

**西南油气** **川西须家河组致密气高效开发**

●技术亮点●

创新地质认识和预测技术,提出输导体成藏模式,明确成藏富集高产规律,形成多属性断裂缝体系刻画技术,突破选区选层和精细刻画难;基于建模数模一体化模型,聚焦“少井高产”,创新钻井工艺,实现动用储量高效动用。

## “虚家伙”里锻“蓝金”

□本报记者 薛 婧 通讯员 严焕榕

截至6月底,西南油气川西须家河组致密气今年生产天然气4.6亿立方米,曾经的难动用储量逐步迈入规模上产阶段。

川西须家河组气藏发现于1988年,是典型的深层致密砂岩气藏,埋深4500~5500米,地质结构复杂,30年来始终“有储量、低产量、无效益”,被戏称为“虚家伙”。

2018年以来,西南油气聚焦集场-合兴场地区,强化地质地震一体化、地质工程一体化、技术经济一体化,融合常规与页岩气理论技术,开启了川西须家河组气藏开发项目多学科协同攻关。

川西须家河组气藏的成藏认识一直存在争议,严重影响效益建产目标选取。科研人员深化致密砂岩气输导体成藏认识,明确成藏机理及富集高产规律,有效指导开发评价选区优化。

该气藏砂体薄、储层薄、物性差,传统高分辨率反演方法不适用,薄层间薄层漏层漏层、断层及多尺度裂缝刻画难度极大。西南油气与油气勘探开发研究院联合攻关,

创新形成高产“甜点”识别预测技术,地层预测吻合率达86%,新井断裂缝体钻遇成功率达100%。

针对气井产能差异大、气水关系复杂、生产规律不清的问题,西南油气基于建模数模一体化模型,聚焦“少井高产”,确定不同“甜点”类型和井距、井段长度及合理配产,创建定向井、水平井两类高产井部署模式,分类制定开发技术政策,实现储量动用及单井EUR评价的最终可采储量最大化。

西南油气还创新形成强磨屑磨化压力系统地层安全快钻井技术,实现气井“打得成、钻得快”。科研人员通过地质工程“双甜点”评价,形成深层高应力致密砂岩差异化裂缝耦合压裂技术,定向井单井无阻流量较前期提高21倍,水平井单井平均稳定日产气10万立方米。

西南油气还创新形成强磨屑磨化压力系统地层安全快钻井技术,实现气井“打得成、钻得快”。科研人员通过地质工程“双甜点”评价,形成深层高应力致密砂岩差异化裂缝耦合压裂技术,定向井单井无阻流量较前期提高21倍,水平井单井平均稳定日产气10万立方米。

**中原油田** **普光气田长期稳产开发技术**

●技术亮点●

相控式形成缝网相低孔低渗储层有效动用、双重介质气藏全生命周期控水、高含硫气藏全流程流沉积治理、块状自缘漏层剩余气评价、高含硫气田湿气增压开采等5项关键技术。

## 五大技术护稳产

□本报记者 杨 敏 通讯员 彭 松

巴山深处的普光气田是我国最大的高含硫气田,每日约有1600万立方米优质天然气沿川气东送管道顺江而下,为长江经济带沿江六省市注入绿色动能。

普光气田作为川气东送龙头气源及最大的硫磺生产基地,长期安全稳产对我国天然气自主供给及能源结构优化具有长远意义。

普光气田长期稳产面临储量动用不充分、气藏水体大且活跃、硫沉积堵塞气流通道、涉硫作业工艺技术水平亟待提高、高抗硫增压设备自给率低等诸多挑战,是一项超复杂、高风险、高难度的系统工程,属世界级难题。

对此,科研人员相控攻关精准相低孔低渗储层有效动用等6项关键开发技术,为普光气田的持续稳产保驾护航。

一是精准相低孔低渗储层有效动用技术,通过引入压感感知频变处理技术,创新相控储层预测技术,研发复杂缝网酸压工艺,实现低孔低渗储层“看得清”“认得准”“动得好”,新增动用储量132亿立方米。

二是双重介质气藏全生命周期控水技术,

启动结合创新提出双因素水侵因子,精细刻画水侵路径,针对性制定气井见水前的“防、产水后”控、关井后“扶”控对策,全生命周期精准适时施策,使气田水侵速度得到有效控制。

三是高含硫气藏全流程流沉积治理技术,明确硫含量、析出条件、相态变化及沉积伤害特征,建立地面—井筒—储层硫沉积分预测技术,针对性研发溶蚀剂体系,配套高效解堵工艺,除硫有效率达100%。

四是块状自缘漏层剩余气评价技术,以渗透率为导向建立精细储层分类新标准,将3类细分为6类,落实剩余气潜力对象,精细模拟压力场、饱和度、流场变化,实施调整井10口,支撑大湾区域年产气由30亿立方米提至45亿立方米。

五是高含硫气田湿气增压开采技术,制定增压技术政策,先易后难、先小后大,联合研制不同排量高抗硫增压机组,为气田安全高效稳产增压运行奠定基础。

“有了这5项关键技术的保驾护航,保守推算普光气田可稳产至‘十五五’末,预计到2025年,采收率可由投产初期的55%提高至70%。”中原油田首席专家、勘探开发研究院院长董亚仙说。

**勘探分公司** **四川盆地侏罗系常非一体化勘探攻关**

●技术亮点●

形成了侏罗系常规和非常规油气藏联合共存和有序分布规律新认识,创新形成致密砂岩储层和页岩油气“甜点”一体化地震预测技术,“裂线发育区及欠发育区”针对性压裂工程技术,持续推进川渝地区天然气产能基地建设。

## 常非一体觅“甜点”

□魏祥峰 陈超 李世凯 刘 晶

近年来,勘探分公司针对四川盆地陆相页岩油气及致密砂岩油持续开展常非一体化勘探攻关,取得了丰硕成果:2010年,元坝1号首次在侏罗系须家河组试获油气流。随后部署实施的元坝H1P-1井率先取得须家河页岩油气勘探突破;2021年1月,泰顶1井实现侏罗系须家河组须家河页岩油气新层系重大突破;2023年1月,巴中1HF井在侏罗系须家河组致密砂岩试产超百万立方米高产油流;2023年12月,兴页9井试获高质页岩油气流……

常非一体化勘探是指在同一背景下,常规与非常规油气在时间域持续交互、空间域有序分布,形成统一的全油气系统,可采用“一体化取全取准资料、全油气系统研究、一体化评价、一体化部署”原则开展整体评价,加快勘探节奏,提高资源勘探效率和经济效益,收到“1+1>2”的效果。

勘探分公司与江汉油田联合石油勘探开发研究院、石油工程技术研究院、石油物探技术研究院,开展“大兵团”攻关。

科研人员立足全盆地开展全油气系统研究,逐步形成了侏罗系常规和非常规油气藏联合共存和有序分布规律新认识,明确了

储层及“甜点”展布规律和特征,一体化勘探有利层段有利目标逐步聚焦,评价落实了复兴、元坝-巴中、嘉江3个亿吨级有利勘探目标。

四川盆地侏罗系须家河组河道砂岩纵向上多期叠置发育,河道窄、储层薄,优质储层地震描述与精准预测难。科研人员创新研发以高保真OVT域处理、多属性融合刻画和叠前高分辨反演为核心的河道综合刻画及预测技术,全面支撑了涪陵、巴中地区涪陵1井河道砂岩井位部署及钻探,其中涪陵1井钻遇率90.3%、巴中1HF井钻遇率87.3%;针对页岩油储层创新形成岩性物理驱动的TOC(总有机碳)预测技术,趋势面约束的压力系数预测、地震属性约束的地质力学裂缝建模技术,吻合度大于85%。

陆相页岩岩性、非均质性、敏感性较强,致密砂岩埋藏较深、多期河道叠置,可压性较差,攻关团队地质工程一体化开展关键技术攻关,形成了陆相页岩油气“提净压、促复杂、分枝支撑、储层保护”压裂工艺技术及致密砂岩油气“密切割、复合替堵、高抗加砂、渗吸增油”体积压裂技术,有效解决了陆相页岩和河道砂岩压裂技术难题,兴页9井在须家河组页岩、巴中1HF井在须家河组致密砂岩后均试获日产超百万立方米油流。



西南油气员工在新盛21井进行管汇台输气阀。



普光气田员工在更换污水缓冲罐液位变送器接线箱。



巴中1HF井钻井施工现场。



兰翔翔摄

### 专家视点

□集团公司高级专家 周德华

天然气作为碳排放强度最低的化石能源,既是替代高碳排放能源、实现“低碳化”最现实的选择,又是可再生能源最有效的补充。目前,国家明确了天然气自给率不低于50%的战略目标,而我国天然气消费量占一次能源比例不足10%,远低于国际平均25%的水平,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。

中国石化紧盯七年行动计划和“十四五”规划目标,于2022年研究制定《天然气七年行动计划》后三年(2023—2025年)二十项重点工程实施方案,全力推进天然气“增储、稳产、上产、攻关”四类重点工程实施。近年来,通过例会制运行、一体化统筹、硬考核激励,重点工程高质量推进,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,技术迭代不断提升,实现了天然气高效增储上产。

**勘探实现大突破。**通过深化基础研究,加强超深层地震成像技术攻关,加大深地工程、页岩气新区新领域风险勘探和五大盆地富气区一体化评价勘探力度,顺北高效突破两条亿吨级油气富集主干条带,在旋转变质导向、特深井钻井、长水平段“一趟钻”等

技术装备攻关应用上见到了好成效,有力支撑了重点工程实施。

**一体化运行强保障。**以示范井、示范工程建设为抓手,以“四提”“五化”为路径,深入推进一体化运行;推广“融合式”设计流程,方案设计质量持续提升;推动“新材料、新工艺、新装备、新技术”应用,工程技术持续提升;各专业电驱化、自动化、智能化装备升级,保障能力持续增强;优化项目建设和生产组织模式,组织运行管理更加高效。

**总体来看,**当前天然气勘探仍处于发现期,效益开发仍处于提升期,工程工艺仍处于攻关期。接下来,要锚定七年行动计划目标和实施方案不动摇,全力推进天然气增储上产。

**全力推进高质量勘探。**一是推进高质量物探,持续攻关超深层、山前带、非常规等复杂领域采集理解释一体化攻关,持续提升目标识别描述能力;二是推进风险勘探,突出抓好四川盆地海相、新区新层系页岩气、塔里木盆地寒武系和天山南群页岩、准噶尔盆地寒武系、塔里木盆地寒武系等风险勘探,加快实现战略性突破;三是推进规模增储,聚焦规模增储,优化部署结构,强化保有储量分类分级评价,实现规模增储量提

**江汉油田** **涪陵页岩气田立体开发调整**

●技术亮点●

形成了空间剩余气精准评价系列技术,立体开发防碰降钻井技术、立体开发新老井协同受效压裂系列技术、立体开发区压裂缝网压后取芯系列技术,新井、老井同时提高地下裂缝复杂程度,不断深化立体开发后期剩余气研究。

## 立体开发开先河

□本报记者 夏 梅 通讯员 吉 晴 吴正洲 杨 羲

截至目前,我国首个立体开发评价井组——涪陵页岩气田焦页66号扩平台已累计产气超6亿立方米。

焦页区块是涪陵页岩气田最富集的区域。最初,科研人员把焦页区块0.9米厚的页岩看作一套气层,认为通过对最优质的下部储层进行大型水力压裂就能一次“开”开这厚厚的岩层。然而,在研究实践中他们逐渐认识到,焦页区块是一套无隔层的单一岩层系,呈现“单套多层”特点,在层内层、井和井之间裂缝未延伸到的地方,仍有大量剩余资源。于是,他们开展上、中、下部气层分层立体开发并组试验。

科研人员依托建模数模一体化

剩余气精细刻画技术,摸清井间、层间、段间剩余气分布特征,指导三层立体开发差异化部署,实现焦页区块上部、中部和下部气层同时动用,进一步提高采收率。同时,在立体开发密集部署压裂后的参数优化,利用精细控压钻井,高效页岩钻井和取芯等系列技术,进一步明确三维空间裂缝展布特征,分析不同层段内多缝裂缝延伸扩展规律,深化立体开发后期剩余气研究。目前,涪陵页岩气田累计部署立体开发调整井超400口,立体开发产量占比近60%,三层立体开发区最高采收率近50%。

同一平台多批次部署井,地下井间距持续缩短,水平段在不同地层实现交叉穿越的情况越来越多。为此,科研人员开展防碰降钻技术攻关,制定地质导向和轨迹优化措施,保障轨迹精准安全在目的层穿行。

随着井间距不断缩短,老井逐步采空,地层压力横向分布不均,相比开发调整初期,压裂邻区钻井和采气影响范围扩大。为强化精准压裂,科研人员建立数值模型,精细描述层理缝发育、应力变化情况,定量预测剩余储量,清楚了解邻井人工缝走向,缝层改造效果,每个小层开采情况,剩余气分布,有的放矢明确每一段的压裂规模、设计参数,最大程度释放产能,减少邻井干扰。

借鉴焦页区块立体开发经验,江汉油田在江东、白马等复杂区块先后实施立体开发。其中,深层常压气藏白马区块在设计开发方案时就将立体开发纳入,预计可提高有利区采收率10个百分点。

顺北油气田为超深控缝调驱油藏,8号断裂带北段8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北油气田为超深控缝调驱油藏,8号断裂带北段8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北页岩气田4号平台。李学军摄

技术装备攻关应用上见到了好成效,有力支撑了重点工程实施。

**一体化运行强保障。**以示范井、示范工程建设为抓手,以“四提”“五化”为路径,深入推进一体化运行;推广“融合式”设计流程,方案设计质量持续提升;推动“新材料、新工艺、新装备、新技术”应用,工程技术持续提升;各专业电驱化、自动化、智能化装备升级,保障能力持续增强;优化项目建设和生产组织模式,组织运行管理更加高效。

**总体来看,**当前天然气勘探仍处于发现期,效益开发仍处于提升期,工程工艺仍处于攻关期。接下来,要锚定七年行动计划目标和实施方案不动摇,全力推进天然气增储上产。

**全力推进高质量勘探。**一是推进高质量物探,持续攻关超深层、山前带、非常规等复杂领域采集理解释一体化攻关,持续提升目标识别描述能力;二是推进风险勘探,突出抓好四川盆地海相、新区新层系页岩气、塔里木盆地寒武系和天山南群页岩、准噶尔盆地寒武系、塔里木盆地寒武系等风险勘探,加快实现战略性突破;三是推进规模增储,聚焦规模增储,优化部署结构,强化保有储量分类分级评价,实现规模增储量提

交与优质矿权保护。

**全力推进效益上产。**坚持少井高产、效益开发,加强常非一体化效益建产结构优化,全力稳存量、拓增量。一是持续夯实老区稳产基础,加强气藏建模数模和动态分析,高效实施精细开发调整,有效控制递减率、延长稳产期、提高采收率;二是推动未动用储量效益开发,抓好规模效益建产降地建设和培育,加大成熟技术再孵化集成应用力度,加快建立未动用储量市场化动用机制。

**全力推进一体化运行。**一是加强勘探开发一体化,优化部署结构,加快探明和评价建产进程;二是抓牢地质工程一体化,保持合作开发的战略地位,加大“示范井工程”建设力度,实现增产、提效、降成本、控风险、增效益;三是加强科研生产一体化,坚持问题、需求导向,紧贴现场,加快科研成果转化,鼓励科技原创;四是强化地面地下一体化,健全“五化”工作体系,保障产能释放、后路畅通。

**全力推进全产业链价值最大化。**以构建天然气新型产供销体系为抓手,以集团公司价值最大化为目标,聚焦天然气产业链、价值链全过程,持续拓展创效空间、挖掘增势潜力。



顺北页岩气田4号平台。李学军摄

**西北油田** **顺北油气田8号断裂带勘探开发**

●技术亮点●

总结缝洞网有效性比值法描述方法,在断裂带内部结构利用物探技术无法表征的情况下,采用动态储量/井控地震体积(孔孔隙度)进行有效性探索分析;形成缝洞带层角度域地震成像技术,提高地质目标成像精度。

## 筑牢基础助提速

□本报记者 王福全 通讯员 田 亮

5月23日,部署在顺北8号断裂带的产建井顺北8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北油气田为超深控缝调驱油藏,8号断裂带北段8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北油气田为超深控缝调驱油藏,8号断裂带北段8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北油气田为超深控缝调驱油藏,8号断裂带北段8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北油气田为超深控缝调驱油藏,8号断裂带北段8-7X井,井身进入目的层890米钻遇漏失,自然完井后投产,日产天然气20万立方米、原油40吨,证明8号断裂带北段深部具有较大的开发潜力。

顺北页岩气田4号平台。李学军摄



嘉江页岩气田丁页6平台钻井施工现场。



华东油气常压页岩气井胜页2-11HF井钻井施工现场。

沈志军摄

▲西北油田员工展示顺北8X井油样。

刘红新摄

**华北油气** **东胜气田新召区带致密气藏勘探开发**

●技术亮点●

通过气井优化配产,实现累计产量最大化;在不同生产阶段采取相应排水采气技术,实现气井全生命周期管理;“一井一策”应用泡排剂,延长气井自然生产期;形成针对不同水气比气井机械排水采气工艺技术系列。



东胜气田新召区带致密气藏勘探开发。

**西南油气** **嘉江页岩气效益开发**

●技术亮点●

聚焦“精进认识、精细分区、精准施策、精益管理”,形成“地质一体化精细分区、工程差异化精准施策、全过程优化降本”的盆缘复杂构造区低成本效益开发新模式,实现准确预测、提速增效、高效运行。

## “砺剑”十年“上春山”

□本报记者 薛 婧 通讯员 张南希

6月8日,嘉江页岩气田丁页12-7HF井顺利投产,西南油气深层页岩气效益开发取得新进展。

四川盆地及周缘深层超深层页岩气储层多位于复杂构造区,高质量勘探开发面临诸多世界级挑战。

2014年,西南油气部署实施的丁页2HF井试获日产气10.4万立方米,成为我国首口获得工业气流的深层页岩气井。2018年,在重庆嘉江页岩气田部署实施的东页深1井试获日产气31万立方米,成为我国首口埋深大于4200米的高产页岩气井,拉开首个盆缘复杂构造区中深层-深层页岩气大气田——嘉江页岩气田效益开发序幕。

嘉江页岩气田处于四川盆地东南缘与云贵高原的过渡带,页岩埋深1900~4500米,主体埋深大于3500米,地面山高沟深、出露地层高陡,断缝割裂多,地下构造断裂复杂、地应力场扰动大,气藏类型多。

10年来,西南油气与勘探分公司深度合作攻关、开展先导试验,初步形成关键开发技术政策和生产组织新模式。

地质认识“精”。他们强化精确成像、精细解释技术攻关,融合构造、地质、工程“甜点”预测技术,精准刻画缝网、预测应力和脆性,支撑有利区评价与优选,进一步精进气藏认识、揭示生产规律。

建产政策“精”。他们将丁山区块细分为8个建产分区,结合建模数模技术,依据钻采工程难度、单井产能及投资效益测算,制定“建一块、评一块、攻一块”策略,编制5亿立方米建产方案并分批实施。

过程实施“精”。他们攻关形成安全优先快低成本钻井技术体系及装备配套,实现提速降本;采用大型物模与数值模拟联合分析技术,形成不同类型气藏压裂工艺优化技术;创建气井精细排液、精准控产、精心维护“三精”管理模式,优化复杂井型高效排采工艺技术,探索复杂山地区安全高效集输技术,实现稳产增产控本。

目前,嘉江深层页岩气田效益开发先导试验初见成效——东页深2井在埋深4300米优质气层试获日产气4.12万立方米,取得重大进展;新页1井试获日产气53.2万立方米,形成川东南盆缘复杂构造带“新场南-东溪-丁山-林滩场”整体连片。

## 聚力常压缚“气龙”

□本报记者 沈志军 通讯员 俞亮亮 宋 丽

截至6月24日,华东油气南川常压页岩气田累计生产天然气77.62亿立方米,日均产气超530万立方米。华东油气自2008年进入非常规天然气领域,2015年开始商业产气,2023年产气19.7亿立方米。

相较盆地内高压-超高压页岩气藏,南川页岩气田在构造上位于盆缘转换带及盆外褶皱区,挤压变形强烈,保存条件变差,资源品质较低,效益开发难度大。科研人员开展常压页岩气富集规律研究,推动工程工艺迭代升级,实现常压页岩气规模增储和效益开发。

华东油气按照“主攻效益、突破盆外”的思路部署实施探井22口,实现南川斜坡带、道真陡崖向斜中深层、盆外老广坪背斜浅层等不同类型常压页岩气勘探重大突破,提交探明储量1479亿立方米,预测储量1798亿立方米;形成了“井身结构优化、高效工具配套、高性能钻井液、优快固完井”为主的常压页岩气优快钻井完井技术体系,“四提”效果显著,刷新多项钻井技术指标,

5年来钻井周期整体缩短49%;创建了常压页岩气井高效缝网改造工艺技术体系,针对常压区天然缝网发育、双向应力差异大的特点,形成了“密切割、限流射孔+大排量+高砂比+多级替堵+多级支撑”的缝网改造增产工艺,研发应用了低密度减阻液、低成本石英砂经济型材料,单井SRV(缝网改造体积)提升427%,EUR提升168%,压裂米费降低68%。

接下来,华东油气将持续加强基础地质研究,突出吸附气与解吸机理、游离气与保存条件研究,深化富集高产规律认识、地质工程一体化,优选“甜点”目标区;开展常压页岩气低成本工程工艺攻关,加快钻机自动化升级,试验“二级结构+浅层固井机+强化参数+低密度强封堵剂+优快固完井工艺”等技术,实施“差异段缝+超大排量+定速加砂+多级替堵”增效技术,实现ESRV(有效缝网波及体积)提升15%,EUR提升10%;强化单井全生命周期评价,研发低品位阶段页岩气排水采气工艺,破解低品位资源有效动用难题,实现非常压页岩气规模效益开发。

**华北油气** **东胜气田新召区带致密气藏勘探开发**

●技术亮点●

通过气井优化配产,实现累计产量最大化;在不同生产阶段采取相应排水采气技术,实现气井全生命周期管理;“一井一策”应用泡排剂,延长气井自然生产期;形成针对不同水气比气井机械排水采气工艺技术系列。

## 精细排采多采气

□张宗辉 付辉普 王旭强

截至5月,华北油气东胜气田J30-7-TP5井等28口新井相继投产,新井产气量同比增加385.8万立方米,单井最高日产气6.8万立方米。这意味着鄂尔多斯盆地北缘高含气致密气田的开发水平再创新高,东胜气田新召区区块气产量在以往的基础上得到规模动用,保证了气田年产20亿立方米持续稳产。

鄂尔多斯盆地致密气资源富集,但普遍具有低压低渗特点。“东胜气田致密高含气气藏与鄂尔多斯盆地主体区气田相比,埋藏深、渗透率低,含气饱和度低、含水饱和度高,对气井精细管理提出更高要求。”华北油气东胜气田开发研究所所长方杰介绍。

东胜气田新召区块自2020年投产,连续4年快速上产,年产气量从1亿立方米上升至7.9亿立方米,实现高、特高含气气藏有效开发。

“基于气井高产水、控递减难度的实际,我们不断优化配产,树立气井全生命周期排水采气理念。”东胜气田二厂物采工程部主任吕强介绍,“通过精细排水采气工艺管理,丰富完善全流程排水采气工艺链,积极推广循环气举、双向排液、射流泵等各类排水采气工艺落地应用。”

由于气井高含水,新井投产后期配产过高会造成气藏附近的地层水堵塞气道,气产量下降,累计产气量降低。一季度,他们下调配产4井次,气井平均压降速率得到控制,保证了长期产量。

华北油气持续深化泡排精细化管理,不断完善泡排工艺技术序列,强化药剂选型、制度优化及过程质量管控,年泡排成功率保持89%以上;通过扩大稳产工艺应用规模,延长气井稳产周期,气井平均压降速率得到控制,保证了长期产量。

多年来,华北油气致力于推进鄂尔多斯盆地致密气田开发,截至目前累计生产天然气超630亿立方米。