

致密油储层毛细管力自发渗吸模型分析¹⁾

杨 柳^{*,†,2)} 赵逸清^{**} 蒋荣敏^{††} 张旭辉[†] 鲁晓兵[†]

^{*} (中国矿业大学(北京)深部岩土力学与地下工程国家重点实验室,北京 100083)

[†] (中国科学院力学研究所流固耦合系统力学重点实验室,北京 100190)

^{**} (新疆油田公司勘探开发研究院开发所,新疆克拉玛依 834000)

^{††} (塔里木油田公司油气工程研究院,新疆库尔勒 841000)

摘要 部分致密油井压后关井一段时间,压裂液返排率普遍低于 30%,但是致密油气井产量反而越高,这与压裂液毛细管力渗吸排驱原油有关。然而,致密油储层致密,物性差,渗流机理复杂,尚没有形成统一的自发渗吸模型。本文基于油水两相非活塞式渗流理论,建立了压后闷井期间压裂液在毛细管力作用下自发渗吸进入致密油储层的数学模型,采用数值差分方法进行求解,并分析了相关影响因素。结果显示渗吸体积、渗吸前缘移动距离与渗吸时间的平方根呈线性正相关关系,与经典 Handy 渗吸理论模型预测结果一致,说明毛细管力自发渗吸模型可靠性较高。数值计算结果表明毛细管水相扩散系数是致密储层自发渗吸速率的主控参数,毛细管水相扩散系数越高,自发渗吸速率越大。毛细管水相扩散系数随着含水饱和度先增加后减小;随着束缚水饱和度、油相和水相端点相对渗透率增加而增加;随着相渗特征指数、油水黏度比和残余油饱和度增加而减小。该研究有助于深入认识致密油储层压裂液渗吸机理,对优化返排制度、提高致密油井产量具有重要意义。

关键词 致密油,毛细管力,自发渗吸,水相扩散系数

中图分类号:TE348 文献标识码:A doi:10.6052/1000-0879-18-449

SPONTANEOUS CAPILLARY IMBIBITION MODEL IN TIGHT OIL RESERVOIRS¹⁾

YANG Liu^{*,†,2)} ZHAO Yiqing^{**} JIANG Rongmin^{††} ZHANG Xuhui[†] LU Xiaobing[†]

^{*} (State Key Laboratory for Geomechanics and Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China)

[†] (Key Laboratory for Mechanics in Fluid Solid Coupling Systems, Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

^{**} (Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China)

^{††} (Oil and Gas Engineering Research Institute of Tarim Oilfield Company, Korla 841000, Xinjiang, China)

Abstract The fracturing construction shows that the lower flowback efficiency is often accompanied with a high production in tight oil reservoirs, which may be due to the spontaneous imbibition of the fracturing fluid. However, the tight oil reservoir has poor physical properties with a complex permeable mechanism. A spontaneous imbibition model for tight oil reservoirs is desirable. Based on the oil-water flow theory,

2018-11-12 收到第 1 稿,2019-05-22 收到修改稿。

1) 国家自然科学基金青年基金资助项目(11702296)。

2) 杨柳,讲师,主要从事岩石与流体相互作用方面的研究工作。E-mail:shidayangliu@cumtb.edu.cn

引用格式:杨柳,赵逸清,蒋荣敏等.致密油储层毛细管力自发渗吸模型分析.力学与实践,2019,41(4):398-404

Yang Liu, Zhao Yiqing, Jiang Rongmin, et al. Spontaneous capillary imbibition model in tight oil reservoirs. *Mechanics in Engineering*, 2019, 41(4): 398-404

a mathematical model of the spontaneous imbibition is established. The numerical difference method is used to solve the equations and analyze the influencing factors. The results show that the imbibition volume and the imbibition front position of the tight oil reservoir are linear functions of the square root of time, as is consistent with the prediction of the classical Handy imbibition model. It indicates that the imbibition model is reliable. The numerical results show that the phase diffusion coefficient is the main control parameter of the imbibition rate and has a positive correlation with the imbibition rate. The phase diffusion coefficient increases first and then decreases with the water saturation; it increases with the increase of the irreducible water saturation, and the relative endpoint permeability of the oil and the water; it decreases with the increase of the permeability characteristic index, the oil-water viscosity ratio and the residual oil saturation. The results of this paper can help to understand the fracturing fluid imbibition mechanism in the tight oil reservoirs, and can be used for optimizing the flowback regime and improving the production of the tight oil.

Key words tight oil, capillary pressure, spontaneous imbibition, phase diffusion coefficient

致密油指的是赋存在致密岩石中的石油,在全球范围内广泛分布,具有大的开发潜力,受到国内外的广泛关注。贾承造等^[1]认为致密油以吸附态赋存于生油岩中是未经过大规模运移的非常规油气资源,储层渗透率不高于0.1 mD,孔隙度不高于10%。我国具有丰富的致密油储量,新探明的储量中,致密油储量的比例约35%^[2]。然而,我国致密油的开发尚处于起步阶段,发展致密油高效开发技术对改善我国的能源进出口结构具有重要的意义^[3]。

与常规油气藏相比,致密油藏是典型的边际资源,孔隙处于微纳米级别,孔隙度、渗透率低,物性较差。水平井多级压裂技术对致密油储层进行体积改造,形成的复杂裂缝网络能够沟通基质孔隙,对提升致密油储层的开采价值至关重要^[4]。现场经验表明,致密油储层体积压裂后,闷井一段时间相比压后直接返排,可以明显地提高致密油储层的产量^[5]。关井期间,滞留的压裂液与页岩地层发生强相互作用,部分压裂液渗吸进入地层,将原油从基质孔隙中排出,从而提高了致密油储层的产量^[6]。毛细管力渗吸机理作为重要的研究热点,一直以来被国内外的学者长期关注^[7]。在提高采收率方面,毛细管力能够促进裂缝与基块之间的流体传递,被广泛应用到裂缝性油藏开发中^[8]。研究发现,降低水驱过程中的注水速度可以显著发挥小孔渗吸驱油作用,提高裂缝性油藏的采收率^[9]。研究表明,仅仅依靠自发渗吸作用开采出的原油占总产油量的2%以上^[10]。

众多学者围绕致密油储层开展了大量的自发渗吸研究工作,包括孔径分布、孔隙度、渗透率、表面张力、润湿角和流体黏度等因素对渗吸采收率的影

响^[11]。然而,致密油储层孔隙度、渗透率低,渗流机理复杂,传统的模型难以表征致密油储层自发渗吸特征。本文建立了压裂液在毛细管力作用下自发渗吸进入致密油储层的数学模型,采用数值差分方法进行求解,并分析了相关因素的影响。

1 致密油储层毛细管力渗吸模型

1.1 物理问题分析

致密储层在压裂作用下产生垂直于水平井筒的水力裂缝,图1为人工裂缝壁面压裂液渗吸示意图。大量的压裂液滞留在人工裂缝内,在自发渗吸作用下,压裂液渗吸进入致密油基质孔隙将原油置换驱替至人工裂缝中。可见,压裂液与原油具有相反的运动方向,属于单面一维逆向渗吸。为了方便致密油储层渗吸建模、求解,需要进一步简化,假设如下:(1)油相和水相在渗流过程中,可视为不可压缩流体;(2)毛细管力比重力作用大得多,可忽略重力对油水两相渗流的影响;(3)致密储层中黏土矿物含量低,黏土化学渗透压作用可忽略不计;(4)致密油储层为

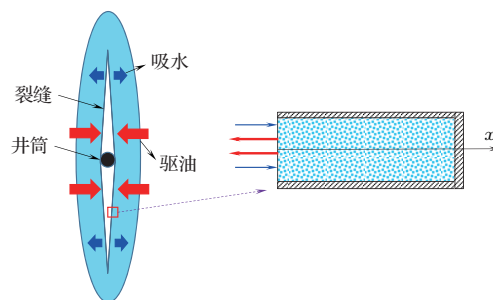


图1 压裂液在人工裂缝壁面的渗吸示意图

各向均质地层,不考虑层理影响;(5)油相和水相在毛细管力作用下的渗流符合达西定律。

1.2 油水两相渗流控制方程

1.2.1 质量守恒方程

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial v_w}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

$$\phi \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial v_o}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (3)$$

其中, S_o 和 S_w 分别是含油饱和度和含水饱和度; v_o 和 v_w 是油相和水相流速; ϕ 是孔隙度; x 和 t 分别为距离和时间。

1.2.2 动量守恒方程

根据多相达西定律,水相和油相的流速为

$$v_w = -\frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (4)$$

$$v_o = -\frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad (5)$$

其中, k_{ro} 和 k_{rw} 分别是油相和水相的相对渗透率; P_o 和 P_w 分别是油相和水相的压力; μ_o 和 μ_w 分别是油相和水相黏度; k 是致密储层绝对渗透率。

1.2.3 本构方程

油水相对渗透率和毛细管力与含水饱和度有关,目前尚没有建立起适用于致密油储层的函数关系,这里根据常规的经验关系进行研究,经验公式为

$$k_{rw} = k_{rw,max} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^m \quad (6)$$

$$k_{ro} = k_{ro,max} \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^n \quad (7)$$

$$P_c = -P_{c,entry} \ln \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right) \quad (8)$$

式中, S_{wi} 和 S_{or} 分别为致密油储层的束缚水饱和度与残余油饱和度; m 和 n 分别为相渗特征指数; $k_{rw,max}$ 和 $k_{ro,max}$ 分别为端点水相相对渗透率和油相相对渗透率; P_c 是毛细管力。在数值计算中,可以通过调整 $k_{rw,max}$, $k_{ro,max}$, m , n 和 $P_{c,entry}$ 来确保数值计算结果与实验结果一致。

1.3 毛细管力渗吸方程推导及数值求解

水相和油相的流量为

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}, \quad \lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o}, \quad \lambda_t = \lambda_w + \lambda_o \quad (9)$$

水相和油相的流速之和 v 为

$$v = v_w + v_o \quad (10)$$

水相和油相的分流率分别为

$$f_w = \frac{v_w}{v}, \quad f_o = 1 - f_w = 1 - \frac{v_w}{v} \quad (11)$$

方程(11)代入方程(4)和方程(5)为

$$\frac{\partial P_w}{\partial x} = -\frac{\mu_w f_w v}{kk_{rw}}, \quad \frac{\partial P_o}{\partial x} = -\frac{\mu_o (1 - f_w) v}{kk_{ro}} \quad (12)$$

联立方程(6),(10)和方程(12),可计算水相分流率为

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o} + \frac{k}{v} \frac{\lambda_w \lambda_o}{\lambda_w + \lambda_o} \frac{\partial p_c}{\partial x} \quad (13)$$

将 $f_w v$ 替换 v_w , 联立方程(12)和渗流方程(1),可以得到

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k \lambda_w \lambda_o}{\lambda_t} \frac{\partial P_c}{\partial x} \right) + v \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\lambda_w}{\lambda_t} \right) = 0 \quad (14)$$

对于逆向渗吸而言,水相与油相运动方向相反,吸入水的体积等于排出的油的体积,即 $v = 0$, 则方程(14)可以简化为

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D(S_w) \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) \quad (15)$$

通过方程(15)可知,毛细管力渗吸方程为非线性抛物型方程,反映了水在含水饱和度差作用下的扩散过程,主要受扩散系数 $D(S_w)$ 控制。 $D(S_w)$ 可定义为水相毛细管扩散系数,用于定量反映致密油储层含水饱和度在渗吸作用下的上升速度。

方程(15)为非线性的抛物型方程,构建隐式差分格式进行求解,差分格式如下

$$\frac{u_j^{n+1} - u_j^n}{\tau} = \frac{1}{h} \left[a_{j+\frac{1}{2}}(u^n) \frac{u_{j+1}^{n+1} - u_j^{n+1}}{h} - a_{j-\frac{1}{2}}(u^n) \frac{u_j^{n+1} - u_{j-1}^{n+1}}{h} \right] \quad (16)$$

其中

$$a_{j+\frac{1}{2}}(u^n) = \frac{1}{2} [D(u_j^n) + D(u_{j+1}^n)]$$

$$a_{j-\frac{1}{2}}(u^n) = \frac{1}{2} [D(u_j^n) + D(u_{j-1}^n)]$$

2 模型验证及影响因素分析

2.1 模型验证

表1为致密油储层渗吸模拟基础参数。应用方程(16)对含水饱和度进行计算,可得到含水饱和度剖面的动态变化(图2)。随着渗吸时间延长,水渗吸前缘位置逐渐增加;渗吸前缘经过后,不同位置处的含水饱和度也逐渐升高。对于某个渗吸时间(如1000s),含水饱和度数值随着空间距离 x 的增加急速降低,初期降速较快,后期降速逐渐放缓。

表 1 致密油储层渗吸模拟基础参数

绝对渗透率 k/mD	孔隙度/ %	油黏度/ (Pa·s)	水黏度/ (Pa·s)	油相端点 相对渗透率	水相端点 相对渗透率	阈压/ MPa	束缚水 饱和度	样品直径 d/cm	样品长度 L/cm	相渗指数 m	相渗指数 n	残余油 饱和度
0.001	5	0.002	0.001	0.6	0.25	3	0.4	2.5	4.5	2	2	0.3

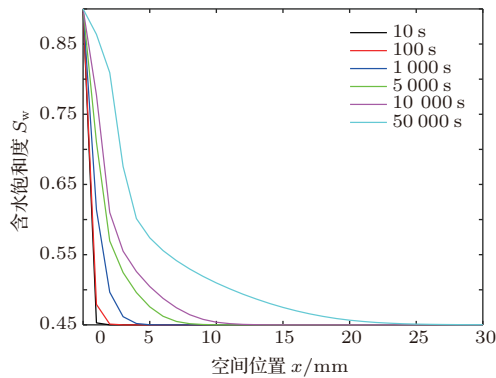


图 2 含水饱和度随着距离 x 和渗吸时间 t 的变化

根据数值计算结果, 绘制吸水体积和渗吸前缘位置随着时间平方根的变化, 结果如图 3 所示。可以看出, 岩石内水的体积、吸水前缘位置与时间的平方根呈线性正相关关系。为了研究致密油储层毛细管力渗吸模型的合理性, 采用经典 Handy 渗吸理论模型的计算结果作为标准。取毛细管力平均值 P_c 为 3 MPa, 水相渗透率 k_w 为 0.000 3 mD, 前缘含水饱和度 S_{wf} 为 0.4, 则吸入水的体积 V_{imb} 为

$$V_{imb} = A_c \sqrt{\frac{2p_c k_w \phi S_{wf}}{\mu_w}} \sqrt{t} = 2.9 \times 10^{-3} \sqrt{t} \text{ (m}^3\text{)} \quad (17)$$

图 3 为吸水体积的数值计算结果与 Handy 模型预测结果的对比。可以看出, 数值计算结果与 Handy 模型预测结果在总体规律上具有一致性, 都是随着时间的平方根呈线性关系, 说明数值计算模型可靠性较高。然而, 初期两者较为接近, 随着渗吸时间的增加, 偏差开始增加, 这与 Handy 模型本身的局限性

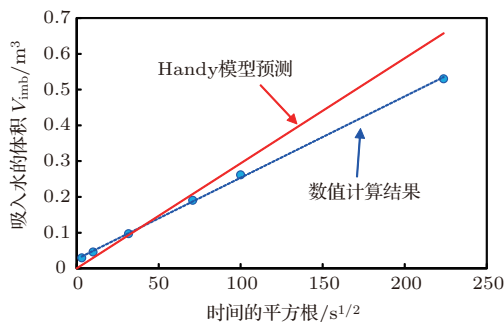
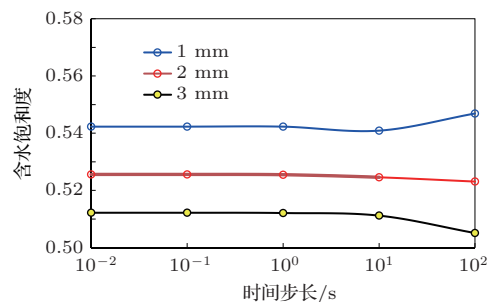


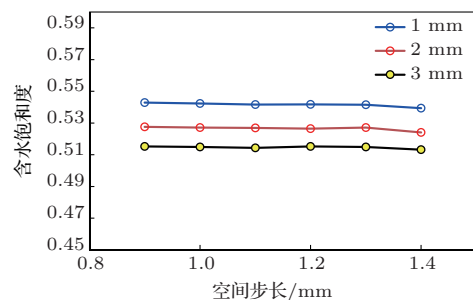
图 3 岩石内水体积、前缘位置与时间平方根的关系

有关。Handy 模型为理想模型, 将毛细管力和相对渗透率作为常数, 难以反映致密储层复杂的微观渗流特征。

陆金甫等认为差分格式 (16) 适用于非线性抛物型方程, 截断误差为 $O(\tau + h^2)$, 是无条件稳定的 [12]。为了进一步验证数值计算结果的准确性, 分别对时间步长和空间步长进行无关性验证, 结果如图 4 所示。取时间为 100 s, 空间位置为 1 mm, 2 mm 和 3 mm 的含水饱和度作为验证点。从图 4 中可以看出, 时间步长从 0.01 s 变化至 100 s, 结果基本不变, 当超过 10 s 后, 结果开始出现偏差。时间步长低于 10 s 时, 可近似为含水饱和度达到稳定, 本文中取时间步长 $\tau = 1$ s。空间步长从 0.9 mm 变化至 1.4 mm, 结果变化不大。由于含水饱和度的变化发生在很小的范围内 (1~2 cm), 空间步长 h 取得太大, 难以反映饱和度的剖面变化, 本文中取空间步长 $h = 1$ mm。综合来看, 差分格式 (16) 在时间步长 1 s 和空间步长 1 mm 可以满足数值计算要求。



(a) 时间步长



(b) 空间步长

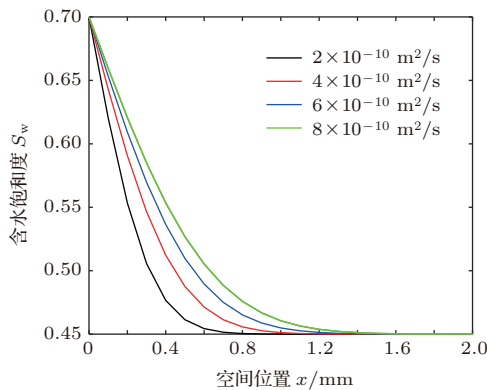
图 4 步长独立性验证

2.2 影响因素分析

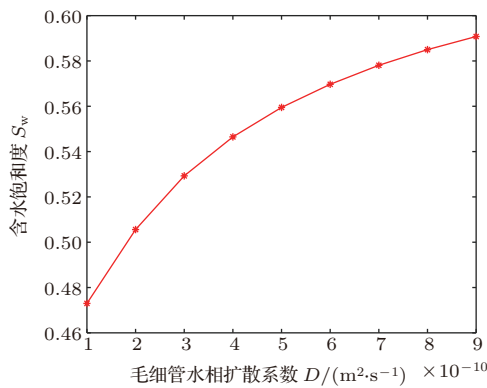
观察逆向渗吸方程(16)可知,含水饱和度剖面的动态变化主要取决于毛细管水相扩散系数,因此有必要分析毛细管水相扩散系数对含水饱和度剖面动态变化的影响,然后采用量纲分析方法研究其他参数对毛细管水相扩散系数的影响。

2.2.1 毛细管水相扩散系数的影响

图5(a)为毛细管水相扩散系数与含水饱和度的关系($t = 1200\text{ s}$)。随着毛细管水相扩散系数的增加,含水饱和度逐渐增加。此外,含水饱和度前缘推进速度随着毛细管水相扩散系数增加而逐渐加快,说明毛细管水相扩散系数与毛细管力渗吸驱油速率呈正相关关系。图5(b)为含水饱和度与水相扩散系数的关系($x = 0.4\text{ cm}, t = 1200\text{ s}$)。随着水相扩散的增加,含水饱和度的上升速率并不是恒定的,初期变化较快,之后逐渐减缓。



(a) 不同位置处含水饱和度



(b) 含水饱和度随着水相扩散系数的变化

图5 毛细管水相扩散系数与含水饱和度的关系

2.2.2 毛细管水相扩散系数的影响因素研究

根据方程(15)可知,毛细管水相扩散系数与许多因素有关。这里采用量纲分析方法进行研究,无量

纲水相扩散系数为

$$\frac{D(S_w)\phi\mu_w}{kP_{c,entry}} = f\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}, k_{rw,max}, k_{ro,max}, S_{wi}, S_{Or}, S_w, m, n\right) \quad (18)$$

根据式(18)可知,无量纲水相扩散系数的相关影响因素包括油水黏度比、端点水(油)相相对渗透率、束缚水饱和度、残余油饱和度、含水饱和度和相渗特征指数等,有必要逐一进行分析。

(1) 含水饱和度

图6为无量纲水相扩散系数与含水饱和度的关系。随着含水饱和度的增加,水相扩散系数迅速上升,当含水饱和度约等于临界含水饱和度时,水相扩散系数达到最大值(约为0.3)。随着含水饱和度继续增加,毛细管水相扩散系数缓慢降低,前期曲线斜率明显高于后期。临界含水饱和度约为0.47。

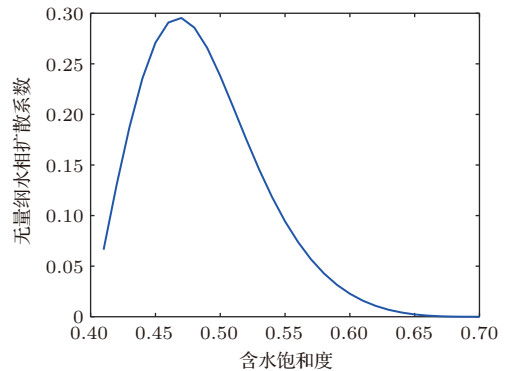


图6 无量纲水相扩散系数与含水饱和度的关系

(2) 相渗特征指数

相渗特征指数 m 和 n 主要用于表征储层的相渗特征,分别取值 2, 3, 4 进行计算,油水相渗曲线计算结果如图7所示。可见,特征指数 m 和 n 越大,

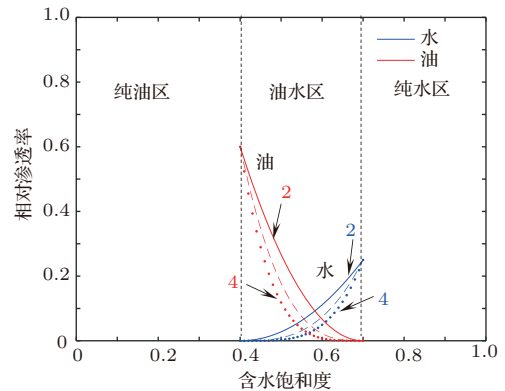
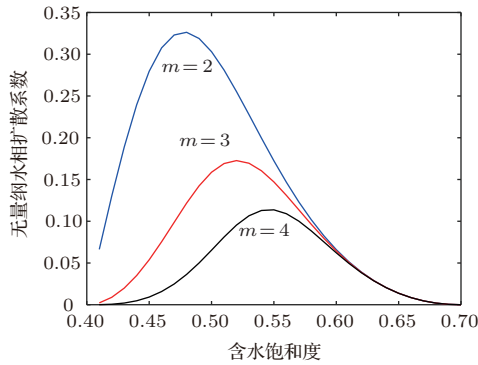


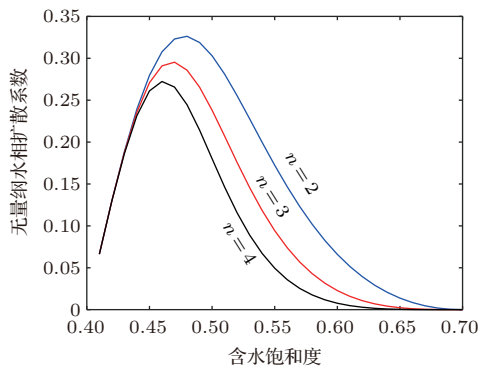
图7 致密油储层油水相渗曲线

在曲线交点处两相渗透率之和 ($K_{ro} + K_{rw}$) 越低。说明油水两相渗流产生了相互干扰,附加阻力明显增加。较高的相渗特征指数可用于描述孔隙结构复杂的储层的渗流特征。

取含水饱和度为 $S_w = 0.5$,相渗指数为 $m = 2$ 和 $n = 2$ 。分别改变指数 m 和 n ,分析相渗指数对水相扩散系数的影响,结果如图 8 所示。



(a) $n = 2$



(b) $m = 2$

图 8 毛细管力随着含水饱和度的变化曲线

图 8(a) 展示了相渗指数 m 对毛细管水相扩散系数的影响, m 的数值增加,毛细管水相扩散系数迅速降低,而临界含水饱和度迅速升高。图 8(b) 展示了相渗指数 n 对毛细管水相扩散系数的影响, n 的数值增加,毛细管水相扩散系数逐渐降低,而临界含水饱和度缓慢降低。

(3) 油水黏度比

图 9 为油水黏度比对无量纲水相扩散系数的影响。可见,随着油水黏度比的增加,无量纲水相扩散系数逐渐降低。初期无量纲水相扩散系数下降较快,之后下降速率逐渐减缓。这与黏滞阻力有关。油水黏度比越高,黏滞阻力越高,油相难以被驱替出来。

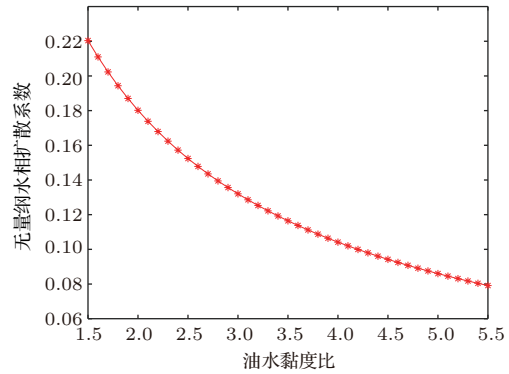
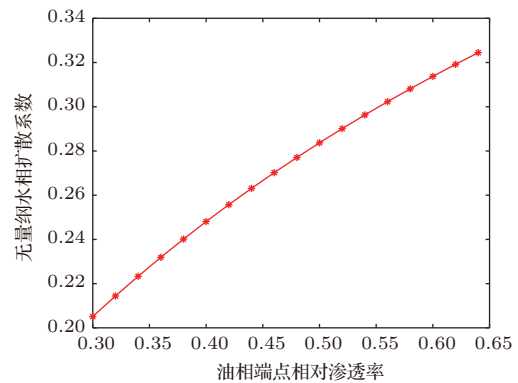


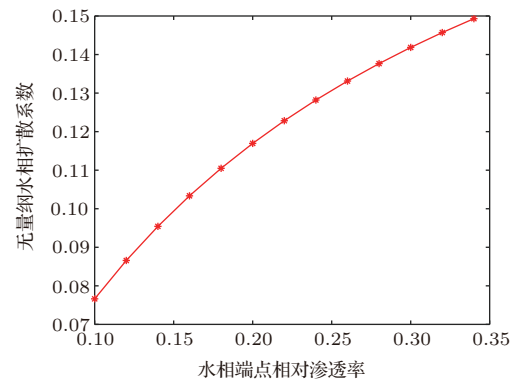
图 9 无量纲水相扩散系数与油水黏度比关系

(4) 油、水端点相对渗透率

图 10 为无量纲水相扩散系数与端点相对渗透率关系。随着油相和水相端点相对渗透率的增加,无量纲水相扩散系数逐渐增加。初期无量纲水相扩散系数增加较快,后期增加速率逐渐减慢。可见,油相和水相在岩石中的流动性越强,水相驱替油相的速率越高。



(a) 油相端点相对渗透率



(b) 水相端点相对渗透率

图 10 无量纲水相扩散系数与端点相对渗透率关系

3 结论

本研究基于考虑毛细管力的油水两相渗流理论,建立了压裂液自发渗吸进入致密油储层的数学模型,进行了数值求解,结论如下:

(1) 渗吸体积、渗吸前缘移动距离与渗吸时间的平方根呈线性正相关关系,与经典 Handy 渗吸模型预测结果一致,说明毛细管力自发渗吸模型可靠性较高。

(2) 含水饱和度剖面的动态变化主要取决于毛细管水相扩散系数,毛细管水相扩散系数越高,毛细管力渗吸驱油速率越高。

(3) 毛细管水相扩散系数随着含水饱和度先增加后减小;随着束缚水饱和度、油相和水相端点相对渗透率增加而增加;随着相渗特征指数和油水黏度比增加而减小。

参 考 文 献

- 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 129-136 (in Chinese)
- 邹才能, 杨智, 张国生. 常规非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义. 石油勘探与开发, 2013, 41(1): 14-26
Zou Caineng, Yang Zhi, Zhang Guosheng. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: concept and practical significance. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 41(1): 14-26 (in Chinese)
- 周祥, 张士诚, 邹雨时等. 致密油藏水平井体积压裂裂缝扩展及产能模拟. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(4): 53-58 (in Chinese)
Zhou Xiang, Zhang Shicheng, Zou Yushi, et al. Simulation of fracture propagation and productivity of volume fracturing horizontal well in tight oil reservoirs. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2015, 30(4): 53-58 (in Chinese)
- 张磊, 康钦军, 姚军等. 页岩压裂中压裂液返排率低的孔隙尺度模拟与解释. 科学通报, 2014, 59(32): 3197-3203

- Zhang Lei, Kang Qinjun, Yao Jun, et al. The explanation of low recovery of fracturing fluid in shale hydraulic fracturing by pore-scale simulation. *Chin Sci Bull (Chin Ver)*, 2014, 59(32): 3197-3203 (in Chinese)
- Kathel P, Mohanty K. Wettability alteration in a tight oil reservoir. *Energy and Fuels*, 2013, 27(11): 6460-6468
- 李忠兴, 屈雪峰, 刘万涛等. 鄂尔多斯盆地长7段致密油合理开发方式探讨. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 217-221
Li Zhongxing, Qu Xuefeng, Liu Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(2): 217-221 (in Chinese)
- 游利军, 康毅力. 油气储层岩石毛细管自吸研究进展. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(4): 112-116
You Lijun, Kang Yili. Progress in research on spontaneous capillary imbibition of oil and gas reservoir rocks. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2009, 31(4): 112-116 (in Chinese)
- 康毅力, 杨斌, 游利军等. 油基钻井完井液对页岩储层保护能力评价钻井工程, 2013, 33(12): 99-104
Kang Yili, Yang Bin, You Lijun, et al. Damage evaluation of oil-based drill-in fluids to shale reservoirs. *Drilling Engineering*, 2013, 33(12): 99-104 (in Chinese)
- 杨胜来, 李梅香, 陈浩等. 裂缝性油藏水驱过程中基质的动用程度及基质贡献率. 石油钻采工艺, 2009, 33(2): 69-72
Yang Shenglai, Li Meixiang, Chen Hao, et al. Study of the producing degree and contribution ratio of matrix in fractured reservoir during water flooding. *Oil Drilling & Production Technology*, 2009, 33(2): 69-72 (in Chinese)
- 刘向君, 戴岑璞. 低渗透砂岩渗吸驱油规律实验研究. 钻采工艺, 2008, 31(6): 110-112
Liu Xiangjun, Dai Cenpu. Experimental study of imbibition law in low permeability sandstone oil field. *Drilling & Production Technology*, 2008, 31(6): 110-112 (in Chinese)
- 郭钢, 薛小佳, 李楷等. 压裂液存留液对致密油储层渗吸替油效果的影响. 钻井液与完井液, 2016, 33(6): 121-126
Guo Gang, Xue Xiaojia, Li Kai, et al. Effect of retained fracturing fluid on the imbibition oil displacement efficiency of tight oil reservoir. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2016, 33(6): 121-126 (in Chinese)
- 陆金甫, 关治. 偏微分方程数值解法. 北京: 清华大学出版社, 2004
Lu Jinpu, Guan Zhi. Numerical Methods for Partial Differential Equations. Beijing: Tsinghua University Press, 2004 (in Chinese)

(责任编辑: 胡 漫)