

# 注 CO<sub>2</sub> 提高页岩气采收率数值模拟研究

时贤<sup>1</sup>, 祝东峰<sup>2</sup>, 杨柳<sup>3</sup>, 李东杰<sup>4</sup>

1. 中国石油大学(华东)非常规油气与新能源研究院, 山东 青岛 266580

2. 中国石油煤层气有限责任公司, 陕西 韩城 715400

3. 中国科学院力学研究所 北京 102207

4. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580

**摘要:**页岩气储层体积压裂后进行注气开采时提高页岩采收率的重要手段之一,进行页岩气注 CO<sub>2</sub> 开发数值模拟是明确页岩气储层注 CO<sub>2</sub> 开发增产机制,优化注入工艺方案的关键。基于页岩气储层双重介质地质特征,且考虑页岩孔隙度和渗透率的应力敏感性,建立了页岩气注气开采多组分气体扩散和流动控制方程组,并进行数值模拟,分析了不同注气组分和渗透率敏感性对页岩气产量的影响。结果表明:注 CO<sub>2</sub> 比未注 CO<sub>2</sub> 开采的产气量有显著提升,且应力敏感性对产量预测结果影响较大,CO<sub>2</sub> 注入组分等因素也会对日产量产生影响。页岩基质因为对 CO<sub>2</sub> 有更高的吸附能力,并兼具减少温室气体排放等优势,表现出更好的页岩气开采应用潜力。

**关键词:**页岩气;注 CO<sub>2</sub>;应力敏感性;提高采收率;数值模拟;

中国页岩气地质资源潜力为 134 万亿立方米,与常规天然气资源量相当,表现出巨大的开发潜力<sup>[1]</sup>。水平井分段压裂体积改造技术在页岩气商业化开发中取得了巨大成功,但是也开始逐渐暴露出一些弊端,如压裂后期产量递减过快、水资源耗费量大、采收率整体较低等问题。为此,人们开始从追求大规模储层体积改造转向提高页岩气解吸量和加快页岩气解吸速度和扩散能力上来,并逐渐探索注气等传统提高采收率技术在页岩油气等非常规储层中实现长期稳产和增产的应用,即页岩气藏的 EGR 技术(enhanced gas recovery)<sup>[2-5]</sup>。

注 CO<sub>2</sub> 进行页岩气置换是目前快速提高页岩气解吸量和产量的研究热点。目前普遍认为注 CO<sub>2</sub> 提高页岩气采收率技术主要三方面的优势:一、实现 CO<sub>2</sub> 埋存,降低温室气体效应;二、CO<sub>2</sub> 较 CH<sub>4</sub> 而言,对微纳米孔隙的高 TOC (total organic content) 页岩基质具有更好的吸附效果,所以在置换过程中具有较大的优势;三、CO<sub>2</sub> 气源丰富,特别是可以来自于衰竭式天然能量开采的气井,实现页岩气井长期受益的稳定增长。现有的注有 CO<sub>2</sub> 提高页岩气采收率技术可分为注 CO<sub>2</sub> 水平井气驱和 CO<sub>2</sub> 水平井吞吐两种开发模式,但是仍然没有成熟统一的模型可以实现对页岩气储层进行注 CO<sub>2</sub> 提高采收率数值模拟。国内外学者主要从室

内试验和理论两方面进行研究,在室内试验方面, Ma 等应用室内岩芯管实验比较了不同注入压力、注入速率及注入段塞数量等对页岩油采收率的影响,指出  $N_2$  和  $CO_2$  交替注入方案下的采收率最好并且经济最优<sup>[6]</sup>。Sheng 等则通过黑油模型模拟了混相气驱和水驱对页岩油储层的增产效果,发现相较于体积压裂后的页岩气采收率只有 6.5%,而混相气驱和水驱的最终采收率分别达到 15.1%和 11.9%<sup>[7]</sup>。在理论模型方面, Kang 等从  $CO_2$  分子结构和热力学效应等方面阐述了注  $CO_2$  提高页岩气采收率的可行性<sup>[8]</sup>。Khan 等对注  $CO_2$  开发页岩气进行了数值模拟,认为注  $CO_2$  开发具有技术可行性和较高的经济效益<sup>[9]</sup>; Sepehrnoori 等综合利用嵌入式离散裂缝网络模型,双重介质模型和 MINC 等技术来模拟复杂裂缝网络,可以实现对模拟  $CO_2$  提高页岩气采收率<sup>[10-11]</sup>。

然而,上述研究少有考虑开采过程中有效应力变化对页岩孔隙度和渗透率的影响,因此本文考虑页岩气储层注  $CO_2$  过程中的岩石物性变化,建立含有水平井分段压裂裂缝的物理模型和数学模型,借助数值模拟技术分析不同注气参数对页岩气采收率的影响,以期对注  $CO_2$  提高页岩气采收率技术提供理论基础。

## 2 注气开采页岩气数学模型

### 2.1 控制方程

页岩储层中气体和水的流动均符合达西定律,可得到各组分气体和水的流动方程。

$CH_4$  在裂隙中的流动方程:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{[K]K_{rg}}{B_g \mu_g} y_1 (\nabla P_g - \rho_g g \nabla H) + \frac{R_{sw1}[K]K_{rw}}{B_w \mu_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H) \right] + \frac{q_{m1}}{\rho_{gsc}} + \frac{q_g y_1}{\rho_{gsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g y_1}{B_g} + \frac{R_{sw1} \phi S_w}{B_w} \right) \quad (1)$$

$CO_2$  在裂隙中的流动方程:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{[K]K_{rg}}{B_g \mu_g} y_2 (\nabla P_g - \rho_g g \nabla H) + \frac{R_{sw2}[K]K_{rw}}{B_w \mu_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H) \right] + \frac{q_{m2}}{\rho_{gsc}} + \frac{q_g y_2}{\rho_{gsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g y_2}{B_g} + \frac{R_{sw2} \phi S_w}{B_w} \right) \quad (2)$$

(1)、(2) 式相加得到  $CH_4$  和  $CO_2$  混合气体总的流动方程。

水在裂隙中的流动方程:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{[K]K_{rw}}{B_w \mu_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H) \right] + q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (3)$$

式中  $\nabla$  代表梯度算子； $\nabla \cdot$  为散度算子； $B_n$  ( $n=w, g$ ) 气体或水的体积系数； $\mu_n$  ( $n=w, g$ ) 为水相或混合气体相粘度，Pa·s； $[K]$  为裂隙绝对渗透率矩阵，m<sup>2</sup>； $K_{rg}$  为气相相对渗透率； $P_g$  为混合气体压力，Pa； $P_w$  为水相压力，Pa； $\rho_n$  ( $n=w, g$ ) 为水相或混合气相密度，kg/m<sup>3</sup>； $\rho_{nsc}$  ( $n=w, g$ ) 为水相或混合气相的地面标准状态密度，kg/m<sup>3</sup>； $g$  为重力加速度，m/s<sup>2</sup>； $H$  为由某一基准面算起的深度，向下为 m； $R_{swi}$  ( $i=1, 2$ ) 分别表示每立方米的水中甲烷和二氧化碳的溶解体积，m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>； $\phi$  为裂隙孔隙度； $S_g$  为气相饱和度； $S_w$  为水相饱和度； $Q_m$ 、 $Q_g$  为气相源汇，m<sup>3</sup>/(m<sup>3</sup>·s)； $q_w$  为水相源汇，m<sup>3</sup>/(m<sup>3</sup>·s)。

混合气体密度、粘度，可由下式表示：

$$\rho_g = \left[ \sum_{i=1}^3 y_i \rho_{gi}^\beta \right]^{1/\beta} \quad (4)$$

$$\mu_g = \left[ \sum_{i=1}^3 y_i \mu_{gi}^\eta \right]^{1/\eta} \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^3 y_i = 1 \quad (6)$$

式中  $y_i$  表示气体组分含量； $\rho_{gi}$  为各组分密度，kg/m<sup>3</sup>； $\mu_{gi}$  为各组分粘度，Pa·s； $\beta$ 、 $\eta$  分别为混合气体密度和粘度指数。

当向页岩气储层中注入 CO<sub>2</sub> 时，页岩气储层中的气相为混合气体，可以用广义的朗格缪尔方程来描述各组分气体的吸附解吸：

$$P_i = P_g y_i \quad (7)$$

$$C_i(P_i) = \frac{V_{Li} P_i}{P_{Li} \left[ 1 + \sum_{j=1}^3 \left( \frac{P_g y_j}{P_{Lj}} \right) \right]} \quad (8)$$

式中  $P_i$  ( $i=CH_4, CO_2$ ) 为各组分气体压力，Pa； $P_{Li}$  ( $i=CH_4, CO_2$ ) 分别为各组分气体朗格缪尔压力，Pa； $C_i(P_i)$ 、 $V_{Li}$  ( $i=CH_4, CO_2$ ) 分别为各组分气体平衡吸附浓度、纯气体和朗格缪尔体积，m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。

各组分气体的扩散均符合菲克第一定律：

$$q_{mi} = (V_m / \tau)[C_{mi} - C_i(P_i)] \quad (9)$$

式中  $q_{mi}$  (1、2 or 3) 表示各组分的扩散速率,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $C_{mi}$  为各组分在基质中的平均浓度,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;  $V_m$  为基质体积,  $\text{m}^3$ ;  $\tau$  为吸附时间,  $\tau=1/D\sigma$ ,  $D$  为扩散系数,  $\text{m}^2/\text{s}$ ,  $\sigma$  为形状系数,  $\text{m}^{-2}$ 。

## 2.2 辅助方程

$P_w$ 、 $P_g$ 、 $S_w$ 、 $S_g$  分别满足下面两个附加方程:

$$\begin{cases} P_c = P_g - P_w \\ S_w + S_g = 1 \end{cases} \quad (10)$$

解变量的函数, 其中包括相对渗透率、粘度、毛管压力等。

$$K_{rg} = K_{rg}(S_g) \quad (11)$$

$$K_{rw} = K_{rw}(S_w) \quad (12)$$

$$\mu_g = \mu_g(P_g) \quad (13)$$

$$\mu_w = \mu_w(P_w) \quad (14)$$

$$P_c = P_c(S_w) \quad (15)$$

式中  $P_c$  为毛细管压力。

## 2.3 定解条件

(1) 初始条件

初始条件即在初始时刻  $t=0$  时, 已知页岩储层中压力、饱和度的分布, 含气量的大小。

$$\begin{cases} P_g|_{t=0} = P_g^0 \\ S_g|_{t=0} = S_g^0 \\ C_m|_{t=0} = C_m^0 \end{cases} \quad (16)$$

式中  $P_g^0$  表示页岩初始压力;  $S_g^0$  为页岩初始含水饱和度;  $C_m^0$  为初始含气量。

(2) 边界条件

外边界条件:  $\frac{\partial P}{\partial n}|_l = 0$ , 表示外边界为封闭边界。

内边界条件： $P_g|_r = f(t)$ ，为井底流压可以定压力，也可以随时间变化。

## 2.4 考虑应力敏感性的页岩孔渗模型

通过大量实验研究发现，页岩具有渗透率应力敏感性，特别是随着页岩气的不断开采，页岩基质会发生不断的气体解吸和吸附作用，造成页岩基质的孔隙度和渗透率也会不断发生变化。所以，此时采用考虑应力敏感性的页岩孔隙度和渗透率模型才能真实的反映注 CO<sub>2</sub> 开采过中的岩石物性变化规律：

$$\begin{aligned} \phi &= \phi_0 e^{-A(\sigma' - \sigma'_0)} \\ k &= k_0 e^{-B(\sigma' - \sigma'_0)} \end{aligned} \quad (17)$$

其中  $\sigma'$  为不同时刻的有效应力， $\sigma'_0$  为初始的有效应力， $A$  和  $B$  为实验室回归系数。

## 3. 算例分析

以 1 口直井为 CO<sub>2</sub> 注入井，1 口水平井为生产井的条件下对注 CO<sub>2</sub> 提高页岩气采收率进行数值模拟，其中该水平井长平长度为 800m，分 8 段进行水力压裂改造，每段产生 1 条主水力裂缝。页岩气储层埋深 1635m；天然裂隙渗透率 1.5md；裂隙孔隙度 0.06；初始含水饱和度 1.0；页岩密度 2.5g/m<sup>3</sup>；储层温度 50℃；CH<sub>4</sub> 初始含量 13.7m<sup>3</sup>/t，朗格缪尔体积 25.56 m<sup>3</sup>/t，朗格缪尔压力 3.25MPa，吸附时间 10d；CO<sub>2</sub> 朗格缪尔体积 36.22 m<sup>3</sup>/t，朗格缪尔压力 1.9MPa，吸附时间 6d；页岩基质膨胀系数 1.2；原始储层压力 5.5MPa；生产井井底压力 350KPa；注入井井底压力 6MPa；模拟时间为 20 年（7300d）；水、气体 PVT 参数略。

### 3.1 注 CO<sub>2</sub> 与不注 CO<sub>2</sub> 对页岩气产量的影响

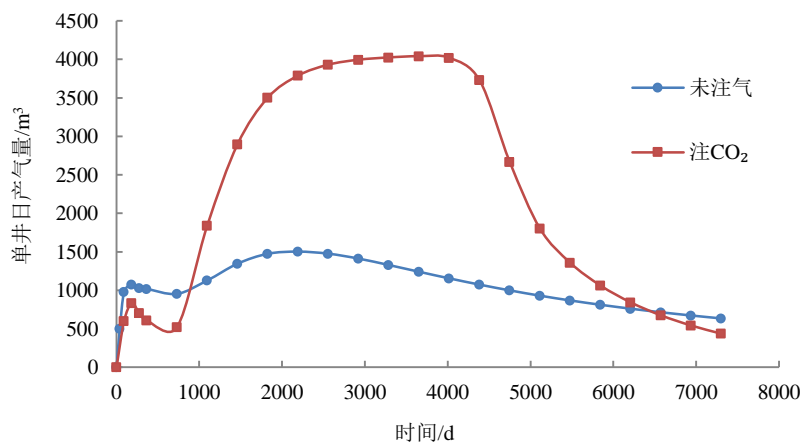


图 1 注 CO<sub>2</sub> 与不注 CO<sub>2</sub> 开发页岩气日产气量对比图

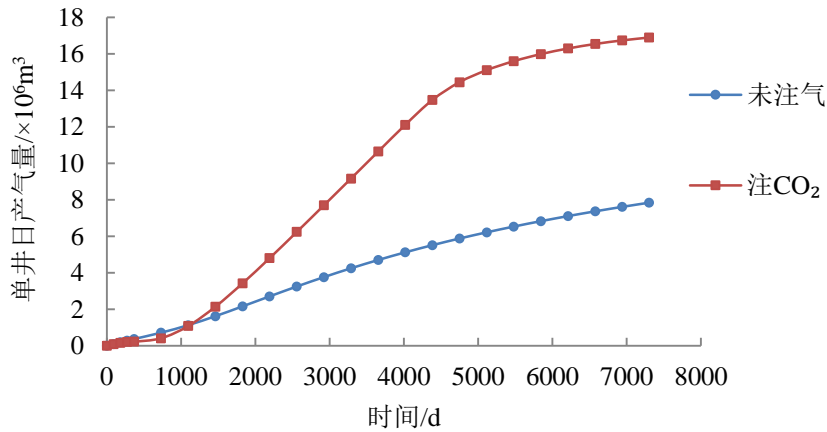


图 2 注 CO<sub>2</sub> 与不注 CO<sub>2</sub> 开发页岩气累积产气量对比图

由图 1 和图 2 可以看出，注 CO<sub>2</sub> 开采页岩气的日产气量和累积产气量都比未注气时有较大提高。受相对渗透率的影响，注气开采页岩气的日产气量在初始阶段都经历了先增大，再减小，再增大的阶段。与未注 CO<sub>2</sub> 相比，注 CO<sub>2</sub> 开采页岩气能较早的使储层达到产气高峰，前期的累积产气量较高；后期由于储层中的页岩气几乎被全部采出，累积产气量趋于一致。

### 3.2 注气成分对产能的影响

图 3 显示了页岩气储层中注入 CO<sub>2</sub> 时 CO<sub>2</sub> 所占比例分别为 0%、25%、50%、75%、100% 的产气情况。

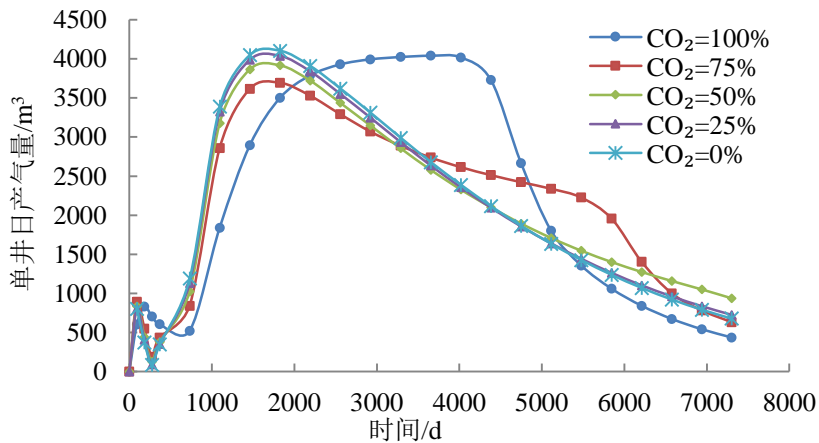


图 3 注气成分对页岩气日产气量的影响

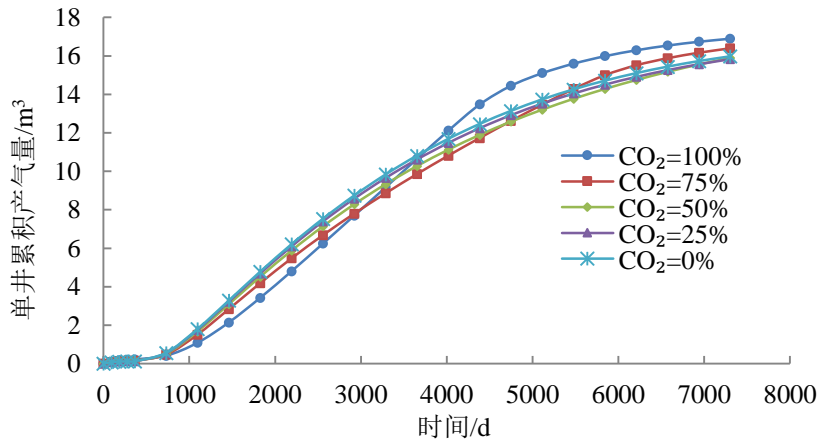


图 4 注气成分对页岩气累积气量的影响

由图 3 和图 4 看出, 在整个模拟时间内, 累积产量变化较为接近, 说明注气成分对单井累积产气量的影响不大。注气成分对单井日产气量的影响较大, 其影响主要体现在气体的突破时间上, 随着注入气体中  $\text{CO}_2$  含量的减小,  $\text{CO}_2$  的突破时间延长。当  $\text{CO}_2$  含量少于 50% 时, 在整个模拟时间内甚至未突破。

### 3.3 渗透率敏感性对产能的影响

图 5 显示的为考虑页岩渗透率敏感性与不考虑渗透率敏感性的情况, 注  $\text{CO}_2$  开采页岩气的单井日产量与单井累积产气量情况。

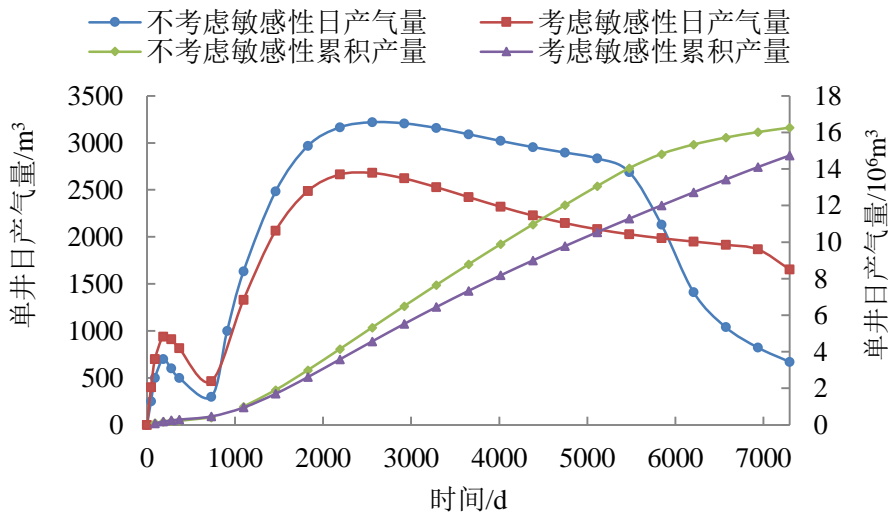


图 5 渗透率敏感性对页岩气日产气量的影响

页岩储层渗透率是影响页岩气产出及气体注入非常重要的因素, 在页岩气开采过程中渗透率表现较为敏感。由图 5 所示, 考虑页岩渗透率敏感性与不考虑渗透率敏感性的情况相比, 单井日产气量和累积产气量都有所降低,  $\text{CO}_2$  的突破时间延长。注  $\text{CO}_2$  过程中的渗透率变化需要考虑到页岩孔隙的压缩性和基质吸附过程中体积膨胀的双重效应, 其中页岩孔隙的压缩可以抵消体积膨胀效

应带来的渗透率降低,使得在注 CO<sub>2</sub> 过程中渗透率保持增大趋势,影响着最终页岩气的产量。

#### 4. 结语

(1) 基于双重介质模型,考虑页岩气渗透率敏感性,建立了注 CO<sub>2</sub> 开采页岩气的数学模型,该模型考虑了页岩气在体积压裂后在缝网和基质中的双重介质特征,及多元气体的竞争吸附解吸特点。

(2) 数值模拟表明,注入成分会影响到页岩气日产量,但对累计产量影响不大。页岩气储层注 CO<sub>2</sub> 过程中,页岩孔隙的压缩可以抵消体积膨胀效应带来的渗透率降低,从而影响最后的页岩气产量。通过数值模拟技术可以有效实现注 CO<sub>2</sub> 工艺方案的优化,实现页岩气储层的可注性评价。

**致谢:** 感谢山东省自然科学基金(2016ZRE28133),中央高校基本科研基金(51174219)和国家重点基础研究发展计划 973 项目(2014CB239202)对本研究的资金支持。

#### 参考文献:

- [1] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.中国页岩气研究现状与发展趋势[J].石油学报,2010,(4):689-69.
- [2] Kim, T. H., S. S. Park, K. S. Lee. Modeling of CO<sub>2</sub> Injection Considering Multi-Component Transport and Geomechanical Effect in Shale Gas Reservoirs. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition 2015.
- [3] J. J. Sheng. Enhanced oil recovery in shale reservoirs by gas injection[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering.2015. 22 :252-259.
- [4] 姚军,孙海,黄朝琴,等.页岩气藏开发中的关键力学问题[J].中国科学,2013,43(12):1527-1547.
- [5] Eshkalak M O, Al-Shalabi E W, Sanaei A, et al. Simulation study on the CO<sub>2</sub> -driven enhanced gas recovery with sequestration versus the re-fracturing treatment of horizontal wells in the U.S. unconventional shale reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science Engineering, 2014, 21:1015-1024.



- [6] J.H Ma, X.Z Wang, R.M Gao et al. Enhanced light oil recovery from tight formations through CO<sub>2</sub> huff 'n' puff processes[J]. Fuel.2015, (154):35-44.
- [7] Tao W., James J. Sheng, M.Y. Soliman. Evaluate EOR Potential in Fractured Shale Oil Reservoirs by Cyclic Gas Injection[C]. Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado.2013.
- [8] Kang S M, Fathi E, Ambrose R J, et al. Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic-Rich Shales[J]. SPE Journal, 2011, 16(4):842-855.
- [9] Khan, C., Amin, R., Madden, G., Economic modelling of CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery and storage: a reservoir simulation study of operational parameters. Energy Environ. Res.2012.65-82.
- [10] Moinfar, A., Sepehrnoori, K., Johns, R., Varavei, A., 2013. Coupled geomechanics and flow simulation for an embedded discrete fracture model. In: Paper SPE 163666 Presented at the Reservoir Simulation Symposium Held in Woodlands, Texas, USA, 18-20 February.
- [11] Yu, W., Al-Shalabi, E.W., Sepehrnoori, K., 2013. A sensitivity study of potential CO<sub>2</sub> injection for enhanced gas recovery in Barnett Shale Reservoirs. In: Paper SPE 169012 Presented the SPE Unconventional Resources Conference Held in the Woodlands, Texas, USA, 13 April.
- [12] Kim, T. H., S. S. Park, K. S. Lee. Evaluation of CO<sub>2</sub> injection in shale gas reservoirs with multi-component transport and geomechanical effects. Applied Energy 190 (2017): 1195–1206.
- [13] 张睿, 宁正福, 杨峰, 等. 页岩应力敏感实验与机理[J]. 石油学报, 2015, (02):224-231+237.
- [14] 朱维耀, 马东旭, 朱华银, 等. 页岩储层应力敏感性及其对产能影响[J]. 天然气地球科学, 2016, (05):892-897.