

文章编号:0253-9985(2011)06-0934-06

河道砂油藏开发中后期配产配注方法及应用

冯斌¹,吕爱民²,王伟²,赵峰华¹

(1. 中国矿业大学 地球科学与测绘工程学院,北京 100083; 2. 中国石油大学 石油工程学院,山东 东营 257061)

摘要:针对河道砂油藏连片性相对较差、面积相对较小、基础资料相对欠缺、油藏数值模拟方法难以有效应用的实际情况,从油藏自身的动态规律出发,确立了河道砂油藏注采指标的统计规律——累积产液量与时间的双对数直线规律和累积产液量、累积注水量与累积产油量的半对数直线规律。以此为基础推导出了累积产液量、月产油量、月注水量及月注采比与开发时间的关系。建立了一整套配产配注公式,可反映在稳定水驱阶段,累积产液量、月注水量及月注采比随时间的递增规律和月产油量随时间的递减规律。在老河口油田桩106-54砂体的应用表明,月产油量呈现出明显的逐月递减趋势,而日注水量和月注采比均呈现出逐月递增趋势,符合水驱砂岩油藏的开发规律。目前该配产配注结果已在现场应用,对老河口油田桩106-54砂体实际生产起到了有效的指导作用,目前该砂体生产态势平稳,开发效果较为理想。

关键词:开发规律;配产配注;河道砂油藏;桩106-54砂体;老河口油田

中图分类号:TE349

文献标识码:A

Approach and application of proration and injection allocation at the middle-late production stages in channel sandstone reservoirs

Feng Bin¹, Lü Aimin², Wang Wei² and Zhao Fenghua¹

(1. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining & Technology, Beijing 100083, China;

2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China)

Abstract: Channel sandstone reservoirs are generally poor in continuity and small in area. These features, in combination with the scarcity of basic data, make reservoir simulation difficult to work effectively. According to the dynamic regular patterns of the reservoirs, this paper puts forward statistic relationships between the injection and production index of channel sandstone reservoirs, including double logarithmic linear relationship between cumulative liquid production and time, semi-logarithmic linear relationship between cumulative water injection and the cumulative oil production. Based on the statistic relationships, we derive the relationship of the cumulative liquid production, monthly oil production, monthly water injection, monthly injection-production ratio with production time. Furthermore we set up a series of formulas for proration and injection allocation that can reveal the increasing of cumulative liquid production, monthly water injection and monthly injection-production ratio with time, and the decreasing of monthly oil production with time during stable waterflooding stage. The formula application in Zhuang 106-54 sandstone, Laohekou oilfield, indicates that the monthly oil production decrease obviously, whereas the daily water injection and monthly injection-production ratio increase monthly, a trend in accordance with the regular pattern of water flooding sandstone reservoirs. The proration and injection allocation approach has been successfully applied in Zhuang 106-54 sandbody of Laohekou oilfield and has contributed significantly to the stabilization oil production.

Key words: development pattern, proration and injection allocation, channel sandstone reservoir, Zhuang 106-54 sandbody, Laohekou oilfield

收稿日期:2011-07-08。

第一作者简介:冯斌(1969—),男,博士、高级工程师,油气勘探和开发。

基金项目:中国石油天然气集团公司“九五”重点科技攻关项目(970211)。

对于各类油藏的动态特征和开发技术政策的探讨^[1-6]一直是油田开发工作者关注和研究的焦点。而油藏的配产配注是油田开发过程中的日常性基础工作,配产配注的科学性直接关系到油田开发效果的好坏。前人在配产配注方法的研究方面做了大量的工作^[7-16],并进行了广泛的应用,但整体看来这些方法较为零散。由于各种方法解决问题的出发点不同、油藏类型各异,各方法间的互容性相对较差,不便于现场的系统应用。因此急需结合河道砂油藏的动态特点建立一套简便易行且系统性较强的配产配注方法。

1 方法的建立

具体的配产配注过程分为定液、求产和求注3步。求注的过程也即确定注采比的过程,因此将确定注采比与配产配注一并讨论。此类方法适用于普通稠油油藏常规水驱开发的中后期,并且阶段内无重大调整措施。

1) 产液量的确定方法

当油藏进入一定的开发阶段,累积产液量与时间之间存在如下关系^[17]:

$$\lg(L_p t) = A_1 + B_1 \lg t \quad (1)$$

式中: L_p 为累积产液量, $10^4 t$;

t 为开发时间,mon;

A_1, B_1 为回归系数。

应用实际开发数据回归得到系数 A_1, B_1 后,可应用下式预测未来时刻的累积产液量。

$$L_p = 10^{A_1 + (B_1 - 1) \lg t} = 10^{A_1} t^{B_1 - 1} \quad (2)$$

2) 产油量的确定方法

此处仅以累液-累油法水驱曲线^[17]为例进行回归和预测,回归公式为:

$$\lg L_p = A_2 + B_2 N_p \quad (3)$$

式中: N_p 为累积产油量, $10^4 t$; A_2, B_2 为回归系数。

将(2)式代入(3)式并整理得:

$$N_p = \frac{A_1 - A_2}{B_2} + \frac{B_1 - 1}{B_2} \lg t \quad (4)$$

本月的累积产油量减去上月的累积产油量,即为当月的月产油量:

$$\begin{aligned} Q_o(t) &= 10^4 [N_p(t) - N_p(t-1)] \\ &= 10^4 \frac{B_1 - 1}{B_2} \lg \frac{t}{t-1} \end{aligned} \quad (5)$$

式中: $Q_o(t)$ 为开发至第 t 月的月产油量, t 。

确定了产液量和产油量,便可较容易的确定产水量、含水率及水-油比等一系列指标。当然含水率及水油比也可由公式(2)和(3)推导得出。

将(3)式两边对 N_p 求导,结合含水率的定义得:

$$\frac{dL_p}{dN_p} = 2.303 B_2 L_p = \frac{1}{1 - f_w} \quad (6)$$

式中: f_w 为含水率,小数。

将(2)式代入(6)式并整理得:

$$f_w = 1 - \frac{1}{2.303 \times 10^{A_1} B_2 t^{B_1 - 1}} \quad (7)$$

由(7)式可得水油比公式:

$$WOR = 2.303 \times 10^{A_1} B_2 t^{B_1 - 1} - 1 \quad (8)$$

式中: WOR 为水-油比。

3) 注水量(注采比)的确定

当油藏进入一定的开发阶段,累积注水量与累积采油量之间存在如下关系^[13]:

$$\lg W_i = C + D N_p \quad (9)$$

式中: W_i 为累积注水量, $10^4 m^3$; C, D 为回归系数。

将(4)式代入(9)式,整理可得 t 时刻的累积注水量:

$$W_i = 10^{C + D(A_1 - A_2)/B_2} t^{D(B_1 - 1)/B_2} \quad (10)$$

本月的累积注水量减去上月的累积注水量,即为当月的月注水量:

$$Q_i(t) = [W_i(t) - W_i(t-1)] \times 10^4 \quad (11)$$

式中: $Q_i(t)$ 为开发至第 t 月的月注水量, m^3 。

月注水量也可通过对(10)求导的方法得到。考虑到单位的换算,可得:

$$\begin{aligned} Q_i(t) &= \frac{dW_i(t)}{dt} \times 10^4 \\ &= 10^{4 + C + D(A_1 - A_2)/B_2} \frac{B_1 - 1}{B_2} D t^{D(B_1 - 1)/B_2 - 1} \end{aligned} \quad (12)$$

将(9)两边对 N_p 求导,结合月注采比的定义并整理得:

$$I_{PR} = \frac{2.303 \times 10^{C + D N_p} D}{B_o / \rho_o + WOR} \quad (13)$$

式中: I_{PR} 为月注采比; B_o 为原油体积系数; ρ_o 为原油的地面密度, t/m^3 。

将(4)式、(8)式代入(13)式并整理得:

$$I_{PR} = \frac{10^{C + D(A_1 - A_2)/B_2} t^{D(B_1 - 1)/B_2} D}{0.434 (B_o / \rho_o - 1) + 10^{A_1} B_2 t^{B_1 - 1}} \quad (14)$$

2 应用实例

2.1 实例油藏基本概况

老河口油田桩106块区域构造位于埕东凸起北部缓坡带,北为渤海海域,与埕岛油田相望,西为飞雁滩油田,西南为埕东油田,东为桩西油田。桩106块馆陶组(Ng)上亚段为河流相沉积,因河流的改道、下切、叠置、穿插等因素导致本区砂体之间连通关系复杂。本区馆陶组第3层的第3小层(Ng_3^3)储层近东西向展布,河流方向自西、西南向东北方向,储层最发育地带为桩106井区以及106-68井区; Ng_3^2 小层储层呈北东方向展布,河流方向来自东南部,储层最发育地带在桩106-18-18井区附近。

根据油层物性分析资料统计,本区储层为特高孔、特高渗储层,孔隙度一般为32.0%~37.0%,平均35.9%,渗透率一般 $2\,000 \times 10^{-3} \sim 8\,000 \times 10^{-3} \mu m^2$,平均 $4\,392 \times 10^{-3} \mu m^2$;残余油饱和度一般30.0%~60.0%,平均41.6%,碳酸盐含量一般0.20%~2.00%,平均0.95%。

本区原油性质较差,具有密度大、粘度高、凝固点低、含硫量低的特点,原油体积系数为1.049,地面原油密度 $0.964\,6\,g/cm^3$,地下原油密度 $0.911\,2\,g/cm^3$,地面原油粘度 $335.0 \sim 791.0\,mPa \cdot s$,地下原油粘度 $95.9\,mPa \cdot s$,地下油水粘度比208。原始地层压力为13.4 MPa,压力系数0.976 8,饱和压力6.78 MPa,地饱压差6.63 MPa;地层温度 $65^\circ C$,每百米地温梯度 $3.2^\circ C$ 。单元为常温常压系统。油水分布主要受岩性变化控制,油藏类型为岩性油藏。

截止2008年6月,桩106单元共有油水井224口,其中油井总数123口,开井102口,分布于近20个大小不等的砂体。日产液6 645 t,日产油水平454 t,综合含水率93.1%,平均动液面532 m,采油速度0.91%,累积产油 $329.67 \times 10^4 t$,采出程度18.03%;水井总数68口,开井58口,日注水 $5\,672\,m^3$,累积注水 $1\,760.4 \times 10^4\,m^3$,月注采比0.85,累积注采比0.67。

2.2 实例河道砂体注采规律

鉴于桩106块河道砂油藏包含砂体数量多、砂体规模差异大的实际,本研究仅对规模以上砂体

(砂体展布面积较大,目前已形成较为稳定的注采系统),应用前述方法进行配产配注研究。这些砂体均已进入全面稳定水驱阶段,开发动态呈现出较为稳定的规律性。现以老河口油田桩106-54砂体为例进行方法应用的说明。该砂体有油井9口,水井5口,砂体面积 $3.4\,km^2$,原油地质储量 $326 \times 10^4\,t$ 。

对老河口油田桩106-54砂体实际的累积产液量与开发时间按公式(1)作图(图1), $L_p t$ 与 t 在双对数坐标系中存在很好的线性相关关系,其相关系数高达0.998 7,具体的回归公式为:

$$\lg(L_p t) = -0.303\,5 + 2.303\lg t \quad (15)$$

将其回归系数代入公式(2),可得桩106-54砂体累积产液量的公式为:

$$L_p = 0.497\,2t^{1.303} \quad (16)$$

对老河口油田桩106-54砂体实际的累积产液量与累积产油量按公式(3)作图(图2), $\lg L_p$ 与 N_p 存在很好的线性相关关系,其相关系数高达0.997 3,具体的回归公式为:

$$\lg L_p = 1.613\,9 + 0.039\,1N_p \quad (17)$$

将(15)式和(16)式的回归系数代入公式(5),可得桩106-54砂体月产油量的公式为:

$$Q_o(t) = 3.332 \times 10^5 \lg \frac{t}{t-1} \quad (18)$$

对老河口油田桩106-54砂体实际的累积注水量与累积产油量按公式(9)作图(图3), $\lg W_i$ 与 N_p 存在很好的线性相关关系,其相关系数高达0.998 4,具体的回归公式为:

$$\lg W_i = 1.209\,4 + 0.051\,7N_p \quad (19)$$

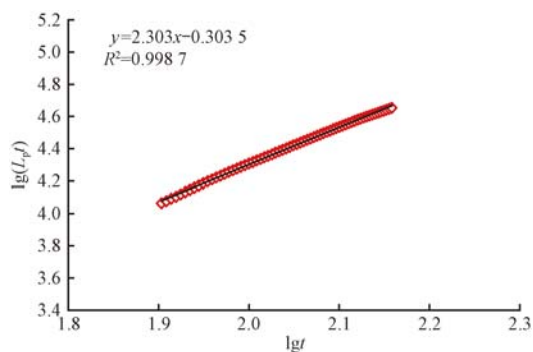


图1 老河口油田桩106-54砂体
累积产液量与开发时间关系

Fig. 1 Relationship between the cumulative liquid production and production time of Zhuang 106-54 sandbody, Laohekou oilfield

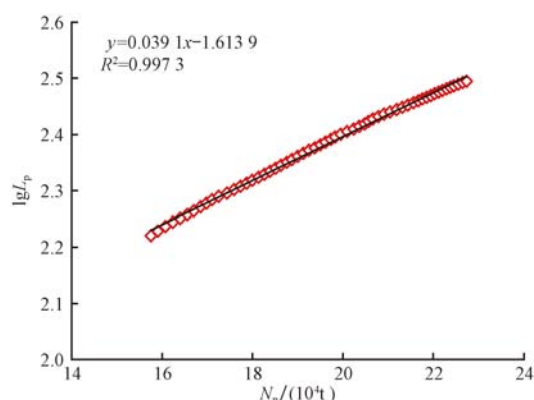


图2 老河口油田桩 106-54 砂体累积产液量与累积产油量关系

Fig. 2 Relationship between the cumulative liquid production and the cumulative oil production of Zhuang 106-54 sandbody, Laohekou oilfield

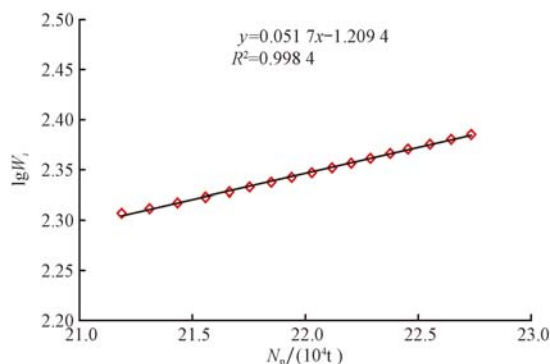


图3 老河口油田桩 106-54 砂体累积注水量与累积产油量关系

Fig. 3 Relationship between the cumulative water injection and the cumulative oil production of Zhuang106-54 sandbody, Laohekou oilfield

将(15)式、(16)式和(19)式的回归系数代入公式(12),可得桩 106-54 砂体月注水量公式为:

$$Q_i(t) = 813.54t^{0.7229} \quad (20)$$

将(15)式、(16)式和(19)式的回归系数代入公式(14),可得桩 106-54 砂体月注采比公式为:

$$I_{PR} = \frac{0.00244t^{1.7229}}{0.434(B_o/\rho_o - 1) + 0.01944t^{1.303}} \quad (21)$$

2.3 配产配注结果

在上述统计规律的基础上,应用(16)式对老河口油田桩 106-54 砂体未来 5 年的累积产液量进行外推计算,进而得到不同时间的平均日产液量,按每季度对配产产量进行微调的原则完成配产工作;同时应用(18)式预测在此配产条件下的月产油量。应用(20)式对老河口油田桩 106-54 砂体未来 5 年的月注水量进行外推计算,得到不同时间的平均日注水量,按每季度对配注量进行微调的原则完成配注工作;同时应用(21)式确定不同时间的注采比。

对老河口油田桩 106-54 砂体进行 2010—2011 年配产配注,同时预测了对应时间的月产油量。从实际完成情况来看,阶段内实际完成月产油量与预测结果符合率为 97.8%(表 1),说明了该配产配注方法可行。

在此基础上,按每季度对配产配注量进行微调的原则对老河口油田桩 106-54 砂体进行了未来 5 年的配产配注。老河口油田桩 106-54 砂体的月产油量呈现出明显的逐月递减趋势,而日注水量、日产液量和月注采比均呈现出逐月递增趋势,与 2010—2011 年实际完成的趋势一致(图 4)。一方面说明产量递减是油田开发到一定阶段的自然规律,另一方面也说明加强油田注水的重要性。这些特点均与水驱砂岩油藏的开发规律相一致。

表 1 老河口油田桩 106-54 砂体 2010—2011 年配产配注与实际完成情况对比

Table1 Comparison of proration/injection allocation with actual production in 2010-2011 in Zhuang106-54 sandbody, Laohekou oilfield

日期	日产液量/t		日注水量/m ³		月产油量/t		月注采比	
	配产	实际	配注	实际	预测	实际	计划	实际
2010.3	981	992	972	982	981	996	0.99	0.99
2010.6	987	973	987	973	962	940	1.00	1.00
2010.9	992	1 008	1 001	1 018	943	978	1.01	1.01
2010.12	998	1 002	1 015	1 022	925	940	1.02	1.02
2011.3	1 004	989	1 029	1 018	907	884	1.02	1.03
2011.6	1 010	1 017	1 043	1 058	891	908	1.03	1.04
2011.9	1 015	1 002	1 057	1 042	874	874	1.04	1.04

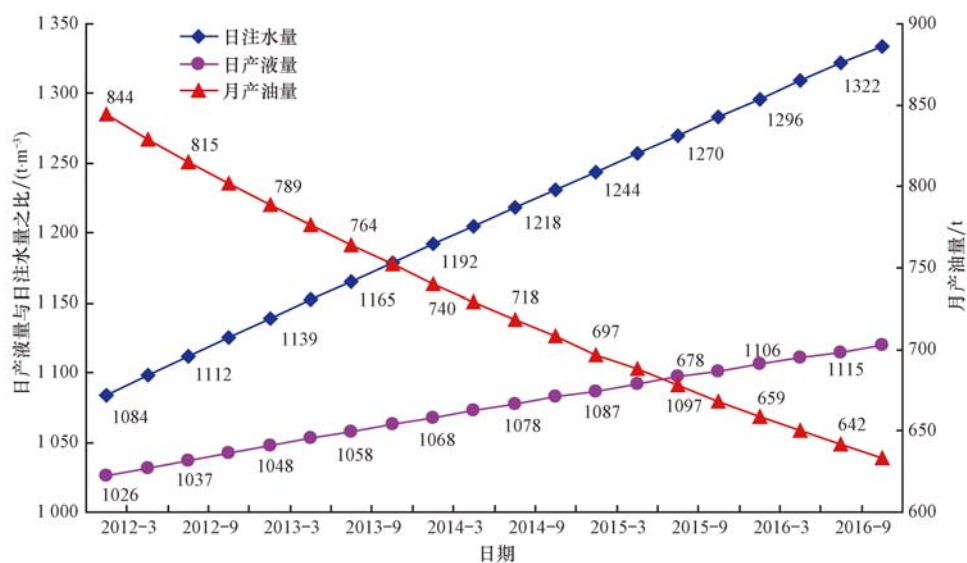


图4 老河口油田桩106-54砂体未来5年配产配注情况

Fig. 4 Proration and injection allocation plan for the next 5 years in Zhuang106-54 sandbody, Laohekou oilfield

由于该砂体累积注采比偏低,在该阶段的月注采比均大于1,按该配产配注方案预计到2016年底桩106-54砂体的累积注采比将达到0.9,可逐渐弥补前期欠注造成的地下亏空。目前该配产配注结果已在现场应用,对该砂体实际生产起到了有效的指导作用,该砂体生产态势平稳,开发效果较为理想。

3 认识及建议

通过对河道砂体自身注采规律的认识和回归,可有效完成规模砂体的配产配注工作,且具有方法简单、所需基础资料少、可操作性强、贴近现场实际等优点。建议在水驱开发的类似油藏推广应用。

应该指出的是,油藏自身的动态规律实际包含了油藏地质特征、油藏开发方式、油藏井网形式以及多种工程因素和技术水平的综合影响。本文的配产配注方法避开了配产配注中对诸多单一因素影响机制的探究,从唯象角度建立开发指标的相关关系。可以说对于不同的油藏或同一油藏的不同开发阶段,这种唯象的规律也是有差别的。不同油藏的配产配注应建立在自身动态规律的基础上,遇到重大的开发调整,动态规律很可能发生较大的改变。配产配注的依据也应因时因地进行相应的调整。

参 考 文 献

- [1] 刘传喜,王树平,刘延庆. 油气田产量预测模型应用新方法[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 384-387.
Liu Chuanxi, Wang Shuping, Liu Yanqing. New application of the forecast model of oil/gas output [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 384-387.
- [2] 赵艳艳,袁向春,康志江. 缝洞型碳酸盐岩油藏油井产量及压力变化模型[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 54-56, 62.
Zhao Yanyan, Yuan Xiangchun, Kang Zhijiang. Flow rate and pressure variation modeling for production wells in fractured-vuggy carbonates reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 54-56, 62.
- [3] 陈青,易小燕,闫长辉,等. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱曲线特征——以塔河油田奥陶系油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 33-37.
Chen Qing, Yi Xiaoyan, Yan Changhui, et al. Water drive curves of fractured-vuggy carbonate rock reservoirs—taking the Ordovician carbonate reservoirs in Tahe oilfield as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 33-37.
- [4] 赵庆飞,凡哲元,魏海峰. 储采比与油田稳产关系——以中石化探区为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(4): 511-516.
Zhao Qingfei, Fan Zheyuan, Wei Haifeng. Relationship between reserve-production ratio and stable production: an example from SINOPEC's producing oilfields [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(4): 511-516.
- [5] 陈志海,任利军,陈亮宇,等. 复杂断块超低渗油气藏试采动态评价与开发对策——以松辽盆地南部十屋油田营城组及沙河子组一段油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 133-141.

- Chen Zhihai, Ren Lijun, Chen Liangyu, et al. Performance evaluation on production tests in the extra low permeability reservoirs of complex fault blocks and development strategies—examples from oil reservoirs in the Yingcheng Formation and the first member of the Shahezi Formation in Shiwu oilfield of the southern Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1): 133–141.
- [6] 王卫红, 刘传喜, 穆林, 等. 高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策优化[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 302–310. Wang Weihong, Liu Chuanxi, Mu Lin. Technical policy optimization for the development of carbonate sour gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 302–310.
- [7] 李结实, 葛云凤, 张扬凡. 敖包塔油田合理注采比研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21(2): 17–20. Li Jieshi, Ge Fengyun, Zheng yangfan. Reasonable injection-production ratio in Aobaota oil field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21(2): 17–20.
- [8] 陈凤莲. 大芦湖油田樊29块合理开发界限确定[J]. 内蒙古石油化工, 2006, (5): 174–175. Chen Fenglian. The definition of rational development boundary in Fan 29 of Daluhu oilfield[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2006, (5): 174–175.
- [9] 杨坤. 高含水期单元合理注采比确定[J]. 河南石油, 1996, 10(1): 8–11. Yang kun. The Determination of injection-production ratio in high water cut stage[J]. Henan Petroleum. 1996, 10(1): 8–11.
- [10] 姚友龙, 张汉新, 边艳梅, 等. 孤东油田注采结构调整方法及效果[J]. 内江科技, 2004, (2): 36–37. Yao youlong, Zhang hanxin, Bian mei. Adjustment of development measures and its result of production and injection in Gudong oilfield[J]. Neijiang technology, 2004, (2): 36–37.
- [11] 钱德富, 殷代印. 确定区块合理注采井数比、合理注采比的数学模型及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 1995, 14(4): 37–41. Qian Fude, Yin Daiying. Mathematical model of determining reasonable injection-production welm ratio and injection-production rption of blocks[J]. Petroleum Geology & Oil Field Deuelopment in Daqing, 1995, 14(4): 37–41.
- [12] 李程彤, 刘性全. 萨南开发区水驱高含水后期合理注采比的确定方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(4): 54–56. Li chengtong, Liuxingquan. Determination of reasonable production/injection ratio in Sanan development area at high water cut stage [J]. Petroleum Geology & Oil Field Development in Daqing, 2006, 25(4): 54–56.
- [13] 郑俊德, 姜洪福, 冯效树. 萨中地区合理注采比研究[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(2): 55–57. Zheng Junde, Jinag Hongfu, Fengxiaoshu. Study on reasonable injection-production ratio in Sazhong area[J]. Oil & Gas Recovery Techinology, 2001, 8(2): 55–57.
- [14] 刘学峰, 赵玉欣, 唐磊, 等. 油田开发中后期合理注采比确定方法[J]. 河南石油, 2000, 14(2): 19–21. Liu xuefeng, Zhang yuxin, Tang lei. Determination of rational production factor in medium and late development stages[J]. Henan Petroleum, 2000, 14(2): 19–21.
- [15] 钟德康. 注采比变化规律及矿场应用[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(6): 65–68. Zhong dekang. Change pattern of injection-production ratio and its application in oil fields[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(6): 65–68.
- [16] 上官永亮, 赵庆东, 宋杰, 等. 注水井合理配注方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(3): 40–42. Shangguan Yongliang, Zhao qingdong, Songjie. A study of reasonable match injection method of waterflood-ing well[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(3): 40–42.
- [17] 才汝成, 李阳, 孙焕泉. 油气藏工程方法与应用[M]. 山东东营: 中国石油大学出版社, 2002: 278–280. Cai rucheng, Li Yang, Sun huanquan. The methods and application of petroleum reservoir[M]. Shandong dongying: The Press of China University of Petroleum, 2002: 278–280.

(编辑 高 岩)

(上接第933页)

- [13] 刘丽丽, 赵中平, 李亮, 等. 变尺度分形技术在裂缝预测和储层评价中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 31–38. Liu Lili, Zhao Zhongping, Li Liang, et al. Application of the variable scale fractal technique in fracture prediction and reservoir evaluation[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(1): 31–38.
- [14] 周英杰, 张敬轩, 杜玉山, 等. 埕北30潜山岩心裂缝的分维数及与裂缝密度的关系[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(3): 19–22. Zhou Yingjie, Zhang Jingxuan, Du Yushan, et al. Fractal dimen-

sion of core fractures in Chengbei 30 buried-hill reservoir and its relation to fracture density[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2004, 11(3): 19–22.

- [15] 尹燕义, 柳成志, 陈洪波, 等. 裂缝型储层裂缝发育程度分形描述方法[J]. 大庆石油学院学报, 1998, 22(1): 8–10. Yin Yanyi, Liu Zhicheng, Chen Hongbo, et al. Fractal description of the fracture reservoirs[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1998, 22(1): 8–10.

(编辑 张亚雄)