

引用格式:张瑞,王涛,王飞,等.基于有效累计水相通量的储层渗透率时变流动模型[J].油气地质与采收率,2025,32(1):162-173.

ZHANG Rui, WANG Tao, WANG Fei, et al. Time variation flow model of reservoir permeability based on effective cumulative water flux[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 162-173.

基于有效累计水相通量的储层渗透率时变流动模型

张瑞^{1,2}, 王涛^{1,2}, 王飞^{1,2}, 朱旭晨^{1,2}, 王艳红^{1,2}, 寇双燕^{1,2}, 王敬^{1,2}

(1. 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 102209; 2. 中海油田服务股份有限公司 油田生产研究院, 天津 300459)

摘要: 高含水油藏在长期的注水冲刷过程中, 储层渗透率会发生变化, 传统冲刷程度表征参数在描述储层渗透率时变规律时并未考虑临界流速的影响。为此, 提出有效累计水相通量的概念, 利用临界流速作为微粒开始运移的速度界限, 从而在一定程度上修正了水相通量对储层渗透率的影响。通过实验获取储层渗透率随有效累计水相通量变化的岭型演化模型, 并将其与三维两相油水渗流方程耦合, 建立基于有效累计水相通量的储层渗透率时变流动模型。研究表明: 贝雷岩心在长期的注水冲刷作用下, 即使在较低的驱替速度下渗透率也发生了较大变化, 高倍数水驱下的临界流速(0.006 cm/s)要比常规条件下的(0.015 cm/s)更低。考虑临界流速的有效累计水相通量在表征储层渗透率的时变规律时, 复杂河流相油藏模型水驱数值模拟结果更加符合微观下微粒运移引起的储层渗透率时变特征。因此, 有效累计水相通量能够较好地描述临界流速影响下的储层渗透率时变规律。

关键词: 高含水油藏; 有效累计水相通量; 渗透率时变; 临界流速; 数值模拟

文章编号: 1009-9603(2025)01-0162-12

DOI: 10.13673/j.pgre.202312014

中图分类号: TE341

文献标识码: A

Time variation flow model of reservoir permeability based on effective cumulative water flux

ZHANG Rui^{1,2}, WANG Tao^{1,2}, WANG Fei^{1,2}, ZHU Xuchen^{1,2},
WANG Yanhong^{1,2}, KOU Shuangyan^{1,2}, WANG Jing^{1,2}

(1. National Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing City, 102209, China; 2. Oilfield Production Research Institute of China Oilfield Services Ltd., Tianjin City, 300459, China)

Abstract: The permeability of high water-cut reservoirs will change during long-term water flooding. The traditional parameters characterizing water flooding do not consider the influence of critical flow velocity when describing the time variation law of reservoir permeability. Therefore, the concept of effective cumulative water flux was put forward, and the critical flow velocity was used as the velocity limit of particle migration to correct the influence of water flux on reservoir permeability to a certain extent. The ridge evolution model of reservoir permeability changing with effective cumulative water flux was obtained by experiments and coupled with the three-dimensional two-phase oil-water flow equation. As a result, a time variation reservoir permeability flow model based on effective cumulative water flux was established. The results show that the permeability of the Berea core changes greatly even at a low displacement rate under long-term water flooding, and the critical flow velocity under high multiple water flooding (0.006 cm/s) is lower than that under normal conditions (0.015 cm/s). By considering the effective cumulative water flux of critical flow velocity to characterize the time variation characteristics of reservoir permeability, the numerical simulation results of complex fluvial reservoir models are more consistent with the time variation characteristics of reservoir permeability caused by microparticle migration. Therefore, the effective cumulative water flux can better describe the time variation law of reservoir permeability.

收稿日期: 2023-12-11。

作者简介: 张瑞(1994—), 男, 湖北武汉人, 工程师, 博士, 从事油藏工程与数值模拟方面的研究工作。E-mail: zhangruixiaoz@163.com。

ability under the influence of critical flow velocity.

Key words: high water-cut reservoir; effective cumulative water flux; time variation permeability; critical flow velocity; numerical simulation

高含水油藏在长期的注水冲刷过程中,储层渗透率会发生变化^[1-7],对水驱流场产生较大影响,在高含水期储层渗透率变化会更加明显,流场非均质性更强且分布复杂。储层渗透率会受到储层骨架结构、孔喉网络、微粒及黏土矿物运移等变化的影响,建立这些因素变化对渗透率影响的数学模型较困难,且会极大增加储层时变流动模型的复杂性和计算量。因此,建立时变参数演化模型时,主要考虑注入水的累计冲刷作用,则只需建立渗透率与注入水冲刷程度之间的关系。已有研究利用含水率^[8-11]、过水倍数^[12-14]、面通量^[15-16]以及驱替通量^[17]等参数来定量表征冲刷程度。含水率可以连续表征冲刷程度的变化,但在高含水阶段某网格处剩余油饱和度下降至残余油饱和度后不再变化,则网格含水饱和度也将不变,从而影响冲刷程度的表征精度。过水倍数和面通量在储层时变数值模拟中已得到广泛应用,实现了储层物性参数时变特性的定量表征,提高了剩余油的描述精度,能够更好地适应高含水期精细开发的需求^[18-19],但是各种表征参数仍然存在不同方面的缺陷。过水倍数可以有效解决高含水期冲刷程度差异表征问题,但该参数对网格尺寸有很强的依赖性,因此计算结果不稳定,易受网格划分大小影响。面通量相比过水倍数计算更加稳定,但忽略了孔隙度变化的影响。驱替通量可以规避过水倍数和面通量的缺点,不仅模拟结果稳定,且能够准确反映相同尺寸不同孔隙度网格的冲刷程度差异。然而,驱替通量没有考虑临界流速^[20]的影响,当驱替速度低于微粒运移的临界流速时,如果持续时间足够长,驱替通量由于累计效应会不断增大,则储层渗透率也会随之发生变化,但实际上不会出现因微粒运移导致渗透率变化的现象。为避免出现上述矛盾,笔者创新提出有效累计水相通量的概念,利用临界流速作为微粒开始运移的速度界限,从而在一定程度上修正了水相通量对渗透率的影响。

1 渗透率评价实验

1.1 实验器材

临界流速评价实验所用仪器参照 SY/T 5358—2010^[21],单相水驱 CT 扫描实验仪器为 MicroXCT-

400 微 CT 扫描仪。

实验用岩心为在 1 块渗透率为 793 mD、孔隙度为 19.5%、直径为 2.5 cm、长度为 5 cm 的贝雷砂岩岩心上钻取的 3 块直径为 0.6 cm、长度为 1.1 cm 的小岩心柱,编号分别为 B3-1、B3-2 和 B3-3。实验用水为用 NaCl 配制的模拟地层水,矿化度为 9 000 mg/L。

1.2 实验目的及流程

将 3 块岩心按照实验类别分成 2 个驱替系列,对岩心 B3-1 和 B3-2 开展临界流速评价实验,研究不同驱替速度下渗透率的变化特征,并确定临界流速;实验流程参照 SY/T 5358—2010^[21],在常温条件(25 °C)下进行。对于岩心 B3-1 实验流程完全按照标准执行,即每一驱替速度下待流动状态趋于稳定后记录压差;而岩心 B3-2 将该实验条件改为每一驱替速度下驱替至 2 000 PV 后记录压差。

对岩心 B3-3 开展单相水驱 CT 扫描实验,研究岩心水驱前后孔喉结构变化特征。实验流程为:①将岩心装入 CT 专用岩心夹持器,加围压后将夹持器安装到 CT 样品台上,进行 CT 扫描测试;②扫描结束后,按照 SY/T 5358—2010^[21]连接驱替实验装置,以恒定速度 0.08 mL/min(高于临界流速)水驱,驱替至 2 000 PV 后再次进行 CT 扫描测试。

1.3 实验结果分析

对比岩心 B3-1 和 B3-2 在不同驱替速度下的渗透率变化倍数(图 1)发现,随着驱替速度的增加,岩心渗透率增加。贝雷砂岩岩心渗透率较大且孔喉分布均匀,驱替使微粒冲出岩心,导致岩心渗透率变大。SY/T 5358—2010^[21]规定,随着驱替速度增加,

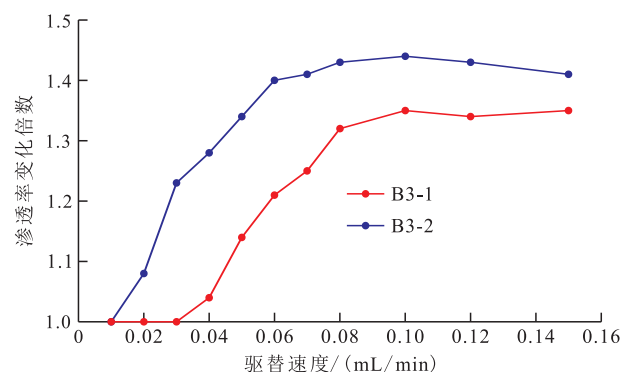


图 1 不同驱替速度下的渗透率变化倍数
Fig.1 Change multiples of permeability at different displacement rates

岩心渗透率变化倍数大于1.2时所对应的前1个点的驱替速度即为临界流速。分析图1可知,岩心B3-1和B3-2的临界流速分别为0.05和0.02 mL/min,将两者均除以岩心横截面积并进行单位转换后,得到岩心的临界流速分别为0.015和0.006 cm/s,两者结果存在差异,主要是因为常规临界流速评价实验驱替至相对稳定即可,驱替倍数较低;而岩心B3-2驱替倍数高,由于注入水的长期冲刷作用,在较低的驱替速度下渗透率也发生了较大变化,说明高倍数水驱下的临界流速要比常规条件下更低。

由岩心B3-3水驱前后CT扫描成像结果(图2)可以看出,水驱后部分孔喉明显变大,且孔喉连通性变好。采用Avizo软件对岩心B3-3的CT扫描数据进行处理,建立如图3所示的数字岩心,图像分辨率为4.39 μm,数据体大小为400×400×400,对数字岩心进行孔隙度分析。结果(图4)表明,随着体素的增加,孔隙度在20%附近小范围波动,且水驱前后孔隙度差异较小,说明岩心B3-3孔喉分布均匀,注入水冲刷对贝雷砂岩岩心的孔隙度影响较小。以构建的数字岩心为基础,利用分水岭分割算法,

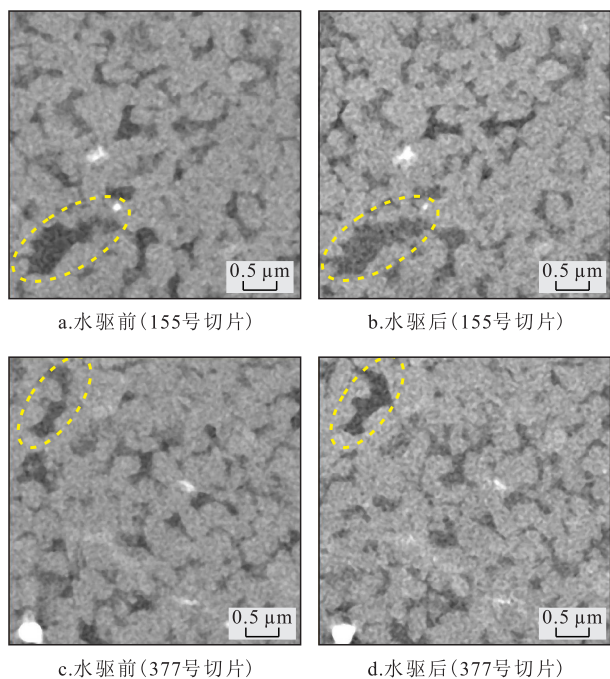


图2 岩心B3-3水驱前后CT扫描成像结果
Fig.2 CT scanning results of core B3-3 before and after water flooding

提取数字岩心的孔隙网络模型(图5)。岩心B3-3水驱前后孔隙网络模型参数统计结果(表1)表明:水驱后总孔隙数增加,孔隙等效半径最大值明显变大,而孔隙等效半径最小值和平均值变化不明显;水驱后总喉道数增加,喉道长度最大值、最小值和

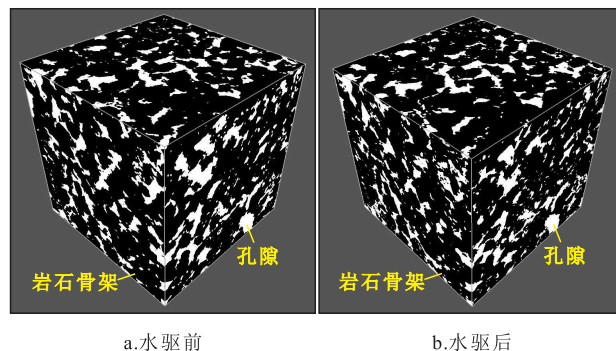


图3 岩心B3-3水驱前后数字岩心结果
Fig.3 Digital core results of core B3-3 before and after water flooding

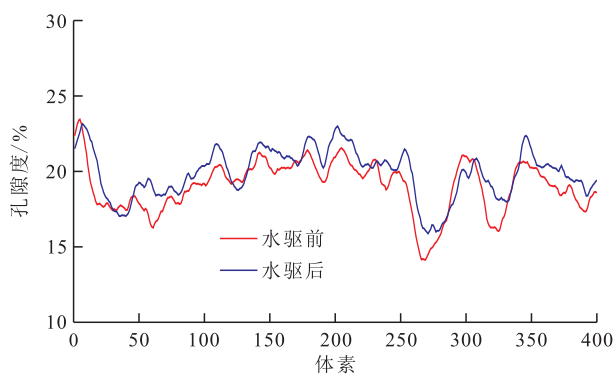


图4 岩心B3-3水驱前后孔隙度随体素变化曲线
Fig.4 Change curve of porosity of core B3-3 with voxel before and after water flooding

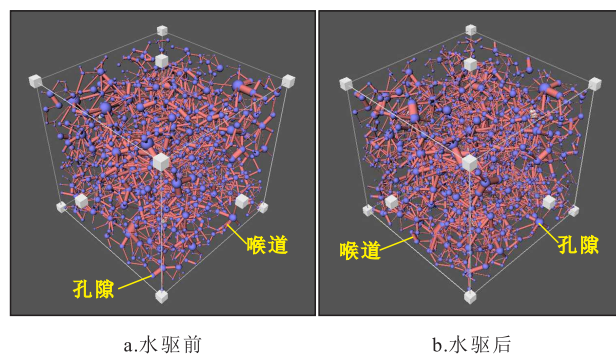


图5 岩心B3-3水驱前后的孔隙网络模型
Fig.5 Pore network model of core B3-3 before and after water flooding

表1 岩心B3-3水驱前后孔隙网络模型参数统计

Table1 Pore network model parameters of core B3-3 before and after water flooding

| 统计类型 | 孔隙等效半径/μm | | | 喉道等效半径/μm | | | 喉道长度/μm | | | 总孔隙数/个 | 总喉道数/个 | 渗透率/mD |
|------|-----------|------|------|-----------|-----|------|---------|------|-------|--------|--------|--------|
| | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | | | |
| 水驱前 | 137.4 | 13.5 | 47.1 | 110.2 | 1.1 | 17.0 | 441.3 | 36.4 | 161.6 | 1 430 | 2 810 | 891 |
| 水驱后 | 144.6 | 13.4 | 47.0 | 118.2 | 1.1 | 17.4 | 421.1 | 33.7 | 157.3 | 1 551 | 3 292 | 1 301 |

平均值明显减小, 喉道等效半径的最大值明显变大, 而喉道等效半径的平均值变化不明显; 基于水驱前后的孔隙网络模型模拟得到的渗透率分别为 891 和 1 301 mD, 渗透率明显增加, 模拟得到的渗透率变化倍数为 1.46, 与图 1 中实验得到的渗透率变化倍数具有较好的一致性。另外, 结合孔喉数据变化分析认为, 岩心渗透率提高主要有 2 个原因: ①由于注入水的长期冲刷作用, 微粒被冲出岩心, 孔喉半径变大, 形成优势渗流通道; ②水驱前后孔隙数和喉道数均明显增多, 孔喉网络发生明显变化, 孔喉的连通性增强。

2 时变参数演化模型

2.1 冲刷程度表征参数

笔者将有效累计水相通量定义为: 当水相流速大于临界流速时, 流过单位过流断面孔隙截面积的累计水相体积, 用其表征注入水的有效冲刷程度, 该参数越大, 说明注入水的有效冲刷程度越高, 与其相关的储层渗透率变化越明显。网格各个方向的有效累计水相通量可表示为:

$$W_d = \int_0^t |v'_{wd}(t)| dt \quad (1)$$

式中: W_d 为 x 、 y 和 z 方向上的有效累计水相通量, m ; 下标 d 可用 x 、 y 和 z 替代, 分别表示网格横向、纵向和垂向 3 个不同方向; t 为时间, s ; $v'_{wd}(t)$ 为 t 时刻 x 、 y 和 z 方向上修正的水相流速, m/s 。

修正的水相流速仅用于计算有效累计水相通量, 从而更新绝对渗透率, 其满足下列条件:

$$v'_{wd}(t) = \begin{cases} v_{wd}(t) & v_{wd}(t) > v_c \\ 0 & v_{wd}(t) \leq v_c \end{cases} \quad (2)$$

其中:

$$v_{wd} = \frac{V_{wd}}{\phi} \quad (3)$$

式中: $v_{wd}(t)$ 为 t 时刻 x 、 y 和 z 方向上的水相流速, m/s ; v_c 为临界流速, 其大小取决于岩石的胶结强度, m/s ; V_{wd} 为 x 、 y 和 z 方向上的水相达西速度, m/s ; ϕ 为孔隙度, 小数。

2.2 渗透率演化模型

中高渗透砂岩油藏大量取心资料及实验结果^[2,5,14]表明: 高渗透储层经过长期注水冲刷, 地层微粒和黏土矿物部分随采出液带出, 储层渗透率增加; 而中低渗透储层随着注水开发深入, 地层微粒易堵塞小孔道, 储层渗透率降低。刘显太通过大量砂岩岩心高倍数水驱实验渗透率变化数据, 统计分

析得出渗透率随过水倍数变大和减小的分界线为 300 mD^[14]。渗透率的变化规律主要与注入水的冲刷程度相关, 建立渗透率随有效累计水相通量的变化关系即可定量表征储层渗透率的时变规律, 则渗透率演化模型可表示为:

$$K = K(W_d) \quad (4)$$

式中: K 为储层渗透率, mD 。

根据取心资料和实验结果, 通过数据拟合即可建立不同渗透率演化模型。如高渗透储层和中低渗透储层可利用岭型分布函数^[22-23]分别建立升岭型和降岭型演化模型来表征储层渗透率随有效累计水相通量的变化规律。

基于有效累计水相通量的储层渗透率岭型演化模型为:

$$K_{dc}(W_d) = \begin{cases} 1 & W_d < W_{\min} \\ \frac{K_{cm} + 1}{2} + \frac{K_{cm} - 1}{2} F(W_d) & W_{\min} \leq W_d < W_{\max} \\ K_{cm} & W_d \geq W_{\max} \end{cases} \quad (5)$$

其中:

$$F(W_d) = \sin \left[\frac{\pi}{W_{\max} - W_{\min}} \left(W_d - \frac{W_{\max} + W_{\min}}{2} \right) \right] \quad (6)$$

式中: $K_{dc}(W_d)$ 为与有效累计水相通量相关的 x 、 y 和 z 方向上的渗透率变化倍数; W 为有效累计水相通量, m ; K_{cm} 为渗透率变化倍数的极值。

在数值模拟过程中, 不同网格中的流速是不同的, 且网格中流速随时间不断变化, 分布特征与变化规律十分复杂, 并且过水倍数易受网格划分大小的影响。为保证宏观时变模型的实用性和数值模拟的稳定性, 同时考虑流速对渗透率变化的影响, 采用考虑临界流速的有效累计水相通量来表征, 并根据 4 块天然露头岩心 (编号分别为 200-1、200-2、1000-1 和 1000-2) 高倍数水驱实验获取的渗透率变化数据, 采用岭型演化模型进行拟合得到统一的渗透率时变曲线。拟合结果表明, 高渗透岩心的绝对渗透率表现为先缓慢增大、再快速上升、最后逐渐趋于平稳的规律 (图 6a), 符合升岭型演化模型变化特征; 而中渗透岩心经历了初期平稳、中期先缓慢减小再快速降低、后期逐渐趋于平稳的变化过程 (图 6b), 与降岭型演化模型变化特征一致。笔者仅选用代表性的砂岩岩心进行研究, 对于其他类型的砂岩岩心, 可采用其他数学函数进行拟合; 另外, 对于难以用数学函数拟合的渗透率时变数据, 可直接以表格的形式输入到求解模型中, 以便描述特殊情

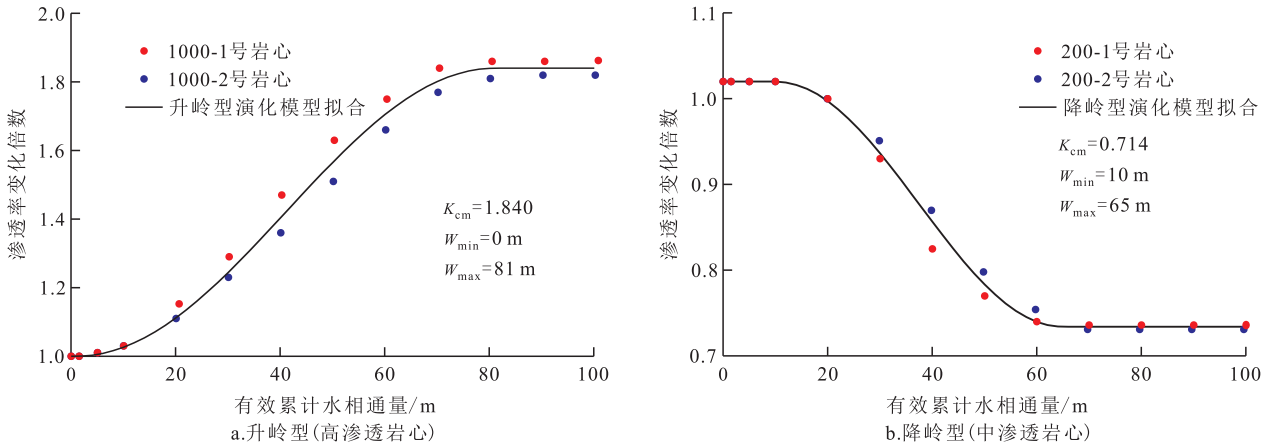


图6 基于有效累计水相通量的渗透率岭型演化模型

Fig.6 Ridge evolution model of permeability based on effective cumulative water flux

况下的渗透率演化规律。

3 储层渗透率时变流动模型

3.1 模型假设

模型基本假设包括:①储层流体流动满足等温假设,服从达西定律;②储层中只有油水存在,油和水为不混相且微可压缩;③岩石各向异性,微可压缩;④忽略毛管压力的影响。

3.2 流动模型

基于有效累计水相通量的运动方程为:

$$\begin{cases} V_w = -\frac{K(W_d)K_{rw}(S_w)}{\mu_w} \nabla(p - \rho_w gD) \\ V_o = -\frac{K(W_d)K_{ro}(S_w)}{\mu_o} \nabla(p - \rho_o gD) \end{cases} \quad (7)$$

式中: V_w 和 V_o 分别为水相和油相的达西速度, m/s; $K(W_d)$ 为与有效累计水相通量相关的绝对渗透率, mD; K_{rw} 和 K_{ro} 分别为水相和油相的相对渗透率, 无量纲; S_w 为含水饱和度, 小数; μ_w 和 μ_o 分别为地层水相和油相的黏度, mPa·s; p 为孔隙压力, Pa; ρ_w 和 ρ_o 分别为地层水相和油相的密度, kg/m³; g 为重力加速度, m/s²; D 为距基准面的深度, m。

弹性多孔介质的状态方程为:

$$\phi(p) = \phi_{ref} [1 + c_r(p - p_{ref})] \quad (8)$$

式中: $\phi(p)$ 为孔隙度, 小数; ϕ_{ref} 为参考孔隙压力下的孔隙度, 小数; c_r 为岩石压缩系数, Pa⁻¹; p_{ref} 为参考孔隙压力, Pa。

弹性流体的状态方程为:

$$\begin{cases} \rho_w(p) = \rho_{w,ref} e^{c_w(p - p_{ref})} \\ \rho_o(p) = \rho_{o,ref} e^{c_o(p - p_{ref})} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\rho_{w,ref}$ 和 $\rho_{o,ref}$ 分别为参考孔隙压力下水相和油相的密度, kg/m³; c_w 和 c_o 分别为水相和油相的压缩系数, Pa⁻¹。

三维两相油水的质量守恒方程为:

$$\begin{cases} \nabla \cdot (\rho_w V_w) + q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_w S_w) \\ \nabla \cdot (\rho_o V_o) + q_o = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_o S_o) \end{cases} \quad (10)$$

式中: q_w 和 q_o 为单位时间单位地层体积内采出/注入的水相和油相质量, kg/(m³·s); S_o 为含油饱和度, 小数。

流体密度与地层体积系数的关系式为:

$$\begin{cases} \rho_w = \frac{\rho_{ws}}{B_w} \\ \rho_o = \frac{\rho_{os}}{B_o} \end{cases} \quad (11)$$

式中: ρ_{ws} 和 ρ_{os} 分别为地面标准状况下水相和油相的密度, kg/m³; B_w 和 B_o 分别为水相和油相的地层体积系数, 小数。

将式(11)代入式(10)中可得:

$$\begin{cases} \nabla \cdot \left(\frac{V_w}{B_w} \right) + \frac{q_w}{\rho_{ws}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \\ \nabla \cdot \left(\frac{V_o}{B_o} \right) + \frac{q_o}{\rho_{os}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \end{cases} \quad (12)$$

将式(7)代入式(12)中, 则考虑储层渗透率时变的流动方程可表示为:

$$\begin{cases} \nabla \cdot \left[\frac{K(W_d)K_{rw}(S_w)}{B_w \mu_w} \nabla(p - \rho_w gD) \right] + \frac{q_w}{\rho_{ws}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \\ \nabla \cdot \left[\frac{K(W_d)K_{ro}(S_w)}{B_o \mu_o} \nabla(p - \rho_o gD) \right] + \frac{q_o}{\rho_{os}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \end{cases} \quad (13)$$

另外, 水相和油相的饱和度满足的关系式为:

$$S_w + S_o = 1 \quad (14)$$

压力和饱和度的初始条件为:

$$\begin{cases} p(x,y,z,t)|_{t=0} = p^0(x,y,z) \\ S_w(x,y,z,t)|_{t=0} = S_w^0(x,y,z) \\ S_o(x,y,z,t)|_{t=0} = S_o^0(x,y,z) \end{cases} \quad (15)$$

式中: p^0 为初始压力,Pa; S_w^0 和 S_o^0 分别为初始含水饱和度和初始含油饱和度,小数。

外边界条件(封闭边界)表达式为:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Omega} = 0 \quad (16)$$

式中: n 为储层外边界 Ω 的外法线方向。

此外,还存在2种内边界条件,给定速率和给定井底压力的内边界条件分别定义为:

$$q_v(x,y,z,t)|_{x=x_w, y=y_w, z=z_w} = q_{well}(t) \quad (17)$$

$$p(x,y,z,t)|_{x=x_w, y=y_w, z=z_w} = p_{well}(t) \quad (18)$$

式中: q_v 为源汇项, m^3/s ; (x_w, y_w, z_w) 为作为源汇项的井坐标; q_{well} 为井的产液量, m^3/s ; p_{well} 为井底压力,Pa。

3.3 模型求解

式(13)用标准两点有限体积法在空间上离散,并以完全隐式的方式在时间上积分。为简便起见,下面只给出水相方程的离散化格式;除了明显的修正,油相方程遵循相同的模式。离散的水相方程为:

$$\frac{1}{\Delta t} \left(\frac{\phi(p[c])S_w[c]}{B_w(p[c])} \right)^{n+1} - \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{\phi(p[c])S_w[c]}{B_w(p[c])} \right)^n + \text{Div}(V_w)[c]^{n+1} - \frac{1}{\rho_{ws}}(q_w[c])^{n+1} = 0 \quad (19)$$

式中: c 为网格; n 为模拟时间步;Div为离散模拟中的标准散度算子。

Div操作符是一个从面 f 到网格 c 的线性映射,具体运算过程如下:

$$\text{Div}(V_w)[c] = \sum_{f \in F(c)} V_w[f] \mathbf{1}_{\{c=N_1(f)\}} - \sum_{f \in F(c)} V_w[f] \mathbf{1}_{\{c=N_2(f)\}} \quad (20)$$

式中: $\mathbf{1}_{|expr|}$ 的值会随着判别表达式 $expr$ 的真假而变化,当 $expr$ 为真时, $\mathbf{1}_{|expr|}$ 的值等于1,否则 $\mathbf{1}_{|expr|}$ 的值等于0; $N_1(f)$ 和 $N_2(f)$ 为面 f 形成的2个网格。

同时, $V_w[f]$ 的离散表达式为:

$$V_w[f] = -\text{Upw}(\lambda_w)[f]T[f] \times (\text{Grad}(p)[f] - g \text{avg}(\rho_w)[f]\text{Grad}(D)[f]) \quad (21)$$

其中:

$$\text{Upw}(\lambda_w)[f] =$$

$$\begin{cases} \lambda_w[N_1(f)] \text{Grad}(p)[f] - \\ g \text{avg}(\rho_w)[f] \text{Grad}(D)[f] > 0 \\ \lambda_w[N_2(f)] \quad \text{其他} \end{cases} \quad (22)$$

$$\lambda_w = \frac{K_{rw}}{B_w \mu_w} \quad (23)$$

$$\begin{cases} \text{Grad}(p)[f] = p[N_2(f)] - p[N_1(f)] \\ \text{Grad}(D)[f] = D[N_2(f)] - D[N_1(f)] \end{cases} \quad (24)$$

式中:Upw为相迎风函数; $T[f]$ 为面 f 的传导率; λ_w 为水相流度;Grad为离散模拟中的标准梯度算子,Grad操作符实际上是从相邻网格 c 到面 f 的映射。

模型求解是使用MRST-AD实现的,它是一个开源和免费的框架,具有自动微分功能,是Matlab油藏模拟工具箱的一部分,旨在为开发人员提供油藏数值模拟问题的快速原型和实验工具^[24]。模型求解时,在每1个时间步开始,用前1个时间步 x 、 y 和 z 方向上的有效累计水相通量 W_d 修正储层渗透率 K ,用Newton-Raphson法计算孔隙压力 p 与饱和度 S_w 和 S_o 。需注意的是,在计算前将与有效累计水相通量相关的储层渗透率时变参数以表格的形式加载到模型中,该参数的时变规律可利用取心资料和岩心驱替实验数据通过渗透率演化模型拟合得到。

储层时变流动数学模型求解流程如图7所示,其中时变处理模块(虚线框部分)包括有效累计水相通量计算、渗透率变化倍数计算、网格绝对渗透率更新以及网格间传导系数修正共4个步骤。

利用前 n 个模拟时间步 x 、 y 和 z 方向上修正的水相流速计算每个网格在第 n 个模拟时间步 x 、 y 和 z 方向上的有效累计水相通量 W_d^n ,计算公式为:

$$W_d^n = \sum_{i=1}^n |V_{dm}^i| \Delta t \quad (25)$$

其中:

$$V_{dm}^i = \begin{cases} V_d^i & V_d^i > v_c \\ 0 & V_d^i \leq v_c \end{cases} \quad (26)$$

式中: W_d^n 为第 n 个模拟时间步 x 、 y 和 z 方向上的有效累计水相通量, m ; i 和 n 为模拟时间步序号; V_{dm}^i 为第 i 个模拟时间步 x 、 y 和 z 方向上修正的水相流速, m/s ; V_d^i 为第 i 个模拟时间步 x 、 y 和 z 方向上的水相流速, m/s 。

依据渗透率岭型演化模型,利用 x 、 y 和 z 方向上有效累计水相通量 W_d^n ,计算得到每个网格 x 、 y 和 z 方向上的渗透率变化倍数 K_c 。

将 x 、 y 和 z 方向上原始渗透率乘以 K_c ,更新每个网格 x 、 y 和 z 方向上的绝对渗透率。

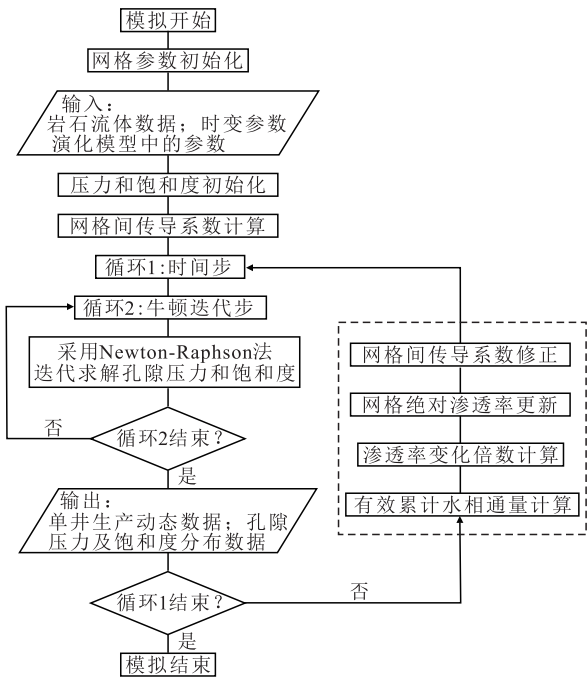


图7 储层时变流动数学模型求解流程

Fig.7 Solution flow of time variation flow mathematical model of reservoir

3.4 敏感性分析

为了对比分析不同参数时变对生产动态及剩余油分布的影响,建立如图8所示的均质油藏3层概念模型进行时变参数敏感性分析。模型x、y和z方向渗透率分别设置为1 000、1 000和100 mD,各层的孔隙度均设置为0.2。模型采用一注一采,注入井井底流压设置为22 MPa,采出井定液量生产,产液量为150 m³/d,保持注采平衡。采用所建立的储层物性时变数值模拟方法,模拟生产至极限含水率为98%时结束。模型采用图6中的储层渗透率时变数据,平衡初始化,基础参数主要包括:网格数目为51×51×3,网格尺寸为5 m×5 m×5 m,油藏顶深为2 000 m,原始地层压力为20 MPa,初始含水饱和度为0.225,岩石压缩系数为6.0×10⁻¹¹ Pa⁻¹,原油压缩系数为5.0×10⁻¹⁰ Pa⁻¹,地层水压缩系数为3.5×10⁻¹⁰ Pa⁻¹,地面原油密度为850 kg/m³,地层水密度为1 000 kg/m³,地面原油黏度为10 mPa·s,地层水黏度为1 mPa·s,地层原油体积系数为1.12,地层水体积系数为1.02。

不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变的含水率与采出程度的关系曲线(图9)表明:采油井见水后直至高含水期,相同采出程度下,考虑绝对渗透率时变下的含水率高于不考虑物性时变,且在采出程度为30%时含水率上升11.2%;在高含水后期,两类曲线差异变得越来越小,考虑绝对渗透率时变

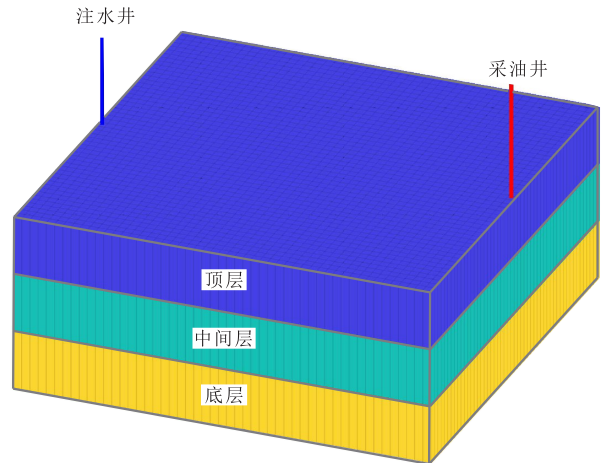


图8 均质油藏3层概念模型

Fig.8 Three-layer conceptual model of homogeneous reservoir

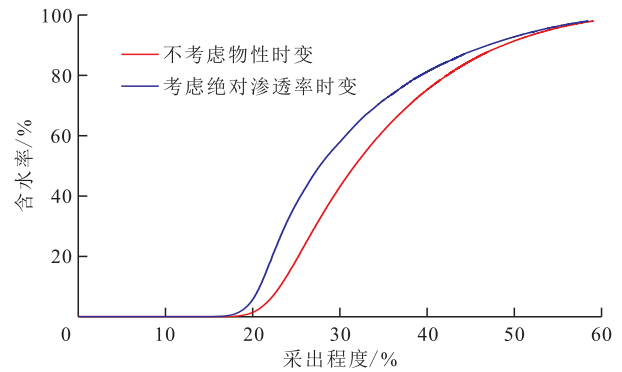


图9 不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变下含水率与采出程度的关系

Fig.9 Relationship between water cut and recovery considering time variation of absolute permeability and without considering time variation of reservoir properties

下的最终采出程度降低0.6%。对比含水率为60%时不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变的底层和顶层剩余油分布可知(图10):在重力作用下,顶层剩余油饱和度要高于底层,并且考虑绝对渗透率时变后,由于绝对渗透率随注入水冲刷程度的提高而增大,注入水会沿渗透率变大的区域更快地进入采油井,导致含水率上升速度变快,注入水波及范围减小,剩余油饱和度比不考虑物性时变时高;另一方面,注采井间主流线区域,由于渗透率变大,驱油能量提高,剩余油饱和度降低;在两方面的综合影响下,不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变的采出程度差异变得越来越小。

由不同临界流速下含水率为60%时中间层x方向渗透率分布(图11)可以看出,临界流速的大小影响模型中渗透率变化区域的范围,临界流速越大,地层微粒在长期的注水冲刷作用下越难发生运移,水相流速较低区域越易形成无效冲刷,因此渗透率

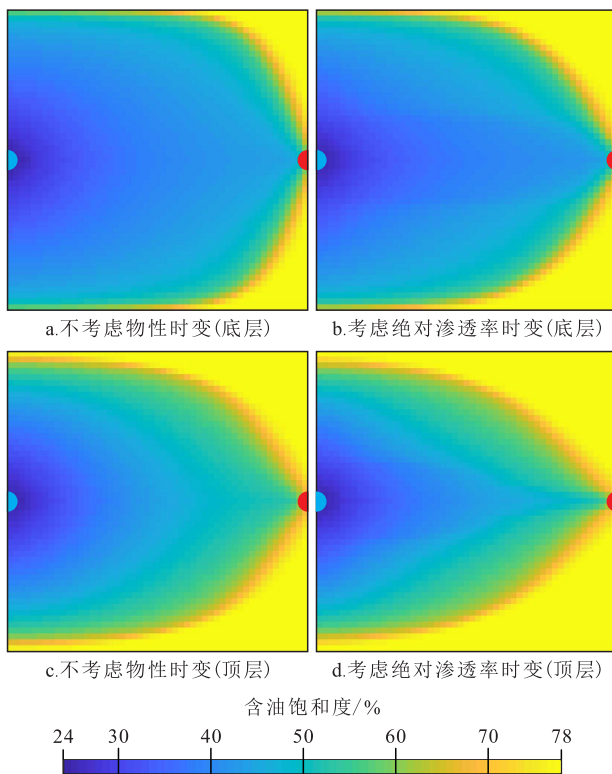


图10 含水率为60%时不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变底层顶层剩余油分布对比

Fig.10 Comparison of remaining oil distribution at bottom and top layers considering time variation of absolute permeability and without considering time variation of reservoir property when water cut is 60%

变化区域的范围越小。

不同有效累计水相通量的最大临界值(W_{max})下含水率与采出程度的关系曲线(图12)表明,有效累计水相通量的最大临界值影响含水率上升的速度,且该值越小,含水率上升越快。对比不同有效累计水相通量的最大临界值下含水率为60%时 x 方向底层和顶层渗透率分布(图13)可知,由于重力作用注入水对模型底层的冲刷程度更高,底层渗透率变化更大; W_{max} 影响渗透率的变化速度, W_{max} 值越小,渗

透率变化越快。综合分析图12和图13发现, W_{max} 通过影响渗透率的变化速度,从而对含水率上升速度产生影响。

4 模型应用

设计一个包含河道沉积相和河漫滩沉积相的复杂河流相油藏模型,利用所建的储层渗透率时变模拟方法,模拟注水开发过程中地层流体的真实动态和分布。该模型是通过修改SPE 10模型61层的网格尺寸、渗透率范围和孔隙度范围得到的,模型共 $60 \times 220 \times 1$ 个网格,网格尺寸为 $10 \text{ m} \times 5 \text{ m} \times 5 \text{ m}$,复杂河流相油藏模型渗透率分布和孔隙度分布如图14所示,模型非均质性强,河道沉积相储层渗透率约为1000 mD,而河漫滩沉积相储层渗透率主要为200~300 mD,模型 x 和 y 方向上渗透率相同, z 方向上渗透率设置为 x 方向上的0.1倍,整个河流相模型的孔隙度为0.17~0.23。

复杂河流相油藏模型中共有15口直井,其中8口注入井和7口采出井,采用五点法井网进行水驱开发,油藏初始压力为20 MPa,采出井定液量生产,其中采出井P4产液量设置为 $100 \text{ m}^3/\text{d}$,并考虑边井产量劈分将其余采出井的产液量均设置为 $60 \text{ m}^3/\text{d}$,所有注入井的井底流压均设置为22 MPa,保持注采平衡,模拟生产至极限含水率98%时结束。模型临界流速设置为 0.006 cm/s ,采用图6中的储层渗透率时变数据,平衡初始化,河道沉积相和河漫滩沉积相的初始含水饱和度分别为0.225和0.363。

是否考虑临界流速下 x 和 y 方向的渗透率分布(图15)存在明显差异,由于模型中渗透率较高的河道沉积相是具有方向性的,注入水在不同方向的冲刷程度不同,冲刷方向的渗透率变化比非冲刷方向

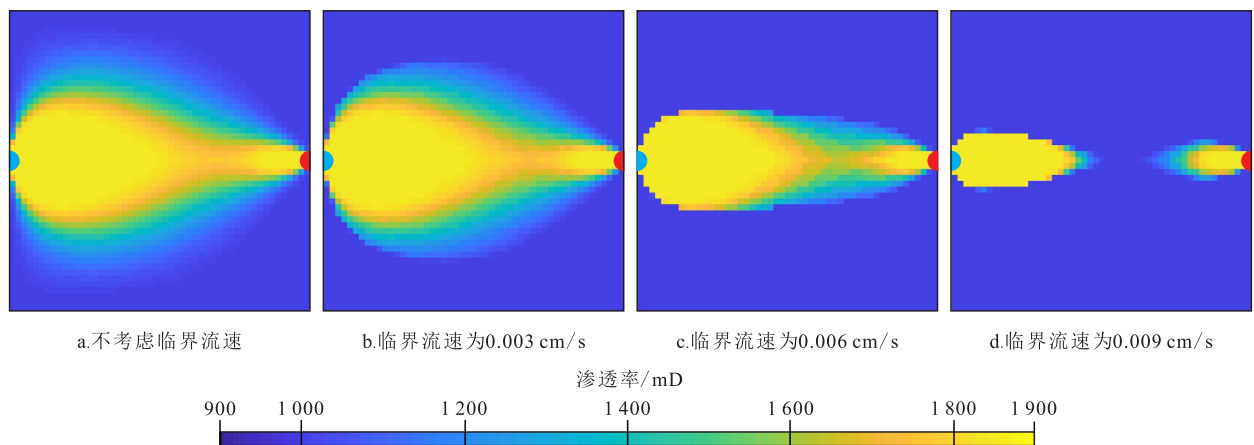


图11 不同临界流速下含水率为60%时中间层 x 方向渗透率分布

Fig.11 Permeability distribution along x direction of intermediate layer with different critical flow velocities when water cut is 60%

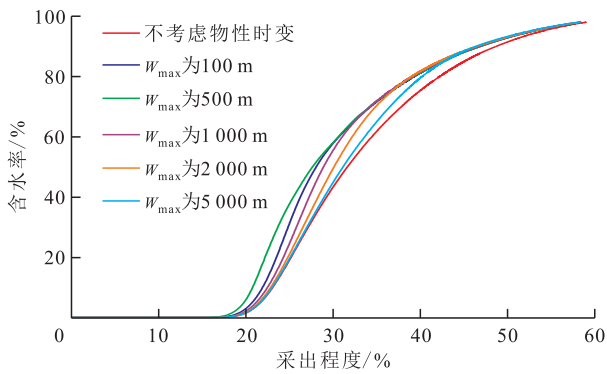


图12 不同有效累计水相通量的最大临界值下含水率与采出程度的关系曲线

Fig.12 Relationship between water cut and recovery under maximum critical value of different effective cumulative water fluxes

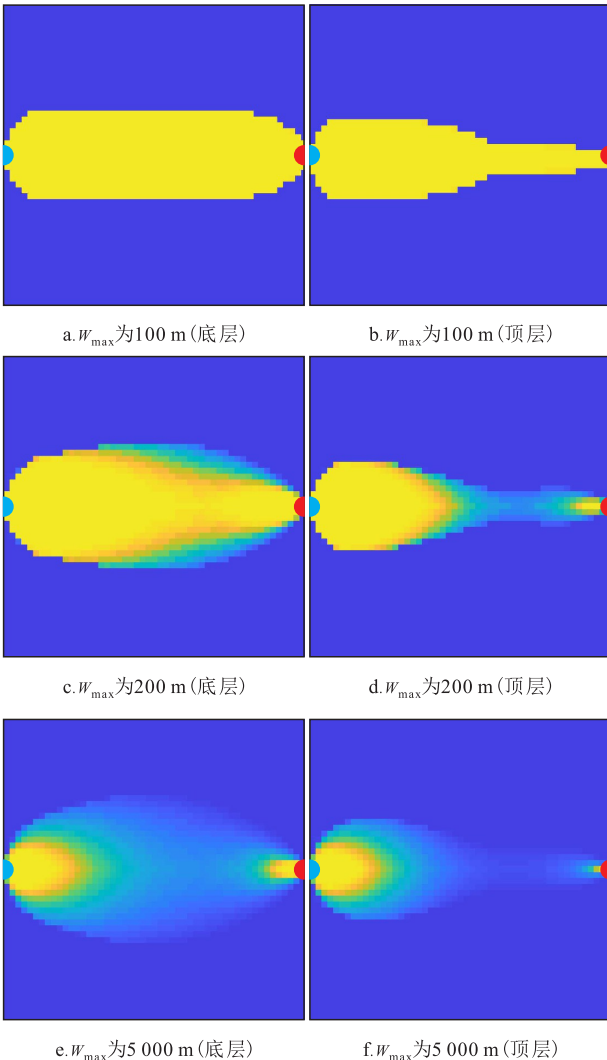
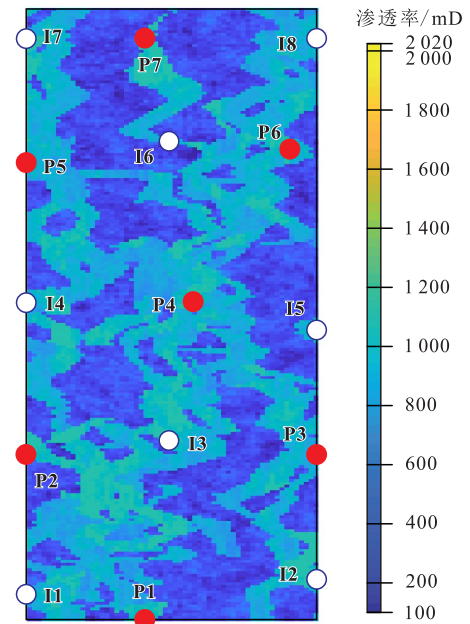
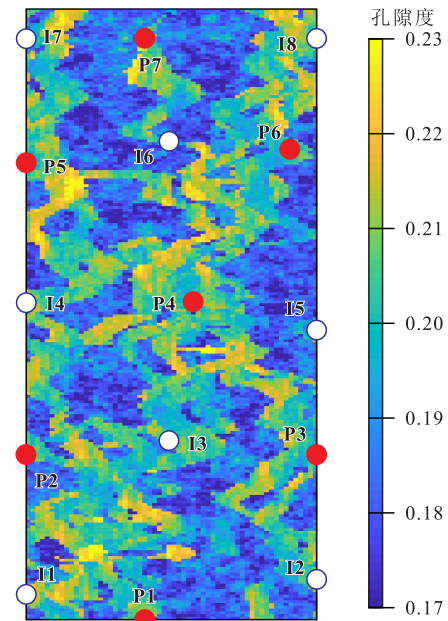


图13 不同有效累计水相通量的最大临界值下含水率为60%时x方向底顶层渗透率分布

Fig.13 Permeability distribution along x direction of bottom and top layers under maximum critical value of different effective cumulative water fluxes when water cut is 60%



a.渗透率



b.孔隙度

图14 复杂河流相油藏模型

Fig.14 Complex fluvial reservoir model

要明显,如注采井I3-P4和I6-P7间;考虑临界流速计算得到的渗透率变化范围更小,在冲刷方向的渗透率变化主要集中分布于注采井间的主要流动区域,在非冲刷方向,如注采井I8-P6间;而注采井间其他区域由于流速小于临界流速,渗透率未发生变化,更加符合地下实际情况。可见,考虑临界流速的有效累计水相通量在表征储层渗透率的时变规律时,结果更加符合微观下微粒运移引起的储层渗透率时变特征。

不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变下含

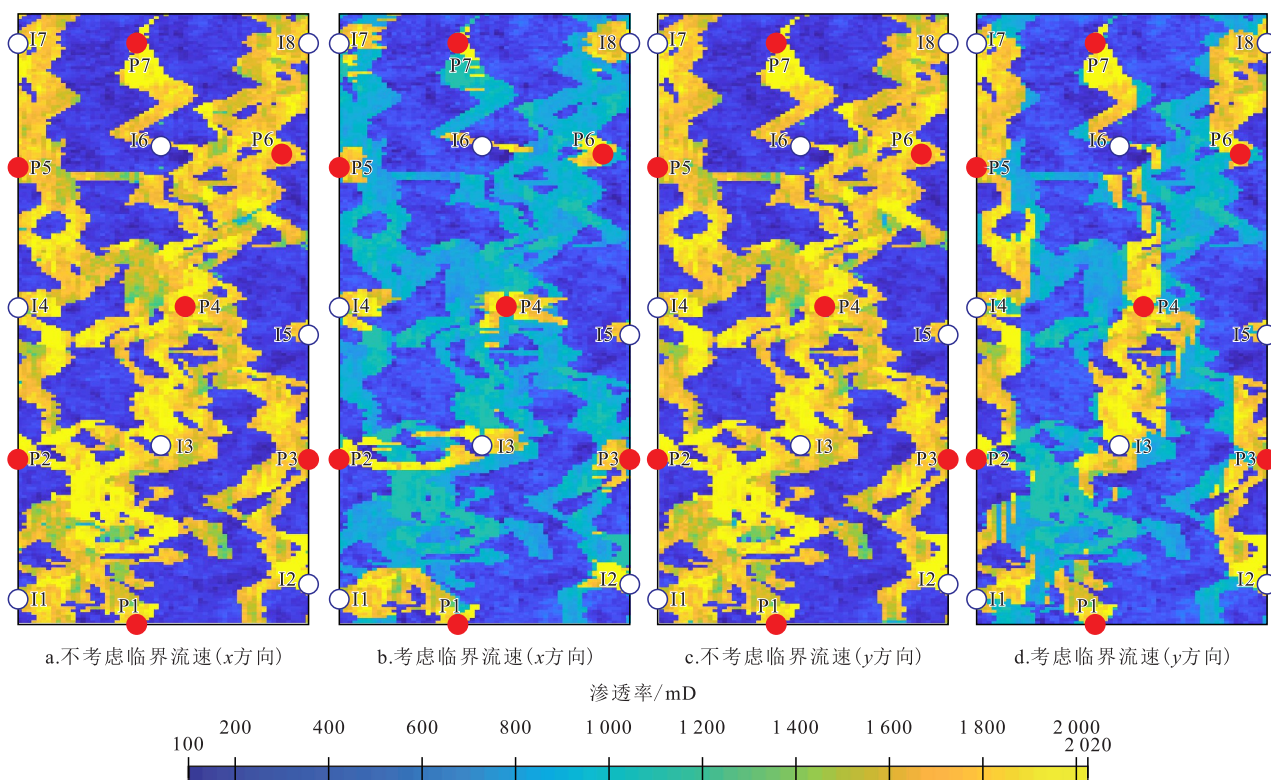


图 15 结束时刻不考虑临界流速和考虑临界流速计算得到的渗透率分布
 Fig.15 Permeability distribution calculated with and without considering critical flow velocities at end time

水率为60%时的剩余油分布(图16)表明,注采井I3-P1间的剩余油饱和度在考虑绝对渗透率时变时明显要高于不考虑物性时变时的(白框区域),主要是由于注采井I3-P4间渗透率较高(图14a),注入水冲刷程度高,在长期冲刷作用下形成优势渗流通道(图15d),储层非均质性增强,由注入井I3注入地层的水主要沿着I3-P4间的优势渗流通道向采出井P4窜进,形成注入水无效循环,因此注采井I3-P1间的波及范围缩小、洗油能力相对变差,剩余油饱和度偏高。

5 结论

(1)在分析现有冲刷程度表征参数优缺点的基础上,提出利用有效累计水相通量来表征冲刷程度,通过实验获取渗透率随有效累计水相通量变化的岭型演化模型,并将其与三维两相油水渗流方程耦合,建立基于有效累计水相通量的储层渗透率时变流动模型。

(2)临界流速对渗透率的影响不容忽视,常规条件下测得的临界流速为0.015 cm/s,而高倍数水驱下测得的临界流速为0.006 cm/s,这主要是由于注入水的长期冲刷作用,即使在较低的流速下绝对渗透率也发生了较大变化,说明高倍数水驱下的临

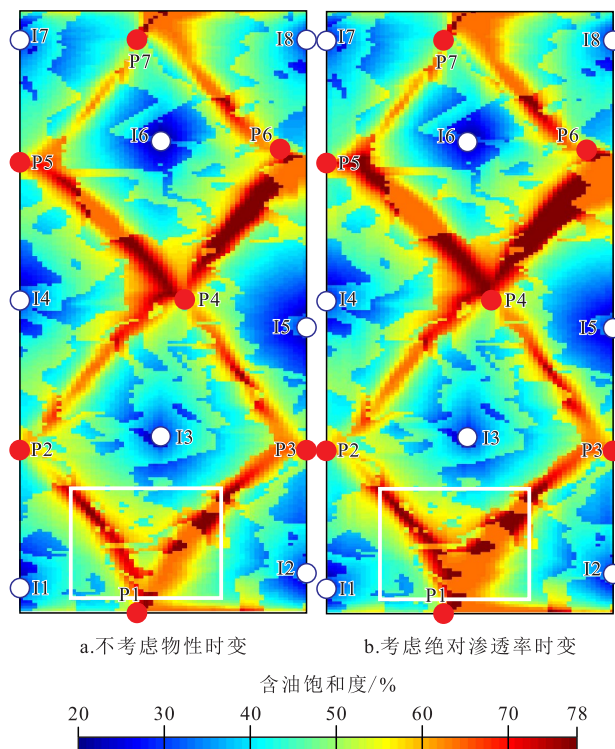


图 16 不考虑物性时变和考虑绝对渗透率时变下水率为60%时的剩余油分布

Fig.16 Remaining oil distribution considering time variation of absolute permeability and without considering time variation of reservoir property when water cut is 60%

界流速要比常规条件下更低。

复杂河流相油藏模型水驱数值模拟结果表明:

考虑临界流速的有效累计水相通量在表征储层渗透率的时变规律时,模拟结果更加符合微观下微粒运移引起的储层渗透率时变特征。

参考文献

- [1] 孙士孝,韩锦文,郭云尧,等.胜坨油田岩石水洗前后物性变化的试验研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,1996,20(S1):33-35.
SUN Shixiao, HAN Jingwen, GUO Yunyao, et al. Laboratory experiment on physical properties of flooding sandstone in Shengtuo oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 1996, 20(S1): 33-35.
- [2] 韩大匡,万仁溥.多层砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1999.
HAN Dakuang, WAN Renfu. The development models of multi-zone sandstone reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [3] 朱丽红,杜庆龙,李忠江,等.高含水期储集层物性和润湿性变化规律研究[J].石油勘探与开发,2004,31(S1):82-84.
ZHU Lihong, DU Qinglong, LI Zhongjiang, et al. Variation of physical characteristics and wettability of the reservoir in high water-cut stage [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(S1): 82-84.
- [4] CUI Chuazhi, LI Kaikai, YANG Yong, et al. Identification and quantitative description of large pore path in unconsolidated sandstone reservoir during the ultra-high water-cut stage [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 10-17.
- [5] 杜庆龙.长期注水开发砂岩油田储层渗透率变化规律及微观机理[J].石油学报,2016,37(9):1159-1164.
DU Qinglong. Variation law and microscopic mechanism of permeability in sandstone reservoir during long-term water flooding development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(9): 1159-1164.
- [6] 张伟,曹仁义,罗东红,等.南海珠江口盆地海相砂岩油藏高倍数水驱驱替特征[J].油气地质与采收率,2018,25(2):64-71.
ZHANG Wei, CAO Renyi, LUO Donghong, et al. Displacement characteristics of high-multiple water drive in marine sandstone reservoirs in the Pearl River Mouth Basin, South China Sea [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(2): 64-71.
- [7] 孙焕泉,孙国,吴素英,等.储集层参数动态地质模型的建立——以胜坨油田二区沙二段 l^2 层为例[J].石油勘探与开发,2004,31(S1):89-91.
SUN Huanquan, SUN Guo, WU Suying, et al. Dynamic geology model establishment of reservoir parameters-taking l^2 layer, segment 2 of Shahejie Formation, Shengtuo Oilfield, as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(S1): 89-91.
- [8] 姚振杰,赵洋,李剑,等.J区块注水开发储层物性变化规律研究[J].非常规油气,2021,8(6):46-51,67.
YAO Zhenjie, ZHAO Yang, LI Jian, et al. Study on the change law of physical properties after water flooding in J reservoirs block [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(6): 46-51, 67.
- [9] 崔传智,赵晓燕.考虑油藏储层参数变化的数值模拟研究[J].水动力学研究与进展:A辑,2004,19(增刊):912-915.
CUI Chuazhi, ZHAO Xiaoyan. The reservoir numerical simulation study with the variety of reservoir parameters [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics: Serices A, 2004, 19(Supplement): 912-915.
- [10] 崔传智,耿正玲,王延忠,等.水驱油藏高含水期渗透率的动态分布计算模型及应用[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(4):118-122.
CUI Chuazhi, GENG Zhengling, WANG Yanzhong, et al. Calculation model of dynamic permeability distribution and its application to water drive reservoir at high water cut stage [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(4): 118-122.
- [11] 鞠斌山,樊太亮,张金川,等.水驱开发油藏原油黏度变化规律及其对开发效果的影响[J].石油勘探与开发,2006,33(1):99-102.
JU Binshan, FAN Tailiang, ZHANG Jinchuan, et al. Oil viscosity variation and its effects on production performance in water drive reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 99-102.
- [12] 李晓燕.注水开发后储层物性特性参数变化的数模研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2007.
LI Xiaoyan. Research of numerical simulation on the change of reservoir parameters after flood development [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2007.
- [13] 赵寿元.注水开发储层物性参数变化数值模拟研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2009.
ZHAO Shouyuan. Research of numerical simulation on the change of reservoir parameters during flood development [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [14] 刘显太.中高渗透砂岩油藏储层物性时变数值模拟技术[J].油气地质与采收率,2011,18(5):58-62.
LIU Xiantai. Study on numerical simulation technology based on time varying physical properties in mid-high permeability sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(5): 58-62.
- [15] 姜瑞忠,乔欣,滕文超,等.储层物性时变对油藏水驱开发的影响[J].断块油气田,2016,23(6):768-771.
JIANG Ruizhong, QIAO Xin, TENG Wenchao, et al. Impact of physical properties time variation on waterflooding reservoir development [J]. Fault-Block Oil Gas & Field, 2016, 23(6): 768-771.
- [16] JIANG Ruizhong, ZHANG Wei, ZHAO Pingqi, et al. Characterization of the reservoir property time-variation based on 'surface flux' and simulator development [J]. Fuel, 2018, 234: 924-933.
- [17] 赵平起,沈泽阳,蔡明俊,等.基于有效驱替通量的油藏物性综合时变数值模拟技术及应用[J].中国石油大学学报:自然科学

- 版,2022,46(1):89-96.
- ZHAO Pingqi, SHEN Zeyang, CAI Mingjun, et al. A comprehensive reservoir simulation technique based on time-varying petro-physical parameters characterized by effective displacement flux [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2022, 46(1): 89-96.
- [18] 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.
- [19] 刘学利,郑小杰,窦莲,等.薄层强底水多韵律层砂岩油藏高精度数值模拟研究——以塔河9区下油组油藏为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):391-398.
- LIU Xueli, ZHENG Xiaojie, DOU Lian, et al. High precision numerical simulation of thin sandstone reservoir with sufficient bottom water and multiple cyclothem: a case study on lower formation of 9th block of Tahe Oilfield [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 391-398.
- [20] 鞠斌山,马明学,崔传智.室内实验规模的出砂数学模拟[J].石油大学学报:自然科学版,2004,28(4):74-77.
- JU Binshan, MA Mingxue, CUI Chuanzhi. Mathematical simulation of sand production in laboratory [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2004, 28(4): 74-77.
- [21] 曲岩涛,房会春,朱健,等.储层敏感性流动实验评价方法:SY/T 5358—2010[S].北京:石油工业出版社,2012.
- QU Yantao, FANG Huichun, ZHU Jian, et al. Formation damage evaluation by flow test: SY/T 5358-2010 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [22] 冯其红,齐俊罗,尹晓梅,等.大孔道形成与演化过程流固耦合模拟[J].石油勘探与开发,2009,36(4): 498-502, 512.
- FENG Qihong, QI Junluo, YIN Xiaomei, et al. Simulation of fluid-solid coupling during formation and evolution high-permeability channels [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(4): 498-502, 512.
- [23] 蒋华伟,周同星.基于多指标模糊综合评价模型的小麦品质评估[J].中国粮油学报,2018,33(9): 115-122.
- JIANG Huawei, ZHOU Tongxing. Wheat Quality assessment based on multi-index fuzzy comprehensive evaluation model [J]. Journal of the Chinese Cereals and Oils Association, 2018, 33(9): 115-122.
- [24] KROGSTAD S, LIE K A, MØYNER O, et al. MRST-AD-an open-source framework for rapid prototyping and evaluation of reservoir simulation problems [C]. Houston, Texas: SPE Reservoir Simulation Symposium, 2015.

编辑 经雅丽