

深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术

冯国强^{1,2}, 赵立强¹, 卞晓冰^{3,4}, 蒋廷学^{3,4}, 王步娥⁵, 侯磊^{3,4}

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都 610500; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 3. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101; 4. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 5. 中国石油化工股份有限公司科技开发部, 北京 100728)

摘要: 深层页岩气(埋深 3 500.00 m 以深)资源量丰富, 但存在压裂施工压力高、加砂困难和压裂后产量低等问题, 尚未实现商业化开发。为此, 通过模拟地层条件的三轴应力-应变试验分析了深层页岩的变形特征, 发现深层页岩具有较强的非线性变形特征, 导致深层页岩压裂后平均裂缝尺度偏小; 在此基础上, 总结深层页岩气井的压裂经验, 提出了深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术: 采用酸预处理或中途注酸、粉砂段塞打磨等技术降低施工压力, 利用大阶梯变排量、变黏度多级交替泵注模式实现对多尺度裂缝的改造, 增加小粒径支撑剂比例实现对多尺度裂缝的长效支撑。该技术在川东南某井进行了现场试验, 压裂效果明显改善。这表明深层页岩气水平井进行多尺度裂缝压裂具有可行性, 并能提高深层页岩气井的压裂效果。

关键词: 深层页岩; 水平井; 压裂; 力学特性; 改造体积

中图分类号: TE377 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2017)06-0077-06

Multi-Scale Hydraulic Fracturing of Horizontal Wells in Deep Shale Gas Plays

FENG Guoqiang^{1,2}, ZHAO Liqiang¹, BIAN Xiaobing^{3,4}, JIANG Tingxue^{3,4}, WANG Bue⁵, HOU Lei^{3,4}

(1. School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China; 3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 100101, China; 4. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 5. Sinopec Oilfield Division Science & Technology Development Department, Beijing, 100728, China)

Abstract: Shale gas resources are abundant in shale plays deeper than 3500m in China. They have not been commercially developed yet due to high treatment pressure, difficulty in sand pumping and low post-frac production. Rock mechanics tri-axial tests were conducted under simulated reservoir conditions. Testing results showed that the deep shale plays presented obvious nonlinear deformation feature, which would lead to narrow fracture widths after fracturing. Combining our fracturing experiences in deep shale gas wells fracturing, we put forward the technique of multi-scale fracturing in horizontal wells of deep shale gas plays. This technique adopts acid pretreatment, or acid injection during the treatment, and slit slugging and grinding to reduce treatment pressure; step pump with varied pumping rate and multi-stage alternative pump injection mode with varied frac fluid viscosity to stimulate multi-scale fractures; and increases the portion of small size proppant to realize long-term and effective prop of multi-scale fractures. This technique has been applied in a well in Southeastern Sichuan Basin and achieved encouraging fracturing result. It demonstrates the feasibility and availability of this technique in deep shale gas wells, and fracturing results can be improved from this technique's application in deep shale plays.

Key words: deep shale; horizontal well; hydraulic fracturing; mechanical property; stimulated reservoir volume

四川盆地是中国页岩气勘探开发的有利地区, 埋深 3 500.00 m 以浅的五峰组—龙马溪组海相页岩气储层应用配套的开发技术与管理体系, 已实现了商业化开发^[1]。而该盆地埋深 3 500.00 m 以深的页岩气资源量高达 $4.612 \times 10^8 \text{ m}^3$ (包括焦石坝、江东、平桥、南川和丁山等区块), 但尚未实现商业

收稿日期: 2017-10-11; 改回日期: 2017-12-15。

作者简介: 冯国强(1971—), 男, 山东东营人, 1994 年毕业于石油大学(华东)采油工程专业, 1998 年获石油大学(华东)油田开发工程专业硕士学位, 在读博士研究生, 副教授, 主要从事采油工程理论与技术、油气田信息化方面的研究工作。E-mail: upccyqj@upc.edu.cn。

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) 和中国石化科技攻关项目“深层页岩气高导流体积压裂关键技术研究”(编号: P15171)、“深层页岩气多尺度裂缝压裂技术”(编号: P17014) 联合资助。

化开发^[2],且储层埋深超过3 900.00 m的页岩气井很少获得 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产气量。美国在埋深4 110.00 m的Cana Woodford页岩气田获得了 $(6 \sim 15) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产气量,但埋藏更深的页岩气仍难以实现商业化开发。页岩气储层随埋深增加表现出“五高”特性,即地层温度高、上覆压力高、应力差值高、破裂压力高和闭合压力高,给页岩气储层压裂带来了极大的挑战^[2-12]:1)温度及围压增加,岩石塑性特征增强,裂缝起裂延伸困难;2)上覆压力高,裂缝剪切滑移难度大,横向波及体积变小;3)应力差值高,裂缝难以转向,裂缝复杂性及改造体积难以提高;4)破裂压力及施工压力高,施工排量受限,造缝能力减弱;5)闭合压力高,各种尺度的原始裂缝窄,砂液比难以提升,裂缝导流能力低。综上所述,深层页岩气压裂要形成中浅层那样的复杂裂缝和体积裂缝难度比较大,比较现实的是形成以主裂缝为主、兼有部分延伸范围相对较小(以微裂缝为主)且与主裂缝有效沟通的裂缝系统,笔者将之定义为多尺度裂缝系统,包含人工裂缝、天然裂缝、层理及基质孔喉等多种尺度裂缝。笔者根据深层页岩气水平井的压裂实践,研究探讨了降低施工压力的方法,优化设计了多尺度裂缝压裂工艺参数,以尽可能增大深层页岩气井的有效改造体积,并优选出与各种尺度裂缝相匹配的支撑剂,实现改造裂缝的长效充填。

1 深层页岩的力学特性

岩石力学特性是压裂技术研究的核心之一,特别是深层页岩。与浅层页岩相比,高温、高压环境下岩石的破裂是压裂改造深层页岩首要研究的问题。为此,进行了页岩高温高压三轴应力-应变试验,结果如图1所示。

从图1可以看出:在高温高压条件下,随着围压增大,页岩应力与应变的非线性关系越来越明显;在常温条件下,应力加载到峰值应力时,页岩瞬间破坏,显示出劈裂多缝特征,残余应力高;在140 ℃条件下,应力加载到峰值应力前的塑性变形特征明显,剪切缝破坏显著,残余应力低。

因此,埋深3 500.00 m以深(主要指埋深为3 500.00~4 000.00 m)的页岩,由于受高温高压的影响呈现出较强的非线性变形特征,页岩破裂及裂缝张开的难度大,现场施工也难以观察到明显的破裂点。

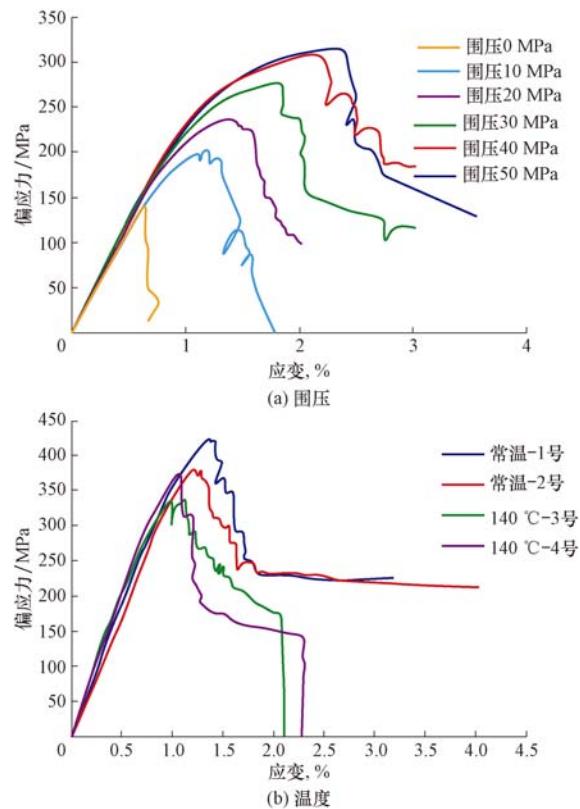


图1 围压和温度对页岩应力-应变曲线的影响

Fig. 1 The impact of confining pressure and temperature on stress-strain curve of shale

2 降低破裂压力及施工压力的技术方法

深层页岩地层发生破裂时井口压力往往接近限压,施工压力一般高达100 MPa。为了降低施工压力、提高裂缝复杂程度和形成有效的多尺度裂缝,除了常规的降压措施,如提高压裂液性能、优化孔径孔密等射孔参数之外,采用酸预处理及粉砂段塞打磨也是有效的技术手段,一般可使施工压力降低10 MPa左右。

2.1 酸预处理技术

在围压20 MPa条件下,测试了酸液浸泡页岩岩心前后的岩石力学参数,结果见表1。

表1 页岩经酸浸泡前后的岩石力学参数

Table 1 Rock mechanical parameters of shale core before and after acid soaking

条件	弹性模量/GPa	泊松比	抗压强度/MPa
酸浸泡前	19.675	0.315	199.648
酸浸泡后	0.678	0.088	33.432

由表 1 可知, 经酸液浸泡后, 页岩的弹性模量和泊松比大幅降低, 页岩抗压强度降低 83.3%。在实际压裂施工中, 通常采用 15% 盐酸对地层进行预处理, 但为了使破裂压力降低的幅度尽可能大, 应通过酸液浸泡岩心试验优选酸液类型及用量。如川东南某井^[4]采用 20~40 m³ 的盐酸对地层进行了酸预处理, 破裂压力平均降低了 6 MPa。

2.2 中途注酸技术

中途注酸的目的是降低岩石的抗压强度, 通过酸岩化学反应, 形成人为的酸蚀裂缝通道, 在主裂缝内净压力一定的前提下, 易于形成分支缝或其他更小尺度的裂缝。因此, 对于钙质含量高(15%以上)的页岩气储层, 可以在压裂中途泵入盐酸, 注酸后快速提高排量, 使酸液溶蚀裂缝壁面的钙质充填层, 同时可降低岩石抗压强度, 达到降低施工压力的目的^[12]。实际压裂施工表明, 中途注酸可以降低施工压力, 如涪陵页岩气田的某页岩气井在压裂施工时中途注入了 40 m³ 盐酸, 此后施工压力较注酸之前平均降低 2~4 MPa。

2.3 粉砂段塞打磨技术

为了获得最优的改造体积(stimulated reservoir volume, SRV), 页岩气井的水平井段与地层最小主应力方向往往存在一定的角度, 这就导致主裂缝并非垂直水平井段延伸, 因此携砂液在进入裂缝时由于流动方向发生改变而引起弯曲摩阻。为降低弯曲摩阻, 通常采用粉砂段塞打磨技术。前置液阶段注入粉砂段塞可以起到填充微裂缝和打磨近井筒裂缝的作用。对于脆性相对较好、天然裂缝发育或井筒与裂缝存在一定夹角的页岩气储层, 将注入的粉砂量提高至 25~35 m³, 可有效降低多裂缝体系的弯曲摩阻, 促进主裂缝延伸^[9]。川东南某页岩气井水平井段与最小主应力方向的夹角为 15°, 每段平均注入粉砂 28.4 m³, 施工压力平均降低 11.6 MPa, 其中 10—13 段天然裂缝发育, 人工裂缝的缝宽较小, 粉砂打磨效果更好, 施工压力降低幅度更高(见图 2)。

3 多尺度裂缝压裂工艺参数优化

深层页岩压裂面临施工压力高的难题, 为了达到增产目标, 要在降低或控制施工压力的前提下, 尽可能造出复杂的多尺度裂缝系统。页岩压裂后形成的复杂空间裂缝包含毫米级人工裂缝(主裂缝和支

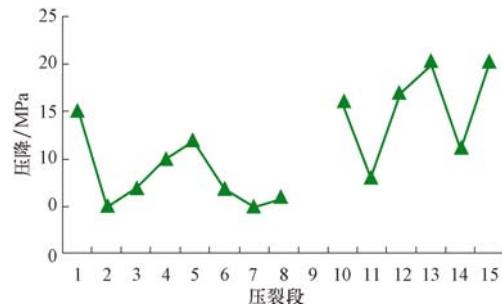


图 2 川东南某井注入粉砂段塞后的压降情况

Fig. 2 Treatment pressure decrease after silt slug pumping in a well of Southeastern Sichuan Basin

裂缝都是毫米级的, 之间有几倍的差距, 但达不到 10 倍)、微米级的天然裂缝/层理缝等, 以上多种尺度的裂缝构成了页岩气井压裂后气体渗流的流动通道。影响多尺度裂缝系统的造缝因素主要有酸处理与交替注酸、变排量、变黏度及多级交替注入模式等。变排量的作用是在主裂缝内产生压力脉冲效应, 以利于产生和扩展不同尺度的裂缝。低黏度压裂液因运移阻力小, 易于沟通和延伸小微尺度裂缝; 高黏度压裂液因黏度高, 难以进入小微尺度裂缝, 只能在大尺度的主裂缝中运移, 起延伸大尺度主裂缝的作用。通过交替注入高黏和低黏的压裂液, 可以充分利用黏滞指进效应, 形成既有沟通远井地带的主裂缝, 又有与主裂缝有效连通的近井、中井及远井的小微尺度裂缝。为了充分利用不同尺度的裂缝, 使之最大限度地转变为有效的改造体积, 要采用与多尺度裂缝系统相匹配的多粒径组合支撑剂, 尤其是小粒径支撑剂的占比要与模拟的小微尺度裂缝的体积占比相对应。

为了表征压裂后形成的多尺度裂缝系统, 采用 Meyer 软件的 DFN 模型模拟多簇裂缝的起裂与扩展动态, 研究影响多尺度裂缝形成的关键因素, 并确定相应的施工参数。建模所需要的基本参数为: 单段射孔 2 簇, 孔径 10.9 mm, 地层最小主应力 84~90 MPa, 杨氏模量 32~47 GPa, 泊松比 0.194~0.258, 施工总液量 1 800 m³, 总砂量 50 m³。

3.1 前置液差异化变排量优化设计

通过对比中深及深层页岩储层的特点, 结合现场实际情况设置 4 种前置液升排量注入方式: 2—4—6—8—10—12—14—16 m³/min, 2—6—10—14—16 m³/min, 2—8—14—16 m³/min 和 2—10—16 m³/min。在前置胶液比例为 0, 10%, 20%, …, 60% 的情况下, 采用 Meyer 软件模拟裂缝平均缝宽, 结果见表 2。

表 2 不同变排量方式和胶液比例对裂缝宽度的影响

Table 2 Impact of various displacement and gel proportions on fracture width

埋深/m	排量/($m^3 \cdot min^{-1}$)	不同前置胶液比例下的平均缝宽/cm						
		0	10%	20%	30%	40%	50%	60%
3 000.00~ 3 500.00	2—4—6—8—10—12—14—16	0.084	0.087	0.090	0.095	0.100	0.102	0.102
	2—6—10—14—16	0.080	0.083	0.086	0.089	0.093	0.095	0.095
	2—8—14—16	0.077	0.079	0.081	0.084	0.088	0.089	0.090
3 500.00~ 4 000.00	2—4—6—8—10—12—14—16	0.071	0.075	0.086	0.089	0.093	0.095	0.097
	2—6—10—14—16	0.068	0.078	0.089	0.090	0.095	0.096	0.097
	2—8—14—16	0.066	0.076	0.091	0.092	0.096	0.096	0.097
	2—10—16	0.062	0.071	0.088	0.090	0.095	0.095	0.096

从表 2 可以看出:随着前置胶液比例增大,平均缝宽增大,但前置胶液比例超过 40% 后平均缝宽增幅显著减小,因此前置胶液的比例选择 30%~40%;对于埋深 3 500.00 m 以浅的页岩气储层,采取小阶梯变排量的注入方式可获得最大缝宽;对于埋深 3 500.00 m 以深的页岩气储层,采取大阶梯变排量的注入方式可获得最大缝宽。

3.2 压裂液黏度及比例优化

在排量等其他参数一定的条件下,应用软件模拟压裂液黏度对改造体积、平均缝宽、半缝长和缝高的影响,结果见图 3。

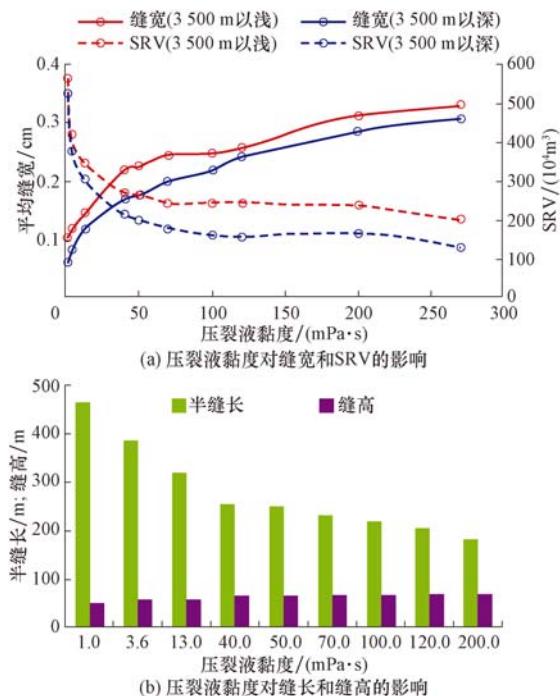


图 3 压裂液黏度对改造效果的影响

Fig. 3 Impact of fracturing fluid viscosity on stimulation

从图 3 可以看出,压裂液的黏度越大,则平均缝宽和缝高越大,但 SRV 和裂缝半长越小;当压裂液黏度大于 $100 mPa \cdot s$ 时,压裂液黏度对裂缝形态的影响程度变小。因此,优选黏度小于 $100 mPa \cdot s$ 的压裂液作为主体压裂液。

为了获得多尺度裂缝系统,推荐将多种黏度的压裂液混合泵注,在利用低黏压裂液充分沟通小尺度裂缝的同时,利用高黏压裂液扩展主裂缝的缝高和缝宽。以黏度 $9 \sim 12 mPa \cdot s$ 的低黏压裂液、黏度 $40 \sim 50 mPa \cdot s$ 的中黏压裂液及黏度 $70 \sim 100 mPa \cdot s$ 的高黏压裂液为例,设置这 3 种黏度压裂液的占比分别为 $7:2:1, 6:3:1, 6:2:2, 5:4:1, 5:3:2, 4:4:2$ 和 $4:3:3$,模拟不同黏度压裂液占比与改造体积和裂缝形态的关系,结果见图 4。

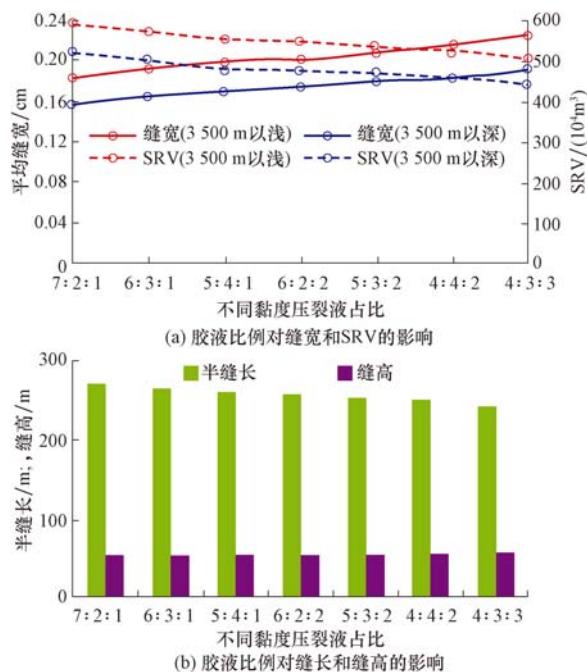


图 4 3 种黏度压裂液占比对改造效果的影响

Fig. 4 Impact of varied gel proportions on stimulation

从图 4 可以看出, 随着中高黏压裂液的占比增大, 缝宽增宽, 缝高增高, 改造体积和半缝长减小。综合考虑不同黏度压裂液占比对裂缝复杂性和改造体积的影响, 埋深 3 500.00 m 以浅页岩气储层选择 3 种黏度压裂液的比例 5:3:2, 埋深 3 500.00 m 以深页岩气储层选择 3 种黏度压裂液的比例 4:4:2。

3.3 支撑剂粒径及占比优化

利用不同黏度的压裂液造出不同尺度的裂缝空间后, 需将支撑剂输送到其中进行充填和支撑, 才能形成长期有效的气体流动通道。利用 Meyer 软件模拟了主缝/支缝中不同尺度裂缝的占比, 结果见表 3 和表 4。

表 3 埋深 3 500.00 m 以深页岩气井不同缝宽主缝占比
Table 3 Ratio of average width of main fracture in shale gas wells deeper than 3 500.00 m

胶液比例, %	不同缝宽主缝的占比, %		
	0.636~1.272 mm	1.272~1.800 mm	1.800~3.600 mm
0	6.6	93.4	
10	5.7	94.3	
20	5.2	92.4	2.4
30	4.6	91.3	4.1
40	3.5	91.0	5.5
50	2.8	90.2	7.0
60	2.0	86.5	11.5
70	1.2	84.6	14.2

表 4 埋深 3 500.00 m 以深页岩气井不同缝宽支缝占比
Table 4 Ratio of average width of secondary fractures in shale gas wells deeper than 3 500.00 m

胶液比例, %	不同缝宽支缝的占比, %		
	0.038~0.636 mm	0.636~1.272 mm	1.272~1.800 mm
0	15.5	60.3	24.2
10	13.6	58.1	28.3
20	13.0	57.2	29.8
30	11.9	56.1	32.0
40	10.7	52.6	36.7
50	7.3	53.1	39.6
60	4.4	54.5	41.1
70	3.0	53.2	43.8

表 5 实例井第 12 段和第 15 段的施工参数

Table 5 Hydraulic fracturing parameters in stage 12 and stage 15 of the pilot well

段数	盐酸/ m ³	滑溜水/ m ³	胶液/ m ³	总液量/ m ³	70/100 目陶粒/m ³	40/70 目陶粒/m ³	30/50 目陶粒/m ³	总砂量/ m ³	排量/ (m ³ · min ⁻¹)	施工压力/ MPa	ISIP/ MPa
12	10.0	1 133	712	1 855.0	1.85	14.50		16.35	11.0~15.0	78~94	62
15	10.5	1 005	1 005	2 020.5	10.10	41.00	6.50	57.60	14.5~15.0	71~84	60

由表 3、表 4 可知, 主缝和支缝的平均缝宽主要集中 1.272~1.800 和 0.636~1.272 mm。按照支撑剂平均粒径为平均缝宽 1/6 的原则^[2,12], 计算得到与之匹配的支撑剂粒径及用量: 主缝以填充中砂为主, 40/70 目支撑剂占比达 84%~93%; 支缝以填充粉砂为主, 70/140 目支撑剂占比达 52%~60%。

4 现场试验

川东南某井目的层龙马溪组埋深 3 587.00 m, 优质页岩厚 27.50 m。该井共压裂 16 段, 以滑溜水和胶液为主体压裂液(胶液比例约为 40%), 采用变排量(2~4~6~8~10~12~15 m³/min) 变黏度(黏度 9~15 和 60~80 mPa · s) 多级交替注入模式, 典型压裂施工曲线如图 5 所示。前置液注入阶段采取变排量变黏度施工模式, 从图 5 中的施工曲线可看到明显的多点破裂特征。为降低施工压力, 前置液阶段注入粉陶段塞进行打磨, 经粉陶段塞打磨后, 施工压力从 83 MPa 降至 74 MPa。该井主体压裂施工压力 68~82 MPa, 总液量 27 763 m³, 总砂量 753.06 m³, 综合砂液比 2.7%。

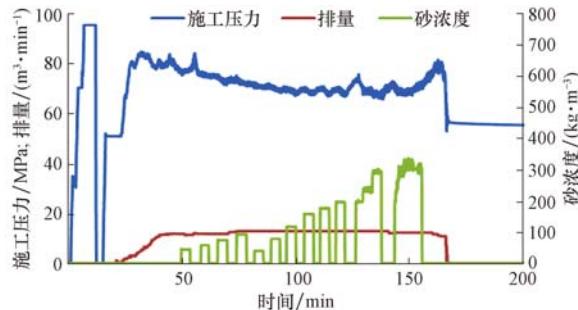


图 5 典型压裂施工曲线

Fig. 5 Typical hydraulic fracturing treatment curve

为了验证小粒径支撑剂对压裂效果的影响, 该井第 12 段压裂时进行了减少粉陶加量的试验, 选取穿行层位相同的第 15 段进行对比, 结果见表 5。

由表 5 可知, 2 段初始排量均达 15.0 m³/min, 但第 12 段后期排量降至 11.0 m³/min 的情况下, 施工压力依然比第 15 段高 10 MPa 左右, 加砂较困

难。裂缝形态反演也验证了第 12 段主裂缝动态缝宽为 0.07~0.09 cm, 裂缝开度较小, 粉陶加量仅有 1.85 m³, 微裂缝未得到有效充填和支撑, 且压裂液滤失量增大, 影响了主裂缝的扩展; 第 15 段加砂后期动态缝宽达到 0.12~0.13 cm, 较第 12 段提高近 50% 以上。

该井压裂后采用 $\phi 10.0$ mm 油嘴试气, 最高日产气量 17.2×10^4 m³, 取得了较好的改造效果。

5 结论与建议

1) 基于深层页岩三轴应力-应变曲线呈现出较强的非线性变形特征, 提出了不同于中浅层的深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术。

2) 深层页岩进行酸预处理, 或采用中途注酸及粉砂段塞打磨技术均可降低施工压力。实例井采用粉陶段塞打磨技术后, 施工压力降低 10 MPa 左右。

3) 实例井施工压力曲线呈现出多尺度破裂的显著特征, 验证了深层页岩进行多尺度裂缝压裂的可行性及有效性, 压裂效果也比较理想, 对提高其他深层页岩气的压裂改造效果具有示范推广价值。

4) 建议进一步加强深层页岩多尺度裂缝破裂机理及考虑页岩塑性变形特征诱导应力场的研究, 为探索增大深层页岩改造体积的技术研究提供理论依据。

参 考 文 献

References

- [1] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 1~15.
DONG Dazhong, GAO Shikui, HUANG Jinliang, et al. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1~15.
- [2] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 深层页岩气水平井体积压裂技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 90~96.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 90~96.
- [3] 王海涛, 蒋廷学, 卞晓冰, 等. 深层页岩压裂工艺优化与现场试验[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(2): 76~81.
- WANG Haitao, JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, et al. Optimization and field application of hydraulic fracturing techniques in deep shale gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 76~81.
- [4] 曾义金, 陈作, 卞晓冰. 川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 61~67.
ZENG Yijin, CHEN Zuo, BIAN Xiaobing. Breakthrough in staged fracturing technology for deep shale gas reservoirs in SE Sichuan Nasion and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61~67.
- [5] 陈作, 曾义金. 深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 6~11.
CHEN Zuo, ZENG Yijin. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 6~11.
- [6] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 689~694.
CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 689~694.
- [7] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 24~29.
XUE Chengjin. Technical advance and development proposals of shale gas fracturing [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 24~29.
- [8] LI F, THOMPSON J W, ROBINSON J R. Understanding gas production mechanism and effectiveness of well stimulation in the Haynesville Shale through reservoir simulation [R]. SPE 136696, 2010.
- [9] GULEN G, IKONNIKOVA S, BROWNING J, et al. Fayetteville shale-production outlook[R]. SPE 173187, 2014.
- [10] KENNEDY R L, GUPTA R, KOTOV S, et al. Optimized shale resource development: proper placement of wells and hydraulic fracture stages[R]. SPE 162534, 2012.
- [11] 蒋廷学, 卞晓冰, 苏瑗, 等. 页岩可压性指数评价新方法及应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 16~20.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, SU Yuan, et al. A new method for evaluating shale fracability index and its application[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 16~20.
- [12] 周德华, 焦方正, 贾长贵, 等. JY1HF 页岩气水平井大型分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 75~80.
ZHOU Dehua, JIAO Fangzheng, JIA Changgui, et al. Large-scale multi-stage hydraulic fracturing technology for shale gas horizontal Well JY1HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 75~80.

[编辑 刘文臣]