时，张山卫腼腆地说：一个月内看书写字用掉十几根圆柱笔芯，拿探头的手摩出老茧，这就是技巧吧。

比赛归来的张山卫并没有骄傲，反而认识到了不足：新时代产业工人要有更高的学历，要掌握使用更高的新技术。于是，他利用三年业余时间，勤奋学习，取得专科学历的同时，还通过了超声三级、超声衍射法二级、英国焊接协会TWI的AUT二级等更高级别的专业技能考试。

### 迎难而上

近年来，第七建设公司装备制造能力越来越好，对检测的要求也越来越高。前辈们没有检过的高温、高压、大厚度、大直径、加氢、堆焊、特殊材质、结构特殊、定性困难等容器检测难题一一出现。

对此，张山卫经常和技术骨干加班加点讨论，“明知山有虎，偏向虎山行”。对于A1类高温高压加氢反应器，没有现行超声检测规程，不清楚堆焊层检测难点，不知如何区分缺陷的



超声回波和非相关回波……他就制作加工了不同厚度的各类模拟试块，在模拟试块上细心侦别，反复磨练，最终总结出了检测该容器的宝贵经验，为日后同类产品检测奠定了基础。

一个夏天，车间一台吸附塔的中心管需要表面检测，管上焊着的几百个小接管都要做渗透，工期紧迫，张山卫和班员们放弃休息时间，不顾车间40多度的高温，提着沉重的设备、克服着色渗透剂的刺鼻气味加班检测，顺利将中心管交出。无独有偶，每天，大家都是在车间穿梭，工服早已被汗水浸透，但却顾不得，检测完又继续回到办公室，整理每天的检测委托单，做好每一台容器的原始记录、日工作量统计、排好第二日工作任务等。就这样，张山卫班在三个月的时间里完成30多台压力容器的检测任务，检测量1万多米。

2021年闪蒸罐制造过程中，张山卫对容器进行超声、磁粉、射线、渗透全检，结合丰富的经验和技能，他找出了不易发现的缺陷波信号，判断是由横向裂纹引起的，为项目消除了重大质量隐患。

张山卫还善于发现问题、总结思考，近年来他提出的《解决内壁堆焊压力容器表面盲区检测方法》、《制造过程中E类结构超声检测难题——吸附器制造过程中的超声检测》均取得了很好的检测效果，保证了产品质量。同时，他在《工程技术》、《科学与技术》、《石油化工建设》等杂志发表了多篇论文，领衔和参与国家级实用新型专利各1项，2021年还受火箭军邀请在全军技能比武中讲解超声检测实操技能。

近日，张山卫荣获青岛市“五一劳动奖章”，他说：“作为农村的孩子，一路走来，我深知本领都是真干、实干、苦干得来的，容不得半点虚假。感谢第七建设公司的平台，感谢检测师傅前辈们的教导，让我有学习技能的大空间，有一份赖以生存的技艺。接下来，我将继续践行工匠精神，为公司贡献出我最大的努力和力量！” ■

作者单位：中国石油工程建设公司第七建设公司  
(责任编辑 王波)

# 南海之滨的“老黄牛”

## ——记广东石化项目全密度聚乙烯装置现场经理牛家伟



位于南海之滨的惠来县，中国石油广东石化炼化一体化项目在这里高速建设。数以万计的建设者用他们的智慧和汗水装点着美丽的县城，来自中油工程成员企业寰球工程公司的牛家伟就是其中的一员，

担任广东石化项目全密度聚乙烯装置现场经理。

### “第一次，就要把事情做好！”

2008年毕业于中国石油大学化学工程与工艺专业的牛家伟，转眼已在施工现场摸爬滚打了14年，现场经验较为丰富。但当现场经理，牛家伟还是第一次。而他所负责的80万吨/年全密度聚乙烯装置，是中石油系统内单套产能最大的聚乙烯装置，装置引进了钛系、铬系、茂金属三个催化剂体系，并采用远程造粒系统，这在中石油系统同类装置中属于首次。

“新舵手”踏上“新航程”，牛家伟给自己打气鼓劲：“第一次，就要把事情做好！”

战天——面对揭阳降水量大、雨期时间长带来的困扰，他带领施工人员抽积水、“打游击”，争分夺秒抢进度。

斗地——作业空间狭小是施工现场棘手的难题，他带领项目团队提前谋划，科学布置吊装资源，重点协调作业时间，选取最佳位置，避免了作业安全风险的同时，极大提高了工效。

抗疫情——2022年春，项目从美国采购的世伟洛克阀门因疫情大量被困在上海，他多方协调，制订更替预案，防范风险，并果断采取后续阀门空运，全力确保工期……

2021年8月21日，全密度聚乙烯装置两台反应器同日吊装就位，树立了国内同类装置建设新的里程碑；2021年11月24日，项目全密度聚乙烯装置所有大件设备吊装工作全部完成，创下“一台1600吨吊车，两天四吊”的建设壮举。这些成绩的背后，是项目团队的拼搏奉献，更渗透着牛家伟想在先、冲在前的表率担当。

### “这事儿，我上！”

“今日工作今日清，工作不完不离场”，这是牛家伟对项目建设者提出的要求，更是他对自己的要求。

2021年11月23日、24日，广东石化80万吨/年全密度聚乙烯装置两台脱气仓双双就位。每个脱气仓重245吨、高45.5米。首次组织双线的脱气仓吊装，一线设备吊装后，1600吨和400吨履带吊要对调位置，再加上吊装受站位限制，只能在挤压造粒楼、脱气仓框架之间的13.5米宽的道路上进行，这对项目团队是一项全新的挑战。

身为一名年轻的项目经理，牛家伟有着超乎年纪的冷静与成熟。现场12处脚手架需要拆除，近300吨钢结构需要紧急挪让，挤压造粒楼、脱气仓框架周围所有吊车、机具需要配合出场，现场临时公厕拆除后化粪池需要填平、夯实，60米塔吊需要拆除、出场……时间无比紧张，工作无比繁琐庞杂，牛家伟先后组织三次专题会进行论证，提前10天组织土建施工队伍连夜加班，给1600吨履带吊避让出作业空间。他组织项目部将所有工作列成日清单，每天限时逐条消项，连续多日从早上6点一直忙到凌晨1点。11月23日晚，牛家伟把自己留在了吊装现场，指挥、协调、决策，他清楚这一夜的难度，更深知这一夜的意义，他告诉大家，“这事儿，我上！”就这样，一干就到了凌晨三点。当24日第二台设备顺利就位，两台脱气仓像双子巨人般并肩屹立在装置中心，牛家伟才舒了一口气。

### 两个“诺言”

2021年12月，在全密度聚乙烯装置所有大件设备吊装工作全部完成后，项目迎来了短暂而难得的调休期，牛家伟也踏上了远在大庆的返乡路。

夜晚23点多，推开家门的那一刻，这个汉子禁不住落泪了。刚下班不久的爱人正在厨房忙着热饭菜，背影消瘦了很多。爱人是一名高中数学教师，工作忙碌，家里还要照顾两个孩子。

牛家伟告诉爱人，之所以12月份回来探亲，是做好了春节无法回家的准备，因为项目2022年要中交投产，工期十分紧张。爱人笑了笑，安慰也是鼓励他，“早就习惯了，家里一切放心，项目上自己注意安全。”“好，等4月份，小云朵满一周岁，我一定回来给她过生日！”

而这个“诺言”，牛家伟实现不了，因为他有保项目中交这个更重要的“诺言”，他要一直坚守现场，直到使命结束。■

供稿：中油工程广东石化项目现场工作组  
(责任编辑 王波)



在建的海外管道，尼贝项目最长！最险！最难！管道人如何挑战集海运、沙漠、内陆的海外项目？

## 管道攻坚尼日尔



2020年以来，国际疫情形势令海外项目建设“风雨飘摇”。尼日尔二期一体化项目作为集团公司共建“一带一路”，促进中非合作的典范项目，具有“四最三超”的特点，“四最”即最具挑战、最具难度、最具风险、战线最长，“三超”即超过1万海里的海运、超过2000公里内陆运输、超过400公里沙漠运输。

面对工期紧张，安保风险、健康风险、环保风险高等现实挑战，如何通盘考量，科学落子？作为尼日尔二期一体化项目组成部分的管道局尼贝管道（尼日尔）工程，给出了值得学习的答案。

### 举“棋”定向，超前预判 ——困局“就地做活”

1275公里管道，6座工艺站场、35座阀室、1座维抢修中心……能将这样大体量的项目收入囊中，曾一度让管道局上下为之振奋。

尽管项目团队准备充分，新冠肺炎疫情的冲击却让各项工作的开展陷入了“困局”。以人员动迁费用为例，疫情期间价格涨到了原来的四到五倍，除此之外还要付出高额的隔离成本。

“困局”带来的影响，如同蝴蝶效应：一方面，随着新冠肺炎疫情被世界卫生组织认定为“国际关注的突发公共卫

生事件”，部分国家和地区相继采取了入境管制措施，这给境外项目人员、设备物资通关入境造成了阻碍，给开展境外业务的企业履行合同带来了困难，给海外项目带来了延期等违约风险；另一方面，人员、防疫、材料、运输费用等各方面成本成倍上涨，也让生产经营面临巨大压力和挑战。

为了实现更具实际意义的融合，打破各部门单位间的沟通壁垒，建立以国家公司统筹、项目部协调、参建单位主战的协同共建管理模式，国家公司统筹财务、采办、经营、合同，项目部主抓施工、质量、HSSE、外联、行政，在实现内部人力资源共享的基础上，进一步压缩管理层级，项目部与管道三公司、华油工建公司、大港油建公司共同打造出管道局在尼日尔“一盘棋、一面旗”的良好工作格局。

除了科学搭建项目架构，项目部还将树立风险意识置于所有工作首位。通过认真的推演和分析，将社会安全风险、疫情防控风险、热带传染病风险、员工健康风险等11项风险逐一列明。工作中，牢固树立合同管理主线思维，项目部在主合同签订前，针对新冠疫情衍生风险，在工期、疫情补偿等方面得到业主充分理解与支持，保障双方权益。

海外项目必须下好先手棋，才能实现“开门红”。看似不经意的“闲棋冷子”，实则是项目顺利推进的必经步骤，处处体现着执棋者的丰富经验和精准预判。

通过提前规避各类风险，科学布控全局，开局一着棋活，便为“全盘皆活”打下了坚实的基础。

### 强化整合，共修好局 ——落子相辅相成

“关注各项材料的价格走势，心脏必须强大。”每日波动的采购价，曾让主管尼贝管道项目采办业务的张振环一度失眠，压力山大。

钢材等原材料价格、集装箱海运单价、散货海运单价“不约而同”地上涨令张振环焦虑不安，“市场捉摸不定，社会资源又非常有限，项目简直是在夹缝中生存。”张振环坦言，2020年以来，项目的采购工作实在是“太难了”。

“必须保障进度‘后墙不倒’，全力做好物资供应和保障。”为了达到这一目标，项目部采取“大后勤”管理模式频



出妙招，在“夹缝”中寻到了生机。

“单独购买价格高，‘团购’就相对便宜。光水泥一项，一吨就能节省成本57550西非法郎。”考虑到尼贝管道项目点多线长、社会依托差、后勤保障压力大的痛点，项目部提前在尼日尔现场各领域广泛寻商，为各单位优选出一份综合实力强的供货商名单，降低选商时间成本。

同时，项目部以“化零为整”的思路开展集中采购，利用规模优势降低水泥、砂石料等大宗地材及生活物资的采购成本，实现项目整体调配，成本管控收效良好。

在外部资源的整合上，由于集装箱运输成本飞涨，项目部又“化整为零”，积极协调业主运管船以散货方式为各单位发运设备物资，项目物流运输进度始终跟进及时。

“津德尔营地条件不错，我觉得很温馨。”尽管身处沙漠之中，且是第一次远离祖国前往海外项目，但华油工建公司尼贝管道项目员工郭世东对EPC项目部提供的住宿条件很满意。事实上，他所居住的津德尔营地和其他两所营地均非新建。

项目开工前，通过前期踏勘，项目部对一期津德尔营地、三号站和四号站营地进行整体评估，为了避免海运导致的不确定性，项目部从乍得调遣闲置板房，用维护、修复的方式完成了营地重建。

如今，3座项目营地“旧貌换新颜”，功能齐备，设施齐全。在整合自有资源、节约建设费用的同时，也为参建员工提供了温馨家园。

对弈过程中，“好局”都是执棋者共同完成的。

海外项目建设中，EPC项目部树牢“大后勤”思路，以更高站位实现资源整合，带领各参建单位强化“一家人”思路，相辅相成地开展好工作，方可获得“共修好局”的良好收效。

### 一递一着，效益优先 ——力求“满盘皆子”

“要把创效作为市场开发和投标决策的首要标准，确保海外项目风险可控、效益可期。”近年来，管道局“三会”及国

际业务研讨中，多次对项目创效提出明确要求。紧跟这样的理念，尼贝管道项目自启动之日起便将创效作为项目的至高目标，一递一着间，为日后“满盘皆子”“颗粒归仓”做足了铺垫。

保进度才能保效益，而设备资源是保障进度必不可少的物质基础。近年来，海外项目物资调运成本层层叠高，运输时效无从把握。尼贝管道项目人员意识到，如果采用保守的设备调用方式，保进度和保盈利两大目标可能会面临双双“失守”。长期工作过程中，细心的工作人员也发现，部分局内单位在非洲地区存在闲置设备资源。这些资源有些属于长期闲置，有些服役于现有项目，但在施工之余却无法产生经济效益。

“设备共享，是一种‘多赢互惠’的机制模式。”为了确保尼贝管道项目进度，更为了项目经营指标的顺利达成，项目部施工部与各单位充分沟通，以“设备共享机制”为载体，力求减少设备调迁，避免经济成本的浪费，为创效进一步挖潜赋能。

共享设备工作机制看似只是简单的设备调遣，实则需要完成大量配套工作。工作人员要充分了解该设备属于临时进口还是永久进口。如果临时进口，是否可以用于管道项目，手续办理的周期有多长？对于已确定可供共享的设备，项目部也列出诸多“刚性”规定，紧跟变化，抢抓机遇，加强管控：

设备至少应保证半年以上连续使用，如撤走需要提前三个月告知。

设备状况需提前确认，特别是封存设备。

在共享设备的价格上，参照管道局内部设备租赁指导价。

只有满足条件的设备才能够用于尼贝管道项目施工，从而做到内部资源的“削峰填谷”和“动态平衡”，减少外部成本，确保整体利益。

2019年，通过修复和完善，华油工建公司在津德尔存放的72台套设备率先具备条件，成为2021年7月试验段打火开焊的有力保障，也助推华油工建公司成功打响了全线施工的“第一枪”。在科学有序的调遣下，尼贝管道项目与大港油建公司尼日尔上游项目实现了设备共享，特运公司在加纳、乍得调遣的闲置设备也为首开机组保驾护航。

对弈的终极目标是取胜，而项目建设的终极目标是盈利创效。隔行不隔理，海外业务领域运棋布子过程中，面对盈利目标，必须充分展现出敢于突破、善于落子的魄力，拿出破解难题的气势和智慧，紧扣主题，精准施策，方能在生产经营活动中一招致胜。

截至今年5月中旬，项目综合进度17.27%，累计完成焊接168.9公里，焊接合格率99.5%，项目在进度、质量、安全管理等方面均获得了业主的高度认可。放眼项目全线，来自局内多家单位的设备在科学调配下大显身手，节省下一笔又一笔“真金白银”的同时，也为项目实现盈利目标奠定了基础。■

作者单位：中国石油天然气管道局有限公司

（责任编辑 王波）

# 石油工程项目建设掠影



6月20日，中国石油工程建设一建公司承担的克拉玛依石化15万吨/年白油加氢装置主装置安装工程顺利实现中交。该装置建成投产将降低柴油产品产量，高效增加食品级及化妆级白油产品的产量，实现业主效益提升和润滑油结构的优化调整，进一步实现企业的转型升级。



5月30日，工程建设公司西南分公司承担的剑阁区块礁滩气藏试采地面工程净化厂产品气合格外输，标志着国内首次自主设计的高含硫天然气净化厂一次性投产成功。



5月27日，从昆仑工程公司获悉，由大连分公司承担设计的宁夏石化公司VOCs深度治理项目完成机械中交，标志着公司在大气污染治理项目上又添新业绩。该项目于2021年11月5日项目开工，通过业主、设计及各参建方的通力合作，实现了VOCs的达标排放，为顺利中交创造良好条件。



5月31日，由寰球工程公司自主研发、寰球北京公司总承包、六建公司承建的天津南港LNG应急储备项目T-6209储罐顺利完成升顶作业，标志着天津南港LNG应急储备项目储罐二阶段首座22万立方米薄膜罐一次升顶成功。



图为CPEC总承包建设的巴格德雷合同区B区西部气田项目工艺装置区

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6月  
印刷数量: 2500册

京内资津字0821-10108号