

# 石油建设工程

1

2020  
总第64期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会

中国“能源独立”的战略意义  
PMC设计管理新思维与项目实践  
大型炼化工程项目管理方法与经验  
昭通页岩气示范区页岩气水处理探讨

封面图片为江苏LNG项目二期工程，荣获2018—2019年度国家优质工程奖

《准印证》编号：京内资准字0319-L0103号 “内部资料，免费交流”

# 生产抗疫两不误 复工复产春天里

2020年1月以来,全国展开一场抗击新冠病毒疫情的战“疫”行动。按照疫情防控和复工复产工作两不误的要求,中国石油工程企业努力走在复工复产的前列,在严防疫情同时认真抓好安全生产,迎接春天的到来。



2月19日上午,国家重点工程中俄东线天然气管道工程中段正式进入复工阶段。此次复工的“排头兵”正是负责二、三、四标段的中油工程项目管理分公司所属朗威和斯派克监理部。



2月22日,央视《新闻联播》播出了长庆油田公司复工复产实现平稳有序推进。作为长庆油田的“管道卫士”,管道局所属的西北管道公司一手抓疫情防控,一手抓油气设施维护,持续为长庆油田提供“一揽子”解决方案和“一站式”服务。



寰球工程公司总承包建设的广东石化炼化一体化项目全面构筑起战“疫”铜墙铁壁,项目建设有序进行。



西南工程公司奋斗在塔里木油田一体化撬项目的参战员工,甘当“逆行者”,做好自身防疫的同时勇敢挑起施工重担。

# 主编寄语

## 坚决打赢石油工程战“疫”

2020年的新年来得并不平静，新冠病毒肺炎疫情突然袭来，波击全国各行各业。防控新型冠状病毒感染肺炎疫情，打响了一场全国动员的人民战争。党中央、国务院迅速作出部署，要求坚决打赢疫情防控人民战争、总体战、阻击战。在疫情防控取得阶段性成效之后，中央要求在确保防控措施前提下有序推动复工复产，建立与疫情防控相适应的经济社会运行秩序。

迎战疫情，全体动员。石油战线贯彻落实党中央部署要求，迅速行动起来，多方联动协作，掌握了抗击疫情主动权。许多石油企事业单位领导干部提前结束春节休假返岗靠前指挥，员工坚守岗位，党员作出表率，多方筹措资源，积极驰援疫区；坚守生产阵地，确保生产经营平稳有序和油气市场稳定供应；石油石化企业充分发挥“国家队”的优势，急国家所需，抢建口罩生产线，缓解医疗物资供应紧缺。石油企事业单位一手抓生产运行，一手抓疫情防控，走在国企前列，为打赢疫情阻击战贡献石油力量，体现了央企主力军的责任担当。在党中央的坚强领导下，展现出了坚持全国一盘棋、上下游一条龙、调动各方面积极性的治理能力，体现了集中力量办大事的制度优势，也体现出弘扬石油精神、凝聚石油力量的文化优势。

虽然疫情防控形势好转，但战斗还未结束。中俄天然气东线管道等一批重大工程项目有序复工，体现了石油工程建设企业关键时刻的勇敢担当。石油工程建设战线肩负责任重大，面临挑战艰巨，要实现疫情防控和安全生产两不误，有必要抓住三个方面的关键因素：思想认识上做到高度重视，复工措施上做到精准施策，保障机制上要做到全方位强化，统筹做好疫情联控和生产建设工作。

认识到位体现政治觉悟。全国上下、各行各业齐心协力才能尽快打赢这场疫情防控人民战争，每一条战线，每一个岗位都守土有责，必须尽职尽责。尤其是身负使命的党员干部，如果思想认识不能与中央保持一致，作风虚浮，官僚主义、形式主义严重，结果防线失守，最终被问责免职，这样的警钟长鸣，教训深刻。对石油战线干部员工来说，也足以引以为戒，不能有丝毫马虎大意，提高政治站位，认真贯彻落实党中央、国务院和企业上级部署要求，积极主动作为，坚决保障重点工程安全有序推进。

复工复产精准施策，讲求科学务实。石油工程建设企业一线人员数量多，工程项目分布广，复工协调难度大，不同地区疫情管控有所差别，既要保障员工生命健康安全，又要考虑工程复工的实际条件，复工复产措施不能“一刀切”。需要我们把工作做得更严、更细、更实，掌握实情，防范风险，协调联动，突出重点，做到科学决策部署，有效落实到位，具备条件的项目要尽快安排恢复正常的生产建设秩序。

强化全方位保障，提供坚强后盾。兵马未动，粮草先行。打赢这场不见硝烟的抗疫战争，推进有序复工复产，离不开持续而有力的系统性保障。强化舆论宣传引导，增强思想政治保障；持续加强对办公、作业和生活等重点区域的

防控力度，强化员工健康安全保障；集中防疫物资、优质装备和骨干人员，优先保障重点复工项目，强化资源保障。绩效考核注意优化调整相应的激励和约束措施，激励向复工一线倾斜，强化激励机制建设。这些保障机制要根据需要及时优化完善到位，才能为推进防疫和复工提供源源不断的动力。

习近平总书记最近主持召开的中央政治局常委会会议指出，“这次疫情是对我国治理体系和能力的一次大考”。石油工程建设战线是敢打硬仗的坚强队伍，面对这次严峻的大考，我们要走在工业战线最前列，与全国人民齐心协力，坚决打赢这场战“疫”，共创美好未来！



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 杨波

电话：010-61915849

传真：010-61915853

投稿邮箱：syjsgc@sina.com

地址：北京市朝阳区樱花园  
东街7号102室

邮编：100029

京内资准字0319-L0103号

(内部资料 免费交流)

## 1 主编寄语

### 权威论坛

- 3 中国“能源独立”的战略意义 邹才能 潘松圻 赵群

### 行业信息与协会动态

- 6 坚定信心 统筹兼顾  
为夺取双胜利作出海油贡献
- 7 中石油力保疫情下油气管网安全平稳运行
- 7 中韩石化抗疫保生产纪实

### 项目管理

- 9 PMC设计管理新思维与项目实践 陈士元
- 13 俄罗斯油气项目管理特点浅议  
郭超 韩长军 杨前进 马建春 魏小平 V.Sergey
- 16 大型炼化工程项目管理方法与经验 王亮 王聪颖 王咏
- 21 石油、石化行业防腐涂料施工推荐方案  
卞大荣 卞直兵 冯有富

### 质量与安全

- 30 激光检测技术在天然气泄漏及H<sub>2</sub>S浓度在线监测方面的  
研究与应用  
韩小磊 董金婷 黄少伟 王峰 鄢召民
- 34 西气东输“集中监视”运行模式下的SCADA系统改造  
唐玉龙 吴岩 殷启春 高慧 尚云莉

### 节能与环保

- 37 变频反冲洗参数及杀菌工艺优化效果分析 姜国强 杜岩
- 43 分段复合加药处理复杂含聚污水的研究  
王秀军 崔正 陈文娟 靖波 张健 翟磊
- 47 昭通页岩气示范区页岩气水气处理探讨  
巨龙 惠南南 夏大林

### 企业建设

- 51 油田注水悬浮固体含量指标技术经济合理性研究  
谢卫红 张维智 朱景义 李冰 王忠祥 张佃敏

### 工程与技术

- 56 大型储罐沉降试验设计参数的选择 任灿升 刁松涛
- 58 季节性冻土的冻胀力分析 江嗣繁

### 建设者风采

- 62 南海之滨的勇敢战“疫”者 吴玉麟

### 域外传真

- 64 寰球工程公司乌兹别克斯坦PVC综合体项目成功投产  
郑锐斌 杜重辰



**P09** PMC设计管理新思维与项目实践



**P16** 大型炼化工程项目管理方法与经验



**P56** 大型储罐沉降试验设计参数的选择



**P62** 南海之滨的勇敢战“疫”者

加快中国能源结构转型革命、实现“能源独立”的最终目标，必须构建新时代现代化能源体系。

# 中国“能源独立”的战略意义

■ 邹才能 潘松圻 赵群



中国能源发展具有能源消费体量大、资源基础“富煤但油气不足”、油气对外依存度持续攀升的特点，决定了我国能源消费总量大、结构不清洁、供应不安全，不能简单复制美国“能源独立”模式，需因地制宜、因情施策制定符合我国基本国情的“能源独立”战略。

## 1 中国“能源独立”战略的基本内涵

中国“能源独立”战略是指通过能源战略制定、科技攻关、政策引导和科学布局，有序实现国内生产与海外权益产量总体达到与消费基本平衡，生产与消费能力基本相当，确保国家在重大事件时期国内生产基本满足消费。“有序实现”是

指从现阶段国内生产为主、国外权益补充的生产模式，力争转变为全部国内生产满足消费需求的供求关系。

中国“能源独立”的重要标志：①国内生产量占消费量90%以上、清洁能源生产量占消费量70%以上；②能源供应实现“长久安全”和“自主可控”。中国“能源独立”满足两种情景：①常态下，国内能源生产与海外权益产量基本满足国内能源消费量，实现能源供应“长久安全”，其中，国内生产至少90%，战略储备满足3~6个月应对极端重大事件时急需；②应急时，国内能源生产量与战略储备量基本满足国内能源消费量，保障短期极端情况下能源供应“自主可控”。

中国“能源独立”战略是契合我国社会主义现代化强国

的奋斗目标,全面服务社会主义现代化强国建设。通过能源消费革命控制“天花板”,加强保障能源供应,大力促进新能源等绿色清洁能源发展,加快迈向煤炭40%、油气30%、新能源30%“三足鼎立”消费新格局,力争利用国内生产、国外权益模式保障能源生产与消费平衡,有望实现“能源自主”。不断调整优化能源结构,大力提升新能源生产和消费占比,预计当新能源消费占主体地位(占70%)、化石能源占30%构成“一大一小”能源消费格局时,有望实现“能源独立”。

## 2 中国“能源独立”战略的资源内涵

实现中国“能源独立”战略,提升中国能源技术创新能力,洁煤、稳油、增气、大力发展新能源是基础需要,积极综合协调煤炭、油气和新能源“3大领域”。

### 2.1 煤炭领域加快清洁化利用、提升煤化工规模、推动集中利用

煤地下气化是煤炭清洁利用的一种途径,可从根本上改变煤炭开采利用模式,减少煤炭在开采和应用中造成的环境负面影响。要力争实现中国陆上埋深1000~3000m煤炭资源气化处理,预估可产甲烷、氢气等气体(272~332)万亿 $m^3$ 。

地面煤制油等煤化工是煤炭清洁利用的另一途径。利用煤化工与石化产业关联提升煤化工规模,实现煤化工副产物向炼厂供氢、向油田供 $CO_2$ 驱替采油。打造“煤化工-石化厂-油气田”产业链,实现煤炭高效、清洁利用和 $CO_2$ 封存。2018年全国煤制油已建成产能1138万吨,煤制烯烃产能1112万吨,煤制乙二醇产能363万吨。

煤炭集中利用模式有助于提高煤炭燃烧效率、降低污染排放。中国是世界最大的燃煤火力发电国,年发电量4732万亿 $kW/h$ ,占世界火力发电的47%。低功率工业锅炉较低负荷运行会造成烟温不能满足脱硝装置技术要求,导致氮氧化物排放超标。推动燃煤锅炉全负荷集中利用可实现燃煤高效清洁。

### 2.2 油气领域常-非并举,推动海域和海外,提升氢能产业与油气工业融合发展

提升陆上超深层油气和非常规油气规模开发。中国塔里木、四川和准噶尔等3大含油气盆地均有超深层油气重大发现。其中,塔里木盆地海相和陆相油气藏开发深度已突破8000m,顺北油田产油层平均深度达到7632m。塔北-塔中奥陶系地质资源量近60亿吨油当量,2018年累计探明26.5亿吨油当量,形成1005万吨大油气区,中国正在世界上进行一场“深层油气革命”。中国“非常规油气革命”已进入战略突破期,储、产量持续增长是我国保障能源安全的现实方向。2018年非常规油气产量6365万吨油当量,占油气总产量的22%。

突破海洋深水油气勘探和水合物资源开发利用,拓展海

外油气权益。中国海域油气资源丰富,石油探明储量64.7亿吨、天然气6.7万亿 $m^3$ 。中国已建成亚太、中亚俄罗斯、中东、非洲、美洲等5大海外油气合作区,2018年中国海外油气权益产量达2亿吨油当量,较2017年增长3.7%。“一带一路”沿线应是油气合作的重点地区。

发展化石能源制氢,打通氢能产业链体系。目前化石燃料热化学重整制氢是全球主要氢能来源,占96%以上,平均成本1.9美元/kg。中国已成为世界第一制氢大国,2018年工业氢气产量约为2100万吨,占全球制氢总量的30%。加快推进氢能工业化发展,深入融合油气工业与氢能工业,利用现有天然气管网和加油站等基础设施,在产氢、加氢等产业链节点发挥现有油气公司先天优势,实现“加油站、加气站、加氢站、加电站”四站合一发展,推进氢工业体系高质量发展。

### 2.3 加快新能源低成本、规模化生产,突破新材料新技术

加快太阳能、风能、水能、核能、地热能、生物质能等新能源低成本、规模化生产。2018年,中国新能源消费总量为4.8亿吨油当量,占全国一次能源消费14.7%,同比增长11.8%,占全球新能源消费总量的22.7%。水能消费2.7亿吨油当量,同比增长3.2%;核能消费0.7亿吨油当量,同比增长18.7%;风能消费0.8亿吨油当量,同比增长24.0%;太阳能消费0.4亿吨油当量,同比增长50.6%;生物质能和其他消费0.2亿吨油当量。新能源投资增加,生产成本下降接近化石能源。

加快突破除化石资源外的绿色制氢工艺技术,实现氢工业大规模发展。除化石燃料热化学重整、化工副产物制氢外,生物质制氢和太阳能制氢是制氢途径关键技术。生物质重整制氢分为直接利用热物理化学原理制氢和利用生物途径间接转换制氢两类。太阳能制氢可能是未来大规模绿色制氢的主要方式,具有可再生、零碳排放的优点。

突破新材料新技术,需要在多领域技术取得革命性进展。例如,氢能领域绿色高效光能制氢与低成本燃料电池;核能领域快堆技术、磁约束聚变与微型电站;光伏领域新型钙钛矿、叠层结构发电;生物质能领域蓝藻乙醇等;储能领域液态金属电池、纳米电池和超级电容器;新材料领域高性能二维材料石墨烯、黑磷等。从科技发展角度来看,大数据、云计算、人工智能、物联网等深度融合,催生智能化能源管理革命。

## 3 中国“能源独立”的战略意义

加快中国能源结构转型革命、实现“能源独立”的最终目标,必须构建新时代现代化能源体系。“能源独立”核心战略意义:一是保障国家能源供应安全,二是带动新能源革命相关产业大发展,三是实现“智能源”管理变革,四是落实能源



零碳化环保目标。预测2030年中国能源消费量将达到峰值44亿吨油当量，从中国地下资源禀赋客观实际出发，探寻一条低能耗可持续发展之路。

中国“能源独立”战略要求建立“智能源”高效管理体系。“智能源”不是某一特定能源类型，而是指利用人工智能、大数据、信息技术等实现互联和智能调配的所有能源类型总和。“智能源”将电网、油网、气网、管网、煤网等多网融合，实现多种能源互补、上中下游互联、生产消费互通，提高能源利用率、压缩能源损耗、避免能源浪费，形成多能协同、智能互补、高效利用的智慧能源管理体系。中国“能源独立”战略不能依靠单一能源，要以“洁煤稳油增气、大力发展新能源”为总方针，分“3步走”实现多种能源互补。在摸清资源家底的基础上，不大规模盲目减煤、不过分夸大油气。要高度重视新能源，唯有依靠但不单靠新能源才能实现独立，力争到2100年实现化石能源与新能源生产二者地位转换，使新能源成为我国能源结构的主体。新能源成为主体能源，不是因为化石资源的枯竭，而是能源去碳化、低成本、环境保护的必然趋势。

#### 4 实现“能源独立”的保障措施

应借鉴美国经验，从国家层面在两大领域超前部署：  
①政策领域，制定国家中长期“能源独立”行动计划，部署政策、法律、财税全方位支持；②科技领域，制定国家“能源独立”科技支撑计划，聚焦若干颠覆性技术，解决前瞻

性重大科技问题。

从供给、消费、技术、体制方面开展“4大革命、1个合作”：①加快常规-非常规油和气、地下页岩油改质与煤炭气化工业生产，加快煤炭清洁化利用，加快太阳能、风能等新能源低成本生产；②调整能源消费结构，提高能源利用率，降低损耗，设置能源消费“天花板”和“警戒线”；③突破一系列颠覆性技术，综合协调发展煤炭、油气、新能源“3大战略领域”；④做好产业结构顶层设计，引导前瞻性基础研究，支持新能源人才储备，建造超前尖端新能源实验室；⑤加强油气、新能源等国际合作，要以全球视野布局能源战略，加大技术创新促进国外权益能源生产。

#### 5 中国“能源独立”战略3步走技术路线图

“3步走”战略技术路线图是从中国能源基本国情出发，在科学预判未来能源发展总体形势的基础上，紧密结合社会主义现代化强国建设目标，力争实现中国“能源独立”。制定“3步走”战略：①2020—2035年，以化石能源为主并提速新能源发展，依靠“洁煤稳油增气、大力提高新能源”实现“供给安全”；②2035—2050年，实现化石能源与新能源并重发展，依靠“国内生产+海外权益”模式实现“生产自主”；③2050—2100年，争取以新能源生产消费占主体地位，依靠“新能源+智能源”力争实现“能源独立”。■

作者单位：中国石油勘探开发研究院  
(责任编辑 冯尚)

汪东进在京直地区检查指导疫情防控和生产经营工作时提出要求

## 坚定信心 统筹兼顾 为夺取双胜利作出海油贡献

2月19日至20日,中国海油党组书记、董事长、中国海油新型冠状病毒肺炎疫情防控工作领导小组组长汪东进在京直地区单位检查指导疫情防控和生产经营工作,视频连线中国海油驻湖北的相关单位,实地检查单身青年员工宿舍的疫情防控等工作,向中国海油系统各条战线共同抗疫、持续保生产保供应的全体员工表示慰问,并对进一步做好疫情防控和生产经营等重点工作进行研究部署。汪东进提出要求,要坚决贯彻落实习近平总书记重要讲话和重要指示批示精神,坚决贯彻落实党中央国务院决策部署,坚定信心、统筹兼顾,切实做到疫情防控和生产经营两手抓两手硬,为坚决夺取疫情防控和实现经济社会发展目标双胜利作出中国海油更大的贡献。

在中海炼化、中海化学现场办公时,汪东进指出,要坚定信心,不断总结经验,在防控体系建设方面补齐短板;要精准施策,把工作做实、做细、做到位,在“防”字上下功夫,把防疫资源用到刀刃上;各级党组织要切实扛起主体责任,纪检监察部门要担负起监督责任,各单位主要领导要承担好第一责任;党员干部要作表率、冲在前,坚持以人民为中心的思想,时刻把广大员工及家属的冷暖安危放在心上,切实帮助他们解决实际困难,要把抗击疫情作为对党员领导干部政治品格、担当精神、为民情怀的综合考验,以实际行动践行初心使命;要统筹兼顾,坚持疫情防控和生产经营两手抓两手硬,坚决克服困难,解放思想、开拓思路,超前筹划,把解决问题的措施考虑细,把工作做在前,毫不放松抓好安全生产,确保生产经营各项工作稳步推进。

汪东进十分牵挂中国海油驻湖北单位的疫情防控和员工及家属工作生活等情况。他与中海炼化华东销售湖北公司、中海化学大峪口公司视频连线,详细了解员工的身体健康情况、工作生活需求和思想状况等,询问尚未解决的困难。汪东进代表集团公司党组和广大干部员工,向抗击疫情、坚守岗位保生产保供应不辞辛劳、作出贡献的抗疫

一线干部员工表示亲切慰问和诚挚敬意。汪东进说,要经受住特殊时期的特殊考验,坚决按照“坚定信心、同舟共济、科学防治、精准施策”的总要求,持之以恒把疫情防控工作抓实抓细抓落地,积极推动复工复产,确保安全生产运行,为打赢疫情防控的人民战争、总体战、阻击战作出更大的贡献。

在气电集团、研究总院现场办公时,汪东进提出,要统一思想、汇聚共克时艰的必胜决心、信心;要科学防范、精准施策,采取严格周密的措施,确保防控扎实有效;各级领导干部要靠前指挥,带头抓好防疫措施的实施;用真心动真情关爱员工及其家庭,对生活、安全、人文关怀都要到位;要咬定全年生产经营目标任务不放松,紧盯重点项目,科学部署、统筹谋划,为保障国家能源安全,推动国内增储上产“七年行动计划”实施拼搏奋进。

汪东进高度关注复工后办公楼宇疫情防控措施落实和员工身心健康。他专程来到办公楼公共区域、员工餐厅及厨房等场所,实地检查疫情防护设备使用和措施执行情况,详细询问员工通勤体温监测、中央空调通风系统运行管理、安全用餐等情况,并对重点防疫环节进行提醒,要求全面落实责任制,情况要明、工作要实,加强精细化管理,一丝不苟地抓好疫情防控各项规定及措施的落实落地,保证员工办公、就餐环境安全卫生,让员工放心、安心工作。汪东进对后勤保障人员的辛苦付出予以肯定,勉励大家在做好自身防护的同时,继续做好后勤保障工作。

在北苑单身青年员工宿舍,汪东走进进管理人员办公室、员工之家等场所实地查看,对落实返京人员隔离观察、公共区域消毒等情况进行详细了解,询问需要协调解决的困难。汪东进要求,宿舍管理团队要保持严谨作风和工作标准,坚持勤通风、勤消毒、测体温,严格落实备案登记等规定,确保入住员工身心健康。■

(中国海洋石油报记者 冯哲)



# 中石油力保疫情下油气管网安全平稳运行



1月1日至2月18日8时, 中国石油通过管网向全国各地输气218.5亿立方米, 其中向湖北输气7.2亿立方米, 占湖北省消费量的70%以上。武汉火神山医院建成后, 中国石油向其输气超过2.1万立方米。在疫情关键时期, 有力地支持了湖北乃至全国的天然气供应。

受疫情影响, 今年春节假期前后, 全国天然气用量较大幅度减少, 致使管存持续高位, 给管网安全运行带来挑战。中油管道公司与北京油气调控中心、5家管道成员企业通力配合, 科

学调控, 确保疫情下油气管网安全运行、油气资源平稳供应。

疫情发生后, 中油管道公司组织协调北京油气调控中心及5家管道成员企业迅速行动, 坚决落实“一人一策”要求, 做到早发现、早隔离、早治疗; 妥善安排居家办公、有序返岗, 确保员工身体健康、工作有效开展。在此基础上, 积极配合中国石油集团公司相关部门, 全力支持产、供、销、炼、贸产业链有序衔接、高效运行。■

(信息来源: 中国石油天然气集团公司网站)

## 中韩石化抗疫情保生产纪实

每天, 中韩石化安全环保部都会对前一天防疫措施落实情况通报, 通报内容涉及该公司炼油和化工片区在岗操作点的检查情况。

随着新冠肺炎疫情防控进入关键时期, 地处武汉的中韩石化迎难而上, 全力以赴做好疫情防控、生产经营、市场保供, 多管齐下, 多措并举, 坚决打赢疫情防控阻击战。

### 严格管控对员工生命负责

“疫情防控进入最吃劲的阶段, 采取更严厉的管控措施, 就是对员工生命安全负责。”中韩石化安全环保部负责人表示。

疫情发生以来, 中韩石化全面升级公共安全应急预案,



出台生产区域疫情防控措施，推出疫情防控安全行为负面清单，规定个人行为考核和单位党政正职挂钩考核的标准。细化隔离措施，更有效地切断传染途径。全覆盖摸排人员信息，坚持每日零报告制度，紧急配备防疫物资，实行网格化管理。每天通过视频会议对疫情防控工作出安排，加强厂区防控区域的消毒和管控。

随着疫情发展，中韩石化制定办公场所和公共区域疫情防控措施，要求公司员工和承包商员工上班期间，需全程佩戴好口罩；对进入公司办公区域人员和生产区域人员严格进行体温测量，做好记录，发现异常及时报告并进行处置。每天早中晚三次对公共区域进行全面消毒，保持开窗通风等。各单位尽量减少会议，尽量采取视频会议形式。

为全力保障员工的防疫物资，他们积极与总部物装部联系，于1月11日就开始布置防控物资采购工作，1月16日首批物资集中发放，后续不断追加采购和补发。

### 以战时状态抓好生产经营

处于疫情中心区域的武汉，交通受到限制，下游化工市场需求缩减，企业产品出厂艰难，库存频频告急。中韩石化和化销华中迅速启动联合应急机制，通过与政府加强沟通、以销定产、打通出厂后路等措施，确保疫情防控和生产经营两手抓、两手硬。从1月23日武汉实施管控至2月19日，28天来中韩石化化工板块共完成5.1万吨固体产品、7.1万吨液体产品出厂。

中韩石化和化销华中多次与省、市政府及海事、港航部门、交通部湖北疫情工作组汇报沟通，先后解决公司重点产品运输车辆进出武汉高速公路、水路跨省运输等关键问题。与化销华中双方成立抗击疫情保出厂联合领导小组，全

面负责指挥调度。各部门迅速行动，以战时状态落实各项工作要求。

他们还以销定产，组织好排产和出厂。中韩石化根据市场情况和疫情形势，及时调整装置负荷和生产安排。化销华中做好5日出厂滚动计划和每日执行计划。双方对全部23个液体产品品种，逐一确定出厂、库存、物流方案，一项项解决存在的问题。在跨省公路未通的情况下，双方全力争取铁路部门支持，实现75%以上的产品通过铁路出厂。化销华中还积极争取武汉周边仓库资源、实施以船代库，解决产品移库。

为控制油品库存、维持生产经营运行，2月1日至9日，中韩石化分步实施压减处理量方案，先后停运1号柴油加氢、2号航煤加氢和1号常减压装置，炼油和化工负荷分别降低40%和20%，按照最低负荷生产。停工后的装置操作人员，则充实到其他主体装置，增加主体装置巡查频次，加强低负荷生产期间关键设备巡检。在炼油、乙烯装置成立16支共计190多人的党员突击队，随时应对装置异常、操作缺员等突发状况。

### 疫情面前显真情

“我马上要去医院治疗了，可我在家隔离观察的孩子没人照顾怎么办？”2月9日，烯烃部领导接到一名员工的求助电话。分部领导立即上门了解情况，和社区协调，成立由党团员组成的7人送餐小分队，轮班照顾孩子的饮食生活。

“每一名员工都是我们的家人，家人有困难，我们不帮谁帮？”烯烃部党支部书记孟照锁说。

面对疫情，中韩石化积极做好各项服务工作，确保员工全身心投入紧张的疫情防控和生产经营工作中。武汉实施交通管控后，员工上下班成了大问题。承担中韩石化员工通勤任务的改制企业交运公司优化通勤线路，增加站点，延长路线，尽量做到全范围、全覆盖，让每一名员工都能就近上车、就近下车、用工作证招手即停。从1月23日起，车队56名司机已经连续满负荷工作20多天，目前依然全员坚持到岗。疫情期间，承担上千人的膳食供应的改制企业隆达公司，想方设法采购食材，精心烹饪，克服困难，确保在岗员工能够吃上放心、可口的饭菜。

企业是小家，社会是大家。中韩石化按照集团公司党组要求，积极协调武汉市红十字会做好集团公司捐赠200吨消毒剂事宜，1月24日调派8台30吨平板拖车，往返500公里将200吨消毒剂连夜从江汉油田运往武汉，抵汉后又配合武汉市红十字会派发到各家医院。

中韩石化还努力保供医用原料，紧急转产于无纺布等医用口罩基础材料的SZ30S产品，10天生产6600吨专用料，其中1544吨专用料已发往湖北仙桃厂家，解了生产厂家燃眉之急。■

（信息来源：中国石油化工集团公司网站）

PMC模式下的设计管理在整个全阶段项目管理工作中占有重要地位。本文结合项目实践,主要从PMC设计管理内容及过程、管理策略方面进行探索研究。

# PMC设计管理新思维与项目实践

■ 陈士元

项目设计管理是项目管理的基础,贯穿于整个项目管理的全过程,包括定义、勘察设计、采购、施工、开车各阶段。PMC作为一种先进的项目管理方式,在我国石油工程建设领域引入推广已有十多年。然而,针对现代工程项目设计管理日益复杂、环境因素不确定性加大的特点,PMC设计管理迫切需要进行有效的改革和创新,以更好的适应工程项目管理的需要。

## 1 新思维之一:管理分阶段,重心要前移

按设计管理的特性可以把工程项目大致划分为三个阶段:定义阶段、实施阶段、试运行与竣工验收阶段。定义阶段包括技术路线(或工艺包)确定、统一规定编制及总体设计、基础设计、长周期设备订货;实施阶段包括详细设计、采购服务、施工服务;试运行与竣工验收阶段包括投料试车服务、项目验收服务。

### 1.1 各阶段PMC设计管理的特点

在定义阶段PMC设计管理的主要工作包括技术选择确定与工艺包审查、设计统一规定编审、总体设计及基础设计审查及批复、长周期设备订货服务。此阶段往往对整个项目的实施具有重要作用。此阶段工作的重点是完成基础设计的审查及报批工作。基础设计是建设项目设计工作的关键环节,是设计工作的基础,而基础设计审查是基本建设程序的重要环节。应加强对基础设计审查及报批的重视力度,其设计的深度,上级部门的批复意见及审批周期,对后续详细设计的开展及工期实现至关重要。

实施阶段是开始详细设计、采购、施工的阶段。在此阶段PMC设计管理的主要工作包括设计条件资料的复核与确认、设计进度投资质量的控制、设计变更的管理等。对进度、投资、质量的“三大”控制是此阶段的重点工作。对进度的

控制,要督促设计单位按工程总体进度计划和合同要求,编制详细的设计进度计划并严格实施。实施过程中要求设计单位定期提交设计周报及月报,PMC要及时发布,并定期或不定期对设计进度的执行情况进行评审。对投资的控制,要通过控制设计工程量,控制引进设备、材料的品种和数量,控制技术措施,审查施工图预算来达到控制工程投资的目的。在工程总包模式下,实质上控制超资的成份少,监督设计单位能否按已批准的基础设计严格实施、不偷工减料的成份多。对质量的控制,要做到事前有规定、事中有跟踪、事后有检查。及时发布设计质量管理规定和控制程序,使设计者明确设计目标和执行流程;对设计文件采取过程审查,以便及时发现问題及时处理;也可对设计成品文件开展集中会审,或根据现场情况分批次分单元进行会审。

在试运行与竣工验收阶段(如果此阶段包括在PMC合同范围内),PMC设计管理部门应配合业主、EPC完成装置投料试车及性能考核验收服务。

### 1.2 管理重心前移,体现PMC的管理理念

对于PMC在设计管理中的定位,当前国内普遍存在两种极端观点。一种观点是以工程监理的思维来看待项目设计管理。我国的工程监理实际上的主要业务就是项目施工阶段的现场施工质量监督。这种思维方式下的设计管理,片面注重施工图阶段而忽视项目前期,其结果往往是管理空间狭小,管理受到极大限制。从监理企业转型来的项目管理,往往就是这种典型做法。另一种观点是以工程设计的思维来看待项目设计管理。这种思维方式下的设计管理,“三大”控制比例失衡,设计审查权重过大,其结果往往是导致过多、过深的介入设计,甚至对设计单位的独立工作造成影响。从工程设计公司转型来的项目管理,往往就是这种典型做法。以上两种观点都违背了PMC通对项目实施“全

过程、全方位”的管理以实现功能完善、技术先进、经济合理的原则。

项目前期设计方案的比选、基础设计的批复、长周期设备的采购,对整个项目的投资、工期的影响占到了70%~90%。遗憾的是,我们诸多项目管理单位及部门并未完全或者未充分认识到这一点。项目前期重视程度、投入资源往往不足,对设计管理主要集中在施工图阶段的成果管理。受参与阶段滞后影响,待发现问题试图弥补时,往往因项目周期受限、修改量过大、与前期阶段批复冲突等因素影响而难以全部解决。此时“木已成舟”,管理的空间已没有尺度,赶工期抢进度倒逼管理让位,“三边”工程在所难免。

PMC应将设计管理的重心前移,充分调动前期计划、技术、造价等多个专业人员全过程参与预可研、可研、基础设计等设计阶段,加大前期方案合理性、造价经济性的审查力度。一是确保设计成果的合理、经济,缩短设计周期;二是将后期采购、施工阶段存在的问题提前在设计阶段消化解决,促成设计与采购、设计与施工完美结合。详细设计阶段重点关注设计条件资料确认、关键设备请购文件及全局性、系统性设计成果文件审查、设计进度及质量管控、设计变更管理等方面。在设计审查上,要分重点区别对待设计文件,避免过多过深的介入设计过程。

### 1.3 庆阳石化国VI油品升级改造项目实践

庆阳石化国VI油品升级改造项目(简称“三化一油”项目)是庆阳石化公司国VI车用汽柴油质量升级方案的重要组成部分,也是中油国VI油品升级布局重点项目。工程总投资约8.3亿元,包括轻汽油醚化、异构化、烷基化、航煤加氢四套装置及配套的公用工程。该工程采用了IPMT+EPC项目管理模式(IPMT为业主+PMC组成的联合项目管理团队)。

“三化一油”项目四套装置基础设计审查节点,按计划均要求在2017年9、10月份完成。针对项目工期紧迫的特点,我们及时调整设计管理策略和计划,强调管理分阶段、抓重点。项目定义阶段在完成设计统一规定发布实施后,重点抓工艺包开工会及审查、基础设计审查及批复、长周期设备技术交流及初期订货。其间,集中力量完成了该项目四套装置及配套的公用工程基础设计预审查,为中石油板块审查做了充分准备,最终四套装置均按期顺利通过,按照预期完成了项目重要节点。

在项目实施阶段我们重点抓设计条件资料的复核与确认、设计“三大”控制、设计变更管理等关键工作,尤其是设计的进度与质量控制、设计变更的管理。期间,及时编制和发布了详细设计管理程序、设计质量管理程序及设计变更管理程序,审批了设计进度三、四级计划,通过定期或不定期召开设计条件协调、设计质量或进度评审会的形式进

行监督和控制。

由于设计前期工作做得扎实,详细设计阶段变更较少,本项目的大部分变更是由于后期施工程序的影响而导致的,控制设计变更的总体数量是本项目后期设计管理的关键性工作。

## 2 新思维之二:管理界面“柔性化”, 流程执行“业务化”

PMC在进行设计管理时,要与业主及项目各参与方进行技术、信息、资源的交流协作,要面对各方之间形成的诸多的界面问题,这些界面问题成为设计管理的重点和难点。而如何建立有效的界面管理,首先要进行系统、全面的界面划分。

有学者进行如下界面划分:实体界面、合同界面、组织界面。实体界面包括设计过程的可研、基础设计、详细设计等不同设计阶段之间的界面;合同界面包括设计合同与施工合同、供货合同之间的界面,分包合同之间的界面;组织界面分外部与内部,外部界面包括业主与PMC、业主与设计单位之间、PMC与设计单位之间的界面,内部界面为PMC项目管理部内部各职能部门之间的界面。此三种界面相互联系、相互影响、相互制约,贯穿于项目实施的全过程。

然而,由于专业分工或是环境变化等因素的影响,界面划分在实际实施中存在空间或时间上的交叉、重叠甚至不连续,导致工作容易出现遗漏或者相互推诿。即使界面划分准确清晰,也有可能因为信息沟通及配合协调不到位,或是出于各自的利益及各自专业的不同,导致工作冲突。界面重合,会导致部门间产生权利争夺;界面分隔出现“盲区”,会导致各部门推诿责任。

如何建立有效的管理手段,使界面双方(多方)充分流通,解决冲突,从而实现对项目的设计活动的有效控制,提高设计管理的整体功能?笔者认为,只有将每项工作当成“业务”看待,并制定具体、高效、简洁的工作流程,通过执行相应的“业务流程”来解决上述问题。项目实施过程中不再由职能部门分别承担的任务片段组成,而是以流程为中心,部门之间的刚性界面被打破。这种改变原有的以职能分工为核心的工作流程为以项目目标(任务)为核心的业务流程,即以工作(任务)本来的结构层次或发展逻辑关系去安排项目人员的工作方式,强调以项目的内容为核心而非以职能部门为核心。在进行任务分工时,应注意明确每一项任务具体负责的部门或人员,使界面管理责任落实到位。同时,将界面管理的每项工作任务(路径)标准化、制度化,并细化到具有可操作性,形成具体的工作制度,以实现对项目界面的高效率、高质量的管理。

在“三化一油”项目先期工作中,设计管理同样遇到了界面管理的困难。要么是各部门或项目各参与方之间的工

作界面界定不清晰,容易出现相互扯皮推诿或程序执行出现盲区;要么是各部门或项目各参与方之间的工作界面虽然界定清晰但刚性太强,各职能部门或相关方因客观形成的部门壁垒或主观责任意识过重,导致相关管理事件在其内部处理、滞留周期过长,项目执行效率低下。在后续阶段的工作中,为了扭转这种局面,破解刚性界面“双面刃”难题,我们积极调整管理方式,改变原有的以各部门或各参与方职能分工为核心的工作流程为以项目目标(任务)为核心的业务流程,将各阶段的设计管理分成五项主要业务流程,每项业务流程按其所涉及到的实体、合同、组织界面建立矩阵列表,制定相应的执行流程,并以不改变业主现有的工程管

理体制为原则。每项业务流程均安排相对应的执行小组进行督办,并对执行情况进行适时反馈,最终实现界面“柔性化”。这种流程再造的方式极大地提高了后期设计管理执行的效率。

下表1是IPMT设计部建立的业务流程界面关系表。

对于“业务”流程,笔者以设计变更管理为例。具体执行流程如下表2。

### 3 新思维之三: 审查内容差别化, 审查形式多样化

设计的确认和评审是PMC设计管理的主要工作内容和设计管理的主要方法。通过对设计条件资料进行确认,对设

表1 设计管理界面划分表

序号	管理内容	股份公司	公司副总	IPMT领导	生产技术处	规划计划处	机动设备处	仪电运行部	动力运行部	储运运行部	质量安全环保处	设计部	合同部	采购部	施工部	HSE部	质量部	项目组	二级单位	设计单位	施工单位	监理部门
1	基础设计审查	审批	参加	参加	参加	参加	参加	参加	参加	参加	参加	组织	参加	参加	参加	参加	参加	参加	参加	编制		
2	详细设计交底及会审											审查	审查	审查	审查	审查	审查	组织	审查	编制	审查	审查
3	设计变更审批管理			审批(≥5万)								审批	审核	申请	申请	申请	申请	申请审核	申请审核	编制	申请	审核
4	技术协议签订		审查签字				审查签字	审查签字	审查签字	审查签字	审查签字	组织审查		协助审查				审查	审查签字	审查签字		
5	供应商返设计条件											审查		执行				审查	审查	审查		

表2 设计变更执行流程表

编号	业务活动	操作岗位/部门	业务表单	描述
1	提出设计变更申请	EPC 承包商	设计变更单	执行小组A负责督办
2	审核	IPMT工程师	设计变更单	
3	审核	主任/IPMT设计管理部	设计变更单	
3	审核	主任/IPMT投资控制部	设计变更单	
3	审批	IPMT项目经理	设计变更单	
4	分发、归档	IPMT设计管理部	设计变更单	
5	执行、确认	EPC、监理	设计变更单	



计单位提交的设计文件进行评审,可以控制设计提交文件的质量,检验设计是否达到业主的技术要求和国家标准,进而寻求设计优化。

初步设计与施工图审查的范围与内容在《中国石油天然气股份有限公司炼油化工建设项目初步设计管理办法》、《中国石油天然气股份有限公司炼油化工建设项目施工图会审管理办法》中均有明确的规定。然而在实际工作中,诸多审查者对此把握的并不准确,加之PMC审查工程师往往是由设计院设计人员转行过来,由于职业思维惯性,过多、过深的介入设计过程成了“家常便饭”。这种行为往往导致如下危害:一是审查范围过宽,背离PMC管理的要求;二是审查内容过多,背离《初步设计管理办法》、《施工图会审管理办法》的要求,最终导致审查进程和效率不能满足项目要求。

在“三化一油”项目设计审查过程中,前期工作开展细致、全面,但带来的负面影响是设计文件发布迟缓,甚至影响了现场施工进度。针对日益紧迫的项目工期,设计管理部及时调整审查策略,对设计单位提交的设计文件进行分级管理,按审批、审阅两个层级进行评审。对于重要的项目设计文件,如工艺流程图、平面布置图、系统图、逻辑图及关键设备的技术规格书、数据表等要求经PMC审批后才能发布执行,其他文件报呈PMC审阅即可。从而将PMC有限的力

量放在关键的地方,又充分体现、尊重设计单位的设计主体地位。

在审查开展的方式上,初步设计审查采用会审方式进行。为提高会审的效率,达到预期审查的目标,提前进行预审,做好充分的会前审查准备以保证审查会的顺利召开。施工图审查,在满足施工程序要求的前提下,将过程审查与会审结合起来,适时分别开展,以满足现场日益紧迫的施工要求。

在审查过程中,审查者和被审查者在技术和界面上难免会发生冲突,通常是由于双方的知识背景及所处立场导致的。为解决冲突,我们建立了无级协调管理及有级协调管理方式。无级协调即是在没有强力行政指令的干预下,由双方各专业负责人之间通过沟通、协商解决问题。有级协调主要是针对双方冲突问题本身性质重要且存在较大分歧,不能通过专业组内解决,可通过建立专家评审小组,采用专家评审会的方式对冲突问题做出评价和决策。

综上,笔者认为,随着PMC设计管理模式在工程建设领域的逐步推广应用,其管理理念及工作方式在“本土化”的过程中应不断调整、修正及创新,终极目标是要理解业主的价值观,要与业主一起实现工程建设目标。■

作者单位:寰球工程项目管理(北京)有限公司  
(责任编辑 冯尚)

本文以中国企业在俄罗斯的第一个油气领域EPC承包项目AGPP天然气处理厂的建设为例, 总结分析项目执行过程中所遇到的问题和经验, 从组织架构、许可要求、管理模式、内外部界面管理、气候影响等方面分析了俄罗斯法律法规对项目管理的的基本要求、项目管理执行过程的特点、主要界面管理的策略以及气候对施工管理的影响等, 为国内企业参与俄罗斯类似油气建设项目提供参考。

## 俄罗斯油气项目管理特点浅议

■ 郭超 韩长军 杨前进 马建春 魏小平 V.Sergey

随着中国与“一带一路”沿线国家的合作水平逐年攀升, 中国与这些国家的合作也在快速增长。在丝路国家当中俄罗斯是中国最重要的战略合作伙伴之一, 据权威数据显示从2016年到2018年, 俄罗斯连续三年蝉联“国别合作度”榜首。自2015年以来中俄双边贸易额不断增长, 其中2018年中俄双边贸易额达1070.6亿美元, 创历史新高, 增长27.1%, 该增速在中国前十大贸易伙伴中位列第一位。能源领域是中俄合作的重点之一, 并已结出累累硕果。

作为中俄能源合作的关键项目之一, 俄罗斯天然气工业公司(简称俄气)为了保证中俄天然气供气协议(东线部分)30年商品天然气的供应, 同时也为长期满足东西伯利亚和远东地区的内部需要, 决定建设阿穆尔天然气处理厂(简称AGPP)项目。该项目原料气处理量为420亿立方米/年, 包括6列天然气生产线、3列制氮装置、3列氨液化生产线。商品气量为380亿立方米/年, 全部输往中国, 该气量占2018年全国天然气消耗量的1/7左右, 进口量的1/3左右, 对解决国内气荒, 保证中国清洁能源供应战略意义重大。

AGPP项目是中国石油在俄承建的首个单体最大项目, 也是中国油气工程企业首次在俄罗斯境内承担的EPC项目, 第一次面临-40℃以下的极寒施工条件, 极具挑战性。由于俄罗斯的项目组织架构、管理体系、规范标准、实施要求等与国内项目和其它国际项目皆有不同, 因此需要结合已有的油气工程实践经验和当地的自然、文化环境, 不断学习、吸收俄罗斯油气行业的项目管理要求和经验, 在保障AGPP项目顺利推进的同时提高中国企业在俄罗斯油气建设领域的适应能力和竞争力, 为两国的能源合作和国家的“一带一路”建设战略提供有力保障。

### 1 AGPP 项目管理的组织架构

AGPP项目分为三个标段: P1脱氮专利装置包; P2非

专利装置包主要为天然气净化及压缩装置; P3为公用设施包。其中P2标段的组织架构如图1所示。项目业主为俄罗斯天然气工业股份公司(GAZPROM), 监理公司为Service Gazification(SG), 总承包商为俄罗斯最大的石化公司西布尔公司(SIBUR)的全资子公司NIPIGAS公司。天然气处理厂建设工程划分为三个标段, 面向国际公开EPC招标。另外, 对于施工部分, NIPIGAS要求在其批准的招标规则下, 采取工程单价形式, 由EPC承包商面向国际另行招标, 由NIPIGAS和GAZPROM全程监督。P2非专利装置包EPC承包商将设计分别委托英国Fluor公司和国内设计院, 在Fluor公司的支持下自主完成采购工作。经GAZPROM批准通过国际招标, 分别将桩基施工工程分包给塞尔维亚公司VELESSTROY, 土建及工艺装置施工工程分包给土耳其公司YAMATA。项目执行过程中, 存在P2与P0(NIPIGAS自行管理的厂区内道路工程)、P1、P3工程接口界面, 以及与GAZPROM、SG、NIPIGAS、各分包商以及移民局、海关、认证机构、电力、环保、消防等政府部门之间的工程管理界面, 组织关系错综复杂。

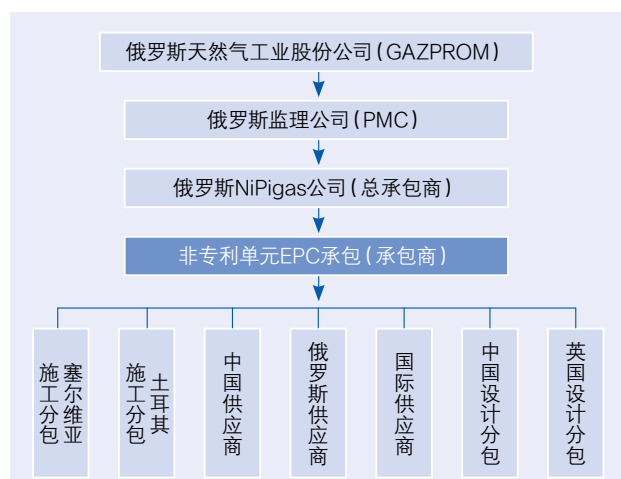


图1 AGPP项目P2标段管理组织结构示意图

## 2 油气建设工程项目的资质许可管理

俄罗斯对施工企业有健全的保障体系，同时对施工企业的资质要求十分严格，GAZPROM在俄罗斯国家对施工企业资质要求的基础上进一步提高了部分要求。油气施工企业的基本资质包括：

- 1) 自律组织(SRO)证书；
- 2) 质量体系认证证书(ISO系列)；
- 3) 营业执照和证书；
- 4) 当地的税务登记证书；
- 5) 电气、土建、探伤等实验室证书或与这些合格实验室所签署的合同；
- 6) 与当地工业及民用废弃物处理公司所签署的合同；
- 7) 废水(通常需要经过处理)的外排许可；
- 8) 燃料(包括发电机和交通工具、施工机具)大气排放许可；
- 9) 工程所涉及的特种作业证书，如工艺安全证书、登高证、电工操作证、NAKS焊工认证证书等；
- 10) 可取得其他国家工人劳务签的配额信息等。

通常在项目进行投标和执行过程中还需要进一步提供如下具体信息：

- 1) 人员和机具拥有情况，包括主要人员的资质和简历、主要设备的性能等；
- 2) 主要人员(包括项目主要管理人员、来料检验、电气安全、消防、劳动保护、环境安全、起重等负责人)的任命书；
- 3) 用水及用电许可等；
- 4) 类似工程业绩；
- 5) 项目执行计划(PEP)；
- 6) 本项目所涉及的关键施工和危险作业的施工方案(MS)；
- 7) 特殊环境(如极寒)的施工方案(MS)；
- 8) 质量执行方案；
- 9) HSE执行方案；
- 10) 采购资源及执行方案；
- 11) 资产证明或银行保函等。

在获得上述所有资质和材料以后，若承担俄气的项目还需通过俄气技术部门Gaznadzor的认证，并需要通过Gaznadzor每年组织的评估。

在如上严密认证制度的控制下，油气施工企业的人力、机具等施工基本条件可以得到保障，而且工程实施所需的各类许可也基本就位。因此通过Gaznadzor认证的承包商在中标后即可快速启动项目，并为项目后续平稳运行奠定坚实的基础。

## 3 项目执行管理模式

在图1所示的组织机构图中，核心部分仍为EPC承包，

在于总包方签订EPC承包合同后由其牵头签订设计、采购和施工分包合同。P2包的EPC承包商分别与总承包方签订EPC承包合同，与设计、施工分包商签订了设计和施工分包合同，与多家供应商签订了采购合同。合同部作为项目部的合同主管部门，负责合同的澄清、增补、索赔等，设计、施工、质量、计划、HSE等部门进行专业支持和配合，确保项目合同得到顺利执行，避免因违反合同要求造成工期或成本损失。在总包和施工分包合同中都对直接人力和间接人力进行限定，承包商和分包商需提交人力情况日报。对报销范围内的专业人员业主按实际人数经考核确认后据实报销，对服务类人员采用封顶价格，超出部分人力费用由承包商或分包商承担。

EPC承包商在整体计划的基础上编制设计、采购、施工和开工的分解计划，并依据工作量、涉及金额等分配权重，以便于计划的量化执行、评估和预警。项目执行过程中EPC总承包及时根据项目计划梳理各专业现场可施工工程量，逐步完善修订3级、4级计划，每月对下个月的日计划进行确认。对无法满足现场施工进度需求的影响因素，例如设计文件、设备材料到场、分包商人力机具、报验和交工资料提交等及时协调，保障项目执行的EPC各个环节畅通。目前项目整体进度领先计划进度约7%。

在EPC总承包主导项目协调的基础上，GAZPROM和总承包商发挥其与当地供应商、海关及其它政府部门长期合作的地域优势，对部分当地供应商货物的催交催运、海关清关、政府许可办理等方面提供支持和便利。同时，为发挥NIPIGAS长期执行、熟悉当地标准规范方面的优势，需要NIPIGAS对所有设计文件、现场设计变更进行批复确认，确保设计方案满足当地要求。现场所有材料报验、施工报验都由承包商到NIPIGAS再到PMC逐级批准确认。平时工作中三方通过生产协调周会、专业周会、日会等形式及时沟通，紧密联系。

## 4 外部界面管理

由于本项目工程接口界面较多，又存在与当地第三方认证、检测机构、各类协会、各政府部门等诸多管理界面，因此作为承包商对外部界面管理环节多、难度大。

项目管理过程中采用由近及远、由急到专、从简到繁的原则。即首先梳理与项目部能直接发生关联的单位或部门，将其分管业务查清落实后通过该单位为媒介开展与之有关系的其它单位或部门，例如本项目通过与EPC承包商有直接合同关系的NIPIGAS建立了与GAZPROM之间的沟通渠道，为后续征地等相关业务提供了便利；在与GAZPROM和当地政府沟通过程中首先考虑对项目执行影响最大的环节和要求，抓紧落实，保证项目取得基本的运行资质可以启动运



行,然后再具体到各部门、各专业的要求,逐步完善,例如土建、电气、探伤实验室只要在具体工作前实现关联即可满足项目需要;通过项目执行可以发现部分要求繁琐的外部界面通常是以多个简单界面为基础,因此在细化外部界面管理时首先梳理已具备条件或条件相对简单的环节进行确认,逐步向要求高、条件多的界面过渡,这样可以有效提高效率,避免重复工作,例如Gaznadzor认证过程等。

## 5 内部界面管理

EPC承包商内部各分包商和部门虽然都受项目部管理,但由于这些分包商遍布多个国家和地区,各部门也同时在北京、成都、莫斯科、布市、项目现场、范保罗等多地同时办公,由于文化差异、标准规范不熟悉、时区限制等因素制约,内部界面沟通有时也存在效率低下的情况。对此项目主要采用各个界面责任到人、逐级监控的升级管理制度。设计、采购、施工等部门主要专业都有负责人对各自部门监管范围内的设计分包商、采购供应商、施工分包商进行直接沟通,同时为提高沟通效率现场设计、质量、HSE、采购专业工程师都可与施工分包商技术、质量、HSE和采购部门负责人直接联系。所有现场工程师都有权力和义务监督和纠正分包商的HSE行为。设计和施工部门与质量部一起对施工分包的质量问题进行监控和销项。各部门内部通过口头交流、邮件、即时通讯工具、信息共享平台等实现信息的共享和交流。对出现的问题按专业工程师、部门内部专业间探讨、部门间探讨、主管领导、项目经理的顺序逐级上报。在上报过程中成果解决的将结果通报上级即可,对短期内无法有效解决的形成本问题清单制,不断跟踪推动,直至解决。为提高内部界面协调人员的动力和问题解决的效率需要在绩效考核制度等方面制定合理的激励措施。同时按照当地先进做法积极引入项目风险管理,采用聘请专业公司、内部头脑风暴、与NIPIGAS定期组织风险分析会等形式,收集、分析项目风险,并分类管理,及时预警、制定应对措施和归口跟踪管理。

## 6 施工顺序季节性管理

AGPP项目所在地受海陆热力差异影响属典型大陆性季风气候,冬季冷空气来自高纬度大陆区,自2018年7月至今年内气温变化情况如图2所示。从图2可以看出全年有7个月最低气温低于冰点,1—2月份最低气温可达-40℃以下;夏季受低纬度热低压控制,降水较多,经常出现雨季连续一周降雨的情况。该地区基层土质为松软沙土,仅地表30cm左右为肥沃腐植土,雨季无植被区域极易发生水土流失。由于低温、多雨、地质条件的限制,当地工程施工难度大,为提高施工效率需要根据季节特点对施工顺序进行科

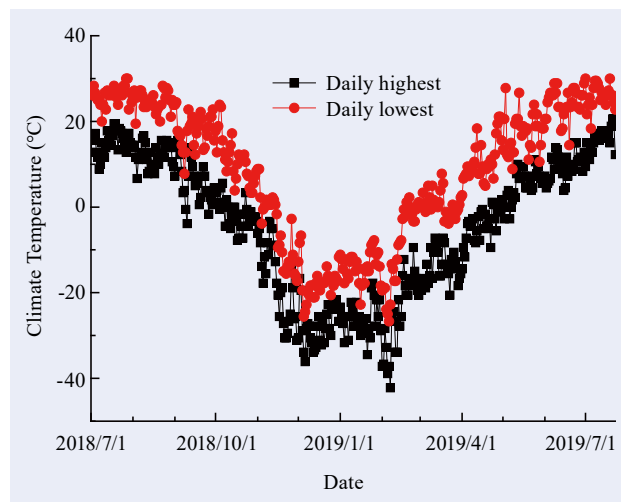


图2 AGPP项目所在地全年气温变化曲线

学管理。主要措施是将温度因素影响较大的土建、涂漆、管道、电缆安装安排在5—9月施工,钢结构、保温、室内安装等可在冬季进行施工。另外考虑到气温度对河运超限设备的影响,需要将主要设备在10月份封河以前运抵现场并安装。值得注意的是部分施工可以利用低温环境降低施工难度、提高工作效率,例如深基础基坑开挖原设计为钢板桩支撑,由于量较少材料采购、机具动迁难度都很大,但在冬季施工时由于土质在低温下承载力和结合力较大,经核算可以直接开挖不采用支撑防护,项目1期的6台闭排罐基础都采用此方案顺利完成浇筑。

## 小结

中俄两国在“一带一路”建设倡议下,长期建设战略合作伙伴关系,在能源建设领域的合作也将不断加强。随着国内经济的发展和科技的进步,将有越来越多的中国企业参与俄罗斯的市场开发和经济建设。为此国内企业应对俄罗斯当地企业的组织架构、法律法规对企业各类许可资质的要求、项目管理执行模式、内外部界面管理特点等有适当了解。另外需注意当地气候与国内差别较大,在施工管理时需要采取相应方案避免对项目执行产生不利影响。通过对当地法规、标准、制度、习惯的学习、创新和应用,AGPP项目目前总体进度比计划超前7%左右,质量和HSE受控,未发生重大安全和质量事故,项目整体平稳推进。

与其它地区项目管理相比,俄罗斯地区的项目管理体系更加复杂、严谨,管理的重点在于对当地法律、法规、规章制度、施工习惯的学习和理解,以及根据当地的气候条件、项目的具体情况进行适当的调整。其中精细化管理体系、冬季施工管理措施等对其它类似项目有一定借鉴作用。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司  
(责任编辑 冯尚)

提升项目管理专业化水平,一直是大型炼化项目建设研究的重点。本文结合辽阳石化项目建设实践,探讨以高标准、高质量、高速度开展项目建设为目标,建立科学的项目管理组织机构—IPMT联合项目管理团队,开展全过程项目管理工作。同时创造性地提炼出了“一、二、三、四、五”的项目管理方法,保证大型炼化项目顺利实施。

# 大型炼化工程项目管理方法与经验

■ 王亮<sup>1</sup> 王聪颖<sup>2</sup> 王咏<sup>3</sup>



## 1 项目简介

辽阳石化俄罗斯原油加工优化增效改造项目(以下简称“俄油项目”)是辽阳市打造芳烃及精细化工千亿元产业基地的龙头项目,也是辽阳石化走出发展困境、全面实现第三次创业目标的生命工程、信心工程和希望工程。项目能否优质高效建成,关系到辽阳石化公司的生存和发展,关系到辽化全体干部员工的切身利益。

辽阳石化公司在项目建设伊始,提出了“举全公司之力,开展项目建设”的动员令,集中公司所有优势力量,整合公司内部、外所有优势资源,倾全力推进项目建设。在公司内部抽调精兵强将,组建项目管理团队;在公司外部,优选一流

的项目管理公司、一流的设计院、一流的总包、监理和施工队伍,参与项目建设。

俄油项目新建10套工艺装置,改扩建6套生产装置,同时配套新建及改扩建油品储运、公用工程及辅助设施等工程。在全体参建单位的共同努力下,经过16个月的紧张施工,HSE管理实现了“零事故、零伤害、零污染”的建设目标,累计实现1500万安全工时;质量管理实现了“工程设计质量100%合格,物资采购质量100%合格,单位工程质量100%合格”的建设目标,焊接一次合格率达到98.53%,其中140万吨/年连续重整-抽提装置在2019年度中国工程焊接协会评比中获优秀焊接工程;投资控制实现了将投资控制在股份公司批复的基础设计概算范围内的建设目标;进度管理实现

了各装置、单元均按项目总体部署中的计划时间节点有序中交，并于2018年6月29日全部高标准中交的建设目标。

## 2 精心谋划，着力做好项目前期工作

### 2.1 确立了科学适用的项目管理模式、组织机构和管理制度

在俄油项目前期筹备阶段，按照“七分策划、三分实施”的工作思路，抓早、抓细、抓统筹，精心筹备、认真策划，做了大量、细致的调研、策划和前期筹备工作：树立系统工程观，坚持全局规划，通过开展广泛、深入的前期调研、交流，充分吸收和借鉴同类项目建设的经验，并结合项目自身特点，对项目的管理模式、组织结构、人员设置、岗位职责、规章制度、工作流程等进行了详细策划、反复论证，在项目正式开工前，确立科学、完备、适用的项目管理模式、组织机构和管理制度。

### 2.2 优选建设队伍，依法依规开展EPC选商工作

在项目执行初期，组织开展工程建设市场调研分析工作，重点了解潜在的承包商资质、业绩、获工程奖情况、近年信誉情况、财务状况、拟投入本项目设计、施工和生产能力，以往分包情况（专业分包、劳务分包）等。通过调研工作，在编制招标文件编制内容时，对投标人资格要求设置应当满足3个以上潜在投标人能够参与竞争，以保证竞争的公平性。

本项目在发包模式上采用EPC工程总承包发包模式，实现合同关系简单，组织协调工作量小，设计与施工相互搭接，更有利的控制项目进度目标，从而达到有效缩短项目建设周期的目的。在工程发包时，按装置和公用工程两大标段通过公开招标选择EPC承包商，优选优秀队伍。

新建及改造工艺装置EPC总承包工程做为全面清单计价试点，完全按照工程量清单计价规范的规定进行全过程管理，通过这个项目创出路子，做出经验，形成模板，形成同类装置或单元清单模板、清单价、招标文件等，反馈修编预算定额及概算指标，进一步完善清单计价规则，为以后推广应用创造条件。

在项目建设中按照“依法依规”的管理理念，秉承“七分策划、三分实施”的工作方法，采取“模版先行、专业审查、集体决策、专职审核”的控制措施，合规、及时、高效地完成了项目全过程的工程及服务类合同。

### 2.3 提早进行长周期设备采购，保障施工的顺利进行

在长周期设备采购管理中，为确保项目设计、采购、施工三个环节协调统一，保证长周期设备、材料按时间节点采购、返资、到场，提早开展前期对接工作，并先后组织了俄油项目的引进工艺包、长周期设备、进口机电产品、一级物资等设备材料的招标、签约和运保工作。投入精兵

强将，精心组织，克服工期紧、任务重、难度大等诸多难题，在物资公司领导和各业务处室的通力配合下，项目长周期设备、材料均按照计划时间节点到场，保障了施工的顺利进行。

## 3 坚持理念先行、思路引领，坚守各项管理措施

项目管理理念是工程建设项目管理的根基和灵魂，高标准、高质量、高速度地完成了项目建设各项工作，实现项目安全、质量、进度、投资等建设目标，创造了中国石油同规模项目建设史上的NO.1，辽化模式、辽化速度、辽化质量，为业内提供了可学习借鉴的经验。

在项目建设过程中，不断梳理理念偏差并不断纠偏，就像一个人的知识和能力需要人的意志品格支撑一样，项目文化理念是项目管理的根基，是项目系统运行的轨道和方向，理念的正确和执行是项目发展的基础，坚持依法依规、坚持与承包商合作共享，为承包商做好服务工作，坚持以一种开放的心态去面对上级检查、第三方监督和专家的宝贵意见，站在项目的高度，秉承项目至上的理念，是项目管理过程中始终遵循的法宝。

为此，项目确立了按照“项目管理高标准、项目实施高质量、项目建设高速度、项目建成高效益”的四高标准，全力打造“安全工程、合规工程、优质工程、标准工程、节约工程、效益工程”的项目管理理念，明确了“方向比效率更重要、计划比实施更重要、安全比进度更重要、质量比成本更重要”的项目管理思路，确定了“依法依规、合作共享、有效沟通、项目至上”的项目管理方法。

## 4 建立科学的项目管理方法

俄油项目的实施过程，实际上就是对以上项目管理理念、思路的不断强化、细化和转化的过程。在项目筹备、策划阶段，建设指挥部和项目参建各方，建立了共同的理念、目标和工作准则，统一了思想，明确了目标，形成了合力，并在项目实施过程中，通过吸取、总结、提炼、升华，不断对项目管理理念进行丰富、细化和完善，提炼出了“一、二、三、四、五”型的项目管理措施，即：一种心态、两个纲领、三方监督、四个例会制度、四级计划管理、四项安全专业化管理、四个问题处理步骤、五化管理，共27个管理要素，在规范的工作行为下，有效推动了项目建设进程。

### 4.1 一种心态

辽阳石化公司俄油项目在建设过程中，以一种开放的心态广泛吸纳社会资源：

(1) 引进项目管理公司，充分利用与发挥项目管理公司专业化管理优势，与项目管理公司以联合项目管理团队

(IPMT)的形式组成组织机构,也是辽化公司在工程建设中以一种全新的方式开展项目管理工作,通过设计、采购、施工、开车、竣工验收等全过程项目管理工作,全面统筹、策划、指挥项目建设。

(2)引进造价咨询公司与公司审计部成立了项目建设过程审计组;确保不逾越“依法、合规”这一项目建设的“红线”,统一、规范全体参建人员的工作行为,使项目建设全过程做到依法合规,及时纠正各参建单位不规范的工作行为。

(3)引进安全咨询公司与业主成立安全管理专家团队,俄油项目技术复杂、装置多、工程投资较大、建设工期紧迫,且涉及生产装置多,生产与建设交叉进行,公司既要保持生产安稳运行,又要组织建设大型的工程项目,对公司资源配置及项目管理都是一个新的挑战,项目建成后项目管理人员的安置问题也是所有大项目建设面临的难题。

同时,以一种开放的心态对待上级部门检查以及外聘专家提出的意见和建议,将其珍视为提升管理水平的机会,积极整改和完善。

#### 4.2 两个纲领

在项目执行过程中,通过《项目管理手册》和《项目总体部署》两个纲领性文件对项目建设的各项工作进行组织、统筹、协调和管理,从而确保了项目建设各项工作能够快速、顺畅地开展和稳步推进。

在项目筹备阶段,本着“抓早、抓先、抓统筹”的工作思路,编制涵盖HSE、质量、进度、投资、设计、采购、施工、生产准备、竣工验收、招标、合同、风险、文档等管理内容的项目管理手册,并将其作为项目建设过程中的纲领性文件。

《项目管理手册》按照石油化工项目建设过程及特点,对项目建设全过程进行分阶段阐述。从2016年10月俄油项目正式启动到项目建设整个过程,项目始终将《项目管理手册》作为俄油项目建设过程中的指导性文件,为打好俄罗斯原油加工优化增效改造项目奠定了坚实的基础。

为提高俄油建设项目实施的计划性、科学性和可操作性,确保工程建设质量、HSE、进度、投资全面受控。建设指挥部组织编制完成了12万字的《项目建设总体部署》。明确了项目建设总体方针和目标;阐述分析了项目建设的重点和难点;制定了安全、质量、进度、投资、风险等控制措施;明确了设计、采购、施工管理的内容、方法和具体措施;编制了详尽的项目总体网络计划,确定了项目进度的关键节点和关键线路,指导项目建设进度快速、有序、顺利推进。总体部署作为俄油项目建设的纲领性文件,纲举目张,指导着项目建设过程中的各项工作,使项目建设各项工作按照既定计划有序推进。目前,项目建设总体部署执行率在中石油历

次项目建设过程中是排头的,受到了炼化板块领导的高度认可,说明项目建设总体部署是科学的、可行的、具有可操作性的。

#### 4.3 三方监督

为了确保项目执行过程中,安全、质量、依法依规等方面能够严格受控,建设指挥部大力推进和落实第三方监督工作,通过对第三方安全监督(上海博柯),第三方质量监督(集团公司质监总站和辽化质监站),第三方审计监察单位(辽宁城略)的充分授权和大力支持,强化对项目现场的安全、质量监督和管控,及时发现并处理现场问题和隐患,为项目的顺利推进提供了保障;统一、规范全体参建人员的工作行为,对于发现的不规范行为进行及时纠正,确保“依法、依规”这一项目建设的“红线”不被逾越。

#### 4.4 四项措施

##### (1) 4个例会制度

在项目管理过程中,建设指挥部非常重视各单位(部门)间的沟通、协调,通过开展“4个例会制度”,充分保障项目各参建方的有效沟通,确保项目问题及时解决。

一是通过开展每天早晨的“班前早会和班前5分钟喊话”,针对当天的作业内容进行风险识别,进行安全、技术交底,强化第一线作业人员的安全意识和质量意识,为项目的安全、质量受控提供了保障;

二是通过组织召开每天晚上7点的项目协调会,对项目执行过程中的设计、采购、施工等各方面的问题进行沟通、协调和处理解决,切实做到了问题有反馈、有跟踪、有落实,保障了项目建设各项工作的快速、有序推进;

三是通过组织开展每周的安全、质量、进度讲评会,对项目的安全、质量、进度情况进行阶段性总结和讲评,对于存在的问题进行认真剖析,对于问题的责任单位和责任人进行考核,引导、督促项目参建各方严格按照项目整体目标推动项目建设各项工作;

四是每月组织召开项目月度例会。月度例会明确了项目阶段性工作目标,协调解决了影响设计、采购、施工的瓶颈问题,同时划分生产与建设二条线的工作界面和工作流程。

公司高度重视项目月度例会。在要求各参建单位的总部领导及项目经理参加会议的同时,公司总经理白雪峰率先垂范,每次会议都带领公司全体班子成员及机关部门负责人参会,并现场解决影响项目建设的各类管理问题,极大地鼓舞了各参建单位的士气。各参建单位的总部领导,作为项目参建各方的坚强后盾,也为各自的单位排忧解难、鼓气助威,为项目提供了强有力的支持和保障,有效推动了项目建设进程。

##### (2) 4级计划管理

在项目进度管控方面,建设指挥部强调对项目进度按照管理层级实施“4级计划管理”分层管理。通过对项目“一

级进度计划”和“二级进度计划”的严格跟踪、管控，并根据项目实际进展情况及时对项目“三级进度计划”和“四级作业计划”进行完善和调整，保障了项目进度计划的适用性和可行性，确保了项目进度目标的整体受控。

### (3) 4项安全专业化管理

在项目安全管控方面，建设指挥部强调安全工作要抓重点、抓主要风险，针对项目参建各方安全监督、监护人员的专业水平和安全管理水平参差不齐的现状，进行专业化管理控制现场高风险作业。通过评估将高空作业、吊装作业、有限空间作业、临时用电作业列为高风险作业。针对高风险作业，编制了管理实施细则，成立安全管理小组，对于高风险作业进行专项管控，坚持每天对现场的高危作业进行巡视、指导、培训和监督检查，使项目安全风险得到了有效管控。

### (4) 4个问题处理步骤

在对项目各参建单位的违规、违章问题进行处理方面，项目上坚决以“零容忍”的态度对待违章行为，指挥部创造性地提出了“限期整改、考核、清人、清队伍”的4个处理问题的步骤，对于项目执行过程中出现的问题首先要求相关单位进行限期整改、闭合，对于反复出现、屡犯不改的问题，对相关责任单位和责任人进行严格考核，直至将违章责任人、责任队伍清出俄油项目施工现场。除对违章者进行考核外，还对施工队长、项目经理连带考核，发现严重违章的对总包、监理进行连带考核；对违章人员或违章行为较多的施工队组织培训教育，责令承包商单位领导在HSE安全月度讲评会上进行违章事件安全经验分享。通过此项措施规范了项目参建各方的工作行为，实现了项目建设的本质安全，保障了项目建设质量，提高了项目实施效率。保障了项目安全管理工作的整体受控，现场安全事故为零。

## 4.5 五化管理

### (1) 标准化设计

在项目策划、实施过程中，通过统一设计软件，各家设计单位均采用了PDMS软件进行设计，管道、结构、自控、电气、储运等专业设计均在PDMS平台上协同开展。统一材料代码和描述，为材料控制打下良好基础；统一设计标准，由总体院发布各专业统一规定，装置院依照执行。通过制定设计协调程序，开展界面的衔接工作，监督各装置院执行“设计统一规定”，保持设计的“设计基础一致、设计标准一致”；统一发布项目标准图和典型图，统一设计风格；统一制定MR文件标准格式，统一采购依据大力推动项目的“标准化设计”，有效推进了项目设计水平和设计效率，为项目现场的标准化施工提供了保障。

### (2) 钢结构工厂化预制

在钢结构预制、安装过程中，大力推进各单位实施“钢结构工厂化预制”，通过对本项目的钢结构采用大规模工厂



化预制和现场栓接安装的方式，有效缩短了钢结构的安装时间，提高了安装效率、保障了安装质量。

**钢结构预制：**在集团公司合格供应商中优选制造能力较强的制造厂家供货，钢结构在工厂按图纸模块化预制，现场钢结构总量28000余吨，实现工厂化预制量约21000吨。

**加热炉预制：**在集团公司合格供应商中优选制造能力较强的制造厂家供货，将现场四合一炉、分馏塔底重沸炉、加氢脱硫反应产物加热炉等12台炉分别划分为73项模块进行预制。模块总重量2243吨。

**高压管道预制：**240万吨/年渣油加氢项目高压管道焊接吋口3.4万余存，折合吋口6.3万吋，工厂化预制率达到52%—68%。尤其是高压空冷管道预制，工厂化预制率达到68%。消除了冬季施工温度方面的影响，创造了干净整洁舒适的作业环境，提高了一次焊接合格率（渣油装置高压管道一次焊接合格率99%），确保了工程进度目标。

### (3) 模块化安装

在设备安装方面，大力推进“设备模块化施工”，要求施工单位在设备的组对安装过程中，采用分段制作、整体吊装的模块化安装方式，有效保障了设备的安装进度和安装质量。如：

**催化两器：**采取地面模块化预制，在地面上将壳体、外部平台、内件焊接成整体，其中再生器上封头模块吊装重量540t，包括了筒体、上封头、衬里、内置三旋、28台旋风分离器、平台，采用1600t履带吊一次吊装完成。减少了高处作业，降低了施工风险，提高了工作效率。

**塔器：**到货后即进行“穿衣带帽”施工，将塔器放置在地面马路上安装劳动保护、附塔管线、保温等模块化施工，然后整体一次吊装完成安装作业。降低了安全风险，加快了施工进度，节省了施工成本。

**钢结构：**在工厂化预制成件到场后，在地面分段组装并安装完劳动保护平台、梯子、电缆桥架通道等形成模块，然

后分段吊装完成安装作业。有效的降低了安全风险、加快了施工进度、节省了施工成本。

#### (4) 机械化作业

在项目施工过程中,根据项目实际情况,采用CO<sub>2</sub>保护焊进行不锈钢内件、钢结构焊接。根据集团公司要求,采用定力矩扳手紧固法兰,大大提升了现场的工作效率,保障了各项施工的快速推进。

#### (5) 信息化管理

在项目实施过程中,按照“管理制度化、制度流程化、流程表单化、表单信息化、数据化、可视化”的项目管理思路,组织相关方搭建了科学、先进、适用的项目建设信息管理平台。

1) 通过对项目建设关键信息在PC端的实时录入以及在手机端的实时推送,将项目实施过程中,项目建设信息收集、传递的方式由以往的逐层收集、逐层传递的层级化管理模式转化为实时录入、实时共享的扁平化管理模式,有效杜绝项目建设信息收集、传递过程中的滞后、分享不充分、不及时等问题的发生。

2) 通过每日将项目建设关键信息推送到项目参建各方相关负责人的手机端,保障了项目建设信息的公开、透明,有利于项目建设各方对数据信息的完整性、准确性等进行广泛、及时的核实,有效避免项目建设信息收集、传递过程中的错误和缺失。

3) 通过对信息平台上的数据信息进行实时跟踪、梳理、分析,对各单位工作任务的完成情况进行量化管理,并根据数据信息的波动、变化,直观反应出各单位项目建设整体进展以及相应变化趋势,为项目参建各方及时发现项目建设问题,并快速决策、有效整改提供了帮助。

通过信息平台,实现了对项目建设关键环节中的重要数据信息进行每日的实时录入、跟踪、传递、分享,为项目参建各方的项目决策提供了重要的支持和帮助,对项目建设起到了良好的推动作用。通过对项目管理信息平台的大力推广和有效应用,建设指挥部在项目进度管理方面(尤其是项目后期安装作业进度的管控方面),实现了对项目建设关键信息的及时、有效掌控,确保了项目实施关键进度节点目标的严格受控,从而保障了项目6.30中交整体进度目标的最终实现。

## 5 管理要素的完善与升华

项目管理团队总结俄油项目的经验,在原有“一、二、三、四、五”型管理措施的基础上进行完善,总结出“1、2、3、4、5、6”管理措施,增加了五大界面的协调、五大工序的控制、六个保障措施,共43个管理要素,在后续项目建设中应用,取得了较好的效果。

### 5.1 通过五大界面的管理,统筹推进项目进展

一是对项目的设计、采购、施工三个界面的协调,以施工、返资和催交为驱动,推动设计、采购满足施工进度要求;

二是落实对各单位、各装置(单元)界面接口碰头的协调;

三是落实对各专业、工序间界面协调;

四是公用工程投用与各装置对水、电、气、风需求的协调;

五是项目施工与开车准备界面衔接的协调,生产单位相关人员及早、有效的介入“三查四定”,把主要问题闭合在方案、图纸审查阶段。

### 5.2 通过五大工序的控制,快速跟进施工进度

一是抓好地管、土建基础与钢结构安装的衔接工作,为配管创造条件;

二是抓好工艺配管及管道试压、吹扫工作,促进三查四定的闭合;

三是抓好塔器、反应器、容器的内件安装工作;

四是抓好泵及压缩机组的安装、试车及试运工作,促进动力系统、公用工程系统、控制系统的贯通和完善;

五是抓好变电所、机柜间、控制室与装置之间的电缆敷设及设备安装调试工作。

### 5.3 通过六个方面的措施,有效保障项目计划

项目管理团队所有员工统一全员思想,凝聚管理共识,时刻保持优良的团队精神和建设情怀,团结一致,攻坚克难。在思想保障、组织保障、安全保障、质量保障、资源保障、信息化保障六个方面保障措施下,有效的保障了后续项目建设的顺利执行。

## 6 结束语

项目管理模式是工程建设项目管理的核心问题之一,是体现项目建设方与社会、专业资源有机组合、最大可能发挥各方优势,提高工程建设项目管理水平的关键所在。建设工程项目管理的规划及其组织、运行水平,不仅体现在项目建设过程中的各项管理与投资效益,也将影响项目建成投产后的社会与经济效益,以及企业未来较长一段时间持续发展的能力和动力。联合项目管理团队将运用先进的管理理论和方式,做好资源的优化与配置,将业主在功能上的优势与项目管理方在经验上的这些优势结合起来,从而保证项目的顺利实施和目标的实现,也是项目管理模式的发展趋势。■

作者单位: 1. 中国石油辽阳石化公司

2. 吉林梦溪工程管理有限公司

3. 中国石油锦州石化公司

(责任编辑 冯尚)

钢结构与非金属防腐层质量,取决于钢结构与非金属表面的处理、涂料配合选用及合理施工,加之防腐涂料施工要求、重点注意事项,一般情况3分材料7分施工。本文详细介绍涂料的选用与配套、涂料施工和检验等,该推荐方案供参考。

# 石油、石化行业防腐涂料施工推荐方案

■ 卞大荣 卞直兵 冯有富



根据有关石油、石化、冶金、电力设计院及其他设计院的要求,针对腐蚀环境,参照江苏金陵特种涂料有限公司重防腐涂料在石油、石化、冶金电站、火电站、水电站及桥梁等实际使用效果。推荐使用高性能重防腐涂料作为钢结构管理防腐的配套方案。为了防止钢结构的腐蚀,延长使用寿命,保证漆膜质量,应按本方案的各项要求进行油漆的涂装施工。在进行油漆涂装施工时,应按本方案有关产品的说明书规定进行表面处理和涂装作业,以保证防腐性能。

## 1 配套推荐方案

- (1) 埋地管道(普通钢材、铸铁)防腐配套方案见表1。
- (2) 埋地管道(镀锌钢材)防腐配套方案见表2。
- (3) 无保温层架空管道(普通钢材、铸铁)防腐配套方案见表3。
- (4) 无保温架空管道(镀锌钢材)防腐配套方案见表4。
- (5) 有保温层架空管道(普通钢材、铸铁)防腐配套方案见表5。
- (6) 有保温架空管道(镀锌钢材)防腐配套方案见表6。
- (7) 化工、冶金、电厂、桥梁、厂房结构防腐配套方案

见表7。

- (8) 化工、冶金、电站、设备防腐与高温部位防腐配套方案见表8。
- (9) 石油设备储罐内外防腐配套方案见表9。
- (10) 电厂、电站、石油、石化、冶金、烟道防腐配套方案见表10。
- (11) 地面防腐配套方案见表11。
- (12) 内外墙涂料防腐配套方案见表12。
- (13) 露天油罐外防腐配套方案见表13。
- (14) 煤气柜内外防腐配套方案见表14。
- (15) 高层烟囱防腐配套方案见表15。
- (16) 冷却塔防腐配套方案见表16。
- (17) 污水池防腐配套方案见表17。
- (18) 一般钢结构防腐配套方案见表18。

## 2 涂装要求

### 2.1 表面处理质量要求

对普通钢材以喷砂法进行除锈处理,除尽铁锈、氧化皮等杂物。表面处理质量控制应达到GB8923《涂装前钢材表

面锈蚀等级和除锈等级》标准规定的Sa2.5，表面粗糙度35-75um，喷砂后将灰尘除尽。固定部位可采用手工除锈，严格参照以上标准。

油漆实际用量是施工单位的经验、施工水平、施工场所等条件由施工单位进行估算，大约为理论用量的1.5-1.8倍

(表2-表18与此相同)。

3个月之内漆膜表面会出现锌盐，在施工下道漆时，须将漆膜表面的锌盐除尽，用干布或砂纸打磨一下即可(表2-表18与此相同)。

如超过涂装间隔时，应将漆膜表面以砂纸打毛后才能进

表1 埋地管道（普通钢材、铸铁）防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	以喷砂法进行除锈处理，除尽铁锈、氧化皮等杂物，表面处理质量应达到GB8923规定的Sa2.5级，表面粗糙度35-75um。固定部位手工除锈，严格按标准。									
2	底漆 (选1)	H06-1环氧富锌防锈底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	160	380	24	3个月	H稀
		ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	145	300	4	不限	ET稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	130	180	24	3个月	H稀
4	面漆	ZHL51-2超厚浆型环氧沥青防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	125	188	240	24	3个月	H稀
		ZHL51-2超厚浆型环氧沥青防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	125	188	240	24	3个月	H稀

表2 埋地管道（镀锌钢材）防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质，表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈，严格按标准。									
2	封闭层	70-H环氧铁红防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	86	117	24	3个月	H稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	132	180	24	3个月	H稀
4	面漆	ZHL51-2超厚浆型环氧沥青防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	125	188	240	24	3个月	H稀
		ZHL51-2超厚浆型环氧沥青防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	125	188	240	24	3个月	H稀

表3 无保温层架空管道（普通钢材、铸铁）防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	以喷砂法进行除锈处理，除尽铁锈、氧化皮等杂物，表面处理质量应达到GB8923规定的Sa2.5级，表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈，严格按标准。									
2	底漆 (选1)	H06-1环氧富锌防锈底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	160	380	24	3个月	H稀
		ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	145	300	4	不限	ET稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	130	180	24	3个月	H稀
4	面漆	G系列各色氯化橡胶面漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	130	175	24	不限	G稀
		G系列各色氯化橡胶面漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	130	175	24	不限	G稀



表4 无保温架空管道镀锌钢材防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质,表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈,严格按标准。									
2	封闭层	70-H环氧铁红防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	86	117	24	3个月	H稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	220	300	24	3个月	H稀
4	面漆	G系列各色氯化橡胶面漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	50	130	175	24	不限	G稀
		G系列各色氯化橡胶面漆	1	无气喷涂或刷涂	现场	50	130	175	24	不限	G稀

表5 有保温层架空管道、普通钢材、铸铁、防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	以喷砂法进行除锈处理,除尽铁锈、氧化皮等杂物,表面处理质量应达到GB8923规定的Sa2.5级,表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈,严格按标准。									
2	底漆 (选1)	H06-1环氧富锌防锈底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	160	380	24	3个月	H稀
		ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	145	300	4	不限	ET稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防锈漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	176	240	24	3个月	H稀

表6 有保温架空管道(镀锌钢材)防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质,表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈,严格按标准。									
2	封闭层	70-H环氧铁红防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	86	117	24	3个月	H稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	220	300	24	3个月	H稀

行后道漆的涂装,以增强漆膜的层间附着力(表2-表18与此相同)。

对镀锌层必须采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质,然后涂装70-H环氧铁红防腐漆。

### 2.2 涂装环境条件

涂装环境对漆膜的质量有很大的影响,为保证涂装质量,对涂装环境提出如下要求:

(1)不能在烈日曝晒和有雨、雾、雪的天气进行露天涂装作业,相对湿度大于85%不宜施工,底材温度须高于露点以上3℃方可进行施工。ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料无妨。

(2)夏季阳光直射、底材温度大于60℃以上时不能施工。冬季气温不低于-5℃时,70-H环氧铁红防腐涂料、H06-3环氧云铁防锈漆、ZHL51-2超厚浆型环氧沥青防锈漆,冬季不宜在室外施工。

(3)涂装过程及漆膜干燥过程中有粉尘飞扬时不能施工。ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料无妨,因3min表干。

## 3 油漆的调配

- (1)首先核对油漆的种类、名称是否符合使用规定。
- (2)油漆开桶后要要进行充分搅拌,使沉淀混合均匀。

(3) 双组份型油漆, 必须根据说明书规定的配比、工程用量、允许的施工时间, 在现场调配, 用多少配多少。

(4) 油漆的调配方法

① H06-1环氧富锌防锈底漆的调配

甲乙混合比例为: 甲组份:乙组份=4:1(重量比)

方法: 将乙组份加入甲组份的大桶内, 搅拌均匀放置20min熟化后才能使用。

② H06-3环氧云铁防锈漆

甲乙混合比例为: 甲组份:乙组份=4:1(重量比)

方法: 将小桶装的乙组份(固化剂)加入甲组份的大桶

内, 搅拌均匀, 放置20min熟化后才能使用。

③ 70-H环氧铁红防腐涂料

甲乙混合比例为: 甲组份:乙组份=4:1(重量比)。

方法: 将小桶装的乙组份(固化剂)加入甲组份的大桶内, 搅拌均匀, 放置20min熟化后才能使用。

④ ZHL51-2超厚型环氧沥青防锈漆

甲乙混合比例为: 甲组份:乙组份=4:1(重量比)。

方法: 将乙组份(固化剂)加入甲组份的桶内, 搅拌均匀, 放置20min熟化后才能使用。

⑤ 氯化橡胶面漆

表7 化工、冶金、电厂、桥梁、厂房结构防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚		理论涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂名称		
						um/道			最短h	最长d			
						干膜	湿膜						
1	表面处理	采用喷砂法去除灰层、油污等杂质, 表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈, 严格按标准。											
2	底漆 (选一)	环氧铁红防锈漆	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	200	24	3个月	H稀		
		H06-1环氧富锌防锈底漆	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	60	125	240	12	3个月	H稀		
		无机富锌底漆	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	50	100	220	4	3个月	HW稀		
		ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	50	130	200	3	3个月	ET稀		
3	中间漆	H06-3环氧云铁中间漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	60	100	180	24	3个月	H稀		
4	面漆	一般 选1	醇酸防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	120	160	24	3个月	P稀	
			氯磺化聚乙烯防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	45	120	200	12	3个月	P稀	
		中档	高氯化聚乙烯防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	45	120	200	12	3个月	GA稀	
			高氯化聚酚烯防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	45	100	200	12	3个月	GA稀	
		选1	过氯乙烯防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	120	180	12	3个月	GA稀	
			氯化橡胶防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	45	120	180	12	3个月	GA稀	
		高档	丙烯酸改性橡胶面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	160	12	3个月	ZH稀	
			聚氨酯防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	160	24	3个月	ZH稀	
			选1	聚氨酯改性防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	160	24	3个月	ZH稀
				高分子玻璃磷片涂料	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	45	120	180	24	3个月	ZH稀
		特殊 部位 选1	氟聚氨酯涂料	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	160	12	3个月	JL稀	
			氟树脂涂料(氟碳涂料)	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	160	12	3个月	JL稀	

表8 化工、冶金、电站、设备与高温部分

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚		理论涂布量	涂装间隔 (23℃)		稀释剂名称
						um/道			g/(m <sup>2</sup> ·道)	最短h	
						干膜	湿膜				
1	表面处理	采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质, 表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈, 严格按标准。									
2	底漆 (选1)	无机富锌涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	86	125	8	3个月	HW稀
		ET-98无机磷酸盐富锌涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	80	150	4	3个月	ET稀
3	中间漆	H06-3环氧云铁防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	100	180	24	3个月	H稀
4	设备 (选1)	丙烯酸改性防腐面漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	40	100	180	24	3个月	ZH稀
		聚氨酯防腐面漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	40	100	180	24	3个月	ZH稀
	高温部分 (无需中间漆) (选1)	WEH200℃高温涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	80	125	24	3个月	WEH稀
		WEH400℃高温涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	80	125	24	3个月	WEH稀
		WEH600℃高温涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	80	125	24	3个月	WEH稀

表9 石油储罐内外涂装防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚		理论涂布量	涂装间隔 (23℃)		稀释剂名称	
						um/道			g/(m <sup>2</sup> ·道)	最短h		最长d
						干膜	湿膜					
1	表面处理	采用喷砂法去除灰层、油污等杂质, 表面粗糙度35-75um。										
2	内壁	底漆 (选1)	环氧铁红底漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀
			环氧耐油底漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀
	面漆 (选1)	环氧耐油面漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀	
		抗静电防腐面漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀	
3	外壁	底漆	环氧富锌底漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	60	130	150	24	3个月	H稀
		中间漆	环氧云铁中间漆	1	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀
		面漆 (选1)	氯化橡胶面漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀
			丙烯酸改性面漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀
4	罐底	底漆 (选1)	环氧铁红底漆	1	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	45	100	125	24	3个月	H稀
			环氧富锌	1	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	60	130	150	24	3个月	H稀
		面漆	环氧煤沥青面漆	2	喷、刷、滚均可	工厂车间或现场	60	150	160	24	3个月	H稀

表10 电厂、电站、石油、石化、冶金、烟道防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称	
						干膜	湿膜		最短h	最长d		
						1	表面处理	以喷砂法进行除锈处理, 除尽铁锈、氧化皮等杂物, 表面处理质量应达到GB8923规定的Sa2.5级, 表面粗糙度35-75um。非金属涂一道封闭漆。固定部位人工除锈, 严格按标准。				
2	非金属	底漆	封闭漆	1	喷刷滚涂	现场	30	60	115	24	7天	H稀
		面漆 (选1)	耐高温胶泥	2	喷刷刮涂	现场	1000	1300	1150	48	3个月	H稀
			高温涂料	3	喷刷滚涂	现场	30	60	125	24	3个月	WEH稀
3	金属	底漆	耐高温底漆	2	喷刷滚涂	现场	30	60	115	24	3个月	WEH稀
		面漆	耐高温面漆	2	喷刷滚涂	现场	30	60	115	24	3个月	WEH稀

表11 地面、地坪涂料防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
						1	表面处理	首先清理干净表面灰尘、油污, 涂刷一道封闭漆, 以后根据要求涂复合层, 涂面漆前需打磨平整。			
2	底漆	封闭漆	1	刷涂	现场	30	60	110	24	7天	H稀
		地坪涂料液加 石英沙	1/2	刮涂	现场	800	1000	860	48	3个月	H稀
3	面漆	地坪涂料面漆	2	喷、刷涂	现场	35	80	120	24	3个月	H稀
4	罩光面漆	地坪涂料罩光漆	1	喷、刷涂	现场	30	60	110	24	3个月	H稀

表12 建筑内外墙涂料

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
						1	表面处理	1. 首先去除物料物表面灰尘、油污等杂物。2. 墙面不平整首先需打腻子, 刷平后待干燥后涂刷, 一般一道封闭漆, 二道面漆, 颜色自选。			
2	封闭层 (选1)	水性封闭底漆	1	喷、滚、刷涂	现场	30	86	117	24	7天	水稀
		油性封闭底漆	1	喷、滚、刷涂	现场	30	86	120	24	3个月	H稀
3	面漆 (选1)	水性丙烯酸外墙涂料 (各色)	2	喷、滚、刷涂	现场	30	80	115	24	3个月	水稀
		油性丙烯酸外墙涂料 (各色)	2	喷、滚、刷涂	现场	35	85	125	24	3个月	ZH稀
		氟树脂涂料(氟碳漆) (各色)	2	喷、滚、刷涂	现场	35	85	120	24	3个月	JL稀

表13 露天油罐外防腐漆配套方案

说明: 正常露天油罐过去均采用喷淋降温, 耗费高, 还需做外防腐涂层保护, 新研制的凉凉胶隔热涂料代替防腐和喷淋可降温10℃以上, 同时也节约了成本。

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
						1	表面处理	采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质, 表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈, 严格按标准。			
2	底漆	凉凉胶隔热底漆	1	无气喷涂 或刷涂	工厂车间 或现场	30	80	130	24	3个月	JL稀
3	中间漆	凉凉胶隔热中间漆	2	无气喷涂 或刷涂	工厂车间 或现场	70	160	310	24	3个月	JL稀
4	面漆	凉凉胶隔热面漆	2	无气喷涂 或刷涂	工厂车间 或现场	70	160	310	24	3个月	JL稀

方法：氯化橡胶面漆为单罐装涂料、开罐搅拌均匀即可使用。

(2) 为保证焊接、边角、棱角等处的漆膜厚度，在进行大面积涂装之前，应先用漆刷预涂一道，最好环氧红丹防锈漆。

(3) 在进行涂装时，操作人员应随时以湿膜测厚仪测定湿膜厚度，以控制漆膜厚度。

(4) 涂装时应采用先上下后左右或先左右后上下的纵横涂装方法，使漆膜光滑平整、厚度均匀。

#### 4 施工方法与施工参数

(1) 可采用无气高压喷涂方法或滚涂方法，也可采用手工刷涂或空气喷涂的施工方法。

表14 煤气柜内外防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称	
						干膜	湿膜		最短h	最长d		
1	表面处理	采用轻扫级喷砂法去除灰层、油污等杂质，表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈，严格按标准。										
2	底漆	煤气柜专用底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	35	90	145	24	3个月	H稀	
		70-H环氧铁红防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	30	80	125	24	3个月	H稀	
		H06-1环氧富锌底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	50	100	160	24	3个月	H稀	
3	中间漆	H06-3环氧云铁防腐涂料	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	140	150	24	3个月	H稀	
4	面漆	内涂	G系列各色氯化橡胶面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	260	350	24	不限	G稀
			煤气柜专用涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	250	360	24	不限	H稀
			高氯化聚乙烯防腐涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	250	330	24	不限	GA稀
		外涂	G系列各色氯化橡胶面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	260	350	24	不限	G稀
			丙烯酸改性防腐涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	250	330	24	不限	ZH稀
			氯磺化聚乙烯防腐涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	260	340	24	不限	GA稀

表15 高层烟囱标志与防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称	
						干膜	湿膜		最短h	最长d		
1	表面处理	以喷砂法进行除锈处理，除尽铁锈、氧化皮等杂物，表面处理质量应达到GB8923规定的Sa2.5级，表面粗糙度35-75um。固定部位手工除锈，严格按标准。非金属表面除去灰色油污即可。										
2	底漆	钢制	无机富锌底漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	160	380	8	3个月	HW稀
			ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	145	300	4	不限	ET稀
3	非金属	丙烯酸改性标志底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	60	130	180	24	3个月	ZH稀	
4	面漆	钢制	耐高温防腐涂料(大红或白色)	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	180	380	24	不限	WEH稀
		非金属	丙烯酸标志涂料(大红或白)	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	120	180	320	24	3个月	ZH稀

(5) 在施工前请参阅说明书中的施工参数以便掌握施工要领,也可选用各品种的自身底、中漆配套。要求各行业不同环境选用不同品种涂料。

(6) 在成本高一些的情况下,可采用ZH聚酯改性面漆或聚氨酯面漆代替氯化橡胶面漆,防腐效果更佳。特殊部分采用氟树脂涂料(氟碳涂料)防腐效果可达15-20年以上。

### 5 漆膜损伤处的修补涂装

如漆膜在涂装过程中受到机械损伤,已损坏到底层漆膜并出现局部锈蚀时,应以手动或电动工具打磨处理至GB8923-88标准规定的St2-St3级,才能进行H06环氧富锌防锈底漆和各道配套涂料的修补。

### 6 检验

(1) 表面处理质量按GB8923-88国家标准中的彩色照片对照检验。

(2) 漆膜外观检验。

用肉眼检查漆膜表面状况,漆膜应无针孔、气泡、裂纹、脱落、流挂、漏涂等弊病。

(3) 漆膜厚度的控制

用漆膜测厚仪测定干膜厚度,每涂完一道应测定漆膜的厚度,涂装完毕后必须测定漆膜总厚度。按每1~3m<sup>2</sup>测一个点(或另行规定)。90%以上测点的膜厚值须达到规定值,未达规定值的膜厚值不低于规定值的90%。否则应予补涂或加涂一道。

### 7 钢结构及管道耐温部位防腐

(1) 耐温钢结构件及管道耐温部位防腐,应采用相应的耐高温防腐底漆、面漆及有机硅改性和无机改性耐高温涂料。

(2) 耐高温涂料在涂刷前,首先钢铁表面需进行喷砂、抛丸、除油、除锈处理,才可进行涂刷底、面漆。在无条件喷砂、抛丸的情况下,可采用88-1除油除锈磷处理剂首先涂刷

表16 冷却塔外防腐涂料配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	清除表面灰尘油污用腻子找平即可。									
2	底漆	氯磺化聚乙烯底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	40	80	180	24	3个月	GA稀
		氯化橡胶底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	40	80	180	24	3个月	G稀
		冷却塔专用防腐涂料底漆	1	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	40	80	180	24	3个月	G稀
3	面漆	氯磺化聚乙烯防腐涂料面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	90	170	350	24	3个月	G稀
		氯化橡胶防腐涂料面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	90	170	350	24	3个月	G稀
		冷却塔专用防腐涂料面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	90	170	350	24	3个月	G稀

表17 污水池防腐涂料配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> .道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称
						干膜	湿膜		最短h	最长d	
1	表面处理	清除表面灰尘油污用腻子找平即可。									
2	底漆	环氧煤沥青防腐底漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	100	200	300	24	3个月	H稀
		聚氨酯氟凝防腐涂料底漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	160	280	24	3个月	ZH稀
3	面漆	环氧煤沥青防腐涂料面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	120	230	330	24	3个月	H稀
		聚氨酯氟凝防腐涂料面漆	2	无气喷涂或刷涂	工厂车间或现场	80	160	280	24	3个月	ZH稀

表18 一般钢结构防腐配套方案

序号	涂装程序	油漆名称	涂装道数	涂装方法	涂装场所	平均膜厚 um/道		理论 涂布量 g/(m <sup>2</sup> ·道)	涂装间隔 (23℃)		稀释剂 名称	
						干膜	湿膜		最短h	最长d		
1	表面处理	采用喷砂法去除灰层、油污等杂质,表面粗糙度35-75um。固定部位人工除锈,严格按标准。										
2	底漆 (选一)	环氧铁红防锈底漆	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	180	24	3个月	H	
		醇酸防锈底漆(铁红)	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	175	24	1个月	P稀	
		调和防锈底漆(铁红)	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	95	175	24	1个月	P稀	
		红丹防锈底漆(铁红)	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	110	190	24	1个月	P稀	
3	中间漆	醇酸云铁中间漆	1	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	40	100	205	24	1个月	P稀	
4	面漆	一般 选1	醇酸防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	70	130	330	24	3个月	P稀
			醇酸磁漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	70	130	330	24	3个月	P稀
		中档	调和面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	70	130	330	24	3个月	P稀
			酚醛面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	70	130	330	24	3个月	P稀
		选1	聚氨酯防腐面漆	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	70	130	320	24	3个月	P稀
			氯磺化聚乙烯面漆(底漆配套环氧底漆)	2	喷涂或无气喷涂	工厂车间或现场	80	150	340	12	3个月	GA稀

一遍,24小时后用干布擦一遍后即可涂刷WEH耐高温底漆。最佳方案钢铁表面和正常油漆一样处理后,采用ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料刷一道,能耐200-600℃,以后涂刷WEH200-300℃、400℃、500℃、600℃耐高温面漆二道,耐高温涂料一般一底二面即可,干膜厚度100um左右即可。

(3) 耐高温涂料在400℃以下面漆颜色可用各种颜色无妨,在400-600℃左右,最好选用银灰色、中灰色、淡灰色、黑色、中黄色、中绿色等。

(4) 在镀锌部位和非金属部位可采用WEH有机硅改性耐高温油漆,底面不分直接涂刷,一般三道即可,详见说明书。

### 8 钢结构结构防火部位防腐

钢结构结构防火部位,第一道涂刷H06-1环氧富锌涂料或70-H环氧铁红底漆,也可涂ET-98无机磷酸盐富锌涂料。第二道以上涂刷薄型钢结构防火涂料数道,根据防火时间极报要求涂刷几道即可。

### 9 涂料防腐

涂料防腐要求底漆按1-12表施工配套要求和中间漆配套

不变,也可采用各种油漆的自身底、中漆配套,面漆一般防腐、中、高档防腐,特殊部位防腐选用各种型号品种的面漆配套及可达到最佳防腐要求。

### 10 其它事项

(1) 涂料应存放在通风、透气、防火处、远离火种。

(2) ET-98无机磷酸盐长效型富锌涂料与其它底涂层相比,能提高防腐效果1-4倍,而且干燥快、节省工期、室内外防腐效果长等特点。配制使用时甲组1(液体)、乙组1(粉末),或甲组1、乙组1.5及1比1或1比1.5将甲倒入乙组粉末中,搅匀后,及时加入ET稀料5-8%左右。熟化20min及可涂刷,表干3min,实干3h。起到导电车间底漆并在钢铁表面生成一层薄薄的磷化膜与空气隔绝。

(3) 使用各种涂料时应注意产品的保质期,过保质期应进行复检后,才能涂刷。

(4) 涂料施工结束时,应及时盖好漆桶。并应用相应的稀料洗手及洗刷工具。■

作者单位:江苏金陵特种涂料有限公司

(责任编辑 冯尚)

天然气泄漏传统检测方法存在响应速度慢、精度低、监测范围有限等弊端。本文将具有灵敏度高、响应速度快、分辨率强的可调谐半导体激光吸收光谱 (TDLAS) 方法应用到对天然气泄漏检测中来, 结合波长调制技术 (WMS)、微弱信号检测处理技术、开放长光程等相关技术方法, 成功研制了对天然气集输站场、隧道管线泄漏 $\text{CH}_4$ 和 $\text{H}_2\text{S}$ 的高灵敏度、远距离、大范围连续监测装置及 $\text{H}_2\text{S}$ 浓度在线分析装置, 并在中石化普光气田、胜利油田成功应用了50余套, 完成了成套装备的产业化, 有效增强了安全保障。

# 激光检测技术在天然气泄漏及 $\text{H}_2\text{S}$ 浓度在线监测方面的研究与应用

■ 韩小磊 董金婷 黄少伟 王峰 鄢召民

为了保证高含硫天然气安全生产运行, 必须及时发现天然气泄漏, 避免重大事故发生。开展天然气泄漏监测方法应用研究, 成为安全控制技术的首要研究核心。目前, 油气生产环境用的较多的气体传感器主要是基于半导体或电化学方法的点式仪器, 这些仪器虽然在灵敏度上能够达到检测要求, 但普遍具有响应速度慢, 容易受到其它气体成分的交叉灵敏, 易受表面污染的缺点。而且, 这些点式仪器是接触监测, 需要在污染云团到达传感器敏感元件表面才能被检测到, 无法完成大范围区域监测。

针对传统方法不能实现连续监测、必须置入现场及寿命短等弊端, 我们采用可调谐半导体激光吸收光谱 (TDLAS) 方法对隧道和站场天然气泄漏进行监测。这种开放光程的测量使设备不必置入现场, 因而无需电信号进入隧道、站场等危险区域, 保障了现场、设备的安全。另外, TDLAS技术能够及时准确、高精度的测量危险区域的甲烷和硫化氢浓度, 因而对天然气微小泄漏仍然适用。

## 1 TDLAS技术

### 1.1 基本原理

TDLAS技术是近年发展起来的一种新型的气体检测方法, 其技术关键是使用了可调谐二极管激光器作为光源, 利用二极管激光器的窄线宽和可调谐等特性, 对 $\text{CH}_4$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 气体分子的吸收谱线进行测量。利用二极管激光高光谱分辨率和可调谐性的特点, 可以对特定分子在特定光谱范围内的一条

振—转线的光谱吸收进行测量而反演吸收气体的浓度, 能够把待测分子与背景的干扰区分开来, 从而方便地从混合污染成分中鉴别出不同的分子, 避免了光谱交叉干扰。二极管激光探测的范围广, 响应时间快, 非常适合于特定气体的现场实时监测。

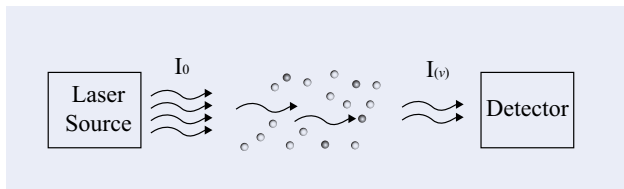


图1 吸收原理图

根据Beer-Lambert定律, 激光器发出强度为 $I_0$ 的激光, 经过一个有效的吸收样品池后, 其强度变为:

$$I(v) = I_0(v) \exp(-\alpha(v)L) = I_0(v) \exp(-\sigma(v)NL) \quad (1)$$

公式(1)中 $I_0(v)$ 为没有气体吸收时的初始光强,  $\alpha(v)$ 为气体在频率 $\nu$ 处的吸收系数,  $\sigma(v)$ 为气体在频率 $\nu$ 处的吸收截面,  $L$ 为样品池的吸收光路长度,  $N$ 为气体浓度, 单位为单位体积里的分子数。

根据Beer-Lambert定律, 当一束光经过待测气体时, 如果光的波长与待测气体的吸收线相对应时, 待测气体会对光有吸收作用, 那么到达探测器的光强就是气体吸收后的光强。由公式可知, 待测气体浓度越大, 气体分子对光的吸收就越大, 到达探测器的光强就会越小, 反之亦然。



## 1.2 CH<sub>4</sub>、H<sub>2</sub>S吸收线的选择

待测气体分子并不是对所有波长的光都会吸收，只有当光的波长与待测气体的吸收线的波长相对应时，气体分子才会对此波长的光产生吸收作用。

在近红外波段，各种气体分子的吸收线错综复杂，如何选取CH<sub>4</sub>和H<sub>2</sub>S合适的吸收线，避开其它气体吸收线的干扰，成为系统能否准确测量待测气体浓度的关键。

CH<sub>4</sub>在1653.72nm吸收线位置左右各0.5nm范围内没有其它气体（如：水汽，二氧化碳，氮气等）的强吸收线，并且CH<sub>4</sub>在该吸收线线强比该范围内其它气体的吸收线要强6500倍以上，完全满足本系统的需要。确定H<sub>2</sub>S吸收线定为1576.37nm，离其最近的是1576.13nm处的二氧化碳吸收线，距其0.25nm，由于TDLAS的整个扫描范围大约为吸收线左右各0.1nm，所以二氧化碳的吸收线对测量结果不会产生影响。

因此，我们选择了1653.72nm和1576.37nm的近红外可调谐半导体激光器作为系统的光源波长；尽量在避免其它干扰的情况下选择了较强的吸收线，从而提出满足天然气泄漏环境中CH<sub>4</sub>和H<sub>2</sub>S测量要求的系统方案。

## 1.3 TDLAS技术优点

TDLAS通常是用单一窄带的激光频率扫描一条独立的气体吸收线。现在已经发展成为了非常灵敏和常用的痕量气体的监测技术。它的主要特点包括：

(1) 高选择性，高分辨率的光谱技术，由于分子光谱的“指纹”特征，它不受其它气体的干扰。这一特性与其它方法相比有明显的优势。

(2) 它是一种对所有在红外有吸收的活跃分子都有效的通用技术，同样的仪器可以方便的改成测量其它组分的仪器，只需要改变激光器和标准气。由于这个特点，很容易就能将其改成同时测量多组分的仪器。

(3) 它具有速度快，灵敏度高的优点。在不失灵敏度的情况下，其时间分辨率可以在ms量级。应用该技术的主要领域有：分子光谱研究、工业过程监测控制、燃烧过程诊断分析、发动机效率和机动车尾气测量、爆炸检测、大气中痕量污染气体监测等。

## 2 系统监测方案

### 2.1 泄漏监测系统方案

经过技术性能比选，确定开放光程天然气泄漏激光监测装置的技术方案为：采用TDLAS技术原理，通过主动发射双调制激光穿越待检的泄漏气体区域，经待测气体散射吸收后，由安装在接收望远镜内的光电探测器接收，光信号经光电转换，传送到计算机系统进行处理，判断是否有CH<sub>4</sub>、H<sub>2</sub>S气体泄漏。

目前长光程开放式的结构主要有收发合置结构、收发分

置结构，通过成本、安装难易程度、光程长度以及光学加工等综合性能的考虑，集输站场及隧道采用收发合置并且接收望远镜与发射望远镜同轴的结构设计方案，结构图如图2所示。

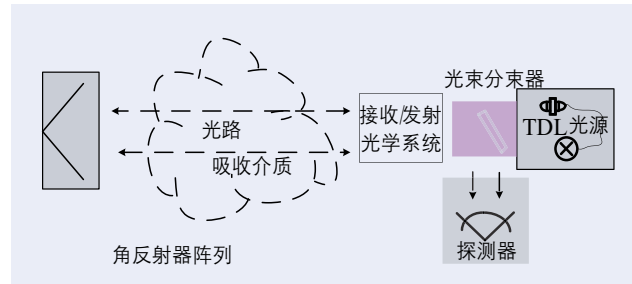


图2 开放式长光程收发合置示意图

确定高含硫天然气H<sub>2</sub>S浓度在线激光检测仪的技术方案为：采用TDLAS技术原理，通过主动发射双调制激光穿越待检的H<sub>2</sub>S气体，激光被安装在接收端的光电探测器接收，光信号经光电转换数字采样后，经过控制系统处理，实时检测硫化氢气体的浓度。

## 3 系统灵敏度的提高

### 3.1 采用波长调制技术(WMS)提高系统灵敏度

根据Beer-Lambert定律，如果系统采用了直接测量光强变化的方法来测量气体的浓度，那么系统将会受到激光器、探测器、电路等诸多低频噪声的影响，且在最后的数据处理时非常繁琐，不易形成固定的数学模型和方法。

为了提高检测灵敏度，发展了波长调制技术。TDLAS技术中采用了调制光谱技术，它有两个方面的优点，首先它产生一个与痕量气体浓度直接成比例的谐波信号，而不像传统吸收测量方法那样，在大的信号上测量小的变化。这样减少了不稳定性，提高了检测灵敏度。另外，这种技术还可以实现在激光噪声被大大缩减的频率上检测信号。

为保障系统对甲烷气体的高灵敏度测量，本系统采用了波长调制技术，用正弦信号对激光输出波长进行调制，用锁相放大器提取气体吸收信号的多次谐波，用标准气体浓度的吸收谐波反演待测甲烷气体浓度。

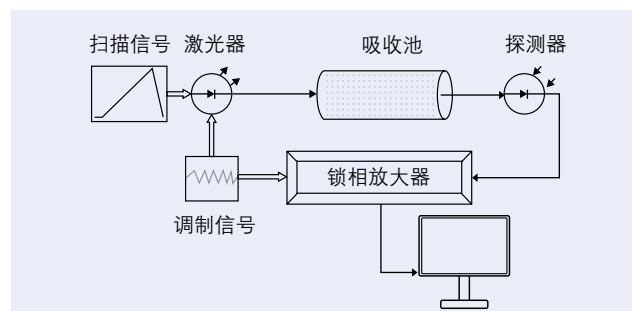


图3 波长调制技术系统原理图

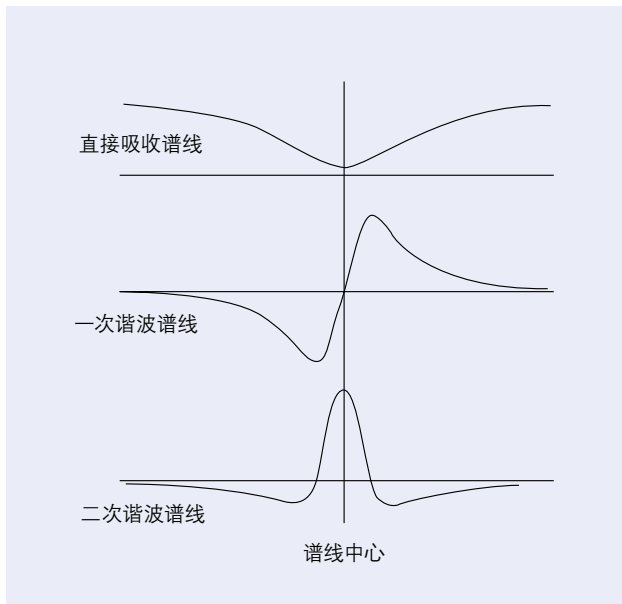


图4 吸收信号波形

由于各次调制谐波都正比于痕量气体的浓度,因此从原理上来说,分子吸收线的各次调制谐波都可以用来作为气体探测之用。根据最优调制的原理和系统的要求考虑,本系统采用二次谐波探测技术。

### 3.2 确定除噪方法,建立了噪声标定消除关系

TDLAS系统中存在四种主要噪声:探测器散粒噪声及热噪声、 $1/f$ 噪声、光学干涉条纹、光强波动的影响。 $1/f$ 噪声是探测器半导体与半导体之间潜在的连接障碍引起的,是半导体的固有噪声。探测器散粒噪声与进入到探测器上的激光功率(P)的光子噪声有关。探测器的热噪声是由于电荷的自身波动引起,在探测系统的所有导电部件中都存在热噪声。光学干涉条纹主要是来自光学系统标准具的反射和散射引起的。光强波动的影响,由于系统采用了WMS波长调制技术,通过激光器注入电流的改变来调制激光输出频率。但激光频率改变的同时,激光的输出功率也发生了变化,从而影响了二次谐波的形状,降低了信号的信噪比。

根据噪声的特点制定了相应的除噪方法:

#### ① $1/f$ 噪声除噪方法的确定

$1/f$ 噪声很大程度上依赖于探测器的制造过程。通过提高监测频率至10KHZ以上,可以有效的抑制 $1/f$ 噪声。

为了实现高灵敏度监测,在TDLAS中广泛使用对激光频率的调制技术。由于大部分背景噪声,尤其是 $1/f$ 噪声,具有低频段强度大,高频下将降低到零的特点,因此,如在高频下监测信号将会有效地抑制背景噪声,本系统采用了波长调制技术,从而使监测灵敏度得到极大提高。

#### ② 探测器散粒噪声及热噪声除噪方法的确定

热噪声依赖于温度,同时依赖于信号的监测带宽,但与

频率和光强无关。这种噪声也具有白噪声的频率谱特征。

总的来说,探测器的噪声与监测的带宽成比例关系,因此用低通滤波器缩小监测的带宽或者对信号进行积分都能够有效地缩小噪声。本系统采用了先进的数字信号滤波方法对该噪声进行消除。

#### ③ 光学干涉条纹的消除

大多数TDLAS系统的灵敏度不是受到激光器和探测器噪声的限制,而是由于加在测量谱上的光学条纹。条纹一般是以正弦函数的形式改变背景信号,对于直接测量信号和各级谐波谱线都是如此。这些条纹的最大间距(在波长上)大约在 $10^{-3} \sim 10^{-2} \text{cm}^{-1}$ 的范围,这个范围和多普勒线型下的分子吸收线宽范围一样。

在研究工作中发现,可以通过精心的光学设计和光路调节来减少光学条纹,可以通过对从锁相放大器输出的模拟信号或者信号平均器输出的数字信号进行处理。主要利用光学条纹的周期特性,一个简单的锁相放大器加低通滤波器就能明显的缩小条纹。一般先进行傅立叶变换,在变换之前,滤掉标准具相应的频率成分。采用高质量的光学元件也大大地减少光学干涉条纹。

#### ④ 消除光强波动的影响

系统噪声对谐波信号最直接的影响是光强的变化,要提高系统的灵敏度必须消除光强带来的影响。

在波长调制吸收光谱技术中,一次谐波的幅值仅与探测器接收到的光强有关;二次谐波的幅值与光强和气体吸收的乘积成正比;因此通过二次谐波除以一次谐波幅值的方法就能得到于气体吸收有关的信号,消除了光强的影响。

## 4 现场应用测试

该装置在普光气田大湾区块推广应用了28套,其中14套用于隧道管线泄漏监测,14套用于7个集气站的泄漏监测。实现了 $\text{CH}_4/\text{H}_2\text{S}$ 双组份远距离测量,灵敏度高,测量光程达到1km,响应时间小于1s,浓度监测误差 $\pm 2\%$ ,具有微量泄漏监测及预警功能,并可实现远距离激光遥测。

研制开发的高含硫天然气 $\text{H}_2\text{S}$ 浓度在线激光检测仪,在河口采油厂渤南集气站、临盘采油厂压气站及中石化川科一井脱硫改造现场得到推广应用,现场应用表明,系统能够实时在线检测 $\text{H}_2\text{S}$ 气体浓度、灵敏度高、响应时间短等特点,取得了较好的经济效益和社会效益。

### 4.1 仪器测量精度

通过对表1、表2的分析,系统相对误差较小,可以实现高灵敏度的在线监测。

### 4.2 重复性稳定性监测

对 $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CH}_4$ 重复性的检验。相对误差和测量值的标准差见表3。

表1 硫化氢 (H<sub>2</sub>S) 浓度 单位: ppm

测量次数	1	2	3	4	5	6	7	8	均值
标准值	638								
测量值	646	628	652	644	604	608	640	654	634.5
相对误差	1.25%	1.56%	2.19%	0.94%	5.32%	4.7%	0.3%	2.5%	2.3%
标准差	19.3ppm								

表2 甲烷 (CH<sub>4</sub>) 浓度 单位: ppm

测量次数	1	2	3	4	5	6	7	8	均值
标准值	30.5ppm								
测量值	33	28	30	29	33	33	29	31	30.75
相对误差	0.0819	0.0819	0.0163	0.0491	0.081	0.081	0.049	0.0163	0.0574
标准差	2.05ppm								

表3 重复性检测

测量	H <sub>2</sub> S	CH <sub>4</sub>
标气浓度 (ppm)	634	18
测量浓度 (平均值) (ppm)	628	18.11
相对误差 (%)	0.946	0.61
标准差	24.58	0.21

表4 线性指标

气体种类	H <sub>2</sub> S	CH <sub>4</sub>
相关系数	97.14	99.63
标准差	20.57	2.31

#### 4.3 仪器的线性响应

通过在测量量程范围取4个标准浓度进行测量,应用最小二乘线性拟合方法对不同浓度的测量数据进行线性拟合,相关系数作为检验仪器的线性度指标。

## 5 结论

通过现场试验,得出结论如下:

- 1.该装置无须置入现场,即可实现大范围天然气浓度监测,保障了现场的安全。
- 2.该装置实现了CH<sub>4</sub>和H<sub>2</sub>S同时监测,灵敏度、线性响应度各指标达到现场使用要。
- 3.通过稳定性测试,该装置稳定性好,能够满足长时间连续监测的需要。

这项研究成果的推广实施,将对我国高含硫天然气气田

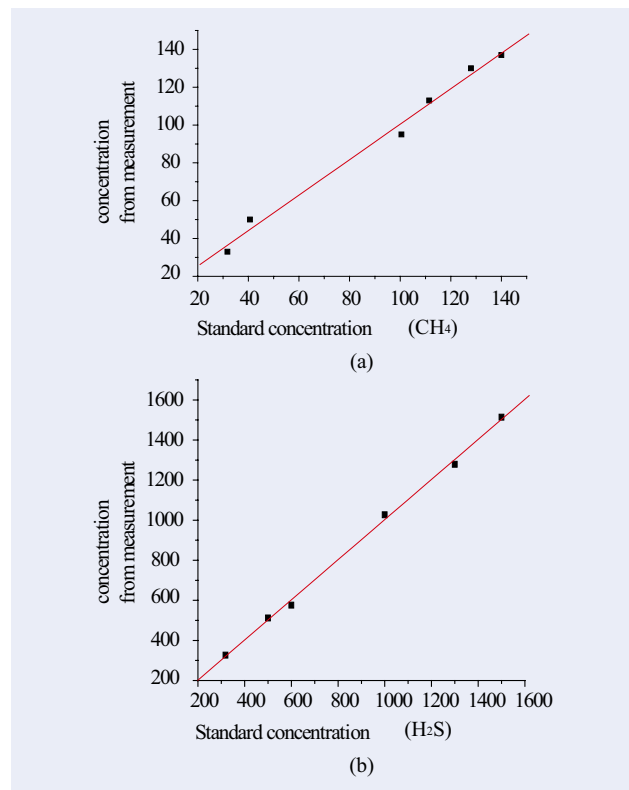


图5 仪器的线性度检测。(a)、(b)分别对应于CH<sub>4</sub>、H<sub>2</sub>S线性响应曲线

开发与管道安全输送提供重要技术支持,可以填补国内该技术领域的空白,使我国在该技术领域达到国际先进水平,进一步推动我国在 硫天然气的开发利用,并带动我国安全评估、管道泄漏监测与预测等相关技术与装备的发展。■

作者单位: 中石化石油工程设计有限公司  
(责任编辑 冯尚)

西气东输管道公司为优化生产组织结构、提高劳动生产率提出“集中监视”生产管理模式，对上海调控中心和站场SCADA系统技术改造，探索解决现存问题的新路子。

# 西气东输“集中监视”运行模式下的SCADA系统改造

■ 唐玉龙 吴岩 殷启春 高慧 尚云莉

通过SCADA系统对站场设备进行监控，是保证输气站场安全生产的重要措施。要使SCADA系统发挥最大作用，一方面要和站场的运行管理模式相匹配，另一方面，为适应新的运行模式有必要对SCADA系统进行升级改造，使其功能更完善。为此，在充分吸取以往运行管理经验的基础上，有必要对现有的生产运行模式进行优化，改变上海调控中心获取设备报警的途径，补充第三方设备未传到站控上位机和上海调控中心上位机的报警，以期确保输气生产安全平稳高效运行。

## 1 “集中监视”的提出

开展“集中监视”前，西气东输管道系统按照中石油“集中调控为主，区域分控为辅；统一调度指挥，分级管控

负责”的原则，实行一级、二级分级调控。管道地区公司生产调度室以监视及生产组织为主，站场运行管理方面已从公司成立初期的每两小时值班人员巡检一次，逐步实施“集中巡检”模式，即通过采取白天联合巡检、夜间重点巡检机制提高巡检质量，站场人员可以利用主要时间与精力承担站场日常维护、保养、检修任务并及时排除隐患，白天和夜间仍需员工在站控室值班；在SCADA系统运行方面，现场设备报警上传至PLC系统、ESD系统和第三方设备，通讯服务器统一将数据收集并上传至站控上位机和北京调度中心，北京调度中心再将数据回传给上海调度中心显示。北京调度和上海调度通过SCADA系统对站场重要设备设施的关键报警进行监控与监视，站场由专人24小时值守利用SCADA系统对设备报警进行监视及进行设备操作。上述模式在一定时期内能够满足公司生产经营的需要，按照集团公司“有质量、有效益、可持续”的发展方针和建设国际先进水平的综合性能源公司的发展目标，仍然具有提升空间。具体表现在基层站队每天仍需人力在控制室值守，通过SCADA系统对设备进行监控，不能最大限度发挥员工动手能力，提升设备维护维修能力和及时排查设备隐患；站场上位机和调度中心上位机采集的第三方设备信息不全，不能完全覆盖基层站场主要设备设施，其中安防系统报警、计量系统、消防系统及电气系统等重要报警点仍需依靠站场人员值守监视，在无人值守的条件下一旦站场设备出现这些报警，北京和上海调度中心无法通过SCADA系统获知。

为解决上述问题，提高站场设备的可靠性和站场整体自动化水平、提高维护维修水平和提升员工整体素质，优化站场生产组织与运行操作，西气东输管道公司提出了“集中监视”的生产管理模式，并率先在郑州管理处郑州分输压气站和南昌管理处南昌压气站开展试点。“集中监视”模式即上海生



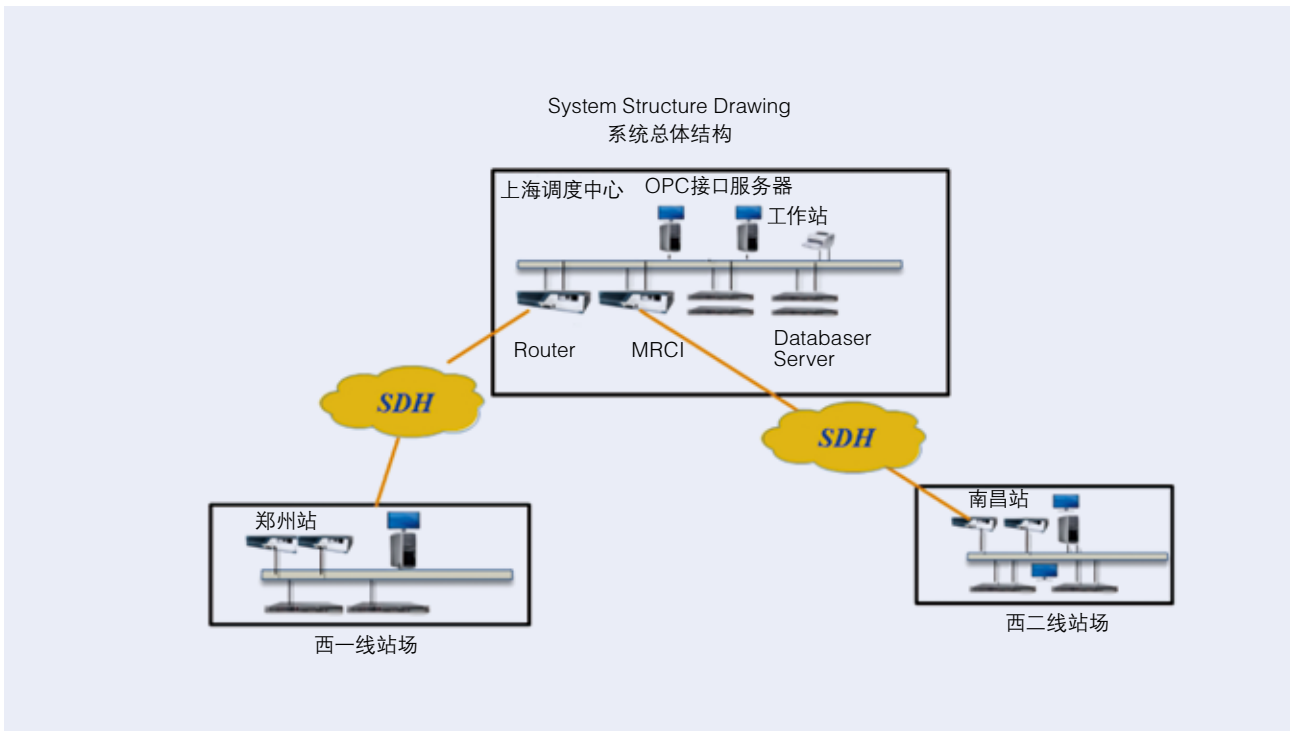


图1 集中监视系统总体结构

产调度中心利用集中监视系统及时发现生产运行异常工况，通知站场确认并处置异常工况；对发现的关键设备故障信息及时通报业务主管部门和专业主管，为故障处置提供技术支持，指导现场及时解决，确保系统安全可靠。站场员工在岗期间可在站区进行生产作业；晚上应急值班期间，可在应急值班室休息。为实现“集中监视”管理模式，需要对站场SCADA系统进行必要的技术改造。

## 2 “集中监视”的实现

“集中监视”实现后现场设备报警按照生产组织的需要通过四个层次及方式显示：一是主要生产运行调控所需数据上传至北京油气调控中心；二是生产系统及生产设备的维检修所需故障和报警数据上传至上海调度中心；三是站场内各系统故障报警通过声光报警系统提醒站内维护人员查看；四是所有报警及系统状态信息进入站场控制室上位机系统供站内人员查看。

集中监视模式实施的技术要求需要对除北京油气调控中心采集的调运所需报警数据以外的其他三部分报警系统进行技术改造。

一是建立“上海一站场信息直通车”，将站场各辅助系统及设备设施的报警信息综合汇总上传至上海调度中心。硬件配置上海调度中心新增2台通讯服务器，利用西一线和西二线站场现有网络将站场数据通过IEC协议直接采集至通讯服务器，新增2台数据服务器，每台数据服务器均配有独立的实

时数据库和历史数据库，新增1台监控工作站，工作站从数据服务器读取数据，系统结构如上图1所示。

软件方面以郑州站为例，上海调度中心根据生产需要经过各专业人员专家的充分讨论和评估，将郑州站188个重要报警分成8大类，并按照分类情况（见表1）实施监视。188个报警信息通过站控通讯服务器传到上海调控中心，上海调控中心工作站通过组态软件对报警点进行组态配置，现场发生报警后，上海调控中心上位机上会显示该报警所属类的报警信息。

二是在站场增加一套声光报警系统。当现场设备发生报警时，通过声光报警器和扩音喇叭同时输出声、光信号，在厂区内作业人员可以及时经提醒回到站控室查看报警信息并处置故障设备。硬件配置包括根据声音传播覆盖面积的计算选定特定的厂区内位置、压缩机房内及变电所等生产场所安装一定数量的扩音喇叭和声光报警器，当扩音喇叭发出声音时可使站内任何位置均能听到。软件配置为在PLC设备中组态8类报警点触发声光报警器。

三是对各类设备，特别是第三方设备的报警进行重新梳理，在站场上位机上新增采集缺失的部分报警点，包括安防系统、消防系统、计量系统和电气系统等部分数据。通过上述SCADA系统改造，达到“集中监视”的基本技术要求，为推进“集中监视”管理模式的实施打下基础。

新的管理模式实施后，上海调度中心可全面、准确发现报警情况，及时通知站场处理设备报警，并监视并确认报警信息处理结果。站场人员工作制时间可投入精力在现场开

表1 集中监视设备报警分类表

报警分类	报警采集点	报警条数	备注
消防系统综合报警	1. 压缩机厂房可燃气体报警 2. 压缩机厂房火焰报警 3. 站场火灾报警 4. 发电机房可燃气体报警 5. 发电机房火焰报警	1	将火焰、可燃气体综合成一条消防报警（包括高报、高高报警），为16Bit整形报警，根据不同整形数值，在画面上显示不同区域报警状态
安防系统综合报警	周界侵入、门禁系统打开报警等合并为一路安防报警	1	将安防报警综合成一条报警，为1个BOOL类型报警
管道保护综合报警	1. 阴极保护报警 2. 预留线路泄漏检测	2	阴极保护报警综合为1个BOOL类型报警；预留1个线路泄露检测报警
紧急停站	1. ESD紧急停站触发	2	1. ESD逻辑紧急触发，火灾或可燃。为BOOL类型报警 2. ESD人为触发，手报按钮或北调上位按钮。为BOOL类型报警
工艺设备综合报警	1. 进出站阀动作 2. 干线截断阀、联络线转供阀动作 3. 用户分输中断（安全截断阀关断） 4. 电加热器温度报警 5. 1#（2#）压缩机组停机	5	1. 进出站阀动作合并为1条报警，16Bit整形； 2. 干线截断阀、联络线转供阀动作合并为1条报警，16Bit整形； 3. 根据安全截断阀关断情况，将用户分输中断合并为1条报警，16Bit整形； 4. 电加热器温度报警，16Bit整形； 5. 压缩机组停机，16Bit整形
计量系统综合报警	流量计系统综合报警 包括：流量计算机与流量计、压力、温度、色谱、站控系统通讯报警；压力温度采用KEYPAD值；超声流量计A、B、C、D通道报警；硫化氢超标报警	1	合并为1条计量系统综合报警，16Bit整形
电气系统综合报警	合并为一路电气系统综合报警	1	合并为1条电气系统综合报警，16Bit整形
仪表自动化系统综合报警	1. ESD系统故障 2. ESD休眠状态 3. ESD按钮状态 4. 紧急停站成功、失败 5. 站控下发机组带压及不带压ESD 6. 站控紧急停压缩机组状态 7. PLC系统故障 8. PLC24V电源故障 9. 第三方设备通讯中断报警	1	合并为一条综合报警，16Bit整形

展隐患排查和设备维护维修工作，不需在站控室值守，如遇设备报警，声光报警系统会自动触发，喇叭发出的声音覆盖整座站场，站场人员及时回到站控室处理报警。通过白天加大对设备的维护保养和隐患排查力度，在一定程度上减少了设备在夜间报警的概率，员工在夜间可以得到充分休息，第二天正常参加生产活动，为进一步实施减员增效做了技术准备。上海调控中心和站场上位机采集的报警信息更加全面准确，避免了未及时发现报警或去现场查看报警造成的时间延误，能够更及时的处理设备报警，避免产生严重后果。

### 3 结束语

在今后的输气站场SCADA系统设计和实现时，要结合企业的发展形势并充分借鉴以往的经验。

一是事先对所有第三方设备的报警进行归纳汇总，识别出重要报警和一般报警，报警信息要全面准确，确认报警信息在上位机的实现途径，减少日后修改PLC程序或者重新加组态带来的不便及对正常生产活动的影响。

二是根据调度权限，在地区分控中心设立针对生产数据采集的SCADA报警监视系统，有助于地区公司掌握设备维护维修信息且可推行先进的生产管理模式，改革创新提高生产效率。

三是站场设计要具有前瞻性，结合站场工艺，SCADA系统布局时要尽量实现站场高度自动化，减少人为操作，依靠科技力量增加安全生产系数，提高企业生产效率。■

作者单位：西气东输管道公司  
(责任编辑 冯尚)

本文结合污水站外输水质达标情况,通过开展反冲洗参数优化和杀菌方式优化现场试验,确定了永一联、升一联污水站滤罐反冲洗参数和适宜的杀菌方式、药剂投加量,改善了污水站水处理效果,同时为新建和已建含油污水站反冲洗参数及杀菌方式的选择提供了技术参考。

# 变频反冲洗参数及 杀菌工艺优化效果分析

■ 姜国强 杜岩

随着开发的深入,油田对注入水质的要求越来越高。回注水中悬浮物含量、细菌达标与否,均是影响注入水质的重要因素,尤其是硫酸盐还原菌,其产物 $H_2S$ 对金属管道及处理设备的腐蚀特别严重,生成物 $FeS$ 不仅增加污水处理难度,而且会造成地层堵塞等危害。因此开展了反冲洗工艺参数和杀菌方式优化现场试验,以改善水处理效果,达到合格注水、有效注水的目的。

## 1 变频反冲洗优化现场试验

### 1.1 永一联水处理工艺

永一联含油污水处理站建于1999年,站内采用两级沉降两级过滤水处理工艺,于2002年和2009年分别进行了扩建和扩改建,目前该站设计处理规模 $3000m^3/d$ ,实际运行负荷

$1800-2400m^3/d$ 。

### 1.2 达标情况

永一联污水站设计出水指标要求含油不高于 $8mg/l$ ,悬浮物不高于 $3mg/l$ ,从永一联污水站试验前外输水质检测情况看,含油合格率100%,悬浮物达标困难。

### 1.3 滤罐原反冲洗参数设置

滤罐反洗的目的是将运行一段时间滤料所截留的杂质除去,使滤料恢复截污能力。永一联滤罐整个反洗过程分为三个阶段:气洗、气水混合反洗、水洗,历时35min(未包括流程切换时间在内)。第一阶段:气洗——向滤罐内连续充入空气,松动压实的填料;第二阶段:气水混合反洗——滤料中的杂质在连续气泡和小强度水流作用下脱附并被携带上移;第三阶段:水洗——大强度水流将滤料磨擦碰撞脱附下来的杂

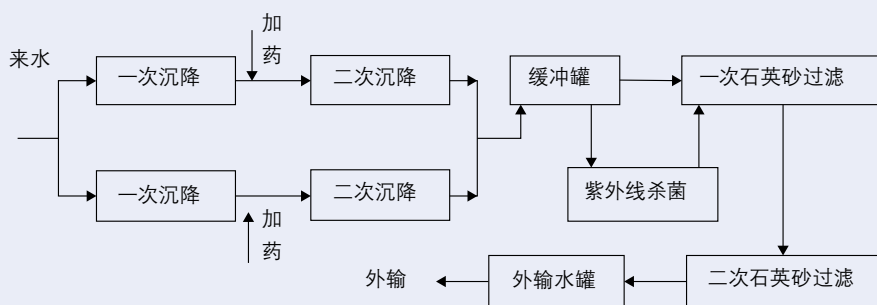


图1 永一联含油污水处理站工艺流程示意图

质排出罐外。

#### 1.4 模拟现场试验

在永一联污水站开展反冲洗参数优化现场试验。考虑到直接调整现场滤罐参数会影响正常生产运行,首先在小型模拟装置上开展试验,试验装置采用透明玻璃管模拟现场一、二次过滤罐,配有加气泵,反洗泵,可直接观察滤料运行状况和反洗过程。

把模拟装置与现场滤罐并联同步运行两周,对比效果。从运行数据可以看出,模拟装置与永一联待优化滤罐对悬浮物总的去除效率基本接近。这样模拟装置得出数据可以为现场滤罐的参数调整提供指导和参考。

##### 1.4.1 模拟装置反冲洗强度优化

通过模拟装置的可视玻璃管观察,气洗和气水混合洗阶段,大的气量在水流带动下容易造成滤料流失。因此只对第三阶段水洗强度进行了优化调整。对一滤的水洗强度由 $4.0\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ ,分别调整为 $6.1\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、 $7.4\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、 $9.2\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、 $10.4\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ ,二滤的水洗强度分别调整为 $4.7\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、 $6.0\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、 $7.1\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、 $7.5\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ ( $200\text{m}^3/\text{h}$ )。分析试验数据,随着反冲洗强度升高,滤罐出水效果逐渐好转。当反冲洗强度为 $6\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 时,滤料开始出现流动,强度为 $10.4\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 时,二次滤罐出口悬浮物含量达到 $3.0\text{mg/l}$ ,膨化率超过40%。考虑到现场滤罐的结构特点,上部为敞口形式,模拟装置在强度 $9.2\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 时,滤罐出水水质相对较好,通过调整加药等可



以达标,因此模拟装置确定一滤和二滤的最佳水洗反冲洗强度为分别为 $9.2\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 和 $7.1\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 。

##### 1.4.2 模拟装置反冲洗历时优化

在最佳反冲洗强度下,利用模拟装置对反冲洗历时进行优化,随着反冲洗时间延长,反冲洗出水水质逐渐转好,在气水洗10min后出水相对平稳,12~14min出水变化不大,确定气

表1 试验前永一联污水站水质达标情况

检测项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
含油 (mg/l)	6.4	6.1	6.8	7.4	7.0	6.5	7.2	6.6	6.8	7.0	6.9	7.3
SS (mg/l)	4.3	2.8	5.7	6.4	6.2	5.9	4.7	5.5	5.9	2.5	5.4	6.3

表2 滤罐原反冲洗参数设置情况

处理水量 ( $\text{m}^3/\text{h}$ )	滤罐	第一阶段		第二阶段		第三阶段		反洗历时 (min)
		气洗强度 ( $\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ )	时间 (min)	气水反洗强度 ( $\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ )	时间 (min)	水洗强度 ( $\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ )	时间 (min)	
70-80	一滤	3.7	8	3.7, 4.0	15	4.0	12	35
	二滤	3.7	8	3.7, 3.2	15	3.2	12	35

表3 现场滤罐与模拟装置运行效果对比

检测指标	对比试验 (mg/l)	一滤进口 (mg/l)	一滤出口 (mg/l)	二滤出口 (mg/l)	总去除率 (%)
悬浮物	模拟装置	21.3	11.7	7.8	63.4
	现场滤罐	27.1	15.8	10.3	62.1
含油	模拟装置	23.0	5.3	2.7	88.3
	现场滤罐	26.9	12.3	5.4	80.1



表4 不同反冲洗参数下模拟滤罐运行效果

检测指标	反冲洗强度 (L/s · m <sup>2</sup> )		一滤进口 (mg/l)	一滤出口 (mg/l)	二滤出口 (mg/l)	总去除率 (%)
	一滤	二滤				
悬浮物	6.1	4.7	23.0	8.6	6.4	72.2
	7.4	6.0	23.0	7.1	5.2	77.4
	9.2	7.1	30.5	5.8	3.6	88.2
	10.4	7.5	23.6	5.7	3.0	87.1
含油	6.1	4.7	27.8	5.2	3.0	89.2
	7.4	6.0	41.0	7.0	2.9	92.9
	9.2	7.1	42.8	8.8	3.4	92.1
	10.4	7.5	25.7	5.3	1.6	93.8

表5 反冲洗过程中反冲洗水不同时间出水水质变化规律

组次	监测指标 (mg/l)	气水洗时间 (min)						
		2	4	6	8	10	12	14
1	含油	1216.3	746.8	389.1	275.5	243.6	232.7	233.6
	悬浮物	432.6	248.9	126.8	104.7	94.2	88.6	87.3
2	含油	1198.2	728.7	371	257.4	225.5	214.6	215.7
	悬浮物	417.5	233.8	111.7	89.6	79.1	73.5	73.2
3	含油	1221.5	734.3	377.6	277.7	250.4	223.3	225.1
	悬浮物	427.4	260.4	122.4	103.8	90.7	87.3	86.5
组次	监测指标 (mg/l)	水洗时间 (min)						
		2	4	6	8	10	12	14
1	含油	756.3	362.4	96.3	43.8	39.7	39.5	39.3
	悬浮物	204.7	142.8	84.3	38.6	32.3	31.9	32.1
2	含油	738.2	344.3	78.2	25.7	21.6	20.9	20.6
	悬浮物	189.6	127.7	69.2	33.5	30.8	30.3	29.8
3	含油	744.2	348.6	81.5	34.4	25.7	24.9	24.6
	悬浮物	195.8	125.8	68.3	39.5	28.8	27.8	28

表6 反冲洗后周期内不同时间点出水悬浮固体变化规律 (单位: mg/l)

时间	反洗前	2h	4h	6h	8h	10h	12h	14h	16h	18h	20h	22h	24h	26h
来水	30.1	19.9	20	19.5	19.8	20.2	20.4	22.4	25.1	28.8	28.5	28.8	27.9	29.1
一次出口	8.3	7.8	7.6	7.5	6.8	5.7	5.9	6.2	6.8	7.3	7.4	8.9	12.1	13.5
二次出口	5.4	3.5	3	2.7	2.4	2.5	2.1	2.6	2.9	2.8	3	3.6	5.9	6.8
去除率	82.1	82.4	85.0	86.2	87.9	87.6	89.7	88.4	88.4	90.3	89.5	87.5	78.9	76.6

水反洗时间为12min；水洗时间达到8min后出水水质趋稳，10min反冲洗出水变化不大，停止反洗，确定水反洗时间为10min。通过模拟装置运行，反冲洗历时30min。

### 1.4.3 模拟装置反冲洗周期优化

在模拟实验确定了反冲洗强度和历时后，利用模拟装置摸索滤罐反冲洗周期，在整个运行过程中，出水含油均可达标，因此周期研究主要考察悬浮固体变化规律，结果如表6：

对试验数据进行综合分析，滤罐反洗后出水悬浮物存在降低再升高的过程，反洗后4~20h滤罐出水水质较好。反洗22h之后滤罐出水中悬浮物逐渐升高，24h之后滤罐对悬浮物的去除率降低，与反冲洗前二滤出水水质相近，应进行下一次反洗。因此对于模拟试验装置反洗周期一滤控制在22h。

### 1.5 现场滤罐反洗参数优化试验

#### 1.5.1 现场滤罐反冲洗强度优化

气洗和气水混合反洗过程中气的作用是松动压实的填料，同时将摩擦碰撞脱附下来的杂质携带上移，根据模拟装置试验情况，大强度气洗和气水洗容易出现滤料流失问题；其次现场的气泵不易调整气量，结合气泵、水泵条件和滤罐自身结构特点，永一联滤罐气洗和气水洗强度仍采用原参数，只对第三阶段水洗强度进行优化调整。现场分别进行了一滤水洗强度6.1、7.4和9.2L/s·m<sup>2</sup>，对应二滤水洗强度为4.7、6.0和7.1L/s·m<sup>2</sup>的反冲洗试验。

分析试验数据，随着水洗强度升高，出水水质逐渐转好。一次滤罐反冲洗强度为9.2L/s·m<sup>2</sup>，二次滤罐反冲洗强度为7.1L/s·m<sup>2</sup>时，滤罐出口悬浮物含量为3mg/l以下。由于集污

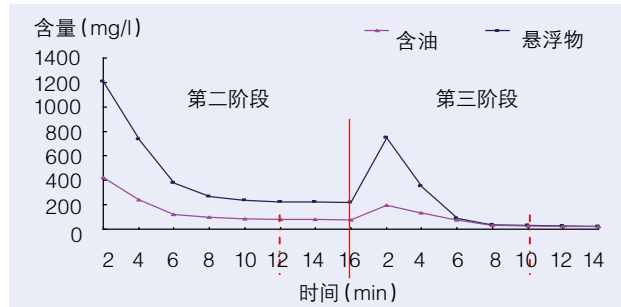


图2 模拟滤罐反冲洗过程反冲洗水不同时间出水水质变化规律

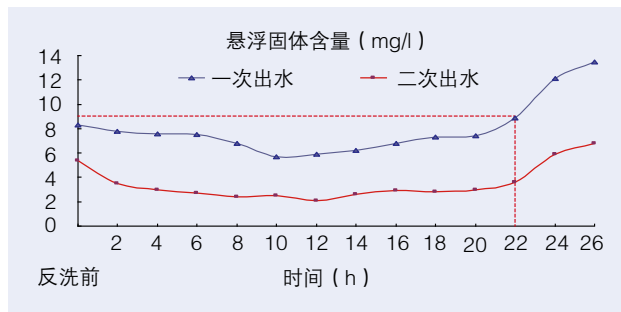


图3 模拟装置反冲洗周期

斗滤罐上部结构为敞口形式，调整参数时容易出现滤料流失的问题，因此没有进行更高强度的优化。优化后永一联一滤反冲洗强度采用9.2L/s·m<sup>2</sup>，二滤反冲洗强度7.1L/s·m<sup>2</sup>。

#### 1.5.2 现场滤罐反冲洗历时优化

参照模拟装置试验过程进行现场滤罐反洗历时优化，确定永一联污水站单座滤罐最佳反洗历时为30min，其中气洗8min，气水混合反洗12min，水洗10min。

表7 现场滤罐不同反洗强度效果对比

一滤反洗强度 (l/m <sup>2</sup> s)	对应一滤流量 (m <sup>3</sup> /h)	二滤反洗强度 (l/m <sup>2</sup> s)	对应二滤流量 (m <sup>3</sup> /h)	一滤进口 (mg/l)	一滤出口 (mg/l)	二滤出口 (mg/l)	一滤去除率 (%)	二滤去除率 (%)	总去除率 (%)
6.1	100	4.7	120	27.9	15.5	10.1	44.4	34.8	63.8
7.4	120	6.0	150	25.3	12.0	7.3	52.6	39.2	71.1
9.2	150	7.1	180	26.0	7.4	2.7	71.9	63.0	89.6

表8 反冲洗前后不同时间点滤罐出水悬浮物变化规律 (单位: mg/l)

时间	反洗前	2h	4h	6h	8h	10h	12h	14h	16h	18h	20h	22h	24h	26h
一滤进口	29.6	28.1	27.6	28.7	29.3	29.5	31.1	28.1	28.5	31.5	30.5	29.9	29.5	27.4
一滤出口	10.4	8.7	7.9	8.2	8.3	7.8	7.7	7.9	8.1	8.5	9.5	9.5	10.2	10.9
二滤出口	5.6	4.6	3.2	2.9	3.0	3.0	2.9	2.7	2.8	3.2	4.1	5.8	6.4	7.35
去除率%	81.1	83.6	86.2	87.8	89.8	89.8	90.7	90.4	90.2	89.8	86.6	80.6	78.3	73.2

表9 含油污水处理站物理杀菌设备应用情况

站名	建站时间	设计处理规模 ( m <sup>3</sup> /d )	物理杀菌设备应用情况
宋一联	2007	6000	2007年安装紫外线杀菌装置2套
升一联	2000	3500	2012年新建污水站, 滤后安装物理杀菌装置1套 (DST-100),
宋二联	1997	2500	无
肇一联	2004	2500	2004年安装紫外线杀菌装置2套
永一联	1999	3000	2006年在一次过滤前安装紫外线杀菌装置1套
徐三联	2008	2500	安装紫外线杀菌装置1套

表10 永一联污水站现场试验数据

杀菌模式		硫酸盐还原菌监测含量 ( 个/ml )			
		来水	杀菌装置进口	杀菌装置出口	外输水
单独运紫外线杀菌		2.5×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>3</sup>	6.0×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>1</sup> ~2.5×10 <sup>2</sup>
化学加药 (kg/d)	75 (35mg/l)	2.5×10 <sup>2</sup>	/	/	(2.5-6.0) ×10 <sup>1</sup> ~10 <sup>2</sup>
	100 (45mg/l)	2.5×10 <sup>2</sup>	/	/	(2.5-6.0) ×10 <sup>1</sup>
	125 (55mg/l)	6.0×10 <sup>2</sup>	/	/	2.5×10 <sup>1</sup> ~6.0×10 <sup>0</sup>
	150 (65mg/l)	6.0×10 <sup>3</sup>	/	/	2.5×10 <sup>1</sup> ~6.0×10 <sup>0</sup>
物理杀菌+化学加药 (kg/d)	125 (55mg/l)	6.0×10 <sup>3</sup>	2.5×10 <sup>3</sup>	6.0×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>1</sup> ~6.0×10 <sup>0</sup>
	100 (45mg/l)	2.5×10 <sup>3</sup>	6.0×10 <sup>3</sup>	2.5×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>1</sup>
	75 (35mg/l)	2.5×10 <sup>3</sup>	6.0×10 <sup>3</sup>	2.5×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>1</sup>
	62.5 (30mg/l)	6.0×10 <sup>3</sup>	2.5×10 <sup>3</sup>	6.0×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>1</sup>
	50 (22.5mg/l)	6.0×10 <sup>3</sup>	6.0×10 <sup>3</sup>	2.5×10 <sup>2</sup>	2.5×10 <sup>1</sup> ~10 <sup>2</sup>

### 1.5.3 现场滤罐反冲洗周期优化

在滤罐反冲洗结束后, 对其进出口悬浮物和含油进行连续检测, 因滤罐出口含油可以稳定达到回注水质要求, 因此周期摸索时主要考察悬浮物的变化规律。

滤罐出水悬浮物在反冲洗后逐渐降低, 在反洗后6-18h二滤出水水质较好。滤罐在反洗结束后22h出水悬浮物和反洗前基本相同, 应进行下一次反冲洗。因此永一联污水站滤罐反冲洗周期为22h。结合现场实际, 为方便生产管理, 现场滤罐反冲洗周期确定为24h, 同时要求污水站根据滤罐出水水质变化情况, 不定期加密反洗。

## 2 杀菌方式优化现场试验

### 2.1 物理杀菌工艺应用情况

八厂目前4座污水站应用紫外线杀菌工艺, 1座污水站应用

DST组合杀菌工艺(超声波震荡、高频电磁波和高压磁场)。

### 2.2 紫外线杀菌与药剂优化现场试验

永一联污水站试验期间污水量2200m<sup>3</sup>/d。

单独运行物理杀菌设备: 装置起到杀菌作用, 装置出口菌类指标降低, 但外输水硫酸盐还原菌(SRB)没达标。

单独投加杀菌剂:

1) 加药量75kg/d时, 杀菌剂加药浓度约35mg/l, 外输水中SRB不完全达标;

2) 加药量100kg/d时, 杀菌剂加药浓度约45mg/l, 外输水中SRB略有超标;

3) 加药量125kg/d时, 杀菌剂加药浓度约55mg/l, 外输水中SRB稳定达标;

4) 加药量150kg/d时, 杀菌剂加药浓度约65mg/l, 外输水中SRB稳定达标。

表11 升一联污水站现场试验数据

杀菌模式		硫酸盐还原菌监测含量 (个/ml)			
		来水	杀菌装置进口	杀菌装置出口	外输水
单独运行组合杀菌装置		$2.5 \times 10^3$	$2.5 \times 10^3 \sim 10^4$	$2.5 \times 10^3 \sim 10^4$	$(2.5-6.0) \times 10^3 \sim 10^4$
药剂 (kg/d)	50 (33mg/l)	$6.0 \times 10^3$	/	/	$2.5 \times 10^2$
	75 (48mg/l)	$2.5 \times 10^3$	/	/	$6.0 \times 10^2$
	100 (66mg/l)	$2.5 \times 10^3$	/	/	$2.5 \times 10^2$
	125 (83mg/l)	$2.5 \times 10^3$	/	/	$6.0 \times 10^1 \sim 2.5 \times 10^2$
	150 (100mg/l)	$2.5 \times 10^3$	/	/	$(2.5-6.0) \times 10^0$

表12 不同杀菌模式费用对比

站名	物理杀菌类型	试验期间处理水量 (m <sup>3</sup> /d)	单独采用物理杀菌		单独采用化学加药		物理杀菌与加药结合	
			更换费用 (万元)	吨水费用 (元/m <sup>3</sup> )	日加药量 (kg)	吨水费用 (元/m <sup>3</sup> )	日加药量 (kg)	吨水费用 (元/m <sup>3</sup> )
永一联	紫外线	2200	18.18	0.17	125	0.43	62.5	0.39
升一联	DST组合	1500	30.0	/	150	0.76	/	/

物理杀菌和化学加药相结合:

- 1) 杀菌剂用量 $\geq 62.5\text{kg/d}$ 时, 外输水硫酸盐还原菌稳定达标;
- 2) 杀菌剂用量继续减少至 $50\text{kg/d}$ 时, 外输水硫酸盐还原菌不能稳定达标。

通过数据分析, 永一联污水站采用紫外线杀菌与化学加药相结合的杀菌模式, 其杀菌剂投加量为每天 $62.5\text{kg}$  (两桶半)。

### 2.3 DST组合杀菌与药剂优化现场试验

升一联污水站 (新) 于2012年底投产运行, 污水处理设计规模 $2400\text{m}^3/\text{d}$ 。在二次滤罐后安装组合杀菌设备1套。两个杀菌剂加药点, 分别在 $300\text{m}^3$ 来水缓冲罐进口和一次过滤罐前端, 连续投加。试验期间污水 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 。

单独运行物理杀菌设备: 组合杀菌装置没有明显杀菌效果。

单独投加杀菌剂:

经现场多次投加试验, 当加药量 $150\text{kg/d}$ 时, 杀菌剂加药浓度约 $100\text{mg/l}$ , 外输水中SRB能够稳定达标。

### 2.4 不同杀菌模式费用

结合运行效果和吨水费用, 永一联污水站杀菌模式选用物理杀菌设备与化学加药相结合较适合, 杀菌剂投加量 $62.5\text{kg/d}$ 。与单独使用化学药剂对比, 吨水杀菌处理费用

降低9.3%。升一联污水站杀菌模式选用化学加药, 加药量 $150\text{kg/d}$ 。

## 3 结论和认识

通过现场模拟装置试验, 确定永一联一次、二次滤罐最佳水洗反冲洗强度为分别为 $9.2\text{L/s} \cdot \text{m}^2$ 和 $7.1\text{L/s} \cdot \text{m}^2$ , 反洗历时 $30\text{min}$ , 周期 $24\text{h}$ 。

污水站应根据实际情况优化本站的反冲洗参数, 若源水水质, 运行负荷变化, 应对反冲洗参数重新优化, 达到最好的出水效果。

组合杀菌装置不建议用于含油污水站杀菌。紫外线杀菌工艺可用于含油污水站杀菌处理, 为确保外输水菌类稳定达标, 采用物理杀菌与化学药剂相结合的杀菌方式较经济。

随着压裂液、洗井废水、气田污水等综合废液进入油田水处理系统, 油田产出水成分更加复杂, 日常管理中, 控制油系统供水水质, 减少水质波动, 保证杀菌效果。■

作者单位: 大庆油田第八采油厂规划设计研究所

(责任编辑 冯尚)

针对海上油田高含油复杂含聚污水, 研究不同类型药剂分段复合加药, 对采出液处理效果及污油性质、污油量的影响。实验结果表明非离子清水剂(NW-16)与阳离子药剂(CW-11)联合依次分段加药, 可以有效解决复杂含聚污水处理难题。

## 分段复合加药处理复杂含聚污水的研究

■ 王秀军<sup>1,2</sup> 崔正<sup>3</sup> 陈文娟<sup>1,2</sup> 靖波<sup>1,2</sup> 张健<sup>1,2</sup> 翟磊<sup>1,2</sup>



聚合物驱油技术是强化采油、提高原油采收率的主导技术之一, 是海上油田增油降水的一种快速有效的开发方式。与水驱采出液相比, 聚合物驱采出液, 由于聚合物的存在, 采出液的特性发生了较大的变化。首先表现为采出液的粘度随聚合物含量的增加而增加, 水驱采出液粘度一般为 $0.4-0.6\text{mPa}\cdot\text{s}$ , 而含聚采出液的粘度, 一般为 $0.8\text{mPa}\cdot\text{s}-1.1\text{mPa}\cdot\text{s}$ ; 此外, 残留的阴离子聚合物吸附在油水界面处, 使得油-水界面膜强度和粘弹性升高、电负性增强并形成很强的双电层, 油滴间的排斥力增大, 油珠变小。上述因素共同影响油滴的聚集和聚并速度, 使得油水分离难度加大。为有效

处理油田含聚污水, 确保回注水和外排水的达标, 科研人员围绕阳离子型清水剂开展了大量研究工作, 认识逐渐从无机小分子型转变到有机高分子型、从强阳离子型转变到弱阳离子型, 并取得了良好的清水除油效果。然而, 随着阳离子型清水剂的加入, 含聚污水中的阴离子型聚合物发生脱稳、析出, 生成大量黏性油泥。为从根源上解决困扰油田的黏性油泥问题, 科研人员又研制了非离子型和阴离子型清水剂, 并详细考察了不同类型清水剂对含聚污水的处理效果, 对比研究了各自的作用特点。实验结果显示, 非离子型和阴离子型清水剂均可有效避免了油田含聚污水处理中面临的黏性油泥问题, 但

也存在相应的缺点。

为此,本文在先前研究的基础上进行了有益的补充,将阳离子清水剂、阴离子清水剂、非离子清水剂分段复合使用,与海上油田含聚污水处理流程相结合,考虑不同的药剂的组合应用对含聚采出液处理效果的影响及贡献,进一步阐释、完善海上油田含聚污水采出液处理的方法。

## 1 实验部分

### 1.1 废水和材料

含聚污水样为渤海某油田一级分离器出口聚合物驱含油污水,含油量为10000mg/L,聚合物质量浓度为126mg/L。

阳离子型清水剂CW-11为二甲基二烯丙基氯化铵类清水剂,阳离子度为40%,相对分子质量约 $6.3 \times 10^4$ ;非离子型清水剂NW-16由实验室自制,为有机胺作起始剂的环氧乙烷(EO)-环氧丙烷(PO)嵌段共聚物,相对分子质量约5600,其中EO/PO的摩尔比为4:5;阴离子型清水剂AW-301A/B由实验室自制,为有机胺,羟甲基苯磺酸钠和环氧氯丙烷制备得到的聚合物,相对分子质量约 $3.0 \times 10^4$ ,阴离子功能基团的质量份数为5%。

### 1.2 清水剂的评价方法

清水剂的评价方法参考石油天然气行业标准SY/T5796—93《絮凝剂评定方法》、国家标准GB/T16881—2008《水的混凝、沉淀试验方法》及石油天然气行业标准SY/T5281—2000《原油破乳剂使用性能检测方法(瓶试法)》。具体操作流程如下:取100mL含聚污水至容量瓶中,65℃下预热30min,将配制好的一定浓度的清水剂溶液用移液管或微量注射器加入到烧杯中并采用机械搅拌,搅拌速率为150rpm,搅拌时间为1min,静置后观察污水颜色和絮体状态,并对污水和絮体的各项指标进行取样分析,然后抽取下层水,按上述方法2次加药,再次测定污水和絮体的各项指标。

### 1.3 分析方法

聚合物质量浓度的测定采用石油天然气行业标准SY/T6576—2003《用于提高石油采收率的聚合物评价的推荐作法》中的淀粉-碘化镉测定法。

污水含油量( $\rho$ , mg/L)的测定采用美国WILKS公司InfraCal CVH型TOG/TPH红外分析仪,测定方法参考石油天然气行业标准SY/T5329—2012《碎屑岩油藏注水水质指标

及分析方法》和中国海洋石油总公司企业标准Q/HS2042—2014《海上碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》。具体操作流程如下:将待测水样在60℃恒温水浴中预热10min,取100mL下层清液至量筒中,滴加2mL的质量分数为5%的盐酸后再与正己烷以100:5的体积比混合,置于电动振荡机上以200次/min的频率振荡3min,静置10min后取上层萃取液50 $\mu$ L,测定含油量。

浊度采用美国Thermo Fisher公司QrionAQ2010TN100型浊度计测定。

絮体性能的考察包括絮体粘度和絮体流动性两个方面。絮体粘度的测定采用美国Brookfield公司DV-II+旋转粘度计测定(椎板式),测试温度为60℃,测试前先将絮体层水溶液用定性滤纸过滤掉水分;絮体流动性的测定采用金属表面冲刷法,具体操作流程如下:先将不锈钢材质的金属板、絮体层水溶液分别置于60℃烘箱中预热30min,金属板呈30°角斜放并与污水接收装置相连,将絮体的水溶液沿金属板上部倾倒入并用60℃清水连续冲刷(流速30mL/min),观察絮体随清水的流动性和对金属板的粘附性。

## 2 矿场含聚污水处理现状

海上A油田含聚生产污水处理工艺流程如图1所示,主要包括斜板除油器、气浮选器、核桃壳过滤器。根据该工艺设计,来自原油处理系统的生产污水首先进入斜板除油器除掉粒径 $>60\mu\text{m}$ 的油滴和固体颗粒,使油的质量浓度 $<300\text{mg/L}$ ,之后进入浮选器,进一步除去粒径 $>10\mu\text{m}$ 的油滴和固体颗粒,油的质量浓度 $<80\text{mg/L}$ ,再经注水增压泵增压后至核桃壳过滤器使油降至 $<30\text{mg/L}$ ;除去悬浮物和浮油后,生产水进入注水缓冲罐,再经过注水增压泵输送到各小平台注入地层,注水缓冲罐生产水还用于双介质过滤器反洗用水。

该工艺属于水驱污水处理的传统工艺。但对于含聚污水,由于聚合物的存在,O/W乳液稳定洗增强,油珠粒径减少(90%油珠粒径 $<10\mu\text{m}$ ),各级生产水处理设备的效率都有所降低。斜板分离器进口(一级分出口)含油达7000ppm以上,超过设计要求指标1500ppm,为使从斜板除油器出来的污水含油达到指标,需依赖清水剂的使用。现场在用的清水剂为阳离子型,加药点在斜板除油器前,加药方式为一次性加药,加药量为200mg/L。此种清水剂类型与加药方式在清水的

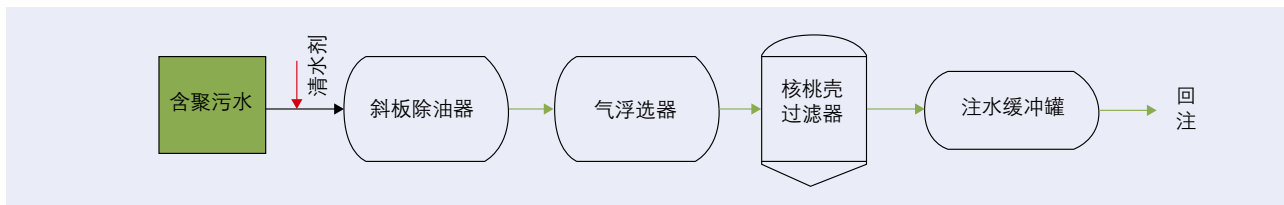


图1 渤海A油田采出液处理工艺流程

同时与阴离子聚丙烯酰胺作用,生成粘性的油泥(物理交联体),影响了污水系统的正常运行。

聚阳离子 聚阴离子

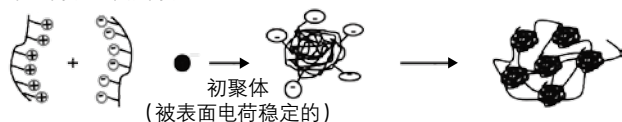


图2 阳离子清水剂生成油泥的机理

### 3 结果与讨论

为减少粘性油泥的产生量,从阳离子清水剂生成油泥的机理出发,可知一方面可以减少水中的油量,一方面可以减少阳离子清水剂的用量。因此可以考虑药剂分段复合加药的方式,首先加入非离子清水剂或阴离子清水剂将水中含油减至1500-3000mg/L,然后在气浮前加入少量的阳离子清水剂将含油量降至80-100mg/L。从而实现减油、减泥的目的。

#### 3.1 非离子清水剂与阳离子清水剂分段复合加药

非离子清水剂与阳离子清水剂分段复合加药对含聚污水处理效果的影响见表1。由表1可知,随着NW-16加量增加,含聚污水的含油量显著降低,可以实现加入非离子清水剂大幅降低污水含油量的目的(见图3)。由于非离子清水剂处理后,含聚污水水色较浑浊。因此需要二次加药。当加入阳离子清水剂,  $m(\text{NW}-16) : m(\text{CW}-11) = 1 : 3$ 时,含聚污水的残余油因阳离子清水剂与水中残余聚合物共同作用,油污黏性较强,因此出现黏壁现象;当  $m(\text{NW}-16) : m(\text{CW}-11) = 1 : 1$ 时,处理后的含聚污水水色较清澈,且黏壁现象不明显;当  $m(\text{NW}-$

16) :  $m(\text{CW}-11) = 2 : 1$ 时,处理后的含聚污水水色较清澈,且无粘壁现象。综合考虑,二次加药后污水含油量和油污性质,选择  $m(\text{NW}-16) : m(\text{CW}-11) = 1 : 1$ 较适宜。



图3 非离子清水剂一次加药清水情况  
加药量从左至右: 0, 50, 100, 150, 200mg/L

#### 3.2 阴离子清水剂与阳离子清水剂分段复合加药

阴离子清水剂与阳离子清水剂分段复合加药对含聚污水处理效果的影响见表2。由表2可知,随着AW-301A/B加量增加,含聚污水的含油量显著降低,当加入量为250mg/L时,可以实现完全清水(见图3),但此时絮体量较大,为减少絮体量,需要加入阳离子清水剂。当  $m(\text{AW}-301\text{A/B}, \text{mg/L}) : m(\text{CW}-11) = 1 : 2$ 时,含聚污水的残余油因阳离子清水剂与水中

表1 非离子清水剂与阳离子清水剂分段复合加药

一次加药 NW-16, mg/L	一次加药出口含油O <sub>1</sub> W, mg/L	油污/ 絮体性质	二次加药 CW-11, mg/L	二次加药出口含油O <sub>2</sub> W, mg/L	油污/絮体性质
0	10000	浮油	0	10000	不粘
50	8400	浮油	150	28	粘
100	3000	浮油	100	30	中
150	2700	浮油	75	56	不粘
200	2200	浮油	50	120	不粘

表2 阴离子清水剂与阳离子清水剂分段复合加药

一次加药 AW-301A/B, mg/L	一次加药出口含油O <sub>1</sub> W, mg/L	油污/ 絮体性质	二次加药 CW-11, mg/L	二次加药出口含油O <sub>2</sub> W, mg/L	油污/絮体性质
75	5000	浮油, 无明显絮体	150	28	粘
100	4200	浮油, 无明显絮体	120	30	粘
150	1800	浮油,有絮体	75	80	不粘
250	50	絮体层	—	—	—

表3 非离子清水剂与阴离子清水剂分段复合加药

一次加药 NW-16, mg/L	一次加药出口含油O <sub>1</sub> W, mg/L	二次加药AW-301A/B, mg/L	二次加药出口含油O <sub>2</sub> W, mg/L	污油/絮体性质
75	6000	210	28	絮体多, 松散
100	3000	150	29	絮体较多, 松散
150	2700	120	30	絮体较多, 松散
200	2200	120	30	絮体较多, 松散

残余聚合物共同作用, 污油黏性较强, 因此出现黏壁现象; 当 $m(\text{AW}-301\text{A}/\text{B}, \text{mg}/\text{L}) : m(\text{CW}-11) = 1 : 1.2$ 时, 处理后的含聚污水水色较清澈, 但污油仍较粘; 当 $m(\text{AW}-301\text{A}/\text{B}, \text{mg}/\text{L}) : m(\text{CW}-11\text{B}) = 2 : 1$ 时, 处理后的含聚污水水色较清澈, 污油不粘壁, 且絮体量较少。综合考虑二次加药后污水含油量和絮体量, 选择 $m(\text{NW}-16) : m(\text{CW}-11) = 2 : 1$ 较适宜。



图4 阴离子清水剂一次加药清水情况  
加药量从左至右: 100, 75, 150, 200mg/L

### 3.3 非离子清水剂与阴离子清水剂分段复合加药

用阴离子清水剂代替阳离子清水剂, 与非离子清水剂组合应用, 从机理上来讲可完全避免粘性油泥的生成。因此本研究种考察了非离子清水剂与阴离子清水剂分段复合加药, 实验结果见表3。由表3可知, 随着NW-16加量增加, 含聚污水的含油量显著降低, 与3.1实验结果相同, 且随着NW-16加量增加, 可减少阴离子清水剂AW-301A/B的用量。阴离子清水剂AW-301A/B用量减少的同时, 絮体量也随之下降, 当NW-16加量100mg/L, AW-301A/B加量150mg/L时, 二次加药出口含油符合回注标准, 处理后的含聚污水水色较清澈, 污油不粘壁, 且絮体量较少, 尽管可以增加NW-16的用量, 来进一步减少阴离子清水剂用量, 但总药剂用量增加明显, 因此综合考虑, 选择NW-16100mg/L, AW-301A/B150mg/L的组合方式。



图5 非离子清水剂与阴离子清水剂分段复合加药  
加药量从左至右: 75, 100, 150, 200mg/L

## 4 结论与建议

海上注聚油田采出污水分段复合加药受清水剂组合方式、用量共同决定。并且可达到清水的同时, 避免或减少粘性油泥的生成, 具体结果如下:

(1) NW-16与C-W11联合依次分段加药, 100mg/L的NW-16可将入口含油量从10000mg/L降至3000mg/L, 二次加药时, 加入100mg/L的CW-11, 即可将含油量将至30mg/L以下, 在污水处理达标的条件下, 比单独使用阳离子药剂, 减少阳离子药剂用量50%, 污油量下降70%以上;

(2) AW-301A/B与CW-11联合依次分段加药, 150mg/L的AW-301A/B可将入口含油量从10000mg/L降至1800mg/L, 二次加药时, 加入75mg/L的CW-11, 即可将含油量将至30mg/L以下;

(3) 非离子清水剂与阴离子清水剂分段复合加药, 选择NW-16100mg/L, AW-301A/B150mg/L的组合方式, 处理后水质清澈, 絮体松散。■

作者单位: 1. 海洋石油高效开发国家重点实验室;  
2. 中海油研究总院有限责任公司  
3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司  
(责任编辑 冯尚)



当前国内页岩气商业开采正在逐步走向成熟,在页岩气开发过程中需要通过大型水利压裂来实现有效开采,其开采过程中对环境的影响,一直受到社会和公众的高度关注。当前,页岩气压裂返排液、气田采出水的处理,是页岩气开采过程中急需解决的问题。本文通过对页岩气压裂返排液、气田采出水的水质分析,对比了当前水处理的主要方式的优缺点,对常见三种处理方案并进行比选,提出了适合当前页岩气水处理的方案和建议。

# 昭通页岩气示范区页岩气水处理探讨

■ 巨龙 惠南南 夏大林

昭通页岩气示范区地处四川盆地南部与云贵高原北麓接壤区,横跨四川宜宾珙县、兴文县和云南威信县境内,属于山地地形,境内山峦叠嶂、沟壑纵横;周边发育有赤水河、南广河和洛浦河等河流,属于环境敏感区域。页岩气井大型水利压裂后必然产生大量的压裂返排液,返排液约占注入压裂液量的60%~80%。压裂返排液水质较为复杂,除了含有压裂液中的化学添加剂外,返排液还含有一定量的烃类化合物、重金属和水溶性盐类等,其中水溶性盐类主要包括钙、钾、钠的氯化物和碳酸盐。随着页岩气田的规模化开发,大量的返排液、气田采出水需要进行处理,这将是实现清洁生产的一个巨大挑战。

## 1 压裂返排液、气田采出水

### 1.1 返排液、采出水水量

根据地藏工程预测,××区块页岩气井分年产水量预测见表1。

根据上表预测的分年产水量以及结合以往页岩气井的生产运行经验,××区块各平台正常年份汇集至污水处理站的

水量约为30000~40000m<sup>3</sup>/a。其中第一年产水量较大,约为80000m<sup>3</sup>/a。

### 1.2 水质检测

从表2分析化验结果可以看出,压裂返排液、气田采出水具有以下特点:一是水质成分复杂。页岩气井水力压裂用压裂液(滑溜水)主要由水、支撑剂(主要是砂粒)和少量化学添加剂配制而成,其中水和砂粒含量一般为99.5%左右,化学添加剂含量约为0.5%。压裂液中的化学添加剂种类繁多,常用的有十几种。例如,用于溶解岩屑和诱导裂缝生成的盐酸;降低压裂液与管道摩阻的聚丙烯酰胺;用于抑制和杀灭水生微生物的戊二醛;用于缓蚀、防垢的N,N-二甲基甲酰胺和乙二醇等。压裂完成后,这些化学添加剂随同返排液一同排出,另外返排过程中换回从地下携带泥沙、石油类、盐类等物质。二是压裂返排液、气田采出水中COD、氯离子、石油类等含量较高,超标严重。根据水质分析结果,参照的A、B、C三个水样中含有的超标污染物及需要去除的物质主要有:COD<sub>Cr</sub>、NH<sub>3</sub>-N、氯离子、BOD<sub>5</sub>、SS、石油类。

表1 XX区块页岩气井产水量预测表

年限(年)	第1	第2	第3	第4	第5	第6
产水量(m <sup>3</sup> /年)	158752.00	89065.94	81518.92	73752.27	72873.24	64597.70
重复利用率50%	79376	44532.97	40759.46	36876.13	36436.62	32298.84
年处理水量(m <sup>3</sup> /年)	79376	44532.97	40759.46	36876.13	36436.62	32298.84
年限(年)	第7	第8	第9	第10	第11	第12
产水量(m <sup>3</sup> /d)	63472.26	63247.24	62806.37	11977.15	6880.11	4650.86
重复利用率50%	31736.13	31623.62	31403.19	—	—	—
年处理水量(m <sup>3</sup> /年)	31736.13	31623.62	31403.19	11977.15	6880.11	4650.86

表2 XX区块压裂返排液、采出水水质检测结果

水样	单位	水样A	水样B	水样C	一级排放标准要求	最大超标倍数
水样类型		返排液 压裂测试后3天	返排液 压裂测试后18天	气田采出水 正常生产2年	—	
pH	μm/cm	8.61	6.66	6.32	6-9	
电导率	mg/L	28844.5	49465.7	45221.9	—	
总硬	mg/L	7105.7	2481.9	2476.9	—	
钙硬	mg/L	7132.4	1918.2	1701.4	—	
钙离子	mg/L	2852.9	767.3	680.6	—	
CODcr	mg/L	1883	308	164	100	18倍
NH <sub>3</sub> -N	mg/L	未检出	60.3	68.1	15	4.7倍
氯离子	mg/L	12896	22992	20743	300	76倍
BOD <sub>5</sub>	mg/L	186	29	22	20	9倍
SS	mg/L	73	191.5	233	70	3.3倍
石油类	mg/L	187.78	—	—	5	37.4倍
TDS	mg/L	22520	38390	34160	—	
色度	黑曾	83	18.9	18.9	50	
OH <sup>-</sup>	mg/L	未检出	未检出	未检出	—	
碳酸根	mg/L	未检出	未检出	未检出	—	

## 2 达标外排水质要求

根据《污水综合排放标准》(GB8798-1996一级)、《四川省水污染物排放标准》(DB 51/190-93)

## 3 处理工艺

### 3.1 常见处理方式

页岩气采出水的处理方式主要与地方政策法规、气田的开发方案、采出水水质特点、可用水处理设施以及技术经济性有关。目前,对页岩气采出水的处理方式主要包括:

回注,即经泵加压后,通过回注井回注到经过环评批复的地层。该方式适用于页岩气井附近具有可回注地层且回注井取得合规回注资质的页岩气田。回注优点是地面设施少、处理工艺相对简单且水处理投资少、运行成本低,缺点一是回注深井数量需求量大;二是回注水质标准越趋严格;三是地面政府环保监管部门批复回注井日趋困难。

部分处理后内部回用,即经过页岩气田污水处理厂部分处理并与清水混合,其后重新用于该页岩气田的水力压裂施工。其优点是节省水资源、环境污染小且处理成本低,缺点是回用于水力压裂的采出水组分较为复杂,容易造成钢管的腐蚀、气井壁阻塞以及产气效果不规律或下降等问题。

处理达标后外排,即经页岩气田的污水处理厂或第三方污水处理厂处理达到相应外排标准后,排入地表水中,可用

于灌溉农田或牲畜饮水等。处理达标后外排的优点是可以减少页岩气开采对当地水资源的污染风险、大幅减少对环境的影响,缺点是处理工艺复杂、建设与运行投资较高。

### 3.2 水处理方案选择

通过对返排液、采出水处理工艺进行适应性分析,昭通页岩气示范区可供选择的处置方案有三,方案一:高压回注,方案二:多效蒸发结晶,方案三:MVR蒸发结晶。设计从工程投资、运行费用、对环境的影响、运行安全性、管理复杂程度和使用寿命等方面对三种方案进行详细比较。

#### 3.2.1 工程投资

本工程工程投资按照15年运行期进行对比。

##### 方案一: 高压回注

根据地藏工程师提供的XX区块返排液分年产水量预测表,xx区块2018年~2032年返排液总产水量为395000m<sup>3</sup>。

新建1口回注井钻井综合成本为11000元/m,按照目前回注层位2000~2500m来计算,一口回注井钻井费用约为2000~2500万元;新建回注井工程费用约为400万/口;新建一口回注井管线费用约300万元,故本工程投产后(2018年~2032年)新建回注井费用约为2700万元~3200万元。

##### 方案二: 多效蒸发结晶

本工程新建1套处理工艺处理规模120m<sup>3</sup>/d的三效蒸发结晶方案工程费用约2600万元,新建1套处理工艺处理规模

表3 污水综合排放标准一级指标

单位	指标	污水综合排放标准一级 GB8798 - 1996
水温	℃	—
PH	无量纲	6~9
溶解氧	mg/L	—
高锰酸钾指数	mg/L	—
COD	mg/L	100
BOD5	mg/L	20
SS	mg/L	70
氨氮	mg/L	15
TOC	mg/L	20
总磷	mg/L	0.6
元素磷	mg/L	0.1
总氮	mg/L	—
总镍	mg/L	1
硼	mg/L	—
氰化物	mg/L	0.5
挥发酚	mg/L	0.5
五氯酚/五氯酚钠	mg/L	5
石油类	mg/L	5
阴离子表面活性剂	mg/L	5
硫化物	mg/L	1
粪大肠杆菌(个/L)		—
硫酸盐	mg/L	—
氯化物	mg/L	300(四川省规定)
硝酸盐	mg/L	—
磷酸盐	mg/L	0.5

120m<sup>3</sup>/d的四效蒸发结晶方案工程费用约2800万元。

方案三: MVR蒸发结晶

新建1套处理工艺处理规模120m<sup>3</sup>/d的MVR蒸发结晶方案工程费用约2200~2400万。

### 3.2.2 运行费用

本工程运行费用按照15年运行期进行对比。

方案一: 高压回注根据昭通页岩气示范区以往生产资料统计,目前返排液回注运行费用约为30元/m<sup>3</sup>,年运行费用为:120万元。

方案二: 多效蒸发结晶

根据1套处理工艺处理规模120m<sup>3</sup>/d的多效蒸发结晶系统主要原料、动力、辅助用品消耗计算,本工程每年运行费用约为350~450万元。

方案三: MVR蒸发结晶

根据MVR蒸发结晶系统主要原料、动力、辅助用品消耗

计算,每年运行费用支出约为300~350万元。

### 3.2.3 对环境影响

方案一: 高压回注

目前昭通页岩气示范区所产返排液、采出水均采用高压回注地层,此工艺将返排液中沉淀物和油进行过滤处理后全部回注地层,暂未发现对周边环境造成影响,但不可预测风险较大,如套管破裂等,会对周边气井和环境造成影响;同时,新环保法实施后,要求同层回注,环保和安全方面监管力度和项目审查力度会越来越严格,新回注井批复难度较大。

方案二: 多效蒸发结晶

采用加热蒸发、冷凝水外排的处理工艺,处理后水质优于《农田灌溉水质标准》(GB 5084-2005)和《污水综合排放标准》(GB8978-1996,1999年局部修改)一级标准的相关标准要求,可直接外排。

方案三: MVR蒸发结晶

表4 各处理方案综合比较表

序号	项目	方案一(含钻井费用)	方案二	方案三
1	工程费用(万元)	约2700~3200	约2600~2800	约2200~2400
2	年运行费用(万元)	120	约350~450	约300~350
3	对环境影响	环保批复难度大,不可预测风险较大。	达《污水综合排放标准》(GB8978-1996,1999年修改)一级标准	达《污水综合排放标准》(GB8978-1996,1999年修改)一级标准
4	管理复杂程度	相对简单(需人工现场控制高压泵、提升泵启停及相关阀门的关闭)	相对复杂(采用DCS控制系统,在控制室就可完成对处理装置的控制)	相对复杂(采用DCS控制系统,在控制室就可完成对处理装置的控制)
5	使用寿命	较短,一般回注总量为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$	较长,一般15年以上	较长,一般15年以上

采用加热蒸发、冷凝后外排的处理工艺,处理后水质优于农田灌溉水质标准(GB 5084-2005)和《污水综合排放标准》(GB8978-1996,1999年局部修改)一级标准的相关标准要求,可直接外排。

#### 3.2.4 管理复杂程度

方案一: 高压回注

采用人工现场控制高压泵、提升泵启停及相关阀门的关闭,易于管理。

方案二: 多效蒸发结晶

采用DCS控制系统,在控制室就可完成对处理装置的控制,操作管理相对复杂。

方案三: MVR蒸发结晶

采用DCS控制系统,在控制室就可完成对处理装置的控制,操作管理相对复杂。

#### 3.2.5 使用寿命

方案一: 高压回注

由于地下储存水空间有限,故回注站寿命较短。按一座回注站累计回注 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$ 返排液计算,按照 $\times \times$ 区块返排液产水量预测,需新建2口回注井,单口回注井的寿命为6~7年。但由于地下容量不可预测的风险,可能实际寿命更短。

方案二: 多效蒸发结晶

处理装置用钛合金和纯钛管作加热管,可使洗罐周期大大延长,设备维修工作量及费用减少,设备使用寿命长达15年以上,后期设备维护费用较低。

方案三: MVR蒸发结晶

MVR的关键设备蒸汽压缩机为进口,设备使用寿命长达15年以上,后期维护费用较高。

#### 3.2.6 推荐方案

通过以上阐述,各处理方案的综合比较见表4:

通过上表对3个工艺方案的比较,从工程投资、运行费用、对环境影响、管理复杂程度和使用寿命等多方面考虑,并借鉴类似工程水质情况,返排液中含有高浓度的COD和大量的氯离子,对设备材质要求较高,同时水中含有一定的

钙镁离子等容易结垢的杂质,影响蒸发结晶的运行稳定。因此需要在蒸发结晶装置前增加预处理工艺,去除返排液中的COD和钙镁离子,并将PH值调节到碱性,从而降低设备材质的要求,达到节约投资、提高使用年限、除去易结垢和影响系统稳定运行杂质盐的目的,因此建议在昭通页岩气示范区水处理采用方案三,预处理+MVR蒸发结晶方案。

## 4 页岩气采出水处理存在的问题与建议

目前,昭通页岩气示范区页岩气压裂返排液、气田采出水处理技术尚处于探索阶段,面临水处理关键技术不成熟、且建设运行成本较高、回注井批复难等问题。因此,根据昭通页岩气示范区页岩气压裂返排液、气田采出水处理经验,结合水质分析化验结果,对昭通页岩气示范区水处理提出以下建议:

(1) 增加压裂返排液、气田采出水部分处理后内部回用比例,可节约水资源,降低水处理量,有效减少水污染分析。

(2) 开展开发方案论证阶段,加强水质化验分析,采用多种以上水处理方案进行综合对比分析,找到适合本区域内水处理的最优方案。

(3) 压裂返排液由于水质成分复杂、不同井返排液水质可能变化较大,因此需要在井场提前对压裂返排液进行预处理,处理后水质达到污水处理厂进水水质要求,可有效简化水处理工艺流程、提高处理合格率。

(4) 探索研究适应于所在开发区域的水处理工艺技术研究,处理设备向模块化、撬装化、小型化发展。

(5) 当前,地方政府批复回注井变得更加困难,而前期取得批复的回注井随着使用年限的增加,回注能力逐渐下降,将面临回注井资源日益枯竭的问题,因此,页岩气开发过程中应积极探索回注以外的水处理方式,以适用日趋严格的环保监管形势,避免页岩气开发因水处理问题“卡脖子”。■

作者单位: 中国石油浙江油田公司

(责任编辑 王波)

本文首先建立注水井注水模型,通过该模型将悬浮固体浓度与洗井周期建立联系,然后对水处理系统要增加过滤级数而增加的费用与洗井次数减少所降低的费用进行综合分析,找出经济平衡点,从而确定经济合理的悬浮固体的含量控制指标。

# 油田注水悬浮固体含量指标技术经济合理性研究

■ 谢卫红<sup>1</sup> 张维智<sup>2</sup> 朱景义<sup>1</sup> 李冰<sup>1</sup> 王忠祥<sup>1</sup> 张佃敏<sup>1</sup>

悬浮固体的含量指标是油田注水控制指标中最重要的指标之一。悬浮固体含量的大小直接影响着水处理投资运行费用及洗井费用。当悬浮固体指标较严时,水处理系统要增加过滤级数或采用其它处理工艺,使得投资与运行费用增加,但同时洗井次数减少,减少了洗井费用。反之,结论相反。

## 1 注水井注水模型建立

根据Ligle和startzmand的研究成果(见图1),注水井一般在注水100天时间内的总表皮系数快速下降,100天之后,总表皮系数基本不发生变化。这是说明100天之后,由于在注水井的周围形成了致密的滤饼层,大量的较大颗粒被阻挡在岩层外,不再进入岩层内部。在Mukul M.Sharma等人的研究报告中,注水井的注水能力的在70天内快速下降,而后趋于稳定。

现场注水井一般(3-12)月洗井一次,洗井后吸水能力有较大的改善,地层岩心形成的内滤饼一般不能反洗出来,说明大部分注水井在形成内滤饼后,又在岩层的外部形成了外滤饼,冲洗出来的为外滤饼。

由于注水井的注水能力在很短的时间(一般3个月)内快速下降,因此本次设计的注水模型仅考虑注水能力较为稳定的情况。假设注水模型(见图2)如下:注水井周围的平均渗透率假设有 $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$ 三个等级,最内部的储层(或滤饼)平均渗透率( $\mu\text{m}^2$ )为 $K_1$ ,其储层损害率最大,平均渗透率最小; $K_2$ 的储层平均渗透率次之, $K_3$ 的储层与初始储层的渗透率一致。

各层注入流体的粘度(mPa.S)分别为: $\mu_1$ 、 $\mu_2$ 、 $\mu_3$ ;各层边界的半径(cm)分别为: $r_1$ 、 $r_2$ 、 $r_3$ 、 $r_4$ ;各层边界的压力( $10^{-1}\text{MPa}$ )分别为: $P_1$ 、 $P_2$ 、 $P_3$ 、 $P_4$ ;注入流量( $\text{cm}^3/\text{s}$ )为 $Q$ ;注入层厚度(cm)为 $h$ ;则各式之间的关系为:

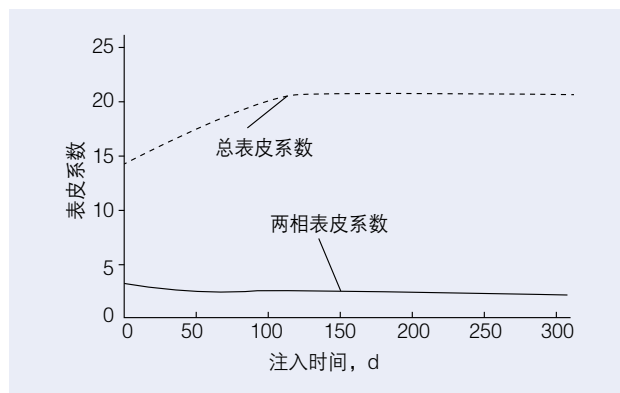


图1 注水井周围表皮系数变化图

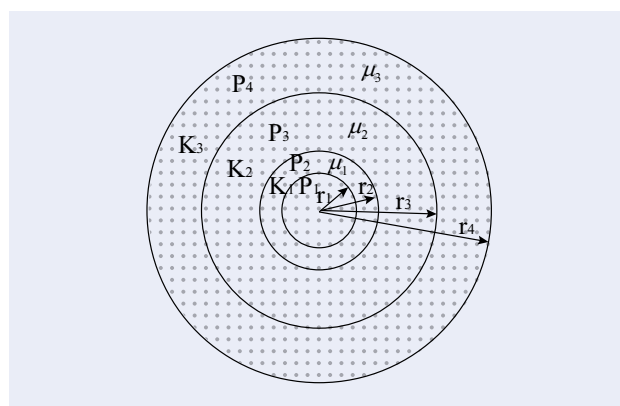


图2 注水井周围渗透率情况模拟图

$$Q = \frac{2\pi K_1 h (P_1 - P_2)}{\mu_1 \ln \frac{r_2}{r_1}} \quad (1.1)$$

$$Q = \frac{2\pi K_2 h (P_2 - P_3)}{\mu_2 \ln \frac{r_3}{r_2}} \quad (1.2)$$

$$Q = \frac{2\pi K_3 h (P_3 - P_4)}{\mu_3 \ln \frac{r_4}{r_3}} \quad (1.3)$$

$$Q = \frac{2\pi h (P_1 - P_4)}{\frac{\mu_1}{K_1} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{\mu_2}{K_2} \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{\mu_3}{K_3} \ln \frac{r_4}{r_3}} \quad (1.4)$$

$$P_3 = P_4 + \frac{Q \mu_3 \ln \frac{r_4}{r_3}}{2\pi K_3 h} \quad (1.5)$$

$$P_2 = P_3 + \frac{Q \mu_2 \ln \frac{r_3}{r_2}}{2\pi K_2 h} \quad (1.6)$$

$$P_1 = P_2 + \frac{Q \mu_1 \ln \frac{r_2}{r_1}}{2\pi K_1 h} \quad (1.7)$$

$$K_2 = \frac{\mu_2 \ln \frac{r_3}{r_2}}{\frac{2\pi h (P_1 - P_4)}{Q} - \frac{\mu_1}{K_1} \ln \frac{r_2}{r_1} - \frac{\mu_3}{K_3} \ln \frac{r_4}{r_3}} \quad (1.8)$$

## 2 悬浮固体浓度与洗井周期的关系研究

本节将根据上节给出的模型及现场通常采用的数据,分析悬浮固体浓度对注水井吸水能力及洗井周期的影响。下面将根据储层渗透率不同分别进行分析。

### 2.1 平均空气渗透率 $\leq 0.05 \mu\text{m}^2$ 的储层

假设1口裸眼完井的注水井,各种参数为:地面注入压力12MPa,注水井井深800m,注水井口袋12m-30m(按12m考虑)深,套管直径为0.139m(内径0.1216m),油管半径0.05m,注入储层平均空气渗透率为 $0.03 \mu\text{m}^2$ ,水相渗透率 $K_w$ 为 $0.02 \mu\text{m}^2$ ,注水层厚度15m,注水量 $35\text{m}^3/\text{d}$ ,地层水的粘度 $\mu_{\text{水}}=0.7\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,地层油的粘度 $\mu_{\text{油}}=2.5\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,边缘半径25m。

最内层渗透率 $K_1$ 取值为 $0.0003 \mu\text{m}^2$ ,此种渗透率条件下地层厚度按5cm考虑。

关于外滤饼的渗透率,与形成的滤饼的颗粒性质、孔隙度、含油量等有关,不同的文献资料差异较大。Shutong Pang and Mukul M. Shanna认为硅土滤饼的渗透率在 $(0.26-0.96) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。Z.I. Khatib认为,当粘土滤饼的空隙度 $0.03-0.8$ 之间变化时,渗透率位于 $(0.05-100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。可见,渗透差异很大,为便于计算,假设外滤饼的取值为 $0.0003 \mu\text{m}^2$ 。

各种参数选取及计算结果见表1。

对于裸眼完井的注水井,当井内壁的外滤饼达到 $0.8\text{cm}-1.0\text{cm}$ 厚时,会由于重力的作用而使外滤饼不再增加,考虑到

不利的情况,外滤饼取 $0.8\text{cm}$ ,这时 $r_1=5.27\text{cm}$ ,经计算,这时注水能力下降到 $Q=31.56\text{m}^3/\text{d}$ (见表1),下降了 $9.81\%$ ,此后,由于外滤饼不再增加,注水井吸水能力将基本保持稳定,注水中的悬浮固体大部分将在注水井套管内聚积,油则大部分进入地层。

考虑大部分悬浮固体沉入注水井口袋内,注水井口袋一般为 $12\text{m}-30\text{m}$ ,考虑到不利的情况,本次计算取 $12\text{m}$ 。注水井口袋的污泥含水率与洗井时间间隔有关,一般要大于 $80\%$ ,本次计算按 $85\%$ 考虑;注水井井壁外滤饼的污泥含水率一般在 $60\%-70\%$ ,本次计算按 $65\%$ 计;注水井的注水层段下段污泥含水率一般大于 $85\%$ ,本次按 $90\%$ 考虑;注水井的注水层段上段污泥含水率一般要大于 $90\%$ ,本次计算 $95\%$ 考虑;注水井深 $800\text{m}$ ,套管内的悬浮固体按一般 $50\text{mg}/\text{L}-200\text{mg}/\text{L}$ ,本次计算按 $100\text{mg}/\text{L}$ 考虑,当达到上述条件时需洗井。

经过计算,不同的悬浮固体含量的注水水质的洗井间隔天数见表2。

由表2可以看出,当悬浮固体浓度分别为 $15\text{mg}/\text{L}$ 、 $8\text{mg}/\text{L}$ 、 $4\text{mg}/\text{L}$ 时,注水井的吸水能力下降 $9.81\%$ ,洗井时间间隔分别为 $97\text{d}$ 、 $182\text{d}$ 、 $364\text{d}$ 。这个结果能解释现场很多中低渗透率的地层,悬浮固体在 $(5-15) \text{mg}/\text{L}$ 仍能正常注水而其吸水能力下降不大的现象。当到达洗井间隔而未洗井时,悬浮污泥逐渐堵塞注水层,使注水井的吸力能力快速下降。

### 2.2 平均空气渗透率 $> 0.05 \mu\text{m}^2$ 的储层

对于平均空气渗透率 $> 0.05 \mu\text{m}^2$ 的注水井,注水井的注水量、井身规格与平均空气渗透率小于 $0.05 \mu\text{m}^2$ 的注水井稍有不同,具体条件如下。

假设1口裸眼完井的注水井,各种参数为:地面注入压力 $10\text{MPa}$ ,注水井井深 $800\text{m}$ ,注水井口袋 $12\text{m}-30\text{m}$ (按 $12\text{m}$ 考虑)深,套管直径为 $0.1778\text{m}$ (内径 $0.1594\text{m}$ ),油管半径 $0.0635\text{m}$ ,注入储层平均空气渗透率为 $0.15 \mu\text{m}^2$ ,水相渗透率 $K_w$ 为 $0.075 \mu\text{m}^2$ ,注水层厚度 $30\text{m}$ ,注水量 $80\text{m}^3/\text{d}$ ,地层水的粘度 $\mu_{\text{水}}=0.7\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,地层油的粘度 $\mu_{\text{油}}=2.5\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,边缘半径 $50\text{m}$ 。

各种参数选取及计算结果见表3。

不同的悬浮固体含量的注水水质的洗井间隔天数见表4。

由表4可以看出,当悬浮固体浓度分别为 $15\text{mg}/\text{L}$ 、 $7.4\text{mg}/\text{L}$ 、 $3.7\text{mg}/\text{L}$ 时,洗井时间间隔分别为 $90\text{d}$ 、 $183\text{d}$ 、 $366\text{d}$ 。当到达洗井间隔而未洗井时,悬浮污泥逐渐堵塞注水层,将使注水井的吸力能力快速下降。

## 3 悬浮固体含量指标的技术经济分析

### 3.1 基础资料

1) 增加一级过滤系统所增加的费用(折合单方注入水)为了便于计算,假设基本条件如下:采出水处理站规模: $10000\text{m}^3/\text{d}$ ;选用过滤罐规格: $\Phi 3.6$ ;过滤滤速: $8\text{m}/\text{L}$ ;单个过

表1 各种参数及计算结果一览表

Q (m <sup>3</sup> /d)	35.00	31.56
q (m <sup>3</sup> /(d.m))	2.33	
q (cm <sup>3</sup> /s)/h (cm)	0.27	0.24
h (cm)	1500.00	1500.00
注水井套管直径 (cm) 2r <sub>井</sub>	12.14	12.14
注水井油管直径 (cm) 2r <sub>油</sub>	5.08	5.08
孔隙度	0.15	0.15
钻井口袋 (cm) H <sub>口</sub>	1200.00	1200.00
注水井深 (cm)	80000.00	80000.00
P <sub>1</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	200.00	200.00
P <sub>2</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	139.70	132.85
P <sub>3</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	85.12	83.63
P <sub>4</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	70.00	70.00
r1 (cm)	6.07	5.27
r2 (cm)	11.07	11.07
r3 (cm)	150.00	150.00
r4 (cm)	2500.00	2500.00
K <sub>1</sub> (μm <sup>2</sup> )	0.00030	0.00030
K <sub>2</sub> (μm <sup>2</sup> )	0.001437	0.001437
K <sub>3</sub> (μm <sup>2</sup> )	0.020	0.020
μ <sub>1</sub> (mPa.s)	0.70	0.70
μ <sub>2</sub> (mPa.s)	0.70	0.70
μ <sub>3</sub> (mPa.s)	2.50	2.50

表2 不同悬浮固体含量条件下洗井间隔天数计算表

悬浮固体浓度C <sub>固</sub> (mg/L)	20.0	15.0	10.0	8.0	5.0	4.0	3.0	2.0	1.0
外滤饼的厚度达到0.8cm时间 (d) t <sub>1</sub>	23.4	31.2	46.7	58.4	93.5	116.9	155.8	233.7	467.4
充满H (12m) 深钻井口袋所需时间 (d) t <sub>2</sub>	33.5	44.7	67.1	83.9	134.2	167.7	223.6	335.4	670.9
充满注水井注水层段的上半部分所需时间 (d) t <sub>3</sub>	4.9	6.5	9.8	12.3	19.6	24.5	32.7	49.0	98.0
充满注水井注水层段的下半部分所需时间 (d) t <sub>4</sub>	9.8	13.1	19.6	24.5	39.2	49.0	65.4	98.0	196.1
注水井深800m, 悬浮固体达到100mg/L所需时 (d) t <sub>5</sub>	1.1	1.5	2.3	2.9	4.6	5.7	7.6	11.5	22.9
总洗井天数间隔 (d) t <sub>总</sub>	73	97	146	182	291	364	485	728	1455

滤器及配套建设费用按100万元计；折旧费用按12年计；单个过滤器反冲洗水量：137m<sup>3</sup>；反冲洗水处理所需的药剂按2500元/t计算；电费按0.6元/KWh；由于增加过滤系统的级数并不需要增加定员，所不考虑人工费用。具体计算见表5。

由表5可以看出，若增加一级过滤系统，所增加的费用（折合单方注入水）为：0.217（元/m<sup>3</sup>）；若增加二级过滤系统，所增加的费用（折合单方注入水）为：0.434（元/m<sup>3</sup>）。

### 2) 注水井洗井工艺、费用和洗井次数

目前洗井方式主要有两种，一种采用流程洗井；一种采用洗井车洗井。洗井车洗井是中国石油天然气股份有限公司推广

的方式，近年来新建井和一部分老井均采用此方式洗井。

采用洗井车洗井的单井费用为4000元左右。计算过程见表6。

关于洗井次数，虽然中国石油天然气股份有限公司《油田注水管理规定》规定注污水井每季度洗井一次，但由于季节、成本等因素，达到每季度洗1次油田公司较少，但基本上能保证每口井每年洗1次-2次左右。

### 3.2 技术经济分析

1) 对于平均空气渗透率为≤0.05μm<sup>2</sup>的储层注水井的注水量为：(31-35)m<sup>3</sup>/d，单井洗井费用为4000

表3 各种参数及计算结果一览表 (>0.05 $\mu\text{m}^2$ )

Q (m <sup>3</sup> /d)	80.00	70.20
q (m <sup>3</sup> / (d.m) )	2.67	
q (cm <sup>3</sup> /s) /h (cm)	0.31	0.27
h (cm)	3000.00	3000.00
注水井套管直径 (cm) 2r <sub>井</sub>	15.94	15.94
注水井油管直径 (cm) 2r <sub>油</sub>	6.35	6.35
孔隙度	0.27	0.27
钻井口袋 (cm) H <sub>口</sub>	1200.00	1200.00
注水井深 (cm)	80000.00	80000.00
P <sub>1</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	180.00	180.00
P <sub>2</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	124.22	117.57
P <sub>3</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	75.74	75.04
P <sub>4</sub> (10 <sup>-1</sup> MPa)	70.00	70.00
r1 (cm)	7.97	6.97
r2 (cm)	12.97	12.97
r3 (cm)	150.00	150.00
r4 (cm)	5000.00	5000.00
K <sub>1</sub> ( $\mu\text{m}^2$ )	0.00030	0.00030
K <sub>2</sub> ( $\mu\text{m}^2$ )	0.001737	0.001737
K <sub>3</sub> ( $\mu\text{m}^2$ )	0.0750	0.0750
$\mu_1$ (mPa.s)	0.70	0.70
$\mu_2$ (mPa.s)	0.70	0.70
$\mu_3$ (mPa.s)	2.50	2.50

表4 不同悬浮固体含量条件下洗井间隔天数计算表 (>0.05 $\mu\text{m}^2$ )

悬浮固体浓度C <sub>固</sub> (mg/L)	20.0	15.0	12.0	10.0	7.4	6.0	5.0	3.7	3.0	2.0	1.0
充满H (12m) 深钻井口袋所需时间 (d) t <sub>2</sub>	26.2	34.9	43.6	52.3	70.7	87.2	104.7	141.5	174.5	261.7	523.4
充满注水井注水层段的上半部分所需时间 (d) t <sub>3</sub>	7.9	10.5	13.1	15.7	21.2	26.2	31.4	42.5	52.4	78.6	157.1
充满注水井注水层段的下半部分所需时间 (d) t <sub>4</sub>	15.7	21.0	26.2	31.4	42.5	52.4	62.9	84.9	104.8	157.1	314.3
注水井深800m, 悬浮固体达到100mg/L所需时间 (d) t <sub>5</sub>	0.9	1.2	1.5	1.8	2.4	3.0	3.6	4.8	6.0	8.9	17.9
总洗井天数间隔 (d) t <sub>总</sub>	68	90	113	135	183	226	271	366	451	677	1354

表5 增加一级过滤系统所增加的费用计算情况表

规模 (m <sup>3</sup> /d)	10000
单罐流量 (m <sup>3</sup> /h, $\Phi$ 3.6)	81
计算的滤罐个数 (座)	6.1
单级过滤器选用个数 (座)	7
单级过滤器及配套建设费用 (万元)	700
单级折旧费用 (元/m <sup>3</sup> ) ①	0.160
增加一级过滤所增加电费 (元/m <sup>3</sup> ) ②	0.033
滤料密度 (t/m <sup>3</sup> )	2.300
每年更换滤料10% (t)	19.665
每吨滤料费用及人工费 (元)	1000.000
更换滤料增加费用 (元/m <sup>3</sup> ) ③	0.005
单级反冲洗水量 (m <sup>3</sup> )	962
单级反冲洗水处理所需的药剂费用 (元/m <sup>3</sup> ) ④	0.024
增加一级过滤所增加的费用 (元/m <sup>3</sup> ) ⑤=①+②+③+④	0.217
增加两级过滤所增加的费用 (元/m <sup>3</sup> )	0.434



表6 单口井的洗井费用计算表

洗井车费用(万元)	190
车辆年维修费用(万元)	8.0
年洗井(口)	240
车辆折旧费用(按8年)(元/口)①	990
车辆维修费用(元/口)②	333
平均用燃料(柴油)(L)	176
燃料单价(元/L)	7.7
平均用燃料费用(元/口)③	1350
需要的操作人数	4
单个人员费用(万元)	7
人员费用(元/口)④	1167
洗井用化学药剂(kg)	40
洗井用化学药剂单价(元/kg)	4
化学药剂费用(元/口)⑤	160
总费用(元/口)⑥=①+②+③+④+⑤	4000

元,结合表3给出的悬浮固体含量与洗井间隔天数关系,经过计算,得出折合单方注入水的洗井费用。

目前采出水处理工艺一般采用重力沉降、气浮和水质改性工艺。对重力沉降工艺,一般一级过滤后悬浮固体含量达到15mg/L,二级过滤后为(5-10)mg/L,三级过滤后为(2-5)mg/L。气浮和水质改性工艺一般一级过滤后悬浮固体含量达到(7-10)mg/L,二级过滤后为(2-5)mg/L。

当重力沉降工艺采用一级过滤时,悬浮固体含量为15mg/L,当增加1级滤时,悬浮固体含量能达到5mg/L-10mg/L,按8mg/L计算,由表3.7可计算出,单方水洗井费用将减少1.24-0.66=0.56元/m<sup>3</sup>,而增加1级过滤的费用为0.217元/m<sup>3</sup>,增加一级过滤在经济上是合理的,因此有必要增加1级过滤。对于气浮和水质改性工艺来说,此时过滤段为一级过滤。

当再增加1级滤时(重力沉降工艺为三级过滤),悬浮固体含量能达到2mg/L-5mg/L,按4mg/L计算,单方水洗井费用将减少0.66-0.33=0.33元/m<sup>3</sup>,而再增加1级过滤的费用为0.217元/m<sup>3</sup>,再增加1级过滤在经济上是合理的,因此有必要增加1级过滤。而对于气浮和水质改性工艺来说,此时过滤段为二级过滤。

由于一般过滤的悬浮固体处理水平在2mg/L以上,因此没有必要再增加一级过滤。

通过上面分析,可以得出,注入水悬浮固体含量的经济指标为4mg/L,此时洗井周期为364天,即每年洗井1次。

2) 对于平均空气渗透率>0.05μm<sup>2</sup>的储层

注水井的注水量为:(70-80)m<sup>3</sup>/d,单井洗井费用为4000元,结合表4给出的悬浮固体含量与洗井间隔天数关系,经过计算,得出折合单方注入水的洗井费用。

当重力沉降工艺采用一级过滤时,悬浮固体含量为15mg/L,当增加1级滤时,悬浮固体含量能达到5mg/L-10mg/L,按7.4mg/L计算,单方水洗井费用将减少0.59-0.29=0.30元/m<sup>3</sup>,而增加1级过滤的费用仅为0.217元/m<sup>3</sup>,增加一级过滤在经济上是合理的,因此有必要增加1级过滤。对于气浮和水质改性工艺来说,此时过滤段为一级过滤。

当再增加1级滤时,悬浮固体含量能达到2mg/L-5mg/L,按3.7mg/L计算,单方水洗井费用将减少0.29-0.15=0.14元/m<sup>3</sup>,而增加1级过滤的费用为0.217元/m<sup>3</sup>,再增加1级过滤在经济上不是太合理,因此没有必要增加1级过滤。

通过上面分析,可以得出,注入水悬浮固体含量的经济指标为7.4mg/L,此时洗井周期为183天,即每半年洗井1次。

4 结论

通过建立注水井的注水模型、分析悬浮固体浓度与洗井周期关系,并通过悬浮固体含量的技术经济分析,可得出以下结论:

- 1) 注入水水质指标与洗井次数密切相关,洗井间隔越短,注入水的悬浮固体容许浓度越高,当注水井洗井间隔为3个月-12月时,注入水的悬浮固体浓度为15mg/L-3.7mg/L。
- 2) 对于平均空气渗透率为≤0.05μm<sup>2</sup>的储层,注入水悬浮固体含量的技术经济指标为4.0mg/L;对于平均空气渗透率为>0.05μm<sup>2</sup>的储层,注入水悬浮固体含量的技术经济指标为7.4mg/L。■

作者单位: 1. 中国石油天然气股份有限公司规划总院;  
2. 中国石油勘探与生产分公司  
(责任编辑 王波)

从工艺运行操作的角度,结合 API650 及实际案例,分析充水试验时不同试验参数对大型储罐基础的潜在影响,从而给出充水试验的液位及时间参数设定的科学建议,既符合设备实际操作工况,又满足了相关国际标准。



# 大型储罐沉降试验设计参数的选择

■ 任灿升 刁松涛

大型储罐安装完成后,通常需要进行充水试验,其目的在于,一是检测罐壁板强度,二是检验焊缝的渗漏性,三是进行预压式沉降试验,检验储罐基础。关于充水试验的试验参数,充水高度和保持时间,API650(2016版)给出了如下规定: a. 在允许用水进行测试的情况下,应按下述要求向罐内充水: i) 充水到最大设计液面; ii) 对有密封顶的储罐,充水液面应高于罐壁板与罐顶板焊缝、支柱与顶部角钢的连接焊缝或支柱与罐壁连接焊缝50mm(2in.); iii) 由于溢流的限制、内浮顶或其他特定的充液高度(应由买方与制造商协商确定)的限制,最高液面要低于i)或ii)的充水高度。 b. 保持时间为充水最大测试高度及其高度的1/4、1/2、3/4时,停留24小时,进行检验、观测,排水过程亦然。

据了解,在实际操作中,多采取上述规定a中第ii)种情况,即充水液位在罐壁板与罐顶板焊缝、支柱与顶部角钢的连接焊缝或支柱与罐壁连接焊缝50mm(2in.)处,进行24小时测试,检验焊缝泄露、壁板强度、罐顶板密封性、罐基础沉降观测,然后进行最高液位的3/4、1/2、1/4高度的24小时测试。这样存在罐基础过度沉降甚至是损伤的风险,且不可逆转。本文结合实例,以含油污水分离罐为例,参照API650及储罐的工艺运行参数,结合实际操作情况,对充水试验参数的选择进行分析和探讨,提出建议。

## 1 充水试验液位参数的选择

本文以含油污水分离罐为例进行分析。储罐壁高度为11m,罐壁板最上一圈环焊缝为10m,最大设计液位即高高

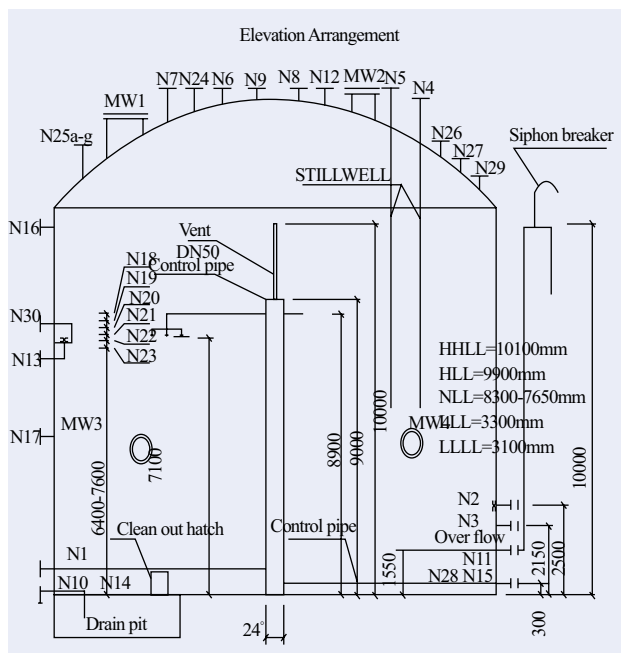


图1 含油污水分离罐高程图

### TANKS HYDROTEST SETTLEMENT READING

	25%	25%+1D	50%	50%+1D	75%	75%+1D	100%	100%+1D	100%+2D	100%+3D	100%+4D	
DS6-TK-ABJ681050												
DS7-TK-ABJ681050												
DS7-TK-ABJ681053												
DS8-TK-ABJ681050	1.95	3.90	6.10	8.35	19.31	28.06	38.25	48.25	52.80	60.30	63.50	
100%+5D	100%+6D	100%+7D	100%+8D	100%+9D	100%+10D	75%	75%+1D	50%	50%+1D	25%	25%+1D	0%
71.70	74.50	77.20	79.50	79.90	80.40	80.70	80.90	81.1		81.3		81.40

图2 1#罐多点沉降情况

液位为10.10m, 正常操作液位为7.65~8.30m, 溢流管液位为10.05m, 如上图所示。

根据API650之规定, 在进行充水试验时, 为了能够达到充水试验的三个目的, 测试液位应为, 高于罐壁板与罐顶板焊缝50mm, 即11.05m, 这样不仅可以测试罐壁强度、焊缝泄露性(罐顶板焊缝泄露性可以通过降低最高液位0.5m后, 进行真空测试), 还可以观测储罐的沉降情况。此液位可以作为储罐测试的最高测试液位, 但是测试时间不宜为24小时。因为根据工艺设计参数, 此液位工况在实际操作中不会出现, 并且基于2小时巡检制的规定, 即使出现这种情况, 会有操作人员进行人工干预, 配套的溢流管及ESD系统能够在2个小时内消除这一情况。加之该过程主要是对罐壁强度及焊缝泄露性进行测试, 因此科学的测试时间应严格限制在2小时, 若时间过长, 会造成罐基础过度沉降甚至是损伤。

上述液位测试完成后, 结合运行参数, 须当降至最大设计液面进行测试、观测。最大设计液面是指高高液面(HHL), 也就是储罐的ESD工况, 10.01m。在此工况下, 通常会启动入口紧急切断并开启外输, 该过程持续时间通常也是2个小时。工艺设计中, 外输泵在2个小时内可把液面将至正常操作液位, 即使ESD系统失效, 在溢流作用及人工巡检的条件下, 2小时内能够有效处置。对于该水处理罐, 溢流液位与ESD的高高液位相差0.4m, 可以合为一个测试液位, 满足API650测试液位误差为 $\pm 0.60\text{m}$ 的规定。

根据设备正常操作液位与最高测试液位的3/4高度值, 确定充水测试高度。通常情况下高度接近。如该水处理罐正常操作液位7.65~8.30m, 与最高测试液位的3/4的8.28m基本相同。因此在此液位下进行24小时测试, 同时满足工艺运行实际和标准的要求。否则, 在完成3/4高度处的测试后, 还应当进行正常操作液位的24小时甚至48小时的测试及沉降观测, 模拟设备运行实际工况, 获取更多设备信息。

最后测试最高测试液位的1/2、1/4及水全部排空至罐底后的24小时测试, 对于该水处理罐, 即5.53m/2.75m/0.00m的测试。

综合以上情况, 大型储罐的充水测试, 没有必要维持

液位在高于罐壁板与罐顶板焊缝、支柱与顶部角钢的连接焊缝或支柱与罐壁连接焊缝50mm(2in.)处24小时。推荐的储罐沉降试验液位, 选择正常操作液位, 时间为24/48小时。其他液位选择为储罐最高测试液位的1/4、1/2、3/4及排空水后。

## 2 充水试验参数选择实践

下面是在伊拉克含油污水处理项目的两台储罐, 采用不同的充水测试参数的案例。1#储罐是按照传统的方法进行的充水测试, 2#罐是按照上述我们推荐的测试参数进行的, 详见图2显示的储罐沉降观测结果。

图2中1#罐各点的沉降情况, 显示从充水到满液面, 各点沉降均匀进行, 但在11.05m液面静置时时间过长, 基础沉降虽未超出设计允许的设备整个生命周期的最大沉降量, 但是在充水测试阶段, 就沉降了80mm, 超出设备25年设计生命周期的沉降量78mm, 说明了超负荷沉降试验对基础造成了损伤。

同样2#罐在充水测试期间, 同样完成了大型储罐三个主要检验目的, 而且模拟了设备运行的各种工况, 沉降量为50mm, 为设备25年设计生命周期沉降量的22%, 达到了充水试验的目的, 并有效控制了沉降量。

## 3 结论

大型储罐的设计文件中, 建议由设计团队给出充水测试的设计参数, 如下:

充水测试液位, 可分为最高测试液位、溢流/ESD高高液位、正常操作液位、最高测试液位的3/4、1/2、1/4及排空后, 反之亦适用于充水过程。

充水测试时间, 分别为最高测试液位2小时, 溢流/ESD高高液位2小时, 正常操作液位24/48小时, 最高测试液位的3/4、1/2、1/4都是24小时。排空水后, 即可进行沉降观测, 反之亦适用于充水过程。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司中东地区公司

(责任编辑 王波)

季节性冻土地区的桩基础设计涉及到抗拔稳定性，确定冻胀力才能验算基桩的稳定性。通常桩的冻胀力可以通过地勘报告或经验公式两种方法得出，本文以我国大量的实验数据为依据进行切向冻胀率、单位切向冻胀力的分析，得出季节性冻土切向冻胀力的经验公式，经过了国内工程项目验证符合实际，具有指导意义。

# 季节性冻土的冻胀力分析

■ 江嗣繁

随着中国石油工程建设有限公司 (CPECC) 海外石油战略的拓展，进军北美加拿大高端市场已成为公司将来在海外的重要市场之一。加拿大市场很大，季节性冻土普遍存在，研究冻土地区的桩基就显得十分重要，而桩基的冻胀稳定性往往起桩基设计的控制作用，是桩基设计的重点、难点。目前国内关于季节性冻土的研究主要集中在地基土的处理上，在这方面已经积累了丰富的经验，特别是近年青藏铁路的修筑，更是推动了对冻土地基的研究。但是在深基础方面，特别是钢管桩基础的设计上，缺少成熟的工程经验，规范没有给出验算稳定性的切向冻胀力的明确公式，《冻土地区建筑地基基础设计规范》(JGJ118-2011)只给出了一个范围较宽的参考值见表C.1.1，作为设计依据还是有较大的出入。

## 1 冻胀力概念

### 1.1 切向冻胀力

切向冻胀力是垂直于冻结锋面，平行于基础侧面的冻胀力。当约束基础的土体冻结时，不仅土颗粒冻结，而且通过冰晶体将基础与土基土牢固地胶结在一起，这样就在基础与地基土间产生了冻胀力。当土中含水量较小时，孔隙水冻结之体积膨胀不足引起土颗粒间位移，则土体无冻胀。只有当土中含量超过起始冻胀含水量时，原孔隙水和未冻结区迁移水分冻结体积膨胀不仅能填满土体内全部孔隙，而且能使土颗粒产生相对位移，即膨胀。这时，一方面基础通过其间的冻结力约束，限制周围土体不能自由冻胀；另一方面被约束冻胀的土体对基础产生向上的冻胀力，并借助于冻结力传递给基础侧壁，于是，便产生了切向冻胀力。

切向冻胀力会使桩基产生不均匀的上抬，是作用于冻土区基础上的主要力系之一，如果设计时考虑不当，会引起上部结构的上拔变形，甚至破坏，以往的工程实际中出现过这样的事。

### 1.2 法向冻胀力

法向冻胀力垂直与冻结锋面及基础底面，由于桩基的埋深大于季节性冻土的最大冻深，因此，不存在法向冻胀力的影响。

### 1.3 水平冻胀力

垂直于桩基础的侧表面，使基础受到水平挤压，能提高桩的抗拔承载力。出于对工程安全设计考虑，水平冻胀力不计入抗拔承载力的有利影响。

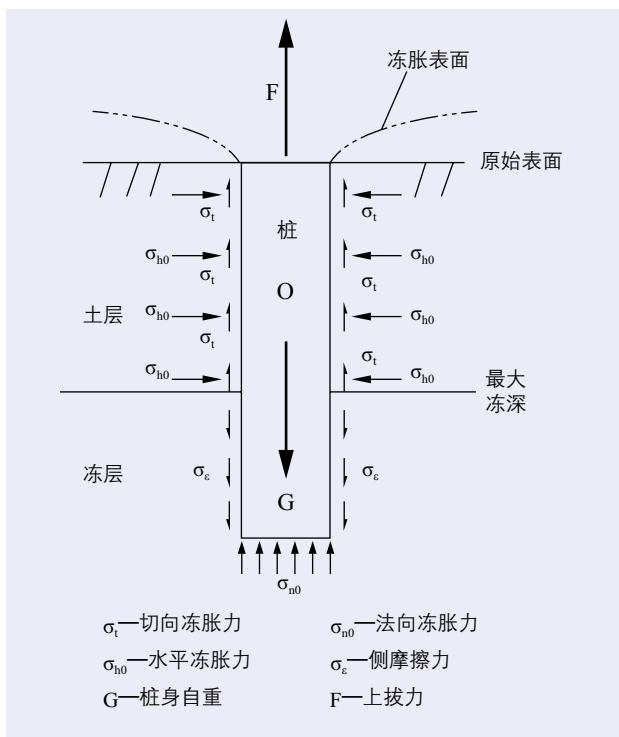


图1 冻胀示意图

## 2 冻胀土的冻胀性判定

### 2.1 按土的膨胀敏感性判定土的冻胀性 (定性)

由下表可见，消除冻胀影响可以采用岩石、碎石、砾砂、粗砂、中砂置换冻胀土。

### 2.2 按土的冻胀率判定土的冻胀性 (定量)

土的冻胀系数，即冻胀率，是指单位冻结深度的冻胀量， $k_d$ 为冻胀量 $\Delta h$ 与冻结深度 $H$ 之比，根据我国大量试验得到 $k_d$

表1

土的名称	冻前土的天然含水量 W (%)	冻结水位期间地下低于冻结线的最小距离 $h_w$ (m)	冻胀类别
岩石、碎石、砾砂、粗砂、中砂 (粉粘粒含量≤15%)	不饱和	不考虑	不冻胀
	饱和含水	无隔水层	弱冻胀
	饱和含水	有隔水层	冻胀
岩石、碎石、砾砂、粗砂、中砂 (粉粘粒含量>15%)	$W \leq 12 (S_r \leq 0.5)$	>1.5	不冻胀
		≤1.5	弱冻胀
	$12 < W \leq 18 (0.5 < S_r \leq 0.8)$	>1.5	
		≤1.5	
	$W > 18 S_r > 0.8$	>1.5	强冻胀
		≤1.5	强冻胀
细砂、粉砂	$W \leq 14$	>1.5	不冻胀
		≤1.5	弱冻胀
	$14 < W \leq 19$	>1.5	
		≤1.5	
	$W > 19$	>1.5	强冻胀
		≤1.5	强冻胀
粘性土	$W \leq W_p + 2$	>2.0	不冻胀
		≤2.0	弱冻胀
	$W_p + 2 < S_r \leq W_p + 5$	>2.0	
		≤2.0	
	$W_p + 5 < S_r \leq W_p + 9$	>2.0	强冻胀
		$0.5 < h_w \leq 2.0$	
	$W > W_p + 9$	≤0.5	特强冻胀
		>1.0	强冻胀
	≤1.0	特强冻胀	

注:  $W_p$ —塑限含水量;  $W$ —天然含水量;  $S_r$ —土的饱和度

的经验公式, 即

$$k_d = 1.09 \gamma_d (w - w_p) \div 2 \gamma_w = 0.8 (w - w_p)$$

式中  $\gamma_d$ ——土的干容重;

$w$ ——土的天然含水量;

$w_p$ ——土的塑限含水量;

$\gamma_w$ ——水的容重。

季节性冻土按冻胀率即冻胀系数  $k_d$  划分为不冻胀、弱冻胀、冻胀、强冻胀、特强冻胀六类。以冻胀系数表示土的冻胀性优点很多, 对不同的土有可比性、科学性、合理性、有普遍实用价值。

### 3 冻胀土的切向冻胀力的确定

大量试验表明, 冻胀土的切向冻胀力与土的冻胀关系密切, 土的冻胀性强, 切向冻胀力大, 反之亦然。根据国内在不同冻胀条件、冻胀率为6%—28%条件下, 对5-d250mm、3-d370mm、2-d500mm、2-d750mm、13-d800mm、2-d1000mm和1-d1250mm, 共28组桩切向冻胀真形实验, 历经3-5年时间, 在室内采用三种比例做的模型试验和数十根冻拔桩验算取得的数据(如表2), 采用五种回归方法(直线、对数曲线、幂函数曲线、指数曲线和双曲线)进行数据分析, 采用三种检验方法(相关系数、剩余平方及相关指数)对方程进行检验, 从中选择出最佳的对数方程:

$$\tau = a + b \ln \eta$$

$$\text{令 } \eta' = \ln \eta, \text{ 则有 } \tau = a + b \eta'$$

化为线性回归。

对  $n_i (i=1, 2, \dots, 48)$  取对数, 便有新的48组  $(\eta'_i, \tau_i)$ 。

仍用最小二乘法求  $a$  和  $b$ 。

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{48} \eta'_i \tau_i - n \bar{\eta}' \bar{\tau}}{\sum_{i=1}^{48} \eta'^2_i - n \bar{\eta}'^2} = \frac{20018.4701 - 48 \times 2.4646 \times 154}{319.9367 - 48 \times 2.4646^2} = 63.45$$

$$a = \bar{\tau} - b \bar{\eta}' = 154 - 63.45 \times 2.4646 = -2.38$$

$$\text{由上得方程, } \tau = a + b \eta' = a + b \ln \eta = 63.45 \ln \eta - 2.38$$

$$T_{sk} = 63.45 \ln k_d - 2.38 (\text{Kpa})$$

### 4 工程实例

加拿大阿尔伯塔省东北部木牛市 (Municipality of Woodbuffalo) 一个油砂项目, 项目所在地为麦克默里堡 (Fort McMurray) 西北30公里, 北纬56.6度, 西经111.2度。项目所在地很大一部分地区覆盖了不同深度的沼泽地, 约为3-5米厚, 这些沼泽通常含有有机物、树根、木片、水份等腐殖物, 属于季节性冻土, 冻土深度根据地质土的不同而不同: 沼泽土地区的冻土层深度达到2.0米; 粘性土地地区达到2.8米的深度; 砂土或砾状土能达到3.5米深度。根据现场25个钻探点取样进行实验室分析得到场地土的天然含水量和塑性含水量, 计算场地土的切向冻胀力如表3:

表2

N	$k_d$ (%)	$T_{sk}$ (%)	$k_d * T_{sk}$	$(k_d)^2$	$(T_{sk})^2$	N	$k_d$ (%)	$T_{sk}$ (%)	$k_d * T_{sk}$	$(k_d)^2$	$(T_{sk})^2$
1	2	40	80	4	1600	25	16.4	159	2607.6	268.96	25281
2	2.5	50	125	6.25	2500	26	15.9	161	2559.9	252.81	25921
3	6	70	420	36	4900	27	16.3	160	2608.0	265.69	25600
4	6.5	75	487.5	42.25	5625	28	15.1	187	2823.7	228.01	34969
5	10	100	1000	100	10000	29	16.3	174	2836.2	265.69	30276
6	11	130	1430	121	16900	30	15.1	187	2823.7	228.01	34969
7	3.4	49	166.6	11.56	2401	31	16.4	156	2558.4	268.96	24336
8	3.4	99	336.6	11.56	9801	32	16.4	170	2788	268.96	28900
9	3.4	88	299.2	111.56	7744	33	5.0	113	565	25	12769
10	4.8	134	643.2	23.04	17956	34	24.7	194	4791.8	610.09	37636
11	4.8	144	691.2	23.04	20736	35	26.3	231	5913.6	655.36	53361
12	4.8	56	268.8	23.04	3136	36	25.4	274	6959.6	645.16	75076
13	16.4	180	2952	268.96	32400	37	25.9	202	5231.8	670.81	40804
14	15.9	185	2941.5	252.81	34225	38	25	221	5225	625	48841
15	5.2	79	410.8	27.04	6241	39	26.3	144	3787.2	691.69	20736
16	5.2	148	769.6	27.04	21904	40	25.4	192	4876.8	645.16	36864
17	5.2	146	759.2	27.04	21316	41	24.7	165	4075.5	610.09	27225
18	5.0	112	56	25	12544	42	25.9	226	5853.4	670.81	51076
19	5.0	56	280	25	3136	43	25.6	231	5913.6	655.36	53361
20	16.3	143	2330.9	265.69	20449	44	25.9	216	5594.4	670.81	46656
21	15.1	194	2929.4	228.01	37636	45	25.0	223	5575	625	49729
22	16.4	173	2837.2	268.96	29929	46	26.3	220	5786	691.69	48400
23	16.4	179	2935.6	268.96	32041	47	25.4	213	5410.2	645.16	45369
24	15.9	176	2935.6	252.81	30976	48	24.7	167	4124.9	610.09	27889

表3

土样序号	天然含水量 $W$ (%)	土样塑性含水量 $W_p$ (%)	$W-W_p$	冻胀系数 $k_d=0.8(w-w_p)$ (%)	切向冻胀力 $T_{sk}$ (Kpa)
1	25.6	13.2	12.4	9.92	144
2	26.5	12.5	14	11.2	151
3	28.2	12.9	15.3	12.24	157
4	21.7	13.5	8.2	6.56	117
5	27.5	12.7	14.8	11.84	155
6	28	14.6	13.4	10.72	149
7	27.4	13.4	14	11.2	151
8	26.3	13.5	12.8	10.24	146
9	28.4	13.3	15.1	12.08	156
10	31	14.4	16.6	13.28	162
11	27.1	13.1	14	11.2	151
12	27.4	13	14.4	11.52	153
13	28.8	13.6	15.2	12.16	157
14	26.2	11.3	14.9	11.92	155
15	27	12.9	14.1	11.28	152
16	39.3	15.6	23.7	18.96	185
17	25.1	13.8	11.3	9.04	138
18	38.6	20	18.6	14.88	169
19	24.7	15.7	9	7.2	123
20	25.3	17.3	8	6.4	116
21	30.7	20.1	10.6	8.48	134
22	26.9	19.7	7.2	5.76	109
23	43.8	35.3	8.5	6.8	120
24	29.2	19.3	9.9	7.92	129
25	31	19.4	11.6	9.28	139

结论: 该项目所在地区普遍为强冻胀土, 个别地区为特强冻胀土, 从设计安全可靠度考虑, 可以采用最不利的情况下 $T_{sk}=185kPa$ 作为切向冻胀力标准值。

## 5 与冻胀力有关的几个曲线

以下与冻胀力相关的曲线为国内不同地区根据实验结果绘制出来, 对于形成冻胀力的大小有直接的因果关系, 对于加拿大地区的工程实践具有参考意义。

### 5.1 切向冻胀力与深度曲线(地下水位较高)

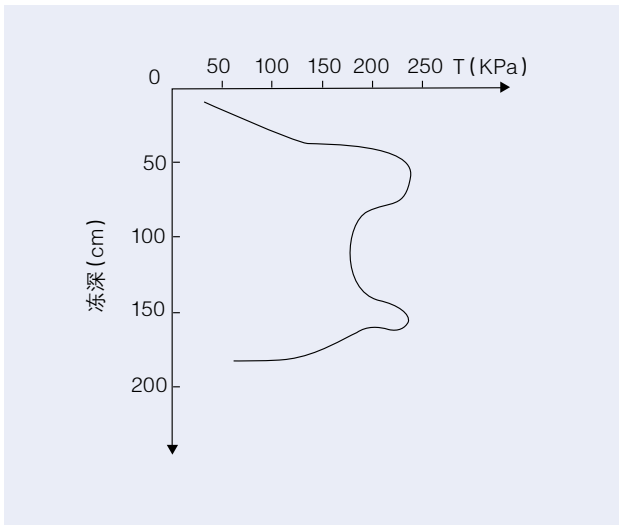


图2 单位切向冻胀力 ( $T_{sk}$ ) 随深度变化曲线

由上图知切向分布曲线沿深度呈双峰分布, 它在基土冻前含水量较大; 地下水位高且下降速度慢, 与冻结峰面最小距离很小甚至重合的条件下产生的。

### 切向冻胀力与深度曲线(地下水位较低)

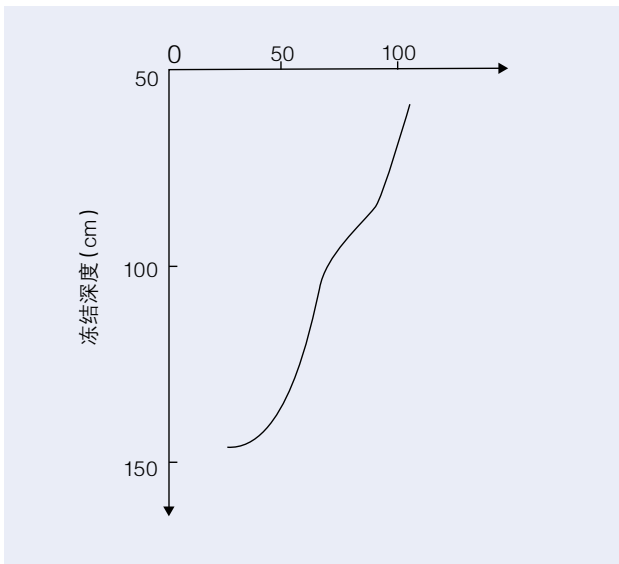


图3 单位切向冻胀力 (KPa)

上图单峰形切向冻胀力, 呈上大小大的规律分布, 这种分布出现在冻前含水是较大, 地下水位较低或虽然较高, 但在结冰过程中下降速度较快, 距冻结峰面距离较大的基口中, 这种危害较前一种小。

### 5.2 土体冻结力与温度的关系

冻土桩冻结力与冻结温度的关系有:  $f=240.72+55.47T+4.9T^2$  (KPa), 从该曲线关系知道冻结力与冻结温度呈抛物线关系。

### 5.3 冻结力与冻深的关系曲线

地下水位越浅, 冻深越小; 地下水位越深, 冻深越大。据吉林某试验场地得到的观测数据及有关实测资料经统计回归分析后, 得到冻胀率与地下水位呈线性关系:

$$\eta=26.552-0.137Z_w$$

$\eta$ ——冻胀率(%)

$Z_w$ ——冻前地下水位(cm);

大量的资料表明, 土的冻结深度与其本身的冻胀性有着极为密切的关系, 不同种类的土, 冻胀率 $\eta$ 与冻胀深度如下图:

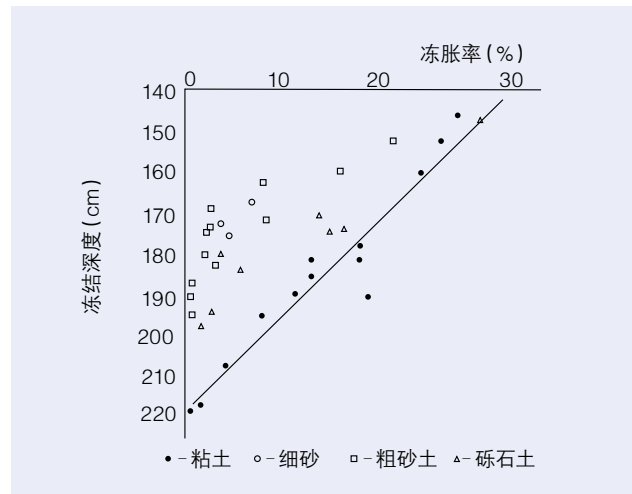


图4 土的冻结深度与冻胀性的关系

由上图知, 地下水位越浅, 冻胀率越大, 冻深就越小, 切向冻胀力就越大。粘土较细砂、粗砂土、砾石土对冻胀率有更为敏感的反应。

## 6 结论与展望

国内关于冻土研究很少, 北美国家对桩基的研究多限于钢桩, 加拿大地区不仅有季节性冻土, 在高纬度地区还有常年冻土。在缺乏地质详勘关于切向冻胀力的推荐值情况下, 季节性冻土地区的桩基础可以采用本文的计算方法, 常年冻土地区的冻胀力值比季节性冻土地区大, 不适用此方法。■

作者单位: 中国石油化工建设有限公司海湾地区分公司

(责任编辑 王波)

抗击新冠病毒疫情,无论是一线的“逆行者”,还是在家“云上班”的“坚守者”,都是勇敢的战“疫”者。

## 南海之滨的勇敢战“疫”者

■ 吴玉麟

21世纪20年代的第一个春节,猝不及防的新型冠状病毒让每一座城市自我隔离。面对一场没有硝烟的战争,来自全国各地的驰援医护者早已奔赴一线,成为整个民族的“最美逆行者”。而在这场全民战“疫”中,还有一群人加入了逆行者行列。他们在收到集结令后,火速回岗、为保障国家能源大计,义无反顾地踏上复工之路。

疫情就是命令、防控就是责任。一旦出发,便义无反顾。这是他们的责任与担当。他们是中国石油工程建设有限公司(CPECC)远在南海之滨广东石化项目的普通石油人,也是勇敢的战“疫”者。

### 王金涛:用数据划出来的“防线”

从大年三十开始,疫情正处于暴发流行期,在以色彩深浅表示感染程度的全国疫情分布图上,广东的颜色是一片深红。截至2月3日12时,广东省累计报告新型冠状病毒感染的肺炎确诊病例725例,位居全国第二。

“随时要根据政府要求准备复工,在大家春节返回项目之前,必须马上制定一个新冠病毒防控工作分工,让大家都能安心回岗。”大年初六晚上11点,HSE部负责人王金涛接到项目领导的紧急电话,必须尽快制定出一套疫情防控分工方案。

“那时疫情虽爆发有一段时间了,但之前并没有这方面的案例”,说,由于没有先例可循,没有可借鉴的资料,王金涛只能凭借经验慢慢摸索。一个晚上没睡,第二天一早他向项目领导递交了《新型冠状病毒防控职责明细分工方案》初稿。

王金涛刷着网络上源源不断的疫情信息,出于对职业的敏感性,他担心员工返岗后聚集,疫情无法得到保证。2月8

号,在说服家人后,王金涛毅然决然地回到项目。

“一共165人”,王金涛能够准确地说出每个人行动轨迹和健康状况,回到项目后,他第一时间组织对所有人员进行信息动态跟踪,拉网式排查确诊、疑似、发热和密切接触者“四类人员”,每个部门都要在微信工作群汇报情况,针对特殊情况的或长时间没有相应的,王金涛还要一个个打电话询问情况。

在这个特殊时期,王金涛已经习惯了24小时待命,实在太困了,就靠在椅背上眯一会儿。对于王金涛来说,只有把事情做到100%,心里才踏实。

傍晚降临,“无论你来自哪里,这里都是你平安的港湾。”的发光字每天准时在营地屋檐下亮起,像是一份在特殊时期的责任感时刻提醒着大家。

### 董璐:不到一米的距离,他却顾不上害怕

2月7日,项目部逐步安排人员返回项目做复工前的准备,根据疫情职责分工,董璐以卫生员的身份投入到疫情防控的“第一战线”中。

那天,董璐用测温仪给一个已经返岗好几天的同事量体温,量了两遍都超过37度,他心里咯噔一下,在过往的职业生涯中,董璐从未如此近距离接触过疫情,但他清楚地知道,只要多次测量还是高,就必须上报、送院隔离。冷静下来后,他让疑似发热的同事休息了几分钟,再重新测量体温,这次测量结果显示体温正常,董璐一颗悬着的心才放了下来。

除了为同事做好一天两次的体温监测外,董璐还得组织发放防控物资、营区消毒、为隔离区的同事送饭等工作,工

图为广东石化建设现场







作琐碎，有时一直工作忙到晚上八、九点多才回到房间。而回到房间的第一件事，就是做好自身消毒，在保证身体清洁的情况下，才卸下了一身疲惫与妻儿视频互报平安。

当被问及每天要给那么多同事量体温心里是否担心有潜在风险时，董璐表示说不管谁去做这个工作都会有风险，该他负责的，他必定负责到底。

### 戈敬姣：左手紧握亲情、右手对抗疫情

“虽然近在咫尺，但也是各忙各的”戈敬姣说，她其实也不愿意带着孩子上班，但两个孩子学校推迟开学，无奈之下，只有带着孩子上班了。

大年初二，疫情大规模爆发后，戈敬姣所在的村子采取封村措施。为了克服疫情给工作带来的影响，项目部给她办了远程办公，实行弹性工作制度，确保居家的同时也能保证工作正常进行。

“平时在工地，三个月才回家一次，陪伴孩子的时间少之又少，现在难得在家，孩子都喜欢黏着我。”责任使然，白天戈敬姣在处理工作的同时，一旁还带着两个孩子上课，再顺带手帮着家里做家务。晚上挑灯夜战完成白天没有完成的工作。

从生活到工作，戈敬姣的左手是母亲的责任，右手是复工的担当，她的职责在不停地切换、也重复交替，两者缺一不可。既然无法逆行第一现场，也要在“第二战场”散发光与热。

### 毛永冰：一天哑着嗓子打100多个电话

“喂！还有没有货……”电话中，采购管理部毛永冰声音沙哑，语气急切。

大年初四，项目采购防控物资的担子落在了毛永冰肩上。“不惜成本，也要把口罩买到，一切要以员工安全出发”。项目领导给他的指令只有一个。深知责任重于泰山，接到通知后，毛永冰便急忙四处打听购买口罩的渠道。

疫情来得突然，市面上几乎是一“罩”难求，更紧迫的

消息是随着疫情的蔓延，各类防护物品也迅速脱销，一夜间踪影全无。毛永冰在空空如也的大街上，一家一家药房询问、一个一个商场联系，几天下来，他得到的都是脱销的消息。

几年积累下来，他的手机里存着近百个供应商的联系方式，毛永冰尝试着联系之前合作过的供应商，每天天一亮便打电话挨个联系，电话从满格打到没电，再接着一边充电一边通话，最高记录一天下来，打了将近100通电话，毛永冰这副哑嗓子，便是如此得来的。

“2000个口罩，4元每个，支付全货款后排单。”1月23日，东北一家贸易公司销售员放出消息来，说有一个厂家还有口罩，毛永冰欣喜若狂下了订单。和这家贸易公司谈妥后，毛永冰立马将8000元的货款打到了对方账上。

等待对方出货的时间是煎熬的，两天后还是没有等来快递单号，毛永冰实在忍不住了，他打给那位销售员询问情况，可是得来的消息是厂家因为别家出的价格高转卖了。类似的“截胡”在接下来的几天里，一连发生了好几起。

毛永冰依然默默打气，他相信功夫不负有心人。1月26日，一位长期合作的供货商给他打来电话，陕西有一批口罩，但是要分两批发货，或许可以去争取一些来。毛永冰欣喜若狂，他来不及说声“谢谢”，立马委托供货商安排了订货。2月6日，现场准时迎来第一批350个口罩，为第一批返岗复工的同事解了“燃眉之急”。

回想起数十天的工作，毛永冰坦言“很疲惫”，有时候睡觉手机都甚至还攥在手里。“当看到同事戴上口罩安然上岗心里一下子就踏实了。”毛永冰欣喜地说。

在这场战“疫”中，不是一座城的战斗。他们虽来自不同的地方，但都朝着一个方向，或远程办公，或逆行现场，无论是一线的“逆行者”，还是在家“云上班”的“坚守者”，大家都在以自己的方式和责任在线，投入“防疫情、稳复工”的双线战役中。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司

(责任编辑 王波)

# 寰球工程公司乌兹别克斯坦 PVC 综合体项目成功投产

■ 郑锐斌 杜重辰



2019年12月28日,由上海寰球公司、中工国际共同执行的乌兹别克斯坦纳沃伊PVC、烧碱、甲醇生产综合体项目(以下称PVC综合体项目)开车投产仪式在纳沃伊PVC综合体项目现场举行。

乌兹别克斯坦总统沙夫卡特·米尔济约耶夫先生莅临现场,随着他按下启动按钮,标志着该项目正式投产成功!

PVC综合体项目是中乌重要合作成果之一,是“一带一路”倡议下推动国际产能合作的重要工程,是中企在乌正在实施的最大单体工程承包项目,也是乌兹别克斯坦国家首套成功落地的PVC装置。项目内容为新建年产10万吨聚氯乙烯PVC、7.5万吨烧碱和30万吨甲醇生产线,合同总金额4.3亿美元,投产后将彻底改变乌兹别克斯坦长期以来PVC、烧碱、甲醇等化工原料依靠进口的历史。

## 专业服务展实力 全力以赴抓施工

上海寰球公司承担该项目的设计、设备供货、土建安装、调试及培训等工作。在项目的设计阶段,业主要求装置“十年不淘汰,十年不落后”,上海寰球公司项目团队秉持精益求精、客户至上的原则,通过多方实地考察,为保护纳沃伊的生态气候,避免全市污染加重,决定采用先进的工艺技术,实施高标准设计,污水做到全部内循环。设计阶段通过充分与业主和乌兹别克斯坦设计院专业和细致沟通,展现出寰球工程的“硬核”技术实力和必胜的自信心,打消了业主的顾虑和质疑。

此外,现场的设备及材料的采购,80%都是来源于中国,真正的将“中国技术”引进至乌兹别克斯坦市场,将“中国制造”在乌国全方位推广。

2016年10月,现场施工正式开工至今已经累计完成安全工

时1750万。在这1000多个日日夜夜里,项目部坚持“以人为本、预防为主、全面受控、持续发展”的HSE方针,对整个现场真正做到了“零”风险作业。

在新年来临之际,2019年12月27日,经过了一周多没日没夜的投料试运行,终于生产出了乌兹别克斯坦国家的自产PVC,这是中国企业对乌国最好的新年祝福。项目产品成功的产出,是每一名寰球人弘扬大庆精神、铁人精神,“舍小家、为大家”,不辞劳苦所换来的,展现了他们坚定的职业理想,热情的职业意识,执着的职业信念,良好的职业态度,无私的职业精神。

## 依托党建促项目 保障生产强凝聚

上海寰球PVC综合体项目部坚持用党建领航发展,发挥党组织和党员在助推项目建设中的坚强堡垒和先锋引领作用。

自临时党支部成立以来,项目一线的党员不忘初心、牢记使命,充分发挥和实践“先锋带头”的作用。现场成立了党员区域责任制,针对现场的高难度、高危险以及高要求区域,安排党员进行全面监督与协调,确保专项作业的流畅性。每一名共产党员和积极分子以真心愿干、公心敢干、用心实干、匠心巧干“四心四干”的热情,增强基层党组织凝聚力和战斗力,为实现项目能够保安全、高质量、促进度提供保障,为项目取得的胜利着实做出贡献。

## 寰球品牌赢海外 一带一路树典范

身为参与到“一带一路”中的寰球人,项目部广大干部员工秉持着“业主项目的成功,就是寰球的所求”的服务理念,集中整合公司的优势资源,致力将此项目打造成为中国工程公司在乌兹别克斯坦的标杆性、典范性项目,树立寰球公司海外品牌。

项目执行中,上海寰球公司以“一带一路”国家战略为引领,以国际化、规范化的海外项目工程管理能力赢得了海外客户的充分信任。寰球公司也将总结和借助乌兹别克斯坦PVC综合体项目的成功经验,进一步做大做强中亚市场,并积极探索新模式,与各行业合作伙伴寻求合作实现优势互补,合作共赢,实现海外业务的拓展和高质量发展,为中国石油建设世界一流示范企业,助力国家“一带一路”建设作出更大贡献。■

作者单位:中国寰球工程有限公司

(责任编辑 王波)

# 石油工程掠影

## 湖北500万方/天LNG工厂国产化示范工程获得国家优质工程奖

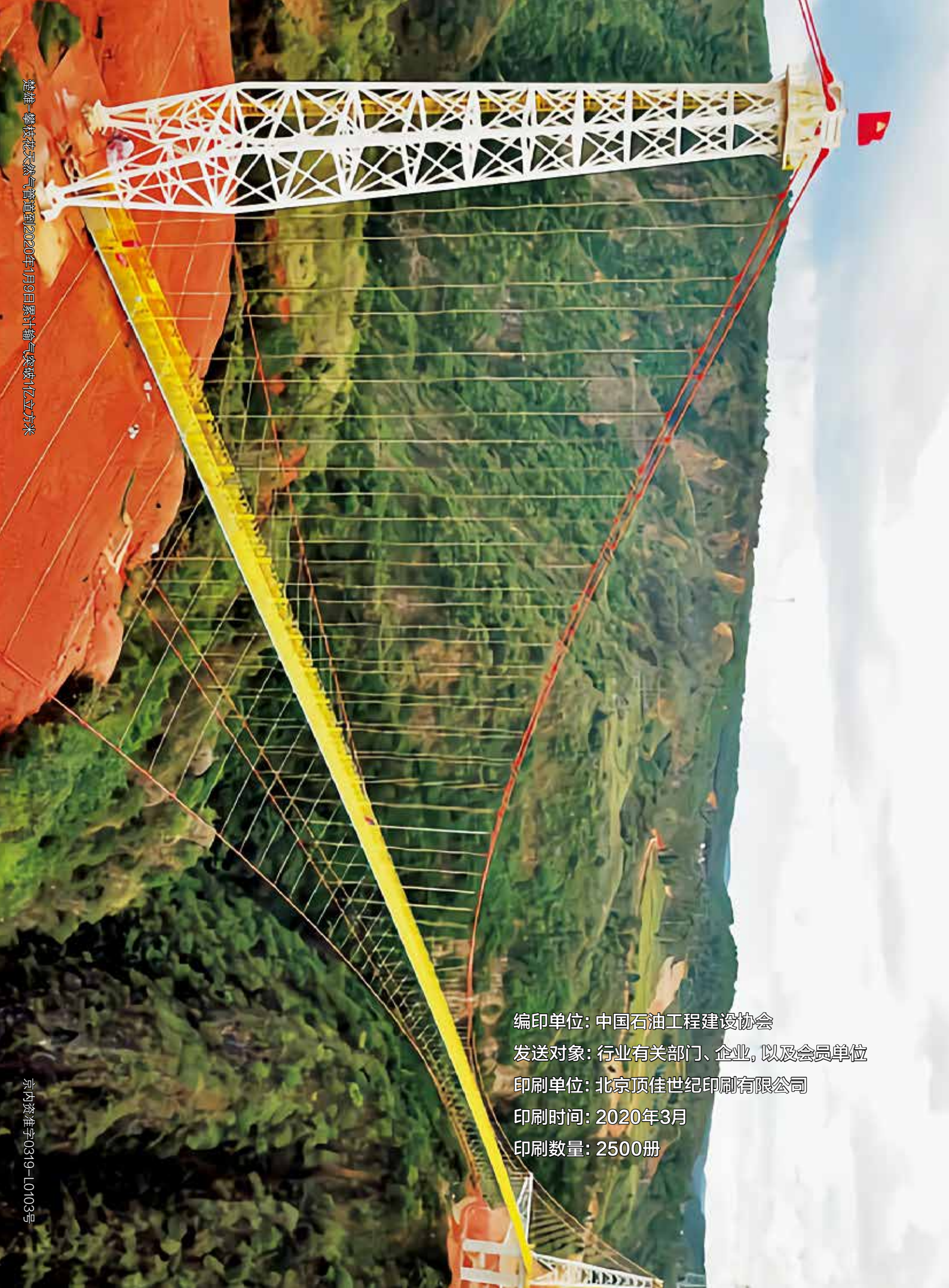


中国石油工程建设有限公司湖北500万方/天LNG工厂国产化示范工程获得2018-2019年度国家优质工程奖。该工程建设过程中,以建设湖北500万方/天LNG工厂国产化示范工程为契机,开展《LNG液化工厂施工技术集成研究》,掌握了LNG储罐基础低温抗冻混凝土施工、双壁单容钢制LNG储罐施工、冷剂压缩机组安装调试等技术,实现了大型LNG装置从技术到设备全面国产化的突破。

## 昭通页岩气示范区地面工程建设注重环保



中国石油浙江油田公司在昭通页岩气示范区建设进程中,与工程建设企业紧密合作,规范开展地面工程建设,注重生态环保,既保证页岩气产能建设,又保护了当地绿水青山。



楚雄—攀枝花天然气管道到2020年1月9日累计输气突破1亿立方米

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：2020年3月  
印刷数量：2500册

京内资准字0319-L0103号