

天然气需求不断走高,但碳减排约束持续加码——

# 煤制气回暖还有哪些“堵点”?

■ 本报记者 渠沛然

## 专家观点

煤制气产业虽然在逐步探索减碳技术工艺,但目前还远不能满足日益增长的碳减排需求,只能在环境容量允许的条件下,在适当的区域适度发展,同时企业要对环境保护具有高度的责任感和有效的治理手段。

日前,新疆自治区发改委召开新疆准东经济技术开发区煤制油气战略基地的规划编制工作会议。在新疆煤制油气战略基地初步方案中,准东开发区计划建设两个500万吨煤制油联产天然气和化学品基地、240亿立方米煤制天然气联产化学品基地,总投资3624亿元,总产值1335亿元。

与此同时,全国首家由民营企业投资建设的煤制

天然气示范项目也传来消息:汇能煤制天然气二期打通全流程产出了合格液化天然气。该项目位于鄂尔多斯市伊金霍洛旗圣圆煤化工基地,建设规模为年产10.2亿标准立方米煤制天然气并全部液化。

在降碳目标拉升天然气需求、气价近期持续走高的背景下,已有项目全面亏损,发展“不温不火”的煤制气是否迎来“回暖期”?

## 目前技术工艺尚不能满足降碳需求

国家发改委公布的数据显示,今年1—7月,我国天然气表观消费量达2112亿立方米,同比增长17.1%。天然气需求持续增长。同时,相关数据显示,截至“十三五”末,我国煤制天然气年产能达51亿立方米,与“十二五”末相比,产能实现大幅增长。

中国石油和化学工业联合会会长李寿生表示,近年来我国攻克了一系列重大技术难题,开发出一大批关键技术,建设了多个现代煤化工示范工程。大唐克旗煤制天然气等工程稳定运行,不论是创新能力,还是工艺技术管理、装备制造等方面都走在了世界前列。

在王秀江看来,煤化工项目只能在环境容量允许的条件下,在适当的区域适度发展,同时要求企业对于环境保护具有高度的责任感和有效的治理

手段。

“未来,在碳达峰、碳中和目标要求下,资源能源和生态环境的强约束将对煤化工发展提出更高要求。”王秀江说,“政策约束下的煤制气产业虽然在逐步探索减碳技术工艺,但尚远不能满足日益增长的碳减排需求。”

上述业内人士指出,目前煤制气采用净回值法定价机制,统一价过低。与此同时,财政部出台了《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》,针对煤层气、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用每立方米补贴0.3元,而煤制气这一非常规天然气却始终没有享受到相应的政策补贴。“所以,煤制气项目的亏损可以说是属于政策性亏损。”

## 项目上马需谨慎理智

国家在“十二五”规划、“十三五”规划以及《现代煤化工“十三五”发展指南》《煤炭深加工产业示范“十三五”规划》和《现代煤化工产业创新发展布局方案》等文件,都曾明确支持发展煤制气。

今年3月,《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》(下称《规划纲要》)正式发布,首次提出“油气核心需求依靠自保”这一底线,对明确煤制油气产业定位具有重要意义。

从《规划纲要》内容来看,煤制油气基地的选址以煤炭资源为基本前提,主要集中在鄂尔多斯盆地和新疆两大区域,这也是未来我国煤炭产能进一步集中的区域。煤制油气战略基地的提出也意味着产业发展模式将由“项目示范”升级为“基地布局”。

但煤制气项目的发展并非一帆风顺。据了解,目前几个投产煤制气项目的实际完全成本约在1.5元/立方米至2.5元/立方米之间,高于常规天然气

及页岩气、煤层气等非常规天然气在内的所有天然气产品成本。

新疆庆华集团总经理孟令江也曾指出,新疆庆华的55亿立方米/年煤制气项目一期工程投产后,生产负荷达到80%以上,天然气成本高于1.5元/立方米。但新疆天然气最高门站价格仅1.05元/立方米,毫无利润可谈。

“此前贵州等地也有发展煤制气项目的计划,当时该地招商投资局曾预计年可实现利润(税前)8.62亿元,投资回收期为5.8年。但即便有丰富的煤炭资源、水资源和电力资源,这样的投资预期仍过于乐观。要知道,明星项目大唐克旗煤制气项目自2013年投产以来也是一直亏损。”某业内人士指出。

中国石油和化学工业联合会煤化工专委会副秘书长王秀江表示,煤制气项目发展要谨慎、理智,新项目上马一定要做足功课,做好应对政策挑战的准备。

## 注重绿色可持续发展

业内人士建议,应利用环境税—碳税联合效应改革,提高煤制天然气行业准入门槛,执行环保标准,重视长期、可持续与利润、环境成本的平衡发展。探索高碳产业低碳排放、二氧化碳循环利用新路径。通过颠覆性技术创新,突破源头减排和节能提效的瓶颈,以科技创新推动下游化工产品向精细化、高附加值方向发展,降低二氧化碳排放并开拓二氧化碳资源化利用新路径,进而争取持续发展空间。

“应鼓励煤炭清洁利用关键技术的研发与示范,走新型绿色、低碳、高效现代煤制气发展道路,才能真正有效减少煤制气污染物的排放。”王秀江表示。

上述业内人士进一步表示,对企业来说,短期利润和长期利益的抉择,以及企业利润与环境成本的平衡是重点。企业作为煤制气技术研发和产业化发展的主体,应在经济可行的前提下,尽量采用先进可靠、能耗最低、节水型绿色工艺和技术,坚持升级发展,从而探索更加低碳和高效的技术路径。

## 塔里木油田:多措并举提升油气产能



### 图片新闻

8月以来,塔里木油田油气田产能建设事业部成立油气能力提升专项行动领导小组和办公室,通过关口前移、科室联动、一体化管理等举措推动油田高质量、高水平建产上产。8—12月计划投产新井64口,新增日生产能力原油2255吨、天然气508万立方米。截至9月23日,开钻新井18口,已投产新井20口,日产油854吨,日产气135万立方米。图为塔里木油田新开钻的克深10-5井。

谭辉 张东宁/图文

### 关注

## 西气东输三线中段工程开工建设

本报讯 9月23日,西气东输三线中段(中卫—吉安)工程在宁夏中卫正式开工建设,工程全长2090公里,起自宁夏中卫,途经宁夏、甘肃、陕西、河南、湖北、湖南、江西7省(区),终点为江西吉安。

西气东输三线中段工程由国家管网集团负责建设。“管道设计压力10兆帕,可在现有基础上,提高西气东输管道系统年输气量约250亿立方米,与用煤相比,每年可减少二氧化碳排放量7089万吨。”国家管网集团有关负责人表示,这对保障沿线地区清洁能源供应,促进当地能源结构调整,助力实现碳达峰、碳中和目标具有重要意义。

西气东输三线中段工程途经黄土高原、秦岭、江南丘陵等复杂山区及灾害性地质地貌,设计实施山岭隧道75处,穿越大中型河流35处,施工环境复杂,难度系数较大。

上述国家管网集团有关负责人表示,管道建成投产后,将联通已建成的西气东输三线西段(霍尔果斯—中卫)、东段(吉安—福州),实现西部资源和东部天然气市场有效连接,进一步完善我国中东部地区天然气管网布局,与现有区域输气管网、全国主干天然气管网互联互通,畅通国内外资源供应渠道,提高天然气调配灵活性,为沿线地区的能源供应、经济发展和环境改善提供重要保障,助力“十四五”期间构建天然气管道“五纵五横”新格局。

“西气东输三线工程是继西气东输一线、二线之后的又一项关系国计民生,具有重大政治、经济、社会和环保意义的国家级重点工程,气源地为中亚国家和我国西部地区,能够联通国家骨干天然气管网,推动天然气市场辐射至长三角、珠三角、环渤海和川渝地区,受益民众数以亿计。”上述负责人介绍,该项目按照西段、中段和东段三部分分期建设,其中西段(霍尔果斯—中卫)已于2014年8月25日建成投产,东段(吉安—福州)于2016年12月12日竣工通气。(戴小河)

自然资源部近日发布的《全国石油天然气资源勘查开采通报(2020年度)》显示:

## 非常规油气是未来增储上产的战略接替领域

本报讯 记者李玲报道:近日,自然资源部发布《全国石油天然气资源勘查开采通报(2020年度)》(下称《通报》)称,2020年,自然资源部积极推进油气探采一体化、探矿权竞争出让等勘查开采管理制度改革措施落地,全国油气勘查取得多项重要突破。其中,油气探明储量增加,新增2个亿吨级油田、1个千亿方级天然气田、1个千亿方级页岩气田;油气开采继续呈现“油稳气增”态势,石油产量连续两年稳步增长,天然气产量较快增长;油气地质调查工作取得重要进展。另外,非常规油气资源潜力大,是未来增储上产的战略接替领域。

《通报》指出,2020年全国油气(包括石油、天然气、页岩气、煤层气和天然气水合物)完成勘查投资710.24亿元,同比下降12.0%。石油新增探明地质储量13.22亿吨,同比增长17.7%,2018年以来保持持续增长。天然气新增探明地质储量

10514.58亿立方米,同比增长30.0%。页岩气新增探明地质储量1918.27亿立方米,同比下降74.9%,新增探明储量来自四川盆地涪陵页岩气田。煤层气新增探明地质储量673.13亿立方米,同比增长95.5%,新增探明储量来自沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘。

截至2020年底,全国已探明油气田1060个(其中油田771个,天然气田289个),页岩气田7个,煤层气田28个,二氧化碳气田3个。累计探明石油、天然气、页岩气和煤层气地质储量分别为422亿吨、1688亿立方米、2万亿立方米和725911亿立方米。

2020年全国油气完成开采投资2249.48亿元,同比下降11.0%;完成开发井17297口、3579.70万米,同比分别下降26.1%和31.1%。石油产量1.95亿吨,连续2年稳步增长,同比增长2.1%。全国常规天然气产量1618.22亿立方米,连续2年超过1500亿立方米,同比增长7.2%。全

国页岩气产量200.55亿立方米,同比增长30.4%,产量主要来自四川盆地及周缘。2020年地面开发煤层气产量为57.67亿立方米,同比增长5.6%,产量主要来自沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘。

截至2020年底,全国累计生产石油73.50亿吨,累计生产天然气2.38万亿立方米,累计生产页岩气691.30亿立方米,累计生产煤层气288.66亿立方米。

《通报》指出,全面分析总结“十三五”全国油气资源评价结果,得出以下几点认识:一是陆上油气资源具备加大勘探开发力度的基础;二是大盆地仍是陆上油气勘探主战场;三是陆上剩余油气资源品质总体偏差,增储上产难度大,深层是重大发现主阵地;四是海域常规油气资源品质较好,近海是常规油气增产的现实领域;五是常规油气资源潜力大,是未来增储上产的战略接替领域,技术突破是关键;六是常规和非常规油气资源经济性评价实

现了地质资源与经济性可采资源对应衔接,技术创新和提高经营管理效率是降本增效、实现规模效益勘探开发的关键。

《通报》还指出,2020年油气资源管理规范有序,管理改革取得实质性进展。明确探矿权人发现可供开采油气资源可通过自然资源部门门户网站进行报告的办法,划定可互抵扣区块面积的“同一盆地”的边界范围;明确特殊海域油气探矿权到期延续不扣减面积、免缴探矿权使用费;指导山西自然资源厅制定山西省煤层气勘查开采管理办法、“三气”综合开发试点工作方案等改革试点工作。持续推进油气勘查区块竞争出让,筛选出贵州省6个页岩气区块开展油气矿业权竞争出让试点。持续推进油气勘查开采示范区建设,积极推进川南、黔北、鄂西等地页岩气勘查开采,研究湖北省等页岩气区块出让,联合国能源局设立了新疆吉木萨尔国家级陆相页岩油开发示范区。