

doi:10.3799/dqkx.2017.108

基于裂缝性致密储层关键渗流参数的逆向渗吸速度计算

徐中一¹,程林松^{1*},曹仁义¹,方思冬¹,吴九柱¹,庄永涛²,艾爽³

1. 中国石油大学石油工程学院, 北京 102249

2. 中国石油大港油田公司采油工艺研究院, 天津 300280

3. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101

摘要: 在致密油藏水平井体积压裂开采过程中, 压裂液通过缝网与基质接触并发生逆向渗吸作用, 由于接触面积很大渗吸作用不可忽视; 但目前关于表征致密储层的渗吸作用, 从而研究渗吸对水平井体积压裂生产过程影响的研究尚未深入. 为了解决以上问题, 首先利用毛管束模型, 通过考虑致密储层中边界层的特征, 建立了解析的渗流参数计算表达式, 用以计算致密储层的渗透率、毛管力、相渗曲线这3个关键渗流参数; 同时, 基于以上关键渗流参数和渗吸控制方程建立了适用于致密储层的渗吸速度计算模型; 然后, 将渗吸项作为源汇项加入到考虑缝网的双孔单渗模型中. 最后, 在真实水平井体积压裂开采过程中, 耦合渗吸作用. 研究表明, 相比于不考虑边界层特征的致密油藏, 边界层的存在将大幅度减弱储层的渗吸能力, 同时也说明了在致密储层中, 边界层的存在是不可忽视的, 如果在渗吸计算中忽视致密储层的边界层特征会严重高估渗吸对致密储层产能的影响.

关键词: 致密储层; 裂缝性; 逆向渗吸; 径向积边界元法; 双孔单渗模型; 石油地质.

中图分类号: P313.1

文章编号: 1000-2383(2017)08-1431-10

收稿日期: 2017-04-27

Characterization of Key Tight Oil Parameters and Mass Transfer of Counter-Current Imbibition in Fractured Tight Oil Reservoirs

Xu Zhongyi¹, Cheng Linsong^{1*}, Cao Renyi¹, Fang Sidong¹, Wu Jiuzhu¹, Zhuang Yongtao², Ai Shuang³

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Oil Production Technology Institute, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China

3. Research Institute of Petroleum Engineering, SINOPEC, Beijing 100101, China

Abstract: During the process of tight oil exploration, counter current imbibition effect is significantly different due to the presence of complex fracture network and flow characteristics in tight oil reservoirs. But at present, there is no proper model to simulate counter-current imbibition in fractured reservoir considering the characteristics of tight oil formation. In order to solve this problem, PEBI grids are used to match the complex fracture network, natural fractures and matrix are idealized as dual-porosity medium, rate of mass transfer of imbibition between matrix and fractures is treated as source or sink term in dual porosity model. A new semi analytical model for the calculation of mass transfer function of counter-current imbibition in the presence of complex fracture network is established by using radial integration boundary element method (RIBEM). In addition, to reflect the flow characteristics of tight oil, relative permeability and capillary pressure curve with the effect of boundary layer considered, and mixed wettability have also used in the mass transfer model. Besides, we show the capacity and practical application of the model with a field example from tight oil reservoir. From simulated results, it is concluded that counter-current imbibition plays an important role in improving the oil recovery and the existence of boundary layer reduces the contribution of imbibition to oil production dramatically.

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(No.2015CB250902); 国家自然科学基金项目(Nos.51674273, 51574258).

作者简介: 徐中一(1989-), 男, 博士研究生, 主要从事非常规油藏微观机理研究与产能评价工作. ORCID: 0000-0002-9322-5609.

E-mail: 13810421945@163.com

* **通讯作者:** 程林松, ORCID: 0000-0001-9863-7445. E-mail: lscheng@cup.edu.cn

引用格式: 徐中一, 程林松, 曹仁义, 等, 2017. 基于裂缝性致密储层关键渗流参数的逆向渗吸速度计算. 地球科学, 42(8): 1431-1440.

Key words: tight oil reservoirs; fractured; counter current imbibition; radical integral boundary element method (RIBEM); dual porosity model in single permeability; petroleum geology.

0 引言

根据邹才能等(2012)的研究成果:我国致密储层由两个关键参数定义,孔隙度小于 10%,孔喉直径小于 1 μm 或是渗透率小于 1 mD 的储层可称之为致密储层.在致密储层的微纳米尺度孔喉中,存在着一种不容忽视的现象——边界层现象(李洋等, 2011),边界层是在多孔介质内壁上黏附的一层不可动润湿相流体,因为边界层在致密储层的微纳米喉道中所占的比例不能忽略,导致流体在致密储层中渗流时的真实流动半径小于储层原始的喉道半径(田虢丰等, 2016).

与北美致密储层相比,我国鄂尔多斯、长庆等油田的致密储层,渗透率更低,含油饱和度更低(吴松涛等, 2015;任大忠等, 2016),从孔喉分布概率分布曲线上看,微纳米孔喉所占的比例更高,意味着我国致密储层受边界层的影响更加严重.

渗吸是在毛管力作用下,岩石吸入润湿相流体排出非湿相流体的过程,对于致密储层水平井周围的 SRV(stimulated reservoir volume)区域,无论是衰竭开采还是水吞吐或注水开采方式,都会有大量的润湿相流体通过缝网进入地层与基质大面积接触,并且在毛管力的作用下发生大面积的渗吸;同时,基于毛管力的表征公式:

$$p_c = \frac{2\delta \cos\theta}{r}, \quad (1)$$

其中, p_c 为毛管压力, 10^{-1} MPa; δ 为表面张力, N/m; θ 为接触角,度; r 为毛细管半径, μm .

由于致密储层的微小喉道半径,导致致密储层渗吸过程毛管力较普通油藏大,具有更强的渗吸驱动力,综合以上两点,在致密储层开发过程中,渗吸作用不容忽视.

目前关于致密储层渗吸速度的研究,从实验方面,当前学者主要使用更为先进的手段,如运用核磁共振技术(韦青等, 2016)来监测致密储层的渗吸过程,得到了致密岩心的渗吸流动下限、喉道半径以及渗吸过程的主流喉道半径,但考虑致密储层流动特征的渗吸速度表达式尚未得出;而从理论方面,当前渗吸速度的计算主要来源于 3 类方法,第 1 类是以 Aronofsky *et al.*(1958)、Ma *et al.*(1997)为代表的标度模型方法,第 2 类是以 Kashchiev and Firo-

ozabadi(2003)为代表的解析方法,第 3 类是以 Hassan(2004)、Bagherinezhad and Pishvaie(2014)为代表的数值模拟方法;第 3 类数值方法,克服了第 1 类方法理论依据薄弱以及第 2 类方法假设条件过于苛刻不适用于实际渗吸模拟的缺点,另外为了表征裂缝性油藏的渗吸作用, Xu *et al.*(2017)通过引入径向积边界元方法,提出了简单高效且适用于双重介质的渗吸速度计算模型,同时分形模型在计算渗吸速度方面也取得了较好的效果(蔡建超和郁伯铭, 2012;蔡建超等, 2013),然而当前所有的渗吸速度计算模型都没有考虑致密储层的流动特征,因此,总的来看当前缺乏考虑致密储层流动特征的渗吸速度计算模型.

为了解决以上关于表征致密储层流动特征的问题,本文首先基于微纳米喉道中的边界层理论,表征了致密储层中具有有效流动能力的喉道半径(有效喉道半径)特征,在此基础上利用毛管束模型,提出了反映致密油藏流体真实渗流能力的有效渗透率模型;其次,利用统计得到的致密储层毛管压力模型,通过考虑渗吸过程饱和度的变化顺序,提出了致密储层的毛管压力计算模型;再次,利用已建立的有效渗透率模型,提出了致密储层的相对渗透率计算方法;同时,将以上得到的关键渗吸参数,带入到已有的渗吸速度计算模型中,得到了关于致密储层渗吸速度的表征模型,并利用此渗吸速度表征模型,通过与实验对比的方法验证了本文提出的关键参数计算方法的正确性;最后,通过实例计算阐明了本模型在宏观数值模拟过程中的具体用法,同时通过模拟,研究了渗吸对致密储层产能以及油水分布的影响.

1 致密储层渗吸机理及模型

1.1 致密储层中的渗吸机理

在渗吸过程中,若水的吸入方向与油的排出方向相同,则为顺向渗吸,否则为逆向渗吸,两种渗吸机理依赖于边界条件和重力与毛管力的比值 Bond 数的倒数,即 N_B^{-1} (Schechter *et al.*, 1994):

$$N_B^{-1} = C \frac{\delta}{\Delta\rho g H} \sqrt{\frac{\varphi}{K}}, \quad (2)$$

其中 C 为结构常数,无因次; δ 为表面张力, N/m; $\Delta\rho$ 为油水密度差, kg/m^3 ; g 为重力加速度,取 $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$;

H 为储层厚度, m ; φ 为孔隙度, 无因次; K 为渗透率, mD , N_B^{-1} 反映基质渗吸过程中毛细管力和重力贡献的相对大小及渗吸机理. 当 N_B^{-1} 较大时, 毛细力起支配作用. 当 N_B^{-1} 趋于零时, 重力起支配作用; 在致密储层中, 因重力作用引起的垂向上的流动可以忽略; 同时, 由于致密储层中不可忽视边界层的存在, 由公式 (1) 可以知道, 致密储层渗吸过程毛细力比普通中低渗油藏大, 所以在致密储层中毛细力起绝对支配作用; 另外, 如图 1 所示, 在致密储层体积压裂的开发方式下, 裂缝极为发育, 极大地增加了基质块与裂缝中润湿相流体的接触面积; 综合以上因素, 致密储层开发过程中发生着大规模的自发逆向渗吸.

1.2 致密储层特征及渗吸流动特征

通过对我国鄂尔多斯盆地致密岩心的统计, 鄂尔多斯致密岩心的喉道分布范围在 $20\text{ nm} \sim 1.2\text{ }\mu\text{m}$ 之间, 绝大部分的喉道半径分布都在 $20.0\text{ nm} \sim 0.7\text{ }\mu\text{m}$ 之间, 渗透率数量级大小在 10^{-1} mD . 在这种微纳米尺度的喉道中, 边界层的存在不容忽视, 边界层对致密储层中渗吸过程的影响如图 2 所示, 相比于普通中低渗油藏喉道中的渗吸过程 (图 2a), 致密油藏喉道中因存在边界层导致了有效流动喉道半径 r_{eff} 减小 (图 2b), 在极端情况下, 当边界层厚度 h 等于原始喉道半径 r_{ori} 时, 边界层的存在甚至会导致喉道内的所有流体都变成不可动流体. 为了定量表征边界层对流动的影响, 根据 Meng *et al.* (2017) 以及田虢丰 (2015) 的研究, 可以定量表征边界层厚度, 其表达式为:

$$h = \begin{cases} r \cdot 0.257 \cdot 63e^{-0.261r} (\nabla p)^{-0.419} \mu, & \nabla p < 1\text{ MPa/m}; \\ r \cdot 0.257 \cdot 63e^{-0.261r} \mu, & \nabla p > 1\text{ MPa/m}; \end{cases} \quad (3)$$

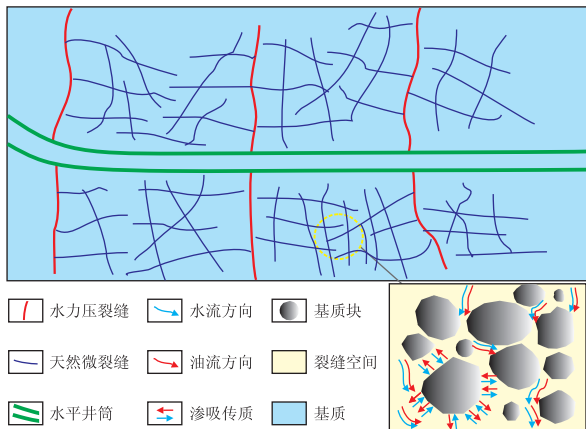


图 1 存在复杂缝网的逆向渗吸

Fig.1 Counter-current imbibition in the presence of fracture network

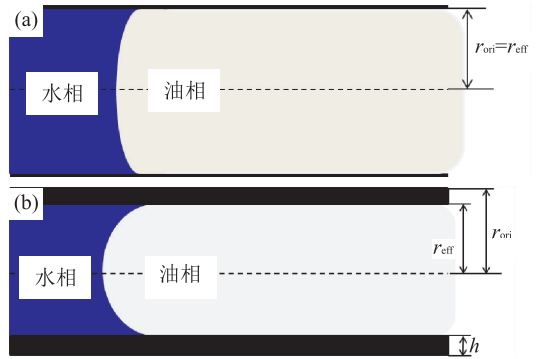


图 2 边界层对致密储层流动的影响

Fig.2 The influence of boundary layer on the flow of tight throat

a. 存在边界层时流体在喉道中的流动; b. 不存在边界层时流体在喉道中的流动

其中, r 为孔隙的喉道半径, μm ; h 为孔隙中的边界层厚度, μm .

需要注意的是公式 (3) 是通过实验拟合得到的, 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 , 同时喉道半径应大于 $0.2\text{ }\mu\text{m}$, 管内的流体需是牛顿流体.

1.3 考虑缝网的渗吸速度计算模型

在微观上致密储层受边界层的影响, 而从宏观上看, 如图 1 所示, 在致密储层的水平井分段多簇体积压裂开发方式下, 近水平井地带会形成复杂的缝网改造区, 在表征致密储层中的流体流动以及渗吸过程时都不可避免地需要考虑缝网的存在. Jia *et al.* (2015)、方思冬等 (2017) 在致密储层缝网的相关研究中认为, 改造区内的缝网系统以导流能力较强的人工压裂缝、导流能力较弱的次生裂缝及天然裂缝纵横交织形成, 在数值模拟处理过程中, 水力压裂缝因其导流能力较强, 需对其显式描述; 导流能力较弱的次生裂缝和天然裂缝因其数目众多, 准确地描述这些为数众多的次生裂缝以及天然裂缝既不现实同时也降低了计算的效率, 因此通常使用双孔单渗介质近似描述次生裂缝、天然缝以及致密储层的基质.

在双孔单渗模型的基础上, 基于 Xu *et al.* (2017) 的研究, 考虑逆向渗吸作用时, 整个裂缝-基质系统的流动可由式 (4)~(6) 描述:

$$\nabla \cdot (K \nabla p_o) + q_w + q_{\text{imo}} = \mu_o C_i \varphi \frac{\partial p_o}{\partial t}, \quad (4)$$

$$\nabla \cdot (K \nabla p_w) + q_w + q_{\text{imw}} = \mu_w C_i \varphi \frac{\partial p_w}{\partial t}, \quad (5)$$

$$\text{基质块中渗吸: } \frac{\partial}{\partial x_i} (D(S_w) \frac{\partial S_w}{\partial x_i}) = \varphi \frac{\partial S_w}{\partial t}, \quad (6)$$

其中, K 为天然裂缝的渗透率, mD; p_o, p_w 为油、水相的压力, 10^{-1} MPa; q_o, q_w 为源汇相, m^3/d ; $q_{\text{imo}}, q_{\text{imw}}$ 为渗吸速度项, m^3/d ; μ_o, μ_w 为油相和水相的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; φ 为孔隙度, 无因次; C_i 为综合压缩系数, $1/\text{MPa}$; t 为时间, d; $D(S_w)$ 为毛管力扩散系数, m^2/s .

笔者将自发逆向渗吸引起的基质与裂缝间的流体交换作为源汇项 q_{imo} 和 q_{imw} 分别引入到裂缝系统中的油相控制方程(式(4))和水相控制方程(式(5))中. 从式(4)和(5)可以看出, 只要准确地描述了渗吸项 q_{imo} 和 q_{imw} , 便可以搞清渗吸在体积压裂开发过程中的影响.

自发逆向渗吸的控制方程如式(6)所示, 渗吸速度由式(6)中的毛管力扩散系数 $D(S_w)$ 决定, $D(S_w)$ 具体形式如式(7)所示:

$$D(S_w) = \varphi \left(\frac{1}{\lambda_o} + \frac{1}{\lambda_w} \right) \left(\frac{\partial p_c}{\partial S_w} \right)^{-1}, \quad (7)$$

$$\lambda_o = \frac{k k_{ro}}{\mu_o}, \quad \lambda_w = \frac{k k_{rw}}{\mu_w}, \quad (8)$$

其中, λ_o, λ_w 分别为油相与水相的流度, $\text{mD}/\text{mpa} \cdot \text{s}$; k_{ro}, k_{rw} 分别为油相与水相的相对渗透率, 小数.

从毛管力扩散系数的表达式(7)可以看出, 基质块中油水的流度以及毛管力曲线共同决定着毛管力扩散系数, 而流度项又由渗透率、相对渗透率共同决定. 因此为了计算致密储层的渗吸特征, 只要得到致密油储层中考虑边界层的绝对渗透率、相对渗透率以及毛管力曲线, 便可以得到相应致密油储层的毛管力扩散系数; 而渗吸速度的计算则可以采用前文提到的 Xu *et al.* (2017) 的径向积边界元方法(radial integration boundary element method, 简称 RIBEM) 模型来计算, 现在问题的关键便是合理计算致密储层的绝对渗透率、相对渗透率以及毛管力曲线.

2 致密储层关键渗流参数的计算

本文基于毛管束模型, 建立了致密储层关键渗流参数的解析表达式, 并为致密储层渗吸模型的提出提供基础. 所用的毛管束模型遵循的基本假设如下: (1) 毛管束模型由半径从 r_{min} 到 r_{max} 连续分布的毛细管组成, 毛细管长度等于毛管束模型的长度;

(2) 流体微可压缩; (3) 流体粘度不变; (4) 单根喉道中的流动符合泊肃叶定律; (5) 毛管束模型的流动符合达西公式; (6) 每根毛细管中只有一种流体; (7) 流动是等温油水两相渗流.

2.1 致密储层渗透率的计算

如图 2b 所示, 单根喉道内, 考虑边界层以后, 喉道内有效喉道半径变小, 考虑边界层的毛细管层流流量为:

$$q_i = \frac{\pi r_i^4 \left(1 - \frac{h_i}{r_i}\right)^4 \nabla p}{8\mu}, \quad (9)$$

其中, q_i 为第 i 根喉道的流量, 10^{-9} cm^3/s ; r_i 为第 i 根喉道半径, μm ; ∇p 为压力梯度, MPa/m ; μ 为流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$.

将毛管束模型中所有的圆管层流流量进行累加, 得到毛管束模型的总流量为:

$$Q = \sum_{r_c}^{r_{\text{max}}} \frac{n_i \pi r_i^4 \left(1 - \frac{h_i}{r_i}\right)^4 \nabla p}{8\mu}, \quad (10)$$

其中, Q 为毛管束流量, 10^{-9} cm^3/s ; r_{max} 为最大喉道半径, μm ; r_c 为临界喉道半径, μm . 由于压汞实验终止时的压力不一定能够满足最小喉道的压力, 因此当 $r_c < r_{\text{min}}$ 时, $r_c = r_{\text{min}}$; n_i 为半径为 r_i 的喉道数量, 无因次.

因为毛管束模型的基本假设是毛细管是直管, 因此毛管束上任意截面的面孔率与孔隙度相等, 半径为 r_i 的喉道所占体积比例与面积比例相等. 将式(10)与达西定律(式(11))联立求解得到有效渗透率 K_{eff} :

$$Q = \frac{KA \nabla p}{\mu}, \quad (11)$$

$$K_{\text{eff}} = \sum_{r_c}^{r_{\text{max}}} \frac{\tau \varphi S_i r_i^2 \left(1 - \frac{h_i}{r_i}\right)^2}{8}, \quad (12)$$

式(12)中的 S_i 和 φ 分别由式(13)和式(14)表示:

$$S_i = \frac{n_i \pi r_i^2}{\sum_{r_{\text{min}}}^{r_{\text{max}}} n_i \pi r_i^2}, \quad (13)$$

$$\varphi = \frac{\sum_{r_c}^{r_{\text{max}}} n_i \pi r_i^2}{A}, \quad (14)$$

其中, K_{eff} 为有效渗透率, D; A 为毛管束截面积, cm^2 ; S_i 为半径为 r_i 的喉道占岩石孔隙体积的比例, 无因次.

使用毛管力与半径的关系式(1), 将式(12)

变为式(15):

$$K_{\text{eff}} = \frac{\tau\varphi (\delta_{\text{Hg}} \cos\theta_{\text{Hg}})^2}{2} \sum_{r_e}^{r_{\text{max}}} \frac{S_i}{p_{\text{cHg}i}^2}, \quad (15)$$

其中:

$$p_{\text{cHg}i} = \frac{2\delta_{\text{Hg}} \cos\theta_{\text{Hg}}}{r_i - h_i}, \quad (16)$$

其中, p_c 为毛管压力, MPa; δ 为表面张力, N/m; θ 为接触角, 度; r 为毛细管半径, μm ; δ_{Hg} 为汞气表面张力, N/m; θ_{Hg} 为汞气接触角, 度; $p_{\text{cHg}i}$ 为半径为 r_i 的毛管的进汞毛管压力, MPa.

对于任意毛细管, 式(15)中 $\delta \cos\theta / p_{\text{cHg}}$ 相同, 只考虑累加项即可, 与流体无关; 因此毛管力一直采用汞气毛管力, 将进汞过程分为 M 个阶段, 在第 n_j 个阶段, 压力由 $p_{\text{cHg}1}$ 上升到 $p_{\text{cHg}2}$, 进汞饱和度由 $S_{\text{Hg}1}$ 增加到 $S_{\text{Hg}2}$, 进汞过程由第 n 根毛细管到第 m 根毛细管, 根据式(15), 在 n_j 阶段内, 渗透率可以表示为:

$$K_{\text{eff}} = \frac{\tau\varphi (\delta_{\text{Hg}} \cos\theta_{\text{Hg}})^2}{2} \sum_{i=n}^m \frac{S_i}{p_{\text{cHg}i}^2}, \quad (17)$$

其中, n 为第 n_j 个阶段进汞开始时的喉道编号, m 为第 n_j 个阶段进汞结束时的喉道编号.

对式(17)中的累加部分进行变换得:

$$\begin{aligned} \sum_{i=n}^m \frac{S_i}{p_{\text{cHg}i}^2} &= \frac{S_{\text{Hg}n} - S_{\text{Hg}n-1}}{p_{\text{cHg}n}^2} + \frac{S_{\text{Hg}n+1} - S_{\text{Hg}n}}{p_{\text{cHg}n+1}^2} + \dots + \\ &\frac{S_{\text{Hg}m-1} - S_{\text{Hg}m-2}}{p_{\text{cHg}m-1}^2} + \frac{S_{\text{Hg}m} - S_{\text{Hg}m-1}}{p_{\text{cHg}m}^2} = \\ &\frac{\Delta S_{\text{Hg}n}}{p_{\text{cHg}n}^2} + \frac{\Delta S_{\text{Hg}n+1}}{p_{\text{cHg}n+1}^2} + \dots + \frac{\Delta S_{\text{Hg}m-1}}{p_{\text{cHg}m-1}^2} + \frac{\Delta S_{\text{Hg}m}}{p_{\text{cHg}m}^2}, \end{aligned} \quad (18)$$

其中, $S_{\text{Hg}i}$ 为压力 $p_{\text{cHg}i}$ 时的汞饱和度, 小数; $\Delta S_{\text{Hg}i}$ 为压力由 $p_{\text{cHg}i-1}$ 变为 $p_{\text{cHg}i}$ 时的进汞饱和度变化, 小数.

由于进汞过程中压力在逐渐增加, 因此 $p_{\text{cHg}n} < p_{\text{cHg}m}$, 则式(18)有如下关系:

$$\frac{\Delta S_{\text{Hg}n_j}}{p_{\text{cHg}m}^2} \leq \sum_{i=n}^m \frac{S_i}{p_{\text{cHg}i}^2} \leq \frac{\Delta S_{\text{Hg}n_j}}{p_{\text{cHg}n}^2}, \quad (19)$$

将式(18)中累积项简化为:

$$\sum_{i=n}^m \frac{S_i}{p_{\text{cHg}i}^2} \approx \frac{\Delta S_{\text{Hg}n_j}}{p_{\text{cHg}n}^2}, \quad (20)$$

式(20)及(19)中, $\Delta S_{\text{Hg}n_j}$ 为第 n_j 阶段的汞饱和度变化, $\Delta S_{\text{Hg}n_j} = \Delta S_{\text{Hg}n} + \Delta S_{\text{Hg}n+1} + \dots + \Delta S_{\text{Hg}m-1} + \Delta S_{\text{Hg}m}$. 另外式(20)中:

$$p_{\text{cHg}n} = \frac{p_{\text{cHg}n} + p_{\text{cHg}m}}{2}, \quad (21)$$

其中, $p_{\text{cHg}n}$ 为第 n_j 阶段的平均进汞压力, MPa. 将式(20)代入式(15)得:

$$K_{\text{eff}} \approx \frac{\tau\varphi (\delta_{\text{Hg}} \cos\theta_{\text{Hg}})^2}{2} \sum_{n_j=1}^M \frac{\Delta S_{\text{Hg}n_j}}{p_{\text{cHg}n}^2}, \quad (22)$$

其中, M 为整个进汞过程细分的阶段数.

当进汞过程被细分成无穷多阶段时, 即 $M \rightarrow \infty$ 时, $\Delta S_{\text{Hg}n_j} \rightarrow 0$, $p_{\text{cHg}n} \rightarrow p_{\text{cHg}n} = p_{\text{cHg}n}$, 此时的渗透率不再是近似渗透率(式(17)), 而是真实渗透率:

$$K = \frac{\tau\varphi (\sigma_{\text{Hg}} \cos\theta_{\text{Hg}})^2}{2} \int_0^{S_{\text{im}}} \frac{1}{p_{\text{cHg}}^2} dS_{\text{Hg}}, \quad (23)$$

其中, S_{im} 为不可动流体饱和度, 小数.

不可动流体由两部分构成, 一是边界层流体, 二是不连通孔喉中的流体. 毛管束模型中边界层流体饱和度为:

$$S_b = \sum_{r_{\text{min}}}^{r_{\text{max}}} \left[\left(\frac{h_i}{r_i} \right)^2 \cdot \alpha_i \right]. \quad (24)$$

压汞曲线中不能进汞的部分是由于毛管力的作用导致汞无法进入微细孔喉, 因此在油水渗流的过程这部分孔喉中的流体也无法参与流动, 定义这部分流体为不连通孔喉中的流体, 则其饱和度为:

$$S_s = 1 - S_{\text{Hg}max}, \quad (25)$$

其中, $S_{\text{Hg}max}$ 为最大进汞饱和度, 小数.

将式(24)和式(25)相加得到不可动流体饱和度为, 由此可以计算岩心的绝对渗透率:

$$S_{\text{im}} = S_s + S_b. \quad (26)$$

2.2 致密储层毛管力曲线的计算

田虢丰(2015)统计发现, 致密储层压汞曲线可以划分为两种模式, 模式一与模式二进汞压力与进汞饱和度分别满足关系式(27)和(28):

$$\text{模式一: } p_{\text{cHg}} = p_{\text{cl}} e^{p_{\text{c}2}/(1-S_{\text{Hg}})}, \quad (27)$$

$$\text{模式二: } p_{\text{cHg}} = p_{\text{cl}} e^{p_{\text{c}2} S_{\text{Hg}}}, \quad (28)$$

其中, p_{cl} , $p_{\text{c}2}$ 为常数.

模式一压汞曲线进汞段更加陡峭, 喉道分布的非均质性严重, 喉道分布范围更大. 模式二压汞曲线进汞段更加平直, 喉道分布的非均质性较弱, 喉道分布范围更集中. 以上计算的是汞的毛管压力和饱和度, 再使用式(29), 将汞的毛管压力转化为实际的油水毛管压力:

$$p_{\text{cw}} = \frac{\sigma_w \cos\theta_w}{\sigma_{\text{Hg}} \cos\theta_{\text{Hg}}} p_{\text{cHg}}. \quad (29)$$

2.3 相对渗透率曲线的计算

将式(27)、式(28)代入到式(23)中, 得到考虑两相边界层以及混合润湿条件下的相有效渗透率计算公式:

$$K = \frac{\tau \cdot \varphi' \cdot (\sigma_{\text{Hg}} \cdot \cos\theta_{\text{Hg}})^2}{2}.$$

表 1 岩心基本参数

Table 1 Basic parameters of imbibition experiment under different boundary conditions

岩心编号	岩心直径(mm)	岩心长度(mm)	孔隙度(%)	束缚水饱和度(%)	模拟油密度(kg/m ³)	地层水密度(kg/m ³)
S102	24.96	52.6	9.3	41.1	807	1 058

$$\int_{S_{nwi}}^{1-S_{wi}} \frac{1}{[\rho_{cHg}' / (1-c)]} dS_{nw}, \quad (30)$$

其中, S_{nwi} 为不可动非湿相饱和度, 小数; S_{wi} 为不可动湿相饱和度, 小数。

当非湿相饱和度为 S_{nw} 时, 非湿相和湿相有效渗透率为:

$$K_{nw} = \frac{\tau \cdot \varphi' \cdot (\sigma_{Hg} \cos \theta_{Hg})^2}{2} \cdot \int_{S_{nwi}}^{S_{nw}} \frac{1}{\rho_{cHg}'^2} dS_{nw}, \quad (31)$$

$$K_w = \frac{\tau \cdot \varphi' \cdot (\sigma_{Hg} \cos \theta_{Hg})^2}{2} \cdot \int_{S_{nw}}^{1-S_{wi}} \frac{1}{\rho_{cHg}'^2} dS_{nw}, \quad (32)$$

其中, K_{nw} 为当非湿相饱和度为 S_{nw} , 考虑边界层以及混合润湿情况下非湿相有效渗透率, 10^3 mD; K_w 为当非湿相饱和度为 S_{nw} , 考虑边界层以及混合润湿情况下湿相有效渗透率, 10^3 mD。

将式(31)和式(32)除以式(33)得到当非湿相饱和度为 S_{nw} 时, 非湿相和湿相相对渗透率为:

$$K_{nw} = \frac{K_{nw}}{K}, K = \frac{K_w}{K}. \quad (33)$$

总之, 在已知岩心孔喉分布的前提下, 通过以上得到的表达式, 可以得到致密储层存在边界层情况下的绝对渗透率、相对渗透率以及毛细管压力计算表达式, 将以上参数带入式(7)中, 便得到考虑边界层的自发逆向渗吸模型, 使用 Xu *et al.* (2017) 的 RIBEM 便可计算基质块的渗吸速度。

3 参数计算方法的验证与分析

为了验证第 2 节所提的流动参数计算方法的正确性, 首先选用两端敞开四周封闭的致密岩心进行渗吸实验(图 3), 然后分两种情况进行数值模拟, 第一种情况为渗吸时考虑边界层的存在, 第二种情况为渗吸时不考虑边界层的存在. 两种情况都采用 Xu *et al.* (2017) 的 RIBEM 数值模拟方法, 最后通过与实验结果对比验证所提流动参数计算方法的正确性。

岩心基本参数如表 1 所示, 流动参数的计算步骤如下, 首先利用高压压汞实验获得的喉道分布曲

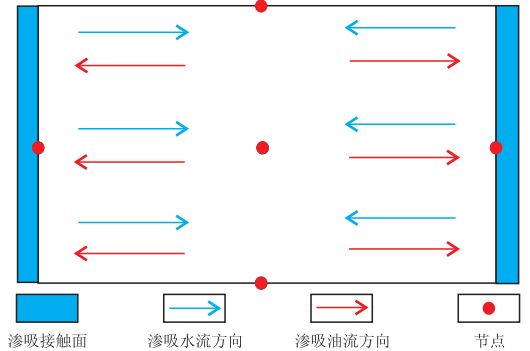


图 3 致密岩心 OEO 渗吸实验示意

Fig.3 Schematic of tight core imbibition experiments with OEO boundary conditions

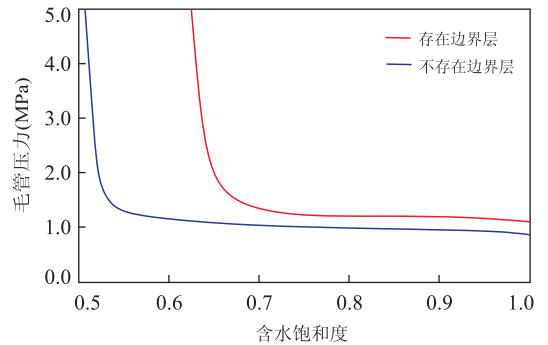


图 4 毛细管压力曲线对比

Fig.4 Comparison of capillary pressure

线(图 4a 不考虑边界层的毛细管压力曲线)建立平行毛管束模型; 再利用第 2 节的理论计算出相应的反应致密储层的流动参数, 包括毛细管力曲线、相渗曲线、以及相应的渗透率; 将上述计算好的渗流参数代入毛细管扩散系数表达式(7)建立相应的自发逆向渗吸数学模型; 最后, 利用已有的数值模拟方法针对一定边界条件下的致密岩心进行渗吸计算。

考虑边界层的影响, 计算得到的毛细管力曲线如图 4 所示, 可以看出当考虑边界层时, 其毛细管力曲线在整体上要高于不考虑边界层的致密岩心. 进一步观察表明, 随着含水饱和度的减小毛细管力曲线间的差异越来越大, 在含水饱和度较大的时候, 毛细管力曲线间的差别不大, 而在含水饱和度较小的时候, 毛细管力曲线的差别较大; 出现这种现象的原因是高含水饱和度区域对应着较大孔喉半径, 而在大孔喉中边

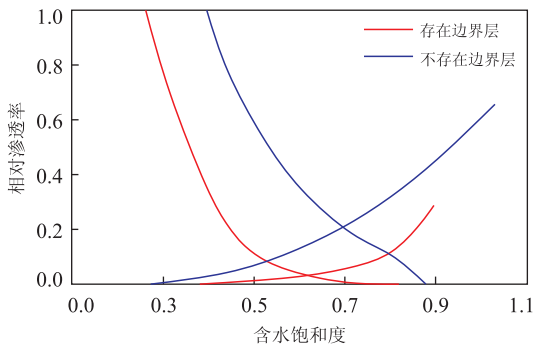


图 5 相渗曲线对比

Fig.5 Comparison of relative permeability

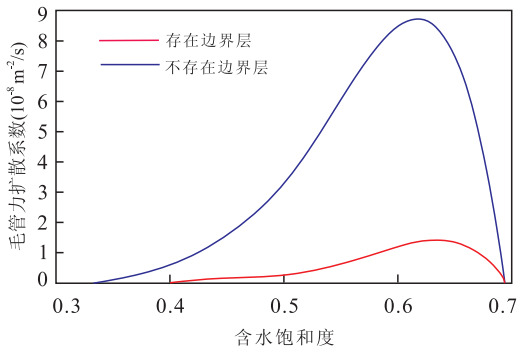


图 6 毛管力扩散系数对比

Fig.6 Comparison of capillary pressure diffusion coefficient

界层虽然存在,但所占比例较小,因此较大喉道半径的孔喉分布区域中的毛管力曲线相差较小,而在较小喉道半径的孔喉分布区域中,边界层在喉道中所占比例较大,基于公式(1)可知,在边界层的微纳米喉道中,毛管力明显增加。

考虑边界层的影响,计算得到的相渗曲线如图 5 所示,可以看出边界层的存在明显减弱了各相流体的流动能力,出现这种现象的原因是:边界层的存在,缩小了油水的流动通道,更容易使得原本迂回联通的流动通道被边界层截断,形成不连续的流动通道,从而减小油相以及水相的流动能力.另外不考虑边界层时其渗透率为 7.56 mD,考虑边界层后其渗透率下降到 1.28 mD,说明边界层的存在很大程度上减小了岩心的流动能力。

利用以上参数计算得到的相应毛管力扩散系数如图 6 所示,从图 6 可以明显看出考虑边界层以后,致密岩心的毛管力扩散系数影响范围变窄,渗吸强度也大幅度减弱,综合来说便是边界层的存在大幅度减弱了致密储层的渗吸能力。

最终从计算结果与实验结果的对比来看(图 7),如果不考虑边界层的影响,计算得到的采收率及

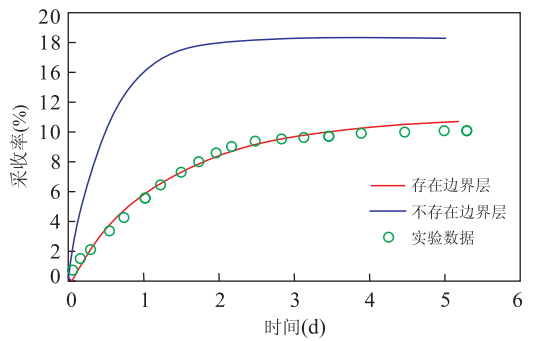


图 7 模型计算结果与实验数据对比

Fig.7 Comparison between the calculated results and experimental data

表 2 油藏基本参数

Table 2 Basic parameters of reservoirs

参数名称	数值
初始油藏压力 (10^{-1} MPa)	250
井底压力 (10^{-1} MPa)	5
致密油藏基质渗透率(考虑边界层)(mD)	1.28
致密油藏基质渗透率(不考虑边界层)(mD)	7.56
油藏天然裂缝渗透率(mD)	100
水力压裂缝的渗透率(mD)	2 000
基质的孔隙度	0.093
裂缝介质的空隙度	0.001
水力压裂缝的孔隙度	0.5
水力压裂缝的平均半长(m)	150

渗吸速度要明显高于考虑边界层的致密储层的采收率以及渗吸速度,并且考虑边界层以后,采收率以及渗吸速度与实验结果对比效果较好,说明了本文计算致密储层参数方法的正确性。

4 实例计算

为了研究在油藏尺度下,渗吸对致密油藏开发效果的影响,采用鄂尔多斯油田的一口真实的多级压裂水平井,水平井筒周围水力压裂缝的展布如图 8a 所示,使用 PEBI 网格贴合人工水力压裂缝对致密油藏进行网格剖分,对应的网格剖分结果如图 8b 所示;将第 3 节中考虑边界层与未考虑边界层的情况,应用到 PEBI 网格模型中,通过对比不同时刻油藏的含水饱和度和产量,评价渗吸对致密储层开发效果的影响。

本节模拟一口水平井的衰竭开采,地层在模拟之前已被注入压裂液,初始含水饱和度如图 9a 所示,衰竭前已关井 20 d,使得储层中基质块与裂缝系统中的压裂液充分接触,发挥逆向渗吸作用,衰竭开

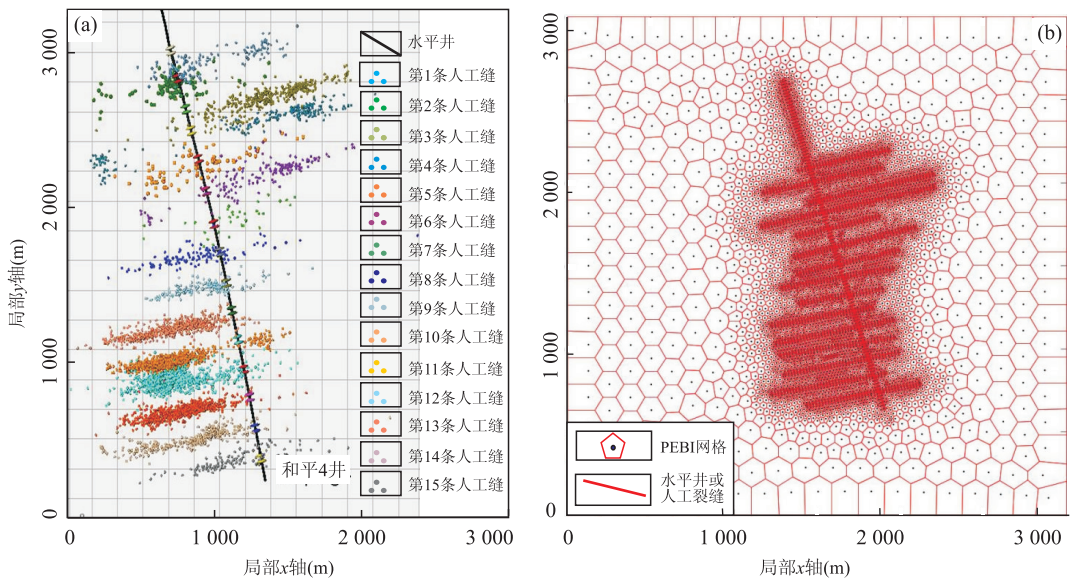


图 8 缝网模型

Fig.8 Fracture network model

a. 微地震监测图; b. 基于 PEBI 网格的缝网模型

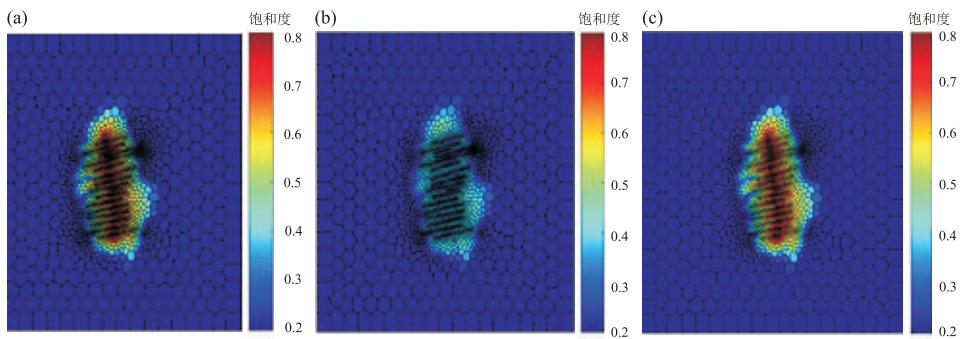


图 9 不同情况下饱和度分布

Fig.9 Saturation distribution under the condition of without considering flow characteristics of tight oil reservoir

a. 初始时刻含水饱和度; b. 50 d 时不考虑边界层的含水饱和度; c. 50 d 时考虑边界层的含水饱和度

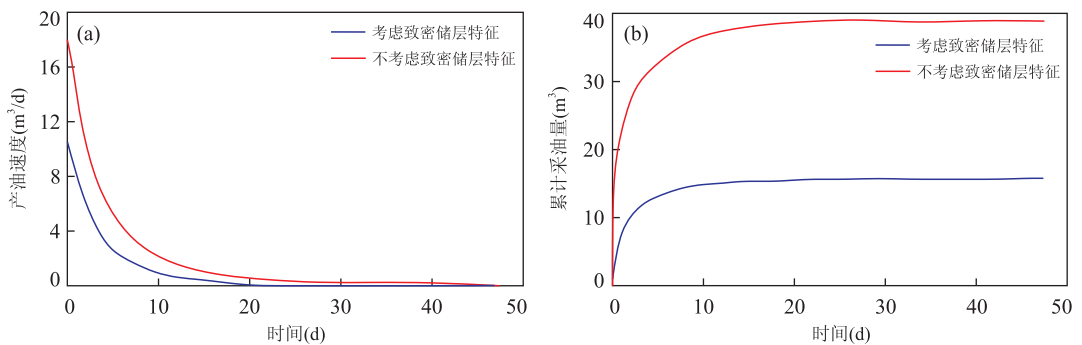


图 10 考虑致密储层流动特征情况下的采油速度及累计采油量对比

Fig.10 Comparison of oil recovery rate and cumulative oil production under tight reservoir flow characteristics

a. 产油速度对比; b. 累计采油量对比

采一共持续 50 d,与模拟有关的其他参数如表 2 所示,最终模拟的饱和度分布结果如图 9b 和 9c 所示,

采油速度及累计产量如图 10 所示。

通过图 9b 与 9c 的对比可知,模拟到了第 50 d

时,水平井周围裂缝介质内的含水饱和度明显不同。不考虑致密储层边界层存在的储层,因其渗吸能力较强,在裂缝介质内吸走了更多的水,排出了更多的油,导致水平井周围裂缝介质内的含水饱和度明显低于考虑边界层的致密储层。

另外,从图 10a 的产油速度对比图中可以看出,不考虑致密储层边界层特征的油藏其产油速度较高;同时,从图 10b 的累积采油量对比图中可以更明显地看出,不考虑边界层的致密储层,其最终的累积采油量比考虑致密储层流动特征储层的最终累积采油量要高出一倍还多,说明如果在渗吸计算中忽视致密储层的边界层特征会严重高估渗吸对致密储层产能的影响。

5 结论

(1) 本文通过考虑致密储层的边界层特征,建立了关于致密储层的渗透率、相渗曲线流动参数的解析表达式。

(2) 致密储层考虑边界层后,会大幅度减小储层的渗透率,从而减小储层的渗吸能力。

(3) 致密储层考虑边界层后,其毛管压力在原先的平缓段稍大于不考虑边界层的情况,同时边界层的存在使毛管力曲线原先的平缓段提前上翘,末端上翘段的毛管力明显大于未考虑边界层存在的情况。

(4) 致密储层考虑边界层后,缩小了油水原有流动通道的半径,使得原本迂回联通的流动通道更容易被截断形成不连续的流动通道,从而减小油相以及水相的流动能力,在相对渗透率曲线上则表现为油相及水相的相对渗透率因为边界层的存在而明显减小。

(5) 致密储层渗吸的强弱,主要由岩心的绝对渗透率决定;渗吸的作用范围,主要由相渗曲线的油水同流区决定;对于致密储层,虽然边界层的存在增大了毛管力,但同时也减小了储层的渗透率,缩小了有效渗吸的范围;综合来讲,边界层的存在一般会减弱致密储层的渗吸能力,从实例计算结果来看,考虑了边界层的致密储层其最终采收率仅为不考虑边界层致密储层的 1/2。

(6) 从油藏尺度来看,渗吸作用对开采井近井地带的含油饱和度具有明显影响,渗吸能力越强近井地带的饱和度变化也就越强,对于致密油藏,因为边界层的存在使得致密储层渗吸能力大幅下降,导致

在真实致密储层中因渗吸引起的饱和度分布上的变化是十分有限的;同时,从实例计算的结果来看,考虑边界层后累计采油量约为不考虑边界层情况的 3/8,因此如果在渗吸计算中忽视致密储层的边界层特征会严重高估渗吸对致密储层产能的影响。

References

- Aronofsky, J. S., Masse, L., Natanson, S. G., 1958. A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix due to Water Invasion in Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 213: 17-19.
- Bagherinezhad, A., Pishvaie, M. R., 2014. A New Approach to Counter-Current Spontaneous Imbibition Simulation Using Green Element Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 119: 163-168. doi: 10.1016/j.petrol.2014.05.004
- Cai, J. C., Yu, B. M., 2012. Advances in Studies of Spontaneous Imbibition in Porous Media. *Advances in Mechanics*, 42 (6): 735-754 (in Chinese with English abstract).
- Cai, J. C., Guo, S. L., You, L. J., et al., 2013. Fractal Analysis of Spontaneous Imbibition Mechanism in Fractured-Porous Dual Media Reservoir. *Acta Physica Sinica*, 62(1): 220-224 (in Chinese with English abstract).
- Fang, S. D., Cheng, L. S., Ayala, L. F., 2017. A Coupled Boundary Element and Finite Element Method for the Analysis of Flow through Fractured Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152: 375-390. doi: 10.1016/j.petrol.2017.02.020
- Hassan, S., 2004. Analysis Scaling and Simulation of Counter-Current Imbibition (Dissertation). London Imperial College, London.
- Jia, P., Cheng, L. S., Huang, S. J., et al., 2015. Transient Behavior of Complex Fracture Networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 132: 1-17. doi: 10.1016/j.petrol.2015.04.041
- Kashchiev, D., Firoozabadi, A., 2003. Analytical Solutions for 1D Countercurrent Imbibition in Water-Wet Media. *SPE Journal*, 8(4): 401-408. doi: 10.2118/87333-pa
- Li, Y., Lei, Q., Liu, X. G., 2011. Characteristics of Micro Scale Nonlinear Filtration. *Petroleum Exploration & Development*, 38(3): 336-340 (in Chinese with English abstract).
- Ma, S. X., Morrow, N. R., Zhang, X. Y., 1997. Generalized Scaling of Spontaneous Imbibition Data for Strongly Water-Wet Systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 18 (3-4): 165-178. doi: 10.1016/S0920-4105(97)00020-x
- Meng, Q., Liu, H. Q., Wang, J., 2017. A Critical Review on Fundamental Mechanisms of Spontaneous Imbibition

- and the Impact of Boundary Condition, Fluid Viscosity and Wettability. *Advances in Geo-Energy Research*, 1 (1): 1–17.
- Ren, D.Z., Sun, W., Huang, H., et al., 2016. Formation Mechanism of Chang 6 Tight Sandstone Reservoir in Jiyuan Oilfield, Ordos Basin. *Earth Science*, 41 (10): 1735–1744 (in Chinese with English abstract).
- Schechter, D.S., Zhou, D., Orr, F.M., 1994. Low IFT Drainage and Imbibition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 11 (4): 283–300. doi: 10.1016/0920–4105 (94)90047–7
- Tian, X.F., 2015. Non-Linear Flow Behavior and Application in Ultra-Low Permeability Reservoirs (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Tian, X.F., Cheng, L.S., Cao, R.Y., et al., 2016. Characteristics of Boundary Layer in Micro and Nano Throats of Tight Sandstone Oil Reservoirs. *Chinese Journal of Computational Physics*, 33 (6): 717–725 (in Chinese with English abstract).
- Wei, Q., Li, Z.P., Bai, R.T., et al., 2016. An Experimental Study on the Effect of Microscopic Pore Structure on Spontaneous Imbibition in Tight Sandstones. *Petroleum Drilling Techniques*, 44 (5): 109–116 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S.T., Zou, C.N., Zhu, R.K., et al., 2015. Reservoir Quality Characterization of Upper Triassic Chang 7 Shale in Ordos Basin. *Earth Science*, 39 (11): 1810–1823 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Z.Y., Cheng, L.S., Cao, R.Y., et al., 2017. Simulation of Counter-Current Imbibition in Single Matrix and Field Scale Using Radical Integral Boundary Element Method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156: 125–133. doi: 10.1016/j.petrol.2017.05.016
- Zou, C.N., Zhu, R.K., Wu, S.T., et al., 2012. Types, Characteristics, Genesis and Prospects of Conventional and Unconventional Hydrocarbon Accumulations: Taking Tight Oil and Tight Gas in China as an Instance. *Acta Petrolei Sinica*, 33 (2): 173–187 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 蔡建超, 郭士礼, 游利军, 胡祥云, 2013. 裂缝—孔隙型双重介质油藏渗吸机理的分形分析. *物理学报*, 62 (1): 220–224.
- 蔡建超, 郁伯铭, 2012. 多孔介质自发渗吸研究进展. *力学进展*, 42 (6): 735–754.
- 李洋, 雷群, 刘先贵, 2011. 微尺度下的非线性渗流特征. *石油勘探与开发*, 38 (3): 336–340.
- 任大忠, 孙卫, 黄海, 等, 2016. 鄂尔多斯盆地姬塬油田长 6 致密砂岩储层成因机理. *地球科学*, 41 (10): 1735–1744.
- 田虢丰, 2015. 超低渗透油藏非线性渗流特征与应用 (博士学位论文). 北京: 中国石油大学.
- 田虢丰, 程林松, 曹仁义, 等, 2016. 致密油藏微纳米喉道中的边界层特征. *计算物理*, 33 (6): 717–725.
- 韦青, 李治平, 白瑞婷, 等, 2016. 微观孔隙结构对致密砂岩渗吸影响的试验研究. *石油钻探技术*, 5: 109–116.
- 吴松涛, 邹才能, 朱如凯, 等, 2015. 鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 段泥页岩储集性能. *地球科学*, 39 (11): 1810–1823.
- 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等, 2012. 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. *石油学报*, 33 (2): 173–187.