

# 带油环凝析气藏地层压力预测方法

张安刚<sup>1</sup>, 范子菲<sup>1</sup>, 宋 珩<sup>1</sup>, 张慧林<sup>2</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000)

**摘要:**带油环凝析气藏气顶油环协同开发过程中, 地层压力的不断降低导致气顶发生反凝析现象, 油环中的溶解气不断逸出, 同时还伴随着原生水蒸发、岩石流体膨胀、边底水侵入等变化。综合考虑以上影响因素, 在烃类流体物料守恒原理的基础上, 建立带油环凝析气藏地层压力预测方法。将该方法应用于某实际带油环凝析气藏中。计算结果表明: 该方法得到的地层压力与关井实际测压数据吻合较好, 具有一定的可靠性; 在衰竭开采方式下, 气顶采气速度和油环采油速度的增加都会加速地层压力的下降; 在气顶孔隙体积大于油环的孔隙体积条件下, 气顶采气速度的增加更容易加快地层压力的下降, 从而气顶的采气速度不能太大以免地层能量过早枯竭。

**关键词:**凝析气藏; 地层压力; 凝析油; 溶解气; 岩石流体膨胀

**中图分类号:** TE 332      **文献标志码:** A

**引用格式:** 张安刚, 范子菲, 宋珩, 等. 带油环凝析气藏地层压力预测方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014, 38(5): 124-129.

ZHANG Angang, FAN Zifei, SONG Heng, et al. Reservoir pressure prediction of gas condensate reservoir with oil rim [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(5): 124-129.

## Reservoir pressure prediction of gas condensate reservoir with oil rim

ZHANG Angang<sup>1</sup>, FAN Zifei<sup>1</sup>, SONG Heng<sup>1</sup>, ZHANG Huilin<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;  
2. Exploration and Development Research Institution, Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China)

**Abstract:** During the concurrent development of condensate gas cap and oil rim, retrograde condensation, escape of dissolved gas, connate water evaporation, expansion of rock and fluid and external water invasion would occur with the decline of reservoir pressure. Taking the above factors into consideration, a reservoir pressure prediction method for gas condensate reservoir with oil rim was proposed based on the material balance principle. The computational method for reservoir pressure was used in an actual gas condensate reservoir with oil rim. The application results show that the reservoir pressure obtained by this method coincides with the actual measurement, which proves the effectiveness of the method. Meantime, the increase of gas recovery rate or oil recovery rate can speed up the decline of reservoir pressure under depletion development. When the pore volume of gas cap is larger than that of oil rim, the increase of gas recovery rate can deplete the reservoir pressure more easily than oil recovery rate, which indicates that gas recovery rate can't be too large.

**Key words:** gas condensate reservoir; reservoir pressure; condensate oil; dissolved gas; expansion of rock and fluid

带油环凝析气藏是一类特殊的油气藏类型, 在其开发过程中会伴随着气顶反凝析、油环溶解气逸出、储层再压实及流体膨胀、原生水蒸发、边底水入侵等一系列复杂的相态转化及能量交换<sup>[1-2]</sup>。因此, 带油环凝析气藏的地层压力降除了与井流物的采出

量有关, 还与反凝析、溶解气逸出等因素相关<sup>[3]</sup>。准确预测凝析气藏的地层压力对于评估气藏储量、评价气井产能以及生产动态分析等具有重要意义<sup>[4]</sup>。目前关于带油环凝析气藏地层压力的计算方法主要考虑了反凝析现象的影响, 而未将油环溶

解气的逸出考虑在内<sup>[5-6]</sup>。笔者结合物质平衡原理,综合考虑某一开发阶段带油环凝析气藏的累积采出量和累积注入量对带油环凝析气藏地层压力以及储层中剩余烃类组成的影响,建立带油环凝析气藏不同开发时期地层压力的定量表征方法。

## 1 凝析气顶气液两相组成变化

对于凝析气藏流体,在给定压力、温度、组成条件下,可以通过多组分相平衡模型计算压力降落过程中每级压力下的气相、液相摩尔分数以及各组分在气液相中的摩尔分数。在相平衡计算的基础上,再根据物料守恒关系计算出凝析油饱和度<sup>[7]</sup>。凝析气藏衰竭开采过程中,随着地层压力的不断降低,储层流体不断发生相态变化。其中,露点压力下单位摩尔质量的油气体系所占孔隙体积为

$$V_d = \frac{Z_d RT}{P_d} \quad (1)$$

第  $k$  次压力降落段采出的井流物的物质的量为

$$\Delta N_{pk} = \left[ \frac{(Z_{gk} V_k + Z_{lk} L_k)(1 - N_{pk-1}) RT}{P_k} - V_d \right] \frac{P_k}{Z_{gk} RT} \quad (2)$$

压力降落至第  $k$  级压力时,井流物的累积采出物质的量为

$$N_{pk} = \sum_{j=2}^k \Delta N_{pj} \quad (3)$$

压力降落至第  $k$  级压力时,孔隙体积内反凝析油饱和度为

$$S_{lk} = \frac{Z_{lk} L_k (1 - N_{pk-1}) RT}{V_d P_k} \quad (4)$$

式中, $Z_d$  为露点压力下凝析气体的偏差因子; $p_d$  为凝析气的露点压力,MPa; $Z_{gk}$  和  $Z_{lk}$  分别为第  $k$  级压力下气相和液相的偏差因子; $V_k$  和  $L_k$  分别为第  $k$  级压力下的气相和液相的摩尔分数; $S_{lk}$  为第  $k$  级压力下反凝析油的饱和度。

假设带油环凝析气藏的气顶与油环处于同一压力系统内,且地层压力高于凝析气体的露点压力,并忽略凝析气顶气体在油环中的溶解以及气体吸附。随着油气的不断采出,当地层压力降至凝析气露点压力时,凝析气顶就会出现反凝析现象,其间气顶内的原生水也不断蒸发,导致凝析气顶内的气液相摩尔组成发生改变。其中凝析气相的物质的量变化为

$$\Delta n_g = \frac{p_i V_{Gi} (1 - S_{wcG}) (1 - y_{wi})}{Z_{cg} RT} - \frac{p [V_G (1 - S_{wcG} - S_{co}) - G_{ig} B_{ig} - (W_e + W_i - W_p B_w)] (1 - y_w)}{Z_{cg} RT} \quad (5)$$

式中, $p_i$  为原始地层压力,MPa; $V_{Gi}$  为原始气顶孔隙体积, $m^3$ ; $S_{wcG}$  为气顶体积内的束缚水饱和度; $y_{wi}$  为原始条件下气相中水蒸气含量; $Z_{cg}$  为原始条件下气藏烃类气体的偏差因子; $R$  为通用气体常数; $T$  为气藏温度,K; $p$  为目前地层压力,MPa; $V_G$  为目前气顶孔隙体积, $m^3$ ; $y_w$  为目前地层压力下凝析气相中水蒸气含量; $S_{co}$  为气顶区内凝析油的饱和度; $Z_{cg}$  为目前地层压力下凝析气气体偏差因子; $W_e$  为气藏累积水侵量(可以由不稳定水侵方程求取), $m^3$ ; $W_i$  为气藏累积注水量, $m^3$ ; $W_p$  为气藏的累积产水量, $m^3$ ; $B_w$  为地层水的体积系数; $G_{ig}$  为累积注入干气量, $m^3$ ; $B_{ig}$  为注入干气的体积系数。

其中,气体偏差因子  $Z$  可以利用 DPR 方法的相关经验公式进行求解。对于水蒸气含量  $y_w$  的计算,可以通过室内试验测定出凝析气中饱和水蒸气含量与压力的关系,并借助多元回归方法建立水蒸气含量的拟合公式<sup>[8-9]</sup>。

考虑到地层压力降低必然会导致储层的再压实,岩石颗粒的弹性膨胀以及地层束缚水的弹性膨胀,进而气顶的孔隙体积会发生变化。因此,目前气顶孔隙体积  $V_G$  可以表示为

$$V_G = V_{Gi} (p_i - p) \left[ 1 - \frac{C_p}{1 - S_{wcG}} - \frac{S_{wcG} C_w}{1 - S_{wcG}} \right] \quad (6)$$

式中, $C_p$  和  $C_w$  分别为孔隙压缩系数和地层水压缩系数,MPa<sup>-1</sup>。

地层中凝析油的物质的量变化为

$$\Delta n_{co} = - \frac{V_G S_{co} \rho_{co}}{M_{co}} \quad (7)$$

式中, $\rho_{co}$  为目前地层压力下凝析油的密度,kg/m<sup>3</sup>; $M_{co}$  为目前地层压力下凝析油的摩尔质量,kg/mol。

其中,凝析油的相对分子质量  $M_c$  可以由凝析油的相对密度估算求得:

$$M_c = \frac{44.29 \gamma_{co}}{1.03 - \gamma_{co}} \quad (8)$$

式中, $\gamma_{co}$  为目前地层压力下凝析油的相对密度。

## 2 油环气液两相组成变化

油环开采过程中,当地层压力降低至油环油的饱和压力以下时,油环油的溶解气开始逸出,并且部分溶解气会在地层中以游离状态存在,油环内的气液两相组成也会随之改变。其中油环油的物质的量变化为

$$\Delta n_o = \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})\rho_{oi}}{M_{oi}} - \frac{\left[ \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})}{B_{oi}} B_o - V_{op} B_o \right] \rho_o}{M_o} \quad (9)$$

式中,  $m$  为原始条件下油环孔隙体积与气顶孔隙体积之比;  $S_{wc0}$  为油环体积内的束缚水饱和度;  $\rho_{oi}$  和  $\rho_o$  分别为油环油在原始地层压力和目前地层压力下的密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $M_{oi}$  和  $M_o$  分别为油环油在原始地层压力和目前地层压力下的摩尔质量,  $\text{kg}/\text{mol}$ ;  $B_{oi}$  和  $B_o$  分别为油环油在原始地层压力和目前地层压力下的体积系数;  $V_{op}$  为采出油环油的地面体积,  $\text{m}^3$ 。

油环中游离气相的物质的量变化为

$$\Delta n_{sg} = - \frac{p \left[ \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})}{B_{oi}} (R_{si} - R_s) - V_{op} (R_p - R_s) \right] B_{sg}}{Z_{sg} RT} \quad (10)$$

式中,  $R_{si}$  和  $R_s$  分别为油环在原始地层压力和目前地层压力下的溶解气油比;  $R_p$  为油环区域的生产气油比;  $Z_{sg}$  为目前地层压力下逸出溶解气的偏差因子;  $B_{sg}$  为目前地层压力下逸出溶解气的体积系数。

### 3 地层压力预测

由于凝析气露点压力和油环油饱和压力的制约以及油气生产的影响, 地层压力的不断降低会促使带油环凝析气藏内的气液两相组成发生重新分配。但是, 油气藏开发遵循物质守恒原理, 即无论是烃类流体被滞留在地层还是被开采到地面, 烃类流体的总物质的量保持恒定<sup>[10-11]</sup>。因此, 地层烃类流体的物质的量变化量等于累积采出烃类流体的物质的量, 即

$$\Delta n_g + \Delta n_{co} + \Delta n_o + \Delta n_{sg} = \Delta n_p \quad (11)$$

其中, 烃类流体累积采出量  $\Delta n_p$  包括累积产油环油和累积产气顶气两项, 即

$$n_p = \frac{p_{sc} G_{wp}}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{V_{op} \rho_{osc}}{M_{osc}} + \frac{p_{sc} V_{op} R_p}{Z_{sc} RT_{sc}} \quad (12)$$

式中,  $p_{sc} = 0.1 \text{ MPa}$ ;  $G_{wp}$  为气顶区域内累积采出的烃类井流物体积(折算成气相后的体积),  $\text{m}^3$ ;  $T_{sc} = 273 \text{ K}$ ;  $Z_{sc}$  为气相在  $p_{sc}$  和  $T_{sc}$  的偏差因子;  $\rho_{osc}$  为油环油在  $p_{sc}$  和  $T_{sc}$  下的密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $M_{osc}$  为油环油在  $p_{sc}$  和  $T_{sc}$  下的摩尔质量,  $\text{kg}/\text{mol}$ 。

式(11)可以进一步整理成为

$$\frac{p_i V_{Gi}(1-S_{wcG})(1-\gamma_{wi})}{Z_{cgi} RT} - \frac{p \left[ V_G(1-S_{wcG}-S_{co}) - G_{ig} B_{ig} - (W_e + W_i - W_p B_w) \right] (1-\gamma_w)}{Z_{cg} RT}$$

$$\begin{aligned} & \frac{V_G S_{co} \rho_{co}}{M_{co}} + \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})\rho_{oi}}{M_{oi}} - \frac{\left[ \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})}{B_{oi}} B_o - V_{op} B_o \right] \rho_o}{M_o} \\ & p \left[ \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})}{B_{oi}} (R_{si} - R_s) - V_{op} (R_p - R_s) \right] \frac{B_{sg}}{Z_{sg} RT} = \\ & \frac{p_{sc} G_{wp}}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{V_{op} \rho_{osc}}{M_{osc}} + \frac{p_{sc} V_{op} R_p}{Z_{sc} RT_{sc}} \end{aligned} \quad (13)$$

由物质平衡方程(13)可以看出, 某一时刻的地层压力与油气藏的动态开发数据、岩石流体物理性质、边底水入侵量等相关。由于凝析油饱和度  $S_{co}$ 、气体偏差因子  $Z$ 、水蒸气含量  $\gamma_w$ 、水侵量  $W_e$ 、油环生产气油比  $R_p$ 、油环溶解气油比  $R_s$  等物性数据均与压力相关, 所以地层压力需用迭代法进行求解。这里主要在二分法的基础上对地层压力进行迭代求解。将式(13)进行整理得:

$$\begin{aligned} f(p) = & \frac{p_{sc} G_{wp}}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{V_{op} \rho_{osc}}{M_{osc}} + \frac{p_{sc} V_{op} R_p}{Z_{sc} RT_{sc}} - \\ & \frac{p_i V_{Gi}(1-S_{wcG})(1-\gamma_{wi})}{Z_{cgi} RT} + \\ & \frac{p \left[ V_G(1-S_{wcG}-S_{co}) - G_{ig} B_{ig} - (W_e + W_i - W_p B_w) \right] (1-\gamma_w)}{Z_{cg} RT} + \\ & \frac{V_G S_{co} \rho_{co}}{M_{co}} - \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})\rho_{oi}}{M_{oi}} + \frac{\left[ \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})}{B_{oi}} B_o - V_{op} B_o \right] \rho_o}{M_o} + \\ & p \left[ \frac{mV_{Gi}(1-S_{wc0})}{B_{oi}} (R_{si} - R_s) - V_{op} (R_p - R_s) \right] \frac{B_{sg}}{Z_{sg} RT} \end{aligned} \quad (14)$$

地层压力具体的迭代计算过程如下:

(1) 令  $p_A = 0, p_B = p_i$ 。

(2) 令  $p = \frac{(p_A + p_B)}{2}$ , 分别计算出当前地层压力  $p$

下的凝析油饱和度  $S_{co}(p)$ 、气体偏差因子  $Z(p)$ 、水蒸气含量  $\gamma_w(p)$ 、水侵量  $W_e(p)$ 、油环生产气油比  $R_p(p)$ 、油环溶解气油比  $R_s(p)$  等参数。

(3) 将上述参数代入式(14)得到当前地层压力下的  $f(p)$ 。

(4) 判断  $|f(p)| \leq \varepsilon_p$  是否成立 ( $\varepsilon_p$  为地层压力计算的精度要求), 如果不等式成立, 则停止计算, 否则进行判断: ①若  $f(p_A)f(p) < 0$ , 则令  $p_A = p_A, p_B = p$ , 转入(2)重新计算; ②若  $f(p_B)f(p) < 0$ , 则令  $p_A = p, p_B = p_B$ , 转入(2)重新计算。

## 4 实例应用

某定容封闭的带油环凝析气藏,天然气储量为  $11.267 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,油环油地质储量为  $219.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,采用衰竭方式进行气顶油环协同开发。气藏中部埋深为 2.83 km,原始地层压力为 30.19 MPa,温度为 92.7 °C,原始气体偏差因子为 1.126,原始压力下单位体积气相中水蒸气的含量为 0.010 65%,原始条件下油环孔隙体积与气顶孔隙体积之比为 0.3,油环体积内的束缚水饱和度为 0.22,原始条件下油环油的密度为 0.692 g/cm<sup>3</sup>,原始条件下油环油的平均分子质量为 62.31 g/mol,气顶体积内的束缚水饱和度为 0.16。气顶区采气井井流物的组成见表 1。

表 1 气顶区取样气井井流物成分组成

Table 1 Well fluid composition of gas well in gas cap area

组分	摩尔分数/%		
	干气	凝析油	井流物
H <sub>2</sub> S	0.48	0.00	0.85
CO <sub>2</sub>	0.61	0.00	0.32
N <sub>2</sub>	2.27	0.00	2.59
C <sub>1</sub>	82.16	0.00	81.06
C <sub>2</sub>	6.36	0.00	6.45
C <sub>3</sub>	3.78	0.09	3.82
iC <sub>4</sub>	0.72	0.79	0.77
nC <sub>4</sub>	1.50	0.86	1.39
iC <sub>5</sub>	0.53	1.66	0.48
nC <sub>5</sub>	0.63	1.90	0.52
C <sub>6</sub>	0.59	4.50	0.48
C <sub>7</sub>	0.37	1.76	0.43
C <sub>8</sub>	0.00	20.01	0.36
C <sub>9</sub>	0.00	31.48	0.11
C <sub>10</sub>	0.00	12.91	0.08
C <sub>11</sub> <sup>+</sup>	0.00	24.04	0.29

### 4.1 反凝析油饱和度

根据多组分气液相平衡计算模型和物料守恒关系,可以得到不同压力下的反凝析油饱和度分布(图 1)。

### 4.2 水蒸气含量

通过室内 PVT 试验可以测试出地层温度下凝析气中饱和含水量随压力的变化规律,并采用多项式进行拟合得到:

$$y_w = (-8.64 \times 10^{-5} p^3 + 7.49 \times 10^{-3} p^2 - 0.23p + 3.55) \times 10^{-4} \quad (15)$$

### 4.3 地层压力计算

为了检验该方法的有效性,将迭代模型计算出的地层压力与关井测压历史数据进行对比(图 2)。由图 2 中可以看出,模型计算出的地层压力与实测

值吻合较好,说明该模型可以较为准确可靠地计算出带油环凝析气藏任意时刻的地层压力。

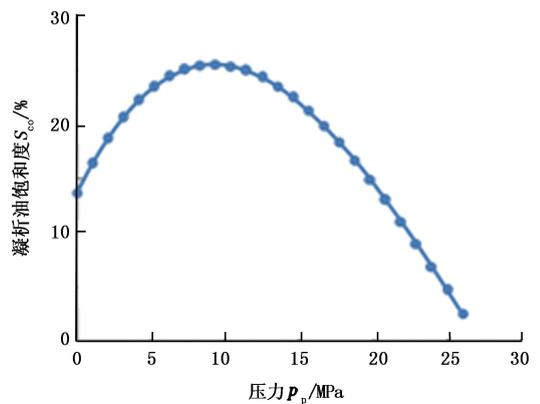


图 1 反凝析油饱和度随压力的变化曲线

Fig. 1 Relation between condensate oil saturation and reservoir pressure

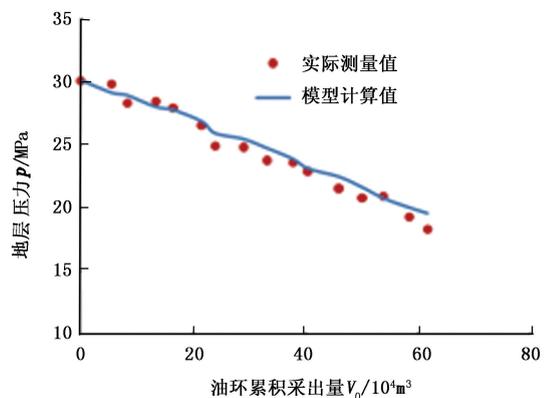


图 2 模型计算压力与实测压力随油环累积采出量的变化曲线

Fig. 2 Variation of calculation pressure and actual measured pressure with cumulative production of oil rim

此外,该模型还可以预测出不同开发方式下的地层压力变化趋势,为带油环凝析气藏开发决策提供必要的技术支持。其中,图 3 为油环采油速度为 1.5% 时,不同气顶采气速度条件下的地层压力变化曲线;图 4 为气顶采气速度为 2% 时,不同油环采油速度下的地层压力变化曲线。在图 3 中,由于油环采油速度保持一定,其横坐标“油环累积采出量”实际上代表了油气藏的开发时间,图 4 也是这样。

从图 3、4 可以看出:

(1) 随着气顶采气速度或油环采油速度的增加,地层压力不断降低。这主要是由于在定容封闭条件下,凝析气和原油的高速采出提高了地层流体的亏空速度,而地层能量不能得到及时补充,从而导致地层压力加速降低。

(2) 在增加幅度相同的情况下,与油环采油速

度相比,气顶采气速度的增加更容易加快地层压力的下降。这主要是由于该带油环凝析气藏的气顶孔隙体积明显大于油环孔隙体积,相同幅度的采气速度增加量所造成的地层流体亏空量远大于采油,从而导致采气速度的增加更容易加速地层弹性能量的衰竭。因此,为延长油气藏的开发时间,气顶采气速度的增加幅度不应太大,且应该控制在一定的范围内。

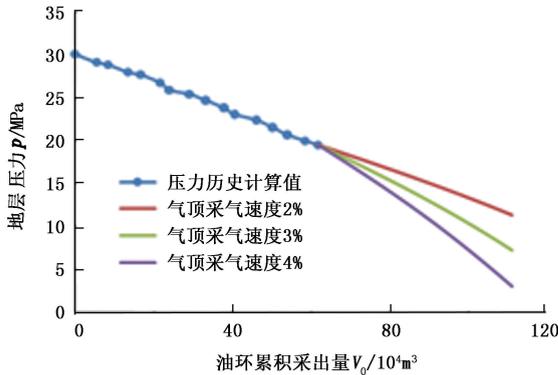


图3 不同气顶采气速度下地层压力随油环累积采出量的变化曲线

Fig.3 Relation between reservoir pressure and cumulative production of oil rim under different gas recovery rates of gas cap

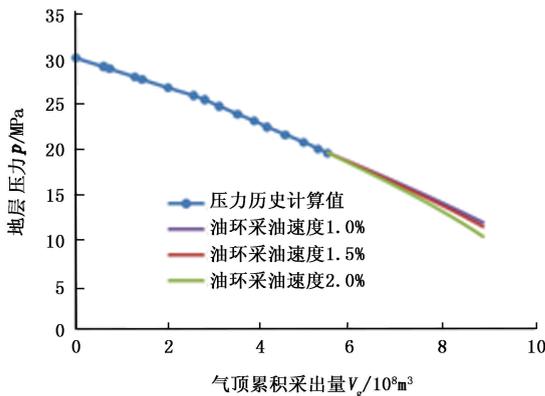


图4 不同油环采油速度下地层压力随气顶累积采出量的变化曲线

Fig.4 Relation between reservoir pressure and cumulative production of gas cap under different oil recovery rates of oil rim

## 5 结论

(1) 建立带油环凝析气藏地层压力预测方法,该方法既考虑了气顶的反凝析现象、油环的溶解气逸出,也考虑了气顶原生水的蒸发、储层岩石流体膨胀、边底水入侵、气顶循环注气等因素。

(2) 该预测模型得到的地层压力与实际测量值

吻合较好,具有较强的实用性。气顶采气速度和油环采油速度的增加都会加速地层能量的亏空、缩短油气藏的开发时间;在气顶孔隙体积大于油环孔隙体积的条件下,采气速度的增加更容易加快地层压力的下降。

## 参考文献:

[1] 赵伦, 卞德智, 范子菲, 等. 凝析气顶油藏开发过程中原油性质变化[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(1): 74-78.  
ZHAO Lun, BIAN Dezhi, FAN Zifei, et al. Oil property changes during the waterflooding for reservoirs with condensate gas cap[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(1): 74-78.

[2] 吴克柳, 李相方, 范杰, 等. 异常高压凝析气藏水侵量及水体大小计算方法[J]. 中国矿业大学学报, 2013, 42(1): 105-111.  
WU Keliu, LI Xiangfang, FAN Jie, et al. An approach to calculate water influx and aquifer region of abnormally high pressure condensate gas reservoir [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2013, 42(1): 105-111.

[3] 马永祥. 对凝析气藏物质平衡方程的研讨[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(6): 45-50.  
MA Yongxiang. A study on material balance equation for gas condensate reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(6): 45-50.

[4] 王焰东, 陈明强, 曹宝格, 等. 一种求解定容封闭气藏任意时刻地层压力的实用方法[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2008, 23(5): 40-42.  
WANG Yandong, CHEN Mingqiang, CAO Baoge, et al. Practical method for solving the formation pressure of a closed constant volume gas reservoir at any time [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2008, 23(5): 40-42.

[5] 戚继林, 唐海, 杜志敏. 带油环的凝析气藏物质平衡方程[J]. 天然气工业, 2003, 23(1): 70-72.  
QI Jilin, TANG Hai, DU Zhimin. Material balance equation of oil-rimming condensate gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(1): 70-72.

[6] 刘志斌, 刘道杰, 田中敬. 高温高压凝析气藏物质平衡方程的建立: 考虑气藏气相水蒸气含量及岩石颗粒的弹性膨胀作用[J]. 天然气工业, 2011, 31(7): 37-39.  
LIU Zhibin, LIU Daojie, TIAN Zhongjing. Establishment of material balance equation of HPHT gas condensate reservoirs: taking into account the water vapor content of gas phase and the elastic expansion of rock particles [J].

- Natural Gas Industry, 2011,31(7):37-39.
- [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] 吴克柳,李相方,石军太,等. 水驱凝析气藏地层压力计算方法[J]. 石油学报, 2012,33(2):278-283.  
WU Keliu, LI Xiangfang, SHI Juntai, et al. A computational method for reservoir pressure of water-drive condensate gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2):278-283.
- [9] 刘建仪,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.
- [10] 李骞,李相方,郭平,等. 异常高压凝析气藏物质平衡方程推导[J]. 天然气工业, 2010,30(5):58-60.  
LI Qian, LI Xiangfang, GUO Ping, et al. Deduction of the material balance equation of abnormal high pressure gas condensate reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2010,30(5):58-60.
- [11] 马永祥. 定容凝析气藏开发指标确定方法[J]. 新疆石油地质, 2000,21(3):220-223.  
MA Yongxiang. Determination approach of development indexes in a condensate gas reservoir at constant volume [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2000,21(3):220-223.

(编辑 李志芬)