

储气库建设如何“补短板”?

■本报记者 梁沛然



区域性储气库再获关注。

重庆燃气日前发布公告称,为改善重庆市储气设施不足、冬季供气保障能力较弱等难题,公司拟与中石油、北京燃气等企业共同组建“重庆天然气储运有限公司”,目标建成30亿立方米储气库,并首次以正式文件提及地下储气库财务测算收益率。

北京世创能源咨询公司首席研究员杨建红表示,合资合作是储气库优化运行的一个重要方向和渠道,六家股东强强联手,涉及产业链上下游,在保障国家能源安全和天然气保供压力之下,是个很好的示范样本。

多位受访者表示,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。如何缓解企业建设压力、弥补储气库发展短板、促进储气库有序发展,成为行业需要共同面对的问题。

合作优化运行

目前,储气库的盈利水平较低,投资主体单一,市场化程度不高。随着国内天然气消费的不断增长和长输管道的快速发展,天然气季节用气峰谷差持续扩大,调峰保供需求日益增强。探索储气库市场化运作,成为推动建设的重要举措。

今年4月发布的《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》提出,建设储气库要加大合资合作力度。中石油储气库分公司党委书记、总经理熊建嘉指出,合作不仅指和油田企业良性合作、

抱团取暖,还包括与政府投资平台、其他企业之间的合资合作,例如在盐穴储气库建设方面,可以首先开展合资走向市场,并利用研究中心提供技术攻关和技术服务,共同推动储气库业务发展。

“此次合作,中石油是最大股东,占比45%,重庆燃气是第二大股东,占比19%,北京燃气也在拓展业务版图,参股10%。此外,还有中油中泰、重庆凯源和重庆页岩气产业投资基金有限责任公司参与。六家企业联手成立储运公司,是储气库市场化的一次探路,也是商业模式的创新。”中石油经济技术研究院高级经济师徐博说,“不仅有‘领头羊’中石油参与,下游燃气企业也积极加入,在基金支持下发挥各自优势,合力提升竞争力和投资建设能力,符合战略发展方向,合建储气库或成一大趋势。”

重庆燃气则表示,根据可研报告,重庆地下储气库项目技术成熟、规模适当、效益可行,有抗风险能力。参与组建重庆天然气储运有限公司,有利公司向天然气产业链上游延伸,巩固与上游企业的合作关系,提高气源保障能力,增强竞争优势。

一位业内人士表示,相关部门已明确提出供气企业到2020年形成不低于其年合同销售量10%的储气能力。城镇燃气企业到2020年形成不低于其年用气量5%的储气能力,各地区到2020年形成不低于保障本行政区域3天日均消费量的储气能力。“重庆燃气压力在身,也有意通过成立储运公司,加速完成上述任务目标,可谓一举两得。”

有序推进建设

徐博指出,储气库选址难和盈利模式不确定已成为制约储气库建设发展的重要因素。

储气库项目建设投资巨大、建设周期长、投资回收期长,需要长远规划。同时由于我国储气库一直作为管道的辅助设

施,国家没有单独定价,使得储气库无法进行效益测算,也导致民营企业对储气库建设的积极性不高,储气库合资合作缺乏动力。

熊建嘉也曾指出,并不是所有的储气库都可以由气田与储气库协同发展,新建储气库和气田开发有较大的差别。“储气库对气藏的封闭性要求较高,从井筒完整性、地面系统的可靠性来看,储气库的难度都要大很多,从安全角度来说,气田开发与储气库建设有着数量级的差别。此外,储气库是否处在输气管道干线或天然气消费中心,对建设投资、运行成本和经济效益都有较大影响。”

“此次成立重庆天然气储运有限公司,具备管道气和页岩气资源优势以及储气库先天储备条件优势,有助于加快推进西部储气库建设。但储气库是季节性调峰、应急供气、国家能源战略储备等功能于一身的能源基础性设施,涉及资源、管网、市场等的系统性工程,目标选择难度大、投资高,部分企业和地方完不成规划目标在所难免。仅依靠企业单打独斗和地方力量并不合理。”上述业内人士说。

此外,公告指出,重庆储运公司投资建设运营管理天然气储气库设施,主要想通过为天然气气源单位、贸易商、用户提供天然气储气服务,收取储气费及相关业务委托服务费获得收益。成立公司税后财务内部收益率6.03%大于五年期国债利率,税后财务净现值大于零高于全国三年国债利率收益。“对储气公司来说,6%收益不算高,但也值得一做。”徐博说。

为满足天然气业务发展及储气库建设项目投资决策的需要,有必要确定合适的储气库经济效益评价方法,对于未来建设规划有重要作用。“中国太需要建设储气库了,单纯依靠中石油等企业压力很大,社会资本也在不断摸索尝试进入。但也不能‘大水漫灌’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。”杨建红说。

完善建设标准

“天然气供应主体逐渐多元化,但储气库调峰采气的重要作用,仍然是天然气市场供应的‘稳压器’。”上述业内人士说,“但不能以气荒、疫情导致的需求增速暂时放缓、国际油价暴跌等特殊情况下作为建设储气库的常规要求,储气库建设仍需优化投资建设方案。”

按照要求,上游(包括中游管输)以工作气量占天然气消费量的所谓国际平均水平12%~15%投资地下储气库,国内储气库工作气量仅为4%。

“建设储气库‘代价’很大,需要充分考虑其经济性和利用率。全球LNG(液化天然气)贸易已经极大提高了天然气供应的灵活性,北美、欧盟都出现了地下储气库过剩现象。例如,欧盟地下储气库使用率在60%左右,美国仅40%左右。”徐博说,“明确‘受保护用户’和建立‘受保护用户’需要调峰量的‘供应标准’以及相应的输送能力的‘基础设施标准’尤为重要。”

徐博指出,居民和公服用户,连接到配管网或者长输管网的中小企业,以及附带为居民和公服用户供热的热电联产企业是受保护用户。“应建立用户需要调峰量的‘供应标准’以及相应的输送能力的‘基础设施标准’,并考虑用户的用气结构、气候条件的差异。储气库供气主体应区别对待,而非一概而论设立标准,造成资源浪费。”徐博说。

此外,还可以吸取美国、加拿大2003年大停电事故和2009年俄乌天然气危机经验教训,实行“N-1标准”,即当最大的能源供应通道中断时,其他设施是否有能力将“受保护用户”需要的天然气输送到位,以检验确保安全供应的基础设施能力。

“未来,可加速推进引导‘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和管理,促进储气库建设良性发展。”杨建红说。

动态

首批俄罗斯原油进入大庆石化

本报讯 日前,随着中国石化大庆石化公司炼油厂内俄油管道汩汩作响,压力表读数稳定上涨,第一股俄罗斯原油正式进入大庆石化。这条原油“大动脉”每年将为炼油装置提供350万吨俄罗斯原油,大庆石化将跨入“千万吨级炼化一体化企业”行列。

大庆石化公司是以大庆油田原油、轻烃、天然气为主要原料,从事炼油、化肥、乙烯、塑料生产等特大型石油化工联合企业。

炼油能力是一个国家工业化水平与能源保障水平的重要衡量标志,也是一个企业核心竞争力的集中体现。

目前,大庆石化原油实际加工量为每年650万吨,加工的原油全部为大庆原油。

随着“大庆石化炼油结构调整转型升级项目”(以下简称“大炼油”)12套装置及29项配套公用工程和辅助设施全面建成,大庆石化达到“千万吨炼油、百万吨乙烯”能级规模,正式跨入“千万吨级”炼化一体化企业行列。

此次首批进厂的俄油量为1.5万吨,经过沉降、脱水等预处理后,这些原油将作为“大炼油”装置首次开工的原料。

此后,这条原油“大动脉”每年将为“大炼油”提供350万吨俄罗斯原油。今后,俄罗斯原油与大庆原油采用分炼模式,大庆石化的原油实际加工量将真正达到1000万吨。

大庆石化炼油结构调整转型升级项目投产后,每年可向下游企业提供更多丙烯、液态烃、甲苯、二甲苯等基础化工原料,预计新增销售收入159亿元人民币,更好助力地方石化产业发展,有力推动大庆资源型城市转型。(孙艾平 史铁夫)

青海油田区块勘探获突破

本报讯 历时4个多月建设,中国石油青海油田冷90区块试采气回收项目正式进入投产试运行阶段。9月16日,冷90试采气回收站日回收气量达到2.7万方米。

多拿效益储量、产量,是青海油田提质增效工作上台阶的关键。对此,青海油田突出目标导向,按照“坚持高效勘探,突出以气为先”的思路,突出西、南翼山、英中、柴西南等重点目标,干柴沟、英中深层、风西等区块勘探取得重大突破,切克里克、跃进等地区多口井获得工业油流。截至目前,基本落实三级地质储量超过1亿吨。

青海油田一方面抓好勘探效益“升值”,另一方面为勘探成本“瘦身”。在风西区块大面积推行两开结构,单井钻井投资降幅33%。依据储层物性、岩性和渗透率等参数,合理优化施工规模,优化返排制度,措施有效率提高5个百分点。地质与测井结合、常规与特殊结合,开展特殊测井与常规曲线联井定量评价,压减特殊测井6井次,解释符合率提高5个百分点。

油田开发突出效益导向,产建投资增加了英东等效益较好区块产能3.06万吨,调减了风西等高风险新区、杂斯等投资较高的老区产能25.06万吨,大幅提升了投资效益。以提高单井产量为目标,开展水平井分段分簇、高效压裂液体系、水平段暂堵分层等工艺攻关。在风西实施水平井体积压裂2井次19层段,其中风3H1井日产液167立方米,日产油19.6吨,促进了低渗透采收量有效动用。突出老区机采系统升级提效,在乌南油田推广长冲程、低冲次电控直驱式抽油机,在英东油田推广应用组合举升工艺,系统泵效同比提高1.44个百分点。

为扩大天然气开发效益“战果”,青海油田优化产量结构,精准措施作业,优化地面配套。此外,油田强化气藏管理,选树标杆层组对标,实施均衡排采、砂水同治,12个层组递减由6.89%降至2.48%。(暴海宏)

图片新闻

江苏油田盐城集气站多举措保供应



中国石化江苏油田采油一厂盐城采油气班站盐城集气站是油田第一支专业化的采输气队伍,自2003年5月建成投产以来,该站已向革命老区盐城市人民累计供应优质天然气超过4.5亿立方米。该站干群,抓牢抓实安全管理,努力塑造现代化天然气管理开发样板站。图为盐城采油气班站员工现场操作。

范友林 姜兰/摄

关注

广东“省网”率先以市场化方式融入国家管网

本报讯 9月24日,国家管网集团与广东省政府在北京签署了《关于广东省天然气管网体制改革战略合作协议》。这是首个以市场化方式融入国家

管网集团的省级天然气管网,标志着国家管网集团组建迈入新阶段,国家油气体制和油气管网运营机制改革进一步落地。



根据协议约定,广东省政府将和国家管网集团共同推进“省网”与“国网”融合,通过股权整合成立国家管网集团广东省管网有限公司,作为广东省天然气管网建设的唯一建设运营主体,实现全省天然气管网统一规划、统一建设、统一调度、统一运营、统一维护;全面加强省内天然

气管道建设,实现广东天然气管道“县县通”,并向所有市场主体提供公平开放服务。

广东是天然气消费的重点地区之一。国家管网集团广东省管网有限公司将加快推进天然气基础设施建设,构建为各类资源主体和下游市场用户提供公平开放和公平竞争的平台。通过打造覆盖全省、资源共享、公平开放的省天然气管网“一张网”,有利于消除资源输送瓶颈,保障天然气安全稳定供应,减少中间供气环节,降低终端用户用气成本,促进广东经济社会发展,惠及全省人民。

此次合作,共同打造了“省网”融入国家管网的样板工程,对于构建上游资源多主体多渠道供应、中间统一管网高效集输、下游销售市场充分竞争的“X+1+X”油气市场体系具有里程碑意义。具有一定的示

范效应。

资料显示,广东省122个县(区、县级市)中已有56个县修通了天然气管道;原广东省天然气管网有限公司运营省内天然气管道619公里。根据规划,国家管网集团将加快推进广东省内天然气管网建设,预计今年年底可建成6条干线共751公里,初步实现广东省内天然气“市市通”,力争2022年底前基本实现“县县通”。

国家管网集团2019年12月9日在北京成立,负责全国油气干线管道、部分储气调峰设施的投资建设、负责干线管道互联互通及与社会管道联通,形成“全国一张网”,负责原油、成品油、天然气的管道输送,并统一负责全国油气干线管网运行调度,定期向社会公开剩余管输和储存能力,实现基础设施向所有符合条件的用户公平开放等。(周湃 邵泉)