

# 油气开发技术提档升级 助力高质量增储上产

■本报记者 梁沛然

老油田借助纳米技术“逆龄重生”、二氧化碳驱油封存同步实现、技术穿透地下资源困局、AI算法优化地下缝网,在技术引领下,油气开发不再仅是挖掘资源,更是创造资源。

“2024年,国内油气产量当量首次超过4亿吨,连续8年保持千万吨级快速增长,其中原油产量达到2.13亿吨,天然气产量达到2488亿立方米,稳油增气发展形势进一步巩固,油气开发取得显著成效。”在2025年中国油气开发技术年会暨油气开发新成果及新技术展示会上,中国石油学会理事长焦方正用一组数据展示了油气开发成果。在保障国家能源安全的关键“战役”中,技术创新重新定义能源安全的边界,油气开发技术已成为决定性力量。

技术成为增储上产硬核支撑。

在开发技术方面,水驱功能化、化学驱智能化、气驱规模化、热驱混相低碳化,实现原油开发技术提档升级。在此技术下,老油田实现“逆龄重生”,纳米智能驱油与超级化学驱大幅提升采收率。据中国石化高级专家周德华介绍,中国石化化学驱年增油超150万吨,水驱采收率提至30.5%。

其他技术方面,各油气公司也带来了最新数据。CCUS产业化全国累计注碳超1500万吨。其中,中国石化通过实施1000万吨CCUS/CCS全覆盖工程,在新疆油田等区域开展应用,实现增油超300万吨。延长石油则创新“溶蚀增渗+润湿促渗”技术,单井产量提升50%以上。

技术加持下,油气开发深度下限持续突破,“两深一非”多点开花。

各油气公司都在不断提速非常规资源的开发工作。2024年,三大国家级页岩油示范区产量突破780万吨,中国石化涪陵页岩气立体开发并组采收率达44.6%。深层煤层气开发也取得突破,鄂尔多斯盆地深部煤层气产量达25亿立方米,成为非常规油气“新黑马”。同时,超深井技术不断突破,万米深井“深地塔科1井”钻探10910米发现烃类;国产12000米钻机、旋转导向系统实现突破。

工程技术装备方面,物探技术加速升级迭代,高精度可控震源、陆海节点采集和具有自主知识产权的地震数据处理解释一体化软件等技术装备广泛应用,“深海一号”超深水大气田标志自主能力跨越,“深水导管架+圆筒型FPSO”模式延长流花油田寿命30年,支撑海洋油气开发不断向深水超深水迈进。

智能化技术则重塑产业新形态。

当前,大数据、云计算、人工智能等数字技术广泛应用于油气开发各环节,油气开发大型工业软件国产化持续推进。比如,中国海油建成覆盖全环节实时数据平台,中国石化推动油气藏数字孪生系统建设。“AI大模型不断破解页岩油非均质性难题,实现地震一测井一岩心跨模态融合。”中国工程院院士刘合说。

刘合指出,油气行业大模型应用刚刚起步,部分油气企业基于开源大语言模型,利用微调、检索增强等方式发布大语言模型产品,部分学者尝试利用视觉/多模态基础模型研发面向油气业务的场景模型。“行业整体还需要解决数据量和数据质量难以支撑大模型训练,研发投入成本高、难以实现算法自主可控等问题,真正



实现智能化转化。”

与会专家表示,未来,新能源、煤炭气化、CCUS、智能化“四大融合”将重塑中国能源版图,而技术创新是解锁油气能源安全的终极密钥。

焦方正指出,看到上述成绩的同时,也应当清醒认识到我国油气开发仍然面临老油气田稳产增产及大幅度提高采收率难度大,海洋深水、深层超深层、非常规

油气资源规模效益开发难度大,油气开发关键核心技术亟须迭代升级,绿色低碳转型压力大等诸多挑战。要充分发挥理论技术创新引领作用,加大油气有效动用和效益开发力度,提升石油天然气国内供应保障能力。

“未来油气开发要重点推动‘五个加快’工程,一是加快攻关提高采收率新技术工程;二是加快海洋深水深层超深层、

页岩油气、深层煤层气等油气新领域效益建产工程;三是加快关键核心技术装备国产化工程;四是加快数字化、智能化技术全环节应用工程;五是加快油气开发与新能源深度融合发展工程,推进CCUS、EUR、EGR全产业链技术,加大二氧化碳驱油提高采收率规模化应用,持续强化保障能源安全和推进绿色低碳转型。”焦方正说。

## 工商业储能步入价值竞争新阶段

——访新能安储能事业部中国区总裁马金鹏

■本报记者 林水静



今年初,国家发改委与国家能源局联合发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(以下简称“136号文”)提出,推动新能源上网电量参与市场交易,建立新能源可持续发展价格结算机制,并明确不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。新规之下,储能行业发生了哪些转变?企业在这场变革中又当如何破局?近日《中国能源报》记者就此专访了新能安储能事业部中国区总裁马金鹏。

■ 低价竞争不再是主旋律

自2017年青海省首次提出强制配储以来,全国20多个省份相继出台类似政策,我国储能行业迎来快速发展。国家能源局数据显示,截至2024年底,已建成投运新型储能项目累计装机规模达7376万千瓦,远超2021年《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中提出的,2025年新型储能装机规模达3000万千瓦以上的目标。

强制配储模式也有弊端。“此前在政策扶持下,国内储能市场并没有打通商业模式。投资商在项目进行财务模型测算时,都将储能这部分投资当作单纯的成本支出,没有任何收益。这导致绝大部分投资商追求成本最低,各种储能系统的技术路线、产品、解决方案等无法体现差异性的价值,行业由此掀起低价竞争之风。这也是为什么很多拥有高质量产品的国内头部企业将市场重点聚焦在国外。”马金鹏坦言。

136号文的出台对以风光为代表的的新能源行业及电化学为主的新型储能系统产生了深远影响。

“136号文要求风电、太阳能发电等新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场,上网电价通过市场交易形成,这本质上是将新能源从‘政策保护’推向‘市场竞争’,风光的财务模型由确定性转变成不确定性,应对风险的能力变弱了。在此背景下,风光项目主动配置储能系统来对冲收益风险将成为一种有效应对方式。”马金鹏解释。

“136号文的出台成为储能行业从‘价格内卷’转向‘价值竞争’的关键转折点。”马金鹏直言,“此前,网侧储能主要依靠向新能源企业收取容量租赁费用作为主要收入来源,剩下的收益则通过提供调频等辅助服务来实现。但136号文发布后,容量租赁费用被取消,网侧储能只能全

面转向现货市场。未来,储能的收益模式将逐渐转变为‘调峰容量补贴+现货交易价差收益+调频辅助服务收益’的多元组合。这种收益模式逐渐把储能的多种功能和价值量化出来,储能不再是‘成本项’,储能设备和解决方案的技术差异将直接影响储能项目的实际收益,技术优势大、运营效率高的储能方案将更受市场青睐。”

■ 长循环储能系统受青睐

随着政策、市场和技术的多重推动,我国工商业储能市场迎来爆发式增长。据CESA储能应用分会产业数据库不完全统计,2025年一季度用户侧工商储装机规模达776.13兆瓦/1924.71兆瓦时,容量规模同比增长54.85%。不过据新能安评估,中国工商业储能潜在市场空间超500吉瓦时,但目前潜在市场的开发渗透率不足3%。

在马金鹏看来,目前行业整体渗透率较低,一方面因规模化发展仅两年半左右,仍处于早期阶段;另一方面,优质工厂的负荷侧竞争愈发激烈,业主在多方博弈下决策周期显著拉长,进一步延缓了项目开发进度。

“近几年负荷侧工商业储能发展迅速,主要得益于国家对于电能量市场、现货市场的持续推进。在此过程中,各地积极调整分时电价,通过价格信号引导电源侧发电与终端负荷侧用电习惯,这为工商业储能创造了发展契机。在大部分地区,工商业储能可实现两次充放电操作;条件稍弱的区域,也能完成1次或1.5次充放电,这种成熟的运行条件显著提升了项目收益率。对于广大投资商而言,无论是‘源网荷储’一体化,还是绿电直连,未来能在收益率上有想象空间的都在负荷侧,行业内达成了‘负荷为王’的共识,工商业储能正快速崛起。”马金鹏说。

工商业储能领域对长循环寿命产品有明确需求。“当前主流电芯在25摄氏度理想工况下循环6000至8000次时,健康状态降至70%,而系

统层面受工况转换影响还需打7折,导致常规产品在实际工况下仅能循环约4900次,容量降至70%后电芯安全与一致性面临挑战,需更换电芯或系统。”马金鹏称,储能项目投资周期通常为15至20年,但传统方案需在第8年进行系统更换,技改成本为0.4至0.5元/瓦时,需要过往2至3年的收益来覆盖。

据介绍,在此背景下,新能安推出的1.5万次循环的软包电池和方壳电池,从电芯角度革新财务模型。今年4月,新能安还发布了“安鑫”全生命周期闭环解决方案,支持15年免换系统(两充两放),彻底消除技改成本。

■ 综合能源管理成未来趋势

近年来,《“十四五”新型储能发展实施方案》《关于进一步完善分时电价机制的通知》等文件的密集出台,不断推动工商业储能与综合能源系统融合。马金鹏指出,工商业储能正逐步融入零碳园区与“源网荷储”一体化系统。“当前阶段,工商业储能主要通过电力市场分时电价机制实现电介质的价值交互。未来,工商业储能将作为综合能源系统的核心组件,围绕园区整体能耗成本最小化目标,在多重约束条件下参与电、热、冷等多能源协同调度。这一趋势对能源调度管理及多介质能源交互提出了更高要求,不再局限于单一电力介质的交互模式。目前,已有众多企业以电力管理为基础,逐步向综合能源服务领域拓展能力边界,通过技术升级与模式创新,推动能源管理从单介质调度向多能协同控制转型。”

另外,“行业正逐步超越传统并网应用需求,向离网场景拓展,如黑启动功能开发及微电网应用延伸,特别是在海外市场,弱并网型与纯离网型微电网发展迅速。未来,通过光伏、储能与柴油发电机形成内部自主供电的微电网体系已成为重要趋势,而工商业储能设备作为核心储能单元,将有机会进一步提升离网场景下的能源自主性与经济性。”马金鹏表示。

不过,在产业生态中,任何企业都难以在全产业链所有环节做到极致。“对于储能厂商来说,可以跟虚拟电厂运营商、冷热能管理平台等合作伙伴一起,优势互补,提供综合解决方案。这种合作模式在未来综合能源场景里尤为重要,每家企业都发挥自身所长,实现‘1+1>2’的效果。”马金鹏认为。

## 固态电池产业化释放积极信号

■ 本报记者 姚美娇

■ 行业近期捷报频传

我国固态电池领域近期捷报频传。今年6月,孚能科技在互动平台表示,能量密度高达400至500Wh/kg的全固态电池研发进展顺利,其中60Ah的硫化物全固态电池计划于2025年底向战略合作伙伴小批量交付。在半固态电池领域,公司第二代半固态电池能量密度超过330Wh/kg,循环寿命超过4000圈,目前已获得多方认可和送样,预计今年年内量产,有望率先在低空经济、人形机器人等具备高技术壁垒、高性能要求的领域实现商业化。第三代半固态能量密度可达400Wh/kg,预计将于2026年量产。

同样在6月,北京纯锂新能源科技有限公司发布公司第一代全固态电池产品解决方案。纯锂全固态电池产品将率先应用于电动自行车换电和储能等场景,实现该技术在全球商业化应用中零的突破。

4月,南都电源推出783Ah超大容量储能固态电池。通过创新设计,电池循环寿命达10000次以上,单体能量超2.5kWh,能量效率超95%,体积能量密度大于430Wh/L。凭借固态电池的本征安全特性,该产品可满足大规模储能系统的需求。

与此同时,为抢占下一代技术风口,不少海外电池企业也已着手布局固态电池研发与应用。5月,宝马集团宣布全球首辆搭载全固态电池的测试车型在慕尼黑正式启动道路实测,标志着宝马集团与固态电池技术企业的合作进入全新阶段。

■ 多场景应用逐步展开

从各家企业披露的进展来看,虽然目前固态电池应用重心仍在车端,但其应用版图正逐步拓展至低空经济、人形机器人及电动两轮车等新兴领域,展现出多元化市场潜力。

以人形机器人为例,考虑其主要在室内场景使用及充电,安全性至关重要,而物理稳定性强、能量密度高的固态电池则较为适配该场景需求。“人形机器人领域电池技术的主要发展方向为高镍三元电池和固态电池。其中,高镍三元电池能量密度较高,能够减少电池体积和重量,提高机器人带电量,但安全性不如中、低镍电池。相比之下,固态电池则以

卓越的安全性脱颖而出。”鑫椤资讯高级研究员龙志强在接受《中国能源报》记者采访时表示。

除此之外,固态电池在储能、低空经济等领域中的应用也逐步展开。截至目前,国内已有多个固态电池储能项目实现投运、开工、并网。国信证券发布研报称,多家车企计划2027年进入规模化装车测试,2030年左右计划实现批量生产全固态电池车型;在消费电子领域,VIVO等头部企业寻求通过固态电池提升电子产品便携性与续航能力;2024年以来,人形机器人、eVTOL等新赛道加速升级迭代,为制造成本较高的固态电池应用打开更加广阔市场。

不过,值得注意的是,尽管固态电池应用前景值得期待,但当前多数企业产品仍为半固态电池,全固态电池研发仍面临技术成熟度、成本控制、工艺优化等多方面考验。有分析人士指出,理论上,固态电池存在界面阻抗,生产工艺及成本等几方面问题,若改用半固态半液态技术路线可以得到改善或者基本解决。但相比液态电池,半固态电池在性能上并没有显著提升,因此全固态电池仍是众多企业的主要攻克目标。

■ 多方协同共推产业化

总体来看,虽然大规模应用面临挑战,但汇集多重优势的全固态电池技术仍被业内寄予厚望。研究机构EVTank在《中国固态电池行业发展白皮书(2025年)》指出,固态电池正在以势不可挡的姿态崛起,成为新能源领域竞争的新战场,企业及各大研发平台也在不断对固态电池现有问题进行攻关:如通过掺杂、界面工程等方式改善离子传输问题;通过添加剂、涂层、结构设计等改善锂枝晶生长问题。另外,随着人工智能的引入,改变材料研发范式,大幅提升全固态电池的研发效率,为全固态电池产业化提前增加了可能性。

政策端也正持续加码,为固态电池发展提供支撑。今年4月,工信部发布《2025年汽车标准化工作要点》,其中提到,推动制定及发布车用人工智能、固态电池、电动汽车换电等标准子体系,启动数据治理及应用等新领域标准体系建设,超前开展飞行汽车等新业态标准化需求研究。

在业内人士看来,固态电池作为极具潜力的新兴电池技术,在政策引导、技术进步以及市场需求增长的推动下,产业化进程有望不断提速,并在多个领域大放异彩。未来,全固态电池将首先应用于对能量密度、安全性要求极高的场景,如高端电动车、航空、卫星等。

EVTank预计,全固态电池将在2027年实现小规模量产,到2030年将实现较大规模的出货。预计到2030年全球固态电池出货量将达到614.1GWh,其中全固态的比例将接近30%。