

隆页1HF井桥塞分段大型压裂技术

张 建,熊 炜,赵宇新

(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:隆页1HF井是位于川东南武隆向斜构造的重点探井,目的层是下志留统龙马溪组,与涪陵焦石坝地区背斜构造页岩井压裂施工相比较,具有破裂压力高、延伸压力高、加砂困难等特点。依据武隆区块地质条件,龙马溪组页理发育,石英含量较高,但地应力差异系数中等偏小,以提高储层的改造体积为目标,开展了武隆常压页岩水平井压裂技术研究。采用泵送桥塞与射孔联作技术,优选低伤害减阻水和活性胶液混合压裂工艺,优化了施工排量和压裂参数,压裂施工共分17段,压后测试取得 $6.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,证实了武隆区块中浅层页岩储层的含气性能,压后产能取得突破。

关键词:分段压裂;压裂液;支撑剂;隆页1HF

中图分类号:TE371 **文献标识码:**A

Large segment fracturing technology of pumping bridge plug in well Longye-1HF

Zhang Jian, Xiong Wei and Zhao Yuxin

(Petroleum Engineering and Technology Research Institute, East China Oil and Gas Company, SINOPEC,
Nanjing, Jiangsu 210031, China)

Abstract: The well Longye-1HF is one of the key exploration wells locating in Wulong syncline structure of southeast Sichuan. Its target stratum is Longmaxi formation of lower silurian. Compared with the fracturing of the shall wells in anticline of Jiaoshiba area in the city called Fuling, the well Longye-1HF have the characteristics of high fracture pressure, high extension pressure and difficult sand adding. According to the geologic condition of Wulong area, Longmaxi formation has good lamellation development and high quartz content. However, the ground stress difference coefficients are small. In order to stimulate the transform volume of the reservoir, the research were conducted on the fracturing technology of the atmospheric shale horizontal wells in Wulong. Through the pumping bridge plug and perforating technology, we selects a mixed fracturing fluid of low damage slick-water and activity glue, and optimizes the construction displacement and fracture parameters. The fracturing construction is divided into 17 segments, and after fracturing, it achieves $6.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ industrial gas. The results verify the gas bearing properties of the middle-shallow shale reservoir in Wulong block, and the production capacity achieves the breakthrough.

Key words: staged fracturing, fracturing fluid, propping agent, well Longye-1HF

隆页1HF井是中国石化华东油气分公司在重庆武隆区块的第一口页岩气重点预探井。该井于2015年10月7日顺利完钻,完钻井深4 378 m,垂深3 498.98 m,水平井段长1 317 m,钻遇龙马溪组下部及五峰组地层优质页岩37 m,钻探目的是落实武隆向斜常压页岩气产能,评价五峰—龙马溪组优质页岩段页岩产能,实现盆外页岩气勘探突破。

认真分析武隆区块向斜构造及地质特征,借鉴江汉涪陵产建区成功经验,结合国内外相关研究成果,优化适合的压裂工艺参数。在分析页岩压裂改造技术难点的基础上^[1-5],评价隆页1HF井页岩储层可压性,筛选、评价适用的压裂液体系和支撑剂,改进施工工艺,以形成缝网、扩大泄气面积为目标,确定压裂工艺。实现有效控制成本、增加产量的目的。

收稿日期:2016-10-08。

第一作者简介:张建(1987—),男,工程师,油气藏增产研究。

1 储层特征及可压性评价

对隆页 1HF 井优质页岩样品组分分析,有机碳含量(TOC)为 4.3 %~6.0 %,孔隙度 3.5 %~7.9 %,龙马溪组含气显示良好,测井解释总气丰度 6.20 m³/t。岩矿组分以石英为主,自上而下石英含量逐渐增大,石英含量 40.5 %~68.9 %,黏土含量 12.4 %~51.4 %,局部硅质含量 68.55 %高于焦石坝地区,脆性指数平均脆性指数达到 52 %。通过三轴岩石力学试验和地应力参数测试,平均泊松比 0.22,平均杨氏模量 26.92 GPa,最小水平主应力 55.9~57.1 MPa,水平应力差 5.67~6.08 MPa,应力差异系数 5 %~11 %。

据岩心观察和 FMI 成像测井资料表明,储层底部水平缝、页理较发育,五峰组高角度缝较发育,以高阻缝为主,成像显示裂缝较焦石坝主体构造区明显发育。综合评价,隆页 1HF 井储层脆性矿物含量高,可压性好,裂缝易转向有利于形成复杂缝网,且固井质量优一中等,能够满足压裂施工要求。

2 压裂工艺及材料优选

2.1 分段压裂工艺选择

近年来在国内外页岩气藏及致密气藏开发中,快钻桥塞与簇式射孔联作分段压裂工艺得到广泛应用,与多级滑套投球工艺相比,分层压裂段数不受限制,特别适合大排量、大液量特点的页岩气压裂。隆页 1HF 井为套管完井,采用电缆泵送桥塞射孔联作方式进行分段射孔压裂,易钻复合桥塞性能

参数见表 1。

2.1.1 技术特点

簇式射孔能够实现定点、多点起裂,裂缝布放位置精准,易形成更多的缝网改造体积。可带压作业,施工快捷,井筒封隔可靠性高。

2.1.2 工艺过程

泵送电缆桥塞工具和射孔枪至预定深度,点火坐封桥塞,上提管串分别射开各射孔段,起出射孔枪和桥塞坐封工具。完成压裂后,采用连续油管钻除桥塞,桥塞碎屑可随气液流排出井外,全通径井筒进行排液、生产。

2.2 压裂液优选

分析龙马溪组岩石矿物组分、地层温度,考虑降阻、携砂和造缝等因素,采用前置酸液+滑溜水+胶液的混合压裂工艺,优选了压裂液体系。

2.2.1 减阻水体系

降阻性能好,同时具有较好的防膨效果,完全能够满足页岩气藏大型压裂连续混配施工的需要。由 0.10 %减阻剂+0.20 %防膨剂+0.10 %增效剂+0.02 %消泡剂组成,性能见表 2。减阻剂为固体粉末,溶解速度快,施工连续混配,表观黏度为 8~12 mPa·s。

2.2.2 胶液体系

胶液降阻率在 60 %以上,搅拌悬砂性好,有效支撑裂缝,满足施工要求。由 0.25 %低分子稠化剂+0.2 %流变助剂+0.15 %复合增效剂+0.08 %黏度调节剂+

表 1 隆页 1HF 井分段桥塞技术参数

Table 1 Technical parameters of segment bridge plug of well Longye-1HF

名称	尺寸			耐压差/MPa	工作温度/℃
	长度/m	外径/mm	内径/mm		
球笼式可钻桥塞	0.438	109.2	40.5	70	149

表 2 减阻水体系室内性能评价

Table 2 Indoor performance evaluation of slick-water system

名称	pH 值	表面张力/(mN·m ⁻¹)	降阻率,%	防膨率,%	伤害率,%	170 s ⁻¹ 黏度/(mPa·s)
减阻水	7	27.47	70~78	>90	<10	8.7~10.6

表3 胶液体系性能评价
Table 3 Performance evaluation of glue system

压裂液	170 s ⁻¹ 剪切黏度/(mPa·s)	储层温度 95 ℃, 加入 0.08 %黏度调节剂, 破胶时间 100 min	
		破胶黏度/(mPa·s)	平均残渣含量/(mg·L ⁻¹)
0.25 %低分子稠化剂+0.2 %流变助剂	30	3.3	46

0.02 %消泡剂组成,性能见表3。胶液体系水化性好,基液表观黏度 15~20 mPa·s,胶液表观黏度大于 30 mPa·s。

2.2.3 预处理酸液

用于溶解碳酸盐岩,包括方解石、白云石和黏土,降低地层的破裂压力。由 15 %HCl+2.0 %缓蚀剂+1.5 %助排剂+2.0 %黏土稳定剂+1.5 %铁离子稳定剂组成。

2.3 支撑剂优选

结合减阻水黏度较低、携砂能力弱,页岩储层缝宽较窄等因素,在满足强度的要求下选择低密度、高强度、低成本支撑剂。采用组合粒径支撑剂,兼顾微

裂缝和主缝支撑。室内试验评价,优选在储层闭合压力条件下初期导流能力较高的低密度金刚陶粒,性能见表4。

3 施工方案设计

3.1 分簇射孔优化

综合岩性特征、岩石矿物组成、油气显示等因素,兼顾地层高角度缝发育造成的裂缝横向波及范围小,以最小主应力相近原则进行精细分段,共分为 17 段。采用簇式射孔方式,射孔簇平均应力差在 0.5 MPa 内,优化各段射孔簇位置。射孔参数见表 5。

表4 低密度支撑剂性能评价
Table 4 Performance evaluation of low density proppant

目数	圆度	球度	视密度/(g·cm ⁻³)	体积密度/(g·cm ⁻³)	酸溶蚀, %	89 MPa 下破碎率, %	69 MPa 下导流能力/(μm ² ·cm)
40/70	0.9	0.9	2.71	1.54	4.3	2.81	53
30/50	0.9	0.9	2.67	1.53	2.6	5.69	61

表5 隆页 1HF 井射孔参数
Table 5 Perforating parameters of well Longye-1HF

分段数	每段簇数	簇长/m	射孔长度/m	孔密/(孔·m ⁻¹)	相位角/(°)	枪型	孔径/mm
17	2~3	0.8~1.5	3~3.2	20	60	89	9.5

3.2 施工排量优化

排量是优化射孔参数和压裂段数的重要依据。隆页 1HF 井页岩储层埋深 2 837 m,采用 TP110T 套管,壁厚 12.34 mm 的 139.70 mm 套管完井,抗内压 117 MPa。

龙马溪组页岩脆性好,层理缝发育,天然裂缝张性破坏净压力 4.7 MPa,剪切破坏净压力 7.9 MPa,水

平应力差 5.7 MPa。采用单段 2~3 簇射孔,当排量 > 12 m³/min 时,净压力大于水平应力差、天然裂缝开启压力,形成的裂缝复杂(图 1)。

在高排量施工时,加砂较敏感,需保证在安全压力窗口下,以降低砂堵风险。套管头额定压力 105 MPa,在井口限压(95 MPa)条件下优化施工排量。图 2 为在井口限压和裂缝延伸压力条件下,减阻率为 70 % 时不同排量下的预测井口施工压力。隆页 1HF

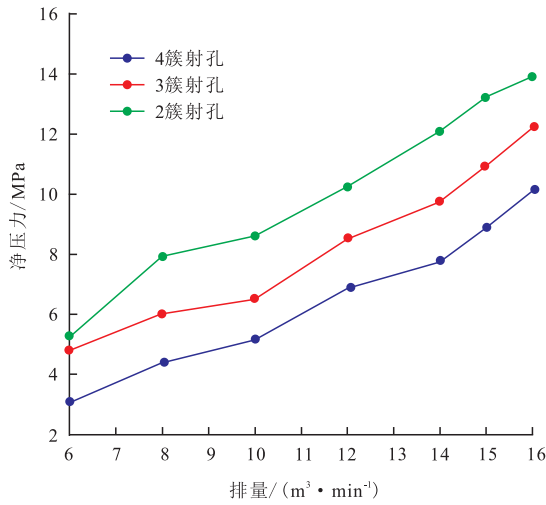


图1 排量与净压力关系

Fig. 1 Relation between displacement and net pressure

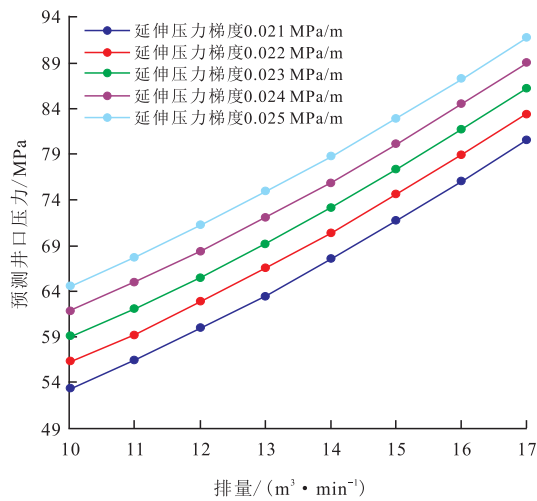


图2 施工排量与井口压力预测曲线

Fig. 2 Prediction curves of construction displacement and wellhead pressure

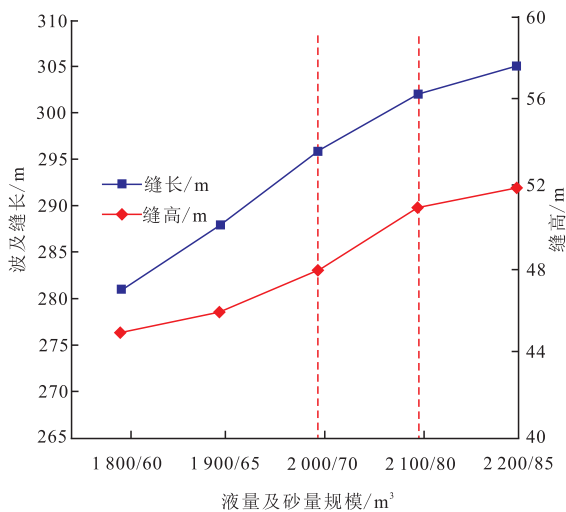


图3 不同施工规模设计裂缝几何尺寸统计

Fig. 3 Geometric dimensioning statistics of design fractures in different construction scale

井最终优化排量 15 m³/min。

3.3 施工规模优化

优选物性、TOC、含气性好的层段,加大设计规模,通过施工规模对裂缝几何尺寸进行优化^[6-7]。为扩大有利储层内的改造体积,进行了不同的压裂规模、段长、段数下的探索,采用非均匀布缝模式,增大改造体积。图3为模拟分析三簇射孔不同规模下的裂缝几何尺寸形态。

4 压裂施工及效果分析

4.1 主压裂施工

隆页1HF井于2015年11月15日至26日完成了全部17段压裂施工,最高施工压力85 MPa,最高井口破裂压力92 MPa,最高施工排量16.0 m³/min,累计液量为34 194.8 m³,其中酸液332.6 m³,压裂用减阻水31 255.2 m³,线性胶2 607 m³,泵送桥塞154.3 m³,加砂量1 192.2 m³,平均单段液量2 008.2 m³,平均单段砂量70.1 m³,最高砂比15%,施工排量13~16 m³/min。

以某段施工为例(图4),预先注入15%盐酸20 m³,油压高且波动大,酸降压达34 MPa,反映近井储层存在一定的污染;注入前置胶液210 m³,快速提排量至12 m³/min,压力升至87 MPa;粉陶阶段,按砂比3%—5%—7%—9%段塞加砂,排量逐渐上升至14 m³/min,层理剪切破坏特征明显,压力较为平稳,反映

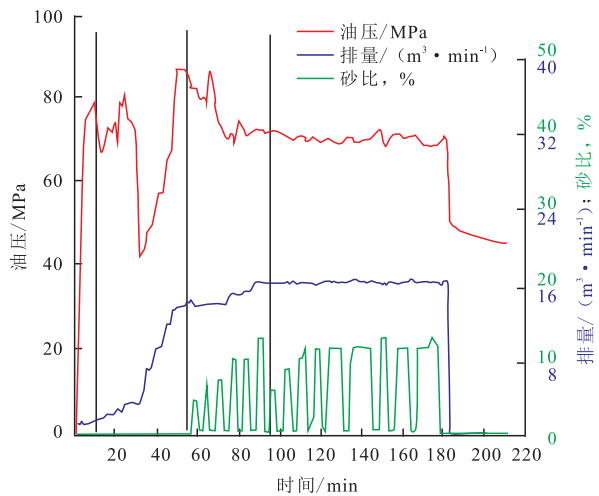


图4 隆页1HF井某段压裂施工曲线

Fig. 4 Fracturing construction curves of a segment in well Longye-1HF

粉陶具有一定打磨封堵效果,储层可压性较好;中砂阶段,砂比9%进地层,压力微涨,反映地层动态缝宽不足,采取主动性粉陶暂堵转向,促进主裂缝延伸;后期加中砂和粗砂,施工压力整体平稳,压裂裂缝延伸较好。由G函数分析,曲线逐步上升后在高位,发生多次微小波动,并且斜率不断增大,具有复杂裂缝特征。

4.2 地震裂缝监测

分析地震解释数据,实时指导压裂施工。裂缝监测数据显示,在井筒周围形成缝网改造形态,依据监测裂缝几何参数计算,17段整体改造体积 $7.1 \times 10^7 \text{ m}^3$ 。压后拟合反演分析,平均支撑缝长265 m,平均缝高58 m。

4.3 返排测试情况

截至2015年12月12日,放喷测试情况:油嘴11.91 mm,井口压力5.5~7 MPa(平均6.7 MPa),每小时放喷液量 4.7 m^3 ,测试产量 $(3.8 \sim 9.1) \times 10^4 \text{ m}^3$ (平均 $5.6 \times 10^4 \text{ m}^3$),累计液量 $3\ 580 \text{ m}^3$,返排率10.4%。

5 结论与建议

1) 通过矿物组分裂缝发育特征、岩石力学特征等研究,隆页1HF井目的层水平缝、页理发育,为页岩气提供了良好的储集空间,也为压后形成复杂的网络裂缝、增大波及体积创造了条件。

2) 考虑隆页1HF井页岩气层的特点,采取前置

酸化、加大前置胶液用量、小砂比多段塞加砂等技术对策,有效开启和延伸裂缝;同时易钻桥塞的使用实现压后迅速排液,降低了压裂液对储层的伤害。

3) 综合分析净压力、诱导应力场、G函数形态,压后形成的缝网以复杂裂缝—网络裂缝为主,压后裂缝监测验证了隆页1HF井页岩储层具有良好的可压性。

4) 分析压后放喷返排情况,压力与产量波动较大,因水平段靶点高程差较大,造成井筒积液,影响了测试产量。建议继续优化水平井的井眼轨迹,进一步有效地开发武隆区块的页岩气储层。

参考文献

- [1] 刘红磊,熊炜,高应运,等. 方深1井页岩气藏特大型压裂技术[J]. 石油钻探技术,2011,39(3): 46-52.
- [2] 贾长贵,路保平,蒋廷学,等. DY2HF深层页岩气水平井分段压裂技术[J]. 石油钻探技术,2014,42(2): 85-90.
- [3] 曾雨辰,杨保军,王凌冰. 涪页HF-1井泵送易钻桥塞分段大型压裂技术[J]. 石油钻采工艺,2012,34(5): 75-79.
- [4] 贾长贵. 页岩气高效变黏滑溜水压裂液[J]. 油气田地面工程,2013,32(11): 1-2.
- [5] 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.
- [6] Wang Song, Zhao Jinzhou, Li Yongming. Hydraulic fracturing simulation of complex fractures growth in naturally fractured shale gas reservoir[J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2014, 39(10): 7 411-7 419.
- [7] 张旭,蒋廷学,贾长贵,等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术,2013,41(2): 70-74.

(编辑 尹淑容)