

# 石油建设工程

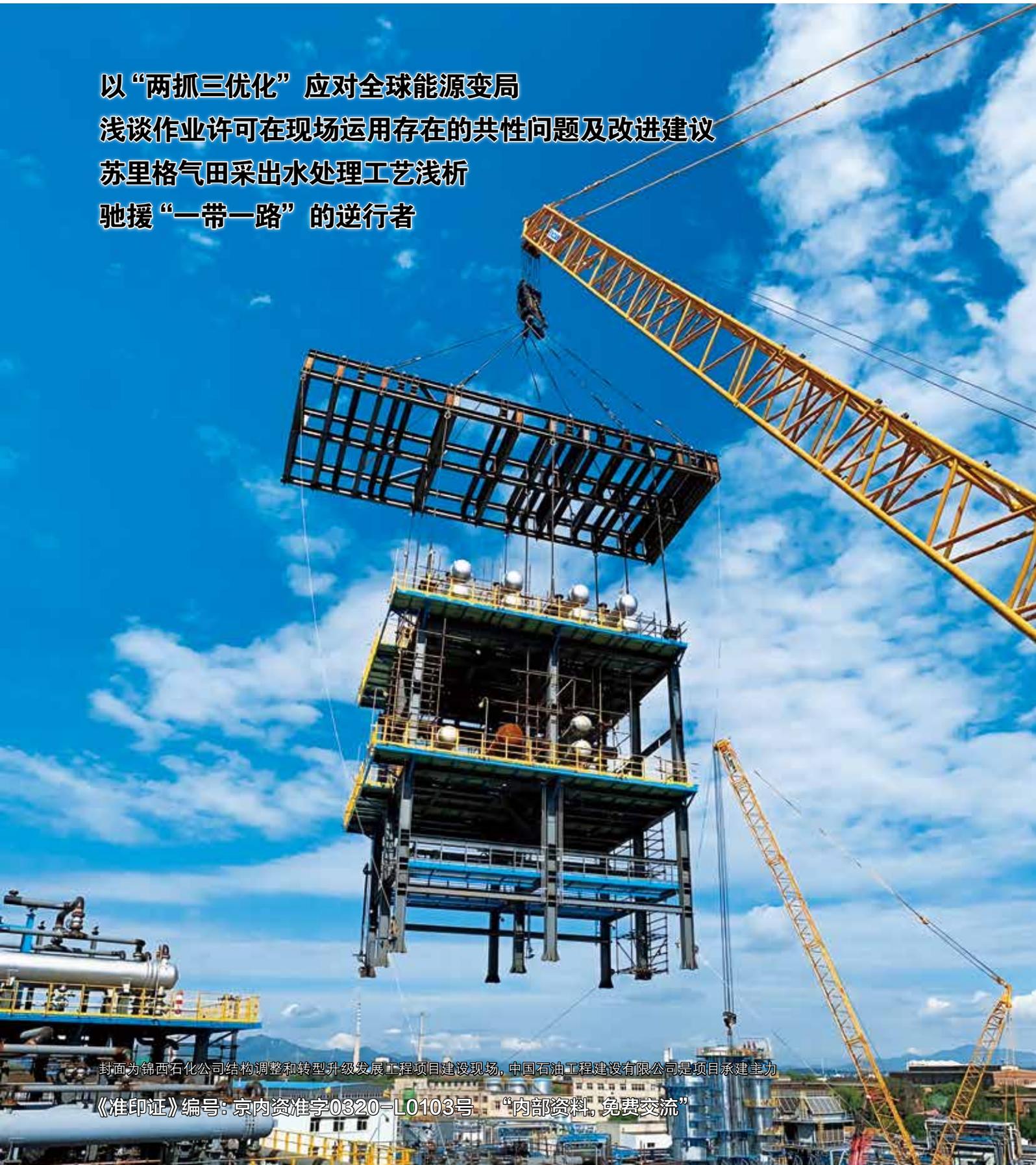
3

2020  
总第66期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会

以“两抓三优化”应对全球能源变局  
浅谈作业许可在现场运用存在的共性问题及改进建议  
苏里格气田采出水处理工艺浅析  
驰援“一带一路”的逆行者



封面为锦西石化公司结构调整和转型升级发展工程项目建设现场，中国石油工程建设有限公司是项目承建主力

《准印证》编号：京内资准字0320-L0103号 “内部资料，免费交流”

# 石油工程项目建设掠影



9月5日,工程建设公司锦西项目部承担的锦西石化180万吨/年重油催化装置顺利中交。



9月8日,由管道局工程一公司承建的中俄东线(长岭-永清)8标段主体线路焊接顺利完工。



9月9日,从寰球工程公司获悉,由北京公司承建的四川石化乙二醇装置低温水系统节能改造项目顺利完成高水平中交。



9月1日,工程建设公司承建的伊拉克鲁迈拉BNGI项目在停工4个多月后正式复工。

# 主编寄语

## 加强市场化运营，提升企业治理能力

健全完善中国特色现代企业制度，推进公司治理体系和治理能力现代化，这是大型国有企业紧迫的战略任务。在中国石油集团2020年领导干部会议上，戴厚良董事长强调，推进公司治理体系和治理能力现代化，必须遵循“专业化发展、市场化运作、精益化管理、一体化统筹”治企准则。石油工程建设企业更应该增强市场意识，有效提升企业治能力，尤其需要突出市场化运作的准则导向。在面对油价和新冠疫情双重影响时，我们更要紧盯市场想办法，强化管理找出路，经过市场的磨砺和管理提升实现自我升华，把企业治理能力提升到一个新水平。

中国改革开放激发出企业强大的活力，关键一个因素，就是推行市场化。工程建设企业走在市场化的前沿，在激烈的竞争中成长壮大，对市场化作用的认识也在不断深化。在新时代做优做强做大国有企业，仍然需要坚持市场化方向。市场化运作，就是要深刻认识到中国特色社会主义市场经济是以市场为载体，市场是公司生存发展之基。要发挥市场在资源配置中的决定性作用，以市场为导向组织生产，按市场化原则建立内外部交易规则、价格体系和运营机制，用市场化手段激发动力活力，不断提升管理能力和市场竞争力。应该看到，市场化运作是一个有机体系，不只是用产品和服务占领市场那么简单，是对我们工程建设企业从治企理念到全员斗志、从运营机制到保障配套条件的全面检验，最终体现在企业治理能力是否有效提升，市场竞争力是否得到增强。

当前经历世界百年未有之大变局，我国正在大力推动形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。工程建设企业所处的市场环境相应发生深刻变化，今年以来，各企业努力克服疫情和油价双重影响，以坚定的信心和务实的举措应对困难，总体上生产经营符合预期，市场表现相对稳定。但我们依然面对艰巨的挑战，需要在优化完善市场化机制方面发力，步子更快一些，力度更大一些。

加强市场化运作，应注意在三个方面多下功夫：

一是坚持市场化方向完善内部经营机制。市场化是深化改革的方向，中国石油已经确定公司治理体系高效运行，将完善统一开放、竞争有序的市场体系。在油气产业链各板块与支持业务之间找准定位，工程建设企业与上下游企业有必要同向发力，工程建设业务的价值贡献需要科学评价，共同遵循市场化交易规则，完善工程建设业务内部市场化价格公式，促进构建更加科学合理的内部价格形成和传导机制。要用市场价格倒逼降低成本，促进提质增效。

二是坚持市场化方向深化三项制度改革。适应市场、着眼长远，推动重点改革事项落地。劳动、人事、分配制度改革不仅要控增量，也要动存量，注意用好市场化的指挥棒，奖勤罚懒，调动各方积极性，激励干部员工围着市场转，奔着效益干。完善绩效考核分配机制，将主要效益指标考核与工资总额挂钩。在深化改革过程中，注重探索建立知识、技术、管理等要素参与分配的激励机制，发挥协同效应，促进全面提升企业治理效能。

三是坚持市场化方向全力推进市场开发。提高预见性，超前研判市场，加快适应市场、拓展市场，抢抓市场机遇。适应石油企业转型发展新模式、新要求，突出数字化智能化解决方案，紧盯三大公司数字化转型和智能化

发展的安排部署，大力拓展新基建业务领域，实现业务升级换挡。越是困难，越要提供优质服务守住市场。主动靠前服务、响应业主需求，做好服务保障，坚决守住石油内部市场；以重点项目为切入点，强管理、重质量、守信用、树品牌，不断扩大外部市场占有率；坚守不承揽亏损项目和超能力承揽项目两条底线，有效防控市场开发风险。

不论环境如何风云变幻，只要我们坚持深耕市场热土干好项目，坚持市场化导向推进改革创新，适应市场要求扬长补短，在市场竞争中练就一身硬功夫、真本领，工程建设企业就一定能够走出暂时困境，实现凤凰涅槃。



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0320-L0103号

(内部资料 免费交流)

## 主编寄语

- 1 加强市场化运营, 提升企业治理能力 杨庆前

## 权威论坛

- 3 以“两抓三优化”应对全球能源变局 孙贤胜  
6 国家石油公司的未来 陆如泉

## 行业信息与协会动态

- 10 中国石油工程建设协会专家组开展创精品工程咨询服务

## 项目管理

- 11 现行石油工程建设无损检测定额存在问题及改进建议 曹健  
14 浅谈作业许可在现场运用存在的共性问题及改进建议 陈云斌  
18 火驱放散塔塔架吊装监理工作策划与控制 刘银群

## 质量与安全

- 22 海底管道渔网拖曳与撞击分析 韩鹏 杨泽亮  
26 水喷砂防腐施工过程与质量控制 陈志 孙保业 裴志斌

## 节能与环保

- 30 苏里格气田采出水处理工艺浅析 冯启涛 吴志斌 范婧 王超  
33 石南21井区分压注水优化应用研究 何冯清 李本双  
36 高浓度气田生产废水预处理工艺中试研究 周宁 何化

## 企业建设

- 39 运用HSSE管理“九制九化”法创建安全文化 高克辉 刘凯 张晓亮

## 工程与技术

- 41 苏丹六区CPF计量系统改造设计总结 徐卫东 王虎 肖慧英  
46 液化石油气管道旁通稳压技术探讨 陈俊文 汤晓勇 刘玉峰 王磊  
50 某天然气脱酸装置操作适应性分析研究 杜廷召  
54 新疆油田压力式连续流过滤器工业性试验 付蕾 刘建超 吴倩怡

## 建设者风采

- 58 储气库投产成功的背后 尤功  
60 攻坚中俄东线八标段 何志丹 张帅

## 域外传真

- 62 寰球公司首个海外LPG低温储罐气顶升成功 龙惠丹 张小军 刘磊  
64 驰援“一带一路”的逆行者 中油朗威



**P11** 现行石油建设无损检测定额存在问题及改进建议



**P30** 苏里格气田采出水处理工艺浅析



**P39** 运用HSSE管理“九制九化”法创建安全文化



**P60** 攻坚中俄东线八标段

应对疫情冲击和挑战,中国能源行业/企业应该抓好战略研究、技术研发,优化产品结构,优化相关后勤保障服务板块以及科研队伍当中一些重复、必要性弱的业务部门,优化国际合作项目和合作伙伴。

## 以“两抓三优化”应对全球能源变局

■ 孙贤胜



中国石油海外投资项目——伊拉克艾哈代布项目现场。

### 当前全球经济和油气行业面临的形势

今年能源行业有两个突出特点。第一,当前市场面临的状况相当于1918年西班牙大流感、1929年经济大萧条以及2008年金融危机三次全球性事件的叠加,三次危机的特点在本年度的市场动荡和经济下行中都展现出来。第二,从能源领域看,今年上半年的震荡是近两次油气市场危机的叠加爆发。2014—2016年,以沙特为代表的传统产油国与非常规油气生产国以及可再生能源争夺市场份额,展开了持续两三年的价格战,对全球经济造成较大影响。今年3月,“欧佩克+”因各国意见不一致,未能达成新一轮减产协议,沙特和俄罗斯公开

叫板竞争,沙特采取减价促销手段,引起了油价暴跌。4月21日,WTI期货价格史无前例地暴跌至-37.63美元/桶,跌幅达到55美元/桶。能源行业出现如此剧烈的震荡,综合反映了当前全球经济和油气行业面临的形势。

油价暴跌背后有三方面深层次原因。首先,大部分油气生产国国家经济严重依赖油气收入,其中包括沙特、伊朗、伊拉克、委内瑞拉、尼日利亚等欧佩克国家,以及俄罗斯等非欧佩克国家。这些国家对油气价格 and 市场份额的变化比较敏感,国家间的市场竞争异常激烈。其次,近年来传统化石能源与非常规页岩油气以及新能源的竞争愈演愈烈,对油气市场发展影响较大。传统与非传统能源的竞争涉及油气行业

的未来发展，如果传统油气资源不能继续保持对可再生能源和非常规页岩油气资源的优势，势必会大幅缩短油气资源的使用寿命，这意味着油气产业行将终结。过去十年，美国页岩油气的新发展模式打破了传统常规油气的垄断地位，给国际油气市场注入了新动能；与此同时，全球可再生能源竞争力大幅提高，已经成为全球新增电力装机的主力。2014—2016年间油价大幅下跌、2020年3月沙特和俄罗斯展开价格战，都旨在压制可再生能源和页岩油气的发展。再次，全球油气市场格局发生巨大变化，能源消费重心持续向东转移，而生产重心向西转移。这一过程中形成了四个“千万桶国家”，其中，沙特、俄罗斯和美国每天原油生产能力达到千万桶以上，而中国是唯一的日均进口消费原油千万桶以上的国家。亚洲成为未来能源消耗增长最快的地区，形成以中国为首的全球主要油气消费地。

三方面因素共同推进全球油气市场竞争格局演变。在此背景下，新冠肺炎疫情暴发并迅速在全球蔓延，导致世界经济进入速冻模式，能源消费需求大幅缩减，油气市场出现大规模的供应过剩，这就是2020年上半年国际油价暴跌的根本原因。

### 未来油气市场将如何发展

“欧佩克+”减产协议延期在一定程度上收紧了供应侧的产量，提振了市场信心，再加上疫苗攻关进展和经济复苏计划刺激，7月以来布伦特油价回升至40~45美元/桶。总的来看，全球原油产量短期内较难恢复至疫情前水平，“欧佩克+”联合行动会促进全球油气市场保持一种相对平衡的状态。IEA认为，进入三季度，随着经济活动的复苏，全球石油消费量环比将增加约14%，达到9430万桶/日。

未来，随着疫情逐步得到控制，全球经济会开始复苏，特别是中国、美国、欧洲消费将慢慢增加，加之各国采取经济刺激计划，全球经济和能源需求有望逐步恢复。

在这个过程中，油气市场主要面临三方面的不确定因素。第一，疫情是否会再次暴发，什么时候出现，严重程度有多大。如果疫情卷土重来，势必会影响全球经济复苏，进一步打压原油需求。7月份，美国等国疫情严重蔓延，西班牙暴发了第二轮疫情，欧洲不少国家新增确诊病例大幅反弹。疫情后续发展对油气市场构成威胁，油气行业仍然面临下行风险。第二是美国页岩油气的生产。在过去几个月低油价的冲击下，美国国内一些公司陆续倒闭破产，产量预计减少超过200万桶/日，长期看来有可能减少500万桶/日。多家智库认为，很多美国勘探公司都是负债经营，经营模式在疫情冲击下受到很大的挑战。今后，美国原油产量能恢复到什么程度，是否如专家前期预测的产量超过沙特、俄罗斯，均有待持续观察分析。第三是“欧佩克+”减产联盟的合作力度及其

持续性。下一步它们是否会继续合作，紧密程度怎么样，各国的减产策略和步骤是否一致和坚决，也有待进一步观察。

无论如何，疫情将加速化石能源消费峰值的提前到来。疫情改变了人们的生活和出行方式，引导能源消费方式变革，未来化石燃料消费将受到较大影响，甚至被部分替代。疫情也会促使个人、企业、投资者和政府改变想法，从而加速化石燃料的衰减。

### 推动国际能源治理

当前，国际能源领域主要面临三大问题和挑战。第一个问题是如何保持市场的稳定，即维护生产国与消费国对于建设市场平衡关系的共同努力。目前能源市场面临的困境，不能仅依靠生产国的减产努力，在消费萎缩情况下，更离不开消费方的努力。当务之急是如何恢复全球经济发展势头，需要双方在一个平台上进行深入探讨，以便协同促成市场的稳定，维护双方的利益。第二个问题是推动全球能源转型。特别是如何基于《巴黎协定》，在能源转型过程中，既促进经济发展又实现环境保护。第三个问题是推动新技术的发展。除了将科研技术转化为成果推广外，更重要的是如何促进技术研发的突破、能源使用效率的提高以及能源经济的可持续发展。这涉及广泛的国际合作，需要全球各国共同应对。

国际能源治理已经成为当前一个非常重要的课题，推动国际能源治理，关键是处理好三个关系。

第一，处理好国际组织和政府间的合作关系。《巴黎协定》共有全球195个国家参与，189个国家批准签署，尽管美国退出了协定，但这一协定的落实整合了全球各国政府共同解决环境问题的决心和一致行动，国际组织在它的推进过程中扮演了重要角色。其中，包括国际能源署、国际可再生能源署、国际能源论坛、欧佩克等机构，这些机构需要与联合国和各国政府一道紧密合作，推动全球解决能源环境问题。在国际能源治理的框架下，国际组织的一些号召性要求，也需要得到各国政府的支持才能得以落实。

第二，处理好能源供应保障和能源转型的关系。能源治理需要在全球能源转型的历史进程中发挥引导与协调作用。当前，全球能源转型快速推进，清洁能源利用规模和利用效率不断提高，但因为技术和资源限制，清洁能源供应的可获得性、稳定性和经济性还有所欠缺，尚且不能承担起全球主要的能源需求。在某种程度上，能源转型的清洁低碳化要求与能源安全供应保障存在一定矛盾。处理好这一矛盾需要能源决策者发挥智慧，通过全球能源治理的平台来进行协调和平衡。

第三，处理好能源生产国与消费国之间的关系。能源生产国和消费国之间长期存在复杂的关系，只有处理好、照顾到双方的利益，才能保障整个能源供应的安全，从而实现全

球经济的稳定发展。其中，四个“千万桶国家”之间的关系最为重要，也就是原油生产大国沙特、俄罗斯、美国以及消费大国中国的关系。

中国在能源治理中可以充当的角色和发挥的作用，我认为以下三个方面值得关注。

首先，作为四个“千万桶国家”之一，积极参与国际合作与对话，要在国际能源舞台上看到中国的身影、听到中国的声音、阐明中国的观点。近年来，中国的几大油气公司在国际市场上比较活跃，可惜的是各自为战，没有形成一个强大的利益共同体。在国际油气贸易和资源并购市场上，如果中国油气企业能够加强合作，或采取“联合战略”，联手参与国际合作与对话，在国际能源治理舞台上形成合力，势必能够更好地体现和维护消费大国的利益。

其次，办好能源交易中心，包括现货和期货市场，提高对油气定价的影响力和话语权。中国作为最大的能源消费国，在国际市场中需要具备能够影响或者引领交易的能力，代表和保护消费方的利益。

再次，发挥中国优势积极参与国际能源项目，加强与资源国的合作。中国几家大公司在国际合作方面做了很多工作，取得的成绩有目共睹，目前仅中国石油一家企业就在“一带一路”沿线19个国家执行着51个油气合作项目。海外油气合作项目在保障国家能源安全、提高经济效益方面起到了重要作用。但同时也应该看到，在“一带一路”倡议指导下，中国参与的国际合作项目还需要不断优化。例如，部分项目经过多年运营已经老化，有些项目经营效益不好，有些东道国合作条件恶化，这些都需要进行全面的总结和分析。在当前低油价背景下，中国企业更应该深入总结以往国际项目合作中的经验与教训，大力拓展国际能源合作领域与合作深度。

### 对中国能源行业和国内油气企业发展的建议

2020年二季度，中国GDP增长3.2%，经济增长由负转正，相比于美国等仍处于疫情泥潭之中的国家，中国已逐渐恢复正轨。虽然国际贸易往来受到了严重影响，国际政治经济环境不容乐观，但中国经济正着力于“国内循环为主、国际国内互促”的双循环发展。中国能源行业/企业也面临同样的境遇，应对疫情冲击和挑战，我认为应该做到“两抓三优化”。

第一，抓好战略研究，在能源转型过程当中因势利导把握先机。势是什么？就是今后的发展趋势，是对未来长远发展的正确判断。当前情况下，国内油气公司基本上处于亏损经营状态，这时候采取降本增效、勒紧裤腰带的一系列措施十分必要。但如果仅依靠常规方法远远不够，策略上更应关注未来10年、20年或者更长远的发展，对未来趋势做好战略布局与规划。

近40年，全球市值前十大公司变化巨大，科技公司正在逐步取代传统经营模式下的老牌企业，成为当前社会进步的引领者。2010年，全球市值前十大公司中，能源资源类公司占据了四席；到了2019年，榜单以科技公司为主，已经不见石油公司的身影。我们正处在一个社会剧烈变化的时代，油气公司应感到强烈的紧迫感和压力，一味地固守旧模式和经营范围只能被时代抛弃，应当关注环保和新能源技术等新科技产业，将社会发展方向与公司长期战略结合，寻找业务突破口。

第二，抓好新技术研发。在低油价背景下，企业要生存下去就必须有独到、高超、高效的技术，无论是在上游勘探开发，管道运输、仓储，还是下游的炼油化工，都要在新技术研发上不断创新、突破。只有站在全球技术领先的位置，企业才能够健康、舒服地生存和发展，否则仍将随着油价起伏挣扎。总而言之，当前行业仍处于低迷期，企业要想打翻身仗，一方面要因势利导把握先机，另一方面要拥有“金刚钻儿”新技术。

中国能源行业还要做好三个优化。第一，优化产业结构。优化掉没有市场、低效、投入产出低的产能，使产业链更适合低油价和能源转型、环境保护的产业发展趋势。第二，优化相关后勤保障服务板块以及科研队伍当中一些重复、必要性弱的业务部门。结合产业结构优化，把长期背在国内油气企业身上沉重的包袱去掉，轻装上阵。第三，优化国际合作项目和合作伙伴。过去二三十年，我国油气企业在国际化方面做了很多工作，合作过程中识别出一些优质的东道国政府和企业。今后要做的就是逐步筛选合作项目和合作伙伴，优化掉一些经济效益差的合作项目和条件苛刻的合作伙伴。本着找“好伙伴、好项目、好政策”的原则，开展国际项目，优选在财税、进出口、人员等方面政策优惠的东道国。

2020年6月底，BP剥离旗下化工业务、出售价值50亿美元资产的举措震惊了全球油气行业。国际石油巨头为什么这么做？值得国内企业思考借鉴。一方面，BP基于对自身业务的前瞻性判断，坚定向低碳能源战略转型。出售的芳烃和乙酰两大业务领域虽然处于行业领先水平，但这两大业务与BP其他业务的交集有限，并且需要大量的资金投入。对于未来的业务侧重取舍上，BP主动舍弃优质传统业务，走到了油气发展趋势的前沿。另一方面，BP近年来持续进行资产剥离和整合优化，2019—2020年，公司共计签署了150亿美元的资产剥离和其他资产处置计划。资产出售有利于缓解石油公司在油价和需求双重低迷现状下的财务压力，也是优化资产、重塑公司的重要举措。■

作者于2016年8月至2020年7月担任国际能源论坛（IEF）

秘书长，文章根据访谈整理。

（责任编辑 冯尚）

80年来,国家石油公司演绎了几轮辉煌与沉沦,但当下这次它们面临的挑战更大。低油价叠加能源转型,经济低迷叠加大国博弈,人才短缺叠加改革滞后,国家石油公司的未来面临巨大不确定性。

## 国家石油公司的未来

■ 陆如泉

### 国家石油公司的规模实力

今年上半年,受国际油价暴跌和新冠疫情的“两面夹击”,中国三大石油央企的油气产品销量、价格和利润均出现大幅下挫,中石油和中石化的净利润同比由正转负,降至新的历史低点。

覆巢之下安有完卵,不仅是中国的石油央企,全球各国的国家石油公司、各国际石油公司都面临同样的困境。但相比较而言,国家石油公司由于在体制机制上缺乏灵活性、应对困境的办法单一和面临的掣肘较多等因素,遭遇的挑战更为严峻。

国际石油界一般用“NOC”(National Oil Company)来代表国家石油公司,这是与“IOC”(国际石油公司,International Oil Company)相对应的。

提起国家石油公司,人们谈论的不仅是中国的三大石油央企(中石油、中石化、中海油),还有全球各主要产油国(出口国)的国家石油公司,如大名鼎鼎的沙特阿美(Saudi Aramco)、委内瑞拉国油(PDVSA)、伊朗国油(NIOC)、俄罗斯石油(Rosneft)和俄罗斯天然气(Gazprom)等,它们和中国的“三桶油”一样,均是“全球财富500强”和“全球前50家大石油公司”榜单上的佼佼者,规模实力堪称“世界级”。

还有一些早已跨越国家的概念、在跨国经营方面做得丝毫不差的所谓“国际化的国家石油公司”,如马来西亚国油(Petronas)、巴西国油(Petrobras)和挪威国油(Equinor)等。也就是说,就业务范围和经营地域而言,国家石油公司与国际石油公司已没什么两样,有的比国际石油公司还国际。国家石油公司的界定更多是法律和公司治理意义上的,主要指那些由产油国政府控股、体现本国政府意志、并接受政府监督的石油企业。

据不完全统计,截至目前,全球大大小小的国家石油公司总计超过70家,而生产石油(天然气)的国家不过40个左右,这说明,除了大部分国家采用“单一国家石油公司”外,有一些国家采用多个国家石油公司的形式,比如中国和俄罗斯。

由于石油的大宗商品性质,再加上它是战略性物资,几

乎每一个国家石油公司均是本国的龙头企业。因此,这70多家国家石油公司,就其规模实力而言,无论在全球石油界还是世界政治经济格局中,均具有举足轻重的地位。

国家石油公司迄今已经历两轮辉煌与黯淡,在全球愈加重视气候变化、能源转型加速、石油市场持续低迷的当下,国家石油公司会有下一轮辉煌吗?

### 挑战与困境

遗憾的是,进入本世纪第二个十年,除了上述已经华丽转型为IOC的欧洲国家石油公司仍保持较强的竞争优势和可持续发展之外,其余大多NOC均显示出某种程度的“疲态”,进入了“低景气周期”,有的甚至进入“至暗时刻”。

当前,NOC面临的困境和挑战着实很多,诸如大而不强、战略缺失、效率低下、成本高企、缺乏灵活、激励失效、改革乏力等等,可谓“应有尽有”。

造成这些问题的内外部原因也很多,比如油价暴跌、资源富余、市场低迷、大国博弈、国家失败、地缘动荡、政局不稳等等。造成大多国家石油公司最近十年“走麦城”的原因不外乎以下四种。

一是“能力缺失”带来的挑战。当“资源为王”重新让位于技术、资本和管理“三驾马车”时,当高油价让位于低油价时,一些既没有技术利器、又没有巨额资本、更没有先进商业模式的NOC,只能势不可挡地沉沦下去。

埃克森、壳牌、BP等跨国石油巨头之所以经历百年而不衰,之所以历经几轮油价的起伏而保持强大的竞争优势,靠的就是“技术、资本和管理”三驾马车齐头并进。这些公司既拥有行业领先的技术利器和科技创新体制机制,又通过良性公司治理、实力强大的机构投资者、商业和金融保险等机构的支持而拥有持续的资金实力;而且能够通过管理创新和变革,动态而灵活地调整与公司发展战略相适应的组织架构、业务流程和业务模式。

这当中尤以科技创新为重中之重,石油行业历次取得重大突破、绝处逢生,无不与重大科技突破相关。从陆上深

层钻井到大位移井开采，从三维地震勘探技术到超深水工程作业，从水平井多节分段水力压裂（页岩油气开发的核心技术）突破到数字化智能化采油等等，石油公司因为拥有以上技术而变得更强、成本更低、效率更高。

NOC普遍缺乏这“三驾马车”，但NOC手中有资源。油气资源的另一面就是产量和收入，当资源在供不应求、体现其战略性的时候，就可以轻易转化为收入、利润乃至“石油权力”，从而大大提升产油国及国家石油公司的实力。这时候，连IOC对NOC都要退避三分。

本世纪第一个十年，由于中国等亚洲新兴经济体的快速发展，对石油天然气资源的依赖不断加深，全球新增石油产量的70%以上被中国等新兴经济体所消耗。而彼时美国和欧盟等发达经济体对油气的需求也持续保持旺盛，2003年，美国的石油对外依存度达到了高峰，对中东等全球石油富集地区的干预频繁。上述因素更加强了人们“资源为王”的意识。其带来的结果就是“石油峰值论”大行其道、国际油价不断飙升。在强大的资源和高油价驱动下，NOC们个个神气活现、雄心勃勃，甚至忘记了还有“三驾马车”这回事。

好景不长，2014年下半年以来，技术突破驱动页岩革命成功，美国油气产量大增，能源独立在望，对外依存度骤降；后全球金融危机时期的全球经济持续低迷，拖累了石油消费，改变了全球油气市场格局；再加上OPEC和非OPEC产油国的产量不升反降，油价一路狂泻。“资源为王”已然成为过眼烟云，量价齐跌的窘境导致公司经营管理困难重重。今年以来，新冠疫情和油价暴跌对所有石油公司形成了“两面夹击”，但NOC受到的负面影响更大。

二是“转型不力”带来的挑战。在能源转型、低碳环保成为全球共识，且全人类正以更大力度推动“去碳化”的大背景下，NOC因行动迟缓而难以满足人们的预期，外界对它们的信心普遍不足。

尽管就全球范围而言，石油天然气在一次能源消耗中的占比依然在55%以上，远远高于其他非化石能源的占比。而且据各种机构预测，石油天然气作为第一大能源品种，其主力地位至少还能延续至2050年前后。但一个不争的事实是，能源转型的步伐在加快，低碳环保已成为全球的共识，这对石油公司提出了日益严苛的环保要求。

截至目前，五大IOC（埃克森、壳牌、BP、雪佛龙、道达尔）均成立了相对独立的新能源部门（专业公司），积极探索能源转型之道，每年投入巨资（年均约10亿美元）积极发展太阳能、风能、生物质能源等新能源。BP公司更是宣布在2050年到来之际，要实现全公司的“无碳化”生产。届时BP将不是一家石油公司，而是一家非化石能源公司。

尽管新能源业务于IOC们而言尚处于大规模投入阶段，尚不是公司的盈利点和“现金牛”，但其产生的示范效应和



俄罗斯天然气工业股份公司在世界天然气产业格局中，地位举足轻重。

品牌效应却是传统能源无法比拟的。

相较之下，大多NOC在是否发展新能源上没有明晰的战略路径和发展目标，在投入上更加捉襟见肘，结果就是公司股价持续低迷，尽管公司当期的财务表现仍然不错，但投资者投资的是公司的未来，而不是当下。

三是“泛政治化”带来的挑战。一些NOC被贴上了“国家王牌、主要出口创汇者、政府财政收入主要来源、全国最大企业”等标签，承担着无限政治和社会责任，而在国际关系博弈和地缘政治冲突中沦为“牺牲品”。

相比IOC，NOC承担的政治责任和社会责任无疑要大很多，甚至是无限连带责任。这样的事例屡见不鲜，以中国的三大石油央企为例，常常是在油品供应紧张时，必须不顾一切地保障供应，而且是压价供应，以保障国民经济稳健运行；以市场化机制从国外进口的天然气，必须以指令性的价格在国内销售，由此带来的“价格倒挂”和损失必须由企业自行承担；国际形势趋紧和大国博弈加剧时，必须千方百计保障国家能源安全。

当然，这是国家石油公司的使命和责任，但由此带来的对企业效率和效益的侵蚀，是NOC难以和IOC在盈利能力和可持续发展上一较高下的重要原因。

以上还不是最惨的，最狠的一种情况是，国家的经济命运全部压在了唯一的国家石油公司身上。那些油气生产和出口大国，石油收入通常是GDP的20%左右，上缴的税费通常是国家财政收入的50%左右，而石油出口收入往往是国家外汇收入的80%以上。这样的国家里，国家石油公司是“千万宠爱于一身”，但也往往是最脆弱的。

四是“改革滞后”带来的挑战。上一轮改革红利释放殆尽，新一轮的改革尚未进行或尚未见效，再加上企业的领导力和活力不足，导致NOC的竞争力和盈利能力持续下降。



5月8日，中国最大的石化港口——中石化中科炼化港口正式建成投用，近期卸载了来自中东的原油。中科炼化一体化项目是由中石化与科威特国家石油公司合资建设的。

以中国的三大石油央企为例。1978年以来，有两次重大的改革，释放的红利让三大石油央企迅速做大做强，具备了成为世界级企业的基础。1978年率先启动的海洋石油领域的对外开放，1983年启动的公司制改革，分别成就了中海油和中石化；1998年开启的石油石化行业改革重组以及海外上市，造就了中石油和中石化这两家上下游一体化的巨型石油石化企业。最近几年，这两家企业在全世界财富500大的排名从未掉出过前五，而在公司经营状况最好的时候，其平均投资回报也不输IOC的平均水平。

1998年的那次改革已经过去了20多年，尽管三大石油央企按照国家相关要求在改革创新道路上不断探索，但新一轮更大力度改革的着眼点、发力点在哪儿似乎还未找到，改革红利也无从谈起。

巴西国家石油公司(Petrobras)的情况也类似。过去几年，Petrobras的业务大幅度调整和收缩，聚焦于巴西海域的勘探开发，但截至目前公司的整体财务表现和盈利能力依然不佳，尚不如中国的石油央企。

国家石油公司最大的挑战还是来自内部，这个内部涵盖国家的内部，而不单指企业内部。根子上还是体制机制和管理的问题，导致NOC往往戴着镣铐跳舞，无法放开手脚与IOC们同台竞技。

当然，以上评判标准是以欧美先进企业作为标杆来比较的，如果标准和体系变了，则另当别论。

### 出路何在

花开花落、潮来潮往，石油行业的发展有其内在的周期性，国家石油公司的辉煌与沉沦也已经演绎了好几轮，但当下这一次，NOC面临的挑战更大，低价油叠加能源转型，经

济低迷叠加大国博弈，人才短缺叠加改革滞后，NOC的未来面临巨大不确定性。

我们不禁要问，在当下诸多困境和挑战面临，NOC还有未来吗？还能重现昨日的辉煌吗？

第一，NOC有没有未来，主要取决于国家对它的定位。

国家石油公司，前面是“国家”，后面是“公司”，如何处理好国家与公司的关系，处理好“国有”与“企业”的关系，将决定NOC的成败和未来。

历史一再证明，当政府将NOC更大程度上定位为“公司”和“企业”，是市场的一部分时，NOC的表现和业绩往往就比较“靓丽”。这时候NOC是“官商”，具有“官”的外表、“商”的内里，即本质上是商人、是企业。大多欧洲国家石油公司以及上世纪末至本世纪初的优质高效的亚洲国家石油公司，如挪威国油(Equinor)、马来西亚国油(Petronas)，以及我国的三大石油央企，都属于此类。

若国家将NOC定位为“行政单位”，以对政府部门的标准来要求，NOC也实际上成为政府组成部分时，NOC的表现往往不尽如人意，经常是独断横行、与民争利、效率效益低下。这时候，NOC是“商官”，具有“商”的外表、“官”的内里，即本质上是行政机构，企业的负责人是官员。当下，中亚俄罗斯地区、拉美地区，以及部分亚洲国家的NOC均属此类。比如，俄罗斯石油公司(Rosneft)，总裁谢钦原先是总统办公厅主任，现在依然扮演着“总统特别顾问”的角色。

再次强调，“官商”和“商官”是两回事，前者是商人，其使命是为企业创造价值、产生利润，并成就一批令人尊敬的企业家；后者是官员，其使命是通过优良的业绩获得提拔和行政级别的提升。

国家石油公司成为“商官”和政府组成部分的极端案

例，就是当下的PDVSA。PDVSA已沦为政府的“提款机”，但PDVSA不是“永动机”，不能源源不断产生现金流。目前，PDVSA已经穷途末路，奄奄一息。

有人会说，NOC本来就是国家的，国家想怎么用就怎么用，为国分忧有什么不好吗？

但是，国家所需之时，NOC拿什么回报国家？如果没有持续的盈利能力、可持续的发展能力、全球化的资源配置能力，NOC拿什么奉献国家？从国家的角度来说，要想从NOC那里获得持续的财力支持，前提是国家把NOC当成企业对待，因为只有企业才能创造财富。

只有将NOC定位为企业，“断奶”的同时给它们“松绑”，鼓励它们作为市场主体参与市场竞争，NOC才有未来。

有没有未来，是指有没有价值创造能力、可持续发展能力和超过业界平均水平的盈利能力，是指能不能诞生世界级企业、有全球影响力的品牌和伟大的企业家，而不是从企业走出更多的副部级、正部级官员。

这就牵扯到作为NOC，是承担更多政治和社会责任，还是更多经济责任的问题。长期以来，国家石油公司一直承担着政治、经济和社会“三大责任”，这本身无可厚非，关键是三大责任的顺序。如果把NOC更多定位为企业，则NOC首先承担的是经济责任，其次才是政治和社会责任。而这时候，NOC往往才会经营得好。另一方面，经济责任和政治责任、社会责任其实是内在联系的，经济责任履行不到位，政治和社会责任往往也履行不好。

第二，NOC如何走出低谷？归根到底就一条：用人。

面对这样或那样的问题挑战，处于低景气周期的国家石油公司如何走出历史低谷？方法和举措也不是没有，而且还不不少。除了不能像国际石油公司和私有公司那样大范围大规模地裁员，以及不能轻易处置和退出一些不良资产外，其余的一些举措均可以为NOC所用。

比如可以优化和控制投资，自今年3月国际油价暴跌和新冠疫情在全球暴发以来，包括NOC在内，石油公司2020年的资本性支出同比去年预计下降30%左右。再如可以加快业务的转型升级，更多地投入天然气、非常规（页岩油气）、深水和新能源业务。

NOC还有一些IOC没有的优势，比如可以向政府提出申请降低税负，可以大规模大范围降薪。NOC虽不能像IOC那样裁员，但可以通过减税降费把成本降下来，保证“活下去”。

NOC还有一个IOC无法比拟的优势就是业务链齐全，往往既有油公司业务、又有油田服务公司业务，既有上游业务、又有中下游业务，这种“综合一体化”的业务模式使得NOC在重大挑战，甚至黑天鹅和灰犀牛事件面前，腾挪的空间比业务相对单一的IOC大。

当下低景气周期可能要持续三五年时间，甚至更长，

NOC如果措施有力，实现“活下去”的目标应该没有问题。但要想“活得好”“活得久”，要想东山再起、再创辉煌的话，则必须解决长久困扰NOC的核心问题——用人。

NOC通常拥有数十万甚至上百万的员工，绝大多数均受过大学或职业教育。

如果一家NOC能把自己数十万上百万员工的积极性调动起来，则将无往而不胜。用人的背后是人力资源管理和激励机制创新，机制创新的背后是体制革新，体制革新的背后是国企改革大环境，以及国家如何对待NOC的问题。

NOC如何用人，才能把各级员工的积极性调动起来，并同时提升他们的专业性与忠诚度？这是一个极其复杂的问题，但基本的思路就一点：必须义无反顾地“去行政化”，建立各类员工的职业晋级体系，以职业晋级代替行政级别提升。行政级别主导下的人力资源管理体系，每一层级的职数受控的，这就必然导致“千军万马过独木”的现象，其结果是90%以上的员工终其一生也升不到处长、局长这样的级别。如果在同一层级上一待就是10年、20年，你还能期望这位员工有激情和创造力吗？

如果建立基于不同专业领域的员工职业晋级体系，辅以相应的薪酬和考核激励政策，那么员工在其整个职业生涯都感到“有奔头”，到什么职级拿什么钱，各司其职，各得其所。这样的话，企业会在各个专业领域都会涌现一批专家（经理）、高级专家（高级经理）、首席专家（总经理），如果再辅以“忠诚、担当、爱国、奉献”的NOC主流企业文化，则NOC想不成功也难。

## 在变革中坚持做自己

回顾80年历史的NOC发展历程，不难发现，当石油呈现“资源稀缺性”，市场供不应求时，往往是NOC的辉煌时刻；而当处于低油价和“买方市场”时，往往是NOC的困难时期。

在高油价时期，IOC更倾向于回购公司股票和向股东分红，以确保股东价值最大化和公司股价的上升；而NOC则更多进行勘探开发再投资，以提升石油产量，保障所在国家的能源安全。在低油价时期，IOC更倾向于进行资产组合管理，卖掉一些资产以确保公司净现金流和投资回报；而NOC更多通过向母国政府申请特殊保护政策或资金支持来渡过难关。

其实，无论NOC还是IOC，如果能在高油价时期保持克制和谦虚，在低油价时期保持坚韧和革新，那么就是好企业，受人尊敬的企业。如果能在变革中坚持做自己，在坚守自己特色的同时不断变革，则NOC完全可以和顶尖IOC一样，实现从平凡到优秀、再到卓越。■

作者为供职于石油央企的能源战略研究专家。

转自《财经》杂志，稿件有删节。

（责任编辑 冯尚）

## 中国石油工程建设协会专家组开展创精品工程咨询服务



中国石油工程建设协会常务副理事长杨庆前带领专家组一行四人分别于2020年7月28日至7月29日和8月6日至8月8日到北京燃气天津南港LNG应急储备工程和江苏滨海液化天然气(LNG)项目开展创精品工程管理提升现场咨询服务。

在两个项目现场,专家组分别听取了工程项目的进展情况介绍,协会副秘书长李广院做了如何创建精品工程讲座,提升施工管理水平的讲座,副秘书长赵玉华做了勘察设计质量控制、科技创新等方面的讲

座,常务副理事长杨庆前做了讲话。

专家组查看了施工现场,查阅了相关资料,与业主及各参建单位进行了创精品工程过程管理座谈、答疑,结合现场情况提出了管理措施和建议。

为保证国家能源设施的本质安全,协会倡导创精品工程全过程质量管理,对工程项目提供“一对一”的管理提升咨询服务,旨在提高石油工程建设的管理水平,提升项目的技术含量,保证工程质量,提高会员单位的核心竞争能力。■

近年来,管道工程无损检测价格不断走低,利润越来越低,成本越来越高。这些既与建设单位的数字化要求、合规管理、升级管理等有关,更与现行石油无损检测预算定额和费用定额存在紧密联系。

# 现行石油工程建设无损检测定额 存在问题及改进建议

■ 曹健



近年来,国家在大力遏制低价招标和低价中标,提倡合理的价格,以避免施工中出现偷工减料、以次充好的情况,使项目质量得不到保障。纵观目前的石油石化管道建设市场,无损检测价格普遍偏低,导致工程施工中资源投入不足,检测质量得不到保证。这其中与管道无损检测定价依据有极大的关系。国内油气长输管道焊口无损检测取费一般执行以《石油建设安装工程预算定额》(2013版)和《石油建设安装工程费用定额》(2015版)为基础的计价体系,设计单位通常依据上述两个定额来编制概算,业主在招标时又依据概算设定招标控制价,最后以固定综合单价的形式签订无损检测合同。通常情况下,所有费用均包括在综合单价中,包括人工费、设备费、材料费、调遣费、措施费、安全施工费、利润及税金等所有涉及到的费用。然而仔细分析现行石油建设安装工程定额,存在与油气管道无损检测的实际状况不相符、定额编制考虑不周、很多内容未计入在内等问题。另外,国家对

环境保护的要求越来越高,管控力度也越来越大,无损检测也相应的产生了废液处理等环保费用,但这些费用在定额中也予以考虑,现行版定额无法真正反映检测成本,压低了检测费用,相应的增大了检测企业的经营压力,易导致检测施工中资源投入少,甚至靠偷工减料来降低成本,给工程质量带来了诸多不稳定因素。本文从工程实际角度出发,对2013版《石油建设安装工程预算定额》(以下简称预算定额)和2015版《石油建设安装工程费用定额》(以下简称费用定额)存在的问题进行了分析,同时提出了修订建议,以利于今后定额标准的修订和工程概算的制定。

## 1 现行石油建设安装定额存在问题

1.1 将无损检测作为一道工序考虑,忽视了管理费用,低估了检测成本

目前的油气管道工程多采取第三方检测的方式,实际作

业过程中无损检测属于独立的项目，而不仅仅是一道工序。现行的定额标准是建立在把检测作为一道工序的基础上制定的，仅考虑了参与现场检测的人员、设备和材料的投入。而作为一个独立的项目，无损检测项目部不仅设立了项目经理、项目副经理等岗位，技术、经济、质量和安全等项目管理岗位也一应俱全，但目前的预算定额仅以现场检测人员为基准计算人工费，忽略了管理成本，造成无损检测价格远低于实际价格。石油费用定额虽然规定了企业管理费，但由于无损检测总体投入的人员数量较少，按照定额规定的企业管理费率计算后，增加的费用远小于项目管理人员费用和企业后方管理分摊的费用总和。

#### 1.2 预算定额中的内容无法覆盖当前项目检测工作内容

随着行业以及业主方对项目管控越来越严格，以及智慧化管道建设的发展要求，无损检测增加的工作量越来越多。比如增加了焊缝外观质量检查、底片扫描、数字化传输、检测结果互评等工作内容，都要求检测单位增加资源，这些均未包含在现行定额标准中。此外，工程施工过程中，业主或其上级单位组织的数字化和HSE培训、入场考核、检测工艺评定等工作，也一定程度上造成了检测费用的增加，这些费用在现行定额中也没有考虑。

#### 1.3 对特殊地区引起的检测作业降效影响考虑不够全面

现行石油预算定额以批量、连续作业为基础测算定额价格，过于理想化，对山区、水网、平原等不同施工环境对资源需求的影响以及工效的差异考虑的不够全面。实际施工中，山区、水网与平原段相比检测效率相差2~5倍，从而对资源的需求也相差2~5倍，成本相应增加。但预算定额基本以平原、连续、大批量检测作业为基础编制，导致山区、水网等检测

施工难度大的区域与平原地段的价格相差无几，但实际成本却相差巨大。石油费用定额中虽然规定了特殊地区施工增加费，以（人工费+设备使用费）×费率计算，但规定的费率过低，山区为5%、沼泽与水田为9%，在原来的单价基础上略有提高，但与实际山区和水网地区降效2~5倍差距太大，与实际情况严重不符，不能真正体现特殊地区的费用。

#### 1.4 预算定额和费用定额均未考虑工期风险

长输管道工程外协难度越来越大，工期延误的概率越来越高，检测单位面临的工期风险也越来越大。无损检测工程属于被动工期，工程的延期或延误不是检测单位所能控制的，但工期延长或延误会导致检测窝工、成本大幅度增加，定额对工期延误没有考虑，未给出有关的费用或调节系数。设计单位根据定额编制检测费用概算，招标方又在概算的基础上上浮一定比例作为招标控制价，招标时要求报价考虑所有的费用和 risk，但检测单位报价受招标控制价的限制无法考虑工期风险，因此常常造成检测单位大幅度亏损。

#### 1.5 未考虑有害废物处理费用

石油费用定额规定工程排污费按工程所在地（省、直辖市、自治区）政府的规定计取，但该排污费是指一般的生活或工程废物处理。无损检测工程施工中产生的一般废弃物较少，预算时一般不计取。但无损检测中的射线检测会产生废旧药液，以前可作为副产品出售，不仅没有成本还有收入，不存在排污支出。但时过境迁，当前国家对环境保护要求越来越严格，检测产生的废旧药液必须按照有害废物处理，一套废旧药液的处理费用动则上千，部分地区甚至上万，不仅远超原材料本身售价，甚至超过了其产生的检测产值。当工程排污费大幅上升时，毫无疑问，检测价格应重新考虑。



### 1.6 预算定额人工费标准偏低

现行石油定额多年未修订,其中人工费一个工日仅64.58元,加上费用定额中的规费每个工日合计约116元。而目前施工企业项目职工的日薪酬至少在400元,接近4倍的差距。市场上雇佣零星用工的费用也在200~300元,相当于定额标准的2~3倍。定额工日价格与实际人工费差距偏大,与实际情况严重脱节。

### 1.7 大口径管道检测未区分设备价差

对于X射线检测,管道直径大于1米时所采用的检测设备为高频X射线机,其造价比普通X射线机高6倍以上,而预算定额中施工机械费仍按照普通X射线机计算,价格相差6倍,低估了机械台班费。

## 2 石油建设安装定额完善建议

### 2.1 将无损检测工程视为独立项目调整预算定额

定额修订时可以采取两种方式。一种方式是梳理项目管理人员在整个项目中的比例,再分摊入现场检测机组中,通过调整人工费来调整预算定额。由于不同的工程规模不同,导致无损检测机组的数量配置不同,项目人员的分摊比例也不同,因此在确定分摊比例时应综合考虑各种情况,采取折中的方式确定分摊比例。另一种方式是将管理费用的测算放到费用定额中,直接增加一个项目管理调整系数,按工程规模大小确定对应的系数范围,计算更简便。

### 2.2 完善预算定额涵盖内容

对于工作内容的变化,需要重新梳理检测工作内容,将焊缝外观质量检查、底片扫描、数字化传输、检测结果互评等新增内容分配到相应的检测工序中,重新测算各个环节需要的人工工日、设备台班等数量,按照测算结果对预算定额进行调整。对于各类培训、入场考核、检测工艺评定以及迎接检查等工作增加的费用可以纳入管理费,调整管理费系数,从而对综合单价进行调整。

### 2.3 重新测算特殊地区的降效幅度

针对特殊地区,可以将山区、水网、盐沼等特殊地区进行较为详细的划分,例如山区可以根据陡峭程度和施工难度,分为Ⅰ类山区、Ⅱ类山区等,并对不同类别地区的降效幅度进行测量或计算,根据测量或计算结果在费用定额中增加调整系数,一般地区的定额价格乘以特殊地区的调整系数即为相应地区的定额价格。

### 2.4 考虑工期风险,明确停窝工费用标准,增加停窝工费用

通常情况下,建设方在没有法律和规范支持的情况下,合同管理者为了规避责任通常不会在合同中允许检测单位进行工期索赔。如果定额标准中规定了针对工期风险的相关要求,建设方可据此在合同中规定工期索赔或补偿条款。

工期延长给无损检测带来两个方面的影响,一是工期延长就意味着在施工过程中存在较严重的停窝工现象,收

入低而成本没有下降;二是工期延长后,延长阶段会额外增加成本。针对这种情况,可以采取两种方式考虑工期延长的费用补偿问题。第一种方式是计算停窝工费用。可以在费用定额中明确停窝工费用标准,包括人工费和设备费。其中的人工费按工日计算,设备费以台班费计算,单价取预算定额中的工日价格和设备台班费。工程实施时可以采取签证的方式,由监理和业主方对实际进场的人员和设备数量以及停窝工天数进行确认,在工程完工后结算停窝工费用。第二种方法是在费用定额中增加工期调整系数,可以按工期延误的长短设定相应的系数范围值,招标时不计算在综合单价中,只明确考虑工期风险系数,一旦工期延误,在工程结算时按照延误的时间长短确认调节系数的具体值。若工期控制在合同约定的期限内,则该调节系数不作为结算法的依据。

### 2.5 调整排污费

在费用定额中针对射线检测增加排污费。国内废旧药液的处理实行属地化管理,在哪里施工就找当地有资质的机构回收,不同的地区价格也不同。因此排污费可取各省市的平均价格,将该价格折算到具体的管道焊口上来计取排污费。

### 2.6 调整人工工日价格

开展石油建设安装工程野外施工人员工资水平调研,综合考虑地区差异、系统差异,可以取平均工资水平的方式确定人工工日价格,据此对定额中的人工单价进行调整,使定额人工费与实际人工费用保持在同一个水平上。

### 2.7 调整大口径管道检测机械台班费

管道直径大于1米时所采用的检测设备为高频X射线机,其造价比普通X射线机高6倍以上。针对直径大于1米的管道,调整射线检测定额中的机械台班费,使之与设备实际的价值相匹配。

## 3 结束语

无损检测是管道施工中非常重要的质量保证环节,也是工程各方关注的焦点。近些年频繁出现的质量问题,尤其是在管道环焊缝质量排查中发现的错评和漏评等问题,既与检测人员责任心和能力相关,更与无损检测价格低,检测资源配置不足有关。此外,当前油气管道工程施工管控日益严格,工作内容日益增多,现行的石油建设安装无损检测定额与实际严重不符,导致检测中标价格过低,检测单位不愿意投入资源和力量,施工中频繁出现问题在所难免。因此尽快修订《石油建设安装工程预算定额》(2013版)和《石油建设安装工程费用定额》(2015版),制定合理的检测价格已经迫在眉睫。希望本文的建议能够为定额的合理修订以及工程概算的制定提供参考借鉴。■

作者单位:徐州东方工程检测有限责任公司  
(责任编辑 冯尚)

作业许可是生产作业现场控制作业风险的实用工具之一。PMC或监理单位在实际工作中应充分认识理解和运用好作业许可这项工具，确保施工现场安全管理工作的全面受控及业主项目安全目标的顺利实现。

# 浅谈作业许可在现场运用存在的 共性问题及改进建议

■ 陈云斌

## 1 概述

作业许可是生产作业现场控制作业风险的实用工具之一，寰球工程项目管理（北京）有限公司自2007年开始进行HSE体系建设推进以来，将施工现场作业许可程序作为重点推行的制度之一，已成为了公司各项目部使用的HSE五个工作工具之一。作业许可管理系统针对生产作业施工现场需要办理作业许可的高危作业在设备（设施）、人员、作业过程、风险沟通、措施制定和培训等方面进行协调和配置，力图使现场的不安全行为和 unsafe 状态得到有效控制，从而减少或避免事故的发生。通过参与公司海内外多个PMC或监理项目的HSE管理工作，本人重点谈下有关作业许可在现场的运用存在的共性问题及今后在作业许可监管方面的建议。

## 2 作业许可在现场的运用情况

### 2.1 存在的主要问题

通过参与多个项目HSE管理工作，发现不同项目的作业许可在现场的运用主要存在以下五个方面的共性问题。

#### 2.1.1 作业许可文件编制不完善

各个新建项目对于作业许可管理较为完善。对于改、扩建项目，虽然项目部制定发布了HSE管理文件，但是在作业许可管理上往往执行属地单位的作业许可票（绝大部分作业票无业主业务主管部门与PMC或监理单位签字栏），由于在项目前期编制HSE管理文件时，项目部没有与属地生产单位HSE部门很好地接洽与沟通，编制发布的项目HSE作业许可票证不太适用，属地生产部门要求使用属地作业许可票，客观上造成了业主业务主管部门与PMC或监理单位只是参



与现场安全核查和作业监管的从属地位，作业票证无签字许可权，从某种程度上降低或削弱了业主业务主管部门与PMC或监理单位在作业许可上的管理地位。

个别项目部制定的作业许可管理制度篇幅大，文字描述烦琐，不易理解，没有设计成易执行的作业许可证，导致作业人员不清楚复杂的管理条文，管理者对作业许可的管理也很松散，违章作业经常发生。

### 2.1.2 没有按照科学的方法进行危害识别

多数项目的作业许可证演化成了施工单位作业任务书的代称，上面没有列出危害识别和风险控制的内容。由于参建施工单位HSE管理水平参差不齐，很多项目的施工单位不会使用危害识别风险评价的方法；部分项目虽然组织施工单位学习过危害识别风险评价的方法，但基本上都不会正确使用，危害识别不全面，没有考虑到如何将工作危害分析（JHA）、安全检查表分析（SCL）、预危害分析（PHA）、故障假设分析（W）、失效模式与影响分析（FMEA）等分析方法的成果应用于作业许可管理。

### 2.1.3 执行不严格，流于形式

编制的作业许可证上只有工作任务和审批流程，没有列出风险控制措施，不能达到警示、提醒和指导控制措施落实的作用。许多作业许可申请人员和作业许可作业执行人员仅把作业许可证作为履行手续的环节，没有严格依照许可证控制措施的要求进行检查落实。

### 2.1.4 责任主体不明确

作业许可管理文件中对作业许可的申请人签发人、监护人和作业者的职责和作业许可证签发、审批、监督、关闭与回收的管理都有较为明确的规定，但在实际操作中，施工单位往往由安全管理人员进行作业许可申请，谁作业谁申请、谁作业谁进行工作安全分析、谁作业谁检查落实现场各项安全控制措施、谁作业谁严格遵守作业安全管理要求、谁作业谁申请作业关闭。安全监督人员主要是对作业人员持证上岗、作业人员作业前安全培训、作业安全措施、安全条件和作业行为等进行现场安全监督检查；个别签发人未亲临作业现场核查作业安全措施、作业安全条件、作业人员培训交底及参与作业人员的到位等情况而直接在办公室违规办理签字；作业完毕，施工单位不履行作业关闭手续；PMC或监理单位签字栏往往只有HSE人员签字，专业工程师作为直线责任主体负责人则成了作业许可的旁观者。

### 2.1.5 管理流程不清晰、繁琐

制定的作业许可证没有按照作业风险高低进行分级管控办理作业许可，客观上造成了所有作业许可签发部门多，没有按照管理流程划分，办理许可证繁琐，导致施工单位作业人员不愿意办理许可证就违章作业，现场存在作业完毕才补办许可证的现象。

## 2.2 应用作业许可的误区

### 2.2.1 作业许可不是行政审批

谈到许可证制度，部分项目会与HSE准入证等行政审批混淆起来，在批准作业许可证时，PMC或监理单位往往是HSE经理、施工经理或项目经理（总监）签字，认为谁的职位高，谁审批，使许可证审批成为了行政审批，而审批人往往不清楚此项工作的细节、也不具备相应的专业知识，

批准许可证也就失去了双重确认的意义了。因此要正确的区别作业许可与行政审批，作业许可是针对某项具体的工作任务办理的许可证，其目的是控制专项作业的风险，而办理HSE市场准入证是对承包商资质的审查，是属于行政审批范围，不能将作业许可与行政审批混淆。

### 2.2.2 许可证不是任务派遣单

在许多作业现场，施工单位办理许可证时，往往把多项或多点工作写到一张许可证上。如：某工艺装置检修维修作业中的一个区域的气割、焊接动火作业，因为动火作业点多，每个作业点都办理许可证，显然是不可能的，因施工单位现场往往把一区域整个一天的工作都开在一张许可证上，但是不同的工艺管线的残留介质、隔离端前的介质压力、温度等都不一样，危害和风险等也不一样，这时“一张许可证”的做法就失去意义了。许可证的一个重要原则是一事一许可，不可偷换概念将它变为任务派遣单，就前叙动火作业而言，建议作业现场先按照工艺流程进行分析评估，识别出需要的办理许可证，笔者认为同一支工艺管线同一隔离段内的不同动火点可办理一张许可证。

### 2.2.3 开、复工前的申报审批不属于作业许可的范围

作业许可仅针对某项具体的工作任务，落实作业过程中的安全方案，确保作业人员的操作不出问题，是控制员工行为安全的重要手段。而项目开、复工前的检查验收主要是针对施工单位各类管理人员配备、员工安全培训教育、施工材料的准备、现场设备设施的状态等逐一核实其是否符合施工的要求，因此属于安全检查的范围，切勿将两者混淆。

### 2.2.4 作业许可证签字不完善

施工单位在作业许可证作业人员签字栏往往由办理作业许可人员代为签名或人员不全，正确的做法应为所有参与作业的人员个人亲自签名，当人员较多时，可在作业许可背页签署。

## 3 作业许可监管的建议

### 3.1 作业许可的培训

在作业许可的培训过程中，许多施工单位将许可证的办理流程作为培训的重点，这种做法是本末倒置，许可证的办理流程固然重要，但对施工作业人员来说，更重要的动火、起重等特殊作业的工作步骤、安全防护以及应急要求。笔者认为我们PMC或监理单位人员在施工单位的作业许可培训中应重点关注以下要点：

（1）要求施工单位选择有相应资历的培训师，资历并不是指培训师合格证，而是指要具备相应特殊作业的工作经历和专业知识的人。

（2）培训方式应采取“一对一”、“师带徒”的现场培训，最好是由现场生产主管亲自辅导相关人员办理许可证，

表1 项目部特种作业许可证

编号:

作业单位		作业负责人:	
参与作业人员			
作业区域/地点			
作业内容描述:			
受影响的相关方:			
是否附作业方案和预案 <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否		其它附件(危害识别、工作安全分析等):	
是否附图纸 <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否		图纸说明:	
有效期: 从 年 月 日 时到 年 月 日 时			
工作类型判定:(带*工作需填写相应的专项作业许可证)			
<input type="checkbox"/> 承包商工作	<input type="checkbox"/> *有限空间	<input type="checkbox"/> 没有安全程序可遵循的工作	
<input type="checkbox"/> 非计划性维修工作	<input type="checkbox"/> *起重作业	<input type="checkbox"/> 中断连锁和安全应急设备	
<input type="checkbox"/> 交叉作业	<input type="checkbox"/> 工艺炉点火	<input type="checkbox"/> *高处作业	
<input type="checkbox"/> *动火	<input type="checkbox"/> *动土作业	<input type="checkbox"/> 屏蔽报警	
<input type="checkbox"/> *临时用电	<input type="checkbox"/> *管线打开	<input type="checkbox"/> 其它	
危害识别:(工艺设备、作业工具、作业地点是否存在下列危险)			
<input type="checkbox"/> 爆炸性粉尘	<input type="checkbox"/> 易燃性物质	<input type="checkbox"/> 腐蚀性液体	<input type="checkbox"/> 蒸汽
<input type="checkbox"/> 高压气体/液体	<input type="checkbox"/> 有毒有害化学品	<input type="checkbox"/> 高温/低温	<input type="checkbox"/> 触电
<input type="checkbox"/> 惰性气体	<input type="checkbox"/> 噪音	<input type="checkbox"/> 产生火花/静电	<input type="checkbox"/> 旋转设备
<input type="checkbox"/> 淹没/埋没	<input type="checkbox"/> 辐射	<input type="checkbox"/> 不利天气	<input type="checkbox"/> 坠落
其他(请注明):			
安全措施:(需要打“√”,不需要打“X”)			
工作前安全措施		个人安全防护装备	
<input type="checkbox"/> 切断工艺流程	<input type="checkbox"/> 设路障	<input type="checkbox"/> 安全眼镜	<input type="checkbox"/> 全封闭眼罩
<input type="checkbox"/> 设备隔离、吹扫、置换	<input type="checkbox"/> 工作警示牌	<input type="checkbox"/> 焊接护目镜	<input type="checkbox"/> 安全帽
<input type="checkbox"/> 完成上锁挂牌	<input type="checkbox"/> 通讯工具	<input type="checkbox"/> 防静电服装	<input type="checkbox"/> 护耳
<input type="checkbox"/> 通风	<input type="checkbox"/> 火花防护罩	<input type="checkbox"/> 安全鞋	<input type="checkbox"/> 防毒面罩
<input type="checkbox"/> 气体检测	<input type="checkbox"/> 气体检测仪	<input type="checkbox"/> 正压式呼吸器	<input type="checkbox"/> 防化服
<input type="checkbox"/> 工作区域围栏/警戒线	<input type="checkbox"/> 防爆机具	<input type="checkbox"/> 手套	<input type="checkbox"/> 绝缘服
<input type="checkbox"/> 紧急疏散指示	<input type="checkbox"/> 急救设施	<input type="checkbox"/> 防弧面具	<input type="checkbox"/> 安全带
<input type="checkbox"/> 需要夜间照明警示灯具	<input type="checkbox"/> 消防设施	<input type="checkbox"/> 安全绳	<input type="checkbox"/> 逃生设施
<input type="checkbox"/> 设备安全检查合格	<input type="checkbox"/> 安全冲淋设施	<input type="checkbox"/> 人员已培训完成	<input type="checkbox"/> 特殊工种有效持证
<input type="checkbox"/> 办理专项作业许可证	<input type="checkbox"/> 作业方案审查通过	其他个人防护装备:	
<input type="checkbox"/> 其他措施:			
本人在工作开始前,已同作业人员讨论了该工作及安全工作方案,并对工作内容进行了现场检查,安全措施已落实。		本人已同相关单位(人员)讨论了该工作及安全工作方案,并确认了工作内容所需的安全条件。	
申请人: (作业负责人)		审批(签字):	
年 月 日 时 分		作业单位主管部门: 年 月 日 时 分	
		EPC承包商: 年 月 日 时 分	
		PMC(监理)负责人: 年 月 日 时 分	
		业务主管部门/属地部门: 年 月 日 时 分	
许可证延期:(如果延期,须在工作许可证失效前办理新的许可证或延期,延期不超过一个班次。)			
延期有效期: 从 年 月 日 时 分到 年 月 日 时 分			
延期申请人:		延期批准人:	
受影响相关方: 已确认工作对本单位的影响,将安排人员对此项工作给予关注,并和相关各方保持联系。			
单位:	确认人:	年 月 日 时 分	
单位:	确认人:	年 月 日 时 分	
作业许可证关闭:			
工作结束,已检查确认作业现场无安全隐患,申请关闭。		已检查确认,同意关闭。	
申请人: 年 月 日 时 分		批准人: 年 月 日 时 分	
许可证的取消:			
因以下原因,此许可证取消:		提出人: 年 月 日 时 分	
		批准人: 年 月 日 时 分	
说明: 1. 作业许可必须在工作现场填写,并仅在注明的时间内有效;			
2. 批准人必须在现场核查后确认措施完成情况;			
3. 所有审批单位必须全部签字完成,作业许可才视为有效,缺一不可。			

切忌使用大课式的培训方式。

(3) 进行培训考核时,要求施工单位一线生产主管确保每位受培人员许可证填写正确率达到100%,若有错误项必须立即纠正,重新培训考核,直到全部填写正确为止。

### 3.2 作业许可的实施

#### 3.2.1 确定一项工作是否需要办理许可证

虽然作业许可在概念里已经明确了适用领域,但在现场应用时,施工单位仍然会遇到很难判断一项工作是否需要办理许可证的情况,比如:在搭设完好,且经过验收合格的封闭式脚手架通道上行走或作业,是否要办理高空作业许可证呢?笔者认为要解决这个问题,关键是要正确理解作业许可的用途,在概念中讲到:“打破正常安全体系进行非常规作业时,需要执行特定的审批制度”,也就是说许可证是用于控制非正常作业时可能会产生的风险。因此同是一个脚手架,如未搭设完毕或已搭设完毕,但未经检查验收合格批准的脚手架,如在通道上行走或作业,则一定要办理高空作业许可证,如果是在搭设完好,且经过验收合格的封闭式脚手架通道行走或作业也就成了常规作业了,是不需要办理许可证的。

对于非常规、偏离安全标准、规则和程序要求的作业来说,如“专项”许可证无法覆盖,则需办理“通用”许可证,如一项作业中涉及多项高危作业,则需办理多份“专项”作业许可。

#### 3.2.2 编制作业许可证

一份简捷、适用的许可证是有效推动作业许可制度的必要条件。许可证中的安全措施选项设置应做到针对性、有效性和合规性,不能一味的求细、求全。笔者认为许可证的编制应以高质量的工作安全为基础,结合相关安全程序和生产实际,着重把握三个原则:①第一,符合申请人、批准人双重确认的原则;②第二,符合作业的工程流程要求;③第三,针对特定风险编制专项许可证,如:动火作业许可证、临时用电许可证、高处作业许可证等,尽量减少使用“通用许可证”。

一份完整的作业许可证,应包括以下要素:①综合信息;②危害识别;③安全措施确认;④许可证的签批;⑤许可证的延期、取消与关闭;⑥受影响相关方。表1为项目部特种作业许可证举例。

#### 3.2.3 许可证办理流程 and 要点

作业许可的核心精神是通过申请人、批准人的双重确认来落实风险控制措施,其办理流程详见图1,通常按以下步骤:风险评估→落实控制措施→申请许可→书面审查→现场核查→批准→过程监护→许可证关闭或延期、取消。施工单位作业班组在办理作业许可时往往不是针对具体的工作做适用性的风险评估,只是在作业许可票证上通用的危害

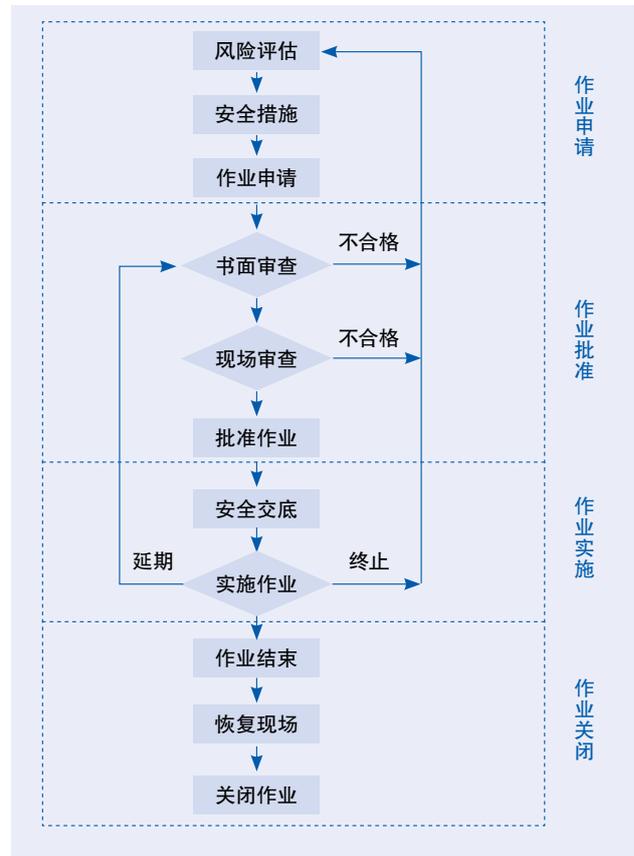


图1 作业许可办理流程图

分析和控制措施栏随意打钩或打叉,而不是具体问题具体分析。

#### 3.2.4 改、扩建项目作业许可的管理

关于改、扩建项目作业许可仅使用属地单位作业许可而降低和削弱业主业务主管部门与PMC或监理单位监管地位的问题,土库曼80亿改扩建工程和A区增压工程PMC项目部在这方面做了很好的改进实施,项目作业许可文件编制前期,PMC与属地管理部门就属地区域作业许可的管理问题做了深入的交流、探讨与沟通,编制发布了“项目+属地”双票管理制度,两证缺一不可。具体办理时,首先由施工单位申请,再由PMC组织两证作业许可票证管理单位签批人同时到达现场核查落实各项施工安全措施及作业许可条件后现场签批,业主业务主管部门与PMC的项目管理地位得到了很好的落实,项目直线与属地安全管理责任也得到了有效的实施。

施工现场的作业许可是很好的风险控制工具,是促进项目参战员工全员参与安全管理的有效手段。PMC或监理单位作为业主委托的专业项目管理机构,在实际工作中应充分认识理解和运用好作业许可这项工具,确保施工现场安全管理工作的全面受控及业主项目安全目标的顺利实现。■

作者单位:寰球工程项目管理(北京)有限公司  
(责任编辑 冯尚)

红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发地面建设工程集油区三座转油站DN500H80000放散管(BS-1501)三角塔架是典型的异型钢结构,该结构形式在施工过程中吊装作业杆件大吊物重、安全风险大、安装精度要求高。期间监理人全面做好放散塔塔架吊装监理工作策划与过程控制至关重要。

# 火驱放散塔塔架吊装监理工作 策划与控制

■ 刘银群

钢结构具有强度高、自重轻、抗震性能好、工业化程度高、施工周期短、环境污染少以及外形美观等综合优点,是一种节能环保型、能循环使用的绿色产品,符合国家大力发展节能省地型建筑、建设资源节约型社会的长期政策导向,得到了国家产业政策的大力支持。目前,钢结构作为土木工程中的一种非常重要的结构形式,其已经在民用建筑以及工业厂房建设中得到了极其广泛的应用,在建筑领域发挥了十分重要的作用。

《建设工程监理规范》GB/T 50319-2013对建设工程监理进行了如下定义:工程监理单位受建设单位委托,根据法律法规、工程建设标准、勘察设计文件及合同,在施工阶段对建设工程质量、进度、造价进行控制,对合同、信息进行管理,对工程建设相关方的关系进行协调,并履行建设工程安全生产管理法定职责的服务活动。

红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发地面建设工程集油区三座转油站DN500H80000放散管(BS-1501)三角塔架吊装过程中,监理工程师依据规范标准结合自身工作经验实施危大工程吊装作业监理工作策划与过程控制行为就是典型的监理服务。

## 1 实施背景

红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发地面建设工程处理采出气中H<sub>2</sub>S含量最高可达2000mg/m<sup>3</sup>以上,如在设备设施、系统有缺陷、密封不严的情况下,在生产、检修等作业过程中气体逸出,造成站区周围空气中硫化氢、一氧化碳弥散。如在无风情况下、可在低洼处和阀池等有限空间内聚集,如未采取检测、个体防护等安全措施,可引发中毒窒息甚至死亡的事故。尤其H<sub>2</sub>S是强烈的神经毒物,对粘膜有强烈刺激作用,重者可出现脑水肿、肺水

肿,极高浓度(1000mg/m<sup>3</sup>以上)时可在数秒钟内突然昏迷,呼吸和心跳骤停,发生闪电型死亡。长期低浓度接触,引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。故在装置发生异常,出现物料泄漏的情况下,工艺系统存在发生硫化氢中毒事故的危险。

红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发地面建设工程集油区1号、2号、3号转油站改扩建过程中共新建三座DN500H80000放散管(BS-1501)三角塔架,总高为80米,建放散塔的目的就是为了环境保护,控制火驱采出气处理系统大气污染物排放达标。火驱采出气处理系统采用干法脱硫工艺对采出气进行处理,处理后采出气中硫化氢含量低于15ppm,通过80米高放散管高空排放,硫化氢和非甲烷总烃的排放指标均满足环保排放要求。

该项目DN500H80000放散管(BS-1501)三角塔架主要有底宽18米、顶宽6米(Ø402×16~Ø325×16~Ø273×12~Ø219×12)三根四节塔柱、(Ø219×12、Ø180×10、Ø159×8、Ø133×8、Ø114×8)多级副斜杆、16~8mm厚加强连接钢板、600mm宽直梯带护笼、平台及护栏、DN500放散管及附件等变截面收缩三棱柱型钢结构材料构成,塔架底座底板(-1400×1400×40)共有12个Ø69螺栓孔,12块16厚加强肋板沿螺栓孔轴向呈15°角均匀分布。该塔架钢材型号均为Q235-B,是典型的异型钢结构。

## 2 策划与控制主要措施

为保障红浅火驱项目三座集油区转油站放散塔吊装顺利实施完成,监理工程师主要实施了如下措施及做法。

### 2.1 事前敦促承包商报送专项施工方案

红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发2017年地面建设工程-集油区系统配套工程-1#、2#、3#转



油站放散塔架是施工现场组装的大型吊件，且吊装难度较大，需采用大吨位吊车进行多机抬吊，策划该塔架实行分段整体吊装，第一段长42.5米重96吨，第二段长36米重36吨，放散塔架吊装及安装属于超过一定规模的危大工程。监理工程师依据《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》（住房和城乡建设部令第37号）、《住房和城乡建设部办公厅关于实施《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》有关问题的通知》建办质〔2018〕31号文件要求，在4月24日监理例会上监理工程师即要求承包商尽快组织力量编写《放散塔架吊装专项方案》报监理审查后组织专家论证，随后在5月1日至6月26日期间总计10期监理例会上，敦促施工单位尽快报送。但施工单位由于内部技术力量相对薄弱，导致该专项方案报审一拖再拖。为了加快监理审查速度缩短审查时间，在施工单位未完成内部自审的前提下，要求施工单位先报送监理提前介入审查。

## 2.2 及时审核承包商递交的专项施工方案

监理工程师接到专项方案后立刻从编写内容、引用规

范、荷载计算、吊车选用、安全保障、吊装组织机构设置、应急措施等方面实施审查，重点审查该方案的施工合理性、技术可行性、安全保障性，经监理工程师认真细致初审、复审、三审审查，监理工程师共提出审查意见40余条发施工单位组织整改落实。

同时监理工程师依据《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》（住房和城乡建设部令第37号）、《住房和城乡建设部办公厅关于实施《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》有关问题的通知》建办质〔2018〕31号文件要求，及时编制放散塔钢结构塔架吊装作业监理专项实施细则，为对该危大工程施工实施专项检查提供可靠依据及技术保障。

## 2.3 现场监管

### 2.3.1 吊装作业票核查

吊装前监理工程师须检查施工单位吊装作业许可证是否办理，填写内容是否规范完整。

### 2.3.2 人员资格核查

监理工程师须确认现场操作人员是否熟悉施工环境，

是否体检合格，是否经过三级安全教育及安全上岗培训并合格。进行特殊工种人员资格核查，如起重指挥、司索工、电工等特殊工种人员资格是否与报验人员相符。技术人员、监护人员资格是否具备并与报验人员相符。同时确认施工单位是否已掌握当日天气情况，是否与克拉玛依气象台建立联系跟踪实时天气情况。

### 2.3.3 吊车报验与核查

吊装前监理工程师还需核对现场所选吊车的吊装性能、吊臂长度及截面尺寸、工作半径、回转半径及回转界限、吊钩重量及其吊装能力等性能数据，限位、报警与连锁装置是否灵活好用，确认吊车选择是否合格，是否与专项方案一致，是否满足现场吊装要求。

### 2.3.4 锁具的现场核查

监理工程师还需核查绑扎所用的钢丝绳、吊索、卡环、绳扣等是否由计算确定，计算是否符合要求。起吊前监理工程师还应应对吊车、吊钩、钢丝绳及连接部位和索具设备的外观进行检查，确认完好。

### 2.3.5 技术与安全交底现场核查已考核

起吊前，监理工程师还需检查由施工单位技术负责人对全体吊装参与人员进行技术交底和安全措施交底及会签工作是否落实到位，作业人员是否了解施工过程的内容、注意事项和准备工作，确保每个吊装参与者都明白自己的作业岗位及职责。

### 2.3.6 作业环境核查

监理工程师还需确认吊装环境，危大工程公示牌是否设置到位，吊装设备通行道路及站位是否平整坚实，支腿是否牢固可靠；吊装作业是否划定危险区域，是否设置警示牌、警戒线，挂设明显安全标志，是否将吊装作业区封闭，是否设专人加强安全警戒，严禁无关人员入内且吊装中吊物下方禁止站人等。监理工程师还需对吊物认真检查，确认吊点是否正确可靠、查吊运过程有无障碍物等，是否已做好设备保护，避免钢丝绳或绑扎工具与设备直接接触，防刮伤。

### 2.3.7 现场技术复核

监理工程师确认吊装机具的布置，吊点、牵引绳、绷绳等的设置符合审批完成的吊装施工方案的要求。吊装作业现场确保安全吊装，符合“十不吊”要求，其中十不吊内容如下：①指挥信号不明不准吊；②斜牵斜拉不准吊；③被吊物重量不明或超负荷不准吊；④吊物上有人不准吊；⑤散物捆扎不牢或物料装放过满不准吊；⑥埋在地下物不准吊；⑦机械安全装置失灵不准吊；⑧现场光线暗看不清吊物起落点不准吊；⑨棱角物与钢丝绳直接接触无保护措施不准吊；⑩六级以上强风不准吊。

### 2.3.8 吊装令核签，下达吊装指令

吊装过程由经报审合格的起重指挥统一指挥，各岗位

密切配合，吊装过程的每个环节，都应有专人进行监护，发现异常及时汇报并停止吊运，处理好后方可继续。在正式起吊前，应进行试吊，观测吊装安全距离及吊车支腿处地基变化情况、机索具的受力情况观测，确保各方面安全可靠后再进行正式吊装。起吊就位后，应经校正并确保临时或永久固定可靠后方可脱钩。

## 3 实施效果

2018年9月10日至2018年9月30日，红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发地面建设工程三座集油区转油站放散塔塔架从3号转油站、2号转油站、1号转油站依次吊装，历时近20余日，在工程参与各方的不懈努力下，最终得以安全顺利完成。作为一线监理，取得了如下收获：

### 3.1 发挥技术水平、提升项目技术管控能力

放散塔塔架每一座单个基础底座预埋有12个 $\text{O}69$ 螺栓（总共36个），轴向均匀分布，塔架底板上沿螺栓孔轴向呈 $15^\circ$ 角均匀分布的12块16厚加强肋板须从中穿过，互不影响，要求预埋36个 $\text{O}69$ 螺栓不能有偏差。监理工程师要求施工单位加工定位板模具并认真检查验收核对，从而确保了螺栓预埋定位精度完全达到了设计及施工安装要求。

监理工程师在巡视放散塔塔架现场制作过程中检查发现：施工单位就塔架42.5米处临时操作平台采用扣板式临时固定，以便于塔架安装就位后后期拆除，监理工程师运用自身扎实技术功底，提出由设计变更将该操作平台按照正式操作平台作为塔架结构一部分，设计予以了采纳并由施工单位组织实施，从而有效避免了该平台临时固定可能出现的滑脱和拆除安全风险。

### 3.2 运用管理手段、杜绝“低老坏”现象发生

监理工程师在红山嘴地面工程放散塔塔架监管过程中严格结合《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》、《起重机械吊具与索具安全规程》、《大型设备吊装安全规程》SY 6279-2008、《新疆油田公司作业许可实施细则》、《新疆油田公司承包商健康安全环境（HSE）监督管理规定》、《产能地面建设承包商（HSE）自主管理办法》、《新疆油田公司重点整治事故隐患目录（2018年版管控红线、严重违章）》等规定统一部署，坚持强化HSE体系建设，坚持严格监督与自主推进相结合组织开展HSE管理。监理工程师根据监理合同约定，遵循动态控制原理，坚持预防为主原则，采用旁站、巡视、平行检验、见证取样、监理验证、验收等方式在施工阶段对塔架质量、吊装进度等进行事前、事中、事后控制，通过审查、检查等方式对专项方案进行管理，通过监理例会、专题会、工作联系单等方式对塔架吊装各相关方的关系进行协调，通过检查、验证、监理指令等方式



履行建设工程安全生产管理法定职责，确保塔架吊装过程中各环节及要素符合法律法规、设计文件及验收规范要求。

《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》建办质〔2018〕31号自2018年6月1日起施行，由于三座集油区转油站放散塔塔架吊装属于超过一定规模的危大工程，施工单位须组织召开专家论证会对专项施工方案进行论证，在专家论证前该专项施工方案按要求通过了施工单位内部审核和监理工程师及总监理工程师的严格审查。

在该项目监理过程中，监理工程师按照要求敦促施工单位在施工现场显著位置公告危大工程名称、施工时间和具体责任人员，并在危险区域设置安全警示标志。

通过监理工程师的多重管理手段，三座集油区转油站放散塔塔架吊装得以顺利实施，实施过程中未出现“低老坏”现象。

### 3.3 监帮结合、协作共赢获得好评

在审核这项地面建设工程三座集油区转油站放散塔塔架吊装方案时，监理工程师为了缩短审查时间，在施工单位未完成内部自审的前提下，要求施工单位先报送监理审查，监理工程师接到该专项方案后立刻组织力量审查，经初审、复审、三审审查监理组共提出审查意见40条发施工单位组织整改落实，同时编制放散塔钢结构塔架吊装作业监理实施细则，并对该危大工程施工实施专项巡视检查。

此举充分体现了新油监理人“能吃苦、肯合作、敢担当、有作为”的项目团队精神，展示了“专业、负责”的新油监理人形象。

由于在该项目上，监理工程师提供的优质服务，赢得了业主及使用单位的一致好评，业主特别为监理工程师赠送锦旗及感谢信。

## 4 结语

目前，建设工程起重吊装作业越来越多，起重吊装事故发生的种类和原因也越来越多样和复杂。从红山嘴油田红浅1井区侏罗系稠油油藏火驱工业化开发地面建设工程三座集油区转油站80米放散塔塔架吊装的成功经验来看，面对起重吊装作业，特别是危大工程吊装作业（或关键性吊装作业），大家务必充分认识到安全管理的重要性和安全生产形势的严峻性，必须全面落实安全责任，在施工安全中发挥真正的作用。各级人员不但要了解而且还要掌握建设工程安全管理的基本知识，还须认真学习安全法律、法规、规定及技术规范，在现场工作时具备辨别危险、发现事故隐患的能力，只有这样才能有效地防范危大工程吊装作业（或关键性吊装作业）安全风险，使工程建设更加安全稳妥推进。■

作者单位：新疆石油工程建设监理有限责任公司  
(责任编辑 冯尚)

第三方破坏是导致海底管道失效的重要因素之一，而渔业活动是第三方破坏的重要组成部分。研究渔业活动对海底管道的影响，对保证海底管道的安全运行十分重要。渔网的拖曳与撞击主要作用于裸露在海床上或出现自由悬跨的海底管道。因此，通过合理的管道埋深以及定期检查海底管道是否裸露或出现自由悬跨，能有效避免海底管道受到渔业活动的破坏。

# 海底管道渔网拖曳与撞击分析

■ 韩鹏 杨泽亮

## 1 引言

海底管道作为一种输送流体的工具，具有连续、快捷、输送量大等诸多优点。同时，与陆上管道相比，海底管道运行风险更大，失效概率更高，抢修难度更大。

Arnold对美国密西西比河三角洲1958年—1965年之间的海底管道失效事故进行了统计，得出如下结论：（1）海床运动和波流冲刷是海底管道失效的主要原因，约占海底管道总失效的36.2%；（2）腐蚀和第三方破坏是海底管道失效的次要原因，其中腐蚀造成的海底管道失效占总失效的29.2%，第三方破坏造成的海底管道失效占总失效的26.6%；（3）其它原因引起的海底管道失效占总失效的8%。

第三方破坏是指由于第三方的海上活动导致海底管道发生的破坏。当海底管道位于渔业活动区、航道区或海上工程施工范围区内时，若埋设不深或由于波流冲刷而裸露出海底时，容易受到渔网拖曳、抛锚和船上落物撞击作用。

在英国PARLOC数据库2001年版中，统计了至2000年底

表 1 钢管运行期间的第三方破坏统计结果

事件原因		合计	立管	平台安全区	中段	井区	近岸区	其他
抛锚	船舶	18	0	11	6	—	1	
	钻机或建造	11	0	8	3			
	其他	11	1	0	10			
	合计	40	1	19	19	0	1	
冲击	船撞立管	8	8	0	—	—	—	
	网拖	27	0	1	23	3	—	
	坠物	2	1	1	—	—	—	
	沉船	1	0	0	1	—	—	
	建造	2	1	1	—	—	—	
	其他	16	2	4	9	—	—	1
	合计	56	12	7	33	3	—	1

的1567条管道的相关信息。管道包括钢质 (steel) 管道和柔性 (flexible) 管道，总长24837千米，运行经验328858千米·年。统计管道运行阶段的395个事故中，248件是由于管道失效造成，另外148件是由于管道配件的失效造成。这些管道事故发生在管道的不同分段区间，分别由不同失效原因造成，表1给出了第三方破坏的主要失效因素。

从表1中可以看出，渔业活动是海底管道第三方破坏的重

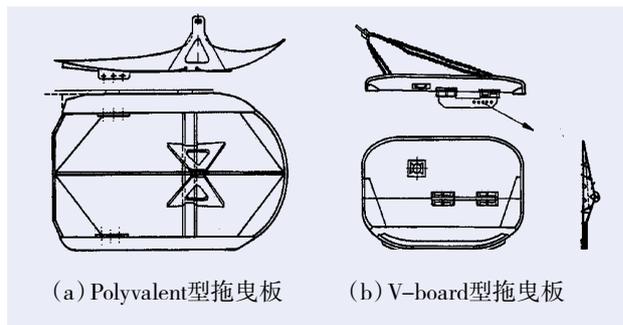


图1 拖曳板

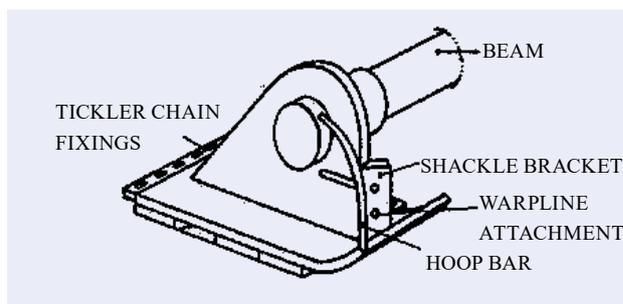


图2 桁拖网

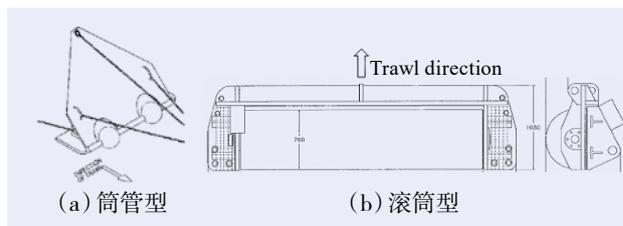


图3 典型配重块

要因素之一。如果海底管道所在海域渔业活动繁忙,那么收网、拖网等渔业活动对海底管道存在很大威胁。

本文依据规范DNV-RP-F111,针对拖网板型渔网给出拖曳与撞击分析方法,并结合工程实例开展海底管道拖曳与撞击分析。

## 2 渔网拖曳与撞击分析

目前,海底管道渔网拖曳与撞击分析可采用两种方法:

(1) 依据DNV-RP-F111与DNV-OS-F101的相关规定进行计算分析;(2) 建立有限元分析模型进行数值分析。DNV-RP-F111给出了拖网板、桁拖网与配重块等三种典型渔网的海底管道拖曳、撞击与钩挂分析公式。

### 2.1 渔网拖曳分析

(1) 拖曳力系数

无量纲高度计算公式如下所示:

$$\bar{H} = \frac{H_{sp} + OD/2 + 0.2}{B}$$

式中:  $H_{sp}$  —— 悬跨高度, m

$B$  —— 拖曳板高度的一半, m

$OD$  —— 管道直径, m

经验系数 $C_F$ 是一个与渔网类型以及描述渔网管道相互作用的几何参数相关的函数。对于polyvalent型渔网,该拖曳力系数计算公式如下所示:

$$C_F = 8.0 \cdot (1 - e^{-1.1\bar{H}})$$

式中:  $\bar{H}$  —— 无量纲高度

对于V-board型渔网,该拖曳力系数计算公式如下所示:

$$C_F = 5.8 \cdot (1 - e^{-1.1\bar{H}})$$

(2) 拖曳力

根据DNV-RP-F111,渔网缆索刚度 $k_w$ 的估算公式如下所示:

$$k_w = \frac{EA_w}{L_w}$$

式中:  $k_w$  —— 渔网缆索刚度

$L_w$  —— 渔网缆索长度

$A_w$  —— 渔网缆索横截面

如果没有渔网缆索的有效信息,渔网缆索的(典型的直径为32-38mm)刚度计算公式如下:

$$k_w = \frac{3.5 \cdot 10^7}{L_w}$$

水平方向最大拖曳力计算公式如下所示:

$$F_p = C_F \cdot V (m_i k_w)^{1/2}$$

式中:  $F_p$  —— 水平方向最大拖曳力

$C_F$  —— 拖曳力系数

$m_i$  —— 拖网渔具钢制质量, kg

$k_w$  —— 渔网缆索刚度, N/m

$V$  —— 有效碰撞速度, m/s

垂直方向最大拖曳力计算公式如下式所示:

• Polyvalent型渔网

$$F_z = F_p (0.2 + 0.8 \cdot e^{-2.5\bar{H}})$$

式中:  $F_z$  —— 垂直方向最大拖曳力

$F_p$  —— 水平方向最大拖曳力

$\bar{H}$  —— 无量纲高度

• V-board型渔网

$$F_z = \frac{1}{2} F_p$$

(3) 拖曳力作用时间

拖曳力作用时间通过下式进行计算:

$$T_p = C_T \cdot C_F (m_i/k_w)^{1/2} + \delta_p/V$$

式中:  $T_p$  —— 拖曳力作用时间

$C_T$  —— 拖曳力作用时间系数

$C_F$  —— 拖曳力系数

$m_i$  —— 拖曳渔网钢质量

$k_w$  —— 渔网缆索刚度

$\delta_p$  —— 管道在拖曳点处的整体变形量

$V$  —— 有效碰撞速度

如果 $\delta_p$ 没有有效数据, $\delta_p/V$ 可以按照下式进行计算:

$$\delta_p/V = C_T \cdot C_F (m_i/k_w)^{1/2} / 10$$

### 2.2 渔网撞击分析

(1) 拖曳板撞击能量

拖曳板中钢制重量撞击能量计算公式如下:

$$E_s = R_{fs} \cdot \frac{1}{2} m_i (C_h \cdot V)^2$$

式中:  $R_{fs}$  —— 钢制重量撞击能量折减系数

$m_i$  —— 拖网渔具钢制重量, kg

$C_h$  —— 悬跨高度效应对冲击速度影响系数

$V$  —— 有效冲击速度, m/s

(2) 水动力附加质量引起的冲击力

水动力附加质量主要作用拖曳板的垂直方向。水动力附加质量的冲击力计算公式如下:

$$F_b = C_h \cdot V \cdot \sqrt{m_a \cdot k_b}$$

式中:  $C_h$ ——悬跨高度效应对冲击速度影响系数

$V$ ——有效冲击速度, m/s

$m_t$ ——拖网渔具钢制质量, kg

$m_a$ ——水动力附加质量, kg

$k_b$ ——拖曳板侧向弯曲刚度, MN/m

典型材料强度计算公式如下所示:

$$f_y = (SMYS - f_{y,temp}) \alpha_U$$

式中:  $SMYS$ ——典型最小屈服强度, MPa

$f_{y,temp}$ ——温度引起的屈服强度折减值, MPa

$\alpha_U$ ——材料强度系数

(3) 水动力附加质量引起的冲击能量

$$E_a = R_{fa} \cdot \frac{2(F_b)^3}{75 \cdot f_y^2 \cdot t^3} \leq \frac{1}{2} m_a (C_h \cdot V)^2$$

式中:  $R_{fa}$ ——钢质量引起的冲击能量折减系数

$F_b$ ——水动力附加质量引起的冲击力, N

$f_y$ ——典型材料强度, MPa

$t$ ——钢管壁厚, mm

$m_a$ ——拖网渔具钢质量, kg

$C_h$ ——悬跨高度效应对冲击速度影响系数

$V$ ——有效速度, m/s

(4) 吸收能量

钢制管道吸收能量计算公式如下:

$$E_{loc} = \max \begin{pmatrix} E_s \\ E_a \end{pmatrix}$$

式中:  $E_s$ ——钢质量引起的冲击能量

$E_a$ ——水动力附加水质量引起的冲击能量

(5) 作用在管道上的最大冲击力

作用在管道上的最大冲击力计算公式如下:

$$F_{sh} = \left( \frac{75}{2} \cdot E_{loc} \cdot f_y^2 \cdot t^3 \right)^{1/3}$$

式中:  $F_{sh}$ ——海底管道承受的最大冲击力

$f_y$ ——典型材料强度, MPa

$E_{loc}$ ——吸收能量, J

$t$ ——海底管道壁厚, mm

(6) 估算海底管道永久塑性凹陷

海底管道由冲击引起的永久凹陷计算公式如下所示:

$$H_{p,c} = \left( \frac{F_{sh}}{5 \cdot f_y \cdot t^{3/2}} \right)^2 - \left( \frac{F_{sh} \cdot \sqrt{0.005 \cdot D}}{5 \cdot f_y \cdot t^{3/2}} \right)$$

式中:  $F_{sh}$ ——海底管道承受的最大冲击力

$f_y$ ——典型材料强度, MPa

$D$ ——管道直径

$t$ ——管道壁厚, mm

### 3 工程实例

#### 3.1 主要工程参数

(1) 主要海底管道参数(见表2)

(2) 拖网板主要参数(见表3)

#### 3.2 计算结果与分析

##### 3.2.1 计算结果

(1) 拖曳分析结果(见表4、表5)

(2) 冲击分析结果(见表6、表7)

##### 3.2.2 结论

根据DNV-RP-F111, 结合工程实例开展拖曳板型渔网海

表 2 海底管道主要参数

项目	单位	参数	
管道直径	inch (mm)	18 (457)	36 (914)
管道壁厚	mm	14.27	23.83
管道材料	—	API 5L L450 (X65)	API 5L L450 (X65)
典型屈服强度	MPa	450	450
极限拉伸强度	MPa	535	535
钢材密度	kg/m <sup>3</sup>	7850	7850
杨氏模量	MPa	207000	207000
泊松比	—	0.3	0.3
混凝土配重层厚度	mm	80	90
混凝土配重层密度	kg/m <sup>3</sup>	3040	3040

表 3 拖网板主要参数

项目	符号	单位	参数	
拖网板形状	—	—	Polyvalent	V-board
撞击角度	$\phi$	deg	45	18
有效撞击速度	V	m/s	2.8Ch	2.8Ch
钢质量	$m_t$	kg	4500	4500
平面方向的刚度	$k_i$	MN/m	500	500
弯曲板刚度	$k_b$	MN/m	10	10
水动力附加质量	$m_a$	kg	2.14mt	1.60mt
自由悬跨高度	$H_{sp}$	m	0.5	0.5
悬跨高度效应对冲击速度影响系数	$C_h$	—	0.893	1
拖曳力作用时间系数	$C_T$	—	2.0	2.0

表 4 18inch 海底管道拖曳分析结果汇总

参数	单位	数值		数值	
		Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
渔网规格	—	Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
土壤类型	—	砂		淤泥	
无量纲高度	—	0.576	0.576	0.576	0.576
最大水平拖曳力 $F_p$	kN	437.054	451.103	437.011	451.071
最大垂直拖曳力 $F_z$	kN	170.177	225.552	170.175	225.536
拖曳力作用时间 $T_p$	s	0.544	0.501	0.544	0.501

表 5 36inch 海底管道拖曳分析结果汇总

参数	单位	数值		数值	
		Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
渔网规格	—	Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
土壤类型	—	砂		淤泥	
无量纲高度	—	0.713	0.713	0.713	0.713
最大水平拖曳力 $F_p$	kN	514.083	522.031	514.083	522.031
最大垂直拖曳力 $F_z$	kN	172.073	261.015	172.073	261.015
拖曳力作用时间 $T_p$	s	0.64	0.58	0.64	0.58

表 6 18inch 海底管道冲击分析结果汇总

项目	单位	数值		数值	
		Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
渔网规格	—	Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
土壤类型	—	砂		淤泥	
折减系数 $R_{fa}$	—	0.524	0.524	0.767	0.767
折减系数 $R_{fs}$	—	0.568	0.568	0.568	0.568
附件质量冲击能量 $E_a$	kJ	17.38	22.19	23.98	28.22
拖曳板冲击能量 $E_s$	kJ	6.361	10.01	6.36	10.01
局部吸收冲击能量 $E_{loc}$	kJ	17.38	22.19	23.98	28.22
作用管道上的最大冲击力 $F_{sh}$	kN	558.409	605.755	621.679	656.341
永久管道凹陷	mm	36.359	43.738	46.371	52.363
永久凹陷与管道直径的比值	%	7.953	9.566	10.147	11.458
破坏等级(1)	—	巨大的损伤	巨大的损伤	巨大的损伤	巨大的损伤

注: 1) 海底管道损伤等级根据DNV-RP-F107的表4进行划分。

表 7 36inch 海底管道冲击分析结果汇总

项目	单位	参数		参数	
		Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
渔网规格	—	Polyvalent	V-board	Polyvalent	V-board
土壤类型	—	砂		淤泥	
折减系数 $R_{fa}$	—	0.885	0.885	0.963	0.963
折减系数 $R_{fs}$	—	0.764	0.764	0.764	0.764
附件质量冲击能量 $E_a$	kJ	4.647	5.932	5.059	6.458
拖曳板冲击能量 $E_s$	kJ	8.563	13.48	8.563	13.48
局部吸收冲击能量 $E_{loc}$	kJ	8.563	13.48	8.563	13.48
作用管道上的最大冲击力 $F_{sh}$	kN	815.134	948.178	815.134	948.178
永久管道凹陷	mm	7.271	11.45	7.271	11.45
永久凹陷与管道直径的比值	%	0.796	1.253	0.796	1.253
破坏等级(1)	—	较小的损伤	较小的损伤	较小的损伤	较小的损伤

注: 1) 海底管道损伤等级根据DNV-RP-F107的表4进行划分。

底管道的渔网拖曳与撞击分析, 得出如下结论:

(1) 对于拖曳板型渔网, 海底管道渔网拖曳力与海床地质类型无关, 与渔网类型及管道规格相关。

(2) 对于拖曳板型渔网, 海底管道渔网撞击力与海床地质类型、渔网类型、管道规格相关。相同管道规格下, 淤泥质海床条件下的撞击力大于砂质海床条件下的撞击力。

(3) 对于拖曳板型渔网, 海底管道渔网撞击能量与海床地质类型、渔网类型、管道规格相关。相同管道规格下, 淤泥质海床条件下的撞击能量大于砂质海床条件下的撞击能量。

#### 4 结束语

渔业活动作为海底管道第三方破坏的重要因素之一,

影响海底管道的安全运行。因此, 在海底管道设计过程中, 需要对路由区域渔业活动频繁的海底管道进行针对性分析。本文依据DNV-RP-F111, 给出了渔网拖曳与撞击对海底管道作用的分析方法。该方法能应用于海底管道设计工作中, 保证海底管道免受渔业活动的破坏。渔网的拖曳与撞击主要作用于裸露在海床上或出现自由悬跨段的海底管道。因此, 通过合理的管道埋深以及定期检查海底管道是否裸露或出现自由悬跨, 能有效避免海底管道受到渔业活动的破坏。■

作者单位: 中国石油管道局工程有限公司天津设计院  
(责任编辑 冯尚)

水喷砂是利用压缩空气将水和磨料混合在一起并喷射到基材表面,达到除锈的目的。对临近海洋石油化工厂内的储罐进行防腐维修时,采用手动工具除锈,但除锈效果不理想;单纯的机械喷砂在运行的装置区内会造成区域污染、火花、静电等,危险较大。如采用水喷砂除锈,可以整体解决以上问题,还能大大提高劳动效率。

## 水喷砂防腐施工过程与质量控制

■ 陈志 孙保业 裴志斌

涂装是石油化工行业中非常精细化的一项工作,几乎涉及到所有施工部位,如火炬、储罐、塔器、工艺管线、钢结构等等。优良的涂装技术和涂装环境不仅可以保证产品的内在质量,赋予产品一个光鲜的外表,同时也会增加使用寿命,降低安全风险,节省日后大量维修资金。不同工况对涂装的技术要求不同,这就要求我们根据不同的工况,制定相应的施工方案,并加强精细化管理,满足施工中的各项需求。下面对大连恒力石化项目PX罐水喷砂防腐施工的过程与质量控制进行总结。

### 1 利用水喷砂工艺对罐顶板上表面进行喷砂处理

#### 1.1 水喷砂设备选择及改造

水喷砂枪头:在原有喷砂枪头基础上加以改造,外部封闭后形成小型套管结构,并加上水源入口阀。水源利用压缩机与磨料在喷砂枪头处混合在一起后,喷射到基材表面。(见图1)。

其他设备:压缩机—储气罐—砂罐—砂枪头

#### 1.2 水喷砂打砂施工过程和质量控制

磨料使用石英砂,砂子直径在1.0~2.5mm之间,材料到货后,确认合格后使用,以确保钢板的除锈质量达标。

水喷砂的特殊性:喷砂过后表面会残留大量水、砂和基材表面的锈蚀物,为避免产生浮锈,需要用加入缓蚀剂的清水进行冲刷,冲刷过后要第一时间进行表面干燥处理,操作人员宜采用外接压缩空气进行吹扫、风干。

储罐表面干燥后,进行基材表面二次清洁,把附着在基材表面的灰尘及磨料清除干净,并防止涂敷前钢板表面受潮,生锈,或二次污染,表面预处理过的储罐应在2小时内进行敷涂(图2)。

储罐顶部表面除锈达到《涂装前钢材表面锈蚀等级和除



改造后的喷砂枪头



连接后的打砂设备



砂罐

图1 水源—压缩泵—砂枪头

锈等级》中规定的Sa2.5级。并要求钢材表面无可见的油脂、污垢、氧化皮、铁锈和附着物，粗糙度达到45~75微米。检测仪器如下图3：

灰尘度检测：油漆施工前基材表面要做好清洁，对灰尘进行评估（压敏胶带法）一般防腐要求在3级以内，储罐要求在2级以内。撕开胶带约三圈，扔掉200mm长的开始胶带，把



水喷砂过程 无灰尘污染、不会产生静电



粗糙度测试板



喷砂后使用加入缓蚀剂的淡水冲刷



复制胶带法检测粗糙度



压缩空气吹干后的基材表面



数显式粗糙度仪

图2

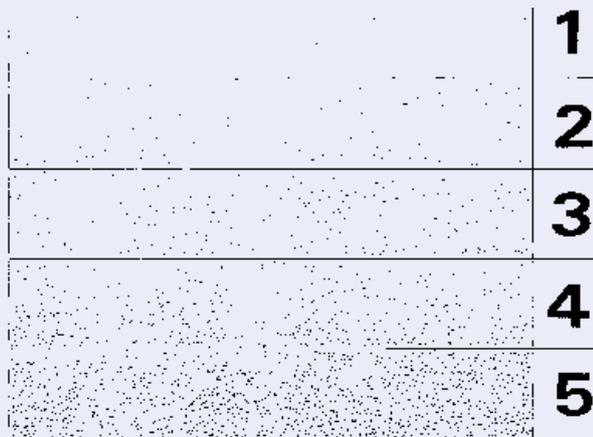
图3

150mm长的新鲜胶带压在测试表面,用拇指从一头压到另一头,每个方向压三遍,揭起胶带,压平粘帖在白纸或玻璃上面与标准图示和说明相比较,评估灰尘量和灰尘粒子的大小。灰尘度等级(0-5):

- 0: 10倍放大镜下不可见的微粒
  - 1: 10倍放大镜下可见但肉眼不可见(颗粒直径小于 $50\mu\text{m}$ )
  - 2: 正常或校正视力下刚刚可见(直径为 $50\sim 100\mu\text{m}$ )的颗粒
  - 3: 正常或校正视力下明显可见(直径小于 $5\mu\text{m}$ )的颗粒
  - 4: 直径为 $0.5\sim 2.5\text{mm}$ 的颗粒
  - 5: 直径大于 $2.5\text{mm}$ 的颗粒
- 灰尘度使用工具如下图:



压敏胶带法



灰尘度清洁对比

Figure 1 — Photos of reference dust corresponding to dust quality ratings 1, 2, 3, 4 and 5

盐度检测:可溶性盐份吸收空气中的水分形成氯离子,破坏涂层结构形成气泡加速腐蚀,抗CUI及浸泡型涂料涂装前,钢材表面应依ISO/TR15235作水溶性盐含量不可高于

$\leq 50\text{mg}/\text{m}^2$  ( $46.3\mu\text{S}/\text{cm}$ );其余涂料涂装前,钢材表面盐份量不可高于 $\leq 100\text{mg}/\text{m}^2$  ( $92.59\mu\text{S}/\text{cm}$ )。盐含量测定(贴片检测法)将纯水注入贴于钢材表面贴片中间的囊包,经搓揉之后由注射器抽出,再由检测器测出其导电度换算之盐含量。盐含量测定组:内含贴片、注射器、纯水、针头、导电度计、量杯及清洁液。

盐度使用工具如下图:



盐度检测工具



贴片安装后针头抽样

## 2 涂装施工

2.1 涂装使用无气喷涂机进行大面积喷涂,滚刷进行预涂与修补。

油漆配套如表1:

### 2.2 涂装施工程序

在施工之前油漆与固化剂必须按一定比例(产品说明书)均匀混合,并加入专用稀释剂调至合适的施工粘度,静置10~15分钟后可施工。

使用滚刷对焊口处进行预涂施工。

表1

部位	底材处理	涂料名称	道数	干膜厚度	总干膜厚度 μm
PX 罐顶上 表面	水喷砂	底表面处理 环氧底漆	2	120	320
		环氧云铁 中间漆	2	120	
		脂肪族聚氨 酯面漆	2	80	

储罐进行涂敷时,严格按照《工业设备、管道防腐蚀工程施工及验收规范》标准施工,涂料应均匀地涂敷在储罐表面。

各道工序之间必须进行质量检查,检查验收合格后,方可进行下道工序的施工。判断漆膜实干的方法可以用目测方法逐块进行表面宏观检查。涂层表面应平整、无气泡、流挂等缺陷并用手指用力按压,漆膜不出现指纹为准。

多道涂层涂敷时,上道涂层实干后方可进行下道涂层施工,整体工序结束表面实干后,应用涂层干膜测厚仪进行膜厚度测定。涂层总厚度和涂漆道数应符合设计要求。

### 2.3 涂装质量控制

涂装施工环境温度不得低于5℃,相对湿度应不大于85%,聚氨酯面漆(I-990)相对湿度不大于80%。

金属表面温度应高于露点温度3℃以上,否则必须停止涂装施工。雨、雪、雾天气及风力超过4级时,禁止在室外施工(有防风措施除外)。待涂装表面有结霜、结露的,禁止施工。

涂装及固化过程中,涂装件表面温度不得超过60℃。施工区域必须保持空气流通,涂装及固化过程中应无粉尘及其他异物飞扬。

### 2.4 涂层及环境检测工具

检测涂层厚度,还需用到湿膜检测工具、干膜测厚仪等工具。



## 3 安全环境保护

水喷砂与涂装施工前要做好机械设备检查,空气压缩带所有连接处要安装防脱器,油漆带连接处要再次检查、紧固。劳动防护用品要佩戴齐全,时刻保持安全警惕意识。储罐顶部在护栏处用安全网做好防护,安全网高度3m,固定在由脚手架搭设的支点上,保证作业人员如遇到意外情况时,不会发生坠落,并在罐顶固定点处设置防坠器。

本储罐位于正在运行的罐区内,并且只对罐顶进行防腐处理,为避免污染环境及罐壁外表面,特设置引流槽,水污染物由罐顶流入引流槽后流入地面地井内。

## 4 结论

传统的空气喷砂时磨料的破裂会产生环境污染并对人体有害。水喷砂是在传统的喷砂设备的基础上加以改造,在喷嘴、空气磨料流中加入水,磨料和水在高压空气的驱动下,喷射到待涂表面,从而达到环保、防爆的目的,同时也保证了喷砂除锈的效果。水喷砂施工工艺较适合正在运行装置区的检维修防腐施工。■

作者单位: 中油吉林化建工程有限公司  
(责任编辑 冯尚)

综合论述长庆苏里格气田在气田采出水处理技术研究与应用现状,经过大量实践,通过沉降除油、过滤等技术,探索出了一套地面工艺适应地层状况的方法。

# 苏里格气田采出水处理工艺浅析

■ 冯启涛 吴志斌 范婧 王超



随着长庆气田的持续高效开发,气田地面集输系统日益庞大,配套采出水处理及回注系统亦日臻完善,规模不断扩大。目前苏里格气田采出水处理系统已建成采出水处理站(系统)20余套,气田回注层位为二叠系上统石千峰组,二叠系上统石盒子组。对于气田水处工艺流程,苏里格气田结合不同气区自身特点,按照优化、简化的管理思路,探索出了一套地面处理工艺适应地层回注状况的方法,经过多年运行,总体运行效果较好,能够满足气田生产要求。

## 1 气田采出水处理系统现状

### 1.1 地质及地层现状

目前长庆气田适宜采出水回注的地层主要有二叠系上统

石千峰组,二叠系上统石盒子组。由于采出水回注层位物性参数、圈闭条件不同,能否满足气田采出水回注,需充分考虑各方面因素,选择适合的回注层位。

### 1.2 地面工艺现状

#### 1.2.1 采出水处理系统设计原则

(1) 采出水处理工程设计均按照气田地面建设总体规划进行,采用一次或分期建设。

(2) 采出水处理工程设计采用国内成熟适用的工艺、技术、设备、材料。

(3) 进入采出水处理站的污油含油量不应大于1000mg/L。

(4) 充分依托气田产建公用设施。

### 1.2.2 水质

在气田开采过程中,部分地层水伴随天然气被采出到地面,经气液分离器分离出来,称之为气田采出水。气田采出液除含有大量常规无机盐类物质外,还含有烃类有机物,含油量5%~30%(V%)。水型主要以CaCl<sub>2</sub>型为主,兼有NaHCO<sub>3</sub>、Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>水型,普遍呈偏酸性胶体状态,成份复杂,具有“高矿化度、高含油、高含沙、高腐蚀性”的特点(见表1)。

### 1.2.3 水量

苏里格气田230亿规划部署完成后,预测总采出水为5426m<sup>3</sup>/d,年产气田采出水179×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,2017年底为4392m<sup>3</sup>/d,年产气田采出水145×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

从10月至次年1月、3月至6月各厂处理量属上升趋势,1月至2月、6月至7月属下降趋势,各处理厂冬季夏季均有水量高峰期,但全年较为平均,最大波动范围在200m<sup>3</sup>左右,说明目前的流程具有一定的调峰作用。

## 3 沉降除油+过滤的处理工艺

来水首先进入除油罐,利用油水密度差对污水中的浮油和悬浮物进行分离沉降,出水经调节后进入综合除油沉降器,通过粗粒化斜管除油、旋流反应、斜管沉降后进入过滤装置,过滤装置由核桃壳过滤器(二级串联)和改性纤维球过滤器(二级串联)组成,过滤后回注(见图1)。

表1 气田采出水水质表

井号	层位	水化学特征 (mg/L)						矿化度 (g/l)	水型	备注
		K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	Ca <sup>+</sup>	Mg <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>			
苏15	盒4	7070	11456	596	31005	2353	269	52.75	CaCl <sub>2</sub>	地层水
苏2	盒8	—	—	—	31655	—	—	52.23	CaCl <sub>2</sub>	
苏7	盒8	4668	2619	—	10740	1177	375	19.58	CaCl <sub>2</sub>	淡化地层水
苏9	盒8	5354	4713	834	17359	2118	170	30.55	CaCl <sub>2</sub>	
苏11	盒8	4091	2730	667	11494	1883	340	21.2	CaCl <sub>2</sub>	
苏12	盒8	5063	3601	99	14064	—	684	23.51	CaCl <sub>2</sub>	
苏4	盒8	809	566	24	2189	28	187	3.803	CaCl <sub>2</sub>	凝析水
苏5	盒8	4635	1049	182	9332	20	313	15.53	CaCl <sub>2</sub>	

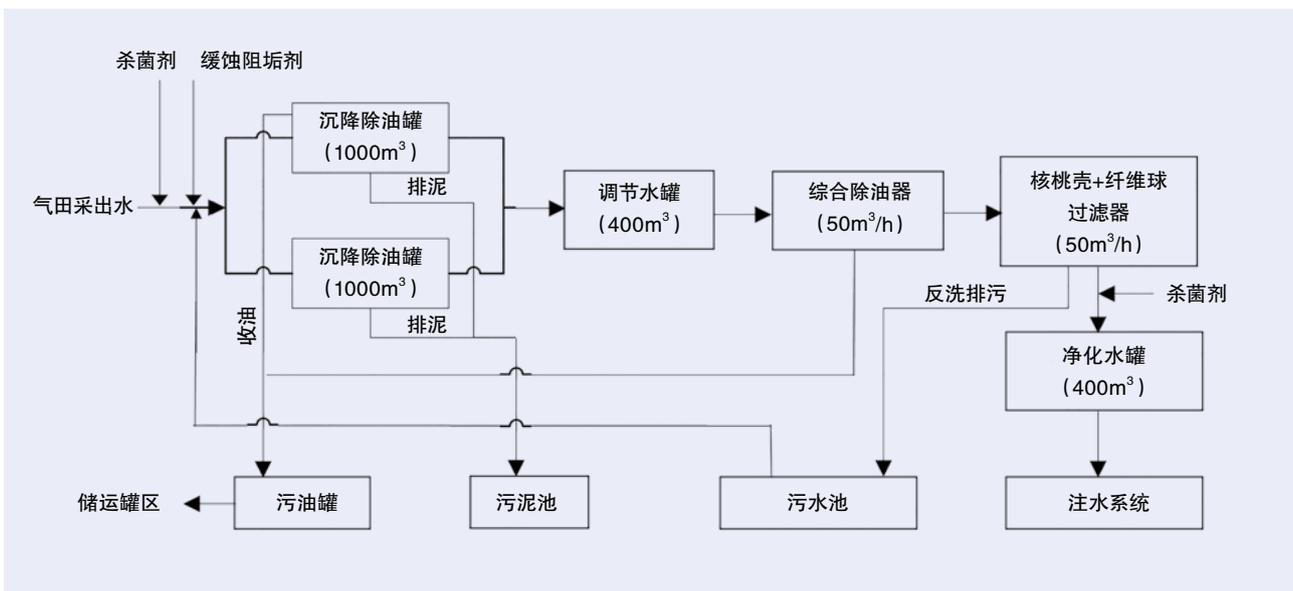


图1 沉降除油+过滤的处理工艺流程图

表2

序号	设备名称	进水mg / L		出水mg / L		作用	其它参数指标
		油	悬浮物	油	悬浮物		
1	除油罐	≤300	≤200	≤80	≤50	利用油水密度差对污水中的浮油和悬浮物进行分离沉降	采出水有效停留时间4~6h, 固定堰收油, U型管出水, 油层厚度≤800mm
2	调储罐	≤80	≤50	≤50	≤50	稳定除油罐出水, 对浮油和悬浮物进行再分离	污水有效停留时间按2.5小时设计
3	净化水罐	≤50	≤50	≤50	≤50	处理后净化水储存	罐容按设计规模的6h水量设计
4	缓冲水罐	≤50	≤50	≤50	≤50	处理后净化水储存	罐容按设计规模的2.5h水量设计
5	综合除油器	≤300	≤200	≤100	≤30	集粗粒化斜管除油、旋流反应、斜管沉降为一体, 实现油水分离和固液分离	悬浮物、油份去除效率90%以上
6	核桃壳过滤器	≤100	≤50	≤15	≤5	进一步去除油和悬浮物	串联使用, 两级过滤
7	改性纤维球过滤器	≤30	≤15	≤5	≤3	进一步去除油和悬浮物	
8	双滤料过滤器	≤50	≤50	≤20	≤15	进一步去除油和悬浮物	

注: 以上设备一般采用以下三种组合: 1. 除油罐+缓冲水罐;  
2. 除油罐+调节水罐+双滤料过滤器+净化水罐;  
3. 除油罐+调节水罐+综合过滤器+核桃壳过滤器+改性纤维球过滤器+净化水罐

### 3.1 主要设施、设备选型依据

气田采出水处理工艺主要针对气田采出水中含有的油和悬浮物进行处理, 主要储罐、设备选型均按照《油田采出水处理设计规范》GB 50428—2007及油田公司相关规定执行。相关设备主要作用及性能参数如表2:

### 3.2 药剂投加

采出水处理所用药剂主要有杀菌剂、缓蚀阻垢剂、水质调节剂、絮凝剂、助凝剂等。药剂的筛选由有关单位会同油田开发科研部门根据原水水质和工艺流程进行确定。药剂品种及投加量满足水处理工艺的要求, 同时应考虑了水质改性, 减少污水对设备、管道及注入层的危害程度。

### 3.3 仪表自控

除就地仪表外, 除油罐、调节水罐、净化水罐实现液位连续显示、高低液位报警; 污水调节池实现液位连续显示、高、低液位自动启停泵和超高液位报警; 污泥浓缩池实现液位连续显示及高、低液位报警; 过滤加压泵出口汇管压力、除

油沉降器出口汇管压力和过滤装置出口汇管压力, 以上信号均上传天然气处理厂中控室。

## 4 结束语

随着气田开发时间的延长, 高气比气井数量不断增加, 气田采出水产量持续增加, 部分采出水处理站将满负荷, 甚至超负荷运行, 因此配套增加气田采出水处理系统处理能力, 才能满足气田生产需求。

由于各生产单位对标准的理解程度不同, 总体上均能够按照标准推荐的化验分析方法进行水质取样化验分析, 同时也制定了相关的化验分析制度, 但部分单位化验分析队伍力量薄弱, 没有经过专业培训, 在水质化验分析环节工作开展相对较弱, 需要引起各方重视, 推动问题解决。■

作者单位: 西安长庆科技工程有限责任公司  
(责任编辑 冯尚)

针对新疆油田石南21井区注水系统注水压力需求上升、井间压力差异大的问题,并根据注水井的位置分布情况,采用分压注水技术,将原系统分为16MPa和20MPa两个系统进行分压注水。分压注水技术在该井区的实施既满足了油田“注够水”的需求,又提高了注水系统效率,系统效率提高了5.4%。

# 石南21井区分压注水优化应用研究

■ 何冯清 李本双

新疆油田石南21井区头屯河组油藏为构造岩性油藏,受断裂、岩性和油水界面多种因素控制,油藏储层岩性主要为细—中粒长石岩屑砂岩及不等粒长石岩屑砂岩。头屯河组 $J_2t_2$ 储层是本区的主要目的层,油藏中部深度为2500m,可细分为 $J_2t_2^3$ 、 $J_2t_2^2$ 、 $J_2t_2^1$ 三个层。该储层为低孔、低渗储层,具有中等偏弱速敏、中等偏强水敏、高临界盐度和中等偏强的体积流量敏感性。为了保证油田的高产稳产,地质工作采取了井网加密及整体分注等一系列调整措施,导致注水量迅速增加,低渗及特低渗层位的井注水压力需求较高,原有地面注水系统不能满足多层系多井网的地质配注需求,出现欠注严重、配水节流损失严重、注水系统效率偏低等问题。如何对注水系统进行合理的调整改造,进一步优化系统配置,提高注水系统效率,实现注水系统既能最大限度满足油田注水地质需求,又能达到节能降耗,降低水驱油田开发生产成本具有重要的指导意义。

## 1 注水系统现状及存在问题

### 1.1 注水系统现状

石南21注水站内已建有高压柱塞泵8台,设计为7用1备,单台泵理论排量为 $42\text{m}^3/\text{h}$ ,设计注水规模 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ,注水压力为16.0MPa。经测试单泵满负荷运行时实际平均排量为 $39.5\text{m}^3/\text{h}$ ,实际注水能力为 $6636\text{m}^3/\text{d}$ 。注水站实际运行7~8台泵,注水出站压力为14.3MPa。油区共建有配水间28座,注水井147口,注水干线5条,管线设计压力均为16MPa。注水开发中由于欠注严重,导致地层压力保持程度下降和产量递减。边2区和边3区平均地层压力由22.0MPa下降到21.04MPa,压力保持程度由92.7%下降到88.7%,下降4个百分点。边2、边3区年产量水平综合递减相对较大,分别为22.0%、23.5%。

### 1.2 存在问题

石南21井区注水系统存在的问题:(1)注水压力上升、井间注水压力差异大。根据油藏注入压力的预测,伴随油藏

滚动开发,SN6149等33口注水井井口平均注水压力将上升到18.45MPa,现有系统设备及管道均为16MPa,不能满足注水需求。同时根据注水井注入压力分布规律可知:边部区块储层物性相对较差,其注水井的注水压力需求较高,均在12MPa以上,占开井总数的16.2%,其中14MPa~16MPa较多,占开井总数9.8%,其余区域注水井压力都低于12MPa,注水泵出口压力在15MPa~16MPa之间,由此可知,为了满足少部分高压注水井的注水需求,整体提高了系统压力,导致大部分低压井配水间节流损失过大,能耗大,管网效率较低,增加了油田的生产运行成本。(2)注水能力不足。注水站的能力和注水干线能力均表现不足,注水站设计能力 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ,实际地质配注量为 $8480\text{m}^3/\text{d}$ ;5条注水干线有3条干线压损较大(最大达到2.9MPa),管线流速大(最大达到2.8m/s),超过规范中要求的经济流速。(3)欠注严重。石南21井区开井123口,有28口水井欠注,占开井总井数的22.8%,欠注水量为 $753\text{m}^3/\text{d}$ ,占总配注量的11.1%。随着后期地质的加密调整和分注,若现有系统不优化,则欠注现象将会更加严重。(4)注水设备维修工作量大。为了尽可能地满足配注需求,注水站常启用柱塞泵7~8台,无备用泵,维修工作量大,年维修费用达310万元左右。因维修停泵年影响注水量达 $14.6\times 10^4\text{m}^3$ 。

## 2 分压注水可行性研究

### 2.1 必要性研究

根据注水井井口压力分布情况,注水压力大于14MPa的井只占开井总数的9.8%,为了满足这少部分水井注水要求,整个注水系统压力提高至16MPa,大部分注水压力低的井采用阀门控制,损耗一部分能量,增加成本投入,因此,有必要采取一定的技术手段对其进行优化。考虑三种技术对其注水系统进行优化:

一是采用整体降压技术。该技术能满足大部分井的注水需求,也不存在配水节流损失,但是边部区块注水压力需求

较高的井不能满足地质配注需求,欠注现象将会更加严重。

二是采用整体降压、油区分散增压技术。该技术既能满足少部分高压注水井的注水需求,又能满足大部分低压井注水需求,不存在配水节流损失,但是该技术存在管理点、注水泵、增压泵运行台数和维修工作量增加的问题,从而年平均运行成本费用增加。

三是采用分压注水技术。分压注水技术既能解决边部注水井因注水压力需求较高而欠注的问题,又能满足中部区块注水井注水需求。同时边部注水压力需求较高的井分布相对较为集中,更适合采用分压注水技术,既方便管理,又能降低员工的劳动强度和年平均运行费用,注水管网效率和系统效率提高的幅度也较大。因此,综合对比考虑,本文介绍采用分压注水技术对石南21井区注水系统进行优化。

## 2.2 系统压力等级的确定

本文将地质预测的井口注入压力达到13.5MPa~14.5MPa,能够满足配注要求的井简称A类井,将不能满足配注要求欠注的井简称B类井。对B类欠注井进行了一系列增注措施,包含压裂、酸化深穿透射孔、分子膜及提压增注,其效果均较好。再分析措施井吸水井段渗透率与措施井次及有效期关系,对于渗透率小于 $15.0 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 时,酸化措施平均有效期仅3个月。因此,对边部区块储层物性较差,注水压力需求较高的B类注水井宜采用提压增注措施。

地质上对A类和B类井的注水量和注水压力进行未来10年预测,预测A类井10年后井口平均注水压力将达到11.79MPa,B类井井口平均注水压力将达到18.45MPa。同时,为了获取欠注井满足配注需求时的井口压力值,现场对10口欠注井进行了提压试注。试注结果表明,这类井启动压力较高,满足未来 $50 \sim 90 \text{m}^3/\text{d}$ 的配注量时所需井口压力在15MPa以上,最高达到17.6MPa。因此,结合欠注井的试注资料分析和地质预测分析,对石南21井区进行分压注水其压力等级确定为20MPa和16MPa,其中B类井井口最大注入压力18MPa,将其接入20MPa注水系统,A类井仍沿用原16MPa注水系统。

## 3 分压注水优化方案

### 3.1 注水泵的运行优化

#### 3.1.1 注水泵的优选

提高注水泵效率是提高注水系统效率、降低注水能耗的重要手段。从注水泵运行泵效高低的情况来看,柱塞泵泵效较高,平均泵效81.2%,基本处于较高水平;离心泵泵效较低,只有65.4%,基本处于较低水平。这两种泵不同的工作原理及特点决定了各自比较理想的实用范围。离心泵适合大排量、低扬程,且注水压力及注水量相对稳定的区块注水;柱塞泵适合排量相对较小,扬程较高的区块注水需求,特别是对于注水量及注水压力波动较大的区块,柱塞泵具有其突出的优势,通

过配套低压变频调速技术,可实现压力及排量的自动调节。因此,如果泵型选择不合理,泵的实际排量与额定排量相差较大,使泵不能在高效工况区运行,造成实际运行泵效低,同时也加大了节流损失,降低了管网效率。由于该区块注水规模和注水量的波动范围较大,若只采用柱塞泵,则台数会多达到14台,维修工作量及噪音均会较大;若只采用离心泵,由于地质配注波动范围较大,泵不能一直工作在高效区,泵效会较低。因此,本次改造方案采用“离心泵+柱塞泵”梯级配置的方式运行,优先开启离心泵,使离心泵满负荷运行,离心泵运行完余下的水量由柱塞泵来打,柱塞泵采用变频控制。

#### 3.1.2 具体调整改造方案

16MPa系统:新增设2台为 $300 \text{m}^3/\text{h}$ 的离心泵,原5台柱塞泵仍用于16MPa注水系统(3用2备),同时新建1套5井式DN250 PN16MPa分水器。

20MPa系统:将2004年建设老泵房内的4#、5#、6#柱塞泵进行更换,更换后单泵额定排量为 $39 \text{m}^3/\text{h}$ ,泵出口额定压力为20MPa,配电机280kW,2用1备,配2套变频,给20MPa系统注水。将原5#泵的变频器改接至3#泵。

## 3.2 油区管网优化调整

### 3.2.1 管网模拟计算

根据现场实际管径、长度、压力及预测配注量,本文采用PIPEPHASE软件对油藏分压注水后的运行情况进行模拟计算。模拟结果表明:注水管网经过分压调整后,16MPa系统在满足最大注水量为 $10800 \text{m}^3/\text{d}$ 时,除注水干线D(0.7MPa)、注水干线H的注水压损(0.85MPa)大于0.7MPa外,其他注水干线的压损均在0.5MPa左右,满足注水规范要求;20MPa系统新建的注水管网也满足注水规范要求。

#### 3.2.2 具体调整改造方案

16MPa系统优化调整:新建注水站至16#站方向注水干线F,将注水干线B上的5#、6#、9#、16#、17#、25#站及注水干线A上的1#、7#、8#站改接到F干线上;新建注水站至21#站方向注水干线G,将注水干线C上的11#、21#站改接到注水干线G上,并与20#连通;新建注水站至15#站方向注水干线H,将注水干线D上的15#、28#、27#站改接到H干线上,在15#站将注



表1 石南21井区注水系统扩建前后系统效率指标对比表

类别		扩建前	扩建后	
注水能力 (m <sup>3</sup> /d)		6636	16MPa系统	10800
			20MPa系统	2280
日注水量 (m <sup>3</sup> /d)		6610	16MPa系统	8442
			20MPa系统	1661
出站压力 (MPa)		13.5	16MPa系统	15.47
			20MPa系统	19
泵效 (%)	离心泵	88.9		76.5
	柱塞泵			88.9
	增压泵			85
机组效率 (%)	离心泵	82.2		78.8
	柱塞泵			82.1
	增压泵			77.9
管网效率 (%)		61.0	16MPa系统	74.7
			20MPa系统	72.4
系统效率 (%)		49.9	16MPa系统	53.5
			20MPa系统	57.0
注水单耗 (kW·h/m <sup>3</sup> )		4.62	16MPa系统	6.01
			20MPa系统	6.17
注水标耗 (kW.h/m <sup>3</sup> MPa)		0.34	16MPa系统	0.37
			20MPa系统	0.32

水干线D和注水干线H连通；新建14#注水支线复线；新建注水站至24#站方向注水干线I线,将C线中的2#、24#接入新建的I线。

20MPa系统优化调整：（1）在1#、7#、16#、19#、23#、28#、15#计量站分别新建1座配水橇，在21#计量站新建2座配水橇。（2）新建注水站至23#方向注水干线J及相应支线；新建注水站至1#方向注水干线K及相应支线；新建15#站至28#站注水支线；新建33口单井单井线。33口单井管线更换后，其原16MPa单井管线要统一回收，用于其他单井16MPa单井管线的维修；对33口单井井口配注管线、压力表、单流阀等附件进行更换，将压力等级提高到20MPa。

#### 4 分压注水实施效果

##### 1) 注水能力和压力得到提升

经过对石南21井区注水系统的优化，总能力提高了6000m<sup>3</sup>/d，实施分压注水，满足了低渗油藏高压注水需求，解决油藏欠注问题，满足油藏“注够水”需求，实现油田稳产，提高油田开发效益。

##### 2) 注水系统效率得到提高

优化后，注水干线压损将从1.8MPa~4.1MPa大幅下降到

0.86MPa以下，管损大幅下降，解决了注水干线能力的瓶颈问题，同时解决了低压井配水节流问题，石南21井区注水管网效率整体提高了12.6%，系统效率提高了5.4%。注水系统扩建前后系统效率指标对比见表1。

##### 3) 增油创收

石南21井区经优化调整后，原33口欠注井的欠注问题得到解决，对应油井年增油量10020t，增加原油创收2605万元；注水泵由单一的柱塞泵换成“离心泵+柱塞泵”梯级配置，降低了设备维修工作量，年节约维修费用70万元。系统优化调整后年创经济效益2675万元。

## 5 结论

对注水量规模及配注波动范围大的区域采用“大排量离心泵+柱塞泵”梯级组合运行方式，提高系统效率，降低注水能耗，达到节能降耗的目的；分压注水工艺技术有效地降低了配水节流损失，提高注水管网效率，从而达到提高注水系统效率的目的，对注水井间压力差异大的区块具有良好的增效节能效果。■

作者单位：中国石油新疆油田公司工程技术研究院

（责任编辑 冯尚）

针对气田生产废水高浓度 COD<sub>Cr</sub>、油类和高分子有机物处理困难的问题,研制了一套适合天然气行业的高浓度气田生产废水预处理工艺,并进行中试研究,通过考察药剂投加量、反应时间、温度三种因素以及多工况组合测试,找出了合理的控制参数,证明了“催化氧化——絮凝沉淀法”工艺在物化预处理阶段能够有效降解废水中的高分子有机物,使 COD<sub>Cr</sub> 脱除率稳定在 30% 以上,同时除去废水中的有毒、有害物质,废水可生化性 B/C 从 0.14 提高到 0.46。

# 高浓度气田生产废水预处理工艺中试研究

■ 周宁 何化

在天然气净化处理过程中伴随着生产废水的产生,未经处理的气田生产废水不仅腐蚀管线和设备、消耗溶解氧,而且对周边环境安全造成极大威胁。气田生产废水含高浓度 COD<sub>Cr</sub>、油类、高分子难降解有机物等,是一种难处理的高浓度有机废水。

目前,国内外高浓度气田生产废水处理有蒸发池蒸发、处理达标后排放、综合利用三种方式。国家对环境保护的要求日益提高,蒸发池蒸发的方式将逐步退出历史舞台,处理达标后排放或综合利用将是气田生产废水的最终处置方式。其中“物化处理+生物处理”是一种比较经济可靠的总体处理工艺,而物化预处理阶段的处理效果对总体工艺各项指标达标至关重要。为实现物化预处理目标,保证后续生物处理效果,研制一套适合天然气行业的高浓度气田生产废水预处理工艺十分必要。

在川渝地区某天然气净化厂采集高浓度气田生产废水,中试采用“催化氧化——絮凝沉淀法”,优选出适合高浓度气田生产废水物化预处理的最佳反应条件,保证物化预处理阶段的处理效果,为后续生化处理创造条件。

## 1 废水来源与水质

高浓度气田生产废水水源主要来自检修污水。检修污水 COD<sub>Cr</sub> ≤ 10000mg/L, 含 MDEA、TEG、铁、油和固体杂质等,属高浓度有机废水。

在川渝地区某天然气净化厂采集高浓度气田生产废水, COD<sub>Cr</sub> 为 7520mg/L ~ 9229mg/L, BOD<sub>5</sub> 为 827mg/L ~ 1384mg/L。为便于后续连续监测,本实验过程以水质中 COD<sub>Cr</sub> 和 BOD<sub>5</sub>

的变化来综合分析处理过程中水质变化的趋势。

## 2 工艺路线

由检测结果可知,此废水属于高浓度有机废水,成分复杂,处理难度大,在确保处理效果的前提下,需要充分考虑处理成本,故采用“物化处理+生物处理”的总体工艺方法,在物化预处理阶段使废水 COD<sub>Cr</sub> 浓度明显下降,为后续生化处理创造条件。

根据前期小试分析,采用“催化氧化——絮凝沉淀法”能够有效降低废水中 COD<sub>Cr</sub> 的浓度,同时提高废水的可生化性,故需要通过中试对前期试验结果进行验证及优化。

## 3 物理化学处理试验

物化处理试验主要以去除 COD<sub>Cr</sub> 为主,试验主要考察双氧水投加量、反应时间和温度三个因素对 COD<sub>Cr</sub> 去除的影响,同时考察 BOD<sub>5</sub> 的变化情况。

### 3.1 试验过程

(1) 取废水 1m<sup>3</sup> 于反应器中,按照废水量的 0.5%、1%、2% 分次投加 H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>。

(2) 再按照废水量的 2%~5% 分步加入 FeSO<sub>4</sub>, 反应放置一定时间。

(3) 调节 PH=8~9。

(4) 加入 0.1% 聚丙烯酰胺 (PAM), 进行絮凝沉淀分离。

(5) 取上清液测定 COD<sub>Cr</sub>, 计算 COD<sub>Cr</sub> 脱除率。

### 3.2 实验结果与讨论

#### 3.2.1 H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> 用量对 COD<sub>Cr</sub> 脱除率的影响

原水COD<sub>Cr</sub>为7520mg/L, BOD<sub>5</sub>为827mg/L。

H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>用量对COD<sub>Cr</sub>脱除率的影响见图2, H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>用量由废水量的0.5%加至2%, COD<sub>Cr</sub>脱除率先上升后下降, COD<sub>Cr</sub>平均脱除率最佳可达31.32%, 而BOD<sub>5</sub>浓度也出现了先上升到3271mg/L, 后续平缓的趋势, 可生化性B/C最高为0.47。

说明H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>与Fe<sup>2+</sup>有最佳配比值, 当Fe<sup>2+</sup>浓度一定时, H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>用量超过最佳配比值会抑制反应的进行。这可以解释为在H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>浓度较低时, 浓度的增加可使羟基自由基的生成量增大, 当浓度较高时, H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>既能淬灭羟基自由基, 又使自身无效分解。

通过实验确定, 双氧水用量为废水量的1%, 硫酸亚铁用量为废水量的2%~5%时, COD<sub>Cr</sub>脱除率达到最大值, 且BOD<sub>5</sub>浓度上升到最高, 按照废水量的1%加入双氧水为最佳加量。

### 3.2.2 反应时间对COD<sub>Cr</sub>脱除率的影响

反应时间对COD<sub>Cr</sub>脱除率的影响, 由图1可知, 在双氧水不同加量条件下, 从反应时间4小时开始, COD<sub>Cr</sub>脱除率随着时间的增加而增大, 当反应至8小时后达到最大值, 再继续反应至12小时, COD<sub>Cr</sub>脱除率趋于稳定或稍有下降。说明反应时间

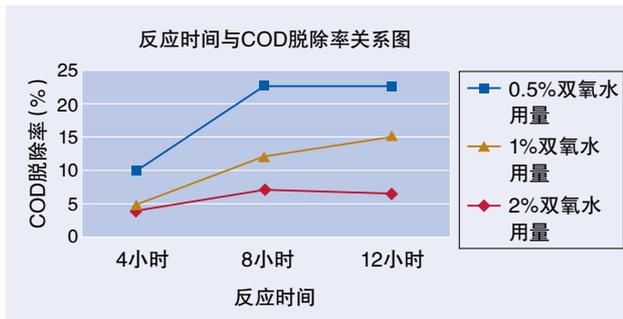


图1 反应时间与COD<sub>Cr</sub>脱除率关系

8小时, 反应已充分进行, 再加长反应时间, 对COD<sub>Cr</sub>脱除不利。反应时间8小时为最佳反应时间。

### 3.2.3 反应温度对COD<sub>Cr</sub>脱除率的影响

温度(22℃~25℃)条件下, 三个平行样, 实验数据。见表1。

温度30℃条件下, 三个平行样, 实验数据, 见表2。

温度40℃条件下, 三个平行样, 实验数据。见表3。

反应温度对COD<sub>Cr</sub>脱除率的影响, 由表1~表3、图2可知, 在25℃、30℃、40℃条件下, 随着温度升高至40℃, COD<sub>Cr</sub>的脱除率呈下降趋势, 可生化性B/C比例降低, 说明温度过高对反应不利。可确定最佳反应温度应在20~30℃之间。

## 4 反应条件的优化

通过上述单因素影响实验, 可确定“催化氧化——絮凝沉淀法”最佳反应条件为:

按照废水量的1%加入双氧水, 20~30℃之间反应放置8小时, 按照废水量的1%加入硫酸亚铁, 反应放置4小时, 再按照废水量的1%~4%加入硫酸亚铁, 调节pH=8~9, 按照废水量

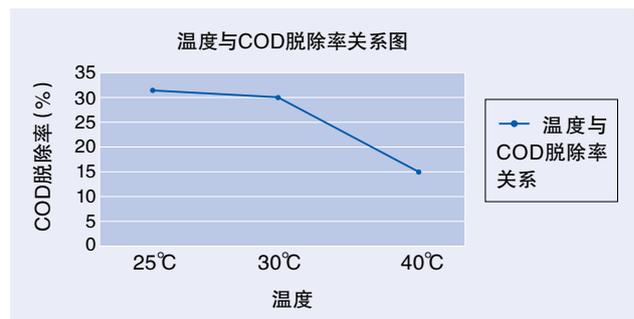


图2 温度与COD<sub>Cr</sub>脱除率关系

表1 温度(22℃~25℃)条件下COD<sub>Cr</sub>脱除率

实验号	试验用原水COD <sub>Cr</sub> (mg/L)	H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> 加量	放置8小时	FeSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O投加量	0.1%聚丙烯酰胺加量	再放置时间2小时, 滤液COD <sub>Cr</sub> (mg/L)	COD脱除率 (%)	COD <sub>Cr</sub> 平均脱除率 (%)	出水滤液BOD <sub>5</sub> (mg/L)	平均B/C值	沉淀量 (%)	干渣量 (%)	平均干渣量 (%)
1	8041	100ml	室温(22~25℃)	200g, 用氢氧化钙溶液调节PH=8~9	10g~50g	5654	29.69	31.32	2375	0.45	20	2.19	2.08
2						5518	31.38		2703		20	1.98	
3						5398	32.87		2375		21	2.08	

表2 温度30℃条件下COD<sub>Cr</sub>脱除率

实验号	试验用原水COD <sub>Cr</sub> (mg/L)	H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> 加量	放置8小时	FeSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O投加量	0.1%聚丙烯酰胺加量 (g)	再放置时间2小时, 滤液COD <sub>Cr</sub> (mg/L)	COD <sub>Cr</sub> 脱除率 (%)	COD <sub>Cr</sub> 平均脱除率 (%)	出水滤液BOD <sub>5</sub> (mg/L)	平均B/C值	沉淀量 (%)	干渣量 (%)	平均干渣量 (%)
1	9229	100ml	30℃水浴中恒温	300g, 用氢氧化钙溶液调节PH=8~9	10g~50g	6568	28.83	26.62	2759	0.41	20	2.15	2.16
2						6757	26.79		2973		20	2.20	
3						6993	24.23		2517		21	2.13	

表3 温度40℃条件下CODcr脱除率

实验号	试验用原水CODcr (mg/L)	H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> 加量	放置时间8小时	FeSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O投加量	0.1%聚丙烯酰胺加量 (g)	再放置时间2小时, 滤液CODcr (mg/L)	CODcr脱除率 (%)	CODcr平均脱除率 (%)	出水滤液BOD <sub>5</sub> (mg/L)	平均B/C值	沉淀量 (%)	干渣量 (%)	平均干渣量 (%)
1	9229	100ml	40℃水浴中恒温	300g, 用氢氧化钙溶液调节 PH=8~9	10g~50g	8174	11.43	15.58	3270	0.37	32	3.15	3.21
2						7513	18.59		2554		35	3.39	
3						7686	16.72		2921		33	3.08	

表4 优选物化方案实验数据

实验号	H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> 投加量	放置时间8小时	FeSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O投加量	加氢氧化钙溶液	加入聚丙烯酰胺 (0.1%)	再放置时间2小时, 总反应时间14小时, 滤液COD(mg/L)	CODcr脱除率 (%)	CODcr平均脱除率 (%)	出水滤液BOD <sub>5</sub> (mg/L)
1	100ml	30℃水浴中恒温, 大量黄色絮花沉底, 上层液浅黄、微浑浊	300g, 放置4小时	调节 PH=8~9	10g~50g	6248.03	32.3	31.73	3061
2						5989.62	35.1		2576
3						6515.67	29.4		2867
4						6451.07	30.1		3032

的0.1%~0.5%加入聚丙烯酰胺 (浓度0.1%) 进行絮凝沉淀, 废水CODcr脱除率可达30%以上。

#### 4.1 优选方案实施步骤

优选方案: “催化氧化——絮凝沉淀法” 实施步骤:

(1) 取废水于烧杯中, 按废水量的1%加入H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>, 于20~30℃条件下反应放置8小时。

(2) 按照废水量的1%加入FeSO<sub>4</sub>, 反应放置4小时。

(3) 再按照废水量的1%~4%加入FeSO<sub>4</sub>。

(4) 加Ca(OH)<sub>2</sub>调节PH=8~9。

(5) 按照废水量的0.1%~0.5%加入聚丙烯酰胺 (PAM), 进行絮凝沉淀分离, 沉淀时间2小时。

#### 4.2 优选方案实验结果

(1) 实验用废水1m<sup>3</sup>, CODcr=9229mg/L (废水浅黄色, 浑浊, 有刺鼻臭味), BOD<sub>5</sub>为1292mg/L, B/C=0.14。做4组平行试验, 实验数据见表4。

由表4可知, 在优选条件组合反应后, 出水CODcr平均去除率达到31.73, 废水可生化性B/C提高到0.46。

(2) 沉淀干渣量考察

将沉淀进行抽滤, 于烘箱105℃下恒温烘干, 干渣红棕色, 占总废水量的2.1%~2.2%。

## 5 结论

通过本次试验研究可知, 在药剂投加量、反应时间和温度均为最佳反应条件下, “催化氧化——絮凝沉淀” 预处理工艺对高浓度气田生产废水中CODcr的平均脱除率可达31.73%, 同时废水中重金属、悬浮物等有毒有害物质被极大地絮凝沉淀下来, 废水可生化性B/C可提高到0.46。

本工艺硫酸亚铁加量较少, 只有废水量的2%~5%, 沉淀渣量极大减少, 干渣量只有废水量的2.1%~2.2%左右, 为后续废渣的处置减小压力。

试验得出, 在高浓度气田生产废水预处理阶段, 本工艺在降解高分子有机物、脱除CODcr、降低废水毒性、提高废水可生化性等方面具有良好的效果, 为高浓度气田生产废水转入后续生化处理创造了条件, 环保、经济效益明显。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司西南分公司

(责任编辑 冯尚)

以伊拉克哈法亚三期HSE管理为例，总结出极高风险II级区域——伊拉克安全管理“九制九化法”管理模式，通过细致有效的策划和狠抓落实，最终实现了1200万安全人工时无损工事件的好记录，为国际高风险国家工程建设施工安全管理提供了经验。

# 运用HSSE管理“九制九化”法 创建安全文化

■ 高克辉 刘凯 张晓亮



## 1 引言

伊拉克哈法亚三期项目包含CPF3、维修车间、站间联络线、架空输电线路、CPF2电站扩建、CPF1/CPF2/CPF3开关站、FSF项目等12个子项目，作业点遍布哈法亚油田，具有规模大、项目多、工期紧、质量高、安全严、技术新、动迁难、依托差等特点和难点。哈法亚三期项目自2017年5月开工以来，创造了极高风险II级区域1200万安全工时无损工事件的纪录。下面笔者就项目建立并运用的“九制九化”HSSE管理经验总结如下。

## 2 HSE和社会安全管理“九制九化”法

### 2.1 安全兼管工程师制，专业监督网片化

哈法亚三期项目构建了“安全兼管工程师制，监督区域

网片化”的属地责任和HSE监督体系，专业总监、HSE工程师实行安全管理、监督区域责任制，划片监管，不留死角。施工高峰期的项目部日会上各专业总监每人至少提出一个安全隐患，实现“谁主管谁负责”；HSE工程师实施日巡检—各参建单位日反馈整改情况制度，确保隐患及时整改。

### 2.2 入场培训全员制，专项培训问题导向化

建立“入场培训全员制专项培训问题导向化”的培训体系，加强职工队伍建设，筑牢安全生产基石。实行100%入场培训制度，累计入场培训136次/3705人次。CPF3施工高峰期的2018年5—9月，针对现场巡检发现的问题或发生的事件，立即停止施工，当即组织开展了23场问题导向化专项培训。此外，项目部适时组织开展施工进度需要、BP黄金法则、管理人员、心理健康、当地承包商等专项培训；实施安全喊话、班前会制度；开展“安康杯”知识竞赛、安全知识答题等活动。

通过铺天盖地的培训普及全员安全理念,提升安全素质,增强安全意识。

### 2.3 危害性识别专题制,风险管理动态化

实行“危害性识别专题制,风险管理动态化”预防体系。组织开展三个月向前看风险预分析,通过“头脑风暴法”专项分析下季度高风险作业危害性。另外,针对不同阶段的不同风险,在管道试压、储罐内受限空间作业、大型和关键性吊装、恶劣天气、投送电、工艺系统投用等高危作业前开展专题制的危害性识别和风险分析与评估,实现风险的动态管理,避免各类事故事件的发生。

### 2.4 隐患跟踪Database制,数理分析科学化

建设“隐患跟踪Database制,数理分析科学化”的监督控制体系。以日常、定期监督检查和隐患排查发现的问题为基础,建立隐患跟踪管理数据库,对于统计分析出来的高风险事项,列入高风险管控,专项治理、复查整改,制定或调整监督控制计划,确保高风险活动得到有效控制。

### 2.5 安全主题量身定制,安全活动日历化

形成“安全主题量身定制,安全活动日历化”的安全主题规划体系。结合隐患管理数据库分析的结果,应用Safety Calendar工具,对下月专项检查、安全喊话、HSE培训活动提前策划,每周一个主题,确保现场HSE工作受控。

### 2.6 HSE违规处理铁腕制,ID卡剪角柔性化

推行“HSE违规处理铁腕制,ID卡剪角柔性化”的惩戒结合体系。HSE人员在违章面前讲认真、重落实、不讲情,用铁的手腕,认真执法和纠偏,开具HSE罚单;与此同时,对违反HSE规定的一线员工实行柔性管理,累计达到剪卡三次才离场遣返回国。这种执法方式易被职工接收,缓和了相互之间的矛盾,收到了“惩前毖后,治病救人”的良好效果,提高了HSE人员的权威和执法水平。

### 2.7 高危作业摄像监控制,安全操作规范化

严格执行高危作业摄像监控要求,安装了“高危作业摄像监控制,安全操作规范化”的摄像监控系统。在哈法亚三期施工高峰期,在CPF3现场布置了12个摄像头,使高危作业的操作人员始终处在摄像监控之下,督促其按安全程序和安全技术规程操作,推进了安全管理由严格监管向自主管理的转变。每周周会上,截取监控系统录制的不安全行为视频与会人员进行分享,用身边事教育身边人。

### 2.8 动态安保审批制,静态安保配置标准化

建立了“动态安保审批制,静态安保配置标准化”的安保体系。各项静态安保设施和动态出行规定统一管理,标准化执行。站外作业的动态安保严格执行外出审批制、定时联络制、晚点名制、安保护卫制和“无护卫,不出行”原则,中方人员必须乘坐防弹车出行;主营地、CPF1、CPF2、CPF3四个营地静态安保的“人防、物防、技防”按集团公司高风险地区要



求标准化配置,与驻军、OPF、业主PSD、当地承包商、社区等建立了良好的信息沟通渠道,及时掌握和有效应对,处置了阻工、冲击营地、未爆物、枪击建设设施、偷盗抢劫、当地扣人、流弹等恶性安保事件,职工思想状态稳定。

### 2.9 安全宣传常态制,寓教于乐人性化

突出“以人为本”,营造“安全宣传常态制,寓教于乐人性化”的安全文化环境。运用动漫制的安全展板、安全挂画、安全标语,营造“遵章守纪、从我做起”,“个人安全、全家幸福”的浓厚氛围,用亲情呼唤员工安全意识,养成安全习惯。

## 3 结语

中国石油工程建设有限公司伊拉克哈法亚项目部在HSE管理上注重重点部位、关键环节、弱势群体的监督,HSE工作从培训抓起,从一线抓起,从薄弱环节抓起,倡导精准管理、精准监控,努力实现全员全方位的管理,加强了职工队伍建设,提高了职工的安全意识和操作技能,创建了富有特色的安全文化。员工们普遍反映在哈法亚安全得到了保障,项目部形成了“我要安全,我会安全,我能安全”良好氛围,为项目部的安全运行提供了保障。■

作者单位: 中国石油工程建设公司  
(责任编辑 王波)

目前对苏丹六区 Fula 区块原油总产量的计算方法,是通过 CPF (中心处理站) 总外输量减去各个区块 FPF 的总输入量获得的。经过简单的减法计算,发现 Fula 区块产量很低,有时甚至为负产量。针对以上情况,对 Fula 区块 CPF 重油、轻油处理过程深入研究,提供计量方案,优化 CPF 运行。对比可选流量计,从运行维护和造价等方面进行推荐。

# 苏丹六区CPF计量系统改造设计总结

■ 徐卫东 王虎 肖慧英

## 1 项目背景

苏丹六区主要由 Fula, Moga, Jake, Hadida, Keyi & FNE 这几个区块组成。目前除了 Fula 区块产油直接进入 CPF (原油中心处理站), 其余区块例如 Moga, Jake, Hadida, Keyi & FNE 等均经过该区块的 FPF (原油转运站) 处理后外输至 CPF。当前计量 Fula 区块产量的办法,是通过 CPF 总外输量减去各个区块 FPF 的输入量。目前的问题是由于开采年限的增加,各个区块含水率普遍较高,各个 FPF 设计的处理能力无法满足,外输管线上的流量计很难计量准确。经过简单的减法计算发现, Fula 区块产量很低,有时甚至为负产量。为了获得 Fula 区块的生产数据,指导进一步的生产,就需要对 Fula 区块的生产设备尤其是流量计量系统进行改造。

## 2 当前情况

要实现 Fula 区块产量的准确计量,就必须对目前 CPF

的工艺流程有一个比较清晰的认识。当前 CPF 中 Fula 重油工艺流程如图 1:

Fula 区块生产的重油经过除砂,加热,脱气,一级沉降和二级沉降,进入缓冲罐,再经过输油泵将处理后的重油打入外输罐,准备外输。Fula CPF 已有的除水撬现被用于处理 Hadida 来的含水率比较高的轻油,而且部分 Fula 轻油经过操作人员的改造进入 Fula 区块的生产汇管 M-1102。

CPF 共有重油一级沉降罐 4 座,二级沉降罐 4 座,缓冲罐四座,目前已使用的只有一级沉降罐的 TK-1201A/B,二级 TK-1205A/B 各两座以及缓冲罐 TK-1202/1203 两座。

Fula CPF 轻油工艺流程如图 2:

Fula CPF 轻油经过换热器,分离器后进入沉降和缓冲罐。由于 Hadida 等各个区块的轻油产量增加,原有的处理能力不能满足,所以连接两个生产汇管的常闭 (NC) 阀门目前为开启状态。这就导致该油田各个区块的轻油在处理之前已经混合。

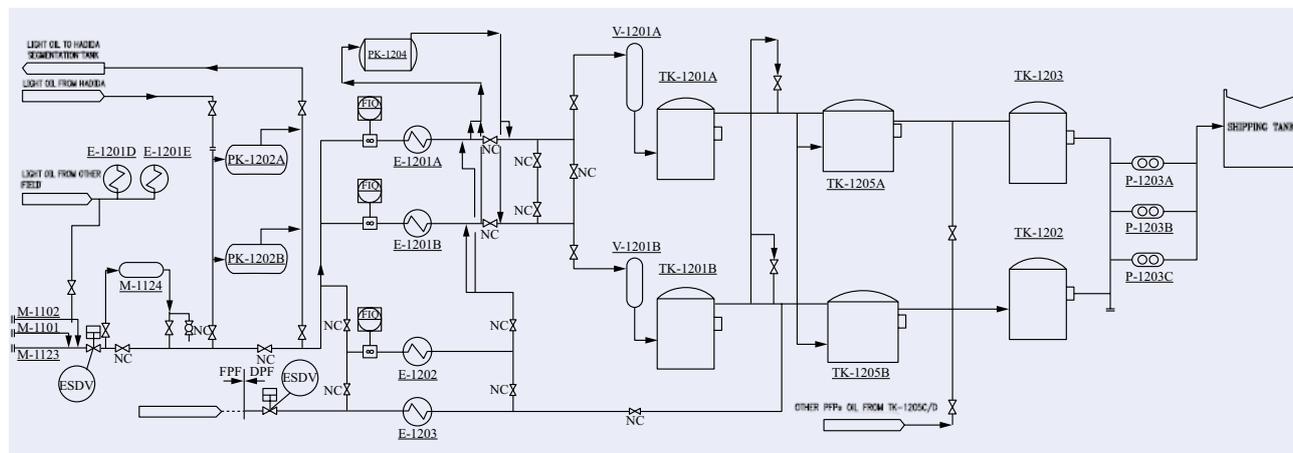


图1 CPF Fula重油工艺流程

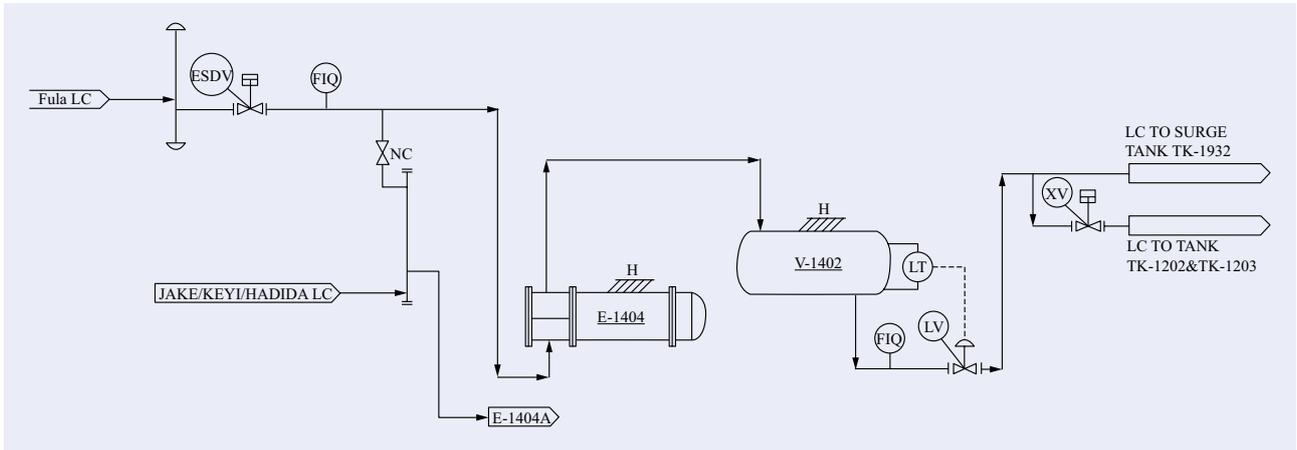


图2 Fula CPF轻油工艺流程

## 2.1 方案比较与选择

### 2.1.1 重油部分

通过对工艺流程的分析和现场实际情况的确认,为了准确计量Fula区块的产量,对于重油部分,如下五个方案可供选择:

a) 重油方案一: 在重油CPF处理流程进口增加三相流量计

在重油经过除砂器之后的主管线上(如图3)增加三项流量计,此方案在执行时,为了确保只计量Fula重油产量,须先关闭轻油进入M-1102汇管的阀门。

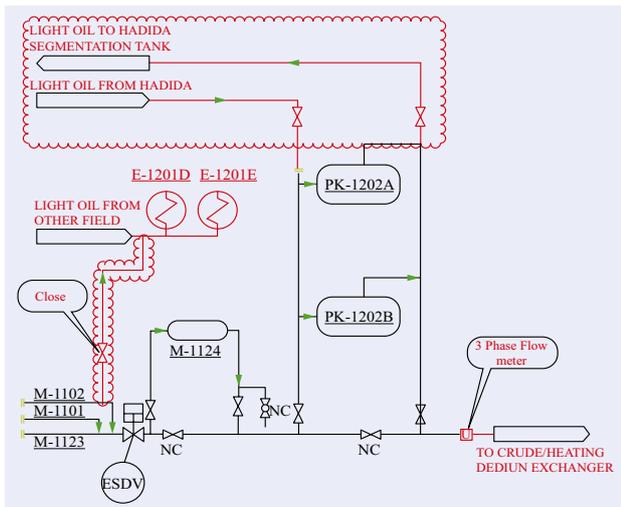


图3 方案一

此方案的优点在于尽可能的不改变现有的工艺流程。

缺点是三相流量计所占的体积比较大,目前已有的区域管路比较拥挤,很难有足够的地方。三相流量计价格比较贵,而且精度不高。在主管线上安装需要停产一段时间并经过热开孔,价格比较高。

b) 重油方案二: 利用已有的楔形流量计

每个主换热器前均已各有一台楔形流量计,如果能够利

用将是最好的选择。首先进行工艺流程改造: 关闭轻油进入M-1102汇管的阀门,再关闭换热器E-1202与E-1203进口之间的已被打开的常闭阀门(如图4),避免Fula区块重油与Moga区块重油混合。

此方案的优点是不需要停产,费用低。

缺点是流经的介质含有油、气、水,而且产生压降,气体会再次析出,测量很不准确。

c) 重油方案三: 气体分离器出口增加三相流量计

目前气液两相流测量比较困难,而单相流则可以很好地测量。根据这一思路可以在气体分离器出口管线上增加一个流量计,测量油、水组成的液相。具体工艺流程如图5:

为了确保测量结果为Fula区块产量,需要将汇管M-1102的轻油来油管线阀门关闭,并将Moga FPF来油与Fula区块产油在测量前完全隔离。

在安装流量计时需要确保流量计能安装在调节阀之前,因为,即使重油已经过加热和除气处理,所含气量比较少,但是除气器出口调节阀会产生比较大的压降,还是会有气体析

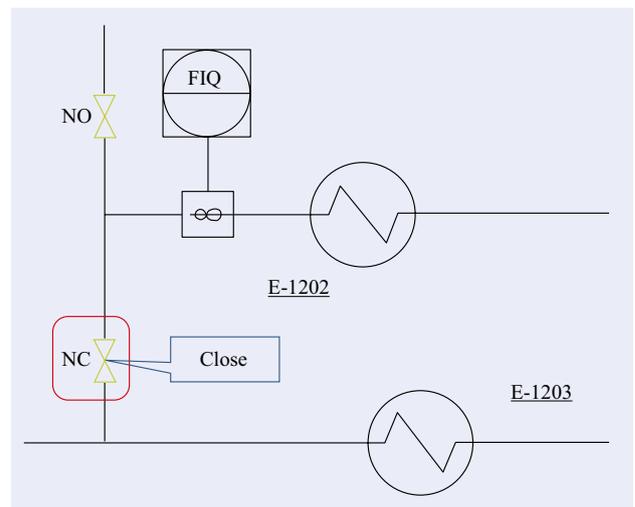


图4 E-1202与E-1203进口之间阀门

出,会影响流量计的测量精度。

此方案的优点是经过除气装置,只检测液体,可以确保精度。

但是根据现场情况,安装流量计和旁通的位置太小;而且由于油田开采进入后期,重油和水的密度以及含水率经常变化。含水率分析仪在WC值低于10%时很难测得准,而且可靠性很难保证。

d) 重油方案四: 二级沉降罐出口增加流量计

重油经过一级和二级沉降以后不含气,含水率稳定且非常低(2%以下),所以二级沉降罐的出口理论上可以增加流量计,以检测Fula区块的产量。

为了确保所计量流体只为Fula区块重油产量,工艺流程需要做相应的改变:汇管M-1102的轻油来油管阀门关闭;Moga区块来油需要与Fula区块完全分开,需要将Moga进口重油改线流向其他处理流程;详细流程如图6。

由于油田进入后期,沉降罐界位波动较大,如果在罐出

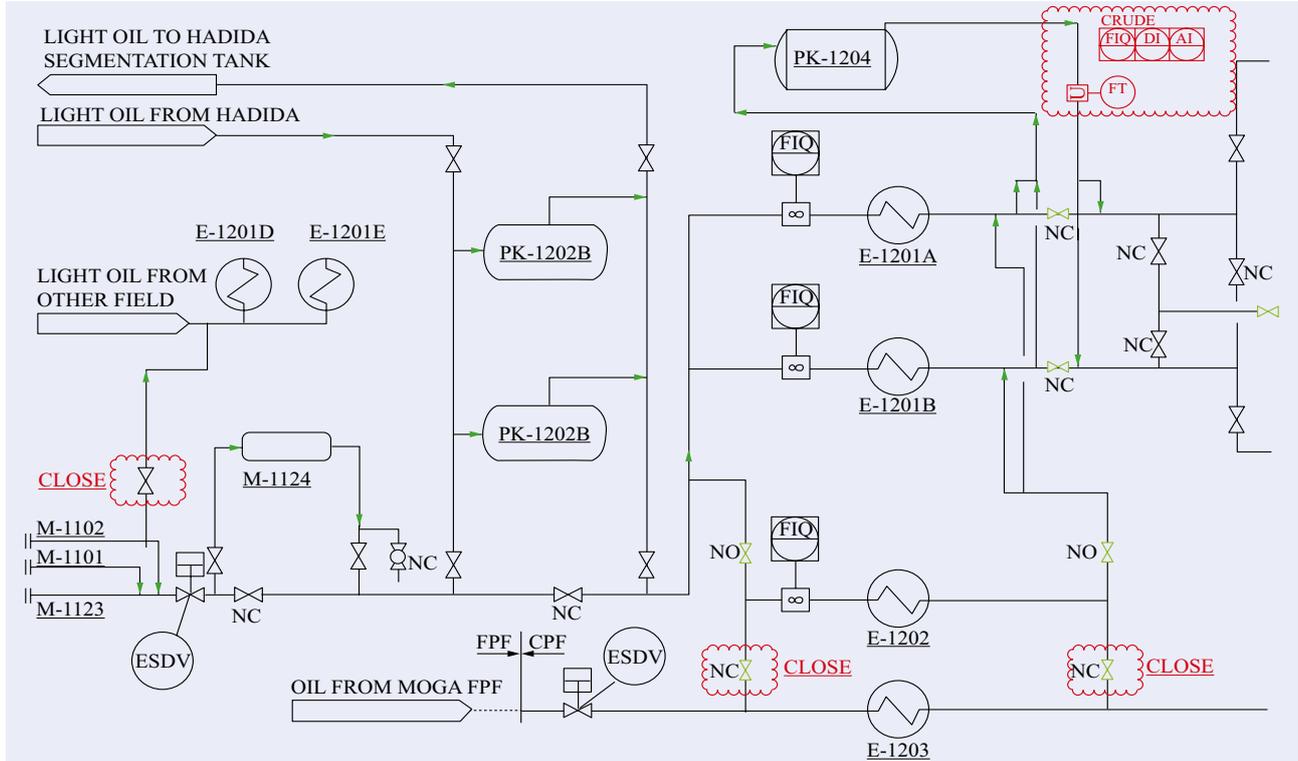


图5 方案三

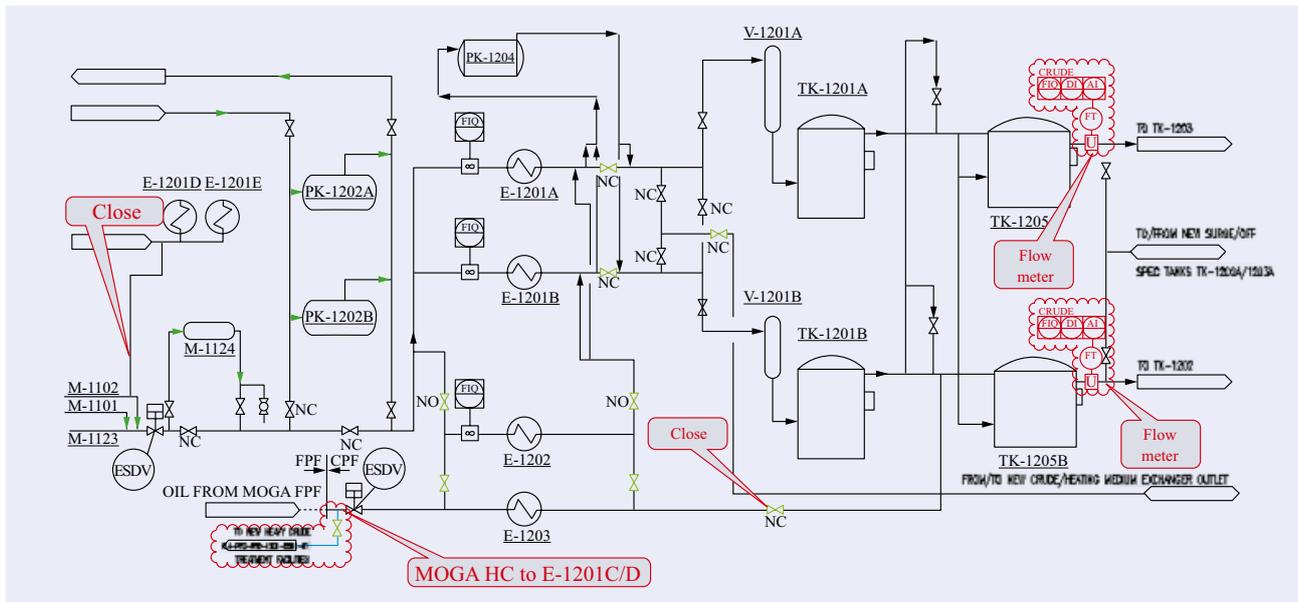


图6 方案四

口增加流量计,由于流量计会产生压降,当界位波动大时,会有溢罐的危险,所以此方案流量计的安装位置不合适。

e) 方案五: 在输油泵出口增加流量计

为了确保流量计的准确性,测量的流体需要满足不含气,含水率低的条件。进过沉降罐,缓冲罐和输油泵后的液体稳定,不含气,含水率也比较低,而且不会产生危险。因此,很适合将新增的流量计安装于输油泵后。

工艺流程以及相关的Fula重油流程改造如图7:

根据现场考察,该方案的安装位置,管线长度足够安装流量计,而且靠近厂区内的主要道路,已有Prover接口可以利用。

本方案虽然测量有点延迟,但是安装位置流体性质稳定,不含气,含水率低(2%左右),流量计精度有保证,可以满足项目要求。

经过以上论述,各个方案对比如表1:

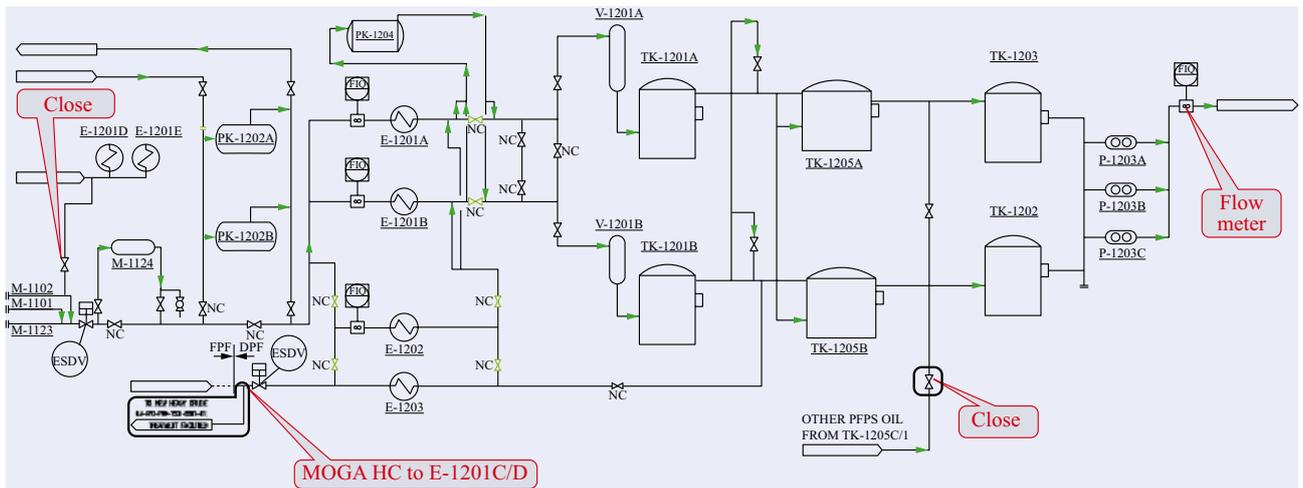


图7 方案五

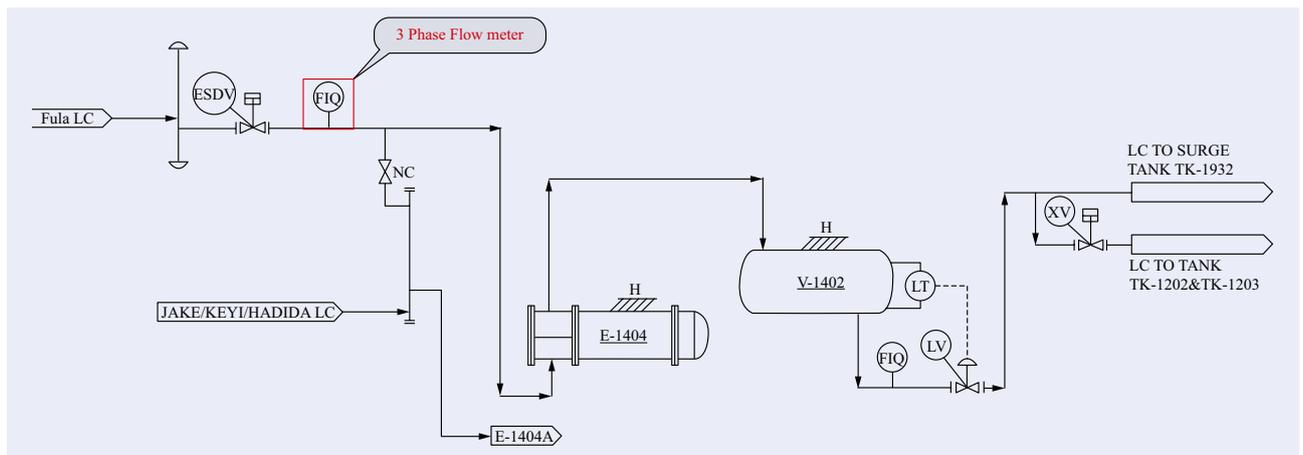


图8 Fula轻油工艺流程及流量计安装位置

表1 重油方案比较与推荐

方案	优点	缺点	推荐
方案1	<ul style="list-style-type: none"> <li>实时</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>精度不能保证</li> <li>三相流量计性能不可靠</li> <li>安装空间受限制</li> <li>费用高</li> </ul>	方案五
方案2	<ul style="list-style-type: none"> <li>实时</li> <li>利用已有流量计,费用小</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>流量计不能测量三相流</li> </ul>	
方案3	<ul style="list-style-type: none"> <li>实时</li> <li>便宜</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>含水率不稳定,测量不准</li> <li>空间比较小,安装费用高</li> </ul>	
方案4	<ul style="list-style-type: none"> <li>高精度</li> <li>流体稳定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>溢流风险</li> <li>测量延迟</li> </ul>	
方案5	<ul style="list-style-type: none"> <li>高精度</li> <li>流体性质稳定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>测量延迟</li> </ul>	

表2 重油流量计选型比较与推荐

编号 (NO.)	类目 (ITEM)	科氏力流量计 (CORIOLIS FLOW METER)	容积式流量计 (PD TYPE FLOW METER)
比较 (Comparison)			
1	粘度 (60°C, 1137cP)	适合	适合
2	流速 (0~100m³/h)	适合	适合
3	测量范围	100:1	3:1 到 >100:1, 一般 10:1
4	精度 (0.5%)	0.1%	±0.5% 随着体积和粘度的增加, 精度提高
5	流体含固体情况	影响不大	不能工作, 必须是清洁流体
6	压降	比容积式低	比科氏力高
7	消气器	不需要	根据类型, 有的需要提供
8	过滤器	根据API MPMS Chapter 5 Section 6, 需要提供	根据API MPMS Chapter 5 Section 6, 需要提供
9	直管段	不需要	不需要
11	安装方式	可以水平安装也可以垂直安装	必须水平安装
12	可动部件	无	有
13	维护量	较少	需要经常维护和校准
14	输出参数	质量流量, 温度和密度可以直接获得	只有体积流量
15	维护费用	平常基本无维护费用	维护费用比较高
16	建造费用	比较高	比较低
推荐 (Recommendation)			
17	基于低维护费用: 科氏力式流量计 (Coriolis flow meter)		
18	基于建造费用: 容积式流量计 (PD type flow meter)		

### 2.1.2 Fula 轻油部分

根据CPF轻油工艺流程, Fula轻油与其他区域轻油处理装置管线之间有一个常闭阀门(NC), 工艺流程。但是由于其他区域产量的增加, 这个常闭阀门(NC)必须打开, 也就是Fula轻油目前处理装置不能变动。为了测量Fula轻油产量, 流量计安装位置应该尽量安装在Fula产油的主管线上, 并需要避免与其他区域产油混合。在这种情况下, 三相流量计应该是合适的选择, 具体安装位置如图8。

根据现场考察, 现场有足够大的位置安装三相流量计。虽然目前三相流量计精度和稳定性还不能达到贸易计量要求, 但是对于油田内部计量完全足够。因此对于Fula轻油部分的产量计量, 三相流量计完全能满足要求。

## 3 仪表选型

Fula重油计量温度约为60°C, 粘度约为1137cP。由于粘度比较高, 在仪表选型时, 根据重油物性, 为了确保较高精度, 只推荐使用容积式流量计 (PD type flowmeter) 和科氏力式流量计 (Coriolis type flowmeter)。具体两种流量计比较见表2:

## 4 设计中应注意问题

CPF的改造除了针对Fula区块的流程, 对于相关的其他区

块的流程也应一并梳理, 确保生产。而且对于流量计的选型, 并不是各个地方均合适。

### (1) 其他区域来油流程改造

在流量计量系统的改造过程中, 除了Fula区块的工艺流程改造, 在设计过程中, 对于相应的其他区块重油工艺流程也需要进一步考虑。

在设计中应注意将Moga等其他区域重油与Fula区域重油处理流程装置完全分开。启用已有的一级沉降罐TK-1205C/D, 二级沉降罐TK-1205C/D和缓冲罐TK-1203A/1202A。在输油泵的出口增加与Fula区块重油一样的流量计, 方便指导生产。

### (2) 流量计选型说明

本项目是典型的油田计量方案, 业主结合当地员工的实际情况, 为了降低运行成本, 最大限度地减少维护量, 因而选择了科氏力流量计。但是目前容积式流量计泄漏量可以做得很低, 所以精度可以做得非常高, 而且容积式流量计维护器具已经成套化、简化, 操作人员经过培训, 均可经常对其进行维护。■

作者单位: 新疆炼化建设集团有限公司

(责任编辑 王波)

以液化石油气为代表的天然气液烃管道在油气集输领域愈发普遍,液相管道运行过程中存在发生水击及其他超压现象。本文基于液相管道工艺设计理念,结合液烃物理性质,探讨了常规水击控制方式在液化石油气管道上的适应性,提出了旁通稳压的系统压力控制方式,模拟了某液化石油气管道旁通稳压工况,分析了旁通稳压系统的效果。研究表明,旁通稳压系统可有效解决运行、停输过程中管道升压的问题,投资较低。

# 液化石油气管道旁通稳压技术探讨

■ 陈俊文 汤晓勇 刘玉峰 王磊

近年来,石油天然气开采和石油化工行业快速发展,凝析气田大力开发,天然气附属产品提取工艺不断发展,天然气液烃(NGL)的来源、加工和销售日益增加。目前诸多学者对NGL提取及输送工艺开展了大量研究。液化石油气作为稳定轻烃产品之一,其长距离管道输送日益增多。液化石油气在输送工艺上执行《输油管道工程设计规范》,采用全液相输送,因此水击及其他工况引起的超压问题不可避免,需基于对输送介质和非正常工况充分认识,采取切实可行的控制对策。目前,常规液相管道超压主要来自水击问题,其水击超压预测与保护方案的研究报道较多,但对液化石油气管道超压及保护问题的研究相对较少。尤其对于水击泄放问题,液化石油气饱和蒸气压较高,泄放介质汽化、储罐设计和罐区消防均较常规原油和成品油管道复杂,一旦出现液化石油气大规模冷放空,放空介质不易飘散,风险较高。因此,有必要结合常规液相管道水击问题实质,结合液化石油气产品特性,从技术、经济方面深入探讨液化石油气管道超压保护策略,以进一步完善液化石油气管道工艺设计技术。

本文将基于液化石油气物理性质,结合液化石油气管道超压的主要因素,借助商用软件定量分析液化石油气管道旁通稳压技术方案,为液化石油气管道压力保护系统设计提供参考与借鉴。

## 1 液化石油气基本性质

液化石油气的化学成分主要包括丙烷、丁烷、丙烯、丁烯等。典型的液化石油气一般具有闪点低(常压下低于 $-60^{\circ}\text{C}$ )、沸点低(常压下低于 $-10^{\circ}\text{C}$ )等特点,因此其发生泄漏后极易汽化。液化石油气蒸发潜热约为 $370\text{kJ/kg}$ ,挥发时大量吸热,易造成接触人群冻伤。液态液化石油气密度约为 $550\text{kg/m}^3$ ,气态液化石油气相对密度约为 $1\sim 2$ ,在发生泄漏后,气态液化石油气易聚

集在低洼处。液化石油气膨胀系数较高,约相当于水的 $10\sim 16$ 倍,且随温度升高而增大。

典型液化石油气相包络图如下:

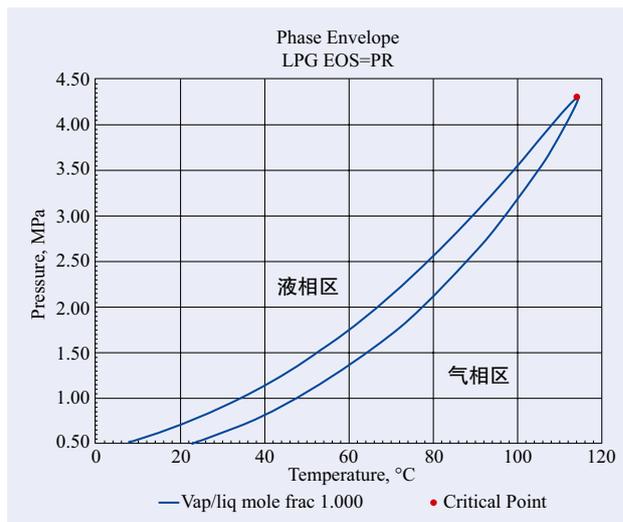


图1 某液化石油气产品相包络线

由图1可见,该液化石油气产品的临界温度约为 $110^{\circ}\text{C}$ 。在环境温度不高于 $40^{\circ}\text{C}$ 下,最低露点压力为 $0.8\text{MPa}$ 左右,表明若采用储罐储存泄放介质,在不考虑大规模放空的情况下,储罐压力至少应大于 $0.8\text{MPa}$ 才能保证液相储存。

## 2 液化石油气管道典型超压工况

为保证输送安全,GB 50253-2014《输油管道工程设计规范》明确要求液化石油气管道采用液相输送的方式,且最低运行压力应至少高于对应温度下饱和蒸气压 $0.5\text{MPa}$ 。因此,与常规液相介质类似,水击压力是液化石油气超压的典型工况之

一。当泵站关停或阀门关闭时,由于流体的不可压缩性和流动惯性,管道局部会出现短时升压的情况。

另外,研究发现,由于液化石油气为满管输送,且为了降低介质饱和蒸汽压,一般不采取保温措施。在中国液化石油气资源发达的新疆地区,在冬季极端温度下,上游储罐介质温度必然低于埋地管道地温,一旦发生停输工况,管内介质与土壤环境存在负温差,使得介质升温,进而引起升压。这种工况是由于液化石油气纯液相输送工艺和液化石油气极高的膨胀性共同作用而引起的,在其他常规油品输送中极为罕见,应给予充分认识与考虑,并将其作为液化石油气管道压力保护设计的重点。

### 3 液化石油气管道压力保护方案

《输油管道工程设计规范》明确要求偶然工况产生的最大瞬时压力不超过管道设计内压的1.1倍,因此常规液相管道应根据压力控制系统设置情况,合理确定管道设计压力和压力保护方案。

一般而言,液化石油气管道在稳态操作最高压力相对较低的情况下,可考虑利用最小生产壁厚实现提升设计压力而增加管道强度,可同时省去增加泄放设备和管理的费用,相对经济;但该方案需进一步核算管道可能出现的最高极端压力,根据过往经验,液化石油气管道的最极端压力(停输升温)一般为正常运行压力的2~3倍,这基本超过了根据制造壁厚反推的管道耐压值,意味着需要进一步通过手动泄放的操作进行压力保护,否则管道也可能发生破坏;同时,站场的阀门压力等级选择应当提高,也将增加了一部分投资。反之,若考虑增加泄放设施的方法,虽可避免某些不可预测的超压工况,但该方案需进一步核算管道可能出现的最大水击泄放量,以合理确定水击泄放罐的尺寸,一旦最大泄放量超过罐容,必然将引起冷放空。同时,由于原油和成品油泡点极低,因此水击泄放罐一般为常压设置,但液化石油气管道的水击泄放罐应当采用带压容器,以保证液相储存,但另外还需要考虑完善的消防及安保投资。因此,上述两种方案均存在一些技术风险。

因此,根据液化石油气管道超压工况的特点,考虑在液化石油气管道截断阀室和泵站设置旁通稳压系统,解决水击或停输升温下的超压问题。

旁通稳压系统流程示意图如图2:

该系统的核心组成为安全泄放阀,设定压力可等于管道

设计压力。正常输送的管道由于各种原因引起阀门关闭或油泵停转时,阀门或泵上游的来液流动受阻,压缩升压并形成增压波反向向上游传递;阀门或泵下游的液体因惯性继续流动,但其上游无持续来液供给,因压力降低并形成减压波顺向向下游传递。当设置旁通稳压装置后,一旦上游压力超过泄放阀门设定压力(管道设计压力),阀门打开并连通上下游,不仅能够泄放上游超压介质,也能一定程度减小下游压力波动;当上游压力低于设定压力时,阀门关闭。另外,在所述停输升压过程中,管道在停运过程中介质温度受环境加热而升高,并引起压力上升,当截断管段压力超过泄放阀门设定压力(管道设计压力)后,阀门也可打开并连通上下游,以保证管道压力安全。

在管道的各处可能截断的阀门或泵站都应设置旁通稳压管路,形成全线连通的稳压系统,并与管道系统上下游的储罐进行连接,以保证极端工况下,超压介质最终进入储罐缓冲、储存。

下文通过案例计算对前述方案进行模拟与讨论。

### 4 模拟手段

目前,液态管道常用的Pipeline Studio Liquid和SPS软件均具有动态模拟功能。本文采用英国ESI公司的TLNET软件进行工艺模拟与分析,该软件不需要编写任何程序,界面友好,操作方便,在液相烃类管道模拟中应用广泛,其强大的动态分析功能也受到相关学者的认可。

### 5 算例与分析

某天然气处理厂升级改造后生产液化石油气,产量为 $156 \times 10^4 \text{ t/a}$ ,利用51km DN300管道输往下游装车站,管道正常运行压力为3.3MPa,考虑水击工况后,为避免设置中间泄放罐,将管道设计压力提升至6.3MPa,管道壁厚为最小制造壁厚7.1mm。末点储罐压力考虑设置在夏季最高气温下液化石油气饱和蒸汽压以上0.5MPa,即1.6MPa。夏季极端气温为41.4℃,地温为20℃;冬季极端气温为-21.2℃,地温为3℃。管道路由地势起伏较小,呈前低后高爬坡趋势,起点海拔为930m,末点海拔为941m。起点通过泵对液化石油气增压,以满足输送要求。泵最低入口压力为0.7MPa,最高排出压力为4.5MPa(图3)。

本算例中,管道可通过自身强度克服极端工况的水击升压,但站场系统的设计压力由4MPa提升至了6.3MPa,相应增加了投

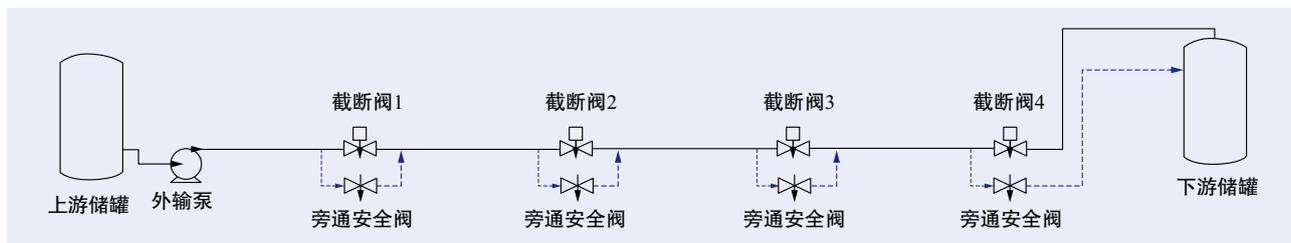


图2 液化石油气管道旁通稳压系统示意图



图3 某液化石油气管道输送系统典型流程图

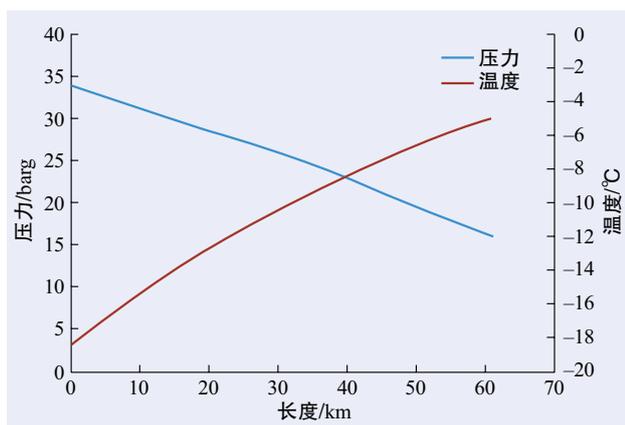


图4 冬季运行压力-温度图

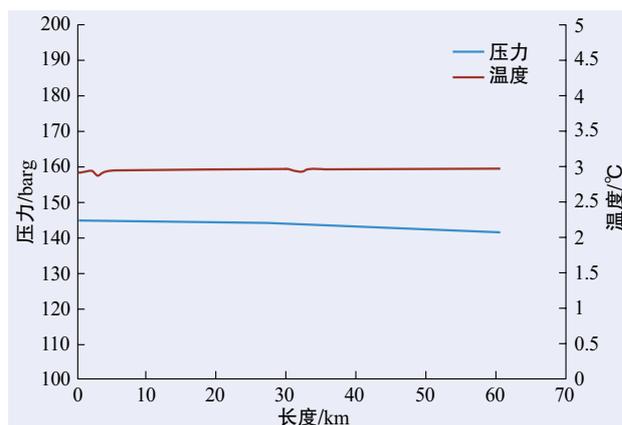


图6 冬季运行停输稳定后压力-温度图（中间截断阀开启）

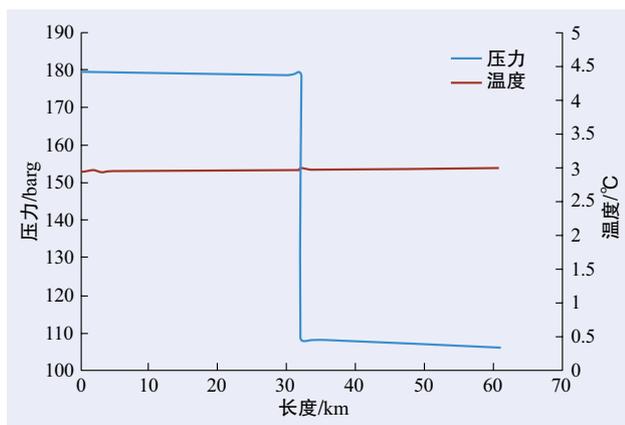


图5 冬季运行停输稳定后压力-温度图（中间截断阀关闭）

质受热膨胀后导致管道压力升高，同时，由于中间截断阀关闭，隔断了上下游管道，而上下游管道中介质由于热力分布不同，即与环境的温差不同，因此在停输后的压力增幅存在差异，上游段由于总体温度较低，因此停输稳定后，其压力高于下游段。

进一步地，对于中间阀门打开的情况，其全线停输稳定后压力如图6：

由图4可见，在全线停输后，管道内介质由于与周围环境换热引起温度升高，其压力逐渐上升，最终因介质与周围环境热传递停止而保持压力稳定，但其总体压力上升幅度小于中间截断阀关闭的工况，说明适当延长截断长度对于降低停输升压具有抑制作用。

同时，也可看出，无论是否开启中间截断阀，若本管道在冬季停输时不采取人工监控和手动泄放降压的措施，则管道压力将突破设计能力，存在安全隐患。

因此，进一步考虑前文提出的旁通稳压系统对于管道系统的作用。下文从水击控制和停输升压这两个方面进行分析。

### 5.2 旁通稳压分析

对于本例，以中间阀室截断阀和下游进厂截断阀为主要研究对象，模拟中间阀室截断阀和下游进厂截断阀设置稳压旁通前后，水击和停输工况下系统压力的变化情况。

#### 1) 水击工况

当中间截断阀和下游截断阀关闭后，在未设置旁通稳压系统时，管道沿程压力参数变化如图7。

资。同时，还应当进一步考虑冬季停输下管道的极端压力。

### 5.1 停输分析

根据操作要求，全线停输时首先进行停泵，随后依次关闭出站截断阀、中间截断阀和下游进厂截断阀。停输起始时管道沿程压力和温度分布见图2。

由图4可见，停输起始时刻，管道沿程温度分布为“前低后高”，这与稳态运行过程中介质与环境换热规律一致。前半段（出厂截断阀与中间截断阀间）管道中介质温度与环境温度最小相差为13℃，最大相差为25℃；而后半段（中间截断阀与进站截断阀间）管道中介质与环境温差相对较小。

在停输150h后，管道沿程压力和温度分布见图5：

由图3可见，在停输后，由于介质温度趋于环境温度，介

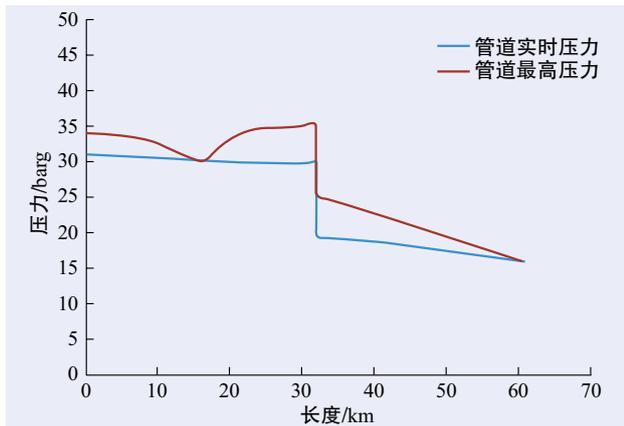


图7 冬季运行水击工况下管道最高压力-实时压力图  
(未设置旁通稳压, 中间截断阀关闭后5min)

由图7可见, 极端工况下, 管道受阀门关闭时间和上游泵站停泵操作等影响, 会产生一定的水击压力, 由于本管道中介质流速较快, 因此引起的中间截断阀门水击升压约为1.1MPa, 该处最高压力达到3.6MPa。

当设置旁通稳压系统后(稳压阀开启压力为3MPa), 管道沿程压力参数变化如图8。

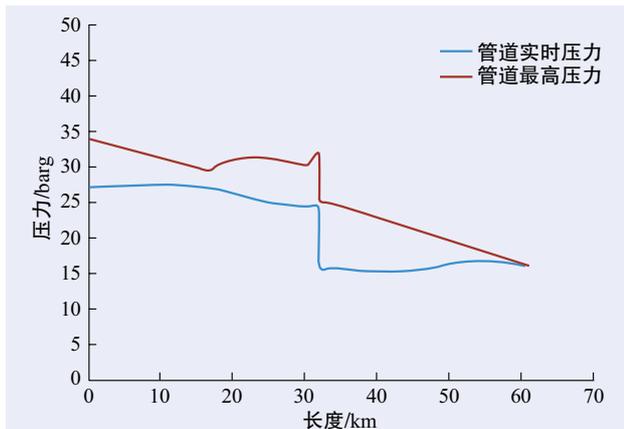


图8 冬季运行水击工况下管道最高压力-实时压力图  
(设置旁通稳压, 中间截断阀关闭后5min)

由图8可见, 相同工况下, 由于设置了旁通稳压装置, 因此中间泵站和下游泵站处仅出现压力小幅上升, 系统最高压力未超过3.2MPa。

由此可见, 稳压阀对水击升压具有一定的缓解作用, 但由于阀门开启需要的时间可能高于水击波形成与传播时间, 因此也存在一定的超压。

## 2) 停输工况

如前所述, 系统发生停输后, 管道压力随介质温度升高而上升; 安装稳压系统后(稳压阀压力设定值为3MPa), 系统压力得到了明显释放(如图9)。

由此可见, 稳压系统对于停输工况下系统压力稳定效果非常明显, 停输100h后, 系统最高压力与正常运行时最高压力

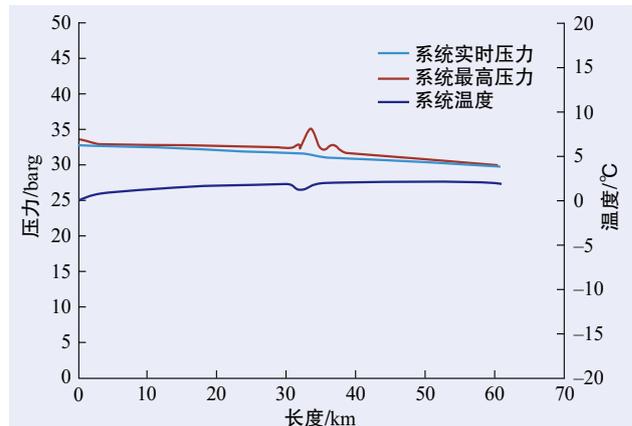


图9 冬季停输工况下管道压力-温度图  
(设置旁通稳压, 停输100h后)

接近。同时, 由于稳压系统末端进入下游带压储罐, 可由储罐提供自然背压, 因此在稳压泄放过程中不会发生大幅相变。

由此可见, 在第30min左右, 中间截断阀的旁通稳压装置出现了一次压力波动, 这主要是水击关闭引起的升压释放; 在100min~600min内出现了多次3MPa左右的压力波动, 这主要是对上游管段停输升温下的升压释放。这进一步证实了旁通稳压系统对液化石油气管道系统的压力控制效果。

综上, 对本例液化石油气管道, 采用了旁通稳压系统后, 管道的极端压力不仅得到大幅降低, 可考虑进一步减小系统设计压力, 同时也避免了冬季停输工况下需要人为操作截断阀旁路进行泄压的操作, 提高了系统的可靠性。

同时, 对安全泄放阀选型和维护, 可进行进一步研究。

## 6 结论与建议

本文通过对现有液化石油气管道压力保护系统的讨论, 分析了旁通稳压系统对液化石油气管道的保护作用, 亦通过案例进行了旁通稳压模拟, 得到以下结论:

- 1) 以液化石油气管道为代表的轻质液态烃类管道在压力保护设置时, 不宜采用水击泄放阀和水击泄放罐的模式, 以避免大幅投资增加, 且仍存在维护管理困难、泄放罐容预估不足等问题;
- 2) 液化石油气管道采用管道自身强度保护法可有效抵抗水击压力, 但小幅增加了站场投资, 但仍然需要对冬季停输升压工况进行人工干预;
- 3) 旁通稳压装置对液化石油气等管道具有良好的泄压效果, 亦避免了相变介质进入储罐甚至排入大气的可能。当然, 泄放阀的选择和维护技术要求值得进一步探讨。
- 4) 对于其他具有高膨胀性、高饱和蒸汽压和高摩尔质量的天然气烃液管道, 可参考本文的压力保护思路进行系统分析与优化。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司西南分公司  
(责任编辑 王波)

采用 HYSYS 模拟软件结合实际操作参数修正并验证后的模型,对某脱酸装置影响脱酸效果的原料气温度、胺液循环量、胺液浓度、吸收塔压力、闪蒸压力、再生塔回流比等主要因素进行了适应性分析及解释。结果表明:胺液循环量、贫胺液浓度、再生塔回流比是影响能耗的主要因素;原料气温度、吸收压力对吸收效果和性能影响有限;闪蒸压力的确定对再沸器负荷有一定的影响,应结合闪蒸气去向最终确定。

# 某天然气脱酸装置操作适应性分析研究

■ 杜廷召

## 1 引言

天然气中含有酸性组分时,会造成设备和管道腐蚀,且危害用户健康;用作化工原料时会引起催化剂中毒,影响产品收率和质量,当天然气中酸性组分超过商品气指标或管输要求时,须采用合适的方法将其脱除至规定值以内。目前天然气净化最常用的工艺主要为MDEA工艺。随着气田开发时间的推移,原料天然气组分、压力、温度等条件发生一定变化时,在天然气净化厂生产运行过程中,净化工艺就要随之进行调整。本文利用ASPEN HYSYS(V9.0)软件针对中东某天然气净化厂的天然气净化装置进行了模拟分析,以期对装置运行参数的优化提供技术指导。

## 2 脱硫工艺流程

### 2.1 原料天然气组成

中东某天然气处理厂脱酸装置原料气组成如表1所示。净化气外输要求:  $H_2S$ 浓度 $\leq 7.5$ ppm;  $CO_2$ 摩尔分数 $\leq 2.5\%$ 。

### 2.2 MDEA溶液脱酸原理

MDEA溶液吸收 $H_2S$ 和 $CO_2$ 的机理主要是基于两相传质的双模理论,该理论将复杂的气液相传质过程简化为溶质组分通

过两个有效膜层的分子扩散过程。 $H_2S$ 和MDEA的反应为瞬时反应,在近边界的液膜内完成,且在界面和液相中达到平衡状态;而 $CO_2$ 和MDEA的反应则有相当多的一部分 $CO_2$ 在液相主体完成,因此MDEA溶液具备脱硫选择性。

### 2.3 MDEA溶液脱酸流程

原料气(含酸气 $H_2S$ 、 $CO_2$ )经一系列前处理后进入酸气吸收塔底部,自下而上流动与自上而下流动的贫胺液在塔内逆流接触,脱除原料气中的酸性气体后,湿净化气离开吸收塔进入脱水工段。吸收塔底部流出的富胺液经闪蒸罐分离出携带的部分烃类后,进入贫富胺液换热器换热后进入胺液再生塔,自上而下流动与塔内上升的蒸汽逆流接触,汽提出富胺液中的酸性气体,塔顶产出酸气进入硫磺回收等下游处理装置。胺液再生塔底部流出的贫胺液,经贫富液换热器冷却后,补充水及胺溶剂以维持溶液浓度后,经氨液循环泵提升并经贫液冷却器冷却后,送至吸收塔顶部循环使用。工艺流程图如图1所示。

### 2.4 MDEA溶液脱酸模拟结果验证

根据装置设计资料,经过模拟计算及参数修正,装置运行数据与模拟计算数据对比见表2所示。

模拟计算结果与装置实际运行数据的吻合程度是作为衡

表1 原料天然气的组成

组分	$CO_2$	$H_2S$	$C_1$	$C_2$	$C_3$	n- $C_4$	n- $C_5$	$N_2$
含量, mole%	5	2.5	82.5	8.8	0.5	0.45	0.04	0.21

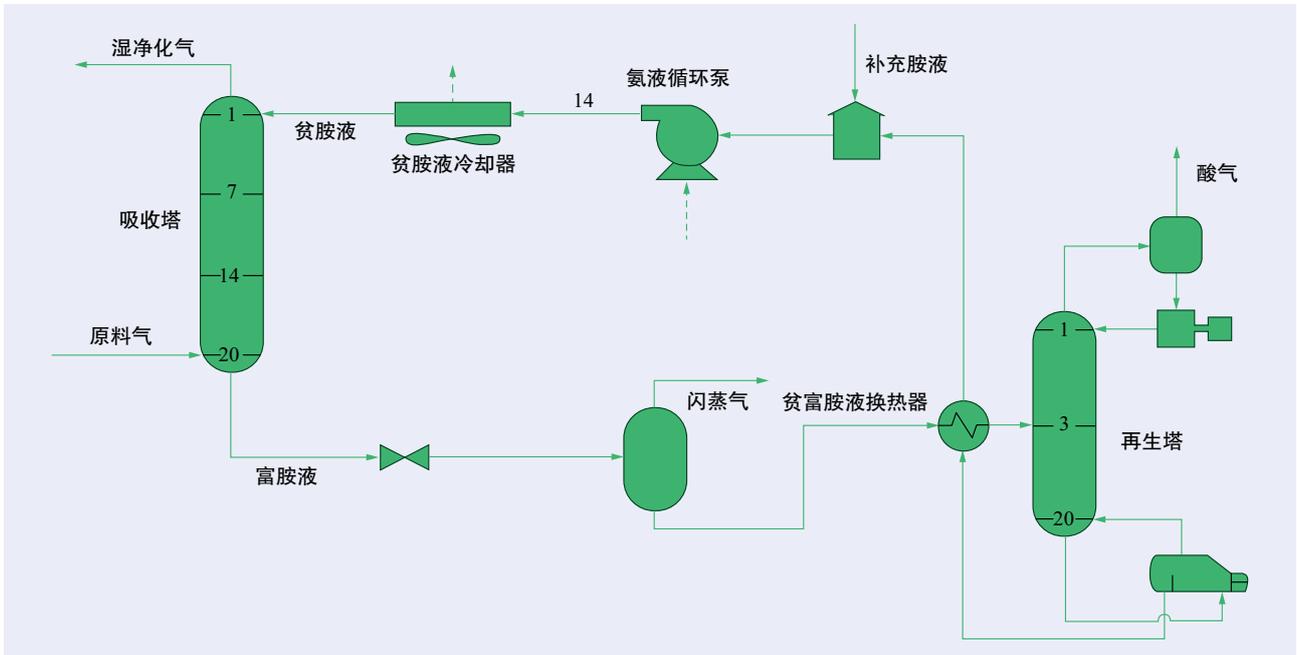


图1 天然气净化脱酸工艺流程图

表2 脱酸模拟结果对比表

物流	项目	运行值	计算值
湿净化气	流量, kmol/h	461.497	465.2
	H <sub>2</sub> S, ppm	2.9	2.83
	CO <sub>2</sub> , mole%	1.03	0.98
富胺液	流量, kmol/h	848.23	844.5
	MDEA, wt%	42.36	42.62
	H <sub>2</sub> S Loading (mole)	0.141	0.142
	CO <sub>2</sub> Loading (mole)	0.269	0.23
酸气	H <sub>2</sub> S, mole%	35.15	35.7
	CO <sub>2</sub> , mole%	58.84	57.42
	流量, kmol/h	35.5	34.43

量工艺模拟正确与否的标准, 由表2中数据可知, 工艺模拟计算数据与实际运行数据吻合良好, 模型具有较高的准确性, 可为下一步分析提供可靠基础。

### 3 脱酸工艺参数分析

#### 3.1 原料气温度

保持装置其他操作参数不变时, 不同原料气温度对吸收效果的影响结果见图2。

从图2可知, 原料气温度由5℃上升至45℃, 湿净化气中H<sub>2</sub>S含量由1.2ppm逐渐上升至4.7ppm且上升幅度不断加大, CO<sub>2</sub>摩尔分数由2.08逐渐降至0.9%。温度对脱酸反应有两方面影响: 动力学上, 温度升高增加脱酸反应速率; 热力学上,

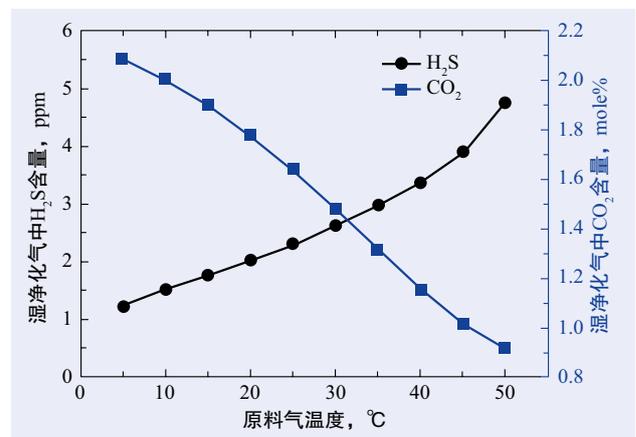


图2 原料气温度对脱酸效果的影响

脱酸反应为放热反应，温度上升推动脱酸反应向解析方向平移，且根据亨利定律温度上升降低酸气在溶剂中的溶解度，减少酸气的吸收。 $H_2S$ 与MDEA的反应是快速的，温度升高的影响主要集中在后一方面，因此吸收量不断下降。 $CO_2$ 与MDEA反应速率慢，温度较低时动力学因素气主要作用，温度较高时热力学因素逐渐占据主导作用，导致 $CO_2$ 吸收量增大但速度在后期降低。总体上，温度过低时，溶液黏度增大、吸收压差加大，不利于溶液输送，影响传质；温度过高时 $H_2S$ 吸收效果变差且MDEA损失量增大。

### 3.2 MDEA循环量

图3和图4是保持装置其他操作参数不变时，不同胺液循环量对吸收效果、装置负荷及酸气负荷的影响。

由图3可知，随着胺液循环量增加，净化气中 $H_2S$ 和 $CO_2$ 含量均下降，酸气吸收效果提高。这是因为循环量增大，在化学吸收上增加了气液接触时间，推动反应向右移动；在物理吸收上塔内吸收传质推动力增大。循环量增大至19000kg/h后，含量降低幅度明显放缓，主要是因为塔顶操作点向平衡线靠近，贫液

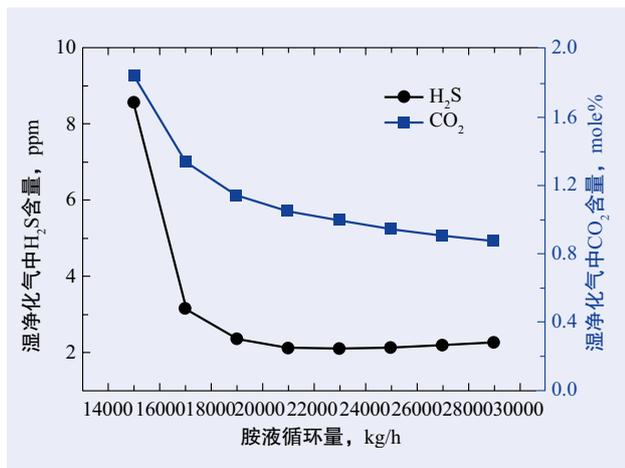


图3 胺液循环量对脱酸效果影响

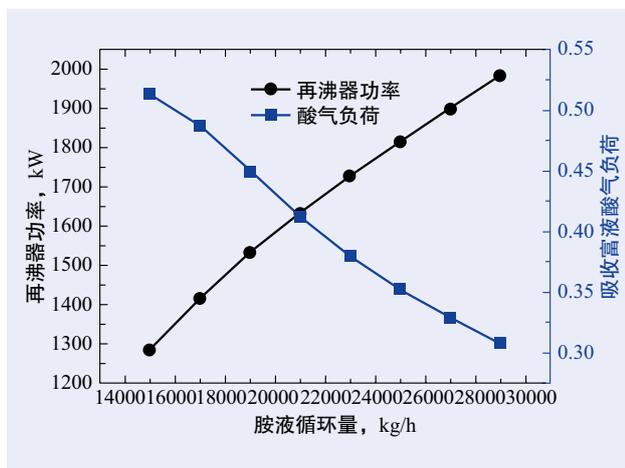


图4 胺液循环量对再沸器功率和酸气负荷的影响

酸气负荷对吸收效果的影响不断加强。

由图4可知，循环量增加，再沸器负荷线性增加，因为MDEA与酸气的化合物分解所需热量在其他参数保持不变时，再沸器内显热和潜热随循环量增加而上升，反应热随吸收量增加上升；同时，酸气负荷基本线性降低，因为循环量增加导致MDEA总量上升，且上升幅度大于酸气吸收量。因此，在天然气净化度及酸气负荷一定的前提下，应尽量降低循环量，以降低能耗，改善酸气质量。

### 3.3 MDEA溶液浓度

图5和图6是保持再生净化度一定、装置其他操作参数不变时，不同胺液浓度对吸收效果、装置负荷及酸气负荷的影响。

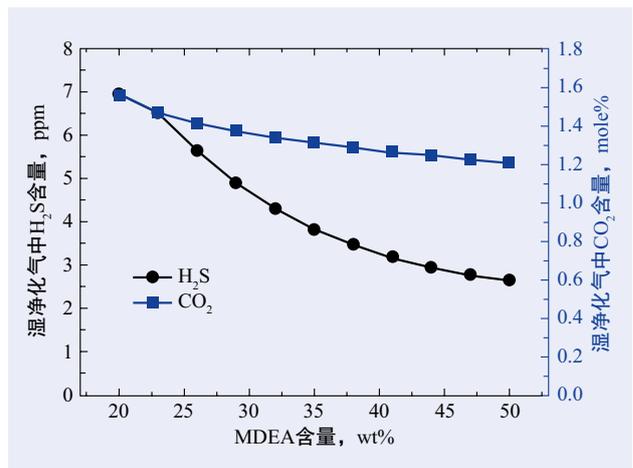


图5 胺液浓度对脱酸效果影响

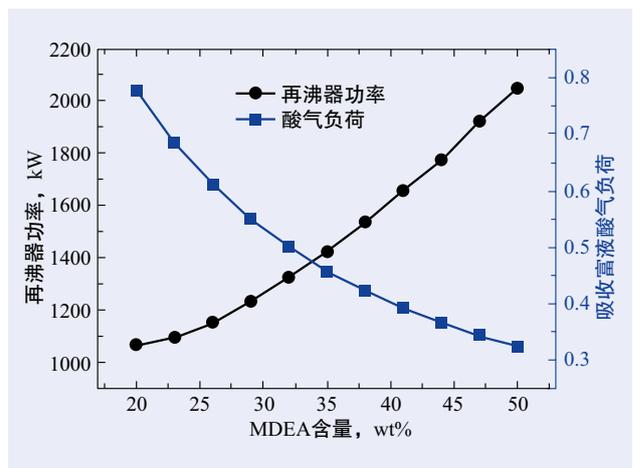


图6 胺液浓度对再沸器功率和酸气负荷的影响

由图5可知，随着胺液浓度上升，净化气中 $H_2S$ 含量及 $CO_2$ 含量均有不同程度的降低，这是因为MDEA浓度增加提升了单位体积内MDEA含量及贫液的碱性，同时促进了 $H_2S$ 和 $CO_2$ 的吸收。由于 $H_2S$ 的吸收主要靠化学反应，反应速度较快因此净化气中 $H_2S$ 含量几乎随MDEA浓度增加呈线性降低

趋势；而CO<sub>2</sub>的吸收反应为慢反应，液相传质为其限制步骤，胺液浓度较低时，MDEA上升对CO<sub>2</sub>吸收效果提升较明显，但随浓度的继续增加，吸收效果提升增加幅度变缓，由于MDEA浓度增加其粘度显著增加降低了液相传质速率，同时浓度较高的MDEA溶液将导致吸收压差和腐蚀性均增加。

由图6可知，酸气负荷由于MDEA含量增大而显著降低；而再沸器负荷随MDEA浓度增加显著增加，这主要是因为为研究贫液浓度单一影响因素而保持贫液再生净化度不变，再生塔回流比增加，导致再沸器负荷明显提升。另外，由于再沸器负荷主要取决于酸气的吸收量，而MDEA浓度增加对酸气吸收量的增量有限，所以若保持回流比不变时再沸器负荷变化不大。

### 3.4 吸收压力

图7是装置其他操作参数不变时，不同吸收压力对吸收效果的影响。

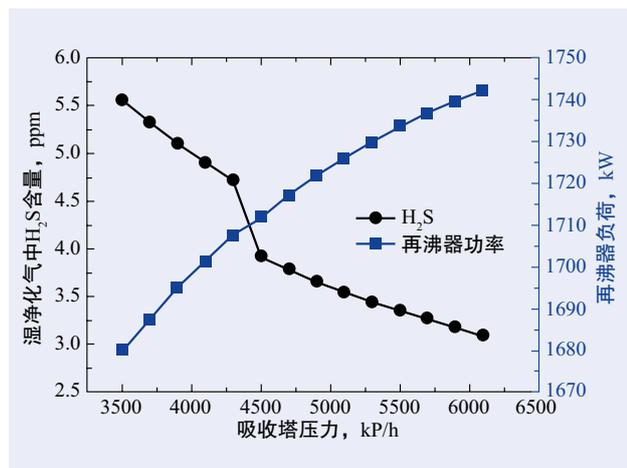


图7 吸收压力对再沸器功率和酸气负荷的影响

由图7可知，随着吸收压力提升，湿净化气中H<sub>2</sub>S含量基本线性降低，再沸器能耗由1680kW小幅升至1743kW。因为随吸收压力提升，物理吸收上酸气分压及其在溶液中的溶解度上升，传质推动力上升，吸收效果提升；化学吸收上酸性组分浓度增加，使反应将右侧移动，所以吸收量上升。由于酸性组份吸收量增加较小，因此能耗增幅也较小。

### 3.5 闪蒸压力

图8是装置其他操作参数不变时，不同闪蒸压力对吸收效果及再沸器功率的影响。

由图8可知，随着闪蒸压力提高，闪蒸气量逐渐下降，主要是因为闪蒸压力上升抑制富液中CO<sub>2</sub>和CH<sub>4</sub>等气体的逸出，更多酸性气体需要在再生塔中完成分离，所以随闪蒸气量减少，再生能耗中化学反应部分上升。而且由于闪蒸气中酸气组份较少，因此闪蒸压力对装置能耗影响相对有限。

### 3.6 再生塔回流比

图9是装置其他操作参数不变时，不同再生塔回流比对吸收效果及再沸器功率的影响。

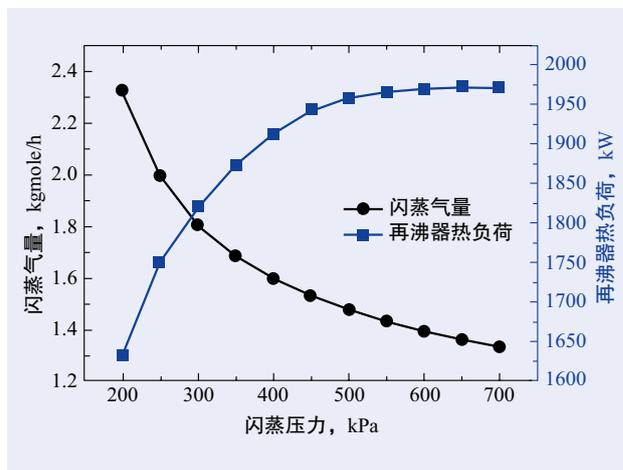


图8 闪蒸压力对再沸器功率和酸气负荷的影响

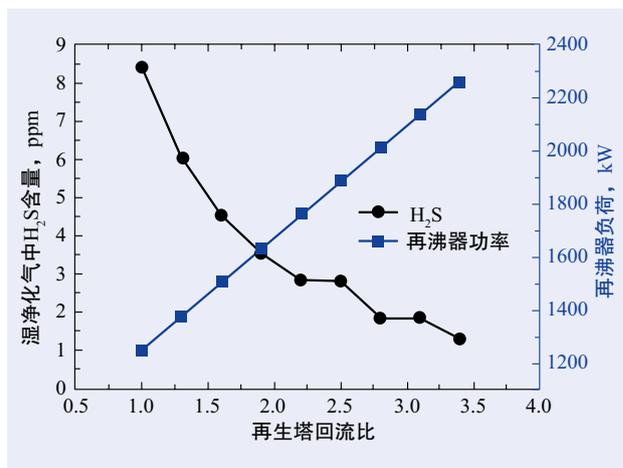


图9 再生塔回流比对再沸器功率和酸气负荷的影响

由图9可知，随着再生塔回流比的增加，净化气中H<sub>2</sub>S含量逐渐降低，而再沸器负荷线性上升。主要由于，回流比增大，再生塔内气液传质推力上升促进酸气的解析，贫液再生度更高。而随着再生塔回流比提升，回流比对再生贫液再生度的影响程度随再生塔回流比增大而逐渐减小，因此净化气中H<sub>2</sub>S含量减小速度也放缓。

## 4 结论

胺液循环量、贫胺液浓度、再生塔回流比是影响天然气脱酸装置能耗的重要操作参数，是节能降耗优化的理想选择。

原料气温度升高对于脱硫过程不利，有利于脱碳。吸收压力越高脱硫效果越好，降低吸收压力可提高溶液的选择性。由于受前后工艺影响且对性能有限，这两个参数不必刻意调整。

闪蒸压力过高会导致再沸器负荷过大，该压力需结合闪蒸气去向最终确定。■

作者单位：中国石油集团工程设计有限责任公司华北分公司

(责任编辑 王波)

进行压力式连续流过滤器用于油田采出水的工业性试验,试验结果表明:采用0.8-1.2mm石英砂滤料处理水质悬浮物,73.7%情况下出水悬浮物可降至2mg/L以下,26.3%情况下出水悬浮物可降至2~5mg/L,水质介于一级与二级过滤指标要求之间,处理水质较双滤料过滤器出水水质好;采用0.5~0.8mm金刚砂滤料,处理水质不能满足一级过滤指标要求。

# 新疆油田压力式连续流过滤器工业性试验

■ 付蕾 刘建超 吴倩怡

## 1 引言

目前国内油田采出水处理常用于一级过滤的过滤设备主要是双滤料过滤器,过滤机理是水中的油和悬浮固体颗粒在不同孔隙率、不同颗粒粒径以及不同吸附特性的滤层中进行接触吸附、机械筛除和接触絮凝等被拦截,滤层一般上层采用无烟煤或核桃壳等轻质滤料,下层采用石英砂、金刚砂或磁铁矿等重质滤料。双滤料过滤器因具有抗冲击负荷能力强、处理量大、处理水质稳定等优点成为油田采出水处理主流过滤器。

处理水质在来水含油20mg/L、悬浮物20mg/L情况下,出水含油 $\leq 3\text{mg/L}$ ,SS $\leq 5\text{mg/L}$ 。但双滤料过滤器存在反洗强度高,产生的反洗排污量大,大大增加采出水处理站污水回收池(罐)容积的问题,例如双滤料过滤器反洗强度为 $15\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ ,24h反洗一次,每次15min,直径1.2m过滤器反洗水量为 $61.04\text{m}^3/\text{h}$ ,反洗排污量为 $15.3\text{m}^3/\text{d}$ ;直径3.2m过滤器,反洗水量为 $432\text{m}^3/\text{h}$ ,反洗排污量为 $108\text{m}^3/\text{d}$ ,大量回收水对采出水系统形成冲击,影响装置平稳运行。为此,新疆油田公司于2017年8月至11月在风城1号稠油联合站污水系统进行了压力式连续流过滤器工业性试验,以论证压力式连续流过滤器用于油田采出水的技术可行性和经济适用性。

## 2 工作原理

压力式连续流过滤器是在常压流砂过滤器基础上演变而成的,属于流动床过滤器,设备主要是由一个主罐体与清洗筒组成,主罐体位于下部,上圆下锥,便于滤料下滑,起过滤的容器。清洗筒位于上部,上圆下锥,起清洗的作用,设备结构如图1。

工作原理:

过滤:过滤方式采用的是逆向流过滤方式,正常过滤时,原水由过滤器底部进入滤床,并向上传与滤床充分接触,所含

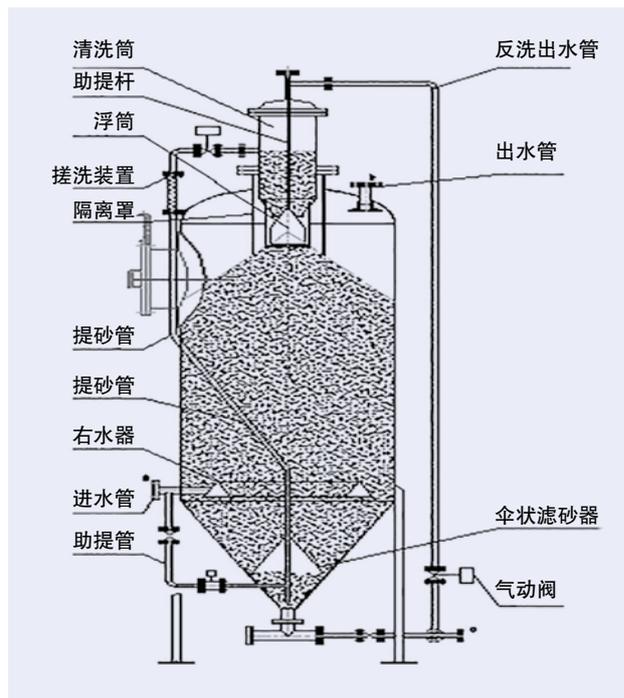


图1 压力式连续流过滤器结构图

悬浮物被截留在滤床上,经过净化后的过滤水从上部排走,完成过滤流程。当经过短时间过滤后滤床污染,这时需要清洗污染的滤料,但过滤不间断。

反洗:反洗时,主罐体与上部清洗筒连通的反洗阀打开,清洗筒瞬间失压,压力水从下部主罐体涌进清洗筒,同时压力水带动主罐体与清洗筒之间的浮筒(等同于单向阀)上浮,这时主罐体与清洗筒在内部隔离开来,由于上部排污口不间断排污使得上部压力小,主罐体压力大,这时连接主罐体与清洗筒之间的提砂管开始工作,截留污染物的石英砂依靠压力差作用被提升到顶部的清洗筒中进行清洗,通过机械摩擦作用和紊流作用使

污染物从滤砂表面分离出来,含有悬浮物的反洗水通过反洗水排放口排放,滤料较重下沉堆积在清洗筒内,当到达设定时间时,反洗阀关闭,上下罐体压力平衡,滤料自重推开浮筒下落到下罐体内,又形成新的滤床,从而完成反洗过程。由于主罐体下部为锥形结构,因此反洗时滤料和截留物会源源不断的沿主罐下锥下滑至锥体底部。反洗时同时辅以气洗,反洗更彻底。

### 3 试验目的与试验参数

#### 3.1 试验目的

- (1) 通过试验论证压力式连续流过滤器用于油田采出水一级过滤或二级过滤的可行性。
- (2) 通过试验获得最佳滤料结构。
- (3) 通过试验取得过滤器最佳工作参数,为产品工业化应用提供依据。

#### 3.2 试验流程

试验装置流程如图2所示,试验选用1台处理量12m<sup>3</sup>/h的压力式连续流过滤器,配套供水泵、空压机及管路阀门。

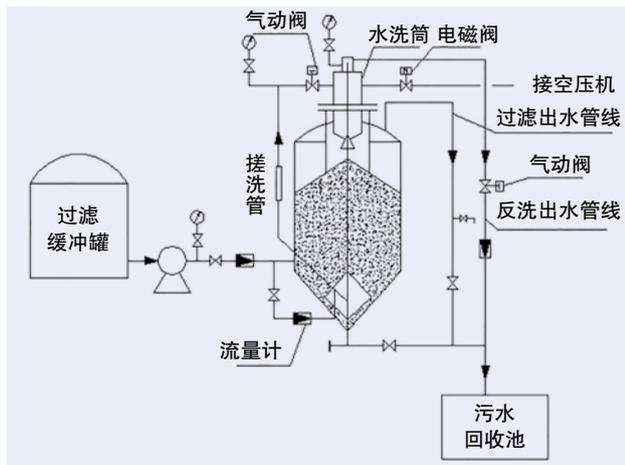


图2 试验装置流程图

风城1号稠油联合站脱出的稠油污水经重力除油、旋流反应、混凝沉降后除去大部分油、悬浮物,出水进入过滤缓冲罐,本次试验的压力式连续流过滤器来水就由过滤缓冲罐提供水源,经提升泵提升送至过滤器处理,过滤器反洗排水去污水回收水池。

#### 3.3 试验参数

试验进水指标参数见表1所示。

压力式连续流过滤器技术参数见表2所示。

表1 试验进水指标参数

项目	进水指标
含油mg/L	≤20.0
悬浮物mg/L	≤20.0
矿化度mg/L	≤7000
水温℃	80~95

表2 过滤器技术参数

项目	参数
额定处理量m <sup>3</sup> /h	12
滤罐直径mm	1200
设计压力MPa	0.60
正常滤速m/h	10
水反洗强度L/s.m <sup>2</sup>	12
气洗强度L/s.m <sup>2</sup>	10
反洗间隔时间min	10min间隙提升滤料
工作压力MPa	0.32
气洗压力MPa	0.32

### 4 试验结果及分析

试验分为2个阶段进行,试验内容以滤料变化为主,检测不同滤料过滤效果。

第一阶段试验:采用0.8~1.2mm的石英砂为滤料。

第二阶段试验:采用0.5~0.8mm的金刚砂为滤料。

#### 4.1 第一阶段试验结果

##### 4.1.1 油、悬浮物去除效果

过滤器进出口悬浮物、含油指标监测结果见图3、图4。

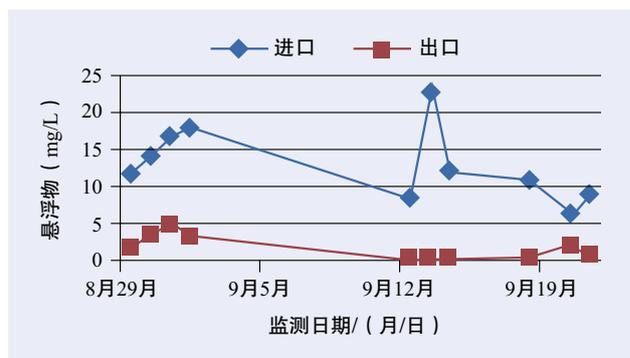


图3 进出口悬浮物监测结果

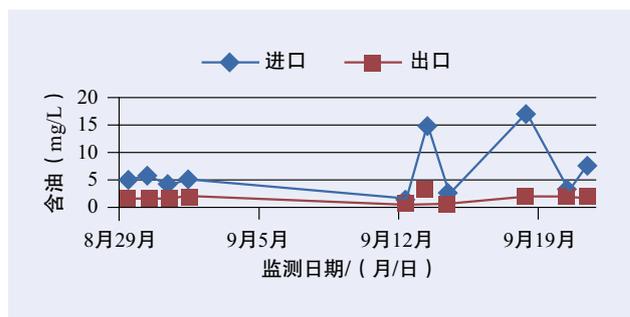


图4 出口含油监测结果

由图3、4可以看出:

- (1) 过滤器进口悬浮物含量基本在10~20mg/L之间、出口悬浮物含量73.7%情况下在2mg/L以下, 26.3%情况在2~5mg/L;

进口含油基本在5~10mg/L之间,出口含油76.3%情况下在2mg/L以下,23.7%情况在2~5mg/L。

(2) 处理后的水质悬浮物、含油均达到设计指标 $\leq 5\text{mg/L}$ 要求。

(3) 9月1日之前出水悬浮物含量较高在3~5mg/L之间,这主要是试验初期反洗后浮筒位置位于下端,使主罐体与清洗筒连通,使得上部未能在反洗时排走的悬浮物及油进入下部过滤出水区随出水排出,影响出水水质,因此9月2日—11日厂家重新设置调整控制程序,期间水质未监测。9月2日按重新调整的程序运行,使浮筒在反洗后提到上端,阻止了悬浮物及油进入下部过滤出水区,提高了出水效果。说明该过滤器在浮筒结构设计上存在缺陷,如果要达到工业化应用需要进行改进。

#### 4.1.2 反洗周期对出水水质的影响

为判断反洗周期对过滤器出水水质的影响,现场进行了每隔2分钟、5分钟、10分钟、15分钟、30分钟反洗的对比试验,试验结果见图5。

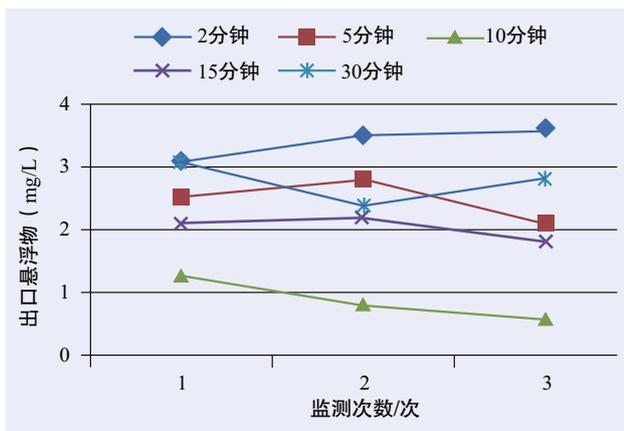


图5 反洗周期与过滤水质关系

由图5以看出:

(1) 反周期10min时,出水水质最好,悬浮物在2mg/L以下。

(2) 反洗周期2min时,出水水质最差,悬浮物在3.5mg/L左右。据我们了解过滤器反洗一次需要1.5min,说明此阶段过滤器基本处于边过滤边反洗状态,滤料层连续移动而形成移动床,使滤料间孔隙率增大,滤层截留悬浮物的能力下降,出水水质变差。

(3) 反洗周期5、15、30min时,出水悬浮物含量基本在2~3mg/L之间,说明反洗周期过短或过长,过滤效果都不好。我们分析这可能是反洗周期过短,滤床不能形成良好的过滤工作层;而反洗周期过长,滤层底部积聚的较多较脏的悬浮杂质,滤层无法一下从反洗管线中排走,只能再次进入过滤后的清水中,污染过滤水。

#### 4.1.3 反洗方式对出水水质影响

由于压力式连续流过滤器反洗与过滤过程是在同一罐内

进行的,因此反洗效果好坏直接影响过滤效果,现场进行了单独水冲洗和气水联合冲洗试验,其中单独水冲强度为 $14\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ ;气水联合冲洗时水冲强度为 $12\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ 、气冲洗强度为 $10\text{L/s}\cdot\text{m}^2$ ,试验结果见图6。

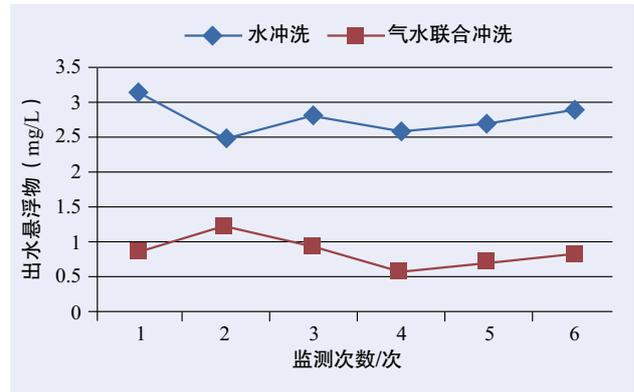


图6 不同反洗方式对出水水质的影响

由图6看出:气水联合反洗效果要明显好于单独水冲洗效果,这是因为气体辅助擦洗的水冲洗,滤料颗粒间互相冲撞和摩擦作用强烈而使石英砂清洗效果好,使处理水质可以达到比较好的处理效果。

反洗水量为 $3\text{m}^3/\text{h}$ ,10min反洗一次,每次1.5min,每小时反洗时间累积9min,滤罐每小时产生反洗排污量为 $0.45\text{m}^3$ ,每天产生反洗排污量为 $10.8\text{m}^3/\text{d}$ ,较同直径的双滤料过滤器反洗排污量减少29.4%。

## 4.2 第二阶段试验结果

### 4.2.1 油、悬浮物去除效果

过滤器进出口悬浮物、含油指标监测结果见图7、图8。

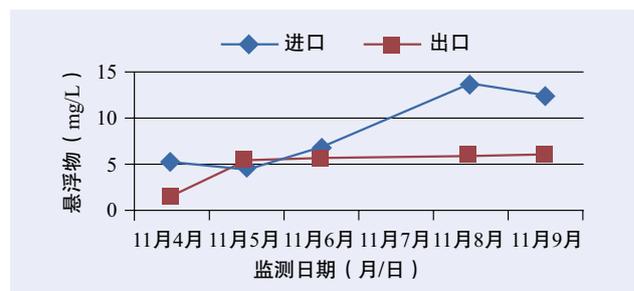


图7 进出口悬浮物监测结果

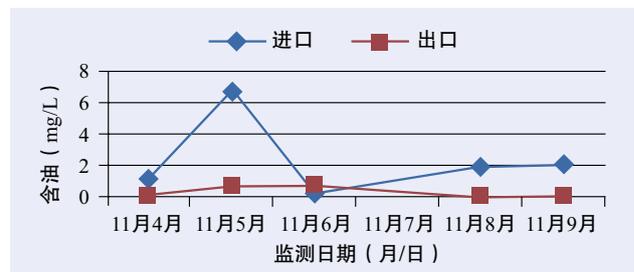


图8 进出含油监测结果

表3 两种过滤器技术经济对比

项目	双滤料过滤器	压力式连续流过滤器
过滤方式	下向流, 过滤水流从上到下。	上向流, 过滤水流从下到上。
反洗方式	气-水联合, 需停机反洗	气-水联合, 不需停机反洗
滤料粒径	上层0.8~1.2mm无烟煤, 下层0.5~0.8mm石英砂或金刚砂。	0.5~1.2mm石英砂。
滤前水质	对滤前水质要求不严, 油、悬浮物一般控制在20mg/L以下。	对滤前水质含油要求严格, 宜控制在10mg/L以下。
滤后水质	含油、悬浮物均达到5mg/L。	含油、悬浮物均达到5mg/L。
受冲击能力	耐污能力强。	耐污能力稍差
反洗对水质影响	大	小
反洗排污量	大	较双滤料过滤器少30%左右
反洗设施	需配反洗泵、空压机、鼓风机气动阀等。	利用来水压力, 无需配置
产水率	过滤器台数>3台时, 与压力式连续流过滤器产水量相当或略高。	过滤器台数≤3台时, 较双滤料过滤器产水量高出20%~60%。
投资	适中	较双滤料过滤器高出5%。

由图7、图8可以看出:

(1) 过滤器进口来水水质波动较大, 进口悬浮物含量在4~13mg/L之间时, 出口悬浮物含量在5~6mg/L; 进口含油在1~7mg/L之间时, 出口含油基本在1mg/L以下。

(2) 处理后的水质含油可达到设计指标≤5mg/L要求, 但悬浮物不能稳定达标。

(3) 根据了解11月5~6日由于反洗水量较大, 存在跑砂现象, 11月6日开始调整反洗水量, 但仍然存在跑砂现象, 造成反洗不彻底, 滤床污染物积压太多, 出水水质变差。说明过滤器清洗筒结构设计不适合粒径0.5~0.8mm金刚砂滤料。

### 5 与常规双滤料过滤器对比

针对本次试验, 对压力式连续流过滤器与双滤料过滤器从过滤水质、反洗特性、出水率及能耗等方面进行对比分析, 见表3。

### 6 结论

压力式连续流过滤器是在常压流砂过滤器基础上改进而成的, 常压流砂过滤器目前在石化系统废水及循环水处理应用较广泛, 压力式连续流过滤器在油田采出水中应用较少, 通

过在风城1号稠油联合站现场试验, 可得出以下结论:

(1) 0.8~1.2mm石英砂处理水质满足一级过滤含油、悬浮物设计指标≤5mg/L要求, 水质介于一级与二级过滤指标要求之间, 较双滤料过滤器出水水质好。

(2) 0.5~0.8mm金刚砂处理水质含油可达到设计指标≤5mg/L要求, 但悬浮物不能稳定达标。过滤器清洗筒结构设计存在缺陷, 造成金刚砂这种粒径小的滤料容易跑砂。

(3) 气水联合反洗效果要明显好于单独水冲洗效果; 反洗对出水水质没有影响, 反洗周期10min时, 出水水质最佳, 悬浮物在2mg/L以下。

(4) 本次试验污水水温高, 滤料再生效果好, 出水水质好, 但尚不能以本次试验结果判断压力式连续流过滤器过滤性能, 建议在水温比较低的稀油污水站进行试验验证, 考察滤料耐污能力、反洗再生效果及水质稳定性。

(5) 设备自身存在一些缺陷, 如关键部件提砂管道和浮筒密封磨损严重、0.5~0.8mm金刚砂存在跑砂等问题, 需针对油田采出水特点在材料选择、防腐措施等方面进行改进, 才能在油田进行推广。■

作者单位: 中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司  
(责任编辑 王波)

吉林双坨子储气库一次投产成功，每一页图纸、每一座设施、每一寸土地，都留下了建设者的身影和足迹，记录着他们默默奉献的传奇和故事。

## 储气库投产成功的背后

■ 尤功



双坨子储气库由中油工程项目管理公司天津设计院承建，是吉林省首座地下储气库，被列为“气化吉林”战略的国家重点工程，肩负着东北地区冬季供气安全保障的重要使命。一期地面工程共包括坨深1等五座断块，有效工作气量为5.12亿立方米，处于中俄输气管道及东北天然气管网的枢纽位置，对促进地方经济发展、保障能源安全具有重要的推动作用。

8月15日，储气库注气一次投产成功，标志着该工程开始进入地质注采试验阶段。

在这一年多的时间里，中油工程人顶烈日、迎风雪、抗疫情、战严冬，统筹协调，合理安排，在规定工期内高效完成建设任务。每一页图纸、每一座设施、每一寸土地，都留下了他们的身影和足迹，记录着他们默默奉献的传奇和故事。

### 戴滨——神机妙算的小诸葛

2019年夏秋季节，长岭地区遭遇了65年一遇的连续降雨天气，最多的月份降雨28天，为项目建设带来极大困难。持续的降雨导致原本松软的土路更加泥泞不堪，单台重量达65吨的压缩机要从一公里远的倒班公寓转运到集注站，必须一气呵成，如转运车辆陷入泥中，救援将非常困难，如果发生侧翻，后果更是不堪设想。

项目副经理戴滨深知这项工作的利害，他每日查询天气预报，观测卫星云图，分析和查找天气窗口期，精准预测、果断出击，在连续降雨中提前10天精准预测了5个晴天，紧急协调物资，利用这5天时间修复进场道路，铺设碎砖3000余方，钢板300余块，压缩机转运和吊装工作仅用了一天半的时间便顺利完成，创造了一项记录。从此，戴滨被人尊称为“小诸葛”。



### 程明——工艺区的竞走冠军

今年复工以来，为深入开展提质增效专项行动，日常工作团队控制在10人以内，每个人都同时担负多项工作。泄漏性试验、氮气置换、方案审查、配合编制投产方案、确认投产流程、配合投产，现场工艺工程师程明忙得不可开交，每日在集注站、井场和改造站之间穿梭，查找问题，协调整改，监督落实。

集注站投产当天，为确保万无一失，程明早早来到现场，确认流程，认真检查阀门状态。投产过程中，每一次升压、稳压、检漏、流程切换，他都逐步逐项认真检查，配合中控指挥完成投产。计步器显示他当天步行近5万步，路程近30多公里。

回忆起项目建设过程，程明感叹：“泄漏性试验那段时间，天气特别热，在现场指导施工队升压、检漏、紧螺栓，一直忙到夜里，到晚上8点多气温还是30多度，感觉就像蒸笼里的包子，让人难忘。”



### 郭洪、李嘉伟——“文件堆”里的多面手

储气库项目除了现场工作量大，工程资料收发、组卷整理工作也很繁重，现场文控由郭洪、李嘉伟负责。作为一名母亲，郭洪的孩子才7岁，为了全身心地投入到文控工作中，她只能和孩子长期两地分居。面对堆积如山的工程资料，她只能将对孩子的思念深埋在心。

李嘉伟是个“95后”，认真负责、虚心好学的工作态度使他短短三年就成长为一名优秀的资料员，能独立指导分包单位进行资料的编制，同时对分包单位上报的各专业、各阶段的资料进行初审，发现问题及指导分包单位进行改正，减少了专业工程师的工作量，提高了资料报审的效率。

除了整理工程资料外，郭洪和李嘉伟还同时负责组织会务、会议记录、收发快递、协调设计等工作，每一项工作都力争精益求精，是名副其实的多面手。



### 钟声——独当一面的仪表新人

现场仪表工程师钟声参加工作以来一直在机关工作，来双坨子之前刚刚调至自控仪表室不到一个月，这是他第一次担任现场仪表工程师。面对复杂而繁重的调试工作，他边学习边操作，从现场回来就一头扎到宿舍看图纸、查资料，每天工作到深夜，一有机会就向项目副经理戴滨请教，短时间内掌握了调试的知识和技巧，并且独立带领厂家和施工队圆满完成了DCS、PLC、SIS、ESD、远程仪表、流量计、调节阀等系统和设备的调试工作。

项目副经理说：“之前还担心钟声不能独立完成调试工作，现在看来担心是多余了，钟声在这个项目得到了锻炼，进步很快，已经能独当一面了”。■



作者单位：中油工程项目管理公司  
(责任编辑 王波)

中俄东线八标段项目自开工以来屡遭挫折，工程整体推进受到影响。管道局工程公司一公司参建员工以坚韧不拔，排除万难的姿态，抢回工期，向工程按期完工冲刺。

## 攻坚中俄东线八标段

■ 何志丹 张帅

8月4日下午骄阳似火，秦皇岛市卢龙县夹河滩村的中俄东线天然气管道工程（长岭-永清）八标段青龙河穿越施工现场如火如荼，十几台挖掘机挥舞着长长的“手臂”，不停地分层开挖，铲车、翻斗车也在各自运转忙碌……中油工程成员企业管道局工程公司一公司在八标段开足马力，全速推进。

中俄东线天然气管道工程（长岭-永清）八标段线路全长84.04公里，途经秦皇岛市卢龙县和唐山的迁安市、滦州市、开平区、丰润区。项目自开工以来屡遭挫折，工程整体推进受到影响。管道局工程公司一公司参建员工以坚韧不拔，排除万难的姿态，抢回工期，向工程按期完工冲刺。

从管道主体焊接46.3公里到75公里，奋战在中俄东线（长岭-永清）八标段的中油工程人仅仅只用了两个月。他们是如何实现团队蜕变和逆天速度的？

### 疾风知劲草

在国家发改委2019年互联互通重点工程中俄东线（唐山-宝坻）建设项目中，一公司曾在这里立下赫赫战功：2019年10月5日，全线首家主体焊接完工，机组创造了22毫米壁厚单日焊接30道口、27.5毫米壁厚单日20道口的日焊接纪录，工程建设安全优质高效推进，多次受到业主表扬。

唐宝会战后，他们转战8标段时却遭遇一波三折。受疫情影响，8标段所在的高风险地区4月份才允许复工，这对进场、协调等工作带来了一定影响。

为保证及时复产，让业主放心，项目部多方协调地方政府和乡镇街道，以最快速度确保了“人有所居、设备能进场、打火能开焊”的目标，提升了整个项目在疫情防范中的抗风险能力。在高风险地区能够快速复工复产，业主给与项目部高度评价。

复工后，8标进入抢时间保进度阶段。但是由于唐宝会战造成施工资源紧张以及疫情影响，6月2日，他们仅完成主体焊接焊接46.3公里，施工进度滞后，为工程按期投产带来挑战。



火热的施工现场



精心测量数据

面对这样的形势，项目部通过科学管理、精准施策，综合工效显著提升。6月16日，8标段主体焊接突破50公里；7月23日，主体焊接突破70公里，取得了阶段性成果。

正当大家撸起袖子加油干时，一场突如其来的地震发生了。

7月12日清晨6点30分，项目组正在早会时，突然，会议室屋顶的两块天花板掉了下来，眨眼间脚底板下又开始剧烈晃动，桌子上的资料也落在了地上。

“大家都别慌，顺着逃生通道撤离！”项目部迅速启动应急响应，有序组织员工疏散，774名员工在第一时间安全撤离，施工现场设备等未受到影响。

经历了地震考验的8标段火力全开，目前，线路主体焊接

只剩下8公里, 控制性工程均加速推进, 距离月底完成主体管线焊接目标指日可待。

## 攻坚不怕难

8标段的青龙河、滦河穿越是业主最关注的两大控制性工程, 不仅关系着全线能否按期投产, 更关系着百万百姓的用水问题。

其中, 青龙河大开挖穿越因局部卵石堆积, 无法使用常规定向钻方式穿越, 为此, 8标项目部在管道建设史上, 首次采用带水挖沟、挖沙船挖掘、潜水蛙人水下探查、水下影像录制等方式施工。

项目部通过逐点吊装方式将900米长管道吊放到水里, 并先后完成了安装平衡压袋、注水沉管、管道埋深标高复测、细砂回填、大回填等施工。

为了让业主放心, 保证工期计划, 项目部派出具有30多年工作经验的老员工作为专职负责人, 编制超过万余字的施工方案, 确保各环节沟通顺畅。为保证两河穿越顺利实施, 项目部狠抓工序衔接, 突出质量技术管理, 贯彻安全生产方针, 确保了整体施工进度。

项目部以高效的施工方法和科技手段, 确保了两条河于汛期前完成河道恢复, 实现了项目对业主的工期承诺。

7月中旬, 8标段开始攻克全线最大陡坡焊接施工。“低头把腰弯, 迈步登攀难。前进三两步, 驻足喘三喘。待吾攻上去, 笑看天地间。”员工的一首打油诗, 道出了山的陡峭。这段陡坡长536米, 属于连续陡坡, 最高陡坡高差56米, 角度34度。管线施工作业带狭窄, 坡度又大, 石方段不易打造平台, 设备行走、组对、焊接、运管存在很大难度。

困难吓不倒管道铁军。项目部采用内焊机牵引、设备锚固、垫掩木、打土袋等方法稳固设备, 确保施工安全; 挑选经验丰富的焊工, 确保了焊接质量。

如今的陡坡上, 一条钢铁巨龙静卧在那儿, 而那些红衣汉子正朝着他们新的目标整装出发。

## 同心力断金

提质增效专项行动开展以来, 项目部严格执行机组核算制度, 将技术指标、成本考核直接和员工、管理人员绩效挂钩。

各机组也围绕工艺流程、设备管理、安全管理、现场管理和劳动纪律管理等, 制定奖惩办法, 发挥薪酬激励导向作用, 充分调动了广大员工参与提质增效专项行动的热情, 取得明显效果。

能用散件就不用整件, 能用旧件就不用新件, 能自己加工制作的就不外委——项目部提出的“三用三不用”, 不仅是为项目省钱, 也是为员工自己省钱。

以前全自动焊在进行根焊时, 需要焊接工程车与中频加



钢铁巨龙卧在青龙河



管道翻越陡坡

热工程车热焊工作站交叉作业, 两台焊接车的使用既增加了油耗, 又耗费人力和物力。

现在, 新研发的工程车, 将以往两台焊接车功能集于一身, 有效缩短自动焊施工根焊工序衔接时间, 根焊施工效率提高了40%, 相比之前每日可多焊接10道口左右。

新型车还采取“手动+遥控”的控制方式, 既可以进行机械操作行走, 还能使用遥控器进行控制, 减少机手2人。

同时, 新发电系统和驱动设备的使用将以往的“油老虎”变为如今的“节油宝”, 每天可节省油耗30升左右。

按照一个机组可减少一台焊接工程车投入、2名操作手和设备油耗, 一年可节约设备油耗及人员管理费用约500万元。

8标段以“百日攻坚”劳动竞赛为契机, 先后有共享弯管机、六口吨袋灌装吊装架、测量卫星软件升级、磁铁省时省力神器等20余项创新创效成果在项目上推广使用, 400余人参与到这场竞赛中, 不仅降低了成本, 也提高了工效。

时值纪念“八三”工程会战50周年之际, 参建员工发挥光荣的“八三”精神, 以决胜千里的豪迈气势, 展现管道铁军的硬核实力, 传递着石油人的忠诚、信念和力量, 用实际行动践行建设中俄能源新动脉的责任和担当, 为中油工程高质量发展贡献力量。■

作者单位: 管道局工程公司  
(责任编辑 王波)

寰球工程公司承建的海外首个LPG低温储罐——马来西亚LPG项目6万立方米LPG低温储罐完成气升顶工作，这是寰球海外员工在疫情形势下取得的鼓舞人心的胜利。

## 寰球公司首个海外LPG低温储罐 气顶升成功

■ 龙惠丹 张小军 刘磊



寰球工程公司海外首个LPG低温储罐项目创造了多个第一的纪录。

8月14日，早上9点28分，马来西亚巴生港英达岛GPS项目LPG罐区施工现场，直径57米、重达680吨的TK101号储罐拱顶经过28.94米缓缓上升，历时130分钟平稳顺利实现就位，标志着寰球公司承建的海外首个LPG低温储罐——马来西亚LPG项目6万立方米LPG低温储罐完成气升顶工作，这是寰球海外员工在疫情形势下取得的鼓舞人心的胜利。

该低温储罐项目创造了多个第一，GPS项目是马来西亚第一个LPG双金属全包容低温储罐项目；该项目也是寰球在

海外首次承建双金属全包容低温LPG储罐；项目业主GPS公司是一家新成立的国际石油储运公司，寰球公司是和其合作建设项目的第一家EPC总包商。

该项目由寰球东南亚分公司总承包，寰球六建公司承建，是马来西亚政府未来3年内建成LPG和LNG储罐的重要计划之一。项目于2019年11月27日开工，预计2021年1月21日达到机械竣工条件。该项目拥有两台6万立方米低温储罐，单台储罐重达3000吨，项目的建成投产，不仅能满足当地市场需要，



项目施工中注重质量安全管理，规范作业。



石油企业关爱海外员工身心健康。

还将为周边如缅甸、孟加拉国等国家的能源供给提供重要支撑，助力中国推动21世纪海上丝绸之路建设。

今年以来，受新冠疫情影响，马来西亚政府颁发了入境行动限制令，国内员工无法大批量进入支援项目建设。寰球六建公司海外员工不忘初心、牢记使命，发扬特别能吃苦、特别能战斗、特别能奉献、特别能胜利的“四特精神”，项目部党团员分别组建党员突击队和青年突击队，领导干部发挥表率示范作用，全体员工团结一心，凝聚了推进项目建设的磅礴力量。马来西亚项目部发挥项目群的优势，积极整合现有资源，哪里需要就往哪里配置，实现了机动灵活作战，充分发挥了人力、设备等资源优势，取得了疫情防控和项目建设的阶段性双胜利。

在施工过程中，寰球六建公司以“战严冬、转观念、勇担当、上台阶”主题教育和提质增效专项行动为主线，注重党的建设与施工生产深度融合，注重充分利用公司在LNG接收站施工方面获得的系列国家实用新型专利、工法，注重海外“五化”建设，注重海外项目质量安全管理，有力推动了海外项目工程建设，走出了一条海外项目群集成管理的新路子。



储罐项目建设现场。

寰球六建公司马来西亚LPG项目部在努力推进现场施工生产工作的同时，毫不松懈做好疫情防控工作。项目部与外籍人力公司签订疫情防控责任书，制作中、英、马三语防疫手册、小贴士发放给员工学习，加强对疫情防控知识的宣传教育，抓好营地和现场防控工作，并组织项目部全体中外籍员工参加核酸检测，从源头阻断病毒传播。

寰球六建公司高度重视海外员工的心理健康工作，针对部分海外员工产生焦虑、无助感等情绪反应，制定《疫情期间海外员工心理疏导指南》。充分发挥海外项目党支部的坚强领导和人文关怀，党员和领导干部常态化与员工进行谈心谈话，积极进行心理疏导，培养员工积极乐观心态；建立QQ群和微信群，增强与家人的沟通，畅通诉求表达渠道，帮助员工切实解决国内家庭困难；充分应用石油人心理及宝石花大健康等平台，加强公司海外员工疫情期间心理健康管理，确保公司海外员工身心健康。

中国石油集团、中油工程、寰球公司都高度关注海外员工，组织海外员工在线观看集团公司慰问演出，开展海外员工慰问活动，帮助海外员工家属解决实际困难，关心和关注员工思想政治工作，为海外员工提供了强大的国内保障，有力保证了海外员工队伍稳定。

“公司海外员工从春节奋战至今，在严峻形势下，项目部早策划、早部署，借鉴国内项目复工防疫的好做法，抓住施工黄金时机，集中人力、物力、设备，全力投入到项目建设中，确保项目稳步向前推进。”项目经理表示，“项目全体员工脚勇挑重担、贡献智慧，脚踏实地、真抓实干，做到防疫生产两不误，在海外走出了石油铁军的风采。海外员工将坚决打赢疫情防控阻击战和效益实现保卫战，为寰球公司海外业务发展做出新贡献。”

GPS项目共有两台低温LPG储罐，本台储罐的成功升顶也为下一个储罐的升顶工作积累了经验，预计8月底或者9月初，另外一台储罐TK102也将进行升顶工作，目前正在倒计时加班加点完成剩余工作，做好升顶前的各项准备。■

作者单位：寰球工程公司

（责任编辑 王波）

随着新冠疫情在全球蔓延，孟加拉也成了重灾区。疫情肆虐，很多人选择逃离孟加拉，孟加拉项目业主在政府经济政策压力下紧推项目复工复产，中油工程项目管理朗威公司两名员工陈武星、成磊临危受命，为项目能够顺利执行毅然选择逆境中前行，奔赴孟加拉项目一线，他们是当之无愧的最美逆行者。

## 驰援“一带一路”的逆行者

■ 中油朗威



“正常情况下，海外工作的员工应该三个月回国休息一次，但是受疫情影响，国内的员工无法返岗，海外的员工也回不来，在孟加拉工作的同事已经连续在海外奋战11个月了，有的员工家属生病、孩子上学考试等重要的事情都错过了，身体和心理都已经接近极限，我们此次返回孟加拉肩负着开辟返岗新路线的重任。”陈武星是孟加拉PMC项目部项目执行经理，无论多么困难他都必须尽快返岗。

山海皆可平，在后方的暖心关怀。行程出发前，公司对孟加拉当地的情况做了详细的调查了解，准备了充足的防护物资，让赴孟员工和家人们放心。逆行者们体现了对事业的矢志不渝，在公司最需要的地方冲锋陷阵，在平凡的工作岗位上无私奉献，舍小家顾大家的崇高精神，激励着公司广大员工。

8月5日，天刚拂晓，晨光微熹。陈武星、成磊两人分别从郑州、成都飞往广州。但这次行程没有想象中那么顺利，由于天气原因导致两人飞往广州的飞机延误，经过多次沟通协调及改签，最终成磊达到广州，陈武星航班推迟一周，即便如此也不能阻挡两人赴孟的决心。成磊从广州机场出发前按照公司要求穿戴好防护用具，奔赴孟加拉一线，此时他舍不得离开家人，内心或许忧虑，但责任在肩使命光荣。

经过几个小时的旅程，脱下厚厚的防护装备，成磊终于

在8月6日凌晨02点46分成功抵达孟加拉，孟加拉项目的同事们已经提前准备好了一切，大到接机安排，隔离房间布置、消毒，小到口罩、手套、体温枪等生活用品的配备，一点一滴尽显暖暖情谊。而情谊背后，迎接他的是一场硬仗，既要做好应对疫情的准备，又要推动解决项目工作，还要兼职厨师、清洁工、搬运工。

每一次的选择都是坚定的担当，总有人义无反顾逆行而上。在“一带一路”金名片的指引下，朗威公司的逆行者主动把握着机遇，抓牢抓实企业优势，积极参与“一带一路”工程建设，打造“金名片”，争做“领跑者”。

随着孟加拉国的带疫解封，境外项目人员倒班轮岗也按下了加速键，在公司的统一领导及决策部署下，孟加拉PMC项目部实施人员动迁计划，在孟加拉项目现场坚守了近11个月的辛成全、陆丹终于回家。

责任在肩，使命光荣。在孟加拉坚守的这段时间里，他们尽职尽责，勇挑重担，放弃与家人团聚的机会，坚守现场，服从指挥，以高度的责任感和大局意识践行对自身岗位的承诺。面对孟加拉严峻的疫情形势，他们曾经恐惧过，但使命让他们勇往直前；他们也想念家人，但责任更让他们敢于担当。

按照防疫要求，两人到孟加拉指定医疗机构进行了核酸检测，均为阴性，并分别于8月13日、8月20日踏上回国的路程。回国路途中手续比平常更加复杂，资料的反复核验、海关检查、登机前检查、流行病学调查、核酸检测（鼻咽拭子+血常规采集）等等更加考验回国人员的体力和耐心，最终经过11个多小时的奔波到达指定隔离酒店，接下来还要进行14天的隔离，此时他们身心俱疲，但回到祖国怀抱的那种兴奋与激动，瞬间让之前所有的疲惫不堪都烟消云散。

朗威公司疫情期间坚守岗位归来者，他们如探路者一般开辟出往返孟加拉的路线，也为飞行过程中的个人防护提供了宝贵经验。■

（责任编辑 王波）

# 石油工程项目建设掠影



9月3日,从中国石油工程建设公司获悉,由青海分公司承担的尕斯库勒油田E31油藏减氧空气重力驱开发试验地面配套工程一次投产成功,正式移交业主。



9月10日,从昆仑工程公司获悉,由东北工程大连执行中心负责设计的陕西榆林艾科莱特新材料公司抗氧剂、催化剂系列产品建设项目,已完成53个单元中34单元的项目设计工作,为全面完成项目设计任务奠定基础。



8月25日,项目管理梦溪公司监理的辽阳石化聚丙烯项目气相反应器顺利吊装就位。



8月25日,由西南工程分公司四川油建承建的磨溪雷一1气藏7口井站工艺流程大修任务顺利完成。



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9月  
印刷数量: 2300册