

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020065

页岩气井双暂堵压裂技术与现场试验

夏海帮

(中石化重庆页岩气有限公司, 重庆 408400)

摘 要: 针对页岩气井暂堵压裂过程中存在暂堵压力升高不明显、施工压力未传递到裂缝内部、簇间暂堵与缝内暂堵无法有机结合等问题,通过选用压差聚合胶结型暂堵剂 GTF-SM,并优化其用量及暂堵压裂工艺,形成了页岩气井双暂堵压裂技术。该技术在南川页岩气田 LQ-1HF 井分段压裂中试验了 10 段,与常规压裂井段相比,簇间暂堵试验井段的暂堵压力平均提高了 4.3 MPa,缝内暂堵试验井段的暂堵压力平均提高了 0.82 MPa,而且试验井段的裂缝长度平均增加了 5.8%,裂缝面积平均增加了 12.5%。该井采用 $\phi 10.0$ mm 油嘴放喷测试,平均产气量 23.37×10^4 m³/d,平均套压 20.17 MPa,产液量 277.44 m³/d,优于同区块采用常规压裂技术的页岩气井。试验结果表明,页岩气井双暂堵压裂技术能够形成较好的复杂缝网,可以满足页岩气田高效开发及压裂作业降本增效的需求,具有良好的推广应用价值。

关键词: 簇间暂堵; 缝内暂堵; 页岩气; 分段压裂; 复杂缝网; LQ-1HF 井; 南川页岩气田

中图分类号: TE357

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)03-0090-07

The Research and Field Testing of Dual Temporary Plugging Fracturing Technology for Shale Gas Wells

XIA Haibang

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

Abstract: Temporary plugging fracturing of shale gas wells has been challenged by the problems of insignificant temporary plugging pressure increases, the fact that the temporary plugging pressure sometimes does not transmit to the fracture, and sometimes unsuccessful combinations of inter-cluster temporary plugging and intra-fracture temporary plugging. Hence, a dual temporary plugging fracturing technology for shale gas wells was developed by adopting a GTF-SM differential pressure polymer-cemented temporary plugging agent and optimizing its dosage. It was also necessary to optimize inter-cluster temporary plugging and intra-fracture temporary plugging fracturing processes. This technology was tested for 10 stages in the staged fracturing of Well Jiaoye LQ-1HF in the Nanchuan Shale Gas Field. Compared with the stages treated with the conventional fracturing technologies, the temporary plugging pressure of the inter-cluster temporary plugging test section was increased by 4.3 MPa, and the temporary plugging pressure of the intra-fracture temporary plugging test section was increased by 0.82 MPa. The fracture length of the test section was increased by 5.8%, and the fracture area was increased by 12.5% on average. The well was tested with a $\phi 10.0$ mm choke, and the average gas production was 23.37×10^4 m³/d, the average casing pressure was 20.17 MPa and the fluid production was 277.44 m³/d, which were advantageous over those of the conventional fracturing technologies. The test results showed that the dual temporary plugging fracturing technology for shale gas wells could form a better complex fracture network and enable the high-efficiency development and cost-effective fracturing of shale gas fields, hence showing a good value for wide adoption and application.

Key words: inter-cluster temporary plugging; intra-fracture temporary plugging; shale gas; staged fracturing; complex fracture network; Well LQ-1HF; Nanchuan Shale Gas Field

页岩气井由于储层渗透率低至微达西、纳达西级,需采用压裂改造才能有效开发,为了提高气藏采收率和单井产量,国内外普遍采用了“长水平段水平井+大规模水力压裂”的开发方式^[1-9]。储层压裂的主要目的是在其最大、最小水平主应力方向都

收稿日期: 2020-01-16; 改回日期: 2020-03-23。

作者简介: 夏海帮(1974—),男,浙江舟山人,1996年毕业于石油大学(华东)油藏工程专业,高级工程师,主要从事非常规天然气勘探开发工作。E-mail: 112439883@qq.com。

基金项目: 国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(编号: 2016ZX05061)资助。

产生裂缝, 从而形成复杂缝网以获得最佳流体渗流条件。簇间暂堵工艺可以使所有射孔簇均衡压裂, 形成主要沿着最大主应力方向延伸的水平主缝, 而缝内暂堵工艺可以形成垂直最大水平主应力方向的裂缝。因此, 为了实现各簇均衡改造并增加缝网的复杂性, 国内外学者开展了投球簇间暂堵和缝内暂堵技术研究。方裕燕等人^[10]从暂堵剂配方、段塞组合和施工参数 3 个方面研究了暂堵材料在炮眼内的封堵规律; 周彤等人^[11]基于边界元方法建立了“井筒-孔眼-裂缝扩展”全耦合模型, 对非均匀应力场影响下裂缝扩展模拟和投球暂堵优化进行了研究。页岩气井暂堵压裂技术研究虽然取得了一些成果, 但仍存在暂堵压力升高不明显、施工压力暂时性升高但未传递到裂缝内部、簇间暂堵与缝内暂堵无法有机结合等问题^[12-13]。为了解决暂堵压裂技术存在的不足^[14-15], 通过优选暂堵剂、优化暂堵剂用量、优

化压裂暂堵设计与施工参数, 形成了页岩气井双暂堵压裂技术。该压裂技术在南川页岩气田 LQ-1HF 井进行了现场试验, 与常规压裂井段相比, 裂缝长度和裂缝面积分别平均增加了 5.8% 和 12.5%, 形成了较好的复杂缝网。这验证了双暂堵压裂技术在页岩气储层改造中的可行性和有效性, 为页岩气田高效开发及压裂作业降本增效提供了新的技术手段。

1 双暂堵压裂技术原理

针对水平井多簇压裂时产生的多簇裂缝延伸不均衡的问题, 双暂堵技术将堵炮眼的投球暂堵方式和投暂堵剂的缝内暂堵方式相结合, 基于暂堵剂选型、暂堵剂用量和暂堵方式优化, 可以形成复杂缝网, 从而提高井筒与地层泄流空间^[16-17]。簇间暂堵和缝内暂堵的工艺原理如图 1 所示。

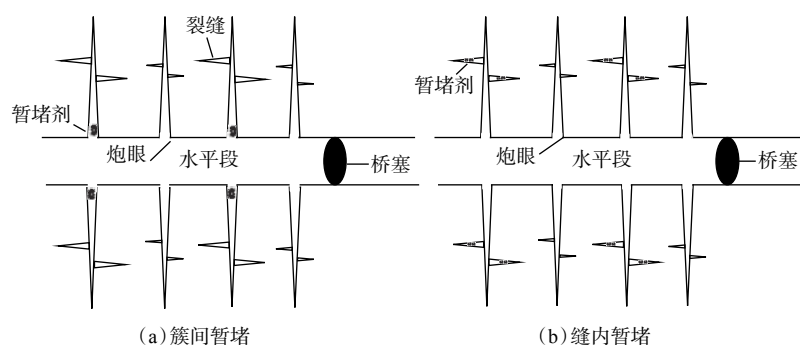


图 1 簇间暂堵和缝内暂堵工艺原理示意

Fig.1 Schematic of the basic principles of inter-cluster temporary plugging and intra-fracture temporary plugging

从图 1 可以看出, 通过多次投放暂堵剂将水平主裂缝进行临时性封堵, 继而压开所有射孔簇, 实现簇间暂堵; 暂堵剂进入水平主裂缝内部或端部后, 可以实现缝内暂堵, 当聚集形成的滤饼承压能力超过最大、最小水平主应力差时, 裂缝延伸方向会从最大水平主应力方向转向最小水平主应力方向, 在水平主裂缝薄弱处产生支裂缝, 并沟通更多微裂缝, 从而形成复杂缝网。

2 关键技术研究

页岩气井双暂堵压裂技术的关键是优选合适的暂堵剂及用量, 并优化施工工艺, 以确保形成复杂缝网, 从而提高页岩气井的产量及采收率, 达到页岩气开发降本增效的目的。

2.1 暂堵剂选型

为满足双暂堵压裂的要求, 暂堵剂需要在地层

温度下迅速胶结形成强度较大的团块, 在炮眼处和裂缝内形成一定厚度的滤饼, 从而大幅提高暂堵压力, 实现簇间和缝内转向。为此, 在调研国内外常用暂堵剂的基础上, 优选了压差聚合胶结型暂堵剂 GTF-SM。该暂堵剂为粒径 1~2 mm 的白色粉末状颗粒, 适用温度 90~160 ℃, 主要化学成分为聚乳酸。性能试验结果显示, 该暂堵剂对储层无伤害, 胶结暂堵效果好, 在地层温度条件下 30 s 内能胶结形成高强度滤饼, 当滤饼厚度分别为 5, 10 和 20 mm 时, 其承压能力分别为 56.1, 61.3 和 65.2 MPa。

在室内进行了暂堵剂 GTF-SM 的降解性能试验, 用电子天平分别准确称取 3.5 g 暂堵剂 GTF-SM, 置于耐高温高压瓶中, 然后加入清水各 50 mL (固液比 7%), 分别放入 90 ℃ 水浴、110 和 120 ℃ 烘箱中, 反应不同时间后过滤剩下的残留物, 置于 50 ℃ 烘箱中加热 3 h 后称重, 并计算降解率, 结果见表 1。

表1 暂堵剂 GTF-SM 的降解试验结果

Table 1 Results of degradation performance test for GTF-SM temporary plugging agent

温度/℃	时间/h	滤纸质量/g		降解率, %
		反应前	反应后	
90	24	1.371	3.809	2.48
	48	1.377	1.992	75.40
	72	1.389	1.651	89.50
	96	1.390	1.645	89.80
110	8	1.389	3.975	-3.44
	12	1.385	1.671	88.60
	24	1.375	1.504	94.80
	36	1.359	1.491	94.70
120	6	1.348	4.138	-11.60
	16	1.378	1.534	93.80

注: 降解液黏度为1~2 mPa·s, pH值为4~5。

从表1可以看出, 相同温度下, 时间越长降解率越高; 温度越高, 降解率越高, 且降解需要的时间越短。由此可见, 暂堵剂 GTF-SM 具有良好的降解性能, 既能满足压裂作业中暂时封堵裂缝的需要, 又不污染页岩气储层, 有利于提高页岩气井产量。

2.2 暂堵剂用量优化

暂堵剂用量主要与压裂裂缝的宽度有关, 裂缝越宽, 需要形成的暂堵滤饼越厚, 暂堵剂用量也就越大。为了提高暂堵效果, 需要根据裂缝的实际情况优化暂堵剂用量。为此, 通过选择不同宽度裂缝的试验模型, 通过室内试验测试了不同厚度滤饼的承压能力, 以期得到裂缝宽度与滤饼厚度的关系。

试验方法为: 1) 配制一定浓度的暂堵液 5 L, 倒入岩板造缝封堵承压试验装置的中间容器; 2) 根据裂缝宽度 (0.5~20.0 mm), 调整特制金属岩板 (可根据试验需求选择金属岩板或者天然岩板) 间的垫片厚度, 将特制金属岩板放入导流室腔体; 3) 将导流室安装在压机上, 连接好导流室进出口管线; 4) 用压机对导流室施加围压, 设定围压 30 MPa (围压比设定最高封堵压力高 5~10 MPa); 5) 开启注液泵, 以一定排量 (0~50 mL/min) 注液, 设定试验排量为 40 mL/min, 设定最高封堵压力为 20 MPa; 6) 若暂堵液全部驱替完后未对裂缝形成封堵 (即驱替压力未升高), 则停止试验; 若在驱替过程中, 暂堵液对裂缝形成封堵 (即驱替压力不断升高), 则待泵压达到 20 MPa 后恒压驱替 3 min 后停泵, 记录此时的驱替

液量; 若驱替压力不断升高, 但在达到设定最高驱替压力前突然降低 (即突破封堵层), 则停泵并记录最高驱替压力及此时的驱替液量。

图2所示为试验得到的裂缝宽度与滤饼厚度的关系曲线。由图2可知, 在相同封堵压力条件下, 裂缝越宽, 需要形成的滤饼就越厚, 暂堵剂用量就越大。

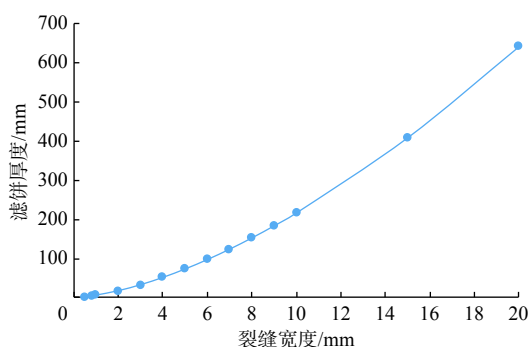


图2 裂缝宽度与滤饼厚度的关系曲线

Fig.2 The relation curve between crack width and filter cake thickness

确定滤饼厚度后, 簇间暂堵时假设射孔段为圆柱体, 缝内暂堵时根据裂缝形态, 由暂堵剂嵌入比例、裂缝剖面空间和暂堵剂的密度分别计算簇间和缝内暂堵压裂时的暂堵剂用量, 计算公式为:

$$G_C = \frac{\pi H(d\Delta d + \Delta d^2)\rho_a(1+k)}{10} \quad (1)$$

$$G_F = \frac{2hw\Delta d\rho_a(1+k)\alpha}{10} \quad (2)$$

式中: G_C 和 G_F 分别为簇间和缝内暂堵压裂时的暂堵剂用量, kg; H 为射孔段长度, m; d 为套管外径, cm; Δd 为滤饼厚度, cm; ρ_a 为暂堵剂视密度, g/cm³; k 为暂堵剂嵌入比例; h 为动态裂缝高度, m; w 为动态裂缝宽度, cm; α 为损耗系数, 一般为 1.3~1.5。

2.3 暂堵工艺优化

2.3.1 簇间暂堵

1) 簇间暂堵的主要目的是压开所有的射孔簇并形成主裂缝, 为了保证暂堵剂在缝口处聚集并快速胶结形成簇间暂堵滤饼, 暂堵剂泵送排量应不大于 4 m³/min。

2) 簇间暂堵剂的加入时机, 一般选择在第一次压裂将已开启的各簇改造完成后, 对未开启的剩余各簇进行改造时。

3) 簇间暂堵效果主要依靠现场压裂时的泵压变化, 并结合微地震监测裂缝延伸情况进行判断, 达到以下 3 个标准之一即认为实现了簇间暂堵: a. 暂

堵剂到达缝口后, 泵压变化要大于簇间最小两向主应力差值, 一般约为 2 MPa (300 psi); b. 实现簇间暂堵后, 泵压有一个升高趋势; c. 缝内净压力或瞬时停泵压力在裂缝转向前后的增加值约大于 0.689 MPa (100 psi)。

2.3.2 缝内暂堵

1) 在缝内暂堵压裂时, 一般选择在注入液量达到设计总液量的 1/4~1/3 时加入暂堵剂, 使暂堵剂尽可能进入裂缝远端位置形成缝内暂堵。

2) 根据加砂原理, 暂堵剂粒径小于缝宽的 1/6 时, 会顺利进入裂缝, 同时保持排量不低于 6 m³/min, 将暂堵剂送入裂缝内部。暂堵剂 GTF-SM 的缝内承压能力可达到约 20 MPa, 因此在缝内转向压裂作业时, 储层最大、最小主应力的差值不要超过 20 MPa。

3) 在压裂作业时, 大排量注入压裂液产生的较大摩阻压力会抵消掉暂堵压力的增加值, 因此在压裂施工曲线上难以看到有较大的暂堵压力产生, 但缝内暂堵时会产生压力波动, 暂堵后施工压力整体呈上升趋势。

3 现场试验

双暂堵压裂技术在南川页岩气田 LQ-1HF 井进行了现场试验。试验井段的暂堵压力提高、裂缝长度增加、裂缝面积增大, 测试结果显示, 该井平均产气量 23.37×10⁴ m³/d, 优于采用常规压裂技术的同区块页岩气井, 表明该技术能够形成较好的复杂缝网, 提高单井产量。

3.1 井眼概况

LQ-1HF 井是一口开发井, 完钻井深 6 285.00 m, 采用三开井身结构, 目的层为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组下部页岩气层。该井上部气层含气性好, 纵向上无明显隔层, 因此在压裂时应优先促使裂缝在储层纵向上扩展, 同时兼顾裂缝在储层横向上延伸, 从而实现改造体积最大化。

该井龙马溪组包括①—③小层, 最大、最小水平主应力差约 7 MPa, 水平段 (3 755.00~6 255.00 m) 井眼轻微上翘, 主要穿行于龙马溪组③小层 (长为 2 354.00 m), A 靶点井深 3 960.00 m, 垂深 3 677.00 m, 井斜角 80.71°; B 靶点井深 6 260.00 m, 垂深 3 471.00 m, 井斜角 96.20°。

3.2 压裂设计

该井设计分成 25 段压裂, 根据裂缝发育特征, 优选第 5 段、第 7 段等 10 个压裂井段进行双暂堵压

裂技术试验, 这些井段主要穿行于③小层, 且高角度裂缝发育。其中, 选取第 10 段 (5 簇)、第 11 段 (4 簇)、第 14 段 (6 簇)、第 15 段 (6 簇) 和第 18 段 (5 簇) 等 5 段进行簇间暂堵试验, 第 5 段 (4 簇)、第 7 段 (4 簇)、第 8 段 (5 簇)、第 16 段 (6 簇) 和第 20 段 (5 簇) 等 5 段进行缝内暂堵试验。根据式 (1) 和式 (2) 计算暂堵剂用量, 其中, $\Delta d=2.3$ cm, $k=60\%$, $\rho_a=1.7$ g/cm³, $H=3.0$ 或 3.2 m, 结果见表 2。

表 2 簇间暂堵与缝内暂堵压裂井段的暂堵剂用量
Table 2 Temporary plugging agent dosages of inter-cluster temporary plugging and intra-fracture temporary plugging

暂堵类型	裂缝宽度/mm	裂缝高度/mm	暂堵剂用量/kg
簇间暂堵	6~8	45	184~210
缝内暂堵	6~8	30	65~138

3.3 现场施工

LQ-1HF 井双暂堵压裂排量 16~18 m³/min, 施工压力 30~80 MPa, 累计注入压裂液 52 608 m³, 累计加砂 2 315 m³。其中, 暂堵压裂井段的施工排量及暂堵剂用量见表 3。下面以第 14 段 (簇间暂堵) 和第 20 段 (缝内暂堵) 为例, 详细介绍现场施工情况。

表 3 簇间暂堵与缝内暂堵压裂井段的排量及暂堵剂用量
Table 3 Pumping rates and temporary plugging agent dosages of inter-cluster temporary plugging and intra-fracture temporary plugging

暂堵类型	压裂井段	排量/(m ³ ·min ⁻¹)	暂堵剂用量/kg
簇间暂堵	第10段	3.0	184
	第11段	3.0	184
	第14段	4.0	230
	第15段	4.0	210
	第18段	4.0	207
缝内暂堵	第5段	8.0	92
	第7段	6.0	92
	第8段	6.0	138
	第16段	6.0	138
	第20段	17.5	65

3.3.1 簇间暂堵压裂

图 3 所示为第 14 段簇间暂堵压裂施工曲线。由图 3 可知, 该井段开井压力 23.5 MPa, 快速提高排量, 达到地层破裂压力 65.7 MPa (如图中点 A) 后开始加砂, 首个加砂段塞最高排量为 18 m³/min, 泵

压 59.0~63.9 MPa, 注入压裂液 590 m³ 后, 将排量降至 4 m³/min, 注入胶液 30 m³ 并加入暂堵剂 230 kg, 暂堵剂到达炮眼后(如图中点 B), 泵压由 40.5 MPa 升至 46.5 MPa, 满足裂缝转向的要求。裂缝转向后正常加砂压裂 9 个段塞, 最后 1 个段塞排量

18 m³/min, 施工压力 66.6~68.5 MPa, 最高砂比 12%(30/50 目陶粒), 顶替排量 18 m³/min, 顶替压力 66.6~67.8 MPa, 停泵压力 34.2 MPa, 20 min 后降至 31.9 MPa。该井段共注入液量 2 529.1 m³(滑溜水 2 529.1 m³, 顶替液 105.1 m³), 总砂量 95.5 m³。

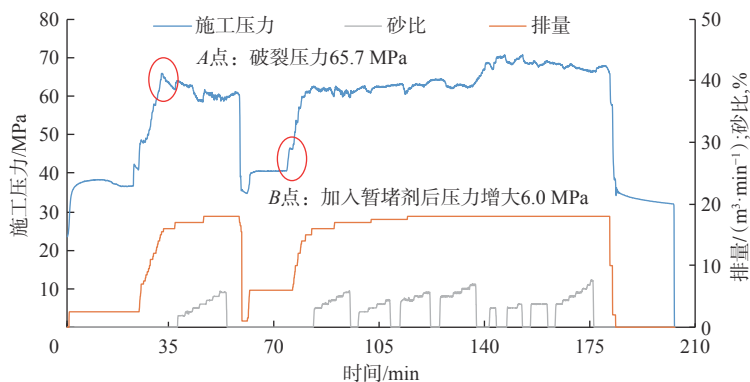


图3 第14段簇间暂堵压裂施工曲线

Fig.3 Fracturing curves of the inter-cluster temporary plugging fracturing in the 14th stage

3.3.2 缝内暂堵压裂

图4所示为第20段缝内暂堵压裂施工曲线。由图4可知, 该井段开井压力 22.3 MPa, 快速提高排量, 达到地层破裂压力 61.2 MPa(如图中点 A)后开始加砂, 首个段塞排量 17.0~17.5 m³/min, 泵压 57.1~59.1 MPa, 当注入压裂液约 328.6 m³ 时, 注入胶液 20 m³ 并加入暂堵剂 65 kg, 暂堵剂进入裂缝深部后(如图中点 B), 泵压

由 57.7 MPa 升至 59.8 MPa, 施工压力呈现缓慢上升趋势。裂缝转向后正常加砂压裂 12 个段塞, 最后 1 个段塞排量 18 m³/min, 施工压力 69.2~71.9 MPa, 最高砂比 11%(40/70 目陶粒), 顶替排量 18 m³/min, 顶替压力 71.6~63.3 MPa, 停泵压力 32.6 MPa, 20 min 后降至 29.6 MPa。该井段共注入液量 2 253.3 m³(滑溜水 2 160.7 m³, 顶替液 92.6 m³), 总砂量 83.8 m³。

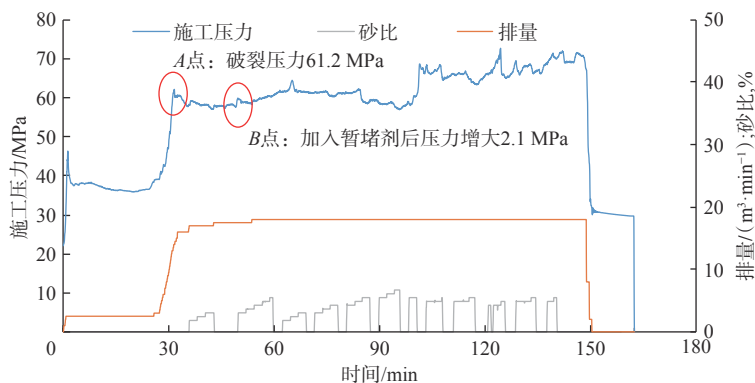


图4 第20段缝内暂堵压裂施工曲线

Fig.4 Fracturing curves of intra-fracture temporary plugging fracturing in the 20th stage

3.4 应用效果分析

3.4.1 暂堵压力明显提高

暂堵压力提高幅度能直接反映暂堵效果好坏, LQ-1HF 井进行双暂堵压裂的 10 个井段的暂堵压力提高幅度见表4。

从表4可以看出, 第10段和第11段暂堵压力

提高幅度小于 2 MPa(簇间最小两向主应力差值), 簇间暂堵效果不明显, 分析认为主要原因是地层裂缝预测不准确, 设计暂堵剂用量偏低。为此, 对暂堵剂用量重新进行了计算, 在后续第14段、第15段和第18段簇间暂堵时增大了暂堵剂用量, 最大用量为 230 kg, 暂堵压力提高幅度为 3.2~6.0 MPa, 大于

表 4 LQ-1HF 井双暂堵压裂井段暂堵压力统计结果

Table 4 Statistical results of temporary plugging pressure in the dual temporary plugging fracturing section of Well LQ-1HF

暂堵类型	压裂井段	暂堵压力/MPa		
		暂堵前	暂堵后	提高幅度
簇间暂堵	第10段	31.7	32.2	0.5
	第11段	32.4	32.8	0.4
	第14段	40.5	46.5	6.0
	第15段	42.5	46.2	3.7
	第18段	33.1	36.3	3.2
缝内暂堵	第5段	39.0	39.8	0.8
	第7段	32.2	32.8	0.6
	第8段	32.1	32.5	0.4
	第16段	38.4	38.6	0.2
	第20段	57.7	59.8	2.1

2 MPa, 判断实现了簇间暂堵。缝内暂堵井段在施工后暂堵压力整体呈上升趋势, 提高幅度为 0.2~2.1 MPa, 平均提高幅度 0.82 MPa, 整体暂堵压力提高效果明显。

3.4.2 裂缝长度和裂缝面积

根据压裂全过程微地震监测结果, 双暂堵压裂井段与常规压裂井段的裂缝分布总效应如图 5 所示(图 5 中, 白实线表示裂缝破裂走向, 虚线表示分支缝网, 两者交叉组成压裂破裂缝网), 可以看出, 双暂堵压裂井段形成的缝网更为复杂。

LQ-1HF 井全部压裂井段的裂缝长度和裂缝面积统计结果显示, 双暂堵压裂井段(共 10 段)的平均裂缝长度为 487.00 m, 与常规压裂井段(共 15 段)的平均裂缝长度(460.00 m)相比, 增加了 5.8%; 双暂堵压裂井段的平均裂缝面积为 $3.68\times10^5\text{ m}^2$, 与常规压裂井段的平均破裂面积($3.27\times10^5\text{ m}^2$)相比, 增加了 12.5%。可见, 双暂堵压裂技术改善缝网的效果较好。

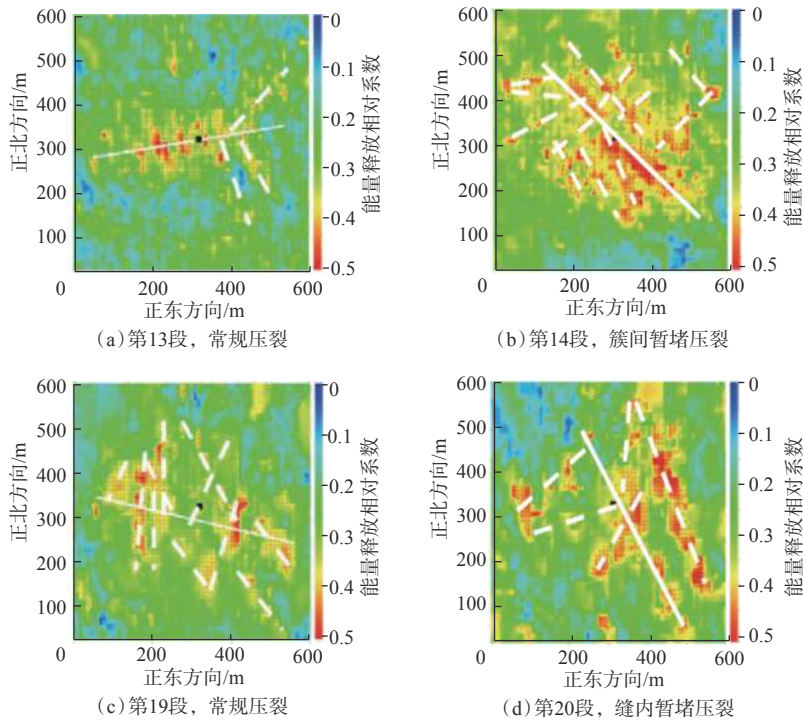


图 5 部分压裂井段微地震监测的裂缝分布总效应图

Fig.5 The total effect diagram for the distribution of fractures detected by microseismic monitoring in some fracturing sections

3.4.3 试气测试结果

对 LQ-1HF 井上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组 3 755.00~6 255.00 m 井段进行试气测试, 并采用 $\phi 10.0\text{ mm}$ 油嘴放喷求产: 稳定 8 h, 产气量 $(23.16\sim 23.51)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 平均产气量 $23.37\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 平均套压 20.17 MPa, 产液量 $277.44\text{ m}^3/\text{d}$ 。该井测试结果优

于同区块采用常规压裂技术的页岩气井。

4 结论与建议

1) 通过优选压差聚合胶结型暂堵剂 GTF-SM, 优化其用量和暂堵压裂工艺, 形成了可实现簇间暂

堵和缝内暂堵的双暂堵压裂技术。该技术可有效解决投球暂堵压裂技术存在的问题,但储层裂缝发育的不确定性导致准确计算暂堵剂用量的难度较大。

2) 双暂堵压裂技术在 LQ-1HF 井分段压裂中的现场试验结果表明,加入暂堵剂后,暂堵压力明显提高,基本达到了转向压裂的目的;而且,微地震监测与测试结果显示,与常规压裂井段相比,双暂堵压裂井段形成的缝网更为复杂。

3) 双暂堵压裂技术能提高页岩气井压裂后的产气量,建议进一步结合地质条件增大水平井压裂单段长度,开展单段内多级暂堵,减少水平井分段压裂的段数,并进一步优化暂堵剂用量,以更好地实现降本增效的目的。

参 考 文 献

References

- [1] 雷林,张龙胜,熊伟,等. 武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(1): 76-82.
LEI Lin, ZHANG Longsheng, XIONG Wei, et al. Multi-stage fracturing technology of normally pressured shale gas in horizontal wells in the Wulong Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(1): 76-82.
- [2] 周成香,吴壮坤,丁桥. 电动压裂泵在页岩气井压裂中的先导试验[J]. 石油机械, 2018, 46(11): 104-108.
ZHOU Chengxiang, WU Zhuangkun, DING Qiao. Pilot test of electric fracturing pump in shale gas well[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(11): 104-108.
- [3] 陈安明,龙志平,周玉仓,等. 四川盆地外缘常压页岩气水平井低成本钻井技术探讨[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(6): 9-14.
CHEN Anming, LONG Zhiping, ZHOU Yucang, et al. Discussion on low-cost drilling technologies of normal pressure shale gas in the outer margin of the Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(6): 9-14.
- [4] 夏海帮. 可溶桥塞在南川页岩气田的应用研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(4): 79-82.
XIA Haibang. Research and application of soluble bridge plug in Nanchuan shale gas field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(4): 79-82.
- [5] 习传学,高东伟,陈新安,等. 涪陵页岩气田西南区块压裂改造工艺现场试验[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 155-159.
XI Chuanxue, GAO Dongwei, CHEN Xinan, et al. Field test of fracturing technology in the Southwest Section of Fuling Shale Gas Field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 155-159.
- [6] 刘伟,何龙,胡大梁,等. 川南海相深层页岩气钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(6): 9-14.
LIU Wei, HE Long, HU Daliang, et al. Key technologies for deep marine shale gas drilling in Southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(6): 9-14.
- [7] 时贤,程远方,常鑫,等. 页岩气水平井段内多簇裂缝同步扩展模型建立与应用[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 247-252.
SHI Xian, CHENG Yuanfang, CHANG Xin, et al. Establishment and application of the model for the synchronous propagation of multi-cluster fractures in the horizontal section of shale-gas horizontal well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 247-252.
- [8] 潘军,刘卫东,张金成. 涪陵页岩气田钻井工程技术进展与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 9-15.
PAN Jun, LIU Weidong, ZHANG Jincheng. Drilling technology progress and recommendations for the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 9-15.
- [9] 罗韵东,张全立,郭慧娟,等. 页岩气可膨胀衬管重复压裂技术现状与发展[J]. 石油矿场机械, 2019, 48(1): 81-85.
LUO Yundong, ZHANG Quanli, GUO Huijuan, et al. Technology status and development for ESeal RF liner[J]. Oil Field Equipment, 2019, 48(1): 81-85.
- [10] 方裕燕,冯炜,张雄,等. 炮眼暂堵室内实验研究[J]. 钻采工艺, 2018, 41(6): 102-105.
FANG Yuyan, FENG Wei, ZHANG Xiong, et al. Experimental study on temporary plugging of perforations[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(6): 102-105.
- [11] 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 Tong, CHEN Ming, ZHANG Shicheng, 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.
- [12] 路保平,丁士东. 中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 1-9.
LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 1-9.
- [13] 蒋廷学,贾长贵,王海涛,等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 36-40.
JIANG Tingxue, JIA Changgui, WANG Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.
- [14] 王坤,葛腾泽,曾雯婷. 低产油气井强制裂缝转向重复压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(2): 81-86.
WANG Kun, GE Tengze, ZENG Wenting. Re-fracturing technique using forced fracture re-orientation of low production oil and gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(2): 81-86.
- [15] 王贤君,王维,张玉广,等. 低渗透储层缝内暂堵多分支缝压裂技术研究[J]. 石油地质与工程, 2018, 32(3): 111-113.
WANG Xianjun, WANG Wei, ZHANG Yuguang, et al. Multi-branch fracturing technique of low permeability reservoirs by temporary plugging within fractures[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(3): 111-113.
- [16] 王刚. 低渗透油田缝内转向压裂增产技术研究与应用[J]. 化学工程与装备, 2017(4): 63-65.
WANG Gang. Research and application of in fracture diverting fracturing stimulation technology in low permeability oilfield[J]. Fujian Chemical Industry, 2017(4): 63-65.
- [17] 陈志刚,杨富,陶荣德,等. 缝内转向压裂工艺技术在姬塬油田老井改造中的应用及评价[J]. 石油化工应用, 2019, 38(2): 78-83.
CHEN Zhigang, YANG Fu, TAO Rongde, et al. Application and evaluation of steering fracturing technology in the reconstruction of old wells in Jiyuan Oilfield[J]. Petrochemical Industry Application, 2019, 38(2): 78-83.

[编辑 陈会年]