论文

耦合基质-天然裂缝渗流机理的页岩气表观渗透率

糜利栋*, 姜汉桥, 李俊键*

中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* E-mail: cupmld@gmail.com, junjian@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-03-30; 接受日期: 2016-08-15; 网络出版日期: 2016-09-27

国家重点基础研究发展计划(编号: 2013CB228005)资助项目

摘要 页岩储层微纳米孔隙、天然裂缝发育, 不同类型孔隙中气体赋存状态和传输机理各异. 本文在对天然裂缝定量表征的基础上, 兼顾页岩气渗流特征和实际工程应用需要, 综合考虑页岩岩芯孔-缝发育特征, 基于渗透率串-并联模型建立耦合基质微纳米孔隙气体滑脱效应、扩散效应和天然裂缝渗流特征的页岩气表观渗透率模型, 利用四川盆地牛蹄塘组天然裂缝发育的页岩岩样对理论模型进行验证. 研究表明, 该渗透率模型即能高度拟合天然页岩岩芯渗透率实验测量结果, 又准确描述了岩芯内部基质孔隙和天然裂缝共同渗流的特点, 更加符合实际渗流情况. 总之, 本文建立的页岩天然裂缝定量表征方法和综合考虑微纳米孔隙、天然裂缝渗流特征的表观渗透率模型不仅为页岩气藏复杂裂缝网络建模提供了一种新的手段, 而且进一步推动了复杂缝网页岩气藏数值模拟研究工程应用的实现.

关键词 页岩气, 表观渗透率, 天然裂缝, 微纳米孔隙

1 引言

页岩储层微纳米孔隙、天然裂缝发育^[1-3]研究结果表明页岩储层基质纳米级孔喉直径为 5~1000 nm, 天然裂缝开度为 100~8000 nm^[4-6]. 不同类型孔隙中气体赋存状态的差异使得页岩气渗流过程极其复杂, 既包括微纳米孔隙中气体滑脱效应、扩散效应, 又包括孔隙表面气体解吸附效应, 还受裂缝中气体裂缝流的影响^[1-3]. 一个既能反映页岩气复杂渗流过程, 又便于数值模拟研究等工程应用的页岩气传输模型或表观渗透率模型成为当前研究的热点和难点. 近些年, 国内外学者以页岩气微观渗流机理为研究

重点, 分别按照基质孔隙和裂缝孔隙为研究对象, 在对页岩气微纳米孔隙和裂缝中气体流动特征研究的基础上, 综合页岩气渗流机理建立了不同的页岩气传输模型和表观渗透率模型(表 1)^[7-14]. Javadpour 等人^[7,8]建立了考虑微纳米孔隙中 Knudsen 扩散和 Klinkenberg 效应的表观渗透率模型, 吴克柳等人^[10-12]考虑孔隙扩散、表面扩散等机理建立纳米孔气体传输模型和表观渗透率模型, 研究了不同渗流机理对渗透率的影响, 吴克柳等人^[9]和 Chen 等人^[15]考虑裂缝形状、迂曲度等参数建立裂缝中气体传输模型, 研究了裂缝中气体传输规律及影响因素, 这些模型只能单一地表征基质孔隙或裂缝渗流特征, 尚未有

引用格式: 糜利栋, 姜汉桥, 李俊键. 耦合基质-天然裂缝渗流机理的页岩气表观渗透率. 中国科学: 技术科学, 2016, 46: 1064-1070

Mi L D, Jiang H Q, Li J J. Shale gas apparent permeability model coupling the transport mechanisms in matrix and natural fractures (in Chinese). Sci Sin Tech, 2016, 46: 1064-1070, doi: 10.1360/N092016-00123

表 1 页岩气表观渗透率-气体传输模型

模型	数学表征方法	描述的机理
表观渗透率模型 ^[7]	$k_{app-m} = c_g D\mu_g + Fk_\infty$	滑脱效应和扩散效应
纳米孔表面扩散模型 ^[11]	$k_s = \zeta_{ms} D_s \frac{C_s V_{std} \eta}{pM}$	高压下表面能量非均质性、等量吸附热、等温吸附对气体表面扩散的影响
纳米孔体相气体黏性流动表观渗透率 ^[12]	$k_{vs} = \zeta_{mb} r^2 \frac{pV_{sd}}{8RT} \frac{1 + \alpha Kn}{1 + Kn} \left(1 + \frac{6Kn}{1 - bKn} \right)$	滑脱效应
纳米孔体相气体努森扩散表观渗透率 ^[12]	$k_k = \frac{2}{3} \zeta_{mb} r \delta^{D_f-2} \left(\frac{8}{\pi RTM} \right)^{0.5} V_{sd} \eta \frac{1}{1 + 1/Kn}$	Knudsen 扩散
纳米孔真实气体传输模型 ^[10]	$J_{tr} = -\frac{1}{(1 + Kn_r)} \zeta_{mb} \frac{r^2 pM}{8\eta_r RTZ} (1 + \alpha_r Kn_r) \left(1 + \frac{4Kn_r}{1 - bKn_r} \right) \frac{dp}{dl}$ $-\frac{1}{(1 + 1/Kn_r)} \frac{2}{3} \zeta_{mb} r \delta^{D_f-2} \left(\frac{8ZM}{\pi RT} \right) \frac{p}{Z} C_g \frac{dp}{dl}$	滑脱流动和努森扩散
纳米孔中吸附气表面扩散和体相气体传输模型 ^[11]	$J_t = -\frac{1}{(1 + Kn)} \zeta_{mb} \frac{r^2 pM}{8\eta_r RTZ} (1 + \alpha Kn) \left(1 + \frac{4Kn}{1 - bKn} \right) \frac{dp}{dl}$ $-\frac{1}{(1 + 1/Kn)} \frac{2}{3} \zeta_{mb} r \delta^{D_f-2} \left(\frac{8}{\pi RTM} \right)^{0.5} \frac{dp}{dl} - D_s^0 \frac{\zeta_{ms} C_s}{Mp} \frac{dp}{dl}$	滑脱效应、稀有效应、纳米孔隙结构、应力敏感、基质收缩效应
页岩气微裂缝传输模型 ^[9,15]	$J_t = -\left[1 + \frac{Kn(1 + 1/\zeta)}{2} \right]^{-1} A(\zeta) \frac{\phi wh^3}{\tau 12\mu} \frac{pM}{RT} (1 + \alpha Kn)$ $\left(1 + \frac{6Kn}{1 - bKn} \right) \frac{dp}{dl} - \left[1 + \frac{2}{Kn(1 + 1/\zeta)} \right]^{-1} B(\zeta) \frac{\phi}{\tau} h^3 \left(\frac{M}{2\pi RT} \right)^{0.5} \frac{dp}{dl}$	微裂缝形状和尺度的影响, 描述连续流动、滑脱流动和过渡流动

能够综合反映基质-天然裂缝共同作用的页岩气表观渗透率模型. 但通常情况下, 一方面, 页岩岩芯渗流能力由基质孔隙和天然裂缝共同作用^[16,17], 单一的基质渗透率模型或裂缝渗透率模型无法描述岩芯中气体实际流动过程, 同时计算结果难以通过实验验证; 另一方面, 由于天然裂缝开度大小和基质孔隙直径接近^[4-6], 仅仅通过扫描电子显微镜等技术手段的观察和区分无法实现天然裂缝的定量表征, 而且海量的天然裂缝也会给缝网建模和数值模拟带来巨大挑战. 能够兼顾工程应用和页岩气实际渗流规律的综合表征基质微纳米孔隙和天然裂缝渗流特征的气体传输模型或表观渗透率模型还未见报道.

对于天然裂缝发育的页岩气藏来说, 通常情况下实验室测出的天然岩芯渗透率是由基质渗透率和天然裂缝渗透率共同作用的结果, 现有实验手段不可能单独测量出基质渗透率或天然裂缝渗透率. 同时, 研究发现当孔隙直径和裂缝宽度相同时, 二者渗透率差别较大^[18](图 1). 所以, 单纯修正基质渗透率或裂缝渗透率拟合实验结果建立的表观渗透率模型并不能真实反映裂缝性天然页岩岩芯的渗流特点, 需建立同时考虑基质孔隙和裂缝孔隙渗流特征的表观渗透率模型.

图 1 (网络版彩图)裂缝开度和基质孔径相同条件下的基质渗透率和裂缝渗透率

在对页岩岩芯基质孔隙、天然裂缝定量表征的基础上, 综合考虑页岩岩芯基质微纳米孔隙和天然裂缝渗流共同作用的特点, 基于等效渗流阻力原理, 利用渗透率串-并联模型, 建立耦合微纳米孔隙中气体扩散、滑脱效应及天然裂缝中裂缝渗流的页岩气表观渗透率模型. 该模型更加准确地描述了裂缝性页岩储层基质微纳米孔隙和裂缝渗流共同作用的渗流过程, 可以较好地拟合实验测量值, 能够反映气体真实渗流规律. 页岩天然裂缝定量表征方法和综合考虑微纳米孔隙、天然裂缝渗流特征的表观渗透率模型不仅为页岩气藏复杂裂缝网络建模提供了一种新的手段, 而且进一步推动了复杂缝网页岩气藏数值模拟

研究工程应用的实现。

2 页岩气表观渗透率数学表征

2.1 基质渗透率数学表征

页岩基质微纳米孔隙(不包含任何裂缝)中气体流动主要受气体扩散效应和气体滑脱效应影响, 基于烟道气模型建立的考虑气体扩散效应和气体滑脱效应影响的真实气体表观渗透率可表示为^[8,18]

$$k_{app-m} = c_g D \mu_g + F k_\infty, \quad (1)$$

式中, c_g 为气体压缩系数, MPa^{-1} ; k_∞ 为绝对渗透率, mD ; μ_g 为气体的动力黏度, mPa s ; F 为气体滑脱修正系数, 无因次, 可表示为 $F = 1 + \frac{c_g \mu_g D}{\alpha_{c2} k_\infty}$; D 为扩散系数, m^2/s 。

只要得到基质平均孔隙半径, 即可通过式(1)计算岩石基质表观渗透率。

2.2 天然裂缝渗透率数学表征

薛冰等人^[6]利用 BIB-FESEM 技术对黔西北地区龙马溪组页岩研究发现, 页岩中存在大量微裂缝, 且裂缝形态多样, 微裂缝开度多小于 400 nm 。Chen 等人^[15]基于 Poiseuille 方程和等效渗流阻力原理建立了考虑裂缝密度影响的裂缝渗透率模型, 本文假设岩芯中天然裂缝渗透率满足如下关系^[15]:

$$k_{app-uf} = 10^3 P_{22} \frac{w^3}{12}, \quad (2)$$

式中, w 为裂缝宽度, μm ; P_{22} 为单位面积截面上所有裂缝的累积高度, μm^{-1} 。

裂缝密度函数 P_{22} 为单位面积截面上所有裂缝的累积高度, 可表示为^[15]

$$P_{22} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_i}{A}. \quad (3)$$

Dershowitz 和 Herda^[19]建立了裂缝面积密度函数 P_{22} 和裂缝间距 S_f 之间的函数关系, 可表示为

$$P_{22} = \frac{C_{P_2}}{S_f}, \quad (4)$$

式中, S_f 为裂缝间距, μm ; C_{P_2} 为裂缝面积密度函数和裂缝间距之间的比例常数, 无因次。

对于几何形状简单的裂缝, C_{P_2} 可以通过随机几

何的方法得到^[19,20]; 对于不同形状的裂缝, Dershowitz 等人^[21]利用 FracMan 离散裂缝模型模拟裂缝网络中不同方位井筒得到了对应的 C_{P_2} , 变化关系曲线如图 2 所示。其中通过 Fisher K 值描述裂缝方位的分散程度, K 值越大, 方向越集中, 反之越分散。

裂缝孔隙度可表示为^[15]

$$\varphi_f = w \cdot P_{32}, \quad (5)$$

式中, φ_f 为裂缝孔隙度, %; P_{32} 为单位体积岩石上裂缝的表面积, μm^{-1} 。

单位体积岩石上裂缝的表面积可表示为^[19]

$$P_{32} = \frac{C_{P_3}}{S_f}, \quad (6)$$

式中, C_{P_3} 为裂缝体积密度函数和裂缝间距之间的比例常数, 无因次。

对于几何形状简单的裂缝, C_{P_3} 可以通过随机几何的方法得到^[19,20]; 对于方向均匀分布的裂缝, C_{P_3} 一般在 $1.0 \sim 3.0$ 之间取值^[22], Dershowitz 等人^[21]利用 FracMan 离散裂缝模型模拟裂缝网络中不同方位井筒得到了对应的 C_{P_3} , 变化关系曲线如图 3 所示。

只要得到测量裂缝间距时裂缝和扫描线的夹角

图 2 (网络版彩图)比例系数 C_{P_2} ^[19,21]

图 3 (网络版彩图)比例系数 C_{P_3} ^[19,21]

以及裂缝的间距即可分别通过图 2 和 3 以及式(4)和(6)计算裂缝长度分布 P_{22} 和面积分布 P_{32} ; 然后结合裂缝宽度, 利用式(5)计算裂缝孔隙度, 式(2)计算裂缝渗透率。

2.3 页岩基质-裂缝表观渗透率数学表征

杨峰等人^[4,5]通过观察 FEI Quanta200F 获取的 300 多张四川盆地寒武统牛蹄塘组和下志留统龙马溪组页岩样品电子显微镜图片发现页岩基质中发育有微裂缝, 裂缝长度为 5.5~12 μm , 间距可达 50 nm 以上, 且很少延伸至整个切片表面。由于微裂缝长度低至几个微米, 但岩芯长度一般为 2.5 cm, 比微裂缝长度大的多。因此不考虑裂缝角度影响, 假设本文建立的基质-天然裂缝理想几何模型(图 4)满足如下条件: (1) 所有天然裂缝水平分布在基质中, 且均为微裂缝, 裂缝开度 w 满足 $50 \text{ nm} < w < 1000 \text{ nm}$; (2) 裂缝离散分布于基质中, 无单一裂缝穿透整个模型。

模型中一共有 n 条天然裂缝, 第 i 条天然裂缝的开度为 w_{nf_i} ($i=1, \dots, n$), 所有裂缝开度之和可表示为

$$h_{nf} = \sum_{i=1}^n w_{nf_i}, \quad (7)$$

式中, h_{nf} 为 n 条天然裂缝宽度之和, μm ; w_{nf_i} 为第 i 条天然裂缝开度, μm 。

天然裂缝的平均开度可表示为

$$\bar{w}_f = \frac{h_{nf}}{n}, \quad (8)$$

式中, $\bar{w}_f$ 为天然裂缝平均开度, μm 。

由于天然裂缝分布于基质中, 裂缝和基质既存在并联关系, 又存在串联关系。为了研究方便, 所以将图 4 中的模型进一步等效处理, 建立二维两区等效模型(图 5), 假定所有裂缝均匀分布在 I 区, II 区无裂缝发育, 且模型满足:

$$n\bar{w}_f \leq 10^4 \times h_{m+nf}, \quad (9)$$

式中, h_{m+nf} 为模型宽度, cm 。

模型中 I 区的长度取裂缝的平均长度(图 5):

$$L_1 = L_{nf}, \quad (10)$$

式中, L_1 为 I 区的长度, cm ; L_{nf} 为裂缝平均长度, cm 。

模型中天然裂缝的体积系数满足:

$$\beta(L_1 + L_2)h_{m+nf} = nL_1\bar{w}_f, \quad (11)$$

式中, β 为模型中有效天然裂缝孔隙比例系数, %; L_2

图 4 (网络版彩图)基质-天然裂缝理想几何模型

图 5 (网络版彩图)基质-天然裂缝串联模型(I 区+II 区)

为 II 区的长度, cm 。

采用渗透率串联思想^[23]耦合 I 区、II 区渗透率计算整个岩芯表观渗透率, 可表示为

$$\frac{L_1 + L_2}{k_{app}} = \frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2}, \quad (12)$$

式中, k_{app} 为岩芯耦合天然裂缝和基质微纳米孔隙的表观渗透率, mD ; k_1 为 I 区渗透率, mD ; k_2 为 II 区渗透率, mD 。

假设 I 区中所有天然裂缝开度相同, 且均匀分布在基质中(图 6), 裂缝-基质采用并联模型, 则 I 区中表观渗透率满足:

$$k_1 h_{m+nf} = k_{app-nf} h_{nf} + k_{app-m} h_m, \quad (13)$$

式中, h_m 为 I 区中基质宽度, cm 。

I 区中基质宽度和天然裂缝开度之和满足如下关系:

$$h_m + h_{nf} = h_{m+nf}. \quad (14)$$

由于 II 区中没有裂缝, 所以 II 区表观渗透率即为基质表观渗透率, 可表示为

$$k_2 = k_{app-m}. \quad (15)$$

将式(7), (8), (10), (11), (13)~(15)代入式(12)可得

图6 (网络版彩图)基质-天然裂缝并联模型(I区)

考虑天然裂缝和微纳米孔隙影响的页岩气表观渗透率数学表征模型:

$$k_{app} = k_{app-m} + \frac{k_{app-m}(k_{app-nf} - k_{app-m})}{\frac{1}{\beta}k_{app-m} + \frac{(L_1 + L_2)}{L_1}(k_{app-nf} - k_{app-m}) - (k_{app-nf} - k_{app-m})}, \quad (16)$$

式中, k_{app-m} 为耦合了基质孔隙中扩散效应、滑脱效应的基质表观渗透率, 可表示为式(1); k_{app-nf} 为天然裂缝表观渗透率, 可表示为式(2).

实际上裂缝孔隙体积系数就是岩石中裂缝孔隙度, 即 $\beta = \varphi_f$, 所以式(16)可化解为

$$k_{app} = k_{app-m} + \frac{k_{app-m}(k_{app-nf} - k_{app-m})}{\varphi_f k_{app-m} + \frac{(L_1 + L_2)}{L_1}(k_{app-nf} - k_{app-m}) - (k_{app-nf} - k_{app-m})}. \quad (17)$$

通常情况下, 由于页岩渗透率低至纳达西, 很难通过常规实验手段测量, 同时由于岩石中基质孔隙尺度和裂缝尺度都在纳米级别, 目前还没有技术手

段分别实现定量表征. 但是, 裂缝开度、长度、形态分布、间距以及测量裂缝间距时的扫描线容易得到, 所以结合图 2 和 3 及式(4)和(6)即可得到裂缝的面积密度和体积密度, 通过式(5)计算裂缝孔隙度, 然后利用式(1)计算基质渗透率, 式(2)计算裂缝渗透率, 最后则通过式(17)计算得到考虑裂缝和基质渗流特征的综合表观渗透率.

3 结果与讨论

杨峰等人^[4,5]通过氮气吸附法测量天然页岩岩芯(样品 S-3, S-4, S-5 来自四川盆地牛蹄塘组)平均孔隙半径, 脉冲衰减法测量渗透率等特征参数(表 2). 同时, 在场发射扫描技术手段研究其微观孔隙结构时发现存在微裂缝(天然裂缝), 薛冰等人^[6]指出黔西北地区龙马溪组页岩微裂缝开度不超过 400 nm, 本模型中取微裂缝平均开度为 100 nm. 通过式(1)计算考虑扩散和滑脱效应的基质表观渗透率(表 3). 当 Knudsen 数在 0~10 范围内时, 表现为过渡扩散; 大于 10 时表现为 Knudsen 扩散, 所以 S-3, S-4 选用 Knudsen 扩散系数, S-5 选用过渡扩散系数. 对比 3 块样品的脉冲渗透率、绝对渗透率以及基质表观渗透率(图 7)发现耦合扩散和滑脱效应的基质表观渗透率预测值要低于实验测量值, 这是由于实验测量值是基质孔隙和天然裂缝共同影响的结果, 而在基质表观渗透率模型中只考虑了基质孔隙的影响造成的.

观察电子显微镜扫描图片(图 8^[5]), 裂缝基本沿一个方向延伸, 分散程度不大, 取 Fisher K 值为 20, 裂缝方向和扫描线方向夹角为 60°, 对应的裂缝间距为 100 nm, 由图 2 和 3 可得 $C_{P_2} = 1.7$, $C_{P_3} = 1.7$, 由式(4)和(6)分别计算可得到 $P_{22}=17$, $P_{32}=17$, 然后由式

表2 页岩孔隙结构参数^[4,5]

岩芯标号	平均孔隙直径(nm)	平均孔隙度(%)	脉冲渗透率(mD)
S-3	3.80	8.2	0.000888
S-4	4.67	3.0	0.00055
S-5	8.11	2.4	0.0004

表3 不同模式下渗透率对比^[4,5]

岩芯标号	脉冲渗透率(mD)	绝对渗透率(mD)	Kn	表观渗透率(扩散+滑脱)(mD)
S-3	0.000888	0.0000024	21.86	0.00019
S-4	0.00055	0.0000023	17.67	0.00012
S-5	0.0004	0.0000118	9.13	0.00018

图 7 (网络版彩图)基质表观渗透率验证

图 9 (网络版彩图)基质-天然裂缝表观渗透率验证

图 8 (网络版彩图)页岩中的微裂缝^[5]

(5)可得裂缝孔隙度为 1.7%。采用本文提出的基质-天然裂缝综合表观渗透模型(式(17)),可以较好地拟合实验数据(图 9)。结果验证过程中,由于文献中部分参数未列出准确值而采取近似处理,可能引起验证精度偏低,如果通过电子显微镜扫描能较准确地得到裂缝间距、长度、开度、大致形态分布以及基质孔

径,则可以进一步提高拟合精度。

4 结论

(1) 耦合基质微纳米孔隙和天然裂缝渗流特征的表观渗透率模型即能高度拟合天然页岩岩芯渗透率实验测量结果,又准确描述了岩芯内部页岩气基质孔隙和天然裂缝共同作用的渗流特征,符合实际渗流情况。通过电子显微镜扫描较准确地得到裂缝间距、长度、开度、大致形态分布以及基质孔径,然后利用该模型可计算裂缝面积密度、体积密度分布、裂缝孔隙度以及岩芯的综合渗透率。

(2) 引入裂缝间距、开度计算裂缝孔隙度的方法,实现了页岩岩芯基质孔隙、天然裂缝的定量表征。页岩天然裂缝定量表征方法和综合考虑微纳米孔隙、天然裂缝渗流特征的表观渗透率模型不仅为页岩气藏复杂裂缝网络建模提供了一种新的手段,而且进一步推动了复杂缝网页岩气藏数值模拟研究工程应用的实现。

参考文献

- 1 朱维耀, 元倩. 页岩气多尺度复杂流动机理与模型研究. 中国科学: 技术科学, 2016, 46: 111-119
- 2 邹才能, 杨智, 陶士振, 等. 纳米油气与源储共生型油气聚集. 石油勘探与开发, 2012, 39: 13-26
- 3 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义. 煤炭学报, 2012, 37: 438-444
- 4 杨峰, 宁正福, 户昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征. 石油学报, 2013, 34: 301-311
- 5 杨峰. 页岩储层孔隙结构特征及吸附解吸机理. 博士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京), 2014
- 6 薛冰, 张金川, 唐玄, 等. 黔西北龙马溪组页岩微观孔隙结构及储气特征. 石油学报, 2015, 36: 138-149, 173
- 7 Javadpour F, Fisher D, Unsworth M, et al. Nanoscale gas flow in shale gas sediments. J Can Petrol Tech, 2007, 46: 55-61
- 8 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). J Can Petrol Tech, 2009, 48: 16-21
- 9 Wu K L, Li X F, Wang C C, et al. A model for gas transport in microfractures of shale and tight gas reservoirs. AIChE J, 2015, 61: 2079-2088
- 10 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩气纳米孔真实气体传输模型. 中国科学: 技术科学, 2016, 46: 68-78
- 11 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩纳米孔吸附气表面扩散机理和数学模型. 中国科学: 技术科学, 2015, 45: 525-540

- 12 Wu K L, Li X F, Wang C C, et al. Apparent permeability for gas flow in shale reservoirs coupling effects of gas diffusion and desorption. In: Unconventional Resources Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014
- 13 Wu K L, Chen Z X, Li X F. Real gas transport through nanopores of varying cross-section type and shape in shale gas reservoirs. *Chem Eng J*, 2015, 281: 813–825
- 14 Yan B C, Wang Y H, Killough J E. Beyond dual-porosity modeling for the simulation of complex flow mechanisms in shale reservoirs. *Comput Geosci*, 2016, 20: 69–91
- 15 Chen D, Pan Z J, Ye Z H. Dependence of gas shale fracture permeability on effective stress and reservoir pressure: model match and insights. *Fuel*, 2015, 139: 383–392
- 16 Mi L D, Jiang H Q, Tang L G, et al. A utility discrete fracture network model for field-scale simulation of naturally fractured shale reservoirs. In: SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2016
- 17 Mi L D, Jiang H Q, Li J J, et al. A novel permeability model of naturally fractured shale reservoirs. In: SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2016
- 18 糜利栋, 姜汉桥, 李俊键, 等. 页岩储层渗透率数学表征. *石油学报*, 2014, 35: 928–934
- 19 Dershowitz W S, Herda H H. Interpretation of fracture spacing and intensity. In: The 33th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS). American Rock Mechanics Association, 1992
- 20 Santaló L A. Integral Geometry and Geometric Probability. Boston: Addison-Wesley Publishing Company, Inc., 1976
- 21 Dershowitz W S, Lee G, Geier J, et al. FracMan, Interactive Discrete Feature Data Analysis, Geometric Modeling, and Exploration Simulation. User Documentation. Washington: Golder Associates Inc., 1998
- 22 Dershowitz W S. Rock joint systems. Dissertation for Doctoral Degree. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, 1984
- 23 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学. 北京: 石油工业出版社, 2004

Shale gas apparent permeability model coupling the transport mechanisms in matrix and natural fractures

MI LiDong, JIANG HanQiao & LI JunJian

Ministry Of Education Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Shale gas reservoirs exist micropores, nanopores and natural fractures. The mode of gas occurrence and the transports mechanisms vary with the change of type pores. In this paper, a new shale gas apparent permeability model coupling the gas transport mechanisms in matrix pores and natural fractures is presented on the basis of the quantitative characterization of the natural fractures. The model is derived based on the permeability tandem-parallel model and considers the gas slippage effect, diffusion effect in nanopores and the flow characteristics in natural fractures. Sichuan Basin Niutitang group shale sample with natural fractures are used to verify the theoretical model. The results show that the analytical solution of the apparent permeability model not only can match the measured value in lab, but also accurately describes the flow features of interaction in matrix pores and natural fractures in the core internal. In short, the natural fractures quantitative characterization of shale gas reservoirs and the apparent permeability model considering the flow characteristics in the micropores, nanopores and natural fractures not only provides a new approach to the modeling of complex fractures network, but also further promotes the shale gas reservoirs discrete fracture network model numerical simulation for the industrial application.

shale gas, apparent permeability, natural fractures, nanopores

doi: 10.1360/N092016-00123