

天然气“银行”扩容 储气库建设提速

■ 本报记者 梁沛然

日前,国家发改委副主任连维良表示,为保障能源安全,将着力加强储备,未来将新增50亿立方米以上天然气储气设施,同时引导重点能源生产企业和用户加强社会责任储备。

作为重要储气设施,地下储气库是天然气供应链中的重要组成部分,被称为天然气“银行”,在我国天然气调峰、安全保供中发挥重要作用。但随着我国天然气消费快速增长,储气能力不足给天然气安全平稳供应带来风险。数据显

示,2021年我国地下储气库工作气量约为170亿立方米,在当年天然气消费量中占比不足5%,远未达到12%的世界平均水平,加大了冬季保供压力。

中国石油勘探开发研究院储气库工程首席专家郑得文表示,天然气产供储销体系建设任重道远。“开展我国天然气地下储气库布局研究、加强关键技术攻关,对于推进储气库建设、提升国家能源安全保障能力、促进我国经济长期发展有着重要的现实意义。”



保供“硬核担当”

国际燃气联盟发布的数据显示,截至2021年,全世界约有695座地下储气库,总工作气量达4165亿立方米,约占全球天然气年消费量的12%。其中,欧美发达国家的这一数据为20%—25%,地下储气库在天然气供应安全中作用突出。

“我们虽然起步晚但建设速度快,经过近20年的努力,我国储气库建设实现了从无到有、从小规模应用到形成大规模产业的飞跃,已经成为世界上储气库建设发展最快的国家。”郑得文说,“尽管与发达国家之间还存在一定差距,但

是我们用20年的时间,就走过了国外50年的发展道路。”

“储气库建设是天然气产业发展到一定程度必不可少的环节,目前储气库调峰和保供的作用日益凸显。”郑得文说,“比如刚刚结束的供暖季,中国石油24座储气库供气突破110亿立方米,日最大供气能力达1.6亿立方米,与国内自产气、进口管道气和LNG联合保供。”

例如,辽河油田辽河储气库群周期采气量达22.2亿立方米,同比增加4.32亿立方米,创

历史新高;单日调峰能力最高突破3000万立方米,较去年翻番,日调峰增量位居全国首位。此外,本轮采气周期共有36口井参与保供,为历年之最。

“不过,我国现有的地下储气库尚无法满足当前天然气的调峰需要。为改善这一局面,政府、供气企业都在切实推进地下储气库建设。”某参与储气库建设督导工作的业内人士说,“未来储气库的建设进度必然加快,储气调峰能力的改善将为天然气消费快速增长提供有力保障。”

技术支撑跨越发展

据郑得文介绍,由于我国库址资源地质条件复杂,储气库建设十分艰难。最初,按照国外成熟的建库方法建造,设计符合率也只有70%左右,目前这类储气库工作气量的占比仍未达标。

要实现“2025年全国集约储气能力达550亿立方米—600亿立方米,占全国天然气表观消费量的12.7%—13.9%。2030年达到600亿立方米—700亿立方米,2035年达到700—800亿立方米”的目标,离不开技术的不断攻关。

“‘十四五’期间,我国确定了加快地下储气库建设的总体规划,根据需求,中国石油将新建储气库调峰能力超过112亿立方米。也就是说,我们要用5年时间完成前20年新建调峰能力的总和,责任重大、任务艰巨。”郑得文表示。

郑得文进一步介绍,“经过从‘十一五’到‘十三五’的连续攻关,我国已形成自己的复杂地质条件建库理论和技术方法,以及产品和装备。最核心装备的‘卡脖子’技术解决了,配套的一些小精尖设备和产品也已实现了国产化。”

“但油藏建库在国内属于新类型,配套技术还有短板。我们的攻关团队已开展油藏建库选址评价研究,在塔里木、冀东、辽河和吉林等油田筛选了一批库址资源,开展油藏建库配套技术攻关。未来还将攻克大面积低渗透岩性气藏甜点区建库,这属于气藏建库新方式,在国内外尚属首次。而复杂连通老腔储气属于盐穴储气新领域,建库速度快、潜力大,国际尚无先例,我们将针对张兴、叶县等薄盐层库址开展多井型造腔工艺优化。”郑得文表示。

“下一步,将选择一个断块群整体建库,难度更大。我们也在加快研发应用智能化调峰保供的智慧平台,通过数字化手段实现储气库用气调配的最优方案,精准供气。”郑得文说。

受访人士均表示,未来,可加速推进“小而快”的储气库建设,创造盈利空间,吸引更多资本进入。同时从规划、建设、运行各环节进行监管,促进储气库建设良性发展。

“储气设施要建,但也要赚钱”

2010年,我国天然气表观消费量仅为1083亿立方米。到2020年,这一数字已达到3600亿立方米,年均增长量约260亿立方米,年均增速达14%。预计2025年,我国天然气消费量将超过4500亿立方米。以天然气消费量的12%为地下储气库最低工作气量计算,2020年我国储气库工作气量应为432亿立方米,2025年需进一步提升至540亿立方米。

但目前,我国储气库建设仍存在资源地域分配不均衡、产权界定不清晰、标准规范不健全、盈利水平偏低、投资主体单一和市场化程度不高等诸多“障碍”。

当前,世界上典型的天然气地下储气库类型有4种,枯竭油气藏储气库、含水层储气库、

盐穴储气库以及废弃矿坑储气库。受访人士均表示,目前国内对于枯竭油气藏等资源的所有权问题尚无规范,既无强制退出机制也无相应二级市场,导致其失去了作为资产的融资功能。同时,其他3种受多种因素影响,建设规模也非常有限。

此外,调峰气价不明确也限制了企业建设储气库的热情。“由于各级管输储存费用、用途等不同,各地区的天然气价格不尽相同,价格体系复杂,调峰价格直接影响了企业建设储气库的动力。”上述参与储气库建设督导工作的业内人士说。

“现在最大的问题是投资回报渠道和运营机制不完善。储气设施要建,但也要赚钱。但目前还没有系统的收益机制,需要在实践中探索

并尽快出台支持政策。”上述参与储气库建设督导工作的业内人士补充说。

由于储气库垫底气费用约占总投资的一半,目前受储气库区位及资源渠道限制,大部分垫底气源为进口管道气与LNG,资金沉淀严重,极大增加了设施建设和后期运营成本。

据郑得文透露,垫底气相关补贴政策有望近期出台,届时将极大缓解企业资金压力,调动企业建设积极性。

“单纯依靠中国石油、中国石化等企业不现实,应探索推动社会资本参与。但也不能一拥而上,合理有序建设,完善盈利模式和收益机制更为重要。”北京世创能源咨询公司首席研究员杨建红建议。

珠海 LNG 扩建项目二期工程稳步推进



图片新闻

3月17日,由中核华兴承建的珠海LNG扩建项目二期工程二标段土建工程首区承台混凝土完成浇筑,为进一步高质量稳步推进项目工程建设奠定了坚实基础。

图为工程建设现场。

李晓娟/图文

资讯

前2月我国天然气产量增速加快

本报讯 日前,国家统计局公布“2022年1—2月份能源生产情况”。数据显示,1—2月,规模以上工业主要能源产品生产均有不同程度增长。其中,与上年12月比,原煤、原油、天然气生产增速加快。

其中,1—2月,生产天然气372亿立方米,同比增长6.7%,增速比上年12月加快4.4个百分点,日均产量6.3亿立方米。进口天然气1986万吨,同比下降3.8%,上年12月为增长4.6%。

此外,原油生产稳定增长,进口由增转降。1—2月,生产原油3347万吨,同比增长4.6%,增速比上年12月加快2.9个百分点,日均产量56.7万吨。进口原油8514万吨,同比下降4.9%,上年12月为增长20.1%。

原油加工量略有下降。1—2月,加工原油11301万吨,同比下降1.1%,降幅比上年12月收窄1个百分点,日均加工191.5万吨。

(郭彤)

川西气田产能项目地面工程开工

本报讯 中国石化西南石油局近日发布消息称,该局川西气田产能建设项目地面工程在成都市彭州正式开工。据透露,该项目建成投产后,可满足国内960万个家庭的生活用气需求。

据悉,川西气田地处四川盆地西缘,已探明的含气面积139平方公里,主体区块位于彭州市境内,气藏埋深为5700米—6200米,累计探明储量1140亿立方米,相当于亿吨级当量大油田,是中国石化继普光气田、元坝气田之后在四川盆地发现的第三个大型海相气田。

2021年9月,川西气田产能建设一期工程可行性研究报告获批,建设4座脱硫站、1座生产管理站、1座应急救援站、53公里输气管道以及气田配套公用工程。该工程预计于2023年9月全面建成投产,年产净净化气17.68亿立方米,年产硫磺13.54万吨。

(严心怡)

我国首单保税 LNG 加注业务落地上海洋山港

本报讯 日前,马耳他籍“达飞希米”号集装箱轮驶入上海洋山港二期码头。船舶靠稳系缆后,“海港未来”号LNG运输加注船缓缓靠泊“达飞希米”轮外档,通过吊装软管做好船舶LNG燃料加注准备,全球最大LNG动力集装箱轮与全球最大LNG运输加注船在洋山港成功“牵手”。

这是国际航行船舶保税LNG加注业务的“中国首单”,也意味着上海港成为全球少数拥有“船到船同步加注保税LNG”服务能力的港口。

据悉,“达飞希米”号此次计划在洋山港靠泊24小时,加注7000立方米LNG。船舶靠泊码头,在加注LNG燃料的同时进行集装箱装卸作业,既可保持码头泊位高利用率,又为船舶节约了燃料补充时间,进一步维护了产业链供应链稳定,提升了港口综合竞争力。

(海工)

国内油服行业景气度提升

本报讯 记者梁沛然报道:日前,15家国内油服企业发布2021年度业绩预报表。记者梳理发现,大部分公司盈利,5家亏损。其中,中海油服盈利额最高,净利润预计达2.3亿元—3.5亿元。

2021年,国际油价在震荡中攀升并于年底回落。布伦特原油期货均价为70.94美元/桶,年末比年初上涨53.6%,月均复合增长率达2.88%。WTI原油期货均价也高达68.01美元/桶。在高油价影响下,国内油服企业成为赢家。

不过,中海油服在公告中也表示,在全球新冠肺炎疫情持续、国际油气行业波动以及能源行业加速转型的多重因素影响下,国际油田服务市场供大于求的状态改善有限,竞争依旧激烈,该公司部分大型装备的作业价格和使用率处于低位,出现减值迹象,预计2021年计提固定资产减值损失约20.1亿元,净利润与上年同期相比,减少23.5亿元到24.7亿元,同比减少87%—91%。

石化油服盈利能力暂排第二。根据该公司发布

的业绩预增公告,其2021年净利润预计为1.8亿元左右,比上年增加1.01亿元,增幅为127.85%。紧随其后的是华油惠博普,该公司2021年度预计盈利7000万元—9300万元,而上一年度该公司亏损了17842.08万元。

除油价不断攀升带来的积极影响外,为保障能源安全,相关部门多次强调提升国内油气勘探开发力度也给油服行业带来利好。如,国家能源局针对油气增储上产出台了增储上产“七年行动计划”,在确保国家能源安全的同时,持续加大油气勘探与生产的资本开支。

中石油在《2019—2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》中表示,将进一步加大风险勘探投资,2019年至2025年,每年安排50亿元;中海油则在《强化国内勘探开发未来“七年行动计划”》中提出,到2025年勘探工作量及探明储量翻一番。

此外,石油公司的资本支出与油服行业的市场规模息息相关。数据显示,2010年至2020年,全

球油服市场规模占全球油气资本开支的比例基本稳定在55%—60%的水平。而“三桶油”大幅增加资本开支,无疑将助推国内油服产业进入新一轮上升周期。

值得注意的是,目前公布业绩预告的油服企业中,尚有5家预计亏损,分别为宏华集团、恒泰艾普、山东墨龙、惠生工程以及仁智股份。但整体来看,在各项利好政策的叠加下,国内油服企业迎来了新的景气周期。

迎来发展机遇的同时,油服企业也面临新的挑战。

中国石油工程技术研究院规划与支持研究所所长黄洪春表示,在碳中和背景下,油服企业要实现碳减排,仅靠减少能耗远远不够,还应大力发展与碳减排相关的清洁能源新业务,开展高端装备、绿色生产、节能节水循环利用,二氧化碳捕集、封存和利用等前沿技术研究。未来,油服行业还需继续跨过成本、技术等“障碍”,转型之路并不平坦。