

气顶底水油藏水平井垂向位置确定模型及应用

朱志强¹, 李云鹏¹, 葛丽珍¹, 童凯军², 杨志成¹

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452; 2. 中国海洋石油国际有限公司, 北京 100010)

摘要:为了控制油井气窜和水锥, 提高油藏开发效果, 需要准确判断不同类型气顶底水油藏水平井合理的垂向位置。在分析不同类型气顶底水油藏生产特征的基础上, 利用气体状态方程、物质平衡方程将气顶能量和底水能量与油环中水平井垂向位置建立联系, 推导出水平井垂向位置关于气顶指数、水体倍数和油藏压力的数学模型。该模型能够利用气顶指数、水体倍数的相对大小来确定水平井合理的垂向位置, 同时为了便于钻完井施工, 给出了不同气顶底水油藏的最合理的水平井垂向位置。数值模拟试验及实例验证结果表明, 根据气顶指数和水体倍数的相对大小来确定水平井在油环中垂向位置的方法对油藏具体几何形状没有限制和要求, 具有较好的适用性。

关键词:气顶; 底水油藏; 水平井; 垂向位置; 油环

中图分类号:TE349 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)05-0104-05

The Model and Application in Determining the Vertical Position of Horizontal Well in Gas Cap and Bottom Water Reservoirs

ZHU Zhiqiang¹, LI Yunpeng¹, GE Lizhen¹, TONG Kaijun², YANG Zhicheng¹

(1. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin, 300452, China; 2. CNOOC International Ltd., Beijing, 100010, China)

Abstract: To control gas channeling and water coning, and to enhance development effect in oil reservoir, it is necessary to determine vertical positions of horizontal well accurately in gas cap and bottom water reservoirs. Based on the analysis of production characteristics of reservoirs with different bottom water and gas caps, a mathematical model has been derived for determining the vertical positions of horizontal wells that related to gas cap index, water volumes and reservoir pressures by using gas state equation and material balance equation, so as to establish the relationship among gas cap energy, bottom water energy and vertical positions of horizontal well in oil rim. The mathematical model can determine the reasonable vertical position of horizontal well in different gas cap and the bottom water reservoir to facilitate drilling operations. Numerical simulation and field application results showed that the technique had no restriction and requirement to the geometry of reservoir in determining vertical positions of horizontal wells in the oil rim in accordance with the gas cap index and water volumes, which possess a good adaptability for field applications.

Key words: gas cap; bottom water oil reservoir; horizontal well; vertical location; oil rim

大多数的气顶底水油藏油柱高度相对较小, 根据多年的开发经验, 此类油藏更适合采用水平井开发^[1-6]。水平井在油环中的垂向位置是控制气窜和水窜的关键因素, 垂向位置靠近气顶时容易发生气窜, 靠近底水时又容易发生水窜。准确评价气体和水体能量的相对大小及确定合理的水平井垂向位置, 能够延迟气窜和水窜的发生, 保证油藏的高效开发^[7-9]。目前, 多采用建立气锥和水锥模型的方法, 通过水平井临界产量来优化其垂向位置, 并没有考

虑气顶和水体能量大小对水平井垂向位置的影响^[10-14]; 或者通过数值模拟方法来优化水平井垂向位置^[15], 但由于所建立数值模型的不同, 导致优化的结果不尽一致。为此, 笔者运用物质平衡方程及

收稿日期: 2016-03-07; 改回日期: 2016-08-08。

作者简介: 朱志强(1985—), 男, 河北邯郸人, 2009年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 2012年获中国科学院研究生院流体力学专业硕士学位, 工程师, 主要从事油藏工程方面的研究工作。
E-mail: zhuzhq2@cnooc.com.cn。

气体状态方程等,提出了一种评价气顶和水体能量相对大小及确定水平井合理垂向位置的新方法。

1 气顶底水油藏垂向位置评价模型

1.1 模型的建立

气顶底水油藏模式如图1所示,其中图1(a)表示原始状态下油、气、水三相平衡,图1(b)表示开采状态下油环中原油被采出、发生气侵和水侵;图中黑色矩形表示水平井在油环中的垂向位置,通过水平井的垂向位置建立气顶和底水之间的联系是建立气顶底水油藏理论评价模型的关键。气侵和水侵均假设为锥形侵入,采用物质平衡方程计算气侵量和水侵量,由于油田开发时间较长,发生气侵和水侵的时间也相对较长,所以可忽略时间因素对气侵量和水侵量计算的影响。

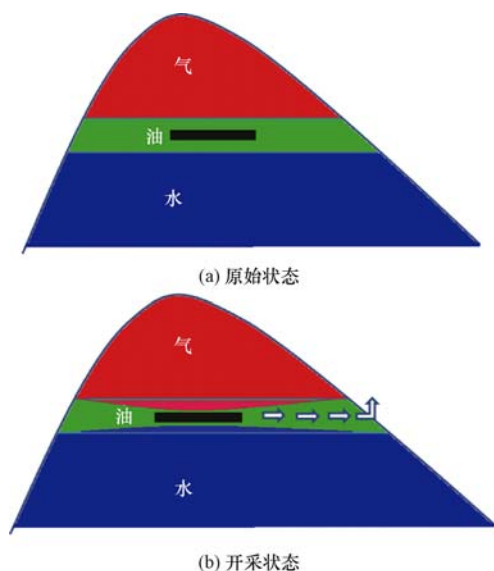


图1 气顶底水油藏模式示意

Fig.1 Sketch map of reservoir with gas cap and bottom water

原始状态下天然气状态方程为:

$$p_1 V_1 = Z_1 nRT \quad (1)$$

式中: p_1 为气藏原始压力, MPa; V_1 为气藏原始体积, m^3 ; Z_1 为原始压力下的气体压缩因子; n 为气体物质的量, mol; R 为气体常量, $J/(mol \cdot K)$; T 为热力学温度, K。

开采过程中油环压力下降,发生气侵,气顶体积膨胀,可表示为:

$$p_2 V_2 = Z_2 nRT \quad (2)$$

式中: p_2 为油藏泡点压力时对应的气藏压力, MPa;

V_2 为 p_2 压力下的气藏体积, m^3 ; Z_2 为 p_2 压力下的气体压缩因子。

则气体侵入油藏的体积为:

$$G_e = V_2 - V_1 \quad (3)$$

式中: G_e 为气体由于压力下降而膨胀的体积, m^3 。

假设气体侵入油环的平均面积为 A_1 , 则气体下侵的高度为:

$$L_1 = \frac{G_e}{A_1} \quad (4)$$

式中: L_1 为气体下侵的高度, m。

由于原油采出,底水发生水侵,水侵量为:

$$W_e = N_w (p_1 - p_2) C_t \quad (5)$$

式中: W_e 为水侵量, m^3 ; N_w 为水体的体积, m^3 ; C_t 为水体综合压缩系数, MPa^{-1} 。

假设水侵平均面积为 A_2 , 则水体上侵高度为:

$$L_2 = \frac{W_e}{A_2} \quad (6)$$

式中: L_2 为水体上侵的高度, m。

通过气顶和底水同时侵入到井筒来确定水平井的垂向位置,气侵高度和水侵高度相等,表示水平井垂向位置位于油环的中间位置;气侵高度大于水侵高度,表示水平井垂向位置位于油环的中间偏下位置。设气侵高度和水侵高度的比值为 α , 即:

$$\alpha = \frac{G_e A_2}{W_e A_1} \quad (7)$$

结合式(3)、式(5)、式(6)和式(7),整理得:

$$\alpha N_w (p_1 - p_2) C_t = \frac{A_2}{A_1} \left\{ \frac{p_1 Z_2 V_1}{p_2 Z_1} - V_1 \right\} \quad (8)$$

设油藏孔隙体积为 V , 水体倍数为 $M = \frac{N_w}{V}$, 气顶

指数为 $N = \frac{V_1}{V}$, 且气体压缩因子较小, $\frac{p_1 - p_2}{p_1 Z_2 - p_2 Z_1} = 1$, 代入式(8)并整理得:

$$M = \frac{A_2}{A_1} \frac{Z_2}{Z_1} \frac{N}{\alpha C_t p_2} \quad (9)$$

式(9)便为考虑气顶指数、水体倍数及油藏压力的水平井垂向位置评价模型。

1.2 模型的说明及用途

以X油田实际数据为例,对水平井垂向位置评价模型的用途进行说明。该油田原始地层压力为20 MPa,油藏温度为60 °C,该条件下天然气压缩因子 Z_1 为1.124 8^[16],开采过程中地层压力下降到16 MPa,假设温度不变,该条件下天然气压缩因子 Z_2 为1.142 9^[16],则 $Z_2/Z_1 = 1.02$, X油田综合压

缩系数 C_i 为 0.001 MPa^{-1} , 水侵平均面积与气侵平均面积比 $A_2/A_1=1.5$, 将以上参数代入式(9), 可得:

$$M = 1530 \frac{N}{\alpha p_2} \quad (10)$$

当 α 为 0.5, 1.0 和 2.0 时, 分别表示水平井垂向位置为油环上 1/3、中 1/2 和下 1/3 处。以压力为横坐标, 水体倍数为纵坐标, 得到气顶指数为 0.8 时水体倍数与压力的关系曲线 (见图 2)。将实际气顶指数为 0.8 的油田的水体倍数 (75 倍) 和压力 (16 MPa) 投影到图中, 可以迅速判断出该油藏水平井合理的垂向位置为中 1/2 处。

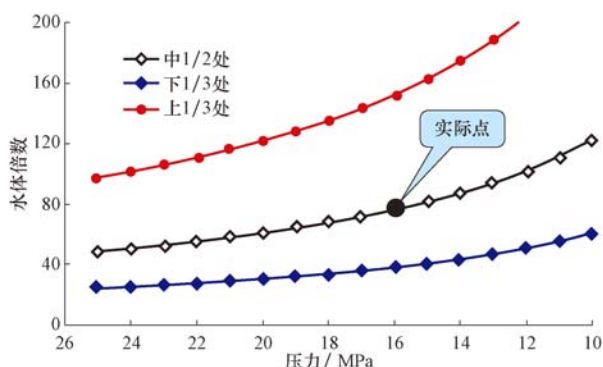


图2 气顶指数为 0.8 时不同垂向位置处水体倍数与压力的关系

Fig. 2 Relationship between the volume of water and pressure in different vertical positions with a gas cap index of 0.8

以气顶指数 0.5 表示小气顶油藏, 1.5 表示大气顶油藏, 分析 α 在气顶底水油藏水平井垂向位置优化中的作用。

1) 对于气顶指数为 0.5 的小气顶油藏, 当 α 为 0.5, 1.0 和 2.0 时, 水体倍数与压力的关系曲线如图 3 所示。从图 3 可以看出: 当水平井垂向位置为中 1/2 (图中黑线) 处、油藏压力为 15 MPa 时, 交点处 (图中红点) 对应纵坐标的水体倍数为 80 倍, 即该

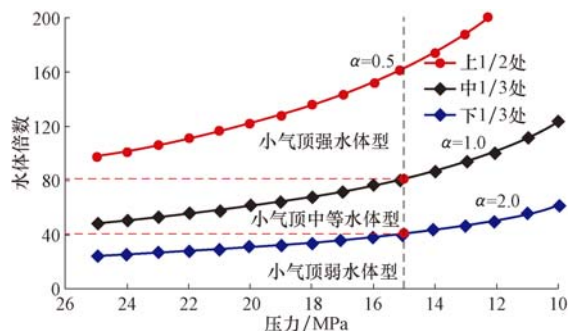


图3 小气顶油藏水体倍数与压力的关系

Fig. 3 Relationship between the volume of water and pressure in reservoirs with a small gas cap

水平井垂向位置条件下气顶指数 0.5 和 水体倍数 80 能够使气侵和水侵同时到达井筒, 此时气顶和底水能量平衡; 当水体倍数大于 80 倍时, 底水能量大于气顶能量, 称为小气顶强底水油藏, 水平井合理垂向位置为上 1/3 处, 可有效控制气窜和水窜; 当水体倍数为 40~80 倍时, 称之为小气顶中等底水油藏, 水平井垂向位置以中 1/2 处为宜; 而水体倍数小于 40 时, 称之为小气顶弱底水油藏, 天然能量不足, 水平井合理位置视注水情况而定。

2) 大气顶油藏的气顶指数为 1.5, 水平井垂向位置分别为中 1/2 处和下 1/3 处时, 水体倍数与压力的关系曲线如图 4 所示。

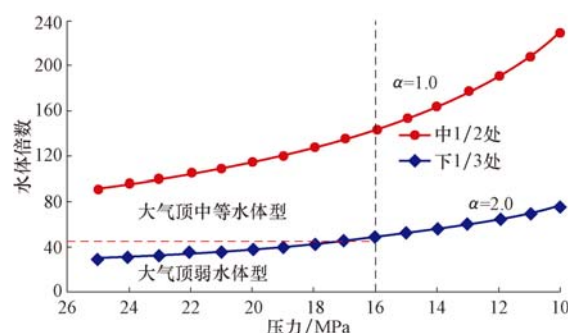


图4 大气顶油藏水体倍数与压力的关系

Fig. 4 Relationship between the volume of water and pressure in reservoirs with a big gas cap

从图 4 可以看出: 当水体倍数大于 40 倍时为大气顶中等水体油藏, 水平井垂向位置以中 1/2—下 1/3 处为宜; 当水体倍数小于 40 倍时称为大气顶弱水体型油藏, 水平井垂向位置以下 1/3 处为宜。

3) 考虑钻井过程中的容错性, 以气顶指数大于 1.5 表示大气顶油藏, 0.5 表示小气顶油藏 (中等气顶油藏可根据以上公式进行计算), 以水体倍数为 40 倍和 80 倍来区别强水体、中等水体和弱水体, 可以得出: 对于大气顶中等底水油藏, 水平井垂向位置以中 1/2—下 1/3 处为宜; 对于大气顶弱底水油藏, 水平井垂向位置以下 1/3 处为宜; 对于小气顶强底水油藏, 水平井垂向位置以上 1/3 处为宜; 对于小气顶中等底水油藏, 水平井垂向位置以中 1/2 处为宜。

4) 对于小气顶弱水体油藏, 自身天然能量不足, 一般采取注水开发, 注水开发等效其水体接近刚性水驱 (假设水体为 100 倍以上), 式(9)可变形为:

$$\alpha = \frac{A_2}{A_1} \frac{Z_2}{Z_1} \frac{N}{MC_i p_2} \quad (11)$$

假定水体倍数为 100, 不同气顶指数下 α 与压力的关系曲线如图 5 所示。当确定某一油藏气顶指数时, 根据压力大小就能确定 α 值, 即可计算出最合

理的水平井垂向位置。如气顶指数为 0.5、压力为 15 MPa 时, $\alpha=0.5$, 则最合理的水平井垂向位置为上 1/3 处(见图 5)。

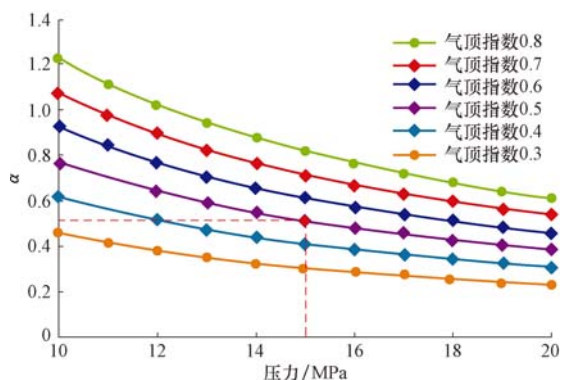


图 5 强底水油藏水平井垂向位置确定图版

Fig. 5 Chart for determining the vertical position of horizontal well in strong bottom water reservoir

2 数值模拟验证

以 X 油田为例, 建立不同气顶和底水能量大小的地质模型, 分别为大气顶弱水体型(气顶指数 1.5, 水体倍数 10 倍), 大气顶中等水体型(气顶指数 1.5, 水体倍数 40 倍), 小气顶中等水体型(气顶指数 0.5, 水体倍数 40 倍)和小气顶强水体型(气顶指数 0.5, 水体倍数 80 倍), 模拟水平井处于不同垂向位置(上 1/6、上 1/3、中 1/2、下 1/3 和下 1/6 处)时的开发效果, 结果如图 6 所示。

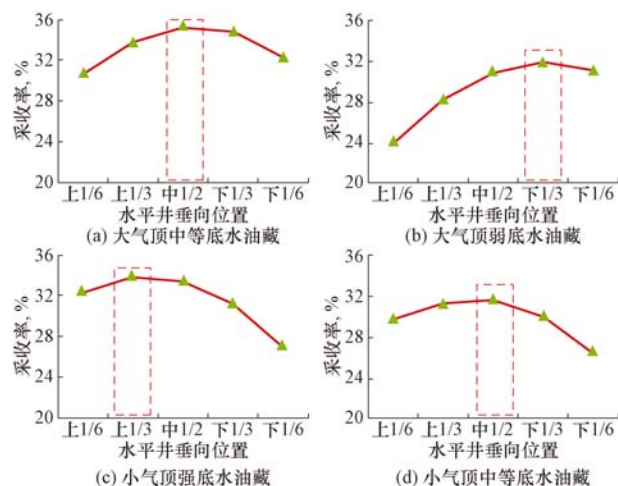


图 6 不同类型油藏水平井垂向位置数值模拟结果

Fig. 6 Numerical simulation results for vertical positions of horizontal wells in different types of reservoir

由图 6 可知, 对于大气顶中等底水油藏来说, 采收率达到最大值时水平井的垂向位置为中 1/2 处;

同理, 大气顶弱底水油藏、小气顶强底水油藏以及小气顶中等底水油藏采收率达到极大值时水平井的垂向位置分别为中下 1/3、上 1/3 和中 1/2 处。根据采收率最大化原则的数值模拟结果与气水平衡理论方法的计算结果是一致的。

3 实例验证

X 油田某油组气顶指数为 1.5, 水体倍数为 30 倍左右, 为大气顶弱底水油藏, 采用天然能量开发。根据前文研究, 水平井垂向位置应为油环中下 1/3 处, 但 X1H 井和 X2H 井在生产过程中却表现出不同的生产特征(见图 7 和图 8)。

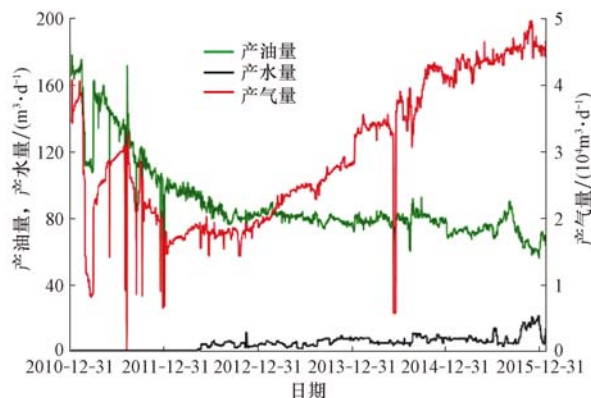


图 7 X1H 井生产曲线

Fig. 7 Production curve of Well X1H

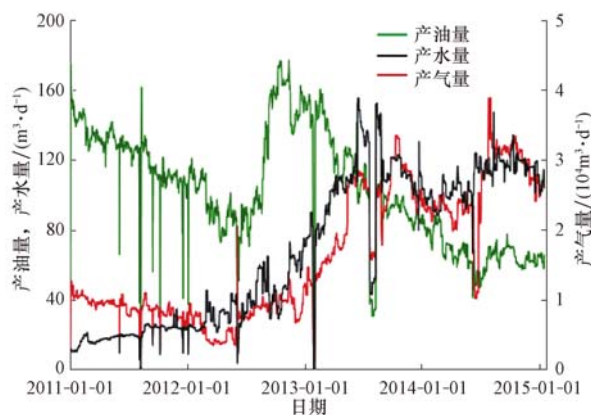


图 8 X2H 井生产曲线

Fig. 8 Production curve of Well X2H

X1H 井生产平稳, 初期未出现明显的气窜和水窜现象, 说明水平井垂向位置合理; 随着开发的进行, 地层压力下降, 生产后期以气窜为主, 这与随着地层压力下降、水体倍数上升的认识是相符的。X2H 井则过早出现水窜现象, 与大气顶油藏生产特征不符。经构造重新精细解释, 发现油藏内存在一

条新断层,该断层将气顶能量进行分隔,导致 X2H 井附近气顶能量不足,成为小气顶油藏,故出现过水淹状况。

根据前面的分析,小气顶油藏水平井的合理垂向位置为中 1/2 或上 1/3 处,故 X2H 井位于下 1/3 处位置不合适,应向上调整。为此,在 X2H 井侧钻新井 X2H1 井,将水平段向上移至油层中 1/2 处。X2H1 投产后,生产气油比稳定,且目前不含水,表明该水平井垂向位置选择合理。

4 结 论

1) 基于气顶和底水能量的相对大小,运用物质平衡原理提出了一种确定气顶底水油藏水平井垂向位置的新方法。

2) 气顶底水油藏水平井的合理垂向位置主要取决于气顶和底水能量的相对大小,气顶能量大,则水平井在油环中的垂向位置应靠下;底水能量较大,则水平井在油环中的垂向位置应靠上。

3) 数值模拟及现场实例验证结果表明,水平井垂向位置确定方法能够指导气顶底水油藏水平井垂向位置优化和现场实施,但该方法在计算水侵量时忽略了时间因素的影响,对于水侵量计算方法明确的油藏仍具有局限性,可参考使用。

参 考 文 献

References

- [1] 蒋明,赫恩杰,肖伟.气顶边水油藏开发策略研究与实践[J].石油钻采工艺,2011,33(5):68-71.
JIANG Ming, HE Enjie, XIAO Wei. Study and practice of developing strategy on reservoirs with gas cap and edge water [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(5): 68-71.
- [2] 张迎春,童凯军,郑浩,等.气顶边水油藏水平井开发效果影响因素分析[J].中国海上油气,2012,24(增刊1):57-61.
ZHANG Yingchun, TONG Kaijun, ZHENG Hao, et al. An analysis of the factors to influence development of oil reservoirs with gas cap and edge water by horizontal wells[J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(supplement 1): 57-61.
- [3] 窦松江,冯小宁,李炼民.尼日尔 G 油田气顶油气藏开发策略研究[J].非常规油气,2015,2(5):34-37.
DOU Songjiang, FENG Xiaoning, LI Lianmin. Development strategy for gas cap reservoirs in Niger G Oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(5): 34-37.
- [4] GIGER F M, REISS L H, JOURDAN A P. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling[R]. SPE 13024, 1984.
- [5] JOSHI S D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells(includes associated papers 24547 and 25308) [J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40(6): 729-739.
- [6] 余忠,赵会杰,李卫京,等.正确选择气顶油藏高效开发模式[J].石油勘探与开发,2003,30(2):70-72.
YU Zhong, ZHAO Huijie, LI Weijing, et al. Optimization of development scheme for gas-cap reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 70-72.
- [7] 伍友佳.辽河双台子油气藏气顶驱开采特征及气窜模式[J].天然气工业,2000,20(6):76-79.
WU Youjia. Characteristics of gas-cap drive production and gas breakthrough pattern of Shuangtaizi oil and gas reservoir in Liaohhe[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(6): 76-79.
- [8] 郑文龙.气顶油藏识别研究[D].成都:西南石油大学,2006.
ZHENG Wenlong. The recognition of gas cap reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [9] 王彬,朱玉凤.气顶油气田气顶气窜研究[J].天然气工业,2000,20(3):79-82.
WANG Bin, ZHU Yufeng. A research on gas channelings in gas-cap oil reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(3): 79-82.
- [10] 完颜琪琪,罗明高,昌燕,等.气顶油藏类型的识别方法研究[J].西南石油大学学报,2007,29(6):20-23.
WANYAN Qiqi, LUO Minggao, CHANG Yan, et al. The recognition method of reservoir with gas-cap [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(6): 20-23.
- [11] 王德龙,凌建军,郑双进,等.气顶底水油藏水平井最优垂向位置研究[J].断块油气田,2008,15(4):76-79.
WANG Delong, LING Jianjun, ZHENG Shuangjin, et al. Study on optimum vertical location of horizontal wells in reservoir with bottom water and gas cap[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2008, 15(4): 76-79.
- [12] 范子非,付秀娟,方宏长.气顶底水油藏水平井进进的油藏工程研究[J].大庆石油地质与开发,1995,14(3):38-43.
FAN Zifei, FU Xiujian, FANG Hongchang. Reservoir engineering study of coning in horizontal well in a reservoir with gas cap and bottom water drive[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1995, 14(3): 38-43.
- [13] 吕爱民,姚军.气顶油藏水平井最优垂向位置研究[J].石油钻采工艺,2007,29(1):98-99,102.
LYU Aimin, YAO Jun. Study on optimal vertical position of horizontal well in gas-cap reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(1): 98-99, 102.
- [14] 吕爱民,姚军,武兵厂.底水油藏水平井最优垂向位置研究[J].石油钻探技术,2007,35(1):66-68.
LYU Aimin, YAO Jun, WU Bingchang. Study on optimum vertical location of horizontal wells in reservoir with bottom water[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(1): 66-68.
- [15] 姚凯,姜汉桥,武兵厂,等.水平井垂向位置优化研究[J].长江大学学报(自科版),2007,4(2):201-204.
YAO Kai, JIANG Hanqiao, WU Bingchang, et al. The study of vertical location optimization for horizontal well[J]. Journal of Yangtze University(Natural Science Edition), 2007, 4(2): 201-204.
- [16] 范军.天然气压缩系数实用计算模式[J].钻采工艺,1991,14(4):50-54.
FAN Jun. The practical computing model of natural gas compressibility[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1991, 14(4): 50-54.

[编辑 滕春鸣]