

考虑黏温系数的蒸汽吞吐递减率多元回归模型

王树涛 张风义 张彩旗 刘 东 张国浩

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘 要:为适应海上稠油热采措施的计划性要求,需要开展蒸汽吞吐周期有效期及递减率预测研究。目前已有的蒸汽吞吐递减率预测模型仅考虑了油藏静态和注蒸汽动态参数的影响,并未考虑稠油流体黏温系数的影响,造成具有不同流变特征的稠油油田蒸汽吞吐递减率预测准确率差异大。针对胶质沥青质含量各异的稠油流变性差异大的问题,正交设计产生的样本集综合考虑黏温系数、油藏静态和注蒸汽动态等参数的影响,基于多元非线性回归分析,建立考虑黏温系数影响的蒸汽吞吐递减率预测多元回归新模型。实例应用表明,新模型预测不同油田蒸汽吞吐递减率的预测精度都很高,能够满足不同稠油油田蒸汽吞吐产量递减预测的需要。该模型为蒸汽吞吐的方案研究、效果跟踪评价和产量规划等工作提供了快速、准确的递减率预测方法。

关键词:稠油;蒸汽吞吐;递减率预测;黏温系数;多元非线性回归;正交设计

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2020.03.011

Multiple Regression Model for Predicting Steam Stimulation Decline Rate Under the Influence of Viscosity Coefficient

Wang Shutao, Zhang Fengyi, Zhang Caiqi, Liu Dong, Zhang Guohao

CNOOC China Limited Tianjin Branch, Tianjin, 300459, China

Abstract: A research was carried out on the prediction of production decline rate and of validity period of steam stimulation cycle, to meet the requirement of Planning for Thermal Recovery Measures of Offshore Heavy Oil. At present, the prediction model of production decline rate of steam stimulation considers reservoir static parameters and dynamic parameters of steam injection, but not the viscosity-temperature coefficient of heavy oil. Such model gives poor accuracy in the prediction for heavy oil fields with oil exhibiting different rheological characteristics. In view of the very different rheological characteristics of heavy oils with varying colloidal and asphaltene content, the sample set generated by orthogonal design considers the influence of viscosity-temperature coefficient, reservoir static parameters and dynamic parameters of steam injection. A new model is then set up to predict production decline rate of steam stimulation based on Multiple Non-linear Regression

收稿日期:2020-02-12

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“海上稠油油田热采实施优化及应用研究”(2016 ZX 05058-001-008);中海石油(中国)有限公司攻关项目“渤海油田3000万吨持续稳产关键技术研究”之课题“稠油规模化热采有效开发技术”(CNOOC-KJ135 ZDXM 36 TJ 04 TJ)

作者简介:王树涛(1986-),男,山东沾化人,工程师,硕士,主要从事海上稠油油田开发研究工作。E-mail:wangsh8@cnooc.com.cn

analysis making use of the above parameters, including viscosity coefficient. From a real case application, it is demonstrated that the new model predicts accurately the production decline rate of steam stimulation of heavy oil reservoir, meeting the planning requirements of predicting production decline rate of different heavy oil fields. The new model provides a fast and accurate prediction for production decline rate of steam stimulation study, monitoring of steam stimulation effect and oil production planning.

Keywords: Heavy oil; Steam stimulation; Prediction of production decline rate; Viscosity-temperature coefficient; Multiple non-linear regression; Orthogonal design

0 前言

海上稠油热采开发投资大、风险高,热采方案研究、跟踪评价和产量规划等工作都需要明确蒸汽吞吐周期内的产量递减情况^[1-3]。递减法作为一种常用的油藏工程方法,既方便又实用,已知热采的高峰产能和递减率,就可以预测整个周期的生产动态,但是不同油藏参数和注汽参数下的周期内递减率不同^[4-6]。目前相关方面的定量研究较少,已有的蒸汽吞吐递减率预测模型仅考虑了油藏静态和注蒸汽动态参数的影响,并未考虑稠油流体黏温系数的影响,造成具有不同流变特征的稠油油田蒸汽吞吐递减率预测准确率差异大^[7-8]。

渤海 LD 油田明化镇组储量规模较大,属于典型的河道型浅水三角洲沉积,高孔高渗型储层。但由于地层原油黏度为 2 336 mPa·s,冷采试采井效果差,水平井冷采比采油指数仅为 0.5 m³/(d·MPa·m),预测采收率仅 7% 左右,不能满足海上油田高效开发的需要。借鉴渤海 NB 油田稠油热采成功经验,开展了 LD 油田蒸汽吞吐先导试验研究,除了经济效益因素,主要试验蒸汽吞吐开发的周期内有效期和增油量。LD 油田第一井次蒸汽吞吐试验,由于受注热参数不达标、储层和流体性质差异等因素影响,周期内递减率远超预期,导致热采有效期大幅缩短,严重影响海上作业计划,并影响投入产出比考核。

为了能够在考虑尽可能多因素情况下准确预测蒸汽吞吐递减率,有必要开展考虑黏温系数影响的蒸汽吞吐递减率多元回归模型研究。

1 稠油黏温系数探讨

在渤海油田开展蒸汽吞吐先导试验的过程中,发现 LD 和 NB 两个油田周期内递减率(统计每 30 d 的日产量变化率,后同)分别为 26.6% 和 3.3%,周期内递减率差异较大,而仅考虑常规油藏和注汽参数情况下无法解释这个差异^[9-10]。通过对比 LD 与 NB 油田稠油黏温曲线,发现 LD 油田比 NB 油田的原油黏度对温度更敏感。为了定量表征原油黏度对温度的敏感性,引入了 ASTM 黏温公式中的黏温系数概念^[11-12]。式(1)可以将黏温关系转化为线性关系,黏温系数可以直接反映原油黏度

对温度的敏感程度大小。

$$\lg \lg(\mu + 0.8) = \lg \lg(\mu_0 + 0.8) - n \lg(T/T_0) \quad (1)$$

式中: n 为黏温系数; T 为温度,℃; T_0 为已知温度,℃; μ 为温度 T 条件下的黏度,mPa·s; μ_0 为温度 T_0 条件下的黏度,mPa·s。

统计陆地和海上 17 个油田的黏温曲线,发现不同油田原油对温度的敏感性差异较大,黏温系数范围 0.3 ~ 0.9,不同黏温系数下的黏温曲线见图 1。

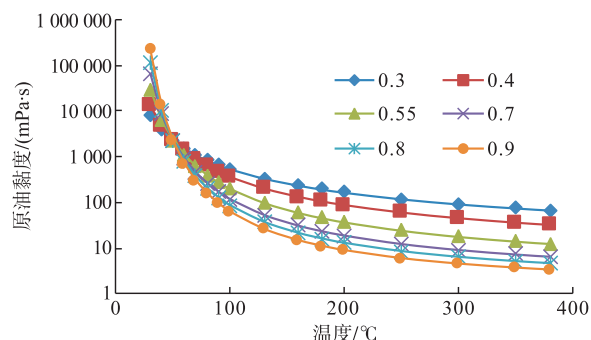


图 1 不同黏温系数稠油的黏温曲线对比图

Fig. 1 Comparison of viscosity-temperature curves of heavy oils with different viscosity-temperature coefficients

石油分散系统以沥青质为核心,以附于它的胶质为溶剂化层而构成的胶束组成分散相,烃类油分和部分胶质组成分散介质,有关研究表明原油的黏温系数主要与胶质沥青质含量及分子结构有关^[13]。结合上述 17 个油田的统计数据,稠油黏温系数与胶质沥青质含量有较好的相关关系,见图 2。不同稠油油田油样的胶质沥青质含

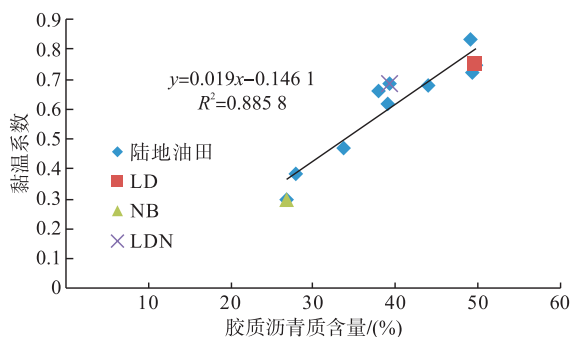


图 2 稠油黏温系数与胶质沥青质含量关系图

Fig. 2 Relationship between viscosity-temperature coefficient of heavy oil and content of resin-asphaltenes

量差异大,因此,在预测蒸汽吞吐周期内递减率的时候,不能忽略稠油样品对温度敏感性的影响,应该将黏温系数作为主要影响参数之一加以考虑。

2 蒸汽吞吐周期递减率多元回归模型建立

在单因素影响规律研究基础上,结合油藏数值模拟和正交试验设计方法产生多元回归样本集,再通过多元非线性回归方法得到蒸汽吞吐递减率的预测新模型,并验证模型可靠性。

2.1 蒸汽吞吐递减规律及影响因素研究

2.1.1 蒸汽吞吐周期内递减规律分析

为了分析蒸汽吞吐周期内的递减规律,需要借助热采精细数值模拟技术,研究井筒周围加热区温度场和原油黏度的变化规律。以渤海蒸汽吞吐先导试验区油藏和流体参数为原型,建立概念模型:油藏中深 1 287 m、原始地层压力 12.6 MPa、油藏温度 52 °C、地下原油黏度 2 336 mPa·s、油层厚度 10 m、初始含油饱和度 0.72、平面渗透率 $3\ 786 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平面网格尺寸 30 m(井周围加密到 1 m),纵向网格尺寸 1 m,注汽温度 300 °C,注汽干度 0,周期注汽量 3 000 m³。该模型与 A 22 H 井实际的井底流压、含水率、井口温度和井底流温等参数拟合较好,能够较准确地反映蒸汽吞吐周期内的温度场和原油黏度变化规律,见图 3。

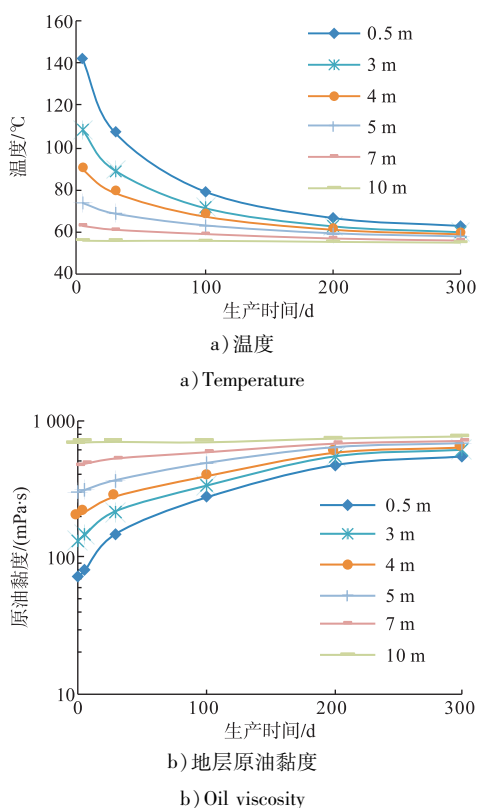


图 3 距井筒不同距离处温度和原油黏度随时间变化图

Fig. 3 Temperature and oil viscosity vs time at different distances from the wellbore

在焖井后的蒸汽吞吐正常生产阶段,加热区温度场主要表现出两个特点,一是近井地带温度下降速度快,呈现明显的指数递减规律,90 d 时间内温度就能下降 50% 左右;二是加热区温度沿远离井筒方向下降也很快,加热半径只有 10 m 左右(以大于地层原始温度为准)。对比加热区的温度场和原油黏度场变化可知,在相同油藏和流体条件下,原油黏度场变化规律主要受温度场变化规律影响,而原油黏度场的变化规律又会直接反映到产量递减规律的变化上,因此,蒸汽吞吐周期内产量递减率也符合指数递减规律^[14-16]。

2.1.2 单因素影响相关关系研究

需要分别研究黏温系数、油藏静态参数和注汽动态参数与递减率的单因素相关关系。黏温系数为原油的固有性质,而油藏静态参数和注汽动态参数主要通过影响加热区温度场的分布范围和下降速率来影响蒸汽吞吐周期内递减率。

2.1.2.1 黏温系数影响

理论和实践都表明,蒸汽吞吐周期内递减率对黏温系数非常敏感。黏温系数属于原油内在因素对产量递减规律的影响,在相同的加热区温度场情况下,黏温系数越大,原油黏度场变化越剧烈,相应的产量递减率也越大。通过单因素相关关系研究可知,蒸汽吞吐周期内递减率与黏温系数呈指数关系,见图 4。

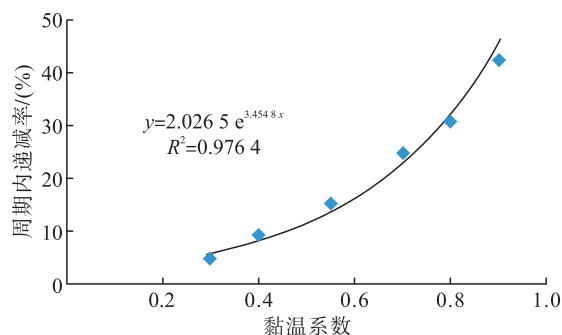


图 4 黏温系数与蒸汽吞吐递减率的单因素关系图

Fig. 4 Single factor relationship diagram between viscosity-temperature coefficient and steam stimulation decline rate

2.1.2.2 油藏静态参数影响

原油黏度越大,温度场分布范围越小,加热区热量越快地随流体采出,产量递减率就越大,蒸汽吞吐周期内递减率与原油黏度呈二次式相关关系;油层厚度越大,加热区向顶底层的热散失速度越小,产量递减率就越小,蒸汽吞吐周期内递减率与油层厚度呈乘幂相关关系;渗透率越大,加热区热量就越快地随流体采出,产量递减率就越大,蒸汽吞吐周期内递减率与渗透率呈对数相关关系。

2.1.2.3 注汽参数影响

注汽动态参数越理想,热采效果肯定越好,但加热区与顶底层的温度差也越大,向顶底层热散失越快,导致蒸汽吞

吐周期内递减率加大。通过单因素相关关系研究可知,蒸汽吞吐周期内递减率与注汽温度呈指数相关关系;蒸汽吞吐周期内递减率与注汽干度呈二次式相关关系;蒸汽吞吐周期内递减率与周期注汽量呈对数相关关系。

2.2 多元回归样本集的产生

通过正交实验设计方法和数值模拟概念模型运算

表1 正交设计参数水平取值

Tab.1 Orthogonal design parameter level value

水平数	原油黏度 / (mPa·s)	黏温系数	油层厚度 / m	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	注汽温度 / °C	注汽干度	周期注汽量 / m^3
1	500	0.30	6	1 000	260	0.0	3 000
2	1 000	0.40	8	2 000	280	0.1	3 600
3	1 500	0.55	10	3 000	300	0.2	4 050
4	2 336	0.70	12	3 700	320	0.3	4 500
5	3 500	0.80	15	5 000	340	0.4	4 950
6	5 000	0.90	20	6 000	350	0.5	6 000

2.3 多元非线性模型的回归与验证

2.3.1 多元非线性回归方法选取

在建立蒸汽吞吐递减率预测模型时,需要进行递减率与上述7个主控因素的多元非线性回归。常规的多元非线性回归方法(例如BP神经网络算法),收敛速度较慢,并且很容易收敛到局部极小点^[18]。本文采用Levenberg-Marquardt算法进行多元非线性回归,该算法能够克服BP神经网络的这些缺点,并且杨柳等人也证明其在某些奇异条件下仍具有很好的二阶收敛性。该算法已用于蒸汽吞吐采收率的多元非线性回归,取得了较好的拟合效果^[19-20]。具体计算过程如下。

1) 输入多元回归系数矩阵的起始点 $X^{(0)}$, 精度 ε , $k=0$ 。

2) 对 $i=1, 2, \dots, M$, 求 $f_i(X^{(k)})$, M 对应参与多元回归的样本数量, 得到向量 $f(X^{(k)}) = [f_1(X^{(k)}), \dots, f_M(X^{(k)})]^T$; 然后向量中 M 个函数方程式分别对 $j=1, 2, \dots, N$, 求得 $J_{ij}(X^{(k)}) = \frac{\partial f_i(X^{(k)})}{\partial X_j}$, N 对应多元回归函数中的系数数量, Jacobi 矩阵 $J(X^{(k)}) = [J_{ij}(X^{(k)})]$ 。

3) 求解线性方程组 $[J(X^{(k)})^T J(X^{(k)}) + \rho_k I] h^{(k)} = -J(X^{(k)})^T J(X^{(k)})$, 得出搜索梯度方向 $h^{(k)}$ 。

4) 采用直线搜索, $X^{(k+1)} = X^{(k)} + \lambda_k h^{(k)}$, 其中搜索步长 λ_k 满足 $F(X^{(k)} + \lambda_k h^{(k)}) = \min_{\lambda} F(X^{(k)} + \lambda h^{(k)})$ 。

5) 如果 $\|X^{(k+1)} - X^{(k)}\| < \varepsilon$, 得到最优解 X_{opt} , 停止计算, 否则转向第6步。

6) 若 $F(X^{(k+1)}) < F(X^{(k)})$, 那么令 $\rho_k = \rho_k / \xi$, $k = k + 1$, 转向第2步, 否则 $\rho_k = \rho_k * \xi$, 转向第3步, 其中 ρ_k 为一个非负迭代参数, ξ 为设定常数。

7) 终止计算。

生成144套样本, 其中拟合样本132套、检验样本12套^[17]。参考渤海海域稠油油藏条件, 选取原油黏度、黏温系数、油层厚度、渗透率、注汽温度、注汽干度和周期注汽量等7个参数, 各参数分别划分为6个水平, 采用正交设计表 $L_{144}(6^7)$ 产生144套数值模拟方案, 参数水平取值见表1。

2.3.2 模型回归结果

根据单因素研究得到的递减率与单因素的相关关系, 采用Levenberg-Marquardt算法对132个拟合样本进行多元非线性回归, 得到递减率的多因素回归公式如下:

$$D = -8.9813 \times 10^{-7} \mu^2 + 7.8985 \times 10^{-3} \mu + 97.8748 e^{0.224425n} - 11.3199 h^{0.320318} + 1.4519 * \ln(k) + 4.5619 \times 10^{-4} e^{2.6106 \times 10^{-2} T} - 0.220973 q^2 + 24.7955 q + 0.542859 * \ln(W) - 99.5665 \quad (2)$$

式中: D 为蒸汽吞吐周期内递减率, %; μ 为原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; n 为黏温系数; h 为油层厚度, m ; k 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; T 为井底注汽温度, $^{\circ}\text{C}$; q 为井底注汽干度; W 为周期注汽量, m^3 。

回归模型复相关系数 $r = 0.9763$, 统计参数 $F = 5349$, 设定显著性水平为 $\alpha = 0.01$, 查 $F(7, 6)$ 表得临界值 $\lambda = 8.26$ 。由于 $F = 5349 > \lambda = 8.26$, 所以检验效果显著, 即回归模型有意义。

2.3.3 模型可靠性验证

由式(2)计算样本方案中拟合样本和检验样本的递减率, 计算值与实际值的关系见图5。拟合样本最大计算误差2.6011%, 最小计算误差0.0442%, 平均计算误差为1.1592%; 检验样本最大计算误差2.6179%, 最小计算误差0.3689%, 平均计算误差为1.1446%, 多因素回归公式预测结果能够满足工程计算要求。

3 实例应用

采用蒸汽吞吐递减率预测新模型, 根据黏温系数、

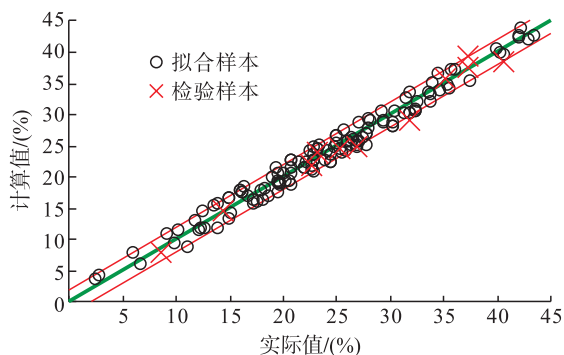


图 5 蒸汽吞吐递减率预测模型计算可靠性验证图

Fig. 5 Calculation reliability verification map for the prediction model of steam stimulation decline rate

表 2 NB 和 LD 油田蒸汽吞吐周期内递减率计算表

Tab. 2 Calculation table of decreasing rate in steam stimulation cycle of NB and LD oilfields

油田	原油黏度 / (mPa · s)	黏温 系数	砂体厚 度 /m	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	温度 / $^{\circ}\text{C}$	注汽 干度	周期注汽 量 / m^3	实际值 / (%)	计算值 / (%)
NB	500	0.3	8	3 000	240	0	3 000	3.3	3.0
LD	2 336	0.8	8	3 000	300	0	3 000	26.6	26.2

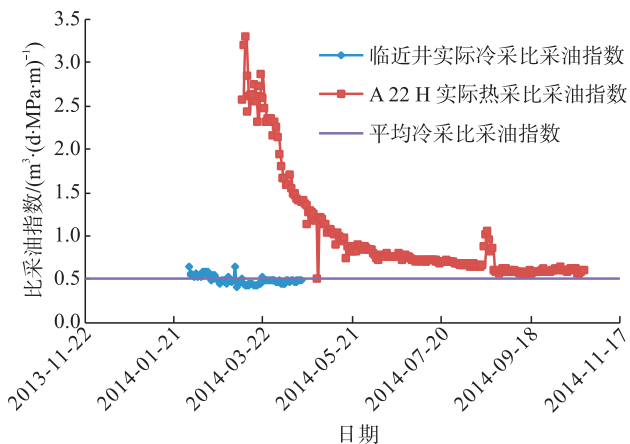


图 6 LD 油田 A 22 H 井蒸汽吞吐周期有效期分析图

Fig. 6 Validity period analysis of steam stimulation for A 22 H well in LD Oilfield

4 结论

1) 不同胶质沥青质含量的稠油对温度敏感性不同,黏温系数与胶质沥青质含量呈较好的线性关系。因此,不同油田的蒸汽吞吐周期内递减率差异预测必须考虑黏温系数的影响。

2) 针对渤海海域稠油油藏特点,通过典型区块油藏数值模拟手段,研究了蒸汽吞吐加热区的温度场和原油黏度场变化规律,黏温系数属于对产量递减规律的直接影响因素,而其它参数通过影响加热区温度场的分布范围和下降速率来影响产量递减规律。

3) 在单因素影响相关关系分析和效果预测样本集生成后,采用多元非线性回归方法,建立了考虑黏温系

数影响的蒸汽吞吐递减率预测新模型,计算结果和实际区块应用均表明该模型计算精度较高,能够满足稠油油藏蒸汽吞吐周期内递减率和有效期预测要求。

油藏静态参数和注汽动态参数,预测了 NB 和 LD 油田蒸汽吞吐周期内递减率,计算值和实际值基本一致,证明了该模型在矿场实践中能够满足精度要求,见表 2。以前热采方案设计只关注年产油和累产油指标,而不能明确周期内产量递减情况和热采有效期,给海上油田措施实施计划和后评估工作增加了难度。蒸汽吞吐递减率多元回归模型建立后,在蒸汽吞吐方案设计时就能明确蒸汽吞吐周期内递减情况,解决了这一难题。通过本文的蒸汽吞吐递减率多元回归模型,预测 LD 油田 A 22 H 井周期内递减率为 26.2%,蒸汽吞吐有效期为 210 d,与实际生产情况基本一致,见图 6。

数影响的蒸汽吞吐递减率预测新模型,计算结果和实际区块应用均表明该模型计算精度较高,能够满足稠油油藏蒸汽吞吐周期内递减率和有效期预测要求。

参考文献:

- [1] 刘小鸿,张凤义,黄凯,等. 南堡 35-2 海上稠油油田热采初探[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(1-2): 61-63.
Liu Xiaohong, Zhang Fengyi, Huang Kai, et al. Discussion About the Thermal Recovery of NB 35-2 Offshore Heavy Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(1-2): 61-63.
- [2] 刘慧卿,张红玲,李存贵,等. 水平井分段注采产能模型研究[J]. 水动力学研究与进展, 2006, 21(3): 395-401.
Liu Huiqing, Zhang Hongling, Li Cungui, et al. Research on Deliverability of Horizontal Well with Separated Injection and Production Scheme [J]. Journal of Hydrodynamics, 2006, 21(3): 395-401.
- [3] 张凤义,廖辉,杨东东,等. 海上深层块状特稠油 SAGD 开发三维物理模拟实验研究[J]. 石油与天然气化工, 2019, 48(2): 90-94.
Zhang Fengyi, Liao Hui, Yang Dongdong, et al. Research on 3D Physical Simulation Experiment of Extra-Heavy Oil by SAGD Development Method [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2019, 48(2): 90-94.
- [4] 别梦君,王少鹏,段宇,等. 稠油油藏自然递减率研究与应用[J]. 石油化工应用, 2019, 38(10): 16-20.
Bie Mengjun, Wang Shaopeng, Duan Yu, et al. Study and

- Application of Natural Decline Rate in Heavy Oil Reservoir [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2019, 38 (10): 16-20.
- [5] 张宏友. 一种水驱油藏产油量递减率评价新方法[J]. *天然气与石油*, 2019, 37(1): 37-42.
Zhang Hongyou. A New Method for Evaluating Oil Production Decline Rate in Water Drive Reservoirs [J]. *Natural Gas and Oil*, 2019, 37 (1): 37-42.
- [6] 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.
- [7] 杨新平, 汪洋, 张利锋, 等. 新疆油田超稠油蒸汽吞吐产量递减率预测新方法[J]. *特种油气藏*, 2017, 24(1): 96-100.
Yang Xinping, Wang Yang, Zhang Lifeng, et al. New Techniques for Prediction of Productivity Reduction in Extra-Heavy Oil Development Through Steam Soaking in the Xinjiang Oilfield [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2017, 24 (1): 96-100.
- [8] 赵春梅. 辽河油区热采稠油产量递减规律研究[J]. *特种油气藏*, 2004, 11(1): 47-48.
Zhao Chunmei. Study on the Law of Production Decline of Thermal Recovery Heavy Oil in Liaohe Oil Province [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2004, 11 (1): 47-48.
- [9] Wang Shutao, Li Yunpeng, Ma Kuiqian, et al. Evaluation of the First Cyclic Steam Pilot in Offshore Oilfield of China [C] // *Proceedings of the SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, 11-13 August, 2015, Kuala Lumpur, Malaysia. New York: SPE, 2015.
- [10] Pan Guangming, Chen Jianbo, Zhang Caiqi, et al. Combined Technology of Weak Gel Flooding Assisting Thermal Huff and Puff Enhances Oil Recovery for Offshore Heavy Oil Field [C] // *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 26-28 September, 2016, Dubai, UAE. New York: SPE, 2016.
- [11] 周宏志. 原油黏温公式的精度分析[J]. *炼油与化工*, 2009, 20(3): 8-10.
Zhou Hongzhi. Analysis of Crude Oil Viscosity-Temperature Formula [J]. *Refining and Chemical Industry*, 2009, 20 (3): 8-10.
- [12] 张荣波. 二甲基硅油黏温系数的测定及非线性拟合[J]. *绍兴文理学院学报*, 2008, 28(7): 29-32.
Zhang Rongbo. Variation of Viscosity with Temperature's Measurement and Nonlinear Fitting of Dimethyl Silicone Oil [J]. *Journal of Shaoxing University*, 2008, 28 (7): 29-32.
- [13] 刘海波, 郭绪强. 原油组分的性质与结构对其黏度的影响[J]. *新疆石油地质*, 2008, 29(3): 347-349.
Liu Haibo, Guo Xuqiang. Influence of Property and Structure of Crude Oil on Its Viscosity [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29 (3): 347-349.
- [14] 陈元千, 唐玮. 广义递减模型的建立及应用[J]. *石油学报*, 2016, 37(11): 1410-1413.
Chen Yuanqian, Tang Wei. Establishment and Application of Generalized Decline Model [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37 (11): 1410-1413.
- [15] 王权鑫. 油田产量日、月、年递减率的关系及应用[J]. *天然气与石油*, 2016, 34(2): 49-52.
Wang Quanxin. Relationship and Application: Daily, Monthly and Annual Decline Factors of Oilfield Output [J]. *Natural Gas and Oil*, 2016, 34 (2): 49-52.
- [16] 陈元千, 周翠. 线性递减类型的建立、对比与应用[J]. *石油学报*, 2015, 36(8): 983-987.
Chen Yuanqian, Zhou Cui. Establishment, Comparison and Application of the Linear Decline Type [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36 (8): 983-987.
- [17] 张贤松, 李延杰, 陈会娟, 等. 海上稠油油藏蒸汽吞吐注采参数正交优化设计[J]. *重庆大学学报*, 2015, 38(3): 80-85.
Zhang Xiansong, Li Yanjie, Chen Huijuan, et al. Orthogonal Optimization Design of Injection and Production Parameters in Cyclic Steam Stimulation in Offshore Heavy Oil Reservoirs [J]. *Journal of Chongqing University*, 2015, 38 (3): 80-85.
- [18] 董一芬. Levenberg-Marquardt神经网络算法研究[J]. *商场现代化*, 2009(7): 385.
Dong Yifen. Research on Levenberg-Marquardt Neural Network Algorithm [J]. *Market Modernization*, 2009 (7): 385.
- [19] 杨柳, 陈艳萍. 一种新的 Levenberg-Marquardt 算法的收敛性[J]. *计算数学*, 2005, 27(1): 55-62.
Yang Liu, Chen Yanping. On the Convergence of a New Levenberg-Marquardt Method [J]. *Mathematica Numerica Sinica*, 2005, 27 (1): 55-62.
- [20] 侯健, 王树涛, 杜庆军, 等. 海上稠油油藏蒸汽吞吐效果预测模型[J]. *石油天然气学报*, 2013, 35(7): 118-122.
Hou Jian, Wang Shutao, Du Qingjun, et al. Prediction Model for Steam Soak of Heavy Oil in Offshore Oilfields [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35 (7): 118-122.