

引用格式:石登科,程时清,赵丹凤,等.基于PKN模型的致密油藏注水诱导裂缝数值模拟方法[J].油气地质与采收率,2025,32(1):174-185.

SHI Dengke, CHENG Shiqing, ZHAO Danfeng, et al. Numerical simulation method for water injection-induced fractures in tight oil reservoirs based on PKN model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 174-185.

基于PKN模型的致密油藏注水诱导 裂缝数值模拟方法

石登科¹,程时清¹,赵丹凤²,汪洋¹,刘秀伟¹,徐泽轩¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249; 2. 陕西延长油田股份有限公司 吴起采油厂,陕西 延安 717600)

摘要: 裂缝性致密油藏注水过程中天然裂缝开启,能够扩大水驱波及体积,同时易形成水淹通道。因此,阐明天然裂缝开启对注水开发的影响,对于提高致密油藏水驱效果具有重要意义。提出一种将PKN模型与油水两相渗流模型耦合的方法,即利用嵌入式离散裂缝建立精细表征水驱过程中裂缝动态变化的油藏数值模拟方法,将其结果与解析解对比验证其准确性。数值模拟结果显示:定压注水时井底处裂缝扩展速度呈现初期快后期慢的特征。注水诱导裂缝的扩展过程中,伴随着裂缝的开启闭合,裂缝内平均压力呈现波动。一注一采模式下,存在裂缝长度临界值,低于临界值有利于扩大水驱波及体积,高于临界值易引起水窜。利用提出的裂缝扩展耦合模型对X低压致密油藏开展不稳定注水数值模拟研究,结果表明不稳定注水能够适度诱导裂缝开启,增大水驱波及体积,避免油井快速水淹,极大地改善致密油藏水驱开发效果。

关键词: PKN模型;两相渗流;致密油藏;数值模拟;不稳定注水

文章编号:1009-9603(2025)01-0174-12

DOI:10.13673/j.pgre.202403017

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Numerical simulation method for water injection-induced fractures in tight oil reservoirs based on PKN model

SHI Dengke¹, CHENG Shiqing¹, ZHAO Danfeng², WANG Yang¹, LIU Xiuwei¹, XU Zexuan¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;

2. Wuqi Oil Production Plant, Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an City, Shaanxi Province, 717600, China)

Abstract: The opening of natural fractures during water injection in fractured tight oil reservoirs can expand the swept volume of water flooding, but it also easily forms high-permeability channels. Therefore, it is crucial to understand the impact of natural fracture opening on water injection development for enhancing the effectiveness of water flooding in tight oil reservoirs. This paper presented a method that coupled the Perkins-Kern-Nordgren (PKN) model with an oil-water two-phase flow model, which utilized the embedded discrete fracture method (EDFM) to establish a numerical simulation approach of oil reservoirs for finely characterizing fracture dynamics during water flooding and compare its results with analytical solutions to verify its accuracy. The numerical simulation results indicate that the fracture propagation velocity at the well bottom exhibits a characteristic of rapid initial expansion followed by a slow-down under constant pressure water injection. The average pressure within the fracture fluctuates due to the opening and closing of fractures during water injection-induced fracture propagation. In a single-injection and single-production mode, there is a critical value for fracture propagation length; the fracture expands the swept volume of water flooding when the fracture propagation length is below the critical value. However, the fracture causes water channeling when the fracture propagation length

收稿日期:2024-03-10。

作者简介:石登科(1991—),男,湖北天门人,在读博士研究生,从事注水诱导动态裂缝数值模拟研究。E-mail:shidengkecup_2020@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“致密油藏注水诱导动态裂缝扩展机理研究”(52104049)。

exceeds the critical value. The proposed coupled model of fracture propagation was applied to numerical simulation studies of unstable water injection in the X low-pressure tight oil reservoir. The results suggest that unstable water injection could moderately induce fracture opening, increase the swept volume of water flooding, prevent rapid water encroachment in oil wells, and significantly improve the water flooding development effect in tight oil reservoirs.

Key words: PKN model; two-phase flow; tight oil reservoir; numerical simulation; unstable water injection

中国致密油藏资源品位低, 储层物性差, 油层薄, 甜点不发育, 天然能量不足^[1-5]。目前注水开发仍然是致密油藏最经济、最有效的开发方式, 但对于部分天然裂缝较为发育的致密油藏, 当注入压力较高时, 注水激活原先呈闭合状态的天然裂缝; 此外, 注水井近井地带憋压可能使地层破裂, 形成新裂缝^[6-8]。激活的裂缝及新裂缝随开发的进行而扩展、连通, 一方面有利于扩大波及体积, 但另一方面易形成高渗透裂缝通道, 导致裂缝扩展方向上的采油井含水快速上升或暴水性淹。

注水诱导裂缝的概念于1981年由代尔夫特理工大学HAGOORT^[9]提出, 中外众多学者已从大量的油田开发实践和测试资料发现了注水诱导裂缝的现象。1998年, DROS等分析了西西伯利亚Barsukov油田258口注水井的压降资料, 发现了裂缝动态扩展的现象^[10]。2002年, AZEEMUDDIN等发现了沙特阿拉伯某低渗透油藏存在注水动态裂缝的情况, 研究了诱导裂缝的开启及扩展规律^[11]。2010年, HUSTEDT等基于注水井测压资料评价了北海油田注水诱导动态裂缝的情况及其对开发效果的影响^[12], ZHANG等探究了利用压力和生产数据表征动态裂缝的方法^[13-14]。赵向原等探究了注水诱导裂缝形成机理, 估算了注水过程中不同天然微裂缝的开启压力^[15-16]。2021年, 赵思远等开展了注水诱导裂缝实验, 实验结果表明温和注水技术有利于降低裂缝扩展速度, 扩大水驱波及体积^[17]。

为了更好地认识注水诱导裂缝对油田开发的影响, 有学者提出了注水诱导裂缝的油藏数值模拟方法。2015年范天一等利用岩心实验数据构建了考虑裂缝扩展的数值模型, 模拟了动态裂缝激活、扩展的演化过程^[18]。2018年, LEI等利用有限体积法和位移不连续法建立了注水诱导裂缝的数值模型, 表征裂缝扩展对油藏注水开发的影响, 但该方法网格剖分复杂, 计算量大^[19]。2021年, LEI等提出了用非结构网格刻画天然裂缝, 建立了单相流动的注水诱导裂缝扩展数值模型^[20], 但该方法局限于单相流动模拟。2023年, DU等提出了一种利用嵌入式离散裂缝(EDFM)表征裂缝扩展的方法, 但不能精细刻画裂缝形态变化^[21]。现有的裂缝扩展方法

主要着力于提升模型计算效率, 忽略了对扩展裂缝过程的精细刻画。

作为一种经典的裂缝扩展模型, PKN模型能够准确表征裂缝扩展过程。ADACHI等提出了较为创新的公式, 弥补了经典PKN模型中使用局部弹性方程的不足, 适当地解释了尖端区域的渐近行为和流体传播机制, 获得了更好的数值解精度^[22]。ZIA等研究了PKN裂缝内流体的流态对裂缝扩展的影响, 提出了PKN模型的等效雷诺数公式, 研究了裂缝内湍流带来的影响, 提升了裂缝扩展计算结果的准确性^[23]。PKN模型刻画裂缝扩展的精确性使得其适宜于模拟注水诱导裂缝扩展。

PKN模型在刻画裂缝扩展形态变化上较为精细, 但缺少应用于表征两相渗流条件下的裂缝动态扩展的尝试。为此, 提出一种将PKN模型与油水两相渗流模型耦合的方法, 利用EDFM精细表征裂缝参数的变化并进行数值求解, 分析注水诱导裂缝扩展规律及对油藏开发的影响, 采用不稳定注水方法, 抑制裂缝过度扩展, 扩大水驱波及体积。最后, 在X裂缝性致密低压油藏开展矿场试验, 验证提出的数值模拟方法的可靠性和不稳定注水适度扩大波及体积方法的适用性。

1 基于PKN模型的注水诱导裂缝数值模拟方法

借助EDFM框架分别离散油相和水相渗流方程, 建立裂缝形态(裂缝长度和裂缝宽度)和裂缝渗透率时变计算模型, 将PKN模型与油水两相渗流模型耦合, 最终形成油水两相渗流条件下注水诱导裂缝扩展的模拟方法。

1.1 油水两相渗流数学模型

油水两相中油、水组分连续性方程分别为:

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{KK_{ro}(c_p)}{B_o \mu_o} \left[\nabla p_o - \nabla \left(\frac{\rho_{osi} g D}{B_o} \right) \right] \right\} + q_{osi} \delta = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{KK_{rw}(c_p)}{B_w \mu_w} \left[\nabla p_w - \nabla \left(\frac{\rho_{wsi} g D}{B_w} \right) \right] \right\} + q_{wsi} \delta = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (2)$$

式中: K 为渗透率,mD; $K_{ro}(c_p)$ 为油相相对渗透率; c_p 为毛管压力,MPa; B_o 为原油体积系数,m³/m³; μ_o 为原油黏度,mPa·s; p_o 为油相压力,MPa; ρ_{osi} 为地面标准条件下原油密度,g/cm³; g 为重力加速度,m/s²; D 为海拔高度,m; q_{osi} 为地面标准条件下油相体积流量,m³/d; δ 为狄克拉函数; t 为时间,s; ϕ 为孔隙度,%; S_o 为含油饱和度,%; $K_{rw}(c_p)$ 为水相相对渗透率; B_w 为水相体积系数,m³/m³; μ_w 为水的黏度,mPa·s; p_w 为水相压力,MPa; ρ_{wsi} 为地面标准条件下水密度,g/cm³; q_{wsi} 为地面标准条件下水相体积流量,m³/d; S_w 为水相饱和度,%。

1.2 PKN模型

PKN模型能够准确刻画裂缝扩展过程中裂缝形态的变化。PKN模型假设裂缝高度固定,适用于裂缝长高比大于1的情形,裂缝沿着单一方向拓展,裂缝形态在不断变化。PKN模型裂缝宽度关系式为^[24]:

$$w(t) = \frac{(1-\gamma)h[p_f(t) - \sigma(t)]}{G} \quad (3)$$

式中: $w(t)$ 为 t 时刻裂缝宽度,m; γ 为泊松比; h 为裂缝高度,m; $p_f(t)$ 为 t 时刻裂缝网格压力,MPa; $\sigma(t)$ 为 t 时刻裂缝网格应力,MPa; G 为剪切模量,GPa。

致密储层发育天然裂缝^[25-26],注水过程中过高注入压力导致天然裂缝开启和扩展。假设天然裂缝开启和扩展属于张性激活,即天然裂缝内压力大于垂直于裂缝面地应力时,裂缝由闭合状态转为开启。垂直于裂缝面的地应力为:

$$\sigma = \sigma_H \cos^2 \theta_1 + \sigma_h \cos^2 \theta_2 + \sigma_v \cos^2 \theta_3 \quad (4)$$

式中: σ 为垂直于裂缝面的地应力,MPa; σ_H 为最大主应力,MPa; θ_1 、 θ_2 和 θ_3 分别为3个应力方向与裂缝面夹角,(°); σ_h 为最小主应力,MPa; σ_v 为垂向应力,MPa。

因此,闭合裂缝的开启条件为:

$$p_{\text{tip}} > \sigma \quad (5)$$

式中: p_{tip} 为裂缝尖端处网格的压力,MPa。

不同时刻裂缝内压力变化对应的应力为^[27]:

$$\sigma(t) = \sigma_i + A_{pe} \Delta p(t) \quad (6)$$

其中:

$$A_{pe} = \alpha_B \frac{1-2\gamma}{1-\gamma} \quad (7)$$

式中: σ_i 为初始应力,MPa; A_{pe} 为岩石孔隙弹性系数; $\Delta p(t)$ 为 t 时刻油藏压力变化,MPa; α_B 为Biot常数。

1.3 数值离散及模型求解

1.3.1 两相渗流方程有限体积离散格式

为了方便计算,需要将两相渗流方程转化为有

限体积离散格式。将式(1)左边体积分转化为面积分,等式右边对时间积分得到^[28]:

$$\int_t^{t+\Delta t} \int_V \left\{ \frac{K_1 K_{ro}(c_p)}{B_o \mu_o} \left[\nabla p_o - \rho_{osi} g \nabla \left(\frac{D}{B_o} \right) \right] \right\} dV dt = \iint_V \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) dt dV \quad (8)$$

式中: Δt 为相邻时间步之间的时间间隔,s; V 为控制体积,m³; K_1 为渗透率,mD;下标1为f或m,分别代表裂缝和基质。

式(8)左侧可用相邻网格块法向流量之和和近似表示,右侧采用矩形法估算:

$$\int_t^{t+\Delta t} \sum_{b=1}^n \left\{ \lambda_{o,ab} T_{ab} \left[(p_{o,a} - p_{o,b}) - \frac{\rho_{osi} g}{B_{o,ab}} (D_a - D_b) \right] \right\} dt = \Delta V_a \left\{ \left(\frac{\phi_a S_{o,a}}{B_{o,a}} \right)^{t+\Delta t} - \left(\frac{\phi_a S_{o,a}}{B_{o,a}} \right)^t \right\} \quad (9)$$

式中: n 为与 a 号网格相邻总网格数; b 为与 a 号网格相邻网格的编号, $b=1,2,\dots,n$; $\lambda_{o,ab}$ 为 a 号网格与其周边第 b 个网格间的油相流度,无因次; T_{ab} 为 a 号网格与其周边第 b 个网格间的传导率,m³; $p_{o,a}$ 、 $p_{o,b}$ 分别为 a 号网格和其周边第 b 个网格的油相压力,MPa; $B_{o,ab}$ 为 a 号网格和其周边第 b 个网格内原油的体积系数的算数平均值,m³/m³; D_a 为 a 号网格的海拔高度,m; D_b 为 a 号网格周边第 b 个网格的海拔高度,m; ΔV_a 为 a 号网格的体积,m³; ϕ_a 为 a 号网格的孔隙度,%; $S_{o,a}$ 为 a 号网格的含油饱和度,%; $B_{o,a}$ 为 a 号网格内原油体积系数,m³/m³。

转为隐式格式后,可得油相连续性方程块中心有限体积离散格式:

$$\sum_{b=1}^n \left\{ \lambda_{o,ab} T_{ab} \left[(p_{o,a} - p_{o,b}) - \frac{\rho_{osi} g}{B_{o,ab}} (D_a - D_b) \right] \right\} = \frac{\Delta V_a}{\Delta t} \left\{ \left(\frac{\phi_a S_{o,a}}{B_{o,a}} \right)^{t+\Delta t} - \left(\frac{\phi_a S_{o,a}}{B_{o,a}} \right)^t \right\} \quad (10)$$

其中:

$$\lambda_{o,ab} = \frac{K_{ro,ab}}{B_{o,ab} \mu_{o,ab}} \quad (11)$$

$$K_{ro,ab} = \begin{cases} K_{ro,a} \left(p_{o,a} - \rho_{osi} g \frac{D_a}{B_{o,ab}} \right) \geq \left(p_{o,b} - \rho_{osi} g \frac{D_b}{B_{o,ab}} \right) \\ K_{ro,b} \left(p_{o,a} - \rho_{osi} g \frac{D_a}{B_{o,ab}} \right) < \left(p_{o,b} - \rho_{osi} g \frac{D_b}{B_{o,ab}} \right) \end{cases} \quad (12)$$

$$B_{o,ab} = \frac{B_{o,a} + B_{o,b}}{2} \quad (13)$$

$$\mu_{o,ab} = \frac{\mu_{o,a} + \mu_{o,b}}{2} \quad (14)$$

式中： $K_{ro,ab}$ 为利用上游权格式所取的与饱和度相关的物理量，无因次； $\mu_{o,ab}$ 为a号网格与其周边第b个网格内原油黏度的平均值，mPa·s； $K_{ro,a}$ 和 $K_{ro,b}$ 分别为a号网格和其周边第b个网格的油相相对渗透率； $B_{o,b}$ 为a号网格周边第b个网格内原油的体积系数，m³/m³； $\mu_{o,a}$ 、 $\mu_{o,b}$ 分别为a号网格和其周边第b个网格内原油的黏度，mPa·s。

同理可得到水相连续性方程块中心有限体积离散格式：

$$-\sum_{b=1}^n \left\{ \lambda_{w,ab} T_{ab} \left[(p_{o,a} - p_{o,b} + p_{cwo,b} - p_{cwo,a}) + \frac{\rho_{osi} g}{B_{w,ab}} (D_a - D_b) \right] \right\} + q_{wsi}^{t+\Delta t} = \frac{\Delta V_a}{\Delta t} \left\{ \left(\frac{\phi_a S_{w,a}}{B_{w,a}} \right)^{t+\Delta t} - \left(\frac{\phi_a S_{w,a}}{B_{w,a}} \right)^t \right\} \quad (15)$$

式中： $\lambda_{w,ab}$ 是a号网格与其周边第b个网格间的水相流量，无因次； $p_{cwo,a}$ 、 $p_{cwo,b}$ 分别为a号网格、其周边第b个网格毛管压力，MPa； $B_{w,ab}$ 为a号网格与周边第b个网格内水的体积系数算数平均值，m³/m³； $S_{w,a}$ 为a号网格的含水饱和度，%； $B_{w,a}$ 为a号网格内水的体积系数，m³/m³。

引入EDFM表征动态裂缝，同一条裂缝上不同裂缝网格之间传导率^[28]计算公式为：

$$T_{i,i+1}(t) = \frac{T_i(t)T_{i+1}(t)}{T_i(t) + T_{i+1}(t)} \quad (16)$$

$$T_i(t) = \frac{K_f(i,t)w(i,t)h}{d_i} \quad (17)$$

$$T_{i+1}(t) = \frac{K_f(i+1,t)w(i+1,t)h}{d_{i+1}} \quad (18)$$

式中： $T_{i,i+1}(t)$ 为t时刻(i,j)和(i+1,j)基质网格内裂缝网格间传导率，m³；i,j为任一基质网格的纵横坐标编号； $T_i(t)$ 、 $T_{i+1}(t)$ 分别为t时刻(i,j)和(i+1,j)基质网格内裂缝网格传导率，m³； $K_f(i,t)$ 、 $K_f(i+1,t)$ 分别为t时刻(i,j)和(i+1,j)基质网格内裂缝网格的渗透率，m³； $w(i,t)$ 、 $w(i+1,t)$ 分别为t时刻(i,j)和(i+1,j)基质网格内裂缝网格宽度，m； d_i 、 d_{i+1} 分别为(i,j)和(i+1,j)基质网格内裂缝网格中心到这2个裂缝网格公共边的距离，m。

EDFM裂缝网格接触关系显示， $T_i(t)$ 与 $K_f(i,t)$ 、 $w(i,t)$ 成正比，可以通过修正传导率的方式来修正裂缝网格导流能力。

1.3.2 PKN模型离散过程

为了将PKN模型与油水两相渗流模型耦合，采用EDFM对裂缝长度、宽度和渗透率进行离散

处理。

裂缝长度时变计算方法 如图1所示，裂缝依次穿过基质网格，沿水平方向扩展，O为裂缝起裂点，G、D分别为t-Δt和t时刻裂缝扩展尖端点位，A、C为裂缝与基质网格交点，B、E分别为坐标为(i,j)和(i+1,j)基质网格的中点，F为t时刻裂缝沿扩展方向延长线与(i+1,j)基质网格的交点。t-Δt时刻裂缝起裂点O到裂缝尖端G的距离为 L_{OG} ，则裂缝长度 $L_f(t-\Delta t) = L_{OG}$ 。t时刻裂缝起裂点O到裂缝尖端处D的距离为 L_{OD} ，则裂缝长度 $L_f(t) = L_{OD}$ ，分为完全穿透段OC和部分穿透段CD。t-Δt至t时刻裂缝扩展尖端从G移动到D，裂缝尖端移动距离为 L_{GD} ，则裂缝扩展长度 $\Delta L_f(t) = L_{GD}$ 。在t时刻(i,j)基质网格内裂缝网格压力为 $p_f(i,t)$ ，确认其大于裂缝开启压力，相邻的(i+1,j)基质网格压力 $p_f(i+1,t)$ 小于裂缝开启压力，裂缝扩展尖端位于(i+1,j)基质网格内裂缝网格起点C和中点E之间。(i,j)基质网格和其他裂缝全穿透基质网格一样，基质网格内裂缝网格压力处处相等，即：

$$p_{ic}(t) = p_f(i,t) \quad (19)$$

式中： $p_{ic}(t)$ 为C点压力，MPa； $p_f(i,t)$ 为(i,j)基质网格内裂缝网格压力，MPa。

为了确认具体裂缝扩展尖端位置(D点)，将(i+1,j)基质网格的压力沿着裂缝扩展方向线性化，其中(i+1,j)基质网格内裂缝网格中点E的压力为：

$$p_{ie}(t) = p(i+1,t) \quad (20)$$

式中： $p_{ie}(t)$ 为E点压力，MPa； $p(i+1,t)$ 为(i+1,j)基质网格内裂缝网格压力，MPa。

t时刻全穿透基质网格的裂缝段长度为：

$$L_{oc} = M(t)\Delta x \quad (21)$$

式中： L_{oc} 为t时刻全穿透基质网格的裂缝段长度，m； $M(t)$ 为t时刻裂缝全穿透的网格数量； Δx 为x方

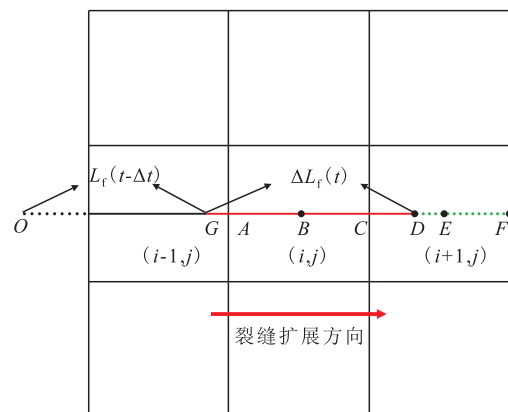


图1 裂缝扩展网格模型

Fig.1 Fracture propagation grid model

向上基质网格长度, m。

将 $(i+1, j)$ 基质网格内裂缝网格压力线性化后, 通过插值计算裂缝扩展尖端位置, 确认半穿透基质网格的裂缝段长度为:

$$L_{CD} = \frac{0.5\Delta x [p_{fC}(t) - p_{fD}(t)]}{p_{fC}(t) - p_{fE}(t)} \quad (22)$$

式中: L_{CD} 为半穿透基质网格的裂缝段长度, m; $p_{fD}(t)$ 为 D 点压力, MPa。

将式(19)一式(20)代入式(22), 和式(21)联立可得 t 时刻裂缝段 OD 长度为:

$$L_f(t + \Delta t) = \frac{0.5\Delta x [p_f(i, t) - \sigma(t)]}{p_f(i, t) - p_f(i + 1, t)} + M(t)\Delta x \quad (23)$$

式中: $L_f(t + \Delta t)$ 为 t 时刻裂缝段 OD 长度, m。

裂缝宽度时变计算方法 与裂缝起裂点的距离不同, 裂缝内流体压力分布不一致, 裂缝不同点位宽度不同。将式(3)裂缝宽度关系式离散为:

$$w(i, t) = \frac{(1 - \gamma)h [p_f(i, t) - \sigma(i, t)]}{G} \quad (24)$$

式中: $\sigma(i, t)$ 为 t 时刻 (i, j) 基质网格内裂缝网格应力, MPa。

动态裂缝渗透率时变模型 在数值模拟的每一个时间步结束时, 对于未开启的裂缝, 其渗透率和基质一致; 对于已开启的裂缝, 根据式(3)重新计算各基质网格内裂缝网格宽度 $w(i, t)$, 根据泊肃叶方程计算开启裂缝渗透率为:

$$K_f(i, t) = K_f(i, 0) \left[\frac{w(i, t)}{w(i, 0)} \right]^2 \quad (25)$$

式中: $K_f(i, 0)$ 为裂缝初始开启状态下 (i, j) 基质网格内裂缝网格渗透率; $w(i, 0)$ 为裂缝初始开启状态下 (i, j) 基质网格内裂缝网格宽度, m。

为了模拟裂缝渗透率和宽度变化带来的导流能力变化, 计算每一个时间步下裂缝渗透率 $K_f(i, t)$ 和宽度 $w(i, t)$, 利用式(16)一式(18)计算并更新裂缝网格传导率 $T_i(t)$ 、 $T_{i+1}(t)$ 和裂缝网格间传导率 $T_{i, i+1}(t)$, (i, j) 基质网格内裂缝网格传导率为:

$$T_i(t) = \frac{K_f(i, t)w(i, t)}{K_f(i, 0)w(i, 0)} T_i(0) \quad (26)$$

式中: $T_i(0)$ 是初始时刻 (i, j) 基质网格内裂缝网格传导率, m^3 。

联立式(25)和式(26)得 t 时刻 (i, j) 基质网格内裂缝网格传导率为:

$$T_i(t) = \left[\frac{w(i, t)}{w(i, 0)} \right]^3 T_i(0) \quad (27)$$

1.4 PKN 模型耦合油水渗流模型迭代计算方法

具体计算过程(图2)如下: ①输入初始时刻 $t=0$ 参数值。初始时刻, 模型内裂缝并未开启, 输入各网格压力 $p(i, 0)$ 、饱和度 $S(i, 0)$, 以此为基础计算后续油藏各项参数。②确认 t 时刻符合裂缝开启条件的裂缝网格。如果井底流压 (p_{wf}) 小于裂缝开启压力, 则无裂缝开启; 如果 p_{wf} 大于裂缝开启压力, 则有裂缝开启, 逐一比较裂缝网格压力和开启压力, 直至确认 (i, j) 基质网格内裂缝网格压力 $p_f(i, t)$ 大于裂缝开启压力, 下一相邻的 $(i+1, j)$ 基质网格内裂缝网

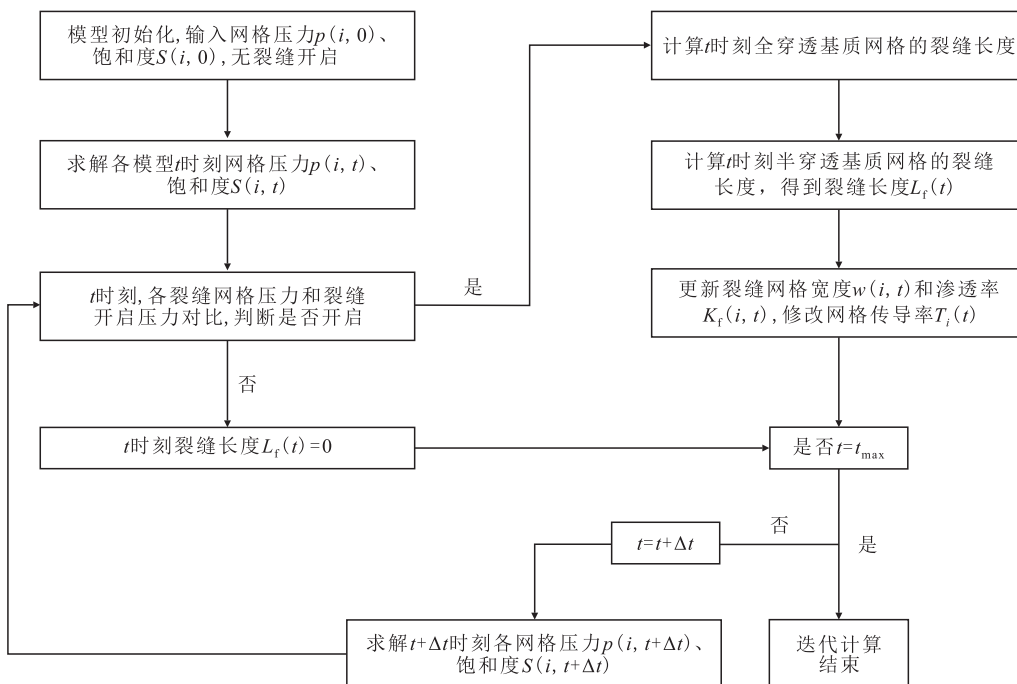


图2 PKN 模型与油水两相渗流模型耦合的迭代计算方法

Fig.2 Iterative calculation method for coupling PKN model to oil-water two-phase flow model

格压力 $p_r(i+1, t)$ 小于裂缝开启压力。③计算 t 时刻裂缝长度, 包括全穿透裂缝长度和半穿透裂缝长度。计算全穿透裂缝长度, 需要计算裂缝网格压力超过开启压力的裂缝网格数, 根据式(21)得到; 计算半穿透裂缝长度, 将半穿透裂缝网格压力线性化, 依据式(22)得到。最终由式(23)得到 t 时刻裂缝长度 $L_f(t)$ 。④更新 t 时刻裂缝导流能力。依据步骤③中计算得到的裂缝长度 $L_f(t)$, 利用PKN模型计算裂缝宽度和渗透率(式(24)一式(25)), 计算 t 时刻各裂缝网格宽度 $w(i, t)$ 和对应的裂缝渗透率 $K_f(i, t)$ 。根据式(27)通过修改裂缝网格传导率 $T_f(t)$ 来反映裂缝宽度和渗透率的改变, 根据式(16)修改裂缝网格间传导率, 以此达到修改裂缝导流能力的目的。⑤求解一个时间步后 $t+\Delta t$ 时刻各网格参数。将步骤④中更新的裂缝参数代入式(10)和式(15)求解 $t+\Delta t$ 时刻各网格压力 $p(i, t+\Delta t)$ 、饱和度 $S(i, t+\Delta t)$ 等参数, 重复步骤②、③和④直至最后一个时间步 t_{\max} 结束。

1.5 模拟方法验证

利用PKN模型解析解验证所提出模拟方法的准确性。首先建立1口注水井的机理模型, 构建 $101\text{ m} \times 101\text{ m} \times 10\text{ m}$ 的网格系统, 网格长度、宽度均为 1 m , 网格高度为 10 m 。模拟参数取X低压致密油藏实际数据, 基质渗透率为 0.3 mD , 孔隙度为 9% , 初始应力为 31.8 MPa , 油藏初始压力为 16 MPa , 剪切模量取值为 7 GPa , 泊松比为 0.15 。注水井日注水量为 $3.5\text{ m}^3/\text{d}$, 注水 2.5 d , 在单相渗流条件下与PKN模型解析解进行对比(图3), 裂缝扩展模型计算的裂缝长度呈现线性上升且在某个时间点跳跃式增长, 这是由于离散处理导致裂缝长度突变, 裂缝扩展模型计算结果和PKN模型解析解一致, 可以准确表征裂缝扩展动态。

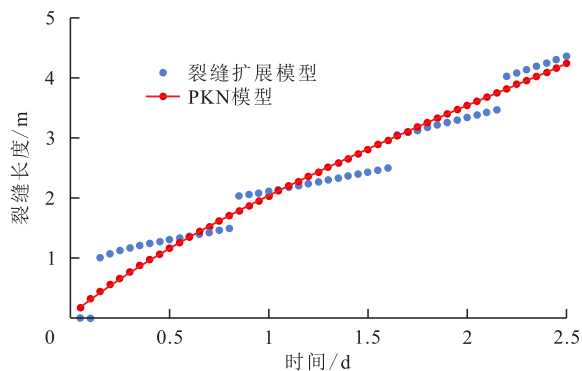


图3 裂缝扩展模型和PKN模型裂缝长度对比
Fig.3 Comparison of fracture lengths between fracture propagation model and PKN model

2 注水诱导裂缝数值模拟

为了研究注水诱导裂缝扩展规律, 开展了致密油藏裂缝扩展数值模拟。建立一注(I_1 井)一采(P_1 井)数值模型, 模型网格划分为 $101 \times 101 \times 1$, 网格大小为 $1\text{ m} \times 1\text{ m} \times 10\text{ m}$ 。油藏模拟参数取X低压致密油藏实际数据, 注水井最大日注水量为 $4\text{ m}^3/\text{d}$, 最大注入压力为 40 MPa , 采油井最大日产液量为 $4\text{ m}^3/\text{d}$, 模拟时间为 400 d 。在注水井和采油井间预置天然裂缝1条, 初始状态下裂缝处于闭合状态, 其渗透率和基质相等。结果显示(图4), 注水前 50 d 裂缝快速扩展, 注入水主要沿着裂缝窜流, 水驱波及范围较小; 接下来的 350 d , 裂缝扩展速度缓慢, 但水驱波及范围大幅增加。相比于无扩展裂缝的情况, 水驱前缘在不同方向上的移动速度不同。这是由于注水初期注水量少, 裂缝的开启导致注入水沿着裂缝流动; 后期裂缝扩展放缓后, 裂缝开始憋压, 注入水从裂缝滤失到基质速度变快, 扩大了水驱波及范围。

2.1 注水诱导裂缝扩展动态规律

2.1.1 裂缝长度与日注入量变化规律

定压注水条件下, 动态裂缝形成后逐步向前扩展, 裂缝扩展速度呈现先快后慢的趋势, 动态裂缝前 50 d 的扩展长度增量超过后 350 d ; 日注水量迅速下降, 下降到一定程度趋于稳定(图5)。这是因为动态裂缝开启时, 注入水迅速挤入裂缝内, 裂缝内水的滤失远小于日注水量, 裂缝压力快速上升, 裂缝加速扩展。随着注水井近井地带地层压力上升, 日注水量快速下降, 裂缝滤失速度增加, 最终裂缝内水的滤失和注入趋于平衡, 裂缝的扩展速度趋缓。

2.1.2 注采井间裂缝压力分布规律

定压注水条件下, 注水井井底压力迅速上升, 注水初期裂缝缝长呈现较为快速的的增长, 靠近注水井井底的裂缝压力上升较快, 距离注水井 100 m 处的采油井井底附近裂缝压力上升缓慢(图6)。注水初期各裂缝段压力提升速度很快, 裂缝压力上升明显, 注水超过 50 d 后, 裂缝压力提升明显放缓, 注水对各裂缝段内部压力的提升效果不明显, 裂缝压力趋于稳定, 增长幅度变小。

2.1.3 裂缝平均压力变化规律

裂缝平均压力伴随着裂缝的开启闭合呈现反复下降和上升的现象(图7)。注水前 50 d , 注水井井底快速憋压, 裂缝扩展速度快, 裂缝压力波动时

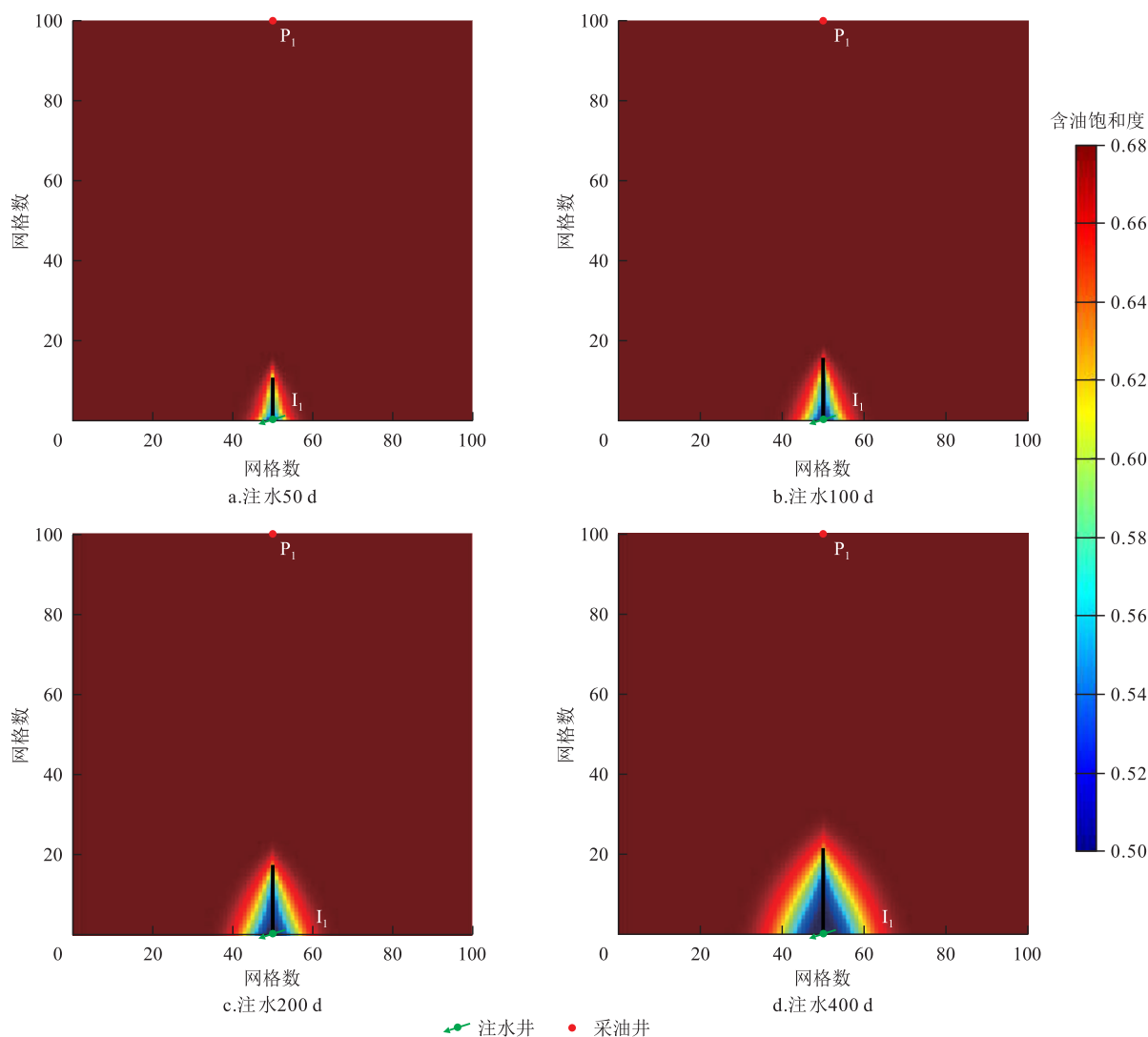


图4 注水各时期含油饱和度场

Fig.4 Oil saturation field of water injection at different time

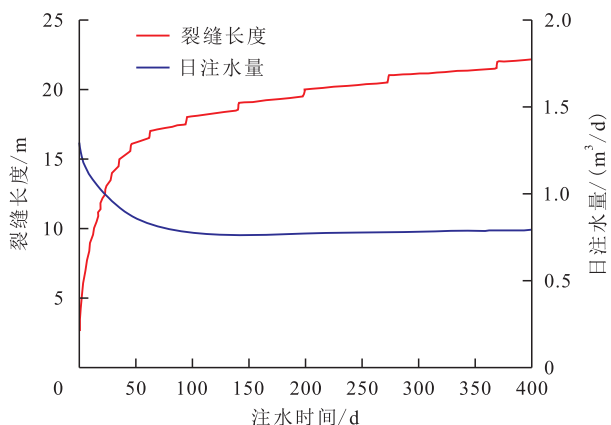


图5 裂缝长度、日注水量与注水时间关系

Fig.5 Relationship among fracture length, daily water injection and water injection time

间间隔很短;注水 50 d后,裂缝扩展变慢,裂缝压力波动时间间隔变长,裂缝平均压力也呈现快速下降的趋势。这是由于在注水过程中,裂缝每次憋压会导致裂缝压力上升,裂缝扩展后裂缝压力快速下

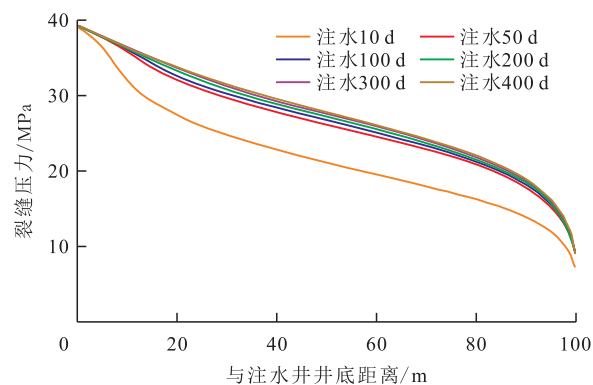


图6 不同注水时间注采井间裂缝压力分布

Fig.6 Pressure distribution of fractures between injection and production wells at different water injection time

降。裂缝压力的每一次上升代表裂缝内部能量的聚集,每一次下降代表裂缝再次扩展和压力的释放。注水初期注水量较大,能量积累和释放的迭代速度较快,这也是该阶段裂缝快速扩展的主要原因。注水 50 d后,注水井井底压力快速上升,注水

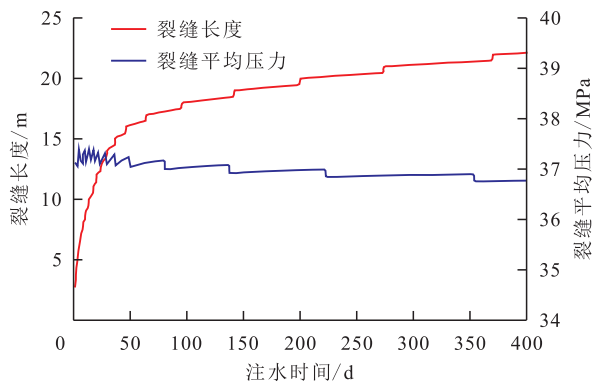


图7 裂缝长度和裂缝平均压力随注水时间变化

Fig.7 Variation of fracture length and average pressure inside fracture with water injection time

量快速下降,裂缝漏失量变大,裂缝的憋压效果变差,能量积累和释放的迭代速度变慢。

2.2 敏感性分析

2.2.1 基质渗透率

为研究基质渗透率对裂缝长度的影响,设置基质渗透率为0.05、0.1、0.2、0.3、0.4、0.5和0.6 mD。随着基质渗透率的增长,裂缝长度变小,但下降幅度越来越小(图8)。在每条裂缝扩展曲线上,都存在一个裂缝长度进入缓慢增长阶段的拐点,随着基质渗透率的增长,拐点出现的时间提前。当基质渗透率低于0.3 mD时,基质渗透率变化带来的裂缝长度变化较大;基质渗透率高于0.3 mD时,基质渗透率变化带来的裂缝长度变化较小。这是由于当基质渗透率较小时,基质渗透率变化影响裂缝流体漏失速度和裂缝压力,进而对裂缝长度产生较大影响;当基质渗透率较大时,裂缝流体漏失速度大,裂缝憋压缓慢,对基质渗透率的变化不敏感。基质渗透率越小,裂缝流体越不易漏失到基质中,裂缝憋压速度越快,进入缓慢扩展阶段的时间越早。

2.2.2 泊松比

为研究泊松比对裂缝长度的影响,设置泊松比

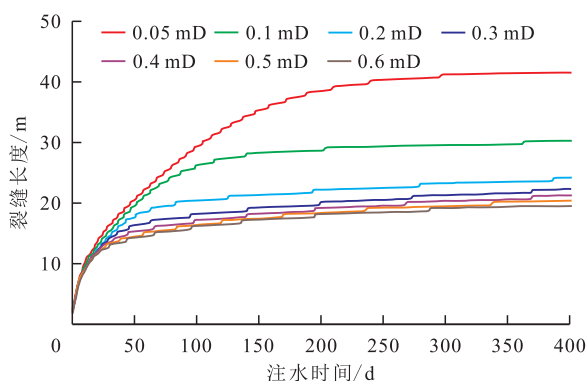


图8 不同基质渗透率下裂缝长度随注水时间变化

Fig.8 Variation of fracture propagation length and water injection time under different matrix permeability

分别为0.10、0.15、0.20和0.25。随着泊松比的增大,各条裂缝长度曲线都在较短时间内进入缓慢增长阶段,且进入缓慢增长阶段的时间接近,裂缝长度变大,不同的泊松比水平下裂缝长度变化相对较小(图9)。这是由于增大泊松比会导致裂缝形变对压力变化更加敏感,地层延展性变好,岩石孔隙弹性系数变小,裂缝开启压力降低,相同的注水条件下,裂缝的扩展长度呈现增大的趋势。

2.2.3 注水压力

为研究注水压力对裂缝长度的影响,分别设置注水压力从36 MPa至50 MPa,压力间隔为2 MPa。当注水压力小于46 MPa时,裂缝长度随着注水压力增长而增长,注水压力超过46 MPa后,裂缝长度增长放缓,且单条裂缝长度曲线呈现先快速增长后小幅减小的趋势(图10,图11)。这是由于采油井周边一定半径范围内会形成明显低压区域,注水压力低于46 MPa时,裂缝长度较小,未扩展到低压区域,注水压力越大,裂缝长度越大;注水压力高于46 MPa时,裂缝扩展到低压区域时,靠近低压区域的裂缝段压力会缓慢下降,部分裂缝段会逐步闭合,导致

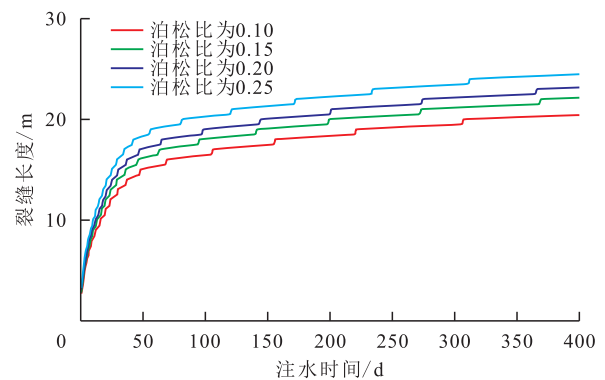


图9 不同泊松比下裂缝长度随注水时间变化

Fig.9 Variation of fracture propagation length and water injection time under different Poisson's ratios

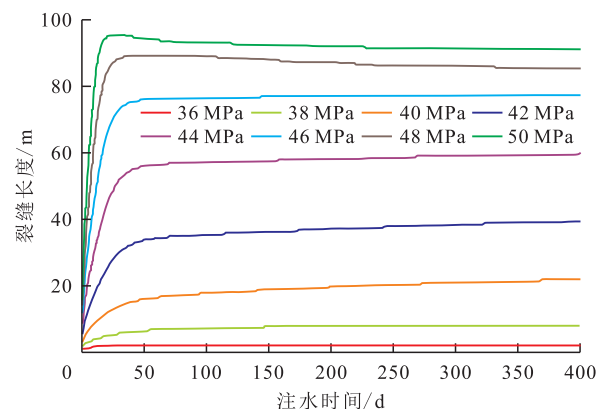


图10 不同注水压力下裂缝长度随注水时间变化

Fig.10 Variation of fracture propagation length and water injection time under different water injection pressures

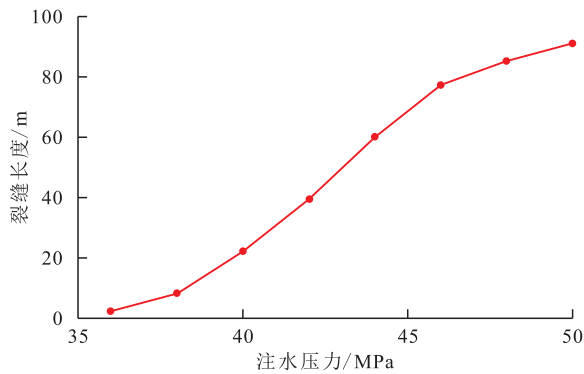


图11 不同注水压力下裂缝长度
Fig.11 Fracture length curve under different water injection pressures

裂缝长度减小。

为了研究扩大水驱波及体积和引起采油井水淹的裂缝扩展临界长度,根据不同注水压力下的裂缝长度、水驱波及系数和含水率数据绘制曲线。如图12所示,得到不同裂缝长度下水驱波及系数、含水率的关系。当裂缝长度小于77 m时,水驱波及系数呈现较快增长,但含水率保持稳定;当裂缝长度超过77 m时,水驱波及系数增长放缓,含水率快速上升。这是由于裂缝长度小于77 m时,裂缝的扩展能增加滤失面积,加速注入水向基质的渗流,扩大水驱波及范围。随着裂缝长度的增加,超过77 m时,裂缝尖端扩展到低压区域,促使注入水沿开启裂缝流动,水驱波及体积增长放缓,油水前缘延伸到采油井,采油井含水率快速上升。这说明存在裂缝扩展临界长度,裂缝长度低于临界值时,裂缝扩展表现为扩大水驱波及体积;超过临界值后,裂缝扩展容易引起采油井水淹。

3 应用实例

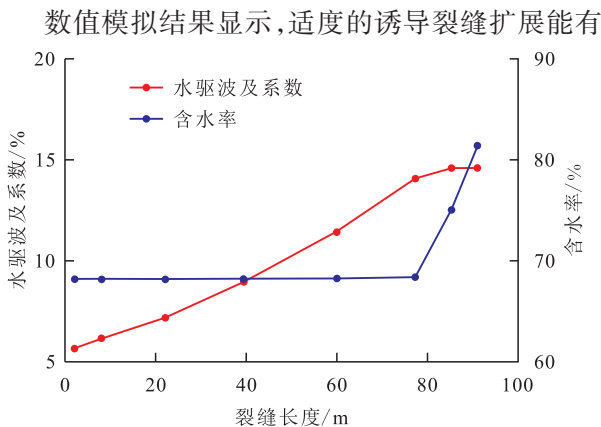


图12 不同裂缝长度下水驱波及系数和含水率
Fig.12 Curves of sweep efficiency of water flooding and water cut under different fracture lengths

效提升水驱波及体积,但不会引起采油井含水率的过快上升。当诱导裂缝长度超过临界值时,水驱波及体积增长放缓,油水井间形成高渗透通道,造成采油井快速水淹。不稳定注水通过停止注水或降低注水量和注水压力,能有效诱导裂缝适度扩展,控制裂缝性水淹,增大水驱波及体积,是一种具有潜力的注水方式。因此,理论分析表明裂缝性致密油藏采用不稳定注水,可以明显改善水驱效果^[29-30]。为了验证不稳定注水的开发效果,开展了X致密油藏的数值模拟研究和矿场试验。

X致密油藏于2016年采用排状注水方式投产,注水井间距离为300 m,注水井和采油井距离为150 m,共有采油井126口,注水井112口。连续注水过程中采油井含水率快速上升,日产油量下降。基于数值模拟结果,开展X致密油藏注水数值模拟研究。为了进一步优化注水开发方式,基于所提出的裂缝扩展模型数值模拟方法,进行了4注4采典型单元的注水方案设计及数值模拟计算,计算时间为10 a,对比了不稳定注水和稳定注水的开发效果。稳定注水注采参数包括注水井日注水量为6 m³/d,采油井日产油量为6 m³/d。不稳定注水注采参数包括注水井日注水量为12 m³/d,连续注30 d后停30 d,采油井日产量为6 m³/d,连续生产。

数值模拟10 a不稳定注水的累积产油量为2.1×10⁴ m³,稳定注水的累积产油量为1.78×10⁴ m³,累积产油量提高了17.9%(图13)。不稳定注水开发效果明显好于稳定注水。如图14所示,注水1 000 d开始,不稳定注水含水率开始小于稳定注水,注水10 a后,不稳定注水综合含水率为68.41%,而稳定注水的含水率为80.7%,表明不稳定注水能够有效抑制裂缝动态过度扩展,延缓综合含水率上升,从而提高最终油藏采收率。

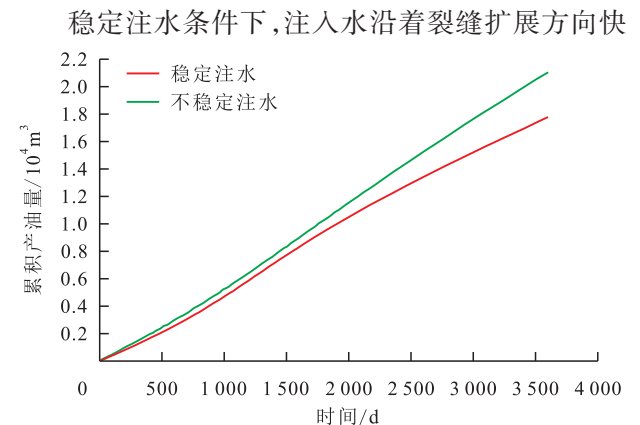


图13 稳定注水和不稳定注水累积产油量对比
Fig.13 Comparison of cumulative oil production between stable and unstable water injection

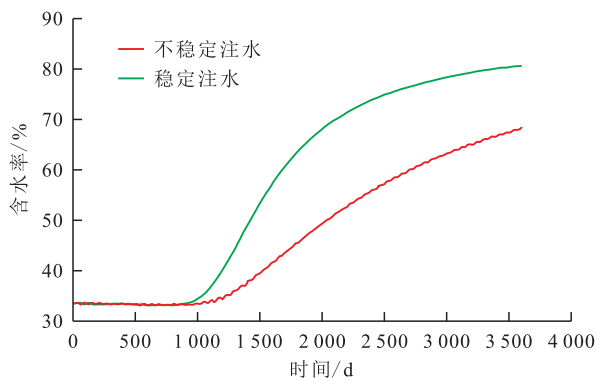


图14 稳定注水和不稳定注水含水率对比
Fig.14 Comparison of water cut between stable and unstable water injection

速窜进,形成了高含水条带(图15)。不稳定注水条件下,注入水并未沿着裂缝扩展方向窜进,而是较为均匀地向周边驱替(图16),主要原因是停注期间已开启裂缝逐步闭合,裂缝导流能力逐步下降,避免了采油井过早见水。相比于稳定注水,不稳定注水水驱波及体积提高了8.8%,扩大了水驱波及范围。

该区块于2022年1月实施了不稳定注水。W井保持开井生产,周边注水井采用不稳定注水方式开采,注30 d停30 d,2022年6、7月含水率为75%~80%左右(图17),2023年2月含水率下降至73%。对比2022年7月和11月的数据,日产液量和日产油量增加。统计该区块20口采油井,累积产油量平均提高20.1%,综合含水率下降6.8%,增油控水效果

明显。

4 结论

(1)基于PKN模型,借助EDFM精细表征裂缝参数的动态变化,建立了油水两相注水诱导裂缝数值模拟方法,通过与PKN模型解析解对比,验证了所提出的诱导裂缝数值模拟方法的正确性。

(2)诱导裂缝模拟结果表明,裂缝扩展与注水压力相关,初期裂缝压力增长快,后续压力增长速度减缓,进入裂缝的水量逐渐变小,裂缝扩展变缓。裂缝平均压力伴随着裂缝开启而下降,随着裂缝闭合而上升,呈现上下波动趋势。

(3)敏感性分析结果表明,基质渗透率的增加会导致裂缝长度变小,超过0.3 mD时下降幅度减缓且进入缓慢阶段时间提前;泊松比的增大致使裂缝长度快速增大,但并不影响进入缓慢扩展阶段的时间点;注水压力增加致使裂缝长度快速增长,注水压力超过46 MPa时增速开始放缓;注采井距为100 m时,裂缝扩展表现为增大水驱波及体积和容易导致水窜的临界扩展长度是77 m。

(4)实例应用表明,相比于稳定注水,典型区块不稳定注水可以适度保持天然裂缝的开启和扩展,增大基质波及体积8.8%,累积产油量提高17.9%,含水率下降12.3%;典型区块不稳定注水现场试验表明,相比于稳定注水,不稳定注水累积产油量上升

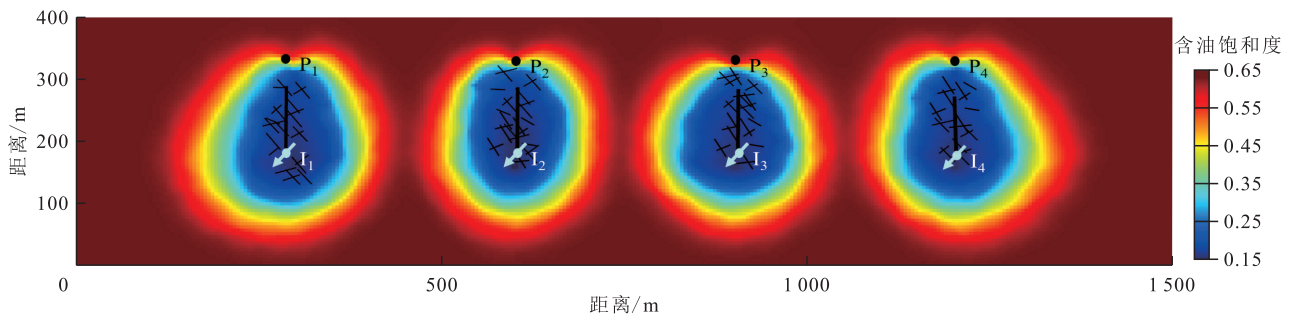


图15 稳定注水驱油含油饱和度场
Fig.15 Oil saturation field under stable water injection

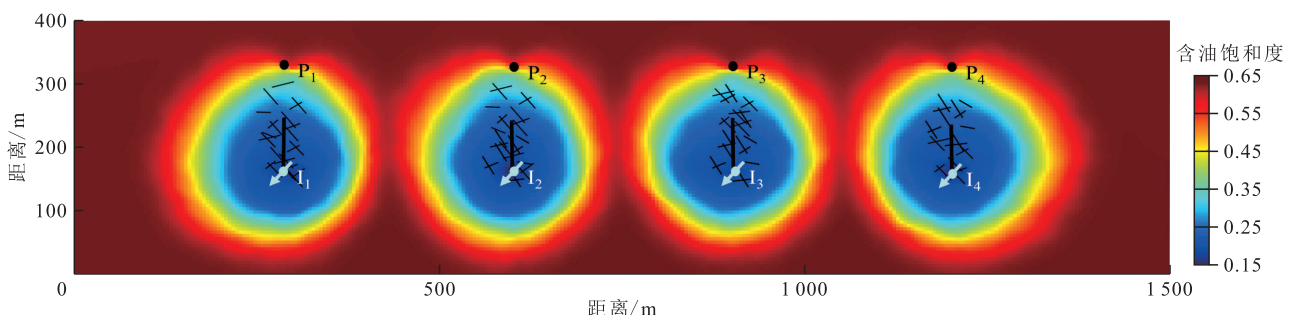


图16 不稳定注水驱油含油饱和度场
Fig.16 Oil saturation field of unstable water injection

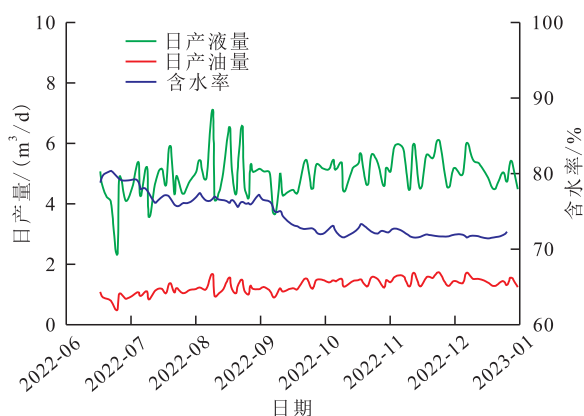


图17 W井不稳定注水试验动态曲线
Fig.17 Dynamic curve of unstable water injection test for Well W

20.1%,综合含水率下降6.8%,能够有效提高致密油藏注水开发效果。

参考文献

- [1] 张抗,张立勤,刘冬梅.近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J].石油学报,2022,43(1):15-28,111.
ZHANG Kang, ZHANG Liqin, LIU Dongmei. Situation of China's oil and gas exploration and development in recent years and relevant suggestions [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43 (1): 15-28, 111.
- [2] 吴海波,王洪伟,齐玉林,等.海拉尔盆地油气勘探新领域、新层系及资源潜力[J].大庆石油地质与开发,2024,43(4):73-82.
WU Haibo, WANG Hongwei, QI Yulin, et al. New areas, new strata series and resource potential of oil and gas exploration in Hailar Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(4): 73-82.
- [3] 石立华,师调调,廖志昊,等.低渗致密砂岩油藏水驱储层变化规律[J].特种油气藏,2024,31(3):106-115.
SHI Lihua, SHI Tiaotiao, LIAO Zhihao, et al. The variation law of water flooding reservoir in low permeability tight sandstone reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31 (3): 106-115.
- [4] 侯栗丽,王兆兵,龙国徽,等.柴西地区中新世致密油藏源储特征及其组合特征[J].非常规油气,2024,11(5):70-81.
HOU Lili, WANG Zhaobing, LONG Guohui, et al. Source-reservoir characteristics and combination characteristics of Miocene tight reservoirs in western Qaidam Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2024, 11(5): 70-81.
- [5] 石桓山,胡望水,李涛,等.致密砂岩储层孔隙结构特征对可动流体赋存的影响:以鄂尔多斯盆地庆城地区长7段为例[J].地质科技通报,2024,43(2):62-74.
SHI Huanshan, HU Wangshui, LI Tao, et al. Pore throat structure characteristics of tight sandstone reservoirs and their influence on movable fluid occurrence: taking the Chang-7 Member of Qingcheng area of Ordos Basin as an example [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 62-74.
- [6] 梁卫卫,党海龙,刘滨,等.特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟[J].石油实验地质,2023,45(3):566-575.
LIANG Weiwei, DANG Hailong, LIU Bin, et al. Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(3): 566-575.
- [7] 肖正录,路俊刚,李勇,等.鄂尔多斯盆地延长组裂缝特征及其控藏作用[J].新疆石油地质,2023,44(5):535-542.
XIAO Zhenglu, LU Jungang, LI Yong, et al. Characteristics of fractures and their controls on Yanchang Formation reservoir in Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44 (5): 535-542.
- [8] 许冬进,吴应松,熊齐,等.低渗透油藏压驱技术现状及发展趋势[J].断块油气田,2024,31(3):533-540,546.
XU Dongjin, WU Yingsong, XIONG Qi, et al. Status and development trend of fracturing-flooding technology in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31 (3): 533-540, 546.
- [9] HAGOORT J. Waterflood-induced hydraulic fracturing [D]. Delft: Delft Technical University, 1981.
- [10] DROS A N P, KUZNETSOV A M, HAGOORT J. Interpretation of falloff tests on fractured wells of the Barsukov Oil Field in Western Siberia [R]. SPE-50671-MS, 1998.
- [11] AZEEMUDDIN M, GHORI S G, SANER S, et al. Injection-induced hydraulic fracturing in a naturally fractured carbonate reservoir: A case study from Saudi Arabia [R]. SPE-73784-MS, 2002.
- [12] HUSTEDT B, SNIPPE J. Integrated data analysis and dynamic fracture modeling key to understanding complex waterfloods: case study of the Pierce Field, North Sea [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, 13(1): 82-94.
- [13] ZHANG Z, SUN G, ZHOU X, et al. Dynamic fracture characterization using multiphase rate transient analysis of flowback and production data [R]. Jakarta, Indonesia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2023.
- [14] WANG Z, NING Z, GUO W, et al. Pressure-transient analysis for waterflooding with the influence of dynamic induced fracture in tight reservoir: model and case studies [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2023, 26(3): 994-1016.
- [15] 赵向原,曾联波,靳宝光,等.低渗透油藏注水诱导裂缝特征及形成机理——以鄂尔多斯盆地安塞油田长6油藏为例[J].石油与天然气地质,2018,39(4):696-705.
ZHAO Xiangyuan, ZENG Lianbo, JIN Baoguang, et al. Characteristics and formation mechanism of waterflood induced fractures in low-permeability reservoirs: a case study from Chang 6 Reservoir in Ansai Oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 696-705.
- [16] 朱圣举,赵向原,张皎生,等.低渗透砂岩油藏天然裂缝开启压力及影响因素[J].西北大学学报:自然科学版,2016,6(4):573-578.
ZHU Shengju, ZHAO Xiangyuan, ZHANG Jiaosheng, et al. Fracture opening pressure and its influence factors in low-permeability sandstone reservoirs [J]. Journal of Northwest Uni-

- versity: Natural Science Edition, 2016, 6(4): 573-578.
- [17] 赵思远, 贾自力, 吴长辉, 等. 低渗透油藏注水诱发裂缝实验研究——以鄂尔多斯盆地吴起吴仓堡长9油藏为例[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 73-79, 89.
- ZHAO Siyuan, JIA Zili, WU Changhui, et al. Experimental study on waterflood induced fractures simulation in low permeability reservoir: a case study from Chang 9 reservoir in Wuqi Wucangpu, Ordos Basin [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 73-79, 89.
- [18] 范天一, 宋新民, 吴淑红, 等. 低渗透油藏水驱动态裂缝数学模型及数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 496-501.
- FAN Tianyi, SONG Xinmin, WU Shuhong, et al. A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 496-501.
- [19] LEI Z, LUO K, LIU S, et al. A discrete fracture model coupled with geomechanics for low-permeability waterflooding reservoirs [R]. SPE-192406-MS, 2018.
- [20] LEI Q, DOONECHALY N G, TSANG C F. Modelling fluid injection-induced fracture activation, damage growth, seismicity occurrence and connectivity change in naturally fractured rocks [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2021, 138: 104598.
- [21] DU K, RUI Z, DINDORUK B, et al. A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs [R]. Jakarta, Indonesia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2023.
- [22] ADACHI J I, DETOURNAY E, PEIRCE A P. Analysis of the classical pseudo-3D model for hydraulic fracture with equilibrium height growth across stress barriers [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2010, 47(4): 625-639.
- [23] ZIA H, LECAMPION B. Laminar-turbulent transition in the propagation of height contained hydraulic fracture [C]. Houston, Texas: ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2016.
- [24] 俞绍诚. 水力压裂技术手册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 134-140.
- YU Shaocheng. Manual of hydraulic fracturing technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 134-140.
- [25] 雷启鸿, 马福建, 何右安, 等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油藏天然裂缝刻画与储层改造对策[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(3): 131-145.
- LEI Qihong, MA Fujian, HE Youan, et al. Characterization of natural fractures and reservoir reconstruction strategy for continental shale oil reservoir in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(3): 131-145.
- [26] 王俊超, 陶先高, 李佳琦, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组“上甜点段”页岩裂缝发育主控因素及评价[J]. 中国海上油气, 2022, 34(6): 80-92.
- WANG Junchao, TAO Xiangao, LI Jiaqi, et al. Main controlling factors and evaluation of “upper desert section” shale fracture development in Lucaogou Formation, Jimsar sag [J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(6): 80-92.
- [27] GIDLEY J L. Recent advances in hydraulic fracturing [M]. Richardson, TX (USA): Society of Petroleum Engineers, 1989.
- [28] 饶翔. 基于嵌入式离散裂缝的三维缝网流动数值模拟方法及应用[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- RAO Xiang. Development and applications of numerical simulation methods of flow in three-dimensional fracture network based on embedded discrete fractures [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [29] 曹小鹏, 刘海成, 李忠新, 等. 基于EDFM的页岩油水平井注水吞吐优化研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 734-740.
- CAO Xiaopeng, LIU Haicheng, LI Zhongxin, et al. Optimization of huff-n-puff in shale oil horizontal wells based on EDFM [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 734-740.
- [30] 邸士莹, 程时清, 白文鹏, 等. 裂缝性致密油藏注水吞吐转不稳定水驱开发模拟[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 89-96.
- DI Shiyang, CHENG Shiqing, BAI Wenpeng, et al. Simulation of transformation from water-injection huff and puff to unstable water-flooding in developing fractured tight reservoirs [J]. Petroleum Drilling Technology, 2022, 50(1): 89-96.

编辑 刘北羿