

引用格式: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 L, YUAN C M, GONG W. Influencing factors and preventing measures of intra-well frac hit in shale gas[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 63-69.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.009

## 页岩气井间压窜影响因素分析和防窜对策

何乐,袁灿明,龚蔚

(中国石油川庆钻探工程有限公司井下作业公司,四川成都610000)

**摘要:**目前页岩气井间压窜问题突出,严重干扰邻井生产。以威远页岩气示范区某区块为研究对象,根据压窜后母井生产特征,提出以母井产量恢复速度为核心的压窜影响程度量化评价指标,并采用灰色关联分析法评价了10项地质、工程影响因素。结果表明,井间距离、母井生产时间、平均单簇用液规模、天然裂缝与压窜程度的灰色关联度较高。在此基础上,评价了子母井位置关系、母井生产时间、单簇用液规模、天然裂缝对压窜程度的影响规律。评价结果表明:①井间压窜以巷道平行模式为主,巷道错位/相对模式压窜次之;②随着母井生产时间增长,母井产量恢复速度、恢复程度趋于降低,建议子井压裂时间控制在母井生产300 d以内;③随着平均单簇用液规模增加,压窜影响程度趋于增强,建议根据母井生产时间和井间位置关系,针对性优化单簇用液规模;④对于贯穿型天然裂缝发育的井段,在设计和施工过程中需要严格控制用液规模、优化射孔参数和施工排量,避免压窜。现场试验表明,该研究成果对页岩气减小井间压窜影响具有指导意义。

**关键词:**页岩气;井间干扰;压窜;天然裂缝;长宁—威远;灰色关联

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

### Influencing factors and preventing measures of intra-well frac hit in shale gas

HE Le, YUAN Canming, GONG Wei

(Down-Hole Operating Company, CNPC Chuanqing Drilling and Exploration Engineering Co., Ltd, Chengdu, Sichuan 610000, China)

**Abstract:** Currently, the problem of intra-well frac hit is serious in shale gas, which disturbs the production of nearby wells. Taking the Weiyuan national shale gas demonstration area as the research object, and according to the production characteristics of parent wells, quantitative evaluation index of intra-well frac hit influence based on the recovery rate of parent well production has been put forward. Then ten key geological and engineering parameters affecting intra-well frac hit influence have been analyzed by grey correlation method. The result shows that the grey correlations of intra-well distance, parent well producing time, average fluid volume of single cluster and natural fracture are higher. On this basis, the influence of intra-well position, parent well production time and average fluid volume to intra-well frac hit extent has been evaluated to obtain the following results. Firstly, the main intra-well position of frac hit is parallel, while the secondary is the position of opposite and malposition. Secondly, as the producing time of parent wells increase, the impact of frac hit significantly increases. The suggested optimal operation time of child wells is within 300 produce days of parent wells. Thirdly, as the average fluid volume of single cluster of child wells increases, the impact of frac hit increases too, so that it is suggested to optimize the liquid scale of single cluster according to the production time of parent wells and intra-well position. Lastly, the fluids volume, perforations and slurry rate should be strictly optimized in the section with cut-through natural fracture in order to reduce frac hit risk. Field tests show that the result can provide a reference to reduce the impact of intra-well frac hit of shale gas.

**Key words:** shale gas, well interference, frac hit, natural fracture, Changning-Weiyuan national shale gas demonstration area, grey correlation

随着国内页岩气勘探开发提速,部分区块已逐渐由试验评价向规模化开发调整转变。由于开发成本的限制,页岩气均采用平台化部署水平井、“工厂

化”钻井和压裂以及大规模连续作业方式,以实现经济高效开发。在开发模式上,普遍采用开发初期大井距,后期加密的“滚动开发”方案,降低开发风险<sup>[1]</sup>,

收稿日期:2019-10-17。

第一作者简介:何乐(1988—),男,硕士,工程师,主要从事油气田增产技术的现场服务和室内研究工作。地址:四川省成都市成华区华山路46号,邮政编码:610000。E-mail:hel213\_jx@cnpc.com.cn

基金项目:中国石油川庆钻探工程有限公司科研项目“页岩气小井间距水平井体积压裂工艺技术及应用研究”(CQ2019B-24-2-4);国家科技重大专项“水平井压裂设计优化系统”(2016ZX05023001)。

但后期加密井压裂容易导致老井与新井之间出现井间压窜<sup>[2]</sup>。以长宁—威远页岩气示范区某区块为例,截至2018年底,累计发生33井次新老井井间压窜情况,压窜邻井平均生产时间477 d。一方面井间压窜影响生产井(母井)生产动态、降低产能,另一方面人工裂缝沟通低压区不利于压裂井(子井)保持净压力,影响改造效果。近几年随着北美页岩气加密井部署增多,井间压窜问题受到广泛关注。目前国外主要采用基于母井产量变化的统计分析、子井压裂过程中施工压力动态分析和考虑应力场、地层压力变化的裂缝扩展数值模拟3种方法评价井间压窜,AJANI等<sup>[3]</sup>采用第1种方法系统评价了井间距、母井生产时间对压窜程度的影响,为Woodford页岩气田加密井部署提供了重要参考;KING等<sup>[4]</sup>采用第2种方法评价了暂堵转向、施工排量、交错布缝等参数对压窜的影响;MARONGIU-PORCU、PARYANI等<sup>[5-6]</sup>采用地质—工程一体化方法,开展了考虑母井生产过程中应力场、地层压力变化的加密井压裂裂缝扩展模拟评价,模拟发现压降漏斗、应力转向、天然裂缝对子井裂缝扩展具有重要影响。国内在井间压窜研究方面,主要评价了常规油藏、致密砂岩气藏常规压裂工程参数、地质参数对压窜及母井产能的影响<sup>[7-10]</sup>,李继庆等<sup>[11]</sup>采用干扰试井方法评价了涪陵页岩气井间连通段渗透率,但目前尚未建立针对页岩气大规模体积压裂的压窜影响程度量化评价方法和工程参数优化方法。位云生等<sup>[12]</sup>针对天然裂缝对井间干扰的影响作了定性分析,认为天然裂缝发育区,井间干扰对井距优化有较大影响,尽量避免发生。

该文首次基于威远页岩气母井受压窜影响后产量变化特征,建立了以母井产量恢复速度、母井产量恢复程度为核心的压窜影响程度综合参考指标,在此基础上评价了影响井间压窜的关键地质工程因素,包括井间位置关系、母井生产时间、平均单簇用液规模、天然裂缝等,以降低压窜对母井生产动态的

影响程度为目标,对子井压裂时机、用液规模等提出了量化建议,对威远页岩气开发过程中防止井间压窜具有参考价值。

## 1 井间压窜对母井生产影响特征

压窜后,母井受到子井水力裂缝沟通、压裂液侵入的影响<sup>[3]</sup>,原气水两相渗流系统受到干扰,母井生产动态变化主要表现为2种模式(图1)。其中产气变化模式基本一致,整体表现为压窜后降低,随后按一定的速度恢复特征。而产水和套压变化趋势在不同井况和压窜情况下有所差异,其主要受到母井压窜前产水量、压裂液侵入量、井筒液位、关井时间等多因素影响<sup>[3]</sup>。部分井由于生产时间较长,地层能量亏空、孔隙压力较低,压窜后产气、产水量在恢复和后续生产过程中出现大幅波动现象。

图2为压窜前后母井产气量变化特征,压窜后母井产气量普遍呈先降后增的趋势,但不同压窜井况下,产量恢复速度 $V_r$ 和产量恢复程度 $E_r$ 有所差异。产量恢复情况直接与母井后期生产能力相关,其能够较为准确地反映压窜影响程度,可作为压窜量化评价指标。值得注意的是,由于页岩气生产过程存在自然递减,且不同生产阶段自然递减率不同<sup>[13]</sup>,因此,压窜前不同生产时间下母井产量恢复程度还受到不同程度自然递减影响,相比之下,产量恢复速度比产量恢复程度能够更加准确地评价压窜影响程度。

$$V_r = \frac{q_3 - q_2}{t_3 - t_2} \quad (1)$$

$$E_r = \frac{q_3}{q_1} \times 100\% \quad (2)$$

式(1)—式(2)中: $V_r$ 为产量恢复速度, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}^2$ ;  $q_1$ 为压窜前母井产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $q_2$ 为压窜后母井最低产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $q_3$ 为压窜恢复后母井产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $t_2$ 为压窜后母井产气量降至最低时的生产时间,d;  $t_3$ 为

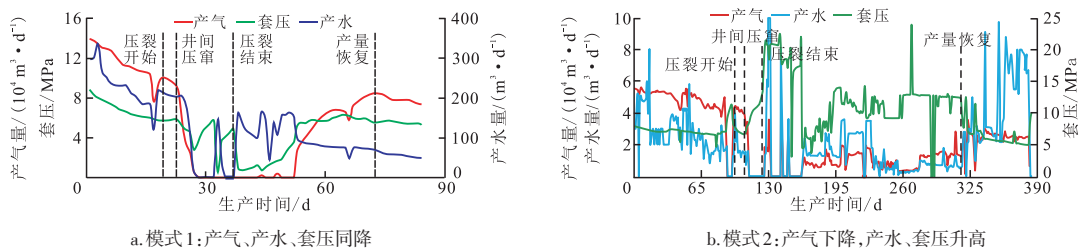


图1 压窜后母井生产动态曲线

Fig. 1 Production performance of parent well after frac hit

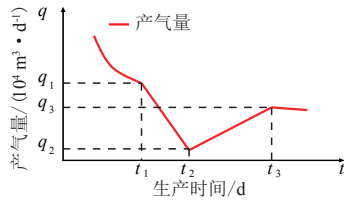


图2 压窜后生产井产气变化

Fig. 2 Characteristic gas production curve of parent well after frac hit

压窜后母井产气量恢复后的生产时间,  $d$ ;  $E_i$  为产量恢复程度。

## 2 井间压窜影响因素灰色关联分析

灰色关联分析是一种多因素统计分析方法,它以各因素的样本为依据,用灰色关联度来描述因素间关系的强烈、大小和次序,对于影响因素和总量间不存在严格的单因素数学关系时,应用灰色关联方法进行分析是非常有效的,被广泛用于压后评估<sup>[14-16]</sup>。

### 2.1 灰色关联分析计算流程

#### 1) 灰色关联分析参数选取

灰色关联分析样本选取威远压窜井33井次,以母井产量恢复速度  $x_0(j)$  为参考数列,同时综合国外页岩气压窜影响因素评价和威远页岩气地质—工程

特点,选取10项地质、工程参数为比较数列  $x_i(j)$ ,  $x_1$  到  $x_{10}$  依次为母井生产时间、单段用液规模、平均单簇用液规模、施工排量、射孔簇数、射孔孔数、井间距、巷道位置、天然裂缝强度(根据蚂蚁体强度和贯穿程度划分等级)、垂深,系统评价压窜影响程度的主控地质和工程因素。由于井数较多,列出其中10井次的相关数据作计算过程介绍。压窜影响因素原始数据如表1所示。

2) 数据无量纲化处理,如式(3),计算结果见表2。

$$y_i(j) = \frac{x_i(j)}{\max x(j)} \quad (3)$$

式中:  $y_i(j)$  为无量纲化后的比较数列;  $x_i(j)$  为第  $i$  列比较数列;  $\max x(j)$  第  $i$  列比较数列中的最大值。

3) 计算无量纲化后参考数列与比较数列的绝对差值,见式(4)。计算所有比较数列中各样品数据绝对差值的最大及最小值,见式(5)、式(6)。

$$\Delta_{0i}(j) = |y_i(j) - y_0(j)| \quad (4)$$

$$\Delta_{\max} = \max_{i=1,2,\dots,m} \max_{j=1,2,\dots,n} (\Delta_{0i}(j)) \quad (5)$$

$$\Delta_{\min} = \min_{i=1,2,\dots,m} \min_{j=1,2,\dots,n} (\Delta_{0i}(j)) \quad (6)$$

式(4)一式(6)中:  $\Delta_{0i}(j)$  为无量纲化后参考数列与比较数列的绝对差值;  $y_0(j)$  为无量纲化后参考数列;  $m$  为比较数列总数,取10;  $n$  为评价总样品数(井次),

表1 压窜井影响因素原始数据

Table 1 Original data of frac hit influence factors

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$	$x_9$	$x_{10}$
0.072	133	1 816	605	12.0	3	48	400	1	5	2 735
4.220	7	3 226	538	10.2	6	96	400	1	5	2 870
9.210	1	3 092	515	10.4	6	96	400	1	4	2 800
0.049	596	1 958	392	13.0	5	80	500	2	3	2 678
0.080	88	2 200	733	12.0	3	48	450	2	5	2 432
0.447	61	1 980	660	12.2	3	48	500	1	1	2 724
0.033	885	1 886	629	13.3	3	48	350	1	4	2 505
0.004	1 037	2 047	682	13.4	3	48	900	1	5	2 478
0.002	1 022	1 910	637	14.1	3	48	600	2	5	2 582
0.023	1 033	1 897	474	13.5	4	48	900	2	2	2 694

表2 压窜井影响因素原始数据标准化处理

Table 2 Normalization of original data of frac-hit influence factors

$y_0$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$y_4$	$y_5$	$y_6$	$y_7$	$y_8$	$y_9$	$y_{10}$
0.007 8	0.128 3	0.562 9	0.376 2	0.794 7	0.500 0	0.500 0	0.444 4	0.250 0	1.000 0	0.766 5
0.458 2	0.006 8	1.000 0	0.334 6	0.675 5	1.000 0	1.000 0	0.444 4	0.250 0	1.000 0	0.804 4
1.000 0	0.001 0	0.958 5	0.320 3	0.688 7	1.000 0	1.000 0	0.444 4	0.250 0	0.800 0	0.784 8
0.005 3	0.574 7	0.606 9	0.243 8	0.860 9	0.833 3	0.833 3	0.555 6	0.500 0	0.600 0	0.750 6
0.008 7	0.084 9	0.682 0	0.455 8	0.794 7	0.500 0	0.500 0	0.500 0	0.500 0	1.000 0	0.681 6
0.048 5	0.058 8	0.613 8	0.410 4	0.807 9	0.500 0	0.500 0	0.555 6	0.250 0	0.200 0	0.763 5
0.003 6	0.853 4	0.584 6	0.391 2	0.880 8	0.500 0	0.500 0	0.388 9	0.250 0	0.800 0	0.702 1
0.000 4	1.000 0	0.634 5	0.424 1	0.887 4	0.500 0	0.500 0	1.000 0	0.250 0	1.000 0	0.694 5
0.000 2	0.985 5	0.592 1	0.396 1	0.933 8	0.500 0	0.500 0	0.666 7	0.500 0	1.000 0	0.723 7
0.002 5	0.996 1	0.588 0	0.294 8	0.894 0	0.666 7	0.500 0	1.000 0	0.500 0	0.400 0	0.755 0

取33;  $\Delta_{\max}$  为无量纲化比较数列中各样品数据绝对差值的最大值;  $\Delta_{\min}$  为无量纲化比较数列中各样品数据绝对差值的最小值,

进一步计算灰色关联系数,将第*i*个比较数列与参考数列在第*j*个样品的关联系数表示为各影响因素的关联系数,见式(7),计算结果见表3。

$$\xi_{0i}(j) = \frac{\Delta_{\min} + \rho\Delta_{\max}}{\Delta_{0i}(j) + \rho\Delta_{\max}} \quad (7)$$

式中:  $\xi_{0i}(j)$  为灰色关联系数;  $\rho$  为分辨系数,  $\rho \in (0, 1)$ , 一般取0.5。

4) 用所有样品关联系数的平均值定量反映数列间的关联程度,见式(8):

$$r_{0i} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \xi_{0i}(j) \quad (8)$$

式中:  $r_{0i}$  为第*i*个比较数列与参考数列的关联度,关联度越大,说明比较数列与参考数列的变化越一致。

## 2.2 计算结果

如表4所示,为各项影响因素的灰色关联度,从大到小依次为井间距、巷道位置、母井生产时间、单簇用液规模、天然裂缝强度、单段孔数、单段簇数、单段用液规模、垂深、施工排量。从分析结果可以看出:①井间位置关系(井间距、巷道位置)与井间压窜影响程度的灰色关联度最高;②平均单簇用液规模比单段用液规模的灰色关联度更高,在设计中需要重点考虑单段用液规模与射孔簇数匹配性,针对性优化单簇用液规模;③母井生产时间与压窜影响

程度具有较高灰色关联度,有必要制定子井的合理压裂时机,降低压窜影响程度;④天然裂缝对压窜程度具有较大影响;⑤其他地质、工程因素在该次分析中未做量化分析,对压窜的影响程度有待进一步开展相关研究。

## 3 井间压窜影响因素分析

### 3.1 井间位置关系

研究区块的压窜井巷道位置模式主要有3类,如图3、图4所示。巷道平行模式下,井间距主体在300~600 m,个别井间距在600~1 500 m;巷道错位模式下,井间距主体在50~200 m。其中巷道平行模式占比为58%,是井间压窜主要巷道模式。对于巷

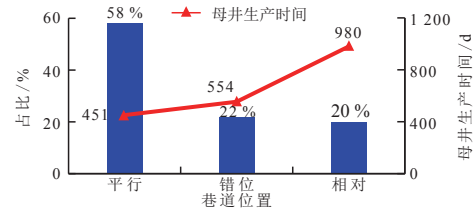


图3 不同巷道位置关系压窜井占比和母井平均生产时间  
Fig. 3 Proportion of frac hit in different positional relation and related parent well producing time

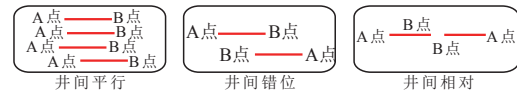


图4 3种巷道位置关系

Fig. 4 The diagram of 3 types of lateral position

表3 压窜井影响因素的关联系数

Table 3 Correlation coefficient of frac hit influence factors

$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$	$x_9$	$x_{10}$
1.000 0	0.805 8	0.473 8	0.575 7	0.388 5	0.503 9	0.503 9	0.533 8	0.673 6	0.335 0	0.397 2
1.000 0	0.525 5	0.479 9	0.801 7	0.697 0	0.479 9	0.479 9	0.973 2	0.706 0	0.479 9	0.590 8
1.000 0	0.333 5	0.923 3	0.423 8	0.616 3	1.000 0	1.000 0	0.473 6	0.399 9	0.714 2	0.699 0
1.000 0	0.467 5	0.453 8	0.677 0	0.368 8	0.376 5	0.376 5	0.476 0	0.502 6	0.456 7	0.401 5
1.000 0	0.867 8	0.426 1	0.527 8	0.388 7	0.504 3	0.504 3	0.504 3	0.504 3	0.335 2	0.426 2
1.000 0	0.979 8	0.469 3	0.580 1	0.397 0	0.525 5	0.525 5	0.496 5	0.712 7	0.767 5	0.411 5
1.000 0	0.370 4	0.462 5	0.563 3	0.363 0	0.501 7	0.501 7	0.564 7	0.669 8	0.385 6	0.417 1
1.000 0	0.333 4	0.440 8	0.541 3	0.360 4	0.500 2	0.500 2	0.333 4	0.667 0	0.333 4	0.418 7
1.000 0	0.336 6	0.457 9	0.558 0	0.348 7	0.500 1	0.500 1	0.428 6	0.500 1	0.333 3	0.408 6
1.000 0	0.334 7	0.460 5	0.631 0	0.359 3	0.429 4	0.501 2	0.333 8	0.501 2	0.557 0	0.399 1

表4 灰色关联度计算结果(按大小排序)

Table 4 Calculation result of gray correlation (Sort by quantitative value)

评价因素	井间距/m	巷道位置	母井生产时间/d	平均单簇用液规模/ $m^3$	天然裂缝强度	单段孔数/个	单段簇数/簇	单段用液规模/ $m^3$	垂深/m	施工排量/ $(m^3 \cdot \min^{-1})$
关联度	0.599 5	0.598 1	0.585 0	0.584 9	0.550 4	0.545 8	0.538 4	0.489 7	0.455 9	0.412 6

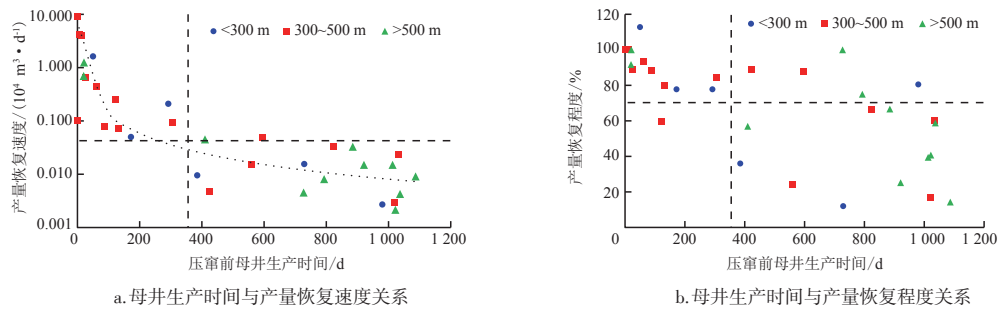


图5 母井生产时间与产量恢复情况关系

Fig. 5 Relation between parent well producing time and production recovery data

道错位、相对模式下裂缝沿最小主应力方向沟通母井,主要发生在母井长时间生产和天然裂缝发育区域,其对应母井平均生产时间达到554 d和980 d,母井长时间生产后在水力裂缝体周围出现水平主应力场转向,是导致新井裂缝容易沿井筒轴向方向扩展的原因之一<sup>[5-6]</sup>,形成巷道错位、相对井间压窜模式。

### 3.2 母井生产时间

如图5所示,随着母井生产时间增长,压窜后其产量恢复速度和产量恢复程度整体呈明显下降趋势,说明母井生产过程中地层压力和地应力场变化对于压窜影响程度具有重要影响,且该影响在不同井间距条件下趋势基本一致。在母井生产时间小于300 d情况下,产气恢复速率和产气恢复率整体较高,产量恢复速度在 $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上、产量恢复程度在80%以上;在母井生产时间大于300 d时,产量恢复速度总体较低,范围在 $(0.002 \sim 0.05) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,而产量恢复程度不同井况下差异较大,范围在10%~90%,说明在这个阶段,其他地质或工程因素对产量恢复程度具有较大影响,需要进一步分析;在母井生产时间大于800 d情况下,母井恢复后产气量多表现为不稳定波动,一般需要关井复压、气举措施维持生产,说明母井长时间生产导致孔隙压力降低,子井压裂裂缝更容易向压降漏斗区域延伸,导致大量压裂液侵入,可能造成固相颗粒堵塞厚道、水锁效应、结垢等储层伤害<sup>[4,17]</sup>,降低气相渗透率,严重影响母井产量恢复。因此,建议以母井生产300 d作为临界加密期,及时开展母井压后评价、子井压裂作业,减小井间压窜影响程度。

### 3.3 单簇用液规模

图6为子井压窜井段平均单簇用液规模与母井

产量恢复情况关系,其中图标大小表示井间距,井间距范围在50~1500 m。总体来看,随着子井单簇用液规模增大,母井产量恢复速度和产量恢复程度有减小趋势,表明随着压裂液侵入量增大,压窜影响程度增大,母井产量恢复更加困难。在母井生产时间小于300 d时,母井产量恢复速度、恢复程度与平均单簇用液规模具有较强的线性相关性,其中产量恢复速度的变化响应更加明显。在相同井间距下,随着平均单簇用液规模降低,产量恢复速度显著提高,说明在母井生产时间较短情况下,通过适度控制子井压裂用液规模,可显著降低压窜影响程度。在母井生产时间大于800 d的情况下,母井产量恢复速度整体偏低,但值得注意的是,随着子井平均单簇用液规模减小,母井产量恢复程度有所提高,在平均单簇用液规模从700  $\text{m}^3$ 降至400  $\text{m}^3$ 左右时,母井产量恢复程度可从20%左右提高至70%左右。说明母井长时间生产情况下,虽然较低的地层压力限制了产量恢复速度,但在设计和施工过程中着重考虑裂缝向母井低压区一侧非对称扩展,优化射孔参数、暂堵工艺,利用限流压裂、暂堵转向措施控制多簇裂缝均匀扩展<sup>[18-19]</sup>,控制用液规模,能够降低对母井的压窜影响。

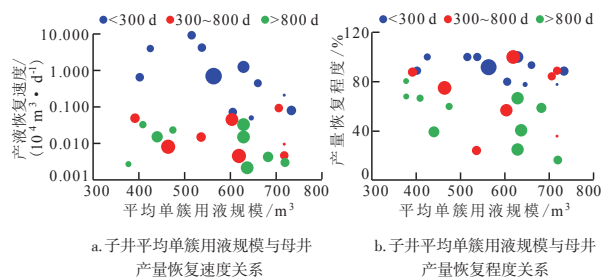


图6 子井平均单簇用液规模与产量恢复情况关系

Fig. 6 Relation between fluid volume of single interval and production recovery data

### 3.4 天然裂缝

如表5所示,从压窜井统计分析可以看出,19次压窜井段附近发育了天然裂缝,占压窜井的比例达到57.5%,其中13井次发育了贯穿巷道型天然裂缝,即天然裂缝横向贯穿相邻两口井水平井段,一旦压裂过程中此类天然裂缝被激活,压裂液可沿天然裂缝快速窜至邻井。同时发现,对于天然裂缝发育情况下,母井平均生产时间为281 d,而天然裂缝不发育情况下,母井平均生产时间为762 d。说明即使邻井生产时间较短未形成强压降漏斗情况下,子井压裂过程开启天然裂缝会导致压裂液沿裂缝低阻通道流动,形成压窜。因此,针对天然裂缝发育井段,尤其是贯穿巷道型天然裂缝,应当严格控制用液规模,同时适当减小施工排量,防止天然裂缝大规模开启,增大压窜风险。但水力裂缝与天然裂缝相互作用是一个复杂的物理问题,涉及裂缝尖端应力场、相遇裂缝夹角、界面黏结和摩擦等多个因素的复杂过程<sup>[20]</sup>。国外学者研究发现<sup>[4,6]</sup>,井周发育一定数量、尺度和方向的天然裂缝将有利于形成复杂缝网,从而防止缝长过度延伸,降低压窜风险。因此,有必要针对目标区块进一步开展天然裂缝精确识别和定量化表征研究,同时开展矿场尺度水力裂缝与不同角度、尺度天然裂缝相互作用机理研究,为定量化评价压窜风险、优化压裂参数、材料提供重要参考。

表5 不同天然裂缝强度下压窜井统计  
Table 5 Statistic of frac hit wells with different intensity of natural fracture

蚂蚁体属性值	天然裂缝强度	压窜井次/次	占比/%	平均母井生产时间/d
<-0.3		14	42.4	762
>-0.3	发育	19	57.5	281

## 4 现场试验

开展了压窜防范控制工艺现场试验,在压裂设计方面,与同平台1口井做对比,如表6所示,主要针对性措施包括:①加密分簇,即增加单段簇数、缩短簇间距,严格控制平均单簇用液规模;②采用簇间暂堵转向措施,确保多簇开启效率,暂堵材料采用1 mm颗粒暂堵剂;③控制施工排量,降低天然裂缝开启概率。从邻井生产动态变化来看,虽然压裂前后产量

有所波动,但与同平台对比井比较来看,产量恢复速度较快、恢复程度较高,压窜影响程度得到了较好控制(表7)。

表6 试验井与对比井压裂施工参数汇总

Table 6 Hydraulic fracturing operational parameters of testing well and contrast well

类型	压窜风险 段段长/m	平均单 段长/m	单段簇 数/簇	平均单段 液量/m <sup>3</sup>	平均单簇 液量/m <sup>3</sup>	排量/ (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )
试验井	301	60.2	3~4	1 548	442	12.0
对比井	860	66.2	3	1 985	662	14.1

表7 相邻生产井数据

Table 7 Production data of adjacent wells

类型	井间 位置 关系	井间距/ m	邻井压裂 前生产 时间/d	邻井压前 产量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	邻井压后 恢复产量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	产量恢 复时间/ d
试验井	错位 平行	365	1 373	1.07	1.28	46
对比井	错位 平行	600	1 022	2.64	1.78	73

## 5 结论

1) 基于灰色关联分析发现,井间距、巷道位置、母井生产时间、平均单簇用液规模、天然裂缝与压窜程度的关联度较高。

2) 井间压窜以巷道平行方向为主,但随着母井生产时间增长,巷道错位或对位方向压窜显著增加。根据井间位置关系优化加密井压裂时间,能够有效降低压窜影响程度,建议子井压裂时间最好控制在母井投产300 d以内。同时针对性优化用液规模和分簇参数,匹配最优平均单簇用液规模,可降低压窜影响程度。

3) 对于贯穿型天然裂缝发育的井段,即使邻井生产时间较短,仍容易出现井间压窜,因此在设计和施工过程中需要严格控制用液规模、优化射孔参数和施工排量。

4) 现场试验表明,通过优化用液规模、分簇参数,实施暂堵转向压裂工艺,能够有效降低井间压窜影响程度,提高相邻压窜生产井产量恢复速度和恢复程度。

### 参考文献

- [1] 赵文智,贾爱林,位云生,等.中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J].中国石油勘探,2020,25(1):31-44.  
ZHAO W Z, JIA A L, WEI Y S, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J].

- China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [2] 郑有成,范宇,雍锐,等.页岩气密切割分段+高强度加砂压裂新工艺[J].天然气工业,2019,39(10):76-81.  
ZHENG Y C, FAN Y, YONG R, et al. A new fracturing technology of intensive stage + High-intensity proppant injection for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 76-81.
- [3] AJANI A A, KELKAR M G. Interference study in shale plays [C]// paper SPE-151045-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, Texas, USA.
- [4] 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, 9-11 October 2017, San Antonio, Texas, USA.
- [5] MARONGIU-PORCU M, LEE D, SHAN D, et al. Advanced modeling of interwell-fracturing interference: An eagle ford shale-oil study-Refracturing[C]// paper SPE-179177-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 9-11 February 2016, The Woodlands, Texas, USA.
- [6] PARYANI M, SMAOUI R, POLUDASU S, et al. Adaptive Fracturing to Avoid Frac Hits and Interference: A Wolfcamp Shale Case Study[C]// paper SPE-185044-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference, 15-16 February 2017, Calgary, Alberta, Canada.
- [7] 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 Y B, HU A G, CHEN F H, et al. Horizontal well fracturing channeling cause analysis and channeling prevention countermeasures in Honghe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3(4): 56-61.
- [8] 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 X L, QIU L. Example analysis and technical measures for wells interference in adjustment well fracturing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 88-90.
- [9] 陈剑,郭建春,兰芳.加密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 J, GUO J C, LAN F. Influencing factors and effect on adjacent well productivity of interwell interference in infilled wells[J]. Sino-Global Energy, 2015, 20(4): 54-57.
- [10] 唐云,康毅力,王永恒,等.致密砂岩油藏压窜井产量影响因素[A].中国力学大会-2015论文摘要集[C].上海:中国力学学会、上海交通大学:2015.  
TANG Y, KANG Y L, WANG Y H, et al. The Influencing factors on Production of Frac Hit Well in Tight sand Oil Reservoirs[A]. CSTAM, Shanghai Jiao Tong University. CCTAM 2015[C]. CSTAM, Shanghai Jiao Tong University: CSTAM, 2015.
- [11] 李继庆,刘曰武,黄灿,等.页岩气水平井试井模型及井间干扰特征[J].岩性油气藏,2018,30(6):138-144.  
LI J Q, LIU Y W, HUANG C, et al. Multi-stage fracturing horizontal well interference test model and its application[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(6): 138-144.
- [12] 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 Y S, WANG J L, QI Y D, et al. Optimization of shale gas well pattern and spacing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 129-137.
- [13] 郭建林,贾爱林,贾成业,等.页岩气水平井生产规律[J].天然气工业,2019,39(10):53-58.  
GUO J L, JIA A L, JIA C Y, et al. Production laws of shale-gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 53-58.
- [14] 肖寒.威远区块页岩气水平井基于灰色关联分析的产能评价方法[J].油气井测试,2018,27(4):73-78.  
XIAO H. Production evaluation method based on grey correlation analysis for shale gas horizontal wells in Weiyuan Block[J]. Well Testing, 2018, 27(4): 73-78.
- [15] 聂玲,周德胜,郭向东,等.利用灰色关联法分析低渗气藏压裂影响因素[J].断块油气田,2013,20(1):133-136.  
NIE L, ZHOU D S, GUO X D, et al. Analysis on influencing factors of postfracture response in low permeability gas reservoir with gray correlation method[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(1): 133-136.
- [16] 曲占庆,黄德胜,毛登周,等.基于灰色关联法的低渗气藏压裂效果影响因素分析[J].西北大学学报(自然科学版),2014,44(4):603-609.  
QU Z Q, HUANG D S, MAO D Z, et al. The influencing factors of fracturing effects in low permeability gas reservoir with gray correlation method[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2014, 44(4): 603-609.
- [17] 梁承春,王国壮,解庆阁,等.解水锁技术在超低渗油藏分段压裂水平井中的应用[J].断块油气田,2014,21(5):652-655.  
LIANG C C, WANG G Z, JIE Q G, et al. Application of water-unblocking technology in staged fracturing horizontal wells of ultra-low permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(5): 652-655.
- [18] 曾庆磊,庄苗,柳占立,等.页岩水力压裂中多簇裂缝扩展的全耦合模拟[J].计算力学学报,2016,33(4):643-648.  
ZENG Q L, ZHUANG Z, LIU Z L, et al. Fully coupled modeling for multiple clusters growth of hydraulic fractures in shale[J]. Chinese Journal of Computational Mechanics, 2016, 33(4): 643-648.
- [19] 周彤,陈铭,张士诚,等.非均匀应力场影响下的裂缝扩展模拟及投球暂堵优化[J].天然气工业,2020,40(3):82-91.  
ZHOU T, CHEN M, ZHANG S C, et al. Simulation of fracture propagation and optimization of ball-sealer in-stage diversion under the effect of heterogeneous stress field[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 82-91.
- [20] 柳占立,王涛,高岳,等.页岩水力压裂的关键力学问题[J].固体力学学报,2016,37(1):34-49.  
LIU Z L, WANG T, GAO Y, et al. The key mechanical problems on hydraulic fracture in shale[J]. Chinese Journal of Solid Mechanics, 2016, 37(1): 34-49.