

供给

责任编辑:程强
电 话:59963258
邮 箱:
chengg@sinopec.com
审 校:张春燕
版式设计:王强



周“油”列国
油 事 精 彩

“先天品位低、后天改造难”,中国石化攻克常压页岩气效益开发难题,国内首个常压页岩气田华东油气南川页岩气田累产突破百亿立方米

“铁板页岩”绽放“能源花”

□本报记者 沈志军 通讯员 宋丽文/图

冬日的重庆南川,薄雾袅袅散去,晨光温柔洒落,为静谧的金佛山镀上了一层金辉。在南川区南城街道万隆村三组的半山腰,却是一派热火朝天的繁忙景象——中国石化页岩气示范平台阳页56平台正紧锣密鼓地开展压裂施工。该平台采用立体井组开发模式,以新井投产提速为发展目标,配套成熟压裂开发工艺,目前7口井已有两口完成压裂作业。

新年伊始,我国首个常压页岩气田华东油气南川页岩气田便以“开局即冲刺”的奋进姿态,全力扛起冬季能源保供责任。截至目前,该气田日产能超560万立方米,8年来累计产气突破106亿立方米,可满足4000多万户家庭全年用气需求,成为川气东送工程四大气源地之一,为区域能源结构优化与生态环境保护注入强劲动力。

页岩致密而坚硬,业内常将高压、超高压页岩气田的页岩比作“磨刀石”,而常压页岩气田的页岩则如同“铁板”一块。这样的“能源贫瘠地”上,何以绽放出绚烂的“能源花”?

理论技术突破,“先天不足”的常压页岩气也可富集高产

南川页岩气田资源禀赋可谓“先天不足”——构造上位于四川盆地盆缘复杂构造带,相较于内高压、超高压页岩气田,五峰组-龙马溪组地层抬升更早,后期构造改造强度更大,保存条件变差,压力系数和含气丰度更低、地应力更复杂、吸附气含量占比更高。

勘探开发初期,常压页岩气田宛如被浓雾笼罩的未知秘境,常规技术屡屡受挫,前行之路荆棘遍布。2012年,首口井彭页HF-1井自喷日产气2.52万立方米,一度点燃了希望之火,但随后南页1井的失利又让

前景扑朔迷离。研究人员始终坚信:没有一帆风顺的坦途,唯有创新方能驱散迷雾,唯有坚持才可突破困境。

转机始于2015年。随着三维物探技术全面应用,勘探迎来关键转折。研究人员从页岩“成烃、成孔、成缝、成藏”等核心地质要素入手,持续深耕,一笔一画地勾勒出常压页岩气田的轮廓,创新提出了“沉积相带控烃、保存条件控富、地应力场控产”的富集高产理论,掌握了打开常压页岩气田的“金钥匙”,据此精准圈定了桥坪、东胜、阳春沟三大千亿立方米级增储区带。

理论技术突破后,高产捷报接踵而至:2016年,平桥南区焦页194-3HF井试获日产34.3万立方米高产能气流,颠覆了行业对复杂构造区气井产量的认知。

2019年,胜页2HF井以日产32.8万立方米的高产刷新国内常压页岩气单井测试纪录,彰显了技术突破的磅礴力量。

2021年,胜页5HF井稳定日产能17.3万立方米,阳春沟新区勘探再传捷报。

探索的脚步从未停歇。2023年,坪地1HF井试获日产能4.6万立方米,成功撬开了浅层常压页岩气开发的新空间。

2024年,道真向斜的真页1井组稳定日产能7.5万~13万立方米,再次印证了常压页岩气资源巨大的开发潜力,为气田持续上产与长期稳产筑牢了资源根基。

“资源禀赋差,不代表没有开发价值。”负责气田生产管理的重庆页岩气有限公司执行董事、总经理房大志信心坚定:“南川区块已探明3个千亿立方米连片含气区带,累计提交探明储量3203亿立方米,道真区块储量年报工作正在稳步推进,这就是我们最大的底气。”

全面提产降本,“边际资源”也能实现规模效益开发

单纯沿用高压-超高压页岩气开发模



华东油气南川页岩气田东胜脱水站员工在巡检。

式,无异于勘探开发版的“刻舟求剑”。

地质条件是动态变化的,传统的页岩气开发理论在常压领域表现出明显的不适应性。

低压力系数意味着低产,曾是行业对常压页岩气的普遍认知。然而,南川页岩气田的开发实践证明,只要技术策得当,常压页岩气同样可以实现高产,这一认知彻底打破了传统认知的局限。

常压页岩气属于低品位边际效益资源,践行低成本战略是实现效益开发的关键。华东油气科研团队围绕优快钻井、体积改造、精细管理三大方向持续攻关,着力做好低成本钻井、高效压裂和气藏精细化管理“三篇文章”,成功解锁效益开发“密码”。

钻井技术迭代,跑出开发“加速度”。从1.0版“三级井身结构”到2.0版“二开制井身结构”,每一次优化都凝聚着科研人员的智慧。

自研PDC钻头搭配国产螺杆,如同为钻井设备装上“强力心脏”,配合工艺参数优化,实现机械钻速翻倍,大幅降低开

发成本,为规模化开发按下“快进键”。

储层改造革新,激活气藏“新潜能”。从传统的“中段多簇加砂”到创新的“复杂缝网+全电装备”,储层改造技术实现了质的飞跃:复杂缝网设计使储层改造体积提升45%,更多页岩气得以高效采出;全电驱动应用既降低施工成本,又提升安全性与环保性,施工费用下降38.9%,显著增强了常压页岩气开发的经济竞争力。

气井全生命周期精细管理,延长开发“生命线”。在气井开发初期,通过精细控压防砂延长气井自喷周期,保持气井“最佳状态”;开发后期,针对产量递减难题,实施增压、泡排、二氧化碳吞吐等增产措施5000余井次,让老井重焕生机,累计增产超4亿立方米。

通过一系列技术创新与管理创新,南川页岩气田不仅实现了资源利用最大化,更形成了常压页岩气效益开发的“华东方案”,为我国同类资源的高效开发提供了宝贵经验。

绿色智能开发,构建气田高质量发展“新范式”

在开发绿色能源的同时,南川页岩气田始终树牢“绿水青山就是金山银山”的理念,将绿色发展与智能化建设贯穿开发全过程,打造可持续发展的现代化气田样板。

渝东南的崇山峻岭,一眼望去连绵不绝,数百口井星罗棋布地分布在大山深处。如何降低员工劳动强度、提升安全管理效率和绿色开发水平,是南川页岩气田可持续高质量发展的重要课题。

近年来,南川页岩气田通过数字化转型,构建起全方位智能管理体系。24小时运转的“永不熄灯指挥室”成为气田核心,钻录定导一体化系统、储层改造远程指挥中心实现数据实时传输与精准管控。管理人员轻点鼠标,即可对钻井、压裂等关键环节进行远程监控与智能指挥。PCS、SCADA系统全面覆盖,气井生产、集气站、管网电网实现数字化管理。采气平台无人值守、重点区域集中管控、关键参数智能调优,“百人万吨”的现代化管理模式大幅提升运行效率,展现出智能化气田的雄厚底气。

在绿色发展方面,南川页岩气田多措并举,创新推行“井工厂”开发模式,通过多口井集约化布局,有效减少土地占用;对开采产生的岩屑进行无害化处理和资源化利用,实现“变废为宝”;全面采用“以电代油”全电力施工,彻底告别柴油机的噪声与废气污染;全力回收封存甲烷;配套建设高海拔地区首座“5兆瓦+储能”风电项目,为气田开发注入清洁动力。

如今的南川页岩气田,青山环绕、绿水长流,钻塔与林海相映,管线与田园相依,实现了能源开发与生态保护的和谐共生,成为绿色能源绿色开发的亮丽名片。



专家视点

常压页岩气:低品位资源实现“逆风翻盘”

□石油勘探开发研究院副总工程师、天然气研究所所长 刘华
石油勘探开发研究院天然气研究所非常规室主任 王妍妍

我国页岩气资源主要富集于四川盆地及其周缘地区,其中五峰组-龙马溪组是当前开发的核心层系。四川盆地内部以高压、超高压页岩气为主,盆地边缘及盆外则以常压页岩气为主。常压页岩气是指地层压力系数介于0.9~1.3,以吸附气为主要赋存方式的页岩气。与高压页岩气相比,常压页岩气经历了更为强烈的地质构造改造,效益开发面临重大挑战。

在能源安全新战略的指引下,我国页岩气勘探开发逐步从盆地内高压区向盆地边缘及盆外常压区拓展,并取得了突破性进展。中国石化南川页岩气田是国内首个常压页岩气田,累计提交探明储量超3200亿立方米,累计建产能40亿立方米/年,累产气量已突破100亿立方米,此外,綦江页岩气田山块区勘探取得重大突破,常压页岩气区的开发也成效显著,共同印证了常压页岩气广阔的开发前景。

常压页岩气开发面临“三道难题”

地质条件复杂,储层“甜点”优选难。常压页岩气主要分布在盆地边缘及盆外的复杂构造区,保存条件差,微孔占比高、储层物性差、含气量低,构造应力变化快且差异系数大,“甜点”储层预测与优选难度显著提升。

工程技术要求高,钻压排采突破难。南川、武隆、彭水等常压页岩气区浅表层缝洞发育、漏失层位多,构造复杂、压力体系多变,钻井提速困难;受应力变化快、应力差大的影响,压裂难以形成复杂缝网;地层能量不足导致排液效率低,井下管柱腐蚀结垢问题突出,

高效钻完井技术保障常压页岩气效益开发

□石油工程技术研究院钻井工程技术研发中心副主任 张洪宁
华东油气石油工程技术研究院钻井工艺研究所所长 龙志平

常压页岩气作为我国页岩气资源最重要的组成部分,技术可采资源量超过9万亿立方米,是我国天然气资源的重要接替领域。但由于资源禀赋差,常压页岩气开发难度显著高于高压、超高压页岩气。通过持续技术创新,华东油气成功实现国内首个常压页岩气田的商业化开发,打造了常压页岩气高效钻完井技术体系,探索出一条适合我国地质条件的常压页岩气效益开发之路。

常压页岩气开发需面对地层能量不足、储层物性差、钻完井技术成本要求高等挑战。与北美常压页岩气储层相比,国内常压页岩气储层普遍具有“复杂构造、低压力系数、薄储层、高地应力”等特征。研究表明,相同深度条件下,我国常压页岩气有效应力是北美的1.5~3倍。

常压页岩气的地质特征导致传统钻井技术面临三大核心挑战:井身结构适应性差,开发初期以“三级+四级”结构为主,单井钻井周期普遍在60天以上,周期缩短空间有限;钻井液成本高,低承压地层需降低密度以防控井漏,而复杂应力下则需提高密度以维持井壁稳定性,钻井液性能调控矛盾突出,单米成本较北美高30%~50%,经济性难以保障;储层钻遇率偏低,3~5米的薄储层条件下传统导向技术储层钻遇率不足80%,难以保障高效开发。

通过持续技术攻关,中国石化在常压页岩气钻井工程设计、钻井提速、地质导向、高性能低成本钻井液、低承压固井、井工厂等方面取得突破性进展,为常压页岩气规模效益开发提供了有力技术支撑。

钻井工程设计方面,形成了以“超前预测+精准设计+系列方案”为核心的技术体系。采用高密度电法、音频大地电磁法等九种工勘方法,精准识别1000米内浅表漏垮段风险,在东胜、阳春沟等区块应用50个井场,避开了3个高风险施工选址,为工程设计简化井眼开放、优化井身结构提供了基础地质条件;分区域形成“二级+三级”为主的井身结构序列,淘汰了四级井身结构,同时优化上提技术套管下深800~1200米,实现钻井提速并降低管材消耗。在东胜区块,平均钻井周期由85天缩短至56.28天,武隆区块更是缩短至39.85天,提效40%以上,大大提升了常压页岩气开发效率。

钻井液技术方面,研发的“低密度+强封堵”低成本油基钻井液体系,优选纳米封堵剂、多粒径弹性封堵材料,实现裂缝有效封堵、井壁高效成膜,有效应对了高地应力带来的井壁失稳风险,降低了钻井液密度,减少了钻井液滤液侵入。钻井液密度由1.5克/立方厘米降至1.3克/立方厘米,施工期间无漏无垮,实现井眼稳定与储层保护的双提升。目前,该钻井液体系已成为区域常压页岩气开发的标配技术。

固井技术方面,针对低承压储层固井漏失难题转变固井思路,由井筒承压能力适应固井施工压力(提承压固井)转变为固井施工压力适应井筒承压能力(不承压固井),形成了低返、低密度快速固井技术,优化固井水泥返高,应用泡沫水泥浆固井工艺,动态控制环空浆柱压力,低承压井完井时间由9.9天缩短至5.54天,固井质量优良率100%。

工厂化作业方面,采用大小钻机配合的批量化施工方式,实现“一平台多井”同步作业。研发的五大模块远程控制系统,使搬迁安装时效提高30%。技术体系的规模化应用使单井钻采成本降低12.3%,为常压页岩气经济开发奠定了基础。

下一步,将围绕浅层超长水平钻井、深层常压页岩气钻井、瘦身井身结构优化、智能钻井、井筒数字孪生等方面持续开展技术攻关,强化钻井技术对常压页岩气开发的支撑保障能力。