

引用格式:卢比,胡春锋,马军.南川页岩气田压裂水平井井间干扰影响因素及对策研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(3):330-339.

LU Bi, HU Chunfeng, MA Jun. Influencing factors and countermeasures of inter-well interference of fracturing horizontal wells in Nanchuan shale gas field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 330-339.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.03.008

# 南川页岩气田压裂水平井井间干扰影响因素及对策研究

卢比,胡春锋,马军

(中国石化重庆页岩气有限公司,重庆 408400)

**摘要:**随着页岩气开发不断深入,水平井实施压裂过程中邻井的干扰现象日益增多,对气田的产量、套管的安全、气井的管柱造成较大影响,有待明确压裂井间干扰的影响因素及降低干扰的治理对策。采用井下压力监测的方式证实压裂井间干扰的矿场表现,通过生产动态跟踪分析及微地震监测结果基本明确井网井距、压裂改造强度、天然裂缝是影响压裂水平井井间干扰的主要因素。对降低压裂干扰提出了压裂设计源头优化、采气井现场管理、生产运行调整3种治理对策,在现场应用中获得了较好的效果。

**关键词:**页岩气;矿场试验;井间干扰;治理对策

中图分类号:TE371

文献标识码:A

## Influencing factors and countermeasures of inter-well interference of fracturing horizontal wells in Nanchuan shale gas field

LU Bi, HU Chunfeng, MA Jun

(Sinopec Chongqing Shale Gas Co., Ltd., Chongqing 408400, China)

**Abstract:** With the continuous development of shale gas, the interference of adjacent wells is increasing during the fracturing of horizontal wells, which has a great impact on the production of gas fields, the safety of casings, and the string of gas wells. The influencing factors of the interference between fracturing wells and the countermeasures to reduce the interference need to be clarified. The field performance of fracturing interwell interference is confirmed by downhole pressure monitoring. Through production dynamic tracking analysis and microseismic monitoring results, it is basically clear that well spacing, fracturing transformation intensity, and natural fractures are the main factors affecting the interference between horizontal wells during fracturing. Three governance strategies have been proposed to reduce fracturing interference, including optimization of fracturing design source, on-site management of gas production wells, and production operation adjustment. These measures have achieved good improvement effects in on-site applications.

**Keywords:** shale gas; field test; interwell interference; governance countermeasures

南川页岩气田位于渝东南盆缘复杂构造带,生产目的层位为五峰组—龙马溪组页岩,地层压力系数小于1.3,属于常压页岩气。气田优质页岩厚度24~35 m,相较涪陵页岩气田减薄10~14 m;基质孔隙度3.5%~5.0%,高角度裂缝及层理缝较为发育;储层石英含量大于50%,黏土含量小于30%,具有较好的可压性;地层最小主应力为40~60 MPa,应力

差异系数为0.27~0.34,虽然地应力较小,但形成复杂缝网难度较大;吸附气含量占比40%~60%,较涪陵超压页岩气高15%~20%<sup>[1-4]</sup>。

2020年以来,随着页岩气开发不断深入,逐渐认识到以往页岩气田的井网井距过大,压裂改造规模较小<sup>[5-6]</sup>。为进一步提高页岩气藏储量动用率,提升压裂改造效果,实现页岩气高效开发,在井网部署上

收稿日期:2023-01-03。

第一作者简介:卢比(1989—),男,硕士,助理研究员,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号传媒中心  
中国石化重庆页岩气有限公司,邮政编码:408400。E-mail:Sinopec\_lubi@163.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)。

对老区一次井网进行加密调整<sup>[7]</sup>,对新区采用小井距进行部署,水平井井距不断减小,由500~600 m下降至250~300 m;在压裂改造上不断提高改造规模,加砂强度由1.0~1.2 m<sup>3</sup>/m上升至2.0 m<sup>3</sup>/m以上。伴随着开发技术政策和压裂改造思路的调整,页岩气水平井压裂时产生井间干扰现象日益频繁,相邻生产井几乎全部受到影响,难以确保气田平稳生产。和北美页岩气、涪陵页岩气、川南页岩气一样,页岩气压裂水平井井间干扰现象已经成为南川页岩气田的普遍问题,通过数据分析及矿场试验探索,在储层地质基础研究、开发技术政策、压裂实施方案等方面形成了一些井间干扰防控技术<sup>[8-25]</sup>。对比北美页岩气、涪陵页岩气,南川页岩气田属于常压气藏,在地质条件、井网井距、压裂改造思路有所不同,主要针对

南川气田发生的压裂水平井井间干扰现象进行原因分析及治理对策研究。

## 1 井间干扰矿场表现

### 1.1 生产井激动反应

随着水平井大型水力压裂分段实施,邻近生产井干扰几率逐渐增加,生产井无论在生产或关井状态均会受到明显干扰,主要表现在产气量、液量、压力3个指标的明显变化<sup>[9-11]</sup>。

气井正常生产时若受到压裂井干扰,生产井生产往往表现出压力上升,产气量下降,并逐渐下降为0,极大地影响气井生产效果。如图1所示,SY9-1HF井因邻井压裂施工导致该井在生产期间发生井间干

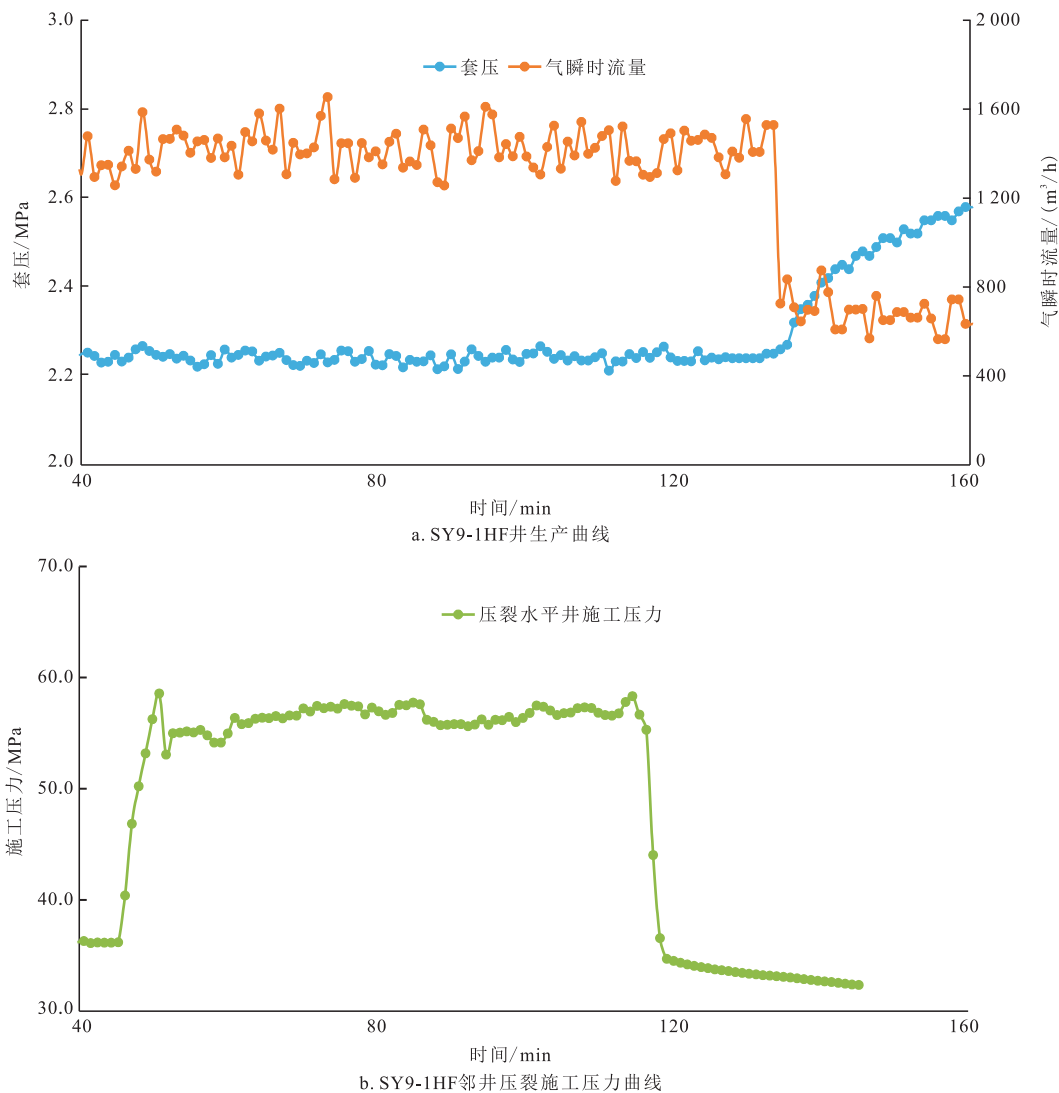


图1 南川气田SY9-1HF生产曲线和邻井压裂叠合

Fig. 1 Production curves of Well-SY9-1HF in Nanchuan gas field and the fracturing superposition of adjacent wells

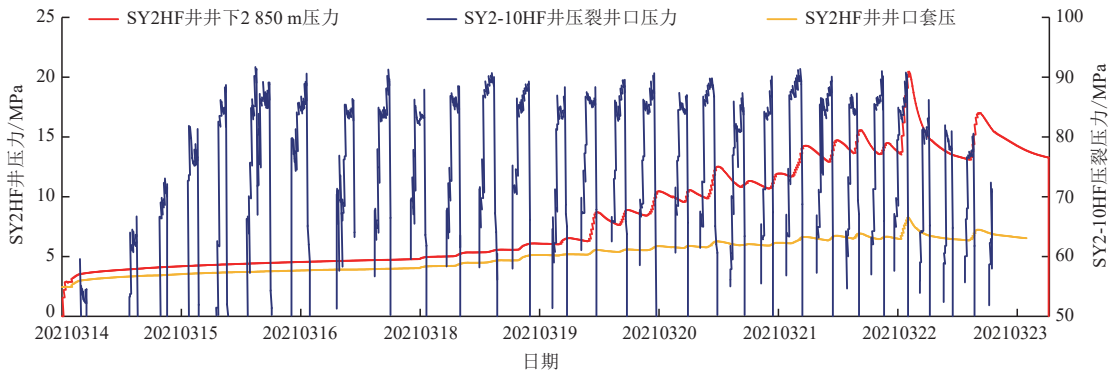


图2 南川气田SY2HF井及邻井井口、井下压力曲线

Fig. 2 Wellhead and downhole pressure curves of Well-SY2HF and adjacent wells in Nanchuan gas field

扰,井口套压由2.2 MPa上升至2.6 MPa,瞬时气量由1 500m<sup>3</sup>/h下降至725 m<sup>3</sup>/h。

气井在关井状态下,若受到压裂井干扰,压裂受效井压力波动明显。对压裂施工井邻井下入压力计进行压力计监测,压力回放结果(图2)表明:随着压裂过程中压裂液破开地层,邻井在30~90 min内井底压力受到明显干扰,呈现较大的上升波动,压力涨幅为0.5~8 MPa,平均为2.8 MPa;随着压裂施工结束,邻井压力也随之逐渐下降,部分气井可以降至压窜前水平,部分气井则维持在一定高值。同时,井口压力变化也可以较好地反映压裂干扰现象,虽然压力波动幅度有所降低,但也明显偏离正常压力恢复趋势,对判断压裂是否干扰邻近母井起到指示作用<sup>[12]</sup>。

### 1.2 井间干扰井网类型

南川页岩气田主力开发层系为五峰组—龙马溪组①—⑨小层,综合人工改造裂缝的横向波及范围和纵向应力隔挡效果,分上、中、下3套层系开发,下部层系①—④小层,中部层系⑤—⑥小层,上部层系⑦—⑨小层,实现资源充分动用,提高储量整体采出程度。

对于下部层系①—④小层,由于南川页岩气田按照“整体评价、分步实施”的开发原则,新井压裂施工时往往邻近区域生产井较多,对于平行井网、首尾相连井网、交错井网压裂时井间干扰均有发生,新压裂井对母井产气量、产液量以及压力造成一定程度的影响(图3)。

对于上部层系⑦—⑨小层,上部气层静态指标

略低于下部气层,在静态指标较好的有利区部署的上部气层井与下部气层井往往处于空间叠置状态(图4),上部气层与下部气层甜点段垂直距离55

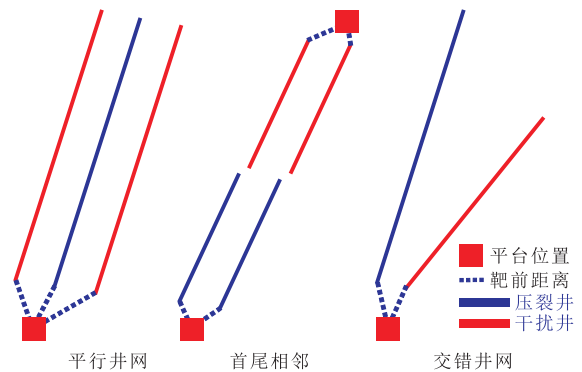


图3 下部气层井网部署模式

Fig. 3 Well pattern deployment pattern of lower gas reservoir

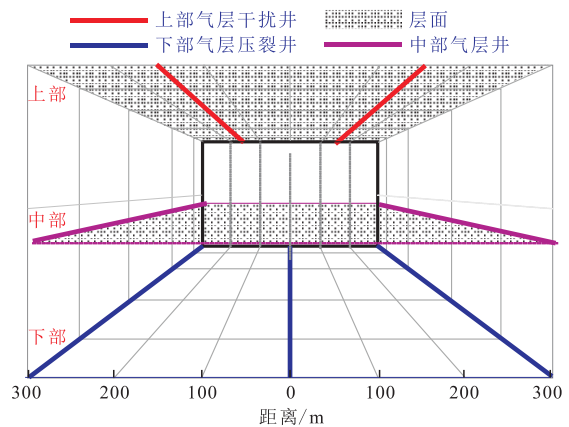


图4 上下部气层空间叠置

Fig. 4 Upper and lower gas space overlay map

~60 m。南川气田目前表现出上部气层井压裂过程中并未影响下部气层井,虽然压裂液受重力影响,但主要原因可能是人工裂缝向下延伸距离有限,并未实现层间沟通;下部气层井压裂时对上部气层井均造成明显的井间干扰,气井压力波动大,易发生水淹,压裂时部分生产井套压由1.02 MPa上升至26.0 MPa。

## 2 压裂井间干扰影响因素

国内外研究表明,影响压裂水平井井间干扰主要受地层渗透率、天然裂缝发育程度、储层压力衰竭等储层地质条件及井距、压裂工艺参数等工程条件影响。在南川气田发生的压裂井间干扰事件中,相邻母井压窜前产量、压力、采出程度、改造强度、改造效果、天然裂缝等指标差异大,离散性强,因此,主要对矿场管理影响较大的井网井距、压裂改造强度、天然裂缝情况进行分析<sup>[13-15,17-25]</sup>。

### 2.1 井网井距

在南川气田页岩气开发前期,部署井井距为500~600 m,仅有部分首尾相邻气井压裂过程中出现邻井干扰,干扰井在总井数中占比小于10%。在井距不断调整变小后,压裂施工过程中干扰现象频繁发生,干扰井在总井数中占比超过40%。

大量压裂井间干扰井表明,压裂井与母井的空间距离为101~456 m(平均为265 m),平面距离为9~454 m(平均为254 m),垂向距离为2~139 m(平均为55 m),和当前技术政策下的井距匹配性较好(表1)。

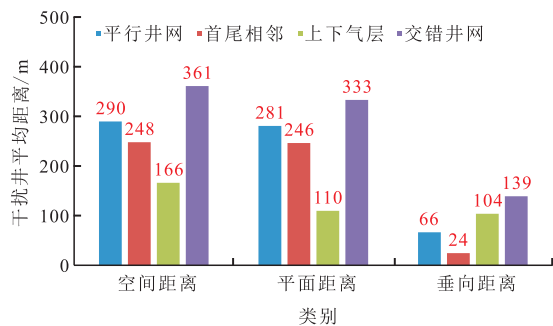


图5 不同井网类型压裂干扰井平均距离柱状图

Fig. 5 Average distance histogram of fracturing interference wells of different well pattern types

南川气田构造形态为高陡背斜,不同井网类型,空间、平面、垂向距离略有差异(图5、图6)。平行井网发生压裂井间干扰时,压裂干扰平均空间距离为290 m,平面距离为281 m,垂向距离为66 m;首尾相邻井网发生压裂井间干扰时,空间、平面、垂向距离普遍小于平行井网,压裂干扰平均空间距离为248 m,平面距离为246 m,垂向距离为24 m;上下气层发生压裂井间干扰时,空间、平面、垂向距离最小,压裂干扰平均空间距离为166 m,平面距离为110 m,垂向距离为104 m;交错井网发生压裂井间干扰时,空间、平面、垂向距离最大,压裂干扰平均空间距离为361 m,平面距离为333 m,垂向距离为139 m。

表1 不同井网类型下干扰井井间距离统计

Table 1 Inter-well distance statistics of interference wells under different well pattern types

类型	井号	空间距离/m	平面距离/m	垂向距离/m
平行井网	SY2-2HF	240	228	74
	SY14-7HF	348	338	86
	SY14-8HF	260	258	33
	SY2HF	350	332	109
	SY2HF	334	319	97
	JY199-1HF	285	273	82
	JY195-1HF	308	282	114
	JY195-2HF	254	251	78
	JY197-2HF	280	279	24
	SY12-2HF	195	189	47
	SY12-3HF	259	257	30
	SY12-1HF	363	362	22
	首尾相邻	SY12-1HF	145	145
SY2-12HF		93	93	4
SY2-12HF		212	212	9
SY2-3HF		263	262	31
SY14-5HF		299	298	22
SY14-5HF		192	191	20
SY14-5HF		185	180	44
SY1HF		253	247	50
SY1HF		291	288	43
SY1HF		180	180	2
上下气层	SY20-2HF	405	405	12
	JY195-5HF	456	454	41
	SY14-S1HF	236	221	82
交错井网	SY14-S1HF	101	9	101
	JY197-21HF	161	99	128
交错井网	SY9-1HF	361	333	139

2.2 改造强度

为提高压裂改造效果,实现更大的改造支撑体积及缝网复杂程度,近5 a来在单井压裂总液量、总砂量、改造强度上不断提升,发展“强加砂”的压裂技术,增加有效支撑面积,提高裂缝导流能力,实现单井产能提高。目前单井总液量维持在 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,总砂量由2018年的 $1\,525 \text{ m}^3$ 上升至2022年的 $4\,643 \text{ m}^3$ ,加砂强度由 $1.0 \sim 1.1 \text{ m}^3/\text{m}$ 上升至 $2.0 \sim 2.4 \text{ m}^3/\text{m}$ (图7)。

地面微地震处理主要包括弱信号处理及校正,速度模型建立及优化,事件识别、定位及质控以及震源机制反演,处理流程及关键环节见图8。通过微地

震监测的地震事件反演每个事件破裂的类型、倾角及方位,把破裂方位相近、相邻的微裂缝连在一起,孤立的微裂缝被排除掉,建立微地震有效微裂缝网络,定量解释DFN-SRV(离散裂缝改造体积)。

南川页岩气田多口井的微地震监测结果表明,在强加砂的技术下,压裂改造后的裂缝半长为 $133 \sim 189 \text{ m}$ ,DFN-SRV为 $(3.2 \sim 4.7) \times 10^7 \text{ m}^3$ (图9);通过压降G函数识别储层压裂裂缝,2021年压裂井复杂裂缝占比平均为57%,较2018年提高15%。同时也导致压裂施工时井间干扰现象明显增加,2021年压裂井邻井干扰几率60%左右,为2018年邻井干扰几率的3~4倍。

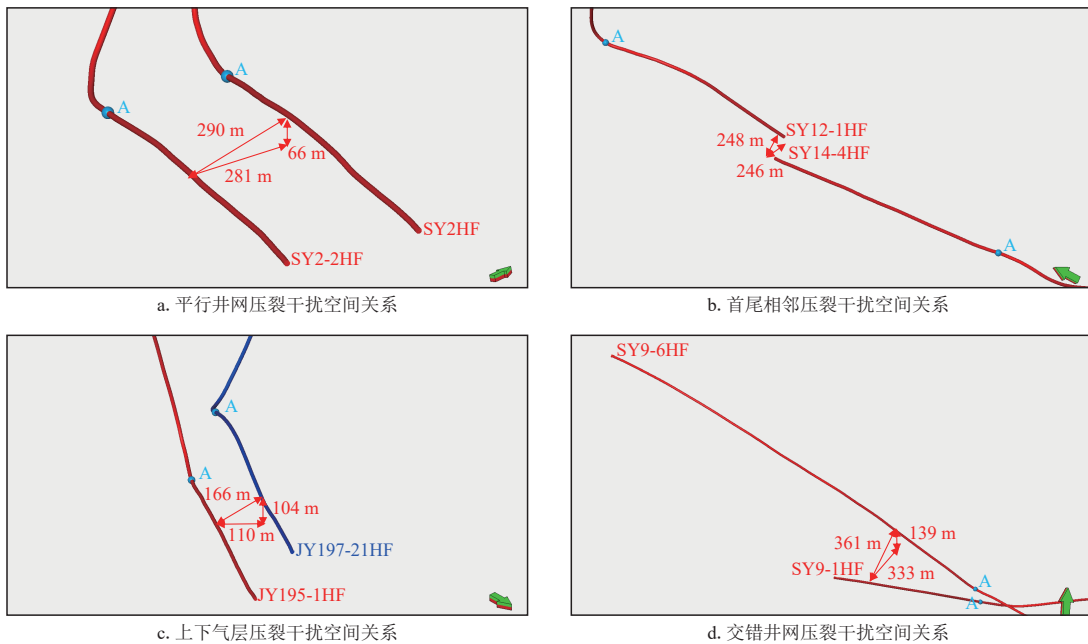


图6 不同井网类型压裂干扰井示意图

Fig. 6 Schematic diagram of fracturing interference wells of different well patterns

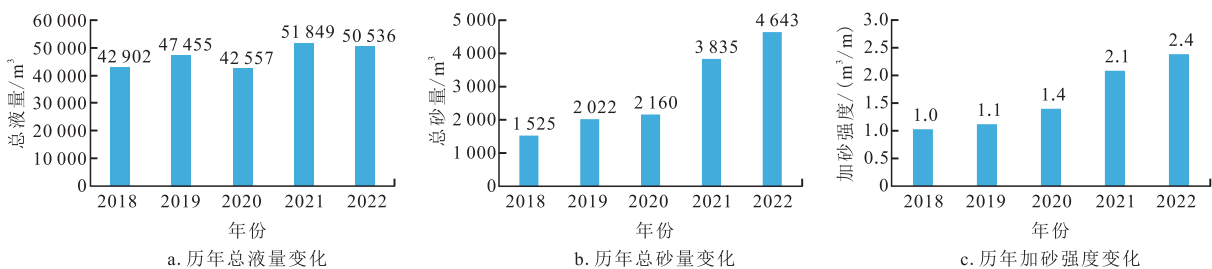


图7 历年来压裂总液量、总砂量、加砂强度柱状图

Fig. 7 Histogram of total fracturing fluid volume, total sand volume, and sand addition strength over the years

### 2.3 天然裂缝

地震速率属性多用于描述地质体的几何变化,与地震反射体的弯曲程度相对应,对岩层的弯曲、褶皱和裂缝、断层等反应敏感,是寻找地质体构造特征的有效手段。通过研究压裂段与曲率剖面叠合图发现,压裂施工段位于曲率空白区时,母井受到的干扰现象较少,例如西部JY194-3HF、JY197-2HF;压

裂施工段位于曲率异常发育带时,母井对应受到干扰现象的应激段明显增多,更容易发生井间干扰,考虑到母井生产时间往往超过1 a,已形成一定压降漏斗,在平面井距250 m的情况下压裂液沟通天然裂缝后更容易造成邻井快速连通,形成压裂液流动主要通道(图10)。

压裂井通过天然裂缝沟通造成压裂干扰后,可能造成两方面的影响:一是可能影响压裂改造效果,位于曲率异常区的压裂井施工表现出破裂压力、延伸压力低的特点,较邻井前期施工时降低了4~8 MPa;二是通过天然裂缝沟通更容易导致邻井出现暴性水淹,通过放喷、气举等措施进行复产的难度大,成功率低。

## 3 开发对策及应用效果

### 3.1 少(控)液多砂,减小影响距离

在页岩气压裂施工过程中,人造裂缝先由压裂液破开地层向外进行延伸,后支撑剂对开启裂缝进行支撑形成有效导流通道。国内学者研究表明,压裂施工排量、施工时间、改造规模都会影响压裂井间干扰程度。在追求强改造以及复杂缝网的同时,可以通过降低或者控制注入液量,增加砂量,提高压裂

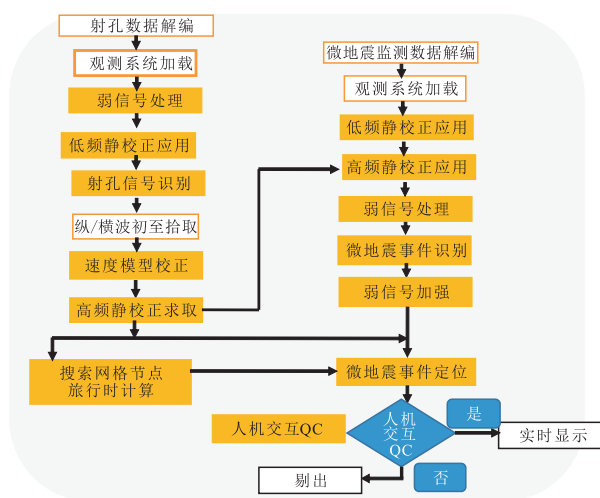


图8 地面微地震处理流程及关键环节

Fig. 8 Ground microseismic processing flow and key links

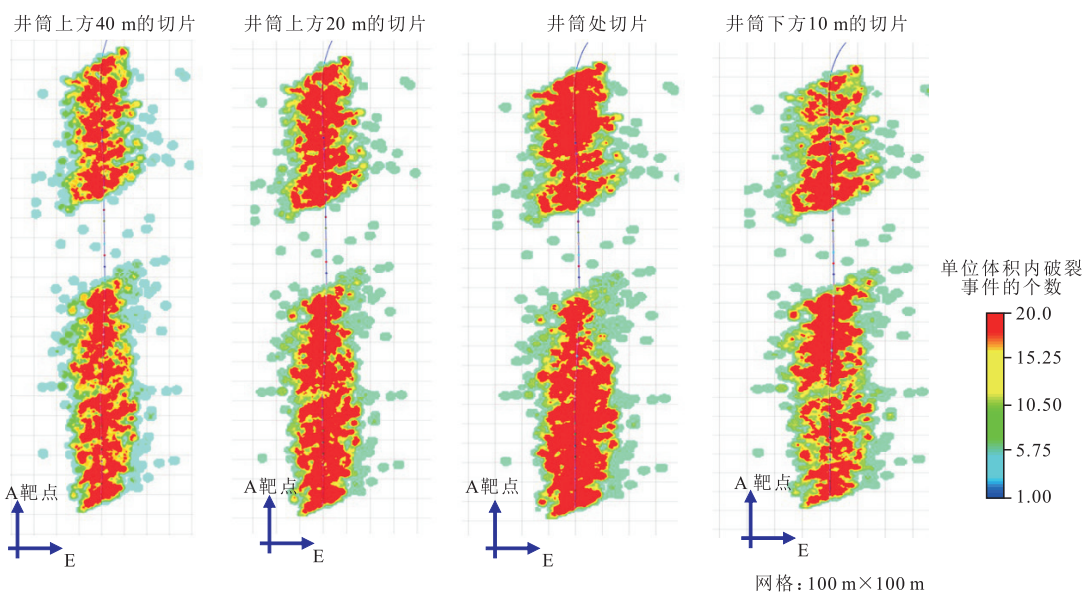


图9 微地震监测的裂缝延展切片图

Fig. 9 Fracture extension slice map of microseismic monitoring

的综合砂比,控制裂缝延伸距离,提高铺砂的宽度及复杂度,保证裂缝改造比表面积,降低井间干扰造成的影响。南川气田2022年页岩气井平均综合砂比为9.8%,较2018年的3.7%提高1.6倍,在矿产试验中井间干扰几率明显降低(图11)。

### 3.2 提前关井,提高复产效果

通过对比母井在压裂期间连续生产、气量降为零时关井以及压裂前提前关井3种方式的压裂干扰效果,试验表明压裂前提前关井的生产井复产效果最好,其产量恢复期最短,产能恢复率最高(表2)。

1) 压裂期间连续生产:生产井压裂干扰后,利用气举车保持气井连续生产,产气量仍不断下降至井口无气,气井出砂严重,井口返出大量5~15 mm

岩屑堵塞井筒(图12)。SY2-2HF井通过放喷、气举、地面增压等措施并未实现气量恢复,通过连续油管冲砂、更换管柱后气井有所上升,生产4个月,日产气量为 $3.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,产能恢复率44%。分析

表2 不同类型的母井干扰前后生产数据

Table 2 Production data before and after different types of mother well interference

类型	序号	井号	压窜前产量/ $10^4 \text{ m}^3$	复产产量/ $10^4 \text{ m}^3$	恢复期/ d
压裂期间 连续生产	1	SY2-2HF	8.5	3.7	119
	2	SY14-7HF	7.1		
	3	SY12-1HF	2.0	1.6	151
	4	SY12-1HF	2.0	1.6	121
	6	SY2-12HF	6.2	4.5	72
	7	SY2-12HF	6.2	4.5	82
	平均		5.3	3.2	109
压窜至气量 为0时关井	1	SY9-1HF	7.3	5.1	108
	2	SY2-3HF	5.4	5.4	8
	3	SY14-8HF	9.8	6.6	140
	4	SY14-S1HF	2.3	1.6	95
平均		6.2	4.7	88	
压裂前提前 关井	1	SY2HF	5.0	4.9	3
	2	SY12-2HF	2.7	2.0	2
	3	SY12-3HF	1.5	1.9	1
	4	SY14-5HF	15.8	15.8	6
	5	SY1HF	1.5	1.6	2
	6	SY20-2HF	2.5	3.0	5
	7	JY199-1HF	3.1	6.4	2
	8	JY195-1HF	3.9	6.5	32
	9	JY195-2HF	1.8	2.1	2
	10	JY195-5HF	1.8	1.9	48
	11	JY197-2HF	3.4	5.0	18
	12	JY197-21HF	5.7	4.8	2
平均		4.1	4.7	11	

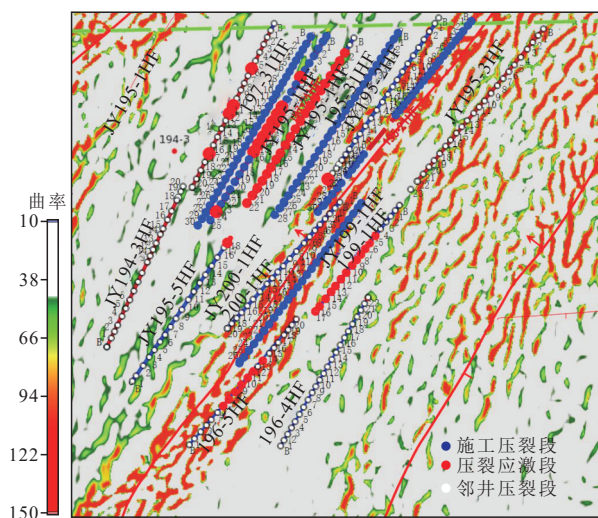


图10 加密井压裂应激段平面图

Fig. 10 Plan of fracturing stress section of infill wells

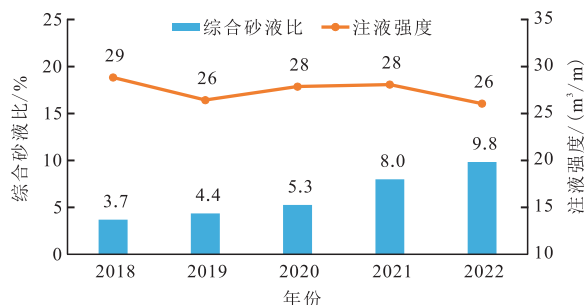


图11 历年压裂改造参数对比图

Fig. 11 Comparison of fracturing parameters over the years



图12 井口返出岩屑碎块

Fig. 12 Debris returned from wellhead

认为在压裂干扰过程中由于已经形成了明显的泄压通道,压力持续向低压区传递,母井连续生产导致出砂严重,并且降低近井筒地带的渗流能力,产能恢复率低。

2) 压窜至气量为0时关井:母井开井时并未出现明显出砂的现象,可以通过放喷、气举来实现复产,但产能恢复率较低,分析认为母井开井过程中,压裂液可能刚进入近井筒地带,造成液相渗透率增加,母井产气量逐渐降低为0,此时关井,邻井压裂造成的井间干扰并不严重,具备复产的能力。5口试验井压窜干扰前平均日产气量为 $6.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,复产初期平均日产气量为 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,持续生产3个月后,产能恢复率为77%,均无法恢复至压窜前水平。

3) 压裂前提前关井:通过提前关井恢复地层能量,减小压降漏斗范围,降低压裂干扰。12口试验井压窜干扰前平均日产气 $4.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,平均11 d内产气量基本恢复至压窜前水平,平均产能恢复率为127%,其中9口井复产后产气量呈现出一定正效应,表明压裂井可能对生产井进行了能量补充,同时促使老井出现新裂缝或延伸原有裂缝,对储层进行二次改造。

母井提前关井时机的数据分析表明,提前1 d关井时,母井采出程度越高,产能恢复期越长,采出程度大于40%的气井产能恢复期往往超过10 d。因此,对于采出程度大于40%的母井通常提前7 d关井;采出程度介于10%~40%的母井提前5 d关井;采出程度小于10%的母井提前1 d关井。在气田后续推广中获得较好效果,通过井口放喷、压缩机助排即可复产,产能恢复期1~3 d,产能恢复率均大于100%。SY18-2HF井关井前套压22.0 MPa,日产气量为 $10.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,累产气量为 $2\ 300 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,采出程度20.9%,邻井压裂前5 d关井,在压裂过程中套压上升受到一定井间干扰影响,压裂结束后通过放喷复产,3 d产能恢复至关井前水平(图13)。

### 3.3 调整运行,降低压窜干扰

由于页岩气开发的规模扩大,压裂井周边范围内通常存在着钻井、采气同步进行的情况,通过优化调整压裂实施顺序,采用“先近后远,由低到高”的方式,优先实施容易干扰的气井,整体降低干扰现象发生(表3)。

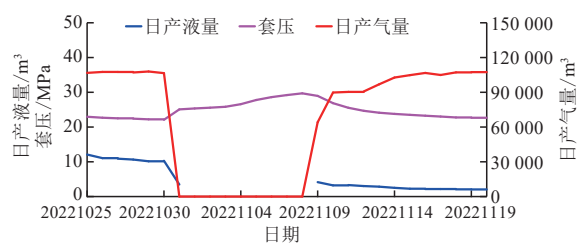
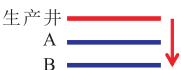
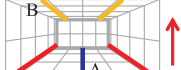


图13 南川气田SY18-2HF井生产曲线  
Fig. 13 Production curve of Well-SY18-2HF in Nanchuan gas field

表3 压裂运行模式  
Table 3 Fracturing operation mode

井网模式	压裂模式	优点
	压裂顺序: 近端→远端	生产井提前复产
	压裂顺序: 加密井→上部气层井	减少对生产井、加密井压窜影响

由于压裂井间干扰的空间距离为101~456 m,影响干扰较大,可能影响到2个井距内的气井,因此对于平行井网,在同平台已经有一口生产井时,可以优先压裂距离生产井最近的气井A井,生产井在A井压裂期间实施关井,待压裂结束后即可恢复生产。由于A井附近存在较高的压力场,对B井的压裂干扰起到一定抑制作用,生产井后续不易受到B井影响,按照由“先近后远”的顺序可以有效提高生产井的采气时率。

对于立体开发井,矿产试验表明上部气层井压裂时未出现对下部气层井的干扰,下部气层井可以压窜上部气层井。微地震监测结果显示,上部气层井裂缝平均下高19 m,下部气层井裂缝平均上高41 m,裂缝向下步延伸距离有限,更容易向上延伸。通过岩心观察发现页岩段①—⑨小层岩性相当,并无明显隔夹层;特殊测井中的应力剖面(图14)表明在⑤、⑦小层的上部存在局部较高的应力段,较相邻层位高2~3 MPa,可能形成应力隔挡层;⑤小层的平均最小主应力为54 MPa,低于⑦小层平均最小主应力57 MPa,因此,压裂裂缝从下向上的延伸难度小于由上向下延伸,下部气层压裂时容易影响上部层系。

由于上部气层井压裂时未出现对下部气层井的干扰,实施时可以“由低到高”优先压裂下部气层井,待上部气层压裂时减少对下部生产井的影响。

## 4 结论

1) 页岩气生产井在生产或关井状态均可能受到相邻压裂水平井井间干扰影响,井口产气量、液量和压力3个指标可以有效反映干扰现象。

2) 井网井距、压裂改造强度、天然裂缝发育是影响压裂井间干扰的重要因素。南川页岩气田压裂水平井井间干扰的平均空间距离为265 m,平面距离为254 m,垂向距离55 m;在加砂规模2.0 m<sup>3</sup>/m以上时,井间干扰的现象越频繁;裂缝发育区更容易形成泄压通道,发生压裂井间干扰。

3) 矿场试验证明,可以通过3种方式有效降低压裂井间干扰的影响:一是通过优化压裂工艺,采用少(控)液多砂的模式,综合砂比提升至10%以上,减少井间干扰距离;二是通过提前关井恢复压力,气井可以实现较快复产,采出程度大于40%的母井提前7 d关井,采出程度10%~40%的母井提前3 d关井,采出程度小于10%的母井提前1 d关井;三是调

整运行,按照“先近后远,由低到高”的方式可以提高生产井的采气时率,降低井间干扰影响。

### 参考文献

- [1] 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 prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [2] 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.
- [3] 王濡岳,胡宗全,董立,等.页岩气储层表征评价技术进展与思考[J].石油与天然气地质,2021,42(1):54-65.  
WANG Ruyue, HU Zongquan, DONG Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 54-65.
- [4] 卢志远,何治亮,余川,等.复杂构造区页岩气富集特征——以四川盆地东南部丁山地区下古生界五峰组-龙马溪组为例[J].石油与天然气地质,2021,42(1):86-97.  
LU Zhiyuan, HE Zhiliang, YU Chuan, et al. Characteristics of shale gas enrichment in tectonically complex regions—A case study of the Wufeng-Longmaxi Formations of Lower Paleozoic in southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 86-97.
- [5] 肖佳林,游园,朱海燕,等.重庆涪陵国家级页岩气示范区开发调整井压裂工艺关键技术[J].天然气工业,2022,42(11):58-65.  
XIAO Jialin, YOU Yuan, ZHU Haiyan, et al. Key technologies for development adjustment well fracturing in Chongqing Fuling National Shale Gas Demonstration Area[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(11): 58-65.
- [6] 苏映宏.滩坝砂油藏不同压裂方式下单井控制可采储量预测方法[J].石油实验地质,2021,43(4):697-703.  
SU Yinghong. Prediction of single-well-constrained recoverable reserves in beach bar sand reservoir using different fracturing methods[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(4): 697-703.
- [7] 朱海燕,宋宇家,唐焯赫,等.页岩气藏加密井压裂时机优化——以四川盆地涪陵页岩气田X1井组为例[J].天然气工业,2021,41(1):154-168.  
ZHU Haiyan, SONG Yujia, TANG Xuanhe, et al. Optimization of fracturing timing of infill wells in shale gas reservoirs: A case study on Well Group X1 of Fuling Shale Gas Field in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 154-168.
- [8] 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

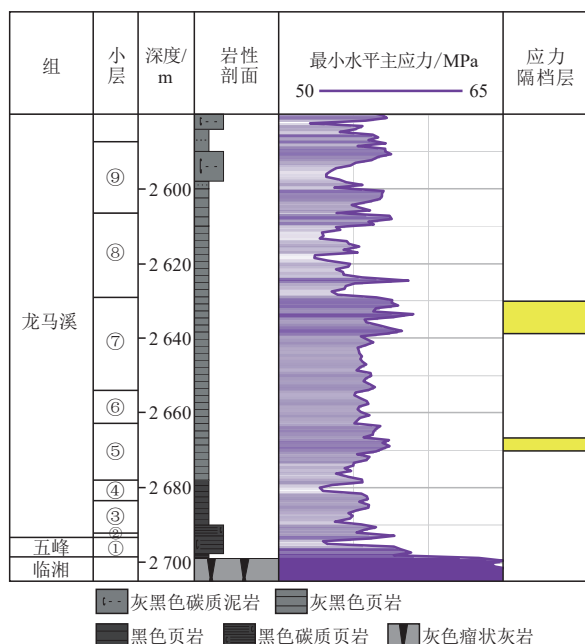


图14 南川气田典型井柱状图

Fig. 14 Histogram of a typical well in Nanchuan gas field

- elements of geoengineering integration in Changning National Shale Gas Demonstration Zone[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(2): 174–185.
- [9] 周小金, 杨洪志, 范宇, 等. 川南页岩气水平井井间干扰影响因素分析[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(2): 103–112.  
ZHOU Xiaojin, YANG Hongzhi, FAN Yu, et al. Analysis of factors affecting frac hits in horizontal shale gas wells in the southern Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(2): 103–112.
- [10] 刘伟新, 卢龙飞, 叶德燎, 等. 川东南地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气异常压力封存箱剖析与形成机制[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(5): 804–814.  
LIU Weixin, LU Longfei, YE Deliao, et al. Significance and formation mechanism of abnormally pressured compartments of shale gas in the Ordovician Wufeng–Silurian Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 804–814.
- [11] 柳筠, 张梦吟. 页岩气田储层含气性测井评价——以四川盆地涪陵页岩气田J区块为例[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(1): 128–135.  
LIU Yun, ZHANG Mengyin. Gas-bearing property evaluation by petrophysical logging in shale gas reservoirs: A case study in J area of Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(1): 128–135.
- [12] 陈剑, 郭建春, 兰芳. 加密井井间干扰影响因素及对邻井产能的影响[J]. *中外能源*, 2015, 20(4): 54–57.  
CHEN Jian, GUO Jianchun, LAN Fang. Influencing factors and effect on adjacent well productivity of interwell interference in infilled wells[J]. *Sino-Global Energy*, 2015, 20(4): 54–57.
- [13] 林彦兵, 胡艾国, 陈付虎, 等. 红河油田水平井压窜原因分析及防窜对策建议[J]. *油气藏评价与开发*, 2013, 3(4): 56–61.  
LIN Yanbing, HU Aiguo, CHEN Fuhu, et al. Horizontal well fracturing channeling cause analysis and channeling prevention countermeasures in Honghe oilfield[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2013, 3(4): 56–61.
- [14] 何乐, 袁灿明, 龚蔚. 页岩气井间压窜影响因素分析和防窜对策[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(5): 63–69.  
HE Le, YUAN Canming, GONG Wei. Influencing factors and preventing measures of intra-well frac hit in shale gas[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(5): 63–69.
- [15] 滕小兰, 邱玲. 调整井压裂井间干扰实例分析及技术对策[J]. *石油钻采工艺*, 2011, 33(2): 88–90.  
TENG Xiaolan, QIU Ling. Example analysis and technical measures for wells interference in adjustment well fracturing[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2011, 33(2): 88–90.
- [16] WU K, OLSON J E. Mechanics analysis of interaction between hydraulic and natural fractures in shale reservoirs[C]// Paper URTEC-1922946-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, August 2014.
- [17] ESQUIVEL R, BLASINGAME T A. Optimizing the development of the Haynesville shale—lessons learned from well-to-well hydraulic fracture interference[C]// Paper URTEC-2670079-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Austin, Texas, USA, July 2017.
- [18] SETH P, ELLIOTT B, SHARMA M M. Rapid analysis of offset well pressure response during fracturing: distinguishing between poroelastic, hydraulic and frac-hit responses in field data using pattern recognition[C]// Paper URTEC-2020-3129-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Virtual, July 2020.
- [19] LIU Z, SAMUEL R, GONZALES A, et al. Analysis of casing fatigue failure during multistage fracturing operations[C]// Paper SPE-193189-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018.
- [20] BARREDA D, SHAHRI M P, WAGNER R, et al. Impact of cyclic pressure loading on well integrity in multi-stage hydraulic fracturing[C]// Paper URTEC-2902463-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, July 2018.
- [21] ADAMS N J, MITCHELL R F, EUSTES A W, et al. A causation investigation for observed casing failures occurring during fracturing operations[C]// Paper SPE-184868-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2017.
- [22] KING G E, RAINBOLT M F, SWANSON C. Frac hit induced production losses: evaluating root causes, damage location, possible prevention methods and success of remedial treatments [C]// Paper SPE-187192-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2017.
- [23] RAINBOLT M F, ESCO J. Frac hit induced production losses: evaluating root causes, damage location, possible prevention methods and success of remediation treatments, Part II [C]// Paper SPE-187192-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2017.
- [24] BAHORICH B, OISON J E, HOLDER J. Examining the effect of cemented natural fractures on hydraulic fracture propagation in hydrostone block experiments[C]// Paper SPE-160197-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2012.
- [25] SWANSON C, HILL W A, NILSON G, et al. Post-frac-hit mitigation and well remediation of Woodford horizontal wells with solvent/surfactant chemistry blend[C]// Paper URTEC-2902400-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, July 2018.

(编辑 徐佩)