

## 基于三重介质模型的体积压裂后页岩气储层数值模拟方法

李泽沛, 彭小龙\*, 王毅

(西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610599)

**摘要:**页岩气储层渗透率极低,基本无产能,须进行体积压裂改造形成裂缝网络才能开采。一般采用双重介质模型进行页岩气储层数值模拟,但该模型无法准确模拟远井地带由于压裂开启并相互连通的天然裂缝。为此,针对压裂后的页岩气储层,建立三孔双渗页岩气储层体积压裂模型来描述不同区域渗透率变化与气体吸附解吸过程。新建模型考虑了页岩气的吸附机理,将基质作为气源,将二级次生裂缝与一级次生裂缝视为2个等效的多孔连续体,压裂主裂缝则作为离散裂缝予以描述。对比新建模型与传统的三重介质模型模拟结果后发现,所建三孔双渗页岩气储层体积压裂模型计算的日产气量和累积产气量均高于三重介质模型,结合三重介质模型模拟产量一般低于实际产量的情况,认为采用考虑天然裂缝的三孔双渗页岩气储层体积压裂模型能够更准确地描述水力压裂井的产量变化。各级裂缝渗透率和初始吸附气含量对生产动态的影响结果表明:二级次生裂缝渗透率对累积产气量影响较大,在生产中应当采取措施提高二级次生裂缝渗透率;而初始吸附气含量对累积产气量影响并不明显。

**关键词:**页岩气 次生裂缝 三孔双渗页岩气储层体积压裂模型 体积压裂 数值模拟

中图分类号:TE357.11

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)06-0105-07

## Numerical simulation method of shale gas reservoirs after stimulated reservoir volume fracturing based on triple porous media model

Li Zepei, Peng Xiaolong, Wang Yi

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610599, China)

**Abstract:** Shale gas reservoir has drastically low permeability and production capacity, and thus it can only be exploited after stimulated reservoir volume fracturing in order to form fracture network. Traditionally, dual porosity model is the most common method for numerical simulation, however, it becomes inefficient when facing the natural fractures far away from well which open and connect with each other after volume fracturing. In order to describe the actual flow situation and the adsorption mechanism of gas of fractured shale gas reservoir, a triple porosity-dual permeability model was built. The new model considers the adsorption mechanism of shale gas and takes the matrix as gas source, and the first-degree and second-degree secondary fractures were regarded as two equivalent porous continuums while the main fractures were described explicitly as discrete fractures. A comparison between results of the new triple porous model and the traditional dual medium model was conducted. The gas production rate and cumulative production rate of the new triple porous model are both higher than those of the traditional dual medium model. Considering the rule that observed gas production rate is always higher than that of traditional dual medium model, the simulation result of the new triple porous model is more accurate. The analysis result shows that the permeability of second-degree secondary fractures has great influence on cumula-

收稿日期:2016-09-03。

作者简介:李泽沛(1991—),男,河南郑县人,在读硕士研究生,从事油气藏数值模拟和渗流力学方面的研究。联系电话:15928115472, E-mail:941117061@qq.com。

\*通讯作者:彭小龙(1973—),男,四川达州人,副教授,博士。联系电话:13550380340, E-mail:peng\_xl@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“基于非结构六面体网格模型和并行计算的裂缝性油藏数值模拟研究”(51174169),国家科技重大专项“山西沁水盆地南部煤层气直井开发示范工程”(2011ZX05060)。

tive production rate and should be improved by measures in the production, while the influence of initial adsorbed gas content is not obvious.

**Key words:** shale gas; secondary fractures; triple porosity-dual permeability model; simulated reservoir volume fracturing; numerical simulation

页岩气是指赋存于页岩裂缝及微小孔隙内的天然气,储气方式以游离气和吸附气为主,由于储层基质渗透率极低<sup>[1-2]</sup>,气体流动困难,须通过体积压裂进行储层改造才能获得较高产能。页岩气储层具有天然裂缝发育的地质特征,但是由于地应力场的作用,这些裂缝多处于闭合状态,对整体气藏的渗透率并没有提升作用<sup>[3-5]</sup>。

页岩气储层体积压裂主要对水平井进行分段多簇射孔,并以高排量泵入压裂液,建立气体流入井筒的高速通道。同时由于地应力场的作用和压裂液在天然裂缝中的滤失,使近井地带的天然裂缝重新张开并相互连通<sup>[6]</sup>。

体积压裂后地层中的裂缝分布情况比较复杂,在压裂主裂缝的侧向会形成多级次生裂缝,这些次生裂缝与主裂缝一起构成裂缝网络系统,进而扩大了页岩气的解吸与渗流区域。体积压裂使裂缝与基质的接触更加充分,油气流入裂缝的距离更短,从而使储层整体渗透率大幅提高<sup>[7-9]</sup>。

三孔双渗页岩气储层体积压裂模型常被用于裂缝-孔隙-溶洞型油藏的数值模拟<sup>[10-11]</sup>。这类油藏的溶洞分布已不再呈简单的孤立状态,而是大量分布且相互连通,故而形成了新的渗流场。体积压裂后,在离压裂主裂缝较远的地带,受到应力场作用张开且相互连通的天然裂缝组成的二级次生裂缝也可被视为一个新的渗流场。利用这一模型能够更加真实地模拟流体在地层中的流动。也有学者将三重介质用于页岩气储层数值模拟中,但并未针对进行过体积压裂的页岩气储层<sup>[12-13]</sup>。为此,笔者提出并建立三孔双渗页岩气储层体积压裂模型,并分析各级裂缝渗透率和初始吸附气含量对页岩气储层体积压裂生产动态的影响。

## 1 模型建立

### 1.1 压裂后实际地层流场分布模型

页岩气储层体积压裂后的压裂主裂缝、一级与二级次生裂缝、地层中张开和未张开的天然裂缝的分布如图1所示,在体积压裂施工后,由于应力场的改变和大量压裂液的滤失,天然裂缝张开并相互连通,在应力场作用下张开的天然裂缝与沟通缝一起

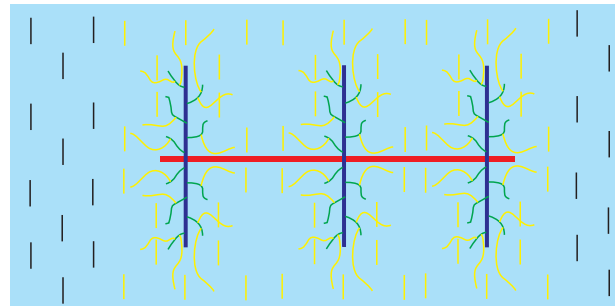


图1 页岩气储层体积压裂后的裂缝分布示意

Fig.1 Diagram of fractures distribution after stimulated reservoir volume fracturing of shale gas

组成二级次生裂缝。

对页岩气储层的数值模拟一般采用分区+双重介质的方法进行模拟<sup>[14-16]</sup>。双重介质是Barenblatt等<sup>[17]</sup>引入的,模型假定流体在基质和裂缝中流动为拟稳定流;Warren等进一步发展了Barenblatt模型<sup>[18]</sup>,引入弹性储能比和窜流系数2个参数来分别表示基质储存油气的能力及气体在基质和裂缝系统中流动的难易程度。

传统的双重介质模型用离散裂缝来表示水力压裂的主裂缝,用双重介质来分别表征基质与一级次生裂缝。常采用的分区如表1所示。

表1 双重介质模型的分区情况  
Table1 Regions of dual porosity model

分区	介质1	介质2
1	无	压裂主裂缝
2	基质	一级次生裂缝
3	基质	无

双重介质模型对地层的实际情况进行了简化,仅对主裂缝和一级次生裂缝进行模拟,但忽略了对更远处由于天然裂缝的张开与相互连通产生的二级次生裂缝这一新的渗流场。这导致模型计算的产量比实际产量低很多,进而影响模拟效果。由三孔双渗页岩气储层体积压裂模型的分区情况(表2)可以看出,与双重介质相比,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型将在压裂施工后张开并相互连通的天然裂缝组成的二级次生裂缝作为一种新的连续介质参与气体流动。

三孔双渗页岩气储层体积压裂模型不需要将

表2 三孔双渗页岩气储层体积压裂模型的分区情况  
Table2 Regions of triple porosity-dual permeability model

分区	介质1	介质2	介质3
1	无	压裂主裂缝	无
2	基质	二级次生裂缝	一级次生裂缝
3	基质	二级次生裂缝	无
4	基质	无	无

整个页岩气储层都设置为三重介质,根据裂缝的种类与连通情况,有些子区域可设为单一介质或双重介质以减少运算量。

分析三孔双渗页岩气储层体积压裂模型与双重介质模型中地层流体的流动情况(图2)可知,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型为页岩气提供了一条新的流入井筒的通道。这种更加全面的考虑使体积压裂后页岩气储层的数值模型能够更准确地反映储层中的气体流动。

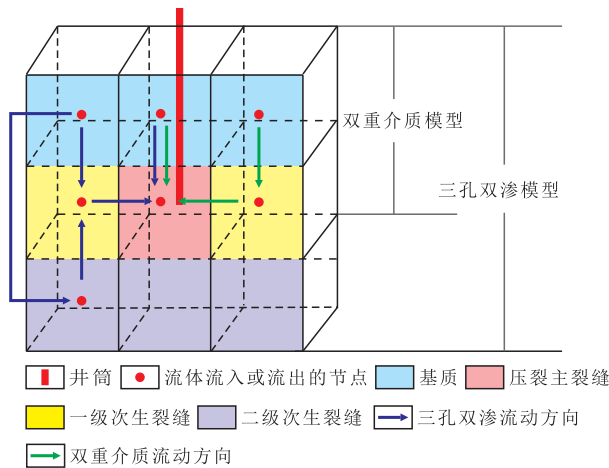


图2 三孔双渗页岩气储层体积压裂模型与双重介质模型中地层流体流动示意

Fig.2 Flows in triple porosity-dual permeability model and dual porosity model

### 1.2 数学模型

模型基本假设条件为:①地层流体和岩石微可压缩,且压缩系数为常数;②忽略基质系统中的流动,将基质视为气源;③地层流体在主裂缝、一级和二级次生裂缝内流动满足达西定律;④各渗流场具有独立的孔隙性和渗透性,忽略重力和毛管压力的影响。

目前主用运用兰格缪尔等温吸附原理来描述页岩气的吸附与解吸。兰格缪尔单分子层吸附状态方程为

$$q_{ads} = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (1)$$

对于页岩气储层,在浓度差作用下,游离相天然气从高浓度区域(基质)向低浓度区域(裂缝)进

行扩散,当区域浓度达到平衡时,扩散现象停止。这一过程一般利用Fick第一定律进行描述,其表达式为

$$Q_m = V_m D \sigma [C - C(p)] \quad (2)$$

其中

$$V_m = V(1 - \phi_m - \phi_f) \quad (3)$$

$$\sigma = 4 \left( \frac{K_{xm}}{\Delta x^2} + \frac{K_{ym}}{\Delta y^2} + \frac{K_{zm}}{\Delta z^2} \right) \quad (4)$$

压裂主裂缝中的气相和水相质量守恒方程分别为

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \frac{\rho_g K_f K_{fg}}{\mu_o} (\nabla p_{fg} - \rho_g g \nabla D) \right] + \\ & Q_{mf} + Q_{f1} + Q_g = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_f \rho_g S_g) \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \frac{\rho_w K_f K_{fw}}{\mu_w} (\nabla p_{fw} - \rho_w g \nabla D) \right] + \\ & \frac{\alpha_w \rho_w}{\mu_w} (p_{mw} - p_{fw}) + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_f \rho_w S_w) \end{aligned} \quad (6)$$

一级次生裂缝中的气相和水相质量守恒方程

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \frac{\rho_g K_{f1} K_{fg}}{\mu_o} (\nabla p_{f1g} - \rho_g g \nabla D) \right] + \\ & Q_{mf1} + Q_{f12} - Q_{f11} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_{f1} \rho_g S_g) \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \frac{\rho_w K_{f1} K_{fw}}{\mu_w} (\nabla p_{f1w} - \rho_w g \nabla D) \right] + \\ & \frac{\alpha_w \rho_w}{\mu_w} (p_{mw} - p_{f1w}) + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_{f1} \rho_w S_w) \end{aligned} \quad (8)$$

二级次生裂缝中的气相和水相质量守恒方程

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \frac{\rho_g K_{f2} K_{fg}}{\mu_o} (\nabla p_{f2g} - \rho_g g \nabla D) \right] + \\ & Q_{mf2} - Q_{f22} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_{f2} \rho_g S_g) \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ \frac{\rho_w K_{f2} K_{fw}}{\mu_w} (\nabla p_{f2w} - \rho_w g \nabla D) \right] + \\ & \frac{\alpha_w \rho_w}{\mu_w} (p_{mw} - p_{f2w}) + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_{f2} \rho_w S_w) \end{aligned} \quad (10)$$

基质中的气相和水相质量守恒方程分别为

$$-Q_{mf} - Q_{mf1} - Q_{mf2} = \frac{\partial}{\partial t} [\phi_m \rho_g S_g + (1 - \phi_m) q_{ads}] \quad (11)$$

$$-\frac{\alpha_w \rho_w}{\mu_w} (p_{mw} - p_{fw}) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_m \rho_w S_w) \quad (12)$$

初始条件为

$$p_m(x, y, t) \Big|_{t=0} = p_f(x, y, t) \Big|_{t=0} = p_i \quad (13)$$

式(5)一式(13)为所建三孔双渗页岩气储层体积压裂模型。

## 2 模型准确性验证

为了研究所建三孔双渗页岩气储层体积压裂模型与传统双重介质模型的不同及相关地层参数对生产动态的影响,建立  $x, y, z$  方向网格数分别为 120, 50 和 1 的数值模拟模型,网格尺寸为  $2\text{ m} \times 2\text{ m} \times 9\text{ m}$ 。模拟基本参数包括:气藏顶深为 2 500 m,储层厚度为 9 m,初始压力为 25 MPa,初始气藏温度为 50 °C,气体组分主要为甲烷,页岩密度为 2 600 kg/m<sup>3</sup>,基质渗透率为  $0.000\ 1 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,基质孔隙度为 5%,压裂主裂缝渗透率为  $1 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,裂缝孔隙度为 0.1%,Langmuir 体积为 0.011 8 m<sup>3</sup>/kg,甲烷摩尔质量为 0.016 kg/mol,Langmuir 压力为 4.68 MPa,标况下甲烷的摩尔体积为 0.022 4 m<sup>3</sup>/mol。

储层中部署 1 口水平井,水平井段长度为 200 m,裂缝半长为 60 m,分 3 段进行压裂。2 种模型的累积产气量随时间的变化曲线(图 3)显示,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型累积产气量为  $235 \times 10^4\ \text{m}^3$ ,双重介质模型累积产气量为  $182 \times 10^4\ \text{m}^3$ 。结合双重介质模型模拟产量一般低于实际产量的情况,认为采用考虑天然裂缝的三孔双渗页岩气储层体积压裂模型能更准确地描述水力压裂井的产量变化。分析 2 种模型的地层压力随时间的变化曲线(图 3)可知,在开井生产的前 2 a,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型地层压力下降的速率比双重介质模型快,而从第 3 a 开始,地层压力下降的速率要慢于双重介质模型,这是由于三孔双渗页岩气储层体积压裂模型地层压力降传播范围更广,导致基质中的吸附气更大规模地解吸,并向裂缝系统中补充所致。

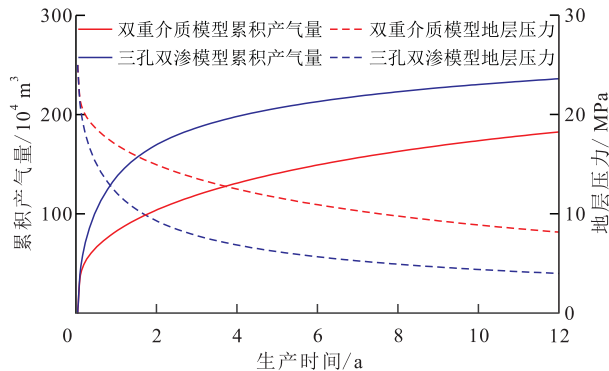


图3 2种模型的累积产气量与地层压力对比

Fig.3 Cumulative production rates and formation pressure of two models with time

双重介质和三孔双渗页岩气储层体积压裂模型生产 12 a 后吸附气与游离气的采出量和采收率(表 3)表明,双重介质和三孔双渗页岩气储层体积

表3 双重介质和三孔双渗页岩气储层体积压裂模型吸附气与游离气采出量和采收率对比

Table3 Gas production and recovery of adsorbed gas and free gas in triple porosity-dual permeability model and dual porosity model

模型	吸附气量/ $10^4\ \text{m}^3$		游离气量/ $10^4\ \text{m}^3$		采收率,%	
	初始值	生产 12 a	初始值	生产 12 a	吸附气	游离气
双重介质	133	128	267	89	4	67
三孔双渗	133	125	267	42	6	84

压裂模型的吸附气采收率分别为 4%和 6%,游离气采收率分别为 67%和 84%,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型游离气采收率较高,说明采出的是赋存于基质微孔隙中的游离气。

由双重介质和三孔双渗页岩气储层体积压裂模型生产 12 a 后的地层压力分布(图 4)可以看出,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型中压力传播的速度和范围远大于双重介质模型。这是由于该模型引入的二级次生裂缝使压力波能迅速地传播到远处地层,极大地促进了远离井筒的地层孔隙中的游离气流入井筒,进而提高了游离气的采收率。

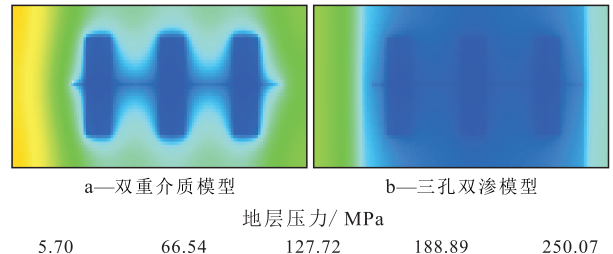


图4 双重介质和三孔双渗页岩气储层体积压裂模型生产 12 a 后地层压力分布

Fig.4 Formation pressure distribution in triple porosity-dual permeability model and dual porosity model after twelve years

分析双重介质和三孔双渗页岩气储层体积压裂模型生产 12 a 后基质吸附气含量(图 5)可知,生产 12 a 后,三孔双渗页岩气储层体积压裂模型的基

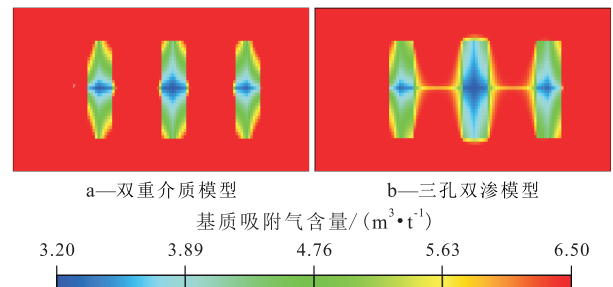


图5 双重介质和三孔双渗页岩气储层体积压裂模型生产 12 a 后基质吸附气含量

Fig.5 Adsorbed gas content of matrix in triple porosity-dual permeability model and dual porosity model after twelve years



质解吸范围和解吸量大于双重介质的基质解吸范围和解吸量。这是由于二级次生裂缝的存在使得压力降波及范围扩大,而双重介质模型中的压力降则仅限于一级次生裂缝范围内且降幅偏小。这也体现了水力压裂诱导裂缝沟通天然裂缝组成的二级次生裂缝对提高页岩气藏吸附气采收率的重要作用。

### 3 三重介质体积压裂效果影响因素

#### 3.1 各级裂缝渗透率

页岩气储层二级次生裂缝、一级次生裂缝渗透率和压裂主裂缝的渗透率是影响气体流动过程的主要因素,也是影响页岩气藏水平井产能的主要因素。为了研究这些渗透率对页岩气藏水平井产能的影响,对每个参数分别进行模拟计算,并对计算结果进行分析。

保持一级次生裂缝渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、二级次生裂缝渗透率为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 不变,改变压裂主裂缝渗透率,模拟得到的累积产气量(图6)表明:当主裂缝渗透率由 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增至 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,累积产气量由 $226.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提高至 $236 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,上升比较明显;当主裂缝渗透率由 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增至 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,累积产气量由 $236 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提高至 $242.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,说明主裂缝渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后对累积产气量已经没有明显的提升。结果表明,压裂主裂缝渗透率在达到特定值后对累积产气量影响不再显著。

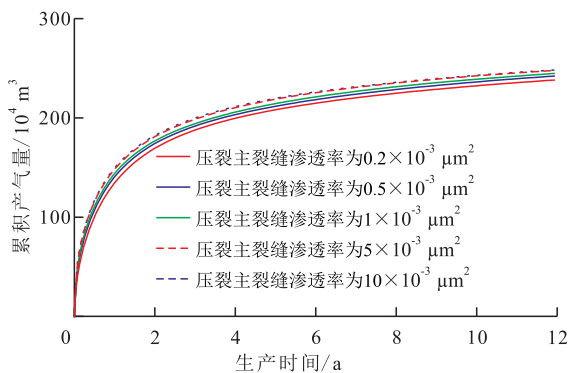


图6 压裂主裂缝渗透率对累积产气量的影响

Fig.6 Effect of permeability of main fracture on cumulative gas production

保持压裂主裂缝渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、二级次生裂缝渗透率为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 不变,改变一级次生裂缝渗透率,分析其对累积产气量的影响(图7)可见:当一级次生裂缝渗透率从 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 上升到 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,累积产气量由 $234 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提高至

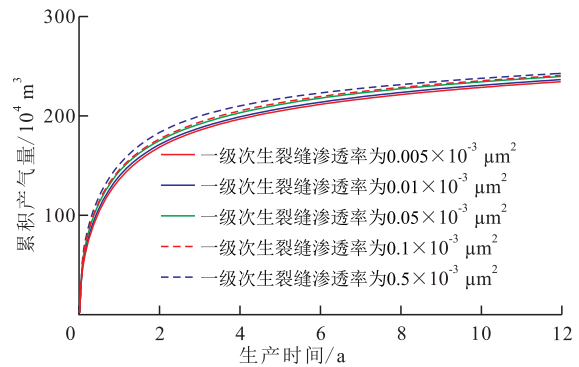


图7 一级次生裂缝渗透率对累积产气量的影响

Fig.7 Effect of permeability of first-degree secondary fracture on cumulative gas production

$239 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提升比较明显;在一级次生裂缝渗透率从 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 上升到 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的过程中,累积产气量由 $239 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提高至 $242 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提升并不明显。因此,对于页岩气藏水平井,一级次生裂缝存在着最优导流能力,过高的渗透率对产气量提升效果不明显。

保持压裂主裂缝渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、一级次生裂缝渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 不变,改变二级次生裂缝渗透率,其对累积产气量的影响(图8)表明:相同开发时间下累积产气量随二级次生裂缝渗透率增加而增加;当二级次生裂缝渗透率增至 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,累积产气量提升十分明显,当二级次生裂缝渗透率为 $0.009 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,累积产气量相较于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时提高了 $22.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,这说明二级次生裂缝渗透率是累积产气量的敏感性因素。

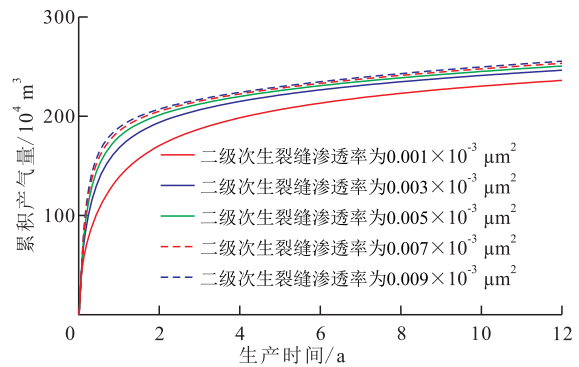


图8 二级次生裂缝渗透率对累积产气量的影响

Fig.8 Effect of permeability of second-degree secondary fracture on cumulative gas production

#### 3.2 初始吸附气含量

天然气通常以游离态和溶解态赋存于常规储层中,而对于页岩气储层,吸附气的存在不仅增加了气体的赋存方式,也对页岩气藏产能产生了一定影响。页岩气储层的初始含气量与孔隙特征相关,不同储层该值变化范围较大<sup>[19]</sup>。为了研究不同初始吸附气含量对页岩气藏产能的影响,在保持地质

储量和开发条件不变的条件下,将初始吸附气含量分别设定为2.5,4.5和6.5 m<sup>3</sup>/t进行计算,计算结果(图9)表明:在生产前5 a不同吸附气含量下的累积产气量相同;生产5 a后,随着吸附气含量的增加,页岩气藏相同开发时间对应的累积产气量逐渐增大。这是由于初始吸附气含量越高,地层压力越早下降到解吸压力,基质的供气开始时间越早,供气量越大。当初始吸附气含量为2.5和4.5 m<sup>3</sup>/t时,最终累积产气量分别为229×10<sup>4</sup>和230×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,两者相差很小;当初始吸附气含量为6.5 m<sup>3</sup>/t,最终累积产气量为236×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,提升相对明显。这说明初始吸附气含量并非敏感性较强的因素。

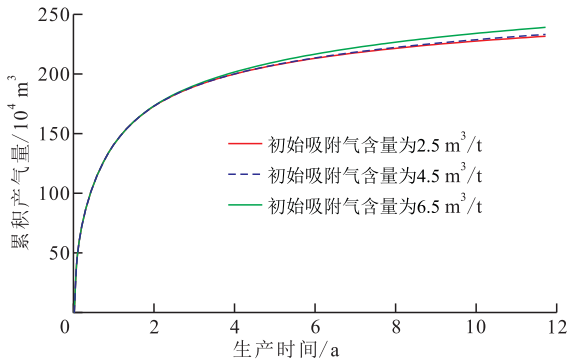


图9 初始吸附气含量对累积产气量的影响  
Fig.9 Effect of initial adsorbed gas content on cumulative gas production

### 4 结论

页岩气藏具有特殊性,对储层实施体积压裂形成复杂的裂缝网络需要在模型中更精确得反映,所建立的三孔双渗页岩气储层体积压裂模型更接近页岩气储层体积压裂后的真实情况,从而能够更准确地反映其解吸、扩散与渗流特征。

三孔双渗页岩气储层体积压裂模型不需要将整个页岩气储层都设置为三重介质,根据裂缝的种类与连通情况,有些子区域可设为单一介质或双重介质以减少运算量。

对页岩气储层实施体积压裂形成的人工裂缝与天然裂缝交织的裂缝网络,建立了远井地带的游离气迅速流入井筒的通道,显著提高游离气采收率,同时,压力的快速传播使得基质发生更大范围的解吸,从而提高吸附气采收率。

二级次生裂缝的渗透率对累积产气量影响显著,应采取有效措施提高该值以提高页岩气产量。

#### 符号解释:

$q_{ads}$  —— 吸附气量, m<sup>3</sup>/t;  $V_L$  —— Langmuir 体积, m<sup>3</sup>/t;

$p$  —— 裂缝中气相压力, MPa;  $p_L$  —— Langmuir 压力, MPa;  $Q_m$  —— 基质解吸扩散气体流量, m<sup>3</sup>/d;  $V_m$  —— 基质岩块骨架体积, m<sup>3</sup>;  $D$  —— 扩散系数;  $\sigma$  —— 单元形状系数, 取决于基质岩块的大小和形状;  $C$  —— 基质内气体平均浓度, m<sup>3</sup>/t;  $C(p)$  —— 压力  $p$  时 Langmuir 曲线对应的含气量, m<sup>3</sup>/t;  $V$  —— 基质岩块体积, m<sup>3</sup>;  $\phi_m$  —— 基质孔隙度;  $\phi_f$  —— 裂缝孔隙度;  $K_{xm}, K_{ym}, K_{zm}$  —— 基质沿  $x, y$  和  $z$  方向的渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  $\Delta x$  ——  $x$  方向网格尺寸, m;  $\Delta y$  ——  $y$  方向网格尺寸, m;  $\Delta z$  ——  $z$  方向网格尺寸, m;  $\rho_g$  —— 气相密度, g/cm<sup>3</sup>;  $K_f$  —— 压裂主裂缝渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  $K_{rg}$  —— 气相相对渗透率;  $\mu_o$  —— 地层原油粘度, mPa·s;  $p_{fg}$  —— 压裂主裂缝中气相压力, MPa;  $g$  —— 重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $Q_{m1}, Q_{m1}, Q_{m2}$  —— 从基质中解吸扩散进入主裂缝、一级次生裂缝和二级次生裂缝中的气量, m<sup>3</sup>/d;  $Q_{m1}$  —— 一级次生裂缝向主裂缝中气体窜流量, m<sup>3</sup>/d;  $Q_g$  —— 产气量, m<sup>3</sup>/d;  $t$  —— 时间, d;  $S_g$  —— 含气饱和度;  $\rho_w$  —— 地层水密度, g/cm<sup>3</sup>;  $K_w$  —— 气相相对渗透率;  $\mu_w$  —— 地层水粘度, mPa·s;  $p_{fw}$  —— 压裂主裂缝中水相压力, MPa;  $\alpha_w$  —— 水相形状因子;  $p_{mw}$  —— 基质中水相压力, MPa;  $Q_w$  —— 产水量, m<sup>3</sup>/d;  $S_w$  —— 含水饱和度;  $K_{f1}$  —— 一级次生裂缝渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  $p_{f1g}$  —— 一级次生裂缝中气相压力, MPa;  $Q_{f1g}$  —— 二级次生裂缝向一级次生裂缝中的气体窜流量, m<sup>3</sup>/d;  $\phi_{f1}$  —— 一级次生裂缝孔隙度;  $p_{f1w}$  —— 一级次生裂缝中水相压力, MPa;  $K_{f2}$  —— 二级次生裂缝渗透率, 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;  $p_{f2g}$  —— 二级次生裂缝中气相压力, MPa;  $\phi_{f2}$  —— 二级次生裂缝孔隙度;  $p_{f2w}$  —— 二级次生裂缝中水相压力, MPa;  $p_m$  —— 基质中气相压力, MPa;  $p_f$  —— 压裂主裂缝中气相压力, MPa;  $p_i$  —— 原始地层压力, MPa。

#### 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,2010,31(4):689-694.  
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 689-694.

[2] 于荣泽,卞亚南,齐亚东,等.页岩气藏数值模拟研究现状[J].石油与天然气地质,2014,35(1):131-137.  
Yu Rongze, Bian Yanan, Qi Yadong, et al. A review of numerical simulation of shale gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 131-137.

[3] 吴奇,胥云,王腾飞,等.增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论[J].天然气工业,2011,31(4):7-12,16.  
Wu Qi, Xu Yun, Wang Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: An introduction of volume fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7-12, 16.

[4] 王松,杨洪志,赵金洲,等.页岩气井可压裂性综合评价方法研究及应用[J].油气地质与采收率,2016,23(2):121-126.  
Wang Song, Yang Hongzhi, Zhao Jinzhou, et al. Research and application of comprehensive evaluation on fracability of shale gas

- wells [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 121-126.
- [5] 李志强, 赵金洲, 胡永全, 等. 致密油层多区体积压裂产能预测[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(1): 134-138.
- Li Zhiqiang, Zhao Jinzhou, Hu Yongquan, et al. Productivity forecast of tight oil reservoirs after multi-zone stimulated reservoir volume fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 134-138.
- [6] 王欢, 廖新维, 赵晓亮, 等. 非常规油气藏储层体积改造模拟技术研究进展[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(2): 8-15.
- Wang Huan, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. The progress of reservoir stimulation simulation technology in unconventional oil and gas reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(2): 8-15.
- [7] 王泽东, 胡永全, 徐文江, 等. BZ油田水力裂缝在天然裂缝界面延伸行为[J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(6): 87-90.
- Wang Zedong, Hu Yongquan, Xu Wenjiang, et al. Hydraulic fracture extension behaviors along the natural fracture interface in BZ Oilfield [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(6): 87-90.
- [8] 郭小哲, 赵刚. 页岩气藏压裂缝网模拟及沟通效果评价[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(1): 99-102.
- Guo Xiaozhe, Zhao Gang. Simulation of fracturing network of shale gas reservoir and evaluation on communication results [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(1): 99-102.
- [9] 赵金洲, 李勇明, 王松, 等. 天然裂缝影响下的复杂压裂缝网网络模拟[J]. *天然气工业*, 2014, 21(1): 68-73.
- Zhao Jinzhou, Li Yongming, Wang Song, et al. Simulation of a complex fracture network influenced by natural fractures [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 21(1): 68-73.
- [10] 秦文凯. 页岩储层特征与储层破裂特征研究[J]. *长江大学学报: 自科版*, 2014, 11(32): 19-22.
- Qin Wenkai. Study on the reservoir characteristics and fracturing characteristics of shale gas reservoirs [J]. *Journal of Yangtze University: Natural Science Edition*, 2014, 11(32): 19-22.
- [11] 孟阳. 人工裂缝对低渗透油藏油水渗流影响实验研究[J]. *特种油气藏*, 2015, 22(1): 124-126.
- Meng Yang. Experiment study of artificial fracture effect on oil-water flow in low-permeability reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(1): 124-126.
- [12] 张冬丽, 李江龙, 吴玉树. 缝洞型油藏三重介质数值试井模型[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2010, 32(2): 82-88.
- Zhang Dongli, Li Jianglong, Wu Yushu. A triple-continuum numerical well testing model for a naturally fractured vuggy reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2010, 32(2): 82-88.
- [13] 郑浩, 苏彦春, 张迎春, 等. 裂缝性油藏渗流特征及驱替机理数值模拟研究[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(4): 79-83.
- Zheng Hao, Su Yanchun, Zhang Yingchun, et al. The numerical simulation study on percolation characteristics and displacement mechanism of fractured reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 79-83.
- [14] 封钦亚, 许艺博, 张欣, 等. 页岩气藏三重介质模型压力动态分析及其应用[J]. *断块油气田*, 2015, 131(5): 600-605.
- Feng Qinya, Xu Yibo, Zhang Xin, et al. Pressure dynamic analysis and application of triple medium model for shale gas reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 131(5): 600-605.
- [15] Dehghanpour H, Shirdel M. A triple porosity model for shale gas reservoirs [C]. *SPE 149501*, 2011.
- [16] Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K. Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs [C]. *SPE 163647*, 2013.
- [17] Barenblatt G I, Zhelto I P, Kochina I N. Basic concepts of the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [J]. *Journal of Applied Mathematical Mechanics*, 1960, 24(5): 852-864.
- [18] Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoir [C]. *SPE 426*, 1963.
- [19] 吴艳艳, 曹海虹, 丁安徐, 等. 页岩气储层孔隙特征差异及其对含气量影响[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(2): 231-236.
- Wu Yanyan, Cao Haihong, Ding Anxu, et al. Pore characteristics of a shale gas reservoir and its effect on gas content [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(2): 231-236.

编辑 常迎梅