

doi:10.3799/dqkx.2017.551

基于嵌入离散裂缝的页岩气藏视渗透率模型

冯其红¹, 徐世乾¹, 王森^{1*}, 杨毅², 高方方³, 徐亚娟⁴

1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580

2. 中国石油西南油气田分公司工程技术研究院, 四川成都 610017

3. 河南省航空物探遥感中心, 河南郑州 450000

4. 河南省地矿局第一地质环境调查院, 河南郑州 450000

摘要: 页岩储层具有不同类型的储集空间, 但综合考虑不同储集空间, 对页岩储层渗透率进行评价的模型未见报道。基于嵌入离散裂缝模型, 建立的页岩气藏视渗透率模型包括4个步骤: (1) 构建天然裂缝、有机质和无机质的空间分布模型; (2) 筛选不同类型储集空间的渗透率计算方法; (3) 基于嵌入离散裂缝模型, 结合空间分布模型和渗透率计算方法, 建立数值模拟模型; (4) 在模型的入口和出口端施加压差, 求得一定压差下通过该岩心的气体流量, 采用达西定律得到该页岩气藏的视渗透率。其计算结果与文献报道的渗透率实验值吻合较好。通过对不同因素的探讨, 结果表明, 天然裂缝对页岩气藏视渗透率的贡献大于无机质和有机质孔隙。因此, 计算页岩视渗透率时有必要对天然裂缝、有机质和无机质孔隙进行综合考虑。

关键词: 页岩气; 孔径分布; 嵌入离散裂缝; 视渗透率; 天然裂缝。

中图分类号: P313.1

文章编号: 1000-2383(2017)08-1301-13

收稿日期: 2017-02-28

A Stochastic Permeability Model for Shale Gas Reservoirs Based on Embedded Discrete Fracture Model

Feng Qihong¹, Xu Shiqian¹, Wang Sen^{1*}, Yang Yi², Gao Fangfang³, Xu Yajuan⁴

1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

2. Engineering Technology Research Institute of Southwest Oil and Gas Field Company, CNPC, Chengdu 610017, China

3. Henan Aero Geophysical Survey and Remote Sensing Center, Zhengzhou 450000, China

4. No.1 Institute of Geo-Environment Survey of Henan, Zhengzhou 450000, China

Abstract: Shale reservoirs have different types of pore spaces, however, relevant studies on measuring the apparent permeability (AP) of shale gas reservoirs with considering different pore space have not been reported. A stochastic permeability model is proposed based on the embedded discrete fracture model (EDFM) in this study, which includes four steps. (1) The spatial distribution model of natural fracture, organic matter and inorganic matter is established. (2) Different permeability calculation methods are selected for different types of pore space. (3) The numerical simulation model is established on the basis of EDFM, using the spatial distribution model and different permeability calculation methods. (4) The gas flow rate is obtained by numerical simulation method after giving different pressures at the inlet and outlet of the model. Then the AP of this shale gas reservoir can be measured through the Darcy's law. The results of the model are in good agreement with the experimental results reported in literature. The effect of different pore space types, distribution and some other characteristics were analyzed. Results show that the contribution of natural fractures to AP is greater than that of matrix pores. Therefore it is crucial to take the effect of different pore space types into account in the process of calculating shale gas AP.

Key words: shale gas; pore size distribution; embedded discrete fracture; apparent permeability; natural fracture.

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(No.2015CB250905); 中国博士后创新人才支持计划项目(No.BX201600153); 中国博士后自然科学基金资助(No.2016M600571); 青岛市博士后应用研究项目(No.2016218)。

作者简介: 冯其红(1969-), 男, 教授, 主要从事非常规油气勘探开发及提高采收率方面的科研工作。ORCID: 0000-0001-5532-1379。

E-mail: fengqihong@126.com

* **通讯作者:** 王森, ORCID: 0000-0003-2472-6204, E-mail: wangsen1@126.com

引用格式: 冯其红, 徐世乾, 王森, 等, 2017. 基于嵌入离散裂缝的页岩气藏视渗透率模型. 地球科学, 42(8): 1301-1313.

0 引言

页岩气的储集空间类型包括孔隙和天然裂缝,其中孔隙又分为有机质孔隙和无机质孔隙(吴松涛等,2015).一般而言,有机质孔隙要比无机质孔隙的尺寸小一个数量级,这种差异造成氮气吸附实验测得的页岩孔径分布曲线呈现出明显的“双峰”特点(Kuila and Prasad, 2013).由于不同类型孔隙内流体的运移规律差别很大(Wang *et al.*, 2016c; 杨永飞等, 2016),因此区分不同类型孔隙及天然裂缝对储层渗透率的贡献,建立准确的视渗透率计算模型对页岩气藏的勘探开发具有非常重要的指导意义.

目前,已有一些学者对页岩储层的渗透率进行了研究.Kazemi and Takbiri-Borujeni(2015)基于气体动力学理论,采用 Grad(1949)提出的矩方法,建立了纳米级多孔介质渗透率计算模型.Naraghi and Javadpour(2015)采用最大期望算法,得到了有机质与无机质的孔径分布特征曲线;采用数值模拟方法,建立了考虑有机质与无机质孔隙的页岩气藏随机渗透率模型.Javadpour *et al.*(2015)考虑液体的滑脱效应,将 Naraghi and Javadpour(2015)提出的渗透率计算模型应用到页岩油中.虽然前人的研究考虑了有机质孔隙和无机质孔隙,但忽略了天然裂缝的影响.因此前人的模型不能很好地反映页岩储层的渗透率各向异性.

本文基于嵌入离散裂缝模型(embedded discrete fracture model, EDFM)(Li and Lee, 2008),考虑不同类型储集空间的几何分布特征,采用数值模拟方法,建立了综合考虑天然裂缝、有机质孔隙和无机质孔隙的页岩气藏视渗透率计算模型.该模型的计算方法主要包括 4 个步骤:(1)构建有机质、无机质和天然裂缝的空间分布模型.(2)区分不同类型储集空间特征,筛选相应的渗透率计算方法.(3)建立数值模拟模型.(4)视渗透率计算.本模型不但深化了对页岩气运移机制的认识,而且为页岩气藏的开发潜力评价、甜点识别和生产动态预测等提供了可靠的数据基础.

1 空间分布模型的构建

1.1 基质(有机质和无机质)模型的构建

页岩储层的基质孔隙包括有机质孔隙和无机质孔隙(Loucks *et al.*, 2012).无机质孔隙的孔径变化

范围是在纳米级到微米级(10 nm~100 μm),然而有机质孔隙的孔径变化范围仅在纳米级(2~500 nm)(张林晔等,2015).因此用平均孔隙尺寸代表整个系统的孔隙尺寸存在很大误差.为分析不同类型基质孔隙对页岩储层渗透率非均质性的影响,首先需要建立有机质与无机质的空间分布模型.本文中的假设如下:这里将有机质的形状近似处理为不同大小的方块,其尺寸满足正态分布,位置满足随机分布.

本文建立空间分布模型的方法如下:(1)定义页岩岩心的尺寸,尺寸大小可以任意,结果讨论部分也会对该参数进行敏感性分析,然后随机选择一个有机质方块的位置.(2)采用蒙特卡洛方法,从有机质方块尺寸概率密度分布曲线(图 1)中选取有机质方块的尺寸;Naraghi and Javadpour(2015)对美国 Eagle Ford 页岩样品的 SEM 图像进行了分析,发现有机质方块尺寸近似满足正态分布(均值为 5 μm ,标准差为 1.8 μm). (3)根据有机质方块的空间位置和尺寸大小,在岩心模型中添加有机质方块.(4)计算页岩岩心模型的 TOC 体积含量.(5)判断该模型的 TOC 体积含量计算值是否等于 SEM 图像分析得到的 TOC 体积含量值,若相等,则停止;否则返回第一步进行循环计算.因为该方法具有随机性,所以每次建立的模型均存在一定差别(图 2).

1.2 天然裂缝模型的构建

从实际岩心、露头等观测数据可以看出页岩储层中发育有大量的天然裂缝(Cai and Sun, 2013; Gale *et al.*, 2014; 康永尚等, 2016).鉴于天然裂缝的空间分布位置没有一定的规律性(杨峰等, 2013a; Cai *et al.*, 2017),因此本文中假设天然裂缝

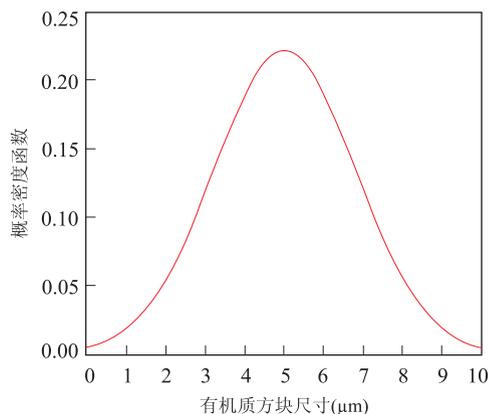


图 1 有机质方块尺寸概率密度分布函数

Fig.1 Probability density function for patch-size distribution of organic matter

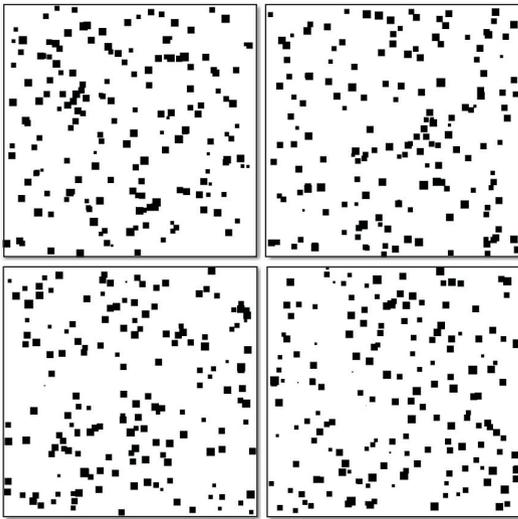


图 2 四种随机生成的页岩基质模型
Fig.2 Four stochastic shale matrix models
黑色方块代表有机质;白色部分代表无机质

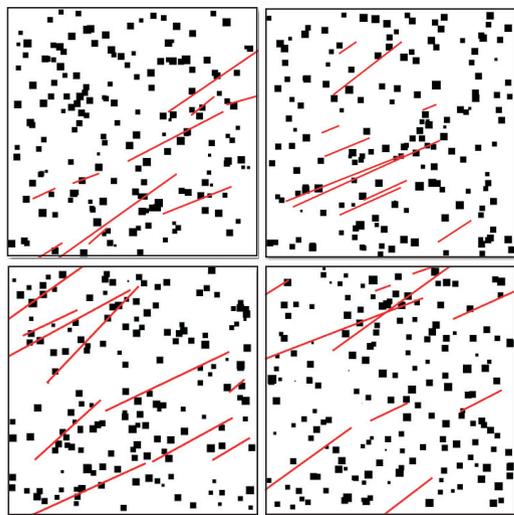


图 3 四种随机生成的天然裂缝、有机质和无机质的空间分布模型
Fig.3 Four stochastic spatial distribution models for natural fracture, organic matter and inorganic matter
红色实线代表天然裂缝

的位置满足随机分布.对于天然裂缝的长度及走向,一般认为满足一定规则(Sun *et al.*, 2016).天然裂缝长度满足幂律分布:

$$P(l) = Cl^{-\alpha}, \tag{1}$$

$$C = \frac{-\alpha + 1}{(l_{\max}^{-\alpha+1} - l_{\min}^{-\alpha+1})}, \tag{2}$$

其中, l_{\max} 为最大裂缝长度, l_{\min} 为最小裂缝长度, α 为幂律分布指数, $P(l)$ 为长度为 l 的天然裂缝的概率密度分布函数.天然裂缝走向满足 Fisher 分布:

表 1 天然裂缝参数

Table 1 Natural fracture parameters

参数	数值
平均走向	北偏东 60°
Fisher 常数 K	120
最小天然裂缝长度 l_{\min}	10 μm
最大天然裂缝长度 l_{\max}	160 μm
天然裂缝条数 n_f	10
幂律分布指数 α	0.8
孔隙度 φ_f	0.02
迂曲度 τ_f	1
开度 h	1 μm

$$f(\beta) = \frac{K \sin\beta e^{K \cos\beta}}{e^K - e^{-K}}, \tag{3}$$

其中, β 为与平均走向偏差的角度, K 为 Fisher 常数.采用上述天然裂缝分布函数,在页岩基质模型的基础上,添加 4 种天然裂缝模型(图 3).这样就完成了有机质、无机质和天然裂缝的空间分布模型的构建.其中如表 1 所示,天然裂缝的孔隙度取值 0.02,基于 SEM 图像,考虑天然裂缝为直线形状,因此天然裂缝迂曲度 τ_f 取值为 1,裂缝开度取值为 1 μm (Vafaie *et al.*, 2015).

2 不同类型储集空间的渗透率计算方法的筛选

2.1 有机质与无机质孔隙尺寸的区分

一般来说,有 3 种方法可以得到页岩储层的孔隙尺寸分布特征:(1)高压压汞实验;(2)对 SEM 图像进行分析;(3)氮气吸附实验.其中,高压压汞实验需要的驱替压力较高,且这种方法很难检测到纳米级的孔隙(Wang *et al.*, 2016b).对页岩岩心的 SEM 图像进行分析往往得到的是二维的图像,不能反映三维孔隙尺寸特征,而且 SEM 图像仅为岩心的一小部分,不能检测到较大的孔隙.氮气吸附实验所能检测的孔径范围是 0.35 ~ 400.00 nm (杨峰等, 2013b),但其不能直接区分有机质孔隙和无机质孔隙.因此,本文从氮气吸附实验得到的孔径分布曲线中拆分出了有机质和无机质的孔隙尺寸分布曲线,进而对有机质和无机质孔隙进行了分别考虑.对于更小的孔隙,由于其对页岩视渗透率的影响很小(Naraghi and Javadpour, 2015),因此本文不再考虑;对于较大的孔隙,本文通过引入微米级的天然裂缝进行考虑.虽然本文中天然裂缝的开度是人为给定的,但是如果利用压汞法或其他方法所获得的

孔隙分布,可以通过直接替换模型中的数据予以考虑。

虽然有机质和无机质都存在纳米级的孔隙尺寸,但是两者整体的孔隙尺寸是不同的.无机质孔隙要比有机质孔隙大一个数量级.流体在纳米级孔隙中流动时,微尺度效应不能忽略.其中克努森扩散和滑移效应都与孔隙尺寸有关系,因此,气体在有机质孔隙和无机质孔隙中流动是不同的(Loucks *et al.*, 2010, 2012; Darabi *et al.*, 2012; Kuila and Prasad, 2013).此外,由于甲烷分子与有机质和无机质之间的相互作用力不同,导致其在不同类型孔隙中的运移规律也有很大差别(Wang *et al.*, 2016a).如上所述,因为有机质和无机质的孔隙尺寸是不同的,所以氮气吸附实验测得的孔隙尺寸分布特征曲线是两种类型孔隙的混合分布特征曲线.其混合概率满足如下准则:

$$P(Z < z) = \sum_{i=1}^N P(F_i)P(Z < z | F_i), \quad (4)$$

其中, Z 表示孔径的随机变量; F 表示是否为有机质或无机质的变量; $P(Z < z)$ 为孔径小于 z 的累计概率; $P(F_i)$ 为属于有机质或无机质的概率; $P(Z < z | F_i)$ 为有机质或无机质孔径小于 z 的累计概率. $N=2$,表示有机质和无机质两种情况。

图 4a 是氮气吸附实验测得的美国鹰滩页岩样品的孔隙尺寸分布曲线,其中 x 轴为对数坐标.从中可以看出,孔隙直径呈现双峰分布特点.对数形式下的孔隙尺寸概率密度分布曲线与混合高斯分布特征接近.所以笔者建立一个混合的对数正态分布模型.这种将孔径分布特征处理为对数正态分布的假设,文献中已有报道(Jendele and Kutilek, 2005; Kutilek *et al.*, 2006).这样,某种类型孔隙的尺寸分布特征可用如下公式表示:

$$P(Z < z | F_i) = N(\mu_i, \sigma_i), \quad (5)$$

其中, μ_i 和 σ_i 表示第 i 类孔隙尺寸分布的平均值与标准差.这里提出的是正态分布,其他合理的概率分布形式也是可以使用的.公式(4)是所有类型孔隙的概率密度分布函数表达式.为了将其拆成两个正态分布,笔者优化两个模型的参数来拟合实际数据的概率分布曲线.则目标函数为使 R 最小:

$$R = \sum_{k=1}^{N_{\text{data}}} (P_{\text{model}}(Z < z) - P_{\text{data}}(Z < z))^2, \quad (6)$$

其中, $P_{\text{model}}(Z < z)$ 由公式(4)和(5)计算得来; $P_{\text{data}}(Z < z)$ 为由氮气吸附实验中测得的实际孔隙尺寸的概率密度分布曲线. R 为所求模型与实测数据的差值.本文采用最大期望(expectation-maximization, EM)算

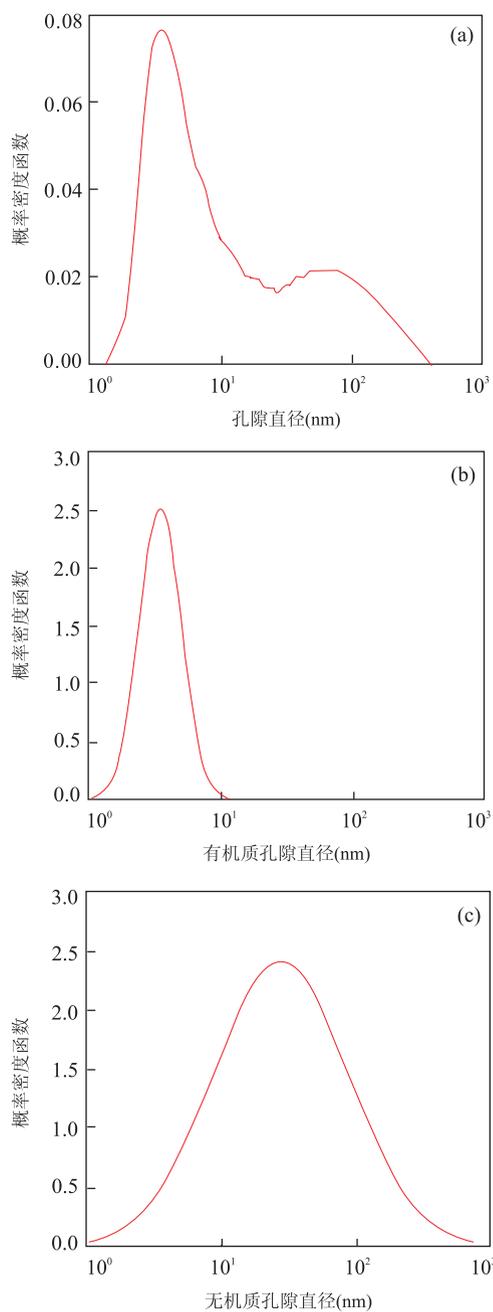


图 4 孔隙尺寸的概率密度分布函数

Fig.4 Probability density function for pore size distribution
a.氮气吸附实验测得的双峰孔隙尺寸分布特征曲线(美国鹰滩页岩样品);b.有机质孔隙;c.无机质孔隙

法进行求解.横坐标为对数条件下,求得有机质孔隙的均值和方差分别为 0.54 和 0.16,无机质孔隙的均值和方差分别为 1.43 和 0.50,有机质、无机质孔隙所占比例分别为 0.44 和 0.56,有机质和无机质的概率密度分布函数分别如图 4b、图 4c 所示。

2.2 气体在纳米孔隙及裂缝中的流动

Javadpour(2009)考虑克努森扩散和滑移效应,提出了圆柱形直纳米管的渗透率计算模型:

$$k_{\text{app}} = \frac{2R_{\text{nt}}\eta M}{3RT\rho_{\text{av}}} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} + F \frac{R_{\text{nt}}^2}{8}, \quad (7)$$

其中, R 为气体常数, $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 表示温度, K ; R_{nt} 为纳米管的半径, m ; M 为摩尔质量, g/mol ; η 为气体粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; ρ_{av} 为气体平均密度, g/cm^3 ; F 为滑移系数. Darabi *et al.* (2012) 将该模型扩展到多孔介质中来:

$$k_{\text{app}} = \frac{\eta M}{RT\rho_{\text{av}}} \frac{\varphi_{\text{m}}}{\tau_{\text{m}}} (\delta)^{D_f-2} D_{\text{k}} + k_{\text{D}} \left(1 + \frac{b}{p}\right), \quad (8)$$

$$b = \left(\frac{8\pi RT}{M}\right)^{0.5} \frac{\eta}{R_{\text{av}}} \left(\frac{2}{\alpha} - 1\right), \quad (9)$$

$$D_{\text{k}} = \frac{2R_{\text{av}}}{3} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5}, \quad (10)$$

其中, φ_{m} 为岩石的孔隙度; τ_{m} 为岩石的迂曲度; R_{av} 为平均孔隙半径, m ; D_f 为孔隙表面的分形维数, δ 表示气体分子直径 (d_{m}) 与孔隙直径 (d_{p}) 的比值 ($\delta = d_{\text{m}}/d_{\text{p}}$), α 为切向动量调节系数, Agrawal and Prabhu (2008) 给出了计算公式:

$$\alpha = 1 - \log(1 + Kn^{0.7}), \quad (11)$$

其中, Kn 表示克努森数, 计算公式为:

$$Kn = \frac{\lambda}{R_{\text{av}}} = \frac{K_{\text{B}}T}{R_{\text{av}}\sqrt{2}\pi\sigma^2 P}, \quad (12)$$

其中, K_{B} 为玻尔兹曼常数, J/K ; σ 为分子的碰撞直径, m ; P 为系统的压力, Pa . 公式(8)中右边第一项代表克努森扩散对视渗透率的贡献, 第二项代表滑移效应对视渗透率的影响. 利用公式(8)计算渗透率时, 通过克努森数的计算分别评价克努森扩散和滑移效应对视渗透率的影响, 进而得到考虑气体稀薄化因素的渗透率.

在公式(8)中, 气体粘度 η 与平均密度 ρ_{av} 都与系统的温度和压力有关. 本文采用 Peng-Robinson (PR) 方程计算气体的高压物性 (McCain, 1991).

$$\eta = A \exp(B\rho^C), \quad (13)$$

$$A = \frac{(9.379 + 0.01607M)T^{1.5}}{209.2 + 19.26M + T}, \quad (14)$$

$$B = 3.448 + 0.01009M + \frac{986.4}{T}, \quad (15)$$

$$C = 2.447 - 0.2224B, \quad (16)$$

其中, ρ 为气体的质量密度, g/cm^3 .

为区分孔隙与天然裂缝, 基于不同的储集空间形状, 采用不同的达西渗透率 (k_{D}) 计算公式 (Akkutlu and Fathi, 2012). 对于圆形的孔道, k_{DC} 的计算公式为:

$$k_{\text{DC}} = \frac{R_{\text{av}}^2}{8} \frac{\varphi_{\text{m}}}{\tau_{\text{m}}}; \quad (17)$$

对于狭缝形的孔道, k_{DS} 的计算公式为 (Singh *et al.*, 2014):

$$k_{\text{DS}} = \frac{h^2}{12} \frac{\varphi_{\text{f}}}{\tau_{\text{f}}}, \quad (18)$$

其中, h 为狭缝的开度, m . 本文中假设有机质与无机质的孔隙为圆形, 采用圆形孔道的渗透率计算公式, 天然裂缝采用狭缝形的渗透率计算公式. 对于有机质与无机质孔隙, 它们的区别在于孔隙尺寸的不同, 该区别已在 2.1 节中详细讨论.

3 视渗透率计算模型

3.1 基于 EDFM 的油藏数值模拟器

基于质量守恒方程和达西定律, 忽略气体的重力项, 可以得到气体的渗流方程为:

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_{\text{g}}k}{\mu_{\text{g}}} \nabla p\right) + q = \frac{\partial}{\partial t} (\rho\varphi_{\text{m}}), \quad (19)$$

其中, v 为宏观的达西速度, cm/s ; q 表示源汇项, g/s ; k 为岩石渗透率, D ; μ_{g} 为气体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; p 为气藏压力, 105 Pa ; ρ_{g} 为气体密度, g/cm^3 ; φ_{m} 为岩石孔隙度. 假设岩石孔隙度为常数, 不考虑源汇项时, 公式(19)可变形为:

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_{\text{g}}k}{\mu_{\text{g}}} \nabla p\right) = \varphi_{\text{m}} \frac{\partial \rho_{\text{g}}}{\partial t}. \quad (20)$$

由于本模型计算所得的渗透率主要用于油藏模拟, 而且本模型的尺寸 (仅为 $200 \mu\text{m} \times 200 \mu\text{m}$) 与油藏尺度相比非常小, 因此本模型中气体的密度、粘度可以视为常数 (Naraghi and Javadpour, 2015). 因此式(20)可变为:

$$\nabla \cdot (k(x, y) \nabla p(x, y)) = 0, \quad (21)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial p}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k \frac{\partial p}{\partial y}\right) = 0, \quad (22)$$

$$k \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial p}{\partial x}\right) + k \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial}{\partial y} \left(k \frac{\partial p}{\partial y}\right) = 0, \quad (23)$$

$$\frac{1}{(\Delta x)^2} \left\{ p_{i+1,j} \left(k_{i,j} + \frac{k_{i+1,j} - k_{i-1,j}}{4}\right) - p_{i,j} (2k_{i,j}) \right\} + \frac{1}{(\Delta y)^2} \left\{ p_{i,j+1} \left(k_{i,j} + \frac{k_{i,j+1} - k_{i,j-1}}{4}\right) - p_{i,j} (2k_{i,j}) \right\} = 0,$$

$$i = 2, \dots, N_x - 1, j = 2, \dots, N_y - 1, \quad (24)$$

其中, N_x 和 N_y 分别为模型水平和垂直方向的网格数目. 基于所划分的网格, 对上述方程进行数值离散

和差分求解,即可建立一个二维的数值模拟器。

为了进一步分析天然裂缝的影响,本文在该模拟器的基础上,引入嵌入离散裂缝模型(embedded discrete fracture model, EDFM)。目前,EDFM 已在很多模拟器中展现了强大的处理裂缝的能力(Shakiba and Sepehrnoori, 2015; Zuloaga-Molero *et al.*, 2016; Xu *et al.*, 2016)。在该方法中,如果一条裂缝穿过基质块,裂缝就会被基质块的边界划分为几部分。在计算域中,就会有相应的计算网格生成,为了与基质网格进行区分,这些新产生的网格叫做裂缝网格。图 5 解释了 EDFM 加入到油藏模拟器中的基本原理。该示例包括 3 个基质块,2 条裂缝和 1 口井,图 5a 为物理模型,图 5b 表示对应的计算域模型。在加入裂缝之前,计算域中有 3 个计算网格(网格 1、网格 2 和网格 3)代表 3 个基质块。第一条裂缝穿过 3 个基质块之后,裂缝 1 被分为 3 个部分。计算域中也相应地增加了 3 个裂缝网格(网格 4、网格 5 和网格 6)。同样地,裂缝 2 穿过了 1 个基质块,所以计算域中增加了 1 个裂缝网格(网格 7)。因为在计算域中采用结构化的网格,所以增加了 2 个无效网格使得每行网格数目相同。

计算域中的网格生成之后,定义非临近网格连接(non-neighboring connections, NNC)来代替油藏模拟器原有的连接方式。因为按上述方法引入 EDFM 之后,存在物理模型中连接但在计算域中不

相邻的网格,所以定义 NNC 来允许这些网格之间的流动与传质,使其更符合实际情况。如图 5b 所示,NNC 有 3 种类型:(1)基质与裂缝之间的连接;(2)同一裂缝内的裂缝与裂缝间的连接;(3)不同裂缝间的裂缝与裂缝之间的连接。这 3 种连接方式如图 5b 中的箭头所示。在定义完成每一对 NNC 网络的传导率之后,NNC 网格之间的流量为:

$$q = T_{\text{NNC}} \Delta p, \quad (25)$$

其中, Δp 为 NNC 网格之间的压差, T_{NNC} 表示 NNC 网格之间的传导率,一般的计算公式如下:

$$T_{\text{NNC}} = \frac{k_{\text{NNC}} A_{\text{NNC}}}{d_{\text{NNC}}}, \quad (26)$$

其中, d_{NNC} 、 k_{NNC} 和 A_{NNC} 分别表示 NNC 网格之间的距离、渗透率和接触面积。对于基质与裂缝之间的连接, k_{NNC} 表示基质的渗透率, d_{NNC} 代表基质块到裂缝平面的距离, A_{NNC} 为裂缝在基质块中的面积。对于裂缝与裂缝之间的连接, k_{NNC} 被定义为两个裂缝平面的平均渗透率, d_{NNC} 代表两条裂缝中点之间的距离, A_{NNC} 为两条裂缝网格的接触面积(Xu, 2015)。对于不同的 NNC 类型, T_{NNC} 的计算变量略有不同,详细的解释可见参考文献(Xu, 2015)。此外,对于井筒穿过裂缝的情况,本模型定义了有效井指数,计算公式如下:

$$W_f = \frac{2\pi k_f \omega_f}{\ln(r_e/r_w)}, \quad (27)$$

$$r_e = 0.14 \sqrt{L^2 + W^2}, \quad (28)$$

其中, k_f 为裂缝渗透率, ω_f 为裂缝宽度, W 表示裂缝高度, L 代表裂缝网格的长度,公式(27)和(28)可以通过在 Peaceman 模型中替换裂缝网格几何形状及其渗透率推导出来。

基于 EDFM 将章节 1 中所建立的描述天然裂缝、有机质和无机质空间分布特征的模型(200 $\mu\text{m} \times 200 \mu\text{m}$)进行网格划分(400 \times 400 网格数),判断每个网格的孔隙类型(有机质或无机质孔隙),基于 2.1 节中得到的孔隙尺寸概率密度分布函数,并采用 2.2 节中所选择的渗透率计算方法对不同类型储集空间的渗透率进行计算,同时对其所在网格进行赋值,得到的渗透率分布场如图 6 所示(体积 TOC=12%) (李松峰等,2016),其中的红色实线代表天然裂缝,但不代表其渗透率数值。示例模型中页岩基质所用的属性如表 2 所示,天然裂缝属性如表 1 所示。

3.2 视渗透率的计算

在模型的入口和出口端施加压差,基于 EDFM

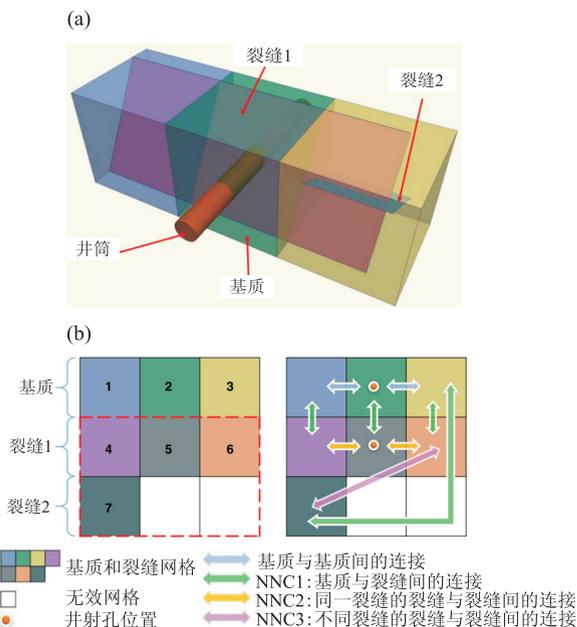


图 5 EDFM 原理示意

Fig.5 The working principle diagram for EDFM

a.物理模型;b.计算域模型;据 Xu *et al.* (2016)

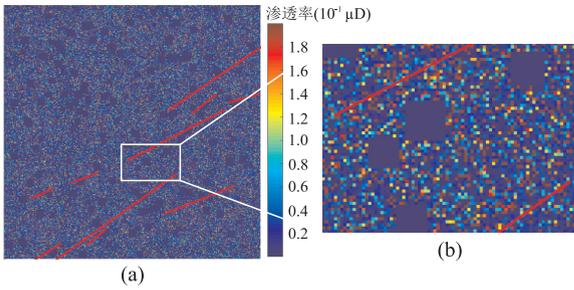


图 6 渗透率分布场

Fig.6 Permeability distribution model

a.完整模型(200 μm×200 μm);b.局部放大模型(40 μm×30 μm)

表 2 示例模型中所用的属性

Table 2 Properties used in the sample model

属性	数值
孔隙尺寸分布	图 4
孔隙度 φ_m	0.1
体积 TOC	12.00%
平均压力	10 MPa
τ_m	10
D_f	2.2

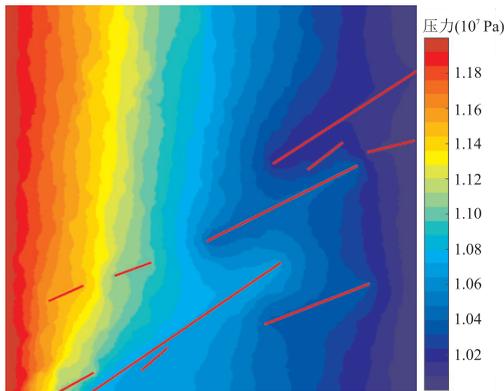


图 7 压力分布场

Fig.7 The pressure distribution

模型尺寸为 200 μm×200 μm

进行数值模拟计算,得到压力分布的计算结果(图 7)。本模型中气体的粘度为 0.014 3 mPa·s,岩心两端压差为 2 MPa,岩心截面积为 200 μm²,可以求得该压差下通过岩心的气体流量为 4.34×10⁻¹⁴ m³/s,进而采用达西定律(公式(29))可得到该页岩样品的视渗透率为 0.311 μD。

$$k_{app} = \frac{Q\mu L}{A\Delta p} \quad (29)$$

为确定合理的模型尺寸,采用表 2 中的页岩基质的属性,表 4 中的天然裂缝参数,建立模型来分析模型尺寸对视渗透率的影响。模型的形状定为正方

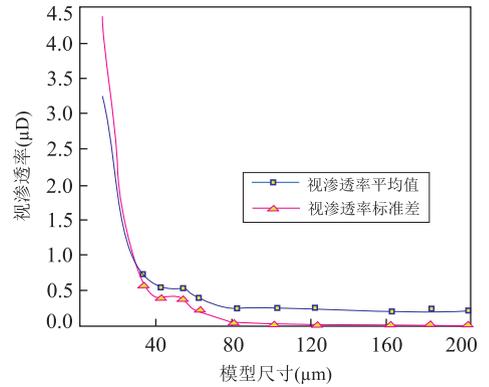


图 8 模型尺寸对视渗透率计算结果的影响

Fig.8 The effect of model size to shale gas AP

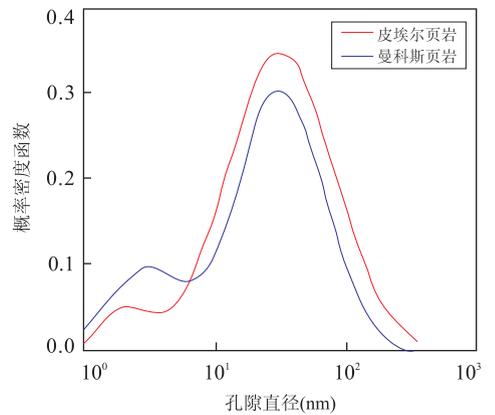


图 9 两个页岩样品的孔隙尺寸分布特征曲线

Fig.9 Bimodal pore size distribution curve of two shale samples
据 Kuila and Prasad(2013)

形。如图 8 所示,模型较小时,受天然裂缝影响较大。随着模型边长的增加,计算得到的视渗透率的数值先减小后平缓,标准差的变化趋势也是先减小后平缓,为保证考虑更多天然裂缝时模型的稳定性,推荐模型边长为 200 μm。

3.3 页岩气藏视渗透率模型验证

为了验证该模型的可靠性,笔者采用 Kuila and Prasad(2013)报道的两个页岩储层(皮埃尔页岩和曼科斯页岩)的有机质含量、孔隙尺寸分布等数据进行计算验证(图 9)。通过估计 τ_m 和 D_f 的数值来拟合脉冲衰减实验测试曲线,进而利用本模型求得页岩岩心的渗透率。如表 3 所示,本模型的渗透率计算值与文献报道的渗透率测量值(Naraghi and Javadpour, 2015)接近,验证了本模型的可靠性,其中实验采取的岩心长度和直径分别为 6.15 cm 和 3.80 cm,使用气体类型为氮气(28.01 g/mol),环境温度 293 K,岩心上下游压力分别为 13.79 MPa 和 13.10 MPa(Naraghi and Javadpour, 2015)。

表 3 页岩样品属性

Table 3 The properties of shale samples

岩石样品属性	皮埃尔页岩	曼科斯页岩
孔隙尺寸分布	图 9	图 9
孔隙度	0.06	0.06
体积 TOC	18.00%	1.36%
系统压力	13.8 MPa	13.8 MPa
实验测量的渗透率	0.017 0 μD	0.016 0 μD
模型计算的渗透率	0.016 9 μD	0.016 3 μD
τ_m 估计值	56	68
D_f 估计值	2.6	2.8

注:据 Kuila and Prasad(2013).

4 结果分析

本文提出的视渗透率模型具有随机性,在 1.1 和 1.2 节中已有详细介绍.为了对本模型的随机性进行评价,笔者建立了 40 个模型进行模拟计算.天然裂缝参数如表 4 所示.结果表明视渗透率的平均值为 0.203 μD ,最大值为 0.213 μD ,最小值为 0.197 μD ,标准差为 0.006 μD ,表明本模型的不确定性是可以接受的.本模型与 Naraghi and Javadpour (2015)提出的模型相比,创新之处在于可以考虑天然裂缝的影响.因此本文首先探讨了不同类型储集空间对渗透率的影响,所用模型参数如表 1 和表 2 所示(其中天然裂缝长度变化范围改为 30 ~ 160 μm ,走向改为北偏东 90°).由图 10 可以看出,由于天然裂缝长度、位置等的不确定性,页岩气藏视渗透率受天然裂缝的影响较大.在该条件下,天然裂缝对页岩气藏视渗透率的贡献大于无机质和有机质孔隙,无机质孔隙对页岩气藏视渗透率的贡献大于有机质孔隙.计算页岩气藏渗透率时,考虑天然裂缝的影响是很有必要的.

其次本文研究了单条裂缝对渗透率的影响.由图 11a 和图 11b 的压力场分布图的对比可以看出,

表 4 天然裂缝的属性

Table 4 The properties of natural fractures

参数	数值
平均走向	北偏东 60°
Fisher 常数 K	120
最小天然裂缝长度 l_{\min}	20 μm
最大天然裂缝长度 l_{\max}	60 μm
天然裂缝条数 n_f	2
幂律分布指数 α	0.8
孔隙度 φ_f	0.002
迂曲度 τ_f	1
开度 h	1 μm

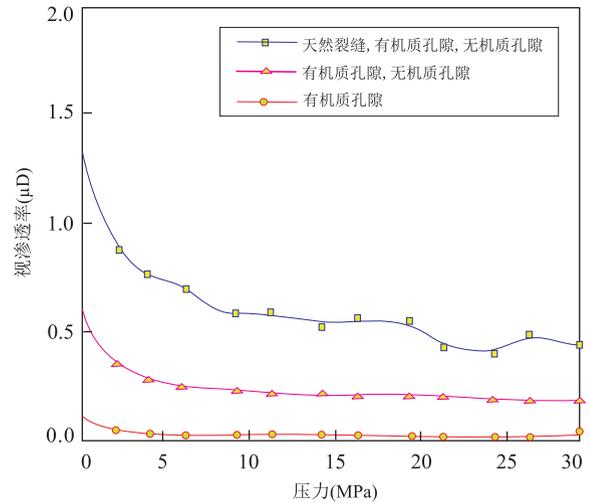


图 10 不同类型储集空间对渗透率的影响.

Fig. 10 The effect on permeability of different types of pore space

a. 考虑天然裂缝, 有机质和无机质孔隙对渗透率的影响; b. 考虑有机质和无机质孔隙对渗透率的影响; c. 只考虑有机质孔隙对渗透率的影响

天然裂缝的存在会明显改变压力场的分布特征.其中图 11a 中所示模型的视渗透率为 0.242 μD ,图 11b 中所示模型的视渗透率为 0.199 μD ,相对误差达到 21.6%.因为单条天然裂缝孤立存在岩心中间,未能构成网络,所以只能一定程度上提高岩心的视渗透率.然后,本文考察了天然裂缝角度对视渗透率的影响,如图 11c 所示,保持天然裂缝其他参数不变,仅改变其倾角来分析对视渗透率的影响.结果如图 11d 所示,可以看出,随着天然裂缝倾角的增加,视渗透率逐渐降低.由图 11a 和图 11c 可以看出,天然裂缝周围的压力值较为接近,说明沿着天然裂缝方向的压降较小,因此,与基质相比,天然裂缝加速了该方向气体的流动.当天然裂缝平行于气体流动方向时,可以最大程度地加快气体沿该方向的传质过程.当天然裂缝垂直于气体流动方向时,对该方向的流动几乎没有贡献.由于本模型具有一定随机性,因此降低的趋势也具有一定随机性.天然裂缝倾角引起的最大误差为 25.4%,说明天然裂缝对页岩储层的渗透率各向异性起着重要的作用.此外,本文也探讨了天然裂缝条数对视渗透率的影响,天然裂缝满足 1.2 章节中所述的分布规律,属性如表 4 所示.由图 12 可知,天然裂缝分布差异会造成压力场的分布明显不同,随着天然裂缝条数的增加,视渗透率也呈现增加趋势.天然裂缝分布越均匀,视渗透率也增加.若天然裂缝在岩心中构成网络,可显著增加

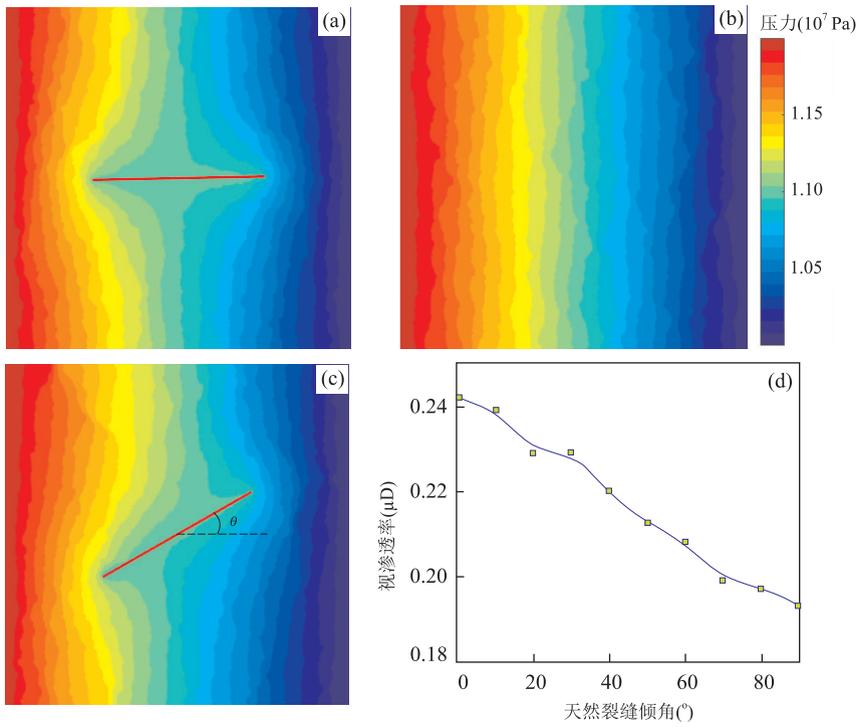


图 11 单条天然裂缝对视渗透率的影响

Fig.11 The effect of single natural fracture to shale gas AP

a.存在一条天然裂缝;b.不存在天然裂缝;c.裂缝倾角(θ)示意;d.天然裂缝倾角对视渗透率的影响;模型尺寸为 $200\ \mu\text{m} \times 200\ \mu\text{m}$

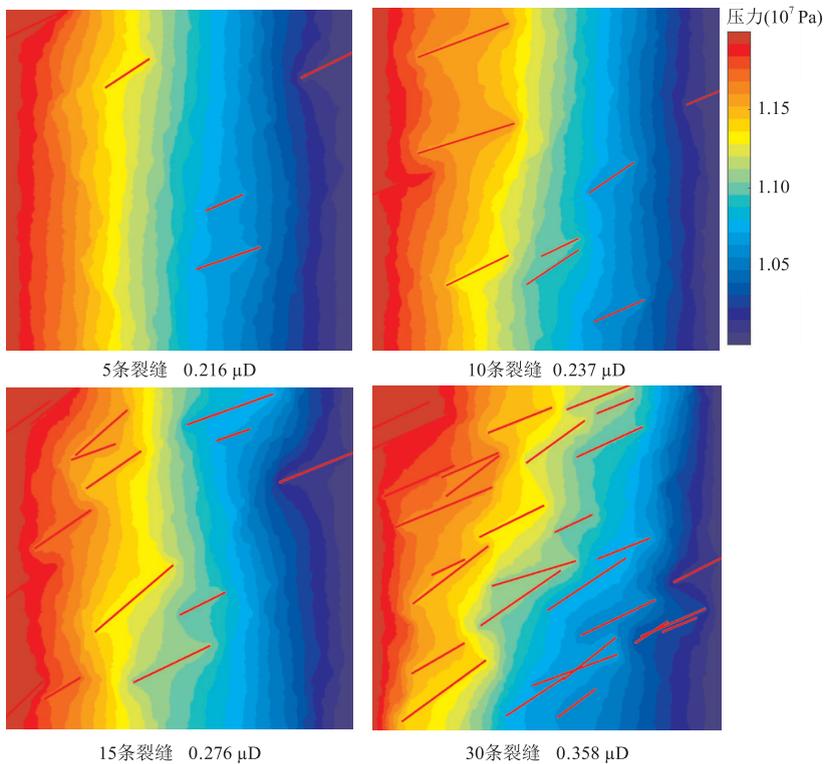


图 12 天然裂缝条数对视渗透率的影响

Fig.12 The effect of natural fracture number to shale gas AP

模型尺寸为 $200\ \mu\text{m} \times 200\ \mu\text{m}$;红色直线代表天然裂缝

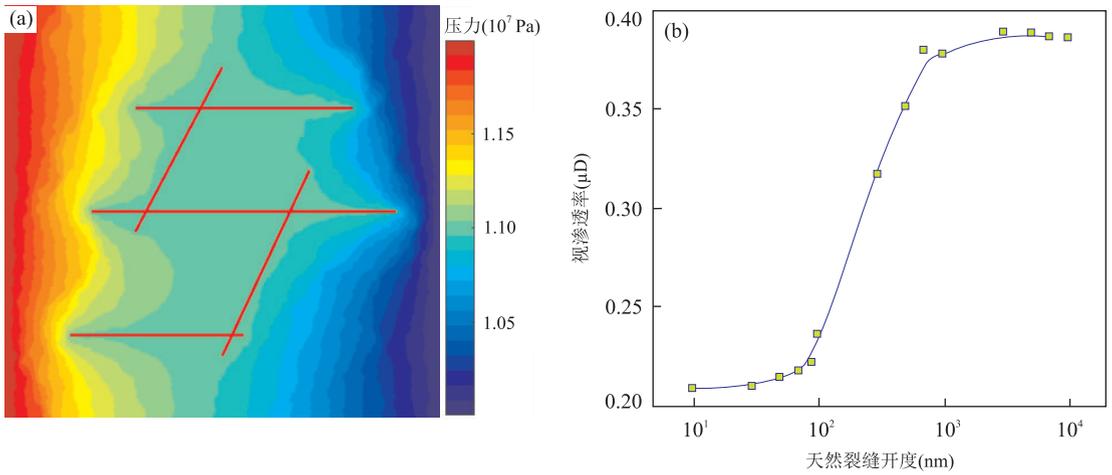


图 13 天然裂缝开度对视渗透率的影响

Fig.13 The effect of natural fracture aperture to shale gas AP

a.分析天然裂缝开度影响的基础模型(红色直线代表天然裂缝);b.天然裂缝开度对视渗透率的影响规律;模型尺寸为 $200\ \mu\text{m} \times 200\ \mu\text{m}$

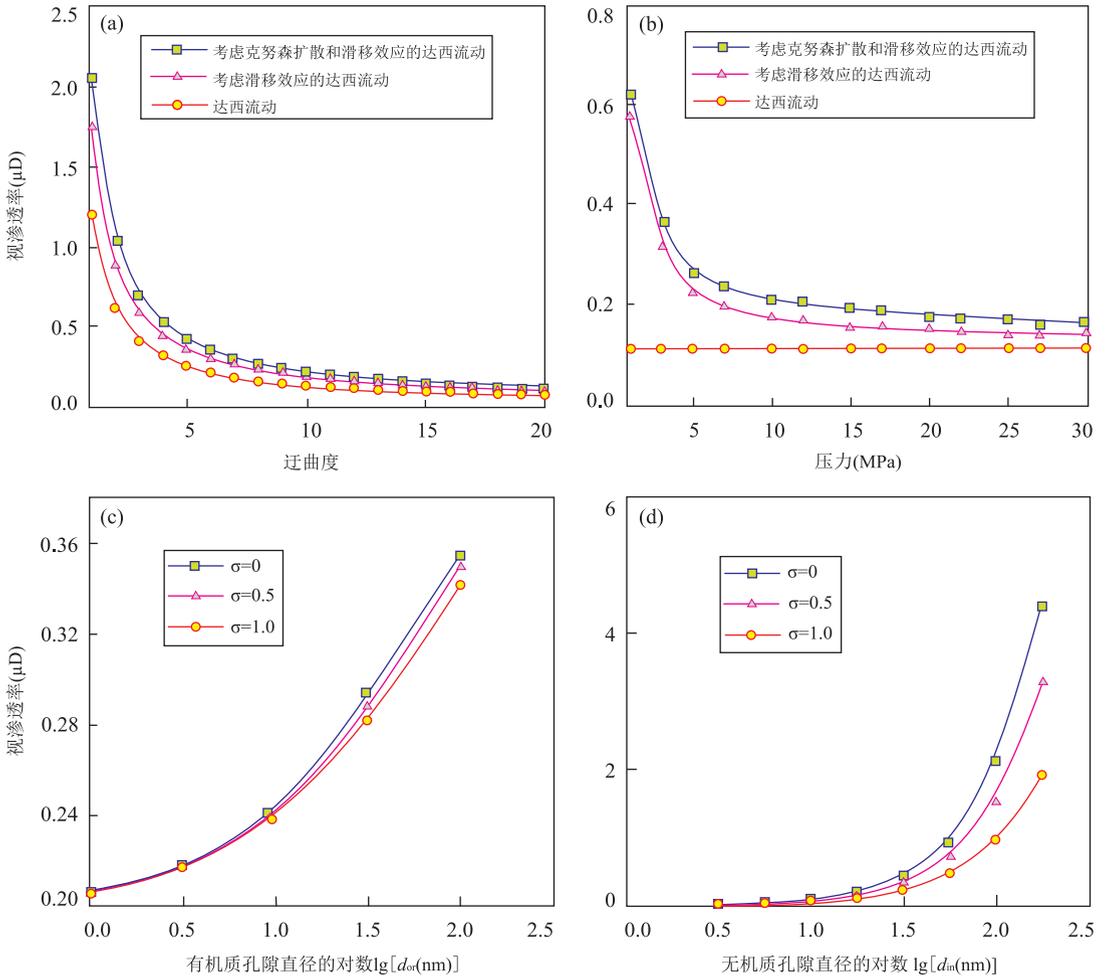


图 14 页岩气藏视渗透率的参数敏感性分析

Fig.14 Sensitivity analysis for shale gas AP

a.迂曲度对视渗透率的影响;b.系统压力对视渗透率的影响;c.有机质孔隙孔径分布特征(均值和标准差)对视渗透率的影响;d.无机质孔隙孔径分布特征(均值和标准差)对视渗透率的影响

视渗透率。

由于天然裂缝开度的变化范围比较大(杨峰等, 2013a), 很难用一个具体的特征值来予以表示, 因此对天然裂缝的开度进行了敏感性分析, 其基础模型与分析结果如图 13a、13b 所示。当天然裂缝的开度小于 100 nm 时, 由于其开度比大部分的孔隙直径小, 因此对视渗透率的影响不大; 当裂缝开度大于 100 nm 且小于 1 μm 时, 由于流体在裂缝中的流动能力更强, 因此随着开度的增加, 视渗透率显著增加。但当天然裂缝的开度达到微米级时, 其渗透率增加的速度变缓, 一定程度后, 整体的视渗透率基本不变。

图 14a 展示了迂曲度 τ_m 对视渗透率计算结果的敏感性分析, 迂曲度 τ_m 的值从 1 变化到 20, 模型的其他参数保持不变且列于表 2 和表 4 中。从图 4a 中可以看出, 随着迂曲度的增加, 视渗透率逐渐减小, 因为流动通道越曲折(迂曲度越大), 对流体流动的阻碍越大。此外也可以看出, 克努森扩散和滑移效应会使视渗透率的计算值增加, 因此这两种微尺度效应对渗透率是有一定贡献的。图 14b 说明了压力对视渗透率的影响, 系统平均压力对达西渗透率没有影响, 但随着压力的降低, 考虑克努森扩散和滑移效应的达西渗透率逐渐增加。这种视渗透率随压力变化的现象在现有文献(Civan, 2010; Darabi *et al.*, 2012; Javadpour, 2009)中已有相关报道。此外, 本文分别考察了有机质和无机质的孔径分布特征(均值和标准差)对视渗透率的影响。如图 14c、14d 所示, 无论对于有机质孔隙还是无机质孔隙, 随着孔径分布均值的增加, 视渗透率均增加, 但随着标准差的增加, 视渗透率降低。因为随着标准差的增加, 孔径分布的不确定性增加, 降低了大孔隙对渗透率的贡献。无机质孔径的变化对视渗透率的影响较大, 说明无机质孔隙对视渗透率的贡献大于有机质孔隙。

5 结论

基于嵌入离散裂缝模型, 综合考虑天然裂缝、有机质和无机质孔隙的空间几何分布特征, 采用数值模拟方法, 本研究建立了页岩气藏视渗透率计算模型。与前人提出的模型相比, 该模型能够考虑天然裂缝对页岩气藏视渗透率的影响, 可以很好地反映页岩储层的渗透率各向异性。

进而对不同储集空间类型和分布特征等因素进行了探讨, 结果表明: (1)天然裂缝对页岩气藏视渗

透率的贡献大于有机质和无机质孔隙, 无机质孔隙对视渗透率的贡献大于有机质孔隙; (2)计算页岩视渗透率时有必要对天然裂缝、有机质和无机质孔隙进行综合考虑, 否则计算误差较大; (3)天然裂缝的走向对页岩渗透率的各向异性具有决定性作用, 天然裂缝密度对页岩储层渗透率影响较大; (4)随着系统压力、迂曲度、孔径分布的标准差的增加, 页岩气藏视渗透率降低; 随着孔径分布的均值的增加, 视渗透率增加; (5)努森扩散和滑移现象对页岩气藏视渗透率有贡献作用。但本模型没有考虑孔隙的不同形状对渗透率的影响, 这是本模型下一步完善的方向。

References

- Agrawal, A., Prabhu, S. V., 2008. Survey on Measurement of Tangential Momentum Accommodation Coefficient. *Journal of Vacuum Science & Technology A: Vacuum, Surfaces, and Films*, 26 (4): 634 – 645. doi: 10.1116/1.2943641
- Akkutlu, I. Y., Fathi, E., 2012. Multiscale Gas Transport in Shales with Local Kerogen Heterogeneities. *SPE Journal*, 17(4): 1002 – 1011. doi: 10.2118/146422 – pa
- Cai, J. C., Sun, S. Y., 2013. Fractal Analysis of Fracture Increasing Spontaneous Imbibition in Porous Media with Gas-Saturated. *International Journal of Modern Physics C*, 24 (8): 1350056. doi: org/10.1142/S0129183113500563.
- Cai, J. C., Wei, W., Hu, X. Y., et al., 2017. Fractal Characterization of Dynamic Fracture Network Extension in Porous Media. *Fractals*, 25 (2): 1750023. doi: http://org/10.1142/S0218348X17500232
- Civan, F., 2010. Effective Correlation of Apparent Gas Permeability in Tight Porous Media. *Transport in Porous Media*, 82(2): 375 – 384. doi: 10.1007/s11242 – 009 – 9432 – z
- Darabi, H., Etehad, A., Javadpour, F., et al., 2012. Gas Flow in Ultra-Tight Shale Strata. *Journal of Fluid Mechanics*, 710: 641 – 658. doi: 10.1017/jfm.2012.424
- Gale, J. F. W., Laubach, S. E., Olson, J. E., et al., 2014. Natural Fractures in Shale: A Review and New Observations. *AAPG Bulletin*, 98 (11): 2165 – 2216. doi: 10.1306/08121413151
- Grad, H., 1949. On the Kinetic Theory of Rarefied Gases. *Communications on Pure and Applied Mathematics*, 2 (4): 331 – 407. doi: 10.1002/cpa.3160020403
- Javadpour, F., 2009. Nanopores and Apparent Permeability of Gas Flow in Mudrocks (Shales and Siltstone). *Journal*

- of *Canadian Petroleum Technology*, 48 (8): 16 – 21. doi:10.2118/09-08-16-da
- Javadpour, F., McClure, M., Naraghi, M. E., 2015. Slip-Corrected Liquid Permeability and Its Effect on Hydraulic Fracturing and Fluid Loss in Shale. *Fuel*, 160: 549 – 559. doi:10.1016/j.fuel.2015.08.017
- Jendele, L., Kutilek, M., 2005. Parameters Fitting of Soil Hydraulic Functions; Lognormal Pore Size Distribution in Bi-Modal Soils. *Geophysical Research Abstracts*, 7: 02002.
- Kang, Y. S., Deng, Z., Wang, H. Y., et al., 2016. Fluid-Solid Coupling Physical Experiments and Their Implications for Fracturing Stimulations of Shale Gas Reservoirs. *Earth Science*, 41 (8): 1376 – 1383 (in Chinese with English abstract).
- Kazemi, M., Takbiri-Borujeni, A., 2015. An Analytical Model for Shale Gas Permeability. *International Journal of Coal Geology*, 146: 188 – 197. doi:10.1016/j.coal.2015.05.010
- Kuila, U., Prasad, M., 2013. Specific Surface Area and Pore-Size Distribution in Clays and Shales. *Geophysical Prospecting*, 61(2): 341 – 362. doi:10.1111/1365-2478.12028
- Kutilek, M., Jendele, L., Panayiotopoulos, K. P., 2006. The Influence of Uniaxial Compression upon Pore Size Distribution in Bi-Modal Soils. *Soil and Tillage Research*, 86 (1): 27 – 37. doi:10.1016/j.still.2005.02.001
- Li, L. Y., Lee, S. H., 2008. Efficient Field-Scale Simulation of Black Oil in a Naturally Fractured Reservoir through Discrete Fracture Networks and Homogenized Media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11 (4): 750 – 758. doi:10.2118/103901-pa
- Li, S. F., Wang, S. L., Bi, J. X., 2016. Characteristics of Xujiahe Formation Source Rock and Process of Hydrocarbon-Generation Evolution in Puguang Area. *Earth Science*, 41(5): 843 – 852 (in Chinese with English abstract).
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., et al., 2012. Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, 96 (6): 1071 – 1098. doi: 10.1306/08171111061
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., Hammes, U., 2010. Preliminary Classification of Matrix Pores in Mudrocks. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 60: 435 – 441.
- McCain Jr, W. D., 1991. Reservoir-Fluid Property Correlations—State of the Art. *SPE Reservoir Engineering*, 6(2): 266 – 272. doi:org/10.2118/18571-PA
- Naraghi, M. E., Javadpour, F., 2015. A Stochastic Permeability Model for the Shale-Gas Systems. *International Journal of Coal Geology*, 140: 111 – 124. doi:10.1016/j.coal.2015.02.004
- Shakiba, M., Sepehrnoori, K., 2015. Using Embedded Discrete Fracture Model (EDFM) and Microseismic Monitoring Data to Characterize the Complex Hydraulic Fracture Networks. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dubai.
- Singh, H., Javadpour, F., Etehtavakkol, A., et al., 2014. Nonempirical Apparent Permeability of Shale. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17 (3): 414 – 424. doi:10.2118/170243-pa
- Sun, J. L., Gamboa, E. S., Schechter, D., et al., 2016. An Integrated Workflow for Characterization and Simulation of Complex Fracture Networks Utilizing Microseismic and Horizontal Core Data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34: 1347 – 1360. doi:10.1016/j.jngse.2016.08.024
- Vafaie, A., Habibnia, B., Moallemi, S. A., 2015. Experimental Investigation of the Pore Structure Characteristics of the Garau Gas Shale Formation in the Lurestan Basin, Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27: 432 – 442. doi:10.1016/j.jngse.2015.06.029
- Wang, S., Feng, Q. H., Javadpour, F., et al., 2016a. Breakdown of Fast Mass Transport of Methane through Calcite Nanopores. *The Journal of Physical Chemistry C*, 120 (26): 14260 – 14269. doi:10.1021/acs.jpcc.6b05511
- Wang, S., Javadpour, F., Feng, Q. H., 2016b. Confinement Correction to Mercury Intrusion Capillary Pressure of Shale Nanopores. *Scientific Reports*, 6: 20160. doi:10.1038/srep20160
- Wang, S., Javadpour, F., Feng, Q. H., 2016c. Fast Mass Transport of Oil and Supercritical Carbon Dioxide through Organic Nanopores in Shale. *Fuel*, 181: 741 – 758. doi:10.1016/j.fuel.2016.05.057
- 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*, 40(11): 1810 – 1823 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Y. F., 2015. Implementation and Application of the Embedded Discrete Fracture Model (EDFM) for Reservoir Simulation in Fractured Reservoirs (Dissertation). University of Texas at Austin, Austin.
- Xu, Y. F., CavalcanteFilho, J. S. A., Yu, W., et al. 2016. Discrete-Fracture Modeling of Complex Hydraulic-Fracture Geometries in Reservoir Simulators. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 20(2): SPE-183647-PA. doi:org/10.2118/183647-PA
- Yang, F., Ning, Z. F., Hu, C. P., et al., 2013a. Characterization of Microscopic Pore Structures in Shale Reservoirs. *Act-*

- aPetroleiSinica*, 34(2): 301–311 (in Chinese with English abstract).
- Yang, F., Ning, Z.F., Kong, D.T., et al., 2013b. Pore Structure of Shale from High Pressure Mercury Injection and Nitrogen Adsorption Method. *Natural Gas Geoscience*, 24(3): 450–455 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y.F., Wang C.C., Yao, J., et al., 2016. A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix. *Earth Science*, 41(6): 1067–1073 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L.H., Li, J.Y., Li, Z., et al., 2015. Development Characteristics and Formation Mechanism of Intra-Organic Reservoir Space in Lacustrine Shales. *Earth Science*, 40(11): 1824–1833 (in Chinese with English abstract).
- Zuloaga-Molero, P., Yu, W., Xu, Y., et al., 2016. Simulation Study of CO₂-EOR in Tight Oil Reservoirs with Complex Fracture Geometries. *Scientific Reports*, 6: 33445. doi:10.1038/srep33445
- ### 附中文参考文献
- 康永尚, 邓泽, 王红岩, 等, 2016. 流-固耦合物理模拟实验及其对页岩压裂改造的启示. *地球科学*, 41(8): 1376–1383.
- 李松峰, 王生朗, 毕建霞, 等, 2016. 普光地区须家河组烃源岩特征及成烃演化过程. *地球科学*, 41(5): 843–852.
- 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*, 40(11): 1810–1823.
- 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等, 2013a. 页岩储层微观孔隙结构特征. *石油学报*, 34(2): 301–311.
- 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等, 2013b. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构. *天然气地球科学*, 24(3): 450–455.
- 杨永飞, 王晨晨, 姚军, 等, 2016. 页岩基质微观孔隙结构分析新方法. *地球科学*, 41(6): 1067–1073.
- 张林晔, 李钜源, 李政, 等, 2015. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制. *地球科学*, 40(11): 1824–1833.