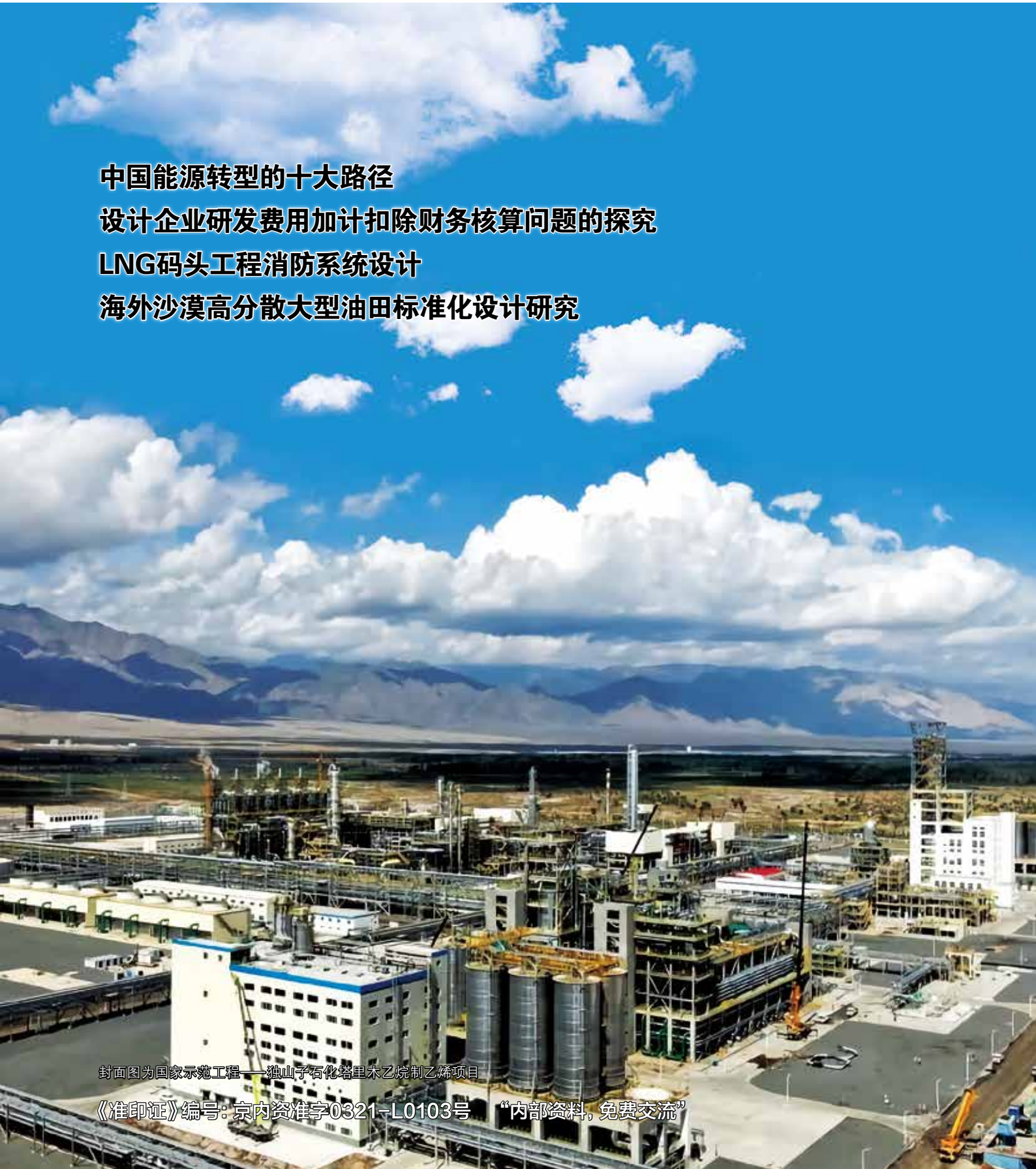
# 石油建设工程

3
2021
总第70期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION

主办单位：中国石油工程建设协会



中国能源转型的十大路径

设计企业研发费用加计扣除财务核算问题的探究

LNG码头工程消防系统设计

海外沙漠高分散大型油田标准化设计研究

封面图为国家示范工程——独山子石化塔里木乙烷制乙烯项目

《准印证》编号：京内资准字0321-L0103号　“内部资料，免费交流”

# 石油工程建设行业第三届、第四届勘察设计大师风采

（以姓氏笔划为序）

王峰

1973年10月生，中共党员，1996年7月毕业于中国石油大学（北京）化学工程专业，同年在大港油田勘察设计院参加工作。后在西南石油大学应用化学专业学习，获博士学位。现任中国石油工程项目管理公司总经理助理兼天津设计院（原大港油田设计院）院长，教授级高级工程师。

长期以来，王峰同志一直工作在天然气管道、油气田地面工程及地下储气库、天然气处理与加工工程的科研、设计与管理工作岗位上，他积极探索、大胆实践，解放思想、创新管理，精益求精、科技攻关，各项工作取得了卓越成绩。先后创造出了一批独具特色的专有技术，覆盖海洋油气陆上终端、地下储气库、天然气净化及深冷处理、海洋管道、油田开发及滩浅海油气集输工程等领域，作为分管领导、项目经理、技术负责人、技术专家，先后设计完成了为陕京一线及二线配套的大张坨、板876、板中北、板中南、板808、板828等多座储气库,中海油南海深水、丽水、东方1-1、渤南、番禺、乐东等多项海洋油气陆上处理终端等各类大中型勘察设计项目100余项。获国家级奖项2项，获省部级奖项10余项。

组织负责集团公司级10余项科研课题的研究，形成了6项实用新型专利。成功撰写、编制了近20余篇学术报告、技术论文、技术规范。主编完成首个储气库地面工程专用规范《气藏型储气库地面工程设计规范》《地下储气库设计规范》《天然气脱水设计规范》《天然气输送管道和地下储气库工程设计节能技术规范》《油气藏型储气库地面工程标准化技术规定》等多项规范及规定，为中国石油储气库建设和地面工程建设作出了重要贡献。

该同志先后被评为天津市劳动模范、管道局管道专家、中国（双法）项目管理十佳杰出国际项目经理、河北省优秀共产党员、科技创新先进个人、中油工程劳动模范、公司青年专业技术带头人等荣誉称号。

王登海

1969年9月生，中共党员，硕士研究生，教授级高工高级工程师。1994年7月毕业于西南石油学院，化学工艺专业，大学本科，工作后获得工程硕士学位。2006年获陕西省“有突出贡献专家”荣誉称号。曾任西安长庆科技工程有限责任公司副总经理、常务副总经理、长庆油田气田开发处副处长，现任长庆油田首席技术专家。

25年来一直从事油气田地面工程规划、设计、一体化集成装置研制及技术管理工作，为长庆气田400亿方大气区地面工程设计和技术研究做出了突出贡献。先后获部级以上科技成果奖38项，发明专利12项，实用新型专利35项，主编、参编了3部天然气工程方面专著，发表论文12篇，主持编写了天然气行业标准《致密气田集输设计规范》（SY/T7343-2016）。主持设计了国内最大天然气田—苏里格气田，设计规模230亿方/年，已累计生产天然气超过了1514亿方。主持研发了天然气集气、处理等工程方面24种气田地面建设一体化集成装置，形成了集气站、处理厂“一体化装置”建设新模式。主持设计的“长庆气田第二天然气净化厂工程”获建设部第十一届全国优秀工程勘察设计铜奖。主持设计的“苏里格气田第四天然气处理厂工程”荣获国家优质工程金奖。承担的“致密气田规模建产地面工艺技术研究和应用”科研项目荣获中国施工企业管理协会科技进步一等奖。

朱坤锋

1973年11月生，中共党员，教授级高级工程师。1996年7月毕业于抚顺石油学院石油天然气储运工程专业，毕业至今一直在中国石油天然气管道工程有限公司从事设计咨询和技术管理工作，2005年取得石油大学（北京）石油与天然气工程专业硕士学位，管道局首席技术专家，集团公司高级技术专家，2018年获国务院政府特殊津贴奖励。现任中国石油天然气管道工程有限公司副总经理、输油工艺总工程师。

朱坤锋同志长期从事油气储运工程设计及技术管理工作，工作中积极探索，开拓创新，专业理论知识扎实，技术全面，具有独立解决重大技术难题的能力。先后承担了兰成渝输油管道、西部原油成品油管道、兰郑长成品油管道、兰成原油管道、中缅油气管道（境外段、境内段）、云南成品油管道以及中俄原油管道二期等40余项国家重点工程项目的设计和咨询工作。主持完成集团公司重大专项“油气管道关键设备国产化”课题研究、“输油（气）管道安全设计技术研究”等4项省部级科研项目以及多项管道局科技攻关课题的研究工作。

朱坤锋同志多次获得中国石油天然气集团公司、行业协会的表彰，获得省部级科学进步奖一等奖1项、二等奖3项、三等奖1项；获得全国优秀工程设计金银奖各1项，省部级优秀工程设计一等奖6项，二等奖2项；全国优秀工程咨询成果一、二等奖各1项；主编国家标准2部，出版论著3部，撰写并发表技术论文20余篇。

汤晓勇

1970年11月生，1995年硕士研究生毕业于西南石油学院油气储运工程专业，毕业至今一直在中国石油工程建设有限公司西南分公司从事设计、科研及管理工作，现任中国石油工程建设有限公司西南分公司总工程师，正高级工程师。

该同志长期从事油气田地面建设工程的设计、科研及相关管理工作，专业知识深厚，实践经验丰富。主持完成了10余项重大工程设计，其中多项工程如陕京输气管道中间压气站工程、克拉2气田地面建设工程、长北气田地面建设工程、迪那2气田地面建设工程、川东北罗家寨高含硫气田项目等均是当时技术水平的典型代表。承担的国家重大科技专项中“页岩气地面工艺技术及高效设备研发”课题，研究成果已在我国国家级页岩气示范区中广泛应用。

该同志多次获得中国石油天然气集团有限公司、中国石油工程建设有限公司表彰，先后取得国家专利8项，获得省部级优秀工程设计、科技进步奖等13项，发表论文16篇，著作1部，主编及参编国家或行业标准5部。

# 主编寄语

## 创新实施人才强企工程

中国有句老话，“事在人为”。企业发展中碰到棘手的难题，能否解决问题，关键看能否找对人。

1923年，福特公司一台大型电机发生了故障，邀请各路专家会诊，数月无果。后来，他们请来移居美国的德国科学家斯坦敏茨。他在电机旁边搭个帐篷住下，忙了两天两夜，最后在电机旁用粉笔画了一道线，吩咐说：“把此处线圈减少16匝。”故障果然排除。结账时，斯坦敏茨向福特公司索要1万美金酬金。有人问：“你只是用粉笔画了一条线，凭什么值1万美金?”斯坦敏茨在付款单上写下：“用粉笔画一条线值1美金。知道在那里画线值9999美金。”

日本航空公司于2010年1月申请破产保护，京都陶瓷公司名誉董事长稻盛和夫掌舵日航重整，同年2月1日出任破产重建的日航董事长，到2011年3月底共424天。一年创造了日航历史上空前的1884亿日元的利润，是“全日空”利润的三倍。仅仅用了一年时间，日航做到了航空公司利润世界第一，准点率世界第一。

两个故事看出了关键人才的重要性。找对一个技术专家，可以解决一部大型电机故障，恢复生产；找准一个优秀企业家，可以拯救一个破产的大企业。人才为本，才能基业长青，百年老店都有强大的人才支撑。

习近平总书记高度重视人才工作，要求牢固确立人才是第一资源、第一资本、第一推动力的思想，强调指出：“要树立强烈的人才意识，寻觅人才求贤若渴，发现人才如获至宝，举荐人才不拘一格，使用人才各尽其能。”

高质量发展离不开高质量人才，建设一流企业需要一流人才队伍。今年7月中国石油集团2021年领导干部会议，提出大力实施人才强企工程，为奋进高质量发展和建设基业长青的世界一流企业提供坚强的组织和人才保证。面对新时期新形势新使命，加强组织人事工作，实施人才强企工程，具有重要而深远的意义。实施人才强企工程是落实“两个维护”的政治要求，是落实发展战略的现实需要，是破解发展难题的重要保证。全面对接新时期新要求，找准组织路线为政治路线服务的结合点、着力点，做到中心工作推进到哪里，组织和人才保障就跟进到哪里，最大限度地把广大人才的奋斗精神、创造活力激发出来，支撑和保证石油石化行业改革发展的宏伟蓝图化为现实。

石油工程建设企业的发展与集团公司的战略部署同频共振，把人才队伍建设与中国油气和新能源工程行业技术进步、与服务保障油气行业高质量发展同谋划、同部署，筑牢高质量发展的人才根基，体现工程建设战线的责任担当。

中油工程作为油气工程建设的主力军，提出实施人才强企工程，着力打造六支队伍：拥有现代企业治理能力的干部队伍、行业科技领军人才队伍、高水平经营管理人才队伍、高素质工程项目管理人才队伍、高级技能人才队伍、国际化人才队伍。只有努力建设一支政治可靠、对党忠诚、本领高强、规模适度、结构合理的高素质专业化干部人才队伍，工程建设才能创造一流业绩，才能实现高质量发展。

人才强企是一项系统工程。打造人才队伍，需要不断优化人才发展环境，培育人才成长的沃土。注重人才价值提升，健全完善“生聚理用”机制，深化人才发展体制机制改革，加快形成更加积极、更加开放、更具吸引力的人才政策环境和制度优势。人才价值提升，工程建设企业应该列入重要议程。

成就大事业，需要聚天下之英才而用之。进入新时代，面对新发展格局，石油工程建设战线要为党和国家做出更大的贡献，更需要扩展创业平台，广聚各方贤才，凝聚创新动力，共创美好未来。

杨庆前

# 目录

2021年第3期 总第70期

CONTENTS


## 主编寄语

1 创新实施人才强企工程 杨庆前

## 权威论坛

3 中国能源转型的十大路径 张玉清

## 行业信息与协会动态

5 2021年度石油工程建设优秀勘察设计奖评选结果公布

11 石油工程建设行业第三、第四届勘察设计大师评选结果公布

## 项目管理

12 基于JIT思维的4W5H精细管理法在气田新型装置研发中的应用 薛岗 常志波 刘银春

16 海外石油工程ACCE软件估算与国内概算的对比分析 杨慧紫 许宏峰

## 质量与安全

20 $CF_3I$气体自动灭火系统在外浮顶油罐中的应用 陶贤文 袁国清 王克巍 郭振东 张祎达

23 LNG码头工程消防系统设计 吴琼 张晓晨 赵晓静 赵欣 严新怡

26 对Q370R球罐焊接冷裂纹的分析及采取的预防措施 李凤树 王志超 沈丽云

29 480万吨/年催化裂化装置精细化施工研究与实践 潘越 杨东峰 白战鹏 胡克明

## 节能与环保

34 采用电絮凝–电催化法处理高浓度COD气田采出水的研究 谢亮 杨萍萍 张芮滔

37 低渗透油田橇装化采出水回注生化处理技术研究与应用 张超 杜杰 王凌匀 曾芮

## 企业建设

41 浅议油气工业智能化规划与建设中的若干认识问题 王鸿捷

45 设计企业研发费用加计扣除财务核算问题的探究 杨旭平 刘巧蛟 乔勇

## 工程与技术

47 海外沙漠高分散大型油田标准化设计研究 苏敏 郭永强 汤俊杰 刘俊

51 超稠油吞吐开发密闭集输工艺技术研究与应用 李倩

55 巴西Comperj 850万吨炼厂管廊模块化施工技术研究 王宝龙 娄恒 赵妍 朱铁军 常绍辉 孟闯 曲艺夫

59 HDPE管内衬穿插的拉力计算 陶珂瑾 陆山 郑立贵 尹辉明 刘东升

## 建设者风采

61 破解全自动焊接密码 刘艳龙

62 高质量中交的背后 闫佰谦 徐萍

## 域外传真

63 西古项目安全管理出新招 高克辉 文学军

P03 中国能源转型的十大路径

P41 浅议油气工业智能化规划与建设中的若干认识问题

P45 设计企业研发费用加计扣除财务核算问题的探究

P61 破解全自动焊接密码

**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

投稿电子邮箱：syjsgc@sina.com

地　　址： 北京市朝阳区樱花园东街7号102室

邮　　编： 100029

京内资准字0321–L0103号

(内部资料　免费交流)

**2021年7月9日，“2021年第七届山西清洁能源峰会”召开。国家能源局原副局长张玉清发表主旨演讲。他根据对全球能源消费需求和结构的预测提出了我国能源转型总体趋势：减煤、控油、增气，大力发展可再生能源，能源生产消费实现低碳化、智能化，能源供应多元化，分布式引领发展、多能互补一体化，综合能源服务是业界共识，最终目的是实现终端用能电气化。在这一趋势基础上，张玉清为我国能源转型提供了十条路径。**

# 中国能源转型的十大路径

■ 国家能源局原副局长　张玉清

## 1 坚持节能优先努力提高能源效率

根据2020年有关资料显示，在2019年，我国单位GDP能耗是美国的2.2倍、德国的2.8倍、日本的2.7倍、英国的3.68倍。目前，我国单位GDP能耗约是世界平均水平的1.5倍，充分表明我们国家节能的潜力和空间非常大。要实现“双碳”目标，必须要认真贯彻节能优先战略。“十四五”期间尤其需要注意提高能源效率，为双碳目标实现开好头。提高能效既是最清洁低碳的能源，也是我国2030年前实现碳排放达峰的重要措施。这是“十四五”期间，甚至“十五五”，或者是今后都要认真贯彻节能优先战略，我们需要更加重视能源利用效率的提升，加快推动能源消费革命。

## 2 大力推动非化石能源的开发利用

在实现“双碳”目标过程中，我国要在2025年实现非化石能源占我国一次能源消费比重达到20%左右；2030年这一数字达到到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。

要实现“双碳”目标，需要坚持集中式与分布式能源并举，大力提升风电、光伏发电规模，建设一批多能互补的清洁能源基地；同时，加快推进抽水蓄能、新型储能等调节电源建设，提升电力系统灵活调节能力和新能源消纳水平。

## 3 加快发展中、东部分布式能源产业

我们对分布式能源产业寄予厚望。分布式能源是未来能源产业发展的大趋势，是实现“双碳”目标的一项重要措施。

分布式能源靠近用户侧、输送距离短、能源利用效率高；天然气分布式能源还可实现能源的梯级利用，可与风、光等可再生能源实现互补、协同发展，能够弥补风能和太阳能间歇性的不足。正因分布式能源存在诸多优点，使得

“十四五”规划和2035年愿景目标纲要都明确提出要“加快发展东中部分布式能源”。

## 4 坚持需求导向攻关核心技术装备

要重视核心技术装备在行业领域中的作用。核心技术装备对于确保能源产业链供应链的安全稳定，实现从“跟跑、并跑”到“创新、领跑”的转变至关重要。

实际上关键核心技术国产化，也是我国企业提高竞争力的一项重要措施，是能源企业降低增效的有效措施。提高技术攻关能力，要坚持以企业为主体、重大工程项目为依托、问题和需求导向、产学研用深度融合，加强关键核心技术和装备的科技攻关，着力固根基、扬优势、补短板、强弱项，加快提高自主创新和原始创新能力，解决卡脖子问题。

## 5 加快能源产业数字化智能化发展

“十四五”规划和2035年愿景目标提出，“发展数字经济，推进数字化产业和产业数字化”。发展数字经济是新一轮科技革命和产业变革的大趋势，数字技术与能源交叉融合，也在不断催生、新模式、新业态、新产业。

就油气行业而言，数字化技术让项目成本降低，技术运用更流畅娴熟，让整个施工清晰透明，这是未来行业十分看好的技术方向。同时数字化也是企业降本增效、提升核心竞争力、实现高质量发展的重要措施。

举个简单的例子，跨国公司的一位高级管理人员曾描述过数字化对降本增效的作用，他说，“经过这轮周期，我们发现一个有趣的事情，就是当时在120美元/桶下还要亏损的项目，如今60美元/桶之下还可以盈利，在这其中数字化扮演了很重要的角色。”所以，能源产业数字化转型、智能化发展是未来降本增效的非常重要的措施。

就能源应用领域来说，应该加快能源产业链数字化转型、智能化发展，推动智慧能源示范工程建设，促进能源新模式、新业态发展。

## 6 加快推动综合能源服务产业发展

我国传统的城市能源规划，包括电力、燃气和热力三个网。未来新型城市事实上是要将三个能源规划进行融合，这是未来发展的重要的一个方向。

为此提出四项建议：一是需求导向、用户至上；二是跨界融合、协同发展；三是合作模式、因地制宜；四是减低成本、确保安全。

值得注意的是，综合能源产业要发展壮大，首先要提高综合能源利用效率，在提高效率中降低成本。如果改成综合能源服务以后成本反而升高了，这是用户不愿意看到的。同时要确保用能安全，产业才能发展壮大。

## 7 打造天然气互利共赢生态产业链

天然气的应用对于实现“双碳”目标相当重要。在“双碳”目标下，我国天然气至少有10到15年，还将保持持续增长，建议应该加快我国天然气开发利用，尤其是对碳达峰来讲将会发挥更大的作用。

中国是未来天然气增量大市场，而且世界资源丰富，供大于求是大概率事件，资源国和供应商都看好我们的这个潜在的大买家，希望把各自资源销售到中国，尽快把资源优势变成经济优势。资源和市场是互为一体、缺一不可，但是未来市场比较资源更重要，资源为王将变为市场为王。我们既有加快国内增储上产的基础，也有进口管道气和LNG的多元选择，充分利用市场战略买家地位，努力降低进口气价并降低国内勘探开发管输成本，提高与潜代燃料的竞争力。打造天然气互利共赢生态产业链，才能有效加强天然气开发利用。

目前天然气的稳定供应在某一方面比石油还重要，因为随着天然气用气量的逐年增长，对外依存度的不断攀升，天然气涉及到千家万户和工业企业等等。所以，第一加快储气调峰能力的建设 根据有关统计，2019年底我国有效储气量超过160亿立方米，但仅占消费量约5.0%左右，仍然远低于世界12%–15%的平均水平，储气能力不足的短板依然突出，需采取多种措施提高应急保供能力。一是加快地下储气库、LNG储罐等；二是应积极研究探索优选规模整装高效气田作为调峰气田问题，即产能储备。荷兰经验非常值得借鉴，其格罗宁根大型气田应急调峰作用十分显著，该气田夏季压产、冬季全力生产，既起到调峰作用，又延长气田开发寿命。

## 8 研究气电和可再生能源融合发展

随着可再生电源在我国电网中的比例越来越大，急需提升灵活性电源的比例。鉴于气电运行灵活及调节性能等方面优势以及储能技术成本较高的情况下，为弥补可再生能源的随机性、波动性、间歇性的不足，应积极推动天然气和可再生能源融合协同发展。建议可以在以下三个领域积极探讨天然气与可再生融合发展问题。

① 多能互补项目：要大力发展天然气分布式能源（冷热电三联供）与可再生能源的多能互补项目。

② 在中东部及沿海电力消费负荷区，应积极研究“十四五”期间建设一些天然气的调峰电站。

③ 在风、光新能源基地和天然气生产重叠区以及靠近输气管道的大型新能源基地，应积极探讨可再生能源与天然气发电协同发展外送问题。

## 9 深化市场化改革并加强行业监管

能源行业改革方面，油气和电力两个行业市场化的改革至关重要。对于油气领域，改革的目标是形成以大型国有油气公司为主，多种经济成分共同参与的上游勘探开发体系，早日形成竞争性的勘探开发市场。

对于电力领域市场化改革，有几项工作非常重要：一是深化推动电力市场化改革，加快构建和完善电力中长期市场、现货市场和辅助服务市场相衔接的电力市场体系；二是推动交易机构独立规范运行和增量配电试点项目落地，深化电网主辅分离等。

## 10 高质量开展“一带一路”能源合作

针对“一带一路”能源合作，有两点非常重要。一是不同国家应采取不同的合作模式。二是树立风险意识，做好项目的前期论证。

一带一路”能源合作需要遵循“共商共建共享原则、政府搭台企业唱戏原则，不同国家、不同模式原则，企业主体、国际惯例原则，互利共赢、效益优先原则”，以实现“一带一路”能源合作质量发展。■

（责任编辑 冯尚）

# 2021年度石油工程建设优秀勘察设计奖评选结果公布

2021年上半年，中国石油工程建设协会组织了2021年度“石油工程建设优秀勘察设计奖”评选工作。经过申报、形式审查、专业组初评、石油工程建设质量奖审定委员会审定和网上公示等程序，对申报的177个工程项目进行了评选（不包括申报的100项咨询成果，该成果另择时间评选），共评选出2021年度石油工程优秀勘察设计奖106项，其中一等奖15项，二等奖38项，三等奖53项。

现将评选结果公布如下：

**2021年度石油工程建设优秀设计奖名单**

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 一等奖项目 | | | |
| 1 | 东方13-2气田群开发项目工程设计 | 海洋石油工程股份有限公司<br>中海油研究总院有限责任公司 | 刘培林 朱海山 谭红莹 张海红 傅 健<br>吴尧增 张智枢 司红涛 张 晖 雷震名<br>刘国锋 王 毅 江志华 杨智彬 静玉晓 |
| 2 | 巴格德雷合同区域B区东部气田地面工程一期（霍贾古尔卢克、东霍贾古尔卢克、召拉麦尔根气田）项目 | 中国石油工程建设有限公司<br>西南分公司 | 毛 敏 许 言 彭方宇 汤国军 杨丹丹<br>王 阁 潘星星 王 侠 曹建强 张仁勇<br>刘红军 黄 鹏 陈 万 李朝阳 陈 莉 |
| 3 | 红山嘴油田红浅1井区火驱开发地面工程 | 中油（新疆）石油工程有限公司<br>设计分公司 | 马 兵 蒋 旭 夏新宇 张萌萌 张春雷<br>蒋玉君 马 娜 曹燕龙 张 轩 吴倩怡<br>祖甫卡尔·买买提 桂 娟 任秋月<br>韩登州 李鹏杰 |
| 4 | 哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程 | 大庆油田设计院有限公司 | 李玉春 张同凯 李永环 张 淼 侯庆凌<br>王小爽 严东寅 林 佳 亓福香 刘 正<br>杨 军 夏东胜 刘永卫 王 洋 张雪飞 |
| 5 | 中俄东线天然气管道工程（黑河-长岭） | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 毛平平 张文伟 梁 烜 郝宪国 李宝华<br>邹 宇 赵国超 刘 军 刘艳东 李 健<br>吴 双 甄景君 付 丽 叶 城 杨 鲲 |
| 6 | 华瀛石油化工有限公司燃料油调和配送中心项目 | 大庆油田设计院有限公司 | 李玉春 孙海英 张 淼 苑井玉 邓玉涛<br>李 鹏 解巨军 洪 光 谷亚景 罗先强<br>贾晶晶 于晓璐 雷 鸣 王 冕 郎卫生 |
| 7 | 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<br>华北分公司 | 张朝阳 张 欢 李 简 王 燕 陈 思<br>张春晓 李庆盛 王 郁 徐 敬 韩 禹<br>张利媛 吕军杰 宋 丹 李丹丹 张 泽 |
| 8 | 山东滨化滨阳燃化有限公司40万吨/年工业白油工程 | 中国昆仑工程有限公司 | 孙富伟 苏文利 李 犇 刘林洋 郭 敬<br>冯勇军 谢 萍 李银苹 王建平 张 聪<br>李 滨 范景新 殷昌创 赵宇宁 林冠屹 |
| 9 | 浙江石油化工有限公司4000万吨/年炼化一体化项目140万吨/年乙烯装置 | 中国寰球工程有限公司<br>北京分公司 | 王 勇 李玉鑫 郭克伦 杜 欣 岳国印<br>李 磊 冯海明 樊 清 刘丽景 刘 翔<br>白海波 路聿轩 孙文强 黄云松 沙海晨 |
| 10 | 万华化学集团股份有限公司MMA工业化项目 | 中石油吉林化工工程有限公司 | 魏立林 王宏丽 张凤涛 石文彪 池 海<br>王德生 曲洪霞 王敬坤 杜 鹏 巩 一<br>孙文忠 朱亚平 杨 淼 孙英铭 梁 策 |
| 11 | 阿尔及尔炼厂改扩建项目 | 中石油华东设计院有限公司 | 刘登峰 谷云磊 韩 磊 刘晓步 姜 豪<br>刘传强 刘中吉 高 磊 王 辉 刘艳苹<br>薛 峰 陈 凌 徐令宝 赵 龙 谢 超 |
| 12 | 伊拉克哈法亚油田210MW电站项目 | 中国石油工程建设有限公司<br>北京设计分公司 | 马 坤 黄京俊 赖 欣 刘志伟 梅业伟<br>黄海棉 吴 刚 王一然 刘 振 张 婷<br>王若莉 周靖伟 李 魏 焉 瑾 戴 阳 |

续表

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| | | 二等奖项目 | |
| 13 | 长庆靖边气田净化厂硫磺回收工程 | 长庆工程设计有限公司 | 张文超 王登海 乔光辉 梁璇玑 刘守亮<br>周元甲 李曙华 王全堂 刘子兵 何李鹏<br>陈兆安 张雅茹 吴 柯 王 超 翁军利 |
| 14 | 西南油气田分公司<br>天然气计量检测中心扩容改造工程 | 中国石油工程建设有限公司<br>西南分公司 | 黄 和 徐 刚 段明亮 李云龙 郑 源<br>胥 杰 吴 巧 黄杨挺 贾晓林 彭 涛<br>唐 昕 高 宇 张 炯 杨 洋 梁俊奕 |
| 15 | 渤西油气处理厂搬迁项目 | 大庆油田设计院有限公司 | 李延春 汪玉同 张志强 夏 楠 魏书义<br>李春鹏 臧 玮 廖远航 苏丽丽 程 公<br>马 秀 时玉文 张 薇 万秀华 幺金红 |
| 16 | 曹妃甸11-1/11-6油田<br>综合调整工程设计 | 中海油研究总院有限责任公司 | 徐海波 李 洁 洪 毅 曹葛军 沈 彬<br>薛春芳 付殿福 戴 磊 贾津耀 文志飞<br>徐 钰 杨 光 陈 巍 白雪平 周晓艳 |
| 17 | 克拉美丽气田增压及深冷提效工程 | 中油（新疆）石油工程有限公司<br>设计分公司 | 沈万军 葛劲风 张 锋 张萌萌 赵 睿<br>赵海威 赵建龙 李 超 田少锋 赵文恒<br>刘志军 刘建超 刘伟林 王立龙 杨 飞 |
| 18 | 任丘市气化农村项目 | 中国石油工程建设有限公司<br>华北分公司 | 李 典 张 泽 刘亮德 王 薇 李小龙<br>茆天琪 许立娟 刘 超 王晓蕾 刘 颖<br>蔡青音 位坤晓 崔琳琳 杨 帆 李 强 |
| 19 | 长庆南梁油田215万吨产建地面工程 | 长庆工程设计有限公司 | 池 坤 田 鹏 王昌尧 张俊尧 张彩婷<br>查广平 贾鸿浩 陈明辉 章小龙 肖 雪<br>郑执胜 朱 源 文红星 杨东宁 高 飞 |
| 20 | 乍得矿区BCOIII区块ORYX油田<br>地面设备统包工程 | 中国石油工程管理公司<br>天津设计院 | 杨旭平 陈 凯 白海军 孙 洁 张 楠<br>邓 佳 来 斌 陈长青 靳亚芹 许 涛<br>赵翠玲 孔维光 孙 杰 寇 鹏 张 伟 |
| 21 | 仪征-长岭原油管道复线工程仪征至<br>九江段 | 华东管道设计研究院有限公司 | 张洪奎 李荣晖 万 军 钱国梁 向 君<br>白任彦 刘 凯 张念飞 朱同辉 邾祝融<br>刘 娇 王 硕 刘蓬勃 袁爱国 白 洁 |
| 22 | 三塘湖油田原油外输管道工程 | 中国石油工程建设有限公司<br>华北分公司 | 张卫兵 梁 明 黄燕飞 李庆盛 吉庆涛<br>李新彩 王春刚 刘 磊 李二伟 刘清华<br>赵常英 罗秀丽 刘雪梅 王博凯 谭冬燕 |
| 23 | 中国石油华北石化公司炼油质量升级<br>与安全环保技术改造工程 | 中国石油工程建设有限公司<br>华北分公司 | 陈 怡 赵向苗 邵艳波 逯国英 戈新锐<br>左晓丽 杨 畅 春 生 陈 鹏 韩 丽<br>刘 华 韩萌萌 沈 菊 张鹏虎 冯延勇 |
| 24 | 马目-鱼山天然气管道工程 | 中国石油工程项目管理公司<br>天津设计院 | 姜为民 刘瑞宇 杨泽亮 陈 超 张文红<br>黄水祥 景苏明 韩 鹏 康煜媛 孔 霞<br>刘黎明 黄昕明 郭紫薇 白疏桐 张 伟 |
| 25 | 楚雄-攀枝花天然气管道工程勐岗<br>河悬索跨越 | 中国石油天然气管道工程<br>有限公司 | 左雷彬 李国辉 任文明 詹胜文 高晓飞<br>马晓成 李金玲 李 印 毕光辉 刘思萌<br>徐大宝 张 磊 王 丽 许 莉 郝振鹏 |
| 26 | 陕西延长石油（集团）有限责任公司<br>炼化公司轻烃综合利用项目 | 北京石油化工工程有限公司 | 刘汉英 王泽尧 崔 慧 潘澍宇 郑 薇<br>谷学谦 聂平英 郭天祥 赵爱超 杜 涛<br>张 朋 段树林 李同斌 杨文婧 孙树东 |
| 27 | 新疆独山子天利实业总公司1.5万吨/年<br>C9冷聚树脂装置项目 | 新疆寰球工程公司 | 樊圆圆 马自在 杨 英 吴素娟 刘希霞<br>屈晓滨 赵国强 吴 桐 刘艳英 黄 杰<br>王香梅 丁海艳 白丽丽 赵明飞 郑 倩 |
| 28 | 中国石油庆阳石化公司40万吨/年<br>航煤液相加氢工业化应用项目 | 中石油华东设计院有限公司 | 相春娥 赵秀文 王德会 刘 岩 李 威<br>张荭夫 王文刚 李建村 苏 琦 李天伟<br>辛若凯 董佳鑫 杨晓光 朱 侃 孙明菊 |

续表

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 29 | 中国石油天然气股份有限公司锦州石化分公司15万吨/年针状焦及7万吨/年煅烧装置项目 | 中国昆仑工程有限公司锦州分公司 | 吕绍毛 石晓东 林春光 姚玉瑞 孟丽萍 周建华 韩红霞 李菲洋 吕石溪 张 超 茹 旭 陈智峰 张 皓 李 宏 李国辉 |
| 30 | 苏威特种聚合物（常熟）有限公司年产8000吨聚丙二氟乙烯和3000吨氟橡胶项目（A阶段） | 上海寰球工程有限公司 | 孙 钢 袁 燕 李凤武 曹 红 奚 明 吴 斌 葛羽平 单耀庭 古育平 陆嘉懿 徐 波 李勋杰 邓 昕 鲍纫文 夏 翔 |
| 31 | 委内瑞拉MPE-3 16.5万桶/天扩建EPC项目Jose混合油生产工厂 | 中国寰球工程有限公司北京分公司 | 李艳辉 郑永新 梁 强 刘 昊 王喜全 李阅明 施晓萌 李晓波 崔 钊 岳 巍 刘志方 李建平 孟柳娟 高新懂 刘 磊 |
| 32 | 辽宁省铁岭市年产30万吨燃料乙醇项目 | 中石油吉林化工工程有限公司 | 祝 涛 林 港 李松强 李 欣 孙 亮 王 帅 赵 放 池 海 王 贺 林 海 魏振兴 孙振超 孙志凡 赵志广 祝兆辉 |
| 33 | 神华新疆68万吨/年煤基新材料项目MTO装置 | 中石油华东设计院有限公司 | 刘艳苹 谢恪谦 夏志远 郑治权 王 阳 王佳博 马 涛 李 研 吕连杰 付 婧 李 倩 尚洪坤 申玉辉 曲广军 朱大亮 |
| 34 | 中国石油华北石化公司130万吨/年连续重整装置 | 中石油华东设计院有限公司 | 邵 文 朱 颖 刘 阳 王 浩 任建生 张吉玲 潘成芸 魏学军 马 朋 施艳玲 刘一鸣 宋业阳 钟开祥 刘幸平 宋杨阳 |
| 35 | 中国石油辽河石化公司40万吨/年环烷基润滑油高压加氢装置 | 中国昆仑工程有限公司沈阳分公司 | 王铁刚 于姣洋 吴仕生 关士文 王 洋 刘 佳 刘 东 董海印 金 鑫 魏也弢 徐守本 张智超 郭 睿 马 森 李丹妮 |
| 36 | 杏二十七联合站一期工程 | 大庆油田设计院有限公司 | 夏 楠 谷雨婷 涂金强 褚金金 李亮海 蒋 静 李 岩 李 明 王爱琴 王文昊 刘洪峰 王辉文 赵永军 张 昆 邢瀚之 |
| 37 | 舒兰市宏源煤矸石热电工程 | 中石油吉林化工工程有限公司 | 苏 健 祝兆辉 马之强 董东来 张小广 孙 亮 张波涛 霍宝胜 朱亚平 孙志凡 汪 菱 张 静 盖 丽 赵志广 董勤文 |
| 38 | 曙光污水处理达标外排改扩建工程 | 中油辽河工程有限公司 | 卢时林 李明辉 孙绳昆 王宝峰 孙晓明 董林林 杨 柳 刘 淼 黄 洋 于 奇 张 贺 郑清元 张乾三 袁良秀 游志飞 |
| 39 | 辽阳石化分公司热电厂超低排放改造 | 中国昆仑工程有限公司 | 王延军 谢振威 于 瑶 张 超 付英博 徐 畔 诸明泉 武 萌 张瑞鹏 李宏儒 李 乂 赵志高 吴培新 李 欣 薛垂平 |
| 40 | 中十四-2含油污水处理站工程 | 大庆油田设计院有限公司 | 丁良涛 高圣达 陈 钊 杨延辉 李 根 陈 佳 王贺瑶 严文庆 崔丽丽 张栋梁 刘纯纯 邱心鹏 何玉辉 尹 芳 刘俊杰 |
| 41 | 国家石油天然气大流量计量站榆林检定点工程 | 长庆工程设计有限公司 | 姚欣伟 任晓峰 王登海 谭 滨 刘明堃 陈兆安 周玉英 方 俊 曹 艳 胡俊芳 杨 剑 何志英 李俊杰 李占强 王宏仂 |
| 三等奖项目 | | | |
| 42 | 南七-南八区弱碱三元复合驱产能建设 | 大庆油田设计院有限公司 | 王雪松 孙红蕾 谢丽香 孙 磊 申宝珠 苑井玉 王景芳 彭云成 张 悦 于 倩 |
| 43 | 安岳气田高石梯～磨溪区块灯四气藏一期开发地面集输工程 | 中国石油工程建设有限公司西南分公司 | 王 畅 胡天亨 姜 炜 夏若琛 张茂超 袁 罗 李云龙 汪相逢 张胜利 钱 勇 |
| 44 | 伊拉克哈法亚油田配套及基础设施项目 | 中国石油工程建设有限公司北京设计分公司 | 寇志军 杨嗣鼐 孟 珑 窦艳伟 孙 博 朱梓骁 王 鹏 周靖伟 赵 明 刘 琦 |
| 45 | 克拉苏气田大北11、12断块试采地面工程 | 中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司 | 代 敏 张刚刚 叶 鹏 陶小平 万 霞 李鹏杰 张 帆 马新赞 安 龙 吴万清 |

续表

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 46 | 北一区断西东块萨II1-9二类油层聚合物驱产能建设 | 大庆油田设计院有限公司 | 李红岩 王文韬 马 秀 刘伟卓 张朝荐<br>谢大雨 梁玮玮 杨 程 陈秀凤 张 鹏 |
| 47 | 渤中34-9油田开发项目工程技术创新及国产化应用突破 | 海洋石油工程股份有限公司 | 王伟杰 李茂林 于国杰 杨方东 芦存财<br>杨 俊 张加平 周 建 安晓龙 齐美灵 |
| 48 | 郭家101区块致密气地面工程 | 吉林石油集团石油工程有限责任公司 | 石少敏 王 堃 曲佳楠 张 楠 曹月蕊<br>郭美佳 张力升 李玉新 高 狄 李 强 |
| 49 | 杏V-1输油脱水站改造工程 | 大庆油田设计院有限公司 | 王志强 赵 航 曹万秋 曹晓毛 侯启东<br>吴敬轩 王向楠 朱健健 刘 威 侯庆凌 |
| 50 | 榆林气田12亿方产建地面工程 | 长庆工程设计有限公司 | 赵一农 何 蕾 陈 丽 张 磊 杜 杰<br>张 颖 王 勇 许 勇 梁 强 王 龙 |
| 51 | 乍得2.2期Lanea区块地面工程EPCC项目 | 中油辽河工程有限公司 | 王 宁 雷建军 张 琦 邵刘杰 刘燕宁<br>袁训永 安 亮 宋 诚 蒋 洋 熊晓刚 |
| 52 | 英西205井区地面集输工程 | 中国石油工程建设有限公司青海分公司 | 马建波 杨军涛 刘善霖 孙高原 魏学鹏<br>张海涛 贺 艳 徐广华 任 豪 王 伟 |
| 53 | 襄垣液化调峰储备集散中心项目 | 中国石油工程建设有限公司西南分公司 | 苏理林 苏文乾 白宇恒 李 龙 涂 洁<br>韩加力 杜建莉 廖 飞 霍 静 王柱华 |
| 54 | “唐伊线”方城—南召、杜旗天然气支线工程 | 中国石油工程建设有限公司华北分公司 | 刘志田 陈 怡 陈 冰 项祖义 逯国英<br>林万强 王博凯 李洪达 张卫聪 陈 龙 |
| 55 | 西二线樟树-湘潭支干线增输工程 | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 李广群 田 彧 宋 悦 李卫民 刘莫函<br>康 楠 刘 录 史 伟 刘 璐 柯 琳 |
| 56 | 山东东明石化集团有限公司液化天然气（LNG）及其配套设施改建项目 | 中国寰球工程有限公司北京分公司 | 黄永刚 李益民 贾保印 张金伟 赵甲递<br>包光磊 杨炎辉 武海坤 张 瑾 冯丙成 |
| 57 | 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 | 公茂柱 尚增辉 潘 毅 刘 杰 刘 磊<br>曹 盟 韩元仿 王 红 崔 健 王博凯 |
| 58 | 国家石油天然气大流量计量站武汉检定点工程 | 大庆油田设计院有限公司 | 肖 迪 罗再扬 刘宪英 马 琳 张 峰<br>房福生 陈伟光 张 帆 田永海 周 雷 |
| 59 | 鲁克沁原油掺稀和外输管道建设工程 | 中国石油工程项目管理公司天津设计院 | 卫 晓 胡凤杰 梅春林 张燕霞 邵明雨<br>褚立明 张鹏涛 王绪文 张 博 袁 甲 |
| 60 | 抚顺石化公司石油一厂60万吨/年酮苯脱油装置扩能改造工程 | 中国昆仑工程有限公司沈阳分公司 | 南远方 李 哲 吕 忠 辛 明 杨中凯<br>周长麟 魏也弢 康 凯 孟祥龙 李 贺 |
| 61 | 河北盛腾化工有限公司8万吨/年催化干气制苯乙烯装置项目 | 中国昆仑工程有限公司沈阳分公司 | 金熙俊 金 磊 李伟娇 孟庆南 高侨伟<br>王世成 张 威 刘雪娇 鲁 健 李 楠 |
| 62 | 大庆石化公司炼油厂炼油结构调整优化项目9万吨/年MTBE装置 | 大庆石化工程有限公司 | 娄海生 吴南屏 任宇辉 宋 微 刘立凤<br>张智庆 张 涛 薛德来 马志芳 张连国 |
| 63 | 三爱富（常熟）新材料有限公司年产3500吨氟橡胶（FKM）和3500吨聚全氟乙丙烯（FEP）项目（含氟共聚物项目） | 上海寰球工程有限公司 | 张 强 李凤武 袁 燕 范志勇 葛振其<br>徐 波 孟丽晶 李晓刚 邓 昕 迟旭全 |

续表

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 64 | 大庆华科股份有限公司C5石油树脂扩能改造项目 | 新疆寰球工程公司 | 孙立春 郝莉莉 安晓辉 孙 柏 吴素娟<br>黄文章 孟庆伟 李 明 韩 旭 王香梅 |
| 65 | 中国石油锦州石化分公司25万吨/年烷基化装置 | 中石油华东设计院有限公司 | 徐 彪 刘登峰 梁泽涛 梁风来 周晓龙<br>王 浩 邱明涛 苏 琦 王丽丽 刘晓燕 |
| 66 | 联泓新材料有限公司EDO装置技术升级改造项目 | 上海寰球工程有限公司 | 刘元丹 刘建华 姜笑欢 顾俊峰 冯 成<br>郑建军 吕 杰 曾 娟 陆嘉懿 汪 皓 |
| 67 | 中化弘润石油化工有限公司成品油质量升级及配套工程项目120万吨/年柴油加氢改质装置 | 中石油华东设计院有限公司 | 刘小波 王佩瑜 高 滨 邱 学 毕林涛<br>王 彬 丁 磊 李硕睿 陈振士 聂 程 |
| 68 | 庆阳石化公司汽油加氢装置国VI项目 | 中石油华东设计院有限公司 | 孙 嫚 夏少青 李宝军 董 强 申玉辉<br>卢金芳 王文刚 牛国光 相春娥 陈 思 |
| 69 | 辽阳石化俄罗斯原油加工优化增效改造100万吨/年催化汽油加氢-醚化装置 | 中国昆仑工程有限公司<br>大连分公司 | 何晓昶 许 丹 石家美 张明宇 刘成会<br>张 旺 任 毅 赵 阳 王 振 王 鑫 |
| 70 | 中国石油独山子石化公司轮胎用溶聚丁苯橡胶成套技术开发及新产品工业试验溶聚丁苯橡胶连续聚合中试装置 | 新疆寰球工程公司 | 刘庆华 胡慧铭 李 霞 郭 梅 李 锋<br>吴素娟 胡 泊 严 鹏 李 勇 丁海艳 |
| 71 | 中国石油大庆炼化公司结构调整增产石蜡项目1#常减压装置改造 | 中石油华东设计院有限公司 | 李 尤 韩 冰 陈 红 梁振波 张 鑫<br>刘 洋 王明哲 刘统华 孙同延 郝连升 |
| 72 | 辽阳石化俄罗斯原油加工优化增效改造220万吨/年重油催化裂化装置烟气脱硫脱硝 | 中国昆仑工程有限公司<br>大连分公司 | 戈丹妮 许 丹 彭 琳 贾晓伟 唐忠华<br>赵 刚 刘 明 臧晶晶 王宇博 王 振 |
| 73 | 长庆油田配电网智能化升级改造工程 | 长庆工程设计有限公司 | 张彩婷 谭 滨 郝颖珺 孙 赟 冯亚军<br>邵刚涛 吕阳伟 蒋 燕 李兴华 张 凡 |
| 74 | 大庆油田数字化生产管理平台建设工程 | 大庆油田设计院有限公司 | 王金国 张楠楠 马 秀 潘 宇 张克木<br>高 畅 陈思维 程剑锋 王 焰 胡 静 |
| 75 | 齐2井区护岸工程 | 中油辽河工程有限公司 | 刘胜富 刘春艳 李 涛 王勇文 陈新源<br>李彩丽 张哲萌 李 非 程 浩 张 雪 |
| 76 | 克拉玛依西北锅炉房建设工程 | 中油（新疆）石油工程有限公司<br>设计分公司 | 胡春林 郭效富 孙国成 傅子登 尹 娜<br>潘建军 张社芬 桂 娟 邱玉蓉 王 莉 |
| 77 | 潍坊弘润石化科技有限公司中间体原料加工项目中心化验室 | 中石油华东设计院有限公司 | 陈 瑞 卢慧杰 马新凤 邢 楠 胡 涛<br>刘 辉 徐 冲 张熙德 林玉青 赵 霞 |
| 78 | 大庆榆树林油田物联网项目 | 吉林石油集团石油工程有限责任公司 | 侯 旭 李 冶 高 狄 李宁宁 张黎明<br>刘卓明 孙博尧 李玉新 王 喆 李沛姝 |
| 79 | 吉林油田双坨子储气库66kV输电线路工程 | 吉林石油集团石油工程有限责任公司 | 高 扬 刘卓明 张 伟 马占寒 杨佩仑<br>刘晓光 刘贵涛 刘 伟 史东辉 尹方春 |
| 80 | 新木采油厂前48老区注水系统增压工程 | 吉林石油集团石油工程有限责任公司 | 吕宏伟 康 晶 陈海岩 李 影 梅雪松<br>林海波 刘向宇 周志国 陈文东 尹方春 |
| 81 | 龙潭区生活垃圾无害化处理场地下水污染防控治理工程 | 中国昆仑工程有限公司<br>吉林分公司 | 翟 勇 韩翼臣 王文文 徐文博 尹 伟<br>石 俊 王永伟 李璐璐 朴锦英 董健彬 |

## 2021年度石油工程建设优秀勘察奖名单

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 一等奖项目 | | | |
| 1 | 锦州-郑州成品油管道工程岩土工程勘察 | 中油辽河工程有限公司<br>大庆油田设计院有限公司<br>中国石油天然气管道工程有限公司 | 张允亭 沈茂丁 李贵朋 李云成 江丛刚<br>毕 丹 杜保成 张学军 周长昱 刘晶婷<br>卢洪源 崔少东 张志玲 毕 娜 邵 晖 |
| 2 | 尼日尔-贝宁原油外输管道测量项目 | 青岛中油岩土工程有限公司 | 吴全力 黄宝伟 窦 丹 刘楠楠 龙 克<br>李 晶 张林杰 张医钦 张 彪 李潭潭<br>脱 哲 雷忠腾 庞轩植 王宗强 于宗臣 |
| 3 | 中俄原油管道二线工程测量 | 大庆油田设计院有限公司<br>中油辽河工程有限公司<br>中国石油天然气管道工程有限公司 | 杨风学 李作开 崔 哲 汪 洋 邵 鹏<br>武 昆 夏树新 刘长立 李 振 寇明明<br>邓友发 季厚振 宋丽丽 刘亚东 赵向文 |
| 二等奖项目 | | | |
| 4 | 辽河油田地面生产系统图集 | 中油辽河工程有限公司 | 马晓元 李 振 李海龙 姚 磊 孙 天<br>杨智鹏 王 建 于清澄 由双海 王国巍<br>姚 博 张 俊 李萌军 杨逸若 关 昊 |
| 5 | 中亚天然气管道D线工程（测量） | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 沈茂丁 袁顺新 姚辉文 寇明明 方广杰<br>王鹏飞 吕红涛 邓晓敏 韩天培 舒 飞<br>吴 沙 左海玉 张佳磊 邵 鹏 李 博 |
| 6 | 加纳特马TEMA罐区工程（勘察） | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 江凤鸣 赵 鑫 李 强 沈茂丁 代云清<br>崔少东 徐华文 邓 勇 邓乐翔 蒋小勇<br>李 靖 刘绮珊 赵园园 徐 宁 毕 娜 |
| 7 | 乍得油田开发项目2.2期工程岩土工程勘察项目 | 中油辽河工程有限公司<br>青岛中油岩土工程有限公司 | 钱 明 李贵朋 刘元钊 毕 丹 付连安<br>王延平 高 莉 王学俊 张庚成 翟桂林<br>于清澄 方浩亮 张志超 肖凤荣 马永峰 |
| 8 | 国家管网西部分公司站内管道数据恢复试点项目 | 青岛中油岩土工程有限公司（中国石油工程建设有限公司华东环境岩土工程分公司） | 张林杰 张 彪 刘 鹏 韩珍珍 段雅萍<br>李秀栋 雷忠腾 王 策 潘学成 秦吉虎<br>庞轩植 于婷婷 毕克文 刘 伟 孙 超 |
| 9 | 长庆油田原油稳定及伴生气综合利用工程（测量） | 长庆工程设计有限公司 | 郑国威 温晓勇 李大亮 罗东山 张晓林<br>金计伟 何 冰 李相庭 方竹兵 王 鹏<br>齐国辉 秦晓刚 曹 亮 颜佩丽 胡伟明 |
| 10 | 安徽省天然气管网岩土工程勘察 | 建设综合勘察研究设计院有限公司<br>中油辽河工程有限公司 | 毕 丹 丛晓明 李贵朋 王 健 蒋 洋<br>于清澄 杜 岩 何建林 卢洪源 贾金禄<br>常 昊 赵 鑫 陶 园 邱 军 刘晶婷 |
| 三等奖项目 | | | |
| 11 | 文昌9-2/9-3/10-3气田开发工程平台场址和管线路由工程物探和地质调查 | 中海油研究总院有限责任公司 | 王俊勤 牛志献 黄冬云 王艳秋 李家钢<br>姚首龙 张 明 佘 稳 黄必桂 冯湘子 |
| 12 | 伊拉克米桑原油外输管道工程（测量） | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 周建国 王福东 郭书太 沈茂丁 陈瑞良<br>方广杰 徐俊科 寇明明 郭福友 罗伟国 |
| 13 | 庆哈站场管线探测及二三维数据库完善与发布 | 大庆油田设计院有限公司 | 王莉娟 吕睿頔 韩海刚 张金良 季厚振<br>娄 云 韩 江 宋丽丽 徐兹正 刘亚东 |
| 14 | 渤西油气处理厂搬迁项目岩土工程勘察 | 大庆油田设计院有限公司 | 张允亭 义宗贞 马承武 全金良 李大龙<br>余文龙 赵意民 杜兴龙 温德杨 韩国栋 |
| 15 | 北京新机场项目供油工程津京第二输油管道勘察 | 中国石油工程建设有限公司西南分公司 | 王彬全 亢会明 辜利江 郭涵宇 赵 连<br>王 涛 李志为 陈 福 李束为 闫宇婷 |
| 16 | 兰州石化-中川机场航煤管道工程岩土工程勘察 | 中国石油工程建设有限公司华北分公司 | 胡 兵 高慧子 李 磊 董瑞朝 陈 煊<br>胡 炜 张莎莎 刘松杰 郭桂仁 左 勖 |

续表

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 17 | 秦沈线朝阳供气支线工程 | 中油辽河工程有限公司 | 李 振 罗继先 姚 博 李萌军 杨智鹏<br>郭战喜 朴 雷 张 俊 孙 天 何建林 |
| 18 | 沁水煤层气田马必东区块4亿方产能建设地面工程测量 | 中国石油工程建设有限公司华北分公司 | 刘真真 杨 军 牛根良 王兵兵 魏艳平<br>张洁洁 徐博亚 张 福 高慎明 李 强 |
| 19 | 西一线靖边压气站DC460伴行路水毁治理工程 | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 刘恒林 崔少东 孟 建 王 鸿 高剑锋<br>李 犇 赵 鑫 钟 威 何晨辉 刘宏宇 |
| 20 | 辽阳石化分公司热电厂超低排放改造项目岩土工程勘察 | 中国昆仑工程有限公司辽阳分公司 | 李柏涛 丁丽娜 侯琳琳 张志英 秦晓强<br>柏丽萍 杨 品 |
| 21 | 北京纺织科研实验楼岩土工程设计与施工项目 | 中国石油工程建设有限公司北京设计分公司 | 王学武 时 磊 姜云申 刘 华 胡学林<br>靳 帅 孙晓龙 孙 立 任 楠 李 超 |

**2021年度石油工程建设优秀计算机软件奖名单**

| 序号 | 项目名称 | 获奖单位 | 主要贡献人 |
|---|---|---|---|
| 二等奖项目 | | | |
| 1 | 大型低温LNG全容式储罐设计计算软件 | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 杜亮坡 彭常飞 孟庆鹏 于铁兵 李 阳<br>王 成 傅伟庆 袁 洋 崔亚梅 高 枫 |
| 2 | 小口径管道电磁涡流腐蚀内检测与成像系统V1.0 | 长庆工程设计有限公司 | 孙银娟 张志浩 杨 涛 张箭啸 孙芳萍<br>罗慧娟 成 杰 毛 丽 邵治翠 查广平 |
| 三等奖项目 | | | |
| 3 | 岩土参数化制图软件 | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 崔少东 徐俊科 李 强 崔 欣 孟 建<br>刘恒林 钟 威 李 犇 赵 鑫 李 印 |
| 4 | 设备基础批量自动化设计软件 | 中国石油天然气管道工程有限公司 | 刘文涛 魏成国 王俊岭 王学广 张 宁<br>边海容 张官盟 朱俊岩 顾宗昂 杨 峥 |

# 石油工程建设行业第三、第四届勘察设计大师评选结果公布

根据《中国石油工程建设行业勘察设计大师评选办法》，中国石油工程建设协会组织了第三届、第四届石油工程建设行业勘察设计大师评选。经过单位推荐、形式审查、评选委员会评选及公示等严格程序，决定授予王峰、王登海、朱坤锋、汤晓勇、李利军、张红、贾金禄、黄永刚、黄辉、樊奉塘10名同志（排名按姓氏笔划为序）石油工程建设行业勘察设计大师称号，并在本期《石油建设工程》期刊上展示各位大师的风采。

希望石油工程建设行业勘察设计从业人员向他们学习，精心勘察、精心设计，认真贯彻落实石油工程建设行业勘察设计从业人员的新发展理念，进一步提高石油工程建设行业勘察设计水平，推动石油工程建设高质量发展。

石油工程建设行业第三届、第四届勘察设计大师风采展示见封二、封三、封四。

源于制造业的精益生产（JIT）已在全球范围内得到广泛应用，体现了其科学性和先进性。为破解当前气田新型装置研发中存在的突出问题，迫切需要借鉴制造业精益生产的理念和方法，在装置优化、简化、标准化和智能化研发的基础上，探索从研发、应用到改进的全过程的新思路，实现装置研发的提速、提效和提质。本文结合精益生产的思维，针对长庆气田近年来快速上产过程中新型一体化装置的研发过程，创新总结了4W5H精细管理法（Why、What、When、Where、How to do、How to optimize、How to creative、How to apply、How to improve）的内涵和应用实例，对现场使用效果进行了分析总结，希望对气田其他项目的创新研发过程提供一定的借鉴和参考。

# 基于JIT思维的4W5H精细管理法在气田新型装置研发中的应用

■ 薛岗 常志波 刘银春

## 1 JIT（精益生产）的内涵及发展过程

1985年美国麻省理工学院国际汽车项目组织了世界上14个国家的专家、学者，花费了5年时间，耗资500万美元，对日本等国汽车工业的生产管理方式进行调查研究后总结出来了一种“精益生产”的方式，在日本称为丰田生产方式，是一种以最大限度地减少生产所占用的资源、降低企业管理和运营成本为主要目标的生产方式。其 实质是通过生产过程整体优化，改进管理方式，消除无效劳动与浪费，有效利用资源，降低成本，改善质量，提高劳动效率，用最少的投入实现最大的产出。

精益生产方式，即：Just In Time（JIT），“旨在需要的时候，按需要的量，生产所需的产品”。因此有些管理专家也称精益生产方式为JIT生产方式、准时制生产方式、适时生产方式或看板生产方式。精益生产既是一种以最大限度地减少企业生产所占用的资源和降低企业管理和运营成本为主要目标的生产方式。

长庆气田在快速上产和持续稳产过程中，地面亟需攻关研究的工艺技术、高效设备等内容很多。但由于不同科研人员的思路、想法、水平、经验不尽相同，导致项目在研发过程中，可能会有部分目标定位不清晰、创新点不突出、产品功能不合理、考虑问题不全面、解决问题不实际、计划时

**图1 制造业生产方式发展的历史**

表1 传统的制造业与油气田地面生产的差异

| 特性 | 制造业精益生产方式 | 油气田地面精益生产方式 |
| --- | --- | --- |
| 生产环境 | 大多数是在工厂内 | 在全国区域、各种恶劣环境当中，室外易燃易爆，各油气田生产环境差异大 |
| 生产要求 | 高度柔性生产，应用标准尺寸的零部件总成。较容易改型生产新产品 | 油气田类型多，工艺差异大<br>生产条件不断变化，需不断适应变化 |
| 生产特点 | 离散制造业，可间歇生产 | 流程业，要求生产的连续性 |
| 组织架构 | 管理层级相对较少 | 油田公司多，管理层级多，各油田差异大 |
| 维护、保障 | 设备种类相对固定 | 设备种类、数量繁多，维修维护难度大 |
| 产品品种 | 产品品种相对固定 | 相对固定合格的油气产品 |
| 基本目标 | 最大限度地获取利润 | 效益、安全、环保 |
| 社会责任 | 为公司的效益负责 | 为全国供油气、社会责任、公司效益 |

间不科学等情况发生。为此，基于JIT（精益生产）的内涵创新实施“4W5H精细管理法”，以保证能够系统全面地考虑问题、科学合理地制定攻关目标，有序高质地组织科研过程，达到项目预期指标，实现科研成果的有效转化。

## 2 油气行业精益生产概述

油气行业与制造业在生产环境、生产特点和管理方式中存在很大的不同。工艺技术、建设方式、信息化技术的不断进步也与最初“丰田”的生产方式存在巨大的差异。因此在借鉴制造业成功经验的同时，要建立适合油气田地面特点的精益生产模式。

第一个严格意义上油气行业的精益管理实践是在Aera公司实现的。Aera公司是美国境内第七大油气生产公司，是壳牌与美孚石油公司于1997年合资收购的一家陆上重油生产企业。2003年Aera公司直接与丰田公司合作，由丰田公司专家帮助Aera进行了井和油藏管理的优化流程。为了控制产量下降，启动了加密钻井计划，每年钻1000口井，并且制定了有效维护维修计划，以最大程度地实现生产过程的可靠性。Aera公司基于消除浪费、现金流图、持续流动、拉动式持续改进等精益原理，实施了多项流程改进方案。

## 3 基于 JIT 思维的“4W5H 精细管理法”的内涵

为破解当前油气田新型一体化集成装置研发中存在的突出问题，迫切需要借鉴制造业精益生产的理念和方法，在优化简化、标准化和数字化、信息化建设的基础上，探索一体化集成装置精益生产的模式，实现新型一体化集成装置从研发到现场应用，改进优化提升的全流程的提速提效提质。

“4W5H精细管理法”也称为提问法，即围绕已有系统（产品）有针对性地、系统地提出各种问题，通过提问发现原系统（产品）在设计、制造、施工等环节的不足之处，找出需要和应该改进之点，从而开发出新产品。4W3H法针对需要解决的问题，提出以下九方面的疑问，从中启发创新构思：

（1）Why：为什么要设计该产品？采用何种总体布局？

（2）What：该产品有何功能？有哪些方法可用于这种设计？是否需要创新？……

（3）When：什么时候完成该设计？各设计阶段时间怎样划分？……

（4）Where：该产品用于何处？在何地生产？……

（5）How to do：怎样设计？结构、材料、形态如何？ ……

（6）How to optimize：如何优化？……

（7）How to creative：如何创新？……

（8）How to apply：如何应用？……

（9）How to improve：如何改进？……

借鉴精益化生产的思维，油气田一体化集成装置研发的主要内涵可以理解为：采取标准化、规范化和具体化的流程和标准，以高度的有计划的执行和运营，通过组织绩效的持续改进，促使装置精准地达到组织目标的管理模式，并实现一体化装置研发应用的“五个零”的目标，即：制造质量“零”缺陷、设备运行“零”故障、环境保护“零”污染、安全生产“零”事故和职工健康“零”伤害。

## 4 基于 JIT 思维的“4W5H 精细管理法”应用实例

以近年来最新研发的新型井场液体脱硫一体化集成装置研发改进过程为例说明如下。

（1）Why：为什么要设计该产品，采用何种总体布局？即总体思路的确定

首先广泛讨论装置研究的必要性，形成如下结论：

① 项目研究的必要性

以上古气藏为主的苏里格气田正逐步开发下古含硫气藏。近年来多口部署的上下古兼顾井由于所在集气站无下古流程，并且位置偏远分散等原因，难以接入已建的下古集输系统。这部分气井总配产约为$300\times10^4m^3/d$。$H_2S$平均含量为$207mg/m^3$，最高含量达到$1000mg/m^3$。由于无法接入下古集输系统，这部分产能无法发挥。为解决苏里格气田偏远含硫气井的输送问题，可在含硫井场或上古集气站内设置脱硫装置进行脱硫，脱硫后的天然气接入上古集输系统。

通过项目研究可以达到深化标准化设计、缩短现场施工周期、降低工程总投资、减少占地，实现节约集约用地的目的。同时，也是地面工艺技术优化简化的重要手段和标准化设计工作的进一步深化。

② 项目研究的总体思路

项目研究初期，确定总体思路如下图所示，分8个方面研究。

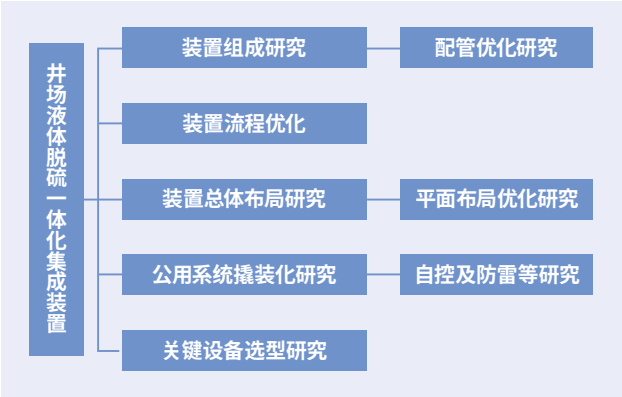



**图2 天然气集气一体化集成装置总体研究思路**

（2）What：该产品有何功能？

根据站场的工程，该装置应同时具有“初步分离、快速脱硫、连续排液、手动放空、安全放空、紧急截断”等6项功能。

（3）When：什么时候完成该设计？各设计阶段时间怎样划分？

项目计划一年完成设计。季度结点划分如表2：

**表2 装置研发节点划分表**

| 序号 | 节点划分 | 主要研究内容 |
|---|---|---|
| 1 | 第一季度 | （1）确定装置的主要功能和规模；<br>（2）确定装置的基本流程；<br>（3）优化装置流程。 |
| 2 | 第二季度 | （1）完成主要设备选型；<br>（2）完成装置的三维成橇图。 |
| 3 | 第三季度 | （1）开展装置外接口技术研究；<br>（2）完成电缆走向及配电箱、控制箱、可燃气体检测装置的安装设计；<br>（3）优化工艺安装，确保装置整体美化、便于操作。 |
| 4 | 第四季度 | （1）根据装置功能和装置大小，进行集气站平面布置和优化；<br>（2）进行项目总结及项目验收。 |

（4）Where：该产品用于何处？在何地生产？

装置将应用于苏里格气田边远含硫井场，装置在生产厂房成橇，保证成橇质量，拉运至现场。

（5）How to do：怎样设计？结构、材料、形态如何？

通过深入分析装置的生产流程和运行管理，将分离器、脱硫罐、排液系统、放空系统、天然气流程串并联系统、溶液更换系统等压力容器、各类阀门、管件等及电气设备等集成并组合成橇，形成井场液体脱硫一体化集成装置。

结构、材料、形态如何？以管道、仪表及电气设计为例：

① 管道敷设方式。本井场液体脱硫一体化集成装置管线敷设采取露空敷设，支撑采用活动支撑，同时考虑管线、设备检修、操作方便、美观，各路管线之间留有适当距离。

② 仪表控制。装置上设置防爆接线箱（ExdⅡBT4），装置内所有仪表信号线均接至接线箱内，再由接线箱接至站控系统。

③ 电气设计。装置上设置配电箱，提供装置上阀门、管线和设备的电伴热供电，集气一体化集成装置上的配电箱不提供电动球阀及UPS供电。

④ 标识。在设备主体上固定不锈钢铭牌标志，铭牌上的仪表/设备位号按照P&ID图纸中所规定的位号标注。名牌内容至少应包括供货商/制造商名称及其商标、用户名称及工程名称、设备位号、设备名称和用途、设备中所包含的主要设备名称和型号、主要技术规格、制造日期和供货商地址等。

⑤ 安装试压及检测。所有管道组成件及管道支承件在使用前应按SY/T0599、SY 4203、SY 0402及GB 50235相关要求检验。

（6）How to optimize：如何优化？

① 提高装置集成度。装置集成4个压力容器（罐）、49台种阀门、160个各类管件等工艺设备、仪表系统、电气设备等。

② 扩展装置功能。具有6项功能，可实现边远井场脱硫需要。

③ 结合现场工况，不追求装置高度的控制水平。可独立运行、手动关断、自动排液、安全放空、人工更换药剂。

④ 缩小装置占地面积，减少装置占地。充分利用三维空间优化配管设计，实现立体布站，减少占地面积，装置尺寸为$6.4m\times2.5m\times3.6m$。

⑤ 提高装置操作灵活性。充分利用立体空间，优化安装，操作方便。

（7）How to creative：如何创新？

① 创新形成苏里格气田边远井场新型液体脱硫一体化集成装置技术，实现苏里格气田下古边远含硫气井的正常生产，充分发挥产能。

② 创新研发新型空心式鼓泡脱硫塔，集成“快速脱硫、接触面积大，气量分布均匀，减少外输夹带、方便药剂更换”等五项功能为一体，减少设备数量和占地面积。

③ 创新研发新型卧式疏水阀阀，有效减少阀门数量。

④ 装置设计充分融合标准化设计的“六统一”的理念，定型设备提高安装质量。

⑤ 创新系列化产品，满足不同区域、不同工况的要求。目前已形成两种型号，满足现场建设需要。

（8）How to apply：如何应用？……

经过现场试验，发现装置在部分高产水井场和气质较脏的井场应用过程中存在以下问题：

① 装置排液疏水阀设计排量1$m^3$/h，现场实际段塞流工况瞬间来液量最大达到40–100$m^3$/h，装置排液能力不足，同时正常运行工况排液疏水阀前后压力压差需要通过手动调节外输节流阀开度，实际来液工况现场工人操作不及时，易导致大量段塞流进入下游脱硫罐，污染溶液。

② 部分气井气质较脏，开井初期，试气压裂阶段入井酸液未返排干净，天然气中夹带大量的泡排剂，压裂液、刮胶、凝析油和固体杂质等进入装置结垢（结果显示结垢物主要成分为$CaCO_3$，占比95%以上），导致装置分离器、疏水阀阀芯和脱硫罐填料层易发生堵塞，影响装置运行效果。井场脱硫罐典型垢样，见图3。

③ 脱硫罐填料层一旦发生堵塞，清洗和更换填料困难。主要体现在垢样坚固，软化酸洗难度大，时间长，反向冲洗效果不明显。

（9）How to improve：如何改进？……

① 排液系统优化

在分离器天然气出口设置差压控制阀组，在分离器排液口设置气动薄膜阀，且在分离器内部安装液位浮球通过气动浮球气动薄膜阀实现连锁，正产生产工况，通过差压控制阀组较小的压力降，可实现在上游天然气瞬间夹带大量液体进入分离器时排液口实现快速大液量的排液效果。

② 设备结构优化

优化后的脱硫罐结构由法兰连接的上筒体、中筒体和下筒体组成，上筒体顶部开设出气口，气体在吸收塔内自下而上运动，中筒体筒壁上开设脱硫剂进口，下筒体底部开设脱硫剂出口和排污口，三嗪溶液通过中筒体的脱硫剂进口在反应前提前加入脱硫塔中。上筒体内装有补雾丝网和折流板除沫器，中筒体内装有折形挡板，下筒体内装有天然气切向环流进气分布器。

③ 控制系统优化

增加智能化PLC控制系统，提高装置智能化水平，实现远程监视。采用低压电源的PLC仪表控制系统，充分利用井场供电系统，可实现数据就地显示、采集和远程传输。智能化PLC系统实时监测“来气压力，脱硫罐上下游差压，脱硫罐温度、脱硫罐液位，分离器液位及液位调节阀阀位状态”，具备监测的数据远传接口；具有远程定位功能，PLC参数显示屏可实时显示装置位置和经纬度等坐标。

**图3 井场脱硫罐典型垢样图**

④ 其他细节优化

脱硫塔增加压差计，便于观察脱硫塔前后正常运行压差和脏堵状况，便于考核进口排液阀性能，便于考核进口排液阀性能，脱硫塔底部增加就地排液阀，便于设备清洗；塔底部气体分布器采用切向环流进气分布器，增大接触面积；离器内部增加波纹板，且便于清洗和拆卸，提高分离效果。

## 5 结束语

长庆气田新型一体化集成装置研发过程中基于JIT（精益生产）的内涵创新实施“4W5H精细管理法”，以保证能够系统全面地考虑问题、科学合理地制定攻关目标，有序高质地组织科研过程，达到了项目预期指标，实现科研成果的有效转化，探索出了一种全新、先进的一体化集成装置研发、生产和运行新模式，对优化生产运行、转变生产方式、增强过程管控、改善运维保障策略，保证生产上精耕细作，具有重要的意义。■

作者单位：西安长庆科技工程有限责任公司

（责任编辑 冯尚）

本文通过介绍国际ACCE投资估算平台与国内概算编制两种模式的计算原理及费用组成，并选取已经完成的两个基本设计项目作为实例，分别用这两种编制模式对项目进行投资测算和对比分析，提出使用建议。

# 海外石油工程ACCE软件估算与国内概算的对比分析

■ 杨慧紫 许宏峰

## 1 绪论

近年，在“一带一路”的国家战略推动下，油气行业得到了迅猛发展。实际上，以中石油为代表的中国石油企业在“一带一路”沿线国家的油气合作已有20年之久了，这期间的苦辣心酸，是一代又一代石油人顽强奋进，砥砺前行，学习借鉴，不断探索的成长发展史。

在国际项目开发合作的道路上，我们积累了宝贵经验，更遇到了许多挑战。每个项目的开展实施，都要经过中石油内部及国家相关部门的正式审批。同时，在面对国外业主及合作伙伴时，项目文件还要经过项目方及其国家相关部门的审批。这就面临着中方、外方两方面的投资审查。国内概算投资编制及报审遵循中石油相关文件，国外则需要依据当地政策、外方业主及相关部门的要求编制投资及报审。这就使得我们面临两种不同体系的审查，需要准备两套投资文件进行报审。

国外企业多遵循美国造价工程师协会（AACE）标准及投资构成。我们在承接国际项目，面对国外业主时，经常会被要求采用AACEI协会认可的投资模式进行费用测算，而中石油内部甚至国内的编制标准，他们不予接受。因此，在石油工程国际化的道路上，我们需要探寻一条能够转换或者兼容的投资编制模式，以适应国际业务。

ACCE（全称Aspen Capital Cost Estimator）投资估算平台是Aspen旗下的一款专业级的投资估算软件，它与国际工程造价协会（AACEI）相关做法高度匹配，是国际油气工程公司普遍认可的投资估算编制软件。它的计算理念与石油行业乃至国内使用的定额编制方法相差很大，二者的投资计算结果是否一致，二者能否互相转换，需要我们进一步探索研究。

本文通过介绍两种投资编制模式的计算原理及费用组成，以及选取已经完成的两个基本设计项目作为实例，分别用ACCE软件编制模式和中石油概算定额编制模式对项目进行投资测算和对比分析，提出使用建议。

## 2 ACCE 模式下的工程投资

### 2.1 ACCE软件工程投资计算原理及费用组成

ACCE软件利用先进的计算机辅助经济估算技术（CACE），整合工程技术及工程经济学为一体，颠覆传统的经济投资计算方法，可广泛应用于工程项目全周期。

软件内置的估算方法主要有两类：因子估算法和体积模型法。因子估算法用于前期设计（概念设计/估算），主要包括生产能力指数法、设备系数法、参数估计法三种方法。体积模型法是依据设备尺寸、实践经验、项目特征构建体积模型，体积模型可以计算各个设备安装杂料的量和价，并且可以在模型里面修改。软件默认优先选择体积模型法进行计量和组价。体积模型根据估算者输入参数计算详细的工程量，依据软件内部强大的成本数据库来计算投资，基于此估算机理，估算者应尽量将输入数据完善，输入越详细准确，工程量计算将会越接近实际。

软件内置的数据库包含五大地区（日本、美国、英国、欧洲、中东）共89个国家，库中的数据在人工、设备材料采购、机械、设计以及施工管理水平等方面均符合该国水平。

#### 2.1.1 ACCE软件的计算原理

软件生成的投资表中主要由人工时数量、人工单价及设备材料费组成。人工时数量是按照软件商数据库中所选地区不同工种分别计算得出的，人工单价是按照所选国家的施工水平考虑的，设备材料价格水平也是按照所选地区的厂家提供数据，但软件商不提供具体厂家，以上数据软件商会定时更新发布。简单总结，ACCE软件的计算方法中，工程直接费中的人工、材料、机械是基于强大的数据库中的实践数据做支撑，组建起来后，再依据项目特点，增加相应的工程其他费用，计算出工程总投资。

#### 2.1.2 ACCE软件总投资费用组成

总投资费用表，总结如表1（其他费用不仅限于表中列示）：

**表1 总投资费用表**

| | | |
|---|---|---|
| I | 现场总费用 | Total Field Costs |
| 1 | 直接现场费用 | Total Direct Field Costs |
| 1.1 | 设备 | Equipment |
| 1.2 | 配管 | Piping |
| 1.3 | 土建 | Civil |
| 1.4 | 钢结构 | Steel |
| 1.5 | 仪表 | Instruments |
| 1.6 | 电气 | Electrical |
| 1.7 | 绝热 | Insulation |
| 1.8 | 防腐 | Paint |
| 2 | 间接现场费用 | Indirect Field Costs |
| 2.1 | 现场管理费 | Field Office Staff |
| 2.1.1 | 现场施工监理费 | Field Const Supv |
| 2.1.2 | 开车、试运行费 | Start-up, Commissioning |
| 2.2 | 工程间接费 | Construction Indirects Total |
| 2.2.1 | 附加福利津贴 | Fringe Benefits |
| 2.2.2 | 社会保险费 | Burdens |
| 2.2.3 | 小型工器具及消耗品 | Consumables, Small Tools |
| 2.2.4 | 生产杂费（保险等） | Misc（Insurance, Etc） |
| 2.2.5 | 脚手架费 | Scaffolding |
| 2.2.6 | 施工设备租赁 | Equipment Rental |
| 2.2.7 | 现场服务 | Field Services |
| 2.2.8 | 临时设施费 | Temp Const, Utilities |
| 2.2.9 | 施工队伍动迁费 | Mob / Demob |
| II | 非现场总费用 | Total Non-Field Costs |
| 1 | 运费 | Freight |
| 2 | 税费及许可费 | Taxes and Permits |
| 3 | 设计采办费 | Engineering and HO |
| 3.1 | 基本设计费 | Basic Engineering |
| 3.2 | 详细设计费 | Detail Engineering |
| 3.3 | 材料采办费 | Material Procurement |
| 4 | 业主项目管理费 | Other Project Costs |
| 4.1 | 非现场管理人员费 | Home Office Const Suppt |
| 4.2 | 总部管理费 | G and A Overheads |
| 4.3 | 合同费 | Contract Fee |
| 5 | 预备费 | Contingency |
| III | 工程总投资 | Project Total Costs |

## 3 中石油模式下的投资概算

### 3.1 中石油投资概算编制方法及费用组成

中石油投资概算，依据中石油颁发的编制办法、定额指标及取费文件进行编制。相关文件随市场发展，不定期发布补充说明或修编新文件以做指导。

3.1.1 中石油投资概算编制方法

直接工程费中的设备材料价格通过企业内部价格库积累、国内各省市定期发布的设备材料价格、实时询价等方式确定。

建筑工程价格来源于不同国家地区市场调研、项目指标积累以及合同价积累等。

安装工程套用中石油定额《石油建设安装工程概算指标》（中油计〔2015〕11号文），根据《石油建设安装工程费用定额》（中油计〔2015〕12号）对人工、材料、机械进行调整、取费后，得到项目所在国的安装工程费。

在工程费用的基础上，再计算其他费用和预备费，得到建设投资。

3.1.2 中石油概算建设投资费用组成

建设投资构成如表2。

## 4 投资测算对比分析

本研究选取用已经完成的两个基本设计项目（项目一：中东某国中心处理站地面设施建设项目，项目二：非洲某国中心处理站地面建设项目）作为实例，分别使用两种方法进行测算。测算结果如表3、表4。

**表2 建设投资构成表**

| | |
|---|---|
| I | 工程费用 |
| 1 | 设备购置费 |
| 2 | 安装工程费 |
| 3 | 建筑工程费 |
| II | 其他费用 |
| 2.1 | 建设用地费和赔偿费 |
| 2.2 | 前期工作费 |
| 2.3 | 建设管理费 |
| 2.4 | 专项评价及验收费 |
| 2.5 | 勘察设计费 |
| 2.6 | 场地准备费和临时设施费 |
| 2.7 | 引进技术和进口设备材料其他费 |
| 2.8 | 工程保险费 |
| 2.9 | 联合试运转费 |
| 2.10 | 特殊设备安全监督检验标定费 |
| 2.11 | 超限设备运输特殊措施费 |
| 2.12 | 施工队伍调遣费 |
| 2.13 | 专利及专有技术使用费 |
| 2.14 | 生产准备费 |
| III | 预备费 |
| IV | 建设投资（I+II+III） |

**表3 中东项目投资测算结果对比**

| | 项目 | ACCE（万美元） | 占比 | 概算（万美元） | 占比 |
|---|---|---|---|---|---|
| I | 工程费用 | 4628 | 59% | 4397 | 57% |
| II | 其他费用 | 3216 | 41% | 3317 | 43% |
| | 工程总投资 | 7844 | 100% | 7714 | 100% |

**表4 非洲项目投资测算结果对比**

| | 项目 | ACCE（万美元） | 占比 | 概算（万美元） | 占比 |
|---|---|---|---|---|---|
| I | 工程费用 | 675 | 57% | 659 | 61% |
| II | 其他费用 | 503 | 43% | 422 | 39% |
| | 工程总投资 | 1178 | 100% | 1080 | 100% |

以上对比结果可以看出，软件计算出的工程费用，略高于中石油定额编制的直接工程费，其他费用占比也基本一致。两项目的工程总投资基本在同一水平。

### 4.1 直接工程费的对比分析

4.1.1 工程量的调整

技术人员在软件中输入技术参数，软件自动寻找匹配模型，技术根据项目自身设计特点，可以对模型进行调整优化，尽可能贴近实际设计。在本研究中，技术人员反复修改软件模型以达到设计需要，使得两种方法基本在同一设计水平上进行费用测算。

4.1.2 价格的调整

软件有默认地区的人工、材料、机械费，可以输入调整系数，将费用调整到实际水平。

辅材费，涉及面非常广，找了部分主要设备材料做了对比，总体差距不是非常大，故未做调整。

机械费，软件默认数据基本符合当地水平，故未做调整。

### 4.2 其他费的对比分析

ACCE工程投资中，其他费用分为现场发生的间接费用和非现场发生的其他费用。虽然与中石油概算投资构成中的其他费用项叫法略有不同，费用划分出入较大，但发生的相关费用基本一致。费用对比见表5。

对表5中没有对应上的费用，分析如下：

（1）ACCE模式下的“小型工器具及消耗品、脚手架费、施工设备租赁费”

在中石油的安装费定额中，这三项费用已经摊入到了机械费定额中，编制时，直接套用相关条目，不再另计这三项，也就是此三项费用，归集到了直接工程费中。而ACCE模式下，这三项费用属于工程其他费，单独计取。

（2）ACCE模式下的“现场服务费”

ACCE中的现场服务费主要包括医疗、急救、运输、焊接测试和焊接用品等。中石油其他费并未对其进行单独归集，发生时根据费用实际归属，计入到相应费用科目中。

（3）ACCE模式下的“运费”

在中石油直接费计算中，设备材料的运费按一定比例单独计取，对系数的计取，也有相应文件指导，详见《中国石油天然气集团公司建设项目其他费用和相关费用规定（中油计〔2012〕534号）》。这部分费用虽然计入工程费用，但是可以单独归集出来的。

（4）ACCE模式下的“附加福利津贴、社会保险费”

这两项费用，根据所在国的相关规定和要求，在中石油其他费用中单独增加。

（5）中石油概算中的“生产准备费”

在ACCE中，此项费用属于运营费范畴，工程总投资不予计算。

（6）中石油概算中的“引进技术和进口设备材料其他费”

在ACCE中，此项费用属于设备材料清关环节发生的费用，包含在直接现场费用中的设备费中综合考虑。

（7）中石油概算中的“建设用地和赔偿费、专项评价及验收费、专利及专有技术使用费”

建设用地和赔偿费中，建设用地费是指按照《中华人民共和国土地管理法》等规定，建设项目使用土地应支付的费用，分为取得土地使用权缴纳的费用和临时用地费两部分。赔偿费是指对铁路、公路、管道、通信、电力、河道、水利、林

**表5 ACCE与中石油概算关于其他费的对应表**

| | ACCE其他费用 | 中石油概算其他费用 |
|---|---|---|
| 2 | 间接现场费用 | |
| 2.1 | 现场管理费 | |
| 2.1.1 | 现场施工监理费 | 建设单位管理费 |
| 2.1.2 | 开车、试运行费 | 联合试运转费 |
| 2.2 | 工程间接费 | |
| 2.2.1 | 附加福利津贴 | |
| 2.2.2 | 社会保险费 | |
| 2.2.3 | 小型工器具及消耗品 | |
| 2.2.4 | 生产杂费（保险等） | 工程保险费 |
| 2.2.5 | 脚手架费 | |
| 2.2.6 | 施工设备租赁 | |
| 2.2.7 | 现场服务 | |
| 2.2.8 | 临时设施费 | 场地准备及临时设施费 |
| 2.2.9 | 施工队伍动迁费 | 施工队伍调遣费 |
| | | 引进技术和进口设备材料其他费 |
| III | 非现场总费用 | |
| 1 | 运费 | 安装工程直接工程费 |
| 2 | 税费及许可费 | 特殊设备安全监督检验标定费 |
| 3 | 设计采办费 | 勘察设计费 |
| | | 前期工作费 |
| 4 | 业主项目管理费 | 建设管理费 |
| | | 建设用地费和赔偿费 |
| | | 专项评价及验收费 |
| | | 专利及专有技术使用费 |
| | | 生产准备费 |
| 5 | 预备费 | 预备费 |

区、保护区、矿区等相关设施或相关部门的赔偿费用。

专项评价及验收费，包括环境影响评价及验收费、安全预评价及验收费、职业病危害预评价及控制效果评价费、地震安全性评价费、地质灾害危险性评价费、水土保持评价及验收费、压覆矿产资源评价费、节能评估费、危险与可操作性分析及安全完整性评价费以及其他专项评价及验收费等。

专利及专有技术使用费，包括国外工艺包费、设计及技术资料费、有效专利、专有技术使用费、技术保密费和技术服务费等；国内有效专利、专有技术使用费；商标权、商誉和特许经营权费等。

ACCE模式下未单独列示上述几项费用，可根据不同国家政策及项目需求，发生时，在软件的其他费中单独增加。

## 5 结论

综上分析，ACCE软件可以作为我们给外方上报的估算辅助工具，前提是要根据项目要求及当地各种政策，结合项目自身特点，在合理范围内，对软件的相关参数进行调整使用，以满足设计要求和对投资的控制。通过对两种计算模式的分析，可以看出，ACCE投资估算软件为我们做国际工程项目投资估算开拓了新的思路，在今后的使用过程中，可与中石油的概算体系相辅相成，更好的为海外投资工作提供帮助。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司北京设计分公司

（责任编辑 冯尚）

三氟碘甲烷（$CF_3I$）气体自动灭火系统具有灭火迅速、后续无须清理、对环境友好等优点，在中东以及世界各地的大型双密封圈的外浮顶油罐中得到了广泛应用，而在国内鲜有应用实例。伊拉克某石油储备库双密封圈外浮顶油罐采用 $CF_3I$ 气体自动灭火系统与人工确认启动低倍数泡沫灭火系统、冷却喷淋系统相结合的消防设计方式，为国内大型外浮顶油罐的消防设计提供新思路。

# $CF_3I$ 气体自动灭火系统在外浮顶油罐中的应用

■ 陶贤文 袁国清 王克巍 郭振东 张祎达

## 1 背景

众所周知，外浮顶罐最大的火灾危险来自油罐外边缘的密封处的火灾。多年来，世界各地经历了多次油罐边缘引起的火灾，其中有些火灾造成了重大的灾难。调查结果表明，尽管有静电火花引起的火灾，也有大罐动火操作、或者不可控的油品化学反应放出的热量引起的火灾，但是，外浮顶罐火灾的原因主要还是来自雷电。1989年青岛黄岛油库爆炸事故的直接起因正是由于储油罐遭到雷击发生爆炸而起火。

化学反应引起的火灾，在高含硫化氢的原油外浮顶罐中也已经被证实。如果硫化氢气体泄露，少量的硫化氢气体依然存留在密封圈内，硫化氢气体与铁锈、空气可能发生反应形成自燃铁，这种反应过程是放热的，释放的热量可能足以引燃密封圈内的气体。

因此，如何快速地检测火灾以及如何快速灭火变得越来越重要，同时，也推动着整个消防行业中消防灭火系统向如何控制早期火灾以避免大面积火灾发生的方向发展。

## 2 $CF_3I$气体自动灭火系统概述

三氟碘甲烷（$CF_3I$）气体是一种无色、无味、环境友好型惰性气体，摩尔质量195.91g/mol,是空气密度的6.8倍（空气摩尔质量29g/mol），在空气中的存活时间仅仅为1.5天，因此，是一种比哈龙1211气体更为环境友好型的气体，正逐步得到广泛应用。

$CF_3I$气体自动灭火系统，集成了线性火灾检测和气体自动灭火系统，自动检测，自动灭火，主要用于快速检测并及时扑灭早期火源。系统包括自动检测系统（线性热感应探头、控制盘、液位、压力开关以及仪表控制电缆等）和灭火系统（25L液化气瓶1个、不锈钢气体管线及若干个湿式玻璃喷头）。

$CF_3I$气体自动灭火系统及其管材、管件得到了VdS权威安防机构的认证，也得到了NFPA 2001以及ISO 14520标准第二部分的认证。

## 3 操作原理

$CF_3I$气体自动灭火系统，分湿式和预作用两种。湿式灭火系统管线平时充满气体，一旦环形密封圈内发生火情，安装在一、二级密封圈之间的闭式玻璃喷头能够立即熔断，直接将气体喷射于环形槽内的气体空间，在30~40秒内迅速释放$CF_3I$气体，避免火灾的蔓延。预作用灭火系统，采用外部火灾检测模块和闭式喷头相结合方式，管道平时没有气体，气体储存在液化气瓶中，火情发生时，需要均布于大罐环形槽周边的线性热感应探头和闭式玻璃喷头同时确认火灾后才能释放气体。

每套气体自动灭火装置的覆盖范围根据大罐的尺寸、大罐泡沫堰的几何形状以及储存油品性质而定，大多数情况下，单套气体自动灭火装置大致能够保护周长40m的环形槽。根据用户对泡沫灭火系统的自动控制需求，气体自动灭火装置能够采用2个或者多个防爆型压力开关来监测系统平时的压力、激活灭火系统、释放气体。液化气瓶上的液位开关能够用于检测气体的泄露，其仪表接点通过硬线接

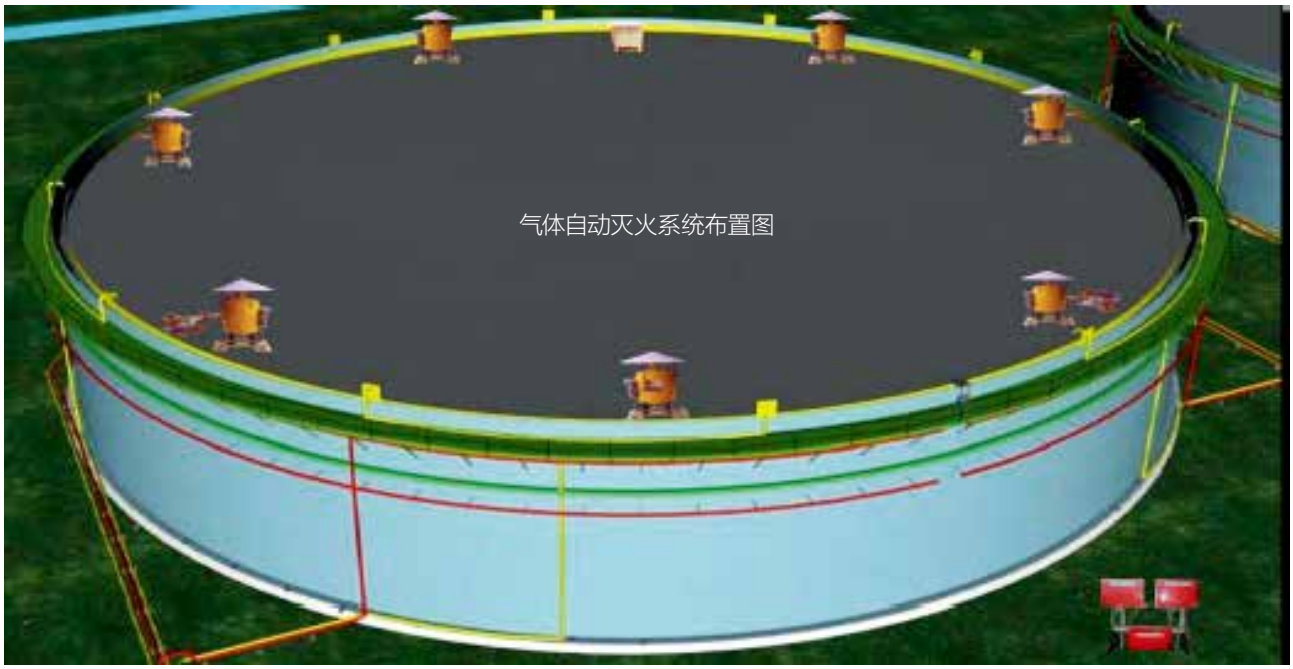



**图1 $CF_3I$气体自动灭火系统**

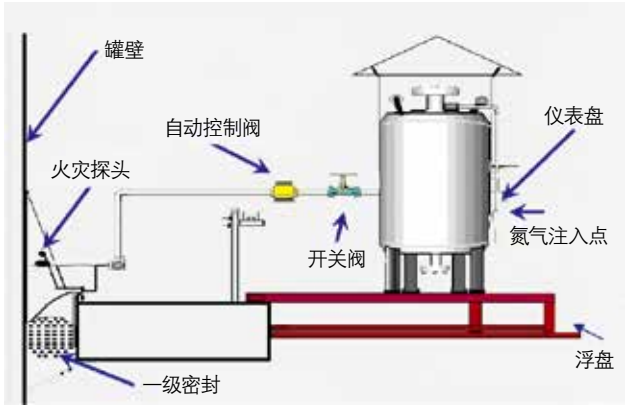



**图2 $CF_3I$气体自动灭火系统控制原理图**

到接线盒，再通过电缆接头接至罐区外。在罐区外，通过一个防爆型绝缘接线盒与用户的火气系统相接，除硬线连接外，与用户的火气系统联络、互动也可以通过无线通信来完成。根据用户的操作要求，多个大罐的多套气体检测、灭火系统可以共用一个控制盘，也可以一个大罐采用一个控制盘。

## 4 $CF_3I$气体自动灭火与泡沫灭火的关系

### 4.1 泡沫灭火系统的不足

无论是什么原因导致的火灾，火灾往往发生在外浮顶罐的边缘环形密封圈处，为避免大面积火灾的发生，快速而有效的灭火显得尤为重要。NFPA 11以及《石油储备库设计规范GB50737》标准推荐采用直接将泡沫混合液直接喷射到罐壁与泡沫堰之间的方式灭火，这种方式被证明是积极有效的。但是，泡沫混合装置一般位于消防泵站内或者防火堤外，对于大型油罐，泡沫混合装置距离油罐的距离在100m以上，因此，泡沫系统（消防泵、开关阀、泡沫液管线的填充）的启动需要花费较长的时间（国标规定泡沫液5min之内到达罐内都是可以接受的），同时，泡沫系统启动之后，填满泡沫比例混合装置至泡沫产生器之间的管线以及将罐壁与泡沫堰之间的空间填充至二级密封处，需要耗费较多的泡沫液。

### 4.2 气体自动灭火系统的优势

基于以上泡沫系统的缺陷，气体自动灭火系统优势尤为明显，$CF_3I$气体自动灭火系统可以在30~40秒内检测并将火扑灭；同时，由于从起火到将火灭掉的时间较短，小火源不足以将材料加热到原油的闪点以上，原油再燃的机会几无可能；另外，$CF_3I$气体对罐壁有着很强的降温作用。$CF_3I$气体自动灭火系统的优势还在于：

- 采用组合式火灾检测和气体自动灭火系统
- 可靠的闭式玻璃喷头检测技术
- $CF_3I$液化气瓶液位、压力24小时监控
- 远程监控和高可靠性
- 全自动火灾检测和气体自动灭火联动
- 无外在驱动源，比如电力、泵、水力驱动器、水等
- 无需站场值班人员的手动干预
- 所有管配件材料均为316不锈钢
- 无旋转部件，后续维修少

• $CF_3I$气体无老化之忧（泡沫原液需隔若干年更换一次，视情况而定）

• $CF_3I$气体在大气存活时间短，对臭氧层破坏小

• $CF_3I$气体释放后，配管系统无需清洗，对原油无污染，对大罐无伤害

• 闭式玻璃喷头更换容易，液化气瓶再充方便

**4.3 气体自动灭火、泡沫灭火系统、冷却喷淋系统的设计原则**

气体自动灭火系统用于快速扑灭早期小火灾，泡沫灭火系统可以作为备用，可设计成手动操作系统，或者经过人工确认火灾之后，远程手动启动泡沫系统。同时，考虑冷却喷淋系统作为备用，当发生大面积火灾时，对着火罐以及相邻罐进行冷却喷淋。

## 5 $CF_3I$气体自动灭火系统在实际工程中的应用

**5.1 伊拉克某国家储备油库中的应用**

伊拉克某国家储备油库，库容$200\times10^4m^3$，$66000m^3$外浮顶原油储罐22座，外径91m，高度15.6m。$23000m^3$外浮顶泄压油罐2座，外径50m，高度16.9m。

业主的标书中要求，消防系统采用稳高压，消防系统同时考虑$CF_3I$气体自动灭火系统、泡沫灭火系统和冷却喷淋系统，消防冷却水和泡沫混合液用水共用一套消防管网。

5.1.1 $CF_3I$气体自动灭火系统的设置

所有气体自动灭火系统均放于浮盘上，单个$66000m^3$外浮顶原油储罐浮盘周边均布7套，$23000m^3$外浮顶原油泄压罐浮盘周边均布4套$CF_3I$自动气体自动灭火系统，单套保护周长不超过40m。

气体自动灭火系统采用湿式喷头，平时气体管网充满压力，每个大罐所有火气探头信号集于防火堤外的一个控制盘，控制盘可与站场中控室火气系统进行通讯。

5.1.2 泡沫灭火系统的设置

原油储罐设置固定式泡沫灭火系统，作为$CF_3I$气体自动灭火系统的有力补充。系统采用6%型水成膜泡沫灭火剂，每三个原油储罐共用一个泡沫站，泡沫站设于防火堤外，泡沫混合液用水取自冷却水和泡沫混合共用的消防环网。泡沫混合液管网为支状管网。消防水环网上设置水/泡沫两用的消防炮，并在大罐周边设置移动式泡沫推车。

单个$66000m^3$外浮顶原油储罐周边均布12个泡沫产生器，$23000m^3$外浮顶原油储罐周边均布8个泡沫产生器，单个泡沫产生器保护周长不超过24m。泡沫产生器采用罐壁安装方式。

大罐底部泡沫混合液干线设置雨淋阀，可远程开启。

5.1.3 冷却喷淋系统的设置

考虑到发生大面积火灾的可能性，罐区原油储罐设置固定式冷却喷淋水系统，相邻罐不考虑同时喷淋。

大罐底部冷却水干线设置雨淋阀，可远程开启。

5.1.4 消防系统的逻辑控制

$CF_3I$气体自动灭火系统自带的喷头，24小时监测储罐密封圈内火灾，自动灭火，24个大罐共用1套就地控制盘，控制盘放于防火堤外的安全区域，所有火灾探头监测、检测信号以及阀位开关信号先收集到就地控制盘，然后上传到中控室。当人工确认气体自动灭火系统未能有效控制火灾时，可以在中控室远程手动启动消防泵组，也可以在消防泵棚内手动启动消防泵组，同时还可以通过管网压力自动启动消防泵组,开启泡沫系统和冷却水喷淋系统。

**5.2 其他工程案例**

$CF_3I$气体自动灭火系统从1999年开始，在外浮顶罐以及拱顶罐上已经开始广泛应用，其中外浮顶罐居多，在伊拉克的图巴油库、伊朗的伊斯法罕炼油厂和阿巴斯炼油厂，以及欧洲、亚洲、非洲各地都有应用，最小罐直径18m，最大罐直径120m。

## 6 总结、建议与探讨

$CF_3I$气体自动灭火系统作为控制内、外浮顶油罐甚至拱顶罐前期火灾迅速而有效的措施，已经在世界各地有了较为广泛而成熟的应用。而目前的《国家石油储备库设计规范GB50737》、《石油库设计规范GB50074》以及《气体自动灭火系统设计规范GB50370》中，均未对大型外浮顶罐的灭火是否可以采用气体自动灭火方式作任何说明。国内已建的舟山国家石油储备库（$500\times10^4m^3$）、兰州国家石油储备油库（$300\times10^4m^3$），所有直径80m的储罐，都只采用了传统的泡沫站和冷却水喷淋系统，是否在以后的大型外浮顶罐的消防设计中增加大罐气体自动灭火系统或者将小型泡沫液储罐、泡沫产生器均布于外浮顶罐的浮盘上，以达到迅速灭火的目的，值得商榷。

尽管$CF_3I$气体自动灭火系统有着以上各种优点，个人认为，它也存在着使用方面的局限性。比如，闭式气体喷头需要安装在外浮顶罐第一和第二道密封之间，形成相对密闭的空间，对于只有一道密封圈的外浮顶罐，气体自动灭火系统不可行。另外，即使有两道密封圈，当密封圈内气体着火并发生爆炸，第二道密封圈（挡雨板）破坏之后，不能形成有效的闭式空间，气体自动灭火系统使用无效，以及发生大面积的环形槽火灾情况下，均需要依靠传统的泡沫系统和冷却喷淋系统进行灭火。因此，为安全起见，在大型国家石油储备库的消防设计中，气体自动灭火系统、传统泡沫灭火系统以及冷却喷淋系统缺一不可。■

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）

**用于接收国外液化天然气（LNG）的工程建设项目也越来越多。由于LNG组分具有易燃、易爆等危险特性，LNG接收站的安全设计越来越受到社会重视。本文针对某LNG应急调峰储运站的码头工程，结合相关规范和建设案例，明确其消防系统中的设施配置及设计参数选取，以实现在非正常工况下保护操作人员和相关设施安全的目的，并为同类型的工程设计提供参考。**

# LNG码头工程消防系统设计

■ 吴琼 张晓晨 赵晓静 赵欣 严新怡

液化天然气（LNG）作为一种清洁、高效、方便的能源，以其热值高、污染少、储运方便等特点成为现代社会人们可选择的优质能源之一。LNG作为城镇燃气气源，主要来源于两种方式：一是从国外进口至沿海LNG接收站；二是由国内的LNG工厂制备。LNG可作为调峰气源，也可经汽化后直接供居民和公建等用户使用，同时还可用于为LNG汽车加注燃料。

LNG体积相当于同质量的天然气的1/625，可用汽车、轮船等方便地将其运输到使用目的地。国内已建、在建和规划的LNG接收站有几十座，其中深圳大鹏LNG接收站是中国第一座投入商业运行的，其一期工程设计规模$370\times10^4$t/a，于2006年投产，二期通过增加储罐和汽化设施等，已扩建至$670\times10^4$t/a。

## 1 火灾、爆炸危险性分析

LNG组分以甲烷为主，属易燃、易爆物质，其火灾具有火焰传播速度较快、质量燃烧速率大（地上和水上燃烧速率分别达到0.106kg/m$^2$·s和0.258kg/m$^2$·s，约为汽油的2倍）、火焰温度高、辐射热强、易形成大面积火灾且难于扑灭等特点。当天然气和空气混合浓度达到爆炸极限时，遇明火还会发生爆炸，这也是LNG事故中危害与损失最大的一种。

在某LNG应急调峰储运站码头工程中，LNG船上货罐附属设施、装卸作业过程中的装卸臂、气相返回臂、输送管线、气相返回管线及管线上阀门、法兰、丝扣等处可能发生泄漏事故。低压LNG泄漏可能形成LNG液池，其表面LNG蒸发形

成蒸气云并不断扩散，若蒸气云在爆炸极限范围内被点燃，将发生闪燃或蒸气云爆炸，LNG液池将发生池火火灾。若天然气从带压装置或管道泄漏时被点燃，其泄漏点也将发生喷射火火灾。根据其火灾危险性特点，液化天然气储存、输送及气化过程和天然气输送过程的火灾危险性为甲类。

一旦LNG接收站等大型工程发生火灾、爆炸等重大安全生产事故，将给社会、环境、企业和员工造成巨大损失，甚至还会造成严重的国际影响。鉴于此，如何增强LNG工程的安全生产保障能力和风险防控，也越来越受到社会的重视。若能完善LNG码头等的消防安全设施的配置，选取合理参数对其消防系统等进行设计优化，则能有效地控制火灾、爆炸等事故的扩大，提高生产系统和作业过程的安全性。

## 2 消防系统设计

本文针对某LNG应急调峰储运站码头工程，贯彻“预防为主、防消结合”的方针，根据工艺特点、物料性质以及规范要求等，设计两套消防给水系统，配置了室外消火栓、高架远控消防水炮、水喷雾系统、水幕系统、高倍数泡沫灭火系统、干粉灭火系统、气体灭火系统以及移动灭火器等消防设施。

### 2.1 消防给水系统

设两套消防给水系统，一套淡水稳高压消防系统，设有2台卧式离心消防泵（1台柴油泵，1台电动泵，一用一备），流量及扬程等满足最大消防用水要求（最大消防用水为罐区），负责向陆域工程及码头工程提供消防用淡水，接至码头淡水消防系统的设计主管径为DN350；一套海水稳高压消防系统，设有3台立式离心消防泵（1台电动泵，2台柴油泵，两用一备），流量及扬程等满足最大消防用水要求，负责向码头高架远控消防水炮提供消防用海水，消防水主管径为DN500。

### 2.2 水消防系统

2.2.1 室外消火栓

选用地上式可调压室外消火栓，由淡水消防水系统直接供水，沿码头栈桥敷设，其间距不大于60m。每个消火栓带2个DN80接口及1个DN150的消防车接口。

2.2.2 高架远控消防水炮

在码头工程上设置双层炮塔和登船梯。卸船泊位炮塔和登船梯较高层平台分别安装1台消防水炮，设计流量200L/s，射程不小于120m；在装船泊位炮塔和登船梯的较高层分别安装1台消防水炮，设计流量100L/s，射程不小于80m。消防水炮均为防爆型固定式遥控消防水炮，并可根据灭火需要喷射出直线或雾状水流，其有效设计水平射程能够覆盖LNG船艏至船艉的工艺设施。消防水炮可通过码头控制室遥控操作、无线遥控控制和手动操作，且在陆域工程的主控室也可完成所有遥控炮的控制及操作。其水源来自海水消防系统。

2.2.3 水喷雾系统

在码头工作平台范围内的疏散逃生通道，以及位于消防水炮覆盖不到的工艺设备处，设置水喷雾系统，设计强度1.0L/s.m，供水延续时间不小于30min。该系统由雨淋阀组、过滤器和水雾喷头等组件构成，采用自动、遥控和机械应急手动的控制方式。其水源来自淡水消防系统管网。

2.2.4 水幕系统

在码头卸船、装船泊位各设置一套水幕系统，位于装卸臂前沿的操作平台，设计强度2.0L/s.m，供水延续时间不小于1h。该系统由雨淋阀组、过滤器和水幕喷头等组件构成，采用自动、遥控和机械应急手动的控制方式。其水源来自淡水消防系统管网。

消防水炮所在的炮塔及登船梯自带水幕系统，流量不小于10L/s，用以对炮塔及登船梯进行冷却保护。去炮塔冷却水幕系统的阀门保持常开状态，一旦消防水炮阀门开启，流向水炮的水将有一股流向该水幕系统。

### 2.3 高倍数泡沫灭火系统

在码头LNG事故收集池设置高倍数泡沫灭火系统，以便控制泄漏到收集池内LNG的挥发。设计选用3%的高倍数泡沫原液，发泡倍数约500倍的高倍数泡沫发生器。泡沫混合液供给强度为7.2L/min·$m^2$，泡沫混合液供给时间为40min。

高倍数泡沫灭火系统采用自动、遥控、手动启动三种控制方式。当至少有两个低温探测器探测到LNG泄漏到收集池后，联锁控制启动系统，向收集池内喷射泡沫。所有配备的泡沫液为耐温、耐烟型，且满足环保要求。

### 2.4 干粉灭火系统

在接收泊位炮塔和登船梯的低层平台，及装船泊位炮塔和登船梯的低层平台上分别安装1套干粉炮灭火装置，每套设置1个干粉炮和2个干粉卷盘，干粉贮存量3000kg，喷射率30kg/s，其射程可覆盖码头工作平台的装卸区。

遥控干粉炮具有自动、遥控、手动启动三种控制方式。接火警信号延时30s后，系统自动开启。火警、动作信号送至控制室的火灾自动报警控制盘，现场同时声光报警。干粉炮的报警信号、仪表显示等可在码头控制室和主控室同时操作/显示/报警。

### 2.5 气体灭火系统

在码头控制室、配电所内设置固定式气体灭火系统，灭火剂选用七氟丙烷，主要由储存瓶组、驱动瓶组、电磁驱动器、单向阀等组建构成。

系统具有自动、遥控、手动启动三种控制方式。当报警控制器处于自动状态时，只有在接收到两个独立的火警信号后，系统才自动开启。系统接第二个独立火警信号后控制器进入延时阶段，用于疏散人员、联动设备等。延时后打开七氟丙烷气瓶，向失火区进行灭火作业，同时控制面板喷放指示

灯亮。当报警控制器处于手动状态时，报警控制器只发出报警信号，由人员确认火警后启动系统喷放七氟丙烷灭火剂。火警、动作信号送至控制室的火灾自动报警控制盘，现场同时声光报警。

### 2.6 移动式灭火器

在码头区和各建筑物内，设置推车式及手提式干粉或二氧化碳灭火器等移动灭火器材，以便及时、有效地扑灭初期火灾。

### 2.7 火灾探测及报警系统

火灾自动报警系统（FAS）、气体检测系统（GDS）、闭路电视监视系统（CCTV）、应急广播系统等对码头区域内的火灾报警、可燃气体、重要的被监视区域及其消防联动等进行统一监视和控制。

在人员通道及出入口设置手动报警按钮，栈桥区域手报按钮间距不大于100m，建筑物内从每个防火分区内任一点到最近手报按钮步行距离不大于30m。在码头控制室和变电所内设置感烟探测器，在电缆层内设置感温电缆，并在电缆沟进口处和新风入口处设置可燃气体探测器，可燃气体报警与新风系统联锁。在可能发生LNG泄漏的设备、管线、阀门附近及LNG事故收集池等处设置低温检测器和可燃气体探测器。在码头操作平台上设置火焰探测器，并与水幕系统和逃生通道的自动水喷雾系统联锁。码头装卸区域设置电视监视系统、消防应急广播和区域性气体探测设施、区域性火灾报警设施。

## 3 总结

LNG应急调峰储运站码头工程的火灾、爆炸等事故具有燃烧速度快、事故危险性大和扑救困难等特点，通过工程设计等手段将其火灾、爆炸等风险降至最低，对于储运站的安全生产至关重要。根据《中华人民共和国消防法》等法律法规、《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183–2004）、《液化天然气接收站工程设计规范》（GB 51156–2015）、《液化天然气码头设计规范》（JTS 165–5–2016）、《油气化工码头设计防火规范》（JTS 158–2019）等标准规范及其它相关报告、审查意见等，相近规模的码头工程消防系统设计逐渐标准化、模块化。

在充分认识消防系统设计、安全消防设施配置日趋完善的同时，也应认清应用中存在的一些不足。在相应阶段结合实际，采取必要的针对措施，进一步提高消防系统的实用性，如：提高系统供电的可靠性、优化系统的设计流量、增加消防车取水点、加强系统的维护管理及落实安全生产制度等，以避免出现因考虑不周而不能充分发挥其消防系统应有的效能等问题。■

作者单位：中国寰球工程有限公司北京分公司

（责任编辑 冯尚）

2017年初中油吉林化建工程有限公司承建辽阳石化公司炼油厂东油品车间一台液化气储罐（C321），其材质为Q370R正火板。本文通过对该材质焊接冷裂纹的产生机理进行分析，提出了该种球罐焊接过程中防止冷裂纹产生的措施，该措施在施工过程中有效地防止了冷裂纹的产生，提高了焊缝检测合格率，保证了球罐的焊接质量。

# 对Q370R球罐焊接冷裂纹的分析及采取的预防措施

■ 李凤树 王志超 沈丽云

球罐一般是用来储存易燃、易爆甚至有毒的介质，一旦发生破坏其后果是极其严重的，国内发生的球罐事故中，球罐的焊接结构破坏因焊接裂纹的原因占相当大的比重，吉林液化气球罐的爆炸事故造成巨大的经济损失和人员的伤亡，起因也是焊接冷裂纹所导致的。Q370R钢板与传 统的Q345R相比，在焊接过程中有易产生冷裂纹的倾向，因此对该材质球罐在焊接过程中冷裂纹形成机理的分析，以及如何在施工中采取有效的预防措施是保证球罐焊接质量的关键。

## 1 工程概况

**辽阳石化公司炼油厂球罐（C321），具体参数如下：**

| 序号 | 球罐容积（$m^3$） | 台数 | 介质 | 设计压力（mPa） | 壁厚（mm） |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2000 | 1 | 液化气 | 1.77 | 45 |

## 2 冷裂纹形成的原因

接接头冷却到较低温度下，一般在马氏体开始转变温度以下产生的焊接裂纹统称冷裂纹。冷裂纹可以在焊后立即出现，有时却要经过一段时间，如几小时，几天，甚至更长时间才出现。开始时少量出现，随着时间增长逐渐增多或扩展，对于这类不是在焊后立即出现的冷裂纹称为延迟裂纹，它是冷裂纹中较为常见的一种形态。

产生焊接冷裂纹的三个基本因素：生产实践与理论研究证明：钢材的淬硬倾向、焊接接头中的氢含量及其分布、焊接接头的拘束应力状态是形成延迟裂纹的三大要素。这三大要素共同作用达到一定的程度，在焊接接头上就形成了冷裂纹。

### 2.1 氢的作用

在焊接电弧的高温下，焊接材料中的水分、焊件坡口上的油污、铁锈以及空气中的水分，会分解出氢原子或氢离子，并大量溶入到焊接熔池中。由于熔池体积小，冷却快，很快由液态凝固，多余的氢来不及逸出，结果就以过饱和状态存在于焊缝中，即在焊缝中存在着扩散氢。根据氢脆理论，这种扩散氢将向应变集中区（如微裂纹或缺口尖端附近）扩散、聚集。当这些部位的氢含量达到一定的临界含量值时，就会诱发冷裂纹。由于氢扩散有一定的速度，聚集到临界含量就需要时间，这就是宏观上表现为焊后到产生冷裂纹要有一定的潜伏期，即冷裂纹具有延迟开裂特征。

### 2.2 组织的影响

一般认为，钢材的淬硬倾向越大或马氏体数量越多，越容易产生冷裂纹。这是因为马氏体是碳在α铁中的过饱和固溶体，它是一种硬脆组织，发生断裂只需消耗较低的能量。此外，在淬硬 组织中具有更多的晶格缺陷，如空位、位错等。在应力作用下这些缺陷会发生移动和聚集，当他们汇集到一定尺寸，就会形成裂纹源，并进一步扩展成宏观裂纹。

### 2.3 应力的影响

目前国内及国际的施工水平，在球罐的组装过程中总会存在或多或少的强力组对，所以在组装完成后便存在着内应力，这种应力在焊后整体热处理完成后也不可能完全消除。再加上球罐焊接是一个局部加热过程，在焊接过程中产生应力与应变的循环，因此球罐焊接后必然存在残余应力。

## 3 焊接冷裂纹的分布状态

冷裂纹在焊接接头中产生与分布的位置大概有四种典

型状态：

（1）焊趾裂纹：裂纹起源于母材与焊缝交界的焊趾处，并有明显应力集中的部位（如咬边）。裂纹从表面出发，往厚度的纵深方向扩展，止于近缝区粗晶部分的边缘，一般沿纵向发展。

（2）根部裂纹：裂纹起源于坡口根部间隙处，应力集中源的位置与母材及焊接金属的强度水平的不同，裂纹可以源于母材的近缝区金属，在近缝区大体平行于熔合线扩展，或在进入焊缝金属中，也可以起源于焊缝金属根部，在焊缝中扩展。

（3）横裂纹：该裂纹起源于熔合线而向焊缝及热影响区扩展，其裂纹垂直于焊缝，这类裂纹常在球罐横缝中出现。

（4）焊道下裂纹：裂纹产生在靠近焊道之下的热影响区内部，距熔合线约0.1~0.2mm处，该处常常是粗大马氏体组织。裂纹走向大体与熔合线平行，一般不显露于焊缝表面。

## 4 影响冷裂纹的因素

（1）焊接环境：空气中的湿度对焊缝中扩散氢有很大影响。

（2）预热：根据实验，只有在一定的温度区间（约-100℃~100℃）氢的作用才显著，如果同时又有敏感组织和应力存在，就会产生裂纹。在预热条件下焊接时，由于在冷裂纹敏感温度区间之上停留时间（一般预热为150℃）较长，大部分氢已在高温下从焊接区逸出，降至较低温度时，残留的扩散氢已不足引起冷裂纹，这就是预热可防止冷裂纹的原因之一。

（3）焊接线能量：焊接线能量过大时，热影响区易产生马氏体组织，产生冷裂纹的倾向增大，这是因为马氏体是碳在α铁中的过饱和固溶体，它是一种硬脆组织，发生断裂只需要消耗较 低的能量。

（4）焊接材料：焊接材料中氢含量越高或烘烤温度、时间不够都将造成焊缝中氢含量的增高，产生冷裂纹的倾向增大。

## 5 防止产生冷裂纹的措施

（1）避免母材大型夹渣。所以在球壳板制造前必须对板材进行严格的超声波检查，对有严重夹层等缺陷的钢材不得使用。

（2）尽量减少氢的来源。第一，球罐的焊接选用低氢型焊条，必要时要采用超低氢型的焊条；第二，焊条使用前要经过扩散氢复验，本项目图纸规定扩散氢含量≤4ml/100mg，为了控制焊条中扩散氢，焊条烘干按照烘干的最大温度并且延长恒温时间，本项目焊条选用E5515-G（J557），扩散氢试验烘干温度为400℃，恒温1.7h，做了四组试验，平均值为1.7ml/100mg，远 低于图纸要求的4ml/100mg。现场烘干焊条严格按照此参数进行烘干，并贮存在100~150℃的恒温箱中，在使用时放入保温筒内并随用随取，在保温筒内存放时间不得超过4h，避免焊条重新吸

湿，否则要按原烘干温度重新烘干，重复烘干不得超过两次；第三，要彻底去除焊接坡口表面及坡口两侧20mm范围内的油污、水分、铁锈及其他杂物；第四，不在雨雪天及空气相对湿度大于90%时施焊；第五，采取有效的防风措施，以防止吹弧，使焊接熔池得到有效的隔离保护。

（3）选用适当的焊前预热温度和预热范围。适当的预热温度降低了焊缝冷却速度，可使氢更易从焊缝熔池向大气中扩散，减少了焊缝中扩散氢含量，并且可以降低焊接区的温度梯度和焊缝的冷却速度，尽量减少马氏体的含量，减小温差应力。预热温度应通过工艺评定来确定，预热范围一般为坡口两侧三倍球壳板厚度且不小于100mm。预热温度的测量，应在距焊缝中心50mm处对称测量，每条焊缝测量点数不应少于3对。

（4）选用适当的后热温度和后热时间。随着焊接层数的增多，焊缝中扩散氢会逐渐积累。因此焊后应立即进行后热，使扩散氢加速逸出，同时还可以降低焊缝中的残余应力，减少冷裂纹产生的机率，通过试验表明，当温度低于200℃时，脱氢效果急剧下降，而高于250℃时，氢在钢中的扩散系数有所增加，除氢效果也受到影响，因此，200℃~250℃温度的后热消氢的最佳温度，后热时间一般为0.5h~1h。

（5）焊接过程中保持适当的层间温度，适当的层间温度也能延缓焊缝的冷却时间，起到一定的去氢和降低残余应力的作用，层间温度不得低于预热温度下限值。

（6）采用合适的线能量。若焊接线能量过小，焊缝热影响区容易出现淬硬组织，再加上扩散氢的作用，焊缝容易产生冷裂纹；若线能量过大又会使焊缝热影响区的软化区宽度增加，热影响区组织增大，接头的塑性、韧性急剧降低，球罐整体的机械性能下降。

（7）防止强力组对。刚压制后的球壳板尺寸是标准的，但在储、运过程中难免存在放止不当或运动震动，使球壳板产生微量变形，经现场复验几何尺寸难免有部分偏差，为了保证组对尺寸，总会有强力组对的情况；同时，如果组对工序不恰当，加上厚壁球壳板的组对难度较大，在组对时不按顺序及时测量调整，最终必然产生组对拘束应力，拘束应力主要集中在T（Y）字型 坡口或环形坡口部位。在球罐组对过程中选用合适的工艺和组装机具，尽量避免强力组对。强力组对将使球罐在焊接前就存在过大的内应力，这种内应力在焊后也不可能完全消除。

（8）减小错边和角变形。组对过程尽可能的降低错边量和棱角度，在错边和角变形存在的部位，曲率发生了突变，所以焊后将会存在强大的残余内应力。

（9）采用合理的焊接顺序。当采用合理的顺序焊接时，整台球罐将同时对称地收缩或膨胀，这样能控制焊接变形，减小焊接残余应力。球罐焊接应遵循先纵缝后环缝，先大坡口后小坡口。而且焊工应对称、均匀施焊。球罐焊接要采用分段退焊法，采取分段退焊的方法在焊接时可以减少较长焊缝的持续加热时间，从而避免温度过高引起变形；同时，与焊接增长方向相反的焊接可以使焊件中残余应力相互抵消，从而减小变形。C321球罐赤道带板纵缝焊接时由10名焊工同时 进行对称焊接；极带侧板、中板焊接及极边板纵焊接时，应将焊工对称布置同时焊接；环向焊缝由10名焊工均布同向进行焊接。

（10）避免工艺缺陷的产生。咬边、未焊透、长条状夹渣等工艺缺陷部位是应力集中区，这些部位容易产生冷裂纹。

（11）外侧焊缝焊接完成后应进行气刨清根，刨槽应进行认真打磨处理，清除渗碳层，然后采用着色检查确认无根部缺陷后继续焊接内侧焊缝。焊缝的清根后渗透检测是重要的检验程序之一，能有效的检查定位焊产生的裂纹及打底焊接的缺陷，焊缝清根检查是保证厚壁球罐根部焊接质量的关键。

（12）不能在球壳板上随意引弧，避免在球壳板上形成弧疤，因为引弧处的冷却速度远远高于正常焊接时正常的冷却速度。

（13）工卡具、点固焊的焊接工艺与球罐的焊接工艺相同，进行预热、后热避免冷却速度过快，产生冷裂纹。

（14）工卡具拆除时应采用碳弧气刨、火焰切割、角磨机打磨。严禁使用大锤敲击。

（15）球罐的返修工艺采用与球罐焊接相同的工艺，焊前预热、焊后后热。

（16）焊接后及时进行整体消应力热处理，可以有效的控制裂纹的产生，国内球罐焊接早些年采用γ源全景曝光技术进行检测，检测时需要把球罐内脚手架全部拆除，检测后重新搭设脚手 架进行返修，再拆脚手架进行检测，反反复复，检测周期较长，球罐内焊缝应力得不到释放，增加产生微裂纹的机会。

本项目图纸说明可采用100%TOFD检测或100%射线检测，根据估算，采用TOFD检测最快可以在焊后10~15天完成所有检测，达到热处理条件。为了尽快给球罐热处理消应力，我项目在炼油厂球罐施工中采用100%TOFD检测、100%超声波复检及100%MT检测。由于炼油厂老区施工限制，每天作业时间有限，但也在一个月内完成了检测，达到热处理条件。

## 6 结束语

球罐现场组焊中裂纹缺陷的控制，可以说是一项系统性工程，从形成焊接裂纹的因素入手，对每个环节，每个工序都要加以保证。中油吉林化建工程有限公司承建的辽阳石化分公司炼油厂材质为Q370R的球罐，通过按照上述的过程控制有效的保证了球罐的焊接质量，经过TOFD检测，一次合格率98.15%，未发现裂纹缺陷。■

作者单位：中油吉林化建工程有限公司

（责任编辑 冯尚）

**480万吨/年催化裂化装置是国内目前最大的催化裂化装置，是中国石油天然气第一建设有限公司首次承建的最大规模的、技术含量高的大型炼油装置。该装置施工难点多、技术含量高、施工质量要求严，为确保工程质量与装置安全稳妥投产一次成功，必须做好该装置关键施工技术和重点。**

# 480万吨/年催化裂化装置精细化施工研究与实践

■ 潘越 杨东峰 白战鹏 胡克明

## 1 项目概况

### 1.1 工程概况

480万吨/年催化裂化装置包括反应再生、分馏、吸收稳定、富气压缩机组、烟气能量回收三机组、备用主风机组、燃烧式CO余热锅炉、再生烟气脱硫系统、脱氮系统以及装置界区内的公 用工程部分。

480万吨/年催化裂化装置工程主要实物量为：建筑物面积3.8万平方米，混凝土量2.8万立方米，钢结构0.989万吨，静设备214台/套，动设备102台/套，工艺管线焊接当量31.9万吋（78.5公里），电气电缆306公里，仪表电缆662公里，电信电缆33公里。

本工程以480万吨/年催化裂化装置反再框架及“两器”安装为主线，主体装置2014年11月23日开工建设，2017年6月30日装置中交，2017年9月30日产出合格产品，实现了工程建设 目标，取得了预期效果。

### 1.2 工程建设管理模式

采用施工总承包合同模式，以“沟通互补、求同高效”管理理念，通过扁平化、高效化的团队管理，以创建优质工程为目标，高标准、高起点，全面落实“一岗双责”和“党政同责”，

强化HSE管控能力，以现代项目管理理念为指导，采用先进的管理模式、科学的管理方法、优秀的 管理工具，大胆进行技术创新和管理创新。

项目管理组织机构采用线性管理模式，以“人员精、层次少、调度灵”为原则，建立高效的指挥控制系统和精干、协调的职能管理体制，实施工程安全、进度、质量、成本的有效控制，确保了全项目管理目标的实现。

### 1.3 工程建设特点和难点

首次进行国内特大型催化裂化装置整套装置施工，余热锅炉、洗涤塔创造国内催化裂化装置之最，施工难度大。

工程建设地属高温、多雨、台风多发地区，最高温度达到41℃，每年雨季长达7个月，建设期跨三个雨季，遭遇数次台风侵扰，有效施工期短。

装置钢结构、设备大型化，施工高峰期，施工作业人员多，施工作业交叉多，施工管控难 度大，安全管理风险高。

大体积混凝土浇筑量大、数量多，雨季焊接、混凝土浇筑等施工作业多，增大了质量管理难度。

两器组焊工程量大，设备开孔多、孔径大，组装质量要求高；两器内件多，安装程序复杂，安装精度要求高；两器安装与两器框架钢结构安装交叉作业频繁，吊装难度大；两器整体焊后消除应力热处理难度大。

余热锅炉散件安装克服到货顺序不匹配，安装工序复杂，炉管焊接要求高，焊接空间障碍多，焊接量大，高空施工风险管控要求严等各种不利因素。

洗涤塔复合板焊接工艺要求高，内件均为不锈钢件，内壁化学清洗要求高，空间狭小，安装难度大，吊装顶标高达120米，吊装及高空组对难度大。

主风机、富气压缩机安装精度要求高。

高温管道施工质量难控制。

脚手架搭设量大、难度高，施工安全风险高。

## 2 项目施工工艺规划研究与实践

### 2.1 优化施工总平面布局

结合施工现场和预制场分跨两个区域，进出场两套手续的实际，在施工中做到科学统筹安排，合理组织规划。科学设置便于大型运输车辆通行的现场道路，合理组织交通运输，确保预制场和现场运输道路通畅。对大型设备、车辆、大宗材料进场进行有效组织，按施工顺序和区域进场摆放。对大型钢结构、梯子平台、机加工件等充分利用就近资源进行工厂化预制，解决现场场地不足，便于项目整体场地的协调和有效利用。

### 2.2 优化模块化施工技术

2.2.1 大型设备模块化施工技术

使用大型履带吊车完成大型整体超限设备、余热锅炉、洗涤塔、“两器”、三旋、四旋、热催化剂罐、外取热器、孔板室、提升管、斜管、烟道、风道和水箱等模块化分段或整体吊装、就位， 提高了安装效率，降低了作业风险，保证了施工质量。

2.2.2 工艺管道工厂化预制技术

根据装置工艺管道工程量大的特点，施工中采用了“工厂化预制”技术；管道预制厂采用工厂设计软件 PDsoft 3D Piping《三维管道设计与管理系统》进行详细设计，使单线图细化至适合工厂预制的管段图；采用PPIMS《管道预制安装管理系统》软件，实现管理的自动化；施工中使用等离子坡口切割机，实现管道数控定长切割；使用管道预制自动焊机，实现自动焊机和工位组焊胎具（架）的有机结合。借鉴公司成熟的《管道工厂化预制总程序》、《二次设计程序》等21个管道工厂化预制管理程序，高质量的规范工厂化预制工作，提高施工管理和HSE管控水平，降低项目管理风险，节省了现场作业时间，保证了施工质量，提高了劳动效率，缩短了施工工期。

工艺管道工厂化预制焊接总吋口117000吋，拍片16790张，返片一张，合格率接近100%。

2.2.3 优化大型塔器安装与吊装技术

大型设备的吊装统筹工作应尽可能集中时间进行，相距较近且能连续安装的设备集中选用同一台吊车进行吊装，以减少大型吊车的转场次数和闲置时间，提高吊装施工效率；设备进场应充分考虑吊装顺序，尽可能进场一台、吊装一台、就

位一台，保证道路畅通。在吊装条件满足的情况下，尽可能将劳动保护、附塔管线、设备保温、电气仪表系统及部分塔内件等安装就位，与设备一起吊装。利用三维技术对吊装参数进行动态核算验证，确定了设备、吊车站位及行走路线，吊装作业一次成功。

2.2.4 优化两器施工技术

（1）“两器”安装技术 “两器”采用工厂化分段预制，在工厂内将“两器”、提升管、斜管、烟道组对成模块，现场仅进行“两器”壳体分段、内件安装等工作。

（2）“两器”热处理技术 “两器”壳体整体热处理采用高温烟气法，以壳体内部为炉膛，壳体外部绝热保温。选用轻柴油为燃料，通过喷嘴将燃料油喷入并雾化点燃，同时风机送风助燃。燃烧后的烟气通过热风管道送入炉膛，随着燃油不断燃烧产生的高温烟气在壳体内壁对流传导和火焰热辐射作用，使壳体升温到热处理所需温度。

反应器壳体整体热处理也是目前国内第一次整体热处理。“两器”整体热处理选在雨季的窗口期、利用夜间连续一次完成。

2.2.5 优化大型钢结构施工技术

根据现场吊装能力，尽可能将钢结构大型化、整体化进行工厂化预制，减少现场焊接工作。现场采取成片、成框预制法，分片、分段进行吊装，尽量减少高空作业。

2.2.6 优化合金钢管道和特殊材料焊接技术

针对合金钢管道，制定了焊接工艺规程，优化焊接参数，专人负责对焊缝进行焊前预热和焊后缓冷，用红外线测温仪进行监控，避免了焊接冷裂纹的产生，保证了焊接质量。

针对ALLOY20和ALLOYX薄壁、大口径铝合金材料焊接，制定了焊接工艺规程，利用制作的“五小发明”保护箱充氩焊接，解决了充氩保护焊接难题，保证了焊接质量。

2.2.7 优化大型机组安装技术

能量回收三机组是催化裂化装置的核心设备之一，结构复杂，零部件多，安装精度要求较高；YL-31000A型烟机是目前国内催化裂化装置最大的烟机，烟气量6717Nm$^3$/min，转子安装空间小，安装难度大；AV90-13型主风机组轴系长，机组轴系同轴度要求高，对中找正难度大、安装 精度高，是催化装置安装重点。

机组安装采用高精仪器、进行机组联轴器的对中找正，保证了设备装配的精确性；设备进出口连接管道安装、冷拉伸技术方案合理，施工中严密监控冷拉伸质量，实现无应力组焊，机组试运一次成功，机组运转平稳。

2.2.8 优化特种管道支吊架、膨胀节的安装技术

催化裂化装置350℃以上管道支吊架124个、弹簧支吊架399个，设备膨胀节54个。支吊架安装高度和位移方向检查确认，弹簧支吊架、膨胀节试车前固定销和临时加固拆除，管道升温前后支吊架安装位置检查是保证装置安全试车和运行的重要环节，是工艺配管管理的重点和难点。项目建立了特种管道支吊架、膨胀节的详细台账，专人负责消项管理，试车过程中未发生管道、膨胀节、弹簧支吊架变形和偏离设计位置情况，满足设计和运行要求。

2.2.9 优化大型余热锅炉施工技术

余热锅炉采用露天布置、自然循环、微正压运行、全钢架结构。主要包括绝热燃烧炉膛、水保护段、过热段、蒸发段和省煤器段。余热锅炉由制造厂模块化制造，分片供货，现场组装。采用由下向上的施工程序，尽量利用锅炉的平台，斜梯进行施工作业，减少了锅炉脚手架的搭设数量以及高处作业量，保证了施工安全，减少施工机具设备的投入。

2.2.10 优化大体积混凝土基础施工技术

对于大体积混凝土基础，施工中采取降低水泥水化热、降低混凝土入模温度、表面保温覆膜保湿养护，有效控制基础内外温度差，保证了大体积混凝土施工质量。在基础底板浇筑前，预先将混凝土测温点布置好，采用电子测温仪进行测温控温，基础底板在浇注完毕后，做好各温度变化控制点的定时监控，混凝土养护质量得到了保证。

2.2.11 优化雨季地下管道施工工艺

由于给排水支管图纸到场滞后，钢结构框架安装完成后才开始给排水管道施工，施工时间又逢雨季，降效非常严重。为

了缩短雨天施工周期，采取在地面尽可能深度预制组焊，并完成试压和防腐补口，再选择合适时机开挖管沟，做到管道防腐补口完成就下沟，尽量减少沟内作业时间， 提高效率。

## 3 项目管理过程规划研究与实践

### 3.1 施工策划系统化

根据业主对本工程工期、质量及HSE方面的要求，运用系统工程方法把握整体、确定重点、找出难点、抓住关键，认真编制《项目实施规划》，运用优秀的项目管理工具和技术，建立关键路径、三周滚动计划和月度控制循环，整体统筹人、材、机，严把施工质量和安全环保关，搞好过程控制工作。理清项目管理思路、统一项目管理思想、科学组织施工生产、加强项目团队建设，努力实现项目各参与方协同共赢，确保全项目管理目标实现。

### 3.2 施工部署标准化

“全员负责、标准化管理”是项目经理部管理的总体思路，根据工程实际情况编制了《项目管理手册》，通过整章建制、规范体系运行、理顺工作流程等一系列措施。项目经理部建立HS管理体系、质量管理体系、成本管理体系、进度控制体系，以确保项目部HSE、质量、成本、进 度始终处于受控状态。

项目经理部实行扁平化管理，尽量缩短管理流程，四套装置统一协调，运用现代项目管理工具和技术，大力实施工厂化预制、模块化施工、机械化作业，统筹安排，整体推进。系统规划和平衡施工人员、大型机具、预制场地等各类资源，实行合理调配和优势互补。

### 3.3 过程管理精细化

精细化管理是一个全员参与的过程，也是全过程和全方面的精细化，只有每一个人都参与到精细化管理之中，精细化管理才能落到实处，才能发挥出成效。适应精细化管理高标准，高精度、 高质量的管理要求，细节决定成败的管理理念在实际的工作中得到真正的重视。通过精细化管理增值增效，建立精细化的运作机制，完善精细化的管理制度，实施精细化的职能管理。

一是做好施工规划工作，反复论证比选施工规划，做好各类资源利用和控制；二是做通设计管理工作，通过加强与设计沟通，关键路径提前设计出图；三是做优施工方案，统筹利用各类资 源和社会依托，使费用支出合理；四是做精结算工作，开展成本与费用全过程动态管理和控制。

### 3.4 进度控制动态化

按照单位工程进行项目WBS工作分解，细化工作内容，优化时间节点，充分发挥信息化管理平台作用，运用P6软件编制各级、各类计划，工程进度整体受控。工程计划管理应用“P6+PowerPIP”系统，实行“集中统一、分级管理、分级负责”的管理原则，实现了工程进度动态管理，详细分析工程进展情况，为工程资源平衡提供了有力的数据支持。

### 3.5 安全管理常态化

围绕公司“一切事故可以避免遵章守纪确保安全”的 HSE管理理念及“管工作必须管安全”和中海油“五想五不干”的HSE管理原则，建立和融合安全规章制度48项，构建HSE管理框架，优化安全管理流程。利用“互联网+”构建“隐患随手拍”微信群和QQ群，营建“人人懂安全、人人会安全、人人要安全”的和谐向上的项目安全文化氛围，推行“可视化”现场管理，实现全天候、全过程安全管理。坚持日、周、月检查，自检、互检、专检相结合。加大安全投入，铺设水平安全网或采用钢跳板作为硬防护等安全措施，确保项目建设平稳、有序、整体受控，取得了8201138小时安全人工时的良好业绩。

### 3.6 物采管理流程化

物资采购严格遵循物采管理流程，切实执行公司关于物资采购的各项管理规定。选择产品质量国内领先、商业信誉好、业绩优良的优秀供应商，包括中石油集团公司一/二级供应商、公司A类供应商及业主指定短名单供应商，组建供应商体系。采取多家供应商竞标的形式，达到“以最少的钱买最好东西”的目的。

充分利用中石油集中采购、物资代储超市、物资淡季储备等项目建设的采购优势，最大可能降低采购成本，节约成本。通过招标采购、比价采购、竞争性谈判、单一来源（谈判）采购、执行顾客方要求（谈判）采购、执行中石油集团集中采购结果采购、低值地方性材料（谈判）采购、内部单位（谈判）采购等多种方式，保障项目物资供应有序可控。

### 3.7 质量管理规范化

3.7.1 健全质量管理体系、完善质量管理流程

质量管理体系健全，运行正常，制定并颁发了16项质量管理制度，保证了工程质量管理的持续改进，从质量体系、文件管理、焊接管理、人员记录、质量记录、材料控制、无损检测、产品防护、标识管理、计量管理、不合格品管理和交工验收等各个环节对施工质量进行控制，达到了较好的效果。

3.7.2 对重点和难点工序进行重点监控

根据装置特点，找出施工中质量控制的重点、难点，围绕“两器”、三机组、富气压缩机、高温合金管道、洗涤塔、余热锅炉、反再框架基础和隐蔽工程施工等部位和工序，提前做好质量控制预案，采取各项措施确保各项施工严格按照规范实施。

3.7.3 积极推行首件样板制度

推行首件样板制度，每项工作开始前，推出该工作的模板实例，此后的工作按照同样的标准和要求执行，有效地控制了低标准、老毛病和坏作风现象的发生。

3.7.4 积极开展图说质量活动

积极开展图说质量活动，进一步提高项目员工的质量意

识，推动公司质量文化建设，促进工程项目质量的持续改进。

3.7.5 全方位加强焊接管理

焊接管理始终是项目管理的重点，更是质量管理的核心，从焊接材料、焊接环境、焊接人员、焊接过程控制、焊接工艺纪律的执行等入手，细化管理，平行推进，取得了较好的效果。加强对焊材保管、烘干、发放、使用、回收检查，强化监督焊工执行焊接工艺情况。严格执行焊工准入制度，累计考试合格焊工 838名。

3.7.6 严格执行工序验收“三检”制

施工过程中坚持“每一道工序都是承诺”的质量理念，及时过程报验、加强工序交接。在质量检查制度方面，认真做好“三检制”：自检、互检、专检；在管理上严格按照“三检查、二坚持、一过硬”（即自检、互检、复检；坚持按图纸施工，按规范施工；产品过硬）的方针进行落实，做到步步确认，责任到点，思想到位，各方面实施效果较好。施工质量控制管理采用A、B、C三级控制，即停工待检点、见证点、审查点，质量控制点按照施工控制内容进行划分。本工程 验收的A/B/C级质量控制点共8963项，全部合格。

3.7.7 特种材料质量管理执行“三个 100%”

严格执行合金钢管道“三个100%”质量控制措施：铬钼钢焊缝100%RT；合金钢焊接热处理后100%测试硬度；合金钢管道试压前100%PMI验证材质。

实际执行过程中，项目部委托第三方检测机构100%检测，中海油委托第四方检测实施100%复测，确保特殊材料使用无误和焊缝质量。 投产前又进行了100%的复查确认。

**3.8 沟通机制多样化**

建立完善的沟通协调机制，并对全体员工进行宣贯；建立沟通反馈机制，任何沟通都要保证到位，没有偏差，并且定期检查项目沟通情况，不断加以调整。建立了各级、全方位的项目管理群，使“互联网+”在项目管理中得到全覆盖、全方位的应用。

**3.9 分包管理制度化**

对拟分包单位的人员配备情况、人员素质、技术力量、资金筹措能力、设备情况、施工经历和HSE 业绩等进行考查，再以招投标方式确定分包单位，统一评标标准和中标原则，主动接受全过程监督。通过招标优先选择信誉好、实力强、水平高、抗风险能力强的分包商，降低施工过程中的风险，实现了合作共赢。

强化分包合同的过程管理，确保分包合同认真履行。将分包队伍的管理工作纳入项目管理体系中，每季度进行综合检查评比，对分包商的项目管理、施工能力、施工进度和施工质量等进行细化考核。

3.10 团队建设人文化

重视企业文化建设，关注员工身心健康。提出了“月月有主题，季季有活动”的工作目标，加强组织领导。为员工提供各

种文体活动器材和场地，项目文化墙经常更新党政工团和工程内容照片及说明，让员工们感受到浓厚的企业文化氛围。

落实党建工作责任制，做好思想政治工作，维护队伍稳定落实“五必访、六必谈”关心爱护员工，帮助员工解决实际困难，为身患癌症员工爱心捐款，多次组织参观爱国主义教育基地，发挥工会和共青团作用，开展多项劳动竞赛和团青活动。

## 4 项目实践成果

480万吨/年催化裂化装置是目前国内单套生产能力最大的催化裂化装置，工艺技术要求高，施工难度大。工程施工涉及到大体积混凝土浇筑，超大型钢结构安装，大型非标设备组焊、热处理、探伤，大型吊装，大型压缩机组安装调试，大型机组进出口管道无应力配管，复合钢板焊接等施工技术。反再系统、余热锅炉、三机组、洗涤塔等设备施工创造了多项亚洲之最。装置开车成功后运行正常平稳，主要技术指标优良。通过对各施工关键点有效控制，取得了较好的效果。

## 5 结束语

项目施工过程中，进度满足业主要求、质量零缺陷、HSE零事故、项目管理合规可控。工程投产后，装置一直保持连续平稳运转。原料消耗、产品指标均达到世界先进水平，各项公用工程消耗达到国内领先水平，三废排放指标符合国家标准。本工程的建成投产，将更好地满足国家对高端石化产品快速增长的需求，有效促进地方经济发展和经济结构转型升级。■

作者单位：中国石油天然气第一建设有限公司

（责任编辑 冯尚）

**采用电絮凝和电催化法对高浓度COD气田废水进行处理，研究表明，在电絮凝的电流密度为150mA/cm$^2$、极板间距为2cm、电解50min，电催化的电流密度为100mA/cm$^2$、极板间距为1cm、电解4h时，pH值在4-10范围内时，COD去除率为100%，COD的去除符合一级反应动力学，处理后的水质达到国家二级排放标准。**

# 采用电絮凝-电催化法处理高浓度COD气田采出水的研究

■ 谢亮　杨萍萍　张芮滔

## 1 引言

气田水具有乳化程度高、矿化度高、含油和悬浮物高、水质复杂等特点，若没有得到有效处理，导致环境污染问题日益严峻。GB 8978—1996《污水综合排放标准》规定气田排放水COD值要小于150mg/L。目前，国内外气田水普遍采用回注地层、综合利用和外排等方法来处理，处理效果往往不尽如人意。

本文采用电絮凝-催化电解法对高CDO废水进行处理，电絮凝过程中产生的氢氧化物活性高，凝聚吸附能力强，可以有效对原水进行预处理用于下一步电催化处理；电催化过程中产生的羟基自由基氧和活性氯等强氧化性物种可使有机物发生氧化而生成无害成分，并起到杀菌作用。与常规的混凝沉降、活性炭吸附、芬顿氧化等方法比较，电絮凝-电催化无需添加化学药剂，处理成本低，且电极寿命长，操作简便，易于自动化管理。

目前，国内外对高浓度COD的气田废水的处理工艺仍不够完善，对环境的污染和危害仍然存在。本文采用电絮凝-电催化处理高浓度COD气田水，探究不同的电化学处理参数对COD去除效果的影响，使处理后的气田水能达到国家二级排放标准，为现场的实施与应用提供一定的参考。

## 2 实验材料与方法

### 2.1 主要材料与仪器

主要试剂：氢氧化钠（NaOH），分析纯；盐酸（HCl），优级纯；硫酸（$H_2SO_4$），分析纯等。

主要仪器：COD快速测定仪，美国哈希； DDSJ-308F电导率仪，上海精密；PHSJ-3F pH计，上海精密；电解槽；直流电源。

电絮凝电极：阳极为铝板（40mm×30mm×2mm），铁板（40mm×30mm×2mm）；阴极为石墨（40mm×30mm×2mm）。

电催化电极：阳极为板状钛（40mm×30mm×2mm），网状钛钌铱（40mm×30mm×2mm），板状钛钌铱锡（40mm×30mm×2mm）；阴极为石墨（40mm×30mm×2mm），钛（40mm×30mm×2mm）。

### 2.2 电絮凝实验

取气田水200mL于电解槽内，置于磁力搅拌器上，在一定的极板间距和电流下，电絮凝处理一定时间后，测定反应后水样的浊度。

### 2.3 电催化实验

取气田水200mL于电解槽内，置于磁力搅拌器上，在一定的极板间距和电流下，电化学催化氧化作用一定时间后，测定反应前后水样的COD。

### 2.4 电絮凝-电催化实验

取气田水200mL于电解槽内，置于磁力搅拌器上，极板间距为2cm，电流密度为150mA/cm$^2$，电解50min后，停止反应，静置30min，取反应器中间清液作为电催化进水。将100mL电絮凝出水于电解槽内，极板间距为1cm，电流密度为100mA/cm$^2$，电解2h后，停止电催化，静置30min，取上层清液用0.22μm的滤膜过滤后测定COD含量。

### 2.5 主要污染指标的分析

COD采用HJ/T 399-2007进行测定。

## 3 结果与讨论

### 3.1 气田水水质分析

从表1水质分析可知，该气田水主要有以下几个特征：

（1）石油类含量高。该气田水中石油类含量893mg/L，采出水外观呈乳白色，上层悬浮少量油类，乳化严重，油水分离难度大；

（2）有机物含量高。该气田水的COD高达11430mg/L，远超过二级排放标准，采用化学加药法会耗费大量药剂，处理成本高；

（3）矿化度高。含有多种盐类，钙镁离子含量高，易结垢，$Cl^-$浓度高达14574mg/L，对处理设备、管道、环境具有较大危害；

表1 气田水水质分析

| 电导率（ms/cm） | pH值 | $Na^+$（mg/L） | $Ca^{2+}$（mg/L） | $Mg^{2+}$（mg/L） | $Cl^-$（mg/L） | $NO_3^-$（mg/L） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 38.5 | 6.46 | 9426 | 1624 | 685 | 14574 | 155 |
| $SO_4^{2-}$（mg/L） | $HCO_3^-$（mg/L） | COD（mg/L） | 挥发酚（mg/L） | 石油类（mg/L） | 浊度（mg/L） | 悬浮物（mg/L） |
| 68 | 201.4 | 11430 | 3.22 | 893 | 648 | 241.6 |

### 3.2 气田水电絮凝预处理研究

以铝和铁分别为阳极，石墨为阴极，进行电絮凝实验。以气田水浊度去除率作为初步筛选评价指标，从图1中可知铝阳极的浊度去除效果要优于铁阳极。由于$Fe^{2+}$、$Fe^{3+}$均为有色离子，研究中发现在废水中有较多的残留$Fe^{2+}$，导致处理后的废水呈浅绿色。$Fe^{2+}$的完全沉淀pH为8.8，$Al^{3+}$完全沉淀pH为5.0，气田水的pH为6.5，因此Al阳极的电絮凝效果要优于Fe阳极，而且处理后水中残留的金属离子较少。因此采用Al为电絮凝的阳极。

### 3.3 电催化除COD的研究

#### 3.3.1 电极筛选

在电流密度为100mA/cm$^2$，极板间距2cm，电解时间为4h，初始pH值为原水pH值条件下，分别考察以石墨、钛为阴极，网状钛钌铱、板状钛钌铱、板状钛钌铱锡为阳极时对气田水COD的去除效果。石墨为阴极对COD的去除效果均比钛阴极的效果好。对比三种阳极，在石墨为阴极时，网状钛钌铱电极对COD去除率最高，为100%。在钛为阴极时，板状钛钌铱锡电极对COD去除率最高，为99.1%，与网状钛钌铱电极COD去除率93.2%，综合考虑阳极和阴极材料的影响，采用网状钛钌铱电极作为阳极，石墨作为阴极。

#### 3.3.2 电解时间对去除COD的影响

如图1所示，电解时间对电催化去除COD的效果有很大的影响。文献报道羟基自由基裂解C–H、C–C键的反应速率常数大多在$10^9$L/（mol·s），反应速率很快。如图1所示，反应初期，由于COD浓度很高，污染物扩散到电极表面的速度以及电化学反应速率都很快，COD浓度迅速下降，电催化1h就从11430mg/L降低到2682mg/L。随着反应持续进行，污染物浓度下降，反应速率也不断下降，3h后COD含量降低到62.6mg/L，达到排放指标要求。

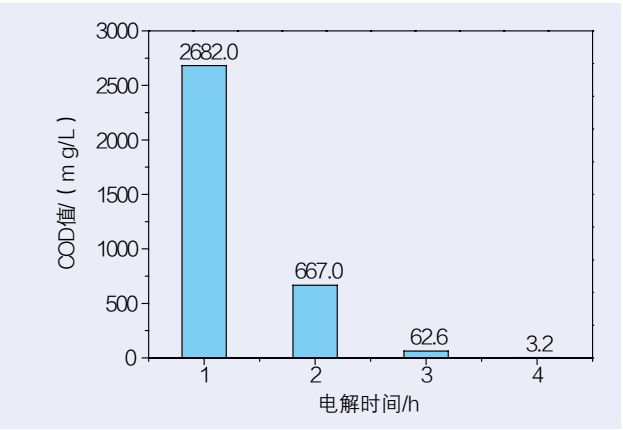



图1 电解时间对COD去除率的影响

（实验条件：极板间距2cm，电流密度100mA/cm$^2$，初始pH值）

#### 3.3.3 电流密度对去除COD的影响

随着电流密度从25mA/cm$^2$增加到100mA/cm$^2$，COD的去除率随之增加。当电流密度为25mA/cm$^2$时，电催化结束后残余COD为1137mg/L，当电流密度增加到100mA/cm$^2$，残余COD可降低至3.2mg/L。根据法拉第电流定律，电化学反应速率与电流密度成正比。随着电流密度的增大，一方面单位时间内极板可以生成更多·OH等活性物质，促进有机物的去除，另一方面更大的电流密度也有利于有机物在极板表面发生直接氧化还原反应。但是电流密度增大可能会促进析氧副反应发生，导致电流效率下降。同时过大的电流还会迅速产生大量热量，浪费电能。

#### 3.3.4 极板间距对去除COD的影响

减小阴阳极的极板间距，有利于COD的去除。在极板间距为1cm时，COD的去除率最高，电催化可将溶液中COD降低至0.9mg/L。许多文献报道，较小的极板间距有利于减小电解质传输阻力，提高电流效率；极板间距增大，传质阻力随之增大。

3.3.5 pH对去除COD的影响

从图2可知，pH为4–10的范围内，pH对COD的去除效果影响较小，在不同pH值下残余COD浓度均在1–5mg/L之间。在pH=6时最高COD值也只比pH=4时最低值高2.71mg/L。有文献报道，在酸性条件下，析氧过电位较高，析氧副反应被抑制，电流效率较高；且在酸性条件下可以促进羟基自由基的生成。

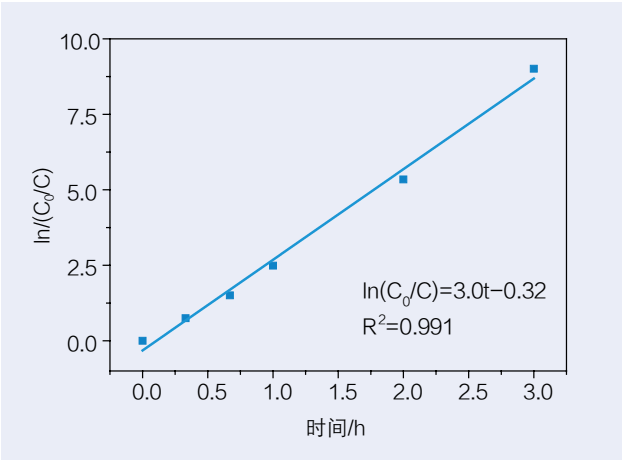



图2 pH对COD的去除率的影响

（实验条件：电流密度100mA/cm$^2$，极板间距2cm，电解时间4h）

3.3.6 电催化去除COD的动力学分析

由图3可知，电催化处理COD符合一级反应动力学，反应速率常数为3.00h$^{-1}$。说明COD的去除速率与体系中有机物含量的一次方成正比，反应物浓度越高，去除速率越快。当反应初期COD初始浓度为11430mg/L时，COD的去除速率很快，电催化1h时去除了88.8%的COD；当反应物的浓度降低到1137mg/L，电催化1h仅去除65.7%的COD。

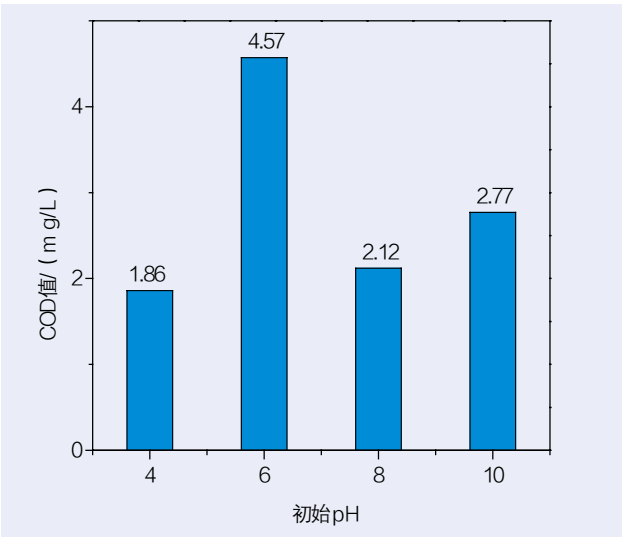



图3 电催化去除COD一级反应动力学拟合

3.4 电絮凝–电催化联合处理研究

从图4可知，在电絮凝的电流密度为150mA/cm$^2$、极板间距为2cm，电催化的电流密度为100mA/cm$^2$、极板间距为1cm、电絮凝预处理50min可去除49.4%的COD，COD从8723mg/L降为4410mg/L。而电催化处理1h后，可去除61.7%的COD，COD从8723mg/降为3340mg/L。对于电催化而言，COD的去除率随时间增加而增加，当时间为2h时，电催化后水中残余COD值为6.6mg/L。将电絮凝、电催化工艺联合使用，把电絮凝的出水作为电催化的进水，进过两种工艺处理后，电絮凝50min–电催化2h出水中COD含量6.6mg/L，达到国家二级排放标准。

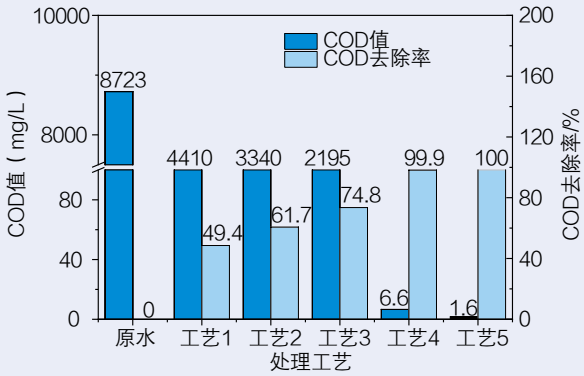



图4 不同工艺和耦合工艺对COD的去除率的影响

（1为电絮凝50min，2电催化1h，3电絮凝50min–电催化1h，4电絮凝50min–电催化2h，5电絮凝50min–电催化3h）

## 4 结论

本文采用电絮凝联合电催化法对高浓度COD气田水进行处理，结果表明：阳极为铝板时，极板间距2cm，电解时间20min，电流密度为75mA/cm$^2$时，电絮凝对浊度的去除率为93.5%。采用电催化处理，阳极为网状钛钌铱、阴极为石墨时，电催化去除COD的去除效果最佳。当极板间距2cm，电流密度100mA/cm$^2$，初始pH为原水pH时，电催化3–4小时即可将气田废水的COD值降到二级水排放标准以下；COD的去除过程符合一级反应动力学。采用电絮凝预处理–电催化工艺处理气田水，在电絮凝的电流密度为150mA/cm$^2$、极板间距为2cm、电絮凝预处理50min，电催化的电流密度为100mA/cm$^2$、极板间距为1cm、电催化2h后，水中COD降低到6.6mg/L。

对气田废水中其它污染物如挥发酚、石油类等的去除，需将电化学与混凝、生物法等方法进行联合，使经过处理后的全部指标均达到国家二级排放标准，也是本文需要进一步要研究的内容。本文通过对气田高浓度COD废水的电催化处理研究，可为气田废水处理技术的现场实施提供参考。■

作者单位：中油（新疆）石油工程有限公司

（责任编辑 王波）

为适应长庆油田高效、低成本开发要求，围绕“精细注水和有效注水”的工作目标，对油田采出水处理工艺及设备不断优化，研究出低渗透油田橇装化采出水回注生化处理工艺。通过现场近四年多种工况运行，该工艺在低渗透油田采出水处理工艺中处理水质好，运行费用低，现场应用效果显著，在油田地面建设中具有广阔的推广应用前景。

# 低渗透油田橇装化采出水回注生化处理技术研究与应用

■ 张超 杜杰 王凌匀 曾芮

## 1 前言

长庆油田属典型的低渗透、特低渗透油田，地处陕、甘、宁地区山沟、丘陵、梁峁区，采出水处理回注站点多面广，规模小。

长庆油田采出水处理工艺经历不同阶段发展完善，采用一级（二级）沉降+过滤、气浮和一体化连续流四种工艺，截止2017年底已建采出水处理站点266余座，设计处理能力$17.96\times10^4m^3/d$，实际处理$11.8\times10^4m^3/d$。联合站采出水处理规模一般为$1000\sim2000m^3/d$，小型脱水站处理规模一般为$200\sim500m^3/d$。

1）采出水特性

长庆油田采出水具有矿化度高、腐蚀强、易结垢的特点，油田开采层系多，各层系采出水之间配伍性差。矿化度高、腐蚀性强：总矿化度$2\times10^4\sim15\times10^4mg/L$，水型主要以$CaCl_2$为主，兼有$Na_2SO4$、$NaHCO_3$等水型；$Cl^-$含量$10\sim100g/L$，$Ca^{2+}$、$Ba^{2+}$含量高。高矿化度使水的电导率增大，大大加快了水对金属的腐蚀。易结垢：$CO_2$、$H_2S$、溶解盐、细菌含量高，结垢类型主要是$BaSO_4$，$CaCO_3$，总量约$200\sim2000mg/L$，多层系水体混合更加剧垢的形成。

2）采出水处理工艺历程

2008年之前的工艺：两级除油+两级过滤工艺。系统设置“一级粗粒化斜管除油罐，两级加压两级调节，两级核桃壳+两级改性纤维球”的处理流程。

2009年–2010年工艺：两级除油+一级过滤工艺，主流程进一步强化前端除油沉降、混凝沉降工艺，将两级过滤简化为一级，系统一次提升后重力运行，管理简单，能耗降低。

2011年：一级沉降除油工艺。总结了2010年之前采出水系统运行效果，分析存在的问题，对系统进一步优化简化：1）采用“一级沉降除油”，取消混凝沉降罐、反应器、预处理装置等；预留后期改、扩建场地。

3）存在问题

多年来，设计人员不断对采出水处理工艺及设备优化、完善，满足采出水有效回注要求，适应长庆油田的发展需求，

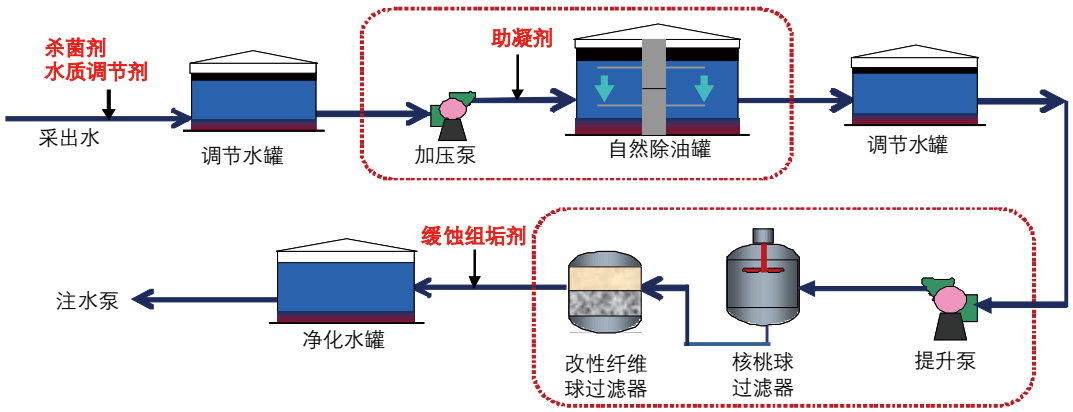



图1 采出水处理工艺流程图（一）

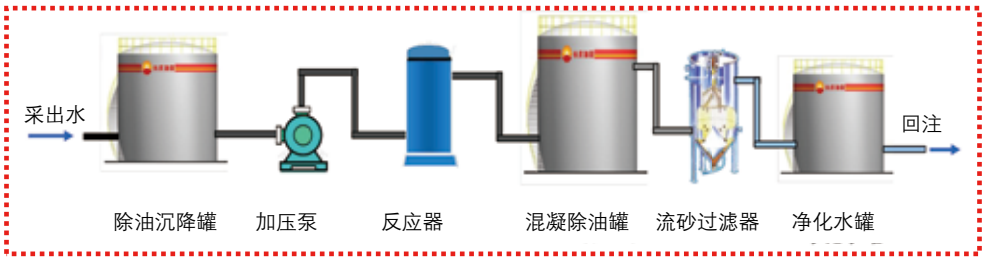



图2 采出水处理工艺流程图(二)

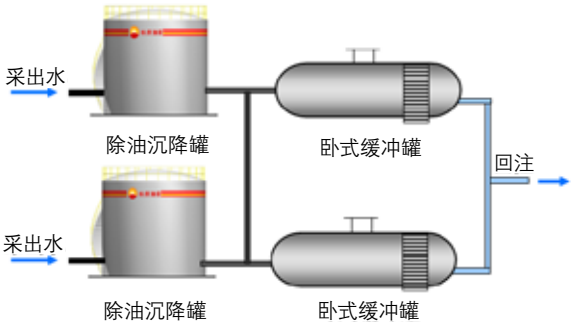



图3 采出水处理工艺流程图(三)

但近几年,在采出水处理系统运行管理过程中,显现出部分不足的方面:

① 水处理过程加药量大,产生的含油污泥多,而目前国内外尚无完善的含油污泥无害化处理技术、处理费用较高;② 单机处理效率较低,流程较长,罐、池、设备较多,投资较高,一体化集成困难,不方便成橇,③ 药剂用量大,用电设备多,处理费用较高。

尤其是近年来为了保证采出水100%的回注,地面建设趋向于就地脱水、就近回注的模式,采出水规模多为200–500m$^3$/d,亟需研发一种适合长庆油田水质特性的,耐冲击负荷好、运行效率高、管理方便、运行成本低、施工快捷的低渗透油田橇装化采出水处理工艺和相关设备,出水水质满足低渗透油田回注指标。

## 2 橇装化采出水回注生化处理技术研究与应用

### 2.1 处理技术研究

在总结长庆油田采出水处理工艺的基础上,结合长庆油田区域内滚动开发技术特点,研究出两种低渗透油田橇装采出水回注生化处理工艺。一是“不加药气浮+生化除油+砂滤+紫外线杀菌工艺”;二是“不加药气浮+生化除油+膜过滤+紫外线杀菌工艺”,处理后采出水经注水泵进行有效回注。

生化处理技术

微生物除油技术根据不同油田采出水中污染物的特性,从自然界中经筛选、配伍、扩培等复杂过程获得对应的特种微生物联合菌群,经现场活化后投加于油田采出水中,因配伍后的特种联合菌群活性较高,能够在采出水中快速建立一条有效降有机污染的生物群,对采出水中各种复杂的油等有机物进行生物降解。微生物通过自身的氧化、还原、合成等生命过程,把复杂的有机物分解成简单的无机物($CO_2$和$H_2O$等),同时微生物以采出水中的污染物为营养源,不断繁殖及新陈代谢,达到污水净化的目的。

土著高效石油降解菌的筛选

通过技术研究筛选高效嗜油菌应用于油田采出水处理工程已经成为微生物采出水处理技术发展的重要方向,通过对土著高效石油降解菌株的筛选,可以得到具有良好环境适应性的高效石油降解菌株,有利于提高油田采出水处理工艺的运行稳定性和高效性。

① 土壤样品的采取

从长庆油田采油现场采取长时间(半年以上)被残油污染的土壤样品两份,标记为1#土壤样品和2#土壤样品。将这两份土壤样品放置于4℃冰箱中以备使用。

② 菌株的驯化、筛选和分离

通过室内实验,在分离培养基平板上直接划线分离在平板上选择不同形态特征的菌落,重新转接至以石油为惟一碳源的固体选择培养基中,摇床培养以验证是否具有石油降解能力,培养液变浑后,重新分离、纯化,得到单株嗜油菌株。最终从两份土壤样品中共得到19株单菌,分别命名为SYJ1–1~SYJ 1–9和SYJ2–1~SYJ2–10。

③ 不同菌株的石油降解性能

挑取分离得到的不同形态的单菌落于富集培养基中进行扩大培养5d后,取1mL菌液于100mL选择培养基上驯化培养 7d,在得到的培养液中各加入25mL石油醚萃取,用紫外/可见分光光度计于225nm波长处测其吸光度,根据标准曲线计算样品的石油类含量,每个样品重复测定3次。得到的各个菌株对石油的降解率下图所示。对石油降解性能最佳的是菌株SYJ1–3,SYJ1–9和SYJ2–5,对石油的去除率分别为89.3%,66.7%和65.6%;对石油降解性能最差的是菌株SYJ1–7和SYJ1–8,对石油的去除率分别为27.8%和31.6%。

④ 菌株复配后的石油降解性能

对所筛得的高效石油降解菌株进行复配，研究复配后菌体对石油烃的降解率，结果如下图所示。本研究所用的菌液接种量为6%，所用培养基中原油的初始浓度为500mg/L。从下图中可以看出，当SYJ1–3，SYJ1–8和SYJ1–9的比例为1∶1∶1时，对石油烃的降解率最高，为42.6%。

⑤ 高效嗜油好氧菌的现场驯化

在长庆油田分公司西259脱水站进行了OD–MBR小型装置（240L/d）现场试验研究，从长庆油田被原油污染的水、土壤中获取的土著高效好氧嗜油菌群采用OD–MBR膜生物反应器的形式进行现场连续运行与菌群驯化试验，菌群的残油降解能力、降解速度、在反应器中的富集度都得到提高，菌群得到进一步优化。

从2010年初采用长庆陇东油田西259脱水站的采出水，对所筛选驯化的高效好氧嗜油菌群进行了长达一年的现场试验，在长庆陇东油田西259脱水站的现场菌群试验性试验中，也没有发现菌群老化和大面积死亡，需要重新接种的现象，表明我们所获取的土著高效好氧嗜油菌群对长庆低渗透油田采出水具有很强的实用性，能够满足长庆低渗透油田不同矿区、不同水质下残油的生物降解需求。

### 2.2 低渗透油田橇装化采出水回注生化处理工艺研究

本研究将培养好的土著高效嗜油菌加入一定量的混合原油进行驯化培养，利用生化处理技术除油效率高、工艺操作简单、可靠、运行维护成本低的优点配以砂滤或微滤膜处理技术。

处理工艺一：“不加药气浮+生化除油+砂滤+紫外线杀菌工艺”

2012年7月~2014年6月，在姬塬示范区对小型站点采用了“不加药气浮+生化除油+砂滤+紫外线杀菌工艺”。2013年设计完成，2014年6月相继建成投产，姬塬油田姬十转、姬二十转处理规模为300m$^3$/d，姬十转、姬十二转处理规模为200m$^3$/d。

处理工艺二：“不加药气浮+生化除油+膜过滤+紫外线杀菌工艺”

2013年7月~2016年7月，结合提高采收率重大试验项目，开展了采出水OD–MBR膜生物处理工艺研究与应用，研发了“不加药涡凹气浮+生化除油+膜过滤+紫外线杀菌”处理工艺及一体化装置。

在长庆油田环十五转站采用橇装式生物/膜处理（OD–OD–MBR）装置，处理能力按照300m$^3$/d的规模进行设计。

## 3 橇装化采出水回注生化处理装置研究

### 橇装化采出水回注生化处理装置

橇装化采出水回注生化处理装置为便于拉运，分为多个橇块现场进行拼接。

设备橇块位于箱式橇块中间，上部为操作平台，构成设备间。利用箱壁传热采暖，结构紧凑、空间利用合理。

整个橇装设备采用岩棉及彩钢板保温。

## 4 橇装化采出水回注生化处理技术工艺特点及创新性

### 4.1 预处理采用不加药气浮工艺

溶气气浮主要用于去除采出水中的乳化油及分散油，通过溶气和释放系统在采出水中产生大量的微细气泡，使其粘附于采出水中密度与水接近的悬浮物或污油微粒上，造成整体密度小于水的状态，并依靠浮力使其上升至水面，从而达到固—液或液—液分离的目的。

本次处理工艺采用多相溶气溶气气浮，此处理工艺多为微生物除油技术的预处理工艺。此工艺具有处理效率高，气泡直径小（≤60μm），对浮油和细分散油的去除率高（去除率约≥60%）的特点，能有效减轻后续工艺负荷、增加污油的回收量、减少污泥量。

通过现场实验调试，溶气泵气水比8–10%，回水率50%，溶气气浮箱内水力停留时间控制在15min之内，全过程不投加絮凝药剂。现场可通过调整溶气罐内的调节阀，以控制水中气泡的直径，通过现场对水面的实际观察，气浮池表面出现大量微细气泡，导致水面泛白，微小气泡粘附水中的原油珠、悬浮物在上升过程中进行分离。多相溶气气浮气浮处理工艺的主要设备为气浮泵，采用该溶气泵的优点：无需空压机、易堵的释放头、高压溶气罐等，现场操作简单。

### 4.2 核心工艺采用预冷却微生物除油技术

微生物除油技术主要通过总结已建微生物除油技术的经验和教训，在微生物反应箱前端设置冷却塔，根据来水温度自动检测并切换，保证水温稳定在25–35℃，适应微生物的生长。采用接触氧化处理工艺，通过微生物的作用完成有机的分解，将有机污染物转变成$CO_2$、水以及生物污泥；多余的生物活性污泥经沉淀池固液分离，从净化后的污水中去除。微生物除油技术具有除油效果好，污泥量少的特点。与传统的活性污泥法比，生物密度大，处理效率高、净化效果好、耐冲击性较好；污泥不需回流，出水水质好的优点。

现场通过采出水处理水质特性分析，采出水具有矿化度高，腐蚀性强等特点。利用长庆油田当地本土菌种，筛选、培育、驯化出适合于低渗透油田采出水处理的高效嗜油菌。解决微生物在采出水处理过程中的适应性、温度范围、活性周期、代谢繁殖、富集固定、快速接种、储存等难题，实现现场快速接种。装置在调试初期，现场将已经培养驯化的活性最高的微生物菌种投入微生物反应箱内，根据现场水质情况，连续“闷曝”3–7天，向微生物反应箱内投加促进微生物生产的营养液及促进剂，大量的微生物设置在反应池的填料上繁殖生长，以采出中的油等为食物，完成自己的新陈代谢，达到微生物除油的目的。

### 4.3 过滤采用浅层砂连续过滤技术

微生物生化处理后，水中的含油≤20mg/L，本次处理工艺中引进了浅层砂过滤技术，该技术始于以色列，近年内被国内消化吸收，多用于循环水旁滤设备。

浅层过滤器与双滤料和改性纤维球过滤相比：一是滤速高（约1.5–2.4倍），过滤器体积减少60%，投资约为双滤料过滤器和改性纤维球过滤器的1/2，二是布水、集水内件采用工程塑料，耐腐蚀性好，三是利用背压反洗，可连续过滤，无需设置反洗水泵，反洗水量仅为过滤水量的1%。

表1 过滤器参数对比一览表

| 比较项 | 设备项 | | |
|---|---|---|---|
| | 浅层介质 | 双滤料 | 改性纤维球 |
| 外形尺寸 | Φ800×H1500（2罐体） | Φ1000×H4000（1罐体） | Φ800×H4000（1罐体） |
| 布水器 | 工程塑料标准件 | 碳钢Q235焊接件 | 碳钢Q235、焊接件 |
| 集水支撑 | 工程塑料 | 碳钢Q235 | 碳钢Q235 |
| 水帽 | 工程塑料 | 不锈钢 | 不锈钢 |

### 4.4 杀菌采用紫外线杀菌技术

滤后水透光度较好，通过调研论证，采用紫外线杀菌技术，一是杀菌效果好；二是管理维护方便、运行成本低。通过现场测试，对SRB、铁细菌及腐生菌的灭杀率在99%以上。

表2 紫外线杀菌站内监测数据表

| 水样编号 | 菌种 | 三相分离器出口（个/ml） | 除油罐出口（个/ml） | 紫外线消毒后（个/ml） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | SRB | $2.5\times10^2$ | $3\times10^3$ | 1×10 |
| | TGB | $2.5\times10^2$ | $2.5\times10^3$ | 0 |
| | 铁细菌 | $1.3\times10^2$ | $6.0\times10^3$ | 0 |
| 2 | SRB | $2.5\times10^2$ | $2.5\times10^3$ | 3 |
| | TGB | $1.3\times10^2$ | $1.3\times10^3$ | 0 |
| | 铁细菌 | $2.5\times10^2$ | $2.5\times10^3$ | 0 |

### 4.5 通过以微生物除油为核心多种技术高度集成，实现了采出水处理站自动控制

研发了生化+砂滤、 生化+膜过滤两种工艺类型的采出水生化一体化处理装置，经形成了200$m^3$/d、300$m^3$/d、500$m^3$/d三种规模产品。装置将各生产单元高度集成，有效减少占地面积，装置内菌种驯化完成后，运行将根据在线监测仪器自动调节水温、曝气等相关参数，可实现无人值守，自动化操作。通过现场RTU系统，实时进行数据采集、分析，并可实现数字化上传等管理功能，同时具备自我安全保护功能。

### 4.6 设备露天布置保温、固定技术

工艺管线与阀门等部件采用岩棉作为保温层，在保温层内加伴热带，在低温环境中给予设备与工艺管线足够的热量补充，确保装置在相应温度状态下正常运行，起到防冻作用；所有设备均用地脚螺栓固定在橇座上，起到固定设备的作用。

## 5 现场应用

### 5.1 处理水质达到设计预期目标

5.1.1 “不加药气浮+生化除油+砂滤+紫外线杀菌工艺”研究及应用

国家级姬塬示范区姬十四转、姬二十转、姬十转分别于2014年5月5日、2014年5月23日、2014年6月17日投产运行后，2014年12月对3个站场水样进行分析，处理水质达到设计目标（采出水出水含油小于10mg/l，悬浮物小于10mg/l）。

5.1.2 “不加药气浮+生化除油+膜过滤+紫外线杀菌工艺”研究及应用

第七采油厂橇装化采出水回注生化处理于2015年7月启动调试，至2016年1月底，现场连续运行与跟踪，经历了气候环境考验，装置运行平稳正常，由现场运行效果分析可得到如下现场运行结果：

橇装化采出水回注生化处理工艺抗石油类浓度波动冲击性能较强、运行稳定，对采出水原水石油类污染物去除效果显著。

### 5.2 现场应用效果显著

装置可整体室外设置，采用外保温，脱水站采用新型采出水处理工艺，与同规模的采出水处理工艺相比，运行费用低，加药量少，平均占地面积减少37%，建设周期缩短50%，工程投资降低20%，处理水质好。

## 6 结论

（1）橇装化采出水回注生化处理装置在姬塬、环江油田运行四年多，经历各种工况的验证，系统运行平稳，运行出水含油、悬浮物均小于10mg/l，粒径中值小于1.5μm，满足了低渗透油田采出水有效回注的水质指标要求。

（2）控制系统由原来的全手动控制变为水处理装置全过程集成控制、检测，实现整个处理工艺全自动运行，曝气、溶气水泵、液位等自动诊断、实时监测、故障报警、紧急切换等功能，自动化程度高。

（3）橇装化采出水回注生化处理装置的研制及应用，适用于油田小型站场的采出水处理、回注系统，在油田环境保护、绿色油田创建方面，具有广泛的推广应用前景。■

作者单位：西安长庆科技工程有限责任公司

（责任编辑 王波）

**智能油气田、智能管道等正在逐步引领油气田工程建设与运行管理迈向一个新时期。互联网时代的油气工业竞争优势的培养与孕育，不仅应高度关注“行业技术水平”和“全产业链数字化协同能力”等竞争力的提升，还应积极关注本企业在智能化体系中的数据链位置提升问题。**

# 浅议油气工业智能化规划与建设中的若干认识问题

■ 王鸿捷

人类工业史上的信息技术革命催生的人工智能、云计算、大数据、物联网等新型IT技术的快速发展，为全球油气工业生产、经营及管理模式的持续变革和科学发展提供了技术条件。尤其是智能工厂、智能油田、智能气田、智能管道等油气领域相关技术基础工作及实践项目的试点和推进，使得油气工业对智能化转型后产生的价值和效益有了更加急迫的需求，但从目前来看，在全球范围内，对油气工业智能化的定义、建设愿景、建设目标等尚缺乏统一的认识和标准。

在从事相关工作的实践中，发现很多同事也还存在较为模糊的概念和认识，本文试图站在一个规划者的视角，对这些影响规划工作和管理层决策的问题加以分析和总结，以期理顺油气工业智能化相关思路。

## 1 智能油气田/管道/工厂的典型架构

对比荷兰皇家壳牌公司、马来西亚国家石油公司、英国BP石油公司、沙特阿美石油公司、哥伦比亚管道公司、中石油、中石化、中海油等国内外油气企业开展的相关数字化或智能化建设成果和价值所在，发现能源行业实现以先进信息

技术为手段的智能化转型，所处的IT“生态环境”难以提供油气工业智能化规划与建设的体系化解决方案。

基于对油气工业智能化发展愿景、建设目标、建设原则、建设重点和难点、关键技术路线的探索和研究，笔者及其团队提出了一种油气工业智能化转型的典型架构。

该架构主要包括上下两大部分，底层是企业级的“数据生态”，上层是企业级的“智能应用”。

“数据生态”是由企业的“智能应用主数据平台及其支撑体系”构成。包含了智能应用主数据平台、全产业链（建设与运营过程中的设计、采购、施工、运行）及附属产业链（冶炼、制造、物流、仓储等）的数据仓库两级结构。这两级结构的相互作用与促进发展构建了油气工业智能化发展的基础环境。

“智能应用”指的是围绕企业核心目标（降本增效、自主可控等等），以贯穿于油气企业规划、建设及运营全生命周期的企业价值模型/经济模型为核心，所构建出的一系列智能化应用系统或应用平台。笔者特别强调的是，这里的智能应用已经远不是以可视、可控为核心所构建的。

## 2 规划与建设过程中常见认识问题

### 2.1 认知方式的问题

认知方式的第一个问题，也许是一个哲学问题。我们是怎样认知这个世界的？毫无疑问，我们绝大多数时候是基于经验、自身具有的知识来认识世界的，并很大程度上支配了我们在管理与决策上的言行。互联网的出现，使认知方式变得复杂而有趣。共享单车的出现，使整个自行车产业链发生了巨大变化，“永久”、“凤凰”、“捷安特”这些具有悠久历史和产业品牌的制造商，随着共享单车的出现，一夜之间面临门店关张、从业者下岗分流的局面，他们不得不面对一个原本不属于产业链上的数据平台运营商，并将之作为市场开发的重要环节。类似情况同样发生在淘宝、京东、支付宝以及大量互联网平台商所带来的变化上。

互联网产业的兴起不仅仅造成一个个产业链的解构和重组，而且也是对我们认知方式的颠覆。我们原本所具有的经验、知识是不是足以面对智能化油气田的基本条件？我们是否可以触摸到明天的产业链状态与结构？我们是否已经将自己的企业在未来石油工程智能化的产业链上，处于哪个环节、哪个位置做出了清晰地定位？

互联网时代的认知方式，可能应该是：经验和知识可以造就你过去的成功，但很可能成为下次失败的根源。如果我们谈论一个面向未来的与互联网紧密相关的事物，除了经验与知识，可能还应该以企业在互联网时代的“产业链位置”和企业在“数据链中的位置”作为视角重构我们的认知方式，从而获得符合逻辑和客观发展趋势的认知结论，而这种认知结论可能是全新的、乃至颠覆性的。

认知方式的第二个问题，比较简单。从认知事物的角度看，世界上只有两种人：以目标为导向的人和以资源为导向的人。前者通过梳理愿景、确定表达远景的条件作为目标、确定现状、确定实现每个目标的路线以完成对一个特定愿景的实现方式；后者从自身条件出发确定近期或远期的工作。这两类人在管理与决策层面对推动一个整体体系的发展，产生着不同的作用。第一类人，看似总在忙于一堆无关的事情，其实每件事情都统一在一个特定目标和特定路线的总体规划与分项计划中，总在不断接近愿景；第二类人，经常会出现“我不会、我不懂、我没条件”的感叹，从而将系统整体的发展缓慢归咎于外在条件。

分析认知方式的目的，有助于理解对下面几个问题的分析讨论。

### 2.2 智能化时代企业竞争优势

在油气工业的智能化转型过程中，企业的竞争优势是什么？传统的工程设计技术优势、工程采购或施工优势，会不会一夜之间，不得不面对今天的“永久”“凤凰”“捷安特”所面临的问题？

按照笔者的观点，这个问题不但会出现，而且在一些油气工业领域已经出现了。换言之，工程公司在工程建设产业链中，以“企业-企业”的模式形成横向的价值传递与价值交换关系；互联网技术的发展和智能化油气产业发展的需求，催生了以“企业数据-数据平台服务商-企业”为特征的纵向数据关系的诞生。

在此情况下，工程公司不但需要关注本企业在工程建设产业链中的地位和横向企业间数据交付能力，还不得不关注本企业在智能化典型架构中“智能应用”和“数据生态”中的位置。需要提出的是：工程设计、工程采购、工程施工、工程运营所构成的建设与运营产业链，是一个横向产业链的话，工程设计无论就建设而言或是运营而言，位于产业链的龙头地位和引领地位；但从智能油气田、智能工厂、智能管道的纵向数据链看，工程设计、工程采购、工程施工、乃至工程的后期运行，都居于远离智能应用的数据链末端，扮演的仅仅是数据源的角色。

若工程公司向“数据平台运营商”交付设计、采购、施工、运行数据成为智能化时代“数据生态”创建的基本法则，这类数据平台在智能化架构中将起到连接数据源和智能应用的关键作用。

如果企业智能化数据链架构中长期居于远离智能应用的位置，其传统竞争优势的产业地位将面临巨大冲击。

基于这一认识，互联网时代的油气工业竞争优势的培养与孕育，不仅应高度关注“行业技术水平”和“全产业链数字化协同能力”等竞争力的提升，还应积极关注本企业在智能

化体系中的数据链位置提升问题。

考虑到行业内优质工程公司所具备的综合能力，构建面向智能化油气田建设的新的竞争优势的重点，应尽早体现在与“数据生态”相关规划与建设工作上，同时积极参与“智能应用”的价值模型创建与应用开发工作中。

### 2.3 不同视角对智能化规划与建设的影响

油气工业的智能化规划与建设，是以基于现有资源和业务流程为导向，还是以未来发展愿景与目标为导向，是决定油气工业智能化转型可持续发展的两种不同视角；基于不同视角的认识论和方法论，将深刻影响规划与建设的方式和建设的成效。

有学者提出：“智能化油气田是数字化油气田的延伸。”从规划的视角看，笔者认为“智能化”与“数字化”两者之间的建设愿景不同、目的不同、架构不同、智能应用构建的逻辑不同、对产业链各企业角色关系改变的效果不同，因此二者之间存在本质的区别。前者是基于对特定目标的全产业链和全生命周期为视角的一系列“价值模型”的定义、以“数据生态”为支撑、以智能分析和智能干预为手段、满足“降本增效、自主可控”等要求为目标所构建的系统，具有统一架构、统一规则、统一规划下的持续性和长期性；后者是以数字气田或虚拟气田为基础、以数据采集与分析为手段、以“可视、可控”等需求为目标所构建的系统，烟囱状应用结构决定了其建设具有可中断性、数据规则与应用架构之间具有随机性地特征。

数字化建设工作的积极意义在于：数字化时代的一切尝试与发展，为规划与考量智能化提供了正反两方面的经验与教训，是可以继承和发展的宝贵财富；但是当我们进行智能化规划与建设时，任然需要站到不同视角，正确处理好两者之间的关系。

### 2.4 智能化典型架构

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

企业级智能应用的研发也是一项创新性工作，其核心是一系列企业级的价值模型/经济模型，并构建出一系列贯穿研究对象在全产业链、全生命周期内的智能应用系统。这一工作需要油气企业自身、国内外专家学者，以及IT等企事业单位或个人共同协作完成，而且需要在应用过程中不断优化和完善。

### 2.5 工程公司在智能化整个体系中位置

工程公司业务领域主要包括设计、采购和施工等相关建设期工作，而油气企业的智能化本身则应涵盖规划、建设和运营管理全生命周期。从这个角度讲，工程公司在油气企业的智能化规划与建设中，仅提供设计、采购和施工等相关建设期的数据源、信息源，某些有前瞻性的工程公司则正在尝试提供承载此类数据源、信息源的数据仓库和数据交付平台。

需要说明的是：上述数据仓库，并不是支撑油气工业智能应用的主数据平台，主数据平台需按照智能应用的服务需求，向数据仓库获取历史或实时的有效数据进行分类存储，并以服务化的方式管理，同时按照智能应用价值模型/经济模型的需求，获取、存储、管理智能应用自身产生的历史或实时数据为智能应用自身服务。

工程公司是工程建设数据仓库的数据提供者，其所使用的数据产生工具受数据仓库运营者的制约和控制。

### 2.6 智能应用的构建逻辑

从实际应用的范围来讲，既有对油气工业物理工厂、物理油田、物理气田、物理管道等实体物质的智能应用，也有对数字工厂（或虚拟工厂）、数字油田（或虚拟油田）、数字工厂（或虚拟工厂）、数字管道（或虚拟管道）的虚拟物质的智能应用，又有对油气工业全生命周期的生产经营管理的智能应用。

智能化条件下的业务应用规划逻辑，必须要与非智能化条件下的业务应用区别开来，智能化条件下业务应用的核心是企业级价值模型/经济模型的构建，而此项工作就是要以实现提质、降本、增效这一本质目标为出发点。智能应用需要大量科研和技术基础工作研究成果的支撑，尤其是建立企业级价值模型/经济模型，需要专家团队的智慧，而不是纯粹的IT技术或工程专家就可以完成。

### 2.7 智能应用、数字化交付、协同设计的关系

智能应用是油气工业智能化价值实现的工具，应当具备任意油气生产经营管理变量发生情况下对整体生产系统影响的智能分析与干预决策的能力。

在智能化时代，智能应用与数据生态构成了智能化的两大核心要素，数字化交付则按照智能应用的需求和标准通过主数据平台获取油气工程全生命周期的数据源、信息源。

协同设计则仅限于建设期的设计过程，向业主或数据承包商交付的数据仅为智能应用数据需求的小部分。站在智能化数据链的视角（不是工程建设产业链的视角），协同设计属于智能应用所需设计数据的产生范畴，对设计数据的质量负责；同样，智能化体系下的数字化交付，属于按照智能应用所提出的标准、范围、格式等，进行数据分类、传输的范畴，是交付的通道与工具。从这个角度讲，二者是可以独立存在的模块，在没有特定要求情况下，协同设计的结果可以进行手工交付；而数据交付能力，与协同设计能力一样，应当被视为企

业竞争力的一种表现形式，并通常会用于高端客户的强制性交付要求。

因此，从数据链的视角看，智能应用是智能化体系中“主数据平台”规划与建设的输入；智能企业“主数据平台”根据智能应用的需求向全产业链各数据仓库提出数字化交付的标准、范围、格式、内容、工具等，是产业链各类数据仓库的交付目标；产业链各环节的数据仓库根据“主数据平台”所制定的交付标准、范围、格式、内容等，向设计协同（E的各专业协同）、设计采购协同（E与P的数据协同）、设计采购施工协同（E、P、C的数字化协同）等等协同形式，提出数字化交付标准、范围、格式、内容、工具等方面的要求；因此，按照上述逻辑，协同设计在智能化的纵向数据链中，是基于特定项目、特定数字化交付要求、采用特定工具、面向多设计专业所展开的一种设计组织模式，是远离智能化核心业务的设计类数据的产生者。

### 2.8 油气工业智能化规划工作的组织方式

油气工业的智能化规划与建设对传统观念、已有技能、业务流程、管理制度等将带来巨大变化。

首先，需要识别和确认石油工程建设智能化发展未来的典型架构，确立企业在未来横向产业链和纵向数据链上的更具竞争力的位置，明确企业现状及现有位置在未来整个体系架构中的优势与劣势，作为布局、规划、计划相关工作的基本条件。

其次，明确智能应用、数字化交付、协同设计、协同建设（设计采购施工产业链与附带产业链的平台化协同组织）在未来产业结构中的作用与价值，有目的的加以组织和规划。

第三，明确油气工业的智能化规划与建设，是“企业战略+业务/业态+信息技术（IT）”的综合规划与建设，实现规划者、管理者、决策者、实施者之间对工作目标、实施方法等认识的高度统一，是保障各项工作有效开展的重要条件。

## 3 总结

本文总结了油气工业智能化建设规划工作中可能面临的认识方面的问题，分析了这些问题产生的原因；提出了智能油气田、智能管道、智能工厂的典型架构，阐述了智能应用、数据生态、数据仓库、协同设计在该架构中的位置与逻辑关系；强调了传统竞争优势的企业注重新的竞争优势培养的极端重要性；表达了在这一变革时期，对企业管理者和智能化建设的决策者、规划者，解决好各类认识问题、合理规划与实施相关工作的高度关切。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司西南分公司

（责任编辑 王波）

**分析企业研发费用财务核算需要解决的各项问题，提出明确研发费用核算范围，科学、高效归集研发费用，加强基础资料管理等举措，力争在创新创效同时，最大限度实现研发费用加计扣除。**

# 设计企业研发费用加计扣除财务核算问题的探究

■ 杨旭平　刘巧蛟　乔勇

## 1 背景简介

研发费用加计扣除是指按照税法规定，对企业为了开发新技术、新产品、新工艺的研发费用，按规定的比例给予税前扣除的基础上再追加扣除。

### 1.1 适用范围

我国研发费用加计扣除政策始于1996年，最初仅限于国有、集体工业企业，为满足经济社会的发展需要，目前除规定不适用加计扣除的，如烟草、房地产等行业外，其余非核定征收的居民企业发生的研发活动均适用加计扣除的优惠。

### 1.2 申报方式

2004年，国家税务总局印发了《关于做好已取消和下放管理的企业所得税审批项目后续管理工作的通知》（国税发〔2004〕82号），明确研发费用加计扣除政策，改由纳税人自主申报扣除。

随着国家提高自主创新能力，加快产业结构调整，鼓励企业加大科技研发投入，研发费用加计扣除的税收优惠政策不断调整完善，体现在：一是放宽研发活动适用范围；二是进一步扩大研发费用加计扣除范围；三是简化对研发费用的归集和核算管理；四是减少审核程序，最大限度突出政策导向，让企业享受税收红利，实现减税降费。

## 2 存在的问题

根据财税〔2018〕99号文件规定：“企业开展研发活动中实际发生的研发费用，未形成无形资产计入当期损益的，在按规定据实扣除的基础上，于2018年1月1日至2020年12月31日期间，可按照实际发生额的75%在税前加计，从本年度应纳税所得额中扣除；形成无形资产的，按照无形资产成本的175%在税前摊销”。

也就是加计扣除的比例由50%提升至75%，优惠力度再次升级。无论其政策如何调整，享受研发加计扣除政策最根本的条件之一仍是财务核算健全，并能准确归集研发费用，因此企业财务对研发费用的核算尤为重要。

实际工作中，普遍存在归集和核算研发费用不准确的问题，如只归集专门从事研发活动的人员费用，完全不考虑同时从事研发和生产经营管理等人员费用；如同时从事研发和生产经营管理等人员费用无法准确区分，但全部将其归集为研发费用；如同时从事研发和生产经营管理等人员费用能够区分，但分配归集费用的依据不充分等。

对于设计企业归集的研发费用，大部分属于人工费、技术服务费、差旅费、会议费等，其核算问题突出表现在：一是研发费用核算口径与一般会计核算口径存在差异，如补充医疗保险、补充养老保险、职工教育经费、工会经费等“应付职工薪酬”核算内容，不应该在“人工费”核算；二是技术服务费、差旅费、会议费等其他相关费用并非全额加计扣除，其归集核算工作不进行事前筹划，如财务账面归集研发费用数额大，但经过所得税汇算清缴认定加计扣除额小，究其原因是绝大部分其他费用无法享受加计扣除；三是核算资料不准确、不齐全，如发票内容不规范、费用核销手续不全、明细科目列支错误等。

## 3 解决措施

财务人员虽然不直接从事专业科技研发活动，但可以通

过加强与技术部门的沟通联系，夯实基本政策学习，借助第三方技术支持等方式，将研发费用的归集和核算工作做好，为研发费用加计扣除奠定坚实基础。

### 3.1 明确研发费用加计扣除范围

根据财税〔2015〕119 号文件，企业发生的一般知识性、技术性活动不属于税收意义上的研发活动，其支出不适用研发费用加计扣除优惠政策，包括：

（1）企业产品（服务）的常规性升级；

（2）对某项科研成果的直接应用，如直接采用公开的新工艺、材料、装置、产品、服务或知识等；

（3）企业在商品化后为顾客提供的技术支持活动；

（4）对现存产品、服务、技术、材料或工艺流程进行的重复或简单改变；

（5）市场调查研究、效率调查或管理研究；

（6）作为工业（服务）流程环节或常规的质量控制、测试分析、维修维护；

（7）社会科学、艺术或人文学方面的研究。

### 3.2 按要求设立研发费用核算账目

在享受研发费用加计扣除政策时，应按照国家财务会计制度要求，对享受加计扣除的研发费用，按研发项目设置辅助账，准确归集核算当年各项研发费用实际发生额。在一个纳税年度内进行多项研发活动的，应按照不同研发项目分别归集研发费用。

根据国家税务总局公告〔2015〕年 97 号文件规定，企业自主研发的科研项目，需经过企业有关部门审核立项，无需经过科技部门和税务部门进行立项备案，企业申报享受研发费用加计扣除优惠，无需事前通过科技部门鉴定。委托研发及合作研发的项目立项则需要科技部门登记。根据《技术合同认定管理办法》第六条规定：未申请认定登记和未予登记的技术合同，不得享受国家对有关促进科技成果转化规定的税收、信贷和奖励等方面的优惠政策，因此，经科技行政主管部门登记的委托、合作研发项目合同是享受研发费用加计扣除的重要条件之一。

### 3.3 细化具体核算要求

研发加计扣除额 =（直接人员人工费用 + 直接投入费用 + 折旧费用 + 无形资产摊销费用 + 新产品设计费 + 其他相关费用）× 扣除比例

（1）人工费：直接从事研发活动人员的工资薪金、“五险一金”，以及外聘研发人员的劳务费用。国家税务总局〔2017〕40 号文件新增劳务派遣费用可以纳入人工费，但其他保险、福利费等不在本科目核算，在“其他相关费用”核算；工会经费、教育经费在研发费用中不考虑；没有直接实质性参与研发的行政管理人员、财务人员和后勤人员也不考虑。

（2）直接投入费：研发活动直接消耗的材料、燃料和动力费，中间试验和产品试制的模具、工艺装备开发及制造费，试制产品的检验等费用。设计企业日常研发工作中使用最多的硒鼓、纸张等办公用品，以及房租等均不属于直接投入费用。对取得研发过程中形成的下脚料、残次品、中间试制品等特殊收入，该收入应从已归集研发费用中扣减。

（3）新产品设计费：为新产品和新工艺的构思、开发和制造，进行工序、技术规范、操作特性方面的设计，委托其他单位为研发项目新产品设计而产生的费用，如新产品设计、新工艺制定、新药临床试验、勘探开发现场试验等，设计企业主要涉及新工艺制定等方面。

（4）折旧和摊销费：用于研发活动的固定资产、无形资产的折耗摊销费用。用于研发活动的资产，符合税法规定且选择缩短摊销年限的，在享受研发费用税前加计扣除政策时，就税前扣除的摊销部分计算加计扣除。

（5）其他相关费：与研发活动直接相关的其他费用，包括专家咨询费、研发成果的论证、鉴定、评审、验收费用、差旅费、会议费，职工福利费、补充养老保险费、补充医疗保险费。此类费用虽然归集较多，但其总额不得超过可加计扣除（前四项费用合计）总额的 10%，并且应确保附件材料齐全：如研发成果的论证、鉴定，应附盖章的论证及鉴定课题文件关键页；评审费应取得发票，并附评审专家报酬扣税发放表、评审通知、评审申请等。

需要注意的是，对允许加计扣除的以上各项研发费用，不再强调“专门用于”，因此，对共用的人员及仪器、设备、无形资产等，即从事研发活动的人员同时也承担生产经营管理等职能，用于研发活动的仪器、设备、无形资产同时也用于非研发生产活动，需要对此类人员活动情况及仪器、设备、无形资产的使用情况做必要记录，并将其实际发生的相关费用按实际工时占比等合理方法在研发费用和生产经营费用间分配，否则将不能享受加计扣除。

## 4 结论

综上所述，设计企业在开展研发费用财务核算工作时，首先要明确核算范围，一般知识性、技术性活动不属于归集范畴，同时要合理区分科研和生产经营业务，做到界限清晰、费用分摊合理；其次要科学高效归集研发费用，加大对科研项目有利且全额扣除的直接费用投入，将其他相关费用的资金投入控制在限额以内，力争在创新创效同时，最大限度增加归集的加计扣除金额；最后要加强基础管理，留存关键资料备查，真正将研发费用加计扣除工作做到有理有据，不断促进研发费用管控水平提高，实现企业降税增效。■

作者单位：中国石油天然气管道工程有限公司天津分公司

（责任编辑 冯尚）

**西非某油田地处撒哈拉沙漠腹地，油田建设面临产能大、站场多、系统复杂、工期紧、任务重的特点和难点。油田建设设计时，创新性以“站外系统设计标准化和全油田设备选型标准化”为主线，充分考虑依托差的特点，减少备品备件的规格，促进物资采购的规模化，降低采购和施工风险，大大增加了现场运维的便利，为高质量、高速度、低成本的大型油田建设创造条件。**

# 海外沙漠高分散大型油田标准化设计研究

■ 苏敏　郭永强　汤俊杰　刘俊

## 1 概述

西非某油田地处西非内陆，撒哈拉沙漠腹地，无任何社会、电力、道路、水利依托，常年风沙肆虐，站内风蚀和积沙严重，部分设施基础掩埋；站外电力线路基础掏空严重；油田日常清沙工作繁重；一到冬季，沙尘暴就频频发作，严重影响现场正常施工。

油田开发产能巨大，油田跨度大且高度分散，建设区域东西约140公里，南北约100公里，合计32个油区断块，油井232口。各断块原油物性复杂，凝点和析蜡点高且跨度大，凝点从–20℃到42℃、析蜡点从35℃到69℃。油井平台和新建站场类型多且数目庞大，其中包括中心处理站1座、脱水站1座、转油站2座、混输泵站6座、计量站2座。油田设备经海运1.3万公里，后经2500多公里长距离公路运输，最后再经将近400公里的沙漠运输最终到达油田，运输难度大，最大运输能力和运输重量受限。

此外经济落后，恐怖组织和极端组织袭击、绑架事件频发，属于极高风险地区，每次巡检都需要配备大量驻军，安保成本高。

2019年底爆发的新冠疫情持续在全球蔓延，也给油田建设的顺利实施增加了较大的风险。

上述因素给油田建设带来了巨大风险和压力，需要结合油田地理位置和环境特点条件，采用新的设计思路和方案，尽量降低现场施工工作量，为油田建设提供有力的技术支撑。

鉴于此，通过深入的调研和攻关，在海外油田建设中率先践行“五化”建设理念，确立了以“五化”为主导的工作模式，创新性的提出了运输受限情况下的全油田“五化”建设方案，结合油田建设点多面广的特点，尤其是大站外系统的状况，创新性采用以“站外系统设计标准化和全油田设备选型标准化”为主线的标准化设计理念进行全油田设计。

## 2 站外系统设计标准化

### 2.1 井口工艺流程标准化

根据各区块油品特点，按采油树配置、井口压力和单井计量设置，232口油井仅编制5类标准化工艺流程图，极大的便利了后期施工和油田管理。

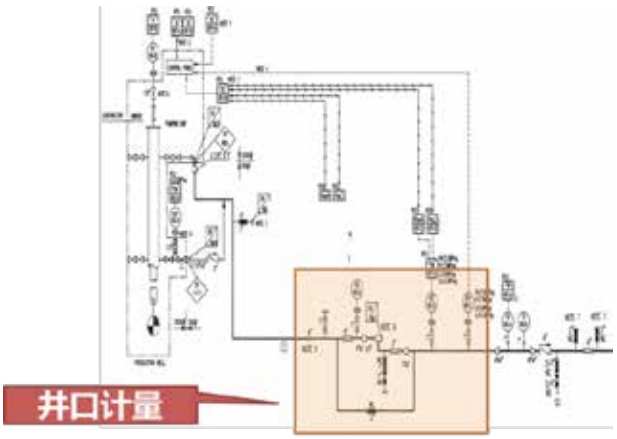



图1 井口采油树流程

表1 井口采油树类型划分

| 序号 | 类型 | 主要描述 | | 对应井数 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | A/B | 带在线井口计量 | 300#/600#配管 | 192/16 |
| 2 | H | | 套压泄压+300#配管 | 6 |
| 3 | F | 不带在线井口计量 | 套压泄压+300#配管 | 14 |
| 4 | G | | 套压泄压+SDV+300#配管 | 10 |

### 2.2 井场布局标准化

共开发油井232口，分布在148个井场。表2是各油田群井场分布统计。

表2 各油田群井场分布

| 井口类型 | F 油田群（不含早投） | D 油田群 | K 油田群 | 合计 |
|---|---|---|---|---|
| 单井 | 15 | 13 | 56 | 84 |
| 2口井Pad | 9 | 7 | 30 | 46 |
| 3口井Pad | 6 | 5 | 6 | 17 |
| 4口井Pad | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 总井场数 | 31 | 25 | 92 | 148 |

根据工艺和电气配置，将表2中的井场划分成4类标准化井场，详见表3和图2、3、4和5。

表3 井场布局标准图列表

| 序号 | 标准图描述 | 对应井场数 |
|---|---|---|
| 1 | 无设备井场 | 105 |
| 2 | 带电加热器井场 | 16 |
| 3 | 带发球筒井场 | 22 |
| 4 | 带电加热器+发球筒井场 | 5 |
| | 合计 | 148 |

### 2.3 计量站流程标准化

共设置2座计量站，采用标准化工艺流程如图6所示，由进站管汇、多通阀组、计量分离器、电加热器、收发球筒、闭排系统和放空管组成

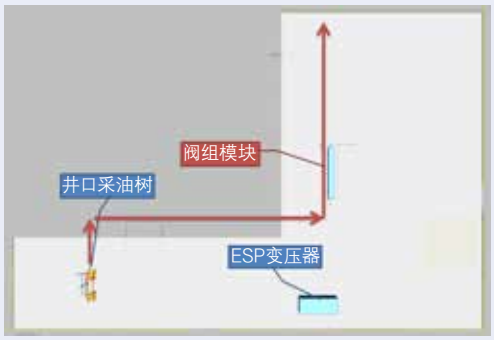



图2 无设备井场布局

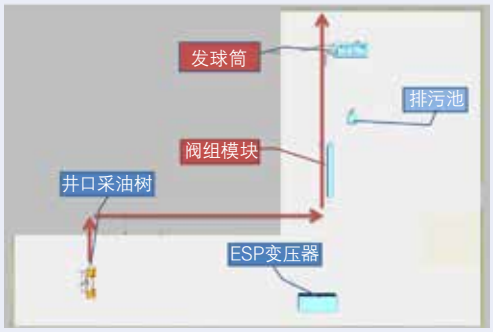



图4 带发球筒井场布局

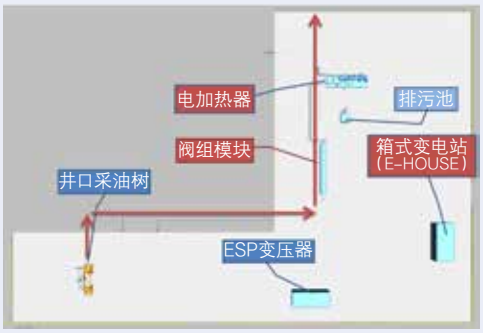



图3 带电加热器井场布局

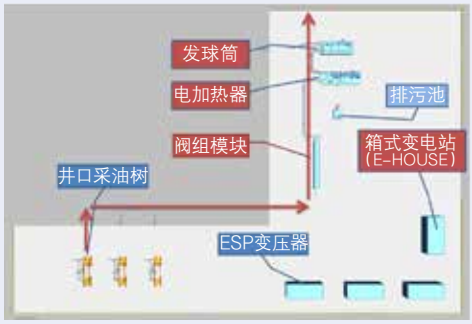



图5 带电加热器和发球筒井场布局

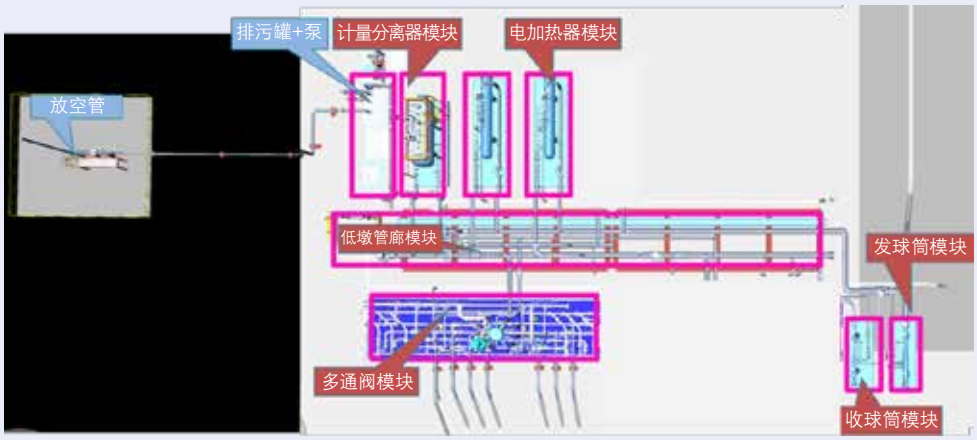



图6 计量站标准化流程

### 2.4 混输泵站流程标准化

共设置6座混输泵站，均采用标准流程如图7所示，由进站管汇、收发球筒、混输泵、电加热器、闭排系统和放空管组成。

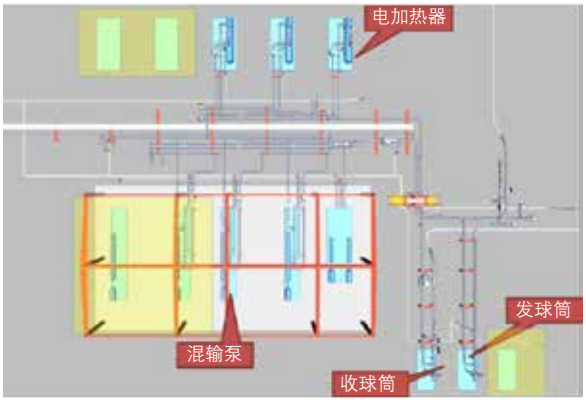



图7 混输增压泵站标准化流程

### 2.5 仪表系统标准化设计

井口文件采用典型图，减少出图量；编制通用技术规格书，适用于整个油田的设计；仪表主要文件采用SPI软件出图，实现文件的统一性。

### 2.6 通信系统标准化设计

井场分为单井和PAD，PAD分为2井式，3井式，4井式PAD，对应单井以及几种PAD，在单井和每种PAD分别出了几类文件作为标准及典型文件，并在通信系统图、通信设备布置和电缆路由图（根据总图平面）、设备表、材料表、数据单中注明适用的单井位号，方便设计以及后期施工。

通信系统在井场主要有CCTV和工业交换机传输两个系统，根据井场外围尺寸以及摄像机监视距离，单井和2井式，3井式均设置一台摄像机用于视频监控，4井式设置两台摄像机，结合视频监控摄像机设置数量的特点，进一步将系统图、设备表和数据单合并为两种类型，将文件数量进一步减少，基本实现了文件设计的标准化要求。

### 2.7 建筑设计标准化

井场RTU建筑采用标准化设计，以满足不同油田群井场标准化布局的需求，同时减少构配件类型，便于采购与施工。

### 2.8 结构设计标准化

站外系统标准化设计井场，在工艺流程及总图平面标准化基础上，结构布置图分为单井、2井PAD、3井PAD和4井PAD四类标准图。

## 3 设备选型标准化

全油田包括站场15座，井场148座，各类设备多达1500余台套，设备类型多，设备选型复杂。设备选型的标准化，统一设备材料的类型，减少备品备件的规格，可以促进物资采购的规模化，便于现场运维工作。

1）工艺设备分井场、计量站、混输泵站、转油站、集中处理站和脱水站分别进行选型标准化设计。以井场、混输泵站和转油站的典型设备选型标准化为例进行说明。

井场共有两类主要设备：电加热器和发球筒，分别进行标准化选型，如表4所示：

表4 井场设备选型标准化列表

| 序号 | 设备 | 规格 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 电加热器 | 75kW | 17 |
| | | 150kW | 6 |
| | | 250kW | 5 |
| 合计 | | | 28 |
| 2 | 发球筒 | 4"X8" | 3 |
| | | 6"X10" | 16 |
| | | 8"X12" | 6 |
| | | 10"X14" | 2 |
| 合计 | | | 27 |

6座混输泵站，合计19台混输泵，选择3类标准混输泵（核心设备），如表5所示：

转油站除外输泵参数相差较大之外，其他配套设备实现了标准化设计；其中仪表风系统的空压机及干燥系统设备均在厂家标准型号内，生产制造周期短，同时采用标准集装箱式操作间由厂家直接供货，现场免安装，无需任何结构、土建工作量；

表5 混输增压泵站设备选型标准化列表

| 规格 | 合计 | W-1 BS | S-1 BS | T-1 BS | K-1 BS | G-1 BS | A-1 BS | D-1 BS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Qv=85m$^3$/h,ΔP=3.6MPa | 3 | — | — | — | 2W+1S | — | — | — |
| Qv=60m$^3$/h,ΔP=4.1MPa | 5 | — | — | 1W+1S | | 2W+1S | — | — |
| Qv=90m$^3$/h,ΔP=4.8MPa | 11 | 2W+1S | 2W+1S | — | — | — | — | 3W+2S |

2）电气系统选型标准化

项目合计15座变配电站，进行了归类设计，设备和材料统一类型。

表6 电气设备选型标准化列表

| 设备描述 | 规格 | 数量 |
|---|---|---|
| 发电机 | 5MW燃气轮机 | 8套 |
| | 3MW内燃机 | 5套 |
| 应急柴油发电机 | 200kW 2台；800kW 2台<br>1000kW 2台 | 6套 |
| 11KV 开关柜 | | 233套 |
| 33KV开关柜 | | 118套 |
| DC UPS | 150AH 2套1达到50AH 2套，<br>80AH 9套；50AH 2套。8150AH<br>2套，80AH 9套 ;50AH 2套。0AH<br>9套；50AH 2套 | 13套 |
| 油浸变压器 | 12.5MVA 2台；10MVA 2台；<br>6.3MVA 2台；4MVA 2台 | 8台 |
| 箱变<br>（E-HOUSE） | 400kvA，3套；250kvA，7套；<br>160kvA，9套；100kvA，2套；<br>无变压器：70套 | 91套 |

3）仪表系统选型标准化

统一了现场仪表电气接口形式，减少仪表接口形式，增强电气连接件的通用性。

统一温度仪表工艺接口尺寸及工艺连接形式。

压力仪表根据工艺介质类型采用两种形式，针对原油介质采用隔膜式压力仪表，针对天然气和产出水介质采用非隔膜式压力仪表。

站场主电缆采用非铠装电缆并用电缆桥架进行保护，直埋电缆采用铠装电缆，合并电缆类型，减少电缆种类。

4）通信系统选型标准化

油田通信系统涉及站场营地以及机场，系统繁多，各系统在设备选型上尽量保持统一，简化采购及设计工作；具体体现在：CCTV摄像机共430台，统一为4种类型；PAGA共66 套，统一为2种类型；火灾报警主机共13套，统一为2种类型；工业交换机共126套，统一为2种类型。见表7。

表7 通讯设备选型标准化列表

| 序号 | 系统 | 描述 | |
|---|---|---|---|
| 1 | CCTV | CCTV系统站场、井场和营地机场摄像机选型尽量<br>统一 | 防爆：所有防爆摄像机均采用同一种类型，采用室外防爆一体机 |
| | | | 非防爆：非防爆摄像机根据监控需求以及监控位置，采用室内球机、室外球机、室外固定机几种类型 |

续表

| 序号 | 系统 | 描述 | |
|---|---|---|---|
| 2 | PAGA | PAGA系统站场话站、扬声器及闪灯按照是否设置在防爆区域，可分为防爆和非防爆两种 | 防爆区域 |
| | | | 非防爆区域 |
| 3 | FAS | 建筑物火灾报警控制器根据保护区域的大小统一分为两种类型 | 8回路型 |
| | | | 4回路型 |
| 4 | PAS | 周界报警系统各营地选型统一，采用张力式围栏方式 | |

5）油田营地住宿建筑标准化

营地住宿单元采用标准化设计，分为单人间、双人间和四人间，有利于不同功能房间需求的调配。宿舍平面自由灵活组合，便于施工和扩展，具有可持续性和生长性，各单元功能相互独立又有机结合。

## 4 标准化设计降本增效成果

通过站外系统标准化设计，实现典型图、标准流程图设计并实现典型图模型库复用，从根本上减少了图纸量和各类文件个数，有效地缩短了设计时间，提高了设计效率和质量。以工艺专业为例，32口油井仅编制5类标准化工艺流程图，整个站外系统标准化设计共计节省人工时1656h。

通过设备选型标准化设计，以工艺设备为例，将全油田350台工艺设备优化成30大类。站外井场总图标准化后，使围栏内占地减少2/3，围栏用量减少1/3。

## 5 结语

坚持将“五化”作为油田建设转型升级的主导模式，发挥标准化设计引领作用，为模块化建造、信息化管理奠定基础，为工厂化预制和机械化作业提供设计和技术保障。

结合油田建设实际情况，因地制宜，首次在海外油田建设中率先践行“五化”建设理念，确立了以“五化”为主导的工作模式，创新性的提出了运输受限情况下的全油田“五化”建设方案，同时结合油田点多面广的特点，针对大站外系统特点，确定以“站外系统设计标准化和全油田设备选型标准化”为标准化设计执行主线，降低采购和施工风险，充分考虑依托差特点，兼顾后期运维便利性；通过标准化设计，统一设备材料的类型，减少备品备件的规格，促进物资采购的规模化，可有效提高现场运维的便利，为高质量、高速度、低成本的油田建设创造条件。■

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）

**国内 A 油田稠油脱气原油属于特稠油和超稠油油藏，主要蒸汽吞吐开采方式。本文研究了携油携伴生气废汽净化冷却、伴生气脱硫等新工艺、新技术，形成了一套适合特、超稠油吞吐开发的密闭集输工艺技术，彻底解决了稠油热采带来的环境污染问题，同时实现伴生气回收利用。**

# 超稠油吞吐开发密闭集输工艺技术研究与应用

■ 李倩

## 1 引言

### 1.1 研究背景

国内A稠油油田采用蒸汽吞吐规模化开发，建成采油井场4508座，集油计量配汽管汇站296座，接转站52座，稠油联合站2座。集油区采用“采油井场—多通阀集油计量配汽管汇站——接转站——稠油处理站”三级布站开式集输流程。“开式”集输工艺操作简单、运行稳定，但流程中的采油井场、接转站均存在非密闭环节，生产过程伴随着蒸汽损耗和伴生气的无组织排放，造成油区和附近的生活区油气味明显，不符合安全、环保的总体要求。主要表现在以下几个方面：

（1）井口套管气采用人工手动排放至大气，存在硫化氢中毒、高温烫伤风险，并造成环境污染。

（2）原油接转采用进罐开式流程生产，高温采出液在罐顶发生闪蒸、分离，造成蒸汽和含硫伴生气的无组织排放。

（3）尤其随着开采稠油粘度的提高，过热蒸汽吞吐技术的推广应用，采出液温度不断提高，伴生气及蒸汽闪蒸现象越来越严重。

稠油热采的废汽排放问题受到当地环保局和中央环保组的高度重视，成为制约稠油绿色、高效、环保开发的瓶颈问题，适合特、超稠油吞吐开发的密闭集输工艺技术亟需攻关。

### 1.2 技术难点

目前，国内主要的稠油油田辽河油田、胜利油田、新疆油田以及塔河油田等，各油田根据原油性质和井口降粘方式，油区采用不同的集输方式。塔河油田稠油开发采用冷采方式，和蒸汽吞吐开发相比采出液温度低、不携蒸汽，实现密闭集输相对简单。辽河油田稠油开发存在蒸汽吞吐开采方式，但其稠油埋藏深，井筒散热量较大，且采用湿蒸汽注汽，井底干度40%~50%，井口采出液温度低。采出液掺稀、掺水后，通过油气分离，采用常温集输工艺，不存在处理站超温、硫化氢超标等问题。本文研究的“超稠油吞吐开发采出液密闭集输技术”为首次提出，国内外同类油田没有现成经验可借鉴。密闭集输的难度主要体现在以下几个方面：

（1）采用过热蒸汽吞吐开发，采出液温度高，携汽量大，热能平衡困难，尤其老区地层汽窜、干扰现象严重，携汽量进一步增加，热能平衡更加困难。

（2）浅层稠油油藏出砂严重，吞吐开发采出液以“油、汽、水、固”等多相流形式存在，高温、携汽、携砂复杂多相流密闭接转困难。

（3）稠油热采温度高，易导致原油中C–S键断裂，造成伴生气中硫化氢、二氧化碳、轻烃含量远超常规冷采开发方式。由于上述复杂组分及饱和水的干扰，常规脱硫工艺适应性差，伴生气达标排放和回用困难。

## 2 密闭集输工艺研究

通过大量室内研究及现场试验，掌握了超稠油吞吐开发生产规律；完成了油汽混输可行性评价，开展了井口套管气回收、采出液密闭接转、伴生气处理等关键技术研究，确定了集油区“单井——集油计量配汽管汇站——中型密闭接转站——稠油联合站”的总体布站方式，形成了一整套密闭集输工艺技术，在超稠油吞吐领域首次实现密闭集输。

### 2.1 吞吐开发生产规律研究

2.1.1 吞吐开发特点

蒸汽吞吐就是先向油井注入一定量的蒸汽，关井一段时间，待蒸汽的热能向油层扩散后，再开井生产的一种开采重油的增产方法。

（1）注汽阶段：将蒸汽注入到油层中去，注汽时间一般为1–3周。

（2）焖井阶段：将蒸汽井关闭焖井，以便注入热量持续向井筒周围扩散，加热油层，降低原油粘度。一般来说，焖井

时间为2–7天。

（3）采油阶段：焖井一定时间后开井生产，当产量降低到经济极限产量时，停止采油进入下一周期的注汽。生产周期主要和原油粘度相关，普通稠油开发单轮生产时间可达到1~2年，而特、超稠油吞吐开发单轮生产时间通常在4~6个月。

稠油蒸汽吞吐开发在一个注汽单轮次（周期）内采出液温度、粘度、含水等变化范围大，具体见表1。

表1 不同阶段采出液物性变化规律

| | 注汽、焖井 | 放喷期 | 机械采油阶段 | 轮次后期 |
|---|---|---|---|---|
| 液量（t/d） | / | 120 | 15 | 5 |
| 温度（℃） | 300 | 160 | 90 | 50 |
| 粘度（mPa·s） | / | 300 | 2000 | 25000 |
| 含水率（%） | / | 60 | 80 | 95 |

在焖井结束开井初期阶段，地层尚未吸收的高温蒸汽会随采出液一起采出，使得油井放喷期采出液温度达150℃以上，热能平衡困难；开采后期，地层温度逐步降至40~50℃，井口采用蒸汽伴热防止凝堵。

2.1.2 采出物特点

（1）采出液

超稠油过热蒸汽吞吐开发采出液具有温度高、携汽量大、携砂严重的特点，采出液携汽量10%~20%，采油Hysys软件模拟分析，井口采出液温度120~160℃，采出液携砂为石英砂，含砂量0.1~5%，含砂粒径小，粒径中值1~10μm。

（2）伴生气

超稠油过热蒸汽吞吐开发伴生气量远超预测，折合汽油比约1:40~50。超稠油热采温度高，易导致烃类发生高温裂解，伴生气酸性气体含量高，以二氧化碳和甲烷为主，甲烷含量30%~50%，二氧化碳含量40%~60%，硫化氢浓度5000~8500mg/m$^3$。伴生气组分见图1。

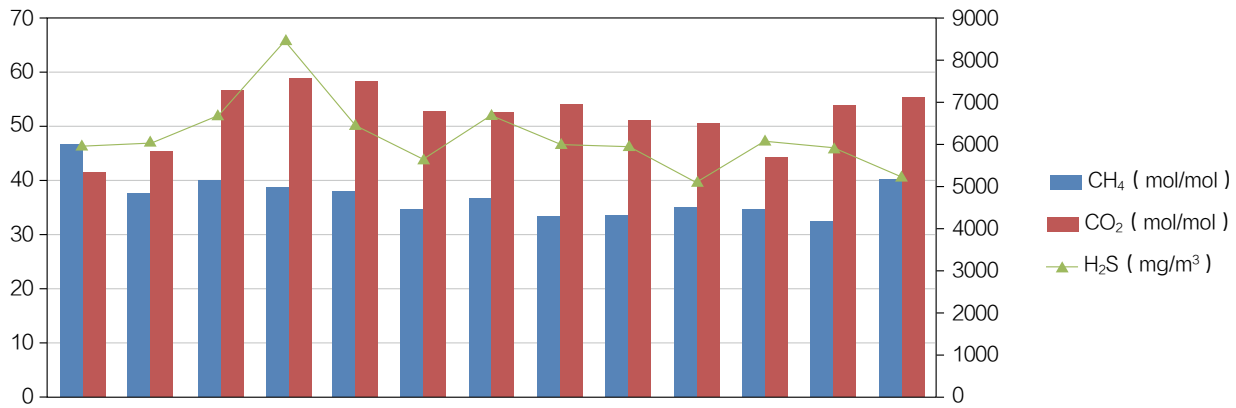



图1 伴生气组分分析

## 2.2 井口密闭放套管气工艺研究

为满足采油工艺要求，同时避免套管气直接放空，研发了井下油套联通和定压放气工艺。在井下上油管和下油管之间安装井下放气阀，利用修井时机逐批实施，消除单井套管油气排放源。具体见图2。

截止目前已实施2600井次，具有结构简单动作可靠，成本低廉等特点。同时可有效避免冬季凝堵，解决传统地上放套气工艺冬季易冻堵、原油返流套管的问题。

## 2.3 密闭接转工艺

2.3.1 油气分输工艺确定

由于稠油吞吐开发采出液携汽量高达20%，汽油比在43~280，受井口回压限制，在允许泵入口压力下汽油比远超混输泵的适应范围。因此须采用油汽分输工艺，分离蒸汽就地冷却，采出液增压输送至原油处理站，基于伴生气硫化氢含

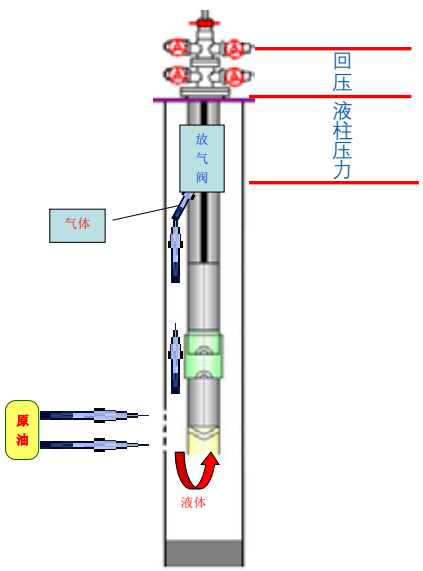



图2 井下放套气工艺

量高，且含烃和饱和水工况下脱硫难度大，处理成本高，因此伴生气增压输送至伴生气处理站集中处理。

2.3.2 油气分离压力确定

油汽分离压力是密闭集输的关键参数，带压分离工况会导致液相中硫化氢残留量大，通过Hysys软件模拟分析，油汽分离压力控制在常压时，采出液中硫化氢脱除率为99.85%，大量蒸汽的汽提作用，将采出液中硫化氢充分分离到汽（气）相中，避免后端液相系统存在的硫化氢安全隐患。当分离压力过高时，会导致分离出的液相温度升高，影响转油泵的使用寿命以及后端原油处理系统的平稳运行。此外，由于受单井回压的限制，控制分离压力为常压，可以最大程度的利用井口回压，扩大集输半径，采出液集中接转，降低地面建设成本。

### 2.4 废汽冷却工艺

采出液分离出汽相为蒸汽、伴生气的混合物，同时携有少量油滴，采用直接冷却方式，存在以下问题：

（1）含油颗粒在换热管束内壁附着，降低换热效果；

（2）不凝气降低总换热系数，导致传热效果恶化；

（3）汽携带油滴，易造成换热管束凝堵，导致管内流体偏流严重。

为提高换热效率，消除蒸汽中含油颗粒和不凝气的影响，本文研究了“自循环喷淋+油水分离+闭式循环水空冷”的方式处理含油蒸汽，工艺流程见图3。

和常规蒸汽冷却工艺相比，具有更好的换热效率和抗波动能力。蒸汽与水直接接触换热，换热效率高；采用水作为循环介质，与蒸汽直接冷却相比，不易冻堵；伴生气出口温度可控性高，保障压缩机稳定运行；空冷器采用增湿式型，可很好的克服夏季极端高温天气。

### 2.5 伴生气处理工艺

A油田伴生气总量约为$20\times104Nm^3/d$，其主要成分为烃类（35%~45%）、二氧化碳（40%~60%）和硫化氢（0.6%~0.8%），各物料处理思路如下：

（1）烃类

在满足环保需求的前提下，应尽可能考虑天然气回收。预计每天可回收天然气约$80000Nm^3/d$，热值约商品气的50%。

（2）硫化氢

按照该伴生气量，若满足锅炉供气硫化氢≤$350mg/m^3$的指标，则需接近$500\times10^4Nm^3/d$天然气稀释，已超出全油田最大用气量规模，直接掺入天然气管网的思路不可行，流程中需增加脱硫工艺。

（3）二氧化碳

该物料不属于污染物范畴，但会大幅降低伴生气热值。可作为产品捕集回收，或牺牲一定的锅炉热效率和出力，直接掺烧。

2.5.1 伴生气脱硫工艺

伴生气脱硫是实现伴生气回收利用并达标排放的关键，A油田在现场试验了多种干法脱硫，包括液体脱硫剂（不饱和含氧化合物、胺类化合物）和固体脱硫剂（无定形羟基氧化铁等），试验效果均不理想，液体脱硫剂容易稀释，脱硫效果下降严重；固体脱硫剂耐水性性能较差，容易粉化，硫容下降快，且针对高含硫工况运行成本较高。

目前常用的脱硫工艺有干法脱硫（简易固体或液体脱硫剂脱硫）、湿法脱硫、氧化还原法等，对各种脱硫工艺对A油田稠油伴生气的适应性进行初步分析。

A油田伴生气硫化氢含量为5000~8500$mg/m^3$，油田总伴生气量为$20\times10^4m^3/d$，风城油田硫磺产量约为1.5t/d，干法脱硫存在运行成本过高的问题；湿法脱硫需要采用MDEA+湿式氧化法组合使用，投资和运行成本均远高于单独氧化还原法；氧化+脱$SO_2$法不能实现伴生气回收利用。因此，本工况脱硫工艺选择氧化还原法。

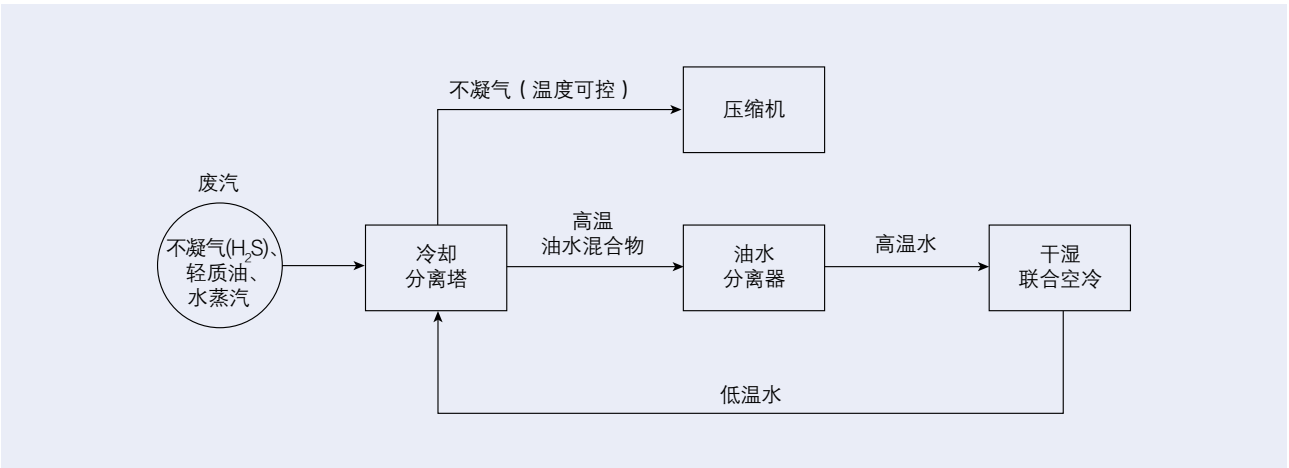



图3 废汽冷却工艺流程框图

表2 常用脱硫工艺适应性分析

| 名称 | 干法 | 湿法 | 氧化还原法 | 氧化 + 脱 $SO_2$ 法 |
|---|---|---|---|---|
| 原理 | $H_2S$与吸附剂产生反应，生成固体硫吸附于脱硫剂中，从而实现脱硫化氢 | 利用吸收剂吸收原料气中的硫化氢，吸收剂经再生后循环使用 | 利用氧化剂将原料气中的硫化氢氧化为硫，氧化剂经再生后循环利用 | 将硫化氢通过燃烧或高温氧化的方式转化为$SO_2$，再用石灰脱除$SO_2$ |
| 主要工艺 | 活性炭、氧化铁 | MDEA、DIPA | LO-CAT、络合铁法、高效湿法脱硫、栲胶法等 | RTO/焚烧炉+湿法/半干法脱二氧化硫 |
| 优点 | 脱硫精度高；系统简单、投资省 | 技术成熟，硫容高、 脱硫效率高，适应性好 | 中型规模投资少、运行费用低，并且腐蚀性相对较小 | 工况适应性强，技术成熟，运行费用低。 |
| 缺点 | 再生难度大、成本高，一般不再生，对于硫含量高的气体，运行费用大 | 需要配套克劳斯或氧化还原法运行，系统复杂、设备较多、一次性投资高 | 硫容较低，规模较大时投资较高 | 一次性投资高，伴生气无法回收利用 |
| 应用范围 | 小规模（≤0.5t/d）、脱除效率高的精细脱硫装置 | 大规模气体的处理及硫磺的回收装置（≥10t/d） | 适合中小规模的脱硫处理（0.05~20t/d） | 适合中小规模的脱硫处理（0.05~20t/d） |

2.5.2 伴生气资源化利用

伴生气中二氧化碳含量在40%~60%，大大降低伴生气燃烧热值，二氧化碳捕集工艺通常采用AEA胺液化学吸收法，再经压缩液化生产液态二氧化碳。可综合考虑油田回收二氧化碳气量、二氧化碳应用去向及经济效益确定伴生气直接利用或脱碳后利用。

## 3 现场应用情况

本文形成的超稠油吞吐开发密闭集输工艺在A油田得到大规模推广应用，完成已建52座开式接转站及其管辖的296座计量站、4219口单井进行密闭改造。改造后共新建中型密闭接转站6座，伴生气处理站1座，截止目前，密闭接转站及伴生气处理站主体工艺及核心设备运行平稳，集输系统密闭率100%，硫化氢脱除率99.85%，伴生气100%回用，建成国内首个全流程密闭的整装稠油油田。

A油田实现从井口到处理站全流程密闭集输后，减少了携油蒸汽和伴生气损耗，每年可减排蒸汽回收冷凝水$266.7\times10^4$t，减排并回收伴生气$4.8\times10^7Nm^3$，减排回收轻烃$1.33\times10^4$t，按无盐水12.36元/t、原油2200元/t，天然气1.8元/$Nm^3$核算，每年可产生经济效益1.49亿元。截止目前，累计回收蒸汽凝结水550万吨，回收轻质油6.84万吨，累计节能2.18亿元。同时明显改善了风城油田生产区和环境敏感区（居民区）的空气质量，社会效益显著，为国家的“绿水青山”战略做出了重要贡献。密闭集输前后减排情况见图4。

## 4 结语

本文研究的超稠油密闭集输工艺技术在A油田大规模工业化应用，成功破解了超稠油开发过程中蒸汽和伴生气无组织排放的突出问题，保障了稠油高效、绿色、可持续开发。A油田与国内外其他稠油区块相比，其原油粘度、$H_2S$量、蒸汽量等都处于较高水平，密闭集输难度大。本工艺在风城成功后，可优化简化，形成新一代稠油标准化模式，在国内外稠油油田推广应用。■

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）

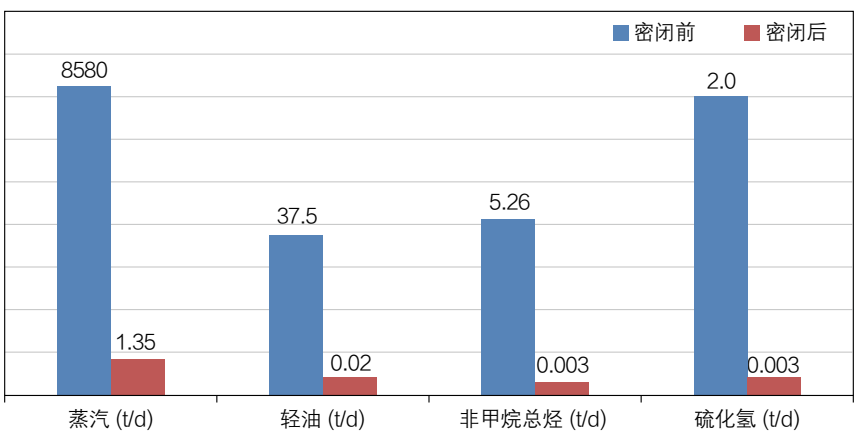



图4 密闭集输前后减排情况

对巴西 Comperj 炼厂项目管廊模块化施工技术进行详细研究，总结了巴西 Comperj 炼厂管廊模块设计、制造、施工的若干要点，对国内大型项目管廊模块化施工有一定的借鉴意义。

# 巴西Comperj 850万吨炼厂管廊模块化施工技术研究

■ 王宝龙 娄恒 赵妍 朱铁军 常绍辉 孟闯 曲艺夫

管廊模块化，是在常规设计的基础上，做一些适应于管廊模块化施工的微小设计改变，即可达到模块化施工的设计要求，具有设计改变量小、设计更改简单的特点，易于实施。管廊模块具有极高的相似性、相通性，能够实现批量生产。管廊模块制造厂门槛低、投入小，可迅速成规模生产。管廊模块化施工，作业环境好、能源消耗低、施工工效高、安全质量优、经济效益好。

模块化施工是工程建设“五化”的一项重要内容，巴西Comperj 850万t/a 炼厂项目成功实施了管廊模块化施工，其质量、安全、工期、经济效益等成果显著，成为巴西Comperj炼厂项目的 工程亮点之一。

## 1 巴西Comperj 炼厂项目概况

巴西Comperj炼厂项目属于巴西石油公司（Petrobras），其位于巴西里约州东北方向的Itaborai市，距离里约市50km。Comperj炼厂项目1期建设完成后，炼油生产能力为850万t/a。2015年Comperj炼化一体化项目停工。

Comperj炼厂项目装置外管廊结构工程量为3700t，目前已完成约90%。工艺管线工程量为91000Dia，目前已完成约72%。管廊模块共计236个，单个24m模块总重在 30t至 60t之间。

图1 管廊模块化施工的一个模块

## 2 管廊模块化施工的特殊设计要点

为适应管廊模块的预制、运输和现场安装，模块化图纸要针对模块长度、节点型式、基础型式、管支架部件（焊在钢结构上的部分）等进行有利于模块化施工的特殊设计。

### 2.1 模块长度的技术研究

模块长度的选定要充分考虑制造成本、运输条件、是否便于施工等因素。模块过长，模块重量大，运输转弯半径大，运输难度增大，现场道路可能不会满足运输要求；模块过短，则不经济，失去了模块制造的意义。

综其以上考虑，模块长度的选定以每个模块长度设置在24m左右为原则，将管廊分解成若干个模块。

选取每个模块长度为24m左右主要从以下 3个方面考虑：

- 制造成本：可有效降低施工成本，24m左右长度的模块，制造成本经济合理；
- 现场运输：大部分现场的道路可以满足24m长度的运输要求，这样的设置尽可能避免了为运输模块而重新铺设现场临时道路，还易于选择运输车辆；
- 管段安装：因大部分管材长度在6m、12m左右，所以，管廊模块分段设置为24m避免了增加过多不必要的焊口。

### 2.2 模块节点型式的技术研究

模块连接节点不能过于复杂，应在满足结构安全的前提下，达到模块连接现场工作量最小。综上所述，管廊模块节点采用以下型式：

- 两个模块的连接处采用悬臂梁型式；
- 模块与模块之间除人行通道外，彼此之间互不连接；
- 模块与模块之间的间隙在1.2m左右，以便于模块安装过程中进行工艺管线的对口调整；
- 工艺管线的胀力设置在模块中间，而不设置在两个模块的连接处，以便于施工作业及脚手架 搭设；
- 伴热管线的分配盘不设置在两个模块的连接处。

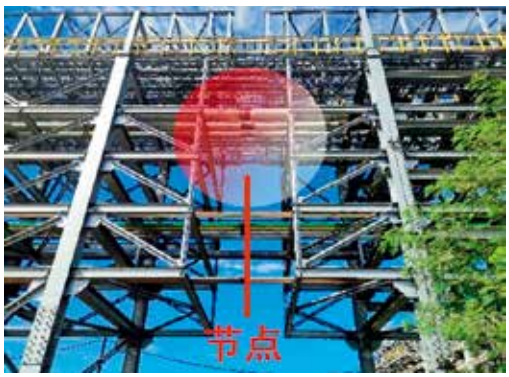



图2 管廊模块化节点图片

### 2.3 模块基础设计的技术研究

常规设计的管廊钢结构基础一般是基础墩，基础墩高于地面，不利于模块整体运输，阻碍运

输车辆的进入；地脚螺栓的连接型式，使模块安装难度增大。考虑以上因素，管廊模块基础的型式如下：

➢ 模块基础采用预埋钢板的型式；

➢ 管廊模块基础的上表面要与地面平齐，以保证模块运输的过程中不产生阻碍；

➢ 模块柱底板和基础采用焊接的连接型式，以方便在安装过程中进行偏差调整。

### 2.4 管支架部件（焊在钢结构上的部分）的技术研究

常规设计，焊接在钢结构上的管支架部件（固定支架、导向定位块、滑板底板、钢筋）设计属管道专业范畴，在管道专业图纸上。常规施工程序，钢结构构件制作完成之后、进行钢结构安 装、工艺管线安装，然后在钢结构上焊接管支架部件，防腐涂漆，工作地点分散，效率不高。

为了解决以上问题，一体化考虑焊在钢结构上的管支架部件：

➢ 在设计阶段，将焊接在钢结构上的管支架部件，转化设计在钢结构转化设计的构件图纸上，图纸上标注管支架与结构连接部分的尺寸，使焊接在钢结构上的管支架部件，设计施工一体化考虑；

➢ 在钢结构构件制作过程中，焊接在钢结构上的管支架部件和钢结构构件一同制造，防腐涂漆；在施工工序上，将焊接在钢结构上的管支架部件提前，提高了工作效率，降低了现场管支架的焊接工作量。

## 3 模块化预制厂的设置

### 3.1 模块化预制厂的位置

模块化预制厂位于主装置东侧2km处，占地面积约为20000m$^2$。

### 3.2 模块化预制厂的结构型式

模块预制场应具备的功能：防雨防晒、照明、有必要的起重机械、内部布置管廊有能够满足模块制造的必要设施。

巴西Comperj模块化预制厂共由7个大棚组成，大棚的立柱和拱架采用轻钢网架结构，每个大棚的尺寸是：长×宽×高=30m×10m×15m。大棚成片连接，拱架上方满铺苫布。

图3 模块化预制厂全景图

大棚采用轻钢网架结构的优点是：

➢ 节省材料；

➢ 易于制造和施工；

➢ 防雨、防晒。

### 3.3 模块化预制厂起重机的布置

➢ 模块化预制厂每个大棚内安装2台门式起重机，前后布置；

➢ 1#、2#大棚每个大棚设置 2台10t门式起重机，3#、4#、5#、6#、7#大棚分别设置2台20t门式起重机；

➢ 起重机轨道延伸大棚外10m。

### 3.4 模块化预制厂的功能

模块化预制厂分管段预制区、模块组装区。

#### 3.4.1 管段预制区

管线预制区由管道输送机、滚胎和管段预制工作台组成，均置于大棚内，这样做的目的是保证管段的预制安装工作都在大棚内完成，以保证良好的施工作业环境，进而保证施工质量。

#### 3.4.2 模块组装区

模块组装区域要保证场地平整，在预制厂地内，根据单个模块柱子个数埋设临时基础墩并找平找正，这样做的目的是减少模块在现场安装时的误差。

### 3.5 模块化预制厂其他设施

#### 3.5.1 模块的顶层部分

模块的顶层部分主要有电气仪表的槽板；模块的顶层部分不在大棚内预制，而是另设预制区域，这样可有效加快预制速度。

#### 3.5.2 附属设施

模块预制厂的附属设施有：大棚外的材料堆放区、成品摆放区等。

## 4 管廊模块化预制工艺流程

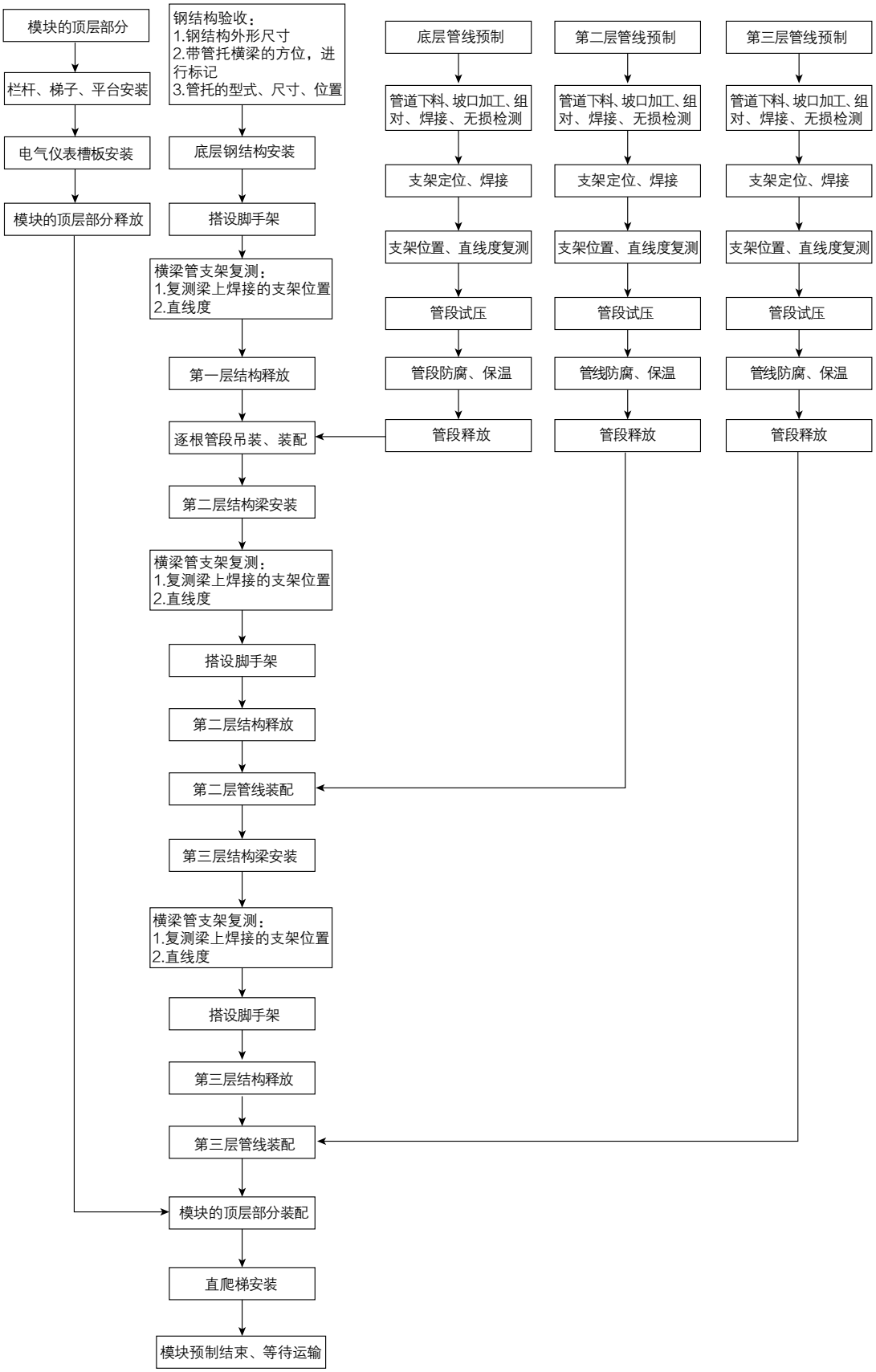



图4 管廊模块化预制工艺流程

## 5 管廊模块化施工要点的技术研究

### 5.1 管支架采取“二分法”施工

与管段焊接的管支架部件界定在管段预制的施工范围，焊接在钢结构上的管支架部件（固定支架、导向定位块、滑板底板、钢筋）界定在钢结构部件预制的施工范围。把焊接在钢结构构件上的管支架部件工序提前到钢结构构件预制的工序里，把管支架安装分解成2道工序，即为管支 架“二分法”施工。

“一分”——与管段焊接的管支架部分：管段在预制过程中按照图纸的位置焊接管支架，焊接前必须检查好管支架的位置和管支架之间的直线度。

“另一分”——与钢结构构件焊接的管支架部分：结构横梁的转化设计图包含固定支架、导向定位块、滑板底板、钢筋；横梁预制时，固定支架、导向定位块、滑板底板、钢筋应在梁上焊接完毕；钢结构构件运输到模块预制厂后，应重点复测横梁上导向定位块的位置和直线度，以保证管线安装后平直。

### 5.2 管段、钢结构安装、模块的顶层部分采取分区作业法施工

模块化预制厂内的管段预制、钢结构安装、模块的顶层部分组装应分区设置。

管段预制区域和钢结构安装区域应尽量靠近，以保证管段预制完成后就近安装在管廊模块上。模块的顶层部分组装在其他区域预制。

### 5.3 模块组装采用流水线装配法施工

先进行单个模块的管段预制和钢结构装配工作，管段预制过程中应重点控制管支架的安装 位置和管支架之间的直线度；钢结构的装配，要重点复测横梁上导向定位块的位置和直线度；管段预制和钢结构装配工作完成并经检查合格后方可释放。

再将管段按图纸的安装位置逐层安装在钢结构上。

最后安装模块的顶层部分。

### 5.4 管段预制安装要点

模块化预制厂内应配备有管道输送机、滚胎和管段预制工作台，以保证管段预制的规范化、流水化。

图5 预制完的管段用长平衡梁吊装

2”至 10”的管材采用滚胎运输，大于 10”的管材采用龙门吊运输。

管段在预制工作台上焊接。预制完成的管段采用长平衡梁进行吊装。

单个模块内的管段预制深度应达到伴热、防腐、保温工作的结束。

## 6 模块运输

### 6.1 采用 SPMT 运输车运输模块

### 6.2 SPMT 的特点

SPMT运输车具有自装卸、“无头”牵引、自由组合、多模式转向、拥有高智能操控平台（PPU）等特点，适于管廊模块的运输。

### 6.3 模块整体运输时需考虑的问题

模块重量应能满足SPMT（自行式模块运输车）运输能力的要求。

运输加固支撑要预留出足够的空间，以便于SPMT进入到模块下部，便于SPMT通过平台升降功能托起模块，实现模块的装车。

## 7 模块安装

模块安装前，首先应进行基础的验收，主要验收其中心线位置、标高。验收合格后，方可运输模块。将模块运至指定的安装位置，利用SPMT运输车进行微调，合格后落在基础上，再将柱脚与基础进行焊接。单个模块安装完毕后，进行两个模块之间工艺管线的安装，依次进行脚手架搭设、工艺管线的组对、焊接、无损检测，待所有模块安装完成后进行工艺管线的试压。

## 8 改进措施

当前，巴西Comperj炼厂管廊整体模块化施工是采取先钢结构厂外预制、管段厂内预制，再在厂区大棚内进行整体装配的方式，效果颇佳。我们建议，如果经济效果好，管段也采取在厂外大规模、大批量预制的方式，则工效、质量、安全更有保障。

## 9 结论

管廊模块化施工成功应用于巴西Comperj炼厂项目的建设，其成本、工期、质量、安全都达到了预期要求，这说明了模块化施工可以在国内类似新建装置的管廊建设中先行先试，进行点的突破，为未来整个装置模块化施工积累经验。■

作者单位：中油吉林化建工程有限公司

（责任编辑 王波）

**HDPE内穿管技术是一种较成熟的管道内衬修复技术，为了预防HDPE管道在长距离内衬穿插过程中牵引力不足或者拉力过载出现内衬管断裂等工程事故，本文主要针对在长距离穿插HDPE内衬管道前，对HDPE内衬管道承受最大拉力以及穿插时可能出现的阻力的计算方法的介绍。**

# HDPE管内衬穿插的拉力计算

■ 陶珂瑾[1] 陆山[1] 郑立贵[1] 尹辉明[1] 刘东升[2]

## 1 技术背景

HDPE（高密度聚乙烯）内穿管技术通过内穿HDPE管，隔绝了管道和腐蚀性介质的接触达到防腐作用，HDPE材料化学稳定性好，内阻低，抗渗透能力强，具有可压缩性和记忆性，不需要重新铺设管道，不需要额外的药剂成本，不需要特殊的焊接工艺，一次性施工距离长，这些优点是其他方案不具备的。

目前，HDPE内穿管技术有着非常好的使用前景，有着巨大的市场潜力，该技术主要由国外公司掌握，国内近几年才刚刚兴起。虽然HDPE内穿管技术在内衬修复行业有着非常明显的技术优势及经济优势，但是同时在施工过程种依然存在技术难点与风险。其中风险之一就是HDPE内衬管道在穿插牵引过程中可能会因为设备牵引力不足导致牵引失败，或者因为拉力过载导致HDPE内衬管道断裂情况，为了杜绝该风险的出现，需要在牵引前对HDPE内衬管道承受最大拉力以及穿插时可能出现的阻力进行科学的计算。

本文主要内容就是对这两种力的计算方法给予介绍，作为施工时牵引力的参考。

## 2 计算方法

### 2.1 管道最大承受拉力计算

通常，HDPE内衬管道在穿插过程中，为了确保HDPE内衬管道不被拉断，最大牵引力不能大于材料屈服强度×HDPE内衬管道横截面积，但是在实际施工过程中，为了保证绝对的安全，通常认为，当实际牵引力不超材料屈服强度×HDPE内衬管道横截面积的50%，牵引过程是相对安全的，因此在HDPE内衬管道在穿插过程中，管道的最大牵引力的计算公式为：

$$F=\frac{\pi\left\{D^2-\left(D-2e\right)^2\right\}\delta_t}{4000g}=\frac{\pi\left\{D^2-\left(D-4eD+4e^2\right)\right\}\delta_t}{4000g}=\frac{\pi\left\{4eD-4D^2\right\}\delta_t}{4000g}=\frac{\pi\left(D-e\right)\delta_t}{1000g}$$

式中：$F$—管道最大牵引力，单位 kN

$D$—管道外径，单位 mm

$e$—管道壁厚，单位 mm

$\delta_t$—管道屈服强度，单位 MPa

通过以上公式，可以计算得出管道在发生断裂前所能承受的最大拉力，为了防止断裂事故的发生，我们一般认为取管道最大牵引力为计算出HDPE管最大承受拉力的50%，牵引过程是相对安全的。

### 2.2 管道穿插时摩擦阻力计算

在计算得出HDPE内衬管道在穿插过程的安全牵引力以后，我们还需要计算在穿插过程中的阻力以作为牵引是否成功的判断，以及牵引机功率的选择依据。在牵引过程中，HDPE内衬管 道主要受到原在线管道对 PE管道的摩擦阻力。因此，HDPE内衬管道受到的阻力公式为：

$$F_{阻}=\pi e\left(D-e\right)\rho\mu gL/10^6$$

式中：

$F_{阻}$—牵引阻力，单位 kN

$D$—管道外径，单位 mm

$e$—管道壁厚，单位 mm

$\rho$—管道密度，0.96T/m$^3$

g—重力加速度，9.8N/kg

$\mu$—PE管道与原钢管摩擦系数，0.15–0.2

$L$—HDPE 内衬管道长度，单位 m

为了保证穿插过程的顺利进行，$F_{阻}$应同时小于1/2$F$及

牵引机的拉力范围。在实际的 HDPE管道内衬穿插过程中，HDPE内衬管道所受到的阻力要远比公式中体现出来的要复杂的多，例如 原钢管本身的弯曲，原钢管与地面形成的坡度，以及施工过程中对原钢管内部的清洗效果等等。

### 2.3 现场应用计算案例

以伊拉克艾哈代布油田 6吋和16吋管道内衬穿插过程为例，为保证HDPE管不被拉断，最大拖拉力不应超过材料屈服强度的50%。计算如下：

2.3.1 HDPE管穿插最大拖拉力：

$$F_1 = F_{摩擦} - F_{2推力} = 0.4\mu \times L \times W = 0.4\mu \times L \times m \times g/100$$

$F_{摩擦}$—穿插受阻摩擦力

$M$—摩阻系数 0.18（钢材与高密度聚乙烯的磨阻系数）

$W$—PE 管每米重力

$L$—管线长度

$m$ — PE 管每米质量 =（外径 – 壁厚）× 壁厚 × 3.142×0.96/1000

g—重力加速度 9.8N/kg

$F_2$ 推力—缩径机主动推力（根据现场实测经验推力值可转化为0.6倍的穿插受阻摩擦力）

2.3.2 HDPE 管安全抗拉力：

$$F = \delta t \times A = \frac{\pi\left\{D^2 - (D-2e)^2\right\}\delta_t}{4}$$

$D$—PE 管外径

$e$—PE 管壁厚

6t—HDPE 管屈服强度为 25MPa，一般取值 50%

（1）6 吋内衬管理论计算：

$$F_1 = F_{摩擦} - F_{2推力}$$

$$= 0.4\mu \times f = 0.4\mu \times L \times W = 0.4\mu \times L \times m \times \frac{g}{100} = 0.4\mu \times L \times (D-e) \times e \times 3.14 \times \frac{0.96}{1000} \times \frac{g}{100}$$

$$= 0.4 \times 0.18 \times 1500 \times 3 \times \frac{9.8}{1000} = 31.75kN$$

$$F_2 = \delta t \times A = \frac{\pi\left\{D^2 - (D-2e)^2\right\}\delta_t}{4} = 3.14 \times \left\{151^2 - (151 - 2\times 7)^2\right\} \times 25 \times 50\% \times \frac{10^{-3}}{4} = 42kN$$

$F_1 < F_2$；

（2）16吋内衬管理论计算：

$$F_1 = F_{摩擦} - F_{2推力} = 0.4\mu \times f = 0.4\mu \times L \times W = 0.4\mu \times L \times m \times \frac{g}{100} = 0.4\mu \times L \times (D-e) \times e \times 3.14 \times \frac{0.96}{1000} \times \frac{g}{100}$$

$$= 0.4 \times 0.18 \times 1500 \times 11.39 \times \frac{9.8}{100} = 120.6kN$$

$$F_2 = \delta t \times A = \frac{\pi\left\{D^2 - (D-2e)^2\right\}\delta_t}{4} = 3.14 \times \left\{388^2 - (388 - 2\times 10)^2\right\} \times 25 \times 50\% \times \frac{10^{-3}}{4} = 148.3kN$$

$F_1 < F_2$；

**表1 两种管径内衬，现场实际拉力和理论计算数据表**

| 管径规格 | PE 管拖拉力（1500m） | HDPE 管安全抗拉力 |
|---|---|---|
| 6 吋（151×7mm） | 31.75KN | 42KN |
| 16 吋（388×10mm） | 120.6KN | 148KN |

根据对6吋和16吋管线的理论计算，满足F1<F2的前提要求，并与现场穿插长度和拉力实测值基本吻合，验证了上述计算。

## 3 结语

HDPE内穿插技术能够有效的降低管线腐蚀穿孔的风险、提高管线使用寿命、降低管材选用标准，降低用户的运行维护费用，相比原来考虑的双相钢管道，符合钢管等技术方案为业主大大的节省成本，同时内穿管技术具有不需要重新开挖，不需要二次进场的特点也适用于海外高危险地区的施工，具备广泛推广和应用的可能。但在现场实施内衬穿管前一定要根据不同管径和管线路由情况计算内衬HDPE管的安全拉力，为一次性内衬长度提供安全理论计算基础，确保管道内衬 HDPE施工的成功性。■

作者单位：1. 中国石油工程建设有限公司
2. 山东柯林瑞尔管道工程有限公司

（责任编辑 王波）

**中油（新疆）油建分公司管道事业部施工处副处长、中俄东线项目焊接工程师作为公司优秀党员代表之一，讲述自己探索创新、破解全自动焊接密码的故事。**

# 破解全自动焊接密码

■ 刘艳龙

我叫刘艳龙，来自中油（新疆）油建分公司。2000年，我从鲁西南跑到大西北，成为一名电焊工，参加了西气东输一、二、三线，中缅管道、中俄东线等国家级重点工程。

特别是中俄东线，我们从试验段干起，然后是北段、中段，一直干到现在的南段。曾经名不见经传的新疆油建，不但没有被市场淘汰，反而始终保持着全线第一的骄人成绩，在管道建设圈里打出了自己的品牌。

2017年，新疆油建正处于扭亏脱困的关键时刻，领导说，如果中俄东线试验段工程试验段干不好，中俄东线工程正式开始干的时候，可能就没有新疆油建什么事了。所以公司上下都憋着一口气，要为生死存亡而战。

试验段我们上了2套全自动焊机，一套是美国CRC焊机，一套是国产焊机。西气东输工程用的就是CRC焊机，焊接合格率始终不高。所以试验段开始干的时候，我们心里根本没底，果不其然，合格率还是上不去。领导决定，马上转攻国产焊机。

焊接参数的设置是保证全自动焊接质量和焊接速度的关键。CRC焊机，参数我们接触不到更不会让我们调整，我们决定改用国产焊机，但参数怎么调，谁也没有经验。

设备厂家只给了一个范围值，最合适的参数需要我们自己摸索。调参数、焊接、检测；再调参数、再焊接、再检测。为了调整好一个参数，有时候连做梦都在想。当时我的压力很大，因为一天焊几十道口，一个参数调不好，可能导致几十道口全不合格。经过二十多天、上百次调整，终于成功破解了全自动焊接参数调整密码。

2017年11月，我和机组同伴以百口磨合第一名的成绩，圆满完成试验段施工任务，新疆油建顺利承揽到中俄东线北段第九标段。

中俄东线北段的第九标段，全长71公里，1422毫米管径、X80高钢级、12兆帕压力，是我国迄今为止管径最大、钢级最高、设计压力最高的长输管道。在这里，我们遇到了新问题：电弧很难调整到理想的状态，焊接状态不稳定。我经过分析判断，认为是设备性能根本满足不了施工要求。这就好比一台拖拉机开上高速，根本跑不起来一样。我把问题反馈给设备厂家，他们很快升级了焊接程序。

中俄东线北段约有200道口属于不等壁厚，21.4毫米、25.7毫米，等等。不同壁厚可以通过连头连接，但工效却大不一样相同壁厚，正常一天干二三十道口没问题；连头的话，两三天干一道口也很正常。按照业主和项目部安排，我和机组承担了变壁厚管组对内坡口机械加工及焊接试验任务。经过反复调整坡口机刀头位置和刀头高度，成功攻克变壁厚全自动焊接工艺，并在全线推广。

焊接与检测是两套系统，检测只能告诉你合格、不合格，却不会告诉你问题出在哪里。为了能快速、准确找到焊接过程中出现的问题是人为因素还是参数问题，我买来检测书籍，从读懂AUT检测扫查图、RT检测底片学起，在破解国产全自动焊接参数密码的道路上又前进了一步。

两根超大口径管子组对之后，形成一道双V复合坡口，坡口精度与焊接参数相互匹配，就像跑车对赛道的要求一样，甚至还要高，误差必须控制在正负0.2毫米范围内。这个发现，让我们的焊接合格率继续提升：北段是96%，中段是97.8%，南段目前是99%，焊接合格率整整提高了3%。焊接合格率越高，质量越有保证，速度越有保证。

在中俄东线，同样的工程量，我们2个机组比其他单位3个机组干得都要快都要好。这也是新疆油建勇夺全线焊接速度、焊接质量、综合进度三项第一的奥秘所在。

这几年，不断有设备厂家和其他兄弟单位的人提出要“挖”我，说工资是现在的四五倍，但我连听都不愿意听下去。刚到中俄东线时大家都不相信我们能干好，现在得到大家认可了，我为啥还要走呢？！这种归属感荣誉感，这种勇争第一的氛围，别的地方肯定给不了我。我的技术是企业给的，企业对我的培养，我对企业的感情，是无法用金钱衡量的。

下一步，我和我的团队还将继续潜心钻研技术，让全自动焊接成为CPECC管道建设的一张靓丽名片！■

作者单位：中油（新疆）油建分公司

（责任编辑 王波）

**在塔里木乙烷制乙烯项目现场，北京项目管理公司梦溪公司积极采取多项措施，确保全厂核心装置60万吨/年乙烯装置顺利实现高质量中交。**

# 高质量中交的背后

■ 闫佰谦 徐萍

塔里木乙烷制乙烯项目是国家级示范工程。在塔里木乙烷制乙烯项目现场，中油工程成员企业北京项目管理公司梦溪公司积极采取多项措施，有序应对夏季“烤”验和考验，确保全厂核心装置60万吨/年乙烯装置顺利实现高质量中交。

## 五级+整顿：安全管理平稳受控

塔里木乙烯项目建设过程中，项目经理部坚持现场HSE五级监管，层层落实安全生产责任，严把承包商HSE管理入场关、培训关、事前风险控制关、作业许可关及HSE检查和隐患整改关。坚持以“风险管控”为核心，建立了以“施工方案为基础、工作前安全分析为抓手、工序步骤为分析点、对照标准辨风险、多措并举控风险”的风险管控模式，严格事前控制。

项目部扎实开展三个月安全整顿巩固提升，从整顿思想、整顿技术等方面入手，加强早中晚安全管理薄弱环节巡视、巡检力度，组织项目全员深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产的重要论述精神，坚持每周组织安全联合检查一次，定期或不定期开展安全专项检查，确保项目实现零事故、零伤亡、零感染，高水平、高质量如期中交。

## 经验+细节：质量管控成效显著

乙烯装置作为全厂核心装置，具有施工规模大的特点。项目部在各个分部工程施工前对施工方案的审查严格把控，采取质量经验分享和施工质量预警的方式提醒和警示，避免在作业期间出现类似的施工质量问题。项目执行过程中，项目部注重样板工程的引领作用和典型案例分享，项目实施至今先后推行砌筑工程、管线防腐及标识、焊条烘干室管理、设备垫铁安装等样板工程。

项目部始终以“一个平台，两个抓手”为工作重点，按时填报更新平台数据，共进行隐患辨识1860项，其中管理类占33%，已全部整改完成。

## 专业+预判：进度监管有章可循

为决胜“6.30”“9.30”投料开车，项目部精心组织、严细管理，以工艺管道试压促进管道、电气、仪表尾项收尾，以裂解炉烘炉、三机组透平试车为关键线路，积极组织开展三查四定、焊工覆盖、焊接检测比例、黄金焊口检测全覆盖、低温钢合金钢管道螺栓垫片使用情况等专项检查，为项目顺利中交保驾护航。

通过采取联系单、预警信函、施工前专题会等方式对施工各阶段薄弱环节和重要环节进行全方位识别，及时向业主、总分包提出建议，提高项目运行效率。2021年，项目部累计组织周联合检查105次，发现安全隐患382项、安全不符合项855项。

## 培训+实操：骨干培养气氛浓厚

项目部实施“以老带新”“传帮带”的工作方法，针对年轻员工较多、新毕业大学生多的情况，根据其学历背景、性格特点等，制定专门培养方案，以迅速提高他们的专业水平和工作能力，打开成才通道。

同时，项目部定期组织员工进行技术培训，尤其对项目常用的国家标准规范、图纸、施工过程管理重点内容进行专项学习讨论，营造了“比学赶帮超”的良好氛围。2021年共组织开展常规培训15次，安全专项培训12次，组织落实培养技术专家4人、青年骨干8人。

## 奉献+拼搏：党员冲锋树典范

项目部的党员同志带头克服了新疆地区紫外线强烈、空气极度干燥、昼夜温差大、沙漠化严重等恶劣自然条件，适应了新疆地区的生活和风俗习惯。

面对三次较大疫情对项目造成的工期影响等不利局面，公司党员干部员工坚决服从组织安排，带头返回工作岗位，组织项目骨干制定复工计划、确定返程路线、落实路途中的防疫措施，为项目抗疫情、保生产当好先锋。同时，项目部党员同志扎实做到一手抓疫情防控，一手抓复工生产，在抗疫情、保生产工作中交出合格的答卷。■

作者单位：中国石油集团工程有限公司北京项目管理分公司

（责任编辑 王波）

**8月中旬，在埃克森美孚召开的西古尔纳项目周会上，西古尔纳303项目经理Michael Dargham先生对中国石油工程建设有限公司（CPECC）在停产连头期间采取的一系列安全、防疫、以及防中暑管理措施，有序组织施工，在20天内高效完成连头工作提出表扬，这也是该公司严格落实中国石油集团、中国石油工程建设公司安全会议精神，加强安全管理，保证项目安全生产取得的又一成绩。**

# 西古项目安全管理出新招

■ 高克辉 文学军

今年以来，中国石油工程建设有限公司中东地区公司在伊拉克执行大小合同共计44个，其中集团公司、公司重点项目有6个。为保证项目顺利执行，中东地区公司一直将安全工作放在首位，严格遵守埃克森美孚、BP、壳牌、马来西亚石油公司等业主公司的安全规定，积极响应集团公司、公司HSE工作会议精神，结合《中东地区公司体系审核及安全检查中“屡查屡有”、“屡改屡犯”的重复发生问题专项整改方案》、《三个月反违章专项整改活动方案》，狠查现场违章、严格作业许可管理，做好风险管控，抓好承包商安全管理，保持了良好的HSE业绩。

## 组织事故学习　加强能量隔离培训

中东地区公司第一时间在月度会议、周会、每日安全喊话中向干部员工传达了“7.8”和“7.29”安全事故，吸取经验教训；专门编制了能量隔离、挂牌上锁的培训课件，分层级对各项目部HSE人员、现场员工进行专项培训共28场次，

项目经理检查作业许可

中方承包商开展周一班前喊话

当地施工分包召开班前会

西古项目周一安全喊话

西古尔纳连头施工

加强员工健康检查

开展现场健康安全培训

严把好中外方承包商人员和设备入口关

累计765人次。

针对伊拉克艾哈代布项目油田检维修工作、西古尔纳项目连头施工、哈法亚注水3号站变电所试运投电等高危工作，进行安全部署和超前安排。7月15日至8月5日，西古尔纳项目安全完成8号脱气站4、5号罐的4列连头工作，受到业主表扬。

## 关注当地安保局势　加强安保管理

中东地区公司认真收集各类社会安全事件、信息，分析研判伊拉克大选、夏季断水限电引发的游行示威等众多安全事件，评估社会安全局势发展趋势，更新升版了《海外社会安全突发事件应急预案》。截至8月中旬，通过海外风险预警平台APP上传了79个社会安全事件报告。结合“四清”要求，发布专项通知，对各项目部社会安全管理体系和营地人防、物防、技防等措施共100个细项进行了自查和整改。

## 升级疫情防控方案　确保员工健康

中东地区公司定期召开疫情防控专题会议和项目部疫情防控远程巡视会议。针对7月下旬伊拉克日新增病例超过1万人的紧急局势，再次下发预警，要求各项目部持续做好疫情防控，现场人员减少与当地业主、分包商的直接接触，加强人员防疫和物品消毒的过程管控，实现了中方人员零感染。针对伊拉克的极端高温天气，各项目部积极执行防中暑管理程序，避开高温段，设置休息室，按要求补充水分，严格休息时间，无一人发生中暑。

## 加强承包商管理　全面提升现场安全管控

中东地区公司坚持把承包商安全管理纳入公司统一日常HSE管理体系，用GO-NOGO检查清单制度，把好中外方承包商人员和设备入口关，认真自查“反违章”禁令行为，整改习惯性违章，针对体系审核检查反复出现的问题，展开“四查”活动。重点结合工程建设业务“六项较大风险”和公司“八项高危作业”管控，制定专项管控措施，指定区域责任人，确保现场施工安全受控。利用季度“S.A.F.E.”文化交流研讨会，召开中方施工承包商项目经理安全论坛，就重点项目实施过程中的HSE工作规划、施工安全管理进行了分享和讨论，确保重点项目安全运行。■

供稿单位：中国石油工程建设有限公司

（责任编辑　王波）

# 石油工程建设行业第三届、第四届勘察设计大师风采

（以姓氏笔划为序）

李利军

1972年1月生，中共党员，大学本科学历、工程硕士学位，教授级高级工程师。1993年7月本科毕业于华东理工大学化学工程专业，2012年获北京理工大学项目管理领域工程硕士学位。具有国家注册化工工程师和高级项目经理资质，2014年度被聘为中石油高级技术专家。曾任中国纺织工业设计院工艺部副主任、工艺设计部主任，中国昆仑工程有限公司副总经理、总工程师，现任中国昆仑工程有限公司总经理。

长期从事石化、化纤工艺研发和工程设计及项目管理工作，是中石油国产化聚酯、PTA及芳烃技术研发和工程推广的主要参与者和贡献者。先后参与包括国内首套国产化PET聚酯、国内首套国产化PTA装置在内的50余套大容量聚酯和百万吨级以上PTA装置的工程设计和项目管理工作。参与的“年产10万吨聚酯国产化项目”、“年产20万吨聚酯四釜流程工艺和装备研发暨国产化聚酯装置系列化项目”和“百万吨级PTA装置工艺技术及成套装备研发”项目先后获得国家科技进步二等奖。

曾获得中国石油天然气集团公司、中国化工学会、中国石油工程建设协会和公司级表彰，先后申请并授权专利40余项，发表论文20余篇，参编国家标准6部。作为主要完成人获国家科技进步二等奖1项，省部级科技进步一等奖4项，中国专利优秀奖1项，中国石油天然气集团公司专利金奖1项，省部级以上勘察设计奖十多项。

张红

1968年11生，中共党员，1990年7月毕业于中国石油大学油气储运专业，2007年3月毕业于天津工业大学工程材料专业，获硕士学位，教授级高级工程师，国家政府特殊津贴专家，中国石油天然气集团公司高级技术专家，中国石油工程建设公司北京分公司总工程师。

该同志从事油田地面工程设计工作30年，坚守海外工程建设一线20年，项目遍布苏丹、叙利亚、乍得、伊朗、阿联酋、伊拉克等国家。作为海外地面工程设计领域领军人物，瞄准国际一流，追求卓越，持续创新，研发出具有自主知识产权的海外“六高”油田地面建设成套技术，整体达国际领先水平，主要包括：单列单台300万吨/年重质劣质原油处理工艺包，“六高”油田管道和设备材料优选及评价技术，大型孤岛燃气电站湿气直燃发电及自由并网技术，全生命周期过程安全事故场景动态分析技术。主持设计的哈法亚油田2000万吨/年地面工程项目成为了中国石油海外地面建设的标志性工程，打造了海外高端设计品牌，在欧美公司占据主导地位的中东市场赢得了国际赞誉，为国家“一带一路”建设，保障能源安全做出了突出贡献。

该同志主持完成的项目获国家级奖励6项，省部级奖励30余项，取得国家专利17件，参编论著4部、标准规范4部。

贾金禄

1963年生，博士，教授级高级工程师，硕士研究生导师。1984年毕业于华北水利水电大学工程地质及水文地质专业，毕业后留校任教，后分别就读于大连理工大学、北京科技大学，分获硕士、博士学位。

1988年调入辽河油田勘察设计研究院工作，先后任勘察室主任、院副总工程师等职；2006年任中国石油集团工程设计有限公司岩土工程分公司副总经理；2010年调入建设综合勘察研究设计院有限公司（原建设部综合勘察研究院），任院副总工程师兼石油工程公司总经理。2002年获中国石油天然气集团公司“优秀勘察师”称号。

该同志长期从事岩土工程技术、科研、教学等工作，先后主持了《中缅管道（六标段）及云南成品油管道工程》、《中海油珠海高栏港海上凝析油终端设施》、《中缅管线马德岛首站》等十余项国家重点工程的勘察、地质灾害治理及地基基础工程。在石油工程复杂地质条件地基处理、地质灾害治理等方面有着扎实的理论基础与科研能力，先后有《考虑初始条件变异的蠕滑型滑坡稳定性评价研究》、《Experimental Study on Bearing Behavior of Large-diameter Overlength Castin-place Bored Pile Post-grouting》等十余篇学术论文在核心期刊发表、出版有《岩土工程数值计算方法》、《深基坑优化设计》两部专著，有十余项成果分获省部级科技进步、优秀勘察设计一、二等奖。

黄永刚

1965年2月出生，中共党员，硕士，教授级高工，国家一级注册建造师。1987年华东理工大学化工机械系毕业。曾任中国寰球工程公司华北规划设计院总经理、中国寰球工程公司总监兼 LNG与离岸工程公司总经理，现任中国寰球工程有限公司北京分公司副总经理。

长期以来，黄永刚在石化工程设计、技术创新、项目管理、企业管理等多个岗位上积极实践、勇于创新，取得了丰硕成果。先后主持并参与各类大型工程项目30余项、制定LNG行业国家标准2项。自2008年以来，作为公司总监主持LNG业务，2009年兼任中国石油集团液化天然气接收站工程关键技术集成研究项目长、2012年兼任国家能源局国家能源液化天然气技术研发中心常务主任。

黄永刚始终以推动我国LNG业务发展为己任，主持、参与的课题和工程引领LNG技术达到国际先进水平、打破了国外长期垄断地位，开启LNG建设的“中国制造”模式、填补了多项国内和国际技术和制造空白。采用自主开发的DMR技术建设了我国第一座大中型天然气液化工厂；自主研发、设计、采购、施工、开车，建设了我国第一座大型LNG接收站。推动LNG储罐和接收站技术不断进，为践行绿色发展作出了积极贡献。

黄永刚带领团队先后荣获多个国家级和省部级荣誉奖项，包括中华全国总工会“工人先锋号”、中国工程界的最高奖项“国家优质工程金质奖”（大连LNG接收站工程）等。他本人也获得省部级以上科技创新奖项17项，拥有发明专利5项、实用新型专利8项、学术著作5项，荣获“石油优质工程建设突出贡献者”等称号。

# 石油工程建设行业第三届、第四届勘察设计大师风采

（以姓氏笔划为序）

黄辉

1961年10月生，中共党员，中国石油大学博士，正高级职称，博导，现任中国石化“集团公司高级专家”。

该同志从事油气田地面工程规划、设计、科研和技术管理工作36年，有着丰富的油田地面工程设计、海外项目管理和集团层面参谋支撑经验，熟悉国内外油田地面工程设计、施工和管理，尤其擅长地面工程总体规划、技术方案优化、论证等，拥有独特的战略性技术视野和深厚的学术造诣，在行业内享有较高声誉。主持了中石化“十二五”、“十三五”地面工程规划、“海洋工程模拟仿真系统”（国家重大专项）等10余项大型项目，主持“中石化重点项目评估”核减投资93.6亿，工作成效和经济效益显著。组织研发的“预分水装置”使污水处理成本降低50%、占地减少70%，整体技术水平国际领先。

该同志具有扎实的理论功底、深厚的学术造诣，系统、全面熟悉国内外油田地面工程技术现状及发展趋势，每年编写地面工程前沿学科报告，并多次在国家级、中国石化技术会议作相关报告，常年在中国石油大学研究生院、中国石化干部管理学院开设相关讲座，多次为中石化、中石油集团公司地面工程专家培训班讲课。

作为项目负责人获中国优秀工程设计铜奖1项、省部级科技进步二、三等奖2项、省部级优秀设计三等奖1项、中石化优秀咨询一等奖2项；获中、美、俄等国国家发明专利10项、发表论文15篇；培养指导博士后5人、博士2人。16、17年度2次获中国石化开发先进个人荣誉称号。

樊奉瑭

1961年10月生，中共党员，教授级高级工程师。毕业至今一直在大庆石化工程有限公司从事设计和管理工作，历任大庆石化工程有限公司总工程师、副总经理、总经理、执行董事、党委书记。

樊奉瑭同志累计从事化工工程设计和科研工作三十多年，具有丰富的工程设计经验、扎实的专业理论知识和出众的科研业务能力，有强烈的事业心和敬业精神，始终专注于把技术开发、应用与创新作为推动企业科学持续发展的关键，先后完成大庆石化120万吨/年加氢精制、锦西石化15万吨/年聚丙烯、大庆石化聚乙烯专用树脂改造工程20万吨/年高压聚乙烯装置、抚顺石化45万吨/年线性低密度聚乙烯、印度国家石油公司68万吨/年聚丙烯装置等工程设计和总承包任务。

在大庆石化10万吨/年ABS装置改扩建工程中，组织完成了PB聚合、附聚、高胶ABS接枝、凝聚、掺混造粒的小试、中试及工业放大试验，最终实现了新技术的工业化应用；主持开发的5000吨/年己烯-1工艺技术打破了国外己烯-1合成技术壁垒、甲醇制烯烃工艺技术填补了中国石油在MTO烯烃分离技术方面的空白，得到了业界的认可和称赞。累计获得国家和省部级优秀设计奖20余项，授权发明专利7件、实用新型专利8件，被授予中国石油优秀设计师、石油优质工程建设突出贡献者、大庆市首届优秀科技工作者等荣誉称号，享受黑龙江省政府特殊津贴。


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9月

印刷数量：2500册


京内资准字0321-L0103号