

武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术

雷 林, 张龙胜, 熊 炜, 夏巍巍

(中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院, 江苏南京 210031)

摘要: 渝东南武隆区块页岩气储层水平应力差较大, 高角度裂缝及层理缝发育, 难以形成复杂体积裂缝, 低角度裂缝较难开启, 裂缝转向难度大, 同时储层为常压储层, 要实现经济开发难度较大。为此, 在分析武隆区块常压页岩气储层压裂改造技术难点的基础上, 以提高裂缝的复杂程度、增大储层改造体积为目标, 以滑溜水为压裂液, 通过优化射孔簇间距、射孔簇长度和簇间暂堵, 提高高应力差异系数下裂缝的复杂程度; 采用连续加砂工艺和优化压裂规模, 提高裂缝导流能力和保证裂缝在页岩气储层中延伸, 形成了适用于武隆区块常压页岩气水平井的分段压裂技术, 并在隆页 2HF 井进行了现场试验, 压裂后产气量达 $9.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。分析隆页 2HF 井压裂资料发现, 应用该技术可以提高裂缝复杂程度, 形成网络裂缝, 提高常压页岩气单井产量, 从而实现常压页岩气的经济开发。

关键词: 常压页岩气; 水平井; 分段压裂; 滑溜水; 射孔簇; 武隆地区; 隆页 2HF 井

中图分类号: TE375 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2019)01-0076-07

Multi-Stage Fracturing Technology of Normally Pressured Shale Gas in Horizontal Wells in the Wulong Block

LEI Lin, ZHANG Longsheng, XIONG Wei, XIA Weiwei

(Petroleum Engineering Technology Research Institution, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210031, China)

Abstract: In-situ horizontal stress differences within shale gas reservoirs in the Wulong Block, southeast Chongqing are large. It is difficult to create complex volumetric fractures for high-angle and bedding fractures, to open low-angle fractures, and to change the fracture extension orientation. In addition, in-situ stress differences make economic development of normal pressure gas reservoir very difficult. Based on the analysis of technical difficulties of normal pressure shale gas in the Wulong Block, it is planned to increase the complexity of the fractures and so as to increase stimulated reservoir volume under high stress difference taking slick water as the fracturing fluid and perforation cluster spacing, perforation cluster length optimization as well as inter-cluster temporary plugging. To improve fractures conductivity and ensure that the fractures extend sufficiently in shale gas reservoirs, a multi-stage fracturing technology suitable for normal pressure shale gas in horizontal well of the Wulong Block has been developed by using continuous gravel filling and optimizing fracturing scale. The technology was successfully applied in Well Longye 2HF and it resulted in gas production of $9.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$. Based on the fracturing data analysis of Well Longye 2HF, the application of this technology can improve fracture complexity, form network fractures, and increase individual-well production of normal pressure shale gas well, and realize economic development in normal pressure shale gas.

Key words: normal pressure shale gas; horizontal well; multi-stage fracturing; slick water; perforation cluster; Wulong Block; Well Longye 2HF

渝东南武隆区块常压页岩气储层为利川-武隆复向斜武隆向斜, 勘探面积 $1\ 142 \text{ km}^2$, 预测总资源量 $8\ 490 \times 10^8 \text{ m}^3$, 主要储层为五峰组-龙马溪组, 优质页岩厚度一般为 35.00 m , 总有机碳含量 $3\% \sim 4\%$, 石英含量 $40\% \sim 50\%$, 黏土含量 $30\% \sim 40\%$, 储层压力系数小于 1.1 ^[1-2]。目前武隆区块探井隆页 1HF 井进行了压裂试气, 由于改造体积受限, 且压裂裂缝复杂程度不够, 压裂后测试产气量只有 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 累计产气量超过 $2\ 000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 单井日产气量距商业开发还有一定差距。对于常压页岩气

开发, 北美地区的 Barnett 常压页岩气在开发过程中主要采用缩短段间距和增大加砂量等方法提高压裂改造效果^[3-5], 但武隆区块位于山区, 相比北美地区的平原地形, 其钻井完井成本更高, 对压裂改造效果要求更

收稿日期: 2018-03-12; 改回日期: 2018-07-16。

作者简介: 雷林(1982—), 男, 江西九江人, 2005 年毕业于中国石油大学(北京)自动化专业, 2011 年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事油气储层改造技术及理论研究。E-mail: 183911057@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)部分内容。

高。为此,笔者针对武隆区块压裂改造技术难点,优选了压裂液,并对压裂参数进行了优化,形成了常压页岩气水平井分段压裂技术。该技术在隆页 2HF 井进行了现场试验,压裂后产气量达 $9.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现了常压页岩气单井产气量的突破。

1 常压页岩气井压裂改造技术难点

渝东南武隆区块常压页岩气盆缘区抬升早,持续时间长,抬升幅度大,应力得到释放,流体压力降低,微裂缝发育;其中,高角度缝及层理缝较高压页岩气发育,测井解释含气量 $3.80 \sim 4.15 \text{ m}^3/\text{t}$,游离气占比小于 60%。甲烷碳同位素测定表明,随着吸附气逐步解吸产出,产气量递减较慢,第 1 年递减率 29.8%,第 2 年递减率 18.3%,远低于高压页岩气藏。受构造挤压作用和盆缘区抬升的影响,最大、最小水平主应力较小,但差异较大,差异系数为 0.27~0.34。静态杨氏模量 37.3~46.0 GPa,平均 40.5 GPa;泊松比 0.18~0.26,平均 0.21;地温梯度 $1.99 \text{ }^\circ\text{C}/100\text{m}$,储层温度 $69.7 \sim 72.7 \text{ }^\circ\text{C}$ 。因此,其分段压裂改造面临一系列技术难点:1) 由于常压页岩气储层含气丰度和压力系数低,需要更大的改造体积和泄气面积;2) 由于武隆区块处于向斜高部位,挤压程度弱,应力得到释放,裂缝开启难度低,造成人工裂缝复杂程度低;3) 高角度缝诱导效应强,不利于提高裂缝的复杂程度;4) 裂缝延伸压力梯度低,岩石与天然裂缝发生剪切的概率低;5) 应力差异系数大,易形成双翼裂缝,人工裂缝复杂程度低。

2 常压页岩气井分段压裂关键技术

常压页岩气储层因具有含气丰度低、压力系数小和应力差异系数大的特殊性,需要进一步提高裂缝的复杂程度和增大压裂改造体积,同时降低对地层的伤害及压裂成本。笔者在优化滑溜水配方的基础上,开展了高应力差异系数条件下提高裂缝复杂程度技术和提高砂液比技术的研究,初步形成了武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术。

2.1 滑溜水配方优化

2.1.1 降阻剂优选

武隆地区常压页岩气储层高角度缝、层理缝发育,高角度缝诱导效应强,低角度裂缝及层理缝开启

难度大,裂缝转向困难,不利于提高裂缝的复杂程度,要求滑溜水具有较好的破岩能力和转向能力,利用低黏度滑溜水流动过程中动能损失低、净压力传导效率高的特点保持在中、远井地带破岩所需的净压力,实现远端大范围内的有效破岩,同时要求滑溜水的降阻率达到 70% 以上。

采用 MZ-1 摩阻仪测试了 15 种降阻剂加量为 0.1% 的溶液在剪切速率 8000 s^{-1} 下的降阻率,结果如图 1 所示。由图 1 可知,4 号降阻剂 SRFR-1 的降阻率最高,达到了 78.1%。因此,降阻剂选用 SRFR-1。

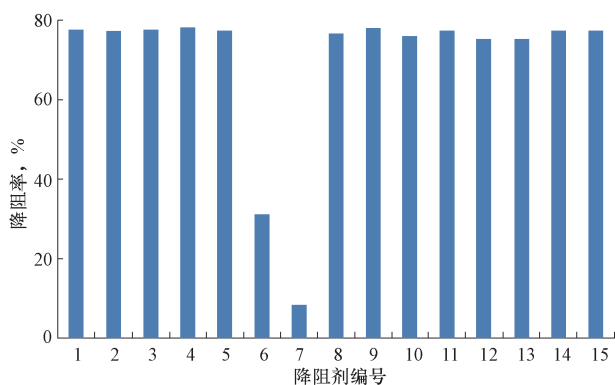


图 1 不同降阻剂的降阻率

Fig. 1 Drag reduction rate of different drag reducers

测试不同加量降阻剂 SRFR-1 的溶液在剪切速率 8000 s^{-1} 下的降阻率,结果如图 2 所示。由图 2 可知,随着 SRFR-1 加量增大,降阻率不断增大,当 SRFR-1 加量为 0.04% 时,降阻率大于 71%,能够满足现场施工要求。因此,降阻剂 SRFR-1 的加量选为 0.04%。

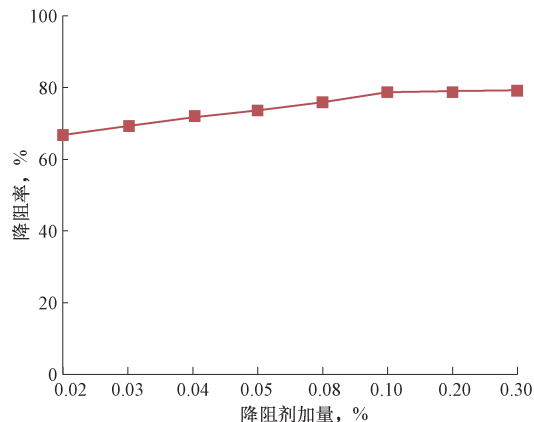


图 2 不同加量降阻剂溶液的降阻率

Fig. 2 Drag reduction rate of different drag reducer dosage solutions

2.1.2 表面活性剂优选

武隆区块常压页岩气藏吸附气含量高,有机孔

为主要生储空间,有机质、干酪根亲油,黏土、石英、长石等其他矿物亲水,页岩混合润湿,总体表现为亲油。针对常压页岩气藏吸附气含量高、有机孔为主要生储空间的特征,基于滑溜水与岩石的物理-化学作用机理,需要多孔介质中的润湿相流体依靠毛细管力进入到岩石孔隙中,置换出其中的非润湿相流体,实现渗吸置换^[6-8],强化排驱,提高液体在地层中的滞留量和增强吸附气的解吸作用,实现提高常压页岩气藏压裂改造效果的目的。

武隆区块页岩表现为亲油,需加入表面活性剂改变岩石的润湿性,使亲油储层变成亲水储层,从而使毛细管力变成驱油气的动力,提高页岩气排驱效率。测试了武隆区块页岩与加量为0.1%的不同表面活性剂溶液的接触角,结果见表1。从表1可以看出,页岩与0.1%表面活性剂RS-1溶液的接触角为21.9°,表明页岩的润湿性发生反转,由亲油变成亲水,可以实现气体与压裂液的渗吸置换。因此,表面活性剂选用RS-1。

表1 武隆区块页岩与不同表面活性剂溶液的接触角

Table 1 Contact angle of shale and different surfactant solutions in the Wulong Block

表面活性剂	加量, %	接触角/(°)
YCF-1		77.3
SFT		62.1
NEK	0.1	58.5
RS-1		21.9
WRD		43.6

图3所示为页岩与不同加量表面活性剂RS-1溶液的接触角。从图3可以看出,随着表面活性剂RS-1的加量增大,接触角减小,当加量达到0.1%后减小幅度变小。因此,表面活性剂RS-1的加量选为0.1%。

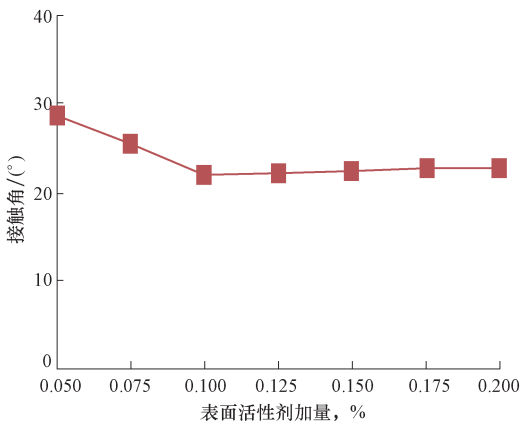


图3 页岩与不同加量表面活性剂RS-1溶液的接触角
Fig. 3 Contact angle of shale and surfactant RS-1 dosage in different solutions

2.1.3 防膨剂优选

页岩中黏土矿物吸水膨胀或水化分散都可能堵塞气体渗流通道,而武隆区块常压页岩气储层黏土矿物含量为10.2%~48.0%,伊/蒙混层比达到45.0%,因此需采取防膨措施。测试泥页岩在15种常用防膨剂0.2%溶液中的线性膨胀率,结果如图4所示。从图4可以看出,泥页岩除在7号防膨剂溶液中的线性膨胀率不符合要求(不大于3.5%)外,在其他防膨剂溶液中的线性膨胀率均小于3.5%。综合膨胀剂的其他性能和价格,选用4号防膨剂SRCS-2。

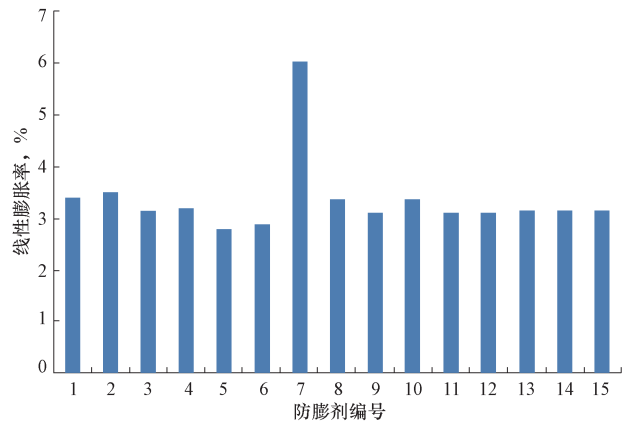


图4 泥页岩在加量为0.2%的不同防膨剂溶液中的线性膨胀率

Fig. 4 Linear expansion rate of mud shale in 0.2% different anti-swelling agent solutions

图5所示为泥页岩在不同加量防膨剂SRCS-2溶液中的线性膨胀率。从图5可以看出,随着防膨剂SRCS-2的加量增大,泥页岩线性膨胀率降低,当加量达到0.2%后降低幅度变小。因此,优选防膨剂SRCS-2的加量为0.2%。

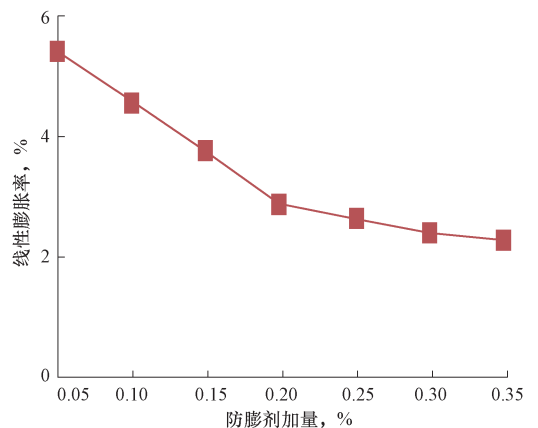


图5 泥页岩在不同加量防膨剂SRCS-2溶液中的线性膨胀率
Fig. 5 Linear expansion rate of mud shale in anti-swelling agent SRCS-2 solutions of different dosages

通过优选降阻剂、表面活性剂、防膨剂并优化其加量,确定武隆区块常压页岩气井压裂用滑溜水的配方为 0.04% 降阻剂 SRFR-1+0.10% 表面活性剂 RS-1+0.20% 防膨剂 SRCS-2。

2.2 压裂施工参数优化

常压页岩气储层与高压页岩气储层相比,高角度缝及层理缝更发育,裂缝波及体积小;吸附气占比更高,产液量更高,对长期导流能力要求更高;最大和最小主应力的差值更大,形成双翼裂缝的概率更高,这些因素决定了与高压页岩气水平井分段压裂相比,常压页岩气水平井分段压裂时需要获得更大的裂缝波及体积和更高的导流能力,压裂后才能获得理想的产气量。

2.2.1 簇间距优化

页岩气水平井压裂时通常采用分簇射孔布缝,地质上需要评价一定长度下不同缝间距的单井累计产能。一般采用数值模拟方法评价缝间距,由文献中的模拟结果可知,缝间距越小,等效裂缝数量越大,其累计产气量越高^[9-11]。为追求最大改造体积,页岩气井通常采用体积压裂模式进行改造,而要获得较大的改造体积,需利用高诱导应力克服最大主应力和最小主应力差值,使裂缝转向或者使天然裂缝开启^[12-14]。武隆区块常压页岩气储层的基本参数为:气层厚度 40.00 m,长度 2 000.00 m,宽度 800.00 m,井底流压 3.62 MPa,原始地层压力 28.62 MPa,地层温度 72.7 °C,基质孔隙度 5.8%,基质渗透率 0.43 mD,气体黏度 0.022 mPa·s,岩石压缩系数 0.44 GPa⁻¹,裂缝导流能力 5 μm²·cm。采用数值模拟方法对武隆区块水平段长度为 1 500.00 m 的水平井采用不同簇间距压裂后 4 年累计产气量进行模拟,结果见图 6。由图 6 可

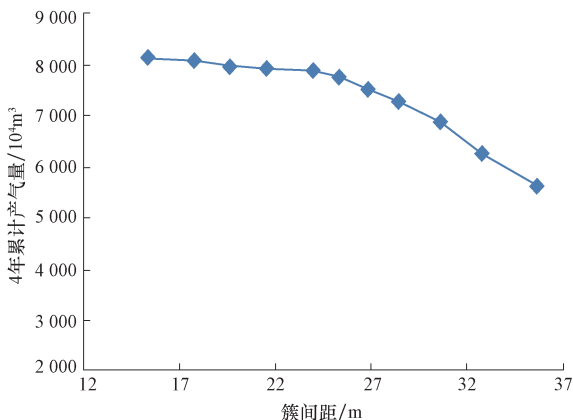


图 6 不同簇间距对应的累计产气量

Fig. 6 Cumulative production of different cluster spacing

知,簇间距减小至 25.00 m 以后,4 年累计产气量升高幅度降低。因此,簇间距可选为 21.00~25.00 m。

通过压裂在单一裂缝脆弱面上产生诱导应力改变最大与最小主应力的分布,可使人工裂缝在缝内转向,改变原有延伸路径,同时沟通天然裂缝,从而形成复杂缝网^[15]。模拟武隆区块龙马溪组页岩储层水平应力差为 14.47 MPa、静态杨氏模量为 40.5 GPa、泊松比为 0.21 时的诱导应力作用范围,结果见图 7。从图 7 可以看出,随着裂缝间距减小,诱导应力增大,当裂缝间距小于 25.00 m 时,基本可以实现裂缝之间的诱导应力大于水平应力差,实现缝间干扰,因此裂缝簇间距可选为 20.00~25.00 m。

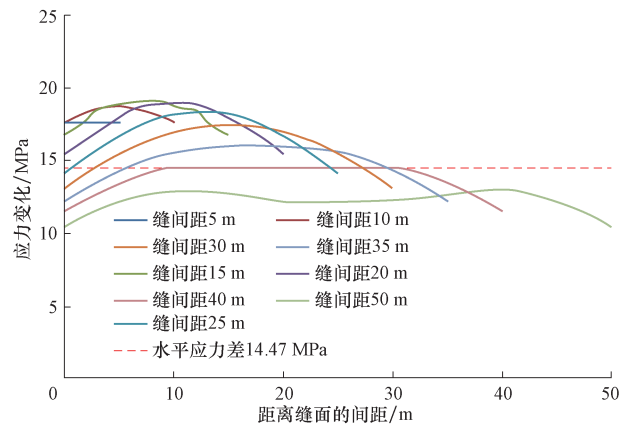


图 7 武隆常压页岩气井诱导应力计算结果

Fig. 7 Results of induced stress in normal pressure shale gas wells of Wulong Block

综合考虑常压页岩气水平井单井产能与工程上页岩气诱导应力计算的结果,将簇间距优化为 21.00~25.00 m。

2.2.2 射孔簇长优化

通过采取控制射孔簇长的模式,减少跟端射孔长度,增加跟端的孔眼摩阻,从而使每簇在炮眼内的压力相同,结合水平井限流射孔优化方法^[16-17],射孔后多裂缝间的压力平衡关系为:

$$p_i + p_{fi} = p_{i+1} + p_{fi+1} + p_{i,i+1} \quad (1)$$

其中

$$p_{fi} = \frac{22.45Q_i^2\rho_f}{N_p^2 d_p^4 C_d} \quad (2)$$

$$Q_t = \sum_{i=1}^m Q_i \quad (3)$$

式中: Q_i 为排量, m³/min; Q_i 为第 i 条裂缝内流量, m³/min; m 为裂缝数量; p_i 为第 i 条裂缝的破裂压力, MPa; p_{fi} 为第 i 条裂缝射孔孔眼摩阻, MPa; $p_{i,i+1}$ 为不同裂缝孔眼之间的沿程摩阻, MPa; ρ_f 为井筒内

流动液体密度, g/cm^3 ; N_p 为孔眼数量; d_p 为孔眼直径, cm ; C_d 为流量系数, 前期为 0.56, 后期为 0.89。

假设簇射孔时有效孔眼比例为 40%, 页岩气水平井射孔孔眼直径为 9.5 mm, 计算射孔簇数不同时各簇的长度, 结果见表 2。

表 2 各射孔簇簇长推荐结果

Table 2 Recommended results for each perforation cluster length

簇数量	各簇长度/m						总簇长/m
	簇 6	簇 5	簇 4	簇 3	簇 2	簇 1	
2					1.40	1.60	3
3				0.90	1.00	1.10	3
4			0.60	0.70	0.80	0.90	3
5		0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	3
6	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	3

2.2.3 簇间暂堵优化

武隆区块常压页岩气井隆页 1HF 井压裂后的产液剖面测试结果表明, 不同簇之间的进液强度不一样, 导致压裂后产能贡献程度差距较大, 部分射孔簇压裂无产能。因此, 采用簇间暂堵解决部分射孔簇不能改造的问题。簇间暂堵压裂是首先压开最容易起裂的簇(井段), 然后利用压裂液将暂堵球送至起裂簇的射孔孔眼处, 暂堵该井段的射孔孔眼, 迫使压裂液进入次级容易进液的簇, 完成该簇的压裂, 如此反复进行, 直至压开所有的射孔簇。对于武隆区块常压页岩气储层, 实际测试表明暂堵球至少承受 25.5 MPa 的压差才能使液流转向^[18]。

簇间暂堵压裂要求暂堵球能够封堵射孔孔眼、抗压强度能满足要求, 且在压裂液中具有自溶性。因此选择由镁铝合金及其他合金元素制成的暂堵球, 并通过室内暂堵试验装置评价了暂堵球的抗压强度及自溶性, 结果为: $\phi 5.5$, $\phi 9.0$, $\phi 11.0$ 和 $\phi 13.0$ mm 暂堵球在 130 °C 下的抗压强度分别为 30, 40, 50 和 60 MPa; 不同直径暂堵球在滑溜水中浸泡 15 h 后开始溶解, 3~5 d 完全溶解。由此可知, $\phi 13.0$ mm 暂堵球在 130 °C 温度下的抗压强度达到 60 MPa, 开始溶解时间为 15 h, 可以满足压裂施工暂堵时间要求, 同时暂堵球可在含有电解质的水溶液中自行溶解, 随着返排液排出。

武隆区块常压页岩气水平井射孔孔径约 9.5 mm, 孔眼扩径率为 20%~40%, 扩径后孔径为 11.4~13.3 mm, 因此为了封堵进液孔眼, 选择 $\phi 11.0$ ~ $\phi 13.5$ mm 暂堵球, 单段射孔 60 孔, 理论封堵一半, 每段投 30~35 个直径为 11.0~13.5 mm 的暂堵球。

2.2.4 加砂工艺优选

由于武隆区块地层能量不足, 要将压裂液残液返排出, 要求裂缝导流能力高, 但地层弹性模量低, 支撑剂易嵌入地层, 因此要提高砂比和加砂量。页岩气井压裂常用的段塞加砂工艺不利于提高砂比和加砂量, 而连续加砂工艺可以形成更好的铺砂剖面, 铺砂剖面较段塞式加砂更为均匀, 有利于提高导流能力, 且在加入相同砂量的情况下, 所用液量更少, 有利于返排。因此, 采用连续加砂工艺施工。

2.2.5 压裂规模优化

为确保形成网络裂缝, 并保证裂缝在页岩气储层中延伸, 需要模拟武隆地区龙马溪组—五峰组页岩气储层在不同压裂规模下的单缝长度和高度。笔者以目前应用最多的 3 簇射孔为例, 模拟了 5 种压裂规模下裂缝的缝长、缝高, 结果如图 8 所示。5 种压裂规模分别为: 规模 1 压裂液用量 1 500.0 m^3 , 加砂量 60.0 m^3 ; 规模 2 压裂液用量 1 600.0 m^3 , 加砂量 65.0 m^3 ; 规模 3 压裂液用量 1 700.0 m^3 , 加砂量 70.0 m^3 ; 规模 4 压裂液用量 1 800.0 m^3 , 加砂量 80.0 m^3 ; 规模 5 压裂液用量 1 900.0 m^3 , 加砂量 85.0 m^3 。

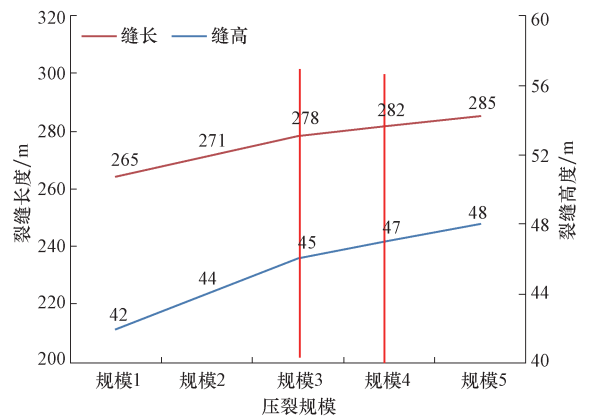


图 8 不同压裂规模下裂缝的几何尺寸

Fig. 8 Geometrical dimensions of fracture at different fracturing scales

从图 8 可以看出, 随着压裂规模增大, 缝长、缝高也在不断增加, 但在压裂规模达到压裂液量 1 700.0 m^3 、加砂 70.0 m^3 之后, 缝长增加幅度变小, 且武隆区块优质页岩气储层厚度约为 40.00 m, 在压裂液量超过 1 700.0 m^3 、加砂量超过 70.0 m^3 后裂缝会在非优质页岩储层延伸。因此, 综合考虑确定压裂规模为压裂液用量 1 700.0 m^3 、加砂量 70.0 m^3 。

3 现场试验

3.1 压裂施工

隆页 2HF 井垂深 2 650.00 m, 水平段长度 1 964.00 m, 气测全烃值 9.2%, 孔隙度平均 5.78%, 含气量 $6.1 \text{ m}^3/\text{t}$, 总有机碳含量 3.66%, 优质页岩纹层发育, 石英含量平均 58.5%, 黏土含量平均 23.9%, 最大水平主应力 52.6~62.3 MPa, 最小水平主应力 38.0~45.9 MPa, 水平应力差 14.3~16.5 MPa, 应力差异系数为 0.26~0.27, 底板应力比目的层高 15.0 MPa。

隆页 2HF 井水平应力差较大, 低角度裂缝及层理裂缝开启难度大, 裂缝转向困难, 同时作为常压页岩气储层需要增效降本。因此, 采用低黏滑溜水进行压裂。低黏滑溜水的配方为 0.04% 降阻剂 SRFR-1+0.10% 表面活性剂 RS-1+0.20% 防膨剂 SRCS-2。分 2 簇射孔时, 簇长度分别为 1.60 和 1.40 m; 分 3 簇射孔时, 簇长度分别为 1.10, 1.00 和 0.90 m; 分 5 簇射孔时, 每簇长度 0.60 m; 分 6 簇射孔时, 每簇长度 0.50 m。为促进各簇均匀进液, 充分改造各压裂井段, 压裂时每段投 30~35 个直径为 11.0~13.5 mm 的暂堵球。为降低成本, 采用 8 台电动压裂泵+6 台 2500 型压裂车组合模式进行施工。

隆页 2HF 井完成 20 段 92 簇压裂施工, 总用量 45 401.0 m^3 , 平均单段用量 2 270.0 m^3 (其中 13 段总用量超过 2 000.0 m^3), 总加砂量 2 577.8 m^3 , 最高砂比 8%~15%, 施工排量 16~18 m^3/min 。整个压裂施工分为 5 个阶段, 第 1 阶段压裂第 1 段和第 2 段, 这 2 段压裂主要是掌握储层特点, 每段分 2~3 簇射孔, 段长 59.00~77.00 m, 采用常规段塞加砂工艺; 第 2 阶段压裂第 3 段—第 5 段, 每段分 6 簇射孔, 段长 143.00~167.00 m, 每段投入 30 个 $\phi 11.0 \text{ mm}$ 暂堵球, 投球后泵压升高 1.60~6.20 MPa, 表明起到暂堵效果; 第 3 阶段压裂第 6 段和第 7 段, 每段分 2~3 簇射孔, 段长 61.00~89.00 m, 第 6 段投入 30 个 $\phi 11.0 \text{ mm}$ 暂堵球后泵压升高 2.30 MPa, 第 7 段投入 30 个 $\phi 13.5 \text{ mm}$ 暂堵球后泵压升高 21.00 MPa; 第 4 阶段压裂第 8 段和第 9 段, 每段分 4~6 簇射孔, 段长 76.00~95.00 m, 每段投入 30 个 $\phi 13.5 \text{ mm}$ 暂堵球, 投球后泵压升高 3.80~5.60 MPa; 第 5 阶段压裂第 10 段—第 20 段, 每段分 4~6 簇射孔, 段长 77.00~95.00 m, 采用连续加砂模式加砂, 每段投入

35 个 $\phi 13.5 \text{ mm}$ 暂堵球, 投球后泵压升高 10.00~34.00 MPa。

3.2 压裂效果分析

隆页 2HF 井全程采用低黏滑溜水压裂, 现场测试降阻率达到 71%; 采用连续加砂模式大幅度提高了平均砂液比, 平均砂液比达到 5.6%, 平均单段加砂量 129.0 m^3 (其中 17 段加砂量超过 100.0 m^3), 第 20 段加砂量达到 207.0 m^3 , 创中国石化页岩气井单段加砂最高纪录, 且所有压裂段都达到了设计加砂量。分析了该井压裂施工时的净压力和裂缝延伸压力梯度, 结果见图 9 和图 10。从图 9 可以看出, 投球后有些层的净压力升高了 36.00~16.00 MPa, 大于水平压力差, 表明这些层段新缝开启。从图 10 可以看出, 投球前裂缝延伸压力梯度平均为 2.09 MPa/100m, 投球后裂缝延伸压力梯度平均为 2.23 MPa/100m, 说明投球后提高了裂缝延伸压力梯度, 从而使裂缝复杂程度得到提高。

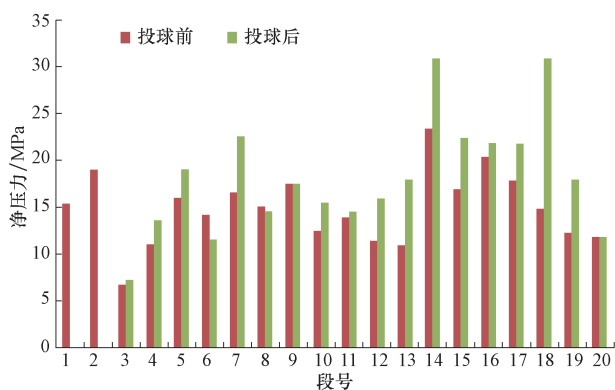


图 9 隆页 2HF 井压裂施工时的净压力

Fig. 9 Net pressure of Well Longye 2HF during fracturing operation

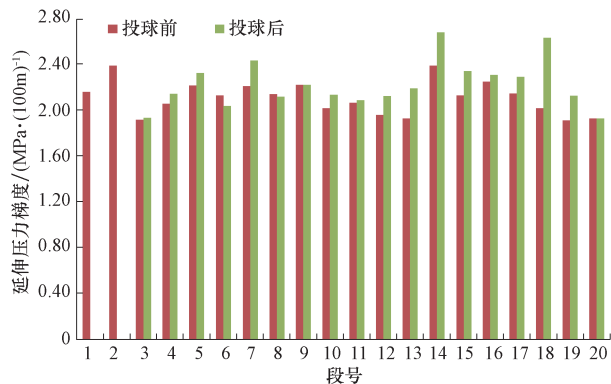


图 10 隆页 2HF 井压裂施工时的延伸压力梯度

Fig. 10 Fracture extension pressure gradient of Well Longye 2HF during fracturing operation

隆页 2HF 井压裂后日产气量 $9.4 \times 10^4 \text{ m}^3$, 实现了常压页岩气井单井产气量的突破。

4 结论与建议

1) 武隆区块常压页岩气水平应差大、高角度缝及层理缝发育、裂缝转向难, 需采用低浓度滑溜水进行大规模、高砂比压裂才能形成复杂网状缝, 获得高产。

2) 缝间投球暂堵转向、连续加砂是武隆区块常压页岩气水平井压裂获得成功的关键。

3) 常压页岩气水平井压裂需要进一步提高裂缝的复杂程度、增大有效改造体积, 因此还需要进行层内暂堵压裂、层间多次暂堵、高密度完井等组合工艺方面的研究攻关。

4) 常压页岩气水平井压裂后产能低, 对成本控制要求更高, 建议研制全电动化压裂设备、寻找或研制更加低廉高效的压裂材料。

参 考 文 献

References

[1] 方志雄, 何希鹏. 渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 819-827.
FANG Zhixiong, HE Xipeng. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819-827.

[2] 何希鹏, 高玉巧, 唐显春, 等. 渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(4): 654-664.
HE Xipeng, GAO Yuqiao, TANG Xianchun, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 654-664.

[3] JOHN V, MARK D Z. Hydraulic fracturing, microseismic magnitudes, and stress evolution in the Barnett Shale, Texas, USA [R]. SPE 140507, 2011.

[4] ISHANK G, CHANDRN R, CARL H S, et al. Rock typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford Formations [R]. SPE 189968, 2018.

[5] 朱彤, 曹艳, 张快. 美国典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. 石油实验地质, 2014, 36(6): 718-724.
ZHU Tong, CAO Yan, ZHANG Kuai. Typical shale gas reservoirs in USA and enlightenment to exploration and development [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 718-724.

[6] 濮御, 王秀宇, 杨胜来. 利用 NMRI 技术研究致密储层静态渗吸机理[J]. 石油化工高等学校学报, 2017, 30(1): 45-48.
PU Yu, WANG Xiuyu, YANG Shenglai. Research on spontaneous imbibition mechanism of tight oil reservoirs using NMRI method [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2017, 30(1): 45-48.

[7] 秦积舜, 李爱芬. 油层物理学 [M]. 东营: 石油大学出版社, 2001.
QIN Jishun, LI Aifen. Reservoir physics [M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001.

[8] 蔡建超, 郁伯铭. 多孔介质自发渗吸研究进展 [J]. 力学进展, 2012, 42(6): 735-754.
CAI Jianchao, YU Boming. Advances in studies of spontaneous imbibition in porous media [J]. Advances in Mechanics, 2012, 42(6): 735-754.

[9] 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 reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 76-81.

[10] LOPEZ B, AGUILERA R. Physics-based approach for shale gas numerical simulation: quintuple porosity and gas diffusion from solid kerogen [R]. SPE 175115, 2015.

[11] NEGARA A, SALAMA A, SUN S, et al. Numerical simulation of natural gas flow in anisotropic shale reservoirs [R]. SPE 177481, 2016.

[12] BOSTROM B. Development of a geomechanical reservoir modelling workflow and simulations [R]. SPE 124307, 2009.

[13] TAKAHASHI S, KOVSCEK A R. Wet ability estimation of low-permeability, siliceous shale using surface force [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 75(1/2): 33-43.

[14] 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 Basin and its implications [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61-67.

[15] 李勇明, 许文俊, 赵金洲, 等. 页岩储层中水力裂缝穿过天然裂缝的判定准则 [J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 49-54.
LI Yongming, XU Wenjun, ZHAO Jinzhou, et al. Criteria for judging whether hydraulic fractures cross nature fractures in shale reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 49-54.

[16] 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.

[17] 张士诚, 王世贵, 张国良, 等. 限流法压裂射孔方案优化设计 [J]. 石油钻采工艺, 2000, 22(2): 60-63.
ZHANG Shicheng, WANG Shigui, ZHANG Guoliang, et al. Perforation optimization design for operation of limited entry fracturing technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2000, 22(2): 60-63.

[18] 周再乐, 张广清, 熊文学, 等. 水平井限流压裂射孔参数优化 [J]. 断块油气田, 2015, 22(3): 374-378.
ZHOU Zaile, ZHANG Guangqing, XIONG Wenxue, et al. Perforating parameter optimization of limit entry fracturing for horizontal wells [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(3): 374-378.