

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.01.016

射孔水平井产液剖面均衡性影响因素分析

王海静¹, 薛世峰², 全兴华³

(1. 南京航空航天大学航空宇航学院, 江苏南京 210016; 2. 中国石油大学(华东)储运与建筑工程学院, 山东青岛 266555; 3. 山东大学威海分校机电与信息工程学院, 山东威海 264209)

摘要: 水平井产液剖面的均衡性间接反映了储层动用程度的均衡性, 是射孔参数优化设计的重要依据。将源函数方法与表皮系数模型相结合, 基于势的叠加原理, 建立了各向异性油藏射孔水平井的油藏-井筒耦合模型, 该模型可考虑地层损害和射孔等因素对水平井流入动态的影响, 并给出了产液剖面和势分布剖面的求解方法。采用该模型分析得到了井斜角、油层厚度、地层原油黏度和垂向渗透率对射孔水平井产液剖面均衡性的影响规律。受井筒各处流态、泄油面积差异以及井筒内压力损失影响, 射孔水平井的流量分布呈现端部效应和跟趾端差异, 产液剖面呈斜“U”形; 端部效应随着井斜角减小和垂向渗透率降低而减弱, 随着油层厚度减小和原油黏度降低而增强; 跟趾端的流量差异随着井斜角减小及油层厚度和垂向渗透率降低而减小, 随着原油黏度的降低而增大。

关键词: 水平井 产液剖面 影响因素 油藏-井筒耦合模型 射孔

中图分类号: TE355.6 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)01-0078-05

Analysis of Factors Influencing the Production Profile Equilibrium for Perforated Horizontal Wells

Wang Haijing¹, Xue Shifeng², Tong Xinghua³

(1. College of Aerospace Engineering of Nanjing University of Aeronautics & Astronautics, Nanjing, Jiangsu, 210016, China; 2. College of Pipeline & Civil Engineering of China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266555, China; 3. College of Mechanical, Electrical & Information Engineering of Weihai Branch, Shandong University, Weihai, Shandong, 264209, China)

Abstract: The equilibrium of production profile, which reflects the equilibrium of producing degree, is an important basis for perforation optimization. Combining source function with skin-factor model, a reservoir-wellbore coupled model of perforated horizontal wells in anisotropic reservoirs is established based on the principle of potential superposition. The model takes the influence of formation damage and perforation on flowing performance of horizontal wells into account. The solution procedures for production profile and potential distribution profile are also presented. In this paper, the influence of well inclination, formation thickness, oil viscosity and vertical permeability on the equilibrium of production profile for perforated horizontal wells are investigated. Affected by flow regime, drainage area difference and wellbore pressure drop, the inflow profile of perforated horizontal wells shows end effect and difference between heel and toe, and producing profile shows skewed U shape. The end effects decrease with the decrease of well inclination and vertical permeability, but increase with the decrease of reservoir thickness and oil viscosity. The flow difference between heel and toe decreases with the decrease of well inclination, reservoir thickness and vertical permeability, but increases with the decrease of oil viscosity.

Key words: horizontal well; liquid production profile; influencing factor; reservoir-wellbore model; perforation

水平井的产液剖面反映了生产过程中油藏流体进入井筒时沿其长度方向的分布规律, 是油藏-井筒系统耦合作用的结果, 同时受到油藏物性、完井方式和井身结构等多个因素的影响。目前国内外关于射孔水平井产液剖面的计算方法主要有 2 种, 一种方法是将射孔水平井的油藏渗流分解为具有等效井径裸眼井的渗流和以孔眼

收稿日期: 2011-08-09; 改回日期: 2011-11-29。

作者简介: 王海静(1983—), 女, 辽宁辽中人, 2005 年毕业于中国石油大学(华东)土木工程专业, 在读博士研究生, 主要从事油气田地下工程力学方面的研究。

联系方式: lnsywhj@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项子课题“中东鲁卜哈里盆地 B 区块地应力研究及变形介质产能评估技术”(编号: 2008ZX05031-02-03) 部分研究内容。

为轴心的平面径向流 2 部分, 通过建立油藏-孔眼-井筒耦合模型来计算产液剖面^[1-5]; 另一种方法是将孔眼视为等强度线汇, 基于势的叠加原理建立射孔水平井的油藏-井筒耦合模型^[6-15]。第一种方法是对射孔井实际流入动态的极大简化, 计算比较简单, 然而由于无法真实反映孔眼渗流特征, 结果存在较大误差。第二种方法假设流量沿孔眼长度方向均匀分布, 当孔密很小时, 较为合理; 而当孔密较大时, 该假设严重偏离实际, 而且计算量也非常大。此外, 这 2 种方法均无法考虑钻井损害、射孔压实等因素的影响。鉴于上述方法的局限性, 笔者将源函数法与表皮系数模型相结合, 基于势的叠加原理, 建立了射孔水平井的油藏-井筒耦合模型, 采用该模型分析了油藏和井筒参数对射孔水平井产液剖面均衡性的影响。

1 油藏-井筒耦合模型

均质各向异性盒式油藏中一口射孔水平井如图 1 所示, x , y , z 方向的渗透率分别为 K_x , K_y , K_z 。假设油藏初始势均匀分布, 单相微可压流体做等温不稳定渗流。

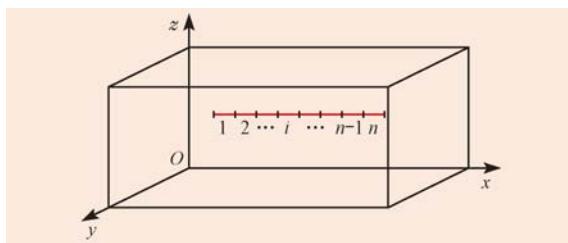


图 1 射孔水平井的离散模型

Fig. 1 Discrete model of a perforated horizontal well

对于三维渗流问题, 定义流体势 Φ 如下:

$$\Phi = p + \rho g z \quad (1)$$

式中: p 为流体压力, Pa; ρ 为流体密度, kg/m³; g 为重力加速度, m/s²; z 为高度坐标, m。

根据水平井生产过程中井筒流量和压力随时间和空间变化的特点, 将井筒离散为 n 个等长度微元, 将每个微元看作是流量均匀的变强度持续线汇。基于源函数法和势的叠加原理, 均质各向同性油藏中第 i 个井筒微元中点处的势计算公式为:

$$\Phi_{wi} = \Phi_0 - \frac{\mu q_i}{2\pi K} S_{pdc\ i} - \sum_{j=1}^n \frac{1}{\phi c} \int_0^t q_j G_j d\tau \quad (2)$$

$$(i = 1, 2, \dots, n)$$

式中: Φ_{wi} 为第 i 个井筒微元中点的势, Pa; Φ_0 为油藏初始势, Pa; μ 为流体黏度, Pa·s; q_i , q_j 分别为第 i , j 个井筒微元的比流量, m³/(s·m); K 为油藏渗透率, m²; $S_{pdc\ i}$ 为考虑孔眼几何、井筒附近地层损害和孔道周围压实组合影响的第 i 个井筒微元的总表皮系数, 其计算公式参见文献[16-17]; ϕ 为孔隙度; c 为压缩系数, Pa⁻¹; t 为时间, s; G_j 为第 j 个井筒微元线汇的瞬时源函数^[18], $G_j = G_j(\tau, t)$, 当水平井具有井斜角时, 在保证计算效率和精度的前提下, 经验证可采用中心位置相同的等长度水平微元线汇的瞬时源函数来代替。

当时间 t 较大, 井筒的流量分布趋于稳定, 即 q_j 不再随时间变化时, 早期流量变化的影响可以忽略。此时可将式(2)中的 q_j 从积分号中提出, 得到:

$$\Phi_{wi} = \Phi_0 - \frac{\mu q_i}{2\pi K} S_{pdc\ i} - \sum_{j=1}^n \frac{q_j}{\phi c} \int_0^t G_j d\tau \quad (3)$$

$$(i = 1, 2, \dots, n)$$

为将式(2)、(3)应用于各向异性油藏, 可做如下坐标变换^[19], 将原各向异性油藏转化为等价的渗透率为 $K' = \sqrt[3]{K_x K_y K_z}$ 的各向同性油藏。

$$\left\{ \begin{array}{l} x' = \frac{\sqrt{K_y K_z}}{\sqrt[3]{K_x K_y K_z}} x \\ y' = \frac{\sqrt{K_x K_z}}{\sqrt[3]{K_x K_y K_z}} y \\ z' = \frac{\sqrt{K_x K_y}}{\sqrt[3]{K_x K_y K_z}} z \end{array} \right. \quad (4)$$

式中, x' , y' , z' 为变换后的坐标值。

坐标变换前后, 井筒在油藏各个方向的相对长度和相对位置保持不变, 系统质量守恒, 边界条件保持不变^[19], 变换后的等价各向同性系统中任一点的压力响应与原各向异性系统一致, 即:

$$\Phi(x, y, z, t) = \Phi'(x', y', z', t) \quad (5)$$

因此, 在各向异性油藏中, 式(3)可写成:

$$\Phi_{wi} = \Phi_0 - \frac{\mu q_i}{2\pi \sqrt{K_x K_z}} S_{pdc\ i} - \sum_{j=1}^n \frac{q'_j}{\phi c} \int_0^t G'_j d\tau \quad (6)$$

$$(i = 1, 2, \dots, n)$$

式中: G'_j 为等价各向同性油藏中第 j 个井筒微元线汇的瞬时源函数; q'_j 为等价各向同性油藏中第 j 个井筒微元的比流量, m³/(s·m), 与原各向异性油藏中的比流量之间存在以下关系:

$$q'_j \cdot \Delta l' = q_j \cdot \Delta l \quad (7)$$

$$(j = 1, 2, \dots, n)$$

式中, Δl 和 $\Delta l'$ 分别为原始各向异性油藏和等价各

向同性油藏中井筒微元的长度, m。

井筒内的流动是伴有孔眼径向流入的变质量流, 压力损失由摩擦压降、加速压降和流入方向压降组成^[20]。基于井壁处势和流量的连续性条件, 对于 2 个相邻的井筒微元, 其中点处的势差可写成如下形式:

$$\begin{aligned} \Phi_{wi} - \Phi_{w(i+1)} = & -\frac{\rho f}{2d} \left(\frac{v_i + v_{i+1}}{2} \right)^2 \Delta l - \frac{\rho}{\alpha_l} (v_i^2 - v_{i+1}^2) + \\ & \frac{\rho (q_i^2 + q_{i+1}^2) \Delta l \sin 2\gamma}{4 n_p \alpha_l A A_l} \quad (8) \end{aligned}$$

(i = 1, 2, ..., n-1)

式中: f 为孔眼流入条件下的管壁摩擦系数; d 为套管内径, m; α_l 为动量修正系数; n_p 为射孔密度, 孔/m; γ 为流入方向角, ($^\circ$); A 为套管的横截面积, m^2 ; A_l 为孔眼的横截面积, m^2 ; v_i , v_{i+1} 分别为第 i 和 $i+1$ 个井筒微元中点处的截面平均流速, m/s。

$$v_i = \frac{\left(\sum_{j=i}^n q_j - 0.5 q_i \right) \Delta l}{A} \quad (9)$$

(i = 1, 2, ..., n)

当油井以定压力生产时, 第 1 个井筒微元的势为已知, 即:

$$\Phi_{w1} = \Phi_{wh} \quad (10)$$

式中, Φ_{wh} 为井筒跟端的流体势, Pa。

当油井以定流量生产时, 各井筒微元的流量之和等于总流量, 即:

$$\sum_{i=1}^n q_i \Delta l = BQ \quad (11)$$

式中: B 为体积系数; Q 为地面流量, m^3/s 。

式(6)、(8)及(10)或(11)即构成了射孔水平井的油藏-井筒模型, 共有 $2n$ 个方程, $2n$ 个未知量, 分别是每个微元的比流量 q_i ($i=1, 2, \dots, n$) 和中点的势 Φ_{wi} ($i=1, 2, \dots, n$)。

2 产液剖面及势分布剖面的求解方法

1) 取盒式油藏的某一顶点为原点, 相连的 3 条边为轴线, 建立空间直角坐标系 $O-xyz$, 使 xy 面与油藏底界重合, z 轴垂直向上, 如图 1 所示。

2) 将井筒沿长度方向划分为 n 个等长度微元, 从跟端开始依次编号, 跟端微元编号为 1, 距端微元编号为 n , 确定各井筒微元长度及中点坐标。

3) 基于现有的一维基本瞬时源函数, 根据 Newman 乘积原理以及油藏、井筒微元的尺寸和位置等参数, 确定求解空间中各水平微元汇的瞬时源函数, 代入式(6)。

4) 取各微元中心距离轴线 r_w 处的点作为各井筒微元的势计算点, 将基本参数代入式(6)、(8)及(10)或(11), 建立以各微元的比流量 q_i ($i=1, 2, \dots, n$) 和中点处的势 Φ_{wi} ($i=1, 2, \dots, n$) 为未知量的方程组。

5) 采用 Matlab 编程求解上述方程组。鉴于方程组中井筒流动方程的非线性特征, 可采用牛顿迭代法求解。

3 影响因素分析

某一水平无限大、顶底封闭、均质油藏, 初始势 10 MPa, 水平渗透率 $K_x = K_y = 1$ D, 孔隙度 0.3, 地层原油密度 850 kg/m^3 , 体积系数 1.25, 综合压缩系数 $1.0 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ 。位于油藏中心的一口射孔水平井以定产量 $400 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产, 长度 400 m, 井筒半径 0.1 m, 套管内径 0.121 m, 相对粗糙度 0.001。由地层损害和射孔引起的表皮系数为 0; 其他计算参数若未说明, 如下取值: 油层厚度 30 m, 垂向渗透率 1 D, 地层原油黏度 $10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 井斜角 90° 。采用建立的射孔水平井油藏-井筒耦合模型, 分别计算井斜角、油层厚度、垂向各向异性和地层原油黏度对水平井产液剖面的影响。

3.1 井斜角

井斜角对射孔水平井产液剖面的影响如图 2 所示。由于流态和泄油面积差异, 井筒端部附近的径向流入量明显大于井筒中部的径向流入量, 射孔水平井产液剖面呈现出明显的端部效应。此外, 受井筒内压力损失影响, 井筒跟端的径向流入量大于距端径向流入量。由于套管内径较大, 流量较小, 井筒压力损失相对较小, 距端的流量差异不明显。射孔水平井产液剖面呈斜“U”形。从图 2 可以看出, 当井斜角为 90° , 即井筒完全水平时, 产液剖面的端部效应最强, 距端流量最大。随着井斜角的减小, 井筒两端流量逐渐减小, 中间流量逐渐增大, 产液剖面的端部效应逐渐减弱。这是由于井斜角越小, 井筒两端距离顶底封闭边界越近, 井底压力相同时其流入量越小。此外, 随着井斜角的减小, 由于生产压差逐渐增大, 井筒压力损失的影响逐渐减小, 距端的流量差异略有减小。

3.2 油层厚度

油层厚度对射孔水平井产液剖面的影响如图 3

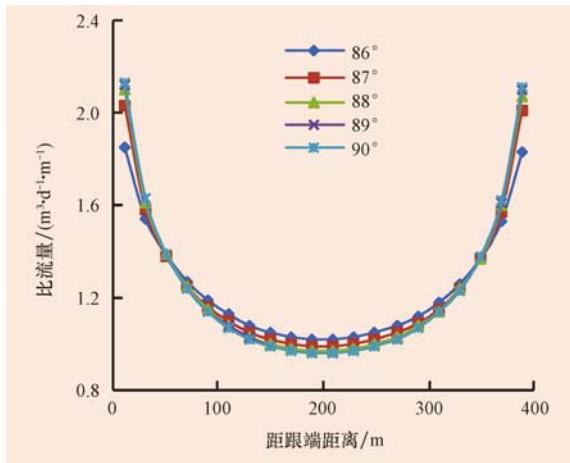


图 2 井斜角对产液剖面的影响

Fig. 2 Effect of well inclination on production profile

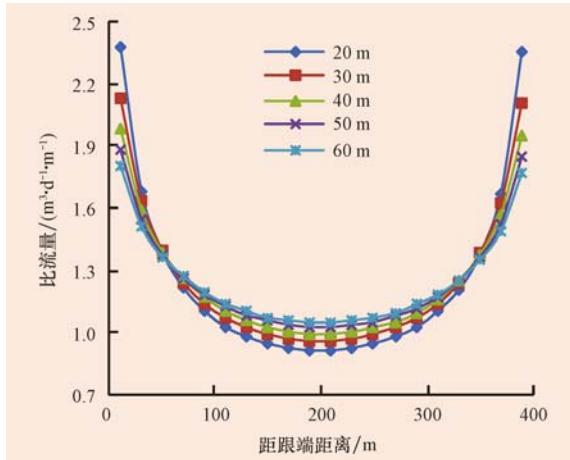


图 3 不同油层厚度对产液剖面的影响

Fig. 3 Effect of reservoir thickness on production profile

所示。从图 3 可以看出,随着油层厚度的增大,井筒两端流量逐渐减小,中间流量逐渐增大,产液剖面的端部效应逐渐减弱。此外,随着油层厚度的增大,由于生产压差逐渐减小,井筒压力损失的影响逐渐增大,跟趾端的流量差异也逐渐增大。

3.3 地层原油黏度

地层原油黏度对射孔水平井产液剖面的影响如图 4 所示。从图 4 可以看出,当原油黏度较低时,产液剖面的端部效应较强,增大原油黏度会引起端部效应的明显减弱,井筒两端的径向流入量明显减小,中间径向流入量明显增大。但当黏度大于 10 mPa·s 时,继续增加黏度对产液剖面没有影响。此外,随着原油黏度的升高,由于生产压差逐渐增大,井筒压力损失的影响逐渐减小,跟趾端的流量差异也逐渐减小。

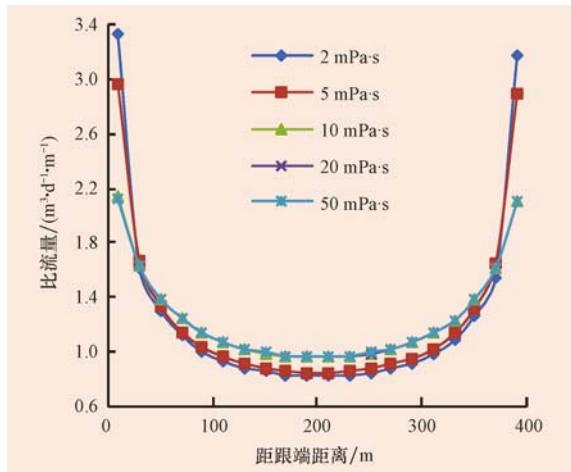


图 4 原油黏度对产液剖面的影响

Fig. 4 Effect of fluid viscosity on production profile

3.4 垂向渗透率

垂向渗透率对射孔水平井产液剖面的影响如图 5 所示。从图 5 可以看出,随着垂向渗透率的降低,井筒两端的径向流入量逐渐减小,中间的径向流入量逐渐增大,产液剖面的端部效应逐渐减弱。此外,随着垂向渗透率的降低,由于生产压差逐渐增大,井筒压力损失的影响逐渐减小,跟趾端的流量差异也逐渐减小。

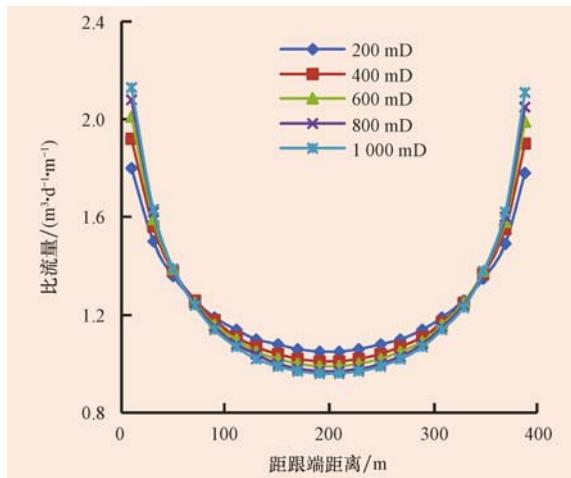


图 5 不同垂向渗透率对产液剖面的影响

Fig. 5 Effect of vertical permeability on production profile

4 结论

- 将源函数方法与表皮系数模型相结合,基于势的叠加原理,建立了各向异性油藏射孔水平井的油藏-井筒耦合模型,给出了产液剖面和势分布剖面的求解方法。通过修改瞬时源函数或进行坐标变

换,可将该模型推广应用于任意边界条件或渗透率各向异性的盒式油藏。

2) 受井筒各处流型、泄油面积差异以及井筒压力损失影响,射孔水平井的流量分布呈现端部效应和跟趾端差异,产液剖面呈斜“U”形;产液剖面的端部效应随着井斜角减小和垂向渗透率降低而减弱,随着油层厚度减小和原油黏度降低而增强;跟趾端的流量差异随着井斜角减小及油层厚度和垂向渗透率降低而减小,随着原油黏度的降低而增大。

参 考 文 献

References

- [1] Asheim H, Oudeman P. Determination of perforation schemes to control production and injection profiles along horizontal wells[J]. SPE Drilling & Completion, 1997, 12(1): 13-18.
- [2] 汪志明,徐静,王小秋,等.水平井两相流变密度射孔模型研究[J].石油大学学报:自然科学版,2005,29(3):65-69.
Wang Zhiming, Xu Jing, Wang Xiaoqiu, et al. Study on variable density perforating model of two-phase flow in horizontal wells [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2005, 29(3): 65-69.
- [3] 王瑞和,张玉哲,步玉环,等.射孔水平井产能分段数值计算[J].石油勘探与开发,2006,33(5):630-633.
Wang Ruihe, Zhang Yuzhe, Bu Yuhuan, et al. A segmentally numerical calculation method for estimating the productivity of perforated horizontal wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(5): 630-633.
- [4] 李华,陈德春,孟红霞.水平井变密度射孔优化设计模型[J].石油勘探与开发,2010,37(3):363-368.
Li Hua, Chen Dechun, Meng Hongxia. Optimized models of variable density perforation in the horizontal well[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 363-368.
- [5] 余月明.变密度射孔技术在新庄浅层水平井中的应用[J].石油地质与工程,2010,24(2):90-92.
She Yueming. Application of variable density perforation technology in shallow horizontal wells of Xinzhuang Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(2): 90-92.
- [6] Landman M J, Goldthorpe W H. Optimization of perforation distribution for horizontal wells[R]. SPE 23005, 1991.
- [7] Ozkan E, Yildiz T, Raghavan R. Pressure-transient analysis of perforated slant and horizontal wells[R]. SPE 56421, 1999.
- [8] 刘想平,蒋志祥.射孔完井的水平井向井流动动态关系[J].石油勘探与开发,1999,26(2):71-78.
Liu Xiangping, Jiang Zhixiang. Inflow performance relationship for perforated horizontal wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(2): 71-78.
- [9] 周生田,郭希秀.射孔水平井流动与油藏渗流的耦合研究[J].石油钻探技术,2009,37(4):84-87.
Zhou Shengtian, Guo Xixiu. Study of coupling flow in perforated horizontal well with flow in reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(4): 84-87.
- [10] 安永生,柳文莉,祁香文.射孔完井参数对水平井产量的影响[J].断块油气田,2011,18(4):520-523.
An Yongsheng, Liu Wenli, Qi Xiangwen. Influence of perforation parameter on productivity of horizontal well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 520-523.
- [11] 周生田,马德泉,刘民.射孔水平井孔眼分布优化研究[J].石油大学学报:自然科学版,2002,26(3):52-54.
Zhou Shengtian, Ma Dequan, Liu Min. Optimization of perforation tunnels' distribution in perforated horizontal wells[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2002, 26(3): 52-54.
- [12] 苏玉亮,张东,李明忠.油藏中渗流与水平井筒内流动的耦合数学模型[J].中国矿业大学学报,2007,36(6):752-758.
Su Yuliang, Zhang Dong, Li Mingzhong. Mathematical model coupling seepage in the reservoir with flow in the horizontal wellbore[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2007, 36(6): 752-758.
- [13] 徐贵春,徐苏欣,唐海军,等.水平井射孔参数优化研究与应用[J].复杂油气藏,2009,2(4):61-66.
Xu Guichun, Xu Suxin, Tang Haijun, et al. Optimization research and application of perforating parameters of horizontal well[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2009, 2(4): 61-66.
- [14] 刘冰,徐兴平,李继志,等.基于序列二次规划算法的射孔水平井孔眼分布优化[J].中国石油大学学报:自然科学版,2010,34(4):79-83,88.
Liu Bing, Xu Xingping, Li Jizhi, et al. Optimization of perforation distribution of perforated horizontal well based on sequential quadratic programming algorithm[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2010, 34(4): 79-83, 88.
- [15] 隋先富,吴晓东,张明江,等.水平井产能预测模型在冀东油田的应用与评价[J].石油钻探技术,2010,38(2):72-75.
Sui Xianfu, Wu Xiaodong, Zhang Mingjiang, et al. Application and evaluation of horizontal well productivity model in Jidong Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 72-75.
- [16] Yildiz T. Assessment of total skin factor in perforated wells [R]. SPE 82249, 2003.
- [17] Furui K, Zhu D, Hill A D. A new skin-factor model for perforated horizontal wells[J]. SPE Drilling & Completion, 2008, 23(3): 205-215.
- [18] Gringarten A C, Ramey Jr H J. The use of source and Green's Functions in solving unsteady-flow problems in reservoirs[J]. SPE Journal, 1973, 13(5): 285-296.
- [19] Besson J. Performance of slanted and horizontal wells on an anisotropic medium[R]. SPE 20965, 1990.
- [20] Ouyang L, Arbab S, Aziz K. General wellbore flow model for horizontal, vertical, and slanted well completions [J]. SPE Journal, 1998, 3(2): 124-133.