

边水凝析气藏型储气库多周期注采水侵量计算模型

孙 岩¹, 朱维耀¹, 刘思良², 乔 实³

(1. 北京科技大学土木与资源工程学院, 北京 100083; 2. 中国石油化工股份有限公司天然气榆济管道分公司, 山东济南 250101; 3. 山东省天然气管道有限责任公司, 山东济南 250101)

摘要:针对边水凝析气藏型储气库相态变化复杂而导致水侵量计算较为困难的问题, 基于物质守恒原理, 鉴于储气库注采气体差异, 考虑注入烃类气体与凝析气混合、凝析气反凝析、边水侵入和岩石束缚水压缩性等因素, 推导边水凝析气藏型储气库物质平衡通式, 建立水侵量和相关参数计算方法, 结合中国某边水凝析气藏改建的储气库运行动态数据, 计算和评价储气库多周期注采水侵量变化。结果表明: 水侵量的计算结果符合储气库注采地层压力的升降特征; 随着储气库多周期扩容和库存量增加, 总体水侵量逐渐减小; 与考虑反凝析因素相比, 不考虑反凝析因素计算的水侵量值偏大; 由于注入的烃类气体对凝析气的抽提作用, 反凝析对水侵量的影响程度逐渐减弱; 新模型计算的水侵量与数值模拟方法结果吻合较好。

关键词:地下储气库; 边水凝析气藏; 物质平衡; 反凝析; 水侵量

中图分类号:TE 822 **文献标志码:**A

引用格式:孙岩, 朱维耀, 刘思良, 等. 边水凝析气藏型储气库多周期注采水侵量计算模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(6): 160-165.

SUN Yan, ZHU Weiyao, LIU Siliang, et al. Multi-cycle water influx calculation model of reconstructing gas storage in condensate gas reservoirs with edge water [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(6): 160-165.

Multi-cycle water influx calculation model of reconstructing gas storage in condensate gas reservoirs with edge water

SUN Yan¹, ZHU Weiyao¹, LIU Siliang², QIAO Shi³

(1. School of Civil and Resource Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China;

2. SINOPEC Natural Gas Yuji Pipeline Company, Jinan 250101, China;

3. Shandong Natural Gas Pipeline Company Limited, Jinan 250101, China)

Abstract: At present, there is difficulty for calculating the water influx caused by the complicated phase changes in reconstructing gas storage in condensate gas reservoirs with edge water. In view of the differences between the injection gas and the producing gas, considering the mixture of dry gas and condensate gas, retrograde condensation, edge water influx, the compressibility of rock and bound water and so on, the material balance formula was deduced based on the principle of mass conservation. Subsequently, the calculation model of water influx and the calculation method of parameters were established. Combining with the production data of underground gas storage in China, the water influx was calculated and its influence factors and characteristics were analyzed. The results show that the calculation results of water influx accord with the variation of formation pressure in the period of injection and production conditions, and the cumulative water influx decreases with the amount of inventory increasing. With the injection of dry gas and the extraction of condensate gas by dry gas, the impact of

收稿日期: 2017-07-22

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(2013CB228002)

作者简介: 孙岩(1983-), 女, 博士研究生, 研究方向为渗流力学、天然气地下储气库。E-mail: suyafxs@163.com。

通讯作者: 朱维耀(1960-), 男, 教授, 博士, 博士生导师, 研究方向为渗流力学、非常规油气田开发。E-mail: weiyao@sina.com。

retrograde condensation on the water influx of gas storage is minimized. The water influx obtained by the new model is in good agreement with the numerical simulation results.

Keywords: underground gas storage; condensate gas reservoir with edge water; material balance; retrograde condensation; water influx

边水凝析气藏型储气库改建前为具有边水的凝析气藏,水体侵入会影响储气库的达容率^[1],由于地层中仍有一部分剩余的凝析气和凝析油,随着储气库的多周期循环运行开发,地层压力反复升降,注入的烃类气体与地层中存在的凝析气不断混合、凝析油析出和反蒸发等一系列复杂相态变化^[2-5],这对储气库的水侵量计算带来一定的困难。目前国内外学者研究的水侵量理论计算模型主要依据油气藏和水域的几何形态并且计算公式复杂而导致误差较大^[6-9],另外基于气藏开发软件的数值模拟方法计算水侵量虽然较为准确,但存在须建立精细的地质模型和拟合生产历史而导致耗时较长的缺点。笔者基于物质平衡原理考虑注入的烃类气体与凝析气混合、储层凝析气反凝析、边水侵入和岩石束缚水压缩性等因素,推导考虑注采气体差异的边水凝析气藏型储气库物质平衡方程,建立水侵量计算模型,结合储气库实例验证模型的准确性,并分析多周期注采水侵量变化规律和影响因素,对储气库高效运行和后续研究具有一定的指导作用。

1 考虑注采差异的物质平衡方程推导

储气库运行过程中,地层压力的不断变化会促使凝析气藏内的气液两相组成重新分配,但由于物质的量不受温度和压力条件的影响,且无论是被滞留在地层还是被开采到地面的烃类流体,其总物质的量保持恒定。这里采用摩尔表示天然气烃类的量。在含有边水的凝析气藏储气库注采气过程中,任一时间已采出的烃类总量等于储气库改建前气藏初始地下烃类储量加上那一时刻的注入总量并减去剩余的烃类储量^[10-13]。边水凝析气藏储气库的基本物质平衡方程可写为

$$n_p = n_i + n_a - n_r \quad (1)$$

式中, n_p 为已采出的烃类物质的量,kmol; n_i 为初始地下烃类的物质的量,kmol; n_a 为已注入的烃类物质的量,kmol; n_r 为目前地下烃类物质的量,kmol。

由于储气库改建前为凝析气藏,压力的不稳定变化导致凝析油的产出,因此,采出的烃类主要由凝析气和凝析油组成, n_p 可写成

$$n_p = \frac{P_{sc} G_p}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{V_{op} \rho_{osc}}{M_{osc}} \quad (2)$$

式中, G_p 为储气库累积采出气体的地面体积(包括储气库建库前气藏的累积气体产量), m^3 ; P_{sc} 为标准状况下压力; T_{sc} 为标准状况下温度; Z_{sc} 为标准状况下的压缩因子; R 为通用气体常数, $J/(kmol \cdot K)$; V_{op} 为储气库累积采出凝析油的地面体积(包括储气库建库前气藏的累积凝析油产量), m^3 ; ρ_{osc} 为标准状况下凝析油的密度, kg/m^3 ; M_{osc} 为标准状况下凝析油的摩尔质量, kg/mol 。

储气库改建前气藏初始烃类储量的物质的量 n_i 可表示为

$$n_i = \frac{P_i V_{gi} (1 - S_{wc})}{T R Z_i} \quad (3)$$

式中, P_i 为储气库改建前凝析气藏的原始地层压力,MPa; V_{gi} 为凝析气藏的原始孔隙体积, m^3 ; S_{wc} 为凝析气藏的束缚水饱和度; Z_i 为凝析气藏的原始流体压缩因子; T 为储层绝对温度,K。

储气库注入的烃类气体物质的量 n_a 可表示为

$$n_a = \frac{P_{sc} G_{gi}}{T_{sc} R Z_{sc}} \quad (4)$$

式中, G_{gi} 为储气库累积注入气量, m^3 。

随着储气库周期注采运行,库内的地层压力下降和上升,会出现库内的凝析气反凝析和凝析油反蒸发过程,导致储气库内的气液相摩尔组成发生改变。目前储气库的地下烃类主要包括储层中的天然气和凝析油,任一时间下的地下烃类储量的物质的量 n_r 可表示为

$$n_r = \frac{p [V_g (1 - S_{wc} - S_o) - (W_e - W_p B_w)]}{T R Z_g} + \frac{V_g S_o \rho_o}{M_o} \quad (5)$$

式中, p 为储气库目前的地层压力,MPa; Z_g 为储气库目前地层压力下的气体压缩因子; S_o 为储气库目前凝析油的饱和度; W_e 为储气库累积水侵量, m^3 ; W_p 为储气库累积产水量(包括储气库建库前气藏的累积产水量), m^3 ; B_w 为地层水的体积系数; V_g 为储气库目前的孔隙体积, m^3 ; ρ_o 为储气库目前地层压力下凝析油的密度, kg/m^3 ; M_o 为储气库目前地层压力下凝析油的摩尔质量, kg/mol 。

由于储气库地层压力的循环波动,必然导致储气库的孔隙体积发生变化,因此,考虑岩石和束缚水的压缩性,储库目前的孔隙体积 V_g 可表示为

$$V_g = V_{gi} \left[1 - \frac{C_p(p_i - p)}{1 - S_{wc}} - \frac{C_w(p_i - p)S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right]. \quad (6)$$

式中, C_p 为储层孔隙压缩系数, MPa^{-1} ; C_w 为地层水压缩系数, MPa^{-1} 。

将式(2)~式(5)代入式(1), 得到同时考虑注采气体差异、反凝析油析出、边水入侵和岩石及束缚水变形的边水凝析气藏型储气库物质平衡方程通式为

$$\frac{p_{sc} G_p}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{V_{op} \rho_{osc}}{M_{osc}} = \frac{p_i V_{gi} (1 - S_{wc})}{TRZ_i} + \frac{p_{sc} G_{gi}}{T_{sc} R Z_{sc}} - \frac{p [V_g (1 - S_{wc} - S_o) - (W_e - W_p B_w)]}{TRZ_g} - \frac{V_g S_o \rho_o}{M_o}. \quad (7)$$

2 水侵量计算模型

2.1 水侵量计算

根据推导出来的边水凝析气藏型储气库的物质平衡方程, 将式(7)进一步整理变形, 得到累积水侵量的表达式为

$$W_e = \left[\frac{p_{sc} (G_p - G_{gi})}{T_{sc} R Z_{sc}} + \frac{V_{op} \rho_{osc}}{M_{osc}} + \frac{V_g S_o \rho_o}{M_o} + \frac{p V_g (1 - S_{wc} - S_o)}{TRZ_g} - \frac{p_i V_{gi} (1 - S_{wc})}{TRZ_i} \right] \frac{TRZ_g}{p} + W_p B_w. \quad (8)$$

通过结合流体物性参数和相应的生产动态数据, 便可得到储气库的动态水侵量。从式(8)可以看出, 求取水侵量的参数都与压力和温度参数相关, 这些参数须提前计算, 包括凝析油饱和度 S_o 、天然气压缩因子 Z_g 和地层压力 p 。

2.2 参数计算

凝析油饱和度可以通过室内相关试验^[14-15]测定得到, 气体的压缩因子可以依据 Standing 和 Katz 图版所得的相关经验公式^[16]求取为

$$Z_g = \frac{0.06125 p_i t \exp[-1.2(1-t)^2]}{y}, \quad (9)$$

$$Z_g = \frac{1+y+y^2-y^3}{(1-y)^3} - (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3)y + (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)y^{(1.18+2.82t)}, \quad (10)$$

其中

$$p_r = p/p_c, \quad t = 1/T_r, \quad T_r = T/T_c.$$

式中, p_r 为视对应压力; p_c 为视临界压力, MPa ; T_r 为视对应温度; T_c 为视临界温度, K ; y 为对应密度, 无因次。

通过联立式(9)与(10), 利用迭代法求解出 y 值, 并将 y 值带入到两式中的任何一式便可求出 Z_g

值。

地层压力的准确性对水侵量计算结果有较大影响, 选定一些注气或产气相对稳定的时间点, 根据体积加权平均法来计算平均地层压力:

$$p = \sum_{j=1}^n p_{wsj} H_j A_j / \sum_{j=1}^n (H_j A_j). \quad (11)$$

式中, p_{wsj} 为储气井 j 的井底静压, MPa ; A_j 为储气井 j 的控制面积, m^2 ; H_j 为储气井 j 的储层有效厚度, m ; n 为储气井的数量。

3 应用实例

天然气地下储气库 W 改建前为弱边水凝析气藏, 气藏原始地质储量为 $7.5 \times 10^8 \text{ m}^3$, 原始地层压力为 27 MPa , 原始凝析气的相对密度为 0.68 , 原始凝析油的相对密度为 0.78 , 储气库建库前累积产气量为 $6.4 \times 10^8 \text{ m}^3$, 地层温度为 $94 \text{ }^\circ\text{C}$, 水体体积约为气藏孔隙体积的 1.04 倍(弱水体), 地下储气库设计运行压力区间为 $12.9 \sim 27.0 \text{ MPa}$, W 储气库投入运行后, 已经完成了 3 个完整的运行周期, 累积注气为 $5.08 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积采气为 $2.68 \times 10^8 \text{ m}^3$, 回采率为 53% , 经过 3 个运行周期后储气库的地层压力为 16.50 MPa 。

3.1 储层凝析油饱和度计算

针对储气库运行过程中注入的烃类气体与剩余地层凝析气混合、凝析油析出和反蒸发现象, 开展了相关的室内 PVT 试验, 模拟计算了注入烃类气体的摩尔分数分别为 0 、 20% 、 40% 、 60% 和 80% , 对新混合体系的反凝析油饱和度随地层压力的变化进行了模拟计算, 图 1 为剩余地层凝析气与注入的烃类气体混合后反凝析油饱和度变化曲线。

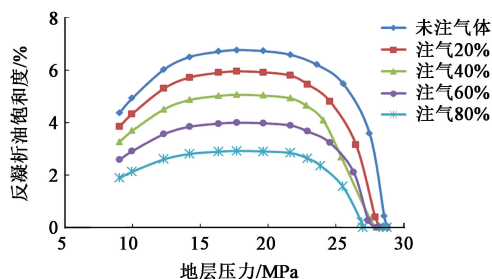


图 1 剩余地层流体与注入的烃类气体混合后反凝析油饱和度变化

Fig. 1 Variation of retrograde condensate saturation after mixing residual formation fluid with injected hydrocarbon gas

从图 1 中可以看出, 随着注入的烃类气体摩尔分数的增加, 反凝析油饱和度降低, 这表明注入的烃

类气体的抽提作用较为显著,因此,在试验数据的基础上,利用插值法可以计算储层不同注入的烃类气体摩尔含量和压力条件下的凝析油饱和度数据。

3.2 水侵量计算结果验证

地下储气库的运行模式为注采气多周期循环运行并达到逐步扩容的目的,一个完整的注采周期包括注气阶段和采气阶段,依据本文中提出的边水凝析气藏型储气库水侵量计算方法,编制 MATLAB 计算程序,W 储气库 3 个注采周期不同地层压力下的水侵量计算结果见表 1。

表 1 W 储气库多周期注采的水侵量计算结果
Table 1 Calculation results of water influx of W underground gas storage with gas injection and production cycles

注采 轮次	地层压 力 p / MPa	累积净注 气量 ($G_{\text{gi}} - G_{\text{p}}$) / 10^8 m^3	累积产水 量 W_{p} / 10^4 m^3	库存量 G_{s} / 10^8 m^3	水侵量 W_{e} / 10^4 m^3
1	6.56	0.00	11.47	1.10	125.85
	14.19	0.89	11.47	1.99	111.48
	19.56	2.11	11.47	3.21	104.78
	16.87	1.87	11.49	2.97	105.52
	14.50	1.75	11.58	2.85	106.87
2	19.50	2.40	11.58	3.50	104.59
	22.80	3.13	11.58	4.23	101.51
	19.80	2.77	11.60	3.87	102.83
	17.02	2.37	11.65	3.47	104.09
3	20.40	2.88	11.65	3.98	101.96
	23.50	3.35	11.65	4.45	100.29
	19.86	2.93	11.73	4.02	102.14
	16.50	2.43	11.84	3.50	104.23

为了检验建立的水侵量计算模型的有效性,利用 CMG 数值模拟软件建立数值模拟模型得到的水侵量值与前面方法计算的水侵量进行对比(图 2)。由图 2 可以看出,本文中建立的水侵量模型计算值

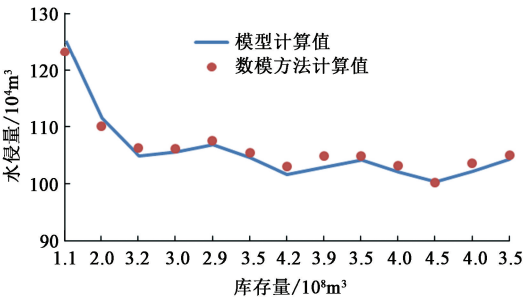


图 2 模型计算水侵量与数模方法计算的水侵量随库存量的变化曲线

Fig. 2 Variation of calculation water influx and results in numerical simulation with inventory

与数模方法的水侵量值吻合较好,说明该模型可以较为准确可靠地计算边水凝析气藏型储气库在运行

某一时刻的水侵量。

3.3 多周期注采水侵量变化规律

地下储气库的水侵量变化规律异于常规气藏,在多周期注采气的运行方式下,注气阶段注入气驱替边水向外运移,地层压力上升和库存气量增加,而水侵量减少;采气阶段边水驱替气体向内运移,地层压力下降和库存气量减少,而水侵量增加。

图 3 为 W 储气库地层压力和水侵量随气库库存量的变化曲线。由图 3 可见:①经过 3 个注采周期的运行,储库地层压力由 6.56 MPa 上升到 16.50 MPa,库存气量由 1.1 亿 m^3 增加到 3.5 亿 m^3 ,水侵量由 125.85 万 m^3 降低到 104.23 万 m^3 ,库存量的增加使得储气库总体水侵量减少,水侵量的计算结果符合储气库地层压力和库存量变化规律;②储气库地层压力变化逐渐趋于平稳,水侵量的变化幅度趋于平稳。这说明储气库经过多周期注采和运行方案的调整,边水的侵入和外推越来越均匀化,水侵量对储气库的影响程度趋于稳定;③注入烃类气体的过程相当于排驱过程,采出过程相当于吸吮过程。由于排驱时相对渗透率曲线高于吸吮时相对渗透率曲线,导致采出过程压力变化增大,这体现在第 3 个注采周期,在注入和采出的总体气量相等的条件下,相比注入过程,采出过程的压力变化增加了 8%,水侵量变化相应地增加了 4%,而其变化幅度主要受储层非均质和岩石润湿程度的影响。

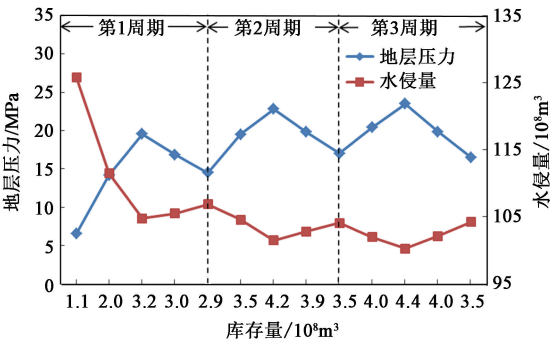


图 3 地层压力和水侵量随库存量的变化
Fig. 3 Pressure and water influx versus inventory of gas storage

3.4 反凝析因素分析

根据前面推导的水侵量计算模型,计算考虑和不考虑反凝析因素的 W 储气库水侵量,并分析其对于水侵量的影响。图 4 为反凝析因素对储气库水侵量的影响。由图 4 可见:①与不考虑反凝析边水气藏储气库计算的水侵量相比,考虑反凝析因素计算的水侵量较小,这是由于随着地层压力的变化,凝析气

发生反凝析,凝析油占据了一部分孔隙体积,导致库内水侵量减少;②经过多周期注采和注入的烃类气体对储层剩余凝析气的抽提,凝析气和凝析油被越来越多地采出,地下气体越来越干,导致反凝析对水侵量的影响不够显著,考虑反凝析与不考虑反凝析因素计算的水侵量差值逐渐变小,这符合注气过程中储气库内部气体组分变化规律。若储气库为凝析油含量高的凝析气藏改建而成,反凝析因素对边水侵入程度的影响将不容忽视,考虑反凝析计算的水侵量值更为准确。

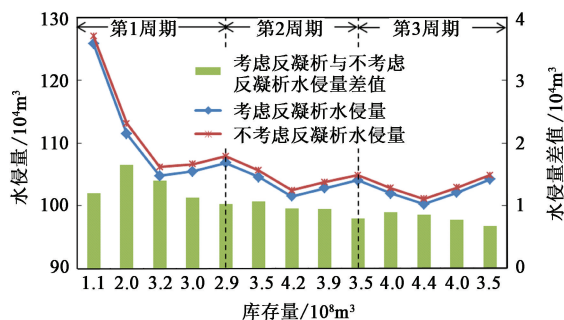


图4 反凝析因素对储气库水侵量的影响

Fig. 4 Effect of retrograde condensate on water influx of gas storage

4 结 论

(1)依据新建立的模型计算的水侵量与数值模拟方法的结果吻合较好,具有可靠性高和简便易用的特点。

(2)利用此模型计算的水侵量总体变化规律符合储气库地层压力上升和下降过程,水侵量随着多周期库存气量的增加而逐步减少;当地层压力变化趋于平稳后,水侵量的变化幅度趋于稳定;排驱相对渗透率曲线高于吸吮相对渗透率曲线,在注采气量相等的条件下,采出过程的压力和水侵量变化幅度增大,但增加幅度与储层非均质和岩石的润湿程度有关;与考虑反凝析因素相比,不考虑反凝析因素计算的水侵量值偏大;随着注入的烃类气体对凝析气的抽提,反凝析对水侵量的影响程度减弱。

参考文献:

[1] 马小明,余贝贝,成亚斌,等. 水淹衰竭型地下储气库的达容规律及影响因素[J]. 天然气工业,2012,35(6):86-90.
MA Xiaoming, YU Beibei, CHENG Yabin, et al. Rules and influencing factors on the capacity establishment of underground gas storage based on flooded depleted gas

reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012,35(6):86-90.
[2] 朱维耀,黄延章. 伴有相变过程的气-液两相渗流理论的研究[J]. 石油学报,1990,11(1):65-73.
ZHU Weiyao, HUANG Yanzhang. Theoretical studies on the gas-liquid two-phase flow(including a phase change)[J]. Acta Petrolei Sinica, 1990,11(1):65-73.
[3] MORADI B. Study of gas injection effects on rock and fluid of a gas condensate reservoir during underground gas storage process[R]. SPE 121830, 2009.
[4] 王皆明,胡旭健. 凝析气藏型地下储气库多周期运行盘库方法[J]. 天然气工业,2009,29(9):100-102.
WANG Jieming, HU Xujian. The multi-cycle working inventory methods of underground gas storages based on condensate gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2009,29(9):100-102.
[5] 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.
[6] van EVERDINGEN A F, HURST W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs [J]. AIME Petroleum Transaction, 1949,186,305-324.
[7] FETKOVICH M J. A simplified approach to water influx calculations: finite aquifer system[J]. Journal of Petroleum Technology, 1971,23:814-828.
[8] 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.
[9] 王怒涛,陈浩,张爱红,等. 边底水油藏水侵量计算最优化方法[J]. 大庆石油地质与开发,2006,25(1):56-58.
WANG Nutao, CHEN Hao, ZHANG Aihong, et al. Optimized method for calculating water influx rate of reservoir with edge and bottom water [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006,25(1):56-58.
[10] 陈元千,董宇宇. 气藏和凝析气藏物质平衡方程式的新推导[J]. 断块油气田,1999,6(7):24-28.
CHEN Yuanqian, DONG Ningyu. New deriving method material for balance equation of gas and gas-condensate reservoirs[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 1999,6

- (7):24-28.
- [11] 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.
- [12] 戚志林,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 Zhilin, TANG Hai, DU Zhimin. Material balance equation of oil rimming condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2003,23(1):70-72.
- [13] 唐立根,王皆明,白凤娟,等. 基于修正后的物质平衡方程预测储气库库存量[J]. 石油勘探与开发,2014,41(4):480-484.
- TANG Ligen, WANG Jieming, BAI Fengjuan, et al. Inventory forecast in underground gas storage based on modified material balance equation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(4):480-484.
- [14] 焦玉卫,谢伟,邸宝智,等. 凝析气藏循环注气过程流体相态特征[J]. 新疆石油地质,2012,33(6):704-707.
- JIAO Yuwei, XIE Wei, DI Baozhi, et al. Gas condensate phase behavior in process of cyclic gas injection[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012,33(6):704-707.
- [15] 陈文龙,廖发明,吕波,等. 牙哈凝析气藏注气开发过程反蒸发动态相态特征[J]. 天然气工业,2012,32(8):67-70.
- CHEN Wenlong, LIAO Faming, LÜ Bo, et al. Retrograde vaporization dynamic phase behaviors in gas injection development of the Yaha condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2012,32(8):67-70.
- [16] 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营:中国石油大学出版社,2011.

(编辑 沈玉英)