

# 石油建设工程 2

2021  
总第69期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会

应对气候风险与能源安全的思考  
海外油气田地面工程建设项目投资编制探析  
某原油输送管道泄漏原因分析  
管理“六化”增实效

封面图为由寰球北京公司EPC总承包、寰球六建公司全装置施工的长庆乙烷制乙烯项目。

《准印证》编号：京内资准字0320-L0103号 “内部资料，免费交流”

## 石油工程建设项目掠影



管道局工程公司北京燃气天津南港LNG外输管道项目员工全力推进管道建设。



6月7日,寰球工程公司承建的北京燃气天津南港LNG应急储备项目首座22万立方米薄膜罐一次升顶成功,创造了我国单体罐容最大LNG薄膜罐记录,开创性地实现了薄膜罐建造技术在大型陆上LNG储罐的首次应用。



5月30日,寰球工程公司吉林化建承建的辽阳石化30万吨/年高性能聚丙烯项目顺利实现中交,标志着这一重大项目正式进入收尾关闭、生产准备阶段。



5月31日,昆仑工程公司承担的玉门油田公司炼化总厂VOCs治理提升改造项目第一台风机吊装就位,标志着设备安装工作正式启动,项目正式进入安装施工高峰期。



5月10日,北京项目管理兴油公司监理的江苏滨海LNG配套管线安徽天长-合肥项目第三标段正式打火开焊。



6月3日从中国石油工程建设有限公司获悉,西南分公司承建的太阳-大寨区块8亿立方米/年浅层页岩气地面建设工程回注水处理站高效微气泡旋流气浮设备顺利调试出水,标志着公司研发的这项工艺在压裂返排液回注处理工程应用上取得了重大突破。

# 主编寄语

## 并肩踏上奋进路

今年7月，中国共产党迎来建党百年华诞，举国欢庆。实现中华民族伟大复兴是百年奋斗的伟大工程，中国共产党团结带领各族人民，开辟强国之路，创造千秋伟业。习近平总书记在参观“不忘初心、牢记使命”中国共产党历史展览时强调，要铭记奋斗历程，担当历史使命，从党的奋斗历史中汲取前进力量。总书记要求全面做好改革发展稳定各项工作，汇聚起全面建设社会主义现代化国家、实现中华民族伟大复兴中国梦的磅礴力量。

宏伟的大厦离不开坚强的柱石。各行各业都为国家社会经济发展添砖加瓦，而国有骨干企业更需要担当重任，成为中流砥柱。建党百年之际，党中央的战略部署，对企业发展提出了更高的要求，石油工程建设企业也面临新时代的新任务。如何立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展，这是石油工程建设战线影响深远的未来实践课题，需要大家共同思考，探索解答。

**要用高质量发展的成果来检验工作能力。**实践是检验真理的唯一标准，我们一直努力追求的高质量发展，能否取得预期的成果，就是对我们工作能力和水平的实践检验，包括对发展理念、目标和路径设计的检验。上规模同时更要重效益，争速度前提更要保安全，努力打造更多的精品工程、安全工程、绿色工程、阳光工程、效益工程。应对疫情挑战和油气行业形势变化，更要提升灵活应变能力，抢抓发展机遇，加快转型升级。全方位拓展优化市场开发布局，努力把握传统的石油公司向综合能源公司转型带来的市场机遇，顺应绿色低碳发展趋势，积极布局氢能、风能、太阳能、生物质能等新能源以及新材料工程市场，努力开拓环境工程、CCUS、新基建等新兴业务领域，加快“投建营”一体化业务探索实践和数字化转型，推动业务领域和商业模式实现新突破。

**要用改革创新的行为来破解发展难题。**发展需要激发改革创新的源动力。如今国企三年改革行动正在进行时，有必要加大推进力度，压实分工责任，积极作为，齐心协力，打好改革攻坚战。在国有经济布局优化调整中，突出抓好健全市场化经营机制，完善符合市场化规律和企业实际的激励机制。不断加强管理创新、技术创新、商业模式创新，特别是针对目前油气工程行业的深刻变革，要敢于解放思想，迈开脚步，对于不熟悉的专业领域、服务类型、商务模式和营销手段要勇于面对、积极探索，为国家能源安全保障和实现碳达峰、碳中和的目标保驾护航，探索绿色发展的新路子。

**用企业治理的效能来增强制度保障。**推进公司治理体系和治理能力现代化，是企业实现基业长基的制度保障。人无远虑，必有近忧。工程建设企业的公司治理工作任重道远，要在集团公司的统一部署框架下，紧紧围绕完善中国特色现代企业制度，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，对标世界一流，不断优化完善公司治理的结构体系、组织体系、运行体系、制度体系、监督体系、党建体系，构建与现代化经济体系



和高质量发展要求相适应的治理体系和治理能力，把制度优势更好地转化为治理效能，为建设世界一流综合性国际能源公司提供有力的服务保障。尤其要注重把党的领导有机融入公司治理，充分发挥党组织把方向、管大局、保落实的领导核心作用。

建党百年之际，回望过往的奋斗路，在党的坚强领导下，新中国石油工业取得了辉煌的成绩，把贫油的帽子甩进了太平洋，创建了完整的石油工业体系，壮大了共和国的经济血脉。“征途漫漫，惟有奋斗。”眺望前方的奋进路，只要广大石油战线建设者坚定信念，携手并肩，发扬光荣传统，顺应时代潮流，相信一定能够在石油工业史上续谱新时代高质量发展的新篇章！

杨庆前



主管单位：中国石油天然气集团公司

主办单位：中国石油工程建设协会

总编辑：杨庆前

审稿：郭野愚 赵玉华

编辑：冯尚 王波

电话：010-61915849

传真：010-61915853

投稿邮箱：syjsgc@sina.com

地址：北京市朝阳区樱花园

东街7号102室

邮编：100029

京内资准字0320-L0103号

(内部资料 免费交流)

## 主编寄语

- 1 并肩踏上奋进路 杨庆前

## 权威论坛

- 3 应对气候风险与能源安全的思考 薛进军

## 行业信息与协会动态

- 5 中国石油工程建设协会优秀勘察设计专业评审会在贵阳召开  
6 中国石油工程建设协会团体标准完成全国团体标准信息平台注册审核  
7 2021年石油优质工程奖评审结果揭晓

## 项目管理

- 10 海外油气田地面工程建设项目投资编制探析 马宁  
14 山岭隧道内大口径天然气管线安装监理工作方法研究——以韶关地区某天然气主干管网山岭隧道安装为例 陶冶

## 质量与安全

- 16 小型燃气轮机电站发电机组继电保护典型设计 梅业伟 刘学敏 孟晓龙 徐丹丹  
19 某原油输送管道泄漏原因分析 张志浩 孙银娟 邵治翠 霍富永  
23 通过全面质量管理节约油田场站占地面积 申芙蓉 冯宇 李姝仪

## 节能与环保

- 26 电膜工艺在煤层气采出水处理上的应用 冯启涛 杜杰 白建军 种法国 王斌  
28 谈克拉玛依城区集中供热输配系统优劣 聂勇  
33 油田含油污泥处理技术研究 王春刚 者莉

## 企业建设

- 37 油气田地面工程建设管理与技术创新——以上古天然气处理总厂调气管线工程为例 吕春雷 周忠强 文瑞 刘璟 师煜凯 何明浩 李博 刘吉

## 工程与技术

- 42 基于CFD软件的工艺管线应力分析研究 程荣朋  
44 原油乳状液流变性浅析 邵艳波  
50 美标风荷载设计要点及应用 魏颖 孙录强  
55 配注管件内驱替液表观粘度变化模拟研究 李龙

## 建设者风采

- 58 砥砺前行绘国脉——记管道局工程公司第四分公司 宁一 张强  
60 徐杨：实干为要的管理专家 王婧  
62 管理“六化”增实效 孟喜

## 域外传真

- 64 一线攻坚阿穆尔天然气处理厂



**P10** 海外油气田地面工程建设项目投资编制探析



**P37** 油气田地面工程建设管理与技术创新



**P50** 美标风荷载设计要点及应用



**P58** 砥砺前行绘国脉

参考日美的经验教训,从能源安全的角度考虑,不宜过度解读“双碳”目标,制订不切实际的减碳和能源结构调整目标,作“尽早碳达峰、碳中和”的过激表态,更不应该开展地方碳达峰竞赛,而应在保证能源结构有序而安定的调整的前提下,实现化石能源到可再生能源体系的平稳过渡。

# 应对气候风险与能源安全的思考

■ 薛进军

## 1 能源结构调整与“双碳”目标

自《巴黎协定》提出21世纪中叶全球气温上升幅度控制在2℃以内的目标以来,越来越多的国家政府将其转化为国家战略,大力开发绿色能源,发展低碳经济,近年来为了实现联合国的可持续发展目标,纷纷提出“零碳社会”(zero-carbon society)“净零排放”(net-zero emissions)等未来愿景。截至目前,已有中国、欧盟、日本、加拿大、南非、新加坡等国家和地区相继提出了碳中和目标,美国总统拜登上任后宣布美国重归巴黎协定,并制定了美国将在2050年前实现碳中和的目标。

中国提出了非常积极的碳达峰和碳中和目标(以下简称“双碳”目标)。2020年9月22日,习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话中提出,“中国将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和。”2020年12月12日,习近平主席在气候雄心峰会上进一步宣布:“到2030年,中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上,非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右,森林蓄积量将比2005年增加60亿米<sup>3</sup>,风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。”



实现碳中和需要产业结构调整、人口变化、技术进步、能源结构调整等条件,其中能源生产和使用中的碳排放减少是关键。国际能源署《世界能源展望2020》指出,从全球来讲,以2014年为基准,到2060年实现碳中和,需要把化石能源在一次能源消费中所占比例从82%下降到35%,其中煤炭使用量要下降70%以上。这不是一个简单的承诺就可以实现的,需要做很多艰难困苦的努力。实际上,这些只是减少碳排放,并不能实现碳中和。要实现碳中和需要一个抵消机制,到2050年或者2060年之前经济社会发展还会增加碳排放,不仅需要依靠节能减排来减少碳排放量,还需要把新增加的碳排放抵消掉。但是怎么才能抵消呢?除了技术进步、节能减排和产业结构调整、增加森林碳汇冲销等措施以外,还必须大力发展新能源,特别是低碳排放和零碳排放的能源。

## 2 实现“双碳”目标的情景分析

关于碳中和,已有不少解释和愿景分析,本文利用《BP世界能源展望》(2020年版)的报告作一个概况性说明。BP公司提出的迈向2050年的能源转型的三种情景:快速转型情景、净零排放情景、常规商业情景。

我们关注的是第二种情景即“净零排放情景”(假设快速转型情景下的政策措施进一步被社会与消费者行为习惯和偏好的显著转变所强化),也就是“碳中和”愿景。按照这些情景分析,本文梳理了一些实现碳中和所需要的能源结构变化的数字和条件,并在此基础上提出一些需要深入思考的问题。

### 2.1 “双碳”目标对中国能源结构调整的巨大压力

要实现净零排放情景,需要大幅度降低煤炭比例,提高非化石能源的比例。针对这些问题,清华大学可持续发展研究院的一项研究将目标年限设立在2050年和2060年,分析了碳中和所带来的能源结构变化情景,很有参考价值。这两个情景都表明,电力部门必须在2050年就实现“零排放”,并

在此后开始提供“负排放”（假设通过“生物能和二氧化碳捕获与储存”来实现），用以抵消由工业流程、农业等部门生产的难以消除的排放。这一研究的情景预计，到2050年，如果不使用“二氧化碳捕获与储存”（CCS）技术，煤炭发电必须基本结束，而85%以上的能源和90%以上的电力将由非化石能源即可再生能源与核能来生产。

清华大学能源环境经济研究所张希良团队的另一项研究则分析了2060年实现碳中和的经济影响和能源结构变化情景。这一研究也揭示：到2060年，一次能源中煤炭的使用要从现在的67%断崖式地降到3%左右，石油和天然气在保持低水平稳定的同时，可再生能源的比例要从目前的13%高跳到69%，其中太阳能、风电、生物质发电都要有对应的增长。根据清华大学的气候模型，中国要实现这一目标，电力生产需要增加一倍以上，到2060年达到 $1.5 \times 10^7$ 万千瓦/时，其中大部分来自清洁能源。这就需要未来40年内可再生能源发电的大规模发展，太阳能发电增加16倍，风电增加9倍，核电增加6倍，水电增加1倍，而包括煤炭、石油和天然气在内的化石燃料仍将占能源消耗的16%，因此需要配合碳捕捉和储存（CCS）或植树造林，直接从大气中吸收二氧化碳。

## 2.2 实现“双碳”目标的能源结构巨变及其难度和风险

这些研究的一个共同特点就是要去煤减碳，大力发展可再生能源，而根据有关部门和专家的相关计算，可再生能源实现飞跃式发展、达到碳中和的能源需求量也是可能的。国际能源署的《世界能源展望2020》中的情景分析也预测，到2040年，风电和太阳能在全球总发电量中所占的比例将从目前的7%上升到45%，而所有可再生能源加在一起则可以超过70%。

这里的问题是，中国是以煤炭为主的能源结构，为了实现“双碳”目标，一方面要应对气候变化目标和时间表的压力，另一方面也面临着能源安全的风险。比如，如何将高达60%以上的煤电降下来？采用什么样的技术路线？降下来以后的经济和产业结构如何调整？涉及社会稳定的煤炭和石油行业的数百万员工就业如何安排？核电项目如何维持？可再生能源怎么发展？以油气发电为主的电网系统如何转化到以可再生能源发电为主的电网系统？中国的气候变化政策和能源政策怎么随之协调？这些都是需要直面和迫切研究解决的问题，需要提前准备好预案。

为了实施气候变化对策，在制定碳达峰目标和时间表时，是要采取激进的还是比较稳妥的推进“双碳”目标路线图？我们认为，参考日美的经验教训，从能源安全的角度考虑，不宜过度解读“双碳”目标，制订不切实际的减碳和能源结构调整目标，作“尽早碳达峰、碳中和”的过激表态，更不应该开展地方碳达峰竞赛，而应在保证能源结构有序而

安定的调整的前提下，实现化石能源到可再生能源体系的平稳过渡。

## 2.3 中国与发达国家的能源技术差距与创新

中国在能源特别是可再生能源发展方面，发展快、规模大，在很多方面已经是世界第一，在体量上占绝对优势，但日本、欧美等发达国家在绿色低碳发展的技术上处于领先地位。日本从1973年石油危机以来经济增长与能效关系得到改善，在20世纪80年代前期，日本的经济增长就已经实现了能源强度下降超过经济增长率，并于1984年就已经实现了经济增长与碳排放的脱钩。

中国在能源使用效率方面已经取得了巨大进步，“十一五”以后能耗和减排已经成为硬性指标，并且按期按量完成。但是，与欧美相比，中国的差距还是很大，还有很大的潜力可挖掘以及很大的空间需要提升。中国必须通过技术创新来推动低碳经济发展，为“双碳”目标的实现提供技术支撑。

## 3 结论与建议

实现“双碳”的目标，中国仍面临诸多严峻挑战。日本、欧盟的大部分国家和地区在20世纪70—90年代就实现了碳排放达峰，从碳达峰到碳中和有50~70年的过渡期，而中国碳排放量占全球的29%（2019年数据），体量超过美国、欧盟、日本的总和，而且从碳达峰到碳中和仅有30年时间，时间的紧迫性和任务的艰巨性可想而知。与此同时，与欧美主要国家已完成工业化、经济增长与碳排放脱钩相比，中国目前正处于工业化阶段，能源电力需求还将持续攀升，经济发展与碳排放仍存在很强耦合关系，如何设计既能保持经济持续稳定增长，保障能源电力安全可靠供应，又能实现“双碳”目标的能源体系，成为一项紧迫而又复杂的任务。

为此，本文提出以下建议：（1）应当强化对气候风险和突发事件对环境影响和能源安全的研究，特别是对核电和可再生能源安全性的研究；（2）强化能源系统的安全性和应对气候风险与突发事件的能力；（3）应当探索传统能源和可再生能源的替代性和互补性，强化研究未来能源体系的安全与韧性问题，积极推进分布式能源和电力数字化，防止气候风险引起可再生能源供给中断等问题，灵活应对和减缓突发事件对能源供应链的冲击，实现从煤炭为主转变为以可再生能源为主的能源结构的平稳和安定的切换；（4）充分认识实现碳达峰和碳中和目标的，艰巨性、复杂性和风险性，在能源安全、经济竞争力、社会稳定等多维度边界条件下，制定切实可行的能源转型路线图。■

作者为日本名古屋大学国际经济政策研究中心教授，国家发改委能源研究所客座研究员。

（责任编辑 冯尚）

## 中国石油工程建设协会 优秀勘察设计专业评审会在贵阳召开



2021年5月12日, 中国石油工程建设协会在贵州省贵阳市召开了优秀勘察设计专业评审会。会议由协会秘书长郭野愚



主持, 承办单位大庆油田设计院有限公司张春元副院长、协办单位中国石油工程建设公司华北分公司郭慧军总经理致辞, 协会常务副理事长杨庆前作讲话, 协会副秘书长赵玉华对本次评审会的具体安排作了说明。

2021年优秀勘察设计评选活动得到了广大会员单位的大力支持, 上报优秀勘察设计项目278项, 创历史之最。本次专业评审, 中国石油工程建设协会从专家库中选聘了31名中石油、中石化、中海油等单位具有油田地面建设、管道运输、炼油化工方面的企业首席技术专家、行业设计大师、行业勘察大师及国家级设计大师等重量级人物参与, 确保了评审项目的质量和水平。

本次评审会在各单位领导和会员单位的大力支持下, 于2021年5月16日圆满结束, 并达到预期效果。

# 中国石油工程建设协会团体标准 完成全国团体标准信息平台注册审核

2021年5月17日,中国石油工程建设协会在全国团体标准信息平台的注册信息经过网上填报、初审、公示后,圆满通过注册审核。至此,协会团体标准化工作获得了国家有关部门的认可,团体标准代号“ZYJX”获得核准,标志着我们协会团体标准化工作步入正轨。

全国团体标准信息平台是按照国家质检总局和国家标准委联合发布的《关于培育和发展团体标准的指导意见》的要

求建立的平台,该平台是以服务团体标准化工作为目的,提供对团体标准获取、评价和监督的渠道。

中国石油工程建设协会于4月3日提交注册信息,4月13日通过平台初审,经过平台公示,目前已完成全部注册审核程序,为协会进一步推动团体标准建设、规范协会团体标准管理、扩大协会影响提供了助力。今后,协会的团体标准建设工作状态和团体标准信息等相关信息均可通过该平台向社会发布。

## 全国团体标准信息平台管理系统

功能列表
今天是2021年05月19日,欢迎您的光临! <<返回网站首页 | 平台联系方式



● 退出 ● 修改密码

### 团体信息管理

---

**社会团体**

- » 团体信息
- » 新闻及标准化活动管理
- » 团体信息变更申请

**标准管理**

- » 团体标准管理
- » 标准推荐管理

### 团体信息表 (当前状态: 公示通过)

- \* 社会团体代号: ZYJX
- \* 团体名称: 中国石油工程建设协会
- \* 统一社会信用代码/登记证号: 51100000500006994B
- \* 发证机关: 民政部
- \* 发证机关行政级别:
- \* 发证日期:
- \* 有效日期: 至
-

## 2021年石油优质工程奖评审结果揭晓

中国石油工程建设协会按照《石油优质工程评选办法》的要求，组织完成了“2021年度石油优质工程”的评选活动。经过会员单位申报、资料初评审、优质工程现场评价、石油天然气工程建设质量奖审定委员会审定等程序，共评选出2021年度石油优质工程20项。其中，中俄东线天然气管道工程（黑河-长岭）等10项工程获“石油优质工程金奖”40万吨/年环烷基润滑油高压加氢项目等8项工程获“石油优质工程奖”；通辽-霍林郭勒天然气管道工程干线线路工程等2项工程，获“石油安装工程优质奖”。



2021年度石油优质工程评审结果

序号	项目	申报单位	奖项
1	中俄东线天然气管道工程（黑河-长岭）	国家石油天然气管网集团 北方管道有限责任公司	石油优质工程金奖
2	中卫-贵阳联络线配套相国寺储气库工程	中国石油天然气股份有限公司 西南油气田分公司重庆气矿	石油优质工程金奖
3	北京新机场配套供油工程	中航油（北京）机场航空油料 有限责任公司	石油优质工程金奖
4	内蒙古兴洁天然气有限公司40万吨/年 天然气液化储配项目	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	石油优质工程金奖
5	瓦房店-长兴岛天然气支线管道工程	大连瓦房店中石油昆仑燃气 有限公司	石油优质工程金奖
6	喇230转油、污水及系统工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程金奖
7	三元南7-5联合站一期工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程金奖
8	阿赛线安全扩能改造工程	中国石油华北油田公司 二连分公司	石油优质工程金奖
9	伊拉克哈法亚油田地面建设EPC工程	中国石油工程建设有限公司	石油优质工程金奖 （境外工程）
10	泰国四号线中间压气站工程	中国石油管道局工程有限公司	石油优质工程金奖 （境外工程）
11	40万吨/年环烷基润滑油高压加氢项目	中国石油天然气集团有限公司 辽河石化分公司	石油优质工程奖
12	喇6号配制站、喇3-10注入站工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
13	龙西地区塔21-4区块产能建设工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
14	三元中603转油放水站原址更新及 系统工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖

续表

序号	项目	申报单位	奖项
15	杏三联脱水站扩改建工程	大庆油田建设集团有限责任公司	石油优质工程奖
16	兰州石化-中川机场航煤管道工程	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	石油优质工程奖
17	玛北油田玛131井区转油站及配套工程	中油(新疆)石油工程有限公司	石油优质工程奖
18	中国石油广西销售公司柳州油库工程	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	石油优质工程奖
19	通辽-霍林郭勒天然气管道工程 干线线路工程	中国石油管道局工程有限公司	石油安装工程优质奖
20	西二线中卫-广州段海原压气站等3座 站场外电线路工程	中国石油天然气管道通信 电力工程有限公司	石油安装工程优质奖



近年来,中石油大力发展海外油气田勘探开发项目,投资编制在整个海外工程建设期间具有非常重要的作用。本文分别从合同类型、费用构成、定额调整、运杂费的计取、设计标准、设计工况、施工环境、汇率等方面进行阐述,论述如何编制海外地面工程建设项目投资。

# 海外油气田地面工程建设项目 投资编制探析

■ 马宁



石油是关系到我国经济持续快速发展和国家能源安全的重要战略物资。目前我国已经成为世界第二大石油进口国,油气供需矛盾日益突出。为贯彻国家的能源安全战略,同时也为将自身打造成世界级的综合性能源公司,近年来,中国石油集团大力实施海外扩张战略,加快海外业务发展速度,陆续在中东、中亚、南美、非洲等全球28个国家地区进行油气田勘探开发。这些项目普遍具有项目规模大、投资大的特点,投资编制在整个海外工程建设期间具有重要作用。其有助于项目投资者编制建设项目投资计划、确定和控制建设项目投资资金的合理使用;有助于衡量设计方案的经济合理

性,帮助项目投资者选择最佳的设计方案,从而保证了项目决策的严肃性和科学性,避免了决策的主观性和盲目性。现就海外油气田地面工程建设项目投资编制工作谈几点体会:

## 1 投资编制前的准备工作

### 1.1 海外建设工程项目的合同是投资编制的基础

在海外建设工程项目中,合同对于一个项目的效益至关重要,它决定着投资者应享有的权利、承担的风险和将来能获得的收益。而不同类型的合同对投资者的要求和投资者能获得的利益上是有很大差别的。项目的投资编制需以合

同为基础，才能真实反映项目的投资水平。

如伊朗是采用回购服务合同模式，进行本国石油勘探开发和建设的国家。承包商需要为项目提供资金、技术、设备和管理，并且在合同签订时有一个预计的投资上限。投资上限一旦确定，如果发生投资超支，对超支部分将“不能回收本金、不计算利息、不计算报酬”，从而对服务商的投资收益影响很大。所以要求投资编制要严格控制一定的精度内，不应偏差过多。在编制投资时应注意：投资编制应全面，费用构成完整，计算合理；采用项目所在地的价格水平进行编制，并考虑合同期内设备材料价格变化情况，施工机具租赁等因素对投资的影响；充分考虑建设项目施工条件、施工措施等因素，以保证投资能真实的反映项目实际投资水平。同时投资的编制要有充分的依据来说服伊朗石油公司审批通过，不能为了迎合伊朗国家石油公司要求，硬性调低投资，造成项目执行困难或费用超出投资上限。

其他大部分地区（如伊拉克）采用产品分成合同模式，承包商无需提供项目的建设资金，只需提供项目开发方案投资及年度预算，报伊拉克石油公司、伊拉克政府通过即可。投资的关注程度较伊朗地区没那么严格，且投资的高低与利润分配没有必然的联系，对承包商较为有利。

相同国家地区的项目，也会因为合同的不同而使投资有较大的差别，如同为伊拉克地区，西古尔奈项目和鲁迈拉项目因作业方是英国BP公司，所以设计、采办、施工的水平都是按照发达国家的标准，高额的设计费、施工费、欧美日韩的设备采办都会使投资大幅提高。而哈发亚项目和艾哈代布项目的作业方是中国，不管从设计、施工，还是从中国采办的设备材料，都使投资水平低于其他项目。因此在编制海外投资时，要特别注意投资主体，其是影响投资水平的重要因素之一。

## 1.2 明确费用构成，确保投资编制全面完整

海外工程建设项目的费用构成同国内项目不尽相同。国内工程项目的总投资由建设投资、建设期利息、固定资产投资方向调节税（暂停征收）和铺底流动资金构成；建设投资由工程费用、工程建设其他费用和预备费组成。海外工程建设项目的总投资由建设投资、工程当地注册公司需缴纳的企业所得税、社会保险、市政税、增值税以及运行期间相关费用构成。工程所在地的税法是税费编制的主要依据，为保证投资编制的精度，一定要仔细研究和熟悉当地税法，确保税费计取的准确性和完整性，杜绝漏记和重复计取的现象发生。

不同国家和地区工程项目的费用构成也不尽相同。伊朗地区的项目和按照美国造价协会的AAECI标准编制的项目投资需要提供Capex和Opex。CAPEX（Capital Expenditure）指资本性支出，即构成整个工程所需要投资，包括工程费用、工程建设其他费用和预备费、在工程当地需缴纳的企业所得税、社会保险、市政税、增值税等费用，OPEX（Operating

Expense）指收益性支出，即运营成本，包括日常性开支以及本期摊销的资本性支出。如伊朗北阿、南阿项目中的Opex费用主要是只运营期中的备品备件费用。伊拉克地区的项目投资仅包括Capex，且涉及的主要税费为工程当地缴纳的企业所得税和社会保险。较伊朗地区的税费较为简单。

## 2 投资编制过程中需注意的问题

### 2.1 定额直接费的调整

定额是确定和控制工程造价的基础，是衡量设计方案的经济合理性的依据。目前海外建设工程的投资编制仍立足于国内定额，在国内定额的基准上进行调整。调整包括定额人工费、定额材料费和定额机械费的调整。

调整定额人工费时需综合出国人员薪酬标准、当地劳工薪酬标准、人力执行计划、项目所在地劳工保护要求等因素，确定出合适的人工工日单价。

#### 2.1.1 出国人员薪酬标准

出国人员薪酬标准按照《赴境外工作人员薪酬福利管理办法》进行计取。该办法中规定了岗位津贴标准、地区津贴标准、现场作业津贴标准、海龄补贴标准、安全风险津贴标准。

安全风险补贴是出国人员薪酬中占比较大的一项费用。其费用的计取参考《关于调整海外安全风险补贴标准的通知》。该标准中规定了不同风险级别、不同海外项目的安全风险补贴标准。

#### 2.1.2 当地劳工薪酬标准

因海外建设工程大多在较落后的国家和地区，所以当地劳工薪酬标准低于中国劳工薪酬标准。但由于当地劳工技术水平不高、劳动纪律差以及当地特色节日众多（如伊拉克地区的拉马丹等节日长达50多天，占全年天数的14%）等因素，会直接影响项目的质量和进度，所以投资编制中应充分考虑施工降效的因素，否则无法合理的反映项目的真实投资水平。另外还需考虑当地政府的规定对当地劳工薪酬的影响。如乍得政府规定每周法定工作时间为39小时，加班需付高额的加班费用，而在项目执行中难免出现大量加班的情况，若忽略了此项政策，就会遗漏人工成本，使投资的准确性大打折扣。

#### 2.1.3 项目所在地劳工保护

目前很多国家和地区采取市场保护主义，为改善国内就业环境，强制要求在工程建设队伍中加入一定比例的当地劳工。这种强制性的要求不仅对人工成本影响很大，而且会严重影响项目的进度安排。

如土库曼要求中方和本国人员的比例必须达到3:7，即10个施工人员中必须有7个当地工人；伊朗规定的用工比例是1:3；委内瑞拉的用工比例是1:9；泰国的用工比例是1:4。

调整定额材料费时要充分与施工组织设计相结合，并全

面掌握当地建材市场价格信息。通常水泥、砂子、碎石、木头、柴油、氧气、乙炔、氩气等辅材考虑在当地采购,其余材料由中国进口。通过比对当地采购价格与定额材料价格以及给定国内国外采办的比例,测算出定额材料费的调整系数。

调整定额机械费时要充分依据施工机械台班单价的测算原理,结合海外建设项目的特殊性,必要时可与具有海外作业经验的施工单位进行交流,掌握海外施工机械的租赁、采购情况。确定调整系数。

## 2.2 运杂费的确定

海外油气田地面工程建设项目设备材料的运输目的地遥远,一般要经过多个国家和地区,再加上有些项目设备材料经过长时间的海运、空运后还要陆路运转很长的距离。因此海外工程建设项目运杂费是影响投资的一个关键因素,要加以重视。如尼日尔项目深处沙漠腹地,非洲内陆运输2700km,其中沙漠运输段长达450km,且只能用沙漠运输车辆运输。路况条件差、运输车辆短缺使运输费用大幅提高,是影响投资的重要因素。

海外油气田地面工程建设项目运杂费指设备材料出厂至施工现场所发生的运输费、装卸费、包装费、采购管理费、保管费、运输保险费以及在港口所发生的费用。主要包括出厂至出口国港口、出口国港口至进口国港口、进口国港口至施工现场三部分费用。

### 2.2.1 内陆运输费用的确定

根据项目所在地和需进口设备材料厂家的位置,确定最近的出口港口和进口港口。根据港口位置,内陆运输的路线测算出合理的内陆运输费用。如尼日尔项目处于非洲内陆,运输最佳路由选择为从中国出口港海运至多哥的洛美刚,再经贝宁到尼日尔。非洲内陆运输按照从重原则,公路运输按照0.7美元/吨·公里,沙漠运输按照1.6美元/吨·公里。

### 2.2.2 运输方式的确定

海运运输方式以运输能力大、运输成本低的优点较多在海外工程建设项目中采用。若项目投产时间紧,进度安排不允许采用海运方式,则可选择空运运输方式。此种方式运输时间短,但存在成本高、运输货物有限的缺点。如AHDEB外输首站改造项目工期要求紧,海运运输方式无法满足项目的进度要求,设备材料的运输只能考虑空运。中国至伊拉克的空运运输费用昂贵,空运费按照12.5美元/kg。运输保险费按清关发票货值的0.5%计取,清关费按清关发票货值的25%计取。该项目仅运输方式改变后,投资增加了132万美元,占总投资的18%。所以运输方式是影响投资的一大因素,投资编制中要充分考虑运输方式对投资的影响。

### 2.2.3 从属费用的确定

进口设备材料从属费用包括国外运输费、国外运输保险费、进口关税、进口环节增值税、海关手续费、进口特别费

等。不同国家地区的从属费用名目不同,费率不同,要根据项目所在地的具体规定,相应计取费用,不可一概而论。

伊朗对本国产业进行保护,对进口货物实行管制措施,收取名目繁多的税费,如海关手续费、关税、增值税、进口特别费等,费用高达进口设备材料费的31%。

伊拉克地区的哈发亚项目和艾哈代布项目在与政府签订的油田勘探开发总合同中规定了可免除关税、增值税,投资编制中可不必考虑,仅计取海关手续费即可。而伊拉克地区的俄国卢克石油公司负责的区块中没有相应合同文件的支持,仍需要计取相应费用。

## 2.3 设计标准对投资的影响

海外油气田地面工程建设项目的设计标准一般采用项目所在国的国家标准(如伊朗石油标准规范)或美国石油学会颁布的标准(API)。其标准与中国石油设计规范的不同,会影响设备材料标准的不同,对价格有很大影响。如中国常压非标设备单价指标为11000~12000元/吨,而采用海外标准的单价指标为35000~40000元/吨,是中国指标的3倍多。因此在投资编制时要关注设计标准对投资的影响。

## 2.4 设计工况对投资的影响

海外油气田地面工程建设项目油品特性、水质条件的复杂程度远远大于国内项目。极大的影响了工艺流程的设计、设备材料的选材,对项目投资的影响也是巨大的。

伊拉克地区油品中富含大量的硫化氢、氯离子,工艺需增设脱硫工艺、脱氧工艺才能有效去除有害物质,保证产品指标的合格,这样势必增加了投资。抗硫管线、双相钢管线、抗硫阀门、双相钢阀门的使用不论从材料价格上还是施工程序上,都使投资远远高于国内的水平。如普通碳钢管材价格为4000~5000元/吨,普通双相钢管材价格为80000元/吨,是普通碳钢管材价格的16倍,超级奥氏体双相钢管材价格为180000元/吨,是普通碳钢管材价格的36倍。此外抗硫管线施工需要增加焊后热处理、双百探伤等工序,也是投资增加的一大因素。

委内瑞拉地区油品属于超重原油,采油方式与一般地区的冷采方式不同,大多采用热采方式,即通过加热的方法,对地下正常情况下难以开采的油藏进行开采,开采中注入一定的稀释剂进行稀释,而后在处理站中将其脱离,工艺流程的复杂程度势必带来投资的增加。

## 2.5 现场施工环境对投资的影响

复杂的地质状况、多样的地形地貌、周围依托条件差会对投资有较大影响。泰国输气管道项目沿线途经人口密集区,在穿越作业时,施工作业面狭小,施工机具很难进场;且当地雨季较长,恶劣的天气会导致施工成本增加和工期的延长,在投资编制时要充分考虑上述因素,否则编制的投资无法反映该项目的实际造价水平。



## 2.6 定额的补充

海外工程建设项目涉及到一些国内现行定额中未涵盖的设备材料安装子目，需要对定额进行扩充，以满足项目投资编制的需要。

测算双相钢管线安装定额时与施工单位进行深入沟通，了解双相钢管线安装与普通不锈钢管线安装的区别，双相钢管线安装时人工、辅材、机械的消耗情况，最终测算出合理的双相钢管线安装定额。

国内石油系统现行定额中的电气部分只涉及0.4KV、11KV、35KV的设备材料安装子目，而66KV、132KV的设备材料安装需要参考电力部定额。以石油安装定额为基础，参考电力部相关定额，测算上浮系数，最终确定高压电气设备安装定额。

## 2.7 汇率对投资的影响

海外工程建设项目的建设期一般比较长。在建设期间，项目所在地的政治形势、金融形势、经济形势、外汇政策等的变动都会影响汇率的变化，从而对投资产生很大的影响。如委内瑞拉的MPE3项目，因短期内玻利瓦尔兑换美元汇率大幅变化，使投资不能完全回收，使公司利益受损。所以在投资编制时要充分考虑后期汇率的变化趋势，尽量使投资不发生较大偏离。

## 3 投资编制完成后进行归纳总结， 提升自我的专业水平

### 3.1 投资数据对比分析

经济专业人员不应该满足于套定额、取费、算总价等

工作，投资编制完成后，应该对投资数据进行对比分析。与其他同类工程对比，找出投资的差异；各专业之间对比，找出专业和专业之间的比例关系；其他费用与工程费用对比等。

### 3.2 把握项目整体投资水平

对投资进行总结、提炼并形成经验数据、技术经济指标，把握项目整体投资水平。如中心处理站的造价指标、集输管线长输管线各类管径的单公里造价指标、大罐单方造价指标、不同国家地区建筑工程单方造价指标等。掌握更多的经验数据，才能具有整体投资的概念，才能具有把控整体投资的能力。

### 3.3 具备较全面的专业知识

海外油气田地面工程建设项目投资编制涉及的知识面比较广，综合性很强。不仅需要掌握经济专业知识，还需要了解其他技术专业方面的知识，如工艺、电气、仪表、通信、暖通、热工、阴极保护、建筑、结构、总图等。只有掌握了更多的专业知识，才能使投资编制更为准确。

## 4 结束语

以上是笔者对海外油气田地面工程建设项目投资编制提出的自己的认识和体会。经济专业人员只有把握住合同类型、费用构成、定额调整、运杂费的计取、设计标准、设计工况、施工环境、汇率等方面，才能提升投资的精确度，才能编制出满足海外油气田地面工程要求的投资。■

作者单位：中国石油集团工程设计有限责任公司北京分公司  
(责任编辑 冯尚)

近年来,随着我国天然气管道建设配套技术日趋成熟,在山区管道敷设时,隧道内安装因为施工难度小,植被破坏少等优点,越来越多被管道建设单位所采用。相比于通常情况下地上作业及沟下作业,隧道内安装时受空间、湿度、排风等因素影响,对安装作业管理提出新的监理管理难题。本文通过对韶关地区某天然气主干管网山岭隧道安装为例,着重分析过程安全及质量风险及所采取的控制措施。

# 山岭隧道内大口径天然气管线安装 监理工作方法研究

——以韶关地区某天然气主干管网山岭隧道安装为例

■ 陶冶



随着我国天然气管道建设逐步推进,遇到穿越山岭、河流等地质情况越来越多,因施工难度低、植被破坏少、次生灾害风险小等优点,隧道穿越管道安装越来越多被建设单位采用。如何在有限的空间内保证施工人员安全及施工质量,成为了工程建设监理人员必须解决的关键难题。本文以韶关地区某天然气主干管网山岭隧道安装为例,介绍并分析喀斯特地貌山岭隧道管道安装过程中安全及质量风险,结合施工现场实际,对监理控制要点开展探讨。

## 1 工程情况和特点

隧址区地貌单元属构造剥蚀中低山。隧道穿越山体,地形起伏较大。进口处山体坡度约 $35^\circ$ ,出口处山体坡度约 $30^\circ$ 。隧址区山体呈北西向展布,“U”型沟谷较发育。水平长度2607.4m,实长2612.6m。穿越处管道设计压力为9.2MPa,穿越段钢管为D914×17.5mmL485M直缝埋弧焊钢管,防腐采用常温型3LPE加强级外防腐层。隧道内管材穿越最重单根管子重量为4.643t。洞口隧道截面形状:上部为半圆拱形,下部

为方形。隧道截面尺寸:宽3.0m,高3.0m。

## 2 监理工作要点分析

隧道内管道虽然降低了施工作业难度,但受潮湿的作业环境及有限的作业空间制约,其安全及质量风险依旧较大。监理单位在施工前进行监理风险分析并制定相应的对策就显得十分重要。

### 2.1 运、布管安全风险

本工程隧址位于山腰处,进出口山体坡度均超过 $30^\circ$ ,现场不具备临时存储及预制作业条件,本工程使用管材长度为12米,公称直径DN914mm,管材运输及卸载车辆无法进入隧道内进行作业,管材运输通道可调整空间较小,遇到紧急情况时无法及时避让,管材运输安全风险突出,安全管理难度大。

粤北地区降雨丰富,地表含水丰富,导致隧道内潮湿,地面湿滑,加之隧道内坡度约 $7^\circ$ ,地面摩擦系数低,在狭窄的作业空间内,管材若固定不牢发生溜管、滑管,后果不堪设想。

## 2.2 关键工序质量控制风险

焊条和焊丝是天然气管道焊接的重要材料,隧道内相对湿度高达99%以上,易因保管不善,造成焊材受潮。在进行焊接时,若预热稍不彻底极易造成潮气进入,产生气孔,严重时导致延迟裂纹。

## 2.3 有限空间作业风险

在隧道内进行作业属有限空间作业,区别于受限空间作业,现场有人员作业的足够空间,但相对管道安装仍狭小,且出入口距离较远,无线通信手段无法适用,多工序作业存在交叉。

# 3 监理对策及实施

## 3.1 施工准备期监理管理

隧道施工有别于开发空间施工,其过程质量、安全控制要素差异较大,这就要求方案的编写和审核与现场实际紧密结合。

### 3.1.1 监理参与现场探勘及风险识别

监理人员与施工单位技术人员共同对施工现场进行踏勘,监理人员参与施工前风险识别,从专业技术角度出发,提出建议供施工单位采纳,加强方案审核时的针对性。

### 3.1.2 明确环境管控指标及标准

现行业内关于隧道内管道安装作业要求及规定暂不完善,往往监理机构提出的审核修改意见不被施工单位接受,出现“扯皮”现象,这就需要监理人员进行协调沟通,在方案编制前,与施工单位管理及技术人员进行沟通,达成默契,确定统一的控制标准。本工程隧道安装方案中采用《铁路隧道工程施工技术指南》作为参考依据。

## 3.2 施工过程监理管理

### 3.2.1 运、布管管理

隧道内空间尺寸较小,为提高管材运送效率,方便管材卸放,隧道内运布管采用隧道专用运管车、车架托盘及专用龙门吊架。为保证运、布管过程安全,监理单位制度多项制度,并监督执行。

①管墩定位。监理人员及施工技术测量人员共同对对临时管墩设置点进行全线点位,管墩间距不得小于10米,采用锯齿状布管、布管前提前标识出管子直缝位置,每天2次对布管管墩进行检查。

②实行驾驶员认证制度。对隧道专用运管车驾驶员进行考核并进行备案登记,严禁非登记人员驾驶车辆,同时设置警戒车辆等措施保证车辆行驶安全。

③吊索(具)检查制度。对于龙门吊索、车辆固定挂钩锁进行HSE监督次检查,每日安全员日检,监理日巡视抽查的管理模式。

### 3.2.2 焊接作业管理

由于隧道内相对湿度在99%以上,施焊作业条件较差,为保证焊接质量控制效果,监理向施工单位提出以下建议:焊口组对完成后,为保证焊接气泡,焊接前需将管道两侧坡

口及坡口内5cm内打磨干净,漏出金属光泽;焊条采取随用随取原则,必须进行烘干后使用,采用保温桶携带;多层焊时采取连续施焊,每一道焊口完成后及时清理焊渣及表面飞溅物,控制焊接区域母材的温度,层间温度

高于开放空间限度15%;每条焊缝应一次完成,因故中断应采取保温缓冷措施,防止产生裂纹,重新施焊前进行检查确认;管道组对焊接前制防风套封管口,以有效防止管内产生穿堂风,确保焊接质量,焊接施工过程中,如果存在穿堂风或者超过风速超过8m/s时,采取简易防风装置进行防风后再进行焊接施工,焊接完成后采取缓冷措施保证焊接质量。

### 3.2.3 作业工序交接协调管理

虽然隧道内具备连续作业的稳定施工环境,但由于工程机械难以施展,当发生焊道返修时,仅能依靠人力或小型机械辅助,作业难度大,这就需要保证无损检测作业及时性,监理单位统一协调安装单位及无损检测单位作业时间,减少空档期及冲突,本工程中约定,晚20点进行交接,安装单位进行人数统计,确保人员全部撤离后,由检测单位进行探伤作业,有效对隧道内作业人员进行管理。

### 3.2.4 有限空间作业管理

本工程隧道位于山腰处,存有自然通风通道,但仍属于有限空间作业,为保障施工作业人身安全,监理方向施工方给出如下建议:作业前进行全员受限空间安全教育;施工全程进行气体检测;采用有线电话方式保障通讯畅通;洞口进行人员登记;现场准备氧气袋、担架等应急物资;由机组长及安全员在入洞前对作业人员进行健康情况评估,不通过评估禁止入内;严禁高血压、心脏病、幽闭恐惧症人员进入。

# 4 实施结果确认

为保证隧道内管道安装的工程质量及过程安全,监理协调施工单位与检测单位探伤的工作交接,进行现场踏勘,参与风险识别风险识别,共同确定作业控制标准,制定运布管管理制度,在实施过程中,监理针对焊接等工序提出提高预热温度、加强层间温度管理、增加防管内风的控制措施并得到响应,有效控制了隧道安装工程的质量及安全,符合业主方关于成本及工期的要求。

# 5 结语

随着我国能源结构改革逐步深化,工程建设技术日新月异,隧道穿跨越等技术越来越多被应用于工程现场,结合工程现场实际,开展有效监理就显得各位重要。监理企业作为技术服务型企业,更应开展针对性管理技术研究,积极探索监理管理服务模式,为提高我国管道建设水平贡献力量。■

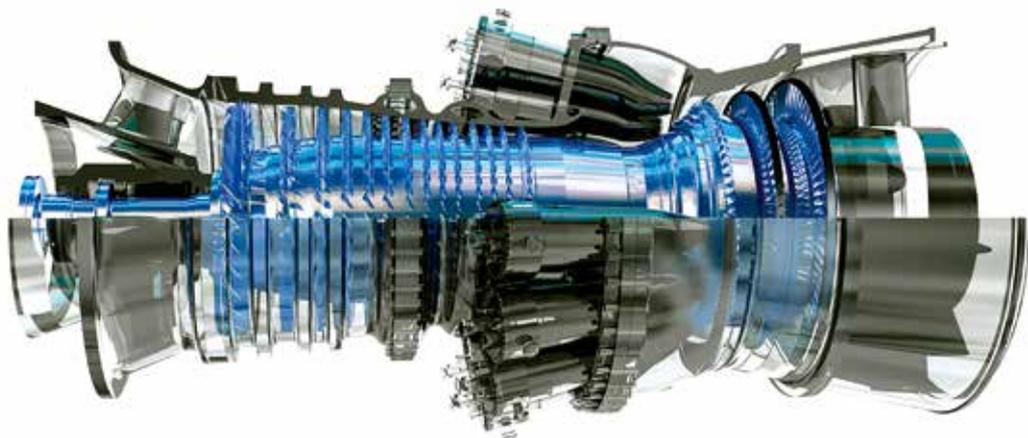
作者单位:大庆油田工程项目管理有限公司

(责任编辑 冯尚)

本文基于海外油田燃气轮机电站发电机组继电保护的设计经验,结合国标与国际标准对于燃气轮机发电机组保护设置要求的技术规定,对主要适用的规范和手册的继电保护配置要求进行梳理和总结,给出小型燃气轮机电站的继电保护典型配置及整定实例,希望对海外油田小型燃气轮机电站的继电保护设计起到参考和指导作用。

# 小型燃气轮机电站发电机组 继电保护典型设计

■ 梅业伟 刘学敏 孟晓龙 徐丹丹



油田小型燃气轮机电站容量一般从几个兆瓦到数十兆瓦,多与中心处理站CPF(Central Processing Facilities)合建,通常采用天然气与柴油双燃料透平。油田燃气轮机电站是整个油田的电力供应中心,电站的安全、稳定、连续运行是整个油田生产顺利运转的前提条件,而燃气轮机电站的发电机继电保护整定是实现这些目标的重要一环。本文结合海外油田常用的小型燃气轮机电站电气设计特点及运行要求,对继电保护配置和一些典型整定进行分析和探讨。

## 1 电气主接线特点

油田小型燃气轮机电站电气主接线多采用单母分段,各发电机组通过GCB(Generator Circuit Breaker)分别接在两段母线上,正常运行时母联闭合。发电机额定电压一般11kV,CPF站内供电从电站11kV母线馈出,低压系统通过CPF站内降压变压器供电,站内中压负荷直接从电站11kV母线供电。油田站外设施规模较小时可从电站11kV母线直接馈出,通过11kV架空线供电,站外设施规模较大时也从电

站11kV母线经由升压变压器馈出,通过33kV或更高电压等级架空线路供电。

## 2 保护设置

燃气轮机发电机组及其控制和保护系统一般由轮机厂家成套提供,保护配置在具体工程实践中需业主方的技术咨询或总包方的设计进行审批,这就需要相应技术人员熟悉燃气轮机发电机组的继电保护整定技术要求。本节基于两个规模相似的已建油田燃气轮机电站继电保护设置,结合相应的国内外规范、手册,对主要的保护配置的技术规定进行总结归纳。

### 2.1 已建电站继电保护配置

两座油田电站位于不同地区,分别采用三台索拉机组(电站A)与三台西门子机组(电站B),单台现场出力均为5.5MW,发电机组额定电压均为11kV,额定频率为50Hz。两座电站主接线相同,发电机通过GCB与电站母线直连,11kV母线均为单母分段,一段11kV母线接两台机组,一段母线接一台机组;正常运行时母联闭合,两台机组运行,一台机组备用。两座电站机

组接地方式相同,均为电阻接地,接地故障电流限制在100A。

电站A单台发电机组额定容量8150kVA,额定电流426A;电站B单台发电机组额定功率10400kVA,额定电流546A。两座电站的主要继电保护配置见表1。

## 2.2 继电保护技术规定

海外油田设计中继电保护相关技术要求可参考IEEE 242,《Network Protection & Automation Guide》等规范和手册,国标可参考GB 50062和GB/T 14285。本节对燃机孤网电站的发电机常用继电保护设置相关技术规定进行梳理和归纳。

IEEE 242按照发电机组的功率、电压等级将机组分为了大、中、小三类,然后根据不同的机组种类规定了相应的保护配置要求。油田小型燃气轮机多采用容量为500~12500kVA的机组,相应的相应保护配置见表2。

《Network Protection & Automation Guide》第17章中相关的一些技术规定如下:

发电机为孤网系统供电时,需配置低电压保护(27)。

发电机额定容量超过1MW常采用差动保护(87G)。

直接并联运行的发电机组可采用中性点过流保护(51G)、方向性灵敏接地故障保护(67N)、零序差动保护等(87GD)。

可设置过电压保护来保护工频过电压(59),但是延时应能躲过AVR的调整时间。

1MW以下机组,过流保护可作为定子绕组的主保护;1MW及以上,一般差动保护作为主保护,过流保护作为后备保护(51)。

电压限制或电压控制过流保护可以应用于那些不适用差动保护的大容量机组,或者是普通过流保护遇到问题也可采用电压限制或电压控制过流保护(51V)。

逆功率保护用来保护原动机(32)。

GB 50062与GB 14285的一些技术规定如下:

对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备,1MW以上的发电机宜装设低压启动或复合电压启动的过电流保护(51V)。

表1 两座已建电站继电保护配置

故障类型	保护设置	电站A	电站B
定子绕组及其引出线的相间短路故障	纵联差动	87G	87G
定子绕组单相接地故障	零序过流/零序差动/方向接地过流	50N 51N 87GN	51N 67N
外部相间短路故障/发电机后备保护	复合电压过流	51V	51V
定子绕组异常过电压	过电压 低电压	59 27	59 27
不对称负荷/负序过流	—	46	46
过励与失磁	—	24	40
异常运行方式	低频/高频 逆功率	81 32	81 32

注:保护代号参见IEEE C37.2。

表2 IEEE242规定的机组继电保护配置(500~12500kVA)

保护代号	保护功能
51V	过流后备保护(电压限制过流保护或电压控制过流保护)
51G	限时接地过流后备保护
87	差动保护
32	逆功率保护
40	失磁保护
46	负序过流或不平衡负载保护
64F	发电机励磁系统接地保护

表3 电站A主要保护定值（一次值）

保护功能	保护代号	定值
纵联差动	87G	60A, Slope 25%
零序过流/零序差动/方向接地过流	50N 51N 87GN	200A, 0.04s IEEE M1, 10A, TD=4.2 8A, 0.1s
复合电压过流	51V	IEC VI, 672A, TD=1.1 Voltage Restraint
过电压/低电压	59 27	1.1 $U_n$ , 5s; 1.2 $U_n$ , 0.5s 0.85 $U_n$ , 3s; 0.9 $U_n$ , 10s
不对称负荷/负序过流	46	10% $I_n$ , TD=40
过励保护	24	1.1 $U_n$ , 60s; 1.18 $U_n$ , 6s
频率异常	81	0.95 $f_n$ , 6s; 0.9 $f_n$ , 2s 1.1 $f_n$ , 2s; 1.05 $f_n$ , 6s
逆功率	32	4%PU, 3s

表4 电站B主要保护定值（一次值）

保护功能	保护代号	定值
纵联差动	87G	0.1 $I_n$ , Slope 25%, T START MAX 5s; 差动速断4.1 $I_n$
零序过流	51N	10A, 5s; 80A 0.5s
方向接地过流	67N	$U_0$ : 11V; 3 $I_0$ : 8mA; ANGLE: 15° ; T: 2s
复合电压过流	51V	IEC Normal, 1.1 $I_{FLC}$ , Voltage Restraint
过电压/低电压	59 27	1.1 $U_n$ , 3s; 1.2 $U_n$ , 0.5s 0.75 $U_n$ , 3s; 0.65 $U_n$ , 0.5s
负序过流保护	46	0.6 $I_n$ , 3s
失磁保护	40	1/ $X_d$ : 1.1 ANGLE: 90° T: 0.5s
频率异常	81	0.95 $f_n$ , 3s; 0.92 $f_n$ , 1s 1.08 $f_n$ , 1s; 1.05 $f_n$ , 3s
逆功率	32	0.5%PU, 3s

注: 1. 失磁保护与负序过流保护仅列出跳闸定值。  
2. 最大满载电流 $I_{FLC}=590A$ 。

对发电机定子绕组及引出线的相间短路故障, 1MW以上的发电机, 应装设纵联差动保护(87G)。

对发电机定子绕组过负荷, 应装设过负荷保护(51)。

燃汽轮发电机应装设逆功率保护(32)。

对不对称负荷、非全相运行以及不对称短路引起的转子表层过负荷、负序过负荷保护(46)。

对发电机励磁回路接地故障, 应装设接地保护或接地检测装置(64F)。

对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障, 应装设失磁保护(40)。

频率异常保护(81)。

### 3 保护整定

燃气轮机发电机组继电保护整定在实际项目中需要依据机组相关参数、综保特性及轮机厂家相关技术手册确定。主要的计算方法及公式在实际项目中可参考DL/T 684, 《Network Protection & Automation Guide》对部分保护整定亦有相关计算说明。

孤网电站需要特别注意孤网对低电压及频率异常运行的要求; 燃气轮机需要特别注意逆功率保护的设定; 电站接地故障保护还需与出线接地故障保护的配合。

电站A保护装置型号为BECKWITH M-3425A, 电站B保护装置为Siprotec 7UM62, 两座电站的保护定值见表3和表4, 电压与频率异常保护的设定值基本一致, 延时根据机组性能有所差异, 其余故障保护需结合机组相关性能和厂家的技术要求。

### 4 结论

本文基于国内外相关设计规范、手册及工程实例, 对油田常用小型燃气轮机电站的主要继电保护配置要求进行总结、给出了两座安全稳定运行的小型燃气轮机电站的整定实例, 为海外油气田小型燃气轮机电站设计提供参考和借鉴。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司北京设计分公司  
(责任编辑 王波)

原油中都有一定的水分,当原油中的水析出并与管壁表面构成电极系统时,管道内壁将发生电化学腐蚀。本文从某输油管道内介质流速、介质温度、介质组分等方面分析了管道频繁泄漏的原因。

# 某原油输送管道泄漏原因分析

■ 张志浩 孙银娟 邵治翠 霍富永

输油管道是原油和石油产品最主要的输送设备,管材一般为碳钢管,使用焊接和法兰等连接装置连接成长距离管道,但原油管线长期处于埋地、潮湿、盐雾等环境之内,也难免会出现腐蚀、氧化等问题,管道腐蚀已成为油田二次发展面临的主要问题之一。

## 1 管道泄漏现状及面临的问题

某输油管道于2008年5月建成投产,管线全长197.5km。其中第一段管线规格为L360- $\Phi$ 273 $\times$ 5.0,长度为70km,设计年输量为160万吨,第二段管线为L360- $\Phi$ 377 $\times$ 6.4/8,长127.5km,设计年输油量为260万吨,沿线建有截断阀室8座,管线输送介质为净化原油。该地区属黄土高原丘陵沟壑地形,电阻率一般都在 $50\Omega\cdot\text{m}$ 以上,土壤含水率较低,总体属于弱腐蚀性土壤。管道全线采用环氧粉末外防腐,聚氨酯泡沫塑料黄夹克防护保温,强制电流阴极保护,全线共配备恒电位仪8台,每年定期开展管道管电位、自然电位检测工作,以确保管道阴极保护电位达标,因管道输送介质为净化原油,一般不发生腐蚀,所以管道未做内防腐。

2018年年底,该管道在某段共计32km管线发生了相对集中的13起管道内腐蚀导致原油泄漏事件,泄漏位置主要位于输油首站出站6km至32km之间,输油首站也发生了3处站内原油泄漏事件。已经发生的泄漏点,相对集中出现在地势较为平缓地段,泄漏全部为腐蚀穿孔造成的微小泄漏,图1为现场开挖后管线泄漏点照片,且全部出现在管道5点和7点位置处。

管道发生泄漏事件后,管理单位制定了管道巡护方案将事件损失和影响降至最低。但仍面临很多问题:



图1 现场开挖后管线泄漏点照片

一是管线泄漏的发现难度大,由于泄漏瞬时流量小,管道泄漏检测系统不能报警和定位,导致泄漏原油渗出地面后才能通过巡护人员肉眼发现。

二是污染油土处理量大,泄漏原油沿管沟和地面流窜,每次产生的油土必须及时联系专业油泥处理公司进行现场清理和处理,清理组织难度大。

三是管线泄漏发生频次增加,2018年11月11日至2019年3月14日以来,管道共发生13起泄漏,该管线的运行管理和应急抢险难度也逐渐增大。

四是应急抢险难度增加。随着冬季气温降低,管道温度降低,管道安全停输时间减少,管道停输后再启输的摩阻增大、管压升高,管道承压能力不足极易造成管道再次发生泄漏的恶性循环,最终出现管道凝管事故,同时容易造成采油厂外输通道不畅引起停井停产事故。

## 2 泄漏原因分析

### 2.1 原油流速对携水能力的影响

输油管道发生局部腐蚀穿孔的位置主要集中在管线的上倾段的底部。一般而言,管线上倾段的底部容易产生积水。且一旦存在积水,当管输原油的流速较低时,原油的携水能力较弱,不能将沉积水携带走,从而形成管道“死水”区域。在这些“死水”区域水相聚集,当水相本身的腐蚀性较强时,易对管道造成局部腐蚀,严重时引起腐蚀穿孔。管线某段规格为 $\Phi 377 \times 6.4/8$ 的输送管线,长期运行温度 $50\sim 60^{\circ}\text{C}$ ,近三年运行流速 $\leq 0.29\text{m/s}$ ,远低于最初设计的经济流速 $1\text{m/s}$ ,发生了严重的泄漏现象。同期建设,油源相同、输送介质相同的另一条规格为 $\Phi 273 \times 7.0$ 的输油管线,近三年运行流速约为 $0.75\sim 1\text{m/s}$ ,改线投产至今运行良好,未发生泄漏事件。同期建设,油源、输送介质、温度和投运年限等完全相同的管线,完整段管线的运行流速是泄漏段的2.5倍左右。文献显示,当油相表观速度低于 $0.3\text{m/s}$ 时,临界水厚度增加明显。将现场净化油管线挖开后,可明显看到管线底部的泄漏点处有大量的水喷出,如图2所示,可进一步证明管道下方有水层存在。

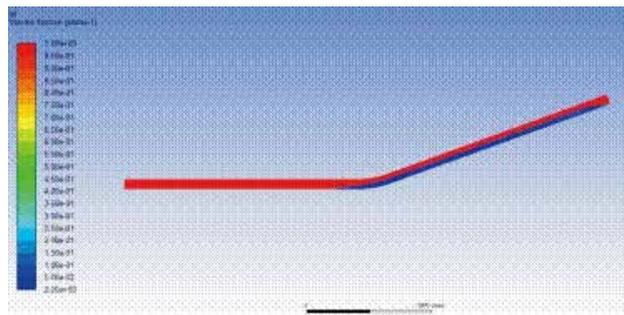
为了验证泄漏段上倾管线的携水能力,基于该段输油管线的实际运行情况,采用Fluent数值模拟软件,对原油的携水能力进行模拟计算。由现场提供资料可知:(1)管线规



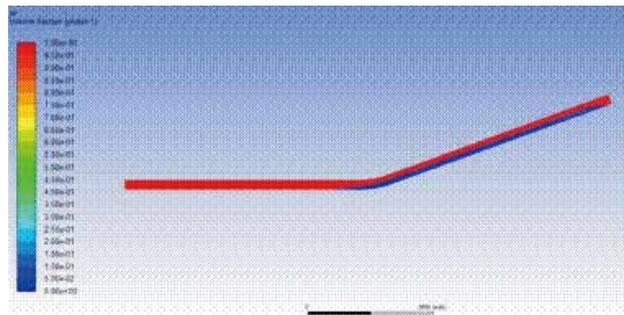
图2 净化油管道腐蚀泄漏

格为 $\Phi 377 \times 8\text{mm}$ ,设计输量为 $250 \times 10^4 \text{ t/a}$ ,目前实际平均输量为 $61 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。(2)原油密度为 $840\text{kg/m}^3$ ,粘度在 $50^{\circ}\text{C}$ 时为 $6.69\text{mpa}\cdot\text{s}$ 。(3)管输压力为 $1\text{MPa}$ 。(4)管线上倾角为 $20^{\circ}$ 。根据实际管线规格计算可得,设计流速为 $1.2\text{m/s}$ ,目前实际流速 $0.29\text{m/s}$ 。原油含水率取原油物性分析结果中含水率的最大值的 $0.39\%$ 。选取设计流速 $1.2\text{m/s}$ ,实际流速 $0.29\text{m/s}$ ,中间流速 $0.6\text{m/s}$ 进行计算。模型采用多相流模型中的VOF模型,湍流模型采用标准 $k-\epsilon$ 模型,采用稳态求解以模拟长时间流动稳定后的工况。管内初始相态为纯水。选取设计流速 $1.2\text{m/s}$ ,实际流速 $0.29\text{m/s}$ ,中间流速 $0.6\text{m/s}$ 进行计算,以模拟不同流速下原油对管内积水的携带能力。原油含水率取原油物性分析结果中含水率的最大值 $0.39\%$ ,出口压力为 $1.0\text{MPa}$ 。分析结果如图3所示:

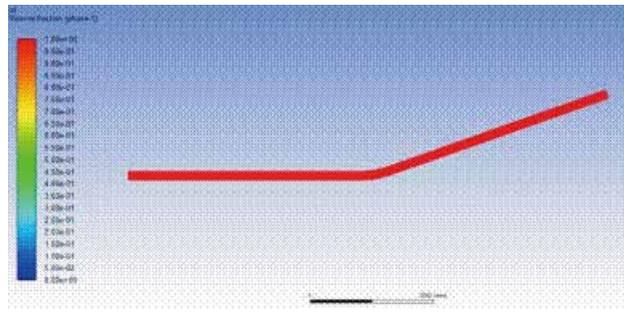
由数值模拟结果可得,当流速为 $0.6\text{m/s}$ 以及 $1.2\text{m/s}$ ,原油携水能力较强,模拟管段内不存在积液现象。当流速为



0.29m/s原油携液情况数值模拟



0.6m/s原油携液情况数值模拟



1.2m/s原油携液情况数值模拟

图3 不同流速原油携水能力模拟计算

0.29m/s时,原油的携水能力较弱,管线上倾部底部以及上倾部如果存在积液,原油将无法将其携带。这与管线内实际发生穿孔的部位相符。由此可知,当原油流速低于0.3m/s时,原油的携水能力降低,输油管线上倾段的底部开始沉积水层,对管线造成了5点和7点部位的腐蚀。

## 2.2 部分时段运行高温对管线腐蚀速率的影响

为确保下游进站温度不低于22℃,该段管线原油出站温度根据季节调整,部分时段达到50~60℃,运行温度较高。研究发现,在有水存在的环境下,碳钢的腐蚀速率随温度的升高而显著增加,高温运行时段增加了腐蚀速率。

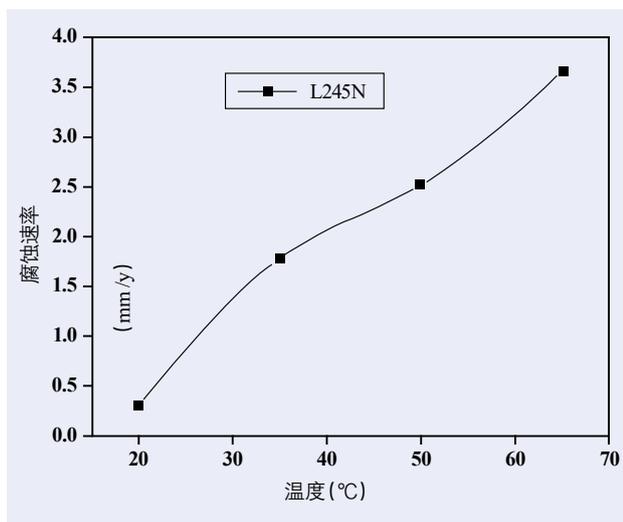


图4 温度对碳钢管腐蚀速率的影响

## 2.3 油样、水样腐蚀性能分析

通过原油物性分析发现:油样中盐含量为0.0074%~0.0437%,盐含量较低。硫含量为0.0409%~0.1113%,一般而言,硫含量小于0.5%的原油称为低含硫原油;硫含量介于0.5%和2%之间的原油,称为含硫原油;硫含量大于2%的原油,称为高含硫原油,油样中硫含量小于0.5%,故硫含量较低,为低含硫原油。油样的酸值为0.0495~0.0842mgKOH/g,一般而言,高酸值原油是指总酸值大于1mgKOH/g的原油,油样的酸值远远小于上述阈值,故酸值较低。净化油油样中的含水率为0.09%~0.39%,小于0.5%,故含水量较低。通过伴生气分析发现:气样中,CO<sub>2</sub>体积分数为0.20~0.60%,H<sub>2</sub>S体积分数为0.003~0.017%,两种腐蚀性气体的含量较低。

原油中的盐含量、硫含量、酸值是影响输油管道内腐蚀速率的主要因素。从上述原油物性分析结果而言,所测原油的盐含量、水含量、硫含量以及酸值皆较低,原油本体的腐蚀性较弱。通过水样分析发现:

(1) 对比同一采油厂未处理油水混合样与沉降罐出口水样,水样中的离子成分基本相同,表明静置沉降处理

对采出水的离子成分影响不大。但是,未处理油水混合样中不含有TGB以及SRB等细菌,而沉降罐出口处水样中检测到TGB以及SRB。这是因为在沉降罐的静止环境中,细菌更容易繁殖生长。

(2) 水样中的铁离子含量较高,特别是某个采出水中总铁含量高达119.25mg/L,说明管线中的腐蚀较为严重。

(3) 水样中总矿化度含量较高。总矿化度含量高,水中离子的数量较多,提升了水中离子的导电能力,在输油管道中,当有游离水相存在时,加快腐蚀原电池的反应速率。

(4) 水样中的氯离子含量较高,某联合站油水混合样中的氯离子高达33000mg/L以及48000mg/L。在输油管道中,当有游离水相存在时,氯离子容易扩散渗透进入腐蚀表面,发生氯离子的富集和局部酸化,形成自催化效应,造成输油管道的局部腐蚀。

(5) 某联合站的水样中钡锶离子含量较高,某计量站水样中硫酸根离子含量较高,两种水的配伍性较差,混合后产生钡锶垢的可能性较大。同时水样中的钙镁等结垢离子含量较高,易形成沉淀引发垢下腐蚀。可知,水样的腐蚀性及其结垢性较强。

## 2.4 管样理化性能分析

为了进一步确定无水原油对管道的腐蚀情况,截取下坡段管样进行观察分析,发现管道内壁全部被油泥所覆盖,但是未发现有积水存在的痕迹。同时将管材部位进行了区域划分,划分结果如图5所示,将管道的底部定义为E,从C-G线将管样沿纵向剖开测量对管样的不同部位进行了壁厚测量,测量结果如表1所示,由结果可知,不同部位的管道壁厚均分布在4.8~5.0mm之间,相对较为均匀,同时未见局部腐蚀的痕迹。

图6为管样剖开后的宏观形貌图。由图可见,管样表面被一层黑色油泥覆盖,壁厚均匀,采用煤油将管样清洗干净

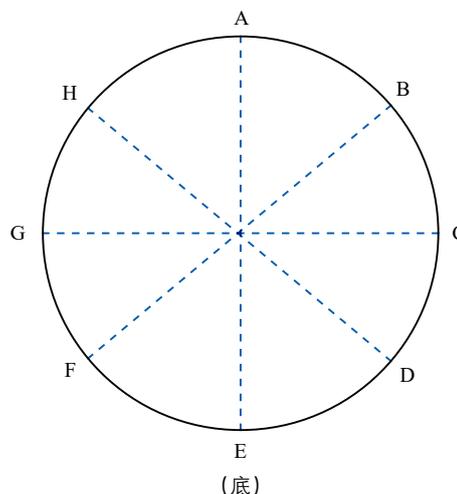


图5 管样测量位置示意图

表1 管样壁厚测量结果 (单位: mm)

纵向位置	壁厚
A	5.01
B	4.89
C	4.93
D	4.67
E	4.95
F	5.01
G	4.85



图6 剖开管样宏观形貌

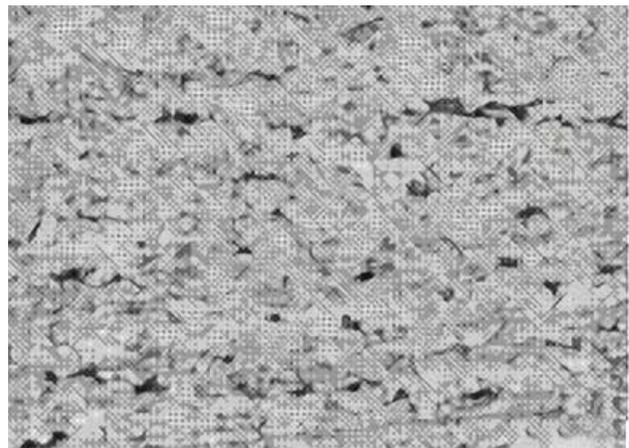


图7 管样的金相组织

并风干后观察,管样内表面未见有腐蚀坑存在,这与之前管样壁厚测量结果相吻合。采用MEF4M金相显微镜及图像分析系统对送检管段的显微组织、晶粒度、非金属夹杂物进行分析。管样的金相组织如图7所示,为铁素体(F)+珠光体(P)组织。晶粒度为10.5级,A类夹杂物(硫化物类夹杂物)为0.5级;B类夹杂物(氧化铝类夹杂物)为0.5级;C类夹杂物(硅酸盐类夹杂物)为0.5级;D类夹杂物(球状氧化物类夹杂物)为0.5级。晶粒度等级越高,晶粒越细小;夹杂物等级越低,夹杂物的含量越少。由于GB/T 9711-2017中未对夹杂物含量进行规定,参照GB/T 6479-2013要求,A、B、C、D各类夹杂物的细系级别和粗系级别应分别不大于2.5级;A、B、C、D各类夹杂物的细系级别总数与粗系级别总数各不大于6.5级。管样的四类非金属夹杂物含量都为0.5级,符合GB/T 6479-2013标准要求。由此可知,当不存在水相时,管样内壁几乎未发生腐蚀现象。这与ASTM G205-10《Standard Guide for Determining Emulsion Properties, Wetting Behavior, and Corrosion-Inhibitory Properties of Crude Oils》中所述“当原油中不存在水时,原油是没有腐蚀性”相一致。

### 3 结论

ASTM G205 -10《Standard Guide for Determining Emulsion Properties, Wetting Behavior, and Corrosion-Inhibitory Properties of Crude Oils》中说明,当原油中不存在水时,原油是没有腐蚀性的。但在原油运输过程中,当痕量的水和沉积物聚集并附着在钢铁表面时,可能创造腐蚀性环境。输油管道发生腐蚀破坏的原因之一是管道金属与环境形成原电池。对于原油长输管道,原油黏度较高且导电性很差,一般不会与金属内壁构成腐蚀原电池。原油中的水通常以2种乳化液形态存在:水为连续相的油/水(O/W)乳化液,电导率高,有腐蚀性;油为连续相的水/油(W/O)乳化液,电导率低,腐蚀性弱。但原油中都有一定的水分,当原油中的水析出并与管壁表面构成电极系统时,管道内壁将发生电化学腐蚀。因此,如果在输油管道底部形成沉积水,易对管线造成底部腐蚀。■

作者单位: 西安长庆科技工程有限责任公司  
(责任编辑 王波)

为响应“退耕还林、节约用地”等国家土地政策,同时面对长庆油区特有的黄土高原决定的油田站场选址困难,有效利用土地开展油田开发降低成本,长庆油田将全面质量管理引用进来,在构建长庆特色的“节约集约用地模式”下,通过简化工艺流程,推广一体橇装集成多功能化的设备,优化站场平面布局,转变站场管理模式,降低油田站场占地面积,提高油田开发经济效益。

# 通过全面质量管理 节约油田场站占地面积

■ 申芙蓉 冯宇 李姝仪

长庆油田横跨“陕甘宁蒙”四省区,地处黄土高原,油区内地形破碎、沟壑纵横、梁峁交错,是国内的第二大油气田,目前正处于飞速发展阶段,年产油气当量2013年底将突破5000万吨,年新建产能500万~600万吨,年均新建各类场站150多座、井场1000多座,每年的征地费用是一笔巨大的数字。在国家“退耕还林、节约用地”等相关政策的背景下,油田站场征地难度逐年增大,可用建设用地数量越来越少,征地费用逐年增高。

在这种背景下,通过全面质量管理的理论和方法,完善工艺流程、推广多功能橇装集成设备、优化站场平面布局,转变站场管理模式,增加土地利用率,减少站场占地面积,降低油田开发成本,从而实现“技术创新质量创优”的质量管理理念,提高油田开发经济效益。

所谓全面质量管理,就是进行全过程、全企业、全员的管理。在节约油田场站占地面积方面,我们主要形成了以下经验:

## 1 全面管理之全过程管理——构建“节约集约用地模式”

全面质量管理要求对产品生产过程进行全面控制。具体到实践中,全过程的管理体现在:油田产能总体布局之初,采用一级半+二级布站的模式,统筹规划井、站、道路、管道用地,油、水、电、信等各系统的站点尽量合建,充分利用当地现有的配套设施、资源,提高站场集输半径,减少或合并站场数量。

油田站场用地有着单宗面积小、分布零散、累计数量多的特点。受地形所限,具体站场竖向设计中的护坡、场地平

整土方量所占的投资比重很大。原有的用地模式,已经不能够满足油田的生产发展。

长庆油田依靠全过程管理,构建了特色的“节约集约用地模式”:即依靠高水平的地面集输工艺,力争单位用地最小化、土地利用最大化、土地管理最优化,实现节约集约用地,高效开发油气资源。从源头上解决油田用地点多面广,油田土地管理难度大的难题。

## 2 全面管理之全企业管理

全面质量管理过程的全面性,决定了全面质量管理的内容包括设计、制造、辅助、使用等四个过程。在这个过程中不仅要着眼于产品质量本身,而且要注重形成产品的工作质量,注重采用多种方法和技术。

### 2.1 简化工艺,保证源头方案先进适用

工艺流程是影响输油站场平面布局的主要因素。长庆油田积极采用四新技术(新工艺、新技术、新材料、新设备),简化和缩短工艺流程,包括设计参数的优化及容器的组合等,节省工程占地面积。

如长庆科技公司(长庆设计院)独立研发的两室分离缓冲罐,是一种流程密闭的一体化装置,将原来输油站场中的分离缓冲罐和事故油箱进行了组合,通过联锁输油泵变频信号,高低液位启停泵,维护输油泵平稳输油,保证三相分离器平稳运行。由此使得新的两室分离缓冲罐分离储存功能二合一,取消了原来需单独设置缓冲罐和储油箱的流程,减少了设备占地面积,降低建设成本。最重要的是使得工艺流程密闭,克服了开式流程事故油箱易散发可燃性气体的隐患。

密闭分离集成装置,改进了原有的分离缓冲罐+气液分离器分开设置的流程,分离缓冲罐的气相出口,直接进入气包,这种一体化的设备,比分开设置的占地面积至少减少了40%以上。现场运行状况良好。

将输油站场中的同类型设备,功能进行优化组合,不仅减少了设备的数量,简化了站场工艺流程,也达到了减少占地面积的目的。据统计,仅此一项,输油站场的征地面积即可减少5%以上。

### 2.2 集成设备,发挥橇装紧凑、功能集成优势

长庆油田推动地面设备朝着“小型化、橇装化、集成化、一体化、网络化、智能化”方向发展。主要是由于目前大规模、高速度、短周期、快节奏的滚动开发建设,传统的地面工程设计思路、工程建设模式已经不能适应新形势的发展需要,因此橇装集成化设备也应运而生。这种设备具有功能多

元、结构橇装、控制智能、预制提前、建设快捷、投产迅速、节约占地、节省投资、可重复使用的优点。

如集油收球加药一体化集成装置是将总机关、投球、加药装置等设备功能集合为一的设备,橇装接转站是将加热炉、分离缓冲罐、输油泵等设备集成化的综合性设备,这种橇装化的设备不仅减少了站场设计的工作量,实现了生产作业的全智能化、全自动化管理,而且大大减少了设备间防火间距的距离,从而节约了站场占地面积。如优化后的橇装增压点,平均征地面积在0.95亩左右,比传统的增压点1.5亩的征地面积减少了35%左右的征地面积。

一体化橇装集成设备的出现,体现了多技术优化集成,工厂化规模生产代替了原有的分散流程现场预制、减少了占地面积、缩短了建设周期、降低了工程投资,给地面工艺带来了变革。

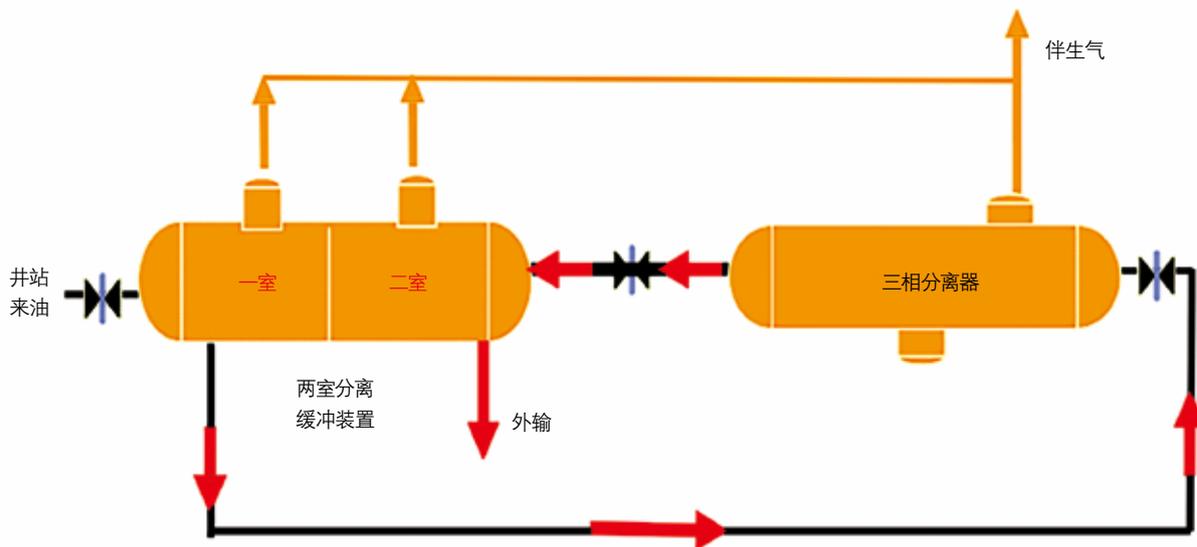
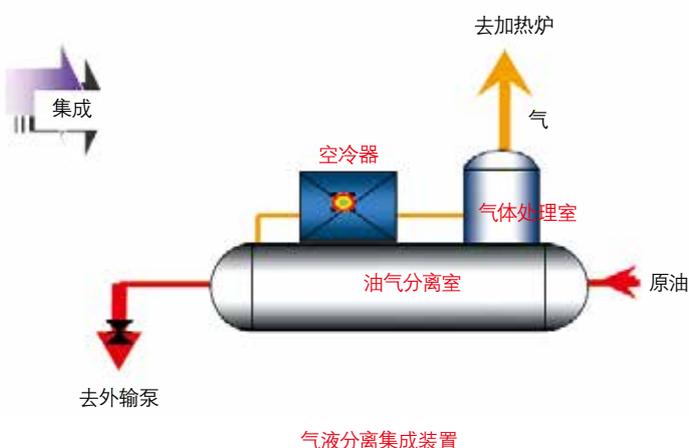


图1 两室分离缓冲罐工艺流程示意图



原工艺



气液分离集成装置

图2 密闭分离集成装置工艺流程示意图

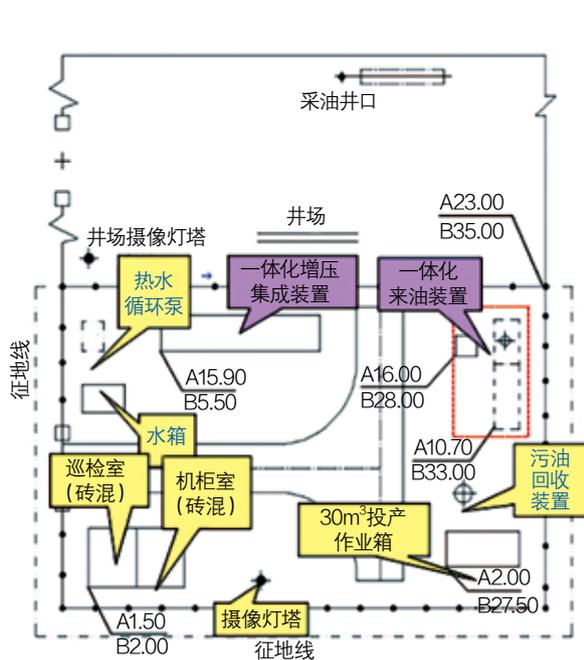


图3 有人值守增压点平面布局图

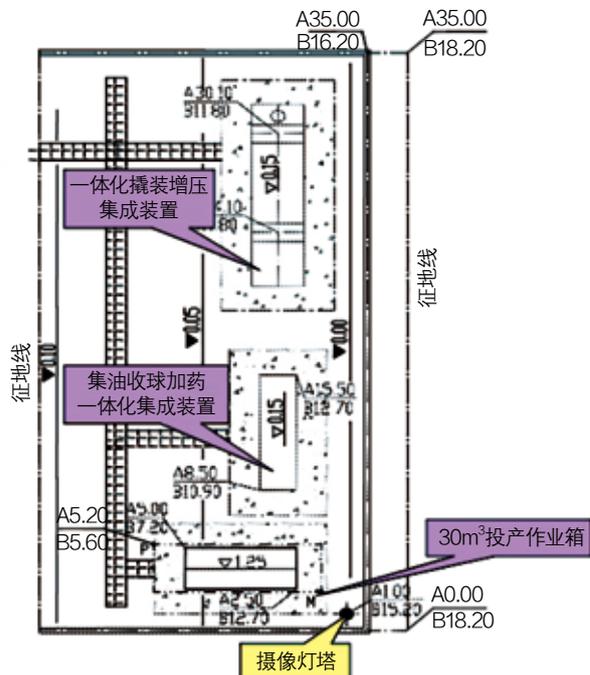


图4 无人值守增压点平面布局图

### 2.3 优化平面,形成满足工艺流程的最优站场布局

油田站场的输送介质是易燃易爆的,它的征地面积由站场的平面布局决定,站场的平面布局又受到各区域设备的防火间距的限制。因此优化站场布局是实现站场征地面积减少的重中之重。

在油田生产站(场)的平面设计,主要是按照现行防火规范的要求,在满足工艺要求,方便生产操作、管理、施工和维修的前提下,力求一种更先进、更合理、更经济的布局方式。

经过对生产站(场)平面布局现状的分析,目前站(场)的平面布局仍有优化的潜力,主要思路是正确掌握并灵活运用标准、规范,打破现有常规的专业界线,以满足工艺要求、防火规范为核心,各专业统筹兼顾,做到各工艺单元自然、合理衔接。设备的摆放布置、管道的走向、物料进出方向要与工艺流程相结合,同类设施尽量布局在一起,减少防火间距增大引起的站点面积增加。

## 3 全面管理之全员管理——转变理念,完善无人值守设计模式

全面管理要求把质量控制落实到每一位员工。质量管理必须科学化,必须利用现代科学技术和先进的管理方法。

传统的站场管理模式为现场值守,人员生活设施按大作业区+小站生产保障点的模式配备,站内生活保障点往往需要配备值班室、宿舍厨房、生活污水回收设施等生活设施,辅助配套投资工程量大,且由于油区站场点多面广,雨雪天气黄土高原道路泥泞,生活配送困难,采油厂管理起来多有

不便。如能转变站场的管理方式,变有人24小时倒班驻站值守为无人值守定期巡检,那么不仅减少了站场定员,缩减了辅助生活设施的投资和占地,而且给上级机构的管理带来了便利。

站场无人值守的实现,主要是应用现代自控通信技术,优化站场工艺流程、选取新设备、提高自控水平等措施,通过远程终端控制,实现站场视频监控、远程操作。站场的无人值守是油田站场管理的一次巨大变革,为了实现这个目标,长庆油田推动了标准化、数字化油田的建设,可以实现生产运行数据自动采集、生产过程自动监控、生产场所智能防护、紧急状态自动保护等,简化了地面集输工艺和布站模式,满足了大工作量、快速建设、快速投产要求。

## 4 结束语

作为一个油田设计企业,质量无疑是提高企业核心竞争力的最大优势。长庆科技的技术质量工作就是在创新创优过程中,不断追求卓越的质量进步和技术进步,并体现在设计成果上。

全面质量管理的理论和方法实现了节约站场占地面积的目的,目前长庆油田的站场土地使用率得到了大幅度的提高,这个过程不仅缩减了油田站场的占地面积,而且提高了站场的设计水平,两者相辅相成。为今后油田站场的设计与管理提供了一条新的发展思路。■

作者单位:西安长庆科技工程有限责任公司  
(责任编辑 王波)

在煤层气生产过程中,为便于煤层气解吸,需要采出大量水来减低压力。以山西沁水盆地马必区块煤层气开发为例,采用连续高频脉冲管式电膜处理工艺,对煤层气采出水PH、COD、BOD、总氮、氨氮、石油类、六价铬进行氧化、还原、絮凝、气浮处理。设备采用橇装化、功能化、模块化的结构形式,可以根据现场的水质要求进行功能化的组合,灵活多变,也便于移运。

# 电膜工艺在煤层气采出水处理上的应用

■ 冯启涛 杜杰 白建军 种法国 王斌



在煤层气生产过程中,为便于煤层气解吸,需要采出大量水来减低压力。通常,在开采初期,产水量很大,随着开采过程的延续和产气量的增大,出水量逐渐减少到最低的水平。不同区块井场采出水的水质差别较大,有的区块井场采出水本身就满足排放标准,而有的区块井场采出水是高矿化度、高盐度、低悬浮物。

目前常用采出水处置方向主要是蒸发、深井注入以及地面排放3种,但无论是何种方向,都需要预先对采出水进行处理,以符合排放标准以及最大限度地减缓注水过程的压力。

以山西沁水盆地马必区块煤层气开发为例,采用连续高频脉冲管式电膜处理工艺,对煤层气采出水PH、COD、BOD、总氮、氨氮、石油类、六价铬进行氧化、还原、絮凝、气浮处理。

## 1 水量及水质特征

### 1.1 水量特征

煤层气单井日产水量呈逐年快速衰减趋势,其特征是开采后第2年开始,水量大幅衰减至第1年的45%,3年之后趋于

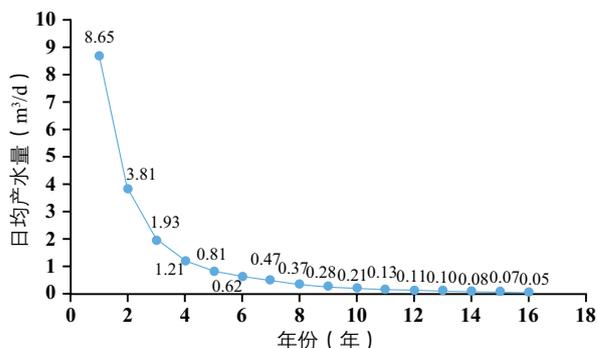


图1 马必区块气井产水量的水量变化曲线图

稳定,水量大幅衰减至第1年的10%。下面是马必区块1341口气井产水量的水量变化曲线。

### 1.2 水质特征

单井出水 PH、COD、BOD、总氮、氨氮、石油类、六价铬不满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类水质要求。

## 2 面临的问题

单井日产水量呈逐年快速衰减,以处理规模1000m<sup>3</sup>/d采出水处理站为例,第2年水量衰减至450m<sup>3</sup>/d,站点可勉强维持运行,第4年水量衰减至100m<sup>3</sup>/d,站点已然不经经济运行,因此采出水处理站橇装化、功能化、模块化势在必行,需要根据现场的水质要求进行功能化的组合,灵活多变,也便于移运。

采出水处理后出水 COD、BOD、六价铬等指标采用常规处理方法设备庞大,费用较高,因此需要开发出更小型有效的处理方法。

## 3 电膜技术分析

### 3.1 技术概述

连续高频脉冲管式电膜设备是是电化学技术和膜技术的结合。能有效去除水中胶体和悬浮类污染物质,并对乳化油、大分子有机物、微生物、重金属离子、氟离子、浊度和部分有色类物质具有良好的去除效果。

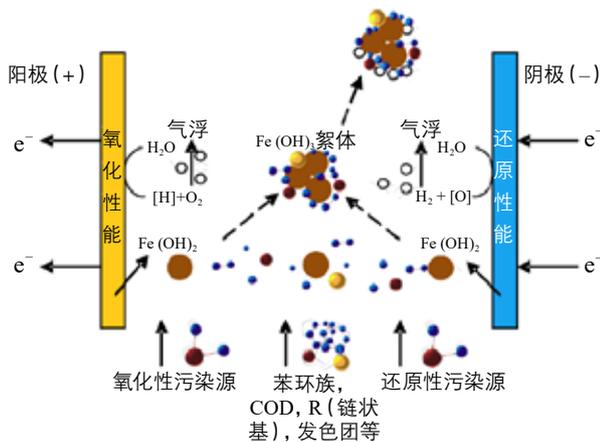


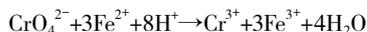
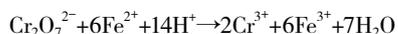
图2 电膜工作原理示意图

### 3.2 作用机理

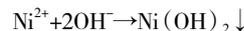
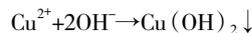
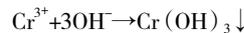
**氧化作用:** 阳极直接使污染物失去电子发生氧化而分解,以及利用水中的OH<sup>-</sup>、Cl<sup>-</sup>等阴离子,生成新的强氧化活性物质[O]、Cl<sub>2</sub>等,使污染物失去电子,产生分解,同时降低水中的BOD<sub>5</sub>、COD<sub>m</sub>、氨氮等。

**还原作用:** 阴极产生初生态氢,利用其很强的还原能力,直接还原以氧化态成分为主的化学物质,如色素染料等,将其还原成无色物质,达到脱色目的。并且氧分子在阴极表面生成大量H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>,与水中的Fe<sup>2+</sup>一起,产生强芬顿药剂,降解有机污染物。

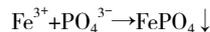
新生态氢[H]具有很强的还原能力,将六价铬还原成三价铬。



电解过程中H<sup>+</sup>大量消耗,OH<sup>-</sup>逐渐增多,电解液逐渐变为碱性,(PH: 7-9)并生成稳定氢氧化物沉淀。

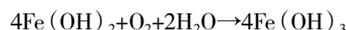
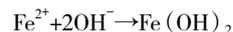


铁极板受电化学作用析出的Fe<sup>2+</sup>被氧化成Fe<sup>3+</sup>和磷酸根反应沉淀,而且能与其它金属形成共沉淀达到最好的除磷效果。



**絮凝作用:** 通电后,铁阳极失去电子,在水中生成新生态胶体絮凝剂,这种絮凝剂活性高、吸附力强,是传统化学药剂的3倍,与水中的污染物、细菌等结合生成大絮状体,经沉淀、气浮后被去除。

极板在阳极上解离出的Fe<sup>2+</sup>与水溶液中离子作用,生成的Fe(OH)<sub>3</sub>。反应式如下:



上述反应产生的Fe(OH)<sub>3</sub>活性很强,能与水中有机和无机杂质凝聚产生絮体,以去除废水中悬浮物。比铝盐、铁盐之混凝剂去除效果更好。

**气浮作用:** 通过控制极电压,在两极表面产生氧气和氢气,并以极微小气泡逸出,粘附在絮体上使其上浮去除。电絮凝产生的气泡远小于气泵产生的气泡,因而其气浮力更强,对污染物的去除效果更好。

## 4 应用效果

**运行稳定:** 系统设备运行平稳、水质稳定,同时克服了由于药剂生产厂家的变化、药剂质量变化、药剂配比性变化、药剂投加量的变化以及来水水质变化等因素造成的处理质量的不稳定。

**运行成本低:** 投资方面与传统的加药处理工艺基本相当,但运行成本仅为传统加药处理工艺的1/10;以工业用电220V/380V可直接供电,处理1m<sup>3</sup>废水耗电量为1-3kWh。

**减少污泥量:** 连续高频脉冲电膜处理法产生的污泥量比传统的加药处理工艺产生的污泥量少40%,从而降低了污泥的处置费。

**处理效果好:** 连续高频脉冲电膜处理法产生的氢氧化物比药剂法的活性高,凝聚吸附能力强,处理效果好(化学处理法难以达到);在该系统处理过程中,阳极上产生的氧和氯可使有机物发生氧化反应转化为无害成分,并起到杀菌作用;阴极上发生的还原作用使氧化型色素还原成为无色物质。

**可调节性高:** 可通过调节极板组合、电压强度、电流密度、pH值、电导率等而得到最佳处理效果。

**全自动控制:** 采用逻辑式控制系统全自动控制,操作方便简单,维护容易,劳动强度低。■

作者单位:西安长庆科技工程有限责任公司

(责任编辑 王波)



克拉玛依城区的城北区集中供热模式为热电联产的隔压站+四座调峰锅炉房的多热源联合集中供热。供热系统输配形式采用的是集中式水泵系统，运行中出现了调节工作量大以及大流量小温差的高耗能供热运行方式。目前的城镇大规模集中供热均采用了分布式水泵输配系统，城北区改造为分布式水泵输配系统，一个采暖期可减少供热量约15%，节约热水输配系统电耗30%，一个采暖期测算可节约费用2071万元，还可提高供热管网输送能力，降低工作压力，实现集中供热进一步的节能减排。

## 谈克拉玛依城区集中供热输配系统优劣

■ 聂勇

### 1 城镇集中供热输配系统形式

城镇集中供热中热水的运输和分配目前主要有两种形式，一种是集中式水泵输配形式，一种是分布式水泵输配形式。

#### 1.1 集中式水泵输配形式

集中式水泵供热系统是传统的供热系统输送和分配形

式，广泛的使用在集中供热系统之中。集中式水泵输配形式工艺流程简图详图1。

它的输送动力依靠在热源（锅炉房、隔压站、热力站等）集中设置的水泵，分配是靠每个热力站设置的调节阀或节流装置。克拉玛依市目前的集中供热主要还是采用集中式水泵供热系统。

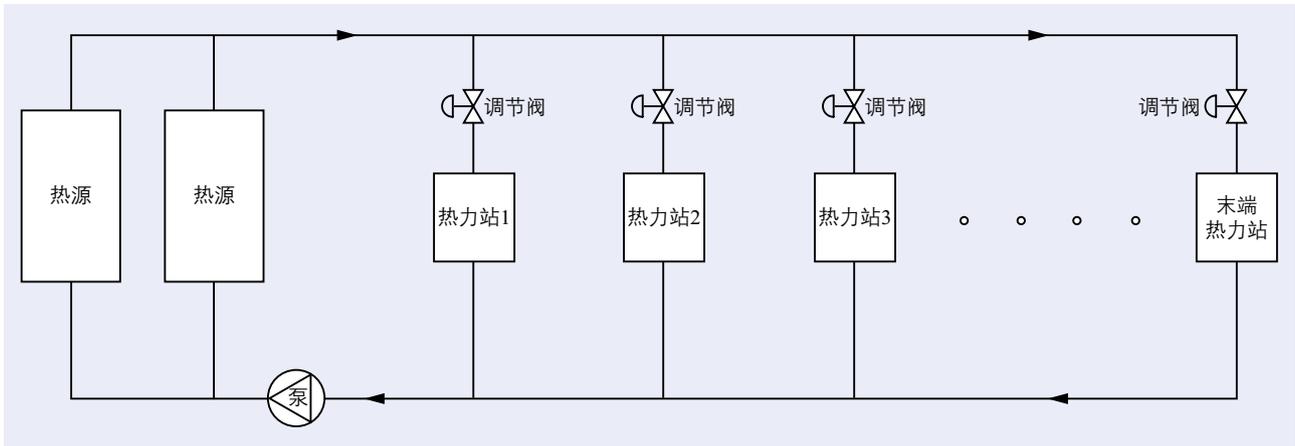


图1 集中式水泵输配形式工艺流程简图

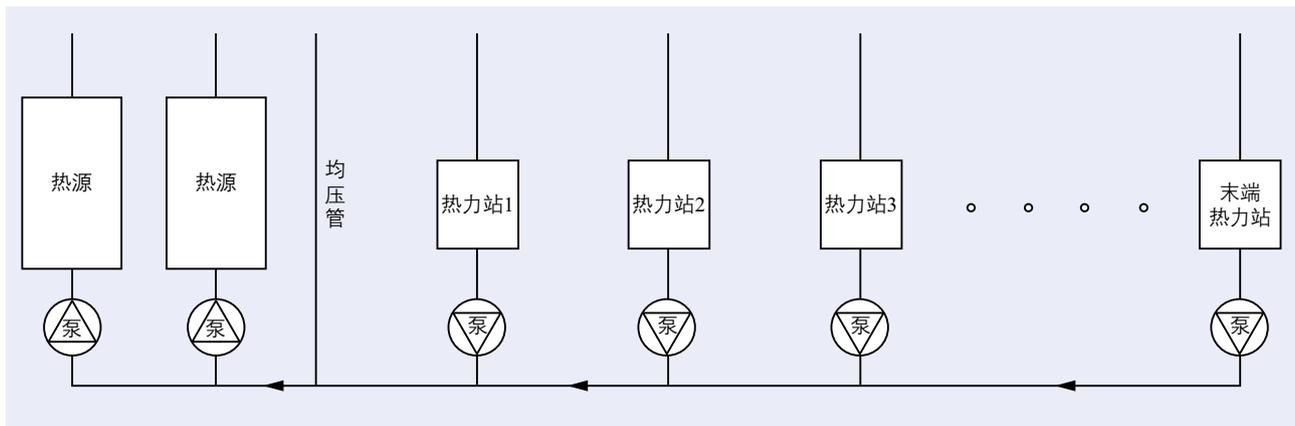


图2 分布式水泵输配形式工艺流程简图

## 1.2 分布式水泵输配形式

分布式水泵供热系统是由于城镇供热规模的逐步扩大，为解决集中式水泵输配系统的能耗高、调节困难等问题而逐步发展的输送和分配形式。分布式水泵输配形式工艺流程简图详见图2。

分布式水泵供热系统是把输送动力分为热源循环泵（设在热源处）和热网循环泵（设在二级热力站内），采用变频控制，串联运行。分配靠水泵变频器调速来调整流量。

分布式水泵供热系统是热源按需供给，用户（二级热力站）按需索取，二者的供水流量和温度均可不同，根据室外温度自主调节，是大中型供热系统的热量输送、分配和调节的最佳方式。它目前是国内城镇大中型供热系统的主要输配形式。乌鲁木齐市大中型供热系统主要采用分布式水泵，克拉玛依市的独山子区供热系统已改造为分布式水泵。

## 2 二种输配形式的优劣

### 2.1 集中式水泵供热系统

城镇供热的发展是一个由小到大的过程。在最初的小规

模供热系统中集中式水泵输配系统由于投资低、设备简单、维护运行点少，因此得到广泛应用。随着城镇供热规模的逐渐扩大，集中式水泵输配系统存在的问题凸显出来。

#### （1）输配系统能耗大

集中式水泵供热系统水压图详见图3。从水压图看出，热源集中设置的循环水泵扬程 $H=$ 热源阻力 $(\Delta P_0)+$ 供回水管网阻力+末端用户阻力 $(\Delta P)$ 。

从图3看出，各热力站的资用压头只需要 $\Delta P$ ，但末端热力站之前的热力站均存在过剩压头， $\Delta P_1$ 到 $\Delta P_n$ ，越靠近热源处剩余压头越大。剩余压头越大进入热力站的热水量就越大，超过了额定热量，为了减少近端热力站热量，必须设置流量调节阀或节流装置，将多余的剩余压头消耗掉，这种调节造成了能量浪费。

#### （2）调节工作量大，易形成供热量冷热不均现象

由于近端热力站出现过多的剩余压头，目前靠节流装置也不能满足控制要求，近端热力站流量超标，在集中式水泵输配系统中是不可避免的。这种近端流量超标，必然又带来远端流量不足，形成一次水各热力站供热量不均现象。随着

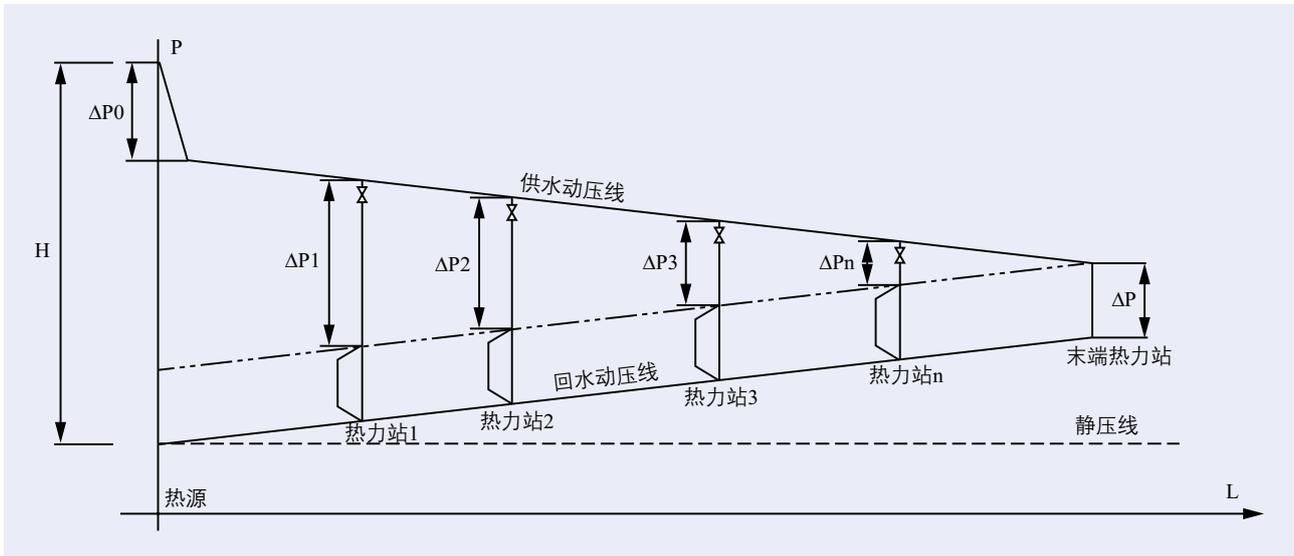


图3 集中式水泵输配形式水压图

供热规模的增大，供热管网阻力呈现二次方增大，距热源较近热力站剩余压头越来越大，不但调节工作量大，而且调节困难，使得各热力站冷热不均的现象尤为突出。

城镇集中供热输配系统广泛采用分阶段变流量的质调节。大型集中供热一般分三个阶段，输配系统循环流量按60%、80%、100%，循环水泵扬程为36%、64%、100%，电功率为22%、51%、100%。这种调节方式综合了质调节与量调节的特长，使系统具有运行稳定、节省电能、节省燃料的优点。但由于分三个阶段改变流量，一个供暖期要调整流量五次，使得采用集中式水泵的大型供热系统随着流量改变的各二级站调节工作量大，且调节困难，易形成冷热不均现象。

### （3）易形成高耗能集中供热运行方式。

集中式水泵供热系统在出现近端热力站供热量偏大，末端热力站供热量不足的现象时，通常的做法是加大循环水泵流量，来增加热源的供热量，以满足末端热力站供热量需求。使得热源供热量远大于室外温度对应的实际需热量，进而形成了大流量小温差的高耗能供热系统运行方式。

集中供热的大流量小温差高耗能供热模式是集中式水泵供热系统固有的不可克服的缺陷，供热规模越大，高耗能供热问题越突出。

## 2.2 分布式水泵供热系统

随着集中供热规模越来越大，分布式水泵供热系统的优势显得尤为突出，取得很好的节能效果。主要有以下特点。

### （1）输配系统节能效果显著。

分布式水泵供热系统在热源和热力站分别设循环水泵，取消了各热力站的调节阀。不但消除了集中式水泵供热系统近端热力站剩余压力的问题，减少能耗，还取消了调节阀的调节工作量。相比于集中式水泵供热系统，输配系统节电

25%~40%。

分布式水泵供热系统通过均压管把热源与二级热力站的供热一次水分成二个系统，可以使热源设备长期在额定工况下高效运行，工作效率高，同集中式水泵供热系统相比节能效果显著。

（2）热源按需供给，热力站按需索取调节方便，避免了集中供热高耗能运行方式。

分布式水泵供热系统在热源与各个热力站分别设变频水泵，热源和用户通过均压管分离，使得二者的供水流量和温度均可不同；通过均压管的调节，锅炉房按需供给，热力站按需索取。

热源和各热力站根据室外温度自主调节，达到了热量分配和调节的最佳方式，从而避免了集中式水泵供热系统存在的热源和热力站相同循环水量和供水温度，为满足末端用户供热需求，增大供热量，形成了集中供热大流量小温差的高耗能运行方式的问题。集中式水泵供热系统形成的高耗能运行方式相比于分布式系统，一个采暖期的供热量要多供出10%~40%。

### （3）提高供热管网输送能力

供热管网输送能力，集中式水泵供热系统是以主干线的经济比摩阻选择管径，来控制流速。分布式水泵供热系统在各热力站设热网泵，不受经济比摩阻约束，在管径的最大控制流速范围内，通过调整水泵频率来提高管网输送能力，可提高管网输送能力20%以上。

### （4）降低供热系统工作压力

分布式水泵供热系统水压图详见图4。从水压图看出，热源处循环水泵扬程只满足热源到均压管的水循环，因此分布式热源处水泵扬程远小于集中式水泵的扬程；各热力站的热网循环泵扬程 $H_n = \text{各站供回水管网阻力} + \Delta P$ 。

分布式水泵供热系统由于管网供水管被各热力站抽水，

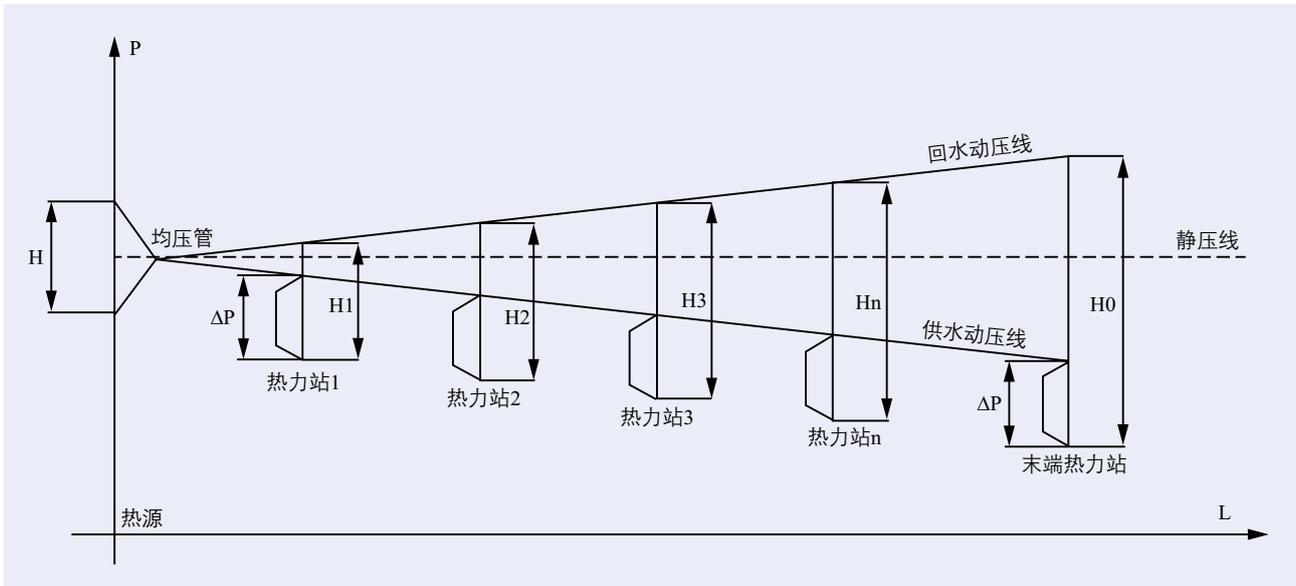


图4 分布式水泵输配形式水压图



图5 克拉玛依市城南城北区热源图

压力处在静压线以下，回水管被管网循环泵把各站水压回，压力处在静压线以上，因此分布式水泵输配系统工作压力要低于集中式水泵输配系统，由于静压线有所提高，工作压力降低幅度在15%左右。

### 3 城北区集中供热现状

克拉玛依中心城区以穿城河以北的城北区和穿城河以南的城南区组成。中心城区基础热源为国电热电厂，调峰热源为5座燃气锅炉房，保留了昆仑、西南二座燃煤锅炉房为事故备用热源。目前形成了隔压站+调峰锅炉房的多热源联合供热格局，实现了城南、城北区热电联产。城南城北区热源详见图5。

克拉玛依中心城区隔压站供热规模480MW，分南北二

个系统，其中城北区的北系统供热规模350MW，城北区有永安、曙征、前进、西北4座调峰燃气锅炉房，昆仑燃煤锅炉房作为事故备用热源。隔压站一次水介质为热电厂提供的135/80℃，二次水介质为125/75℃。城北区供热面积和热负荷详见表1。

## 4 城北区集中式输配系统改造后节能分析

### 4.1 城北区集中式输配系统现状及问题

#### 4.1.1 城北区集中式输配系统现状

隔压站北系统采用的是集中式水泵输配供热系统，在隔压站设大泵输送至34座热力站，再由各站流量调节阀控制流量，采用的是分阶段变流量的质调节。其中最近热力站为昆仑7号站，距隔压站3.8km，地形高差为39m；最远热力站为银河站，距隔压站12.16km，地形高差为118m。北系统循环水泵参数详见表2。

#### 4.1.2 城北区集中式输配系统存在的问题

(1) 调节工作量大，且形成冷热不均现象。供暖初期、中期和末期根据流量变化，需要调节各热力站的流量调节阀，以保证末端热力站热量。由于各站距离相差较大，不但调节工作量大，而且调节阀也不能满足控制要求，出现各热力站冷热不均的现象。

(2) 易形成高耗能集中供热运行方式。供热系统在出现近、远端热力站供热量不均，特别是末端热力站供热量不足的现象时，隔压站采用加大循环水泵流量，来增加热源供热量，以满足末端热力站供热量需求。使得隔压站供热量远大于室外温度对应的实际需热量，据测算北系统每个采暖期都需要多供出15%~30%的热量用以保证末端文化、银河等热

表1 克拉玛依中心城区城北区供热面积和热负荷统计表

热源名称	热源供热规模现状 (MW)	二级热力站	供热面积 ( $\times 10^4 m^2$ )	供热负荷 (MW)
隔压站北系统	350	红山4座站	82.48	57.00
		胜利1座站	33.94	29.75
永安燃气调峰锅炉房	87	东南3座站	80.24	43.57
		永安2座站	37.26	33.99
曙征燃气调峰锅炉房	31.5	曙征1座站	28.03	23.94
		前进7座站	178.18	157.80
前进燃气调峰锅炉房(预留70MW)	210	昆仑5座站	180.36	115.55
		西北7座站	126.69	139.90
西北燃气调峰锅炉房(预留140MW)	140	古田1座站	33.94	29.75
		向阳1座站	32.20	23.00
昆仑燃煤锅炉房事故备用(规模157MW)	0	文化1座站	39.98	35.36
		银河1座站	41.55	34.94
城北区合计	818.5	34	894.85	724.55

表2 北系统循环水泵参数表

名称	规格	参数	单位	数量
级双吸卧式离心泵	600S100	流量3400m <sup>3</sup> /h扬程92m电功率1400kW 电压6kV	台单	2
单级双吸卧式离心泵	500S100	流量1800m <sup>3</sup> /h扬程92m电功率800 kW 电压6kV	台	2

表3 改为后分布式系统各循环水泵参数表

名称	参数	单位	数量
隔压站北系统热源循环泵	流量1350m <sup>3</sup> /h扬程25m电功率150kW电压380V	台	5
34座热力站热网循环泵	总用电功率约1250kW	台	68

表4 北系统改为分布式系统后一个采暖期节能测算表

城北区一个采暖期	改造前能耗	改造后能耗		一个采暖期节能	一个采暖期节约费用	
供热量	7.64 $\times 10^6$ GJ/a	减15%供热量测算	6.494 $\times 10^6$ GJ/a	1.146 $\times 10^6$ GJ/a	17元/GJ	1948万元
热水输配系统电耗	820 $\times 10^4$ kWh/a	减30%用电量测算	574 $\times 10^4$ kWh/a	246 $\times 10^4$ kWh/a	0.5元/kWh	123万元

力站的供热质量。

#### 4.2 输配系统改造后节能分析

##### 4.2.1 输配系统改造简介

隔压站北系统改造为分布式水泵输配供热系统,取消隔压站4台大泵,在每台70MW换热器设一组小泵以满足到均压管的输送,34座热力站各设热网循环泵,取消各站流量调节阀。改造费用约需3750万元,改造后北系统循环水泵设计参数详见表3。

##### 4.2.2 改造后节能分析

城北区的北系统改造为分布式水泵输配系统后,可提高供热管网输送能力20%,降低供热系统工作压力10%以上,实现进一步的节能减排。节能方面主要体现在两个方面,一是一个采暖期可减少供热量按15%测算,二是热水输配系统节电按30%测算。一个采暖期节能测算详见表4。

北系统改为分布式系统后一个采暖期测算节约运行费用合计为2071万元。

## 5 结论

城镇供热的发展是一个由小到大的过程,在最初的小规模供热系统中集中式水泵输配系统由于投资低、设备简单、维护运行点少,因此得到广泛应用。随着城镇供热规模的逐渐扩大,集中式水泵输配系统的能耗高、调节工作量大的问题凸显出来。在大规模供热系统中采用分布式水泵输配系统具有热源按需供给,用户按需索取的调节方式,从而克服了集中式水泵供热系统固有的大流量小温差的高耗能供热模式。■

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)

随着“土十条”的发布,土壤污染问题成为目前石油相关企业环境治理的重中之重。历史遗留的含油污泥及每年新增的污泥量越来越多,目前主流处理技术主要采用“减量化、无害化、资源化、土壤修复”等处理技术,针对地方标准的不同,采用不同处理技术。本文通过主要技术研究、问题归纳总结及设想,探讨解决油田含油污泥处理问题。

# 油田含油污泥处理技术研究

■ 王春刚 者莉

## 1 概述

### 1.1 油田含油污泥的来源及种类

含油污泥是石油产业在勘探、开采、集输过程中,产生的大量废弃物,一般分为油田含油污泥与石油化工行业(主要是炼油厂)产生的含油污泥。

油田含油污泥一般主要为油田开发过程中产生的落地油泥、联合站生产运行中产生的罐底油泥和污水站运行中产生的油泥;炼油厂的含油污泥一般主要为罐底油泥、隔油池底油泥和浮选池浮渣。

### 1.2 油田含油污泥的特性

含油污泥的特性详见表1。

### 1.3 设计执行的主要标准

#### (1) 国外主要处理标准

加拿大《sake土地填埋指导准则》、《加拿大Alberta能源委员会》、美国(American Petroleum Institute)规定土壤中含油率 $\leq 2\%$ 填埋处理,含油率 $\leq 5\%$ 筑路、铺路;法国规定土壤中含油率 $\leq 2\%$ 填埋处理。

#### (2) 国内主要处理标准

国标方面:在1985年3月1日实施的《农用污泥中污染物控制标准》(GB4284-84),土壤中含油率 $\leq 0.3\%$ ,作为农田中施

用污泥使用。

行业标准方面,在2017年5月1日实施的《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301),含油污泥经处理后剩余固相中,石油烃总量 $\leq 2\%$ ,用于油田内部铺路。

地方标准方面,黑龙江《油田含油污泥综合利用污染控制指标》(DB23/T1413-2010)、新疆自治区《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65-T3998-2017)、《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)规定处理固相含油率 $\leq 2\%$ ,用于油田内部铺路;陕西省《含油污泥处置利用控制限制》(DB61/T1025-2016),规定处理后固相含油率 $\leq 1\%$ ,用于油田内部铺路;固相含油率 $\leq 2\%$ ,用于工业生产原料。

## 2 含油污泥核心处理技术

### 2.1 主要处理工艺介绍

#### (1) 多级逆流提取法

多级逆流提取技术利用相似相溶原理,采用萃取剂将油从污泥中提取出来的工艺。油类从污泥中被溶剂抽提出来后,通过蒸馏把溶剂从混合物中分离出来循环使用,回收油则用

表1 含油污泥的性质

序号	油泥类型	含油率	含水率
1	罐底油泥	20%~60%	5%~40%
2	落地、管道油泥	5%~10%	5%~20%
3	油田废水处理站污泥	3%~20%	50%~90%
4	钻井岩屑、废弃泥浆	3%~15%	10%~40%
5	老化油泥	20%~40%	5%~30%
6	炼化“三泥”	5%~20%	70%~95%

于回炼。

(2) 热解技术

热解技术是采用绝氧进行间接加热方式, 蒸馏和热分解融为一体, 将污泥转化成三种相态物质(甲烷、CO<sub>2</sub>、常温燃油、无机矿物质与残碳)。

(3) 化学热清洗

热溶液对油泥进行反复洗涤, 加入高效化学药剂, 再经加热、超声波振动搅拌后静置沉淀、分离。

(4) 焚烧技术

焚烧使泥中的可燃成分在高温下充分燃烧, 最终成为稳定的灰渣。

(5) 调质-机械分离技术

含油污泥采用调质-机械分离处理工艺是较传统的处理方法, 主要包括含油污泥的加药调质和含油污泥脱水技术。

(6) 生物处理技术

生物处理技术是一种利用微生物生命过程中的代谢活动, 将有机物分解为简单的无机物从而去除有机污染物的处理技术。

(7) 土壤修复技术

利用其中活性成分与污泥中水分及部分化学物质发生快速胶凝反应, 在污泥体中快速形成骨架结构, 同时促进胞内水释放及污泥微颗粒团聚, 彻底改变污泥高持水性的性质, 促进泥水分离并提高抗压强度。真正做到对污泥的无害化、减量化的目的。

(8) 处理工艺对比详见表2。

2.2 核心处理工艺

由上表2可以得出: 处理后含油率能够降到0.3%以下的工艺有: 逆流提取技术、热解技术、焚烧技术。《农用污泥中污

染物控制标准》(GB4284-84), 土壤中含油率≤0.3%, 作为农田中施用污泥使用。其中逆流提取技术优势明显, 下面就此工艺技术做详细论述。

多级逆流提取技术主要工艺原理为萃取原理, 通过表面活性剂、萃取剂和特殊机械构造多重作用, 根据含油污泥处理难易程度, 设置三级或多级逆流提取装置, 使得处理后固相干基含油率可保证低于0.3%。综合处理成本控制在800元/m<sup>3</sup>以下见图1。

2.3 处理设备

(1) 预处理单元

预处理单元主要包括筛分装置、破碎装置、化学调质装置, 作用是筛除含油污泥中的石子、杂草等异物, 并将油泥粒度控制在利于后端逆流提取的标准见图2。

(2) 逆流提取单元

逆流提取单元核心设备为二级螺旋抽提装置, 作用为实现含油污泥油、水、固的三相分离见图3。

(3) 溶剂回收单元

溶剂回收单元主要包括三效蒸发器、蒸汽发生器、循环冷却系统三部分, 主要作用为实现油分与溶剂的分离, 溶剂进行回用, 目前溶剂回收率达到99.2%, 油分进入到储油罐, 最终集中拉运至联合站见图4。

2.4 存在的问题

(1) 提取级数确定: 该处理工艺虽然包括预处理单元、逆流提取单元、溶剂回收单元, 但其对于级数确定需根据油品特性分析确定, 要确保处理指标达到0.3%以下, 必须通过试验确定。

(2) 溶剂的回收: 目前处理工艺通过溶剂回收单元, 可

表2 处理工艺对比表

序号	工艺	适用范围	优点	缺点
1	多级逆流提取法	各类含油污泥	(1) 能够回收大部分石油类物质 (2) 萃取剂能够重复利用	(1) 工程案例较少, 技术不成 (2) 处理后含油率可到达0.3%以下, 但运行成本略高
2	热解技术	各类含油污泥	(1) 减容率高, 处理后含油率可达到≤0.3% (2) 可以回收大部分石油类物质	(1) 购置热解设备投资较高 (2) 运行处理费用较高
3	化学热洗技术	各类含油污泥	(1) 初级投资较低 (2) 技术成熟 (3) 可以回收部分原油	(1) 回收油不充分 (2) 工艺流程较长
4	焚烧法	含油率≤5%的含油污泥	(1) 减容、减重率高 (2) 处理速度快 (3) 无害化较彻底, 处理后含油量<0.3%	(1) 焚烧装置投资高和运行消耗能量大 (2) 有大量氮氧化物、二噁英有毒有害气体产生 (3) 不能回收原油
5	调质-离心脱水技术	各类含油污泥	(1) 工艺简单, 维护方便 (2) 工艺流程短, 设备少	(1) 处理后含油率≤3% (2) 回收油不充分 (3) 处理效果不稳定
6	生物处理法	含油率≤5%的含油污泥	(1) 可以现场进行, 减少运输费 (2) 节约能源, 投资少, 运行费用低	(1) 处理周期长 (2) 单独工艺处理效果差, 一般为其他工艺的深度处理工艺 (3) 不能回收原油
7	土壤修复技术	各类含油污泥	(1) 处理后含油率可达到≤2% (2) 需要设备少, 人员少, 安全高效 (3) 处理成本低	(1) 不能回收原油 (2) 工程案例较少

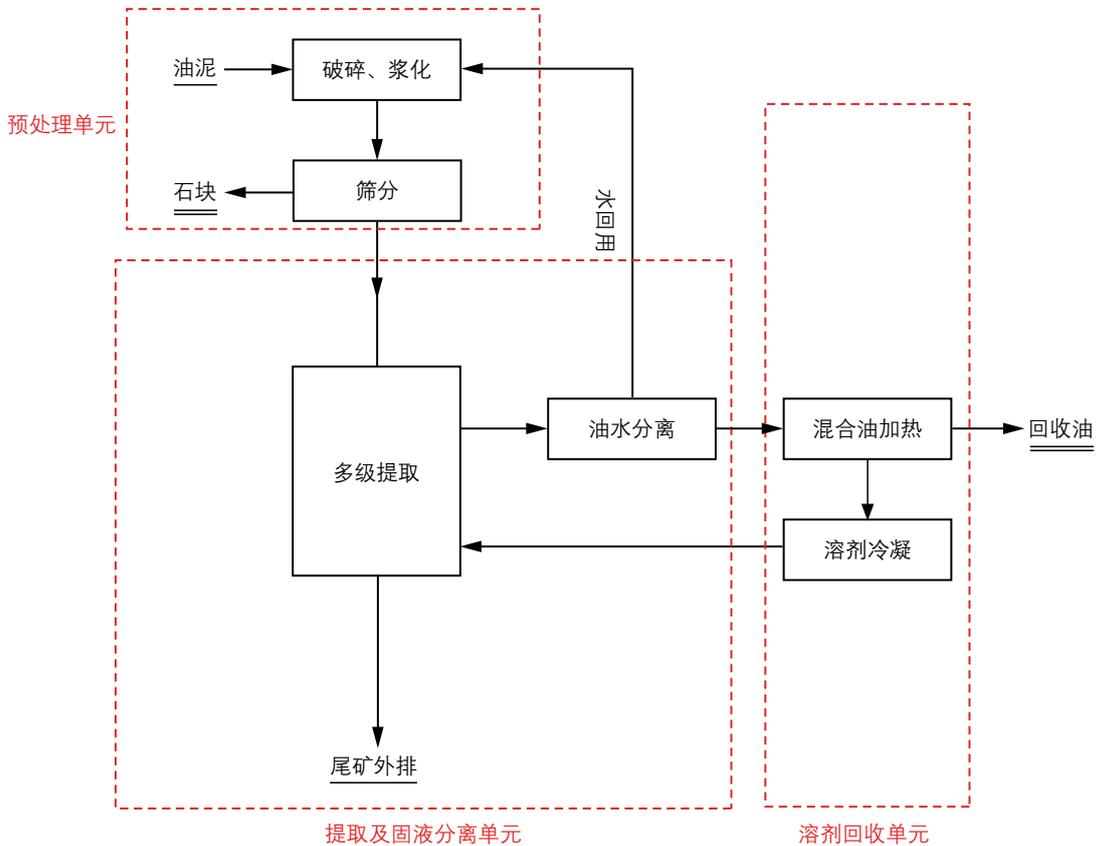


图1 工艺流程框图



图2 预处理单元

以确保溶剂回收率达到99.2%，但溶剂损耗仍然是运行成本控制的一个因素，因此提高溶剂回收率需进一步研究。

(3) 相关标准国标规范空白：国家相关标准中没有此方面的专项标准，都是参考行业标准、地方标准，目前国家正在起草含油污泥处理的相关规范，同时相关设计书籍也陆续发表。

### 3 油田含油污泥解决思路及总结

#### 3.1 解决后续问题的思路

(1) 对于国内日益增加的含油污泥，彻底解决污泥带来

的危害，“无害化、资源化”是目标，变废为宝是真正的解决思路。就此方面，国家应尽快出台相关标准，明确各个行业无害化处理的标准，确定合规产物应用的领域，确保处理后污泥能够用于建设用地，解决目前高速公路缺土等现实问题。

(2) 源头治理：在钻井初期，加入的相关药剂确保采用无害化产品，从采油源头上控制，确保不产生难处理的重金属元素，减轻后续处理的难度。

(3) 增强预处理环节能力：在含油污泥回收阶段，采用分段回收、分品回收机制，确保预处理阶段顺畅，同时降低后续处理难度。



图3 逆流提取单元



图4 溶剂回收单元

(4) 组合工艺: 鉴于油田含油污泥的复杂性, 并非一种工艺能够完全彻底处理含油污泥带来的危害, 建议在实施过程中, 根据污泥特性, 采用组合工艺。

(5) 资源化利用: 回收油品通过处理后可用于炼化, 处理后污水经过净化后重复用于压裂用水, 产生的达标泥土建议达到建设用地标准后利用。

### 3.2 结论

在项目设计过程中, 我们应该不断了解掌握新的处理工

艺或者手段。目前任何一个处理方案都不是唯一有效的, 也不是全能的, 我们既要进行合理工艺的确定, 又要考虑满足标准要求且投资及后续运行成本最低。任何新技术的使用, 都应进行相关的中试试验, 确保适应当地油泥种类及地质条件。合理的长远的处置方案, 是节约能源的基础, 也是创造青山绿水造福子孙后代的关键。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司华北分公司

(责任编辑 王波)

油气田地面工程建设一般由生产运营单位自行组建临时项目组，抽调工艺、土建、电仪等专业技术人员组成地面工程组，负责工程建设管理与企业内部协调。以上古天然气处理总厂调气管线工程建设为例，鉴于地面成员从事长输管道建设经验不足及企业降本增效投资控制，通过借鉴国内西气东输、陕京线、中俄东线等长输管道工程建设经验，创新建设管理与新技术应用，优质高效完成工程建设任务，满足长输管道安全平稳运行整体目标，保障了上古天然气处理总厂如期投产。

# 油气田地面工程建设管理与技术创新

## ——以上古天然气处理总厂调气管线工程为例

■ 吕春雷<sup>1</sup> 周忠强<sup>1</sup> 文瑞<sup>1</sup> 刘璟<sup>1</sup> 师煜凯<sup>1</sup> 何明浩<sup>2</sup> 李博<sup>3</sup> 刘吉<sup>4</sup>

### 1 项目概况

#### 1.1 工程概述

长庆油田上古天然气处理总厂工程是中石油在低油价下的提质增效项目，是进一步提高气田开发经济效益的重要举措。该项目通过深冷分离技术回收上古天然气中乙烷及以上轻烃组分，然后将回收后的贫气通过新建调气管线，返输至处理厂供周边用户用气。

调气管线工程设计压力6.3MPa，管道规格L415M-610×8.8/11，长度80.83km，全线共设置2座RTU阀室，全线采用光缆通信系统和SCADA自动控制系统，实现全线数据采集及监控、调度管理优化运行。

调气管线工程涉及3座处理厂及1座净化厂扩建工程，为保障下游用户不间断供气，在处理厂（净化厂）增加控制阀门，保留原外输功能，新增上古天然气处理总厂反输贫气外输流程，实现上古流程与现有输气流程切换，投产后每年为下游用户供给量 $32 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

#### 1.2 主要工程内容

主要工程量，见表1。

表1 主要工程量

工程项目	工程量	备注
线路长度 (km)	80.83	2条
铁路穿越 (处)	4	
河流穿越 (处)	2	
等级公路穿越 (处)	5	定向钻穿越2处
水泥路及砂石路穿越 (处)	36	
已建支干线穿越 (处)	144	
光缆敷设 (km)	84	
硅芯管敷设 (km)	83.2	
RTU阀室 (座)	2	
处理厂扩建 (座)	3	
净化厂扩建 (座)	1	
已建站控系统扩容 (套)	4	
SCADA系统 (套)	1	

### 2 管理创新

长输管道施工点多、线长、参与人员与设备数量众多，面临施工难度大，工期要求紧，且在高压状态下输送可燃气体，其安装质量、运行安全要求高，工程建设项目管理更加严苛。如中俄东线创新实施IPMT（一体化项目管理团队）+监理+E+P+C+运营单位的管理机制，业主与项目管理承包商组织结构的一体

化、项目程序体系的一体化及项目管理目标的一体化，实现对业主功能的延伸，帮助业主在项目实施过程中有效的控制工程质量、进度和费用等。而油气田运营单位临时组建的项目组往往存在管理人员经验不足、投资控制等因素，无法搭建实施一体化管理模式，只有依靠现有资源，不断持续改进管理模式、方法，通过管理创新提升工程建设水平。



### 2.1 科学调配管理资源

为确保上古天然气处理总厂调气管线工程优质高效顺利实施,相继成立厂级工程技术支撑组、上古项目地面工程组。以工程技术支撑组为指导核心,地面工程组为实施核心,加强组织领导、统筹谋划、协调推进。结合工程建设特点,与参建单位共同成立创优策划小组,牢固树立精品意识,打造精品工程,确保创优工作重点、难点在工程中突破,以优取胜。

### 2.2 深度参与勘察设计

勘察设计在工程建设中起到龙头作用,设计方案是工程控制的源头。调气管线路由勘察设计阶段,地面工程组全程参与,利用无人机测绘与徒步踏勘相结合的地空合作模式,成功避让了政府规划区、沙地柏保护区、基本农田、煤炭资源压矿等绕障问题。线路长度由初步设计的92.37km,改线优化至80.83km,减少2次穿越S313省道,节约投资3000余万。通过优化路由,合理避让敏感区,为后续征借地手续报批提供有力保障。

处理厂(净化厂)扩建设计阶段,技术支撑组、地面工程组深入现场勘察,积极组织图纸会审,依据国家和行业法律法规及技术标准,对设计方案反复优化,提出会审意见120余条,确保设计图纸准确无误,避免了工程建设阶段设计方案变更导致的施工停滞、材料浪费等。

### 2.3 前站式物资采购

由于某些不可抗力因素,产生物资供货风险,严重制约工程建设速度,为确保物资及时供应,在“互联网+”的背景

下,实现业务审批、物资信息共享、采购档案管理等,建立形成“分工负责、协调配合、上下贯通”的物资集中采购管理机制,保证物资需求,有效提升物资供求能力。

#### 2.3.1 厂商调研

采购前优选生产水平先进、市场占有率高、业界口碑好的1-3家厂商进行实地调研,统筹考虑产品质量、厂商业绩、供货能力等诸多因素,为项目采购提供依据。

#### 2.3.2 订单跟踪列表

按物资的现场需求时间列出紧急、次要、不影响等,下单时准确备注技术参数,精确产能设定每天需交量,明确物资抵达周期,做到第一时间掌握物资生产、供应信息。

#### 2.3.3 驻厂跟单

安排专人前往螺旋焊缝管、大口径阀门等重点物资生产车间进行实地勘察,沟通协调、优先排产、及时配送,确保物资第一时间到达施工现场。针对部分材料到货周期较长,联合油田公司物资管理部门前往制造厂商,全力保障工程建设物资供应需求。

### 2.4 工程化施工管理

调气管线工程3个标段具有工期目标一致、工程质量要求高、重复性流水作业、外部协调难度大等特点,且施工地质条件、工艺流程、管理模式相同,施工内容可分解、可批量、可复制,符合工程化管理基本要求。

#### 2.4.1 内部资源集中调配

传统长输管道各标段施工由多家单位共同承建,对应的

人员、机械、材料等资源要素重复配置，项目资源利用效率不高，资源闲置时有发生。调气管线工程化施工管理是建立一套资源集中、分配合理、调控自如、监管受控的管理模式，组建1个项目经理部，将系统内部资源集成化管理，满足工程项目管理安全环保、质量进度等要求，实现项目资源利用效率的最大化。

#### 2.4.2 流水施工统筹管理

流水施工是将工作性质相同的施工条件依次连续性施工组织。在实施过程中，对专业性较强的任务目标进行分解，利用各参建单位技术优势，划分工作范围、工作内容及工作量，明确关键控制点，制定相应的管控措施，可量化地逐步完成任务目标。调气管线将钢管防腐、焊口补口、冷弯管制作、三穿工程（定向钻穿越公路、河流穿越、铁路穿越）、植被恢复工程开展流水施工，蛙跳式流水施工管理效率更加显著。

#### 2.4.3 外部资源协同利用

调气管线工程受施工条件及外部环境影响较大，尤其3个标段4处铁路穿越（3处已运营通车），外部协调工作量较大，且外协效率直接影响成本控制，是制约工程建设的最大瓶颈。采用工程化管理模式，搭建甲乙双方大外协管理模式，确保信息资源连续性及其一致性，充分发挥协调人员专业化，补偿标准统一，赔出口统一，统征统办、协同利用，实现高效大外协管办。

### 2.5 创新全员监督模式

项目管理的成败关键在监督的水平高低，面对承包商监管难度大，安全环保风险形势严峻，调气管线工程管理紧紧围绕“深化体系运行、夯实管理基础、强化承包商管理”三

个方面，实行定点承包、责任到人、一包到底监督理念，严格执行“六严格、三控制、三规范”的质量监管思路，增强全员质量意识，充分发挥六制作用，即施工单位三检制+监理单位旁站制+属地单位交底制+建设单位全程制+质监站专项检查制+安全环保监督制，不断完善项目管理的激励约束机制，切实加强对焊接质量、防腐补口、管道挖埋、音频检漏、三穿工程、清管试压、动火连头等重点工序、关键环节的全过程管控。

## 3 技术创新

技术创新是提升工程建设管理质量与效率、降低投资成本的关键因素。通过创新技术应用，保障工程建设质量进度、安全环保全面受控。

### 3.1 机械补口

机械化补口技术减少了人工操作的不稳定性因素，提高了管道补口的除锈、涂漆、烤收缩带等工序的质量，从而提高了补口的防腐质量，已成功应用于西气东输三线西段，中靖线、陕四线、中俄管道北段等项目。

应用于上古项目调气管线机械补口工程的设备有自动除锈车1台，中频加热车2台，分别用于自动密闭喷砂除锈、焊口预热、底漆固化及回火，具体工艺如下：

自动密闭除锈：环保型自动循环密闭除锈、喷砂无遗漏，完全保证除锈质量、自动处理PE搭接区表面粗糙度、自动化程度高，降低工人劳动强度。

中频加热：无污染预热，热量均匀、保证了底漆的快速固化、由内向外加热，热量流失缓慢、受风力和环境温度影响小。

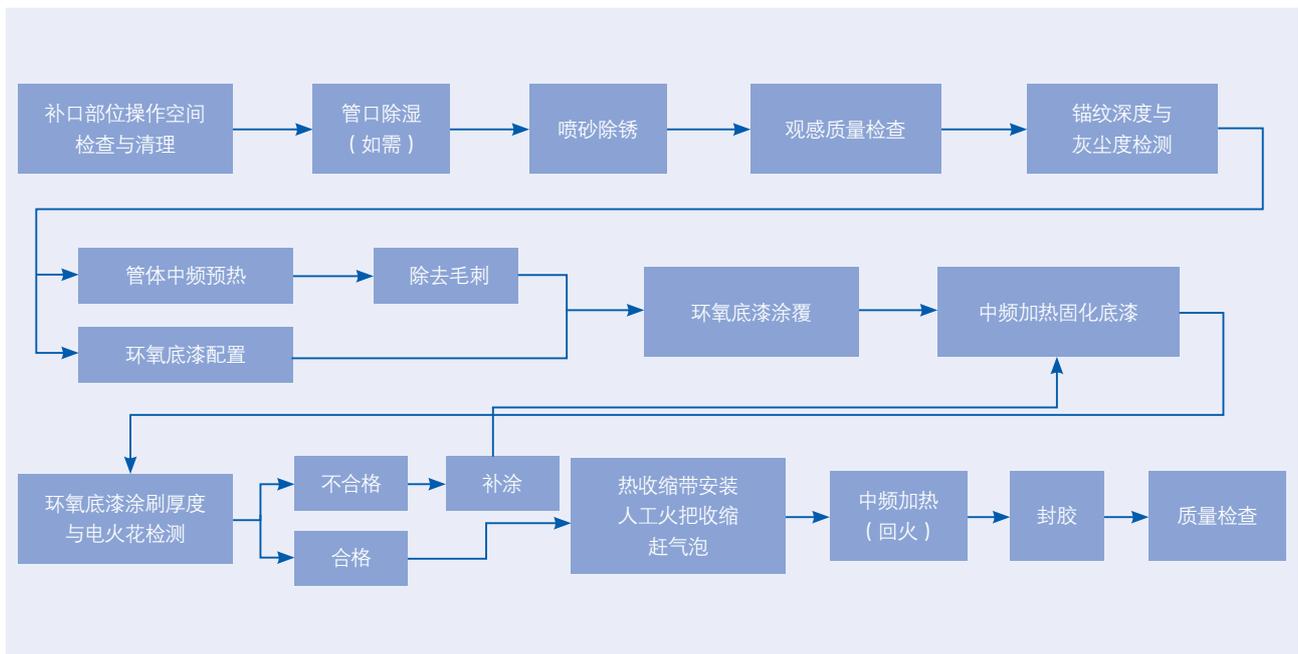




图1 螺旋焊缝管驻厂跟单



图2 调气管线机械化补口施工

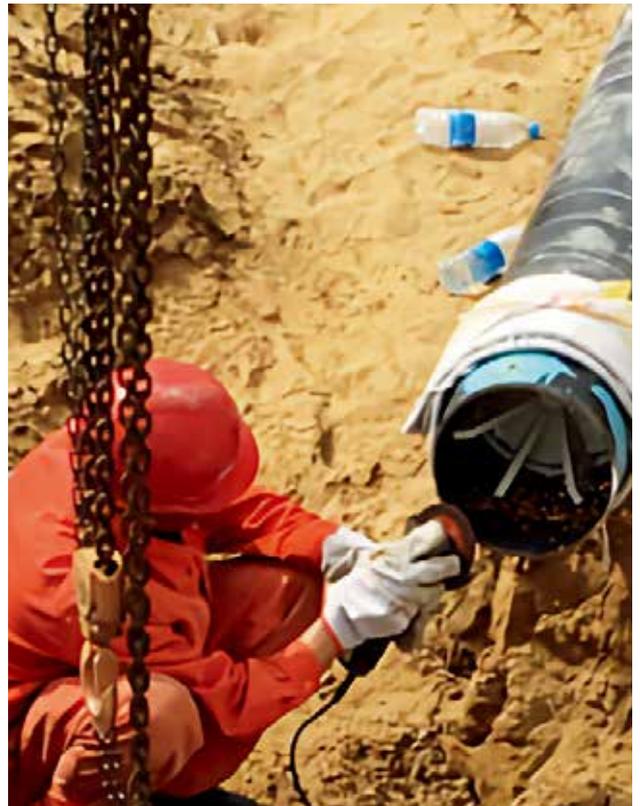


图3 水溶性封堵装置应用



图4 数字化管理系统

中频回火：热量均匀，热熔胶熔融充分、热收缩带不会出现褶皱、烧焦和碳化、由内向外加热，热量流失缓慢、受风力和环境温度影响小。

机械化补口方式解决了长输管道工程建设中热收缩套补口手工烘烤存在的弊端，避免了热收缩套热熔胶熔融问题，提高了补口的安装质量。

### 3.2 水溶封堵

为避免下游用户气源中断，调气管线配套处理厂（净化厂）扩建动火连头施工时效受限，仅能利用处理厂停产检修期间（一般5天左右）开展动火连头作业，且受检修期间处理厂工艺流程切换、停产放空、氮气置换及后期流程恢复、冲压投产等影响，扩建区域动火连头施工仅2-3天时间，为确保动火连头安全高效实施，开展水溶性封堵技术应用。

水溶性封堵装置主要由可溶解于水的承压部、止流部、密封胶组成。承压部外径大于管道内径，边缘呈倒刺结构，与管壁形成一个夹角，达到承压的目的。承压部与止流部贴合后挤压密封胶，填充管壁周围细小缝隙，实现完全密封的目的。管道上下游挥发气体产生的压力小于装置设计承压力，达到密封承压效果，解决了传统封堵动火氮气置换时间长，隔离密封性差、难以清理等问题。

水溶性封堵技术能快速完成含油、气输送管道的封堵，缩短动火准备时间，确保动火焊接作业安全，可以实现当日放空当日连头作业，节省了氮气成本和时间成本，达到了降本增效的目的。

### 3.3 数字管道

运用数字化技术，为长输管道工程建设、后期运营等提

供基本数据支持，有效的解决了长输管道由于铺设线路长，地理复杂，施工统筹规划性差等传统问题，为现代长输管道建设提供了更为有效的方式。

调气管道工程创建数字化管道管理系统，是一个网络化、信息化、坐标化的管道综合信息系统。

通过App开发实时上传现场数据，实现管道建设的虚拟现实表达。在工程建设中有效的编制计划、控制进度和保障安全，发现和及时解决项目建设中的各类问题，使用网络和数据库协同各参建单位的工作管理，提升项目沟通效率，提高项目管理水平。

## 4 结束语

油气田地面工程是油气田开发的重要组成部分，尤其长输管道建设涉及面积广、压力高、易燃性等原因，一旦因工程建设质量问题发生泄漏可导致灾难性的后果。

为保障调气工程建设质量，临时项目组在经验不足、投资控制下，通过借鉴国内西气东输、陕京线、中俄东线等长输管道工程建设经验，坚持工程建设管理与技术创新，不断提升管理水平，历时3个月完成80km主体焊接任务，焊接合格率达99.6%，安全高效穿越144处已投支干线，如期建成投运，实现“零事故、零伤害、零污染”安全环保目标。■

作者单位：1. 长庆油田公司第三采气厂

2. 长庆油田公司安全环保监督部

3. 西安长庆工程建设监理有限公司

4. 中国石油管道局工程有限公司大港油建公司

（责任编辑 王波）

湿陷性黄土是最常见也是整治比较困难的一种工程地质。某项目站场由于站址位置处有黄土湿陷性,压缩机出口部分工艺管线发生不均匀沉降,局部应力集中可导致管线发生破裂,严重威胁生产安全。针对以上现场情况,采用CFD模拟软件对管线整体的受力情况进行模拟,结合模拟结果对部分应力集中点进行整改。

# 基于CFD软件的工艺管线应力分析研究

■ 程荣朋

## 1 概述

某项目站场目前设置有2台20MW电驱离心式压缩机,正常运行时2+0。根据现场运行人员反馈,通过对压缩机出口至工艺后空冷器间管线的观测,发现作业区地面出现凹陷,压缩机出口至工艺后空冷器管线有轻微位移。考虑到地处湿陷性黄土地区,初步判断为管线支撑墩沉降导致的管线悬空问题。

管线沉降带来的危害主要有:

1. 造成管系局部应力集中,导致管线撕裂或壁厚值减薄、耐压能力降低;
2. 造成压缩机进出口管嘴应力超出允许值范围,间接损坏压缩机设备本体;
3. 管线应力的变化导致机组大修后精准对中困难。

因此,该站压缩机出口至空冷器段管道沉降已经为生产运行带来了严重的安全隐患,急需对相关沉降管段进行整治,并针对湿陷性黄土加强治理措施。

## 2 CFD软件模拟

考虑到该站沉降段管道位于压缩机出口,正常操作压力高,因此不应只单独进行静态管系应力的分析。本次分析充分利用了流固耦合分析理论,将流体内压引入到静态应力分析Static Structure模块,充分保证了结果的准确性。

### 2.1 模型建立

利用SolidWorks软件建立的简化后的空冷机入口管线结构三维几何模型如图1所示,利用DesignModeler软件建立的空

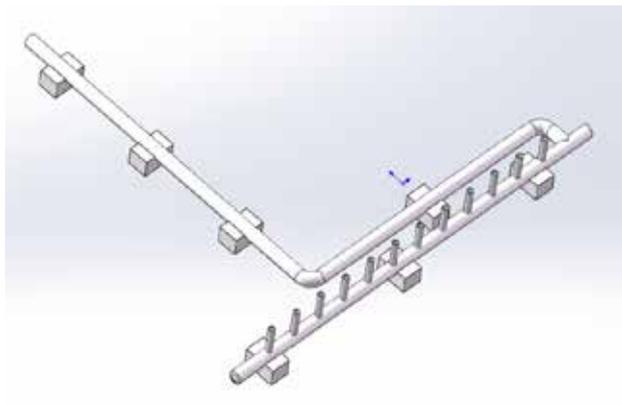


图1 空冷机入口管线结构示意图

冷机入口管线流体几何模型。

### 2.2 网格划分

管线结构采用四面体结构化网格为主的混合网格划分方式进行网格划分,空冷机入口管线结构采用四面体结构化网格为主的混合网格划分方式进行网格划分,如图2所示为空冷机入口管线结构网格模型,单元大小为7mm,共划分49661个网格,管线内部流体域采用六面体优先法(Hex Dominant Method)划分网格,空冷机入口管线的流体网格模型,单元大小为7mm,共划分51047个网格,237281个网格节点,网格单元平均质量为0.84567,平均偏斜度为0.72595,满足网格质量要求。

### 2.3 计算模型选择

k-ε模型假定湍流是各向同性的,所以不适用于管线内

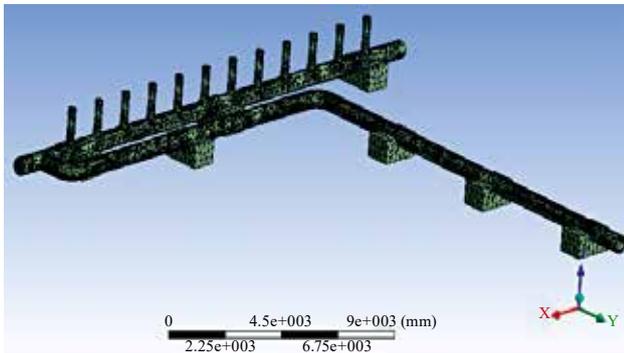


图2 固体网格分布

各向异性湍流的模拟。RNGk- $\epsilon$ 模型不能预测旋风分离器强烈湍流下的紊流区和Rankine涡流。LES模型虽有较好模拟效果,但其对计算机CPU性能要求较高。而RSM模型摒弃了各向同性湍流的假设,直接对每个雷诺应力的各个独立分量求解输运方程,且计算量较LES模型小。经过以上模型的比较,本文最终选定RSM模型来模拟管线中的三维强湍流场。

#### 2.4 计算方法选择

对于流体部分,基于有限体积法,采用RSM模型,利用SIMPLE算法耦合压力和速度,Standard方法离散压力项,QUICK差分格式离散动量方程,二级迎风格式离散湍动能,一级迎风格式离散耗散率和雷诺应力,来模拟管线内流场。

对于固体部分,管线的结构是一个质量和刚度连续分布的系统,它可被分成有限自由度(DOF)的有限元。在Static Structure模块(入口边界条件为恒压时)基于有限单元法对旋风子固体部分进行分析;本次采用单向流固耦合方法,即仅将Fluent中的流场计算结果作用于固体部分,对管体进行数值模拟研究,探究固体部分的力学响应规律。

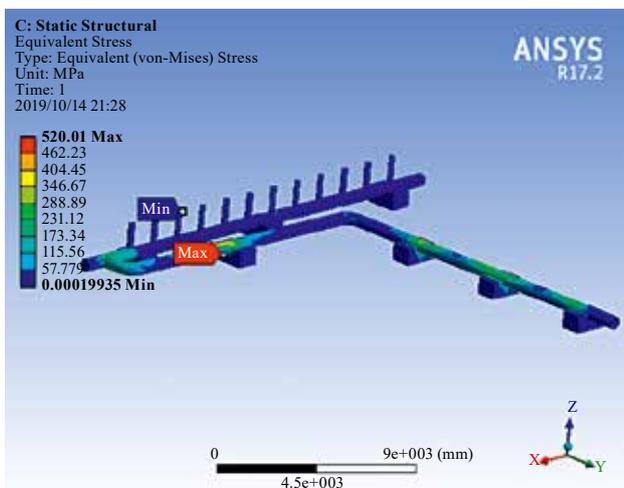


图3 管线Mises应力分布图

#### 2.5 计算结果

Static Structure模块中,将内流场压力的计算结果导入到Static Structure模块作为载荷边界条件,该荷载作用于流固两相耦合交互界面。管线轴向应力分布图,图中应力为正的区为拉应力,应力为负的区域为压应力;其中为Y方向管线轴向应力分布图,从图中可知,管线最大轴向拉应力处于14号测点管线下部,最大轴向拉应力值为414.97MPa,管线上部为轴向压应力,压应力值为251MPa,最大压应力位于15号测点管线下部,最大轴向压应力值为359.23MPa,管线上部为轴向拉应力,拉应力值为297MPa;为X方向管线轴向应力分布图,管线最大轴向拉应力处于12号测点下游管道下部,最大轴向拉应力值为519.28MPa,最大压应力位于12号测点下游管道上部,最大轴向压应力值为371.56MPa。管线的Mises应力分布图,如图所示空冷机入口处应力偏低,12号测点上部应力为397MPa,最大应力处为12号测点延气体流向下游0.5米处管道下部,应力最高为520.1MPa,垂向分流直管线的变形和应力都很小。管线的总变形云图,从图中可知空冷机入口处变形偏低,最大变形发生在13号测点处,最大变形为181.27mm,测得测点沉降量为180mm,弯头处变形偏大。

#### 2.6 工程措施

该段管道规格为D660 $\times$ 20L415M材质管道,该管道材质最小屈服强度为415MPa,原则上管道的轴向应力不应大于最小屈服强度,否则将产生塑性形变。根据评价的结论,12号测点最大轴向拉应力为519.28MPa,大于管材最小屈服强度,管材已经处于塑性变形阶段;14号测点最大轴向拉应力值为414.97MPa,已经接近最小屈服强度值,考虑到计算和测量的误差,工程改造将12、14测点作为重点更换对象,建议更换测点14至测点12间的管线和管件(即压缩机厂房外测点14处至空冷器入口汇气管弯头处,弯头不更换)。

结合地勘资料,本次改造区域黄土为非自重湿陷性黄土,因此考虑在开挖后对管墩进行凿毛,清洗,刷界面剂,然后用C25混凝土进行浇筑,加大基础底面积并植筋。

#### 3 小结

本文对压气站湿陷性黄土的整治基于CFD软件进行,充分利用了流固耦合理论,使管系的应力分析不是单纯的静态应力,而是在流体压力作用下的复合作用力分析,分析理论更接近于实际工况,经过现场采用超声应力检测仪现场复测,理论计算结果与现场实际测量应力值结果误差保证了在5%以内,满足工程实际误差限制要求,是可以应用于工程实际的。■

作者单位:中国石油工程建设有限公司华北分公司  
(责任编辑 王波)

本文对原油及乳状液特点及流变性开展分析研究,对现场各采油厂进行大量的数据取样分析,所列数据仅筛选一口典型油井取样分析数据作为举例,从理论、实验不同方面对原油乳状液特性、影响因素和微观结构进行研究和分析,最终通过研究分析数据得出原油乳状液流变性特点及规律。

# 原油乳状液流变性浅析

■ 邵艳波

油水两相体系的乳化特性受混合条件的影响显著,涉及到的影响因素主要包括水相或油相比例、温度、剪切强度等。油水两相流动中,在一定条件下,部分水相会被原油乳化包含其中,使得乳化水与原油组成的原油乳状液具有区别于游离水的粘度、密度等物性。原油对水相的乳化行为使得油水混合体系的物理性质发生改变,流动规律亦变得更加复杂。解决这一问题的关键问题就是原油中乳化水含量,决定这一问题的根本原因在于原油的乳化特性。生产实际与实验分析均表明,原油乳化特性与原油组成、水相组成、乳化条件密切相关。一直以来,研究人员对于原油乳状液的研究主要着眼于原油乳状液的稳定性,很少有研究人员将注意力置于原油乳化特性之上。因此,迄今为止,针对原油乳化特性开展的相关研究较少,仅有的探索工作仅仅停留于定性规律探索之上,目前尚没有反映原油乳化特性的函数关系式。

## 1 原油乳状液特性及影响因素

原油乳化特性,反映原油对水相的乳化包含能力,一般通过原油中乳化水含量以及原油乳状液的稳定性来表示。由于原油乳状液是热力学不稳定体系,因此原油乳状液中的乳化水含量随时间发生变化,为了比较原油乳化特性,需要确定一个统一的标准,予以定量分析原油的稳定含水量。

### 1.1 原油乳化特性各影响因素关系

原油组成和水相组成目前仍缺少有效的方法进行表征,仅是有一些研究人员对原油组成中的某一组分含量对原油乳化特性的影响进行了研究。为了深入了解原油乳化特性,在此方面研究实验过程中初始阶段主要内容为探索油水混合液剪切作用的描述。在进行试验过程中,原油-水混合液所受剪切作用主要来自与搅拌桨转动能量,此外还与搅拌槽的尺寸和混合液的物理性质也密切相关。因此,描述油水混

合液的剪切作用,应该统筹考虑搅拌桨转速、搅拌槽尺寸以及油水混合液物性。某典型油井油品的乳化特性实验结果如表1所示。

表1 某油井不同搅拌温度下原油乳状液的乳化含水率

转速 (r/min)	含水率 (%)	乳化含水率 (%)			
		37℃	32℃	27℃	22℃
300	65	56.6	60.3	58.1	56.1
	70	63.6	65.7	65.3	65.1
	75	53.8	55.7	54.2	49.1
	80	36.5	41.2	36.5	34.4
	85	35.8	40.6	33.6	30.2
	90	35.5	39.4	31.0	25.9
	95	30.2	34.2	31.5	21.7
500	65	58.4	62.7	59.8	56.9
	70	66.7	67.2	66.1	65.7
	75	54.2	56.8	55.1	50.2
	80	42.0	44.4	40.3	37.5
	85	40.9	43.5	36.5	34.6
	90	39.4	42.9	33.3	31.0
	95	31.4	38.7	32.5	28.7
800	65	62.4	63.6	62.1	61.5
	70	67.0	67.6	66.7	66.5
	75	58.4	59.9	57.8	53.5
	80	43.7	50.0	47.4	44.4
	85	43.0	48.2	42.3	37.5
	90	42.9	47.4	37.5	33.3
	95	34.3	40.5	35.5	30.7

#### 1.1.1 流动条件下原油稳定含水率与转速关系

综合图1-图3可以看出,稳定含水率随剪切速率的升高而上升,随着剪切作用的增强,油水混合更加均匀,剪切速率增大,更容易形成乳状液。通过对上图实验数据进行拟合得

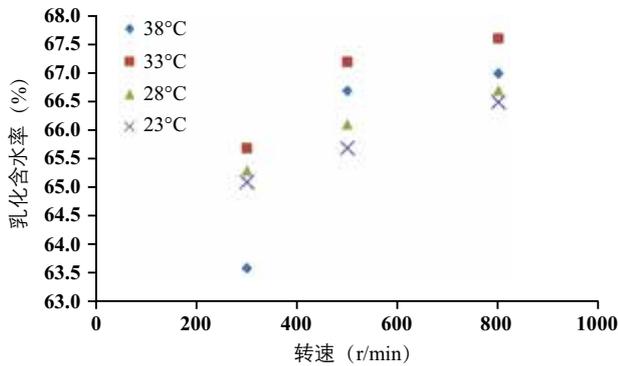


图1 70%含水率时某井原油乳状液稳定含水与转速关系

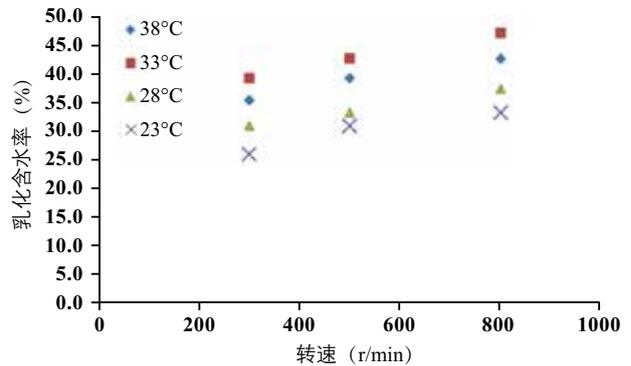


图3 90%含水率时某井原油乳状液稳定含水与转速关系

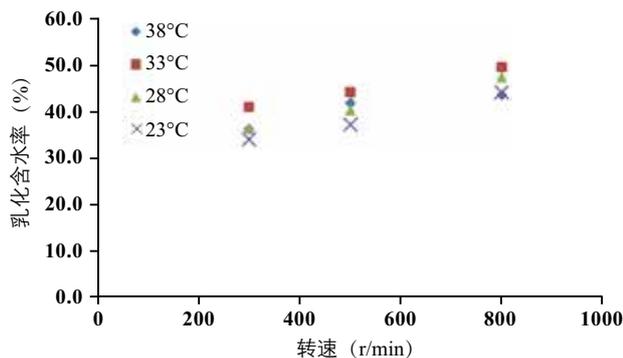


图2 80%含水率时某井原油乳状液稳定含水与转速关系

出某典型油井原油在不同温度不同含水率条件下稳定含水率与剪切速率的对数关系式(见表2):

### 1.1.2 流动条件下原油稳定含水率与温度关系

温度对于油水乳化过程具有重要影响。根据之前研究,温度较高时,随着温度的升高,原油乳化含水率降低。温度带来这种影响的原因是多方面的。一方面,温度升高,形成的吸附于乳状液油水界面膜上界面活性物质在原油中的溶

解度升高。由此导致油水界面膜强度降低,界面剪切粘度降低,乳化水滴之间的排液速度增强;原油粘度降低,乳化水滴在原油中运动阻碍降低,水滴碰撞几率提高;同时随温度升高,水滴运动速度升高,这也提高了水滴碰撞几率。另一方面,随着温度升高,原油粘度降低,水滴在原油-水分散体系的稳定含水率也随之降低。温度越高,表面活性物质吸附成膜的能力越差,最终得到的水滴直径越大,形成的乳化水滴越不稳定,最终得到的水相体积分数越小。对于偏稠油,进行凝点以下甚至凝点附近含水实验时会造成强烈飞溅,无法乳化。

由图4-图6可以看出,在凝点以下,随着温度的升高,其乳化含水率逐渐升高。而在凝点以上随着温度的升高乳化含水率反而降低。凝点以上乳化特性与前人研究的规律是一致的。但凝点以下其乳化含水率是随温度升高而升高的,分析其原因为,凝点以下的搅拌条件下,乳状液接近固态,其流动性非常差,流动性越差形成乳状液的能力越低。随着温度的升高,其流动性增强,乳化含水率随之增大。用幂指关系来拟合稳定含水率与温度之间的相关式,结果如表3:

表2 某典型油井原油-水分散体系稳定含水率与转速之间关系

温度 (°C)	混合液含水率	相关关系式	相对偏差 (%)
38	0.7	$\Phi=3.4987 \ln r+44.084$	0.85
38	0.8	$\Phi=7.3446 \ln r-4.811$	1.95
38	0.9	$\Phi=7.51946 \ln r-7.3826$	0.08
33	0.7	$\Phi=1.9046 \ln r+55.021$	0.35
33	0.8	$\Phi=8.9585 \ln r-10.344$	1.31
33	0.9	$\Phi=8.1108 \ln r-7.0888$	0.71
28	0.7	$\Phi=1.3774 \ln r+57.487$	0.05
28	0.8	$\Phi=11.02 \ln r-26.943$	2.03
28	0.9	$\Phi=6.5617 \ln r-6.733$	1.41
23	0.7	$\Phi=1.3877 \ln r+57.166$	0.08
23	0.8	$\Phi=10.153 \ln r-24.171$	2.49
23	0.9	$\Phi=7.5875 \ln r-16.952$	1.84

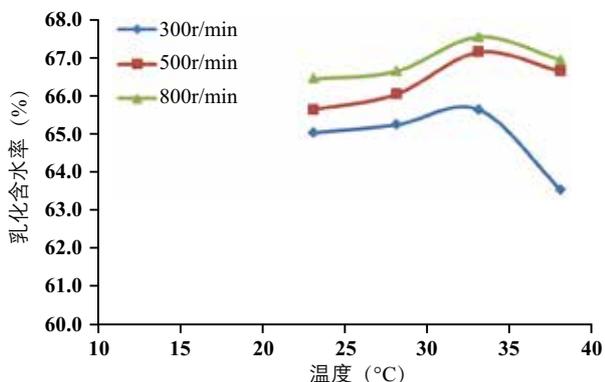


图4 某井原油不同搅拌温度下原油乳状液的乳化含水率(70%)

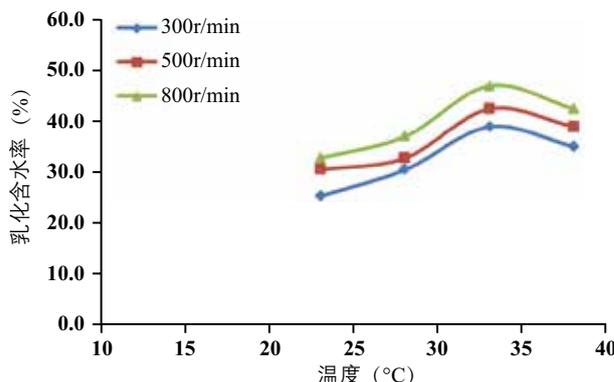


图6 某井原油不同搅拌温度下原油乳状液的乳化含水率(90%)

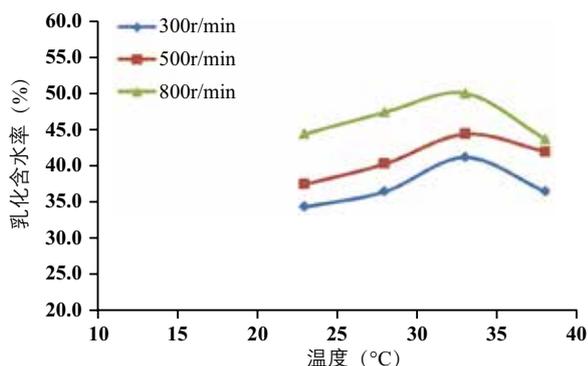


图5 某井原油不同搅拌温度下原油乳状液的乳化含水率(80%)

### 1.1.3 流动条件下原油稳定含水率与油水混合液综合含水率关系

混合液中综合含水率增加时,水相体积分数增大,此时将水相破碎成微小水滴时需要耗费的能量增加,需要输入的搅拌功增多,因此相同搅拌强度下,水相破碎形成的小水滴数量减小。从另一个角度来看,水相体积分数增大时,混合液中分散形成的相同直径的水滴数量较多,水滴之间发生絮凝凝聚的几率随之增加,这一导致在综合含水率增加时,油

水混合液中难以形成稳定存在的乳化水(见表4)。

### 1.2 流动条件下原油含水率与剪切作用、温度和综合含水率的相互关系

根据流动条件下原油稳定含水率与平均剪切速率、温度以及混合液综合含水率之间的单调变化规律直接使用幂函数形式拟合,得到流动条件下原油稳定含水率与乳化过程平均剪切速率、温度以及混合液综合含水率之间相关式。高含水期混合液剪切条件对原油稳定含水率的影响最大,其次为温度的影响,含水率的影响最小。由于流动条件下原油乳化含水率与剪切作用呈对数关系,随温度升高先增大后减小,考虑用多项式表示其变化规律,与综合含水率呈指数含数关系。

### 1.3 原油乳化特性研究规律

针对某典型油井的油样,采用搅拌槽进行原油-水两相体系的乳化实验,研究了水相比例、温度及剪切强度对流动条件下乳化含水率的影响,得如下规律:

(1) 随着转速的增高,乳化含水率不断升高,呈对数关系。

(2) 在实验温度范围内,在凝点以上随着温度的升高,乳化含水率不断下降;但在凝点以下,随着温度的升高,乳化含水率反而不断增大,可用多项式描述这一变化关系。

表3 某典型油井原油流动条件下原油稳定含水率与温度之间关系

转速	混合液含水率	相关式	相对偏差(%)
300	0.7	$\Phi = -0.0228 T^2 + 1.3097 T + 46.919$	0.41
300	0.8	$\Phi = -0.0675 T^2 + 4.3359 T - 30.187$	3.15
300	0.9	$\Phi = -0.0902 T^2 + 6.242 T - 70.708$	4.64
500	0.7	$\Phi = -0.0093 T^2 + 0.649 T + 55.608$	0.37
500	0.8	$\Phi = -0.0521 T^2 + 3.5352 T - 16.623$	1.92
500	0.9	$\Phi = -0.0576 T^2 + 4.2069 T - 36.253$	5.51
800	0.7	$\Phi = -0.0072 T^2 + 0.4909 T + 58.896$	0.32
800	0.8	$\Phi = -0.00926 T^2 + 5.6555 T - 37.07$	1.84
800	0.9	$\Phi = -0.0868 T^2 + 6.0623 T - 61.198$	4.93

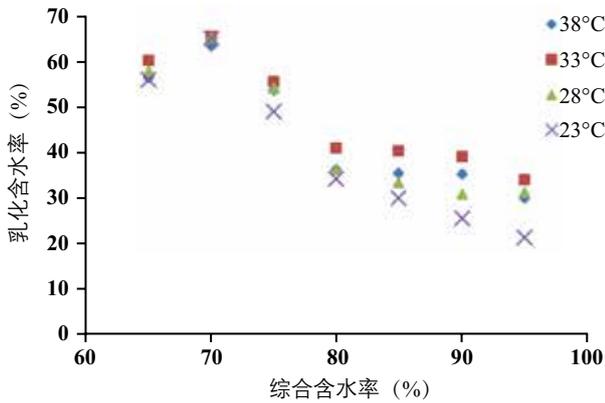


图7 300r/min时某井原油乳状液稳定含水与综合含水率之间关系

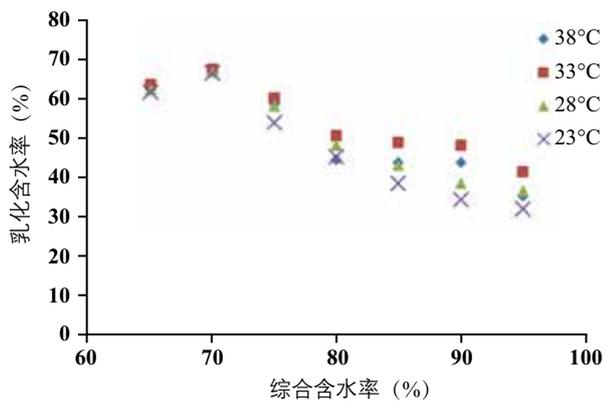


图8 500r/min时某井原油乳状液稳定含水与综合含水率之间关系

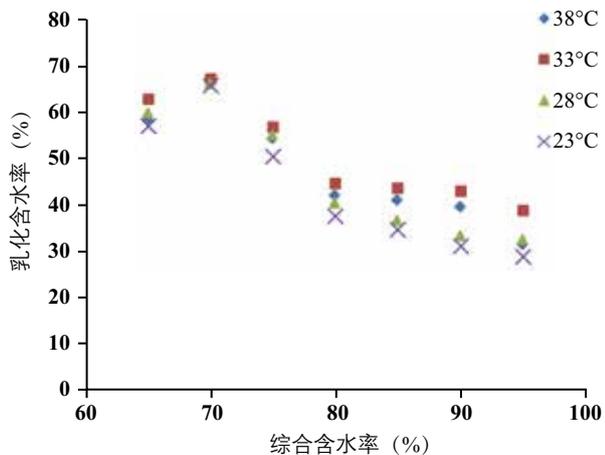


图9 800r/min时某井原油乳状液稳定含水与综合含水率之间关系

(3) 对于水相部分乳化的情况, 流动条件下的乳化含水率综合含水率的增大而不断减小, 呈指数关系。

## 2 原油乳状液流变性研究分析特点

### 2.1 实验分析方法及研究规律

#### 2.1.1 实验方法

将配制好的不同含水率的原油乳状液, 装入事先预热到

表4 某典型油井原油流动条件下原油稳定含水率与综合含水率间指数关系

转速	温度	相关式	相对偏差 (%)
300	38	$\Phi=450.2 e^{-0.029\eta}$	11.66
300	33	$\Phi=367.14 e^{-0.026\eta}$	10.36
300	28	$\Phi=823.83 e^{-0.037\eta}$	9.10
300	23	$\Phi=1541.4 e^{-0.046\eta}$	7.90
500	38	$\Phi=393.44 e^{-0.026\eta}$	8.37
500	33	$\Phi=304.9 e^{-0.022\eta}$	7.52
500	28	$\Phi=689.91 e^{-0.034\eta}$	6.38
500	23	$\Phi=853.31 e^{-0.038\eta}$	9.36
800	38	$\Phi=299.59 e^{-0.022\eta}$	8.57
800	33	$\Phi=224.77 e^{-0.018\eta}$	6.08
800	28	$\Phi=490.52 e^{-0.029\eta}$	2.98
800	23	$\Phi=730.67 e^{-0.035\eta}$	3.75

热处理温度的流变仪中, 以0.5°C/min的降温速率降至测试温度, 恒温30min, 测试其流变性质。测试温度范围: -3°C~2°C (以凝点为基准零度) 每隔1°C测一个点; 保证流变性测试油样与显微观察油样的同一性。

(1) 原油预处理: 为保证实验数据的重复性与可比性, 首先需要对实验油样进行预处理, 以消除原油对热历史和剪切历史的“记忆”效应。

(2) 原油凝点测试: 执行中华人民共和国石油天然气行业标准SY/T 0541-2009《原油凝点测定法》。

(3) 原油粘度测试: 执行中华人民共和国石油天然气行业标准SY/T 0520-2008《原油粘度测定—旋转粘度计平衡法》。

(4) 原油粘温曲线的确定: 执行中华人民共和国石油天然气行业标准SY/T 7549-2000《原油粘温曲线的确定—旋转粘度计法》。

#### 2.1.2 实验要求

为建立原油乳状液微观结构与宏观流变性之间的关系, 用于显微观察的油样需与流变性测试油样保持同一性, 两方面实验需要同时进行, 因此, 需要制备稳定性较好的原油乳状液。

(1) 制备温度。在考虑制备温度时, 除了要考虑温度对乳状液稳定的影响之外, 还要考虑实验的可操作性, 即热处理温度对原油凝点存在着一定的影响。乳状液制备温度设定为凝点以上5°C。

(2) 搅拌转速。以实验室制备的原油乳状液粘度与现场油样粘度相当为原则。最终选定1000r/min为制备乳状液搅拌转速。

(3) 搅拌时间。随着搅拌时间的延长, 乳状液的颗粒

粒径逐渐减小,分布趋于均匀,但是在搅拌一段时间以后,乳状液体系达到相对稳定之后,再延长搅拌时间,体系的粘度变化不大。最终选取10min为制备乳状液搅拌时间。

(4)加水方式。实验中采用一次性加水的方式制备乳状液。

### 2.1.3 实验分析特点及规律

针对第二部所举例实验图表及数据仅是本文筛选了某典型油井的数据,本文借助的科研课题研究过程中进行了大量油品取样实验分析,研究分析了油品所取小样脱水前后流变性,及油品区块70%~90%含水率下的流变性变化规律。测定了油品小样脱水前后的粘温曲线,在同一条件下,脱水前的粘度较大。其所取油样凝点附近、 $10^{-1}$ 下,粘度在 $500\text{mPa}\cdot\text{s}$ ~ $50000\text{mPa}\cdot\text{s}$ 范围内,大多数油样粘度在 $10000\text{mPa}\cdot\text{s}$ 内。测量其0%~90%含水率内的粘温曲线,发现在反相点前,随着乳化含水率的增大粘度逐渐增大;在反相点后,随着乳化含水率的增大粘度逐渐减少。测试的某采油厂油样0%~40%含水率的凝点,随着含水率的升高,凝点逐渐上升。

水作为分散相分散在油相之中成为油包水乳状液,是一种不稳定分散体系。其分散相含量越高,粒径越小,所具有的表面能越高,体系越发不稳定,因此会具有向能量降低方向发展的趋势,自发进行能量耗散。能量耗散在微观上表现为液滴之间的聚并,相界面面积的减小,在宏观上则表现为整个体系的含水率高,粘度大。

## 2.2 原油乳状液微观结构分布及规律

### 2.2.1 原油乳状液微观结构分布

筛选的某典型油井70%,80%,90%含水率的原油乳状液制备温度为 $38^{\circ}\text{C}$ (凝点 $+5^{\circ}\text{C}$ ),制备转速为300r/min,500r/min,800r/min,乳状液微观图像如下图10~图12。

### 2.2.2 原油乳状液粒径分布

图像处理中,选取不同含水率、三个不同转速的图像进行分析,取其参数的平均值,微观粒径分布及统计分析结果见图13~图15。

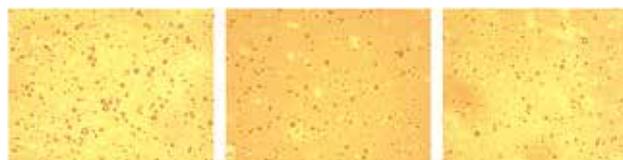
### 2.2.3 微观结构分布特点及规律

通过以上原油乳状液实验和微观结构的分析,所得到的规律如下:

(1)含水率增加,微观液滴颗粒个数增加,平均颗粒面积增加,颗粒间距离减小,颗粒间作用力增强。

(2)搅拌转速增加,原油乳状液体系颗粒分布趋于均匀化。随着搅拌转速的增大,微观液滴颗粒个数增加,平均颗粒面积减小,颗粒间距离减小,颗粒间作用力增强。

(3)搅拌时间延长,原油乳状液体系微观液滴颗粒个数增加,平均颗粒面积减小,颗粒间距离减小,颗粒间作用力增强。但是搅拌时间的延长,造成结构强度的增加不是无限的,当搅拌达到一定程度,体系趋于均匀稳定,体系的结构



(a) 综合含水率70% (b) 综合含水率80% (c) 综合含水率90%

图10 某油井不同含水率混合原油乳状液显微图像(300r/min)



(a) 综合含水率70% (b) 综合含水率80% (c) 综合含水率90%

图11 某油井不同含水率混合原油乳状液显微图像(500r/min)



(a) 综合含水率70% (b) 综合含水率80% (c) 综合含水率90%

图12 某油井不同含水率混合原油乳状液显微图像(800r/min)

强度无明显变化。

(4)乳状液微观结构变化对体系的凝点产生影响。在降温测试凝点的过程中,原油乳状液要流动不仅仅要克服蜡晶颗粒析出形成的结构强度,同时也要克服液滴与液滴间的相互作用力。含水率增加或者搅拌强度的增加,都会导致液滴间范德华力的增加,从而表现出体系的凝点升高。

(5)乳状液微观结构变化对体系的粘度产生影响。含水率增大,搅拌强度增强,原油乳状液的内相体积浓度增大,液滴间距离减小,形成絮凝体,其中会包裹一部分油相液体,宏观表现出表观粘度增大。而这种絮凝体对剪切作用十分敏感,剪切率增加,絮凝体尺寸减小,并且释放包裹在其中的油相液体,有效的内相浓度下降,表现出表观粘度下降,剪切稀释性增强。

## 3 小结

本文对原油乳状特性及影响因素进行了分析,通过实验分析方法和微观结构分析两方面分别得出规律,最终借助科研课题的研究本文得出如下结论:

(1)通过流动条件下原油乳化含水率的影响因素研究分析,得出了原油稳定含水率与乳化过程中平均剪切速率之间呈对数关系、原油稳定含水率与温度之间呈多项式关系、原油稳定含水率与综合含水率呈指数关系的结论。稳定含水率随剪切速率的增加其增长幅度减小,随温度的升高而降

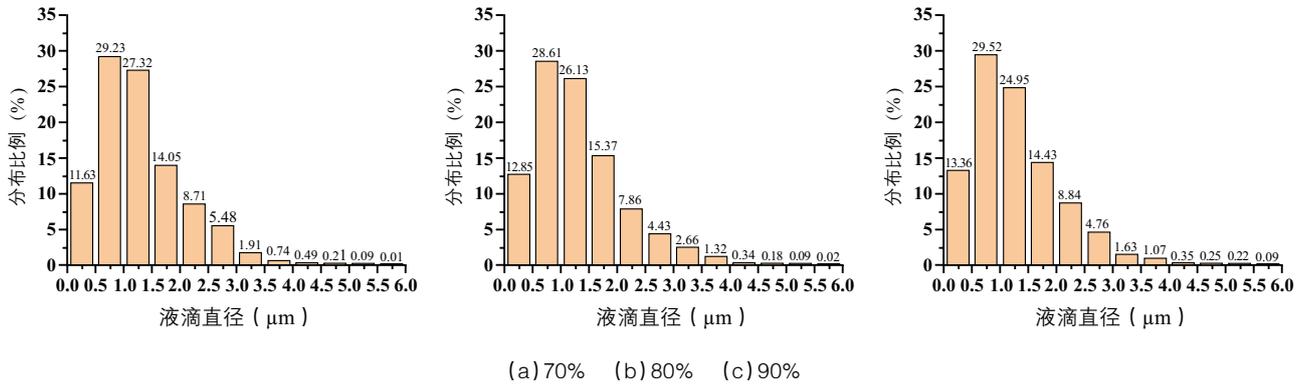


图13 某典型油井油乳状液微观颗粒粒径分布 (300r/min)

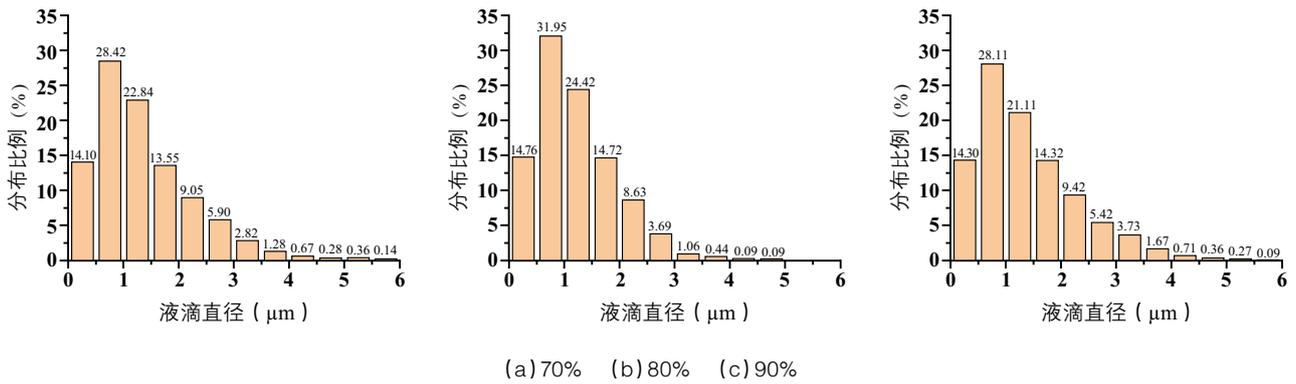


图14 某典型油井油乳状液微观颗粒粒径分布 (500r/min)

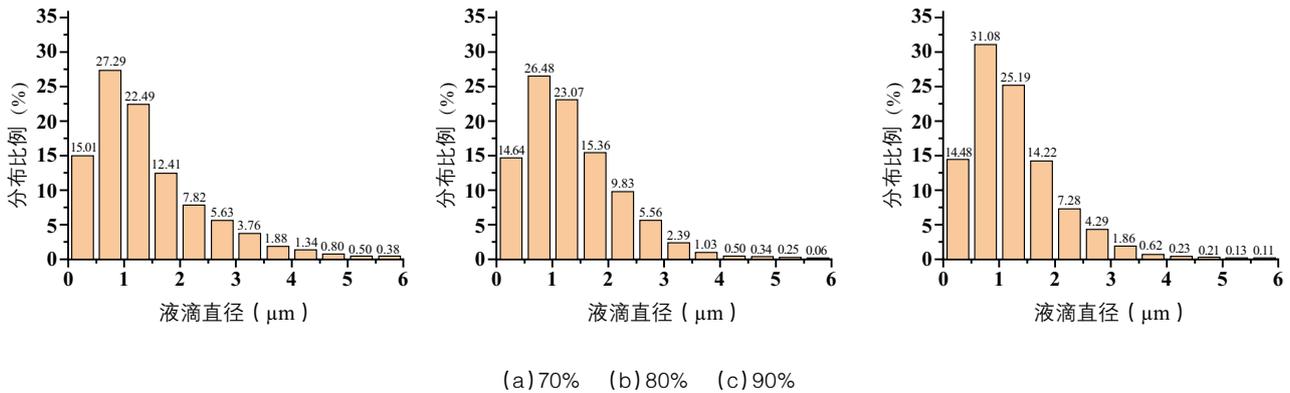


图15 某典型油井油乳状液微观颗粒粒径分布 (800r/min)

低, 随综合含水率的升高而减小。

(2) 通过不同条件下的乳状液微观特性研究分析, 得出了含水率增加, 微观液滴颗粒个数增加, 平均颗粒面积增加, 颗粒间距离减小, 颗粒间作用力增强。搅拌转速增加, 原油乳状液体系颗粒分布趋于均匀化。随着搅拌转速的增大, 微观液滴颗粒个数增加, 平均颗粒面积减小, 颗粒间距离减小, 颗粒间作用力增强。

(3) 乳状液微观结构变化对体系的粘度产生影响。乳

化含水率增大, 搅拌强度增强, 原油乳状液的内相体积浓度增大, 液滴间距离减小, 形成絮凝体, 其中会包裹一部分油相液体, 宏观表现出表观粘度增大。而这种絮凝体对剪切作用十分敏感, 剪切率增加, 絮凝体尺寸减小, 并且释放包裹在其中的油相液体, 有效的内相浓度下降, 表现出表观粘度下降, 剪切稀释性增强。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司华北分公司

(责任编辑 王波)



荷载设计是建筑结构设计中极其重要的一个部分,直接关系到工程的造价和人员生命、财产安全。在中东、北非地区,美国规范是被业主最广泛要求和最普遍接受的规范体系。美国规范体系经过十多年的过渡,荷载设计大多引自美国土木工程师学会(American Society of Civil Engineers)编写的(构)筑物最小设计荷载规范ASCE/SEI7-10。与ASCE 7-05相比,风荷载部分有了较大程度的修改。本分对美标风荷载设计要点及应用进行分析,旨在系统、完整地梳理美国标准体系中的荷载标准,提高设计人员对荷载设计规范的认识和应用水平,更好地满足国际市场的需求。

# 美标风荷载设计要点及应用

■ 魏颖 孙录强

## 1 美标规范体系简介

### 1.1 美国荷载规范发展概况

美国荷载规范的发展表现出一种在各学会技术支持下的地方规范走向统一的全国性规范的历程,从1927年应用于美国西部各州的UBC出版,到应用于东部各州的NBC,中南部各州的SBC,直至2000年IBC2000规范正式发布实施,取代了UBC、SBC和NBC等规范,从而使美国的新建建筑规范达到了统一。IBC每3年修订一次,是一个建筑规范的总门户,在荷载设计方面,IBC大多引用了ASCE7的条文。

### 1.2 ASCE7标准简介

ASCE(The American Society of Civil Engineers,美国土木工程师学会),成立于1852年,至今已有160多年的悠久历

史,是历史最久的国家专业工程师学会;是全球土木工程领域的领导者,也是全球最大的土木工程出版机构。其出版发行的ASCE7(Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures《建筑与其它结构最小设计荷载标准》),一般作为其他规范的参考对象。

ASCE7-10作为一本荷载标准,是一个针对各种结构形式的总规范,2010年1月1日起正式开始实施,ASCE 7-10对先前的ASCE7-05各章节都有了一定的修改,但修改最大的还是有关风荷载部分。

## 2 ASCE 7-05、ASCE 7-10风荷载设计的异同

与ASCE7-05相比,ASCE7-10风荷载由原来的只有1个章节改为ASCE7-10的26-31共6个章节,取消了风荷载的重

要性类别和重要性系数,取而代之的是根据建(构)筑物的风灾害类别确定不同的风速重现期。重现期由原来的50年一遇改为按不同的风灾害类别采用300年、700年、1700年不同的重现期,风荷载分项系数也从1.6减小到1.0。

### 2.1 章节划分

与ASCE7-05相比,ASCE7-10对风荷载的设计规定进行了全面改写:

将风荷载的设计规定从原规范(ASCE7-05)的一个章节扩充为ASCE 7-10规范的六个章节(第26章~第31章);其中:

第26章:提供了基本的风荷载设计参数,适用于27章~31章中规定的各种风荷载设计方法。

第27章:适用于结构主体的风荷载计算,分为两个部分,第一部分为各种高度的封闭、部分封闭、开敞建筑主结构的直接法(directional procedure)。这种方法的前身是ASCE 7-05中方法2的“各种高度建筑物”。第二部分为基于直接法(directional procedure)的简化方法,适用于高度低于48.8m的建筑物。

第28章:适用于结构主体的风荷载计算,分为两个部分,第一部分为用于封闭、部分封闭的低层建筑的包络法(envelop procedure)。本方法的前身是ASCE7-05中方法2的“低层建筑”。第二部分为包络法的简化算法,结合了ASCE 7-05方法1中具有简单横隔墙,高度小于18.3m的封闭建筑物的主要抗风体系的设计方法。

第29章:其他结构和建筑附属结构:用于确定非建筑结构(如标牌、屋面结构和塔)的风荷载。

第30章:构件及围护结构:本章用于确定构件及围护结构的风荷载。根据不同高度的建筑物提供了相应的分析方法和简化方法。

第31章:风洞试验。

### 2.2 基本风速

ASCE7-10确定基本风速大小的4要素中的其他3个都没有变化,还是高度10m处、地面粗糙度类别C类的3s阵风风速,唯一的变化也是最重要的变化是50年的超越概率及其不同的重现期。

原ASCE7-05中,同一地区不区分建(构)筑物的重要性类别,采用统一的基本风速值,在计算风荷时再根据不同建(构)筑物的不同风灾重要性等级乘以不同的风灾重要性系数。而ASCE7-10最大变化是取消了风荷载重要性等级和重要性系数,将建(构)筑物依据其遭受风灾时的损失大小划分为4个风灾害类别,根据每个建(构)筑物的风灾害类别,采用不同的基本风速重现期,从而计算出不同的基本风压。风灾害为I类的次要建(构)筑物基本风速重现期采用300年,一般的II类建(构)筑物为700年,而重要的III、IV类建(构)筑物采用1700年。根据不同地区不同重现

期的风速图,依据风灾害类别直接从图中查出相关风速,代入公式计算即可,不需再乘重要性系数(见表1)。

表1

风险级别	基本风速50年的超越概率	基本风速的重现期(MRI)	年超越概率
I	15%	300	0.00333
II	7%	700	0.00143
III	3%	1700	0.000588
IV	3%	1700	0.000588

### 2.3 组合系数

ASCE7-05承载能力极限状态各不同组合中风载的分项系数为1.6。ASCE7-10承载能力极限状态各不同组合中风载的分项系数为1.0。

对于正常使用极限状态下风荷载的计算及其荷载组合,在原ASCE7-05中没有明确的规定,但基本风速采用的是与承载能力极限状态一样的值,不同的是两种极限状态采用不同的风载分项系数。而ASCE7-10附录C(Appendix C Serviceability Considerations)给出了正常使用极限状态时的基本风速分布图。与承载能力极限状态相同的是,根据不同重现期选择不同的基本风速分布图,不同的是,重现期不是按建(构)筑物的风险级别确定的,而是由设计工程师和用户按经验和使用要求来确定的,同一风险级别的建(构)筑物可采用不同的基本风速。正常使用极限状态基本风速的重现期远低于承载能力状态基本风速的重现期,分为10年、25年、50年、100年。

### 2.4 不同重现期风速的换算

中国、美国、欧盟标准中基本风速的重现期(见表2)。

表2

国家	标准及相关条款	重现期(年)
中国	GB 50009-2012 2.1.22	50
美国	ASCE 7-10 26.5	300, 700, 1700
欧盟	BS EN 1991-1-4 1.6.1	50

中国规范则GB 50009-2012是给出了各地重现期为10年、100年的风压值,其他重现期R的最大风速 $X_R$ 按下式确定

$$X_R = X_{10} + (X_{100} - X_{10}) (\ln R / \ln 10 - 1) \quad (E.3.4)$$

ASCE 7-10基于建筑物抵御自然灾害的风险,将建、构筑物分成4个风险类别。对于不同的风险类别,采用不同的基本风速重现期,I类次要建筑基本风速重现期为300年,II类一般建、构筑物为700年,III、IV类重要建、构筑物为1700年。而在美标UBC97,ASCE 7-05及以前版本中规定的基本风速重现期为50年。

对不同重现期的风速换算, ASCE 7-10附录26给出了换算公式, Peterka-Shahid (1998)公式

$$VT/V50 = [0.36 + 0.11 \ln(12T)] \quad (C26.5-2)$$

式中: VT为重现期为T年的风速, V50为重现期为50年的风速; T为重现期。

欧盟风荷载标准规定了转换系数公式, 该转换系数是以超越概率为 $K=0.02$  (即重现期50年) 的风速为基准,  $p$ 为超越概率。其中 $n=0.5$

$$C_{\text{prob}} = \left( \frac{1-K \cdot \ln(-\ln(1-p))}{1-K \cdot \ln(-\ln(0.98))} \right)^n \quad (4.2)$$

### 3 GB50011、ASCE7-10荷载设计的异同

#### 3.1 基本风速的异同

(1) 平均时距。平均时距是指观测和统计风速资料时所规定的时间间隔。这是导致中国和美国规范基本风速不同的主要原因。中国规范中平均时距采用的是10min, 美国规范中平均时距为3s。所以在同一地点, 依据美国规范测得的风速要比使用中国规范测得的风速要大得多。

(2) 基本风速。中国规范定义的基本风速为: “根据当地气象台站历年来的最大风速记录, 按基本风压的标准要求, 将不同风速仪高度和时次时距的年最大风速, 统一换算为离地10m高, 空旷平坦地形 (即地面粗糙度为B), 自记10min平均年最大风速 (m/s)。根据以上风速数据, 经统计分析确定重现期为50年的最大风速, 作为基本风速 $v_0$ ”。

美国规范定义的基本风速为: 距地10m高, 地面粗糙度为C类 (相当中国B类) 的3s阵风风速 $v$ 。同一地区, 不同超越概率取不同风速。

基本风速定义中涉及到离地高度、地面粗糙度、平均时距、重现期等因素。中美规范基本风速定义中离地高度和地面粗糙度相同, 而平均时距和重现期不同。

(3) 基本风压。由基本风速和空气密度按贝努力公式确定的风压。中国规范按下式计算:

$$w_0 = \frac{1}{2} \rho v_0^2 \quad (1)$$

确定基本风压。式中:  $\rho$ —空气密度带入公式(1)得到下式,

$$w_0 = 0.625 v_0^2 \quad (\text{N/m}^2) \quad (2)$$

美国规范基本风压:

$$w_0' = 0.613 v^2 \quad (3)$$

中国和美国规范中荷载计算的差异不在风速和风压转换关系上, 而在于风速的定义和取值上。

#### 3.2 基本风速的比较与转换

##### 3.2.1 基本风速的转换

首先, 对不同时距基本风速按美国规范换算。将平均时距由10min换算为3s时距, 按ASCE7-10第26章图C26.5-1

查得:  $v_3/v_{3600}=1.525$ , 则:  $v_{3600}=v_3/1.525$ , 即将时距3s的风速 $v$ 换算成1h时距的风速 $v_{3600}$ 。其次, 由10min时距查得 $v_{600}/v_{3600}=1.07$ , 从而 $v_{600}=1.07 \times v_{3600}=0.70 \times v_3$ 。即同一地点实测风速资料, 重现期均为50年的情况下, 按10min定义的基本风速为按3s定义的获得的基本风速的70%。

再对不同重现期进行换算。按美国规范公式C26.5-2:

$$v_{700}/v_3 = [0.36 + 0.11 \ln(12T)] \quad (4)$$

式中: T—重现期, a。

这样就可以把重现期为50年的3s基本风速换算为美国规范规定的重现期为700年的3s基本风速。

##### 3.2.2 风荷载参数对比

###### (1) 地面粗糙度

中国规范中, 地面粗糙度可分为A、B、C、D四类: 基本风速定义中选用的地面粗糙度为B类。美国规范中, 地面粗糙度可分为B、C、D三类, 根据地面粗糙度又确定了B、C、D三类暴露类别见表3。

表3 中美规范中地面粗糙度对比

规范	地面粗糙度类别			
GB 50009-2012	A	B	C	D
ASCE 7-10	D	C	B	B

尽管两国规范地面粗糙度的分类有所不同, 但气象台一般均设在开阔平坦地区, 均取此类地形作为基本风速的基准, 因而, 中美规范地面粗糙度的条件是基本相同的。

###### (2) 风振系数 $\beta_z$ 和阵风影响系数G

风力中除了平均风以外, 还有脉动分量。由于它是随机荷载, 因而将引起结构的随机振动, 其理论基础是随机振动理论。

中国规范的风振系数 $\beta_z$ 是考虑结构在风荷载的作用下, 随时间、空间变异性、结构阻尼和周期等因素, 来计算脉动风作用下, 结构动力影响的综合系数。

中国规范规定, 高度大于30m且高宽比大于1.5的房屋和基本自振周期 $T_1$ 大于0.25s的各种高耸结构以及大跨度屋盖结构, 均应考虑风压脉动对结构发生顺风向风振的影响。对于30m以下且高宽比小于1.5的房屋建筑, 可以不考虑脉动风压影响, 此时风振系数取 $\beta_z=1.0$ 。对于低矮、刚度比较大的结构, 脉动风压引起的结构振动效应比较小, 一般不需要考虑脉动风振作用, 而仅考虑平均风压作用。但是为了考虑脉动风压的影响, 还是引入一个与风振系数不同的参数: 阵风系数。阵风系数考虑的是脉动风压的瞬间增大系数, 即脉动风压的变异效应。

对于外形、重量沿高度无变化的等截面结构, 由于频谱比较稀疏, 第一振型为主导振型, 可仅考虑第一振型影响, 沿高度 $z$ 处的风振系数为:

$$\beta_z = 1 + \frac{\xi v \varphi_z}{\mu_z}$$

美国规范风荷载表达方式采用的也是这种表达方式,其阵风影响系数G也是考虑风动力效应的综合系数。美国规范阵风影响系数由26.9节,对刚性结构采用简化方法或完整方法,对柔性结构采用完整方法。

1) 对刚性结构阵风影响系数G可直接取0.85,也可按下式完整方法计算:

$$G = 0.925 \left[ \left( 1 + 1.7g_Q I_z Q \right) / \left( 1 + 1.7g_v I_z \right) \right] \quad (8)$$

$$I_z = c(33/\bar{Z})^{1/6} \quad (9)$$

2) 对柔性结构:

$$G = 0.925 \{ [1 + 1.7I_z (g_Q^2 Q^2 + g_R^2 R^2)^{1/2}] / (1 + 1.7g_v I_z) \} \quad (10)$$

在计算风振系数的过程中结构空间和时间发挥了重要作用。结构尺度越大,阵风的冲击影响因其在空间上的总体作用减小,风振系数应越小。时距越长,阵风的影响在平均风压中的反应越小,动力放大系数就应越大。因此美国规范的阵风影响系数小于中国规范的风振系数。另外,中国规范未考虑建筑物宽度的影响,而美国规范考虑了宽度的影响。

(3) 体型系数 $\mu_s$ 和外压系数 $C_p$

中国规范风载体型系数 $\mu_s$ 是风在建筑物表面引起的实际压力与基本风压的比值;美国规范与之对应的是压力系数 $C_p$ 。

从体型系数与压力系数的比较也可看出,两国规范的风载体型系数与压力系数大致基本相同,最大的不同主要体现在以下几个方面:

1) 美国规范压力系数与建筑物的外形比例相关,并随设计时考虑的风向变化。

2) 美国规范各受风面(包括屋面和侧墙)细分为若干风压区,不同分区采用不同的压力系数。这样更接近于实际情况,对于构件和围护结构尤其如此。

3) 美国规范考虑了建筑物内部风压,引入了内部压力系数,对于有孔洞、门窗和开敞式建筑物产生的内部风压,作了详细的分析和规定。中国规范仅在验算围护构件及强度时,出于安全考虑,参照国外规范,规定了 $\pm 0.2$ 的内表面局部风压体型系数。

以方正体建筑为例,中国规范迎风墙体型系数 $\mu_s$ 为0.8,背风墙 $\mu_s$ 为-0.5。由美国规范表27.4-1 外压系数 $C_p$ 见表4。

表4

位置	长/宽 (L/B)	$C_p$
迎风墙		0.8
被风墙	0-1	-0.5
	2	-0.3
	$\geq 4$	-0.2
侧墙		-0.7

(4) 高度变化系数 $\mu_z$ 和风速暴露系数 $k_z, k_h$

风压高度变化系数反映风压随不同场地、地貌和高度变化规律的系数。以规定离地面高度的风压为依据,为不同高度风压与规定离地面高度风压的比值。

中国规范8.2.1条文说明,对B类 $\mu_z=1.000(z/10)^{0.30}$ , $z < 10m$ 时取 $z=10m$ 。

风速暴露系数 $k_z$ 或 $k_h$ 见美国规范表27.3-1或按下式计算:

$$\text{对于 } 4.5m \leq z \leq z_g \text{ 时} \quad k_z = 2.01 (z/z_g)^{2/\alpha};$$

$$\text{对于 } z \leq 4.5m \text{ 时,} \quad k_z = 2.01 (4.5/z_g)^{2/\alpha}$$

其中 $\alpha$ 和 $z_g$ 由表26.9-1给出。

(5) 其他规定

美国规范最小风荷载取值为:

1. 封闭或部分封闭建筑物: 主要抗风体系的风荷载不应小于 $0.77kN/m^2$ 乘以墙面面积,  $0.38kN/m^2$ 乘以屋面垂直于风向的投影面面积。墙体和屋面荷载同时施加。

2. 开敞结构施加的风荷载不应小于 $0.77kN/m^2$ 乘以墙面面积。

分项系数为1.0, 主要抗风体系风向系数取0.85;

中国规范最小风荷载取值为 $0.3kN/m^2$ , 分项系数为1.4。

中国规范中, 建筑物同一个面上的不同部位的荷载分布相同, 美国规范边缘部位比中部大, 建筑物越长, 背风面中部荷载越小。就风荷载沿高度分布而言, 建筑物下部美国规范算得的风荷载比中国规范算得的风荷载大, 建筑物上部美国规范算得的风荷载与中国规范算得的风荷载基本相同。

## 4 设计中需注意的问题

### 4.1 直接法与包络法的区别

ASCE7-10将风荷载的设计方法分为直接法(Directional Procedure)和包络法(Envelope Procedure), 对每种计算方法又分别给出了简化法。其中直接法的前身是ASCE/SEI 7-05方法二中的“各种高度建筑物”的主要抗风体系的风载计算方法。基于直接法所给出的一个简化方法, 适用于高度低于48.8m的建筑物的风载计算。包络法的前身是ASCE7-05方法二中的“低层建筑”的主要抗风体系的风载计算方法。其简化方法来源于ASCE7-05方法一中的具有简单横隔墙、高度达18.3m建筑物主要抗风体系的计算方法。

规范使用了两种截然不同的方法来获得压力系数, 直接法中规范采用了更加传统的方法获得压力系数, 压力系数反映了作用于建筑物每一面上的实际荷载, 荷载为风向的函数, 即风垂直或平行于屋面。包络法中虚拟风载压力系数是由风洞试验确定的。在试验中让建筑模型连续旋转360度, 以使产生的主要结构作用(上拔力、水平剪力、弯矩等等)包含了所有可能风向中所能产生的结构作用的最大值。压力系数

$G_{Cpf}$ 反应了虚拟的受荷情况, 结构作用与风向无关。

#### 4.2 计算时需要注意的事项

直接法可操作性比包络法强, 对风荷载的分区少, 一般来说保守算法一个分区指定一个较大体形系数即可。对于需要按h来指定不同区域压力系数的结构, 简化为取最大值即可。

简化法(有隔墙)抵消了风荷载内压系数, 每个面的风压均可查表, 但需要注意的是:

◎ASCE7-10第27章墙面各暴露等级风压均给出, 但屋面按C类暴露等级给出风压值, 其他暴露类别通过风速高度变化系数 $\lambda$ 调整。

◎ASCE7-10第28章简化法的地面暴露度类别为B、高度为30英尺(9.1m)时的简化的风压 $p_{S30}$ , 其他高度及暴露类别需通过风速高度变化系数 $\lambda$ 调整。

◎直接查表得到的压力系数为组合后的值

查表得到的 $G_{Cp}$ 是组合值, 与非简化法相比需要除掉阵风系数 $G$ 。

以女儿墙为例, 表27.6-1查到的女儿墙的压力系数为2.25, 查表时取 $L/B=1.0$ ,  $h=hp$ ,  $hp$ 为女儿墙顶端的高度。女儿墙迎风面的净压力系数为+1.5, 女儿墙背风面的净压力系数为-1.0。因此考虑组合效应, 女儿墙迎风面的净压力系数为+2.5。规范表中给出的建筑物顶部的墙面水平压力 $P_h$ 的净压力系数为 $1.3G_f$ , 假设阵风影响系数下限为 $G_f=0.85$ , 故作用于女儿墙上压力与墙面压力的比值为 $2.5/(0.85 \times 1.3)=2.25$ 。

#### 4.3 荷载工况

对于直接法, 应计算4个工况的风荷载。

工况1: 设计风压作用于垂直于每个主轴的投影面积, 沿每个主轴分别考虑。

工况2: 75%的设计风压作用于垂直于每个主轴投影区, 并结合扭转力矩, 每个主轴分别考虑。

工况3: 按工况1中定义的风荷载的75%取值, 并考虑各轴同时作用。

工况4: 按工况2中定义的风荷载75%取值, 并考虑各轴同时作用。

当建筑物满足附录D1.1要求时( $h$ 小于或等于30英尺的一层建筑, 两层或更低的建筑采用轻型框架结构, 两层或更低的建筑采用柔性隔板设计。)可只考虑工况1和工况3。

#### 4.4 ASCE7-05与ASCE7-10荷载与组合的混合使用

设计中, 业主往往要求我们使用ASCE7-10来进行所有荷载的设计, 但提供的风速却是重现期50年的3s阵风风速, 如何将ASCE7-05风荷载应用到ASCE7-10的荷载组合中成为我们每个工程师都会面临的问题。

首先需要明确两个问题:

为什么ASCE7-10中风速重现期是300年、700年或

1700年?

为什么ASCE7-10将ASCE7-05中的风荷载分项系数1.6改为现在的1.0?

ASCE7-10风荷载看似有大幅度增加。但实质上300年、700年或1700年重现期的确定不是预先设定的, 而是按照同一地区、同一类建(构)筑物新旧规范计算出的风荷载相等的原则确定的, 也就是说ASCE7-10中的重现期是按照新旧规范风荷载相等的原则计算出来的。而做出这种改变的理由是风荷载应与地震作用一致, 地震作用分项系数ASCE7-05/10都为1.0, 所以风荷载分项系数也改为1.0。

了解到这种背景, 规范混用的问题迎刃而解, 第一种方法是根据建(构)筑物的风险类别确定应采用的重现期, 按照上文中介绍的不同重现期风速换算的方法, 将50年重现期的风速换算成ASCE7-10中的重现期风速, 按7-10中的组合系数进行风荷载的组合。第二种方法是其他所有荷载定义均按照ASCE7-10规定执行, 但是风速仍采用50年重现期风速, 考虑风荷重要性系数。风荷载的组合系数仍按1.6来执行。

#### 4.5 行业规范规程中风荷载的引用

美标体系繁杂, 但目前各个行业, 企业的标准中, 风荷载大都引自ACSE7, 有些是直接引用, 有些是在ACSE7基础上进行了简化处理。我们在应用时要特别留意这些规范规程引用的是哪个版本的风荷载, 避免发生设计错误。

#### 4.6 ASCE7风荷载展望

笔者对美标体系虽然研究不深, 但通过对ASCE7-05及ACSE7-10的风荷载的比较研究, 感受到风荷载的设计即将迎来更加彻底的改变, ASCE7-10对风洞试验的结果更加重视, 将包络法提炼出来作为风荷载的常规设计方法。随着计算机技术的更新, 风场仿真将有可能替代传统的直接法作为风荷载设计的主要手段, ASCE7-16中风荷载部分与ASCE7-10相差不大, 但之后的版本风荷载设计思路和手段将可能发生新的变化。

## 5 结论

风荷载是作用于建(构)筑物上的最主要荷载之一, 其取值大小关系到结构的安全和经济性。设计风荷载太小, 结构不安全, 设计风荷载太大, 结构不经济。实际上, 风荷载是随时随地都在变化的, 各个国家规范对风荷载的计算是各不相同的。从总体上来说, 美标风荷载设计比我国的风荷载更为详尽和复杂。本文简述了美国ASCE7-10最新的修改变化, 比较了GB50011与ASCE7-10的设计差异, 并将规范解读和实际设计中的相关问题归纳总结供各位设计同仁参考并欢迎提出批评指正。■

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

复合驱可通过高粘度驱替液增大波及体积来提高原油采收率。驱替液在配注过程中受到剪切,当剪切达到一定程度时会发生降解,导致驱替液粘度降低进而影响原油采收率。针对新疆油田七东一区复合驱试验站的转输阶段驱替液,进行管件流场模拟,分析转输液在各管件中流动时表观粘度的变化。根据模拟结果,建议尽可能减少配注系统管件尤其是变径管的数量,适当增加配注管径,降低配注流速,尽可能地保持驱替液粘度。

# 配注管件内驱替液表观粘度变化模拟研究

■ 李龙

目前我国很多油田已经进入开发中后期,石油开采难度越来越大,三次采油技术已经成为各大油田发展的重要方向。复合驱技术将碱、表面活性剂、聚合物三种化学剂配制在一个体系中,既利用它们原有的作用,又发挥化学剂间的协同效应,是一种具有较好发展前景的三次采油技术。根据复合驱技术提高采收率的原理,需要让驱替液的粘度保持在合理高位以提高在地层下的波及体积,驱替液具有一定粘度是因为其中的聚合物高分子链溶于水后舒展成长链,且进一步缠结形成较稳定的结构,但是当机械剪切达到一定强度时,聚合物高分子链及其缠结结构会变形甚至破坏,宏观上表现为粘度降低,因此有必要掌握驱替液在配注管件中流动时的表观粘度变化规律。

对于油田地面配注工艺中如何降低粘度损失,许多人进行了广泛研究。曾黎发现在配注过程中有较大粘损的节点为螺杆泵、静态混合器,在一泵多井注入流程中母液流量调节器也有很大粘损。王成胜等人发现高压注入泵机械剪切对聚合物粘度损失影响较大,粘损率超过50%,母液流量调节器前后压差越大,聚合物溶液粘损越大。秦笃国等人发现注入泵在有泄漏、泵效低等不良状态下运行时,粘损率高达85%。孔繁荣等人发现,在低浓度范围内,随着驱油剂浓度的降低,剪切历史对驱油剂粘度及粘损率的影响增大。刘良华、辛丽宏等人发现,弯头等管件的数量越多,粘损越大,管线长度越长、管径越小、注入压力越高、注入量越大的聚合物溶液输送管线对聚合物溶液的粘度影响就越大。总体来看,目前配注系统内粘度变化研究大多通过现场实验进行,只能在某些固定节点处设置取样器进行粘度测试与分析,不能掌握具体管件内的粘度变化情况,本文针

对新疆油田七东一区复合驱试验站配注系统管件进行流场数值模拟,研究管件内部驱替液的表观粘度变化规律。

## 1 数学模型及模拟参数

新疆油田七东一区复合驱试验站中,采用“单泵单井、两级浓度调配”的工艺流程,聚合物母液在聚驱站集中熟化后管输至复合驱试验站,在母液罐操作间同表面活性剂混合,形成聚合物浓度为3000mg/L、表面活性剂浓度为0.3%的转输液,在配注流程的末端与碱和表面活性剂的混合溶液进行复配,注入地下,转输阶段是复合驱配注系统的主体阶段,流经弯头、变径管、三通等管件,因此以二元转输液为研究对象进行模拟,转输液在流动时可被认为是符合幂律模型的非牛顿流体。

### 1.1 幂律流体本构方程

对非牛顿流体表观粘度 $\eta$ 而言,其剪切应力 $\bar{\tau}$ 可以描述为

$$\bar{\tau} = \eta(\bar{D})\bar{D} \quad (1)$$

其中表观粘度 $\eta$ 为变形率张量 $\bar{D}$ 的函数。在FLUENT内采用的非牛顿流体模型中, $\bar{D}$ 被定义为仅与剪切速率有关的函数:

$$\dot{\gamma} = \sqrt{\frac{1}{2}\bar{D}:\bar{D}} \quad (2)$$

由非牛顿幂律流体的本构方程:

$$\tau = k e^{\frac{T_0}{T}} \dot{\gamma}^n = (k e^{\frac{T_0}{T}} \dot{\gamma}^{n-1}) \dot{\gamma} \quad (3)$$

幂律流体表观粘度表达式为:

$$\eta = k e^{\frac{T_0}{T}} \dot{\gamma}^{n-1} \quad (4)$$

式中: $k$ 为稠度系数,Pa·s<sup>n</sup>, $n$ 流变指数,无量纲, $T_0$ 为参考温度,℃。

用MCR302流变仪对配注温度20℃下的二元转输液在

不同剪切率下进行粘度测定,对实验数据进行拟合,确定二元转输液的稠度系数 $k$ 为 $1.543\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ ,流变指数 $n$ 为 $0.28$ 。计算模型采用分离隐式求解器方案,计算模式选择稳态,微分方程的离散使用有限体积法;对流项采用二阶迎风格式离散,扩散项使用中心差分格式;速度压力耦合方程采用SIMPLE算法。考虑非牛顿流体近壁边界层处的流动特点,模拟时选择标准 $k$ - $\omega$ 模型,包含低雷诺数影响、可压缩性影响和剪切流扩散,适用于受到壁面限制的流动计算和自由剪切流计算,雷诺应力的涡粘性模型为

$$\tau_{ij} = 2\mu_t(S_{ij} - S_{mm}\delta_{ij}/3) - 2\rho k\delta_{ij}/3 \quad (5)$$

式中, $\mu_t$ 为涡粘性, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ;  $S_{ij}$ 为平均速度应变率张量,  $S_{mm}$ 为 $S_{ij}$ 的对角线项之和;  $\rho$ 为流体密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $k$ 为湍动能,  $\text{m}^2/\text{S}^2$ ;  $\delta_{ij}$ 为克罗内克算子。

## 2 模拟结果

### 2.1 不同管件中的表观粘度模拟

图1为不同直径弯头中的表观粘度云图,模拟速度均为

$0.85\text{m/s}$ ,压力均为 $0.6\text{MPa}$ 。如图所示,转输液在弯头入口处表观粘度较高,且越靠近轴线处表观粘度越大,这是因为越靠近轴线,剪切率随着速度梯度的变小而变小;而壁面处由于速度边界层的存在,剪切率大于轴心处,所以表观粘度较小。流经弯头时,轴心处高粘度区显著缩小,表观粘度数值明显降低且出现波动,这是因为转弯处速度发生突变,且由于离心力的作用,弯头靠近外壁位置的压强比内侧大,在压差和速度差的作用下,转弯处的流场不稳定,剪切率上升导致表观粘度的降低,流经弯头之后,流动渐渐趋于平稳,表观粘度有所恢复。模拟结果显示,转输液流经DN200mm弯头时的整体粘度略高于DN100mm弯头,在转弯处DN100mm弯头的粘度降低程度比DN200mm弯头剧烈,这说明转输液在小直径弯头内流动时受到的剪切比在大直径弯头中流动时要大,在转弯的时候差别尤其明显。

图2为不同直径三通中的表观粘度云图,三通模型左侧为入口面,右侧和上方为出口面,模拟速度均为 $0.85\text{m/s}$ ,

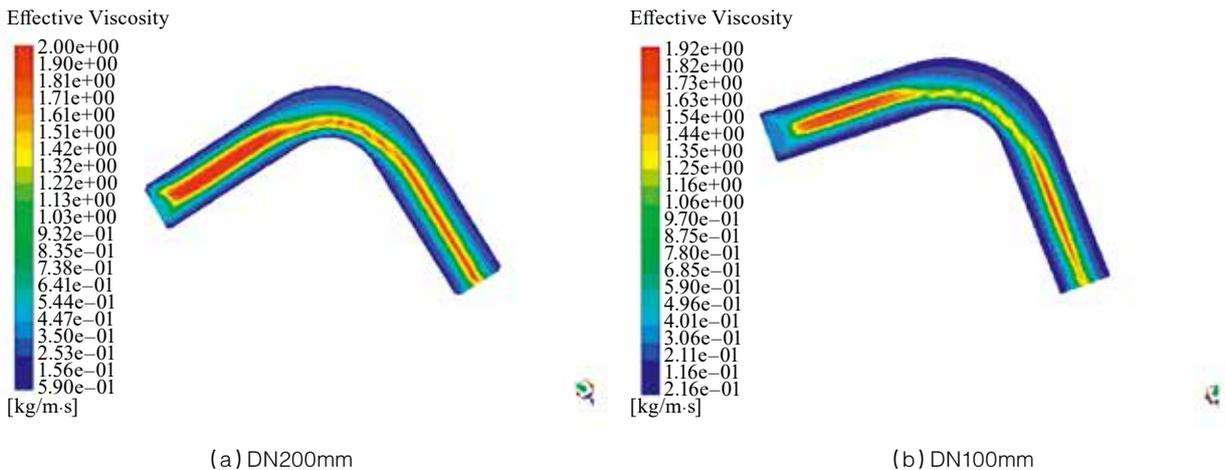


图1 不同直径弯头处表观粘度云图

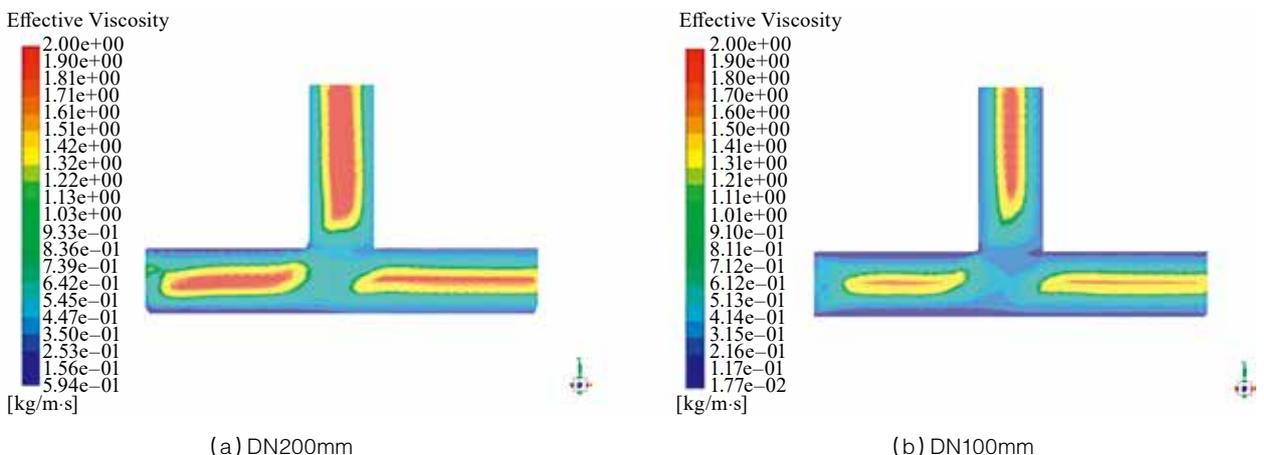


图2 不同直径三通处表观粘度云图

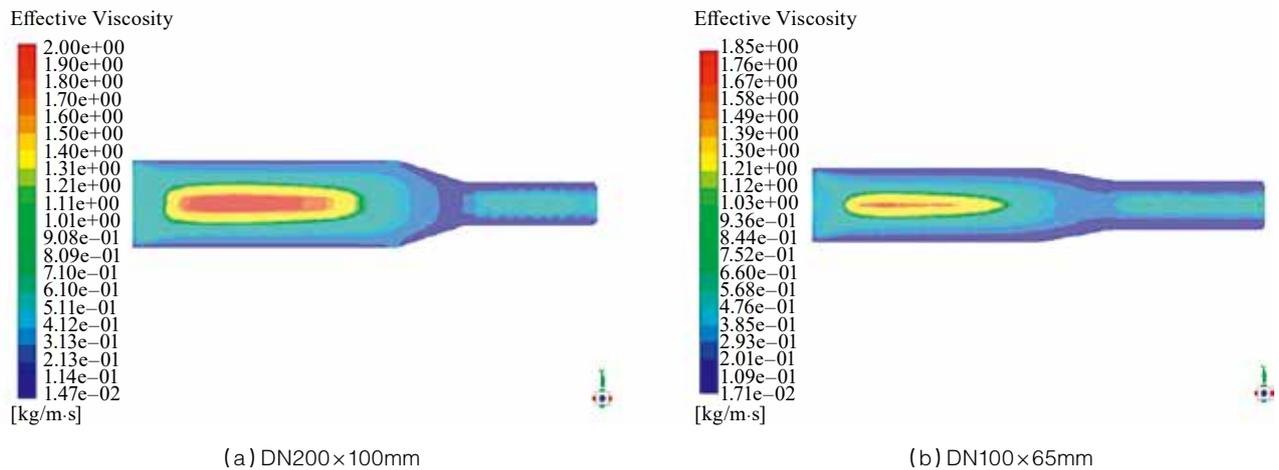


图3 不同直径变径管处表观粘度云图

压力均为0.6MPa。可以看到三通分流处的表观粘度大幅下降,粘度降低现象比弯头处更加明显,流过分流处后由于剪切率大幅降低,表观粘度基本恢复到原来的水平。模拟结果显示,小直径三通内的整体表观粘度以及轴心高粘度区的范围均小于大直径三通,流经DN100mm分流处时表观粘度的降低现象比流经DN200mm分流处时要更明显,小直径三通干管分流点处有明显的粘度梯度,且支管内表观粘度受影响的距离大于大直径三通。这说明,管径越小,流动时内部的剪切率就越大,表观粘度就越小,在分流处差别更加明显,分流处的剪切大于弯头处的剪切。

图3为不同直径变径管处的表观粘度云图,可以看出运输液在流经变径管前后,表观粘度大幅变化,粘度降低水平高于弯头和三通处,首先这是因为变径后速度发生突变,流动不稳定,剪切率大幅上升;其次,缩径处会出现强化剪切的涡流;最后,缩径后流动截面积缩小,速度梯度变大,造成的剪切更大,粘度的恢复程度显著弱于流过弯头和三通后。经比较可知,变径管直径越小,流动中的运输液整体表观粘度越低;变径幅度越大,缩径处的粘度降低越明显,产生的涡流越明显,对粘度的影响越大,因此变径处的剪切强于弯头和三通处。

## 2.2 相同管件中不同流速下的表观粘度模拟

DN100mm弯头内运输液以0.4m/s和1.3m/s速度流动下的表观粘度云图。弯头中以0.4m/s速度流动的运输液整体粘度高于以1.3m/s速度流动的运输液,且转弯处的表观粘度值分布呈现明显的波动,这是因为在转弯处流场不稳定,由于内外侧速度差和压差的存在产生较强的涡流,高速流动下表观粘度的降低现象更明显。分别为DN100mm三通内运输液以0.4m/s和1.3m/s速度流动下的表观粘度云图,不同流动速度下,运输液的粘度分布有较大不同,高速流动下运输液的整体粘度小于低速流动,以0.4m/s速度流动的运输液分流处和壁面处表观粘度分布梯度小于流速为1.3m/s的

情况,且图中显示高速流动下,支管内表观粘度受影响的范围更大。分别为DN100x65mm变径管内运输液以0.4m/s和1.3m/s速度流动下的表观粘度云图,图中显示,以0.4m/s速度流动的运输液表观粘度在变径前、变径时和变径后均高于以1.3m/s速度流动的运输液表观粘度,表观粘度在变径中心达到最低。

将图1、2、3中各模型在0.85m/s速度下的模拟结果共同分析可以发现,流动速度对表观粘度有较大影响。流动速度越大,管件中的剪切越严重,运输液的整体粘度就越低。同样管径的管件中,流速越大,近壁面处的粘度梯度越明显,这是因为运输液有较高粘度,在流动过程中有“挂壁”现象,流动速度越大,壁面处运输液的速度梯度就越大,剪切就越严重。同样由图中的模拟结果发现,相同条件下,变径处的剪切大于分流处,分流处的剪切大于弯头处。

## 3 结论

(1)用数值模拟的方法分析驱替液在不同管件内的表观粘度场变化情况,与现场试验相比,能更准确地掌握各管件内表观粘度的具体分布情况,认识驱替液在不同管件内流动时表观粘度的变化规律。

(2)相同条件下驱替液在弯头、三通和变径管中流动时受到的剪切依次增大,驱替液在小直径管件内流动时受到的剪切大于大直径管件,管件内驱替液流速越大,受到的剪切就越大,管件直径越小或配注流速越大,流动的不稳定性越强,越不利于粘度的保持。

(3)要尽可能减少配注系统中管件数量尤其是变径管数量,适当增大配注管件直径,降低配注流速,能够有效控制系统中的剪切程度,有利于驱替液粘度的保持。■

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)

管道局工程公司第四分公司深度参与中俄东线管道建设，被誉为“管道特种兵”，做出突出贡献，荣获全国五一劳动奖状。

## 砥砺奋进绘国脉

——记管道局工程公司第四分公司

■ 宁一 张强



中俄东线是我国东北通道首条输气管道，也是国内规模最大的天然气长输管道工程，被誉为中俄能源合作的标志性项目。作为我国长输管道建设的一支有生力量，中油工程成员企业管道局工程公司第四分公司深度参与项目建设，相继完成中俄东线试验段、过境段、黑河至长岭一标段、长岭至永清十标段等施工任务，为打通中俄两国能源通道，东北、京津冀地区天然气保供做出突出贡献，获得中华全国总工会授予的全国五一劳动奖状。

让我们走进管道局工程公司第四分公司，感受“管道特种兵”参与国家能源建设的担当与奉献。

### 旗帜飘扬 凝聚合力

漫天冰雪飞，满地“白银”生。走进中俄东线一标段施工现场，鲜艳的党旗随风飘扬，在一片雪白的世界里格外醒目。

面对工期紧、任务重的压力，管道建设者在零下40摄氏度的恶劣环境下坚守岗位，组对、焊接、防腐，每一个环节都一丝不苟，遇到连头和弯头等关键作业时，工人们一站就是一天。他们身姿挺拔、眼神坚毅，展示了良好的精神风

貌，却藏起了毛工鞋里早已冻僵的双脚。

站在“两个一百年”奋斗目标的历史交汇点上，四公司中俄东线党支部充分发挥党组织的政治优势，把党建工作融入生产经营，转变观念，统一思想，持续推进“样板党支部”建设，为全面完成多项工程建设提供了源动力。

在辽河盾构穿越现场，四公司盾构顶管分公司党总支与管道设计院穿越室党支部组成专家联合小组，就盾构施工原理、掘进地层、隧道精度测量、泥浆处理工艺、地表沉降控制等技术问题展开交流，研讨最佳施工方案；

在中俄东线（长岭-永清）十标段，项目党支部积极响应集团公司开展的提质增效专项行动，及时调整战略部署，紧紧围绕降低成本、提高工效广泛进行学习教育，组织党员带头开展修旧利废和科技降低成本等活动，使项目经济效益大大提高；

在中俄东线（安平-泰安）四标段，项目党支部授予CPPA068机组党员先锋队旗帜，号召项目全体党员树立“开工即会战”“一家人、一件事”“起步就是冲刺”的理念，全力助推项目建设。

多年的党建文化积累，让四公司全体党员坚定了奉献、树形象、亮招牌的理想信念，描绘了亮明身份、走在前列、干到实处的靓丽风景线，岗位因他们而闪光，事业因他们而精彩。

### 科技引领 铸造“国器”

作为中国境内乃至整个亚洲地区首条高纬度寒带、高钢级管材、1422毫米管径并采用全自动焊接施工的天然气管道工程，中俄东线没有任何相关施工经验可借鉴，超低温环境施工、山区全自动焊、CPP900磨合调试等一系列技术难关亟待解决。

使命空前，时不我待。在中俄东线试验段，四公司作为首支参与国内直径1422毫米天然气长输管道工业性验证的“破冰队”，守护技术创新的初心，不断摸索适用于低温严寒下D1422焊接技术参数，总结并掌握了一整套“大口径+国产全自动焊+寒冷地区+雨季施工”项目施工的过程管理经验和成果，以优异成绩为大口径管道建设之路拿下开门红。

中俄东线（黑河-长岭）段启动后，四公司全线首家打火开焊，经受住零下40摄氏度极寒天气考验，战胜了夏季林沼地的举步维艰和蚊虫肆虐，攻克了最大40度陡坡的山区施工，圆满完成全自动焊接从工艺、工法到管理的全部试验验证。

黑河盾构工程连接中俄东线中国境内段和俄罗斯境内段的“咽喉要道”，是施工风险和难度最大的控制性工程，也是首次两国最高技术标准适用于建设同一个隧道项目。施工中，四公司在国内首创管道牵引工法，填补了我国小断面盾构隧道安装大口径管道的技术空白，为项目高质量完成夯实根基。随后，公司又相继完成讷漠尔河、乌裕尔河穿越，嫩江盾构隧道、辽河盾构穿越等重大控制性工程，为中俄东线北段和中段的按时投产立下了汗马功劳。

在白山黑水的林海雪原，在水网密布的华北平原，在山水环绕的长江下游平原，都能看到四公司人实干担当、奋勇争先的身影，他们用责任担当留下了深深印记，用科技创新诠释着“大国重器”。

### 生态建设 担当有为

“我们都在划分好的边界线内施工，每道工序都要求符合环保标准。大爷、大妈，你们放心，我们来的时候啥样，交还给你们的时候还是啥样！”四公司讷漠尔河现场负责人拍着胸脯向百姓们保证。

讷漠尔河南岸紧邻农田，为数千年前火山冲击而成的平原，渗水量大，稳定性差，经数代人的精心的呵护才长出青苗，当地百姓爱惜土地甚于生命。此外，由于当地环境优美、空气新鲜，常有成群的丹顶鹤前来“光顾”。

管道建设者深知责任重大，积极践行国企担当。自项目开工以来，参建队伍严格执行表土分离，不留一丝施工垃

圾，同时采用外电引入的方式减少柴油排放，作业设备全部在施工便道上加油，避免油料污染。从分部经理到技术员，从机组长到现场人员，每个人都在用自己的方式表达环保施工的决心，誓要保护耕地完整和生态环境，得到当地老百姓的一致赞誉。

中俄东线（长岭-永清）十标段位于京津冀经济圈，此处水网密集、高后果区众多，环保要求极为严格。为了有效保护灌溉水田，项目部要求施工便道尽量避开植被，并采用层间土加可降解草帘子作为管托，减少原始地貌用土量。

除了践行绿色施工理念，参建员工还积极投身地方抗洪。在嫩江流域，他们加入防洪队伍，保护当地村民一年的收成未受损失；在小兴安岭，他们协助护林员加强巡山护林和野外用火监管，保住碧云天、黄叶地……四公司人以更趋完备的环保意识，蔚然成形的环保动作，为中俄东线建设绿色管道增添了强劲动能。

### 赫赫战功 践诺笃行

作为全方位深度参与中俄东线建设的“主力军”和“国家队”，四公司参建员工爬冰卧雪、战天斗地，无畏严寒、披星戴月，以工匠精神雕琢时代品质。

在中俄东线试验段，首次完成国内最大管径天然气管线试压作业，为加速推进后续工程建设提供了有力支持；中俄东线一标段，在焊接、质量等方面多次拿到“全线第一”，提前工期15天率先实现全线贯通；中俄东线十标段，顶住巨大工期压力如期贯通，其中试压干燥稳扎稳打，定向钻穿越十四战十四捷，圆满完成京津冀地区冬季保供的政治任务；辽河盾构项目提前合同工期45天胜利贯通，为后续管道按期投产奠定了坚实基础。

不止如此，四公司还在工程建设中总结了一系列先进工法，有力提升了行业话语权。在线路施工领域，取得48项涵盖全工序、全步骤的技术成果，连续攻克最大坡度为45度的数处山峰，提高了我国在高寒地区、山区大口径长输管道建设领域的综合实力。在非开挖领域，嫩江盾构运用“水下破洞法”实现贯通，成功摸索出长距离黏土地质盾构掘进的宝贵经验；讷漠尔河定向钻、乌裕尔河定向钻、嫩江南岸大堤定向钻等工程顺利回拖，不断刷新国内管道“最大管径、最大壁厚、最长距离”的穿越记录。

优异的成绩让四公司人声名远播。在“一带一路”全国引领性劳动和技能竞赛中，四公司斩获先进集体1个、优胜机组6个、先进个人2人、先进党组织1个、优秀共产党员4人、优秀党务工作者1人、优秀操作手19人、优秀通讯员1人，在新发展阶段唱响时代最强音。■

作者单位：管道局工程公司  
（责任编辑 王波）

提起这位踏实、敬业的技术专家、一线管理者徐杨，很多人对他并不陌生。他从获得基层青年岗位能手，杰出管理青年人才、先进工作者到公司级劳动模范、管理专家、优秀项目经理，再到集团公司级优秀共产党员、先进个人，到今年获得全国五一劳动奖章这样的国家级荣誉，其实并不意外。

## 徐杨：实干为要的管理专家

■ 王婧

徐杨是中国石油工程建设公司新疆油建分公司管道事业部总工程师。“三连冠”、“常胜队伍”、“扭亏脱困”、“勇于争第一”、“轻伤不下火线”、“从生力军到主力军，从名不见经传到美名远扬”……简短的形容与总结，背后是徐杨带着队伍在东北苦寒之地破冰卧雪，与天与地与新技术与一切困境相争相抗相容相合的四载时光。2017年至2021年，徐杨连续奋战在中俄东线，在这条全国最先进、最受瞩目之能源大动脉的建设中，他带着团队续写传奇，不断跃上新高度，留下许多令人感动、催人奋进的故事。

### “十个第一” 赢得刮目相看

开辟中俄东线市场的艰辛，对参与过中俄东线建设的新疆油建人来说，实在太清楚不过了。那时业主对新疆油建的实战能力存有质疑，在公司全体员工的努力下，终于赢得一次展示实力的机会，获得中俄东线（黑河-长岭）第九标段的参建资格，对2017年的新疆油建来讲，这次机会关乎生存。

徐杨勇挑重担，担任中俄东线（黑河-长岭）第九标段执行经理，在他高标准、严要求，雷厉风行的管理方式下，中俄东线（黑河-长岭）第九标段团结一心，拿下“十个第一名”即焊接质量、综合进度、单日焊接量、单机组单日工作量、外协林地手续、试压工序、防腐工序、下沟回填工序、清管测径工序、主线路焊接。这样的成绩得到了业主的高度认可，让他们认识到新疆油建是有实力与其他体量更大的参建单位同台竞技，更为重要的是新疆油建为此赢得了中俄东线的市场，一举中标中俄东线（长岭-永清）一标、六标2个标段的工程建设项目，助力公司“扭亏脱困”。

### “三连冠” 夯实主力军地位

中俄东线（黑河-长岭）九标建成投产后，徐杨紧接着开始中俄东线（长岭-永清）第一标段的建设。他常说“我们要带着任务、压力、动力和经验教训启程，其他的通通都放到



一边，所有人要戒骄戒躁，彻底摒弃经验主义，摒弃骄傲自大，从零开始新的征程。”

在中俄东线（长岭-永清）第一标段，队伍仅用半年时间率先完成主线路70公里的焊接任务，综合进度一直保持全线第一，单日单机组焊接接口数连续两周保持30道口，单机组最高共计32天高达30道口，两个焊接机组单月最高焊口数合计1306道口（共计16.33公里焊接长度），2019年9月至11月，每月焊接量超过15公里，焊接速度呈爆发式增长，总体工效相比北段提高了30个百分点，仅2个全自动焊接机组，干得比其他同台竞技单位配置了3个甚至4个全自动焊接机组的效率还快。最终中俄东线（长岭-永清）第一标段以综合进度全线第一的



优异成绩建成投产。

2020年10月21日至2021年1月26日，徐杨再担重任，任中俄东线（安平-泰安）第二标段项目经理，在徐杨的统一指挥下，项目部超前策划、科学组织、精细管理，抓住关键节点和主要矛盾，及时纠偏，精准把控生产进度，顺利完成主线路焊接，夺得全线主线路焊接冠军，项目部以线路一次合格率高达98%的优异成绩在全线名列第一。

“三连冠”的耀眼成绩，夯实了新疆油建在国内长输管道建设行业的重要地位，这支从西北而来的施工队伍，到东北大地上，从名不见经传到美名远扬，是徐杨严格的管理作风，务实的管理理念所造就的。徐杨一直强调，项目管理工作必须落到实处，强调实效、实绩，要经得起时间考验，在这样的管理思维下，新疆油建在中俄东线这个国家级重点工程的大舞台上活跃起来，徐杨功不可没。

### 科技创新推动高质量建设

“户枢不蠹，流水不腐”，徐杨深知在科学技术飞速发展，科技创新日新月异的今天，保持鲜活的工作思路，坚持创新思维才能取得进步，不被时代洪流所弃。作为管道事业部总工程师，徐杨分管科技创新工作，刚好可以借助中俄东线这个全国首例高压大管径全自动天然气管道工程大平台，做好科研创新工作，在管理、施工等各方面充分发挥主观能动性，取得一些实际的成绩。

徐杨所辖的两个已投产项目都实现了安全生产，质量稳步提升，将中俄东线（黑河-长岭）第九标段焊接一次合格率96%提升到中俄东线（长岭-永清）第一标段近98%的合格率，意味着减少了近100道口的返修，极大提高了工效。

在中俄东线，徐杨带领的科技创新团队共获得授权实用新型专利5项，发明1项，公司级技术革新7项，发表相关论文5篇。徐杨总结道：“我们必须抓住全国尤其是长输管道施工

变革期，充分结合物联网、数字孪生体、5G的新理念、新技术，加快自身的项目管理和施工技术的现代化改革。”

### “轻伤不下火线”的铁汉子

台前欢呼金灿灿的成绩单，鼓舞了曾士气低迷的新疆油建，而一直跟着徐杨征战中俄东线四载的员工们，才深知这沉甸甸的荣誉背后的不易。

徐杨善思考，谋大局，凡事都想在前面，才能时时事事都掌握主动权，所以他的办公室灯常亮，门常开，挠头苦思是常态，在处理日常繁杂的事物，及时协调解决现场问题，一天的来往电话不下20个的常态之外，他还要抽出时间针对施工进度进行思考，胸中谋篇布局，一年也未见休过假，反倒是安排所有一线员工每年都按时回家休假。

徐杨更是责任心极强，为了维护好与业主、监理等的关系，凡事亲力亲为。2020年下半年，肠胃不适的他因工作劳累进行了一次小手术，医生吩咐要卧床静养一周才能活动，但由于当时国家管网技术专家要到中俄东线（永清-上海）安平-泰安二标进行技术指导，对定向钻这个难点施工进行研究，徐杨在手术后2天就从医院赶回现场，到工地上跟着专家去勘察了，直到专家走后，他因手术后恢复不好，再度需要进医院，项目部的员工才得知此事。公司领导下来慰问时，都心疼地说“你可是肉眼可见的瘦了一大圈啊，照顾好自己的身体才是要紧事，那么多兄弟都全靠你了。”

大道至简，实干为要，徐杨的实干精神、务实态度是基层一线福音，是新疆油建公司的定心丸，因为他所上交的每一张成绩单背后都是实实在在的成效和进步。徐杨用实际行动实践着：成绩属于昨日，惟有志存高远、脚踏实地，才能行稳致远，做出更大贡献。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司  
(责任编辑 王波)

# 管理“六化”增实效

■ 孟喜

日前,由中油工程成员企业北京项目管理公司吉林梦溪公司管理的广东石化炼化一体化项目260万吨/年芳烃联合装置抽余液塔一次吊装就位,由梦溪公司项目管理团队和广东石化公司业主组成的PMT4通过优化施工工序、人力、机械,最终30天完成“穿衣戴帽”,比原计划提前了20天工期。

时值项目建设高峰期,中油工程的建设者们在持续加强疫情防控的同时,狠抓质量安全管理、科技创新,为决战各节点目标奋力拼搏。

## 持续疫情管控“常态化”

广东石化项目经理部人员多,生活区集中,项目部持续加强疫情防控工作不放松,确保疫情管控常态化。

项目经理部严格按照“一人一册”的防疫管理要求,编制员工动态跟踪表,及时记录员工行程。特殊时期、重要节日期间,项目部提前发布疫情防控通知,并根据员工休假安排及时组织核酸检测和安排接送站服务,避免员工因乘坐公共交通

工具增加疫情风险。项目部的人性化防疫举措让员工倍感暖心。截至目前,项目部已落实615人次的动态跟踪。

## 质量严格管理“精细化”

建设精品工程,建业主满意工程,是梦溪公司的追求目标。为此,项目部狠抓质量管理,广东石化各项目监理部均已按照监理合同的约定建立了各自的管理体系,并保证体系在有效运行中。

一方面,项目部严控施工方案编审,提高合规执行力,截至目前,共计审核施工组织设计方案257份,共计审核问题289项。另一方面,严格落实原材料、工序管控,有力保障质量验收,截至目前,共计组织落实163批原材料验收和2864项工序质量验收工作,顺利通过了质量监督站、工程管理部、质量中心的各项专项检查。

同时,为了更好地发挥项目部内部资源优势,按照项目进展成立了安全专业组、土建专业组和信息专业组,由专业组长





牵头组织各监理部和相关专业人员开展专项检查和指导，取长补短。

### 安全升级管理“专业化”

安全责任重于泰山，“红线”意识、“底线”思维，是项目部全员的安全理念。为确保项目安全平稳推进，广东石化项目团队做好事前预控，重点开展危大工程专项施工方案的策划、审核和执行，确保施工技术与安全措施科学、可靠。

同时，加强安全检查，目前已完成乙烯、五联合和事故处理池各项安全专业组联合检查，总结好经验和做法。

项目工期紧、难度大，为提高全员高处作业安全意识、增强员工在应对坠落事故时的应变能力和处置能力，最大程度地减少突发事件造成的损害和影响，项目部组织管理人员及作业人员在施工现场开展了“高处坠落”应急演练活动。

### 项目科学管控“智能化”

创新是广东石化项目部开展项目管理、监理工作的永恒主题。为加快信息化建设，推进公司数字化转型、智能化发展目标实现，项目部多举措开展项目创新管理。

配置无人机、远传功能执法记录仪和远传高清摄像头，监督项目建设，拍摄影像资料，查找质量问题。在安全管理方面，利用无人机、高清摄像头高精度的控制云台从不同角度、不同高度实时监控施工状态，及时发现安全隐患。

加大炼化信息平台应用，实现了隐患辨识、典型案例、项目管理/监理日志等模块功能使用。在项目建设过程中，广东



石化项目部与梦溪公司总部的“项目监管诊断中心”经常进行远程监管和诊断。同时，开拓设备机具创新监管手段，比如在乙烯装置试点对进场施工使用的设备机具和进场作业的特种作业人员实行“码上管理”措施，大大方便现场管理。

### 责任追究考核“制度化”

为业主把好关，切实履行监督责任，广东石化项目部始终坚守的职业责任。广东石化炼化一体化项目作为中国石油重点工程，在质量安全方面容不得半点马虎。

广东石化项目部加大承包商的责任追究考核力度，建立健全项目考核制度，严格检查，督促整改落实，通过各项问题考核来促进现场安全、质量、进度管理的提升，截至目前，总计下发通知单750份，考核单296份。通过严肃责任追究，提升了承包商严守法律法规、规范标准意识，为工程质量安全提供了坚实的保障。

### 党建引领“融合化”

加强党建引领，与生产经营深度融合，是广东石化项目建设的重要核心。

受疫情影响，2021年春节，北京项目管理公司广东石化项目现场留守员工150人，广东石化项目临时党委积极作用，临时党委书记与全体员工共度春节，并送去慰问金和慰问品。广东石化项目党支部积极开展人员排查，落实全员核酸检测工作。

通过“临时党委+党支部”模式，加强党建与生产经营深度融合。项目党委在现场组建党员突击队，设置党员先锋岗，全体党员积极作用，带动员工群众为项目建设做贡献，急难险重冲锋在前，在刚刚结束的项目表彰会上，吉林梦溪公司15名PMC人员获得广东石化公司颁发的“优秀PMC先进个人”荣誉称号。

为加强员工廉洁意识，树立底线思维，项目党支部开展廉洁巡察，上廉洁专题党课，营造项目管理和监理廉洁氛围，提升企业廉洁品牌。■

供稿：中油工程北京项目管理公司  
(责任编辑 王波)



## 一线攻坚阿穆尔天然气处理厂

当地时间6月9日晚上，中油工程成员企业中国石油工程建设有限公司参与建设的阿穆尔天然气处理厂（AGPP）项目第一列生产线投产庆典仪式在俄罗斯自由城项目现场隆重举行，标志着中俄能源合作再结丰硕成果。

俄罗斯总统普京在莫斯科通过远程连线发表致辞。普京在致辞中说，AGPP项目建设者达到35000人，这是一组庞大且伟大的数字，这个多元化的建设队伍共同解决了第一列生产线中的设计、施工、运输等多方面的困难，第一列生产线的投产，证明我们有能力实现既定目标，“我们的外国伙伴做出了重大贡献”。

AGPP项目是俄罗斯远东地区最大的基础设施项目之一，也是中俄东线的源头工程，设计年加工天然气420亿立方米、生产商品氦1万吨。项目位于俄罗斯远东区南部与中国交界的阿穆尔州自由城，建设周期8年，分五期建设，共6条生产线。项目全面建成后，将成为世界最大的天然气处理

厂之一，每年向中国供应380亿立方米商品天然气。此次投产的第一列生产线，年产商品气为70亿立方米。

2017年4月，工程建设公司与俄罗斯NIPIGAS公司签署AGPP项目P2标段（非专利单元）EPC合同，这也是公司进入俄罗斯市场的第一个项目。面对不同的项目组织模式、极寒天气环境和新冠疫情等挑战，项目管理团队创新国际化管理模式，从设计、采购、施工等方面加大管理、支持和服务力度，加大极寒天气环境下的施工技术研究和攻关力度，与来自中国、土耳其等国家的8000多名项目参建者一道，全力推动项目建设节点目标的实现。

2021年5月25日，从P1标段干气中分离出的纯净天然气，通过天然气压缩系统增压后输往中俄东线，标志着AGPP项目一期工程第一列生产线顺利投产。■

供稿单位：中国石油工程建设有限公司

（责任编辑 王波）

## “双剑合璧”刷新亚洲最重塔器吊装纪录



4月17日,在广东石化项目建设工地,由中国石油工程建设有限公司一建公司主导研发的世界最大MYQ 5000吨门式起重机,与“世界第一吊”徐工XGC88000 4000吨履带起重机首次“双剑合璧”,历时3小时30分钟,成功将4606吨抽余液塔吊装就位,一举刷新亚洲最重塔器吊装纪录,展现出中国装备制造、中国吊装的技术实力。



编印单位: 中国石油工程建设协会

发送对象: 行业有关部门、企业, 以及会员单位

印刷单位: 北京顶佳世纪印刷有限公司

印刷时间: 2021年6月

印刷数量: 2500册

昭通页岩气田  
中国石油工程建设公司西南分公司承担的浙江油田昭通页岩气田海坝YS137井区先导试验工程于2021年5月13日投产成功。

京内资准字0320-10103号