

桶油成本尚未低于 50 美元

## 页岩油规模化开采需多举推进

■ 本报记者 梁沛然

在日前中国石化举行的全产业链业务投资者反向路演中,中国石化相关负责人表示,华东油气分公司通过采用工厂化钻井、电驱压裂、自动化远程控制等成套低成本页岩油开发应用技术,与2021年相比,实现平均每米钻井和压裂投资分别下降23%和18%,未来成本有望控制在每桶50美元上下。

“如果国内页岩油技术不断突破,产业规模就能带动桶油成本下降,为能源安全和油气资源供应增添保障。”某不愿具名油气勘探开发资深人士说。

中国石化集团经济技术研究院调研室主任罗佐县指出,中国陆相页岩油产区地表与地质特征复杂,勘探开发存在开发工程难度大、成本增高等挑战。“我国具备支撑页岩油商业化生产的资源禀赋,但桶油成本降到50美元或以下,还需要克服勘探开发技术难点,在核心技术与装备上取得突破。”

## ■ 上产战略选择

我国页岩油潜力巨大,初步评价陆上中成熟度页岩油地质资源量为283亿吨,是我国石油资源重要的战略接续领域。近年来,随着勘探开发技术的进步,页岩油产量快速增长,2021年已达262万吨,有望在“十四五”期间成为原油稳产的重要支撑。多位业内人士指出,未来5-10年是页岩油发展关键期,对于缓解我国油气供给形势和保持我国原油2亿吨稳产具

有重要意义。

罗佐县表示,我国具备支撑页岩油商业化生产的资源禀赋,业界正积极探索,推动页岩油勘探开发。“增强国内石油供应能力成为重大战略选择,其中页岩油是重要选项。”

作为上产战略选择之一,国内石油企业“十四五”规划均将页岩油作为重点开发领域,预计2025年我国可实现页岩油年产量650万吨。“目前我国原油需求增长仍处于上升期且能源转型还在过渡阶段,虽然已发现大庆大油田并快速建成年产页岩油百万吨的国家开发示范基地,国内部分页岩油埋藏地区也实现稳产,但短期内实现大幅度上产和大规模能源替代并非易事。”上述油气勘探开发资深人士说,“需要进一步推动我国陆相页岩油勘探开发理论创新、技术创新和管理创新,不断降低开采成本,使我国陆相页岩油开发快速完成从小规模突破到大规模工业化开发的革命性历程,形成国内原油稳产的战略接替力量。”

## ■ 成本仍居高位

“目前美国页岩油的桶油成本已经降至50美元以下,一些企业的成本约34美元。国内成本现在没有数据,不过肯定高于50美元。”上述油气勘探开发资深人士说。数据显示,美国巴肯页岩油勘探开发的桶油成本约50美元,二叠盆地和伊格尔福特因具有地质、地理、基础设施等优势,桶油

成本比巴肯页岩油低5-7美元。

资料显示,美国历经近20年时间,突破了收集岩石缝当中的石油和天然气资源的技术,但开采成本和开采难度一直居高不下,利润微薄。

“美国的发展经验表明,高成本是页岩油发展初期的必然阶段,中国页岩油行业仍有借助技术和管理创新大幅降本增效的空间,页岩油勘探开发也将迈向新阶段。”上述油气勘探开发资深人士说。

目前,中国石化的大庆、大庆、新疆等油田初步实现规模开发,中国石化的胜利、华东等油田的页岩油评价水平并试油屡获高产,前景广阔。

“总体来看,中国页岩油开发起步较晚,尚处于勘探开发初期阶段。由于开采难度大,很难达到美国二叠盆地、巴肯等页岩区的产量条件。国内油田现场的调研结果也证实了这一结论。目前,中国页岩油单井钻井完井成本约为4000-6000万元。”上述油气勘探开发资深人士说,“我国的页岩油埋藏较深,如果桶油成本能控制在50美元上下,就可以对标国际一流能源企业了。”

## ■ 多措并举出效益

业内人士建议,未来需要进一步推动中国陆相页岩油勘探开发理论创新、技术创新和管理创新,不断降低开采成本,使中国陆相页岩油开发快速完成从小规模突破到大规模工业化开发,用产业规模带动降

本增效。

如何做好产业发展顶层设计,尽快实现中国页岩油规模效益开发?罗佐县认为:“平稳推进以研发中心与示范基地建设为核心的科技研发体系建设,设立重大科技攻关项目,聚焦基础地质和核心技术研究。边干变实践,建立集科研生产于一体的页岩油示范基地。”

“此外,还要加快核心技术、颠覆性技术、重大装备制造的研发与应用步伐,充分发挥国家石油公司科技创新主体和要素集聚功能,加快攻关形成适合中成熟度页岩油效益开发的关键技术和装备系列,储备中低成熟度页岩油勘探开发技术系列,重视页岩油的资源接替问题。”罗佐县建议,“国内石油工程公司在四川盆地进行了大量工程业务创新实践,通过钻头材料优选等技术成功地缩短钻井周期,这一现象充分说明页岩油领域创新潜力及发展空间完全存在。”

罗佐县认为,各类石油公司作为油气行业主体,也非常有必要在页岩油勘探开发方面主动作为,增强主动发展意识,加强技术研发和示范区建设协作,通过相互之间先进生产要素共享实现强强联合,形成推动页岩油勘探开发的新“生产要素”。

“积极开展有关页岩油基础地质理论、技术创新,最大限度降本增效,推动页岩油勘探开发早日走上商业化及规模发展道路”成为业界共识。受访人士称,未来还应当配以适度的税费优惠政策,扩大降本增效空间,促进页岩油规模发展。

## ● 关注

本报讯 近日,由南网储能公司牵头实施的国家重点研发计划“海水抽水蓄能电站前瞻技术研究”项目之“海水可变速抽水蓄能关键技术装备研发”科技成果通过鉴定。经鉴定,项目成果对我国海水可变速抽水蓄能关键技术装备研发提供了基础性支撑,整体技术达到国际先进水平,其中可变速抽水蓄能机组全景物理模拟技术、新型海水抽水蓄能机组防腐技术达到国际领先水平。这是南网储能公司在新型抽水蓄能技术研发的重大创新,对推动我国可变速抽水蓄能技术发展具有重要意义。

该项目负责人南网储能公司总经理、党委副书记李定林表示,项目的研究成果推动可变速抽水蓄能机组国产化进程迈出里程碑的一步,“项目突破了可变速抽水蓄能机组成套装备研发技术瓶颈,研制了国内首套10MW可变速抽水蓄能机组主机及变流器工程样机,帮助主机与变流器设备制造厂商完成关键技术论证和产品升级,为我国300MW级及以上可变速抽水蓄能机组研发提供了基础性支撑,有力推动了行业技术进步,具有显著的经济和社会价值”。另外,项目成果支撑的“300MW级可变速抽水蓄能机组成套设备”入选国家能源局能源领域首套重大技术装备名单。

“十一五”以来,我国风电、光伏发电快速发展,新能源开发由陆地向海上挺进。作为海洋新兴产业的典型代表之一,全球风电发展的最新前沿,海上风电被认为是“取之不尽、用之不竭”的绿色能源。根据“十四五”规划,期间我国将规划建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等五大海上风电基地。随着海上新能源的快速发展,其特有的波动性与随机性将使电网的安全稳定运行面临挑战,海上新能源送出和消纳问题日益凸显。抽水蓄能作为目前最经济可靠的大容量储能方式,在海岛或海岸建设一定数量规模的海水抽水蓄能电站,不仅能利用大海这一超大容量下库,减少工程投资,而且可助力海上新能源规模化开发。

自2017年起,南网储能公司牵头实施国家重点研发计划“海水抽水蓄能电站前瞻技术研究”项目,对可变速抽水蓄能机组设计制造及验证、海水抽水蓄能机组腐蚀防护、可变速机组与海上可再生能源联合运行控制等关键技术进行了深入研究,并取得一系列创新成果。

“在研究过程中,我们以珠海大万山岛为原型进行动态模拟试验,建立国际首创的波浪扰动环境下的机组性能实证平台,助力国内设备制造商深入研究掌握可变速机组相关设备设计、制造与试验测试全过程的核心技术并实现自主可控,带动了水泵水轮机、发电电动机、变流器等重要能源装备的产业升级。”南网储能公司储能科技研究院院长陈满说。

“海水可变速抽水蓄能关键技术装备研发”项目成果在促进我国海洋强国战略实施,推动行业技术进步和新型电力系统构建等方面发挥了积极作用,并具有广阔的应用前景。其中,可变速机组设计制造验证技术已应用于国内首台套国产化300MW级及以上大型可变速抽水蓄能机组的研发,为我国大型可变速抽水蓄能机组示范工程的建设提供强大技术支撑。项目研发的新型防腐材料已应用于中科院广州能源研究所研制的“先导一号”“舟山号”波浪发电平台,涂装面积约8000平方米,材料施工性能优异,静态防污性能突出,为波浪发电平台在南海发电试验提供长效防护。(冯舒敏)

两项关键技术国际领先

海水可变速抽水蓄能机组研究成果填补国内技术空白

## 大唐海口天然气发电项目实现“双机”投产



## ● 图片新闻

日前,由山东电力工程咨询院以EP+C联合体方式总承包的大唐海口天然气发电项目2×460MW级燃气-蒸汽联合循环纯凝发电机组2号机组通过168小时满负荷试运行。至此,该项目两台机组全部投入商业运行。

据悉,大唐海口天然气发电项目是《海南自由贸易港总体方案》出台后,海南省首个开工建设的大型清洁能源项目,也是大唐集团首批采用总承包模式建设的火电项目。项目规划分两期建设4台9F级燃气-蒸汽联合循环发电机组。其中,1号机组已于2022年11月9日投产。项目“双机”投产后,可实现年发电量24亿千瓦时,年节约标准煤约25万吨,年减排二氧化碳192万余吨。

王真/图文

## 远景率先实现运营碳中和目标

接下来,携手价值链推进全面降碳

■ 本报记者 李丽雯

近日,远景科技集团(以下简称“远景”)发布《2023远景零碳行动报告》(以下简称《报告》),宣布已在2022年达成此前制定的运营碳中和目标,成为全球最早实现碳中和的绿色科技企业之一。

在远景科技集团首席可持续发展官孙捷看来,企业本身实现运营碳中和仅是开始,面向未来,推动价值链共同实现碳中和才是更难的硬骨头。目前,远景已经制定到2028年全价值链碳中和的目标,通过可持续绿色供应链推动全产业链实现零碳。

## ● 率先实现运营碳中和

《报告》指出,2022年远景由于业务快速增长,能源消耗量比2021年增长一倍,但通过能效提升、使用现场和场外可再生能源等方式,去年直接排放量和采购的电力热力相关间接排放量的总和却下降了约42%,更实现了2022年全球运营碳中和。

数据显示,2022年远景在全球的主机厂、叶片厂和电池厂通过节能减排项目避免排放约1.6万吨,约占全年碳排放基准约6%,远景新开展超过20项节能减排项目,预计在运行期内实现每年避免1.5万吨碳排放,能效提升成效显著。

不仅如此,对于具备可再生能源电站建设条件的工厂和办公室,远景充分利用风电、光伏和储能解决方案,实现绿电自发自用。截

至2022年底,远景厂区内已有3.5万千瓦风机和0.4万千瓦光伏投入使用,推动减排,助力降本。

对于不具备在现场建设可再生能源电站的工厂和办公室,远景持续探索使用多种方式获取可再生能源,包括场外绿电项目投资、绿电交易和绿证交易等。2022年,远景的场外可再生能源中约有60%的绿电来自于自行投资开发的可再生能源项目,10%来自绿电交易市场,30%来自绿色电力证书的获取。

总体上看,2022年远景已经实现94%的绿电使用,碳排放基准约为25.5万吨,通过能效提升、使用现场和场外可再生能源的方式减少了约20.9万吨碳排放。

## ● 推动全价值链碳中和

全球运营碳中和的达成是远景里程碑式的新起点。《报告》指出,赋能全球合作伙伴实现零碳技术转型,构建绿色生态更是关键所在。

孙捷坦言,当前全球气候行动给企业碳排放带来挑战,全社会降碳需求高涨,企业降碳压力随之增大。“一方面,国内碳市场不断完善,碳价逐步上涨,不控制供应链碳排放会带来巨大的企业成本;另一方面,出口海外也面临着产品碳足迹的要求,市场压力和要求倒逼企业降碳。”孙捷进一步指出,从去年开始,远景能

源设立“可持续绿色供应链”计划,通过与重点供应商共同降碳,提高市场竞争力。“远景设定了可持续绿色供应链三大目标:一是确保供应商百分百没有社会责任负面事件;二是要求重点供应商的产品在2025年实现百分百绿电使用;三是2023年底重点供应商以数字化手段进行百分百碳数据披露,携手重点供应商实现降碳。远景与供应商合作应对气候变化的成果获得全球权威碳信息披露和评级机构CDP的认可,荣登2022年CDP供应商合作评级领袖榜。”

据了解,过去几年,远景已与零售、医药、汽车乃至消费品等多个行业达成绿色合作,多次跨界推动全社会减排。2022年,远景为运动品牌耐克打造风光一体化零碳智慧物流园区,助力耐克实现碳中和目标。同时,通过智慧绿色充电网络助力沃尔沃实现绿色出行。另外,携手元气森林推出行业首款“零碳气泡水”产品,用智能物联AIoT技术和绿色能源帮助丰田通商打造国内首个碳中和汽车4S店。

## ● 即将开启绿色工业革命

面向未来,远景提出更为宏大的目标,2025年前实现100%绿电使用,到2028年年底实现全价值链碳中和,到2040年达成长期净零排放目标。

远景在《报告》中提出,将持续利用能

效提升、可再生能源自发自用、场外可再生能源等方式推动企业自身降碳。不仅“要求”重点供应商进行碳披露及减排,更赋能供应商一起实现低碳转型。

《报告》显示,目前已有超过100家供应链企业代表参与远景能源组织的可持续发展培训,分享可持续发展实践经验,提升可持续发展意识。远景为供应商提供了数字化碳管理工具,2022年超过150家重点供应商通过远景方舟碳管理系统进行碳披露和碳管理。同时,远景还为供应链提供零碳工厂、智慧楼宇、分布式光伏、绿电、绿证、碳权益等解决方案,促进供应商可持续发展。另外,远景积极打造零碳产业园模式,集成绿色能源和绿色工业体系,鼓励供应链上下游企业共同在园区内投资建厂,驱动低碳转型和供应链整体变革。

“零碳产业园是新工业体系的基本单元,也是新型能源系统的理想应用场景之一。在产业园里面,我们会配套源网荷储氢,未来工业脱碳尤其是钢铁化工高耗能行业的脱碳,一定是通过绿色电力和清洁能源来实现。所以,我们也把相关领域的供应商引进零碳产业园,共同助力实现价值链碳中和。”孙捷表示。

零碳转型是一场绿色工业革命,远景将继续作为新型绿色能源系统的构建者、绿色新工业体系的赋能者,赋能全球合作伙伴实现零碳技术转型。