确保“十四五”开好局 以优异成绩庆祝建党100周年

图为延川南煤层气田W56平台作业现场。 沈志军 摄

编者按:

2020年,上游企业面对新冠肺炎疫情和低油价的双重影响,围绕攻坚创效想办法、出实招,在低成本勘探开发方面成效明显。本版选取了三家单位,介绍他们的典型经验做法。

西北油田

攻坚不松劲 钻前更“超前”

□王福全 田 昆

2020年,西北油田共完成108井次钻前工程作业,超计划10.2%,工程时效提升0.8天/井次,优良率由81.25%提升至85%。

“遇山开路、遇水架桥,作为钻井工程的先头部队,钻前工程完成得好不好、快不快,直接影响新井部署的质量和效率。”西北油田工程服务中心地面工程管理部党支部书记潘锋说,2020年,钻前工程进度超前,优良率指标提升,离不开钻前工程人员的艰辛付出。

用汗水和智慧解决井位“落地”难题

一般的钻前工程作业,大致可分为井位踏勘、井场建设、道路和电力保障三大部分。井位踏勘是钻前作业的第一道工序。

地质研究人员根据地震资料等确定新井井位的坐标,踏勘人员负责实地寻找图纸上的坐标位置,并将井场稳妥地“摆放”到地面上,偏差不能超过1厘米。

在哪里摆?怎么摆?这两个问题常常困扰着踏勘人员。

西北油田大部分新井部署在沙漠区域、农田水域,由钻前作业、工程技术、生产运行、监督等专业人员组成的联合踏勘小组需要背负10余公斤的仪器在沙漠中徒步行进,才能到达标定井位。两三公里的距离需要花两个多小时,遇到沙尘天气时,不仅行进速度慢,而且到达现场后还要等沙尘过去再踏勘。在水域踏勘时,踏勘人员往往要穿着厚重的防水衣,扛着仪器行走在齐腰深的水中。

“在塔河老区踏勘井位,经常遇到标定的位置在农田、河道上,或者下面是油气管线。此外,井位周边要建设井场也会遇到规划范围内有胡杨林、道路、电力线路、油气管线等问题,这都需要我们根据现场情况提出新井位预选和移位建议,再由地质人员研究确定是否影响油气勘探预定目标。”西北油田工程服务中心地面工程管理部部长贺新平说。

2020年1月,在星火5-1井踏勘中,踏勘小组与地质研究人员经过多次双向研判,4次井位移位,新井最终成功避开农房、农田、输气管线、铁路等,圆满完成布井任务。

2020年,钻前工程人员在井位踏勘中,建议井位、井场调整81井次,占新井部署总数的一半以上,确保了新井部署到位率100%。

多举措推动环保,降低工程建设成本

近两年,西北油田工程服务中心对油田周边的巴依孜湖等水库实施专项治理,进一步提升了油区防控洪水的能力。在钻前道路建设中,他们将以往的永久性板桥优化设计为简易管涵,单座桥涵建设平均费用由20万元降至3万元,施工周期由20天缩短至两天。2020年,塔河油田建设完成11座简易管涵,累计降本达187万元。

“在新井道路建设中,我们一方面通过实地考察不断优化设计方案,减少对胡杨林、水系、管线的影响,争取线路最优;另一方面,加大对‘还原土’的利用力度,推动油田绿色发展的同时,降低道路建设成本。”潘锋说。

“还原土”主要有两个来源:一是油田在钻井作业中随钻带出的大量泥屑,经过工艺处理后变成泥饼;二是油田环保处理站对污油泥进行无害化处理后剩余的泥土。这些泥土虽然符合环保相关标准,但不适合大量堆积存放。

西北油田在不降低道路建设质量标准的前提下,将“还原土”按比例应用于道路基础的铺垫。2020年,他们累计利用“还原土”34.8万立方米,在节约等量正常土壤的同时,降低道路建设成本近18万元。

建规范强基础,优管理提效率

2020年4月,西北油田工程服务中心出台了《钻前现场标准化管理办法》,对井场作业的人员、设备配备,安全器具型号、数量,以及摆放位置进行了细化和要求,同时,对防喷坑、防火墙、生活基地建设等进行了规范。

针对钻前工程存在大量“隐蔽工序”的情况,西北油田一方面加大监督人员的现场检查、抽查力度;另一方面积极应用信息化技术提高管理效率。

在西北油田工程服务中心地面工程管理部的监控中心,监督人员通过安装在现场的作业摄像头,远程监控直接作业环节的安全管理、规范作业情况,推动工程建设实现“监督在现场与不在现场一个样”“里子与面子一个样”。

2020年,西北油田钻前工程作业优良率达到85%,比2019年提高了3.75%。

在传统的井场建设中,周边的条石、泥浆罐基础等通常用混凝土浇筑,一个常规井场的混凝土用量在600至700立方米。

“钻井作业完成后,井场占地将从1.3万平方米缩小为400余平方米,多余的混凝土存放在井场,不利于彻底完成复垦工作,拉运走又没有地方储存,这是一个头疼的问题。”贺新平说。

近两年,技术人员通过调研论证,引进可橇装化施工的钢木基础替代混凝土,不仅可重复利用,而且消除了低温天气对混凝土作业的条件限制。目前,该工艺已应用于40余口井的钻前作业现场,累计减少混凝土浇筑量24万立方米。

华东石油局

从“三低”煤层里“压”出效益气

□沈志军 何瑞清

2020年是华东石油局成立临汾煤层气分公司的第5个年头,也是延川南气田由产能建设全面转入生产运行的第5年。

面对疫情和气田递减、新井投入减少等不利因素,该公司一手抓疫情防控、一手抓生产经营,不断夯实基础管理,依靠科技创新挖潜,延川南煤层气田全年累计生产煤层气3.43亿立方米,销售煤层气3亿立方米,实现厂级利润超亿元,全面完成年度调整目标任务。

围绕稳产增产开展技术攻关

“煤层气属于边际效益资源,由于其低渗、低压、低品位的特点,要实现效益开发,首先要解决单井产量不高的难题。”临汾煤层气分公司总经理蒋永平说,尽管目前形成了一套适合延川南煤层气开发的排采制度,但开发中还是面临不少瓶颈,其中,产能瓶颈是关键。

为破解难题,该公司重新认识煤体结构、水体特征,重新评价产能建设阶段的主导工艺和开发阶段的动态规律,分析制约生产的主要矛盾,同时调研邻区砂岩气、煤层气开发情况。

他们通过调研和分析,认识到单井控制储量决定稳产周期和累产;单井的储层改造效果决定储量动用程度和产能;无水煤层快速排水采气不是决定产能和累产的关键因素;低压煤层气地面增压是释放产能的有效手段。

该公司通过采取水平井长水平段开发、老井有效支撑压裂、快速排水及平台增压等增产技术措施,解决了煤层气井产量低、累产少、见效慢、产能释放难的问题。

延3P8井是万宝山构造带新建产能部署的一口煤层气水平井。该井在施工中采用有效支撑压裂与快速排采手段,对比之前的延3P5煤层气水平井,见气周期由50天缩短至30天,见气上产仅12天就突破1万立方米,展示了较大上产潜能。目前,新建产能区已有两口煤层气水平井日产量超1万立方米。

该公司生产管理科副科长崔彬介绍说:“目前,18口低效老井实施有效支撑压裂快排后,日产量增加1.75万立方米。延3-U1P、延6-2-48UP等水平井转机抽排液后,有效延缓了递减,日产量增加5000多立方米。W38等11个平台开展末端增压后,降低了偏远井井口回压,日产量增加3.2万立方米。”

坚持低成本战略实现挖潜创效

从产能建设到气田生产运行,临汾煤层气分公司一直坚持低成本战略。2020年他们在“引进成熟队伍,培养战略承包商”方面加大力度,一方面通过调研周边煤层气企业在钻井、压裂、地面维护等方面的价格体系进一步压减工程单价;另一方面在保证工作量的前提下培养战略承包商,推行“1+1”合同模式。

该公司2020年比2019年钻井价格下降了10%、压裂价格下降了50%、修井价格下降了30%、地面集输工程价格下降了30%。

为解决在地面集输中产能释放的问题,技术人员把目光投向研制低压煤层气抽采装置,通过调研国内各种型号天然气压缩机和空气压缩机的使用情况,创新研制了低压抽采装置。

该公司副总经理姚荣昌介绍说:“我们研制的这类装置,现场应用已超过100天,目前运行状况良好,增产效果显著,同比3万立方米压缩机,单台费用由80万元降至9万元。”

电费在气田生产运行操作成本中占比高达23%,是名副其实的电老虎。随着气井的增加和末端增压装置的投入,气田年用电总量高达8400多万千瓦时。为此,该公司电力管理部门加强政策学习,利用各种社会资源,争取最优惠的用电价格,实现降本增收。“2020年我们通过大用户用电红利政策,每千瓦时电费由0.52元降至0.47元,年累计节省电费670多万元。”该公司设备工程管理班王成介绍。

压裂砂和压裂液在压裂施工费用中占有较大比重。采用有效支撑压裂施工手段后,单井压裂砂需求量成倍增加。为降低施工成本,技术人员因地制宜,从黄河捞砂厂采购原砂,在W110平台建起两套自制压裂砂装置。压裂砂加工场建成以来,已累计制砂7300多吨,应用压裂施工56井次,自制压裂砂较石英砂每吨费用下降420元,节省费用359万元。

在压裂生产用水方面,他们多处着手降低压裂费用。与主要水源供水方经过多轮次商谈,最终每吨水价格下降31元;与部分偏僻井场供水村民磋商,每吨水价格下降25元。他们就近利用鄂河水源,克服悬崖石壁施工困难,安装敷设提水管线,2020年累计节省压裂用水水费600多万元。

2020年,延川南煤层气田引进电动压裂工艺,优化电网环网方式,采取双源供电模式,成功实现单井全电动压裂。采用全电动压裂不仅降低了压裂施工中的安全风险,而且减少了环境、噪声污染。该公司目前已施工17井次,节省费用71.4万元,下一步,将谋划全电动钻井施工,在清洁生产方面再上一个台阶。

调动一切因素促进任务有序完成

“延川南煤层气田有气井960多口,现场与管理部门人员加起来才200人,我们必须调动一切积极因素,确保各项任务有序完成。”临汾煤层气分公司党委书记张国林说。

面对突如其来的新冠肺炎疫情,该公司党委班子成员坚守岗位、靠前指挥,抓好动员、部署和布防,驻守一线检查督导疫情防控工作。党员突击队承担各项突击工作。复工复产后,员工紧紧围绕“新井上产、老井措施、地面增压”三个主攻方向,开足马力,全力推进生产经营提速创效、降本增效。

该公司第四党支部作为集团公司基层党支部示范点,积极探索“两带一轮一驱动”工作法,带领所属3个班站在上产稳产、降本增效、绿色企业创建工作中攻坚克难,较好地发挥了战斗堡垒作用。

为充分调动员工的工作积极性,该公司2020年实行了机关与班站人员互动、试验复合型大工种模式,实施“一人多岗、一岗多能”,整合集气站业务,集中管控,成立专业化生产保障班和压缩机维保班;优化薪酬分配,采取差异化分配方式,细化机关前移一线的奖励政策,加大一线人员的绩效核发倾斜力度,建立重大贡献奖励机制,实施精准激励,向表现突出部门延伸、向有贡献人员倾斜。

华北石油工程

资源联动助力深井施工提速增效

□张 均

2020年,华北石油工程西部分公司新疆工区生产经营业绩在甲方综合排名中名列前茅。在钻井施工作业中,该公司两次刷新亚洲钻井施工纪录,连续完成的10口井,综合评定全部为优质井,实现了“十全优”工程。

这份亮眼的成绩单,与该公司强化现场管理,充分发挥深井、超深井技术和设备优势息息相关。

整合资源创效益

该公司以生产运行中心为箭头,实时跟踪分析生产运行动态,统筹协调人力、物资、装备等资源,从钻井时效、物资消耗、成本管控等方面入手,发现问题、提前预警,制定改进措施,新疆工区生产时效从23%提至53%。

对于下套管、换装井口、管线试压等特殊作业环节和关键施工节点,该公司组织专家采取驻井指导的方式,进一步加强现场安全管控、技术指导,有效保障现场施工安全生产平稳有序。

对重点施工项目,该公司组织生产技术专家、基层负责人签订《单井承包协议书》,明确奖惩规定,理清权利义务,压实安全生产、创新创效责任。

90105钻井队在集团公司重点超深探井顺北55X井施工作业中,按照“一井一案、一层一策”的要求,精调钻井参数、优化泥浆性能、优选钻具组合,克服超深、超高温、超高压等地质难题,圆满完成钻井施工任务,创造了8725米亚洲陆上定向钻井最深及定向井139.7毫米无接箍生产尾管下深最深两项亚洲新纪录。

“一体化”管理筑牢安全根基

该公司将党建工作联系点与安全承包联系点结合,每月组织安全、生产、党建等部门人员,全面督导检查基层队各项工作,规范现场生产组织流程。

在日常工作与党员教育学习中,该公司基层党支部完善党员责任区与示范岗,发挥党员在安全环保方面的示范带头和监督管理作用。

他们将安全教育、隐患排查纳入党组织生活,党员干部带头学习讨论事故案例、讲操作规程,现场员工有效增强了安全意识、提升了技能水平;结合全员记分管理严考核硬兑现,压实全员岗位安全责任,保障钻井施工平稳有序。

在现场施工作业中,90152HB钻井队结合该公司梳理下发的78项起重、26项用火等直接作业环节违章行为特点,开展集中整治。他们组织生产技术、动力机械、电气设备、安全管理等工种负责人,成立检查组对标对表,逐项逐条进行销项整改,有效提升了钻井施工现场安全管理水平。2020年3月底,该队圆满完成顺北52A井钻井施工任务,成为集团公司复工复产后首口实现油气重要突破的探井。

技术长缨助力钻井提速

该公司依托华北石油工程深井、超深井技术中心,针对新疆工区深井、超深井施工可钻性差、井漏、掉块等复杂情况,持续开展攻关研究,收集基础资料,分析研判地层岩性特点,改进钻井工具,逐步形成超深探井安全钻井技术、高效旋冲复合钻井提速等6项特色核心技术,为西北探区、川东北和川渝地区超深层油气勘探开发提供了强有力的技术支撑。

其中,该中心自主研制的自激振荡式旋转冲击钻井工具,获得国家发明专利,在硬地层破岩中,效率提速15%以上;运用柔性钻具、高造斜率螺杆,完成塔河工区TH10272CH井钻井施工任务,成为首口运用超深短半径侧钻技术完钻的侧钻井,填补了国内该领域技术空白。

该中心还与各大科研院校加强技术合作,开展井眼稳定、防漏堵漏等科研立项,建立以内部专家为主体的兼职教师队伍,采用视频连线的方式,定期组织基层技术人员举办技术论坛,提升技术人员业务水平。

2020年,该公司在新疆工区完钻的井优秀率达100%。