

doi: 10.12029/gc20190604

王强,叶梦旒,李宁,叶玉峰,董家辛. 2019. 页岩气藏数值模拟模型研究进展[J]. 中国地质, 46(6): 1284-1299.

Wang Qiang, Ye Mengni, Li Ning, Ye Yufeng, Dong Jiabin. 2019. Research progress of numerical simulation models for shale gas reservoirs[J]. Geology in China, 46(6): 1284-1299(in Chinese with English abstract).

页岩气藏数值模拟模型研究进展

王强^{1,2}, 叶梦旒³, 李宁¹, 叶玉峰⁴, 董家辛¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石化集团新星石油有限公司, 北京 100083;
3. 中国地质科学院地质研究所, 北京 100037; 4. 中国石油国际勘探开发有限公司, 北京 100034)

摘要:以页岩油气为代表的低品位油气资源勘探与开发不断取得重大突破, 已经成为中国重要的接替性资源。开展页岩气渗流机理和数值模拟模型研究有助于实现页岩气藏开发的动态变化过程, 为认识页岩气渗流规律、优化数学模型、产能评价和预测奠定技术基础。围绕页岩气多尺度多流态多重介质下的运移机理, 系统地阐述了页岩气数值模拟模型的研究进展, 页岩气数值模拟模型可分为等效连续介质模型、离散裂缝网络模型和混合模型, 总结了这 3 类数值模拟模型的优缺点。等效连续介质模型原理简单, 追求宏观尺度的等效, 忽略了储层内部真实流态, 适用于裂缝发育程度低的均质页岩气藏; 离散裂缝网络模型准确反映复杂裂缝网络的渗流特征, 可以描述高度离散裂缝的形态规律, 适用于勘探程度高且裂缝高度发育的页岩气藏; 混合模拟模型结合两者的优点, 能够准确反映复杂裂缝网络和流体运移规律, 在满足计算精度的同时又节约了大量的计算资源, 随着计算处理能力的增强, 混合模拟模型是今后的发展趋势。最后分析了页岩气藏数值模拟模型中存在的问题, 并指出了发展方向。

关键词:页岩气; 数值模拟模型; 等效连续介质模型; 离散裂缝网络模型; 混合模拟模型; 研究进展; 油气调查工程
中图分类号: TE122.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657 (2019) 06-1284-16

Research progress of numerical simulation models for shale gas reservoirs

WANG Qiang^{1,2}, YE Mengni³, LI Ning¹, YE Yufeng⁴, DONG Jiabin¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. SINOPEC Star Petroleum Co., Ltd., Beijing 100083, China; 3. Institute of Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China; 4. China Oil and Gas Exploration and Development Co., Ltd., Beijing 100034, China)

Abstract: The exploration and development of low grade oil and gas resources which have become important alternative resources in China have made great breakthrough. Research on numerical simulation of shale gas is helpful to realizing the dynamic process of shale gas development, laying a technical foundation for understanding seepage law of shale gas, optimizing mathematical model and evaluating as well as predicting productivity. Based on intensive investigation of literature from China and abroad, this paper systematically expounds the research progress of numerical simulation methods of shale gas and summarizes advantages and disadvantages of these methods. Shale gas numerical simulation models can be divided into equivalent continuous medium model,

收稿日期: 2019-03-15; 改回日期: 2019-07-19

基金项目: 国家油气重大专项(2017ZX05013-006-004)和国家重点基础研究发展规划(973)项目(2015CB250900)联合资助。

作者简介: 王强, 男, 1989年生, 博士, 油气田专业, 长期从事油气田开发、渗流力学工作; E-mail: dream2008@petrochina.com.cn。

通讯作者: 叶梦旒, 女, 1992年生, 硕士, 第四纪地质与地理信息系统应用; E-mail: brownie418@sina.com。

discrete fracture network model and mixed simulation model. The equivalent continuum model is simple in principle, pursues the macroscopic equivalent, neglects the true flow mechanism inside the reservoir, and is hence suitable for homogeneous shale gas reservoirs with low development of fractures. The discrete fracture network model accurately can reflect the porous flow characteristics of complex fracture networks and describe the objective regularity of highly discrete fractures and is hence suitable for shale gas reservoirs with completed exploration and high fracture development. The mixed simulation model combines the advantages of these two models to accurately reflect the complex fracture network and fluid migration law, meet the calculation accuracy, and save a lot of computing resources. With the improvement of computing and processing capabilities, the mixed simulation model is the future development trend. Finally, various problems in the numerical simulation model of shale gas reservoir are analyzed, and the development trends of shale gas numerical simulation are pointed out.

Key words: shale gas; numerical simulation methods; research progress; equivalent continuum model; discrete fractured network model; research progress; oil and gas survey engineering

About the first author: WANG Qiang, male, born in 1989, doctor, majors in petroleum exploration and development; E-mail: dream2008@petrochina.com.cn.

About the corresponding author: YE Mengni, female, born in 1992, master, majors in quaternary geology and applications of geographical information systems; E-mail: brownie418@sina.com.

Fund support: Supported by National Program on Key Research Project of China (No. 2015CB250900) and National Oil and Gas Major Project of China (No. 2017X05013-006-004).

1 引言

美国页岩油气资源的成功勘探开发,标志着全球油气工业理论的又一次重大创新和飞跃。它不仅突破了传统石油工业界定的常规储层下限和圈闭成藏观念,拓展了油气资源勘探开发类型和资源量,也规模化应用了以水平井分段压裂为代表的新技术,实现了油气工业技术的升级换代(邹才能, 2013)。中国页岩气资源量十分丰富,据EIA评价中国页岩气可采资源量超过 $31.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (Zhao et al., 2016),近两年来中国不断有页岩气显示和发现高产工业气流(孟凡洋等, 2017;周志等, 2018;葛明娜等, 2018;陈相霖等, 2018;宋腾等, 2018)。随着中国经济绿色发展要求的不断提高,对石油天然气的需求快速增长,页岩气勘探开发对保障中国能源安全并改善能源结构、推动中国油气工业科技进步具有重要意义(马永生等, 2018)。

国内页岩气勘探和开发上取得了重大突破和进展,页岩气的理论研究,但是目前尚无成型的页岩气藏开发理论技术(廉培庆等, 2018),迫切需要发展渗流理论和数值模拟技术。在页岩气藏开发过程中,数值模拟主要被用来研究地层中流体的渗流规律、原油的复杂驱油机理以及剩余油分布,为后期开发

方案的制定以及调整方案的实施等提供合理的参考,以达到获得页岩气藏最大采收率以及经济效益。国内外学者对目前描述页岩气藏渗流的数学模型进行了详细研究和分析,认为页岩气藏和传统的多孔介质油气藏有着本质区别,页岩气藏孔渗结构具有强烈的多尺度性,多相介质渗流机理非常复杂,存在吸附、滑脱、扩散、应力敏感、高速非达西紊流等效效应,而页岩气数值模拟模型的核心问题就是描述这种独特性(宋晓晨等, 2004; Wu et al., 2009)。与国外相比,中国页岩气藏具有储层类型多样、地应力条件复杂、流体赋存状态复杂、有机质成熟度偏高(> 2.0)、含气量低且区域性差异大($1.0 \sim 3.0 \text{ m}^3/\text{t}$)、埋藏深度变化大($2500 \sim 6500 \text{ m}$)等特点。1996年,美国国家科学研究委员会将油气藏渗流数学模型划分为以下3种基本类型:(1)等效连续介质模型(Equivalent Continuum Model);(2)离散裂缝网络模型(Discrete Network model);(3)由等效连续介质模型和离散裂缝网络模型组成形成的混合模型(Coupled discrete-Continuum Model)。本文调研国内外文献,系统地分析了这3种页岩气数值模拟模型的研究内容、研究现状、存在问题以及未来研究方向,为发展适合中国页岩气藏的数值模拟方法与模型,加快推进国内页岩气藏开发奉献绵薄之力。

2 等效连续介质模型

在等效连续介质模型中,假设裂缝具有足够数量的随机产状且裂缝之间相互连通,以使其在统计的角度和平均意义上定义其每个点的平均性质成为可能。等效连续介质模型是以渗透系数张量为基础,用连续介质方法描述岩体渗流的数学模型。将裂缝发育的岩体等效成连续介质是目前解决页岩气开发实际问题的主要途径之一 (Snow, 1968)。目前常见的连续等效介质模型可划分为以下几种类型:(1)单重孔隙介质模型(图 1a);(2)双重介质模型,包括双孔单渗模型(图 1b)和双孔双渗模型(图 1c);(3)多重介质模型(图 1d)(Wu et al., 2009)。

2.1 单重孔隙介质模型

在单重孔隙介质中,假设整个研究区域为一个假想的连续介质体。在裂隙和基质有流体充分交换作用下,系统中的每一个点的各物理量均处于局部平衡状态(程汉鼎等,2007)。该模型强调裂缝介质整体所表现出来的流体宏观运移特征,首先将裂缝中的流体分布等效平均到整个系统中,再将其视为具有对称张量的各向异性介质,不考虑单个裂缝的物理结构,而是将其看作多孔介质,利用多孔介质渗流理论来建立运移方程。

Moridis et al. (2010) 考虑了Klinberger效应和扩散效应建立了考虑多组分吸引扩散的页岩气运

移数学模型,对比等效单重介质、双渗和双孔3种模型的差别。结果表明,双渗数学模型与实际拟合较好,考虑非等温情况下,模型预测结果与等温情况下相差不大;而单重介质模型模拟出的结果与实际情况误差较大,不能准确描述页岩气藏流动规律。单一孔隙多孔介质流动模型理论发展很成熟,简单易用,且容易求解,适用于均质常规类型的油气藏,而当储层中发育多种裂缝非均质性较强时,该模型会产生较大的误差。

2.2 双重介质模型

由于等效单重孔隙介质的局限性,双重介质应运而生。该模型认为基岩块由基质和裂缝共同组成,基质是流体的储存空间,其孔隙度要远远大于裂缝,而裂缝是流体运移的主要通道,其渗透率比基质要大得多。因此,在裂缝性油气藏中,基质和裂缝形成两个彼此独立而又相互联系的水动力学系统。在数值模拟过程中,可以在空间中每一点定义两个孔隙度和两个渗透率,因此,空间中的每一点就赋予了两个压力和两个速度。双重介质模型又可划分为双渗透率模型、双孔隙度模型和双孔双渗模型。

双重介质于1960年首次提出,认为基质-裂缝间的流动强度与压力差成正比,与黏度成反比(Barenblatt et al., 1960)。Warren et al.(1963)使用球状块体的解来近长期窜流量,对双重介绍模型做了

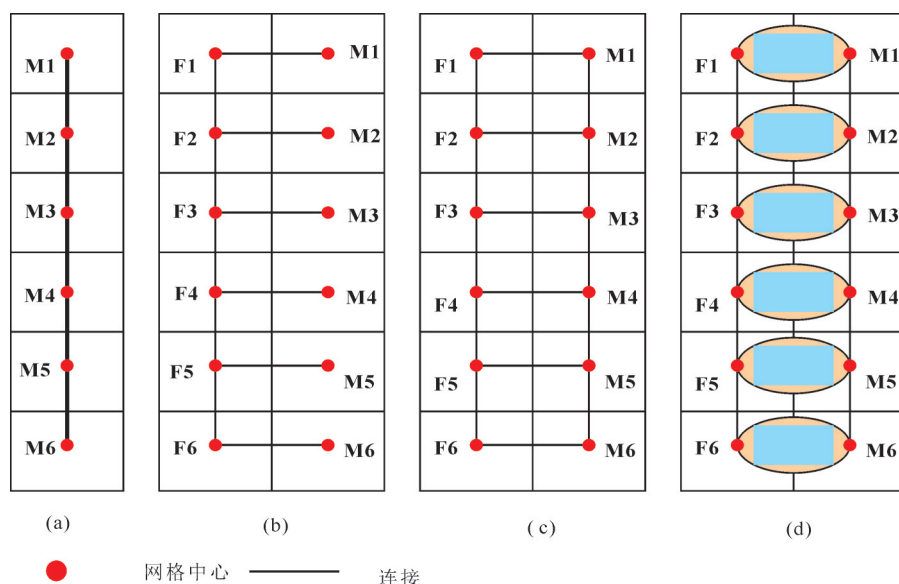


图1 页岩气藏等效连续介质模拟模型(据 Wu et al., 2009)

Fig.1 Schematic diagram of different conceptualizations for handling fracture-matrix interactions (after Wu et al., 2009)

进一步的发展,假定连续均质分布的裂缝将基质块分割开,形成两个各向同性的连续体,即裂缝系统和基质系统,如图2所示。该模型假定裂缝和基质系统之间存在流体交换。裂缝系统渗透率高、储集能力低;基质系统储集能力高、渗透率低。

Kazemi et al. (1969) 在 Barenblatt 模型和 Warren-Root 模型的基础上,提出了层状双重介质模型,该模型(图3)将双重介质简化为由一组平行层理和裂缝分割的层状基质组成,即由水平裂缝和水平基岩相间而成。James et al. (1982)又提出了依赖于压力梯度的交换函数。Deswaan(1976)提出了 Deswaan 圆球体双重介质模型,该模型与 Warren-Root 模型相似,只是基质岩块为圆球体,如图4所示。圆球体仍按规则的正交分布方式排列,裂缝由圆球体之间的空间代表,圆球体代表基质。彭凯等(2012)列举出了这3种典型双重介质渗流数学模型,并对每种模型的特点和适用性作出评价,比较各个模型的优缺点,认为 Deswaan 模型符合实际情况,更好地适用于页岩气藏。

上述所述模型得到的渗流规律本质是相似的,由于 Warren-Root 双重介质模型原理简单,要求输入的资料少,具有较高的计算效率和精度,目前其已经成为裂缝储层模拟应用最广泛的双重介质概念模型,因此该模型已被几乎所有商业性油气数值模拟器所采用。

双重介质模型在页岩气数值模拟中的应用较晚,于1990年开始投入研究。Watson et al.(1990)采用双重介质模型对 Devonian 区块进行产能动态研究,但该模型忽略了页岩气的吸附解吸过程,认为页岩储层中气体的赋存状态仅为游离态。Carlson

et al. (1991)也采用双重介质模型以及 Fick 扩散机理对页岩气运移进行研究。但这两个模型均未考虑解吸机理的影响,因此预测的效果较差。Bustin et al. (2008)建立了气水两相页岩气双重介质模型,该模型以 Warren-Root 双重介质为基础,并考虑了页岩气的赋存状态、扩散效应、解吸机理和应力敏感效应的影响。模拟结果表明,扩散机理和压力敏感是气藏产能优化的关键影响因素。Ozkan et al. (2009)采用双重介质模型对页岩气运移规律进行了研究,基质中考虑扩散机理,裂缝中考虑压敏效应。Azom et al. (2012)在双重介质模型的基础上,考虑气体在纳米孔隙的分子流动规律和真实气体状态,建立了表现渗透率的页岩气藏流动模型,研究了基质和裂缝的窜流系数对单井产能的影响。姚军等(2013)基于双重连续介质,采用尘气模型建立了基质和裂缝运动方程,在此基础上建立了基质-裂缝双重介质模型,采用有限元方法对模型进行了求解。夏道应(2018)根据页岩气藏开采过程中渗流场与变形场的耦合效应,基于弹性力学本构方程,根据流体物质平衡方程和 Langmuir 等温吸附平衡方程建立了页岩气双重介质多组分气水两相流固耦合模型,用有限元方法对模型进行了求解,并研究了页岩气藏开发过程中的影响因素。韦世明等(2019)建立了基于有机质-基质孔-天然裂缝和离散人工的多尺度流动介质与多重压力系统的页岩双重有效应力流固耦合数学模型,分析了生产过程中岩石变形对气体流动规律的影响。姜瑞忠等(2019)考虑岩石变形造成的渗透率变化以及页岩气黏性流、表面扩散、Knudsen 扩散等渗流机理,将地应力与流体流动进行耦合,建立综合考虑应力

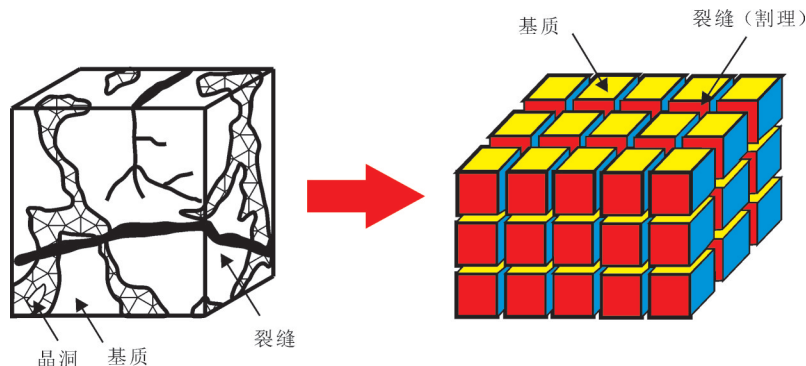


图2 Warren-Root 双重介质模型(据 Warren et al., 1963)

Fig.2 Schematic diagram of Warren-Root dual porosity model (after Warren et al., 1963)

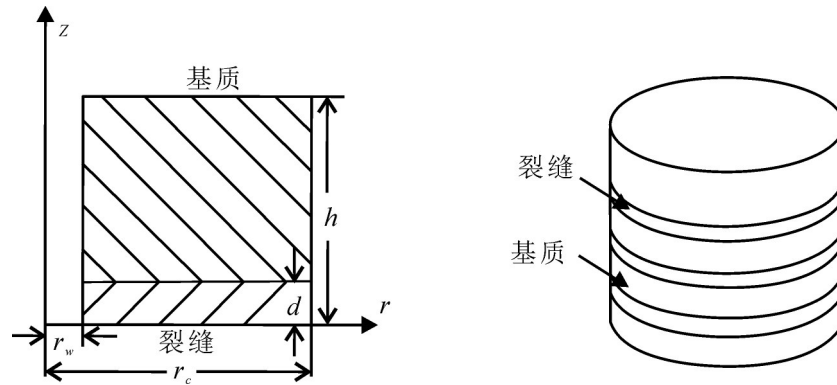


图3 Kazemi层状双重介质模型(据 Kazemi, 1969)

Fig.3 Schematic diagram of Kazemi laminar dual porosity model (after Kazemi, 1969)

敏感的页岩气多种渗流机理的数学模型,并采用离散裂缝模型对地层微裂缝和水力裂缝进行描述,利用有限元方法进行求解。

作为另外一种形式的等效连续介质模型,双重介质模型是等效单重孔隙介质模型的继承和发展,它的优点是考虑了基质和裂缝两个系统之间密切的流体交换。但是随着页岩气开发力度的不断加大,双重介质模型由于将认为被裂缝分割成的基质具有相同的大小和形状,模型过于简化,越来越不适应实际需要,与目前多尺度大面积分布的复杂裂缝网络适应性差。首先,双重介质模型没有考虑页岩储层的多尺度渗流机理,不能真实反映页岩气井的真实生产情况(Mirzaei et al., 2012; 赵金洲等, 2018)。其次,由于页岩储层复杂的多尺度缝网造成数值模拟工作中渗透率场的非均质性非常严重,对局部裂缝进行网格部分会产生大量尺度跨度大的网格,导致计算收敛性差甚至无法收敛(Hoteit et al., 2006; 姚军等, 2010)。再者,基质-裂缝界面处流量剧烈变化,会产生阶跃现象造成非物理振荡,

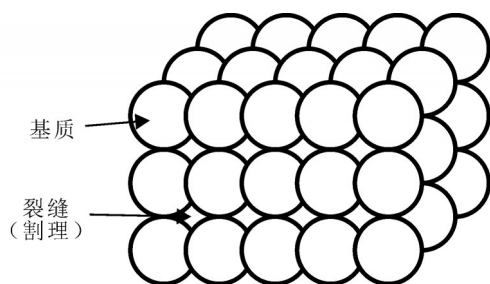


图4 Deswaan 双重介质模型(据 Deswaan et al., 1976)

Fig.4 Schematic diagram of Deswaan dual porosity model (after Deswaan et al., 1976)

影响数值模拟的计算精度(Moinfar et al., 2011; 任岚等, 2018)。因此,国内外学者目前逐渐提出采用多重介质模型模拟页岩气井的产能。

2.3 多重介质模型

多重介质是双重介质的细化和发展,根据裂缝或者基质的非均质性重新分类,可以得到不同类型的多重介质模型。

Liu et al. (1981) 提出了三重介质模型。Abdassah et al. (1986) 又进一步完善了该模型。Wu et al. (2009) 提出基质、大尺度裂缝和小尺度裂缝三重介质模型(图5)。该三重介质模型将流体流动空间理想化为三种具有不同特性参数的连续介质的叠加体,各介质系统既相互独立又相互作用。在多重介质的研究过程中,受裂缝型储层传热过程的启发,Prueess et al. (1983) 提出了多重相关连续介质(MINC)模型(图6)。该模型是基于双重介质的概念,将基质进一步细分为多个嵌套单元。每个嵌套单元具有相同的压力值,基于一维线性解析解,可计算出各嵌套单元的压力值。该模型的优点是能够精细描述渗透率极低储层的基质压力分布,并在保证模型精度的前提下,大大缩减计算工作量,提高计算速度。

由于页岩气藏特殊的地质特征及气体赋存状态,必须经压裂才能进行商业化开采,由此导致的天然裂缝和人工压裂缝在产状和导流能力等方面存在较大差异,改造后的页岩气储层呈现多尺度多介质的特征,因此多重介质模型比较适合于页岩气储层的数值模拟研究(Bustin et al., 2008)。

程远方等(2012)借鉴适用于煤层气藏双重孔隙

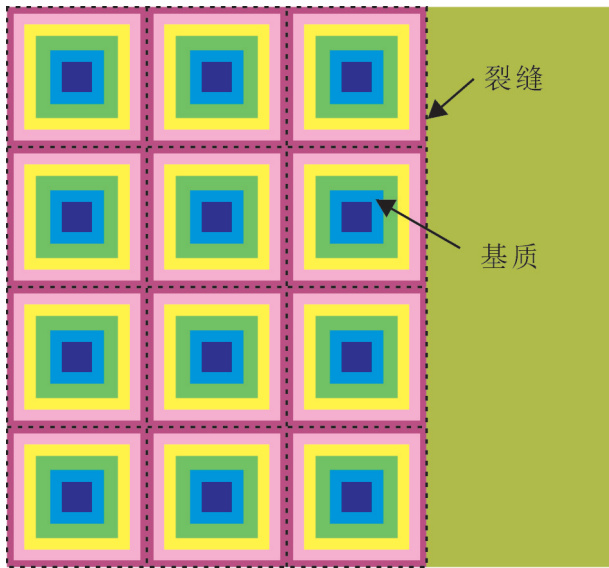


图5 多重连续介质(MINC)概念模型图(据Pruess et al., 1983)
Fig.5 Schematic diagram of MINC conceptual model (after Pruess et al., 1983)

介质模型和考虑溶洞情况的三重孔隙介质模型,提出了页岩气藏三孔双渗介质模型,其扩散渗流模式如图7所示。研究表明基质渗透率和裂缝导流能力是页岩气开采的主控因素,只有进行大规模压裂改造形成裂缝网络后,才能得到理想的页岩气产量和采收率。Zhang et al.(2015)将黏性流、表面扩散、Knudsen扩散和吸附解吸效应耦合,建立了有机质-无机质-微裂缝的三重介质模型。有机质-无机质基质之间的窜流采用Warren-Root拟稳态窜流模型,无机质-微裂缝之间的窜流系数使用Vermeulen非稳态窜流模型。

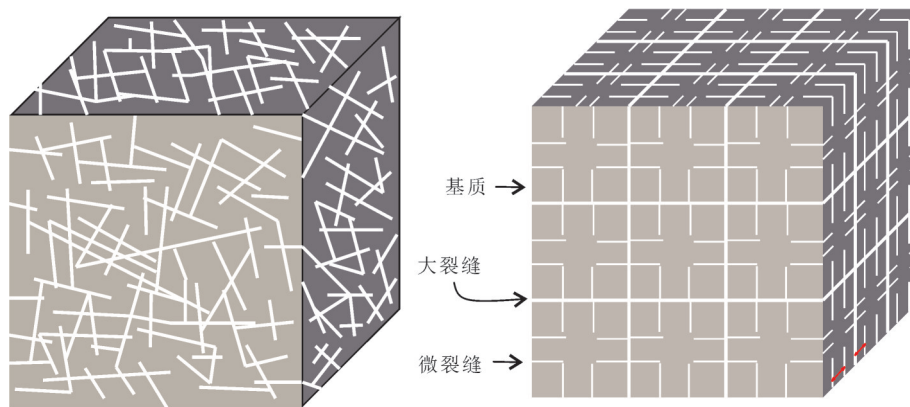


图6 三重介质概念模型(据Wu et al., 2009, 有改动)
Fig.6 Basic conceptualization for triple-continuum approximation of three-dimensional large-fracture, small-fracture, and rock matrix systems (modified from Wu et al., 2009)

根据离子研磨样品的扫描电镜图像,证实了干酪根基质孔隙中存在纳米级孔隙,同时根据扫描电镜的图像,提出了四重介质模型(Wang et al., 2009; Passey et al., 2010)。该模型将页岩储层分为干酪根基质孔隙、岩石基质孔隙、天然裂缝和水力裂缝四重介质,如图8所示。但由于四重介质建模考虑的因素更多、更复杂,因此在工程实际中应用的较少。

连续介质模型通过把裂缝等效至整个模型中,研究区域的宏观渗流特征。模型简单、实用,具有较高的计算效应,适用于裂缝均匀分布的储层,然而实际上页岩气储层天然裂缝发育,后期通过压裂形成复杂的裂缝网络,非均质性强,裂缝分布高度不均匀,因此该方法在模拟裂缝作为气体渗流的主要通道时计算结果会产生巨大误差。同时,对于较大的人工裂缝,该模型难以描述单个裂缝的微观渗流特征。

3 离散裂缝网络模型

等效连续介质模型难以描述高度离散裂缝的本质及复杂裂缝网络的渗流特征(糜利栋等, 2018),因此离散裂缝模型逐渐引起了学者的高度关注。离散裂缝网络模型可划分为离散裂缝模型和嵌入式离散裂缝模型,模型保留了裂缝和基质各自节点和物理特性,可以解决天然裂缝型油气藏中的多相流动模型。

3.1 离散裂缝模型

离散裂缝模型(Discrete Fracture Network, 简称DFN),即采用数学公式对单个裂缝及其属性进行描述的模型,如图9所示。离散裂缝网络模型是在清

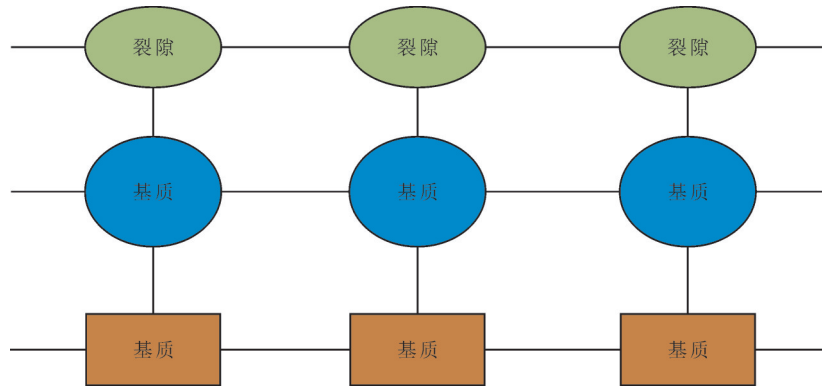


图7 页岩气三重介质扩散渗流模型(据程远方等, 2012)

Fig.7 Seepage mechanism of triple-continuum in shale gas reservoir (after Chen Yuanfang et al., 2012)

晰认识每条裂隙空间展布规律、开度等几何参数的基础上,以单条裂隙内运移基本公式为核心,建立质量守恒方程,确定边界条件和初始条件,然后通过求解方程组获得裂隙和基质之间的变量值。

离散裂隙模型的研究开始于20世纪60年代对岩石水力学研究。Snow(1965)在其博士论文中提出由3个下次等距平面组成的离散裂隙网络模型。Louis et al. (1971)借鉴电路分析中的回路法建立了基于节点流量守恒的离散裂隙方程。Wilson et al. (1974)提出了模拟二维离散裂隙的两种有限元技术。三维DFN模型的研究开始于20世纪80年代,认为流体是在整个裂隙面内流动(Long et al., 1985; Dershowitz et al., 1987)。Abelin et al. (1986)在现场试验中也观察到了裂隙面内的水流呈管流的现象后才认识到,水流并不是在整个裂隙面内流动,而是在一系列平行的管道中作一维流动。国内方面,姚军等(2010)对于天然裂隙性油藏的离散裂隙网络数值模拟模型做了详细的介绍,对宏观大裂隙进行显式降维处理,在保证高计算效率的同时能够真实地

反映裂隙对整个油藏流体流动的影响。基于 Galerkin 加权残量法推导有限元数值计算格式,实现二维问题的数值模拟。以此为基础,分析裂隙对注水开发效果的影响。吕心瑞等(2012)进一步研究了基于有限体积法的离散裂隙模型两相流动模拟的方法。笔者以离散裂隙模型为基础,利用有限体积法,基于 Delaunay 三角网的对偶网格构建有限体积控制单元,推导了离散裂隙模型油水两相流动控制方程的有限体积数值计算格式,实现了离散裂隙模型油水两相数值模拟。方文超等(2017)引入了“星期-三角形”转化传导率的计算方法,建立了致密储层跨尺度渗流离散裂隙数值模拟模型,求解模块采用自动微分方法,并利用该模型对新疆油田某致密储层大规模复杂缝网进行了数值模拟分析。

页岩气藏离散裂隙模型的研究要晚于传统油气藏。Carlson et al. (1991)建立了基于离散裂隙网络的页岩气流动数学模型,并与连续介质进行对比,发现离散裂隙模型在描述裂隙方位、长度以及开度方面要更加符合实际,优于连续介质模型。

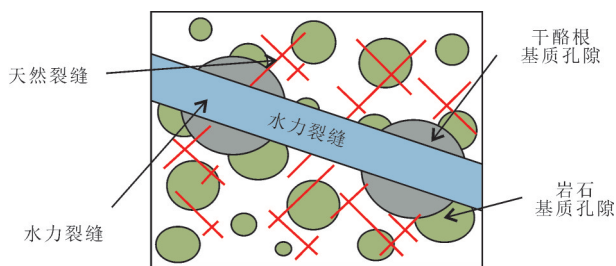


图8 页岩气四重介质概念模型

Fig.8 Scheme of conceptualization quadruple-media in shale gas reservoir

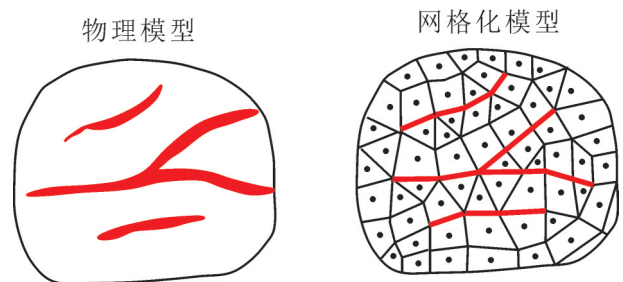


图9 二维离散裂隙孔隙介质示意图(据 Sternolf et al., 2006)

Fig.9 Scheme of two-dimensional fracture porous media (after Sternolf et al., 2006)

Hugo Araujo et al. (2004)基于气田现场压力变化建立了离散裂缝模型,认为离散裂缝能够比较准确地描述裂缝的分布规律,但其水动力学性质和表达需要进一步验证。Monteagudo et al. (2004)建立了注水开采页岩气流动数学模型,通过Newton-Krylov方法利用全隐式求解法对裂缝进行了降维处理。Cipolla et al. (2009)采用DFN模型描述水力压裂裂缝,水力裂缝采用局部网格加密技术处理,基于非稳态流动情况,模拟裂缝导流能力、裂缝间距及解吸等压裂参数对页岩气产能的影响,最后对基于天然裂缝和水力压裂裂缝模型的基质和裂缝的关键参数进行了敏感性分析。糜利栋等(2014)建立了页岩气离散裂缝网络数学模型,表征页岩气在干酪根中的扩散效应,吸附-解吸附加效应,纳米孔隙中的滑脱效应,Knudsen扩散效应,结果表明该模型在模拟裂缝性页岩气时更加符合实际情况。

3.2 嵌入式离散裂缝模型

对于裂缝密集分布的油气藏,由于裂缝周围的网格需要进行加密,且采用非结构化网格,造成运算量急剧增大。针对离散裂缝网络模型的这一局限性,嵌入式离散裂缝模型(EDFM模型)的概念应运而生。该模型通过数学处理将裂缝作为类井源“嵌入”于基质中,避免了局部网格加密。嵌入式离散裂缝模型采用正交结构化网格剖分,运算速度大幅提升,能够更好地适应复杂裂缝分布的情况。

Conminelli et al. (2013)提出一种不依赖油藏模拟器定制化的处理方法,以一种非侵入式的形式定义了网格间的非相邻连接来补充扩展EDFM,并证明EDFM可以达到非结构化网格的精度,同时计算高效。Monifar et al. (2013)将EDFM模型和裂缝动态特征相结合,提出一种应力与流动相互耦合的数学模型。该模型将任意形状裂缝的开度和渗透率处理成裂缝平面上正应力的函数,并引入裂缝传导率表来描述支撑裂缝的动态变化。Monifar et al. (2014)基于双重介质的藏在了考虑每条裂缝的影响,建立了复合油气藏模拟器的EDFM模型。该模型可以描述任意方位的天然或人工裂缝,展现出裂缝性油气藏的复杂性,最后将嵌入式离散裂缝模型引入了水驱、注气、一次采油等案例中。严侠等(2014)采用模拟有限差分法,基于网格节点和面信息构造数值计算式,建立了一种新的嵌入式离散裂

缝数值模型。该模型有效地处理了全张量形式下的渗透率,并将模型推广至复杂边界形状裂缝性油藏。Filho et al. (2015)将EDFM方法嵌入使用IMPEC方法求解的组分模拟器中,裂缝通过预处理程序转化成模拟器能够处理的数据集,并加入附加特征以更好地表征裂缝和基质的结构特性。Norbeck et al. (2016)通过使用EDFM模型,建立了一种可以模拟流体流动过程中裂缝、断层和周围基质岩石力学变化的高效数值模拟方法。Xu et al. (2017)建立了EDFM模型(图10),模拟了致密油藏复杂裂缝形态下的油井动态特征和井间干扰问题,并针对天然裂缝进行了相关敏感性分析。Sangnimrman et al. (2018)针对复杂裂缝非常规油气藏,提出了一种基于EDFM的高效流固耦合数学方法,用于预测非常规油气藏的压力动态变化。

嵌入式离散裂缝模型近年来发展迅速,在页岩气藏数值模拟中得到了广泛的应用。Chai et al. (2018)将蒙特卡罗和M-H算法引入到裂缝性页岩气藏EDFM模型中,实现了模型在历史拟合时的简单化和自动化。Jiang et al. (2016)结合在页岩气的数值模拟中利用EDFM进行天然裂缝的升级。冯其红等(2017)利用等效渗透率原理,结合天然裂缝、无机质和有机质的空间展布特征,建立了页岩气藏视渗透率数学模型和EDFM数值模型。徐寿春(2018)建立了考虑低速非线性流动的PEBI和NF-EDFM离散裂缝数值模拟模型,形成了考虑页岩气多重运移机制的数值模拟方法,在宏观尺度上对页岩气藏的产能进行了分析和评价。综上所述,当裂缝的空间分布已知时,离散裂缝模型能够准确模拟裂缝中的渗流规律,然而大多数情况下我们无法预知裂缝在地下的空间展布情况。同时,因为目前计算机运算能力的限制,离散裂缝模型一般不能用于模拟数量庞大的微裂缝,特别是需要对每条微裂缝进行准确描述的情况下。嵌入式离散裂缝模型在牺牲极小部分精度的情况下,大幅提升模拟速度,近十年之间发展迅速,在裂缝模拟方面具有广阔的应用前景。

4 混合模型

由于处理方法简单,计算效率较高,等效连续介质模型被广泛应用于常规油气藏开发。但是,由于页岩气藏体积压裂过程中人工压裂缝密度和分

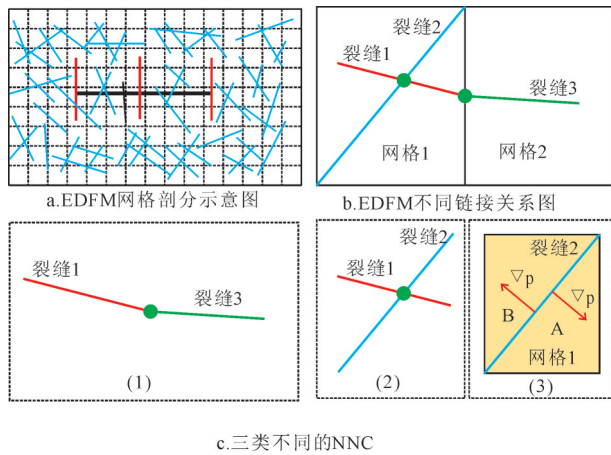


图10 EDFM原理示意图(据 Xu et al., 2017)

Fig.10 The working principle diagram for EDFM (after Xu et al., 2017)

布程度复杂,并存在天然裂缝系统,等效连续介质模型无法准确表征复杂裂缝网络形态,通常采用局部网格加密或离散裂缝的方法进行处理。离散裂缝模型模拟精度很高,能够真实描述裂缝的产状及分布,但由于网格加密造成模拟耗时长,网格剖分难度大导致剖分质量差,无法实现工业应用。因此,需要一种完善性更好、适应性更强、计算精度更高的裂缝模型。在这样的背景下,混合裂缝模拟技术应运而生。混合裂缝模拟技术是一种将等效连续介质模型和离散裂缝模型有机结合的方法,即采用离散裂缝模型模拟显式裂缝,等效连续介质模型模拟连续分布的微裂缝的综合方法,是对既有水力压裂又有天然裂缝的页岩气藏的最好选择。显式裂缝模拟了水力压裂裂缝的流动,模拟了由水力压裂造成的复杂缝网,满足了计算精度的同时又节约了大量的计算资源。

Van Kruysdijk et al. (1989) 和 Warpinski et al. (2008)研究了水平井和多个水力压裂横向裂缝周围的裂缝系统。研究表明,页岩气藏多段水力压裂不仅会产生多个水力压裂横向裂缝,而且在水平井周边、在横向裂缝周边产生次级裂缝。因此,在页岩气开采过程中存在由水平井、水力压裂横向裂缝、水平井周边次级裂缝区(水力压裂引起)、横向裂缝周边次级裂缝区(水力压裂引起)和原生微裂缝构成的多等级复杂裂缝系统。Wu et al. (2012)针对水力压裂形成的复杂缝网,提出了混合裂缝模拟技术。该模型巧妙地将与井筒相连的离散裂缝处理

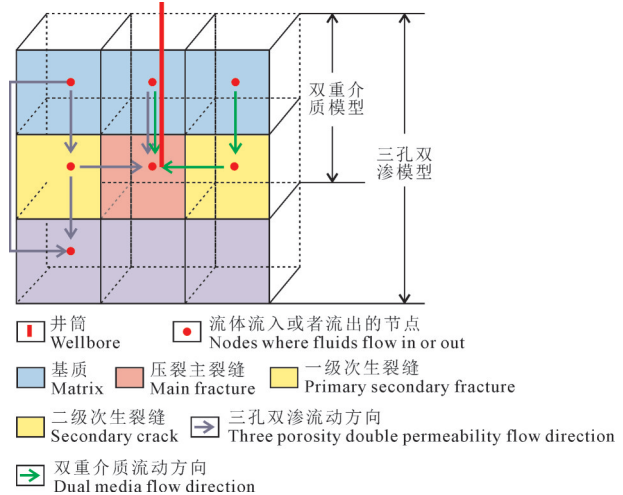


图11 三孔双渗模型与双重介质模型流动示意图(据李泽沛等, 2016)

Fig.11 Flows in triple porosity-dual permeability model and dual porosity model (after Li Zepei et al., 2016)

成了离散网格,同时,在裂缝网络发育的SRV区域采用MINC多重介质处理的技术,对SRV区域外裂缝不发育的区域,采用单一连续介质处理技术,将离散裂缝模拟模型与连续介质模拟模型有效结合,达到了有效模拟非常规气藏水力压裂裂缝的目的。Zhang et al. (2009)采用混合裂缝模拟技术模拟了考虑解吸机理的页岩气流动过程,采用多重交互介质模型描述基质与裂缝间的非稳态流动,解吸符合Langmuir等温吸附方程,用无限导流能力的加密网格精细描述垂直于水平井的水力压裂主裂缝,用双重介质模型描述水平井附近的压裂诱导裂缝网。

卫鹏云等(2015)考虑了页岩气藏开采过程中的多尺度效应,提出了一个基于孔隙-裂缝双重介质的离散裂缝模型。在该模型中,基质、天然裂缝和人工裂缝采用各自控制方程独立计算,不同介质之间通过流量交换相互关联。研究表明该模型与等效介质模型具有相同的计算精度和收敛速度,但是易推广至多相流模拟上。李泽沛等(2016)认为双重介质模型无法准确描述和模拟远井地带由于压裂开启并相互连通的天然裂缝,建立了三孔双渗页岩气储层体积压裂模型(图11),该模型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。结果表明,三孔双渗压裂模型计算出的产量高于双重介质模型且更加符合实际产量情况。

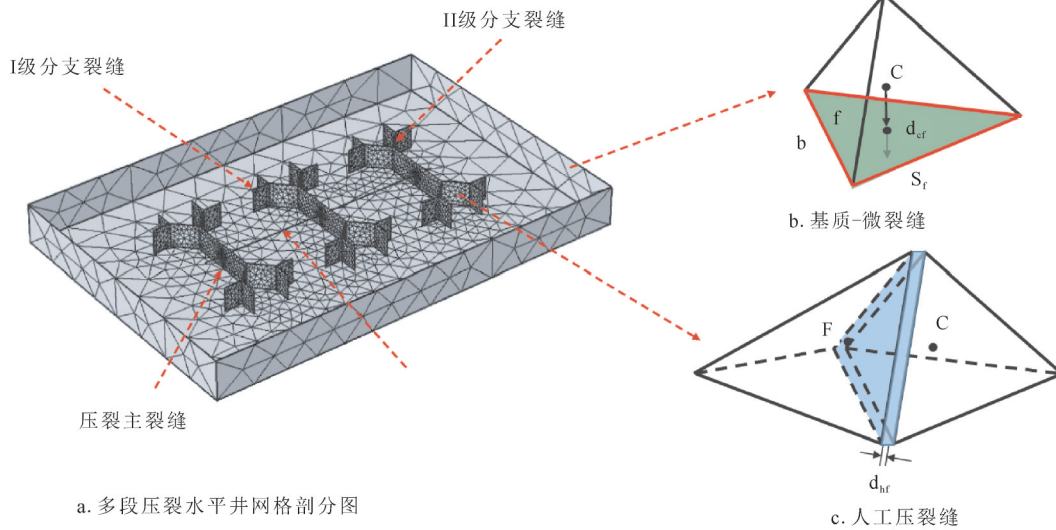


图12 混合裂缝模拟模型示意图(据陈小凡等, 2018)
 Fig.12 Scheme of mixed-fracture simulation model (after Chen Xiaofan et al., 2018)

陈小凡等(2018)考虑页岩气在基质-天然微裂缝和人工大尺度裂缝中的流动特征,采用非结构四面体网格进行网格剖分,并基于有限体积法建立了页岩气多段压裂水平井三维渗流数值模型。该模型(图12)利用降维方法将人工裂缝处理成二维平面,井筒处理成一维线元实体,而视基质-天然微裂缝为等效连续介质。Huang et al. (2019)建立了多孔介质与嵌入离散裂缝网络相耦合的组分模型(图13),该模型可以描述任意角度和交点的复杂裂缝网络。

混合模型是一种基于离散网络分析的等效连续介质模型,它使用离散裂缝网络的方法来计算裂隙空间的等效水力参数,然后用等效连续介质模型预测整个系统的整体渗流性质。该模型的设想是结合离散裂缝网络模型和等效连续体模型两者的长处从而避免了两者的缺点。混合裂缝模拟技术是当前模拟页岩气藏流动过程较好的模型,其优点是采用显式裂缝模拟了水力压裂缝的流动,同时采用等效连续介质模拟了由水力压裂缝造成的复杂缝网,既满足了计算精度又节约了大量的计算资源。

5 页岩气数值模拟模型优缺点、存在问题及未来研究方向

5.1 数值模拟模型优缺点

等效连续介质模型原理简单,不刻意模拟页岩

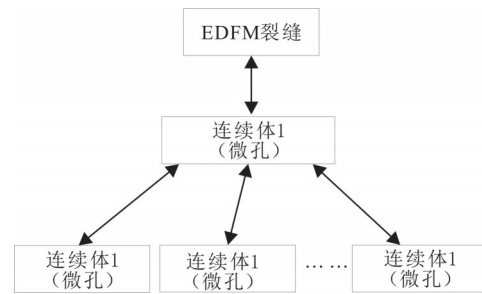


图13 页岩基质与裂缝之间的物质传输(据Huang et al., 2019)
 Fig.13 Mass transfer pyramid between different type of continua in shale matrix and fractures (after Huang et al., 2019)

储层内部流态,模拟的流体动力场与实际流场可能存在较大差异。离散裂缝网络模型能够准确描述高度离散裂缝的本质及复杂裂缝网络的渗流特征,但是前提是需要大量的实测资料,包括裂缝位置、几何形态等。另外,由于裂缝分布复杂性,尺度跨度非常大,从纳微米等分子级别到高速非达西流的米级流动,造成离散方程的收敛性非常差乃至不收敛,对计算数学、计算机的计算能力和运算速度要求不断提高。混合模拟模型能够更加精准地描绘地层实际情况,在解决复杂问题时充分考虑了介质的非均质性,使得模拟计算结果更加准确可靠。三种模型的优缺点及适用范围如表1所示。

5.2 存在的主要问题与未来研究方向

基于以上三种数学模型研究的基础上,国内外

对页岩气藏数值模拟模型研究取得了丰硕的成果。然而,由于页岩储层的复杂性,加上由于“水平井+体积压裂”改造模式下井筒与储层耦合流动增加的运移复杂性,使得页岩气数值模拟模型的研究在渗流机理、流固耦合机制、运移数学模型研究等方面仍然面临着严峻的挑战,急需理论攻关和技术突破。在对页岩气藏气体运移机理充分认知的基础上,对数值模拟过程中应考虑纳微米孔隙与多重介质的运移机理和规律,以及“水平井+体积压裂”改造模式下井筒与储层耦合的复杂性,发展能够准确反映页岩气藏复杂运移机理及裂缝动态变化的运移数学模型。如何建立能够准确反映纳微米孔隙与多重介质运移机理和规律的运移模型显得至关重要,是未来页岩气数值模拟模型的研究方向之一。国内外学者对页岩储层的非线性渗流机理作了大量的分析和研究,国外学者主要侧重于研究纳微米孔隙气体流动规律和页岩渗透率模型,比较经典的模型有 Beskok&Karniadakis 理论、Javadpour 模型、Civan 模型、Swaim 模型以及各类改进模型 (Beskok et al., 1999; Javadpour et al., 2007; Javadpour, 2009; Civan et al., 2010; Civan et al., 2012; Swami et al., 2012; Swani et al., 2012)。国内对于该方面的研究起步较晚,但发展迅速,近年来,

李治平(2012)、朱维耀(2014)、高树生(2017)、张烈辉(2017)等在页岩渗流模型与理论方面做了大量的研究,认为在吸附和扩散机理的基础上建立基质-裂缝双重介质或多重介质数值模拟模型对正确认识页岩气藏十分必要。张烈辉等(2017)考虑多重运移机制,建立了页岩气藏表观渗透率模型,并在此基础上考虑吸附解吸和溶解扩散影响建立了页岩气藏多重介质不稳定渗流数学模型。认为页岩气藏不同运移机制之间存在相互联系又制约的关系,Knudsen 扩散和表面扩散均通过改变表观渗透率对生产中后期气体流动能力产生影响。

综上所述,页岩气数值模拟方法研究旨在形成一系列考虑多种运移机理,能够处理多重介质和离散裂缝页岩气数值模拟模型,未来的研究方向集中于对页岩气微观渗透规律的研究,特别是针对吸附/解吸机理和扩散机理表征方法有待进一步研究,建立能够准确描述页岩储层中气体流动能力的方法,贴近原始储层气体真实的渗流状态和流动能力。

6 结 论

页岩气藏储量分布广泛、生产周期长、产量稳定等特点,是非常规油气勘探开发的重要领域,也被认为是常规油气藏的重要补充,页岩气藏勘探开

表1 页岩气数值模拟模型优缺点及适用范围

Table 1 Comparison of mathematical models in shale gas reservoir

模型种类	原理	优点	缺点	适用范围
等效连续介质模型	通过岩块体积平均化等方法求得裂缝所在网格的渗透率和孔隙度,它将裂缝/洞/孔隙等划分为一种或几种不同的连续性介质	考虑了裂缝和基质系统的物质交换,宏观上能够模拟某些特定的指标达到等效的目的	基质岩块假定具有相同或特定的大小和形状,过于简化,不能表现出储层的非均质性和不连续特征,难以描述单裂缝的微观渗流特征	裂缝发育程度低、裂缝网络分布和连接方式较为均一的页岩气藏
离散裂缝网络模型	油藏划分为网格空间和计算空间,在 n 维网格空间中用 $n-1$ 维网格来描述裂缝,在计算空间中修正降维导致的空间不连续性	贴近实际,能够准确描述裂缝的产状、渗流规律,模拟流体场与实际动力场差异较小,拟合精度高	页岩裂缝网络复杂、随机性强,模型的特征参数难以确定,实用性差。不能用于模拟数量庞大的微裂缝,特别是需要对每条微裂缝进行准确描述的情况下	适用于小范围、勘探程度高的局部裂缝模拟
混合模型	运用离散裂缝网络模型描述主干裂缝中气水两相的运移,等效连续模型描述天然裂缝、微裂缝、孔隙和基质中流体运移,离散介质与连续介质域间的流体交换作为两者之间的耦合项建立模型	综合等效连续介质和离散裂缝网络模型的优点,既满足精度也能准确刻画裂缝的渗流规律,解决了精度和可操作性之间的矛盾	对资料的真实性和完备性要求高	适用于勘探程度高、裂缝发育的区块

发受到各国政府和石油公司的日益重视。页岩气藏数值模拟模型经过30余年的发展,已经成为有效开发页岩气藏的关键技术。本文对国内外页岩气数值模拟模型研究进行了调研,对目前三种常用的页岩气运移数值模拟模型进行了总结,并指出了研究方面存在的问题和未来研究方向。分析认为,等效连续介质模型可划分为单重孔隙介质模型、双重介质模型和多重介质模型。等效连续介质模型原理简单,适用于裂缝发育程度较低、裂缝网络分布和连接方式较为均一的页岩气藏。离散裂缝网络模型能够描述高度离散裂缝的本质及复杂裂缝网络的渗流特征,但是没有完全真实地表征储层内部强非均性的特征,且计算过程复杂,需要大量的实测资料。该方法只适用于小范围、勘探程度高的局部裂缝模拟,无法模拟尺度范围大、研究程度不高的区域。混合模拟模型能够更加精准地描绘地层实际情况,在解决复杂问题时充分考虑了介质的非均质性,使得模拟计算结果更加准确可靠,所以该模型适合解决局部小尺度范围内裂缝高度发育、数据资料多且精度高的页岩气藏。页岩气藏数值模拟模型的基础在于开展渗流机理研究,揭示页岩气藏中流体的运移机制,关键在于建立能够准确描述裂缝和基质的数学网络模型,精确刻画储层中天然裂缝发育状况、人工裂缝的分布规律和储层的非均质性特征,核心在于建立一套适合于页岩气藏运移数学模型,完全反映储层中流体的渗流机理和流体在复杂裂缝网络中的运移规律,最终为编制页岩气藏开发数值模拟器,进行页岩气藏动态评价、生产指标预测和开发方案设计提供科学指导。

致谢:文章撰写过程中恩师王玉普院士对论文题目提出了建设性意见,指导老师李莉教授指导梳理了论文结构和内容,评审专家提出了宝贵的修改意见,在此一并表示诚挚的感谢。

References

- Abdassah D, Ershaghi I. 1986. Triple- porosity systems for representing naturally fractured reservoirs[J]. SPE 13409.
- Abelin H. 1986. Migration in a Single Fracture: An in Situ Experiment in A Natural Fracture [D]. DeP. of Chem. Eng. Royal Inst. of Technol., Stockholm, Sweden.
- Azom P N, Javadpour F. 2012. Dual- continuum modelling of shale and tight gas reservoir[C]// Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 4. 10.2118/159584-MS.
- Barenblatt G I, Zheltov I P, Kochina I N. 1960. Basic concept in the theory of homogeneous liquids in fissured rocks [J]. J. Appl. Math. Mech. (USSR), 24: 1286-1303.
- Beskok Ali, Karniadakis George. 1999. A model for flows in channels pipes and ducts at micro and nanoscales[J]. Microscale Thermophysical Engineering, 3(3): 43-77.
- Bustin A M M, Bustin R M, Cui X. 2008. Importance of Fabric on the Production of Gas Shale[R]. SPE 114167-MS.
- Bustin A M M, Bustin R M, Cui X. 2008. Importance of Fabric on the Production of Gas Shale[R]. SPE 114167-MS.
- Carlson E S, James C M. 1991. Devonian Shale Gas Production: Mechanisms and Simple Models[R]. Journal of Petroleum Technology, 43(4), 476-482.
- Carlson, E S, Mercer, J C. 1991. Devonian Shale Gas Production: Mechanisms and simple models[J]. Society of Petroleum Engineers.
- Cavalcante F, Jose S D A, Xu Y F, Sepehrmoori K. 2015. Modeling fishbones using the embedded discrete fracture model formulation: Sensitivity analysis and history matching[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Chai Z, Yan B, Killough J E, Wang Y. 2018. An efficient method for fractured shale reservoir history matching: The embedded discrete fracture multi- continuum approach[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Chen Xianglin, Bao Shujing, Zhai Gangyi, Zhai Gangyi, Zhou Zhi, Tong Chuanchuan, Wang Chao. 2018. The discovery of shale gas within Lower Cambrian marine facies at Shan Nandi-1 well on the margin of Hannan palaeouplift[J]. Geology in China, 45(2): 412-413(in Chinese with English abstract).
- Chen Xiaofan, Tang Chao, Du Zhimin, Tang Liandong, Wei Jiabao, Ma Xu. 2018. Numerical simulation on multi- stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs based on the finite volume method[J]. Natural Gas Industry, 38(12): 77-86(in Chinese with English abstract).
- Cheng Handing, Cai Junrui, Li Yameng. 2007. Brief overview on solute transport in fractured rock masses [J]. Water Resources and Power, 25(3): 33-37(in Chinese with English abstract).
- Cheng Yuanfang, Dong Bingxiang, Shi Xian, Li Na, Yuan Zheng. 2012. Seepage mechanism of a triple- porosity/dual- permeability model for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 32(9): 44-47(in Chinese with English abstract).
- Cipolla C L, Lolon E P, Mayerhofer M J, Mayerhofer. 2009. Fracture Design Consideration in Horizontal Wells Drilled in Unconventional Gas Reservoirs[R]. SPE 119366-MS.
- Cipolla C L, Lolon E P. 2009. Reservoir Modeling and Production Evaluation in Shale Gas Reservoirs[R]. SPE 13185-MS.
- Civan F, Rai C, Sondergeld C H. 2012. Determining shale permeability to gas by simultaneous analysis of various pressure tests [J]. SPE Journal, 17(1): 717-726.

- Civan Farukrai. 2010. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media [J]. *Transport in Porous Media*, 82(1): 375–384.
- Cominelli A, Panfili P, Scotti A, Milano. 2013. Using embedded discrete fracture models (EDFMs) to simulate realistic fluid flow problems[C]// Second Workshop on Naturally Fractured Reservoirs: Naturally Fractured Reservoirs in Real Life.
- Cominelli A, Panfili P. 2014. Simulation of miscible gas injection in a fractured carbonate reservoir using an embedded discrete fracture model[C]// Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference.
- Cominelli, Alberto, Panfili P, Scotti, Anna, Milano. 2013. Using Embedded Discrete Fracture Models (EDFMs) to Simulate Realistic Fluid Flow Problems[C]// 2nd EAGE Workshop Naturally Fractured Reservoirs: Naturally Fractured Reservoirs in Real Life.
- Dershowitz W S, Einstein H H. 1987. Three-dimensional flow modelling in jointed rock masses[C]// Herget, Vongpaisal, editors. *Proceedings of the Sixth Cong. ISRM*, vol. 1. Montreal, Canada, 87–92.
- Deswaan O A. 1976. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing[C]// SPE 5346.
- Fang Wenchao, Jiang Hanqiao, Li Junjian, Wang Qing, Killough John, Li Linkai, Peng Yongcan, Yang Hanxu. 2017. A numerical simulation model for multi-scale flow in tight oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 44(3): 415–422(in Chinese with English abstract).
- Gao Shusheng, Liu Huaxun, Ye Liyou, Hu Zhiming, Chang Jin, An Weiguo. 2017. A coupling model for gas diffusion and seepage in SRV section of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 37(1): 97–103(in Chinese with English abstract).
- Ge Mingna, Bao Shujing, He Wei, Chen Xianglin, Lin Tuo, Chen Ke. 2018. The discovery of shale gas in Lower Cambrian marine shale gas at Huangdi-1 well in Huangping region of northern Guizhou[J]. *Geology in China*, 45(4): 851–852(in Chinese with English abstract).
- Hoteit H, Firoozabadi A. 2006. Compositional modeling of discrete-fractured media without transfer functions by the discontinuous galerkin and mixed methods[J]. *SPE Journal*, 11(3): 341–352.
- Hugo Araujo, Pablo Lacentre, Tomas Zapata. 2004. Dynamic behavior of discrete fracture network models. The 2004 SPE International Petroleum Conference[C]// Puebla, Mexico: SPE 91940.
- Jack H, Norbeck, Mark W. McClure, Jonathan W. Lo, Raland N. Horne. 2015. An embedded fracture modeling framework for simulation of hydraulic fracturing and shear stimulation[J]. *Computational Geosciences*, 20(1): 1–18.
- James R Glman, Hossein Kazemi. 1982. Improvements in simulation of naturally fractured Reservoirs[C]// SPE 10511.
- Javadpour F. 2009. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks(Shales and Siltstone) [J]. *Petroleum Society of Canada*, 48(8): 16–21.
- Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. 2007. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10): 55–61.
- Jiang J, Younis R. 2016. Hybrid coupled discrete-fracture/matrix and multicontinuum models for unconventional-reservoir simulation[J]. *SPE Journal*, 20(3): 1009–1027.
- Kazemi H, Seth M S, Thomas G W. 1969. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoir with uniform fracture distribution[C]// SPE 2153.
- Klimkowski L, Nagy S. 2014. Key factors in shale gas modeling and simulation [J]. *Archives of Mining Sciences*, 59(4): 987–1004.
- Li Bo. 2018. Numerical Study of Multiple-stage Fractured Horizontal Well in Tight Oil Reservoirs Based on Embedded Discrete Fracture Model[D]. Southwest Petroleum University Master's thesis, 1–121.
- Li Zepei, Peng Xiaolong, Wang Yi. 2016. Numerical simulation method of shale gas reservoirs after stimulated reservoir volume fracturing based on triple porous media model[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 23(6): 105–111(in Chinese with English abstract).
- Li Zhiping, Li Zhifeng. 2012. Dynamic characteristics of shale gas flow in nanoscale pores[J]. *Natural Gas Industry*, 32(4): 50–53(in Chinese with English abstract).
- Lian Peiqing, Duan Taizhong. 2018. Research progress on flow characteristic and numerical simulation of shale gas reservoir [J]. *Advances in Fine Petrochemicals*, 19(4): 6–11,15(in Chinese with English abstract).
- Liang Bin, Jiang Hanqiao, Li Junjian, Mi Lidong, Wang Lei. 2015. Calculation model of multi-factor shale gas adsorption Capacity[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 22(1): 121–123,157(in Chinese with English abstract).
- Liu, Cigun. 1982. The unsteady radial flow-of compressible liquids through a medium with multiple porosity[C]// SPE 10580.
- Long J C S, Witherspoon P A. 1985. The relationship of the degree of interconnection to permeability in fractured networks[J]. *Journal of Geophysical Research*, 90(134): 3087–3098.
- Louis C, Wittke W. 1971. Experimental study of water flow in jointed rock massifs[J]. *Tachien Project Formosa. Geotechnique*, 21(1): 29–35.
- Lü Xinrui, Yao Jun, Huang Zhaoqin, Zhao Juan. 2012. Study on discrete fracture model two-phase flow simulation based on finite volume method[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 34(6):123–130(in Chinese with English abstract).
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. 2018. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4): 561–574(in Chinese with English abstract).
- Meng Fanyang, Chen Ke, Bao Shujing, Lin Tuo, Zhang Rui, Dong Zhoubin. 2017. Determination of marine-continental transitional

- facies shale gas: A case study of Baye No. 1 well in Badong area, western Hubei Province[J]. *Geology in China*, 44(2): 403–404(in Chinese with English abstract).
- Mi Lidong, Jiang Hanqiao, Hu Xiangyang, Li Junjian, Jia Ying. 2018. Evaluation and selection of numerical simulation methods for shale gas reservoirs[J]. *Scientia Sinica Tech.*, 48(6): 680–690(in Chinese with English abstract).
- Mi Lidong, Jiang Hanqiao, Li Junjian. 2014. Investigation of shale gas numerical simulation method based on discrete fracture network model[J]. *Natural Gas Geoscience*, 25(11): 1795–1803(in Chinese with English abstract).
- Mirzaei M, Cipolla C L. 2012. A workflow for modeling and simulation of hydraulic fractures in unconventional gas reservoirs[C]//Paper 153022–MS presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, 23–25 January, Abu Dhabi, UAE.
- Moinfar A, Narr W, Hui M H, Mallison B T, Lee S H. 2011. Comparison of discrete–fracture and dual–permeability models for multiphase flow in naturally fractured reservoirs[C]//Paper 142295–MS presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, 21–23 February, The Woodlands, Texas, USA.
- Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K, Johns R T. 2013. Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs[C]. SPE 163647.
- Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K. 2014. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 19(2): 289–303.
- Monteagudo J E P, Firoozabadi A. 2004. Numerical simulation of water injection in disconnected and connected fractured media using jacobian–free fully implicit control volume method. The 2004 SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery[C]//Tulsa, Oklahoma, USA. SPE 89449.
- Moridis, G J, Blasingame T A, Freeman C M. 2010. Analysis of Mechanisms of Flow in Fractured Tight–Gas and Shale–Gas Reservoirs[C]//SPE 139250, presented at the SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Lima, Peru, 1–3 December.
- National Research Council. 1996. *Rock Fractures and Fluid Flow: Contemporary Understanding and Applications* [M]. Washington: National Academy Press.
- Ozkan E, Raghavan R. 2009. Modeling of Fluid Transfer from Shale Matrix to Fracture Network[R]. SPE 134830–MS.
- Passy Q R, Bohacs K M, Esch W L, Klimentidis R, Sinha S. 2010. From oil–prone source rock to gas–producing shale reservoir–geological and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs from oil–prone source rock to gas–producing shale reservoir – geological and petrophysical characterization of unconventional shale–gas reservoirs[C]//SPE 131350.
- Peng Kai, Ning Zhengfu, Wang Guili. 2012. Study for flow model in dual–porosity of shale gas reservoirs[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 14(1): 8–11, 22(in Chinese with English abstract).
- Pruess K. 2008. GMINC–A mesh generator for flow simulations in fractured reservoirs[J]. Lawrence Berkeley Laboratory.
- Ren Lan, Lin Ran, Zhao Jinzhou, Rong Mang, Chen Jianda. 2018. A stimulated reservoir volume (SRV) evaluation model and its application to shale gas well productivity enhancement[J]. *Natural Gas Industry*, 38(8): 47–56(in Chinese with English abstract).
- Rubin B. 2010. Accurate simulation of non–darcy flow in stimulated fractured shale reservoirs[C]//Paper 132093–MS presented at the SPE Western Meeting, Anaheim, California, USA.
- Sangnimmuan A, Li J W, Wu K. 2018. Development of efficiently coupled fluid flow and geomechanics model for refracturing optimization in highly fractured reservoirs[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition.
- Saputelli L, Lopez C, Chacon A, Soliman M. 2014. Design optimization of horizontal wells with multiple hydraulic fractures in the Bakken Shale[C]//SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 25–27 February, Vienna, Austria.
- Snow D T. 1965. *A Parallel Plate Model of Fracture Permeable Media* [D]. Berkeley: Univ. of California.
- Snow D T. 1968. Fracture deformation and changes of permeability and storage upon changes of fluid pressure part [J]. *Colorado School of Mines*, 63(1): 201–244.
- Song Teng, Chen Ke, Bao Shujing, Guo Tianxu, Lei Yuxue, Wang Yi, Meng Fanyang, Wang Peng. 2018. The discovery of shale gas in Wufeng–Longmaxi Formation at Hongdi–1 Well on the northern limb of Shennongjia anticline in northwestern Hubei Province[J]. *Geology in China*, 45(1): 195–196(in Chinese with English abstract).
- Song Xiaochen, Xu Weiya. 2004. A study on conceptual models of fluid flow in fractured rock [J]. *Rock and Soil Mechanics*, (2): 226–232 (in Chinese with English abstract).
- Swami Vivek, Settari A. 2012. A pore scale gas flow model for shale gas reservoir[C]//SPE Americas Unconventional Resources Conferences, Pittsburgh, Pennsylvania: Society of Petroleum Engineers, 1–10.
- Swami Vivek, Clarkson C R, Settari A. 2012. Non–darcy flow in shale nanopores do we have a final answer[C]//SPE 162665: 1–14.
- Teng Bailu, Cheng Linsong, Huang Shijun, Jia Zhen, Ai Shuang. 2016. Prediction of the drainage volume of shale gas reservoir with fast marching method[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 38(2): 122–128(in Chinese with English abstract).
- Van Kruysdijk C P J W, Dullaert G M. 1989. A boundary element solution of the transient pressure response of multiple fractured

- horizontal wells[C]// Presented at the 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Cambridge, England.
- Wang F P, Reed R M. 2009. Pore networks and fluid flow in gas shales[C]//Anon.Paper SPE124253. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA.
- Warpinski, N R, M J Mayerhofer, M C Vincent, C L Cipolla, E P Lolon. 2008. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[C]// 2008 SPE Shale Gas Production Conference, Fort Worth, Texas, 16–18 November.
- Warren J E, Root P J.1963. The behavior of naturally fracture reservoirs [J]. Society of Petroleum Engineering Journal, (3): 245–255.
- Watson A T, Iii J M G, Lee W J, Rahim Z. 1990. An Analytical Model for History Matching Naturally Fractured Reservoir Production Data[R]. SPE Reservoir Engineering, 5(3), 384–388.
- Wei Pengyun, Shi Anfeng, Wang Xiaohong, Zhou Fangqi. 2015. A discrete fracture– dual porosity coupling model for shale gas reservoirs[J]. Chinese Quarterly of Mechanics, 36(2): 179–188(in Chinese with English abstract).
- Wei Shiming, Xia Yang, Jin Yan, Chen Mian, Lu Yuanhu.2019. Study on the 3D fluid–solid coupling model with multi–pressure system of shale[J]. Scientia Sinica(Physica, Mechanica & Astronomica), 49 (1): 40–52(in Chinese with English abstract).
- Wilson C R, Witherspoon P A. 1974. Steady state flow in rigid networks of fractures[J]. Water Resources Research, 10(2): 328–339.
- Wu Y S, Moridis G, Berkeley L, Bai B, Zhang K.2009. A multi–continuum model for gas production in tight fractured reservoirs[C]//SPE 118944. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Wu Y S, Wang C, Li J, Fackahroenphol P. 2012. Transient gas flow in unconventional gas reservoirs[C]// SPE154448, The EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec held in Copenhagen, Denmark.
- Xia Daoying. 2018. Study on the Model of Fluid-solid Coupling of the Numerical Simulation on Shale Gas Reservoirs[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University.
- Xu Y, Yu W, Sepemoori K. 2017. Modeling dynamic behaviors of complex fractures in conventional reservoir simulators [C]// Unconventional Resources Technology Conference.
- Yao Jun, Sun Hai, Fan Dongyan, Huang Zhaoqin, Sun Zhixue, Zhang Guohao. 2013. Transport mechanisms and numerical simulation of shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Sciences Edition), 37(1): 91–98(in Chinese with English abstract).
- Yao Jun, Wang Zisheng, Zhang Yun, Huang Zhaoqin.2010. Numerical simulation method of discrete fracture network for naturally fractured reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 31(2): 284–288(in Chinese with English abstract).
- Zhang Liehui, Shan Baochao, Zhao Yulong, Guo Jingjing, Tang Hongming. 2017. Establishment of apparent permeability model and seepage flow model for shale reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 29(6): 108–118(in Chinese with English abstract).
- Zhang Min, Yao Jun, Sun Hai, Zhao Jianlin, Fan Dongyan, Huang Zhaoqin, Wang Yueying. 2015. Triple– continuum modeling of shale gas reservoirs considering the effect of kerogen[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 24: 252–263.
- Zhang X, Du C, Deimbacher F. 2009. Sensitivity studies of horizontal wells with hydraulic fractures in shale gas reservoirs[J]. IPTC 13338.
- Zhao Jinzhou, Ren Lan, Shen Pin, Li Yongming.2018. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 38(3): 1–14(in Chinese with English abstract).
- Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, Wang Shufang, Huang Jinliang. 2016. Geological difference and its significance of marine shale gases in south China[J]. Petroleum Exploration and Development, 43(4): 499–510.
- Zhou Zhi, Bao Shujing, Chen Ke, Xu Qiufeng, Zhang Shousong, Wang Chao, Wang Peng. 2018. An important discovery of shale gas in Permian formation of Jianshi area, Hubei Province[J]. Geology in China. 45(6): 1304–1305(in Chinese with English abstract).
- Zhu Weiyao, Ma Qian, Deng Jia. 2014. Mathematical model and application of gas flow in nano – micron pores[J]. Journal of University of Science and Technology Beijing, 36(6): 709–715(in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng. 2013. Unconventional Petroleum Geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1–310(in Chinese).

附中文参考文献

- 陈相霖, 包书景, 翟刚毅, 周志, 童川川, 王超. 2018. 汉南古隆起周缘下寒武统(陕南地1井)发现海相页岩气[J]. 中国地质, 45(2): 412–413.
- 陈小凡, 唐潮, 杜志敏, 汤连东, 魏嘉宝, 马旭. 2018. 基于有限体积方法的页岩气多段压裂水平井数值模拟[J]. 天然气工业, 38(12): 77–86.
- 程汉鼎, 柴军瑞, 李亚盟. 2007. 裂隙岩体溶质运移研究简述[J]. 水电能源科学, 25(3): 33–37.
- 程远方, 董丙响, 时贤, 李娜, 袁征. 2012. 页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理[J]. 天然气工业, 32(9): 44–47.
- 方文超, 姜汉桥, 李俊键, 王青, Kilkough John, 李林凯, 彭永灿, 杨哈旭. 2017. 致密储集层跨尺度耦合渗流数值模拟模型[J]. 石油勘探与开发, 44(3): 415–422.
- 冯其红, 徐世乾, 王森, 杨毅, 高方方, 徐亚娟. 2017. 基于嵌入离散裂缝的页岩气藏视渗透率模型[J]. 地球科学, 42(8): 1301–1313.
- 高树生, 刘华勋, 叶礼友, 胡志明, 常进, 安卫国. 2017. 页岩气藏SRV区域气体扩散与渗流耦合模型研究[J]. 天然气工业, 37(1): 97–103.
- 葛明娜, 包书景, 何伟, 陈相霖, 林拓, 陈科. 2018. 黔北黄平地区黄地

- 1井下寒武统发现海相页岩气[J]. 中国地质, 45(4): 851-852.
- 姜瑞忠, 原建伟, 崔永正, 潘红, 李广, 张海涛. 2019. 考虑岩石变形的页岩气藏双重介质数值模拟[J]. 油气地质与采收率, 26(4): 70-76.
- 李博. 2018. 致密油藏分段压裂水平井嵌入式离散裂缝模型数值模拟研究[D]. 西南石油大学, 1-121.
- 李泽沛, 彭小龙, 王毅. 2016. 基于三重介质模型的体积压裂后页岩气储层数值模拟模型[J]. 油气地质与采收率, 23(6): 105-111.
- 李治平, 李智锋. 2012. 页岩气纳米级孔隙渗流动态特征[J]. 天然气工业, 32(4): 50-53.
- 廉培庆, 段太忠. 2018. 页岩气藏渗流特征及数值模拟研究进展[J]. 精细石油化工进展, 19(4): 6-11, 15.
- 梁彬, 姜汉桥, 李俊健, 糜利栋, 王磊. 2015. 考虑多因素的页岩气吸附能力计算模型[J]. 特种油气藏, (1): 121-123.
- 吕心瑞, 姚军, 黄朝琴, 赵娟. 2012. 基于有限体积法的离散裂缝模型两相流动模拟[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 34(6): 123-130.
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 2018. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 45(4): 561-574.
- 孟凡洋, 陈科, 包书景, 林拓, 张瑞, 董周宾. 2017. 鄂西巴东地区(巴页1井)发现海陆过渡相页岩气[J]. 中国地质, 44(2): 403-404.
- 糜利栋, 姜汉桥, 胡向阳, 李俊健, 贾英. 2018. 页岩气藏数值模拟模型评价及选择[J]. 中国科学: 技术科学, 48(6): 680-690.
- 糜利栋, 姜汉桥, 李俊健. 2014. 页岩气离散裂缝网络模型数值模拟模型研究[J]. 天然气地球科学, 25(11): 1795-1803.
- 彭凯, 宁正福, 王桂丽. 2012. 页岩气藏双重介质渗流模型研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 14(1): 8-11, 22.
- 任岚, 林然, 赵金洲, 荣莽, 陈建达. 2018. 页岩气水平井增产改造体积评价模型及其应用[J]. 天然气工业, 38(8): 47-56.
- 宋腾, 陈科, 包书景, 郭天旭, 雷玉雪, 王亿, 孟凡洋, 王鹏. 2018. 鄂西北神农架背斜北翼(鄂红地1井)五峰—龙马溪组钻获页岩气显示[J]. 中国地质, 45(1): 195-196.
- 宋晓晨, 徐卫亚. 2004. 裂隙岩体渗流概念模型研究[J]. 岩土力学, (2): 226-232.
- 滕柏路, 程林松, 黄世军, 贾振, 艾爽. 2016. 基于波前快速推进法的页岩气储层动用预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 38(2): 122-128.
- 韦世明, 夏阳, 金衍, 陈勉, 卢运虎. 2019. 三维页岩储层多重压力流固耦合模型研究[J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 49(1): 40-52.
- 卫鹏云, 施安峰, 王晓宏, 周方奇. 2015. 页岩气藏的双重介质离散裂缝模型[J]. 力学季刊, 36(2): 179-188.
- 夏道应. 2018. 页岩气藏流固耦合模型数值模拟研究[D]. 西安: 西安石油大学.
- 严侠, 黄朝琴, 姚军, 黄涛. 2014. 基于模拟有限差分的嵌入式离散裂缝数学模型[J]. 中国科学: 技术科学, 44(12): 1333-1342.
- 姚军, 孙海, 樊冬艳, 黄朝琴, 孙致学, 张国浩. 2013. 页岩气藏运移机制及数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 37(1): 91-98.
- 姚军, 王子胜, 张允, 黄朝琴. 2010. 天然裂缝性油藏的离散裂缝网络数值模拟模型[J]. 石油学报, 31(2): 284-288.
- 张烈辉, 单保超, 赵玉龙, 郭晶晶, 唐洪明. 2017. 页岩气藏表观渗透率和综合渗流模型建立[J]. 岩性油气藏, 29(6): 108-118.
- 赵金洲, 任岚, 沈骋, 李勇明. 2018. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. 天然气工业, 38(3): 1-14.
- 周志, 包书景, 陈科, 徐秋枫, 张守松, 王超, 王鹏. 2018. 湖北建始地区二叠系鄂建业1井钻获页岩气[J]. 中国地质, 45(6): 1304-1305.
- 朱维耀, 马千, 邓佳, 马东旭, 宋智勇, 岳明. 2014. 纳微米级孔隙气体流动数学模型及应用[J]. 北京科技大学学报, 2014, 36(6): 709-715.
- 邹才能. 2013. 非常规油气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 1-310.