



胜利油田

五大新能源应用模式积蓄新动能

□田承师

从井场光伏到油气生产用热“光热+”替代,在胜利油田,新能源的动能在持续积蓄。

立足油气应用场景,胜利油田先后探索形成站库余热资源高效利用、闲置场地光伏发电自发自用、矿区生产办公区域地热冷热联供、井组“光伏+直流母线”多源微网、油气生产用热“光热+”替代等五大新能源应用模式,构建油气开发与绿色低碳融合创新产业体系,切实把机遇优势转变为发展动能、增长引擎。

按照“突出重点、抓好试点、有序推进”的原则,胜利油田树立“各种能量都吃干榨净、各类元素都充分利用、各个环节都创造价值”的理念,统筹内外部优势资源,抢抓战略机遇,补齐短板,加快推动新能源发展,在

确保传统能源安全供给的同时,为油田可持续发展积蓄新动能。

胜利油田把新能源作为战略性、接续性产业谋划推进,制定实施新能源产业“十四五”发展规划,着力构建以新能源为主体的绿色低碳融合创新产业体系,为上游企业开发利用清洁能源、区域一体化协同推进绿色转型作出了有益探索。

胜利油田以重大项目为载体,创新体制机制,内部组建新能源专班、打造综合能源服务联合体;外部加强与地方政府、企业、院校等战略合作,克服各种困难挑战,扎实高效组织实施,累计投产新能源项目143个。其中,光伏装机规模达到286兆瓦,年发电能力3.4亿千瓦时,油气生产用电中绿电占比14%,年节约标准煤12.3万吨、碳减排55.5万吨,产业发展初具规模。

中原油田

推进光伏发电集中化规模化

□本报记者 杨敏 通讯员 向美强

4月13日,中原油田30兆瓦油田区域分布式光伏发电项目正在紧锣密鼓地施工中,有望在4月底实现全部并网。

中原油田积极布局新能源产业,目前已实施光伏、余热等新能源项目,其中光伏发电建设规模达47兆瓦,今年新增50兆瓦光伏发电项目可研已批复,建成后油田光伏将达100兆瓦;112兆瓦制氢配套风电项目已获批复,下一步将进入施工建设阶段,建成后,油田风能、光伏发电规模将有200余兆瓦,这意味着年发电能力将达到4亿千瓦时,节约电费9000万元。

中原油田对地面系统整体规划布局,对油田低效、闲置场地进行集中式利用,建设油气站场特色新型智能光伏电场,通过优化光伏系统设计

等措施,提高土地利用效率,进一步降低光伏发电成本,推动光伏产业规模化、效益化发展。

同时,中原油田加快余热综合开发利用。2022年,在濮城采油厂建成首个余热加光伏综合利用项目,采用多能互补梯级利用技术,年供热量5.2万吉焦,节约天然气160万立方米,为油田原油集输系统绿色生产积累了可行经验。

此外,中原油田还采用“串、撤、并、分、简、信”集成技术,优化简化地面工艺配套,串并油水干支线,撤减计量(注水)站,压减加热炉、注水泵等耗能设备,达到降本增效目的。截至目前,中原油田已完成东濮老区原油稳定系统集中优化等工程,吨油集输综合能耗下降3.29%,节约标准煤0.4万吨,二氧化硫、氮氧化物污染物同步减排。

江汉油田

“光伏+余热”模式带来更多绿色效益

□谢江 王伟 崔贤 沈亚利

近日,江汉油田最大漂浮式光伏项目——清河采油厂羊口蓄水池2.81兆瓦漂浮式光伏发电项目并网发电,这是继去年2.58兆瓦漂浮式二号点光伏电站之后,建成的第二座漂浮式光伏电站,所发电量全部用于油田生产。

江汉油田有完善的电力网络、较强的消纳能力,这为油气开发与新能源融合发展提供了良好基础和便利条件。他们按照“就近消纳、技术可行、经济合理”的原则,大力推广“光伏+余热”模式,筛选各类闲置土地组织实施光伏项目,所发绿电全部就地消纳,累计节约购电费2600多万元,减排二氧化碳5.26万吨。

用电高峰,国家电网强制限电会影响油田正常生产,新能源在电力紧缺时提供了有力支撑。2022年8

月,全国发生大面积旱情,湖北境内河流水位下降,导致水力发电能力下降。江汉油田根据限电缺口和生产实际,采取系列举措合理控制负荷,获湖北省能源局368万元表彰奖励。同时,他们利用光伏发电填补用电缺口近一半,有效保障了油田生产用电。

江汉油田积极推进降低天然气自用量工作,在王场联合站提质增效项目改造中,按照新能源和油气工程项目建设同步部署、同设计、同施工原则,在建设光伏项目供应绿电的同时,投产两套700千瓦压缩式热泵机组,利用余热加热原油,预计每年可取代伴生气28.6万立方米,消纳绿电800万千瓦时,碳减排5300吨。

江汉油田通过打造一批以王场联合站为代表的碳中和示范场站,逐渐减少伴生气利用,降低生产能耗,为企业带来了更多绿色效益。

中国石化上游企业

积极推进油气与新能源融合发展

前不久,国家能源局印发《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案(2023~2025年)》(简称《行动方案》),明确提出了“油气勘探开发与新能源融合发展”的总目标和路线图。作为重要国有能源企业,中国石化上游企业积极推进传统油气业务与新能源融合发展,在稳油增气、巩固国家能源安全基础的同时,绿色低碳转型发展步伐不断加快。

□本报记者 马玲

能源行业向绿色低碳转型是大势所趋

能源行业向绿色低碳转型是大势所趋,谁转型更快,谁就能赢得战略主动。早在《行动方案》出台前,国家层面就大力推动油气与新能源融合发展,先后出台了《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》《“十四五”可再生能源发展规划》《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》,鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源及建设分布式能源设施,在油气田区域建设多能互补的区域供能系统。《行动方案》更是为油气企业在稳油增气、巩固国家能源安全基础的同时,加快绿色低碳转型发展和推进实现“双碳”目标提供了政策支持。

能源战略学者冯保国在解读《行动方案》时说,就油气企业而言,推进传统油气业务与新能源融合发展,是实现“双碳”目标和高质量发展的最佳现实选择,融合发展有助于夯实油气企业能源安全责任,有助于夯实油气企业绿色低碳发展基础,有助于夯实油气企业高质量发展能力,有助于夯实油气企业管理创新体系。

作为重要国有能源企业,中国石化明确要求油气企业要利用自有建设用地发展新能源,在油气田建设多能融合的区域供能系统。2023年集团公司工作会议更是强调,要有序推进新能源与主业融合发展,构建多能互补、协同高效的能源体系。事实证明,油气与新能源融合发展,可以有效降低自身化石能源消耗,提高油气产品商品量,绿色低碳效益可观。

从四个方面入手,积极推进油气与新能源融合发展

油气田企业围绕能源安全和“双碳”目标,在持续巩固油气等传统能源在我国能源体系中的压舱石和稳定器地位的同时,因地制宜、积极稳健地开拓新能源业务,从四个方面入手,着力推进油气与新能源融合发展,持续夯实油气勘探开发业务绿色转型的基础。

第一,部署融合。围绕“稳油增气降本提效”目标,各油气田建立了新能源与油气产能建设、区块调整、节能改造、电气化改造等工作同部署、同设计、同实施的融合发展机制,重构了油气行业绿色低碳开发新模式。

各油气田按照“先电、后气、再油”

原则,从钻井、压裂等施工环节入手全力推进电代油,逐步实现从油到电的动力能源替代,在电力替代中又不断提升绿电占比,从源头优化能耗结构,降低了油气生产用能成本,增加了油气商品量。

各油气田在矿区及周边地区开展风、光、热等资源普查评价和利用研究,以油气勘探开发重大项目撬动地热、风光项目落地,推进油气与新能源业务协同发展。

各油气田积极推进车辆电动化,节能减排效果明显,其中,胜利油田已购置265台电动“三巡”车辆示范运营。该油田将新能源开发应用融入油气生产办公,形成了矿区生产办公区域地热冷热联供、井组“光伏+直流母线”多源微网、油气生产用热“光热+”替代等应用模式。为满足油气站库生产用热需求,该油田还实施了站库余热资源高效利用模式,年替代天然气4000余万立方米。

第二,能源融合。各油气田充分发挥油气和新能源各自禀赋和优势,融合成为支撑油气田生产办公的稳定、可靠、安全能源。

依托火电等传统能源的兜底作用,各油气田将外购绿电作为补充,支撑新能源发展,大力发展“油气+新能源”“热氢风光”等能源综合利用模式,推动多种能源互补平衡协调、传统能

源与新能源深度融合。

其中,胜利油田发电厂充分发挥火电托底作用,依照东营油田区总用电负荷曲线,每小时精准调峰运行,在油田用电负荷曲线上“走钢丝”,机组负荷没有发生无故偏离曲线的情况,最大程度实现了油田发供电平衡;江苏油田针对光伏、风电在发电特性、能源密度等方面的差异性,在真110井场采取“分布式光伏+分散式风电”一体化供能模式,实现了安全平稳供电;中原油田在濮城采油厂采用“余热+光伏”工艺技术,光伏发电为热泵提供电能,利用热泵提取采出水的一部分热量替代联合站加热炉来加热原油,年可节约天然气160万立方米、节约标准煤1900余吨、减排二氧化碳3400余吨。

第三,多流融合。各油气田充分利用信息化技术,建设综合能源管控智慧系统,使能源流、信息流、价值流三流合一,促进了油气与新能源整体运行效率和价值提升。胜利油田积极打造“源网荷储”一体化智慧能源系统,将价值创造、低碳零碳、柔性生产、虚拟电厂等理念融入其中,构建灵活洁净能源供应体系、多源互联智能电网、柔性可调终端负荷、多元储能调节系统及智慧能源管控平台,提高电力系统安全平稳运行水平,形成的技术成果可有效指引、带动兄弟油田新能源信息化建设;江苏油田针对光伏电站生产运行和

管理问题,研发了分布式光伏智能值守平台,实现电站运行状态集中监控、全天候实时在线智能巡检、设备故障预警与诊断、指标分析与数据管理和生产设备全周期管理;江汉油田通过搭建数据驱动分析、信息融合电力数字平台,实现光伏终端联网、数据可见可控、算法科学优化、运行集成整合,助力油田多能互补绿色发展。

第四,技术融合。中国石化充分发挥油气田现有的勘探、开发、采油、配套供电、CCUS等产业优势和前期技术储备,统筹国内上游科研资源,着力打造油气田企业和科研、设计施工单位联合攻关的科研体系,深化产学研协同创新,在多能互补、综合能源利用上寻找突破口,培育“油气+新能源”技术序列,不断拓展应用场景。胜利油田在营二井区打造了“风、光、热、储+多源微网”多能互补技术应用案例,实现了营二井区域碳中和;在坨二区域中心站通过建设光伏发电、实施采出水余热供暖,建成了胜利油田首座“净零新能源智能站库”。江苏油田在联38块井场部署集成了“光伏发电+CCUS”技术,建成了中国石化首批碳中和示范井场。河南油田利用废旧材料研发井场“光热+”替代传统燃气锅炉及电加热、稠油热泵应用烟气余热梯次利用技术,有效提高了锅炉利用效率。



油田企业充分利用井场边的空地建设新能源项目。

宋国梁 摄

河南油田

油气生产度电成本平均降低12%

□本报记者 常焕芳
通讯员 杨宇辉 李如飞

“我们耗电较高的生产线路已用上绿电,年节约电费近20万元。”4月15日,河南油田副总工程师、采油一厂厂长宋保建说起光伏发电项目,喜笑颜开。

一直以来,河南油田非常重视新能源产业和传统能源产业融合发展,早在2006年就开展了稠油集输污水余热伴热利用、地热开发利用等探索。2013年,河南油田成立地热中心,随后与新里公司合作,启动中国石化首个污水余热利用项目,截至目前,共实施余热利用项目3个,年累计减少天然气用量2100万立方米,减少购气费4300万元。

河南油田拥有较丰富的太阳能、风能、余热和地热资源,有充足

的可利用场地、独立的电网、稳定的电力消费市场,发展新能源基础条件较好。从2020年开始,河南油田结合油气产业发展现状,以自建为主、合作为辅,加快光伏、风能等新能源项目实施,对具备条件的联合站,试点采用“余热+”多能互补模式生产,对注汽锅炉烟气余热进行深度开发利用,着力减少油气生产单位的生产成本和碳排放量。

截至目前,河南油田已实施新能源项目19个,绿电装机规模达到油田电网消纳能力的40%,每年可生产绿电4200万千瓦时,节约天然气400万立方米,降本创效2500万元,减少碳排放量3.4万吨。这些新能源项目累计发电3300多万千瓦时,减少天然气用量2200万立方米,降本创效5300万元。目前,河南油田的油气生产度电成本平均降低12%。

江苏油田

水乡油田变身绿色“电田”

□本报记者 王庆辉

一季度,江苏油田风能发电1189.5万千瓦时,光伏发电735.3万千瓦时,合计新能源总发电1924.8万千瓦时,占油田总用电量的23.7%,自发自用的绿电比例居上游企业前列。

江苏油田加快推进风光电建设与勘探开发融合发展,形成“风光互补+油气生产”模式,促进水乡油田变身绿色“电田”,助力油田绿色发展、能源转型。

江苏油田强化一体化运行,积极提升新能源全过程实施能力,在建设方面,坚持分散式与规模化并举,统筹全油田资源,充分利用老井场或空地“见缝插针”开展项目建设。在技术方面,积极开展资源评价、风力发电选型,优化风光电配置设施,提高

发电效能。目前,江苏油田率先建成中国石化陆上油田首批6台(套),风力发电机组,并建成光伏电站113座,风光电总装机容量达40.5兆瓦。

在风光电项目建设中,江苏油田自主形成了绿色能源与油气生产耦合的特色技术,建立了风光电智能值守平台。风力发电年有效利用小时数超过2700小时,光伏发电超过1300小时,发电效能位居江苏省前列。

为形成新能源产业融合、多能互补格局,江苏油田通过电网互联互通和注水、电加热等生产用电调峰,对花庄到陈堡油田的线路实施改造,将花3-5风电机组的绿色输送送至陈堡油田。目前,江苏油田正积极开展周41、崔庄、范庄等站库的供热气改电工作,推进崔庄、高集、范庄、西园等油田电网互联互通,推动新能源开发利用效益最大化。