

# 计算凝析气顶油藏油气界面移动距离的新方法

张安刚<sup>1</sup>, 范子菲<sup>1</sup>, 宋 珩<sup>1</sup>, 郭双生<sup>2</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油新疆西部钻探测井公司 测井二分公司, 新疆 克拉玛依 834000)

**摘要:**凝析气顶油藏气顶油环协同开发须厘清油气界面的移动规律。假设凝析气顶油藏呈椭圆锥状, 利用物质平衡原理, 综合考虑气顶反凝析、水蒸气含量、岩石压缩性等因素的影响, 推导出计算凝析气顶油藏油气界面移动距离的新方法。应用实例表明, 当气顶出现反凝析后, 油气界面的移动速度开始不断增大; 当忽略反凝析、岩石压缩性或水蒸气含量时, 油气界面纵向移动距离的计算值均偏小, 且反凝析现象对油气界面纵向移动距离的影响最大, 其次为岩石压缩性, 水蒸气含量影响最小; 新方法得到的油气界面纵向移动距离与压力梯度法的结果吻合较好。

**关键词:**凝析气顶油藏 油气界面移动距离 物质平衡 水蒸气含量 反凝析 岩石压缩性

中国分类号: TE319

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)01-0102-04

## A new computing method of moving range of the oil-gas contact in oil reservoir with condensate gas cap

Zhang Angang<sup>1</sup>, Fan Zifei<sup>1</sup>, Song Heng<sup>1</sup>, Guo Shuangsheng<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing City, 100083, China;  
2. No.2 Well Log Company, Xibu Drilling Engineering Co., Ltd., CNPC, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

**Abstract:** It is important to study the moving law of oil-gas contact in oil reservoir with condensate gas cap in the interest of developing the gas cap and oil rim concurrently. Considering factors of retrograde condensation, water vapor content and rock compressibility, a new method of calculating the moving range of oil-gas contact in the oil reservoir with condensate gas cap was derived based on material balance principle and an assumption of elliptic-cone-shaped reservoir. Application case shows that the moving velocity of oil-gas contact increases after the retrograde condensation of gas cap; all the computing results of the vertical moving range of the oil-gas contact are smaller when the factors of retrograde condensation, rock compressibility or water vapor content is neglected; the influence of retrograde condensation on the vertical moving range of the oil-gas contact is larger than that from rock compressibility and water vapor content. The computing result of the new method agrees well with the one obtained by pressure gradient method.

**Key words:** oil reservoir with condensate gas cap; oil-gas contact moving range; material balance; water vapor content; retrograde condensation; rock compressibility

凝析气顶油藏是一种复杂类型油气藏, 其开发过程中会出现压力失衡、油气互窜、界面移动及相态转化等复杂的物质及能量交换<sup>[1-3]</sup>。当气顶压力高于油环压力时, 气顶气会在生产压差的作用下向油井突进, 造成油井气窜而减产; 当油环压力高于气顶压力时, 油环油侵入气顶并吸附在岩石表面而

滞留, 导致原油回采困难, 损失资源<sup>[4-5]</sup>。因此, 油气界面移动规律的准确识别, 对于制定凝析气顶油藏的开发技术对策具有重要意义。笔者以物质平衡原理为基础, 假设凝析气顶油藏呈椭圆锥状, 推导出计算凝析气顶油藏油气界面移动距离的新方法, 以期凝析气顶油藏的开发提供技术指导。

收稿日期: 2014-11-15。

作者简介: 张安刚(1986—), 男, 山东临沂人, 在读博士研究生, 从事凝析气顶油藏气顶油环协同开发研究。联系电话: 13581980929, E-mail: ansenking2001@163.com。

基金项目: 中国石油重大科技专项“哈萨克斯坦碳酸盐岩油气藏气顶和油环协同开发技术研究与应用”(2011E-2504)。

## 1 计算模型建立

假设凝析气顶油藏中凝析气顶与底部油环处于同一压力系统内,且油气界面均匀推进;原始地层压力高于凝析气体的露点压力;凝析气顶与油环均有束缚水存在;忽略凝析气顶中气体在油环中的溶解以及油环逸出溶解气窜入凝析气顶;忽略气体在地层的吸附现象。通过评价地层压力下降过程中的凝析气顶孔隙体积的变化量,并结合油气藏呈椭圆锥体的形状假设,便可以得到凝析气顶油藏油气界面的移动距离。

### 1.1 凝析气顶原始孔隙体积

考虑到地层原始条件下凝析气顶中水蒸气含量的影响,凝析气顶的原始孔隙体积表达式为

$$V_{Gi} = \frac{GB_{gi}}{(1-y_{wi})(1-S_{wc})} \quad (1)$$

其中

$$B_{gi} = \frac{p_{sc} Z_i T}{p_i T_{sc}} \quad (2)$$

凝析气偏差因子可以利用1974年Dranchuk和Purvis等拟合的Standing-Katz图版所得的相关经验公式求解<sup>[6]</sup>。

### 1.2 凝析气顶孔隙体积

在凝析气顶油藏开发过程中,当地层压力低于凝析气体的露点压力时,凝析油就会不断析出,同时地层水也开始不断蒸发,导致凝析气体中的水蒸气含量不断增大,目前地层压力下凝析气顶孔隙体积的表达式为

$$V_G = \frac{(G-G_p)p_{sc} Z T}{(1-y_w)(1-S_{oc}-S_{wc})T_{sc} p} \quad (3)$$

式(3)中的凝析油饱和度可以通过室内衰竭实验或相平衡计算<sup>[7]</sup>求取;水蒸气含量可以通过地层凝析气饱和含水量实验测得<sup>[8]</sup>,也可以通过参考邻近凝析气藏的水蒸气含量数据而确定。

### 1.3 油气界面移动距离

基于物质平衡原理<sup>[9-10]</sup>,考虑地层压力下降过程中的储层岩石膨胀现象,凝析气顶的外扩体积表达式为

$$\Delta V_G = \frac{(G-G_p)Zp_{sc} T}{(1-y_w)(1-S_{oc}-S_{wc})pT_{sc}} - \frac{GZ_i p_{sc} T}{(1-y_{wi})(1-S_{wc})p_i T_{sc}} [C_p(p_i-p)+1] \quad (4)$$

假设凝析气顶油藏为背斜构造,其流体分布在气顶区,该区顶面和底面轮廓呈椭圆锥状(图1),气

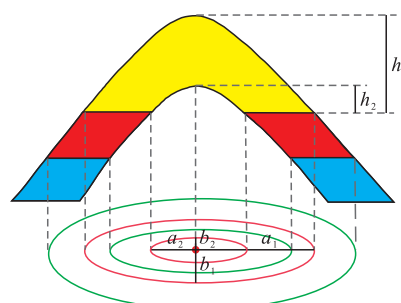


图1 凝析气顶油藏流体分布

Fig.1 Fluid distribution of oil reservoir with condensate gas cap

顶总体积可以看做是气顶区顶面及底面2个椭圆锥体的体积之差;油气界面和油水界面在移动过程中始终保持水平,并且均匀推进;凝析气顶与油环之间没有发生油气互窜;地层倾角保持不变。

假设凝析气顶油藏的形状呈椭圆锥状,地层压力下降过程中凝析气顶孔隙体积的变化量表达式为

$$\Delta V_G' = \left[ \frac{1}{3} \pi a_1 b_1 (h_{1i} + \Delta h) - \frac{1}{3} \pi a_2 b_2 (h_{2i} + \Delta h) \right] \phi - \frac{GZ_i p_{sc} T}{(1-y_{wi})(1-S_{wc})p_i T_{sc}} [C_p(p_i-p)+1] \quad (5)$$

其中

$$a_1 = a_{1i} + \frac{\Delta h}{\tan \alpha_{1a}} \quad (6)$$

$$b_1 = b_{1i} + \frac{\Delta h}{\tan \alpha_{1b}} \quad (7)$$

$$a_2 = a_{2i} + \frac{\Delta h}{\tan \alpha_{2a}} \quad (8)$$

$$b_2 = b_{2i} + \frac{\Delta h}{\tan \alpha_{2b}} \quad (9)$$

$$\phi = \phi_i + C_i(p-p_i) \quad (10)$$

由于地层压力下降过程中凝析气顶孔隙体积的变化量是一定的,即

$$\Delta V_G' = \Delta V_G \quad (11)$$

将式(4)和式(5)代入式(11),整理后得到油气界面纵向移动距离计算模型,再采用二分法对其进行求解得到油气界面纵向移动距离,根据地层倾角则可求取气顶内外油气边界在横向上的移动距离。

## 2 应用实例

某凝析气顶油藏气顶气储量为 $252 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,油环原油地质储量为 $1060 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,早期只开采油环,后期在气顶顶部钻探了5口气井进行气顶油环协同开采试验。油气藏原始地层压力为31.16 MPa,初始油气界面深度为2850 m,地层温度为96.5℃,地层

原始孔隙度为21%,原始条件下凝析气偏差因子为0.987,原始条件下单位体积凝析气体中的水蒸气含量为 $0.00276\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,气顶区束缚水饱和度为22%,储层岩石压缩系数为 $3.7\times 10^{-4}\text{ MPa}^{-1}$ ,原始条件下气顶区外油气边界的长轴和短轴长度分别为6160和2830 m,气顶区内油气边界的长轴和短轴长度分别为4810和1780 m,气顶区顶面轮廓顶点和底面轮廓顶点距油气界面的距离分别为142和68 m。

凝析油饱和度和凝析气中水蒸气含量随地层压力的变化规律可以通过室内实验测得(图2),再利用插值计算可以得到任意地层压力下的凝析油饱和度和凝析气中水蒸气含量;不同压力下的凝析气偏差因子可以由相关经验公式求取<sup>[6-7]</sup>。

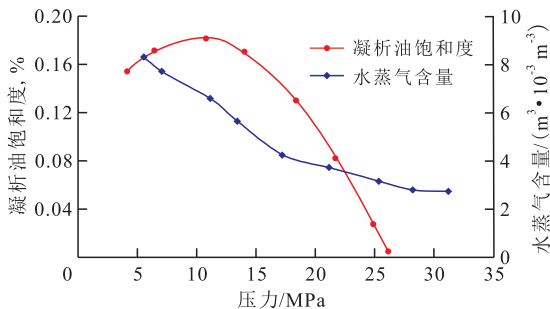


图2 不同压力下的凝析油饱和度和凝析气体水蒸气含量  
Fig.2 Condensate oil saturation and water vapor content of condensate gas under different reservoir pressures

将凝析气顶油藏的动态生产数据和流体物性数据代入式(11),利用二分法求解,即可得到不同地层压力下油气界面在纵向上和横向上的移动距离(图3,图4)。从图3和图4可以看出:①当地层压力降至露点压力后,气顶出现反凝析,油气界面的移动速度开始不断增大;②不考虑反凝析、水蒸气含量、岩石压缩性等因素时,油气界面纵向移动距离的计算值均偏小,是由于气顶孔隙体积变化量的计算值偏小所致;③以综合考虑各因素得到的油气界面移动距离为准,反凝析现象对油气界面移动距离的影响最大,其次是岩石压缩性,水蒸气含量的影响最小。

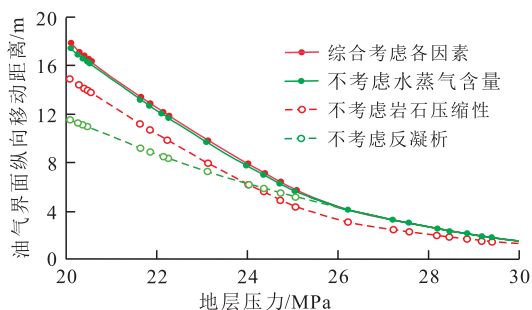


图3 油气界面纵向移动距离随地层压力的变化

Fig.3 Relationship between vertical moving range of oil-gas contact and reservoir pressure

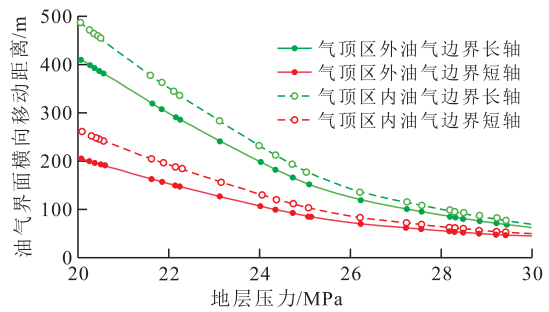


图4 油气界面横向移动距离随地层压力的变化

Fig.4 Relationship between horizontal moving range of oil-gas contact and reservoir pressure

现场也可以通过压力梯度法间接获得目前油气界面的位置,即不同密度的流体所对应的压力梯度曲线的斜率不同,斜率出现拐点的深度即为2种流体间的分界面位置。为了验证新计算方法的可靠性,首先利用油气藏不同时间段的压力梯度测试资料及压力梯度法计算出对应的油气界面深度及纵向移动距离,然后与新方法的计算结果进行比较(图5)。从图5可以看出,新方法压力梯度法计算的油气界面纵向移动距离吻合较好,说明新方法具有一定的可靠性和实用性。

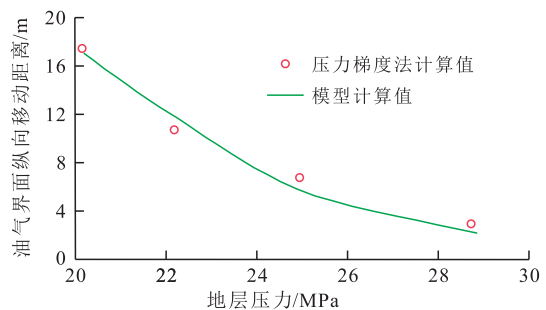


图5 压力梯度法与模型计算结果对比

Fig.5 Results of comparison between the new computing method and the pressure gradient method

### 3 结论

在物质平衡原理的基础上,假设油气藏呈椭圆锥状,综合考虑气顶反凝析、水蒸气含量、岩石压缩性等因素的影响,推导出计算凝析气顶油藏油气界面移动距离的新方法。应用实例表明,忽略反凝析、水蒸气含量或者岩石压缩性等因素影响时,由于凝析气顶孔隙体积变化量的计算值偏小,导致油气界面纵向移动距离的计算值也偏小;反凝析现象对油气界面移动距离的影响最大,其次分别为岩石压缩性、水蒸气含量。该计算方法与压力梯度法计算的油气界面纵向移动距离吻合较好,可靠性较高且简便易用。

## 符号解释:

$V_{G_0}$ ——凝析气顶原始孔隙体积,  $m^3$ ;  $G$ ——原始天然气储量,  $m^3$ ;  $B_{G_0}$ ——原始条件下凝析气的体积系数;  $y_{w_0}$ ——原始条件下凝析气顶中水蒸气含量,  $m^3/m^3$ ;  $S_{sc}$ ——凝析气顶区束缚水饱和度;  $p_{sc}$ ——标准状况下的压力, MPa;  $Z_0$ ——原始条件下凝析气偏差因子;  $T$ ——地层温度, K;  $p_i$ ——原始地层压力, MPa;  $T_{sc}$ ——标准状况下的温度, K;  $V_c$ ——地层压力下的凝析气顶孔隙体积,  $m^3$ ;  $G_p$ ——凝析气顶区累积采出的天然气凝析产量,  $m^3$ ;  $Z$ ——地层压力下凝析气偏差因子;  $y_w$ ——凝析气顶区的水蒸气含量,  $m^3/m^3$ ;  $S_{oc}$ ——凝析气顶区凝析油的饱和度;  $p$ ——地层压力, MPa;  $\Delta V_c$ ——凝析气顶的外扩体积,  $m^3$ ;  $C_p$ ——原始地层压力下的孔隙压缩系数,  $MPa^{-1}$ ;  $h_1$ ——地层压力下气顶区顶面轮廓顶点距油气界面的距离, m;  $h_2$ ——地层压力下气顶区底面轮廓顶点距油气界面的距离, m;  $a_1$ ——地层压力下气顶区外油气边界的长轴长度, m;  $a_2$ ——地层压力下气顶区内油气边界的长轴长度, m;  $b_1$ ——地层压力下气顶区外油气边界的短轴长度, m;  $b_2$ ——地层压力下气顶区内油气边界的短轴长度, m;  $\Delta V_c'$ ——凝析气顶孔隙体积的变化量,  $m^3$ ;  $h_{1i}$ ——原始条件下气顶区顶面轮廓顶点距油气界面距离, m;  $\Delta h$ ——油气界面纵向移动距离, m;  $h_{2i}$ ——原始条件下气顶区底面轮廓顶点距油气界面距离, m;  $\phi$ ——气顶区孔隙度;  $\alpha_{1a}$ ——原始条件下气顶区外油气边界的长轴方向的地层倾角, ( $^\circ$ );  $\alpha_{1b}$ ——原始条件下气顶区外油气边界的短轴方向的地层倾角, ( $^\circ$ );  $\alpha_{2a}$ ——原始条件下气顶区内油气边界的长轴方向的地层倾角, ( $^\circ$ );  $\alpha_{2b}$ ——原始条件下气顶区内油气边界的短轴方向的地层倾角, ( $^\circ$ );  $\phi_i$ ——气顶区原始孔隙度;  $C_r$ ——岩石压缩系数,  $MPa^{-1}$ 。

## 参考文献:

- [1] 郑兴范, 杨正明, 魏从达, 等. 喇嘛甸油田层状气顶油藏注剂隔障数值模拟[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(5): 75-77.  
Zheng Xingfan, Yang Zhengming, Wei Congda, et al. Numerical simulation of barrier injection flooding for layered gas-cap reservoirs in Lamadian Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(5): 75-77.
- [2] 康晓东, 李相方, 冯国智, 等. 凝析气非平衡相变模型研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(6): 71-77.  
Kang Xiaodong, Li Xiangfang, Feng Guozhi, et al. Non-equilibrium phase change of condensate gas[J]. Petroleum Geology & Oil-

field Development in Daqing, 2007, 26(6): 71-77.

- [3] 李骞, 李相方, 郭平, 等. 吐哈气田凝析气井产能影响因素分析及预测[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 82-84.  
Li Qian, Li Xiangfang, Guo Ping, et al. Influencing factors of productivity and productivity prediction for condensate gas reservoirs in Tuha gas field[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 82-84.
- [4] 赵伦, 赵晓亮, 宋珩, 等. 凝析气顶油藏气顶气窜研究——以让纳若尔F北油藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 77-79.  
Zhao Lun, Zhao Xiaoliang, Song Heng, et al. Gas breakthrough research of condensate gas-cap reservoir—case of Zanarol reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 77-79.
- [5] 赵晓亮, 廖新维, 赵伦, 等. 一种新的计算油气界面移动距离的方法[J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 59-60.  
Zhao Xiaoliang, Liao Xinwei, Zhao Lun, et al. A new method to calculate the oil-gas contact moving range[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 59-60.
- [6] 刘蜀知, 孙艾茵, 黄炳光, 等. 水侵气藏水侵量与地层压力预测方法研究[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(2): 79-81.  
Liu Shuzhi, Sun Aiyin, Huang Bingguang, et al. The prediction method of water influx and formation pressure for a water drive gas reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(2): 79-81.
- [7] 杜建芬, 李士伦, 孙雷. 多孔介质吸附对凝析油气相平衡的影响[J]. 天然气工业, 1998, 18(1): 33-36.  
Du Jianfei, Li Shilun, Sun Lei. Effect of porous medium adsorption on condensate-gas phase equilibrium[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(1): 33-36.
- [8] 刘建议, 郭平, 李士伦, 等. 异常高温凝析气藏地层水高压物性实验研究[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(2): 9-11.  
Liu Jianyi, Guo Ping, Li Shilun, et al. Experimental study of formation water properties at high pressure for abnormally-high-temperature condensate gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(2): 9-11.
- [9] 王锦昌, 杜建芬, 郭平, 等. 火山岩凝析气藏物质平衡方程及应用[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(6): 86-89.  
Wang Jinchang, Du Jianfen, Guo Ping, et al. Study and application of material balance equation in volcanic gas condensate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(6): 86-89.
- [10] 杨敏, 鲁新便, 林加恩. 基于流压速率的水驱油藏物质平衡方法[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 74-76.  
Yang Min, Lu Xinbian, Lin Jiaen. Application of material balance method based on variable rate of flowing pressure in water drive reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 74-76.