

供给

责任编辑:程强
电话:59963258
邮箱:chengq@sinopec.com
审校:张海燕
版式设计:王强

□石油勘探开发研究院 刘曾勤 赵石虎

2021年以来,国内油气公司纷纷加大深层煤层气勘探开发力度,在鄂尔多斯等盆地取得了深层煤层气战略性突破,累计探明地质储量接近万亿立方米。2025年,我国深层煤层气产量突破40亿立方米,占煤层气总产量的25%以上,成为天然气增储上产的战略接替资源,东方“深层煤层气”革命已启航。

深层煤层气资源特点与勘探开发进展

深层煤层气与浅层煤层气的地质、工程特征差异大,是一种新型非常规天然气。

我国深层煤层气资源主要分布在含煤盆地,中国石化探区内资源量可观,具备规模开发的资源基础。其中,鄂尔多斯、四川、渤海湾等盆地以中高阶深层煤层气为主,具有高含气量、富含游离气等特点,是规模增储和战略突破的现实领域;准噶尔、吐哈、海拉尔、二连等盆地以低中阶深层煤层气为主,具有储集性能好、游离气占比高等特点,但总含气量相对较低,是探索准备的领域。

鄂尔多斯盆地是深层煤层气勘探开发的主战场,相继发现了大古、临兴-神府、大牛地、纳林河、佳县等5个千亿立方米大气田,探明储量超9000亿立方米,单井峰值日产量持续突破10万立方米,单井累计产

量突破7300万立方米,大古气田深层煤层气日产量突破1000万立方米。近期,勘探层系从太原组8号煤层向山西组5号煤层拓展,勘探深度从1500米拓展到3500米以深,煤层厚度从厚层(5~15米)拓展到薄层(1~5米),3米煤厚的新富1204HF井试获日产气突破8万立方米,展现了多薄深层煤层气巨大的勘探开发潜力。

在四川盆地,川东南多薄深层煤层气勘探取得积极进展,阳2井、宁探1井试获高产气流;在渤海湾断陷盆地,中阶深层煤层气见到好苗头,东濮凹陷庆煤1HF井试获工业气流。

深层煤层气理论认识与技术成果

“十四五”以前,我国主要聚焦中高阶浅层煤层气勘探开发,以吸附气为主,单井产量低、上产周期长,形成的地质理论认识、开发技术及配套工程技术难以适用于深层煤层气勘探开发,产业发展面临瓶颈。

“十四五”期间,针对“深层煤层气富集机理复杂、井壁容易坍塌、人工裂缝发育规律不清”等一系列勘探开发关键技术难题,中国石化聚焦深层煤层气富集规律与勘探评价技术、高效钻完井及储层改造技术等开展攻关,推动深层煤层气效益勘探开发。

一是提出了中高阶深层煤层气“二元

(有利聚煤环境+良好保存条件)”富集规律,明确了构造稳定区中高阶深层煤层气是近期勘探的主要方向。

二是创建了复杂孔缝的煤层气多尺度全系列表征技术,明确了深层煤层气微孔和割理裂隙发育。

三是提出了基于“灰分产率和镜质煤占比”的煤岩相划分技术,明确了中高阶灰分光亮-半亮煤游离气和吸附气双富,突破了传统煤层以吸附气为主的认知。

四是形成以“强封堵强抑制复合盐钻井液、地质导向与批钻施工、机械扰动精细防冲”为核心的深层煤层气水平井安全高效成井技术,钻井周期由93.5天大幅缩短至28.9天,实现2000米水平段“一趟钻”。

五是率先提出了“造长缝、远支撑”的压裂理念,创新形成“大排量造缝、增前置液+连续注液拓缝、多粒径强支撑”有效支撑压裂技术,实现了深煤层有效改造和高产稳产。

上述理论认识与技术突破,支撑了延川南气田连续8年效益稳产,发现了大牛地千亿立方米规模增储阵地,取得了富县3米薄煤层的勘探突破,将煤层气勘探开发深度从1500米拓展至2800米以深,引领深层煤层气未来产业建设。

深层煤层气发展挑战与攻关方向

随着深层煤层气勘探开发从鄂尔多斯

盆地向全国其他盆地推进,高效勘探和低成本开发面临三大挑战:一是深层煤层气类型多样,成藏地质条件复杂,资源禀赋差异大,富集高产理论与预测技术尚需深化;二是深层煤层气井型和压裂改造工艺需要进一步探索,不同类型储层优快钻完井、高效改造工艺、开发技术政策尚未定型;三是当前技术和成本条件下,深层煤层气属于边际效益资源,需要进一步探索降本增产措施。

建议进一步加强富集高产理论攻关。我国深层煤层气分布面积广、赋存层系多、热演化范围宽、成藏地质条件复杂,富集高产机理及分布规律不清,开采机理与游离气-吸附气产出规律不清,EUR(估算的最终采收量)认识不一致。针对鄂尔多斯、四川、准噶尔等典型盆地的不同类型深层煤层气,持续开展聚煤、生烃、成储、赋存、富集、产出研究,揭示“构造-沉积-流体”协同控制的孔缝发育机理和游离气与吸附气变化规律,建立煤岩“生-滞-排”模式、深层煤层气富集模式和多尺度多场耦合流动模型,深化差异富集高产规律和渗流机理认识,不断完善深层煤层气游离气评价、“甜点”预测、目标优选、有效开发等技术。

建议持续攻关优快钻完井技术。深层煤层气非均质性强、夹研发育,顶板黏土矿物含量较高等特征,增加了水平井成井难度,钻井过程中常见坍塌,不同岩岩特征的

失稳机理仍不明确。聚焦煤层易坍塌、钻井周期长等关键难点,攻关煤层井壁防坍塌与钻头破岩机制,开展优快长水平段钻完井技术研究,优化井身结构、钻具组合和水力参数,研发强封堵钻井液、高效导向技术及装备,个性化PDC钻头,不断提升钻速率、缩短钻井周期。

建议积极探索“高效益”压裂技术。深煤层渗透率低、塑性强、地应力复杂,目前主体采用大规模体积压裂工艺有四大问题:一是导致部分井套管变形严重,产量不及预期;二是单井用液量普遍在3万立方米以上,规模开发用水需求难以满足;三是大排量、大砂量、大液量施工成本高,效益开发难度大;四是在碎裂-糜棱煤的应用效果不理想,急需攻关。针对不同类型、不同煤体结构的煤层,开展起裂机理和压裂工艺技术研究,研发低伤害、低成本的一体化压裂液体系,形成与储层特征适配的降本节水压裂工艺技术及装备,助推效益开发。

在产业政策大力支持下,深层煤层气迎来了发展新机遇。要扎实推进“深层煤层气”新型油气勘探开发国家科技重大专项研究,充分用好各级深层煤层气实验平台,聚焦产业重大需求,强化集智攻关,推动产学研用深度融合,加快构建深层煤层气勘探开发关键技术体系,打造深层煤层气产业基地,以理论技术创新引领深层煤层气高效勘探与规模开发。



周“油”列国
油事精彩

链接

什么是深层煤层气?资源量有多大?

深层煤层气通常指赋存于埋藏深度超过1500米煤层中的天然气资源。作为清洁高效非常规资源,深层煤层气的有效开发对于煤矿减碳、环境保护和能源安全具有重要战略意义。

深层煤层气资源丰富,主要分布在鄂尔多斯、四川、准噶尔等大中型含煤盆地,资源量达50万亿立方米,占煤层气总资源量的70%以上。

受温压耦合作用和保存条件影响,深层煤层气具有“储层压力高、游离气占比高和总含气量高”三高特征,通过长水平井和规模储层改造可获得高产气流。

深层煤层气与浅层煤层气有何不同?

研究表明,浅层煤层气以吸附气为主(占比达到90%以上),煤层含气量一般为10~15立方米/吨;深层煤层含气量则在20~30立方米/吨,是浅层煤层的2~3倍,吸附气占比相对较低,游离气占比最高可达50%,具备高产稳产的物质基础。

然而,深层煤层储层较浅层煤层储层更加致密,非均质性强、有效应力大,需要通过水平井分段压裂技术才能有效动用,增加了经济开采的难度。

华北油气:向深而行,持续突破“禁区”

阳煤1HF井实现近3000米埋深深层煤层气战略突破,在榆乌区带落实超千亿立方米探明储量阵地,勘探从高阶煤区拓展至中低阶煤区

□宋翔宇 马超 赵茜

“十四五”以前,国内煤层气勘探开发主要聚焦在1500米以浅煤层。传统观点认为,煤层气以吸附气为主,随着埋深增加,物性更差、含气量更小,不具备勘探开发价值。因此,1500米以深一直是煤层气勘探开发的“禁区”。而鄂尔多斯盆地的煤层埋深动辄两三千米,甚至超过4000米,一直是业界无人愿意问津的“荒漠区”。

转变观念认识,勇闯深部煤层“禁区”

“十四五”以来,随着国家油气战略目标逐步向深向新拓展,国内多家企业加大了煤层气探索力度,中国石化也将其为增储上产的重要接替领域。华北油气受页岩气突破启示,率先将勘探目标聚焦到深层煤层气上。

华北油气科研人员通过反复论证推演和取芯含气性测试,证实了鄂尔多斯盆地深部煤层不仅含气,而且富含游离气,充分验证了最新理论研究的推断结论,信心倍增。

在此基础上,经过系统选区评价,科研人员进一步认识到大牛地气田所在区域具有煤层厚度大、分布稳定、含气性好等有利条件,成为煤层气勘探选区的最佳区域。

但是,这里的煤层基质普遍比较致密,没有压裂规模就没有改造体积,就没有渗流通道,更不会有气体产出。于是,他们优选了两口老井开展太原组8号煤层探索性评价试验。

2021年,华北油气实施了大牛地气田首口深层煤层气试验井——石1井,通过大胆尝试“饱和加砂”的缝网体积压裂,石1井压后即产气且日产量超千方,证实深部煤层确实富含游离气且具有较好的可压性和可动性,展现出与浅层煤层气完全不同的产出特征。

2022年,华北油气在同一煤层实施了另一口煤层气试验井——D1-567井,压裂达到单段“千方砂、万方液”规模,创造了大牛地深层煤层气直井日产首次破万方纪录,进一步坚定了突破深部煤层气“禁区”的信心。

积极探索试验,实现“从0到1”突破

直井成功突破后,科研人员一鼓作气,持续深化地质-工程一体化攻关研究,经过3个月充分论证,于2022年6月27日在大牛地气田榆乌区带部署了中国石化首口深层煤层气风险勘探水平井——阳煤1HF井,目标煤层埋深2880米,含气量26立方米/吨,水平段长1030米。

2023年3月,科研人员借鉴前两口煤层气直井经验,优化了该井压裂规模、段/簇间距、支撑剂粒径组合,坚持“一段一策、动态优化、实时调整”,创下鄂尔多斯盆地千米段长压裂最大规模纪录。

该井压裂放喷即见气,最高日产量达到10.4万立方米,实现了近3000米埋深深层煤层气战略突破,成功入选2023年全国油气勘探开发十大标志性成果,并获得当年中国石化勘探突破特等奖。

该井至今已连续生产超千日,目前仍保持日3万立方米稳定高产,累计产气超4600万立方米。阳煤1HF井的成功突破和稳产,证实了大牛地气田深层煤层气资源条件好,具备成为中国石化天然气规模增储上产接替阵地的良好条件。

自此后,华北油气天然气发展正式步入“常非并重”全新格局。

扩大阵地规模,勘探开发渐入佳境

大牛地榆乌区带煤层气勘探取得突破后,



华北油气科研人员跟踪煤层气重点井榆阳2HF井的压裂效果。杨曙光 摄

为探索不同井距、不同缝间距和不同压裂规模等开发技术策略,对比摸索低成本适用工艺技术和高效的生产运行管理模式,为后续深层煤层气开发方案编制提供依据和支撑,华北油气2024年在榆乌区带部署了中国石化首个深层煤层气先导试验井组DNS-2井组。

针对深部煤层非均质性强、横向变化快、“甜点”靶窗窄、追踪对比难度大等特点,科研人员及时总结阳煤1HF井钻井经验,形成深层煤层气水平井地质导向指导手册,明确了入靶前和水平段导向6个关键节点,迭代形成了“三控两定一调”地质导向做法,水平段煤层钻速率由83%提高至99%,支撑了2024年煤层气水平段钻进与轨迹优化调整。

在压裂施工中,该井组连创“三个首次”技术突破:首次实现全电驱装备规模化应用,较传统设备节能30%以上;首次应用多元管输供水模式,供水效率提升25%;首次运用“拉链式”压裂工艺,创单日压裂段数、单日最大入井液量、最大井砂量施工新纪录。

目前,该井组在管输进站生产条件下,日产量达到13.2万立方米,有效验证了该区域深层煤层气资源的开发潜力。

至此,华北油气通过近3年的勘探开发一体化评价,在榆乌区带落实了中国石化首个超千亿方规模深层煤层气探明储量阵地。

挺进勘探新区,“中低阶煤区”取得新进展

随着勘探不断突破,科研人员进一步拓展勘探开发空间,把目光锁定在位于大牛地气田东部的神木区带。

相较榆乌区带,神木区带煤层热演化程度更低,煤层顶板以泥岩为主,断裂更发育,煤层气成藏条件相对复杂。2025年初,华北油气部署了该区首口深层煤层气预探井——神木1HF井。

针对神木区带“井控程度低、构造起伏大”的难点,华北油气成立煤层气钻井跟踪工作组,地质-工程技术人员24小时驻守神木1HF井现场,紧盯地质导向过程中的细节变化,及时提出调整建议,确保了低勘探程度区的水平台煤层钻速效果,该井实钻水平段长1200米,煤层钻速率达99%,钻井周期缩短至28.88天。

科研人员在井筒集成“大扭矩螺杆+水力振荡器+异形齿PDC钻头”等技术,配套自主化强抑制钻井液体系,创造了“钻井周期最短、四个一趟钻、水平段裸眼测井、全程干起”等多项纪录。该井试获日7.3万立方米高产气流,实现了中低阶煤区勘探突破,开辟了“十五五”规模增储新阵地。

下一步,华北油气将持续加大勘探开发力度,在富县高演化薄层型深层煤层气寻求战略突破,在杭锦旗高灰分深层煤层气力求取得勘探新发现,到“十五五”末,逐步形成深层煤层气勘探“多点开花、规模拓展”、大牛地深层煤层气开发“规模建产、有效贡献”新局面。



华东油气延川南煤层气田河西区奥煤煤层气水平井延33HF井大规模储层改造现场。沈志军 秦和胜 方至诚 摄影报道

华东油气:技术迭代,驱动效益升级

2025年提交煤层气三级储量360亿立方米,延川南煤层气田实现连续8年稳产上产

□本报记者 沈志军 通讯员 郭涛 刘尽贤

煤层气作为赋存于煤系地层中的非常规天然气,凭借高热值、低碳排放的优势,成为优质清洁能源的重要组成部分。华东油气聚焦煤层气开发难题,持续推进技术迭代升级,在华北、南方两大聚煤区攻坚克难,实现了煤层气老区稳产、新区突破,2025年提交煤层气三级储量360亿立方米,延川南煤层气田实现连续8年稳产上产,走出了一条独具特色的效益开发之路,为保障能源安全与能源绿色转型注入强劲动力。

破解塑性煤层改造世界性难题

华东油气煤层气工区主要位于鄂尔多斯盆地延川南、沁水盆地聚中、黔中隆起周缘等区域,涵盖华北、南方两大聚煤区。

这些区域资源潜力巨大,但地质条件极为复杂,面临“煤层厚度薄、压力系数低”的共性难题,且埋深超过1500米的深层煤层气资源占比高达68%,加之煤层“塑性强、滤失大、割理裂隙发育”的独特特征,人工裂缝难以长距离延伸,支撑剂易嵌入,传统储层改造技术“水土不服”,成为制约煤层气效益开发的核心难题。

破解开发难题,技术创新是关键。技术攻关团队以“造长缝、远支撑”为核心,持续攻关迭

代有效支撑储层改造技术,通过早期44口老井重复储层改造先导试验,明确“提排量、扩规模”的攻关方向。近5年经过3轮次新井试验,逐步提升排量、加大液量与砂量,实现储层改造支撑半缝长从30米延长至192米,泄流半径从60米扩展至300米,导流能力大幅提升。该技术推广应用后,定向井日均产量从0.1万立方米提升至1万立方米,水平井日均产量从0.6万立方米提升至2.5万立方米,单井平均产量较早期提升5~10倍,成功破解了塑性煤层改造的世界性难题。

持续拓展技术应用边界

围绕钻井提速降本与全生命周期效益开发,技术攻关团队持续拓展技术应用边界。

针对黄土塬平台选址成本高、搬迁难度大等痛点,华东油气引进模块化单根钻机并配套攻关钻井技术,依托其小型便捷、快速作业的优势,使井场面积减少51%,设备搬迁车次减少52%,钻井人员减少13人,钻井提速61%,大幅降低了施工成本与安全风险。

在开发生产中,华东油气建立“三阶段”排采管理模式,针对气井“初期液量大、见气快、低产生产周期长”的特征,优化各阶段排采策略,完善修井检泵周期规律,使气井生产时率从89.6%提升至93.3%,递减率从15.5%降至

13%,实现了气井全生命周期稳定生产。

技术差异化应用推动产量持续跃升

华东油气通过分区分类开发与技术差异化应用,推动煤层气产量持续跃升。

在延川南老区,他们创新深薄煤层动用技术,针对10号煤薄煤层、构造起伏的特点,优化水平段轨迹,结合有效支撑储层改造技术实施水平井15口,测试日产气1.5万~6万立方米,提交10号煤控制储量251亿立方米;采用“定向井侧钻+水平井完善井网”“分压合采+贯通式储层改造”等措施,单井控制储量提高39%,推动老区实现效益稳产。其中,延3-P11井累计产量突破4500万立方米,成为国内深层煤层气效益开发典范,延川南气田更成为中国石化首个深层煤层气商业开发的煤层气田,年产煤层气4亿立方米,累计产气突破36亿立方米。

在新区,他们打破技术壁垒,实现多点突破。针对沁水盆地、黔中地区多薄煤层的地质特点,探索井组贯通储层改造技术,在晋2井开展试验实现井组整体改造,在织金区块采用“首轮造缝+轮次加砂”模式,结合三维地质建模等动态监测手段,推动浅层多薄煤层开发取得新进展,其中,织18井创下日7500立方米贵州浅层煤层气高产纪录。