

边界层对致密油藏逆向渗吸的数值模拟

徐中一,方思冬

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:致密油藏开发过程中一般采用水平井多段体积压裂方法进行开采,近井基质被缝网充分切割,极大的增加了基质与裂缝的接触面积,压裂液或水通过缝网与基质发生逆向渗吸,因此无论压裂过程还是注水吞吐开发过程都不能忽视逆向渗吸作用的影响,另外由于致密储层流动规律不同于普通油藏,这导致致密油藏的逆向渗吸与常规油藏的逆向渗吸作用存在许多不同,为了准确模拟裂缝性致密储层中的渗吸作用,首先采用耗散粒子动力学的方法验证了致密储层微纳米喉道中渗吸过程中边界层的存在并得到渗吸过程中边界层厚度的变化规律,然后利用孔隙网络模型计算考虑边界层的关键渗流参数,主要包括渗透率、毛管力曲线及相渗曲线;并将计算获得的关键渗流参数应用到表征致密储层复杂缝网的数值模拟模型中,模拟结果显示边界层对渗吸作用具有抑制作用,当考虑边界层后储层的渗吸能力大幅度减弱,致密储层的渗吸采收率可能仅为不考虑渗吸时的3/8而已,因此应当重视致密储层中边界层的存在,否则可能会高估储层的流动能力。

关键词:边界层;双重介质;逆向渗吸;数值模拟;体积压裂;致密油;油藏开发

中图分类号:TE321

文献标识码:A

Numerical simulation on tight oil reservoir reverse imbibition with boundary layers

Xu Zhongyi, Fang Sidong

(Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Multi-stage volume fracturing of horizontal wells is common in the development of tight oil reservoirs, where the matrix near wellbore is fully cut by and in large-scale contact with the fracture network, resulting in reverse imbibition of fracturing fluid or water into the matrix through the fracture network. Therefore, the reverse imbibition effect shouldn't be ignored in both fracturing and water-flooding. In addition, due to the difference of flow pattern between tight and ordinary reservoirs, the factors contributing to the reverse imbibition effects are accordingly different in the two distinct reservoirs. To accurately simulate the imbibition in fractured tight oil reservoirs, we apply the Dissipative Particle Dynamic (DPD) method to verify the existence of boundary layers during the imbibition in nano-scale pore throats in tight reservoirs, and discover the variation pattern of the boundary layer thickness; then calculate the critical seepage parameters with boundary layers considered via the pore network model, mainly including permeability, capillary pressure curve and relative permeability curve; and finally incorporate these parameters into the numerical simulation model to characterize complex fracture networks in tight reservoirs. The simulation results show that the boundary layers serve to greatly reduce imbibitions—the imbibition recovery in tight reservoirs with boundary layers is only 3/8 of that without considering imbibition. In conclusion, the boundary layer in tight reservoirs deserves great attention; otherwise, the flow potential of these reservoirs may be overestimated.

Key words: boundary layer, dual media, reverse imbibition, numerical simulation, volume fracturing, tight oil, reservoir development

目前致密油藏开发过程中的渗吸传质作用十分复杂,其复杂性主要集中在两个方面,第一由于缝网的存在大幅度增加了基质-水的接触面积,导致渗吸的范

围增加;第二因为致密储层的喉道细小达到了微纳米级别^[1-4],已经达到了流体分子尺度的级别,因此微纳米喉道内的微尺度效应将十分明显,在微尺度效应的

收稿日期:2019-06-01;修订日期:2020-01-10。

作者简介:徐中一(1989—),男,博士、工程师,油气藏数值模拟。E-mail: xuzhongyi_syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化“十条龙”专题项目(P18062-2)。

影响下普通油藏适用的达西定律在致密油藏中可能不再适用。

为了准确模拟致密储层渗吸流动,本文首先基于耗散粒子动力学(DPD)方法在微纳米喉道中模拟了油水两相的渗吸流动过程并证明了微纳米喉道中存在边界层效应,通过调研现有的文献以及DPD模拟结果综合表征了边界层厚度的变化规律,在此基础上利用孔隙网络模型计算致密储层的有效渗透率、相渗曲线及毛管力曲线;同时,利用已有的渗吸速度计算模型结合得到的关键渗流参数,得到关于致密储层的渗吸速度的变化规律,将实验结果与计算结果对比验证本文提出的关键渗流参数的计算方法是否正确,最后,利用数值模拟方法阐明致密储层中考虑边界层的渗吸对开发效果的影响。

1 致密储层的微观流动

1.1 渗吸过程中边界层现象两相的情况

采用耗散粒子动力学(DPD)方法对纳米喉道内的渗吸现象进行了模拟,整个模型由3种珠子构成,油珠子、水珠子和二氧化硅珠子,其中二氧化硅珠子用作构建石英微圆管,二氧化硅分子被分为两类,第一类SiO₂珠子用于构建石英微圆管内部,第二类SiO₂珠子用于构建石英微圆管的管壁,两种SiO₂粒子的受力不同,第一类石英微圆管内部的SiO₂珠子受力主要是SiO₂珠子间的结构力,第二类石英管表面的SiO₂除了与第一类SiO₂珠子间存在结构力外还有与流体间存在相互作用力,微圆管内壁表面的SiO₂作为非极性分子与水中的氢离子结合形成羟基,带有羟基的SiO₂珠子与H₂O珠子之间会形成氢键,导致了壁面对水的吸引^[5]。将二氧化硅珠子均匀排列构建微圆管并作为流体的流动通道,油珠子和水珠子分别构成了渗吸过程中的油水两相,粒子的基本参数如表1所示,在表1中的amu为原子质量单位,它的定义为碳12元素原子质量的1/12;Å为半径的长度单位埃,Å比纳米小一个数量级,1埃等于0.1nm。

接下来只要准确构建粒子间相互作用力就可以准确模拟微纳米喉道中的渗吸流动,根据DPD理论珠子间的相互作用力主要有3种^[6-7]:保守力、耗散力和随机力,其中耗散力的设置依据田虢丰博士论文的设置,耗散力半径为1.5(12Å)时,耗散力系数为45(0.88542amu/fs)时,密度为3(1g/cm³)的流体粘度为1mPa·s^[7]。此时当体系内有油相后,粒子的密度为5(1.6g/cm³)时^[7],将粒子的截断半径调大,

设置为20Å时,此时流体粘度的粘度增加为3mPa·s。而随机力和耗散力有直接的关系,当耗散力确定后,软件会根据耗散力的设置自动设置随机力^[5],保守力参数的计算根据Flory-Huggins理论,分子间的保守力计算如式(1)和式(2)^[8-9]:

$$a_{AB}(\rho = 5) = 15 + 1.45\chi \quad (1)$$

其中 χ 为Flory-Huggins相互作用参数,Flory-Huggins的相互作用参数一般通过式(2)得到^[11]:

$$\chi = \frac{V}{RT}(\delta_A - \delta_B)^2 \quad (2)$$

式中: χ 为Flory-Huggins相互作用参数,J/(mol·K); V 为粒子平均摩尔体积,cm³/mol; R 为气体常数,8.314J/(mol·K); T 为温度,K; δ_A , δ_B 为粒子的溶解度参数,(J/cm³)^{0.5}。

利用Material Studio(MS)软件中的Forcite模块计算溶解度参数,将计算获得的溶解度参数输入MS软件的DPD模块获得最终的各珠子间的保守力系数如表2所示。

另外为了准确的描述管壁亲水作用,需要在普通耗散粒子动力学方法的基础上添加管壁SiO₂珠子与水珠子间额外的吸引力,根据实验室测得的边界层厚度变化规律以及极限边界层厚度^[12],选用MS软件所提供的纯吸引力函数LJ96X[如式(3)],且其参数为 $D_0 = 1, R_0 = 1, E = 1$ 时,其拟合得到的边界层厚度的变化规律与实际相符。

$$F = 18D_0 \frac{R^2}{R_0^3} \left[-\frac{1}{\left[E + \left(\frac{R_0}{R} \right)^3 \right]^{-4}} + \frac{1}{\left[E + \left(\frac{R_0}{R} \right)^3 \right]^{-3}} \right] \quad (3)$$

表1 DPD粒子基本参数

Table 1 Basic parameters of DPD particles

DPD 珠子	质量/amu	半径/Å
SiO ₂	60.083	1.927 6
带羟基 SiO ₂	61.091	1.927 6
H ₂ O	33.006	2.000 0
C ₈ H ₁₄	127.000	6.000 0

表2 粒子保守力系数

Table 2 Particle conservative force coefficients

系数	H ₂ O	油	SiO ₂	Si ₂ O ₂
H ₂ O	25.52	36.43	51.27	51.35
油	36.43	26.14	62.11	62.23
SiO ₂	51.27	62.11	27.40	25.80
Si ₂ O ₂	51.35	62.23	25.80	27.45

式中: F 为吸引力, N ; D_0 为吸引力参数, kcal/mol ; R 为粒子间距离, $\text{\AA}$; R_0 为粒子间平衡距离, $\text{\AA}$; E 为偏移距离, $\text{\AA}$ 。

将表 2 中计算得到的粒子间作用力参数以及 LJ96X 吸引力函数输入 MS 软件中的 DPD 模块, 进行模拟计算, 计算结果如图 1 所示, 图 1a 显示的是渗吸模拟过程中珠子分布图, 图 1b 显示的是水珠子的密度分布图; 从图中可以看出, 在渗吸阶段水珠子在管壁珠子的吸引力作用下进入微圆管壁, 并在管壁处形成了边界层, 远离管壁处的水珠子则形成弯液面向管内推进。

1.2 模型的抽提及边界层的定量表征

根据 DPD 研究显示的边界层现象, 抽提得到致密储层渗吸时的模型(图 2), 模型显示当考虑致密多孔介质喉道为 $4 \sim 200 \text{ nm}$ 时, 边界层现象都十分明显。根据邹才能对致密储集层特征的描述, 致密油储集层孔喉直径主要分布在 $50 \sim 800 \text{ nm}$, 孔隙度小于 10% , 渗透率为 $1 \times 10^{-6} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [10]。根据上述研究, 在致密储层微纳米喉道中, 不能忽视边界的存在; 边界层对致密储层中渗吸过程的影响如图 2 所示, 微纳米喉道中的边界层会减小有效流动空间, 如图 2b 所示 r_{ori} 为致密储层多孔介质的原始喉道半径, 边界层

被认为是静止的不参与喉道内流体的流动, 原始喉道半径减去边界层厚度 h 后则为喉道内流体的有效流动半径 r_{eff} , 相比于中低渗油藏, 致密储层由于本身喉道细小加上边界层的作用导致有效流动半径的进一步减小。

为了定量表征边界层对流动的影响, 根据本文 DPD 模拟结果以及李洋等人实验结果 [12], 边界层厚度可以定量表征为公式(4), 公式(4)具有一定的适用范围, 应用时喉道壁面需完全润湿, 压力梯度不得小于 0.02 MPa/m , 同时喉道半径需小于 $0.2 \mu\text{m}$, 管内的流体需是牛顿流体 [9]。

$$h = \begin{cases} r 0.257 63 e^{-0.261 r} (\Delta p)^{-0.419} \mu, & \Delta p < 1 \text{ MPa/m} \\ r 0.257 63 e^{-0.261 r} \mu, & \Delta p > 1 \text{ MPa/m} \end{cases} \quad (4)$$

式中: r 为孔隙的喉道半径, μm ; h 为孔隙中的边界层厚度, μm ; μ 为流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Δp 为压力梯度, MPa/m 。

2 致密储层关键参数的计算

根据徐中一关于渗吸的文章, 准确计算渗吸量需

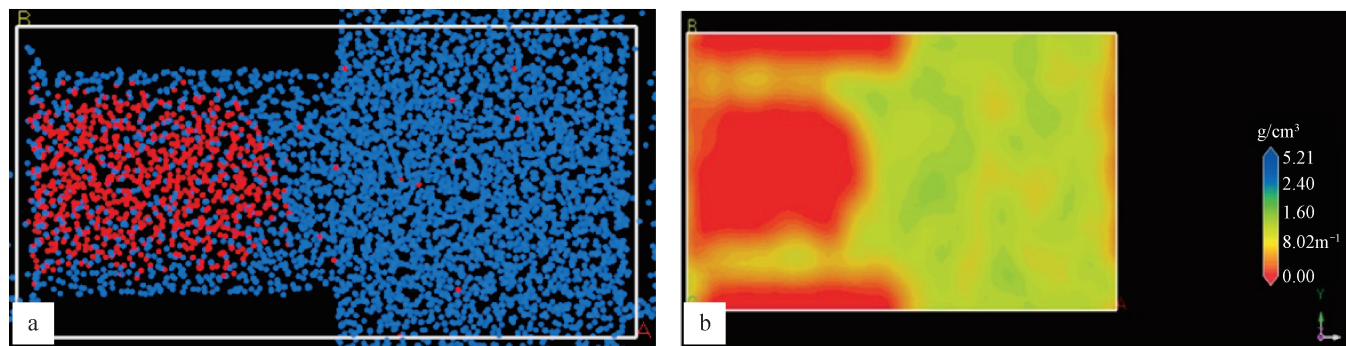


图1 耗散粒子动力学(DPD)模拟结果

Fig. 1 Diagram of Dissipative Particle Dynamics (DPD) simulation

a. 粒子图; b. 流体密度图

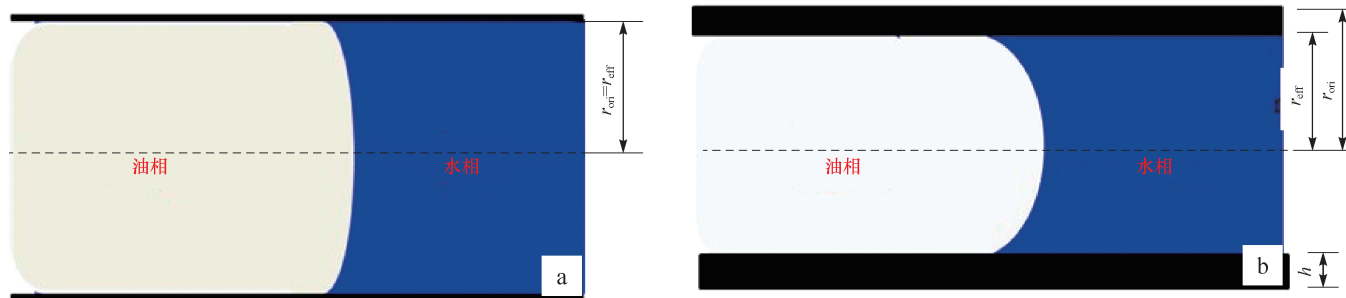


图2 基于 DPD 实验建立的考虑边界层的两相流动模型

Fig. 2 A two-phase flow model considering boundary layers based on DPD experiments

a. 不考虑边界层时的渗吸情况; b. 考虑边界层的渗吸情况

要准确计算渗透率、油水相渗、毛管力曲线3个关键渗流参数^[9],本文使用孔隙网络模型,在流动模拟的过程中考虑边界层对流动的影响,直接计算以上3个关键渗流参数。

2.1 渗透率的计算

依据核磁共振实验对实际致密岩心在饱和水状态下测得的 T_2 谱经过转化后获得的实际致密多孔介质中孔隙大小的分布,如图3a所示,将致密储层的多孔介质处理为三维的随机网络模型,将多孔介质中较大的空间简化为球型孔隙,较小的空间简化为圆柱状喉道,节点代表孔隙在三维空间的位置,节点间的连线代表孔隙间的喉道,其中无论是孔隙和喉道都要满足致密储层多孔介质内孔隙和喉道的分布,最后形成的孔隙网络模型如图3所示。孔隙和喉道大小都满足截断高斯韦布尔分布[公式(5)]^[13-15],通过调节参数 $r_{\max}$ 、 $r_{\min}$ 使得孔隙网络模型中的孔隙分布范围与图3a实测的孔隙分布范围相符。

$$r = (r_{\max} - r_{\min}) (-\delta \ln[x(1 - e^{-1/\delta}) + e^{1/\delta}])^{1/\gamma} + r_{\min} \quad (5)$$

式中: r 为喉道半径, μm ; $r_{\max}$ 为最大喉道半径, μm ; $r_{\min}$ 为最小喉道半径, μm ; γ 、 δ 为几何分布参数,无因次; $\gamma = -1$, $\delta = -1$ 使得喉道和孔隙规则分布; x 为随机变量,取值范围 $0 \sim 1$ 。

计算渗透率时,首先在孔隙网络两侧,流体的入口和流体的出口分别设置恒定的压力,使得孔隙网络中的流体在恒定的压力梯度下流动,孔隙网络模型内部的情况如图4a所示,孔隙间喉道中的流体在流动的过程中存在着边界层,边界层的厚度根据式(4)计算;在计算过程中首先计算每个孔隙处的压力,依据每个喉道相连的孔隙的压力与喉道本身的长度计算喉道内的压力梯度,从而计算每个喉道内的边界层的厚度,因为边界层是不参与流动的所以边界层的存在就减小了喉道内流体的有效流动空间。最后在孔隙网络模型两端(如图4a所示的入口和出口)设置不同的压差,每设置一个压差就计量孔隙网络模型末端的流量,最后用

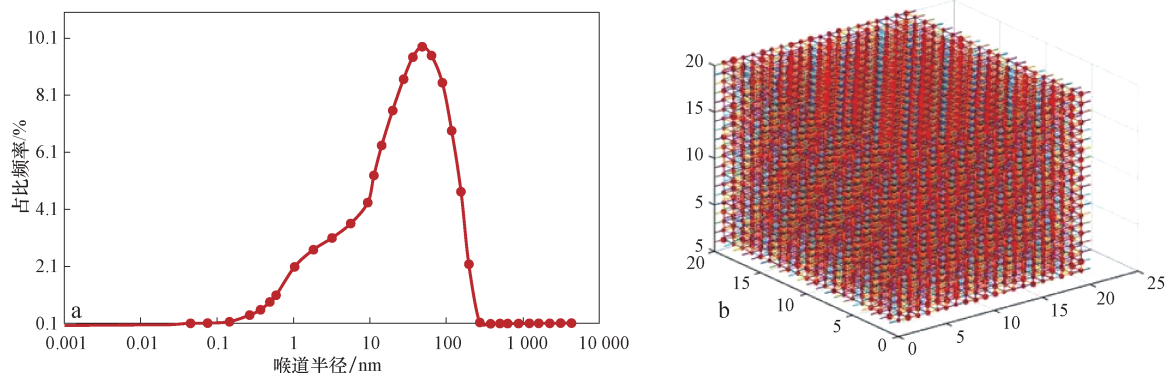


图3 构建的孔隙网络模型

Fig.3 Pore network model

a. 孔隙大小分布;b. 依据孔隙分布建立的 $20 \times 20 \times 20$ 的孔隙网络模型

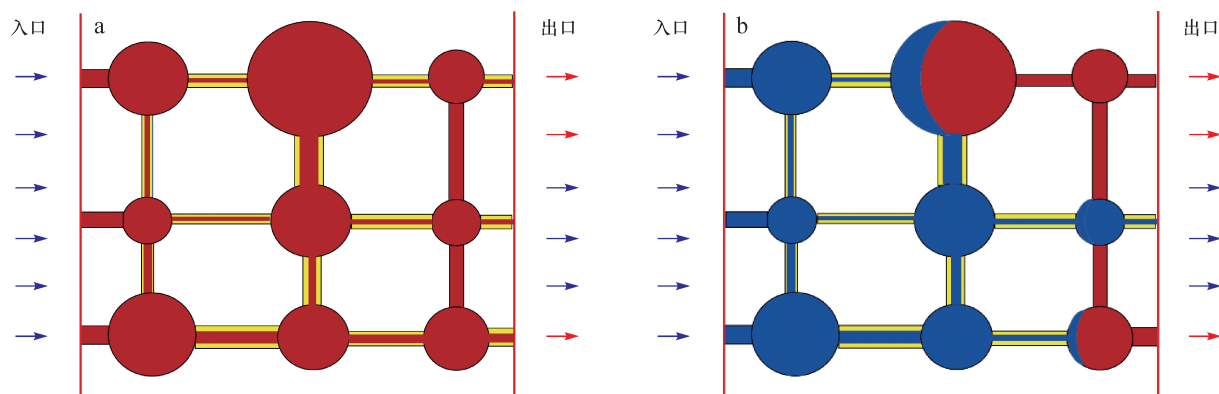


图4 二维孔隙网络模型中驱替和渗吸的情况

Fig.4 Schemes showing displacement and imbibition in a two-dimension pore network model

a. 驱替的情况;b. 渗吸的情况

公式(6)计算致密储层的渗透率。

$$k = \frac{q\mu L}{\Delta p} \quad (6)$$

式中: k 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; q 为出口端的流量, cm^3/s ; μ 为流体的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; L 为孔隙网络模型的长度, cm ; Δp 为孔隙网络两侧的压力差, MPa 。

通过以上方法计算出的渗透率如图 5 所示,可以看出当不考虑边界层的多孔介质而言,渗透率是一个仅与多孔介质有关的参数,只要多孔介质一定无论怎样改变压力梯度,渗透率的大小都不变;考虑边界层后渗透率就不仅与多孔介质本身有关而是与流体流动有关,从图 5 可以看出当压差较小时,边界层厚度较大,有效流动空间较小,因此有效渗透率偏离不考虑边界层时的渗透率,而随着压力梯度的增大,边界层厚度逐渐减小,直到压力梯度很大达到 10^4 MPa/m 时,边界层厚度远小于喉道半径,此时边界层的可以忽略。因此随着压力梯度的增大,致密多孔介质的渗透率逐渐接近不考虑边界层的多孔介质的渗透率。

2.2 相对渗透率与毛管力曲线的计算

渗吸的过程是一个两相流动的过程,因此需要计算致密多孔介质渗吸过程的油水两相相渗曲线和毛管力曲线,本文同样采用孔隙网络模型,基于 Blunt 公布的流动模拟程序^[16],在其程序的基础上增加了边界层计算模块,核心的计算步骤如图 6 所示,主要需要计算每个孔隙处的压力值,然后根据压力值和喉道的长度计算每个喉道的压力梯度再根据压力梯度计算每个喉道的边界层厚度,值得注意的是,如图 4b 所示只有水湿的喉道需要计算边界厚度,油湿的喉道是不存在边界层的;计算完边界层后再计算由于边界层的变化导致的喉道的传导系数的变化。

渗吸的过程不同于计算渗透率的驱替过程,是在入口和出口设定恒定的压力;渗吸的边界条件是在入口设置恒定的含水饱和度为 1,出口端设置恒定的压力,本文设置了大气压力 0.101 MPa ,初始时刻每个孔隙处的压力也是大气压力,计算得到的相渗曲线和毛管力曲线如图 7 和图 8 所示。

计算结果表明边界层对于致密储层的相对渗透率曲线和毛管力曲线有较大的影响,从计算得到的相渗曲线图 7a 来看,边界层的存在主要减弱了油水两相在多孔介质中的流动能力,同时边界层的存在会使得油水两相区缩小,束缚水饱和度和残余油饱和度都增加,这是因为边界层的存在使得越来越多的油被“锁”在基质中无法通过渗吸作用流出多孔介质。

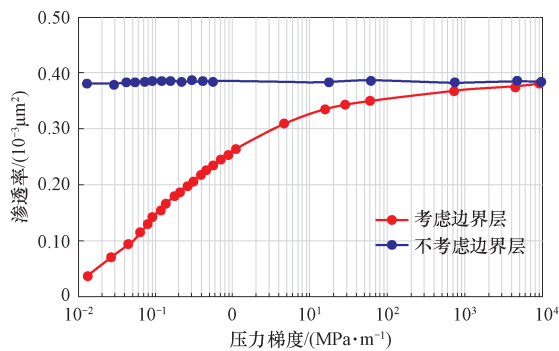


图 5 考虑边界层后渗透率的变化

Fig. 5 A plot showing the permeability variation before and after considering boundary layers

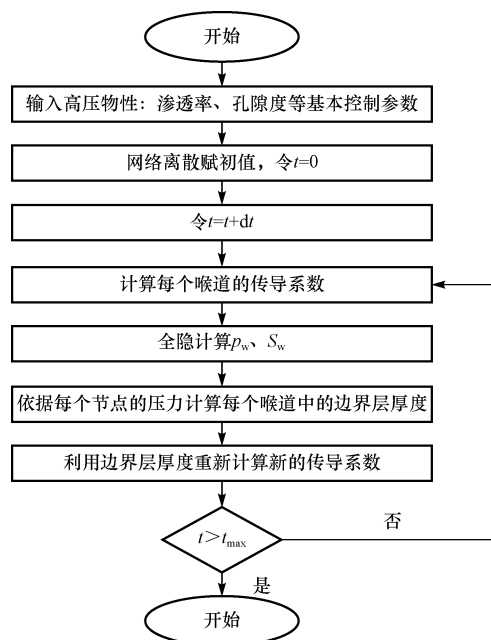


图 6 技术路线

Fig. 6 The workflow in technology

从毛管力曲线图 7b 来看,考虑边界层后其毛管力曲线大小明显较不考虑边界层的情况要大,这主要是边界层的存在减小了喉道的有效流动空间,根据公式 $p_c = 2\delta\cos\theta/r$ 可知当有效流动半径减小时,毛管力会增大;同时毛管力开始发生上翘的点发生了右移,这说明很多原先润湿相可以进入的喉道和孔隙现在因为边界层的存在现在无法进入,因此总的来说毛管力的存在导致毛管力大小增加,另外可流动的喉道和孔隙数减少。

3 考虑边界层情况下传质计算及验证

为了验证以上计算结果的正确性,本文挑选了致密岩心进行了自发逆向渗吸实验,并将实验测得的渗

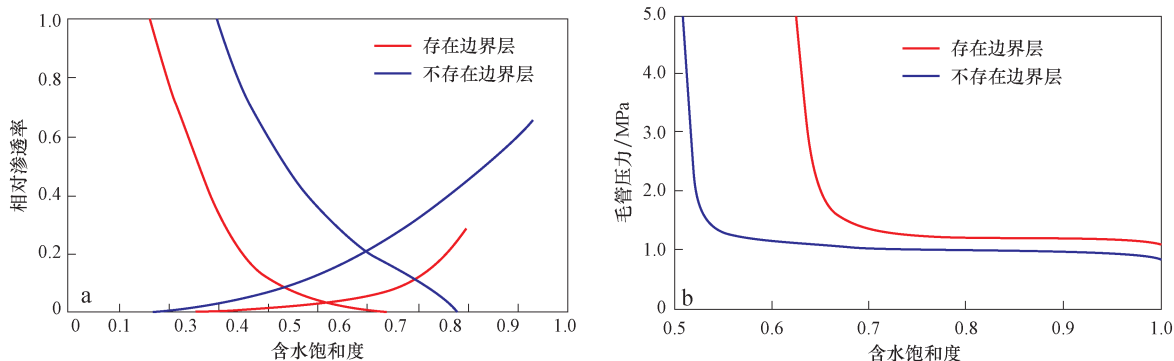


图7 渗流参数计算结果

Fig. 7 Calculated results of seepage parameters

a. 相对渗透率曲线; b. 毛管力曲线

吸采收率曲线与计算得到的渗吸采收率进行对比,实验首先将岩心在真空泵中抽真空后饱和配置的重水,然后放入核磁共振仪中测量 T_2 谱,并利用油驱水实验制造束缚水,最后取出岩心并除去岩心表面的浮油,最后把岩心放入盛满水的烧杯中进行渗吸实验(图8),实验过程采用称重法对渗吸出的油量进行称重,渗吸实验共持续 6d 左右达到最终采收率,实验的岩心的基本参数列于表3中。

本文第二节的孔隙网络模型的孔喉分布是基于本次核磁共振测得的 T_2 谱转化获得的,另外第二节计算的渗透率、相对渗透率、毛管力曲线就是基于本次实验的岩心测得的孔喉分布建立的孔隙网络模型计算的,将计算得到的渗透率曲线、相对渗透率曲线、毛管力曲线综合起来利用 RIBEM 方法^[17]计算渗吸量,结果如图9所示,考虑边界层后渗吸速度和渗吸的最终采收率都大幅降低,当不考虑边界层时计算得到的采收率为 18%,达到最终采收率所需的时间为 40 h,而考虑边界层时最终采收率仅为 10%,达到最终采收率所需的时间为 6 d 左右,说明致密岩心的渗吸速度远小于不考虑边界层的情况。

4 油藏尺度数值模拟计算

最后为了研究在油藏尺度下渗吸对致密油藏开发效果的影响,本文采用非结构 PEBI 网格贴合人工水力压裂缝对致密储层中水平井周围的缝网进行网格剖分如图10所示,图中人工裂缝显式描述,诱导缝和天然裂缝采用双重介质模型描述^[18-23],将本文第二节计算得到的渗流参数应用到当前的油水两相数值模拟计算中,通过对比不同时刻油藏的含水饱和度和产量,评价边界层对致密储层开发效果的影响。

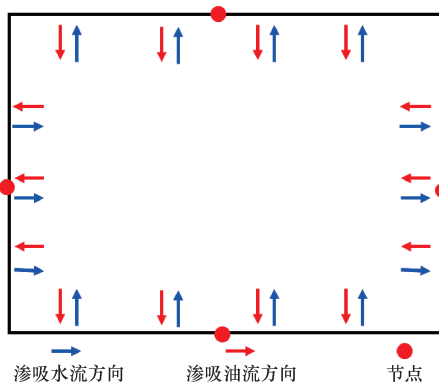


图8 渗吸实验岩心示意图

Fig. 8 The schematic diagram showing the core imbibition experiments

表3 岩心基本参数

Table 3 Basic parameters of core

参数	数值	参数	数值
渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	0.58	束缚水饱和度/%	41.10
岩心直径/mm	24.96	原油密度/ $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	807.00
岩心长度/mm	52.60	水密度/ $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	1 058.00
孔隙度/%	9.30	原油粘度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	3.00

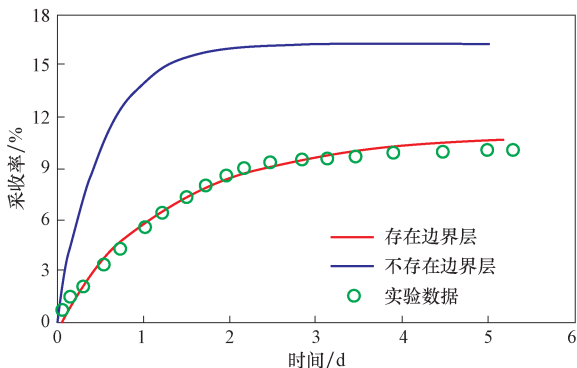


图9 计算渗吸采收率与实验结果对比

Fig. 9 The comparison between the calculated and measured imbibition recovery

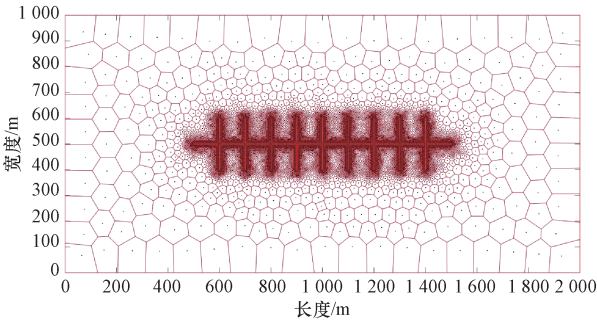


图 10 考虑缝网的 PEBI 网格模型
Fig. 10 A PEBI fracture network model

本部分模拟了水平井的注水吞吐开采,吞吐一共持续五个轮次,每个轮次持续 50 d,每个轮次内前 10 d 注水,焖井 20 d,后 20 d 开井生产。与模拟有关的参数如表 4 所示,第一轮次、第三轮次及第五轮次的模拟

表 4 数值模拟基本参数

Table 4 Basic parameters of numerical simulation

参数	数值	参数	数值
初始油藏压力/MPa	25	水力压裂缝渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	2 000
井底压力/MPa	0.5	基质孔隙度	0.093
基质渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1.280	裂缝介质孔隙度	0.001
基质渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	7.560	水力压裂缝孔隙度	0.500
油藏天然裂缝渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	100	水力压裂缝平均半长/m	150

结果如图 11 及图 12 所示,图中主要展示了不同轮次焖井末期的含水饱和度分布。其中图 11 展示了不考虑边界层情况下的含水饱和度分布,图 12 展示了考虑边界层情况下的含水饱和度分布,油藏的基本参数如表 4 所示。

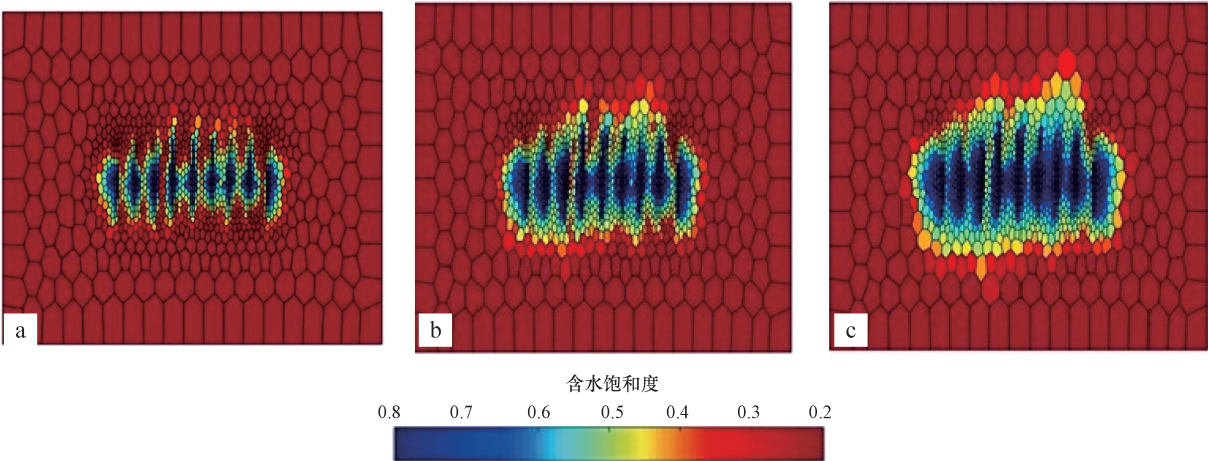


图 11 不同轮次致密油藏考虑边界层情况下含水饱和度分布对比

Fig. 11 The comparison of water saturation variation in tight reservoirs considering boundary layers at different water-injection rounds
a. 第一轮次; b. 第三轮次; c. 第五轮次

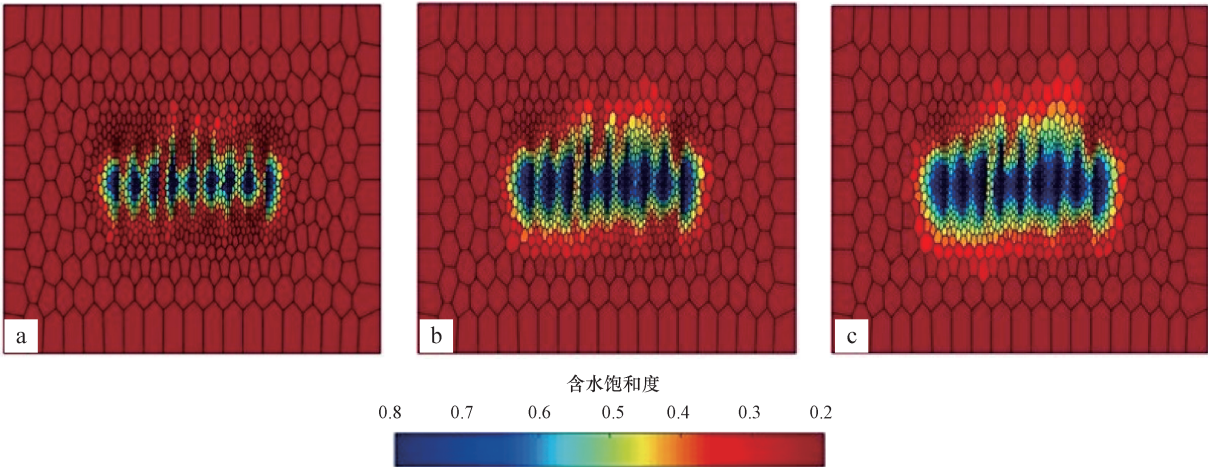


图 12 不同轮次致密油藏不考虑边界层情况下含水饱和度分布对比

Fig. 12 The comparison of water saturation distribution in tight reservoirs without considering boundary layers at different water-injection rounds
a. 第一轮次; b. 第三轮次; c. 第五轮次

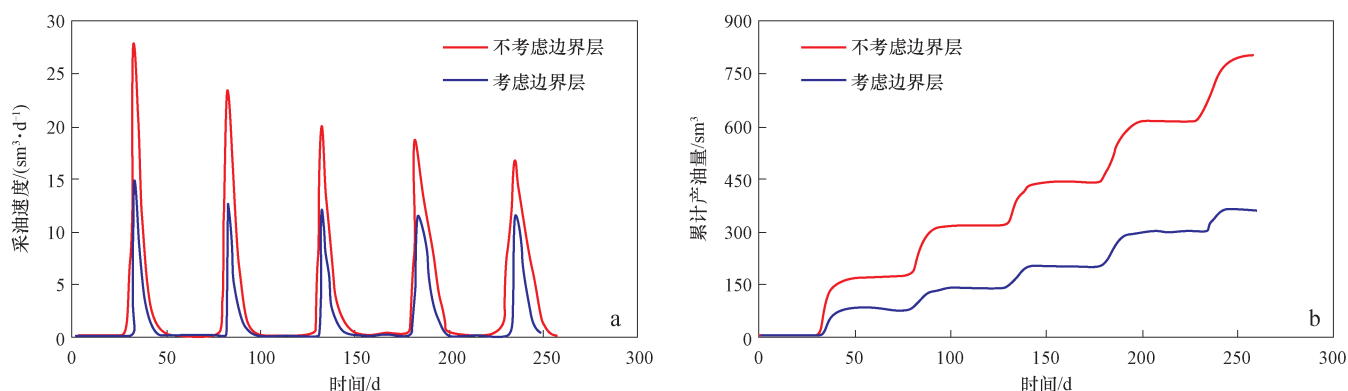


图13 生产情况对比

Fig. 13 The comparison of oil production with and without considering boundary layers

a. 采油速度对比; b. 累计采油量对比

从数值模拟横向对比的结果来看,将第五轮次与第一轮次和第三轮次进行对比可以看出渗吸的吸水排油作用对压裂水平井周围含水饱和度具有一定影响,当考虑边界层时,由于其渗吸能力较弱(吸水排油的能力弱),吞吐周期内注入的水更多的滞留在裂缝介质内,导致压裂水平井周围的含水饱和度较高。

从数值模拟横向对比的结果来看,随着轮次的增加,注入水波及的范围逐渐扩大,这意味着原先没有被注入水波及的不发生渗吸的区域,逐渐被注入水波及并开始发生渗吸,也就是说,随着注入水波及的区域越来越大,发生渗吸的区域也越来越大;边界层的存在会影响注入水向外波及的速度,考虑边界层时,渗吸能力弱,更多的水滞留在裂缝中,有利于向外波及,因此当考虑边界层时,轮次增加更多的水能够向外波及从而导致能够发生渗吸的区域比不考虑边界层时的区域大。

压裂水平井的采油速度和累积采油量分别如图13a和图13b所示,从图13a的采油速度可以看出,不考虑边界层的致密储层,其采油速度要高于考虑边界层的储层,相应的考虑边界层情况下的累积采油量大约是考虑边界层情况累积采油量的3/8。造成这种现象的主要原因是考虑边界层后,储层的渗吸能力减弱,吸水排油的效果减弱,滞留在有效流动介质中的水多油少,从而导致最终开采过程中采油速度的减小,另外随着轮次的增加,地层能量不断释放,导致每一轮次的采油能力都在衰减,如图13a所示,采油速度在逐轮次的递减。

5 结论

1) 使用耗散粒子动力学方法探索发现了微纳米

喉道中油水两相渗吸过程中的边界层现象,并且得到了边界层变化的规律。

2) 使用孔隙网络模型计算了存在边界层情况下的关键渗流参数,从计算结果来看,对致密储层来讲边界层的存在会减小储层的渗透率,边界层对渗透率的减小程度与压力梯度的大小有关,压力梯度越大边界层厚度越小,边界层对渗透率的伤害越小,当压力梯度达到 10^4MPa/m 时,边界层的存在几乎不会对储层造成伤害。

3) 从油藏尺度来看,致密储层中存在的边界层会减弱储层的流动能力以及基质块的渗吸能力,如果忽略边界层会过高估计储层的生产能力,实例计算表明,考虑边界层后累计采油量约为不考虑边界层情况的3/8,因此真实致密储层中采用注水吞吐以期利用渗吸作用提高采收率效果应是十分有限的。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,陶士振,袁选俊,等. 非常规油气纳米孔储层特征及连续油气聚集机理[C]. 广州:中国矿物岩石地球化学学会,2011.
Zou Caineng, Tao Shizheng, Yuan Xuanjun et al. Characteristics of unconventional oil and gas nanopore reservoirs and mechanism of continuous oil and gas accumulation[C]. Guangzhou: Chinese Society for Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2011.
- [2] 朱如凯,邹才能,吴松,等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168–1184.
Zhu Rukai, Zou Caineng, Wu Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168–1184.
- [3] 周磊,王永诗,于雯泉,等. 基于物性上、下限计算的致密砂岩储层分级评价—以苏北盆地高邮凹陷阜宁组一段致密砂岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1308–1316.
Zhou Lei, Wang Yongshi, Yu Wenquan, et al. Classification assessment of tight sandstone reservoir based on calculation of lower and upper limits of physical properties—A case study of the tight sand-

- stone reservoir in the 1st member of funing formation in Gaoyou Sag, North Jiangsu Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1308 – 1316.
- [4] 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, 02(24): 109 – 112.
- Li Shikui, Liu Weidong, Zhang Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir [J]. Acta Petro-lei Sinica, 2007, 02(24): 109 – 112.
- [5] 杨善文. 基于耗散粒子动力学对表面活性剂油水界面性质的研究 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2018.
- Yang Shanwen. Research on Oil-Water interface characteristics in the presence of surfactant using dissipative particle dynamics [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018.
- [6] Groot R D, Warren P B. Dissipative particle dynamics: Bridging the gap between atomistic and mesoscopic simulation [J]. The Journal of Chemical Physics. 1997, 107(11): 4423 – 4435.
- [7] 田琥丰, 程林松, 李翔龙, 等. 考虑微观孔喉结构的相对渗透率计算方法 [J]. 陕西科技大学学报(自然科学版), 2014, 32(6): 100 – 104.
- Tian Xiaofeng, Cheng Linsong, Li Xianglong, et al. A new method to calculate relative permeability considering the effect of pore-throat distribution [J]. Journal of Shanxi University of Science & Technology. 2014, 32(6): 100 – 104.
- [8] Maurice L, Huggins. Solutions of long chain compounds [J]. Journal of Chemical Physics, 1941, 9(5): 440 – 441.
- [9] Paul J, Flory. Thermodynamics of high polymer solutions [J]. Journal of Chemical Physics, 1941, 9(8): 660 – 661.
- [10] 邹才能, 陶士振, 杨智, 等. 中国非常规油气勘探与研究新进展 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2012, 31(4): 312 – 322.
- Zou Caineng, Tao Shizheng, Yang Zhi, et al. New Advance in Unconventional Petroleum Exploration and Research in China [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry. 2012, 31(4): 312 – 322.
- [11] 徐中一, 程林松, 曹仁义, 等. 基于裂缝性致密储层关键渗流参数的逆向渗吸速度计算 [J]. 地球科学 – 中国地质大学学报, 2017, 42(8): 1431 – 1440.
- Xu Zhongyi, Cheng Linsong, Cao Renyi, et al. Characterization of key tight oil parameters and mass transfer of counter-current imbibition in fractured tight oil reservoirs [J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1431 – 1440.
- [12] 李洋. 微尺度下非线性流动特征及降低流动阻力的研究 [D]. 廊坊: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2010.
- Li Yang. Study of Microscale nonlinear flow characteristics and flow resistance reducing methods [D]. Langfang: Institute of porous flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, 2010.
- [13] 许丽. 砂岩油藏孔隙网络模型构造及应用研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
- Xu Li. Pore network model construction of sandstone reservoir and application [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [14] 高辉, 朱耿, 王博仑, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩储层微观孔喉特征差异及其成因 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 302 – 312.
- Gao Hui, Zhu Geng, Wang Bolun, et al. Differences and origin of micropore throat characteristics for tight sandstone reservoir of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 302 – 312.
- [15] Valvatne P H, Piri M, Lopez X, et al. Predictive pore-scale modeling of single and multiphase Flow [J]. Transport in Porous Media 2005, 58(1–2): 23 – 41.
- [16] Blunt M J, Jackson M D, Piri M, et al. Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow [J]. Advances in Water Resources, 2002, 25(8–12): 1069 – 1089.
- [17] 徐中一, 程林松, 曹仁义, 等. 利用径向积边界元方法计算动态逆向渗吸累积采收率 [J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(5): 58 – 63.
- Xu Zhongyi, Cheng Linsong, Cao Renyi et al. Using the radical intergration boundary element method to calculate cumulative recovery efficiency of dynamic counter current imbibition [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 58 – 63.
- [18] 方思冬, 战剑飞, 黄世军, 等. 致密油藏多角度裂缝压裂水平井产能计算方法 [J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 84 – 89.
- Fang Sidong, Zhang Jianfei, Huang Shijun, et al. A Computational method for productivity of arbitrary angular fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 84 – 89.
- [19] 贾品, 程林松, 黄世军, 等. 水平井体积压裂缝网表征及流动耦合模型 [J]. 计算物理, 2015, 32(6): 685 – 692.
- Jia Pin, Cheng Linsong, Huang Shijun, et al. Characterization and flow coupling model of volume fracturing fracture network in horizontal well [J]. Chinese Journal of Computational Physics. 2015, 32(6): 685 – 692.
- [20] 姚旭. 致密油水平井分段压裂裂缝延伸规律数值模拟 [J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(6): 162 – 168.
- Yao Xu. Numerical simulation of the fracture extension law for the staged fracturing in the tight-oil horizontal well [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(6): 162 – 168.
- [21] 顾岱鸿, 田冷, 董俊林. 基于分形反常扩散的体积压裂水平井渗流新模型 [J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 61 – 69.
- Gu Daihong, Tian Leng, Dong Junlin. A new percolating model for the SRV horizontal well based on fractal and anomalous diffusion [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4): 61 – 69.
- [22] 王勇. 体积压裂中的岩石脆性指数及其数值模拟 [J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 76 – 81.
- Wang Yong. Rock brittleness index and its numerical simulation in SRV fracturing [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4): 76 – 81.
- [23] 曲宝龙. 真三轴岩心暂堵转向压裂物理模拟实验 [J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 82 – 89.
- Qu Baolong. Physical simulating experiment of the temporary-block diversion fracturing for the true triaxial core [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4): 82 – 89.