

“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

供给

责任编辑:程 强
电 话:59963258
邮 箱:
chengq@sinopec.com
审 校:张燕燕
版式设计:王 强



周“油”列国
油事精彩

□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，以新井投产提速为核心目标，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，该气田日产气超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，相较盆内高压、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”，据此精准圈定了平桥、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，平桥南区集页194-3HF井试获日产34.3万立方米高产气流，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井稳定日产气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井试获日产气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井组稳定日产气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，道真区块储量提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

单吨沿用高压—超高压页岩气开发模



华东油气南川页岩气田东胜脱水管站员工在巡检。

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，只要技术对策得当，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；全电动装备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作业精准管控。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、集气场站、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，“百人百万吨”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能源。

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。



华东油气南川页岩气田被青山环绕，管线与田园相依。

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内高压区向盆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，綦江页岩气田丁山区块探明储量达1460亿立方米，武隆、彭水等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。

工程工艺要求高，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，

气井连续生产受阻，排水采气工艺难度加大。

资源禀赋变差，规模开发推进难。常压区优质页岩往往厚度较薄、品质欠佳，含气量及丰度较低，游离气占比小，气井试采阶段产量不高、稳产期变短，预测可采储量(EUR)明显低于盆内高压区。在复杂地质条件与工程环境制约下，常压页岩气井产能普遍偏低，但单井投资没有明显降低，规模效益开发面临严峻挑战。

地质工程一体化破解效益开发“密码”

面对“先天品位低、后天改造难”的资源禀赋特征，中国石化通过地质工程一体化联合攻关，成功破解常压页岩气效益开发的“密码”。

创新地质理论，指导储层“甜点”优选。以原型盆地分析为主线，开展页岩生排烃模拟、古压力恢复等研究，揭示常压页岩气形成与聚散机理，建立了“生—排—带—聚”动态成藏模式，形成了以保存条件和地应力为核心的“双甜点”评价体系，有效指导“甜点”区和“甜点”段优选。

突破工程工艺瓶颈，助力气井增产提效。钻井工程围绕“提速、提效、降本”，攻关形成以“简化二开+优选工具+强化参数+定录导一体化+低密度油基+不承压与预应力固井”为主的钻完井技术，钻完井周期平均降幅10.67%，单井钻井成本年均降幅7.64%；压裂工程围绕降本增效，攻关形成“适度密切割+暂堵转向”的促缝压裂工艺，通过“高强度加砂+变粒径砂陶组合”促进缝网多尺度有效支撑，储层改造效果

大幅增强；采气工艺应用复合排采工艺提高中产水低压井生产时率，完善单管射流泵、强力泵+尾管等机械排采工艺，在开发后期实施泡排等增产措施，延长气井生产周期。

优化开发技术策略，支撑气田效益建产。微观模拟、室内实验与矿场试验相结合，揭示常压页岩气多尺度流动机理，建立产能预测方法，厘清气井生产规律，制定合理的开发技术策略，为编制效益建产方案奠定基础。华东油气开展了常压页岩等温吸附和二氧化碳—甲烷竞争吸附机理研究，实施了国内首次常压海相页岩气衰竭井二氧化碳吞吐矿场试验，二氧化碳置换甲烷收效良好。

持续攻关关键技术，迈向规模高效开发

通过持续深化地质理论认识、不断突破工程工艺技术瓶颈、优化降本增效措施，曾经不被看好的常压页岩气正逐步转化为供应可靠的清洁能源。

但也要看到，常压页岩气勘探开发程度、建产规模与盆内高压区相比仍存在较大差距，诸多关键技术仍存在瓶颈。要实现盆外常压页岩气大规模高效开发，仍需以“提产、降本、增效”为核心目标，加强基础研究、科技攻关与工程工艺突破，持续深化富集高产机理研究与效益开发技术优化，持续突破钻完井及压裂等低成本工程工艺技术瓶颈，并全面推进勘探开发一体化与地质工程一体化协同创新，同步探索注二氧化碳等新技术并加快现场推广应用，构建“机理—技术—工程—管理”全链条效益开发技术体系，推动低品位资源实现更大规模高效开发。

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经理 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 李志平

常压页岩气作为我国页岩气资源的重要组成部分，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：井身结构适配性差，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，低承压地层需降密度以防控井漏，而复浆应力下则需提密度以维持井壁稳定，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次、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。

钻井提速方面，形成了浅表易漏层和中下部难钻层系列优快钻井技术。针对浅表复杂构造带应用“工程机+空气钻+跟管”钻井技术快速穿层，高效解决了浅表漏垮难题，相比传统方式，施工周期缩短了54%、成本降低了29%。针对中下部复杂难钻地层基于“四要素”钻井提速理念，引进大扭矩螺杆并推动国产化，输出扭矩提高1倍，配合强化参数技术，配套冲击稳扭提速工具、高性能水力振荡器、钻柱自动扭控系统，平均机械钻速提高1倍以上。

地质导向方面，创新了多源信息导向模式，基于地震、地质、工程、井筒和流体等多源数据信息预测复杂地层、地层走向；构建了基于大数据分析的井眼轨迹高效控制技术，根据地质导向参数实时动态调整轨迹控制指令，结合造斜率预测、优配底部钻具组

合，轨迹控制效率提高10%以上，实现了薄储层轨迹精准导向，优质页岩钻遇率提高到94.5%。

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。