

加快构建新能源产业体系

基于AI识别技术的造价编制一体化系统

智慧工地平台在油气田地面建设工程HSE管理中应用初探

撒哈拉腹地建油田



大的风险

保障能源 推进清洁能源 碳转型

打造陆上首座薄膜罐

施工生产当先锋 管理创新当尖兵

有电危险 请规范用电

图为中国石油工程建设公司华北分公司总承包的我国首座陆上LNG薄膜罐项目——华北油田河间LNG调峰储备库主体工程

石油工程建设项目掠影



8月25日，工程建设公司第七建设公司承建的四川石化30万吨/年轻汽油醚化装置提前61天顺利中交，该装置建成对四川石化公司汽油质量升级具有重要意义。



管道局承建的威沪管道工程和铁山坡集输干线两个项目正以劳动竞赛形式，开启加速度。到9月中旬，综合进度完成50%。



9月6日，寰球工程公司新疆公司承建的广东石化项目原煤储运工程产品码头迎来首艘万吨煤炭运输船，该船载有22500立方米气化煤，是石油焦制氢装置的制氢原料之一。



9月5日，北京项目管理公司梦溪公司管理的塔里木油田公司塔北片区YD1-H3井集输工程一次投产成功，为塔里木油田冬季保供奠定了良好基础。

主编寄语

迈向精益管理

精益是一种理念，是精益求精的思想。精益的目的和意义就是创造价值、减少浪费，具体体现在效率、质量和成本上。

在全球汽车行业中，丰田公司创造了从追赶到超越世界先进的奇迹。1949年日本汽车劳动生产率只有美国公司的九分之一，根本打不进美国市场，但到2021年，丰田把统治美国汽车市场90年的通用拉下马，成了汽车销量冠军，而且公司营业利润近3万亿日元，创下近六年来历史新高，远超美国车企。丰田长期保持盈利能力领先世界同行，成功的关键在于开创了精益管理。这一革命性的管理思想，其精髓在于杜绝浪费，提高效率提升品质，实现高效利润。

管理是企业永恒的课题。他山之石，可以攻玉。不论是汽车公司，还是石油工程建设企业，都以市场为导向，以效益为中心。在当前工程建设企业追求高质量发展的进程中，我们应该加快管理提升，加快从严管理向精细管理跨越，迈向精益管理。

从严管理是基础，也是石油战线优良传统。石油精神就是以“苦干实干、三老四严”为核心，“宁要一个过得硬，不要九十九个过得去”。现代企业推行精细管理，就是摒弃传统的粗放式管理模式，将具体、明确的量化标准渗透到管理的各个环节，最基本的特征就是重过程、重细节。而精益管理中的“精”就是少投入、少消耗资源、少花时间，尤其是要减少不可再生资源的投入和耗费。体现在质量上就是追求“尽善尽美”、“精益求精”、止于至善；“益”就是多产出经济效益，实现企业升级的目标。体现在成本上，就是以最小资源投入，包括人力、设备、资金、材料、时间和空间，创造出尽可能多的价值，为顾客提供新产品和及时的服务，最终成果要落实到效益上。

中国石油集团董事长戴厚良强调“四精”理念，“经营上精打细算，生产上精耕细作，管理上精雕细刻，技术上精益求精”。精益管理对于企业提质增效至关重要，就是用最少的投入产生最大的效益，创造最大的价值。

石油工程建设企业具有自己的行业特点，工程项目点多、线长、面广，市场竞争激烈，安全环保要求高，管理难度大，创造效益必须靠管理与技术双轮驱动，着力做强做优品牌、质量和服务，持续提升战略战术支持能力。在新时代强调高质量发展的赛道上，迈向精益管理是提升公司未来效益的必由之路。这是一项复杂的系统工程，需要全局视野、前瞻眼光，同时注意把握方向，突出重点。

一是注重目标导向，强化过程管理。以提升项目盈利能力为目标，深化项目全生命周期精益管理，加强全员、全要素、全过程、全生命周期管理，持续优化业务流程，强化安全、环保、质量、合同、进度、廉洁“六大控制”，高质量推进石油石化重点工程项目建设。

二是注重问题导向，强化监督管理。促进合规经营为核心的监督管理，实现企业管理全方位、全链条、全覆盖。坚持对标查找短板，切实做好风险防控，持续强化QHSE体系建设与运行，全面实施第三方监督，化解安全风险和经营风险，建设精品工程。



三是注重市场导向，强化营销管理。加快“生产型”向“经营型”转变，紧盯市场变化抢抓机遇，拓展潜能创造价值，突出品牌营销、价值营销、技术营销，扩大市场营销空间，以市场需求倒逼管理提升。

实现精益管理任重道远。由从严管理到精细管理，再到精益管理，实现管理提升新跨越，这是我们实现高质量发展的管理提升路线图。希望广大石油工程建设企业主动求变、顺势而为，争取用一流的管理，建设一流的工程，为打造基业长青的世界一流企业贡献更大的力量。

杨庆前



主办单位：中国石油工程建设协会
中国石油工程建设分公司

编印单位：中国石油工程建设协会
总编辑：杨庆前
责任编辑：赵玉华
审稿：郭野愚
编辑：冯尚 王波

电话：010-86301505
传真：010-86301578
投稿邮箱：2272933308@qq.com
地址：北京市朝阳区樱花园
东街7号102室
邮编：100029

京内资准字0321-L0103号
(内部资料 免费交流)

主编寄语

- 1 迈向精益管理 杨庆前

权威论坛

- 3 加快构建新能源产业体系 吕建中

行业信息与协会动态

- 6 中国石油工程建设协会党支部组织庆七一党建活动
6 中国石油工程建设协会召开“七届五次理事会暨七届七次常务理事会议”
7 2022年度石油工程建设优秀勘察设计奖公布

项目管理

- 17 基于AI识别技术的造价编制一体化系统 朱伟 陈思羽 唐皓
20 智慧化安全管理平台助推项目管理技术升级 刘永昕

质量与安全

- 22 智慧工地平台在油气田地面建设工程HSE管理中应用初探 刘钢强 刘岩
24 油田油气厂站消防系统稳压装置存在问题及设置措施 徐建蓉 王超 方铁睿 冯启涛 郭晓洁

节能与环保

- 26 高含盐水利用余热浓缩减排技术试验研究 武文静 周京都 安文旭 林双
30 基于模糊评价法的中心井站绿色建筑评价指标体系研究 董文静
33 低渗透油田注水站清水处理一体化集成装置研究及应用 张超 郭志强 吴志斌 王凌匀

企业建设

- 37 面向智能油气田数据资产管理的数据编码方法及应用 汤晓勇 胡耀义 杨洪浩
41 浅析石化企业仪电“安全共地”抗干扰的应用 赵璞 马坤 黄京俊

工程与技术

- 44 减氧空气驱可燃气体爆炸理论综述 程颖哲
48 井场直流母线群控供电系统分析 夏子路
50 高硫高盐工况下温度对FBE内涂管性能的影响 樊学华 于勇 张红 谷丰 胡嘉惠 刘艺盈
54 伴生气凝液分离一体化集成装置研制及仿真研究 杨建东 贾海海 张玉玺 演强

建设者风采

- 58 翻山越岭显身手 张帅
60 陈鹏轩：策马扬鞭再奋蹄 王朝霞

域外传真

- 62 巴生港畔树样板 寰球工程公司
64 撒哈拉腹地建油田 刘庆国



P3 加快构建新能源产业体系



P20 智慧化安全管理平台助推项目管理技术升级



P37 面向智能油气田数据资产管理的数据编码方法及应用



P58 翻山越岭显身手

加快构建新能源产业体系，包括从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。

加快构建新能源产业体系

■ 吕建中



“十四五”时期，我国能源事业将迈向高质量发展新阶段，面临着既要推动实现“双碳”目标，又要保障国家能源安全的双重责任。这其中，做好能源绿色低碳转型是关键。坚持先立后破、以立为先，促进新能源高质量发展，夯实对传统能源的安全可靠替代基础尤为重要。

5月30日，国务院办公厅转发国家发改委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（以下简称《实施方案》），明确提出7个方面、21项具体措施。随后国家发改委等9部门又共同印发了《“十四五”可再生能源发展规划》（以下简称《规划》），进一步明确了“十四五”可再生能源发展的主要目标、重点任务、保障措施，致力于全面推

进新能源大规模、高比例、市场化、高质量发展。贯彻落实《实施方案》和《规划》，应深刻领会和重点把握好以下四个方面，促进新能源高质量发展。

1 立起来 增强规模实力

在人类文明进步的历史长河中，“破”与“立”的循环总是在不断重复。能源作为人类社会生产力发展和文明进步的重要动力，同样经历了“破”与“立”的转换和革命。传统化石能源的主要特点是高碳、资源不可再生、容易对生态环境造成破坏，而以风电、光伏发电为代表的新能源，在自然界中循环再生，区域分布广泛，且具有清洁、绿色、低碳特



征。因此，大力发展新能源已成为全球能源转型、应对气候变化、保障能源安全的重大战略方向。

考虑到能源供应安全保障和公平可及的需要，在传统能源退出之前，应当先把新能源“立”起来，并做到能够安全可靠替代。新能源发展要先“立”起来，必须有足够的建设规模、生产能力、输送网络及配套设施。同时，通过规模化发展，实现规模经济和降低成本，扩大利用普及，最终构建起以新能源为核心的现代能源体系。在过去10年里，全球太阳能和风能装机规模年均增速达20%，发电量已占发电总量的一成以上，同时太阳能、陆上风能发电的价格分别下降了约90%和70%。

我国的新能源发展成效显著，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。截至2021年底，全国可再生能源发电累计装机容量10.6亿千瓦，占全部电力装机的44.8%。其中，风电、光伏发电装机均突破3亿千瓦。2022年1~5月，全国可再生能源新增装机4281万千瓦，占全国新增发电装机的81%；可再生能源发电量突破1万亿千瓦时。全国风电、光伏发电平均利用率分别达到95.6%和97.4%。

但必须看到，相对于我国能源消费需求总量，我国新能源开发利用规模依然不足，而且风光发电“靠天吃饭”，存在着密度低、间歇性、不稳定的缺陷，机组有效工作时间短，一旦遭遇极端天气，还会严重影响出力。因此，《实施方案》和《规划》明确提出，要瞄准到2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标，创新新能源开发利用方式，进一步加快大规模发展，提高发电装机占比。2025年，可再生能源消费总量要达到10亿吨标准煤左右，占一次能

源消费18%左右；可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右，风电和太阳能发电量实现翻倍。

其中，重点是要坚持因地制宜、多元迭代，集中式与分布式并举发展。一方面，在“三北”地区优化推动风电和光伏发电基地化规模化开发，在西南地区统筹推进水风光综合开发，在中东南部地区重点推动风电和光伏发电就地就近开发，在东部沿海地区积极推进海上风电集群化开发。特别是要加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设；另一方面，支持农村农户利用自有建筑屋顶建设户用光伏，推进乡村分散式风电开发，促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展等。

2 供得上 成为增量主体

检验新能源发展成效的关键性指标是新能源在能源供应和消费中的占比，也就是对传统能源的有效替代。2021年我国可再生能源发电量达2.48万亿千瓦时，占全社会用电量的29.8%，其中风电和光伏发电量分别占7.9%和3.9%，火电依然是电力供应的主力军。促进新能源高质量发展，就要使新能源的角色从能源电力消费增量补充转为增量主体，在能源电力消费中的占比快速提升。按照《规划》，“十四五”期间可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比要超过50%，全国可再生能源电力总量和非水电消纳责任权重分别达到33%和18%左右，利用率保持在合理水平。

现有电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足，是制约新能源有效供应能力的掣肘。因此，《实施方案》和《规划》对就地就近消纳、加快外送通道建设、探索多渠道储能等，都给予了高度重视。明确要加大力度规划

建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，做到既大规模开发，也高水平消纳，更保障电力稳定可靠供应。

同时，全面提升电力系统调节能力和灵活性，着力提高配电网接纳分布式新能源的能力。发挥电网企业在构建新型电力系统中的平台和枢纽作用，积极接入和消纳新能源，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能、太阳能热发电、绿电制氢等项目建设力度，提升新型电力系统对高比例新能源的适应能力。提高配电网智能化水平，着力提升配电网接入分布式新能源的能力。加强新能源发电终端直接利用，扩大新能源多元化非电利用规模，推动新能源规模化制氢利用，多措并举提升新能源利用水平。利用新增新能源消费不纳入能源消费总量控制的政策，从供给、消费两侧，切实推动新能源更好更快发展。

稳妥推进新能源参与电力市场交易。支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓励签订长期购售电协议。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。完善可再生能源电力消纳责任权重制度。科学合理设定各省区市中长期可再生能源电力消纳责任权重，做好可再生能源电力消纳责任权重制度与新增可再生能源不纳入能源消费总量控制的衔接。建立完善可再生能源电力消纳责任考评指标体系和奖惩机制。建立完善调峰调频电源补偿机制、储能成本回收机制等。

3 融进去 实现多能互补

能源转型是一个过程，不可能一蹴而就。在今后一个相当长的时期内，全球能源绿色低碳转型的基本方向是：传统能源清洁化、清洁能源规模化、多种能源综合化。同时也要强调传统能源与新能源多能协同互补，发挥各自禀赋优势，形成安全、稳定、可靠的能源供应保障体系。

首先，大力推动发展“风光水火储”和“源网荷储”一体化。通过优先利用风电、光伏等清洁能源，发挥水电、煤电调节性能，适度配置储能设施，推动风光互补、水火互济等多能互补，源网荷储协同发展，提升电力系统的灵活调节能力，既有利于发挥新能源富集地区优势，又可以实现清洁电力大规模消纳。

其次，加快新能源与建筑、交通、工业等行业融合发展。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到2025年，公共机构

新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

再者，引导全社会消费新能源等绿色电力。开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和提供服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品。

4 稳得住 构建现代体系

能源是现代社会的重要物质基础和动力。围绕能源生产、消费等，形成了一套完整能源体系，包括产业、市场、技术、制造以及政策、法规等，是现代经济和社会体系的重要组成部分。构建现代能源体系是一项复杂的系统工程，涉及绿色产业、绿色市场、绿色金融、绿色消费、绿色法规政策等，实现能源供需的清洁低碳安全高效，根据《实施方案》和《规划》，要从以下几方面发力。

一是增强能源产业链供应链安全性和稳定性，加快构建新能源产业体系。包括从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。到2025年，全国综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，更好满足经济社会发展和人民日益增长的美好生活用能需要。

二是推动能源生产消费方式绿色低碳变革，加快构建现代能源市场体系。重点是做好增加清洁低碳能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”，推动形成绿色低碳的能源消费模式，到2025年，将非化石能源消费比重提高到20%左右。

三是提升能源产业链现代化水平，加快构建能源创新体系。进一步发挥好科技创新引领和战略支撑作用，增强能源科技创新能力，加快新能源产业数字化和智能化升级，推动能源系统效率大幅提高，全面提升能源产业基础高级化和产业链现代化水平。

四是增强能源治理效能，加快构建适应能源绿色清洁转型发展的政策法规体系。持续深化新能源领域的“放管服”改革，提高项目审批效率，优化新能源项目接网流程，健全新能源相关公共服务体系，加强事中事后监管。加快现代能源市场建设，更多依靠市场机制促进能源绿色低碳转型。同时，完善支持新能源发展的财政金融政策等。■

作者为中国石油国家高端智库研究中心专职副主任、学术委员会秘书长

(责任编辑 冯尚)

中国石油工程建设协会党支部组织 庆七一党建活动

2022年7月1日上午,中国石油工程建设协会党支部组织秘书处全体党员干部,举办了“庆祝建党101周年党建活动”。

活动中,全体党员干部参观了北京雁西湖新时代文明实践基地,在红船精神广场体验区、复兴之路体验学习区、光辉历程体验学习区、平语近人综合学习区等区域进行了体验,全体党员干部再次接受了教育。

活动期间,党支部书记杨庆前同志讲了题为“知责于心,担责于身,履责于行,立足岗位作贡献”的专题党课。教育党

员干部要做到知恩感恩、知责守责,打开格局、担责明责,提升能力、履责尽责。要求党员干部必须增强责任心,把初心落在行动上、把使命担在肩膀上,在其位谋其政,在其职尽其责,主动担当、积极作为,做出经得起实践、人民和历史检验的实绩。

党课之后,全体党员结合“七一”和专题党课内容进行了自由发言,同时结合协会秘书处的工作进行了讨论,进一步提高了认识,明确了责任,取得了很好的效果。



中国石油工程建设协会召开 “七届五次理事会暨七届七次常务理事会”

由于受疫情影响,中国石油工程建设协会于2022年7月15日~26日以通讯方式召开了“七届五次理事会暨七届七次常务理事会”。会议以网络投票方式审议通过了以下事项:审议七届五次理事会工作报告;审议协会2021年度财务报告;审议部分理事单位理事和常务理事代表变更情况的报告;审议《关于在中

国石化、中国海洋石油、国家管网、中国中化集团等大型集团会员单位新增非驻会副秘书长人选的议案》;审议《关于增补部分理事单位和理事候选人的议案》和《关于发展新会员的报告》。

会议在全体理事的大力支持下圆满地完成了全部议程,程序符合协会《章程》的相关规定。

2022年度石油工程建设优秀勘察设计奖公布

2022年上半年,中国石油工程建设协会组织了2022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,在申报的185个工程项目中,共评选出2022年度石油工程建设优秀勘察设计奖133项,其中一等奖19项,二等奖46项,三等奖68项。

现将评选结果公布如下:

2022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	哈拉哈塘油田奥陶系碳酸盐岩油藏全生命周期开发地面工程	大庆油田设计院有限公司	李玉春 张春元 李延春 王晓黎 曾路 林佳 李慧静 刘永卫 张开典 张丹丹 张雪飞 袁赫 朱凯 夏东胜 汪璐
2	新疆油田砾岩油藏“二三结合”高效开发地面建设工程	中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司	李龙 夏新宇 戚亚明 郑帅 邓骏 赵文恒 李超 李钰琪 田少锋 韩登州 邱玉蓉 马文杰 王龙 李新龙 苏朋龙
3	昭通国家级页岩气示范区太阳-大寨区块龙马溪组8亿立方米/年浅层页岩气地面建设工程	中国石油工程建设有限公司西南分公司	边文娟 陈福娟 秦璇 刘兵 汪相逢 陈祖翰 曹亮 沈杰 吴毅 林利 陈迪 刘辉 叶桦 骆成松 夏辉
4	长庆油田华池区页岩油213万吨产建地面工程	长庆工程设计有限公司	霍富永 朱国承 胡建国 王博 庞永莉 解智堂 王青 王彦斌 李言 蔡培升 胡俊芳 李琪 王鑫 颜朝勇 李军民
5	塔里木盆地喀什北区块阿克莫木气田总体开发工程	中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司	荣少杰 陈浦 赵亮 张刚刚 朱友庄 张清 李宏勇 付鹏飞 王立龙 王芳梅 王胜杰 李新龙 聂勇 邱玉蓉 张建军
6	西气东输三线闽粤支干线(广州-潮州段)工程	中国石油天然气管道工程有限公司	康焯 高磊 李广群 刘宏波 吴建军 姜晗 杨帆 张文峰 穆树怀 岳岩 雷婷 周津卉 付伟 王元鹏 刘伟彬
7	吉林油田双坨子储气库工程	中国石油工程项目管理公司天津设计院	姜为民 陈雪松 戴滨 陈博 齐德珍 李立婉 程明 梁新兰 褚立明 孙文涛 钟声 赵翠玲 刘士艳 李斌 王昊
8	河南省天然气储运有限公司LNG应急储备中心项目群	中国石油工程建设有限公司华北分公司	张朝阳 张欢 王启拓 徐鸿 李洋飞 薛秀丰 何丹 陈永久 崔健 韩萌萌 康巍 崔豫 郭亮 张京龙 于曼
9	舟山液化天然气(LNG)接收及加注站连接管道项目	中国石油天然气管道工程有限公司	刘其民 黄朝炜 冯浩 李国辉 闫木明 李金玲 曹志强 王亚琼 邓晓敏 刘思萌 马超 刘天 梁凯 钱锋 陈艺璇

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人				
10	长庆乙烷制乙烯项目乙烯及全厂工程	中国寰球工程有限公司北京分公司	李耸峰 李小梅 侯文娟	田 鹏 王国峰 王 放	任晓蕾 徐 静 金倬伊	鲁文华 王 炜 李文琦	应兴荣 刘振华 刘桂娥
11	中化泉州100万吨/年乙烯及炼油改扩建项目	中国石化工程建设有限公司	尉 雷 潘 珂 黄福荣	许永超 余 毅 宋立臣	解冰川 岳 程 赵鉴楚	孟 华 霍宏伟 魏 挺	李广华 王 婷 薛 楠
12	中国石油天然气股份公司宁夏石化分公司年产45万吨合成氨80万吨尿素工程项目	中国寰球工程有限公司北京分公司	张来勇 唐 硕 常 亮	赵 敏 廖君谋 王 琥	林海涛 杨 洁 王 放	刘森林 齐正涛 季 青	马明燕 李家顺 李 霞
13	濮阳市盛通聚源新材料有限公司年产13万吨聚碳酸酯及其原料配套项目	中国昆仑工程有限公司	齐 涛 牛国瑞 刘 青	谢 萍 聂 凌 诸明泉	丁海兵 徐 科 杨 剑	刘泊瀚 齐立娟 张艳锋	钱煜锋 何尚华 关金龙
14	乌兹别克斯坦纳沃伊PVC、烧碱、甲醇生产综合体项目	上海寰球工程有限公司	孙 钢 薛 南 刘以平	刘元丹 李晨熙 刘思彪	江 水 鲍幼文 杜重辰	张 威 赵 伟 李 慧	王文斌 赵 冉 肖 红
15	大庆石化公司炼油结构调整优化工程120万吨/年连续重整装置	中石油华东设计院有限公司	刘传强 任相军 刘一鸣	邵 文 孙运起 宋业阳	胡耀强 程振林 周 鹏	李滨县 马 朋 王景灏	孙来宝 王 惠 孙明菊
16	风城油田高含盐污水深度处理工程	中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司	周京都 赵文恒 相海杰	王爱军 魏孔文 张家伟	杨萍萍 何青玲 周 菲	武文静 尹 娜 袁 红	王延磊 孙海涛 万 明
二等奖项目							
17	长庆油田原油稳定及伴生气综合利用工程	长庆工程设计有限公司	吕抒桓 加红艳 孙 赞	朱国承 郎永飞 陈兆安	王 萌 郭兴华 方 俊	马 勇 杨 丽 白 玉	张 平 张 超 王 庆
18	南七区弱碱三元复合驱2018年产能建设	大庆油田设计院有限公司	董喜贵 李 健 张正江	万金秋 王 丹 夏 琼	王伟焯 申宝珠 彭 林	朴文英 王 强 章 明	张艳娟 王 帆 吴 洋
19	虎狼峁油区107万吨产建地面工程	长庆工程设计有限公司	杜 鑫 查广平 蔡 强	张 平 胡俊芳 李国民	文红星 董 博 李俊杰	李兴华 王 璐 王 新	王瑞英 王亚慧 穆中华
20	吉木萨尔页岩油地面建设工程	中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司	贾庆鹏 邱宗君 孟令彤 陈丰武	夏新宇 张 汉 王星光 王 莉	张侃毅 董彦超 阿曼古丽·托乎提	苏朋龙 谢 亮 阿曼古丽·托乎提	李 阳 何 勇
21	九龙山气田二、三叠系气藏地面集输工程	中国石油工程建设有限公司西南分公司	毛立军 孙克祥 杨 洁	肖婉逸 高 龙 田晶晶	吴新阳 彭 涛 冯 帅	林 利 林成玲 钱 勇	黄 亚 彭 宛 李沿宏
22	北一区断西产能建设工程	大庆油田设计院有限公司	陈秀凤 赵全俊 宋龙豫	王文韬 王 博 李 岩	吴 玮 于 钢 李海涛	程少伟 刘天元 葛 阳	董秀龙 邓海平 范明月

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
23	兰州站出站三公里管道隐患治理工程	中国石油天然气管道工程有限公司	左雷彬 李金玲 汪涛 李国辉 詹胜文 王小龙 杨春玲 冯亮 赵雅琴 刘思萌 付国英 彭新改 马晓成 倪娜 聂陈
24	粤北天然气主干管网韶关-广州干线项目	中国石油天然气管道工程有限公司	钟德鑫 董晓琪 王德洋 孙石磊 陈宏宇 幸卓筠 刘跃 范琦 金娜娜 李大光 刘伟 王晨洁 李继果 胡健 邱瑜杰
25	克拉美丽气田增压及深冷提效工程乙烷外输部分	中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司	李广斌 冯志阳 艾尼瓦尔·肉孜 王立龙 唐治国 张衡 艾尼瓦尔·肉孜 刘伟林 薛斌 王星光 文风 邓静 李超 黄月明 刘鑫 刘建超
26	长宁页岩气田集输气干线工程	四川科宏石油天然气工程有限公司	杨昌平 袁锐 王锐 慕青 罗山 刘元洪 周发钊 喻芬 李科 贺鹏 曾鹏升 叶晓华 刘达树 李波 李龙娇
27	中国石油重庆销售黔江正阳油库迁建工程	中国石油工程建设有限公司华北分公司	陈辉 田丽端 王京 邵艳波 肖鹏 李世贤 王芸 崔萌 李景辉 周涛 徐娟娟 李晔 林万强 翟伟 罗秀丽
28	中化泉州80万吨/年对二甲苯装置	中国石化工程建设有限公司	余毅 李赵 黄福荣 邵琼慧 赵珂 黄峰 谢金超 刘中阳 张伟乾 刘树保 董良 吴智睿 茹洋 韩宇丽
29	陕西兴化集团有限责任公司10万吨/年合成气制乙醇科技示范项目	北京石油化工工程有限公司	田平汉 杨素春 时莹 贾岩 杨文婧 王怀锋 赵君 李丽平 李永健 董丽旭 孙贺龙 牛鹏 吕艳梅 史剑 孙树东
30	中国石油兰州石化公司炼油厂90万吨/年柴油加氢裂化装置	中石油华东设计院有限公司	赵秀文 刘亚丽 赵宇哲 吴瑕 毕林涛 车明刚 聂程 谭晓飞 张军 王国旗 江航 牛国光 徐德杰 左超 于海枫
31	中化泉州石化公司10万吨/年EVA装置	大庆石化工程有限公司	赫英杰 王超然 张谛 王晓峰 徐慧敏 杨立胜 佟锡江 黄胜琦 慕立超 孙兴龙 宫美 李慧 赵越超 卢乐宁 孙立军
32	中国石油华北石化公司炼油质量升级与安全环保技术改造工程催化烟气脱硫浓盐水处理项目	中国昆仑工程有限公司吉林分公司	张宇 刘峻岑 沙龙 林清武 石育先 于希权 韩翼臣 朴东杰 田超 章宝成 杨娜 徐晓龙 朴锦英 高山 姜有连
33	万华化学集团股份有限公司聚氨酯产业链一体化一乙烯项目45万吨/年LLDPE装置	大庆石化工程有限公司	邹海荣 岳占洁 刘立凤 金德林 王影 王胜超 李杰 盛庆娇 刘伦希 唐琳 张岩 宋爽 蔡云 王玉 文明
34	浙江石油化工有限公司40万吨/年苯酚25万吨/年丙酮项目	上海寰球工程有限公司	张强 王晓冬 高军 张新林 戈虹 贾克晶 吴海辉 赵伟 刘维 陈劼 叶芃 丁力 郑露彬 魏宝锋 胡晓敏
35	杏二十六联合站工程	大庆油田设计院有限公司	杨清民 郭胜利 宋坤鹏 吴晓磊 于涛 白彬 孙睿泽 刘畅 刘洪峰 刘璐 卢晓艳 何玉辉 宋尊剑 相磊 朱琳

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人				
36	曹妃甸新城地热供暖项目	中油辽河工程有限公司	刘兵 冯学坤 赵娜	赵兴罡 李洪达 张野	李庆阳 于清澄 贺利娜	吕博舜 穆君成 孙冠宇	董林林 金博 张洁
37	锦采污水处理厂治理工程	中油辽河工程有限公司	刘洪达 韩宁宁 张晓雪	孙晓明 李达 裴格	乔明 李非 梁美琪	于飞云 张洁 张玲	杨柳 赵荣超 康佳祺
38	中611三元污水、二元调配站工程	大庆油田设计院有限公司	蒋新 王琳娅 相磊	白晓骏 杨淑娟 杨贺	袁鑫佩 程靖云 赵永军	孙满 王兴 高嘉成	王亮 张天龙 尹大威
39	国家危险化学品应急救援实训演练 (大庆)基地建设工程	大庆油田设计院有限公司	王金国 何自力 张银雪	王怀春 张楠楠 李文强	安立松 邓煜 邢容	陈玉新 房春磊 刘方坤	程剑锋 王帅 顾兴博
40	曙四联污水深度处理站扩建工程	中油辽河工程有限公司	董林林 田方园 张贺	雷建军 韩旭 刘淼	孙绳昆 张晓翔 邱斌	于清澄 张馨霞 张野	李凯华 李海权 毛玉玺
41	华北油田矿区供热系统升级改造	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	闻利华 王微 张京龙	陈鹏 王烨 李小龙	樊梦芳 尚明哲 李媛	孙占军 阎炳姝 刘华	王旭升 陈剑荣 贾博涵
42	克拉玛依市实验检测研究院 实验检测中心工程	中油(新疆)石油工程有限公司 设计分公司	黄萍 冯建慧 何晓涛	马杰 常红英 薛云	朱少华 胡春林 卢建宇	刘昌志 杨玄钧 石磊	文风 吴红文 陈敏
43	锦采特油低成本物联网建设	中油辽河工程有限公司	于清澄 彭宇 张馨	袁风宾 王晓冬 张爱丽	李达 柴京伟 张森	陈方霞 张艳斌 彭宁	孙博 孙荣华 张馨霞
44	广东省天然气管网二期工程调控及应急 指挥中心和行政办公用房项目	中国石油天然气管道工程有限公司	邓东花 刘超 单少卿	张立志 但阳 马元将	卢喆 王瑞卿 徐雪娇	杨文涛 张晓孟 尹明路	董晓琪 侯剑 刘坤鹏
45	玛湖井区110kV输变电工程	中油(新疆)石油工程有限公司 设计分公司	张涛 桂娟 韦玉玲 尹洁	孟令彤 孙鹏 员天 鲁楠	胡鹰 吴红文 阿依夏木·努尔洪	蒋玉君 赵永福	马晓炜 吴倩怡
46	伊拉克米桑油田区域建设供电线路工程 (ESP POWER CONNECTION PHASE II PROJECT)	大庆油田设计院有限公司	王同强 马东 柴清瑶	陈志国 廖远航 张海鸥	钟雨 王爱琴 董建民	刘大伟 李辉 宋志达	景志远 陈哲 李爱国
47	西南管道公司光传输系统改造项目	中国石油天然气管道工程有限公司	渠忠强 韩冬梅 司辉	马元将 岳岩 高帆	唐盛 段然 孙振超	赵微 唐军 谢振山	刘晓峰 聂陈 郭昊
48	采油井场分布式光伏发电工程	吉林石油集团石油工程 有限责任公司	刘伟 景春斌 李士军	马铭 刘卓明 王伟	沈翠翠 孙文龙 狄振忠	赵义鹏 张伟 赵志伟	许博文 马占寒 张志鹏

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
三等奖项目			
49	萨南深冷装置扩建工程	大庆油田设计院有限公司	李延春 王 真 王继辉 柴 畅 郭 闯 刘俊峰 张淑芳 张丹丹 纪 宁 李云海
50	杏九区纯油区丙块聚驱产能建设工程	大庆油田设计院有限公司	孙海英 王 坚 马绪军 刘 伟 魏海燕 刘吉会 毛宏雁 周秀飞 吴 瑶 李 卉
51	采油二厂81号天然气处理站 深冷提效工程	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	郭 建 王 刚 刘玉洁 梁俊奕 冯 帅 李尹建 袁唯唯 吴永浩 徐 伟 刘洪飞
52	铁边城油区100万吨产能建设地面工程	长庆工程设计有限公司	王 智 张箭啸 王 萌 薛 洁 王瑞英 杜 鑫 李姝仪 张彩婷 首晓洁 温 亚
53	贵州正安页岩气勘查区块撬装式天然气 回收装置（二期）项目	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	窦维敏 闫小丫 陈 思 张 琳 李付勇 韩 禹 李洋飞 刘文亮 王 红 曹 炎
54	玛河气田增压及深冷提效工程	中油（新疆）石油工程有限公司 设计分公司	杨肇琰 丁 宇 李向伟 贺陈琴 刘昌志 胡铭鉴 周 浩 李钰琪 杨 灿 石 杨
55	陕295区块6亿方产建地面工程	长庆工程设计有限公司	陈晓刚 郑 欣 薛 岗 许 茜 李艳芳 郭晓洁 李 星 李颖琪 段雨辰 董 博
56	新木油田地面系统整体改造工程	吉林石油集团石油工程 有限责任公司	邱振东 马 铭 张晓龙 杜忠磊 刘艳慧 于占海 杨倩倩 王云辉 国明浩 许万平
57	庆阳气田庆探1区块 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 产建 地面工程	长庆工程设计有限公司	王军江 林 亮 张 颖 冯启涛 翟 龙 陈 晨 李富强 肖 雪 董 博 王 璐
58	喇嘛甸油田北东块二区萨Ⅱ10~萨Ⅲ3 聚合物驱产能建设工程	大庆油田设计院有限公司	杨清民 王 宇 朱津庆 夏 楠 崔晓明 胡 鑫 杨 君 李 蕾 邱心鹏 王辉文
59	大情字井油田黑125区块CO ₂ 驱工业化 应用工程	吉林石油集团石油工程 有限责任公司	刘向宇 孙博尧 吕宏伟 王 鹤 杜 健 丁玉杰 曲佳楠 陈海岩 詹天兵 孙成忠
60	采油一厂高探1井地面建设工程	中油（新疆）石油工程有限公司 设计分公司	张存阳 赖德贵 夏新宇 张晓龙 赵海威 尹维臣 杨玄钧 宋 狄 阿里木江·买买提艾力 韩少熙
61	盘锦压气站工程	中国石油天然气管道工程有限公司	张炳宏 张 鑫 曲 路 刘志国 王 琦 黄腾龙 刘仲超 夏需强 金 君 焦 帅
62	如东-海门-崇明岛输气管道工程	中国石油天然气管道工程有限公司	王振业 彭 阳 韩彦冬 范秉文 高 洁 马 强 耿 兴 庄春娟 闫爱丽 薛振兴
63	南川水江-涪陵白涛天然气管道工程乌 江悬索跨越工程	中国石油天然气管道工程有限公司	左雷彬 李国辉 陈晓晖 詹胜文 马晓成 任文明 刘思萌 王 丽 张 磊 雷 婷
64	乍得ORYX油田原油外输管道及末站 工程项目	中国石油天然气管道工程有限公司	朱坤锋 张俊夫 孟 健 余冷媚 赵博鑫 高世杰 张立志 唐颖浩 高少杰 刘忠昊

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
65	巴基斯坦MFM成品油管道PS6泵站项目	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	贾光猛 张晓莉 李大昌 左晓丽 李宝云 杨永超 刘清华 张亚超 李洋飞 朱加祥
66	安徽省天然气宣城-宁国-黄山支线工程	中国石油工程项目管理公司 天津设计院	王 峰 赫德明 俞乐平 苑玉崇 宋 娱 李 丹 张 博 朱小红 许 涛 袁 甲
67	中国石油云南成品油管道工程配套玉溪油库项目	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	陈 辉 邵艳波 王 芸 靳彦蕊 李邵杰 杨 健 陈 鹏 崔 萌 徐娟娟 王博凯
68	中缅天然气昆明东支线输气管道工程	中国石油工程项目管理公司 天津设计院	卫 晓 宋风钊 刘文川 程 婧 倪 莹 张 涛 万 丽 陈 宁 郭东红 李 刚
69	宁纳线(页岩气)增输工程	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	舒绍屹 兰宇剑 戴志向 吴 伟 严静文 张 俊 李俊龙 王秀娟 向 阳 高 宇
70	国家成品油储备能力建设251处工程	中国昆仑工程有限公司 大连设计分公司	王笑静 王善强 马雪妍 李俊楠 薛 鹏 史国旭 李国栋 管 熙 吴仲磊 张 乐
71	万华化学集团股份有限公司17万吨/年环氧乙烷衍生物(EOD、HEMA)项目	中石油吉林化工工程有限公司	初宇红 李雪峰 吴 伟 刘昱琛 卢启虎 刘佩铭 刘 一 杜 鹏 王佳杰 孙英铭
72	马来西亚炼化石化综合发展项目第30A号工作包-烯烃储罐EPCC项目	中国石油工程项目管理公司 天津设计院	姜为民 王东军 白 英 张哲源 高德洁 董贵茵 张希夷 宗 蕾 陈长青 王 昊
73	万华化学集团股份有限公司年产35/30万吨高密度聚乙烯/聚丙烯项目35万吨/年高密度聚乙烯装置	中石油吉林化工工程有限公司	赵闯杰 刘 欣 王 帅 刘阁川 张 波 殷 亮 孟凡超 李夏琳 朱亚平 石凤玉
74	中化泉州100万吨/年乙烯及炼油改扩建项目40万吨/年HDPE装置	中石化上海工程有限公司	张永生 吕世军 刘立钢 崔春霞 陈 益 周茹英 吴娟英 高嵘嵘 孙 尧 孙 蕾
75	浙江石油化工有限公司4000万吨/年炼化一体化项目一期工程一化工常压罐区	新疆寰球工程公司	张前智 王 雪 谭 超 刘志杰 曹 俊 张育玮 任 远 郑 倩 马 宇 谭金媛
76	万华化学集团股份有限公司聚氨酯产业链一体化一乙烯项目15万吨/年环氧乙烷装置	中石油吉林化工工程有限公司	李欣平 李 学 郝俊静 赵闯杰 池 海 杜 鹏 姜洪波 孙志凡 刘 洋 周青蛟
77	中国石油独山子石化分公司聚苯乙烯GPPS单元扩能改造项目	新疆寰球工程公司	郝莉莉 吴 桐 李 霞 邓东霞 韩 旭 赵国强 蔡 勇 李 勇 刘艳英 严 鹏
78	庆阳石化公司13万吨/年烷基化项目13万吨/年烷基化装置	中石油华东设计院有限公司	徐令宝 刘登峰 梁泽涛 李希荣 薛守玲 姜凤芹 张加成 张 军 刘春阳 吕伟鑫
79	中国石油四川石化柴油加氢装置柴油质量升级技术改造项目	中国昆仑工程有限公司沈阳分公司	李 哲 王 健 齐绍飞 李巧玲 王 婧 伍海云 蒋学章 李坤晓 车 静 唐 磊
80	中化泉州100万吨/年乙烯及炼油改扩建项目聚烯烃成品包装及立体仓库	镇海石化工程股份有限公司	周 蓉 陈红火 施 海 吉 勇 杨秀峰 钱华盛 蔡武静 袁永春 陈剑波 桂徐峰

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
81	中国石油大庆炼化公司结构调整增产石蜡项目30万吨/年石蜡加氢装置	中石油华东设计院有限公司	董佳鑫 辛若凯 梁振波 周晓龙 刘艳 高兴隆 马朋 张军 王佩瑜 赵宇哲
82	东营市海科瑞林化工有限公司15万吨/年液化气综合利用项目	兰州寰球工程有限公司	赵宗桂 高瑛 王伟 许俊 缙述娟 樊宇 唐锦文 黄涛 李仙舟 慕海莺
83	年产60万吨食品添加剂级液体二氧化碳项目	中国昆仑工程有限公司辽锦分公司	卓强 罗丽华 费文帅 何印红 常跃 刘宏伟 李猛 梁岩 姜建国 黄宏
84	中化泉州100万吨/年乙烯及炼油改扩建项目化工高压火炬	北京海淀中京工程设计软件技术有限公司	于洋 宋永炜 张辉 张泰山 张丽 张红艳 刘汉堂 景明龙 邓广滨 娄宇博
85	伊拉克米桑油田注水站工程	中国石油工程项目管理公司天津设计院	刘科慧 郭伟 陈红兵 田树乐 闫海宇 郭晓亮 王鑫 李丹 张浩 于海玉
86	华北油田住宅建设-改善房工程	中国石油工程建设有限公司华北分公司	汪传金 张亚超 刘雪梅 张倩 齐国林 张京龙 鲁国荣 白艳茹 梁静 陈涛
87	工程建设公司天宇设计院建设工程	大庆油田天宇工程设计有限责任公司	李倩 王子辰 邢晓峰 梁一鸣 曾祥瑞 董飞 陈晓雪 杨翰池 姚华 刘佳佳
88	涩北气田开发综合治水方案(地面配套工程)	中国石油工程建设有限公司青海分公司	孙明 刘善霖 叶富艳 张娟娥 连鹏国 周晨 谢占金 艾利兵 陈凯 郭永风
89	喇环西路两侧生态治理工程	大庆油田天宇工程设计有限责任公司	李明旭 李倩 马莹华 王佳 关雪 张荣涛 赵乃鹏 范一丰 王婧婧 姚华
90	长庆油田注水系统油化提升工程	长庆工程设计有限公司	何志英 李言 郭志强 商永滨 杜杰 王斌 张彩婷 董巍 杨晓峰 张志浩
91	让林路油田道路改造工程	大庆油田天宇工程设计有限责任公司	张军 王玉丽 刘虎成 梁一鸣 张利 杨晨 董飞 孙孝琦 梁言 张继石
92	长庆油田钻试废液集中处理示范工程	长庆工程设计有限公司	吴志斌 杨涛 白红升 张帆 种法国 周晓亮 张彩婷 李健 李岩 胡彦军
93	克拉玛依西南科技园保障性住房工程	中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司	黄威 陈敏 张社芬 王润伟 吴杰 姜红 李俊鸿 潘建军 万明 刘昌志
94	大庆石油管理局职工家属区分离移交物业、供热系统维修改造工程设计(第20标段)	大庆油田天宇工程设计有限责任公司	李天彬 廖荣华 耿景明 杨美玲 郭陶 刘佳佳 张晟源 梁一鸣 李倩 陈晓雪
95	河北省天然气有限责任公司无人值守对接工程	中国石油工程建设有限公司华北分公司	陈冰 王旭锋 吴健雄 李洪达 李杰锋 刘波 田骏 刘芳 宋紫薇 哈田甜
96	长庆油田供水系统源、供、注、配智能化示范工程	中国石油天然气管道工程有限公司	张超 周星泽 王潜忠 王国柱 查广平 首晓洁 李晨琛 程忠钊 王凌匀 鲁云云

2022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	中俄东线天然气管道工程 (黑河-长岭)(勘察)	中国石油天然气管道工程有限公司	宫爽 郭书太 陈光联 沈茂丁 崔少东 张灵芳 邓勇 徐华文 杨晓军 任海宾 蒋小勇 黄文杰 赵园园 徐宁 程少华
2	塔河南新区主缝裂带航测项目 测绘工程	中油(新疆)石油工程有限公司 设计分公司	陈联 戚亚明 王瑞 郭金涛 宁长春 荣少杰 班伟 杨华 刘纯田 杨涛 易湘 刘昱 李建奎 陈文磊
3	南疆天然气利民工程岩土工程勘察	大庆油田设计院有限公司	李大龙 杨风学 李云成 赵意民 义宗贞 解先娟 李标 赵小宁 杜保成 刘也铭 吕玉兰 余文龙 全金良 夏智心 柴畅
二等奖项目			
4	长庆油田上古天然气处理总厂工程 (岩土)	长庆工程设计有限公司	侯大勇 耿生明 张宏杰 王治军 杨绥院 杨鹏 吴军 杜志伟 骆建文 张凤喜 纪鹏 曾发荣 郭玉华 刘加文 周鹏
5	定边-靖边原油输油管道三线工程勘察	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	张晓光 亢会明 刘玉国 符枝华 赵连 袁朝银 吴有亮 辜利江 邓艳 刘炳麟 陈福 王晏林 王彬全 康胜 郭涵宇
6	双6储气库及配套工程变形监测	中油辽河工程有限公司	李萌军 李振 宋立成 杨春浩 赵永强 廉波 王东梅 杨逸若 张文永智 郭晓鹏 李达 彭宁 王晓欢 马雪 姜海洋
7	国家管网西部分公司2020年站内管道 数据恢复项目	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 李秀栋 雷忠腾 李双能 姜斐 王策 潘学成 秦吉虎 张医钦 丁可俊 于婷婷 段雅萍
8	长庆油田上古天然气处理总厂工程 (测量)	长庆工程设计有限公司	罗东山 何军 贾鹏 李相庭 王研 李晓飞 李锋 何冰 彭志杰 方竹兵 许崇良 张小鹏 刘文龙 王鹏 白振军
9	伊拉克FCP天然气外输管道项目 (测量)	中国石油天然气管道工程有限公司	周建国 李博 王福东 郭书太 沈茂丁 崔少东 王洪波 寇明明 姚辉文 张荷枝 徐俊科 罗伟国 吕红涛 左海玉 赵鹏飞
10	桂阳-郴州-资兴输气管道工程勘察 测量	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	李春明 张福 张洁洁 熊健州 周文静 陈煊 张光耀 胡炜 牛芳菲 高慧子 袁祥顺 何光磊 赵运华 苏世宗 魏建慧
11	锦州港-盘锦业输油管道工程	中油辽河工程有限公司	毕丹 李贵朋 王学俊 雷刚 张皓峰 王禹智 王东梅 由双海 李嘉磊 张琳燕 赵源 李达 彭宁 黄津江 于东阳
12	中国石油云南1000万吨/年炼油项目 轻烃回收产品干气变压吸附单元 桩基工程	中国石油工程建设有限公司 北京设计分公司	王学武 熊玉成 赵琼 胡学林 李龙 刘闯 熊野森 王新涛 田龙龙 邢妍 孙晓龙 卢立托 马洪浩 孙岳 陈越楠

续表

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
13	华锦集团总图管理信息系统建设项目 测绘部分	中油辽河工程有限公司	罗继先 李 振 马晓元 宋立成 赵永强 张 野 看冰冰 王春根 黄津江 曾志强 王晓欢 马 雪 姜海洋 黄丽丽 姚 博
三等奖项目			
14	大港油田职工家属物业管理职能移交 维修改造工程	中国石油工程项目管理公司 天津设计院	刘志刚 盛立云 王国利 文教栋 王长青 赵伟凯 平红星 张亚斌 王 礼 席晓光
15	海西天然气管网德化支线工程测量	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 张洁洁 张 福 魏艳平 王兵兵 徐博亚 高慎明 李 强
16	文山一砚山天然气支线管道工程岩土 工程勘察	中油辽河工程有限公司	毕 丹 李贵朋 王学俊 李 达 张皓峰 王禹智 王东梅 赵永强 郭 晗 张琳燕
17	双鱼石区块栖霞组气藏地面集输 工程勘察	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	曹 昱 赵 普 梁国卿 徐 玮 符枝华 邹 勇 亢会明 陈忠凯 杨丹丹 田晶晶
18	楚雄-攀枝花天然气管道工程(测量)	中国石油天然气管道工程有限公司	张 成 赵鹏飞 王福东 方广杰 徐俊科 杨美庆 黄伯和 寇明明 姚辉文 康惠珊
19	豫北LNG应急储备中心项目岩土 工程勘察	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	胡 兵 李承亮 李 磊 高慧子 李冬泉 司建国 刘 欢 张莎莎 李春明 王许良
20	吉林石化公司污水处理厂 固体废物堆埋场封场工程项目	中国昆仑工程有限公司吉林分公司	尹 伟 高 悦 隋宗津 王文文 翟 勇 徐文博 王利刚 杨慧萍 李璐璐 张书畅
21	鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发 项目(长北二期)第一阶段地面工程 岩土工程勘察	中油辽河工程有限公司、建设综合 勘察研究设计院有限公司	毕 丹 栗晨曦 王学俊 时菲菲 彭 宁 李嘉磊 傅 乐 韩 爽 邱 军 李静坡
22	长沙-益阳支线项目岩土工程勘察	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	李承亮 司建国 胡 兵 袁祥顺 陈 焯 李 磊 高慧子 熊 健 张莎莎 宁建厚
23	南疆天然气利民工程测量	大庆油田设计院有限公司	杨风学 夏树新 吕睿頔 孙 雷 邓友发 林翔飞 刘长立 汪 洋 季厚振 李作开
24	长庆油田原油稳定及伴生气综合利用 工程(岩土)	长庆工程设计有限公司	杨星月 刘 斌 耿生明 杜志伟 潘俊义 郭玉华 纪 鹏 李运海 张小刚 杨 鹏
25	锦州港-盘锦作业输油管道工程	中油辽河工程有限公司	姚 博 李 振 宋立成 杨逸若 关 昊 王晓欢 马 雪 姜海洋 李萌军 廉 波
26	大湘西天然气管道支干线项目 (花垣-张家界段)工程测量	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	牛根良 魏艳平 王兵兵 张洁洁 杨 军 牛芳菲 司建国 刘真真 李 强 高慎明
27	双鱼石区块栖霞组气藏地面集输 工程测量	中国石油工程建设有限公司 西南分公司	万仕平 张建国 杨 洋 罗 沅 王 栋 曹 娜 贺 伟 胡 贤 王晴生 张可可

2022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	SIF全生命周期安全评估软件 (SILcycle) V1.0	中国寰球工程有限公司北京分公司	妥少辉 白 硕 贾保印 赵 猛 王雪梅 赵 鑫 舒小芹
2	穿越数字化设计系统CRDS v2.0	中国石油天然气管道工程有限公司	杨 威 马红昕 詹胜文 苏卫锋 左雷彬 杨春玲 安朋亮 刘 明 张灵芳 田晓晶
3	原油集输系统能效分析及管理平台	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	于 敏 底国彬 林俊岭 许传欣 邢晓东 欧阳东旭 李彦航 杨 微 左晓明 殷建鹏
三等奖项目			
4	海底管道设计施工一体化平台	中国石油工程建设有限公司 华北分公司	付现桥 李 晔 张朝阳 李新刚 李子茂 陈紫苑 陈 宇 高含辛 刘春林 李二伟
5	数字化设计审查软件	中国石油天然气管道工程有限公司	郭朝元 于铁兵 谢小强 钟 意 胡葛君 窦晓冉 姜东方 田明磊 徐晓昕 石竟成
6	线性规划模型报表系统	中石油华东设计院有限公司	王 禹 庞新迎 徐以泉 王 剑 王业华 王志刚 张晓光
7	管道勘察智能监管平台	中国石油天然气管道工程有限公司	徐俊科 张灵芳 沈茂丁 郑飞鸽 牛 刚 周劲松 杜荣耀 刘 明 谭秋霞 朱慧卿
8	管道众源地理数据提取工具系统	中国石油天然气管道工程有限公司	刘 明 崔 欣 谭秋霞 朱慧卿 郑飞鸽 牛 刚 赵 洋 李 芳 寇明明 李 博

2022年石油工程建设优秀标准设计奖名单

序号	项目名称	获奖单位	主要贡献人
二等奖项目			
1	国际大型油田地面工程材料选择图 (MSD) 标准设计	中国石油工程建设有限公司 北京设计分公司	樊学华 于 勇 董 磊 池 恒 陈丽娟 王慧心 谷 丰 全 源 刘艺盈 刘 畅
三等奖项目			
2	油气管道工程站场通信典型图集	中国石油天然气管道工程 有限公司	张 蕾 马元将 赵雅琴 付艳祯 渠忠强 司 辉 韩冬梅 刘桂志 张 莹 孙振超

目前石油天然气工程造价管理工作中无系统规范性的设计专业资料交接模板, 造价工作流程都较传统, 信息化程度弱, 缺乏造价数据库的动态积累。造价编制一体化系统利用人工智能(AI)识别技术, 可实现设计资料的自动导入和定额及设备材料价格的自动套用组价, 并逐步积累完善造价数据库, 具有石油天然气行业造价编制工作的创新性特点。

基于AI识别技术的造价编制一体化系统

■ 朱伟 陈思羽 唐皓

中国石油工程建设有限公司近年来先后与国际知名石油公司随着我国石油天然气行业的飞速发展, 作为基础性的油气田地面建设工程显得尤为重要。石油天然气行业属于技术密集、资金密集、风险密集型行业, 而作为项目管理核心和关键内容的工程造价管理在石油天然气工程管理中意义重大。GB 50500—2013《建设工程工程量清单计价规范》指明了“业主统一工程量、企业自主报价、市场形成价格”的工程造价发展方向。充分利用网络信息技术, 通过人工智能(Artificial Intelligence, AI)及大数据技术, 规范设计专业交接经济资料标准模板, 创建行业造价编制一体化系统平台, 有效提高工程造价管理工作的质量和效率, 增加企业核心竞争力, 已成为造价管理工作的必然发展。

1 造价编制一体化系统开发背景

近年来, 中国石油天然气集团有限公司为加强建设项目投资管理, 合理确定并有效控制工程造价, 提高投资效益, 先后修编了概算指标、预算定额、机械台班定额等计价标准, 并于2017年初发布了石油建设项目工程量清单编制规则, 对现阶段及较长时期内的石油天然气工程造价工作提出了更严格细致的要求。目前, 行业内尚没有能满足清单概算编制的设计专业交接经济资料的规范化模板, 造价工作的信息化和智能化程度弱。为进一步提高石油工程造价管理工作信息化, 加强工程造价工作的过程质量动态管理, 减轻造价人员的劳动强度, 提高工程造价文件的编审效率及质量, 加大设备材料价格等信息资源的有效利用, 及时分类统计石油天然气项目工程造价数据, 创建工程建设公司具有竞争力的造价



数据库, 实现工程造价管理的“规范化、标准化、智能化、信息化”, 中国石油工程建设有限公司西南分公司(以下简称CPECC西南分公司)开发了基于人工智能识别技术的工程造价编制一体化系统。

2 造价编制一体化系统主要功能

造价编制一体化系统分为造价管理平台和工程造价编制软件两部分。

造价管理平台的主要功能包括CPECC西南分公司工程造价业务管理、造价数据管理: 将工程项目造价工作(包括估/概(预)算、清单编制的招投标文件、设备材料价格库、指标定额库、各地区造价文件、指标数据库等)置于平台上进行管理; 同时建立起集中、共享的造价信息数据库, 进行分级授权查询和网络监督, 实现造价管理“规范化、信息化”的目标。



工程造价编制软件主要包括石油天然气地面建设工程造价文件的编制、招投标清单的编制。通过规范设计专业交接经济资料模板、对石油工程量清单及指标定额进行分解，数据标准化，在工程造价编制软件中实现设计文件自动导入，智能识别设计文件匹配工程特征实现定额、指标的自动匹配以及工程量清单自动组价，并自动匹配设备材料价格库中的价格，实现工程造价文件编制过程中的智能自动生成，实现造价编制工作标准化、智能化的目标。

工程造价编制一体化系统实现了造价工作管理与生产的无缝对接，分工明确，功能齐全，并充分利用网络云平台等资源，实现网络协同异地办公，离线在线并轨工作，实现造价编制工作在该系统的可操作性及实用性。同时，本系统在开发中对工程信息、设计资料、造价成果等数据都进行了数据标准化处理，能快速融合分公司级的项目管理平台，避免信息孤岛的产生，实现数据同源化，为大数据时代油气企业积累基础数据创立基础。

3 AI 识别技术在系统中的应用

随着信息技术的高速发展和人工智能的多领域应用，各行业工程造价管理出现了新特点和新发展方向。特别是近年

来，在建筑信息化(BIM)环境下，工程造价管理也快步向信息技术靠拢。石油天然气行业工程设计工作涉及专业较多，不同的设计公司对设计专业的定义、设计界面的划分都不一致，国内没有统一的标准。因此，不同的设计公司对设计专业交接经济资料的内容、形式、深度等要求都不太一致，形成了行业内部的数据壁垒。在工程造价编制工作中，传统的工作任务面对面分发，人工录入资料，逐条套定额取费和价格信息等造价工作都可以在AI识别技术的帮助下，逐步被调整取代。

3.1 规范造价数据流——AI识别技术的核心

3.1.1 规范设计资料交接模板

技术与经济的有效结合才能促成项目投资效益的最大化。石油天然气工程内容复杂，设计工作量大，设计专业交接经济资料形式多样，且内容存在一定的交叉重复，导致处于设计工作工期末端但又最重要的经济专业任务重、工期紧，过程和成果文件质量问题频频出现。规范造价数据流，其核心就是对设计资料交接内容进行标准化处理，规范设计专业的分工界面、资料交接形式、深度、内容等。从造价工作需求倒推技术资料交接内容，而优化设计资料交接又能有效推进工程造价管理工作，优化技术经济，提高设计工作整体项目管理水平。

CPECC西南分公司在开发造价编制一体化系统平台中,提出了“规范造价基础数据”理念,从工程造价数据源头——设计专业交接经济资料出发,创新性提出了“设计专业交接经济资料标准模板”的概念,在不增加设计人员工作量的情况下,开发了70余套标准模板,涵盖名称、规格型号、数量、特征描述等能满足清单/概算编制所需的相关内容,实现了造价基础数据的规范化,为后期系统平台中所构建的设计资料的自动导入、指标定额自动套用、造价指标数据库有效积累奠定了数据基础。

3.1.2 规范造价定额指标库

结合设计资料交接模板中涉及的工作内容、特征描述等相关属性,对石油天然气工程量清单及概算指标进行分解,按设计专业形成清单和指标的标准数据库,并建立与设计资料中各项目特征信息的映射关系,基本实现概算指标自动与资料交接标准模板的匹配,建立指标定额自动套用指引库,为智能套用定额做准备。

3.1.3 标准化设备材料价格库

设备材料价格在油气田地面工程投资中占工程费用的60%以上,完善设备材料价格库,对提高石油天然气工程造价精度具有重要意义。通过将中国石油天然气集团公司发布的设备材料价格信息、各地区公司信息价、地材价格、历史工程中设备材料价格等信息进行标准化处理,建立设备材料价格库,为智能上价做准备。

3.2 自动套定额组价——AI识别技术的应用

在设计资料与经济专业数据流的无缝交互后,可实现设计文件自动导入,最大程度减少造价文件输入工作量,同时可确保设计资料与造价文件的一致性,减少人为因素造成的工程量误差。在造价编制一体化系统中,建立指标定额自动套用指引库,通过调用设计资料,实现指标定额的自动套用、清单自动组价,通过调用匹配数据库中的设备、主材价格,实现价格自动调用的功能。

开发工程量清单计价模式下概算指标自动套用、清单与指标工程量相互匹配的算法,通过AI识别的方法,实现估/概算文件自动生成。

3.3 软件无障碍交互——AI识别技术的延伸

造价编制一体化系统采用XML标记语言对工程信息、设计标准资料模板、工程量清单、概算指标等数据进行数据标准化处理,建立通用的工程造价文件数据标准,可实现在不同操作系统、数据库、应用软件间的无障碍交互,为大数据时代工程造价行业数据库的积累创立基础。

4 造价编制一体化系统创新

4.1 工程造价管理工作动态可控

造价编制一体化系统构建工程造价管理平台与工程造价

编制软件,利用网络信息技术和设计的相关指引库,从管理与生产的多维角度,实现工程造价任务的动态可控。系统整合了造价编制从项目立项至文件出版整个编审流程,保留过程文件,实现过程质量可控及无纸化办公。

4.2 工程造价编制工作的智能处理

通过标准化设计资料交接模板,造价编制一体化系统可自动调用设计文件,实现定额、清单及设备材料价格的自动套用和组价,并可实现简单更换定额库,满足符合国家及行业编制规定的不同行业造价文件的编制。同时,工程造价编制软件除能满足国内项目造价文件编制外,还能满足中亚、拉美、非洲等国外项目造价文件编制,通过自定义报表,能出版英、俄、西等外文文件,极大减轻造价编制人员劳动强度,提高工作效率与质量。

4.3 工程造价数据信息化程度提高

石油天然气工程造价管理的信息化建设,主要是指在石油天然气工程造价管理过程中,充分利用先进的计算机技术,借助于互联网,对石油企业的资源与造价管理理念进行有效结合,建立一个资源信息建设平台,进而对石油企业的造价管理业务流程与信息流程进行不断优化,为企业的发展提供更准确、更有效、动态化的石油天然气工程造价信息和管理业务操作平台。

造价编制一体化系统在系统框架、数据结构、指引匹配算法等均形成了标准数据,通过数据流间的无缝交互,可集成管理平台与操作软件中的数据,自动生成、分析、统计造价指标,并提供可视化数据,且可以动态调整,有效提高工程造价数据信息化。

5 结论

造价编制一体化系统结合大数据理念,实现了造价工作的规范化、标准化、智能化、信息化,已完成系统封装,已成功应用于20余项国内外油气田地面工程造价工作。经测试,该系统的应用能促进项目设计团队的整体效率提高10%以上。同时,造价编制一体化系统在中国石油天然气集团有限公司造价业务主管部门和各相关设计单位测试和演示中,也得到一致好评。

在大数据时代,借助AI识别技术,将传统工程造价工作推向信息化、智能化是全体造价人员的奋斗目标。造价编制一体化系统走出了关键和基础的第一步。随着信息时代的不断发展,工程造价工作的行业壁垒及地区限制终将破除,将AI识别技术应用到工程造价工作中,将解放工程造价人员从初级定额套录工作到造价数据库的归纳整理维护和造价指标水平深度分析工作,有助于全行业造价水平的整体提升。■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司西南分公司
(责任编辑 冯尚)

通过数据化、标准化、智慧化安全管理平台支持并指导日常管理人员在施工现场工作,通过安全管理模块,增强预判安全风险的能力。工作数据实时动态呈现,形成动态工作记录,提升管理效率,提高安全管理服务满意度。

智慧化安全管理平台助推 项目管理技术升级

■ 刘永昕

项目管理公司涵盖项目监理机构众多,每个项目监理机构有大小不同的多监理项目,分散在不同地点,公司管控难度大,项目监理机构现场真实情况无法了解,导致信息失真比较严重;公司定期到各项目监理部检查现场质量安全以及资料等情况,耗时人力物力,但取得的效果也只是阶段片面的。智慧化安全管理平台利用信息化平台将项目现场的实时情况及实时传回公司,使公司能够有效把控项目现场的情况,减少安全事故情况的发生。

1 油田产能建设工程风险管理现状

1.1 产能建设工程风险分析

产能建设工程作为油气田开发和安全生产的重要环

节,具有施工环境恶劣,施工过程中不可控因素多,工艺技术复杂等特点,是安全风险因素较高且现场事故频发的施工项目。风险管理就是对项目进行主动风险识别,然后就是将识别的风险进行控制,从而降低风险。在项目实施过程中难免出现遗漏,各种变革也会带来不确定性及新的风险因素。

1.2 现有预防及控制措施

HSE巡视检查是一项较为常见的管理手段,首先要审查施工承包商的管理文件、体系文件,以及对施工承包商的自查、自检记录进行相应的检查,另外结合现场实际情况进行检查和沟通。通过巡视检查,核实承包商HSE体系文件是否落实,相关要求是否执行,落实执行的程度如何,HSE信息交流



渠道是否畅通,及时发现问题提出整改建议和措施,并督促落实等。根据检查存在的问题,确定问题的严重程度,进行口头通知、不符合项通知、监理通知单、工程暂停令等方法。并督促落实整改至合格、回复。

2 项目风险管控存在的主要问题

“有依据、有目标”,本着“安全第一、环保优先、以人为本”,而安全监理与质量技术等验收类监理过程不同,具有分散性、随机性、多专业性、综合性、复杂性等特点。安全技术及安全管理方面的专业知识,安全监理的范围、安全监理的工作内容,安全监理的工作方法、安全监理的制度、安全监理的流程等知识属于隐性知识。是存在于个人头脑中的,它的主要载体是个人,对于个人是否清晰表达并在施工现场进行监督管理实存在较大偏差的,并且具有个体性、主观性等特点,对于现场监理人员的责任心要求较高。安全监理知识目前的管理无法激发隐性知识拥有者分享知识的欲望,无法对个人隐性知识的独创性和专有性建立有效地分享平台。

现场监理人员对上级部门、行业相关标准要求更新渠道只能依靠文件传达,无法利用零散时间进行碎片化学习,对于现场发现问题无法快速找到依据,仅能凭借个人知识储备,部分现场监理人员业务能力水平不足,不能及时发现施工过程中存在的问题,监理人员每日工作任务繁重,既要在现场监管,又要整理文字资料,工作留痕不及时。监理工作流程繁杂,签批程序较多,缺少一套智能化高效管控工具。

3 运用智慧化安全管理平台强化现场安全管控

3.1 项目管理安全管理平台初步方案

通过数据化、标准化、智慧化安全管理平台支持并指导日常管理人员在施工现场工作,通过安全管理模块,增强预判安全风险的能力。工作数据实时动态呈现,形成动态工作记录,提升管理效率,提高安全管理服务满意度。将现场检查细化为基坑、模板、脚手架等11部分,逐项分解检查条目,引用规范原文,为现场监理履职提供充分依据。将检查工作融合于手机程序,自动留存现场履职记录,大量减少记录、整理、汇总、分析时间,减轻监理人员工作强度,简化工作流程,提高工作效率,为总监工程师对现场把控提供依据。帮助公司多个部门进行业务的数据分析,形成相应报表及结论,为领导层管理与决策提供强有力的基础数据支持。

3.2 安全检查模块

为现场监理人员提供便捷、高效的学习途径。帮助现场监理人员充分整合碎片化时间,动态更新上级部门、行业相关标准要求,逐步提升现场监理人员业务能力。巡视现场过程中,实时对项目实施工作进行监督检查,对于发现问题及时记录,保留影像资料并要求整改。检查依据根据系统中已数据

化规范标准下达,做到有据可依。

3.3 安全培训模块

公司专家或老同志可以发布文件或视频,大小经验与信息都可通过培训模块进行日常积累;安全监理知识目前的管理无法激发隐性知识拥有者分享知识的欲望,无法对个人隐性知识的独创性和专有性建立有效地分享平台,智慧化安全管理平台可以通过知识贡献率建立评价体系,使其他监理工程师得到知识共享的实惠;另一方面,要为员工提供成长机会,引导员工利用碎片化时间学习,促使员工获得不断创新和发展的动力,也可通过自测练习、安全监理考试进行查缺补漏,发现知识盲点。

3.4 主要解决的问题和矛盾

通过智慧化安全管理平台现场监理工程师将每日现场巡查、旁站信息等录入到系统中,系统通过智能分析形成当日的监理工作记录。通过智慧化安全管理平台日常检查、专项检查、安全评估、安全分析四个模块,实现对安全管理知识的显性化、标准化,利用系统中模块化的标准规范、法律法规快速提供检查依据。总监工程师通过现场监理上传信息对各项指标进行汇总,有利于提高质量、效率、效益,有利于减轻基层负担、节省人力、降低消耗,有利于消除管理弊端、调动人员积极性,切实解决实际问题。

4 现阶段取得的成效

共对大庆油田工程项目管理公司10个项目监理机构,13个在建项目进行了检查,发现问题147项,及时对现场日常施工进行了预警,帮助施工现场避免安全事故发生,实现所承监项目管理水平大幅提升,切实提高现场履职能力。通过对人员的分级管控,信息汇总对重大偏差进行及时预警,实现智能、科学、高效的现场安全管控。

5 结束语

通过使用智慧化安全管理平台,对安全工作行为进行了数据化实时动态呈现,不仅解决了磨破嘴无痕迹的问题,还可以充分展示安全监理在项目安全管理过程中的重要位置。

安全监理工作行为数据化后,日常工作性和阶段性工作数据通过平台处理,方便快捷,全面反映监理履职情况,提高监理工作效率。通过汇总所有人员工作数据,形成信息齐全的巡视检查记录。通过系统,总监工程师可以随时掌握项目施工现场的情况,随时掌握安全管理人员在岗履职情况,有问题及时处理。实现了强管理、夯责任、可分身的工作模式,有利于总监发挥管理职能,复制优秀管理基因,提升监理信誉。■

作者单位:大庆油田工程项目管理有限公司
(责任编辑 冯尚)

为有效防范和控制风险,实现油田建设 HSE 管理水平的快速升级,针对油田基建项目 HSE 管理现状及存在的问题,应用和推广智能化管理,是提升管理水平,保证实现 HSE 管理目标的有效手段。

智慧工地平台在油气田地面建设工程 HSE 管理中应用初探

■ 刘钢强 刘岩



油田建设工程,项目具有工程规模大,建设周期长,工程涉及的人员、设备、工种繁多,施工组织难度大的特点,致使工程存在的风险因素极多,安全生产事故发生率高,安全生产已成为困扰油田建设工程项目的一道难题。

近年来,随着中国石油HSE管理体系建设不断推进,油田建设工程的HSE管理正走向科学化、制度化、规范化、信息化的轨道,虽然油田生产建设管理水平逐年提高,但生产安全事故发还时有发生,违章事件屡禁不止,成为油田生产管理中的一大顽疾。如何有效的防范和控制风险,从根本上消除违章作业,已成为关系企业生存和发展的重要任务和亟待解决的重大课题,随着远程监控、智能视频分析和深度学习等先进技术的发展,为油田建设项目HSE管理提供新的解决方案,将成为风险管控最有效的技术手段。

1 智慧工地平台简介

智慧工地平台可直观掌握项目的总体情况,实现有效监督现场人员、作业行为、安全管理资料调用、统计等,实时监控现场环境数据、现场视频画面、信息可追溯,实现互联网及办公网用户双网访问,极大地提升了HSE管理水平。

系统架构,分为展示层、智能层、应用层、服务层、数据层、感知和传输层。

部署架构,智慧工地采用前端、本地业务平台、云平台三级架构部署,前端设备接入本地业务平台,本地业务平台通过互联网上连至云平台,云平台部署在北京昌平云数据中心,实现互联网及办公网用户双网访问。

功能架构,实时监控、远程监控、数据存储及调取、行为识



别、知识调取及培训、实时分析识别、跟踪和预警、环境监测，可实现与环境有关的安全要求和工艺规程预警指令自动下达。

2 应用案例分析

2.1 应用效果评价

为进一步推广油田“智慧工地”系统应用，大庆油田在6个油田建设项目开展“智慧工地”试点应用，施工现场管理及应用效果提升较为显著，主要表现为：

1) 管理高效化。通过系统平台应用展示、多媒体安全培训应用、身份证信息自动读取识别，使项目人员在入场培训、日常培训、特殊工种培训形式上更俱新颖生动，高效快捷。

2) 管理智慧化。对现场管理和操作人员进行实名认证和考勤，通过施工现场人员闸机的封闭化管理，能够实时获取现场人员动态信息，自动统计分析现场人员数量、岗位、工种，规范了对承包商等各类人员的管控。

3) 管理可视化。“智慧工地”实现了对施工现场不间断、全方位覆盖监控，管理人员通过电脑终端和手机移动APP对工程项目安全管理、环境变化等数据进行实时在线管控，实现了远程、实时、可视化管控。

4) 管理信息化。参建各方通过应用“智慧工地”系统平台的人员管理、质量安全管理、进度管理等功能模块，转变项目人员管理、技术交底、质量和安全巡检传统的工作交互方式，切实降低了管理人员工作强度，提升施工现场管理效率。

5) 管理威慑化。通过视频监控系统功能，实现了管理者对现场直观、全方位监督。现场监控画面可长期存储，随时

调取留证，让现场违章行为可追溯，只要有违章行为都会被全方位、全过程都被记录下来，任何违章行为无处可藏，警醒施工人员要规范操作，对现场施工人员违章行为起到极大威慑、震慑作用。

2.2 问题及建议

1) 系统平台功能与实际操作不匹配，例如系统有些功能选项与实际管理需要不匹配；操作繁琐，选择功能时不便捷。

2) 系统使用无法替代现行管理体系，如记录手写要求等。

3) 系统平台功能应用不稳定。受地域偏远、流量限制、硬件线路故障影响，多次出现视频监控无显示信号，导致系统失效。

4) 系统平台功能功能应进一步优化，结合实际使用管理流程及记录要求，应与HSE管理体系相兼容，实现高效、便捷，提升管理效能。

3 结语

随着可视化、数字化、智能化技术的发展，深入影响和推动各行各业的进步，我国也正在大力推进视觉、数字化技术的应用。我们在油田建设项目中采用智慧工地平台的管理方法，对于保证油田安全生产，实现项目管理目标，提升HSE管理水平，推进可视化、数字化、智能化技术应用都是一次有益的尝试。■

作者单位：大庆油田设计院有限公司
(责任编辑 冯尚)

随着消防规范的修订和要求的提高,油田油气厂站的消防系统都需要设置稳压装置。油田油气厂站的建设有别于民用建筑、一般的工业项目以及石油化工项目,需根据实际情况确定出适合油田场站消防系统稳压装置的相关参数。

油田油气厂站消防系统稳压装置 存在问题及设置措施

■ 徐建蓉¹ 王超¹ 方铁睿² 冯启涛¹ 郭晓洁¹

1 存在问题

油田大型油气厂站的消防系统为自动控制稳压消防系统,在消防系统日常维护管理情况调查中,反映出消防系统稳压装置存在问题较多,影响较大。主要原因之一是阀门泄漏使稳压装置停运,稳压装置停运导致消防泵出口设置的多功能控制阀无法关闭,消防泵无法实现自动启动,消防系统自动功能无法实现。

究其原因,导致稳压装置停运的漏水阀门中,储罐壁消防冷却喷淋管线的控制阀出现的问题较多。已建的大多数油气厂站喷淋管线的控制阀多采用电动蝶阀,北方寒冷地区采用加长杆电动蝶阀,蝶阀优点是体积小便于安装,启闭速度快,但由于管网带压和水中杂质及阀本体结构等问题蝶阀泄

露严重。消防系统要求此阀前消防管网充满水,阀后消防管网为空管,此阀一旦泄漏,消防系统不但压力不能稳定,而且消防冷却水从罐壁喷出,若泄漏量较小没有及时发现,甚至出现冬季消防管线冻堵的情况。

消防泵为离心泵,要求闭阀启泵。目前自动控制的消防系统,消防泵出口多采用多功能控制阀代替电动阀和止回阀,如果稳压装置停运,消防管网没有压力,多功能控制阀就会因为没有背压无法关闭,消防泵无法实现闭阀启泵。

2 设置措施

目前已建的油田油气厂站消防系统分两种类型:一类是规模较大的场站,这类厂站建有自动控制的稳压消防系统;另一类规模较小的油气厂站,消防系统采用临时高压消防系



统,没有设置稳压设施。但从2014年《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974实施以来,根据6.1.7条内容,“独立的室外临时高压消防给水系统宜采用稳压泵维持系统的充水和压力”,尽管油田建设执行《石油天然气工程设计规范》GB50183中没有要求消防系统设稳压装置,但设计图纸的审查均执行《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974,所以新建的油气厂站消防系统都设置了稳压装置。许多已建站消防系统改造也陆续开始增加稳压装置。由于以上规范中,对油田油气厂站消防系统的稳压压力没有给出明确规定,实际执行中做法也不尽相同。

鉴于消防稳压装置在消防系统中的重要性,笔者结合现场运行经验,对于油田油气厂站稳压装置的选择、消防系统稳压压力的确定以及喷淋管线控制阀的选择提出以下几点建议。

1) 根据实际运行情况,对于大型自动控制消防系统,稳压装置采用变频控制的消防稳压装置代替以前设置的气压罐变频供水设施。对于大型场站,稳压装置的流量比较大,从安装尺寸和气压罐调节容积等因素考虑,采用变频控制的消防稳压装置可靠性较高,运行稳定。

2) 稳压装置稳压泵的流量需考虑消防管网的泄漏量和一支水枪的出水量5L/s,但消防管网的泄漏量没法准确估算,根据运行经验,建议对于大型消防管网按2~3个消火栓的流量确定稳压装置的流量,小型消防管网最少按1个消火栓的流量确定稳压装置的流量。这样,即使使用1~2支水枪也不需要启动消防泵。

3) 稳压装置稳压泵的扬程建议比消防管网稳压压力高0.15~0.25MPa,大系统选择上线,小系统选择下线。

4) 对于消防系统的稳压压力的确定,建议按消防系统最不利点消火栓栓口压力0.35MPa与管线损失之和确定,以不超过0.5 MPa为宜。这样确定可满足站内一般建筑的消防要求。

5) 对于储罐壁消防冷却喷淋管线的控制阀,《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974已规定不能采用蝶阀,根据现场使用情况,可采用电动闸阀或电动球阀,但采用双阀更安全可靠,在电动控制阀出现漏水的情况下,增加手动阀多一道阻断措施,可以避免消防冷却水从罐壁喷出。另外,北方寒冷地区,阀门为加长杆阀,阀体安装在地下阀门井内,电动执行机构安装在地面,阀杆穿井壁、阀门检修维护都较困难。可以借鉴液化气罐控制阀的要求,采用雨淋阀集中布置在室内,雨淋阀组控制措施齐全,即使雨淋阀检修的情况下也可保证喷淋管线供水,可以避免消防冷却水从罐壁喷出,安全可靠。阀组室内集中布置便于维护管理。

6) 对于消防泵出口多功能控制阀的背压可单独给阀体供水形成背压,并采用两路供水,一路依靠消防管网的稳压压力供给,另一路依靠站内生产供水管线供给,确保多功能控制阀安全关闭。

3 消防系统稳压压力的探讨

随着油田建设深度开发及油气田轻烃等项目的建设,对于《石油天然气工程设计规范》GB50183和《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974中没有涉及的消防内容,会参考《石油化工企业设计防火标准》GB50160中相关规定执行,在执行的过程中对于消防系统的稳压压力和消防系统的控制方式也存在分歧。《石油化工企业设计防火标准》GB50160规定,独立的稳高压消防给水系统管网稳压压力宜为0.7MPa~1.2MPa,稳高压消防给水系统的消防水泵应能依靠管网压降信号自动启动。

而实际情况是,消防管网稳压0.7MPa~1.2MPa,虽有利于第一时间快速使用水炮和消火栓,但由于稳压流量有限,甚至不能满足1门水炮的使用流量要求,所以只有迅速启动消防泵,持续供给消防用水才能满足各种消防设施的用水的流量和压力要求。但消防泵又要求根据管网压降信号自动启动,若设多台消防泵,每台泵按压将顺序启泵,无形之中又延长了消防泵的启动时间。根据现场了解情况,虽然系统设置了根据管网压降信号自动启动消防泵的功能,但接到火警后,现场都是按照火灾部位直接程序启动相应的消防泵,迅速达到火灾要求的压力和水量,所以根据管网压降信号自动启动消防泵的功能形同虚设。

既然稳压流量不能达到用水设备第一时间用水流量的要求,那么管网稳压0.7MPa~1.2MPa意义也不大。现代消防设备和仪表控制设施技术成熟,设备先进,质量可靠,只要日常维护好消防设备,完全可以实现2min启泵的要求,消防管网平时充满水,只要消防泵启动,管网压力很快就会达到使用要求。所以平时消防管网稳压压力只需满足一层厂房等建筑物使用消火栓的要求即可。管网稳压压力的降低,也减小了消防设施日常压力负荷,有利于设备日常维护管理。

规范要求消防水泵依靠管网压降信号自动启动,无非也是让消防设施的使用压力和流量匹配,担心流量过大会增大管网压力,造成消防系统使用不安全。但现在消防系统都设置了自动泄压措施,可以解决消防泵流量过大引起的管网超压问题,既满足流量要求也可以满足稳定压力的要求,确保系统安全运行。

鉴于以上现场实际使用经验,目前油田场站消防系统的稳压压力没有执行《石油化工企业设计防火标准》GB50160规定0.7MPa~1.2MPa的要求。

以上内容仅为笔者通过消防系统的设计和管理实际,提出的个人看法,有不到之处,敬请大家批评指正。■

作者单位: 1. 西安长庆科技工程有限责任公司
2. 长庆油田(榆林)油气有限公司
(责任编辑 冯尚)

风城油田稠油以 SAGD 开采方式为主,对蒸气过热度提出更高要求。生产区域采出液余热利用效率低,系统排放高含盐水得不到有效处置。通过对地面水-热综合系统分析,提出高含盐水利用余热浓缩减排的技术路线,采用空气蒸发技术实现高含盐水减量化,水蒸发进入空气,空气中水蒸气冷凝回收。开展了相关的现场试验,结果表明采用该技术可实现采出液携带低品质热能的利用,将高含盐水转化为满足锅炉用水指标的冷凝水,其高含盐水减量>60%,冷凝水矿化度≤600mg/L,吨水处理成本<10元/m³。

高含盐水利用余热浓缩减排技术 试验研究

■ 武文静 周京都 安文旭 林双

风城油田采用SAGD、吞吐等方式开发, SAGD开采技术不断发展,为提高采收率,降低稠油开采成本,要求注入地层的蒸气干度达到95%以上,造成SAGD采出液温度高、热量高,热能平衡及综合利用困难。

稠油热采污水回用锅炉时排放一定量的高含盐水,主要来源于软化器再生和高温反渗透装置排放。此部分高含盐水受水温、含盐量、硬度影响,外排处理难度大,回注地层容量有限,亟需寻求低成本工艺减少含盐外排量,满足安全、环保要求。

为此开展了高含盐水利用余热减排技术研究,选择空气蒸发技术利用油区余热对外排高含盐水进一步蒸发浓缩,达到作业区余热利用、浓盐水减排减量的目的。

1 空气蒸发技术简介

在消化吸收传统国外“露点蒸发技术”的基础上,进行专项技术优化,提出了适用于油田余热浓缩减排的低温空气蒸发技术,在特定工况下实现低品质过剩热量的利用,并可对水质复杂、容易结垢、沸点升温大等特殊污水进行浓缩减排处理^[3]。低温蒸发技术本质上是利用空气在不同温度下(本研究采用的温度变化范围是70~90℃)饱和含湿量不同的特征(见图1),通过热水和空气的直接接触、通过气液界面两侧的分压变化,在空气和水之间建立起一种传质传热的关系。即通过气体的升温增湿-降温减湿过程,从而实现污水蒸发、浓缩等过程。

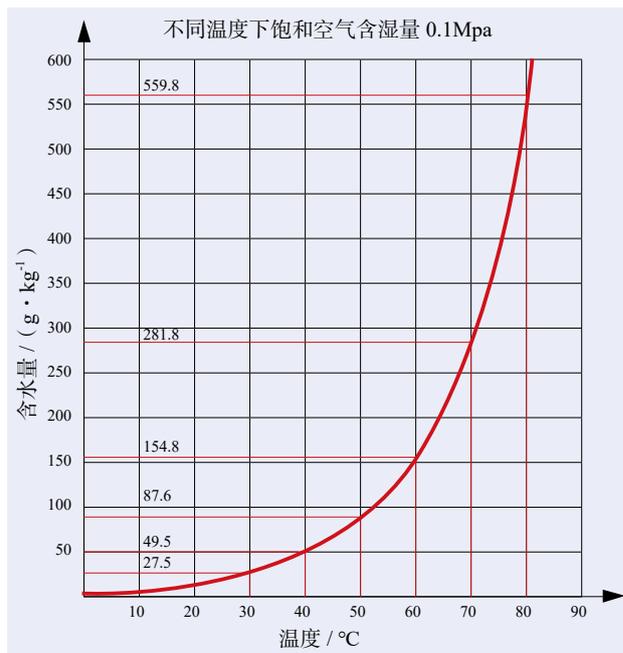


图1 空气温度与含水量变化曲线图

2 现场情况分析

2.1 含盐废水水质分析

对风城2号联合站软化器和反渗透排放高含盐水跟踪取样分析,结果表明上述含盐水pH在7~8,矿化度在1~4.5×10⁴mg/L,Cl⁻含量高,钙镁离子、硬度有较大差别,为

油田典型的氯化钙、重碳酸钠水型，具有一定代表性。外排含盐水和浓水水质结果见表1。

表1 外排高含盐水水质全分析表

样品名称	反渗透排高含盐水	软化器排高含盐水
pH值	7.68	7.36
碳酸根, mg/L	未检出	未检出
碳酸氢根, mg/L	843.4	248.8
钙离子, mg/L	1.6	382.8
镁离子, mg/L	1.0	100.4
氯离子, mg/L	7819.9	24591.9
硫酸根离子, mg/L	260.1	336.2
钾+钠离子, mg/L	5512.2	15580.7
矿化度, mg/L	14016.5	41116.4
水型	重碳酸钠	氯化钙
总硬度 (以碳酸钙计), mg/L	8.1	1315

2.2 油区余热统计

2020年SAGD产量占比约57%，目前SAGD采出液携热部分利用换热冷却，部分自然散热，剩余大部分依靠空冷方式直接释放，导致高温采出液余热利用率较低。开展作业区余热调查分析，确定可利用余热量。可利用余热统计详见表2。

表2 油区可利用余热统计表

项目	SAGD采出液			常规吞吐汽驱		
	液量 m ³ /d	温度 ℃	可利用 热能 10 ⁴ MJ/d	液量 m ³ /d	温度 ℃	可利用 热能 10 ⁴ MJ/d
采出液	15000	170	575	30000	100	252
携带汽	2000	170	487	3000	100	702
总热量	2016×10 ⁴ MJ/d					
可供换热水量	25℃清水7000m ³ /d, 85℃污水43000m ³ /d, 升温至170℃, 热量为1643×10 ⁴ MJ					
不能利用热能	(2016-1643)×10 ⁴ =373×10 ⁴ MJ/d					

3 试验装置和工艺流程

3.1 试验装置

为了验证“高含盐水利用余热减排技术研究”的可行性，2020年4月底建成试验平台，2020年5月12日正式开始试验，至6月12日结束，为期一个月。试验装置由一台蒸发塔、一台冷却塔、一台凉水塔、三台循环泵、一台进料泵、一台风机、一台板式换热器组成，总占地面积为14m×6.5m。装置参数详见表3。

试验装置处理规模为2~3m³/h，处理对象为软化器和反

表3 试验装置参数

序号	名称	参数	数量
1	板式加热器	换热面积F=80m ²	1台
2	玻璃钢蒸发塔	直径1.6m×高度10m	1台
3	玻璃钢冷却塔	直径1.8m×高度8m	1台
4	开式凉水塔	循环水量150m ³ /h	1台
5	离心风机	Q=5000m ³ /h	1台
6	进料泵	Q=3m ³ /h, H=25m	1台
7	循环泵	Q=60m ³ /h, H=25m	1台
8	冷却水循环泵	Q=150m ³ /h, H=15m	2台
9	闭式空冷取样器	BQML-P-B1, DN15	1套

渗透装置排放含盐水掺混水，进水矿化度≤2×10⁴mg/L，加热热源为SAGD采出液分离出余热蒸气。结合当地空气湿球温度及“温度-携湿量”曲线等，选择蒸发温度为70~90℃，风量为5000Nm³/h，出汽湿度为95%。冷却系统循环水量为60m³/h(图2)。



图2 蒸发塔、冷却塔用填料

蒸发塔、冷却塔填料选择：通过对多种类型填料的在各行业的应用情况进行调研对比，最终选择规整型孔板波纹填料，型号为500Y，材质为PP材质。该填料具有单位体积比表面积大、阻力小、气液分布均匀、不易堵塞等特点，特别适用于含细小悬浮颗粒的、易起沫的油田外排含盐水。

3.2 工艺流程

高含盐污水由进料泵进入系统，经过板式换热器加热之后进入蒸发塔，在蒸发塔内蒸发浓缩，浓缩到设计浓度之后排出。加热蒸气在板式换热器内和浓水换热之后凝结为冷凝水排出。大量干燥空气由风机从蒸发塔底部吹入，在蒸发塔内和浓水完成传热传质之后由塔顶进入冷却塔冷凝，其中的水蒸气经过相变之后以冷凝水的形式排出。循环冷却水由凉水塔完成冷却，并通过循环冷却水泵输送进入冷却塔，从塔顶喷淋而下，完成对于水蒸气的冷凝之后由塔底返回循环。经过冷却的热空气最终由冷却塔塔顶排出。蒸发塔和冷却塔之间的风管上安装有闭式空冷取样器，用于取样检测冷凝水产水水质。工艺流程详见图3。

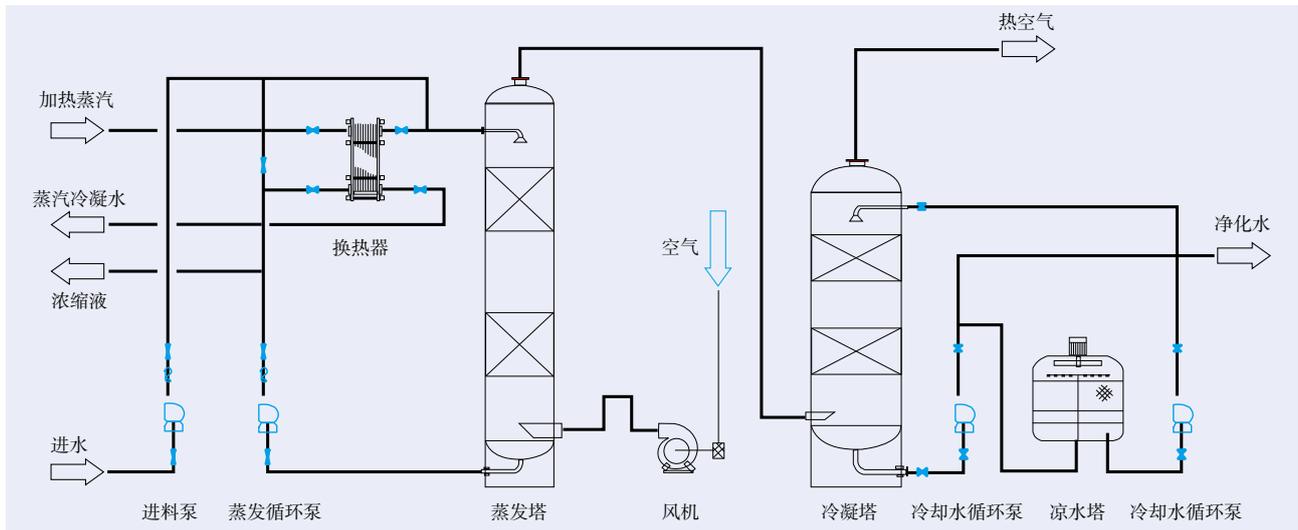


图3 高含盐水利用余热减排工艺流程

3.3 分析方法

测定指标包括进水和净化水流量计、TDS、温度及湿度，检测频次为1天2次，水量、温度及湿度均通过就地检测仪表记录；TDS采用电导率仪进行测定，并根据算法进行换算，电导率D (ms/cm)，可用如下公式折算成TDS (ppm)。

- 当D<10时，TDS (ppm)=0.5DD (ms/cm)
- 当D=300~800时，TDS (ppm)=0.55D (ms/cm)
- 当D=45000~60000时，TDS (ppm)=0.7D (ms/cm)
- 当D=65000~85000时，TDS (ppm)=0.75D (ms/cm)

4 结果与讨论

现场试验期间验证了空气蒸发工艺运行参数，实现试验目标所要求的蒸发水量、浓缩比、冷凝水水质指标，核算了运行费用。试验研究中涉及参数种类较多，且互为因果，为准确找出空气蒸发的各种参数间的因果关系及规律。试验过程中均采用改变某一变量，其他参数均保持不变的方法进行数据采集及研究。

4.1 操作温度的影响

在空气进气量及进气湿度不变的情况下，蒸发塔不同的操作温度意味着出汽携湿量的高低，保持空气进气量、主循环量不变，保持进液量及排污量恒定，通过改变换热器蒸气



图4 操作温度对蒸发量的影响

量调整进液温度记录蒸发塔液位变化，换算蒸发量。蒸发量随操作温度变化曲线详见图4。

从试验数据曲线图可以看出，蒸发量随着操作温度增高显著增大，但增加幅度并未符合道尔顿定律。说明在试验温度变化范围内，传质速度也一定程度上影响空气蒸发。操作温度达到90°C后，蒸发量的提升幅度有限，因此设定蒸发塔最佳操作温度为90°C。

4.2 循环水含盐浓度的影响

保持蒸发塔进液温度恒定、风机出风量、主循环量不变，保持进液量恒定，改变排污量控制系统含盐浓度，稳定五个小时后，开始计量蒸发量。蒸发量随循环水含盐浓度变化曲线详见图5。

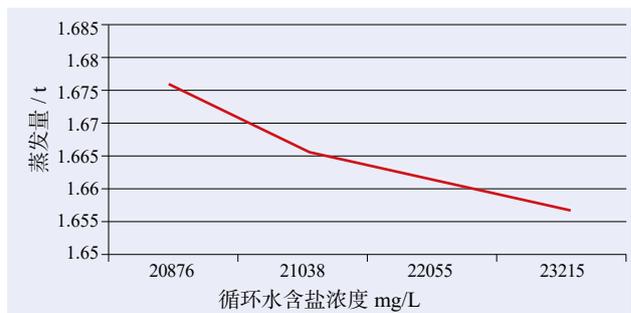


图5 循环水含盐浓度对蒸发量的影响

由试验数据可知，在进风量、塔顶操作温度不变的情况下，随着循环水含盐浓度的提高，蒸发量呈小幅下降；同时从下降幅度看，由于高温下“传质”的存在，其受沸点温升的影响，要小于单纯热交换所受的影响，可控制循环水含盐量在 $1.3 \times 10^4 \sim 1.8 \times 10^4$ mg/L。

4.3 风量、进风温度的影响

保持蒸发塔进液温度恒定、主循环量不变，保持进液量

及排污量恒定, 根据一天内环境温度变化情况, 分别取空气温度28℃、32℃、34℃、37℃, 通过变频改变风机出风量, 根据蒸发塔液位变化计算蒸发量。蒸发量随风量、温度变化曲线详见图6。

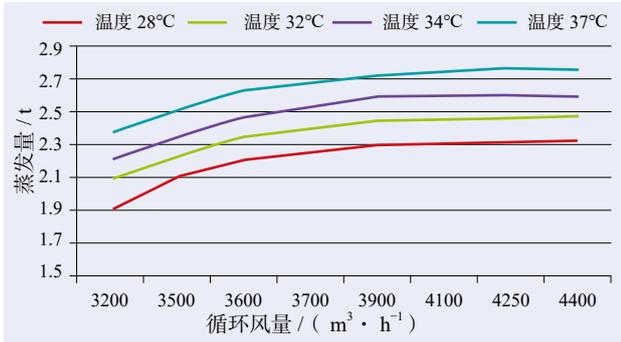


图6 循环风量、温度对蒸发量的影响

从试验数据曲线图可以看出, 在进气湿度、塔顶温度不变的情况下, 进风温度越高, 循环风量越大, 相同条件下蒸发量越大。表明空气温度的变化会引起气压的变化进而影响空气湿度及载湿能力; 同时进风量越大, 蒸发量越大, 当风量达到4000m³/h时, 由于换热面积的富余量一定, 蒸发量增幅趋缓, 综合考虑风机能耗, 设定风机最佳循环风量为4000m³/h。

4.4 进风湿度的影响

蒸发塔进液温度恒定、风机出风量、主循环量不变, 保持进液量及排污量恒定, 根据环境温度变化情况, 分别取不同进风湿度, 开始计量蒸发量。蒸发量随进风湿度变化曲线详见图7。

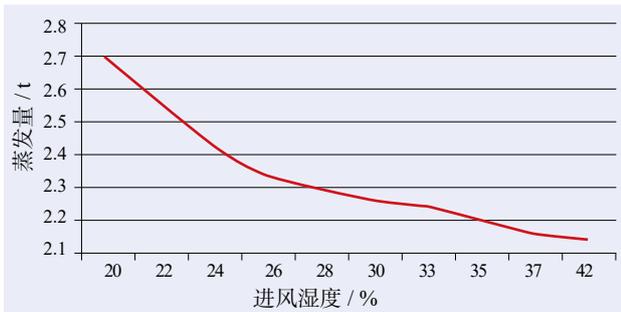


图7 进风湿度对蒸发量的影响

由试验结果可知, 相同条件下进风湿度越高, 蒸发量越小, 说明在其他条件不变的情况下, 空气的载湿能力是一定的, 当进风湿度变大后, 蒸发量将减小。新疆气候条件空气湿度较低, 更利于空气蒸发。

4.5 系统运行指标及成本分析

余热减排试验在设定工况下系统的运行指标与设计值对比详见表4。

试验现场实测进水流量为2.2m³/h, 浓水排出量0.4m³/h,

表4 系统运行参数与设计对比表

项目	运行数据	设计值
进水量 (m³/h)	2.2	2~3
进水温度 (°C)	90	85~95
进水矿化度 (mg/L)	19854	≤20000
浓水量 (m³/h)	0.4	≤0.8
浓缩率 (%)	81	>60%
产水取样电导率 (us/cm)	472, 相当于TDS 260mg/L	≤600

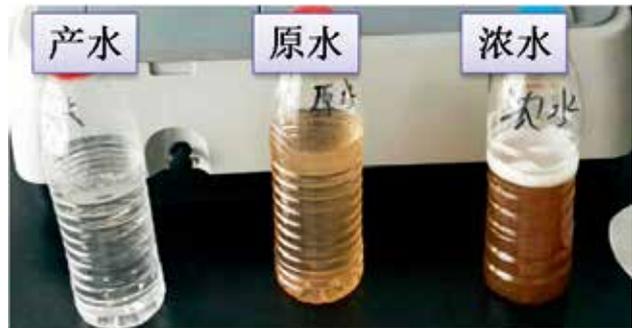


图8 装置进出水水样对比图

减量达到81.8%, 实现了外排高含盐水的减量, 回收的冷凝水可回用于注汽锅炉, 减少清水资源的消耗。

试验装置现场运行不投加药剂, 成本主要为电耗, 实际耗电量为61kW/h。当处理水量2.2m³/h, 每千瓦电费0.35元, 核算吨水处理成本为61×0.35/2.2=9.7元, 达到设计要求 (<10元/m³)。

5 结论及建议

(1) 通过空气蒸发现场试验研究, 在浓水减量指标、产水水质指标、吨水处理成本三个方面均达到预期的目标; 充分验证了空气蒸发技术在含盐水减量方面应用的可行性。

(2) 以试验数据为基础进行分析, 综合考虑操作温度、进水含盐量、循环风量、进风温度及湿度对蒸发量的影响。蒸发量随着循环水含盐浓度、进风湿度的提高呈下降趋势, 蒸发量随着进风温度、循环风量的提高呈上升趋势。在实际应用中, 应控制蒸发塔最佳运行温度为90℃, 循环水含盐量在1.3×10⁴~1.8×10⁴mg/L, 气液比为2000:1; 同时提高进风温度, 降低空气湿度, 为盐水蒸发提供良好条件。

(3) 采用空气蒸发技术, 实现低品质热能的利用, 实现外排含盐水的减排, 达到节能减排的目的, 有助于油田效益开发。

(4) 空气蒸发余热减排技术, 在国内油气田地面工艺中尚属首例。该工艺可适应较宽的来水物料浓度及物料成分, 无需进行预处理, 以相对低的成本处理含盐水。■

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 冯尚)

结合天然气中心井站的特点以及未来绿色井站的发展趋势,参照《绿色建筑评价标准》(GB T 50378—2019),选取了适合中心井站建筑的绿色评价指标,构建了中心井站建筑绿色评价指标体系,并运用了该评价指标体系对工程实例进行了实证分析,为未来中心井站绿色建筑评分提供判别依据。

基于模糊评价法的中心井站绿色建筑评价指标体系研究

■ 董文静

2016年由国务院出台的《“十三五”节能减排综合工作方案》(国发〔2016〕74号)中提出加强建筑节能,要求到2020年城镇绿色建筑面积占新建建筑面积比重提高到50%。2019年10月1日起实施的《民用建筑设计统一标准》首次将“绿色”写入总则第一条。越来越多的信号预示着“绿色节能”将成为未来建筑行业的主流。中国石油集团公司、西南油气田分公司近年来提出绿色建站、装配建站的思路,将装配式技术、“海绵城市”技术、BIM技术等绿色建筑技术推广到油气田站场建设中,为加快油气田地面配套工程提速提效,在中心场站值班休息室项目建设中开展绿色建筑的装配式体系应用,达到优化工期、提高施工质量、减少环境污染的目的。中心井站建筑属于民用建筑中的公共建筑,但其规模小、选址大多远离城镇,入住人员均为公司内部员工且具有封闭性,不对外开放。这些因素使得我们在对其使用现行的《绿色建筑评价标准》(GB T 50378—2019)进行绿色建筑评价时,绿色建筑基本级都难以达到。本文将尝试参照《绿色建筑评价标准》(GB T 50378—2019),选取适合中心井站建筑的绿色评价指标,形成基于中心井站标准化设计的绿色建筑评分标准,为后期类似工程建设提供技术储备和判别依据。

1 天然气中心井站简介

天然气中心井站这个概念是西南油气田分公司在2019年~2021年开展的民生工程《分公司中心站值班休息室配套完善方案》中提出,旨在改变传统模式下“油气田每个站场都有固定班组值守,管理层级分散”的现状,建立中心井站管理模

式,实现“有人值守站场大范围实现无人值守,由中心站集中管理,管理层级集中”。分公司、五矿陆续下发了中心站管理、设计相关配套规章制度,逐步建立了中心站管理的成熟体系,并在降低投资和运行成本、提高工作效率,加强安全生产等方面取得了显著成效。

中心井站目前初步按定员8人、16人、24人进行标准化设计,主要功能包括休息室、储藏室、党支部学习阵地、厨房餐厅、健身房等。

2 绿色评价指标体系构建

2.1 评价指标构建原则

(1) 科学简明性原则

每个指标必须建立科学的指导方针,并能反映建设和建筑使用过程中的各项评价指标,具体指标应适度复杂,可操作性强。

(2) 目标导向性原则

指标体系在选取的过程中应充分考虑评价对象的性质和特征,最大程度反映出评价对象的指向和要求。同时要求各指标之间保持一致性,不能出现相互矛盾的指标。

(3) 全生命周期原则

在建筑物从设计到拆除的全生命周期内选取指标,建筑全生命周期评价反映了综合评价的思想,最大限度地实现人与自然和谐共生的高质量建筑。

2.2 评价指标

本文参照《绿色建筑评价标准》(GB T 50378—2019),

从安全耐久、健康舒适、生活便利、资源节约、环境宜居、提高与创新6个方面，建立适合天然气中心井站建筑的绿色评价指标。

(1) 安全耐久。该方面重点关注中心井站的选址合理、建筑结构安全、使用耐久性以及消防安全四个指标。

(2) 健康舒适。该方面重点关注中心井站建筑在交付使用过程中，建筑内部环境的空气质量、饮用水质量、隔声性能以及热工性能四个指标。

(3) 资源节约。该方面重点关注建筑节能、水资源利用以及环保建筑材料使用三个指标。

(4) 环境宜居。该方面重点关注中心站日照与热环境、场地绿地及雨水处理以及垃圾分类三个指标。

(5) 提高与创新。该方面重点关注中心站设计施工阶段装配式结构、建筑信息模型应用、绿色施工以及建筑碳排放四个指标。

由此得到中心井站绿色建筑评价指标体系如图1所示。

3 绿色评价模型构建

3.1 评价指标权重的确定

本文选择层次分析法确定指标权重，通过把指标层次化，将评价指标体系形成一个层次化的结构模型，通过最底层相对于上一层的相对重要性确定权重。

(1) 构造判断矩阵。邀请10位行业内专家对待测的准则层指标以及准则层指标下的评价层指标重要性进行两两比较，获取专家意见，形成各指标判断矩阵。

(2) 一致性检验。对各指标的判断矩阵进行一致性检验。选择随机一致性比率CR作为权衡因素，由判断矩阵一致性指标CI与平均随机一致性指标RI的比值确定。若 $CR < 0.1$,

则该指标判断矩阵的一致性可以接受；反之，需要对判断矩阵进行适当的修正，使其最终通过一致性检验。

综上，计算得到中心井站绿色建筑指标体系的各指标权重如表1所示。

表1 中心井站绿色建筑评价指标体系及权重表

目标层	准则层	样品名称 权重	指标层	
	因素		因素	权重
中心井站绿色建筑评价	安全耐久 B_1	0.286	选址合理 B_{11}	0.185
			建筑结构安全 B_{12}	0.343
			使用耐久性 B_{13}	0.129
			消防安全 B_{14}	0.343
	健康舒适 B_2	0.143	空气质量 B_{21}	0.157
			饮用水质量 B_{22}	0.271
			隔声性能 B_{23}	0.089
			热工性能 B_{24}	0.483
	资源节约 B_3	0.286	建筑节能 B_{31}	0.490
			水资源利用 B_{32}	0.198
			环保建筑材料使用 B_{33}	0.312
	环境宜居 B_4	0.143	日照与热环境 B_{41}	0.333
			场地绿地及雨水处理 B_{42}	0.333
			垃圾分类 B_{43}	0.333
提高与创新 B_5	0.143	装配式结构 B_{51}	0.195	
		建筑信息模型 B_{52}	0.118	
		绿色施工 B_{53}	0.195	
		建筑碳排放 B_{54}	0.492	

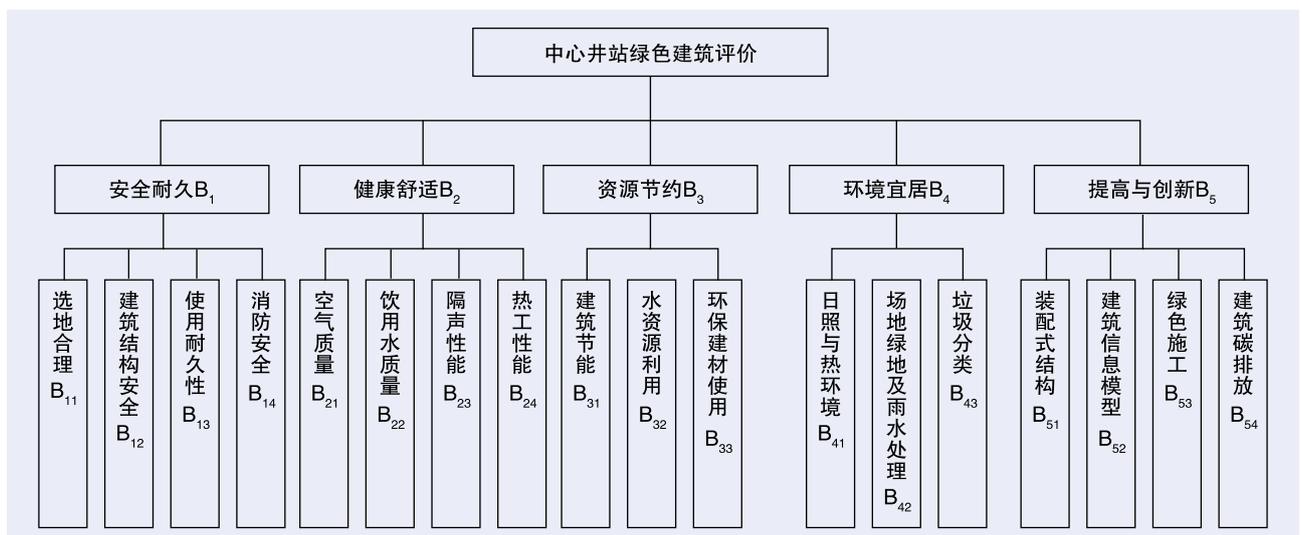


图1 中心井站绿色建筑评价指标体系

3.2 综合评判

(1) 构建评价集

对中心井站绿色建筑评价等级分为4个等级,分别为优秀、良、合格以及不合格。根据评价等级构建评价集,并对其赋值:

$$V = \{V_1, V_2, V_3, V_4\} = [\text{优秀, 良好, 合格, 不合格}] = [4, 3, 2, 1]$$

评估元素集为

$$U = \{U_1, U_2, U_3, U_4, \dots, U_i\}$$

其中, $U_i = \{1, 2, 3, 4, \dots, n\}$ 为评估对象的第*i*个影响因素。

(2) 构建隶属度矩阵

评审团由行业内专家、建设单位、施工单位等联合组成,单指标因素评价后,通过对调查结果进行整理,对U中所有元素逐一评价,则得到 $U \times R$ 的隶属度矩阵R:

$$R = r_{ij(n \times m)} = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \dots & r_{1m} \\ r_{21} & r_{22} & \dots & r_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \dots & r_{nm} \end{bmatrix}$$

其中, r_{ij} 为第*i*个影响元素对第*j*个评语的隶属度。

(3) 模糊综合评判

依据评价的结果,根据不同层次及隶属关系从下而上进行评判。用层次分析法得到的评价指标的权重集W与模糊评判矩阵R构建模糊评价模型:

$$T = W \times R = (t_1, t_2, t_3, \dots, t_m)$$

模糊评价矩阵T,对其进行归一化处理,得到以下标准评估矩阵T':

$$T' = (t'_1, t'_2, t'_3, \dots, t'_m)$$

再由标准评估矩阵T'与评价集V进行中心井站绿色建筑评价综合得分计算:

$$D = T' \times V$$

最后根据中心井站绿色建筑评价的综合得分,通过隶属度确定针对于总目标的中心井站绿色建筑评价等级。

4 实例分析

川西北气矿大深1井中心站,占地约1329m²,建筑面积为387m²,地上二层。大深1井中心站首次在西南地区石油行业应用了混凝土框架结构与钢筋桁架楼承板体系的装配技术,建设工期由原计划的120天缩短至80天;采用BIM数字化技术,建立全站三维模型,实现三维审查;并将“海绵城市”理

念引入站场建设,提升员工居住舒适性,为偏远站场排水提供新思路。现运用模糊综合评价法对该中心井站进行绿色建筑评价。

(1) 邀请10位行业内专家对中心井站绿色建筑评价指标体系内的指标层因素进行打分,得到评价结果。

(2) 构造准则层指标判断矩阵 R_{B_i} 。

(3) 单级综合评判 $T_{B_i} = W_{B_i} \times R_{B_i}$

故

$$T_{B_1} = W_{B_1} \times R_{B_1} = (0.185 \quad 0.343 \quad 0.129 \quad 0.343) \times \begin{bmatrix} 0.451 & 0.350 & 0.100 & 0.100 \\ 0.250 & 0.350 & 0.400 & 0.000 \\ 0.350 & 0.250 & 0.400 & 0.000 \\ 0.450 & 0.400 & 0.150 & 0.000 \end{bmatrix} =$$

$$(0.369 \quad 0.354 \quad 0.259 \quad 0.019)$$

$$T_{B_2} = W_{B_2} \times R_{B_2} = (0.482 \quad 0.318 \quad 0.157 \quad 0.043)$$

$$T_{B_3} = W_{B_3} \times R_{B_3} = (0.406 \quad 0.326 \quad 0.254 \quad 0.016)$$

$$T_{B_4} = W_{B_4} \times R_{B_4} = (0.616 \quad 0.316 \quad 0.067 \quad 0.000)$$

$$T_{B_5} = W_{B_5} \times R_{B_5} = (0.184 \quad 0.078 \quad 0.010 \quad 0.638)$$

$$R = (T_{R_1} T_{R_2} T_{R_3} T_{R_4} T_{R_5})^T = \begin{bmatrix} 0.369 & 0.354 & 0.259 & 0.019 \\ 0.482 & 0.318 & 0.157 & 0.043 \\ 0.406 & 0.326 & 0.254 & 0.016 \\ 0.616 & 0.316 & 0.067 & 0.000 \\ 0.184 & 0.078 & 0.010 & 0.638 \end{bmatrix}$$

(4) 综合评价

$$T = W \times R = (0.286 \quad 0.143 \quad 0.286 \quad 0.143 \quad 0.143)$$

$$\times \begin{bmatrix} 0.369 & 0.354 & 0.259 & 0.019 \\ 0.482 & 0.318 & 0.157 & 0.043 \\ 0.406 & 0.326 & 0.254 & 0.016 \\ 0.616 & 0.316 & 0.067 & 0.000 \\ 0.184 & 0.078 & 0.010 & 0.638 \end{bmatrix}$$

$$= (0.405 \quad 0.297 \quad 0.180 \quad 0.107)$$

对T进行归一化处理,得到

$$T' = (0.409 \quad 0.300 \quad 0.182 \quad 0.172)$$

综合评价得分

$$D = T' \times V = (0.409 \quad 0.300 \quad 0.182 \quad 0.172) \times (4 \quad 3 \quad 2 \quad 1)^T = 3.072$$

项目的绿色建筑评价等级为良好。

5 结论

(1) 运用模糊综合评价和层次分析法对中心井站进行了绿色建筑评价。经研究论证,该评价指标体系相对可行有效,具有一定的科学合理性。

(2) 通过对实际的中心井站项目进行绿色建筑评价,为石油行业内部的小型建筑配套项目的绿色效益研究提供新思路和数据支持。■

作者单位: 四川科宏石油天然气工程有限公司

(责任编辑 冯尚)

长庆油田注水工艺主要以水驱为主,注水站处理后的水在清水罐储存,水流变缓或长时间停留、钢制管道腐蚀造成细菌大量增长。为确保水质,围绕“精细注水和有效注水”的工作目标,对油田注水站内清水处理工艺及设备不断优化,研究清水处理一体化集成装置,实现了滤后水直供注水泵,取消了喂水泵及清水罐。

低渗透油田注水站清水处理一体化集成装置研究及应用

■ 张超 郭志强 吴志斌 王凌匀

1 前言

长庆油田地处陕、甘、宁地区山沟、丘陵、梁峁区,地表水匮乏,油田清水主要利用地下水资源。目前长庆油田清水注水全流程见图1。

长庆油田注水站采用“纤维球粗滤+PE烧结管精细过滤”水处理工艺,处理后的水在清水罐储存,然后由喂水泵输送到注水泵,升压后注水。

2012年全油田开展了对注水水质的调研,重点调查了姬塬、胡尖山、油房庄、安塞等区块,发现长庆油田地下水普遍呈弱酸性,pH值6.0~6.5,腐蚀性较强,易滋生细菌。目前采用的密闭输送、水罐隔氧工艺应用效果较好,全程溶解氧(DO)小于0.5mg/L,符合注水水质要求。水处理工艺对悬浮物处理效果较好,全油田清水井口水质达标率86.8%。但也发现处理后

的水在输至注水井口的过程中细菌滋生较严重。

分析原因,是水罐、管道内壁因腐蚀结垢容易滋生细菌,另外投加的杀菌剂残余量不够,造成沿程细菌含量逐渐升高。抑制细菌滋生最好的办法是尽量减少水力停留时间,使处理后的水尽快回注(图2)。

2 主要处理工艺技术研究

2.1 技术思路

实现过滤后水直供注水泵,利用过滤后的剩余水压,满足注水泵进口压力要求,直供注水泵,取消清水罐和喂水泵。工艺流程:水源井→原水罐→加压泵→自清洗过滤器→PE烧结管过滤器→注水泵→注水井。并研制出相应的一体化装置,实现整个水处理阶段的集中控制。

为了实现处理后的水直供注水泵,需要解决以下三个方

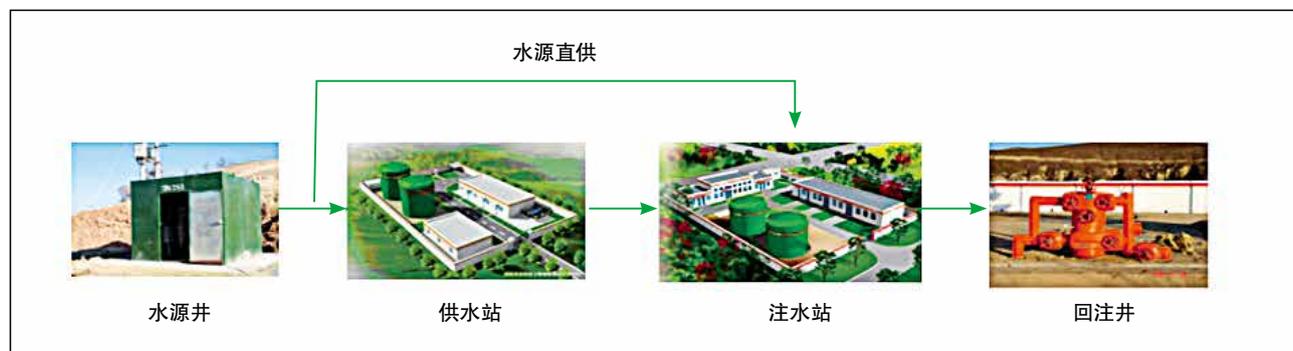


图1 长庆油田供注水流程图示意图

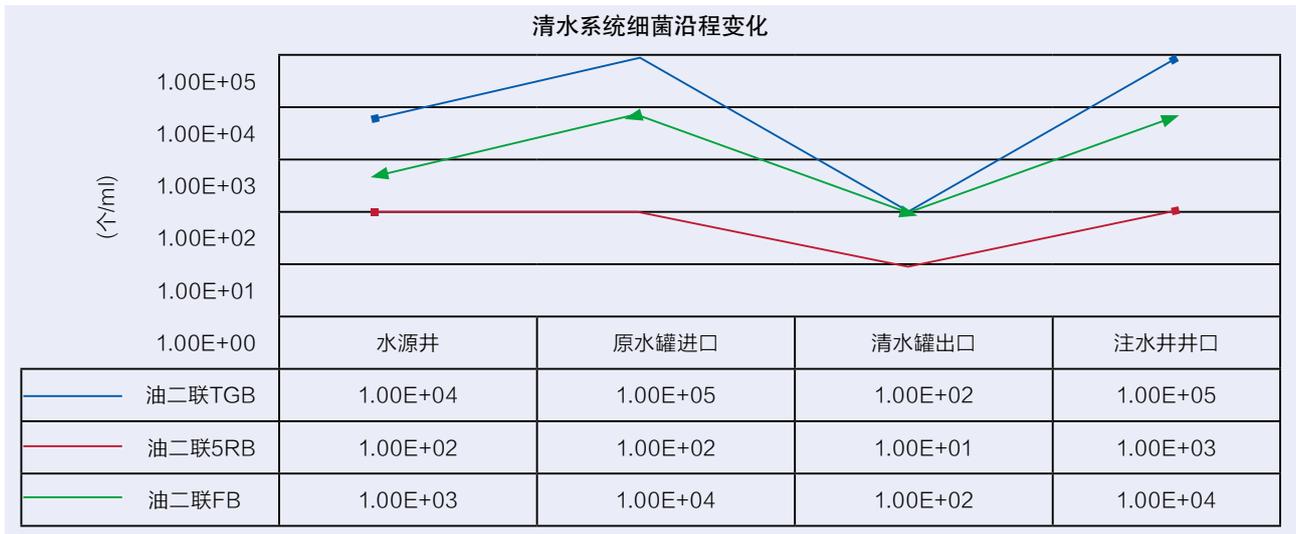


图2 沿程细菌变化折线图

面问题:

第一, 过滤器必须实现连续过滤, 设备反洗时整个系统不能停机。由于粗过滤采用纤维球过滤器, 纤维球过滤器需定时反洗, 反洗时需停机反洗, 不能保证连续运行; PE烧结管过滤器当过滤压差超过0.20MPa时, 需进行空气反洗; 同时定期需进行化学再生, 以上也均需停机操作。

第二, 水处理能力时刻与注水泵排量一致。注水量在一个时段内相对恒定, 但在一定压力下, 过滤器产水量不恒定, 随着滤料的堵塞, 过滤器产水量会逐渐减小。

第三, 系统的安全研究, 确保风险可控。取消清水罐, 采用泵-泵(加压泵-注水泵)密闭系统后, 设备的运行故障会造成一系列连锁反应, 应有可靠的防范措施, 避免事故造成的危害扩大。

2.2 处理工艺技术方案

主要技术措施如下: 实现连续过滤, 过滤器反洗不停机; 解决水处理产水量和注水流量匹配问题; 解决设备维修、事故时的系统运行安全问题; 采用一体化设备集成的技术方案。

2.2.1 采用自清洗滤网过滤器代替纤维球过滤器作为粗过滤器。

已建水处理系统中设纤维球过滤器一般为1-2台, 反洗操作比较麻烦, 一旦去掉清水罐后, 无法提供过滤器反洗用水(要用滤后水反洗)。

项目团队通过大量的调研, 选择全自动自清洗滤网过滤器代替纤维球过滤器, 以实现过滤器自动反洗。自清洗滤网过滤器为进口技术, 近年来被国内消化吸收, 目前多作为超滤的预处理设备。其过滤特点: 能利用自身产生的净水反洗, 不需要清水罐和反冲洗水泵, 反洗时不断流。流量损失仅为正常时的10%。其价格也略低于纤维球过滤器(图3)。



图3 自清洗滤网过滤器

2.2.2 PE烧结管过滤器设置备用过滤器, 并采用工作/备用过滤器超压差自动切换技术, 实现过滤器反洗时系统不停机。具体方法如图4。

设置1台备用过滤器, 在每台过滤器出口设置流量计和电动阀, 在过滤器进、出水总管上设压差计, 当工作过滤器组(多台过滤器)进出总管压差超过额定值(0.2MPa)时, 则打开备用过滤器电动阀, 并关闭出水流量最小的一台工作过滤器电动阀, 从而完成工作/备用过滤器的切换, 同时人工提示对停用的过滤器进行反洗, 反洗完毕后作为备用过滤器待机。

项目通过进一步研究, 稳流阀具有监测流量及截断功能, 可用来代替PE烧结管过滤器出口的流量计和电动阀。从现场使用来看, 稳流阀技术成熟, 工作可靠、反应灵敏。

2.2.3 采用变频加压泵, 在注水泵进口设置压力变送器, 并将二者联动起来, 压力低于设定值, 则提高水泵频率, 高于设定值, 则降低水泵频率, 即采用“加压泵频率——注水泵进口压力闭环控制”技术, 通过满足注水泵进口压力, 实现水处理能力和注水泵排量一致, 且节能效果显著(图5)。

2.2.4 气压罐稳压技术, 防止注水泵空抽。

研究发现水泵变频需要一定的响应时间, 在注水泵启动时, 加压泵无法很快达到所需工况, 造成注水泵进口空抽。

解决办法是采用了气压罐稳压技术, 即在注水泵进口设

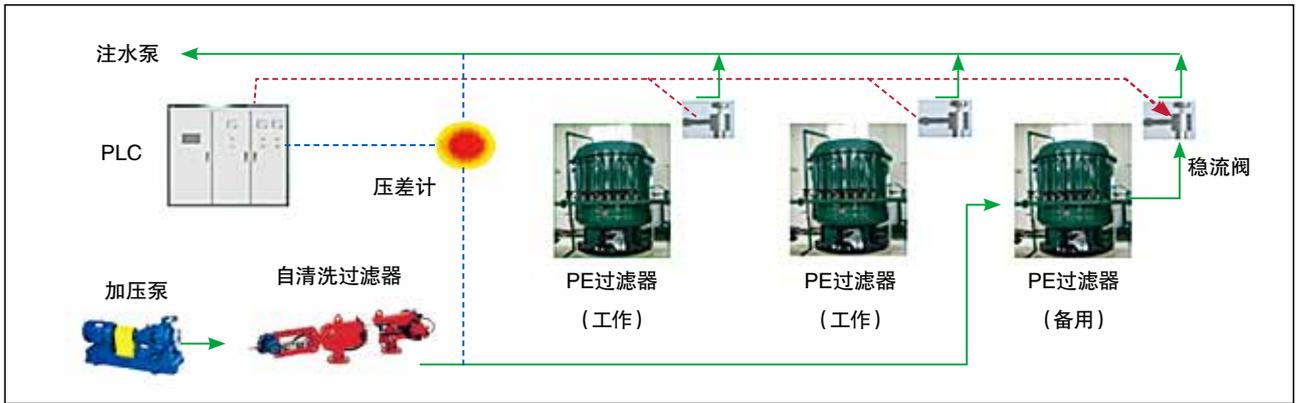


图4 PE烧结管过滤器自动切换原理示意图

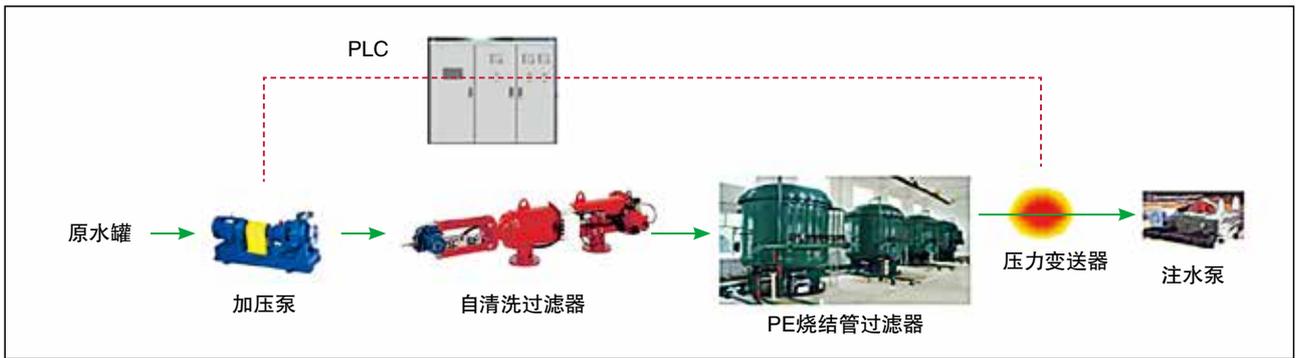


图5 “加压泵频率——注水泵进口压力闭环控制”原理示意图

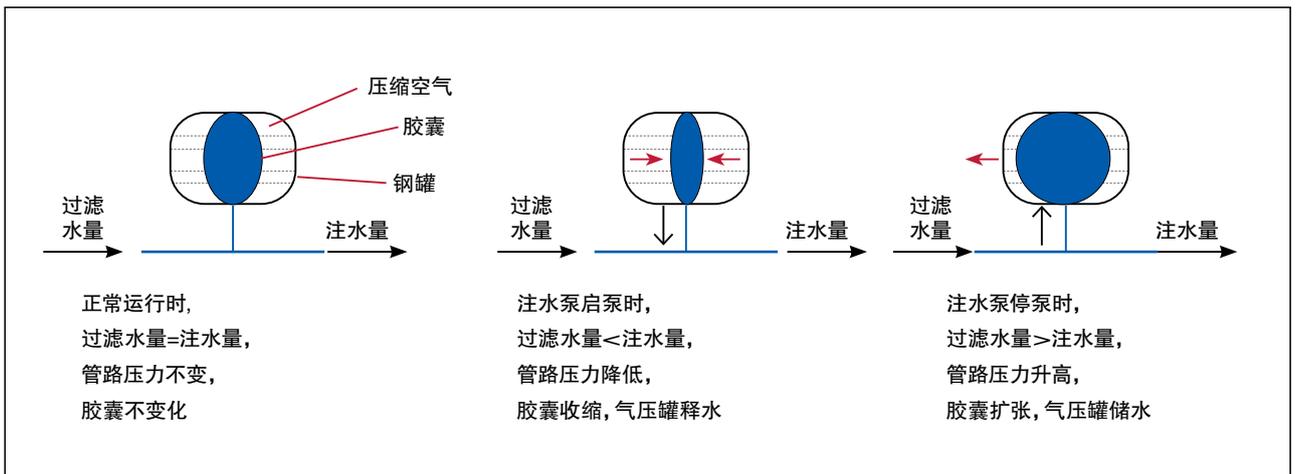


图6 气压罐工作原理示意图

置隔膜气压水罐，利用气压罐的缓冲水量，保证注水泵在启泵的平稳运行。通过计算：1500m³规模的注水站气压罐容积约1.4m³（图6）。

现场试验：现场调试时，专门进行了气压罐的作用测试，发现气压罐参与后，注水泵启泵时，注水泵进口管线压

力波动较小，加压泵频率变化缓慢，平稳。如果关闭气压罐，则注水泵启泵时进口会出现失压现象，注水泵震动很大，加压泵频率会瞬时到达50Hz，噪声很大，20-30s后才会逐步稳定到一额定频率。证明气压罐技术对于系统稳定运行是必要的。



图7 注水站现场照片

2.2.5 事故、维修情况下的技术方案。

1) 设置全自动滤网过滤器、PE烧结管过滤器手动旁通阀和水处理系统手动回流阀。便于设备维修、调试阶段的旁通运行。

2) 设置了全流程的电动紧急切换旁通阀,在过滤器故障、注水泵进口失压时,实现旁通流程,保证系统安全运行。

2.2.6 一体化集成及智能控制技术方案。

为了方便管理,项目将加压泵、粗过滤、气压罐和自控系统一体化集成,PE烧结管过滤器体积太大,不在成橇之列。一体化装置作为整个水处理过程的控制中枢,对水处理全过程集中控制。

自控水平:

结合数字化油田建设管理规定,设备自控水平如下:

1) 主工艺自动运行:对加压泵出口压力、稳流阀流量和开启度、PE烧结管进出口压差、注水泵进口压力进行实时采集检测,根据注水泵进口压力闭环控制加压泵频率,根据PE烧结管过滤器压差自动切换PE过滤器,根据运行注水泵进口压力紧急切换等,实现主工艺全自动运行。

2) 辅助工艺自动提示,人工操作:对PE过滤器空气反吹作业进行文字、声、光提示,人工操作。

3) 故障报警:对电动阀位故障、注水泵进口压力不足、自清洗过滤器、水泵运行故障、PE烧结管过滤器未人工清洗等进行报警。

3 主要创新点

3.1 研发了过滤器连续过滤技术

采用全自动自清洗过滤器技术和PE烧结管自动切换技术,应用了注水稳流阀,实现过滤器连续运行,过滤器反冲洗时系统不停机。

粗滤过滤器采用全自动自清洗过滤器,反洗时不断流,流量损失仅为正常时10%。(采用多层不锈钢滤网过滤,精度可达到15 μ m,反洗采用吸吮式清洗装置,反洗时仅需要较小的水量及水压,反洗时间为3-15s,反洗水量仅占总处理水量的0.1%)。

3.2 研发了过滤器产水量和注水量匹配技术

采用“加压泵频率——注水泵进口压力闭环控制技

术”,通过满足注水泵进口压力,实现二者水量匹配,且节能效果显著。

注水量在一个时段内相对恒定,但过滤器产水量不恒定,一是在一定压力下,随着滤料的堵塞,过滤器产水量会逐渐减小,二是自清洗过滤器采用定时或超压差反洗,反洗时产水量仅为正常过滤产水量的90%,项目研发了“加压泵频率——注水泵进口压力闭环控制技术”,通过满足注水泵进口压力,实现二者水量匹配,且节能效果显著。

3.3 研发了气压罐稳压和紧急切换等防护技术

保证注水泵在启泵、停泵时的稳定运行,以及设备故障时的安全运行。在注水泵启、停和流量变化时,由于水泵变频需要一定的响应时间,会造成系统运行压力波动,甚至出现注水泵抽空,易造成损坏设备。新工艺采用了气压罐稳压技术,即在注水泵进口设置隔膜气压水罐,利用气压罐的缓冲水量,保证注水泵在启泵、停泵和注水泵流量波动的稳定运行;同时在关键环节设置了紧急切换旁通设施(电动、手动旁通阀),在过滤器故障、注水泵进口失压时,实现旁通流程,保证系统安全运行(图7)。

3.4 采用了一体化集成及智能控制技术,研制了清水处理一体化集成装置

将加压泵、粗过滤、气压罐和自控系统一体化集成,并作为整个水处理过程的控制中枢,对水处理全过程集中控制。系统由原来的全手动控制升级为集中控制、主工艺自动运行。

4 推广应用情况

采用新工艺的第二采油厂西五接转注水站和第五采油厂姬二十八接转注水站(1500 m^3/d 、2000 m^3/d)分别于2013年4月20日、8月3日投运成功,系统运行平稳。新工艺与传统工艺相比,1500 m^3/d 注水站建筑面积减少15%,年节省电能13.3 $\times 10^4$ kWh、节水8200 m^3/a ,建设投资下降10%,提高了自控水平、方便了管理操作,经济效益显著。在油田地面建设中具有广阔的推广应用前景。■

作者单位:西安长庆科技工程有限责任公司

(责任编辑 冯尚)

本文分析研究了智能油气田数据资产管理的目标、内容和方法,提出了一种基于固定码的数据编码方法,利用数据编码模型和规则建立的编码可对智能油气田物理实体对象与描述物理实体对象的数据进行关联,并进一步推动智能油气田由“数据生态”支撑的“应用生态”建设。

面向智能油气田数据资产管理的数据编码方法及应用

■ 汤晓勇¹ 胡耀义¹ 杨洪浩²



信息的表现形式是数据,客观、明确的信息是数据交换并产生价值的先决条件。在数据资产管理过程中,数据应该具有明确且稳定的含义,并具有唯一的表示方法,这种表示方法称为数据编码,其既可描述数据的分类,也可标识数据的特征,并与其所对应的数据一一映射。目前,在面向智能油气田的数据资产管理领域,虽然有GB/T 7027—2002《信息分

类和编码的基本原则与方法》和SY/T 5785—2007《石油工业信息分类与编码导则》等相关标准规范做指导,但仍缺乏可直接使用的数据编码模型和规则,导致数据资产化程度较低,数据交付效率出现瓶颈,尤其是海量数据中以实体对象为载体的关联数据交付方面,存在问题更为突出。本文结合近期智能油气田数据资产管理的工程实践和应用需求,提出了一种

基于固定码的数据编码方法,可促进智能油气田数据资产的形成、深化应用和价值释放。

1 智能油气田数据资产管理

油气企业的数字化转型和智能化发展是全球油气工业实现可持续发展的必然趋势。数字化转型的核心工作是“数据生态建设”和“数据治理”;具体手段是数据的资产化;实现的路径是通过数据采集、存储、使用和管理建立数字化交付体系,保障数据以服务交付的形式进行流动,进而在智能油气田的“应用生态”中最大程度地产生价值,促进油气田业务流与数据流融合发展。

数据资产管理主要包括数据标准、数据模型、主数据、元数据、数据质量、数据价值和数据共享等方面的内容。数据资产管理的关键就是要实现数据资源的资产化、形成数据资产,并进行有效的经营、管理和应用,其保障措施主要包括数据资产战略规划、组织架构、制度,以及数据资产管理工具与方法的建立。智能油气田数据资产管理的目标就是要通过数据资产的盘点,提升数据质量、实现数据的快速共享和有效应用,使得数据价值得以持续释放,保障智能油气田良好的“数据生态”环境。通过对描述实体对象的数据进行编码,形成描述实体对象的数据与数据编码的一一映射关系,并将数据编码也作为一种数据资产,可以有效解决复杂类型数据的精细化管理,以及面向不同应用的在不同形式数据库中快速遍历与交付问题。

2 数据编码模型

2.1 模型设计原则

数据编码贯穿智能油气田数据资产管理的全生命周期,其体现形式有固定码和不固定的柔性码两种。考虑到物理油气田与数字孪生体的映射关系固定、数字孪生体的实体对象固定、实体对象与数据之间的关联关系固定,本文选择固定码进行数据模型的设计。面向智能油气田数据资产管理的数据编码,应重点考虑数据的快速交付、敏捷应用和高效查询,以保障数据资产管理目标的实现。在此背景下,数据编码应遵循以下原则。

1) 唯一性。编码模型应体现其所表示数据的唯一性,要避免出现“同一数据对应不同编码”或“同一编码对应不同数据”的现象,防止数据编码的“二义性”。

2) 稳定性。体现数据最稳定的本质属性或特征作为编码模型的输入,并体现数据的分类和标识特性,防止非本质属性因素进入编码模型。

3) 扩展性。在数据编码规则域,应满足不同油气田适宜的标准码位和备用码,确保数据编码体系的形式统一和含义完整。

4) 易辨认性。在数据编码值域,从系统工程角度出发,确保固定的码位有固定的含义,且尽量减少无含义码。

2.2 模型方案设计

在智能油气田中,数字孪生体是数据资产的重要内容之一,其在业务关注的范围内映射了现实世界中油气田的物理实体。构成数字孪生体的要素包括几何模型、数据模型、仿真模型和业务模型,但基础均指向数据的资产化,并体现数据之间的关联关系,这将要求数据具备多方应用,且保证数据同源并唯一,而解决该问题的有效方法是对数据建立数据编码,并尽可能地使数据编码具有明确可识别的含义。基于此,提出了图1所示的基于固定码的数据编码模型。

3 数据编码规则

3.1 数据编码规则制定原则与方法

数据编码规则是智能油气田数据资产管理内容中数据标准的重要组成部分,其编码规则制定的原则与方法如下。

1) 数据编码规则的长度可分为固定码或可变码,本文提出的数据编码为固定码,以便于数据编码与智能油气田数据资产管理软件的有效融合和实践应用。

2) 数据编码规则体现的内容包括了有含义码和无含义码,无含义码主要指由阿拉伯数字形成的连续流水码。

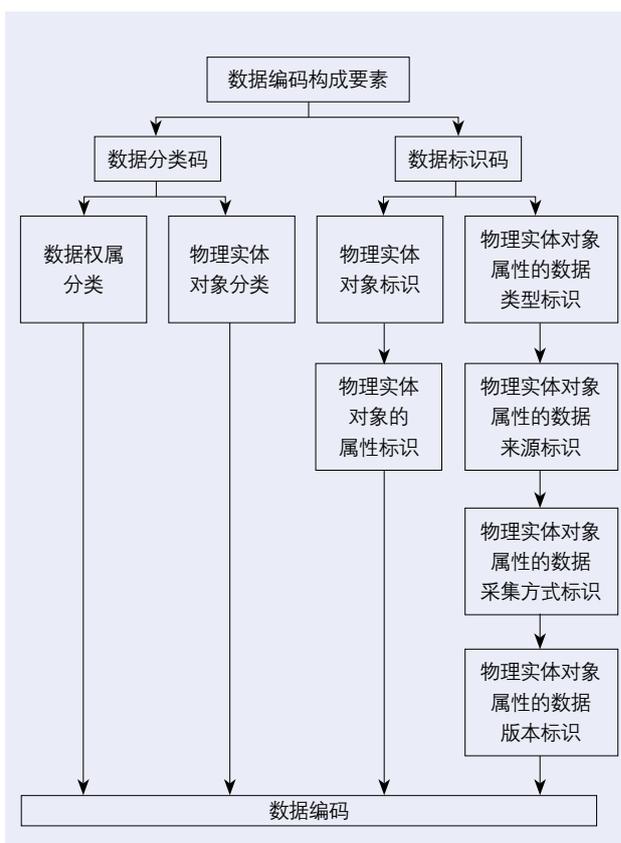


图1 数据编码模型架构图



3) 数据编码规则由多个分段组成,分段之间采用英文字符下划线“_”连接,且编码过程中不应包含英文字母O和I,但包含了阿拉伯数字0和1。

3.2 编码规则

编码规则由数据分类编码规则和数据标识编码规则构成。

3.2.1 数据分类码编码规则

数据分类码由数据权属分类和物理油气田的实体对象分类组成,数据权属分类码用于建立与油气田组织机构一致的数据归属关系,可采用油气田行政组织分类编码,也可采用自编码,但应是有含义的固定码,推荐采用英文字母组成,确保其拓展性和有含义性。实体对象分类应包括油气田物理工程的所有实体对象类,所有实体对象类采用有含义的固定长度的英文字母构成。这里需要注意的是该实体对象类是实体对象分解结构(Entity Breakdown Structure, EBS)的结果,不存在抽象逻辑上的实体分类,确保数据编码在数字孪生体与物理实体的精准映射。

3.2.2 数据标识码编码规则

数据标识码由实体对象标识码、实体对象属性标识码、实体对象属性的数据类型标识码、实体对象属性的数据来源标识码、实体对象属性的数据采集方式标识码和实体对象属性的数据版本标识码构成,所有编码均为固定码。

1) 实体对象标识码编码规则

实体对象标识码用于区分不同类实体对象,或用于区分同类实体对象中不同对象,可标识油气田所属厂(站/井场)或线路分类下的具体实体对象,该实体对象可采用固定长度的英文字母或阿拉伯数字流水码进行编码,具体使用中根据油气田所属厂(站/井场)或线路的最大实体对象数量设置编码长度。

2) 实体对象属性标识码编码规则

实体对象属性标识码用于区分同一实体对象的不同描述属性,可由两段编组成,第一段由1位英文字母形成,可用Y表示数据采集策划时的必选项,用N表示数据采集策划时的可选项;第二段由固定的英文字母或阿拉伯数字组成,表示描述该实体对象的特定属性,包括结构化数据、非结构化数据和半结构化数据属性。

3) 实体对象属性的数据类型标识码编码规则

实体对象属性的数据类型标识码用于区分同一实体对象不同属性值所使用的数据类型,由1位英文字母组成。其中,S表示结构化数据类型、P表示半结构化数据类型、U表示非结构化数据类型。

4) 实体对象属性的数据来源标识码编码规则

实体对象属性的数据来源标识码用于区分实体对象属性值产生的源头,由1位英文字母组成。如,油气田参加单位的

数据源中,可用E表示工程设计单位、P表示采购和供应单位、C表示施工单位、T表示检测单位、M表示监测单位、S表示监理单位、Q表示质量监督单位,阿拉伯数字0表示建设单位。

5) 实体对象属性的数据采集方式标识码编码规则

实体对象属性的数据采集方式标识码用于区分实体对象属性值的获取方式,由1位英文字母组成。如:A表示通过软件工具自动采集数据、M表示人工手动采集数据。

6) 实体对象属性的数据版本标识码编码规则

实体对象属性的数据版本标识码用于区分同一实体对象的同一属性在不同时间点所产生的不同数据值,由2位阿拉伯数字组成。每一个数据值的版本从00开始,以步长为1逐级递增。

4 数据编码示例及应用

4.1 数据编码示例

准确掌握数据编码的含义是数据资产管理者和使用者的基本素质。按照上述编码规则,假设A油气公司B集气站一批弯头中某一个弯头的“施工日期”为“2021-08-08”,则可对该条数据,基于上述规则编码为:0001_0026_L2WT_000139_S_Y005_C_A_00。当数据资产管理者和使用者看到该数据编码时,可反映出:0001表示了A油气公司的行政组织分类,明确了该数据资产的权属关系;0026表示了A油气公司的B集气站;L2WT表示了弯头实体对象类,该实体对象类为基于1级实体对象类下的第2级分类;将A油气公司B集气站下的所有弯头实体按顺序进行编号,而000139为该弯头的具体编号;S表示了“施工日期”的数据类型为结构化数据;Y005表示了“施工日期”为描述该弯头所有属性中的第5项属性,且为必采项数据;C表示了该数据产生源头为施工单位;A表示了该数据为自动采集;00表示了该项数据为第1次采集形成的第1个版本。

4.2 数据编码应用

智能油气田数据资产管理的核心是让数据产生价值,形成经济效益,面向智能油气田的数据资产管理,其数据编码可应用于以下几个方面。

1) 在智能油气田“应用生态”建设中,智能应用要求对数据进行准确和快速获取。以图数据库的节点为单位描述实体对象,并将数据和数据编码作为节点的属性保存在同一节点中,则节点和节点之间的关系为实体与实体之间的关系,节点中的数据编码信息则反映出所关联数据的附加信息,这样可以通过遍历数据编码间接查询不同类型的数据,进而解决了关系数据库只能通过表连接进行数据查收,且只能处理结构化数据的问题。

2) 通过数据编码进行数据的查询并完成自动交付,可有效提升数据的交付效率,尤其是非结构化数据和半结构化数

据的交付。在长宁 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产建工程数字化气田项目中,在结构化数据、非结构化数据和半结构化数据量相同的条件下,基于数据编码进行了数据遍历和自动交付测试。当数据量从100条增加到10000条时,所消耗的时间从平均0.3s仅增加到0.9s;而采用无编码自动交付采用同样的数据样本进行测试,所消耗的时间则从1.2s增加到11.2s,这说明基于数据编码进行数据遍历和交付的效率优于无编码数据自动交付的效率。

3) 在智能油气田的数据孪生体构建中,孪生体数字实体对象与数据的关联是一项复杂的技术性工作,因数据编码自身隐含了实体对象和数据之间的逻辑关系,利用数据编码,可快速实现数据和数字孪生体实体对象之间的准确挂接。通过对长宁 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产建工程数字化气田项目H19集气站数字孪生体中的87567条数据进行二三维关联测试,其数据关联时间从过去数天提升到秒级,准确率也达到96.12%,未准确挂接部分的主要是由于采集数据的质量不合格而未对数据进行编码造成。

4) 将数据编码作为数据资产进行管理,在数据资产对象上加载数据编码标签,在大数据分析过程中,可将数据编码作为数据集要素进行数据挖掘与分析。如:通过数据编码对管道和设备焊缝不合格的关联信息进行大数据分析,可实现对焊接人员和施工单位绩效的科学评估,并有效推动数字化协同建造的水平 and 工程质量。

5 结论

数据编码贯穿数据采集、存储、交付、管理和应用的全生命周期,该数据编码方法已在长宁 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产建工程数字化气田项目等数字化工程中进行了应用实践,并在中国石油勘探与生产公司《油气田地面工程数字化交付技术规定第2部分数据编码》中进行了实例化。

1) 数据编码不仅是重要的数据资产,而且一定程度上体现了数据的资产化程度。在面向智能油气田建设过程中,数据编码对数据资产管理、数据资产价值释放和数据资产价值交付具有重要意义。

2) 在智能油气田数据资产管理领域中,数据编码表达了数据的唯一性,体现了数字孪生体实体对象及其描述实体对象数据的关联性,解决了数据资产管理中如何通过数据编码在海量无序数据中快速查询、交付和应用数据的问题。

3) 数据编码与数据同生共死,具备全生命周期管理的特点,数据编码体系的建立和有效运行,可支撑历史数据编码隐含信息的大数据应用,进而有效支撑油气田工程建设的精细化管理和生产运行的智能化应用。■

作者单位: 1. 中国石油工程建设有限公司西南分公司
2. 重庆机电智能制造有限公司

(责任编辑 王波)

仪表自控系统设备灵敏性对“故障状态”下仪表接地的抗干扰能力要求越来越高。“安全共地”作为抗干扰的一种措施正在被业内人士所重视，但如何“安全共地”抗干扰成了摆在石化企业电气技术人员面前的主要问题。

浅析石化企业仪电 “安全共地”抗干扰的应用

■ 赵瑛 马坤 黄京俊

随着石化企业自动化程度的不断提升，仪表自控系统设备作为石化企业的神经中枢，其灵敏性对仪表接地的抗干扰能力要求越来越高。事实上，控制室用电负荷一般采用TN-S系统供电。由于“供电”的联系，电气和仪表之间不可避免地存在因此“联系”导致的电压干扰（骚扰）和电磁干扰（骚扰）。另外，为了保证当仪表系统中的信号、供电电源或设备本身出现问题时，有效的接地系统能承受“干扰（骚扰）”并可以迅速将干扰（骚扰）电流导入大地，同时接地系统也能够为整个系统提供公共信号参考点（即参考零电位），保证仪表供电可靠性，对这类系统的接地进行研究显得十分有必要。同时，石化企业的爆炸危险环境也不允许仪电接地之间危险的“干扰电位”存在。因此，完善、可靠、正确的接地，是仪表系统和电气系统同时能够安全、可靠和良好运行的关键。

笔者拟从等电位联结机理对干扰防护的国际标准入手，通过“降低干扰电位”的理念，深入研究“安全共地”抗干扰的应用，从等电位“安全共地”抗干扰角度为石化企业仪表接地提供一些有益的借鉴和参考。

1 基于等电位联结机理对降低“干扰电位”和“安全共地”的理解

为了更好地理解“干扰电位”，我们引入电工学理论中最基本的欧姆定律。当仪表系统中的信号、供电电源或设备本身出现问题时，故障状态下，故障电流通过导体的欧姆定律简单描述见图1。可以看出，只要两个接地点之间有距离或者“阻抗” L_f 存在，干扰电位 V_f 就必然存在。

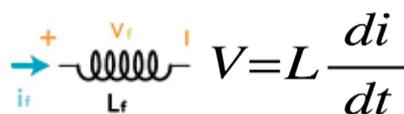
$$V = L_f \frac{di}{dt}$$


图1 交流“故障电流”或电磁环境下的欧姆定律

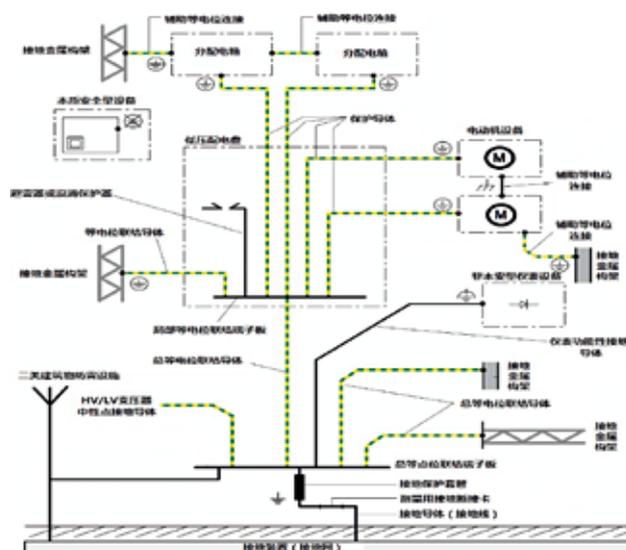


图2 等电位联结与等电位连接并接地

因此，等电位联结因为可以在理论上假定距离为“零”或者阻抗为“零”，被认为是降低干扰电位的首选措施。例如在生产实际中，通过的等电位联结端子板将等电位导体联结的情况，如图2所示。

但是，在实际的电气应用中，还有一种类似的情况，造成

了两个接地之间有金属导体联系, 确实距离不为“零”或者阻抗不为“零”的情况, 比如常见的通过金属构架跨接的情况, 或者接地网不同接地点的情况。这些情况下我们只能称之为等电位连接, 或者说辅助等电位连接。

联结 (bonding) 和连接 (connection) 在降低干扰电位的角度看, 是完全不同的两个词, 不应予以混淆, 一词之差, 两种意思。

在等电位联结基础上的等电位接地则是本文所述的“安全共地”, 即干扰电位 V_f 为“零”的接地形式。

2 电压干扰与电磁干扰产生的机理和危害 (结果)

为了方便对IEC60364-4-44 Electrical installations of buildings-part 4-44: Protection for safety-protection against voltage disturbance and electromagnetic disturbance的理解, 笔者引用了与该国际标准等同的中国国家标准GB16895.10-2010 低压电气装置 第4-44部分。

GB16895.10-2010 低压电气装置 第4-44部分重点也确实突出了上述“干扰(骚扰)”的影响(结果)。虽然该规范并没有直接描述低压电气系统和仪表系统之间的干扰, 但其核心的机理以及干扰产生的危害, 相关措施与对电气、仪表设备之间“干扰(骚扰)”有极大的共性, 所以用以借鉴到本文以论述电气和仪表的“安全共地”。

另外, GB16895.10-2010 低压电气装置 第4-44部分: 安全防护 电压骚扰和电磁骚扰防护把IEC60364-4-44 Electrical installations of buildings-part 4-44: Protection for safety-protection against voltage disturbance and electromagnetic disturbance中disturbance就把标题异译成“骚扰”并正文异译成“干扰”。

骚扰和干扰都可以用英文“disturbance”表达。有观点表明, 电磁干扰则是指由于电磁骚扰所引起的器件、传输通道或系统性能的劣化, 骚扰和干扰分别代表原因和结果。

但站在安全防护应用“结果”的角度, 本文采用“干扰”来说明问题, 对“骚扰”不再赘述。

IEC60364-4-44英文原文和GB16895.10-2010认为电压干扰主要来源于内部过电压以及外部过电压, 其中:

1) 内部过电压包括:

- 因高压系统接地故障和低压系统故障引起的低压装置暂时过电压
 - 为低压系统供电的高压系统与地之间的故障
 - 低压系统中性导体中断
 - 线导体与中性导体短路
 - 低压IT系统线导体非正常接地

2) 外部过电压包括:

- 大气过电压或者雷电过电压

• 操作过电压

简单地说, 电压干扰是电压/电流产生不必要的变化(内部过电压或者外部过电压), 这种变化通过导线把“故障电流”通过电源系统直接传递给其它设备, 造成功能“地”电位升高危害, 电压干扰实质是一种“传导干扰”。

另外, 由于电压电流变化而产生的电磁波通过空间传播到其它设备中, 在电路或导线上产生不必要的电压/电流, 造成功能“地”电位升高危害, 形成电磁干扰又可以叫“辐射干扰”。

综上所述, 可以看出不论电压干扰还是电磁干扰均是通过“故障电流”形成的“故障电压”实施干扰, 干扰的结果有功能“地”电位升高, 换句话说就是给功能“地”增加了“干扰电位”造成非基准电位和危险电压等。

这里, 功能“地”又称参考“地”, 就是零电位的参考点, 也是构成电路信号回路的公共端。功能“地”通常分为信号回路接地、屏蔽接地、本质安全仪表接地。

“干扰电位”引起的功能“零”电位升高以及非基准电位会导致上述“功能地”非零, 从而导致系统误动作, 严重的时候可能系统瘫痪, 现实中的案例很多, 不胜枚举, 在此不再赘述。

危险电压在爆炸危险环境可能会导致电火花引起的爆炸。

由于防雷接地和防电触击外壳保护接地(含仪表设备外壳)在其他文献上均有广泛记载, 所以详细分类及做法在本文不再赘述, 根据前后文逻辑关系仅做简单介绍。

3 浅析“降低干扰电位”对电压干扰与电磁干扰的防护有效性

通过对电压干扰与电磁干扰产生的机理和危害(结果)的描述, 我们可以得出对干扰防护的“抑制过电压”, “加强隔离”, “降低干扰电位(等电位联结、连接及接地)”等措施。

笔者根据IEC60364-4-44英文原文和GB16895.10-2010对这些措施概括描述如下:

1) 抑制过电压

例如: 采用欠电压保护、增加浪涌保护器或者避雷器等。

2) 加强隔离

例如: 采用回路隔离措施, 24V继电器隔离, 安全栅隔离, 电缆回路隔离等。

3) 降低干扰电位

例如: 等电位联结并接地。

在早期的仪表供电系统中, 为了“加强隔离”, 业内采用了如图3所示的多点接地系统, 让电气的接地系统与仪表的接地系统“多点接地”。

事实上, 由于仪表和电气系统千丝万缕的联系, 加强

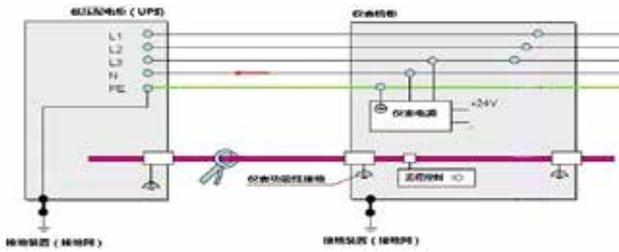


图3 仪表供电 TN-S 系统 (多点接地)

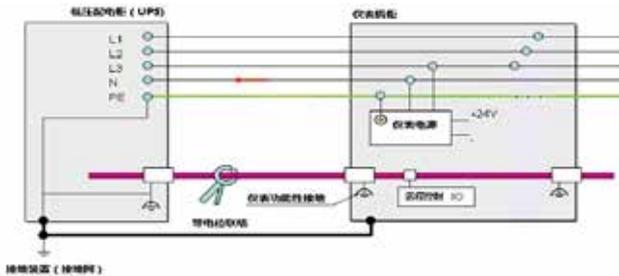


图4 仪表供电 TN-S 系统 (一点接地)

隔离很困难，稍有不慎，就会引入“干扰电位”。所以最近几年，业内对“一点接地”有了更认可的态度，相应规范也进行了修订，但深入研究并知晓其机理的技术人员并不在多数，如果不能深入理解这个问题，在应用中势必会带来不小的困惑。

降低干扰电位（等电位联结、连接及接地）一直是行业内讨论的焦点，也是本文的重点。因为，最理想状态是降低干扰电位为“零”，从本文前面叙述的内容来看，如图4所示的“一点接地”降低干扰电位是最根本的一种举措或者说一种“治标治本”的好办法，而且非常有直接效果。

那么，如何能做到降低干扰电位为“零”呢？笔者通过本文第一节《基于欧姆定律对降低“干扰电位”和“安全共地”的理解》作过简要阐释。

另外，有观点表明，以接地极为中心，杂散电流干扰半径约为20米，源自本文第三节欧姆定律推断，杂散电流经梯度削减后，20米处干扰电位为“零”。在能够保证距离在20米的这种情况下，加强隔离或许是一种好办法，否则，“一点接地”更安全。

4 对石化企业仪电“安全共地”抗干扰的应用探讨

那么是不是可以把等电位联结并接地作为安全共地的唯一原则呢？通过前面对干扰的描述，很显然答案为否，最终的判定条件应该是能否保证“干扰电位”为零。

安全共地的设置原则，应首先站在干扰的角度，充分考虑电气仪表系统之间，电气仪表系统与其他系统之间的非安全

扰动问题。

一般来说，降低“干扰电位”最优的选择当然就是等电位联结并接地，也就是一点接地。但是，由于石化企业爆炸危险环境的特殊性，绝对不允许危险电位（干扰电位）的引入，所以并不是所有的接地都适合等电位联结（连接），例如：

- 1) 本安型电缆接地要根据仪表专业要求联结。
- 2) 阴极保护系统不应联结。

另外，石化企业的安全共地还要注意一些容易混淆的地方，例如：

- 1) 已经在金属构架上接地的电气设备还应该接地。
- 2) 爆炸危险2区内除照明外的设备应采用专用接地线，这里专用接地线在一些规范中已经明确不是跨接线。

例如：在爆炸危险区域钢结构框架二层设备的接地，很多人以为这个钢结构是“接地极”，无需另外接引接地线，事实是该钢结构的属性应该是“应该被接地的部分”，通过“应该被接地的部分”进行的跨接接地由于干扰电位的存在其实已经不安全了。

再者，也不排除因设备厂家要求而不能联结的情况，主要依据相关规范和仪表厂家的规定来做，目的就是确保仪表设备工作正常。我们通常所说的接地电阻，也是以仪表接地电阻限值为基准的。

对不能联结的接地，需要考虑抗干扰的距离，或者隔离，或者在多点接地的情况下，考虑大地杂散电流约20米的影响。即：以接地极为中心，杂散电流干扰半径约为20米，源自本文第三节欧姆定律推断，杂散电流经梯度削减后，20米处干扰电位为“零”。

5 结束语

由于石化企业与其他不同企业的生产环境的差异，对仪表接地的理解和应用也存在差异，甚至两个专业之间也存在不同的理解。这些差异对仪表供电的可靠性甚至某些涉爆企业的仪表供电安全都有重大的影响，必须引起重视。因此，笔者从等电位联结机理对干扰防护的国际标准和相关国家标准出发，通过“降低干扰电位”的概念，深入理解等电位联结、连接和接地的差异以及其对“安全共地的影响”，为上述场所的合理“安全共地”抗干扰提供一些有益的借鉴和参考。

目前，电气和仪表关于接地确实在规范和规程上有差异，比如等电位连接或者跨接。但是如果两个专业能站在“干扰”清除的角度考虑问题，在细节上会形成统一的想法的，对今后规程的科学编制有很好的借鉴意义。■

作者单位：中国石油工程建设公司北京设计分公司
(责任编辑 王波)

减氧空气驱可用于对低渗透等特殊条件油藏,实施规模补充能量及吞吐、驱替等方式开发,但是在注减氧空气开发过程中存在一定的爆炸风险。准确掌握和预测可燃气体的爆炸极限,对于减氧空气驱技术的安全生产有着重要意义。

减氧空气驱可燃气体爆炸理论综述

■ 程颖哲



出于青海油田注气区块开发实际需求,气驱采油技术可用于对低渗透等特殊条件油藏实施规模补充能量及吞吐、驱替等方式开发,应用前景广阔。目前,国内注气区块开发存在爆炸的潜在风险,本质上是注入气体中氧含量爆炸界限仍未确定,给该技术的推广应用造成了巨大的风险隐患,因此亟需明确其爆炸机理、界限,为以后方案设计和地面安全防控提供理论支持。

1 可燃气体爆炸极限

1.1 可燃气体爆炸机理

爆炸是物质从一种状态,经过物理变化或化学变化,突然变成另一种状态,并放出巨大的能量,而产生的光和热或机械功。当物质从一种状态“突变”到另一种状态时,它的物理状态或化学成分发生急剧的转变,使其本身所具有的能量(位能)以急剧的速度释放出来,使周边的物体遭到冲击和破坏。

可燃气体与空气的混合物爆炸,是可燃气体在可燃空气中迅速燃烧,引起压力急剧升高的过程。气体爆炸可以在设备、管道、建筑物内等密闭空间发生,亦可在户外敞开的场地发生。当可燃气体泄漏到大气中后,如果遇到火源则被点燃起火,如果泄漏时没有立即遇到火源则可能会发生气体爆炸。一般来说,泄漏

的时间越长,形成可燃混合物的规模越大,爆炸范围越大。

要使气体爆炸必须有三个基本条件:有合适浓度的燃料气体;有合适浓度的氧气;有足够能量的点火源。所谓“合适浓度”是指可以发生爆炸的浓度。每种燃料气体在氧气或在空气中都有一个可以发生爆炸的浓度范围。超出这个范围,即使用很强的点火源也不能激发爆炸。这个浓度范围叫做爆炸极限。

1.2 可燃气体爆炸极限理论

可燃性气体混合物并不是在任何混合比下都能燃烧或爆炸的,而且混合物的混合比例不同,燃烧的速度不同,相应的火焰传播速度也不同。由实验可知,当气体混合物中可燃物的含量接近化学当量浓度时(理论上完全燃烧该物质的含量)燃烧速度最快、最剧烈。若含量减少或增加,火焰传播速度均下降;当浓度高于或低于某一极值时,火焰不再蔓延。所以可燃气体与空气(或氧)组成的混合物在点火后可以使火焰传播的最低浓度,称为该气体的爆炸下限;同理,能使火焰传播的最高浓度称为该气体的爆炸上限。当浓度在下限以下时,体系内含有过量的空气,由于空气的冷却作用,阻止了火焰的传播,此时活化中心的销毁数大于产生数。同样,当浓度在上限以上时,含有过量的可燃性物质,空气(氧)不足,火焰也不能传播,但此时若补充空气,是有火灾或爆炸危险的。故对上限以上的可燃气体(蒸气)—空气混合气也不能认为是安全的。

可燃性气体的爆炸极限可按标准(GB/T 12474—2008)规定的方法测定。爆炸极限一般用可燃性气体在混合物中的体积分数($\varphi\%$)来表示,有时也用单位体积中可燃物含量来表示(g/m^3 或 mg/L)。

1.3 爆炸极限的影响因素

爆炸极限受多种影响而变化,但如掌握了外界条件变化对爆炸极限的影响规律,那么在一定条件下测得的爆炸极限就有了普遍的参考价值,其主要的影响因素介绍如下。

1) 原始温度

爆炸性气体混合物的原始温度越高,则爆炸极限范围越

宽,即下限降低而上限升高。因为系统温度升高,其分子内能增加,这时活性分子也就相应增加,使原来不燃不爆的混合物变为可燃可爆,所以温度升高使爆炸的危险性增加。

2) 原始压力

在增加压力的情况下,爆炸极限的变化不大。一般压力增加,爆炸极限范围扩大,并且压力升高对上限提高的影响较为显著。这是因为系统压力增加,物质分子间距缩小,碰撞几率增加,使燃烧的最初反应和反应的进行更为容易。压力降低,气体分子间距拉大,爆炸极限范围会变小。待压力降到某一数值时,其上限即与下限重合,出现一个临界值;若压力再下降,体系变为不燃不爆。

3) 容器

容器的大小对爆炸极限也有影响。实验证明,容器直径越小,爆炸范围越窄。这可从传热和器壁效应得到解释。从传热来说,随容器或管道直径的减小,单位体积的气体就有更多的热量消耗在管壁上。有文献报道,当散出热量等于火焰放出能量的23%时,火焰即会熄灭,所以热损失的增加必然降低火焰的传播速度并影响爆炸极限。

器壁效应,可用连锁反应理论说明。燃烧所以能持续下去,其条件是新生的自由基数量必须等于或大于消失的自由基数。可是随着管径的缩小,自由基与反应分子间的碰撞几率也不断减少,而自由基与器壁碰撞的概率反而不断增大,在器壁间距小到某一数值时,这种器壁效应就会使火焰无法继续。

4) 惰性介质

若混合物中加入惰性气体,则爆炸极限范围缩小,惰性气体的 ϕ 提高到某值时,可使混合物不燃不爆。图1表明了加入惰性气体(N_2 、 CO_2 、Ar、He、 CCl_4 、水蒸气)对甲烷混合气爆炸极限的影响。由图1可见,随惰性气体的增加对上限的影响比对下限的影响更显著。

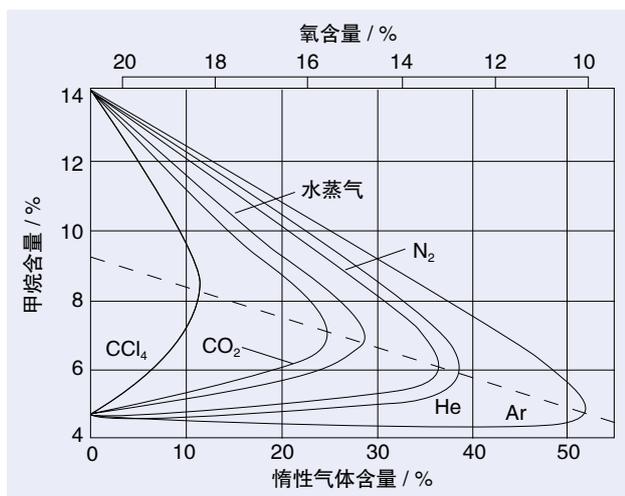


图1 各种惰性气体浓度对甲烷爆炸极限的影响

5) 点火能源

点火源,如火花的能量、热表面的面积、火源与混合物的接触时间等,对爆炸极限均有影响。例如,甲烷当电压为100V,电流强度为2A时其爆炸界限为5.9%~13.6%,而当电流强度为3A时,爆炸界限为5.85%~14.8%。一般情况下,点火源能量越大、持续时间越长,则爆炸极限范围越宽。各种爆炸性混合物都有一个最低引爆能量,一般在接近于理论混合比例时出现。

除了上述因素外,光的作用对爆炸极限也有影响。

6) 火焰的传播方向(点火位置)

当在爆炸极限测试管中进行爆炸极限测定时,可发现在垂直的测试管中于下部点火,火焰由下向上传播时,爆炸下限值最小,上限值最大;当于上部点火时,火焰向下传播,爆炸下限值最大,上限值最小;在水平管中测试时,爆炸上下限值介于前两者之间。

7) 含氧量

空气中的 $\phi(O_2)$ 为21%,当混合气中 $\phi(O_2)$ 增加时,爆炸极限范围变宽。由于当处于空气中爆炸的下限时,其组分中的 $\phi(O_2)$ 已经很高,故增加 $\phi(O_2)$ 对爆炸下限的影响不大;而增加 $\phi(O_2)$ 使上限显著增加,是由于氧取代了空气中的氮,使反应更容易进行。典型可燃气体在氧气中的爆炸极限见表1。

表1 典型可燃气体在空气和氧气中的爆炸极限

物质名称	空气中		氧气中	
	UFL/%	LFL/%	UFL/%	LFL/%
甲烷	15	5	61	5.1
乙烷	15.5	3.0	66	3.0
丙烷	9.5	2.2	55	2.3
正丁烷	8.5	1.8	49	1.8
异丁烷	8.4	1.8	48	1.8
丁烯	9.6	2.0		3.0
1-丁烯	9.3	1.6	58	1.8
2-丁烯	9.7	1.7	55	1.7
一氧化碳	74	12.5	94	15.5

2 爆炸极限的理论计算方法

2.1 利用含碳原子数计算爆炸极限

脂肪碳氢化合物爆炸极限的计算,也可以根据脂肪族碳氢化合物含碳原子数(n)与其爆炸上限 C_U 和爆炸下限 C_L 的关系求得。

$$\frac{1}{C_L} = 0.1347 \times n + 0.04343 \quad (2-1)$$

$$\frac{1}{C_U} = 0.1337 \times n + 0.15151 \quad (2-2)$$

2.2 利用经验公式计算爆炸极限

爆炸极限也可以用经验公式计算,但计算数据与实测数据可能有出入,但也可供参考。

计算爆炸下限的公式

$$C_L = \frac{100}{4.76(N-1)+1} \quad (2-3)$$

计算爆炸上限公式

$$C_U = \frac{4 \times 100}{4.76N+4} \quad (2-4)$$

式中, N 为每摩尔爆炸性气体完全燃烧所需氧原子数。

2.3 利用理查特里公式计算混合爆炸极限

多组分可燃气体与空气组成的爆炸性混合物的爆炸极限可以根据理查特里公式计算,当已知各组分的爆炸极限时,有

$$C_m = \frac{100}{\frac{V_1}{C_1} + \frac{V_2}{C_2} + \frac{V_3}{C_3} + \dots} \quad (2-5)$$

式中, C_m 为多组分可燃气体混合物的爆炸极限,%; V_1, V_2, \dots, V_n 为各组分在氧气或空气中的爆炸极限,%。

当可燃性气体混合物中含有惰性气体时可用经验公式得到起爆炸极限,即

$$C'_m = C_m \frac{\left(1 + \frac{B}{1-B}\right) \times 100}{100 + C_m \frac{B}{1-B}} \quad (2-6)$$

式中, C'_m 为混合气体中可燃部分的爆炸下限,%; C_m 为含有惰性气体的可燃混合气体的爆炸下限,%; B 惰性气体所占的体积分数,%。

2.4 利用莱夏特定律计算混合爆炸极限

对于两种以上可燃气体混合体系,已知每种可燃气体的爆炸极限和所占空间体积分数,可根据莱夏特定律算出混合体系的爆炸极限。

$$C_m = \frac{V_1 + V_2 + V_3 + \dots}{\frac{V_1}{C_1} + \frac{V_2}{C_2} + \frac{V_3}{C_3} + \dots} \quad (2-7)$$

式中, C_m 为多组分可燃气体混合物的爆炸极限,%; V_1, V_2, \dots, V_n 为各组分在混合气体中的体积百分数,%; C_1, C_2, \dots, C_n 为各组分在氧气或空气中的爆炸极限,%。

2.5 高温条件下原油伴生气爆炸极限的理论计算

爆炸性气体混合物的原始温度越高,则爆炸极限范围越大,即爆炸下限降低而爆炸上限增高。因为系统温度升高,其分子内能增加,使更多的气体分子处于激发态,原来不燃的混合气体成为可燃、可爆系统,所以温度升高使爆炸危险性增

大。若初始温度为25°C时的下限为 C_L' ,上限为 C_U' ,则 t 时的下限 C_{LT}' 与上限 C_{UT}' 分别为

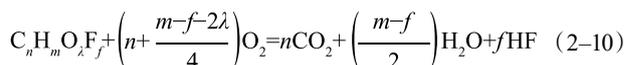
$$C_{UT}' = C_U' \left[1 + \frac{721(t-25)}{10^6} \right] \quad (2-8)$$

$$C_{LT}' = C_L' \left[1 - \frac{721(t-25)}{10^6} \right] \quad (2-9)$$

2.6 临界氧含量的理论计算方法

含氧量安全限值是指在密闭装置内形成爆炸性气氛的混合气体的氧的安全含氧量,主要有两种情况,一是指在以氮气、二氧化碳等惰性气体置换装在贮罐或管道中的可燃性气体,在装置内形成不具备爆炸性的混合气体所需要的氧浓度的最大值,或者是刚好在爆炸范围边缘发生爆炸的混合气体所需要的氧浓度的临界值。二是指当给以足够的点火能量并添加部分惰性气体使某一固定浓度的可燃性气体刚好发生燃烧或爆炸所需要的氧浓度的最小值。为区别起见,这里把前者称为临界氧浓度或最高容许氧浓度即含氧量安全限值,而把后者称为最小氧浓度。

可燃性气体与氧气发生完全燃烧时,完全反应时的可燃性气体组分浓度可由化学反应式求出。



式中, n, m, λ, f 分别表示碳、氢、氧和卤元素的原子数。理论上,与1mol空气完全燃烧的可燃气体的浓度为

$$C_{st} = \frac{100}{1 + 4.733 \left(n + \frac{m-f-2\lambda}{4} \right)} (V\%) \quad (2-11)$$

式中,4.733是空气中氧的摩尔数0.2095的倒数。

与1mol氧气完全燃烧的可燃气体的浓度则可简化为

$$C_{st} = \frac{100}{1 + \left(n + \frac{m-f-2\lambda}{4} \right)} (V\%) \quad (2-12)$$

在可燃性气体浓度为 C_{st} 至爆炸下限 L 之间时,此时反应为完全燃烧的化学反应,若此时浓度为 L 时,理论最小氧浓度为

$$\varphi(O_2) = L \left(n + \frac{m-f-2\lambda}{4} \right) \quad (2-13)$$

3 可燃气体爆炸极限的理论计算

表2给出了常见可燃气体组分常温常压条件下在空气中的爆炸极限。

表2 可燃组分在空气中的爆炸极限（常温常压下）

物质名称	上限 /%	下限 /%
甲烷	15	5
乙烷	15.5	3.0
丙烷	9.5	2.2
正丁烷	8.5	1.8
异丁烷	8.4	1.8

表3 气体组分表

井口名称	甲烷	乙烷	丙烷
12H10-11等	56.73	25.36	17.91
跃14-5等	83.22	10.89	5.89

利用高温条件下原油伴生气爆炸极限的理论计算公式（2-8）和（2-9）可以得到这些气体在不同温度条件下的爆炸极限。

对于不同压力条件下的爆炸极限，目前没有具体的理论公式来进行定量计算。但是，根据已有的理论分析，随着压力的升高，可燃气体的爆炸极限范围扩大，压力对可燃气体爆炸极限下限的影响比较小，可燃气体爆炸极限上限随着压力的升高而升高。因此，只能依靠后面的实验研究来确定不同压力条件下可燃气体的爆炸极限。

表3给出了两个实测样品气体的组分。首先根据理查特里公式分别计算出其爆炸极限，然后根据式（2-13）分别求出其临界氧含量。

利用理查特里公式计算两个样品的爆炸极限。将各组分的爆炸极限代入式（2-5）得到实测混合气在空气中的爆炸极限为：

切12H10-11等：

$$C_{L1} = \frac{100}{\frac{56.73}{5.0} + \frac{25.36}{3.0} + \frac{17.91}{2.2}} = 3.58$$

$$C_{U1} = \frac{100}{\frac{56.73}{15.0} + \frac{25.36}{15.5} + \frac{17.91}{9.5}} = 13.70$$

跃14-5等：

$$C_{L2} = \frac{100}{\frac{83.22}{5.0} + \frac{10.89}{3.0} + \frac{5.89}{2.2}} = 4.36$$

$$C_{U2} = \frac{100}{\frac{83.22}{15.0} + \frac{10.89}{15.5} + \frac{5.89}{9.5}} = 14.56$$

临界氧含量计算—化学计量法

通过化学计量法计算两个样品的临界氧含量，由阿马格体积定律可知，在多元混合气体中各气体的体积分数等于其摩尔分数，因此可以将混合气体近似看成含C、H、O的单一气体，分子简式记为 $C_nH_mO_x$ ，则有

切12H10-11等：

$$n = (56.73 + 2 \times 25.36 + 3 \times 17.91) / 100 = 1.61$$

$$m = (56.73 \times 4 + 6 \times 25.36 + 8 \times 17.91) / 100 = 5.22$$

$$\lambda = 0$$

跃14-5等：

$$n = (83.22 + 2 \times 10.89 + 3 \times 5.89) / 100 = 1.23$$

$$m = (83.22 \times 4 + 6 \times 10.89 + 8 \times 5.89) / 100 = 4.45$$

$$\lambda = 0$$

再将爆炸下限理论值代入式（2-1-13）可以估算安全含氧量，即切12H10-11等：

$$\varphi(O_2)_1' = C_{L1} \left(n + \frac{m-f-2\lambda}{4} \right) = 3.58 \times \left(1.61 + \frac{5.22}{4} \right) = 10.44$$

跃14-5等：

$$\varphi(O_2)_2' = C_{L2} \left(n + \frac{m-f-2\lambda}{4} \right) = 4.36 \times \left(1.23 + \frac{4.45}{4} \right) = 10.21$$

4 结论

减氧空气驱过程中存在一定的爆炸风险，如注气井井筒内油气的回流、空气压缩机内积炭的自燃、生产井井筒内氧气的突破、生产管线油气的泄露。

准确掌握和控制可燃气体的爆炸极限、安全临界氧含量，对于空气驱技术的消防预警和安全生产有着重要意义。为防止爆炸，确保减氧空气驱技术安全可控，注入系统的极限氧含量应控制在10%以内，采出系统中采出气中氧含量应控制在3%以下，避免氧气浓度超过临界氧含量后发生爆炸。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司青海分公司
（责任编辑 王波）

井场直流母线群控供电是一种新思路、新技术,可实现多台抽油机倒发电的互馈共享和循环利用,在节能的同时提高电机运行效率。

井场直流母线群控供电系统分析

■ 夏子路

在我国,油气开采普遍采用游梁式抽油机进行油气开采。由于抽油机属于位能性负载,在一个冲程周期运动过程中,上冲程和下冲程的负载不平衡,并且差异较大,运行效率较低,造成能源极大浪费。

1 常规供电方式

前些年井场供电方式通常为直接供电方式,10⁶kV供电网经过变压器降压后供给单井,一般是一座井场配备一台变压器,由于交流电机的启动冲击大,启动电流为额定电流的5-7倍,变压器的容量需留有较大余量,造成运行时功率因数很低,无功损耗很大。

随着电力系统行业的技术发展,目前井场普遍采用变频器控制,每台抽油机配置一台变频控制柜,该技术让电机在不同的频率下运行,始终保持在一个最佳状态,有效地减少空耗,提高了电力系统功率因数和运行效率,延长了电气设备的使用寿命,达到了降本增效的目的。

2 直流母线群控技术

井场直流母线群控供电是一种新思路、新技术、新应用,目前煤层气类型项目中有三座井场投入使用,下面从技术原理、技术特点等理论方面详细介绍及方案论证。

2.1 技术原理

直流母线群控技术是根据抽油机工作特点和井网分布情况,将同一采油区块的多口油井视为一个整体,多口油井共用一台变压器、一台整流器,将380V三相交流通过整流柜将三相交流电源变成540V两相直流电源,多个逆变终端单元的输入端通过共直流母线并联连接在该整流滤波装置的输出端,多个输出端分别连接多个抽油机,逆变模块将直流电能转换为交流电能,实现电机直流母线群控供电。

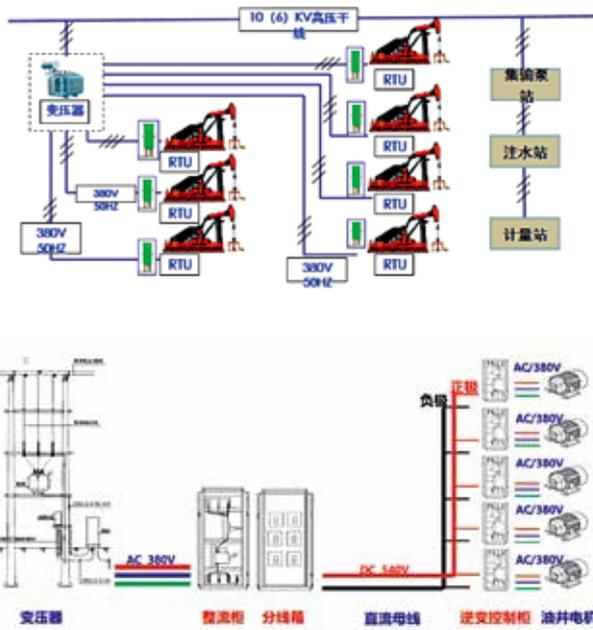


图1 井场直流供电系统图

2.2 技术特点

共直流母线群控供电技术主要有以下技术特点:

(1) 利用集控内的多口油井冲程冲次各不相同,工作时快慢不一交错运行的特点,加上独特的直流供电方式及逆变器,单井容量冗余被充分融合减压,大幅度降低了变压器容量和变压器台数,降容可达60%以上。

(2) 抽油机专用逆变调控模块具有跟踪负载自动调压的功能(需要多大功率输出多大功率)同时具有调频调速、软启软停及综合保护功能。0-50Hz频率可调,可轻松实现油井生产的无级调速;柔性启停可减小机泵运行伤害,避免启动电流对供用电系统的冲击,也大幅度的减少了启动功率。

(3)电机在变频控制过程中,电机从四象限特性曲线中第一象限运动到第二象限,使得电机处于发电制动运行状态。各抽油机变频控制终端一方面共享直流母线来汲取电能,另一方面,当各抽油机分时进入倒发电时,使反馈到直流侧的能量为同一母线上的其他设备所共享,可实现多台抽油机的倒发电的互馈共享和循环利用。

2.3 供电方式对比

下面根据煤层气项目中已建3座井场群控供电方案与常规交流变频柜供电方案,从前期投资以及线路损耗、变压器损耗、基准容量等理论方面进行对比分析。

3座丛井井口配置数量分别为5、5、6口井,抽油机均采用380V 11kW电机。

交流供电方案:在3座井场各建一台10/0.4kV 50kVA变压器、新建10kV交流架空线路1.2km,每座井场设置配电箱1台,共计3台,每口井设置变频控制柜1台,共计16台。

直流母线群控供电方案:3座井场共用一台10/0.4kV 80kVA变压器、新建0.54kV直流架空线路1.2km,配置整流装置1套、逆变装置16套、直流分接箱3台。

表1 交流供电投资估算表

序号	名称	单位	数量	单价(万元)	金额(万元)
1	50kVA杆变及配电装置	台	3	5	1
2	10kV交流架空线路	km	12	25	30
3	变频控制柜11kW	台	16	2.2	30.4
4	配电箱	台	3	0.55	1.65
合计					77.05

表2 直流母线群控供电投资估算表

序号	名称	单位	数量	单价(万元)	金额(万元)
1	80kVA杆变及配电装置	台	1	5.8	1
2	0.54kV直流架空线路	km	12	24.5	29.4
3	整流装置	台	1	3	3
4	逆变装置	台	16	1.9	30.4
5	直流分接箱	台	3	0.75	2.25
合计					70.85

2.3.1 投资对比

根据2种方案投资对比:直流母线群控供电系统相比交流供电系统节省投资约为6.2万元。

2.3.2 线路损耗对比

根据计算公式:三相交流线路有功功率损耗 $P=3I^2R \times 10^{-3}$

直流线路有功功率损耗 $P=2I^2R \times 10^{-3}$

2座井场间线路长度按0.6km计算线路损耗(电阻 $R=0.423\Omega/\text{km}$)

(1)10kV交流供电线路全年损耗电量为: $2 \times 1.2 \times 10^4 \times 7700=2\text{kWh}$

(2)直流供电线路损耗电量为: $2 \times 0.055 \times 7700=847\text{kWh}$

通过以上公式计算得出:交流供电方案相比直流母线群控供电方案每年可节电量为: $847-2=845\text{kWh}$

2.3.3 变压器损耗对比

根据双绕组变压器年有功电能损耗计算: $\Delta W_T=\Delta P_0t+\Delta P_k(S_0/S_T)^2\tau$

(1)单台50kVA变压器功率损耗为:(空载损耗0.13kW,负载损耗0.91kW) $\Delta P_T=0.13 \times 8760+0.91 \times (6.9/50)^2 \times 7700=1272\text{kWh}$

(2)单台80kVA变压器功率损耗为:(空载损耗0.18kW,负载损耗1.31kW) $\Delta P_T=0.18 \times 8760+1.31 \times (19.6/80)^2 \times 7700=2065\text{kWh}$

通过以上公式计算得出:直流母线群控方案相比交流配电方案每年可节省电量为: $1272 \times 3-2065=1751\text{kWh}$

2.3.4 变压器基准容量对比

根据上面供电方案交流供电变压器容量为3台50kVA,母线群控供电方案变压器容量为1台80kVA,每年节约变压器基准容量: $(50 \times 3-80) \times 12=840\text{kVA}$

3 结论

通过上述论证分析,直流母线群控控制技术采用整流-逆变的方式,不仅可以节省投资,还可以实现变压器减容,抑制谐波、提高功率因数,实现抽油机倒发电能量的互馈共享和循环利用、通过逆变终端控制器的运行情况实时监视、控制等诸多优点。

但是该项技术在电力行业运用程度较小,也存在输电线路损耗高,逆变器三相输出没有中性点,井场电伴热、RTU等单相设备易造成三相不平衡,整流柜出线故障时其供电的所有丛井均会停止生产等一些缺点。

因此,该项技术该方案适用在井群相对集中、未使用变频器控制柜或电源直接引自地方电网且基准容量费较高的供电系统中。应根据电力系统及油井实际分布,因地制宜、合理考虑供电系统实施方案,才能达到区域内节能降耗最大化。■

作者单位:中国石油工程建设有限公司华北分公司
(责任编辑 王波)

熔结环氧粉末(FBE)内涂管是管道内涂技术的一种,其具有良好的抗腐蚀性能,成为油田地面管道腐蚀控制的重要措施之一。选用一种耐温型FBE内涂层作为实验对象,研究了不同温度条件下FBE内涂层性能的变化规律及机理。

高硫高盐工况下温度对FBE内涂管性能的影响

■ 樊兴华 于勇 张红 谷丰 胡嘉惠 刘艺盈

1 前言

上世纪五十年代,管道内涂层作为提高金属基体耐蚀能力的一种重要手段,被第一次应用于含硫原油管道和含硫天然气管道。在众多的涂层体系中,熔结环氧粉末(FBE)涂层具有良好的抗冲击性能和抗弯曲性能、结合强度高、具有良好的耐酸/碱/盐/油/水等特点,并且能够降低管道内表面粗糙度,减少摩擦阻力,节省项目投资,FBE内涂管已成功应用于井下用管、油/气/水混相单井/集输管线、输油/输气管线、输水/注水管线、站内工艺管线。目前,国内外相继制定了相关的标准体系,如:SY/T 0442—2018《钢质管道熔结环氧粉末内防腐层技术标准》、沙特阿美石油公司标准09-SAMSS-091—2018《工厂用熔结环氧粉末内防腐层评定要求》、壳牌石油公司标准DEP 31.40.30.39-Gen—2017《注水管线用熔结环氧粉末内防腐层》等。

对于FBE聚合物涂层而言,温度是影响其服役性能的关键参数之一。近年来随着油气开采的不断深入,管线内部介质温度不断升高,部分油田单井管线操作温度超过110℃,对于传统的油气管道用FBE涂层系统,其玻璃化转变温度(T_g)通常低于110℃以内,最高操作温度控制在95℃以下,当使用温度高于 T_g 时,氧气、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 S^{2-} 等向涂层内部渗透的速率会明显增加,加速涂层失效。对此,为提高FBE内涂层的适用温度,国内外相关厂家逐步开发出具有较高使用温度范围的高温型FBE涂层,如3M公司开发的Scotchkote6258/6258 XLG系列涂层、Axalta(艾仕得)公司开发的Nap-Gard 7-2555涂层、Valspar(威士伯)公司开发的PFG80308涂层等,上述新型耐高温FBE涂层的最高使用温度可达120~160℃左右。

氯离子作为影响FBE涂层使用的另一个关键参数,在长期服役过程中,一方面,氯离子通过渗透进入涂层内部,导致

基体腐蚀;另一方面,高氯离子含量会提高溶液体系的渗透压,当溶液渗透压高于涂层内部微小缺陷处发生鼓泡所需的最小临界渗透压时,涂层缺陷处将可能会发生鼓泡,从而加速涂层失效。因此,本文以中东某油田高温(110℃)高 Cl^- (170 150mg/L)且含 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 典型油田工况为目标使用工况,选取国内某生产商制造的耐温型FBE内涂层作为试验对象,通过采用高温高压腐蚀模拟实验,结合微观形貌/组分表征、电化学交流阻抗谱测试以及涂层附着力性能测试,研究了在高温高含 $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{S-Cl}^-$ (简称“四高”)油田工况下FBE内涂层的腐蚀损伤行为,获取了在超高 Cl^- 含量条件下,不同温度对FBE内涂层抗腐蚀性能的影响规律,并初步探讨了其腐蚀机理,为该类耐温型FBE内涂层的应用提供了理论基础和数据支撑。

2 实验方法

2.1 实验材料

实验对象为国内某厂商制造的耐温型FBE内涂管,基材为API 5L-PSL2 X60管线钢材质,基材表面喷砂要求Sa3.0,涂层体系采用酚醛树脂底漆+热熔环氧粉末,底漆厚度要求15~25 μm ,总厚度要求375~625 μm ,涂层体系实测厚度约为400 μm 。

2.2 腐蚀模拟试验

高温高压腐蚀模拟试验用试样采用线切割的方式从FBE内涂管上切取,试样四周及外表面用环氧树脂封装,试样尺寸长80mm,宽60mm,原始管道壁厚。参照NACE TM0169—2021/ASTM G31—21相关测试标准,采用高温高压 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 哈氏合金反应釜(如图1),结合增压泵和高精密溶解氧控制装置,对FBE内涂管试样进行模拟工况条件下的腐蚀模拟试验。试验条件如下表所示,所有测试均在动态条件下进行,模拟转速3m/s。

表1 高温高压腐蚀模拟试验参数

No.	温度 / $^{\circ}\text{C}$	压力 /MPa	CO_2 含量 /%mol	H_2S 含量 /%mol	Cl^- /mg/L
1	110	4	10	1.5	170 150
2	130	4	10	1.5	170 150
3	150	4	10	1.5	170 150

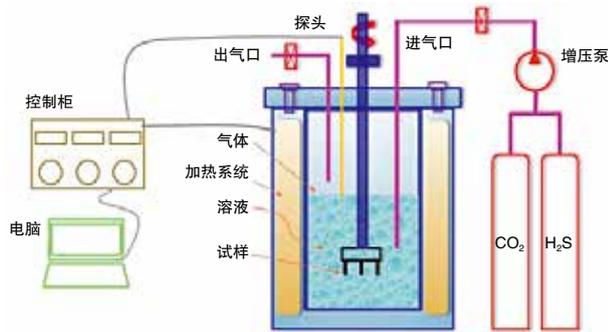


图1 高温高压 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 腐蚀模拟试验装置示意图

2.3 微观形貌/组分分析及涂层附着力性能测试

腐蚀模拟试验完成取出试样,对试样进行去离子水冲洗-丙酮脱水-冷风吹干。采用扫描电镜结合能谱仪进行微观腐蚀形貌和成分分析。参考ISO 4624—2016相关标准,对涂层试样分别拉开法涂层附着力性能测试。

2.4 高温高压电化学测试

电化学测试采用传统的三电极体系,辅助电极为铂电极,参比电极为美国Corr公司制造的高温高压 Ag/AgCl 参比电极,工作电极为FBE涂层试样。测试条件如表1所示,所有测试均在高温高压电化学反应釜内完成,相关设备信息参见文献。测试内容包括开路电位、交流阻抗和动电位极化曲线。开路电位测试稳定时间至少1h,交流阻抗测量频率范围为100kHz至低频10mHz,振幅为 $\pm 10\text{mV}$ 。动电位极化曲线测试电位范围为 $-350\sim 350\text{mV vs. } E_{\text{corr}}$ (自腐蚀电位),扫描速度为 0.166mV/s 。

3 结果与讨论

3.1 宏/微观腐蚀形貌及腐蚀产物分析

在高温高含 $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{S-Cl}^-$ 模拟油田工况条件下浸泡30天后,宏观形貌如图2所示,不同温度条件下FBE内涂层试样表面整体保持较为完好,未发生鼓泡、开裂、脱落等破损,颜色略微变浅呈灰绿色。微观形貌如图3所示,随着温度的升高,试样表面开始出现微小裂纹、孔洞等损伤,尤其在 150°C ,试样表面涂层有较多破损区域分布,且尺寸相比 130°C 更大。图4a给出了 150°C 时试样表面典型破损区域的局部放大形貌,可以看出,破损区域呈开裂放射状,且呈现出一定的脱落趋势,对涂层的性能不利,当这种放射型的开裂破损逐渐扩展并相

连,极有可能诱发涂层出现较大面积的脱落和破损,导致涂层失效。从能谱测试结果(图4b)可以看出,该破损区有较多的Fe和S,这说明 H_2S 作为较小的分子形式,可能通过涂层的开裂缝隙渗透进入涂层/基体界面,从而导致基体发生腐蚀,生成 FeS_{1-x} 等腐蚀产物并分布于试样表面。

通过上述微观形貌和腐蚀产物的分析,证明了温度的升高会加速该FBE内涂层的失效,尤其在 150°C 条件下,该FBE涂层虽然肉眼观察无明显损伤,但通过微观形貌分析,

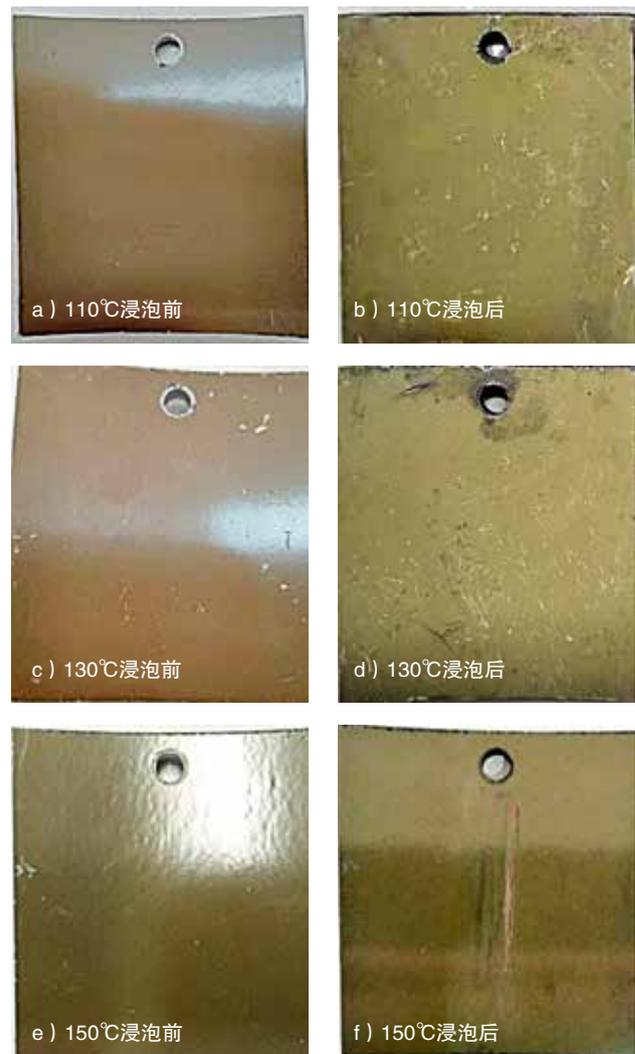


图2 FBE内涂层试样在不同温度条件下浸泡30天前后的宏观形貌变化

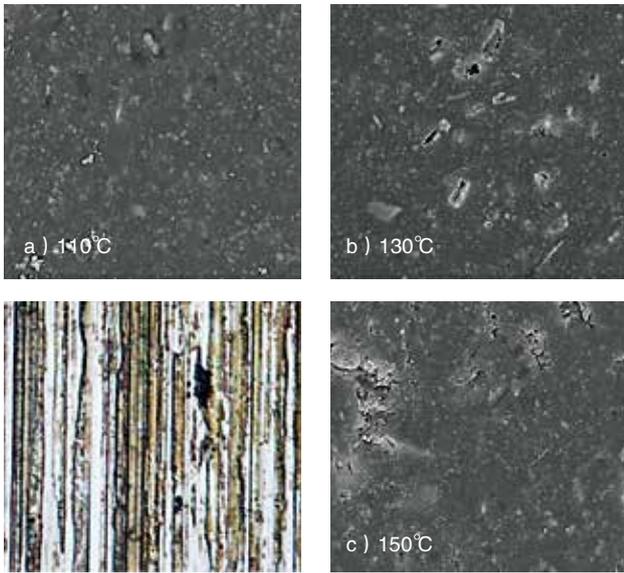


图3 FBE内涂层试样在不同温度环境中浸泡30天后的表面微观形貌

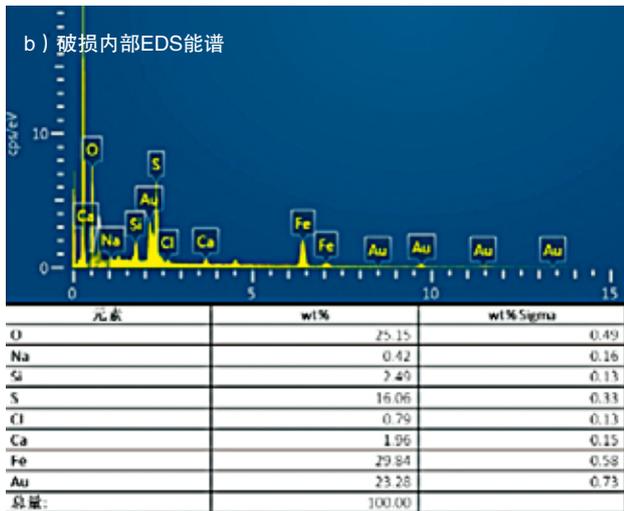
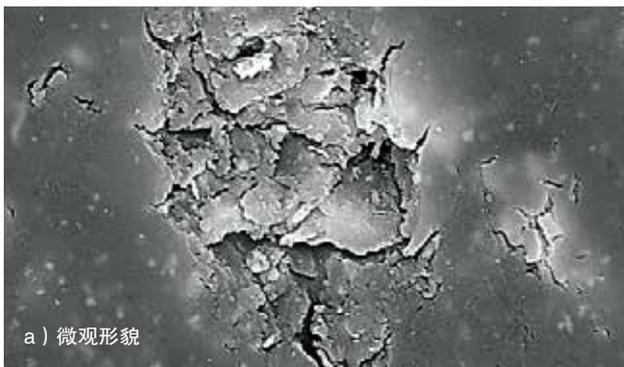


图4 FBE内涂层试样在150°C条件下表面局部破损

其表面已出现较为明显的损伤,且基体已发生H₂S的渗透性腐蚀。

3.2 涂层附着力测试分析

涂层附着力作为评价涂层性能的重要指标参数,具有较

高附着力的涂层可以更好的提升涂层对金属的保护作用。图5给出了该FBE内涂层在不同温度条件下浸泡30天后的附着力测试结果,可以看出,随着温度的升高,涂层附着力整体呈下降趋势。在150°C条件下,该涂层附着力约为10.19MPa,相比新涂层(21.75MPa)下降约53%,下降幅度最大,说明高温150°C条件下该FBE涂层性能损伤最为显著,这与前述涂层表面微观形貌的损伤变化相符。

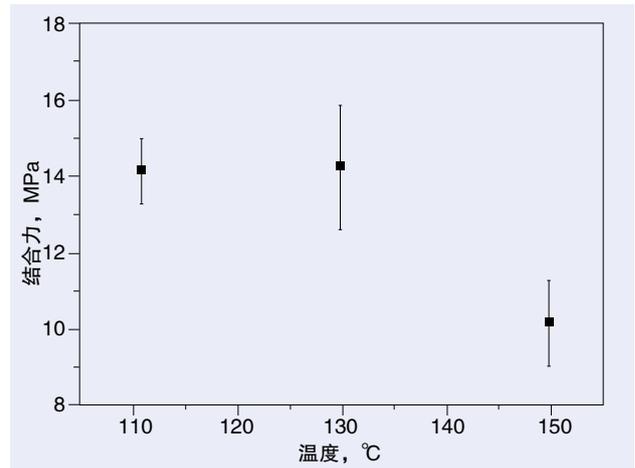


图5 FBE涂层在不同温度条件下浸泡30天后的附着力变化对比

3.3 交流阻抗谱测试分析

温度作为影响涂层服役性能的一个关键参数,对于传统的FBE内涂层,其玻璃化转变温度(T_g)通常在110°C以内,当使用温度高于T_g,涂层失效进程加速。对于本文所研究的这种耐温型FBE涂层,为了探讨其在较高温度范围内(110~150°C)服役性能的变化规律,本部分在不同温度(110°C、130°C、150°C)条件下,开展了该类FBE涂层的电化学性能测试。交流阻抗谱测试技术(EIS)作为研究涂层耐蚀性能的重要手段,图6给出了不同温度条件下该FBE涂层的阻抗谱测试结果,如图可以看出,在110~130°C范围内,试样

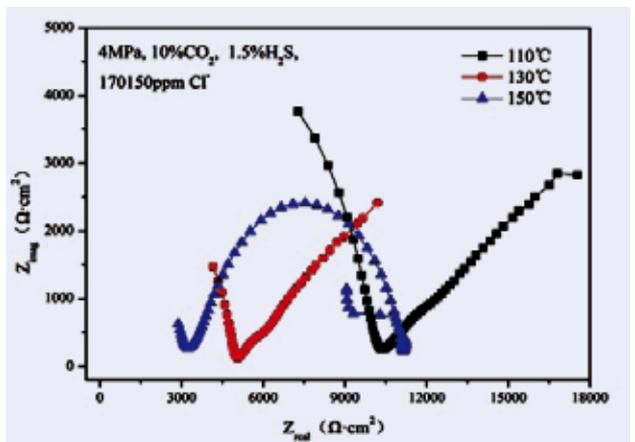


图6 FBE涂层试样在不同温度条件下的交流阻抗Nyquist图谱

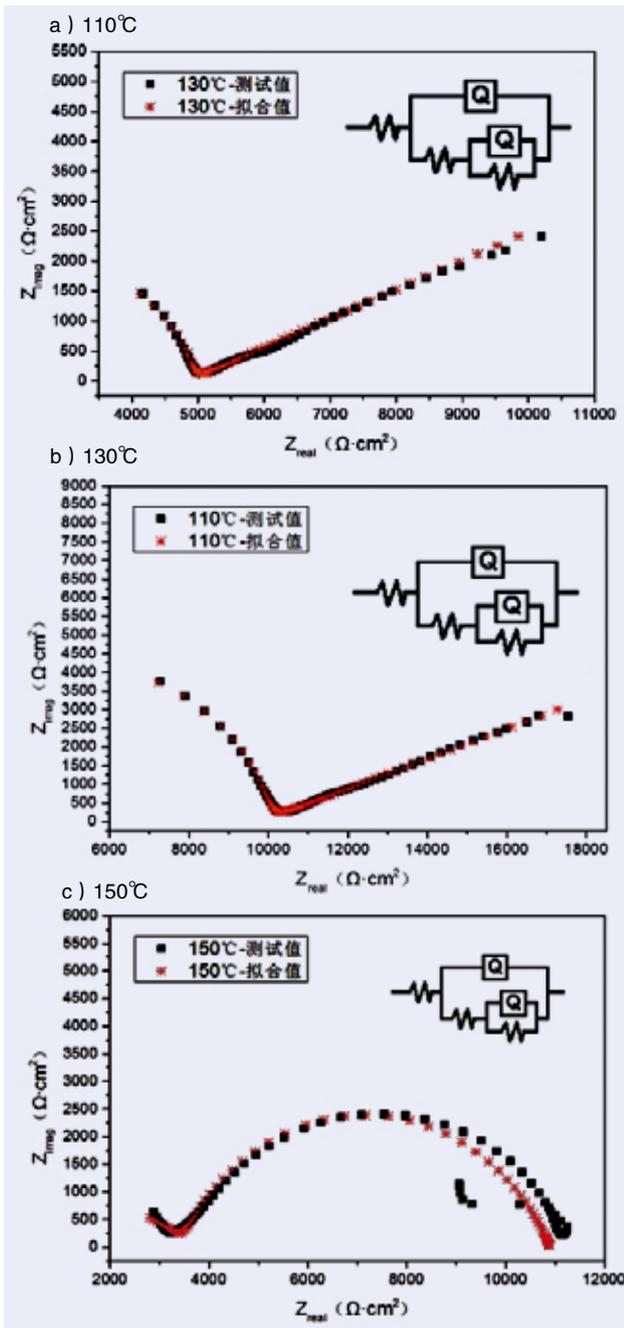


图7 FBE涂层试样在不同温度条件下的交流阻抗拟合效果图

Nyquist曲线高频区表现为一个不完整的圆弧,为高频容抗区,代表涂层电阻和涂层/溶液界面双电层,而中低频区表现为向右上方的直线,呈韦伯阻抗的趋势,说明此时涂层试样的腐蚀主要为扩散控制机理,涂层保护性较好。150°C时试样高频区与110~130°C类似,表现为不完整的容抗弧,但在中低频区试样无韦伯阻抗出现,而是典型的容抗弧特征,这说明在较高温度150°C条件下,试样腐蚀不再受扩散控制,而是电化学控制,涂层保护性下降。总体来看,随着温度的升高,试样阻抗Nyquist图谱左移,振幅下降,对应阻抗幅值降低,即温度的升高会降低涂层对外部腐蚀介质的阻挡效应,加速涂层的失效,

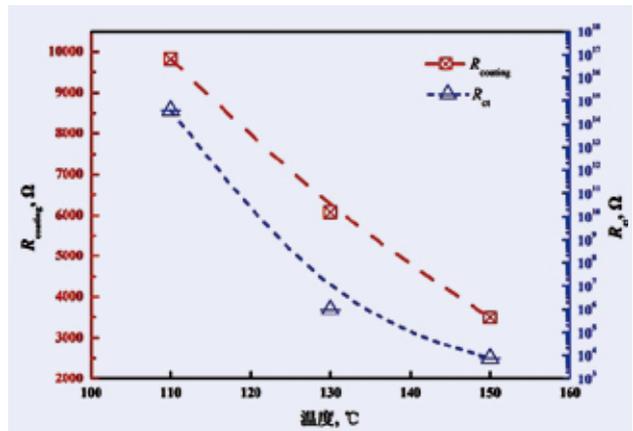


图8 涂层阻抗 $R_{coating}$ 以及界面转移电阻 R_{ct} 随温度的变化趋势

进一步解释了图3和图5中FBE内涂层在150°C条件下的微观损伤和附着力下降的现象。

为了进一步对涂层的保护性给予量化表征,对上述EIS测试结果,采用Zsimpwin阻抗测试拟合分析软件,对不同温度条件下的阻抗图谱进行拟合分析,拟合等效电路图以及拟合效果如图7所示,拟合数据与实测数据吻合度较高。对涂层的EIS拟合,拟合参数中涂层阻抗和截面转移电阻是表征涂层耐腐蚀性能的关键参数,如图8所示,随着温度的升高,涂层阻抗 $R_{coating}$ 不断下降,150°C时涂层阻抗约为3500Ω,相比110°C下降约64%,界面转移电阻 R_{ct} 也表现为类似的下降趋势,在150°C时 R_{ct} 约为7390Ω,相比110°C显著下降,这主要是由于在较低温度条件下涂层仍为扩散控制,界面转移电阻较高,而在150°C时,转变为电化学控制,界面转移电阻显著下降。综上,随着温度的升高,涂层阻抗 $R_{coating}$ 以及界面转移电阻 R_{ct} 均明显下降,涂层腐蚀进程加速,尤其在150°C条件下,该FBE涂层性能显著下降,说明其可能无法满足在高于150°C下的长期使用需求,在实际工程应用中应避免选择。

4 结论

1) 在150°C高含 $CO_2-H_2S-Cl^-$ 条件下,该FBE涂层表面出现较为明显的微小裂纹、孔洞等局部损伤,能谱测试结果表明基体可能已发生 H_2S 的渗透性腐蚀。

2) 随着温度的升高,涂层附着力整体呈下降趋势。其中,150°C条件下涂层附着力下降幅度最大,相比新涂层下降约53%,这与不同温度条件下涂层的微观损伤差异相符。

3) EIS测试结果表明,随着温度的升高,试样阻抗Nyquist图谱左移,振幅下降,对应阻抗幅值降低,涂层阻抗 $R_{coating}$ 以及界面转移电阻 R_{ct} 均明显下降,即温度的升高会降低涂层对外部腐蚀介质的阻挡效应,加速涂层的失效。■

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)

伴生气凝液分离一体化集成装置是油田地面系统技术创新的关键设备,能够有效解决油田原有气液分离器存在的不足。该装置的成功研制,提高了气液分离效率,满足了无人值守要求,不仅解决了伴生气凝液分离的关键问题,也符合油田数字化发展需求。

伴生气凝液分离一体化集成装置 研制及仿真研究

■ 杨建东 贾海海 张玉玺 演强

1 引言

超低渗透油田集输系统布站模式主要以“大井组—增压橇—联合站”的一级半布站和“大井组—增压点—接转站—联合站”二级布站,增压点(又称为增压机组)承担着油井产出物的集油、收球、加药、加热、增压、计量等功能,是必不可少的基础站场(图1)。

增压点主要采用加热炉加热,加热炉的燃料为井组来油分离出的伴生气。燃料气的主要流程:井组来油经密闭分离装置分离出伴生气,再经气液分离器二次精细分离后,供加热炉燃烧使用。

目前,油田部分增压点因伴生气含水量大,气液分离器分离效果无法达到要求,造成燃料气气质不稳定,影响冬季加热炉的安全平稳运行,主要问题如下:

- 1) 含凝液伴生气进入加热炉燃烧器,造成加热炉冒黑烟甚至熄火保护。
- 2) 凝液进入燃烧器前端电磁阀,冬季易造成电磁阀冻堵,燃烧器无法自动启停,带来安全隐患。
- 3) 设备内部下端加热盘管负荷不足,冬季为防止冻堵,需人工排出凝液,操作人员工作量大。

根据油田井场到联合站集气工艺技术要求,为保障增压点加热炉安全平稳运行,开展气液分离技术调研,借鉴先进经验,进一步优化油气分离工艺,研制新型高效伴生气凝液分离器。

2 伴生气凝液分离一体化集成装置的作用

伴生气凝液分离一体化集成装置为气液分离器的优化升级,此类设备是油田增压站、接转站中的主要设备之一,主要对伴生气中的所含的少量水分及凝析油进行进一步“气液分离”,以提高伴生气品质,满足下游加热炉燃烧使用要求。

3 伴生气凝液分离一体化集成装置的发展思路

针对伴生气凝液分离一体化集成装置在相关站场上的作用,从装置的研发实际出发,对其工艺要求进行系统分析,优化结构设计,研制出满足需求的伴生气凝液分离一体化集成装置,该装置满足以下要求:

- 1) 提高分离效率,杜绝因燃料气质原因引起的加热炉冒黑烟或熄火保护,降低燃烧器故障率。
- 2) 提高增压点伴生气凝液密闭回收率,消除燃烧器无法自动启停、人工处理凝液带来的安全风险。
- 3) 解决排液管线冬季冻堵问题,并实现伴生气凝液自动排液,满足站场无人值守要求。
- 4) 采用橇装集成化结构,减少占地面积、缩短建设周期。

4 伴生气凝液分离一体化集成装置的结构设计

通过对现场工况调研、分离器结构对比分析、分离元件结

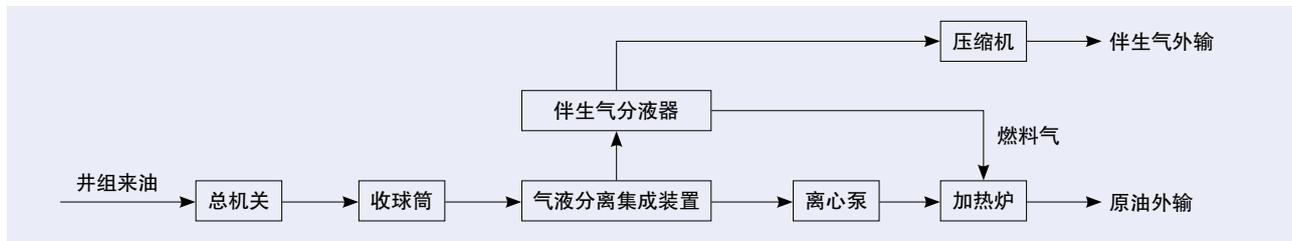


图1 典型站场工艺流程示意图

构研究、工艺流程优化、控制系统研究、装置结构设计等。

4.1 设计参数

伴生气凝液分离一体化集成装置应用站场的介质物性参数,见表1。

4.2 结构设计

物质的分离必须具有下述条件:1)混合物中多相流体不相容;2)多相流体密度存在差异。在以上必要条件下,分离器主要依靠流体的重力、离心效应,在不同机械部件的作用下,经过扩散、过滤、破乳、分子长大、凝结、沉降等过程,可以提高分离效率并简化操作(图2、图3)。

气液分离器分为立式和卧式,立式气液分离器适用于从高气液比混合物中分离液体,卧式气液分离器适用于从低气液比混合物中分离气体。综合油田主要区域伴生气物性特点,以及站场节省占地要求等,本次分离器采用立式结构。通过工艺计算,最终为了能在较宽的工况范围内平稳有效的运行,分离器设置以下功能区:

表1 介质物性参数

序号	参物性数	
1	气体处理量 (m ³ /d)	10000
2	液体处理量 (m ³ /d)	0.03
3	操作温度 (°C)	30
4	操作压力 (MPa)	0.58
5	流动气体密度 (kg/m ³)	0.73
6	气体摩尔质量 (kg/mol)	27.93 × 10 ⁻³
7	气体摩尔体积 (m ³ /mol)	116.4 × 10 ⁻³
8	流动液体密度 (kg/m ³)	920

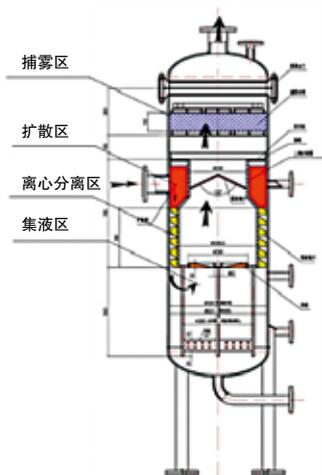


图2 装置结构图

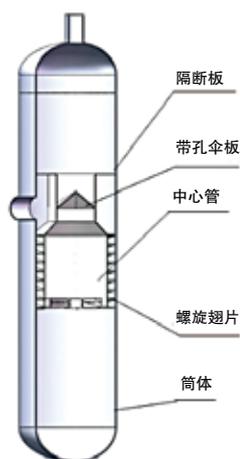


图3 装置内件三维图

1) 扩散区,作为初级分离区,该区域空间远大于进口直径,可以有效释放入口压力和动能,改变流体方向。该区的作用是液流及大液滴在该区域沉降,同时减少气体紊流和液滴夹带。

2) 离心分离区,设置有螺旋翅片,进一步延长流体运动路径,同时可以起到缓冲和液滴捕集器作用。在流体流速减慢后使流体靠重力沉降从气体中分离出来。

3) 集液区,该区域用于液体收集,应尽量减小气流对该区域的扰动。该区域应有足够的容积,以保证缓冲功能。

4) 捕雾区,分别采用涡盘叶片、和捕雾丝网。除去气体中的小液滴,直径小至10μm,液体夹带量宜低于0.013mL/m³。

气液分离器包括筒体,中心管、带孔伞板,中心管外壁上还设有螺旋翅片,混合气体从入口进入,首先在扩散室内扩散,随后沿着螺旋翅片形成的通道向下流动,在惯性和重力的双重作用下,液体将冲向螺旋翅片,在翅片壁面上吸附润湿,与后面吸附的液滴碰撞、凝聚。受重力影响,原油将向集液区沉降,实现气液的分离。气液分离器的螺旋翅片、涡盘结构、带孔伞板,可以有效的增加气体的流动时间,使得重力分离和惯性分离的效果更明显。

4.3 仿真效验

通过计算流体力学仿真软件Fluent中离散相模型,分析气液分离器的结构对分离效率的影响,进行优化改进。这将有利于油气分离元件的设计和最优运行结构参数的选取,为工程实际中的设计提供有效的依据。

4.3.1 速度流线和轨迹分析

在流场中每一点上都与速度矢量相切的曲线称为流线。流线是同一时刻不同流体质点所组成的曲线,它给出该时刻不同流体质点的速度方向。整个结构的流线如图4所示。从流线图中也可以明显的看到混合气体从入口进入到改进后的气液分离器中心管壁面时速度的变化情况,速度有着明显的下降,同时在上部伞板边缘处,速度变大。

流体在经过中心管向上流动,遇到伞板后会产生一个漩涡,有利于气液分离。

混合气体首先绕着中心管道在扩散腔中扩散,在扩散的过程中,气体沿着螺旋翅片与中心管形成的通道向下流动,又经过涡盘后从带孔伞板流出,部分原油液滴从伞板上的开孔

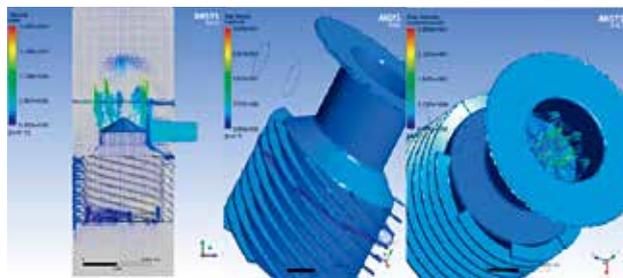


图4 流场流线分布

中流出后逃逸，未能实现完全分离。

在仿真时，我们认为粒子遇到壁面时会被捕获，也就是原油从混合气体中分离，我们可以从图5中原油液滴在分离器中运动轨迹图中看到，大量的粒子在扩散室中被捕获，螺旋翅片和带孔伞板也起到了分离作用。但仍有部分粒子从伞板的开孔中随伴生气一起逃逸，未能分离。

4.3.2 压强分析

在气液分离器中，流体的主要压力损失为伞板处的形阻压降。形阻压降是由设备内局部区域的流体运动方向发生变化或流道形状改变引起的压降。在伞板的开孔处，流道形状发生突缩，伞板前后发生压降，由0.32MPa降到约0.3MPa。如图7所示。

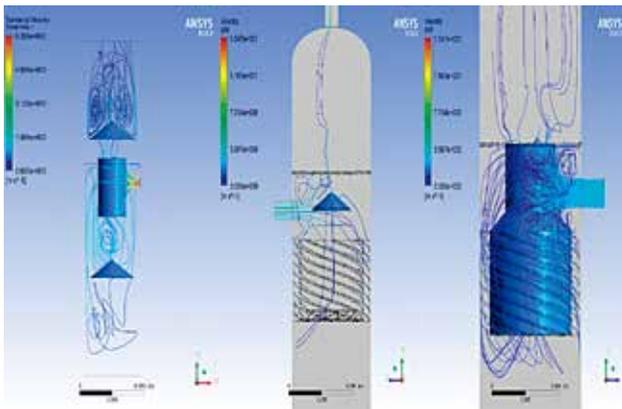


图5 流场中粒子轨迹示意图

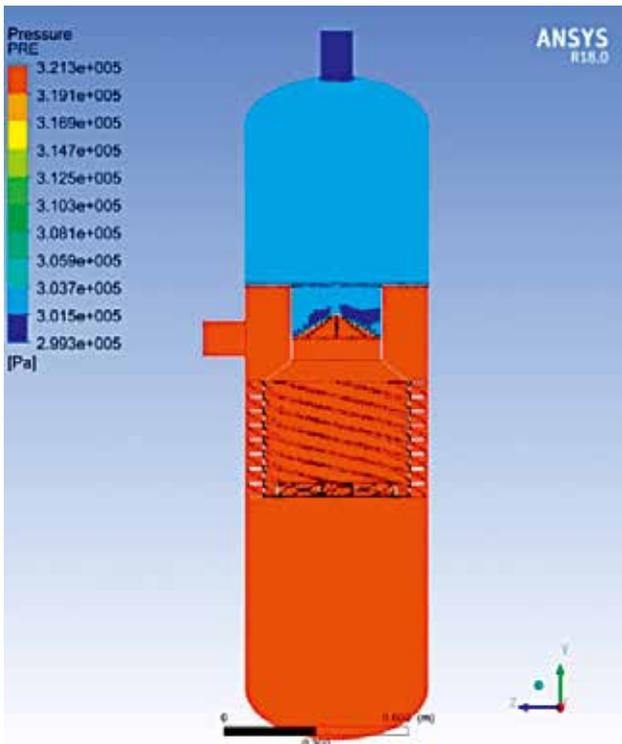


图6 设备流场压强分布示意图

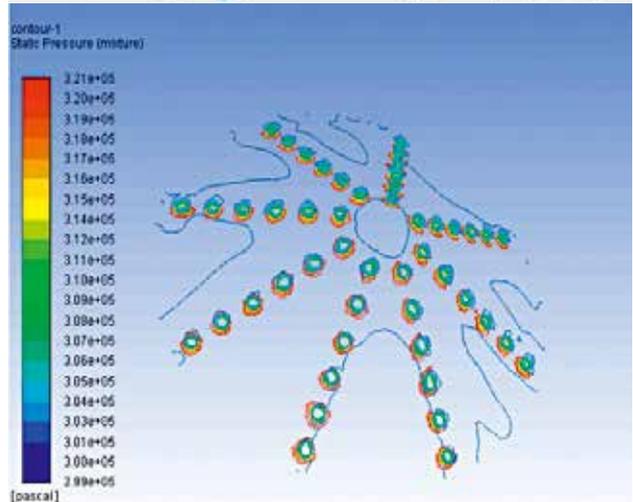
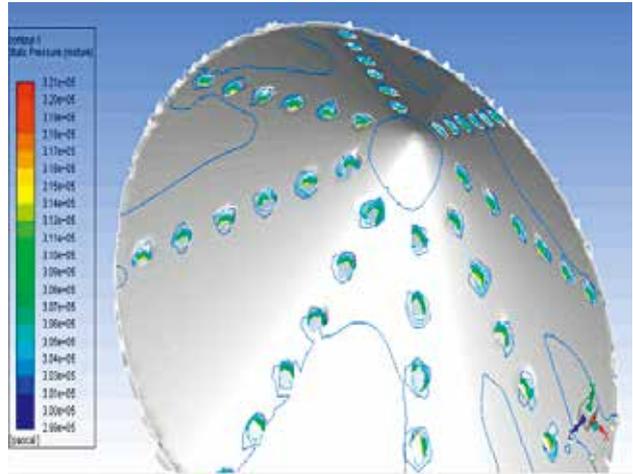


图7 伞板流场压强分布示意图

4.3.3 分离效率

通过对粒子进行追踪，得到了分离器的分离效率分别为：仿真表明结果表明：气液分离器的分离效率有明显的提升，扩散室、螺旋翅片和带孔伞板结构的增加可使分离效率提升到96.5%。

4.3.4 伞板结构参数对分离性能的影响

对气液分离器分离效率进行更加详细的研究。伞板结构是气液分离器的关键部件，混合气体需从伞板上的孔道流出，同时伞板结构处的压降和速度变化较大，因此分析伞板结构上的开孔参数对分离效率的影响。主要分析孔的直径和个数对分离效率的影响。

(1) 孔直径对分离效率的影响

在分析孔直径对分离性能影响时，我们保持孔个数以及其它边界条件不变。分析孔直径为6mm、7mm、8mm及9mm

表2 气液分离器改进前后分离效率对比

粒子总数	逃逸	捕获	分离效率
580	20	560	96.5%

时气液分离器的分离效率。不同的孔径划分网格结果如图8所示。

经仿真分析,不同孔直径的分离效率如表所示。可以从表3中看出,开孔直径对分离效率的影响较小。当直径变大时,在一定范围内分离效率几乎不变,当直径过大时,分离效率会有一定程度的下降,孔直径为9mm时相对于6mm下降了1.5%。因此伞板上孔直径不宜过大。

(2) 孔个数对分离效率的影响

在分析孔个数对分离性能影响时,我们保持孔直径以及其它边界条件不变。分析孔个数为对气液分离器的分离效率

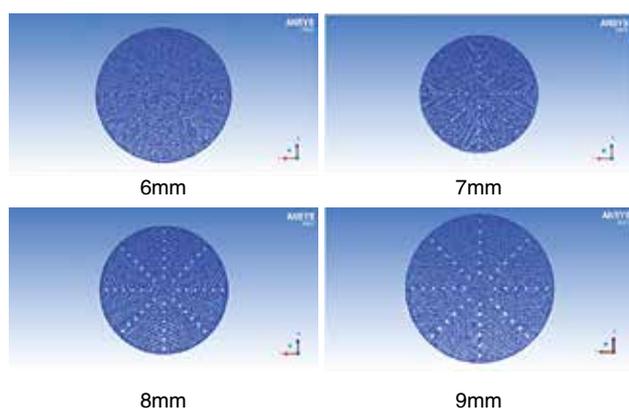


图8 不同直径孔的网格划分

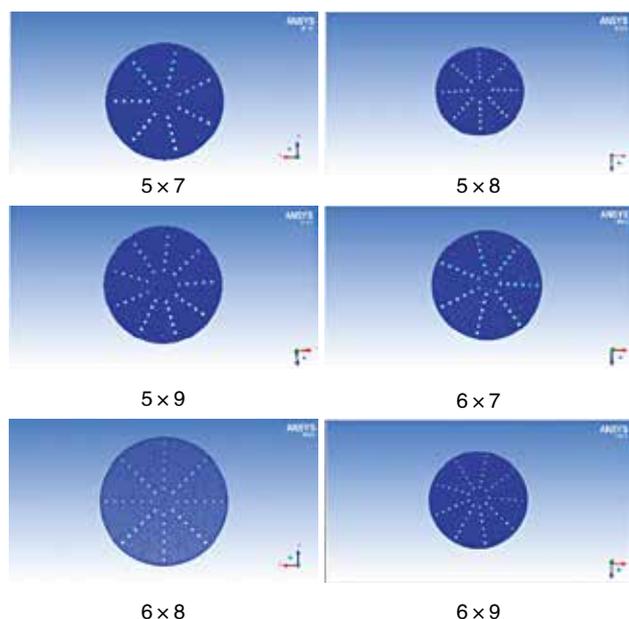


图9 不同孔分布时的网格划分

的影响。不同的孔径划分网格结果如图9所示。其中5×7表示每一列5个孔,共7列。

仿真得到的分离效率如表4。

从表4中可以看出,当孔数较少时,混合气体的流道较少,

表3 伞板上不同孔直径时气液分离器分离效率

	粒子总数	捕获	逃逸	分离效率
6mm	560	544	16	97.1%
7mm	330	318	12	96.4%
8mm	580	560	20	96.5%
9mm	552	528	24	95.6%

表4 伞板上孔个数对气液分离器分离效率的影响

孔个数参数	粒子总数	捕获	逃逸	分离效率
5×7	694	676	18	97.4%
5×8	682	667	15	97.8%
5×9	668	653	15	97.7%
6×7	674	654	20	97.0%
6×8	580	560	20	96.5%
6×9	674	650	24	96.4%

分离效率也会相对较高。采用较小的孔数对提升分离效率有一定的帮助。

4.4 工艺设计

同类产品国内主要工艺路线:

(1) 伴生气较为富集的地区,针对伴生气中烃类的回收普遍采用制冷工艺的冷凝分离法,在气体冷凝过程中获得液烃。

(2) 对于伴生气气量小、压力低、含水量多的区域,主要采用伴生气分离装置,首先对伴生气中的烃类、水分等进行分离,处理后的伴生气作为燃料接入加热炉等。

本装置根据油田伴生气回收环境特点,为了应对不同季节(温度)条件下伴生气回收工况和减少成本的目的,对目前气液分离器工艺及本体进行优化,设计出由两级分离及多组工艺组成的伴生气凝液分离一体化集成装置。

5 结论

伴生气凝液分离一体化集成装置成功投运后,现场运行平稳,安全可靠,各项参数均满足设计要求,不仅解决了伴生气凝液分离的关键问题,同时提高了气液分离效率,满足了无人值守要求,降低了人工成本,符合油田数字化发展需求。目前,伴生气凝液分离一体化集成装置在采油厂成功应用1台,预计2022年将扩大推广应用规模,伴生气凝液分离一体化集成装置将有效促进伴生气综合利用。■

作者单位:长庆工程设计有限公司

(责任编辑 王波)

“王牌机组”建管道翻山越岭、勇攀高峰，山区自动焊技术大显身手！

翻山越岭显身手

■ 张帅



8月20日，由管道局工程一公司承建的西气东输三线中段（中卫-吉安）项目枣阳-仙桃段线路施工第3标段项目，率先完成全线首段试压作业，标志着项目又一节点性施工告捷！

项目进度如此迅速，离不开山区自动焊的功劳。山区自动焊工艺不仅实现了效率提升，更大大降低了施工成本，提升了焊接质量。荆楚大地上，山水之间，一条钢龙正飞架南北、天堑即将变通途……

转型的代价，值！

“我们是用最好的机组去转型山地自动焊，这是项目付出的巨大代价，但现在来看，这个代价很值。”这是项目经理徐跃忱对CPP114机组的感触。

CPP114曹金勇机组在全局自动焊机组来说，都是数一数二，被称为全自动焊里的王牌机组，在各种场合多次获得各级领导肯定和赞扬。在接触山地自动焊前，CPP114机组在西三中项目也是进度最快、焊接公里数最多的机组。

而就是这样一支进度快、质量高的王牌机组，要停下来转型，这是西三中项目部、乃至一公司层面作出的一个重大决定。

“让一个全线最好的机组停下来去参与新的工艺练兵，这个决定下得很艰难。”徐跃忱介绍道。

机组停下来练兵，不仅意味着机组员工的收入会受影响，还意味着项目整体进度也会下降，而练兵需要几个月时间？这一切都是未知数。但为什么还坚决会去这么做？

其实，山区自动焊的工艺相当复杂，既面临着新设备、新工法、新工艺，也面临着施工安全风险高、质量的不确定性、人与人之间的磨合等等。而要战胜这些，必须要有一支全自动焊施工经验丰富、技术水平高、敢打硬仗的机组参与其中，能够迅速将练兵中的问题暴露出来，及时进行技术改良。

让全局最好的全自动焊接机组之一参与其中，不仅体现出了机组和项目面对公司业务发展的大局观，更展现出一公司在发展山地自动焊业务的决心和态度。

精确的计算，准！

“山地自动焊施工，最大的区别在于，啥事你都得往歪了想。”这是CPP114副机组长宋建伟的调侃。

其实，宋建伟的话说的不无道理。西三中项目15°以上

坡度达50余处，在施工现场，人站立是歪的，设备停放是歪的，管子是歪的，焊接棚也是歪的……

如果是歪的，那就会涉及到角度问题，而角度计算，就要涉及到数学问题。

在宋建伟的工作记录本上， $\sin(A) = a/c$ 、 $\cos(A) = b/c$ 、 $\tan(A) = a/b$ 等正弦余弦公式密密麻麻排列，这些初中高中的数学问题为什么会出现在施工现场？

就拿焊接防风棚来说，由于是山地焊接，如果按照等边三角形角度进行吊装，防风棚放到沟下后，就不会与地面产生垂直，还会露出很大的缝隙。为此，宋建伟通过正弦余弦公式，算出吊钩所吊两个板带的不同长度，这样一来，防风棚和地面正好垂直，严丝合缝扣在管道上。

同时，机组防风棚内的站立平台也进行了改造，由于防风棚落地后，站立平台也与山坡形成了同一角度的斜坡，为了保证电焊工水平站立，便于施工，机组制作了可调节式的防风棚站立平台，并且可以根据不同角度的坡度进行调整，提升了焊工的作业舒适度。

为了解决山区自动焊的各类问题，机组开展了“转观念、勇担当、强管理、创一流”主题教育，通过开展“精益化管理”大讨论，为机组解开了难题。

山坡上管材对口，就会涉及到吊管角度的问题，由于是沟下施工，再加上角度太大，调整角度往往需要耗费很多时间，也成为制约机组进度的难题。

“咱们手机里都有水平仪的软件，把手机放到管头上，角度就能显示出来。”机组员工的这一个金点子，一下子打开了曹金勇、宋建伟的思路，解开了对口角度调整的难题。

设备的提效，优！

“以前干活需要顺着人的脾气，而现在干山地自动焊，越来越要顺着设备的脾气。”CPP114机组内焊工王德春，讲出了他对自动焊的感受。

作为管道局首个使用山区自动焊工艺的机组，在没有任何先例经验借鉴的条件下，只能通过“自己动手丰衣足食”来对设备进行探索，不断总结经验。

和以往的全自动焊工艺设备不同，新的设备构成更为复杂，一个内焊机上就要包含气路、电路、控制电路等多组构成，一个出现问题，都会制约整个设备的使用。

以前的手工焊、半自动焊、自动焊，人在整个焊接中的影响程度占比最大。但随着设备自动化程度的不断提高，山地自动焊更看重设备的因素，成为占比最大的制约因素。

“现在，人要顺着设备的‘驴脾气’，设备撂挑子了，人要顺着设备，得赶紧想办法弄明白问题出在了哪。”王德春说道。

为了全面摸透山区自动焊装备设备的“脾气”，CPP114机组在“转观念、勇担当、强管理、创一流”主题教育活动中，



机组内部召开设备技术交底沟通会，对山地设备使用发现的问题提出优化建议20余条，对13个可优化构件第一时间进行改进。公司科技中心技术人员针对优化建议进行技术支持，确保了设备的正常运行。■

作者单位：管道局工程公司
(责任编辑 王波)

项目经理陈鹏轩追求卓越、担当尽责，诠释着一名优秀共产党员的鲜明品格。

陈鹏轩：策马扬鞭再奋蹄

■ 王朝霞

他为人谦和，待人友善，始终把项目的执行效果放在第一位，扎实的专业知识和对所负责项目的熟练，使他对所有项目参数、节点都能脱口而出、信手拈来，他能迅速切换项目、转换角色处理不同的问题。他追求卓越、担当尽责，诠释着一名优秀共产党员的鲜明品格！他就是中国石油工程建设有限公司北京分公司项目经理陈鹏轩。

沙漠雄鹰扶摇上

2013年，陈鹏轩作为迪威尔公司设计代表进驻业主单位富城能源公司，参与迪威尔公司首个橇装一体化CNG站项目，也是富城能源公司建设的第一套零散气回收站。当时陈鹏轩刚入职两年，迪威尔公司在CNG整站设计领域并无成熟经验可以借鉴，满足新疆油田“颗粒归仓，零散气回收助力”的总体要求成为前所未有的挑战。陈鹏轩展现了一名共产党员不畏艰难的勇气和高度的责任心，他暗下决心：“一定要蹚出一条道来！”

从项目前期的可研、初设，到详设、制造，以及最终的投产维护，陈鹏轩全程深度参与到项目中，兢兢业业地完成项目上的每一项工作。从紧固螺栓防止泄露，到和厂家沟通技术细节，再到与业主协调开会，事无巨细，哪里需要哪里就有他的身影。项目执行18个月，他有16个月坚守在现场。在富城CNG项目紧张的安装调试期间，为保证供应商的配合，加强和业主的沟通，协调各种资源。陈鹏轩在 busiest 的一周平均每天有超过10小时通话时间，电话里的声音已经沙哑了。在炎热的新疆，当大家都在乘凉避暑时，他为了掌握第一手数据，头顶烈日，挥汗如雨在现场调研；夜深人静时，当人们早已安然入睡，他才刚刚完成一天的现场调研工作，拖着疲惫不堪的身躯返回住处，开始整理当天的资料，进行数据分析，为项目后续的顺利运行敲定每一个参数指标。

新疆橇装一体化CNG站一次性顺利投产成功，打响了迪威尔品牌占领新疆油田零散气回收领域的第一枪。同类天然气整站处理装置也成了富城能源公司后续近8年销售盈利的主力产品。13081、14014、14046、15047、18007……每一个项目号在别人眼里可能仅对应着富城项目的1到5期，但对陈鹏轩来说，每个项目号都关联着他在新疆戈壁滩里的一段段故事和



青春。这些项目既有上亿元投入的，也有不足千万的，但对陈鹏轩和每一个参与项目投产的人而言，装置成功投产时候的自豪感和对这份工作的认同感不是项目大小所能够衡量的，陈鹏轩也随着这些项目的成功投产而不断累积经验和自信。由于长期扎根现场，陈鹏轩处理实际问题的能力与日俱增，不管多困难，他总能拿出合理的解决方案，得到业主们的高度赞赏，同时也为迪威尔公司在新疆地区赢得了良好的口碑和市场。

何畏艰辛斩荆棘

陈鹏轩做项目时经常对大家说：“不能局限于只解决现场的问题。要从现场出现的问题出发，更深入地思考相关联的参数，做到以一带三，挖根溯源。”

他自己也是这么做的，一直对新事物保持好奇心，积极探索，通过收集大量生产数据并结合仿真模拟等技术手段，对问题进行深入研究，再将研究成果应用到新的项目中，实现迭代升级。2020年初，新冠疫情暴发，迪威尔公司积极响应公司号召，大力开拓外部市场。此时迪威尔公司刚刚签订哈萨克斯坦让纳若尔油田5号气举站分子筛脱水装置项目，这是迪威尔公司第一套大处理量的分子筛脱水装置，具有高压、高含硫和高度模块化的特点，同时也是集技术难度、执行难度、制造复杂于一体的重点项目。作为“能啃硬骨头”的项目经理人

选,陈鹏轩当仁不让。

作为项目经理兼技术经理,陈鹏轩认真研究输入条件和业主需求,通过对工艺流程的模拟和计算,精确控制各换热节点的温度,保证单质硫仅在再生冷却器指定区域析出。同时设置在线更换措施,避免整套装置因再生冷却器堵硫而频繁停产检修,为运营方提产增效。通过实践的经验积累和大量的计算数据,陈鹏轩掌握了分子筛塔冲泄压精细化控制技术,全过程准确把控分子筛塔的充泄压速率,大幅度延长分子筛吸附剂及分子筛塔的使用寿命,避免因降压过快引起的冻堵。通过和仪控专业联合开发的塔器自控系统,实现4塔流程和3塔流程的自动切换,确保了短时间内不停产检修,减少故障导致的碳排放。

受疫情影响,许多供货商无法保证原有产能,而该项目所有材质都需要特殊定制,以满足抗硫抗氢的要求,采购难度进一步加大。项目执行后期,由于各地的零星疫情,各专业设计人员无法及时驻厂配合施工。种种不利条件下,项目面临严重延期,作为项目经理的陈鹏轩多方斡旋,一边协调厂家物料调配,一边督促制造方的工期安排,同时协调各专业同事随时配合做好各项检查、发货等,连续两个月高强度的工作,直到在预期时间内发货后,陈鹏轩才后知后觉到自己身体的病恙。当第16辆发货货车缓缓驶出制造厂,哈萨克斯坦让纳若尔油田5号气举站分子筛脱水装置终于全部顺利发货。陈鹏轩带领项目组高质量完成了分子筛脱水装置的设计、制造及厂内调试,保证制造进度的同时有力保证了制造质量,确保了项目按期交付,真正展现了一名共产党员的无私奉献精神!

低碳环保勇开拓

在耕耘传统业务的同时,陈鹏轩也紧跟时代步伐,密切关注新能源行业,探索加氢站关键设备开发研究、天然气氢气提取技术、二氧化碳捕集存储与利用(CCUS)等课题。

海南首个CCUS项目——海南福山油田连4凝析气藏与连21高含二氧化碳气藏协同开发先导试验工程二期项目,于2021年10月在福山油田顺利投产,其中由陈鹏轩牵头设计的高浓度



二氧化碳气脱水分子筛橇,性能优异,运行稳定,获得了业主的一致好评,也标志着迪威尔的产品正式进入了CCUS领域。

该项目二氧化碳含量最高达80%,分子筛脱水装置的处理量为30万方/天。该项目在实现二氧化碳封存的同时,将福山油田的油气采出率从30%提升到45%,基本实现了福山油田自身的零碳排放,经济效应和环境效应十分显著。陈鹏轩带队负责的新型分子筛脱水装置,采用干气等压再生闭式循环脱水技术,在保证原料气脱水合格的前提下,设备整体具有不受腐蚀稳定运行,节能环保的优势。由于该项目整体周期较长,油田方配合厂家较多,项目组先后和上游的整站设计单位、下游的变压吸附厂家有许多的“交锋”。作为项目经理的陈鹏轩,始终都能据理力争,既保全了公司的利益,又维护了与业主的关系,得到了业主的高度评价,并受邀参与后续项目出谋划策,为迪威尔公司在低碳业务领域的长远发展奠定了基础。

策马扬鞭正青春

人有雄心志高远。陈鹏轩常说,成绩只能代表过去,而自身的不断进步,必须坚持学习与提升。下班后的办公室,总能看到他默默研读的身影。正是凭借这种积极学习的态度,陈鹏轩目前已经成长为技术带头人、复杂项目管理者、科研项目经理。

他主动承担了4项科研项目,获得了4项专利。科研和生产的有效结合、相辅相成,不同思维方式的碰撞,不同领域的磨砺,让他变成了真正的多面手。在多年的天然气处理技术应用开发中,陈鹏轩带领团队逐步摸索出了天然气中冷、浅冷处理技术,并大量应用于富城项目中,累计完成4套中冷天然气脱烃脱水系统,超过50套天然气浅冷脱水系统。但他并不满足于眼前成绩,结合现场特点,经过多年摸索,他最终完成了迪威尔MRC混合制冷用于天然气处理系统及方法,通过优化冷剂配比和关键参数,极大降低系统能耗。目前该技术已成功应用于富城项目中,为业主带来了可观的经济效益。在2022年6月的中国石油化工协会专家评审中,该技术被认为达到国际先进水平。

陈鹏轩常说,大家齐心,才能把事做好。大家水平都提高了,才能保证工作效率和产品质量。因此,他也成为了迪威尔的“金牌讲师”,即使项目工作再忙,也会时常抽空手把手教新人软件模拟,讲解工艺计算、设备选型,把自身的心得体会和项目经验无私地分享给大家。执行项目时,会耐心提醒大家需要注意的要点,抽时间与新员工交流谈心,充分发挥了一位党员的先锋模范作用。跟随迪威尔公司砥砺奋进的11年里,经过一个个项目的磨砺,陈鹏轩已经成长为一名做项目既能奋战出速度、又能精心打磨出细活的技术带头人和资深项目经理,是当之无愧的新时代优秀共产党员! ■

作者单位: 中国石油工程建设有限公司
(责任编辑 王波)



同船出海，中油工程海外首个LPG低温储罐项目在马来西亚巴生港顺利中交。

巴生港畔树样板

■ 寰球工程公司

近日，中油工程成员企业寰球工程公司承担的海外首个LPG低温储罐项目——马来西亚巴生港低温储罐接收站项目正式签署了GPS项目机械竣工证书，标志着该项目合同内建设任务全部完工，项目进入为期一年的保运阶段。

马来西亚巴生港低温储罐接收站项目（以下简称“GPS项目”）于2018年12月17日正式签署EPC总承包合同，业主为GPS Group环球石油储运集团新加坡公司，由寰球工程公司东南亚公司总承包、广东公司作为设计分包、六建公司作为施工分包参与项目建设，项目包括2座6万立方米的双金属全包容LPG低温储罐、4台3200立方米的子弹罐、800米栈桥工程、2500米的外管廊施工、1处河流定向穿越，以及消防、环

保、变配电等配套设施。

开工即会战 携手闯难关

2019年1月19日，项目现场正式启动，拉开了“土建战役年”的序幕。东南亚公司精心组织、项目部周密安排，完成了低温储罐基础及子弹罐基础等主要大型基础施工，总浇筑混凝土量12000立方米，单体一次性连续浇筑混凝土超2500立方米多达3次，最大一次连续浇筑混凝土2900立方米。

刀在石上磨，困难见真章。2020年，新冠肺炎疫情肆虐全球，GPS项目组在严格遵守公司疫情防控措施指导下，尽管面临当地政府多次封城、设备材料及人员到场困难等诸多

挑战，全体中外员工迎难而上，一手抓疫情防控，一手抓生产攻坚，成功完成2台LPG低温储罐升顶、4台子弹罐安装就位等重大里程碑。

2021年，项目向机械竣工发起总攻。项目部充分调动全体干部员工的智慧和力量，抓住关键节点、优化施工程序，系统化组织、精细化管理，夜以继日、争分夺秒抢抓进度。2021年11月11日完成项目全部工艺配管的试压工作，12月20日完成全部电仪的安装及单体调试工作，进入预试车阶段；年底前顺利通过政府环保验收以及消防验收。2022年2月28日，



GPS项目实现机械竣工，第一船LPG成功抵达新建的5号码头，开始LPG卸船，标志着GPS项目正式移交业主，开始开车调试及生产准备阶段。

严控质量安全 聚焦精益管理

质量是安全的基础，安全是项目的前提。项目部严格按照国际化项目管理模式执行，真正做到了质量让业主放心、安全环保全面受控。项目开创性地采用了TOFD的技术对低温储罐进行无损检测工作，实现施工与检测同步进行，不仅提高了检测效率，也提升了检测精度。在码头钢结构施工中，采取模块化组装的方式，有效降低了海上钢结构施工的风险及施工难度，提高了施工效率。随着项目安全总工时定格在352万，项目部交出了一份满意的安全绩效。

精益管理提质增效，六化建设创造价值。项目部积极开展现场技术优化，对子弹罐预制及安装突破传统方式，安装就位后立即进行试压，实现了工期和成本双节省；管道无损检测采取PAUT方式，施工与检测实现同步开展，不仅减小了职业健康伤害，也加快了施工进度；经过论证后，储罐水压试验优化为采取海水试压，利用已完工的消防管线输送海水，既加快了施压进度，也大幅降低了施工成本。积极响应寰球工程公司“六化”建设部署，项目部主动采用规模化采购及模块化建设等举措，优化施工方案，节省施工成本，推动项目建设实现“安稳长满优”运行模式。

党建引领生产 文化凝聚人心

党建做实了就是生产力，做强了就是战斗力，做细了就是凝聚力。东南亚公司积极推动项目部将基层党建“三基本”建设与“三基”工作有机融合，通过党员突击队等有效载体，积极组织“大干60天”劳动竞赛，以高质量党建推动项目高质量建设。在项目储罐升顶前期，项目组开展了覆盖现场全员的劳动竞赛活动，以储罐升顶这一关键工序作为劳动竞赛的关键节点，组织项目党员同志作为突击队员，身先士卒，顶高温、战酷暑、勇担当、不畏苦，最终如期完成了劳动竞赛目标，顺利实现大罐升顶完工。

做深本土化，文化促融合。GPS项目是东南亚公司实施本土化战略的样板工程，现场管理人员除现场经理及计划经理外，团队其他成员均来自于马来西亚当地，项目管理人员本土化比例超90%。特别是在后疫情时代，海外项目实施属地化管理模式显得尤为重要。东南亚公司大力实施文化引领、推动企业文化融合，通过举办足球赛、送清凉、共度节日等多种方式，促进来自不同国家、不同宗教信仰的员工融入寰球大家庭，团结协作、携手共进，突破了一个又一个工程难题，最终实现了项目顺利完工。■

(责任编辑 王波)

撒哈拉腹地建油田

■ 刘庆国



7月6日，阿尔及利亚HBR油田开发一期项目（HBR项目）首油投产庆典仪式在距离阿尔及利亚首都阿尔及尔900公里的石油重镇哈西以东的HBR项目REB接收站举行，这个项目是由中油工程建设阿尔及利亚分公司EPCC总承包。泰国国家石油公司总裁Montri Rawanchaikul，阿尔及利亚国家石油公司Sonatrach生产局长哈西，泰国石油阿尔及利亚公司总经理Chaiwat Kaewla，REB接收站总经理等出席庆典仪式。

泰国国家石油公司总裁Montri Rawanchaikul先生在致辞中向各方表示感谢。他说，在泰方、阿方业主和中方项目部的密切配合下，HBR项目克服疫情严重等不利影响，顺利实现一期首油目标，为项目剩余井口进油和二期规划树立了

良好开端。他指出，油田开发项目二期计划于2025年启动，2027年投产，预计日产量达到7万桶。

地处撒哈拉沙漠腹地的HBR项目由中油工程建设北京分公司承担详细设计，第一建设公司承担施工总承包，业主为阿尔及利亚国家石油公司Sonatrach和泰国石油公司PTTEP组成的联合体。项目工程量主要包括17个井口设施、2座集输站、1座集输中心和中央控制室、5座阀室、REB接收站改造，井口管线、外输管线共计255公里。

HBR项目于2019年12月5日举行开球会，2020年2月1日正式开工，计划总工期32个月。HBR项目建设者勇闯沙漠腹地200公里无人区，克服没有手机信号、疫情肆虐、军保无常等诸多难以想象困难，努力执行好项。2022年2月5日取得第一个MC（机械完工）证书、5月25日首次实现2口井进油，7月1日第3口井进油投产，日均产油8366桶。目前总体进度达到83.61%，正在准备投运第四口井，并为首油性能考核、临时验收做准备。

庆典仪式结束后，Montri Rawanchaikul先生还与阿尔及利亚Sonatrach高层在业主基地共同植树纪念，祝愿泰方、阿方和中方友谊长青、共同成长，并参观REB接收站现场，与各方代表等共同剪彩、合影。■

作者单位：中国石油工程建设有限公司

（责任编辑 王波）



石油工程建设项目掠影



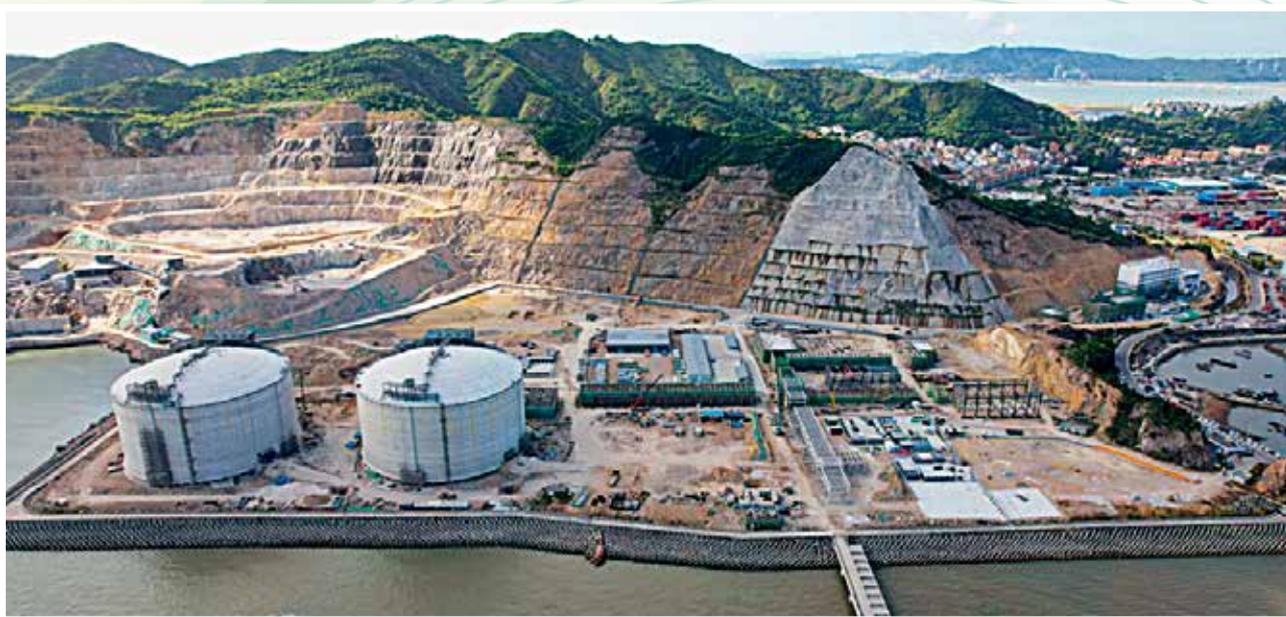
8月23日，寰球工程公司承担的广东石化项目石油焦制氢联合装置气化装置水联运正式开展，这是石物料投产前的最终确认，完成后装置将全面进入投产阶段。



8月19日，昆仑工程公司总承包的广东石化炼化一体化项目空分装置1号空分顺利出氧，标志着广东石化空分装置顺利从开车调试阶段跨入到生产阶段。



8月26日，由中国石油工程建设西南分公司总承包的国家管网集团大连LNG接收站槽车装车系统改造工程一次性投产成功。



8月28日，寰球工程北京公司承担的温州华港LNG项目一期工程T-6202和T-6203储罐水压试验顺利完成。



管道局工程公司二公司承建的江苏滨海LNG配套输气管线滨海一期标段工程

京内资津字0821-10109号

编印单位: 中国石油工程建设协会
发送对象: 行业有关部门、企业, 以及会员单位
印刷单位: 北京顶佳世纪印刷有限公司
印刷时间: 2022年9月
印刷数量: 2500册