

引用格式:胡春锋,梅俊伟,李仕钊,等.四川盆地东部南川常压页岩气开发效果地质与工程因素分析[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):559-568.

HU Chunfeng, MEI Junwei, LI Shizhao, et al. Analysis on geological and engineering factors of development effects on normal pressure shale gas in Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 559-568.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.012

# 四川盆地东部南川常压页岩气开发效果 地质与工程因素分析

胡春锋<sup>1,2</sup>,梅俊伟<sup>1</sup>,李仕钊<sup>1</sup>,卢比<sup>1,2</sup>,马军<sup>1,2</sup>,钱劲<sup>2</sup>

(1. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京 210000;2. 中国石化重庆页岩气有限公司,重庆 408400)

**摘要:**南川区块页岩气资源丰富,平桥、东胜两个构造带目前已探明储量近 $2\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ ,以常压页岩气藏为主,构造、应力双复杂,资源品质相对较差。受保存条件、埋深、地应力、复杂构造、裂缝发育不均以及压裂改造效果的影响,同平台单井产能差异较大,部分井测试产量、产能、单井EUR(最终可采储量)未达预期,极大地限制了规模上产和效益开发。开展地质、开发、工程多维度典型井生产效果对比分析,认为在资源落实区,地层压力系数、天然缝网发育程度、局部复杂构造、地应力是影响常压页岩气开发的主要因素。压力系数表征了地层的驱动能量,一定程度的天然缝网可有效改善开发效果。局部复杂构造导致优质页岩钻遇率低,挤压变形,埋深增加,水平段方位与最小主应力方位夹角过大产生的应力增加,会在一定程度上限制人造缝网的复杂程度。根据主控因素平面差异分布特征,甜中选优,局部优化调整是提高常压页岩气开发效果的基础。

**关键词:**常压页岩气;压力系数;裂缝发育程度;地应力;开发效果

中图分类号:TE25

文献标识码:A

## Analysis on geological and engineering factors of development effects on normal pressure shale gas in Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin

HU Chunfeng<sup>1,2</sup>, MEI Junwei<sup>1</sup>, LI Shizhao<sup>1</sup>, LU Bi<sup>1,2</sup>, MA Jun<sup>1,2</sup>, QIAN Jin<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210000, China;  
2. Sinopec Chongqing Shale Gas Co., Ltd., Chongqing 408400, China)

**Abstract:** Nanchuan Block is rich in shale gas resources, and the proven reserves of Pingqiao and Dongsheng structural belts are nearly  $2\ 000\times 10^8\text{ m}^3$ , mainly in normal pressure shale gas reservoir, with complex structure and stress, and relatively poor resource quality. Affected by the preservation conditions, burial depth, in-situ stress, complex structure, uneven fracture development and fracturing effect, the productivity of single wells on the same platform is quite different, and the test production, productivity and single well EUR of some wells have not been able to meet the expectation, all these above greatly limit the scale production and benefit development. By the comparative analysis of production effects of typical wells in geology, development and engineering, it is considered that formation pressure coefficient, development degree of natural fracture network, local complex structure and in-situ stress are the main factors affecting normal pressure shale gas development in resource implementation area. The pressure coefficient represents the driving energy of the formation, and a certain degree of natural fracture network can effectively improve the development effects. The local complex structure leads to a low drilling rate of high-quality shale, and the stress increase caused by extrusion deformation, deepening burial depth and excessive angle between horizontal section azimuth and minimum principal stress azimuth will limit the complexity of artificial fracture network to a certain extent. According to the plane difference distribution characteristics of main controlling factors, the basis of improving the development effects of normal pressure shale gas is to select the best from sweet spot and adjust the local optimization.

**Keywords:** normal pressure shale gas, pressure coefficient, fracture development degree, crustal stress, development effect

收稿日期:2021-04-06。

第一作者简介:胡春锋(1984—),男,硕士,工程师,主要从事油气地质及开发评价等方面的综合研究工作。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城,邮政编码:210000。E-mail: 281640916@qq.com

基金项目:中国石化科技开发部项目“四川盆地及周缘常压页岩气勘探开发关键技术研究”(P21087-4)。

目前中国页岩气开发主要集中在四川盆地一带,从盆内到盆外建立了长宁、威远、威荣、涪陵、南川等多个页岩气田,从超压到常压实现了多个突破,逐步迈入商业化开发阶段。在页岩气勘探中形成了“箱状成藏”“断—滑控缝”“三因素控气”等地质理论和认识<sup>[1-9]</sup>,在开发效果评价方面形成了分区产能差异、分阶段生产特征和针对性开发技术政策<sup>[10-11]</sup>。前期研究主要集中在较大的勘探突破和整体建产层面,针对常压页岩气资源品质相对较差、单井产能差异大、边际效益突出的气藏,其开发效果影响因素对比研究较少。综合利用南川页岩气大量的地震、钻井、测井、压裂、生产动态等资料,选取相同地质背景、相近施工工艺井对比分析,通过梳理相关影响因素,重点研究了压力系数、天然缝网发育程度、局部复杂构造、地应力等主控因素的局部变化对开发效果造成的影响,为常压页岩气优化部署、效益开发提供了参考。

## 1 概况

南川区块位于渝东南盆缘复杂构造带(图1),历经了加里东期、海西期、印支期、燕山—喜马拉雅期

等多期构造运动叠加改造<sup>[12-13]</sup>,以燕山—喜马拉雅期作用影响最为强烈,奠定了以NE—SW向为主的向斜与背斜相间分布的槽—挡构造格局<sup>[3]</sup>,形成了现今的构造形态。平桥、东胜构造带为龙济桥断层和青龙乡断层夹持的复背斜,共发育20条逆断层,其中三级断裂4条,四级断裂5条,五级断裂11条,从北往南逐步抬升,埋深变浅,北部背斜窄陡,南部斜坡宽缓,五峰组底界整体埋藏深度从1 500 m到4 500 m。目的层位为上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组龙一段,最大水平主应力变化较大(50~95 MPa),背斜埋深大,地应力较高(80~95 MPa),斜坡区地应力较低(50~80 MPa),地层压力系数1.35~0.92,属于高压—常压过渡区,以常压页岩气为主。工区常压页岩气资源总量大、资源丰度较低、地质条件复杂,具有“五低三大”的地质特点,即优质页岩厚度、总有机碳含量(TOC)、基质孔隙度、压力系数、地温梯度较低,高角度缝和层理缝、吸附气占比、应力及差异系数(最大主应力与最小主应力的比值减1)较大。

经过十余年持续攻关,进行了一定规模的商业化开发,但总体尚处于探索阶段,在地质理论、工程技术、开发优化研究等效益开发上仍面临着挑战。主要表现为:①构造、应力复杂,井距、段长及水

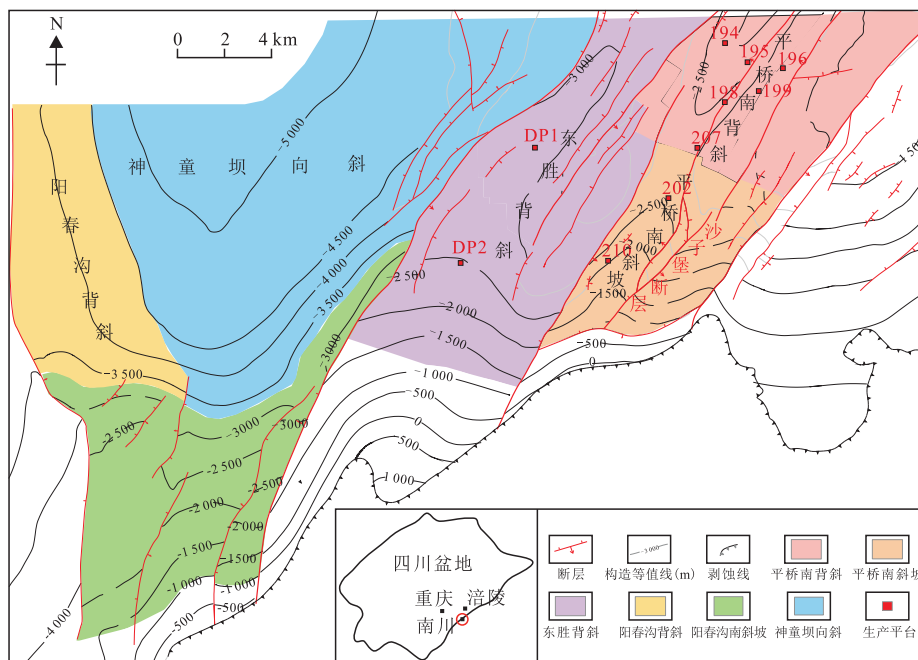


图1 四川盆地东南部南川页岩气田构造位置

Fig. 1 Structural location of Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin

平段方位难以同步兼顾;②埋深偏大、地应力高,岩石力学性质及天然缝分布非均质性强,导致难以形成复杂缝网;③气井产量平面差异大、递减快、产液多,产能影响主控因素认识仍不够清晰。

## 2 开发效果差异的地质与工程因素分析

影响页岩气生产效果的因素包括:①地质因素。TOC、孔隙度、总含气量、优质页岩厚度、沉积特征、构造及断裂特征、地层压力系数、地应力、埋深、微裂缝等。②开发—工程因素。开发层系、穿行甜点、段长、井距、脆性矿物含量、杨氏模量、泊松比、施工液量、加砂量等。

结合典型单井、井区对比分析,梳理出影响南充页岩气生产效果的四大主要影响因素:压力系数反映页岩气富集程度;天然缝网造成了局部富集程度的差异增大;局部复杂构造影响了优质页岩钻遇率;地应力影响了人造裂缝的扩展。

### 2.1 地层压力系数反应了页岩气富集程度

地层压力系数表征了地层能量是否充足和驱动力的强弱,是反映页岩层保存条件、含气量丰富程度的关键性指标。压力系数越大,流体封存条件越好,构造变性导致的逸散作用减少,储层物性越好,含气量和游离气占比越高,单井产量和EUR越高。按照国家标准,地层压力系数介于0.9~1.3时为常压页岩气藏。页岩气井生产效果与气藏压力系数呈明显正相关(图2、图3),页岩储层流体压力系数越高,含气

量越高<sup>[14]</sup>。

平桥南区压力系数为1.30~1.35,孔隙度为3.4%~4.2%,含气量为4.4~6.2 m<sup>3</sup>/t,埋深介于2 500~4 100 m,地应力介于52~59 MPa,保存条件较好、埋藏中深、物性及含气性好、地应力适中。压力系数从北至南逐渐下降,背斜核部从北往南对比分析,埋深2 543 m上升至3 237 m,孔隙度、含气量、实钻气测降低,投产初始套压降低。在地质背景、压裂参数相当的情况下,初期套压由26.2 MPa下降至22 MPa,单位压降产量由473×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/MPa下降至273×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/MPa, EUR由1.44×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>下降至1.11×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,效果逐渐变差。

平桥南斜坡常压区压力系数为1.1~1.2,孔隙度为3.2%~3.6%,含气量为3.6~4.7 m<sup>3</sup>/t,埋深介于2 700~3 800 m(图4),地应力介于63~85 MPa,两向应力差异系数为0.14~0.16,保存条件较好,埋藏中深,物性及含气性好,地应力适中。测试产量与地层压力系数呈现正相关性,由北向南随着压力系数降低,在施工压力、压裂改造规模基本一致的条件下,测试产量由20.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d逐渐下降至9×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,套压由19.6 MPa下降至8.2 MPa,气井产能逐渐下降,生产效果变差,单位套压压降产量由133×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/MPa下降至76×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/MPa。

压力系数在1.32、1.18、1.06,3口井见气返排率分别为1.8%、4.7%、16.5%(图5),表明压力系数对页岩气井生产能力具有重要作用。当地层压力系数大于1.3时,压力系数变化对初期套压和单位压降产气影响较大;当地层压力系数小于1.3时,对见气返排率和单位压降产气影响较大,常压区生产效果对

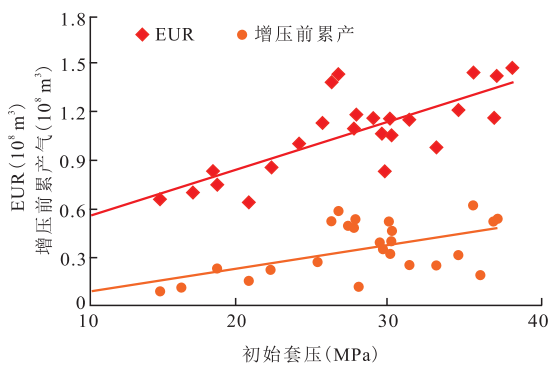


图2 单井EUR、增压前累产气与初期套压关系  
Fig. 2 Relation between cumulative gas production and initial casing pressure before single well EUR/pressurization

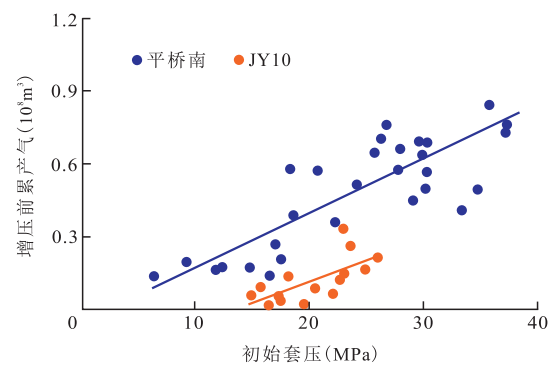


图3 不同区块增压前累产气与初期套压关系  
Fig. 3 Relation between cumulative gas production before pressurization and initial casing pressure in different blocks

压力系数的变化更为敏感。在缝网改造规模相当的情况下,压力系数越高稳定生产时间越长,纯液、过渡阶段越短,增压前采出气量越大<sup>[11,15]</sup>。

## 2.2 天然缝网发育程度反应了页岩气非均质分布特征

天然裂缝发育程度对页岩气储集和保存具有重要影响<sup>[3]</sup>,裂缝规模和封闭性控制了页岩气的富集程度<sup>[16-17]</sup>。特殊裂缝和层理缝对页岩气富集和产出具有重要作用<sup>[18-20]</sup>。南川区块经历了多期构造作用,形成了不同类型、不同规模、不同展布方向的断层、微断层、褶皱和天然裂缝带,多尺度天然裂缝发育<sup>[21-22]</sup>。天然裂缝按照尺度分,为大尺度、中尺度和小尺度三大类<sup>[23]</sup>。大尺度裂缝主要是区域构造运动形成的大型断层;中尺度主要是构造、沉积、成岩作用形成的小断层、裂缝带、节理带;小尺度主要指热演化、生烃等形成的微裂缝。平桥、东胜构造带为挤压抬升作用下形成的北东向长轴断背斜,东西翼受封闭性逆断层夹持,整体封闭性较好。不规则曲率分布是中、小尺度裂缝发育的间接反映,一般曲率越大,其

张应力就越大,张裂缝也越发育<sup>[24]</sup>,人工裂缝更容易与天然微裂缝进行沟通并延伸形成复杂缝网,为流体渗流提供了优势通道,增大了游离气储集空间。

平桥南背斜轴部东1断层附近裂缝发育(图6、图7、表1),曲率异常明显(图8),埋深小于3 800 m,7口井测试产量平均 $39.49 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,初期套压30.6 MPa,

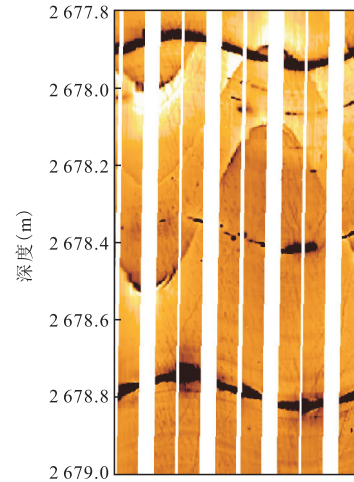


图6 四川盆地东部南川气田JY194-3井高角度缝  
Fig. 6 High angle fracture of Well-JY194-3 in Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin

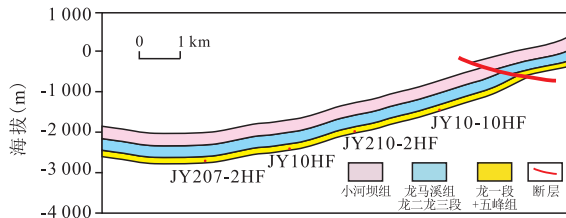


图4 四川盆地东部南川气田平桥南斜坡北南向气藏剖面  
Fig. 4 Gas reservoir profile of south slope of Pingqiao in Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin

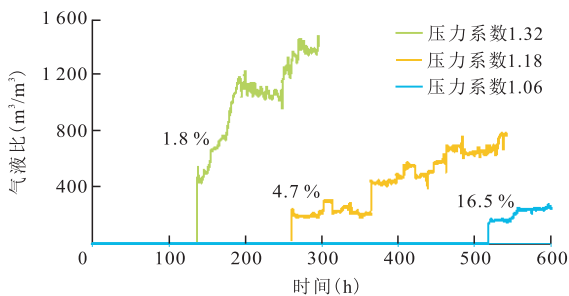


图5 四川盆地东部南川气田不同压力系数页岩气井见气曲线

Fig. 5 Gas breakthrough curves of shale gas wells with different pressure coefficients in Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin



图7 四川盆地东部南川气田JY194-3井  
2 677.88 ~ 2 678.16 m井段岩心  
Fig. 7 Core of 2 677.88 ~ 2 678.16 m section of Well-JY194-3 in Nanchuan Block, eastern Sichuan Basin

表1 平桥南区3口取心井裂缝发育情况统计  
Table 1 Statistics of fracture development of three coring wells in South Pingqiao District

井号	低角度缝 (条)	高角度缝 (条)	总裂缝 (条)	裂缝密度 (条/m)
背斜(SY194-3)	20	143	163	1.75
东1断层(SY195-2)	135	281	416	5.25
翼部(SY201-1)	40	83	123	1.52

单井累产气  $7\,537 \times 10^4 \text{ m}^3$ , EUR 为  $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 远高于平桥南单井累产气  $5\,230 \times 10^4 \text{ m}^3$ , EUR 为  $1.08 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 局部区域产能的巨大差异, 与天然裂缝的发育程度关系较大(表2)。而背斜轴部, 天然裂缝发育程度不及东一区, 显示出高应力特征, 典型井埋深浅 300 m, 破裂压力、停泵压力分别高 20, 15 MPa, EUR 相差 20% 左右。

东胜南斜坡常压区, 压力系数 1.12 ~ 1.25, 埋深 (2 500 ~ 3 500 m) 较浅, 构造稳定, 地应力 (50 ~ 75 MPa) 适中, 微注测试解释储层均质特征, 裂缝欠发育(图9)。同平台同方向典型井组 SY2HF 与 SY2-2HF, 埋深 3 000 m 左右, 压裂段长分别为 75, 62 m, 加砂强度分别为 1.2, 1.7  $\text{m}^3/\text{m}$ , 破裂压力分别为 78.8, 79.7 MPa, 停泵压力分别为 55.9, 61.9 MPa。SY2HF

表2 平桥南区生产情况统计  
Table 2 Production statistics of Pingqiao South District

地质分区	埋深(m)	气测显示 (%)	曲率及裂缝	初期套压 (MPa)	测试产量 ( $10^4 \text{ m}^3$ )	测试压力 (MPa)	累产 ( $10^4 \text{ m}^3$ )	EUR ( $10^8 \text{ m}^3$ )	返排率 (%)
主体区	$\leq 3\,800$	$> 15$	高值/构造缝	27.6	24.8	17.4	5 872	1.04	16.6
东一区	$\leq 3\,500$	10 ~ 15	中高值/微裂缝	30.6	39.5	23.3	7 537	1.30	25.9
两翼	$\geq 3\,800$	$< 10$	低值/裂缝欠发育	18.9	17.1	14.7	3 135	0.91	33.3
平均				25.1	25.1	17.7	5 230	1.08	24.6

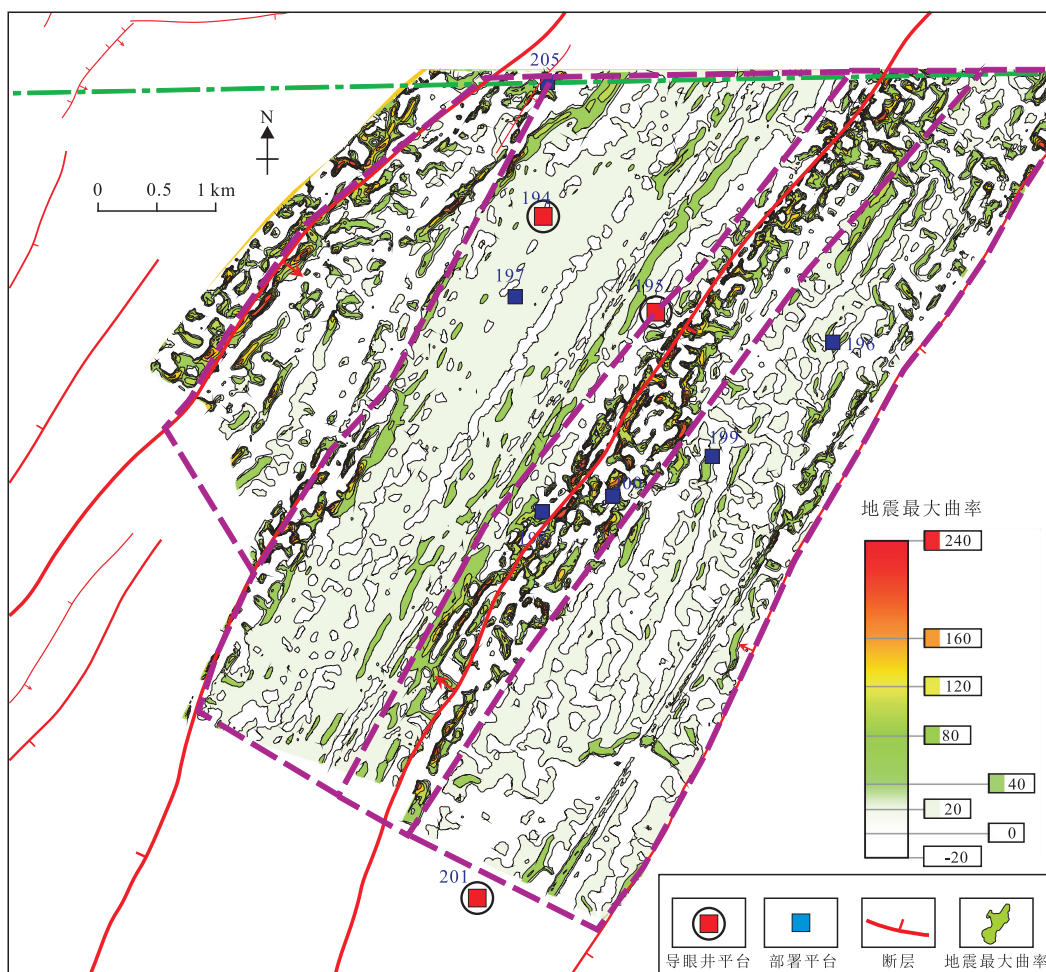


图8 四川盆地东部南川气田平桥南区曲率分布

Fig. 8 Curvature distribution of southern Pingqiao area in Nanchuan block, eastern Sichuan Basin

井初期套压 30.6 MPa,日产气 $(7.2 \sim 9.3) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,EUR 为 $0.85 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。SY2-2HF 初期套压 14.7 MPa,日产气 $(8.1 \sim 10.4) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,EUR 为 $0.65 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。压后 G 函数分析(停泵后井口压力随时间变化关系)揭示以单一主缝为主,复杂缝网占比 20.0%~41.2%,低于平桥南的 57%,与平桥南相比,在加砂强度 $0.95 \text{ m}^3/\text{m}$  上升至 $1.4 \text{ m}^3/\text{m}$  的情况下,复杂缝网占比降低,分析为井区天然缝网不发育,存在高破裂压力梯度区,投产后表现出压力低,压降快,大液量,高水气比生产特征。

### 2.3 局部复杂构造影响了优质页岩钻遇率

南川区块构造变形程度上的差异,导致该地区

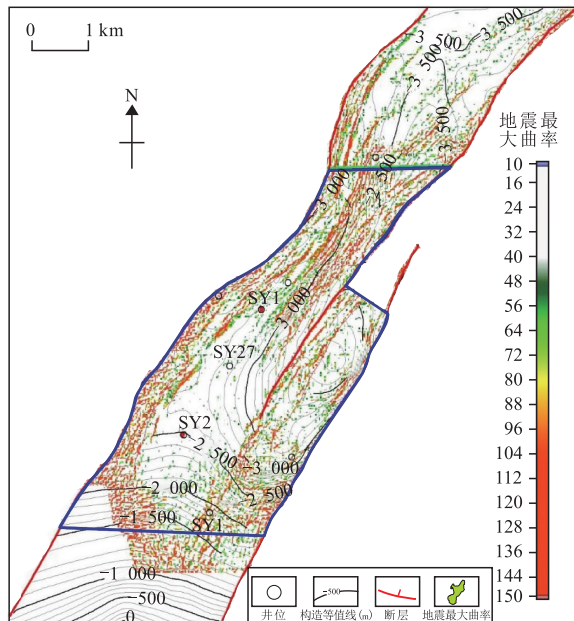


图9 四川盆地东部南川气田东胜曲率分布  
Fig. 9 Curvature distribution of Dongsheng Gasfield in Nanchuan block, eastern Sichuan Basin

局部构造复杂<sup>[25]</sup>。局部高陡膝折带、挠曲、微断层等较发育。高陡构造,地层倾角大,落差大,地震成像识别难度大,局部隆起、微断层等构造突变,在三维地震上不易识别。龙马溪组优质页岩段部分小层伽马特征具有一定相似性,钻井过程中判断地层倾角变化和构造变化比较困难,井眼轨迹容易穿出优质页岩段设计箱体<sup>[18]</sup>,影响优质页岩钻遇率。

东胜区块资源落实,为一不对称背斜+上倾斜坡构造,局部构造复杂,背斜西翼整体更为高陡(局部倾角达 $65^\circ$ ),南斜坡西部存在局部微幅隆起,地层起伏高差 60 m。局部构造变化影响地应力分布,也造成了区域钻遇率不高,改造欠佳。

东胜背斜西翼高陡(图 10a),具有保存条件好,埋藏深,物性相对较低,地应力较高的特征,发育伸展褶皱,地层倾角变化大( $0^\circ \sim 70^\circ$ ),SY20-2HF 井水平段 1 200 m,其中①—③小层钻遇率 34%,产剖测试其产气贡献率 87%。试采初期日产气 $15.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,套压 31.4 MPa,初期能量足,产量高,但压力递减快,累产气 $1 904 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,平均日产气 $7.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,返排率 36%,EUR 为 $0.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。井震模型优化后,SY20-1HF 井水平段长 1 335 m,①—③小层钻遇率提升至 49.8%,仍难以实现钻遇率的根本性改善。

东胜南斜坡西翼 DP2 平台钻遇高陡膝折褶皱(图 10b),局部隆起,视地层倾角变化在 $15^\circ$ 以上,轨迹难以控制追层,实钻水平段较短(875~1 291 m,平均 1 039 m),优质页岩钻遇率低(59%~94%)。在小段长(63.4 m)、密切割、全陶粒施工的条件下,效果仍然较差,初期套压平均 7.55 MPa,日产气 $(2.6 \sim 7.5) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,目前日产气 $(2.0 \sim 3.8) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,EUR 为 $(0.3 \sim 0.5) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

东胜背斜与斜坡转折区 DP12 平台钻遇局部冲

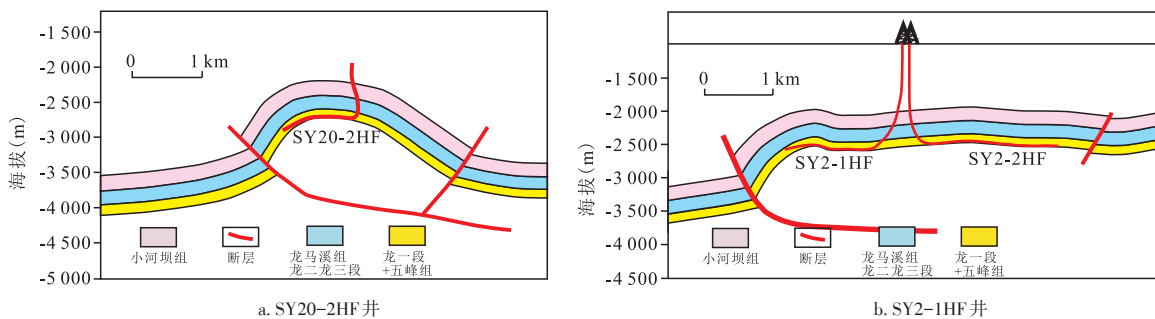


图10 四川盆地东部南川气田SY20-2HF井和SY2-1HF井气藏剖面  
Fig. 10 Gas reservoir profile of Well-SY20-2HF and Well-SY2-1HF in Nanchuan Gasfield, eastern Sichuan Basin

起构造,前冲逆断层断距180 m,延伸长度1.9 km,反冲断层规模较小,断距20 m,延伸长度650 m,2条逆断层夹持,面积约0.05 km<sup>2</sup>。3口井水平段短(1 500~1 412 m),优质页岩钻遇率低(27.5%~76.3%);压裂改造规模较好,加砂强度1.28 m<sup>3</sup>/m,但是G函数揭示复杂缝网占比较低(20.0%~41.2%),导致初期套压较高,压降较快。3口井初期日产气(3.2~10.0)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,套压12.1~20.0 MPa。目前日产气(2.9~5.5)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,套压1.28~6.67 MPa,累产气(80~577)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,EUR(0.3~0.5)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。

## 2.4 地应力影响压裂改造的难易程度

### 2.4.1 挤压变形区应力复杂

地应力控制着压裂裂缝扩展与压裂效果,不仅取决于岩性和地层孔隙压力,还取决于地质构造与沉积环境<sup>[26]</sup>,及多期构造运动,挤压、拉伸、旋扭产生复杂应力场<sup>[27]</sup>。实践揭示不同构造单元、同一构造单元不同部位,单井压裂测试产量差异悬殊。在页岩气富集程度相似的条件下,地应力场是决定单井产量高低的关键因素<sup>[3]</sup>。古地应力场决定天然缝发育程度,在古地应力集中区,页岩挤压破裂形成天然缝网,天然缝越发育,越有利于页岩气运移和聚集。现今地应力场影响目的层的可压性,是决定页岩体积压裂改造效果的关键因素<sup>[11,15]</sup>,人工缝与天然缝切割沟通形成网络缝,有利于提升单井产能和经济可采储量。现场压裂实践表明,在穿层条件基本一致的情况下,破裂压力的高低可表征今地应力的大小,停

泵压力的高低可表征压裂改造效果,同时反映出人造缝与天然缝交割沟通程度。现今地应力越大,形成复杂缝网难度越大,在施工参数上表现为破裂压力和施工压力越大。天然缝越发育,人造缝与天然缝沟通程度越好,则停泵压力越低。

实钻表明,平桥南斜坡东部沙子堡断层附近的应力大(图2、图11、图12),最大水平主应力80~95 MPa,压裂改造困难,破裂压力82~99 MPa,停泵压力69~88 MPa。物探预测应力方向变化快,JY211-2HF井:埋深3 546 m,整体靠近沙子堡断层,破裂压力99.4 MPa,施工压力100 MPa,投产无自喷能力,初期压力6.1 MPa,日产气2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,累产气568×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。JY211-4HF井:埋深3 288 m,1~19段破裂压力76.9 MPa,20~31段逐渐靠近沙子堡断层施工压力上升,破裂压力90.2 MPa,升高13.3 MPa,加砂困难,投产无自喷能力,初期压力1.1 MPa,日产气1.48×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,累产气636×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。分析认为应力复杂,现有工艺难以改造,造成低产。

### 2.4.2 深层地应力增大显著

埋深与页岩含气量具有一定相关性,整体控制气藏含气性分布,一定程度上影响着页岩气的保存。受压实作用影响,背斜高部位物性更好,储集空间更大,游离气含量更高,随着储层埋深增加,表现出“五高”特性<sup>[28]</sup>,即地层温度高、上覆压力高、应力差值高、破裂压力高和闭合压力高<sup>[29]</sup>。随着围压增加抗压强度增加,深层页岩受高温、高围压影响,塑性增

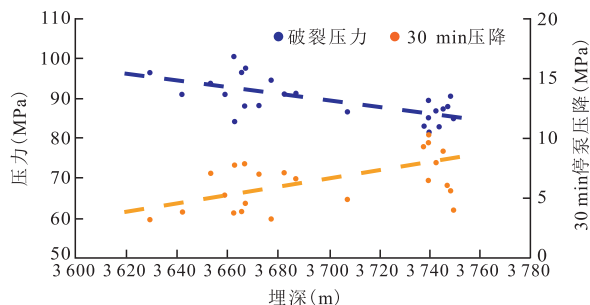


图11 四川盆地东部南川气田沙子堡断层附近井破裂压力、30min压降与埋深统计

Fig. 11 Statistics of fracture pressure, pressure drop per 30 min and buried depth of wells near Shazibao fault of Nanchuan Gasfield, eastern Sichuan Basin

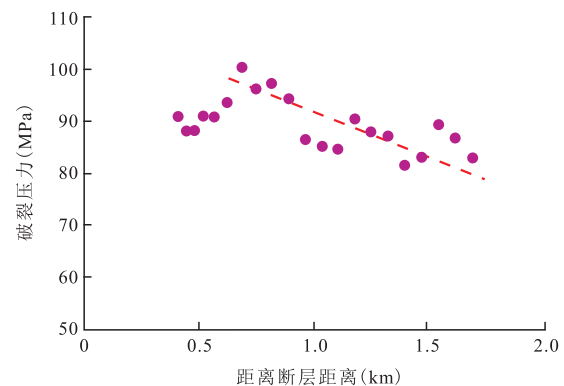


图12 四川盆地东部南川气田沙子堡断层附近井破裂压力与断层距离统计

Fig. 12 Statistics of fracture pressure and fault distance of wells near Shazibao fault of Nanchuan Gasfield, eastern Sichuan Basin

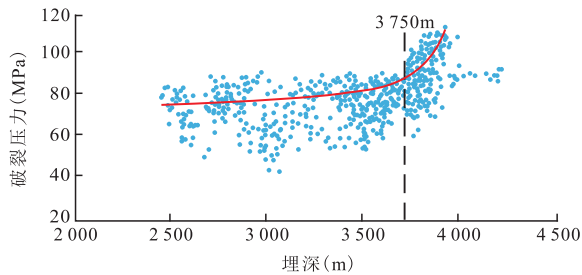


图13 平桥南区埋深与破裂压力

Fig. 13 Relation between buried depth and fracture pressure of southern Pingqiao area

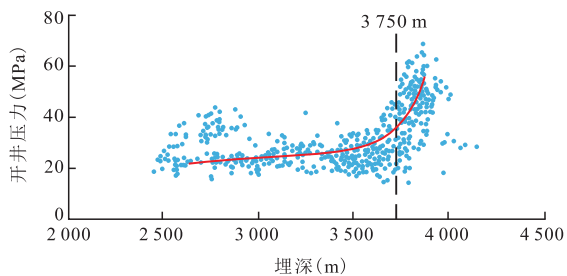


图14 平桥南区埋深与开井压力

Fig. 14 Relation between buried depth and well opening pressure of southern Pingqiao area

大,应力与应变的非线性关系越来越明显,地层塑性增强,导致层理缝开启困难,增加了压裂的难度,形成复杂缝网难度大。根据平桥南压裂与埋深的关系,3 750~3 800 m为储层压裂改造应力敏感深度,超过3 800 m,页岩抗破裂能力及塑性急剧增强。

平桥南区两翼埋深3 800~4 500 m,地应力80~110 MPa,随埋深增大,破裂压力增加,存在明显的应力拐点(图13、图14),改造难度增大,该区埋深大于3 750 m井6口的测试产量均小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。同平台同方向相邻两口井对比,JY194-1井、JY194-4HF井静态指标基本一致。JY194-1HF井埋深3 412 m,破裂压力75.7 MPa,EUR为 $1.06 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;JY194-4HF井埋深3 673 m,破裂压力81.4 MPa,EUR为 $0.68 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。JY194-1HF埋深较浅,压裂、生产效果相对较好。埋深导致了压裂改造的差异,造成了单井产能上的较大差异。

#### 2.4.3 水平段方位与最小水平主应力方位夹角增大造成施工难度增大

页岩储层水平井最佳的布井方式是沿最小水平

主应力方向<sup>[30]</sup>,裂缝扩展需要的能量较低,较易形成复杂缝网<sup>[28]</sup>。东胜背斜最大水平主应力方向为 $60^\circ$ ,构造形态为北东向约 $40^\circ$ ,夹角较大,构造窄陡,布井必须综合考虑应力、水平段长、AB靶点高差、穿行轨迹等因素,较难沿最小水平主应力方向布井。前期理论分析认为在两向应力差异系数为0.1~0.2时,与最小水平主应力夹角小于 $30^\circ$ ,破裂压力增幅小于17%,夹角大于 $30^\circ$ 时,破裂压力急剧上升。实钻过程中,SY1-8HF井较SY1HF井深162 m,夹角由 $57^\circ$ 降至 $30^\circ$ ,破裂压力由103.5 MPa降至89.4 MPa,降低14.1 MPa,停泵压力降低3.2 MPa,施工难度显著降低。每米液量达到 $30.26 \text{ m}^3/\text{m}$ ,平均排量达到 $16 \text{ m}^3/\text{m}$ ,相对于SY1HF井有了明显提高。SY1HF井关井压力恢复慢,SY1-8HF井G函数分析以剪切缝及复杂裂缝为主,造缝效果较好。SY1HF井的EUR为 $0.53 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,SY1-8HF井的EUR为 $0.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。可见布井方位与最小水平主应力夹角减小可有效改善压裂效果,利于形成复杂缝网。

### 3 结论

1) 南川区块压力系数从北至南整体呈下降趋势,局部压力系数相差大,反应出富集程度上的差异。常压区生产效果对压力系数的变化更为敏感,压力系数下降见气返排率上升,纯液、过渡阶段长。局部天然缝网的发育,有效改善了页岩气富集程度,造成同平台同区域井生产效果差异增大。

2) 局部构造、应力双复杂特征,导致在资源落实区,优质页岩钻遇率低,压裂形成复杂缝网难度大。应及时利用实钻参数、曲率特征、破裂压力、施工压力、延伸压力、停泵压力、30 min压降等参数,开展压裂模拟校正,明确不同构造样式、构造部位、不同埋深、不同天然裂缝发育区现今应力的变化规律。应用地质工程一体化设计、实施、评价,做到布好井、穿好层、造好缝、管好井、算好账。

3) 开发过程中应以地层压力系数、埋深、地应力为核心,井震结合做好井区构造刻画,加强区域裂缝、地应力展布规律研究,开展页岩气藏精细描述和地质建模,划分优先动用区,保障效益开发。

参考文献

- [1] 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.  
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [2] 张抗.涪陵页岩气田高产的构造因素分析及思考[J].中外能源,2016,21(4):1-8.  
ZHANG Kang. An analysis of geological structure factor behind the high productivity of Fuling shale gas field and some thoughts [J]. Sino-Global Energy, 2016, 21(4): 1-8.
- [3] 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):1-13.  
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): 1-13.
- [4] 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.
- [5] 郭卫星,唐建明,欧阳嘉穗,等.四川盆地南部构造变形特征及其与页岩气保存条件的关系[J].天然气工业,2021,41(5):11-19.  
GUO Weixing, TANG Jianming, OUYANG Jiasui, et al. Characteristics of structural deformation in the southern Sichuan Basin and its relationship with the storage condition of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 11-19.
- [6] 赵迪斐,郭英海,刘静,等.页岩储层非均质性地质理论的研究现状、进展与方向评述[J].非常规油气,2020,7(6):1-4.  
ZHAO Difei, GUO Yinghai, LIU Jing, et al. Review on the current situation, progress and direction of the research on the geological theory of shale reservoir heterogeneity[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(6): 1-4.
- [7] 郭彤楼.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,2016,43(3):1-10.  
GUO Tonglou. Key geological issue and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 1-10.
- [8] 方栋梁,孟志勇.页岩气富集高产主控因素分析——以四川盆地涪陵地区五峰组-龙马溪组一段页岩为例[J].石油实验地质,2020,42(1):37-41.  
FANG Dongliang, MENG Zhiyong. Main controlling factors of shale gas enrichment and high yield: a case study of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 37-41.
- [9] 郭彤楼,蒋恕,张培先,等.四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J].石油实验地质,2020,42(5):837-845.  
GUO Tonglou, JIANG Shu, ZHANG Peixian, et al. Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 837-845.
- [10] 梁榜,李继庆,郑爱维,等.涪陵页岩气田水平井开发效果评价[J].天然气地球科学,2018,29(12):289-295.  
LIANG Bang, LI Jiqing, ZHENG Aiwei, et al. Development effect evaluation for shale gas wells in Fuling shale gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(12): 289-295.
- [11] 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.
- [12] 牟书令.中国海相油气勘探理论、技术与实践[J].石油与天然气地质,2008,29(5):543-547.  
MOU Shuling. Exploration theories, techniques and practices of petroleum exploration marine sequences in China[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 543-547.
- [13] 马立,陈焕疆,甘克文,等.中国南方大地构造和海相油气地质[M].北京:地质出版社,2004.  
MA Li, CHEN Huanjiang, GAN Kewen, et al. Geotectonics and petroleum geology of marine sedimentary in southern China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004.
- [14] 王强,魏祥峰,魏富彬,等.川东南涪陵地区五峰组-龙马溪组页岩气藏中的超压作用[J].石油实验地质,2019,41(3):333-340.  
WANG Qiang, WEI Xiangfeng, WEI Fubin, et al. Overpressure in shale gas reservoirs of Wufeng-Longmaxi formations, Fuling area, southeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(3): 333-340.
- [15] 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.
- [16] 聂海宽,张金川.页岩气储层类型和特征研究:以四川盆地及其周缘下古生界为例[J].石油实验地质,2011,33(3):219-225.  
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir: A case study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(3): 219-225.
- [17] HE Z L, HU Z Q, NIE H K, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng formation-Longmaxi formation in the Sichuan Basin of China and evaluation of its geological

- construction-transformation evolution sequence[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2017, 2(1): 1-10.
- [18] 何治亮, 聂海宽, 张钰莹. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. *地质前缘*, 2016, 23(2): 8-17.  
HE Zhiliang, NIE Haikuan, ZHANG Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 8-17.
- [19] 胡明, 黄文斌, 李加玉. 构造特征对页岩气井产能的影响——以涪陵页岩气田焦石坝区块为例[J]. *天然气工业*, 2017, 37(8): 31-39.  
HU Ming, HUANG Wenbin, LI Jiayu. Effects of structural characteristics on the productivity of shale gas wells: A case study on the Jiaoshiba Block in the Fuling Shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(8): 31-39.
- [20] 王玉杰, 赵迪斐, 卢琪荣, 等. 纹层、夹层沉积构造对海相页岩储集空间和储层脆性的影响——以四川盆地龙马溪组页岩为例[J]. *非常规油气*, 2020, 7(6): 33-40.  
WANG Yujie, ZHAO Difei, LU Qirong, et al. Impact of laminae and interlayer sedimentary structure on the storage and brittleness of shale reservoirs—Taking Longmaxi Formation Shale in Sichuan Basin as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020, 7(6): 33-40.
- [21] 吴奇, 梁兴, 鲜成钢, 等. 地质—工程一体化高效开发中国南方海相页岩气[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(4): 1-23.  
WU Qi, LIANG Xing, XIAN Chenggang, et al. Geoscience-to-production integration ensures effective and efficient South China marine shale gas development[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(4): 1-23.
- [22] HAO F, ZOU H Y, LU Y C. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(8): 1325-1346.
- [23] 鲜成钢, 张介辉, 陈欣, 等. 地质力学在地质工程一体化中的应用[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(1): 75-88.  
XIAN Chenggang, ZHANG Jiehui, CHEN Xin, et al. Application of geomechanics in geology-engineering integration [J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(1): 75-88.
- [24] ROBERTS A. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons[J]. *First Break*, 2011, 19(2): 85-100.
- [25] 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.  
LONG Xiaojun. Analysis of tectonic deformation difference and preservation in Jiaoshiba Area[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(5): 28-34.
- [26] 张金才, 亓原昌. 地应力对页岩储层开发的影响与对策[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 776-799.  
ZHANG Jincai, QI Yuanchang. Impact of in-situ stresses on shale reservoir development and its countermeasures[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 776-799.
- [27] 葛忠伟, 欧阳嘉穗, 蔡文轩, 等. 高陡复杂构造带页岩气水平井方位优选——以永川页岩气区块五峰—龙马溪组为例[J]. *非常规油气*, 2021, 8(3): 111-117.  
GE Zhongwei, OUYANG Jiasui, CAI Wenxuan, et al. Orientation optimization of shale gas horizontal wells in high steep complex structural belt—Taking Wufeng-Longmaxi Formation in Yongchuan shale gas block as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(3): 111-117.
- [28] 冯国强, 赵立强, 卞晓冰, 等. 深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(6): 77-82.  
FENG Guoqiang, ZHAO Liqiang, BIAN Xiaobing, et al. Multi-scale hydraulic fracturing of horizontal wells in deep shale gas plays[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(6): 72-88.
- [29] 何骁, 李武广, 党录瑞, 等. 深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 118-124.  
HE Xiao, LI Wuguang, DANG Lurui, et al. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 118-124.
- [30] 冯春强, 曾静凤, 刘华峰, 等. 基于裂缝模型的水平井方位优化——以A气藏为例[J]. *非常规油气*, 2020, 7(5): 121-126.  
FENG Chunqiang, ZENG Jingfeng, LIU Huafeng, et al. Orientation optimization of horizontal well based on fracture model—A case of a gas reservoir[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020, 7(5): 121-126.

(编辑 常燕)