

天然气开发

水平井分段完井参数对底水脊进影响

熊 军¹, 何汉平², 熊友明¹, 刘理明¹, 庞 浩³

(1. 西南石油大学, 四川 成都 610500;

2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101;

3. 中国石油塔里木油田公司天然气事业部, 新疆 库尔勒 841000)

摘要:水平井分段完井是目前高效开发底水油藏的唯一手段,在国内外已得到了广泛应用,但就分段完井参数对底水脊进影响的研究却甚少。运用势叠加原理和镜像反应原理导出了水平井分段完井井筒与油藏渗流耦合计算模型,继而再运用物质平衡法建立了水平井分段完井底水突破模型。实例计算与对比表明模型准确度高,继而计算研究了分段完井参数对底水脊进的影响。结果表明:增加打开程度,盲管段的底水突破高度及各生产段的底水突破时间均逐渐增加。移动盲管段位置,盲管段的底水突破高度及时间也相应移动;将盲管段从跟端向趾端移动,靠近跟端的生产段的底水突破时间小幅增加,靠近趾端的则小幅减小。增加打开段数,盲管段的底水突破高度及各生产段的底水突破时间均小幅增加。

关键词:分段完井;底水脊进;打开程度;盲管段位置;打开段数

中图分类号:TE257

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2013)06-1232-06

引用格式:Xiong Jun, He Hanping, Xiong Youming, *et al.* The effect of partial completion parameters in horizontal well on water coning[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(6): 1232-1237. [熊军, 何汉平, 熊友明, 等. 水平井分段完井参数对底水脊进影响[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(6): 1232-1237.]

0 引言

采用水平井开发底水油藏在一定程度上可以延缓底水脊进,但底水脊进不可避免,底水一旦突破,含水率迅速上升,将无法生产,被迫关井。采用常规完井,找堵水作业复杂,耗时长,且花费大。而水平井分段完井可对出水层段有效控制,延长无水采油期,达到提高累积产油量的目的,并且可节约完井费用。目前,水平井分段完井已成为主流趋势,在国内外得到了广泛的应用^[1-7]。Karmal等^[8]采用点源法和压降叠加原理建立了水平井分段完井瞬态解析模型。Retnanto等^[9-10]基于Economides产量式建立了水平井分段射孔完井优化模型,分析了射开程度及射开段数对产能的影响。Yildiz等^[11-12]基于三维解析IPR模型,研究了水平井分段射孔完井的流入动态。国内孟红霞等^[13]基于ECLIPSE油藏数值模

拟软件对低渗透油气藏水平井分段射孔完井进行了研究。张林等^[14]建立了水平井分段完井产能预测模型,研究了分段模式对产能的影响。杨勇^[15]、杨波等^[16]、罗万静等^[17]也对水平井分段完井产能计算做了研究。但就水平井分段完井参数对底水脊进的影响研究却甚少。笔者在水平井分段完井基础上,首先运用势叠加原理和镜像反应原理导出水平井分段完井井筒与油藏渗流耦合计算模型,进而再运用物质平衡法建立水平井分段完井底水突破模型,并采用此模型计算研究水平井分段完井参数(即打开程度、盲管段位置及打开段数)对底水脊进的影响,可用以指导油田优化水平井分段完井方案。

1 模型建立

1.1 物理模型建立

假设油藏为上层封闭、下层恒压的底水油藏;油

收稿日期:2013-02-25;修回日期:2013-05-10.

基金项目:国家科技重大专项“深水完井工程设计应用技术及其测试化验”(编号:2011ZX05026-001-04)资助.

作者简介:熊军(1988-),男,四川成都人,硕士研究生,主要从事完井工程研究. E-mail: michaelxj@outlook.com.

层厚度处处相等;水平井筒内为一维单相不可压缩液体等温流动;油藏渗流无紊流损失;裸眼筛管完井,并忽略环空横向流动与筛管压降。如图 1 所示将水平井分段,其中生产段共有 n 段,各段长度分别为 L_{P1} 、 L_{P2} 、 \dots 、 L_{Pi} 、 \dots 、 L_{Pn} ,取微元段长度为 ΔL 将各生产段

微分化,各生产段微元段的编号分别为 $[1, n_1] \cup [n_1 + 1, n_2] \cup \dots \cup [n_i + 1, n_{i+1}] \cup \dots \cup [n_{k-1}, n_k]$;盲管段共有 m 段(那么 $m = n - 1$),各盲管段长度分别为 L_{B1} 、 L_{B2} 、 \dots 、 L_{Bi} 、 \dots 、 L_{Bm} ;避水高度为 z_w ,取微元体 $(\Delta x, \Delta y, \Delta z)$ 将井筒距油水界面的油层网格化。

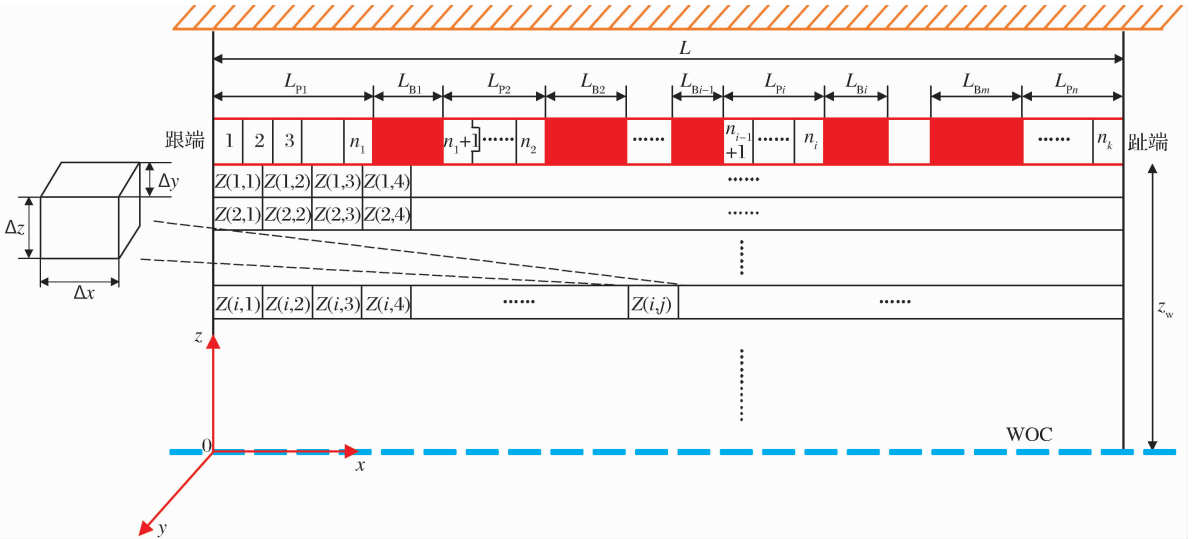


图 1 底水油藏水平井分段完井物理模型

Figure 1 Physical model of partially completed horizontal well in bottom water reservoir

1.2 水平井分段完井井筒与油藏渗流耦合的计算模型

1.2.1 水平井分段完井井筒压降模型

(1)盲管段压降模型

盲管段无径向流入,因此其流动与常规水平管流一样,压降模型为:

$$\Delta p_{wi} = \Delta p_{wBi} = \frac{2f_{oi}\rho}{\pi^2 D^5} (2Q_i)^2 L_{Bi} \quad (1)$$

式中: Δp_{wBi} 为第 i 段盲管段压降; ρ 为原油密度; Q_i 为该盲管段流量; D 为筛管直径; L_{Bi} 为该盲管段长度; f_{oi} 为该盲管段摩擦系数^[18],无因次。

$$\text{层流: } f_{oi} = \frac{64}{Re_i} \quad (Re_i \text{ 为该盲管段雷诺数}) \quad (2)$$

$$\text{紊流: } \frac{1}{\sqrt{f_{oi}}} = -4.01 \text{Ln} \left[\frac{\epsilon}{3.7D} + \frac{1.255}{\sqrt{f_{oi}} Re_i} \right] \quad (3)$$

(ϵ 为绝对粗糙度)

(2)生产段压降模型

流体从油藏径向流入水平井筒,将干扰主流管壁边界层,从而改变管壁的摩擦阻力,可引入壁面修正系数 f_{hwi} ^[19-20] 得到其压降模型为:

$$\Delta p_{wi} = \frac{2f_{hwi}\rho}{\pi^2 D^5} (2Q_i - q_i)^2 \Delta L + \frac{16\rho q_i}{\pi^2 D^4} (2Q_i - q_i) \quad (4)$$

$$\text{层流}^{[19]}: f_{hwi} = f_{oi} (1 + 0.043 \ 03 Re_{wi}^{0.614 \ 2}) \quad (5)$$

(Re_{wi} 为壁面入流的雷诺数)

$$\text{紊流}^{[20]}: f_{hwi} = f_{oi} (1 - 0.015 \ 3 Re_{wi}^{0.397 \ 8}) \quad (6)$$

式中: q_i 为生产段第 i 段微元段径向流入流量; Q_i 为该微元段轴向流量。

1.2.2 水平井分段完井势分布及压力分布模型

根据镜像反应原理可得生产段第 i 段微元段线汇在底水油藏中任意点 (x, y, z) 产生的势:

$$\Phi_i(x, y, z) = \frac{q_i}{4\pi} \varphi_i + C_i \quad (7)$$

其中:

$$\varphi_i = \frac{1}{\Delta L} \left\{ \sum_{N=-\infty}^{\infty} [\xi_i(4Nh + z_w, x, y, z) + \xi_i(4Nh + 2h - z_w, x, y, z) - \xi_i(4Nh - z_w, x, y, z) - \xi_i(4Nh - 2h + z_w, x, y, z) + C_N] \right\} \quad (8)$$

$$\xi_i(\omega_N, x, y, z) = \text{Ln} \frac{r_{i1} + r_{i2} + \Delta L}{r_{i1} + r_{i2} - \Delta L} + C_i \quad (9)$$

$$r_{i1} = \sqrt{(x_{i1} - x)^2 + y^2 + (\omega_N - z)^2};$$

$$r_{i2} = \sqrt{(x_{i2} - x)^2 + y^2 + (\omega_N - z)^2} \quad (10)$$

式中: C_i 为常数; N 为镜像反应次数; h 为油层厚度;

C_N 为收敛系数; ω_N 为镜像反应中与 z 有关的变量; r_{i1} 、 r_{i2} 分别为该微元段线汇左右两端到该任意点 (x, y, z) 的距离; x_{i1} 、 x_{i2} 分别为该微元段线汇起始点及终点横坐标。

由于盲管段无径向流入, 不产生势降, 故由势的叠加原理可得整个分段水平井在该任意点 (x, y, z) 产生的势:

$$\begin{aligned}\Phi(x, y, z) &= \sum_{i=1}^{n_1} \Phi_i(x, y, z) + \dots \\ &+ \sum_{i=n_{k-1}+1}^{n_k} \Phi_i(x, y, z) + C \\ &= \sum_{i=1}^{n_k} \Phi_i(x, y, z) + C \\ &= -\frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^{n_k} q_i \varphi_i + C\end{aligned}\quad (11)$$

上式即为底水油藏水平井分段完井三维稳态势分布模型。因下部为恒压边界, 并设底水油藏边界处的势函数为 Φ_e , 那么, 水平井分段完井在底水油藏中的势分布模型为:

$$\begin{aligned}\Phi(x, y, z) &= \Phi_e + \sum_{i=1}^{n_k} [\Phi_i(x, y, z) - \Phi_{ie}] \\ &= \Phi_e - \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^{n_k} [q_i(\varphi_i - \varphi_{ie})]\end{aligned}\quad (12)$$

式中: Φ_{ie} 为生产段第 i 段微元段线汇在下部恒压边界处产生的势。

由上式可得水平井分段完井在底水油藏中的压力分布模型为:

$$\begin{aligned}p(x, y, z) &= \frac{\mu}{k} \Phi(x, y, z) - \rho g z = \\ p_e - \frac{\mu}{4\pi k} \sum_{i=1}^{n_k} [q_i(\varphi_i - \varphi_{ie})] + \rho g(z_e - z)\end{aligned}\quad (13)$$

式中: μ 为原油黏度; $K = \sqrt{K_h K_v}$; p_e 为地层压力; z_e 为水平井筒距油藏边界的距离。

1.3 耦合计算模型

油藏径向流入的流量大小会影响水平井筒内压降大小及压力分布; 而井筒内的压力分布又反过来影响油藏径向流入的流量大小及分布。它们是相互联系又相互影响的耦合流动过程^[21-22], 那么, 耦合计算模型为:

$$\begin{cases} \frac{\mu}{4\pi k} \sum_{i=1}^{n_k} [q_i(\varphi_i - \varphi_{ie})] = p_e + \rho g(z_e - z) \\ \quad - p_{wfi} \\ p_{wfi+1} = p_{wfi} + 0.5(\Delta p_{wi+1} + \Delta p_{wi}) \end{cases}\quad (14)$$

式中: p_{wfi} 为生产段第 i 段微元段的井底流压。

1.4 水平井分段完井底水突破模型

取出井筒与油水界面间的微元体 $z(i, j)$, 采用物质平衡法建立水平井分段完井底水突破模型:

$$[S_{wz(i,j)} - S_{wc}] \Phi dx dy dz = v dx dy dt \quad (15)$$

即:

$$[S_{wz(i,j)} - S_{wc}] \Phi dz = \frac{\bar{K}_{rw} K_v}{\mu_w} \frac{\partial p_{z(i,j)}}{\partial z} dt \quad (16)$$

式中: Φ 为油层孔隙度; S_{wc} 为束缚水饱和度; $S_{wz(i,j)}$ 为微元体 $z(i, j)$ 等渗点含水饱和度; \bar{K}_{rw} 为对应平均水相相对渗透率; μ_w 为地层水黏度。压力梯度采用向前差分形式:

$$\begin{aligned}\frac{\partial p_{z(i,j)}}{\partial z} &= \frac{\Delta p_{z(i,j)}}{\Delta z} \\ &= \frac{p_{z(i,j)} - p_{z(i-1,j)}}{\Delta z}\end{aligned}\quad (17)$$

式中: $p_{z(i,j)}$ 为微元体 $z(i, j)$ 的压力, 由水平井分段完井井筒与油藏渗流耦合计算模型计算得到。

将式(17)代入式(16)可得该微元体底水突破时间:

$$t(i, j) = \frac{\Phi \mu_w [S_{wz(i,j)} - S_{wc}] (\Delta z)^2}{\bar{K}_{rw} K_v [p_{z(i,j)} - p_{z(i-1,j)}]} \quad (18)$$

同理可得当出水关闭生产段后, 微元体底水横向运移突破时间:

$$t(i, j) = \frac{\Phi \mu_w [S_{wz(i,j)} - S_{wc}] (\Delta x)^2}{\bar{K}_{rw} K_h [p_{z(i,j)} - p_{z(i,j+1)}]} \quad (19)$$

2 实例计算与对比

采用某油田一口分段完井水平井的参数进行计算, 具体参数为: 油层压力为 14.876 MPa, 生产压差为 1.4 MPa, 油层厚度为 16.8 m, 避水高度为 10.2 m, 油层孔隙度为 24.2%, 水平渗透率为 $510.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂向渗透率为 $307.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 等渗点含水饱和度为 63.7%, 对应平均水相相对渗透率为 0.08, 原油密度为 0.882 g/cm^3 , 原油黏度为 $22.8 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 地层水黏度为 $1.05 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 原油体积系数为 1.042, 束缚水饱和度为 23.5%, 试井表皮系数为 4.8, 水平井筒长度为 600 m, 井筒直径为 177.8 mm, 分段模式为 105(生产段) - 30(盲管段) - 115(生产段) - 25(盲管段) - 140(生产段) - 20(盲管段) - 165(生产段)。计算结果见表 1, 采用本模型预测的底水突破时间的相对误差平均为

2.16%,这说明模型准确度高。

表 1 模型计算预测结果与实际对比

Table 1 The comparison between results forecasted by model with real value

| 完井方式 | 预测突破时间/d | 预测突破位置/m | 实际突破时间/d | 相对误差/% |
|------------|----------|----------|----------|--------|
| 全井段完井 | 408.33 | 15 | / | / |
| 第 1 生产段 | 373.04 | 29 | 381.04 | 2.10 |
| 分段 第 2 生产段 | 414.62 | 171 | 423.69 | 2.14 |
| 完井 第 3 生产段 | 448.90 | 316 | 458.90 | 2.18 |
| 第 4 生产段 | 474.17 | 485 | 484.99 | 2.23 |

3 水平井分段完井参数对底水脊进影响分析

3.1 打开程度影响分析

采用打开段数为 2 段,打开程度分别为 70%、75%、80%、85%、90%和 95%,2 个生产段长度平均分配的分段模式研究打开程度对底水脊进的影响。计算结果见图 2、图 3。

由图 2 可知,随打开程度的增加,即盲管段长度的减小,盲管段的底水突破高度逐渐增加;当打开程度逐渐接近全井段打开时,盲管段的底水突破高度也逐渐接近全井段打开时的底水突破高度。从图 3 可知,底水在生产段突破快,在盲管段突破慢;且随着打开程度的增加,各生产段的底水突破时间均相应增加。

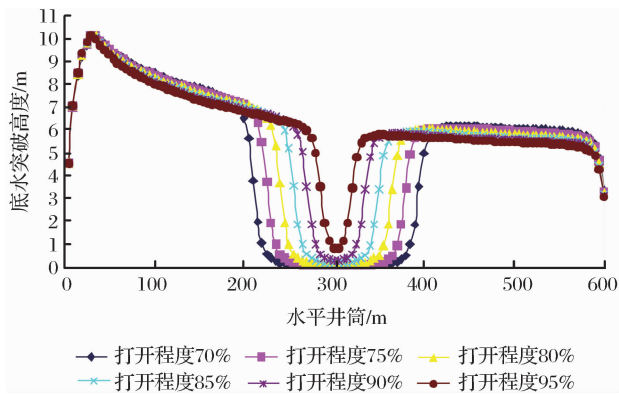


图 2 不同打开程度下底水突破高度分布
Figure 2 Breakthrough height distribution of bottom water in different open degree

3.2 盲管段位置影响分析

采用打开程度为 80%,打开段数为 2 段,盲管段分别距跟端 180m、200m、220m、240m、260m、280m 和 300m 的分段模式研究盲管段位置对底水

脊进的影响。计算结果见图 4、图 5。

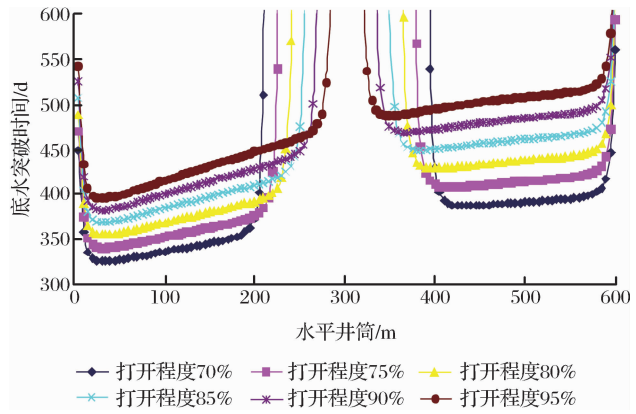


图 3 不同打开程度下底水突破时间分布
Figure 3 Breakthrough time distribution of bottom water in different open degree

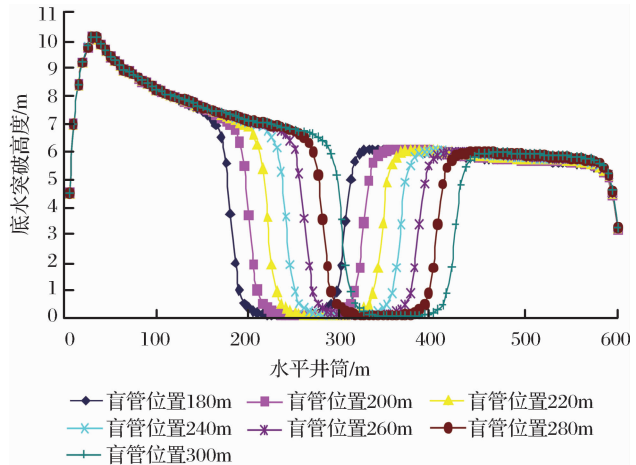


图 4 不同盲管段位置下底水突破高度分布
Figure 4 Breakthrough height distribution of bottom water in different position of blank pipe

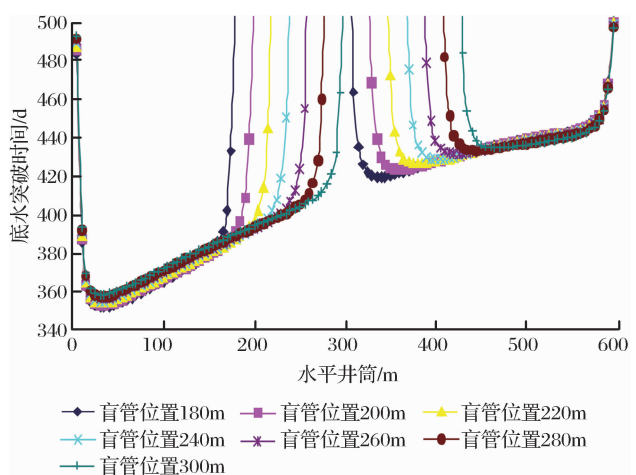


图 5 不同盲管段位置下底水突破时间分布
Figure 5 Breakthrough time distribution of bottom water in different position of blank pipe

从图 4 可知,随盲管段位置的移动,盲管段的底水突破高度也相应的移动。从图 5 可知,随盲管段位置的移动,盲管段的底水突破时间也相应移动,并且靠近跟端的生产段的底水突破时间小幅增加,而靠近趾端的生产段的底水突破时间则小幅减小。

3.3 打开段数影响分析

采用打开程度为 80%,打开段数分别为 2、3、4、5 段,各生产段及盲管段长度均平均分配的分段模式研究打开段数对底水脊进的影响。计算结果见图 6、图 7。

从图 6 可知,随打开段数的增加,盲管段的底水突破高度也逐渐增加。从图 7 可知,随打开段数的增加,各生产段的底水突破时间均逐渐小幅增加。

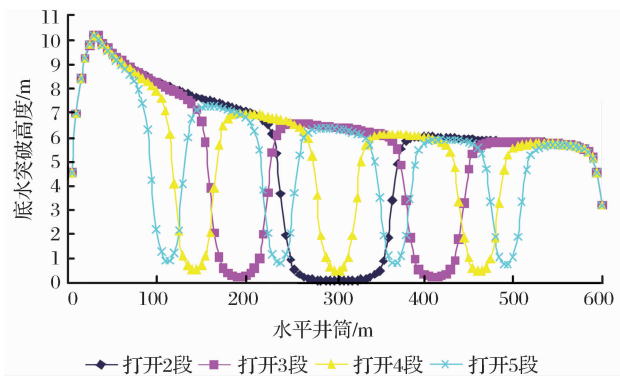


图 6 不同打开段数下底水突破高度分布

Figure 6 Breakthrough height distribution of bottom water in different open segments

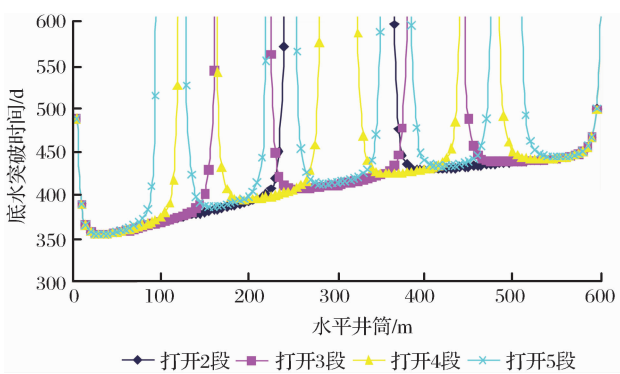


图 7 不同打开段数下底水突破时间分布

Figure 7 Breakthrough time distribution of bottom water in different open segments

4 结论

(1)运用势叠加原理和镜像反应原理导出了水平井分段完井井筒与油藏渗流耦合计算模型,进而再运用物质平衡法建立了水平井分段完井底水突破模型,实例计算与对比表明模型准确度高。

(2)随打开程度增加,盲管段的底水突破高度逐渐增加。底水在生产段突破快,盲管段突破慢;且随打开程度增加,各生产段的底水突破时间均增加。

(3)随盲管段位置移动,盲管段的底水突破高度及底水突破时间也相应的移动;当盲管段从跟端向趾端移动时,靠近跟端的生产段的底水突破时间小幅增加,相反,靠近趾端的生产段的底水突破时间小幅减小。

(4)随打开段数增加,盲管段的底水突破高度逐渐增加,且各生产段的底水突破时间也均逐渐小幅增加。

参考文献(References):

- [1] Sognesand S, Skotner P, Hauge J. Use of Partial Perforations in Oseberg Horizontal Wells[C]. SPE 28569, 1994.
- [2] Petter K, Knuts. Completion and workover of horizontal and extended-Reach wells in the statfjord field[J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(4): 211-218.
- [3] Kalita R, Jalali Y. Numerical Investigation of Horizontal Well Performance with Selective Completion[C]. SPE96369, 2005.
- [4] Rao Fupei, Dong Yunlong, Wu Jiesheng. Technology of water control and well completion of horizontal wells in bottom water reservoir in Dagang Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(3): 107-109. [饶富培,董云龙,吴杰生.大港油田底水油藏水平井控水完井工艺[J].石油钻采工艺, 2010, 32(3): 107-109.]
- [5] Wei Xinfang, Xu Xin, Yu Jinling, et al. Laboratory tests and field applications of horizontal segregated completion tools [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 55-57. [魏新芳,徐鑫,余金陵,等.水平井分段完井工具的室内试验及现场应用[J].石油钻探技术, 2010, 38(2): 55-57.]
- [6] Li Liangchuan, Xiao Guohua, Wang Jinzhong, et al. Sectionalized water control matching technology of horizontal well in Jidong Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010, 17(6): 655-658. [李良川,肖国华,王金忠,等.冀东油田水平井分段控水配套技术[J].断块油气田, 2010, 17(6): 655-658.]
- [7] Liu Meng, Dong Benjing, Zhang Youyi. Segregated completion technology and completion string for horizontal well[J]. Oil Field Equipment, 2011, 40(1): 28-32. [刘猛,董本京,张友义.水平井分段完井技术及完井管柱方案[J].石油矿场机械, 2011, 40(1): 28-32.]
- [8] Karmal M M. Pressure-Transient Analysis for a Well with Multiple Horizontal Sections[C]. SPE26444, 1993.
- [9] Retnanto A, Economides M J. Optimization of the Performance of Partially Completed Horizontal Wells[C]. SPE 37492, 1997.
- [10] Retnanto A, Yamin M. Impact of Completion Technique to Horizontal Well Productivity[C]. SPE 54302, 1999.
- [11] Yildiz T, Ozkan E. Transient Pressure Behaviour of Selectively Completed Horizontal Wells[C]. SPE 28388, 1994.
- [12] Yildiz T. Productivity of Selectively Perforated Horizontal Wells[C]. SPE 90580, 2004.

- [13] Meng Hongxia, Chen Dechun, Hai Huirong, *et al.* Optimization of well completion project for the selectively perforated horizontal well[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(5): 84-87. [孟红霞, 陈德春, 海会荣, 等. 水平井分段射孔完井方案优化[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(5): 84-87.]
- [14] Zhang Lin, Pu Junhong, Zou Lei, *et al.* Optimization of open intervals of selectively completed horizontal wells[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(2): 370-374. [张林, 蒲军宏, 邹磊, 等. 关于水平井合理分段优化研究[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(2): 370-374.]
- [15] Yang Yong. Optimization design of horizontal length in segmentally variable density perforated horizontal well[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30(3): 123-126. [杨勇. 水平井变孔密分段射孔水平段长度优化设计[J]. *石油天然气学报*, 2008, 30(3): 123-126.]
- [16] Yang Bo, Liu Deji, Yin Yuchuan. Technique for optimizing staged perforation in horizontal wells[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30(4): 153-155. [杨波, 刘德基, 尹玉川. 水平井分段射孔优化技术[J]. *石油天然气学报*, 2008, 30(4): 153-155.]
- [17] Luo Wanjiang, Wang Xiaodong, Li Fanhua. Productivity of horizontal wells with segmental perforation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 97-102. [罗万静, 王晓冬, 李凡华. 分段射孔水平井产能计算[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 97-102.]
- [18] Yuan Enxi. *Engineering Fluid Mechanics*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1986. [袁恩熙. *工程流体力学*[M]. 北京: 石油工业出版社, 1986.]
- [19] Gill P E, Murray W, Wright W H. *Practical Optimization*[M]. London: Academic Press, 1981.
- [20] Ouyang L B, Arbali S, Aziz K. A Single-phase Wellbore-flow Model for Horizontal, Vertical, and Slanted Wells[C]. SPE 36608, 1998.
- [21] Zhang Jing, Hu Yongle, Ran Qiquan, *et al.* Comprehensive research on the productivity and pressure loss of horizontal well in gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(1): 157-162. [张晶, 胡永乐, 冉启全, 等. 气藏水平井产能及水平段压力损失综合研究[J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(1): 157-162.]
- [22] Wang Dawei, Li Xiaoping. Effect of well trajectory on production of horizontal well[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(5): 926-930. [王大为, 李晓平. 井眼轨迹对水平井产能的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(5): 926-930.]

The Effect of Partial Completion Parameters in Horizontal Well on Water Coning

XIONG Jun¹, HE Han-ping², XIONG You-ming¹, Liu Li-ming¹, PANG Hao³

(1. *Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;*

2. *SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China;*

3. *Natural Gas Business of PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China*)

Abstract: Partial completion in horizontal well is the exclusive methodology to effectively exploit bottom water reservoir, and it is widespread used around the world. However, the relevant researches about the effect of partial completion parameters on water coning are extremely poor. Utilizing potential superposition principle and mirror-reaction principle, the wellbore/reservoir coupling calculation model was obtained, and further the bottom water breakthrough model of partial completion was gained. The comparison between forecasted results with real value certified the accuracy of this model. Then, the study on the effect of partial completion parameters revealed the following results by calculation. The breakthrough height of bottom water in blank pipe and the breakthrough time of bottom water in production sections gradually increase with the increase of open degree. Following the movement of blank pipe, the breakthrough height and time of bottom water in blank pipe remove correspondingly. And when blank pipe moves from heel to toe, the breakthrough time of bottom water in production sections close to heel slightly increases, while the breakthrough time close to toe marginally drops. Furthermore, with the increase of open segments, both the breakthrough height in blank pipe and the breakthrough time in production sections slightly increase.

Key words: Partial completion; Water coning; Open degree; Position of blank pipe; Open segments