

基于大规模多段压裂水平井返排数据的压裂效果评价方法

蒋国斌¹, 才庆¹, 杨景海², 李道伦³, 查文舒³, 卢德唐⁴

1. 中国石油大庆油田有限责任公司采油工程研究院 黑龙江大庆 163453
2. 中国石油大庆油田有限责任公司测试技术服务分公司 黑龙江大庆 163453
3. 合肥工业大学数学学院 安徽合肥 230009
4. 中国科学技术大学工程科学技术学院 安徽合肥 230026

通讯作者: Email: jingguobin@petrochina.com.cn

项目支持: 国家重大科技专项“致密油气藏多尺度介质复杂结构井数值试井分析方法及应用研究”(2017ZX05009005-002)

引用: 蒋国斌, 才庆, 杨景海, 等. 基于大规模多段压裂水平井返排数据的压裂效果评价方法[J]. 油气井测试, 2019, 28(2): 14-19.

Cite: JIANG Guobin, CAI Qing, YANG Jinghai, et al. Fracturing effect evaluation method based on flowback data of horizontal well with large-scale multi-stage fracturing [J]. Well Testing, 2019, 28(2): 14-19.

摘要 微地震评价压裂效果价格昂贵, 压裂液返排数据未能很好利用。基于 PEBI 网格对水相方程进行数值求解, 利用无限导流主裂缝与导致渗透率扩大的分支缝描述压裂改造区域, 利用初始压力分布描述压裂液对储层的影响, 建立了基于返排数据的致密油大规模多段压裂水平井的压裂效果评价方法。采用该方法对大庆油田某致密油藏多段压裂井水平井的返排数据进行解释, 压裂改造区域宽度为 527 m, 微地震解释压裂改造区域宽度为 493 m, 相对误差为 6.9%, 结果可靠。该方法可充分利用已有数据, 大幅降低当前压裂效果评价成本。

关键词 微地震; 多段压裂; 水平井; 压裂液; 效果评价; PEBI 网格; 压力曲线

中图分类号: TE353 文献标识码: A DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.02.003

Fracturing effect evaluation method based on flowback data of horizontal well with large-scale multi-stage fracturing

JIANG Guobin¹, CAI Qing¹, YANG Jinghai², LI Daolun³, ZHA Wenshu³, LU Detang⁴

1. Research Institute of Oil Production Engineering, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, Helongjiang 163453, China
2. Oilfield Testing Technology Service Branch, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, Heilongjiang 163453, China
3. School of Mathematics, Hefei University of Technology, Hefei, Anhui 230026, China
4. School of Engineering Science, University of Science and Technology of China, Hefei, Anhui 230026, China

Abstract: The cost of evaluation the fracturing effect using the micro-seismic was expensive, and the fracturing fluid flowback data were not fully utilized. In this paper, the PEBI grid was used to numerically solve the water phase equation, the main fracture with infinite flow conductivity and the branch fracture leading to the expansion of permeability were used to describe the fracturing area and the initial pressure distribution was used to describe the influence of fracturing fluid on the reservoir. As a result, a method for evaluating the fracturing effect of large-scale multi-stage fracturing in horizontal wells of tight oil based on backflow data was established. This method was used to interpret the backflow data of horizontal wells in a multi-stage fracturing well in a tight reservoir in Daqing Oilfield. The interpretation results show that the width of the fracturing zone was 527 m, while the micro-seismic interpretation result was 493 m. The relative error between these two values was 6.9%, which means that the result was reliable. This method can make full use of existing data and greatly reduce the cost of current fracturing evaluation.

Keywords: micro-seismic; multi-stage fracturing; horizontal well; fracturing fluid; effect of evaluation; PEBI grid; pressure curve

水力压裂是致密油气藏开发和增产增注必不可少的技术措施。体积改造技术是指通过分段分簇射孔与压裂, 产生主裂缝与分支裂缝, 形成复杂的裂缝网络, 以提高流动能力, 达到致密油气经济

开采之目的。储层脆性、最大与最小水平主应力差、天然裂缝、层理等都影响体积压裂所形成的裂缝网络。国内外很多学者对此进行了研究。周祥等^[1]研究了裂缝扩展,发现地层渗透率越低,次裂缝对产能的贡献程度越高。由于实际问题的复杂性,目前裂缝扩展数值模拟研究还难以生成复杂裂缝网格,往往对问题简化。Ahn C.H.等^[2]将复杂裂缝网格简化为相互垂直的主裂缝与分支缝,并认为分支缝是沿着天然裂缝进行扩展的,同时将裂缝的滤失量作为边界条件,耦合裂缝扩展与地层渗流,给出了扩大裂缝与油藏接触面积等相关建议。Yoon J.S.等^[3]也进行裂缝扩展等相关研究。王本成等^[4]使用解析方法研究了多段压裂水平井的不稳定渗流模型。杨正明等^[5]用实验与数模方法研究了裂缝参数对导流能力的影响。

油气井压裂后的压裂液返排是水力压裂作业的重要环节。在返排过程中,工程技术人员往往通过改变放喷油嘴尺寸控制返排流速,进而控制支撑剂的沉降情况,以期达到最佳的返排效果。为此,国内外很多学者研究了压裂液输运、支撑剂运移和裂缝形态变化规律,并通过数值模拟优化压裂液返排方案。当前的研究内容:(1)建立返排期间压裂液的滤失模型;(2)依据流体力学、岩石力学理论及物质平衡原理,建立裂缝闭合数学模型;(3)建立压裂液中支撑剂沉降的数学模型;(4)耦合多种机理,通过数值模拟研究不同储层条件下的返排方案。

胡景宏等^[6]建立支撑剂回流的运动模型和启动模型,研究低渗致密储层如何既能及时把压裂液排出地层,又能较好地防止支撑剂回流。刘乃震等^[7]将缝网简化为主裂缝和次裂缝(天然裂缝),研究了天然裂缝间距、裂缝导流能力、压裂规模、压力系数和关井时间等因素对返排的影响。任山等^[8]利用动态滤失系数模型,描述压裂液滤失的动态过程,认为压裂液滤失由缝口至缝端逐渐降低,侵入伤害带主要集中在缝口处,侵入深度与储层的物性参数、压裂液流体参数及施工规模有关。Han J.H.等^[9-10]研究认为,滤失会导致裂缝与地层的伤害,导致渗透率下降;绝对渗透率下降主要来源于黏土膨胀与迁移、聚合物的侵入、石蜡沉积等;有效渗透率也会因岩石润湿性反转、饱和度变化等受到伤害。高树生等^[11]分析了页岩与水的力学作用机理,认为毛细管力、重力、氢键力、范德华力、渗透水化力和表面水化力等都与返排相关。

大规模体积压裂后的复杂缝网评价一直是难题。孙致学等^[12]利用离散裂缝模型对人工裂缝进行降维,通过对基岩和裂缝耦合求解,研究复杂裂缝系统下压裂水平井的非稳态流动形态。Jiang J.等^[13]认为分支缝多为重新开启的天然裂缝、层理、或小尺度裂缝,因而分支缝结构十分复杂,既不能准确预知地下分支缝的拓扑结构,也难以模拟这些分支缝的流动规律,因而,Jiang J.等用离散裂缝模型描述主裂缝、连续模型描述分支缝,研究储层参数与裂缝参数对产量的影响。刘尧文等^[14]利用地面及井中微地震联合监测技术,对压裂效果进行评价。

实际的压裂液返排数值模拟既是一个典型的热流固耦合问题,也涉及复杂的离子交换、化学反应等物理化学问题。同时地层中的原生裂缝分布,水力生成裂缝的形状、裂缝开度、裂缝分布、支撑剂的分布与形变等问题都十分复杂,虽然目前考虑各种机理下的返排模型及其数值模拟都是复杂物理化学过程的一种简化,但还没有对返排数据进行解释的方法。为此,本文给出一种简化的基于返排数据的压裂效果评价方法。该评价方法用无限导流的主裂缝与分支缝导致的区域渗透率扩大来描述压裂改造区域(下文简称SRR, Stimulated Reservoir Region),利用初始压力分布描述压裂液对储层的影响,可解释出等效主裂缝半长、SRR内的渗透率分布、SRR面积等。

水平井大规模体积压裂改造后,主裂缝受到支撑剂良好支撑,其导流能力强。分支缝因缝开度小、支撑剂少或没有等原因,其导流能力差。鉴于二者导流能力的巨大差异,用无限导流来描述主裂缝,用增大的渗透率来描述分支缝。在网格划分中,主裂缝划分为网格,认为其具有无限导流能力。将等效的主裂缝流动能力近似为无限传导原因有两点:(1)方便区分主裂缝与分支裂缝,在数据解释中应将其区分;(2)当基质的渗透率与裂缝的渗透率相差倍数大时,裂缝可近似为无限传导。

1 流动模型

压裂改造后的区域十分复杂。在对多流动模型进行数值求解时,地质模型与流动模型须进行适当的简化。

1.1 网格划分

非结构PEBI网格(Perpendicular Bisection)是一种局部正交网格,其任意两个相邻网格块的交界

面垂直平分相应网格节点的连线。1988年,Heinemann Z.E.等^[15]首次将其应用到油藏模拟中,后来广泛应用于数值试井、数值模拟中。在网格划分中,主裂缝划分为网格,认为其具有无限导流能力^[16](图1)。其它的裂缝用渗透率增大的方式来描述。

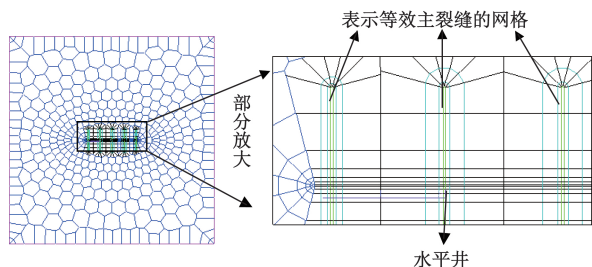


图1 PEBI 网格划分与主裂缝

Fig.1 Partition of PEBI grids and main fractures

1.2 数学模型与求解

致密油储层存在启动压力梯度与压敏性^[17-19],压敏性所导致的渗透率变化往往是微达西量级的,压裂改造后的流动能力增强,启动压力梯度效应减弱。由于返排时主要是水相,这里忽略油相的差异,采用单相流进行模拟。

水组分方程:

$$\nabla \cdot \left[\frac{K}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla Z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_w} \right) - q_{wsc} \quad (1)$$

式中: K 为地层视绝对渗透率, μm^2 ; B 为地层体积系数; μ 为黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; γ 为水相重度, $\text{N}\cdot\text{m}^{-3}$; p 为压力, Pa ; Z 为垂向坐标, m ; q_{wsc} 为流量, s^{-1} ; 下标 w 为水相。

水产量方程:

$$q_{wsc} = \frac{2\pi Kh}{\mu_w B_w [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_i - p_{wf}) \quad (2)$$

式中: r_e 为裂缝相邻网格到裂缝距离, m ; r_w 为裂缝宽度, m ; p_{wf} 为井筒压力, Pa ; p_i 为裂缝相邻网格压力, Pa 。

忽略井储,定地面产量 Q 所增加的约束方程为

$$\sum_i \frac{2\pi Kh}{\mu_w B_w [\ln(r_e/r_w) + S]} (p_i - p_{wf}) = Q \quad (3)$$

加上外边界条件与初始条件,(1)式~(3)式可模拟地层流动规律。

采用控制体积法对(1)式~(3)式进行离散、线性化,即可对方程进行数值求解,数值求解及代码的正确性验证详见参考文献[16,20]。

2 基于返排数据的压裂效果评价方法

压裂时,地层压力发生了很大变化,不能认为地层的压力是处处相等的。由于返排时间短,假定返排期间的裂缝的长度与导流能力不变,由于分支缝的导流能力用 SRR 内提高的渗透率表示,同样假定返排期间的 SRR 内的渗透率也是不变的。

基于压裂返排数据的压裂效果后评估方法流程如下:

(1)输入流量数据,并以定流量方式进行生产,拟合压力数据。

(2)输入预设的压力分布:压裂液的注入使得地层的压力分布不均匀,因而对返排数据进行解释时,须考虑压裂液分布对压力的影响。用压力分布描述压裂液进入地层后整个压力系统的变化情况。

(3)预设一组压裂效果的评价参数:SRR 的大小及其渗透率与孔隙度分布、油气藏的渗透率分布、油气藏边界、主裂缝半长。

当初期压力曲线拟合效果差时,可调整主裂缝半长与裂缝邻近区域(下称为“核心 SRR”)的渗透率、孔隙度、初始压力分布等;

当中期压力曲线拟合效果差时,可调整与主裂缝稍远的区域(下称为“中间 SRR”)的渗透率、孔隙度、初始压力分布;

当后期压力曲线拟合效果差时,可调整与主裂缝更远的区域(下称为“外围 SRR”)的渗透率、孔隙度、初始压力分布。

需要说明的是:核心 SRR 的渗透率与孔隙度最高;中间 SRR 的渗透率与孔隙度次之;外围 SRR 的渗透率与孔隙度更低;再远的区域就是压裂没能改造的区域。因而,相关参数就是地层的原始参数。孔隙度对压力影响小,孔隙度亦可不调整。

另外,在参数的调整过程中,“核心 SRR”、“中间 SRR”、“外围 SRR”的大小及其渗透率与孔隙度等参数需要反复调整。这些 SRR 中的参数既可以是一个常数,也可以是一个分布。“核心 SRR”、“中间 SRR”、“外围 SRR”及等效主裂缝如图 2 所示。

水平井往往是多段多簇压裂,一段中可能有 2~4 簇,每簇的裂缝扩展又会相互干扰,缝网结构十分复杂。因而,这里的等效主裂缝既可以是一段中多簇的开度较大的裂缝的等效,也可以是对每簇的等效。一段多簇的等效意味着将多个开度较大的裂缝合并为一条裂缝。

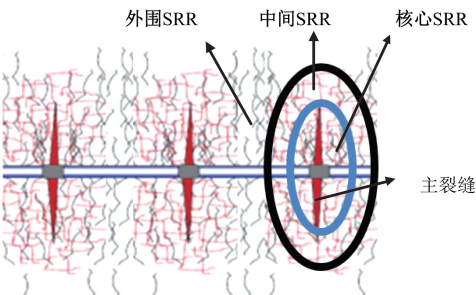


图 2 核心 SRR、中间 SRR、外围 SRR 及等效主裂缝示意图
Fig.2 Diagram of core SRR, intermediate SRR, peripheral SRR and equivalent main fractures

(4)将所述井底计算压力与预先得到的井底实测压力进行拟合,得到拟合结果。

(5)判断拟合结果是否满足预设精度要求。若是则所得的预设参数就为压裂效果评价参数;反之,调整预设参数,返回步骤(2)。

3 基于返排数据的压裂评价实例

本文的实例来源于大庆油田的某致密油井。在基于返排数据的压裂效果评价中,需要输入的基础数据有:

- (1)输入水平井的水平段起点与终点坐标,可通过水平井的靶点数据来获得。该实例的水平井的长度达 1 400 m。
- (2)输入水平井压裂的位置。水平井往往是多段压裂,每段压裂多簇。这些数据可从压裂施工资料中获取。该水平井压裂 6 段,每段有 3 簇。为减少网格数量,每段 3 簇等效为一个主裂缝,并将其视为无限传导裂缝(图 3)。

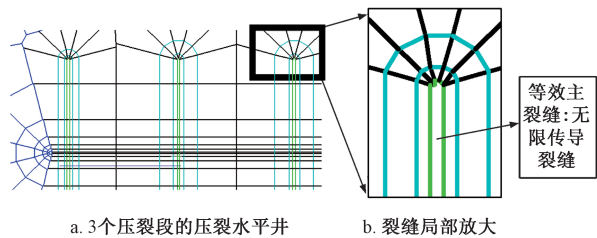


图 3 等效主裂缝示意图
Fig.3 Schematic diagrams of the equivalent main fractures

- (3)输入返排期间的流量数据、井口流压数据。井采用定流量生产方式,计算的井底流压与实测的井底流压进行拟合。返排期间,测得的井口压力可通过水柱的高度折算到井底压力。
- (4)输入流体属性数据,如黏度、体积系数、流体压缩系数、地层压缩系数等。
- (5)输入孔隙度、渗透率、厚度等数据。

(6)调整初始压力分布、渗透率分布进行压力史拟合。在拟合过程中,设置了 2 种类型的 SRR:核心 SRR、外围 SRR。最终的解释结果是核心 SRR 的渗透率为 1 500 mD、外围 SRR 的渗透率为 6 mD,等效主裂缝半长 100 m,其中原始地层的渗透率为 0.015 mD。

在参数的调整过程中,“核心 SRR”、“外围 SRR”的大小、渗透率及初始地层压力对拟合结果有很大的影响(图 4)。

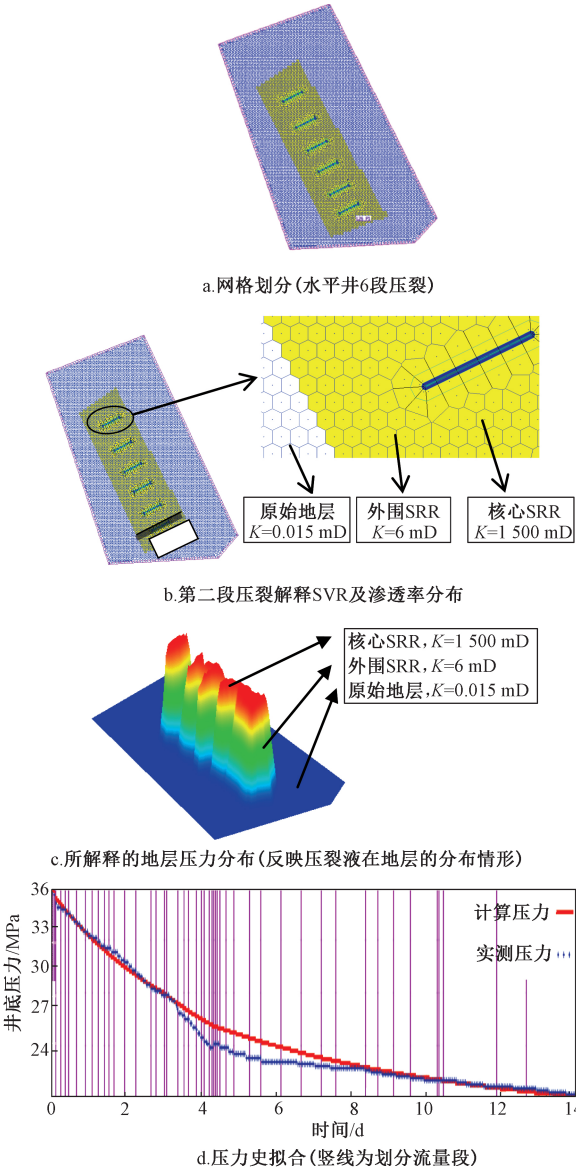


图 4 拟合结果及其解释的参数
Fig.4 Fitting results and interpretation parameters

基于压裂液返排数据的压裂效果评价能真实反映压裂期间的压裂效果。从压裂结束到返排中间经历的时间较短,对于低渗透地层,压裂液往地层里的流动有限,相对于压力恢复数据、生产数据,

返排数据解释结果能反映压裂时地层的压裂效果,也与微地震数据吻合。本算例中,返排解释的压裂改造区域的宽度为 527 m,而微地震解释的压裂改造区域的宽度为 493 m,相对误差为 6.9%。可见,所解释的 SVR 与微地震的解释结果相当吻合。

生产数据或井底压力恢复数据也能对压裂效果进行评价,但所解释的结果与微地震数据解释结果差异很大。由于微地震解释的结果与开发动态严重不相符,微地震解释的有效性在现场受到了严重的质疑。但本文的方法却与微地震解释结果相当吻合,误差仅为 6.9%。因而,微地震解释的结果与开发动态严重不相符,可能是裂缝导流能力具有严重的应力敏感性所造成的,不应是地震解释方法本身所引起的。说明人工裂缝可能存在十分严重的应力敏感性。随着压力的降低,很多微裂缝闭合或变窄,导致流动能力大幅降低。因此,基于生产数据或井底压力恢复数据的解释结果与压裂时的解释结果相差很大。

在以往的压裂生产实践和理论研究中,对于压裂返排数据重视程度不够,通常很少利用其进行压裂分析。本文实现了利用压裂返排数据开展压力拟合和解释,反演得到了体积压裂后主裂缝渗透率、裂缝半长、SRR 大小和 SRR 区域渗透率等分布,计算结果与现场微地震监测结果吻合较好。这种非常规评估方法对于认识体积压裂后缝网特征及 SRR 大小具有重要的指导意义。

需要说明的是,上面的返排数据拟合过程中,采用的是单相模型。所以,解释的渗透率应为有效渗透率。一般来说,有效渗透率要明显低于绝对渗透率。

4 结论

(1)用单相渗流方程描述返排时的地层流动规律,用无限导流模型描述水力压裂导致的主裂缝,用扩大的渗透率描述分支缝,用压力分布描述压裂液对油藏压力的影响,从而建立了基于返排数据的大规模压裂效果评价方法。大庆油田致密油藏某井水平井的返排数据的解释验证了该方法的有效性。

(2)虽然在流动形态、裂缝导流能力、压裂液分布方面存在简化,但本文所建立的基于返排数据的压裂效果评价方法仍是有效的,能对压裂效果进行评价。

(3)实际的返排数据解释表明,由于人工裂缝、

天然裂缝所形成的复杂网络开度、压裂液分布的复杂性,在 SRR 内的渗透率具有很强的非均质性,需要使用多个渗透率差异很大的区域来表示。解释结果与微地震解释结果的误差为 6.9%,说明了本方法的有效性。

(4)早期返排规律主要受到等效主裂缝、核心 SRR、初始压力分布的共同影响,中后期的返排规律主要受到外围 SRR 的影响。

(5)本文的解释结果与微地震解释结果误差仅为 6.9%,而后来生产数据分析、压力恢复数据解释结果与微地震解释结果差异巨大,说明人工压裂的裂缝的导流能力存在严重的应力敏感性。

(6)由于压裂车自带压力流量测试装置,相对于微地震解释方法,本方法无任何附加测试。

致谢:在论文的撰写过程中,得到了大庆油田采油工程研究院、测试技术服务分公司,以及合肥工业大学和中国科学技术大学领导及同事的帮助,对论文的顺利完成起到重要作用,在此表示感谢。

参考文献

- [1] 周祥,张士诚,邹雨时,等. 致密油藏水平井体积压裂裂缝扩展及产能模拟[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015,30(4):53-58.
ZHOU Xiang, ZHANG Shicheng, ZOU Yushi, et al. Simulation of fracture propagation and productivity of volume fracturing horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2015,30(4):53-58.
- [2] AHN C H, DILMORE R, WANG J Y. Development of innovative and efficient hydraulic fracturing numerical simulation model and parametric studies in unconventional naturally fractured reservoirs [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014,8(6):25-45.
- [3] YOON J S, ZANG A, STEPHANSSON O. Numerical investigation on optimized stimulation of intact and naturally fractured deep geothermal reservoirs using hydro-mechanical coupled discrete particles joints model [J]. Geothermics, 2014,52(1):165-184.
- [4] 王本成,贾永禄,李友全,等. 多段压裂水平井试井模型求解新方法[J]. 石油学报, 2013,34(6):1150-1156.
WANG Bencheng, JIA Yonglu, LI Youquan, et al. A new solution of well test model for multistage fractured horizontal wells [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013,34(6):1150-1156.
- [5] 杨正明,张仲宏,刘学伟,等. 低渗/致密油藏分段压裂水平井渗流特征的物理模拟及数值模拟[J]. 石油学报, 2014,35(1):85-92.
YANG Zhengming, ZHANG Zhonghong, LIU Xuewei, et al. Physical and numerical simulation of porous flow pattern in multi-stage fractured horizontal wells in low permea-

- bility/tight oil reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1):85-92.
- [6] 胡景宏, 何顺利, 李勇明, 等. 压裂液强制返排中支撑剂回流理论及应用研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(4):111-114.
HU Jinghong, HE Shunli, LI Yongming, et al. Proppant flow back theory and application during forced fracturing fluid flow back [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2008, 30(4):111-114.
- [7] 刘乃震, 柳明, 张士诚. 页岩气井压后返排规律[J]. 天然气工业, 2015, 35(3):50-54.
LIU Naizhen, LIU Ming, ZHANG Shicheng. Flowback patterns of fractured shale gas wells [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(3):50-54.
- [8] 任山, 慈建发. 考虑动态滤失系数的压裂井裂缝闭合及返排优化[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(3):103-107.
REN Shan, CI Jianfa. Fracture closure and flowback optimization for fractured wells considering dynamic fluid loss coefficient [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2011, 35(3):103-107.
- [9] HAN J H, WANG J Y, PURI V. A fully coupled geomechanics and fluid flow model for proppant pack failure and fracture conductivity damage analysis [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 31(3):546-554.
- [10] HAN J H, WANG J Y. Development and application of a type curve for gel damage identification in tight gas wells [J]. *International Journal of Petroleum Engineering*, 2014, 1(1):34-48.
- [11] 高树生, 胡志明, 郭为, 等. 页岩储层吸水特征与返排能力[J]. 天然气工业, 2013, 33(12):71-76.
GAO Shusheng, HU Zhiming, GUO Wei, et al. Water absorption characteristics of gas shale and the fracturing fluid flowback capacity [J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(12):71-76.
- [12] 孙致学, 姚军, 樊冬艳, 等. 基于离散裂缝模型的复杂裂缝系统水平井动态分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(2):109-115.
SUN Zhixue, YAO Jun, FAN Dongyan, et al. Dynamic analysis of horizontal wells with complex fractures based on a discrete-fracture model [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2014, 38(2):109-115.
- [13] JIANG J, YOUNIS R M. A multimechanistic multicontinuum model for simulating shale gas reservoir with complex fractured system [J]. *Fuel*, 2015, 161(8):333-344.
- [14] 刘尧文, 廖如刚, 张远, 等. 涪陵页岩气田井地联合微地震监测气藏实例及认识[J]. 天然气工业, 2016, 36(10):56-62.
LIU Yaowen, LIAO Rugang, ZHANG Yuan, et al. Application of surface-downhole combined microseismic monitoring technology in the Fuling shale gas field and its enlightenment [J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(10):56-62.
- [15] HEINEMANN Z E, BRAND C W. Gridding techniques in reservoir simulation [C] // *Proceedings of the first and second international forum on reservoir simulation*, Alpbach, Austria, 1989:339-426.
- [16] LI D L, XU C Y, WANG J Y, et al. Effect of Knudsen diffusion and Langmuir adsorption on pressure transient response in tight-and shale-gas reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 124(10):146-154.
- [17] CAI J C. A fractal approach to low velocity non-Darcy flow in a low permeability porous medium [J]. *Chinese Physics B*, 2014, 23(4):385-389.
- [18] PRADA A, CIVAN F. Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1999, 22(4):237-240.
- [19] LI D, ZHA W, LIU S, et al. Pressure transient analysis of low permeability reservoir with pseudo threshold pressure gradient [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 147:308-316.
- [20] 李道伦, 查文舒. 数值试井理论与方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013:71-78.

编辑 穆立婷

第一作者简介:蒋国斌,男,1982年出生,工程师,2007年毕业于中国石油大学石油工程专业,主要从事采油工程方案设计及支撑课题研究。电话:0459-5980579,15845896579; Email:jingguobin@petrochina.com.cn。通信地址:黑龙江省大庆市让胡路区西宾路9号采油工程研究院,邮政编码:163453。