

引用格式:张先敏,李闪闪,冯其红,等.高含水油藏注水层段划分及注采液量调配协同优化设计方法[J].油气地质与采收率, 2025, 32(2): 142-151.

ZHANG Xianmin, LI Shanshan, FENG Qihong, et al. Collaborative optimization design method for water injection layer division and injection-production fluid allocation in high water cut reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(2): 142-151.

高含水油藏注水层段划分及注采液量调配 协同优化设计方法

张先敏¹, 李闪闪¹, 冯其红¹, 刘晨^{1,2,3}, 刘向斌⁴

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580; 2. 海洋石油高效开发国家重点实验室, 北京 100028;
3. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 4. 中国石油大庆油田有限责任公司采油工程研究院, 黑龙江 大庆 163453)

摘要:精细分层注水是高含水油藏提高采收率的重要手段,但其层段划分和配注量设计通常脱节,难以最大限度地发挥工艺协同效应。为此,在分层注水最佳层段划分数目未知的条件下,以经济净现值最大化为目标,考虑多种工程地质条件约束,构建了集注水层段划分组合及注采液量调配于一体的精细分层注水优化数学模型,并结合蜣螂优化算法,形成了高含水油藏注水层段划分及注采液量调配协同优化设计方法,实现精细分层注水关键工艺参数的一体化优化设计。以Egg模型为例,在维持注采总液量相同的条件下,对比了单一的各井注采液量优化、单一的分层注水措施参数优化以及两者一体化精细优化等3种方式下的调控效果。对比结果表明,对于层间物性干扰严重的高含水油藏,采用一体化精细优化方式,对分层注水井的层段划分方式、配注量及其他各井的注采液量调配进行协同优化,其效果显著优于单一注采液量优化或分层注水措施参数优化方式;一体化精细优化通过自动划分重组注水层段、智能匹配调整注采液量参数,有效缓解了高含水阶段的层间矛盾,优化水驱流场,实现各油层的均衡驱替,预测生产5 a,采收率较优化前提高1.08个百分点。

关键词:高含水; 分层注水; 层段划分; 蜣螂优化算法; 协同优化

文章编号: 1009-9603(2025)02-0142-10

DOI: 10.13673/j.pgre.202405048

中图分类号: TE341

文献标识码: A

Collaborative optimization design method for water injection layer division and injection-production fluid allocation in high water cut reservoirs

ZHANG Xianmin¹, LI Shanshan¹, FENG Qihong¹, LIU Chen^{1,2,3}, LIU Xiangbin⁴

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing City, 100028, China; 3. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing City, 100028, China; 4. Oil Production Engineering Research Institute of Daqing Oilfield Co., Ltd., PetroChina, Daqing City, Heilongjiang Province, 163453, China)

Abstract: Fine layered water injection is a crucial method to enhance oil recovery in high water cut reservoirs. However, the design of water injection layer division and injection-production fluid allocation often lacks coordination, limiting the full realization of process synergy. To address this, under the condition of an unknown optimal number of water injection layers, a mathematical

收稿日期: 2024-05-20。

作者简介: 张先敏(1980—),男,山东招远人,副教授,博士,从事复杂油气藏高效开发理论与技术方面的研究。E-mail: spemin@126.com。

基金项目: 国家科技重大专项“海上稠油油田开发模式研究”(2016ZX05025-001),中海油重大科技项目“海上‘双高-双特高’水驱油田提高采收率油藏关键技术”(KJGG2021-0501)。

model of fine layered water injection optimization was developed. This model aimed to maximize economic net present value while considering multiple engineering and geological constraints, integrating water injection layer division and injection-production fluid allocation into a unified framework. By leveraging the Dung Beetle Optimizer, a collaborative optimization design method for water injection layer division and injection-production fluid allocation in high water cut reservoirs was proposed, enabling the integrated optimization design of key parameters for fine layered water injection. Using the Egg model as an example, this study compared the effects of three approaches: standalone optimization of injection-production fluid allocation, standalone optimization of layered water injection parameters, and integrated fine optimization. The results indicate that for high water cut reservoirs with severe interlayer physical property interference, the integrated fine optimization approach significantly outperforms the other standalone methods by optimizing layer division of layered water injection wells, fluid allocation, and injection-production fluid allocation of other wells. Through automatic layer division and reorganization of water injection layers, coupled with intelligent matching and adjustment of injection-production parameters, the approach effectively alleviates interlayer conflicts during the high water cut stage, optimizes the flow fields, and achieves balanced displacement across layers. Over a 5-year production forecast, this approach improves the recovery factor by 1.08 percentage points compared to the pre-optimization scenario.

Key words: high water cut; layered water injection; layer division; Dung Beetle Optimizer; collaborative optimization

中国东部老油田以陆相沉积的多层砂岩油藏为主,储层纵向跨度大、层间非均质性强。经过长期注水开发,大多数油田已进入高含水或特高含水阶段^[1-4],层间矛盾加剧,注入水低效循环,严重制约水驱开发效果,而精细化、智能化分层注水^[5-6]通过纵向自动分层控制的注水方式,可有效改善注入水纵向驱替不均的状况,均衡动用各类油层,实现对薄差层与厚油层的进一步挖潜^[7-8],已成为高含水多层砂岩油藏缓解层间矛盾、提高采收率的重要手段^[9-10]。

影响精细分层注水技术效果的关键在于合理的层段划分方式和配注量设计。崔传智等基于层间吸水指数级差最小化的原则,应用枚举算法进行注水层段的合理划分^[11];冯其红等引入层段直径概念,建立了定量化的分层注水层段划分方法^[12];成晓君以层段渗流阻力变异系数最小化为目标,提出了分层注水层段划分重组方法^[13]。传统分层注水量确定多以储层静态参数或油藏开发资料为依据。杜庆龙等综合考虑注水井各小层地层系数及其周围油井方向的渗流阻力系数,确定了注水井的分层注水量^[14];LIN等综合考虑射孔厚度、注水历史、调控周期等因素的影响,给出了分层注水量的计算方法^[15-16];LI等进一步提出了基于驱替系数的分层注水井配注量劈分方法^[17]。上述方法仅利用各小层的静态参数劈分注水量,未把油、水井作为统一的整体考虑^[14],也未考虑剩余油分布的影响^[18]。赵辉等建立了多层砂岩油藏精细分层注水优化方法,实现分层注采参数自动调配设计^[19];JIA等针对不同类型的复杂油藏,提出了多种分层注水优化方法,显著提升了复杂油藏水驱开发效果^[20-23]。随着水驱老油田进入高含水开发后期,井筒和油藏条件

变得愈加复杂,对分层注水技术的需求不断提升,合理划分注水层段和精准调配层段注水量已成为成功实施精细分层注水的关键。目前,分层注水的层段划分和注水量调配往往采用独立的工艺方法进行设计,配注量设计一般基于确定的层段划分方式,导致两者的优化设计脱节。因此,精细分层注水方案的优化能力还亟待提升。

为此,针对精细分层注水层段划分与层段注水量优化调配脱节的问题,在最佳分层注水层段划分数目与划分方式未知的条件下,以经济净现值最大化为目标,以各分层注水井的层段划分位置、层段注水量以及其他注水井、生产井的注采液量为优化变量,构建集注水层段划分组合及注采液量立体调配于一体的精细分层注水优化数学模型,结合新型群智能优化算法,形成高含水油藏注水层段划分及注采液量调配协同优化设计方法,实现合理注水层段智能划分、层段注水量与各井注采液量智能调配的一体化优化设计,进一步实现合理动用储量和降本增效的目的。

1 优化数学模型的构建

为应对老油田高含水期注水开发面临的挑战,进行精细注水开发一体化优化(图1)。综合考虑措施井在不同小层的注水效果、剩余油分布等,精细划分注水层段,并结合各层段的注水需求,差异化优化注水流量、注水压力等注入端参数,同时合理调控生产井产液量等采出端参数,实现注采参数的精确匹配。核心目标是通过自动划分与优化重组注水层段,协同优化各层段和各井的注采参数,实现高含水油藏精细分层注水工艺参数的一体化优

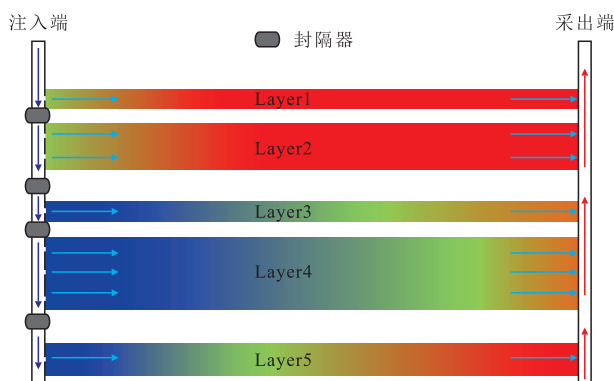


图1 精细注水开发示意

Fig.1 Fine water injection development

化。通过该优化策略,可有效缓解平面、层间和层内驱替不均衡带来的负面影响,显著提升水驱开发的整体效能。

对于分层注水措施井,确定最佳的层段划分方式是充分发挥油层潜力、高效挖潜剩余油的关键。在最优层段划分数目未知的条件下,以层段划分位置(即封隔器的下入位置)组合为优化变量,以分层注水工艺允许的最大层段划分数目为约束,对最优层段划分位置进行组合优化;同时,综合考虑各井的最大注采液量、分层吸水能力等工程地质条件约束,对分层注水井的层段配注量以及其他各井的注采液量进行协同优化。通过经济净现值(NPV)来确定最优的层段划分数目和层段划分位置组合方案,同时给出各注水层段的最优配注量及其他各井的最优注采液量调控方案,以实现高含水油藏水驱流场的精细调控,进一步提高采收率。基于优化问题的3个基本构成要素,将注水层段划分组合与注采液量的立体调配有机结合,构建精细分层注水关键工艺参数一体化优化数学模型。

1.1 目标函数

目标函数用于衡量优化设计方案的优劣,常见的优化目标包括经济净现值最大化、累积产油量最大化、均衡驱替程度最大化^[22]等。对于精细分层注水工艺参数优化问题,由于涉及到最优层段划分数目的确定,层段划分数目越多,分层注水越精细、效果也越好,但与此同时,相应的分层注水完井成本也相应增大。因此,为了在提高开发效果的同时兼顾经济性,选用经济净现值最大化作为优化目标函数^[24-25],以综合衡量精细分层注水工艺的经济效益与技术可行性,计算公式如下:

$$NPV = \sum_{n=1}^{N_t} \left[\frac{\Delta t_n}{(1+b)^{365}} \left(\sum_{i=1}^{N_{pro}} \alpha C_{oil} q_{oi}^{pro} - \sum_{i=1}^{N_{pro}} \alpha C_{oil} q_{oi}^{pro} R_o - \right. \right.$$

$$\left. \sum_{i=1}^{N_{pro}} C_{wat} q_{wi}^{pro} - \sum_{j=1}^{N_{inj}} C_{inj} q_j^{inj} - C_{ope} \right) \left. \right] - \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{k=1}^{L_s} C_{sep} \quad (1)$$

式中:NPV为经济净现值,元; N_t 为总时间步数; n 为时间步的编号; Δt_n 为第 n 个时间步的步长,d; b 为年折现率; t_n 为第 n 个时间步末对应的生产时间,d; N_{pro} 为生产井总数,口; i 为生产井的编号; α 为原油商品率,%; C_{oil} 、 C_{wat} 和 C_{inj} 分别为原油价格、产出水处理成本和注水成本,元/ m^3 ; q_{oi}^{pro} 和 q_{wi}^{pro} 分别为第 i 口生产井的日产油量和日产水量, m^3/d ; R_o 为原油综合税率,%; N_{inj} 为注水井总数,口; j 为注水井的编号; q_j^{inj} 为第 j 口注水井的日注水量, m^3/d ; C_{ope} 为操作成本,主要包括燃料费、动力费、人工费以及相关的管理费等,元/d; N_s 为分层注水措施井总数,口; s 为分层注水措施井编号; L_s 为分层注水措施井的层段划分数目,个; k 为分层注水措施井的层段编号; C_{sep} 为分层注水完井成本,元/层。

1.2 优化变量

对于分层注水措施井,合理层段划分位置及相应层段配注量的确定对精细分层注水的开发效果至关重要。因此,在优化过程中,考虑的优化变量主要包括分层注水措施井的层段划分位置及各层段的配注量。

层段划分位置的优化本质上是一个组合优化问题,旨在确定将哪些小层划分为同一个注水层段。在满足油藏地质特征和工艺要求的前提下,通过优化层段划分位置的组合方式,可以确定最优的层段划分数目及其组合方案。对于分层注水措施井,需要给出所有可能的层段划分位置,通常优先选择隔夹层作为层段划分位置,以便封隔器能够可靠卡封,进而确保层段合格率。通过合理选择层段划分位置,确定最优的层段划分组合方案,有效避免层段之间的交叉影响。为此,构建层段划分位置组合优化向量,用于表征分层注水措施井的层段划分组合方案,其表达式为:

$$\mathbf{L} = [L_1, L_2, \dots, L_s, \dots, L_{N_s}] \quad (2)$$

其中:

$$L_s = [L_{s1}, L_{s2}, \dots, L_{sk}, \dots, L_{sNa}]$$

$$s = 1, 2, \dots, N_s \quad k = 1, 2, \dots, N_a \quad (3)$$

式中: $\mathbf{L}$ 为层段划分位置组合优化向量; L_s 为第 s 口分层注水措施井的层段划分位置组合优化向量; L_{sk} 为第 s 口分层注水措施井第 k 层段划分位置的措施状态, $L_{sk} \in \{0, 1\}$,其中 $L_{sk}=0$ 表示该位置不作为层段划分位置, $L_{sk}=1$ 表示该位置作为层段划分位置; N_a 为分层注水措施所有可能的层段划分位置数

目,个。

对于图1中的分层注水措施井,若 $L=[0,1,0,1,0]$,则可计算得到该方案的分层注水层段划分数目为 $\text{sum}(L)+1=3$,其中,Layer1和Layer2划分为一个注水层段,在Layer2和Layer3之间下入封隔器进行卡封;Layer3和Layer4划分为一个注水层段,并在Layer4和Layer5之间下入封隔器进行卡封,Layer5作为一个独立的注水层段。

同时,定义层段配注量优化向量,以表征分层注水措施井各层段对应的日配注量:

$$\mathbf{Q}_L = [q_{s1}^{\text{inj}}, q_{s2}^{\text{inj}}, \dots, q_{sk}^{\text{inj}}, \dots, q_{sN_a}^{\text{inj}}] \quad k=1,2,\dots,N_a \quad (3)$$

式中: $\mathbf{Q}_L$ 为由各层段配注量组成的优化向量; q_{sk}^{inj} 为第 s 口分层注水措施井的第 k 层段的日配注量, m^3/d 。

对于未采取分层注水措施的各注水井及各生产井,定义各井注采液量优化向量:

$$\mathbf{Q}_C = [q_1^{\text{inj}}, q_2^{\text{inj}}, \dots, q_m^{\text{inj}}, \dots, q_{N_{\text{inj}}-N_s}^{\text{inj}}, q_1^{\text{pro}}, q_2^{\text{pro}}, \dots, q_n^{\text{pro}}, \dots, q_{N_{\text{pro}}}^{\text{pro}}] \quad (4)$$

式中: $\mathbf{Q}_C$ 由各井注采液量组成的优化向量; q_m^{inj} 为第 m 口未采取分层注水措施的注水井的日注水量, m^3/d ; q_n^{pro} 为第 n 口生产井的日产液量, m^3/d 。

1.3 约束条件

对于分层注水措施井,其所有层段的配注量之和应保持在一个合理的范围内,同时单层段的配注量不能超过该层段的最大吸水能力,其可根据具体油藏不同层段厚度的吸水能力或吸水强度给定,约束条件表达式为:

$$q_{s\text{min}}^{\text{inj}} \leq \sum_{k=1}^{L_s} q_{sk}^{\text{inj}} \leq q_{s\text{max}}^{\text{inj}} \quad s=1,2,\dots,N_s \quad (5)$$

$$q_{sk\text{min}}^{\text{inj}} \leq q_{sk}^{\text{inj}} \leq q_{sk\text{max}}^{\text{inj}} \quad k=1,2,\dots,N_a \quad (6)$$

式中: $q_{s\text{min}}^{\text{inj}}$ 和 $q_{s\text{max}}^{\text{inj}}$ 分别为第 s 口分层注水措施井的最小、最大日注水量, m^3/d ; $q_{sk\text{min}}^{\text{inj}}$ 和 $q_{sk\text{max}}^{\text{inj}}$ 分别为第 s 口分层注水措施井第 k 层段的最小、最大日配注量, m^3/d 。

同时,分层注水层数受到油田地质条件和分层注水工艺的限制。在实际油藏开发中,随着分层注水层数的增加,维护和监测成本增大,技术挑战也更加复杂。目前,受工艺技术条件限制,国内外油田的分层注水层段划分数目一般不超过10层,普遍控制在3~5层。因此,需要对分层注水措施井的层段划分位置组合优化向量进行约束,以确保层段划分组合方案的分层数不超过现场允许的最大分层注水层段数目,约束条件表达式为:

$$\text{sum}(\mathbf{L}) \leq L_{\text{smax}} \quad (7)$$

式中: L_{smax} 为现场允许的最大分层注水层段数

目,层。

此外,在优化过程中,维持油藏总产液量和总注水量不变,重新优化分配各注水井的日注水量以及各生产井的日产液量,约束条件表达式为:

$$\sum_{j=1}^{N_{\text{inj}}-N_s} q_j^{\text{inj}} + \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{k=1}^{L_s} q_{sk}^{\text{inj}} = \mathbf{Q}_{\text{inj}} \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{pro}}} q_i^{\text{pro}} = \mathbf{Q}_{\text{pro}} \quad (9)$$

式中: q_i^{pro} 为第 i 口生产井的日产液量, m^3/d ; $\mathbf{Q}_{\text{inj}}$ 和 $\mathbf{Q}_{\text{pro}}$ 分别为油藏区块的总日注水量和总日产液量, m^3/d 。

2 优化数学模型的求解

根据构建的精细分层注水优化数学模型可知,该优化问题属于典型的混合整数非线性规划问题,具有复杂非线性、变量类型多、约束条件复杂等特征,其中,优化变量的类型既包括未分层井的注采液量、分层注水井的各层段注水量等连续型变量,也包括分层注水层段划分位置组合等离散型变量;同时,约束条件包含总注水量平衡、层段划分数目限制等式及不等式线性约束,还包括油藏物理特性和流体动力学方面的限制等非线性约束,该类优化问题求解过程中导数信息获取比较困难。相比梯度优化算法,无梯度优化算法更适用于求解该类优化问题。

蜣螂优化算法(Dung Beetle Optimizer, DBO)^[26-27]是近年提出的一种新型群智能优化算法。DBO通过模拟蜣螂的自然行为,包括滚球、跳舞、觅食、偷窃和繁殖等^[25],实现了全局探索和局部开发的平衡,具有收敛速度快、求解精度高的特点,尤其适用于解决高维、多约束的复杂优化问题。因此,将DBO和油藏数值模拟器相耦合进行精细分层注水优化数学模型求解,其中油藏数值模拟器用于根据目标油藏的数值模拟模型计算优化方案的日产油量、日产水量等开发指标,并根据计算结果将相应的经济净现值反馈给DBO,再通过DBO的寻优机制更新精细分层注水的优化参数组合,生成新的优化方案并自动调用油藏数值模拟器进行模拟计算,依此通过大量方案迭代计算,最终实现模型寻优。针对优化变量类型既有离散型又存在连续型的情况,将连续型优化变量的个体和离散型优化变量的个体分别存放在不同子种群中,每个子种群专注于优化特定类型的变量,通过协同进化方式,子种群

之间相互交换信息,达到平衡全局搜索和局部搜索能力,提高整体优化性能。同时,在优化过程中,针对不满足约束的解,采取自适应惩罚函数法^[28-29]动态调整其目标值,从而在初期允许更大范围的解空间探索,后期逐步收敛到满足约束的可行解。

按照求解优化流程(图2)对优化数学模型进行求解,即可实现精细分层注水关键工艺参数的一体化、智能化设计,自动划分重组分层注水层段,协同调配各井注采液量以及分层注水井纵向层段配注量,形成高含水油藏精细分层注水协同优化方法,最大限度地改善水驱开发效果。

3 算例应用

以 Egg 模型^[30]为油藏实例,应用高含水油藏精细分层注水智能优化方法进行测试分析。Egg 模型是一个小型的非均质合成油藏模型,该模型为油水两相,不含伴生气体或溶解气体;Egg 模型的网格维度为 60×60×7,共 25 200 个网格,模型边缘为死网格,共有 18 553 个有效网格。对 Egg 模型的小层渗透率进行调整,由修改后的模型各小层渗透率及井位分布(图3)可见,高渗透率区域分布呈河道状,各小层渗透率分布差异明显。

Egg 模型共有 4 口生产井和 8 口注水井,注水井的日注水量均设置为 50 m³/d,各井均未采取分层注水方式,生产井的日产液量均设置为 100 m³/d。模

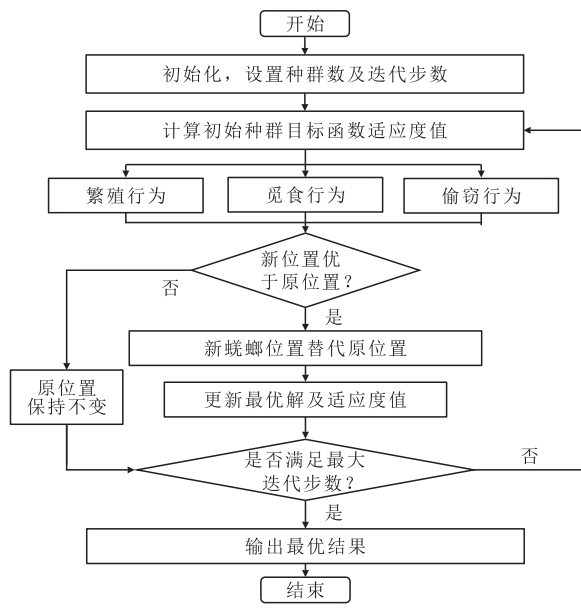


图2 DBO 求解精细分层注水优化流程
Fig.2 Optimization flowchart of DBO algorithm for solving fine layered water injection

拟注水开发 5 a 后,模型采出程度达到 45.8%,综合含水率达到 83%,进入高含水开发期。

由当前模型剩余油饱和度分布(图4)和各小层的地质参数及开发现状(表1)可以看出,当前油层内部均衡驱替程度较低,注采井间仍有部分区域未波及,尤其油层顶部剩余油相对富集,渗透率较高小层的驱替相对充分,平均剩余油饱和度以及剩余可采储量较低,尤其底部高渗透率小层剩余油饱和度最低。

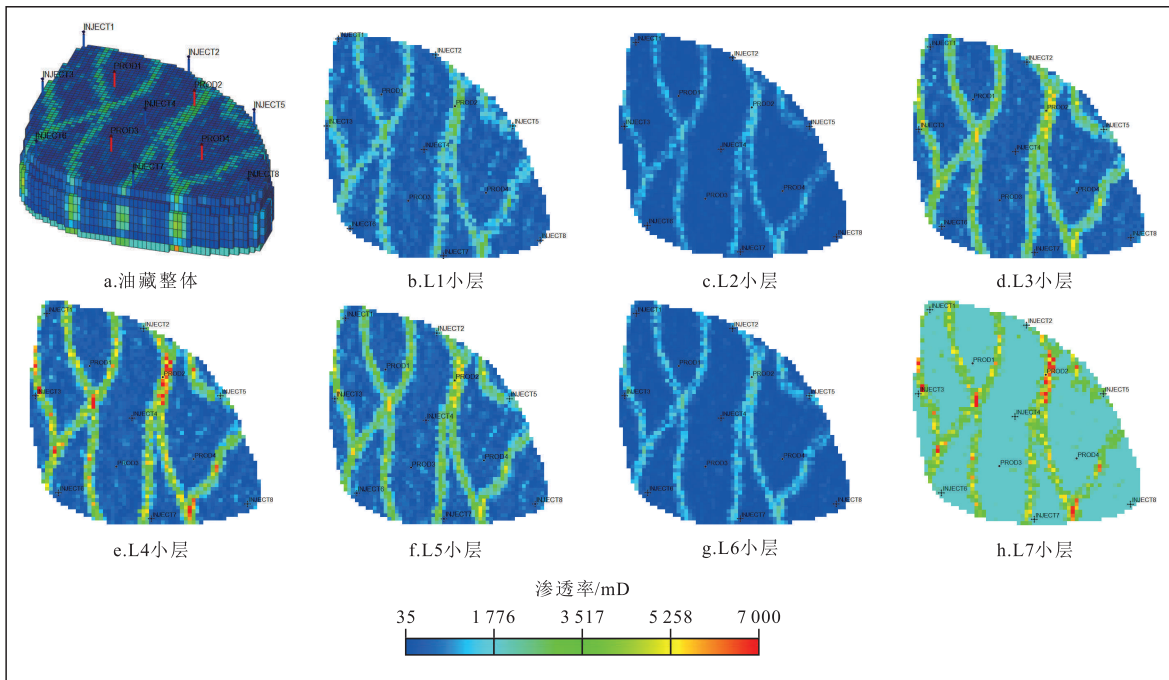


图3 Egg 模型的油藏整体及各小层渗透率分布
Fig.3 Permeability distribution of whole reservoir and permeability distribution of each layer in Egg model

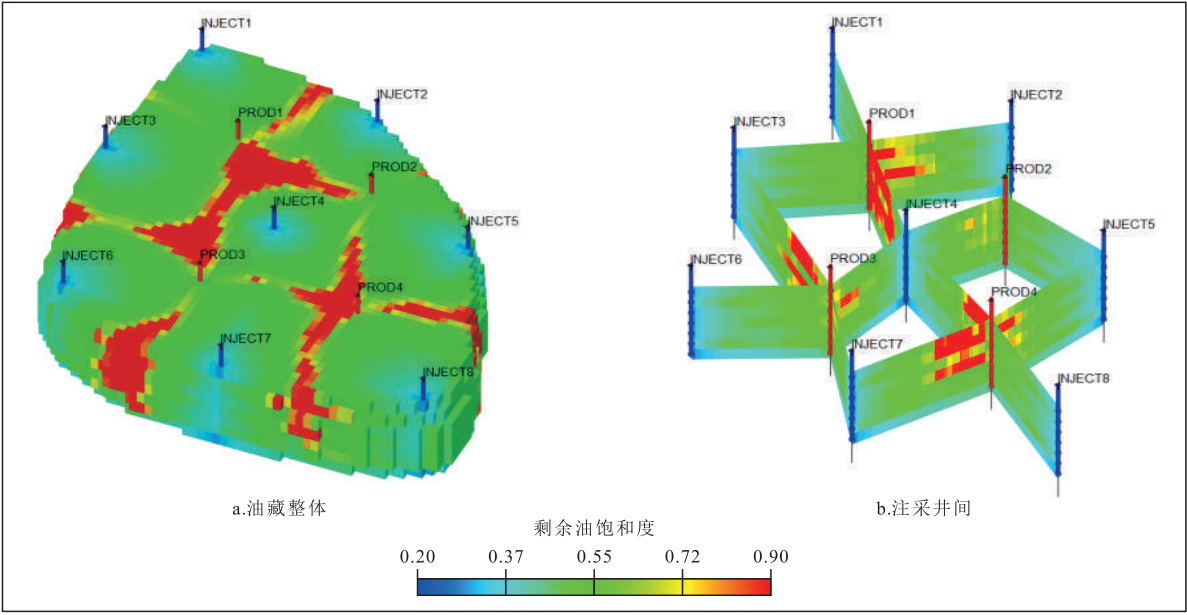


图4 当前模型剩余油饱和度分布
Fig.4 Distribution of remaining oil saturation in current model

表1 各小层的地质参数及开发现状
Table1 Geological parameters of each layer and development status

小层	平均渗透率/ mD	平均剩余油 饱和度	剩余可采储量/ 10 ³ m ³
L1	916.31	0.519 1	66.20
L2	455.38	0.553 8	73.76
L3	1 223.77	0.490 7	68.22
L4	1 374.50	0.558 3	77.60
L5	1 224.76	0.470 7	65.43
L6	569.52	0.473 6	65.84
L7	2 453.70	0.348 3	46.38

为验证所构建的精细分层注水智能优化方法在改善高含水油藏水驱开发效果的优势,在维持注采总液量相同的条件下,分别设置3种优化方式进行优化效果对比:优化方式1,不采取分层注水措施,仅开展当前模型中注采液量协同优化,即优化8口注水井和4口生产井的注采液量;优化方式2,采取分层注水措施,选择 INJECT4 和 INJECT5 两口注水井,仅开展分层注水措施井的层段划分位置以及层段配注量优化,各井的注采液量保持不变;优化方式3,采取分层注水措施,开展分层注水措施井的层段划分方式、层段配注量以及其他各井注采液量的一体化优化,即选择 INJECT4 和 INJECT5 两口注水井进行精细分层注水优化,协同开展其余各井的注采液量优化。

对以上3种优化方式,设置原油商品率为96%,原油综合税率为23.8%,原油价格为3 000元/t,产出

水处理成本为20元/m³,注水成本为120元/m³,操作成本为5 000元/d,分层注水完井成本为50 000元/层,内部收益率为10%,DBO的迭代步数为20、种群数目为30,以调整后生产1 a的NPV最大化为优化目标,每种优化方式分别独立优化5次。由3种优化方式下的平均迭代曲线(图5)可见,采用优化方式3进行精细分层注水一体化优化可获得更高的经济净现值,采用优化方式2的经济净现值最低。由优化前各井的注采液量方案以及3种优化方式下最优方案的各井注采液量以及层段配注量优化结果(表2)可见,通过优化方式3得到的最优分注方案为:分层注水措施井 INJECT4 及 INJECT5 井的最佳层段划分数目均为3,最优层段划分组合方案均为将L1—L3小层划分为注水层段1,L4—L6小层划分为注水层段2,L7小层作为注水层段3。

分别采用上述3种方案,在当前模型的基础上

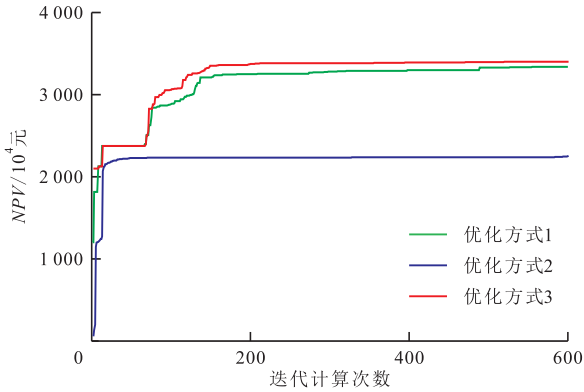


图5 不同优化方式下的平均迭代曲线
Fig.5 Average iterative curves under different optimization methods

表 2 不同方式下的最优注采调配方案
Table2 Optimal injection-production fluid allocation schemes under different methods

方式	小层	生产井日产液量/(m³/d)				注水井日注水量/(m³/d)										
		PROD1	PROD2	PROD3	PROD4	INJECT1	INJECT2	INJECT3	INJECT4	INJECT5	INJECT6	INJECT7	INJECT8			
优化前	L1	100.0	100.0	100.0	100.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0			
	L2															
	L3															
	L4															
	L5															
	L6															
	L7															
优化方式 1	L1	174.2	33.2	80.1	112.5	21.2	56.3	13.5	65.0	51.4	121.4	58.7	12.5			
	L2															
	L3															
	L4															
	L5															
	L6															
	L7															
优化方式 2	L1	100.0	100.0	100.0	100.0	50.0	50.0	50.0	45.0	20.1	50.0	50.0	50.0			
	L2															
	L3															
	L4								5.0	4.6	93.5	70.8	42.2			
	L5															
	L6									26.1						
	L7															
优化方式 3	L1	188.3	18.0	66.7	127.0	6.3	48.5	5.6	22.0	23.5	93.5	70.8	42.2			
	L2								56.1	26.1						
	L3															
	L4															
	L5								3.1	2.2						
	L6															
	L7															

进一步模拟生产 5 a,从优化前后的累积产油量和综合含水率变化曲线(图 6)可以看出,对层间干扰严重的油藏开展精细分层注水一体化优化的效果(优化方式 3)要优于仅开展注采参数协同优化(优化方式 1)及层段组合优化(优化方式 2),对比优化前方案,优化方式 3 给出的最优方案累积增油量达到 9 225 m³,提高采收率 1.08 个百分点,综合含水率下降 4.76 个百分点;与优化方式 1 给出的最优方案相比较,优化方式 3 给出的最优方案可进一步增油 6 882 m³,综合含水率下降 2.67 个百分点,取得了明显的降水增油效果。对于优化方式 2 给出的仅对 2 口注水井进行分层注水关键工艺参数优化后的最优方案,方案早期综合含水率较优化前下降不明显,而且早

期累积产油量甚至低于优化前方案,但综合含水率始终低于优化前方案,随着生产时间的变化,该方案的累积产油量逐渐高于优化前方案,进一步模拟生产 5 a 末,该方案的累积产油量接近优化方式 1 给出的最优方案。同时,从 3 种优化方式的最优方案综合含水率动态变化曲线可以看出,液量动态调配优化方案的有效期通常有限,随着时间的推移,油藏的压力、饱和度分布等条件不断变化,优化方式 1 和优化方式 3 给出最优方案的综合含水率逐渐超过优化前方案,对于该模型,这 2 种优化方式的有效期在 2 年半左右,因此,可以根据油藏动态生产情况定期或不定期进行液量调配方案的重新评估和优化调整,以确保油藏开发的高效性和可持续性。

对高含水油藏进行精细分层注水一体化优化能够有效缓解层间矛盾,有效改善油藏水驱开发效果。从优化方式1和优化方式3的最优方案平面及纵向剖面剩余油分布(图7)对比来看,通过分层注水措施井层段划分组合方式及各井注采液量的一体化协同优化后,各油层驱替更加均衡,平面及纵向难以动用的剩余油得到有效动用,剩余油饱和度分布更加均匀。

4 结论

(1)针对精细分层注水层段划分与层段注水量优化调配脱节的问题,以各分层注水井的层段划分位置、层段配注量以及其他各井的注采液量为优化

变量,以经济净现值最大化为目标,构建了集注水层段划分组合及注采液量立体调配于一体的精细分层注水优化数学模型,结合蛭螂优化算法,形成了高含水油藏精细分层注水层段划分及液量调配协同优化设计方法,实现了合理注水层段自动划分、层段配注量以及各井注采液量智能调配的一体化优化设计。

(2)以Egg模型为例,开展了高含水阶段精细分层注水层段划分及液量调配协同优化设计方法的矿场应用。研究表明:对层间干扰严重的高含水油藏开展精细分层注水层段划分及液量调配协同优化,其效果显著优于仅依靠注采参数优化方式及层段组合优化方式。新方法通过注水层段自动划分组合及注采液量立体智能调配的一体化优化

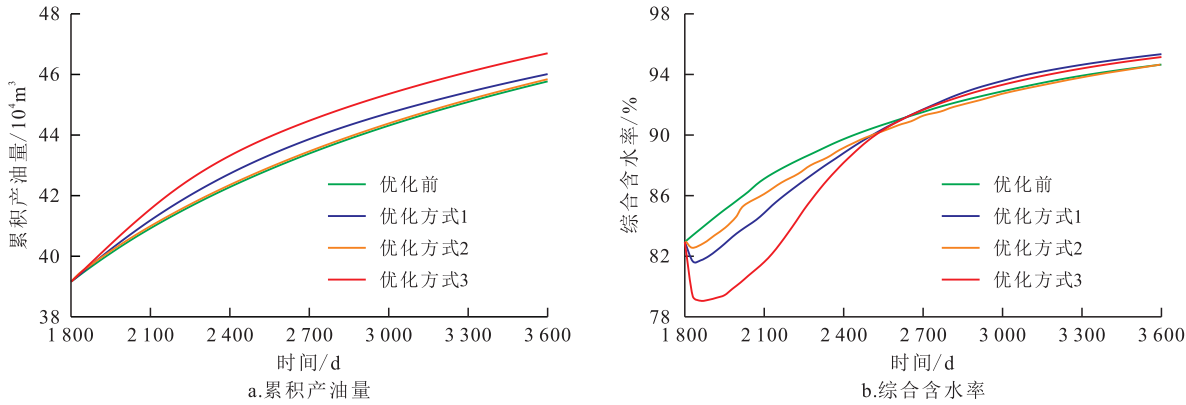


图6 不同优化方式的生产动态曲线
Fig.6 Production dynamic curves under different optimization methods

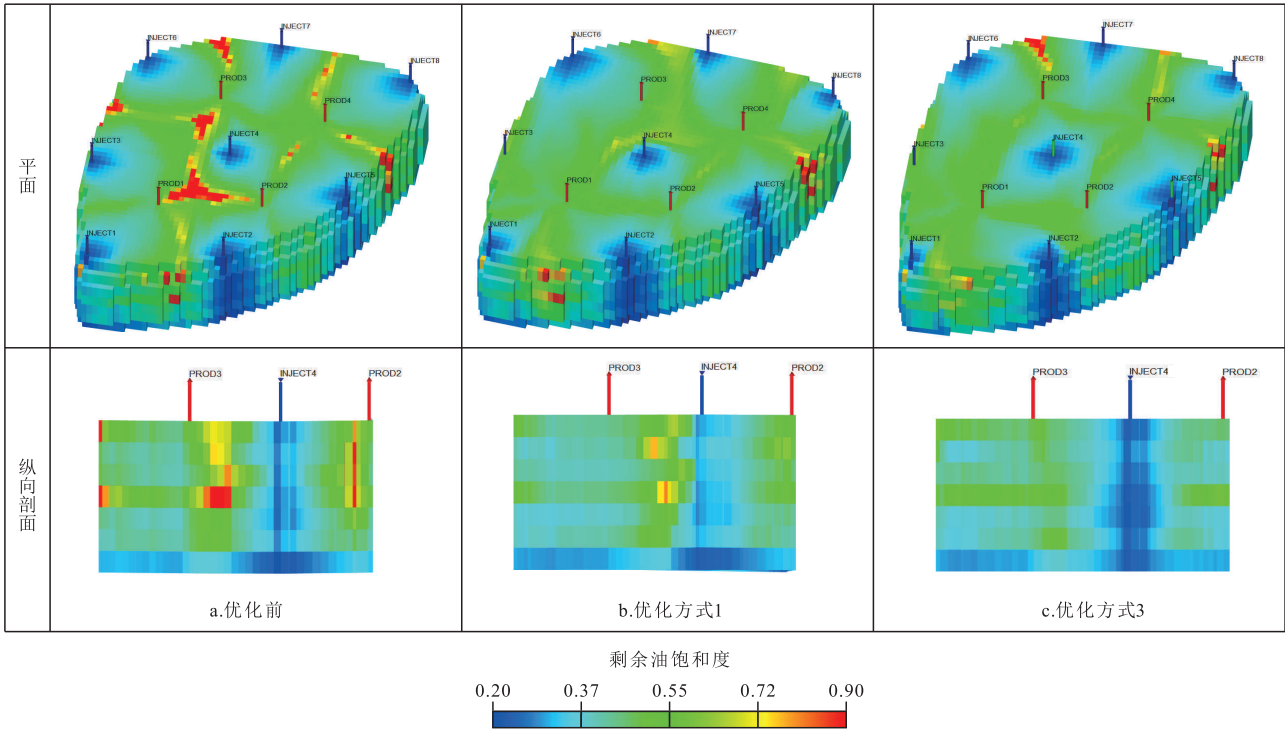


图7 不同优化方式的剩余油分布
Fig.7 Remaining oil distribution under different optimization methods

设计,可有效缓解高含水阶段的层间矛盾,实现各油层均衡驱替,有效挖潜剩余油;可根据油藏动态生产情况定期或不定期进行液量调配方案的重新评估和优化调整,以确保油藏开发的高效性和可持续性。

参考文献

- [1] 朱丽红,杜庆龙,姜雪岩,等.陆相多层砂岩油藏特高含水期三大矛盾特征及对策[J].石油学报,2015,36(2):210-216.
ZHU Lihong, DU Qinglong, JIANG Xueyan, et al. Characteristics and strategies of three major contradictions for continental facies multi-layered sandstone reservoir at ultra-high water cut stage [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 210-216.
- [2] 杨冰,傅强,官敬涛,等.特高含水油藏不同井网流场调整模拟与驱油效率[J].油气藏评价与开发,2023,13(4):519-524,536.
YANG Bing, FU Qiang, GUAN Jingtao, et al. Oil displacement efficiency based on different well pattern adjustment simulation in high water cut reservoirs [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(4): 519-524, 536.
- [3] 王建,刘丽杰,吴义志,等.胜利油田水驱开发技术进展及发展方向[J].油气地质与采收率,2024,31(5):99-112.
WANG Jian, LIU Lijie, WU Yizhi, et al. Progress and direction of water flooding development technologies in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(5): 99-112.
- [4] 刘合,李艳春,贾德利,等.人工智能在注水开发方案精细化调整中的应用现状及展望[J].石油学报,2023,44(9):1574-1586.
LIU He, LI Yanchun, JIA Deli, et al. Application status and prospects of artificial intelligence in the refinement of water-flooding development program [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(9): 1574-1586.
- [5] 匡立春,刘合,任义丽,等.人工智能在石油勘探开发领域的应用现状与发展趋势[J].石油勘探与开发,2021,48(1):1-11.
KUANG Lichun, LIU He, REN Yili, et al. Application and development trend of artificial intelligence in petroleum exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 1-11.
- [6] 杜庆龙,郭军辉,朱丽红,等.大庆油田注水开发实践中的哲学思维[J].大庆石油地质与开发,2024,43(4):145-151.
DU Qinglong, GUO Junhui, ZHU Lihong, et al. Philosophical thinking in water flooding development practice of Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(4): 145-151.
- [7] 刘合,裴晓含,贾德利,等.第四代分层注水技术内涵、应用与展望[J].石油勘探与开发,2017,44(4):608-614,637.
LIU He, PEI Xiaohan, JIA Deli, et al. Connotation, application and prospect of the fourth-generation separated layer water injection technology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 608-614, 637.
- [8] 党思思,孙志雄,裴帅,等.陆梁油田呼图壁组多层系砂岩油藏分层注水调控[J].新疆石油地质,2023,44(4):465-471.
DANG Sisi, SUN Zhixiong, PEI Shuai, et al. A new method of water injection control for multilayered sandstone reservoirs: a case of Hutubi formation in Luliang Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(4): 465-471.
- [9] 刘合,裴晓含,罗凯,等.中国油气田开发分层注水工艺技术现状与发展趋势[J].石油勘探与开发,2013,40(6):733-737.
LIU He, PEI Xiaohan, LUO Kai, et al. Current status and trend of separated layer water flooding in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 733-737.
- [10] 王东,王良杰,张凤辉,等.渤海油田分层注水技术研究现状及发展方向[J].中国海上油气,2022,34(2):125-137.
WANG Dong, WANG Liangjie, ZHANG Fenghui, et al. Research status and development direction of separated layer water injection technology in Bohai oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(2): 125-137.
- [11] 崔传智,盛倩,姜亦栋,等.高含水期多层油藏注水层段划分方法[J].断块油气田,2016,23(3):363-366.
CUI Chuanzhi, SHENG Qian, JIANG Yidong, et al. Reasonable water injection interval dividing of multilayer producing block reservoir with high water cut [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(3): 363-366.
- [12] 冯其红,王波,王相,等.高含水油藏细分注水层段组合优选方法研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2016,38(2):103-108.
FENG Qihong, WANG Bo, WANG Xiang, et al. Study on layer combination optimization method of subdivision water injection in high water-cut reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2016, 38(2): 103-108.
- [13] 成晓君.特高含水期基于渗流阻力的注水层段重组及配注界限确定方法[J].大庆石油地质与开发,2022,41(6):74-79.
CHENG Xiaojun. Recombination of water injection interval and determination of injection allocation boundary based on flow resistance in ultra-high water cut stage [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(6): 74-79.
- [14] 杜庆龙,朱丽红.油、水井分层动用状况研究新方法[J].石油勘探与开发,2004,31(5):96-98.
DU Qinglong, ZHU Lihong. A new approach to study layered producing performance of oil and water wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 96-98.
- [15] LIN Y, LIU C L, YIN H J, et al. Study on the determination of the separated layer water injection based on the grey synthetic degree [J]. Applied Mechanics and Materials, 2014, 644-650: 2227-2230.
- [16] 孙召勃,李云鹏,贾晓飞,等.基于驱替定量表征的高含水油田注水井分层配注量确定方法[J].石油钻探技术,2018,46(2):87-91.
SUN Zhaobo, LI Yunpeng, JIA Xiaofei, et al. A method to determine the layered injection allocation rates for water injection wells in high water cut oilfield based on displacement quantitative characterization [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018,

- 46(2): 87-91.
- [17] LI M, QU Z, JI S, et al. A new methodology for determination of layered injection allocation in highly deviated wells drilled in low-permeability reservoirs [J]. *Energies*, 2023, 16 (23): 7 764.
- [18] 王瑞. 特高含水期多层合采油藏油井液量调配优化方法[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(10): 3 986-3 991.
- WANG Rui. Optimization method of oil well fluid allocation in multi-layer commingled production reservoir at ultra-high water cut stage [J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21 (10): 3 986-3 991.
- [19] 赵辉, 张兴凯, 王春友, 等. 基于连通性方法的油藏分层精细注水优化[J]. *长江大学学报: 自科版*, 2018, 15(23): 42-51.
- ZHAO Hui, ZHANG Xingkai, WANG Chunyou, et al. Optimization of fine water injection for reservoir stratification based on connectivity method [J]. *Journal of Yangtze University: Natural Science Edition*, 2018, 15(23): 42-51.
- [20] JIA Deli, LIU He, ZHANG Jiqun, et al. Data-driven optimization for fine water injection in a mature oil field [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 674-682.
- [21] ZHANG Liming, XU Chao, ZHANG Kai, et al. Production optimization for alternated separate-layer water injection in complex fault reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107409.
- [22] 吴宽宽, 冯其红, 张先敏, 等. 多层水驱油藏均衡驱替注采参数协同优化方法[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(5): 67-75.
- WU Kuankuan, FENG Qihong, ZHANG Xianmin, et al. Collaborative optimization method of injection and production parameters for multi-layer reservoirs based on balanced water flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(5): 67-75.
- [23] 赵洪绪, 柴世超, 毛敏, 等. 基于长短期记忆神经网络模型的分层注水优化方法[J]. *中国海上油气*, 2023, 35(4): 127-137.
- ZHAO Hongxu, CHAI Shichao, MAO Min, et al. Optimization of stratified water injection based on long-short term memory neural network model [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(4): 127-137.
- [24] LU Ranran, REYNOLDS A C. Joint optimization of well locations, types, drilling order, and controls given a set of potential drilling paths [J]. *SPE Journal*, 2020: 1 285-1 306.
- [25] 陈存良, 王相, 刘学, 等. 基于最大净现值的水驱多层油藏均衡驱替方法[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(1): 122-125.
- CHEN Cunliang, WANG Xiang, LIU Xue, et al. Isostatic displacement of waterflooding multi-layer reservoir based on maximum net present value [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(1): 122-125.
- [26] XUE Jiankai, SHEN Bo. Dung beetle optimizer: a new meta-heuristic algorithm for global optimization [J]. *The Journal of Supercomputing*, 2023, 79(10): 7 305-7 336.
- [27] 董奕含, 喻志超, 胡天跃, 等. 基于改进蜣螂优化算法的瑞雷波频散曲线反演方法[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(4): 86-97.
- DONG Yihan, YU Zhichao, HU Tianyue, et al. Inversion of Rayleigh wave dispersion curve based on improved dung beetle optimizer algorithm [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(4): 86-97.
- [28] FENG Qihong, LI Shanshan, ZHANG Xianmin, et al. Well production optimization using streamline features-based objective function and Bayesian adaptive direct search algorithm [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(6): 2 879-2 894.
- [29] CHEN Hongwei, FENG Qihong, ZHANG Xianmin, et al. A meta-optimized hybrid global and local algorithm for well placement optimization [J]. *Computers and Chemical Engineering*, 2018, 117: 209-220.
- [30] JANSEN J D, FONSECA R M, KAHROBAEI S, et al. The egg model-a geological ensemble for reservoir simulation [J]. *Geoscience Data Journal*, 2014, 1(2): 192-195.

编辑 刘北羿