

引用格式:刘晨,冯其红,何逸凡,等.基于投影寻踪模型的特高含水油藏剩余油可采潜力评价方法[J].油气地质与采收率, 2024, 31(1): 137-144.

LIU Chen, FENG Qihong, HE Yifan, et al. Assessment method for remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs based on projection pursuit model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 137-144.

基于投影寻踪模型的特高含水油藏剩余油 可采潜力评价方法

刘晨^{1,2,3}, 冯其红¹, 何逸凡⁴, 张先敏¹, 周文胜^{2,3}

(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. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

摘要:影响特高含水油藏剩余油可采潜力的因素极其复杂,且各因素的影响程度差异明显,常规方法多以剩余油饱和度或剩余油储量丰度等单一指标评价剩余油潜力,难以有效指导特高含水油藏剩余油挖潜。在充分考虑特高含水油藏剩余油可采潜力影响因素的基础上,综合表征储层非均质性、剩余油可采储量规模、水淹状况以及油水分流能力的差异,构建了特高含水油藏剩余油可采潜力量化评价指标体系,并考虑不同指标对剩余油可采潜力控制程度的差异,将加速遗传算法与投影寻踪模型相结合来确定各评价指标的客观权重,从而构建了剩余油可采潜力指数,形成特高含水油藏剩余油可采潜力量化评价新方法。以渤海Q油田南区主力产层NmIL砂体为例,开展特高含水油藏剩余油可采潜力量化评价,结果表明,新方法可综合表征不同区域位置的储层物性、可采储量丰度和油水分流能力对剩余油可采潜力的影响,实现了主力产层NmIL砂体剩余油可采潜力分布的差异化定量评价,优势可采潜力区域刻画明显,将其作为NmIL砂体下一步井网加密调整潜力区域,以精准指导加密水平井的部署,为特高含水油藏剩余油挖潜提供了一种全新的分析方法与思路。

关键词:特高含水期; 剩余油; 可采潜力指数; 投影寻踪; 优势潜力丰度

文章编号: 1009-9603(2024)01-0137-08

DOI: 10.13673/j.pgre.202306004

中图分类号: TE32

文献标识码: A

Assessment method for remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs based on projection pursuit model

LIU Chen^{1,2,3}, FENG Qihong¹, HE Yifan⁴, ZHANG Xianmin¹, ZHOU Wensheng^{2,3}

(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. CNOOC (China) Tianjin Branch, Tianjin City, 300459, China)

Abstract: The factors affecting the remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs are extremely complex, exhibiting substantial variations in their impact. Conventional methods often rely on singular indicators such as remaining oil saturation or remaining oil abundance to assess remaining oil recoverable potential, which fails to guide tapping remaining oil in ultra-high water-cut reservoirs effectively. By considering the factors affecting the remaining oil recoverable potential in these reservoirs and comprehensively characterizing the heterogeneity of reservoirs, the scale of remaining oil reserves, watered conditions, and oil/water flow capacity, we constructed a quantitative assessment indicator system to tap the remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs. In addition, according to the control degree difference of the indicators on remaining oil recoverable po-

收稿日期: 2023-06-05。

作者简介: 刘晨(1985—), 男, 山东日照人, 高级工程师, 博士, 从事油田开发方面的研究工作。E-mail: liu099339@163.com。

通信作者: 冯其红(1969—), 男, 四川西充人, 教授, 博导。E-mail: fengqihong@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)。

tential, we determined the objective weights of each evaluation indicator by combining the accelerated genetic algorithm and the projection pursuit model. We constructed the remaining oil recoverable potential index to form a new quantitative assessment method of the remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs. Taking the NmIL sand body of the main production layer in the south area of Bohai Q Oilfield as an example, we quantitatively assessed the remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs. The results reveal that the new method can comprehensively characterize the effects of reservoir physical properties, remaining oil reserves, and dynamic characteristics of oil/water flow on the remaining oil recoverable potential in different locations and realize the differential quantitative assessment of the distribution of remaining oil recoverable potential in NmIL sand body of the main production layer. In addition, the dominant recoverable potential area is clearly characterized, and it is taken as the potential area for the subsequent adjustment of infill wells in the NmIL sand body to accurately guide the deployment of infill horizontal wells, thereby offering a novel perspective for tapping remaining oil resources in such reservoirs.

Key words: ultra-high water-cut period; remaining oil; recoverable potential index; projection pursuit; dominant recoverable potential abundance

经过几十年的开发,中国东部水驱老油田已普遍进入高含水甚至特高含水开发阶段,地下剩余油分布发生了重大变化,呈现“整体高度分散、局部相对富集”的特点^[1-3]。剩余油潜力评价是特高含水油藏精细调整挖潜、改善开发效果的关键所在,对于特高含水油藏进一步提高采收率具有重要的指导意义。

中外学者综合应用密闭取心^[4]、动态监测^[5-6]、室内实验^[7-9]、数值模拟^[10-12]等手段,实现了剩余油分布的精细化、动态化描述^[13]。采用饱和度单一指标来评价剩余油潜力时,只能反映、评价某一位水淹程度,而无法量化其潜力大小^[14]。付国民等选取剩余油饱和度、储量丰度、砂体类型等11项评价因素,采用多级模糊综合评判法建立了剩余油潜力分析量化模型^[15]。LIU等考虑油藏压力、可动油饱和度、地层渗透性和距边界距离对产能的影响,提出了生产潜力的概念及其计算公式^[16]。MOLINA等提出了一种更常用的开发潜力指数计算公式^[17]。KARIM等进一步结合储层静态和动态特征,进行了相应的开发潜力评价^[18-21]。但是高含水油藏经过长期注水开发,储层非均质性更加显著,油水分流能力差异更大,不同部位水淹程度的差别意味着油水分流能力的巨大差异,常规的剩余油潜力评价方法在特高含水期已不再适用。耿站立等考虑剩余油分流能力与含水饱和度之间存在的显著非线性关系,引入优势潜力丰度来量化表征高含水期油藏的剩余油潜力分布状况^[22]。丁帅伟等提出利用优势生产潜力量化表征中高含水期剩余油分布潜力,并与储量丰度法及优势潜力丰度法进行了对比^[23]。赵晨云等以优势储量丰度确定油藏优势潜力区,形成了油藏开发过程剩余油聚集度的表征方法^[24]。然而,影响特高含水油藏剩余油潜力分布的

因素是极其复杂的,而且各影响因素对剩余油潜力的控制程度也存在显著差异,上述研究着重强调了剩余油潜力与区域富集程度、流动能力之间的关系,忽略了不同指标对剩余油潜力的控制程度差异。

因此,针对目前特高含水油藏剩余油潜力评价存在的问题,在剩余油可采储量、水淹状况以及储层非均质程度定量化表征的基础上,考虑不同指标对剩余油潜力控制程度的差异,建立特高含水油藏剩余油可采潜力量化评价方法,实现剩余油可采潜力分布的综合评价,以期对特高含水油藏剩余油挖潜提供理论指导。

1 评价指标的构建

特高含水油藏经过长期注水冲刷后,地下油水分布状况复杂,储层物性、孔隙结构、润湿性及渗流特征等参数也发生明显变化,储层静、动态非均质性进一步增强,从而导致油水分流能力的差异急剧增大,不同部位水淹程度的差别意味着油水分流能力的巨大差异^[22],常规的剩余油潜力定量表征方法已无法有效体现这种差异。特高含水油藏剩余油分布高度分散,其开发潜力受储层非均质性、剩余油可采储量规模、水淹状况以及油水分流能力等多重因素的影响。因此,在充分考虑特高含水油藏剩余油可采潜力影响因素的基础上,结合储层严重非均质性的特点,构建综合表征储层非均质性、剩余油可采储量规模、水淹状况以及油水分流能力的量化评价指标体系,精细分析特高含水油藏剩余油可采潜力,从而为不同潜力剩余油的综合挖潜提供参考。

1.1 单元传导系数

单元传导系数考虑剩余油相关参数及储层物性参数对剩余油流动能力的影响,采用储层网格单元附近一定范围内的网格单元的绝对渗透率和原油黏度来表示,其不再单纯表示单个网格单元属性,可表征网格单元与邻近网格单元之间的剩余油交换能力。单元传导系数越大,表示网格单元与邻近网格单元之间的油相交换能力越强,即意味着剩余油可采潜力越大。其计算公式为:

$$COI_{i,j} = \sqrt{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{i-\frac{1}{2}j} + \left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{i+\frac{1}{2}j} \right]} \times \frac{1}{2} \left[\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij-\frac{1}{2}} + \left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij+\frac{1}{2}} \right] \quad (1)$$

其中:

$$\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{i \pm \frac{1}{2}j} = \frac{\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{i \pm 1j} \left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij}}{\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{i \pm 1j} + \left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij}} \quad (2)$$

$$\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij \pm \frac{1}{2}} = \frac{\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij \pm 1} \left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij}}{\left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij \pm 1} + \left(\frac{K}{\mu_o} \right)_{ij}} \quad (3)$$

1.2 单元剩余油优势潜力丰度

剩余油可动用量与当前的含油饱和度有关,也与储层的残余油饱和度有关,受储层渗流特性的影响。常规表征剩余油潜力规模的方法主要采用剩余油储量丰度或剩余油可采储量丰度,其中剩余油储量丰度仅反映单位面积上的剩余油储量规模,而剩余油可采储量丰度也只是简单考虑残余油饱和度,均忽略了可动油在不同含水饱和度下的分流能力。剩余油优势潜力丰度在可采储量丰度的基础上,进一步考虑了高含水油藏油水分流能力随含水饱和度的非线性变化关系,既可表征地下剩余油可采储量规模,又可反映高含水期储层内剩余油的分流能力差异。单元剩余油优势潜力丰度越高,表示剩余油的可采潜力越大。其计算公式为:

$$VOI_{ij} = \frac{\mu_w}{\mu_o} e^{\alpha(c-S_w)^2} e^{bS_w} [S_{oi,j}(t) - S_{or}] \times \phi_{ij} \times h_{ij} \times NTG_{ij} \quad (4)$$

1.3 单元含油率

在特高含水期,油藏已被注入水大范围波及,存在严重水淹区域,该区域后期开发潜力较小。根据 Leverett 的分流量概念,忽略毛细管力和重力的

影响,剩余油的分流量(即含油率)的计算公式为:

$$f_o = 1 - f_w = 1 - \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{ro}}{K_{rw}}} = 1 - \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} e^{\alpha(c-S_w)^2} e^{bS_w}} \quad (5)$$

对于储层中物性条件不同的位置,由于油水两相的相对渗透率不同,即使含油饱和度相同,油相分流能力也不同。对于储层中某一网格单元,当含油饱和度降低时,剩余油的分流量不断降低。一般来说,剩余油的分流能力越强,剩余油可采潜力越大。

2 评价模型的建立

影响剩余油可采潜力的各类地质、生产动态等因素是极其复杂的,且各因素对剩余油可采潜力具有不同程度的控制作用。常规剩余油潜力评价研究往往仅以剩余油饱和度或剩余油储量丰度等单一指标评价剩余油潜力,难以有效指导特高含水期剩余油挖潜。

为表征特高含水期剩余油可采潜力,将单元传导系数、单元剩余油优势潜力丰度和单元含油率3个评价指标组合加权相乘,并定义为剩余油可采潜力指数:

$$ROI = VOI^{\alpha} \times COI^{\beta} \times f_o^{\gamma} \quad (6)$$

α, β, γ 用于强调各指标在剩余油可采潜力指数中的重要程度,即权重系数越大,意味着相应指标对剩余油可采潜力指数的重要程度越高。此外,将以上3个指标组合相乘的优点就是当其中任意一个指标显示出不可采条件时,剩余油可采潜力指数均可捕捉到该指标特征。剩余油可采潜力指数值越高,代表区域单元剩余油可采潜力越高。

为了更加客观地确定各评价指标的重要性并表征特高含水期剩余油可采潜力,引入投影寻踪模型将多维评价指标值投影成一维投影数据^[25],并采用加速遗传算法^[26]优化投影指标函数以寻求评价指标体系的最佳投影方向。根据最佳投影方向各分量大小来确定各评价指标的客观权重,可有效避免人为赋值的主观性偏差,提高特高含水期剩余油可采潜力评价的客观性。

2.1 评价指标集处理

以实际油藏地质模型网格为单元,确定剩余油空间分布并提取特征参数,计算特高含水期剩余油可采潜力评价的3个评价指标值。对(6)式两端取对数:

$$ROI^* = \lg ROI = \alpha \lg VOI + \beta \lg COI + \gamma \lg f. \quad (7)$$

对于由 m 个网格单元、3 项评价指标构成的样本数据集 $\mathbf{x}_k = \{\lg VOI_k, \lg COI_k, \lg f_{ok}\}$ 进行归一化处理, 消除各指标量纲差异或数值范围差异对评价结果的影响。由于以上 3 个指标均属于正向型指标, 归一化公式如下:

$$VOI_k^* = \frac{\lg VOI_k - \lg VOI_{\min}}{\lg VOI_{\max} - \lg VOI_{\min}} \quad (8)$$

$$COI_k^* = \frac{\lg COI_k - \lg COI_{\min}}{\lg COI_{\max} - \lg COI_{\min}} \quad (9)$$

$$f_{ok}^* = \frac{\lg f_{ok} - \lg f_{\min}}{\lg f_{\max} - \lg f_{\min}} \quad (10)$$

2.2 构建投影指标函数

假设 $\mathbf{d} = \{d_1, d_2, d_3\}$ 为投影方向向量, 归一化后的评价指标样本数据集 $\mathbf{x}_k^* = \{VOI_k^*, COI_k^*, f_{ok}^*\}$ 在该方向上的一维投影值 Z_k 为:

$$Z_k = d_1 VOI_k^* + d_2 COI_k^* + d_3 f_{ok}^* \quad k=1, 2, \dots, m \quad (11)$$

通常通过最大化投影值 Z_k 的标准差 S_z 和局部密度 D_z 获得最优投影方向, 尽可能多地保留原始数据中的有用信息, 因此, 投影指标函数可表示为:

$$Q(\mathbf{d}) = S_z D_z \quad (12)$$

其中:

$$S_z = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^m (Z_k - \bar{Z})^2}{m-1}} \quad (13)$$

$$D_z = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^m (R - r_{ij}) \times u(R - r_{ij}) \quad (14)$$

$$r_{ij} = |Z_i - Z_j| \quad (15)$$

2.3 优化投影指标函数

当各评价指标的样本数据集给定时, 投影方向向量 \mathbf{d} 是影响投影指标函数 $Q(\mathbf{d})$ 的唯一变量, 因此, 投影指标函数取最大值时对应的投影方向向量反映数据最佳投影方向, 则最佳投影方向的寻优问题转化为求解投影指标函数的最大化问题, 即:

$$\max: Q(\mathbf{d}) = S_z D_z \quad (16)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{j=1}^3 d_j^2 = 1 \quad (17)$$

该优化问题为典型的复杂非线性问题, 采用基于实数编码的加速遗传算法^[27]进行求解。将投影寻踪模型中标准差 S_z 和局部密度 D_z 作为加速遗传算法的初始种群, 利用加速遗传算法在全参数空间内进行全局寻优, 直到找到可使投影指标函数最大的最优解, 即为投影寻踪模型的最优投影方向。根据投影寻踪模型, 最佳投影方向各个分量反映了各评价指标对特高含水油藏剩余油可采潜力的影响

程度。

3 实例分析

渤海 Q 油田为古近系古隆起背景上发育的大型低幅披覆构造, 受构造、断层、岩性的多重制约, 油水系统复杂, 油藏类型多样, 发育岩性构造油藏和构造油藏。按照内部断层分割及砂体分布范围, 渤海 Q 油田平面上分为北区、南区、西区 3 个区块。南区位于油田东南部, 构造总体较平缓, NmIL 砂体是南区重要的主力产层, 钻井资料及三维地震资料揭示, 其储层平面变化快、垂向厚度变化大, 表现出典型的多期河道砂体叠置的沉积特征, 油藏类型为岩性构造边水油藏^[28-29]; 从储层物性来看, 南区储层平均孔隙度为 32%, 平均渗透率为 3 689 mD, 为高孔、高渗透储层, 储层厚度较大, 普遍在 9 m 左右。渤海 Q 油田南区于 2002 年 5 月投产, 目前注采井网较为完善, NmIL 砂体共有采油井 62 口, 注水井 29 口, 采出程度为 31.5%, 综合含水率为 95.2%, 已经进入特高含水期开发阶段(图 1)。NmIL 砂体平面剩余油分布差异大, 呈现整体分散、局部富集的特征, 其中中心井区剩余油较为分散, 边部剩余油局部富集, 剩余油挖潜难度大, 为进一步指导油田后期挖潜方案制定及井位部署, 亟需明确剩余油可采潜力。

以渤海 Q 油田南区主力产层 NmIL 砂体为研究对象, 开展特高含水油藏剩余油开采潜力评价研究。在油藏数值模拟的基础上, 以油藏数值模拟模型划分的网格单元为研究对象, 提取含油饱和度分布数据和相关属性参数, 根据(1)式、(4)式和(5)式分别计算各网格单元的传导系数、剩余油优势潜力丰度以及含油率(图 2), 可以看出对于储层物性条

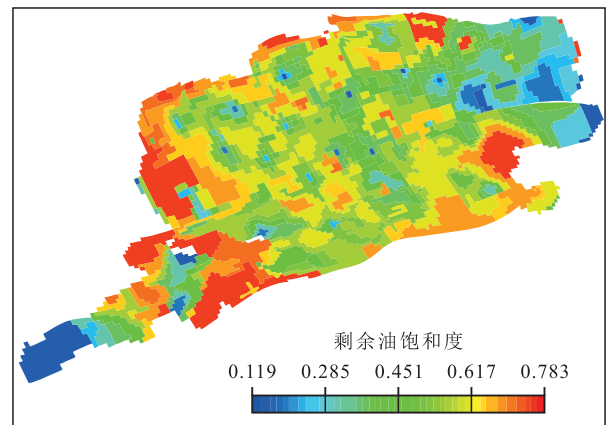


图 1 NmIL 砂体平面剩余油分布

Fig.1 Plane distribution of remaining oil in NmIL sand body

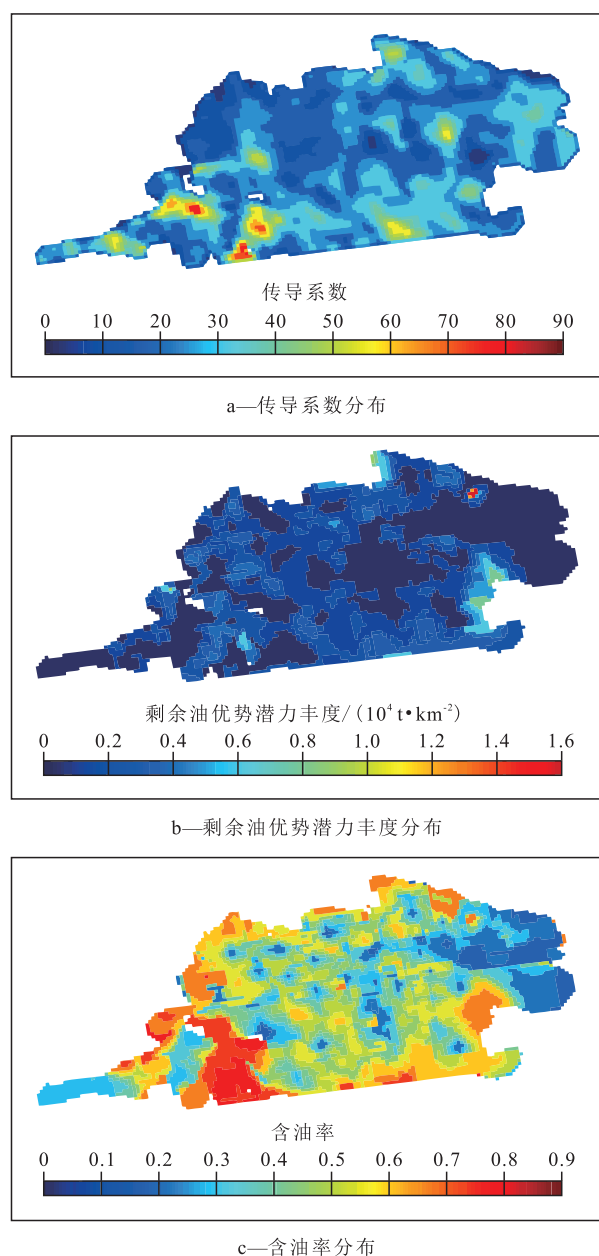


图2 NmIL砂体评价指标分布
Fig.2 Distribution of assessment indicators
in NmIL sand body

件不同的位置,在区域剩余油饱和度基本一致的前提下,采用3个评价指标分别评价的剩余油可采潜力差异较大;例如对于砂体边部低井网控制程度区域,剩余油饱和度普遍较高,但局部单元传导系数、剩余油优势潜力丰度分布差别明显,甚至由于油相分流能力区域差异,导致局部单元含油率分布也存在较大差别,因此仅以单一指标来描述剩余油可采潜力时均会产生一定的矛盾或问题,难以有效指导特高含水油藏的剩余油挖潜。

在NmIL砂体各网格单元3个评价指标值计算的基础上,将每个网格单元的3个评价指标值作为1组样本数据,在所有网格单元中均匀随机选取1 000

个网格单元构成评价指标样本数据集,样本维度为1 000,评价指标数为3,将指标数据进行归一化处理后,采用基于实数编码的加速遗传算法优化投影指标函数,具体算法参数设置为:种群规模为400、变异方向所需要的随机数为20、交叉概率为0.8、变异概率为0.2、加速次数为7、两代进化后加速一次的限定数为2,进而得到剩余油可采潜力评价指标体系的最佳投影方向向量 $d=(0.5106, 0.0538, 0.8581)$ 。根据投影寻踪模型,最佳投影方向各分量的大小实质上反映出各指标对特高含水油藏剩余油可采潜力评价的影响程度即权重,从大到小依次为单元含油率、单元剩余油优势潜力丰度和单元传导系数,其中前2个指标为主要影响因素。归一化处理后,得到各评价指标对应权重 $\alpha=0.35895, \beta=0.03782, \gamma=0.60323$,代入(6)式,得到剩余油可采潜力指数表达式:

$$ROI = VOI^{0.35895} \times COI^{0.03782} \times f_o^{0.60323} \quad (18)$$

采用(18)式计算各网格单元的剩余油可采潜力指数,可以综合表征不同区域位置的储层物性、可采储量丰度和油水分流能力对特高含水油藏剩余油生产潜力的影响。由渤海Q油田南区NmIL砂体的特高含水油藏剩余油可采潜力分析结果(图3)可以看出,不同区域的剩余油可采潜力差别明显,优势潜力区域凸显,可更准确、科学地指导注采井网调整。对于砂体东部邻近边水区域,储层渗透率普遍较高,局部单元传导系数较高,导致水淹较为严重,剩余油优势潜力丰度低,因此该区域的剩余油可采潜力低;同样,对于砂体西北部高剩余油饱和度区域,单元传导系数和单元剩余油优势潜力丰度普遍较低,导致区域剩余油可采潜力较低,存在局部剩余油高可采潜力区域,可以作为下一步的井网加密调整潜力区;中心井区井网控制程度高,注采较为完善,仅在局部井间存在高可采潜力区域,加密调整潜力低;目前该主力产层的剩余油高可采潜力区域普遍位于砂体边部,尤其砂体西南部和东南部区域的渗透率较高,油相流动能力强,剩余油可采潜力较为突出,且井网控制程度低,可优先考虑为下一步的井网加密调整潜力区。

基于渤海Q油田南区主力产层NmIL砂体特高含水期剩余油可采潜力分析,在砂体西南部局部剩余油高潜力区部署1口加密水平井(A2H井)(图3)。A2H井于2023年3月9日投产(图4),初期日产油量为23.3 m³/d,含水率为38.5%;目前生产状况良好,日产油量为49.7 m³/d,含水率为43.7%,远低于周围

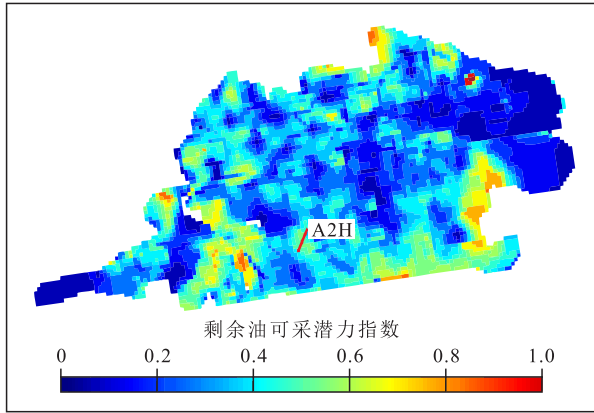


图3 NmIL砂体剩余油可采潜力分析及加密井位置
Fig.3 Remaining oil recoverable potential and infill well location in NmIL sand body

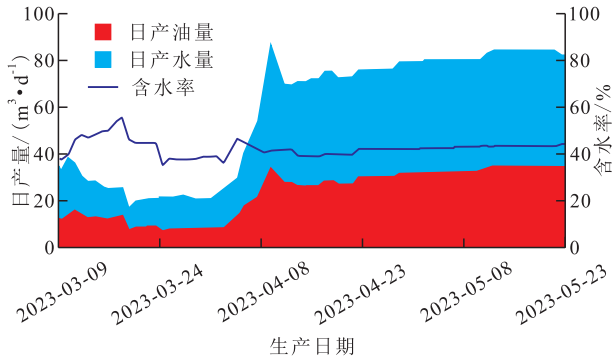


图4 加密井A2H生产情况
Fig.4 Production status of infill well A2H

各生产井93%以上的含水率水平。截至2023年5月底,累积产油量为 $0.31 \times 10^4 \text{ m}^3$,显示出新方法的有效性,可以指导特高含水油藏的剩余油挖潜。

4 结论

综合考虑特高含水油藏储层物性、可采储量丰度和油水分流能力对剩余油生产潜力的影响,在剩余油可采储量、水淹状况以及储层非均质程度量化表征的基础上,构建了剩余油可采潜力评价的单元传导系数、单元剩余油优势潜力丰度和单元含油率指标,精细表征特高含水油藏的剩余油可采潜力。针对不同指标对剩余油可采潜力控制程度的差异,引入加速遗传算法与投影寻踪模型确定各评价指标的客观权重,将3个评价指标组合加权相乘,构建剩余油可采潜力指数来综合表征区域单元剩余油可采潜力,形成了特高含水油藏剩余油可采潜力量化评价方法,可量化刻画特高含水油藏剩余油可采潜力分布的差异性。

渤海Q油田南区主力产层NmIL砂体的剩余油可采潜力量化评价结果表明,仅以饱和度等单一指

标描述剩余油可采潜力时会产生一定的矛盾或问题,难以有效指导特高含水期剩余油挖潜;而新方法采用剩余油可采潜力指数来刻画特高含水期剩余油潜力时,不同区域的剩余油可采潜力差别明显,其中的优势可采潜力区可作为NmIL砂体下一步挖潜调整的潜力区域,这为油田开发提供了更有效的分析方法与决策依据,对于特高含水油藏提高采收率具有重要的指导意义。

符号解释

a, b, c —— 特高含水油藏非线性相渗关系式的拟合系数;

COI —— 单元传导系数, $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$;

COI^* —— 归一化后的单元传导系数;

COI_{\max}, COI_{\min} —— 单元传导系数样本数据集的最大值和最小值;

d —— 投影方向向量;

d_1, d_2, d_3 —— 评价样本数据 $VOI_k^*, COI_k^*, f_{ok}^*$ 的投影方向;

D_z —— 投影值 Z_k 的局部密度;

f_o —— 单元含油率;

f_o^* —— 归一化后的单元含油率;

$f_{o\max}, f_{o\min}$ —— 单元含油率样本数据集的最大值和最小值;

f_w —— 单元含水率;

h —— 网格单元厚度, m;

i, j —— 网格单元 X 方向和 Y 方向的编号;

k —— 样本编号, 取值为 $1, 2, \dots, m$;

K —— 储层渗透率, mD;

K_{ro} —— 油相的相对渗透率;

K_{rw} —— 水相的相对渗透率;

m —— 网格单元数, 个;

NTG —— 净毛比;

$Q(d)$ —— 投影指标函数;

r_{ij} —— 样本之间的距离;

R —— 局部密度的窗口半径;

ROI —— 剩余油可采潜力指数;

ROI^* —— 剩余油可采潜力指数的对数值;

S_o —— 含油饱和度;

S_{oi} —— 初始含油饱和度;

S_{or} —— 残余油饱和度;

S_w —— 含水饱和度;

S_z —— 投影值 Z_k 的标准差;

t —— 时间, d;

$u(R-r_{ij})$ —— 单位阶跃函数, 当 $R \geq r_{ij}$ 时, 其值为1, 否则其值为0;

VOI —— 单元剩余油优势潜力丰度, $10^4 \text{ t}/\text{km}^2$;

VOI^* —— 归一化后的单元剩余油优势潜力丰度;

VOI_{\max}, VOI_{\min} —— 单元剩余油优势潜力丰度样本数据集的最大值和最小值;

x —— 评价指标样本数据集;

x^* —— 归一化后的评价指标样本数据集;

Z_k —— 投影值;

\bar{Z} —— 投影值 Z_k 序列的平均值;

α, β, γ —— 权重系数;

μ_o —— 原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;

μ_w —— 地层水黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;

ϕ —— 孔隙度。

参考文献

- [1] 韩大匡.关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(5):583-591.
HAN Dakuang. Discussions on concepts, countermeasures and technical routes for the redevelopment of high water-cut oilfields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 583-591.
- [2] 朱光普,姚军,张磊,等.特高含水期剩余油分布及形成机理[J].科学通报,2017,62(22):2 553-2 563.
ZHU Guangpu, YAO Jun, ZHANG Lei, et al. Pore-scale investigation of residual oil distributions and formation mechanisms at the extra-high water-cut stage [J]. Chinese Science Bulletin, 2017, 62(22): 2 553-2 563.
- [3] 刘丽杰,张先敏,魏祥祥,等.特高含水期剩余油分类评价方法[J].油气地质与采收率,2022,29(5):83-90.
LIU Lijie, ZHANG Xianmin, WEI Xiangxiang, et al. Classification and evaluation method of remaining oil in ultra-high water cut stage [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(5): 83-90.
- [4] 郭长春.基于密闭取心井的非均相复合驱后剩余油分布特征与变化规律——以孤岛油田中一区Ng3为例[J].油气地质与采收率,2022,29(5):111-117.
GUO Changchun. Distribution characteristics of remaining oil after heterogeneous combination flooding based on sealed cored well: A case study in Zhongyi area Ng3, Gudao Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(5): 111-117.
- [5] 柴德民,安振芳,刘显太,等.剩余油饱和度测井方法适应性分析与应用实践——以胜利油区为例[J].油气地质与采收率,2022,29(3):20-28.
CHAI Demin, AN Zhenfang, LIU Xiantai, et al. Analysis of adaptability of saturation logging methods and their application in actual production: A case of Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 20-28.
- [6] 段波龙,李垚银,孙志雄,等.夏盐11井区剩余油分布特征与挖潜对策研究[J].特种油气藏,2022,29(4):114-119.
DUAN Bolong, LI Yaoyin, SUN Zhixiong, et al. Study on characteristics of remaining oil distribution and countermeasures for potential tapping in well block Xiayan 11 [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 114-119.
- [7] LU Guang, ZHANG Liehui, LIU Qiang, et al. Experiment analysis of remaining oil distribution and potential tapping for fractured-vuggy reservoir [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109544.
- [8] ZHOU Runnan, ZHANG Dong, WEI Jianguang. Experimental investigation on remaining oil distribution and recovery performances after different flooding methods [J]. Fuel, 2022, 322: 124219.
- [9] 汪洋,黄延明,同鑫,等.剩余油研究方法综述[J].特种油气藏,2023,30(1):14-21.
WANG Yang, HUANG Yanming, TONG Xin, et al. Review of remaining oil research methods [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 14-21.
- [10] 祝晓林,刘宗宾,葛丽珍,等.渤海油田裂缝性潜山油藏储层分类及剩余油分布规律[J].断块油气田,2022,29(4):527-531.
ZHU Xiaolin, LIU Zongbin, GE Lizhen, et al. Reservoir classification and distribution law of remaining oil in fractured buried hill reservoirs of Bohai Oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 527-531.
- [11] 王有慧,鲍君刚,王呈呈,等.高含水砂岩老油田剩余油综合分析及开发实践[J].石油化工高等学校学报,2020,33(5):86-91.
WANG Youhui, BAO Jungang, WANG Chengcheng, et al. Comprehensive analysis of residual oil in high water cut sandstone oilfield and development practice [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2020, 33(5): 86-91.
- [12] 金宝强,舒晓,邓猛.渤海特高含水期油田剩余油分布规律及挖潜策略[J].科学技术与工程,2020,20(15):6 033-6 040.
JIN Baoqiang, SHU Xiao, DENG Meng. Distribution and potential exploitation strategy of remaining oil in high water-cut stage, Bohai Sea [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(15): 6 033-6 040.
- [13] 王友启.特高含水期油田“四点五类”剩余油分类方法[J].石油钻探技术,2017,45(2):76-80.
WANG Youqi. “Four points and five types” remaining oil classification in oilfields with ultra-high water cut [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(2): 76-80.
- [14] 张国良.二类油层水平井潜力界限确定方法[J].四川师范大学学报:自然科学版,2012,35(6):854-856.
ZHANG Guoliang. Method to determine potential limit of horizontal well in level II formations [J]. Journal of Sichuan Normal University: Natural Science, 2012, 35(6): 854-856.
- [15] 付国民,马力宁,屈信忠.采用多级模糊综合评判法对剩余油潜力定量评价[J].地球科学与环境学报,2004,26(2):38-41.
FU Guomin, MA Lining, QU Xinzong. Quantitative evaluation for the potentiality of remaining oil by multilevel fuzzy judgement method [J]. Journal of Earth Science and Environmental, 2004, 26(2): 38-41.
- [16] LIU N, JALALI Y. Closing the loop between reservoir modeling and well placement and positioning [C]. SPE-98198-MS, 2006.
- [17] MOLINA A, RINCON A. Exploitation plan design based on opportunity index analysis in numerical simulation models [C]. SPE-122915-MS, 2009.

- [18] KARIM M A, RAUB M A. Optimizing development strategy and maximizing field economic recovery through simulation opportunity index [C]. SPE-148103-MS, 2011.
- [19] VARELA-PINEDA A, HUTHELI A H, MUTAIRI S M. Development of mature fields using reservoir opportunity index: a case study from a Saudi field [C]. SPE-172231-MS, 2014.
- [20] ATAEI A, SONI S, CHUAH B, et al. Reservoir opportunity index-advance in well and subsurface design for cost effective field development [C]. SPE-171460-MS, 2014.
- [21] PARK Hanyoung, YANG Changdong, AL-ARURI Ahmad D, et al. Improved decision making with new efficient workflows for well placement optimization [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 152(4): 81-90.
- [22] 耿站立,姜汉桥,陈民锋,等.高含水期油藏剩余油潜力定量表征新方法[J].*油气地质与采收率*,2007,14(6):100-102,118.
GENG Zhanli, JIANG Hanqiao, CHEN Minfeng, et al. A new method for quantitative characterization on remaining oil potential in high water cut oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(6): 100-102, 118.
- [23] 丁帅伟,姜汉桥,周代余,等.中高含水期油藏剩余油潜力定量评价新方法及其应用[J].*复杂油气藏*,2016,9(1):41-45.
DING Shuaiwei, JIANG Hanqiao, ZHOU Daiyu, et al. A new method for quantitatively evaluating the remaining oil potential of reservoir at medium-high water-cut stage and its application [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2016, 9(1): 41-45.
- [24] 赵晨云,窦松江,窦煜,等.高含水期油藏剩余油聚集度表征方法[J].*新疆石油地质*,2023,44(6):690-695.
ZHAO Chenyun, DOU Songjiang, DOU Yu, et al. A new method for characterizing remaining oil in high water-cut reservoirs [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(6): 690-695.
- [25] YU Sen, LU Hongwei. An integrated model of water resources optimization allocation based on projection pursuit model-Grey Wolf Optimization method in a transboundary river basin [J]. *Journal of Hydrology*, 2018, 559(4): 156-165.
- [26] SAWYERR B A, ADEWUMI A O, ALI M M. Real-coded genetic algorithm with uniform random local search [J]. *Applied Mathematics & Computation*, 2014, 228(2014): 589-597.
- [27] 禹熙,李晓英,吴少霖.基于组合赋权-云模型的珠江三角洲水资源可持续性动态评价[J].*水资源与水工程学报*,2023,34(1):75-83.
YU Xi, LI Xiaoying, WU Shaolin. Dynamic evaluation of water resources sustainability in the Pearl River Delta based on the combined weight-cloud model [J]. *Journal of Water Resources and Water Engineering*, 2023, 34(1): 75-83.
- [28] 甘立琴,苏进昌,谢岳,等.曲流河储层隔夹层研究——以秦皇岛32-6油田为例[J].*岩性油气藏*,2017,29(6):128-134.
GAN Liqin, SU Jinchang, XIE Yue, et al. Interlayers of meandering river reservoir: a case from Qinhuangdao 32-6 oilfield [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(6): 128-134.
- [29] 杨东升,刘志峰,吴斌,等.渤海海域辽东凸起南段潜山构造演化及其对油气成藏的控制[J].*中国石油勘探*,2022,27(3):78-87.
YANG Dongsheng, LIU Zhifeng, WU Bin, et al. Tectonic evolution and its control on hydrocarbon accumulation of buried hill in the south section of Liaodong Bulge, Bohai Sea [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(3): 78-87.

编辑 邹滋滢