

石油建设工程 4

2022
总第75期

PETROLEUM ENGINEERING & CONSTRUCTION 主办单位: 中国石油工程建设协会 中国石油集团工程建设分公司

欧洲能源危机带给中国的六大思考
中国石油工程建设材料编码与应用实践
一种智能化油气田建设的解决方案
可燃冰开发及试采技术发展现状综述

图为由中国石油工程建设公司西南分公司自主研发的脱甲烷塔在冀东油田神木气田佳县区块南区产能建设地面工程处理厂完成吊装

《准印证》编号: 京内资准字0322-L0103号 “内部资料, 免费交流”

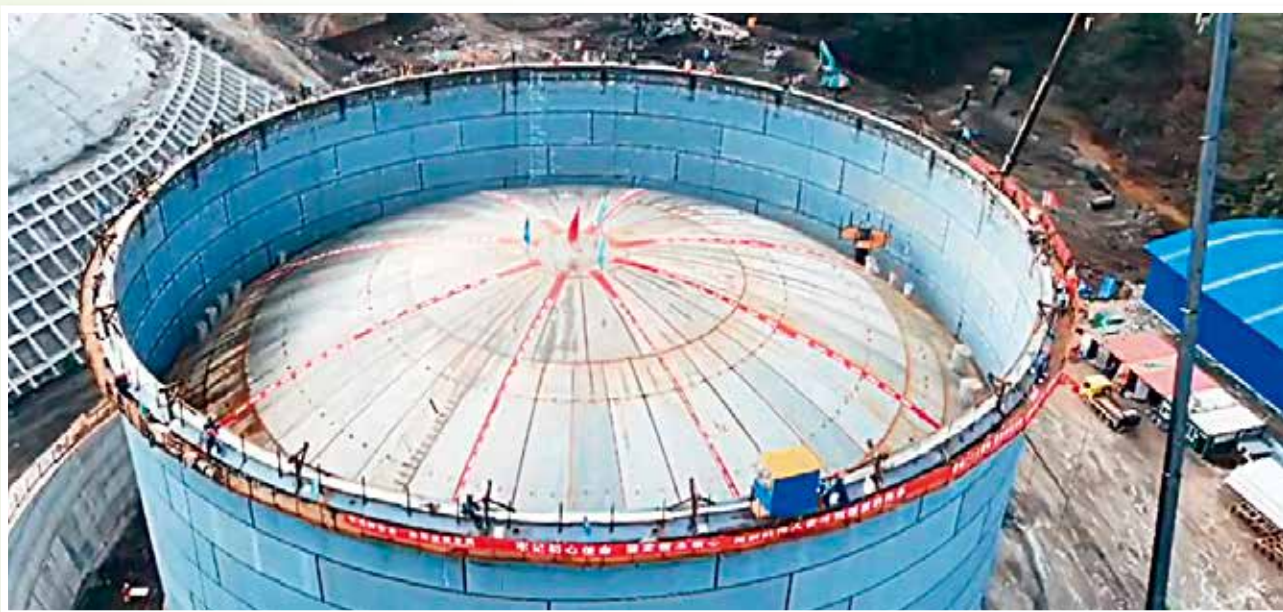
石油工程冬季保供建设项目掠影



11月18日，随着管线焊接金口连头的顺利完成，标志着CPECC第一建设公司承建的长庆油田苏里格气田2022年冬季保供配套管网工程——苏7-2干线正式建成投产。



11月25日，从工程建设公司获悉，由新疆油建承建的目前全国最大的天然气储气库——新疆油田呼图壁储气库调整工程（二期）采气系统顺利投入运行，标志着呼图壁储气库正式进入2022年天然气冬季保供时期。



11月18日，寰球工程公司北京公司贵阳LNG项目储罐实现一次升顶成功。贵阳LNG项目主要由一座5万方LNG储罐及配套设施组成，为西南地区最大的LNG双金属储罐工程，担负着为贵阳市冬季应急调峰保障的重任。



由管道局工程公司一公司承建、北京项目管理公司朗威公司监理的双台子储气库双向输气管道工程是今年我国重点冬季保供民生工程，担负着东北和京津冀地区天然气季节调峰任务。管道局工程公司一公司从广东、西藏、黑龙江等省区调集人员设备支援该项目，累计投入人员1000余人，集中一切优势汇聚双台子项目，为夺取投产目标展开一场攻坚战，力争如期完工。

主编寄语

凝聚力量搞建设

党的二十大是在全党全国各族人民迈上全面建设社会主义现代化国家新征程关键时刻召开的一次十分重要的大会，是一次高举旗帜、凝聚力量、团结奋进的大会。习近平总书记的报告，是党和人民智慧的结晶，是党团结带领全国各族人民夺取中国特色社会主义新胜利的政治宣言和行动纲领，是马克思主义的纲领性文献。学习宣传贯彻党的二十大精神是当前和今后一个时期全党全国的首要政治任务。作为现代能源产业建设的主力队伍，石油工程建设企业广大员工要按照中央部署要求，结合我们的工作实际，把力量凝聚到党的二十大确定的各项任务上来，为国家能源建设贡献力量，为社会主义现代化强国增强保障。

当前，世界百年未有之大变局正在加速演进，世界进入新的动荡变革期，我国发展面临的机遇和挑战之大都前所未有。越是在这个时候，越要坚持战略自信和战略定力，聚精会神搞建设，一心一意谋发展，着力在补短板、强弱项、固底板、扬优势上下功夫，推动中华民族伟大复兴号巨轮行稳致远。

深入学习贯彻党的二十大精神，要从思想到行动上、从过程到实效上体现，尤其需要注意从三个方面做好结合。

一是既要强化思想引领，又要深入实践。落实精神不是机械执行任务，只有认真学习理解习近平新时代中国特色社会主义思想，用科学理论武装头脑，把二十大的思想精髓转化为指导实践的强大动力，才能让理论之树在实践中开花结果。我们要深刻把握世界之变、时代之变、历史之变，在把握党的二十大总目标、大方向、总要求的前提下，有针对性地制定明确的工作计划，落实到具体的工作中去。

二是既要全面贯彻落实，又要抓住重点。学习领会党的二十大精神，必须坚持全面准确，深入理解内涵，精准把握外延。在全面贯彻二十大精神的基础上，要结合行业特点和工作定位，抓住重点寻求新突破。党的二十大概括了中国式现代化的中国特色，即中国式现代化是人口规模巨大的现代化，是全体人民共同富裕的现代化，是物质文明和精神文明相协调的现代化，是人与自然和谐共生的现代化，是走和平发展道路的现代化。二十大报告从社会主义经济建设、政治建设、文化建设、社会建设、生态文明建设等方面作出了重大部署。报告指出，高质量发展是全面建设社会主义现代化国家的首要任务，强调“深入推进能源革命”“加大油气资源勘探开发和增储上产力度”“加强能源产供储销体系建设，确保能源安全”，强调推动国有资本和国有企业做强做优做大。广大石油工程建设企业应该主动融入新时代新征程的发展大局，扛起国有企业肩负的时代重任，在建设优质工程、保障能源安全方面更有新作为，在高水平科技自立自强方面更有新担当，争取全面提升经营质效，全面提升服务保障能力，全面提升公司治理能力和治理水平。

三是既要巩固现实基础，又要着眼未来。立足当下夯实发展根基才能走得稳，瞄准未来主动应变才能走得远。二十大报告提出，要建设现代产业体系，推动新型工业化，推动制造业高端化、智能化、绿色化发展。推动战略性新兴产业融合集群发展，构建新一代信息技术、人工智能、生物技术、新能源、新材料、高端装备、绿色

环保等一批新的增长引擎。如今全球能源行业正在加快转型，我们要坚定不移贯彻落实绿色低碳的发展要求，在能源工程建设领域走出绿色创新之路，从传统油气领域向新能源市场拓展，推动“双碳”“双新”业务发展，以绿色低碳引领企业转型升级。

蓝图已经绘就，奋斗才能成功。全面建成社会主义现代化强国、实现第二个百年奋斗目标，这是党的二十大明确的新时代新征程的使命任务。让我们以实际行动团结奋斗，为建设中国式现代化作出应有的贡献！



杨庆前



主办单位：中国石化工程建设协会
中国石化集团工程建设分公司

编印单位：中国石化工程建设协会

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

投稿电子邮箱：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0322-L0103号

(内部资料 免费交流)

主编寄语

- 1 凝聚力量搞建设 杨庆前

权威论坛

- 3 欧洲能源危机带给中国的六大思考 陈新华

行业信息与协会动态

- 6 “新材料产业高质量发展”科技高端论坛在京召开
6 中国石油集团公司党组成员、副总经理谢军到中油工程宣讲党的二十大精神
6 中油工程召开“两优化”实施推进工作会议
7 中国石油最大水面光伏发电项目在冀东油田阶段性投产成功
7 我国最长煤层气管道工程全线贯通

项目管理

- 8 国际项目常用电气设计的国内外标准分析 梅业伟 刘学敏 冯涛 凡曼
12 中国石油工程建设材料编码与应用实践 宋光红 魏志强 任良豪 王梦婷

质量与安全

- 16 一体化集成装置性能检测及试运行平台研究 王勇 郑晓利 杨光 张新友 龚卫斌 李国明 张玉玺 廖烜华
20 35~110kV变电站应急照明及疏散指示设计探讨 胡鹰 桂娟

节能与环保

- 25 LNG轻烃回收及冷能利用工艺 吴学谦 张硕 张井鲁 高乾
30 适用·绿色·创新——低碳时代油气管道站场绿色设计探索 严欢 唐馨 袁萍
34 农村污水治理水质分析及工艺比选 齐国林

企业建设

- 39 电子政务数据防爬虫解决方案 吴剑刚 罗政
42 一种智能化油气田建设的解决方案 胡耀义

工程与技术

- 45 可燃冰开发及试采技术发展现状综述 汤晓勇 陈俊文 郭艳林 梁法春 王驰
51 黄土场地地温、含水率变化对土壤视电阻率影响的研究 骆建文 王治军 曾发荣 李运海
56 基于天然气集输管网的HYSYS模拟研究 王勇 郑晓利 杨光 张新友 龚卫斌 李国明 张玉玺 廖烜华

建设者风采

- 59 黄土高坡见斗志——记CPECC第七建公司神木项目部 郑守敏
61 吴伟栋：扎根一线30年 常占伟 周青权

域外传真

- 62 以客户为中心 扩大朋友圈——CPECC中东地区公司开拓国际市场
64 青松敢向寒冬立——马来西亚恒源炼厂项目建设纪实



P3 欧洲能源危机带给中国的六大思考



P30 适用·绿色·创新——低碳时代油气管道站场绿色设计探索



P42 一种智能化油气田建设的解决方案



P62 以客户为中心 扩大朋友圈——CPECC中东地区公司开拓国际市场

能源转型的意志不能动摇，清洁低碳的大方向也不能改变，但能源转型不会一蹴而就。安全是现代能源体系的基石，它要求能源体系有足够的韧性和抗风险能力。

欧洲能源危机带给中国的六大思考

■ 陈新华



中国能源转型既要保证传统的油气供应安全，还要寻求发展新能源所需的矿产产业链安全。

哥伦比亚大学全球能源政策中心创始主任杰森·博尔多夫说，当前的欧洲能源危机是第一次全球性能源危机，也是第一次能源转型危机。我同意他的观点。这次欧洲危机并不完全是从乌克兰危机开始的，之前就有征兆。2014年到2021年，全球油气行业的年均上游资本支出比2014年前降低了50%多，投资不到位加上现有油气田产能衰减厉害，油气供应紧张在俄乌冲突之前就已显现。

欧洲能源危机的根源和出路

欧洲能源危机的根源我归纳为四个方面：

一是激进而不切实际的能源转型举措。与中国先立后破的能源转型方针不同，欧洲是先破后立，在新房子建成前就把老房子推倒了：关闭核电站，关闭燃煤电厂，甚至不允许新建燃气电厂。

欧洲投资银行在2019年初颁布的能源投资政策规定：自2021年底开始停止给所有不加CCS（碳捕捉与封存）的化石能源项目贷款。BP公司决定不仅不在新的国家投资油气项目，

还要在2030年将油气产量在2020年的基础上降低40%。

二是自残式的制裁。很多欧洲人把能源危机归咎于俄罗斯把天然气武器化。但追溯一下俄乌冲突开始以来欧洲的反应就可发现，是欧洲人自己决定不买俄罗斯油气，因为买了俄罗斯油气就等同于在经济上支持俄罗斯。

俄乌冲突爆发之前，美国就在极力劝阻德国放弃已经建好的北溪2号管线，还对参与该管道建设的公司和个人实行制裁。俄乌冲突爆发后，德国决定中止北溪2号的启用认证程序。花了110亿美元建成的管线这样放弃，可不是俄罗斯的决定。从能源角度看，破坏欧洲与俄罗斯之间紧密的天然气联系，不仅可以阻止俄欧之间的经济互存，将俄罗斯的管道天然气和LNG排除在欧洲市场之外，还可以兜售昂贵的美国LNG。我用自来水和瓶装水来比喻管道气和LNG，我认为，想用瓶装水替换自来水来满足日常生活是不现实的。

三是走极端的气候变化政治正确之路。在欧洲，一谈到气候变化，就变得有点类似宗教。大家要信气候变化，且措施越极端越好，不能有任何质疑的声音。政治正确容易导致



欧洲能源危机影响电力供应，一些国家增加燃煤发电量。

“群体思维综合征”，不允许在主流思维之外的声音存在，这往往导致非理性决策。

四是脱钩。包括几个方面的脱钩：首先政治与科学脱钩，政治家基本上是顺应民意，为了选票，做出来的决策跟科学决策相距越来越远。其次是决策与执行直接脱钩。欧盟委员会有很多工作人员，包括高层管理人员，都没有企业工作经验，他们在起草文件或宣布决定时，不知道其决策对企业执行会产生什么样的影响，这就形成了决策与执行的脱钩。三是意识形态和经济互存的脱钩。俄罗斯能源与欧洲经济是互存关系，但政治正确强行撕开了本来互为依赖的两个经济体，这必将导致巨大的失血与痛苦。

影响也是四个方面：一是民生、工业与欧洲经济严重受损；二是多国政局动荡；三是欧洲能源市场被重塑；四是能源转型回归理性。油气不再被妖魔化，并且油气行业被看成能源转型重要组成部分。道达尔能源董事长潘彦磊认为，未来社会将同时需要电子与分子。道达尔公司的愿景是，到2050年，公司50%的业务将在电子（即电力）领域，25%是天然气分子，另外25%则为其他分子，如生物质燃料。BP和壳牌最近也对2050年的碳中和目标进行了修正，不再提及消费者产品层面的碳中和承诺。

解决能源危机，出路分为长期和短期。长期看，欧洲还是想扩大新能源，即RePowerEU计划，大幅提升可再生能源的比例，将2030年目标提升到45%，还有交通电气化、氢能、CCS等。但氢能远水不解近渴且绿氢来源不稳定，CCS能否形成可大规模推广的商业模式也有待验证。在可再生能源方面，欧洲严重依赖中国制造。重建产业链需要很长时间，但又不想严重依赖中国，欧洲的可再生能源目标能否实现问号很大。

短期来讲，关键是要度过这个冬天。欧盟加英国一共有1000亿立方米左右的天然气储存能力，到10月24日已经储存了93.6%左右。欧洲冬季正常的天然气消费量是每个月500亿立方米左右，俄罗斯管道气的供应量是每个月120亿立方米，但从今年7月开始已经大幅降低到正常水平的30%左右。

如果今年是一个暖冬，即便俄罗斯管道气完全停供，欧洲凭现有的天然气储存完全可以应对，何况欧洲各国还启动了节能，重启煤电与核电等措施。如果是寒冬，就要艰难得多。这个冬天过去后怎么办？如果北溪的两条管道从此作废，全球的LNG市场在未来几年会持续吃紧，俄罗斯也将不得不开辟新的亚洲市场。

全球能源转型回归理性

通过这场危机，我认为全球能源转型正在回归理性，主要体现在以下几个方面：

首先是能源安全与气候保护的平衡问题。之前人们一直在能源“不可能三角”（安全、清洁、便宜）之间转弯，像小孩子坐旋转木马一样转来转去。现在新的共识正在形成，即能源安全是能源转型的基础，没有能源安全其他的都是免谈，真正需要平衡取舍的，是在清洁和便宜之间。

其次是两个新概念的出现。一个是Sufficiency，是适度，刚好够的意思，在中文语境中，我认为翻译成“简约性”更加合适。这个词在联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）第六次评估报告里面被提及179次。以前我们一直强调效率，就是Efficiency，包括能源效率，但是效率不等于可持续。能源效率提高了以后，可能使需求继续增加，最终导致碳排放增加。这么多年来发展中国家能源效率每年都在提高，但能源消费没有降低，部分原因就是这个问题。现在用简约

要来代替效率，主要是把需求侧的措施包含进来，简约而不是过分的需求。我们每个人都是气候变化的贡献者，应对气候变化需要每个人进行简约性消费，满足需求但又不给地球环境增加太多负担。

另外一个Resilience。意思是韧性，就是要让整个社会、整个能源系统，包括基础设施，具有强大的抗风险能力。

能源转型回归理性还涉及一个很重要的概念，就是安全转型。碳中和就是把二氧化碳排放量的最小化作为一个目标函数来求解。但这个目标函数肯定会有很多约束条件，例如能源供应安全、粮食供应安全、原材料供应安全、产业链运营安全、金融体系安全等。通过这次危机，大家对能源转型的边界条件看得更加清楚了。

能源系统有三个携带能量的要素，一个是碳，一个是氢，另外一个电子，这三个要素组成了现代能源体系。能源系统通过这三个要素提供的，不光是热力、电力和动力，还提供原材料。原材料除了化工原材料之外，钢铁、水泥、玻璃、塑料、化肥也是能源密集型材料，一吨钢铁要半吨标准煤，一吨水泥起码100公斤的标准煤。有人希望用氢能代替化石能源来生产这些材料，但现在既没有成熟的技术，也没有好的商业模式。现代能源体系里还有一个要素，就是稀有金属，或者说是关键矿物质材料，它们对于能源系统转型也是必不可少的。

埃隆·马斯克说，2030年全球50%的新汽车销售会是电动汽车。我特别研究了世界上有没有足够的锂金属来支持现有汽车全部电动化，得出的结论令人遗憾，全世界没有足够的锂供应能力来支撑他的预测。要达到马斯克的目标，在其他应用领域需求都不变的情况下，全球碳酸锂产量要在2030年达到300万吨以上，是目前产能的5倍。这根本不可能。全球锂资源大部分集中在拉美地区，拉美国家正在对锂资源国有化，扩产速度缓慢。除了锂，还有没有更好的储能材料呢？回答是还没有找到，今后也很难找到。

未来的能源体系将是以电力为主，关键矿物质密集型的体系。能源转型，不光是从高碳向低碳零碳转变，能源系统也将从燃料密集型向材料密集型转变，化石能源利用将从燃料向化工原材料转变。现代能源体系的特征可用28个字来概括：安全稳定、经济便捷、清洁低碳、智慧高效、互联互通、柔性自治、韧性抗压。

对中国能源转型的六点思考

中国从这次欧洲能源危机中应该吸取什么样的教训？能源转型该如何继续推进？能源转型的意志不能动摇，清洁低碳的大方向也不能改变，但能源转型不会一蹴而就，具体来说，需要在以下六个方面做好功课：

一是安全转型。安全是现代能源体系的基石，它要求能源体系有足够的韧性和抗风险能力。这些风险可能来自极端气候事件，可能来自网络安全威胁，也可能来自外交事件导致的“禁运”，甚至直接的战争威胁。鉴于国内最近出现的电荒，除了传统能源中的油气供应安全之外，我们要花更大的精力来研究新能源体系对关键矿物质的需求，进一步强化锂、铂、镍、钛、锰、钒、稀土等战略矿产产业链安全。

二是务实转型。这涉及两方面的问题。第一是吸取欧洲的教训，避免在“政治正确”之下做出不符合科学发展规律的重大决策。第二是要避免决策与企业现实脱钩，决策文件起草者多到企业看看，了解企业经营面临的问题，让政府决策能够与企业决策对得上号。

三是要在改革中转型，首先要改革的是电网体制。中国能源转型的重点是电力转型，建设以新能源为主体的新型电力体系是对现有电力体系的颠覆性重塑，不可能在现有的电网体制下建成。如果电网体制保持不变，就相当于让一个全新的身体套到一个老旧的衣服里面去。体制改革既涉及到新型电力体制建设本身的问题，如可再生能源大规模推广消纳体系，包括火电厂灵活性改造、需求侧响应、虚拟电厂、区域储能等问题，也涉及该体系与社会其他层面对接的问题，如大型的风光基地建设所涉及的配套设施，如土地使用权、生态保护等方面。

四是注重简约性适度消费，鼓励人人参与转型。成功的能源转型需要在供应侧和需求侧同时发力，需要需求侧的人人参与。简约性也是这次欧洲应对能源危机的重要举措之一。IPCC提出的简约性(Sufficiency)概念非常重要，应成为能源转型的重要组成部分。

五是强化创新转型，实现技术与制度同步创新。要在本世纪中叶实现碳中和，无论中国还是全球都需要一系列颠覆性技术，而这些颠覆性技术很难在大众认知范围内产生，很多研发工作在欧美国家都在静悄悄地进行。这些技术的出现有可能颠覆中国20年来建设起来的新能源产业优势。因此，国家科技创新体系对新技术要具有足够的包容性，不要用惯性思维把希望扼杀在摇篮中。

六是强化合作，实现共赢转型。在能源转型产业链方面，中国与欧美之间优势互补，不管主观层面乐意与否，欧盟雄心勃勃的RePowerEU计划和太阳能战略都得依赖中国制造才能落实。应该加大与欧美在新能源领域的合作力度，特别是与欧洲开展务实的合作。我们也可以学习借鉴欧美国家的做法，如英国的能源安全战略、欧盟的REPowerEU、美国的去通胀法案等等。同时，可以与国际能源署、国际可再生能源署等机构合作开展关键矿物质产业链的研究，积极参与这方面的全球治理。■

(责任编辑 冯尚)

“新材料产业高质量发展”科技高端论坛在京召开

12月14日，“新材料产业高质量发展”科技高端论坛在京召开。本次论坛深入研判新材料发展的关键核心挑战，聚焦全产业链一体化战略，为我国新材料科技创新、产业发展提供理论指引和经验借鉴。中国工程院院士、中国石油集团董事长戴厚良作主旨报告。中国工程院院士，中国工程院化工、冶金与材料工程学部主任谭天伟致辞。

戴厚良指出，当前全球化工新材料产业已成为世界各国抢占未来发展制高点的重要领域，是国家竞争力的重要体现。党的二十大报告提出，要推动战略性新兴产业融合集群发展，构建新一代信息技术、人工智能、生物技术、新能源、新材料、高端装备、绿色环保等一批新的增长引擎。这为我们提供

了重要遵循、指明前进方向。

对于我国化工新材料产业的发展，戴厚良建议，加强科学统筹，加大顶层设计力度，在国家 and 行业层面统一组织部署，明确主攻方向和核心技术突破口，有效配置科技力量和创新资源，推动产业健康有序发展。骨干企业要发挥自身优势，加强关键核心技术攻关，努力建设原创技术策源地，“专精特新”企业要发挥灵活高效优势，加快攻克各环节关键核心技术，练就“独门绝技”。优化创新生态，推进企业与高校、科研院所、下游加工应用企业合作攻关，着力打造协同、高效、开放的化工新材料技术研发与应用体系；加强人才队伍建设，鼓励科研人员敢于挑战技术难题、探索科学前沿，最大限度激发创新动力。

中国石油集团公司党组成员、副总经理谢军到中油工程宣讲党的二十大精神

11月15日，中国石油集团公司党组成员、副总经理谢军到中油工程宣讲党的二十大精神，强调要更加紧密地团结在以习近平总书记为核心的党中央周围，深入学习贯彻落实党的二十大精神，坚定信心、苦干实干，踔厉奋发、勇毅前行，切实把党的二十大精神转化为建设世界一流企业、推进高质量发展的务实行动和积极成效，为集团公司建设基业长青世界一流企业，全面建设社会主义现代化国家、全面推进中华民族伟大复兴作出新的更大贡献。

谢军指出，认真学习宣传贯彻党的二十大精神是当前和今后一个时期的首要政治任务，要加强组织领导，落实各级责任，全面兴起宣贯热潮。谢军强调，要深刻领会和全面把握党的二十大精神关于国有企业和能源行业改革发展的新任务新要求，深刻认识工程建设企业作为集团公司产业链重要一环、作为综合一体化优势重要组成部分肩负的责任使命，认真回答

集团公司“四个如何”发展之问，全面落实“九个着力”工作部署，以党的二十大精神引领世界一流企业建设和高质量发展。一是必须坚定不移推进世界一流企业建设；二是必须完整准确全面贯彻新发展理念；三是必须全面加强党的领导党的建设。

谢军强调，贯彻落实党的二十大精神，推进世界一流企业建设，要重点做好“六个聚焦”：一是聚焦党的领导党的建设；二是聚焦科技创新与信息化建设；三是聚焦业务结构与市场结构优化；四是聚焦管控模式与管理机制创新，五是聚焦市场竞争力和项目管理能力提升，六是聚焦依法合规治企与风险管控。

集团公司党组宣传部有关领导参加会议；中油工程及五家成员企业领导班子成员、助理副总师、各部门负责人分别在主分会场聆听宣讲。

中油工程召开“两优化”实施推进工作会议

12月6日，中油工程召开“两优化”实施推进工作会议。会议的主要任务是以党的二十大精神为指引，持续贯彻集团公司市场营销工作会议精神，总结公司上市以来市场营销成果，分析存在的问题短板，研判面临的形势任务，系统谋划“两优化”思路目标和任务举措，以市场和业务结构的“两优化”促进公司服务保障和价值创造能力“双提升”，努力打造世界一

流能源工程综合服务商品牌，为集团公司建设基业长青的世界一流综合性国际能源公司做出新贡献。中油工程董事长、党委书记白雪峰作总结讲话，总经理、党委副书记王新革主持会议。

贯彻落实集团公司戴厚良董事长提出的“四个如何”发展之问和谢军副总经理“六个聚焦”工作要求，中油工程勇扛

服务保障责任和价值创造任务,以“两优化”为引领,积极研究谋划培育企业发展新动能和市场新优势,以正确的战略策略应变局、育新机、开新局。会上,中油工程副总经理杨时榜作“两优化”分析报告,五家成员企业围绕本单位“两优化”思路举措进行交流发言,进一步统一思想、凝聚共识,坚定不移把“两优化”工作推向深入。

白雪峰深入分析了市场营销工作存在的问题短板和面临的形势任务,强调要准确把握“两优化”思路方向和目标策略,切实抓好“两优化”关键举措和重点任务,努力打造市场营销新格局、开创业务发展新局面,形成兼顾规模效益的市场新布局,打造传统新兴互补的业务新结构,构建规范高效完备的营销新体系,实现突破发展瓶颈的优化新成效。

中国石油最大水面光伏发电项目在冀东油田阶段性投产成功

12月8日,中国石油工程建设公司华北分公司总承包的冀东油田高96、高88-9、柳20、柳122平台4个小区成功并网发电,标志着中国石油最大水面光伏发电项目——冀东油田分布式自发自用光伏发电项目阶段性投产成功。

该项目是落实集团公司清洁替代、战略接替、绿色转型“三步走”总体部署,加快推进冀东油田绿色低碳发展的重点项目。项目有效利用冀东油田井场闲置用地分区建设,占地面积885.7亩,建设规模39.312兆瓦,年均发电量5527.7万千瓦时,每年可节约标煤1.65万吨,减排二氧化碳4.78万吨。2022

年8月22日,首台打桩机进场,标志着项目正式开工;10月6日,完成全部桩基(10186根预应力管桩)施工,一次验收合格率99.3%;10月30日,完成首批并网发电区域光伏建设;11月25日,完成4小区光伏建设;12月5日,35千伏开关站调试完成;12月8日,历经全体建设者107个日夜的不懈努力,按计划实现并网发电,为项目投产运营打下了坚实基础。

目前,该项目的“渔光互补”方案正在研究论证中,“上可发电、下可养鱼”的清洁发电新模式,将创造更高的经济效益和社会效益,在北方大地擦亮中国石油新能源品牌。



我国最长煤层气管道工程全线贯通

12月上旬,由管道局工程公司承建的神木-安平煤层气管道工程(陕西-山西段)实现机械完工,标志着中国最长煤层气长输管道全线贯通,进入试生产阶段。该工程贯通将打开晋陕地区天然气外输通道,为京津冀地区天然气保供提供新助力。

神木-安平煤层气管道工程是我国《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》重点建设项目,线路全长623公里,西起陕西省榆林神木市,途经3省7市17县,最终抵达河北省

衡水市安平县,建成后每年可为京津冀地区输送50亿立方米煤层气。

管道局工程公司华油工建公司先后承建了神安管道线路调整段工程1、2标段,神安管道(山西-河北段)3标段,神安管道(陕西-山西段)4标段,累计完成管道建设246公里。管道局工程公司管道设计院负责神安管道(陕西-山西段)设计工作,并组建神安管道(陕西-山西段)黄河穿越EPC项目部。

结合在中东、非洲的一些油田地面工程项目,对常用的油田地面工程电气设计涉及的国际标准和中国的国家及行业标准进行总结,对电气设计要点所依据的国内外标准规范条文进行归纳和差异说明。

国际项目常用电气设计的 国内外标准分析

■ 梅业伟 刘学敏 冯涛 凡曼

随着海外业务的不断扩展,中国石油工程建设有限公司北京设计分公司(以下简称本公司)承揽了越来越多国家和地区的油田地面工程设计工作。在国际市场角逐中,本公司与油气领域国外知名咨询设计公司的竞争也越来越激烈,这就要求在具体的工程设计中充分理解招标文件要求及油田地面工程设计常用的国际规范,掌握国标与国际标准的显著差异,避免因国内做法与国际规范不一致而导致的技术争议,保证项目的顺利执行。本文基于中东地区及非洲的一些油田地面工程项目,对相关电气设计主要技术问题所依据的国内规范和国际常用规范技术规定进行汇总、分析。

1 负荷分级与主接线设计

油田电气设计是依据工艺及公用系统用电负荷需求、站场及单体布置,进行相应的供配电、防雷接地、照明等设计,负荷是进行电气设计的基础。国标(GB)里对负荷等级及相应等级的供电方式都有明确的要求,但是主要的国际标准(IEC、IEEE)没有负荷分级的规定。

GB50052—2009《供配电系统设计规范》根据电力负荷对供电可靠性的要求及中断供电在对人身安全、经济损失上所造成的影响程度进行分级,将负荷分为一级负荷(包含一级负荷中特别重要的负荷)、二级负荷与三级负荷。根据负荷分级,该规范规定了不同等级负荷的供电方式,如一级负荷应由双重电源供电、二级负荷的供电系统宜由两回线路供电。

GB50350—2015《油田油气集输设计规范》将油田站场的电力负荷等级参考GB50052及SY/T0033,并结合油田油气集输工程在生产过程中的特点及中断供电所造成的损失和影响程度,根据站场和设施的种类、生产规模,将负荷分为一、二、三级,不同等级负荷的供电方式与GB50052一致。

SY/T0033—2009《油气田变配电设计规范》依据负荷水

平、负荷性质、出线回路、设备特点等条件确定油田变电所电气主接线方式,主要有线路变压器组单元接线、桥形接线和单母线分段接线几种。

API540—2013《Electrical Installations in Petroleum Processing Plants》根据工艺生产规模和负荷的重要性给出了几种典型接线:10MW以下负荷可采用单母线接线、孤网电站常采用的分段母线接线(Construction Bus Arrangement)、高可靠性和易于扩建的同期母线接线(Synchronizing Bus Arrangement)。

SHELL DEP 33.64.10.10—2014《Electrical Engineering Design》给出了单母分段与单母三分段的典型接线方式。

海外工程实际应用中,集中处理站内变电站中压系统主要是单母分段接线,低压系统根据有无应急电源需求采用单母分段或者单母线分段带应急母线段,站外单井根据产量及负荷的重要程度可选用环网、单母线、单母分段或者线路-变压器组等接线方式。

2 电气计算

海外油田地面工程设计的电气计算中,差别较大的是负荷计算,另外电动机起动压降的标准也是在设计过程中经常需要澄清的问题。本节针对国内外的常用负荷计算方法和国内外规范关于电动机起动压降限值进行比较。

2.1 负荷计算

SY/T0033规定站、场内生产装置、机泵等用电设备,应采用轴功率法计算;机械采油、辅助设施等单元的用电设备,宜按需要系数法,具体的计算公式与系数取值见本规范的第四节。

DEP 33.64.10.10的负荷计算方法见式(1)与式(2)。

$$P_N = 100\% \times P_C + 30\% \times P_1 + 100\% \times S_C \quad (1)$$

$$P_M = 100\% \times P_C + 30\% \times P_1 + 10\% \times P_S \quad (2)$$

式中, P_N 为正常运行最大负荷; P_M 为峰值负荷; P_C 为连续

运行负荷; P_i 为间断运行负荷; P_s 为备用负荷。

上式中连续运行负荷的系数,是按工艺负荷取的100%,对于办公、维修非工艺负荷,该系数可取90%。

《Handbook of Electrical Engineering For Practitioners in the Oil, Gas and Petrochemical Industry》里的负荷计算方法与DEP的计算方法一致,计算系数有所不同,具体见表1。

表1 负荷计算同时系数

项目类型	连续负荷系数	间断负荷系数	备用负荷系数
新站场概念设计	1.0 ~ 1.1	0.5 ~ 0.6	0.0 ~ 0.1
新站场基本设计	1.0 ~ 1.1	0.5 ~ 0.6	0.0 ~ 0.1
详细设计(开发前期)	1.0 ~ 1.1	0.5 ~ 0.6	0.0 ~ 0.1
详细设计(开发后期)	0.9 ~ 1.0	0.3 ~ 0.5	0.0 ~ 0.2
已有站场扩建	0.9 ~ 1.0	0.3 ~ 0.5	0.0 ~ 0.2

2.2 电动机起动压降

GB50055—2011《通用用电设备配电设计规范》对电动机的起动压降规定如下:

(1) 配电母线上接有照明或其他对电压波动较敏感的负荷,电动机频繁起动时,不宜低于额定电压的90%;电动机不频繁起动时,不宜低于额定电压的85%。

(2) 配电母线上未接照明或其他对电压波动较敏感的负荷,不应低于额定电压的80%。

(3) 配电母线上未接其他用电设备时,可按保证电动机起动转矩的条件决定;对于低压电动机,尚应保证接触器线圈的电压不低于释放电压。

对于起动时的机端电压,GB50055无具体要求,但DL5153有相关技术规定:

(1) 容易起动的电动机起动时,电动机的端电压不应低于额定电压的70%。

(2) 对于起动特别困难的电动机,当制造厂有明确合理的起动电压要求时,应满足制造厂的要求。

IEEE Std399—1997《IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis》Table 9-1规定电动机起动时被起动的电动机机端电压最低为80%,但该表说明里也提到了该值是NEMA B电动机的典型值,机端电压可根据实际的电动机和负荷特性进行调整。

NFPA70—2017《National Electrical Code》695.7节规定消防泵起动时,电动机机端压降不大于额定电压的15%。

IEEE Std399与NFPA70对起动压降的考核点为电动机机端,国标为配电母线,国际标准压降典型值考虑了起动时的线路压降,而国标未考虑;DL5153要求的最低机端电压70%额定电压,比国际标准低,因此国际项目中该压降需要特别注意项目的具体技术要求及标准取用规定。

3 设备布置

设备布置主要探讨国内外规范对室内开关柜布置间距要求、户外变电站安全距离、变压器防火间距的不同技术规定,国内外规范对这些距离的技术规定有较大差异,下面列出常用规范和相关内容。

3.1 户内设备布置国内标准技术规定

国内的中低压开关柜的设备布置主要依据GB50060,GB50053和GB50054,国外标准可参考NFPA70。

GB50060—2008《3~110kV高压配电装置设计规范》规定屋内配电装置采用金属封闭开关设备时,屋内各种通道的最小宽度应符合表2的规定。

表2 配电装置屋内各种通道的最小宽度(净距)

通道分类 布置方式	维护通道(mm)	操作通道(mm)	
		固定式	移开式
设备单列布置时	800	1500	单车长+1200
设备双列布置时	1000	2000	双车长+900

表2中的通道宽度在建筑物的墙柱个别突出处,可缩小200mm。

GB50053—2013《20kV及以下变电所设计规范》规定高压配电室内高压配电装置单排布置净距与表2完全一致;双排面对面布置时的柜后维护通道比表2的双列布置小,为800mm,其余净距要求与标的双列布置一致;双排背对背布置时,除了柜后维护通道为1000mm外,操作通道净距与表2的单列布置一致。

GB50054—2011《低压配电设计规范》对低的技术规定见该规范表4.2.5,该表中固定式配电屏空间受限时的工况,单排布置时屏前最小净距要求为1.3m,双排面对面布置时1.8m,而同样工况下抽屉柜相应的净距要求分别为1.6m和2.1m。

3.2 户内设备布置国际标准技术规定

NFPA70—2017《National Electrical Code》规定的电气设备工作时的安全净距可以是与带电裸导体的距离,也可以是与设备外壳的距离;当带电裸导体封闭于外壳内时,净距是与设备外壳开孔处的距离。NFPA70规定的工作空间(Working Spaces)不但适用于裸导体的间距要求,也适用于开关柜的布置。

工况1:一侧有裸露的带电部分,另外一侧无带电或接地的部分,或者工作空间两侧均有裸露带电部分,但具备有效的绝缘防护。

工况2:工作空间的一侧有裸露的带电部分,另外一侧有接地部分,混凝土墙、砖墙、瓷砖墙壁均可视为接地条件。

工况3:工作空间的两侧均有裸露的带电部分。

对于海外油田地面工程常用的中压配电室布置(工况2与工况3),开关柜布置间距NPFA的要求高于国标,400V配电屏布置间距NPFA的要求低于国标。

3.3 户外开关站安全距离

海外油田常用电压等级为132kV及以下,国内相应的电压等级为110kV,户外开关站安全距离国标参考GB50060表5.1.1,国际规范可参考IEC61936—1Table 1。

两个标准在132kV(110kV)及以下电压等级的最小安全距离规定如下:

(1) 额定电压66kV,户外最小相-地与相间间距IEC规定为630mm,国标规定为650mm,国标要求的间距大于IEC的规定。

(2) 额定电压110kV,直接接地和不接地的户外相-地间距国标规定分别为900mm和1000mm,对应的相间间距分别为1000mm和1100mm。

(3) 额定电压132kV,IEC规定的户外最小相-地与相间间距与设备的额定雷电冲击耐受电压相关,450kV、550kV和650kV雷电冲击耐受下的最小相-地与相间间距分别为900mm,1100mm与1300mm。

3.4 变压器防火间距

国标规定的油浸变压器防火间距以电压等级划分,IEC与IEEE均以变压器油的性质及总量划分。

GB50229—2019《火力发电厂与变电站设计防火标准》规定的变压器最小净距为35kV及以下5m,66kV为6m,110kV为8m,220kV及330kV为10m,500kV及以上为15m。油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器之间的防火间距不能满足最小间距要求时,应设置防火墙。

IEC61936—1对普通绝缘油按照总油量划分了四个等级,具体见表4。IEEE979按照总油量定量划分了两个等级,变压器外廓间距小于这些间距要求时,则应设置防火墙。

表3 IEC61936—1的变压器防火间距

变压器型式	变压器油容量(L)	变压器之间 & 变压器与建筑表面(非燃材料)间距(m)	变压器与建筑表面(可燃材料)间距(m)
油浸式	1000<L<2000	3	7.5
	2000≤L<20000	5	10
	20000≤L<45000	10	20
	L≥45000	15	30

GB50229给出的变压器最大的防火间距为15m,IEC61936—1规定油量大于等于45000L时,变压器间最大为15m,IEEE979规定变压器矿物油量在1890L到18930L之间时,间距最小为7.6m,油量大于18930L时,间距最小为15.2m。对于油田常用

的132kV(110kV)及以下电压等级的大容量变压器,IEC和IEEE规定的防火间距一般会大于国标的8m,在国际项目中应特别注意。

4 绝缘配合

海外油田中压接地系统与国网常用典型设计有所不同,因此国内的一些常用避雷器不一定能直接用于海外项目,需要校核。绝缘配合方面本节整理了油田地面工程常用的无间隙避雷器的电压选择及避雷器选择时国内外的配合系数相关的技术规定。

4.1 避雷器电压参数选择

GB/T50064—2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》中的MOA参数选择见该规范的表4.4.3。

DL/T804—2014《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》规定中性点采用低电阻接地,单相接地故障在10s及以内切除时,无间隙避雷器的持续运行电压的选择应不低于电力系统的最高工作相电压。10s及以内切除故障,避雷器持续运行电压应满足式(3);10s及以上切除故障时应满足式(4)与式(5)的要求,其中式(4)适用于3~20kV系统,式(5)适用于35~66kV系统。

$$U_c \geq U_m / \sqrt{3} \quad (3)$$

$$U_c \geq 1.1U_m \quad (4)$$

$$U_c \geq U_m \quad (5)$$

上式中, U_c 为避雷器持续运行电压, U_m 为系统最高运行电压。

对于无间隙避雷器,持续运行电压一般相当于额定电压的75%~85%。

IEC60099-5—2018《Surge Arresters - Part 5: Selection and Application Recommendations》给出避雷器额定电压 $U_r \geq U_{TOV}/T_r$, U_{TOV} 为系统的暂态过电压, T_r 为避雷器的暂态过电压系数。

4.2 绝缘配合系数

GB/T50064规定了避雷器残压与设备耐受值之间的配合系数。电气设备内绝缘的雷电冲击耐压配合系数,MOA紧靠设备时可取1.25,其他情况可取1.40,电气设备内绝缘的操作冲击耐压配合系数为1.15。

《Substation Design Application Guide》给出的雷电冲击与操作冲击配合系数分别为1.4和1.25。雷电冲击配合系数与国标基本一致,操作冲击配合系数国标较小。

5 电缆色标与敷设

电缆色标与敷设间距是海外项目中需要重点关注的问

表4 SH/T3192与API540照度标准值对比

场地名称		SH/T3192		API540	
		参考平面及其高度	水平照度标准值 (lx)	参考平面及其高度	水平照度标准值 (lx)
工艺装置区	换热器	所在平面	30	地面	30
	冷却塔	地面	30	地面	50 (装置区)
	压缩机房	所在平面	100	室内地面	200
	屋内配电装置	0.75m水平面	200	室内地面	150
变配电所	屋外配电装置	作业面	20	地面	20
	屋内配电装置	0.75m水平面	200	室内地面	150
控制室	一般控制室	0.75m水平面	300	室内地面	300
	中央控制室	0.75m水平面	500	室内地面	500

题,本节对主要的国内外标准关于电缆色标的规定、敷设间距的规定进行汇总,供海外项目参考。

5.1 电缆色标

GB/T6995.5—2008《电线电缆识别标志方法 第5部分: 电力电缆绝缘线芯识别标志》规定两芯电缆色标为红、蓝, 三芯为黄、绿、红, 四芯为黄、绿、红、蓝。红、蓝、绿适用于主线芯, 蓝色用于中性线芯, 推荐使用淡蓝色。

BS7671—2018《Requirements for Electrical Installations》规定L1, L2, L3和N对应的色标为棕、黑、灰和蓝色; 直流正负极L+与L-对应的色标为棕色与灰色, 如果有中性线M, 其色标为蓝色, 不同型式的直流系统对色标更为详细的规定可参见该标准的TABLE 7E。

IEC60445对L1、L2、L3和N的推荐颜色标识为黑、棕、灰、蓝, 与BS 7671 颜色一致, 但相序不同。直流的正负极与中性线(L+, L-, M)色标分别为红色、白色、蓝色, 与英标不同。

5.2 电缆安装间距

(1) 直埋敷设

GB50217—2018《电力工程电缆设计标准》表5.1.7与表5.3.5中电缆之间、电缆与地下管沟、电缆与建筑物基础、电缆与到路边的距离。电力电缆与热力管道平行时, 最小净距为1000mm, 与其他管道最小平行间距为150mm; 控制电缆及信号电缆与热力管道和其他管道的最小平行间距要求分别为500mm和100mm。

IEEE C2—2017《National Electrical Safety Code》Rule 353规定电缆之间的平行间距和电缆与其他地下设施, 如污水管道、供水管道、燃气管道及输送其他易燃物质的管道、建筑物基础、蒸汽管道等的平行间距均不应不小于300mm, 其中与蒸汽管道和低温管道的间距需避免管道对电缆的损伤, 如果不能提供足够的间距, 应安装隔热层。

直埋敷设电缆与热力管道间距国标规定的最小净距大于IEEE C2的规定, 而与其他管线的最小净距小于IEEE C2的规定。

(2) 桥架敷设

GB50217表5.5.2规定电缆支架、梯架或托盘的层间距离

最小值。采用支架或吊架时, 表内电力电缆最小层间距6kV以下为150mm, 6~10kV交联聚乙烯为200mm, 35kV单芯为250mm, 35kV三芯为300mm; 采用梯架或托盘时, 表5.5.2规定电力电缆最小层间距6kV以下为250mm, 6~10kV交联聚乙烯及35kV单芯均为300mm, 35kV三芯为350mm。

IEEE422—2012《Guide for the Design of Cable Raceway Systems for Electric Generating Facilities》规定桥架垂直距离最少300mm、中压电缆与低压、控制和仪表电缆的间距最少300mm, 或者安装金属隔板。推荐不同电压等级的电缆安装在不同的桥架内, 如果低压电力和控制电缆具有匹配的工作温度和额定电压(600V及以下), 则低压电力和控制电缆可以不考虑敷设间距。

采用支架或吊架时, 35kV以下电力电缆及35kV单芯电力电缆层间距国标规定均小于IEEE422规定的300mm; 采用梯架或托盘时, 6kV以下电力电缆层间距小于IEEE422规定的300mm。

6 照明设计

海外油田地面工程的照度标准值一般可参考API540、IEEE C2, 国标可参考SH/T3192与GB50582。SH/T3192与API540的照度标准值很多都一致, 表4列出了油田地面工程中常见设施的照度标准值差异。

路灯照明的照度标准值, API540规定常操作的区域为4lx, 不常操作的区域为2lx; GB50582规定石油化工工厂室外场地主要道路照明标准值为10lx, 次要道路为5lx; SH/T3192对罐区道路照明标准值规定主要道路为10lx, 次要道路为5lx。道路照明标准值的国标要求比API540高。

7 结论

本文对海外油田地面工程电气设计常用的国内外规范进行了汇总, 对电气设计要点相关的国内外技术规定进行了说明, 对一些技术规定的国内外规范的差别进行了总结, 可作为海外油田地面工程电气设计参考。■

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)

材料编码是 EPC 过程中精准物资供应链管理的重要基础性工作,也是数字工厂资产管理系统的**基础**。

中国石油工程建设材料编码与应用实践

■ 宋光红¹ 魏志强¹ 任良豪² 王梦婷¹

中国石油集团工程股份有限公司(简称中油工程或 CPEC)于2017年2月17日完成整体上市,形成了以油气地面工程、油气储运工程、炼油化工工程、环境工程、项目管理五大专业为核心的业务体系。打造了项目咨询、FEED、项目管理、设计、采办、施工等工程服务全价值链。在创新、一体化、国际化的企业战略目标指引下,中油工程于2017年初启动了统一材料编码课题研究工作,目的是统一中石油工程建设领域材料编码体系(本文统称工程建设材料编码),完成工程建设编码系统与集团MDM(Master Data Management)系统的融合方案,建立两级工程材料编码管理平台,支持国内外项目从设计、采购、施工到运维的全生命周期管理,提高项目信息化管理水平。

1 工作组织

工程建设材料编码建设工作由中油工程(CPEC)科技信息管理处牵头组织,中国石油工程建设有限公司(含下属分公司)、寰球工程公司、管道局工程公司(含下属分公司)、昆仑工程公司组成联合项目团队。AVEVA和INTERGRAPH公司作为行业内主流编码和编码应用解决方案提供商也参与了数据库部署、软件接口开发等工作。项目的评审单位包括中石油系统内各工程建设公司、设计院,以及中国石油物资装备处等。

该项工作在开展行业现状调研,充分收集系统内材料编码的使用及管理资源,最终以原中国石油工程建设有限公司的材料编码成果为基础开展工作。工作内容包含材料编码标准编制、编码部署及两级管理平台开发、材料编码推广应用、集团物资编码融合以及制定相关管理制度等方面。

2 材料编码标准建设

材料编码标准建设主要包括材料分类目录建设、材料编

码规则建设、材料编码属性库建设三个方面。

(1) 材料分类目录

材料分类目录建设结合工程设计专业划分、材料采购、EPC物资材料分类管理等方面的应用需求,并参考中石油物资材料分类标准,建立了涵盖石油与天然气地面工程建设范围内的材料三级分类目录。

一级目录主要基于专业应用方向进行划分,便于物资分专业管理。为避免编码重复,针对部分使用量较大的通用类物资也建立了一级分类目录,如电线电缆类,其分类目录下涵盖了电气、仪表、通信、防腐等专业所需的电线电缆。

二级目录主要基于专业内物资功能用途和物资形态进行划分,以满足专业内部对物资编码管理的需求。例如,法兰、弯头、阀门等。在材料分类目录中体现功能和形态区分有助于快速识别材料类型。

三级目录主要基于采购分包需求和分类编码规则唯一性进行划分。宏观上,三级分类的每一个品名与常规的物资采购分包相对应。具体实施过程中,需针对每个三级分类目录建立唯一的属性规则,因此在采购分包原则的基础上需继续细化三级分类。如管道类材料中的无缝管件和锻制管件,因属性结构不同而划分为不同的三级分类目录。

(2) 材料属性规则

材料属性规则设计针对大宗物资和带工程位号类物资有不同的解决方案。针对大宗物资,应能通过三级分类目录和属性规则定义,能完整的表达出材料标准、技术参数、规格参数、连接形式、安装方式等各方面的属性要素,实现一物一码的要求,满足设计、采购、施工安装以及企业ERP系统对物资编码的需求。而针对带工程位号的物资(如设备),则主要表达设备的关键参数,如设备结构形式、主要工艺参数,以及其



图1 材料分类目录示例

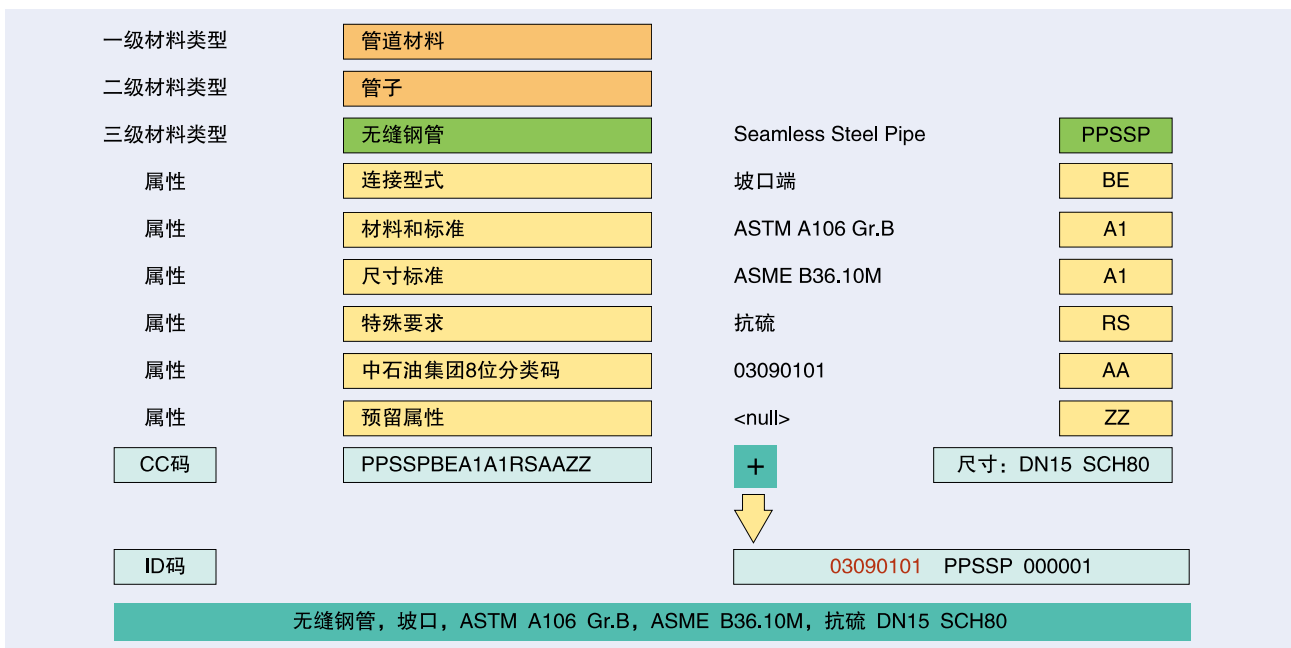


图2 管道类材料编码规则举例

他价格影响关键属性等。位号类物资的编码主要便于企业价格信息的积累和重复利用。

(3) 材料编码属性库

在完成材料编码规则后, 应建立适用各类材料的标准化属性分组, 并按标准化分组建立企业级的标准化属性字典库和属性代码库。设计过程中将根据材料的属性编码规则依次

选择所需的材料属性, 由此保证了材料设计的标准化。材料编码属性库的建设包含以下几个步骤:

①建立材料属性分组。通过对不同的属性建立分组, 能系统性的完成材料属性的梳理和编制, 如针对管道材料属性, 可分为国标材料属性、美标材料属性等; 在属性使用过程中, 通过编码软件的智能化关联的作用, 减少属性选择范围, 提

压力等级			
中文	英文(长)	英文(短)	代码
—	—	—	ZZ
CL125	Class 125	CL125	10
CL150	Class 150	CL150	11
CL300	Class 300	CL300	12
CL600	Class 600	CL600	13
CL900	Class 900	CL900	14
CL1500	Class 1500	CL1500	15
CL2500	Class 2500	CL2500	16
PN6	PN6	PN6	17
PN10	PN10	PN10	18
PN16	PN16	PN16	19
PN25	PN25	PN25	20
PN40	PN40	PN40	21
PN63	PN63	PN63	22
PN100	PN100	PN100	23
PN160	PN160	PN160	24
PN20	PN20	PN20	25
PN50	PN50	PN50	26
PN110	PN110	PN110	27
PN150	PN150	PN150	28
PN260	PN260	PN260	29
PN420	PN420	PN420	30
...

端部连接形式			
中文	英文(长)	英文(短)	代码
平面	Flat Face	FF	FF
突面	Raised Face	RF	RF
环连接面	Ring Type Joint Face	RTJ	RJ
凹凸面	Male-Female Face	MFM	MC
凹面	Female Face	EF	EF
小凹面	Small-Female Face	SFF	SA
大凹面	Large-Female Face	LFF	LA
凸面	Male Face	MF	MF
小凸面	Small-Male Face	SMF	SM
大凸面	Large-Male Face	LMF	LM
榫槽面	Tongue-Groove Face	TGF	TG
槽面	Groove Face	GF	GF
小槽面	Small-Groove Face	SGF	SG
大槽面	Large-Groove Face	LGF	LG
榫面	Tongue Face	TF	TF
小榫面	Small-Tongue Face	STF	ST
大榫面	Large-Tongue Face	LTF	LT
平口端	Plain End	PE	PE
坡口端	Beveled End	BE	BE
外螺纹端	Male Threaded End	MTE	MT
内螺纹端	Female Threaded End	FTE	FT
对焊端	Buttweld End	BW	BW
承插焊端	Socketweld End	SW	SW
...

图3 材料属性库举例

高使用效率。如在管道材料选用了20G,则后面的尺寸标注则自动约束在国标范围内。建立材料属性分组的另一个作用是不同三级目录的材料使用同一类材料属性时,避免重复建立属性库。

②按分组建立属性字典库,并编制属性代码。在建立材料分组后,通过专业工程师穷举这一属性分组下所需的材料属性,同时指定每个属性的代码,供后期编码使用。

③建立属性库多语言描述方式。一般情况下,属性字典库包含中文、英文、俄文三种语言,并可根据项目要求扩充。定义多语言属性字典库后,便可根据项目需要输出多种材料描述语言。

④材料长短描述规则。根据行业习惯,针对部分属性建立短描述代码,减少最终材料描述长度,该项工作主要针对管道类材料。如管道的端部形式属性“坡口端”的英文长描述为“Beveled End”,短代码为“BE”。

3 编码部署及两级管理平台开发

材料编码标准制定后,需通过相应的平台进行规则部署,并进行系统维护。中国石油工程建设材料编码平台分为编码管理层和编码应用层。

管理层包括材料编码管理平台、ERM(Enterprise Resource Management, AVEVA公司VPRM升级产品)总站点和SPRD

(SmartPlant Reference Data)总站点。材料编码管理平台负责编码系统主数据的管理,包括编码规则、属性字典库、尺寸规则、描述规则、CC码、ID码、第三方编码映射等;ERM总站点负责所有ERM分站点的编码规则和编码数据同步,SPRD总站点所有SPRD分站点的编码规则和编码数据同步。

应用层负责各应用企业负责材料编码的申请与应用,完成与三维设计软件的接口对接,实现材料编码在工程项目中的应用。应用层主要部署SPRD或ERM分站点客户端,并且可以采用本地部署和云部署方式。应用企业的分站点SPRD和ERM软件接入总分管理系统后,接收总站点的材料编码规则、属性字典库、尺寸规则库和ID码资源,可创建工程项目、编制等级文件、输出成果数据等,并且应用企业拥有分站点云站点服务器和本地服务器的独立管理和控制权限,以保证数据安全和数据使用灵活性。

目前中油工程在昌平数据中心设计云环境中部署了材料编码管理层和应用层,供各成员企业使用。云环境中还部署SPRD和ERM用户许可资源,对云端和客户端部署的SPRD和ERM软件进行授权。

4 材料编码在设计平台中的应用

材料编码应用可分为三维设计和二维设计两种,设计和采购业务通过带有材料编码、描述和数量的设备材料表为组

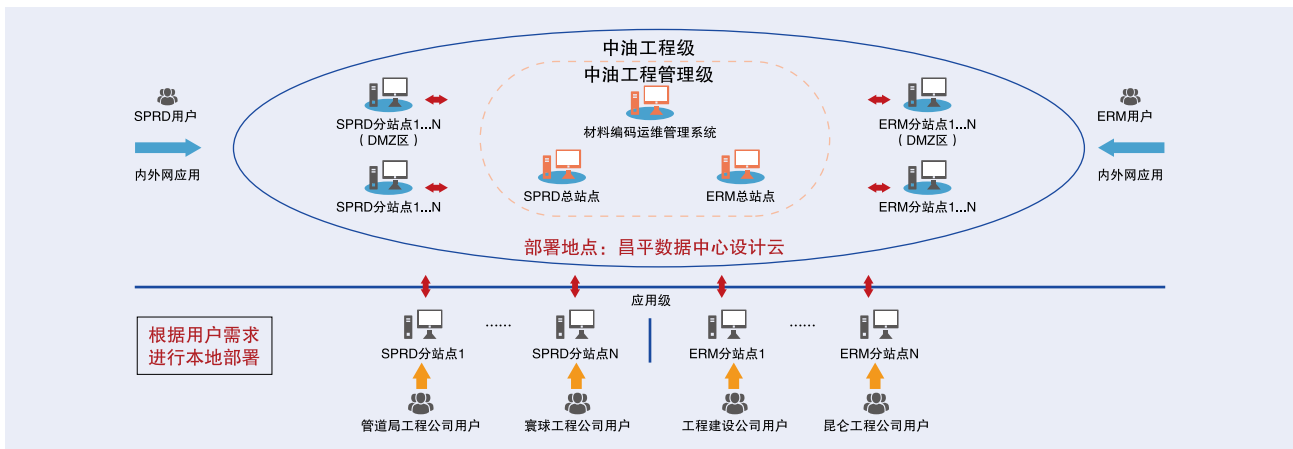


图4 材料编码管理平台—总分系统部署架构图

带进行数据传递。

三维设计中,用户通过ERM、SPRD的材料等级业务功能,向PDMS、SP3D等软件的三维发布带编码的三维数据库,支撑三维设计。三维设计完成后,通过三维设计软件或材料管理软件抽取带编码的材料清单(MTO或BOM),供下游使用。

当采用二维设计软件时,二维设计工具与材料编码系统未建立起完整的业务链,只能手工选择编码。通过预先发布非三维设计材料清单目录,分目录编制标准化材料编码手册(该项工作类似于创建带编码的管道等级库),并通过EXCEL软件的二次开发部署和使用编码库,辅助项目开展二维设计选料,能显著提高二维设计开料的标准化程度和开料效率,并且为后期的材料控制管理提供了技术保障。

5 集团物资编码融合方案

集团公司以MDM作为企业主数据管理平台,其中包括了物资分类与编码管理,该物资分类及物资编码是物资采购的唯一数据标准。基于MDM系统及其数据标准,集团公司建设有电子采购系统,并作为集团统推系统使用。但在实际使用过程中,因MDM内的材料编码缺少属性规则和统一属性库的支撑,导致标准无法跟设计管理系统融合,且数据的完整性、规范性、一致性和准确性等方面都存在一些问题,制约了材料编码对设计、采购、施工过程精细化材料控制管理的技术支撑作用。但为了保证项目采购业务流程的合规性,必须建立工程建设编码与集团MDM系统编码的融合方案。

集团公司MDM系统材料编码采用“8位数字分类码+11位数字流水码组成”结构。工程建设编码方案采用“5位字母分类码+6位数字流水码”结构,并在系统内映射MDM系统“8位数字分类码”,形成“8+5+6”编码结构。“8位数字分类码”源于行业标准SY/T5497,是两套编码体系融合的基础。

基于两套编码的技术体系、编码结构和应用现状,制定了两套融合方案:

方案一:采取人工映射的方式,在中油工程材料编码管理平台内映射集团MDM系统材料编码。该方案要求工程建设材料编码系统长期开展编码映射及映射库的维护工作,并且MDM系统向工程建设材料编码系统提供长期有效的编码数据库。

方案二:基于MDM编码“8+11”与工程建设编码“8+5+6”的相似结构,将工程建设编码纳入MDM编码系统,并进行分类管理。

6 系统管理

基于工程建设材料编码系统两级部署结构,构建配套的管理体系和组织机构。

编码管理层,中油工程科技信息部负责平台运维的总体协调和管理,下设编码技术专家组合IT支持组。其中编码技术专家组负责编码标准修订、解释工作和培训,并定期评估数据库中编码数据质量;IT支持组负责提供与业务系统应用集成的具体实施工作,包括总部署、管理平台系统功能优化与扩充、平台业务培训、数据安全管理和数据分析、网络和硬件保障服务等。

编码应用层主要为各成员企业编码管理组等,主要负责本单位相关业务的技术支持工作,并在业务技术和IT技术层面对接管理层。

7 推广应用情况

中国石油工程建设编码自2018年底开始上线试点,目前已在广东石化、川渝页岩气项目、川内天然气净化厂项目(多个)、塔里木乙烷项目、新疆油田马河天然气深冷提效项目上投入使用。通过前期广泛的项目试点使用,加速了编码系统的优化与完善,为下一步的全面推广应用奠定了基础。■

作者单位: 1. 中国石油集团工程建设有限公司西南分公司
2. 中国石油集团工程建设有限公司

(责任编辑 冯尚)

长庆工程设计有限公司为适应油田现场生产需要而自主研发了一体化集成装置。本文通过对一体化集成装置项目研究中的设计符合度检查、工艺流程完整性检测等七个方面进行研究,保证一体化集成装置中系统及设备在工厂整体组装完成后,发货前做好全面测试,关键或核心部分的产品品质能达到使用要求,提高一次投产成功率。

一体化集成装置性能检测及试运行平台研究

■ 王勇 郑晓利 杨光 张新友 龚卫斌 李国明 张玉玺 廖炬华

长庆油田近年来一直承担着油田集成装置、气田集成装置、水处理及其它集成装置研发,制造和装配。一体化集成装置具有涵盖范围广、研发种类多,装置从单一橇装结构向复杂工艺流程、立体布站结构纵深发展的特点。目前公司研发的典型装置包括:油田集成装置6大类15种32套;气田集成装置6大类10种28套;水处理装置3大类5种7套。一体化集成装置具有功能集成、结构橇装、智能控制、建设快捷、投产迅速、节约占地、节省投资、重复使用和节能环保等特点。

虽然橇装化技术在国内外得到了广泛地应用和推广,但针对油气田一体化集成装置上设备、阀门、管件、管材、电气及自控仪表等部件的性能检测及综合试运行平台的研究,目前国内还处于技术研究的空白。本文通过对一体化集成装置性能检测和试运行平台方案研究,主要进行顶层设计,具体包括项目研究中的设计符合度检查;项目研究中的工艺流程完整性检测;项目研究中的控制系统完整性检测;项目研究中的材料检验;项目研究中的动设备检验;项目研

究中的系统功能性检测;项目研究中的联调联试七个方面进行研究。

1 设计符合度检查

规范是一体化集成装置在设计文件中主要遵循的标准。对于规范的完整性检查是进行设计符合度检查中最重要的内容,也是一体化集成装置源头上质量的保证。该项研究通过收录和整理所从事专业必备的工艺、机械、电气、仪表等各类规范。(规范列举从略)

2 工艺流程完整性检测

工艺流程是每套装置实现其功能的必备要素。一套成熟或者创新的工艺,不仅能提高产率,节省人力资源,还能够获得较大的收益。长庆工程设计有限公司对于每套出厂的装置,先从工艺流程上对该装置做完整性检测,以确保其满足设计思路,实现具体功能。图1为工艺流程完整性检测示意图。

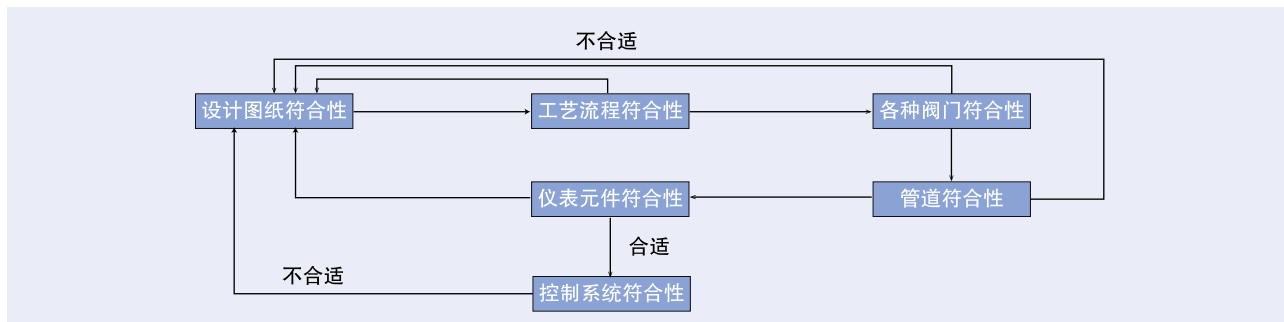


图1 工艺流程完整性检测示意图

表1 一体化集成装置仪表系统检测表

位号	用途	量程
PT-110	进装置原油压力	0MPa~1.6MPa
TT-110	进装置原油温度	0℃~100℃
PdT-110	过滤器前后差压	0kPa~300kPa
TT-311	加热区出口原油温度	0℃~100℃
FIT-211	智能旋进流量计	
PT-211	分离缓冲区间压力	0MPa~1.0MPa
LIT-211	分离缓冲区间液位	
HY-411/1	1#泵进口电动阀	
HY-412/1	2#泵进口电动阀	
PT-411/1	泵1入口压力	-0.1MPa~0.9MPa
PT-411/2	泵1出口压力	0MPa~6.0MPa
PT-412/1	泵2入口压力	-0.1MPa~0.9MPa
PT-412/2	泵2出口压力	0MPa~6.0MPa
TT-411/1	泵1轴承温度	预留
TT-411/2	泵1电机转子温度	预留
TT-412/1	泵2轴承温度	预留
TT-412/2	泵2电机转子温度	预留
HY-411/2	1#泵出口电动阀	
HY-412/2	2#泵出口电动阀	
FIT-401	螺旋单转子流量计	
TT-401	外输原油温度	0℃~100℃

3 控制系统完整性检测

一体化集成装置的控制系统是装置的核心与“灵魂”。装置在现场能不能投运成功，主要看控制系统能不能玩得转，尤其当前是一个智能化的时代。控制系统完整性检测主要包括：（1）对控制系统中仪表信号100%确认；（2）检测装置接线箱至PLC机柜端子接线是否完整；（3）PLC通电后测试各仪表信号回路状态是否正常，有无信号、信号是否稳定。

根据运行工况观察各参数变化与就地指示表的趋势，检测远传仪表的状态是否正常，仪表量程是否与设计一致。表1为一体化集成装置仪表系统检测表。

4 系统功能仿真

如图2、图3所示，以原油接转一体化集成装置为例进行系统功能性说明，在厂区以水作为介质模拟原油的运行，主要按照下述操作过程来实现：

原油接转一体化集成装置流程分为：（1）正常生产流程。主要包括油井采出物、含水、含气原油由各井组输至增压站场，经总机关混合、自动收球装置收球后过滤，进入装置加热区加热至30~35℃后通过分离缓冲区间进行气液分离，分离出气体进入站场空冷器和伴生气分离器处理后作为装置加热区

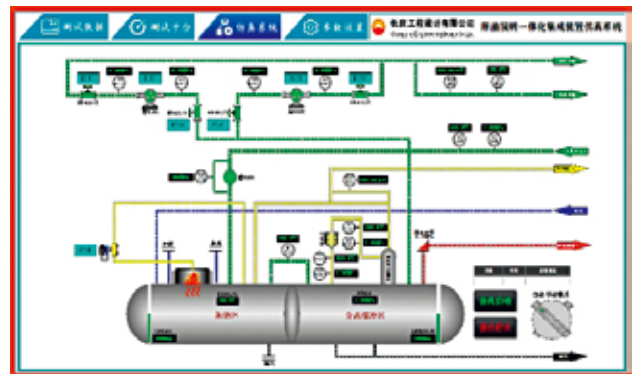


图2 原油接转一体化集成装置三维图

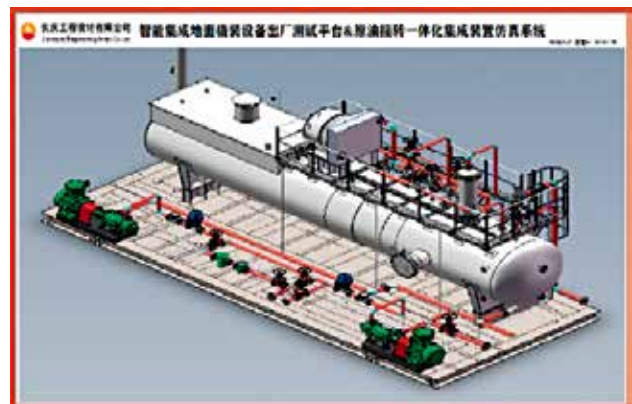


图3 原油接转一体化集成装置动态仿真图



图4 金相检测设备室



图5 台式直读金属检测仪



图6 高压垫片材质检测



图7 高压垫片硬度检测

燃料使用或外输,分离缓冲后的含水油经外输泵增压后计量外输。(2)事故油箱(油罐)液位达到高液位时,不影响主流程外输的情况下,应用外输泵(备用泵)输送。

1)通过配套控制系统分别控制2台外输泵远程启、停。观察是否能够完成远程启停。正常运转后,观察2台外输泵是否可以根据设定目标值,完成相应的变频自动调节。

2)通过配套控制系统控制装置各电动阀远程开、关试验,并在厂区观察是否完成远程开、关动作。

3)逻辑联锁测试

I 主辅泵切换控制。装置2台外输泵采用主/辅运行方式,一备一用。当主泵轴承或电机转子温度超限时停主泵;然后控制直通电动阀关闭,同时启动辅助外输泵。

II 外输泵进口超低压、出口超高压保护。监测外输泵的进口、出口压力,一般情况下现场的来油量每天都在瞬时波动,当进口压力达到低限值时,也就是缓冲罐的液位到达低点液位。外输泵报警并连锁停泵。当外输泵出口压力达到高限值时,也就是说缓冲罐的液位达到高液位时,外输泵报警并连锁停泵。

5 动设备、阀门、法兰、管材、管件及紧固件检验

一体化集成装置的动设备检验主要包括对离心泵的规格型号、泵的进出口方向以及电气接口方向,电气接口大小与电气配套的挠管是否匹配。空冷器检测包括本体及管束焊缝是否进100%超声探测和磁粉探伤。阀门检验主要包括资料审查、外观检验、几何尺寸检验、压力试验、理化检验及无损检测六个方面。法兰检验包括法兰形式、材质的锻件级别、高压法兰安装之前进行材质检测和垫片硬度测试。管件及紧固件检验包括材料的验收、入库、保管、发放、回收、标识、移植、代用等管理内容,核心是检验程序和检验内容。

6 平台研发

2021年长庆工程设计有限公司通过科研项目研发出一体化集成装置性能检测及试运行平台。测试平台界面如下图所示,该检测平台在厂内可进行仪表、泵、调节阀、气动阀、电动阀等元件功能测试和性能测试,出厂前有不合格的就可以直接更换新的,省去在现场调试中发现元件有损坏需要更换的时间,不影响设备调试运行及用户投产,让用户认可设备的质量和服务,减少人力成本,增强设备稳定性。

测试平台界面开发采用北京昆仑通态MCGSPRO组态界面开发,由测试平台、参数设置、仿真系统、故障代码文档、开机页面、测试数据六个界面组成。测试平台基本上把撬装设备上所用到的元件都考虑到,包含此温度(4-20mA、热电阻、热

电偶)、压力、差压、液位、流量、可燃气体检测等传感器性能测试,包含气动调节阀、电动调节阀、7.5KW变频、5.5KW电机、11KW电机、AC220V电磁阀、DC24V阀门、AC220V阀门、AC380V阀门等设备功能测试。还可以进行MODBUS RTU通讯测试。



图8 一体化集成装置检测平台界面



图9 一体化集成装置检测平台参数

7 结论

本文通过对一体化集成装置项目研究中的设计符合度检查等七个方面进行研究,保证一体化集成装置中系统及设备在工厂整体组装完成后,在发货前做好全面测试,关键或核心部分的产品品质能达到使用要求。降低现场安装调试的工作量和提高一次投产成功率。该系统平台的研究最终能实现装置所用设备材料入厂检验的制度化、数据化和表单化。实现装置制造过程全流程质量控制并最终形成一体化集成装置各部件性能检测报告模版。该系统平台研究可为国内同行业提供指南,减少出差成本、车成本、缩短调试周期,保证甲方正常投产,累计经济效益接近100万元,为提高公司一体化集成装置在国内甲方和用户的口碑等具有一定的经济效益和社会效益。■

作者单位:长庆工程设计有限公司
(责任编辑 冯尚)

《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》于2019年3月实施,同时新版《火力发电厂与变电站设计防火标准》也于2019年8月实施,两个标准的对应急照明的不同要求,给35~110kV变电站的应急照明设计带来的较大的困扰,需要设计人员深入探讨。

35~110kV变电站应急照明及疏散指示设计探讨

■ 胡鹰 桂娟

1 引言

建筑物一般可分为工业建筑和民用建筑。变电站是属于工业建筑,由于其运行管理的专业性和特殊性,其防火要求不同于一般的工业建筑,因此在进行应急照明(包括疏散照明和备用照明)及疏散指示设计时,需要根据不同的防火标准规范来执行。

《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229—2019)(以下简称《厂站防火标准》)于2019年8月1日实施,在此之前,《建筑设计防火规范》GB50016—2014(2018版)(以下简称《建规》)于2018年10月1日实施,《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》(GB51309—2018)(以下简称《应急疏散标准》)于2019年3月1日实施,由于不同标准规范的主编单位不同,对于防火安全要求不同,因此也导致了应急照明在不同标准规范表述的差异。在具体项目的设计和施工图审查过程中,不同审图专家提出的要求也各不相同。针对的35~110kV变电站(本文指地上变电站,地下变电站可作参考)的应急照明,电力行业设计院一般按照《厂站防火标准》和《发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T5390—2014)(以下简称《厂站照明规定》)进行设计,但审图专家提出《应急疏散标准》也为国家标准,变电站应急照明设计应满足该规范要求,这也给设计人员带来较大的困扰,也导致设计图纸的一再修改,延误了项目的建设周期。本文针对不同标准规范的相关条文进行详细分析,提出一些看法,供大家设计参考。

2 不同标准规范的要求

2.1 《建规》要求

2.1.1 规范条款要求

《建规》在10.3节对需要设置消防应急照明和疏散指示

标志的场所作了相应的规定,内容如下:

(1) 10.3.1条,除建筑高度小于27m的住宅建筑外,民用建筑、厂房和丙类仓库的下列部位应设置疏散照明:1)封闭楼梯间、防烟楼梯间及其前室、消防电梯间的前室或合用前室、避难走道、避难层(间);2)观众厅、展览厅、多功能厅和建筑面积大于200m²的营业厅、餐厅、演播室等人员密集的场所;3)建筑面积大于100m²的地下或半地下公共活动场所;4)公共建筑内的疏散走道;5)人员密集的厂房内的生产场所及疏散走道。

(2) 10.3.3条,消防控制室、消防水泵房、自备发电机房、配电室、防排烟机房以及发生火灾时仍需正常工作的消防设备房应设置备用照明,其作业面的最低照度不应低于正常照明的照度。

(3) 10.3.5条,公共建筑、建筑高度大于54m的住宅建筑、高层厂房(库房)和甲、乙、丙类单、多层厂房,应设置灯光疏散指示标志,并应符合下列规定:1)应设置在安全出口和人员密集的场所的疏散门的正上方;2)应设置在疏散走道及其转角处距地面高度1.0m以下的墙面或地面上。灯光疏散指示标志的间距不应大于20m;对于袋形走道,不应大于10m;在走道转角区,不应大于1.0m。

2.1.2 条款分析

单从以上规范条款似乎可以得出以下结论:35~110kV变电站内的应急照明和疏散指示应分别遵循10.3.1条第1款、10.3.3条和10.3.5条相关要求。

但在《建规》总则1.0.2节中,对该规范适用范围作了明确规定:本规范适用于下列新建、扩建和改建的建筑:(1)厂房;(2)仓库;(3)民用建筑;(4)甲、乙、丙类液体储罐(区);(5)可燃、助燃气体储罐(区);(6)可燃材料堆场;

(7) 城市交通隧道。人民防空工程、石油和天然气工程、石油化工工程和火力发电厂与变电站等的建筑防火设计, 当有专门的国家标准时, 宜从其规定。

该条的条文解释为: 对于人民防空……煤化工和电力等工程, 专业性较强, 有些要求比较特殊, 特别是其中的工艺防火和生产过程中的本质安全要求部分与一般工业或民用建筑有所不同。本规范只对上述建筑或工程的普遍性防火设计作了原则性要求……相关防火要求可以按照这些工程的专项防火规范执行。

因此根据《建规》总则要求, 35~110kV地上变电站内的应急照明和疏散指示应按照电力专门防火标准规范的要求进行设计。

2.2 《厂站防火标准》要求

2.2.1 规范条款要求

《厂站防火标准》在11.7节对需要设置消防应急照明和疏散指示标志的场所作了相应的规定, 规定如下:

(1) 11.7.1条, 变电站的消防供电应符合下列规定: 1)~3)略; 4) 消防应急照明、疏散指示标志应采用蓄电池直流系统供电, 疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于30min, 继续工作应急照明连续供电时间不应少于3h。

(2) 11.7.2条, 火灾应急照明和疏散标志应符合下列规定: 1) 户内变电站、户外变电站的控制室、通信机房、配电装置室、消防水泵房和建筑疏散通道应设置应急照明; 2) 地下变电站的控制室……和楼梯间应设置应急照明; 3) 地下变电站的疏散通道和安全出口应设灯光疏散指示标志; 4) 人员疏散通道应急照明的地面最低水平照度不应低于1.0lx, 楼梯间的地面最低水平照度不应低于5.0lx, 继续工作应急照明应保证正常照明的照度; 5) 疏散通道上灯光疏散指示标志间距不应大于20m, 高度宜安装在距地坪1.0m以下处; 疏散照明灯具应设置在出入口的顶部或侧边墙面的上部。

2.2.2 条款分析

《厂站防火标准》是专门针对火力发电厂和变电站编制的设计防火标准, 符合《建规》总则中规定的专项防火规范, 因此35~110kV地上变电站内的应急照明和疏散指示应按照该规范执行。

由于35~110kV变电站一般是直接针对某一区域的用户负荷供电, 一旦变电站整体停电, 将对该区域的用户造成很大影响, 为避免变电站意外全停事故, 确保人员进站抢修的照明基本条件, 电力行业专门发布了《发电厂和变电站照明设计技术规定》, 对发电厂和变电站的正常照明、应急照明的设计提出了具体的要求。

2.3 《厂站照明规定》要求

2.3.1 规定条款要求

《厂站照明规定》在2.1.11节对应急照明做了定义, 说明应

急照明包括疏散照明和备用照明, 其中备用照明是用于确保正常活动继续进行的照明。

(1) 3.2.1条第2款, 工作场所下列情况应设置应急照明: 1) 当正常照明因故障熄灭后, 需要确保正常工作或活动继续进行的场所应设置备用照明(为避免与消防备用照明含义混淆, 本文简称“工作备用照明”); 2) 当正常照明因故障熄灭后, 需要确保人员疏散的出入口和通道应设置疏散照明。

(2) 3.2.2条, 变电站中需要设置工作备用照明的场所为: 控制室、继电器室、屋内配电装置室、蓄电池室、通信机房、柴油发电机室等; 设置工作备用照明的房间无需设置疏散照明, 其它需要设置疏散照明的场所为: 主要通道、主要出入口、楼梯间、钢梯等。

(3) 5.1.8条, 应急灯的选择应满足下列要求: ……第2款, 自带蓄电池的应急灯放电时间, 对于……750kV及以下有人值班变电站不低于60min计算, 对于无人值班变电站……应按不低于120min计算。

(4) 6.0.4条, 发电厂、变电站和换流站应急照明的照度值可按本规定一般照明照度值的10%~15%选取。主要通道上疏散照明的照度值不应低于1lx。

2.3.2 条款分析

《厂站照明规定》是专门针对火力发电厂和变电站照明设计编制的, 其规定了变电站的相关场所需要设置的正常照明、工作备用照明和疏散照明, 基于变电站值班人员均为专业人员, 该规定要求在工作场所的主要通道和出入口设置疏散照明, 并未要求设置疏散指示标志, 这一点是与民用建筑应急照明的要求是有所区别的。对变电站内的消防应急照明和疏散指示的设计, 该标准并未作出规定, 设计部门还必须以《厂站防火标准》作为消防应急照明和疏散指示的执行标准。

2.4 《应急疏散标准》要求

2.4.1 标准条款要求

《应急疏散标准》在术语一节对消防应急灯具(包括消防应急照明灯具和消防应急标志灯具)、A型消防应急灯具(主电源及蓄电池电压均不大于DC36V的灯具)、A型应急照明配电箱、A型应急照明集中电源等做了明确的定义, 并对相关场所灯具的设置作了规定。

(1) 3.2.1条, 灯具的选择应符合下列规定: 1)~3)略; 4) 设置在距地面8m及以下的灯具的电压等级及供电方式应符合下列规定: 应选择A型灯具。

(2) 3.2.8条, 出口标志灯的设置应符合下列规定: 1) 应设置在敞开楼梯间、封闭楼梯间、防烟楼梯间及其前室入口的上方; 2) 应设置在室外疏散楼梯间出口的上方; 3) 应设置在直通室外疏散门的上方。

(3) 3.3.7条, 灯具采用自带蓄电池供电时, 1) 应急照明

配电箱宜设置于值班室、设备机房、配电间或电气竖井；2)非集中控制型系统中，应急照明配电箱应由防火分区、同一防火分区的楼层……的正常照明配电箱供电。

(4) 3.3.8条，灯具采用集中电源供电时，1)集中电源额定功率不应大于5kW；设在电缆竖井内的集中电源额定功率不应大于1kW；2)集中电源应设置在消防控制室、低压配电室、配电间或电气竖井；3)非集中控制型系统中，集中设置的集中电源应由正常照明线路供电；分散设置的集中电源应由防火分区、同一防火分区的楼层……的正常照明配电箱供电。

(5) 3.8.1条，避难间(层)及配电室、消防控制室、自备柴油发电机房等发生火灾仍需工作、值守的区域，应同时设置消防备用照明、疏散照明和疏散指示标志。

(6) 系统消防备用照明的设计应符合下列规定：1)消防备用照明灯具可采用正常照明灯具，在火灾时应保持正常的照度；2)消防备用照明灯具应由正常照明电源和消防电源专用应急回路互投后供电。

2.4.2 规定条款分析

《应急疏散标准》是适用于建、构筑物中设置的消防应急照明和疏散指示系统的设计、施工、调试、检测、验收与维护保养的一本综合性标准。这是目前对建筑消防应急照明和疏散指示系统要求最为详细、最为严格的标准，因此变电站的消防应急照明和疏散指示系统的设计必须满足该标准的要求。该标准中要求8m以下均采用DC36V的A类灯具，这是变电站应急照明设计需要认真执行的。

3 标准规范的对比

3.1 标准规范的使用

针对以上多个规范标准和规定，设计人员应认真加以分析。《厂站照明规定》虽然是专门针对火力发电厂和变电站照明设计编制的规定，但该规定为电力行业推荐性标准，对于电力工程的具体设计具有指导性意义，并不具备国家规范的强制性法律效力。在进行施工图审查和消防验收过程中，在多本规范、标准表述有矛盾或者歧义时，消防主管部门往往会要求按照国家强制性标准规范—国家推荐性标准规范—行业推荐性标准规范的顺序执行，因此该规定只能作为参考使用，不应作为变电站应急照明设计在法律层面的依据。

3.2 标准规范的对比

《建规》是建筑设计防火的总规范，其它所有的专业防火规范都由此规范引申而出。该规范针对民用建筑的应急照明疏散指示做了较为详细的规定，对于电力工程的应急照明设计，其规定适只适用于建筑物中一些公共部分(如值班、办公等)，建筑主体部分还必须遵循《厂站防火标准》。《厂站防火标准》对电力工程中需要设置应急照明和疏散指示的要求更为明确，因此应作为应急照明设计的主要标准。

《应急疏散标准》是适用于建、构筑物中设置的消防应急照明和疏散指示系统的设计、施工、调试、检测、验收与维护保养的一本综合性标准。该标准并不是规定哪些建筑物需要设置消防应急照明和疏散指示系统，而是对那些需要设置应急照明的建筑物做出规定，如照明供电电压、灯具、应急照明配电箱的选择，建筑物哪些部位需要设置应急照明和疏散指示，设置间距和照度要求等等。变电站内的消防应急照明和疏散指示系统的设计必须满足该标准的要求。

综合以上标准规范的条款，针对35~110kV变电站的应急照明设计，可以按照如下设计思路，以满足各种标准规范的要求。

(1) 变电站应分别设置工作备用照明、消防应急照明(含消防备用照明)和疏散指示标志，且三者各自的作用和目的不同，不可相互替代。工作备用照明为了确保事故停电后继续工作(非火灾状态)的应急照明，只需满足《厂站照明规定》即可，但在火灾状态下，为了保障消防人员的人身安全，该照明回路应联锁断电。

(2) 变电站内工作备用照明是可采用直流照明灯，也可采用交流照明灯由系统逆变器供电或采用自带蓄电池照明灯具(DC36V)，自带蓄电池照明灯具的应急时间不用低于2h。该照明回路与正常照明回路在火灾状态均应联锁断电。

(3) 变电站控制室、通信机房、配电装置室及建筑疏散通道等相关场所应设置疏散照明，照度须满足最低水平照度，连续供电时间不少于0.5h。



(4) 变电站内的消防水泵房及其配电室、发电机房为火灾是仍需工作的场所，必须设置消防备用照明、疏散照明和疏散指示标志。该消防备用照明与《场站防火标准》中“继续工作应急照明”的含义基本等同，即保持正常照度，且连续供电时间不少于3h。

(5) 根据《建规》之规定，在变电站内的建筑疏散通道、楼梯间和安全出口过道等部位，设置疏散照明和疏散指示标志，照度和间距须符合规范要求。

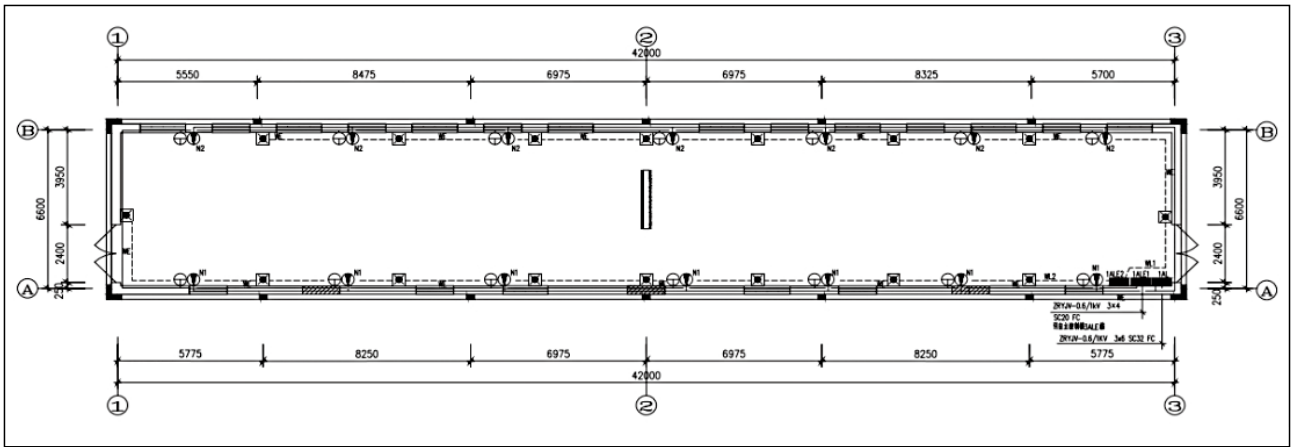


图1 35kV配电室照明平面图

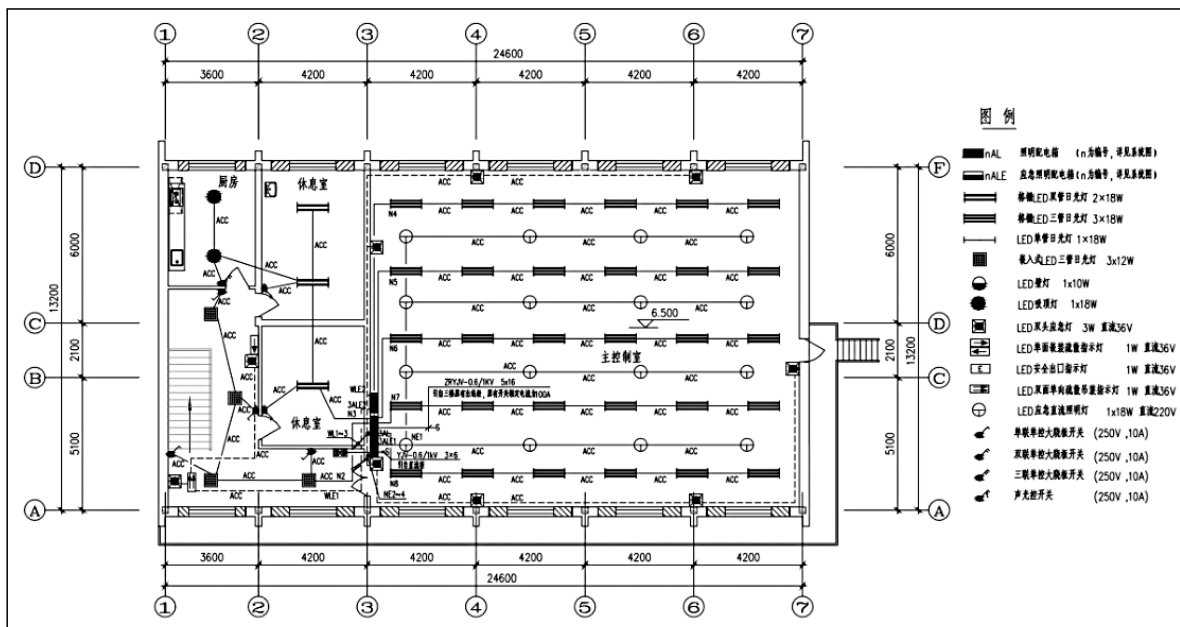


图2 主控制室照明平面图

(6) 变电站内疏散照明和疏散指示标志应采用自带蓄电池A型灯具, 在控制室或二次设备室设置非集中控制型应急照明配电箱, 其电源由就近的正常照明配电箱供电。

4 变电站应急照明及疏散指示设计

通过对以上标准规范相关条文的分析, 变电站消防应急照明(含疏散照明)和疏散指示标志应以《厂站防火标准》为主要设计标准。变电站内工作备用照明应以《厂站照明规定》作为设计依据来开展相应的设计。下面以具体工程来展示户外、户内变电站应急照明的具体设计。

4.1 户外变电站

以有人值守半户外110kV变电站为例, 变电站主控楼主控室和疏散通道、35kV配电室、6kV配电室、6kV无功补偿室设置消防应急照明, 疏散通道设置疏散指示标志。消防应急

灯具采用自带蓄电池的A型消防应急灯具, 应急照明配电箱分别设置于各配电室, 电源引自就近正常照明配电箱。疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于90min。

变电站主控制室、35kV配电室、6kV配电室、6kV无功补偿室设置工作备用照明, 照度按正常照明的照度设计, 由变电站直流系统供电, 备用照明可手动/自动点亮, 当正常照明因故障熄灭后, 备用照明自动点亮。

本工程35kV配电室、6kV配电室、6kV无功补偿室均为单层建筑, 照明设计相似, 本次仅附35kV配电室照明平面图, 照明设计图纸详见图1、2。

4.2 全户内变电站

以无人值守全户内110kV变电站为例, 变电站二次设备室、110kV配电室、35kV配电室、10kV配电室、10kV无功补偿室及疏散通道设置消防应急照明, 疏散通道设置疏散指示标

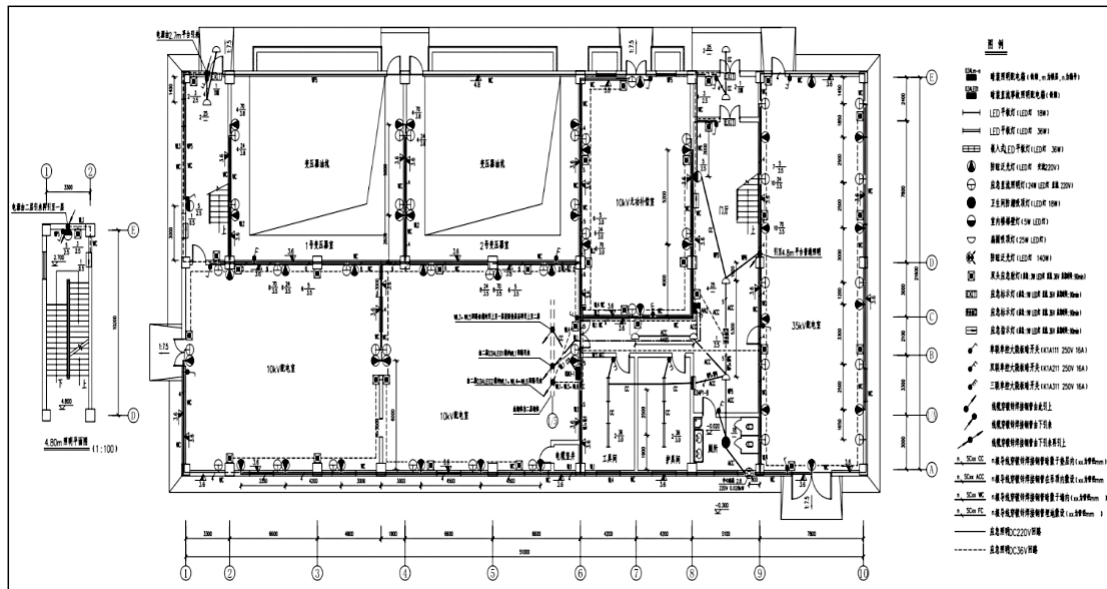


图3 一层照明平面图

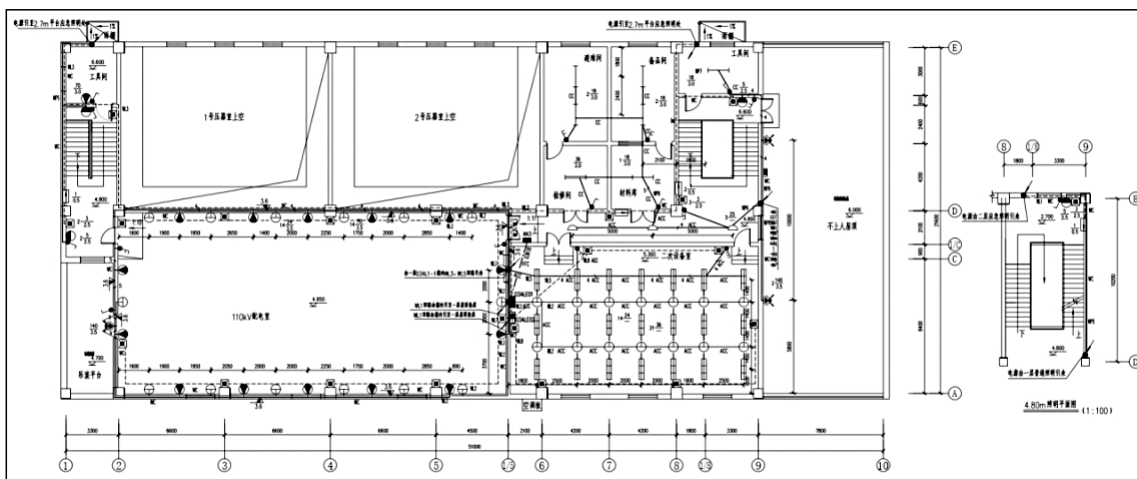


图4 二层照明平面图

志。消防应急灯具采用自带蓄电池A型消防应急灯具。非集中电源应急照明配电箱设置于二次设备室，电源引自就近正常照明配电箱。疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于90min。

变电站二次设备室、110kV配电室、35kV配电室、10kV配电室、10kV无功补偿室、变压器室设置工作备用照明，照度按正常照明的照度设计，由变电站直流系统供电，备用照明在出入口处设置人工开启控制按钮。

本工程照明设计图纸详见图3、4。

5 结束语

通过对以上标准规范的分析，对于变电站应急照明的设计，本文提出如下的建议：

(1) 针对变电站消防应急照明设计，应以《厂站防火标

准》为主要设计标准，《厂站照明规定》可作为变电站内工作备用照明设计的参考规范。

(2) 针对变电站内应急照明和疏散指示的灯具、应急照明配电箱的系统设计，应以《应急疏散标准》为设计标准，以确保火灾情况下人员疏散和人身安全。

变电站一般作为城市局部区域的电源点，是与其他公网变电站一起供电，共同保障城市区域的消防火灾供电的可靠性（双重电源或双回路），但在变电站自身火灾的特殊情况下，确保变电站运行人员和消防员的人身安全，也是设计人员要思考的问题。设计人员必须对行业规范和国家规范认真研读，选择适合项目特点的标准规范进行设计，才能确保项目的本质安全，满足建筑消防的要求。■

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)

天然气的消费增速提高了进口 LNG 的量,从而更加促进了 LNG 的相关研究。对 LNG 进行轻烃回收能有效提高使用和运行的安全性,增加运营企业的经济效益,回收的乙烷和循环利用的冷能,能提高资源利用率。通过调研国内外的 LNG 轻烃回收工艺研究,发现当前设计方向是提高 LNG 冷能的利用率,降低能耗,节约成本。根据国内外五种典型流程的优缺点提出的创新流程,在能耗、乙烷回收率、冷能利用率、经济性均有较好表现。

LNG轻烃回收及冷能利用工艺

■ 吴学谦 张硕 张井鲁 高乾

1 背景及意义

目前我国天然气消费水平逐步上升,2020年全国天然气消费量约3200亿立方米,较上一年增加了约130亿立方米。国产气量1890亿立方米左右,进口天然气约为1400亿立方米,其中LNG进口量约为900亿方。对还有较多重组分的LNG进行轻烃回收有着重要意义。主要是一下三点:

1. 提高企业经济效益。进口LNG一般按照热值交割,国内按照体积向用户出售,降低天然气热值,有助于提高企业经济效益。

2. 提高用户安全性。直接汽化的LNG可能会在运输使用中产生烃液,对输送和使用造成重大影响。

3. 提高资源利用率。将汽化的冷能进行循环使用,降低了系统能耗;通过LNG轻烃分离工艺出来的乙烷可以作为乙烯生产的原料,降低乙烯生产对于石油脑等的需求,减小我国对于原油进口的依赖,提高资源利用率。

2 LNG轻烃回收工艺简介

LNG的轻烃回收主要是依据LNG中各组分的相变温度不同,在一定条件下,随着温度的升高,甲烷、乙烷、丙烷等组分依次析出。

在LNG轻烃分离回收工艺中主要使用到的设备是精馏塔、换热器、闪蒸塔、泵等设备。先利用泵对常压LNG物流进行加压,然后利用换热器对LNG物流进行初步加热,进入闪蒸塔后初步分离LNG中的甲烷,然后再通过脱甲烷塔进行深度分离,保证产出甲烷的纯度,脱甲烷塔排出的高温塔顶气通过换热器对LNG进行加热,脱甲烷塔下端排出的液态 C_2^+ 组分

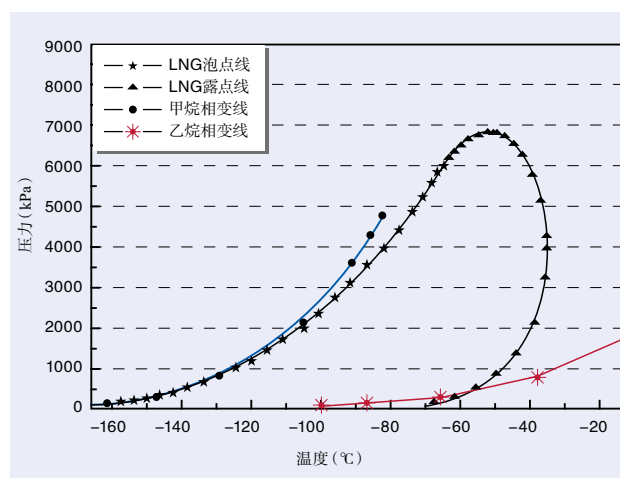


图1 甲烷和LNG压力和温度平衡曲线图

进入脱乙烷精馏塔,通过精馏塔处理得到高纯度乙烷和以 C_3^+ 组分为主的液化石油气。

国外的LNG相关研究较早,从上世纪60年代开始,美国、挪威、日本、澳大利亚等国家陆续提出相关工艺设计专利,之后的研究逐步减少使用的设备、简化操作流程,以及实现高压回收功能。进入新世纪后,LNG轻烃分离工艺更加高效、便捷,产物纯度提高的同时单位成本也得到很大降低。到2003年时,美国专利US20030158458A1中精馏塔的塔顶气不再使用制冷压缩机进行冷凝,而是使用换热器对流入的LNG进行加热升温,利用了LNG的冷能对塔顶气进行降温,又利用了顶端热能预热了即将进入精馏塔的LNG,提高了LNG的温度,减少了后续再沸器的能耗,实现了能量综合利用,降低了运行成本,这也成为了今后LNG轻烃

回收工艺设计思路的新开端。利用LNG物流对所生产的贫气进行冷却,使贫气降温冷凝为液态,然后利用泵加压冷凝的液体至管道输送压力,这种方式和使用压缩机加压相比,泵加压的功耗更低。

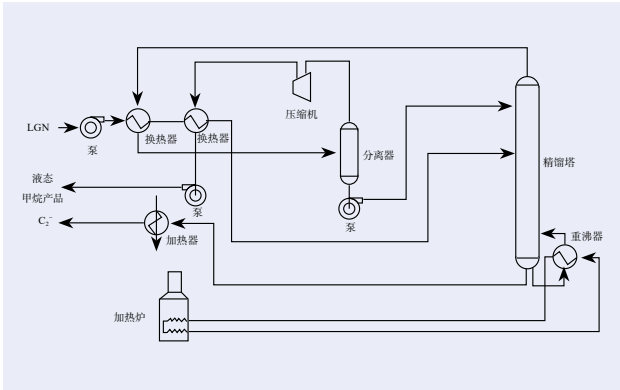


图2 专利US20030158458A1

国内对于LNG相关研究起步较晚,在国外研究的基础上也逐步提出一些成果。在2007年时,华南理工大学的华贲、李亚军团队提出了较为成熟的专利CN1318543,对LNG中的乙烷组分进行了回收,并且需要压缩的富甲烷贫气减少,只需要处

理60%左右的富甲烷贫气,减小了压缩机的做功消耗。同时该流程对乙烷的回收率较高,流程相对简单,操作性强,固定成本和维护运营成本比较低。

结合国内外在LNG轻烃分离工艺研究,我们可以发现:

- (1) LNG轻烃分离主要是利用甲烷、乙烷以及C₃⁺组分的沸点不同进行分离;
- (2) 在LNG轻烃分离回收过程中要加大LNG冷能的利用,从而降低能耗,简化流程,降低流程的成本;
- (3) 尽量用泵代替压缩机,可以较少设备做功耗和运行成本;
- (4) 考虑对进入脱甲烷塔的LNG进行多种加热,尽量利用精馏塔的热量,考虑用制冷热能代替加热,减少能耗;
- (5) LNG组分和操作压力对LNG分离回收工艺影响较大,C₂组分含量较少时可以不启动脱乙烷区块,需要利用模拟计算和经济性计算进行充分考量。

3 创新LNG轻烃回收流程设计

3.1 经典流程分析

选取研究5种国内外典型工艺流程美国专利US6604380B1、欧洲专利EP1734027A1、中国专利CN200510035124.4、华贲等的优化流程、中国专利CN201410338554,根据调研设定原料LNG组分及物性如下:

表1 LNG组分

物流	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Heptane	Nitrogen
LNG	0.8797	0.0708	0.0287	0.0039	0.0042	0.0006	0.0003	0.0099	0.0019

表2 LNG物性表

物流	气态比例	温度(°C)	压力(kPa)	摩尔流量(kgmole/h)
LNG	0	-163	101.1	18470.05

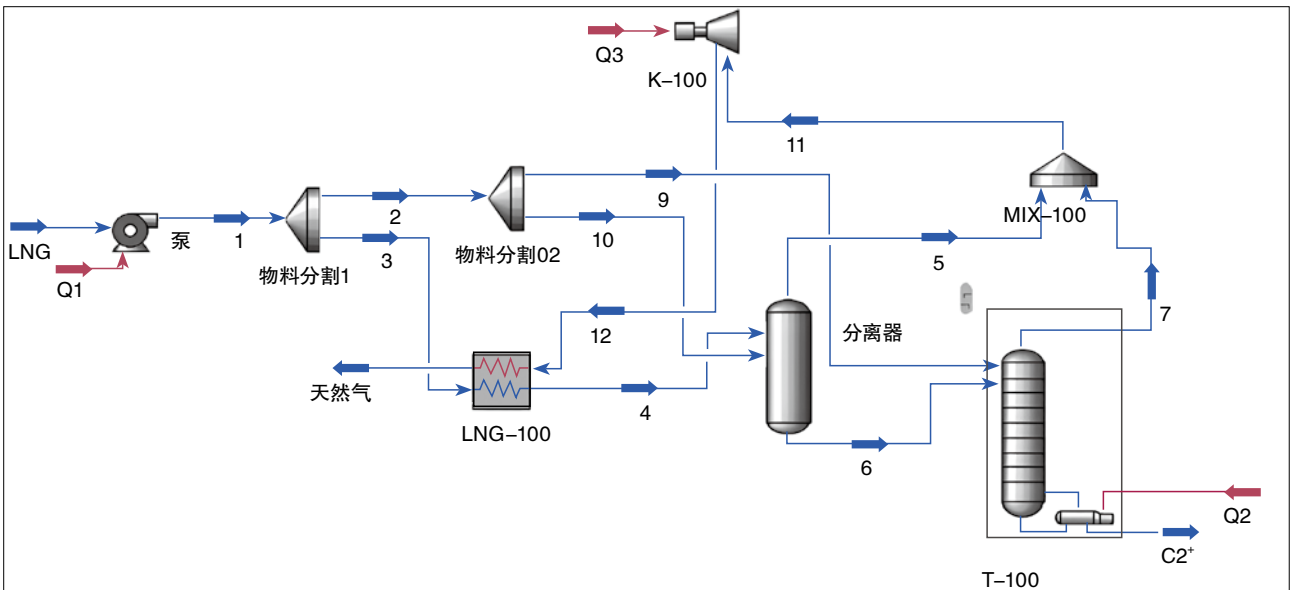


图3 美国专利US6604380B1

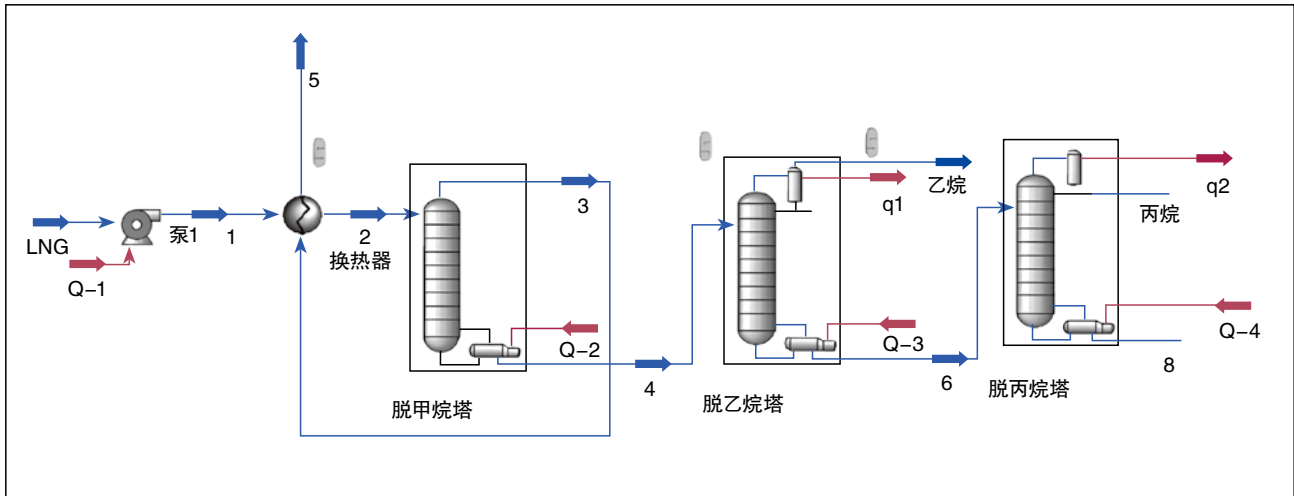


图4 欧洲专利EP1734027A1

对于国内外几种典型模型进行分析后,我们可以发现一些主要问题:

- (1) 精馏塔的能耗极大, 占到系统总能耗的90%以上;
- (2) 当前LNG接受站的轻烃回收工艺, 主要是用来调节天然气热值, 只对LNG进行一级分离, 对乙烷等组分回收较少, 资源利用率低;
- (3) 一级换热会使得两端物流温差过大, 造成设备损耗、换热效率低下、烟损增大;
- (4) 换热网络复杂时, 热损耗大, 成本高;
- (5) 工艺系统对物料波动调节能力弱;
- (6) 系统自身的热能没有充分利用, 直接排放, 造成能量浪费;
- (7) LNG冷能利用水平低, 外输富甲烷天然气仍有大量冷能未被利用。

3.2 创新LNG轻烃回收流程设计

对于国内五种外典型模型进行的分析, 结合各个流程的优缺点, 新型LNG轻烃分离回收流程做出如下改进:

- (1) 增加冷能发电模块, 充分利用外输天然气的冷能。

(2) 将脱乙烷塔的物流、冷却塔的能流用于液化天然气预热, 节约系统能耗, 提高能量利用率。

(3) 增加换热器数量, 多级换热, 减小换热器两端温差。

(4) 对LNG物流进行分割, 方便后期面对物料波动时更方便调节。

(5) LNG物流在预热后进行一次分离, 减小进入脱甲烷塔的物流, 从而减小脱甲烷塔的负荷。

(6) 降低脱乙烷塔的操作压力, 降低能耗和设备成本, 同时减小了乙烷和C₃⁺组分的压力, 降低储存运输成本。

结合先前模型的优点以及模拟分析, 现提出一种新型LNG轻烃回收工艺流程。

该新型流程包含了低温泵、压缩机、LNG换热器、加热器、分离器、脱甲烷塔、脱乙烷塔、膨胀机等主要设备, 按功能可以分为预热部分、预分离部分、精馏段、调控外输段、冷能发电段。

模拟结果:

表3 物料组分表

物流	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Heptane	Nitrogen
LNG	0.8797	0.0708	0.0287	0.0039	0.0042	0.0006	0.0003	0.0099	0.0019
乙烷	0.0002	0.9998	0	0	0	0	0	0	0
C ₃ ⁺	0	0.0001	0.601	0.0822	0.0886	0.0127	0.209	0.0063	0
NG	0.9903	0.0073	0.002	0	0	0	0	0	0.0021

表4 物性组分表

物流	温度 (°C)	压力 (kPa)	摩尔流量 (kgmole/h)	质量流量 (kg/h)
LNG	-163	101.1	18272.8	348800
乙烷	-50	190	1175	35330
C ₃ ⁺	-30	245	865	50850
NG	-28.3	1990	16232.4	262618.8

表5 各流程能耗情况

序号	流程	泵 (kW)	压缩机 (kW)	精馏塔 (kW)	热集成减少量 (kW)	总计 (kW)
1	US6604380B1	406	2441	17132	0	19979
2	EP1734027A1	404	0	51045	-8300	43149
3	CN200510035124.4	578	2227	29220	0	32025
4	华贵等的优化流程	400	1693	26920	0	29013
5	CN201410338554	404	863	36306	0	37573
6	创新流程	752	1223	18191	-18191	1975

3.3 与国内外典型流程对比分析

1. 能耗对比

在系统运行起来后,系统中各设备所消耗电能是各个工艺流程中最具区别的地方,表5是各工艺流程每小时的能耗情况。

欧洲专利EP1734027A1的流程中,脱乙烷塔和脱丙烷塔的出口温度较高,和脱甲烷塔底部出流的温差合适,可使用热集成系统让脱乙烷塔和脱丙烷塔的冷却塔释放热量来加热脱甲烷塔的塔内物料,每小时能减少脱甲烷塔的再沸器8300kW的能耗。

中国专利CN200510035124.4需要压缩的气量较大,所以压缩机功率最大,为2227kW;华贵等的优化流程优化了换热网络,使得压缩机能耗较之前节省了40%左右;在中国专利CN201410338554的流程中,通过压缩机加压的物流较少,所以压缩机功率较低,但是进入精馏塔的物料多,精馏塔能耗最大,为36306kW。

本创新流程中,压缩机只对预热段汽化的LNG物流进行加热,所以压缩机能耗较低。另一方面,通过参数优化,对塔内温度、压力和塔板数进行改进后,精馏塔的总功率为18191kW,显著低于其他双精馏塔的流程。在创新流程中的塔底流出物流温度都较低,都低于-5℃,所以可以使用海水作为热源对塔内物流进行加热,从而省下了再沸器的能耗。流程中使用电的是用于加压的泵、压缩机,其总能耗为1975kW,显著低于其他各流程。

各流程的系统焓效率:

表6 各流程系统焓效率

US6604380b1	0.635
EP1734027A1	0.378
CN200510035124.4	0.574
华贵优化流程	0.585
CN201410338554	0.332
创新流程	0.448

通过焓效率统计可以发现,美国专利US6604380B1的系统焓效率最高,达到0.635,系统焓效率最低的是CN201410338554,为

0.332,创新流程的焓效率为0.448,居于中等水平。

2. 资源回收情况

各流程的工艺结构不同,运行的工艺参数不用,所外输的产物自然会不相同,通过比较主要产物的产能、纯度,可以看出工艺对LNG轻烃的分离、回收水平。

(1) 乙烷回收水平

国内外各流程的乙烷回收水平:

表7 各流程乙烷回收参数

流程	乙烷产能 t/h	乙烷摩尔含量	乙烷回收率
US6604380B1	0	0	0
EP1734027A1	37.64	99.98%	95.06%
CN200510035124.4	37.32	97.41%	90.70%
华贵等的优化流程	36.48	98.73%	90.58%
CN201410338554	36.11	99.98%	91.20%
创新流程	34.78	99.98%	90.80%

由上表可以看出,除美国专利US6604380B1外,各流程的乙烷回收率都较高,都在90%以上,其中欧洲专利EP1734027A1的回收率最高,为95.06%,创新流程的回收率居于中等水平。

(2) 冷能利用水平

在进口物流相同,出口物流质量、摩尔组分接近的情况下,观察天然气出口温度的高低能简明表达冷能利用程度。

既创新流程的天然气外输温度最高,从原料LNG的-163℃到天然气出口温度-28.3℃,创新流程的冷能利用程度最大。

表8 天然气外输温度

序号	流程	出口温度 (°C)
1	US6604380B1	-121.2
2	EP1734027A1	-115.9
3	CN200510035124.4	-120.5
4	华贵等的优化流程	-122
5	CN201410338554	-98.5
6	创新流程	-28.3

表9 各流程冷能利用率

序号	流程	进口物料冷能 (kJ)	外输天然气冷能 (kJ)	冷能利用率
1	US6604380B1	188332762	156805318	16.74%
2	EP1734027A1	188332762	130022807	30.96%
3	CN200510035124.4	188332762	168132506	10.73%
4	华贲等的优化流程	188332762	158601425	15.79%
5	CN201410338554	188332762	115236749	38.81%
6	创新流程	187661376	29488603	84.29%

表10 前两年收益情况 (万元)

流程	营业收入	LNG进口费用	运营费用	固定资产投资	第一年收益	第二年收益
美国专利US6604380B1	1226400	1067500	15226.15	5550	138124	143674
欧洲专利EP1734027A1	1327723	1067500	31914.74	6262	222047	228309
中国专利CN200510035124.4	1361143	1067500	23982.01	7176	262485	269661
华贲等的优化流程	1386046	1067500	21812.1	7076	289658	296734
中国专利CN201410338554	1385892	1067500	27948.25	6876	283567	290443
创新流程	1374230	1067500	-1015.55	9605	298141	307746

再从冷能利用率上来看,计算进口物流的冷能和出口天然气物流的冷能,得出系统的冷能利用率(表9):

根据各流程冷能利用率可以看出,创新流程的冷能利用率最高,为84.29%,冷能回收效果最好。

3. 经济性对比

LNG轻烃回收工艺中主要的成本包括前期投资的固定成本和后期运营的成本。固定成本主要包括设备采购、土地费用、建设费用等费用。运营成本主要包括原料LNG进价、设备折旧、员工待遇、电费部分。系统建成运营一年后的收益,需要减去前期的固定资产投资加上一年后的运营成本,第二年收益等于应收减去运营成本,前两年收益情况如表10:

计算两年的收益情况(见图5),可以发现,创新流程的每年收益都高于其他流程,相比于收益最低的美国专利US6604380B1,创新流程提高了约114%的收益,相比于其他

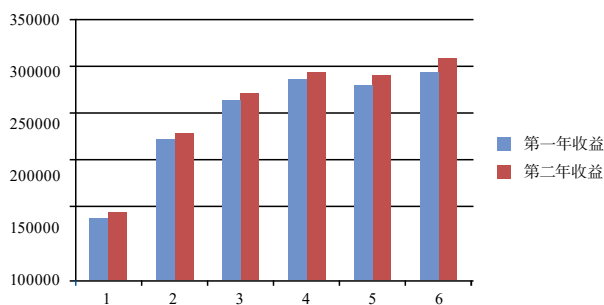


图5 前两年收益柱状图

五种典型流程的平均收益,创新流程提高了约20.18%的收益。相比较于收益第二高的华贲等的优化流程,只提升了约4%的收益,这是由于LNG与天然气产品的差价大,产出物收益过大,创新流程带来的节能经济性在整体收益中占比低,但是创新流程的LNG冷能利用率高,利用LNG冷能发电,每年比华贲等的优化流程节省18693.42万元的电费,对绿色经济的发展做出巨大贡献。另外,创新流程的乙烷回收率高于华贲等的优化流程的90.58%,对于资源的高效利用有很大意义。

4 结论

新工艺流程和国内外5种典型流程进行对比可发现,新流程的天然气出口温度为-28.3℃,冷能利用率为84.29%,冷能回收效果最好,每年利用冷能发电量除了满足系统自用外,还能外输电网产生收益;新流程的乙烷回收率在这5种典型流程中居于中等水平;通过经济性分析,新流程的盈利水平较这5种典型流程平均提高了约20.18%,盈利水平增高明显。

创新LNG轻烃回收工艺对与提高乙烷回收水平还可以进行发掘,对于对物料波动和事故工况的应对较少,只有一个储罐作为临时存放,以后应增加这方面的研究,保证系统运行的安全性。■

作者单位:北京迪威尔石油天然气技术开发有限公司

(责任编辑 冯尚)

立足现有工程基础上,从设计本体出发,以绿色生态为工程建设的核心价值观,以创造环境友好型的站场环境为目的采用绿色设计策略,为下一步全面推进绿色创新型站场建设提供新的思路。

适用·绿色·创新

——低碳时代油气管道站场绿色设计探索

■ 严欢 唐馨 袁萍

1 低碳时代站场设计方向

《民用建筑设计统一标准》由我国住房和城乡建设部、国家市场监督管理总局于2019年3月13日联合发布,并于2019年10月1日起实施,标准总则第一条“适用、经济、绿色、美观”的提出,是第一次将“绿色”写入指导未来工程建设要求的方针。全新方针的提出不但是对我国前期几十年粗放式建设模式所付出的生态代价的深刻反思,也标志着建立一套以绿色生态理念作为核心价值观念的工程建设创新路径刻不容缓。

石油天然气长输管线作为国家基础设施重要组成部分,自建设之初就秉持“环保优先,安全第一,质量至上,以人为本”的理念。但随着国家经济发展,在倡导节能减排、绿色环保的大环境下,如何在油气管道站场建设中进一步降低能耗,增加其生态绿色环保性,为长输管道站场的可持续发展奠定基础是今天亟需解决的问题。笔者所在的四川科宏石油天然气工程有限公司在过去的十余年时间内曾参与建设西气东输、中缅油气、中卫—贵阳等油气长输管线工程工作,笔者作为一线设计人员,也前后参与设计大小油气站场十余座,本文以已建站场为基础进行绿色改造,希望通过本文的分析介绍,为未来工程建设提供优化设计的一些思路。

油气站场根据国家石油天然气管网集团有限公司发布的相关标准化设计文件,主要分为值班控制区和生产工艺区两个区块,各区块之间分区明确,布置紧凑,集约节约用地,避免设计的随意性。

2 站场值班控制区的绿色设计策略

2.1 绿色站场,生态景观

我国土地幅员辽阔,油气管线穿越地域不同气候差异明

显。不同气候区的站场建筑室外环境设计,应在总平面布局规划阶段,即针对地形、水体、植被、铺装、构筑物等景观设计核心要素,提出具有适应性的布局策略,有效提升提升站场室外环境舒适度。

场地景观设计应简洁清晰方向明确,以水、石、木等自然元素的“融汇”呈现主题氛围,当场地现状为山地、丘陵等地貌特征时,景观布局应采取最小干预原则,即顺应原有地貌,减少地表形态的破坏。

或坐憩或经行,观郁郁山林,听潺潺流水,闻淡淡花香,很大程度舒缓了站场值班人群的压力情绪,也提升着场地的活跃度和参与度。丰草长林,站有佳木。站场的绿地种植应遵循开阔通透、不遮挡视线的配置原则设计,值班控制区以树形姿态佳的非落叶乔木为骨干树种,点缀站场所在区域常见的本土灌木层,并以低维护的大片观赏草类做基底,不遮挡人行视线。

场地绿地底层以透水混凝土面层配合砾石的方式来延续线性铺装的肌理和色块对比,透水地面有效完成“海绵站场”的建设目标,而无挡边且绿面略低于铺装面的设计,使过多雨水能顺利从硬化的地面回流至绿地内,充分发挥其渗透、蓄的功效。

由于油气站场所在区域常常位于城市规划区之外,市政基础设施不足,污水排放和供水问题历来是一个难题。为了不给自然生态带来更多负担,建议后期站场标准化设计时考虑在站场角块处设置污水处理装置,对站场生产和生活污水进行集中处理后再利用。经处理的污水可以用作室内冲刷、道路冲洗和景观用水等,以此达到站场雨污零排放的目的。

2.2 可循环的模块体系

站场值班控制区内主要建筑为综合值班室和综合设备间,根据目前现行的油气管道站场标准化设计依据,基本模

块为7.2m×3.9m(长×宽), 并可根据模块组合满足值班、休息等功能。标准化模块建筑的建设, 为下一步在油气管道站场中推行全装配模块建筑体系奠定了基础。

一般建筑根据主体结构建材寿命确定设计年限为50年左右, 这也意味着建材和主体结构的寿命远大于建筑的实际使用寿命。标准化设计, 模块式装配, 进而引入全装配式模块建筑体系可使得循环利用的设想成为可能。将建筑的整体功能

拆分为标准尺寸、不同功能的单元式模块, 再将单元化的模块与开放的交通空间自由组合; 每个模块内部自成一体, 模块自身的围护体系、设备管线、内装等均形成高度集成化, 并可实现组合后建筑的“即插即用”; 而同时模块间可逆的连接方式使模块的拆装变得简单可行。根据测算, 此类工程建设周期较以往节约30%, 综合工程投资减少约10%。

外立面以铝单板制成单元化的轻质装饰构件, 既将外墙



图1 值班控制区景观布置示意图



图2 模块组合



图3 方案生成



调压计量区



调压橇

图4 站场工艺设备撬块

上竖向结构构件、雨水管线、空调外机等外露部位合理隐藏保证美观度，也形成外遮阳措施避免炫光干扰，且最大限度地保证了室内采光效果，并可根据需要随时更换颜色及元件。不同单元的灵活组合可以实现不同模块的需求，也带来建筑外观的丰富性和差异性。

2.3 工业化的制造方式

“大干快上”似乎是过去几十年间工程建设的普遍现象，同样，在笔者参与设计的站场建设项目，从施工图到建成投产往往不到一年时间。当然，利用项目管理手段，如压缩设计周期、通过现场增加人力、延长日均施工时间的方式，工程可能也能按时完成，但质量和品质却很难保证。如何做到工程建设速度与质量的兼顾？向工业化学习，将现场化、人工化的不可控现场建造模式向机械化、流程化的工厂制造转变。

工厂化的加工需要适应工厂加工的材料体系和构造体系，需要最大限度地减少湿作业。因此，建筑整个构造体系采用全装配化的构造方式，所有建材也力求使用集成化易加工的材料。（见图3）

2.4 绿色的施工方式

高度集成化的模块体系，使建筑的大部分工作都能在工厂完成，这大大减少了现场的施工量。每个模块像集装箱一样通过陆运抵达现场之后，只需简单地吊装即可完成。异地加工和机械化的施工方式，不但避免了传统施工方式所造成的的噪声、扬尘等污染，减少现场建筑垃圾的产生，也将大大缩短建设周期。

3 站场生产工艺区的绿色设计策略

3.1 工艺设备撬装化

生产工艺区设计以生产功能为基础，实现工艺流程模块化，工艺设备撬装化；以模块为基本单元，实现组合插件化；以便于运输、安装、运行维护为前提，提升站场预制化率，有效达到简洁化布站的效果。

3.2 集成化消声器模块

站场噪声主要源于空气动力型噪声、机械噪声及管道震动噪声等叠加而成，其具有频带宽、低频声强等特性，总声压级

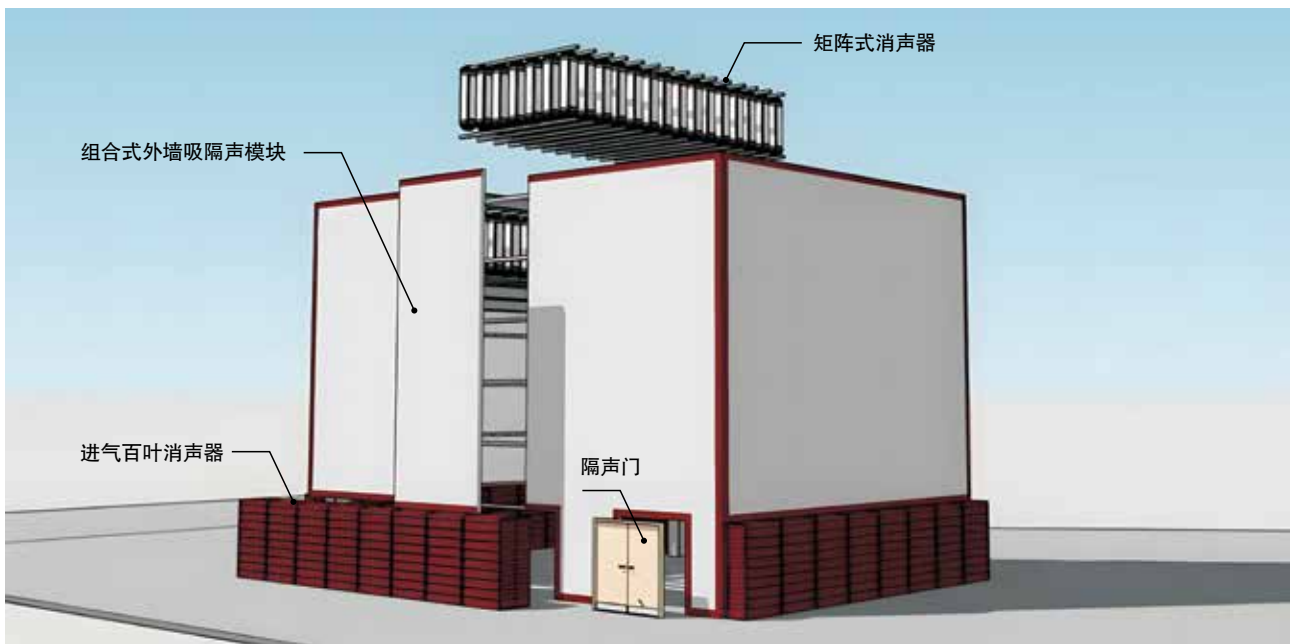


图5 降噪厂房消声模块

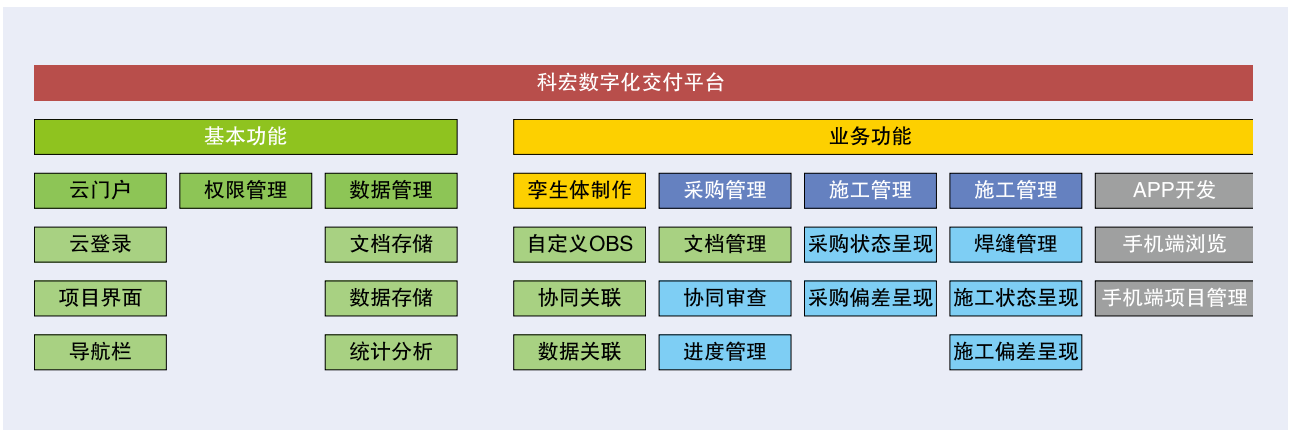


图6 数字化交付平台

较高。根据现场实际情况，对噪声源压缩机厂房、空冷器、冷却塔消声降噪采用工程集成标准消声器模块，包括矩阵式消声器，屋面排风消声器、窗式消声器、夹墙迷宫式消声器。

模块具备良好的隔声降噪性能，在工厂预制加工后，通过榫卯结构的暗扣连接，安装简易、快捷、美观，较消声产品现场组装缩短施工周期20%~40%。相同种类的模块在系列产品中还可以重复利用和互换，不同的模块化产品组合，就可以创建不同需求的产品，从而满足不同项目的需求。

4 BIM技术与站场设计深度融合

在站场设计全专业引入BIM技术，构建全智能化站场，对工程全生命周期发展充分掌控。四川科宏石油天然气工程有限公司主持开发的数字化交付新平台，定位于利用工程建设阶段性成果为生产准备期和运营期服务，其范围全面覆盖设计、采

供、施工，将工程对象与数据信息、文档资料和三维模型一一对应，在集成、关联各阶段数据基础上，通过校验、转换、传输和处理，与生产运行维护系统兼容，全面展现“智能运营”。

5 结语

站场的绿色建造体系应该将自然、人和工程建设成果纳入统一研究视野，研究人、自然与站场的相互关系，追求三者的协调和平发展。未来的油气站场不应仅是一部高速运转的机器，而应当通过绿色可持续发展的设计和建造，充分彰显企业奉献能源，创造和谐的宗旨。笔者基于工程实践，针对适用、绿色、创新三个理念，探讨了可实施性较强、普遍意义较高的设计策略，以期对相关实践提供一定的借鉴和指导作用。■

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)

农村污水治理项目建设内容包括水量确定、水质分析、污水处理工艺选型、污水外排标准、及其他配套工程。本文通过工程实例对污水治理工程几种工艺进行了较详细的介绍,同时对污水治理工程设计注意事项做了认真探讨。

农村污水治理水质分析及工艺比选

■ 齐国林

1 工程规模及内容

本工程服务范围为某镇8个村,分别为万各庄、王各庄、清河口、马召、郑召、东里长、蒋庄、高召,合计3432户,10300人,村域面积3676.5亩。

本工程建设内容是在某镇内万各庄、王各庄、清河口、马召、郑召、东里长、高召、蒋庄所属的共计8个村建污水处理站,包括污水处理站内的各处理构筑物、建筑物、管线、设备、土建及结构、电气及自控系统等。

2 污水量及水质要求

2.1 污水量预测

依据《农村生活饮用水卫生标准》(GB11730—1989)、《农村给水设计规范》(CECS82:96)、《建筑给水排水设计规范(2009年版)》(GB50015—2003)及《村镇供水工程技术规范》(SL310—2004)的标准,结合当地居民的用水现状、生活习惯及经济条件等,参考《村镇供水工程技术规范》最高日用水定额,进行综合确定。

农村居民的排水量宜根据对村庄卫生设施水平、排水系统的组成和完善程度等因素的实地调查情况确定。对北方地区某些镇村污水排放情况进行调研、计算得出,农村生活污水排水系数为0.33~0.39,远低于城市居民生活污水的排水系数。其原因是村民生活习惯的影响,如一部分用过以后仍然比较清洁的水被直接再利用,没有排入下水道。因此,华北地区农村生活污水排放量与农户卫生设施水平、用水习惯、排水系统完善程度等因素有关,可按当地相关用水定额的60%~90%采用。设计水量应与当地排水系统普及程度相适应。通过在村庄内铺设污水收集管网,最终收集到污水处理站进行处理。此工程按最不利情况,取用水定额的90%计。

根据某镇总体规划和已完成的某镇农村污水处理工程实施经验,考虑今后用排水趋向、经济条件、人口变化、资源情况、政治导向等因素,各村庄内的污水处理站设计规模留有一定余量,污水排放量分别按100L/(人·d)。

2.2 出水指标要求

《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB18918—2002标准,具体要求见如表1,污水外排标准不低于一级A标准。

A. 下列情况下按去除率指标执行,当进水COD大于350mg/L时,去除率应大于60%;BOD大于160mg/L时,去除率应大于50%。

B. 括号外数值为水温>12℃时的控制指标,括号内数值为水温≤12℃时的控制指标。

3 水体现状分析

3.1 取样点及分析方法

现场采集某镇万各庄、蒋庄、清河口、马召、郑召、东里长、高召坑塘污水,室内进行水质分析试验,采用的分析方法及执行标准为《水和废水监测分析方法》,主要分析项目为(1) pH值;(2) 氟化物;(3) 化学耗氧量(COD_{Cr});(4) 高锰酸盐指数;(5) 氨氮;(6) 总氮;(7) 生化需氧量(BOD₅)。

3.2 水质测定和数据分析结果

乡村坑塘污水水质分析数据见表2。

4 工艺方案比选

水质净化工艺从机理上讲主要分为物化技术和生物技术两大类。

目前,国内城市污水处理厂大多采用二级生化污水处理工艺及深度处理工艺,一般为活性污泥法及其变型工艺处理

表1 基本控制项目最高允许排放浓度（日均值）
（单位：mg/L）

序号	基本控制项目	一级标准		二级标准	三级标准	
		A 标准	B 标准			
1	化学需氧量 (COD)	50	60	100	120	
2	生化需氧量 (BOD ₅)	10	20	30	60	
3	悬浮物 (SS)	10	20	30	50	
4	动植物油	1	3	5	20	
5	石油类	1	3	5	15	
6	阴离子表面活性剂	0.5	1	2	5	
7	总氮 (以N计)	15	20			
8	氨氮 (以N计)	5 (8)	8 (15)	25 (30)		
9	总磷 (以P计)	05年12月31日前建设	1	1.5	3	5
		06年1月1日起建设的	0.5	1	3	5
10	色度 (稀释倍数)	30	30	40	50	
11	PH值	6~9				
12	粪大肠菌群数/(个/L)	10 ³	10 ⁴	10 ⁴		

表2 水质分析数据表

分析项目	取样地点	万各庄	蒋庄	清河口	马召	郑召	东里长	高召
pH值		7.94	8.64	8.35	8.96	8.85	9.04	7.91
氟化物mg/L		0.80	0.83	0.86	1.28	1.04	1.14	0.77
化学耗氧量 (CODcr) mg/L		135.4	116.6	154.2	259.4	191.8	139.1	195.5
高锰酸盐指数mg/L		30.6	19.4	25.4	51.8	14.0	60.2	30.3
氨氮mg/L		2.9	<0.2	<0.2	8.9	<0.2	<0.2	<0.2
总氮mg/L		8.6	6.0	6.4	9.6	6.3	7.6	7.6
生化需氧量 (BOD ₅) mg/L		65	51	69	97	83	60	79

城市污水,这类工艺工程实际使用历史最长、应用最为广泛、可靠度高、运行费用低、运行管理经验最为丰富,部分变型工艺对TN、TP的去除效果很高。

生物处理工艺的类型和实施方式多种多样,各具特点,其适用范围和应用的边界条件也存在差异,根据本工程的进水水质、水量及排放要求,选择以下几种工艺流程进行方案比选。

4.1 A²/O+MBR工艺

(1) 工艺流程简述

工艺包括预处理单元、生化处理单元、深度处理及污泥处理单元等四个部分。

污水进入厂区后首先经格栅渠进行粗过滤,去除大的悬

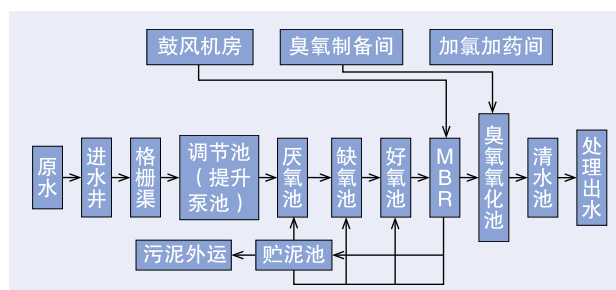


图1 A²/O+MBR工艺流程

浮物、漂浮物,然后至调节池,在调节池内进行均质、均量,经泵提升在出水端设膜格栅,进一步去除水中的毛发、纤维后

进入厌氧池、缺氧池、好氧池进行脱氮除磷生化处理，好氧池出水再进入膜处理单元，膜池出水通过抽吸泵送入臭氧氧化池，在消毒池内消毒后自流进入清水池，可达标排放，可用于农田灌溉、道路冲洗、浇洒道路等。

膜处理单元的回流污泥通过污泥泵回流到好氧池，好氧池混合液回流至缺氧池，缺氧池混合液回流至厌氧池，以提供硝化液并维护污泥浓度；膜池剩余污泥由污泥泵提升至贮泥池。

(2) MBR工艺简介

膜—生物反应器工艺（MBR工艺-Membrane Bio-Reactor）是膜分离技术与生物技术有机结合的新型废水处理技术，它利用膜分离设备将生化反应池中的活性污泥和大分子有机物质截留住，省掉二沉池。活性污泥浓度比一般工艺提高了，水力停留时间（HRT）和污泥停留时间（SRT）可以分别控制，而难降解的物质在反应器中不断反应、降解。因此，膜—生物反应器工艺通过膜分离技术强化了生物反应器的功能，与传统的生物处理方法相比，具有生化效率高，抗负荷冲击能力强，出水水质稳定，占地面积小，排泥周期长，比较容易实现自动控制等优点。

(3) 该工艺特点

通过膜分离过程实现固液分离，提高生物反应器中活性污泥浓度和处理效率，改善了出水水质。

在污水处理工艺中可以代替常规的二级生物处理或深度处理系统的二次沉淀池、过滤等过程。

处理工艺简单，用地省、运行稳定，可用于各种高浓度有机工业废水的处理回用、生活污水处理资源化工程和中水回用工程。

可达到较佳的治污节水、降低能耗的经济效益和环境效益。但是膜使用寿命较短，需定期更换，加之后期膜需要在线和离线清洗，运行维护困难，村内操作人员水平有限，限制了该工艺在本工程中的使用。

4.2 CASS+絮凝沉淀过滤工艺

(1) 工艺流程简述

本工艺包括预处理单元、生化处理单元、污泥处理单元及消毒单元等四个部分。

污水进入厂区后首先经粗格栅进行粗过滤，去除大的悬浮物、漂浮物，然后由提升泵提升至细格栅间，进一步去除水中的悬浮物；出水经细格栅对毛发和纤维进行滤除后进入CASS系统脱氮除磷生化处理；处理后的出水进入混凝反应池，去除CASS好氧池出水中的悬浮物，有机质，胶体等；混凝池出水进入沉淀池，用于去除活性污泥及混凝阶段所产生的混凝体，其出水进入滤池进一步过滤，而后进入消毒池消毒，最终处理出水回用或排放。

(2) CASS工艺简介

传统的活性污泥法是在不同的池中创造不同的生物条件，使污水在不同的空间完成其生化处理过程。而循环式活性污泥法工艺（即CASS）为一间歇式反应器，此反应器中，活性污泥法过程按曝气和非曝气阶段不断重复，将生物反应过程和泥水分离过程结合在一个池中进行，是SBR工艺的一种变型和更新。

CASS法通过进水—曝气—沉淀—撇水四个阶段形成一个周期，时间约为4~6个小时。

(3) CASS法具有的优点

- 1) 具有完全混合式和推流式曝气池的双重优势，能承受水量、水质变化较大的冲击负荷能力，处理效果稳定；
- 2) 在进行生物除磷脱氮操作时，整个工艺的运行得到良好的控制，处理出水水质尤其是除磷脱氮的效果显著优于传统活性污泥法；
- 3) 无污泥膨胀，沉淀过程在静止环境中进行，无漂泥现象，故工艺过程稳定；
- 4) 采用组合式模块结构，布置紧凑，占地面积少，分期建设和扩建方便；
- 5) 污泥产量少，污泥可趋于相对好氧稳定，污泥处理构筑物很少，只须污泥机械浓缩，机械脱水即可。

(4) CASS法的缺点

- 1) 活性污泥法部分设备的利用率较低；
- 2) 由于生物池采用滗水器出水，水头浪费较大；
- 3) 控制设备复杂，控制水平高，依赖性强；
- 4) 由于进水、曝气、沉淀、出水在同一池内完成，需要较

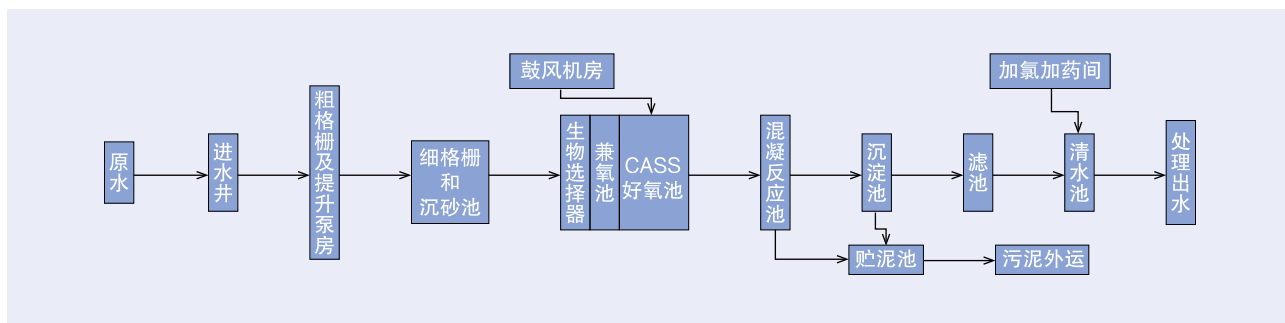


图2 CASS+絮凝沉淀过滤工艺流程

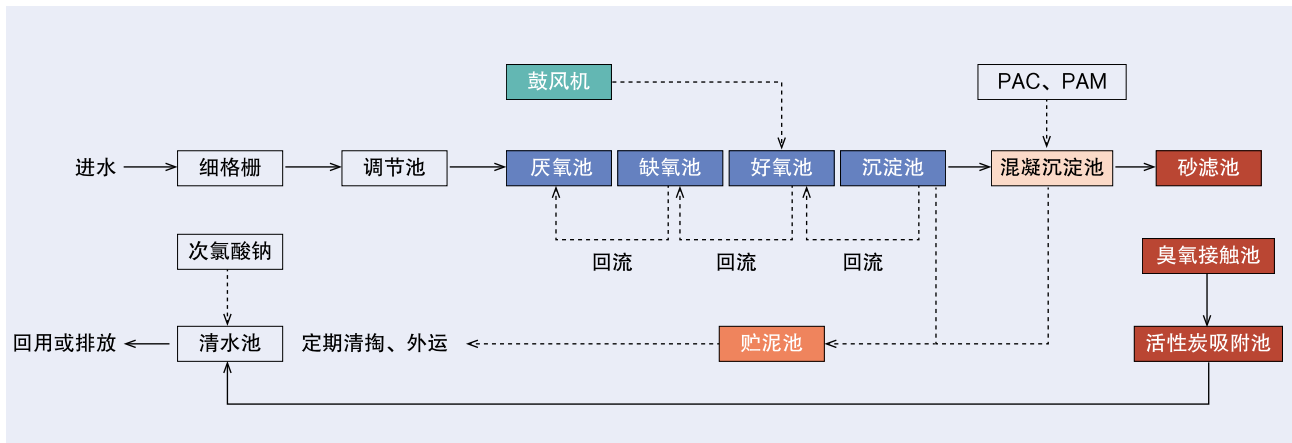


图3 A²/O+絮凝沉淀+深度处理工艺流程

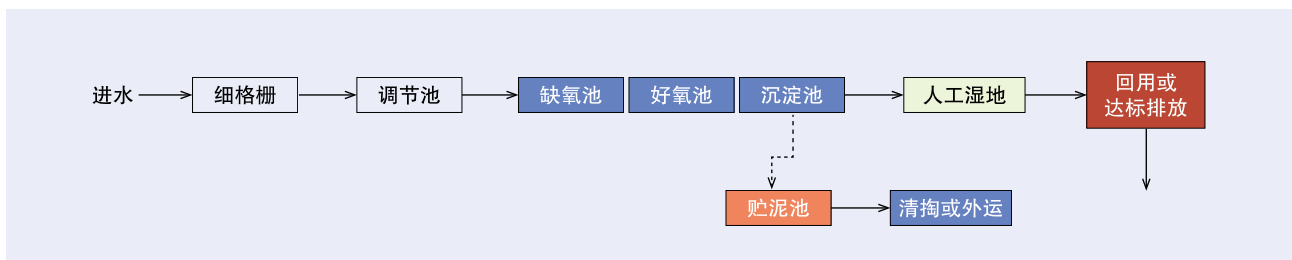


图4 A/O-人工湿地工艺流程

好的曝气设备(易堵塞)。

4.3 A²/O+絮凝沉淀+深度处理工艺

主要构筑物有细格栅渠、调节池、A²/O+沉淀池(厌氧池、缺氧池、好氧池、沉淀池)、混凝沉淀池、滤池、活性炭吸附池、清水消毒池及贮泥池。配套鼓风机、混凝药剂投加及消毒等附属设备。

(1) 工艺流程简述

本工艺包括预处理单元、生化处理单元、深度处理单元及消毒单元等四个部分。

污水进入站区后首先经格栅进行过滤,去除大的悬浮物、漂浮物及水中的悬浮物,然后进入调节池,进行水质均量和均质调节;出水经提升泵提升进入A²/O+沉淀池进行脱氮除磷生化处理;出水进入混凝反应池,去除好氧池出水中的悬浮物,有机质,胶体等;混凝池出水进入二级沉淀池,用于去除活性污泥及混凝阶段所产生的混凝体,其出水进入滤池进一步过滤,然后再进行活性炭吸附池,进一步去除COD等有机污染物,而后进入清水消毒池,最终处理出水回用或排放。

(2) 深度处理工艺

城市污水深度处理的工艺一般可以分为基本的处理单元如混凝、沉淀(澄清、气浮)、过滤、消毒。在水质要求更高时需要采用再生水处理单元技术有:活性炭吸附、反渗透、除氨、离子交换、折点加氯、电渗析、臭氧氧化等。

4.4 A/O-人工湿地

地理A/O-人工湿地技术是在常规生化处理基础上增设人工湿地系统进行深度处理。人工湿地系统是人为的在有一定长宽比和底面坡度的洼地上用土壤和填料(如砾石等)混合组成填料床,使污水在床体的填料缝隙中流动或在床体表面流动,并在床体表面种植性能好、成活率高、抗水性强、生长周期长、美观及具有经济价值的水生植物(如芦苇、蒲草、美人蕉和冰竹等),形成一个“基质—微生物—植物”的复合生态系统,并利用这种复合生态系统独特的净化功能进行水质高效净化。适用于地势条件易于集水污水并能通过自流出水的且规模适中的村庄,处理规模20~200t/天。

工艺参数:缺氧池停留时间不小于4h,好氧池停留时间不小于6h,污泥清理周期180天,人工湿地水力负荷0.5~1.0m³/(m²·d),工艺流程见图4。

人工湿地系统较之传统处理系统有许多优点:①建造和运行费用便宜,易于维护;②处理工艺效果可靠,不仅能去除常规污染物,而且对营养物质等具有明显的处理效果;③可有效缓冲水力和污染负荷造成的冲击。

同时,污水人工湿地处理系统也存在一定的缺点:无法独立处理污水达标,需配合前端处理设施,占地面积大,每天处理吨水需要占地5~10m²;易受病虫害的影响;生物和水力复杂性,使得设计运行参数不精确,需经过2~3个生长季节,才能形成稳定的植物和微生物系统;北方受冬季气候影响,选

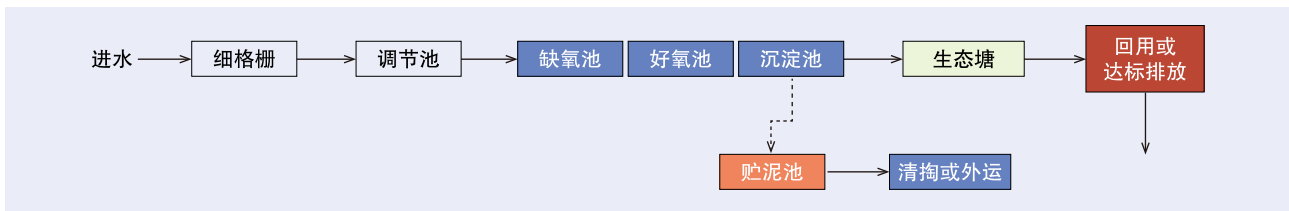


图5 A/O-生态塘工艺流程

表3 工艺方案特点比较

指标	A ² /O+MBR	CASS+ 深度处理	A ² /O+ 深度处理	A/O+ 人工湿地	A/O+ 生态塘
投资估算	100	90	90	80	80
出水水质达标率	高	较高	较高	较高	较高
降解有机污染物除磷脱氮	好	较好	较好	较好	较好
污泥浓度	6~10g/L	3~5g/L	3~5g/L	3~5g/L	3~5g/L
占地	240m ²	240m ²	240m ²	500m ²	500m ²
运行管理方便性	较高	一般	一般	较高	较高
冬季运行方便性	较高	一般	一般	复杂	复杂
耗电量(kwh/m ²)	1.1~1.5	1.2~1.6	1.2~1.5	0.9~1.2	0.9~1.2
吨水运行成本(元)	1.4~1.73	1.55~1.79	1.55~1.73	1.27~1.55	1.27~1.55

注：人工湿地和生态塘工运行成本不包括植被损失费用，MBR运行成本不包括膜更换费用。

择植被有限，不好维护。

4.5 A/O-生态塘

地理A/O-生态塘技术是在常规生化处理后增加生态塘处理工艺。生态塘亦称氧化塘或稳定塘，是一种利用天然净化能力对污水进行处理的构筑物的总称。其净化过程与自然水体的自净过程相似，通常是将土地进行适当的人工修整，建成池塘，并设置围堤和防渗层，依靠塘内生长的微生物来处理污水。生物塘是通过在塘中种植水生植物，进行水产和水禽养殖，形成人工生态系统，将进入塘中污水的有机污染物进行降解和转化，实现污水处理资源化。该技术适用于拥有自然池塘或闲置沟渠，地势条件易于收集污水，并能通过自流出水的且规模适中的村庄，处理规模20~200t/天。工艺参数：缺氧池停留时间不小于4h，好氧池停留时间不小于6h，生态塘停留时间不小于24h，污泥清理周期180天，工艺流程见图5。

生态塘较传统处理工艺基建投资和运行费用低、维护和维修简单、管理方便；但负荷低，占地大，受气候影响较大，无法独立处理污水达标，需配合前端处理设施，若设计或运行管理不当，则会造成二次污染。

4.6 污水处理工艺比较

以上五个方案同样具有生物除磷脱氮功能，出水水质均能达到确定的目标，工艺方案比较见表3（以处理规模100m³/d为例）：

综上，A²/O+MBR工艺投资高于其他工艺，MBR膜在使用一段时间后需要进行更换，运行维护要求高，CASS+深度处理工艺

运行总成本高于其他工艺，人工湿地和生态塘工艺受季节影响较大，北方冬季运行维护复杂，因此推荐A²/O+深度处理工艺。

4.7 最终确定处理流程

主要构筑物有细格栅渠、调节池、A²/O+沉淀池（厌氧池、缺氧池、好氧池、沉淀池）、混凝沉淀池、砂滤池、臭氧接触池、活性炭吸附池、清水消毒池及贮泥池。鉴于本项目污水处理站规模都很小，大多数处理规模在100m³/d以下。污泥储存在污泥池，上清液回流到进水井。池内底部污泥定期外运。配套鼓风机、混凝药剂投加及消毒等附属设备。

5 小结

在新区总规划未出台的情况下，实施大清河傍水村生活污水治理工程，是必要的，也是可有效改善居民居住环境，使居民增强幸福感，有利于新区群众工作的开展。

项目的实施将有效改善县域水环境质量状况，提升总体生态环境质量，增加竞争力，为对接新区建设提供水环境支持。

通过对大清河傍水村进行污染源调查、环境条件调查及整治，将有效消除傍水村生活污水对大清河污染问题，有效改善大清河周边生态环境。通过建立生态绿化长效工程措施，保障大清河不被反复污染，并提高其周边的生态景观，对生态环境治理提升具有重要作用，为全面对接新区建设扫除潜在危害。■

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 冯尚)

用于数据获取的爬虫已经成为“互联网+政务”的头号安全难题。电子政务数据防爬虫解决方案提供面向网站、API数据接口层面的主动防御，甄别假冒正常行为的各类爬虫，保障数据在共享、流动、公开过程中的安全，强化数字经济安全体系建设。

电子政务数据防爬虫解决方案

■ 吴剑刚 罗政



1 应用需求

当下，电子政务数据受到空前关注，对数据的争夺所引发的安全对抗也愈加激烈。人资社保、工商税务、专利信息查询等政务公开数据被批量爬取，并在互联网上泛滥，用于非正常的的数据应用服务以及线下的非法数据售卖，或者经过二次分析、加工后对外提供有偿性服务。随着爬虫技术的不断发展，传统利用恶意IP地址库、限制访问频率的反爬技术已经无法达到反爬效果。爬取政务数据对政府网站的数据和公民个人信息造成了极大的安全威胁：

(1) 影响正常业务访问。攻击者利用爬虫获取公开信

息，产生大量请求，形成CC攻击，使得政务服务网站无法响应正常请求，或查询服务体验下降。

(2) 数据批量爬取管控困难。爬虫技术正在快速演变和升级，可以模拟正常业务操作逻辑，并绕过现有验证码、黑名单等防护。此外，爬虫工具的使用者鱼龙混杂。不仅有外部攻击者，还有内部员工；不仅有个人，还有机构，甚至是合作单位。

(3) 社会影响恶劣。黑产利用从政务服务网站爬取的信息进行对外收费查询业务，造成不良的社会影响。

(4) 国家级数据泄露。有些盈利机构、国内团体、国外研究机构对开放的政务数据进行拖库式爬取，从而实时掌握国家级数据。

2 电子政务数据防爬虫解决方案

2.1 自动化工具及对抗策略

攻击者通过自动化工具发起数据爬取，业界将自动化工具划分为5个级别，每个级别的工具具有不同的特点，相对防护的难度也层层提升，如图1所示。可通过动态技术+AI智能分析技术对5个级别的自动化工具进行有效防护，实现防爬。



图1 自动化工具升级路线图

(1) 第一级：简单脚本和工具

描述：简单脚本和工具是自动化工具中使用最广泛的一种，其特点是运行效率高、对资源的占用较低。该类工具不具备JS解析能力，如smap、python等。

对抗策略：采用动态应用保护系统（以下简称Botgate）对网站进行保护，Botgate会验证每个访问请求是否携带了有效的动态令牌，简单脚本和工具没有JS解析能力，无法生成有效令牌，因此所有采用该类工具生成的访问请求都被Botgate拦截，工具访问失败。

(2) 第二级：具备JS解析能力的工具

描述：该类工具如AWVS、Appscan、CasperJS等具备JS解析能力，可以生成Botgate的动态令牌。

对抗策略：该类工具可以执行Botgate下发的JS脚本生成令牌，通过动态令牌验证。但Botgate会对请求方的客户端环境进行动态验证，验证客户端请求环境是否真实，从而识别来自于该类工具的访问请求，并进行实时拦截使攻击者的攻击行为失效，保证业务系统正常运行。

(3) 第三级：脚本驱动浏览器

描述：该类工具如WebDriver、浏览器插件等是真实的浏览器环境，可以生成Botgate的动态令牌，并通过环境验证。

对抗策略：该类工具的攻击方式对攻击效率有很大影响，Botgate对客户端进行行为验证，能够识别WebDriver等工具的访问行为并进行有效拦截，使攻击者的攻击行为受阻。

(4) 第四级：录屏操作

描述：该类工具如Sikuli、按键精灵等是真实的浏览器环境并可模拟人的动作，可以生成Botgate的动态令牌，通过环

境验证和用户行为验证。

对抗策略：针对该层级的工具动态防护技术已经无法直接防护，需要采用行为分析技术对海量访问数据进行AI智能分析，对威胁打分，再通过可编程对抗功能实现动态对抗。

(5) 第五级：真人操作

描述：真人操作主要有群控和真人操作两个种类。

对抗策略：该层级完全依靠真人操作，一般称为“群控”，因此不能简单通过对工具的识别来判断攻击行为，但Botgate可以利用前端精准采集，配合后端行为分析功能，发现“群控”类攻击行为，并通过可编程对抗功能实现动态对抗。

2.2 防爬虫解决方案核心技术

电子政务数据防爬虫解决方案以动态技术为核心，通过对访问客户端环境的采集和全访问记录，有效识别和阻止各类爬虫工具，保护电子政务的数据资产，保障正常的业务和数据服务。此外，还通过可编程对抗功能，进行实时爬虫对抗。电子政务数据防爬虫解决方案核心技术如图2所示：



图2 电子政务数据防爬虫解决方案核心技术

(1) 动态技术，防护第1~3层工具。

动态技术源于四大创新专利技术：动态封装、动态验证、动态混淆和动态令牌，如图3所示。通过对网页底层代码的持续变化，自动在网页中插入JavaScript代码，实现对访问客户端的“人机识别”。为了保证所插入JavaScript代码的安全性，Botgate通过动态技术让客户端访问每次看到的代码算法和内容都不同，从而无法预测服务器行为，进行代码分析或者逆向。

· 动态封装：对WEB服务器返回的HTML页面代码做动态封装，从HTML源代码中自动识别出来需要封装的内容，如：URL链接、form表单、JS代码；然后对HTML源代码中敏感内容进行封装，封装算法每次动态变化，保证每一个页面、同一页面两次不同请求的封装结果均不相同，从而让攻击者无法对页面进行分析，提高攻击难度。

· 动态验证：对客户端与服务器进行双向验证，防止恶意



图 3 动态技术

客户端访问,且每次均随机选取检测的项目与数量,以增加应用的不可预测性,大幅提高攻击成本。动态验证包含真实浏览器环境验证、浏览器指纹和用户行为验证。动态验证的过程中,会根据威胁态势生成不同的检测代码,以增加应用的不可预测性,提升攻击者或自动化工具假冒合法客户端的难度;有效克服现有终端感知产品使用静态采集代码,被逆向后易于被绕过的安全难题。

- 动态混淆:对终端用户请求的内容进行动态混淆,包括: Cookie、Post data,防止伪造请求、恶意代码注入、窃听或篡改交易内容等攻击行为。每次混淆均使用不同算法,攻击者无法预知混淆算法与密钥,大幅提升攻击难度。

- 动态令牌:对当前访问页面内的合法请求地址授予一定时间内有效的一次性动态令牌,动态安全系统会拦阻没有令牌的非法请求。动态令牌可保障业务逻辑的正确运行并防止攻击者发出非法请求,可抵御越权访问、网页后门、重放攻击、应用层DDoS等自动化恶意攻击行为。

(2) 行为分析,防护第4~5层工具。

通过行为分析技术可以透视客户端的访问行为和访问轨迹,结合动态技术收集的客户端信息,为每个客户端唯一的设备指纹;客户端设备指纹+全访问记录,结合爬虫识别模型,高效精准识别爬虫行为,针对恶意请求进行拦截。

(3) 可编程对抗,按需拦截。

可编程对抗是将拦截能力交给安全管理人员,安全管理人员利用动态技术对客户端超过上百个采集点进行编程配置,实现按需拦截。拦截要素包括源IP、指纹或令牌等,同时辅以动态技术采集的数百个字段,设定相应的执行策略,实现更加细粒度的安全防护。

可编程对抗功能内置通用规则模板,在图形化配置界面上简单筛选配置既可实现特定场景、特定时间、特定条件下的防护。

3 应用实践

3.1 应用效果

根据2021年《Bots自动化威胁报告》显示,政府行业网站访问流量中自动化工具占比达73%。电子政务数据防爬虫解决方案保障数据不被非法调用,保障业务可用,降低了政务平台在网络带宽、服务器软硬件、供电、制冷等方面的巨大投入,实现了节能减排。

某部委网站上线后网站日访问量超过1.5亿次,其中网站平均爬虫访问占比超过86%,权威发布内容页面爬虫访问占比超过95%,某些爬虫组织访问超过1亿次,严重影响网站数据安全和正常用户体验。采用电子政务数据防爬虫解决方案后,异常请求被阻断,日均拦截异常请求超过7000万次,服务器资源平均使用率降低90%,提升了业务可用性和用户体验。

3.2 推广经验总结

电子政务数据防爬虫解决方案,通过动态技术与行为分析技术的结合形成了有效的爬虫对抗方案。目前,方案已在有权威数据发布的超过30个国家重要数据提供部门应用,应用效果良好,实现对数据爬虫的有效防护;保障国家重要数据提供部门的业务可用性,防止公开数据的批量获取,为公民提供了公平的数据获取渠道,防止国家级数据的泄露。

4 结束语

防爬虫是一个持续对抗过程,电子政务数据防爬虫解决方案将人机识别能力与行为分析技术结合,建立爬虫模型,持续透视爬虫攻击行为。通过可编程对抗深度分析爬虫攻击特征,实现快速、实时的对抗和拦截,从而构建持续对抗体系,探索出防爬虫解决之道。■

作者单位: 瑞数信息技术(上海)有限公司
(责任编辑 王波)

以基于企业价值模型 / 经济模型的智能应用和企业级数据生态构建为核心，提出一种油气企业智能化转型的规划与建设方案，阐述了基于该方案开展油气企业智能化转型的应用价值和经济效益。

一种智能化油气田建设的解决方案

■ 胡耀义



现代人工智能、物联网、大数据、云计算、虚拟现实、移动互联网等前瞻IT技术的快速发展，为当前油气企业智能化转型规划与建设方案的研究，提供了坚实的技术支撑和外部环境。

关于油气企业的智能化，目前业界没有一个统一的定义和标准。但就“智能”本身而言，应具有模拟、延伸和扩展人

类的逻辑思维、行为等复杂特性。智能化是油气工业发展的必然趋势，油气企业智能化转型是实现企业提质、降本、增效这一本质目标的有效途径，可促进油气工程规划、建设（包括基于地面、地下一体化的设计、采购和施工）和运营管理全产业链及附带产业链（冶金、制管、物流、设备制造等）技术和和管理水平的持续提升和科学发展，可促进油气企业产业结构的

快速转型升级,可促进油气企业深化改革和科学发展的高质、高效、有序推进。

1 对油气企业智能化转型的认识

全球油气工业经历了130多年的发展,在人类能源发展史上具有里程碑式的意义,然而,油气企业为了能够实现环保、经济、高效和可持续发展,需要借助现代信息技术手段快速完成油气企业的智能化转型,领航油气企业提质、降本、增效的本质发展目标,以应对油气企业发展过程中各种问题和挑战。

(1) 油气企业的智能化转型是一项体系化的系统工程,贯穿于油气工程规划、建设和运营管理的全生命周期过程中。因此,作为油气企业智能化转型的决策层,必须站在油气企业未来科学发展的战略角度,统一规划、统一组织、积极稳妥、分步实施,且需要持续创新。

(2) 油气企业的智能化转型必须立足于未来的可持续发展,仔细审视当前的智能化转型规划工作,因为此项工作不是单纯的信息化工作,如果通过现有的生产经营管理流程看未来的智能化,将把油气企业的智能化转型工作带入误区,导致最终建设成果与规划愿景偏离。

(3) 油气企业的智能化转型是“企业战略+业态/业务+IT”的体系化规划,需要油气企业自身统一认识、统一思想、统一布局、统一行动,且很多工作不能完全依赖于企业信息化部门或第三方,否则会指引油气企业的智能化转型犯战术性错误。

2 油气企业智能化转型的发展方向和核心要素

目前,智能工厂、智能油田、智能气田、智能管道、智能钻井等油气企业的智能化规划与建设工作已初见成效,通过对比、分析壳牌公司、马来西亚国家石油公司、BP石油公司、沙特阿美石油公司、哥伦比亚管道公司、中石油、中石化、中海油等国内外油气企业开展的相关数字化或智能化建设成果和价值所在;同时,通过笔者及科研团队对未来油气企业智能化转型规划与建设方法的提出,以及对智能化发展愿景、建设目标、建设原则、建设重点和难点的研究、探索和理论创新,认为:未来油气企业智能化转型的核心发展方向主要有两个,一是企业级数据生态的构建,二是企业级智能应用的研发。

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

(2) 企业级智能应用的研发是一项创新性工作,没有现成的案例可以复制或借鉴,其核心要素企业级的价值模型/经济模型,这一工作需要油气企业自身、国内外专家学者,以及IT等企事业单位或个人共同协作完成,而且需要在应用过程中不断优化和完善。

3 油气企业智能化转型规划与建设的解决方案

3.1 总体思路

基于前述油气企业智能化转型的发展方向和核心要素,对标油气企业提质、降本、增效的总体目标,实现油气企业智能决策、全面感知、趋势预测、信息共享、主动管理和业务协同,达到油气企业全产业链的全数字化交付、全生命周期管理、全智能化运营的分项目标为宗旨,明确油气企业智能化转型的规划与建设愿景、建设目标、建设方法、实施原则和实施策略,从未来全球化竞争、国际化接轨的发展角度,开创性的、以目标为导向的开展油气企业智能化转型的规划与建设工作。

3.2 逻辑架构

油气企业的数字化完成了物理工厂、物理油田、物理气田、物理管道到数字工厂(或虚拟工厂)、数字油田(或虚拟油田)、数字工厂(或虚拟工厂)、数字管道(或虚拟管道)及其附属物理信息的数字化转变。油气企业的智能化转型应从企业发展的战略角度,理清规划与建设的总体思路,建立起明确的认识论与方法论。基于该理念,笔者提出了一种油气企业智能化转型的规划与建设架构方案,具体如图1所示:

图1共分为数据源、信息源,主数据平台和智能应用三大模块,其中数据源、信息源,DSB(Data Service Bus)数据服务总线以及主数据平台共同构成了企业级的数据生态环境;ESB(Enterprise Service Bus)企业服务总线以及智能应用共同构成了油气企业智能化转型的业务应用服务门户。

3.2.1 企业级数据生态的规划与建设

(1) 将数据源、信息源作为油气企业智能化转型规划与建设的核心资产和重要抓手,是油气企业智能化转型规划与建设过程中首当其冲的工作任务。

(2) 对数据的搜集与整理应包含油气工程规划、建设和运营管理全生命周期内的数据。

(3) 实现数据的可测、可视、可控、可交付、可分析是企业级数据生态建设的重点内容,而此项工作的关键是构建针对数据本身的主数据平台及其数据模型的建立。

(4) 将数据源、信息源通过数据挖掘工具进行清洗和转型,完成全产业链和附带产业链的全数字化交付,并以透明服务的方式为智能应用提供数据支撑是其本质需求。

3.2.2 企业级智能应用的规划与建设

(1) 智能化条件下的业务应用,必须要与非智能化条件

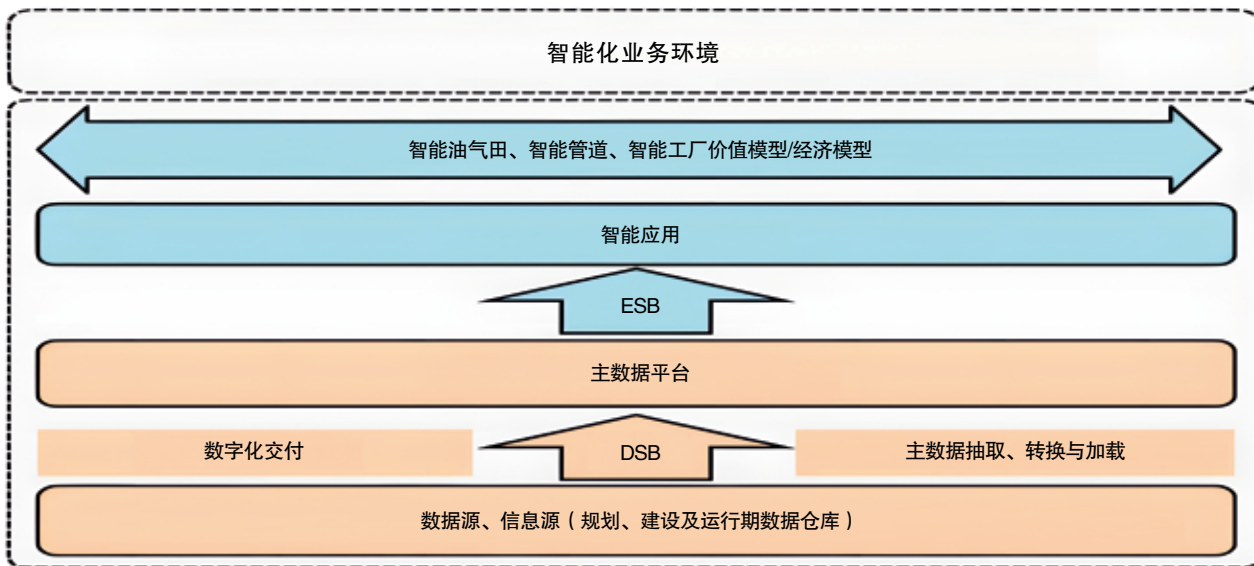


图1 油气企业智能化转型的规划与建设逻辑架构

下的业务应用区别开来，智能化条件下业务应用的核心是企业级价值模型/经济模型的构建，而此项工作就是要以实现提质、降本、增效这一本质目标为出发点。

(2) 智能应用需要大量科研和技术基础研究成果的支撑，尤其是建立企业级价值模型/经济模型，需要的是专家团队的智慧，而不是纯粹的IT技术或单打独斗就可以完成。

(3) 智能化条件下业务应用的规划与建设，应涵盖油气工程规划、建设和运营管理全生命周期过程中，同时智能应用产生的数据也为主数据平台的优化与完善提供基础数据。

①规划期：通过历史数据、实时数据的挖掘与分析，为油气工程的科学规划提供辅助决策，这也是未来大数据应用的重要分支之一。

②建设期：工程建设期设备、设施等资产的物联化、电子化、可视化管理；工程建设QHSE可视化、预警式的自动管理；人、机、料等资源的智能化建模与管理等。

③运营期：企业设备、设施的资产优化使用；油气生产与销售自动化调度与趋势预测；企业运行效益的智能化经济评价；安全环保的自动化评估及风险预警；生产经营和管理业务的信息共享和协同管理等。

(4) 智能应用的建设与完善永远在路上，智能化价值的体现是隐性体现，而非显性体现，且隐藏在油气工程规划、建设及运营管理全生命周期过程中。

3.3 核心技术路线

借助前瞻信息技术、数学模型和算法等先进的科学工具，实现油气企业的智能化转型是当前最适宜的方法。因此，确定其技术路线具有较强的专业性、学术性、创造性和创新性。

(1) 智能应用——价值模型/经济模型：对标油气企业

智能化转型的本质目标和分项目标，分析油气工程全产业链和附带产业链业务的本质需求，建立横向的、贯穿于油气工程规划、建设和运营管理全生命周期的智能应用价值模型/经济模型，不仅是构成油气企业智能化转型解决方案的核心所在，也是油气企业智能化应用的具体体现和本质特征。

(2) 数据生态——主数据平台之数据模型：主数据平台是支撑油气企业智能化转型的基石，而数据模型是主数据平台的支撑性框架，准确描述了数据的数据标准、通信标准、总线标准及接口规范，此项工作是智能化条件下未来油气企业业务、业态的缩影和内在反应。

(3) 数据生态——数字化交付平台：数字化交付不仅涉及设计单位、采购单位、施工单位以及制造单位，也涉及未来油气企业运行过程的现场实时数据的交付。数字化交付所涵盖的范围、深度、方式、规则等关键问题，是确保油气企业智能化转型建设目标得以实现的重要条件，并深刻影响系统底层的物联网系统、站控系统、主数据平台，以及上层智能应用的建设方式和实施方式。

4 结束语

油气企业的智能化转型，绝非常规意义上的信息化规划与建设项目，而是一项复杂的、体系化的、面向未来的企业级系统工程。本文给出了一种油气企业智能化转型规划与建设的解决方案，可为油气企业智能化转型的决策者、规划者、建设者、运营者提供方法与思路。其成果在推动油气工业由数字化向智能化、智慧化持续发展的同时，也为实现油气企业提质、降本、增效这一本质目标奠定坚实基础。■

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)

天然气水合物(可燃冰)的开采一直被视作解决世界能源问题的重要途径。本文综述了可燃冰开采方法及研究现状,从基本原理、室内试验、数值模拟三个方面对每种开采方法进行系统概括,其中降压法是目前使用最广、性价比较高的方法。同时介绍了可燃冰矿藏现场试采现状,并提出针对性建议,指出未来可燃冰的研究方向。

可燃冰开发及试采技术发展现状综述

■ 汤晓勇¹ 陈俊文¹ 郭艳林¹ 梁法春² 王驰²

天然气水合物(可燃冰)是由水分子和气体分子(烃类为主)在合适的温度压力作用下形成的类冰状化合物,主要分布在深海的沉积物或陆域永久冻土层中,具有非化学计量性、相平衡特性、笼体结构的特殊稳定性、自保护特性等性质。形成水合物的气体组分包括甲烷、乙烷、丙烷、丁烷以及它们的同系物等烃类气体和少数非烃类气体,这些气体分子存在于由水分子构成的笼形空腔结构内。由于形成天然气水合物的烃类物质主要是甲烷(含量>99%),因此又通常称其为甲烷水合物。

“可燃冰”中蕴含了巨大的天然气资源,1m³固态天然气水合物相当于160~180m³(标准)的天然气,以此估算,全球可燃冰矿藏中储藏了大约1.8×10¹⁶~2.1×10¹⁶m³的天然气资源,其总量相当于全球已探明常规化石燃料总碳量的2倍,因此可燃冰有望改善现有的以煤炭石油等非清洁能源主导的能源结构,现在对可燃冰的研究也受到了世界各国的高度重视。

1 水合物开采技术研究利用现状

目前已经提出的可燃冰开采方法较多,其中有代表性的包括降压法、注热法、置换法、化学抑制剂注入等。由于生产条件的限制,可燃冰开采研究尚主要集中在室内试验和数值模拟两方面。

1.1 降压法

降压法是通过抽取地下水或气举等手段使水合物储层压力降低,当水合物压力降至平衡压力以下时会自发地发生分解,从而实现水合物的开采。降压法开采见图1。由于其操作相对简单,并且可以相对快速地促使大量天然气水合物分解,该方法被认为是最具经济价值的天然气水合物开采方法。同时,需要注意的是,降压法开采的过程中容易引起储层温度过低,从而引发结冰或者水合物二次生成的现象,造成渗透路径的堵塞,影响开采效率,因此需考虑合理手段予以缓解。

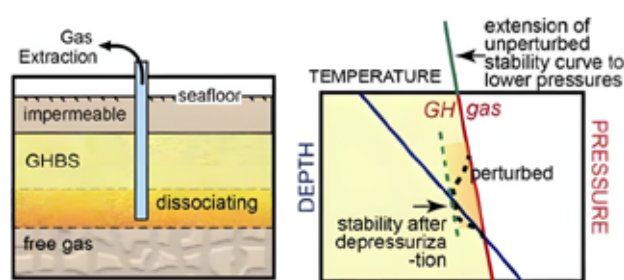


图1 降压法开采示意图

1.1.1 降压法室内实验研究

Yousif和Sloan利用Berea砂岩的岩芯作为载体生成了天然气水合物,并进行了降压分解实验。验证了在岩芯内生成的天然气水合物分布均匀且稳定,分解过程中存在较为明显的分解前缘;水合物分解速度受分解压差和分解过程中的驱动力影响,且呈现正相关规律。

Kono等人实验温度273.5K,压力范围6.8~13.6MPa的情况下,对不同粒径多孔介质中水合物的生成和降压分解过程进行了研究。通过减压法测量分离速率,从实验结果推导了动力学解离速率方程和反应顺序。通过实验发现,可以通过控制沉积物的性质来调节解离速率,并推导了反应速率方程。

Hong Huiyang使用实验装置对具有下伏气的水合物藏进行降压分解实验,检验了地层性质、操作条件和动力学行为等对分解的影响。

Jeonghwan Lee等人用长30.4cm,直径3.81cm,孔隙度31%的Berea岩芯生成水合物,并依据实验结果得出了降压幅度与水合物分解的关系。

冯自平等人通过对多孔介质中水合物的降压分解模拟实验初步建立了降压分解的数学模型。

李淑霞等人利用模拟开采实验装置,对包含水合物的沉积物体系进行降压实验,得出了降压分解影响因素。

表1 不同热开采方法的优缺点对比表

方法	优点	缺点
注入热流体	简单可循环利用	效率低
电磁加热	加热迅速、易于控制	需要大量的能量来源且设备复杂
微波加热	易于控制、通过波导管传输	缺乏大功率磁控管
太阳能加热	高效、清洁、无污染	易受气候变化影响

Ahn等人在实验中利用了25cm的泥层和50cm的砂层来进行泥沙混合层的模拟实验,实验对饱和度为50%的甲烷水合物进行降压分解,结果表明产水先于产气且气体扩散会加速水的流动。

由此可见,通过实验对水合物的生成过程以及降压法开采水合物的影响因素进行了较为深入的研究,揭示出分解压差,降压幅度,水合物孔隙率等因素均会影响开采速率,并形成了水合物分解速率的计算公式。后续还需对提高降压法开采速率、防治降压开采过程中可能出现的井壁失稳、储层变形等问题展开研究。

1.1.2 降压法数值模拟研究

Burshears在前人的研究的基础上建立了用于具有下伏气藏特点天然气水合物降压开采模型,建立了对应的温度分布和边界条件约束,并对孔隙介质中的流体流动进行描述。研究成果揭示了该种生产方式下的产量规律、水合物分解特征等问题。

Yousif M H等人基于等温降压过程,建立了多孔介质中水合物分解和分解产物运动模型,以质量流量作为各种状态表征值,实现了地层中水合物、天然气和原态水的饱和度分布模拟,同时可用于开发过程中天然气、分解水的时域流量分析。模拟结果接近实验下的Berea岩心结果。

陈科等人以均一孔隙度为前提,建立了包含分解区、水合物区和分解完全区的水合物降压分解模型,考虑了气相和水相的流动和水合物分解过程热力学交换问题。对分解前缘的压力、温度变化进行了预测,揭示了分解区、水合物区和分解完全区的温降比规律和水合物饱和度分布规律。

白玉湖等人建立了开采下伏气的水合物藏降压开采模型,综合考虑了气—水—水合物—冰相多相渗流过程、水合物分解动力学过程、水合物相变过程、冰—水相变过程、热传导、热对流、渗透率变化等对水合物分解的影响,亦基于模型分析了降压过程中下伏气、水合物藏中温压变化规律和饱和度特征,提出了下伏气的开采可有效延长水合物藏的开采时间和提高产量。

A. Shahbazi 建立了包含气、水、水合物、冰的三维水合物

藏降压开采模型。该模型综合考虑了降压开采中基于介质热传导和气水渗流的水合物分解动力学、水合物二次形成等问题,可以较为精确地实现第三类水合物藏的开采模拟。

周小玲等人利用Masuda的渗透率模型,通过对水合物储层降压分解的数值模拟,获得了不同时间点储层中流体的分布情况以及分解过程中温度和压力的变化情况。

从降压法开采模拟报道来看,对降压法的数值模拟研究通常以Kim-Bishnoi动力学模型描述水合物相变过程,热力学条件、地层压力变化、地层渗透性等是模拟中的主要考虑因素。

目前, Mallik冻土区、日本Nankai海槽、以及我国南海海域水合物的现场试采均采用了降压法,证明了其在水合物开采方面的可行性和适用性。

1.2 注热法

注热法是通过某种方式提高水合物储层温度,使其高于水合物存在的平衡温度而使水合物分解(图2),表1列举了常见的注热法以及相应的优缺点。

注热过程中消耗的热量主要用于储层岩石升温、水合物孔隙间流体升温、水合物分解吸收以及外界传热;在这一过程中,除了水合物分解吸热以外,其他热量的损失存在浪费问题,同时因为储层中岩石的存在以及孔隙流体导热率的限制,热量的传播范围十分有限,难以到达离生产井较远的位置。种种原因导致注热开采的效率一般较低,在目前已知的现场开采的过程中,注热法很少单独使用,一般配合其他开采方

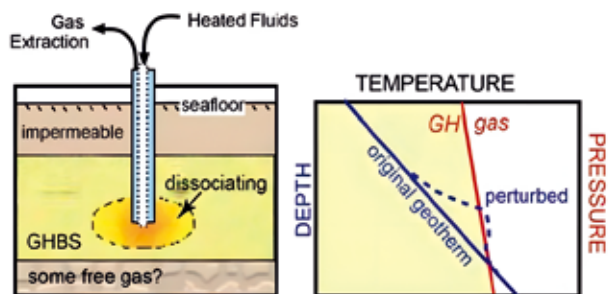


图2 注热法示意图



式, 作为诱发水合物储层前期快速分解的手段。

1.2.1 注热法室内实验研究

唐良广、肖睿等人通过改变注热水速率和温度研究水合物分解过程的产气产水规律, 得出注水温度与分解产气速度的大小无关但会影响达到最大产气速度的时间。同时还研究了影响开采能量效率的外部因素以及水合物自身因素。

W. X. Pang 等人在 10L 的反应釜中进行了注热水法开采实验。实验过程中水合物处于 0.1MPa 的封闭釜内, 随后向釜内注入热水诱发水合物分解。实验结果验证了注水温度、注水量、压力对分解过程的影响, 证实了注热对低压状态下水合物分解的促进作用。

黄瑞通过注热水驱替实验对不同饱和度、不同初始温度的水合物注热水开采进行了实验研究, 得出了在不同情况下的最佳注热水速度、温度和注热时间。

通过实验研究, 已经发现水合物饱和度, 注热水温度, 注热水速率以及环境压力等因素都会对注热开采过程中水合物的分解效率和产气率产生影响, 同时也发现高压环境有助于热水向储层内部运移, 但也会引发压力聚集, 导致水合物分解区生成次生水合物。

1.2.2 注热法数值模拟研究

Mcguire PL 模拟研究了通过注入热水或蒸汽从水合物沉积物中生产天然气的两种方法, 并探讨了水力压裂和减压作为水合物气体生产技术的可行性, 同时还描述了适用于水合物储层的水力压裂技术。

Selim MS 等人提出了一种多孔介质在热刺激下的水合物

分解模型。该模型将分解视为边界处产生了气体和水。该边界将含有气体和水的分解区与含有水合物的未分解区分开。推导了守恒方程的相似解, 可用于数值计算。针对模拟饱和蒸汽和热水热刺激的两种情况, 给出了模拟过程中的热通量, 温度曲线和气体压力分布。

Moridis 等人建立了水合物分解的平衡模型和动力学模型, 可以针对降压, 注热, 注化学剂三种开采方法进行模拟。Moridis 提出对于 I 类水合物藏单独降压开采即可, II 类水合物藏可以利用下伏自由水进行注热开采, III 类水合物藏需要将降压和注热联合开采。

唐亮广等基于推导的热力作用下水合物地层温度分布, 发展了评价热力法开采天然气水合物的热效率和能量效率的模型。

李淑霞等基于水合物藏热力开采的机理, 建立了数学模型并编制了软件, 对影响水合物藏注热开采效果的参数进行了敏感性分析。研究表明, 分解前缘移动速度和累积产气量主要受孔隙度、注热温度、初始水合物饱和度、水合物藏初始温度、分解区导热系数和热扩散系数的影响, 而未分解区的热力学参数对注热开采影响不大。

由于注热开采过程涉及的物理量较多, 相关的相变、传热传质问题较为复杂, 目前还没有一个模型能够将所有的变量全部包含在内, 但通过之前的研究, 已经对实验过程中得出的影响因素进行了验证, 并对热开采的能量效率问题进行了优化。2002 年在加拿大 Mallik 地区开展的试采表明注热法的热量渗透率较低, 损失较大, 但可作为防止井筒水合物堵塞的辅

助方法。如果可以解决热量损失大、能源利用率低的问题,注热法还是拥有非常广阔的应用前景。

1.3 置换法

置换法是利用了 CO_2 或比甲烷更容易形成水合物的流体将甲烷置换出来,其开采原理见图3。置换过程中释放的热量可以促进水合物分解并驱使扩散的气体填充到地层孔隙中。置换的过程不牵扯相变,因此较为安全,同时可以将温室气体封存海底,缓解陆地的温室效应。故该方法提出后引起了相关研究人员极大的兴趣。但研究后发现该方法置换效率不高,置换所需条件较为苛刻,同时 CO_2 容易渗透到开采井中,带来新的分离问题。所以目前置换法的商业应用较少,但一直是研究的热门。

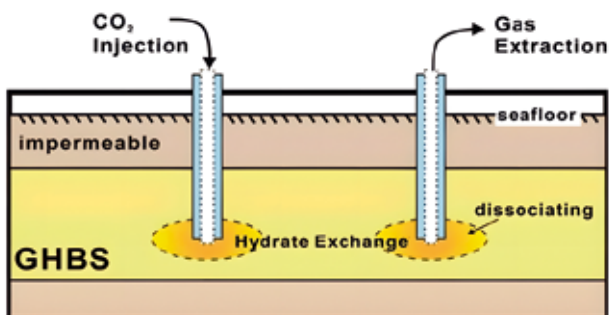


图3 置换法开采示意图

置换法的设想最初由Ebinuma在1993年提出,1996年Ohgaki证明了向 CH_4 水合物体系中加入 CO_2 依然可以建立新的平衡体系,论证了置换法的可行性。

Hirohama等人^[24]在274K、4~5MPa状态下使用液态 CO_2 实施甲烷水合物的置换实验,实验结果, CH_4 在液态 CO_2 中的逸度低于初始水合物中的逸度水平,同时 CO_2 的逸度远高于初始形成的 CO_2 水合物;产生的 CO_2 水合物可能会影响 CH_4 、 CO_2 以及 H_2O 的物质传递,降低开采效率。

Ota等人^[25]采用液态 CO_2 进行 CH_4 水合物置换开采实验研究,实验结果显示当压力在3.2MPa以上时,甲烷的回收率随压力增加而增加,当压力增大到6MPa时,甲烷回收率趋于稳定,不再随压力的增大而变化。Ota认为置换过程甲烷回收率与 CO_2 相态环境以及压力有关,液态的 CO_2 的置换率更高。

周薇等人^[26]改变 CO_2 的注入压力研究了置换开采过程 CH_4 水合物的置换率以及置换速率。实验结果显示当 CO_2 注入压力在3.97~4.84MPa时 CH_4 的置换率与置换速率随着 CO_2 注入压力而增大。

李遵照等人^[27]考察了压力为2.8MPa和3.25MPa温度在271.2~276.1K范围内 CO_2 气体置换开采过程。结果表明,温度对置换速率有明显影响,尤其当温度在冰点以上时,置换温度升高可显著提高置换开采速率。

闫素贞^[28]采用烟气置换 CH_4 实验,研究不同浓度 CO_2 - N_2 在不同压力和温度条件下的置换过程。结果显示烟气在相同温度和压力下, CO_2 浓度越高,置换效率越高。

目前主要是采用室内实验的方法对于置换法开采进行研究,得出了环境压力对置换效率的影响。在数值模拟方面的研究主要集中在置换法的开采机理上,对于置换过程涉及到的传质现象以及本构模型的建立还较为欠缺。目前常用的置换方式有两种,第一种为从一个井口注入 CO_2 ,并从另一个井口对甲烷气体进行抽取;第二种为从一个井口注入 CO_2 ,闭井一段时间以供 CO_2 和甲烷气体充分置换,随后再进行甲烷气体的抽取。如何提高置换效率和置换速率将是该方法的最大挑战。

1.4 化学抑制剂注入法

化学抑制剂注入法通过向水合物矿藏中注入化学试剂,破坏连接水合物分子间的氢键同时改变水合物存在的相平衡条件,促进水合物分解,其开采原理见图4。经验证,该方法可以提高天然气的产量,在开采初期可以以很低的能量注入即实现水合物的分解。但是抑制剂价格都比较昂贵,经济性较差,同时抑制剂对地下水和海洋生态环境都会带来不良的影响,所以该方法的使用受到了限制。

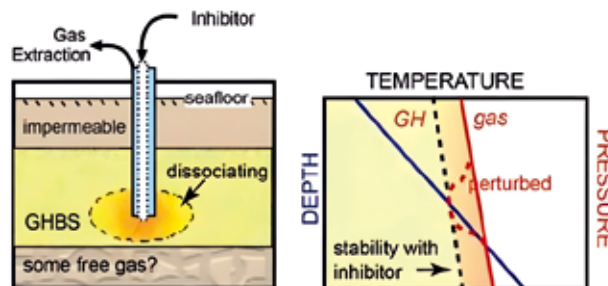


图4 注入抑制剂法开采示意图

研究人员通过实验对于化学抑制剂法进行了研究,Kawamura等人^[29]将甲醇溶液注入了水合物岩芯中并记录水合物分解过程。实验中改变了甲醇溶液浓度和温度参数,得出了水合物分解动力学参数。

Sira等人^[30]研究了乙二醇(ethylene glycol)和甲醇(methanol)溶液研究注化学试剂法的分解特征和开采规律。研究结果表明,水合物分解的瞬时速率是抑制剂浓度、抑制剂注入速率、压力、抑制剂溶液温度和水合物与抑制剂界面(接触)面积的函数。

Fan等人^[31]同样进行了注入乙二醇(ethylene glycol)分解水合物实验,得出了分解速度与乙二醇注入速度以及试剂浓度的关系,且较高的乙二醇浓度下,分解所需的能量更低。

可燃冰矿藏存在的特殊地质环境,要求抑制剂不仅可以破坏水合物的相平衡条件,同时需要兼具稳定的化学性质。

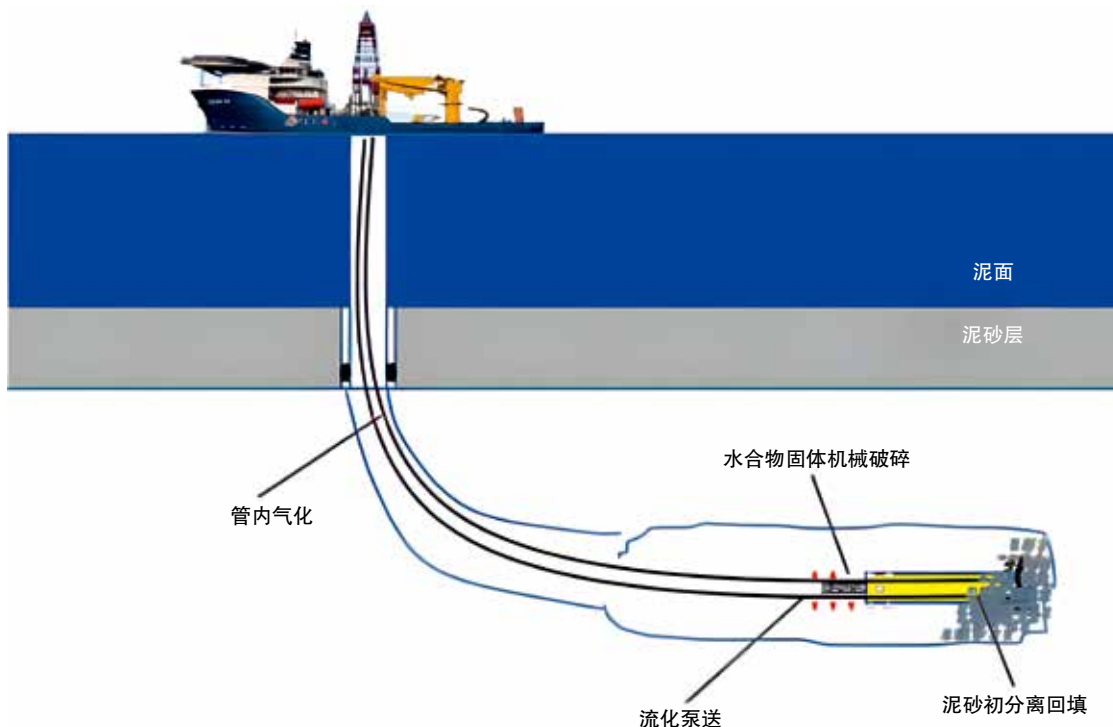


图5 固态流化法开采示意图

此外对海洋环境的影响以及开采过程的投入产出比也是研发人员关心的重点。现已研制出的新型水合物抑制剂理论上可以实现以更低的浓度达到诱发水合物分解的效果，在室内试验和现场试采方面具有极大潜力。

1.5 固态流化法

固态流化开采是近几年提出的新型水合物开采方法，对非成岩类型的天然气水合物具有很高的开采效率。该方法的开采原理为：利用采掘设备直接开掘固态天然气水合物，随后将水合物沉积物粉碎成小颗粒，再与海水通过密闭的立管输送至海洋平台，在海上平台对获得的水合物固体或浆体进行后处理，其开采原理如图5所示。该方法实现了原位固态开发，降低了天然气水合物分解引起工程地质的灾害风险，也在一定程度避免了温室效应。

我国南海海域天然气水合物埋深浅，胶结度弱，易于碎化，非常符合固态流化法的使用条件，故此法提出后引起了国内许多学者的研究兴趣。2015年4月，西南石油大学成立了世界首个“海洋非成岩天然气水合物固态流化开采实验室”，该实验室可开展大体积固态水合物制备、开采设备破岩能力评级、水合物流化携岩能力评价、水合物管输过程模拟、水合物分解及流变规律研究。据报道，2017年5月，我国在南海北部首次利用固态流化技术实现了试采，获得气体 81m^3 ，纯度高达99.8%。这一现场试采证明了固态流化法在开采浅层非成岩天然气水合物的可行性。

由于研究时间较短，对固态流化开采法的数值模拟研究还处于初级阶段。周守为等采用Kim-Bishnoi模型、Brooks-Corey模型、幂律模型获得一定分解驱动压力情况下，固态流化开采过程水合物分解后得到的气体、液体量等参数。

1.6 组合开采法

目前水合物的开采过程倾向于将两种或多种方法相结合，这种联合开采法一般以降压法为主要方法并辅以其他方法，从而提高开采效率、安全性以及适用性。目前常用的联合开采方法有Sasaki等人提出的双水平井热水注入法，部分氧化法，Minagawa提出的电加热辅助降压法，Gupta和Aggarwal提出的 CO_2 置换辅助降压法以及张旭辉提出的机械—热联合开采法等。

2 可燃冰矿藏试采现状

可燃冰因其蕴藏的巨大潜能，受到了各个国家的重视。中、日、美、加、韩、印、俄罗斯以及部分欧盟国家均开展了大量水合物研究工作。中、日、美、加四国依托国内丰富的水合物矿藏资源实行了现场试开采活动，取得了丰富的成果。

2.1 国外现场试采案例

2.1.1 加拿大现场试采

加拿大是最早开展水合物矿藏现场试采的国家。2002年初，加拿大联合10余个国家机构在麦肯齐三角洲永冻带地区开展了Mallik水合物试采工程。该工程共布设三口井，其中

Mallik3L-38、Mallik4L-38为观测井,负责对生产过程实时监控, Mallik5L-38为生产试验井,负责取心、测井及试开采实验。3月上旬,通过向水合物层注入热KCl聚合物冲洗液实施开采,试开采过程持续5d,产出甲烷470m³,日均产出94m³。

在2007年和2008年,加拿大在早期布设的Mallik2L-38试验井中利用降压法再次成功从水合物矿藏中持续稳定地采出水合物,开采分别持续12.5h和6.8d,分别产出甲烷气体830m³和13000m³。

2.1.2 美国现场试采

美国早在20世纪60年代就开始了可燃冰的研发工作,提出了“似海底反射层”作为可燃冰地地震识别标识,获得业界的广泛应用。2011年,美国在阿拉斯加北坡顺利完成了IgnikSikumi#1试验井钻井和完井作业,首次采用CO₂-CH₄置换法实现可燃冰开采,并借助井内喷射泵辅助降低储层压力,促进水合物的分解。2012年2月15—18日,三天时间里向地层注入了798823m³含有化学示踪剂的CO₂/N₂混合气体,加入N₂是为了增强气体与自然界甲烷水合物的置换作用。整个试开采工程持续了38d,其中正式生产30d,8d的时间用于修理地面分离器,更换喷射泵等维护工作。在38d的试验阶段,共生产了甲烷28317m³。

本次试采证明了二氧化碳置换法的开采速率虽与注热、降压法相比还处于较低水平,但该方法对储层的初始压力、温度等条件敏感性不高,因而适应性更加广泛。同时,置换法在开采过程中产生的废水较少,不仅更加环保也减少了废水携砂冲刷套管及井下设备的几率。

2.1.3 日本现场试采

2013年,日本决定实施水合物试采工程,这也是可燃冰开采历史上第一次海域可燃冰试采工程。本次开采使用降压法,并采用砾石填充的防砂措施。3月12日,生产井成功排气,但由于开采过程中砾石的移动导致了筛网的损坏,大量砂土进入生产井通道导致堵塞,开采持续6d后被迫终止。在6d的开采过程中共产出甲烷气体120000m³。

为解决出砂问题,日本于2017年再一次启动水合物试采工程。5月份,日本开始在南海海域进行施工,首先使用了先期膨胀GeoForm筛管进行防砂,但由于测试效果不佳,后期改用了井下膨胀GeoForm筛管,防砂效果明显,在随后实现了24d连续不间断开采,共计产出甲烷气体240000m³。

日本的海域可燃冰试采工程说明了海域可燃冰的开采过程的出砂问题较陆域可燃冰更为严重,但开采难度较低且更容易获得高产量的甲烷气体,如果可以有效解决出砂问题,海域可燃冰将有着非常广泛的利用前景。

2.2 国内现场试采案例

我国对可燃冰的研究始于上世纪80年代,当前我国在可燃冰勘探、试采等方面均取得重要进展。中国地质调查局于

2011年和2016年在祁连山冻土区进行了两次陆域可燃冰试采试验,并于2017年5在南海神狐海域组织实施了一次海域可燃冰试采,开启了我国可燃冰资源利用的序幕。

2011年9月,运用降压加热结合的方法对祁连山地区水合物矿藏实施了第一次试采。试采采用了单井直井方案,生产过程持续101h,产气95m³。本次试采产气时间较短,产气量较低,但证实了降压试采工艺、控制监测等关键技术成岩储层中应用的可行性,为陆域试验试采模拟技术积累了经验。2016年10月,提出了“山”字形水平对接井的开采方法,并成功应用于第二次试采试验。本次试采主要应用降压的方法并将三口试验井在地下相互连通,从而保证降压作用的作用区域更广。在23d的时间里,采出甲烷1078m³。

2017年,在我国南海神狐海域由中国地质调查局开展了我国首次海域可燃冰试采试验。试采以降压法为核心,开采连续出气60d,累计产气量超过30×10⁴m³,最高日产3.5×10⁴m³,多项指标打破了试采工程的最高纪录。

2.3 当前试采技术评价

迄今为止,各国已经进行了多次水合物矿藏实地试采工作。每次试采的成功都表示人类在可燃冰的商业开采之路上又前进了一步,但也应该意识到距离彻底实现商采并使普通居民真正使用上可燃冰矿藏中的天然气资源还有许多挑战需要克服。此外,甲烷作为温室效应强烈的温室气体,一旦出现泄漏问题,会对大气、海洋环境造成不可估量的影响,因此开采过程中应把环境因素放在首要位置。此外,当前的各种水合物方法都面临着成本过高的问题,这要求进一步完善储层评价技术,优化水合物开采工艺,研发关键技术装备,通过技术创新降低开采成本,为最终的商业化积累经验。

3 结论与展望

本文对当前水合物开采过程所涉及的开采方法从原理、室内试验、数值模型研究现状等方面进行了评述,对每种方法的优缺点,研究过程中的经验及问题以及未来研究的重点进行了系统性的总结。此外对国内外已经实施的水合物试采活动进行了介绍。目前,世界范围内包括中国、加拿大、美国、日本共四个国家实现了现场试采,上文所阐述的五种方法在试采过程中均有所利用。试采结果表明,在当前的技术条件下,降压法是使用范围最广、性价比最高的方法。

总体来讲,目前国内外对可燃冰的开发仍处于初步探索阶段,尤其针对储量丰富的海域可燃冰,受储层特性、环境条件、开发经验等影响,尚需开展大量的基础研究和实验研究工作,以实现安全、高效开发。■

作者单位: 1. 中国石油工程建设有限公司西南分公司

2. 中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院
(责任编辑 王波)

长庆油田黄土场地地温、土体含水率变化对土壤电阻率测试结果存在影响,通过分析其影响程度的变化规律,掌握黄土场地土壤电阻率值最为不利的地温环境,准确建立黄土场地地温—地层含水率—土壤电阻率值之间的数学模型,为设计提供最为准确的土壤视电阻率值和土壤对钢结构、钢制管道、钢桩基础评价结论,并提出相关修正方法。

黄土场地地温、含水率变化对土壤视电阻率影响的研究

■ 骆建文 王治军 曾发荣 李运海



域的工业建设也如同雨后春笋一般快速发展,其中石油石化行业由于大型油气田的发现和开采而快速崛起,其导致大量的石油石化设施遍布于黄土高原的各个角落,特别是钢基础工程、钢结构工程、油气长输管道、油气集输管道、单井管道等石油石化各类建设工程的钢结构和钢质管道分布于陕甘晋黄土高原沟壑区。根据《岩土工程勘察规范》(GB50021—2001)2009年版和《油气田及管道岩土工程勘察规范》(GB 50568—2010)相关条款要求,岩土工程勘察时对于钢结构、钢制管道、钢管基础等岩土工程勘察项目,必须提供土壤对钢结构、钢制管道、钢基础腐蚀性测试和评价报告。

1 引言

我国的黄土高原位于中部偏北部地区,主要分布在太行山以西,乌鞘岭以东,秦岭以北,长城以南的广大地区,总面积64万平方千米,位于第二级阶梯之上,是地球上分布最集中且面积最大的黄土区,也是世界上水土流失最严重和生态环境最脆弱的地区之一。

黄土高原原生黄土是第四纪冰期干冷气候条件下的风尘堆积物,地层自下而上分为午城黄土、离石黄土、马兰黄土和全新世黄土,黄土结构为点、棱接触支架式多孔结构,其特点为土体疏松,垂直节理发育,极易渗水。黄土中细粒物质如粘土、易溶性盐类、石膏、碳酸盐等在干燥时固结成聚积体,使黄土具有较强的强度,而遇水或其它介质后随着矿物溶解与分散,土体会迅速分散、崩解,经过流水的常年冲刷,形成支离破碎的黄土沟壑地貌。

近年来,随着我国经济的高速发展,在黄土高原沟壑区

2 研究思路

为研究长庆油田黄土场地地温、含水率变化对土壤电阻率测试结果的影响程度,通过分析其影响程度的变化规律,掌握黄土场地土壤电阻率值最为不利的地温、湿度环境,准确建立黄土场地地温—地层含水率—土壤电阻率值之间的数学模型,为设计提供最为准确的土壤视电阻率值和土壤对钢结构、钢制管道、钢桩基础腐蚀性评价结论。为此本文首先从确定典型黄土场地入手,对比选择黄土场地土壤电阻率值测试各种方法;分析各种测试方法的优缺点,选择适合长庆油田黄土场地的土壤电阻率测试方法;再对典型黄土场地各地温度、各地层含水率的土壤电阻率值进行测试、计算、统计;而后建立黄土场地地温—地层含水率—土壤电阻率值之间的数学模型;再分析黄土场地地温—地层含水率—土壤电阻率值相互影响关系;通过分析研究确定使用长庆油田地温、含水率影响因素的修正参数。



图1 黄土高原地理位置

3 黄土场地土壤电视率测试方式

目前土壤对钢结构、钢制管道、钢管基础等腐蚀性测试方法为电阻率测试法,是通过电阻测试仪测定场地一定深度内的土壤电阻值,再进行土壤视电阻率值的计算,而后综合评价土壤对钢结构、钢制管道、钢管基础等腐蚀性,其中最关键的环节是如何快速、准确的测得土壤的电阻值,目前黄土场地土壤电阻率的测量通常采用文纳四极法和模拟法两种。

文纳四极法是通过电阻测量仪远端处电极向被测土体两端提供稳定的电流,使得土体内形成恒定的电场,并在内侧通过电压极测量土体的电压差,最终通过经验公式计算被测土体的电阻率。通过对文纳四极法和模拟法土壤电阻率测定优缺点进行对比,我们发现模拟法设置的测量条件较多,人为控制因素较大,计算公式较为复杂;而文纳四极法测量原理简单,现场测量操作要素可控,人为影响因素较少,计算公式较为简单,因此本文研究的黄土场地地温、含水率变化对土壤视电阻率值得影响是在采用文纳四极法测试的基础上进行研究的。

4 不同环境下的黄土场地土壤电视率测试

本文从黄土场地土壤体温度变化、土壤体含水率变化入手,进行不同地温状态和不同含水率状态对黄土场地土壤电阻率影响的研究。

4.1 相同黄土场地不同地温下场地土壤电阻率测试

近年来,由于长庆油田油气田建设主要集中于甘肃省陇东和陕西省陕北地区的黄土场地,该区域位于北温带,一年内温度变化非常大。我们分别选取了甘肃省陇东和陕西省陕北区长庆油田若干个具有代表性的场地进行了为期一年的不同

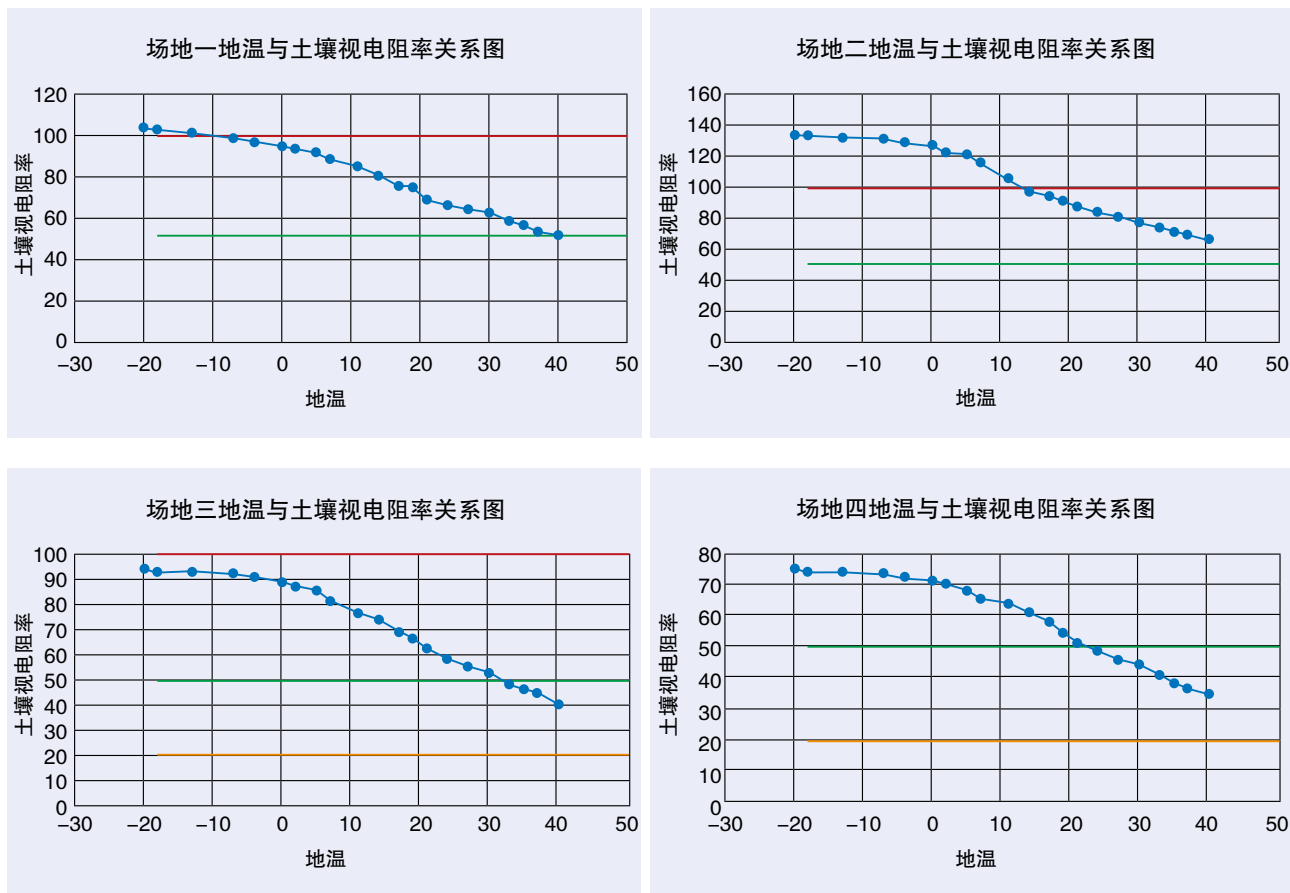


图2 场地地温与土壤视电阻率关系图

地温条件下的土壤电阻率连续观测,并实时测量记录了每一次观测的地温和所对应计算得土壤电阻率值,与此同时保持土壤属性、土壤含水等其它条件始终一致。

通过对相同场地不同地温条件下土壤电阻率连续实测数据进行统计整理,我们可以发现同一场地不同地温条件场地腐蚀性等级发生了变化。

我们对相同场地不同地温条件下土壤电阻率连续实测数据进行统计整理,并分别绘制了每个场地地温与土壤电阻率的关系图,经分析我们发现如下特点:

1. 总体上看,每个场地的土壤视电阻率随着地温从低到高单调增高变化,发生由高到低的单调降低变化。

2. 场地地温最低温时对应的土壤视电阻率和最高温对应的土壤视电阻率差额较大,场地一地温在 -20°C 时土壤视地阻率为 $103.6\Omega\cdot\text{m}$,地温在 40°C 时土壤视地阻率为 $51.8\Omega\cdot\text{m}$,降幅为50%;场地二地温在 -20°C 时土壤视地阻率为 $133.8\Omega\cdot\text{m}$,地温在 40°C 时土壤视地阻率为 $66.9\Omega\cdot\text{m}$,降幅为50%;场地三地温在 -20°C 时土壤视地阻率为 $94.2\Omega\cdot\text{m}$,地温在 40°C 时土壤视地阻率为 $40.5\Omega\cdot\text{m}$,降幅达到57%;场地四地温在 -20°C 时土壤视地阻率为 $75.4\Omega\cdot\text{m}$,地温在 40°C 时土壤视地阻率为 $34.9\Omega\cdot\text{m}$,降幅为54%。

3. 每个场地土壤视电阻率随地温变化均发生对钢结构、钢质管道、钢桩基础等腐蚀性评价结论变等级的现象,场地一由地温 -20°C 时土壤腐蚀性等级为微腐蚀等级,变为地温 40°C 时的弱腐蚀等级;场地二由地温 -20°C 时土壤腐蚀性等级为微腐蚀等级,变为地温 40°C 时的弱腐蚀等级;场地三由地温 -20°C 时土壤腐蚀性等级为弱腐蚀等级,变为地温 40°C 时的中腐蚀等级;场地四由地温 -20°C 时土壤腐蚀性等级为弱腐蚀等级,变为地温 40°C 时的中腐蚀等级。

4. 各个场地地温从 -20°C 变到 0°C 时,土壤视电阻率值降低幅度较小,四个场地降幅分别为9%、5%、5%、5%左右。

5. 各个场地地温从 0°C 变到 40°C 时,土壤视电阻率值降低的速率较大,趋势、速率大体一致。

4.2 相同黄土场地不同土壤含水率场地土壤电阻率测试

近年来,由于长庆油田油气田建设主要集中于甘肃省陇东和陕西省陕北地区的黄土场地,该区域位于北温带,一年内

降雨量变化非常大,主要降雨期集中于雨季,这一土壤体含水率变化因素会不会影响同一场地土体电阻的测量数值发生变化呢?会不会导致同一场地土壤电阻值因土体含水率变化而发生巨大变化呢?这种土壤视电阻率值巨大变化现象对判断土壤对钢结构、钢质管道、钢基础的腐蚀性评价是否会产生不同等级或跨等级错误判断呢?带着这些问题我们分别选取了甘肃省陇东和陕西省陕北长庆油田若干个具有代表性的相同黄土场地进行了不同土体含水率条件下的土壤电阻值连续测量,与此同时保持土壤属性、地温等其它条件始终一致。

为了能够准确地发现和分析黄土场地不同含水率对土壤电阻率的影响,我们对相同场地不同含水率条件下土壤电阻率连续实测数据进行统计整理,并分别绘制了每个场地含水率与土壤电阻率的关系图3,经分析我们发现如下特点:

1. 总体上看,每个场地的土壤视电阻率随着含水率从低到高单调增高变化,发生由高到低的单调降低变化。

2. 黄土场地含水率最低时对应的土壤视电阻率和最高对应的土壤视电阻率差额较大,场地一含水率在0%时土壤视地阻率值为 $142.2\Omega\cdot\text{m}$,含水率在0%时土壤视地阻率值为 $66.9\Omega\cdot\text{m}$,最大降幅为53%;场地二含水率在0%时土壤视地阻率值为 $108.3\Omega\cdot\text{m}$,含水率在0%时土壤视地阻率值为 $55.6\Omega\cdot\text{m}$,最大降幅为49%;场地三含水率在0%时土壤视地阻率值为 $71.6\Omega\cdot\text{m}$,含水率在0%时土壤视地阻率值为 $40.5\Omega\cdot\text{m}$,最大降幅为43%;场地四含水率在0%时土壤视地阻率值为 $54.6\Omega\cdot\text{m}$,含水率在0%时土壤视地阻率值为 $24.5\Omega\cdot\text{m}$,最大降幅为55%。

3. 每个黄土场地土壤视电阻率随含水率变化均发生对钢结构、钢质管道、钢桩基础等腐蚀性评价结论变等级的现象,场地一由含水率0%时土壤腐蚀性等级为微腐蚀等级,变为含水率30%时的弱腐蚀等级;场地二由含水率0%时土壤腐蚀性等级为微腐蚀等级,变为含水率30%时的弱腐蚀等级;场地三由含水率0%时土壤腐蚀性等级为弱腐蚀等级,变为含水率30%时的中腐蚀等级;场地四由含水率0%时土壤腐蚀性等级为弱腐蚀等级,变为含水率30%时的中腐蚀等级。

4. 各个黄土场地含水率从0%变到5%时,土壤视电阻率值降低幅度较平缓,含水率从5%变到20%时,土壤视电阻率



图3 相同场地不同土体含水率条件下土壤电阻率连续实测图

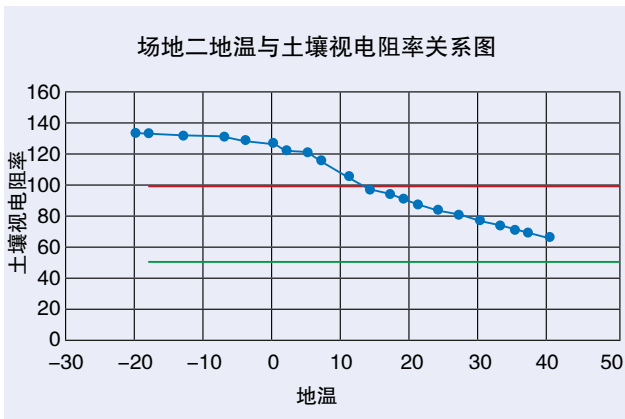
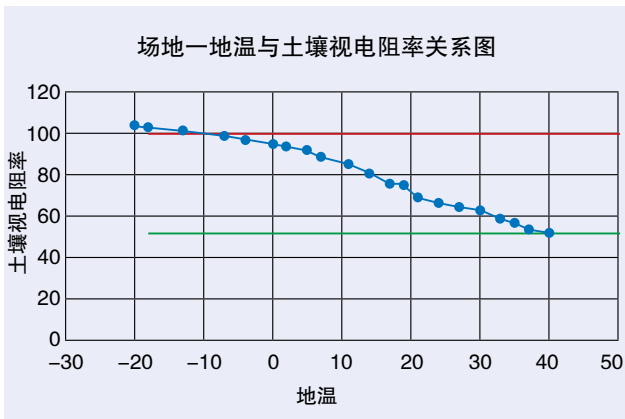


图4 典型黄土地不同地温与土壤视电阻率的关系图

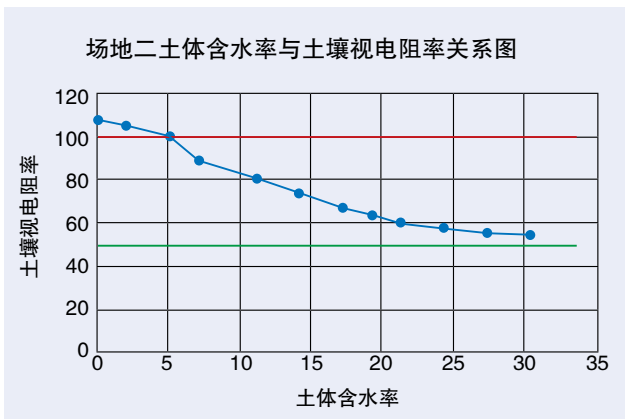
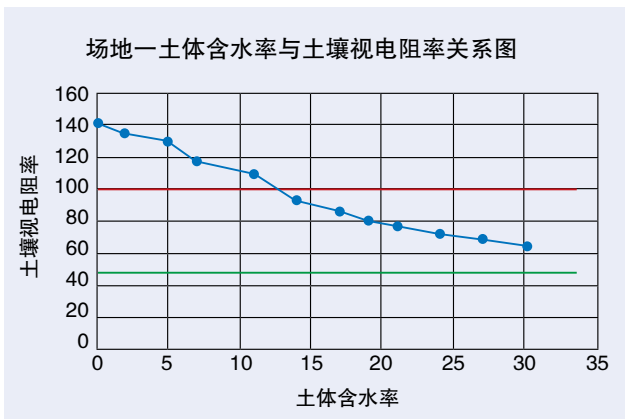


图5 典型黄土地不同含水率与土壤视电阻率关系图

值降低幅度略微变陡,含水率从20%变到30%时,土壤视电阻率值降低幅度又趋于平缓。

5 黄土地不同地温、地层含水率同土壤视电阻率值之间的数学模型

通过对开展的相同黄土地在不同地温下土壤电阻率测试试验和相同黄土地在不同土体含水率下土壤电阻率测试数据整理,分析这些数据之间的逻辑规律,并结合绘制的相同黄土地不同地温与土壤视电阻率关系图、相同黄土地不同土体含水率与土壤视电阻率关系图,分别建立黄土地不同地温、地层含水率同土壤视电阻率值之间的数学模型。

5.1 黄土地不同地温与土壤视电阻率之间的数学模型

根据较为典型又具代表性场地一、二的相同黄土地不同地温与土壤视电阻率关系图4,我们可以发现有下列规律:

①当黄土地地温从0°C变到-20°C时,黄土地土壤电阻率值总升幅约为6%,总体升幅率为地温每降低1°C,土壤电阻率增加0.3%,即0.3%/°C,因此黄土地地温在-20°C到0°C范围内变化时,土壤视电阻率变化趋势符合模型一的公式。

$$\rho = \rho_0 [1 + 0.003(0 - t)]$$

式中 ρ_0 ——土地温度为0°C的土壤视电阻率($\Omega \cdot m$);

t ——实测时土的温度,指0.5m以下的温度,符合-20°C到0°C。

②当黄土地地温从0°C变到40°C时,黄土地土壤电阻率值总降幅平均约为49%,总体降幅率为地温每升高1°C,土壤电阻率减小1.23%,即1.23%/°C,因此黄土地地温在0°C到40°C范围内变化时,土壤视电阻率变化趋势符合模型二的公式。

$$\rho = \rho_0 [1 - 0.0123(t - 0)]$$

式中 ρ_0 ——土地温度为0°C的土壤视电阻率($\Omega \cdot m$);

t ——实测时土的温度,指0.5m以下的温度,符合0°C到40°C。

5.2 黄土地不同含水率与土壤视电阻率之间的数学模型

根据较为典型又具代表性场地一、二的相同黄土地不同含水率与土壤视电阻率关系图5,我们可以发现其中有下列规律:

①当黄土地土体含水率从0%变到20%时,黄土地土壤电阻率值总降幅约为40%,总体降幅率为含水率每升高1%,土壤电阻率降低2%,因此黄土地含水率在0%到20%范围内变化时,土壤视电阻率变化趋势符合模型三公式。

$$\rho = \rho_0 [1 - 0.02(w - 0)]$$

式中 ρ_0 ——土体含水率为0%的土壤视电阻率($\Omega \cdot m$);

w ——实测时土的含水率,指0.5m以下土的含水率,符合0%到20%。

②当黄土地土体含水率从20%变到30%时,黄土地土

壤电阻率值总降幅约为15%，总体降幅率为含水率每升高1%，土壤电阻率降低1.5%，因此黄土场地含水率在20%到30%范围内变化时，土壤视电阻率变化趋势符合模型四的公式。

$$\rho = \rho_{20} [1 - 0.015(w - 0)]$$

式中 ρ_{20} ——土体含水率为0%的土壤视电阻率 ($\Omega \cdot m$)；

w ——实测时土的含水率，指0.5m以下土的含水率，符合20%到30%。

6 长庆油田黄土场地土壤视电阻率值参数修正

近年来，长庆油田油气田地面建设工程大规模开展，特别是钢结构、钢质管道、钢桩基础工程项目日益增多，为了准确评价黄土场地土壤对钢结构、钢质管道、钢桩基础的腐蚀程度，我们根据《油气田及管道岩土工程勘察标准》(GB/T 50568—2019)相关要求，须在工程勘察时实时测量和计算土壤视电阻率值，并为设计提供其腐蚀等级，以便设计按相应腐蚀等级设计相应的防腐蚀措施，一旦提供的腐蚀等级有误或不准确，而导致设计防腐等级不达标，将会大大降低钢结构、钢质管道、钢桩基础等的使用寿命，不仅造成巨大的财产损失，而且可能导致严重安全事故发生。

6.1 长庆油田黄土场地土壤视电阻率值温度修正

根据本文研究的成果，黄土场地地温是影响土壤腐蚀性测试和评价的重要因素，地温越低土壤视电阻率值越大，对钢结构、钢质管道、钢桩基础腐蚀性越小；地温越高土壤视电阻率值越小，对钢结构、钢质管道、钢桩基础腐蚀性越大。

对于黄土场地土壤对钢结构、钢质管道、钢桩基础腐蚀性测试往往在工程项目初期的岩土工程勘察阶段完成的，由于项目的工期不确定性，往往导致黄土场地土壤腐蚀性测试发生在一年当中的任何一个时间段，又因为长庆油田黄土建设场地位于陕北、陇东地区，一年内地温变化幅度非常大，当某一时段进行土壤视电阻率测试时，由于地温不是一年当中最高的时段，往往导致当时测试和计算的土壤视电阻率值不是最小值，从而进一步导致土壤对钢结构、钢质管道、钢桩基础腐蚀性评价结论不是最不利的，可能存在将中等腐蚀等级误判为弱腐蚀等级、将弱腐蚀等级误判为微腐蚀等级的种种现象。

为了避免这一现象发生，我们需要将任意场地地温状态下测试和计算的土壤视电阻率值修正到测极埋深范围内地温一般可能达到的最高温度(30℃)状态下的土壤视电阻率值，为此我们根据本为第5章研究的成果，编制了“长庆油田黄土场地土壤视电阻率值标准地温修正表”。

6.2 长庆油田黄土场地土壤视电阻率值含水率修正

根据本文研究的成果，场地土体含水率是影响土壤腐蚀性测试和评价的另一重要因素，含水率越低土壤视电阻率值越大，对钢结构、钢质管道、钢桩基础等的腐蚀性越小；含水

率越高土壤视电阻率值越小，对钢结构、钢质管道、钢桩基础等的腐蚀性越大。

对于黄土场地土壤对钢结构、钢质管道、钢桩基础腐蚀性测试往往在工程项目初期的岩土工程勘察阶段完成的，由于项目的工期不确定性，往往导致黄土场地土壤腐蚀性测试发生在一年当中的任何一个时间段，又因为长庆油田黄土建设场地位于陕北、陇东地区，一年内降水变化幅度非常大，导致土体含水率变化幅度也非常大，当某一时段进行土壤视电阻率测试时，由于土体含水率不是一年当中最高的时段，往往导致当时测试和计算的土壤视电阻率值不是最不利值，从而进一步导致土壤对钢结构、钢质管道、钢桩基础等的腐蚀性评价结论不是最不利的，可能存在将中等腐蚀等级误判为弱腐蚀等级、将弱腐蚀等级误判为微腐蚀等级的种种现象。

为了避免这一现象发生，我们需要将任意土体含水率状态下测试和计算的土壤视电阻率值修正到测极埋深范围内土体含水率可能达到的饱和(30%)状态下的土壤视电阻率值，为此我们根据本为第5章研究的成果，编制了长庆油田黄土场地土壤视电阻率标准土体含水率修正表。

7 结论

1. 总体上看，黄土场地的土壤视电阻率随着地温从低到高单调增高变化，发生由高到低的单调降低变化；黄土场地的土壤视电阻率随着含水率从低到高单调增高变化，发生由高到低的单调降低变化。

2. 黄土场地地温最低时对应的土壤视电阻率和最高温对应的土壤视电阻率差额较大，总体降幅达50%到57%；黄土场地土体含水率最低时对应的土壤视电阻率和最高对应的土壤视电阻率差额较大，总体降幅达43%到55%。

3. 黄土场地地温从-20℃变到0℃时，土壤视电阻率值降低幅度较小，地温从0℃变到40℃时，土壤视电阻率值降低的速率较大，趋势大体一致；黄土场地土体含水率从0%变到5%时，土壤视电阻率值降低幅度较平缓，土体含水率从5%变到20%时，土壤视电阻率值降低幅度略微变陡，土体含水率从20%变到30%时，土壤视电阻率值降低幅度又趋于平缓。

4. 分别建立了黄土场地地温—土壤视电阻率、土体含水率—土壤视电阻率变化的数学模型。

5. 分别制定了长庆油田黄土场地土壤视电阻率标准地温修正表和土壤视电阻率饱和含水率修正表，将相同黄土场地在不同地温和含水率状态下的土壤视电阻率值修正到场地土壤对钢结构、钢质管道、钢桩基础等腐蚀性评价最不利的土壤视电阻率值，为设计提供最为准确的钢结构防腐设计依据。■

作者单位：长庆工程设计有限公司
(责任编辑 王波)

本文通过对集输管网中长输管道天然气组分的研究,采用国际上著名流程模拟软件 HYSYS 对系统管网进行模拟研究。该模拟计算结果可对系统管网中长输管道的实际运行状态进行实时监测。

基于天然气集输管网的 HYSYS 模拟研究

■ 王勇 郑晓利 杨光 张新友 龚卫斌 李国明 张玉玺 廖焯华

1 引言

1.1 天然气集输系统定义

天然气集输广义地讲是在油气田内,将油、气井采出的原油和天然气汇集、处理和输送的全过程。狭义地讲是只包括气田内部天然气的汇集,不包括处理和净化气的输送,即只含气田内部的井场、集气站、增压站、阀室、清管站和集输管网等由井口至处理厂之间的系统。

一般情况下,气井所生产天然气通过长输管网输到集气站。集气站汇总后集中输到处理厂或净化厂处理。天然气集输是通过相互连通的集输管网完成。天然气净化处理前,相邻生产过程之间互为条件,工作参数、运行状态、生产安全等方面彼此关联,相互影响,前一过程正常顺利进行和达到预期要求是实现后一过程的必要条件。

天然气集输管网是在气田或一定产气区域内,由气井井口到集气站采气管线及由单井站、集气站到天然气处理厂(或天然气净化厂)之间的原料气输送管道构成的网状管道系统,是天然气地面生产过程中必不可少的生产设施。天然气集输管网由不同管径、不同壁厚的金属或非金属材料构成的大面积网状管道结构。

1.2 天然气集输系统特点

通常原料天然气中含有腐蚀性介质和有毒介质,如硫化氢、二氧化硫、有机硫和存在于液相水中的氯离子等。这些腐蚀介质对金属管道有着腐蚀作用和对人体有高度危害作用,使得天然气集输生产面临着生产设施和人身安全风险。此外天然气在采出的过程中温度和压力降低,出现凝析水,并由高

速气流带入管道。液相水的存在为腐蚀作用发生条件,并且会形成水合物,阻塞气体流通,形成段塞流,影响集输生产连续进行。另外天然气集输具有分散性强、地域范围广的特点。由于气井分散存在,在采、集的过程中以相对集中的方式对天然气进行必要的预处理,在管网的某些节点分散处设置集输站场。这给集输工程的建设 and 生产运行带来一些困难,需要在野外大面积施工。管道要通过某些自然和人为障碍区,因自然条件变化或意外的人力作用受到损害导致发生管道爆破事故,使附近的居民受到人身伤害或使国家财产蒙受损失。

1.3 天然气集输系统的构成

天然气集输管网是在气田或一定产气区域内,由气井井口到集气站的采气管线及由集气站、单井站到天然气处理厂(或天然气净化厂)之间的原料气输送管道所构成的网状管路系统,是天然气地面生产过程中必不可少的生产设施。集输管网覆盖气田区域内的所有气井,为气井产出天然气提供通向各类站场及最终处理厂的通道,是天然气集输系统中不可缺少的生产设施。

在实际天然气集输中,由于管网缺少模拟计算,导致天然气在集输过程中流体流速和压降无法确切得出,甚至在管输中,由于管道内温度下降,产生一些水合物,产生水击严重影响着下游压缩机、换热器等设备,或者更为严重地是由于管道的超压无法预测,导致生产事故,造成巨大的损失。

2 技术思路和研究方法

表1~表4是某气井现场测定的天然气摩尔组分表。

本文采用国际上著名的流程模拟软件HYSYS对某井场实

表1 气井1天然气摩尔组分表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	N ₂	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
组成	72.5%	8.2%	4.6%	1.5%	1.8%	1.2%	1.3%	0.9%	0	4.1%	1.5%	0

表2 气井2天然气摩尔组分表

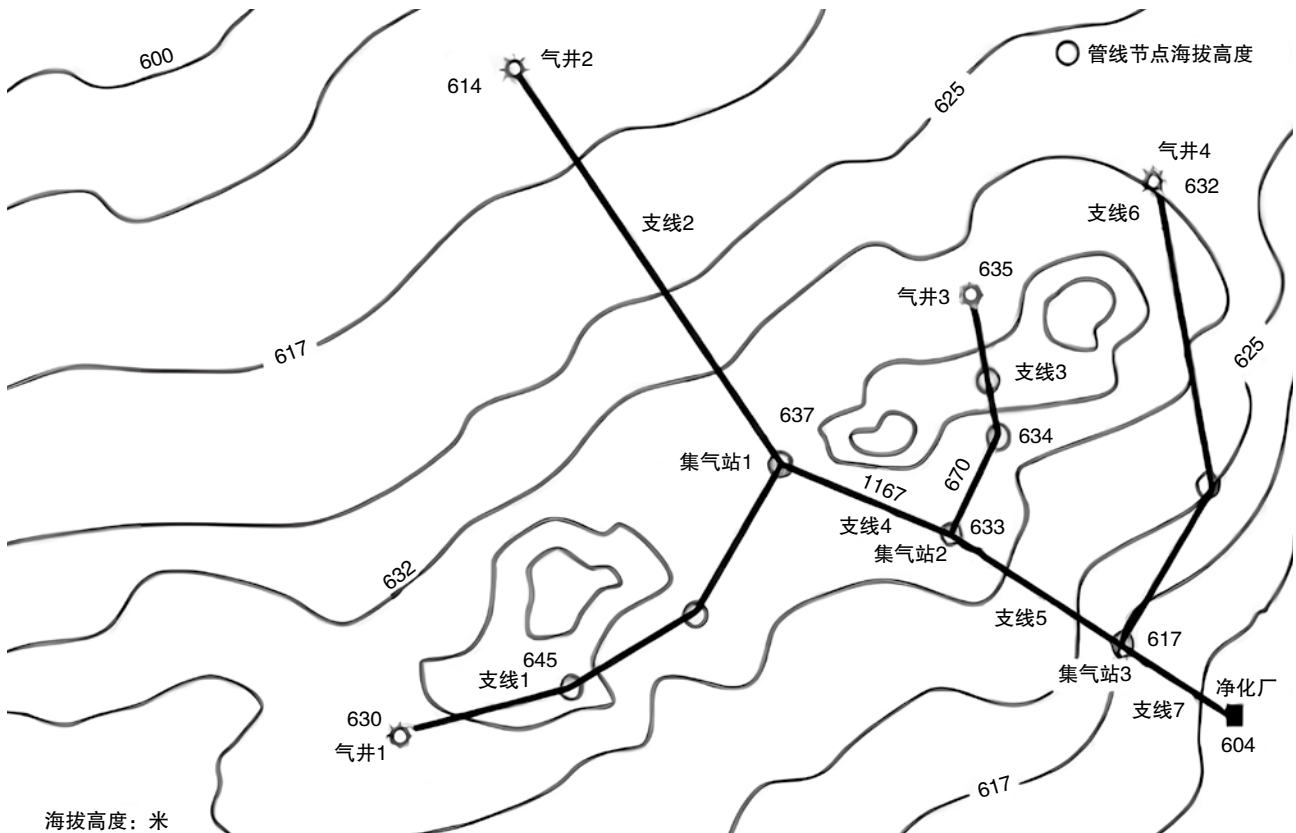
组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	N ₂	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
组成	68%	19.2%	7.1%	1.2%	0.9%	0.4%	0.2%	0	0.3%	2.4%	0.5%	0

表3 气井3天然气摩尔组分表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	N ₂	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
组成	56.6%	25.5%	1.5%	0.4%	0.8%	0.4%	0.4%	0.6%	0.5%	1.4%	2.1%	9%

表4 气井4天然气摩尔组分表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	N ₂	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
组成	41.8%	8.9%	7.1%	1.5%	3.8%	1.3%	1.6%	0	1%	0	0.4%	0



时运行的管道工况进行模拟研究，流程中的管道材料、保温类型、土壤埋深、地理高程等均与实际管道运行状态一致。

图1是某地区天然气集输管网图。图2是天然气集输管网HYSYS计算模型图。如图2所示，气井1天然气温度40℃，压力4135kPa，流量425kmole/h进入支线1，该支线由三个管段组成，地表埋深1米（管段Ⅰ长度150米，海拔高度645米，高

度差+6米；管段Ⅱ长度125米，海拔高度636.5米，高度差-8.5米；管段Ⅲ长度100米，海拔高度637米，高度差+0.5米），气体从支线出来温度为35.4℃，压力3269kPa。

气井2天然气温度45℃，压力3450kPa，流量375kmole/h进入支线2，该支线由一个管段组成，地表埋深1米（管段长度200米，海拔高度637米，高度差+23米），气体从支线出来温度

气田天然气集输管网HYSYS计算模型研究

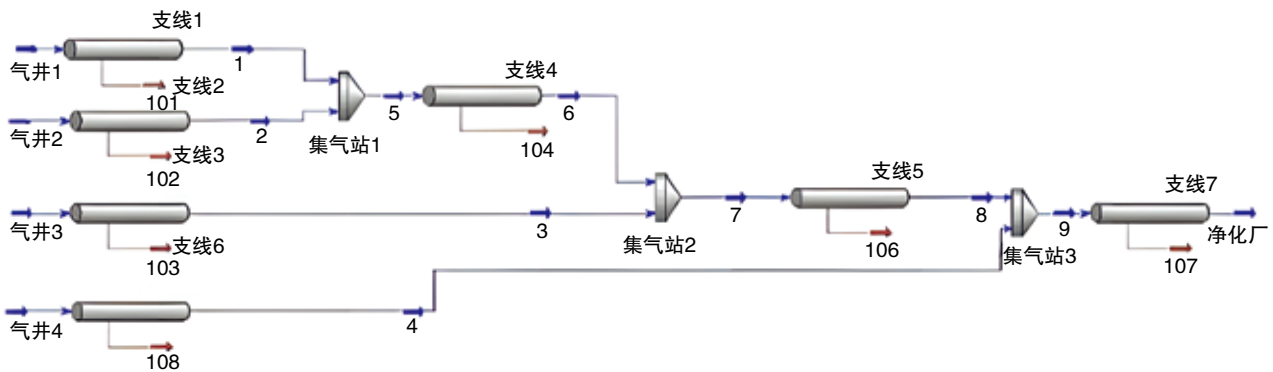


图2 天然气集输管网HYSYS计算模型

表5 净化厂天然气摩尔组分表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	N ₂	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O
组成	58.2%	15.7%	4.8%	1.1%	1.9%	0.8%	0.9%	0.4%	0.5%	1.8%	1.1%	2.7%

43.3℃, 压力3276kPa。

支线1出来的天然气温度35.4℃, 压力3269kPa, 与支线2出来的天然气温度43.3℃, 压力3276kPa进入集气站1, 集气站1出来的物流温度36.3℃, 压力3269kPa, 进入支线4。该支线由一个管段组成, 地表埋深1米(管段长度355米, 海拔高度633米, 高度差-1米)。

气井3天然气温度40℃, 压力3497kPa, 流量575kmole/h进入支线3, 该支线由三个管段组成, 地表埋深1米(管段I长度160米, 海拔高度648米, 高度差+12.5米; 管段II长度100米, 海拔高度634米, 高度差-14米; 管段III长度205米, 海拔高度633米, 高度差-4米), 支线3出来的天然气温度4.8℃, 压力2044kPa, 进入集气站2。

集气站2出来的天然气温度1.1℃.压力2044kPa, 进入支线5, 该支线由一个管段组成, 地表埋深1米(管段长度300米, 海拔高度617米, 高度差-16米)。支线出来的天然气(件号19)温度4.9℃, 压力1797kPa。

气井4中天然气温度35℃, 压力4395kPa, 流量545kmole/h进入支线6, 该支线由两个管段组成, 地表埋深1米(管段I长度180米, 海拔高度625米, 高程差-7.5米; 管段II长度165米, 海拔高度617米, 高程差-8米)。该支线出来的天然气温度4.9℃, 压力2946kPa, 与支线5中出来的天然气汇在一起, 进入集气站3。

集气站3出来的天然气, 温度5.6℃, 压力1797kPa, 进入支线7, 该支线由一个管段组成, 地表埋深1米(管段长度340米, 海拔高度604米, 高程差-13米)。该支线出来的天然气温度4.9℃, 压力1596kPa, 直接输入净化厂。

3 结果和效果

HYSYS模拟计算结果见表5。

通过表1~表5中天然气摩尔组分表的对比分析, 可推断出随着天然气在管道中流动, 其它组分没有大的变动, 水组分由原来的9%下降为2.7%, 这是由于管道中水组分随着长输管线的温度变化而变化, 多数由于各支线混合后温度梯度而产生的蒸发损耗。此外模拟研究发现两相流在管道中流动时, 天然气的管输温度与外界环境的温度差是引起热损失的主要原因。天然气的温度和压力变化与管内壁的传热系数、保温材料、材料导热系数、土壤类型、土壤导热系数、埋藏深度有着非线性关联。另外通过计算研究得出, 由于支线6和支线7选择的管线管径较小, 流动压降比较大, 超出了入口压力的10%左右, 因此在计算中出现未收敛的状态(一般显示黄色), 通过增加管道直径再次模拟计算解决了此问题。

4 结论

本文通过对某天然气井区气井天然气的组分进行研究和模拟分析, 提出了一种长输管道的模拟系统及方法。利用国际上著名的模拟软件HYSYS对天然气的组成, 气井距离集气站的远近、高程等工况计算出集输管道的直径及外输到下游天然气的组成、温度和压力。该模拟研究结果对于集输管网中天然气管道的设计及下游天然气二次加工处理中的设备选型、以及水合物对管道的破坏有着重要的指导意义。■

作者单位: 长庆工程设计有限公司
(责任编辑 王波)

CPECC第七建设公司承担的首个油气田地面站场和集输管道项目在神木气田参建，一线建设者们把石油精神在红色圣地上发扬光大。

黄土高坡见斗志

——记CPECC第七建公司神木项目部

■ 郑守敏

滚滚黄河水，巍巍白云山。在革命圣地陕西佳县的黄土高坡上，有一支英勇无畏的石油队伍，他们是中国石油工程建设有限公司（CPECC）第七建设公司神木项目部的石油建设者。在山梁、在河流、在村落、在深沟，散布在几百平方公里的土地上，他们为石油事业怀抱梦想又脚踏实地，敢想敢为又善作善成，他们以敢担当、能吃苦、肯奋斗的工作作风，把石油精神在陕北这片红色圣地上发扬光大。

冀东油田神木气田佳县区块南区产能建设地面工程是集内输、处理厂、外输、外电工程为一体的整装气田开发产能建设项目，设计年处理天然气46亿方，由中国石油工程建设有限公司西南分公司EPC总承包，第七建设公司、四川油建公司等承担施工任务。项目主体包括新建1座处理厂、5座集气站、83座采气平台，以及600多公里集气支干线管线等相关配套设施。神木项目也是第七建设公司首个油气田地面站场和集输管道项目。第七建设公司承担的工作范围包括：白家铺、张家沟、印斗、李家圪四个集气站及所属几百公里集输管线、阀室和井场组成。

拼搏竭尽全力

蓝图绘就，重任在肩。

执行神木项目的是第七建设公司原兰州石化榆林石化项



目部的精兵强将，他们带着信心和热望来到这里，要圆做强油气田市场的梦想。但来到这里，和想象中大相径庭。项目执行和以往工程截然不同，工程点多面广、现场环境险恶、依托条件较差、涉及到的相关联单位较多、施工审批流程较慢……

在这里，“高陡坡”和“阻工”两个词被频繁使用。

高陡坡是指集输管线在穿山越岭时遇到的斜坡崖壁。据统计，仅超过60到90度的高陡坡多达几十处，其它较小高陡坡不计其数，施工难度之大，安全风险之高可想而知。

阻工更是一个无法绕开的话题，神木项目涉及两个县十几个乡镇，途经67个村庄，动每一寸土地、每一处庄稼、每一棵树需要大量的协调工作。几十个施工点几乎每天都有被阻止施工的报告，仅张家沟集气站五个月内就累计被阻工28天。现场问题不能及时解决，工程无法顺利推进，一时间困难重重。

“不管遇到多大困难都不能松懈，我们要工作到感动自己，拼搏到无能为力！”项目经理王凌辉在早上会上激励大家。

当困难重重，当压力和紧迫感骤然而生的时候，项目部全体管理人员没有消极和等待，而是在危机中创造先机，于变局中开拓新局，义无反顾地选择了“绝地突围”。

他们积极调整心态，以必胜的决心迎难而上。结合项目实际，成立外部协调组织加强公关；针对油气田项目施工特点，





专门组织施工、安全、质量和穿越等专项技术培训，提升自身素质；与各施工队对接和沟通，制定切实可行的工程计划，做到责任共担、目标共进，确保工期后墙不倒；针对项目执行难等问题，各级负责人多次到现场辅导帮助，增派安全、机电和工程管理人员及时驰援现场。

奋斗路上好风景

心怀敬畏，匠心担当。

11月12日晚8点，项目部机电负责人宋伟东在微信工作群里发了一条消息：“截至今天晚上8点，张家沟集气站和35千伏区域电气仪表接线全部完成，已具备调试条件，顺利完成施工节点。”看似平常的几句话，对于神木项目部却是具有里程碑意义的大事。从2022年5月陆续进入项目现场后，疫情封控、恶劣气候和持续阻工严重阻碍了施工进度，为保障工程顺利推进，项目部审时度势，及时调整施工策略，几经周折，各项工作稳中有进，开山破土、基础灌浆、设备入场、管道安装、电气调试等工作在千难万阻中陆续展开。

到11月初，白家铺集气站和张家沟集气站站主体工程基本完成，集输管线贯通在即。李家坨和印斗集气站正在紧锣密鼓全力推进。在磕磕绊绊和无数夜以继日的艰苦奋战之后，项目建设迎来了曙光。

11月16日上午，冀东油田公司副总经理马鹏飞给第七建设公司发了一条消息：“白家铺支线连夜施工凌晨打通！祝贺！为七建点赞！为王凌辉经理点赞！”这是白家铺支线210冲沟经过通宵达旦施工，实现全线贯通后获得的褒奖。

11月16日晚10点，白家铺外线传回佳音：白家铺到阳湾支线通球吹扫完毕！11月19日晚9点半，管线外协负责人陈宇新从张家沟施工现场传来捷报：张家沟到阳湾支干线全线贯通！这来之不易的消息瞬间传到了千里以外，如约而至的美好愿景，等得辛苦，却从未辜负。

“每天重要的施工点不管多远必须跑到，不亲自看见就不知道到底是啥状况！”项目技术经理杨利坦言。

“虽然施工过程太波折，可是只有在起伏的道路上，才能



看见更多的风景。”陈宇新经理说。

“我工作30多年，这个项目是最辛苦最难干的，每天面对各种压力和挑战，但我觉得很值得！”安全总监姬新华感慨万分。

这些来自员工的声音执着而坚定，每一步的推进都伴随着艰辛的付出，每一句话当中充满着担当与责任，他们越是面对困难，越是信心坚定，越是面临挑战，越是斗志激昂。

艰险前面挺身而出

勇者无惧，行者无悔。

在前往米脂县印斗集输管线施工现场的路上，车辆沿着悬崖峭壁一路颠簸，走到山顶侧眼一望，旁边就是万丈深渊，让人不寒而栗。

到达施工现场，一道从山顶贯通到山底的管沟里正在放管作业。为减少坡度，管沟最大限度的深挖，管沟两边自然形成了很高的落差，陡坡的另一边就是山涧，操作指挥人员只能在高耸的陡坡上行走，如履薄冰一般。技术科长安旭强告诉记者，“这个高陡坡已经算是容易施工的地段，至少挖沟机可以正常操作，而在最陡峭的高陡坡上只能靠人力绑上安全绳一点一点挪到悬崖下面，一镐一镐地刨出管沟……”

哪有什么岁月静好？只是有人在负重前行。面对艰险，总得有人挺身而出。

前线在哪里，党支部就深入到哪里。神木项目部党支部书记程建荣说：“习总书记在党的二十大报告中指出，‘新时代的伟大成就是党和人民一道拼出来、干出来、奋斗出来的！’对我们来说，工作就是斗争，与天斗、与地斗，与阻工斗，与各种困难斗，无论怎样，我们不会停止攻坚的步伐，无论怎样，我们都会坚持到底，直到胜利竣工。”

远山上蜿蜒起伏的集输管线渐行渐远。神木项目部员工乐观向上的态度令人动容，他们背负今天的使命走得坚强，怀揣未来的自信笑得灿烂，最好的时光在路上，最美的风景在心里。

致敬！向我们的石油建设者！■

作者单位：中国石油工程建设有限公司

（责任编辑 王波）

吴伟栋：扎根一线30年

■ 常占伟 周青权

吴伟栋是中油（新疆）工程公司EPC项目管理部副总工程师。从业30多年来，吴伟栋的足迹遍布设计管理、物资采购和工程总承包等众多领域，他勤耕不辍、奋勇拼搏，每一步都走得很扎实。凭借丰富的项目管理经验和敢打敢拼的干劲，在中油（新疆）工程公司多个EPC项目工程质量创优、工期履约、安全环保、提质增效和新技术应用等作出了突出贡献。他常年坚守项目一线，对安全管理不断探索，颇有心得。

系统策划 谋定而后动

新疆油田采油二厂81号联合站项目是EPC项目管理部成立以来承揽的投资最大的地面建设工程，工作量大、工艺流程复杂、安全管理难点多，作为项目总负责人，吴伟栋承受着巨大压力。

项目初始，吴伟栋凭借丰富的项目建设经验，全面总结以往同类项目施工中遇到的设计问题，第一时间召集各专业负责人和工程技术骨干召开多次专题会议，从单项设计方案优化、减少工程设计缺陷错漏入手，完善工程整体设计，提高工程设计方案实用性、技术性，为项目顺利执行奠定了基础。

同时，吴伟栋还牵头建立了涵盖方案审查、设备物资质量监督、工程技术质量规划、施工质量控制等方面的质量管理体系，建立起一套完整有效的质量绩效和安全生产考核奖惩机制，确保质量安全工作全程受控。

创新实践 深耕项目一线

率先尝试建立“网格化”安全监管模式。项目实施过程



中，吴伟栋牵头，组织将业主、监理、EPC项目部、承包商四级管理资源进行合理划分，赋予网格内片区区长具体事项的处理权限，网格内管理人员与作业人员自成体系，形成小“项目部”管理格局，片区长动态掌握网格内资源，能快速定位责任人，及时解决问题。

首次提出安全隐患“动静”管控思路。吴伟栋结合多年项目管理经验，将现场安全隐患划分为静态、动态两个类别，提出“完善管理流程，消除静态隐患；强化过程监督，控制动态隐患”的隐患治理理念，为EPC项目安全隐患治理工作提供了新思路。

打破常规，提升承包商自主管理水平。针对现场专业施工队伍多，交叉施工频繁等问题，吴伟栋将安全管理的重点放在“提升承包商的自主管理能力”上，编制HSE管理规定汇编及模板，统一对承包商的HSE管理要求，对承包商进行定期HSE考核，督促承包商不断提升自主管理能力。

关注一线，现场精细化管理有效落地。81号联合站工程最高峰时，机组施工人员达到700余人，面对项目工期紧、施工量大、安全任务重的棘手情况，吴伟栋采用风险矩阵评价方法，逐项开展危害因素辨识，明确分级防控措施和责任，查漏补缺、提前预警。同时积极开展应急演练、联合和专项检查，积极推广使用“全员查隐患”APP，全面落实“将安全责任落实到一线、安全教育深入到一线、安全措施执行到一线、安全隐患消除在一线、安全监督检查到一线”的安全管控理念。

创造价值 与客户合作共赢

吴伟栋经常说，没有市场就意味着没有效益。干好工程、真心服务，获得业主认可，才能实现双赢。

多年来，他深耕新疆油田市场，从担任81号天然气处理站深冷提效工程项目经理开始，严管理、求信誉，以工程品质和优质服务赢得业主信任，以现场带动市场，以诚信赢得信赖，先后承揽了新疆油田2022年光伏示范工程、新疆油田八区530井区东部克下组砾岩油藏CO₂混相驱先导试验地面工程等项目。

同时，吴伟栋深刻认识到“特色技术占领市场先机”的重要意义，组建“项目全流程数字化交付”团队，贯穿EPC项目始终，积极开展数字化交付工作，帮助新疆油田加快了“数字化油田”建设步伐。■

作者单位：中油（新疆）石油工程有限公司
（责任编辑 王波）

CPECC中东地区公司成为国际知名石油公司的合作伙伴，10年累计新签合同额超过100亿美元。

以客户为中心 扩大朋友圈

——CPECC中东地区公司开拓国际市场



哈法亚油田地面建设工程获国家优质工程金奖、中国建设工程鲁班奖（境外工程）。

新时代10年，中国石油工程建设有限公司（CPECC）中东地区公司始终坚持以客户为中心，秉持“进入一个市场、站稳一个市场、扩大一个市场”的市场开发理念，稳步推进市场开发和项目执行工作，先后突破bp、埃克森美孚、壳牌、马来西亚国家石油公司以及意大利埃尼公司等市场，成为国际知名石油公司的合作伙伴，与他们建立了良好的合作关系，CPECC“朋友圈”不断扩大，10年累计新签合同额超过100亿美元，打造了公司海外业务的“半壁江山”。

树丰碑，打造金字招牌

中东地区公司坚持“We commit We deliver”理念，把执行好在建项目作为最好的市场开发，成功交付一个工程项目，就树立一座丰碑。作为伊拉克战后第一个整装油田开发项目——艾哈代布油田地面建设工程获中国建设工程鲁班奖（境外工程）。

哈法亚油田一期提前5天成功投油，二期提前50天成功投油，三期提前70天成功投油，圆满实现建成2000万吨级现代化超巨型油田的目标，并获国家优质工程金奖、中国建设工程鲁班奖（境外工程）。同时，还在鲁迈拉、西古尔纳-1等油田高质量交付bp、壳牌、埃克森美孚等国际油公司多个重点投资项目，CPECC品牌成为伊拉克市场的一块金字招牌。

谋合作，站稳高端市场

今年，中东地区公司先后成功签约埃克森美孚在伊拉克市场投资的最大单体项目——西古尔纳-1油田OT2/3项目，以及鲁迈拉油田近10年第一个新建原油处理设施项目——伊拉克鲁迈拉油田MQ原油处理设施项目，这是CPECC深耕外部高端市场结出的硕果，牢固确立了CPECC在伊拉克市场的主力承包商地位。

过去10年，中东地区公司紧紧抓住国际知名石油公司在伊拉克市场的投资机遇，先后挺进多个油田市场，成功中标埃克森美孚西古尔纳-1油田127、130、109、303项目，壳牌巴士拉天然气公司（BGC）老厂改造，bp鲁迈拉电站，马来西亚国家石油公司格拉芙油田原油处理列，意大利埃尼公司祖拜尔脱气站等外部市场项目，成为深受国际知名石油公司信赖的战略合作伙伴，CPECC逐步站稳伊拉克高端市场。

抓机遇，实现油气并举

中东地区公司抓住伊拉克能源战略转型机遇，积极跟踪天然气重点投资项目，先后成功签约哈法亚天然气处理厂、巴士拉天然气轻烃回收处理厂、马季努油田酸气处理项目，包揽伊拉克三大成规模气处理项目，开创了CPECC在中东地



5月31日，由壳牌主导运营的巴士拉天然气公司 (BGC)、伊拉克南方天然气公司 (SGC)、日本三菱商社等高级代表团一行18人赴鲁迈拉BGL项目现场进行考察调研，并现场颁发500万安全人工时证书。



西古尔纳303项目成功签约。



向巴士拉省捐赠教育物资。

区油气并举发展的新局面。这些项目，在支持伊拉克能源转型的同时，提升了CPECC天然气业务的整体能力和项目业绩，为开拓全球天然气产业链市场提供了先机。

拓思路，谋求多元发展

2022年2月，中东地区公司召开群策群力座谈会，提出市场开发新思路，在深耕伊拉克传统EPC市场的同时，积极拓展业务链和业务范围。5月23日，中东地区公司成功中标伊拉克BGC祖拜尔HM新增压气站EPF（设计、采购、制造）项目，实现高价值合同模式的新突破，打破了欧美公司在该市场领域的垄断。积极稳妥开拓沙特市场，全面评估市场风险，稳扎稳打，择机突破。全力跟踪伊拉克原油外输海工项目，紧盯日挥、道达尔等新业主市场，大力探索光伏、CCUS等新能源项目开发，持续扩大市场布局，实现业务多元化发展。

勇担当，做优秀企业公民

中东地区公司注重维护与当地社区的良好关系，积极履

行社会责任。深入推进当地化，充分利用伊拉克本土施工资源，在伊拉克全域全口径当地化率近60%，其中，马季努油田酸气处理项目整体当地化与国际化比率达到96%，大幅提升了当地社区居民的生活水平。

在伊拉克鲁迈拉营地建设符合国际标准的培训中心，无偿为当地村民提供焊接、HSE、脚手架搭设等基础技能培训；与巴士拉大学等签订合作协议，积极吸收当地大学毕业生就业；为当地教育机构捐赠教育物资，为8大医疗机构捐赠8集装箱防疫物资，CPECC被称为受人尊敬的承包商，良好声誉在伊拉克广为流传。

潮头登高再击桨，无边胜景在前头。新时代新征程，CPECC中东地区公司将坚持“以市场为导向，以客户为中心”理念，竭诚服务客户，努力实现高质量发展，为建设基业长青的世界一流国际能源工程公司做出新的更大贡献！■

供稿：中国石油工程建设有限公司
(责任编辑 王波)

青松敢向寒冬立

——马来西亚恒源炼厂项目建设纪实



11月16日，寰球公司马来西亚恒源炼厂110万吨/年欧IV升级项目产出合格产品，标志着项目全面建设完成并实现投料开车一次成功。

该项目是“一带一路”战略背景下寰球公司“同船出海”策略实施的典范，业主为恒源炼厂马来西亚公司。寰球公司集聚优势力量执行项目，东南亚公司为项目总承包商，六建公司为施工分包，华东公司为设计分包。项目建成后将满足该厂所生产的汽油产品从现有的欧II标准升级为欧IV标准，并预留了升级为欧V标准的能力。

2018年10月，恒源项目正式开工建设。寰球东南亚公司按照扁平化原则搭建项目管理团队，关键岗位主要由国内派出人员担任，其他岗位大部分聘用本地员工，设计管理依托寰球华东公司、施工管理依托寰球六建公司。建设初期，项目部展现出强大的执行力，面对工期压力，迅速掀起了多轮会战，以在当地罕见的赶工方式快速突击，钢结构、设备、管道、电仪安装协同推进、陆续实现多个关键节点。

在全力以赴抢抓进度、全力确保按期中交的过程中，项目质量管控暴露出了管理短板，关键质量控制点检查报告多数没有及时得到业主签署。就在此时，影响深远的新冠疫情又汹涌而至，项目执行进入了长达近10个月的停滞期。

经过深刻反思，恒源项目部制定了“诚意让步、分步止损、修复信任、换取收益”四步走策略。项目管理团队坚

持自我革命，采取“四改”举措，推动整个项目重新运转了起来。

改结构，重塑项目组织。项目重启时，管理人员被大幅调整。新的项目团队大胆任用当地富有经验的员工担任关键岗位，当地员工的比例达到85%，迅速形成了以国内人员担任核心岗位、马来当地员工为主体、沟通顺畅、工作高效的跨文化管理团队。项目团队与业主、分包商、供货商、服务商就合作方式、流程、文件等展开讨论达成共识，为项目平稳有序重启奠定了基础。

改流程，提高工作效率。完善项目执行策划PEP、项目协调程序，优化并固化工作流程，提升工作效率。为改善外劳工效低的问题，在施工进度中设置关键节点，采取节点激励措施，缩短上/下午茶间歇时间、合理安排工人加班作业、管理人员轮流值夜班，多措并举推动施工进度持续加快。

改程序，畅通沟通协调渠道。与业主建立多层次沟通机制，周一进度协调会，周二质量安全例会，周三联合安全检查，周四高层碰头会。会议分别确定牵头人，切实提高了沟通协调、快速解决问题的效果。

改作风，坚持稳扎稳打，严格质量控制。在全力加快进度的同时，每项作业、每个工序都严格按照业主管理流程、质量验收标准实施。严格管控的效果逐步显现，前期积累的大量NCR快速关闭，没有再出现新的NCR。项目团队对质量管理求真务实的作风和精益求精的态度，使业主对寰球的信心和信任从抵触、隔阂到重塑、坚定，划出一条上扬的曲线。

经历了快速抢工、数月停滞、艰难重启、逐步加速、疫情阻滞等跌宕起伏的过程，2022年项目进入加速冲刺并全面建成的决胜阶段。1月至4月完成管道焊接，3月至6月完成管道试压，7月、8月集中进行机泵单试及仪表回路调试，9月中交为主线推进尾项清理和开车前准备。

蓄能厚积薄发，进度势如破竹。10月份现场实现四个关键里程碑节点。11月份乘胜追击直捣黄龙：10日催化剂预硫化完成，16日产出合格产品！开车顺利收官！■

供稿：寰球工程东南亚公司
（责任编辑 王波）

石油工程建设项目掠影



11月20日，寰球工程公司承担的广东石化120万吨/年乙烯装置8台裂解炉烘炉工作全部完成，乙烯裂解炉正式具备投料开车条件。



11月17日，从北京项目管理公司获悉，吉林梦溪公司承监的中国石油吉林石化公司炼油化工转型升级项目120万吨/年乙烯装置建设开工仪式在吉林石化乙烯装置项目用地现场举行。该项目是推进新型工业化和制造业高端智能化绿色化发展的重点项目，是中国石油第一个全部使用绿电的化工项目，对于助推吉林振兴发展、维护国家重要产业链供应链安全和促进东北老工业基地振兴战略实施具有重大意义。



11月16日，中国石油工程建设公司负责施工的吉林油田15万千瓦风光发电项目乾清3号风机第一节塔筒顺利安装就位，标志着中石油首个风电项目首台风机顺利开吊。该项目是吉林油田在建15万千瓦自消纳风光电项目重要组成部分，预计年末可并网发电，届时，吉林油田电力自消纳清洁替代将取得实质性进展。



11月9日，从昆仑工程公司获悉，公司与中海油天津化工研究设计院有限公司共同开发的油品分质利用应用再添硕果——30万吨/年重芳烃吸附分离装置一次开车成功，产品合格，操作平稳，再次验证了“油品分质利用”这一平台级技术的成熟度，拓展了原料适用范围，也标志着吸附分离工艺、专有吸附剂、专利格栅装备以及专用控制系统等多项技术创新水平再上新台阶。



CPECC西南分公司总承包冀东油田神木气田佳县区块南区产能建设地面工程，图为神木气田第三天然气处理厂

京内资律字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12月
印刷数量：2500册