

阅读
提示

统筹油气供应安全和绿色低碳发展、坚持油气与新能源协同发展、加快推动形成绿色低碳生产方式、持续提升油气产量和综合能源供给保障能力,已成为石油石化行业的时代课题。

在近期举办的2023油气与新能源融合发展大会上,与会专家以“聚焦油气与新能源融合发展,助力油气行业绿色低碳转型”为主题,立足油区资源禀赋和油气产业链优势,探讨可再生能源与传统油气融合发展新技术、新趋势,助力构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

新闻会客厅

嘉宾

江苏油田安全环保总监 刘家军
中原油田安全环保专家 杜拥军
江汉油田安全环保部环保专家 周泽军

问:当前,能源行业吹响了向“零碳”进军号角,“零碳油田”对上游企业来说意味着什么?

刘家军:石油生产过程需要耗费大量的能源,“零碳油田”就是充分利用风力、光伏、氢能等清洁能源替代化石能源,结合CCUS技术,实现原油开发过程中的二氧化碳零排放。打造“零碳油田”将实现化石能源洁净化、洁净能源规模化、生产过程低碳化、能源产品绿色化。

杜拥军:具体而言,就是坚持存量降碳、增量低碳、走向零碳、发展负碳的原则,以油气生产系统为对象,开展节能优化简化、洁净能源利用及负碳产业技术应用,进一步降低油气自用量,提高绿色消费比例,减少油气生产过程中的碳排放。

问:油气田企业为推进“零碳油田”建设,做了哪些努力?

刘家军:江苏油田推进能效提升,稳步提高绿电应用比例,加快提升用能设备电气化率,用了近两年时间,安装了11台风电机组,132个光伏电站,截至12月4日,已自建风光发电装机容量67.15兆瓦,所发电量全部消纳,绿电消费占油田总用电量1/4,自建绿电消费占比位居中国石化上游板块首位。下一步,将在推进注采输一体化能效提升工程建设,加快重点领域产品设备更新改造、推动用能设施电气化改造、加快新能源项目建设速度、提高新能源绿电消纳能力、加大CCUS技术研发与推广力度等方面持续攻关,走好走稳“零碳油田”之路。

杜拥军:中原油田立足油气藏资源、能源行业技术人才及二氧化碳利用场景等优势,努力克服气田产出气二氧化碳含量高、缺乏低成本CCUS技术等困难,以打造一流生态油气田为目标,健全“双碳”管理体制机制,实施能效提升计划,加大能源结构调整力度,加强减排降碳协同治理,推进碳中和示范建设,全力提升绿色发展能力。

周泽军:江汉油田将绿色低碳纳入公司发展战略体系,大力推进新能源业务规模化发展,重点推进太阳能、采出水余热等清洁能源利用工作,加强新能源源网荷储一体化布局,2023年新建光伏装机规模14兆瓦,光伏装机总规模已达83.5兆瓦;大力推进氢能利用,积极拓展盐化工副产氢用途,减少运输过程碳排放;积极探索新能源技术,抓好卤水提锂示范区建设,开展盐穴压缩空气储能和源网荷储一体化、地热能综合利用等研究;积极打造碳中和示范项目,目前,江汉采油厂王场联合站碳中和项目采用“余热利用+绿电”的模式,预计年消纳绿电800万千瓦时、减排5300吨。

问:推进零碳转型发展的同时,应综合考虑经营效益,如何实现能源转型与企业效益双赢?

刘家军:一是增强新能源规模效应,逐步降低新能源建设成本,从源头提升新能源价值;二是提升能源利用效率,进一步发发展气转电工艺,适当发展储能业务,减少弃风弃光,提高新能源使用价值;三是发挥能源型企业优势,将富余新能源向周边企业供应,充分调研区域氢能需求,适时发展制氢业务,提高新能源利用价值;四是探索低成本碳捕集及输送技术,加强二氧化碳驱替规模应用及防腐蚀、逸散气回收监测等研究,攻关碳产业关键技术,扩大碳埋存应用规模,加快CCUS合作项目和示范区建设,建立碳配额、CCER(国家核证自愿减排量)交易机制。

杜拥军:“双碳”目标下,我国能源绿色转型加速,油气田企业加大天然气勘探开发力度,增强清洁能源供给能力,利用闲置土地和可利用屋顶面积,大力发展分布式风光发电及采出水余热综合利用多元能源供给体系,打造智慧能源管理平台,提高原有土地的综合开发和利用效率,降低土地使用成本和购电成本,增加新的利润增长点,实现社会和经济效益双赢。

(徐博记闻 杨敏 王海生 黄亮 采访整理)

记者观察

□本报记者 秦紫函

2023年3月,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)》,要求统筹推进油气供应安全和绿色发展,在稳油增气、提升油气资源供给能力的基础上,加快行业绿色低碳转型。

中国工程院院士苏义脑表示,当今世界仍处于油气时代,要有效控制二氧化碳排放,推进能源结构调整与转型,建立清洁、低碳、安全、高效的新能源体系。

理解和认识碳达峰碳中和

苏义脑认为,“双碳”目标应在立足国情、安全发展、科学创新、务求实效四大基本理念下认识和研究。

第一,立足国情。目前,能源转型已取得重要进展,但我国仍面临产业结构偏重、能源消费偏煤、能源利用效率偏低、碳中和窗口期偏短、新能源关键矿物供应不足等问题。

第二,安全发展。保证充足可靠的能源供应是我国能源发展战略中的首要问题,能源安全关乎国家安全。

第三,科学创新。科技与管理创新是实现“双碳”目标的推动力,要做到在科学原理上是可能的、技术经济上是可行的、工程实践上是可操作的、长远发展是可持续的。

第四,务求实效。能源发展战略研究、路径选择和方案设计要落到实处,这是一场深刻的能源科技、经济、社会革命,面临诸多风险与挑战。

中国科学院院士费维扬指出,必须充分认识实现“双碳”目标的紧迫性和艰巨性,要处理好4对关系,即发展和减排、整体和局部、长远目标和短期目标、政府和市场的关系。

要实现“双碳”目标,能源消费是核心,只有控制好能源消费结构比例,才能控制住排放总量;产业结构调整是关键,我国处于工业化中后期,第二产业既是国民经济的基石,也是耗能大户,而且存在产业结构不合理的问题;化石能源是重点,化石能源消费是碳排放量居高不下的根本原因,同时也要认识到化石能源没有原罪,需要通过科技创新把它用好、用清洁;提效节能是抓手,只有通过科技创新和管理创新才能实现提效,节能本身就是减排;建设现代能源体系是目标,实现“双碳”目标,就是要实现化石能源清洁化,非化石能源低碳化,新能源的多元

化、规模化和本地化,多种能源综合化,终端能源消费的再电气化,能源系统智慧化,建立有中国特色的新型能源体系。

作为战略性技术的CCUS

IEA(国际能源署)预测,全球利用CCUS(二氧化碳捕集、利用与封存)减碳量在2030年、2035年和2050年将分别达到16亿吨、40亿吨和76亿吨,分别占2020年全球碳排放总量的4.7%、11.8%和22.4%。

由于我国的资源禀赋和产业结构特点,煤电、钢铁、水泥和石化等高碳行业的转型升级需要时间,即使实现碳中和,我国也不能完全摆脱化石能源。费维扬表示,CCUS是化石能源大规模低碳利用的主要途径,是一种战略性技术。

IEA估算,从燃煤电厂烟道气中捕集、运输和封存1吨二氧化碳的成本高达60美元。因此,构建低成本、安全可靠的CCUS技术体系和产业集群可以为实现碳中和目标提供技术保障。

当前,我国CCUS产业发展取得一定进展。中国石化建成国内首个百万吨级CCUS示范项目,我国首条百万吨、百公里高压常温密相二氧化碳输送管道投产,实现了CCUS规模化、全链条发展。中国海油恩平15-1高含二氧化碳天然气回注埋存一体化示范项目于2023年6月正式投用。这是我国首个海上百万吨级二氧化碳封存工程,实现了我国海上二氧化碳封存领域从无到有的突破。清华大学化工系通过复合溶剂、高效分离设备、膜解吸复合再生工艺等研究,研发出多套低浓度二氧化碳捕集中试设备,研究成果比传统工艺降低成本30%。

费维扬介绍,二氧化碳资源的开发利用研究得到各国政府的高度重视,正在成为科研和产业部门关注的热门课题,如二氧化碳提高采收率、化学利用和农业利用等。其中,二氧化碳化学利用主要途径有二氧化碳加氢制备甲醇、二氧化碳制DMC(碳酸二甲酯)、聚碳酸酯、DMF(N,N-二甲基甲酰胺)等,当前已分别建成万吨级或10万吨级的示范装置。二氧化碳光催化是研究热点,但只有在光催化剂研发和制氢技术取得重大突破后,才有可能实现二氧化碳的大规模化学利用。

油气与新能源融合发展具有优势

保障国家能源安全和实现绿色发展是油气行业的责任。

中国石化发展计划部首席专家郭卫军介绍,预计我国石油需求中长期内将继续增长,将于2025~2030年达峰,天然气需求将快速增长,预计2035~2040年达峰,油气进口依存度将攀升,油气行业保供压力进一步加大;随着油气勘探开发难度加大和资源劣质化加剧,上游生产将消耗更多的能源,而“双碳”目标的提出又要求实现绿色低碳生产。因此,推动油气与新能源融合发展是油气行业更好承担双重责任的战略途径和现实选择。

《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案(2023—2025年)》提出了明确的发展目标、发展路径及政策保障措施。2023年4月,国家能源局召开油气勘探开发与新能源融合发展启动会,对油气企业进一步做好融合发展做出专题部署,提出具体要求。

油气勘探开发与新能源融合发展的三大目标是油气供给稳步增长、绿色发展效果显著、行业转型明显加快;四项重点措施是大力推进陆上油气矿区及周边地区风电和光伏发电、统筹推进海上风电与油气勘探开发、加快提升油气上游新能源开发利用和储存能力、积极推进绿色油气田示范建设。

中国石化持续推进化石能源洁净化、洁净能源规模化、生产过程低碳化,提出实施太阳能资源开发利用、存储消纳能力建设、风能资源开发利用、装备与车辆电动化、余

热资源有效利用、绿电引进消纳、地热资源开发利用、绿色油气田示范、CCUS融合发展、创新攻关等油气与新能源融合发展十大工程。

中国石油按照新能源支撑油气增产、低碳生产、清洁供能三条路径,实现油气保障供应与绿色低碳转型相统一。吉林油田通过风光发电项目实现了绿电替代,还通过地热、光热、空气源热部分替代天然气加热,每年可减少天然气消耗60万立方米,结合CCUS等技术,产出我国第一桶零碳原油。零碳原油就是采用无碳或负碳排放的方式生产的原油产品。

中国海油积极发展海上风电,择优发展陆上风光,探索培育氢能、储能产业,统筹推进绿电和碳交易,稳妥推进CCS/CCUS。

中国石油油气和新能源分公司新能源事业部总经理苏春梅介绍,油气田企业具有得天独厚的新能源发展基础。一是油气矿权区内风能、光能、地热资源丰富,二氧化碳地质埋存能力强。二是油气田配套设施齐全,拥有自备电厂、土地,以及地下储气库、天然气管道等配套设施,具备开展风光发电、储能调峰、管道掺氢等业务的基础条件。三是油气生产综合能源应用场景丰富,分布式智能电网、源网荷储多能互补、“油气热电氢”联供可拓展清洁高效的综合能源服务网络。



中原油田员工在文88储气库巡查设备环保维护情况。

赵奕松 刘佃君 摄影报道

企业实践

江苏油田:埋碳驱油“两不误” 增产增效“双丰收”

□徐博记闻

江苏油田33区块受储层特低渗影响,采取注水开发一直未实现有效动用。技术人员改用大注入量超前注二氧化碳方式开发,近期油井压力呈现持续上升好势头,预计开井后将收到良好效果。

近年来,在“双碳”目标引领下,江苏油田持续加大CCUS技术应用力度,迈入绿色低碳转型发展新阶段。目前,江苏油田每年向地下注入二氧化碳10万吨以上。

变废为宝 实现效益开发

作为东部老油田,江苏油田已整体进入高含水、高采储量采出程度开发阶段。该油田积极转换开发方式,探索CCUS提高采收率技术。

花26区块油藏平均渗透率仅为3.5毫达西,属于低渗致密油藏,注水压力高,水驱效果差,稳产难度大。2015年,技术人员对该区块注二氧化碳,截至目前,累计注气4.66万吨、增油3.7万吨。

江苏油田复杂断块和低渗透储量约有9000万吨,开发上“水注不进、油采不出”。利用二氧化碳驱油,二氧化碳分子直径小于水分子,可提高注入能力,通过高压注入,可以使二氧化碳与原油形成混相,扩大波及体积,可提高采收率10~20个百分点。

近年来,江苏油田持续开展适应复杂小断块油田特征的二氧化碳驱油模式及配套工艺攻关,加快技术推广应用。目前,江苏油田平均二氧化碳换油率为0.31:1,实施注气单元25个,累计增油10万吨,实现埋碳驱油“两不误”,增产增效“双丰收”。

规模推广 做好引领示范

近日,采油二厂高21断块油井复产捷报频传,3口油井并通过驱吐一体化技术,日产油15.5吨,较注气前日增油13.8吨,油井含水率持续下降。

高21断块是典型的低渗高含水区块,此前注水效果不好,油井几乎处于废弃状态。今年3月,技术人员对其开展注二氧化碳试验。“我们在注气的同时关闭油井,注气

阶段气体驱替裂缝中的原油,焖井阶段让气体扩散,注采井接替发力,发挥驱替与吞吐作用,采出井间和井周剩余油。”江苏油田勘探开发研究院开发三室副主任王智林说。

目前,江苏油田针对苏北盆地复杂小断块油藏,形成了以仿水平井重力稳定驱、气顶边水双向驱、驱吐协同一体化、“二氧化碳+”为特点的4种驱油技术。同时,他们针对深层低渗与构造岩性两类低采收率储量持续攻关,打开了平均采收率为12.5%的1亿吨储量的增储空间。

近两年,江苏油田CCUS应用技术逐渐从提高采收率方法向开发方式转变。李1、杨53、联38等区块难采储量通过气驱开发实现有效动用。目前,江苏油田二氧化碳区块覆盖储量近1600万吨。

循环利用 打造零碳示范基地

在采油一厂联38井区,180块光伏板均匀分布在井场一侧,为抽油机运行、二氧化碳驱油提供动能。江苏油田通过科技创

新,升级打造了CCUS2.0版本。

联38井区是江苏油田首个碳中和采油示范区,也是中国石化4个碳中和建设试点井场之一。联38断块储层渗透率和弹性采收率低、吸水能力差。2020年底,技术人员根据联38断块性质,制定新老协同、近混相驱的开发方案,打造高注低采井网,采用快速提压、均衡驱替、保压开采的方式,试注液态二氧化碳。

后期生产过程中,部分二氧化碳会伴随原油生产从地下“逃出来”,技术人员配套地面回收技术,实现同井场“注入—产出一回收—再注入”闭环,实现二氧化碳“零排放”。联38井区成为江苏油田第一个集二氧化碳捕集、运输、注入、回收于一体的绿色井区,截至目前,累计注气2.7万吨,峰值日增油10吨以上。

同时,该示范区光伏项目累计发电21.3万千瓦时,减少二氧化碳排放超100吨。

“下一步,我们将复制联38井区的经验,不断扩大应用规模。”江苏油田开发管理部高级专家金勇说。