

·油气采收率·

利用径向积边界元方法计算 动态逆向渗吸累积采收率

徐中一¹,程林松^{1*},曹仁义¹,顾浩²,贾品¹,吴九柱¹,张翠萍³

(1.中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249; 2.中国石化石油勘探开发研究院,
北京 100083; 3.中国石油长庆油田分公司第六采油厂,陕西 西安 100142)

摘要:在开采超低渗透或致密油藏的过程中,水平井井筒周围会形成复杂的缝网,缝网将油藏分割成不同形状的基质块,当压裂液或者水在裂缝中流动时会与基质块大面积接触,在毛管压力作用下发生以动态逆向渗吸为主导的传质现象。为了准确描述针对任意形状基质块的动态逆向渗吸作用,利用基于边界元和径向积分理论的径向积边界元方法,建立适用于逆向渗吸的数学模型,通过与差分方法数值模拟结果和实验数据以及解析解进行对比,验证了所建渗吸模型的正确性,同时说明了径向积边界元方法适用于复杂形状基质块逆向渗吸累积采收率的计算;相对于差分方法,径向积边界元方法不用在基质块内部空间划分网格,使得动态逆向渗吸累积采收率的计算过程变得简单高效并且切合实际。

关键词:裂缝性油藏 逆向渗吸 径向积边界元 超低渗透油藏 致密油藏 双重介质 数值模拟

中图分类号:TE313.7

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)05-0058-06

Using the radical integration boundary element method to calculate cumulative recovery efficiency of dynamic counter current imbibition

Xu Zhongyi¹, Cheng Linsong¹, Cao Renyi¹, Gu Hao², Jia Pin¹, Wu Jiuzhu¹, Zhang Cuiping³

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. Petroleum
Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China; 3. No.6 Oil Production
Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an City, Shaanxi Province, 100142, China)

Abstract: Due to the use of staged or volume fracturing technology in the area of ultra-low permeability or tight reservoirs, the area around the horizontal well will form a complex fracturing network and the oil reservoirs are divided into matrix blocks with different shapes, and the fracturing fluid or water will contact with the matrix blocks in a large area when flowing in fractures. Dynamic counter current imbibition will occur and is dominant in the mass transfer process between matrix and fracture under the capillary force. In order to simulate dynamic counter current imbibition properly, the radical integration boundary element method(RIBEM) was used. A mathematical model suitable for the counter current imbibition was established. By comparing the result of RIBEM simulation with those of differential method, numerical calculation, experimental data and analytical solution, the accuracy of the model was proved. This method is suitable for the calculation of cumulative recovery efficiency of a single matrix block with complex shape. Compared to traditional differential method, RIBEM

收稿日期:2017-05-08。

作者简介:徐中一(1989—),男,新疆伊犁人,在读博士研究生,从事油气渗流理论与产能评价工作。联系电话:13810421945, E-mail:13810421945@163.com。

*通讯作者:程林松(1964—),男,湖北应城人,教授,博导。联系电话:(010)89734592, E-mail:lscheng@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“致密储层流-固相互作用机制及非线性渗流模型”(51674273),国家“973”计划“陆相致密油高效开发基础研究”(2015CB250902)。

does not need to divide network in the matrix block and the calculation process becomes easy, efficient and more suitable to the practice.

Key words: fractured reservoir; counter current imbibition; radical integration boundary element method (RIBEM); ultra-low permeability oil reservoir; tight oil reservoir; dual media; numerical simulation

在特低渗透或致密油藏压裂开采过程中,渗吸作用不容忽视^[1-4],并且主要以动态逆向渗吸作用为主^[5-8]。目前关于动态逆向渗吸的数值模拟方法大致分为差分方法^[9]和格林函数方法^[10]2种,差分方法需要在求解的基质块内进行网格划分,格林函数方法在求解区域内需要加入内部节点,同时还要计算区域积分,然而当基质块边界较为复杂时,区域积分的计算往往变得十分困难。所以当油藏存在复杂缝网,且油藏中有成百上千个不规则的基质块需要模拟时,传统的差分方法和格林函数方法在应用时效率过低或者根本不适用。为此,笔者基于边界元和径向积分理论的径向积边界元方法^[9,11-12],建立适用于逆向渗吸的数学模型,通过与Hassan等的数值模拟结果和实验数据^[13]以及Crank的解析解^[14]对比验证所建渗吸模型的正确性。

1 假设条件

当水平井井筒周围存在复杂缝网时,压裂液或水在缝网中与基质块充分接触并发生渗吸传质作用^[15-16],如图1所示,在毛管压力作用下,压裂液或水渗入基质块,基质块中的油沿相反方向进入裂缝,导致裂缝中的含水饱和度发生变化,整个过程是一个动态逆向渗吸过程^[3,5]。基于以上背景,提出动态逆向渗吸的基本假设包括:①模型由基质块和包围基质块的裂缝空间组成;②每个基质块内部均质,使用平均含水饱和度代表基质块内部油水的变

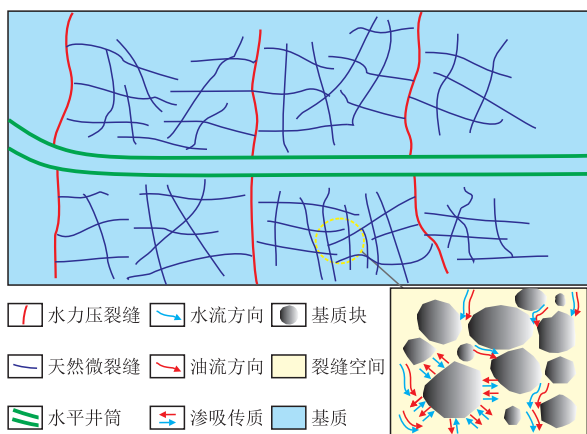


图1 存在复杂缝网情况下的动态逆向渗吸现象示意

Fig.1 Schematic of the dynamic counter current imbibition in the presence of complex fracture network

化;③基质块渗吸模型符合扩散方程的形式^[7];④基质块被裂缝切割,基质块发生渗吸时的边界条件为裂缝中变化的含水饱和度。

2 模型建立

裂缝和基质块可用双孔单渗模型^[17]表征,基质块与裂缝间的渗吸传质量可以用双孔单渗模型中的窜流项来表征。在裂缝系统中,由于渗吸是一个吸水排油过程,故将渗吸传质量分别考虑成油相方程的源项和水相方程中的汇项。其中油相方程和水相方程分别为

$$\nabla \left(\frac{K_f K_{fwo}}{\mu_o} \text{grad } p_{fo} \right) + q_{oim} + q_{fo} = \eta \phi_f \frac{\partial S_{fo}}{\partial t} \quad (1)$$

$$\nabla \left(\frac{K_f K_{fw}}{\mu_w} \text{grad } p_{fw} \right) + q_{wim} + q_{fw} = \eta \phi_f \frac{\partial S_{fw}}{\partial t} \quad (2)$$

其中

$$S_{fo} + S_{fw} = 1 \quad (3)$$

在单个基质块的逆向渗吸过程中,水相与油相的渗吸速度大小相等但方向相反^[1],其表达式为

$$q_{oim} = -q_{wim} \quad (4)$$

单个基质块的水相总渗吸速度等于各个基质面(即边界单元)上水相渗吸速度之和,其表达式为

$$q_{wim} = \sum_{j=1}^N q_{wbj} \quad (5)$$

式(1)一式(5)为考虑渗吸作用的双重介质数学模型,基质系统中单个基质块的渗吸速度完全由毛管压力控制^[1],其渗吸模型为

$$\nabla [D(S_w) \nabla S_w] = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (6)$$

毛管压力扩散系数 $D(S_w)$ 是与基质块含水饱和度相关的强非线性项,它的形状一般呈钟形^[18],为了准确利用渗吸模型计算渗吸速度,利用逐次稳态替换法对真实毛管压力扩散系数进行处理,将强非线性项 $D(S_w)$ 线性化,即将真实毛管压力扩散系数函数近似简化为多个分段函数(图2),在逆向渗吸过程中,随着基质块内平均含水饱和度的变化,将毛管压力扩散系数取相应基质块内平均含水饱和度区间的函数值。

通过逐次稳态替换法的处理,用每一时间步内

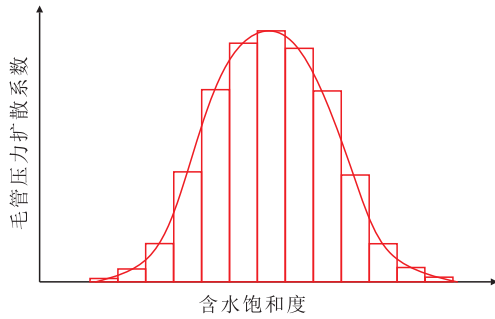


图2 毛管压力扩散系数及其简化的分段函数

Fig.2 Diffusion coefficient of capillary pressure and its simplified partition function

的有效毛管压力扩散系数代替这段时间内的真实毛管压力扩散系数,则式(6)可简化为

$$D_c \nabla^2 S_w = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (7)$$

边界条件为

$$S_{wb} \Big|_{\Gamma_j} = S_{iw} \quad (8)$$

初始条件为

$$S_{winit} \Big|_{t=0} = S_{wc} \quad (9)$$

式(7)~式(9)为处理后单个基质块的渗吸模型。利用格林第二定理,将任意基质块的二维求解域变为边界积分形式,其表达式为

$$C(y)S_w(y,t) = \int_{\Gamma} \frac{G(x,y)}{D_e} q_w(x,t) d\Gamma - \int_{\Gamma} S_w(x,t) \frac{\partial G(x,y)}{\partial n_j} d\Gamma + \phi \int_{\Omega} G(x,y) \frac{\partial S_w(x,t)}{\partial t} d\Omega \quad (10)$$

其中

$$G(x,y) = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{1}{\varepsilon} \quad (11)$$

式(10)中等号左边 $C(y)$ 的取值由源点 y 的位置决定,当 y 取在边界处时,其值为 $1/2$,当 y 取在计算区域内时,其值为 1 ;等号右边的前2项为边界积分,根据基质块已知的边界条件便可计算对应的边界积分项,而第3项为域积分,当积分区域不规则时,通常不能直接对其进行域积分计算,为此引入径向积分基本方程^[12],其表达式为

$$\int_{\Omega} f(x,y) d\Omega = \int_{\Gamma} \frac{F(y,z)}{r(y,z)} \times \frac{\partial r(y,z)}{\partial n} d\Gamma \quad (12)$$

其中

$$F(y,z) = \int_0^{r(y,z)} f(x,y) \varepsilon d\varepsilon \quad (13)$$

由式(12)和式(13)可见,径向积分基本方程可将积分区域不规则的域积分转化为边界积分,即将源点 y 与场点 x 有关的域积分转化为源点 y 与边界点 z 的线积分。式(12)和式(13)中场点、源点和边界点在二维空间中的相互关系如图3所示。

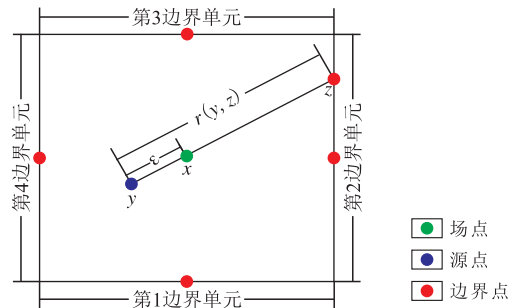


图3 单个基质块计算模型中各点在二维空间的相互关系

Fig.3 Relationship between points in the 2D space of single matrix block calculation model

将式(12)代入式(10)等号右边的第3项,即用径向积分基本方程,将式(10)中的域积分项变为边界积分的形式,式(10)变为

$$C(y)S_w(y,t) = \int_{\Gamma} \frac{G(x,y)}{D_e} q_w(x,t) d\Gamma - \int_{\Gamma} S_w(x,t) \frac{\partial G(x,y)}{\partial n} d\Gamma + \frac{\phi S_w^{m+1}}{dt} \times \int_{\Gamma} G'(x,y) d\Gamma - \frac{\phi S_w^m}{dt} \int_{\Gamma} G'(x,y) d\Gamma \quad (14)$$

式(14)为式(7)的完全边界积分形式,可以利用边界元方法进行计算,对计算区域的边界进行边界单元划分,将式(14)按照划分好的边界单元进行离散,得到的离散方程为

$$C_i S_i = \sum_{j=1}^N q_{wbj} \int_{\Gamma_j} \frac{G(x,y)}{D_e} d\Gamma - \sum_{j=1}^N S_{wbj} \int_{\Gamma_j} \frac{\partial G(x,y)}{\partial n_j} d\Gamma + \frac{\phi S_w^{m+1}}{dt} \sum_{j=1}^N \int_{\Gamma_j} G'(x,y) d\Gamma - \frac{\phi S_w^m}{dt} \sum_{j=1}^N \int_{\Gamma_j} G'(x,y) d\Gamma \quad (15)$$

在油藏尺度的数值模拟过程中,在保证计算精度的前提下,需要尽量简化每一个基质块的计算,以获得较快的模拟速度和较少的内存消耗,确保数值模拟正确高效的进行。因此对每一个基质块都需尽可能选择较少的节点参与计算。对于式(15),在二维空间中基质块的边界节点和内部节点的选择应如图3所示,这样计算节点最少。当基质块完全被裂缝切割,那么基质块边界的各个边界单元处的含水饱和度已知,等于裂缝中含水饱和度,未知量为边界上各个离散单元节点处的渗吸量和基质块中心节点处的平均含水饱和度。通过以上描述可知,在每个节点处有且只有1个未知数,对于一个将边界离散成 N 个边界单元的基质块来说,共有 $N+1$ 个未知数和 $N+1$ 个方程,如图3所示的单个基质块,将整个边界划分为4个离散单元,共设置5个节点(各个边界离散单元设置1个节点,基质块中心设置1个节点),5个未知数(4个边界单元节点处的渗吸量和中心节点处的平均含水饱和度),5个方程

(4个边界单元节点各1个,中心节点处1个)。因此,式(15)是封闭可解的,式(15)计算节点在边界单元上和在内部的矩阵形式分别为

$$\lambda S_{wb} = G_b q_{wb} + H_b S_{wb} + C_b S_{wavg}^{m+1} - C_b S_{wavg}^m \quad (16)$$

$$S_{wavg}^{m+1} = G_{in} q_{wb} + H_{in} S_{wb} + C_{in} S_{wavg}^{m+1} - C_{in} S_{wavg}^m \quad (17)$$

其中

$$\lambda = \text{diag} \left[\frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \cdots \quad \frac{1}{2} \right] \quad (18)$$

$$S_{wb} = [S_{wb1} \quad S_{wb2} \quad \cdots \quad S_{wbj} \quad \cdots \quad S_{wbN}]^T \quad (19)$$

$$G_b = \begin{bmatrix} G_{b1,1} & G_{b1,2} & \cdots & G_{b1,j} & \cdots & G_{b1,N} \\ G_{b2,1} & G_{b2,2} & \cdots & G_{b2,j} & \cdots & G_{b2,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ G_{bi,1} & G_{bi,2} & \cdots & G_{bi,j} & \cdots & G_{bi,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ G_{bN,1} & G_{bN,2} & \cdots & G_{bN,j} & \cdots & G_{bN,N} \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$q_{wb} = [q_{wb1} \quad q_{wb2} \quad \cdots \quad q_{wbj} \quad \cdots \quad q_{wbN}]^T \quad (21)$$

$$H_b = \begin{bmatrix} H_{b1,1} & H_{b1,2} & \cdots & H_{b1,j} & \cdots & H_{b1,N} \\ H_{b2,1} & H_{b2,2} & \cdots & H_{b2,j} & \cdots & H_{b2,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ H_{bi,1} & H_{bi,2} & \cdots & H_{bi,j} & \cdots & H_{bi,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ H_{bN,1} & H_{bN,2} & \cdots & H_{bN,j} & \cdots & H_{bN,N} \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$C_b = [C_{b1} \quad C_{b2} \quad \cdots \quad C_{bi} \quad \cdots \quad C_{bN}]^T \quad (23)$$

$$S_{wavg} = \bar{S}_w \quad (24)$$

$$G_{in} = [G_{in1} \quad G_{in2} \quad \cdots \quad G_{inj} \quad \cdots \quad G_{inN}]^T \quad (25)$$

$$H_{in} = [H_{in1} \quad H_{in2} \quad \cdots \quad H_{inj} \quad \cdots \quad H_{inN}]^T \quad (26)$$

$$C_{in} = C_{in} \quad (27)$$

$$G_{bi,j} = - \int_{\Gamma_j} \frac{G(x, y_i)}{D_e} d\Gamma \quad (28)$$

$$H_{bi,j} = - \int_{\Gamma_j} \frac{\partial G(x, y_i)}{\partial n_j} d\Gamma \quad (29)$$

$$C_{bi} = \int_{\Omega} G(x, y_i) d\Omega \quad (30)$$

$$G_{inj} = - \int_{\Gamma_j} \frac{G(x, y_{in})}{D_e} d\Gamma \quad (31)$$

$$H_{inj} = - \int_{\Gamma_j} \frac{\partial G(x, y_{in})}{\partial n_j} d\Gamma \quad (32)$$

$$C_{in} = \int_{\Omega} G(x, y_{in}) d\Omega \quad (33)$$

将式(16)和式(17)中的未知项及其系数移到矩阵方程的左端,已知项及其系数移到矩阵方程的右端,得到需求解的矩阵,记作 $AX=B$ 的形式,求解该矩阵得到每一时间步未知向量的值,既可得到基质块的平均含水饱和度和各个边界单元的渗吸传质速度,进而计算基质块的逆向渗吸累积采收率。

3 模型正确性验证

文献[13]模拟的是岩心三面封闭一面敞开着情况下的自发逆向渗吸过程(图4a),裂缝和基质块的长度分别为1.2和28 cm,两者宽度均为8 cm,高度均为2.1 cm。逆向渗吸模型中的基质块和流体参数主要包括:基质块渗透率为12.4 mD,孔隙度为23.3%,初始含水饱和度为40%,模拟油密度为0.760 g/cm³,模拟水密度为1.090 g/cm³,模拟油粘度为1.5 mPa·s,模拟水粘度为1.2 mPa·s。基质块的相对渗透率和毛管压力曲线数据如表1所示。

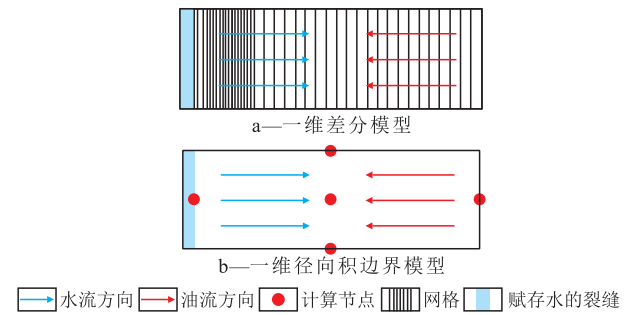


图4 一维一面敞开着情况下的逆向渗吸模型

Fig.4 One end open (OEO) model for counter current imbibition

表1 基质块的相对渗透率和毛管压力曲线数据
Table1 Relative permeability and capillary pressure data in matrix block

含水饱和度/%	水相相对渗透率	油相相对渗透率	毛管压力/kPa
20	0	0.70	11
25	0.006	0.38	9
30	0.02	0.20	7
40	0.07	0.07	6
50	0.16	0.02	5
60	0.35	0.01	3
65	0.47	0	1

建立如图4b所示的不考虑重力的水平渗吸模型,利用径向积边界元方法和文献[13]中的模型相关数据进行计算,将计算结果与文献[13]中的差分方法数值模拟结果和相应的实验数据进行对比。结果(图5)表明:径向积边界元方法计算的逆向渗吸累积采收率与差分方法相应的数值模拟结果和实验数据大体吻合;但早期(无因次时间为0.1~10时)径向积边界元方法计算结果略低于实验数据,而中后期(无因次时间为10~1 000时)的计算结果与实验数据拟合较好。早期出现偏差可能是有效毛管压力扩散系数在一定时间内的取值稍小于真实含水饱和度对应的毛管压力扩散系数所致。总的来说,径向积边界元方法可以用来计算规则基质

块的逆向渗吸累积采收率,值得一提的是,相比于差分方法,径向积边界元方法不需要在基质块内部划分细密的网格,只需要在边界处以及基质块内部选定较少的节点即可得到相对准确的计算结果,大大节省了计算所需的消耗,提高了计算速度。

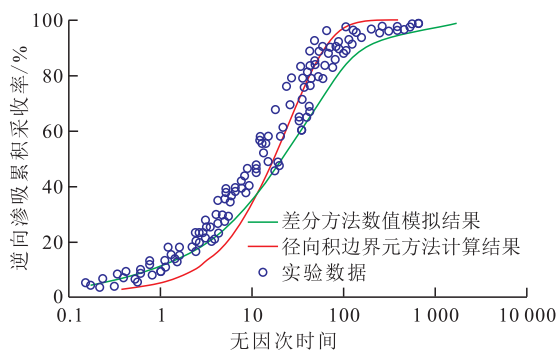


图5 一维情况下径向积边界元方法计算结果与差分方法数值模拟结果和实验数据对比

Fig.5 Comparison between the RIBEM simulation results, the experimental results and the simulation results of the differential method in one dimension

4 模型适应性

为了验证径向积边界元方法计算不同形状的基质块的逆向渗吸累积采收率的适用性,选用单位圆中内嵌的正五边形、正六边形、正七边形、正八边形、正九边形、正十边形、正十二边形和单位圆为计算对象,假设各个基质块边界处的含水饱和度恒为100%,基质块内的初始含水饱和度均匀分布且都为40%,有效毛管压力扩散系数为0.005 m²/s,其中单位圆的逆向渗吸累积采收率计算结果是基于解析解^[14],因此将其作为标准值,将其他不同形状基质块的逆向渗吸累积采收率与单位圆解析解进行对比分析,从而判断其他多边形计算结果的准确性。

计算结果(图6)显示,随着单位圆内嵌正多边形

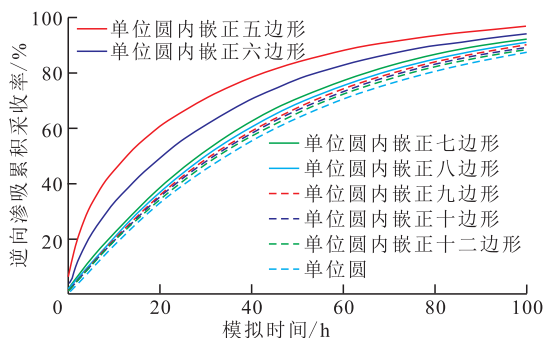


图6 不同形状基质块径向积边界元方法计算结果与单位圆解析解对比

Fig.6 Comparison of the RIBEM calculation results of different shape matrix blocks with the analytical solution of unit circle

形边数的增加,其形状越来越接近单位圆,在相同的边界条件和初始条件下,正多边形基质块的逆向渗吸累积采收率计算结果越来越接近单位圆解析解,正十二边形基质块的逆向渗吸累积采收率计算结果与单位圆解析解的差别很小。说明径向积边界元方法适用于复杂形状基质块逆向渗吸累积采收率的计算。

5 结论

针对被裂缝切割的基质块,提出利用径向积边界元方法计算基质块动态逆向渗吸累积采收率的数值模拟方法。通过与差分数值模拟结果和实验数据以及解析解进行对比,验证了该方法的正确性,同时说明了径向积边界元方法适用于计算复杂形状基质块的逆向渗吸累积采收率。

径向积边界元方法相比于传统的关于渗吸的差分方法,不用在求解区域内划分网格,且仅利用边界信息和初始条件便可计算渗吸速度,大大提高了计算效率,可应用于油藏尺度的数值模拟。

符号解释:

K_f —— 裂缝的绝对渗透率, mD; K_{f_o} —— 裂缝中油相相对渗透率; μ_o —— 地层原油粘度, mPa·s; p_{f_o} —— 裂缝中油相压力, MPa; q_{om} —— 裂缝中油相渗吸速度, m³/h; $q_{o\omega}$ —— 裂缝中因采油等非渗吸因素产生的油相的源汇项, m³/h; η —— 单位换算系数, 其值为 86.4; ϕ_f —— 裂缝孔隙度; S_{f_o} —— 裂缝中含油饱和度; t —— 时间, h; K_{f_w} —— 裂缝中水相相对渗透率; μ_w —— 地层水粘度, mPa·s; p_{f_w} —— 裂缝中水相压力, MPa; q_{wm} —— 裂缝中水相渗吸速度, m³/h; $q_{w\omega}$ —— 裂缝中因注水等非渗吸因素产生的水相的源汇项, m³/h; S_{f_w} —— 裂缝中含水饱和度; j —— 边界单元的序号; N —— 基质块边界被划分的边界单元总数; $q_{w\omega j}$ —— 基质块在第 j 个边界单元的渗吸速度, m³/h; $D(S_w)$ —— 毛管压力扩散系数, m²/s; S_w —— 基质块含水饱和度; ϕ —— 基质块孔隙度; D_e —— 有效毛管压力扩散系数, m²/s; S_{wb} —— 基质块边界处的含水饱和度; Γ_j —— 基质块第 j 个边界单元; S_{wini} —— 基质块内初始含水饱和度; S_{wc} —— 基质块内束缚水饱和度; $C(y)$ —— 由源点位置决定的边界积分系数; y —— 源点; $S_w(y, t)$ —— t 时刻源点处的含水饱和度; Γ —— 计算区域的边界; $G(x, y)$ —— 格林函数基本解; x —— 场点; $q_w(x, t)$ —— t 时刻场点处水相渗吸速度, m³/h; $S_w(x, t)$ —— t 时刻场点处含水饱和度; n_j —— 边界单元 Γ_j 的单位外法线向量; Ω —— 计算区域; ε —— 场点与源点间的距离, m; $f(x, y)$ —— 与场点和源点有关的被积函数;

$r(y, z)$ ——源点与边界点之间的距离, m ; z ——边界点;
 \mathbf{n} ——边界单元的单位外法线向量; $\overline{S_w^{m+1}}$ ——基质块 $m+1$
 时间步时的平均含水饱和度; m ——时间步序号; C_i ——源
 点在第 i 个边界单元时的边界积分系数; i ——源点所在边
 界单元的序号; S_i ——源点在第 i 个边界单元时的含水饱和
 度; S_{wj} ——基质块在第 j 个边界单元的含水饱和度;
 $G(x, y_i)$ ——源点在第 i 个边界单元的格林函数基本解;
 $G(x, y_m)$ ——源点在基质块内部节点时的格林函数基本解。

参考文献:

- [1] Pooladi-Darvish M, Firoozabzadi A. Cocurrent and countercurrent imbibition in a water-wet matrix block [J]. SPEJ, 2000, 5(1): 3-11.
- [2] 黄睿哲, 姜振学, 高之业, 等. 页岩储层结构特征对自发渗吸的影响[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 111-115.
 Huang Ruizhe, Jiang Zhenxue, Gao Zhiye, et al. Effect of composition and structural characteristics on spontaneous imbibition of shale reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 111-115.
- [3] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 109-112.
 Li Shikui, Liu Weidong, Zhang Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 109-112.
- [4] 韦青, 李治平, 王香增, 等. 裂缝性致密砂岩储层渗吸机理及影响因素——以鄂尔多斯盆地吴起地区长8储层为例[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 102-107.
 Wei Qing, Li Zhiping, Wang Xiangzeng, et al. Mechanism and influence factors of imbibition in fractured tight sandstone reservoir: An example from Chang8 reservoir of Wuqi area in Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 102-107.
- [5] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 86-90.
 Wang Jialu, Liu Yuzhang, Chen Maoqian, et al. Experimental study on dynamic imbibition mechanism of low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 86-90.
- [6] 许建红, 马丽丽. 低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 111-114.
 Xu Jianhong, Ma Lili. Spontaneous imbibition in fractured low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 111-114.
- [7] 蒙冕模, 葛洪魁, 纪文明, 等. 基于核磁共振技术研究页岩自发渗吸过程[J]. 特种油气藏, 2015, 22(5): 137-140.
 Meng Mianmo, Ge Hongkui, Ji Wenming, et al. NMR study on shale spontaneous imbibition [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 137-140.
- [8] 濮御, 王秀宇, 濮玲. 致密储层静态渗吸实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(6): 159-163.
 Pu Yu, Wang Xiuyu, Pu Ling. Experiment of the static imbibition for tight reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(6): 159-163.
- [9] 徐晖, 党庆涛, 秦积舜, 等. 裂缝性油藏水驱油渗吸理论及数学模型[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(3): 99-102.
 Xu Hui, Dang Qingtao, Qin Jishun, et al. Water flooding imbibition theory and mathematical model in fractured reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(3): 99-102.
- [10] Bagherinezhad A, Pishvaie M R. A new approach to counter-current spontaneous imbibition simulation using Green element method [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 119(5): 163-168.
- [11] 计秉玉, 陈剑, 周锡生, 等. 裂缝性低渗透油层渗吸作用的数学模型[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2002, 42(6): 711-713.
 Ji Bingyu, Chen Jian, Zhou Xisheng, et al. Mathematical model of imbibition in fractured low permeability reservoirs [J]. Journal of Tsinghua University: Science and Technology, 2002, 42(6): 711-713.
- [12] 余波. 非稳态热传导问题分析的时域径向积分边界元法[D]. 大连: 大连理工大学, 2014.
 Yu Bo. Time-domain radial integration boundary element method for solving unsteady heat conduction problems [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2014.
- [13] Hassan S, Behbahani Z. Analysis scaling and simulation of counter-current imbibition [D]. London: London Imperial College, 2004.
- [14] Crank J. The mathematics of diffusion [M]. London: Oxford University Press, 1975.
- [15] 王丹丹, 李浩, 赵向原, 等. 新场气田储层裂缝特征及其与动态气水分布的关系[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 748-756.
 Wang Dandan, Li Hao, Zhao Xiangyuan, et al. Characteristics of natural fractures and their influence on dynamic gas and water distribution in Xinchang gas field [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(6): 748-756.
- [16] 王明磊, 张遂安, 关辉, 等. 致密油储层特点与压裂液伤害的关系——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 848-854.
 Wang Minglei, Zhang Sui'an, Guan Hui, et al. Relationship between characteristics of tight oil reservoirs and fracturing fluid damage: A case from Chang7 Member of the Triassic Yanchang Fm in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 848-854.
- [17] Brohi Ghani-Imad, Pooladi-Darvish M, Aguilera R. Modeling fractured horizontal wells as dual porosity composite reservoirs—application to tight gas, shale gas and tight oil cases [C]. SPE Western North American Region Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 7-11 May 2011.
- [18] Saboorian-Jooybari H, Ashoori S, Mowazi G. Development of an analytical time-dependent matrix/fracture shape factor for countercurrent imbibition in simulation of fractured reservoirs [J]. Transport in Porous Media, 2012, 92(3): 687-708.