



# 奋力开创天然气大发展新局面



涪陵页岩气田涪页11号平台钻井施工现场。向阳摄

天然气作为碳排放强度最低的化石能源,既是化石能源“低碳化”最现实的选择,又是可再生能源最有效的补充。加大天然气增储上产力度,对保障国家能源安全、优化能源结构、实现“双碳”目标意义重大。

近年来,中国石化持续加大天然气勘探开发力度,储量保持稳步增长,老区稳产基础进一步夯实,效益建产规模持续扩大,技术不断迭代升级,实现了天然气高效增储上产。本期《能源导刊》5、6、7版推出专题报道,展示中国石化全力推进天然气增储上产、奋力开创天然气大发展新局面的生动实践,敬请关注。

阅读  
提示

## 新闻会客厅

石油工程技术研究院  
副总工程师、生产管理  
部经理 臧艳彬石油勘探开发研究院  
专家 陈刚

问:天然气增储上产具有哪些重要意义?

陈刚:从近年来全球天然气行业发展趋势、新能源应用优劣势和国际油公司转型态势来看,天然气在未来新型能源体系中的作用越来越清晰,作为化石能源中最清洁的能源,既可降低碳排放,又可有效弥补可再生能源间歇性输出的不足,还有枯竭气藏带来的丰富地下储碳资源优势,因此,在未来新型能源体系建设中,天然气的基础保障作用不可动摇。近年来,我国天然气年产量持续增长,页岩气等非常规天然气实现跨越式发展,深层天然气资源不断发现规模优质储量。

“十三五”以来,我国天然气产量呈现出稳步增长的趋势。2015年,我国天然气产量为1342亿立方米;2021年跨过2000亿立方米大关,增至2076亿立方米;2023年达到2324亿立方米,比2022年增长5.6%,连续7年年增产超100亿立方米。

然而,我国天然气需求缺口仍在扩大,预计2024年全国天然气进口量将达1800亿立方米。当前,全球地缘政治和经济格局正经历深刻调整,国际能源市场波动剧烈。在此背景下,必须加快提升国内天然气资源储备与获取能力,方能更好地保障国家能源供应的稳定和安全。

臧艳彬:中国石化天然气增储上产重点工程是保障国家能源安全的必然要求,是主动融入国家战略和区域发展大局的重要途径,对推动天然气行业整体进步、实现我国能源高质量发展具有重要意义。

通过多年的持续攻关和技术迭代,中国石化在复杂类型气藏建模数模一体化、页岩气低成本开发等关键理论技术攻关上取得一

批新成果,在旋转地质导向、特深井钻完井、长水平段“一趟钻”、175兆帕压裂装备等技术装备攻关应用上见到了好成效,为重点工程实施提供了有力支撑。

问:中国石化天然气勘探开发情况如何?形成了哪些关键技术?

陈刚:自1998年重组以来,中国石化通过理论和认识的创新突破、攻关形成勘探开发工程技术,先后发现普光、元坝、涪陵等19个大型气田,累计探明储量4.38万亿立方米,年产量由1998年的35亿立方米增长到2023年的378亿立方米。目前已建成四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、松辽盆地、海域五大天然气生产基地,累计提交天然气探明储量占中国石化天然气总探明储量的92%,2023年产量占比达94%,确保了天然气储量产量快速增长。

当前,中国石化具备海相碳酸盐岩、页岩气、致密气等多类型气藏开发的技术能力,形成了深层超深层海相碳酸盐岩天然气富集理论和勘探开发技术体系、海相页岩气富集理论和勘探开发技术体系、致密碎屑岩天然气富集理论与勘探开发技术等一批国内领先的天然气理论技术体系,获得国家科技进步特等奖1项、一等奖3项。

臧艳彬:坚持需求导向,中国石化聚焦深层碳酸盐岩、致密砂岩、页岩、深层煤层等四大类型气藏,集成25项技术系列,天然气勘探开发支撑保障能力持续提升。

针对深层碳酸盐岩气藏,形成“一井多礁”即打即封技术、复合交替体积压裂技术等4项技术系列,支撑了元坝、普光、川西、顺北等碳酸盐岩气藏的开发。

针对致密砂岩气藏,研发“通测一体化”技术取得取准资料,推广“两个一趟钻”优快钻井,集成构建了全井优化整体提速技术,支撑中江气田效益建产;断裂带安全成井和超高压体积压裂技术,支撑须家河组致密砂岩效益开发;漏塌分治井身结构优化和精准压裂技术,支撑鄂北区域主力区稳产;复杂地层快速成井和二氧化碳增能体积压裂技术,支撑龙凤山区域单井EUR(评估的最终可采储量)提升;大位移井安全优快钻井技术,支撑海域零散储量动用。

针对页岩气藏,形成大平台集约布井、重复压裂技术、压裂套变防控技术,支撑涪陵区域主体工程降本、威荣区域页岩气产能建设。

针对深层煤层气藏,研发了强抑制强封堵复合盐钻井液和基于“MWD(随钻测量)+随钻方位伽马+元素录井”的综合地质导向技术,保障阳谋1HF井顺利钻穿854米煤层(水平段长1030米),钻遇率83%。

问:如何挖掘天然气增储上产的潜力成为产量?未来需要在哪些方面加强攻关?

陈刚:随着勘探程度不断提高,天然气优质储量发现难度越来越大,低渗透致密气、

深层超深层页岩气等非常规天然气将是未来天然气增储上产的重点领域。面对越来越复杂的勘探开发目标,持续的理论创新和技术突破是保持天然气增储上产的关键,要强化基础研究,以前沿地质理论和技术引领天然气勘探突破,变以前认识的不可能为可能;要以深层、深水、非常规等为重点,加强关键技术和装备攻关,破解有效动用难题,以技术进步推进天然气高效勘探开发。

四川、鄂尔多斯、塔里木、准噶尔等盆地仍是天然气增储上产的重要攻关方向。在四川盆地,要坚持非常井进、海陆并举,按照“做稳川北、川东,做大川西,突破川南”的思路,实现海相碳酸盐岩持续战略突破,推动川西须家河致密气上产,培育川南深层页岩气;在鄂尔多斯盆地,要按照“稳定鄂北,拓展鄂南,攻关深层煤层气”的思路,持续推进天然气稳产上产;在塔里木盆地,要加强顺北气区多序级断裂带攻关,实现寒武系海相和天山南山前带深层致密气战略突破;在准噶尔盆地,深层超深层层内/近源领域是寻找大中型天然气藏的突破方向。

实现天然气的持续增储上产,要将天然气资源潜力真正转化成产量。一要持续加强重点盆地规模增储上产,深化认识不同层次的地区和领域,持续探索,为天然气可持续发展提供资源良性接替;二要高度重视理论和技术的创新应用,持续推进技术攻关和迭代提升,推动深层页岩气、煤层气等非常规资源的勘探突破和快速上产;三要充分发挥市场机制在增储上产中的重要作用,加快油田服务市场建设,提升企业的创新能力和降本增效意识。

臧艳彬:2019年以来,四川、鄂尔多斯、塔里木等盆地累计提交天然气探明储量1.36万亿立方米,但这些区块属于深层碳酸盐岩气藏、页岩气藏、致密砂岩气藏、深层煤层气藏,开发上还面临着许多“卡脖子”难题,是石油工程技术未来必须补齐的“短板”。

解决这些难点的关键是强化基础研究,围绕碳酸盐岩储层安全高效钻完井、页岩气提速降本、致密砂岩气少高产、深层煤层气安全成井,开展关键技术攻关。

聚焦工程难题背后的科学问题,强化高温高压下岩石力学特征、全生命周期井筒完整性、流体与地层多重耦合作用机理及控制方法,复杂页岩裂缝扩展物模及一体化数模构建方法等研究,高效支撑工程实践;聚焦高性能测控仪器、超高温高压下工具、钻井智能化技术与装备、超高温井筒工作液等技术攻关,破解制约高质量发展的“卡脖子”和“短板”技术。

加快技术集成和迭代提升,强化成熟技术集成和规模化应用,加快技术迭代升级;强化自动化装备、智能软件研发,建立大数据、云计算、人工智能等信息技术与传统工程技术深度融合新模式;提升专家远程决策支持过程中的数智化能力,助力天然气工程技术数智化升级。

## 专家视点

### 攻克物探技术难题 推动致密气增储上产

□石油物探技术研究院首席专家 李博

致密碎屑岩领域是中国石化天然气增储上产的主要阵地之一。致密碎屑岩储层具有“储层物性差、基质渗透率低、储层单层厚度薄”等显著地质特征,导致复杂区成像精度不足、致密碎屑岩储层预测精度低、多尺度断缝预测多解性强等亟待解决的难题。

针对以上致密碎屑岩勘探开发物探技术难题,石油物探技术研究院加强技术攻关创新、应用转化,形成了一套面向致密碎屑岩的地质资料保真处理、储层“岩性-物性-含气性”逐级预测技术体系,为中国石化致密碎屑岩领域天然气增储上产和效益开发作出重要贡献。

在四川盆地,针对川西中江地区侏罗系薄层、隐蔽河道“甜点”刻画,采用高保真目标处理和优势偏移距叠加技术找淮河道、QgVA含气性检测技术选好“甜点”,实现中江地区30余条老河道识别效果明显增强,发现新河道14条。通过精细刻画薄层河道,钻前含气预测吻合率由70%提高到85%,支撑中江气田JS240-1、ZJ205-1、JS351等井获高产,Ⅱ、Ⅲ类储层得到有效动用,单井天然气产能提升5~10倍,实现了低品位储层效益开发。针对须家河组“断缝体”储层刻画难题,采用宽方位五维速度建模和断控体-褶控缝体-伴生缝体融合表征技术描述断缝、分频相控砂体逐级反演技术认清

砂体,形成了可复制推广的致密碎屑岩“甜点”评价技术,有力支撑须家河组四段多轮次井轨迹调整部署,打造断缝致密砂岩增储上产新阵地。

在鄂尔多斯盆地,针对北部杭锦旗地区6000平方千米连片资料能量、频率一致性差,以及10多块不同时期采集的资料难以进行大区域的河道识别与评价的难题,探索出一套高保真叠前噪声衰减、地表一致性递进补偿、多属性约束一体化高精度速度建模的技术方案,实现了超大面积连片地震资料处理,实现上古生界地震资料信噪比、一致性明显改进,为整体评价、多层系立体研究提供了良好数据基础。针对盆地南部彬长地区发育地表巨厚黄土导致地震资料处理难的问题,攻关形成了基于人工智能的初至拾取、全方位各向异性层析建模和O-TTI成像等配套技术系列,成像效果明显增强,中深层地震资料品质大幅度提升。

在海域区块,地层气水关系复杂,煤层反射干扰影响致密砂岩储层预测精度。通过源剥离鬼波压制、多次波去源压制、宽频RTM成像处理,实现地震资料频带双向拓宽,提升了高陡构造成像精度;基于岩石物理敏感参数分析、正演模拟储层响应特征分析、叠前弹性参数反演识别储层等技术,定量反映了低渗透砂中的优质储层分布;自主研发并震联合地层压力预测技术,精准预测地层压力系数,有效支撑井位部署。

### 全力提升自产气一体化经营创效能力

□天然气分公司销售管理部副经理 席海宏

近年来,天然气分公司深入贯彻落实新发展理念,充分挖掘全产业链优势,坚持市场导向,持续优化资源结构,着力提升自产资源经营总量,2023年采购自产气比2022年增加8.9亿立方米,占比48.4%。2024年以来,天然气分公司进一步加大自产资源筹措力度,拓展自产资源市场形势,创新营销策略,制定3种合同类型,推出分结构定量与定价模式,不仅将用户合同结构与公司“资源池”结构有机融合,实现了政府指导价与市场调节价营销政策的有效执行,而且将国际资源价格与国内销售价格有序接轨。经过近几年的不断优化完善,天然气分公司已建成独具特色的市场营销体系,在市场开拓、经营创效、风险防控方面发挥了重要作用,销售价格始终在区域内保持一定竞争力,科学合理的营销策略也进一步提升了自产气经营创效能力。

天然气分公司自成立以来,认真落实中国石化天然气发展战略,先后建成投用川气东送管道、榆济管道,青岛、天津、北海等地自有LNG接收站,金坛、文96、文23等储气库,通过“资源、设施、市场”协同创效,实现天然气业务快速发展。2020年起,按照统一部署,移交部分基础设施,开展销售体制改革,组建“资源池”,先后成立20家省级天然气销售单位,承接系统内部分油田设施,充分利用“全国一张网”,发挥内部一体化经营优势,实现专业化拓市创效。

保障上游气田资源全产全销。科学合理统筹自产资源,将系统内主力气田产能统一纳入公司“资源池”,积极与油气田企业沟通协调,强化产销协同,一体创效,确保存量资源“应收尽收”,增量资源“多收快收”。加快畅通自产资源外输通道,借助“全国一张网”,促进上游产能释放,实现任一资源点到任一下载点的路径联通,助力自产气在全国范围内经营创效。在新疆地区,用时3个月建成投用集气总站—轮南天然气管道工程,截至目前已累计输送天然气5.26亿立方米;在四川地区,成功推动川西气田(彭州)资源及时释放并顺利上载,开辟了川西天然气资源外输新路径;在云贵地区,

安全平稳建成丁山页岩气外输管道,投产后将为“渝气入黔”再添新通道……此外,持续加大零散井资源收集力度,确保自产资源“颗粒归仓”。

创新优化自产气营销策略。2020年,随着油气管网运营体制机制改革大幕拉开,中国石化启动了天然气销售体制改革。为适应新体制机制,切实提升天然气市场营销水平,天然气分公司深入研判市场形势,创新营销策略,制定3种合同类型,推出分结构定量与定价模式,不仅将用户合同结构与公司“资源池”结构有机融合,实现了政府指导价与市场调节价营销政策的有效执行,而且将国际资源价格与国内销售价格有序接轨。经过近几年的不断优化完善,天然气分公司已建成独具特色的市场营销体系,在市场开拓、经营创效、风险防控方面发挥了重要作用,销售价格始终在区域内保持一定竞争力,科学合理的营销策略也进一步提升了自产气经营创效能力。

协调上游气田做好天然气保供。紧盯冬季保供关键时期,密切与上游气田沟通对接,在其加大资源勘探开发力度、全力保障天然气稳产上产的同时,天然气分公司进一步建立完善资源统筹、产销衔接、利益共享工作机制,有序推动采暖季上游气田自产资源全产全销。此外,充分发挥储气库调峰保供作用,提升自产气销量占比,去冬今春累计销售天然气23.6亿立方米,最大日储气调峰能力达3200万立方米,最大日供气能力达2.5亿立方米,为稳定供气提供了有力保障。目前,天然气分公司正与油气田企业对接,结合市场形势合理安排储气库注气,文96、金坛、文23等9座储气库已累计注气11亿立方米,提前为今冬明春采暖季做好准备。

(王卓然 整理)