

引用格式:何希鹏,高玉巧,何贵松,等.渝东南南川页岩气田地质特征及勘探开发关键技术[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):305-316.
HE Xipeng, GAO Yuqiao, HE Guisong, et al. Geological characteristics and key technologies for exploration and development of Nanchuan Shale Gas Field in southeast Chongqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 305-316.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.005

渝东南南川页岩气田地质特征及勘探开发关键技术

何希鹏,高玉巧,何贵松,张培先,刘明,孙斌,汪凯明,周颀娜,任建华
(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京210011)

摘要:南川页岩气田是我国首个实现商业开发的以常压页岩气为主的页岩气田,为了评价该类型页岩气的勘探开发前景,回顾了该区勘探开发历程,从构造、沉积、储层、保存、地应力、气藏和生产特征等方面分析了气田地质特征,总结梳理了勘探开发关键技术。研究表明:①南川页岩气田经历多期构造运动,页岩气地质条件复杂,发育平桥、东胜、阳春沟三个构造带,不同构造带沉积、储层、保存、地应力特征具有较大差异,但总体上为弹性气驱、中深层—深层、常温、高压—常压、干气页岩气藏;②生产特征具有初期测试产量高、液量较高、递减较快、弹性产率中等、单井EUR(估算最终可采储量)相对偏低的特点;③形成了“甜点”目标评价、储层表征、地应力场预测、水平井地质工程一体化设计、开发技术政策和低成本工程工艺技术六大勘探开发关键技术;④南川页岩气田的发现带来了4点启示:一是坚定勘探信心是勘探突破的根基;二是深化基础地质研究是突破的核心;三是创新工艺实践是效益开发的关键;四是推行一体化模式是提质增效的保障。

关键词:地质特征;勘探开发;关键技术;常压页岩气;南川页岩气田;渝东南地区
中图分类号:TE122 **文献标识码:**A

Geological characteristics and key technologies for exploration and development of Nanchuan Shale Gas Field in southeast Chongqing

HE Xipeng, GAO Yuqiao, HE Guisong, ZHANG Peixian, LIU Ming, SUN Bin, WANG Kaiming, ZHOU Di'na, REN Jianhua

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210011, China)

Abstract: Nanchuan Shale Gas Field is China's first commercially developed shale gas field dominated by normal pressure shale gas. In order to evaluate the exploration and development prospects of this type of shale gas, the exploration and development history of this area has been reviewed, the geological characteristics of the gas field are analyzed from the aspects such as structure, deposition, reservoir, preservation, in-situ stress, gas reservoir and production characteristics, and finally, the key technologies of exploration and development are summarized. The results show that: ① Nanchuan Shale Gas Field has experienced multi-stage tectonic movement. Its shale gas geological conditions are complex, and there are three structural belts: Pingqiao, Dongsheng and Yangchungou. The characteristics of deposition, reservoir, preservation and in-situ stress are quite different in different tectonic zones, but the shale gas reservoirs are generally with the type of elastic gas drive, mid-deep to deep layer, normal temperature, high pressure to normal pressure and dry gas. ② As for the production, it has the characteristics of high initial test output, high liquid volume, fast decline, medium elastic yield and relatively low single well's EUR. ③ Six key technologies of exploration and development have been formed, which are, "sweet spot" target evaluation, reservoir characterization, in-situ stress field prediction, geology-engineering integration design of horizontal wells, development technology policy and low-cost engineering technology. ④ The discovery of Nanchuan shale gas field brings four inspiration: firstly, firming exploration confidence is the foundation of exploration breakthrough; secondly, deepening basic geological research is the core of breakthrough; thirdly, innovative technological practice is the key to benefit development; fourthly, the implementation of the integration model is the guarantee of improving quality and efficiency.

Key words: geological features, exploration and development, key technology, normal pressure shale gas, Nanchuan Shale Gas Field, Southeast Chongqing

收稿日期:2021-02-20。

第一作者简介:何希鹏(1970—),男,硕士,研究员,本刊第二届编委会委员,主要从事油气地质综合研究、勘探评价及管理工作。地址:江苏省南京市建邺区金融城9号楼,邮编:210000。E-mail: hexp.hdsj@sinopec.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061);中国石化科技开发部项目“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术”(P19017-3);中国石化科技开发部项目“华东探区天然气富集规律与目标评价”(P20059-6)。

2008年以来,中国逐渐加大对页岩气的研究和勘探开发力度,经过“十二五”“十三五”的持续攻关研究与现场实践,中国页岩气基础研究和勘探开发取得重要进展和重大突破,四川盆地内涪陵、长宁、昭通、威远、威荣、太阳等高压页岩气田相继实现商业开发^[1-8]。

常压页岩气是我国广泛分布的重要页岩气资源,中国石化自“十二五”以来,持续在四川盆地东南缘的盆缘转换带开展常压页岩气勘探开发,相继在南川、武隆、彭水、綦江等多个构造带,实现了重要突破^[9-11],发现了我国首个以常压页岩气为主的页岩气田—南川页岩气田。

南川页岩气田矿权隶属于渝黔南川页岩气勘查区,该区块是中国石化华东油气分公司于2011年7月通过原国土资源部第一轮“招拍挂”获得的页岩气专属区块,地理位置处于重庆市南川区、万盛区,贵州省正安县等区县,南川页岩气田位于南川区块中部。2011—2012年,主要开展了南川及周缘地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气野外地质调查及二维地震概查,初步明确了页岩沉积特征、成藏要素展布规律及构造格局。2013—2014年,开展“甜点”目标评价,优选南川断鼻,实施重点探井

NY1井,页岩埋深4 411 m,钻探证实南川地区五峰组—龙马溪组具有良好的页岩气富集条件,但由于埋深大、地应力高,深层压裂工艺不适应,导致该井未实现勘探突破。2015—2017年,深化保存条件、地应力场研究,优选平桥构造带实施JY194-3、JY10等探评井6口,压力系数1.12~1.32,测试日产气 $(9.0\sim 34.3)\times 10^4\text{ m}^3$ 。2018—2019年,向西滚动勘探,东胜构造带由北向南滚动实施SY1、SY2等6口探评井,压力系数1.1~1.3,测试日产气 $(10.0\sim 32.8)\times 10^4\text{ m}^3$ 。2020年,向西甩开勘探阳春沟南斜坡,实施SY3井,压力系数1.15,测试日产气 $7.1\times 10^4\text{ m}^3$ 。通过“十二五”“十三五”持续探索,基本落实了平桥、东胜、阳春沟三个千亿立方米增储区带,提交探明储量近 $2\,000\times 10^8\text{ m}^3$,标志着南川页岩气田的发现。

在南川常压页岩气勘探开发过程中,华东油气分公司深化复杂构造区页岩气地质特点研究,探索页岩气富集规律,创新形成了“三因素控产”富集高产地质理论^[9-11],建立了常压页岩气“甜点”目标评价体系,总结生产规律,建立了常压页岩气开发技术政策,强化高效钻完井、压裂、排采等低成本工程工艺技术的攻关与集成^[12-13],通过理论创新与技术突破,实现了盆缘转换带常压页岩气的勘探突破和商业开

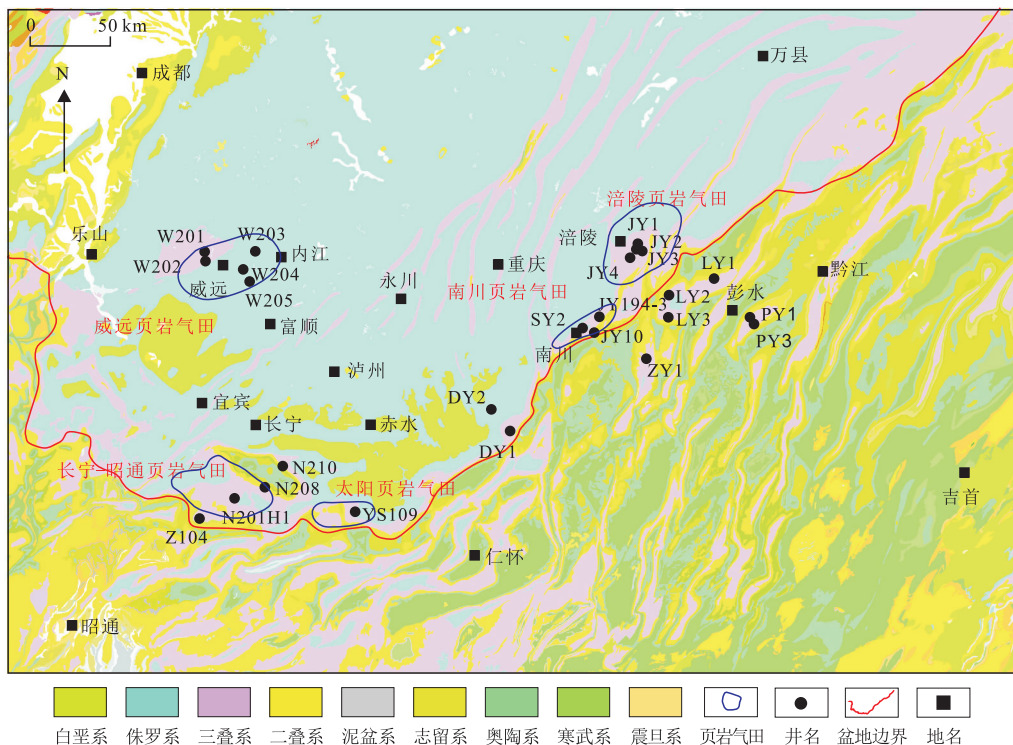


图1 南川页岩气田位置
Fig. 1 Location of Nanchuan Shale Gas Field

发,建成了中国首个常压页岩气田。回顾渝东南地区南川页岩气田的勘探开发生产实践,系统总结气田地质特征及勘探开发关键技术,以期对中国南方常压页岩气勘探开发提供借鉴。

1 地质背景

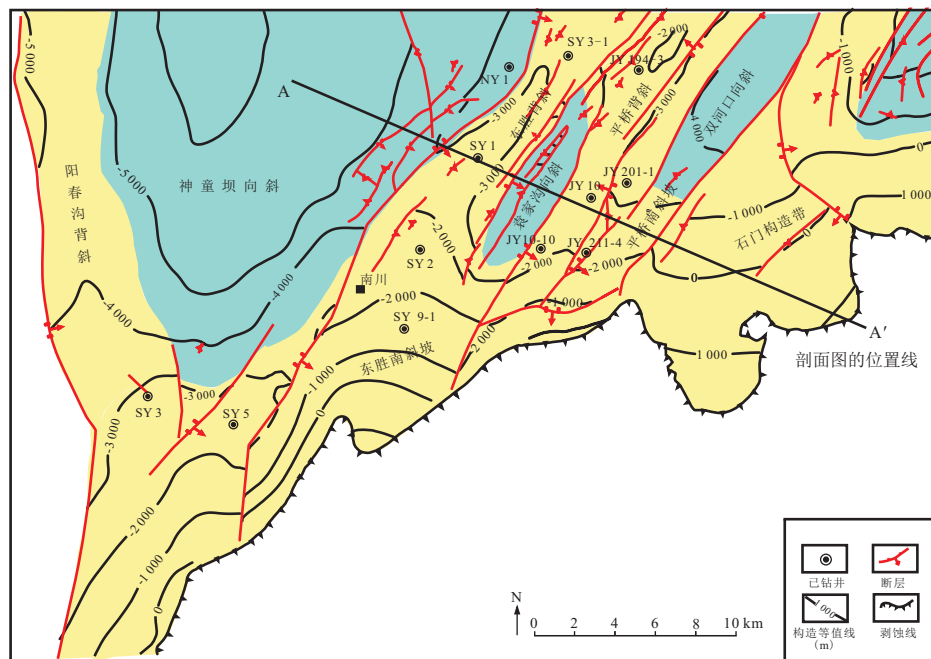
南川页岩气田构造上位于四川盆地东缘的川东高陡构造带万县复向斜(图1),目的层五峰组—龙马溪组一段(龙一段)处于半深水—深水陆棚相沉积,与涪陵地区处于同一相带,优质页岩发育。受燕山中晚期构造挤压和晚期压扭走滑等多期构造运动影响^[9-11],南川地区从东向西断层规模逐渐减小,由北向南地层逐步抬升、埋深逐渐变浅,具有东西分带、隆凹相间的构造特征。南川页岩气田处于盆缘转换带的构造复杂区,页岩气地质条件复杂,页岩气评价参

数变化快且范围大,埋深1 500~5 000 m、压力体系处于高压—常压过渡区,压力系数1.0~1.32,地应力方位及大小具有多变性,最大水平主应力以北东向、近东西向、南东向为主,应力大小介于40~100 MPa。

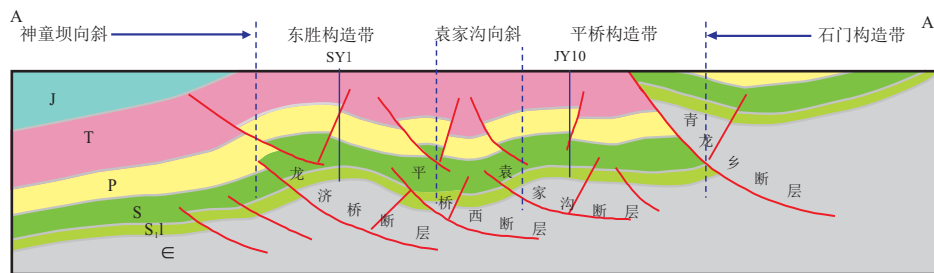
2 气田特征

2.1 构造特征

渝东南南川地区经历了加里东、海西、印支、燕山、喜山等多期构造运动,构造变形较强烈,主要受燕山期雪峰山逆冲推覆作用和喜山期抬升剥蚀作用影响^[14-16],形成了隆凹相间的构造格局。自东向西构造递进变形,改造强度东强西弱,抬升幅度东高西低,构造样式由冲断构造带(石门)过渡到逆冲推覆带(平桥、东胜、阳春沟),再到滑脱变形带(南川断鼻、神童坝向斜)(图2),保存条件逐步变好。受两期



a. 南川地区五峰组底面构造



b. 典型地质剖面

图2 南川地区五峰组底面构造与典型地质剖面

Fig. 2 Bottom structure and typical geological section of Wufeng Formation in Nanchuan area

主要构造作用影响,形成不同走向的构造带,燕山中晚期以挤压作用为主,形成了平桥、东胜等北东向构造,断层呈雁列式展布,燕山晚期以挤压走滑作用为主,形成了阳春沟等近南北向构造。从东向西,控边断层规模逐渐减小,断距逐渐变小。南川气田页岩埋深以1 500~5 000 m为主,具有自东向西、从南向北逐步变深的规律,平桥构造带主体埋深2 000~3 800 m,东胜构造带主体埋深2 000~4 200 m,阳春沟构造带主体埋深1 500~4 500 m。

2.2 沉积特征

晚奥陶世—早志留世,南川地区处于“三隆夹一坳”的滞留盆地深水陆棚相沉积^[17-19],控制了富碳富硅富笔石页岩的发育,沉积相带基本一致。五峰组—龙马溪组岩性主要以硅质页岩为主,龙一段暗色页岩厚100~128 m,自下而上可划分为9个小层^[20],优质页岩(①—⑤小层)厚28.7~34.7 m。五峰组—龙马溪组优质页岩段主要经历凯迪阶、赫南特阶、鲁丹阶等沉积时期,其中凯迪阶处于深水陆棚沉积环境,沉积速率低(2.4 m/Ma),黑色页岩厚5~6 m,东胜及以西发育水下低隆^[15],页岩厚度较平桥、阳春沟地区薄1~2 m;赫南特冰期,海平面下降,东胜水下低隆进一步隆升,沉积浅水陆棚观音桥段介壳灰岩/灰质泥岩,平桥、阳春沟地区水体较深,与凯迪阶

为连续沉积;鲁丹阶再次海侵形成深水陆棚沉积环境,持续时间长,沉积速率较高(6.8~7.7 m/Ma),平桥、阳春沟地区黑色页岩厚28~30 m,东胜水下低隆区厚25~26 m。

受沉积微相控制^[21],南川气田不同区带在页岩厚度、岩性组合等方面存在4个差异(图3)。一是优质页岩厚度变薄,平桥地区厚31~34.7 m,东胜地区厚28.7~31 m,阳春沟地区厚30.4 m,具有由东向西、由北向南呈略微减薄的趋势;二是五峰组顶部的观音桥段介壳灰岩/灰质泥岩,主要在东胜及以西地区发育,呈北西—南东向展布,厚0.2~0.4 m;三是龙马溪组③小层底部的高密度灰质泥岩,主要分布在平桥地区,厚0.05~0.1 m;四是优质页岩⑤小层顶部发育2~3层薄层泥质粉砂岩,累厚1.5 m,为上部气层与下部气层的分界线,主要分布在东胜及平桥南斜坡以南地区,呈北西展布。

2.3 储层特征

南川气田五峰—龙马溪组优质页岩储层类型主要以有机质孔、无机孔、裂缝为主^[22-23],具有低孔、特低渗的特点。

根据母质类型和孔隙成因,有机质孔可划分为干酪根孔和次生沥青孔两类(图4)。根据产状,无机孔可划分为粒间孔和粒内孔,粒内孔又可进一步划

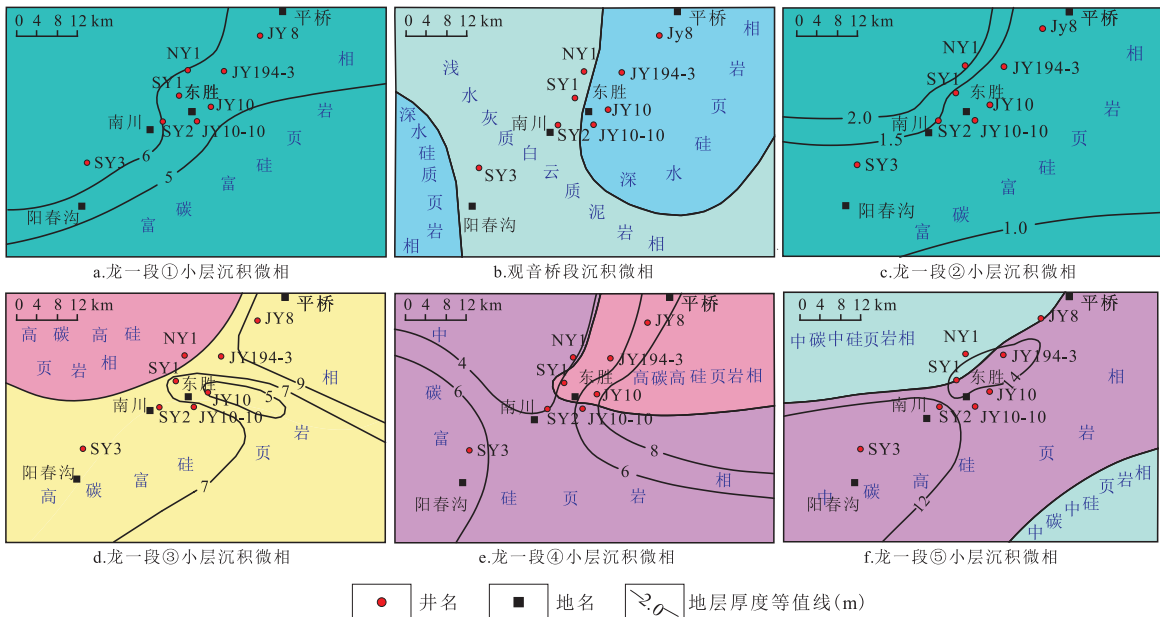


图3 南川地区优质页岩不同小层沉积微相

Fig. 3 Sedimentary microfacies of different substrata of high-quality shale in Nanchuan area

分为溶蚀孔、黄铁矿晶间孔、黏土矿物晶间孔、铸模孔等(图4)。纵向上,有机质孔与有机碳含量、硅质含量呈正相关关系,自上而下随TOC含量和硅质含量增高,有机质孔比例升高,无机孔占比降低。下部气层以有机质孔为主,占比53%~85%,多为次生沥青孔;上部气层以无机孔为主,占比55%~71%,主要为粒间孔和粒内孔。平面上,五峰组—龙马溪组优质页岩孔隙度一般为2.6%~5.0%^[24],具有由北向南逐渐增大的特点,平桥地区为3.8%~4.4%,东胜地区为2.6%~5.0%,阳春沟地区为3%~4.2%。

根据成因,裂缝可划分为页理/层理缝、应力缝和收缩缝(图4)。纵向上,裂缝自上而下逐渐增多,五峰组裂缝发育最多,与滑脱变形作用有关。平面上,裂缝自东向西随构造改造程度的减弱,裂缝发育逐渐减少,平桥较东胜构造带裂缝发育,阳春沟构造带由于受到后期挤压形成高陡背斜,高角度裂缝尤为发育。不同构造带或同一构造不同部位,裂缝发育类型具有一定差异,背斜轴部受纵弯作用影响,以高角度缝为主,斜坡区以层理缝、水平缝为主。

2.4 保存条件

通常用地层压力系数来表征保存条件的好坏,不同压力体系下气藏富集程度差异较大。按照国家标准《天然气藏分类:GB/T 26979—2011》,地层压力系数介于0.9~1.3的气藏为常压页岩气藏;地层压力

系数大于等于1.3的气藏为高压—超高压页岩气藏^[25]。地层压力系数与页岩气富集程度呈正相关关系,地层压力系数越大,保存条件越好、页岩气越富集、单井产量相对越高。

南川气田地层压力系数1.1~1.32,处于高压—常压过渡区(图5),以常压为主,具有由南向北、自东往西保存条件逐渐变好、地层压力系数逐渐增大的趋势。平桥、东胜、阳春沟背斜与盆内相连,边界断层封闭性良好,压力系数在1.3左右;三个构造带南斜坡受构造抬升等影响,一侧页岩出露地表,由于页岩水平渗透率远大于垂直渗透率,页岩气更易沿水平方向发生散失,斜坡区页岩气保存条件遭受不同程度破坏,地层压力系数降低,压力体系为常压。

2.5 地应力特征

受燕山期—喜山期构造挤压、抬升剥蚀作用影响,南川气田经历了构造变形、抬升剥蚀、流体活动等多种方式的改造,地应力场在不同时期、不同区带、不同构造部位、不同埋深表现出较大的差异性。通过开展岩心差应变实验、电成像、声波扫描测井及地震属性预测,明确了南川气田现今地应力场分布规律(图6)。

南川气田现今最大水平主应力为40~100 MPa,受埋深、构造挤压等影响,地应力具有明显分区性,自东向西、由南往北整体呈增大趋势,在埋深较大、

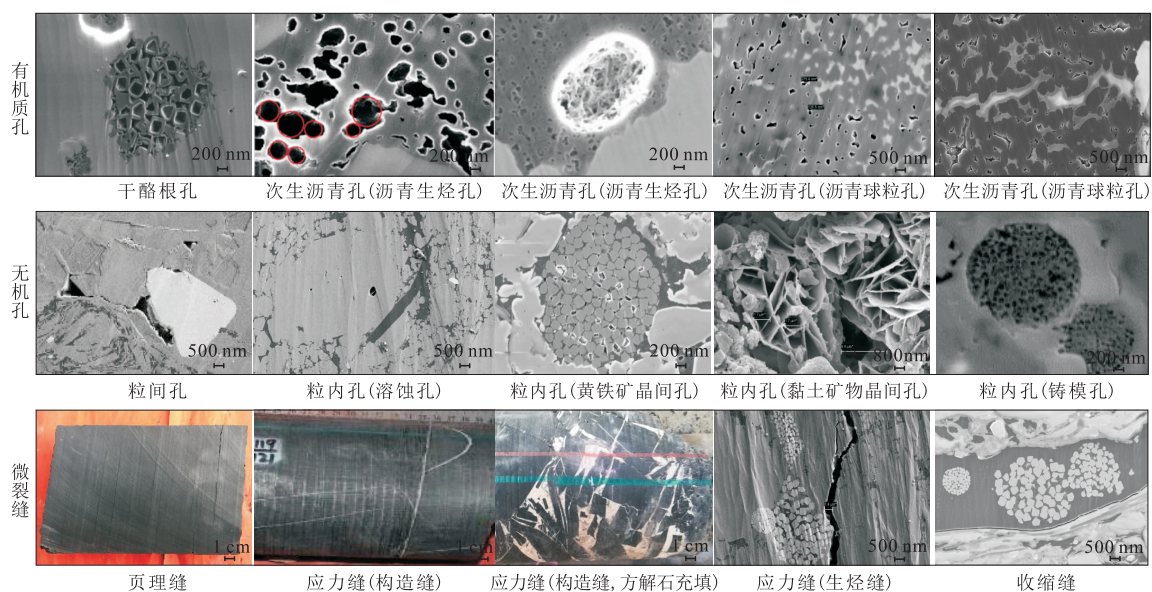


图4 南川地区页岩储集空间类型
Fig. 4 Shale reservoir space type of Nanchuan area

构造挤压区,地应力较高,为85~100 MPa。地应力方位的变化反映了不同区带遭受的构造作用方式及改造程度的差异。平桥地区最大水平主应力方位为南东向或近东西向,以90°~135°为主;东胜地区以北东向为主,50°~65°;阳春沟地区为60°,与东胜地区基本一致。南川气田两向应力差异系数变化较小(0.1~0.17),利于压裂改造形成复杂缝网。

2.6 气藏特征

南川气田五峰组—龙马溪组页岩埋深介于1 500~5 000 m,气藏中部平均埋深为3 075~3 741 m,属于中深层—深层页岩气藏;根据气田地质特点及

试气试采特征,气藏驱动类型为弹性驱动;五峰组—龙马溪组地层温度为89.8~122.0℃,地温梯度为2.35~2.54℃/hm,属正常地温梯度;实测和地震资料预测表明地层压力系数为1.1~1.32;天然气相对密度介于0.559~0.602,平均为0.574,气体成分以甲烷为主,甲烷含量平均为98.38%,不含硫化氢。根据以上特征,南川气田五峰组—龙马溪组气藏为弹性气驱、中深层—深层、常温、高压—常压、不含硫化氢、干气页岩气藏。

2.7 生产特征

南川气田以常压页岩气为主,目前已有80余口井投入生产,单井具有初期测试产量高、液量较高、递减较快、弹性产率中等、单井EUR(估算最终可采储量)偏低的特征^[26-27](图7)。单井测试产量介于(9.0~40.0)×10⁴ m³/d,套压12.8~28.4 MPa,投产初期日产气(5.2~9.1)×10⁴ m³,套压16.8~37.0 MPa。根据页岩气单井全生命周期的生产特征,可以划分为初期纯液阶段、过渡阶段、稳定生产阶段和低压排采

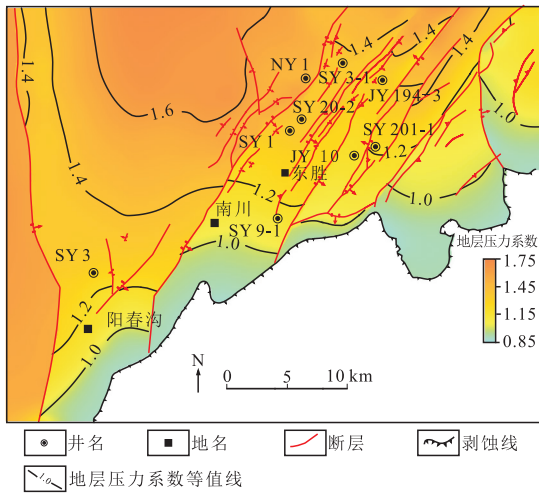


图5 南川地区五峰组地层压力系数预测
Fig. 5 Prediction of formation pressure coefficient of Wufeng Formation in Nanchuan area

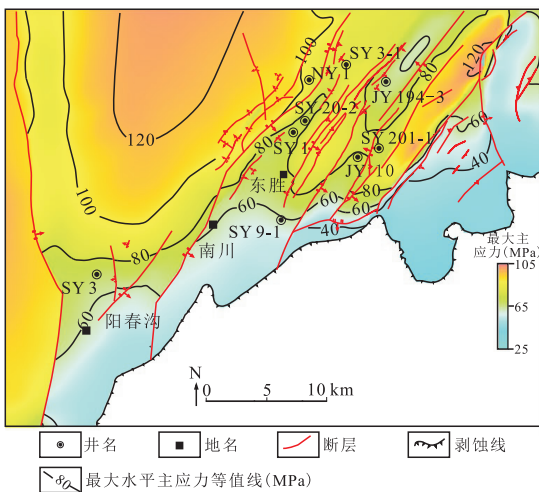
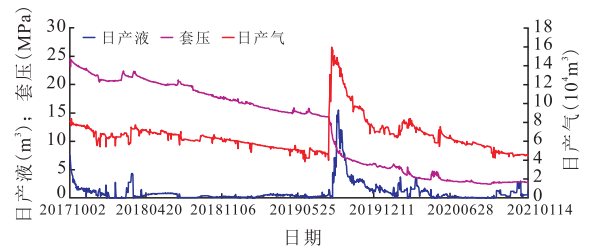
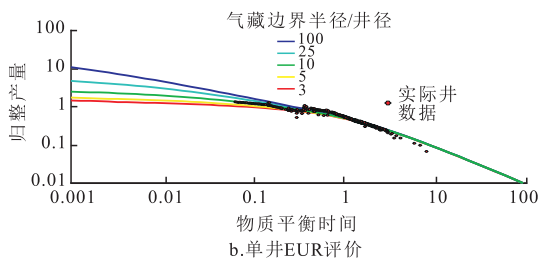


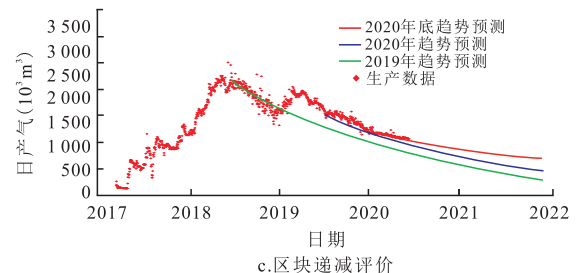
图6 南川地区五峰组现今最大主应力平面
Fig. 6 Distribution of maximum principal in Nanchuan area



a.单井生产曲线



b.单井EUR评价



c.区块递减评价

图7 南川地区页岩气生产曲线及EUR和递减率评价
Fig. 7 Shale gas production curve, EUR and decline rate evaluation chart in Nanchuan area

4个阶段。其中纯液阶段和过渡阶段持续时间较短,井筒由单相流逐渐变化为段塞流或过渡流,套压和日产气逐渐增大并趋于稳定;稳定生产阶段,稳产期一般1~2 a,单井日产气 $(6.0\sim 7.0)\times 10^4\text{ m}^3$,单位压降产气量为 $(200\sim 300)\times 10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$,当套压降至管输压力(4~5 MPa)时,日产气量呈现递减趋势,阶段递减率30%~40%,阶段累产气量 $(5\ 000\sim 7\ 500)\times 10^4\text{ m}^3$;低压排采阶段,气田单井日产气 $(3.0\sim 4.0)\times 10^4\text{ m}^3$,套压小于6 MPa,通过开展排水采气工艺措施,有效减缓井底积液,释放气井产能,递减率降至20%~25%。评价单井EUR为 $(0.7\sim 1.2)\times 10^8\text{ m}^3$,与涪陵等高压页岩气田相比,单井EUR相对偏低。

3 勘探开发关键技术

3.1 “甜点”目标评价技术

在深入分析南川气田地质特点基础上,从成烃、成孔、成缝、成藏等地质要素入手,建立了深水陆棚控烃、保存条件控富、体积改造控产“三因素控产”地质理论^[9-10,15-16],以页岩气富集和高产为主线,强化保存条件及体积改造研究,从地质—工程—经济—环境一体化角度,建立“四位一体”页岩气“甜点”目标评价体系及标准^[28],优选“甜点”目标。首先,评价控制页岩气富集的资源基础,包括深水陆棚相优质页岩厚度、分布面积、地化、物性、资源丰度等指标。其次,评价保存条件优劣,以明确页岩气藏富集程度,优选地质“甜点”,包括地层压力系数、含气量等指标。再次,评价体积改造影响因素,明确工程“甜点”,具体包括地应力大小、应力差异系数、埋深、层理缝密度、构造缝密度、曲率、硅质矿物含量等指

标。最后,评价经济效益及环境影响,明确经济“甜点”,包括钻采投资、单井产量、地形地貌、生态环境、水源条件、经济社会影响等指标。利用该评价体系及标准,优选出平桥、东胜、阳春沟三个千亿方增储区带,明确了平桥背斜、平桥南斜坡、东胜背斜、东胜南斜坡为Ⅰ类“甜点”区,阳春沟背斜、阳春沟南斜坡为Ⅱ类“甜点”区。

3.2 储层表征技术

为了更准确地表征页岩储层孔隙发育程度及页岩储集性能,对大量扫描电镜照片进行图像处理分析,优选平均孔径、孔隙密度、形状因子、面孔率等参数定量表征孔隙发育特征,从而明确纵向上水平井穿层“甜点”。受沉积微相的控制,五峰组—龙一段由下而上,水体变浅,储集空间和孔隙结构具有明显的不同,可以划分上、下两套层系,下部层系对应①—⑤小层,具有孔径小(20~35 nm),孔隙密度大(200~500个/ μm^2),形状呈圆形(形状因子0.91~0.96)、面孔率大(17%~27%)、孔隙度大(4%~6.5%)的特点,②—③小层储层品质最好,为水平井穿层“甜点”^[29];上部层系对应⑥—⑨小层,具有孔径大(43~60 nm),孔隙密度小(100~170个/ μm^2),形状不规则(形状因子0.8~0.87)、面孔率大(10%~12%)、孔隙度小(3%~3.5%)的特点,⑧小层中部储层品质最好,为水平井穿层“甜点”。

3.3 地应力场预测技术

地应力场是影响天然缝发育程度和人造缝复杂程度的关键因素^[9-10,15,16],进而控制了单井产量。地应力场可分为古地应力场和今地应力场。针对古应力

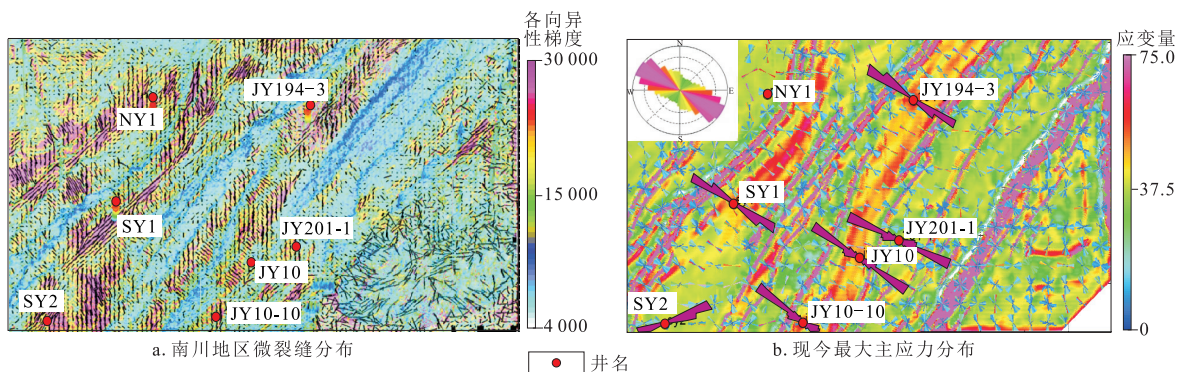


图8 南川地区微裂缝及现今最大主应力方向平面
Fig. 8 Distribution of microfracture and maximum principal direction in Nanchuan area

场,开展了6条骨干剖面构造演化恢复,建立地质模型;利用8口井纵、横波速度和地层密度数据,建立力学模型;通过野外200个实测点的共轭节理产状进行地层复平,建立边界条件;在地质模型、力学模型及边界条件厘定的基础上,采用有限元法,形成基于数值模拟的古应力场预测技术,明确古应力与天然裂缝成因关系,从而指导天然裂缝预测。受燕山中、晚期两期不同古应力作用,南川气田发育北东、南北两期天然裂缝(图8a)。针对今应力场,利用地震资料求取研究区弹性参数,利用高精度速度场求取地层压力,基于薄板理论,求取应变张量,形成基于弹性参数的今应力场预测技术,明确了南川气田今地应力具有东西分带、由南向北逐渐增大、差异系数较小、地应力方位变化快的规律(图8b)。利用古、今地应力预测技术,指导“甜点”优选和水平井压裂设计,是气田效益开发的关键技术之一。

3.4 水平井地质工程一体化设计技术

页岩气水平井设计理念是突出水平井部署、钻井、压裂改造统筹考虑的地质工程一体化设计技术,最终目的是提高单井产量、实现单井经济可采储量最大化,提高勘探开发效益。通过南川地区页岩气井位部署研究和勘探开发实践,运用“逆向设计,正向施工”的设计理念,贯彻地质工程一体化,形成了“六图法”井位部署和水平井一体化设计技术。

“六图法”井位部署技术是综合构造、孔隙度、含气性、压力系数、地应力和曲率六项地质参数,优选有利井位目标,确定最佳井位落点^[28]。其核心是基于构造图优选出构造稳定、埋深适中的目标构造区;依托孔隙度图、含气量图、压力系数图明确储层物性好、保存条件佳、地层能量强的富集“甜点”区;利用地应力和曲率图确定浅层可钻性强、储层可压性好的工程“甜点”区;通过六要素的结合最终确定最佳井位。

水平井一体化设计技术包括靶窗优化、方位优化、钻井漏失预测、水平井压裂改造优化技术等^[28]。开展五级层序精细划分,综合地化、物性、含气性、可压性等评价,形成差异化靶窗设计技术,明确不同构造带最优穿行靶窗。综合考虑水平主应力方位、两靶高差对产量的影响,形成水平井方位优化技术。利用浅部曲率、局部变量等预测技术,预测地层缝洞发育情况,做好漏失风险预警,直井段尽可能规避

二、三叠系灰岩段溶孔、溶洞性漏失和志留系碎屑岩段裂缝性漏失,提高钻井时效,缩短钻井周期。利用目的层地应力、曲率等预测技术,指导水平段部署和压裂优化,水平井穿行于相对低地应力、中等曲率带,压裂改造效果更好,单井产量更高。南川地区应用页岩气水平井一体化设计技术完钻了80余口水平井,优质页岩最优靶窗钻遇率98%,单井测试气产量一般 $(9 \sim 40) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井EUR $(0.7 \sim 1.2) \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了单井产量和EUR的双提升。

3.5 开发技术政策

以实现气田效益最大化为目标,根据常压页岩气渗流机理及生产规律,结合南川页岩气田开发实践,持续围绕层系、井距、水平井参数三个方面开展常压页岩气关键开发指标优化研究,形成了“小井距、长水平段、变夹角、低高差、强改造”的常压页岩气开发技术政策^[27]。

井距方面,利用微地震监测、部分井压窜现象、生产数据特征分析模型等多种方法,确定水平井合理井距为250~300 m。水平段长方面,评价认为水平段越长对应无阻流量、估算最终可采储量越大,但南川气田构造较复杂,不具备实施超长水平段的地质条件,综合地质、钻井、压裂、经济效益分析等,确定当前技术经济条件下最佳水平段长为1 800~2 500 m^[9]。水平井方位对单井产量有较大影响,一方面,水平井方位影响压裂施工难易程度和改造效果;另一方面,水平井方位与地层产状密切关联,合理控制水平段靶点A、B落差,从而影响单井产能释放和后期排采。通过垂直井筒方向水平射孔破裂压力公式计算,结合压裂缝延伸机理和生产特征分析,认为当两向应力差异系数大于0.15时,水平井方向与最小水平主应力夹角尽可能控制在30°以内;当两向应力差异系数小于0.15时,水平井方向与最小水平主应力夹角可适当放大至45°,同时水平段靶点高差控制在-140~300 m以内,利于常压页岩气排采和产能释放。压裂工艺参数方面:为实现压裂改造形成复杂缝网,提高有效改造体积和单井EUR,建议采用“大规模、强改造”模式,加砂强度大于 $2.0 \text{ m}^3/\text{m}$ 。

3.6 低成本工程工艺技术

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。“十三五”期间,中

国石化华东油气分公司针对常压区地质特点,以优快成井、体积改造最大化为核心,着力做好低成本钻井、高效压裂两篇文章,相继开展了“单井单项试验”“平台井组试验”“井工厂集成推广应用”3轮低成本攻关试验(图9)。钻井方面形成以“二开制井身结构+高效配套工具+激进参数”为核心的提速技术、“大+小钻机”井工厂作业模式为核心的常压页岩气优快钻井综合配套技术;压裂方面基于常压区页岩地层压力和地应力较小,施工压力窗口较大的特点,形成“变段长、低浓度、砂混陶、全电动”的常压页岩气

低成本高效复杂缝网压裂技术系列。低成本工程技术攻关取得积极进展,单井钻井、压裂成本大幅降低,有效支撑了南川页岩气田的高效建产和效益开发。2020年,隆页1平台开展地质工程一体化攻关,应用二开制井身结构+激进参数+LWD(随钻测井)快速导向钻井等关键技术,深化学习曲线对标,提速提效效果显著,单井机械钻速达到16.5 m/h,钻井周期由早期的60~90 d缩短至22~25 d,水平段日进尺473 m(图10),结合全电动压裂设备和无限级滑套压裂工艺,单机组日压裂12段。

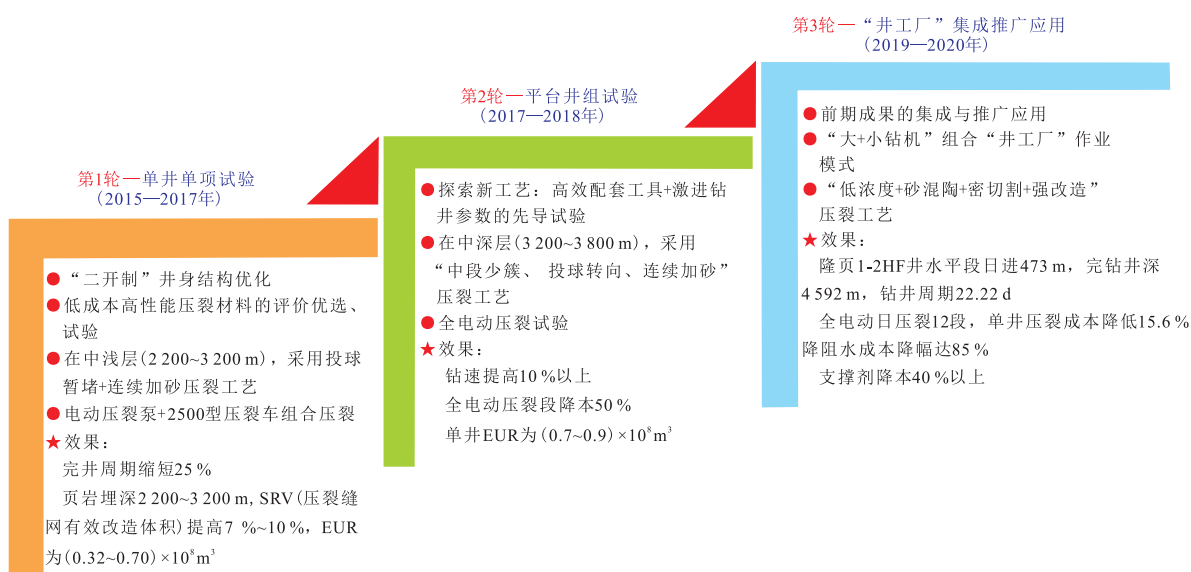


图9 常压页岩气低成本工程技术攻关历程

Fig. 9 Technological process of low-cost engineering of normal pressure shale gas

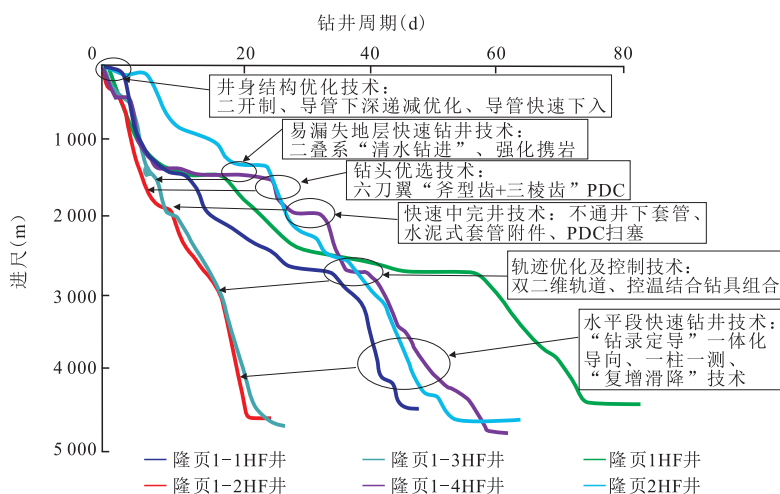


图10 武隆地区隆页1平台试验井钻井学习曲线

Fig. 10 Drilling learning curve of test wells in platform Longye-1

4 启示

1) 坚定勘探信心是常压页岩气突破的根基

2009年,中国石化华东油气分公司开始常压页岩气的勘探研究工作,相继勘查了下扬子、湘中、黔南、川南等地区,探索下寒武统、上二叠统、下志留统等页岩层系,钻证实中国南方海相富含有机质页岩发育,有机碳等生烃指标优越,具备良好的页岩气形成条件,资源潜力大,勘探前景广阔,同时也认识到南方地区构造复杂、保存条件差、热演化程度高,有页岩不一定就有页岩气,有页岩气不一定就能富集高产,保存条件是影响页岩气勘探突破的关键,构造相对简单区是页岩气勘探的有利目标。随着认识的不断深化,2012年优选彭水桑柘坪向斜实施彭页1井,压力系数0.96,测试日产气 $2.52 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了南方构造复杂区海相页岩气勘探战略突破,彭页1井的成功更是坚定了常压页岩气勘探的信心。在此基础上,进一步深化富集高产理论研究,创新工程工艺实践,武隆向斜、平桥背斜、平桥南斜坡等构造相继获得勘探突破。回顾勘探历程,坚定信心是实现常压页岩气勘探突破的根基,信心源自认识的深化、理论的突破、规律的把握、技术的创新,以及常压页岩气雄厚的资源基础和广阔的发展前景。

2) 深化基础地质研究是常压页岩气突破的核心

中国南方复杂的油气地质条件,加上常压页岩气勘探认识程度低,更加需要扎实精细的基础地质研究,必须强化理论研究、创新思路,形成适应于中国南方地质特点的常压页岩气成藏理论。近年来,不断深化与高压页岩气地质条件的对比研究,逐渐明确了常压页岩气五大地质特点,在此基础上,以问题为导向,以富集高产主控因素为主线,突出保存条件、沉积微相、构造应力等关键要素的精细研究,逐渐形成了“三因素控产”地质理论,并不断完善南方常压页岩气评价体系,建立了资源规模为基础,保存条件为核心,体积改造为关键,静态指标为依据,地质、工程、经济、生态环境评价相结合的页岩气评价体系和标准,为选准“甜点”目标,优化“甜点”层位,优化钻井、压裂设计发挥重要作用,有效指导了背斜型、斜坡型、向斜型和逆断层遮挡型页岩气勘探突破。

3) 创新工艺实践是常压页岩气效益开发的关键

践行低成本战略是常压页岩气资源实现效益开发的关键。“十三五”期间,不断解放思想,持续创新实践,从常压页岩气地质特点出发,以低成本工程工艺技术为抓手,强化低密度三维地震采集、低成本优快钻完井及高效体积压裂等配套工程工艺技术的攻关与集成,创新形成了低密度三维地震勘探、“二开制”井身结构完井、“变段长、低浓度、砂混陶、全电动”等多项常压页岩气低成本工程工艺技术,三维地震采集成本降低29%~48%,资料品质能够满足勘探开发需要,水平井钻井周期缩短至22~25 d,全电动压裂12段,单井钻采成本大幅度降低,创新工艺实践为常压页岩气规模效益开发提供了强有力的技术保障。

4) 推行一体化模式是提质增效的保障

坚持向管理要效益,是现代化企业高质量发展的必由之路,只有管理才能让企业的生产经营变得更加有效率,更加有效益。南川页岩气田建设过程中,积极探索创新管理模式,有效推动气田的商业发现和效益开发。

大力推行“4个一体化”运行,降低投资风险^[30]。一是勘探开发一体化:按照“整体部署、分步实施、滚动评价、动态调整”的思路,提前开展开发概念设计,勘探井在开发井网上部署,开发井动态录取探评井地质资料;二是地质工程一体化:按照“逆向设计,正向施工”的理念,开展地质、钻井、压裂、试采一体化评价,指导设计优化和现场施工;三是科研生产一体化:以生产难题为导向,组织基础理论和技术攻关,突破卡脖子瓶颈,优化部署方案,高效指导生产;四是投资效益一体化:实行全面投资预算管理,综合评价,优化方案部署,强化成本管控和源头降本,提升部署质量和效益回报。

参考文献

- [1] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [2] 焦方正.非常规油气之“非常规”再认识[J].石油勘探与开发,2019,46(5):803-810.
JIAO Fangzheng. Re-recognition of “unconventional” in unconventional oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 803-810.
- [3] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development

- progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 1-14.
- [4] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 451-458.
- [5] 蔡勋育,赵培荣,高波,等.中国石化页岩气“十三五”发展成果与展望[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 16-27.
CAI Xunyu, ZHAO Peirong, GAO Bo, et al. Sinopec's shale gas development achievements during the "Thirteenth Five-Year Plan" period and outlook for the future[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 16-27.
- [6] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等.中国石化页岩气发展现状与趋势[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospects in shale gas development of Sinopec[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 14-26.
- [7] 马新华,谢军,雍锐,等.四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(5): 841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 841-855.
- [8] GUO X S, HU D F, LI Y P, et al. Geological features and reservoiring mode of shale gas reservoirs in Longmaxi Formation of the Jiaoshiha area[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2014, 88(6): 1811-1821.
- [9] 何希鹏.四川盆地东部页岩气“甜点”评价体系与富集高产影响因素[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 59-71.
HE Xipeng. Sweet spot evaluation system and enrichment and high yield influential factors of shale gas in Nanchuan area of eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 59-71.
- [10] 何希鹏,齐艳平,何贵松,等.渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(5): 32-39.
HE Xipeng, QI Yanping, HE Guisong, et al. Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(5): 32-39.
- [11] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 819-827.
FANG Zhixiong, HE Xipeng. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong syncline, southeast Chongqing, China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 819-827.
- [12] 卞晓冰,蒋廷学,卫然,等.常压页岩气水平井压后排采控制参数优化[J]. *大庆石油地质与开发*, 2016, 35(5): 170-174.
BIAN Xiaobing, JIANG Tingxue, WEI Ran, et al. Optimization of the controlling parameters of the post-frac flowback and production for normal pressure shale gas horizontal wells[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(5): 170-174.
- [13] 彭兴,周玉仓,龙志平,等.南川地区页岩气水平井优快钻井技术进展及发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(5): 15-20.
PENG Xing, ZHOU Yucang, LONG Zhiping, et al. Progress and development recommendations for optimized fast drilling technology in shale gas horizontal wells in the Nanchuan area [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 15-20.
- [14] 何希鹏,高玉巧,唐显春,等.渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(4): 654-664.
HE Xipeng, GAO Yuqiao, TANG Xianchun, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(4): 654-664.
- [15] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 1-14.
HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1-14.
- [16] 何贵松,何希鹏,高玉巧,等.渝东南盆缘转换带金佛斜坡常压页岩气富集模式[J]. *天然气工业*, 2020, 40(6): 50-60.
HE Guisong, HE Xipeng, GAO Yuqiao, et al. Enrichment model of normal-pressure shale gas in the Jinfo slope of the basin-margin transition zone in southeast Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(6): 50-60.
- [17] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集”规律:四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 2014, 88(7): 1209-1218.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in Southern China: Understanding from the Longmaxi Formation Shale Gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [18] 王玉满,李新景,董大忠,等.上扬子地区五峰组—龙马溪组优质页岩沉积主控因素[J]. *天然气工业*, 2017, 37(4): 9-20.
WANG Yuman, LI Xinjing, DONG Dazhong, et al. Main factors controlling the sedimentation of high-quality shale in Wufeng - Longmaxi Fm, Upper Yangtze region[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 9-20.
- [19] 腾格尔,申宝剑,俞凌杰,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 69-78.
BORJIGIN Tenger, SHEN Baojian, YU Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 69-78.
- [20] 何贵松,万静雅,周頔娜,等.南川地区南页1井五峰组—龙马溪组页岩特征与生物地层[J]. *地层学杂志*, 2019, 43(4): 376-388.
HE Guisong, WAN Jingya, ZHOU Dina, et al. Characteristics and biostratigraphy of Wufeng-Longmaxi Formation shale in

- Nanye well 1 of Nanchuan area[J]. *Journal of Stratigraphy*, 2019, 43(4): 376-388.
- [21] 吴聿元,张培先,何希鹏,等.渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩岩石相及与页岩气富集关系[J].*海相油气地质*, 2020, 25(4): 335-343.
- WU Yuyuan, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Lithofacies and shale gas enrichment of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Southeastern Chongqing[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2020, 25(4): 335-343.
- [22] 高玉巧,蔡潇,张培先,等.渝东南盆缘转换带五峰组—龙马溪组页岩气储层孔隙特征与演化[J].*天然气工业*, 2018, 38(12): 15-25.
- GAO Yuqiao, CAI Xiao, ZHANG Peixian, et al. Pore characteristics and evolution of Wufeng—Longmaxi Fms shale gas reservoirs in the basin—margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 15-25.
- [23] 高玉巧,蔡潇,何希鹏,等.渝东南盆缘转换带五峰组—龙马溪组页岩压力体系与有机孔发育关系[J].*吉林大学学报(地球科学版)*, 2020, 50(2): 662-674.
- GAO Yuqiao, CAI Xiao, HE Xipeng, et al. Relationship between shale pressure system and organic pore development of Wufeng—Longmaxi Formation in marginal conversion zone of Southeastern Chongqing Basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2020, 50(2): 662-674.
- [24] 张勇,何贵松,李彦婧,等.基于叠前反演的神经网络孔隙度预测技术——以南川地区为例[J].*科学技术与工程*, 2019, 19(25): 83-89.
- ZHANG Yong, HE Guisong, LI Yanjing, et al. Neural network porosity prediction technology based on prestack inversion: Take Nanchuan Area as an Example[J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(25): 83-89.
- [25] 全国天然气标准化技术委员会.页岩气藏描述技术规范: GB/T 39541—2020[S].北京:中国标准出版社, 2020.
- China Natural Gas Standardization Technology Committee. Specification of shale gas reservoir description: GB/T 39541—2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [26] 何希鹏,张培先,房大志,等.渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J].*油气地质与采收率*, 2018, 25(5): 72-79.
- HE Xipeng, ZHANG Peixian, FANG Dazhi, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui—Wulong area, southeast Chongqing[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(5): 72-79.
- [27] 何希鹏,卢比,何贵松,等.渝东南构造复杂区常压页岩气生产特征及开发技术政策[J].*石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 224-240.
- HE Xipeng, LU Bi, HE Guisong, et al. Production characteristics and development technical policy of normal pressure shale gas in the complex structural area of southeast Chongqing[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 224-240.
- [28] HE Xipeng, ZHANG Peixian, HE Guisong, et al. Evaluation of sweet spots and horizontal—well—design technology for shale gas in the basin—margin transition zone of southeastern Chongqing, SW China[J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(2): 134-146.
- [29] 何贵松,何希鹏,万静雅,等.低勘探程度区页岩气水平井地质导向方法与应用——以渝东南地区LY1HF井为例[J].*科学技术与工程*, 2019, 19(27): 124-133.
- HE Guisong, HE Xipeng, WAN Jingya, et al. Method and application of geo—steering technique of shale gas horizontal wells in the low exploration—degree area: A case from Well LY1HF in Southeastern Chongqing[J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(27): 124-133.
- [30] 何希鹏,王运海,王彦祺,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气勘探实践[J].*中国石油勘探*, 2020, 25(1): 126-136.
- HE Xipeng, WANG Yunhai, WANG Yanqi, et al. Exploration practices of normal—pressure shale gas in the marginal transition zone of the southeast Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 126-136.

(编辑 李青)