

基于连续拟稳定法的页岩气体积压裂水平井产量计算

曾凡辉¹,王小魏¹,郭建春¹,郑继刚²,李亚州²,向建华³

(1.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 610500;

2.长庆油田分公司第十二采油厂,陕西 西安 710200;

3.中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司,四川 成都 610017)

摘要:水平井体积压裂是开发页岩气藏的关键技术。体积压裂后,未改造区域的流动为受微纳米孔隙介质控制的非线性渗流,而改造区域的流动则是由微米级裂缝网络控制的达西渗流。综合考虑页岩气藏体积压裂后的多尺度流动、页岩气解吸附、扩散等特点,建立了耦合未改造区域和改造区域流动的稳态产量计算模型;在此基础上,首次运用连续拟稳定法,考虑压力波不稳定扩散,结合物质平衡方程建立了页岩储层体积压裂水平井非稳态产量计算方法,并对页岩气体积压裂水平井非稳态产量的影响因素进行了分析。结果表明:基于连续拟稳定法建立的产量预测模型具有求解过程简单、计算速度快,与数值模拟结果吻合程度高的特点;页岩气的解吸效应主要影响生产中后期的产量;随着体积压裂区半径、压裂区渗透率、扩散系数、朗格缪尔体积的增大,页岩气井产能增大,且增加幅度逐渐减小;朗格缪尔压力对产量的影响较小。该方法为页岩气体积压裂水平井非稳态产量的计算提供了理论依据。

关键词:页岩气藏;体积压裂水平井;多尺度流动;连续拟稳定法;非稳态产量;因素分析

中图分类号:TE31 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2018)07-1051-09

引用格式:Zeng Fanhui, Wang Xiaowei, Guo Jianchun, *et al.* A productivity model of volume fractured horizontal wells in shale gas based on the continuous succession pseudo-steady state method [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(7): 1051-1059. [曾凡辉, 王小魏, 郭建春, 等. 基于连续拟稳定法的页岩气体积压裂水平井产量计算[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(7): 1051-1059.]

0 引言

页岩气储层具有孔隙喉道小、渗透率极低、天然裂缝发育、气体赋存方式多样的特点^[1,2]。页岩孔隙结构尺度差异大,可分为纳米级的基质孔隙和微米—毫米级的裂缝孔隙^[3]。体积改造后,天然裂缝和人工裂缝交织成复杂的裂缝网络,气体流动通道从纳米级转化成微米级,压裂区的气体流动状态由此发生变化^[4,5]。由于页岩气在储层中存在解吸附、扩散和渗流相互作用,流态变化导致原有的线性

渗流理论不再适用^[6]。同时,井眼附近改造区域的达西渗流与未改造区域的纳微米级流动相互耦合,造成页岩气藏复杂的多尺度流动^[7]。因此,有必要重新建立考虑多尺度流动和分区非线性渗流的页岩气体积压裂水平井非稳态产能模型。

在页岩气非稳态产能预测的研究方面,Ozkan等^[8]将储层渗流区域划分为渗流外区、渗流内区和水力裂缝区,建立了基于三线性流模型的压力瞬态模型,但该模型没有考虑页岩气吸附解吸及扩散特性,不能直接用于页岩气藏产能评价;Swami等^[9]

收稿日期:2018-01-03;修回日期:2018-06-02.

基金项目:国家自然科学基金(编号:51504203;51525404);“十三五”国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2017ZX05037-004)资助。

作者简介:曾凡辉(1980-),男,四川成都人,副教授,博士,主要从事油气藏开采理论研究和现场应用工作。

E-mail: zengfanhui023024@126.com.

在 Ozkan 模型的基础上,考虑基质解吸附作用,建立了页岩气藏双重介质渗流模型。但该模型仍然假设页岩气为线性渗流,也没考虑多尺度流动特征;Deng 等^[3]在前人的基础上,修正了不同滑脱系数下的 B-K 模型,建立考虑了扩散、滑脱、解吸的页岩气藏多尺度流动模型,但均匀储层介质的假设与体积压裂实际不符,并且也没有考虑页岩非稳态渗流的情况;Zhang 等^[10]和 Su 等^[11]将 Zhao 等^[12]提出的双区复合流动模型扩展到页岩产能模型中,考虑页岩改造体积(SRV),运用点源函数、拉普拉斯变换等数学方法建立了水平井非稳态压力响应模型,但他们都假设了初始压力一开始就扩展到储层边界。

可以看出,目前国内外对页岩气体积压裂水平井产能的研究集中在稳态产量预测,多数模型没有考虑压裂水平井中页岩气的多尺度流动和非线性渗流特征;并且现有的解析模型都是采用 Laplace 变换、源函数、复变函数理论等数学方法分析非稳态压力变化。Laplace 变换和源函数的形式过于复杂,求解不便。同时,这些方法都假设了初始条件下压力已经波及到储层边界,与实际不符。

为了克服源函数等方法的缺陷,Shahamat 等^[13]利用连续拟稳定法,考虑压力波传播与储层物性、流体性质和时间的相关性,分析了在过渡流和边界流条件下页岩储层压力的变化规律。使用连续拟稳定法分析储层压力变化形式简单,能避免初始条件下压力已经波及到储层边界的不合理假设。但未考虑体积压裂后页岩储层的多尺度流动和非线性渗流特征。

本文基于 Beskok 等^[14]表观渗透率模型,将页岩储层分为体积压裂区和基质渗流区,在压裂区考虑为达西径向渗流,在基质区考虑为克努森数表征的非线性渗流,然后根据气藏物质平衡方程,首次利用连续拟稳定法建立了页岩气藏体积压裂水平井非稳态产能模型,并进行了体积压裂水平井产能预测和影响因素分析。

1 页岩气多尺度流动状态

页岩储层渗透率极低,气体的流动规律复杂,基质渗透率在 $(1 \times 10^{-9} \sim 1 \times 10^{-5}) \mu\text{m}^2$ 之间^[15]。由于页岩气藏特殊的储集特征和多尺度的孔隙结构,页岩气在生产过程中存在以下运移方式:裂缝中自由气的黏性流动,吸附气在孔隙壁面的解吸,页岩气在基质孔隙中的扩散。Javadpour 等^[16]指出在微米级孔隙中气体渗流仍为达西流动,在基质纳米孔隙

中可用克努森数划分不同的流态:

$$K_n = \frac{\bar{\lambda}}{r_p} \quad (1)$$

式中: K_n 为克努森数,无量纲; $\bar{\lambda}$ 为气体分子自由程, nm; r_p 为孔喉半径, nm。

Roy 等^[17]根据克努森数把流体在多孔介质中的流动划分为 4 个不同的流态: $K_n > 10$ 为自由分子流; $0.1 < K_n \leq 10$ 为过渡流; $0.001 < K_n \leq 0.1$ 为滑移流; $K_n \leq 0.001$ 为连续流。因此在纳米尺度范围内,气体渗流属于分子流;而在微米尺度范围内,气体渗流属于连续流(图 1)。Nelson^[18]研究表明,页岩气藏基质孔喉半径介于 5~100 nm 之间,气体的运移属于克努森扩散;体积压裂后天然裂缝和人工裂缝的孔隙尺寸在 1~50 μm 之间,气体的运移符合达西流动。同时图 1 也表明,在生产过程中,地层压力的变化将导致孔隙大小和克努森数的变化,气体的流态随之改变。因此,将体积压裂后页岩储层划分为体积压裂区和基质渗流区,分别建立不同尺度下的气体流动方程,在此基础上推导体积压裂水平井稳态产能数学模型。

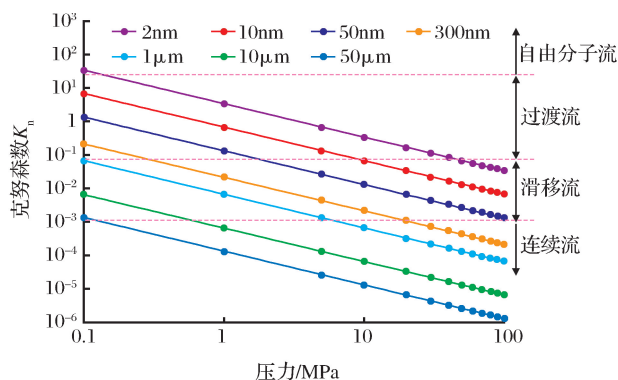


图 1 不同孔喉直径下克努森数与压力的关系

Fig.1 Relationship between Knudsen number and pressure under different pore throat diameter

2 体积压裂水平井复合流动模型及求解

2.1 物理模型

鉴于页岩气藏体积压裂后所形成的缝网结构,考虑多尺度流动特征,建立压裂水平井复合流动模型,将页岩气的渗流场分为内、外 2 个流场^[12](图 2)。模型基本假设:①储层半径为 r_e 的圆形封闭气藏;②外部基质区域为纳米孔隙,气体的渗流用克努森系数表征;③内部压裂区半径为 r_f ,改造充分,气体的渗流符合达西流动;④页岩气为单相可压缩流体;⑤在开采过程中,储层温度不变,不考虑气体垂向流动。关于页岩基质气体渗流模型,Beskok

等^[14]建立起了普遍适用于连续流、滑移流、过渡流、分子流的理想气体流动方程,其表达式为:

$$v = -\frac{K_m}{\mu}(1 + \alpha K_n)\left(1 + \frac{4K_n}{1 - bK_n}\right)\frac{dp}{dx} \quad (2)$$

式中: v 为气体渗流速度, m/s; K_m 为基质的渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; α 为稀疏因子, 无量纲; b 为滑脱系数, 无量纲。

Civan 定义的克努森扩散系数表达式^[19]为:

$$D_k = \frac{4r_p}{3} \sqrt{\frac{2ZR_gT}{\pi M_w}} \times 10^{-3} \quad (3)$$

页岩基质渗透率表达式^[20]为:

$$K_m = \frac{r_p^2 \varphi_m}{8\tau^2} \times 10^{-3} \quad (4)$$

气体分子平均自由程的表达式^[3]为:

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{\pi ZR_gT}{2M_w}} \frac{\mu}{p} \quad (5)$$

式(3)一式(5)中: D_k 为扩散系数, mm^2/s ; Z 为气体偏差系数, 无因次; R_g 为气体常数, $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 为气体温度, K ; M_w 为气体摩尔质量, kg/mol ; φ_m 为页岩基质孔隙度, 无量纲; τ 为迂曲度, 取 1; p 为储层压力, MPa 。

联立式(1)、式(3)一式(5)得:

$$K_n = \frac{3\pi\mu\varphi_m D_k}{64K_m p} \quad (6)$$

令: $\alpha = 0, b = 1$, 联立式(2)、式(6)得到页岩基质孔隙中的气体渗流微分方程:

$$v = -\frac{K_m}{\mu}\left(1 + \frac{3\pi\mu\varphi_m D_k}{16K_m p}\right)\frac{dp}{dx} \quad (7)$$

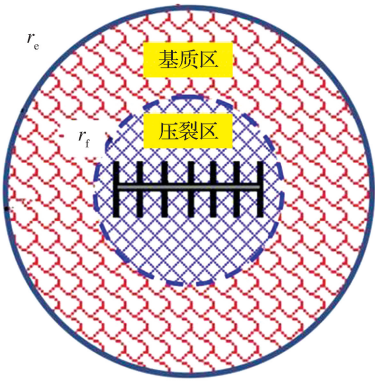


图2 页岩气藏压裂水平井渗流物理模型

Fig.2 Physical model of fractured horizontal well in shale gas reservoir

2.2 稳态数学模型

在物理模型的基础上, 推导页岩气藏体积压裂水平井稳态非线性渗流模型。

依据假设条件, 内部体积压裂区达西渗流方程为:

$$\frac{dp}{dr} = -\frac{\mu}{K_f}v \quad (8)$$

外部未改造基质区克努森扩散渗流数学模型:

$$v = -\frac{K_m}{\mu}\left(1 + \frac{3\pi\mu\varphi_m D_k}{16K_m p}\right)\frac{dp}{dr} \quad (9)$$

考虑流量为气体渗流速度与气体渗流通过面积的乘积, 体积压裂区流量为:

$$q_{1sc} = \frac{\pi K_f h T_{sc} (p_f^2 - p_{wf}^2)}{\bar{\mu} \bar{Z} p_{sc} T \ln \frac{r_f}{r_w}} \quad (10)$$

由式(9)得到外部基质渗流区流量表达式:

$$q_{2sc} = \frac{\pi K_m h T_{sc} (p_e^2 - p_f^2)}{\bar{\mu} \bar{Z} p_{sc} T \ln \frac{r_e}{r_f}} + \frac{\pi K_m T_{sc} h (3\pi\mu\varphi_m D_k) (p_e - p_f)}{8K_m p_{sc} T \bar{\mu} \bar{Z} \ln \frac{r_e}{r_f}} \quad (11)$$

式(6)一式(11)中: q_{2sc} 为体积压裂区流量, m^3/d ; q_{1sc} 为基质区流量, m^3/d ; K_f 为体积压裂区渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m ; T_{sc} 为标准状况下的温度, K ; p_f 为体积压裂区外边界压力, MPa ; p_{wf} 为井底流压, MPa ; r_w 为井眼半径, m ; p_{sc} 为标准状况下的压力, MPa ; $\bar{\mu}$ 为平均地层压力下的气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; \bar{Z} 为平均地层压力下的压缩因子, 无量纲。

根据质量守恒定律^[21], 基质区和体积压裂区气体在标况下的体积流量相等:

$$q_{sc} = q_{2sc} = q_{1sc} \quad (12)$$

式中: q_{sc} 为页岩气标况下的产量, m^3/d 。

联立整理可得到页岩气藏压裂水平井稳定渗流的体积流量表达式:

$$q_{sc} = \frac{p_e^2 - p_{wf}^2}{A + BC} \quad (13)$$

$$\text{式中: } A = \frac{\bar{\mu} \bar{Z} p_{sc} T \ln \frac{r_f}{r_w}}{\pi K_f h T_{sc}}; B = \frac{\bar{\mu} \bar{Z} p_{sc} T \ln \frac{r_e}{r_f}}{\pi K_m h T_{sc}};$$

$$C = \frac{p_e^2 - p_f^2}{p_e^2 - p_f^2 + \frac{3\pi\mu\varphi_m D_k (p_e - p_f)}{8K_m}}$$

2.3 非稳态数学模型

页岩气的渗流是一个不稳定过程, 初期产量递减十分明显, 只有到了生产后期, 压力波传到边界时, 产

量才趋于稳定。在页岩储层中,溶解气的含量很少,因此在推导非稳态数学模型的过程中不考虑溶解气的作用,并且忽略压力下降时吸附气体体积的膨胀。

考虑页岩气吸附和解吸的影响,用 Langmuir 等温吸附关系式^[22]表示基质在压力改变时解吸出的页岩气体积:

$$Q = V_L \left(\frac{p_i}{p_L + p_i} - \frac{p}{p_L + p} \right) \quad (14)$$

式中: Q 为单位质量页岩基质解吸的气体体积, m^3/kg ; V_L 为朗格缪尔体积, m^3/kg ; p_i 为原始地层压力, MPa ; p_L 为朗格缪尔压力, MPa 。

气井从生产初期到生产末期,压力波在储层中的传播可分为 2 个阶段。第一阶段为压力波从井底传播到储层边界,压力波及半径逐渐增大到 r_e 。当压力波传到边界后,进入第二阶段,压力波及半径不再发生变化,边界压力逐渐降低,产气量下降。本文将压力波传播的第一阶段再分为 2 个时段,即压力波先从井底传到体积压裂区的外边界,然后再从压裂区外边界传到储层边界。压力波传播的距离仅与时间、储层和流体的物性有关。

为了推导页岩气藏压裂水平井非稳态产能模型,采用连续拟稳定的方法,在压力波及半径公式、稳态下页岩气产量公式和物质平衡方程的基础上,假定一个时间步长,认为在该时间步长内的渗流为稳定渗流,计算累计产量,根据物质平衡方程,算出在该时间段内压力波所波及到的区域的平均地层压力,以该平均地层压力作为下一时间步长的边界压力,计算下一时间步长下的产量。以此类推,得到产量与时间的关系,即非稳态下的产量,步骤如下。

2.3.1 步骤一:求解初始产量

将页岩气藏压裂水平井的整个生产阶段划分成若干个时间步长,针对第一个投产的时间步长 Δt (Δt 取值尽量小,以免 R_1 超出体积压裂区外边界),压力波传播半径由 Kuchuk^[23] 提出的探测半径转化而来:

$$R_1 = 0.587 \sqrt{\frac{K_f \Delta t}{\varphi_i \mu C_{if}}} \quad (15)$$

根据稳态产量公式,计算出 Δt 时刻的产量 q_1 :

$$q_1 = \frac{\pi K_f h T_{sc} (p_i^2 - p_{wf}^2)}{\mu Z \bar{p}_{sc} T \ln \frac{R_1}{r_w}} \quad (16)$$

$$\frac{p_2}{Z} \left[G_{m2} \left(1 - \frac{C_m + C_w S_w}{1 - S_w} (p_i - p_2) \right) + G_{f2} \right] = \frac{p_i}{Z_i} \left[G_{m2} + G_{f2} - G_{p2} + \frac{G_{m2} B_{gi} \rho_s}{\varphi_m (1 - S_w)} \left(\frac{V_L p_i}{p_L + p_i} - \frac{V_L p}{p_L + p} \right) \right] \quad (23)$$

式(15)一式(16)中: R_1 为 Δt 时刻的压力波传播半径, m ; Δt 为一个生产时间步长的时间, d ; φ_i 为体积压裂区裂缝孔隙度; C_{if} 为压裂区综合压缩系数, MPa^{-1} ; q_1 为 Δt 时刻的产量, m^3/d 。

2.3.2 步骤二:求解下一个生产时间步长下的产量

以 q_1 作为初始产量,得到 $(\Delta t + \Delta t_f)$ 时刻压力波传播的距离 R_2 :

$$R_2 = 0.587 \sqrt{\frac{K_f (\Delta t + \Delta t_f)}{\varphi_i \mu C_{if}}} \quad (17)$$

式中: R_2 为 $\Delta t + \Delta t_f$ 时刻的压力波传播半径, m ; Δt_f 为压力波在压裂区传播所用的时间, d 。

设在 Δt_f 时间段内,页岩气渗流为稳定渗流,求得累计产量 G_{p2} :

$$G_{p2} = q_1 \times \Delta t_f \quad (18)$$

式中: G_{p2} 为 Δt_f 时间段内的累计产量, m^3 。

采用容积法计算在该压力波传播半径内的游离气地质储量:

$$G_{m2} = \pi R_2^2 h \varphi_m (1 - S_w) / B_{gi} \quad (19)$$

$$G_{f2} = \pi R_2^2 h \varphi_f (1 - S_w) / B_{gi} \quad (20)$$

式(18)一式(20)中: G_{m2} 为 $\Delta t + \Delta t_f$ 时刻压力波及半径内的页岩基质中的游离气量, m^3 ; S_w 为束缚水饱和度,无量纲; B_{gi} 为原始地层条件下页岩气的体积系数,无量纲; G_{f2} 为 $\Delta t + \Delta t_f$ 时刻压力波及半径内的裂缝中的游离气量, m^3 。

根据物质平衡原理,在地面标准状况下:原始地层压力下基质中的游离气量 G_m 、裂缝中的游离气量 G_f 和吸附气量 G_a 之和等于采出气量 G_p 、当前地层压力下基质中的游离气量 G'_m 、当前地层压力下裂缝中的游离气量 G'_f 、当前地层压力下的吸附气量 G'_a 之和^[24]:

$$G_m + G_f + G_a = G_p + G'_m + G'_f + G'_a \quad (21)$$

即:

$$\begin{aligned} G_m + G_f + \frac{G_m B_{gi}}{\varphi_m (1 - S_w)} \rho_s \frac{V_L p_i}{p_L + p_i} = \\ G_p + G_m \frac{B_{gi}}{B_g} \left(1 - \frac{C_m + C_w S_w}{1 - S_w} \Delta p \right) + \\ G_f \frac{B_{gi}}{B_g} + \frac{G_m B_{gi}}{\varphi_m (1 - S_w)} \rho_s \frac{V_L p}{p_L + p} \end{aligned} \quad (22)$$

从而写出压力传播半径 R_2 范围内的地层平均压力 p_2 :

式中: p_2 为 $\Delta t + \Delta t_f$ 时刻压力波及半径内的地层平均压力, MPa; C_m 为页岩基质压缩系数, MPa^{-1} ; C_w 为水的压缩系数, MPa^{-1} ; Z_i 为原始状态下的气体压缩因子, 无量纲; ρ_s 为页岩基质密度, kg/m^3 。

根据稳态产量公式, 求得 $\Delta t + \Delta t_f$ 时刻的产量 q_2 为:

$$\begin{cases} q_2 = \frac{p_2^2 - p_{wf}^2}{A} \\ A = \frac{\bar{\mu} Z p_{sc} T \text{Ln} \frac{R_2}{r_w}}{\pi K_f h T_{sc}} \end{cases} \quad (24)$$

重复步骤二, 求解下一个生产时间下的产量, 计算不同生产时间下压力波及半径和波及半径下的地层平均压力, 并结合稳态产量计算公式得到不同生产时刻下的产量; 依次类推, 得到整个生产阶段页岩气藏压裂井的产量。可以看出, 使用连续拟稳定法计算非稳态产量非常方便, 而且也很容易程序化, 同时避免了其他数学方法求解产能模型时初始条件下压力已经波及到储层边界的不合理假设。并且考虑了压力波在体积压裂区和基质区的不同渗流规律, 以及页岩气吸附解吸效应, 与实际情况更加吻合。

2.4 模型验证

本文模型将渗流区域分为体积压裂区和页岩基质区, 考虑了压裂水平井中页岩气的多尺度流动和非线性渗流特征。为了验证连续拟稳定法求解多尺度流动问题的可靠性, 利用 Eclipse^[25] 建立考虑页岩气解吸扩散的双区径向渗流数值模型。该模型外区为基于双重介质模型的基质渗流区, 内区为储层物性更好的体积压裂区。通过输入相同的储层参数, 模拟结果与本文模型对比, 两者的符合程度高, 产量变化趋势一致(图 3)。其中体积压裂水平井复合流动模型较 Eclipse 数值模型的累计产量略高, 究其原因, 采用连续拟稳定法的产能模型避免了压力波初始条件下就传到储层边界的错误假设, 因此解吸出的吸附气量更多, 能更准确地描述实际生产情况。

图 4 为 Eclipse 模型生产 300d 时的储层压力分布, 可以看出在页岩气生产过程中, 储层压力由井眼附近向储层边界逐渐增大。反映了压力波在传播过程中先从井底传到体积压裂区的外边界, 然后再从压裂区的外边界传到储层边界。

3 产能影响因素

页岩气藏由于地质特征和渗流规律的复杂性, 其水平井产能受诸多因素影响。基于体积压裂水平

井复合流动模型, 结合四川地区某页岩气藏一口压裂井参数(表 1), 研究体积压裂区半径、压裂区渗透率、扩散系数、解吸效应、郎格缪尔体积和朗格缪尔压力等因素对产能的影响规律。

首先根据稳态产量公式[式(13)], 分析体积压

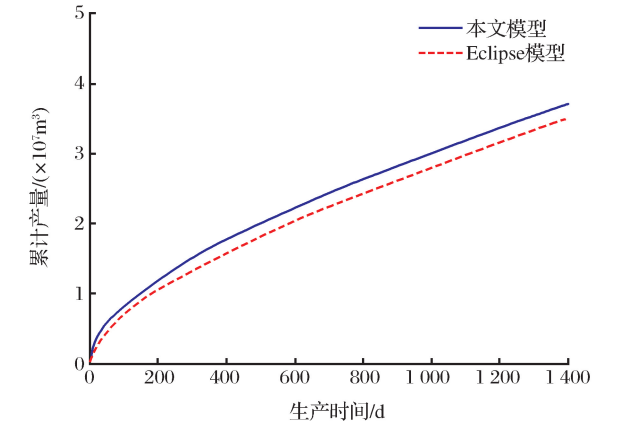


图 3 本文模型与 Eclipse 数值模型累积产量对比
Fig.3 Comparison of total gas production of this model and the Eclipse numerical model

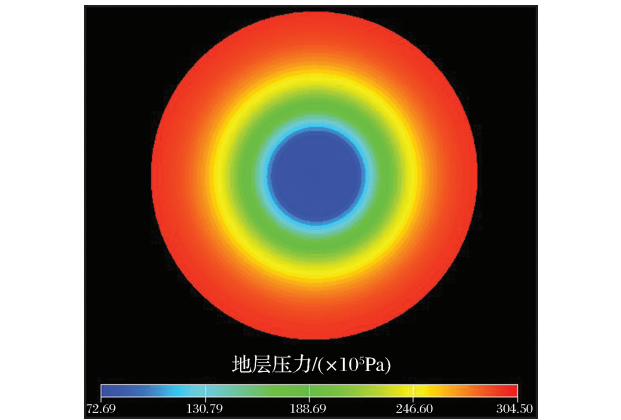


图 4 Eclipse 模型生产动态
Fig.4 Production dynamics simulation of the Eclipse model

表 1 某页岩气储层基本参数
Table 1 A basic parameters list of one shale gas reservoir

基本参数	参数值	基本参数	参数值
原始地层压力/MPa	30	基质孔隙直径/nm	1 000
储层温度/K	360	压裂区半径/m	150
储层厚度/m	30	压裂区渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1
井径/m	0.1	压裂区综合压缩系数/ MPa^{-1}	0.035
水的压缩系数/ MPa^{-1}	0.000 4	压裂区孔隙度/%	10
束缚水饱和度/%	10	页岩气黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	0.02
供给半径/m	400	郎格缪尔体积/(kg/m^3)	0.05
基质渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.005	郎格缪尔压力/MPa	10
基质综合压缩系数/ MPa^{-1}	0.019	页岩密度/(kg/m^3)	2 500
基质孔隙度/%	4.5	井底流压/MPa	5

裂区半径和渗透率对产量的影响。

图 5 反映了不同体积压裂区半径下的日产量。可以看出,生产压差越大,产量越大,但产量增加幅度逐渐减缓。当体积压裂区半径增加时,储层的渗流能力增加,产气量也越大。因此,对页岩气藏进行水力压裂时应尽可能增加体积压裂区的半径,从而获得较高的产量。

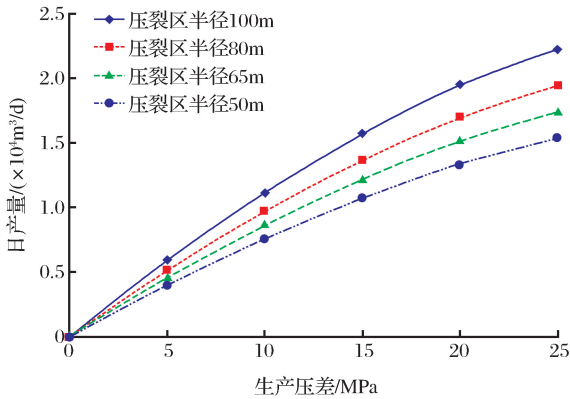


图 5 不同压裂区半径下日产量与生产压差的关系
Fig.5 Relationship between daily output and production pressure drop under different stimulated region radius

图 6 反映了不同体积压裂区渗透率下的日产量。可以看出,体积压裂区的渗透率越大,产气量越大。当体积压裂区的渗透率增加到 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,产气量的增加幅度变小,因此在对页岩气藏进行体积压裂时,没必要追求过高的改造渗透率。

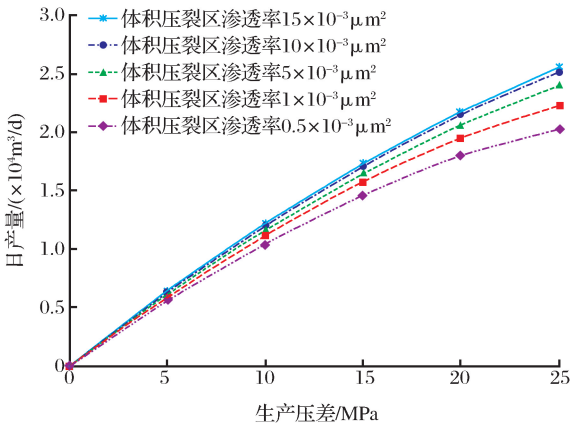


图 6 体积压裂区渗透率对日产量的影响
Fig.6 Effect of permeability of stimulated zone on daily output

在稳态产量计算公式的基础上,进一步利用连续拟稳态法计算了体积压裂水平井的非稳态产量。

图 7 反映了页岩气解吸效应对日产量和累计产量的影响。可以看出,生产初期页岩气的产量下降很快,此时的气源主要是压裂区和基质区的游离气,

页岩气解吸对产量的贡献不明显^[7]。生产 180d 后,考虑解吸效应较不考虑解吸效应的页岩气产量明显偏大,并逐渐趋于稳定。在生产中后期,解吸气对产量的贡献逐渐增加并趋于稳定。压力波传到边界后,渗流阻力不再发生变化,产量趋于稳定。当生产 1 400d 时,解吸气的产量约占总的累计产气量的 15%,且解吸仍在持续进行。说明页岩气藏中解吸气的产出是一个缓慢而持久的过程^[26],不能忽略。

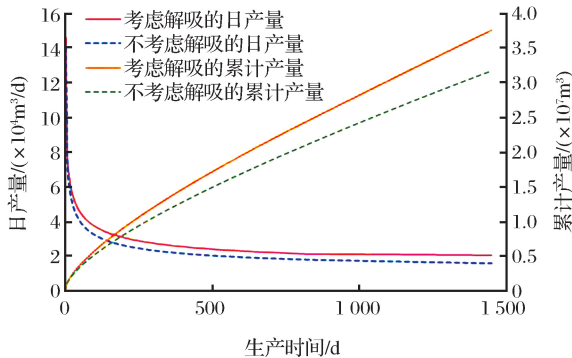


图 7 解吸效应对日产量和累计产量的影响
Fig.7 Effect of desorption on daily output and total gas production

图 8 反映了扩散系数对产能的影响。由式(3)可知,扩散系数与储层的孔喉直径、储层温度、气体压缩因子、气体相对分子质量有关,所以对于不同的储层,其扩散系数差异大,对产气量的影响很大。随着扩散系数的增加,产气量增加,当生产压差增大到一定程度时,产气量增加的幅度趋于平缓。

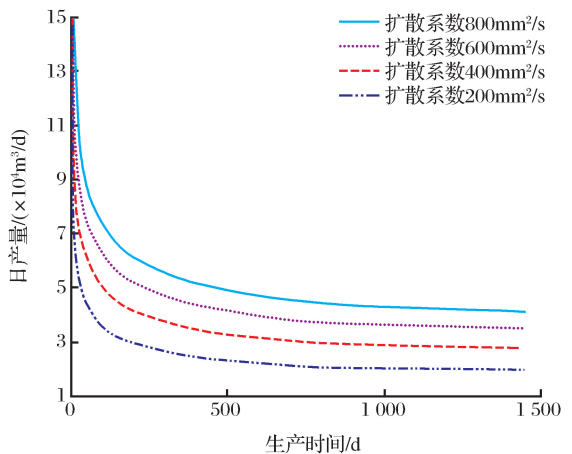


图 8 扩散系数对日产量的影响
Fig.8 Effect of diffusion coefficient on daily output

图 9 反映了朗格缪尔体积对累计产气量的影响。生产初期,朗格缪尔体积对累计产气量的影响较小。200d 以后,随着朗格缪尔体积的增大,累计产气量曲线的斜率增大,日产气量增大;累计产气量

也随之增大,但增加的幅度减小。当朗格缪尔体积达到 $0.1\text{m}^3/\text{kg}$ 时,累计产气量几乎不再增加。

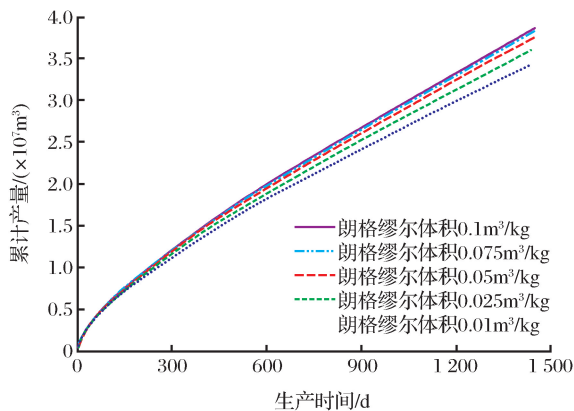


图9 朗格缪尔体积对累计产量的影响

Fig.9 Effect of Langmuir volume on total gas production

图10反映了朗格缪尔压力对累计产气量的影响。可以看出,随朗格缪尔压力的增加,累计产气量略有增加,但增加幅度不明显。

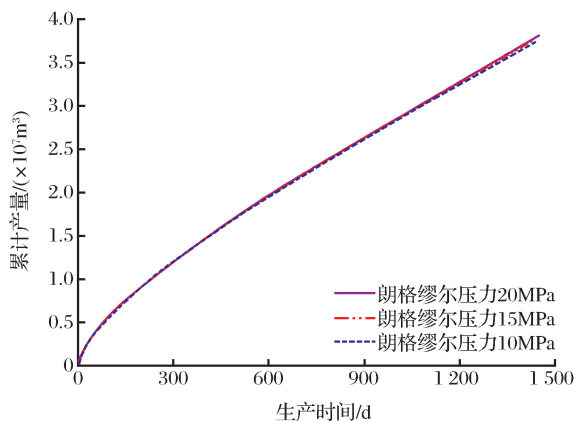


图10 朗格缪尔压力对累计产量的影响

Fig.10 Effect of Langmuir pressure on total gas production

4 结论

(1)页岩气藏体积压裂后,改造区的流动为微米级裂缝网络控制的达西渗流;而未改造区域流动为受微纳米孔隙介质控制的非线性渗流。基于 Beskok-Karniadakis 表观渗透率模型,考虑页岩气多尺度流动、解吸附、扩散和渗流的相互作用,耦合压裂区和基质区渗流模型,建立了页岩气藏体积压裂水平井复合流动模型。

(2)在水平井复合流动模型的基础上,首次将连续拟稳定法运用在页岩气井非稳态产能预测中,考虑压力波传播与储层物性、流体性质和时间的相关性,建立页岩储层体积压裂水平井非稳态产量预测

模型,模型求解过程简单、计算速度快,与数值模拟结果吻合程度高。

(3)研究结果表明,随着压裂区半径、压裂区渗透率、扩散系数的增大,页岩气井产能增加,且增加幅度逐渐减小;生产180d后,考虑解吸效应较不考虑解吸效应的页岩气井产量明显偏大,并逐渐趋于稳定;朗格缪尔体积与气井产量成正相关,但当朗格缪尔体积达到 $0.1\text{m}^3/\text{kg}$ 时,累计产气量几乎不再增加;朗格缪尔压力对解吸气产量的影响可以忽略。

参考文献(References)

- [1] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, *et al.* Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(6): 641-653.
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[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(6): 641-653.
- [2] Chen Zuo, Xue Chengjin, Jiang Tingxue, *et al.* Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume (SRV) in shale gas wells in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 30-32.
陈作,薛承瑾,蒋廷学,等.页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. *天然气工业*, 2010, 30(10): 30-32.
- [3] Deng J, Zhu W, Ma Q. A new seepage model for shale gas reservoir and productivity analysis of fractured well[J]. *Fuel*, 2014, 124(15): 232-240.
- [4] Clarkson C R. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 109(4): 101-146.
- [5] Gao Shusheng, Liu Huaxun, Ye Liyou, *et al.* A coupling model for gas diffusion and seepage in SRV section of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(1): 97-104.
高树生,刘华勋,叶礼友,等.页岩气藏SRV区域气体扩散与渗流耦合模型[J]. *天然气工业*, 2017, 37(01): 97-104.
- [6] Duan Yonggang, Wei Mingqiang, Li Jianqiu, *et al.* Shale gas seepage mechanism and fractured wells' production evaluation[J]. *Journal of Chongqing University: Natural Science Edition*, 2011, 34(4): 62-66.
段永刚,魏明强,李建秋,等.页岩气藏渗流机理及压裂井产能评价[J]. *重庆大学学报*, 2011, 34(4): 62-66.
- [7] Zhu Weiyao, Qi Qian. Study on the multi-scale nonlinear flow mechanism and model of shale gas[J]. *Scientia Sinica Technologica*, 2016, 46(2): 111-119.
朱维耀,齐倩.页岩气多尺度复杂流动机理与模型研究[J]. *中国科学:技术科学*, 2016, 46(2): 111-119.
- [8] Ozkan E, Raghavan R S, Apaydin O G. Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy: So-

- ciety of Petroleum Engineers, 2010: 1-18.
- [9] Swami V. Shale gas reservoir modeling: From nanopores to laboratory[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2012: 1-12.
- [10] Zhang D, Zhang L, Zhao Y, *et al.* A composite model to analyze the decline performance of a multiple fractured horizontal well in shale reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2015, 26: 999-1010.
- [11] Su Y, Zhang Q, Wang W, *et al.* Performance analysis of a composite dual-porosity model in multi-scale fractured shale reservoir[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2015, 26: 1107-1118.
- [12] Zhao Y L, Zhang L H, Luo J X, *et al.* Performance of fractured horizontal well with stimulated reservoir volume in unconventional gas reservoir[J]. *Journal of Hydrology*, 2014, 512 (10): 447-456.
- [13] Shahamat M S, Mattar L, Aguilera R. A physics-based method for production data analysis of tight and shale petroleum reservoirs using succession of pseudo-steady states[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2015, 18(4): 508-522.
- [14] Beskok A, Karniadakis G E. Report: A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nanoscales[J]. *Microscale Thermophysical Engineering*, 1999, 3(1): 43-77.
- [15] Soeder. Porosity and permeability of Eastern Devonian gas shale[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1988, 3(1): 116-124.
- [16] Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale gas flow in shale gas ediments[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007, 46(10): 55-61.
- [17] Roy S, Raju R, Chuang H F, *et al.* Modeling gas flow through microchannels and nanopores[J]. *Journal of Applied Physics*, 2003, 93(8): 4870-4879.
- [18] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(3): 329-340.
- [19] Faruk C. A triple-mechanism fractal model with hydraulic dispersion for gas permeation in tight reservoirs[C]// SPE Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2002: 1-6.
- [20] Chapuis R P, Aubertin M. Predicting the coefficient of permeability of soils using the Kozeny-Carman equation[J]. *Canadian Geotechnical*, 2003, 40(3): 616-628.
- [21] Zhu Weiyao, Deng Jia, Yang Baohua, *et al.* Seepage model of shale gas reservoir and productivity analysis of fractured vertical wells[J]. *Mechanics and Engineering*, 2014, 36(2): 156-160.
- 朱维耀, 邓佳, 杨宝华, 等. 页岩气致密储层渗流模型及压裂直井产能分析[J]. *力学与实践*, 2014, 36(2): 156-160.
- [22] Civan F, Rai C S, Sondergeld C H. Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms [J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 86(3): 925-944.
- [23] Kuchuk F J. Radius of investigation for reserve estimation from pressure transient well tests[C]// SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain: Society of Petroleum Engineers, 2009: 1-21.
- [24] Zhang Liehui, Chen Guo, Zhao Yulong, *et al.* A modified material balance equation for shale gas reservoirs and a calculation method of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(12): 66-70.
- 张烈辉, 陈果, 赵玉龙, 等. 改进的页岩气藏物质平衡方程及储量计算方法[J]. *天然气工业*, 2013, 33(12): 66-70.
- [25] Sang Y, Chen H, Yang S, *et al.* A new mathematical model considering adsorption and desorption process for productivity prediction of volume fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2014, 19(7): 228-236.
- [26] Cheng Y. Pressure transient characteristics of hydraulically fractured horizontal shale gas wells[C]// SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio: Society of Petroleum Engineers, 2011: 1-10.

A productivity model of volume fractured horizontal wells in shale gas based on the continuous succession pseudo-steady state method

Zeng Fan-hui¹, Wang Xiao-wei¹, Guo Jian-chun¹, Zheng Ji-gang², Li Ya-zhou², Xiang Jian-hua³
 (1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation in Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. No. 12 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, Xi'an 710200, China; 3. CNPC Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610017, China)

Abstract: The volume fractured horizontal well is the key technology for developing shale gas reservoirs. After the stimulated reservoir volume is fractured, the gas flow in matrix is non-linear seepage controlled by the nano-scale pores, while the seepage in stimulated region is converted into Darcy flow controlled by the micro-scale fracture network. In this paper, the steady productivity model of volume fractured horizontal

well was firstly established by comprehensively considering the multi-scale flowing states, shale gas desorption and diffusion, which coupled flows in matrix and stimulated region. On this basis, for the first time, a transient productivity calculation model combined with the material balance equation was obtained with the continuous succession pseudo-steady state method (SPSS), which considered the unstable propagation of pressure wave. And the horizontal well productivity prediction and factors analysis was carried out by using the SPSS. The results show that the model has the advantages of simple process, fast calculation speed and high agreement with numerical simulation results. Furthermore, it can be found that the seepage of shale gas is an unstable process. The pressure wave first reaches the boundary of the stimulated region, and then propagates to the reservoir boundary. During the production process, the desorption effect of shale gas is the key factor affecting the middle and late stage production of gas wells. With the increase of the radius and permeability of the stimulated region, the diffusion coefficient and Langmuir volume, the productivity of shale gas wells would increase, while the increasing rate would decrease. And the effect of Langmuir pressure on productivity is less. It is concluded that this method provides a theoretical basis for the calculation of transient productivity of shale gas fractured horizontal wells.

Key words: Shale gas reservoir; Volume fractured horizontal wells; Multi-scale flow; Continuous succession of pseudo-steady states method; Transient productivity; Factors analysis

简 讯

日本科学家提出评估岩石孔隙度的新方法

2018年6月18日,《水资源研究》(Water Resources Research)发表文章《基于持续同源理论的孔隙几何特征》(Pore Geometry Characterization by Persistent Homology Theory)称,日本九州大学(Kyushu University)国际碳中和能源研究所(I2CNER)的研究人员提出了一套新的评估孔隙度不均匀性的新方法,其对石油、天然气和地下水等资源开发将具有重要意义。

尽管形成岩石的矿物非常重要,但是矿物之间的孔隙也往往具有更重要的研究意义,因为石油、天然气、水等重要资源均富存其中,而孔隙的几何形状又可以强烈地影响这些资源的存储、流动和开发。天然岩石和人工介质的一个重要区别是,岩石的物理特性往往是相对异质的。因此,研究人员首先将复杂的孔隙几何转化为球体云数据,然后从点云计算持久性图(persistence diagram),推导出一个新的距离参数 H 来描述岩石的异质性。在异质性和距离指数 H 之间建立函数关系后,提出了一种新的经验方程,利用指标 H 来预测岩石的有效弹性张量(effective elastic modulus)。

研究人员基于真实岩石几何形状测试了这种新方法。对4种不同孔隙结构的岩石(包括2种碳酸盐岩和2种砂岩)的研究发现,与传统方法相比,持久性图分析能更有效地定量分析相对均匀砂岩的异质性。另一方面,在孔隙空间的微小变化中,持久性图相对稳定,而且距离指数 H 可以非常准确地计算出来。从持久性图分析中提取的信息可用于直接预测基于岩石微观结构的物理性质(如渗透率和弹性),因此,持久性图分析可能被证明是了解不同岩石类型中孔隙异质性的重要新工具。