

引用格式: 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.

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.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.04.014

## 特高含水油藏不同井网流场调整模拟与驱油效率

杨冰<sup>1</sup>, 傅强<sup>1</sup>, 官敬涛<sup>2</sup>, 李林祥<sup>2</sup>, 潘昊宇<sup>3</sup>, 宋宏斌<sup>2</sup>, 秦婷婷<sup>1</sup>, 朱志伟<sup>1</sup>

(1. 同济大学海洋地质国家重点实验室, 上海 200092; 2. 中国石化胜利油田分公司孤东采油厂, 山东 东营 257237;  
3. 同济大学土木工程学院, 上海 200092)

**摘要:** 流场调整是注水开发油田特高含水后期挖掘剩余油的有效手段。注水开发油田进入高含水开发期后, 油水井间逐步形成优势流场, 注入水无效循环, 降低油藏开发效果。根据流场调整的工作原理, 利用 Python 语言进行编程, 建立由标准行列式井网排列为基础的流场调整模型, 并进行网格划分, 分别将井网流场流线转变角度 27°、45°, 采用有限差分方法, 对流场调整前后的优势流场范围进行二维数值模拟, 得出九点法和五点法调整井网模拟显示驱油效率高, M 形井网驱油效率相对较低, 转流线调整 45° 效果较好。上述流场调整模拟效果对井网调整提高高含水油藏原油采收率具有一定参考价值。

**关键词:** 高含水油藏; 井网调整; 流场调整模拟; 驱油效率; 采收率

中图分类号: TE327

文献标识码: A

### Oil displacement efficiency based on different well pattern adjustment simulation in high water cut reservoirs

YANG Bing<sup>1</sup>, FU Qiang<sup>1</sup>, GUAN Jingtao<sup>2</sup>, LI Linxiang<sup>2</sup>, PAN Haoyu<sup>3</sup>, SONG Hongbin<sup>2</sup>, QIN Tingting<sup>1</sup>, ZHU Zhiwei<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Marine Geology, Tongji University, Shanghai 200092, China;

2. Gudong Oil Production Plant, Sinopec Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257237, China;

3. Department of Geotechnical Engineering, College of Civil Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China)

**Abstract:** The adjustment of the flow field proves to be an effective way for enhancing the recovery of remaining oil during the high water cut development stage in a water-flooding oilfield. As the water flooding oilfield enters the high water cut development stage, a dominant flow field gradually forms between oil and water wells, resulting in the ineffective circulation of injected water. As a result, the effect of reservoir development is reduced. To address this issue, a flow field adjustment model is established based on standard determinant well pattern arrangement using Python programming language, guided by the working principle of flow field adjustment. In this model, the flow field streamlines transition angles are 27°, and 45° respectively. The finite difference method is employed to simulate the dominant flow field range before and after the adjustment. The results demonstrate that the nine-spot method and the five-spot method could enhance the oil displacement efficiency, while the flooding efficiency of the M-shaped well-mesh is relatively low. Moreover, the 45°-streamline transition proves to be particularly beneficial for oil exploitation during the high water cut development stage in a water-flooding oilfield. The study holds significant guiding significance for adjusting the well pattern and enhancing the recovery efficiency, thereby facilitating the extraction of remaining oil in the high water cut development stage.

**Keywords:** high water cut reservoirs; well pattern adjustment; flow field adjustment and numerical simulation; oil displacement efficiency; recovery efficiency

收稿日期: 2022-12-12。

第一作者简介: 杨冰(1992—), 男, 在读博士研究生, 主要研究方向为储层沉积学。地址: 上海市杨浦区四平路 1239 号, 邮政编码: 200092。  
E-mail: 1253464@tongji.edu.cn

通信作者简介: 傅强(1964—), 男, 博士, 教授, 主要从事储层地质学、沉积岩石学以及石油地质学研究与教学工作。地址: 上海市杨浦区四平路 1239 号, 邮政编码: 200092。E-mail: fuqiang@tongji.edu.cn

国内外注水油田开发经验表明,注水开发油田进入高含水开发期后,优势通道的形成是不可避免的问题<sup>[1-3]</sup>。整装油藏在长期注水冲刷过程中,强注强采导致油藏流场发生变化,油水井间逐步形成优势流场。在优势流场所在的地方,吸水量大,流体流速快,但注水利用率低,注入水无效循环,形成剩余油富集区域,降低油藏开发效果<sup>[4-5]</sup>。一方面,特高含水油田具有采油速度很低、耗水量比较多、剩余油也很分散等特点。另一方面,从已开采储量和年产量看,特高含水油田依旧是油田开发的主体,它的剩余可采储量占着很大比例<sup>[6-8]</sup>。如何挖潜油藏剩余油,减缓含水上升速度,提高采收率成为目前一个难题。

流场调整是实现特高含水阶段油田稳产增效开发的有效手段。一是流场转变剩余油分布随之转变,提高了层间、层内剩余油驱替效果;二是通过流场重整进行井网调整、层系调整、生产制度调整等手段可有效提高采收率<sup>[9-10]</sup>。特高含水期油藏的剩余油在平面上主要分布在注采井网不完善的区域以及高渗条带以外的低渗区。由于长期注水开采,油水井间顺高孔渗储层带已经形成流线固定的流场,在平面上通过改变流线方向来调整井网,可进一步提高特高含水后期油藏低渗区域的原油采收率<sup>[11]</sup>。

以传统油气开采的行列式井网为基础,通过调整井网注采关系等方式,转变流场流线角度,对不同井网调整流场模拟,显示流场变化驱油面积与强度,研究特高含水开发期油田井网变化对流线的影响,给出调整井网提高采收率的最佳方案。

## 1 模型与算法

解释流场调整问题可以简化为求解地下流体在多孔介质中运动的问题,用渗流连续性方程及其定边界条件来描述油藏的三维非稳态渗流规律<sup>[12-14]</sup>。基于前人对多孔介质中渗流问题的研究,对渗流偏微分方程正问题和反问题的数值解法进行学习,该次使用有限差分方法对流场调整进行研究探讨。

前人在达西定律和质量守恒定律的基础上,推导出了地下水的运动规律方程,以此为基础,可以得到非均质各向异性条件下渗流偏微分方程:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( K_{xx} \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( K_{yy} \frac{\partial h}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( K_{zz} \frac{\partial h}{\partial z} \right) = \mu_s \frac{\partial h}{\partial t} \quad (1)$$

式中: $K_{xx}$ 、 $K_{yy}$ 、 $K_{zz}$ 分别为沿 $x$ 、 $y$ 、 $z$ 方向的渗透系数,单

位 $m/d$ ; $h$ 为压力水头,单位 $m$ ; $t$ 为时间,单位 $s$ ; $\mu_s$ 为储水率,单位 $L^{-1}$ 。

对各向同性介质,有渗透系数 $K_{xx}=K_{yy}=K_{zz}=K$ ,则式(1)可简化为:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( K \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( K \frac{\partial h}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( K \frac{\partial h}{\partial z} \right) = \mu_s \frac{\partial h}{\partial t} \quad (2)$$

若考虑源汇的影响,在式(2)左端添加源汇项 $s$ ,可以是空间和时间的关系。对二维问题, $s$ 表示单位时间、单位面积内从含水层流入或流出的水量,其中流入为正代表源,流出为负代表汇。如加入源汇后,式(2)成为:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( K \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( K \frac{\partial h}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( K \frac{\partial h}{\partial z} \right) + s = \mu_s \frac{\partial h}{\partial t} \quad (3)$$

对流场调整期望的渗流控制方程,求取流线调整前后流场变化,可近似视为稳态场, $\frac{\partial h}{\partial t} = 0$ ,在各向同性条件下,简化为如下格式:

$$\frac{\partial^2 h}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 h}{\partial y^2} = -\frac{s}{K} \quad (4)$$

其中, $-\frac{s}{K}$ 为常量。

近年来,国内外学者尝试采用Python代码实现求解计算功能和进行流体问题的数值模拟,并取得了不错的效果<sup>[15-21]</sup>。对特高含水期整装油藏流场流线的数值模拟,可视为使用有限差分方法对具有狄利克雷边界的偏微分方程进行求解。在进行这类数学运算时,NumPy工具包具有代码简便,运算速度快等优点。模拟采用编译器为Python 3.8.2,使用NumPy(ver.1.18.4)工具包用于求解本渗流偏微分方程,基于Matplotlib(ver.3.2.1)工具包进行了图像绘制,使用SciPy(ver.1.5.3)工具包进行了图件优化。

## 2 模型设计与参数设定

原始模型设计为 $50 \times 50$ 网格, dpi=1 200,使用Dirichlet条件对模拟边界条件进行约束,将模型网格划分为3类点,无源汇点、源点、汇点,将源汇体现在水头 $h$ ,则有场地边界水头为0,源点(注入井)水头为正,汇点(采出井)水头为负,其余各点水头根据式(4)进行求解。基于特高含水期整装油藏注采实践,结合Visual MODFLOW数据对形成优势流场的注采井流场梯度进行估算,选取水头梯度 $h'=0.14$ 为指标阈值,对图形图像进行优化处理,确定优势流场范围 $S$ 。

常规的基础井网是油田正式投入开发的首批开发井网,主要开发对象是分布比较稳定、物性较好、产能高的主力油层,采用500~600 m行列式规则井网。一般来说,九点法井网适合于油田开采初期,利用天然能量进行开采,且后期的井网调整比较灵活。五点法井网是强注强采的注采井网,井网调整方式较多。在保持地层参数、流体参数、注采参数、井网密度不变的情况下,且油藏含水率达到95%时,油田开发井网的适应性由高到低依次为九点法、五点法、M形井网<sup>[8-9]</sup>,但上述开发井网的实际效果需要数值模拟才能得出。

为最大限度模拟油田真实开发过程效果,该次数值模拟以传统行列式井网为初始井网,通过改变原井网注采关系、注采比,及加密采出井等方法,实现对流场的角度调整(图1)。基于原井网的几何形态,选取井网流场调整角度相对较大的45°、90°角,以及实际应用成本相对较低的九点法、五点法和M形井网调整进行设置。

### 2.1 模拟初始行列式井网

设计标准行列式井网,选取区块为6口注入井,3口采出井(图2a),设置储层孔隙度为34%,孔隙渗透率为 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,地层压力为14 MPa,初始行列式井网密度 $100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$ ,模拟注入井 $h=1 \text{ m}$ ,采出井 $h=-2 \text{ m}$ 。模拟得出采出井与注水井间的水头梯度变化,可以看出横向2个注水井与中间的采出井之间的水头梯度最强,上下两排之间的水头相对较弱(图2b),最终模拟得出标准行列式井网优势地下流场是在横向上的注采井之间(图2c)。

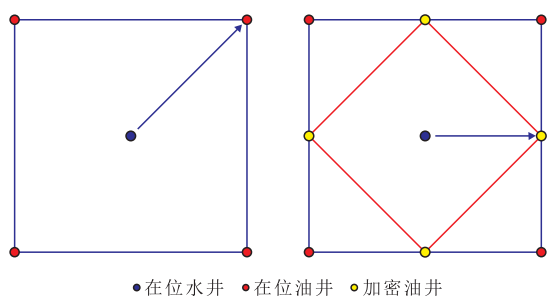


图1 五点法加密采出井调整井下流场45°井网对比  
Fig. 1 Five-point method infill production wells to adjust the downhole flow field 45° well pattern comparison diagram

### 2.2 模拟九点法井网调整

对标准行列式井网进行改造,保留中央1口采出井,其余8口为注入井,井网密度 $100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$ (图2d),模拟边部注入井 $h=1 \text{ m}$ ,对角线注入井 $h=2 \text{ m}$ ,采出井 $h=-6 \text{ m}$ 。模拟得出九点法井网调整后的水头梯度显示中央采出井向周边注入井降低,影响范围也大(图2e),叠加行列式模拟的流场后得出模拟的九点法优势流场(图2f),显示上下2口采油井转注后井下流场清扫驱油面积加大,驱油效率得到较大的提升。

### 2.3 模拟五点法井网调整

对标准行列式井网进行改造,保留中央1口采出井,保留对角线4口注入井,井网密度变为 $141 \text{ m} \times 141 \text{ m}$ (图2g),模拟井网设置对角线注入井 $h=2 \text{ m}$ ,采出井 $h=-8 \text{ m}$ 。模拟得出五点法井网调整后的水头梯度显示中央采出井向周边注入井降低,影响范围也大(图2h),叠加行列式模拟的流场后得出模拟的五点法优势流场(图2i),显示井下流场清扫驱油面积与驱油效率得到极大的提升。

### 2.4 模拟M形井网调整

对标准行列式井网进行改造,保留边部一口采出井,保留对角线4口注入井,则注入井井网密度为 $200 \text{ m} \times 200 \text{ m}$ ,采出井注入井间最小距离为100 m,最大距离为447 m(图2j),模拟井网设置近角注入井 $h=1 \text{ m}$ ,远角注入井 $h=3 \text{ m}$ ,采出井 $h=-3 \text{ m}$ 。模拟得出M形井网调整后的水头梯度显示上部2口井水头梯度比较孤立,没有影响到采油井的水头变化,仅底部2口注水井影响了采油井的水头(图2k),叠加行列式模拟的流场后得出模拟的M形法井网优势流场(图2l),显示井下流场清扫驱油面积没有连片,驱油效率相对五点法与九点法较低。

## 3 效果评价与结论

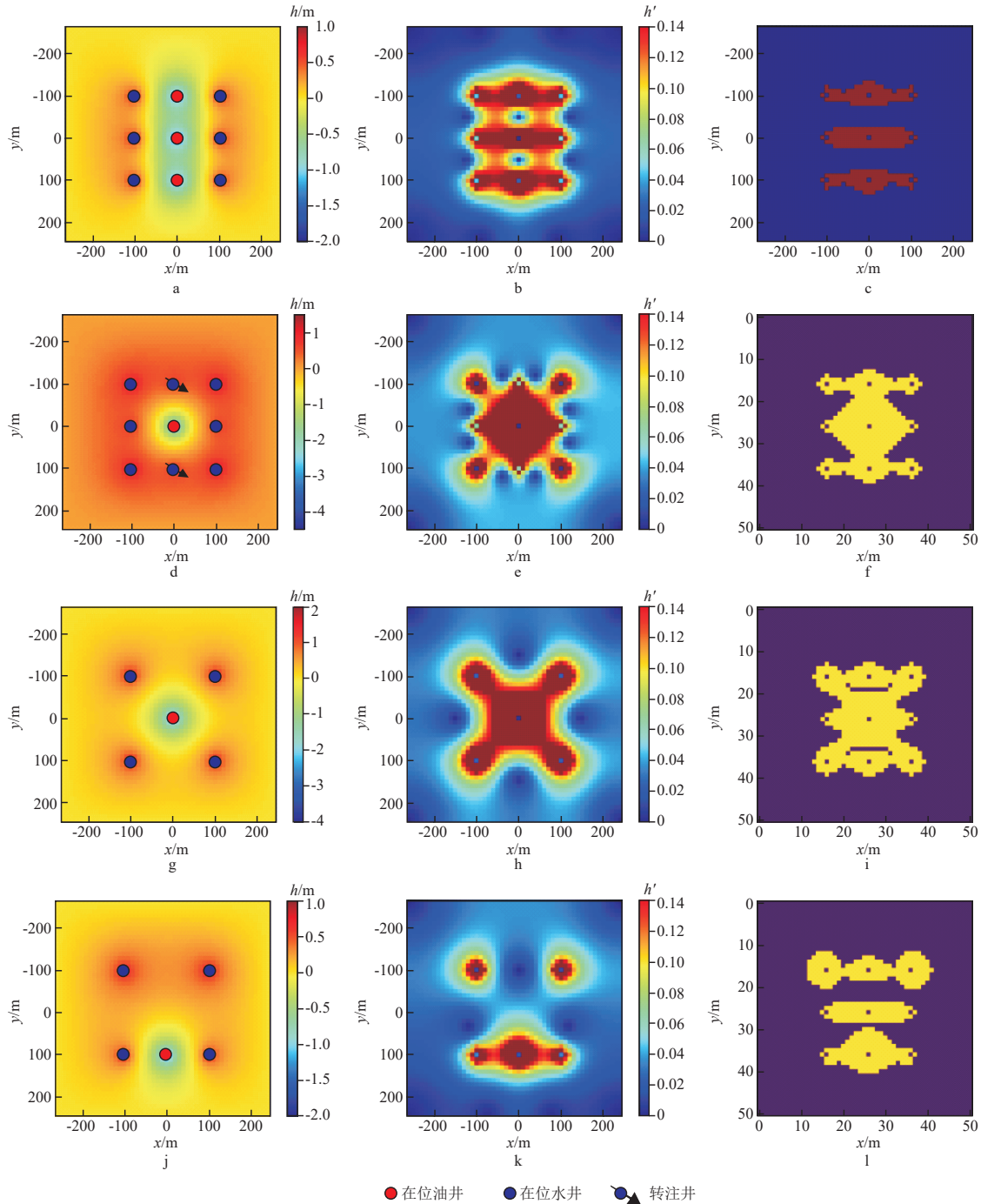
### 3.1 效果评价

选取行列式井网模型为初始状态,根据九点法、五点法以及M形法进行注采井网调整,并对调整前后有效流场范围取并集,对比初始状态有效流场范围,模拟计算井网调整后流场驱油面积相对标准行列式模型发生的变化,得出井网调整后流场变化对

驱油效率提升的评价。

在总体注采井网变化显示调整流场角度变化的基础上显示,由于五点法和九点法注采井网调整角

度相当于流场变化达到45°,模拟显示流场变化引起的水头变化面积较大,驱油效率大大提升,其中五点法模型井网调整导致流场变化驱油面积效率超过原



注:a.标准行列式井网分布图;b.标准行列式井网水头梯度模拟图;c.标准行列式井网优势流场分布示意图(红色区域为优势流场范围);d.九点法井网调整后水头分布示意图;e.九点法井网调整后水头梯度示意图;f.九点法井网调整后优势流场分布图(叠合初始优势流场分布效果,黄色区域为优势流场范围);g.五点法井网调整后水头分布示意图;h.五点法井网调整后水头梯度示意图;i.五点法井网调整后优势流场分布图(叠合初始优势流场分布效果,黄色区域为优势流场范围);j.M形井网调整后水头分布示意图;k.M形井网调整后水头梯度示意图;l.M形井网调整后优势流场分布图(叠合初始优势流场分布效果,黄色区域为优势流场范围);h'为h的导数,为水头梯度,为指示优势流场方向的参数。

图2 不同井网条件下流场数值模拟可视化图

Fig. 2 Visualization diagram of flow field numerical simulation under different well pattern conditions

始基础井网的127.24%;九点法模型井网调整导致流场变化驱油面积效率超过原始基础井网的97.28%,M形法由于井网调整不完善,井网调整角度相当于只调整了27°,M形法模型井网调整导致流场变化驱油效率仅超过原始基础井网的58.37%,是3种调整井网中调整驱油效率最低的。

### 3.2 应用实例分析

GD油田七区西Ng5<sup>2+3</sup>单元自1986年开始投入开发,井网为正对行列式井网,井网和流线的固定以及强注强采,导致厚油层底部存在高耗水带,注水低效循环。目前GD油田七区西Ng5<sup>2+3</sup>单元已进入特高含水阶段,为了开展流场调整工作,选择曲流河主河道正韵律沉积储层发育,连片分布,能形成完整注采井网的局部试验区。试验区含油面积1.5 km<sup>2</sup>,有效厚度10 m,地质储量为275×10<sup>4</sup> t,采出程度为46.4%,综合含水率为99.1%。

根据试验目的以及剩余油分布状况,分别设计了五点法调整方案(油水井隔一抽一),九点法调整方案(油井隔一转注),及M形调整方案(矢量抽稀)。

通过数值模拟方法预测的试验方案15 a末的采

出程度和综合含水数据来看,在试验区采液量一定的情况下,五点法调整方案与九点法调整方案均体现出了较好的效果。

综合考虑经济效益,对基础方案及3套调整方案计算15 a的投入产出比,可知:在试验区采液量一定情况下,九点法调整方案最优。从GD油田七区西Ng5<sup>2+3</sup>单元井区试验区实际开发效果来看,在方案实施初期生产形势总体良好,后期递减比较大,截至开展转流线调整后15个月,GD油田七区西Ng5<sup>2+3</sup>单元试验区日产油量增加了13.4%,综合含水率降低了1.4%(表1、图3)。

表1 GD油田七区西Ng5<sup>2+3</sup>单元井区试验区流场调整指标  
Table 1 Flow field adjustment parameters of test area in Unit Ng5<sup>2+3</sup> in the west of Block 7 of GD Oilfield

方案	采液速度/ %	全区产液量/ (m <sup>3</sup> /d)	平均单井 产液量/ (m <sup>3</sup> /d)	15 a末 累油量/ 10 <sup>4</sup> t	15 a末 采出程度/ %	15 a末 含水率/ %
原井网	24	1 800	138.5	129.0	46.90	99.991
五点法	24	1 800	200.0	134.6	48.96	99.586
九点法	24	1 800	200.0	134.7	48.97	99.577
M形	24	1 800	42.9	133.6	48.56	99.615

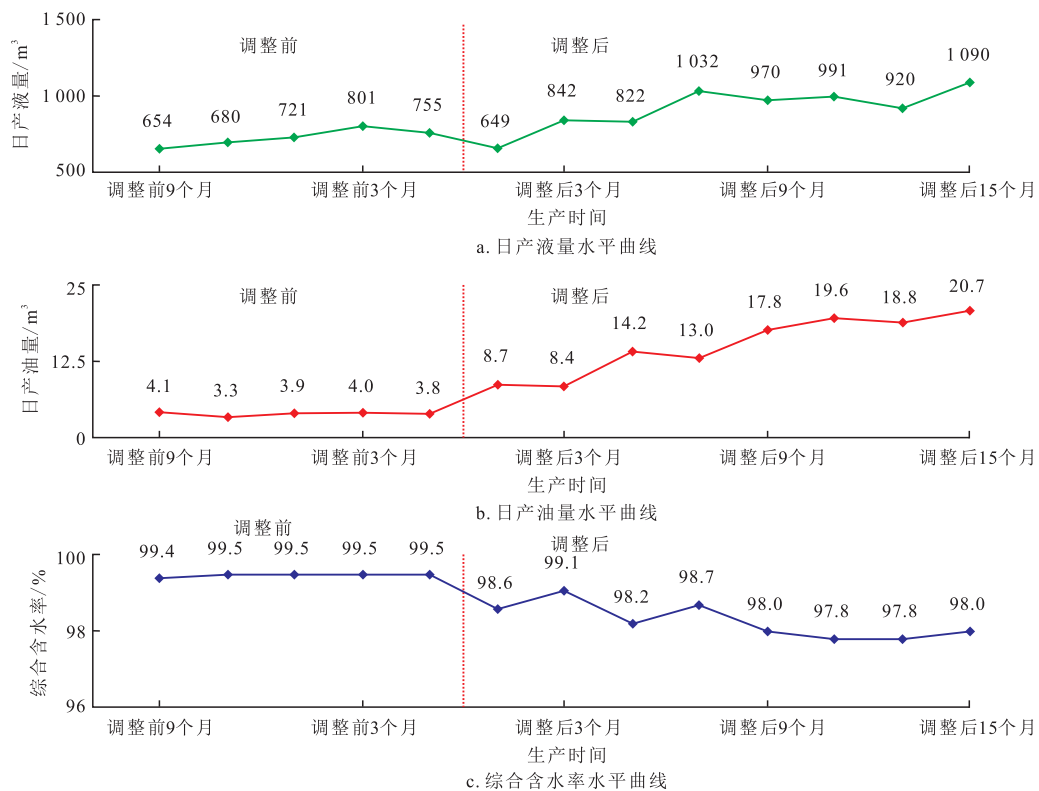


图3 GD油田七区西Ng5<sup>2+3</sup>单元井区试验区生产曲线

Fig. 3 Production curves of test area in Unit Ng5<sup>2+3</sup> in the west of Block 7 of GD Oilfield

## 4 结论与建议

在不同井网参数设置条件下进行井网流场调整数值模拟,明确了流场调整是特高含水后期挖掘剩余油的有效手段:

1) 对九点法井网调整,将边部两口采出井转为注入井,由于边部井与采出井井距更小,其流线对对角线井流线存在排替作用,需提高对角线井的注水量及压力,以提高井位流体势,采用油井转注、调整液量的方法,调流线角度达到 $45^\circ$ ,调整效率较高并达到超过原始井网的驱油效率的97.28%。

2) 对五点法井网调整,采用井网抽稀的方法,调流线角度达到 $45^\circ$ ,调整效率最高并达到超过原始井网的驱油效率的127.24%。

3) 对M形井网调整,由于远角注入井与采出井井距过大,出现了井网控制不住的情况,采用井网抽稀的方法,调流线角度仅达到 $27^\circ$ ,调整效率较差,调整效率仅达到超过原始井网的驱油效率的58.37%。

在数值模拟条件下,得出九点法和五点法调整井网模拟显示驱油效率高,M形井网驱油效率相对较低,转流线调整 $45^\circ$ 效果较好。在实际生产实践中,GD油田七区西Ng $5^{2+3}$ 单元试验区通过3种调整方案设计,日产油量增加了13.4%,综合含水率降低了1.4%,与此同时,在推广至其他矿场实践时,还应充分考虑储层非均质各向异性,以及先期形成的优势通道对流体运移的影响,综合多方面因素进行流场调整规划。

### 参考文献

- [1] DU Q J, PAN G M, HOU J, et al. Study of the mechanisms of streamline-adjustment-assisted heterogeneous combination flooding for enhanced oil recovery for post-polymer-flooded reservoirs[J]. *Petroleum Science*, 2019, 16(3): 606-618.
- [2] GUO Q, MENG L X. Study on evaluation and reconstruction of reservoir seepage field in high water cut stage based on analysis of seepage characteristics[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, 9(1): 417-426.
- [3] JIA H, DENG L H. Water flooding flowing area identification for oil reservoirs based on the method of streamline clustering artificial intelligence[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(2): 328-335.
- [4] 张健, 梁丹, 康晓东, 等. 海上稠油油田热水化学驱油技术研究[J]. *中国海上油气*, 2021, 33(5): 87-93.  
ZHANG Jian, LIANG Dan, KANG Xiaodong, et al. Study on hot water chemical flooding technology in offshore heavy oil field [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2021, 33(5): 87-93.
- [5] 李义, 刘平德, 张松. 表面活性聚合物驱油剂的合成及性能研究[J]. *石油与天然气化工*, 2021, 50(6): 81-86.  
LI Yi, LIU Pingde, ZHANG Song. Study of preparation and properties of surface-active polymers for oil displacement agent [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2021, 50(6): 81-86.
- [6] 秦婷婷, 傅强, 李林祥, 等. 非均质高含水油藏流场调整提高采收率研究——以孤东油田七区西区块陶组为例[J]. *石油地质与工程*, 2021, 35(3): 67-72.  
QIN Tingting, FU Qiang, LI Linxiang, et al. Study on improving oil recovery by flow field adjustment in heterogeneous high water cut reservoir: By taking Guantao formation from the west block of block 7 of Gudong oilfield as an example[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2021, 35(3): 67-72.
- [7] 吴公益, 赵梓平, 吴波. 苏北不同类型油藏CO<sub>2</sub>驱开发模式及经济效益评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(6): 864-870.  
WU Gongyi, ZHAO Ziping, WU Bo. CO<sub>2</sub> flooding development models and economic benefit evaluation of different types of reservoirs in subei basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(6): 864-870.
- [8] 赵世杰, 李越, 傅强, 等. 孤东油田薄层边际油藏特征及挖潜研究[J]. *石油地质与工程*, 2021, 35(5): 44-50.  
ZHAO Shijie, LI Yue, FU Qiang, et al. Study on characteristics and potential tapping of thin layer marginal reservoir in Gudong Oilfield[J]. *Petroleum Geology & Engineering*, 2021, 35(5): 44-50.
- [9] 毕永斌, 张雪娜, 马晓丽, 等. 复杂断块油藏开发潜力分析方法[J]. *石油地质与工程*, 2021, 35(5): 56-61.  
BI Yongbin, ZHANG Xuena, MA Xiaoli, et al. Analysis method of development potential of complex fault block reservoir[J]. *Petroleum Geology & Engineering*, 2021, 35(5): 56-61.
- [10] 李林祥, 谭河清, 马建波, 等. 二元复合驱后油藏流场调整提高采收率技术——以孤东油田六区Ng $5^4$ ~Ng $6^8$ 单元为例[J]. *长江大学学报(自然科学版)*, 2019, 16(12): 31-36.  
LI Linxiang, TAN Heqing, MA Jianbo, et al. EOR technology of reservoir flow field adjustment after binary composite flooding: By taking unit Ng $5^4$ ~Ng $6^8$  in Block 6 of Gudong Oilfield for example[J]. *Journal of Yangtze University (Natural Science Edition)*, 2019, 16(12): 31-36.
- [11] 李振泉, 郭长春, 王军, 等. 特高含水期油藏剩余油分布新认识——以孤岛油田中一区Ng $^+3$ 砂组为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(6): 19-27.  
LI Zhenquan, GUO Changchun, WANG Jun, et al. New understanding of remaining oil distribution in oil reservoirs at extra-high water-cut stage: A case of Upper Ng3 sand group in Zhongyi area, Gudao Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(6): 19-27.
- [12] 邹雨, 王国建, 卢丽, 等. 纳米孔隙中页岩气扩散模拟实验和数学模型分析[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5): 844-854.  
ZOU Yu, WANG Guojian, LU Li, et al. Simulation experiment and mathematical model analysis for shale gas diffusion in nano-scale pores[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(5): 844-854.

(下转第536页)

- intelligent systems, 2017, 12(6): 848-856.
- [25] 徐丽丽. 面向不均衡数据集的分类算法研究[D]. 大连: 辽宁师范大学, 2016.  
XU Lili. Research on classification algorithm of imbalanced data sets[D]. Dalian: Liaoning Normal University, 2016.
- [26] 谷琼. 面向非均衡数据集的机器学习及在地学数据处理中的应用[D]. 武汉: 中国地质大学, 2009.  
GU Qiong. Research of machine learning on imbalanced data sets and its application in geosciences data processing[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2009.
- [27] SALEH W B, SAGAR T. Comparative analysis of machine learning classifiers in an imbalanced facies distributed dataset from a libyan carbonate reservoir[C]// Paper OMC-2021-40 presented at the OMC Med Energy Conference and Exhibition, Ravenna, Italy, September 2021.
- [28] GUARIDO M, EMERY D J, MACQUET M, et al. Pitfalls and insights from a machine learning contest on log facies classification[C]// Paper SEG-2021-3580872 presented at the SEG/AAPG/SEPM First International Meeting for Applied Geoscience & Energy, Denver, Colorado, USA and online, September 2021.
- [29] HU C S, SUN B Q. Multitask learning for petrophysical attribute prediction using convolutional neural network and imbalance dataset[C]// Paper SEG-2020-W13-03 presented at the SEG International Exposition and Annual Meeting, Virtual, October 2020.
- [30] HALL B. Facies classification using machine learning[J]. The Leading Edge, 2016, 35: 906-909.
- [31] GUYAGULER B, HORNE R N, ROGERS L. Optimization of well placement in a Gulf of Mexico waterflooding project[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2002, 5(3): 229-236.
- [32] EMELYANOVA I, PEYAUD J B, DANCE T, et al. Detecting specific facies in well-log data sets using knowledge-driven hierarchical clustering[J]. Petrophysics, 2020, 61(4): 383-400.
- [33] 唐伟, 周志华. 基于 Bagging 的选择性聚类集成[J]. 软件学报, 2005, 16(4): 496-502.  
TANG Wei, ZHOU Zhihua. Bagging-based selective cluster ensemble[J]. Journal of Software, 2005, 16(4): 496-502.
- [34] 车翔玖, 于英杰, 刘全乐. 增强 bagging 集成学习及多目标检测算法[J]. 吉林大学学报(工学版), 2022, 52(12): 2916-2923.  
CHE Xiangjiu, YU Yingjie, LIU Quanle. Enhanced bagging ensemble learning and multi-target detection algorithm[J]. Journal of Jilin University (Engineering and Technology Edition), 2022, 52(12): 2916-2923.

(编辑 常燕)

(上接第524页)

- [13] 张岩, 王勇飞, 王琼仙, 等. 川西坳陷新场气田沙二段气藏储层物性与渗流特征[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(1): 52-55.  
ZHANG Yan, WANG Yongfei, WANG Qiongxian, et al. Reservoir physical properties and seepage characteristics of the second member of Shahejie formation in Xinchang gas field, western Sichuan depression[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(1): 52-55.
- [14] 李瑞轩, 黄云龙, 李源. 油藏渗流模型与数值模拟技术研究进展[J]. 石油化工应用, 2021, 40(7): 11-15.  
LI Ruixuan, HUANG Yunlong, LI Yuan. Research progress of reservoir seepage model and numerical simulation technology [J]. Petrochemical Industry Application, 2021, 40(7): 11-15.
- [15] 周军, 李传钱, 蒲鹤, 等. 装卸作业接头密封圈失效 LNG 泄漏数值模拟研究[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(5): 104-112.  
ZHOU Jun, LI Chuanqian, PU He, et al. Numerical simulation of LNG leakage due to failure of joint sealing ring in loading and unloading operation[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(5): 104-112.
- [16] 何逸凡, 陈建波, 马铨峥, 等. 基于动态残余油饱和度表征的特高含水期油田数值模拟[J]. 中国海上油气, 2022, 34(3): 105-111.  
HE Yifan, CHEN Jianbo, MA Quanzheng, et al. Numerical simulation of oilfield in ultra-high water cut stage based on dynamic residual oil saturation[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(3): 105-111.
- [17] 孟祥海, 刘同敬, 李彦阅, 等. 基于自示踪的聚驱油藏窜流通道量化模型及应用[J]. 中国海上油气, 2022, 34(5): 108-116.  
MENG Xianghai, LIU Tongjing, LI Yanyue, et al. Modeling and application of channeling path quantification during polymer flooding process based on self-tracing method[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(5): 108-116.
- [18] MORTENSEN M, LANGTANGEN H P. High performance Python for direct numerical simulations of turbulent flows[J]. Computer Physics Communications, 2016, 203: 53-65.
- [19] 王维, 王贤君, 王晓娟, 等. 大庆油田致密油水平井段内多簇布缝数值模拟优化研究[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(5): 101-105.  
WANG Wei, WANG Xianjun, WANG Xiaojuan, et al. Numerical simulation and optimization of multi-cluster fracture distribution[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2022, 36(5): 101-105.
- [20] 徐传福, 王曦, 刘舒, 等. 基于 Python 的大规模高性能 LBM 多相流模拟[J]. 计算机科学, 2020, 47(1): 17-23.  
XU Chuanfu, WANG Xi, LIU Shu, et al. Large-scale high-performance lattice boltzmann multi-phase flow simulations based on Python[J]. Computer Science, 2020, 47(1): 17-23.
- [21] 王登岳, 张宏伟. 基于 Python 求解偏微分方程的有限差分法[J]. 计算机时代, 2016, 293(11): 14-16.  
WANG Dengyue, ZHANG Hongwei. Python programmed finite difference method for solving partial differential equations[J]. Computer Era, 2016, 293(11): 14-16.

(编辑 常燕)