

我国最大煤岩气田 日产量突破千万立方米

本报讯 记者吴莉报道 中石油煤层气公司12月12日发布消息,12月8日,我国最大煤岩气田——大吉气田煤岩气日产气量1012万立方米,同比增长56%,上产势头强劲。今年以来,该气田煤岩气日产量连续突破700、800、900、1000万立方米关口,实现“每季换字头”的稳步跨越,已建成年产量300万吨油气当量规模,对缓解天然气供需矛盾,保障国家能源安全具有重要意义。

作为引领煤层气产业发展的“排头兵”,中石油煤层气公司始终将煤岩气开发列为战略主攻方向,创新构建煤岩气富集理论体系,成功研发黑金靶体织密缝网压裂、地质工程一体化导向、3000米超长水平段等关键核心技术,为气田规模开发注入硬核科技动力。

“十四五”时期之前,我国传统勘探理论认为埋深超1500米的煤层储集能力差、含气量低、开发成本高,将其视为煤层气开发“禁区”,全球范围内也鲜少关注这一深度的资源潜力。中石油煤层气公司2019年8月在室内实验基础上,在首口煤岩试验井大吉3—7向2井探索酸压改造工艺。该井投产后,在埋深2000米以下的8号煤岩段获得工业气流,突破以往“谈深色变”的传统认知,不仅揭示了煤岩气的开发价值,更成为我国首口煤岩气发现井。

为破解煤岩气效益开发难题,中石油煤层气公司技术团队创新深部煤储层“大规模碎裂贯通式”改

造理念,构建“极限体积压裂”技术路径。2021年10月,吉深6—7平01井测试日产气10.1万立方米,成为我国第一口深层煤岩气商业开发突破井,为后续大吉气田一系列水平井的成功奠定技术基础。

近年来,中石油煤层气公司科研团队深耕基础理论研究,揭示深部煤岩层段气体“吸附—游离”双相赋存模式,在实践—认识—再实践—再认识中创新形成具有自主知识产权的五大核心技术,为国家级深层煤岩气田——大吉气田的高效开发提供坚实支撑。2024年12月,该公司牵头完成的“鄂尔多斯盆地煤岩气高效勘探全面突破”成果荣获中国石油勘探特等奖,煤岩气主力生产区临汾采气管理区获评“中国石油十佳采气厂”,大吉区块探明世界级首个超大型深层煤层(岩)气田荣获中国地质学会2024年十大找矿重大成果。

如今的大吉气田已成为煤岩气开发的示范标杆,高产井群效应凸显:单井最高日产气超10万立方米,较中浅层气井产量提升一个数量级;吉深11—6井台3口井累产气超1亿立方米,成为该气田第15个累产破亿方的煤岩气高产井台;吉深10—8平01井作为“标杆井”,投产30个月累产突破7300万立方米,创下稳产时间、稳产能力、单井EUR(最终可采储量)三项纪录。今年以来,吉深8—3平01井水平段完钻3036米,刷新国内煤岩气水平段最长纪录;吉深8—5井台创新应用焖井控压投产技术,自喷稳产周期较常规井台延长周期3倍以上。

新能源汽车销量过半， 原油进口为何不降反增？

■本报记者 梁沛然

今年10月,我国汽车市场迎来历史性拐点——新能源汽车渗透率突破50%大关,达到51.6%。这意味着每卖出2辆新车,就有1辆是电动汽车或插电混动汽车。中国汽车工业协会预测,今年新能源汽车渗透率将达到56%—60%,标志着交通能源结构的深刻变革。与此同时,海关总署数据显示,前9个月我国原油累计进口量42376.58万吨,较去年同期增长2.75%。

新能源汽车迅猛发展,原油进口不降反增,这一看似矛盾的现象引发市场关注。新能源汽车的崛起是否尚未撼动中国原油需求?这背后隐藏着怎样的结构性变化?

■跳出“单一视角”

“近5年,新能源汽车对汽油消费替代性增强,但国内原油进口量却没有出现明显下跌,年度进口量已经站稳5亿吨关口。”隆众资讯原油行业分析师李彦说。

原油消费具有显著的多维性和结构性特征,新能源汽车替代的主要是车用汽油和部分柴油,这仅是石油消费版图中的一个部分。“原油消费版图远比交通领域广泛,必须跳出‘石油即汽油’的视角。”某成品油行业专家解释。

“目前,新能源汽车主要替代的是新增汽车需求,2024年全国汽车新增总量约1700万辆,其中新能源汽车约1100万辆,仍有600万辆新增纯燃油车在未来10—15年的生命周期内将持续消耗燃油。”李彦分析说,“新能源汽车对汽油消费更多是增量替代而不是存量替代,只是抑制了大部分新增的燃油需求,但庞大的存量燃油车群体仍在运行。”

原油不仅是汽车燃料的来源,更是现代工业体系的“血液”。新能源汽车替代的仅仅是原油消费中的一个环节,而原油的工业价值远不止于此。

■需求结构转变

新能源汽车确实在交通领域替代了部分石油消费,但同时,石化产业对原油的需求正在快速增长。乙烯、丙烯、芳烃等基础化工原料的生产,以及高性能材料、特种化学品的制造,都离不开原油这个“工业粮食”。可以说,化工需求和非道路运输领域的刚性需求正不断创造和保持原油的需求空间。

当前,原油在国民经济“吃穿住行”中扮演着重要角色。新能源汽车轻量化车身所需的工程塑料、隔音隔热材料、轮胎中的合成橡胶,以及电池隔膜、线束绝缘层等,绝大部分来源于原油的深加工产品。农业所需的化肥、薄膜,医疗行业的医疗器械、防护用品,以及纺织服装的化纤面料,源头大多可追

溯至石油化工体系。

“2021—2025年,国内炼厂的原油一次加工能力从每年9.83亿吨跌至每年9.72亿吨,但并不意味着国内炼油能力已进入下行通道,而是新建炼油与落后产能淘汰双线并行的阶段性结果呈现。展望未来5年,在新增炼油项目支撑下,国内炼厂原油一次加工能力仍有上升空间,而新建炼厂落地后为保证开工的稳定性,对进口原油的刚需也将同步增长。”李彦说。

“国内新建炼油产能中,配置大规模乙烯、PX等化工装置已成为标准范式,导致炼厂对原油的‘胃口’并未因汽油产出比例下降而减小,反而因化工品产出的增加需要‘吞下’更多原油。”上述成品油行业专家说。

此外,在航空、航运、重型卡车、农业机械、工程机械等领域,燃料油需求仍在稳步增长。因此,新能源汽车替代的仅是原油消费链条的“末端”之一,而蓬勃发展的中高端制造业和基础民生领域,正在原油消费的中上游开辟出更广阔的需求空间。

■多元共生过程

多维需求背景下,能源系统的变革并非简单的替代关系,而是结构重塑的过程。

我国是全球最大原油进口国,能源安全始终是政策制定的核心考量之一。即使新能源汽车快速发展,能源供应的多样性和稳定性始终是国家战略的重要支柱。“能源转型不是简单的‘切换开关’,而是一个渐进、多元的过程。”上述成品油行业专家坦言。

此外,国际原油价格的波动、地缘政治的变化、长期供应合同的约束等多重因素,都影响着原油进口决策。我国与俄罗斯、沙特等主要产油国签订的部分长期供应协议具有稳定性和连续性,不易因短期需求变化而大幅调整。

“新能源汽车对传统石油行业的影响需要更长时间才能有明显效果,国内原油进口量不会仅在新能源替代汽油这个单一影响下就被拖拽下行。”李彦认为,“国内原油进口量可能会呈现‘短线上涨、长线回落’的特征,长线的回落趋势也不会出现大跌,而将是循序渐进的过程。”

未来,随着新能源汽车渗透率持续提升,国内成品油消费达峰并下降的趋势将愈加明确。但原油进口的规模未必会同步快速下降,其波动将更紧密地与化工新材料需求增长曲线、战略储备政策、国际地缘政治经济形势以及中国炼化产业的全球地位相关联。“从今后5年的长线看,国内原油进口量可能下降,但将是逐渐且适度回落的过程。”李彦补充道。

《联合国气候变化框架公约》第三十次缔约方大会(COP30)日前在巴西贝伦闭幕。尽管此次会议未能如预期达成清晰的全球能源转型路线图,但全球气候治理已从相对单纯的目标设定与承诺,迈入艰巨的系统落地与行动深化新阶段。

从COP28提出“可再生能源装机增至三倍”,到COP29聚焦“电网与储能灵活性”,再到COP30强调跨行业、跨区域的系统整合,其演进脉络清晰表明,全球能源转型的焦点正从可再生能源装机规模的扩张,转向通过系统的整合与优化来实现可再生能源高效利用。

■中国是能源转型的成功范本

在全球能源转型进程中,中国的角色与路径备受瞩目。全球气候学院院长吴昌华指出,中国不仅被视为国际能源转型的成功范本,更是成本曲线、技术扩张与绿色供应链稳定方面的关键变量。未来十年,在确保能源安全与经济持续增长的前提下实现深度脱碳,是中国推动全球可持续发展的核心命题。

中国实践的亮点在于能源结构重塑。“从早期的脱硫脱硝、超低排放改造,到如今的灵活性改造与低碳化转型,煤电正从主力电源向调节性电源转变。”中国华电集团原副总会计师陈宗法以数据予以证明:火电装机占比从2000年的74.4%降至目前的40.4%。截至今年9月,“风光”装机已达17.1亿千瓦,占比达46.6%,正式成为第一大电源。在发电量层面,非化石能源占比从2000年的19%跃升至41%,其中“风光”发电量占比更是在4年多中从9.5%提升至22.3%。这意味着全国每消耗约4度电,就有1度来自风电和光伏发电。

对于未来路径,陈宗法强调,尽管COP30未能达成全球化石能源转型协议,但中国将保持战略定力。中国将严控新增煤电规模,对有条件机组实施延寿改造以作系统备用,预计到2030年煤电装机可能小幅增长,2035年后将稳步下降,至2060年可能控制在6亿—8亿千瓦,主要承担灵活调峰和应急保障功能。

■公正转型的全球责任

能源转型绝非简单的技术或市场替换,更涉及经济、社会与环境的深层平衡。COP30批准建立全球公正转型机制,标志着公正理念正式步入机制化实施阶段。

陈宗法将“公正转型”解析为双重内涵:一是国家间的公正,即平衡发达国家与发展中国家在历史责任、发展需求与转型能力上的差异,坚持“共同但有区别的责任”原则;二是行业间的公正,即统筹可再生能源快速发展与化石能源有序退出的关系,确保平稳过渡。

“发达国家作为历史排放大国和先发经济体,应继续深化自身减排,并通过资金、技术、经验分享等方式,

切实支持发展中国家,尤其是最不发达国家应对气候变化。”陈宗法表示,发展中国家应立足国情,坚持独立自主,避免过度依赖外部支持,充分挖掘本土资源优势,探索符合自身条件的转型路径。

这一公正性在国内层面尤为具体。陈宗法指出,随着新能源比例提升,煤电利用小时数下降,其收益模式亟待从发电量转向灵活性服务价值。因此,完善容量电价与辅助服务市场机制,对保障煤电企业合理生存、维护系统稳定运行至关重要。同时,在淘汰落后机组过程中,应妥善解决大量职工的转岗安置与再就业问题。要探索如何激励煤电机组低碳化改造。目前,虽然“三方共担”政策原则已明确,但在改造成本分摊上仍缺乏具体操作细则。

吴昌华进一步强调,能源转型不仅涉及能源品种更替,更关联供应链重组、关键矿产布局、地区发展与就业等一系列社会经济问题。“若不保障发展中国家、土著社区及民众利益,气候行动可能在各国内部催生新的不平等,侵蚀其社会发展基础。”

■碳市场扩容与国际接轨

随着转型进入深水区,市场机制的设计与完善成为关键杠杆。

全国碳市场正处于扩容与深化的关键阶段,核心挑战在于平衡企业面临的短期转型成本与推动长期减排的激励机制。大唐集团绿色低碳发展有限公司副总经理黄清坦言,发电企业参与碳市场意味着每年真金白银的履约支出,构成实实在在的生产成本,也带来较大减排与履约压力。对新纳入碳市场的钢铁、水泥等行业,采取稳妥的“免费与有偿分配相结合”方式,并逐步提高有偿比例,是一种渐进策略。“这既为传统产业

提供转型缓冲期,保护其合理竞争力,也通过逐步引入价格信号,引导企业有序开展节能降碳投资,实现平稳过渡。”

在国际层面,碳定价已超越单一环境政策范畴,与贸易、投资及产业竞争力深度绑定。吴昌华以欧盟将于2026年正式实施的碳边境调节机制为例,指出其将带来贸易摩擦风险。应对之策不应仅是对抗,而应通过WTO、G20等多边平台加强对话,协商确立合规豁免标准。“这要求加强全球碳市场的能力建设合作,推动其从区域政策走向全球性制度安排。中国有能力也有机会在此轮全球规则重构中扮演更主动的角色,既保障国内产业安全,也积极参与塑造未来的全球碳定价秩序。”

自然资源保护协会能源转型项目高级主管黄辉对此表示认同。他认为,全球碳市场互联互通面临多重挑战,先分区域统一核算等规则标准,再逐步推进跨区域互认,或许更为可行。“在这一过程中,中国需积极对接国际标准,在配额核算方法、交易机制等关键环节推动与国际规则接轨。”

GOODWE
固德威

源网荷储智
共建能源产消者新生态

固德威官方公众号

广告