非均质底水油藏水平井沿程水淹模型

郑强^{①*}, 田冀^①, 李芳^②, 丁祖鹏^①, 彭国红^③, 张波^③

① 中海油研究总院, 北京 100027;

② 中国国土资源航空物探遥感中心, 北京 100083;

③ 中石化胜利油田地质科学研究院, 东营 257015

* E-mail: zqcup2010@126.com

收稿日期: 2014-02-20; 接受日期: 2014-05-30

国家科技重大专项(批准号: 2011ZX05009-004)资助项目

摘要 地层非均质性和井筒压降是水平井沿程见水不均匀的两个重要影响因素. 本文建立了底水油藏地层两相渗流与水平井井筒变质量流的耦合模型, 并给出求解方法. 保持井筒沿程平均渗透率和变异系数不变, 构造不同的渗透率分布, 并以此为基础, 利用所建模型对井筒沿程产液剖面与渗透率剖面关系、井筒沿程含水率变化规律和水平井井口含水率变化规律进行分析. 研究表明, 由于井筒压降的作用, 沿程渗透率分布对水平井含水率的变化有很大的影响, 井筒沿程产液剖面与渗透率剖面相关性沿流体流动方向逐渐变差; 在井口定产液量的条件下, 高渗带与跟端距离越近, 高渗带处产液量越来越大、水平井见水越早、井口含水率上升得越慢、开发效果越差.

关键词
非均质
底水油藏
水平井
井筒压降
高渗带
两相流
变质量流

1 引言

水平井开发底水油藏可以有效地抑制底水脊进, 提高原油的采收率^[1~4]. 但随着开发时间的延长, 水平井一旦见水, 找水、堵水作业困难成为抑制水平井发展的一项技术瓶颈^[5~7]. 目前对水平井沿程见水规律的研究不多, Giger^[8]和刘慈群^[9]分别给出了考虑地层两相流水平井底水脊进的不同解析模型, 但都忽略了水平井井筒压降的影响; 刘想平等^[10]利用单相原油三维稳态渗流模型和井筒内流动模型研究了油层中渗流与水平井筒内流动的耦合, 刘珊等人^[11]考虑了不同边界影响时油藏渗流与水平井筒管流的耦合模型, 这些方法考虑的仅仅是单相流动; 目前现有的数值模拟软件对水平井井筒压降的考虑不够全面, 并且计算速度慢, 所需参数多. 事实证明, 井筒

压降是不能忽略的, 并且油水性质的差异也表明流体流动不能单纯的近似成单相流^[12]. 本文利用水平井两相二维渗流方程和井筒两相流压降方程, 建立地层渗流与井筒流动的耦合模型, 利用洛伦兹曲线^[13]构造井筒沿程不同渗透率分布, 并对井筒沿程产液剖面与渗透率剖面关系、井筒沿程含水率变化规律和水平井井口含水率变化规律进行分析, 旨在明确非均质油藏不同渗透率分布条件下水平井沿程的水淹规律及井口含水率变化规律, 对于指导油田生产有重要的理论及实际意义.

2 数学模型建立

2.1 油藏中二维两相渗流模型

顶边界封闭、底边界为底水、厚度为 h_0 的非均

引用格式: 郑强, 田冀, 李芳, 等. 非均质底水油藏水平井沿程水淹模型. 中国科学: 技术科学, 2014, 44: 890–896
Zheng Q, Tian J, Li F, et al. Model of waterflooding along horizontal wellbore in heterogeneous reservoir with bottom-water (in Chinese). Sci Sin Tech, 2014, 44: 890–896, doi: 10.1360/N092014-00030

质底水油藏内部有一口水平井, 其长度为 L , 避水高度为 h , 垂直于水平井方向的油藏剖面图如图 1 所示, 以油水界面为 x 轴, 过井筒且垂直于油水界面的直线为 y 轴, 建立如图所示的直角坐标系. 为了便于求解, 将井筒划分成 n 段, 示意图如图 2 所示, 对应的将油藏沿井筒方向划分为 n 段.

假设油水不互溶、不可压缩, 则垂直于井筒剖面上某点 t 时刻二维两相渗流方程可表示为^[9]

$$\phi \frac{\partial S_w(t)}{\partial t} + v_x(t) \frac{\partial f_w(S_w)}{\partial x} + v_z(t) \frac{\partial f_w(S_w)}{\partial z} = 0, \quad (1)$$

式中, ϕ 为该点孔隙度; S_w 为 t 时刻该点含水饱和度; f_w 为 t 时刻该点含水率; v_x 为 t 时刻该点渗流速度在 x 方向的分量, m/d ; v_z 为 t 时刻该点渗流速度在 z 方向的分量, m/d .

根据势的叠加原理可知, 剖面上某点 t 时刻的渗流速度可表示为

$$v_x(t) = -\frac{Q_i(t)}{2hL_i} \frac{\text{sh}(\pi x/2h) \sin(\pi z/2h)}{\text{ch}^2(\pi x/2h) - \sin^2(\pi z/2h)}, \quad (2)$$

$$v_z(t) = \frac{Q_i(t)}{2hL_i} \frac{\text{ch}(\pi x/2h) \cos(\pi z/2h)}{\text{ch}^2(\pi x/2h) - \sin^2(\pi z/2h)}, \quad (3)$$

式中, $Q_i(t)$ 为井筒第 i 段 t 时刻的产液量, m^3/d ; L_i 为井筒第 i 段长度, m ; h 为水平井避水高度, m ; x 为该点水平方向坐标, m ; z 为该点垂直方向坐标, m .

1993 年, 范子菲^[14]应用保角变换方法和势函数理论推导出底水驱油藏水平井产能公式, 本文通过对油水黏度关于含水饱和度做加权平均处理来计算公式中等效流体黏度, 以此来模拟地层中两相渗流

图 1 垂直于水平井方向的油藏剖面图

图 2 水平井模型示意图

情况, 则第 i 段 t 时刻产液量与压差的关系式可表示为

$$Q_i(t) = \frac{17.28\pi K_i L_i \Delta P_i(t)}{\mu_i(t) \left(\ln \frac{4h_o}{\pi R_w} + \ln \tan \frac{\pi h}{2h_o} \right)}, \quad (i=1, 2, \dots, n), \quad (4)$$

式中, $\Delta P_i(t)$ 为第 i 段 t 时刻生产压差, 10^{-1} MPa; $\mu_i(t)$ 为第 i 段 t 时刻剖面上所有点的平均流体黏度, mPa s , 每一点的流体黏度可以由该点油水黏度关于含水饱和度的加权平均计算得到; K_i 为第 i 段平均渗透率, μm^2 ; R_w 为水平井筒半径, m .

2.2 井筒中变质量流模型

假定水平井筒内为两相不可压缩液体并作等温流动, 根据质能守恒原理, 建立第 i 个微元段处 t 时刻的压降方程为

$$dP_i(t) = \begin{cases} 10^{-5} \left(\frac{C_{oh} f \rho_i(t) L_i}{16\pi^2 R_w^5} + \frac{\rho_i(t)}{\pi^2 R_w^4} \right) Q_i^2(t), & i=1, \\ \frac{10^{-5} C_{oh} f \rho_i(t) L_i}{16\pi^2 R_w^5} \left(2 \sum_{k=1}^{i-1} Q_k(t) + Q_i(t) \right)^2 \\ + \frac{10^{-5} \rho_i(t) Q_i(t)}{\pi^2 R_w^4} \left(2 \sum_{k=1}^{i-1} Q_k(t) + Q_i(t) \right), & i=2, 3, \dots, n. \end{cases} \quad (5)$$

$\rho_i(t)$ 可用下式近似求得

$$\rho_i(t) = \frac{\sum_{k=1}^i Q_{wk}(t)}{\sum_{k=1}^i Q_k(t)} \rho_w + \left(1 - \frac{\sum_{k=1}^i Q_{wk}(t)}{\sum_{k=1}^i Q_k(t)} \right) \rho_o, \quad (i=1, 2, \dots, n). \quad (6)$$

井筒第 i 段 t 时刻产水量满足以下关系式:

$$Q_{wi}(t) = Q_i(t) f_w(S_{w2i}(t)) = \frac{Q_i(t)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{or}(S_{w2i}(t))}{K_{wr}(S_{w2i}(t))}}, \quad (i=1, 2, \dots, n). \quad (7)$$

式中, $dP_i(t)$ 为第 i 个微元段处 t 时刻的压降, 10^{-1} MPa; f 为有径向流入时壁面摩擦系数; C_{oh} 为考虑径向流入对裸眼完井水平井筒内管壁摩擦影响的修正系数; $\rho_i(t)$ 为第 i 个微元段处 t 时刻流体平均密度, kg/m^3 ; R_w 为水平井筒半径, m ; ρ_o, ρ_w 分别为地层中的油水密度, kg/m^3 ; μ_o, μ_w 分别为地层中的油水黏度, mPa s ; K_o, K_w 分别为油水相对渗透率; $Q_{wi}(t)$ 为井筒第 i 段 t 时刻的

产水量, m^3/d ; $S_{w2i}(t)$ 为油藏第 i 部分 t 时刻出口端含水饱和度.

2.3 其他辅助方程

油藏第 i 部分 t 时刻生产压差与井筒第 i 个微元段处 t 时刻的压降之间满足

$$\Delta P_i(t) = \Delta P_{i-1}(t) + dP_{i-1}, \quad (i = 2, 3, \dots, n). \quad (8)$$

假设水平井 $t \sim t + \Delta t$ 时间段内以恒定产液量 $Q(t)$ 生产, 可得到下式

$$Q(t) = \sum_{i=1}^n Q_i(t), \quad (i = 1, 2, \dots, n). \quad (9)$$

3 模型求解

利用如下迭代方法可以对上述模型进行求解, 具体步骤如下:

- 1) $t=0$;
- 2) $\Delta P_1(t)=0$;
- 3) $i=1$;
- 4) 利用(4)计算该段产液量 $Q_i(t)$, 利用(5)计算该段产生的压降 dP_i , 如果 $i=n$, 转到 6; 否则, 转到 5;
- 5) 利用(8)计算 $i+1$ 段生产压差 $\Delta P_{i+1}(t)$, $i=i+1$, 转到 4;

6) 如果 $|\sum_{i=1}^n Q_i(t) - Q(t)| < \varepsilon$, 转到 7; 否则, 增大 $\Delta P_1(t)$ 转到 3;

7) 将以上计算得到的 $Q_i(t)$ 代入(2)和(3)两式, 求得剖面上各点渗流速度在 x 方向、 z 方向的分量, 然后代入(1)式的差分方程计算剖面上各点含水饱和度, 利用(7)式计算井筒沿程的产水量, 代入(6)计算各点流入井筒流体的密度, $t=t+\Delta t$, 转到 2.

经过以上步骤, 编制相应的程序, 可以求得任意时刻油藏任一点含水饱和度, 水平井筒沿程产油量、产水量、压力等参数分布, 从而通过累积产油量和累积产水量可以求得井口含水率.

4 算例分析

假设底水油藏内部有一口水平井, 所需基础参数取值如表 1 所示, 该水平井在底水驱动下以 $150 \text{ m}^3/\text{d}$ 的采液速度生产 800 d.

根据井筒沿程平均渗透率和渗透率变异系数,

表 1 油井基本数据

参数名称	数值	参数名称	数值
井筒长度(m)	300	地层原油黏度(mPa s)	5
井筒半径(m)	0.075	地层水密度(kg/m ³)	1000
井筒避水高度(m)	20	地层原油密度(kg/m ³)	850
油层厚度(m)	30	井筒沿程平均渗透率($10^{-3} \mu\text{m}$)	200
地层水黏度(mPa s)	0.75	井筒沿程渗透率变异系数	0.3

利用洛伦兹曲线构造如图 3 所示井筒沿程渗透率分布的 5 种情况, 高渗带分别在距趾端 0, 60, 150, 240 和 300 m 处. 利用本文所建模型, 对上述算例进行求解, 并对井筒沿程产液剖面与渗透率剖面关系、井筒沿程含水率变化规律和水平井井口含水率变化规律进行分析.

4.1 井筒沿程产液剖面与渗透率剖面关系

如果不考虑井筒压降, 井筒沿程产液剖面与渗透率剖面相关性很强^[15], 但若考虑井筒压降的影响, 井筒沿程产液剖面与渗透率剖面关系将会变得复杂. 图 4 为计算得到 800 d 后各种情况下井筒沿程产液量的变化与渗透率分布的关系图, 可以看出, 受井筒压降的影响, 产液剖面与渗透率剖面相关性沿流体流动方向逐渐变差, 由图 4(a)和(b)可以看出, 从井筒中部到跟端渗透率逐渐减小, 而产液量基本保持不变. 另一方面, 当高渗带越靠近跟端时, 高渗带处生产压差越大, 从而导致产液量越大, 由图 4(a)~(e)可以看出, 当高渗带位于趾端和井筒中部之间时, 高渗带处产液量变化不大, 但随着高渗带距离跟端越来越近,

图 3 井筒沿程渗透率 5 种分布

图 4 不同渗透率分布下井筒沿程产液量与渗透率关系

(a) 第 1 种分布; (b) 第 2 种分布; (c) 第 3 种分布; (d) 第 4 种分布;
(e) 第 5 种分布

高渗带处产液量越来越大, 并且增加幅度逐渐变大. 由此可见, 高渗带不仅影响自身产液量, 对其至跟端部分的产液量也有很大的影响.

4.2 井筒沿程含水率变化规律

与产液剖面相比, 含水率剖面受井筒压降的影响更为明显. 图 5 为计算得到的不同时刻各种情况下井筒沿程含水率变化对比图, 由图 5(a)可以看出, 5 种

情况下都是高渗带位置先见水, 并且高渗带越靠近跟端, 见水范围越大, 含水率越高; 当生产 400 d 后, 如图 5(b)所示, 各种情况含水率最高点全都位于高渗带位置, 第 1 种情况和第 2 种情况井筒已整体见水, 表明高渗带越靠近趾端, 含水率上升越快; 随着水平井的继续生产, 井筒沿程各段含水率继续增加, 各种情况下井筒沿程高渗带至跟端部分含水率曲线基本接近水平, 如图 5(c)和(d)所示. 由此可以看出, 高渗

图5 不同时刻不同渗透率分布下井筒沿程含水率对比
(a) 200 d 后; (b) 400 d 后; (c) 600 d 后; (d) 800 d 后

带与趾端距离越小, 水平井见水越晚, 但井筒整体见水的时间越早, 从而井口含水率上升得越快; 高渗带不仅影响自身见水, 对其至跟端部分的见水也有很大的影响。

4.3 水平井井口含水率变化规律

由以上分析可以看出渗透率分布对水平井沿程含水率变化有密切关系, 这必然会影响到井口含水率的变化, 图6为计算得到各种情况下井口含水率变化, 可以看出, 当高渗带位置在趾端附近变化时, 含水率曲线变化不大, 随着高渗带与趾端距离的增大, 含水率曲线也开始有了明显的变化, 水平井见水时间越来越短, 并且时间减小幅度越来越大, 但含水率上升速度越来越慢。主要原因是高渗带越靠近跟端, 高渗带处生产压差越大, 从而见水越早; 但由于在高渗带见水以后, 井筒沿程压降随着含水率的增大而

图6 不同渗透率分布下井口含水率对比

增大, 高渗带越靠近趾端, 井筒压降越大, 井筒沿程整体见水时间就越短, 所以含水率增加速度加快。

4.4 水平井累产油变化规律

图 7 为计算得到各种情况下水平井累产油对比图, 其更能直接反应水平井沿程渗透率分布对开发效果的影响. 可以看出, 前两种渗透率分布情况开发效果要比后 3 种情况好. 主要是由于高渗带越靠近趾端, 水平井见水越晚, 并且沿程见水越均匀, 整体动

图 7 不同渗透率分布下累产油对比

用程度越高, 表现为单井累产油越大.

5 结论

1) 建立同时考虑地层两相流与井筒压降的油藏渗流与井筒流动的耦合模型, 通过模拟可以看出, 由于井筒压降的存在, 井筒沿程渗透率的分布对水平井的见水影响很大, 故井筒压降在水平井的实际生产中不可忽略.

2) 井筒沿程产液剖面与渗透率剖面相关性沿流体流动方向逐渐变差, 随着高渗带与跟端距离越来越近, 高渗带处产液量越来越大, 且增加幅度逐渐变大.

3) 高渗带不仅影响自身见水, 对其至跟端部分的见水也有很大的影响.

4) 当高渗带位置在趾端附近变化时, 井口含水率曲线变化不大, 随着高渗带与趾端距离的增大, 井口含水率曲线也开始有了明显的变化, 水平井见水时间越来越短, 并且时间减小幅度越来越大, 但含水率上升速度越来越慢.

5) 高渗带越靠近趾端, 水平井见水越晚, 并且沿程见水越均匀, 开发效果越好.

参考文献

- 1 周代余, 江同文, 冯积累, 等. 底水油藏水平井水淹动态和水淹模式研究. 石油学报, 2004, 25: 73-77
- 2 Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: Subcritical and critical rates. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1986 Oct 5-8, New Orleans, Louisiana. SPE, 1986
- 3 ZHOU D, Jiang T, Feng J, et al. A practical method for determining reasonable pressure drawdown of horizontal well after breakthrough with bottom-water condition. In: Canadian International Petroleum Conference, 2004 June 8-10, Calgary, Alberta. Petroleum Society of Canada, 2004
- 4 Wibowo W, Permadi P, Mardisewojo P, et al. Behavior of water cresting and production performance of horizontal well in bottom water drive reservoir: A scaled model study. In: SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, 2004 Mar 29-30, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE, 2004
- 5 魏发林, 刘玉章, 李宜坤, 等. 割缝衬管水平井堵水技术现状及发展趋势. 石油钻采工艺, 2007, 29: 40-42
- 6 Papatzacos P, Herring T R, Martinsen, et al. Cone breakthrough time for horizontal wells. SPE Reservoir Eng, 1991, 6: 311-318
- 7 Kharghoria A, Zhang F, Li R, et al. Application of distributed electrical measurements and inflow control in horizontal wells under bottom-water drive. In: European Petroleum Conference, 2002 Oct 29-31, Aberdeen, United Kingdom. SPE, 2002
- 8 Giger F M. Analytic two-dimensional models of water cresting before breakthrough for horizontal wells. SPE Reservoir Eng, 1989, 4: 409-416
- 9 刘慈群. 水平井两相渗流. 力学与实践, 1993, 15: 23-24
- 10 刘想平, 郭呈柱, 蒋志祥, 等. 油层中渗流与水平井筒内流动的耦合模型. 石油学报, 1999, 20: 82-86
- 11 刘珊, 同登科. 依据油藏与井筒耦合关系建立水平井分段采油优化模型. 石油学报, 2009, 30: 932-936
- 12 Zhang P, Wen X H, Ge L Z, et al. Existence of flow barriers improves horizontal well production in bottom water reservoirs. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008 Sep 21-24, Denver, Colorado. SPE, 2008
- 13 张奎, 王原. Sarabia 洛伦兹曲线模型的推广. 应用数学, 2010, 23: 501-507

- 14 范子菲. 底水驱动油藏水平井产能公式研究. 石油勘探与开发, 1993, 20: 71–75
15 王敬, 刘慧卿, 刘松原, 等. 非均质底水油藏水平井水淹规律研究. 石油学报, 2010, 31: 970–974

Model of waterflooding along horizontal wellbore in heterogeneous reservoir with bottom-water

ZHENG Qiang¹, TIAN Ji¹, LI Fang², DING ZuPeng¹, PENG GuoHong³ & ZHANG Bo³

¹ CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China;

² China Aero Geophysical Survey and Remote Sensing Center for Land Resources, Beijing 100083, China;

³ Geological Science Research Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257015, China

The inhomogeneity of the formation and the wellbore pressure drop are two key factors that cause the fluctuation of water breakthrough along horizontal wells. In this paper, a coupling model has been established between the two phase flow and the variable mass flow in horizontal wellbore in bottom-water drive reservoir, and the solution has been given. Keeping the average permeability and the permeability variation coefficient along wellbore constant and changing the distribution of permeability, we analyzed the relationship of liquid production section and permeability section along wellbore, watercut along wellbore and watercut in well mouth. The results show that under the influence of wellbore pressure drop watercut of horizontal wells is related to the distribution of permeability along wellbore. Under the conditions of constant liquid production rate in well mouth, as the distance between high permeability zone and wellbore heel becomes smaller, the production rate in the high permeability zone will be higher, the water breakthrough time of horizontal wells will be shorter, watercut in well mouth will increase more slowly and development efficiency will be worse.

heterogeneity, reservoir with bottom-water, horizontal wells, wellbore pressure drop, high permeability zone, two phase flow, variable mass flow

doi: 10.1360/N092014-00030