

基于孔与裂隙网络模型的平行微裂隙对驱油的影响规律研究¹⁾

刘海娇²⁾ 张旭辉³⁾ 鲁晓兵

(中国科学院大学工程科学学院, 北京 100049)

(中国科学院力学研究所, 北京 100190)

摘要 认识双重重孔介质中油水两相微观渗流机制是回答形成什么类型的裂隙网络可提高油藏采收率的关键。微裂隙的分布可以提高多孔介质的绝对渗透率, 但对于基质孔隙中的流体介质, 微裂隙的存在会引起多孔介质中局部流体压力和流场的变化, 导致局部流动以微裂隙流动为主, 甚至出现窜流现象, 降低驱油效率。本文基于孔与裂隙双重网络模型, 在网络进口设定两条平行等长且具有一定间隔的微裂隙, 分析微裂隙的相对间隔(微裂隙之间距离/喉道长度)和微裂隙相对长度(微裂隙长度/喉道长度)对于微观渗流特征的影响。结果表明: 随微裂隙相对长度的增加, 出现驱油效率逐渐降低, 相对渗透率曲线中的油水共渗区水饱和度和等渗点增加, 油水两相的共渗范围减小等现象; 随着微裂隙之间相对间隔增大, 周围越来越多的基质孔穴间的压力差减小, 在毛管压力的限制下, 驱替相绕过这些区域, 而导致水窜现象。

关键词 孔与裂隙双重网络模型, 微观渗流, 多孔介质, 微裂隙间隔, 驱油效率

中图分类号: TE348 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-18-025

EFFECT OF PARALLEL MICRO-FRACTURES ON FLOODING BASED ON PORE-FRACTURE NETWORK MODEL¹⁾

Liu Haijiao²⁾ Zhang Xuhui³⁾ Lu Xiaobing

(School of Engineering Science, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

(Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract It is of great importance to understand the micro-seepage mechanism of water flooding in dual pore-fracture media, for the improvement of the recovery efficiency. The existence of micro-fractures can on the one hand increase the absolute permeability, on the other hand change the local fluid pressure distribution and flow in the porous media. The fracture flow prevails, the surrounding oil cannot be displaced, reducing the displacement efficiency. In this paper, a pore-fracture network model is used in the analysis, two parallel micro-fractures with equal length are set at the inlet. The effects of the relative interval (micro-fracture gap length/throat length) and the relative length (micro-fracture length/throat length) of the micro-fractures on micro-seepage are investigated. The results show that with the increase in relative length

2018-01-23 收稿, 2018-04-02 录用, 2018-04-03 网络版发表。

1) 国家油气重大专项课题 (2016ZX05046003-002-001), 国家重点基金研究发展计划 (2011CB707302) 和国家专项 (2017ZX05013-003) 资助项目。

2) 刘海娇, 博士, 主要研究方向: 低渗油气开采模拟. E-mail: liuhaijiao@imech.ac.cn

3) 张旭辉, 副研究员, 主要从事非常规油气开发中的关键力学问题研究. E-mail: zhangxuhui@imech.ac.cn

引用格式: 刘海娇, 张旭辉, 鲁晓兵. 基于孔与裂隙网络模型的平行微裂隙对驱油的影响规律研究. 力学学报, 2018, 50(4): 890-898

Liu Haijiao, Zhang Xuhui, Lu Xiaobing. Effect of parallel micro-fractures on flooding based on pore-fracture network model. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2018, 50(4): 890-898

of micro-fractures, the displacement efficiency decreases, while the water saturation at the co-permeable zone and at the intersection of the relative permeability curve increase. With the increase of the relative interval between the two fractures, the pressure of the surrounding pores is approximately equivalent, and the oil displacement will not occur due to the capillary pressure, leading to water channeling and the decrease of the oil recovery.

Key words pore-fracture network model, micro-seepage, porous media, intervals of micro-fractures, displacement efficiency

引言

低渗透油藏具有潜在巨大的油资源量,但具有“低渗透、动用难”的特点。这类油藏孔隙结构复杂,储层物性差,天然微裂缝发育^[1-6];孔隙度和渗透率低,且孔喉细小;在水驱油过程中,渗流阻力大,注水难度高,而且渗流往往不符合达西定律^[7-12]。在低渗透油藏开发过程中,由于注水压力高,微裂隙的存在及扩展引起的窜流问题,导致采油效率大大降低,是工程难题之一。因此,认识含基质孔隙和微裂隙的双重介质中的微观渗流机理,对弄清微裂隙对于驱油过程的影响非常关键。

天然微裂隙通常以低角度的平行构造裂缝为主,当存在软弱夹层或出现大的构造应力变化时也会出现交叉微裂缝^[13-14]。在生产过程中通常需要对低渗透储层进行加压水驱,随着注入压力的增加,微裂隙两端的压差使其张开并逐渐扩展,从而形成新的渗流通道^[15-16],而微裂缝的开度主要由油藏地层压力、孔隙流体压力、储层岩石强度等共同决定。微裂隙的形成成为水驱替油提供了阻力更小的流动通道,但又改变了流体压力场的分布,随着微裂隙在几何长度上的增加,水驱过程极易出现水窜等不稳定现象^[17],在这种情况下,注入的水相波及面积减小,直接从微裂隙形成的优势通道流出,大大降低驱油效率。

孔隙网络模型是一种将多孔介质中孔隙理想化为孔穴和喉道单元,基于统计物理中的入侵逾渗理论,考虑毛管压力、黏性、重力等,引入管道流动的物理机制,模拟多孔介质中的渗流规律,得到宏观的渗流参数,包括毛管压力曲线、相渗曲线、驱油效率等。在水驱油的两相渗流、油气水三相渗流、细颗粒在多孔介质中的流动等得到了应用^[18-23],但难以模拟多几何尺度结构的多孔介质的渗流问题。

针对碳酸盐岩、含微裂隙油气藏的开发,国内外学者提出了双重多孔介质模型,主要进行了两类研究:一类是分析大孔洞或裂隙连通性,研究不同孔

洞或微裂隙密度、尺度条件下,孔洞或裂隙贯通的概率;另一类是将储层理想化为基质孔隙和大孔洞或微裂隙两种尺度,赋予不同流动机制,主要分析微裂隙或大孔洞的几何特征及分布对双重介质中渗流规律的影响^[24-27]。实际上,在基质中孔穴是主要的油气存储空间,喉道是流体流动的路径;而在双重多孔介质中,微裂隙和喉道均与孔穴相互连通并进行物质交换,微裂隙的宽度、长度、密度等增加,使得流体运输的路径逐渐由基质喉道向微裂隙转变^[28-29]。但针对这一转变的机理及其对双重介质中渗流的影响尚未研究清楚。

Tang 等^[30]运用数值模拟方法进行了裂隙网络生成的模拟,当岩石各向同性时产生的裂隙为多边形裂隙网络,各向异性强烈将产生平行裂隙网络,油气储层尤其是非常规油气储层各向异性强烈,因此研究储层中平行裂隙对水驱油渗流规律的影响非常重要。

本文中基于孔隙与微裂隙双重介质模型,构建两条与驱替流动方向平行微裂隙,研究微裂缝长度和间距对介质中流体流动及宏观参数的影响特征,分析这两类参数引起的临界现象,如窜流现象。微观尺度的研究一方面可以为宏观渗流计算提供绝对渗透率、相对渗透率等参数,一方面可以提供宏观渗流分析不能得到的介质非均质引起的渗流特性如束缚水、残余油等信息。在实际裂隙型低渗透油藏中,这两类参数在空间上具有不均匀性,因此,本研究的结果结合测井、钻心测量等,为评估油藏的采收程度和提高采收率提供基础的参数。

1 孔与裂隙双重网络模型建立

1.1 模型简介

微观尺度双重介质模型的特点是采用获取的多孔介质的基质孔隙和微裂隙几何分布、连通性等基本特征,基于逾渗理论和孔隙、微裂隙中的微观渗流机制,模拟多孔介质中单相、两相及多相的流动

规律, 预测渗透率、残余油饱和度、束缚水饱和度和相对渗透率等宏观渗流参数.

宏观裂缝油藏双重介质模型主要有等效连续体模型、离散网络模型. 等效连续体模型不考虑裂缝岩体的物理与力学特性如裂缝半径和密度分布特征、导水性、产状等因素的细节, 不能捕捉多孔介质的几何非均质性, 即只用宏观平均的渗流参数进行等效分析.

微观尺度双重介质模型可以为宏观裂缝油藏双重介质模型提供宏观参数和变化特征, 为宏观介质模型的发展提供丰富的多孔介质微观流动信息.

二维孔隙与裂隙双重网络模型 (pore-fracture network modeling, PFNM) 为微观尺度双重介质模型, 包含的基本单元有基质孔隙、喉道和微裂隙, 分别代表实际油藏中的孔隙和孔隙间的连接通道、微裂隙. 在图 1 中, 橘黄色的球状结构代表多孔介质中的充满油相的孔隙, 蓝色的球状结构代表多孔介质中的充满水相的孔隙, 橘黄色的圆柱形短管表示充满油相的喉道, 蓝色的圆柱形短管表示充满水相的喉道, 红色方形长管表示微裂隙. 当与喉道相连的两个孔隙充满着不同种液体时, 认为此喉道的流体不能被驱替^[31], 即为图 1 中所示的捕获喉道. 每个内部球形孔隙与四个相邻的圆柱形喉道相连, 每一个喉道连通相邻的两个孔隙. 微裂隙与喉道的最大区别在于几何尺度上的差异, 比如微裂隙的长度为喉道的 2~60 倍, 有效半径是喉道半径的 10 倍. 基于以上建立起来的 PFNM 模型如图 2 所示.

该文主要是为了研究微裂隙间距和长度对渗流特性和驱油效率的影响, 故只取两条微裂隙进行分析, 以排除多裂隙间的相互影响.

以水驱油为例, 油为非润湿相, 水为润湿相. 对于基质喉道中的两相流动, 毛管压力大于黏性力,

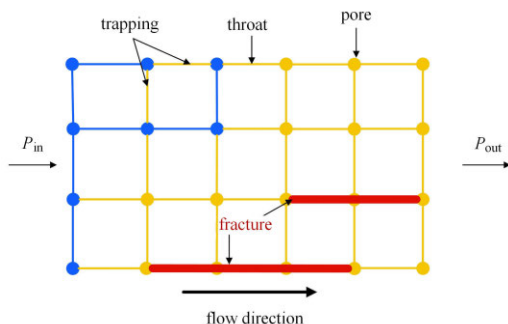


图 1 PFNM 模型中的基本单元

Fig. 1 Basic units of PFNM

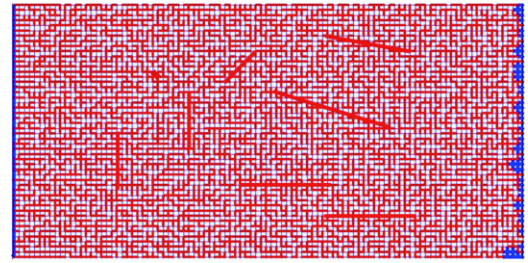


图 2 纵向孔隙节点数量为 50, 横向孔隙节点数量 100 的 PFNM 模型

Fig. 2 PFNM with scales of 50 rows × 100 columns

因此, 采用准静态驱替方式进行模拟, 即当连接喉道的两个孔隙中充满不同流体且两端压力差超过毛管压力时, 该喉道被含较高压力孔隙中的流体一次充满, 不考虑两相界面在喉道中的流动过程. 采用泊肃叶公式模拟圆柱管道中的流动, 并考虑毛管压力的影响. 微裂隙中的流动也等效为圆柱管道流动.

喉道中只存在一个两相界面时流动方程

$$q_{ij} = -\frac{r_{ij}^2}{8\mu_{ij}l_{ij}}(p_j - p_i - p_c) \quad (1)$$

为了简化起见, 每个孔隙只允许被一种流体充满. 在这种假设下, 当与喉道相连的两个孔隙充满着不同种液体时, 认为此喉道的流体不能被驱替. 因此, 当同一个喉道中存在两个或多个界面时, 则喉道中流体不能被驱替, 此时, 流量要乘系数 10^{-5} 来获得一个极小值, 用以消除计算当中的奇异性

$$q_{ij} = -\frac{r_{ij}^2}{8\mu_{ij}l_{ij}}(p_j - p_i - p_c) \times 10^{-5} \quad (2)$$

毛管压力 p_c 的计算式为

$$p_c = \pm \frac{2 \cos \theta \sigma^{wn}}{r} \quad (3)$$

由于微裂隙等效半径较大, 毛管压力相对喉道中小一个数量级以上, 即黏性力占主导地位, 因此在计算微裂隙中的流量大小时忽略毛管压力, 裂隙中流量表达式为

$$q_{ij} = -\frac{R_{ij}^2}{8\mu_{ij}L_{ij}}(p_j - p_i) \quad (4)$$

式中, q_{ij} 为流体的流量, r_{ij} 和 R_{ij} 分别表示喉道和裂隙的半径, l_{ij} 和 L_{ij} 分别代表喉道和裂隙的长度, μ_{ij} 为流体的动力黏滞系数, θ 是湿相和非湿相之间的接触角, σ^{wn} 表示湿相和非湿相之间的界面张力系数, p_i 和 p_j 表示孔隙 i 和 j 处的压力值, “+” 当润湿相

驱替非润湿相时，“-”当非润湿相驱替润湿相时取负号。

考虑流体的不可压缩性，流经（流进及流出）每个节点的总流量 Q 必须为零，因此可建立关于压力 p 的方程组。

为求出各孔隙处的压力，由式（1）~ 式（4）得

$$-\sum_{j \in N_i} \frac{\pi r_{ij}^4}{8\mu l_{ij}} (p_j - p_i - p_c) - \sum_{j \in N_i} \frac{\pi R_{ij}^4}{8\mu L_{ij}} (p_j - p_i) = 0 \quad (5)$$

结合边界上的压力条件，由上式求解每个孔穴处压力。

该模型在双重多孔介质两相水驱的计算结果与有限元模型结果进行了对比，验证了模型的适用性^[28]。

1.2 宏观参数求解

1.2.1 渗透率

渗透率是通过计算进出口总压差为 ΔP_t 时的总流量 Q 得到的。根据达西定律，当计算模型中为单相流动时，其渗透率表达式为

$$K = \frac{Q\mu L_t}{\Delta P_t \cdot A} \quad (6)$$

其中， μ 表示流体的黏度， L_t 表示模型的长度， A 表示模型的截面面积。求绝对渗透率时， Q 为总流量；求相对渗透率时， Q 为单相流量。

1.2.2 水饱和度

在驱替过程中的不同时刻，油相和水相各占据不同的孔隙、喉道和微裂隙空间。油相和水相的饱和度，以及模拟油气藏生成过程中油相驱替水相之后的束缚水饱和度和模拟油气藏开采过程中，水相驱替油相过后的残余油饱和度等，均通过下式进行计算

$$S_{wk} = 100 \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{m'} \pi r_i^2 l + \sum_{j=1}^{n'} \frac{4}{3} \pi r_j'^3 + \sum_{a=1}^{p'} \pi R_a^2 L}{\sum_{i=1}^m \pi r_i^2 l + \sum_{j=1}^n \frac{4}{3} \pi r_j'^3 + \sum_{a=1}^p \pi R_a^2 L} \right) \quad (7)$$

式中， m ， n 和 p 分别表示喉道、孔隙和裂隙单元的总个数； m' ， n' 和 p' 分别在步骤 k 时，表示被水充填的喉道、孔隙和裂隙单元的总个数； r_i ， r_j' 和 R_a 分别表示喉道、孔隙和裂隙单元半径值，孔隙半径服从平均分布，喉道半径服从截断正态分布； l 和 L 分别表示喉道和裂隙的长度； $\sum_{i=1}^m \pi r_i^2 l$ ， $\sum_{j=1}^n \frac{4}{3} \pi r_j'^3$ 和 $\sum_{a=1}^p \pi R_a^2 L$

分别表示喉道、孔隙和裂隙单元的总容积； mk ， nk 和 pk 分别表示被水相充填的喉道、孔隙和裂隙单元的总数量； $\sum_{i=1}^{m'} \pi r_i^2 l$ ， $\sum_{j=1}^{n'} \frac{4}{3} \pi r_j'^3$ 和 $\sum_{a=1}^{p'} \pi R_a^2 L$ 分别表示在步骤 k 时，被水相充填的喉道、孔隙和裂隙单元的总容积。

束缚水饱和度和残余油饱和度也可以通过式（10），在油相驱替水相或水相驱替油相的最后一步计算获得。

1.2.3 驱油效率

驱油效率 E_d 表示水相驱替油相的最终驱替程度。在 PFNM 模型中，驱油效率的定义式为

$$E_d = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (8)$$

其中， S_{wi} 表示束缚水饱和度， S_{or} 表示残余油饱和度。

1.3 计算过程

模型求解过程如下：

（1）模拟单相流动过程：建立含基质孔隙和微裂隙的空间几何网络，进行单相流动的微观流动模拟，获取孔隙度、绝对渗透率等宏观参数；

（2）模拟成藏过程，即油驱替水：孔隙-微裂隙网络中初始为充满水的状态。进行油驱替水的过程，当模型中不存在符合驱替条件的喉道时，驱替结束。将此时的基质孔穴、喉道和微裂隙中的油水分布状态作为水驱替油的初始状态，并获得束缚水饱和度参数；

（3）模拟开采过程，即水驱替油的过程：以第（2）阶段驱替结束时刻的油水分布状态为初始条件，进行水驱替油的微观流动模拟，当模型中油相相对渗透率小于 0.005 时，驱替结束，分析油水分布状态，获取相对渗透率、残余油饱和度等参数。

2 模拟结果与分析

2.1 驱油效率

岩心的孔隙结构一般通过压汞实验、核磁共振实验或者 CT 实验获取，不同的获取方法获得孔隙结构的精细程度有一定差别，但模拟捕捉最主要的几何尺度和分布特征，保证在统计规律上是一致的，如图 3 所示，模拟过程中的喉道半径按照正态分布规律进行赋值。

表 1 和表 2 给出了计算所采用的参数。网络孔穴数为 $30 \times 60 = 1800$ 。喉道长度为 $300 \mu\text{m}$ ；喉道半径

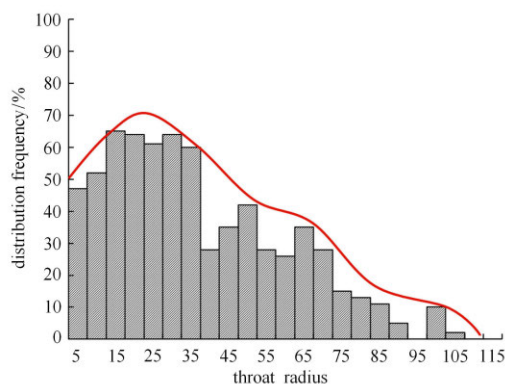


图3 近似截断正态分布的喉道半径分布

Fig. 3 Approximate truncation of normal distribution of throat radius distribution

表 1 计算所采用的参数

Table 1 The parameters used in the calculation

| Throat radius (normal distribution) | Pororadius (uniform distribution) | External conditions | Fluid medium |
|--|---|---|--|
| 0.1 ~ 20 μm $\sigma = 6$ $\mu = 10 \mu\text{m}$ | 20 μm ~ 30 μm | $P_{\text{in}} = 1.5 \text{ MPa}$ $P_{\text{out}} = 1 \text{ MPa}$ | $\mu_w = 1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ $\mu_o = 5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ $\sigma = 0.032 \text{ N/m}$ |

表 2 微裂隙的参数

Table 2 Parameters of micro-fractures

| Case | L/l_{th} | Num | Location | Direction | Radius |
|------|-------------------|-----|--|--------------------------------------|-------------------|
| 1 | 4 | | starting point at the inlet side | parallel to the flow direction | 100 μm |
| 2 | 10 | 2 | | | |

服从正态分布, 分布范围: 0.1~20 μm , 均值为 10 μm , 标准差为 6 μm . 孔穴半径服从 20 μm ~30 μm 的均匀分布. 微裂隙数量为 2 个, 平行于流动方向, 微裂隙的相对间隔为 4 和 10, 微裂隙等效半径为 100 μm ; 网络模型进口端压力为 1.5 MPa, 出口端压力为 1.0 MPa, 总的压差为 0.5 MPa. 油和水的黏度分别为 5 mPa·s 和 1 mPa·s, 两相润湿角为 30°, 界面张力为 0.032 N/m.

如图 4 所示, 两种工况下驱油效率均随微裂缝相对长度的增加而减小. 驱油效率随着微裂缝相对长度的增加而减小. 主要原因是水驱油过程中, 随微裂缝长度的增加, 再加上两条平行微裂缝的起点在水相的进口, 使裂隙周围孔穴间的压力差较小, 克服不了毛管压力, 驱替相先在微裂隙中流动, 并在微裂隙的末端继续驱替油相, 从而绕过微裂隙中间的

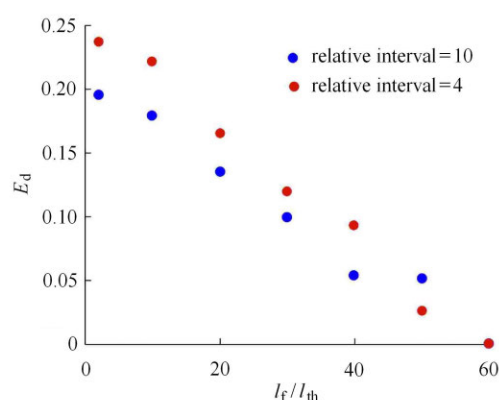


图 4 驱油效率随微裂隙相对长度变化趋势

Fig. 4 The oil displacement efficiency varies with the relative length of micro-fractures

孔穴和喉道. 微裂隙越长, 水相驱替油相过程中波及不到的孔穴和喉道越多, 残余油相越多, 因此导致残余油饱和度增加, 而驱替效率下降.

另外, 当微裂隙相对长度相同时, 微裂隙的相对间隔为 10 的工况下, 模型的驱油效率要普遍低于微裂隙的相对间隔为 4 的工况. 说明微裂隙的相对间隔越大, 不能被驱替的油相占据的面积越大, 驱油效率越低. 在本研究中不考虑裂隙间隔过大, 两条裂隙之间没有相互影响的情况.

2.2 油水分布和孔穴压力分布

为了探究 2.1 节中的结果, 即微裂隙的相对间隔和相对长度越大, 驱替相不能驱替到的面积越大, 驱油效率越低. 图 5 和图 6 给出了驱替结束状态对应的油水分布图和孔穴压力分布. 当微裂隙起点位于进口端时, 由于微裂隙的存在导致微裂隙末端之前的基质部分孔穴压力差很小, 即图 5 和图 6 中所示区域 I 位置, 出现了较多未被驱替的孔穴和喉道.

图 5(a2) 和图 5(b2) 为微裂隙的相对间隔为 4 工况下的孔穴压力分布, 图 6(a2) 和图 6(b2) 为微裂隙的相对间隔为 10 工况下的孔穴压力分布, 对比微裂隙末端附近的孔穴压力分布可以发现, 区域 II 位于裂隙末端之后, 但在区域 II 中仍然存在小部分基质区域中的孔穴压力基本相等, 但当微裂隙的相对间隔为 10 时, 区域 II 中压力相等的面积要大于微裂隙的相对间隔为 4 的工况. 说明微裂隙的相对间隔越大, 对孔穴中的压力分布的影响越大, 相等的面积越大, 产生更多的油相不能被驱替的现象.

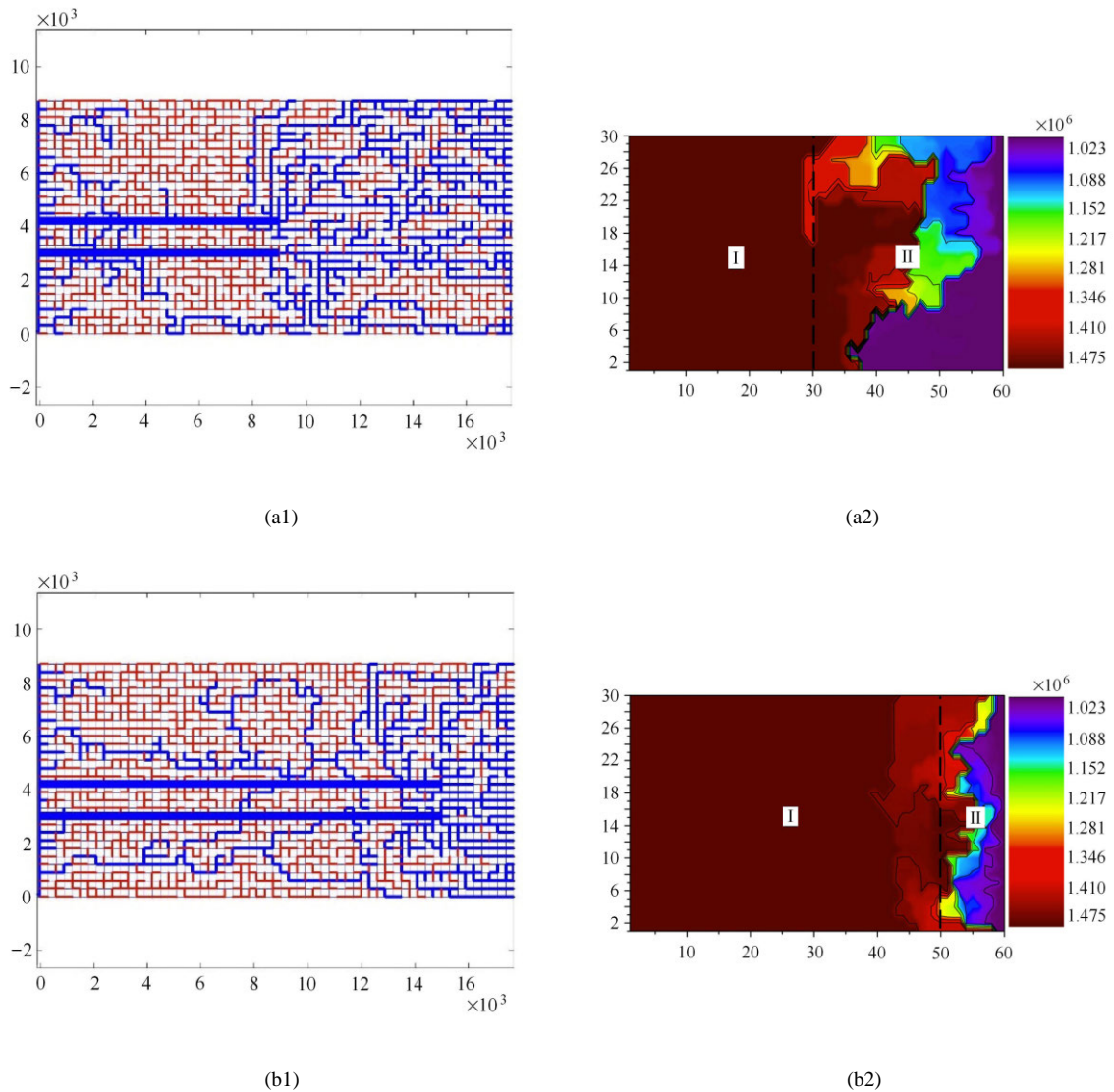


图 5 (a1) 和 (b1) 分别为微裂隙无量纲间隔为 4，微长度为 30 和 50 驱替结束情况下的油水分布 (其中蓝色表示水相，红色表示油相)；
(a2)(b2) 分别为与 (a1)(b1) 对应的模型孔隙压力分布，黑色虚线为裂隙末端所在位置

Fig. 5 (a1) and (b1) respectively shows the oil-water distribution at the end of displacement the relative length of micro-fractures equals 30 and 50 in the case of the relative interval of the micro-fractures equals 4 (The red throats and fractures are filled with oil and the blue throats and fractures are filled with water); (a2) and (b2) are the pore fluid pressure distribution corresponding with (a1) and (b1) (The black dotted line is location of the end of the fracture)

2.3 相对渗透率

油水两相的相对渗透率是两相驱替模拟的关键参数. 根据驱替过程油水分布和式 (6) 得到相对渗透率曲线.

图 7 给出了微裂隙相对间隔分别为 4 和 10 时，油水两相相对渗透率的变化曲线. 随着微裂隙长度的增加，相对渗透率曲线整体向右推移，即束缚水的饱和度增加，初始油相的绝对饱和度减小. 虽然残余油饱和度减小，根据式 (8)，可以得到驱油效率总体

减小.

以微裂隙间距为 4 的情况为例，等渗点处的相对渗透率值随着裂隙相对长度的增加近似线性减小，而等渗点处的水饱和度近似线性增加. 共渗区范围大小取为 $1 - S_{wi} - S_{or}$ ，则共渗区范围大小随着微裂隙相对长度的增加而减小，如图 8 所示. 这些结果与图 5 中的油水分布和孔隙压力分布相对应，说明微裂隙的相对间隔距离越大，越容易导致水窜和绕流现象.

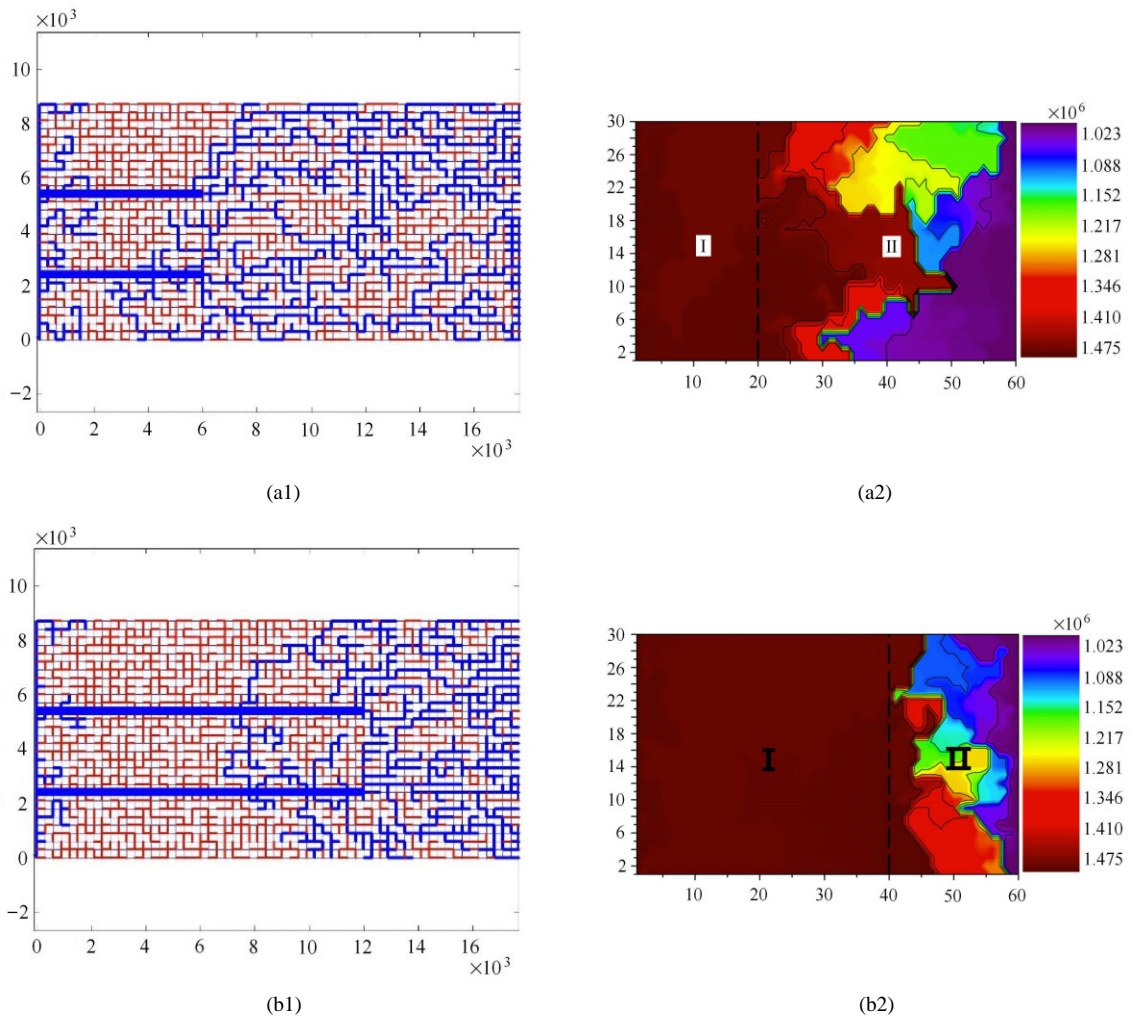


图 6 (a1) 和 (b1) 分别为无量纲为微裂隙无量纲间隔为 10, 微长度为 20 和 40 驱替结束情况下的油水分布 (其中蓝色表示水相, 红色表示油相); (a2)(b2) 分别为与 (a1)(b1) 对应的模型孔隙压力分布, 黑色虚线为裂隙末端所在位置

Fig. 6 (a1) and (b1) respectively shows the oil-water distribution at the end of displacement the relative length of micro-fractures equals 30 and 50 in the case of the relative interval of the micro-fractures equals 4 (The red throats and fractures are filled with oil and the blue throats and fractures are filled with water); (a2) and (b2) are the pore fluid pressure distribution corresponding with (a1) and (b1) (The black dotted line is location of the end of the fracture)

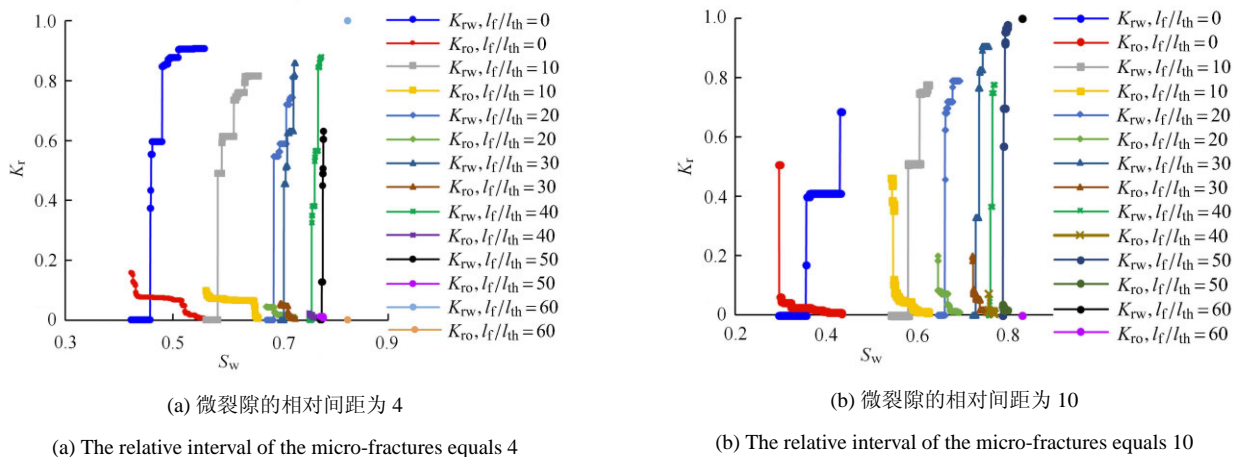
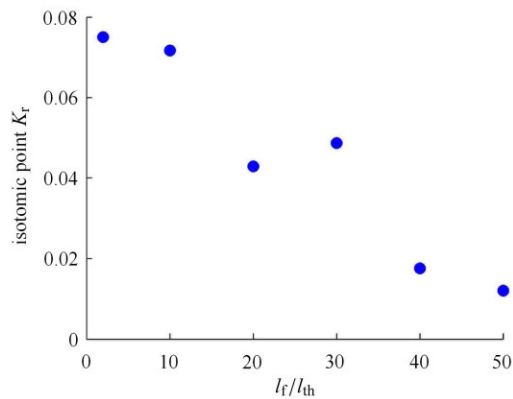


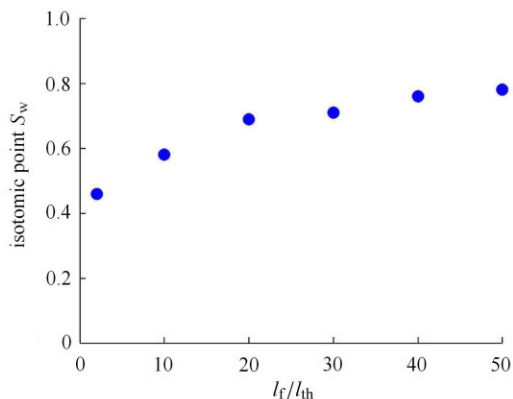
图 7 油水两相的相对渗透率随裂隙相对长度变化曲线

Fig. 7 The relative permeability of oil and water changes with the relative length of the fractures



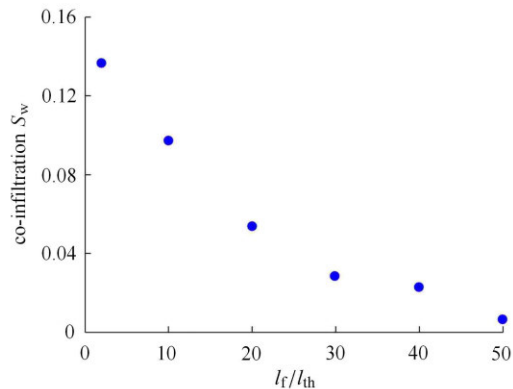
(a) 等渗点处的相对渗透率

(a) The value of the relative permeability at the site of isotonic point



(b) 等渗点处的水饱和度

(b) The water saturation at the isotonic point



(c) 共渗区水饱和度范围

(c) The water saturation range of co-infiltration

图 8 共渗区参数随微裂隙相对长度变化曲线

Fig. 8 Curves of co-infiltration parameters with the change of the relative length of micro-fractures

3 结论

针对含孔隙与微裂隙的双重介质,建立了孔隙-微裂隙网络模型,模拟了与驱替方向平行且起点在

驱替端的微裂隙对微观渗流过程,分析了微裂隙长度、微裂隙间距对驱油效率、相对渗透率宏观参数的影响,解释了微裂隙引起的绕流、水窜现象的微观机制.通过数值模拟分析得到如下认识:

(1) 驱油效率随微裂隙相对长度的增加而减小,微裂隙的相对间隔越大驱替相不能驱替的面积越大,导致驱油效率下降.主要机制是微裂隙的存在使得周围基质孔穴压力差相近,克服不了毛管压力,导致驱替相绕流孔穴和喉道;随着微裂隙长度和相对间距增加,绕流面积增加,大部分油相不能被驱替.

(2) 随着微裂隙相对长度增加,束缚水饱和度增加,相对渗透率曲线整体向右偏移;等渗点处的水饱和度增加,而等渗点处的相对渗透率值和共渗区范围大小减小.随着微裂隙相对长度的增加,双重网络的裂隙起点和末端间网络中的流动主要由微裂隙流动控制,而裂隙末端之后网络中的流动由毛管压力控制,随着微裂隙长度的增加,整个网络中的流动由微裂隙流动为主,出现窜流现象,大大降低驱油效率.

参 考 文 献

- 1 吴国干,方辉,韩征等.“十二五”中国油气储量增长特点及“十三五”储量增长展望.石油学报,2016,37(9):1145-1151(Wu Guogan, Fang Hui, Han Zheng, et al. Growth features of measured oil initially in place & gas initially in place during the 12th Five-Plan and its outlook for the 13th Five-Plan in China. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(9): 1145-1151 (in Chinese))
- 2 唐小梅,曾联波,何永宏等.沉积与成岩作用对姬塬油田超低渗透油层构造裂缝发育的控制作用.石油天然气学报,2012,34(4):21-25(Tang Xiaomei, Zeng Lianbo, He Yonghong, et al. Effect of deposition and diagenesis on tectonic fractures of sandstone reservoirs with ultra-low permeability in Jiyuan Oilfield. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2012, 34(4): 21-25 (in Chinese))
- 3 吴克柳,李相方,陈掌星等.页岩气和致密砂岩气藏微裂缝气体传输特性.力学学报,2015,47(6):955-964(Wu Kelu, Li Xiangfang, Chen Zhangxing, et al. Gas transport behavior through micro fractures of shale and tight gas reservoirs. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2015, 47(6): 955-964 (in Chinese))
- 4 戴金星,宋岩,戴春森等.中国东部无机成因气及其气藏形成条件.北京:科学出版社,1995(Dai Jinxing, Song Yan, Dai Chunsen, et al. *The Formation Conditions of Inorganic Gas and Gas Reservoir in Eastern China*. Beijing: Science Press, 1995 (in Chinese))
- 5 王连生,郭占谦,马志红等.无机成因天然气的地球化学特征.吉林大学学报-地球科学版,2004,34(4):542-545(Wang Liansheng, Guo Zhanqian, Ma Zhihong, et al. Geochemistry characters of inorganic natural gas. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 2004, 34(4): 542-545 (in Chinese))
- 6 邹才能,陶士振,白斌等.论非常规油气与常规油气的区别和联系.中国石油勘探,2015,20(1):1-16(Zou Caineng, Tao Shizhen,

- Bai Bin, et al. Differences and relations between unconventional and conventional oil and gas. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(1): 1-16 (in Chinese))
- 7 邓礼正. 地层条件下储集岩物性参数特征及影响因素. 矿物岩石, 1995(4): 44-50(Deng Lizheng. Features and influential factors of parameters of physical property of reservoir rock under conditions of underground. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 1995(4): 44-50 (in Chinese))
 - 8 郝春山, 李治平, 杨满平等. 变形介质的变形机理及物性特征研究. 西南石油学院学报, 2003(4):19-21(Hao Chuenshan, Li Zhiping, Yang Manping, et al. Research on deformation mechanism and petrophysical characteristics of deformable media. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2003(4): 19-21(in Chinese))
 - 9 杨满平, 王正茂, 李治平. 影响变形介质气藏储层渗透率变化的主要因素. 天然气地球科学, 2003(5): 386-388 (Yang Manping, Wang Zhengmao, Li Zhiping. The influence factors for permeability of deformed media gas reservoir. *Natural Gas Geoscience*, 2003(5): 386-388 (in Chinese))
 - 10 杨满平. 油气储层多孔介质的变形理论及应用研究. [博士论文]. 成都: 西南石油学院, 2004 (Yang Manping. The study of oil-gas reservoir porosity mediums deformation theory and application. [PhD Thesis]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute, 2004 (in Chinese))
 - 11 姚同玉, 黄延章, 李继山. 页岩气在超低渗介质中的渗流行为. 力学学报, 2012, 44(6): 990-995 (Yao Tongyu, Huang Yanzhang, Li Jishan. Flow regim for shale gas in extra low permeability porous media. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2012, 44(6): 990-995 (in Chinese))
 - 12 柳占立, 庄苗, 孟庆国等. 页岩气高效开采的力学问题与挑战. 力学学报, 2017, 49(3): 507-516 (Liu Zhanli, Zhuang Zhuo, Meng Qingguo, et al. Problems and challenges of mechanics in shale gas efficient exploitation. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2017, 49(3): 507-516(in Chinese))
 - 13 叶成林. 苏 53 区块天然裂缝特征及对水压致裂的影响. 天然气技术与经济, 2016, 10(1): 8-11(Ye Chenglin. Characteristics of natural fractures in Su53 block and their effects on hydraulic fracturing. *Natural Gas Technology and Economy*, 2016, 10(1): 8-11(in Chinese))
 - 14 南珺祥, 王素荣, 姚卫华等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长 6—8 特低渗透储层微裂缝研究. 岩性油气藏, 2007(4): 40-44 (Nan Junxiang, Wang Surong, Yao Weihua, et al. Micro-fractures in extra-low permeability reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin. *Lithologic Reservoirs*, 2007(4): 40-44 (in Chinese))
 - 15 薛永超, 程林松. 微裂缝低渗透岩石渗透率随围压变化实验研究. 石油实验地质, 2007(1): 108-110(Xue Yongchao, Cheng Linsong. Experimental study on permeability variation with confining pressure in micro-fracture and low-permeability rock. *Petroleum Geology & Experiment*, 2007(1): 108-110(in Chinese))
 - 16 舒卫兵, 许鹤华, 刘唐伟等. 低渗透裂缝性油气藏非稳态窜流因子研究. 力学学报, 2014, 46(1): 70-77 (Shu Weibing, Xu Hehua, Liu Tangwei, et al. Research on nonsteady shape factor of cross flow in low permeability fractured reservoirs. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2014, 46(1): 70-77 (in Chinese))
 - 17 王平. 有天然裂缝的砂岩油藏的开发. 石油学报, 1993(4): 69-75(Wang Ping. Development of sandstone reservoir with natural fractures. *Acta Petrolei Sinica*, 1993(4): 69-75(in Chinese))
 - 18 Fat I. The network model of porous media. *Petroleum Trans AIME*, 1956, 207: 144-181
 - 19 Wilkinson D, Willemsen JF. Invasion percolation: A new form of percolation theory. *Journal of Physics A: Mathematical and General*, 1983, 16: 3365-3376
 - 20 Oren PE, Bakke S, Arntzen OJ. Extending predictive capabilities to network models. *SPE Journal*, 1998, 3(4): 324-336
 - 21 Raouf A, Hassanizadeh SM. A new method for generating pore-network models of porous media. *Transport in Porous Media*, 2010, 81(3): 391-407
 - 22 Song R, Liu J, Cui M. Single-and two-phase flow simulation based on equivalent pore network extracted from micro-CT images of sandstone core. *Springer Plus*, 2016, 5(1): 1-10
 - 23 Sholokhova Y, Kim D, Lindquist WB. Network flow modeling via lattice-Boltzmann based channel conductance. *Advances in Water Resources*, 2009, 32(2): 205-212
 - 24 Barenblatt G, Zheltov IP, Kochina I. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 1960, 24: 1286-1303
 - 25 Warren J, Root PJ. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineering Journal*, 1963, 3: 245-255
 - 26 Tsakiroglou CD. A multi-scale approach to model two-phase flow in heterogeneous porous media. *Transport in Porous Media*, 2012, 94: 525-536
 - 27 Wang PK, Zhang XH, Lu XB, et al. A dual percolation model for predicting the connectivity of fractured porous media. *Water Resources*, 2016, 43: 95-110
 - 28 Liu HJ, Zhang XH, Lu XB, et al. Study on flow in fractured porous media using pore-fracture network modeling. *Energies*, 2017, 10(12): 1984
 - 29 Kim JG, Deo MD. Finite element, discrete-fracture model for multiphase flow in porous media. *AIChE J*, 2000, 46: 1120-1130
 - 30 Tang CA, Zhang YB, Liang ZZ, et al. Fracture spacing in layered materials and pattern transition from parallel to polygonal fractures. *Physical Review E*, 2006, 73(5): 056120
 - 31 Dahle HK, Celia MA. A dynamic network model for two-phase immiscible flow. *Computers & Geosciences*, 1999, 3: 1-22