

文章编号: 1673-5005(2009)02-0070-05

# 渗透率各向异性疏松砂岩脱砂压裂产能流固耦合模拟

曲连忠<sup>1</sup>, 程远方<sup>1</sup>, 赵益忠<sup>2</sup>, 沈海超<sup>1</sup>, 贾江鸿<sup>1</sup>, 赵寿强<sup>1</sup>

(1 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2 胜利油田 采油工艺研究院, 山东 东营 257000)

摘要: 基于广义达西定律, 建立渗透率各向异性疏松砂岩脱砂压裂人工裂缝—油藏系统流固耦合模型, 对储层渗透率各向异性对储层流固耦合作用及压裂井生产动态的影响进行分析。结果表明: 储层渗透率各向异性会显著影响储层有效应力及物性参数的变化及分布; 近裂缝壁面处, 人工裂缝及渗透率各向异性共同影响储层物性参数变化, 远离裂缝处, 渗透率各向异性对储层参数变化起主导作用; 当储层渗透率主轴方位角由 0°增大至 90°时, 压裂井日产量先增加后减小, 当方位角达到 60°左右时日产量最大; 当渗透率主轴方位角为 0°时, 垂直缝长方向的油藏渗透率对压裂井产能影响较大。

关键词: 渗透率; 各向异性; 疏松砂岩; 压裂产能; 流固耦合

中图分类号: TE 312 文献标识码: A

## Fluid-solid coupling simulation of deliverability of screen-out fracturing in permeability anisotropy unconsolidated sandstone

QU Lian-zhong, CHENG Yuan-fang, ZHAO Yi-zhong, SHEN Hai-chao,  
JIA Jiang-hong, ZHAO Shou-qiang

(1 College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

2 Oil Production Technology Research Institute of Shengli Oilfield, Dongying 257000, China)

Abstract: A fluid-solid coupling model for the artificial fracture formed by top screen-out fracturing and reservoir system in permeability anisotropy unconsolidated sandstone was established based on generalized Darcy law. And the effects of permeability anisotropy of reservoir on the fluid-solid coupling effect and production performance of fractured well were analyzed. The results show that the permeability anisotropy of reservoir influences the alteration and distribution of effective stress and physical parameters of reservoir dramatically. The artificial fracture and permeability anisotropy influence the alteration of reservoir parameters simultaneously near the fracture surface, and the permeability anisotropy dominates the alteration of reservoir parameters far from the fracture. The daily oil production increases firstly and then decreases with the increment of the azimuth of permeability principal axis from 0° to 90°, and the daily oil production is maximal with the azimuth about 60°. The permeability cross the fracture influences the fracturing deliverability dramatically when the azimuth of permeability principal axis equals 0°.

Key words: permeability anisotropy; unconsolidated sandstone; fracturing deliverability; fluid-solid coupling

脱砂压裂是近年来发展起来的一种高效防砂技术, 既能有效控制出砂, 又能显著提高压裂井产量, 应用前景广泛<sup>[1-3]</sup>。为使脱砂压裂取得最优经济效益, 压前须采用压裂产能模型优化缝长等参数。压裂产能研究已取得了诸多成果<sup>[4-6]</sup>, 但仍存在以下不足有待改进: (1) 压裂产能模型多采用有限差分法

求解, 对复杂边界及复杂形状油藏适应性较差; (2) 常规脱砂压裂产能模型并未考虑流固耦合效应影响; (3) 目前压裂产能模型对于渗透率各向异性油藏适应性较差。为此, 笔者建立渗透率各向异性疏松砂岩脱砂压裂人工裂缝—油藏系统流固耦合模型, 分析渗透率各向异性对压裂井生产动态的影响。

收稿日期: 2008-08-28

基金项目: 国家“863”高技术研究发展计划项目(2007AA06Z208)

作者简介: 曲连忠(1967—), 男(汉族), 山东昌乐人, 高级工程师, 博士研究生, 主要从事深部岩石力学方面的研究。

(C)1994-2019 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

# 1 渗透率各向异性疏松砂岩流固耦合数学模型

流固耦合数学模型主要包括渗流场、变形场、渗流与变形耦合关系 3 部分<sup>[7-9]</sup>。假设: (1) 储层岩石遵循 Drucker-Prager 屈服准则; (2) 渗流系统为饱和油、水两相渗流, 且不考虑储层岩石与流体间的化学作用; (3) 油、水两相渗流符合广义达西渗流定律。

## 1.1 流固耦合渗流场方程

渗透率各向异性疏松砂岩脱砂压裂人工裂缝—油藏系统油、水两相渗流方程分别为

$$\rho_o S_o \frac{\partial \epsilon_v}{\partial t} + \varphi \frac{\partial (\rho_o S_o)}{\partial t} = \nabla \cdot \left( \frac{K_{ro} \rho_o}{\mu_o} k (\nabla P_o + \rho_o g) \right), \quad (1)$$

$$\rho_w S_w \frac{\partial \epsilon_v}{\partial t} + \varphi \frac{\partial (\rho_w S_w)}{\partial t} = \nabla \cdot \left( \frac{K_{rw} \rho_w}{\mu_w} k (\nabla P_w + \rho_w g) \right). \quad (2)$$

其中

$$k = \begin{bmatrix} k_x & k_y & k_z \\ k_x & k_y & k_z \\ k_x & k_y & k_z \end{bmatrix}.$$

式中,  $P_o$  和  $P_w$  分别为油、水相压力, Pa;  $\rho_o$  和  $\rho_w$  分别为油、水相密度, kg/m<sup>3</sup>;  $S_o$  和  $S_w$  分别为油、水相饱和度, 无因次;  $\mu_o$  和  $\mu_w$  分别为油、水相黏度, Pa·s;  $K_{ro}$  和  $K_{rw}$  分别为油、水相相对渗透率;  $g$  为重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $\epsilon_v$  为体积应变, 无因次;  $k_x, k_y, \dots, k_z$  分别为渗透率张量  $k$  各分量, μm<sup>2</sup>。

## 1.2 流固耦合变形场方程

变形场控制方程主要包括平衡方程、几何方程及本构方程, 其中, 平衡方程可用张量形式表示为

$$\sigma_{ij,j} + f_i - (\alpha \delta_{ij} P)_{,j} = 0 \quad (3)$$

几何方程可用张量形式表示为

$$\epsilon_{ij} = \frac{1}{2} (u_{i,j} + u_{j,i}); \quad (4)$$

弹塑性本构方程常用增量形式表示为

$$d\epsilon_{ij} = D_{ijkl} d\epsilon_{kl} \quad (5)$$

式中,  $\sigma_i$  为有效应力分量, Pa;  $P$  为等效孔隙压力, Pa;  $f_i$  为体力分量, N;  $\alpha$  为 Biot 系数, 无因次;  $\delta_{ij}$  为 Kronecker 符号,  $\delta_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}^T$ ;  $\epsilon_{ij}$  为应变分量, 无因次;  $u_i$  为位移分量, m;  $D_{ijkl}$  为弹塑性系数矩阵张量分量;  $d\epsilon_{kl}$  为应变增量。

## 1.3 流固耦合关系方程

疏松砂岩胶结强度弱, 当孔隙压力发生扰动时,

储层孔隙结构及胶结密实程度等容易改变, 导致储层物性参数变化。在前期试验研究基础上, 建立疏松砂岩物性参数动态模型。

渗透率动态模型:

$$k/k_0 = \varphi^2 + b + f \quad (6)$$

孔隙度动态模型:

$$\varphi/\varphi_0 = \exp(\eta \varphi), \quad (7)$$

弹性模量动态模型:

$$E/E_0 = A\sigma^2 + B\sigma + C \quad (8)$$

式中,  $k$  和  $k_0$  分别为渗透率及初始渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  $\varphi$  和  $\varphi_0$  分别为孔隙度及初始孔隙度, 无因次;  $E$  和  $E_0$  分别为弹性模量及初始弹性模量, Pa;  $a, b, c, m, n, A, B, C$  为试验回归系数。

联立上述流固耦合控制方程式 (1) ~ (8), 同时补充渗流场及变形场边界条件、初始条件, 即构成渗透率各向异性疏松砂岩脱砂压裂人工裂缝—油藏系统流固耦合模型, 该模型考虑了多孔介质孔渗参数及弹性参数变化, 对渗透率各向异性油藏适应性更强。在对流固耦合控制方程弱化的基础上, 利用 FERG 软件开发了相应流固耦合有限元程序, 进行脱砂压裂产能有限元模拟。

# 2 脱砂压裂产能有限元模型

假设脱砂压裂垂直裂缝为理想对称双翼裂缝, 裂缝水平剖面为矩形, 其结构见图 1。由于脱砂压裂产能模型具有结构对称性, 可取 1/4 模型进行分析, 其尺寸为 150 m×150 m×6 m, 建模时采用“等效阻力法”<sup>[10]</sup>对人工裂缝宽度进行适当放大。采用渐变网格 (图 2) 对裂缝内部、近裂缝壁面、近井眼及裂缝端部处进行加密, 以提高计算精度。

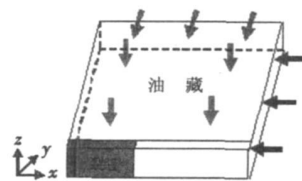


图 1 模型结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of model structure

模拟算例取自胜利油田孤岛南区馆陶组某疏松砂岩油藏, 模拟油藏及人工裂缝参数如下: 储层初始孔隙压力为 11.8 MPa, 初始含水饱和度为 30%, 初始孔隙度为 30%, 生产压差为 2 MPa, 初始  $x, y, z$  方向渗透率分别为 1.1, 0.4, 0.8 μm<sup>2</sup>, 初始弹性模量为 3 GPa, 泊松比为 0.25, Biot 系数为 1.0, 内聚力为 1.0 MPa, 内摩擦角为 30°, 最大、最小及垂向地应

力分别为 21.6 17.0 28.0 MPa, 敏感性系数  $a, b, c, m, n, A, B, C$  分别为 0.0959 -2.212 13.635 1.7658 -0.0547 -0.0855 1.9319 -9.8465, 油、水相黏度分别为 100 和 1 mPa·s, 油、水相体积系数分别为 1.15 和 1.01, 油、水相体积压缩系数分别为  $4 \times 10^{-9}$  和  $4.5 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ , 油、水相地面密度分别为 970 和 1000 kg/m<sup>3</sup>, 人工裂缝长 20 m, 宽 4 mm, 高 6 m, 裂缝导流能力为  $300 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$

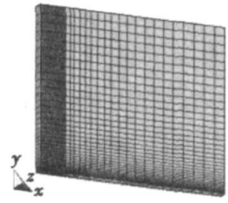


图 2 模型的网格划分  
Fig 2 Gridding of simulation model

### 3 渗透率各向异性对生产动态的影响

实际地层的沉积作用使得油藏渗透率具各向异性, 一方面表现为油藏渗透率张量分量大小存在差异, 另一方面表现为油藏渗透率主轴与人工裂缝渗透率主轴之间存在夹角。一般认为油藏垂向渗透率为渗透率的主轴方向, 与建模坐标系  $z$  轴重合, 从而可主要分析储层水平方向渗透率各向异性对流固耦合场的影响。

#### 3.1 储层渗透率主轴分量方位的影响

为方便建模, 取建模坐标轴与人工裂缝渗透率主轴方向重合, 同时假设储层渗透率主轴  $x$  轴与建模坐标系  $x$  轴的夹角为  $\theta$ 。针对方位角  $\theta$  为  $0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ$  的情况进行了模拟。开井生产 30 d 后, 储层孔隙度等值线见图 3。

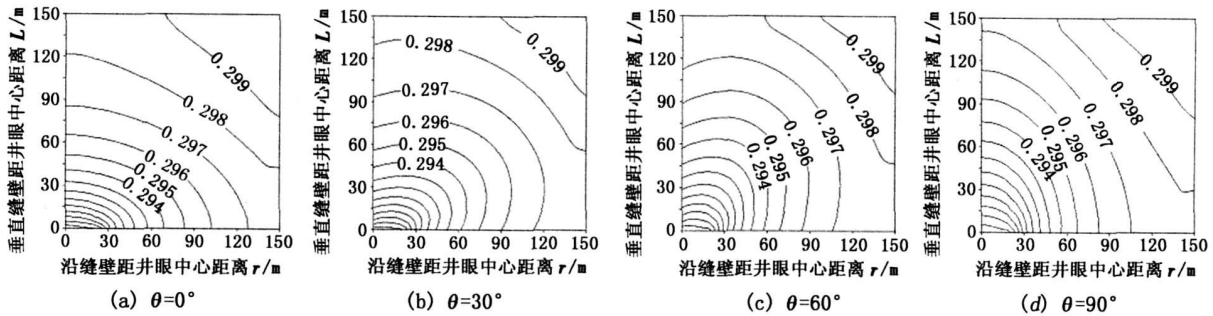


图 3 不同储层渗透率主轴方位角下的孔隙度分布

Fig 3 Porosity distribution in different principal axis azimuth of reservoir permeability

储层渗透率各向异性会显著影响开井后孔隙压力的传播及分布, 导致储层内不同程度的流固耦合作用, 进而使得储层物性参数分布差异显著。由图 3 可知, 近裂缝壁面及裂缝端部处孔隙度等值线分布密集, 孔隙度变化梯度较大, 当储层渗透率主轴方位角不同时, 孔隙度分布存在显著差异, 此时人工裂缝及渗透率各向异性共同影响孔隙度变化; 随着距井眼及人工裂缝距离的增加, 孔隙度变化趋于平缓, 此时人工裂缝影响较小, 渗透率各向异性对储层物性参数变化及分布起主导控制作用。

以油藏 A(0.43, 2.6) 点为例, 分析储层孔隙度损失率随时间的变化, 见图 4。由图 4 可知, 当储层渗透率主轴方位角不同时, 开井生产初期的孔隙度损失率变化速度不同, 初始时孔隙度损失率增加较快, 后趋于稳定。

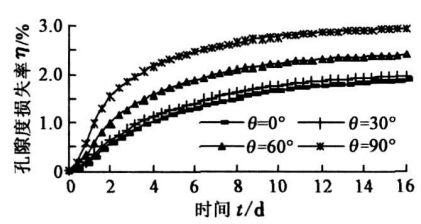


图 4 渗透率方位角对孔隙度损失率的影响

Fig 4 Influence of azimuth of permeability on porosity loss factor

在流固耦合效应影响下, 储层渗透率主轴方位角对压裂井稳态日产油量的影响见图 5。由图 5 可知: (1) 考虑流固耦合效应后, 其日产油量较常规压裂产能模型计算结果低 8% 左右, 说明采用常规模型会过高估计压裂井产能; (2) 渗透率主轴方位角由  $0^\circ$  增大时, 压裂井日产油量逐渐增加, 当方位角

达到 60°左右时日产油量达到最大, 约为 0°时的 1.35 倍, 当方位角继续增大时, 日产油量逐渐降低。

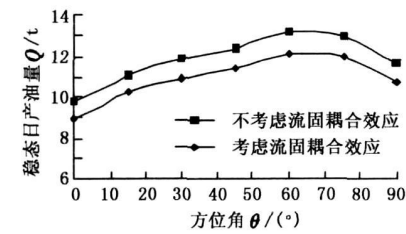


图 5 渗透率方位角对稳态日产油量的影响  
Fig. 5 Influence of azimuth of permeability on steady daily oil production

3.2 储层渗透率主轴分量的影响

对储层渗透率主轴方位角为 0°、主轴分量  $k_x/k_y$  为 1、2、7.5 的情况进行了模拟, 其中,  $k$  为  $1.1 \mu\text{m}^2$ 。开井生产 30 d 储层上表面平均有效应力 ( $\bar{\sigma}_x, \bar{\sigma}_y$  方向有效正应力的算术平均值, MPa) 等值线分布见图 6。

由图 6 可知: (1)  $k_x/k_y$  越大, 即储层渗透率各向异性越强, 近裂缝区域平均有效应力等值线越密集, 说明近裂缝区域有效应力变化越剧烈; (2) 储层渗透率各向异性越强, 远离人工裂缝处的平均有效应力差异越显著, 渗透率各向异性越弱, 流固耦合作用对储层有效应力的影响越大。

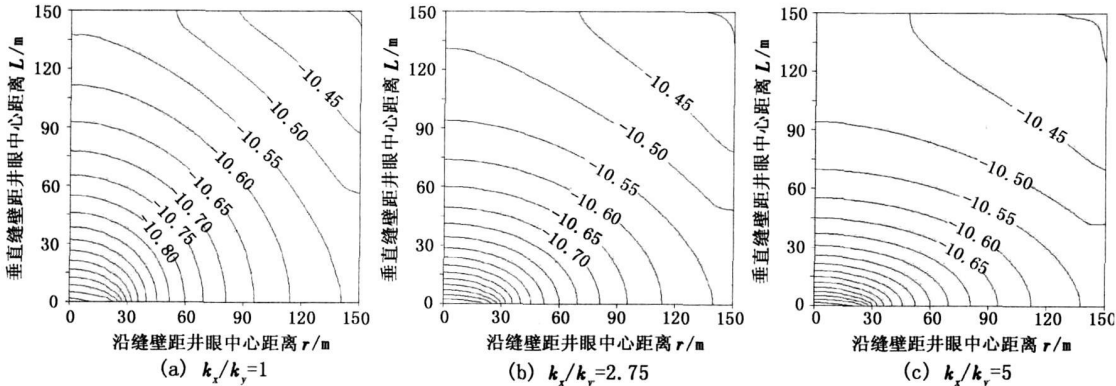


图 6 不同储层渗透率主轴分量下的平均有效应力分布

Fig. 6 Average effective stress distribution in different principal axis components of reservoir permeability

垂直缝长边界的储层孔隙度损失率见图 7。由图 7 可知: 储层渗透率主轴分量差异越大, 近裂缝壁面区域孔隙度损失率变化梯度越大, 说明流固耦合作用变化越显著;  $k_x/k_y$  越小, 即垂直缝长方向油藏渗透率越大时, 油藏整体孔隙度损失率越高, 说明降压生产时, 流固耦合作用对整个储层的影响越大。

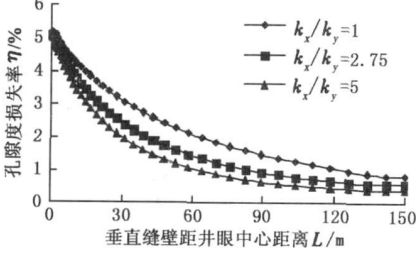


图 7 储层渗透率主轴分量对孔隙度损失率的影响  
Fig. 7 Influence of principal axis component of reservoir permeability on porosity loss factor

储层渗透率主轴分量差异对压裂井日产油量的影响见图 8。由图 8 可知, 当  $k_x/k_y=2.75$  时, 其日产油量为各向同性储层的 58%, 当  $k_x/k_y=5$  时, 其日产油量为各向同性储层的 40%, 说明当裂缝延伸

方向与油藏最大渗透率主轴方向相同时, 垂直缝长方向的渗透率会对压裂井产量产生明显影响。

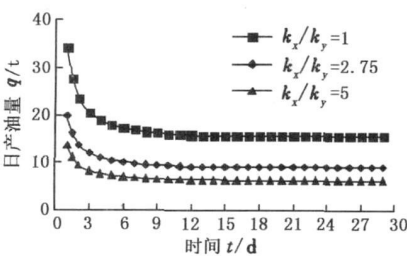


图 8 储层渗透率主轴分量对生产动态的影响

Fig. 8 Influence of principal axis component of reservoir permeability on production performance

## 4 结 论

(1) 不同储层渗透率主轴方位角下的流固耦合作用差异较大, 并导致储层物性参数分布差异; 近裂缝壁面处, 人工裂缝及储层渗透率各向异性共同影响储层物性参数, 远离人工裂缝处, 渗透率各向异性对储层物性参数起主导控制作用。

(2) 不同储层渗透率主轴分量下的降压生产流

固耦合作用导致储层有效应力产生显著差异;渗透率各向异性越强,近裂缝区域有效应力变化越剧烈,远离裂缝处储层有效应力差异越明显。

(3) 储层渗透率各向异性是影响脱砂压裂井产能的重要因素。当渗透率主轴方位角由  $0^\circ$  增大至  $90^\circ$  时,压裂井日产油量先增加后减小,在  $60^\circ$  左右时达到最大。当渗透率主轴方位角为  $0^\circ$  时,垂直缝长方向的储层渗透率会对压裂井产量产生显著影响。

#### 参考文献:

- [1] 智勤功, 谢金川, 吴琼, 等. 疏松砂岩油藏压裂防砂一体化技术[J]. 石油钻采工艺, 2007 29(2): 57-60  
ZHI Qing-gong, XIE Jin-chuan, WU Qiong, et al. Fracturing sand control technology of unconsolidated sandstone reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology 2007 29(2): 57-60
- [2] 顾海洪, 李金发, 邱锐. 压裂防砂工艺的研究及应用[J]. 油气地质与采收率, 2003 10(3): 76-77  
GU Hai-hong, LI Jin-fa, QIU Rui. Study and application of sand control technology by fracturing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency 2003 10(3): 76-77
- [3] 谢桂学, 李行船, 杜宝坛. 压裂防砂技术在胜利油田的研究和应用[J]. 石油勘探与开发, 2002 29(3): 99-101  
XIE Gui-xue, LI Xing-chuan, DU Bao-tan. The research and application of FracPac technique in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development 2002 29(3): 99-101
- [4] 陈德春, 孟红霞, 张琪, 等. 水力压裂层内爆燃压裂油井产能计算模型[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2005 29(6): 69-73  
CHEN De-chun, MENG Hong-xia, ZHANG Qi, et al. Productivity calculation model of the hydraulic fracture wells with exploding in fracture front[J]. Journal of the University of Petroleum, China( Edition of Natural Science), 2005 29(6): 69-73
- [5] 贺德才, 曹书瑜, 余跃惠. 七个泉油田油基压裂产能预测与压后评估方法[J]. 钻采工艺, 2003 26(1): 34-36  
HE De-cai, CAO Shu-yu, SHE Yue-hui. Productivity forecast of oil-based fracturing and evaluation after fracturing in Qisequan Oilfield[J]. Drilling & Production Technology 2003 26(1): 34-36
- [6] 李勇明, 郭建春, 赵金洲. 裂缝性油藏压裂井产能数值模拟模型研究与应用[J]. 石油勘探与开发, 2005 32(2): 126-128  
LI Yong-ming, GUO Jian-chun, ZHAO Jin-zhou. Numerical simulation of fracturing naturally fractured reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development 2005 32(2): 126-128
- [7] 薛世峰, 仝兴华, 岳伯谦, 等. 地下流固耦合理论的研究进展及应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000 24(2): 109-114  
XUE Shi-feng, TONG Xing-hua, YUE Bo-qian, et al. Progress of seepage rock mass coupling theory and its application[J]. Journal of the University of Petroleum, China( Edition of Natural Science), 2000 24(2): 109-114
- [8] 范学平, 徐向荣, 张士诚. 用流固耦合方法研究油藏压裂后应力应变和孔渗特性变化[J]. 岩土力学, 2001, 22(1): 47-50  
FAN Xue-ping, XU Xiang-rong, ZHANG Shi-cheng. Analysis on changes of stress, strain, porosity and permeability in multiphase reservoir with fluid-solid coupled and geomechanical mathematic simulation[J]. Rock and Soil Mechanics 2001 22(1): 47-50
- [9] 同登科, 杨河山, 柳毓松. 油气流固耦合渗流研究进展[J]. 岩石力学与工程学报, 2005 24(24): 4594-4602  
TONG Deng-ke, YANG He-shan, LIU Yu-song. Advances in research on fluid-solid coupling seepage in porous media[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering 2005 24(24): 4594-4602
- [10] 蒋廷学, 郎兆新, 单文文, 等. 低渗透油藏压裂井动态预测的有限元方法[J]. 石油学报, 2002 23(5): 53-58  
JIANG Ting-xue, LANG Zhao-xin, SHAN Wen-wen, et al. Finite element method for post fracturing production performance of wells in low permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica 2002 23(5): 53-58

(编辑 李志芬)