

涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识

王志刚

(中国石油化工股份有限公司,北京 100728)

摘要:水平井缝网压裂技术的应用大幅提高了涪陵焦石坝地区试验井组产量,促进了我国页岩气商业开发。在分析区块页岩储层构造及地质特征基础上,通过岩石力学参数测试和岩石矿物组分分析,评价了储层岩石脆性及其可压性。根据焦石坝地区五峰组-龙马溪组含气泥页岩段页岩有机质类型好、含气量高、脆性指数高的特点,以“复杂缝网+支撑主缝”为改造主体思路,增大页岩储层的改造体积为目标,优选了压裂材料,优化了压裂设计及配套工艺,确定了试验井组压裂改造工艺技术方法,形成了适用于涪陵焦石坝地区的页岩气水平井分段压裂改造技术。经过26口井的现场实施,效果显著,压裂井均获得了较高产能,平均单井无阻流量 $10.1 \times 10^4 \sim 155.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,证实了以“复杂缝网+支撑主缝”为改造主体的页岩气水平井分段压裂技术的有效性,为我国页岩气压裂改造积累了经验。

关键词:水平井;分段压裂;页岩气;龙马溪组;志留系;焦石坝地区

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area

Wang Zhigang

(China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 510240, China)

Abstract: The application of advanced fracturing technology greatly increased shale gas production of pilot well group in Jiaoshiba of Fuling area, and improved commercial development of shale gas in China. Based on the analysis of shale reservoir architecture and geological characteristics, the brittleness and fracturability of reservoir rock were evaluated through rock mechanics parameter testing and mineral composition analysis. Shale in Wufeng-Longmaxi Formations is characterized by good organic matter type, high gas content and high brittleness index. According to the idea of “complex fracture network + main supporting fracture”, and aiming at enlarging the volume of fractured shale reservoir, we selected most suitable materials for fracturing fluids, optimized fracturing design and related technologies, and determined the technological methods for fracturing of the pilot well group. Finally, a set of optimal staged fracturing technologies were developed and applied to the horizontal wells in Jiaoshiba of Fuling area. A total of 26 wells were fractured and obtained high open flow of gas in the range of $10.1 \times 10^4 \sim 155.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, verifying the effectiveness of these fracturing technologies.

Key words: Horizontal well, multi-stage fracturing, shale gas, Longmaxi Formation, Silurian, Jiaoshiba area

涪陵焦石坝地区钻探的焦页1HF井压裂试气后获得了 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产,成为国内第一口具有商业开发价值的页岩气井。但在该井压裂过程中,个别层段加砂异常,压裂液滤失严重,裂缝发育特征明显,调整设计参数后才得以顺利施工,反应出水平井段页岩地层的非均质性较强,所以有必要针对不同页岩地层采取差异化设计研究。截止到2014年5月,焦石坝区块已实施分段压裂水平井26口,取得了较好的效果。在压裂改造试验过程中,开展了以水平井分段压裂优化设计为主体的技术研究,优

化了水平段长度、簇间距、段数、规模等参数,优选了压裂材料和施工工艺^[1-4],确定了主导压裂工艺技术。

1 储层构造及地质特征

涪陵焦石坝地区位于川东褶皱带东南部,万县复向斜的南翼。焦石坝构造为是一个被大耳山西、石门、吊水岩、天台场等断层所夹持的断背斜构造。

涪陵焦石坝地区泥页岩主要发育在上奥陶统五峰

收稿日期:2014-04-02。

作者简介:王志刚(1957—),男,博士,教授级高级工程师,石油天然气勘探开发与生产经营管理。

基金项目:中国石化页岩气示范项目(FS13006)。

组—下志留统龙马溪组,主要为灰黑色碳质泥岩、灰黑色粉砂质泥岩、灰黑色泥岩,发育稳定,孔隙度平均值为4.61%,渗透率平均值为 $23.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。总有机碳含量(TOC)自上而下逐渐增加,为0.55%~5.89%,平均为2.54%(图1)。页岩厚度80~114 m,是涪陵焦石坝地区页岩气开发的目的层段。

焦石坝龙马溪组底部38.0 m为优质页岩气层段(孔隙度较高、裂缝发育)。依据岩性、物性特征,将38.0 m页岩段划分为5段(图2);其中第②段为斑脱岩,厚度0.8 m,其他①、③、④、⑤段均为碳质页岩层;③段中上部和⑤段物性好,裂缝和层理均比较发育,利于改造;④段渗透率低,钻时高,轨迹要避免穿行;①、③段底部渗透率低,压裂时要注意泵注程序调整;②段为斑脱岩,层理不发育,固结成岩差,压裂时要注意加砂强度。

2 储层可压性评价及改造模式

2.1 页岩储层可压性分析

对龙马溪组主要含气页岩的87块(表1)全岩样品进行了X-射线分析,粘土矿物平均含量为40.89%,长石、石英质平均含量为46.62%,碳酸盐岩平均含量为9.91%,其他为2.58%。其中下部38 m目的层(2 377.5~2 415.5 m)长石、石英质等脆性矿物含量明显较高,通过对51块岩样分析,平均含量为61.3%,石英含量占总样品的44.42%。页岩储层脆性矿物含量为40%~60%,储层中压性好。

另从焦页1井岩石力学参数测试获得杨氏模量为

23~37 GPa,泊松比为0.11~0.29,脆性指数为41%~73%,平均为54.1%。页岩杨氏模量高,泊松比低,储层脆性强,有利于压裂改造过程中形成复杂裂缝系统^[5]。

从焦页1井岩心测试的地应力结果分析,最大主应力为52.2~55.5 MPa,最小主应力为48.6~49.9 MPa,水平地应力差异系数为0.11~0.34,也有利于形成复杂裂缝。

2.2 页岩气体积改造的压裂模式

页岩储层压裂是以地层产生网状裂缝,实现体积改造为目标的^[6]。网络裂缝形成与地应力分布和岩石的脆性密切相关,脆性特征同时也决定了页岩压裂设计中液体体系与支撑剂用量选择。根据北美页岩压裂实践经验,涪陵地区页岩脆性指数大于50%,形成缝网的可能性较大。由此确定以“复杂网缝+支撑主缝”为主的压裂模式,以形成有效支撑的缝网体系。参考国外页岩气压裂选材模式(图3),缝网压裂多采用低粘度减阻水,充分沟通和扩展天然裂缝,并促使页岩层理剪切、滑移,形成复杂网缝系统。为提高裂缝的导流能力,后期采用中粘线性胶延伸扩展主裂缝,并携带大粒径支撑剂形成高导流能力主支撑裂缝,提高主裂缝渗流能力。

3 水平井多级分段压裂设计

3.1 体积改造的设计思路

在吸取焦页1HF和国外类似地层成功经验的基

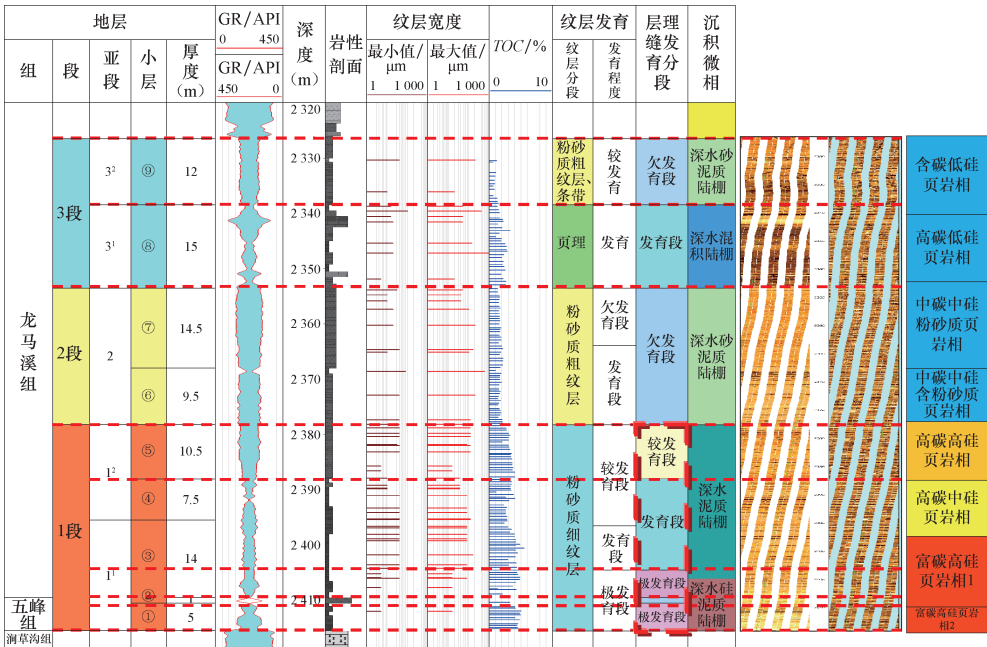


表 1 焦页 1 井五峰组 – 龙马溪组 2 330.5 ~ 2 414.5 m 段全岩 X – 衍射分析数据

Table 1 Whole-rock X diffraction analysis data of cores from interval 2 330.5 – 2 414.5 m of Wufeng-Longmaxi Formations in Well Jiaoye 1

分段	井段/m	含量数值	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	赤铁矿	粘土总量
富有机质页岩	2 377.5 ~ 2 414.5	最小值/%	31.0	0	1.90	0	0	0	0	16.60
		最大值/%	70.60	3.50	11.90	7.50	31.50	4.80	7.50	49.10
		平均值/%	44.42	1.92	6.38	3.85	5.87	0.50	2.44	34.63
非富有机质页岩	2 330.5 ~ 2 377.5	最小值/%	18.40	1.00	3.60	0	0	0	0	34.40
		最大值/%	37.70	4.80	11.50	11.80	30.90	1.90	4.90	62.80
		平均值/%	30.66	2.41	7.86	3.67	6.43	0.04	2.21	46.73

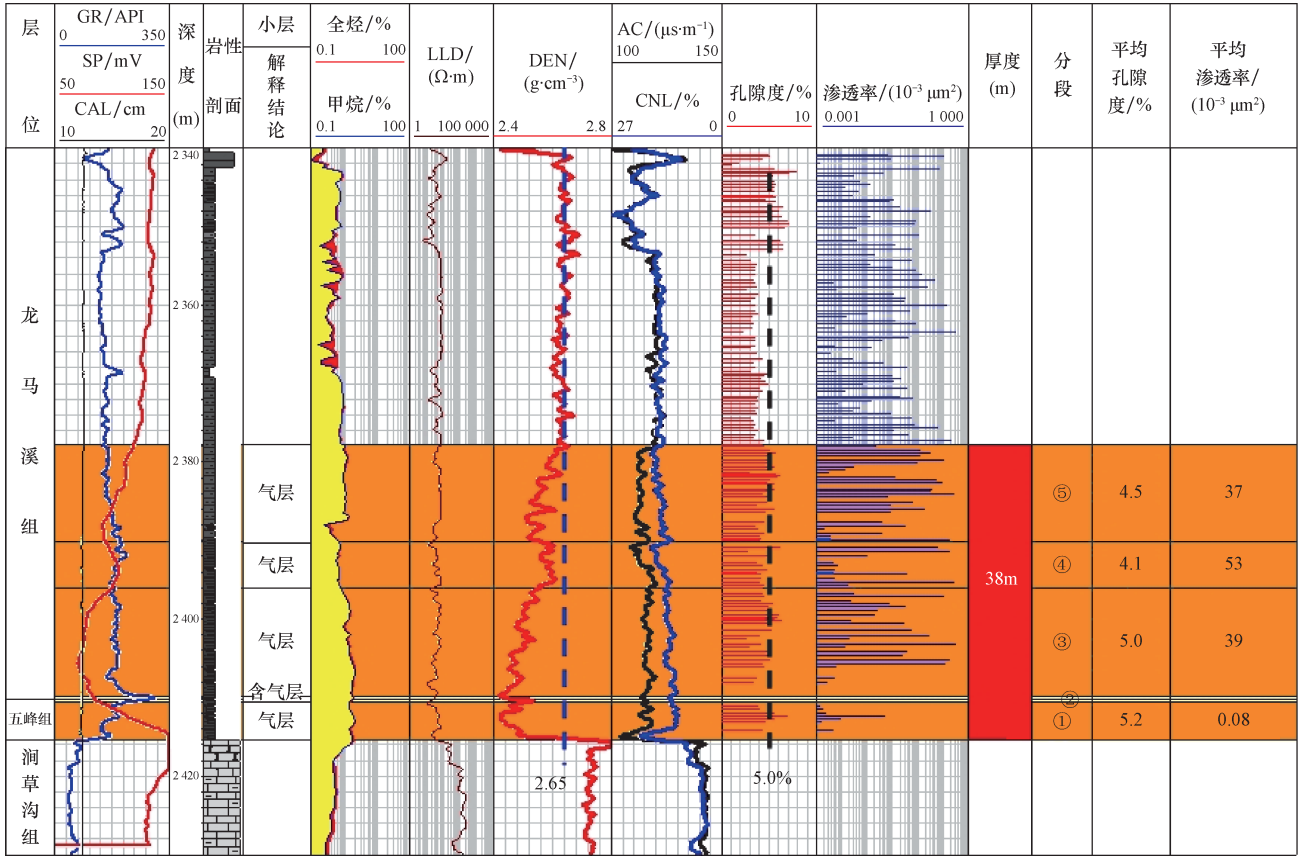


图 2 焦石坝地区龙马溪组 (38.0m) 页岩综合柱状图

Fig. 2 Composite histogram of shale in Longmaxi Formation of Jiaoshiba area

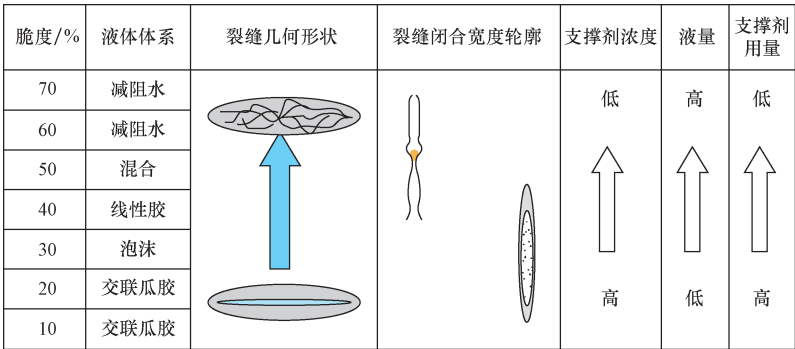


图 3 脆性指数与压裂液体系及裂缝形态关系

Fig. 3 Relationship between brittleness index and fracturing fluid system and fracture geometry

基础上,本着形成“复杂网缝+支撑主缝”的目标,确定了压裂设计思路。①综合地质和工程因素,优化射孔簇数、簇间距和段间距。采用高排量注入,提高净压力,促进层理缝剪切、滑移,实现裂缝网络化,提升改造体积。②采取前置盐酸预处理技术,降低施工压力。前置液阶段添加100目粉陶,打磨孔眼、暂堵降滤,促进裂缝延伸。③采用减阻水+线性胶的混合压裂液体系,促进裂缝系统复杂化。采用低密度支撑剂组合,段塞式加砂,提高裂缝导流能力。

3.2 压裂设计优化

考虑水平段地层岩性特征、岩石矿物组成、油气显示、电性特征等地质因素,兼顾岩石力学参数、固井质量等工程因素进行综合压裂分段。按照优化结果,水平段轨迹穿行于龙马溪组时,水平井按照75~85 m/段进行分段;水平段轨迹穿行于龙马溪组底部及五峰组,考虑到诱导应力的作用^[6],适当加大段长,以85~95 m/段为宜。

3.2.1 簇间距和段间距优化

簇间距和段间距的优化以产能预测为基础,通过数值模拟确定经济效益最大情况下簇间距和段间距。根据模拟结果,储层下部处于页理缝极发育区,易形成较复杂的网络裂缝,簇间距为30~35 m、段间距为35~40 m。水平段轨迹穿行于龙马溪组中部及以上层段时,簇间距为20~30 m较为适宜。

3.2.2 压裂规模优化

应用页岩储层缝网压裂模式,针对龙马溪组和五峰组进行优化设计,分单段3簇模拟1 400,1 600,1 800,2 000 m³压裂规模的支撑裂缝几何参数(表2)。结果表明,龙马溪组以形成复杂裂缝为主,层理开启较少,缝和缝长为延伸较为顺畅;五峰组以形成网络裂缝为主,层理开启较多,缝长延伸相对受限。

考虑到目前井间距为600 m,为有效避免两井间产生干扰,裂缝半长控制在300 m以内。根据Meyer

压裂设计软件模拟结果,液量在1 400~1 800 m³时,裂缝半缝长为260~290 m,支撑半缝长为195~210 m,确定单段砂量为50~70 m³,满足压裂改造需求。

3.2.3 压裂材料体系优选

借鉴北美页岩气压裂经验,选用减阻水体系和线性胶体系。减阻水能有效提高裂缝改造体积^[9],中粘线性胶有利于提高缝内净压力,携带高浓度支撑剂,形成高导流能力主支撑裂缝。减阻水配方为0.1%~0.2%减阻剂JC-J10或SRFR-1+0.3%防膨剂+0.1%复合增效剂+0.02%消泡剂,两种减阻水体系表界面张力低,粘度3~12 mPa·s,减阻率50%~70%,水化时间短,满足连续混配需求。线性胶配方为0.3%SRFR-CH₃+0.3%流变助剂+0.15%复合增效剂+0.05%粘度调节剂+0.02%消泡剂,配置好的液体表观粘度为30~35 mPa·s,悬砂能力强,易于水化,无残渣。

涪陵页岩储层闭合应力为52 MPa,要求支撑剂抗破碎能力高,并要满足减阻水加砂压裂工艺的需求,因此选择密度为1.6 g/cm³的树脂覆膜砂。经性能评价,在闭合应力52 MPa条件下,破碎率低于5%,导流能力在20 μm²·cm以上,支撑裂缝的渗流能力强。选择粒径100目支撑剂+40/70目支撑剂+30/50目支撑剂组合,能有效提高裂缝支撑效果。

3.2.5 分段工艺

根据国内外页岩气压裂经验,套管固井完井多采用桥塞分段压裂施工^[10],该工艺具有成本低、成功率高的特点。涪陵焦石坝地区页岩气水平井分段压裂选用桥塞分段方式,施工采用电缆射孔-桥塞联作工艺保证各个压裂层段的有效封隔和长时间大排量的注入,压裂结束后采用连续油管进行一次性钻塞,确保了压后井筒的畅通。

4 水平井多级分段压裂技术实践

4.1 压裂施工概况

截止2014年5月,涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂试气26口井。试验井组采用“K”字型井网部署,单井水平段长度1 000~1 500 m,采用缝网压裂模式和组合加砂、混合压裂方式,实现长水平段桥塞多级压裂。对于水平段1 000 m长的井,单井平均液量24 288 m³,单井平均砂量为830 m³,单段平均砂量为58.5 m³,单段平均液量为1 712 m³;对于水平段1 500 m长的井,单井平均液量为31 347 m³,单井平均砂量为947.6 m³,单段平均砂量为52.3 m³,单段平均液量为1 760 m³,具体施工参数见表3。

表2 龙马溪组、五峰组不同压裂规模下三维裂缝参数

Table 2 Three-dimensional fracture parameters under different fracturing scale in Wufeng-Longmaxi Formations

	液量/m ³	波及缝长/		缝高/m	波及宽度/m
		m	m		
龙马溪组	1 400	240	200	54	60
	1 600	270	220	54	64
	1 800	290	240	55	75
	2 000	310	265	65	80
五峰组	1 400	220	170	43	81
	1 600	235	185	45	90
	1 800	240	200	45	93
	2 000	255	210	41	96

表 3 26 口已压裂井施工参数
Table 3 Fracturing operation parameters of 26 wells

井号	水平段长/m	段数	总砂量/m ³	总液量/m ³	平均单段砂量/m ³	平均单段液量/m ³
1HF	1 000.00	15	964.80	29 276.70	64.4	1 951.8
1-3HF	1 003.00	15	989.30	23 170.10	66.0	1 544.7
7-2HF	879.50	13	874.10	22 465.90	67.2	1 728.1
4HF	1 197.69	15	647.59	2 386.9.90	45.0	1 591.3
1-4HF	1 007.20	13	648.00	22 661.00	49.8	1 745.2
12-1HF	1 344.14	16	821.00	29 232.80	51.3	1 827.1
12-2HF	1 371.16	20	1 255.50	28 975.02	62.8	1 448.8
3HF	1 398.00	17	1 015.43	28 627.50	59.7	1 684.0
11-2HF	1 418.62	14	515.60	25 482.20	36.8	1 820.2
10-2HF	1 442.00	15	703.76	33 675.40	46.9	2 245.0
11-1HF	1 451.00	17	945.50	30 335.70	55.6	1 784.0
13-2HF	1 457.70	18	968.30	3 440.60	53.8	1 911.2
6-2HF	1 477.00	15	773.30	28 621.70	51.6	1 908.1
2HF	1 458.31	18	778.41	30 963.20	43.2	1 720.2
8-2HF	1 499.00	21	961.44	39 648.80	45.8	1 888.0
1-2HF	1 504.21	22	1 161.07	40 236.70	52.8	1 828.9
4-2HF	1 504.54	18	875.90	27 905.50	48.7	1 550.3
8-3HF	1 542.00	19	919.25	31 872.90	48.4	1 677.5
13-3HF	1 558.64	20	1 166.10	33 094.10	58.3	1 654.7
9-1HF	1 561.00	19	1 264.70	28 508.70	66.6	1 500.5
6-3HF	1 578.00	16	846.6	29 154.10	52.9	1 822.1
12-3HF	1 583.94	18	1 067.60	33 647.70	59.3	1 869.3
9-3HF	1 611.00	19	968.60	26 974.60	51.0	1 419.7
7-3HF	1 616.00	19	849.30	34 614.60	44.7	2 099.0
10-3HF	1 619.00	20	1 095.70	30 976.00	54.8	1 548.8
12-4HF	2 099.00	26	1 344.20	46 140.70	51.7	1 775.0

已完成试气的 26 口井投入试采后均获得较高产能,单井无阻流量 $10.1 \times 10^4 \sim 155.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井产量 $5 \times 10^4 \sim 35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,区域井组日产气量达 $308.66 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

4.2 压裂施工曲线分析

26 口井压裂共计 422 段,结合不同页岩地层,按照施工曲线特征及施工参数分析,可分为 3 类。

1) 裂缝正常延伸、扩展类型

此类曲线表现为在施工过程中,压力缓慢下降或保持平稳(图 4a),共计 269 层,占总施工段数的 58.7%,主要分布于龙马溪组中部以上层段,说明施工过程中裂缝能够正常起裂延伸,并在行成主缝后不断向远处延伸。

2) 压力逐渐上升类型

此类曲线主要特征为前期加砂正常,当中高砂比段塞进入地层后,压力出现上升(图 4b),统计共 153 层,占总施工段数的 33.4%。处理对策为降低砂比,加大隔离液用量。一般在进入龙马溪组底部和五峰组时多出现该种情况,原因可能是页理缝极发育,液体滤

失量大,缝宽有限,裂缝延伸困难,对砂比提升较敏感。

3) 压力高,加砂困难类型

此类曲线主要特点为从替酸开始施工压力就居高不降,酸蚀压降后压力又会迅速爬回高点,地层对砂比非常敏感,加砂极为困难(图 4c)。统计共 36 层,占总施工段数的 7.9%。遇到该类情况时,主要对策为二次替酸,以降低施工压力,并高挤胶液促进裂缝延伸、扩展。该种情况多出现在龙马溪和五峰组界面的凝灰岩,其塑性强,裂缝延伸极困难,不具备加砂条件。

5 认识

1) 涪陵焦石坝地区五峰组-龙马溪组地层脆性指数较高,地应力差异系数小,层理缝发育,储层可压性较好,具有形成复杂缝网的有利条件,是涪陵焦石坝地区页岩气获得高产的物质基础。

2) 基于储层综合地质特征和可压性分析,采取“复杂缝网+支撑主缝”的主体思路,采用高效减阻水和线性胶的混合压裂液体系、低密度支撑剂组合,大排

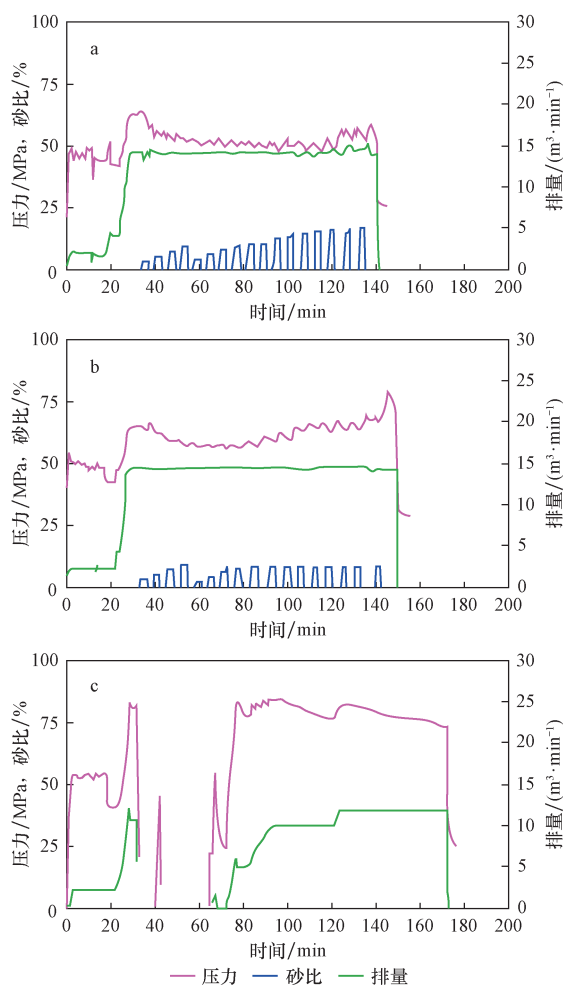


图4 不同类型压裂施工曲线

Fig. 4 Different types of fracturing operation curves

a. 正常延伸类; b. 压力缓慢上升型; c. 压力高而加砂困难类

量泵注,提高净压力等措施,达到了形成复杂裂缝的目的,形成了适用于涪陵焦石坝地区页岩气的水平井分段压裂改造技术,为其他区块页岩储层压裂改造提供了技术借鉴。

参 考 文 献

- [1] King G E. Thirty years of gas shale fracturing; what have we learned? [J]. SPE 133456, 2010.
- [2] Rickman R, Mullen M, Peter E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale [J]. SPE 115258, 2008.
- [3] Wang Y, Miskimins J L. Experimental investigations of hydraulic fracture growth complexity in slick water fracturing treatments [J]. SPE 137515, 2010.
- [4] Soliman M Y, East L, Augustine J. Fracturing design aimed at enhancing fracture complexity [J]. SPE 130034, 2010.
- [5] Gale J, Holder J. Natural fractures in shales and their importance for gas production [C] // Tectonics studies Group annual Meeting, La Roche-en-Ardenne, Belgium, 2008.
- [6] Mayerhofer M J, Lolonpe, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume? [C] // SPE Shale Gas Production Conference. Fort Worth, Texas, USA; SPE, 2008.
- [7] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design [J]. SPE 115769, 2008.
- [8] Glenn P, Andrei Z, Lalka C. Proppant and fluid selection to optimize performance of horizontal shale fracs [J]. SPE 152119, 2012.
- [9] Chipperfields T, Wong J R, Warner D S, et al. Shear dilation diagnostics: a new approach for evaluating tight gas stimulation treatments [J]. SPE 106289, 2007.
- [10] 曾雨辰, 杨保军, 王冰凌. 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.
- [10] Zeng Yuchen, Yang Baojun, Wang Lingbing. Large-scale staged fracturing technology with pump-down drillable bridge plug for Well Fuye HF-1 [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(5): 75-79.
- [11] Nilolas P, Roussel, Mukul M Shama. Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing [J]. SPE 127986, 2010.
- [12] Dong Z, Holditch S A, Mcvay D A. Resource evaluation for shale gas Reservoirs [R]. SPE 152066, 2012.
- [13] Mendoza E, Aular J, Sousa L. Optimizing horizontal-well hydraulic-fracture spacing in the Eagle Ford [J]. SPE 143681, 2011.
- [14] 刘伟, 余谦, 闫剑飞, 等. 上扬子地区志留系龙马溪组富有机质泥岩储层特征 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 346-352.
- [14] Liu Wei, Yu Qian, Yan Jianfei, et al. Characteristics of organic-rich mudstone reservoirs in the Silurian Longmaxi Formation in Upper Yangtze region [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 346-352.
- [15] 马文辛, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地东南缘志留系古油藏特征及其油气勘探意义 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 432-441.
- [15] Ma Wenxin, Liu Shugen, Huang Wenming, et al. Characteristics of Silurian Paleo-oil reservoirs and their significance for petroleum exploration on the southeast margin of Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 432-441.
- [16] 周庆凡, 杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 541-544.
- [16] Zhou Qingfan, Yang Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544.
- [17] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 450-454.
- [17] Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling area, the southeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 450-454.
- [18] 苟波, 郭建春. 基于精细地质模型的大型压裂裂缝参数优化 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 809-815.
- [18] Gou Bo, Guo Jianchun. Fracture parameter optimization of large hydraulic fracturing based on the fine geological model [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 809-815.

(编辑 董立)