

预测蒸汽驱后期转接替方式时机的新方法

杨 戩¹,李相方¹,张晓林²,方思冬¹,马宏斌³,赵 伟³

(1.中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249; 2.中海油深圳分公司,广东广州 510240; 3.中石油辽河油田公司,辽宁 盘锦 124010)

摘要:蒸汽驱开发后期易汽窜,且原油产量呈递减趋势,当汽窜严重时,生产油气比下降,蒸汽驱开发的效果越来越差。为了取得最佳的采出程度与开发的经济性,确定蒸汽驱后期转接替方式的时机非常重要。通过分析蒸汽驱后期产油量递减曲线,总结出蒸汽驱开发的递减规律;通过对蒸汽驱注采特征方程的推导得出蒸汽驱的采收率表达式,两式联立便可以求出蒸汽驱转接替方式的时机。通过对齐40块某井组的实例分析得出,该井组现阶段虽已出现汽窜,但并不是转接替方式的最佳时机。计算结果表明,2017年1月转汽水交替较为合适。进一步通过数值模拟验证,当蒸汽驱至2017年1月时,蒸汽腔在地层中发育较为成熟,汽窜程度更加严重,此时该区块从蒸汽驱转其他的接替方式较为合适。数值模拟很好的验证了计算结果,能够较好的指导现场开发。

关键词:蒸汽驱后期 汽窜 转接替方式时机 递减曲线 注采特征 数值模拟

中图分类号:TE345

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)02-0083-05

A novel method to predict converting time in later steam flooding period

Yang Jian¹, Li Xiangfang¹, Zhang Xiaolin², Fang Sidong¹, Ma Hongbin³, Zhao Wei³

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;
2. Shenzhen Company, CNOOC, Guangzhou City, Guangdong Province, 510240, China; 3. Liaohe Oilfield Company, PetroChina, Panjing City, Liaoning Province, 124010, China)

Abstract: In later steam flooding period, steam breakthrough occurs easily. As a result, the oil production will decrease after the steam breakthrough. Serious steam breakthrough will lead to declination of oil-steam ratio and poorer development effect. In order to optimize the recovery factor and the economy of the development, the study of converting time in later steam flooding period is a very important issue. The decline history of heavy oil production in later steam flooding period was analyzed to understand the decline trend. A formula for oil recovery factor was obtained after characteristic formula of steam injection and production was derived. Finally the converting time was calculated by combining the equations. Through the analysis of certain well group of Qi40 block in Liaohe oilfield, a conclusion can be drawn that it is not suitable to convert to other development methods even the steam breakthrough occurs at the present period. The calculation result indicates that it is appropriate to convert steam flooding to steam-water alternate injection in January 2017. The simulation study also shows that the steam chamber can be fully developed in the reservoir till January 2017. More serious steam breakthrough will occur. So it is appropriate to convert steam flooding to other development methods. The calculation result agrees well with the numerical simulation results and it is important for the oilfield development guidance.

Key words: later steam flooding period; steam breakthrough; converting time; decline curve; characteristic of injection and production; numerical simulation

收稿日期:2014-12-24。

作者简介:杨戩(1989—),男,山东东营人,在读博士研究生,从事油气田开发方面的研究。联系电话:(010)89732193, E-mail: yangjian315@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“凝析气藏相变渗流机理及其试井方法研究”(50974128)。

蒸汽驱已被广泛地应用于中外稠油油藏开发^[1-3],但由于稠油油藏的非均质性和蒸汽超覆作用^[4-6],蒸汽驱在开发过程中易形成汽窜,一旦发生汽窜,原油产量将会大幅下降,在短时间内生产井含水率迅速上升,有时会伴有蒸汽产出,对油藏开发十分不利。

学者们对于蒸汽驱汽窜后的接替方式进行过深入的研究^[7-10],但是对汽窜后转接替方式的时机研究的较少。张弦等认为,当油汽比低于经济极限油汽比时便不再适合蒸汽驱开发,应当转换开发方式^[11-12];Hong利用数值模拟,并绘制累积产油量和原油生产速率等参数随时间的变化曲线,确定了一套蒸汽驱转热水驱的标准^[13]。由于现场生产数据随时间的变化较大,虽然通过油汽比来确定转换开发方式理论上可行,但实际操作上难度较大;Hong建立的标准是基于特定模型得出的结论,应用条件较理想。笔者利用蒸汽驱注采特征曲线与蒸汽突破后原油产量的递减曲线,得到了一种确定蒸汽驱后期转接替方式时机的方法。利用该方法对辽河油田齐40块某井区进行了实例分析,并且结合该区块典型井组的数值模拟研究,验证了该方法的正确性与实用性。

1 蒸汽驱后期生产特征

1.1 汽窜

蒸汽驱开发具有阶段性^[14],一般将蒸汽驱分为3个阶段进行研究,即热连通阶段、蒸汽驱阶段与蒸汽突破阶段。在热连通阶段与蒸汽驱阶段,蒸汽驱的产油量一直呈现上升的趋势;但是根据中外蒸汽驱开发实例^[15-17]分析知,蒸汽驱进行3~4 a后,进入蒸汽突破阶段。该阶段早期,汽窜并不严重,可利用调控注采参数(如降低蒸汽干度、降低注汽强度等)进行控制;但随着蒸汽腔在地层中的不断波及,继续注入蒸汽就将加速生产井的汽窜,无法采出更多的原油。

1.2 产量递减

蒸汽驱后期,特别是蒸汽突破后,原油产量呈递减趋势。产油量递减有指数递减、双曲递减和调和递减3种形式。以指数递减为例,其产油量变化规律表达式为

$$q = q_i e^{-d_i t_i} \quad (1)$$

假设某区块产油量递减规律符合式(1),则继续生产 n 个月,其累积产油量表达式为

$$Q_{oz} = q_i \sum_{k=1}^n e^{-d_i t_k} \quad (2)$$

1.3 注采特征

刘慧卿认为井网相对稳定的蒸汽驱开发单元的累积产油量与累积注汽量在半对数坐标系中具有较好的线性关系^[18],这种关系所构成的曲线为注采特征曲线,其表达式为

$$\lg N_s = A_1 + B_1 N_o \quad (3)$$

对式(3)进行时间求导,并整理后得

$$N_o = \frac{1}{B_1} \left(\lg \frac{1}{2.303 B_1 R_{os}} - A_1 \right) \quad (4)$$

将式(4)两边同时除以地质储量得

$$E_r = \frac{1}{NB_1} \left(\lg \frac{1}{2.303 B_1 R_{os}} - A_1 \right) \quad (5)$$

2 转接替方式时机的确定方法

经济极限油汽比是衡量一个区块蒸汽驱适应性的参数,可利用其确定蒸汽驱采收率。实际生产油汽比大于经济极限油汽比,则说明蒸汽驱开发仍有经济效益;实际生产油汽比小于经济极限油汽比,则说明油藏汽窜较严重,如果继续使用蒸汽驱开发,则属无经济效益开发。

假设蒸汽驱区块生产到 T_n 时刻,油汽比没有达到经济极限油汽比,并且在 T_n 后仍使用蒸汽驱进行开发,则采收率的表达式为

$$E_r = E_p + E_1 \quad (6)$$

其中

$$E_1 = \frac{q_i \sum_{k=1}^n e^{-d_i t_k}}{N} \quad (7)$$

联立式(5)、式(6)与式(7),得

$$\frac{N_p + q_i \sum_{k=1}^n e^{-d_i T_k}}{N} = \frac{1}{NB_1} \left[\lg \left(\frac{1}{2.303 B_1 R_{os}} \right) - A_1 \right] \quad (8)$$

式中: T_k 为未知量。

将 T_k 代入式(8)中所确定的时间 T_n 即为转接替方式时间。

3 实例分析

递减规律 齐40块某井区位于齐40块中部的主体部位,其含油面积为1.41 km²,石油地质储量为1 333.2×10⁴ t,孔隙度为32%,渗透率为2 μm²,原始地层温度为36.8 ℃,油藏深度为850 m,平均油层有

效厚度为30~40 m。研究区2006年12月开始进行蒸汽驱,其产油量稳中有升;2009年3月产油量开始下降;绘制并回归产油量递减曲线,其递减规律符合指数递减(图1)。初始产油量为1 041.7 t/d,初始递减率为0.005。递减开始后累积产油量的时间段为2009年3月至2013年7月共计53个月,根据回归的指数递减规律预测2013年7月后的产油量,假设每个月有效生产天数为30 d,则1个月的累积产油量可表示为

$$Q_{oz} = 31\ 251e^{-0.005(t+53)} \quad (9)$$

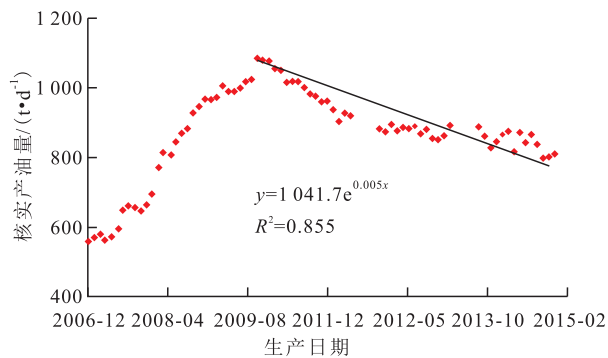


图1 齐40块某井区产油量变化曲线

Fig.1 Curve of oil production in the study area of Qi40 block

注采特征曲线 截至2013年7月,研究区累积注汽量为 $1\ 462.25 \times 10^4$ t,累积产油量为 206.37×10^4 t,用实际数据计算蒸汽驱采收率为15.4%。绘制研究区注采特征曲线(图2),其经济极限油气比为0.1,由式(5)计算蒸汽驱采收率为22.1%。

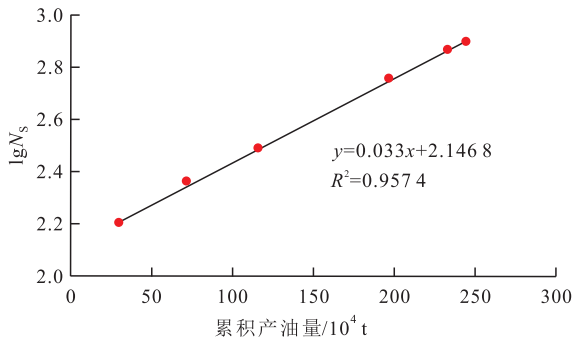


图2 齐40块某区块注采特征曲线

Fig.2 Injection-production characteristic curve of the study area in Qi40 block

转接替方式时机的确定 根据研究区实际生产数据,由式(7)计算得知,2013年7月后继续实施蒸汽驱的采收率为6.7%时,可以进行转接替方式。根据研究区递减曲线预测其阶段累积产油量为 $28.582\ 9 \times 10^4$ t,根据式(9)再继续实施蒸汽驱的生产时间为42个月,即到2017年1月,研究区转接替方式较为合适。

4 数值模拟研究

4.1 地质建模

研究区典型区块的储层平均厚度为31.5 m,平均孔隙度为30%,平均渗透率为 $1.9\ \mu\text{m}^2$ 。根据井组的实际地质参数,建立了物理模型(图3)。由图3可以看出,数值模拟所表述的地质参数与实际相符,可用来进行下一步数值模拟研究。

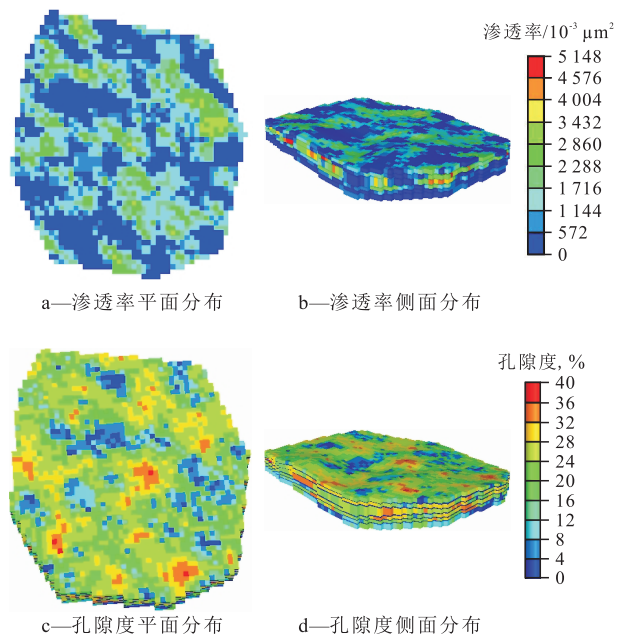


图3 渗透率和孔隙度平面及侧面分布

Fig.3 The areal and vertical distributions of permeability and porosity

4.2 历史拟合

利用热采数值模拟软件CMG的STAR模块进行数值模拟,对研究区生产情况进行模拟并绘制其累积产液量、累积产油量与累积产水量的曲线。将研究区实际生产曲线导入并拟合,其累积产液量、累积产油量与累积产水量拟合程度较好(图4)。表明

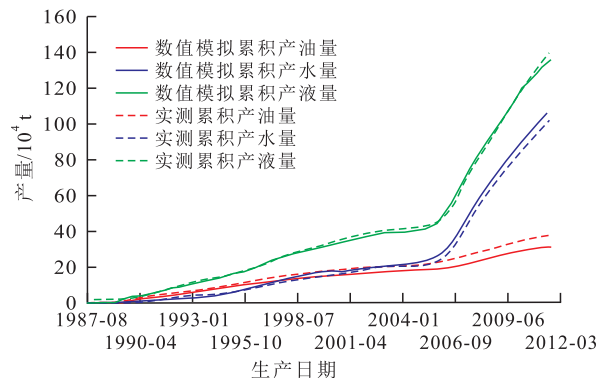


图4 累积产量的拟合曲线

Fig.4 Fitting curves of cumulative production

数值模拟结果可靠,可以用来进行实际生产的预测。

4.3 生产预测及转接替方式时机

通过数值模拟,建立蒸汽驱分别至2013年7月和2017年1月的蒸汽腔分布和温度分布(图5)。由图5a和图5b可以看出,2013年7月时蒸汽驱波及范围较小,而2017年1月时,蒸汽腔在地层中扩展的规模增大,汽窜井数增多,尤其在地层上部的高倾角部位,蒸汽超覆程度严重。由图5c和图5d可以看出,2017年1月的地层温度明显高于2013年7月。分析蒸汽腔和温度场分布发现,2013年7月有部分井汽窜,但是地层温度较低,蒸汽腔发育不成熟,无法进行下一步的转接替方式,而当蒸汽驱至2017年1月时,温度升高,蒸汽腔发育较为成熟,汽窜井数增加,应当将蒸汽驱转为其它的开发方式,以减轻汽窜,有利于原油的进一步开发。

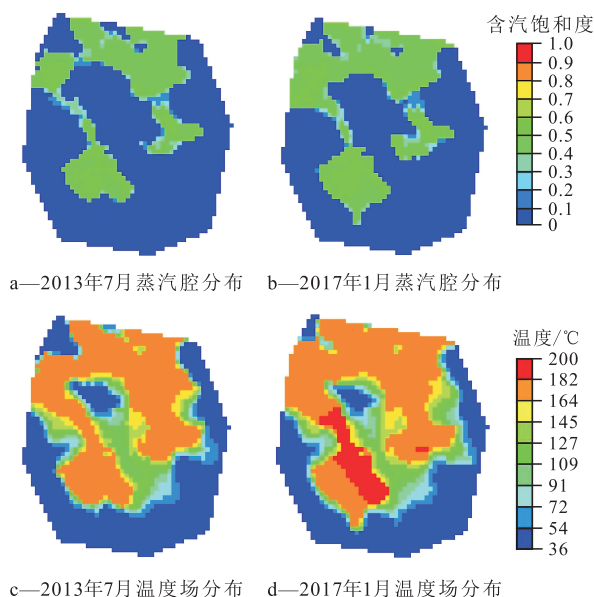


图5 数值模拟蒸汽驱至2013年7月和2017年1月的蒸汽腔与温度场分布

Fig.5 Temperature and steam chamber distributions of steam flooding numerical simulation from now to July 2013 and to January 2017

5 结论

结合蒸汽驱的注采关系曲线及实际生产中蒸汽驱后期的递减规律,能够得出蒸汽突破后继续蒸汽驱的最大采收率,进而得到蒸汽驱后期转接替方式时机的表达式。通过齐40某井区的注采特征及蒸汽驱后期的递减规律特征,得到该井区直到2017年1月转接替方式比较合适。通过数值模拟的研究,2017年1月,地层的蒸汽腔扩展程度进一步增加,汽窜严重。数模结果验证了计算的结果,证明

了该方法具有较好的实用性。

符号解释:

q ——产油量, t/m ; q_i ——初始产油量, t/m ; d_i ——初始递减率; k ——控制时间段的变量, 月, 其值为 $1 \sim n$; n ——驱替时间, 月; t_k ——生产时间, 月; Q_{oz} ——进入递减期后的累积产油量, $10^4 t$; N_s ——累积注汽量, $10^4 t$; A_1 ——回归系数; B_1 ——回归系数; N_o ——累积产油量, $10^4 t$; R_{os} ——油汽比; E_r ——蒸汽驱阶段采收率, %; N ——地质储量, $10^4 t$; R_{os}' ——经济极限油汽比; E_p ——区块从蒸汽驱开始至汽窜的蒸汽驱采收率, %; E_1 ——区块汽窜后的蒸汽驱采收率, %。

参考文献:

- [1] 刘文章.热采稠油油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社, 1998:169-188.
Liu Wenzhang. Thermal recovery development model of heavy oil reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998:169-188.
- [2] 胡常忠.稠油开采技术[M].北京:石油工业出版社, 1998:45-52.
Hu Changzhong. Heavy oil recovery technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998:45-52.
- [3] 孙建芳,刘东,李丽,等.孤岛油田驱油剂辅助蒸汽驱对稠油性质的影响[J].油气地质与采收率, 2014, 21(3):55-57.
Sun Jianfang, Liu Dong, Li Li, et al. Study on interaction of displacement agent assisted steam flooding for Gudao viscous crude oil[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 55-57.
- [4] 屈亚光.稠油油藏非均质性对火烧油层开发效果的影响[J].油气地质与采收率, 2013, 20(6):65-68.
Qu Yaguang. Development influence on heterogeneity by in-situ combustion in heavy oil field[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6):65-68.
- [5] 王长久,刘慧卿,郑强,等.稠油油藏蒸汽泡沫调驱物理模拟实验——以吉林油田扶北3区块为例[J].油气地质与采收率, 2013, 20(5):76-78, 83.
Wang Changjiu, Liu Huiqing, Zheng Qiang, et al. Physical modeling research of profile control and displacement by steam foam flooding in heavy oil reservoir—case of Fubei3 block in Jilin oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5):76-78, 83.
- [6] 赖心彬,潘婷婷,秦耘,等.考虑蒸汽超覆的蒸汽驱地层热损失率计算方法[J].西北大学学报:自然科学版, 2014, 44(1):104-110.
Lai Lingbin, Pan Tingting, Qin Yun, et al. A calculation method for heat loss considering steam overlap in steam flooding[J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2014, 44(1):104-110.
- [7] 东晓虎,刘慧卿,张红玲,等.稠油油藏注蒸汽开发后转热水驱实验与数值模拟[J].油气地质与采收率, 2012, 19(2):50-53.

- Dong Xiaohu, Liu Huiqing, Zhang Hongling, et al. Experimental and simulation study of hot-water flooding of heavy oil reservoirs after steam injection [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(2): 50-53.
- [8] Hong K C, Stevens C E. Water alternating steam process improves project economics at west Coalinga field [R]. SPE 21579, 1992.
- [9] Bautista L S, Francois Friedmann. Water-alternating-steam process (WASP) alleviates downdip steam migration in Cymric field [R]. SPE 27794, 1994.
- [10] Tad W Patzek. Field applications of steam foam for mobility improvement and profile control [R]. SPE 29612, 1996.
- [11] 张弦, 范英才, 刘建英, 等. 辽河中深层稠油油藏蒸汽驱后开发方式优化研究 [J]. *复杂油气藏*, 2011, 4(1): 50-54.
Zhang Xian, Fan Yingcai, Liu Jianying, et al. Optimization study of development methods for medium-deep heavy oil reservoir of Liaohe Oilfield after steamflooding [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2011, 4(1): 50-54.
- [12] 侯健, 于波, 陈月明, 等. 稠油热采油藏经济开发模式研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(3): 88-90.
Hou Jian, Yu Bo, Chen Yueming, et al. An approach to the economical development model of thermal recovery of heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(3): 88-90.
- [13] Hong K C. Guidelines for converting steamflood to waterflood [R]. SPE 13605, 1986.
- [14] 孙川生, 彭顺龙. 克拉玛依九区热采稠油油藏 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 24-27.
Sun Chuansheng, Peng Shunlong. Heavy oil reservoir by thermal recovery in the District 9 of Karamay [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 24-27.
- [15] Ault J W, Johnson W M, Kamilos G N. Conversion of mature steamflood to low-quality steam and/or hot-water injection projects [R]. SPE 13604, 1985.
- [16] 张弦. 中深层稠油油藏改善蒸汽驱效果技术及其机理研究 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2011.
Zhang Xian. Research on technologies and its mechanism for improving efficiency of steam flooding in medium depth heavy oil reservoir [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2011.
- [17] 张兴文. 齐40块蒸汽驱综合调控技术研究与应用 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
Zhang Xingwen. Comprehensive regulation technique research and application of steam flooding in Qi40 block [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2013.
- [18] 刘慧卿. 热力采油原理与设计 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 111-114.
Liu Huiqing. Principles and design for thermal recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 111-114.

编辑 王星

(上接第77页)

- [10] 姜瑞忠, 杨仁锋, 马勇新, 等. 低渗透油藏非线性渗流理论及数值模拟方法 [J]. *水动力学研究与进展 A 辑*, 2011, 26(4): 445-452.
Jiang Ruizhong, Yang Renfeng, Ma Yongxin, et al. Nonlinear percolation theory and numerical simulation in low permeability reservoirs [J]. *Chinese Journal of Hydrodynamics*, 2011, 26(4): 445-452.
- [11] 王晓冬, 郝明强, 韩永新. 启动压力梯度的含义与应用 [J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 188-191.
Wang Xiaodong, Hao Mingqiang, Han Yongxin. Implication of the threshold pressure gradient and its application [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 188-191.
- [12] 时佃海. 低渗透砂岩油藏平面径向渗流流态分布 [J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(4): 491-494.
Shi Dianhai. Flow state distribution of areal radial flow in low permeability sandstone reservoir [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(4): 491-494.
- [13] 陈光梅, 车雄伟. 弹性驱低渗透油气藏的分區物质平衡方法 [J]. *新疆石油地质*, 2011, 32(2): 157-159.
Chen Guangmei, Che Xiongwei. Domain material balance method for low permeability gas-oil reservoir by depletion drive process [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2011, 32(2): 157-159.
- [14] 姜瑞忠, 张晓亮. 低渗透油藏弹性采收率计算方法研究 [J]. *特种油气藏*, 2008, 15(4): 70-72.
Jiang Ruizhong, Zhang Xiaoliang. Calculation method of natural depletion oil recovery of low-permeability reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2008, 15(4): 70-72.
- [15] 陈明强, 张明禄, 蒲春生, 等. 变形介质低渗透油藏水平井产能特征 [J]. *石油学报*, 2007, 28(1): 107-110.
Chen Mingqiang, Zhang Minglu, Pu Chunsheng, et al. Productivity of horizontal well in deformation medium of low-permeability reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(1): 107-110.
- [16] 张学文, 方宏长, 裴恽楠, 等. 低渗透率油藏压裂水平井产能影响因素 [J]. *石油学报*, 1999, 20(4): 51-55.
Zhang Xuewen, Fang Hongchang, Qiu Yinan, et al. A study on factors affecting the performance of hydraulically fractured horizontal well in low permeability reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1999, 20(4): 51-55.
- [17] 郝明强, 胡永乐, 李凡华. 特低渗透油藏压裂水平井产量递减规律 [J]. *石油学报*, 2012, 33(2): 269-273.
Hao Mingqiang, Hu Yongle, Li Fanhua. Production decline laws of fractured horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 269-273.

编辑 常迎梅