中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

移动阅读

李亚龙,刘先贵,胡志明,等. 基于三重介质等效缝网的页岩气产能预测新模型[J]. 煤炭学报,2020,45(S1):377-383. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2019.1009

LI Yalong,LIU Xiangui,HU Zhiming,et al. A new model for shale gas productivity prediction based on the equivalent fracture network of triple-porosity media[J]. Journal of China Coal Society,2020,45(S1):377-383. doi:10.13225/j.cnki.jccs.2019.1009

基于三重介质等效缝网的页岩气产能预测新模型

李亚龙[1,2,3],刘先贵[2,3],胡志明[2,3],端祥刚[2,3],张 杰[1,2,3],张彦从[1,2,3]

(1. 中国科学院大学,北京 100049;2. 中国科学院 渗流流体力学研究所,河北 廊坊 065007;
3. 中国石油勘探开发研究院,河北 廊坊 065007)

摘 要:建立针对页岩气渗流机理和开发特征的产能模型是实现页岩气产能可靠预测和指导储层高效开发的关键手段。为了解决因页岩气在基质-缝网系统中的多重输运机制和多尺度流动效应导致的数学描述复杂、耦合求解困难等问题,综合考虑页岩气解吸附、扩散、渗流等特征因素,基于系列实验创建的页岩气高压等温吸附模型、广义渗透率模型,并结合基质-裂缝窜流模型,修正和完善了基质-裂缝中页岩气的耦合渗流模型。然后将 PKN 主裂缝扩展模型嵌入到裂缝-基岩双重介质模型中,建立了基岩-次生裂缝系统-主裂缝的三重介质等效缝网模型。最后通过耦合等效缝网模型和改进渗流模型实现了综合考虑页岩气多重流动机制和多尺度输运的产能预测。产能预测新模型的实例应用显示,对气井生产 1 435 d 的生产数据进行归整化曲线拟合,其效果理想,说明了新模型应用的可靠性。对该井应用新模型回归出了等效基岩块和缝网参数,同时利用新模型开展该井 20 a 的产能预测,相较于对比模型,生产前 10 a 的预测结果基本一致,生产 10~20 a 的预测值逐渐偏离,新模型 EUR(估算的最终可采储量)为 1.33 亿 m^3,比对比模型 1.27 亿 m^3 高出 5%。研究结果表明,考虑综合渗流机制和耦合缝网的新模型充分体现了生产后期气井低压条件下吸附气的动用和扩散能力的提升,与气井实际生产情况一致,因此,应用于气井中长期产能预测更加可靠。新模型在页岩气水平井产能预测中具有紧密依托现场施工、生产数据及易于求解和应用等特点。

关键词:页岩气;耦合渗流模型;缝网模型;产能模型

中图分类号:P618.13 **文献标志码**:A **文章编号**:0253-9993(2020)S1-0377-07

A new model for shale gas productivity prediction based on the equivalent fracture network of triple-porosity media

LI Yalong[1,2,3],LIU Xiangui[2,3],HU Zhiming[2,3],DUAN Xianggang[2,3],ZHANG Jie[1,2,3],ZHANG Yancong[1,2,3]

(1. *University of Chinese Academy of Sciences*,*Beijing* 100049,*China*;2. *Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics*,*Chinese Academy of Sciences*,*Langfang* 065007,*China*;3. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development*,*Langfang* 065007,*China*)

Abstract:Establishing the productivity model aimed at the percolation mechanisms and development characteristics of shale gas is the key means to realize a reliable prediction of shale gas productivity and guides its reservoir development efficiently. Shale gas has multiple transport mechanisms and multi-scale flow effects in the matrix-fracture network system, which lead to complex mathematical descriptions and difficult coupling solving processes. In order to deal with these problems, considering the characteristics of desorption, diffusion and seepage of shale gas, the coupled model of shale gas seepage in the matrix-fracture system is revised and improved by means of high-pressure isothermal adsorp-

收稿日期:2019-07-23 **修回日期**:2019-09-12 **责任编辑**:韩晋平

基金项目:国家科技重大专项"页岩气气藏工程及采气工艺技术"资助项目(2017ZX05037-001);国家重大专项"十三五"示范工程"长宁-威远页岩气开发示范工程"资助项目(2016ZX05062-002-001)

作者简介:李亚龙(1993—),男,甘肃定西人,博士研究生。Tel:010-83596705,E-mail: liyalong@petrochina.com.cn

中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

tion model and generalized permeability model derived from a series of experiments and combining matrix-fracture fluid channeling model. Then, the PKN model of principal fracture propagation is embedded in the dual-porosity fracture-bedrock model to establish an equivalent fracture network model of triple-porosity media, which consists of bedrock, secondary fracture system and principal fracture. By coupling the equivalent fracture network model with the improved seepage model, the productivity prediction considering the multiple flow mechanisms and multi-scale transportation of shale gas has been realized. The case study for the new productivity prediction model shows that the fitting effect of the gas well production data of 1 435 days using the integration curve is satisfactory, revealing the reliability of the application of the new model. Equivalent bedrock-fracture network parameters of the well are also regressed using the proposed model. The new model is used to predict the well productivity for past 20 years. Compared with the contrast model, the predicted production results in the first 10 years are basically the same, and those from 10 to 20 years are gradually deviated. The EUR (estimated ultimate recovery) by the new model is 133 million cubic meters, which is 5% higher than the 127 million cubic meters of the comparative model. The study shows that the new model, which considers the comprehensive seepage mechanisms and coupled fracture network, fully reflects the motion of adsorbed gas and the increasing diffusion capacity for gas wells at low pressures in the later stage of production, and is consistent with the actual production situation of gas wells. The proposed model is, therefore, more reliable for the mid-long term productivity prediction of gas wells. And for shale gas horizontal well production capacity prediction, the new model closely relies on on-site construction and production data, and is characterized by being solved and applied easily.

Key words: shale gas; coupled seepage model; fracture network model; production capacity model

页岩气在北美、加拿大和中国的规模开发为油气能源短缺提供了强有力的补充。尤其是近年来中国的页岩气开发实现了快速飞跃式发展,一系列基于我国页岩气储藏地质背景的储渗理论、运移机理、钻井技术和压裂工艺等基础理论和工程技术的不断突破,实现了我国页岩气的大规模上产,逐渐支撑起我国天然气的供给和广泛应用[1-2]。同时我国页岩气开发仍然面临着巨大的困难和挑战,其中产能预测是页岩气开发的关键和热点问题之一。

目前的预测方法主要有解析法、现代产量递减法和数值模拟法。解析法主要包括改进拟压力法、改进一点法、Arps 经验产量递减法、改进 Duong 法、修正的幂指数递减分析法等。其中,改进拟压力法主要运用势的叠加原则和源汇理论,结合页岩气藏特征和渗流机理推导产能解析公式[3]。改进一点法考虑页岩气流态变化,结合生产数据进行线性回归和非线性多元回归分析,修正一点法系数值建立多项产能方程[4-5]。Arps 经验产量递减法根据递减快慢分为指数递减、调和递减及双曲递减[6]。改进 Duong 法是基于生产前期页岩气井以裂缝线性流为主,到达边界控制流后按指数递减预测的一种产量分析法。修正的幂指数递减分析法将产气拟合为边界流之前服从幂指数函数,到达边界控制流后服从双曲递减[7]。由于页岩气渗流涉及纳米孔隙、微米孔隙、天然裂缝、人工裂缝等多尺度结构和过渡流、滑移流、达西流、非达西流等多种流态[8],页岩气井的产能在投产初期递减较为迅速,且在排采初期日产液量较大,中期产量呈现中速不稳定波动衰减,后期呈现低速稳定生产。解析法针对生产前后期不同流态及开采动态,需要采用不同的产能递减曲线拼接进行描述[9],但无法综合体现渗流和开发特征。现代产量递减法主要有各种图版法和流动物质平衡法等,没有定压生产条件的限制,可以进行流态的识别,但在气井到边界流之前生产曲线拟合偏差大,无法准确预测产能。产能数值模型的研究相对较为丰富,以基于基质-裂缝的双重介质模型和基质-次生缝网-主裂缝的多重介质模型为主体,发展了双孔单渗、双孔双渗、三孔双渗、三线性流等一系列模型[10-12]以及基于复杂缝网模型的产能预测模型等[13-14]。产能预测数值模型相对于产能解析公式和递减曲线方法在产能拟合和预测方面具有更强的理论科学性和可靠性以及可持续发展性。主要体现为:首先产能预测模型是一般具有 SRV 区域实际状况的地质物理模型,能反映页岩储层开发的等效物理背景;其次能够根据基岩与裂缝中气体的扩散与渗流的运动规律,考虑基岩纳米孔隙中气体吸附与解吸、Knudsen 扩散、滑脱流、黏性流,以及水压诱导裂缝应力敏感效应,建立基岩与裂缝网络的气体流动动态模拟的数学模型,并且能够表征基岩向裂缝的窜流,实现基岩与裂缝网络控制方程的有机耦合;在此基础上模拟页岩气藏体积压裂水平井生产动态和压力场分布,解决页岩气 SRV 区域气体复杂流动规律数学描述与产能高效拟合和预测,为页岩

中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

气藏开发动态预测提供重要指导作用[15]。但是产能预测数值模型仍然存在双重介质模型过于等效化、多重介质模型多区分区理论耦合困难、复杂缝网产能模型应用受控于缝网表征难度极大等问题。因此,笔者综合考虑基岩中页岩气解吸、扩散、滑脱和渗流效应,在页岩气产能预测发展应用较为成熟的双重介质基础上,嵌入 PKN 主裂缝扩展模型,建立耦合基岩-次生裂缝系统-主裂缝的三重介质等效缝网模型,实现页岩气的多尺度耦合流动计算和基于现场施工和生产数据的产能高效模拟和有效预测,以期为页岩气的高效开发提供理论指导和优化建议。

1　流动模型

1.1　基质渗流模型

1.1.1　页岩气的高压吸附修正模型

目前页岩气吸附数学模型大多是基于物质能量守恒原理和煤层气吸附理论[16]建立的。主要理论吸附模型有 Langmuir 等温吸附方程、Langmuir-Freundlich 等温吸附方程、Langmuir 修正模型、DA-Langmuir 模型、SLD 吸附模型、微孔充填模型等[17-18]。在各自压力、温度和精度等适用范围内上述吸附模型能够达到较好的拟合精度和效果,但在模拟储层开采条件下处于较大压力和温度跨度时上述模型适用受限,并且对于页岩气临界吸附规律探究等存在较大影响,导致认识不足。因此,引入本课题组建立的高压吸附修正模型[19]:

$$n_{ex}=V_L\frac{P}{P+P_L}\left(1-\rho_g\frac{1}{M}N_AV_m\right) \tag{1}$$

式中,n_{ex} 为过剩吸附量,m^3/t;V_L 为 Langmuir 体积,m^3/t;P 为气体压力,MPa;P_L 为 Langmuir 压力,MPa;ρ_g 为游离相密度,kg/m^3;M 为甲烷分子摩尔质量,kg/mol;N_A 为阿伏伽德罗常数,为 6.02×10^{23}/mol;V_m 为每个吸附相分子所占的特征体积,m^3。

1.1.2　页岩气的广义渗透率修正模型

常规的达西渗流模型不能满足页岩气在特殊孔隙结构特征下的复杂流动表征,同时气测渗透率表征储层渗流能力存在局限性。因此,在达西定律的基础上,笔者利用自主研发的综合多传质机制的页岩气流动实验技术和实验测试系统,开展了大量的页岩气渗透率测试实验[20]。根据系统实验结果初步建立的页岩气广义渗透率修正模型:

$$K_a=K_\infty f(Kn)=AK_\infty Kn^B \tag{2}$$

式中:K_a 为修正视渗透率,10^{-15} m^2;K_∞ 为绝对渗透率,10^{-15} m^2;$f(Kn)$ 为渗透率耦合修正系数,无量纲;A 为岩芯端面积,cm^2;Kn 为克努森数,无量纲;B 为实验拟合系数。

1.1.3　页岩气基质渗流模型

基于系统实验研究成果修正的页岩气高压吸附模型、考虑低压努森扩散的广义渗透率修正模型(实验修正结果包含了滑脱流的影响),综合页岩气吸附解吸、扩散、渗流等机制,建立了页岩气流动耦合数学模型(式(3)),能实现基质渗流模拟实验及理论分析的压力传播与生产动态模拟计算。

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{MP_m}{ZRT}\varphi_m\right)+(1-\varphi_m)\frac{\partial}{\partial t}(1-\delta\rho_g)\left(\frac{V_LP_m}{P_L+P_m}\right)=-\beta\frac{\rho K_m}{\mu a^2}(P_m-P_f) \tag{3}$$

式中,$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{MP_m}{ZRT}\varphi_m\right)$ 为游离气变化相;$(1-\varphi_m)\frac{\partial}{\partial t}(1-\delta\rho_g)\left(\frac{V_LP_m}{P_L+P_m}\right)$ 为吸附气变化相;$-\beta\frac{\rho K_m}{\mu a^2}(P_m-P_f)$ 为基质流出相;Z 为气体压缩因子,无因次;R 为通用气体常数,8.314 $m^3\cdot Pa/(mol\cdot K)$;T 为系统温度,K;φ_m 为基质孔隙度,%;$\delta=\frac{4\pi}{3M}N_Ar^3$ 为高压吸附修正系数;r 为单个吸附相分子所占的特征半径,m;$\beta=AKn^B$ 为渗透率修正系数;P_m,P_f 分别为基质内气体压力和裂缝面处渗流压力,MPa。

1.2　裂缝渗流模型

从基岩体边缘取一基质-裂缝六面体单元(图 1),假设基质单元中气体向裂缝网的流动为垂直裂缝平面的法向流动。通过质量守恒定律建立基质-裂缝的物质平衡方程,推导基质向裂缝单元的窜流方程和裂缝系统中气体渗流的连续性方程,并建立裂缝系统中气体达西渗流的控制方程。

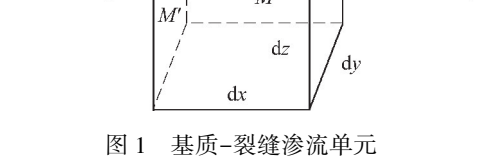


图 1　基质-裂缝渗流单元

Fig. 1　Matrix-fracture seepage unit

假设基质-裂缝渗流单元中心点 M 的质量流速为 ρv_f,在 x,y,z 各坐标的质量流量分量为 ρv_{fx},ρv_{fy},ρv_{fz}。则在 dt 时间内,各坐标方向净流入裂缝单元的气量 q、裂缝单元气量 Δq 变化量以及基质向裂缝单元窜流供给气量 q' 分别为

$$q=-\frac{\partial}{\partial i}(\rho v_{fi})\,dxdydzdt,\ i=x,y,z \tag{4}$$

$$\Delta q=-\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varphi_f)\,dxdydzdt \tag{5}$$

$$q'=q_i\,dxdydzdt \tag{6}$$

中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

其中，q_i 为单位体积基质-裂缝窜流供气速度，kg/(m^2·s)。由质量守恒定律，通过式(4)~(6)建立裂缝系统的连续性方程式[19]：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varphi_f) = -\nabla(\rho v) + q_i \tag{7}$$

考虑裂缝系统的达西渗流，建立裂缝系统中气体渗流的控制方程式：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varphi_f) = -\nabla\left(\rho\frac{K_f}{\mu}\nabla p\right) + q_i \tag{8}$$

1.3 基质-裂缝耦合渗流模型

利用裂缝系统中气体流动的连续性方程和基质向裂缝流动的窜流方程，结合页岩气基质耦合渗流模型，建立页岩气基质-裂缝耦合渗流模型(式(9))，该模型可以有效描述基质-裂缝的系统流动，实现基质-裂缝的耦合流动计算。

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{MP_m}{ZRT}\varphi_m\right) + (1-\varphi_m)\frac{\partial}{\partial t}(1-\delta\rho_g)\left(\frac{V_L P_m}{P_L + P_m}\right) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\varphi_f) + \nabla\left(\rho\frac{K_f}{\mu}\nabla P\right) \tag{9}$$

2 等效缝网模型

基于 Warren-Root 的裂缝-基岩双重介质模型[21]，嵌入 PKN 主裂缝扩展模型，以压裂液量和 SRV 体积为约束建立基质-次生裂缝系统-主裂缝的三重介质缝网模型。

2.1 PKN 主裂缝模型

PKN 计算模型(由 PERKINS 和 KERN[22] 提出，NORGREN 和 NOLTE[23] 发展的经典裂缝计算模型)是典型的描述长宽比很大的裂缝扩展模型，广泛应用于水力压裂主裂缝动态延伸模拟计算。水平井多段多簇压裂技术已成熟应用于现场压裂施工，某段三簇压裂的简化物理模型和 PKN 主裂缝模型如图 2 所示。

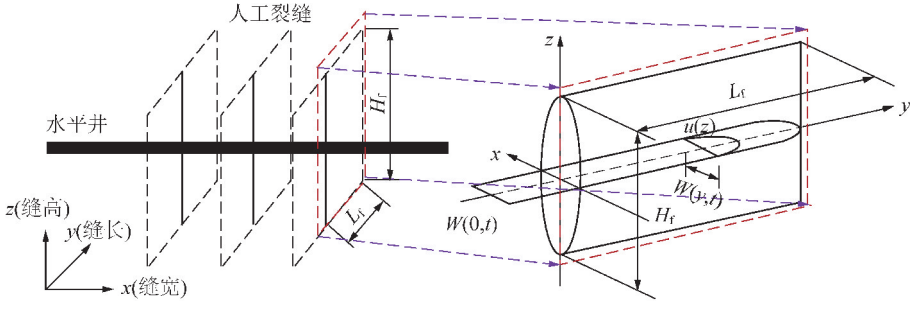


图 2 水平井单段三簇压裂简化物理模型和 PKN 主裂缝模型

Fig. 2 Simplified physical model and PKN main fracture model of single-stage three-cluster fracturing in horizontal wells

PKN 模型应用于页岩水力压裂主裂缝描述的假设条件如下：① 假设储层为连续介质力学系统，主裂缝的扩展遵循弹性力学理论；② 主裂缝为垂直裂缝，缝高恒定，截面为椭圆形状；③ 主裂缝沿最大水平主应力方向扩展，在垂直平面上处于平面应变条件；④ 压裂液为牛顿流体，流量随缝面均匀分布；⑤ 压裂施工时排量恒定。

PKN 模型中，流体流动的连续性方程和牛顿流动压降方程以及 t 时刻 y 断面上的裂缝宽度及裂缝半长[25]分别为

$$\frac{\partial q_y}{\partial y} = -\frac{\pi H_f}{4}\frac{\partial W}{\partial t}, \frac{\partial \Delta p}{\partial y} = -\frac{64\mu q_y}{\pi W^3 H_f} \tag{10}$$

$$W(y,t) = (1-\nu)\Delta p H_f / G \tag{11}$$

$$L_f(t) = 0.3025\left[\frac{GQ^3}{(1-v)\mu H_f^3}\right]^{\frac{1}{5}} t^{\frac{4}{5}} \tag{12}$$

式中：W 为缝宽 m；ν 为泊松比，无因次；H_f 为裂缝高度 m；Δp 为缝内净压力，MPa；G 为剪切模量 GPa；q_y 为断面的流量 m^3/min；L_f 裂缝半长，m；Q 为排量，m^3/min；μ 为压裂液黏度，mPa·s。

利用已知施工排量 Q、裂缝的高度 H_f、压裂液黏度 μ 等进行人工主裂缝等效计算。

2.2 三重介质模型(主裂缝耦合双重介质模型)

对于次生裂缝网络-基质系统(双重介质系统)，简化的物理模型如图 3 所示。

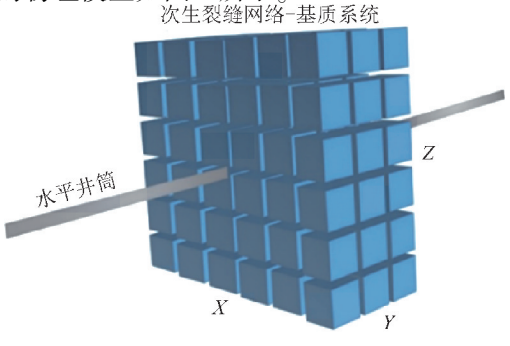


图 3 次生裂缝网络-基质系统(双重介质系统)

Fig. 3 Secondary fracture network-matrix system (dual medium system)

中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

主裂缝耦合双重介质模型建立主裂缝-次生缝网络-基质系统三重介质等效缝网模型如图 4 所示。

模型假设:次生裂缝网络-基质系统区域为长方体,并由裂缝网络分割的等体积大小的立方基岩体组成。基岩体的等效长度为 x,相邻基岩体间等效间距为 λ。页岩气水平井压裂段数为 N,每段簇数为 M',单口水平井压裂液用量 V_P,现场微地震监测等综合获取的缝网 SRV 体积 V_S。

将 PKN 主裂缝模型做椭球面近似等效计算,则单条主裂缝内部体积 V_f 和面积 S_f 分别为

$$V_f = l_f w_f h_f \pi/6 \tag{13}$$

$$S_f = \frac{l_f w_f \pi}{2}\left[\frac{1}{3} + \frac{h_f^2}{12}\left(\frac{1}{l_f^2} + \frac{1}{w_f^2}\right)\right] \tag{14}$$

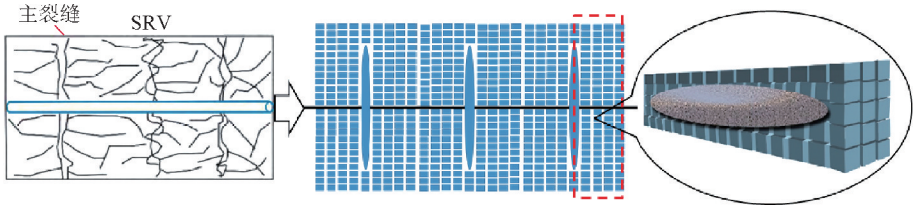


图 4　主裂缝-次生裂缝网络-基质系统简化等效模型

Fig. 4　Simplified equivalent model of main fracture-secondary fracture network-matrix system

所有等效主裂缝对应的单簇缝网-基质区域的体积总和为 V_S,则单条主裂缝对应的次生裂缝网中的基岩体个数为

$$n = \frac{V_S/(NM) - V_f}{(x+\lambda)^3} \tag{15}$$

整个 SRV 区域的总的等效缝内体积近似为压裂液用量 V_P,建立等式:

$$V_P = NM(V_f + 5\lambda n x^2/2) \tag{16}$$

联立式(15),(16)可建立基岩体等效长度 x 和次生缝等效宽度 λ(相邻基岩体间等效间距)的关系:

$$\frac{(x+\lambda)^3}{\lambda} = \frac{V_S - NM'V_f}{2(V_P - NMV_f)} \tag{17}$$

则单口页岩气水平井压裂后的等效缝网面积总和为

$$S = NM'(V_f + 5nx^2) \tag{18}$$

3　产能预测耦合模型

页岩基质与裂缝具有较大的渗透率级差,可以认为裂缝网络相对于基岩体具有无限导流能力,缝网中的压力采用井筒压力 P_w。考虑气体从基岩体向次生缝网的流动为垂直基岩体表面的三维流动,页岩气开采初始渗流阶段为动边界流动阶段,动边界长度与基岩体大小正相关,最大动边界长度为 $x/2$,第 2 阶段为外边界压力下降阶段,渗流距离不变,外边界压力逐渐下降(图 5)。

利用 SRV 体积和压裂液用量回归的基质-次生裂缝系统-主裂缝的三重介质缝网模型的等效缝网面积和基质供给边界,结合基质-裂缝耦合渗流模型,建立紧密依托现场施工和生产数据,综合考虑页岩气多重运移机制和多尺度流动的产能计算新模型:

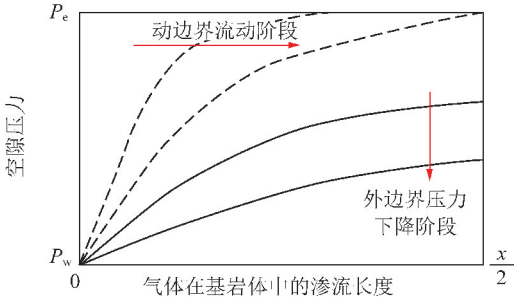


图 5　基岩体气体动用及压力变化

Fig. 5　Gas utilization and pressure change in base rock mass

$$Q = S\iint q_i \mathrm{d}P\mathrm{d}t = NM/\left\{\frac{l_f w_f \pi}{2}\left[\frac{1}{3} + \frac{h_f^2}{12}\left(\frac{1}{l_f^2} + \frac{1}{w_f^2}\right)\right] + \frac{V_S/(NM) - V_f}{(x+\lambda)^3}5x^2\right\} \times \iint\left[\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{MP_m}{ZRT}\varphi_m\right) + (1-\varphi_m)\frac{\partial}{\partial t}(1-\delta\rho_g) \times \left(\frac{V_L P_m}{P_L + P_m}\right)\right]\mathrm{d}P\mathrm{d}t \tag{19}$$

4　参数拟合及应用

根据长宁 1 小层某井压裂数据、井数据及储层参数(表 1),利用建立的产能预测模型进行了井生产数据的历史拟合。如图 6 所示,日产气量拟合曲线所示,气井 1 435 d 的日生产数据波动较大。首先将生产数据归整化为一条光滑的生产递减曲线,便于模型通过连续求解拟合,整体上拟合曲线和生产数据归整化曲线拟合效果很好。如图 6 所示,累产气量拟合曲线所示,该井生产前期 3 a 与实际累计产气的拟合程度达到 80%以上,生产后期 3 a 以后与实际累产气曲线拟合程度达到 90%以上(图 7)。通过与气井实际

中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

生产曲线的对比分析说明了模型计算的结果在实际生产应用时的可靠性。同时能够回归出模型应用于该井的等效基岩块和缝网参数(表 2)。

表 1 产能预测相关参数

Table 1 relevant parameters of productivity prediction

储层参数	数值	压裂井参数	数值
储层温度/K	366.15	水平井段数	24
原始地层压力/MPa	45.73	单段簇数	3
渗透率/10^{-15} m^2	0.001 61	压裂液黏度/(mPa·s)	10
孔隙度/%	6.87	排量/(m^3·min^{-1})	10.5
兰氏体积/(m^3·t^{-1})	3.48	主裂缝高度/m	10
兰氏压力/MPa	6.91	井底压力/MPa	5
剪切模量/GPa	8.35	压裂液用量/m^3	21 205.65
泊松比	0.25	SRV 体积/10^7 m^3	1.4

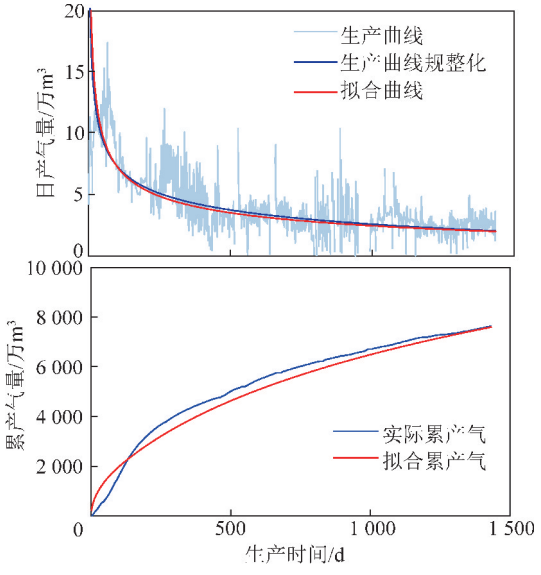


图 6 某井产气拟合曲线

Fig. 6 Gas production fitting curves of a well

进而开展了该井生产至 20 a 的产能预测。数值模拟计算生产曲线与改进 Duong 产量递减法[24]获得的生产预测曲线整体吻合较好,也说明了模型应用于产能预测的可靠性。模型预测最终生产 20 a 的 EUR 为 1.33 亿 m^3,比改进 Duong 产量递减法预测的 1.27 亿 m^3 高出 5%(图 7)。以下通过重点分析该预测值提高的原因说明模型相较于对比模型的先进性。主要为建立的产能预测数值模型考虑了复杂缝网系统提供的广泛的缝面和渗流通道。在气井生产后期离井筒较远处因为存在沟通缝网,部分接壤缝面的基岩仍然能够发生较大压力降,提高了吸附气动用程度。其次,缝网模型的嵌入还增加了扩散源,同时耦合模型中引入了考虑低压努森扩散的基质渗流广义渗透率模型,在气井生产过程中产层压力降低时,基质扩散在模型中得以充分体现。因此,建立的耦合模型更加符合实际生产情况,能够实现气井中长期产能的高效、可靠预测,并且模型紧密依托现场施工和生产数据,具有易于求解和应用的特点。

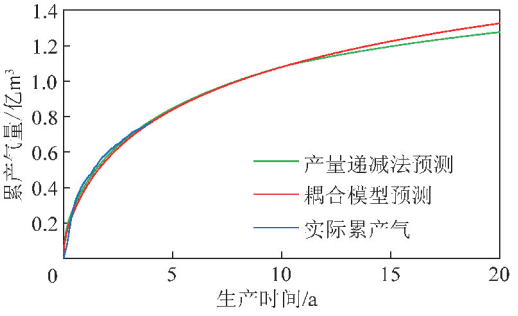


图 7 模型对比

Fig. 7 Model comparison

表 2 等效缝网参数

Table 2 equivalent fracture network parameters

参数	值	参数	值
主裂缝长/m	180	次生缝宽/m	0.004
主裂缝宽/m	0.01	单簇基岩块数量	169
基岩块半长/m	5.5	缝网面积/m^2	4.87×10^6

5 结 论

(1)在页岩气基质流动中引入高压等温吸附修正模型和考虑低压努森扩散的广义渗透率修正模型,修正了基质渗流方程中解吸、扩散、渗流项。基于物质平衡原理实现基质-裂缝窜流耦合,完善了考虑解吸、扩散、渗流的基质-裂缝耦合数学模型。

(2)在次生缝网-基质双重介质模型中嵌入 PKN 主裂缝模型,改进了三重介质等效缝网模型。利用现场施工和生产数据实现缝网几何参数的量化表征,提供了多尺度流动嵌入的等效缝网系统,实现了基质渗流和缝网传输的耦合。建立综合考虑页岩气多重运移机制和多尺度流动的产能预测耦合模型。

(3)将耦合模型应用到长宁某井,通过与实际生产数据和对比模型的良好的拟合程度证实了模型的可靠性。相较于对比模型,新模型考虑了复杂缝网系统提供的广泛的缝面和渗流通道,吸附气后期动用程度较高。新模型增加了扩散源,引入了考虑低压努森扩散的基质渗流广义渗透率模型,基质中气体后期低压扩散能力明显增强。取得比对比模型更符合现场生产实际的产能预测结果,应用于气井中长期产能预测更高效、更可靠。同时模型紧密依托现场施工和生产数据,具有易于求解和应用的特点。

(4)高效可靠的页岩气水平井产能预测必须依赖于页岩气特殊的赋存特征和多尺度流动机制。复杂缝网是页岩气输运的外在关键,是产能数值模型建

中国煤炭行业知识服务平台 www.chinacaj.net

立的载体。有待建立符合储层地质特征、岩石力学行为、水力压裂冲击等多场耦合的复杂缝网表征模型,通过考虑各级裂缝导流能力对页岩气输运产出的影响实现页岩气产能的高精度综合预测。

参考文献(References):

[1] 邹才能,杨智,张国生,等. 非常规油气地质学建立及实践[J]. 地质学报,2019,93(1):12-23.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Establishment and practice of unconventional oil and gas geology[J]. Acta Geologica Sinica,2019,93(1):12-23.

[2] ZOU Caineng, YANG Zhi, DAI Jinxing, et al. The characteristics and significance of conventional and unconventional Sinian-Silurian gas systems in the Sichuan Basin, central China[J]. Marine and Petroleum Geology,2015,64:386-402.

[3] 刘华,胡小虎,王卫红,等. 页岩气压裂水平井拟稳态阶段产能评价方法研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(2):76-81.
LIU Hua, HU Xiaohu, WANG Weihong, et al. Study on productivity evaluation method of fracturing horizontal shale gas well in pseudo-steady state[J]. Journal of X'an Shiyou University (Natural Science),2016,31(2):76-81.

[4] 张艺钟,张茂林,喻高明,等. 页岩气藏单井产能计算方法[J]. 大庆石油地质与开发,2017,36(1):161-164.
ZHANG Yizhong, ZHANG Maolin, YU Gaoming, et al. Calculating method of the individual well productivity for the shale gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017,36(1):161-164.

[5] 李鹏. 页岩气初期产能评价方法优化[J]. 中国石油和化工标准与质量,2016,36(19):89-90.
LI Peng. Optimization of initial capacity evaluation method for shale gas[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2016,36(19):89-90.

[6] ARPS J J. Analysis of decline curves[J]. Transactions of the AIME, 1945,160(1):228-247.

[7] MATTAR L, MOGHADAM S. Modified power law exponential decline for tight gas[C]//CIPC. Calgary, Alberta: Petroleum Society of Canada,2009,16-18.

[8] SHEN W J, SONG F Q, HU X, et al. Experimental study on flow characteristics of gas transport in micro- and nanoscale pores [J]. Scientific Reports,2019,9:10196.

[9] 张小涛,陈满,蒋鑫,等. 页岩气井产能评价方法研究[J]. 天然气地球科学,2016,27(3):549-553.
ZHANG Xiaotao, CHEN Man, JIANG Xin, et al. Productivity evaluation method of shale gas well[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3):549-553.

[10] DEAN R H, LO L L. Simulations of naturally fractured reservoirs [J]. SPE Reserv. Eng.,1988,3:638-648.

[11] 程远方,董丙响,时贤,等. 页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理[J]. 天然气工业,2012,32(9):44-47,130.
CHENG Yuanfang, DONG Bingxiang, SHI Xian, et al. Seepage mechanism of a triple-porosity/dual-permeability model for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry,2012,32(9):44-47,130.

[12] 吴永辉,程林松,黄世军. 考虑页岩气赋存及非线性流动机理的产能预测半解析方法[J]. 中国科学:技术科学,2018,48:691-700.
WU Yonghui, CHENG Linsong, HUANG Shijun. A semi-analytical method of production prediction for shale gas wells considering multi-nonlinearity of flow mechanisms [J]. Sci. Sin. Tech.,2018,48:691-700

[13] 卢占国,姚军,王殿生,等. 正交裂缝网络中渗流特征实验研究[J]. 煤炭学报,2010,35(4):555-558.
LU Zhanguo, YAO Jun, WANG Diansheng, et al. Experimental study on fluid flow characteristic in orthogonal fracture network [J]. Journal of China Coal Society,2010,35(4):555-558.

[14] 苏玉亮,盛广龙,王文东. 页岩气藏多重介质流体跨尺度传质表征方法研究[J]. 中国科学:技术科学,2018,48:510-523.
SU Yuliang, SHENG Guanglong, WANG Wendong. Characterization methods for mass transfer of multiple media in shale gas reservoirs[J]. Sci. Sin. Tech.,2018,48:510-523.

[15] 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(1):97-104.
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.

[16] LI Xiaochun, FANG Zhiming. Current status and technical challenges of CO_2 storage in coal seams and enhanced coalbed methane recovery: An overview[J]. International Journal of Coal Science & Technology 2014,1(1):93-102.

[17] SHEN W J, LI X Z, LU X B, et al. Experimental study and isotherm models of water vapor adsorption in shale rocks [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering,2018,52:484-491.

[18] ZUO Luo. A new method to calculate the absolute amount of high-pressure adsorption of supercritical fluid [J]. Iran. J. Chem. Chem. Eng.,2015,34(2):61-71.

[19] 端祥刚,胡志明,高树生,等. 页岩高压等温吸附曲线及气井生产动态特征实验[J]. 石油勘探与开发,2018,45(1):119-127.
DUAN Xianggang, HU Zhiming, GAO Shusheng, et al. Shale high pressure isothermal adsorption curve and the production dynamic experiments of gas well[J]. Petroleum Exploration and Development,2018,45(1):119-127.

[20] 崔亚星,熊伟,胡志明,等. 等温条件下页岩储层视渗透率随压力变化规律研究[J]. 天然气地球科学,2017,28(4):514-520.
CUI Yaxing, XIONG Wei, HU Zhiming, et al. Study on change regularity of apparent permeability of shale layer varying with pressure in isothermal condition[J]. Natural Gas Geoscience,2017,28(4): 514-520.

[21] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. SPE J,1963,3:245-255.

[22] PERKINS T K, KERN L R. Widths of hydraulic fractures[J]. Journal of Petroleum Technology,1961,13:937-949.

[23] NORDGREN R P. Propagation of a vertical hydraulic fracture [J]. SPE Journal,1972,12:306-314.

[24] DUONG A N. Rate Decline analysis for fracture dominated shale reservoirs: Part2[A]. SPE/CSUR Unconventional Resources Conference [C]. SPE171610,2014.