

引用格式:房大志,钱劲,梅俊伟,等.南川区块平桥背斜页岩气开发层系划分及合理井距优化研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):212-218.
FANG Dazhi, QIAN Jin, MEI Junwei, et al. Layer series division for development of shale gas of Pingqiao anticline in Nanchuan Block and reasonable well spacing optimization[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 212-218.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.010

南川区块平桥背斜页岩气开发层系划分及合理井距优化研究

房大志¹,钱劲¹,梅俊伟²,任建华²,马波²,卢比²

(1.中国石化重庆页岩气有限公司,重庆 408400;2.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:南川区块平桥背斜五峰—龙马溪组含气页岩厚度大,目前采用一套层系开发,水平井井距500 m的条件下,存在着纵向动用程度低,平面动用不充分,未能实现页岩储量的充分动用。为了指导该地区页岩气的合理高效开发,提高储量动用程度和采收率,基于储层精细描述,重点刻画纵向上岩石微相及应力特征,明确其对压裂缝高和缝长的影响,利用微地震监测、气井生产数据历史拟合等技术方法,明确开发层系的划分和平面合理井距的优化。研究结果:①南川地区五峰—龙马溪组含气页岩划分为9个小层21个亚层,开发层系划分为上、下2套气层,其中下部气层为①—⑤小层,厚度35 m,上部气层为⑥—⑨小层,厚度76 m;②平桥背斜合理水平井间距在250 m。

关键词:页岩气;立体开发;合理井距;五峰组—龙马溪组;水平井;南川区块

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Layer series division for development of shale gas of Pingqiao anticline in Nanchuan Block and reasonable well spacing optimization

FANG Dazhi¹, QIAN Jin¹, MEI Junwei², REN Jianhua², MA Bo², LU Bi²

(1.Sinopec Chongqing Shale Gas Co., Ltd., Chongqing 408400, China;

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

Abstract: The gas-bearing shale in Wufeng-Longmaxi Formation of Pingqiao anticline in Nanchuan block is thick. Currently, the low vertical producing reserves, underused oil-bearing area remains in the development in the same layer series with the horizontal well spacing of 500 m, leading to the failure of fully exploitation of shale reserves. In order to guide reasonable and efficient development, and improve the reserve production degree and enhance recovery rate, based on the fine description of the reservoir, the description of the rock microfacies and stress characteristics in the vertical direction has been focused on, and the impact on the fracture height and fracture length has been clarified. By the microseismic monitoring, historical fitting of gas well production data and other technical methods, the division of the development layer series and the plane reasonable well spacing optimization have been determined. It is found that: firstly, the gas-bearing shale of Wufeng-Longmaxi Formation in Nanchuan area can be divided into nine small layers and 21 sub layers, and the development layer can be divided into two sets of gas layers. The lower ①—⑤ layer are with the thickness of 35 m, while upper ⑥—⑨ layer are with the thickness of 76 m. Secondly, the reasonable horizontal well spacing of Pingqiao anticline is 250 m.

Key words: shale gas, multiple layer series development, reasonable well spacing, Wufeng-Longmaxi Formation, horizontal well, Nanchuan Block

收稿日期:2019-12-04。

第一作者简介:房大志(1984—),男,硕士,副研究员,主要从事非常规油气开发方面的工作。地址:重庆市南川区渝南大道10号,邮政编码:408499。E-mail:fangdz.hdsj@sinopec.com

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)。

中国页岩气开发主要集中在四川盆地及周缘,已经建成长宁—威远、昭通、涪陵3个国家级海相页岩气示范区,实现了我国页岩气储量和产量快速上升^[1-2]。页岩气生产过程中递减较快,标定采收率低。为了提升页岩气开发效果和提高采收率,国内外已成功开发的页岩气田通过平面加密、立体调层等方式,形成了“体积开发”理论,不断提高储量动用程度^[3]。

北美目前采用“多层系、小井距、密井网”开发页岩气。页岩气井网部署采用三角井网异层错位开发^[4]。纵向上开发层系的划分在储层精细描述的基础上,基于水力裂缝的波及缝高作为重要参考依据进行划分。随着大量的开发实践,开发层系划分由早期的1套层系走向多套层系开发,例如 Marcellus(马塞勒斯)含气页岩纵向上划分为 Upper Marcellus(上马塞勒斯)、Lower Marcellus(下马塞勒斯)等2套层系,纵向跨度45~50 m,水平井距322 m。二叠盆地 Wolfcamp(沃尔夫坎普)细分为 Upper Wolfcamp(上沃尔夫坎普)、Lower Wolfcamp(下沃尔夫坎普)2套层系,纵向上跨度60 m^[5-6]。

中国石化涪陵页岩气田是我国最早开发的大型页岩气田。在学习借鉴国外页岩气立体开发的基础上,通过探索实践,由早期采用“单层系、大井距、疏井网”的开发技术政策逐渐向“平面井网加密、纵向立体调层”立体开发方式。井距由早期600 m缩小至300 m,纵向上由原来1套开发层系转向2套开发层系,纵向跨度50~60 m,实现了焦石坝区块页岩气甜点区高效“体积开发”,取得了较好开发效果。

中国石油长宁、威远、昭通等页岩气区块采用“单层系、中井距”的开发技术政策,纵向上靶窗选择五峰—龙一₁小层,水平井距一般为400~500 m,水力缝高一般在60 m左右,支撑缝高为10~20 m^[7],上部气层动用不充分或未动用^[8-9]。基于此提出了分2套层系“W”形立体井网部署,纵向距离15~20 m,平面可加密到300 m^[10]。

南川区块位于渝东南盆缘转换带,页岩埋深2 700~3 800 m,含气页岩厚度111 m,地层压力系数1.1~1.3,属于深层、常压—高压页岩气藏。1次井网开发井水平段长度1 500 m,井距500 m。该区块经过2~3 a的建产稳产期,目前已进入递减阶段。为了保证区块的持续稳产,需进一步研究纵向上细分开发层系的可行性以及平面上合理的开发井距,为制定调整井开发方案提供依据^[11],实现该开发区块实现持续的稳产。

1 开发层系划分及甜点段优选

1.1 开发层系划分

南川地区五峰—龙马溪组①—⑨小层页岩属于深水陆棚沉积环境^[12-14],横向展布较稳定,依据宏观岩心描述,结合镜下薄片,细分为2类岩石相^[15],其中①—⑤小层为碳硅质页岩相,石英含量大于50%,盆内生物成因为主,TOC(总有机碳含量)平均3.2%,富含笔石,纹层结构发育,发育富碳富硅富笔石的硅质页岩,厚度35 m,孔隙度4.2%,含气饱和度70.0%,含气量4.3 m³/t,储量丰度4.8×10⁸ m³/km²。

⑥—⑨小层为粉砂—泥质页岩相,表现为受陆源供给影响的半深水陆棚沉积,沉积类型主要为机械沉积、悬浮沉积,粉砂级颗粒大于25%,镜下薄片呈棱角状,黏土含量50%左右,含少量笔石,厚度76 m,具有低TOC(1.5%)、中低孔隙度(2.8%)、中低含气量(3.2 m³/t)特征。但由于页岩厚度大,储量丰度5.9×10⁸ m³/km²,具体储层参数见表1。

表1 平桥背斜五峰—龙马溪组含气页岩储层静态参数统计
Table 1 Reservoir static parameters of Wufeng-Longmaxi gas-bearing shale reservoir in Pingqiao anticline

页岩层位	厚度(m)	TOC (%)	孔隙度 (%)	含气饱和度 (%)	吸附含气量 (m ³ /t)	总含气量 (m ³ /t)	储量丰度 (10 ⁸ m ³ /km ²)
⑥—⑨	76	1.5	2.8	47.6	1.0	3.2	5.9
①—⑤	35	3.2	4.2	70.0	1.8	4.3	4.8

1.2 甜点段优选

为了优选不同开发层系下的水平井优质靶窗,在以岩性及其组合划分①—⑨小层各级层序界面识别和划分的基础上,基于测井曲线组合及有机地化进一步开展薄层细粒层序识别和亚层划分,测井组合基于GR曲线形态变化和放射性测井Th/U比值变化,有机地化识别是以选取TOC、微量元素与还原性的关系^[16-17],识别体系域内部次一级海泛面变化,将平桥背斜含气页岩细化为21个亚层,各亚层间岩性、电性、地化指标、物性、含气性等差异较明显。在甜点识别方面,优选地质富集甜点与工程可改造甜点的双因素耦合评价方法。其中,在地质甜点方面重点优选TOC、孔隙度、含气量、含气饱和度等指标。

在工程甜点评价方面,脆性指数基础上增加最小水平主地应力参数,利用岩心分析和测井解释,对于上部层系优选⑧-2亚层,下部层系优选①-2亚层,具体储层参数见图1、表2。

1.3 纵向压裂缝高波及层位

受岩石相的影响,在⑤小层顶部发育粉砂质页岩相,表现为高应力界面,形态表现为箱状,导致压裂缝高难以突破高应力界面^[18]。为了进一步定量评价纵向压裂缝的扩展情况,基于Mayer软件开展不同小

层的水力缝高模拟,穿行③小层水力缝高40 m以内,利用井中微地震监测法评价水平段穿行①小层条件下缝高平均30~50 m,表明水平井穿行下部气层①—③小层,压裂裂缝的缝高主要波及层位①—⑤小层,未对上部气层进行动用(图2)。

穿行⑧-2亚层应力遮挡作用弱,造缝相对容易,裂缝主要在⑥—⑨延伸,水力缝高50 m。结合模拟结果,压裂缝高难以突破⑤小层高应力界面。

综上所述,南川地区平桥背斜五峰—龙马溪组页岩纵向上可细分为两套开发层系,即①—⑤小层

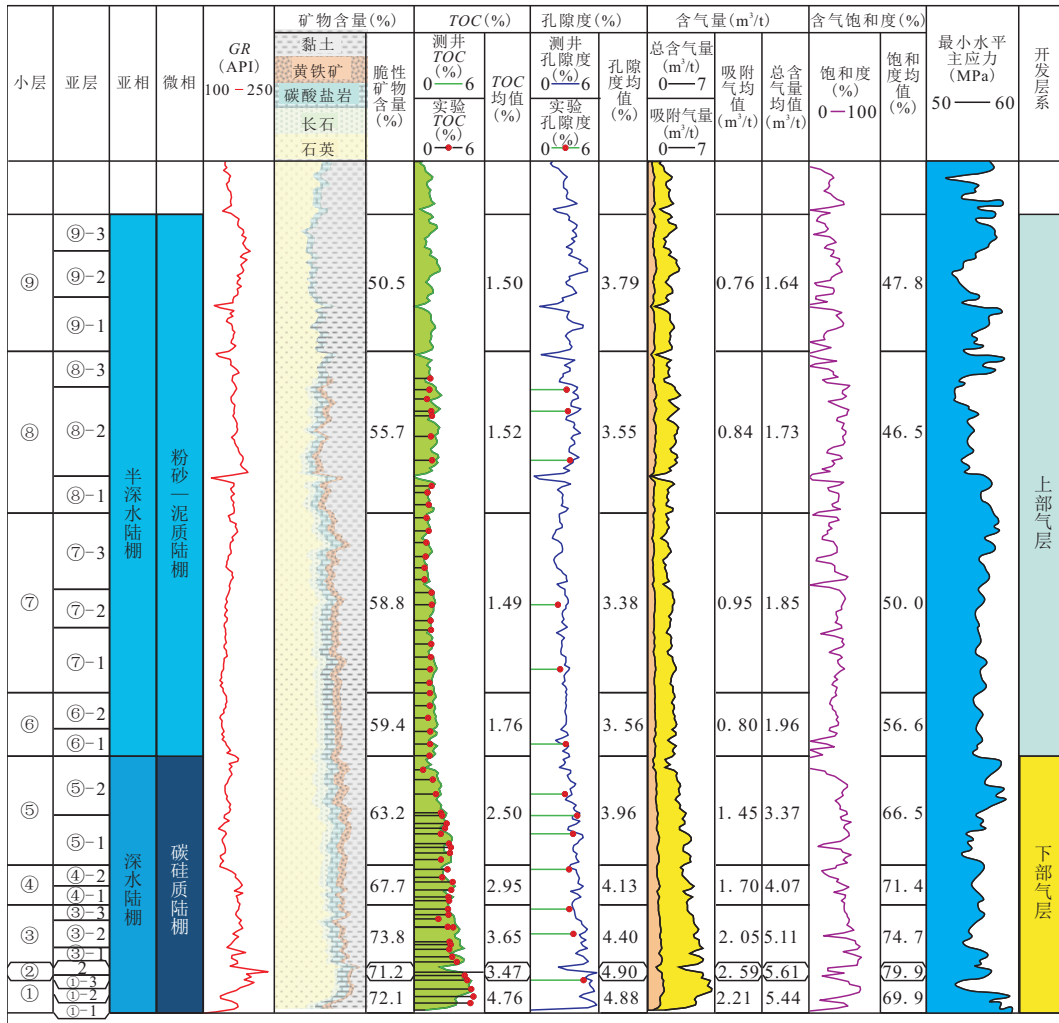


图1 平桥背斜五峰—龙马溪组含气页岩综合柱状图

Fig. 1 Comprehensive column of gas-bearing shale of Wufeng-Longmaxi Formation in Pingqiao anticline

表2 平桥背斜两套开发层系甜点段储层参数

Table 2 Reservoir parameters of sweet spot of two independent development layer series in Pingqiao anticline

分类	地质甜点					工程甜点		
	TOC (%)	孔隙度 (%)	总含气量 (m³/t)	吸附气含量 (m³/t)	含气饱和度 (%)	最小水平主应力 (MPa)	石英+长石含量 (%)	黏土含量 (%)
⑧-2	1.8	3.6	2.7	0.8	41.0	54.0	37.1	44.8
①-2	4.9	5.2	6.3	1.7	64.5	54.1	69.2	18.9

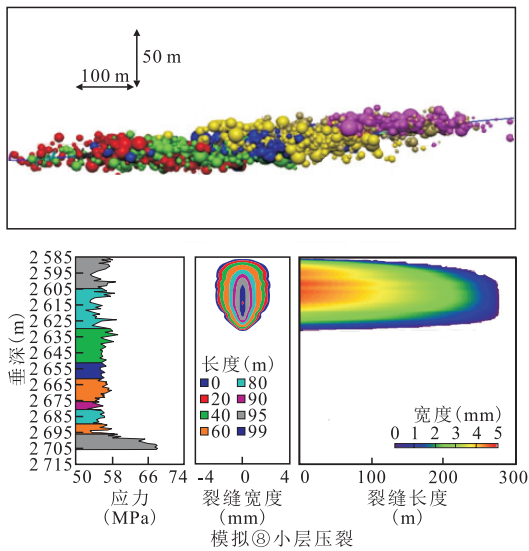


图2 下部气层微地震缝高监测及上部气层压裂缝高模拟
Fig. 2 Microseismic fracture height monitoring of lower gas reservoir and fracture height simulation of upper gas reservoir
为下部开发层系,⑥—⑨为上部开发层系。

2 合理水平井间距论证

合理井距的论证是以实现井间储量动用最充分为目的,目前从技术上确定页岩气合理井距的方法有压裂模拟法、微地震监测、气井生产历史拟合等方法。

2.1 压裂模拟及微地震监测确定最大井距

压裂模拟法是根据压裂施工参数模拟裂缝扩展过程进而获取裂缝参数,但该方法不能考虑生产过程中的裂缝闭合,同时不能获取气井生产过程中动态、有效的裂缝体积。利用压裂施工参数,模拟反演压裂裂缝半缝长 200~250 m 为主,表明最大井距应控制在 400~500 m。

微地震监测法技术是采用合适的方法和设备,监测页岩气藏水力压裂过程中地层岩石破裂所产生的地震事件,并通过数据处理和解释,获取压裂过程中产生裂缝的几何形状和空间展布等裂缝信息。目前微地震监测获取的多是剪切缝响应事件,不仅来自于压裂阶段数据,还有裂缝非相关的微地震信号。波及裂缝不仅包括被支撑剂支撑裂缝,也包括未支撑的微小裂隙。这些小裂缝及微裂隙尽管占相当大的体积,但是其渗透率较低,在生产后很快闭合,对产量的贡献很小。越来越多的研究证实微地

震监测的波及缝长是水平井部署的最大井距^[19-21]。在平桥南区焦页 197-4HF 井微地震监测裂缝平均半长为 256 m (图 3),表明平桥背斜最大井距应控制在 512 m 以内。

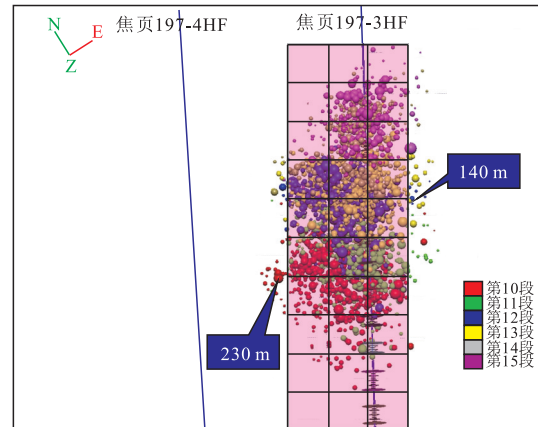


图3 平桥南区典型井微地震监测
Fig. 3 Microseismic monitoring of typical wells in South Pingqiao area

2.2 气藏工程法计算有效裂缝半长

气井生产历史拟合法从气藏工程动态分析角度来讲,就是通过页岩气井相对较长的试采数据,结合压力监测、测试资料,通过生产数据动态分析解释页岩气地质及压裂改造动态参数,为评价预测气井产能、制定合理开发技术政策提供合理依据^[22]。

由于页岩气藏致密低渗的特征,当储层未被改造时,将很难发生流体流动,这造成了当压力波及到体积压裂改造区边界后,气井动态储量值将趋于稳定,即流动将进入拟稳态,此时评价得到的动态储量即为 SRV (有效改造体积) 区内气体储量。根据气体的储量,结合储层的孔隙度、饱和度、压开厚度(假设为优质页岩厚度)、等温吸附参数等即可得到自有气体体积进而反算得到 SRV 区体积。若假设裂缝为等长度的均匀裂缝,则根据水平段长度,则可计算得到裂缝半长值。

根据试井理论,页岩气多段压裂水平井在定产量生产时,在双对数图上压力和对数导数曲线会出现不同流动阶段特征^[23]。线性流动是压裂水平井在生产中出现的主要流动特征,当诊断识别出双线性流和线性流阶段之后,可以解释压裂改造参数。考虑到南川区块平桥背斜气井多采用定产生产或者变产变压的生产方式,为这种工作制度下气井生产数据进行特征线诊断和解释,必须引入物质平衡时间

和规整化产量进行一定的处理,参数定义为:

$$RNP(t) = \frac{\varphi_0 - \varphi_{wi}(t)}{q_g(t)} \quad (1)$$

$$t_{mb} = \frac{G_p}{q_g} \quad (2)$$

式(1)一式(2)中: $RNP(t)$ 为规整化压力,MPa²(MPa·s·m³/d); $\varphi_0 - \varphi_{wi}(t)$ 为拟压力,MPa; G_p 为累产气量,m³; t_{mb} 为物质平衡时间,d; q_g 为累产气量,m³。

具体的分析步骤为:①通过双对数图版($RNP \sim t_{mb}$)识别线性流动阶段(1/2斜率直线对应的时间段);②在特征图版($RNP \sim t_{mb}^{0.5}$)上通过线性拟合得到直线段斜率 m_3 ,并获取直线拐点出现的时间(线性流结束时间);③根据直线的斜率及线性流结束时间,计算改造地层系数(图4)。

改造地层系数的定义为:

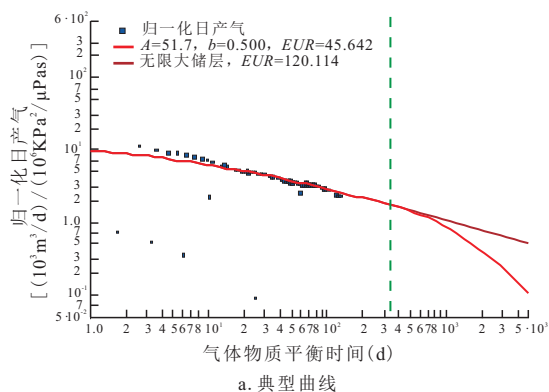
$$A_m \sqrt{K_m} = 4.28 \times 10^{-3} \times T \times \frac{1}{\sqrt{(\varphi \mu c_i)_i}} \times \frac{1}{m_3} \quad (3)$$

$$A_m = 4n_f X_f h \quad (4)$$

$$X_f = \frac{A_m}{4n_f h} \quad (5)$$

式(3)一式(5)中: A_m 为裂缝过流面积,m²; K_m 为SRV区渗透率,10⁻³μm²; T 为地层温度,K; φ 为有效孔隙度; μ 为黏度,mPa·s; c_i 为气藏压缩系数,MPa⁻¹; m_3 为特征线斜率; n_f 为裂缝条数; X_f 为裂缝半长,m; h 为动用储层厚度,m。

建立生产数据试井分析模型,基于变产变压生产数据分析,产量规整化拟压力与物质平衡时间呈直线,研究生产历史拟合辅助 RNP (产量规整化压力)特征直线分析解释裂缝半长,根据特征线分析模型,利用特征直线分析斜率 m_3 ,计算有效裂缝半长,作为合理井距的主要部署依据。



a. 典型曲线

平桥南区主体区JYX-1井穿行①—③小层,开展了6段井下微地震监测。监测结果显示压裂裂缝平均半缝长256 m。该井试采2 a,采用生产试井分析技术进行评价计算,有效裂缝半长为125 m,表明具有导流能力的支撑缝长是水力波及缝长的48.8%。页岩气合理井距应为250 m,现有井网条件下①—⑤小层具备加密实施的条件。

3 立体开发井网参数优化及应用效果

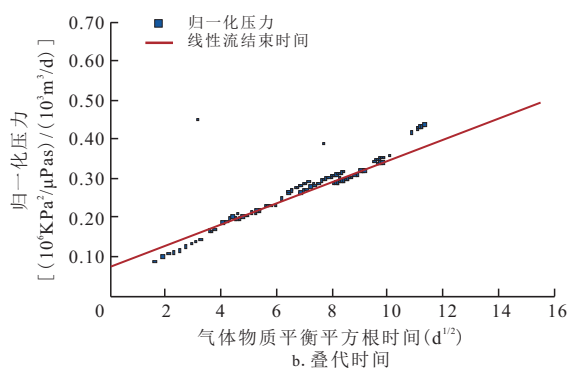
3.1 下部气层加密调整开发参数优化及效果

平桥背斜开发区下部气层加密水平井以①-2亚层为水平段穿行靶心位置,通过压裂纵向上实现对①—⑤小层的充分动用。平面井距由原始井网400~500 m缩小至250 m,实现资源充分动用。水平段长与原井网一致,为1 500 m。对加密井网进行拟合,单井经济可采储量为1.11×10⁸ m³。

目前下部气层采用小井距部署试验井组2口,分别为XY-1井及XY-2井。穿行层位均为①—③小层,井间距250 m,水平段长均为1 500 m。在XY-1井压裂过程中,XY-2井出现井口压力升高现象,表明存在压裂液波及现象。但XY-2井试采后,平均单井稳定产量9×10⁴ m³/d,与邻近开发井一致,表明单井产能未受井间距减小及压裂液相互波及影响。

3.2 上部层系立体调层开发参数优化及效果

平桥背斜开发区上部立体调层开发井以⑧-2亚层为水平段穿行靶心位置,通过压裂纵向上实现对⑥—⑨小层的充分动用。平面井距为250 m。同时,由于上部气层静态指标较下部气层差,因此为保证



b. 叠代时间

图4 页岩气水平井双对数及特征线

Fig. 4 Double logarithm curve and characteristic line of shale gas horizontal wells

单井产能,将水平段长延长至1 700~2 000 m。

在南川区块已实施了上部气层的评价工作,完钻1口评价井,测试产量 $11.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,试采稳定产能 $4.0\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,评价单井经济可采储量为 $0.68\times 10^8\text{ m}^3$,显示出上部层系较好的开发潜力。

4 结论

1) 在各级层序界面识别和划分的基础上,基于测井曲线组合及有机地化开展薄层细粒层序识别和亚层划分,南川地区五峰—龙马溪组含气页岩划分为9个小层21个亚层。基于应力剖面和缝高模拟将开发层系划分上、下2套气层,其中下部气层①—⑤小层为碳硅质页岩相,厚度35 m,水平井靶心优选①—2亚层;上部气层⑥—⑨小层为粉砂—泥质页岩相,厚度76 m,靶心优选⑧—2亚层。

2) 压裂模拟和微地震监测的裂缝半长为水力裂缝的波及半长,是作为水平井的最大井距的论证依据。利用气井生产数据,建立生产数据试井分析模型,当诊断识别出双线性流和线性流阶段之后,可以解释压裂改造参数,计算有效裂缝半长,作为合理井距的主要部署依据,南川地区平桥背斜合理水平井间距在250 m。

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] 董大忠,施振生,管全中,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J].天然气工业,2018,38(4):67-76.
DONG Dazhong, SHI Zhensheng, GUAN Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [3] 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.
JIAO Fangzheng. Theoretical insights, core technologies and practices concerning “volume development” of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 1-14.
- [4] 张珈铭,郭晓霞,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):31-38.
ZHANG Jiaming, GUO Xiaoxia, HE Wenyuan. Comparative study on shale gas development in southern Sichuan and the ways to reduce costs & increase efficiency[J]. International Petroleum Economics Monthly, 2018, 26(9): 31-38.
- [5] XU T, LINDSAY G, ZHENG W, et al. Advanced modeling of production induced pressure depletion and well spacing impact on infill wells in Spraberry, Permian Basin[C]// paper SPE-191696-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 24-26, 2018, Dallas, Texas, USA.
- [6] CAO R, LI R J, GIRARDI A, et al. Well interference and optimum well spacing for Wolfcamp development at Permian Basin[C]// paper URTEC-2691962-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, July 24-26, 2017, Austin, Texas, USA.
- [7] 谢军,鲜成钢,吴建发,等.长宁国家级页岩气示范区地质工程一体化最优化关键要素实践与认识[J].中国石油勘探,2019,24(2):174-185.
XIE Jun, XIAN Chenggang, WU Jianfa, et al. Optimal key elements of geoengineering integration in Changning National Shale Gas Demonstration Zone[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 174-185.
- [8] 鲜成钢.页岩气地质工程一体化建模及数值模拟:现状、挑战和机遇[J].石油科技论坛,2018,37(5):24-31.
XIAN Chenggang. Shale gas geological engineering integrated modeling and numerical simulation: Present conditions, challenges and opportunities[J]. Oil Forum, 2018, 37(5): 24-31.
- [9] 刘乃震,高远文,王廷瑞,等.提高四川盆地页岩气开发效益的工程方案[J].天然气工业,2019,39(5):93-98.
LIU Naizhen, GAO Yuanwen, WANG Tingrui, et al. An engineering scheme of improving shale gas development benefit in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 93-98.
- [10] 黄小青,王建君,杜悦,等.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,30(4):557-565.
HUANG Xiaoqing, WANG Jianjun, DU Yue, et al. Discussion on development mode of smaller well spacing and tridimensional development in the YS108 block, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(4): 557-565.
- [11] LIANG B, DU M, YANEZ P P. Subsurface well spacing optimization in the Permian Basin[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 235-243.
- [12] 王运海.四川盆地平桥地区五峰—龙马溪组页岩微观孔隙特征研究[J].石油实验地质,2018,40(3):337-344.
WANG Yunhai. Micro-pore characteristics of shale from Wufeng-Longmaxi formations in Pingqiao area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(3): 337-344.
- [13] 王玉满,李新景,王皓,等.四川盆地志留统龙马溪组结核体发育特征及其沉积环境意义[J].天然气工业,2019,39(10):10-21.
WANG Yuman, LI Xinjing, WANG Hao, et al. Development characteristics of concretions in the Longmaxi Formation of Lower Silurian in the Sichuan Basin and the indicating significance of their depositional environment[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 10-21.
- [14] 蔡进,吉婧,刘莉,等.湘鄂西—鄂西渝东地区上奥陶统五峰—下志留统龙马溪组页岩气成藏条件研究[J].非常规油

- 气, 2019, 6(4): 18-24.
- CAI Jin, JI Jing, LIU Li, et al. Study on shale gas accumulation condition of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian series Longmaxi Formation in Western Hubei and Hunan—western Hubei and eastern Chongqing area[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2019, 6(4): 18-24.
- [15] 王超, 张柏桥, 舒志国, 等. 四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(3): 485-497.
- WANG Chao, ZHANG Boqiao, SHU Zhiguo, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling area, the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 485-497.
- [16] 刘霜, 钱华, 张梦吟, 等. 四川盆地涪陵页岩气田五峰—龙马溪组岩矿纵向差异性研究—以JYA井为例[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 64-70.
- LIU Shuang, QIAN Hua, ZHANG Mengyin, et al. Vertical variation of rocks and minerals in Wufeng-Longmaxi formations in Fuling shale gas field, Sichuan Basin: A case study of well JYA[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 64-70.
- [17] 甘玉青, 王超, 方栋梁, 等. 四川盆地焦石坝地区五峰—龙马溪组页岩元素地球化学特征及对页岩气开发的意义[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 78-89.
- GAN Yuqing, WANG Chao, FANG Dongliang, et al. Element geochemical characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale in Jiaoshiba area, Sichuan Basin and their significance to shale gas development[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 78-89.
- [18] 赵金洲, 任岚, 沈骋, 等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. *天然气工业*, 2018, 38(3): 1-14.
- ZHAO Jinzhou, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(3): 1-14.
- [19] 位云生, 王军磊, 齐亚东, 等. 页岩气井网井距优化[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4): 129-137.
- WEI Yunsheng, WANG Junlei, QI Yadong, et al. Optimization of shale gas well pattern and spacing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(4): 129-137.
- [20] 王秀芝, 石志良, 龙胜祥, 等. 元坝气田开发经济合理井距研究[J]. *断块油气田*, 2012, 19(3): 340-342.
- WANG Xiuzhi, SHI Zhiliang, LONG Shengxiang, et al. Study on economic and reasonable well spacing of Changxing Formation reservoir development in Yuanba Gas Field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2012, 19(3): 340-342.
- [21] 田巍, 邓瑞健, 朱维耀, 等. 页岩压裂缝网储层应力敏感性及对产能的影响[J]. *油气藏评价与开发*, 2017, 7(6): 71-77.
- TIAN Wei, DENG Ruijian, ZHU Weiyao, et al. Stress sensitivity of shale reservoir fracture network and its effect on productivity[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2017, 7(6): 71-77.
- [22] 王晓明, 黄海, 陈军斌, 等. 偏差系数对页岩气渗流规律的影响[J]. *油气藏评价与开发*, 2017, 7(6): 79-84.
- WANG Xiaoming, HUANG Hai, CHEN Junbin, et al. Effects of deviation coefficient on seepage law of shale gas[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2017, 7(6): 79-84.
- [23] 王妍妍, 王卫红, 胡小虎, 等. 基于压裂效果评价的页岩气井网井距优化研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 40(5): 131-139.
- WANG Yanyan, WANG Weihong, HU Xiaohu, et al. Study on the optimization of shale gas well spacing based on assessment of the fracturing performance[J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2018, 40(5): 131-139.

(编辑 常燕)

(上接第203页)

- [16] 于炳松. 页岩气储层孔隙分类与表征[J]. *地学前缘*, 2013, 20(4): 211-220.
- YU Bingsong. Classification and characterization of gas shale pore system[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(4): 211-220.
- [17] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mud rocks and a descriptive classification for matrix-related mud rock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [18] GALE J F W, HOLDER J. Natural fractures in some U.S. shales and their importance for gas production[J]. *Geological Society of London Bulletin*, 2010, 7: 1131-1140.
- [19] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscop image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [20] SIGAL R F, ODUSINA E. Laboratory NMR measurements on methane saturated Barnett Shale samples[J]. *Petrophysics*, 2011, 52: 32-49.
- [21] 蔡潇, 靳雅夕, 叶建国, 等. 一种页岩有机孔与无机孔定量表征的方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(1): 30-36.
- CAI Xiao, JIN Yaxi, YE Jianguo, et al. A quantitative characterization method for organic and inorganic pores in shale[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(1): 30-36.
- [22] 张培先, 何希鹏, 高全芳, 等. 四川盆地东南缘二叠系茅口组一段页岩气藏地质特征及富集模式[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 146-157.
- ZHANG Peixian, HE Xipeng, GAO Quanfang, et al. Geological characteristics and enrichment pattern of Permian Mao 1 Member shale gas reservoirs at the southeastern margin of Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 146-157.

(编辑 常燕)