

深层页岩压裂工艺优化与现场试验

王海涛¹, 蒋廷学¹, 卞晓冰¹, 段 华²

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041)

摘要: 深层页岩埋藏深、岩性差异大、地应力高, 压裂改造时存在施工压力高、裂缝导流能力低、改造体积偏小、压后初产效果差等问题。在分析深层页岩地质特征参数和综合评价可压性的基础上, 分析了体积改造面临的技术难点并提出了技术对策, 形成了基于气藏数值模拟、诱导应力计算和压裂模拟相结合的深层页岩压裂优化设计方法, 并从压裂效果最优角度分析计算了压裂段/簇参数、射孔参数、施工参数。结合丁页 2HF 井大规模压裂现场试验, 探讨了深层页岩压裂工艺实施与控制方法, 分析了现场压裂施工压力响应特征, 对前置液用量、胶液造缝时机和起步砂比等进行逐段优化与参数精细调整控制, 形成了“预处理酸+中黏胶液+滑溜水+低黏胶液+中黏胶液”的组合压裂工艺模式, 提高了深层页岩压裂的有效性。丁页 2HF 井完成 12 段压裂, 压后初期产气量达 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为深层页岩气储层压裂改造提供了技术借鉴。

关键词: 深层页岩; 水力压裂; 改造体积; 现场试验; 丁页 2HF 井

中图分类号: TE357.1⁺3 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2016)02-0076-06

Optimization and Field Application of Hydraulic Fracturing Techniques in Deep Shale Reservoirs

WANG Haitao¹, JIANG Tingxue¹, BIAN Xiaobing¹, DUAN Hua²

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec Exploration Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China)

Abstract: Hydraulic fracturing of deep shale reveals that high injection pressure, low fracture conductivity, limited stimulated reservoir volume, and unsatisfactory primary production are mainly due to deep burial, variable lithology and high in-situ stresses. Based on the comprehensive evaluation of geological characteristics and fracturing potential of deep shale reservoirs, technical difficulties in volumetric stimulation were discussed and relevant countermeasures were proposed. Then, a fracturing optimization method for deep shales was proposed, and it combined a numerical simulation of the gas reservoir, a calculation of induced stress and fracturing simulation. Fracturing segment/cluster, perforation and stimulation treatment parameters were analyzed. Taking Well Dingye 2HF as an example, the implementation and control of deep shale fracturing techniques were discussed, and the responses of stimulation pressure in field application were identified. Through stage-by-stage optimization and fine adjustment of parameters in aspects of pad volume, fracture initiation by gel, and initial sand and fluid ratio. Finally, a composite fracturing treatment procedure was formed, i. e. pre acid + moderate viscosity gel + slick water + low viscosity gel + moderate viscosity gel. The fracturing of deep shales has been improved successfully through the application of the proposed procedure. In field application of Well Dingye 2HF, 12 stages of fracturing stimulation were completed with initial gas production of $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ after the treatment. This procedure will provide technical reference for hydraulic fracturing in similar deep shale gas reservoirs in the future.

Key words: deep shale; hydraulic fracturing; stimulated reservoir volume; field testing; Well Dingye 2HF

深层页岩由于埋藏深、地层破裂压力及闭合压力普遍较高, 压裂改造中存在缝宽窄、难以有效提高砂液比、形成复杂缝和增大改造体积难度大等问题, 从而影响压裂效果。因此, 深层页岩压裂的关键在于有效降低施工压力、扩大改造体积和提高裂缝导流能力。目前, 国外以应用高黏压裂液为主, 采取“预处理酸+线性胶+滑溜水+冻胶”和主支撑剂阶

段连续加砂的压裂模式, 但高黏压裂液不利于网络

收稿日期: 2015-07-28; 改回日期: 2015-12-14。

作者简介: 王海涛(1982—), 男, 新疆阿克苏人, 2004年毕业于西安石油大学石油工程专业, 2010年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业博士学位, 高级工程师, 主要从事非常规油气储层改造技术及理论研究。E-mail: wanght.sripe@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“涪陵区块页岩气层改造技术研究”(编号: P14091)部分研究内容。

裂缝的扩展,连续加砂过程中一旦出现缝内砂堵,难以采取有效的补救措施进行处理。国内仅有川东南地区少数 4 000 m 以深页岩气井进行了压裂试验^[1-3],采取了“预处理酸+滑溜水+胶液”和段塞式加砂的压裂模式,在一定程度上降低了施工风险,但主加砂阶段完全依靠胶液提高砂液比,实际获得的裂缝导流能力较低,压裂效果也不理想。笔者针对以上问题,从提高深层页岩压裂的有效性入手,对压裂作业关键工艺参数进行了优化,结合现场压裂过程中的实时参数调整,形成了深层页岩加砂压裂模式,并在丁页 2HF 井进行了现场试验。

1 深层页岩气储层特征与可压性

对比丁山和南川探区深层页岩气储层特征参数与涪陵区块中深层页岩气储层特征参数(见表 1)可以看出:深层页岩具有优质层厚度相对较小、天然裂缝发育程度相对较低、闭合压力大于 100 MPa、水平井应力差大等特点。结合镜质体反射率、平均石英含量、平均黏土含量、含气量、压力系数、水平应力差异系数、天然裂缝发育情况和岩石脆度等 8 个参数^[3],并对其进行归一化处理^[3-7],计算得到深层页

表 1 川东南深层页岩气储层地质特征参数对比

Table 1 Comparison of geological characteristics of deep shale gas reservoirs in Southeastern Sichuan Basin

井名	焦石坝构造	丁山构造	南川构造
目的层位	下志留统龙马溪组	下志留统龙马溪组	下志留统龙马溪组
深度/m	2 377.00~2 415.00	4 384.00~4 417.00	4 382.00~4 411.00
优质页岩厚度/m	38.00	33.00	29.00
渗透率/mD	0.001 5~5.710 0	0.002 4~2.720 7	0.000 7~0.187 3
孔隙度,%	1.17~7.98	1.22~7.12	2.50~5.31
有机质含量,%	0.55~5.89	0.19~6.13	1.98~5.46
镜质体反射率,%	2.42	2.30	2.53
石英含量,%	31.0~70.6	35.1~65.6	29.7~70.0
黏土含量,%	16.6~49.1	21.1~38.1	25.2~48.0
弹性模量/GPa	38.00	32.32	32.99
泊松比	0.198	0.200	0.195
含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	0.88~5.19	2.33~6.23	1.10~5.20
地层压力系数	1.55	1.55	1.52
水平地应力差异系数	0.15~0.34	0.12	0.20~0.24
水平应力绝对差值/MPa	16	20~25	23
闭合压力梯度/(MPa·(100m) ⁻¹)	2.11	2.45	2.38
层理缝发育程度	非常发育	发育	发育

岩气目的层综合可压性指数为 0.42~0.52,与涪陵区块页岩可压性指数(0.63)相比,深层页岩气储层可压性略差,表明深层页岩压裂有效性受上述因素制约。

另外,从深层页岩实际岩心测试结果(见图 1)可以看出:加载一定的围压后,常温下页岩达到峰值压力时瞬间破坏,显现劈裂多缝特征,残余应力高;高温下页岩达到峰值压力前持续表现为塑性变形,剪切缝破坏显著,残余应力低;当模拟地层温度达到 140 ℃后,页岩的塑性变形占总变形的比例增大,页岩强度略有降低。另外,随着围压增大,页岩应力-

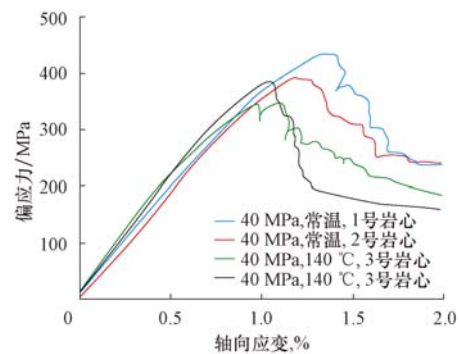


图 1 深层页岩应力-应变试验结果

Fig. 1 Stress-strain test results of deep shale

应变关系的非线性特征越来越明显。这说明,深层页岩在地层高温、高围压状态下局部会发生非线性破坏,这种非线性变形特征导致压裂时起裂压力更高。实际压裂施工中,深层页岩通常表现为破裂压力高、缝宽窄、加砂困难和砂液比难以有效提高。

2 压裂改造难点与技术对策

结合目前川东南探区深层页岩气储层地质特点,压裂改造需要解决的核心问题是降低施工压力和提高压裂的有效性,其在压裂施工规模、技术思路等方面都区别于中深层页岩气井,具体压裂改造对策如下:

1) 降低施工压力。目的层埋藏较深、破裂压力高、施工压力窗口窄,主压裂前进行酸预处理,降低破裂压力。特别前3段压裂时应考虑钻完井后井筒的污染情况,适当增加酸液用量,以解除炮眼及近井筒地层的污染,结合全岩矿物组分分析选择盐酸或稀土酸进行预处理;同时,前置液阶段注入100目粉陶段塞,采用大排量、小砂液比对弯曲裂缝进行逐级打磨,以降低施工初期近井筒弯曲摩擦或多缝滤失引起的压力损失。

2) 提高综合砂液比。川东南海相龙马溪组底部页岩和五峰组页岩在成像测井上显示有部分天然裂缝发育,同时水平段井眼轨迹穿行优质页岩气储层的两向水平应力差异系数小于0.25。室内物理模拟试验结果表明^[8-9],该条件下裂缝扩展形态更偏向于在压裂过程中开启层理弱面及天然裂缝,而无明显主缝特征,不利于后续加砂。根据以上分析结果,从提高综合砂液比和强化缝内铺砂效果的角度考虑,采取“滑溜水+低黏胶液+中黏胶液”的压裂泵注模式,适当增加胶液比例,以提高砂液比。另外,早期前置液阶段先注入胶液进行造“主缝”,并以逐步阶梯方式提高排量,以防在较高净压力作用下过早打开天然裂缝而影响主缝的延伸;为确保前置液充分造缝,适当加大前置液用量,后续携砂液阶段以段塞式加砂为主,控制滑溜水携砂液比,利用低黏胶液和中黏胶液提高砂液比。

3) 提高支撑裂缝导流能力。储层强度大、应力高,支撑剂铺砂浓度低时嵌入伤害大,影响裂缝导流能力和压后效果^[9],除了考虑采用胶液提高砂液比外,支撑剂优先采用低密度、高强度覆膜陶粒,主支撑剂选用40/70目覆膜陶粒,尾追30/50目覆膜陶粒进行缝口充填。这样做,一方面可以避免滑溜水

携砂运移过程中发生支撑剂过早沉降;另一方面高强度覆膜陶粒在高闭合应力下破碎率低,能够确保主缝导流能力。另外,为确保尾追的30/50目覆膜陶粒能够顺利进入射孔孔眼并有效支撑缝口,顶替时根据井筒容积设计采用少量胶液和滑溜水依次注入顶替,顶替液量不能比井筒有效容积多5~8 m³。该“平衡顶替”工艺既不增加多余的液量,又能将支撑剂完全替入地层,防止过顶替造成缝口闭合。

4) 强化高温流体稳定性和同步破胶。高温环境下压裂施工的先后顺序和施工时间都对压裂液的流变性和携砂性能有一定影响。为了确保压裂液的稳定性,液体中除滑溜水外,在低黏胶液和中黏胶液中加入0.1%~0.3%的温度稳定剂,并且根据压裂过程中实际地层温度分布和温度恢复模拟结果,逐级优化黏度调节剂加量,根据现场进度进行实时调整,尽可能实现压后各段同步破胶和同步返排。

此外,深层页岩压裂施工压力高、井口限压和施工压力窗口有限,实际施工排量提高空间有限,导致砂液比设计在一定程度上受到限制。因此,压裂工艺总体思路为:先降低破裂压力和施工压力,再充分造缝和扩缝,最后形成有效支撑。

3 压裂施工参数优化

3.1 分段分簇优化

地质研究中,依据含气显示、测井资料综合评价结果,按照同类储层特征进行压裂“大段”划分;工程研究中,结合岩石力学、地应力、脆性和可压性等划分“小段”。为此,主要根据气藏数值模拟结果^[10-12]和诱导应力特征^[12]进行压裂分段和射孔簇间距优化。

首先,考虑页岩气吸附及扩散特征进行气藏数值模拟,设置等效裂缝导流能力,在一定水平段长度范围内模拟不同簇间距对应的产量,从渗流角度确定簇间距。裂缝簇间距分别为15,20,25和30 m时对应的5年日产气量和累计产气量如图2所示。由图2可知,过小的簇间距会产生较强的缝间渗流干扰,影响压后产量,经优化,簇间距为25~30 m。

其次,工程研究中还需考虑裂缝簇间诱导应力的干扰作用,设计簇间距时应尽量使裂缝间诱导应力的干扰作用最大,以有利于形成复杂的网络裂缝^[13-15]。结合诱导应力作用下破裂压力^[16]的变化

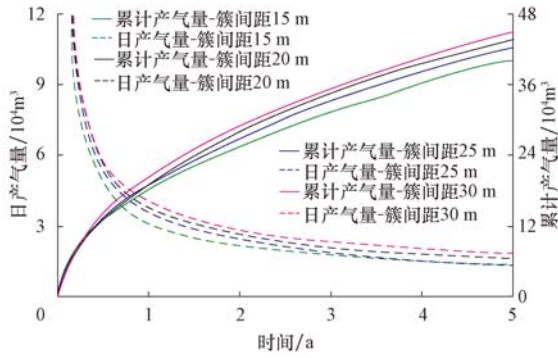


图 2 簇间距优化气藏数值模拟结果

Fig. 2 Numerical simulation results of reservoirs with optimized cluster spacing

和三向诱导应力变化计算结果(见图 3 和图 4),在破裂压力增加幅度小于 2%的情况下,同时兼顾 x 、 y 方向的附加诱导应力使两向水平应力发生反转,从而改变裂缝延伸路径的有效作用范围,设计簇间距为 20~30 m。

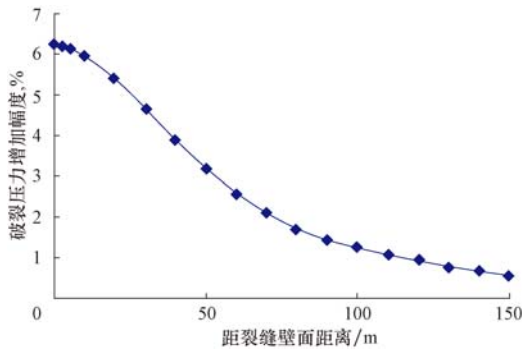


图 3 不同裂缝间距诱导应力场作用下破裂压力增幅
Fig. 3 Fracturing pressure amplification under induced stress with different fracture spacing

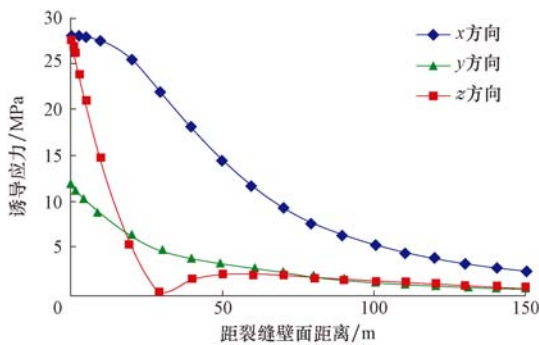


图 4 不同裂缝间距附加诱导应力分布

Fig. 4 Additional induced stress distribution under different fracture spacing

综上所述,从产量最优和诱导应力作用最强 2 方面考虑,最终优选出合理簇间距为 25~30 m。

3.2 射孔参数优化

为改善页岩层段储层物性及沟通更大的地层体积,根据水平井井眼轨迹穿行地层的地质特征,按照地质上“同类同段”小层划分原则,可进一步确定单段射孔簇数,脆性地层射孔簇数可适当增加 2~4 簇,偏塑性地层射孔簇数控制在 1~2 簇。同时,考虑每簇射孔能够有效进液,在压裂排量不低于 12 m³/min 前提下,要求每一射孔簇单孔眼流量分配大于 0.25 m³/min,射孔总孔数至少 48 孔,射孔密度 16~20 孔/m,射孔簇总长 3 m。为减少每簇孔眼摩阻,采用较大直径的射孔弹,射孔弹直径不小于 10.0 mm,孔眼相位角 60°,以减小近井裂缝的扭曲摩阻。

3.3 施工参数优化

通过模拟计算不同压裂规模下的单簇裂缝缝长、离散裂缝网络体积和平均支撑缝宽,优选出满足产量要求的最佳方案。以射孔 3 簇为例,设计 6 种压裂方案:方案 1 为 2 100 m³ 液量+40 m³ 砂量,方案 2 为 2 200 m³ 液量+50 m³ 砂量,方案 3 为 2 300 m³ 液量+50 m³ 砂量,方案 4 为 2 400 m³ 液量+55 m³ 砂量,方案 5 为 2 500 m³ 液量+60 m³ 砂量,方案 6 为 2 600 m³ 液量+70 m³ 砂量。模拟计算结果如图 5 所示。

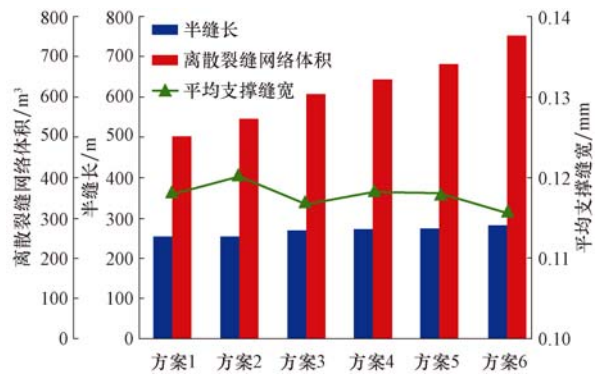


图 5 不同压裂方案对应的裂缝参数

Fig. 5 Fracture parameters under different fracturing treatment measure

为使气藏模拟最优缝长,尽可能增大平均支撑缝宽和离散裂缝网络体积,确保足够的裂缝导流能力和改造体积,优选压裂规模为 2 500 m³ 液量+60 m³ 砂量。现场实际施工过程中,前 3 段可能受到水平段局部堆积污染、裂缝发育易滤失和近井摩阻高等影响,应适当控制压裂规模,后续逐段探索地层敏感性砂液比,最终达到设计加砂量。

4 现场试验

丁页 2HF 井位于川东南地区林滩场-丁山北东向构造带丁山构造北西翼^[17],所在区域断裂相对丁山构造主体不发育,断裂走向主要为北东向,断层均为小断层,规模小、延伸短,未影响构造的完整性。该井目的层为下志留统龙马溪组下部泥页岩段,埋深 4 372.93~4 417.43 m,岩性以黑灰-灰黑色泥岩、碳质页岩为主,夹黑灰-灰黑色粉砂质泥岩,为典型的海相页岩气储层,优质页岩储层平均含气量大于 2 m³/t。硅质含量 48.5%,钙质含量 15.0%,黏土含量 30.0%;

地层岩石弹性模量 32.32 GPa,泊松比 0.20,计算水平应力差异系数 0.125,脆性指数^[18-21]计算结果为 0.496~0.640。从地质条件看,目的层页岩具有良好的含气显示,水平应力差异系数小,根据地层弹性模量和泊松比计算的脆性指数较高,总体满足大规模改造条件。

丁页 2HF 井现场施工共完成 12 段压裂,压裂液总用量 29 515.5 m³,其中滑溜水 18 068.5 m³、低黏胶液 4 831.0 m³、中黏胶液 6 319.0 m³,泵送等总液量 1 370.2 m³;陶粒总用量 319.13 m³,其中 100 目陶粒 97.39 m³,40/70 目陶粒 201.69 m³,30/50 目陶粒 20.05 m³,施工曲线如图 6 所示。

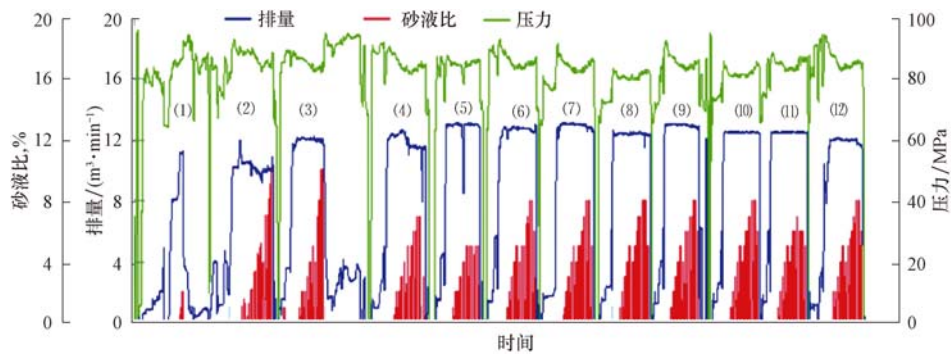


图 6 丁页 2HF 井实际施工曲线

Fig. 6 Actual fracturing curve of Well Dingye 2HF

从图 6 可以看出,第 1 段压裂时对加砂异常敏感,1%~2%砂液比、约 0.5 m³粉陶进入地层后,压力从 86 MPa 升至 94 MPa,地层脆性较好,压裂时可能有多条裂缝开启,有效裂缝宽度窄,加砂困难。

基于第 1 段压裂难点,对后续压裂段施工方案进行了针对性调整:1)将原设计 2~3 簇射孔统一调整为 2 簇,个别高伽马段地层进行集中射孔;2)为确保脆性地层造主缝、降滤失和拓缝宽,以胶液为前置液造主缝,后续泵入滑溜水进一步拓展微裂缝;3)为降低近井弯曲摩阻,前置液阶段以低砂比段塞方式注入粉陶,并在限压下尽可能提高泵注排量,充分打磨裂缝迂曲,减小近井筒效应;4)增加前置液用量,充分造缝后再进行加砂,降低砂堵概率;5)主加砂阶段采取小台阶螺旋式提高砂比方式加砂,在确保缝内支撑剂铺置浓度的同时,尽可能降低缝内砂堤高度,避免缝内砂堵。

经过第 1 段压裂认识地层,第 2~3 段压裂探索加砂量、最高砂比及段塞量的关系,现场调整工艺措施后,最终形成了适合该井的加砂压裂模式,液体效率和裂缝形态得到了有效改善。该井压裂后采用

φ12.0 mm 油嘴、φ25.0 mm 孔板求产,稳定产气量 10.5×10⁴ m³/d。

5 结论与建议

1) 深层页岩破裂压力高、压裂施工难度大,必须先满足造缝和降低施工压力,然后实时调整施工参数来提高裂缝导流能力和增加裂缝复杂性。现场实践表明,采取的胶液前置液、增加粉陶用量、变排量和变黏度等措施一定程度上能够提高深层页岩压裂效果。

2) 页岩在高温、高压和深层环境下表现为局部非线性破坏特征,并随着温度升高,塑性变形特征明显增强,需进一步攻关提高页岩压裂裂缝的复杂性和增大有效改造体积的方法。

3) 建议深入研究深层页岩裂缝起裂与扩展规律、深层连续加砂模式,优化不同脆性条件下的簇射孔方案,加强宽带压裂技术、多次裂缝转向技术、高通道压裂技术等深层页岩气储层压裂改造中的应用。

参 考 文 献

References

- [1] 刘华杰,张智强,周天春,等. 四川深层页岩气藏压裂工艺研究和先导性实验分析[J]. 石油钻采工艺,2012,34(5):71-74.
LIU Huajie,ZHANG Zhiqiang,ZHOU Tianchun,et al. Process research and pilot experiment analysis of fracturing technology in deep shale gas reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology,2012,34(5):71-74.
- [2] 唐瑞江,王玮,王勇军,等. 元坝气田 HF-1 陆相深层页岩气井分段压裂技术及效果[J]. 天然气工业,2014,34(12):76-80.
TANG Ruijiang,WANG Wei,WANG Yongjun,et al. Staged fracturing technologies for continental ultra-deep shale gas wells and their effects;a case study of Well HF-1 in the Yuanba Gas Field,Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2014,34(12):76-80.
- [3] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin,2002,86(11):1921-1938.
- [4] 蒋廷学,卞晓冰,苏媛,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.
- [5] 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):523-526.
YUAN Junliang,DENG Jingen,ZHANG Dingyu,et al. Fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica,2013,34(3):523-526.
- [6] 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.
- [7] 赵金洲,许文俊,李勇明,等. 页岩气储层可压性评价新方法[J]. 天然气地球科学,2015,26(6):1165-1172.
ZHAO Jinzhou,XU Wenjun,LI Yongming,et al. A new method for fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience,2015,26(6):1165-1172.
- [8] 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.
ZHANG Xu,JIANG Tingxue,JIA Changgui,et al. Physical simulation of hydraulic fracturing of shale gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques,2013,41(2):70-74.
- [9] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(5):88-94.
CHEN Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Sciences),2013,37(5):88-94.
- [10] 卞晓冰,蒋廷学,贾长贵,等. 考虑页岩裂缝长期导流能力的压裂水平井产量预测[J]. 石油钻探技术,2014,42(5):37-41.
BIAN Xiaobing,JIANG Tingxue,JIA Changgui,et al. Production prediction of fractured horizontal well in shale gas reservoirs considering long-term flow conductivity[J]. Petroleum Drilling Techniques,2014,42(5):37-41.
- [11] WATERS G A,HEINZE J R,JACKSON R,et al. Use of horizontal well image tools to optimize Barnett Shale reservoir exploitation[R]. SPE 103202,2006.
- [12] 董浩,王立婷,王丽娜,等. 页岩气藏体积压裂数学模型研究[J]. 断块油气田,2014,21(6):755-758.
DONG Hao,WANG Liting,WANG Lina,et al. Mathematical model research of volume fracturing for shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2014,21(6):755-758.
- [13] 蒋廷学,卞晓冰,袁凯,等. 页岩气水平井分段压裂优化设计新方法[J]. 石油钻探技术,2014,42(2):1-6.
JIANG Tingxue,BIAN Xiaobing,YUAN Kai,et al. A new method in staged fracturing design optimization for shale gas horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques,2014,42(2):1-6.
- [14] 蒋廷学. 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望[J]. 石油钻探技术,2013,41(2):7-12.
JIANG Tingxue. The fracture complexity index of horizontal wells in shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques,2013,41(2):7-12.
- [15] 刘立峰,张士诚. 通过改变近井地应力场实现页岩储层缝网压裂[J]. 石油钻采工艺,2012,33(4):71-74.
LIU Lifeng,ZHANG Shicheng. Net fracturing by changing the surrounding in-situ stress in shale reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology,2012,33(4):71-74.
- [16] 尚希涛,何顺利,刘广峰,等. 水平井分段压裂破裂压力计算[J]. 石油钻采工艺,2009,31(2):96-99.
SHANG Xitao,HE Shunli,LIU Guangfeng,et al. Breakdown pressure calculation of staged fracturing for horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology,2009,31(2):96-99.
- [17] 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.
JIA Changgui,LU Baoping,JIANG Tingxue,et al. Multi-stage horizontal well fracturing technology in deep shale gas Well DY2HF[J]. Petroleum Drilling Techniques,2014,42(2):85-90.
- [18] GRIESER W V,BRAY J M. Identification of production potential in unconventional reservoirs[R]. SPE 106623,2007.
- [19] RICKMAN R,MULLEN M J,PETRE J E,et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale[R]. SPE 115258,2008.
- [20] 李庆辉,陈勉,金衍,等. 页岩脆性的室内评价方法及改进[J]. 岩石力学与工程学报,2012,31(8):1680-1685.
LI Qinghui,CHEN Mian,JIN Yan,et al. Indoor evaluation method for shale brittleness and improvement[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering,2012,31(8):1680-1685.
- [21] 李玉梅,李军,柳贡慧,等. 页岩气藏水平井水力压裂裂缝敏感参数数值分析[J]. 断块油气田,2015,22(2):258-262.
LI Yumei,LI Jun,LIU Gonghui,et al. Numerical analysis of fracture sensitive parameters in a hydraulically fractured horizontal well in layered shale reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2015,22(2):258-262.