

页岩气藏数值模拟研究现状

于荣泽^{1,2}, 卞亚楠², 齐亚东³, 张晓伟², 李洋², 晏军², 王玫珠²

(1. 北京大学 工学院 能源与资源工程系, 北京 100871; 2. 中国石油 勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 3. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:从页岩气藏气体赋存方式和流动机理、气藏建模方法及数值模拟理论研究和实际应用3个方面阐述了国内外页岩气藏数值模拟技术的研究进展,为该技术的深入研究提供参考。最后,对页岩气藏数值模拟研究进展进行总结,认为存在4个有待于改进和研究的问题:①完善储层模型以考虑有机质的影响;②需要阐明单相气体解吸附、扩散和渗流过程的运移规律和主控因素,并建立气、水两相流动数学模型和数值模型;③天然裂缝和压裂诱导裂缝的准确建模是页岩气藏数值模拟的关键,实际应用中应综合考虑其他监测技术的结果;④针对页岩气藏数值模拟,还需要形成相应的标准和规范,以便更好地指导该类气藏开发。

关键词:水力压裂;流动机理;数值模拟;气藏模型;页岩气

中图分类号:TE19

文献标识码:A

A review of numerical simulation of shale gas reservoirs

Yu Rongze^{1,2}, Bian Yanan², Qi Yadong³, Zhang Xiaowei², Li Yang², Yan Jun², Wang Meizhu²

(1. Department of Energy and Resources Engineering, College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China;

2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, Langfang, Hebei 065007, China;

3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: This article expounds on the recent advancement of the technology all around the world through the following three aspects: shale gas occurrence and flow mechanism, gas reservoir modeling, as well as theoretical study and application of numerical simulation. It suggests that four issues remain to be improved and further probed: ① Improving reservoir modeling to take the effect of organic matter into consideration; ② Expounding more on flow mechanism and main controlling factors of single-phase gas desorption, diffusion and percolation, and establishing mathematical model and numerical model for two-phase (gas/water) flow; ③ Understanding the importance of accurate modeling of natural and induced fractures to shale gas reservoir numerical simulation, and combining related results of other detecting techniques in practical application; ④ Establishing corresponding standards and norms for shale gas reservoir numerical simulation.

Key words: hydraulic fracturing, flow mechanism, numerical simulation, gas reservoir model, shale gas

页岩气是指储集在富含有机质泥页岩中的非常规天然气,一部分以游离态或溶解状态赋存于孔隙和裂缝中,一部分吸附在有机质和黏土矿物的内表面,可以是生物成因、热解成因或混合成因,在一定地质条件下聚集成藏并达到经济开采价值^[1-3]。页岩气资源开发寿命长、清洁环保,但又面临成藏隐蔽、采收率不稳定、开发技术要求高、成本高的不利因素。随全球能源需求的不断攀升,页岩气作为重要的非常规资源已成为油气勘探和开发的研究热点。

页岩气藏与常规天然气藏最显著的区别在于它是一个“自生、自储”系统,且部分气体以吸附态存储于

页岩基质中。页岩储层物性差,孔隙喉道半径已达到纳米级,导致气体在页岩储层中的赋存方式和流动机理明显有别于常规气藏和致密气藏^[4]。美国、加拿大已进入页岩气藏的高速开发时期,对页岩储层流动机理和数值模拟方法的研究也逐步开展。页岩气藏数值模拟的难点主要体现在:①与常规气藏相比,页岩气藏气体赋存方式更为复杂、气体运移方式呈现多样化。页岩储层中游离气和吸附气并存,且吸附气占据较大的比例。气体的运移方式主要包括解吸附、扩散和渗流过程;②多数页岩气井需通过大规模水力压裂措施获得工业性气流,水力压裂措施形成的复杂裂缝网络

系统直接影响气井产能和最终可采储量。因此,复杂裂缝系统的精确描述极为重要。③目前,国内外尚无页岩气藏数值模拟方面的标准和规范^[5-6]。本文在分析总结页岩气赋存方式和流动机理的基础上,对国外页岩气藏数值模拟相关文献进行了深入广泛地调研,详细阐述了页岩气藏建模方法、理论研究和实际应用现状。最后,分析了目前页岩气藏数值模拟研究存在的问题并对未来发展方向进行展望,为页岩气藏数值模拟的深入研究提供参考。

1 气体赋存方式和流动机理研究现状

气体在页岩储层中的流动存在3种机理,解吸附、扩散和渗流^[4]。气藏开发过程中,吸附在页岩储层基质表面的天然气解吸附后形成游离气存储在基质孔隙中,基质孔隙中的游离气(游离态、溶解态气体和解吸附的气体)向低压区(裂缝网络系统)扩散,天然裂缝和压裂诱导裂缝系统中的游离气以渗流的方式流向井底。

2 页岩气藏建模方法

2.1 离散裂缝网络模型

离散裂缝网络模型(DFN)^[7-10]是指用一系列指定网格代表裂缝,裂缝离散分布在模型中,利用相邻网格之间的传导率控制基质和裂缝系统之间的流体流动,进而利用数值方法对基质和裂缝中的流体流动偏微分方程进行求解。通常根据需求使用非结构网格或局部网格加密描述基质和裂缝的特殊性质。离散裂缝网络建模方法能够保证模型中裂缝几何形状和性质与实际储层保持一致,进而准确预测流体在裂缝中的流动特征。离散裂缝网络模型的局限性主要表现在:①大规模水力压裂措施在页岩气藏中形成了复杂裂缝系统,即使结合微地震监测手段也难以准确获得裂缝的分布和导流能力,使得离散裂缝网络建模方法在实际应用中受到一定的限制;②已知裂缝分布和导流能力时,离散裂缝网络建模方法建模过程需要花费大量时间,且模型计算量相对较大;③页岩气藏数值模拟的历史拟合过程中常需要对裂缝系统的性质(裂缝位置、方位、长度和开度等)进行调整,而离散裂缝网络模型的使用不便于对裂缝系统性质进行调整。实际应用中,离散裂缝网络模型常用于对特定问题进行定量分析和计算。

2.2 有效连续介质模型

有效连续介质模型^[11-16]是指利用有效多孔介质

近似代替基质和裂缝系统,通过一系列参数将流体在有效多孔介质中的流动计算简化为单孔介质中流体流动的计算过程。模型假设基质和裂缝系统遵循近似的热力学平衡条件。局部基质和裂缝间的相互作用(流体交换、热流动、浓度变化等)和系统中全局流体流动过程同时完成。有效连续介质模型适用于裂缝网络发育且裂缝均匀分布的多孔介质中流体的流动计算,尤其对于多相流动和非等温流动具有较高的计算效率。然而,当基质系统具有极低的渗透率时,流体不稳定流动时间较长,局部平衡假设条件难以达到,有效连续介质模型的应用也就受到了一定的限制。页岩储层具有极低的基质渗透率和不稳定流动过程,有效连续介质模型难以准确模拟流体在页岩储层中的流动规律。

2.3 多重连续介质模型

多重连续介质模型^[17-18]包括双孔模型、双孔双渗模型和多孔多渗模型。页岩气藏数值模拟中,以双重介质模型的应用最为广泛。与离散裂缝网络模型不同,双重连续介质模型假设页岩由基质和裂缝两种孔隙介质构成。气体在页岩中以游离态和吸附态存在,裂缝中仅存在游离态气体,基质系统中同时存在游离态和吸附态气体。随页岩气藏数值模拟技术的不断发展,双重介质模型被广泛应用和改进。

Kalantari-Dahaghi^[19]提出了水力压裂裂缝的模拟方法,证明对数间距规律的局部网格加密技术能够更好地模拟水力压裂裂缝附近地层压力和饱和度的变化规律。在对数间距规律局部网格加密基础上,Cipolla^[20],Rubin^[21]和Novlesky^[22]等人提出了DS-LS-LGR(双渗模型-对数间距-局部网格加密)的方法对页岩气藏进行数值模拟研究。DS-LS-LGR方法利用双渗模型将整个研究区域划分为相同的基础网格块,网格长度为给定的最大裂缝间距;SRV(压裂增产体积)内外采取不同的网格排列方式,对SRV内部区域进行对数间距规律的局部网格加密以精细描述流体在裂缝系统的流动特征;SRV外部继续沿用传统双渗模型的基础网格块。DS-LS-LGR方法对页岩气藏大规模压裂措施后形成的复杂裂缝系统进行局部网格加密,不仅保证了裂缝系统模拟的精度,也降低了模型的计算量。Rubin^[21]利用精细网格划分的页岩气藏单井标准参考模型(6 000 000~14 000 000节点)在SRV内部模拟气体的达西流和非达西流动。在模拟过程中,考虑了气藏中存在和不存在压裂诱导主裂缝的情形,还对储层渗透率随应力时变特征和水平井重复压裂措施进行了研究。将常规双渗模型、多重交互连续模型、DS-LS-LGR模型的模拟结果

与精细划分网格的标准参考模型进行了对比分析。结果表明:DS-LS-LGR模型与标准参考模型模拟结果具有较好的一致性。

Wang^[23]等人提出了一种简化双孔模型,通过简化双孔模型模拟结果和参考模型(离散化精细划分网格模型)模拟结果的对比,证明了简化双孔模型的准确性。最后,将简化双孔模型应用于Haynesville页岩气藏实际页岩气生产井的模拟。Li^[24]等人综述了页岩气藏数值模拟的不同气藏模型,并利用典型页岩气藏参数进行了模拟,将单孔平面模型(SP-Planar)、单孔平面裂缝网络模型(SP-Planar Fracture Network)、双孔模型(DP)、双孔局部网格加密模型(DP-LGR)、基于微地震监测结果的双孔裂缝网络模型(DP-Microseismic-Based Fracture Network)的模型结果进行了对比分析,给出了单孔模型和双孔模型之间的差异,利用单孔和双孔模型对实际页岩气井进行了拟合。研究结果表明:不同模型可通过修改各个参数实现历史拟合,但却不能保证对实际页岩气藏特征的准确表征;同时认为,Du等人^[25]提出的综合应用地质研究成果、微地震监测、天然裂缝密度、水力压裂措施数据、地球化学研究成果等建立的双孔模型模拟方法能够预测出实际的泄油体积和形状、有助于页岩气藏后期的井网加密和重复压裂措施的决策。

3 数值模拟应用

3.1 理论研究

3.1.1 吸附气影响分析

页岩气藏中吸附气和游离气并存,吸附气占据较大比例,一般介于20%~85%。因此,气体吸附-解吸附平衡转换问题是页岩气藏数值模拟的关键问题。页岩气藏吸附类型主要划分为瞬时吸附模型(Instant Sorption Model)和时变吸附模型(Time Dependent Sorption Model)。瞬时吸附模型中,吸附-解吸附过程在页岩基质和相邻孔隙系统之间瞬时完成。时变吸附模型中,用一系列网格表征孔隙体积,吸附-解吸附过程仅发生在基质网格与相邻孔隙网格之间。Kalandari-Dahaghi^[19]对页岩气藏不同吸附模型进行了模拟研究,结果表明:瞬时吸附模型对应的气井产气量远高于时变吸附模型对应的气井产气量。因此,实际页岩气藏数值模拟工作中应用何种吸附方式还需要进一步的研究。

Cipolla^[20]利用扩展的DS-LS-LGR方法对Barnett页岩气藏进行了研究,针对多组分气体解吸附问题应用扩展Langmuir吸附等温式。模拟结果表明吸附气

对累积产气量的贡献率随裂缝间距减小而逐渐增大,吸附气主要在生产中后期产出。

扩展Langmuir吸附等温式:

$$V_i = \frac{V_{L,i} B_i p y_i}{1 + \sum_{j=1}^n B_j p y_j} \quad (1)$$

3.1.2 储层参数分析

1) 基质渗透率

美国天然气技术研究院(GTI)^[26]利用数值模拟方法对肯塔基州派克县实际页岩气井进行了产能拟合,结果表明:对于高基质渗透率页岩($K_m > 10^{-9} \mu\text{m}^2$),基质渗透率对气井最终可采储量影响不大,气井产能主要受裂缝渗透率和间距控制;对于低渗透率页岩($K_m < 10^{-9} \mu\text{m}^2$),气井最终可采储量过低难以达到经济开采的下限;对于页岩基质渗透率 $10^{-12} \mu\text{m}^2 < K_m < 10^{-9} \mu\text{m}^2$ 时,基质渗透率是控制气井产能的重要因素之一。

Bustin等人^[27]开发了二维数值模拟软件研究不同基质结构和裂缝类型对页岩气藏开发的影响。在数值模拟软件中应用考虑岩石结构的Match-Stick模型确定裂缝的渗透率和孔隙度。公式(2)给出了利用平均裂缝间距和裂缝开度表征裂缝系统性质的Match-Stick^[28-29]模型。同时还引入基质裂缝贡献因子判断两者对气井产量的相对贡献大小,公式(3)给出了基质裂缝贡献因子(f)的表达式。结果表明:页岩气藏储层岩石基质块结构和裂缝网络是影响气藏开发的关键因素。当 $f > 1.0$ 时,气藏开发主要受基质系统性质的影响,基质块尺寸或基质渗透率是影响气井产量的主要因素; $f = 1.0$ 时,裂缝和基质系统对应的气井产量贡献相当,基质和裂缝系统性质同时控制气藏的开发; $f < 1.0$ 时,裂缝渗透率为气藏开发的主控因素。

Match-Stick模型:

$$\phi_f = \frac{2b}{a}, \quad K_f = \frac{b^3}{12a} \quad (2)$$

$$f = \frac{a^2 K_f}{4(r_e - r_w)^2 K_m} \quad (3)$$

Okouma^[30]对Haynesville页岩气藏实际气井进行了动态分析,认为气井产能损失的机理主要包括:裂缝闭合、基质渗透率随应力时变特征、相对渗透率和回压作用、渗透率段塞和热膨胀效应。与常规储层相似,非常规储层中温度和压力的变化直接导致原始应力发生变化^[31-32]。储层压力和温度变化引起的应力变化会导致储层(基质、天然裂缝、压裂诱导裂缝)变形,进而影响储层性质和流体流动规律。耦合流动和变形理论将孔隙度和渗透率归结为有效应力的函数,公式(4)

给出了有效应力的表达式。页岩气藏开发过程中,气井附近地层和裂缝系统孔隙压力逐渐下降,有效应力逐渐增加导致出现压缩效应,进而引起储层渗透率的损失^[33]。在同一页岩气藏中,不同生产压降对应不同的储层渗透率衰减规律。基于上述假设和判断,引入渗透率模量^[34]描述基质渗透率的变化规律。根据页岩基质渗透率随压降呈指数规律变化[公式(5)和公式(6)],建立了两种不同的水平井多段压裂模拟方案(高压降和低压降),并应用不同的渗透率衰减函数进行模拟。模拟结果表明:较低的生产压降会获得较高的最终可采储量,有效控制气井产量的措施一定程度上会减缓气井产能损失。

$$\bar{\sigma} = \sigma - \alpha p_p \tag{4}$$

$$\bar{\gamma} = \frac{1}{K} \frac{dK}{dp} \tag{5}$$

$$K = K_i e^{-\bar{\gamma} \Delta p} \tag{6}$$

2) 裂缝系统

Bustin 等人^[27]对微裂缝的研究表明:气井产量不仅受基质和裂缝渗透率的影响,还受裂缝间距的影响;气体由基质向裂缝系统运移的质量流量与裂缝间距的平方根成正比;裂缝间距小于 0.20 m 时,气井产量受裂缝间距影响较小,进一步降低裂缝间距并不能提高气井产量。当裂缝间距大于 0.20 m 时,裂缝间距对气井产量影响较大。

Cipolla^[20]认为页岩气藏数值模拟的关键问题是确定裂缝密度、导流能力和导流能力随应力的变化规律。支撑剂在裂缝中的分布形式直接影响裂缝的导流能力。支撑剂在裂缝系统中的分布有两种情况:①支撑剂平均分布,若支撑剂平均分布在裂缝系统中,以此计算的支撑剂浓度难以达到支撑裂缝的浓度,裂缝系统中的所有裂缝表现为未支撑裂缝;②支撑剂仅分布在压裂诱导主裂缝中(primary fractures),压裂诱导主裂缝支撑剂浓度较高,具有较高的导流能力,有效地沟通天然裂缝网络和井筒。此时,气井产能主要取决于压裂诱导主裂缝之外的部分支撑(partially propped)或未支撑(un-propped)裂缝。除支撑剂分布形式外,杨氏模量也是影响裂缝导流能力的重要参数。图 1 给出了不同杨氏模量储层岩石未支撑裂缝导流能力随闭合应力变化规律曲线。随杨氏模量降低,储层岩石逐渐变软,塑性增强,部分支撑裂缝和未支撑裂缝导流能力随闭合应力衰减速度加快。

Rubin^[21]在页岩气藏数值模拟中考虑了气体的高速非达西效应,根据 Evans^[35]提出的非达西系数相关式计算每个裂缝网格的非达西系数。公式(7)给出了非达西系数相关式,非达西系数随裂缝渗透率的增加而逐渐减小。非达西系数相关式是包含支撑裂缝实验测试在内超过 180 个数据点拟合得来的,拟合相关系

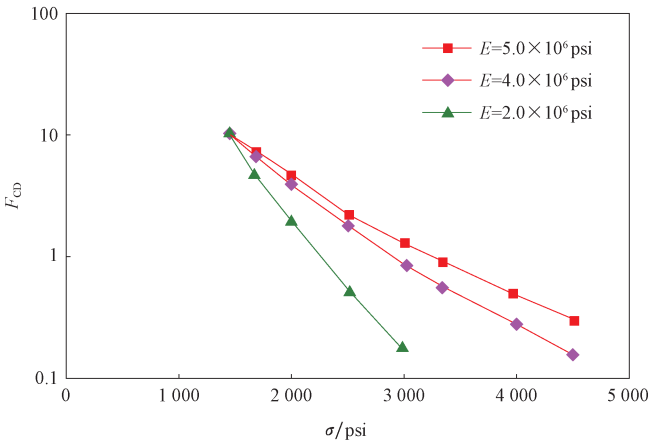


图 1 不同杨氏模量下未支撑裂缝导流能力随应力变化曲线

Fig. 1 Conductivity of non-propped fractures vs. stress under different Young modulus
1 psi = 0.006 895 MPa; E 为杨氏模量

数达到了 0.974。由于在 DS-LS-LGR 模型中,等效导流能力方法校正了裂缝网格的达西流效应,而并没有对非达西系数进行校正。因此,引入渗透率校正因子与非达西系数相乘获得校正后裂缝对应的非达西系数,公式(8)和公式(9)给出了相应的计算式。将校正系数与非达西系数相乘获得校正后的网格非达西系数。除此之外,Rubin^[21]还对裂缝导流能力随应力变化特征进行了研究,其假设条件是压力下降至井底流压时,支撑裂缝导流能力下降至裂缝初始导流能力的 20%,未支撑裂缝导流能力衰减极限为裂缝初始导流能力的 5%。图 2 给出了用于模拟计算的支撑裂缝和未支撑裂缝导流能力的变化规律曲线。

$$\beta_f = \frac{1.485 \times 10^9}{K^{1.021}} \tag{7}$$

$$K_{CORR} = \left(\frac{K_f}{K_{eff}} \right)^{2-1.021} = \left(\frac{K_f}{K_{eff}} \right)^{0.979} \tag{8}$$

$$\beta_{f,CORR} = K_{CORR} \beta_f \tag{9}$$

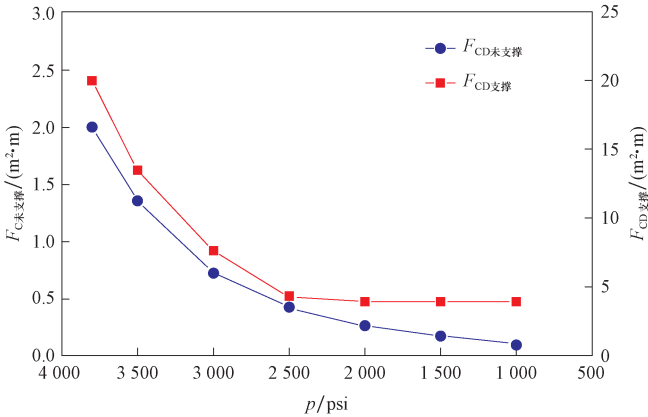


图 2 支撑和未支撑裂缝导流能力随应力变化曲线

Fig. 2 Conductivity of non-propped and propped fractures vs. stress
1 psi = 0.006 895 MPa

Kalantari-Dahaghi^[19]应用离散裂缝网格模型描述裂缝的分布、几何形状和方位信息。利用无因次裂缝导流能力公式计算裂缝导流能力(式 10)。同时,通过增加表皮系数等效实现气井周围的高速非达西效应[公式(11)和公式(12)]。

$$F_{CD} = \frac{K_f w_f}{K X_f} \tag{10}$$

$$S \rightarrow S + D \mid q \mid \tag{11}$$

$$\frac{dp}{dx} = \left(\frac{\mu}{K K_A} \right) q + \beta_i \rho \left(\frac{q}{A} \right)^2 \tag{12}$$

Novlesky^[22]等人认为水力压裂诱导裂缝在近井处开度较大,远井处开度较小。水力压裂诱导裂缝导流能力由近井处向远井处逐渐降低。远离井筒射孔位置的压裂诱导裂缝导流能力过低,难以形成有效的导流能力供流体流动。通过调整导流能力梯度(单位距离内裂缝导流能力衰减的数值),能够调整有效裂缝的长短,也便于历史拟合,公式(13)给出了裂缝网格导流能力的计算公式。

$$F_C = \begin{cases} F_{C_{\max}} - gx \left(0 \leq x < \frac{F_{C_{\max}} - F_{C_{\min}}}{g} \right) \\ F_{C_{\min}} \left(x \geq \frac{F_{C_{\max}} - F_{C_{\min}}}{g} \right) \end{cases} = \text{MAX} (F_{C_{\max}} - gx, F_{C_{\min}}) \tag{13}$$

3.1.3 流体参数分析

Bustin^[27]等人应用 Harpalani^[36]建立的气水相对渗透率模型对页岩气藏气水两相流动进行了模拟研究,公式(14)—公式(16)给出了气水相对渗透率预测公式,图 3 给出了相应的气水相对渗透率曲线。气水两相流动模拟结果表明:原始含水饱和度主要影响气井的初期产量,随原始含水饱和度增加,气井初期日产气量降低;不同原始含水饱和度条件下气井的后期产量差异不大;原始含水饱和度对气井累积产气量影响较小。除气水两相流动研究外,还应用 Peng-Robinson 状态方程^[37]计算气体密度、粘度、压缩系数,利用 Ahmed 给出的方程^[38]计算水相密度,利用 Brill^[39]给出的模型计算水相粘度。

$$K_{rg} = (1 - s)(1 - s^2) \tag{14}$$

$$K_{rw} = s^4 \tag{15}$$

$$s = \frac{(S_w - S_{wr})}{(1 - S_{wr} - S_{gr})} \tag{16}$$

Kalantari-Dahaghi^[19]对影响页岩气藏的 17 个参数进行了敏感性分析,图 4 给出了不同模拟参数的影响系数分布。由图可知,页岩气吸附类型、天然裂缝渗透率、基质-裂缝窜流系数和水力压裂裂缝参数(间距、高度、半缝长、导流能力)是影响页岩气藏开发的敏感性参数。在地质资料基础上,可对上

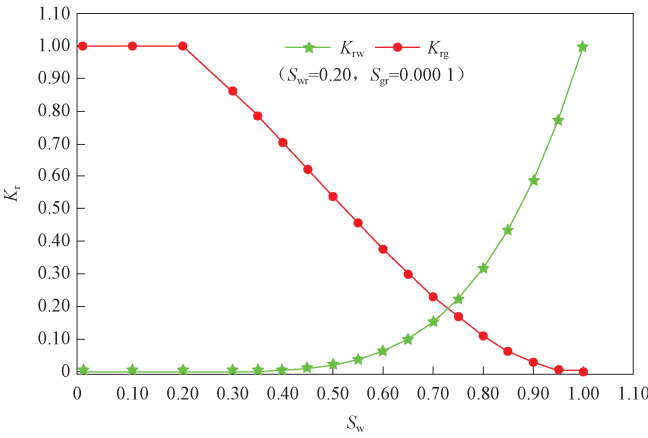


图 3 计算相对渗透率曲线
Fig. 3 Calculated relative permeability curve

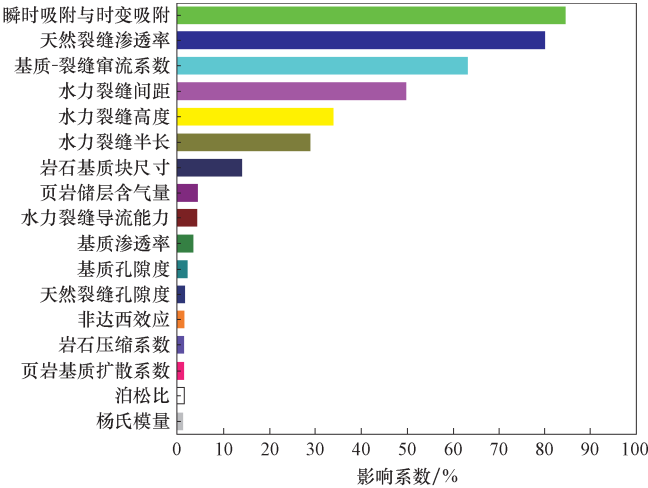


图 4 页岩气藏不同模拟参数敏感性 (Kalantari-Dahaghi, 2011)
Fig. 4 Sensitivities of different simulation parameters of shale gas reservoirs

述参数在合理范围内进行调整以用于历史拟合研究。

3.2 实际应用

Du^[25]等人以 Barnett 页岩气藏为例详细阐述了页岩气藏地质建模和数值模拟的流程,利用井筒成像、测井解释结果、水力压裂措施、微地震监测数据建立离散裂缝网络,粗化双孔模型用于进行页岩气藏数值模拟。同时,还指出气藏数值模拟软件难以对前期地质建模形成的大规模离散裂缝网络模型进行模拟计算。通常首先对离散裂缝网络模型进行粗化,形成双孔双渗模型,然后利用 Eclipse 等数值模拟软件进行模拟计算。

对于某些页岩气藏数值模拟,双孔模型并不适用,需要准确的把握 DFN、压后裂缝系统特征及页岩的生产机理。网格粗化方法包括:①Statistical (Oda) 方法,根据裂缝几何形状和裂缝分布建立渗透率张量,主要使用了统计学方法。该方法在离散裂缝网

格属性粗化过程中不考虑裂缝间的连通,当裂缝密度较低时,粗化后裂缝渗透率偏低;②Tensor 张量方法,等效流动方法,建立有限差分网格,执行每个网格3个方向上小尺度的流动模拟,获取网格块在3个方向上的渗透率。该方法粗化速度较慢,但能够获得较为准确的结果。

4 结论

1) 有机质为气体提供了重要的储集空间,页岩储层中的天然气多吸附在有机质孔隙表面。有机质作为页岩储层中重要组成部分直接影响页岩气藏的产能,而现有页岩气藏数值模拟中的储层模型并未考虑有机质的影响。页岩气藏储层模型有待于完善,以解决如何描述有机质的问题。

2) 目前,页岩气藏的数值模拟研究多集中于单相流动,少数考虑气水两相流动模型的也是借鉴常规气藏进行处理。因此,需通过大量的物理模拟实验研究页岩储层单相和气水两相流动,阐明单相气体解吸附、扩散和渗流过程的运移规律和主控因素,建立气水两相流动数学模型和数值模型。

3) 水力压裂措施是页岩气藏获得工业性气流的关键工程技术,而对天然裂缝和压裂诱导裂缝的准确建模是页岩气藏数值模拟的关键。实际页岩气藏数值模拟研究过程中,需要综合考虑微地震监测资料、天然裂缝密度解释资料、水力压裂施工记录数据和地质-应力属性资料以准确描述页岩气藏复杂裂缝网络分布和性质。

4) 针对页岩气藏数值模拟,还需要形成相应的标准和规范,以便更好地指导该类气藏开发。

符号说明

a ——平均裂缝间距, m;
 b ——平均裂缝开度, m;
 f ——基质裂缝贡献因子, 小数;
 g ——水力压裂诱导裂缝导流能力梯度, $\text{m}^2 \cdot \text{m}/\text{m}$;
 p_p ——孔隙压力, MPa;
 p ——压力, MPa;
 q ——体积流量, $\text{m}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$;
 r_e ——等效泄油半径, m;
 r_w ——气井半径, m;
 s ——可动水饱和度与可动气体饱和度比值, 无量纲;
 w_f ——裂缝宽度, m;
 x ——距射孔位置距离, m;
 y_i ——给定气体组分物质质量的含量, 小数;
 A ——流动截面积, m^2 ;
 B_i ——给定气体组分 Langmuir 常数, $1/\text{MPa}$;

B_j ——对应气体的 Langmuir 参数, $1/\text{MPa}$;
 D ——非达西影响因子, 无量纲;
 F_{CD} ——无因次裂缝导流能力, 无量纲;
 $F_{C_{\max}}$ ——最大裂缝导流能力, $\text{m}^2 \cdot \text{m}$;
 $F_{C_{\min}}$ ——最小裂缝导流能力, $\text{m}^2 \cdot \text{m}$;
 F_c ——裂缝导流能力, $\text{m}^2 \cdot \text{m}$;
 K_{CORR} ——非达西渗透率校正因子, 无量纲;
 K_{eff} ——有效裂缝渗透率, m^2 ;
 K_f ——裂缝渗透率, m^2 ;
 K_i ——储层原始渗透率, m^2 ;
 K_m ——基质渗透率, m^2 ;
 K_{rg} ——气相相对渗透率, 无量纲;
 K_{rw} ——水相相对渗透率, 无量纲;
 K_r ——相对渗透率, 无量纲;
 K ——渗透率, m^2 ;
 S_{gr} ——残余气饱和度, 小数;
 S_{wr} ——束缚水饱和度, 小数;
 S_w ——含水饱和度, 小数;
 S ——表皮系数, 无量纲;
 V_i ——给定组分气体吸附量, m^3/m^3 ;
 V_{L_i} ——给定气体组分 Langmuir 体积常数, m^3/m^3 ;
 X_f ——裂缝半长, m;
 $\bar{\gamma}$ ——渗透率模量, $1/\text{MPa}$;
 $\bar{\sigma}$ ——有效储层应力, MPa;
 Δp ——压差, MPa;
 ϕ_f ——裂缝孔隙度, 小数;
 α ——Biot 系数, 无量纲;
 β_{ICORR} ——校正后的非达西系数, $1/\text{m}$;
 β_f ——非达西系数, $1/\text{m}$;
 μ ——流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;
 ρ ——流体密度, kg/m^3 ;
 σ ——原始储层应力, MPa;

参 考 文 献

- [1] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] 杨振恒, 韩志艳, 李志明, 等. 北美典型克拉通盆地页岩气成藏特征、模式及启示[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 463-470.
Yang Zhenheng, Han Zhiyan, Li Zhiming, et al. Characteristics and patterns of shale gas accumulation in typical North American cratonic basins and their enlightenments[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 463-470.
- [3] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 31(3): 288-299.

Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 31(3): 288–299.

[4] 于荣泽, 卞亚南, 张晓伟, 等. 页岩储层流动机制综述[J]. 科技导报, 2012, 30(24): 75–79.

Yu Rongze, Bian Yanan, Zhang Xiaowei, et al. A review of flow mechanisms in shale gas reservoir[J]. Science & Technology Review, 2012, 30(24): 75–79.

[5] 孙海, 姚军, 孙致学, 等. 页岩气数值模拟技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(1): 46–49.

Sun Hai, Yao Jun, Sun Zhengxue, et al. Recent development and prospect on numerical simulation of shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(1): 46–49.

[6] 张远弟, 喻高明, 宋刚祥, 等. 国外页岩气藏数值模拟技术调研[J]. 油气地球物理, 2012, 10(3): 40–43.

Zhang Yuandi, Yu Gaoming, Song Gangxiang, et al. The research progress of shale gas reservoir numerical reservoir simulation technology from abroad[J]. Petroleum Geophysics, 2012, 10(3): 40–43.

[7] Vestergaard H, Olsen H, Sikandar A S, et al. The application of unstructured gridding techniques for full field simulation of a giant carbonate reservoir developed with Long Horizontal Wells [C]. IPTC11512, 2007.

[8] Larry K, Dogru A H. Distributed unstructured grid infrastructure for complex reservoir simulation[C]. SPE113906, 2008.

[9] Lim K T, Hui M H, Mallison B. A next-generation reservoir simulator as an enabling technology for a complex discrete fracture modeling Workflow[C]. SPE124980, 2009.

[10] Ghods P, Zhang D X. Automatic estimation of fracture properties in Multi-stage fractured shale gas Horizontal Wells for reservoir modeling[C]. SPE153913, 2012.

[11] Pruess K, Narasimhan T N. A practical method for modeling fluid and heat flow in fractured porous media[J]. SPE, 1985, 25(1): 14–26.

[12] Berkowitz B, Bear J, Braester C. Continuum models for contaminant transport in fractured porous formations[J]. Water Resources Research, 1988, 24(8): 1225–1236.

[13] Peters R R, Klavetter E A. A continuum model for water movement in an unsaturated fractured rock mass[J]. Water Resources Research, 1998, 24(3): 416–430.

[14] Wu Y S. On the effective continuum method for modeling multiphase flow, multicomponent transport, and heat transfer in fractured rock[J]. Geophysical Monograph Series, 2000, 122: 299–312.

[15] Wu Y S. An approximate analytical solution for non-darcy flow toward a well in fractured media[J]. Water Resources Research, 2002, 38(3): 1023–1030.

[16] Wu Y S, Qin G. A generalized numerical approach for modeling multiphase flow and transport in fractured porous media[J]. Communications in Computational Physics, 2009, 6(1): 85–108.

[17] Barenblatt G I, Zheltov I P, Kochina I N. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks[J]. Journal of Applied Mathematic and Mechanics, 1960, 25(4): 14–26.

[18] Warren J E, Root P J. The Behavior of naturally fractured reservoirs[J]. SPE, 1963, 3(3): 245–255.

[19] Kalantari D A. Numerical simulation and modeling of enhanced gas recovery and CO₂ sequestration in shale gas reservoirs: a feasibility study[C]. SPE139701, 2010.

[20] Cipolla C L, Lolon E P, Erdle J C, et al. Modeling well performance in shale-gas reservoirs[C]. SPE125532, 2009.

[21] Rubin B. Accurate simulation of Non-Darcy flow in stimulated fractured shale reservoirs[C]. SPE132093, 2010.

[22] Novlesky A, Kumar A, Merkle S. Shale gas modeling workflow: from microseismic to simulation—a horn river case study [C]. SPE 148710, 2011.

[23] Wang J W, Liu Y. Simulation based well performance modeling in haynesville shale reservoir[C]. SPE142740, 2011.

[24] Li J, Du C M, Zhang X. Critical evaluation of shale gas reservoir simulation approaches: single-porosity and dual-porosity modeling[C]. SPE141756, 2011.

[25] Du C, Zhang X, Melton B, et al. A workflow for integrated barnett shale gas reservoir modeling and simulation[C]. SPE122934, 2009.

[26] Guidry K, Luffel D, Curtis J. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs[R]. Chicago, IL, USA: Gas Research Institute, GRI–95/0496; 279.

[27] Bustin A M M, Bustin R M, Cui X. Importance of fabric on the production of gas shales[C]. SPE114167, 2008.

[28] Harpalani S, Chen G L. Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal[J]. Geotechnical & Geological Engineering, 1997, 15(4): 303–325.

[29] Sawyer W K, Paul G W, Schraufnagel R A. Development and application of a 3-D Coalbed simulator[C]. SPE90-119, 1990.

[30] Okouma V, Guillot F, Sarfare M, et al. Estimated ultimate recovery (EUR) as a function of production practices in the haynesville shale [C]. SPE 147623, 2011.

[31] Chin L, Raghavan R, Thomas L K. Fully-coupled geomechanics and fluid flow analysis of wells with stress-dependent permeability[J]. SPE, 2000, 3(5): 435–443.

[32] Settari A T, Bachman R C, Walters D A. How to approximate effects of geomechanics in conventional reservoir simulation [C]. SPE 97155, 2005.

[33] Miller R S, Conway M, Salter G. Pressure-dependent permeability in shale reservoirs, implication for estimated ultimate recovery (EUR) [C]. AAPG 90122, 2010.

[34] Yilmaz O, Nolen-Hoeksema R C, Nur A. Pore pressure profiles in fractured and compliant rocks[J]. Geophysical Prospecting, 1994, 42(6): 693–714.

[35] Evans R D, Civan F. Characterization of non-darcy multiphase flow in petroleum bearing formation; final report[R]. US Department of Energy Assistant Secretary for Fossil Energy, Contract No DE-AC22-90BC14659, 1994.

[36] Harpalani S, Chen G. Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal[J]. Geotechnical and Geological Engineering, 1997, 15(4): 303–325.

[37] Peng D Y, Robinson D B. A new two-constant equation of state[J]. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, 1976, 15(1): 59–64.

[38] Ahmed T. Reservoir engineering handbook[M]. Boston: Gulf Professional Publishing, 2000.

[39] Brill J, Beggs H. Two-Phase flow in Pipes[D]. Tulsa: The University of Tulsa, 1978.