

从“逐日”到“追风”，从余热利用到绿氢生产，中原油田积极培育新优势，
加快构建多种新能源综合利用体系

老油田奔腾“绿动力”

油气田企业上半年新能源工作亮点回眸系列报道之一

中原油田上半年成绩单

- 光伏发电量**4333万千瓦时**
- 余热综合利用项目节约天然气**56.7万立方米**
- 生产绿氢**106吨**

新闻会客厅

发展“阳光”产业
推动能源转型

白章

中国石油大学(华东)
新能源科学与工程系主任

问:传统油气生产企业为什么要发展太阳能光热利用技术?

答:传统油气生产企业既是能源生产大户,又是能源消费大户,我国每年的油气生产能消耗达4000万吨标准煤,生产成本低、碳排放量大。在“双碳”目标驱动下,加快低碳转型发展势在必行,太阳能光热利用技术大有可为。

可有效推动油气生产企业能源消费结构清洁低碳转型。在油气生产的全链条工艺中,热能消耗占比高,例如蒸汽/热水注采、原油集输伴热、采出液三相分离等,原来主要依靠各种加热炉。不同于其他新能源发电技术,太阳能光热技术主要利用聚光或非聚光型集热器,直接将太阳能转化为热能,具有效率高、供应灵活、应用广泛等显著优势,能满足不同场景的热源供给需求,对应的储热方式也成熟可靠,是实现油气行业绿色热源直接供给的理想方式。

可满足能源行业的生产脱碳需求。国家相关部门相继发布了多项能源绿色发展指导意见,油气行业面临日益严峻的碳排放限制。太阳能光热利用技术作为清洁替代的有效措施,将促进新能源业务规模化发展,推动油气与新能源深度融合,对加快实现能源供给的战略接替和绿色转型具有重要意义,也将有力提升在未来国际能源市场中的核心竞争力。

问:油气生产企业发展太阳能光热利用技术具备哪些优势,做了哪些成功探索?

答:太阳能光热利用作为重要的新能源利用技术,与油气生产集输用热场景有很好的技术和应用适配性,优势显著。

油气生产企业热能消耗大、热源温度需求适中、负荷稳定且较为集中,能够为新能源高效利用提供重要的应用场景,通过分布式能源系统等方式可以实现就地生产和就地消纳,发展潜力巨大。

油气生产企业在传统热能转化及运输等领域有着扎实的技术积累和人才储备,以及成熟的热力管网等基础设施,能够为大规模太阳能光热利用技术应用提供重要的技术和人才保障。

油气生产企业拥有丰富的土地资源,能够为新能源项目建设提供重要保障,也能够通过其成熟的市场渠道和供应链管理,为太阳能光热项目建设和规模化推广应用提供支撑。

目前,我国油气生产企业正在大力实施太阳能光热项目技术探索和应用示范,例如胜利油田采用真空管和槽式光热聚光集热技术进行太阳能辅助稠油热采技术示范,通过光热产蒸汽替代天然气锅炉,改变了以“气”换“油”的常规开采模式;中原油田完善适合油区现状的碟式集热技术方案,结合储热协同为油气热采提供稳定的工作条件,运行节能和经济效益显著;新疆油田开展槽式太阳能“光热+储热”技术替代传统燃气水套炉先导性试验,将光热技术综合应用于油田稀油集输加热工艺。这些前期探索和示范应用,为太阳能光热利用技术在油气生产行业的规模化推广应用奠定了坚实基础。

问:在“双碳”背景下,当前及未来如何抓住机遇,采取更加积极有效的举措发展好太阳能光热新能源?

答:传统油气生产企业正在大力推动与新能源的融合发展,为太阳能光热利用技术的推广应用提供了难得的机遇。油气行业想要抓住机遇,实现与太阳能光热新能源的快速协同发展,提高能源市场的影响力,需要更加灵活、更具经济效益的光热供能技术方案,发展多元化的能源服务方式。

通过持续探索低成本、高附加值、具有自主知识产权的先进光热技术、装备和系统集成方案,提升太阳能光热项目的经济效益,为油气生产行业规模化应用奠定基础。

因地制宜、科学规划油田光热新能源项目,不同油气生产地区的地理和气候条件差异大,不同的油藏区块和油气处理环节对热能形式和温域需求也不尽相同,此外,要综合考虑油田用地,如盐碱地、戈壁、农耕地等的布置要求,科学合理地设计和优化太阳能光热系统工艺。

大力发展多能互补的光热新能源利用技术,太阳能的波动性和间歇性等固有属性是限制其发展的重要挑战,可以基于“品位对口、梯级利用”的科学用能思想,进一步耦合地热能、风能和工艺余热等多类型能源,发展先进多能互补技术,以充分保障油气生产的供能可靠性和灵活性,提高油气生产企业的能效水平和减碳效果。

(本报记者 杨静丽 采访整理)

记者观察

□本报记者 杨静丽
通讯员 向美强 郭宏雷 杨岭敏

7月,豫北地区,日光灼灼。濮阳采油厂濮新82井井场,向阳而立的一排排光伏板通过“光合作用”,源源不断地为抽油机提供“绿动力”。

在文留采油厂文南区的一个废弃长停井井场,中国石化首个百兆瓦级风电项目首台风车拔地而起。

油气加工技术服务中心厂区,待拆除的旧装置旁,现代化的制氢车间正在“吞吐”氢气。

一边是传统油气生产业务平稳运行,一边是多元化新能源项目如雨后天春笋般涌现。近年来,中原油田坚持“化石能源+绿色能源”双轮驱动,在全力保障油气生产的同时,建立多种新能源综合利用体系,加快清洁能源开发利用和生产用能清洁替代,助力油田绿色、低碳、可持续高质量发展。上半年,光伏发电量4333万千瓦时,余热综合利用项目节约天然气56.7万立方米,生产绿氢106吨。

“追风逐日”,闲置土地“不闲置”

“目前正在调试线路,这座可移动的‘电站’很快就能并网发电了。”7月15日,热力分公司新能源项目部经理张军峰表示。

濮阳采油厂濮一中转站北区的一片空地铺满了光伏板,与其他区域光伏板支架“种”在地里不同,该站的光伏板安装在工字形基础支墩上。该站北区面积约两万平方米,分布着4口油井。为了最大限度地提高土地利用率,热力分公司技术人员根据油井生产环境,设计了可移动式工字形基础支墩。

“受浮筒式光伏阵列的启发,我们设计出工字形基础支墩,在支墩上安装了半圆形钢吊环,方便吊装。”张军峰表示,“每个支墩都是独立的,对各类场地的包容性更强,建成后,可根据油气生产需要进行吊装、运输、安装和移,方便油井作业维修。”

针对不同建设场景,热力分公司建设了一系列具有油田特色的光伏井场,光伏办公区、光伏中转站等,光伏“版图”持续扩张。

借新能源发展的东风,中原油田低效闲置土地焕发出勃勃生机。整装的地块用于光伏项目建设,零星碎小的闲置土地也“不闲着”。中原油田相关部门对长停井、废弃井场地进行细致摸排,请专业部门现场测



中国石化兆瓦级可再生能源电力电解水制氢示范项目俯瞰图 赵奕松 杨岭敏 摄影报道

量、勘察,最终确认23座风机的“落户”位置及5个开关站的场址。“油田多能互补、协同高效的能源体系正在加快构建。”中原油田新能源开发中心经理张诚表示。

截至目前,中原油田光伏发电装机容量70兆瓦,发电能力8000万千瓦时/年,每年可减少二氧化碳4.3万吨。“十四五”末,中原油田光伏发电装机容量将达到110兆瓦,发电能力将达到1.2亿千瓦时/年。

余热再利用,节能又降碳

7月8日,热力分公司濮三中转站“余热+光伏”项目运行车间值班人员通过DCS系统对热泵系统进行调节。仪表显示,用于原油加热的供出水温度为74摄氏度。“采用‘余热+光伏’技术为原油外输及井场作业热水提供热源,既高效节能又安全环保。”技术人员王小青介绍。

该项目是中原油田首个“余热+光伏”项目,投运后,每年可节约伴生气160万立方米、标准煤1900多吨、减排二氧化碳3400多吨。

中原油田工业采出水余热资源丰富,濮三中转站为例,每天的采出水处理量为1.3万立方米,平均温度在40摄氏度以上,采

出水经处理后直接注入地下。

为了利用好采出水余热,中原油田将目光投向新能源。热力分公司首席专家张志刚介绍:“在各站屋顶及空地上建设分布式光伏发电系统,为热泵提供电能,再利用热泵提取采出水的部分热量替代联合站加热炉,实现了‘余热+光伏’综合利用。”

尽管采出水余热资源丰富,但在处理过程中会造成部分热量流失。为进一步优化余热利用方案,提高项目经济效益,热力分公司创新取热办法——将过滤后的采出水取热点前移至温度较高的滤前三相分离器出口。“滤前采出水取热温度比滤后高出5~10摄氏度,可降低热泵运行系统能耗10%~15%,极大地提升了余热回收利用价值。”张志刚表示。

濮三中转站取热点前移先导性试验非常成功,在获得工程数据支撑的同时,探索出了适合油田资源条件和应用场景的“余热+电能+光伏”技术路线,通过“一次换热器+热泵+二次换热器”梯度应用模式,实现了余热资源利用最大化。

中原油田把濮三中转站“余热+光伏”项目积累的成功经验复制到其他站,目前,文一中转站、文三中转站等4个“余热+”综合利用项目正在加紧建设中。

绿电制绿氢,打通产业链

外观看上去平平无奇的集装箱,里面却藏着制氢工艺柜、电源整流柜等高度集成系统,这些组成了国内单套最大质子交换膜(PEM)电解水制氢装置,产出纯度为99.9995%的“超纯氢”。

“中国石化兆瓦级可再生能源电力电解水制氢示范项目采用的制氢工艺,是现阶段与风电、光电耦合度较好的电解水制氢技术路线。”油气加工技术服务中心是该项目的牵头单位,制氢车间主任刘建军介绍,现有的制氢技术种类繁多,该项目脱颖而出,靠的是“人无我有、人有我优”。

2022年12月25日,该项目正式投产,率先亮出的是一张全过程没有任何污染物排放的“绿色名片”。刘建军介绍,中国石化制氢示范工程的设备能做到随开随停,避开了风力发电、光伏发电等可再生“绿电”波动性较强的问题;设备使用纯水作为电解液,在电解过程中不添加任何化学药品,天然具有减少碳排放的优势,所以该项目制备的氢气是名副其实的“绿氢”。

截至6月15日,中原油田今年提前半个月实现绿氢产量任务“硬过半”,为超额完成全年产量任务奠定了基础。在绿氢生产运行上,该中心探索出一套高效生产模式,每标准立方米氢气用电同比下降0.1千瓦时,有效控制了绿电制绿氢的生产成本。

在市场化开发上,中原油田保持与濮阳市发展改革委、工信局等单位密切沟通,利用参加濮阳市氢能会议、氢能理事会会议等机会提出建议,促成加氢站投运、加氢车辆充气运行,保障绿氢销售渠道畅通。与此同时,加大中国石化系统内加氢站销售渠道的拓展力度,目前,与中国石化山东石油聊城分公司达成销售意向,参与的河南石油中原石油分公司橇装站完成设计,后续,绿氢销售工作将逐步拓展至安阳、新乡、郑州等石油公司,为油田绿氢扩能做好市场准备。

依托已建绿氢项目及现有设备设施,中原油田将持续加大与科研院所的合作力度,积极推广氢能产业新技术、新材料、新设备,推进绿氢技术研发及规模化应用,加快建设中国石化豫北绿氢供应中心。目前,中高压储氢井、绿电催化二氧化碳制备合成气侧线、固体氧化物电解池(SOEC)制氢新工艺、国产化1000标准立方米/小时制氢等项目正在有序推进。

目前,中高压储氢井、绿电催化二氧化碳制备合成气侧线、固体氧化物电解池(SOEC)制氢新工艺、国产化1000标准立方米/小时制氢等项目正在有序推进。

企业动态

胜利油田与东营市合作
推进中深层地热能替代燃煤供暖

本报讯 日前,由胜利油田和东营市合作开发的东营市华泰金融中心—吾悦广场片区中深层地热能替代燃煤供暖项目进入收尾阶段。该项目新建14口地热井,可覆盖90万平方米的燃煤供暖面积,是山东省8个地热能开发利用示范工程项目之一。相比燃煤锅炉集中供暖,该项目每个采暖季可节约标准煤1.11万吨,减排二氧化碳

2.73万吨,颗粒物、二氧化硫、氮氧化物分别减排0.7吨、4.89吨、6.97吨。

作为中国石油石化行业地热能重点示范单位,自2018年开始,胜利油田先后自主建成10个地热余热项目,清洁供热能力57万吉焦/年,供热制冷面积5.1万平方米,年减排二氧化碳2.6万吨。

(庞世乾 王磊 李清萍)

石油物探技术研究院
参与干热岩评价技术规范制定

本报讯 近日,石油物探技术研究院与中国石油深圳新能源研究院有限公司、中国地质大学等单位联合开展“干热岩有利目标评价技术规范”团体标准制定。该标准规定了干热岩有利目标的评价内容、方法及提交成果的技术要求,明确了干热岩有利目标的评价参数、流程及指标,为我国干热岩评价提供了标准化的技术规范,丰富了干热岩勘查标准体系,提升了中国石化在地热资源领域的话语权及影响力。

干热岩是一种新兴地热能,有巨大的能源潜力和商业价值。此前,中国石化部署在海南的福深热1井在5000米深成功钻遇干热岩,标志着我国深层高温地热资源勘探开发技术走在了世界前列。

(李弘 齐晴)

江苏油田
加快新能源“源网荷储”一体化建设

本报讯 今年以来,江苏油田加快新能源“源网荷储”一体化建设,1~6月,风电光伏发电量达到6641万千瓦时,绿电占比达到34.9%。截至目前,该油田共建设风力发电机组11台、分布式光伏电站165座,合计装机容量达到72兆瓦,发电能力超过1.4亿千瓦时/年。

江苏油田在加快“源”的建设方面,积极推广“井场+站库+光伏”模式,优化光伏电站建设选址,新建了12座井场站库光伏电站,新增光伏并网发电容量1.8兆瓦;在

优化“网”的结构方面,继续完善新能源发电消纳方案,完成沙埕—瓦庄绿电消纳专线建设,制定了闵桥—崔庄电网互联互通方案,解决绿电分配不均衡问题;在丰富“荷”的配置方面,加快范庄、瓦6等站供能系统气改电项目改造,进一步提升电网消纳新能源发电能力;在提升“储”的能力方面,自主完成崔庄5.5兆瓦时储能电站建设,该电站投运两个多月,日均充电量4300多千瓦时,有效提升了绿电应用效能。

(王庆辉)

华东油气泰州采油厂
光伏电站生产绿电超108万千瓦时

本报讯 去年10月至今,华东油气泰州采油厂光伏电站生产绿电超108万千瓦时,减少二氧化碳排放1082.8吨。

近年来,泰州采油厂搭建多条电力专线,在实现吨油电费下降的同时助力生产建设高效开展,绿色竞争力大幅提升。截至目前,该厂利用闲置井场建设分布式光

伏电站5座,占地面积1.2万平方米,装机容量1.224兆瓦,累计节约标准煤352吨、电费93.4万元。此外,该厂还根据地面产能部署,紧跟负荷增长趋势,开展5个光伏发电项目建设工作,预计这些项目在年底前陆续投入运行。

(耿捷)