

边底水油藏水体及储层参数定量评价

于清艳¹, 刘鹏程^{1*}, 李勇², 郝明强², 夏静², 李保柱²

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院 油气田开发所, 北京 100083)

摘要:对于有强边底水能量的油藏来说,油水关系复杂,一般情况下不具有统一油水界面,边底水的窜进将严重影响油井的产能以及生产的稳定性。油井开发初期,通过有限的钻井等资料全面认识油藏有一定的困难,而准确获得该类油藏的储层参数、水体体积、水侵指数及水侵量是合理开发此类油藏的关键。基于Blasingame现代产能递减分析方法,利用拟稳态水侵模型,推导油藏拟稳态水侵情况下储层参数评价方法,用于计算水侵量、水体体积、水侵指数、动态储量以及各储层参数。该方法首先将油井生产阶段划分为未水侵期、水侵初期及水侵中后期,然后通过未水侵期油井生产动态数据拟合Blasingame典型曲线进行动态储量、储层参数等评价,通过水侵初期油井生产动态数据拟合进行水体体积、水侵量和水侵指数的定量评价。对比数值模拟概念模型生产动态数据和运用所建方法拟合求解结果可知,动态储量误差为-3.31%,渗透率误差为2.60%,水体体积误差为-2.5%,新建方法拟合结果误差在可以接受的范围内,不会对开发方式的制定造成严重影响。

关键词:储层参数 水体体积 水侵量 定量评价 Blasingame方法 拟稳态水侵

中图分类号:TE341

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)03-0085-06

Quantitative research of aquifer and reservoir parameters for reservoirs with edge/bottom water

Yu Qingyan¹, Liu Pengcheng¹, Li Yong², Hao Mingqiang², Xia Jing², Li Baozhu²

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China; 2. Oil Field Development Department, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Oil reservoirs with strong edge/bottom water often have complex oil-water relationship and no uniform oil-water contact, and the coning of edge/bottom water would severely influence oil well production and its stability. In the early production stage, it is difficult to know the reservoir only according to limited well drilling data. However, the key to develop this kind of reservoirs is to obtain reservoir parameters, aquifer volume, water invasion index and water influx. Based on the advanced Blasingame production decline analysis method, pseudo-steady state water invasion model was applied to deriving the reservoir parameter evaluation method for the reservoirs with pseudo-steady state water invasion. The water influx, aquifer volume, water invasion index, dynamic reserves and reservoir parameters were calculated quantitatively. This method firstly divides well production history into three periods: no water invasion period, early water invasion period and middle-late water invasion period. Then the reservoir parameters and well dynamic reserves can be evaluated by matching well production data of no water invasion period with the typical advanced Blasingame production decline curve, and the aquifer volume, water invasion index and water influx can be quantitatively evaluated by matching well production data of early water invasion period. Finally, the numerical simulation result of the established conceptual model verifies that the method is practicable. The error of the dynamic reserves is -3.31%, the error of the permeability is 2.60% and that of the aquifer volume is -2.5%. The matched results of the new method have acceptable errors, which cannot influence the determination of development mode greatly.

收稿日期:2017-01-05。

作者简介:于清艳(1989—),女,山东青岛人,在读博士研究生,从事油气藏开发相关研究工作。联系电话:18813097036, E-mail: 591955868@qq.com。

*通讯作者:刘鹏程(1969—),男,山东成武人,副教授,博士。联系电话:13522168398, E-mail: liupengcheng8883@sohu.com。

基金项目:国家科技重大专项“超高压有水气藏高效开发技术”(2016ZX05015-002)和“稠油、碳酸盐岩和致密油藏开发主体技术与应用潜力”(2016ZX05016-006)。

Key words: reservoir parameter; aquifer volume; water influx; quantitative evaluation; Blasingame method; pseudo-steady state water invasion

对于具有较强边底水能量的油藏来说,影响开发效果的主要问题就是水体的不均匀侵入。油井一旦见水,产油量会快速降低,产水量不断增加后会最终导致油井水淹,严重影响油藏的开发效果及最终采收率^[1-2]。因此,提前对油井的水体体积、水侵指数、水侵量以及储层参数、动态储量等进行准确预测,从而合理控制油井生产压差以提高油井无水采油期至关重要^[3-8]。对于开发初期的油气井,储层资料有限,但油井生产动态数据较易获得且记录较准确,若用这些动态数据进行储层参数评价可获得更准确的结果。油气井现代产能递减分析方法是处理和解释油气井日常动态数据以获得油气藏储层参数的重要方法,是近年来油气藏动态描述研究的热点方法之一。通过对产量不稳定分析,可以定量评价油气井动态储量、储层渗透率、井控半径、表皮系数等储层参数^[9-19]。目前油气井现代产能递减分析方法有传统的 Arps 方法^[9]、经典的 Fetkovich 典型曲线拟合法^[10]、现代的 Blasingame 典型曲线拟合分析法^[11-14]、Agarwal-Gardner 典型曲线拟合分析法^[15-16]、NPI 典型曲线拟合方法以及流动物质平衡方法^[17-19]。这些方法通过典型图版对实测生产数据进行拟合,从而估算油气藏的各参数。对于边底水油藏,水体对油井生产的影响不容忽视。油井生产过程中,对于水侵影响的计算,目前常用的模型主要有非稳态水侵模型、拟稳态水侵模型以及稳态水侵模型^[19-21]。其中拟稳态水侵模型是常用的计算水侵量的模型,主要是基于 Fetkovich 水侵模型^[20],在生产指数能充分反映有限边界水层侵入油藏的水侵量的前提下,水侵量与水层平均压力和油水界面压力之间的压力降成正比,忽略非稳态期的影响。

在充分调研前人研究成果的基础上,笔者将水侵影响下的油井生产动态数据进行规整化处理,通过对 Blasingame 方法与拟稳态水侵模型的联合求解,形成了边底水油藏储层参数、动态储量、水侵量、水体体积及水侵指数等参数的评价方法;然后运用数值模拟软件建立概念模型,与所建方法评价结果进行对比,验证其可靠性。

1 理论分析

1.1 常规 Blasingame 方法

Blasingame 等引入物质平衡时间(或无因次物

质平衡时间)和规整化产量概念,建立了现代产量递减分析典型曲线图版(图1),早期的不稳定流阶段为一组对应不同无因次井控半径(r_{eD})的曲线,边界流阶段汇聚成一条斜率为-1的直线段^[11-14]。通过油井的实际生产数据计算得到油井物质平衡时间(t_{c} ,即 N_{p}/q)和规整化产量($q/\Delta p$),并与 Blasingame 典型曲线进行拟合,从而计算油井动态储量、渗透率等储层参数。

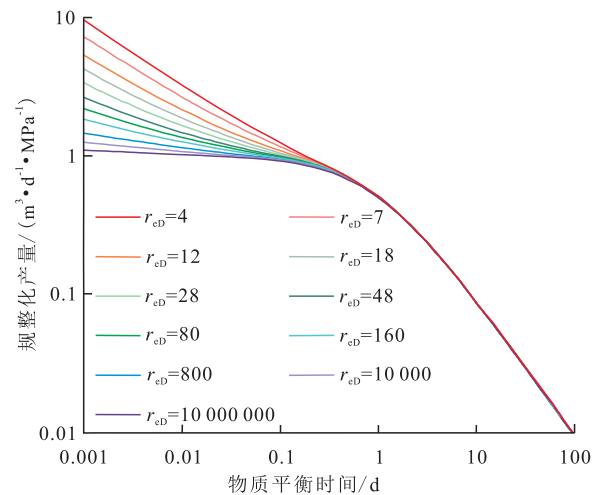


图1 Blasingame 现代产量递减分析典型曲线

Fig.1 Advanced Blasingame production decline typical curve

由 Blasingame 方法可知,油井动态储量计算式为

$$N = \frac{1}{C_t} \times \frac{t_c}{t_{\text{Dd}}} \times \frac{\Delta p}{q_{\text{Dd}}} (1 - S_w) \quad (1)$$

储层渗透率计算式为

$$K = \frac{q}{q_{\text{Dd}}} \times \frac{\mu B_o}{2\pi h} (\ln r_{\text{eD}} - \frac{1}{2}) \quad (2)$$

井控半径计算式为

$$r_c = \sqrt{\frac{\frac{B_o}{C_t} \times \frac{t_c}{t_{\text{Dd}}} \times \frac{\Delta p}{q_{\text{Dd}}}}{\pi h \phi}} \quad (3)$$

1.2 水侵影响后物质平衡时间的处理

当油藏存在水体时,需要去掉实际曲线中物质平衡时间中水侵部分的影响,重新与 Blasingame 典型曲线拟合求取水体参数。而水侵部分的影响通过物质平衡方程来计算,将存在水侵时的油藏物质平衡方程定义为

$$N_p B_o = NB_{oi} \left[C_o (p_i - \bar{p}) + \frac{C_w S_w + C_f}{S_o} (p_i - \bar{p}) \right] + W_e B_w \quad (4)$$

将式(4)整理可得

$$p_i - \bar{p} = \frac{N_p B_o - W_e B_w}{NB_{oi} C_t} \quad (5)$$

其中

$$C_t = C_o + \frac{C_w S_w + C_f}{S_o} \quad (6)$$

水侵量的计算采用 Fetkovich 拟稳态水侵模型^[20],其计算式为

$$W_e = \frac{W_{ei}}{p_i} (p_{aq} - \bar{p}) \left(1 - e^{-\frac{J p_i t}{W_{ei}}} \right) \quad (7)$$

其中

$$W_{ei} = N_w p_i C_w \quad (8)$$

$$J = \frac{fKh}{141.2\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_{wa}} - \frac{3}{4} \right)} \quad (9)$$

$$f = \frac{\alpha}{2\pi} \quad (10)$$

水体自身压力的变化通过建立物质平衡方程来进行求解,其表达式为

$$p_{aq} = p_i \left(1 - \frac{W_e}{W_{ei}} \right) \quad (11)$$

当存在水侵时,采用油井实际生产动态数据计算的物质平衡时间为

$$t_c = \frac{N_p B_o - W_e B_w}{B_{oi} q} \quad (12)$$

2 评价方法及步骤

通过结合油井未水侵期数据及处理后的水侵初期数据分别拟合 Blasingame 典型曲线,可以实现对边底水油藏油井动态储量、水体体积、水侵量以及储层参数的评价,具体步骤包括:①根据油井实际生产动态数据,将油井生产阶段划分为未水侵期、水侵初期、水侵中后期,并对这些数据进行规整化处理。②基于油井未水侵期规整化处理后的生产动态数据,拟合 Blasingame 典型曲线,确定无因次井控半径,根据曲线的移动拟合数据,由式(1)~式(3)求得油井动态储量、储层渗透率、井控半径等储层参数。③对油井水侵初期的生产动态数据进行处理。首先根据储层静态数据由式(9)确定储层的水侵指数且给定一个初始水体体积;然后根据式(5)和式(7)确定储层平均地层压力,进而求得水侵

量;由水侵量根据式(12)最终确定考虑水侵影响的物质平衡时间,以这组数据来拟合 Blasingame 典型曲线,若拟合较好,则此时的水体体积及水侵量是正确的,若拟合偏差较大,则修改水体体积重新拟合,最终得到准确的水体体积和水侵量,通过离散求解最终可编制相应的程序。

3 水侵影响因素分析

水体的能量主要由水体体积和水侵指数所决定。当水侵指数一定时,由日产量随水体体积的变化(图2)可以看出,水体越大,为油藏提供的能量越充足,早期可以维持较大的日产量,但是,水体越大,水体突破时间越短,水很快进入油井,造成水淹。水体较小时,水体的变化对日产油量的影响较大,随着水体逐渐增大,日产量变化不大,再次增大水体只会使水锥突破时间提前。当水体体积一定时,水侵指数对日产油量的影响比水体体积对日产油量的影响小一些(图3)。

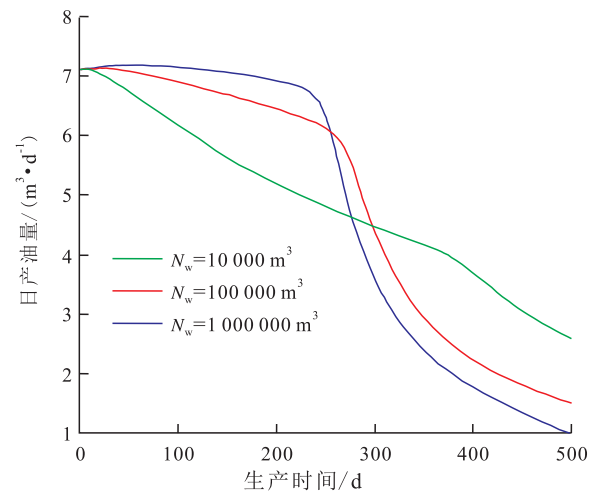


图2 日产量与水体体积的关系

Fig.2 Relationship between daily oil production and aquifer volume

通过对大量油井实际生产动态数据进行分析,一般油藏的开发可以划分为3个阶段^[7,22-23]:未水侵期,即弹性膨胀阶段,压力波未波及水体,其现代产量递减分析特征曲线与定容封闭油藏的特征一致,运用该阶段的数据来拟合 Blasingame 典型曲线,可确定油井动态储量及储层其他参数;水侵初期,压力波已开始波及水体部分,水体开始侵入油藏并为油藏提供驱动力,在产量递减曲线上表现为偏离典型曲线上翘的特征,运用该阶段的数据拟合 Blasingame 典型曲线,可确定水体体积、水侵指数及水侵量;水侵中后期,水体突破生产井,水体全面侵入油

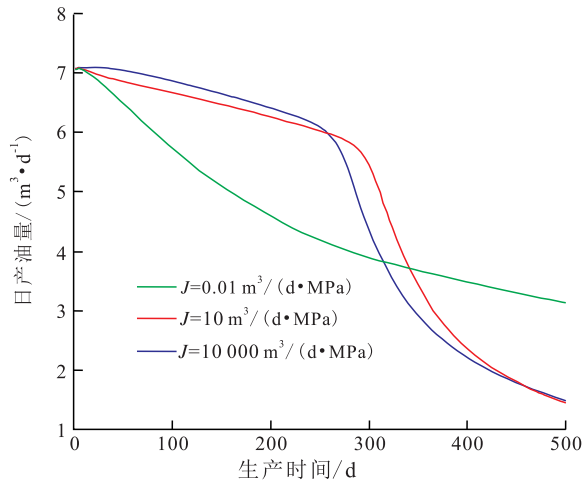


图3 日产油量与水侵指数的关系
Fig.3 Relationship between daily oil production and water invasion index

藏,油井见水,产油量迅速下降,一般不对这一阶段进行拟合。

4 方法验证及应用

为了验证所建立评价方法的可靠性,建立某一边底水油藏数值模拟概念模型,来模拟水体对油井

开发的影响。概念模型为径向模型,θ方向网格角度步长为18°,径向网格大小为3 m,z方向网格大小为1 m,由此模拟x,y,z方向网格数分别为10,20和8。

概念模型数值模拟动态储量为8 394.281 2 m³,设置水体体积为20×10⁴ m³,水侵指数为8 m³/(d·MPa)。原始地层压力为60.0 MPa,储层孔隙度为0.12,储层厚度为8.00 m,储层渗透率为5.00×10⁻³ μm²,原油粘度为1.65 mPa·s,束缚水饱和度为0.27,原油体积系数为1.20,原油压缩系数为2.13×10⁻³ MPa⁻¹,水的粘度为1.00 mPa·s,水的压缩系数为2.10×10⁻³ MPa⁻¹,水的体积系数为1.02。油井定井底流压5 MPa进行生产。

对概念模型的生产数据按照具体的方法及步骤进行拟合,将模型中油井的生产数据进行规整化处理,划分为未水侵期、水侵初期和水侵中后期3个阶段(图4a);明确了生产数据规整化曲线与Basingame典型曲线的位置关系(图4b);移动实际生产数据规整化曲线来拟合 Basingame 典型曲线,拟合未水侵期的生产数据,得到r_{cd},并记录横、纵坐标的移动量(图4c);确定水侵指数后,对水侵初期的生产

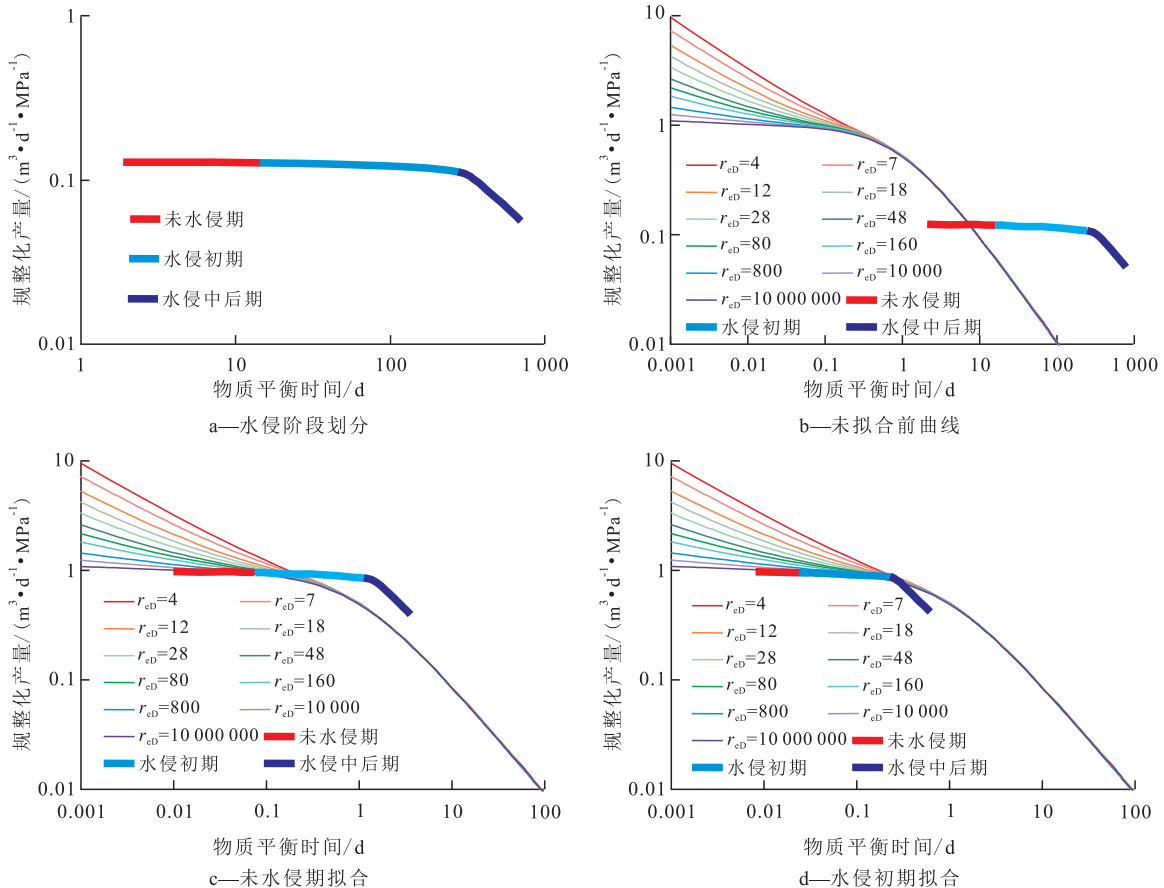


图4 不同水侵阶段现代产量递减过程分析
Fig.4 Analysis on advanced production decline process in different water invasion phases

数据进行拟合,最终确定水体体积和水侵量(图4d)。

根据以上拟合结果可知, $t/t_{\text{Dd}}=1/0.0052$, $(q/\Delta p)/q_{\text{Dd}}=1/7.6$, $r_{\text{eD}}=10^{35}$ 。最终确定水侵指数为 $8 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ 时,水体体积为 $20.5\times 10^4 \text{ m}^3$,且水侵初期阶段结束时,即生产约260 d后,水侵量为 $2\ 087.75 \text{ m}^3$ 。根据式(1)可求得油井的动态储量为 $8\ 672.14 \text{ m}^3$,同时,根据式(2)和式(3)可分别计算得渗透率为 $4.87\times 10^3 \mu\text{m}^2$,井控半径为 68.77 m 。同时根据水侵初期不同时间段的油井生产动态数据,可得到各生产时间时对应的水侵量。

对比数值模拟结果和本文所建方法计算结果可知,动态储量误差为 -3.31% ,渗透率误差为 2.60% ,水体体积误差为 -2.5% ,新建方法拟合结果误差在可以接受的范围内。误差可能是没有考虑实际的油水两相流动等复杂情况造成的。一般情况下,实际边底水油藏油水关系都很复杂,仅运用静态资料是很难确定油井动态储量、水体体积以及水侵量的。本文所建方法采用规整化原理,对物质平衡时间进行水侵处理,大体上求得了这些参数,且误差在可控范围内,不会对开发方式的制定造成严重影响。

5 结论

运用规整化理论,考虑拟稳态水侵的物质平衡时间,建立了拟合Blasingame典型曲线分析方法进行动态储量、储层参数及水体体积、水侵量评价的理论;形成了水侵影响下的现代产量递减分析方法来进行储层参数、水体参数及水侵量的定量评价方法。首先将油井生产阶段划分为未水侵期、水侵初期及水侵中后期,然后运用未水侵期的油井生产数据拟合Blasingame典型曲线获得储层的动态储量、渗透率、有效井径等储层参数,最后对水侵初期的油井生产数据进行处理,得到考虑水侵影响下的油井实际生产动态数据的规整化产量与物质平衡时间的关系曲线,拟合Blasingame典型曲线进行水体体积、水侵指数以及各时间段水侵量的评价。

建立了一定水体体积和水侵指数的数值模拟概念模型,将数值模拟模型生产动态数据运用本文所建方法进行拟合求解,验证了方法的可靠性。

新建方法可以根据水侵初期各时间段的生产动态数据进行拟合求解,获得各时间段所对应的水侵量。水体体积和水侵指数决定了水体能量及驱

动力的大小,获得这些参数可以较好地指导现场边底水油藏的开发及调整,为油藏的高效开发提供依据。

符号解释:

r_{eD} ——无因次井控半径; t_c ——物质平衡时间,d; N_p ——累积产油量, m^3 ; q ——日产油量, m^3/d ; Δp ——压力差, MPa; N ——动态储量, m^3 ; C_t ——综合压缩系数, MPa^{-1} ; t_{Dd} ——无因次时间; q_{Dd} ——无因次日产油量; S_w ——束缚水饱和度; K ——储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ ——原油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; B_o ——原油体积系数; h ——储层厚度,m; r_c ——井控半径,m; ϕ ——孔隙度; B_{oi} ——原始原油体积系数; C_o ——原油压缩系数, MPa^{-1} ; p_i ——原始地层压力, MPa; p ——地层压力, MPa; C_w ——水的压缩系数, MPa^{-1} ; C_r ——岩石的压缩系数, MPa^{-1} ; S_o ——含油饱和度; W_e ——水侵量, m^3 ; B_w ——水的体积系数; W_{ei} ——初始水侵量, m^3 ; p_{wt} ——水体压力, MPa; J ——水侵指数, $\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$; t ——生产时间,d; N_w ——水体体积, m^3 ; f ——侵入角度系数; r_{wa} ——有效井径,m; α ——水侵角, ($^\circ$)。

参考文献:

- [1] 黄炳光,刘蜀知.实用油藏工程与动态分析方法[M].北京:石油工业出版社,1997:199-202.
Huang Bingguang, Liu Shuzhi. Applied reservoir engineering and dynamic analysis method [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 199-202.
- [2] 周彦霞,卢祥国,曹豹,等.边底水油藏提高采收率方法实验[J].大庆石油地质与开发,2015,34(5):108-112.
Zhou Yanxia, Lu Xiangguo, Cao Bao, et al. EOR method experiments for the oil reservoirs with edge and bottom waters [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(5): 108-112.
- [3] 李凤颖,伊向艺,卢渊,等.异常高压有水气藏水侵特征[J].特种油气藏,2011,18(5):89-92.
Li Fengying, Yi Xiangyi, Lu Yuan, et al. Water encroachment characteristics of water-bearing gas reservoir with abnormal pressure [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(5): 89-92.
- [4] 李林,罗东红,陶彬,等.番禺油田薄层边底水稠油油藏水平井含水率上升特征[J].油气地质与采收率,2016,23(3):106-110.
Li Lin, Luo Donghong, Tao Bin, et al. Water cut rising performance of the horizontal wells in thin-bed heavy oil reservoir with edge-bottom water in Panyu oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 106-110.
- [5] 高盛恩,吴晓东,韩国庆,等.底水油藏多分支井见水时间影响因素[J].油气地质与采收率,2016,23(3):116-119.
Gao Sheng'en, Wu Xiaodong, Han Guoqing, et al. Influencing factors of water breakthrough time for multilateral wells in bottom water reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 116-119.

- [6] 邓勇,李鹏,李进.裂缝型底水气藏水侵动态研究[J].特种油气藏,2016,23(4):93-95.
Deng Yong, Li Shuang, Li Jin. Water invasion performance of fractured gas reservoir with bottom-aquifer [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 93-95.
- [7] 刘爱华,韩玉坤,梁红娇,等.普光气田气井水侵特征识别及出水模式探讨[J].特种油气藏,2015,22(3):125-127.
Liu Aihua, Han Yukun, Liang Hongjiao, et al. Water invasion identification and water production mode in gas well in Puguang Gas Field [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 125-127.
- [8] 李勇,李保柱,夏静,等.有水气藏单井水侵阶段划分新方法[J].天然气地球科学,2015,26(10):1951-1955.
Li Yong, Li Baozhu, Xia Jing, et al. New method of aquifer influx status identification for single well in gas reservoir with aquifer support [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1951-1955.
- [9] Asps J J. Analysis of decline curves [J]. Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, 1945, 16(1): 228-247.
- [10] Fetkovich M J, Fetkovich E J, Fetkovich M D. Useful concepts for decline curve forecasting reserve estimation and analysis [J]. SPE Reservoir Engineering, 1996, 11(1): 13-22.
- [11] Blasingame T A, Johnston J L, Lee W J. Type-curve analysis using the pressure integral method [R]. SPE 18799-MS, 1989.
- [12] Blasingame T A, Lee W J. Properties of homogeneous reservoirs naturally fractured reservoirs and hydraulically fractured reservoirs from decline curve analysis [R]. SPE 15018-MS, 1986.
- [13] Blasingame T A, Lee W J. The variable-rate reservoir limits testing of gas wells [R]. SPE 17708-MS, 1988.
- [14] Blasingame T A, McCray T L, Lee W J. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flowrate systems [R]. SPE 21513-MS, 1991.
- [15] Agarwal R G, Gardner D C, Kleinsteiber S W, et al. Analyzing well production data using combined-type-curve and decline-curve analysis concepts [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1999, 2(5): 478-486.
- [16] Agarwal R G. "Real Gas Pseudo-Time"—A new function for pressure buildup analysis of MHF gas wells [R]. SPE 8279-MS, 1979.
- [17] Mattar L, Anderson D M. A systematic and comprehensive methodology for advanced analysis of production data [R]. SPE 84472-MS, 2003.
- [18] Mattar L, Anderson D, Stotts G. Dynamic material balance: oil-or-gas-in-place without shut-ins [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(11): 7-10.
- [19] Mattar L, Hawkes R V, Santo M S, et al. Prediction of long-term deliverability in tight formations [R]. SPE 26178-MS, 1993.
- [20] Van Everdingen A F, Hurst W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs [J]. Journal of Petroleum Engineers, 1949, 2(1): 305-326.
- [21] Fetkovich M J. A simplified approach to water influx calculations—finite aquifer system [J]. Journal of Petroleum Engineers, 1971, 23(7): 814-828.
- [22] Schilthuis R J. Active oil and reservoir energy [J]. Transactions of the AIME, 1936, 118(1): 33-52.
- [23] Li Yong, Jia Chunxia, Peng Hui, et al. Method of water influx identification and prediction for a fractured-vuggy carbonate reservoir [R]. SPE 183813-MS, 2017.

编辑 经雅丽