

Analysis of Shale Gas Development Potential in Nanchuan Block Sichuan Basin

Bo Ma

Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Company, Nanjing Jiangsu
Email: mb1268@qq.com

Received: Jun. 11th, 2020; accepted: Jul. 13th, 2020; published: Sep. 15th, 2020

Abstract

Taking the shale gas reservoirs of Wufeng Formation-subsection of Longmaxi Formation in the Nanchuan Block in the southeastern margin of the Sichuan Basin as an example, the tridimensional development potential of the gas reservoir is evaluated. Based on the data of core analysis, logging, microseismic monitoring and production, the geological characteristics of gas reservoirs, reserves utilization are analyzed, and the single well productivity is evaluated. The results show that the shale gas reservoir of target Zone is a deep-semi-deep water shelf deposit, with lithology of black shale and a longitudinal thickness 110 m. It is a low-porosity and low-permeability gas reservoir with a high content of brittle minerals. The *in-situ* stress is moderate and the fracturability is good, and three sets of development layers can be divided vertically. The reserve scale is $1700 \times 10^8 \text{ m}^3$, which has a good development resource base. In the 194-X well area, the average single well EUR development for a set of well patterns is $1.08 \times 10^8 \text{ m}^3$, only the bottom thickness of 30~50 m is utilized, and the remaining gas accounts for 55.32%. Three sets of well pattern development resources are utilized more fully, and the recovery rate can reach 28.4%. The south slope of Pingqiao Anticline, Dongsheng Anticline and the upper single-well production capacity are implemented, and the gas production of shale gas is predicted to reach $482.8 \times 10^8 \text{ m}^3$. The results of the study confirm that the block has a high potential for tridimensional development, which has certain reference significance for increasing the utilization of reserves and expanding the scale of production and construction.

Keywords

Nanchuan Block, Shale Gas, Tridimensional Development, Productivity, Potentiality, Layer

四川盆地南川区块页岩气开发潜力分析

马 波

中石化华东分公司勘探开发研究院, 江苏 南京
Email: mb1268@qq.com

收稿日期: 2020年6月11日; 录用日期: 2020年7月13日; 发布日期: 2020年9月15日

摘 要

以四川盆地东南缘南川区块五峰组-龙马溪组一段页岩气藏为例, 评价气藏立体开发潜力。基于工区岩心分析化验、测井、微地震监测和试采等数据资料, 分析了气藏地质特征和储量动用情况, 评价了单井产能。结果表明: 目的层为深水-半深水陆棚沉积, 岩性为黑色页岩, 纵向厚度110 m左右, 属低孔特低渗气藏, 脆性矿物含量高, 地应力适中, 可压性好, 纵向上可划分三套开发层系, 储量规模达 $1700 \times 10^8 \text{ m}^3$, 具备较好的开发资源基础; 194-X井区一套井网开发平均单井EUR为1.08亿方, 仅动用下部厚度30~50 m, 剩余气占比55.32%, 三套井网开发资源动用更充分, 采收率可达28.4%, 平桥背斜南斜坡、东胜背斜和上部单井产能落实, 预测页岩气产气量可达 $482.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。研究结果证实工区具有较高的立体开发潜力, 对提高储量动用程度和扩大产建规模有一定的借鉴意义。

关键词

南川区块, 页岩气, 立体开发, 产能, 潜力, 层系

Copyright © 2020 by author(s), Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

2012年以来, 页岩气勘探开发取得巨大的进步和丰硕的成果, 在不断的探索和实践, 已基本掌握了超压-常压页岩气地质理论方法, 形成了相适应的开发工程工艺技术系列[1]-[6], 从早期的页岩气地质资源评价[7][8], 深水陆棚页岩沉积环境研究[9], 富集高产主控因素分析[10][11], 压裂改造工艺技术的适应性, 到目前的页岩气藏精细刻画[12], 井网井距的优选, 靶窗的优选[13], 储量有效动用[14], 开发区从高压区转向常压区, 从埋藏深度小于3500 m攻关到4500 m, 工程工艺降本增效途径多样化[15]。勘探目标从四川盆地向外延伸[16][17], 开发持续降本攻关, 提高储量动用程度和采收率, 页岩气勘探开发历程正逐渐走向可持续发展的方向。

统计国外已开发页岩气储层压力系数分布在0.8~2.2, 海恩斯威尔和巴肯区块均大于2.0, 高压力系数区投产压力高, 且长期高产稳产, 而0.8~1.2压力系数的井产量低, 开发难度大, 对比国内四川盆地页岩气开发情况具有相似特征, 盆地中心向边缘压力系数逐渐降低。国外储层厚度一般200~600 m, 埋深1500~2000 m, 厚度大采用多层水平井开发取得显著效果[18][19][20], 而四川盆地五峰组-龙马溪组一段的厚度(90~150 m), 2018年礁石坝区块开始试验上下两套层系开发, 各层段不会因压裂产生干扰, 保

障储量动用更加充分[21] [22], 国内区块受工程工艺技术限制, 目前最深 4500 m 可获得工业气流。对比国内外开发潜力, 国内地质条件差异大, 目前仅四川盆地中心实现规模开发, 盆地边缘及其他有利区需加快评价, 工艺技术创新有望提高难动用储量的开发潜力。

南川工区位于四川盆地东南缘, 与礁石坝处相同的沉积环境, 页岩气藏特征对比性较好, 但埋深相对较大(2700~4500 m), 压力系数 1.1~1.3, 属中深层的常压页岩气藏, 目前国内无成熟的常压页岩气开发区块, 工区内 194-X 井区开发效果初步显现, 但规模开发的潜力需进一步评价。本文以工区钻井、测井、试气及试采数据为基础, 分析流程包括两大点, 一是通过对岩心的实验分析数据分析, 确定页岩气藏关键静态参数取值, 结合测井资料解释结果, 初步估算目的层地质储量, 确定开发潜力的资源基础; 二是对评价井和 194-X 井区的单井产能开展评价, 结合动态分析确定单井动用层位、控制规模及采收率, 最终确定开发潜力的产能大小。研究证实影响开发潜力的关键因素一是页岩品质, 保存越好, 静态参数越优, 资源量越大; 二是压裂改造, 规模越大, 裂缝复杂程度高, 裂缝控制的体积越大, 单井产气效果越好, 对比上部层系静态参数略差于下部, 但上部仍获得工业气流, 压裂改造是开发的关键。

综合分析认为工区地质储量大, 单井产能较落实, EUR 平均 $1.08 \times 10^8 \text{ m}^3$, 具备较好的开发潜力。研究结果为下步四川盆地边缘常压页岩气的效益开发提供依据。

2. 工区概况

南川区块主要位于重庆市南川区内, 是原国土资源部第一个页岩气“招拍挂”区块。构造上隶属于四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜的西南部, 燕山早期受南动向北西方向挤压, 形成了“隆凹相间”构造格局, 喜山期南部抬升剥蚀。区内自东向西发育青龙乡向斜、平桥背斜、袁家沟向斜、东胜背斜、神童坝向斜, 主要断裂呈北北东走向, 以逆断层为主(图 1)。

目的层奥陶系五峰组 - 志留系龙马溪组一段属深水 - 半深水陆棚沉积环境[16] [17], 岩性以黑色、灰黑色的页岩, 岩心断面显示含大量笔石化石, 为还原环境条件下的沉积岩。页岩气藏厚度主要介于 100~130 m, 横向分布稳定, 页岩埋深最大 4500 m, 往南逐渐变浅并出露地表, 微压测试压力系数 1.0~1.3, 整体保存条件较好, 是一套常压至超压过渡型页岩气藏。

2016 年以来工区滚动建设产能达到 9.2 亿方, 累计投产井 50 口, 测试产量 $9\sim 89 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 累计产气为 $13.2 \times 10^8 \text{ m}^3$; 上部层系评价井, 气测显示较好, 压裂施工顺利, 试气获得 $14.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 工业气流。区块内获取了大量实验分析数据、试采及动态监测等数据, 为区块立体开发潜力分析提供基础数据。目前工区持续滚动建产, 取得了良好的经济效益和社会效益, 是常压页岩气成果有效开发的典范。

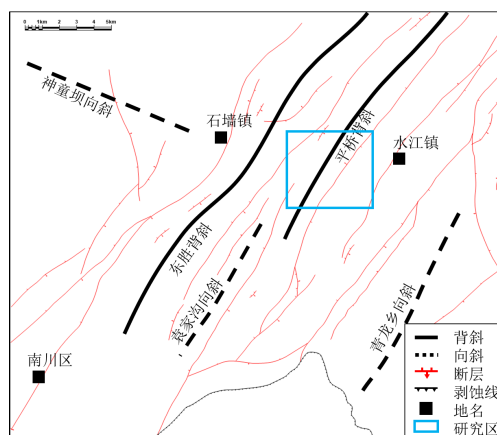


Figure 1. Location of research area

图 1. 研究区位置图

3. 地质特征及潜力

3.1. 沉积特征

利用 194-X 井地质资料分析,目的层沉积相为海相深水 - 半深水陆棚相(图 2),平面上沉积环境稳定,沉积了一套厚度大、分布广的页岩,纵向上自下而上岩相分别是硅质页岩相、含黏土硅质页岩相、含硅黏土页岩相,结合电性和含气性特征纵向可划 9 个小层(图 2)。①~⑤小层主要岩性为黑色硅质页岩,厚度约 33 m,页理较发育,岩心断面显示笔石化石普遍发育,含黄铁矿和斑脱岩层,典型的深水缺氧环境下的沉积岩;中部⑥ ⑦小层岩性以灰黑色页岩为主,发育粉砂质页岩,厚度 32.5 m;上部⑧ ⑨小层岩性以灰黑色页岩为主,发育含粉砂质页岩,厚度 45.5 m。纵向下部硅质含量高,向上逐渐变低,黏土含量向上逐渐变高,笔石化石向上变少。

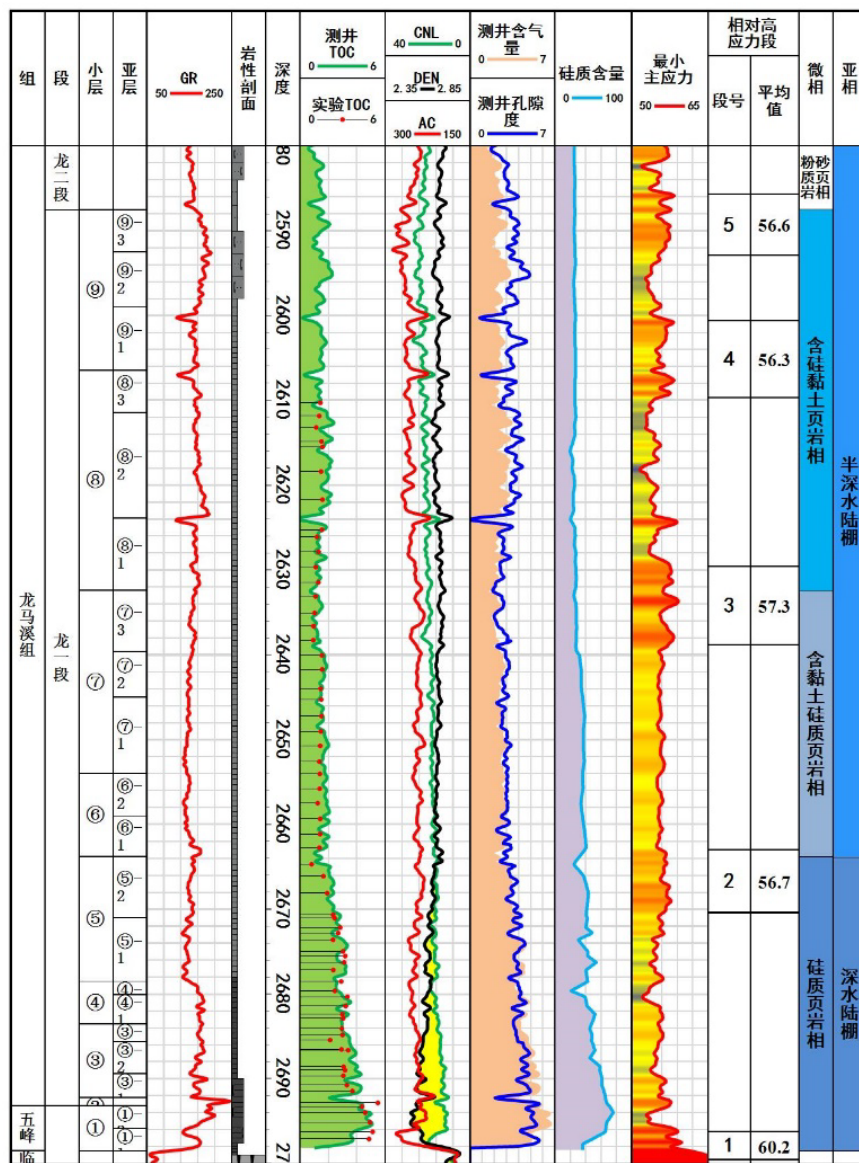


Figure 2. 194-X Composite bar chart

图 2. 194-X 综合柱状图

3.2. 页岩品质

页岩气开发中总有机碳(TOC)的平均含量大于 1%，对 4 口探井的岩心进行 TOC 测试，主要分布在 0.9%~5.7%之间，平均为 1.93%，从上到下含量逐渐增加。按特高($\geq 4\%$)、高(2%~4%)、中(1%~2%)、低($< 1\%$) 4 个级别对 212 个样品数据统计，占比分别为 4.29%、27.20%、62.65%、5.86%，TOC $\geq 1\%$ 的占比 94.14%。较高的 TOC 说明生烃潜力大，具备较好的物质基础。

利用扫描电镜方法获取页岩储集空间类型和大小，主要为纳米级孔隙和裂缝，孔径主要介于 1.5~300 nm 之间，以中孔(2~50 nm)为主，微裂缝相对发育，裂缝中有方解石充填，孔隙和裂缝发育为页岩气富集提供了较好的吸附空间。

孔隙度是页岩气富集的基础参数，实验分析分布在 1.06%~5.23%之间，平均 3.47%，167 个样品分析孔隙度大于 2%的占比 94.44%，属中高孔隙特征，具有较好的储集空间。

渗透率是页岩气运移和后期开发的关键参数，149 个样品分析分布在 0.00001~1.2337 mD 之间，中值为 0.0154 mD，小于 0.1 mD 的占总样品的 71.7%，0.1~1 mD 的占比 26.6%。渗透率为特低渗、低渗的特征，对页岩气开发效果有较大影响，因此，提高产量需要对储量进行人工压裂造缝，与天然裂缝相结合，形成复杂缝网体，提高开采运移的导流能力。

实验分析总含气量分布在 1.88~8.89 m³/t 范围之间，平均为 4.10 m³/t，大于 2 m³/t 的样品占比 98.8%。含气饱和度 58.01%~62.75%之间，平均 60.48%。总体为中高含气量特征，有较好的含气性，显示具有较好的储量基础，具备工业开发价值。

脆性矿物含量介于 34.2%~82.6%，平均为 54.4%，以硅质矿物为主，占比 38.9%。样品值均大于 30%，有利于压裂改造时裂缝开启和延伸，一定程度上反映了储层具有较好的可压裂性。

3.3. 水平地应力

现今应力是决定天然裂缝发育和体积压裂改造效果的关键因素，天然裂缝发育区水平地应力低，压裂施工难度越低，显示破裂压力和停泵压力均低；水平地应力差异系数越小，裂缝延伸更加均匀和复杂，测试单井产量高。194-X 井各小层地应力参数统计结果表明，水平地应力 49~57 MPa，差异系数 0.111~0.124 (表 1)，工区地应力适中，具备较好的可压性。

Table 1. Table of rock mechanics and *in-situ* stress parameters

表 1. 小层岩石力学和地应力参数表

小层	泊松比	杨氏模量/Gpa	最大水平地应力/Mpa	最小水平地应力/Mpa	差异系数
⑨	0.23	3.33	56	49	0.124
⑧	0.22	3.59	55	49	0.124
⑦	0.23	4.12	56	50	0.119
⑥	0.22	4.2	56	50	0.120
⑤	0.2	3.84	56	50	0.117
④	0.19	3.87	55	49	0.121
③	0.21	4.11	55	49	0.118
②	0.2	4.03	57	51	0.111
①	0.22	3.87	57	51	0.115

3.4. 综合评价

目的层总体表现为厚度大、中高有机碳含量、低孔隙度、特低渗透率、高含气量、高脆性矿物含量、

水平地应力低、应力差异系数低的特征。纵向上烃源岩类型和流体性质基本一致，仅含量的大小略有差异。垂向最小主应力曲线呈箱型，局部出现相对高应力层段，地应力介于 56.3~60.2 MPa，比相邻层高 3~7 MPa，阻挡压裂裂缝纵向延伸，即纵向可划分三套开发层系(表 2)。在各层系中细分亚层优选靶窗，以静态指标好和垂向最小水平地应力低的⑧-2、⑦-1 和③-2 亚层(图 2)为不同层系靶窗。

Table 2. Statistical table of sedimentary microfacies parameters
表 2. 沉积微相参数统计表

层位	微相	岩性	厚度(m)	TOC (%)	GR (API)	密度 (g/cm ³)	硅质含量 (%)	黏土含量 (%)	主应力 (MPa)
部⑧ ⑨	含硅黏土页岩相	灰黑色页岩，化石含量 2%~9%	45.5	1.513	169	2.67	29.8	52.1	54.8
中部⑥ ⑦	含黏土硅质页岩相	灰黑色页岩，化石含量 5%~35%	32.5	1.576	150	2.66	35.5	47.7	56.2
下部①~⑤	硅质页岩相	黑色页岩，页理发育，笔石含量 15%~40%	33	3.15	164	2.59	48.9	37.4	52.2

4. 开发潜力评价

4.1. 储量规模估算

按页岩气储量估算规范《页岩气资源量和储量估算规范》DZ/T0254-2020，采用体积法计算吸附气(式 1)和容积法计算游离气(式 2)的地质储量(式 3) [23]，储量计算关键参数取值来源于实验分析化验和测井解释数据，通过测井精细处理解释，编制“六性”关系图，按储量估算规范取准下限层参数值。

体积法计算页岩气层中的吸附气地质储量：

$$G_x = 0.01A_g h \rho_y C_x \quad (\text{式 1})$$

容积法计算页岩气层中的游离气地质储量：

$$G_y = 0.01Agh\phi S_{gi}/B_{gi} \quad (\text{式 2})$$

页岩气藏的地质储量 G_z ：

$$G_z = G_x + G_y \quad (\text{式 3})$$

式中： G_z ，页岩气总地质储量(10^8 m^3)； G_x ，页岩气吸附气地质储量(10^8 m^3)； G_y ，页岩气游离气地质储量(10^8 m^3)； A ，含气面积(km^2)； h ，有效厚度(m)； ρ_y ，密度(t/m^3)； C_x ，吸附气含量(m^3/t)； Φ ，有效孔隙度(%)； S_{gi} ，原始含气饱和度(%)， B_{gi} ，体积系数。

计算 194-X 井区丰度 $10.63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ；JY10 井区丰度 $10.28 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ；SY2 井区丰度 $10.45 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ，导眼井计算储量丰度差别较小，显示深水海相地层平面展布稳定的特点，估算南川区块地质储量约 $1700 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，面积 160 km^2 ，整体储量规模大(图 3)。

以 194-X 井为例进行三套层系资源丰度评价(表 3)，参数对比显示上部厚度 45.5 m，厚度最大，中下部厚度相对薄；TOC 下部高，中上部基本相当；孔隙度和含气量均为下部最好，所以，下部丰度高，上部次之，中部相对低。三套层系地质储量分别为 $530 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $430 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $740 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，中上部资源量大，占比 55.32%，为立体开发提供较好资源潜力。

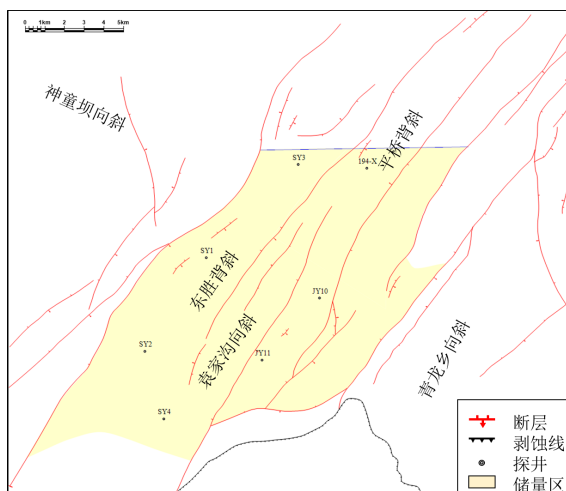


Figure 3. Gas-containing area
图 3. 含气面积图

Table 3. Reserve abundance of three layers in 194-X well area
表 3. 194-X 井区三套层系储量丰度计算表

层系	层位	厚度(m)	TOC (%)	孔隙度(%)	含气饱和度(%)	总含气量(m ³ /t)	丰度(×10 ⁸ m ³ /km ²)
上	⑧~⑨	45.5	1.51	3.14	43.71	2.79	3.20
中	⑥~⑦	32.5	1.59	2.75	52.84	3.31	2.68
下	①~⑤	33	3.2	3.82	73.12	4.8	4.75

4.2. 储量动用评价

利用微地震监测评价单井纵向上动用情况, X-3HF 井穿行层位②③小层, 压裂监测第 10~15 段, 垂向裂缝高度为 20~60 m, 平均半缝高 23 m (图 4)。分析认为垂向裂缝向下到达①小层下部, 最小主应力最大到 65.28 MPa; 向上裂缝延伸到⑤小层上部, 最小主应力平均 56.7 MPa, 最大值 57.79 MPa, 裂缝向上延伸受阻, 而轨迹穿行层位② ③小层最小主应力在 52.95~57.71 MPa, 平均 55.27 MPa, 低于高应力层段 3~10 MPa, 即垂向缝高小于 40 m。

194-X 井区动用面积 24.8 km², ①~⑨小层(图 2)储量 263.6 × 10⁸ m³, 投产 30 口井, 采用流动物质平衡法评价页岩气单井动态储量, 26 口井进入拟稳态流动阶段, 单井动态储量介于 0.72~1.47 × 10⁸ m³, 平均值 1.08 × 10⁸ m³。单井控制储量(①~⑨小层) 7.97 × 10⁸ m³, 评价采收率为 13.3%, 采收率较低, 显示动用不充分; 根据监测结果评价单井控制储量(①~⑤小层) 3.56 × 10⁸ m³, 下部采收率为 29.75%。

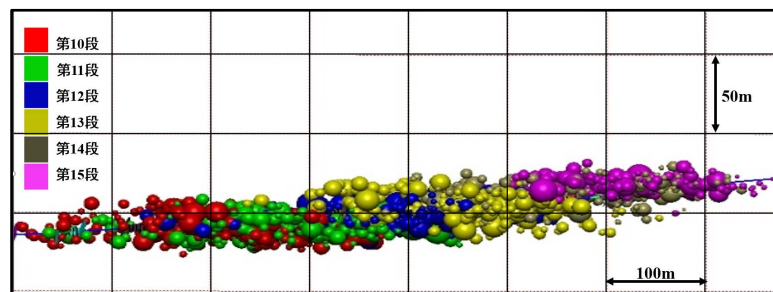


Figure 4. Side view of microseismic monitoring in X-3HF well
图 4. X-3HF 井微地震监测侧视图

4.3. 产能评价

4.3.1. 下部层系单井产能

根据 194-X 井区 30 口井压裂后放喷试气资料,统计测试日产气量 $18.4\sim 89.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均 $28.61 \times 10^4 \text{ m}^3$,“一点法”经验公式计算无阻流量 $6.4\sim 148.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均 $37.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,归一 1500 m 水平段长无阻流量分级统计显示大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井占比 70% (图 5),属中-高产工业气流,显示较好的产能。目前日产气 $196 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产气 $14.59 \times 10^8 \text{ m}^3$,平均单井累产 $4864 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。采用归一化试采曲线分析,平均单井稳产 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,稳产周期已达 866 天,实践证实试验井组效果良好。

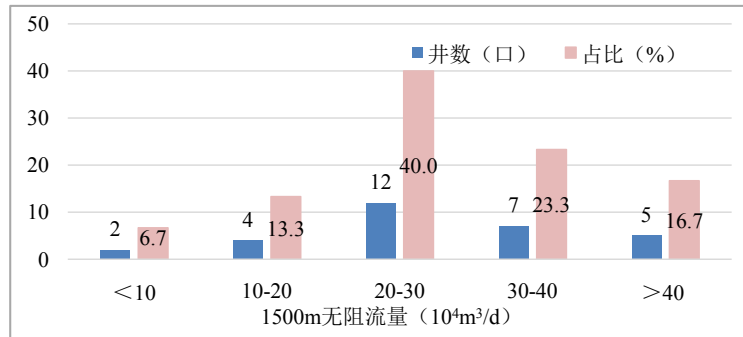


Figure 5. Open-flow classification bar chart of testwell 1500 m
图 5. 测试井 1500 m 无阻流量分级柱状图

典型井 195-X 井试采效果分析,2018 年 1 月 13 日投产,投产前三个月累产 $414.87 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产气 $4.76 \times 10^4 \text{ m}^3$,套压从 38 MPa 降到 35.8 MPa,压降 2.2 MPa,单位压降弹性产量 $188.54 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。试采可分两个阶段,阶段一生产周期 249 天,按 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 配产生产,使用 3.8 mm 油嘴生产,阶段累产气 $1208 \times 10^4 \text{ m}^3$;阶段二使用 6 mm 油嘴生产,平均日产气 $15.07 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,阶段累产气 $9027 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。目前套压 5.6 MPa,日产气 $14.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产液 6.74 m^3 ,累产气 $10,235 \times 10^4 \text{ m}^3$,累产液 5052 m^3 (图 6),应用流动物质平衡法评价预测单井 EUR 为 $1.47 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

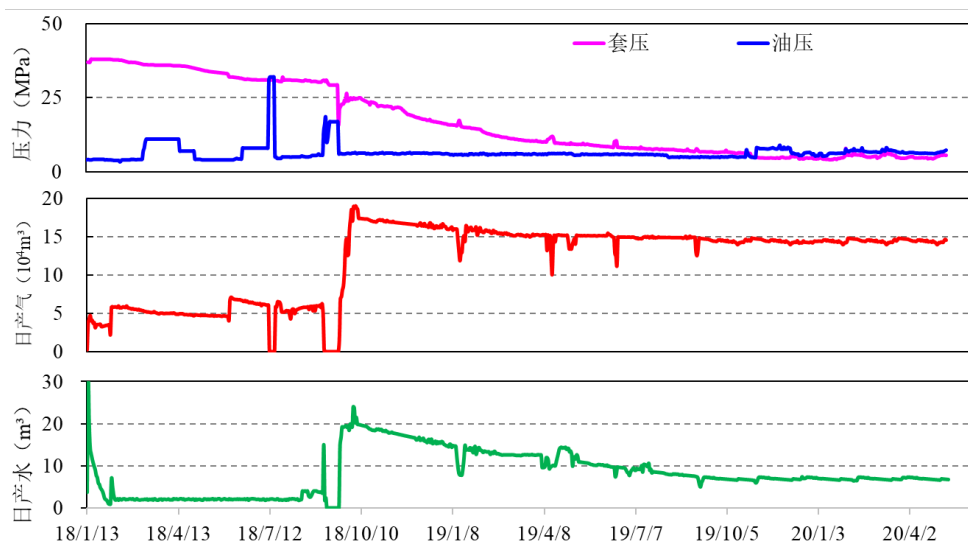


Figure 6. Production curve of 195-XHF well
图 6. 195-XHF 井生产曲线

滚动评价平桥背斜南斜坡实施 JY10HF, 水平段长 1500 m, 下部层系靶窗穿行率 100%, 分 21 段进行水力加砂压裂。12 mm 油嘴测试获日产气 $19.60 \times 10^4 \text{ m}^3$, 一点法计算无阻流量 $28.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。试采累产气 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均日产 $6.1 \times 10^4 \text{ m}^3$, 初步预测单井 EUR 为 $0.93 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

向西滚动勘探东胜背斜实施 SY1HF 和 SY2HF 井, 静态参数与平桥背斜基本一致, 下部层系均获得中高产工业气流, 12 mm 油嘴测试日产气为 $14.36 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $32.80 \times 10^4 \text{ m}^3$, 一点法评价无阻流量为 $18.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $46.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。其中 SY2HF 井试采周期达一年, 累产气 $3500 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日均产 $9.59 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 7), 应用流动物质平衡法预测单井 EUR $1.25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

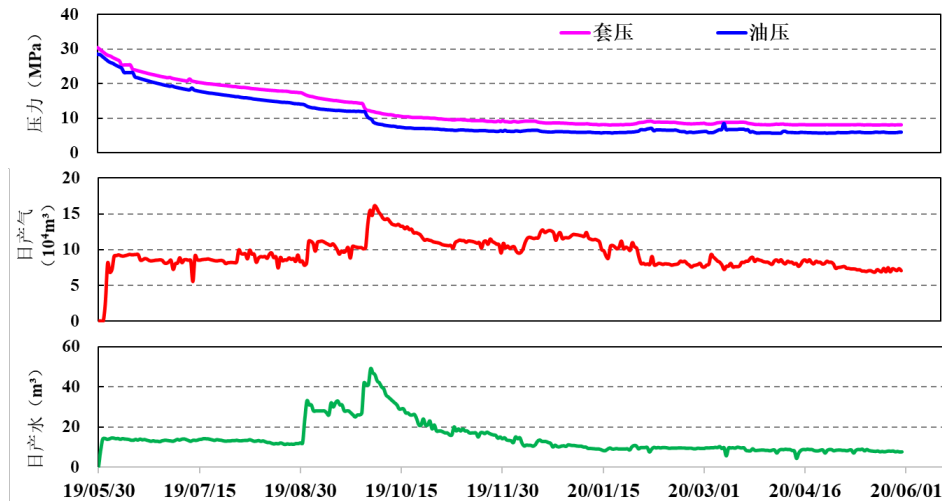


Figure 7. Production curve of SY2HF well

图 7. SY2HF 井生产曲线

4.3.2. 上部气层单井产能

上部层系实施了 X-S1HF 井, 静态参数优选穿行靶窗③-2 亚层, 实钻水平段长 1700 m, 目的层钻遇率 99.1%; 气测全烃 3.14%~28.41%, 平均值 11.51%; TOC 平均值 1.12; 孔隙度 1.36%~2.97%, 平均值 2.08%; 硅质含量平均值 44.28%。实钻气测显示较好, 可压性静态指标与导眼井③-2 小层基本相当(图 8)。12 mm 油嘴放喷测试, 获得日产气 $14.1 \times 10^4 \text{ m}^3$, 稳定套压 11.8 MPa, 无阻流量为 $17.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该井 2020 年 3 月投产, 初期套压 14.3 MPa, 日产气 $6.7 \times 10^4 \text{ m}^3$, 试采套压日降幅 0.06 MPa, 日产气 $5.62 \sim 6.51 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均 $6.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 试采递减缓慢。试气试采结果表明上部层系为可动用资源, 为立体开发提供有力依据。

194-X 井区一套层系开发采收率仅 13.3%, 中上部剩余储量大, X-1HF 井落实了上部层系产能, 利用已有的地面配套设施和低成本的技术工艺, 可充分动用剩余地质储量, 提高动用程度和采收率, 实现区块开发效益最大化。中上部层系可部署水平井 42 口, 动用储量 $97.7 \times 10^8 \text{ m}^3$, 预测单井经济可采储量 $0.7 \times 10^8 \text{ m}^3$, 综合计算采收率可达到 28.4%, 立体开发采收率可提高 15.1%, 预测工区页岩气产量可达 $482.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

5. 结论

1) 五峰组 - 龙马溪组一段页岩属深水 - 半深水陆棚沉积岩, 横向分布稳定, 厚度约 110 m, 有机碳含量平均 1.93%; 目的层孔隙和裂缝发育, 孔隙度适中, 渗透率较差, 脆性矿物含量高, 可划分三套开发层系, 储量规模达 $1700 \times 10^8 \text{ m}^3$, 具备立体开发的资源基础。

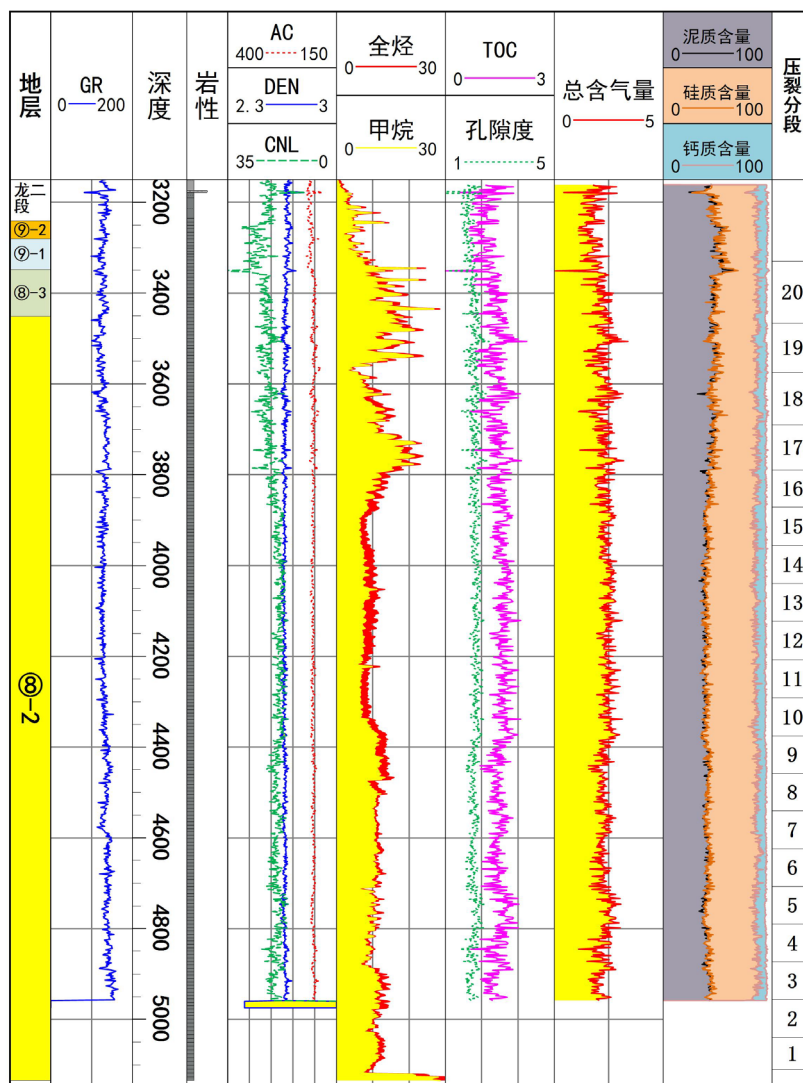


Figure 8. X-S1HF well histogram
图 8. X-S1HF 井柱状图

2) 194-X 井区下部层系开发试验证实了较好效果，一套井网采收率仅 13.3%，中上部剩余储量占比 55.32%；上部 X-1HF 井静态参数略低于下部，试气获得工业气流，为可独立开发的层系。

3) 平桥背斜南斜坡、东胜背斜及上部层系获得 $14.1\sim 32.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的中高产工业气流；按三套井网分层系开发，采收率可达 28.4%，预测页岩气产量可达 $482.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。综合分析认为，工区具备立体开发潜力。

基金项目

国家科技重大专项“彭水地区页岩气有效开发技术政策研究”(2016ZX05061-003)。

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.
- [2] 焦方正. 页岩气“体积开发”理论认识、核心技术与实践[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 1-14.

- [3] 贾爱林, 位云生, 金亦秋. 中国海相页岩气开发评价关键技术进展[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 949-955.
- [4] 缪思钰, 张海江, 陈余宽, 谭玉阳, 苗园园, 黄振华, 等. 基于微地震定位和速度成像的页岩气水力压裂地面微地震监测[J]. 石油物探, 2019, 58(2): 262-271.
- [5] 邹才能, 丁云宏, 卢拥军, 刘先贵, 陈建军, 王欣, 等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 144-154.
- [6] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1): 28-36.
- [7] 李延钧, 冯媛媛, 刘欢等. 四川盆地湖相页岩气地质特征与资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 423-428.
- [8] 龙小军. 焦石坝地区构造变形差异及保存条件解析[J]. 非常规油气, 2018, 5(5): 28-34.
- [9] 张春明, 张维生, 郭英海. 川东南-黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J]. 地学前缘, 2012, 19(1): 136-145.
- [10] 李昂, 石文睿, 袁志华, 张玉清, 赵红燕. 涪陵页岩气田焦石坝海相页岩气富集主控因素分析[J]. 非常规油气, 2016, 3(1): 27-34.
- [11] 洪亚飞, 王建忠, 孙强. 焦石坝页岩气储层产能影响因素分析[J]. 非常规油气, 2016, 3(5): 73-78.
- [12] 武恒志, 熊亮, 葛忠伟, 史洪亮, 王同, 樊莉. 四川盆地威远地区页岩气优质储层精细刻画与靶窗优选[J]. 天然气工业, 2019, 39(3): 11-20.
- [13] 高全芳. 武隆向斜五峰组一龙马溪组优质页岩特征及水平井靶窗优选[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 99-105.
- [14] 刘竞, 徐海棠, 余果, 等. 四川盆地页岩气开发指标与开发潜力分析[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(2): 45-47.
- [15] 张珈铭, 郭晓晴, 何文渊. 川南地区页岩气开发对比研究及降本增效途径[J]. 国际石油经济, 2018, 26(9): 31-37.
- [16] 葛云锦, 张锐, 李红进, 袁媛, 杜克锋. 鄂尔多斯盆地吴起一志丹地区页岩气源储特征分析[J]. 非常规油气, 2017, 4(6): 1-7.
- [17] 王向浩, 王延忠, 陈宏亮, 张磊. 湖南保靖龙马溪组页岩气勘探开发潜力研究[J]. 非常规油气, 2018, 5(2): 9-15.
- [18] Xu, T., Lindsay, G., Zheng, W., Yan, Q.Y., Escobar, P.K., Alimahomed, F., *et al.* (2018) Advanced Modeling of Production Induce Pressure Depletion and Well Spacing Impact on Infill Wells in Spraberry, Permian Basin. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, 24-26 September 2018, 1-17. <https://doi.org/10.2118/191696-MS>
- [19] Cao, R., Li, R.J., Girardi, A., Chowdhury, N. and Chen, C.H. (2017) Well Interference and Optimum Well Spacing for Wolfcamp Development at Permian Basin. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, Austin, 24-26 July 2017, 2756-2766. <https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2691962>
- [20] 黄小青, 王建君, 杜悦, 李林, 张卓. 昭通国家级页岩气示范区 YS108 区块小井距错层开发模式探讨[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(4): 557-565.
- [21] 杨济源, 李海涛, 张劲, 程晓雯, 谢正龙. 四川盆地川南页岩气立体开发经济可行性研究[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 95-99.
- [22] 位云生, 王军磊, 齐亚东, 金亦秋. 页岩气井网井距优化[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 129-137.
- [23] DZ/T 0254-2020 页岩气资源量和储量估算规范[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.