

# 考虑多重运移机制耦合页岩气藏 压裂水平井数值模拟<sup>1)</sup>

樊冬艳<sup>\*,2)</sup> 姚军<sup>\*</sup> 孙海<sup>†</sup> 曾慧<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup>(中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580)

<sup>†</sup>(中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580)

**摘要** 页岩作为典型的微纳尺度多孔介质, 游离气与吸附气共存, 传统的达西定律已无法准确描述气体在页岩微纳尺度的运移规律. 基于双重介质模型和离散裂缝模型构建页岩气藏分段压裂水平井模型, 其中基岩中考虑气体的黏性流、Knudsen 扩散以及气体在基岩孔隙表面的吸附解吸, 吸附采用 Langmuir 等温吸附方程; 裂缝中考虑黏性流和 Knudsen 扩散, 在此基础上建立基岩-裂缝双重介质压裂水平井数学模型并采用有限元方法对模型进行求解. 结果表明, 基岩固有渗透率越小, 表面扩散和 Knudsen 扩散的影响越大, 反之则越小; 人工裂缝的性质包括条数、开度、半长以及间距, 主要影响压裂水平井生产早期, 随着人工裂缝参数值的增加, 压裂水平井产能增加, 累产气量也越大. 其次, 页岩气藏压裂诱导缝和天然裂缝的发育程度对页岩气藏的产能有很大的影响, 水平井周围只有人工裂缝, 周围天然裂缝不开启或不发育时, 页岩气藏的水平井的产能较低.

**关键词** 页岩气藏, 运移机制, 压裂水平井, 数值模拟

中图分类号: TE312 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-15-064

## 引言

页岩气以其分布范围广、资源量大、稳产周期长等特点, 成为当前油气勘探开发的热点. 水平井和大规模水力压裂等技术的进步, 为页岩气藏的商业化开发奠定了工程基础<sup>[1-4]</sup>. 页岩中的孔隙主要为纳米和微米级孔隙, 因此页岩中的孔隙介质主要为微纳尺度多孔介质. 气体在页岩孔隙中, 除了游离气储集方式外, 还以吸附气的形式吸附在有机质纳米孔隙表面, 与常规油气藏相比有截然不同的储集方式和运移机制<sup>[5-6]</sup>. 常规只考虑黏性流动的达西方程无法描述气体在多尺度页岩孔隙中的运移机制<sup>[7]</sup>. 目前页岩气藏数值模拟研究大部分未全面考虑页岩气藏内的黏性流、Knudsen 扩散及表面扩散的耦合运移机制<sup>[8-13]</sup>, 姚军<sup>[14]</sup>建立了考虑黏性流、Knudsen 扩散的耦合运移模型, 但未考虑表面扩散, 且页岩气

藏通常发育着微裂缝, 但经水力压裂之后会形成宏观大尺度压裂缝, 因此裂缝系统具有显著的多尺度特征, 单一连续介质模型或离散裂缝模型均有一定的局限性, 如何将两者有机结合是页岩气藏宏观流动模拟的关键, 本文全面考虑页岩气藏内的耦合运移机制, 采用双重介质模型用来描述基岩与天然微裂缝中的流动, 离散裂缝模型模拟压裂后大尺度水力压裂缝中的流动, 利用有限元方法进行数值求解, 分析不同运移机制、水力裂缝参数和天然裂缝参数对产能的影响, 为页岩气藏的高效开发提供理论支持.

## 1 页岩气藏运移机制耦合模型

页岩作为典型的微纳尺度多孔介质, 气体在页岩中的运移机制主要包括黏性流、Knudsen 扩散、表

2015-02-28 收稿, 2015-08-07 录用, 2015-08-18 网络版发表.

1) 国家自然科学基金(51504276, 51504277, 61573018), 中国博士后基金(2014M551989, 2015T80762)和山东省自然科学基金(ZR2014EL016, ZR2014EEP018)资助项目.

2) 樊冬艳, 讲师, 主要研究方向: 水平井及压裂水平井渗流理论及产能研究. E-mail: fandongyan2010@126.com

**引用格式:** 樊冬艳, 姚军, 孙海, 曾慧. 考虑多重运移机制耦合页岩气藏压裂水平井数值模拟. 力学学报, 2015, 47(6): 906-915  
Fan Dongyan, Yao Jun, Sun Hai, Zeng Hui. Numerical simulation of multi-fractured horizontal well in shale gas reservoir considering multiple gas transport mechanisms. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2015, 47(6): 906-915

面扩散、分子扩散以及吸附气解吸机制, 由此构建气体在页岩基岩和天然裂缝系统中的多重混合运移机制运动方程。

### 1.1 页岩气藏多重运移机制

根据 Javadpour<sup>[14]</sup> 对页岩基岩孔隙 Knudsen 数的研究, 在页岩基岩孔隙尺寸和压力下, 单相气体在基岩孔隙中质量传输主要为黏性流、Knudsen 扩散和表面扩散(如图 1 所示), 若有气体分子吸附在多孔介质表面则还存在吸附气的解吸机制。由于页岩气藏的主要成分为甲烷气体, 故不考虑多相气体间的分子扩散。采用 Knudsen 数来判断气体在多孔介质中的运移传输机制, Knudsen 数是气体平均自由程与孔隙直径的比值。

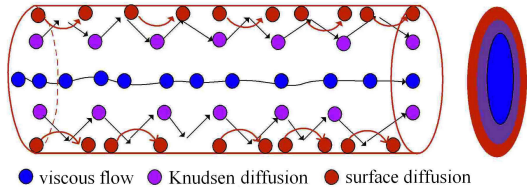


图 1 单相气体在单管中主要运移机制

Fig. 1 Schema of single component gas through porous media

(1) 黏性流. 当气体平均运动自由程小于孔隙直径, 即 Knudsen 数远小于 1 时, 气体分子的运动主要受分子间碰撞支配, 分子与壁面的碰撞较少, 此时在单组分气体之间存在压力梯度所引起的黏性流, 黏性流的质量传输可以用达西定律表示为<sup>[16]</sup>

$$N_v = -\frac{\rho_g k_\infty}{\mu_g} \nabla p_g \quad (1)$$

其中,  $N_v$  为黏性流引起的质量流量 ( $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ),  $k_\infty$  为固有渗透率 ( $\text{m}^2$ ),  $p_g$  为多孔介质孔隙压力 (Pa),  $\rho_g$  为基岩气体的密度 ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $\mu_g$  为气体黏度 ( $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ).

(2) Knudsen 扩散. 当孔隙直径很小时, 气体的平均自由程与孔隙直径相近, 即 Knudsen 数约等于 1, 气体分子与壁面之间的碰撞占主要作用, 此时气体之间的质量流量可以用 Knudsen 扩散表示<sup>[16]</sup> 为

$$N_k = -\frac{\rho_g D_k \nabla p_g}{p_g} \quad (2)$$

其中,  $N_k$  为 Knudsen 扩散引起的质量流量 ( $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ),  $D_k$  为 Knudsen 扩散系数 ( $\text{m}^2/\text{s}$ ).

(3) 表面扩散. 当多孔介质孔隙表面存在吸附气时, 多孔介质中存在吸附态气体的表面扩散

$$N_s = -M_g D_s \frac{C_s \max P_L}{(p_g + p_L)^2} \nabla p_g \quad (3)$$

式中,  $N_s$  为表面扩散引起的质量流量 ( $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ),  $M_g$  为气体的摩尔质量 ( $\text{kg}/\text{mol}$ ),  $D_s$  为表面扩散系数 ( $\text{m}^2/\text{s}$ ),  $C_s \max$  为吸附气的最大吸附浓度 ( $\text{mol}/\text{m}^3$ ),  $p_L$  为 Langmuir 压力 (Pa).

(4) 页岩气等温吸附方程. 吸附气一般吸附在页岩的基岩表面, 吸附量满足 Langmuir 等温吸附公式<sup>[17]</sup>

$$q_{\text{ads}} = \frac{\rho_s M_g}{V_{\text{std}}} \cdot \frac{V_L p_g}{p_L + p_g} \quad (4)$$

其中,  $q_{\text{ads}}$  表示页岩单位面积的吸附量 ( $\text{kg}/\text{m}^2$ ),  $V_{\text{std}}$  标准状况下的摩尔体积 ( $\text{m}^3/\text{mol}$ ),  $q_{\text{std}}$  表示标准状况下页岩单位质量的吸附体积 ( $\text{m}^3/\text{kg}$ ),  $V_L$  表示 Langmuir 体积 ( $\text{m}^3/\text{kg}$ ),  $\rho_s$  页岩岩心密度 ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ).

### 1.2 页岩气藏运移方程的建立

气体在所有的多孔介质中都存在黏性流和 Knudsen 扩散, 由于多孔介质孔隙尺寸的不同, 黏性流和 Knudsen 扩散在不同多孔介质中所起的作用不同, 多孔介质的孔隙尺寸越小, Knudsen 扩散的影响越大, 反之, 多孔介质的孔隙越大, Knudsen 扩散的影响越小。表面扩散只发生在存在吸附气的多孔介质中, 同时只有气体是多组分的时候多孔介质中才存在不同气体碰撞产生的分子扩散。

由于裂缝中孔隙尺度较大, 气体主要以游离的形式存在, 故在页岩天然裂缝中仅考虑气体黏性流和 Knudsen 扩散, 得到页岩气天然裂缝中运动方程为

$$N_{t,f} = -\frac{\rho_g k_{f,a}}{\mu_f} \nabla p_f \quad (5)$$

式中,  $N_{t,f}$  为裂缝中的质量流量 ( $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ),  $k_{f,a}$  为考虑黏性流和 Knudsen 扩散时多孔介质的视渗透率 ( $\text{m}^2$ ),  $p_f$  为微裂缝系统的压力值 (Pa), 因此微裂缝中的视渗透率可表示为<sup>[17]</sup>

$$k_{f,a} = k_\infty f(K_n) = k_\infty [1 + \alpha(K_n) K_n] \left( 1 + \frac{4K_n}{1 + K_n} \right) \quad (6)$$

式中,  $K_n$  为 Knudsen 数,  $\alpha(K_n)$  为稀薄系数;  $k_\infty = \frac{b^3}{12a}$ ,  $\phi_f = \frac{2b}{a}$ ,  $a$  表示有效裂缝间距 (m);  $b$  表示裂缝开度 (m).

页岩基岩中既存在吸附气又存在游离气, 故应考虑吸附层内表面扩散对气体运移的影响。假设气体在页岩表面是单分子层吸附, 气体在多孔介质中的吸附满足 Langmuir 等温吸附方程, 则可得到考虑

黏性流、Knudsen 扩散及表面扩散时页岩基岩中的视渗透率为<sup>[19]</sup>

$$k_{m,a} = k_a + M_g D_s \mu_g \frac{C_{s,max} p_L}{(p_g + p_L)^2} \quad (7)$$

式中,  $k_{m,a}$  表示基岩系统中的视渗透率 ( $m^2$ ); 此处,  $k_a = k_{f,a}$ , 表示考虑黏性流和 Knudsen 扩散时多孔介质的视渗透率 ( $m^2$ ).

## 2 考虑运移机制耦合页岩气藏压裂水平井数学模型

由于页岩气藏主要采用水平井结合多段压裂改造进行开采, 在此基于离散裂缝模型建立考虑运移机制耦合的页岩气藏压裂水平井数学模型, 其中页岩气藏采用双重介质模型, 人工裂缝采用离散裂缝模型降维处理, 分别得到天然裂缝-基岩双重介质和人工裂缝的数学模型.

### 2.1 天然裂缝-基岩双重介质数学模型

气体在基岩系统中存在吸附气, 吸附气在基岩表面满足 Langmuir 等温吸附方程, 气体在基岩运移包括黏性流、Knudsen 扩散和表面扩散机制, 在天然裂缝系统主要为黏性流和 Knudsen 扩散机制, 天然裂缝与基岩系统之间满足非稳态窜流方程, 气藏外边界封闭, 则基岩系统和天然裂缝系统的数学模型为

$$\left. \begin{aligned} & \left[ \gamma \phi_m + \frac{(1 - \phi_m) M_g p_L V_L \rho_s}{V_{std} (p_L + p_m)^2} \right] \frac{\partial p_m}{\partial t} - \\ & \nabla \cdot \left( \gamma \frac{p_m k_{m,a}}{\mu_m} \nabla p_m \right) = \\ & - \frac{\gamma p_m \alpha^* k_{m,a}}{\mu_m} (p_m - p_f) \\ & \gamma \phi_f \frac{\partial p_f}{\partial t} - \nabla \cdot \left( \gamma \frac{p_f k_{f,a}}{\mu_f} \nabla p_f \right) = \\ & \frac{\gamma p_m \alpha^* k_{m,a}}{\mu_m} (p_m - p_f) + q_f \delta(M - M') \\ & p_m \Big|_{t=0} = p_f \Big|_{t=0} = p_i \\ & \frac{\partial p_m}{\partial n} \Big|_{r_1} = \frac{\partial p_f}{\partial n} \Big|_{r_1} = 0 \\ & p_f(x, y, z; t) \Big|_{r_3} = p_F(x, y, z; t) \Big|_{r_3} \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

其中,  $\alpha^*$  为形状因子 ( $1/m^2$ ), 若假定基岩和裂缝为拟稳态窜流时, 可得拟稳态窜流时的形状因子  $\sigma_{pss}$ <sup>[20]</sup>

$$\sigma_{pss} = 4 \left( \frac{1}{a_x^2} + \frac{1}{a_y^2} + \frac{1}{a_z^2} \right) \quad (9)$$

$a_x, a_y$  和  $a_z$  分别表示  $x, y, z$  方向的裂缝间距 ( $m$ ). 若假定基岩和裂缝为非稳态窜流, 可得非稳态窜流时的形状因子  $\sigma_{TS}$ <sup>[21]</sup>

$$\sigma_{TS} = \sigma_{pss} \frac{(p_i - p_f)^2 - (p_i - p_m)^2}{2(p_i - p_m)(p_m - p_f)} \quad (10)$$

非稳态窜流中, 当基岩压力趋近于裂缝压力时, 式 (10) 可以简化为

$$\sigma_{TS} = \sigma_{pss} \frac{2p_i - (p_f + p_m)}{2(p_i - p_m)} \quad (11)$$

$\gamma = \frac{M}{ZRT}$ ,  $M$  为气体摩尔质量 ( $kg/mol$ ),  $Z$  为气体压缩因子,  $R$  为理想气体常数 ( $8.314J/(K \cdot mol)$ ),  $T$  为油藏温度 ( $K$ ),  $\mu_m, \mu_f$  为气体分别在基岩和微裂缝压力下的黏度 ( $Pa \cdot s$ ),  $\phi_m, \phi_f$  分别为基岩和微裂缝系统的孔隙度,  $V_{std}$  为标况下气体摩尔体积 ( $m^3/mol$ ),  $t$  为时间 ( $s$ ),  $\mu_m$  和  $\mu_f$  为气体在基岩和微裂缝系统压力下的黏度 ( $Pa \cdot s$ ),  $\alpha^*$  为形状因子,  $p_F$  为人工裂缝系统压力值 ( $Pa$ ),  $q_f$  为微裂缝系统流入井筒的流量 ( $cm^3/s$ ),  $\delta(M - M')$  为  $\delta$  函数,  $M = M'$  函数等于 1, 否则为 0.

### 2.2 人工压裂裂缝系统数学模型

假定气体在人工裂缝处为黏性流, 服从 Darcy 渗流规律, 定义气藏的外边界为  $\Gamma_1$ ,  $\Gamma_2$  为生产井的内边界条件, 天然裂缝系统与人工裂缝交界的边界定义为  $\Gamma_3$ , 人工裂缝与天然裂缝系统交界处压力处处相等, 则人工裂缝的数学模型可表示为

$$\left. \begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\rho_F \phi_F) + \nabla \cdot \left( \frac{\rho_F k_F}{\mu_F} \nabla p_F \right) = q_F \delta(M - M') \\ & p_F(x, y, z; t = 0) = p_i \\ & p_F \Big|_{r_2} = p_w \\ & p_F(x, y, z; t) \Big|_{r_3} = p_F(x, y, z; t) \Big|_{r_3} \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

式中,  $\rho_F$  为人工裂缝处气体密度 ( $kg/m^3$ ),  $\phi_F$  为人工裂缝系统的孔隙度,  $k_F$  表示人工裂缝系统中的视渗透率 ( $m^2$ );  $\mu_F$  为人工裂缝系统压力下的黏度 ( $Pa \cdot s$ ).

## 3 基于离散裂缝模型分段压裂水平井有限元求解

### 3.1 模型的有限元求解

对页岩气藏内压裂水平井模型采用有限元数值方法进行求解, 其中气藏采用三维四面体单元, 基于离散裂缝模型, 对人工裂缝系统进行简化降维处

理,采用二维三角形单元进行剖分,插值函数采用线性插值,进行单元特性分析,可得到人工裂缝的单元特性矩阵为

$$\begin{aligned}
 & h_F \gamma \phi_F \iint_{\Omega_e} N_e^T N_e d\Omega_e \frac{p_{F,e}^{n+1} - P_{F,e}^n}{t^{n+1} - t^n} + \\
 & h_F \iint_{\Omega_e} \nabla N_e^T \left( \gamma \frac{N_e P_{F,e}^n k_{Ff}}{\mu_f} \right) \nabla N_e d\Omega_e p_F^{n+1} = \\
 & h_F \iint_{\Omega_e} N_e^T q_F^{n+1} \delta(M - M') d\Omega_e \quad (13)
 \end{aligned}$$

式中,  $N_e = [N_1, N_2, N_3]$  为单元的形函数,

$$\nabla N_e = \begin{bmatrix} \frac{\partial N_1}{\partial x} & \frac{\partial N_2}{\partial x} & \frac{\partial N_3}{\partial x} \\ \frac{\partial N_1}{\partial y} & \frac{\partial N_2}{\partial y} & \frac{\partial N_3}{\partial y} \end{bmatrix}$$

页岩气藏双重介质模型分别整合天然裂缝和基岩系统的单元特性矩阵和列阵,其中假定人工裂缝系统与天然裂缝连通,页岩气藏的流动过程为基岩向天然裂缝供气,天然裂缝流向人工裂缝,最后天然裂缝和人工裂缝同时流向水平井筒.根据结点对应关系,将单元特性矩阵里的元素对应到整体序号对应位置,并在没有元素的位置设定为 0.记气藏节点总数为  $N_p$ ,则基岩和天然裂缝系统的结点压力值为:  $\mathbf{P}_m = [p_{m,1}, p_{m,2}, \dots, p_{m,N_p}]^T$ ,  $\mathbf{P}_f = [p_{f,1}, p_{f,2}, \dots, p_{f,N_p}]^T$ ,通过有限元推导得到页岩气藏双重介质模型的整体方程组记为

$$\left. \begin{aligned}
 & \left( \frac{\mathbf{A}_f}{t^{n+1} - t^n} + \mathbf{B}_f + \mathbf{C} \right) \mathbf{P}_f^{n+1} = \\
 & \mathbf{Q}_f^{n+1} + \frac{\mathbf{A}_f}{t^{n+1} - t^n} \mathbf{P}_f^n + \mathbf{C} \mathbf{P}_m^n \\
 & \left[ \frac{\mathbf{A}_m}{t^{n+1} - t^n} + \mathbf{C} \right] \mathbf{P}_m^{n+1} = \frac{\mathbf{A}_m}{t^{n+1} - t^n} \mathbf{P}_m^n + \mathbf{C} \mathbf{P}_f^{n+1}
 \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

式(14)中

$$\mathbf{A}_f = \gamma \phi_f \iint_{\Omega_e} N_e^T N_e d\Omega_e + h_F \gamma \phi_F \iint_{\Omega_e} N_e^T N_e d\Omega_e$$

$$\mathbf{B}_f = \iint_{\Omega_e} \nabla N_e^T \left( \gamma \frac{N_e P_{F,e}^n k_{f,a}}{\mu_f} \right) \nabla N_e d\Omega_e +$$

$$h_F \iint_{\Omega_e} \nabla N_e^T \left( \gamma \frac{N_e P_{F,e}^n k_{fF}}{\mu_f} \right) \nabla N_e d\Omega_e$$

$$\mathbf{C} = \iint_{\Omega_e} \frac{\gamma N_e P_m^n \alpha^* k_{m,a}}{\mu_m} N_e^T N_e d\Omega_e$$

$$\mathbf{Q}_f^{n+1} = \iint_{\Omega_m} N_e^T q_f^{n+1} \delta(M - M') d\Omega_e +$$

$$h_F \iint_{\Omega_e} N_e^T q_F^{n+1} \delta(M - M') d\Omega_e$$

$$\mathbf{A}_m = \left[ \gamma \phi_m + \frac{(1 - \phi_m) M_g p_L V_L \rho_s}{V_{std}(p_L + N_e p_m^n)^2} \right] \iint_{\Omega_e} N_e^T N_e d\Omega_e$$

$$\mathbf{Q}_m^{n+1} = \iint_{\Omega_m} N_e^T q_m^{n+1} \delta(M - M') d\Omega_e$$

$N_e = [N_1, N_2, N_3, N_4]$  为单元的形函数

$$\nabla N_e = \begin{bmatrix} \frac{\partial N_1}{\partial x} & \frac{\partial N_2}{\partial x} & \frac{\partial N_3}{\partial x} & \frac{\partial N_4}{\partial x} \\ \frac{\partial N_1}{\partial y} & \frac{\partial N_2}{\partial y} & \frac{\partial N_3}{\partial y} & \frac{\partial N_4}{\partial y} \\ \frac{\partial N_1}{\partial z} & \frac{\partial N_2}{\partial z} & \frac{\partial N_3}{\partial z} & \frac{\partial N_4}{\partial z} \end{bmatrix}$$

时间上采用的是隐式向后差分,利用上一个时间步的基岩压力值,得到该时刻天然裂缝系统的压力值,再利用该时刻的天然裂缝压力值代入基岩系统的整体方程组,得到该时刻基岩系统的压力值,以此类推,得到各个时刻的基岩和天然裂缝系统的压力值.

### 3.2 模型的正确性验证

为了验证有限元数值算法的正确性,基于盒状封闭气藏双重介质模型,在基岩和微裂缝中仅考虑黏性流的影响,忽略气体其他运移机制,与油气藏数值模拟器 Eclipse 软件计算结果进行对比,基本参数如表 1 所示,计算定井底流压为 1 MPa 时气藏分段压裂水平井产能如图 2 所示,由图可见,本文采用的有限元数值计算与商业软件 Eclipse 计算的压裂水平

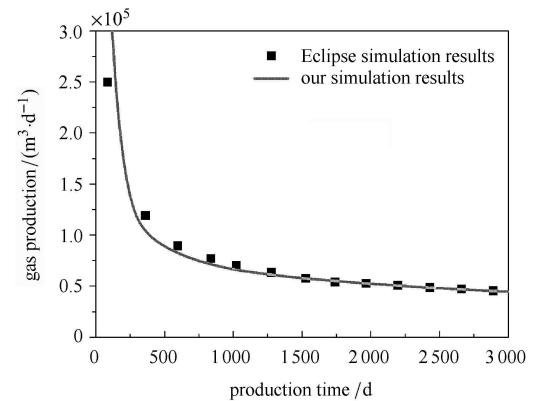


图 2 双重介质模型达西流动时本文数值解与 Eclipse 计算结果对比  
Fig. 2 A comparison of numerical and Eclipse solutions of the Darcy flow in the double porosity model



表 1 双重介质气藏分段压裂水平井数值模拟基本参数

Table 1 Basic data of multi-staged fractured horizontal well in dual media

| Parameter                                  | Value              |
|--|--------------------|
| reservoir Size $X_e \times Y_e \times h/m$ | 2000×2000×50       |
| initial pressure/Pa                        | $1.04 \times 10^7$ |
| horizontal well length/m                   | 800                |
| wellbore radius/m                          | 0.1                |
| inherent permeability/ $\mu\text{m}^2$     | $1 \times 10^{-7}$ |
| matrix porosity                            | 0.05               |
| natural fracture opening/ $\mu\text{m}$    | 5                  |
| natural fracture spacing/m                 | 0.1                |
| artificial fracture number                 | 15                 |
| artificial fracture half length/m          | 100                |
| artificial fracture spacing/m              | 50                 |
| artificial fracture opening/m              | 0.005              |
| bottomhole pressure/Pa                     | $1 \times 10^6$    |

井产能结果一致,说明本文采用的数值计算方法是正确可行的。

### 4 页岩气藏影响因素分析

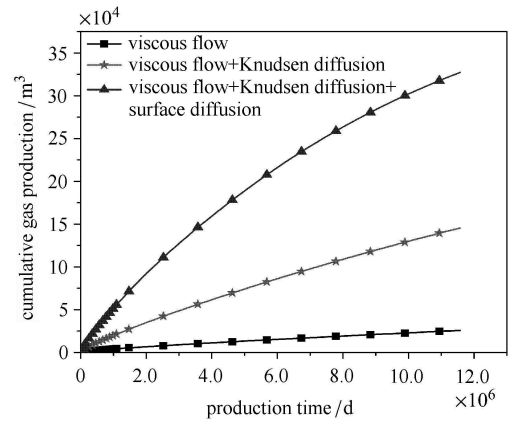
对盒状封闭页岩气藏双重介质分段压裂水平井进行数值模拟研究,气藏水平井及裂缝的基本参数见表 1,其中页岩气藏中取 Langmuir 体积和 Langmuir 压力分别为  $2.8317 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ , 10.4 MPa。

#### 4.1 气体不同运移机制的影响

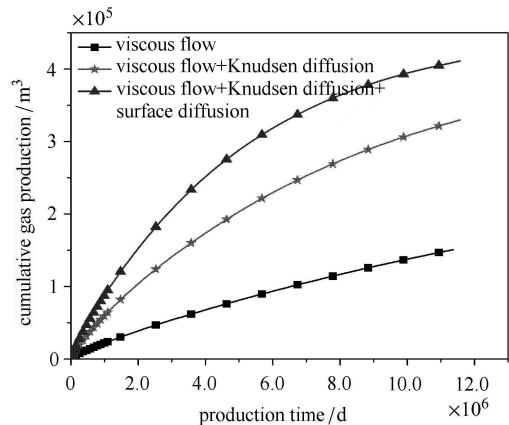
为了分析不同运移模式对产能的影响,在模型中只考虑页岩基质,忽略微裂缝和人工裂缝,即页岩单孔隙模型水平井,分别对 (1) 只考虑黏性流 (达西方程); (2) 考虑黏性流和 Knudsen 扩散 (DGM 模型); (3) 考虑黏性流、Knudsen 扩散及表面扩散 ( $k_{m,app} = k_{m,ad}$ ) 3 种情况下的产能进行对比,由于基岩固有渗透率不同时,不同运移模式的差别较大,因此分别取基岩固有渗透率  $k_{m,\infty}$  为  $1 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$ ,  $1 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$ ,  $1 \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$ ,  $1 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$ ,  $1 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$  及  $1 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$  时页岩气藏的产能,计算结果如图 3 所示。

图 3 为不同固有渗透率下各运移机制对累积产量的影响,由图可见表面扩散和 Knudsen 扩散对单孔隙基岩的产能具有一定的影响,且基岩固有渗透率越小,表面扩散和 Knudsen 扩散的影响越大,固有渗透率  $k_{m,\infty} = 10^{-9} \mu\text{m}^2$  和  $10^{-8} \mu\text{m}^2$  时,表面扩散和 Knudsen 扩散对基岩的产能影响明显,忽略表面扩散和 Knudsen 扩散时预测的产能偏低。  $k_{m,\infty} > 10^{-7} \mu\text{m}^2$  时,表面扩散对产能明显减小,且当  $k_{m,\infty} > 10^{-5} \mu\text{m}^2$  时,Knudsen 扩散对页岩气藏产能的影响也变小,当

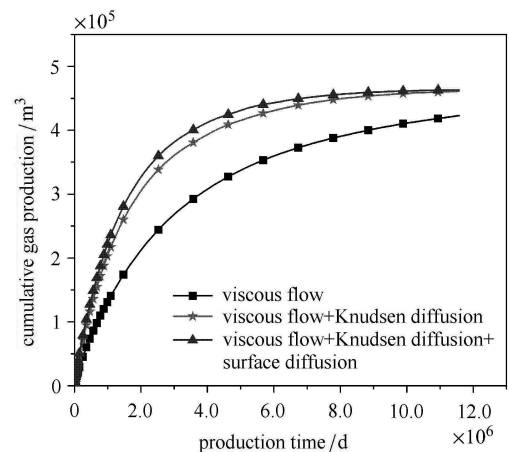
$k_{m,\infty} \geq 10^{-5} \mu\text{m}^2$  时,表面扩散和 Knudsen 扩散的影响非常小,此时可以忽略表面扩散和 Knudsen 扩散的影响,因此,页岩气藏不同机制的影响大小与固有渗透率的大小直接有直接的关系。



(a)  $k_{m,\infty} = 10^{-9} \mu\text{m}^2$



(b)  $k_{m,\infty} = 10^{-8} \mu\text{m}^2$



(c)  $k_{m,\infty} = 10^{-7} \mu\text{m}^2$

图 3 考虑不同运移机制时计算的累积产量

Fig. 3 Cumulative production predicted by different transport models

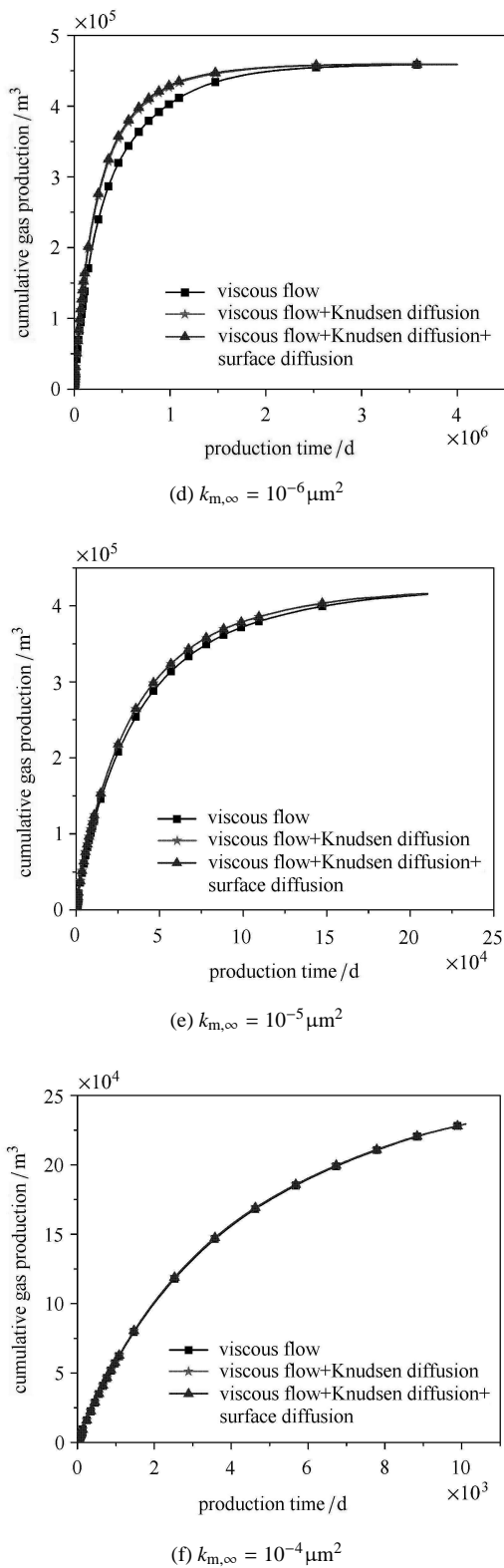


图 3 考虑不同运移机制时计算的累积产量 (续)

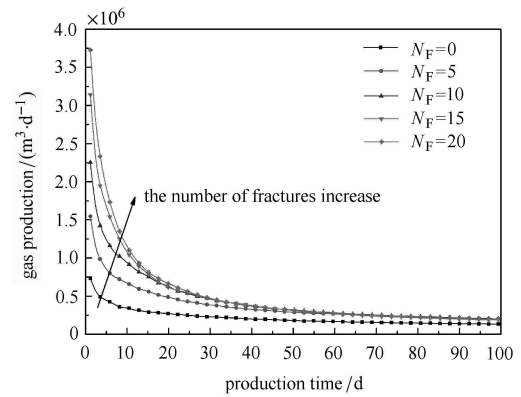
Fig. 3 Cumulative production predicted by different transport models

(continued)

## 4.2 人工裂缝参数影响

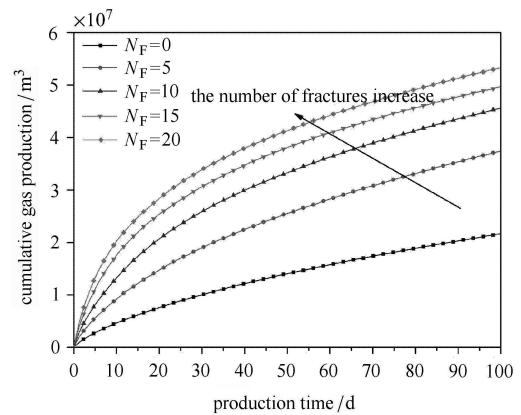
### (1) 人工裂缝条数

分别取人工裂缝条数为 0, 5, 10, 15 和 20 时计算页岩气藏分段压裂水平井产能, 分析不同裂缝条数对产能的影响如图 4 所示. 由图可知, 人工压裂裂缝条数主要影响水平井生产早期, 人工压裂裂缝条数越多, 日产气量和累产气量都越大, 但随裂缝条数的增加, 水平井产能增加的幅度越来越小; 且水平井进行压裂和不压裂产量相差较大, 所以页岩气藏进行水力压裂后具有较好的生产效果.



(a) 日产气量

(a) Daily gas production



(b) 累积产气量

(b) Cumulative gas production

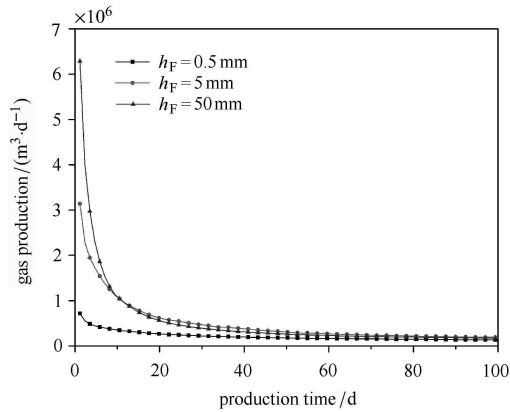
图 4 不同人工裂缝条数分段压裂水平井日产气量和累积产量变化图

Fig. 4 Variation of Cumulative production and production rate of multi-staged fractured horizontal well with different hydraulic fracture numbers

### (2) 人工裂缝开度

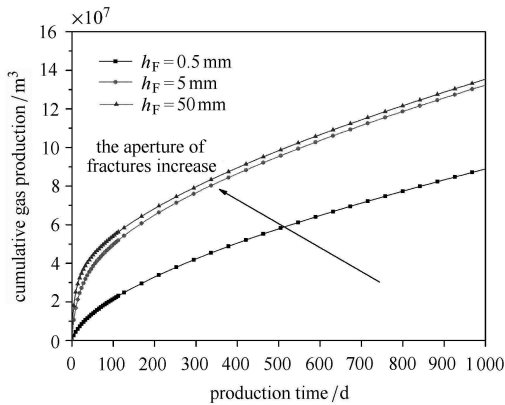
计算人工裂缝开度为 0.5 mm, 5 mm 和 50 mm 时双重介质页岩气藏压裂水平井的日产量和累积产量随时间的变化, 如图 5 所示. 由图可知, 人工裂缝

的开度主要影响生产早期, 裂缝开度越大, 日产气量越高, 累积产量越大; 且当开度由 0.5 mm 增加到 5 mm 时, 产量增加幅度明显大于开度由 5 mm 增加到 50 mm, 但是随着裂缝开度的增加, 产量增加的幅度明显减小, 因此通过增加裂缝的开度来提高页岩气藏产量是非常有限的.



(a) 日产气量

(a) Daily gas production



(b) 累积产气量

(b) Cumulative gas production

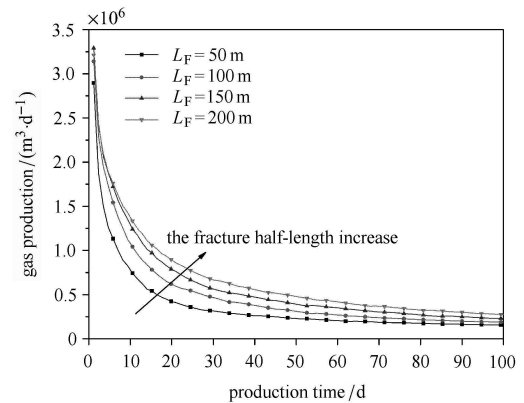
图 5 不同人工裂缝开度分段压裂水平井日产气量和累积产量变化图

Fig. 5 Variation of Cumulative production and production rate of multi-staged fractured horizontal well with different hydraulic fracture aperture

(3) 人工裂缝半长

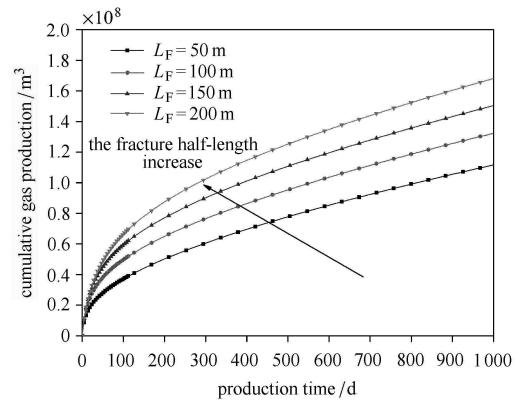
图 6 表示人工裂缝半长为 50 m, 100 m, 150 m 和 200 m 时双重介质页岩气藏压裂水平井产能的动态变化. 由图可知, 与人工裂缝条数和开度一致, 裂缝半长也主要影响压裂水平井生产早期, 人工压裂裂缝半长越大, 页岩气藏的日产气量越大, 累积产气量越高; 同时随着裂缝半长的线性增长, 页岩气藏的累

产量几乎等比例增加, 因此相对于其它裂缝参数, 增加人工裂缝的半长是增加页岩气藏产能的有效方法.



(a) 日产气量

(a) Daily gas production



(b) 累积产气量

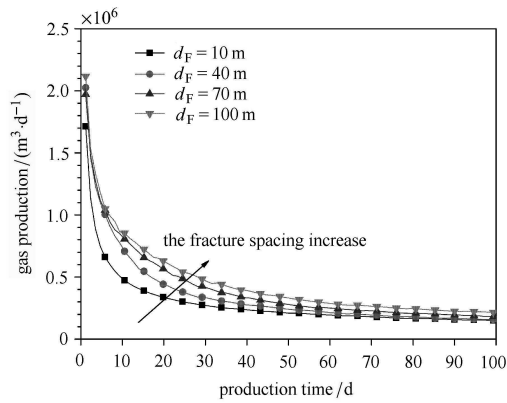
(b) Cumulative gas production

图 6 不同人工裂缝半长分段压裂水平井日产气量和累积产量变化图

Fig. 6 Variation of Cumulative production and production rate of multi-staged fractured horizontal well with different hydraulic fracture half length

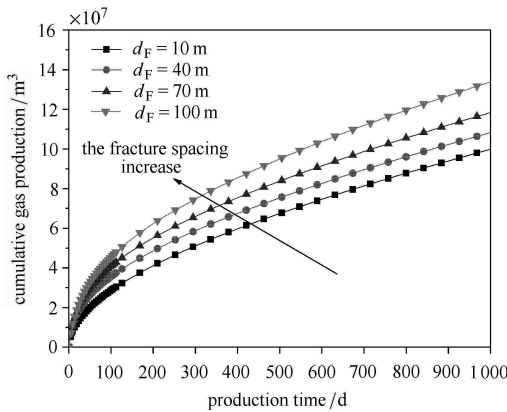
(4) 人工裂缝间距

图 7 表示了人工裂缝数量固定为 15 条且人工裂缝间距为 10 m, 40 m, 70 m 和 100 m 时双重介质页岩气藏压裂水平井产能的动态变化. 由图可知, 当压裂条数固定时, 裂缝间距越大, 水平井日产气量高, 累积产气越大, 这是因为压裂条数固定时, 裂缝间距越大, 说明压裂改造的区域越大, 人工裂缝影响的范围越大, 因此压裂效果越好.



(a) 日产气量

(a) Daily gas production



(b) 累积产气量

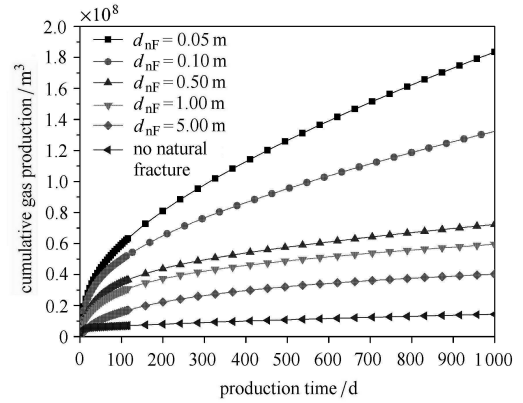
(b) Cumulative gas production

图 7 不同人工裂缝间距分段压裂水平井日产气量和累积产量变化图

Fig. 7 Variation of Cumulative production and production rate of multi-staged fractured horizontal well with different hydraulic fracture half length

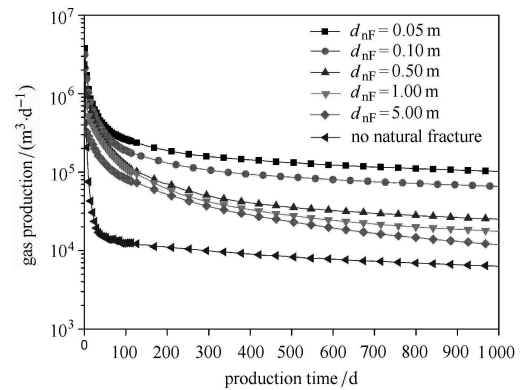
### 4.3 天然裂缝参数影响

图 8 表示了天然裂缝间距对双重介质页岩气藏压裂水平井产能的影响, 可见天然裂缝的间距对页岩气产能具有非常大的影响. 若天然裂缝发育情况好, 天然裂缝间距小, 页岩气藏产能较大, 说明页岩气藏压裂诱导缝和天然裂缝的发育程度对页岩气藏的产能有较大的影响, 水平井进行水力压裂产生人工裂缝, 若周围天然裂缝不开启或不发育, 则页岩气藏的水平井的产能的提高也是非常有限的, 因此页岩气藏要实现高产, 除了水力压裂的人工裂缝外, 必须要有充足的天然裂缝或人工诱导的微裂缝作为流动通道, 仅靠水力压裂的人工裂缝, 水平井无法实现高产.



(a) 日产气量

(a) Daily gas production



(b) 累积产气量

(b) Cumulative gas production

图 8 不同天然裂缝间距分段压裂水平井日产气量和累积产量变化图

Fig. 8 Variation of Cumulative production and production rate of multi-staged fractured horizontal well with different natural fracture half length

## 5 结论

本文依据页岩气藏自由气和吸附气共存的储集方式, 建立了考虑黏性流、Knudsen 扩散及表面扩散的耦合运移模型, 基于离散裂缝模型建立了分段压裂水平井双重介质模型, 并采用有限元方法进行数值求解, 分析气体不同运移机制和裂缝参数对产能的影响:

(1) 基岩固有渗透率越小, 表面扩散的影响越大, 固有渗透率小于  $10^{-8} \mu\text{m}^2$  时, 表面扩散对基岩的产能影响较大, 不能忽略表面扩散的影响, 大于等于  $10^{-6} \mu\text{m}^2$  时, 表面扩散的影响非常小, 此时可以忽略表面扩散的影响.

(2) 人工压裂裂缝条数主要影响水平井生产早



期,人工压裂裂缝条数越多,日产气量和累产气量都越大,但随裂缝条数的增加,水平井产能增加的幅度越来越小;水平井进行压裂和不压裂产量相差较大,页岩气藏进行水力压裂后具有较好的生产效果.

(3)页岩气藏压裂诱导缝和天然裂缝的发育程度对页岩气藏的产能有很大的影响,水平井光进行水力压裂产生人工裂缝,若周围天然裂缝不开启或不发育,则页岩气藏的水平井的产能也比较低.页岩气藏要实现高产,除了水力压裂的人工裂缝外,必须要有充足的天然裂缝或人工诱导的微裂缝作为流动通道,仅靠水力压裂的人工裂缝,水平井无法实现高产.

### 参 考 文 献

- EIA World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Washington: U.S. Energy Information Administration, 2011
- 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布. 天然气工业, 2004, (7): 15-18+131-132 (Zhang Jinchun, Jin Zhijun, Yuan Ming-sheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution. *Natural Gas Industry*, 2004, (7): 15-18+131-132 (in Chinese))
- 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩等. 中国页岩气研究现状与发展趋势. 石油学报, 2010, (4): 689-694 (Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, (4): 689-694 (in Chinese))
- 邹才能, 董大忠, 王社教等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力. 石油勘探与开发, 2010, (6): 641-653 (Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shenjiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, (6): 641-653 (in Chinese))
- 魏明强, 段永刚, 方全堂等. 页岩气藏孔隙结构特征和渗流机理研究现状. 油气藏评价与开发, 2011, 1(4): 73-77 (Wei Mingqiang, Duan Yonggang, Fang Quantang, et al. Current research situation of porosity & permeability characteristics and seepage mechanism of shale gas reservoir. *Reservoir Evaluation and Development*, 2011, 1(4): 73-77 (in Chinese))
- Loucks RG, Reed RM, Ruppel SC, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous. Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(11-12): 848-861
- Wang FP. Unique properties of gas shale and their influence on fluid flow and production. In: Proceedings of the 2nd International Shale Resource Technology Symposium in China. Beijing, China, November 13-14, 2010
- Wu YS, Moridis GJ, Bai B, et al. A multi-continuum model for gas production in tight fractured reservoirs: In: Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 19-21 January 2009. Society of Petroleum Engineers, 2009
- Moridis GJ, Blasingame TA, Freeman CM. Analysis of mechanisms of flow in fractured tight-gas and shale-gas reservoirs. In: Proceedings of the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, 1-3 December 2010. Society of Petroleum Engineers, 2010
- Zhang X, Du C, Deimbacher F, et al. Sensitivity studies of horizontal wells with hydraulic fractures in shale gas reservoirs. In: Proceedings of the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 7-9 December 2009. International Petroleum Technology Conference, 2009
- Cipolla CL, Lolon E, Mayerhofer MJ. Reservoir modeling and production evaluation in shale-gas reservoirs. In: Proceedings of the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 7-9 December 2009. International Petroleum Technology Conference, 2009
- Cipolla CL, Lolon E, Mayerhofer MJ, et al. Fracture design considerations in horizontal wells drilled in unconventional gas reservoirs. In: Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 19-21 January 2009. Society of Petroleum Engineers, 2009
- Dahaghi AK. Numerical simulation and modeling of enhanced gas recovery and CO<sub>2</sub> sequestration in shale gas reservoirs: A feasibility study. In: Proceedings of the SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization, New Orleans, Louisiana, USA, 10-12 November 2010. Society of Petroleum Engineers, 2010
- 姚军, 孙海, 樊冬艳等. 页岩气藏运移机制及数值模拟. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(1): 91-98 (Yao Jun, Sun Hai, Fan Dongyan, et al. Transport mechanisms and numerical simulation of shale gas reservoirs. *Journal of China University of Petroleum*, 2013, 37(1): 91-98 (in Chinese))
- Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nano-scale gas flow in shale sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007, 46(10): 55-61
- Kast W, Hohenthanner CR. Mass transfer within the gas-phase of porous media. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2000, 43(5): 807-823
- Civan F, Rai SC, Sondergeld HC. Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms. *Transport in Porous Media*, 2010, 86(3): 925-944
- Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. *Transport in Porous Media*, 2010, 82(2): 375-384
- Xiong X, Devegowda D, Villazon GGM, et al. A fully-coupled free and adsorptive phase transport model for shale gas reservoirs including non-darcy flow effects. In: Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012. Society of Petroleum Engineers, 2012
- Warren JE, Root PJ. The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE Journal*, 1963, 3(3): 245-255
- Zimmrman WR. A numerical dual-porosity model with semi-analytical treatment of fracture/matrix flow. *Water Resources Research*, 1993, 29(7): 2127-2137

(责任编辑: 刘福海)

(责任编辑: 刘俊丽)

## NUMERICAL SIMULATION OF MULTI-FRACTURED HORIZONTAL WELL IN SHALE GAS RESERVOIR CONSIDERING MULTIPLE GAS TRANSPORT MECHANISMS<sup>1)</sup>

Fan Dongyan<sup>\*,2)</sup> Yao Jun<sup>\*</sup> Sun Hai<sup>†</sup> Zeng Hui<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup>(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

<sup>†</sup>(School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

**Abstract** Shale is a typical micro-nano-scale porous media, in which free gas and absorbed gas coexist, so traditional Darcy's law is unable to describe gas transport mechanisms of micro-nano-scale accurately. Based on double porosity model and discrete fracture model, the fractured horizontal well numerical model has been built in shale gas reservoir. Viscous flow, Knudsen diffusion and surface diffusion have been considered in shale matrix, while viscous flow and Knudsen diffusion are considered in the natural fracture. The finite element method is applied to solve the model. The results show that the smaller intrinsic matrix permeability, the greater the effect of surface diffusion and Knudsen diffusion. The properties of hydraulic fractures including fracture number, aperture, half-length and spacing, mainly affect the early production. With the augment of those parameter values, the production rate and cumulative gas of multi-fractured horizontal well increase. Then the development of induced fractures and natural fractures has a significant effect on the shale gas production and the production will be low when the natural fractures surrounding the horizontal well are closed or not developed.

**Key words** shale gas reservoir, transport mechanism, fractured horizontal well, numerical simulation

---

Received 28 February 2015, accepted 7 August 2015, available online 18 August 2015.

1) The project was supported by the National Natural Science Foundation of China (51504276, 51504277, 61573018), China Postdoctoral Science Foundation (2014M551989, 2015T80762) and the Natural Science Foundation of Shandong Province(ZR2014EL016, ZR2014EEP018).

2) Fan Dongyan, lecture, research interests: well testing and productivity of multistaged horizontal well. E-mail: fandongyan2010@126.com