

纤维暂堵人工裂缝附加压差影响因素分析

汪道兵^{1,2}, 周福建¹, 葛洪魁¹, 卢渊³, 严星明⁴

1. 中国石油大学(北京)非常规天然气研究院, 北京 102249
2. 中国石油勘探开发研究院研究生部, 北京 100083
3. 成都理工大学能源学院, 成都 610059
4. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

摘要 地层温度条件下自动可降解纤维能有效暂堵已形成的人工裂缝或天然裂缝, 大幅提高缝内净压力, 从而迫使人工裂缝发生转向, 从其他方向启裂与扩展, 增加油气藏改造体积。此时纤维在裂缝内形成滤饼填充带, 形成一附加压差。理解纤维暂堵人工裂缝附加压差的影响因素, 是优化纤维暂堵转向压裂设计关键参数的基础。由于缝内纤维滤饼引起附加压差影响因素众多, 纤维转向压裂关键参数优化难度较大, 本研究以纤维暂堵人工裂缝的物理模型为基础, 利用经典水力压裂理论, 推导并求解纤维滤饼附加压差的数学模型, 模拟计算其影响因素的变化规律。模拟结果表明, 较低排量、较小裂缝宽度和较高黏度有利于增大附加压差, 加强纤维封堵裂缝的效果。结合裂缝延伸准则, 得出井底压力增量与附加纤维滤饼长度两者成线性增加关系。

关键词 纤维; 转向压裂; 数学模型; 滤饼表皮因子; 附加压差

中图分类号 TE355

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.22.012

Analysis of factors influencing additional pressure drop of fiber-assisted temporary blocking of an artificial fracture

WANG Daobing^{1,2}, Zhou Fujian¹, GE Hongkui¹, LU Yuan³, YAN Xingming⁴

1. Unconventional Natural Gas Research Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Graduate School, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, China National Petroleum Corporation, Beijing 100083, China
3. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China
4. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China

Abstract An automatically degradable fiber at reservoir temperature could be used to temporarily block artificial or natural fractures effectively. After injecting diverting clean fiber into the fracture, net pressure in the blocked fracture will be remarkably increased. Then it forces the artificial fracture to re-orientate, i.e. fractures are initiated and propagate in another direction. This stimulation technology will improve the stimulated volume of hydrocarbon reservoirs. In the blocking process, the fiber cake zone will be formed in the fracture. It will produce an additional pressure drop when hydraulic fracturing fluid is injected through the blocked fracture. It is the basis for optimizing the critical parameters of design program of fiber-assisted diverting fracturing to understand the influential

收稿日期: 2014-12-23; 修回日期: 2015-05-07

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2015CB250903); 国家自然科学基金重大项目(51490652); 国家自然科学基金青年科学基金项目(41304141); 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(2010E-2105, 2014A-4212); 中国科学院先导科技项目(XDB10050203); 中石油科技创新基金项目(2013D-5006-0213)

作者简介: 汪道兵, 博士研究生, 研究方向为非常规储层人工缝网形成与控制机制, 电子信箱: 0546wdb@163.com; 周福建(通信作者), 教授, 研究方向为油气藏增产措施、储层保护和油气井防砂, 电子信箱: zhoulujian@263.net; zhoulujian@cup.edu.cn

引用格式: 汪道兵, 周福建, 葛洪魁, 等. 纤维暂堵人工裂缝附加压差影响因素分析[J]. 科技导报, 2015, 33(22): 73-77.

factors of additional pressure drop induced by the fiber cake. Because additional pressure drop is related with many factors, it is very difficult to optimize the critical parameters of fiber-assisted diverting fracturing. In this paper, on the basis of the physical model of the blocking, the mathematical model of additional pressure drop induced by fiber cake is deduced and calculated by adopting the classical theory of hydraulic fracturing. The change rule of its influential factors is numerically simulated. The results show that low injection rate, small fracture width and high viscosity will be beneficial to increase the additional pressure drop and improve the temporary blocking effect. According to the propagation criterion of tensile fracture, the relationship between the bottom hole pressure increment and the required length of additional fiber is obtained. Excellent linearity between them is achieved.

Keywords fiber; diverting fracturing; mathematical model; skin factor of fiber cake; additional pressure drop

碳酸盐油气藏非均质性强,若地层最大主应力方位、天然裂缝发育方位及非均质发育的储集体相对于井眼的方位等匹配不一致,且存在转向造缝的可能时(最大最小主应力差较小),可通过高质量浓度纤维暂堵已形成裂缝,提高注入压力,迫使裂缝在其他方向开裂并延伸,以增加沟通概率提高高压效果^[1]。国内周福建等^[2]运用地层温度下自动降解纤维暂堵已压开的人工裂缝,迫使裂缝转向,从新的方向沟通碳酸盐岩缝洞储集体,取得良好效果。国外 Potapenko 等^[3]使用转向材料等控制裂缝的扩展,使用一种新的可降解纤维裂缝转向技术用于 Barnett 页岩水平井的重复压裂施工。裂缝转向体系(FDS)对已形成的裂缝网络形成暂堵,施工中有明显的压力增加。Dave 等^[4]研制一种自动降解可变形颗粒,该转向剂体系采用两种颗粒粒径相互配合使用,密度为 1.25 g/cm³,当压力升高到某一值时,颗粒发生形变,渗透率明显降低,形成较为致密的遮挡层。Albertus 等^[5]将纤维加入黏弹性转向酸液中,用于厚层碳酸盐岩的酸化酸压改造中,优化酸液置放效率,提高了井段改造覆盖率。Cohen 等^[6]运用 CFD 数值模拟器模拟了纤维在射孔孔眼内的聚集效应,分析了地层渗透率极差、纤维滤饼渗透率和地层系数(kh)对转向效率的影响,得出较高地层渗透率极差和较高地层系数有利于纤维转向,并指出纤维滤饼渗透率是影响转向效率的关键因素。

当纤维暂堵人工裂缝时,纤维在裂缝内形成滤饼填充带,从而形成一附加压差^[6,7]。理解纤维暂堵人工裂缝附加压差的影响因素,是优化纤维暂堵转向压裂设计的关键参数的基础。目前,尚未见计算缝内纤维滤饼引起附加压差的数学模型,且其影响因素众多,控制机理不明。本研究拟以纤维暂堵人工裂缝的物理模型为基础,利用经典水力压裂理论,推导并求解纤维滤饼附加压差的数学模型,模拟计算其影响因素的变化规律。

1 纤维暂堵人工裂缝物理模型

正式压裂施工时,纤维通过一定黏度的瓜胶压裂液或黏弹性表面活性剂基压裂液携带,利用纤维在线加入设备充分搅拌混合均匀后,形成纤维暂堵转向液,注入到井底。纤维暂堵人工裂缝的物理过程主要分为两部分^[1,6]:1) 纤维暂堵转向液进入已压开的人工裂缝缝口附近,液体以一定速率沿缝面滤失,在裂缝壁面形成一层纤维滤饼;2) 随着纤维暂堵转

向液的持续注入,裂缝内纤维滤饼不断增厚和加长,最后在裂缝内形成一定长度和一定渗透率的纤维滤饼充填带,如图 1 所示。

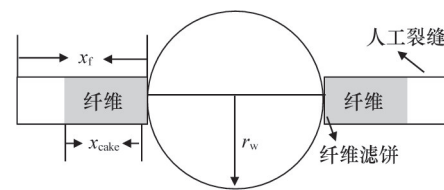


图 1 纤维暂堵人工裂缝物理模型

Fig. 1 Physical model of fiber-assisted temporary blocking of artificial fractures

根据以上物理过程,假设条件如下:1) 假设井眼半径为 r_w ,已压开裂缝长度为 x_f ,缝高恒定为 h_f ,缝宽为 w_f ,裂缝内纤维滤饼充填带长度为 x_{cake} ;2) 由于纤维充填带长度远小于缝长,假设纤维充填带截面为矩形,宽度不变,纤维充填带宽度 w_c ,近似等于裂缝缝口处宽度;3) 假设纤维充填带均质,其渗透率为一定值 k_{cake} ;4) 注入纤维暂堵转向液(即携带纤维的液体)前,压开岩心裂缝渗透率 k_f 满足立方定律,即 $k_f = w^2/12$;5) 假设注入纤维暂堵转向液排量恒定,其值为 q ,注入时间为 t ,表观黏度为 μ 。

2 纤维暂堵人工裂缝附加压差的数学模型

2.1 数学模型

纤维滤饼充填带形成后,由于充填带渗透率远低于张开裂缝的裂缝渗透率,阻止后续流体进入裂缝内,形成一纤维滤饼表皮因子 s_{fiber} ,从而在裂缝缝口处产生一附加压差 Δp_s ,根据表皮效应引起的压降 Δp_s 定义^[8]为

$$\Delta p_s = [q\mu / (2\pi k_{cake} h)] s_{fiber} \quad (1)$$

其中, h 为油层厚度, m; μ 为注入液体的表观黏度, mPa·s。

根据 Prats 和 Cinco-Ley 等提出的裂缝滤饼表皮系数^[9-11],结合式(1)得到裂缝内纤维滤饼形成的表皮因子公式为

$$s_{fiber} \mu / (2\pi k h) = \frac{1}{2} [(x_{cake} \mu) / (w_f k_{cake} h) - (x_{cake} \mu) / (w_f k_f h)] \quad (2)$$

其中, k 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

将式(2)化简,得到纤维滤饼充填带产生的表皮因子为

$$s_{fiber} = \pi x_{cake} k / (w_f k_f) \cdot (k / k_{cake} - 1) \quad (3)$$

根据狭缝立方定律, 裂缝渗透率为

$$k_i = w_i^3 / 12 \quad (4)$$

根据水力压裂经典理论, 二维 PKN 型裂缝缝宽为^[12,13]

$$w_{max} = 2p_{net}h_f / E' \quad (5)$$

$$w_f = \pi w_{max} / 4 \quad (6)$$

$$p_{net} = \left[\frac{E'^{1/3}}{h_f^4} (\kappa \mu q x_f) + p_{tip}^4 \right]^{1/4} \quad (7)$$

式中, p_{net} 为裂缝内净压力, MPa; p_{tip} 为裂缝端部净压力, 一般为 0.7~2.1 MPa; κ 为常数, 椭圆形缝其值为 $16/\pi$ 。 E' 为岩石平面模量, $E' = E/(1-\nu^2)$, MPa; E 为岩石弹性模量, MPa, ν 为泊松比。 w_{max} 为裂缝最大缝宽, 即缝口处宽度, mm; x_f 为裂缝长度, m。

联合式(1)~式(7)可以计算注入压裂液时在缝口产生的附加压差。

2.2 求解方法

为了求解式(3), 需要知道 k_{cake} 和 x_{cake} 。 k_{cake} 可以通过动滤失实验仪测定^[2,14], 即岩心夹持器加一定围压, 向一定宽度的劈裂岩心中注入纤维暂堵转向液, 动滤失仪的釜体内以一定转速模拟注入纤维的速率, 纤维滤饼形成后, 如图2所示, 测定其导流能力, 裂缝导流能力为

$$K_f W = 0.1 \frac{Q \mu L}{\Delta p D} \quad (8)$$

式中, D 为岩心直径, cm; Q 为流动介质的体积流量, cm^3/s ; L 为劈裂岩心长度, cm; Δp 为岩心进出口的压差, MPa。

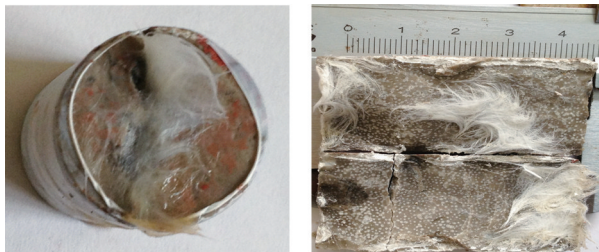


图2 纤维暂堵劈裂裂缝后形成的滤饼状态
Fig. 2 Condition of the fiber cake formed after temporary blocking of splitting cracks

根据式(8), 计算出含纤维滤饼岩心的导流能力后, 再除以裂缝平均宽度, 即可得出纤维滤饼渗透率, 测试得出纤维滤饼的渗透率为 $1350 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。

实验物理模拟了 0.5、0.8、1.0、1.3、2.0、3.0、4.0 和 5.0 mm 8 种缝宽下的滤饼侵入长度, 得到不同缝宽下纤维滤饼长度拟合关系式, 如图3所示。可以看出, 缝宽越大, 滤饼侵入深度越长, 两者间的拟合关系式为 $y = 3.2848 \ln x + 5.1588$, 相关系数 $R^2 = 0.9914$ 。

根据缝宽计算公式(5)~(7), 可以得到不同排量下缝宽变化规律, 再结合图3即可得到纤维滤饼长度。

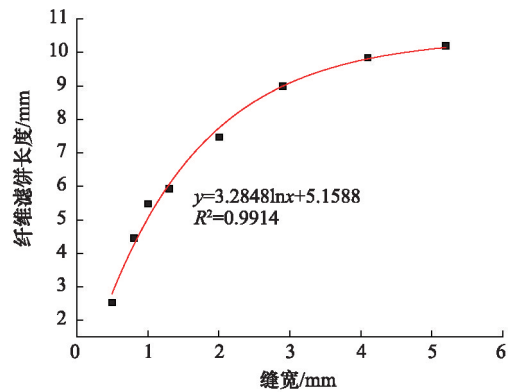


图3 纤维滤饼长度与缝宽关系
Fig. 3 Regression relationship between fiber cake length and fracture width

3 影响因素分析

假设地层渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu m^2$, 纤维滤饼的渗透率为 $1350 \times 10^{-3} \mu m^2$, 注入排量 $1.2 m^3/min$, 纤维暂堵转向液黏度为 $200 mPa \cdot s$, 压裂液冻胶黏度为 $120 mPa \cdot s$, 岩石弹性模量 $30 GPa$, 泊松比 0.28 , 缝高 $50 m$, 计算纤维滤饼产生的表皮系数为 0.39 , 附加压降为 $16.7 MPa$ 。

3.1 注入排量对附加压差的影响规律

模拟了不同注入排量下的纤维滤饼的附加压差曲线(图4), 可以看出, 黏度不变时, 注入排量越低, 附加压差越大, 当排量超过 $1.6 m^3/min$ 时, 继续增大排量, 附加压差变化幅度较小; 随着压裂液黏度的增加, 附加压差也逐渐增加。因此, 建议现场施工时以较低排量注入, 注入较高黏度的压裂液, 以增大附加压差, 加强纤维封堵裂缝的效果, 更好地实现新裂缝转向^[15-19]。

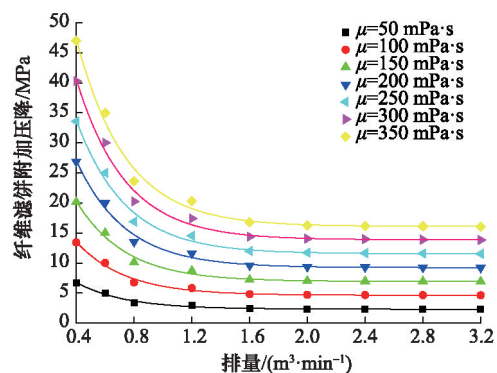


图4 排量与纤维滤饼附加压降间的关系
Fig. 4 Regression relationship between injection rate and additional pressure drop of the fiber cake

3.2 裂缝宽度对附加压降的影响规律

模拟了不同人工裂缝宽度下的纤维滤饼附加压差曲线(图5), 可以看出, 黏度不变时, 人工缝宽越大, 压差越小, 当

缝宽超过 4 mm 时,纤维滤饼形成的附加压差变化幅度较小。随着压裂液黏度的增加,附加压差也逐渐增加。因此,建议现场施工时以较低排量注入纤维暂堵转向液,注入较高黏度的压裂液,以增大附加压差,确保人工缝宽较小,加强纤维封堵裂缝的效果,更好地实现新裂缝转向^[15-19]。

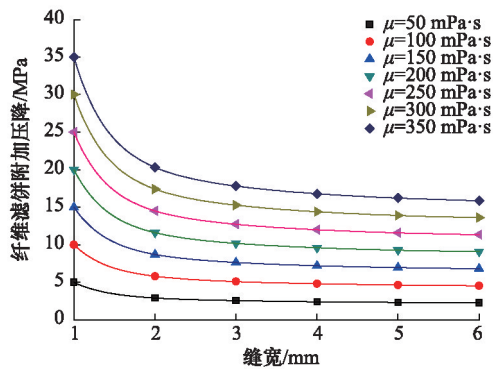


图5 裂缝宽度与纤维滤饼附加压降间的关系

Fig. 5 Regression relationship between fracture width and additional pressure drop of the fiber cake

3.3 井底压力增加对滤饼封堵裂缝的影响规律

当纤维在裂缝入口处形成滤饼后,这时由于纤维滤饼的存在,裂缝内渗透率降低,井筒中憋压,所以井底压力增加,当压力增加足够大时,裂缝端部会继续向前延伸,这时需要形成新一段滤饼,降低滤饼后裂缝内压力,使得此处的压力低于裂缝延伸压力才能封堵裂缝。根据裂缝延伸准则,PKN型裂缝向前扩展的条件^[12,17-21]为

$$K_1 = \frac{p_{net} h_f}{2E_{(b)}} \sqrt{\pi/x_f} \geq K_{ic} \quad (9)$$

式中, K_{ic} 为裂缝断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$,灰岩值约为 $0.5 \text{ MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$; $E_{(b)}$ 为I型(张开型)的积分系数。

根据式(5)~式(7),结合PKN型裂缝的延伸准则,得到井底压力增加与所需附加滤饼长度关系曲线(图6)。随着井底

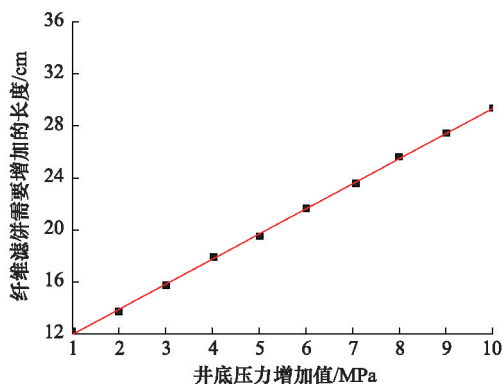


图6 井底压力增加对纤维滤饼封堵裂缝的影响

Fig. 6 Regression relationship between bottom hole pressure increment and required additional fiber cake length

压力的增加,所需附加纤维滤饼长度也在增加,两者成线性关系。

4 结论

1) 利用经典水力压裂理论,推导并求解了纤维滤饼附加压差数学模型,模拟计算了其影响因素的变化规律。

2) 模拟结果表明,建议现场施工时以较低排量注入确保缝宽较小,同时注入较高黏度的压裂液,以增大附加压差,加强纤维封堵裂缝的效果,更好地实现新裂缝转向。

3) 结合PKN型裂缝的延伸准则,得到井底压力增加与所需附加滤饼长度关系曲线,随着井底压力的增加,所需附加纤维滤饼长度也在增加,两者成线性关系。

参考文献(References)

- [1] Zhou F J, Liu Y Z, Liu X F, et al. Case study: YM204 obtained high petroleum production by acid fracture treatment combining fluid diversion and fracture reorientation[C]//SPE 8th European Formation Damage Conference. Scheveningen, The Netherlands, May 27-29, 2009: SPE-121827-MS.
- [2] 周福建, 伊向艺, 杨贤友, 等. 提高采收率纤维暂堵人工裂缝动滤失实验研究[J]. 钻采工艺, 2014, 37(4): 83-86.
Zhou Fujian, Yi Xiangyi, Yang Xianyou, et al. Dynamic filtration experiment study on EOR fiber on bridging the artificial fracture[J]. Drilling and Production Technology, 2014, 37(4): 83-86.
- [3] Potapenko D I, Tinkham S K, Lecerf B, et al. Barnett shale refracture stimulations using a novel diversion technique[C]// SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, January 19-21, 2009: SPE-119636-MS.
- [4] Allison D B, Shawn S C, Todd B L. Restimulation of wells using biodegradable particulates as temporary diverting agents[C]// Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada, November 15-17, 2011: CSUG/SPE-149221-MS.
- [5] Retnanto A, Lynn C W, Orellana E. Managing uncertainty of reservoir heterogeneity and optimizing acid placement in thick carbonate reservoirs[C]//SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. Doha, Qatar, May 14-16, 2012: SPE-155079-MS.
- [6] Cohen C E, Tardy P M J, Lesko T M, et al. Understanding diversion with a novel fiber-laden acid system for matrix acidizing of carbonate formations[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, September 19-22, 2010: SPE-134495-MS.
- [7] Ramakrishnan H, Yuyan R, Belhadi J. Real-time completion optimization of multiple laterals in gas shale reservoirs: integration of geology, log, surface seismic, and microseismic information[C]// SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, January 24-26, 2011: SPE-140542-MS.
- [8] 才博, 王晓冬, 王欣. 人工裂缝缝壁表皮效应数学模型研究[J]. 中国矿业大学学报, 2011, 40(6): 938-942.
Cai Bo, Wang Xiaodong, Wang Xin, et al. Mathematical study of fracture face skin in hydraulic fractures[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2011, 40(6): 938-942.
- [9] Jamiolahmady M, Danesh A, Tehrani D H, et al. New mechanical and damage skin factor correlations for hydraulic fractured wells[C]// European Formation Damage Conference. Scheveningen, The

- Netherlands, June 30–May 1, 2007: SPE-107634-MS.
- [10] Romero D J, Valko P P, Economides M J. The optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins[C]//International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, February 20–21, 2002: SPE-73758-MS.
- [11] Powell A, Bustos O, Kordziel W, et al. Fiber-laden fracturing fluid improves production in the bakken shale multilateral play[C]//Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, Colorado, USA, April 16–18, 2007: SPE-107979-MS.
- [12] 王鸿勋, 张士诚. 水力压裂数值计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 55–58.
Wang Hongxun, Zhang Shicheng. Hydraulic fracturing numerical calculation method[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 55–58.
- [13] Economides M J, Nolte K G. Reservoir stimulation[M]. 3rd ed. New York: Wiley, 2003.
- [14] 宋佳, 卢渊, 李永寿, 等. 煤岩压裂液动滤失实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(2): 74–77.
Song Jia, Lu Yuan, Li Yongshou, et al. Experiment research on fracture fluid dynamic filtration of coal rocks[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(2): 74–77.
- [15] Bukovac T, Nihat M G, Jauregui L J, et al. Stimulaion strategies to guard against uncertainties of carbonate reservoirs[C]//SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Al- Khobar, Saudi Arabia, April 8–11, 2012: SPE-160887-MS.
- [16] Solares J R, Duenas J J, Al-Harbi M, et al. Field trial of a new non-damaging degradable fiber-diverting full zonal coverage during acid fracturing in a deep gas producer in Saudi Arabia[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, September 21–24, 2008: SPE-115525-MS.
- [17] 汪道兵. 直井纤维暂堵转向压裂裂缝启裂与延伸数学模型研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2013.
Wang Daobing. Study on the mathematical model about the fiber temporary plugging diverting fracturing crack initiation and propagation of the vertical wells[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.
- [18] Wang D B, Zhou F J, Ding W, et al. A numerical simulation study of fracture reorientation with a degradable fiber-diverting agent[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 25: 215–225.
- [19] 汪道兵, 葛洪魁, 周福建, 等. 注入流体诱导应力场模拟计算[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(2): 85–93.
Wang Daobing, Ge Hongkui, Zhou Fujian, et al. Numerical simulation of the injected fluid induced stress field[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(2): 85–93.
- [20] Zhang J C, Bian X B, Zhang S C, et al. Research of seepage in artificial fracture using pore network model[J]. Science China-Technological Sciences, 2013, 56(3): 756–761.
- [21] Zhang J C, Bian X B, Zhang S C, et al. Experimental evaluation of fracture stabilizer[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40 (2): 254–258.

(责任编辑 王媛媛)