双重介质致密油藏油水两相瞬态流动模拟方法

毛新军¹, 胡广文², 张晓文², 张文全², 秦莹民², 王朝阳²

1) 中国石油新疆油田分公司勘探事业部, 新疆克拉玛依 834000;

2) 中国石油集团西部钻探工程有限公司试油公司, 新疆克拉玛依 834000

摘 要: 致密油藏压裂开发过程中具有油藏多相渗流和储层裂缝网络非均质等特征, 导致多裂缝水平井的油水流动模拟难度较大, 致密油藏多裂缝水平井生产过程的模拟方法难以同时耦合上述特征. 针对致密油藏基质-裂缝双重介质系统内油水两相瞬态流动提出一种新的数学解析模拟方法, 该方法考虑了基质-裂缝网络-水力压裂裂缝多重介质系统内油水两相渗流特征, 同时引入动态泄流面积模型解决储层裂缝非均质问题, 基于 Newton-Raphson 方法求解基质-裂缝网络-水力压裂裂缝系统 3 个区域内物质平衡方程, 准确、系统地模拟和预测压裂水平井在生产过程中不同区域内的平均压力、累产油/水量和日产油/水量等随时间的变化规律. 该方法以实验室数据为约束, 减少解析计算的计算量, 可提升对致密油藏基质-裂缝双重介质系统内油水两相瞬态流动的认识, 指导致密油藏的高效压裂开发.

关键词: 油田开发; 致密油藏; 压裂水平井; 双重介质系统; 半解析流动模型; 提高采收率

中图分类号: TE348

文献标志码: A

doi: 10.3724/SP.J.1249.2021.06572

Simulation method of oil-water two-phase transient flow in dual-porosity system in tight reservoir

MAO Xinjun¹, HU Guangwen², ZHANG Xiaowen², ZHANG Wenquan²,
QIN Yingmin², and WANG Chaoyang²

1) Exploration Division, CNPC Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, P. R. China

2) Oil Testing Company of CNPC West Drilling Engineering Co. Ltd., Karamay 834000,

Xinjiang Uygur Autonomous Region, P. R. China

Abstract: The fracturing development process of tight oil reservoir has the characteristics of multiphase seepage and heterogeneity of reservoir fracture network, which makes it difficult to simulate the oil-water flow of multi-fractured horizontal well. In this paper, a novel mathematical analytical simulation method for oil-water two phase transient flow in matrix-fracture dual-porosity system of tight oil reservoirs is proposed, which considers the characteristics of oil-water two-phase seepage in matrix-hydraulic fracture-fracture network dual-porosity system. At the same time, a dynamic drainage-area is introduced to solve the fracture heterogeneity problem. The material balance equations in the three regions of matrix-hydraulic fracture-fracture network system are solved based on Newton-Raphson method. The changes of average pressure, cumulative oil-water production and daily oil-water production with time in different regions of fractured horizontal wells during production are accurately and systematically simulated and predicted. With laboratory data as constraints, this method can reduce the amount of analytical calculation, improve the

Received: 2021-07-27; **Accepted:** 2021-09-02; **Online (CNKI):** 2021-10-19

Foundation: National Natural Science Foundation of China (52074338); National Key R & D Program of China (2019YFA0708700)

Corresponding author: Senior engineer MAO Xinjun. E-mail: mxj7341@petrochina.com.cn

Citation: MAO Xinjun, HU Guangwen, ZHANG Xiaowen, et al. Simulation method of oil-water two-phase transient flow in dual-porosity system in tight reservoir [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2021, 38(6): 572-578. (in Chinese)

understanding of oil-water two-phase transient flow in matrix-fracture dual-media system of tight oil reservoirs and guide the efficient fracturing development of tight reservoirs.

Key words: oil field development; tight reservoir; fractured horizontal well; dual-porosity system; semi-analytical flow model; enhance oil recovery

近年来,致密油藏的生产开发受到全球各国的石油公司和研究者广泛关注^[1-4]. 中国的致密油藏主要分布在松辽、鄂尔多斯、准格尔和渤海湾等地区. 目前,中国已经在致密油藏的勘探和开发方面取得了一定的进展,但在致密油藏生产性能的分析,以及致密油藏产量的预测等方面^[5-6],依然存在没有突破的技术难点.

致密油藏具有储层天然裂缝非均质、大区块油藏共生、油藏圈闭边界模糊和油藏的天然物性较差等地质特征^[7],致密油藏要实现经济有效的开发生产,必须选用大型水平井技术和水力压裂技术. 研究致密储层压裂开发模型^[8-9],首先要了解基质-裂缝双重介质模型和多级压裂水平井多相流分析模型. 基质-裂缝双重介质系统模型目前常用的主要有方块模型^[10]、聚合柱模型^[11]、火柴杆模型^[12]和平板模型^[13],本研究采用更符合油藏条件下实际流动的方块模型.

FREEMAN 等^[14]根据多段压裂水平井的复合线性流动模型,考虑流体的吸附和压裂参数,得到了生产井的典型生产曲线和试井曲线. CLARKSON 等^[15]提出的流动模型考虑了吸附和滑移效应,可以用于描述滑移效应和克努森扩散之间的所有非达西流动,但模型未考虑裂缝效应. SHENG 等^[16]考虑了裂缝内的吸附现象、扩散现象和扩散的表观渗透率,并研究了裂缝变形对流体流动的影响. 目前的研究多集中在压裂水平井单相渗流的情况,不能用于研究油水多相流动,并且较难耦合油水两相相渗差异及不同区域内应力敏感机理,影响了压裂水平井生产过程中的参数预测. 本研究提出一种新的数值模拟方法来研究致密油藏基质-裂缝双重介质系统内油水两相瞬态流动,基于油水两相窜流量方程、物质平衡方程及动态泄流面积构建致密油藏基质-裂缝双重介质系统油水两相瞬态流动模型,建立基质-缝网-水力压裂裂缝系统模型方程组,定义不同区域油水拟压力精确耦合应力敏感效应、油水两相相渗差异机理,采用 Newton-Raphson 迭代求解,准确地预测不同区域压力及饱和度变化,为压裂水平井生产过程的参数确定提供理论指导.

1 基质-裂缝网络系统内两相渗流模型的建立和求解

1.1 基质-裂缝网络模型描述与基本假设

考虑基质-裂缝多重介质、油水两相流动以及瞬态流动,将方块模型进行改进. 根据压裂后储层中的流体赋存特征,可以将油藏中的裂缝分为压裂裂缝区域和改造裂缝区域. 按照上述划分,抽象出储层体积压裂后的油藏数值模拟模型,将裂缝网络划分为水力压裂裂缝区和油藏流动区. 其中,水力压裂裂缝区考虑为单重介质;油藏流动区包括基质和裂缝网络双重介质系统(图1).

图1 致密油藏储层双重介质两相渗流模型示意图

Fig.1 Diagram of two-phase flow model of dual-porosity in tight reservoir

该模型假设:①油藏压裂改造区域考虑为基质-裂缝网络双重介质系统,流体从基质流向裂缝网络,然后再流向水力压裂裂缝;②基质-裂缝网络-水力压裂裂缝中的初始压力/含水饱和度为关井阶段最终的压力/含水饱和度;③早期流动期间,水力压裂裂缝内的泄油面积增加(对应沿水力压裂裂缝方向的瞬态线性流动),直到压力波到达水力压裂裂缝尖端,随后油藏流体从裂缝网络流向水力压裂裂缝;④裂缝闭合对水力压裂裂缝区域,裂缝网络区域和基质区域的压力和饱和度没有影响;⑤当压力波及到压裂裂缝尖端以后,泄流面积将在缝网区域不断扩张.

1.2 两相渗流模型的建立与求解

在油藏压裂生产过程中,油藏两相流体将沿着油藏基质-裂缝网络-水力压裂裂缝-水平井筒的方向流动.本研究根据文献[3]研究压裂返排的数学解析模型,分别建立了油藏基质、裂缝网络和水力压裂裂缝内油水两相瞬态流动方程.

1.2.1 基质区域物质平衡方程

采用动态泄流面积模型等效模拟油水两相在油藏基质内的瞬态流动,即将瞬态流动等效为具有动边界的拟稳态流动,因此,油水两相在基质内的瞬态流动方程为

$$N_m + q_{o,mf} \Delta t = 2n_f \gamma_{inv,m} A_{matrix,DDA} \cdot \left[\frac{\phi_{1,m} S_{oi,m}}{5.615 B_{oi}} - \frac{\phi_m (\bar{p}_{inv,m}) \bar{S}_{o,inv,m}}{5.615 B_o (\bar{p}_{inv,m})} \right] \quad (1)$$

$$W_m + q_{w,mf} \Delta t = 4n_f \gamma_{inv,m} A_{matrix,DDA} \cdot \left[\frac{\phi_{1,m} S_{wi,m}}{5.615 B_{wi}} - \frac{\phi_m (\bar{p}_{inv,m}) \bar{S}_{w,inv,m}}{5.615 B_w (\bar{p}_{inv,m})} \right] \quad (2)$$

$$q_{o,mf} = \frac{k_{i,m} k_{ro,m} (\bar{S}_{o,m,x_{inv,m}}) A_{matrix,DOI} [p_{o,m} (\bar{p}_{inv,m}) - p_{o,m} (\bar{p}_{inv,f})]}{141.2 \mu_{oi} B_{oi} \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{\gamma_{inv,m}}{n_f} \right) \right]} \quad (3)$$

$$q_{w,mf} = \frac{k_{i,m} k_{rw,m} (\bar{S}_{w,m,x_{inv,m}}) A_{matrix,DOI} [p_{w,m} (\bar{p}_{inv,m}) - p_{w,m} (\bar{p}_{inv,f})]}{141.2 \mu_{wi} B_{wi} \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{\gamma_{inv,m}}{n_f} \right) \right]} \quad (4)$$

其中, $A_{matrix,DDA}$ 为动态泄流面积 (dynamic drainage area, DDA) 中的总基质表面积, 单位: m^2 ; $\gamma_{inv,m}$ 为基质区域 y 方向动态泄流长度, 单位: m ; $\bar{S}_{o,m,x_{inv,m}}$ 为基质区域动态泄流长度的平均含油饱和度; $\bar{S}_{w,m,x_{inv,m}}$ 为基质区域动态泄流长度的平均含水饱和度; $x_{inv,m}$ 为基质区域 x 方向动态泄流长度, 单位: m ; $k_{i,m}$ 为初始基质渗透率, 单位: μm^2 ; $p_{o,m}$ 为基质区域油的拟压力, 单位: MPa ; $p_{w,m}$ 为基质区域水的拟压力, 单位: MPa ; $k_{ro,m}$ 为基质中油的相对渗透率; $k_{rw,m}$ 为基质中水的相对渗透率; μ_{wi} 是水的初始黏度, 单位: $mPa \cdot s$; μ_{oi} 是油的初始黏度, 单位: $mPa \cdot s$; $\bar{p}_{inv,f}$ 为泄流区域次生裂缝的平均压力, 单位: MPa .

油藏动态泄流面积 (一维线性流动可简化为动态泄流长度) 可表示为

$$\gamma_{inv,m} = \min \left(\alpha \sqrt{\frac{k_{i,m} k_{rpp,mt}}{\phi_{i,m} \mu_{w,i} c_{t,m}}} y_{e,m} \right) \quad (5)$$

其中, N_m 为油相在基质-次生裂缝网络间总的窜流量, 单位: 标准桶 (standard tank barrel, STB); W_m 为水相在基质-次生裂缝网络间总的窜流量, 单位: STB; Δt 为时间步长, 单位: s ; n_f 为水平井段的裂缝数; $A_{matrix,DDA}$ 为动态泄流面积 (dynamic drainage area, DDA) 中的总基质表面积, 单位: m^2 ; $\gamma_{inv,m}$ 为基质区域 y 方向动态泄流长度, 单位: m ; $q_{o,mf}$ 和 $q_{w,mf}$ 分别为油水两相在基质-次生裂缝网络间的窜流量; $\phi_{1,m}$ 为基质初始孔隙度; ϕ_m 为基质孔隙度; B_{oi} 为油的初始体积系数; B_o 为油的体积系数; B_{wi} 为水相的初始体积系数; $S_{oi,m}$ 为基质的含油初始饱和度; $S_{wi,m}$ 为基质的含水初始饱和度; $\bar{S}_{w,inv,m}$ 为调查半径 (distance of investigation, DOI) 中的基质含水饱和度; $\bar{S}_{o,inv,m}$ 为 DOI 中的基质含油饱和度; $\bar{p}_{inv,m}$ 为泄流半径中的基质平均压力, 单位: MPa .

油水两相在基质-次生裂缝网络间的窜流量可以表示为

其中, α 为渗透率维度系数, 单位: MPa^{-1} ; $k_{rpp,mt}$ 为基质区域主要流体的相对渗透率, 单位: μm^2 ; $c_{t,m}$ 为基质区域岩石压缩系数, 单位: MPa^{-1} ; $y_{e,m}$ 为垂直裂缝区域的最大距离, 单位: m .

油水两相的拟压力可分别定义为

$$p_{w,m} = \frac{\mu_{wi} B_{wi}}{k_{i,m}} \int_{p_{ini}}^p \frac{k_m(\bar{p})}{\mu_w(\bar{p}) B_w(\bar{p})} d\bar{p} \quad (6)$$

$$p_{o,m} = \frac{\mu_{oi} B_{oi}}{k_{i,m}} \int_{p_{ini}}^p \frac{k_m(\bar{p})}{\mu_o(\bar{p}) B_o(\bar{p})} d\bar{p} \quad (7)$$

其中, k_m 为基质的绝对渗透率, 单位: μm^2 , B_w 为水的体积系数; $\bar{p}$ 为平均压力, 单位: MPa .

1.2.2 天然裂缝网络系统物质平衡方程

天然裂缝网络系统内的油水两相瞬态流动与在基质系统内的油水两相瞬态流动模拟类似, 采用动态泄流面积模型, 裂缝网络系统内油水两相物质平衡方程分别为

$$N_{s,f} + q_{o,f}\Delta t - (N_{s,m} + q_{o,mf}\Delta t) = 4n_f x_{inv} y_{inv} h_f \cdot \left[\frac{\phi_{i,f} S_{oi,f}}{5.615 B_{oi}} - \frac{\phi_f(\bar{p}_{inv,f} S_{o,inv,f})}{5.615 B_o(\bar{p}_{inv,f})} \right] \quad (8)$$

$$W_{s,f} + q_{w,f}\Delta t - (N_{s,m} + q_{w,mf}\Delta t) = 4n_f x_{inv} y_{inv} h_f \cdot \left[\frac{\phi_{i,f} S_{wi,f}}{5.615 B_{wi}} - \frac{\phi_f(\bar{p}_{inv,f} S_{w,inv,f})}{5.615 B_w(\bar{p}_{inv,f})} \right] \quad (9)$$

其中, $N_{s,f}$ 是油相在次生裂缝网络-压裂裂缝之间总的窜流量, 单位: STB; $W_{s,f}$ 是水相在次生裂缝网络-压裂裂缝之间总的窜流量, 单位: STB; $\phi_{i,f}$ 为次生裂缝区域初始孔隙度, 值为小数; $q_{o,f}$ 为水相在次生裂缝网络-压裂裂缝之间的单位窜流量, 单位: STB; $q_{w,f}$ 为油相在次生裂缝网络-压裂裂缝之间的单位窜流量, 单位: STB; $q_{o,mf}$ 为油相在基质系统-次生裂缝之间的单位窜流量, 单位: STB; $q_{w,mf}$ 为水相在基质系统-次生裂缝之间的总窜流量, 单位: STB; y_{inv} 为 y 方向动态泄流长度, 单位: m; x_{inv} 为 x 方向动态泄流长度, 单位: m; h_f 是水力压裂高度, 单位: m; $S_{oi,f}$ 为次生裂缝的含油初始饱和度; $S_{wi,f}$ 为次生裂缝的含水初始饱和度; $S_{w,inv,f}$ 为调查半径 (distance of investigation, DOI) 中的次生裂缝区域含水饱和度; $S_{o,inv,f}$ 为 DOI 中的次生裂缝区域含油饱和度; $\bar{p}_{inv,f}$ 为泄流区域次生裂缝的平均压力, 单位: MPa.

油水两相在裂缝网络-压裂裂缝之间的窜流量可表示为

$$q_{o,f} = \frac{k_{i,f} k_{ro,f}(\bar{S}_{o,inv,f}) h_f [p_{o,f}(\bar{p}_{inv,f}) - p_{o,f}(\bar{p}_{inv,F})]}{141.2 \mu_{oi} B_{oi} \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{y_{inv}}{n_f x_{inv}} \right) \right]} \quad (10)$$

$$q_{w,f} = \frac{k_{i,f} k_{rw,f}(\bar{S}_{w,inv,f}) h_f [p_{w,f}(\bar{p}_{inv,f}) - p_{w,f}(\bar{p}_{inv,F})]}{141.2 \mu_{wi} B_{wi} \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{y_{inv}}{n_f x_{inv}} \right) \right]} \quad (11)$$

其中, $p_{o,f}$ 为次生裂缝系统中油相的拟压力, 单位: MPa; $p_{w,f}$ 为次生裂缝系统中水相的拟压力, 单位: MPa; $\bar{p}_{inv,F}$ 为水力裂缝泄流区域的平均压力, 单位: MPa; k_i 为初始绝对渗透率, 单位: μm^2 ; $k_{rw,f}$ 为次生裂缝水相相对渗透率, 单位: μm^2 .

1.2.3 压裂裂缝区域物质平衡方程

与以上系统油水两相瞬态流动模拟类似, 压裂裂缝区域内的油水两相物质平衡方程分别为

$$N_p + q_o \Delta t - (N_{s,f} + q_{o,f} \Delta t) = 4n_f w_f x_{inv} h_f \cdot \left[\frac{\phi_{i,F} S_{oi,F}}{5.615 B_{oi}} - \frac{\phi_f(\bar{p}_{inv,F}) \bar{S}_{o,inv,F}}{5.615 B_o(\bar{p}_{inv,F})} \right] \quad (12)$$

$$W_p + q_w \Delta t - (N_{s,f} + q_{w,f} \Delta t) = 4n_f w_f x_{inv} h_f \cdot \left[\frac{\phi_{i,F} S_{wi,F}}{5.615 B_{wi}} - \frac{\phi_f(\bar{p}_{inv,F}) \bar{S}_{w,inv,F}}{5.615 B_w(\bar{p}_{inv,F})} \right] \quad (13)$$

其中, N_p 是压裂注入过程中总油相注入量, 单位: STB; W_p 是压裂注入过程中总水相注入量, 单位: STB; w_f 是次生压裂裂缝的平均宽度, 单位: m; $\phi_{i,F}$ 为水力裂缝区域初始孔隙度; $S_{oi,F}$ 为水力裂缝的含油初始饱和度; $\bar{S}_{o,inv,F}$ 为 DOI 中的水力裂缝区域含油饱和度.

油水两相的产量速率可分别表示为

$$q_o = \frac{k_{i,F} k_{ro,F}(\bar{S}_{o,inv,F}) h_f [p_{o,F}(\bar{p}_{inv,F}) - p_{o,F}(p_{wf})]}{141.2 \mu_{oi} B_{oi} \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{x_{inv}}{n_f w_f} \right) \right]} \quad (14)$$

$$q_w = \frac{k_{i,F} k_{rw,F}(\bar{S}_{w,inv,F}) h_f [p_{w,F}(\bar{p}_{inv,F}) - p_{w,F}(p_{wf})]}{141.2 \mu_{wi} B_{wi} \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{x_{inv}}{n_f w_f} \right) \right]} \quad (15)$$

压裂裂缝内油水两相的拟压力分别为

$$p_{w,F} = \frac{\mu_{wi} B_{wi}}{k_{i,F}} \int_{p_{ini} \mu_w}^p \frac{k_F(\bar{p})}{p_{ini} \mu_w(\bar{p}) B_w(\bar{p})} d\bar{p} \quad (16)$$

$$p_{o,F} = \frac{\mu_{oi} B_{oi}}{k_{i,F}} \int_{p_{ini} \mu_o}^p \frac{k_F(\bar{p})}{p_{ini} \mu_o(\bar{p}) B_o(\bar{p})} d\bar{p} \quad (17)$$

油藏动态泄流面积 (一维线性流动可简化为动态泄流长度) 为

$$x_{inv} = \min \left[\alpha \sqrt{\frac{k_{i,F} k_{rpp,F}}{\phi_{i,F} \mu_{pp,i} c_{ti,F}}}, x_f \right] \quad (18)$$

其中, x_f 为水力压裂裂缝的裂缝半长, 单位: m; $k_{rpp,F}$ 为水力裂缝区域主要流体的相对渗透率, 单位: μm^2 ; $\mu_{pp,i}$ 为裂缝区域流体的初始黏度, 单位: mPa·s; $c_{ti,F}$ 为压裂裂缝总压缩系数, 单位: MPa⁻¹.

1.2.4 基质-裂缝网络系统两相渗流方程求解

基于 Newton-Raphson 方法对压裂裂缝区域、裂缝网络和基质区域物质平衡方程进行求解, 由式(1)、式(2)、式(8)、式(9)、式(12)和式(13)求解变量包括基质区域平均压力和含水饱和度、裂缝网络区域平均压力和含水饱和度、水力压裂裂缝区域平均压力和含水饱和度. 在得到 3 个不同区域任意时刻压力和含水饱和度变化基础上, 亦可得到任意时刻油水两相在基质-裂缝网络系统、裂缝网络-水力压裂裂缝之间的窜流量, 并预测致密油藏压裂水平井日产油/水量和累产油/水量.

2 基于油藏数值模拟的模型验证及主控因素分析

2.1 油藏数值模拟模型的建立

本研究选用 Eclipse 软件进行油藏数值模拟, 以致密油藏多段压裂水平井一个裂缝单元为地质模型, 模拟压裂水平井在该区的生产情况. 本研究的油藏是致密油藏, 开发措施是多段压裂水平井, 生产方式是衰竭式开采. 对油藏进行数值模拟时, 储层物性和流体物性参数如表 1, 油水两相相渗数据表如表 2. 原油和地层水在参考压力下各参数取值: 原油的密度为 $0.93 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$; 参考压力为 25.49 MPa; 体积系数为 1.12; 压缩系数为 $2.1 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$; 黏度为 $2.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 地层水密度为 $1.0 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$; 参考压力为 25.49 MPa; 体积系数为 1.0; 压缩系数为 $4.8 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$; 黏度为 $0.65 \text{ mPa}\cdot\text{s}$.

表 1 数值模拟输入参数数据

Table 1 Input parameters of numerical simulation

参 数	数 值
储层深度/m	2 256
储层温度/℃	140
初始储层压力/MPa	28.25
油藏厚度/m	60.05
岩石压缩系数/ MPa^{-1}	13.0×10^{-4}
裂缝半长/m	30.48
裂缝间距/m	15.24
缝宽/m	0.09
裂缝数	18
井底流压/MPa	5.5
水的黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.32
油的黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	0.80
水的初始体积系数	1.0
油的初始体积系数	1.0
基质的压缩系数/ MPa^{-1}	6.0×10^{-4}
水的压缩系数/ MPa^{-1}	4.8×10^{-4}
油的压缩系数/ MPa^{-1}	2.1×10^{-4}
束缚水饱和度	0.25
基质初始含水饱和度	0.50
缝网初始含水饱和度	0.50
水力压裂裂缝初始含水饱和度	0.50
基质渗透率/ μm^2	8×10^{-6}
缝网渗透率/ μm^2	0.6×10^{-3}
水力压裂裂缝渗透率/ μm^2	345×10^{-3}
基质孔隙度	40.1×10^{-3}
缝网孔隙度	0.1
水力压裂区域孔隙度	0.145

表 2 油水两相相渗数据

Table 2 Oil-water two-phase permeability data

S_w	$10^3 \times k_{rw}$	$10^3 \times k_{ro}$
0.25	0	1 000
0.30	0.5	683.013
0.35	3.6	448.125
0.40	12.2	279.762
0.45	28.9	163.992
0.50	56.3	88.519
0.55	97.4	42.688
0.60	154.6	17.485
0.65	230.8	5.532
0.70	328.6	1.093
0.75	450.8	0

2.2 模型准确性验证

以致密油藏多级压裂水平井生产区域一个裂缝单元为例建立相关数学模型, 对致密油藏多级压裂水平井生产区域一个裂缝单元内的数学模型解析解与油藏数值模拟模型的结果进行拟合验证, 得到水平井日产油/水量、累积产油/水量, 以及储层基质-裂缝网络-水力压裂裂缝 3 个区域在动态泄流面积内的压降曲线拟合情况, 结果如图 2 和图 3.

图 2 生产参数随时间变化的拟合曲线

Fig. 2 History-match of production factor as function of time

由图 2 和图 3 可见, 日产水/油呈现先上升后下降的趋势, 新模型结果与传统油藏数值模拟软件所得结果吻合好. 同时不同区域内的压力, 随着油藏的开发呈现衰减趋势, 新模型和数值模拟软件结果接近, 体现出该模型的有效性.

由以上致密油藏多段压裂水平井日产油/水量、累积产油/水量, 以及储层基质/裂缝网络/水力压

图3 不同区域随时间变化的拟合曲线
Fig. 3 History-match of pressure changes
in different area as function of time

裂裂缝3个区域在动态泄流面积内压降曲线的拟合情况,可以验证得出该模拟方法的准确性.

2.3 压裂水平井产能主控因素分析

储层的岩石压缩系数 C_f 、孔隙度 ϕ 、储层流体渗透率 k 、相对渗透率 k_r 和水的黏度 μ_w 等因素,都会影响水平井在生产过程中裂缝网络系统内压力随生产时间的变化情况,以及生产井的累产量等.其中,影响累产量的参数为 C_f , C_f 越小则累产量越小, C_f 越大则累产量越大.而影响累产油水比的是油水黏度比 μ_o/μ_w 、油水相对渗透率 k_r 以及储层初始含水饱和度 S_{wini} .此外,油水两相的相渗设置要合理,要保证油的流动性较好,油的相对渗透率 k_{ro} 降低过快会导致生产过程出现问题.

通过正交试验设计对影响致密油藏多段压裂水平井产能的地质参数和压裂工艺参数进行分析,包括基质渗透率、缝网渗透率、窜流系数、裂缝间距和裂缝半长,得到各个影响因素主次关系.本研究选取表3作为正交实验表进行正交试验方案设计,对正交试验设计的影响因素进行适当取值,然后根据设计方案分别对各种情况进行模拟计算.

由于不同油藏条件对应着具有不同特点的压裂水平井.因此,本研究对压裂水平井产能进行主控因素分析,然后根据主控地质参数和主控压裂工艺参数设计不同油藏特征的模拟地质模型.可知影响该致密油藏多段压裂水平井产量的因素中,基质渗透率、缝网渗透率、窜流系数、裂缝间距和裂缝缝长影响因子分别为0.003 6、0.003 8、0.002 6、0.610 0和0.380 0,压裂参数的影响明显高于地质参数.其中,主控地质参数是缝网渗透率;主控压裂工艺参数是裂缝间距.

表3 正交试验设计方案及结果
Table 3 Orthogonal experimental design and its results

序号	$10^6 \times k_m/\mu\text{m}^2$	$10^3 \times k_f/\mu\text{m}^2$	窜流系数	裂缝间距/m	裂缝半长/m	累产油/STB
1	3	0.5	0.08	6	15	443
2	3	0.6	0.10	15	30	243 4
3	3	1.0	0.12	30	45	656 6
4	3	1.5	0.14	45	60	9 079
5	3	2.0	0.16	60	76	9 720
6	5	0.5	0.10	30	60	7 169
7	5	0.6	0.08	45	45	6 792
8	5	1.0	0.14	6	30	887
9	5	1.5	0.12	15	15	1 224
10	5	2.0	0.08	15	60	4 694
11	10	0.5	0.12	45	30	5 908
12	10	0.6	0.14	30	15	2 684
13	10	1.0	0.08	60	60	9 290
14	10	1.5	0.10	6	45	1 331
15	10	2.0	0.10	45	15	4 222
16	15	0.5	0.14	15	45	3 624
17	15	0.6	0.12	6	60	1 774
18	15	1.0	0.10	45	76	9 677
19	15	1.5	0.08	30	30	5 515
20	15	2.0	0.12	60	15	5 553
21	20	0.5	0.16	6	76	2 210
22	20	0.6	0.14	60	30	7 061
23	2	1.0	0.16	15	15	1 224
24	20	1.5	0.16	30	45	7 532
25	20	2.0	0.08	30	76	8 889
26	5	2.0	0.16	60	30	8 311
27	10	2.0	0.16	15	76	5 450
28	20	2.0	0.10	60	45	11 518
29	20	0.6	0.16	45	60	8 951
30	5	1.5	0.12	60	76	9 635
31	15	2.0	0.14	6	76	2 212
32	15	0.5	0.16	60	15	3 602
33	20	0.6	0.12	6	76	2 211

结 语

提出一套新的致密油藏基质-裂缝双重介质系统内油水两相瞬态流动模拟方法.该方法考虑了基质-裂缝网络-水力压裂裂缝多重介质系统内油水两相渗流模型,通过使用双重孔隙度系统来表示改造裂缝区域,引入新型动态泄流面积模型,并以实验室数据为约束,可以减小解析计算的计算量,且模拟结果更可靠.用Eclipse软件建立相关油藏数值

模拟模型,通过对 Matlab 与 Eclipse 软件两者得到的结果进行拟合验证可知,新的致密油藏基质-裂缝双重介质系统内油水两相瞬态流动模拟方法可以较准确、系统地模拟和预测压裂水平井在生产过程中基质-裂缝网络-水力压裂裂缝系统 3 个区域内平均压力变化,以及水平井累产油/水量和日产油/水量等变化,可以用于指导致密油藏的高效开发。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (52074338); 国家重点研发计划资助项目 (2019YFA0708700)

作者简介: 毛新军 (1973—), 中国石油新疆油田分公司高级工程师。研究方向: 油气勘探开发研究和管理。
E-mail: mxj7341@petrochina.com.cn

引文: 毛新军, 胡广文, 张晓文, 等. 双重介质致密油藏油水两相瞬态流动模拟方法[J]. 深圳大学学报理工版, 2021, 38(6): 572-578.

参考文献 / References:

- [1] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, Genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187. (in Chinese)
- [2] 李明耀, 贺甲元, 苏业旺. 页岩油气水力压裂的关键力学问题和数值计算方法[J]. 科技导报, 2016, 34(23): 32-42.
LI Mingyao, HE Jiayuan, SU Yewang. Key mechanical problems and numerical methods of hydraulic fracture in shale [J]. Science and Technology Review, 2016, 34(23): 32-42. (in Chinese)
- [3] 孙中良, 王芙蓉, 何生, 等. 潜江凹陷古近系盐间典型韵律层页岩孔隙结构[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 289-297.
SUN Zhongliang, WANG Furong, HE Sheng, et al. The pore structures of the shale about typical inter-salt rhythm in the Paleogene of Qianjiang depression [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 289-297. (in Chinese)
- [4] 党海龙, 肖前华, 高瑞民, 等. 延长油田长7致密油储层 CO₂ 驱替特征[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 298-303.
DANG Hailong, XIAO Qianhua, GAO Ruimin, et al. Characteristics of CO₂ displacement for Chang 7 tight reservoir in Yanchang oilfield [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 298-303. (in Chinese)
- [5] ZHAO Kui, DU Peng. A new production prediction model for multistage fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(2): 152-161.
- [6] XU Guohan, YIN Hongjun, YUAN Hongfei, et al. Decline curve analysis for multiple-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(3): 296-304.
- [7] 孙科, 刘慧卿, 王腾, 等. 致密油藏压裂后衰竭开采单井可采储量预测新方法[J]. 石油学报, 2020, 41(10): 1238-1247.
SUN Ke, LIU Huiqing, WANG Teng, et al. A novel method for predicting recoverable reserves of single well through depletion-drive development after fracturing in tight oil reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(10): 1238-1247. (in Chinese)
- [8] FENG Hanbin, JIA Yuanzhao, XU Zhengdong, et al. Optimization of multi-stage and multi-cluster fracturing technology for horizontal wells in Jilantai buried hill [J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021, 634(1): 012142.
- [9] CHENG Wang, LU Chunhua, XIAO Bo. Perforation optimization of intensive-stage fracturing in a horizontal well using a coupled 3d-DDM fracture model [J]. Energies, 2021, 14(9): 2393.
- [10] YUAN Bin, ZHANG Zhenzihao, CLARKSON C R, et al. Analytical model for history matching drawdown and buildup cycles of multi-fractured horizontal wells experiencing multiple operational upsets [C]// Unconventional Resources Technology Conference. [S. l.]: Society of Exploration Geophysicists, 2020: 546-570.
- [11] SALIMI H, BRUINING H. Up scaling in vertically fractured oil reservoirs using homogenization [J]. Transport in Porous Media, 2010, 84(1): 21-53.
- [12] LI Juntao. A new permeability model for ecbm and carbon dioxide sequestration based on matchsticks geometry [J]. Materials Science Forum, 2017, 883: 12-16.
- [13] ZHANG Zhen, CLARKSON C, WILLIAMS-KOVACS J D, et al. Rigorous estimation of the initial conditions of flowback using a coupled hydraulic-fracture/dynamic-drainage-area leakoff model constrained by laboratory geo-mechanical data [J]. SPE Journal, 2020, 25(6): 3051-3078.
- [14] FREEMAN C M, MORIDIS G, IIK D, et al. A numerical study of performance for tight gas and shale gas reservoir systems [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 108: 22-39.
- [15] CLARKSON C R, NOBAKHT M, KAVIANI D, et al. Production analysis of tight-gas and shale-gas reservoirs using the dynamic-slippage concept [J]. SPE Journal, 2011, 17(1): 230-242.
- [16] SHENG Mao, LI Gensheng, SHAH S N, et al. Extended finite element modeling of multi-scale flow in fractured shale gas reservoirs [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Islamabad, Pakistan: Society of Petroleum Engineers, 2012: SPE159919.

【中文责编: 晨 兮; 英文责编: 天 澜】