

引用格式:吕琦,曹伟东,肖武,等.基于差异化注采优化的水驱经济采收率快速预测方法——以胜利油田整装水驱油藏为例[J].油气地质与采收率,2025,32(1):102-111.

LÜ Qi, CAO Weidong, XIAO Wu, et al. A rapid prediction method for economic oil recovery under water flooding based on differentiated injection and production optimization: A case study of uncompartimentalized water flooding oil reservoirs in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 102-111.

基于差异化注采优化的水驱经济采收率 快速预测方法

——以胜利油田整装水驱油藏为例

吕琦^{1,2}, 曹伟东³, 肖武², 张海燕², 徐永春⁴, 侯健¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东东营 257015;
3. 中国石化胜利油田分公司, 山东东营 257000; 4. 中国石化上海海洋油气分公司勘探开发研究院, 上海 200120)

摘要:矿场开发单元在现有技术经济条件下的采收率是开发效果评价和提高采收率潜力分析的重要指标,也是科学编制中长远规划的重要依据。油藏的动静态非均质性对采收率影响较大,单井差异化注采优化能够实现非均质油藏的均衡注采,提高采收率。目前现行采收率预测方法未充分考虑动静态非均质性影响,难以实现单井差异化注采条件下的采收率准确预测。以胜利油田整装水驱油藏为例,应用油藏数值模拟技术以及数理统计分析方法,明确水驱油藏采收率的主控因素。提出基于单井差异化注采优化的水驱增效技术,采用正交试验设计方法,融合动静态主控影响因素、经济政策界限等,设计多组操作性强的方案进行模拟;借助多因素非线性拟合手段,充分考虑油藏非均质性适配最佳技术政策,结合经济条件约束,构建基于差异化注采优化的水驱经济采收率快速预测模型。矿场应用表明该方法能够实现水驱非均质油藏差异化注采开发经济采收率的快速、准确预测。

关键词:动静态非均质性;差异化注采优化;经济极限;采收率快速预测;开发潜力

文章编号:1009-9603(2025)01-0102-10

DOI:10.13673/j.pgre.202311016

中图分类号:TE341

文献标识码:A

A rapid prediction method for economic oil recovery under water flooding based on differentiated injection and production optimization: A case study of uncompartimentalized water flooding oil reservoirs in Shengli Oilfield

LÜ Qi^{1,2}, CAO Weidong³, XIAO Wu², ZHANG Haiyan², XU Yongchun⁴, HOU Jian¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 4. Exploration and Development Research Institute, Shanghai Offshore Oil and Gas Company, SINOPEC, Shanghai City, 200120, China)

收稿日期:2023-11-08。

作者简介:吕琦(1984—),男,山东淄博人,高级工程师,硕士,从事油气田开发及中长远规划工作。E-mail:lvqi.slyt@sinopec.com。

通信作者:侯健(1972—),男,四川隆昌人,教授,博士。E-mail:houljian@upc.edu.cn。

基金项目:中国石化股份有限公司科技项目“老油田潜力评价与规划优化方法研究及应用”(P20070-3)。

Abstract: The oil recovery of a field development unit under the current technical and economic conditions is an essential indicator for evaluating development effects and analyzing the potential for enhancing oil recovery. It is also an essential basis for scientifically formulating medium-term and long-term plans. The dynamic and static heterogeneity of oil reservoirs significantly impacts oil recovery. The optimization of differentiated injection and production in single wells can achieve balanced injection and production in heterogeneous oil reservoirs and enhance oil recovery. Currently, the influence of dynamic and static heterogeneity is not fully considered in the existing oil recovery prediction methods, and oil recovery is difficult to accurately predict under the different injection and production conditions in single wells. In this paper, uncompartmentalized water-flooded oil reservoirs were taken as an example; the main controlling factors influencing the oil recovery of water-flooded oil reservoirs were identified by the numerical simulation technology and mathematical statistics analysis methods. The water flooding for efficiency improvement technology was proposed based on the optimization of differentiated injection and production in single wells. The orthogonal experimental design method was adopted, and the main dynamic and static influencing factors, economic policy limits, etc., were integrated to design multiple groups of highly operable schemes for simulation. With the help of multi-factor nonlinear fitting means, the reservoir heterogeneity was fully considered to adapt to the best technical policies. Under economic condition constraints, a rapid prediction model for the economic oil recovery of water flooding oil reservoirs was constructed based on the optimization of differentiated injection and production. Field practice applications showed that this method could achieve rapid and accurate prediction of the economic oil recovery for the differentiated injection and production development of water flooding heterogeneous oil reservoirs.

Key words: dynamic and static heterogeneity; optimization of differentiated injection and production; economic limit; rapid prediction of oil recovery; development potential

目前,水驱采收率预测方法主要包括室内实验法、静态法(经验公式法)、动态法(水驱特征曲线法、递减法)和数值模拟法4大类。室内实验法反映均质条件下能达到的理论采收率,而矿场储层非均质性严重,不同部位驱替程度差异显著,实验得到的采收率与矿场实际差异较大^[1-3]。静态法根据油藏静态参数和井网密度计算采收率,对动静态非均质性考虑不足^[4-8]。统计样本数据存在局限性,以中低含水阶段为主,评价结果误差较大。动态法能够预测当前技术、经济条件下采收率,但当开发技术、井网井距等生产条件改变时,难以准确反映油田最终开发潜力空间^[9-13]。数值模拟法在单元潜力预测方面存在优势,既能考虑各种动静态参数,又能考虑生产制度的复杂变化,但研究周期长、工作量大,在潜力快速评价方面存在局限。此外,上述预测方法多基于既定的注采方案,没有考虑不同开发阶段单井注采参数与储层动静态非均质性的匹配性。

因此,采用正交试验设计方法确定水驱采收率的动静态非均质性主控影响因素,采用粒子群算法以采收率最大为目标优化求解单井差异化注采参数。以此为基础,通过多因素非线性拟合建立水驱经济采收率预测模型,充分考虑了储层非均质性、经济条件约束以及单井差异化最优注采条件的影响,为准确认识老油田开发潜力、科学合理编制中长远开发规划提供技术支撑。

1 水驱采收率主控影响因素分析

依据中华人民共和国石油天然气行业标准SY/T 5367—2023《石油可采储量计算方法》等文献初步筛选了水驱采收率的影响因素^[14-19]。由于不同预测方法涉及的主控影响因素各有侧重,在参考前人研究成果的基础上,基于充分体现储层非均质性、动态注采差异的原则,提出了静态主控影响因素和动态主控影响因素。

1.1 静态主控影响因素确定

影响水驱采收率的因素复杂多样,多因素互相交织加大了采收率预测的难度,因此结合正交试验设计与数值模拟计算,开展因素影响次序分析,确定水驱采收率静态主控影响因素。在本次研究中,以实际矿场参数为基础,建立数值模拟概念模型,网格步长为20 m×20 m,模型厚度为25 m,采用4组五点法井网,建立一组符合正交试验设计参数取值的非均质模型。模型设定初始饱和度为0.68,采液速度为10%,注采比为1:1,边角井做劈产处理。考虑各因素矿场实际参数分布范围,遵循参数范围全覆盖、中间插值的原则,对7个静态影响因素分别选取3个水平,各影响因素及其水平如表1所示。

选取适合7个影响因素3个水平的正交试验设计开展研究,得到不同因素、不同水平的组合方案,针对不同方案开展数值模拟计算,并统计采收率。

基于油藏数值模拟结果计算各影响因素所有

表1 静态影响因素正交试验设计水平取值
Table1 Value assignment for levels of orthogonal experimental design of static influencing factors

设计水平	原始地层压力/MPa	孔隙度/%	渗透率/mD	地层原油黏度/(mPa·s)	储层有效厚度/m	层间渗透率级差	平面渗透率变异系数
水平1	11	28	750	10	5	2	0.3
水平2	13	32	2 200	50	15	5	0.8
水平3	20	34	4 000	90	25	10	1.2

水平评价指标的级差,得到较优水平和因素影响次序。其中,评价计算公式和级差公式分别为:

$$k_{m,n} = \frac{\sum_{z=1}^n y_{m,n}^z}{n} \quad (1)$$

$$R_m = k_{m,max} - k_{m,min} \quad (2)$$

式中: $k_{m,n}$ 为第 m 个因素第 n 个水平的评价指标; m 为因素个数; n 为水平个数; $y_{m,n}^z$ 为包含了第 m 个因素和第 n 个水平的方案评分,即综合评价指标; z 为方案评分个数; R_m 为第 m 个因素所有水平评价指标的级差; $k_{m,max}$ 为第 m 个因素所有水平评价指标的最大值; $k_{m,min}$ 为第 m 个因素所有水平评价指标的最小值。

对于因素影响次序的评价,采用 R_m 作为标准。由表2可以看到各指标对采收率的影响大小排序为:地层原油黏度、层间渗透率级差、储层有效厚度、渗透率、平面渗透率变异系数、原始地层压力、孔隙度。由于原始地层压力、孔隙度的影响较小,且从矿场操作性的角度考虑,确定影响程度大的前5个因素作为静态主控影响因素。

表2 静态影响因素正交试验设计数值模拟结果

Table2 Numerical simulation results of orthogonal experimental design for static influencing factors

影响因素	采收率/%			级差	影响次序
	水平1	水平2	水平3		
原始地层压力	41.78	41.16	42.22	1.07	6
孔隙度	41.51	42.35	41.3	1.05	7
渗透率	41.32	41.33	42.51	1.19	4
地层原油黏度	50.93	39.01	35.22	15.71	1
储层有效厚度	43.11	40.99	41.07	2.12	3
层间渗透率级差	42.88	46.69	40.78	5.91	2
平面渗透率变异系数	41.99	42.25	41.12	1.13	5

1.2 动态主控影响因素确定

除了公认的井网密度指标之外,矿场开发实践和室内实验表明,注入倍数是影响采收率的重要因素。选取了矿场井网密度相近的4个单元(井网密度为7~8.5口/km²),其中,坨11北沙二段下亚段注入倍数为1.5 PV,坨28沙二段9—10单元为2.3 PV,

胜二区沙二段8³—8⁵单元为2.5 PV,胜二区沙二段7⁴—8¹为2.8 PV。4个单元随着注入倍数逐渐增加,采出程度亦随之增加,分别为36.7%、37.5%、38.3%、46.2%。同时,进行室内四注一采物理模拟实验,模型尺寸为20 cm×20 cm×2.2 cm,渗透率为4 200 mD,油水黏度比为41.8。实验结果也表明,随着注入倍数的增加,采出程度不断提高(图1)。因此,将井网密度和注入倍数共同作为水驱采收率的动态主控影响因素。

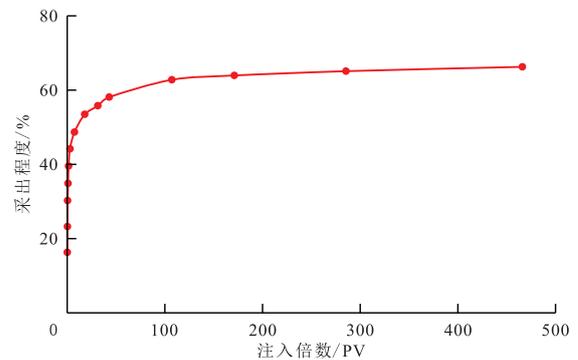


图1 室内实验注入倍数与采出程度关系曲线
Fig.1 Relationship between injection multiple and oil recovery in laboratory experiments

综合文献调研、标准调研、矿场统计、数值模拟等分析结果,最终确定水驱采收率的主控影响因素为地层原油黏度、层间渗透率级差、储层有效厚度、渗透率、平面渗透率变异系数、井网密度和注入倍数。

2 多因素影响的采收率预测模型建立

2.1 油藏数值模拟模型的建立

以胜利油田河流相整装水驱油藏为例,建立数值模拟概念模型。模拟区面积为0.246 4 km²,地质储量为59.85×10⁴ t。概念模型采用直角坐标系网格系统,平面划分为53×53,网格大小为8.3 m×10.6 m,纵向为5个模拟层,共划分为53×53×5=14 045个网格,全部为有效网格。概念模型采用行列式布井,含生产井15口,注水井10口,注采井距为140 m×

110 m。以月为时间步长单位,逐月输入生产井的产量和注水井的注水量信息描述生产变化过程。注采动态是根据孤东七区西馆5⁴—6¹先导试验区的实际生产动态数据,按照地质储量和孔隙体积比例折算后赋予模拟井。其中,注水井的注水量按照区块实际注水量和孔隙体积倍数折算;生产井的产液量按照区块采出程度和含水率折算。

水驱基础方案采用行列式井网,平面渗透率变异系数为0.7,地层原油黏度为50 mPa·s,注入速度为0.1 PV/a。图2所示为水驱开发过程中含水率以及采出程度变化曲线。可以看出,注入6 PV时,水驱采出程度为48.90%。

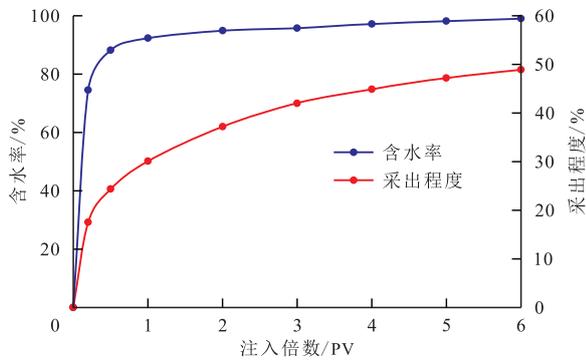


图2 水驱注入倍数与含水率、采出程度曲线

Fig.2 Relationship among injection multiple, water cut, and oil recovery in water flooding

2.2 单井差异化注采优化方法

考虑单井差异化注采优化时,需在每个模拟方案中都以采收率最高为目标,建立优化数学模型,并采用数学方法求取各注采井的最优注采液量。

2.2.1 单井差异化注采优化模型

以水驱采收率最高为优化目标,以注水量和产液量为优化变量,以矿场注采设备工作能力以及合理采注比为约束条件,建立考虑单井差异化注采的优化数学模型为:

$$\max E_R = \frac{\sum_{i=1}^x N_{p_i}}{N} \quad (3)$$

式中: E_R 为采收率,%; N_{p_i} 为第*i*口生产井的累积产油量, 10^4 t; i 为生产井序号; x 为生产井数,口; N 为油藏地质储量, 10^4 t。

注采液量满足如下约束条件:

$$\begin{aligned} L_{p_i}^{\text{low}} &\leq L_{p_i} \leq L_{p_i}^{\text{up}} & i = 1, 2, \dots, x \\ W_{p_j}^{\text{low}} &\leq W_{p_j} \leq W_{p_j}^{\text{up}} & j = 1, 2, \dots, y \\ a &= 1 \end{aligned} \quad (4)$$

式中: $L_{p_i}^{\text{low}}$ 为第*i*口生产井的产液量下限,t/d; L_{p_i} 为第*i*口生产井的产液量,t/d; $L_{p_i}^{\text{up}}$ 为第*i*口生产井的产液

量上限,t/d; $W_{p_j}^{\text{low}}$ 为第*j*口注水井的注水量下限, m^3/d ; W_{p_j} 为第*j*口注水井的注水量, m^3/d ; $W_{p_j}^{\text{up}}$ 为第*j*口注水井的注水量上限, m^3/d ; j 为注水井序号; y 为注水井数,口; a 为合理采注比。

2.2.2 注采优化模型求解

采用粒子群算法求解注采优化模型,每个粒子对应一组注采优化变量。

令 u_i^l 表示第*t*个粒子第*l*个迭代步的位置,在第*l+1*迭代步,该粒子的位置更新为:

$$u_i^{l+1} = u_i^l + v_i^{l+1} \quad (5)$$

式中: u_i^{l+1} 为粒子群优化算法中第*t*个粒子第*l+1*个迭代步的位置; t 为粒子群粒子数; l 为迭代步; v_i^{l+1} 为粒子群优化算法中第*t*个粒子第*l+1*个迭代步中的运动速度。

其中, v_i^{l+1} 的计算式为:

$$v_i^{l+1} = wv_i^l + c_c r_c^l (u_{\text{tpb}}^l - u_i^l) + c_s r_s^l (u_{\text{gpb}}^l - u_i^l) \quad (6)$$

式中: w 为粒子群优化算法中的惯性权重; v_i^l 为该粒子在第*l*个迭代步中的运动速度; c_c 和 c_s 为粒子群优化算法中的加速度常数; r_c^l 和 r_s^l 为粒子群优化算法中取0到1范围内变化的随机数; u_{tpb}^l 为粒子群优化算法中第*t*个粒子在前*l*个迭代步中的最佳取值; u_{gpb}^l 为粒子群优化算法中所有粒子在前*l*个迭代步中的最佳取值。

2.2.3 单井差异化注采优化结果

基于建立的油藏数值模拟模型和基础方案,对10口注水井和15口生产井进行差异化注采优化求解,共包括25个优化变量,其中合理采注比取值为1。

图3为10口注水井的日注水量优化迭代曲线,图4为15口生产井的日产液量优化迭代曲线。可以看出,考虑边角井劈产后,初始注采方案设置为均匀注采,即初始化阶段没有基于油藏非均质性进行差异化配产配注,但经过20次粒子群优化迭代后,各井注采液量收敛于不同值,即优化得到了最佳的单井差异化注采量。同时可以看出,在高渗透连通区域应当减少注采液量分配,以取得更好的水驱开发效果。

图5为优化前后的含水率和采出程度对比曲线。可以看出,水驱采收率由优化前的48.90%提高至优化后的52.29%,即在没有额外增加生产成本的前提下,仅通过注采液量的优化分配,水驱采收率提高了3.39%。

2.3 单因素与水驱采收率关系

基于河流相储层典型地质模型,调整优化相应

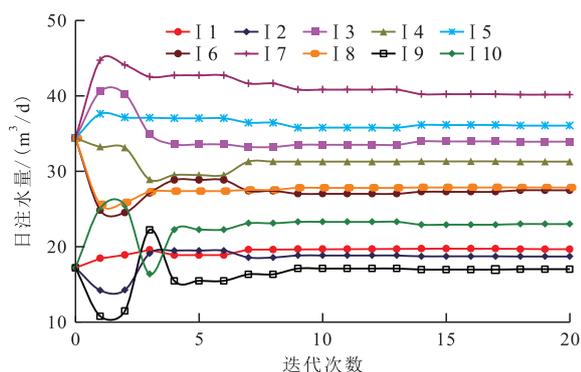


图3 注水井日注水量优化迭代曲线

Fig.3 Optimization iteration curves of water injection for each injection well

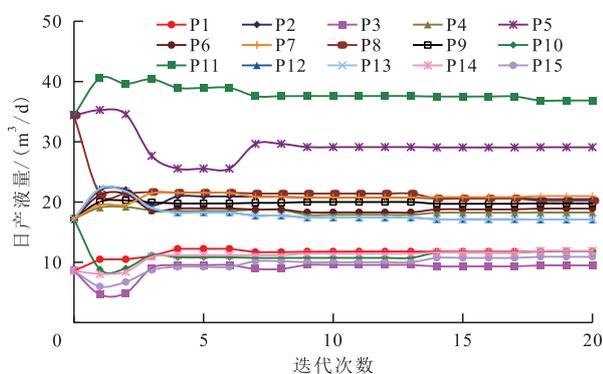


图4 生产井日产液量优化迭代曲线

Fig.4 Optimization iteration curves of liquid production volume for each production well

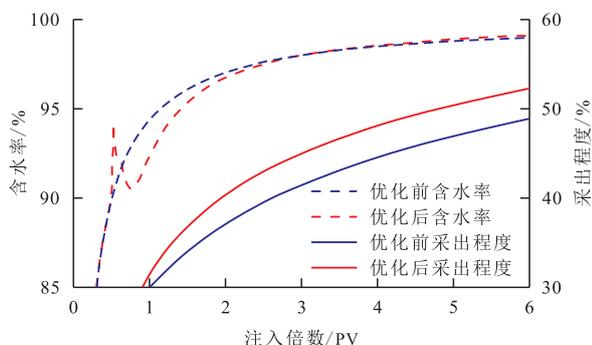


图5 优化前后含水率和采出程度对比曲线

Fig.5 Comparison of water cut and oil recovery before and after optimization

参数,设计水驱采收率单因素影响数值模拟方案。针对每套模拟方案,均采用单井差异化注采优化方法求解水驱采收率,在此基础上分析各因素与水驱采收率的相关关系。

图6为采用最优注采参数模拟得到的水驱采收率与各动静态主控影响因素之间的相关关系曲线。可以看出:优化后水驱采收率随原油黏度增大而减小,二者呈半对数关系(图6a);水驱采收率随渗透率增大而增大,但增大幅度逐渐减缓,二者呈幂函数关系(图6b);水驱采收率随层间渗透率级差增大

而小幅减小,二者呈线性关系(图6c);水驱采收率随平面渗透率变异系数增大而减小,且降幅逐渐增大,二者呈幂函数关系(图6d);储层有效厚度对水驱采收率整体影响较小,二者呈线性关系(图6e);水驱采收率随井网密度先大幅增大后趋于稳定,二者呈幂函数关系(图6f);水驱采收率随注入倍数增大而逐渐增大,但增幅逐渐变小,二者呈半对数关系(图6g)。由图6可知,水驱采收率与各动静态主控影响因素相关关系拟合效果较好,为后续建立水驱采收率与各动静态主控影响因素的多元预测模型奠定了良好基础。

2.4 采收率预测模型建立

根据单因素与水驱采收率的相关关系(图6),确定水驱采收率与多因素间的预测模型基本形式,然后采用最小二乘法拟合求解预测模型的系数。根据上述研究结果,对动静态主控影响因素进行多元拟合,获得河流相整装水驱油藏采收率的预测模型:

$$E_{RH} = -407.34f^{-1.94} + 10.331(\ln V_{注})^2 - 7511.356K^{-1.273} - 9.348\ln \mu_o + 0.3295h - 0.0389v_m - 9.349v_r^{0.367} + 69.68 \quad (7)$$

式中: E_{RH} 为河流相整装水驱油藏采收率,%; f 为井网密度, $\text{口}/\text{km}^2$; $V_{注}$ 为注入倍数,PV; K 为渗透率,mD; μ_o 为地层原油黏度,mPa·s; h 为储层有效厚度,m; v_m 为层间渗透率级差; v_r 为平面渗透率变异系数。

利用现场实测值与模型计算值做对比,该模型的精度达到了81.5%(图7)。

选取了矿场调整相对到位、采出程度较高的单元进行验证,结果如表3所示。可以看出,预测结果与实际误差较小,具有矿场应用可行性。

采用同样的方法,基于胜二区沙二段8砂组地质、开发特征,建立三角洲相数值模拟概念模型。划分为 $22 \times 56 \times 15 = 18480$ 个网格;采用交错行列式布井,井距为 $140 \text{ m} \times 110 \text{ m}$ 。根据河流相模型的研究方法,对动静态主控影响因素进行多元拟合,获得三角洲相整装水驱油藏采收率预测模型:

$$E_{RS} = 0.20\ln f + 9.20\ln V_{注} + 0.00117K - 8.44\ln \mu_o - 0.05h - 2.49\ln v_m - 3.12v_r^2 - 10.65v_r + 67.2 \quad (8)$$

式中: E_{RS} 为三角洲相整装水驱油藏采收率,%。

3 矿场水驱经济采收率截止条件

对于矿场开发生产来说,考虑经济极限条件是具有现实指导意义的。因此,在实际使用采收率预

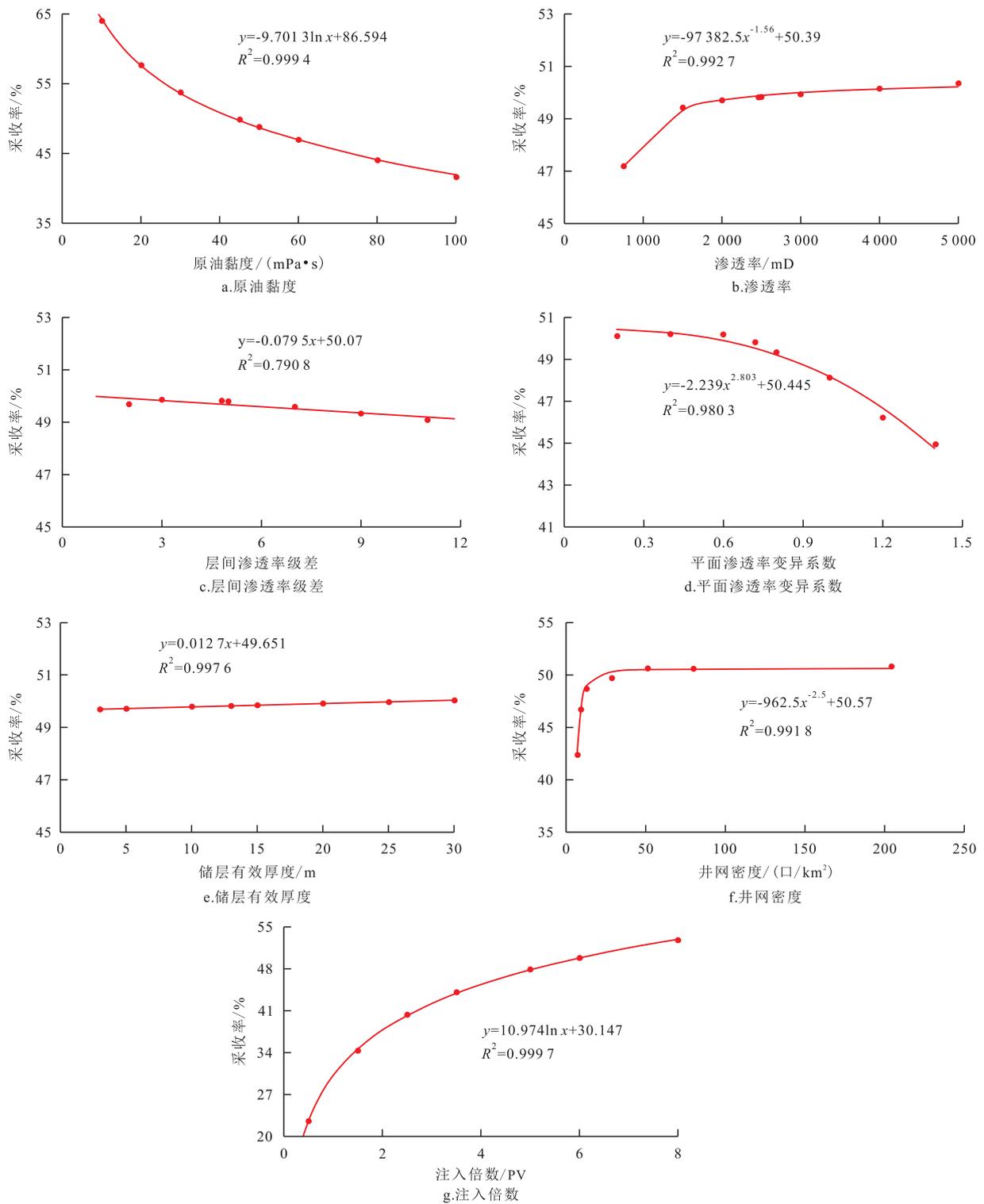


图6 动静态主控影响因素对水驱采收率的影响规律

Fig.6 Influence of main dynamic and static influencing factors on oil recovery of water flooding reservoir

测模型时,还应确定经济极限条件下的注入倍数和井网密度,以获得矿场水驱经济采收率。

3.1 注入倍数截止条件

乙型水驱特征曲线公式为:

$$\log L_p = a + bN_p \quad (9)$$

变形得到:

$$E_R = c \ln V_{\text{注}} + d \quad (10)$$

式中: L_p 为累积产液量, 10^4 m^3 ; a 、 b 、 c 、 d 为系数; N_p 为累积产油量, 10^4 m^3 。

对 $V_{\text{注}}$ 求导,得到增加单位注入倍数提高采收率幅度:

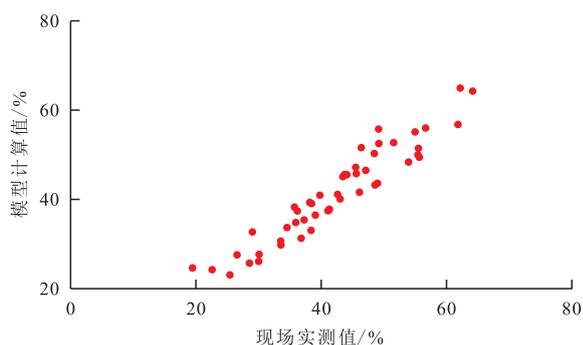


图7 采出程度模型计算值与现场实测值对比

Fig.7 Comparison of calculated values by oil recovery model and measured values

$$\frac{dE_R}{dV_{注}} = \frac{\frac{\Delta N_p}{N} \times 100}{\frac{\Delta W_p}{V}} \quad (11)$$

式中： W_p 为累积注水量， 10^4 m^3 ； V 为孔隙体积， 10^4 m^3 。

当注采比为 I 时，

$$\frac{\frac{\Delta N_p}{N} \times 100}{\frac{I \Delta L_p}{\rho_L V}} = \frac{\frac{\Delta L_p \times (1 - f_w)}{N} \times 100}{\frac{I \Delta L_p}{\rho_L V}} = \frac{(1 - f_w) \rho_L V}{NI} \times 100 \quad (12)$$

式中： I 为注采比； ρ_L 为产液量密度， g/cm^3 ； f_w 为含水率，%。

其中：

$$N = Ah\phi(1 - S_{wi})\rho_o/B_{oi} \quad (13)$$

$$V = Ah\phi \quad (14)$$

式中： A 为含油面积， km^2 ； ϕ 为孔隙度，%； S_{wi} 为束缚水饱和度，%； ρ_o 为原油密度， g/cm^3 ； B_{oi} 为原油体积系数。

综合上述各式，得到：

$$V_{注} = AI \times \frac{(1 - S_{wi})\rho_o/B_{oi}}{100(1 - f_w)\rho_L} \quad (15)$$

而注入倍数截止条件可以通过经济极限含水率来确定。

根据盈亏平衡原理，计算了不同油价、不同产液量下的经济极限含水率，并建立整装油藏经济极限含水率图版(图8)。

根据整装油藏经济极限含水率图版，进一步得到不同开发单元的注入倍数截止条件，即经济极限注入倍数(表4)。

3.2 井网密度截止条件

矿场统计区块每年投产井数，并且标定每口井

表3 河流相整装水驱油藏采收率预测模型实际区块验证结果

Table3 Verification results of oil recovery prediction model for uncompartmentlized water-flooding reservoir of fluvial facies in actual blocks

典型单元	井网密度/ (口/ km^2)	注 入 倍 数	渗透率/ mD	地层原油黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	储层有 效厚度/ m	层间渗透 率级差	平面渗透 率变异系 数	预测采 出程度/ %	实际采 出程度/ %	差值/ %
孤东八区馆5—6	22.2	2.4	2 181	64.5	16.5	6.3	0.3	37.4	36.9	0.5
孤岛中一区馆3—6	22.7	2.3	1 024	34.1	23.3	3.5	0.5	45.2	44.3	0.9
埕东东区埕4	16.9	7.4	2 526	55.7	13.9	5	0.6	68.1	67.6	0.5
胜二区沙二段7 ⁴ —8 ¹	8.5	2.7	2 100	15.8	14.3	7.8	0.3	48.0	46.2	1.8
胜二区沙二段8 ³ —5	7.9	2.6	2 400	26	18.4	5.8	0.5	43.5	42.9	0.6
胜二区沙二段9—10	8.2	2.1	1 065	21.3	5.7	14	0.5	41.1	39.5	1.6

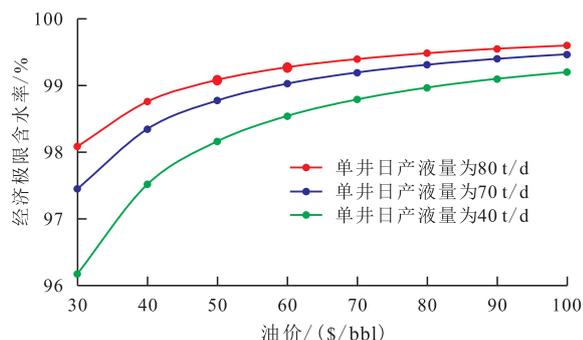


图8 整装油藏经济极限含水率图版

Fig.8 Chart of water cut for uncompartmentlized reservoirs at economic limit

可采储量，分析可知加密井增加可采储量与井网密度呈指数关系(图9)：

$$N_{dj} = pe^{-q} \quad (16)$$

式中： N_{dj} 为单井增加可采储量， t ； p 、 q 为系数。

因此，井网密度截止条件可以通过经济极限可采储量来确定。根据盈亏平衡法，计算单井经济极限可采储量(图10)。

将不同单元的经济极限可采储量代入回归关系式(15)中，推导得到不同油价下经济极限井网密度：

表4 不同开发单元经济极限注入倍数统计
Table4 Injection multiples for different development units at economic limit

开发单元	单井日产液量/(t/d)	50 \$/bbl经济极限含水率/%	经济极限注入倍数/PV
胜二区沙二段7 ⁴ —8 ¹	148	98.9	4.6
孤岛中一区馆3—6	42	98.6	3.3
孤东七区西馆上亚段4 ¹ —5 ¹	44	98.6	5.4
胜二区沙二段1—2	88	98.8	6.6
坨11北沙二段上亚段	57	98.7	3.2
坨21沙二段下亚段	63	98.7	3.5
坨7沙二段8—10	112	98.8	3.6
坨28沙二段4—6	67	98.8	3.2
坨30沙二段1—6	52	98.7	3.9
埕东东区埕4	126	98.8	7.8

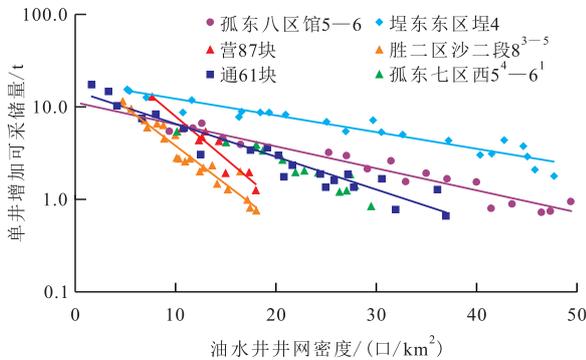


图9 不同单元井网密度与单井增加可采储量的关系曲线
Fig.9 Relationship curve between well pattern density of different units and increment of recoverable reserves of single well

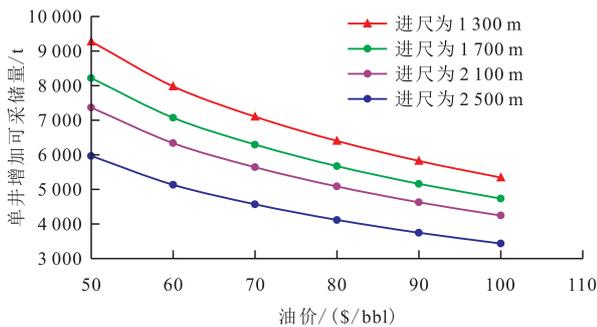


图10 单井经济极限可采储量图版
Fig.10 Chart of recoverable reserves of single well at economic limit

$$f_{\max} = -\frac{1}{q} \ln \frac{N_{dj\min}}{p} \quad (17)$$

式中： f_{\max} 为经济极限井网密度，口/km²； $N_{dj\min}$ 为单井经济极限可采储量，t。

例如，胜二区沙二段8³⁻⁵单元，单井增加可采储量的关系式为：

$$N_{dj} = 21.9334e^{-0.1764f} \quad (18)$$

该单元在50 \$/bbl时的单井经济极限可采储量为8 221 t，代入式(18)可得经济极限井网密度为

18.1口/km²。

根据不同开发单元回归关系式，考虑不同油价下经济极限可采储量，得到不同开发单元经济极限井网密度(表5)。

4 实例分析

基于差异化注采优化的水驱经济采收率快速预测方法，针对实际矿场单元，将经济极限注入倍数和井网密度代入建立的预测模型，即可得到经济极限条件下矿场单元在最优注采参数下能够达到的最高采收率。

胜二区沙二段7⁴—8¹单元地质储量为2 183×10⁴ t，含油面积为12.8 km²，标定采收率为48.1%，储层有效厚度为14.3 m，渗透率为2 100 mD，地层原油黏度为15.8 mPa·s，层间渗透率级差为2.4，平面渗透率变异系数为0.3，经济极限井网密度为44.0口/km²，经济极限注入倍数为4.6 PV。将7个主控影响因素代入三角洲相采收率预测模型，预测矿场水驱经济采收率为55.3%，提高采收率潜力为7.2%。根据上述方法，对胜利不同类型整装水驱油藏进行了测算(表6)。

5 结论

(1)应用油藏数值模拟技术以及数理统计分析方法，明确了影响整装水驱油藏采收率的动静态主控影响因素，依次为地层原油黏度、层间渗透率级差、储层有效厚度、渗透率、平面渗透率变异系数、井网密度和注入倍数。

(2)选取典型的矿场单元建立基础油藏模型，

表5 不同开发单元经济极限井网密度统计
Table5 Well pattern densities at economic limit for different units

沉积相	开发单元	油层中深/m	50 \$/bbl		100 \$/bbl	
			单井经济极限增加可采储量/10 ⁴ t	经济极限井网密度/(口/km ²)	单井经济极限增加可采储量/10 ⁴ t	经济极限井网密度/(口/km ²)
河流相	埕东东区埕4	1 169	0.48	88.2	0.27	102.1
	埕东西区	1 449	0.51	10.3	0.28	12.9
	孤东东区	1 250	0.53	44.8	0.27	53.0
	孤东南区	1 257	0.52	34.3	0.27	40.3
	孤东西区	1 230	0.49	78.4	0.26	93.2
	孤岛中二南	1 245	0.51	98.1	0.27	114.2
	孤岛中一区馆5—6	1 291	0.53	44.3	0.27	52.1
	坨28沙二段1—3	1 906	0.56	33.3	0.31	39.1
	坨30沙二段1—6	2 031	0.57	26.0	0.31	30.7
	坨28沙二段4—6	1 989	0.57	55.4	0.31	65.9
三角洲相	胜二区沙二段8 ³⁻⁵	2 142	0.57	20.7	0.32	24.0
	坨7沙二段8—10	2 110	0.57	58.9	0.32	68.9
	坨28沙二段7—8	2 130	0.57	50.4	0.32	60.6
	坨11南沙二段	2 120	0.56	38.5	0.32	44.8
	坨21沙二段	2 152	0.56	61.7	0.32	72.7

表6 不同类型整装水驱油藏水驱经济采收率预测结果统计
Table6 Prediction results of economic oil recovery in different uncompartmentized reservoirs

沉积相	开发单元	动用储量/ 10 ⁴ t	采收率主控影响因素							目前标 定采收 率/%	水驱经 济采收 率/%	采收率 提高潜 力/%
			储层有效 厚度/m	渗透 率/mD	层间渗透 率级差	地层原油 黏度/ (mPa·s)	平面渗 透率变 异系数	经济极限 井网密度/ (口/km ²)	经济极 限注入 倍数/PV			
河流相	孤岛馆1+2	1 928.6	6.5	1 673	4.0	48.6	0.2	36.8	2.1	23.7	34.3	10.6
	孤东一区Ng ^上	475.3	7.4	2 356	2.3	67.0	0.9	38.9	3.3	22.6	37.7	15.2
	孤东七西馆5 ²⁺³	1 315.0	7.2	1 767	1.7	38.4	0.9	40.0	6.1	46.7	61.8	15.1
	坨21沙二段上亚段	735.0	13.7	4 700	22.5	13.2	0.7	38.7	4.8	60.1	65.7	5.6
	坨7沙二段1—7	2 248.5	17.5	4 390	10.5	15.2	0.7	39.1	5.1	56.4	68.1	11.7
三角洲相	胜二区沙二段7 ⁴⁻⁸	2 183.0	14.3	2 100	2.4	15.8	0.3	44.0	4.6	48.1	55.3	7.2
	胜二区沙二段8 ³⁻⁵	2 296.0	18.4	2 400	4.1	19.3	0.3	39.5	6.6	39.3	55.7	16.4
	胜二区坨143	254.5	8.4	64	5.3	0.8	0.5	32.5	3.0	56.7	69.9	13.2
	坨11南沙二段下亚段	627.0	22.2	1 810	3.5	6.3	0.7	36.1	6.0	53.1	57.8	4.7
	坨21沙二段下亚段	1 248.0	29.6	2 250	7.5	36.2	0.3	38.7	8.3	39.4	49.7	10.4
	坨7沙二段8—10	2 948.0	25.1	1 550	1.5	10.3	0.6	42.1	7.5	49.1	58.9	9.7
	坨28沙二段下亚段9—10	1 379.0	23.2	2 020	5.3	22.5	0.9	38.9	7.6	40.7	45.3	4.5

根据动静态影响因素的分布范围设计数值模拟正交试验方案,数值模拟过程中对每个方案都进行了充分的动态优化以确保结果代表矿场最高采收率,最后结合单因素分析对模拟结果进行多因素非线性回归,成功构建了充分考量油藏非均质性、适配最佳技术政策的水驱经济采收率预测模型。该模型以主控影响因素为自变量,形成多元回归经验公式,矿场应用过程中极为简便和高效。

(3)应用盈亏平衡原理,建立了矿场不同单元经济极限下的注入倍数、井网密度等计算公式,进而可以采用水驱经济采收率预测模型确定矿场不同单元的经济采收率。为矿场开发调整、年度工作部署和中长远规划编制提供有力支撑。

参考文献

[1] 于春生,李闽,乔国安,等.纵向非均质油藏水驱油实验研究

- [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(1): 84-86.
YU Chunsheng, LI Min, QIAO Guoan, et al. Vertically heterogeneous reservoir water flooding oil test [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(1): 84-86.
- [2] 张官亮. 层内非均质厚油层水驱油规律实验研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2014.
ZHANG Guanliang. Experimental study of water flooding from layered sandstone [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2014.
- [3] 苏文博, 刘月田, 皮建, 等. 低盐度水驱提高采收率实验研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2018, 40(3): 129-135.
SU Wenbo, LIU Yuetian, PI Jian, et al. An experimental study on improving recovery rate using low-salinity water drive [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2018, 40(3): 129-135.
- [4] 孙焕泉. 胜利油田不同类型油藏水驱采收率潜力分析[J]. 油气采收率技术, 2000, 7(1): 33-37, 69.
SUN Huanquan. Potential analyses on water drive recovery of different reservoir in Shengli oil field [J]. Oil and Gas Recovery Efficiency Technology, 2000, 7(1): 33-37, 69.
- [5] 刘斌, 张玉梅, 张汶, 等. 层内纵向非均质性对稠油油藏剩余油分布的影响研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(26): 161-164.
LIU Bin, ZHANG Yumei, ZHANG Wen, et al. The vertical heterogeneity affecting of residual oil distribution in heavy oil reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(26): 161-164.
- [6] 黄迎松. 特高含水阶段油藏水驱规律研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 95-99.
HUANG Yingsong. Waterflooding performance of oil reservoir in ultra-high water-cut stage [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 95-99.
- [7] SHOJAEI M J, GHAZANFARI M H. Relative permeability and capillary pressure curves for low salinity water flooding in sandstone rocks [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 25: 30-38.
- [8] 马超群, 黄磊, 徐良伟, 等. 厚油层油藏高含水期水驱开发效果评价[J]. 油气地球物理, 2013, 11(3): 38-40.
MA Chaoqun, HUANG Lei, XU Liangwei, et al. Evaluation on the development effect of the waterflood in the high water cut stage of the thick reservoir [J]. Petroleum Geophysics, 2013, 11(3): 38-40.
- [9] 武毅, 肖红林, 袁平. 辽河油区砂岩油藏注水开发界限研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2012, 34(3): 125-131.
WU Yi, XIAO Honglin, YUAN Ping. Water-flooding reservoir screening and evaluation criteria for Liaohe sandstone reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2012, 34(3): 125-131.
- [10] 侯建锋, 胡亚斐, 刘畅, 等. 水驱油藏经济极限和合理井网密度确定方法[J]. 新疆石油天然气, 2018, 14(3): 53-57, 100.
HOU Jianfeng, HU Yafei, LIU Chang, et al. A new approach to estimating economic limit and reasonable well spacing density for water flooding reservoirs [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2018, 14(3): 53-57, 100.
- [11] 崔虹霞, 蔡传强, 赵红兵, 等. 胜坨油田特高含水期油层层内潜力研究及挖潜措施[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(1): 44-47.
CUI Hongxia, CAI Chuanqiang, ZHAO Hongbing, et al. Potential study and the corresponding measures for interlayer of oil-bearing formations in extra-high water-cut period of Shengtuo oil field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8(1): 44-47.
- [12] 李辉, 易远元, 刘玮, 等. 阿尔凹陷储层微观孔隙结构对水驱油效果影响研究[J]. 长江大学学报: 自科版, 2013, 10(6): 44-47.
LI Hui, YI Yuanyuan, LIU Wei, et al. Research on the influence of the microscopic pore structure of reservoirs in the aer sag on the effect of water displacement of oil [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2013, 10(6): 44-47.
- [13] 李阳. 陆相高含水油藏提高水驱采收率实践[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 396-399.
LI Yang. Study on enhancing oil recovery of continental reservoir by water drive technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 396-399.
- [14] 刘斌, 王飞宇, 卞华鹏, 等. 石油可采储量计算方法: SY/T 5367—2023[S]. 北京: 石油工业出版社, 2023.
LIU Bin, WANG Feiyu, BIAN Huapeng, et al. The estimated methods of oil recoverable reserves: SY/T 5367-2023 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2023.
- [15] PATIL S, DANDEKAR A Y, PATIL S L, et al. Low salinity brine injection for EOR on Alaska North Slope (ANS) [C]. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2008.
- [16] LEE S Y, WEBB K J, COLLINS I R, et al. Low salinity oil recovery: increasing understanding of the underlying mechanisms [C]. Tulsa: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010.
- [17] 宋付权, 刘慈群. 低渗透油藏水驱采收率影响因素分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2000, 19(1): 31-32, 36.
SONG Fuquan, LIU Ciqun. Factors effecting the water flooding recovery in low permeable reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2000, 19(1): 31-32, 36.
- [18] 周延军. 不同渗透率级差组合与水驱采收率关系研究[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2011, 8(3): 55-57.
ZHOU Yanjun. Relationship between different permeability contrast combinations and water displacement recovery [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2011, 8(3): 55-57.
- [19] 薛睿. 影响水驱油田特高含水期采收率的主要因素[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2017, 32(6): 99-104.
XUE Rui. Main factors of affecting recovery factor of water flooding oilfields in ultra-high water-cut stage [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2017, 32(6): 99-104.