

· 储层改造与完井技术 ·

文章编号: 1004-4388(2023)05-0050-06

# 致密气藏压裂水平井精细布缝研究 ——以新沙 31-1 井为例

赵祚培<sup>1</sup>, 王兴文<sup>2</sup>, 缪尉杰<sup>2</sup>, 邱玲<sup>2</sup>

1. 中国石化西南油气分公司 四川成都 610000

2. 中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 610080

通讯作者: Email: miaoweijie95@163.com

项目支持: 中国石化股份公司科技项目“川西中浅层致密砂岩气藏体积压裂关键技术研究”(P22736)

引用: 赵祚培, 王兴文, 缪尉杰, 等. 致密气藏压裂水平井精细布缝研究——以新沙 31-1 井为例[J]. 油气井测试, 2023, 32(5): 50-55.

Cite: ZHAO Zuopei, WANG Xingwen, MIAO Weijie, et al. Fine fracture deployment in fracturing horizontal wells in tight gas reservoirs: a case study on Well Xinsha 31-1[J]. Well Testing, 2023, 32(5): 50-55.

**摘要** 四川盆地川西沙溪庙区块为低渗透致密砂岩气藏, 非均质性强, 为充分动用储层, 提高压裂改造效果, 亟需一套提高改造体积的工艺技术。利用数值模拟软件建立新沙 31-1 井水平段地质物理模型, 考虑基质渗透率非均质性, 通过正交实验优化裂缝参数; 基于数值模拟软件的数值模型压力响应面, 分析精细布缝参数对储层动用能力的影响因素。结果表明, 精细布缝技术有利于提高储层动用能力, 新沙 31-1 井采用该技术获最高日产气量  $10.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 稳产时间超 230 d。压裂水平井精细布缝技术可为区块效益开发提供技术保障。

**关键词** 致密气藏; 压裂水平井; 精细布缝; 渗透率; 非均质性; 正交设计; 数值模拟软件; 储层动用能力

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.05.009

## Fine fracture deployment in fracturing horizontal wells in tight gas reservoirs: a case study on Well Xinsha 31-1

ZHAO Zuopei<sup>1</sup>, WANG Xingwen<sup>2</sup>, MIAO Weijie<sup>2</sup>, QIU Ling<sup>2</sup>

1. Southwest Oil &amp; Gas Company, Sinopec, Chengdu, Sichuan 610000, China

2. Petroleum Engineering Research Institute of Southwest Oil and Gas Company, Sinopec, Deyang, Sichuan 610080, China

**Abstract:** The Shaximiao lock in the western Sichuan Basin is characterized by low-permeability tight sandstone gas reservoirs with strong heterogeneity. To fully utilize the reservoir and improve the effectiveness of hydraulic fracturing, there is an urgent need for a set of technology to enhance the reservoir stimulation volume. A geological and physical model of the horizontal section of Well Xinsha 31-1 was established by using numerical simulation software. Considering the heterogeneity of matrix permeability, an orthogonal experiment was performed to optimize the fracture parameters. Based on the pressure response surface of the numerical model, the impact of fine fracture deployment parameters on reservoir stimulation capacity were analyzed. The results indicate that the fine fracture deployment technology is conducive to improving reservoir stimulation capacity. The Well Xisha 31-1 achieved a maximum daily gas production of  $10.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  and a stable production duration of over 230 days after using this technology. The fine fracture deployment technology for hydraulic fractured horizontal wells can provide a technical support for the efficient development of block.

**Keywords:** tight gas reservoirs; fractured horizontal well; fine fracture deployment; permeability; heterogeneity; orthogonal design; numerical simulation software; reservoir production capacity

压裂水平井作为提高气井产量和单井控制储量有效方式, 在低渗致密气藏开发中得到广泛的应用<sup>[1-3]</sup>, 其中裂缝的条数、宽度、长度、导流能力等参数决定了压裂改造的有效性<sup>[4-5]</sup>, 同时也是压后产能高低的决定性因素。为提高非常规天然气的极限动用能力<sup>[6]</sup>, 许多学者从理论出发研究了产能的

影响因素。YAO S 等<sup>[7]</sup>建立水平压裂井产能模型, 分析变导流能力对产能的影响; WU M 等<sup>[8]</sup>基于边界元方法建立气藏压裂水平井产能模型, 得出裂缝参数、储层参数、边界形状是影响压后产能的重要因素。以上学者都基于理论分析, 缺乏工程实践意义, 对于实际施工而言, 如何分布裂缝更为值得关

注。杨兆中等<sup>[9]</sup>提出水平井分段多簇压裂井裂缝分布对产能有显著影响;ZENG J等<sup>[10]</sup>建立了五线性流模型来模拟非均质地层对产能的影响,但缺乏对真实非均质分布的描述;苏玉亮等<sup>[11]</sup>认为裂缝排布方式对储层改造体积影响较大,增加裂缝条数可以有效提高储层动用效率;李志强等<sup>[12]</sup>通过建立基质-人工裂缝渗流数学模型,分析了不同布缝形态对产能的影响;蒲春生等<sup>[13]</sup>通过基于电模拟提出纺锤形布缝有利于提高单段产量;陈铭等<sup>[14]</sup>分析井工厂作业模式下的不同布缝模式,提出交错布缝压裂可提高裂缝长度,增大远井改造体积,间隔布缝可增大施工缝间距,减小裂缝偏转幅度。

综上所述,合理布缝可以显著提高致密气藏压后产量,但布缝模式、形态、间距等因素的确定还缺乏理论依据,同时储层具有强烈的非均质性,目前对精细布缝压裂的研究还未考虑真实储层非均质的影响。本文首次从渗透率测井数据出发,结合孔渗关系,利用数字模拟软件建立数值模型优选裂缝参数,分析在最优裂缝参数下精细布缝对产能的影响,形成精细布缝一体化的压裂优化理论。现场应用表明,新沙31-1井进行压裂施工后,持续稳产230 d,获得最高日产气量高达 $10.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

## 1 区块开发现状

新沙31-1井受F6断层控制,断砂配置好;呈北东-南西向条带状展布,河道延伸43 km,宽0.4~0.8 km,砂体厚度17~37.4 m,孔隙度7.1%~11.3%,平均9.3%,渗透率0.01~0.37 mD,平均0.19 mD;为低渗、致密、构造-岩性、常压气藏;地层压力为25.4~25.8 MPa;压力系数为1.11。天然裂缝不发育、脆性低、水平主应力差大,不容易形成缝网,沙溪庙层位最小水平主应力为50.4~60.0 MPa,水平主应力差在11.0~16.7 MPa。横向连续性差、非均质性强,水力裂缝位置、条数、改造体积与储层物性的匹配性,决定了压后增产效果。

## 2 致密气储层水平井精细布缝研究

新沙31-1水平井目的层位 $\text{JS}_3^{4-2}$ ,水平井段长934 m,垂深2 530 m,完钻井深3 688 m。新沙31-1HF井实钻 $\text{JS}_3^{4-2}$ 储层,储层压力40.5 MPa,储层温度78.13℃,水平段砂岩钻遇率89.40%,录井解释油气显示8段900 m,均解释为气层。横向连续性差、非均质性强,水力裂缝位置、条数、改造体积与

储层物性的匹配性,决定了压后效果。因此,基于储层可压裂性评价和产量模拟,开展非均质水平井精细布缝技术研究,有针对性的优化压裂方案,以达到提高产能、提高采收率的目的。

通过建立新沙31-1HF井地质模型,结合初步优选压裂段位置,通过正交试验设计不同裂缝条数、缝长、导流能力等组合,模拟不同方案压裂后产量,通过响应面方法优选精细布缝参数。

### 2.1 数值模型建立

目前,对于河道致密砂岩气藏开发的数值模拟研究大多基于概念地质模型(窄河道致密砂岩气藏水平井生产规律及数值模拟研究、新场 $\text{J}_2\text{s}^2$ 致密砂岩气藏水平井采收率主控因素研究),即规则、均质模型,未能充分考虑砂体展布和储层物性的非均质性。

针对上述不足,在建立气藏数值模型时充分考虑了砂体的展布特征和储层物性的非均质性。利用地震解释结果(见图1),明确平面上砂体的展布特征,确定储集体的分布范围。纵向上,基于相邻导眼井川孝617井钻遇的储层顶、底界,以及新沙31-1水平井A、B靶点对应的储层顶、底界,结合新沙31-1水平井井眼轨迹(见图2),确定储集体纵向上的分布范围。最后,利用新沙31-1水平井的测井资料,计算了储集体沿井筒方向的孔隙度和渗透率,并将这些计算结果赋给了沿井筒方向的网格。最终建立的数值模型(见图3),该模型纵向上分为10层,总网格数59 160个,采用局部网格加密技术,进行裂缝参数优化模拟。

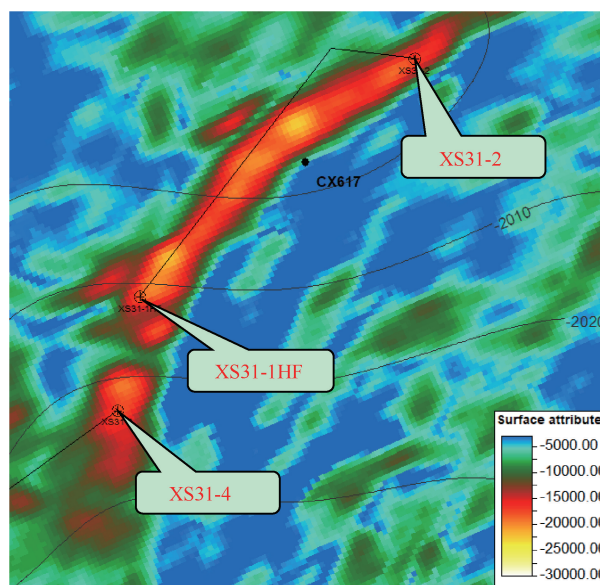


图1 地震解释结果与砂体

Fig. 1 Seismic interpretation and sand gas reservoir

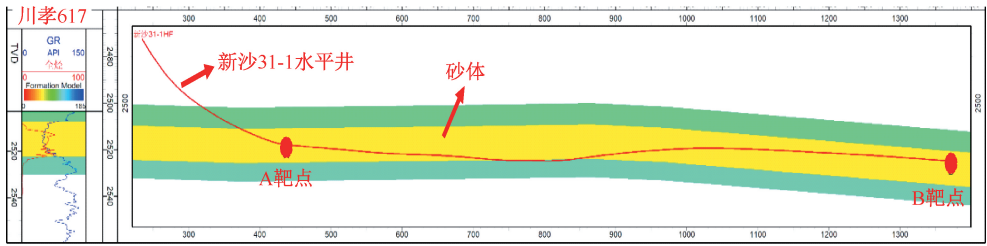


图 2 导眼井与水平井井眼轨迹  
Fig. 2 Pilot and horizontal well trajectory

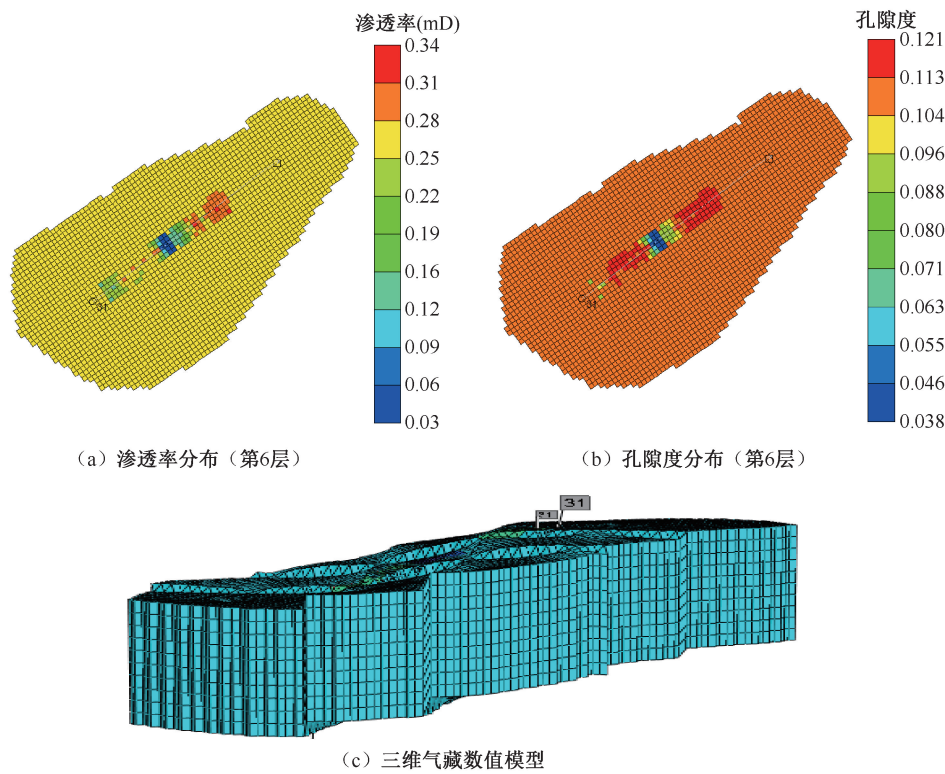


图 3 建立的气藏数值模型  
Fig. 3 Numerical reservoir model

2.2 裂缝参数优化

为提高模拟精度及简化裂缝优化方案,基于 I 类、II 类和 III 类储层占比,将水平井段分为两种典型井段:第一种(2 756~3 040 m,以 150 m 地质体单元开展研究),I 类和 II 类储层占比均等(1~4 段);第二种(3 182~3 637.9 m,以 200 m 地质体单元开展研究),以 I 类储层为主(5~12 段)。进行模拟时,将两种典型井段分开进行裂缝参数优化,同时每次优化时只选取每种井段内的一段进行特征分析,综合模拟结果可以反应整条井段的最优裂缝参数。以选取裂缝条数、裂缝半长和导流能力开展三因素三水平试验设计,如表 1 所示,并以 4 年累积产气量最大化为目标,定井底流压 20 MPa 生产。按照该方案开展油藏数值模拟,记录每组因素组合的模拟结果(见图 4、图 5)。

表 1 裂缝模拟基础参数

Table 1 Basic parameters of fracture simulation			
实验方案	缝长/m	裂缝条数/条	导流能力/D·cm
1	50	3	5
2	50	5	8
3	50	7	10
4	100	3	8
5	100	5	10
6	100	7	5
7	150	3	10
8	150	5	5
9	150	7	8

从图 4 可以看出,针对第一种井段(以 150 m 为地质体单元),随每段裂缝数目增多,累计产气量逐渐增大,但增长速度趋于变缓,在 3 条左右增长速度最大,之后增加裂缝条数,累计产气量变化并不明



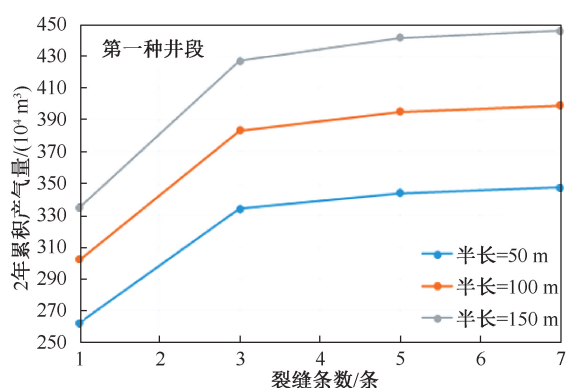


图4 第二种井段裂缝条数及裂缝半长优化结果

Fig. 4 Optimization results of the number of fractures and the half-length of fractures in the second well section

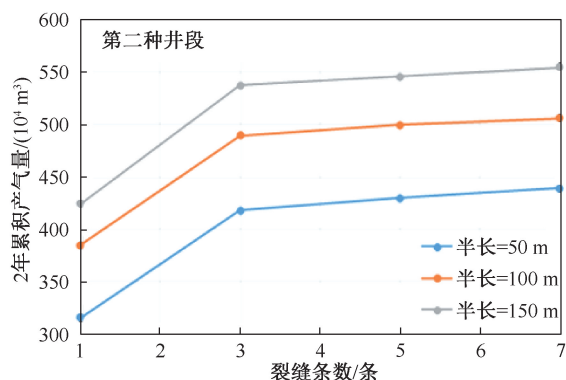


图5 第二种井段裂缝条数及裂缝半长优化结果

Fig. 5 Optimization results of the number of fractures and the half-length of fractures in the second well section

显。因此,推荐第一种井段每段3个滑套,滑套间距为50 m,导流能力8 D·cm。同时,裂缝半长越大、累计产气量越高,推荐最优裂缝半长100~150 m。

从图5可以看出,针对第二种井段(以200 m为地质体单元),随每段裂缝数目增多,累计产气量逐渐增大,增长速度趋于变缓。当每段3~5条裂缝时,2年累积产气量由 $310 \times 10^4 \text{ m}^3$ 增大到 $550 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,增长速度较快,之后增加裂缝条数,累计产气量变化并不明显。因此,第二种井段推荐每段3~5个滑套,滑套间距为40~70 m,导流能力8 D·cm。同时,裂缝半长越大、累计产气量越高,推荐最优裂缝半长100~150 m。

通过上述分析可知,合适的裂缝条数、裂缝半长和导流能力有利于提高油井增产改造后的产量。根据两种井段(150 m、200 m)数值模拟结果显示,当定井底流压生产,井底流压20 MPa时,根据2年累产量裂缝半长在100~150 m下和裂缝条数增幅减缓优化对应的方案,结合整口井段范围(2 754~3 665 m,其中3 050~3 170 m物性差而不布缝),得

到最优裂缝参数:裂缝半长120 m,导流能力8 D·cm,裂缝条数44条。

### 2.3 精细布缝产能分析

利用数值模拟软件进行产能模拟,定井底流压20 MPa生产。结果显示,在最优裂缝条件下,均匀布缝,新沙31-1HF井投产后初期产量 $14.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,之后产量快速递减,1 000 d后日产气量降至 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;4年累积产气量约为 $68 \times 10^6 \text{ m}^3$ (见图6)。

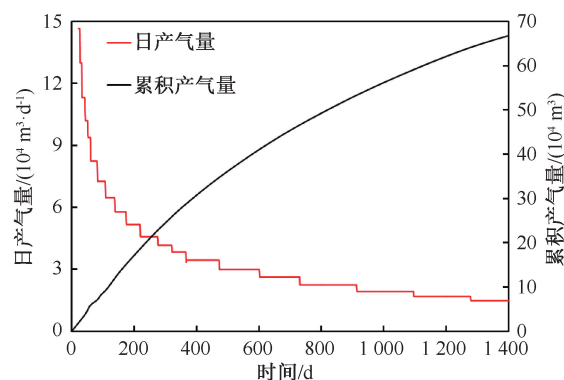


图6 最优裂缝条件下均匀累计产气量

Fig. 6 Uniform cumulative gas production under optimal fracture conditions

最佳压裂情况下不同时刻的压力分布云图如图7所示。从含气饱和度场分布可知,随着生产时间的增加,达到了最好的开采效果,日产气量分为产量上升阶段、产量稳产阶段、产量下降阶段。模拟区块压裂后裂缝间动用程度较高,缝网改造波及体积较大。

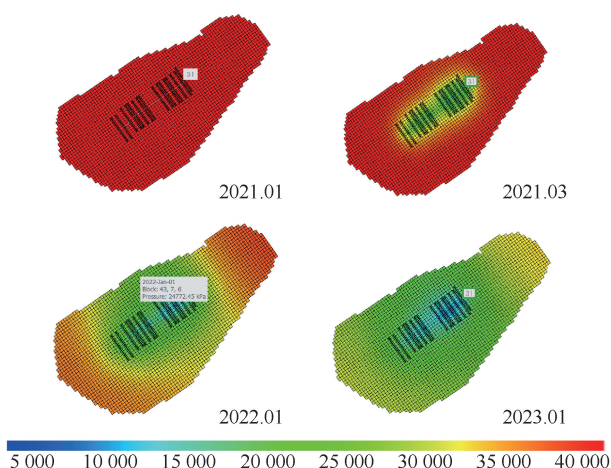


图7 最佳压裂情况下不同时刻的压力分布云图(kPa)

Fig. 7 Cloud map of pressure distribution at different times under optimal fracturing conditions (kPa)

利用渗透率测井曲线对考虑高渗透性的精细布缝产能进行模拟,不同时刻的压力分布云图如图7、图8所示。从含气饱和度场分布可知,随着生产



时间的增加,达到了开采效果较好,动用程度高于均匀布缝。

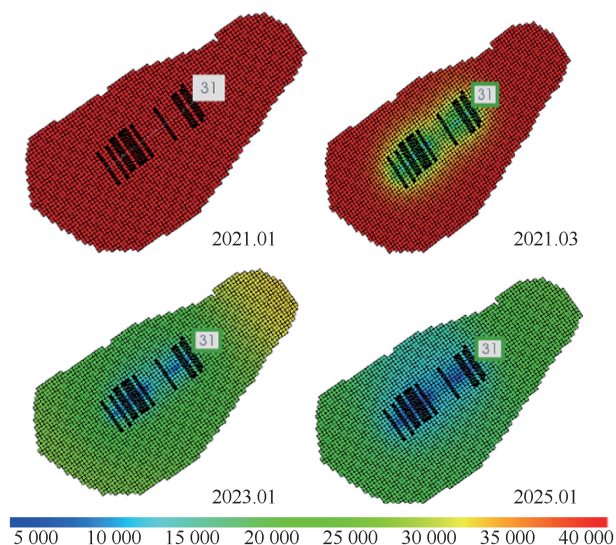


图8 最佳压裂情况下不同时刻的压力分布云图(kPa)  
Fig.8 Cloud map of pressure distribution at different times under optimal fracturing conditions (kPa)

### 3 实例应用

根据致密气储层水平井精细布缝研究得出的结论:3 050~3 170 m 物性极差而不布缝;第一种(2 756~3 040 m),Ⅰ类和Ⅱ类储层占比均等(1~4段),结合裂缝参数优化结果布缝3个滑套/150 m;第二种(3 182~3 637.9 m),以Ⅰ类储层为主(5~12段),结合裂缝参数优化结果布缝3~5个滑套/200 m。应用到新沙31-1井的具体布缝实施,主要综合考虑储层厚度、孔隙度、渗透率、饱和度、裂缝发育状况、井筒工程条件、地面设备能力等因素,结合前期施工井分析,基于致密气储层水平井精细布缝研究结果,确定方案为:采用线性胶+高黏降阻水组合压裂液,配合70/140目石英砂、40/70目陶粒,采用纤维暂堵,利用一体化滑套精细布缝技术,开展分段多簇压裂作业,施工排量8~12 m<sup>3</sup>/min,施工油管限压95 MPa。施工有效液8 386 m<sup>3</sup>(线性胶2 340 m<sup>3</sup>、高黏降阻水6 046 m<sup>3</sup>),支撑剂用量800 m<sup>3</sup>(70/140目石英砂640 m<sup>3</sup>、40/70目陶粒160 m<sup>3</sup>),纤维用量400 kg。压裂施工曲线及生产曲线如图9、图10所示。

从图9新沙31-1井第10压裂段为例的施工曲线图中可以看出,采用优化的精细布缝方案后施工压力平稳,顺利按照设计完成现场施工。

从图10中可以看出,在使用考虑渗透性的精细布缝技术后,结合线性胶+高黏降阻水组合压裂液,

采取阶段加砂工艺,对新沙31-1井进行压裂施工后,持续稳产230 d,获得最高日产气量高达10.3×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,表明采用考虑渗透率的精细布缝压裂技术可以有效的提高储层动用能力,提高单井产能,延长高产、稳产时间,对致密砂岩气藏开发具有重要意义。

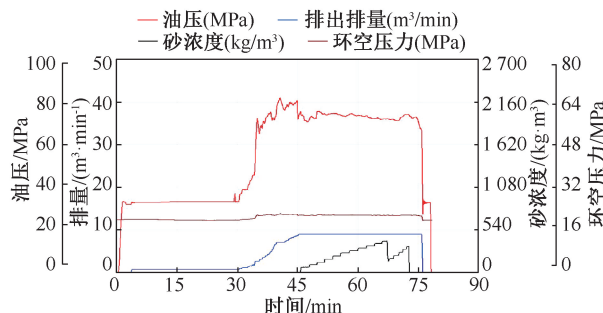


图9 新沙31-1井第10段压裂施工曲线图  
Fig.9 Fracturing operation curve of the 10th stage of Well Xinsha 31-1

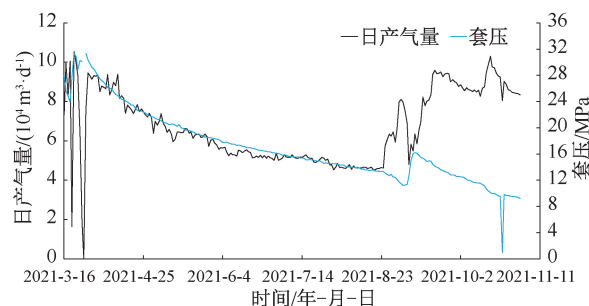


图10 新沙31-1井生产曲线  
Fig.10 Production curve of Well Xinsha 31-1

### 4 结论

(1)利用数值模拟软件建立新沙31-1井地质模型,结合初步优选压裂段位置,模拟裂缝条数、裂缝半长和导流能力及其组合交互对产气量等影响,开展裂缝参数优化,结果裂缝半长120 m,导流能力8 D·cm,裂缝条数44条。

(2)数值模拟结果显示,通过可压裂性选段后的精细布缝有利于提高水平压裂井对储层的动用能力。

(3)新沙31-1井现场实施结果表明,单井稳产时间超230 d,最高日产高达10.3×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,精细布缝压裂技术可提高单井产能,延长高产、稳产时间。

致谢:感谢中国石化西南油气分公司对本文研究做出的支持。

#### 参考文献

[1] 李波,贾爱林,东博,等.低渗致密气藏压裂水平井产

- 能分析与完井优化[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2016, 47(11): 3775-3783.
- LI Bo, JIA Ailin, DONG Bo, et al. Productivity analysis and completion optimization of fractured horizontal wells in low-permeability tight gas reservoir[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2016, 47(11): 3775-3783.
- [2] 郑和荣, 刘忠群, 徐士林, 等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 765-783.
- ZHENG Herong, LIU Zhongqun, XU Shilin. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiahe Formation, Sinopec exploration areas, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 765-783.
- [3] 郑有成, 韩旭, 曾冀, 等. 川中地区秋林区块沙溪庙组致密砂岩气藏储层高强度体积压裂之路[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 92-99.
- ZHENG Youcheng, HAN Xu, ZENG Ji, et al. Practice of high-intensity volume fracturing in the Shaximiao Formation tight sandstone gas reservoirs of the Qiulin Block, Central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 92-99.
- [4] 彭涛, 姚约东, 耿丹丹, 等. 致密气藏压裂水平井参数优化与评价模型[J]. 断块油气田, 2015, 22(6): 790-793.
- PENG Tao, YAO Yuedong, GENG Dandan, et al. Parameter optimization and evaluation model of multi-stage fracturing of horizontal wells in tight gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(6): 790-793.
- [5] 孙元伟, 程远方, 时凤霞, 等. 致密气藏压裂水平井产能分析及压裂优化设计[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(6): 727-731.
- SUN Yuanwei, CHENG Shifang, SHI Fengxia, et al. Productivity analysis and fracturing design optimization of fractured horizontal well in tight gas reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(6): 727-731.
- [6] 马新华. 非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 326-336.
- MA Xinhua. “Extreme utilization” development theory of unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 326-336.
- [7] YAO S, ZENG F, LIU H. A semi-analytical model for hydraulically fractured horizontal wells with stress-sensitive conductivities[J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 75(1): 34.
- [8] WU M, DING M, YAO J, et al. Production-performance analysis of composite shale-gas reservoirs by the boundary-element method[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2019, 22(1): 238-252.
- [9] 杨兆中, 陈倩, 李小刚, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透致密砂岩气藏水平井分段多簇压裂布缝优化研究[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 120-126.
- YANG Zhaozhong, CHEN Qian, LI Xiaogang, et al. Optimization of multi-cluster staged fracturing for horizontal well in low-permeability tight sandstone gas reservoir, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 120-126.
- [10] ZENG J, WANG X, GUO J, et al. Composite linear flow model for multi-fractured horizontal wells in heterogeneous shale reservoir [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 38: 527-548.
- [11] 苏玉亮, 王文东, 周诗雨, 等. 体积压裂水平井三线性流模型与布缝策略[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 435-440.
- SU Yuliang, WANG Wendong, ZHOU Shiyu, et al. Trilinear flow model and fracture arrangement of volume-fractured horizontal well oil & [J]. Gas Geology, 2014, 35(3): 435-440.
- [12] 李志强, 赵金洲, 胡永全等. 页岩气压裂水平井产能模拟与布缝模式[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(5): 162-165.
- LI Zhiqiang, ZHAO Jinzhou, HU Yongquan, et al. Productivity simulation and fracture arrangement simulation schemes for shale-gas fractured horizontal well[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(5): 162-165.
- [13] 蒲春生, 陈庆栋, 吴飞鹏, 等. 致密砂岩油藏水平井分段压裂布缝与参数优化[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(6): 73-79.
- JIA Chunsheng, CHEN Qingdong, WU Pengfei, et al. Staged fracturing pattern and parameter optimization of horizontal wells in tight sandstone oil reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 73-79.
- [14] 陈铭, 胥云, 吴奇, 等. 水平井体积改造多裂缝扩展形态算法——不同布缝模式的研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 79-87.
- CHEN Ming, XU Yun, WU Qi, et al. Algorithm for multi-fracture propagation morphology in horizontal well volume fracturing: Investigation on different fracture distribution patterns [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(8): 79-87.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 赵祚培, 男, 1970 年出生, 高级工程师, 1992 年毕业于成都地质学院石油地质专业, 现从事井下作业研究及管理工作, 电话: 18583378262, Email: zhzuopei@126.com, 通信地址: 四川省成都市高新区吉泰路 688 号, 邮政编码: 610000。