

四川盆地涪陵页岩气田单井可压性地质因素研究

胡德高¹, 刘超²

(1. 中国石化 江汉油田分公司, 湖北 潜江 433124; 2. 中国石化 江汉油田分公司 勘探开发研究院, 武汉 430223)

摘要:页岩储层的脆性矿物含量、脆性指数、水平应力差异系数等是影响页岩可压性的主要因素, 而四川盆地涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组一段①~⑤小层页岩储层的脆性矿物含量(>50%)、脆性指数(>50%)、水平差应力差异系数(<0.2)等基本相似, 因此, 利用上述参数无法有效评价该区块单井的可压性。根据涪陵页岩气田大量已钻单井资料, 从埋深、构造形态、裂缝发育特征等地质因素出发, 评估了各地质因素对单井可压性的影响。结果表明: (1) 埋深是影响单井可压性最重要的地质因素, 埋深越大, 储层压裂难度越大; (2) 构造形态会对压裂产生较为明显的影响, 负向构造形态压裂难度大于正向构造; (3) 天然裂缝发育的非均质性也会导致压裂难度增大, 缝网延伸困难, 影响储层改造效果, 降低单井产能。

关键词:可压性; 构造形态; 裂缝; 页岩储层; 涪陵页岩气田; 四川盆地

中图分类号: TE311

文献标识码: A

Geological factors of well fracability in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

HU Degao¹, LIU Chao²

(1. SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Qianjiang, Hubei 433124, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430223, China)

Abstract: Brittle mineral content, brittle index and horizontal stress difference coefficient of shale reservoirs are the main factors influencing shale fracability. The ①-⑤ layers from the Wufeng Formation to the first member of Longmaxi Formation in the Fuling shale gas field have similar brittle mineral content (>50%), brittle index (>50%), and horizontal stress difference coefficient (<0.2). Therefore, the above parameters can not be used effectively to evaluate the fracability of a single well in this block. Based on a large amount of single well data, the authors assessed the influence of various geological factors on the fracability of a single well by geological factors such as burial depth, structural form and fracture development characteristics. The results showed that: (1) Burial depth is the most important geological factor affecting single well fracability, and the greater the burial depth, the greater the difficulty of reservoir fracturing; (2) Structural morphology has a more obvious effect on fracturing, and fracturing is more difficult in negative structures than in positive ones; (3) The heterogeneity of natural fractures will also lead to the increased difficulty of fracturing, the difficulty of extending seam networks, affecting the effect of reservoir reconstruction and reducing the productivity of a single well.

Key words: fracability; structure form; cracks; shale reservoir; Fuling shale gas field; Sichuan Basin

据美国能源情报署估计, 全球页岩气地质储量达 $623 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 可采储量达 $163 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 中国页岩气可采储量达 $36 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 具有广阔的开发前景^[1-5]。涪陵页岩气田位于重庆涪陵, 属川东高陡褶皱带万县复向斜焦石坝构造带, 截至2016年底, 探明储量 $3\ 805.98 \times 10^8 \text{ m}^3$, 含气面积 383.54 km^2 , 已建成70亿方产能, 为全球除北美之外最大的页岩气田^[6]。

由于页岩气储层致密, 属于低孔—超低渗储层, 为实现经济开发必须进行压裂增产作业^[7-9]。

前期研究者主要通过对页岩的脆性矿物含量、脆性指数、水平应力差异系数等方面开展页岩可压性地质因素评价, 基本形成了一套页岩可压性地质评价的思路^[10-15]。但是对于脆性矿物含量、脆性指数、应力差系数等基本相似的区块, 则不能开展有效评价。本文根据涪陵页岩气田大量已压裂测试井相关数据及资料, 选取不同区域及构造位置具有代表性的水平井, 从埋深、构造形态、裂缝发育特征等方面出发, 开展页岩气单井可压性地质因素研究及评价, 以期对涪陵页岩气田水平井提供压裂设计依据。

收稿日期: 2017-10-09; 修订日期: 2017-12-13。

作者简介: 胡德高 (1965—), 男, 教授级高级工程师, 从事油气勘探开发与管理研究。E-mail: 237172306@qq.com。

基金项目: 国家科技重大专项 (2016ZX05060) 和中国石化科技项目 (P17014-2) 资助。

及优化思路。

1 脆性及应力特征

目前涪陵页岩气田相关资料表明,不同直井之间五峰—龙马溪组一段的同小层脆性矿物含量差异较小(图 1),其中①~⑦小层脆性矿物含量较高,均大于 50%,依据脆性矿物评价标准,评价为 I 类,表明研究区页岩储层具备较好的压裂改造条件。

弹性模量和泊松比是表征页岩脆性的主要岩石力学参数,页岩弹性模量高、泊松比低,表示储层脆性高。根据杨氏模量、泊松比计算出各直井各小层脆性指数(图 2),可以看到与脆性矿物含量类似,各直井同小层的脆性指数差异较小,其中①~⑦小层的脆性指数较高,基本大于 50%,⑧、⑨小层则略低,在 40%~50%。依据脆性指数与裂缝形态关系图,涪陵页岩气田页岩储层具备形成复杂裂缝系统的条件。

当最大与最小水平主应力差异较小时,压裂改造易形成复杂的方向性较差的裂缝系统。水平应力差异系数是复杂缝网能否实现的关键因素,是描述水平应力差异大小的重要指标。当水平应力差异系数小于 0.1 时,易产生网状裂缝;当水平应力差异系数大于 0.25 时难形成网状裂缝^[16]。涪陵

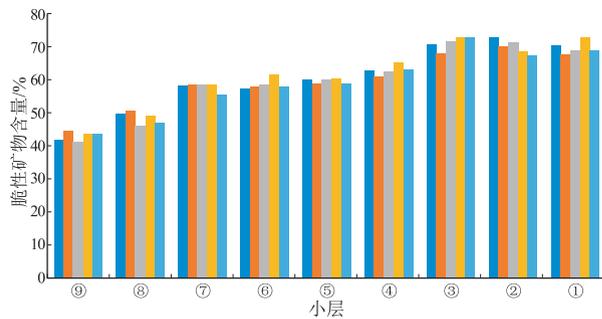


图 1 四川盆地涪陵页岩气田不同直井五峰组—龙马溪组一段①~⑨小层脆性矿物含量对比

Fig.1 Comparison of brittle mineral content in ①-⑨ layers in different vertical wells of Fuling shale gas field, Sichuan Basin

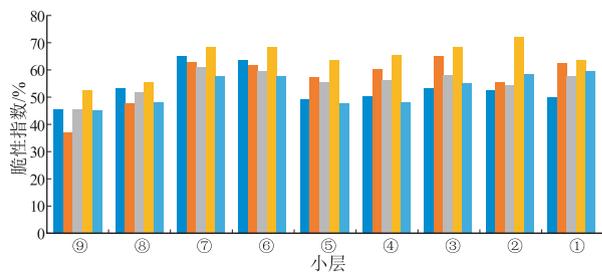


图 2 四川盆地涪陵页岩气田不同直井五峰组—龙马溪组一段①~⑨小层脆性指数对比

Fig.2 Comparison of brittle index of ①-⑨ layers in different vertical wells of Fuling shale gas field, Sichuan Basin

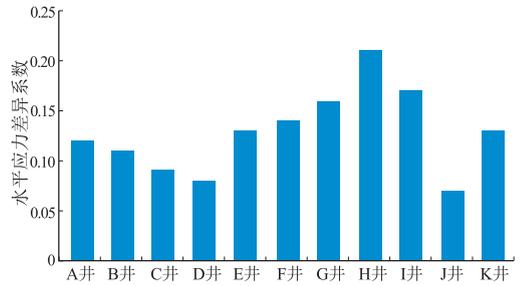


图 3 四川盆地涪陵页岩气田不同直井五峰组—龙马溪组一段①~⑤小层水平应力差异系数对比

Fig.3 Comparison of horizontal stress difference coefficient of ①-⑤ layers in different vertical wells of Fuling shale gas field, Sichuan Basin

页岩气田不同直井五峰—龙马溪组一段主力气层段①~⑤小层的水平应力差异系数仅 H 井略高于 0.2 外,其余 10 口直井均小于 0.2(图 3),表明研究区页岩储层基本具备形成网状裂缝的条件。

综合上述分析,涪陵页岩气田单井在脆性矿物含量、脆性指数和水平应力差异系数等方面差异性较小,不能有效评价涪陵页岩气田单井页岩储层可压性。

2 可压性影响因素分析

2.1 储层埋藏深度

储层埋藏深度增加,会导致地应力、闭合应力等增加,且地层的塑性会出现增大的趋势,因此,使得压裂过程中储层有效改造体积受限,导致压裂改造难度增加,影响压后效果。

2.1.1 埋深对压裂施工的影响

选择涪陵页岩气田不同区块、不同埋深的 8 口已试气井进行统计(表 1),表明随着埋深的增大,单井上覆岩层压力存在逐渐增大的趋势,压实作用增强,导致停泵压力升高,压裂施工难度增加;且压裂造缝后的闭合压力也较大,导致人造缝网闭合过

表 1 四川盆地涪陵页岩气田典型水平井埋深与上覆岩层压力、平均停泵压力关系

Table 1 Correlation among buried depth, overburden pressure and average stop pump pressure of typical horizontal wells in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

井名	垂深/m	平均停泵压力/MPa	上覆岩层压力/MPa
A	2 412.50	36.4	62.4
B	2 649.06	25.3	66.6
C	2 947.61	43.7	70.7
D	3 415.23	56.2	91.0
E	3 524.02	45.3	90.1
F	3 555.22	39.6	87.7
G	3 612.47	50.4	89.2
H	3 768.13	55.9	94.3

快,影响压后效果。

2.1.2 埋深对脆性指数的影响

前人研究表明^[17]:泥页岩的脆性向塑性转化主要受到温度、围压等因素影响。随着温度的增加,泥页岩解理面光滑程度降低,当温度大于 100 ℃ 时,解理面开始粗糙化,出现刻痕等现象,局部呈现河流状、波浪状等不规则的形状,表明泥页岩发生了塑性变形。

涪陵页岩气田已试气井实测资料表明,气层中部温度随埋深增大逐渐增加,当埋深大于 3 000 m,地层温度大于 100 ℃ (图 4),表明涪陵页岩气田目的层页岩可能出现塑性变形,导致脆性指数降低,影响压裂改造效果。

2.1.3 埋深与单井产量关系

优选涪陵页岩气田已试气中水平段①~③小层穿行率大于 70%,且含气性较好区块(焦石坝区块主体区、西区及江东区块)开展统计分析(图 5),当水平段埋深小于 2 800 m 时,埋深的大小与一点法无阻流量呈散点状,无明显相关关系,表明在埋

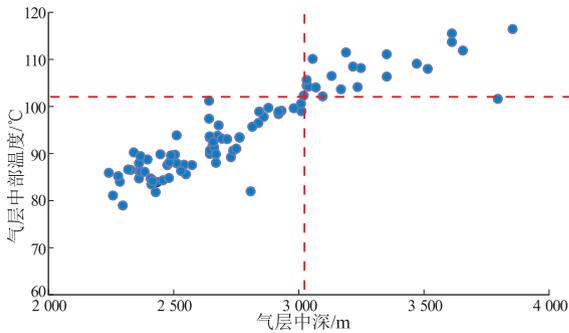


图 4 四川盆地涪陵页岩气田目的层页岩温度与气层中深关系

Fig.4 Shale temperature vs. shale gas depth in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

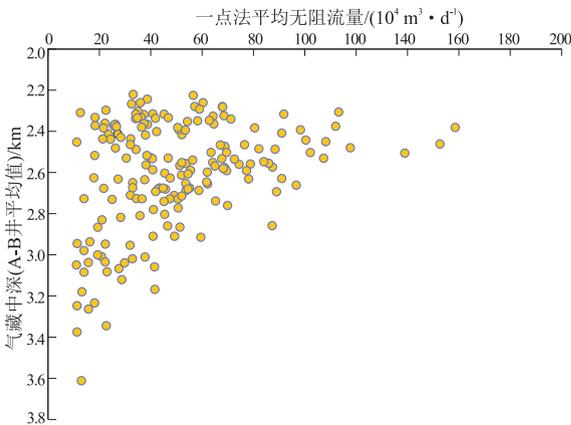


图 5 四川盆地涪陵页岩气田单井产量与埋深关系

Fig.5 Single well yield vs. burial depth in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

深小于 2 800 m 时,压裂工程工艺能有效改造地层;当埋深大于 2 800 m 后,试气产量与埋深呈较为负相关关系;当埋深越大,测试产量越低,表明随埋深增大,压裂改造能力降低,影响了单井产量。

2.2 构造形态

构造形态的差异也会对压裂工程造成影响。正向构造主要表现为张应力,地应力相对较小;负向构造以压应力为主,叠加上构造应力后,地应力往往较大,压裂施工难度会明显高于正向构造。

通过对涪陵页岩气田不同构造形态下试气井压裂效果分析证实,在埋深大于 2 800 m 区域,构造形态会对压裂产生较为明显的影响。焦页 A 井和焦页 B 井两口水平井埋深基本相当,均在 3 200~3 300 m。其中焦页 A 井位于石门向斜,属负向构造区;焦页 B 井位于平桥断背斜东翼斜坡,属正向构造区。对比各压裂段施工压力参数(表 2),焦页 B 井最大施工压力均小于 84 MPa,最小施工压力基本小于 50 MPa;而焦页 A 井除第 1 段施工压力略低外,其余压裂段最大施工压力均高于 84 MPa,最小施工压力基本高于 60 MPa,明显高于焦页 B 井,表明构造形态对单井压裂施工有一定影响。

对于同一口水平井,不同微幅构造形态的压裂参数也会有细微差异。焦页 C 井水平段埋深在 3 160~3 170 m,埋深较浅,且差异较小。其中,第 3~6 压裂段位于微幅正向构造,第 9~12 段位于微幅负向构造。对比不同微幅构造形态段的压裂参数(表 3),第 3~6 段无论是破裂压力、施工压力,还是平均砂比,均好于第 9~12 段。

综合上述分析认为,构造形态会对压裂施工产生影响,导致单井测试产量出现差异,是影响单井可压性及测试效果的地质因素之一。

表 2 四川盆地涪陵页岩气田焦页 A 和焦页 B 井施工压力参数

Table 2 Comparison of pressure parameters of wells Jiaoye A and Jiaoye B in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

压裂段	施工压力/MPa			
	焦页 A 井		焦页 B 井	
	最大	最小	最大	最小
第 1 段	80	44	81	43
第 2 段	85	66	84	42
第 3 段	91	67	80	47
第 4 段	90	68	83	41
第 5 段	89	69	84	49
第 6 段	86	46	81	60
第 7 段	84	80	81	54
第 8 段	84	69	81	48
第 9 段	84	68	72	50

表 3 四川盆地涪陵页岩气田焦页 C 井水平段不同微幅构造压裂参数

Table 3 Fracturing parameters of different horizontal segments in well Jiaoye C in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

压裂段	构造类型	曲率发育程度	平均破裂压/MPa	施工压力/MPa	平均砂比/%
3~6	正向构造	不发育	70	12.54~82.5	6.8
9~12	负向构造	不发育	75	57.1~86.7	5.7

2.3 裂缝发育特征

页岩气水平井压裂改造的目的就是为了制造复杂缝网,复杂缝网越多,表明压裂效果越好,单井产量越高。前人研究认为储层天然裂缝的发育特征会对压裂改造和复杂缝网的形成有一定的影响。目前表征裂缝发育特征主要有曲率、方差体、蚂蚁体等方法。在涪陵页岩气田,利用曲率能够较好地表征页岩储层天然裂缝的平面发育特征。

2.3.1 曲率发育非均质性对压裂改造的影响

涪陵页岩气田构造较为复杂,受构造及断裂影响,平面多发育斑点状和条带状曲率。通过分析水平井曲率特征与微地震监测匹配关系,可以看到若水平段周缘曲率发育非均质性较弱,井筒两侧微地震反映的压裂改造范围大致相当(图 6a);若水平段两侧曲率发育非均质性较强,则井筒两侧微地震反映的改造范围会受到条带状曲率的影响(图 6b)。表明井筒周缘曲率发育的非均质性对压裂改造效果产生一定影响。

2.3.2 深层区曲率发育程度对压裂改造的影响

受埋深较大的影响,水平井压裂难度大,缝网形成能力较差,若水平段穿行所处区域曲率相对发育,压裂过程中有利于形成缝网,可能会提高单井产量。

选取位于同一平台的焦页 C-1 井(后 2 段)和焦页 C-2 井(前 7 段),这两口井所选取压裂段埋深(均在 3 700~3 750 m)接近,脆性矿物含量(大于 50%)评价均为 I 类。但井筒周缘曲率发育程

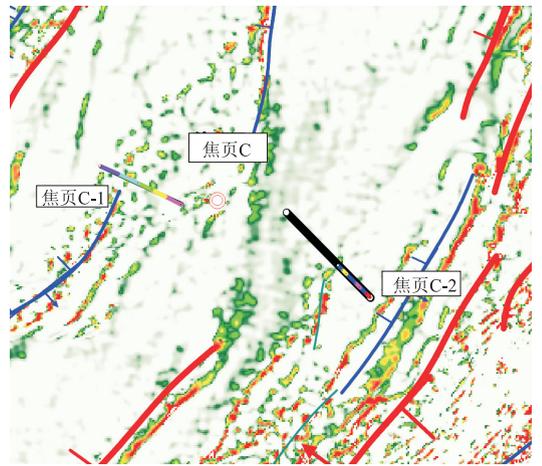


图 7 四川盆地涪陵页岩气田焦页 C-1 井和焦页 C-2 井曲率匹配图

Fig.7 Curvature matching of well Jiaoye C-1 with Jiaoye C-2 in Fuling shale gas field, Sichuan Basin

度表现出明显的差异性(图 7),其中焦页 C-1 井水平段两侧曲率相对发育,表明目的层裂缝发育程度可能高于焦页 C-2 井水平段的前 7 段(曲率不发育)。两口井在压裂过程中加砂情况差异较大,其中焦页 C 井后 2 段加砂较为顺畅,平均砂比较高(8.38%);焦页 C-2 井则加砂较为困难,平均砂比较低(5.23%)。综合曲率发育程度和压裂加砂情况揭示出曲率发育程度是影响水平井缝网改造效果的主要地质因素。

3 结论

根据目前涪陵页岩气田开发实践,影响单井可压性的主要地质因素包括埋深、构造形态和曲率发育特征。

(1)埋深增加会导致地应力、闭合应力增加,页岩脆性降低,塑性增强,导致压裂施工难度增大,影响压后效果,是影响单井可压性的最重要的地质因素。

(2)受构造挤压应力的影响,位于负向构造的

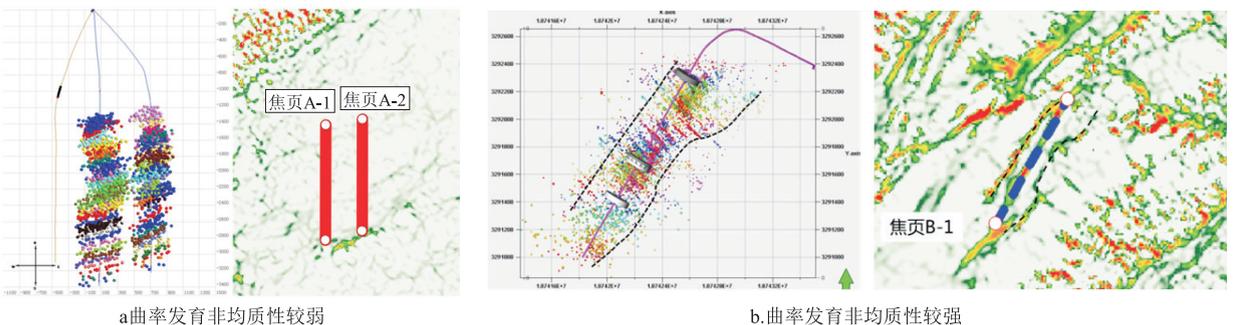


图 6 四川盆地涪陵页岩气田水平井曲率发育特征与微地震监测匹配图

Fig.6 Matching of curvature characteristics with micro seismic monitoring of Fuling shale gas field, Sichuan Basin

水平井的单井可压性相对正向构造较差。

(3) 水平井井筒周缘曲率非均质性越弱, 则井筒两侧改造范围大致相当, 在压裂可改造能力范围内, 压后效果较好。若曲率非均质性较强, 压裂缝网延伸可能受限, 影响单井可压性, 导致改造效果变差, 降低单井产能。在深层区域, 位于曲率较发育区的单井, 可压性较好。

参考文献:

- [1] 蒲伯伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.
PU Boling, JIANG Youlu, WANG Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230.
- [2] 聂海宽, 张金川, 李玉喜. 四川盆地及其周缘下寒武统页岩气聚集条件[J]. 石油学报, 2011, 32(6): 959-967.
NEI Haikuan, ZHANG Jinchuan, LI Yuxi. Accumulation conditions of the Lower Cambrian shale gas in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 959-967.
- [3] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [4] 王永辉, 卢拥军, 李永平, 等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(S1): 149-158.
WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 149-158.
- [5] 付永强, 马发明, 曾立新, 等. 页岩气藏储层压裂实验评价关键技术[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 51-54.
FU Yongqiang, MA Faming, ZENG Lixin, et al. Key techniques of experimental evaluation in the fracturing treatment for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 51-54.
- [6] 肖佳林. 地质条件变化对涪陵页岩气井压裂的影响及对策[J]. 断块油气田, 2016, 23(5): 668-672.
XIAO Jialin. Influence of geological condition change on shale gas well fracturing in Fuling and its strategy[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(5): 668-672.
- [7] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望: 以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [8] 王松, 杨洪志, 赵金洲, 等. 页岩气井可压裂性综合评价方法研究及应用[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 121-126.
WANG Song, YANG Hongzhi, ZHAO Jinzhou, et al. Research and application of comprehensive evaluation on fracability of

- shale gas wells[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 121-126.
- [9] 何吉祥, 姜瑞忠, 孙洁, 等. 页岩气藏压裂水平井产量影响因素评价[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 96-100.
HE Jixiang, JIANG Ruizhong, SUN Jie, et al. Multi-stage fractured horizontal well productivity evaluation in shale gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 96-100.
- [10] 侯冰, 陈勉, 王凯, 等. 页岩储层可压性评价关键指标体系[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(6): 42-49.
HOU Bing, CHEN Mian, WANG Kai, et al. The key index system of fracability evaluation in gas shale reservoir[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27(6): 42-49.
- [11] 袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等. 页岩气储层可压裂性评价技术[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 523-527.
YUAN Junliang, DENG Jingen, ZHANG Dingyu, et al. Fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 523-527.
- [12] 盛秋红, 李文成. 泥页岩可压性评价方法及其在焦石坝地区的应用[J]. 地球物理学进展, 2016, 31(4): 1473-1479.
SHENG Qihong, LI Wencheng. Evaluation method of shale fracability and its application in Jiaoshiba area[J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(4): 1473-1479.
- [13] 刘广峰, 王文举, 李雪娇, 等. 页岩气压裂技术现状及发展方向[J]. 断块油气田, 2016, 23(2): 235-239.
LIU Guangfeng, WANG Wenju, LI Xuejiao, et al. Technical advance and development direction of shale gas fracturing[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(2): 235-239.
- [14] 张汉荣, 王强, 倪楷, 等. 川东南五峰—龙马溪组页岩储层六性特征及主控因素分析[J]. 石油实验地质, 2016, 38(3): 320-325.
ZHANG Hanrong, WANG Qiang, NI Kai, et al. Six characteristics and main controlling factors of shale reservoirs in the Wufeng—Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3): 320-325.
- [15] 刘江涛, 刘双莲, 李永杰, 等. 焦石坝地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩地球化学特征及地质意义[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 53-57.
LIU Jiangtao, LIU Shuanglian, LI Yongjie, et al. Geochemistry characteristics and its geological significance of shale in the Ordovician Wufeng Formation and Silurian Longmaxi Formation, Jiaoshiba area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 53-57.
- [16] 贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究与试验[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 106-112.
JIA Changgui, LI Shuangming, WANG Haitao, et al. Shale reservoir network fracturing technology research and experiment[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 106-112.
- [17] 左建平, 谢和平, 周宏伟, 等. 温度影响下煤层顶板砂岩的破坏机制及塑性特性[J]. 中国科学(E辑 技术科学), 2007, 37(11): 1394-1042.
ZUO Jianping, XIE Heping, ZHOU Hongwei, et al. Thermal-mechanical coupled effect on fracture mechanism and plastic characteristics of sandstone[J]. Science in China (Series E Technological Sciences), 2007, 50(6): 833-843.