

一种水驱油藏产油量递减率评价新方法

张宏友

中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459

摘要:为客观、准确地评价水驱油藏递减率是否合理,科学制定油田未来调整挖潜、减缓递减的措施方向,从递减率定义出发,推导建立了水驱油藏产油量递减率与综合含水率、采油速度、含水上升率、产液量变化率4个影响因素之间的变化关系式,实现递减率影响因素的量化分析。引入“单位采油速度递减率”新评价指标,以渤海油田为例,统计不同类型油藏、不同含水阶段的分布规律,并以此为基础制定评价标准,形成了一种水驱油藏产油量递减率评价新方法。渤海油田大量实例应用结果表明,由于该方法消除了“采油速度”“综合含水率”“油藏类型”对递减率指标的客观影响,其评价结果更加准确、可靠,具有较强的推广、应用价值。其他油田/油区只需根据本文方法、思路制定其各自评价标准即可。

关键词:递减率评价方法;综合含水率;采油速度;含水上升率;产液量变化率;单位采油速度递减率

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.01.007

A New Method for Evaluating Oil Production Decline Rate in Water Drive Reservoirs

Zhang Hongyou

Bohai Oilfield Research Institute of CNOOC Ltd. Tianjin Branch, Tianjin, 300459, China

Abstract: In order to objectively and accurately evaluate the rationality of decline rate in water drive reservoirs, and to scientifically formulate measures for adjusting, tapping and slowing down the decline of oil fields in the future, based on the definition of decline rate, the relationship between the decline rate of oil production and the four influencing factors of comprehensive water cut, oil recovery rate, water cut rise rate and liquid production rate was deduced and established, and the quantitative analysis of the influencing factors of decline rate was realized. Taking Bohai oilfield as an example, this paper introduces a new evaluation index named “unit oil production rate decline rate”. The distribution law of different reservoir types and different water-cut stages was statistically analyzed, based on which the evaluation criteria are formulated. And a new method for evaluating oil production decline rate of water drive reservoirs was formed. The application results of a large number of examples in Bohai oilfield show that the new method eliminates the objective influence of “oil recovery rate”, “comprehensive water cut”, “reservoir type” on the decline rate index, so the evaluation result is more accurate and reliable, which has a strong

收稿日期:2018-09-07

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016 ZX 05058001)

作者简介:张宏友(1980-),男,安徽枞阳人,高级工程师,硕士,主要从事油气田开发工程相关研究工作。

popularization and application value. Using the methods and the ideas in this paper, the respective evaluation criteria of any other oilfields could be formulated.

Keywords: Decline rate evaluation method; Comprehensive water cut; Oil recovery rate; Water cut rise rate; Liquid production rate; Unit oil production rate decline rate

0 前言

产油量递减率是反映水驱油藏开发效果的一项关键开发指标,该指标可客观、准确评价递减率指标是否合理,从而明确油田下一步调整挖潜、减缓递减的措施方向,是油田开发工作者的一项重要研究课题。对于递减率指标评价,传统评价方法主要是通过将油田实际递减率与一套给定的评价标准进行对比^[1],然而,递减率影响因素较多^[2-14],不仅受流体性质、储层物性等地下因素影响,还受采油速度、产液量变化等地面人为控制因素影响,不同油田之间、甚至于同一油田不同开发阶段之间的递减率往往差异较大,如海上油田受平台寿命限制,通常采取高速开发的策略,油田投产后表现为采油速度快、产油量递减快的特点,因此传统评价方法必然存在一定局限性。据此,苏彦春等人提出以定液量和定压差条件的理论递减率为基础,将实际递减率与理论递减率对比进行评价^[15-20],然而部分油田有时不能满足定液量或定压差生产条件,限制了该方法的使用。

本文从递减率定义以及产油量公式出发,建立递减率与综合含水率、采油速度、含水上升率、产液量变化率之间的变化关系式,并引入“单位采油速度递减率”新评价指标,形成了一种水驱油藏产油量递减率评价新方法,解决了传统评价方法的不足。

1 递减率影响因素分析

1.1 影响因素公式推导

递减率定义式为

$$D_i = -\frac{dQ_o}{Q_o dt} \quad (1)$$

产油量计算公式

$$Q_o = (100 - f_w) Q_L \quad (2)$$

引入含油率参数

$$f_o = (100 - f_w) \quad (3)$$

将式(2)、(3)代入式(1),得

$$D_i = -\left(\frac{df_o}{f_o dt} + \frac{dQ_L}{Q_L dt}\right) \quad (4)$$

式(4)右侧第一项为含油率递减率,第二项为产液量变化率,即产油量递减率为含油率递减率与产液量变化率之和的负数。

将式(3)代入式(4),得

$$D_i = \frac{100}{100 - f_w} \cdot \frac{df_w}{dt} - \frac{dQ_L}{Q_L dt} \quad (5)$$

将式(5)进一步变换,得

$$D_i = \frac{100}{100 - f_w} \cdot \frac{dR}{dt} \cdot \frac{df_w}{dR} - \frac{dQ_L}{Q_L dt} \quad (6)$$

最终得到如下递减率公式:

$$D_i = \frac{100}{100 - f_w} \cdot V_o \cdot f_w' - \frac{dQ_L}{Q_L dt} \quad (7)$$

式中: D_i 为产油量递减率,%; Q_o 为日产油量, m^3/d ; t 为时间,d; f_w 为含水率,%; Q_L 为日产液量, m^3/d ; f_o 为含油率,%; R 为采出程度,%; V_o 为采油速度,%。

从式(7)可以看出,递减率主要受4个因素影响:综合含水率、采油速度、含水上升率、产液量变化率,且表现为:

1)综合含水率越大,递减率越大。

2)采油速度越大,递减率越大。

3)含水上升率越大,递减率越大。

4)产液量增加,递减率减小;产液量降低,递减率增大。其中,综合含水率、采油速度、含水上升率的影响体现在含油率递减率上。

1.2 影响因素分解方法

以指数递减类型为例,利用式(7)对产油量递减率影响因素进行分解,步骤如下:

1)利用递减阶段初、阶段末采出程度及含水率,计算采油速度和含水上升率。

2)利用指数递减规律对产油量变化曲线进行回归,得到产油量递减率。

3)利用指数递减规律对产液量变化曲线进行回归,得到产液量变化率。

4)绘制含油率变化曲线,并利用指数递减规律对其进行回归,得到含油率递减率。

假设某油藏初期日产油量 $3\ 800\ m^3/d$,含水率5%,日产液量 $4\ 000\ m^3/d$,以某一生产制度生产2.0 a后,日产油量下降到 $3\ 115\ m^3$,综合含水率32.6%,日产液量 $4\ 625\ m^3/d$ 。按照上述步骤对产油量递减率影响因素进行分解,见图1和表1。从分解结果来看,产油量递减率为10.3%;其中由于产液量增加,产油量递减率减少7.9%;由于综合含油率下降,产油量递减率增加18.2%,即综

合含水率、含水上升率、采油速度影响产油量递减率为 18.2 %。

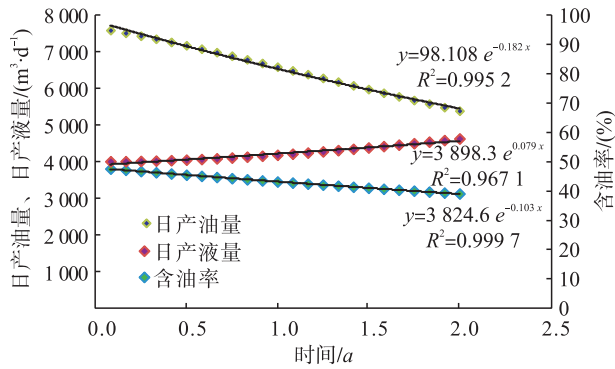


图 1 日产油量、日产液量、含油率变化曲线

表 1 日产油量递减率影响因素分解结

时间 / a	平均综合含水率 / (%)	含水上升率 / (%)	采油速度 / (%)	含油率变化率 / (%)	产液量变化率 / (%)	产油量递减率 / (%)
2.0	18.80	5.8	2.5	18.2	-7.9	10.3

1.3 实际油田递减率影响因素分析

用上述方法对渤海油田中高渗低黏水驱砂岩油藏 5 个典型开发单元的低含水期递减阶段产油量递减率影响因素进行分解,结果见表 2。受开发策略不同的影响,5 个油藏采油速度差异较大,其中最小采油速度为 3.1 %,最大采油速度为 7.6 %。分解结果表明,5 个油藏综合含水上上升率、产液量变化率较为接近,且均处于低含水期开发阶段,但递减率差异较大。在直角坐标系中,绘制产油量递减率与采油速度关系曲线,发现两者呈近似线性关系,见图 2,表明在其他 3 个影响因素相近的条件下,采油速度越大,产油量递减率越大,即采油速度不同是影响 5 个油藏产油量递减率差异的主要原因。

表 2 中高渗低黏水驱砂岩油藏递减率影响因素分解成果

开发单元	平均综合含水率 / (%)	含水上升率 / (%)	采油速度 / (%)	含油率变化率 / (%)	产液量变化率 / (%)	产油量递减率 / (%)
油藏 1	14.3	3.4	5.4	21.4	5.1	26.5
油藏 2	10.3	3.0	3.1	11.4	-1.5	9.9
油藏 3	13.2	3.2	3.5	15.1	4.6	19.7
油藏 4	16.1	3.5	7.6	31.9	5.3	37.2
油藏 5	13.2	4.3	4.9	25.2	3.4	28.6

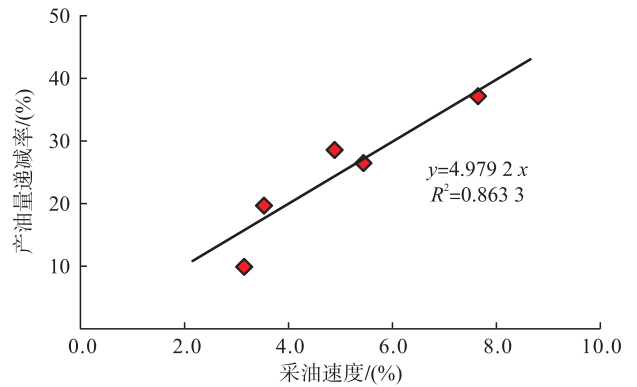


图 2 油藏 1~5 产油量递减率与采油速度变化曲线

同样,应用上述方法对锦州 9-3 油田 5 个开发阶段递减率进行研究。锦州 9-3 油田主要含油层系为东营组东二下段及东三段,三角洲前缘沉积,为中高孔渗层状砂岩油藏,地层原油黏度 18.0 mPa·s。油田于 1999 年 10 月投产,油田开发历程分为天然能量开发、笼统注水开发、分层注水开发、注聚试验开发、综合调整方案实施 5 个开发阶段,见图 3。对 5 个开发阶段分别选取 1 个递减段开展产油量递减率影响因素研究,结果见表 3。由表 3 可看出,除递减段①之外,其余 4 个递减段采油速度较为相近(1.3 % ~ 1.6 %),但产油量递减率差异较大(5.5 % ~ 18.8 %),分析主要原因是由于不同递减段之间的综合含水率、含水上升率、产液量变化率的差异导致。

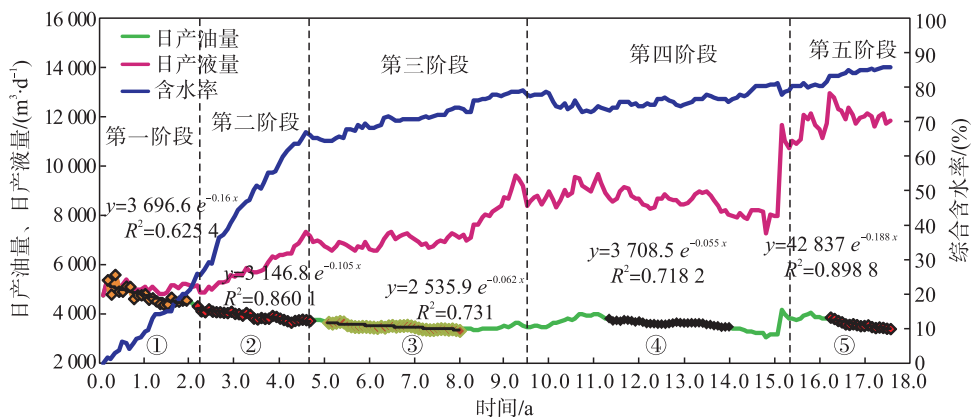


图 3 锦州 9-3 油田开采曲线

表3 锦州9-3油田产油量递减率影响因素分解成果

递减段	平均综合含水率 / (%)	含水上升率 / (%)	采油速度 / (%)	含油率变化率 / (%)	产液量变化率 / (%)	产油量递减率 / (%)
①	18.1	5.1	2.1	12.4	3.3	16.0
②	45.7	10.5	1.6	33.6	-23.1	10.5
③	68.9	2.6	1.3	8.9	-2.8	6.1
④	74.3	0.8	1.4	3.7	1.8	5.5
⑤	84.3	1.6	1.4	12.9	5.9	18.8

2 评价新方法建立

首先,引入“单位采油速度递减率”新指标,消除了“采油速度”对递减率指标的客观影响,其定义式为:

$$\lambda = \frac{D_1}{V_0} \quad (8)$$

式中: λ 为单位采油速度递减率, %。

其次,按照低含水期、中含水期、高含水期、特高含水期对“单位采油速度递减率”新指标分别制定不同评价标准,进一步消除了“综合含水率”对递减率指标的客观影响。

因此,“单位采油速度递减率”评价结果仅仅反映含水上升率、产液量变化对递减率的影响,与传统评价方法相比,能够更加客观、准确评价递减率指标的合理性。

需要说明的是,根据“单位采油速度递减率”评价结果,只需开展以下两项工作:

1) 通过对比含水上升率实际值与理论值,分析目前含水上升率是否合理,其中理论含水上升率计算方法已经在文献中进行介绍^[17],此处不再赘述。

表4 中高黏水驱砂岩油藏产油量递减率影响因素分解成果

开发单元	平均综合含水率 / (%)	含水上升率 / (%)	采油速度 / (%)	含油率变化率 / (%)	产液量变化率 / (%)	产油量递减率 / (%)	单位采油速度递减率 / (%)
油藏 1	49.7	3.8	2.8	17.9	-0.4	17.5	6.2
油藏 2	58.1	3.7	2.5	19.9	-4.5	14.3	5.7
油藏 3	36.7	5.9	5.2	51.1	-20.2	30.9	5.9
油藏 4	55.0	5.3	2.4	29.1	-11.6	17.4	7.2
油藏 5	30.9	2.8	3.3	17.4	3.4	20.9	6.4
油藏 6	58.4	5.7	2.4	37.5	-17.6	19.7	8.2
油藏 7	34.5	2.5	3.5	13.8	12.5	27.6	7.9
油藏 8	50.1	4.7	2.7	39.4	-17.8	21.4	8.0
油藏 9	52.4	4.4	2.7	39.5	-19.1	21.2	7.8
油藏 10	51.2	5.6	1.7	22.3	-5.6	16.8	10.1
平均值	47.7	4.4	2.9	28.8	-8.1	20.8	7.3

2) 通过对比无因次采液指数实际值与理论值,分析油井产液能力是否得到释放,即可明确目前递减率的主要影响因素,确定下一步减缓递减率措施方向(控水、提液)。

3 评价标准制定

针对某个具体油区或油田来说,需根据油藏类型不同,统计不同开发单元、不同含水阶段产油量递减率,得到“单位采油速度递减率”实际分布范围,计算其平均值,并以此为基础,制定评价标准。

以渤海油田中高渗中高黏水驱砂岩油藏中含水期为例,共选择 10 个典型油藏开发单元,对其递减率影响因素进行分解,结果见表 4。由表 4 可看出,不同样品数据点之间的综合含水率、含水上升率、产液量变化率、采油速度差异较大,产油量递减率相差也较大。其中,采油速度为 1.7 % ~ 5.2 %,平均值为 2.7 %;产油量递减率为 14.3 % ~ 30.9 %,平均值为 19.5 %;“单位采油速度递减率”为 5.7 % ~ 10.1 %,平均值为 7.3 %。以“单位采油速度递减率”平均值 7.3 % 为基础,制定评价标准,见表 5。当单位采油速度递减率小于等于 6.0 % 时,表明递减率较低,处于合理范围内;当单位采油速度递减率大于 6.0 %、小于等于 8.0 % 时,表明递减率基本合理,但仍有一定下降空间;当单位采油速度递减率大于 8.0 % 时,表明递减率偏高,应及时采取有效挖潜增产措施,减缓油田产油量递减。同样,对低含水期、高含水期、特高含水期以及其他类型油藏分别制定“单位采油速度递减率”评价标准,指导递减率评价工作。

表 5 单位采油速度递减率评价标准

含水阶段	单位采油速度递减率 / (%)		
	一类	二类	三类
低含水期 (< 20 %)	≤4.0	>4.0 ~ ≤6.0	>6.0
中含水期 (≥20 % ~ ≤60 %)	≤6.0	>6.0 ~ ≤8.0	>8.0
高含水期 (>60 % ~ ≤90 %)	≤5.0	>5.0 ~ ≤7.0	>7.0
特高含水期 (>90 %)	≤4.0	>4.0 ~ ≤6.0	>6.0

4 实例应用

应用本文建立的评价新方法,对锦州 9-3 油田 5 个递减段的递减率分别进行评价,结果见表 3 和图 3。其中递减段①为天然能量开发阶段,随着边水的不断突破,含水率上升较快,加上油井采用自喷生产方式,无法满足提液需求,导致递减率较高,油井平均日产油量由阶段初 133.3 m³/d 下降到阶段末 100.7 m³/d,计算单位采油速度递减率 7.6 %,评价结果为三类。递减段②为笼统注水阶段,该阶段由于层间矛盾突出,注水单层单向突进严重,含水率上升快,含油率递减率达到 33.6 %;但由于采取泵抽措施,产液量大幅上升,减缓的递减率为 23.6 %,最终递减率相对较低,油井平均日产油量由阶段初 75.8 m³/d 下降到阶段末 56.5 m³/d,计算单位采油速度递减率为 6.5 %,评价结果为二类。递减段③为分层注水开发阶段,由于实施调剖、分层配注等措施,含水上升率得到有效控制,含油率递减率下降到 8.9 %;且产液量略有上升,最终产油量递减率较低,油井平均日产油量由阶段初 55.8 m³/d 下降到阶段末 44.6 m³/d,计算单位采油速度递减率为 4.9 %,评价结果为一类。递减段④为注聚试验开发阶段,随着注聚措施逐步见效,含水上升率进一步降低,含油率递减率也下降到 3.7 %;产液量基本稳定,产油量递减率较低,油井平均日产油量由阶段初 52.8 m³/d 下降到阶段末 42.9 m³/d,计算单位采油速度递减率为 4.0 %,评价结果为一类。递减段⑤为综合调整方案阶段,虽然含水上升率较低,但受油井出砂影响,产液量下降,导致递减率相对较高,达到 18.8 %,油井平均日产油量由阶段初 37.4 m³/d 下降到阶段末 28.1 m³/d,计算单位采油速度递减率达到 13.9 %,评价结果为三类,表明该油田后期应加大油井出砂的防治与治理工作,充分释放油井产能能力,减缓油井产油量递减。实例应用结果表明,由于不同阶段采取针对性的开发策略,“单位采油速度递减率”很好地反映了含水上升率、产液量变化对产油量递减率的影响,评价结果与油田开发认识一致,也证实了新方法能够客观、准确评价递减率是否合理,从而可以为油田下一步调整挖潜提供依据。

5 结论

1) 水驱油藏产油量递减率主要受 4 个因素影响:综合含水率、采油速度、含水上升率、产液量变化率。其中综合含水率、采油速度、含水上升率越大,产油量递减率越大;产液量增加,产油量递减率减小,产液量降低,产油量递减率增大。

2) 按照不同类型油藏、不同含水阶段分别制定“单位采油速度递减率”指标评价标准,据此建立的水驱油藏产油量递减率评价新方法,消除了“采油速度”“综合含水率”“油藏类型”对产油量递减率指标的客观影响,很好地解决了传统评价方法的不足。

3) 实例应用表明,该新方法能够客观、准确评价水驱油藏产油量递减率是否合理,为油田调整挖潜提供依据,且该方法具有简单、方便、可操作性强的特点,易于矿场的推广应用。其他油田/油区只需根据本文方法、思路制定其各自评价标准即可。

参考文献:

- [1] 中国石油天然气总公司开发生产局. 油田开发水平分级: SY/T 6219—1996 [S]. 北京: 中国石油天然气总公司, 1996: 1-9.
China National Petroleum Corporation Development and Production Bureau. Classification of Oil Field Development Level: SY/T 6219—1996 [S]. Beijing: China National Petroleum Corporation, 1996: 1-9.
- [2] 潘宗坤. 油田自然递减率影响因素分析[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(6): 120-121.
Pan Zongkun. Analysis of Factors Affecting Natural Decline Rate of Oil Field [J]. Petroleum Exploration and Development, 1993, 20(6): 120-121.
- [3] 李斌, 袁俊香. 影响产量递减率的因素与减缓递减的途径[J]. 石油学报, 1997, 18(3): 89-97.
Li Bin, Yuan Junxiang. The Factor Affecting Production Decline Rate and Approaches to Relieving Decline [J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(3): 89-97.
- [4] 高文君, 王岚, 杨永利. 水驱油田递减率多因素分析模型的建立与应用[J]. 吐哈油气, 2004, 9(3): 269-271.
Gao Wenjun, Wang Lan, Yang Yongli. Establishment and Application of Multifactor Analytical Model for Decline Factor in Water Drive Oilfield [J]. Tuha Oil & Gas, 2004, 9(3): 269-271.
- [5] 李菊花, 高文君, 杨永利, 等. 水驱油田产量自然递减率多因素分析模型的建立[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(6): 667-669.
Li Juhua, Gao Wenjun, Yang Yongli, et al. Multifactor

- Analytical Model for Natural Decline Rate in Waterflood Field [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26 (6): 667-669.
- [6] 田晓东,王凤兰,石成方,等. 大庆喇萨杏油田产量递减率变化规律[J]. 石油学报,2016,27(S1):137-141.
- Tian Xiaodong, Wang Fenglan, Shi Chengfang, et al. Variation Law of Production Decline Rate in Lasaxing Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 27 (Suppl 1): 137-141.
- [7] 赵晓燕,崔传智,王洪宝,等. 水驱油藏产量递减影响因素诊断模型研究[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(4):99-102.
- Zhao Xiaoyan, Cui Chuanzhi, Wang Hongbao, et al. The Diagnose Model for the Affecting Factors of Production Decline Rate in Water Flooding Reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31 (4): 99-102.
- [8] 张雄君,程林松,李春兰. 灰色关联分析法在产量递减率影响因素分析中的应用[J]. 油气地质与采收率,2004,11(6):48-50.
- Zhang Xiongjun, Cheng Linsong, Li Chunlan. Application of the Grey Relative Analysis Method to the Influencing Factor Analysis of Production Decline Rate [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11 (6): 48-50.
- [9] 孙继伟,唐磊,连军利,等. 一种预测油田开发指标的多因素随机模型[J]. 新疆石油地质,2002,23(3):231-232.
- Sun Jiwei, Tang Lei, Lian Junli, et al. A Multi-Factor Stochastic Model for Prediction of Oilfield Development Indexes [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23 (3): 231-232.
- [10] 罗士利,孙兆光,张吉才. 大庆升平油田产量递减率影响因素及其对策[J]. 大庆石油学院学报,2006,30(5):49-51.
- Luo Shili, Sun Zhaoguang, Zhang Jikai. Factors Resulting in Production Decline in Shengping Oilfield of Daqing and Its Countermeasures [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30 (5): 49-51.
- [11] 孙欣华,王旭东,王岚,等. 影响产量递减因素研究[J]. 吐哈油气,2004,9(2):137-140.
- Sun Xinhua, Wang Xudong, Wang Lan, et al. Factors Affecting Production Decline [J]. Tuha Oil & Gas, 2004, 9 (2): 137-140.
- [12] 马贤圣,侯平舒,贾富泽,等. 桥口油田自然递减因素分析及控制对策[J]. 油气地质与采收率,2002,9(5):47-48.
- Ma Xiansheng, Hou Pingshu, Jia Fuze, et al. Factor Analysis and Countermeasures on the Natural Decline in Qiaokou Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9 (5): 47-48.
- [13] 张以根. 胜利油田断块油藏产量递减影响因素[J]. 油气地质与采收率,2007,14(3):91-93.
- Zhang Yigen. Influencing Factors of Production Decline in Fault Block Oil Reservoirs in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14 (3): 91-93.
- [14] 刘树明,卢宝荣,党红,等. 油藏高含水期原油生产递减合理性及影响因素探讨[J]. 油气地质与采收率,2001,8(3):50-51.
- Liu Shuming, Lu Baorong, Dang Hong, et al. Discussion on Rationality and Influence Factors of Oil Production Decline in High Water Cut Period of Oil Reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8 (3): 50-51.
- [15] 苏彦春,王月杰,缪飞飞. 水驱砂岩油藏开发指标评价新体系[J]. 中国海上油气,2015,27(3):60-65.
- Su Yanchun, Wang Yuejie, Miao Feifei. A New Evaluation System for Waterflooding Sandstone Reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27 (3): 60-65.
- [16] 缪飞飞,张宏友,张言辉,等. 一种水驱油田递减率指标开发效果评价的新方法[J]. 断块油气田,2015,22(3):353-355.
- Miao Feifei, Zhang Hongyou, Zhang Yanhui, et al. New Method for Evaluating Waterflooding Effect by Decline Rate Index [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22 (3): 353-355.
- [17] 张宏友,邓琪,牟春荣,等. 水驱砂岩油藏理论含水上升率计算新方法——对分流方程法的校正[J]. 中国海上油气,2015,27(3):79-83.
- Zhang Hongyou, Deng Qi, Mu Chunrong, et al. A New Method for Computing the Increased Rate of Water Cut for Waterflooding Sandstone Reservoirs: A Correction of Fractional Flow Equation Method [J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27 (3): 79-83.
- [18] 张金庆,孙福街,安桂荣. 水驱油田含水上升规律和递减规律研究[J]. 油气地质与采收率,2011,18(6):82-85.
- Zhang Jinqing, Sun Fujie, An Guirong. Study on Incremental Law of Water Cut and Decline Law in Water Drive Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18 (6): 82-85.
- [19] 张金庆,孙福街. 油气田产量预测模型的理论研究和应用[J]. 新疆石油地质,2010,31(1):66-68.
- Zhang Jinqing, Sun Fujie. Theoretical Research and Application of Production Forecast Model of Oil-Gas Field [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31 (1): 66-68.
- [20] 张金庆. 水驱油田产量预测模型[M]. 北京:石油工业出版社,2013:14-17.
- Zhang Jinqing. Production Prediction Model of Water Drive Oil Field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 14-17.