

页岩储层束缚水影响下的气相渗透率模型

李靖^{1,2}, 李相方¹, 陈掌星^{2*}, 王香增³, 吴克柳^{1,2}, 孙政¹, 曲世元¹

1 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

2 卡尔加里大学石油及化学工程学院, 阿尔伯塔 T2N1N4, 加拿大

3 陕西延长石油(集团)有限责任公司, 西安 710075

* 通信作者, zhachen@ucalgary.ca

收稿日期: 2017-04-19

国家科技重大专项“陆相页岩气产能评价与采气工艺技术”(2016ZX05039)、“煤层气高效增产及排采关键技术研究”(2016ZX05042)和国家重大自然科学基金项目“页岩油气高效开发基础理论”(51490654)联合资助

摘要 在纳米孔隙单相气体传质理论的基础上, 考虑实际样品孔隙-裂缝形貌特征, 利用权重系数叠加滑脱流及分子自由流, 建立了圆管孔与狭缝孔内的气体传输模型(无机质孔隙-裂缝多表现为狭缝形; 有机质孔隙多表现为圆形)。进一步考虑含水饱和度在无机质与有机质孔隙的分布差异性, 结合实际样品的孔隙分布特征, 量化研究了含水饱和度对气体流动的影响。结果表明: 束缚水对纳米尺度孔缝内气体流动能力的影响主要受控于流动条件, 即气体努森数 Kn 。随 Kn 增大, 微尺度效应(滑脱及扩散)影响开始显著, 束缚水对气体流动能力的影响逐渐减弱。以狭缝孔(无机质孔隙)为例, 在束缚水饱和度30%条件下, 当 $Kn < 0.001$ 时(微尺度效应不明显), 气相渗流能力降低约51%; 而当 $Kn > 1.0$ 时(微尺度效应显著), 气相渗流能力降低33%。因此, 伴随页岩气藏开发, 储层压力降低, 气体努森数 Kn 增大, 束缚水对气体流动的影响在一定程度上将被减弱, 但该影响仍然不容忽视。本研究为合理评价及预测储层含水条件下页岩气井产能奠定了理论基础。

关键词 页岩气; 束缚水; 纳米孔隙; 微裂缝; 气相渗透率

0 前言

与常规储层相比, 页岩储层富含纳米级孔隙^[1-2], 流体(气与水)在纳米尺度下的传输机理对整个页岩气藏的产能预测、生产动态分析及经济评估具有重要意义。与此同时, 随分子模拟技术及微纳米实验技术的不断发展, 单相气在页岩储层纳米孔隙的流动机理被广泛研究, 大量纳米孔气体传输模型被提出^[3-10]。

然而, 实际测井数据表明: 页岩气藏通常具有一定含水饱和度^[11-14], 其值甚至高于常规气藏。美国Barnett盆地、Haynesville盆地、Eagle Ford盆地、

Marcellus盆地及Fayetteville盆地页岩储层原始含水饱和度分别为25%~35%、15%~35%、7%~20%、12%~35%及15%~50%^[11]。国内长宁—威远及富顺—永川页岩气示范区原始含水饱和度约为40%~46%及33%~39%^[12]。虽然页岩气藏含水饱和度多呈束缚水状态, 且通常具有“超低含水饱和度”的现象^[12-14](储层原始含水饱和度小于流动束缚水饱和度), 气井在生产过程中产水较少, 甚至没有地层水的产出。但不可否认的是, 储层条件下的孔隙流体仍然为气水两相, 而孔隙水(束缚水)的存在, 将在很大程度上制约气相流动, 并进一步影响实际气井产能。Rushing等^[15]与Li等^[16-17]基于实验手段, 研究了不同束缚水饱和度下的

引用格式: 李靖, 李相方, 陈掌星, 王香增, 吴克柳, 孙政, 曲世元. 页岩储层束缚水影响下的气相渗透率模型. 石油科学通报, 2018, 02: 167-182
LI Jing, LI Xiangfang, CHEN Zhangxin, WANG Xiangzeng, WU Keliu, SUN Zheng, QU Shiyuan. Permeability model for gas transport through shale nanopores with irreducible water saturation. Petroleum Science Bulletin, 2018, 02: 167-182. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.02.017

气相流动特征,其结果表明:含水饱和度显著降低气相流动能力。在含水饱和度 $S_w \approx 30\%$ 情况下,气相流动能力降低约30%~50%;同时,由于气体在岩心纳米孔隙流动时产生滑脱效应,含水饱和度对流动的影响将与气相压力相关,气相压力越低,滑脱效应越显著,束缚水的影响将被削弱。Wu等^[18]等基于可视化实验,研究了气水两相在亲水纳米通道(100 nm)流动特征,其结果表明:气相驱替压差对孔隙内含水饱和度分布特征、气水流动形态均有很大影响;同时,孔隙含水饱和度越高,微尺度效应对流动的影响越显著,气相表现滑脱系数越大。

因此,在实际含水条件下,页岩气在储层纳米孔隙中的流动,需要同时考虑含水饱和度与纳米尺度效应双重作用的影响。遗憾的是,在纳米尺度内气水两相流体流动的分子模拟或者室内实验的研究非常有限,且纳米尺度两相作用机理尚未被确定。目前常用的相渗曲线测定方法,也无法确定束缚水饱和度以下的气相渗透率。总体而言,纳米孔隙气水两相流动的理论研究严重滞后于生产需要,页岩储层含水饱和度对气相流动能力的影响亟需研究。

据此,本研究在纳米孔隙单相气体传质理论的基础上,考虑实际样品孔隙-裂缝形貌特征,分别针对有机质孔隙与无机质孔隙,建立了圆管孔与狭缝孔内的气体传输模型(无机孔隙多表现为狭缝形;有机质孔隙多表现为圆形)。进一步考虑含水饱和度在页岩无机质与有机质孔隙的分布特征,结合实际样品的孔隙

分布特征,量化研究了含水饱和度对气体流动的影响,给出了含水饱和度与气相渗透率的关系曲线,并进一步对比了储层含水条件下气体在有机孔与无机孔的流动特征。本研究将为合理评价及预测储层含水条件下页岩气井产能奠定理论基础。

1 页岩气微观渗流途径

页岩气产出具有明显的多尺度流动特征(从纳米级孔隙到毫米级裂缝)。同时孔隙流体赋存方式多样(游离气、吸附气、溶解气、水膜水、毛管水、角隅水),呈现出复杂流动特征。一般而言,页岩气形成连续产出途径可划分为3个环节,如图1所示:①基质孔隙(有机质-无机质)供气环节。在该过程中有机质孔隙与无机质孔隙壁面吸附气解吸,与游离气共同参与流动。值得注意的是,无机质一般存在束缚水膜或毛管水,水的存在会在很大程度上降低甲烷吸附能力,同时也会阻碍部分孔喉,影响气体产出。②气相由基质孔隙向天然微裂缝流动环节。在该过程中,吸附气和游离气以基质孔隙为主要渗流通道进入天然微裂缝系统,由于页岩基质孔隙与微裂缝均介于纳米尺度,分子自由程与孔隙尺度接近,分子与壁面的碰撞不可忽略,其渗流规律与常规达西流动不同,需要考虑滑脱效应与努森扩散对流动的影响。③气相由微裂缝向压裂裂缝网络流动环节。大规模水力压裂促使原始闭合的微裂缝张开,并与压裂裂缝互相沟通形成复杂的

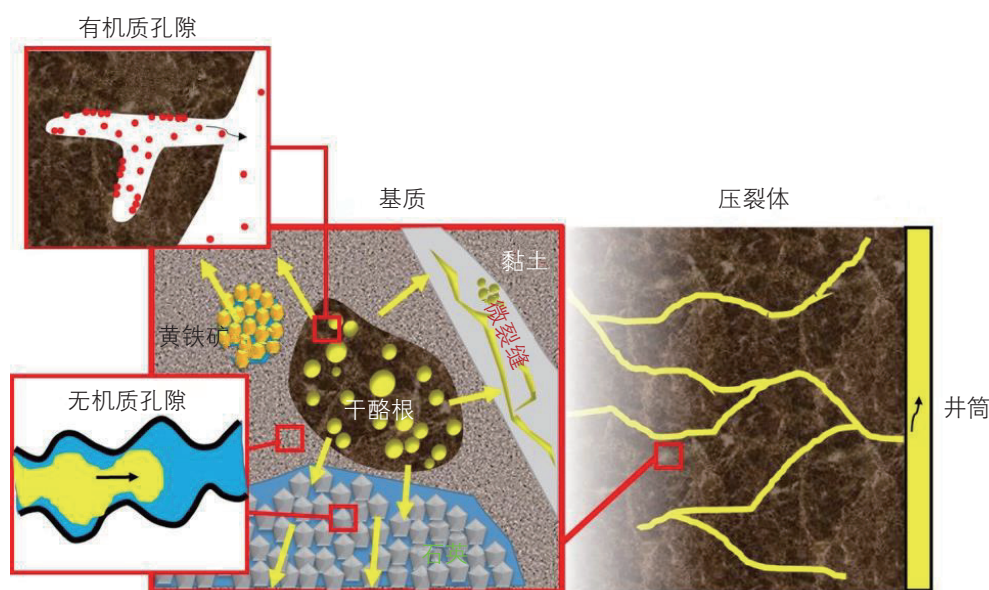


图1 页岩气微观渗流途径

Fig. 1 Microscopic flow path of shale gas

裂缝网络,页岩气通过裂缝网络最终进入井筒,由于人工裂缝尺度较大(微米-毫米级),页岩气在裂缝网络的流动通常当做达西流动处理。气相连续运移途径的形成是各个环节耦合作用的结果,其既是继承关系,又都是建立产能的必要条件,任何一个环节失效都将导致页岩气井产能无法建立。

总体而言,不同类型孔隙内流体分布及流动特征如表1所示。目前的页岩气产出模型主要建立在单相气流动的基础上,本文将着重考虑无机质孔隙、微裂缝中的含水特征,建立束缚水条件下气相在纳米孔隙流动模型,并进一步量化研究含水饱和度对气体流动的影响。

2 单相气在孔隙-裂缝中流动特征

基于场发射扫描电镜实验(SEM)的页岩孔隙-裂缝形貌特征如图2所示。结果表明:页岩有机质孔隙呈现椭圆形或者圆形,多以“蜂窝状”气孔群聚集。而页岩无机质孔隙,尤其黏土孔隙普遍呈现狭缝状或条带状。因此,考虑到页岩有机质-无机质孔隙与微裂缝的形貌差异性,本研究主要将其简化为圆管形孔隙与狭缝形孔隙进行研究。

2.1 圆管孔中气体流动模型

对于单相气体在纳米孔隙流动过程中,通常采用

表1 页岩孔隙-微裂缝渗流模式

Table 1 Flow mode in shale matrix and fracture system

渗流介质	流体	流动模式
有机质孔隙	吸附气、游离气	纳米孔隙内单相气流动
无机质孔隙	吸附气(少量)、游离气、水	束缚水条件下气相流动
天然微裂缝	游离气、水	束缚水条件下气相流动

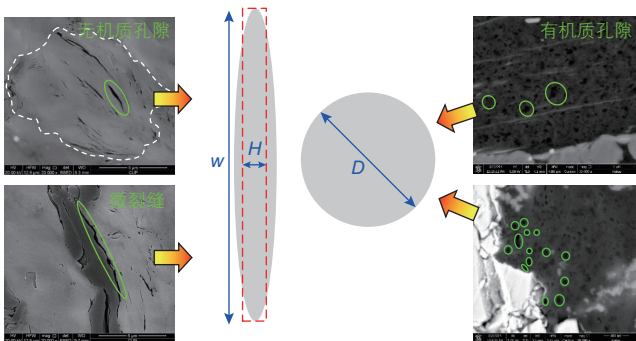


图2 页岩孔隙-微裂缝形貌特征

Fig. 2 SEMs of shale pores and micro-fractures

Knudsen数作为流动划分的重要依据^[3],其中圆管孔隙努森数 Kn 可以表示为:

$$Kn = \frac{\lambda_g}{D} \quad (1)$$

其中: Kn 为努森数,无因次; λ_g 为分子平均自由程, nm; D 为孔隙直径, nm。

由于页岩实际储层普遍处于高温高压系统,气体分子间相互作用力对气体传输的影响不容忽视,考虑真实气体效应后,真实气体分子平均自由程 λ_g 可以表示为^[3]:

$$\lambda_g = \frac{\mu_g}{P} \sqrt{\frac{\pi ZRT}{2M}} \quad (2)$$

其中: μ_g 为气体黏度, mPa·s; Z 为气体偏差系数,无因次; P 为气体平均压力, MPa; T 为温度, K; M 为气体摩尔质量, g/mol。

依据不同Knudsen数,单相气体流动可以划分为:连续流($Kn < 10^{-3}$)、滑脱流($10^{-3} < Kn < 10^{-1}$)、过渡流($10^{-1} < Kn < 10$)及自由分子流($Kn > 10$)。其中,连续流及滑脱流可以分别用达西公式及考虑滑脱效应的非达西公式表征;自由分子流采用努森扩散公式表征;过渡流是努森扩散和滑脱效应的综合作用,通常采用经验公式或者加权处理来表征。

本文基于Wu等^[7-8]提出的权重系数,对滑脱流动及努森扩散进行叠加得到气体在孔隙内的总质量流量 J_{T-tube} :

$$J_{T-tube} = f_{slip-tube} J_{slip-tube} + f_{Kn-tube} J_{Kn-tube} \quad (3)$$

其中: J_{T-tube} 为总质量流量, kg/m²·s; $J_{slip-tube}$ 为滑脱流质量流量, kg/m²·s; $J_{Kn-tube}$ 为努森扩散质量流量, kg/m²·s; $f_{slip-tube}$ 为滑脱流动的权重系数,无因次; $f_{Kn-tube}$ 为努森扩散的权重系数,无因次。

考虑真实气体效应,滑脱流动质量流量 $J_{slip-tube}$ 可以表示为^[4]:

$$J_{slip-tube} = -\frac{D^2}{32} \cdot \frac{MP}{\mu_g ZRT} \cdot (1 + \alpha Kn) \cdot \left(1 + \frac{4Kn}{1 - bKn}\right) \cdot \frac{dP}{dl} \quad (4)$$

其中: b 为滑脱边界常数,如果边界为一阶滑脱条件,取 $b=0$;如果边界为二阶滑脱条件,取 $b=-1$ 。 α 为气体稀疏效应系数,无因次,可以表示为:

$$\alpha = \alpha_0 \frac{2}{\pi} \tan^{-1}(\alpha_1 Kn^\beta)$$

其中: α_0 是 $Kn \rightarrow \infty$ 时的稀疏效应,无因次; α_1 与 β 均为拟合系数,无因次;基于Beskok等^[4]与分子模拟的拟合结果,各个参数的取值为: $\alpha_0=1.19$, $\alpha_1=4.0$, $\beta=0.4$ 。

考虑真实气体效应,努森扩散质量流量 $J_{Kn-tube}$ 可

以表示为:

$$J_{Kn-tube} = -\frac{D}{3} \sqrt{\frac{8ZRT}{\pi M}} \cdot \frac{M}{RT} \cdot \frac{P}{Z} C_g \cdot \frac{dP}{dl} \quad (5)$$

同时, 对于圆管孔模型, 以分子之间碰撞为主导的滑脱流动权重系数 $f_{slip-tube}$ 与以分子-孔壁碰撞为主导的努森扩散权重系数 $f_{Kn-tube}$ 分别可以表示为^[7-8]:

$$f_{slip-tube} = \frac{1}{1+Kn} \quad (6)$$

$$f_{Kn-tube} = \frac{1}{1+1/Kn} \quad (7)$$

将公式(4)至公式(7)代入公式(3), 气相在圆管孔隙的总质量流量 J_{T-tube} 可以表示为:

$$J_{T-tube} = -\left[f_{slip} \cdot \frac{D^2}{32} \cdot \frac{MP}{\mu_g RTZ} \cdot (1+\alpha Kn) \cdot \left(1 + \frac{4Kn}{1-bKn}\right) + f_{Kn} \cdot \frac{D}{3} \cdot \sqrt{\frac{8ZM}{\pi RT}} \cdot \frac{P}{Z} C_g \right] \cdot \frac{dP}{dl} \quad (8)$$

根据表观渗透率定义^[5-6], 总质量流量 J_T 与表观渗透率 $(k_g)_a$ 的关系可以表示为:

$$J_T = v_T \cdot \rho_g = -\frac{(k_g)_a}{\mu_g} \cdot \frac{MP}{ZRT} \cdot \frac{dP}{dl} \quad (9)$$

结合公式(8)与公式(9), 气体在圆管孔隙流动的表现渗透率 $(k_g)_{a-tube}$ 可以表示为:

$$(k_g)_{a-tube} = f_{slip} \cdot \frac{D^2}{32} \cdot (1+\alpha Kn) \cdot \left(1 + \frac{4Kn}{1-bKn}\right) + f_{Kn} \cdot \frac{D}{3} \cdot \sqrt{\frac{8ZRT}{\pi M}} \cdot \mu_g \cdot C_g \quad (10)$$

2.2 狭缝孔中气体流动模型

单相气在理想圆管孔隙中的流动是最简单的情况, 考虑孔隙形状特征, 气体传输模型将更为复杂, 例如页岩中的黏土孔隙或石英中的微裂缝(如图2所示), 其截面为椭圆形或矩形, 此类孔隙裂缝可简化为狭缝孔模型, 可以利用纵横比 $\xi(\xi>1)$ 来表征狭缝孔的形状因子:

$$\xi = \frac{W}{H} \quad (11)$$

其中: W 为狭缝孔或微裂缝的高度, nm; H 为狭缝孔或微裂缝的宽度(开度), nm。

与理想圆管不同, 对于单相气体在狭缝孔中的传输, 流场特征尺度不再为孔隙直径 D , 而是狭缝孔的宽度(开度) H ; 因此气体在狭缝孔传输的努森数 Kn 可以表示为:

$$Kn = \frac{\lambda_g}{H} \quad (12)$$

同样, 气体在狭缝孔内的总质量流量 J_{T-slit} 也基于权重系数^[9-10]对滑脱流动及努森扩散进行叠加:

$$J_{T-slit} = f_{slip-slit} J_{slip-slit} + f_{Kn-slit} J_{Kn-slit} \quad (13)$$

考虑真实气体效应, 气体狭缝孔内的滑脱流动质量流量 $J_{slip-slit}$ 可以表示为:

$$J_{slip-slit} = -A(\xi) \cdot \frac{H^2}{12} \cdot \frac{MP}{\mu_g ZRT} \cdot (1+\alpha Kn) \cdot \left(1 + \frac{6Kn}{1-bKn}\right) \cdot \frac{dP}{dl} \quad (14)$$

其中: $A(\xi)$ 为形状因子对滑脱流动影响的影响系数, 无因次, 可以表示为:

$$A(\xi) = 1 - \frac{192}{\xi^5 \pi^{5/2}} \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{\tanh(i\pi\xi/2)}{i^5} \quad (15)$$

考虑真实气体效应, 气体狭缝孔内的努森扩散质量流量 $J_{Kn-slit}$ 可以表示为:

$$J_{Kn-slit} = -B(\xi) \cdot H \cdot \sqrt{\frac{ZRT}{2\pi M}} \cdot \frac{M}{RT} \cdot \frac{P}{Z} C_g \cdot \frac{dP}{dl} \quad (16)$$

其中, $B(\xi)$ 为形状因子对分子自由流的影响系数, 无因次, 可以表示为:

$$B(\xi) = \frac{1}{\xi} \cdot \left[\xi^2 \ln\left(\frac{1}{\xi} + \sqrt{1 + \frac{1}{\xi^2}}\right) + \xi \ln\left(\xi + \sqrt{1 + \xi^2}\right) - \frac{(1 + \xi^2)^{3/2}}{3} + \frac{1 + \xi^3}{3} \right] \quad (17)$$

同时, 对于狭缝孔模型, 以分子之间碰撞为主导的滑脱流动权重系数 $f_{slip-slit}$ 与以分子-孔壁碰撞为主导的努森扩散权重系数 $f_{Kn-slit}$ 分别可以表示为^[9-10]:

$$f_{slip} = \left(1 + \frac{Kn(1+1/\xi)}{2}\right)^{-1} \quad (18)$$

$$f_{Kn} = \left[1 + \frac{2}{Kn(1+1/\xi)}\right]^{-1} \quad (19)$$

将公式(14)至公式(19)代入公式(13), 气体在狭缝孔隙的总质量流量 J_{T-slit} 可以表示为:

$$J_{T-slit} = -\left[f_{slip} \cdot A(\xi) \cdot \frac{H^2}{12} \cdot \frac{MP}{\mu_g RTZ} \cdot (1+\alpha Kn) \cdot \left(1 + \frac{6Kn}{1-bKn}\right) + f_{Kn} \cdot B(\xi) \cdot H \cdot \sqrt{\frac{ZM}{2\pi RT}} \cdot \frac{P}{Z} C_g \right] \cdot \frac{dP}{dl} \quad (20)$$

气体在狭缝孔隙流动的表现渗透率 $(k_g)_{a-slit}$ 可以表示为:

$$(k_g)_{a-slit} = f_{slip} \cdot A(\xi) \cdot \frac{H^2}{12} \cdot (1+\alpha Kn) \cdot \left(1 + \frac{6Kn}{1-bKn}\right) + f_{Kn} \cdot B(\xi) \cdot H \cdot \sqrt{\frac{ZRT}{2\pi M}} \cdot \mu_g \cdot C_g \quad (21)$$

其中：在纵横比 $\xi=1.0\sim 50$ 范围内，形状因子 $A(\xi)$ 与 $B(\xi)$ 的计算结果如图3所示，可以直接用于狭缝孔隙表观渗透率 $(k_g)_{a-slit}$ 的计算。

3 束缚水条件下气体流动特征

考虑到实际条件下页岩储层普遍含水，因此需要对含水条件下气体在孔-缝中流动特征进行量化表征。值得注意的是，在储层含水条件下不仅需要考虑到液态水(含水饱和度)对气体流动的影响，还需要考虑到气态水(气相湿度)对气相高压物性的影响。本文将页岩气简化为甲烷-水蒸气二元气体，并对气体高压物性进行修正，其计算结果参见笔者之前研究^[19]。

3.1 圆管孔中气相渗透率模型

在孔隙含水状态下，存在水膜或毛管水两种分布状态。对于纳米级孔隙，当孔隙被毛管水阻塞时，气相将很难流动；因此仅有当孔隙处于“水膜气芯”状态下，气相才可以流动(图4)。在本节中仅讨论束缚水膜对渗透率的影响，在后文中将基于实际岩心孔隙分布特征，研究含水饱和度分布对渗透率的影响。

考虑束缚水膜影响，圆管孔的有效孔隙孔径 D^* 可以表示为：

$$D^* = D - 2h = D \cdot \sqrt{1 - S_w} \quad (22)$$

此时，含束缚水膜圆管孔中的气体努森数可以表示为：

$$Kn^* = \frac{\mu_g}{D^* \cdot P} \sqrt{\frac{\pi ZRT}{2M}} \quad (23)$$

将公式(23)代入公式(10)，含水条件下圆管孔的有效

渗透率可以表示为：

$$(k_g)_{a-tube}^* = \frac{1}{1 + Kn^*} \cdot \frac{D^{*2}}{32} \cdot (1 + \alpha Kn^*) \cdot \left(1 + \frac{4Kn^*}{1 - bKn^*} \right) + \frac{1}{1 + 1/Kn^*} \cdot \frac{D^*}{3} \cdot \sqrt{\frac{8ZRT}{\pi M}} \cdot \mu_g \cdot C_g \quad (24)$$

由此，圆管孔内的相对渗透率可以表示为含水条件下表观渗透率 $(k_g)_{a-tube}^*$ 与干燥条件下表观渗透率 $(k_g)_{a-tube}$ 的比值：

$$k_{rg-tube}(S_w) = \frac{(k_g)_{a-tube}^*}{(k_g)_{a-tube}} \quad (25)$$

当努森数 $Kn < 10^{-3}$ 时，气相流动受连续流控制，纳米尺度效应可以忽略(扩散及滑脱)，圆管孔中的相对渗透率可以表示为：

$$k_{rg-tube}(S_w) \Big|_{Kn < 10^{-3}} \approx \frac{(k_g)_{\infty-tube}^*}{(k_g)_{\infty-tube}} = \frac{D^2/32}{D^{*2}/32} = 1 - S_w \quad (26)$$

在 $T=80^\circ\text{C}$ ，压力 $P=0.5\text{ MPa}$ 、 1.0 MPa 、 10 MPa 、 50 MPa

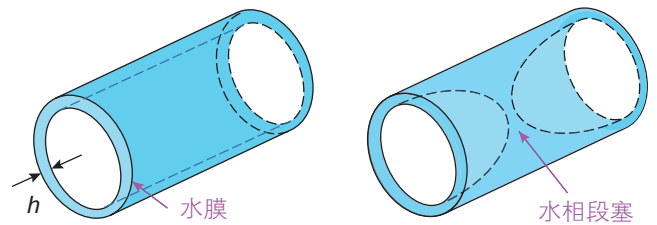


图4 束缚水对圆管孔气体流动的影响

Fig. 4 Effect of bound water film on gas flow through nanotube

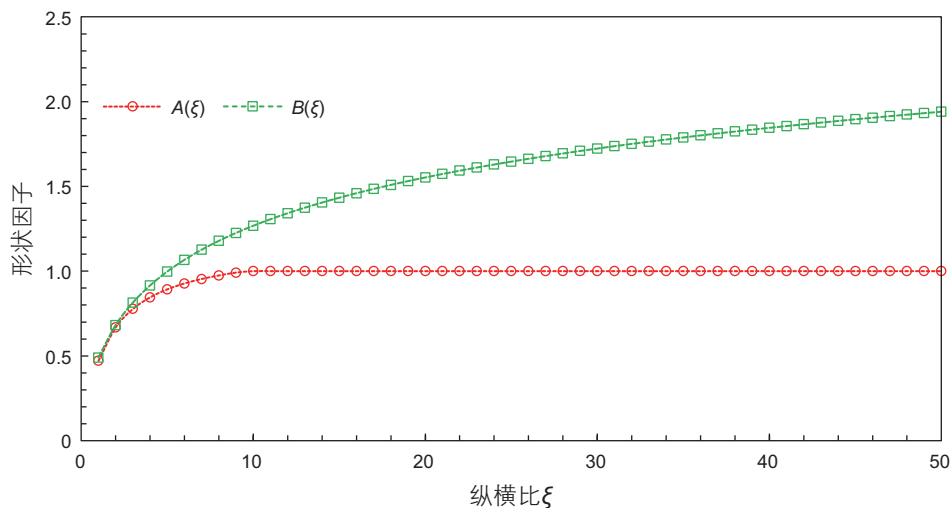


图3 不同纵横比 ξ 条件下系数 $A(\xi)$ 与 $B(\xi)$

Fig. 3 The value of coefficients $A(\xi)$ and $B(\xi)$ with different aspect ratios

条件下, 孔径 $D=10\text{ nm}$ 与 $D=50\text{ nm}$ 的圆管孔内气体相对渗透率曲线如图5所示, 不同情况下的努森数 Kn 介于 $0.007\sim 1.342$, 处于滑脱流及过渡流阶段。计算结果表明: 在努森数 Kn 较高时, 相渗曲线呈现为“凸型”曲线, 随着努森数 Kn 减小, 相渗曲线逐渐趋于线性。事实上, 公式(26)表明, 当 Kn 较低时($Kn\sim 10^{-3}$), 相渗曲线趋于“ $1-S_w$ ”直线。因此, 图5中“凸型”曲线表明纳米尺度效应对相渗曲线的影响: 努森数 Kn 越大, 相渗曲线“上凸”越严重, 气相渗透率高于“ $1-S_w$ ”直线。因此, 纳米尺度效应将在一定程度上减弱束缚水对气相渗透率的影响; 孔隙尺度越小、压力越低, 纳米尺度效应越显著, 束缚水对渗透率的影响越弱。

在含水饱和度 $S_w=30\%$ 条件下, 努森数 Kn 与气体相对渗透率 k_{rg} 关系如图6所示。当 $Kn<0.001$ 时, k_{rg}

接近0.7, 与“ $1-S_w$ ”预测结果相符; 伴随努森数 Kn 增大, k_{rg} 值逐渐增加; 当 $Kn\sim 1.0$ 时, k_{rg} 值趋于恒定0.86。总体而言, 对于圆管孔, 在含水饱和度为30%时, 气相渗流能力降低14%~30%, 降低程度主要取决于气体流动状态(温度、压力、孔隙尺度等)。

3.2 狭缝孔中气相渗透率模型

同样, 考虑束缚水膜影响(图7), 狭缝孔的有效孔隙缝宽 H^* 可以表示为:

$$H^* = H - 2h = H \cdot (1 - S_w) \quad (27)$$

此时, 含束缚水膜狭缝孔中的气体努森数可以表示为:

$$Kn^* = \frac{\mu_g}{H^* \cdot P} \sqrt{\frac{\pi ZRT}{2M}} \quad (28)$$

将公式(28)代入公式(21), 含水条件下狭缝孔的有效

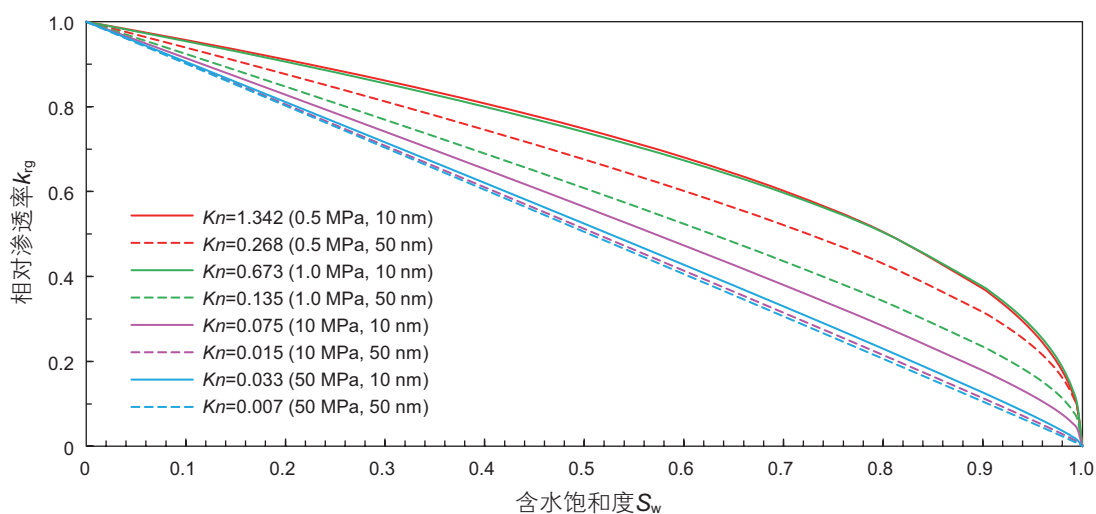


图5 不同努森数 Kn 条件下圆管孔隙相渗曲线(圆管孔)

Fig.5 Permeability curves with different Knudsen numbers (nanotube)

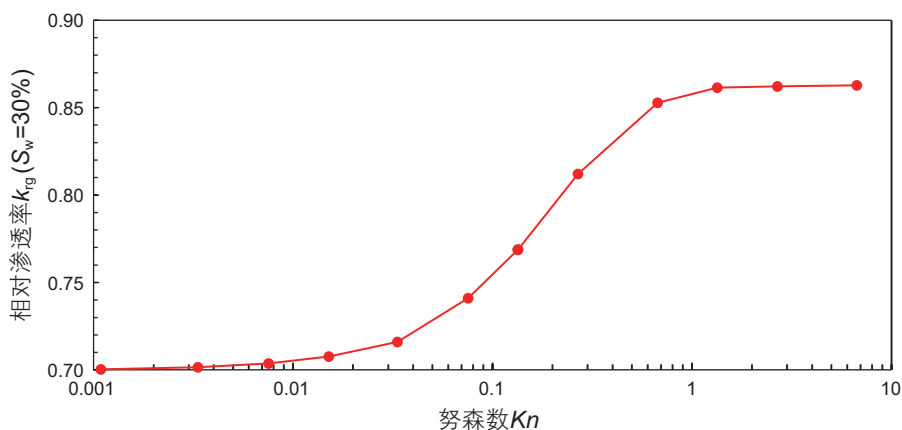


图6 含水饱和度30%条件下努森数 Kn 与气体相对渗透率关系(圆管孔)

Fig.6 Relationship between Kn and k_{rg} with $S_w=30\%$ (nanotube)

渗透率可以表示为:

$$\begin{aligned} (k_g)_{a-slit}^* &= \left[1 + \frac{Kn^*(1+1/\xi)}{2} \right]^{-1} \cdot A(\xi) \cdot \frac{H^{*2}}{12} \cdot \\ &\quad (1 + \alpha Kn^*) \cdot \left(1 + \frac{6Kn^*}{1 - bKn^*} \right) \\ &\quad + \left[1 + \frac{2}{Kn^*(1+1/\xi)} \right]^{-1} \cdot B(\xi) \cdot H^* \\ &\quad \cdot \sqrt{\frac{ZRT}{2\pi M}} \cdot \mu_g \cdot C_g \end{aligned} \quad (29)$$

狭缝孔内的相对渗透率可以表示为含水条件下表观渗透率 $(k_g)_{a-slit}^*$ 与干燥条件下表观渗透率 $(k_g)_{a-slit}$ 的比值:

$$k_{rg-slit}(S_w) = \frac{(k_g)_{a-slit}^*}{(k_g)_{a-slit}} \quad (30)$$

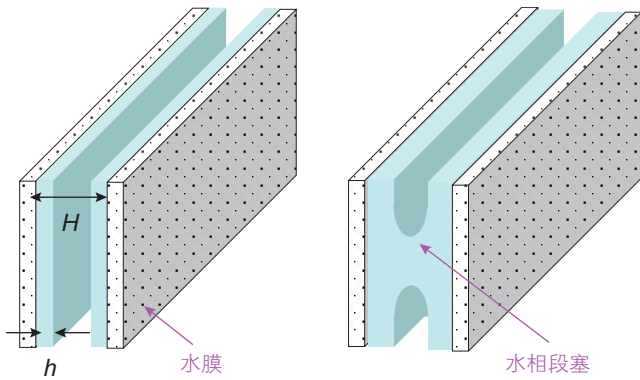


图7 束缚水对狭缝孔气体流动的影响
Fig. 7 Effect of bound water on gas flow in slit nanopores

当努森数 $Kn < 10^{-3}$ 时, 狭缝孔中的相对渗透率可以表示为:

$$k_{rg-slit}(S_w) \Big|_{Kn < 10^{-3}} \approx \frac{(k_g)_{\infty-slit}^*}{(k_g)_{\infty-slit}} = \frac{H^2/12}{H^{*2}/12} = (1 - S_w)^2 \quad (31)$$

在 $T=80^\circ\text{C}$, 压力 $P=0.5\text{ MPa}$, 1.0 MPa , 10 MPa , 50 MPa 条件下, 孔径 $H=10\text{ nm}$ 与 $H=50\text{ nm}$ 的狭缝孔内气体相对渗透率曲线如图8所示。结果表明: 在努森数 Kn 较低时, 狭缝孔相渗曲线呈现“凹型”, 随着努森数 Kn 增大, 相渗曲线逐渐趋于线性特征。不难发现, 狭缝孔内的“凹型”曲线与狭缝孔内的“凸型”曲线截然相反, 该现象主要是由于孔隙形状会对相渗曲线产生影响, 对比公式(26)与公式(31), 在 $Kn < 10^{-3}$ 时, 圆管孔隙的相渗曲线为“ $1-S_w$ ”直线, 而狭缝孔隙的相渗曲线为“ $(1-S_w)^2$ ”的“凹型”曲线, 因此对于气-水两相在黏土狭缝孔或者微裂缝中渗流时, 孔隙形状的影响也需要考虑。

在含水饱和度 $S_w=30\%$ 条件下, 狭缝孔努森数 Kn 与气体相对渗透率 k_{rg} 关系如图9所示。当 $Kn < 0.001$ 时, k_{rg} 接近 0.49, 与“ $(1-S_w)^2$ ”预测结果相符; 伴随努森数 Kn 增大, k_{rg} 值逐渐增加; 当 $Kn \sim 1.0$ 时, k_{rg} 值趋于恒定 0.67。因此, 在孔隙含水饱和度为 30% 时, 气相渗流能力降低 33%~51%; 相比圆管孔, 狭缝孔在相同含水饱和度条件下渗透率的降低更为显著。事实上, 页岩储层水多富集于无机质(黏土、石英)孔隙或微裂缝中, 而页岩无机质孔隙多呈现狭缝孔特征, 因此尽管页岩储层原始含水通常为束缚水状态, 但该束缚水对气体流动能力的影响不容忽视。

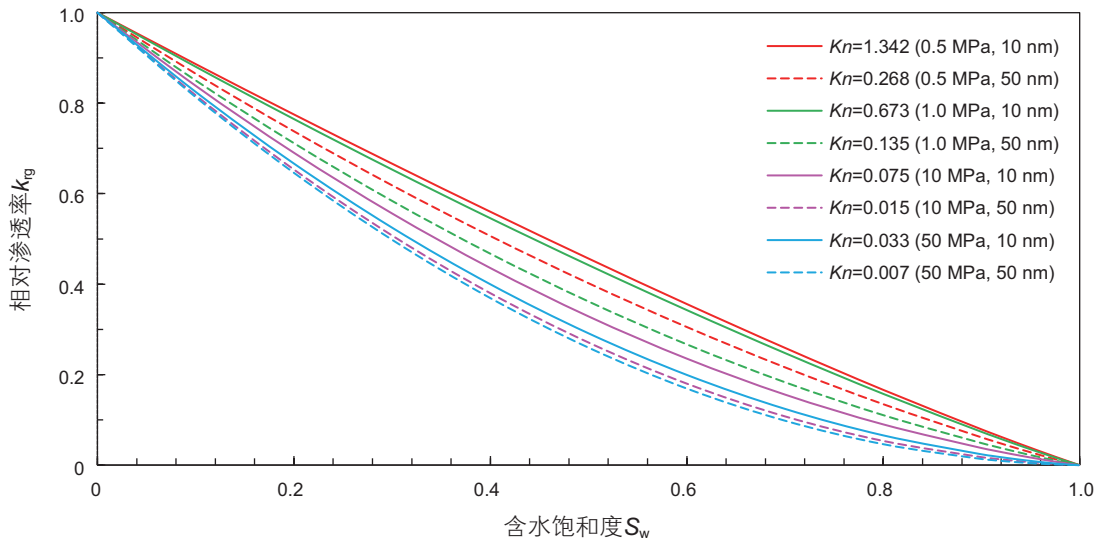


图8 不同努森数 Kn 条件下孔隙相渗曲线(狭缝孔)
Fig. 8 Permeability curves with different Knudsen numbers (nanoslit)

4 含水页岩样品流动特征分析

4.1 页岩孔隙分布

考虑实际页岩复杂孔隙分布特征, 需要进一步在单孔模型的基础上, 对不同尺度孔隙内的流量进行耦合, 从而表征气体在多孔介质尺度流动特征。本研究借用文献[20]的Baltic盆地页岩孔隙分布特征(Bal2)进行计算, 该页岩黏土含量约43%, 脆性矿物(石英与长石)含量41%, 有机质质量含量约5wt%。在文献[20]的实验中, 利用次氯酸钠溶液(NaClO)对页岩样品进行处理, 有效溶解页岩中有机质成分, 并进一步对比处理前和处理后样品的孔隙分布, 从而区分并

量化页岩有机质孔隙及无机质孔隙的分布特征。

原始页岩与处理后页岩的孔隙分布基于低温氮气吸附法测量, 孔隙分布曲线如图10所示, 其中: 总孔隙分布与无机质孔隙分布曲线为直接测量(红色曲线与蓝色曲线), 有机质孔隙分布曲线为两者差值得到(绿色曲线)。对于本研究样品, 无机质孔隙尺度介于2~250 nm, 而有机质孔隙主要分布在2~30 nm, 无机质孔隙尺度及含量高于有机质。同时, 考虑到页岩无机孔与有机孔形貌差异性, 在渗透率耦合计算过程中, 有机质孔隙采用圆管孔模型, 而无机质孔隙采用狭缝孔模型, 计算参数如表2所示。

4.2 孔隙含水特征

考虑页岩复杂混合润湿性特征, 水分在有机质与

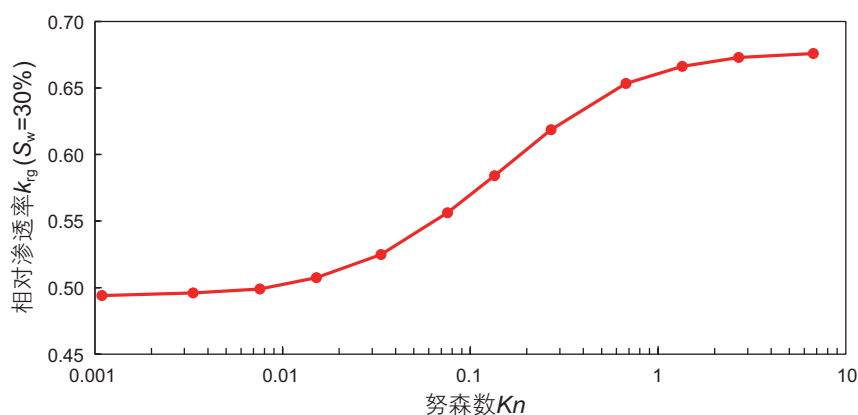


图9 含水饱和度30%条件下努森数 Kn 与气体相对渗透率关系(狭缝孔)

Fig. 9 Relationship between Kn and k_{rg} with $S_w=30\%$ (nanoslit)

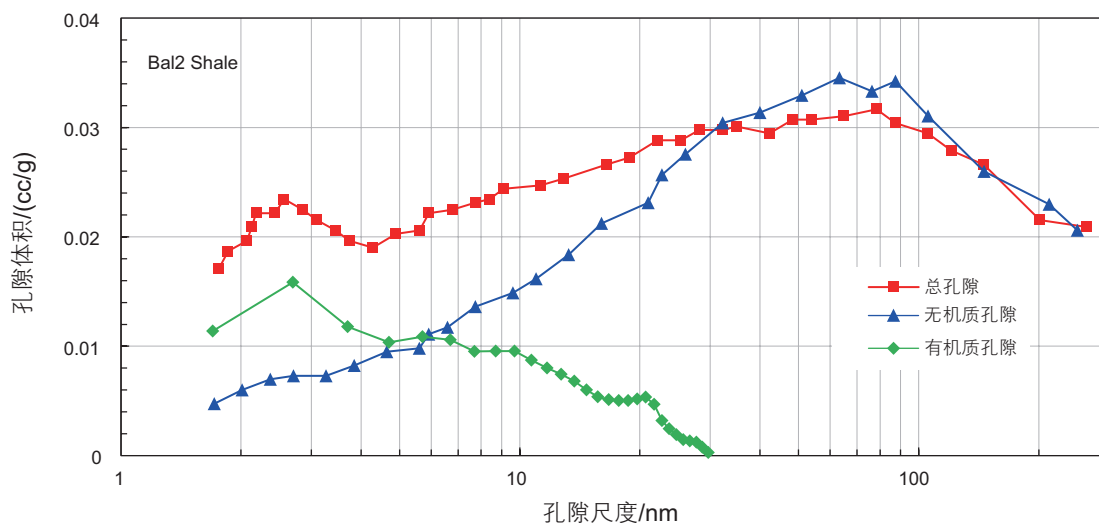


图10 Bal2页岩样品有机质与无机质孔隙分布曲线

Fig. 10 Pore size distribution curves of organic and inorganic matter in Bal2 shale sample

表 2 基础计算参数

Table 2 Basic parameters for calculation

参数	符号	单位	数值	参考数值来源
温度	T	K	353	
压力	P	MPa	0.5, 1.0, 10, 50	
环境湿度	RH	—	0.0~1.0	
含水饱和度	S_w	%	0~100	
孔隙平均迂曲度	τ	—	4.3	[10]
样品总孔隙度	φ_T	%	6.8	[20]
无机质孔隙占比	φ_{in}	%	73.8	[20]
有机质孔隙占比	φ_{org}	%	26.2	[20]
无机质狭缝孔纵横比	ζ	—	10.0	
形状因子系数 A	$A(\zeta)$	—	1.0	
形状因子系数 B	$B(\zeta)$	—	1.268	
气体常数	R	J/mol·K	8.314	
甲烷摩尔质量	M	g/mol	16	
$Kn \rightarrow \infty$ 时稀疏效应系数	α_0	—	1.19	[4]
拟合常数 α	α_1	—	4.0	[4]
拟合常数 β	β	—	0.4	[4]
气体滑脱常数	b	—	-1	[4]

无机质孔隙中的赋存特征截然不同。对于有机质孔隙，其水分可能受干酪根类型、成熟度、官能团含量等因素控制。Hu等^[21]通过构建页岩干酪根，模拟了烃类分子与水分子在干酪根孔隙的分布特征，其结果表明：有机质孔隙表面的官能团结构致使其表现一定的亲水能力，对于含极性官能团的干酪根孔隙，水分子倾向于在官能团附近形成水簇，与烃类分子共存于孔隙中；而对于不含官能团的干酪根孔隙，水分子很难进入，孔隙内主要以烃类分子为主。Prinz等^[22]研究了吸附态水在不同煤阶煤岩基质孔隙的分布特征，其结果表明：对于低阶煤样品，水分子容易吸附在基质纳米孔隙并减小有效孔隙尺度，水分可以占孔隙体积40%~60%；而对于高阶煤样品，水分子很难进入煤岩的分子间孔隙结构，水分仅占孔隙体积10%左右。产生该现象的主要原因是低阶煤具有更高的氧碳比(O/C)及极性基团。同样，Firouzi等^[23]发现：由于有机质表面疏水作用，水分子很难进入页岩干酪根及煤岩纳米孔隙，从而导致利用核磁共振测量页岩孔隙分布特征失效。而对于无机质孔隙而言，尤其黏土矿物，由于其表面存在电荷，水分子与黏土颗粒可以通过氢键、静电力与分子间作用力而紧密结合^[24]，其矿物表面一般存在紧密排列的水膜^[25]。通过TRA(Tight Rock Analysis)技术测量的页岩黏土结合水分(CBW)可以达到样品总体积

的2.63%~7.19%^[26]，因此无机质孔隙内水分不容忽视。

考虑到本页岩样品成熟度较高，官能团含量较低，因此本文假设页岩含水饱和度主要赋存在亲水无机质孔隙，而忽略有机质孔隙内水分。结合笔者之前研究成果^[27-28]，黏土狭缝孔内水膜厚度 h 与环境湿度 RH (Relative Humidity)的关系可以表示为：

$$\Pi(h) \cdot V_m = -RT \ln(RH) \quad (32)$$

其中： V_m 为液态水摩尔体积，取 $V_m=18 \text{ cm}^3/\text{mol}$ ； $\Pi(h)$ 为狭缝状黏土孔隙中水膜-孔壁微观作用力(分子间作用力、静电力及结构力)，可以表示为：

$$\begin{aligned} \Pi(h) &= \Pi_1(h) + \Pi_2(h) + \Pi_3(h) \\ \Pi_1(h) &= \frac{A_H}{h^3} + \frac{\varepsilon_r \varepsilon_0 \Delta \zeta^2}{8\pi h^2} + ke \frac{h}{\lambda} \\ \Pi_2(h) &= \frac{A_H}{(H-h)^3} + \frac{\varepsilon_r \varepsilon_0 \Delta \zeta^2}{8\pi (H-h)^2} + ke \frac{H-h}{\lambda} \\ \Pi_3(h) &= \frac{A_H^*}{(H-2h)^3} \end{aligned} \quad (33)$$

其中： A_H 为气相-水膜-固相三相作用的哈梅克常数， $A_H=1 \times 10^{-20} \text{ J}^{[29-30]}$ ； A_H^* 为水膜-气相-水膜三相作用的哈梅克常数， $A_H^*=0.15 \times 10^{-20} \text{ J}^{[31-32]}$ ； $\Delta \zeta$ 为黏土与水膜电势差， $\Delta \zeta=50 \text{ mV}^{[33]}$ ； ε_0 为真空介电常数， $\varepsilon_0=8.85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$ ； ε_r 为液态水相对介电常数， $\varepsilon_r=81.5$ ； k 为结构力相关系数， $k=1 \times 10^{-7} \text{ N/m}^2 \text{ }^{[34-35]}$ ； λ

为水分子特征长度, $\lambda=2.0\text{ nm}$ ^[34-35]。

因此, 对于单个狭缝孔隙, 含水饱和度可以表征为:

$$S_{w\text{-slit}} = \frac{2 \cdot h}{H} \quad (34)$$

考虑Bal2页岩无机质孔隙分布曲线, 无机质孔隙内的含水饱和度 $S_{w\text{-in}}$ 可以表示为:

$$S_{w\text{-in}} = \int_{H=\min}^{H=\max} [S_{w\text{-slit}}(i) \cdot F_{\text{in}}(i)] \cdot dH \quad (35)$$

其中: $F_{\text{in}}(i)$ 为无机质的孔隙分布曲线, %。整体页岩的含水饱和度 $S_{w\text{-total}}$ 可以表征为:

$$S_{w\text{-total}} = \phi_{\text{in}} \cdot S_{w\text{-in}} + \phi_{\text{org}} \cdot S_{w\text{-org}} \quad (36)$$

其中: ϕ_{in} 与 ϕ_{org} 分别为无机质与有机质孔隙份额, %;

$S_{w\text{-in}}$ 与 $S_{w\text{-org}}$ 分别为无机质与有机质孔隙含水饱和度, %。本文假设有机质孔隙不含水, 因此取 $S_{w\text{-org}} \approx 0\%$ 。

利用公式(36)计算得到储层含水饱和度 $S_{w\text{-total}}$ 与相对湿度 RH 的关系曲线如图11所示: $S_{w\text{-total}}$ 随 RH 的增加而增大, 在 $RH=0.9$ 之前, $S_{w\text{-total}}$ 缓慢增加, 当 $RH>0.9$, S_w 迅速上升, 表明无机质孔隙内“毛细凝聚”现象先开始显著。同时, 对于本研究样品, 由于无机质孔隙所占份额 $\phi_{\text{in}}=73.8\%$, 因此页岩总含水饱和度最大值为73.8%。

在储层整体含水饱和度 $S_{w\text{-total}}$ 为10%、20%、30%、40%及50%条件下, 无机质孔隙分布曲线如图12所示。结果表明: 伴随页岩含水饱和度增加, 无机质小孔隙逐渐被毛管水占据; 而大孔隙壁面存在

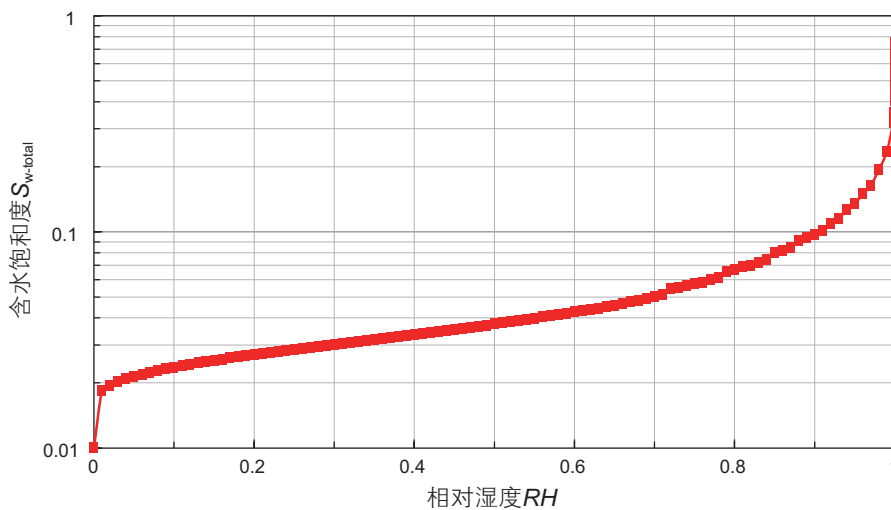


图 11 储层含水饱和度与相对湿度 RH 的关系曲线

Fig. 11 Relationship between water saturation and relative humidity

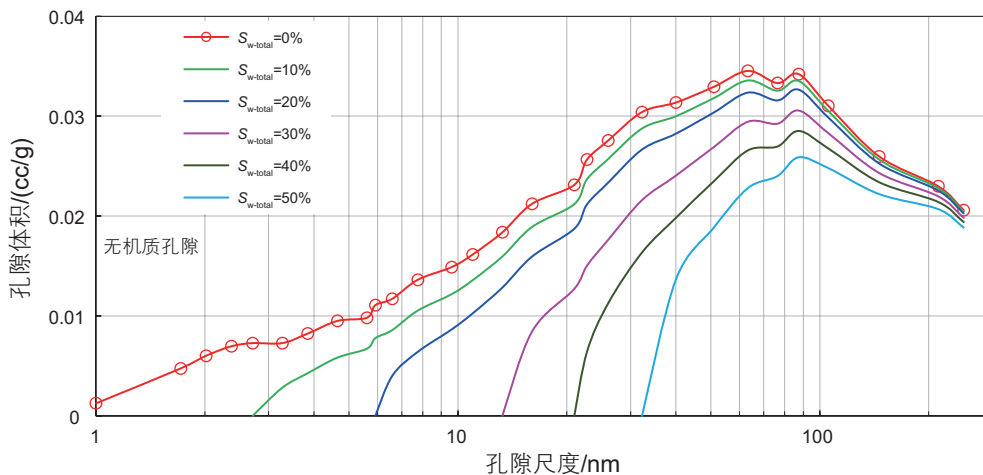


图 12 不同含水饱和度条件下无机质孔隙分布特征

Fig. 12 Pore size distribution characteristics with different water saturation

束缚水膜；在 $S_{w-total}=10\% \sim 50\%$ 时， $H=3 \sim 30$ nm的孔隙将被毛管水阻塞。如果在纳米尺度Y-Laplace公式 $Pc=2\gamma \cdot \cos\theta/H$ 仍然可以适用，那么驱替30 nm孔隙的水，需要额外克服毛管力5.0 MPa；同时考虑无机质孔壁对液态水的附加作用力，此类无机质微小孔隙内的毛管水可能很难发生流动。当然，对于亲油的有机质孔隙(页岩)而言，孔隙含水饱和度可以忽略，孔隙内将主要以气相(吸附气与游离气)为主，孔隙被液态水阻塞可能性较低。

4.3 气相流动特征

由于页岩储层无机质-有机质孔隙含水饱和度分布存在显著差异，在实际开发过程中，有机质孔隙内以“单相气”流动为主，而无机质孔隙内表现为“气水两相”流动。如果将无机质孔隙内的毛管水及水膜当做束缚态，无机质孔隙内表现为“束缚水下的气相流动”。考虑页岩储层无机质-有机质孔隙流动特征差异性，两者的渗透率分别可以表为：

$$(k_g)_{a-in} \Big|_{S_w \geq 0} = \phi_{in} \cdot \int_{H=\min}^{H=\max} \left[(k_g)_{a-slit}^*(i) \cdot F_{in}(i) \right] \cdot dH \quad (37)$$

$$(k_g)_{a-org} \Big|_{S_w=0} = \phi_{org} \cdot \int_{D=\min}^{D=\max} \left[(k_g)_{a-tube}(i) \cdot F_{org}(i) \right] \cdot dD \quad (38)$$

其中： $(k_g)_{a-in}$ 与 $(k_g)_{a-org}$ 分别为无机质与有机质孔隙渗透率，mD； $F_{in}(i)$ 与 $F_{org}(i)$ 分别为无机质与有机质的孔隙分布曲线，%。在本文中，无机质孔隙渗透率用狭缝孔表观渗透率模型 $(k_g)_{a-slit}$ 表征，同时需要考虑束缚水影响；而有机质孔隙内用圆管孔表观渗透率模型 $(k_g)_{a-tube}$ 表征。

结合公式(37)与公式(38)，页岩的总渗透率 $(k_g)_T$

可以表示为：

$$(k_g)_T = \frac{\phi_T}{\tau} \cdot \left[(k_g)_{a-org} + (k_g)_{a-in} \right] \quad (39)$$

同时，气相渗透率 k_{rg} 即为含水条件下与干燥条件下渗透率的比值：

$$k_{rg}(S_w) = \frac{(k_g)_T \Big|_{S_w \geq 0}}{(k_g)_T \Big|_{S_w=0}} \quad (40)$$

以本研究的Bal2页岩孔隙分布特征为例(图10)，在考虑样品含水饱和度基础上，不同压力条件下(0.1 MPa、1 MPa、10 MPa、50 MPa)的气相渗透率与含水饱和度关系曲线(图13)，结果表明：在储层原始含水饱和度20%的情况下，气相流动能力与干燥情况相比将降低30%~50%；在含水饱和度40%的情况下，气相流动能力将降低50%~75%。尽管页岩及致密砂岩储层原始含水通常表现为束缚水，但该含水饱和度的存在将明显降低气体流动能力，尤其在储层高含水饱和度情况下($S_w > 30\%$)，该影响更为突出；同时，储层平均压力对气相渗透率也存在显著，高压情况的气相渗透率明显低于低压情况，由于气相平均压力越低，气体滑脱及努森扩散效应越显著，束缚水对气体流动能力的影响将被减弱。

同时，对比不同储层压力条件下气相表观渗透率(图14)，结果表明：开发过程随储层压力降低，尤其当压力小于1 MPa时，分子自由程增大，“纳米孔隙效应”对流动的影响开始明显，气体流动能力显著增加。以初始含水饱和度 $S_{wi}=30\%$ 为例，在储层压力由50 MPa降低至0.5 MPa过程中，气相表观渗透率将由0.001 83 mD增大至0.005 84 mD，增大约3.2倍，因

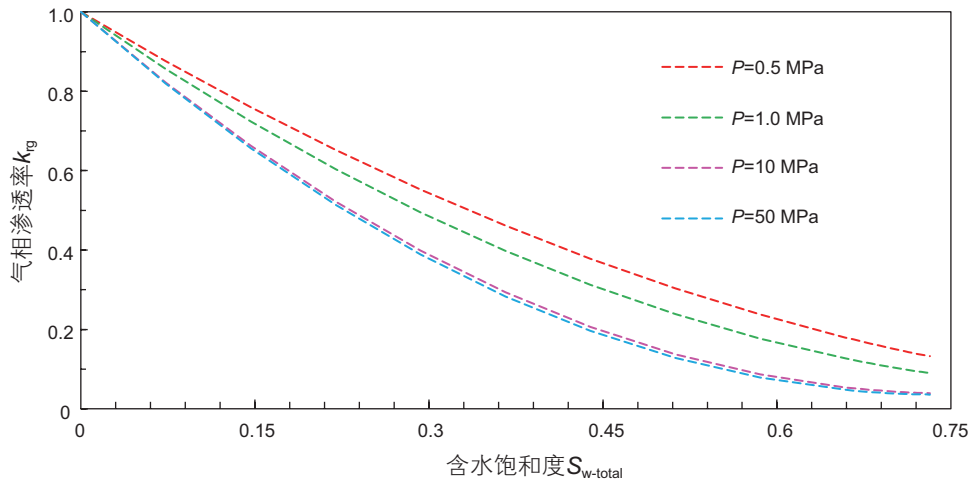


图13 不同压力条件下的气相渗透率与含水饱和度关系曲线

Fig. 13 Relative permeability of gas phase with different pressures

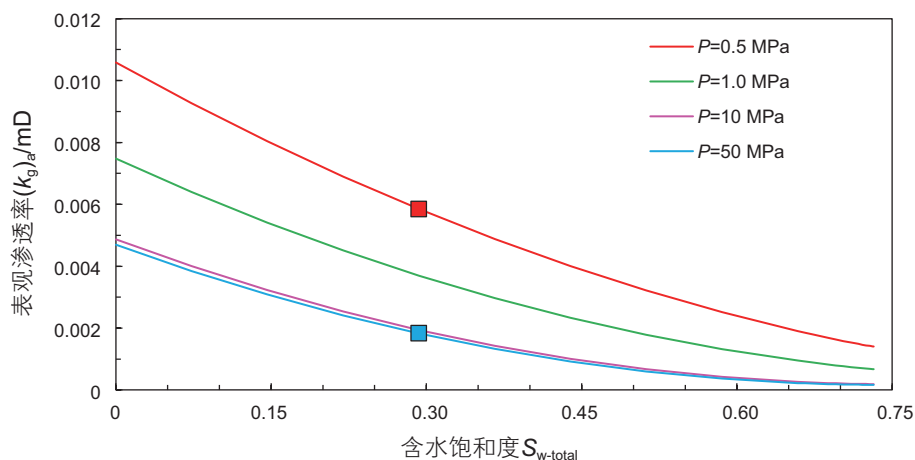


图 14 不同压力条件下的表观渗透率与含水饱和度关系曲线

Fig. 14 Apparent permeability of gas phase with different pressures

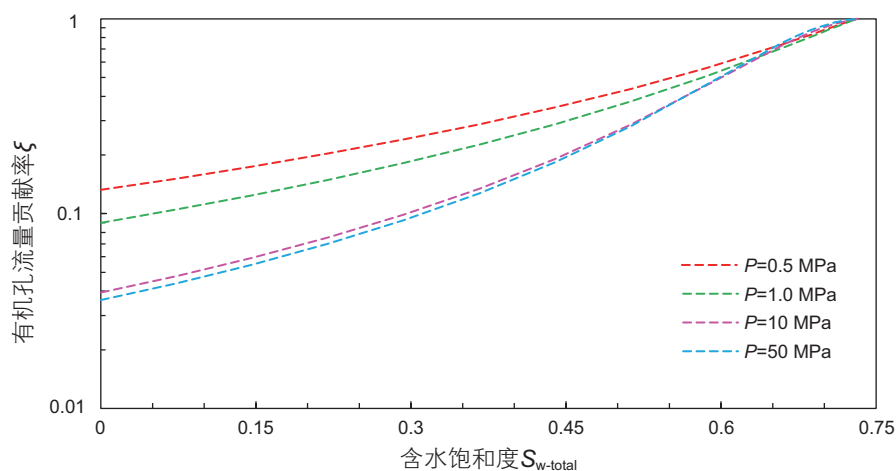


图 15 不同压力条件下有机质孔隙流量贡献与含水饱和度关系曲线

Fig. 15 Contribution of organic pores to the total permeability under different pressure conditions

此, 在开发过程中, 气体流动能力将得到一定程度改善。

气体在有机质孔隙中流动的贡献率 ζ 可以表示为:

$$\zeta = \frac{(k_g)_{\text{org}}|_{S_w=0}}{(k_g)_{\text{org}}|_{S_w=0} + (k_g)_{\text{in}}|_{S_w \geq 0}} \quad (41)$$

不同储层压力及含水饱和度条件下, 气相在有机孔中流动的比率如图 15 所示, 由于本样品无机质孔隙尺度及含量(孔隙尺度 2~250 nm, 孔隙比例 73.8%)大于有机质孔隙(孔隙尺度 2~30 nm, 孔隙比例 26.2%), 因此气相流动能力主要受无机质孔隙主导。以储层含水饱和度 $S_{wi}=30\%$ 为例, 气体在有机质孔隙中流动的贡献率随压力变化明显, 在高压状态下, ζ 值仅为 10%左右; 伴随储层压力降低, ζ 值将升高至 15%~24%。事实上,

本研究样品的有机质孔隙尺度介于 2~30 nm 之间, 气相流动过程中“纳米尺度效应”显著, 有机孔的渗透率随压力变化极为敏感, 压力降低可以显著提高气体在有机孔渗流能力; 因此, 在开发初期(高压阶段), 流体的产出主要取决于无机质孔隙渗流能力; 在开发后期(低压阶段), 同时考虑到有机质孔隙内吸附气的大量解吸, 有机质孔隙对产能的贡献开始突出。

5 结论

(1) 建立了考虑束缚水影响的纳米级孔隙与微裂缝气体传输模型。在纳米孔隙单相气传输模型基础上, 量化束缚态水膜厚度, 并考虑束缚水膜对孔隙尺度的影响, 建立束缚水影响下的气体传输模型; 进一步结合实际样品的孔隙形貌特征, 分别用圆管孔模型表征

气体在有机质孔隙传输,用狭缝孔模型表征气体在无机质孔隙与微裂缝传输。该模型为合理评价及预测储层含水条件下页岩气井产能奠定理论基础。

(2) 量化了束缚水对不同形状孔隙(圆管孔与狭缝孔)内气体传输的影响。结果表明:束缚水对气体在狭缝孔传输的影响大于圆管孔,在含水饱和度 $S_w=30\%$ 条件下,对于圆管孔,气相渗流能力降低14%~30%;而对于狭缝孔,气相渗流能力降低33%~51%。考虑到页岩储层无机质(黏土、石英)孔隙或微裂缝多呈现狭缝孔特征,因此尽管页岩储层原始含水通常为束缚水状态,但该束缚水对气体流动能力的影响不容忽视。

(3) 评价了纳米尺度效应与孔隙含水饱和度对气相渗透率的耦合影响特征。结果表明:含水饱和度对气体流动能力的影响降低取决于努森数 Kn (受控于温度、压力、孔隙尺度等),努森数越大,纳米尺度效应越显著,孔隙水对气体流动能力的影响越弱;以狭缝孔为例,当 $Kn<0.001$ 时,气相渗流能力降低约51%,而当 $Kn>1.0$ 时,气相渗流能力降低33%。因此在开发后期,伴随储层压力降低,气体 Kn 数增大,束缚水对气相渗透率的影响将减小。

(4) 基于实际样品孔隙分布曲线,给出了气体在有机孔与无机孔的流动特征。由于本样品无机质孔隙尺度及含量均大于有机孔隙,气相流动能力主要受无机质孔隙主导。以储层含水饱和度 $S_w=30\%$ 为例,在高压状态下,有机质孔隙对渗透率的贡献率仅为10%左右;伴随储层压力降低,贡献率将升高至24%。因此,有机质孔隙对页岩气渗流的贡献将在开发过程中逐渐增大。

符号说明

Kn — 气体在干燥孔隙的努森数, 无因次;
 Kn^* — 气体在含水孔隙的努森数, 无因次;
 λ_g — 分子平均自由程, nm;
 μ_g — 气体黏度, mPa·s;
 C_g — 气体压缩系数, 1/MPa;
 Z — 气体偏差因子, 无因次;
 R — 气体常数, J/(mol·K);
 P — 气体平均压力, MPa;
 T — 温度, K;
 M — 气体摩尔质量, g/mol;
 V_m — 液态水摩尔体积, cm³/mol;
 D — 圆管孔直径, nm;
 D^* — 含水条件下圆管孔等效直径, nm;

W — 狭缝孔高度, nm;
 H — 狭缝孔宽度(开度), nm;
 H^* — 含水条件下狭缝孔等效直径, nm;
 J_{T-tube} — 圆管孔总质量流量, kg/m²·s;
 $J_{slip-tube}$ — 圆管孔滑脱流质量流量, kg/m²·s;
 $J_{Kn-tube}$ — 圆管孔努森扩散质量流量, kg/m²·s;
 J_{T-slit} — 圆管孔总质量流量, kg/m²·s;
 $J_{slip-slit}$ — 狭缝孔滑脱流质量流量, kg/m²·s;
 $J_{Kn-slit}$ — 狭缝孔努森扩散质量流量, kg/m²·s;
 $f_{slip-tube}$ — 圆管孔连滑脱权重系数, 无因次;
 $f_{Kn-tube}$ — 圆管孔努森扩散权重系数, 无因次;
 $f_{slip-slit}$ — 狭缝孔连滑脱权重系数, 无因次;
 $f_{Kn-slit}$ — 狭缝孔努森扩散权重系数, 无因次;
 $(k_g)_{a-tube}$ — 干燥条件下圆管孔表观渗透率, mD;
 $(k_g)_{a-tube}^*$ — 含水条件下圆管孔表观渗透率, mD;
 $(k_g)_{a-slit}$ — 干燥条件下狭缝孔表观渗透率, mD;
 $(k_g)_{a-slit}^*$ — 含水条件下狭缝孔表观渗透率, mD;
 $k_{rg-tube}$ — 圆管孔气相相对渗透率, 无因次;
 $k_{rg-slit}$ — 狭缝孔气相相对渗透率, 无因次;
 $(k_g)_{a-in}$ — 页岩无机质孔隙表观渗透率, mD;
 $(k_g)_{a-org}$ — 页岩有机质表观渗透率, mD;
 $(k_g)_T$ — 页岩总表观渗透率, mD;
 S_{w-tube} — 单个圆管孔含水饱和度, %;
 S_{w-slit} — 单个狭缝孔含水饱和度, %;
 S_{w-in} — 页岩无机质孔隙含水饱和度, %;
 S_{w-org} — 页岩有机质孔隙含水饱和度, %;
 $S_{w-total}$ — 页岩总含水饱和度, %;
 φ_{in} — 页岩无机质孔隙占比, %;
 φ_{org} — 页岩有机质孔隙占比, %;
 φ_T — 页岩总孔隙度, %;
 $F_{in}(i)$ — 页岩无机质孔隙分布曲线, 无因次;
 $F_{org}(i)$ — 页岩有机质孔隙分布曲线, 无因次;
 ζ — 气体在有机质孔隙中流动的贡献率, 无因次;
 τ — 孔隙迂曲度, 无因次;
 b — 滑脱边界常数, 无因次;
 α — 气体稀疏效应系数, 无因次;
 α_0 — $Kn \rightarrow \infty$ 时的稀疏效应, 无因次;
 β — 气体稀疏系数的拟合参数, 无因次;
 ξ — 狭缝孔形状因子(纵横比), 无因次;
 $A(\xi)$ — 形状因子对滑脱流影响的影响系数, 无因次;
 $B(\xi)$ — 形状因子对分子自由流的影响系数;
 RH — 环境相对湿度, 无因次;
 h — 水膜厚度, nm;
 $\Pi(h)$ — 水膜与孔隙作用的分离压, MPa;

- A_H — 气相-水膜-固相三相作用的哈梅克常, J;
 A_H^* — 水膜-气相-水膜三相作用的哈梅克常, J;
 $\Delta\zeta$ — 黏土与水膜电势差, mV;
 ε_0 — 真空介电常数, F/m;
 ε_r — 液态水相对介电常数, 无因次;
 k — 结构力相关系数, N/m²;
 λ — 水分子特征长度, nm。

参考文献

- [1] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.
- [2] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-311. [YANG F, NING Z F, HU C P, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 34(2): 301-311.]
- [3] SCHAAF S A, CHAMBRÉ P L. Flow of rarefied gases[M]. Princeton: Princeton University Press, 1961.
- [4] BESKOK A, KARNIADAKIS G E. Report: A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales[J]. Nanoscale and Microscale Thermophysical Engineering, 1999, 3(1): 43-77.
- [5] JAVADPOUR F, FISHER D, UNSWORTH M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.
- [6] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.
- [7] WU K, LI X, WANG C, et al. Model for surface diffusion of adsorbed gas in nanopores of shale gas reservoirs[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2015, 54(12): 3225-3236.
- [8] WU K, CHEN Z, LI X, et al. A model for multiple transport mechanisms through nanopores of shale gas reservoirs with real gas effect-adsorption-mechanic coupling[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2016, 93: 408-426.
- [9] WU K, LI X, WANG C, et al. A model for gas transport in microfractures of shale and tight gas reservoirs[J]. AIChE Journal, 2015, 61(6): 2079-2088.
- [10] WU K, CHEN Z, LI X. Real gas transport through nanopores of varying cross-section type and shape in shale gas reservoirs[J]. Chemical Engineering Journal, 2015, 281: 813-825.
- [11] 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会. 页岩气地质研究进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011. [Editorial board for 'geology and exploration for shale gas reservoirs'. Research progress of the geology for shale gas reservoirs in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.]
- [12] 刘洪林, 王红岩. 中国南海相页岩超低含水饱和度特征及超压核心区选择指标[J]. 天然气工业, 2013, 33(7): 140-144. [LIU H L, WANG H Y. Ultra-low water saturation characteristics and the identification of over-pressured play fairways of marine shales in south China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7): 140-144.]
- [13] 方朝合, 黄志龙, 王巧智, 等. 富含气页岩储层超低含水饱和度成因及意义[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(3): 471-476. [FANG C H, HUANG Z L, WANG Q Z, et al. Cause and significance of the ultra-low water saturation in gas-enriched shale reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(3): 471-476.]
- [14] 方朝合, 黄志龙, 王巧智, 等. 页岩气藏超低含水饱和度形成模拟及其意义[J]. 地球化学, 2015, 44(3): 267-274. FANG C H, HUANG Z L, WANG Q Z, et al. Simulation of ultra-low water saturation in shale gas reservoirs and its significance[J]. Geochimica, 2015, 44(3): 267-274.]
- [15] RUSHING J A, NEWSHAM K E, FRAASSEN K C V. Measurement of the two-phase gas slippage phenomenon and its effect on gas relative permeability in tight gas sands[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [16] LI K, HORNE R N. Gas slippage in two-phase flow and the effect of temperature[C] // SPE SPE Western Regional Meeting, 26-30 March, Bakersfield, California, 2001.
- [17] LI K, HORNE R N. Experimental study of gas slippage in two-phase flow[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, 7(6): 409-415.
- [18] WU Q, BAI B, MA Y, et al. Optic imaging of two-phase-flow behavior in 1D nanoscale channels[J]. SPE Journal, 2014, 19(5).
- [19] 李靖, 李相方, 李莹莹, 等. 储层含水条件下致密砂岩/页岩无机质纳米孔隙气相渗透率模型[J]. 力学学报, 2015, 47(6): 932-944. [LI J, LI X F, LI Y Y, et al. Model for gas transport in nanopores of shale and tight formation under reservoir condition. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47(6): 932-944.]
- [20] KUILA U, MCCARTY D K, DERKOWSKI A, et al. Nano-scale texture and porosity of organic matter and clay minerals in organic-rich mudrocks[J]. Fuel, 2014, 135(6): 359-373.
- [21] HU Y, DEVEGOWDA D, STRIOLO A, et al. Microscopic dynamics of water and hydrocarbon in shale-kerogen pores of potentially

- mixed wettability[J]. SPE Journal, 2014, 20(01): 112–124.
- [22] PRINZ D, LITKE R. Development of the micro-and ultramicroporous structure of coals with rank as deduced from the accessibility to water[J]. Fuel, 2005, 84(12–13): 1645–1652.
- [23] FIROUZI M, RUPP E C, LIU C W, et al. Molecular simulation and experimental characterization of the nanoporous structures of coal and gas shale[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 121: 123–128.
- [24] PASSEY Q R, BOHACS K, ESCH W L, et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs[C]. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8–10 June, Beijing, China, 2010.
- [25] SONDERGELD C H, NEWSHAM K E, COMISKY J T, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources[C]// SPE Unconventional Gas Conference, 23–25 February, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2010.
- [26] BOYER C, KIESCHNICK J, SUAREZ-RIVERA R, et al. Producing gas from its source[J]. Oilfield Review, 2006, 18(3): 36–49.
- [27] 李靖, 李相方, 王香增, 等. 页岩无机质孔隙含水饱和度分布量化模型[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 903–913. [LI J, LI X F, WANG X Z, et al. A quantitative model to determine water-saturation distribution characteristics inside shale inorganic pores[J]. ACTA PETROLEI SINICA, 2016, 37(7): 903–913.]
- [28] 李靖, 李相方, 王香增, 等. 页岩黏土孔隙含水饱和度分布及其对甲烷吸附的影响[J]. 力学学报, 2016, 48(5): 1217–1228. [LI J, LI X F, WANG X Z, et al. Effect of water distribution on methane adsorption capacity in shale clay. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2016, 48(5): 1217–1228]
- [29] TAKAHASHI S, KOVSCEK A R. Wettability estimation of low-permeability, siliceous shale using surface forces. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 75(1): 33–43.
- [30] MATTIA D, STAROV V, SEMENOV S. Thickness, stability and contact angle of liquid films on and inside nanofibres, nanotubes and nanochannels. Journal of colloid and interface science, 2012, 384(1): 149–156.
- [31] TULLER M, OR D, DUDLEY L M. Adsorption and capillary condensation in porous media: Liquid retention and interfacial configurations in angular pores[J]. Water Resources Research, 1999, 35(7): 1949–1964.
- [32] CHURAEV N V, STARKE G, ADOLPHS J. Isotherms of capillary condensation influenced by formation of adsorption films[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2000, 221(2): 246–253.
- [33] CHURAEV N V, SOBOLEV V D. Prediction of contact angles on the basis of the Frumkin-Derjaguin approach[J]. Advances in Colloid & Interface Science, 1995, 61: 1–16.
- [34] CHURAEV N V. Contact angles and surface forces[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 1995, 58(2/3): 87–118.
- [35] CHURAEV N V. The relation between colloid stability and wetting[J]. Journal of colloid and interface science, 1995, 172(2): 479–484.

Permeability model for gas transport through shale nanopores with irreducible water saturation

LI Jing^{1,2}, LI Xiangfang¹, CHEN Zhangxin², WANG Xiangzeng³, WU Keliu^{1,2}, SUN Zheng¹, QU Shiyuan¹

1 MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2 Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Alberta T2N1N4, Canada

3 Shanxi Yanchang Petroleum (Group) Corp. Ltd., Xi'an 710075, China

Abstract Permeability models for single-phase gas transport through nanotubes and nanoslits were established by a weighted superposition of slip flow and molecular diffusion (the inorganic pores were regarded as the nanoslits; the organic pores were regarded as the nanotubes). Besides, the influence of water saturation on the gas transport was quantified by considering its distribution characteristic inside the inorganic pores and the organic pores of actual shale formations. The results show that the effect of water saturation on the gas flow capacity at a nanoscale is mainly controlled by a Knudsen number (Kn); as Kn increases, the impact of nano-scale effect (slip and diffusion) begins to grow, and the decrease in gas flow capacity caused by the bound water weakens. For slit-shaped pores (e.g. inorganic pores), when $Kn < 0.001$ (the nano-scale effect is not obvious), the gas-phase permeability decreases by as high as 51% with an irreducible water saturation of 30%; instead, when $Kn > 1.0$ (the nano-scale effect is significant), the gas-phase permeability reduces by about 33% in the same water saturation condition. Therefore, with

the development of shale gas reservoirs, the reservoir pressure gradually reduces and the Kn gradually increases, leading to a weakening effect of the bound water on gas flow; however, this effect still cannot be ignored. This paper provides a theoretical basis for reasonable evaluations and predictions of gas production from actual shale formations with initial water saturation.

Keywords shale gas; irreducible water; nanopores; microfractures; gas-phase permeability

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.02.017

(编辑 马桂霞)