

· 专题一:石油矿业安全领域学科发展(石油与天然气工程) ·

裂缝性储层流体流动数值模拟研究进展

夏 阳^{1,2†} 邓英豪^{1,2†} 金 衍^{1,2*}

1. 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249
2. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249

[摘要] 致密油气藏开发对于全球的油气资源供给有着重要作用,而该类储层由于天然裂缝和水力裂缝的存在和相互影响,具有强烈的非均质性和空间各向异性,加大了流体流动数值模拟的难度。本文主要从数学物理模型和数值求解方法两个角度探讨了裂缝性储层流体流动数值模拟的研究现状,现有数学物理模型大致可分为连续介质模型和离散介质模型,前者计算简便,但局部流场刻画较差,后者裂缝和流场刻画更准确,但往往计算量较大。采用传统数值求解方法,往往无法改善数学物理模型的固有缺陷,难以消除计算精度和计算效率之间的矛盾。针对上述问题,目前发展了不少新兴数值方法,但工程尺度上如何平衡复杂裂缝计算精度和效率仍是当前裂缝性储层数值模拟需要重点解决的难题,也是未来的发展趋势,实际的地下流动是一个多相—多场耦合物理过程,更符合工程场景的物理力学模型以及相应的数值方法也需要进一步思考和探索。

[关键词] 裂缝性储层;流体流动;油藏数值模拟

1 裂缝性储层流体流动数值模拟研究的意义和困难

裂缝性储层分布广泛,储量巨大,以碳酸盐岩储层为代表的传统裂缝性储层和以页岩油气、致密油气储层为代表的非常规裂缝性储层的高效开发是目前的研究热点。裂缝性碳酸盐岩储层广泛分布于中东、北美等地区,其油气储量和油气产量达全世界油气总产量的20%以上,深刻影响国际石油天然气市场。我国裂缝性储层也具有分布广泛、储量巨大的特点,如四川盆地、塔里木盆地、准格尔盆地,但我国储层地质情况相比其他国家和地区更加复杂,往往面临动用率低、采收率低、经济效益差的问题,其根本问题是流体在多尺度裂缝中的流动规律认识不清^[1]。油气藏数值模拟是认识、预测储层开发规律的基本手段,而裂缝的多尺度、任意交叉形态是制约裂缝性油气藏数值模拟效率的首要难题。

裂缝性储层中复杂的裂缝形态往往是由于存在相互沟通和未连通的离散天然裂缝网络导致的,对于



金衍 中国石油大学(北京)副校长,长江学者特聘教授,国家万人计划科技领军人才,国家杰出青年科学基金获得者,“百千万人才工程”入选者,创新人才推进计划入选者。主要从事油气钻采岩石力学理论与工程研究,获国家科技进步奖二等奖2项。



夏阳 博士,中国石油大学(北京)副教授,硕士生导师。主要从事石油工程岩石力学的研究,发表论文30余篇,获省部级科技奖3项。



邓英豪 中国石油大学(北京)在读博士,主要从事石油工程岩石力学与工程研究。

收稿日期:2021-06-30;修回日期:2021-09-28

* 通信作者,Email:jiny@cup.edu.cn

† 共同第一作者

本文受到国家自然科学基金项目(51904318, U19B6003-05, 51874321)的资助。

致密和页岩等非常规裂缝性储层,水平井技术和水力压裂技术的实施使得改造区又产生了大尺度高导流人工裂缝和次生诱导裂缝,天然裂缝开启、闭合,天然裂缝和水力裂缝相交,加剧裂缝网络复杂形态,数值模拟难度加大。裂缝网络主导着储层流体流动,据估计,储层改造 SRV 可使得储层有效渗透率比基质孔隙的原生渗透率大几个数量级^[2]。因此,准确刻画裂缝和捕捉裂缝对渗流的影响十分重要。

现有方法或是隐式描述裂缝,局部刻画效果差;或是显式描述裂缝,往往导致计算量急剧增加,存在计算精度和计算效率的矛盾。本文回顾了现有裂缝性储层数学物理模型和数值求解方法,分析了各自的优点和局限性,并进一步探讨了高效高精度数值模拟方法的研究与发展,文章最后讨论了裂缝性油气藏数值模拟的发展方向。

2 数学物理模型和数值求解方法

过去的几十年,学者们针对裂缝性储层提出了不少数学物理模型,大致可分为连续介质模型和离散介质模型两类,主要区别在于是否显式表征裂缝。常用的隐式表征裂缝的连续介质模型主要包括双重介质模型(DPM)、等效连续介质模型,常用的显式表征裂缝的离散介质模型主要包括离散裂缝网络模型(DFNM)和离散裂缝—基质模型(DFMM)^[2, 3]。

2.1 连续介质模型

连续介质模型可以宏观描述裂缝性储层流体流动的复杂性,以连续介质力学为基础,理论方法相对成熟,计算简单,适合大规模裂缝数值模拟。由于连续介质模型隐式表征裂缝,控制方程中不直接包含裂缝信息,因此连续域离散划分网格时,无须使得网格边界沿着裂缝设置,计算方便,但也直接导致连续介质模型精准模拟局部流场特征困难,计算精度有限。

2.1.1 双重介质模型

双重介质由基质和裂缝两个连续介质系统叠加组成,两个系统相对独立,又相互联系,两个系统各自遵守质量守恒方程和本构方程,两个系统之间又存在流体交换,通过流体耦合,两种介质组成一个复杂的连续介质系统^[4]。该模型通常适用于裂缝大量发育的致密储层,裂缝分布有较好的均匀性和连通性。然而对于油藏非均质性强,裂缝分散和连通性差的情况,模型精度较低。此外,两个系统之间的流体交换量难以获得,使得该方法有一定的局限性^[5]。但该模型计算简单,已经广泛运用于油藏数模和商业软件开发^[6-13]。

DPM 可抽象简化为各种不同的地质模型,常见

的有 Warren-Root 模型(糖块模型)、Kazemi 模型、De Swaan 模型、Factual 模型,这些模型都过于简化,忽略了基质内部的一些流动特征,精细刻画裂缝对流场的影响困难,因此,DPM 难以表征储层的各向异性、不连续性和多尺度性^[14]。针对 DPM 的不足,一些学者提出了有效的改进措施以使得模型更贴近实际储层流动,比如多重交互连续体方法(MINC),由于热力学条件沿裂缝方向变化远小于沿裂缝垂向变化,Pruess 和 Narasimhan 假设到裂缝相等距离的平面流动势能相等^[15],将基质网格块细分为一系列嵌套式网格,更好地描述了基质内部和表面附近的压力梯度;Wu 和 Pruess 将裂缝性油藏的油水毛细管渗吸时基于 MINC 方法和传统 DPM 计算的结果与细网格结果对比,验证了 MINC 的精度高于传统 DPM^[16]。

2.1.2 等效连续介质模型

等效连续介质模型把裂缝和基质看作一个假想的连续体,假设基质与裂缝流体交换充分,储层物理量都处于局部平衡状态。该模型研究思路首先是将裂缝渗透性等效平均至整个储层,再将储层视为具有渗透率张量的各向异性连续介质,利用单重介质渗流理论来计算其流动特征^[17]。该模型的关键在于获取等效渗透率等参数^[18-21],等效参数的研究是在表征单元体积(REV)尺度上进行,关于 REV 的存在性目前存在较大争议,尤其是对于具有强非均质性和多尺度性的储层,难以找到有效的表征单元体。等效连续介质模型的优点在于模型简单,计算复杂度低,它是目前储层物理模型中最简单的一个,但当裂缝高度分散时,计算精度显著降低。此外,采用等效平均的思想来研究流体的宏观流动表现,可在一定程度上反应裂缝对整个渗流场的影响,但忽略了局部流场的特征,计算精度有限。

2.1.3 连续介质模型常用数值求解方法

常用数值求解双重介质模型的方法主要包括有限差分法(FDM)或有限体积法(FVM),以及有限单元法(FEM)。在数值模拟时,裂缝网格和基质网格重叠,故同一网格同时含有裂缝和基质的压力(和饱和度),对于微裂缝密集分布的裂缝性储层,DPM 可以取得不错的模拟效果,其计算量小,并且能反应基质和裂缝两个系统对储层流体流动的影响;然而当油藏中存在数条控制着流体流动方向和规模的大尺度裂缝时,DPM 的局限性较突出^[5],此时储层裂缝连续性较差,流动的非均质性较强,连续介质方法精度下降。目前大多采用连续介质方法刻画天然裂缝发育的基质,而对流动影响较大的人工裂缝则采用离散模型,能够在一定程度上克服连续介质方法

的局限性。

常用数值求解等效连续介质模型的方法包括有限差分法、边界单元法、有限单元法,以及混合有限单元法和扩展有限单元法,等效平均后,整个模型只有一套孔隙度和渗透率,故而可以近似看作传统多孔介质流体流动问题。等效连续介质模型将等效后的介质看成渗透率各向同性或正交各向异性的单重孔隙介质,即不考虑渗透率张量的非对角元素,然而实际油藏具有强非均质性和各向异性,裂缝具有显著多尺度特性,渗透率往往是全张量形式,相关学者引入了一系列数值求解方法以求解全张量渗透率的等效连续介质模型,例如:混合有限单元法、扩展混合有限单元法、控制体积混合有限单元法、扩展块中心有限差分法、多点流量近似方法等,模拟精度有一定的提升^[17]。

2.2 离散介质模型

离散介质模型显式表征裂缝,基质和裂缝各自剖分成不同的网格系统,裂缝几何处理技巧相对于连续介质模型来说更为简单,裂缝表征也更加清楚了,但基于传统数值方法往往面临高几何复杂度和高计算复杂度,一些学者提出了有效的手段,如嵌入离散裂缝模型、多尺度方法、扩展有限单元法等,在一定程度上提升了计算效率。

离散介质模型全方位考虑了裂缝的各种相关参数,包括裂缝长度、宽度、高度、形态、走向、密度、连通性等等,但这些参数往往难以获得,常见获取方法包括直接法和分析法,前者主要是通过监测数据(如微地震数据),建立随机模型或概率模型,直接进行缝网的解释,然而直接法受噪点影响较大,可靠性较低^[22-25];后者主要是基于裂缝扩展模型,需要精细化刻画裂缝和储层,实现往往较为困难^[25-27]。过去几十年,离散介质模型凭借优异的仿真性、捕捉裂缝对局部物理场特征的准确性,受到了国内外学者的重视,已广泛运用于油藏数值模拟^[5, 28-31]。

2.2.1 离散裂缝网络模型

实际油藏非均质性和多尺度性强烈,裂缝具有显著的多尺度特征,储层是一种天然的离散介质状态。DFNM是一个裂缝全显式表征的模型,可以准确表征裂缝行为和影响,在处理例如裂缝扩展、滑移变形等力学问题时,显式表征裂缝的离散模型更为适用。在多场耦合研究中,连续介质模型中裂缝力学参数的确定往往需要等效参数的确定方法,抑或基于室内试验的方法;而离散裂缝模型对于裂缝边界条件的处理有相应的数学模型,理论上更方便。该模型建立在裂缝网络控制储层流体流动能力和物质运输的基础上,在一定程度上忽略了基质岩石的渗透性,因

此该模型适用于低渗储层的数值模拟^[32]。

2.2.2 离散裂缝—基质模型

实际模拟中,显式表征所有裂缝,会导致数值模拟过程中计算量巨大,DFMM是一种为了平衡尺度升级造成精度降低和几何与计算复杂度的模型,没有完全显式表征所有裂缝。在DFMM中,一些中小尺度的裂缝隐式表征,没有参与形成复杂的裂缝网络,而是通过尺度升级等效平均到多孔介质当中,提供次生渗透率^[33]。基于类似思想,一些离散介质模型和连续介质模型的混合模型被相继提出^[33, 46],这类混合模型既在一定程度上克服了连续介质模型裂缝刻画差的弱点,又极大减少了离散介质模型的计算量,在一定意义上给两种模型都提供了一种好的改进思路。即使原始基质岩石不渗透,DFMM也可以精细模拟岩石基质和裂缝界面的物理过程,包括两相流的毛细管力、流固耦合作用等^[2]。由于采用了尺度升级的方法,同DFNM相比,DFMM忽视了一些小尺度信息,计算精度降低,无法精细化捕捉局部流场的物理特征。

2.2.3 离散介质模型传统求解方法

(1) 半解析方法

半解析方法利用Laplace空间点源函数建立基质中流体流动的解析解,将SRV区域内的裂缝划分为若干微元并视为源汇项,采用数值方法求得裂缝内流体流动的数值解,而后利用裂缝面压力和流量的连续性条件耦合基质与裂缝的流体流动,进而建立求解DFNM的半解析方法^[34-36]。半解析方法的优势主要体现在计算精度和计算效率的提高,半解析方法基质系统不划分网格,可用于刻画复杂形态的裂缝网络,同时受益于Laplace空间解的优点,半解析法求解不受时间步长的限制,此外耦合基质解析解和裂缝数值解的处理方式在一定程度上也提高

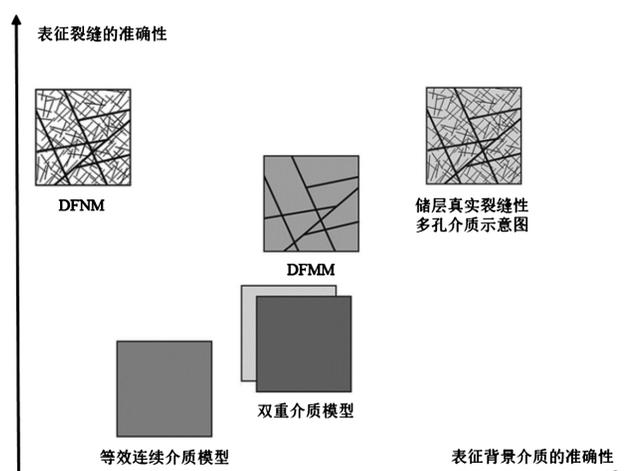


图1 裂缝性储层数学物理模型对比^[2]

了模拟精度(早期的精度)^[34]。但对于多相流问题、多场耦合问题或非均质性强烈的储层模拟,往往难以推导解析解,建立半解析模型难度较大。

(2) 数值模拟方法

离散介质模型最先是 Noorishad 和 Mehran 以及 Baca 等从单重介质改进而来^[37, 38],由于裂缝开度方向尺寸远小于裂缝延伸方向尺寸,数值模拟时可以忽略裂缝开度方向上物理量的变化,可以将 N 维裂缝系统降低一个维度,并通过流体交换耦合基质与裂缝系统。由于需要使用达西定律计算裂缝与基质之间的流体交换量,故而要求基质网格和裂缝网格耦合,造成了基质网格对于裂缝形态的依赖^[39]。若采用传统数值方法求解离散介质模型,例如 FEM^[40]、FDM、FVM^[41],为了保障计算精度,往往需要使用大量非结构网格进行局部加密,计算量显著增加,计算效率明显下降,难以适应大规模多尺度裂缝群数值模拟的要求。此外,研究发现,DFMM 可能造成多相流模拟时局部质量不守恒^[42]或数值不稳定^[43]。三种传统数值方法网格剖分示意图见图 2。

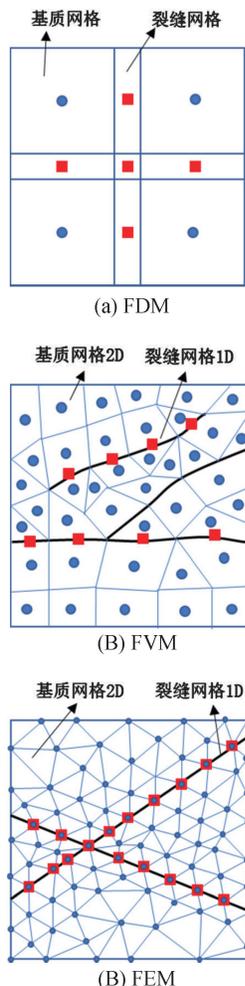


图 2 传统数值求解方法网格剖分示意图

2.2.4 数值模拟方法新进展

离散介质模型的主要问题表现在计算精度与计算效率之间的矛盾,国内外学者针对这些问题提出了不少先进数值方法,在一定程度上克服了计算精度和计算效率之间的矛盾。

(1) 嵌入式离散裂缝模型

网格对裂缝的依赖性造成离散介质模型 DFM 的计算复杂度很高,计算效率低下, Lee 等提出嵌入式离散裂缝模型,该模型中基质使用正交结构网格划分,裂缝通过数学处理被嵌入基质当中^[44]。该模型可看作是双重介质模型和离散介质模型的结合,对于基质网格覆盖的裂缝,考虑其与井源的相似性, Lee 等推导出了裂缝网格与基质网格的流体交换表达式。由于 EDFM 中裂缝被基质网格覆盖,模型中的基质网格不依赖于裂缝,与基于传统数值方法的 DFM 相比,计算量大幅度降低。在 EDFM 中,覆盖裂缝的基质网格包含了裂缝两侧的流场和流场的各物理量,对于单相流,裂缝两侧压力连续,计算误差不大,对于多相流,流体饱和度在裂缝两侧不连续,这导致基质网格中的平均饱和度存在一定误差,周方奇等通过分别计算裂缝两侧流量交换,解决了相饱和度和压力导数在基质—裂缝界面不连续的问题,提高了计算精度^[39]。

对于规模较大的裂缝性储层模型,尤其是小尺度裂缝较多时,基于 FEM、FVM 或 FDM 的 EDFM 还是需要划分大量网格以保证计算精度,计算效率急剧降低。为此,尺度升级的方法广泛使用, Lee 等提出了一种混合的 EDFM,该模型基于 DFMM,将中小尺度裂缝尺度升级,采用等效渗透率表征^[45],一些混合模型也被提出^[33, 46],在一定程度上平衡了计算精度和效率。同连续介质模型相比,EDFM 的计算精度更高^[46, 47];同离散介质模型相比,EDFM 的计算效率要显著高于使用 FEM、FVM 等常规数值方法的 DFM,但受尺度升级影响,其计算精度低于 DFNM。

(2) 多尺度方法

储层具有显著多尺度特征,对于有大量小尺度裂缝的情况,直接在小尺度条件下离散会导致计算量庞大,计算效率低下,尺度升级的方法在一定程度上提升了计算效率,然而该方法却忽略了小尺度信息,数值模拟精度不高。为了充分利用小尺度裂缝信息,多尺度方法被引入相关研究。目前最常用的多尺度方法是多尺度有限单元法,与传统有限元相比,多尺度有限元的区别主要在于形函数,传统 FEM 形函数是针对单元内节点插值而言的,同一单

元内部的相关参数必须一致,故小尺寸网格才能准确捕捉物理场特征。多尺度有限元是在粗网格上求解控制方程,在细网格上求解局部流动方程构造多尺度基函数,以此捕捉小尺度流动特征^[36]。小尺度下解的信息会自动代入到大尺度范围,可以提高宏观上的计算精度,然而研究发现,该方法也会使得局部守恒性变差^[49]。Chen 等进一步提出多尺度混合有限单元法,基于模拟有限差分求解,改善了多尺度有限单元法的局部守恒性^[50]。

为了突破克服计算精度与计算效率的问题,张庆福等将多尺度方法和嵌入式离散裂缝模型结合,使用模拟有限差分求解,使得模型既具有 EDFM 的优点,又克服了 EDFM 在尺度升级后无法充分利用小尺度裂缝信息的缺点,在一定程度上实现了计算效率和计算精度的平衡^[48]。

(3) 扩展有限单元法

前面两种方法在一定程度上解决了计算精度和计算效率之间的矛盾,但仍面临不少问题。对于大规模裂缝群数值模拟,尤其是小尺度裂缝较多时,EDFM 依旧无法完全克服计算精度与计算效率的矛盾;多尺度方法虽然可以在一定程度上实现计算精度和计算效率的平衡,然而多尺度方法需要粗细两套网格,多尺度基函数的构造需要求解局部流动方程,处理相对复杂,此外基于尺度分离的计算模型还不成熟,特别是针对非线性问题,相关理论还需要进一步研究。

扩展有限单元法最早是用于固体力学研究,一些学者将其引入流体流动的数值模拟^[51-54]。XFEM 将网格与裂缝解耦,网格完全独立于裂缝,无须使用非结构网格局部加密,基质与裂缝可以共用一套结构网格系统,网格设置更加方便灵活。不同于其他方法,XFEM 采用加强形函数捕捉流场性质,合适的加强形函数可以提高计算的收敛性和计算精度。

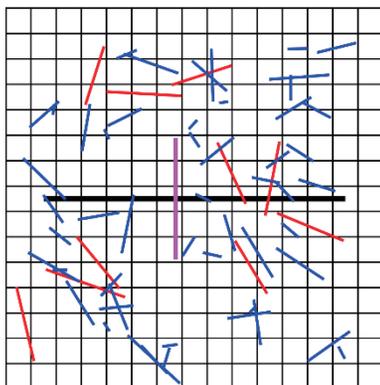


图3 XFEM-多尺度裂缝结构网格剖分示意图

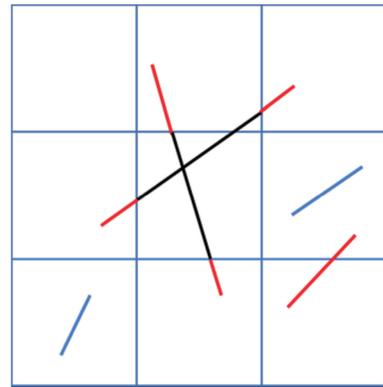


图4 XFEM 裂缝段分类示意图

对于流体压力场,裂缝面是一个弱不连续面(压力在裂缝两侧连续,但压力导数在裂缝两侧不连续),裂缝尖端压力梯度奇异^[55],夏阳等将裂缝段按与结构网格的相交情况分为三类(见图4黑色、红色、蓝色三类裂缝段),分别构造了三类加强形函数,进而建立了一种高效高精度的扩展有限单元方法,该方法使得网格设置更加灵活,计算精度和计算效率也进一步提升,可以应对大规模多尺度复杂裂缝网络模型的数值模拟^[29, 30]。

3 关于裂缝性储层流体流动数值模拟发展方向思考

过去几十年间,伴随计算机技术的运用和普及,油藏数值模拟技术快速发展,国内外关于单相流的研究已经较为成熟,近些年,多相流问题和多场耦合问题日渐受到重视,但受到理论和其他技术手段发展的一些限制,目前尚没有完美的方法可以解决。围绕裂缝性储层开发,本节将探讨一些油藏数模未来发展方向的思考。

3.1 计算精度和计算效率的平衡

新兴的数值方法并未完全解决计算精度和计算效率的矛盾,这些方法对于早期非稳态渗流的模拟精度普遍较差,尤其是对低渗超低渗储层早期流动的数值模拟。研究发现,生产初期裂缝壁面压力梯度较大,裂缝附近会出现长时间非稳态流动,目前的方法尚难以准确高效地捕捉这一特征现象,以 FEM 为例,可通过网格加密来捕捉这一现象,但网格加密伴随着计算量的显著提升。此外,对于多相流模型、流固耦合模型,求解方程存在强非线性,对计算效率影响也较为明显。储层中大量的天然裂缝对流体流动各向异性也会产生影响,显式计算天然裂缝和等效方法都围绕着实现计算精度和计算效率的平衡,但目前的相关理论和方法还不成熟,需要进一步探究。

3.2 混合数值模拟方法

每种数值方法都有其优势和缺陷,采用不同数值方法混合可以解决一些新问题。比如 FEM 虽具有很好的网格适用性,但在处理对流和扩散项时往往发生单元内质量不守恒的现象;FVM 可使得单元内严格遵守质量守恒,但其网格适用性弱于有限元。在模拟裂缝性储层多相流动问题时,有限元方法或有限体积方法均无法有效计算,联合有限元和有限体积混合数值方法可以解决裂缝多相流动问题^[56]。再例如扩展有限元和嵌入式离散裂缝相结合可以有效模拟水力压裂中流体流动和裂缝变形的耦合,两种方法分别在处理流动和变形中具有明显的优势。因此,发展混合数值模拟方法,扬长避短,对于工程仿真具有重要意义。

3.3 多相流

单相流的研究已经较为成熟,然而真实的储层通常都含油、水、溶解气和吸附气等多相流体,开发过程又往往需要压裂、水驱、气驱等人工措施,使得地下流体组分更加复杂,因此多相流是更普遍的存在。多相流中,毛细管力、孔隙几何形状、浮力和粘性力的相互作用会导致非线性耦合流动^[2],数值模拟难度较大。多相流数值模拟是当前研究的一大热点问题,取得了一些显著的成果^[10, 11, 13, 57-59],然而目前裂缝中流体流动模式、裂缝对本构方程的影响、尺度升级和非线性多尺度方法等相关理论尚不成熟,相应的数值求解方法也都存在一定的局限性,仍需进一步研究。

3.4 多场耦合

地下储层是一个多场耦合的复杂物理场空间,主要包括流体压力场、固体应力场、温度场、化学场等。流体流动时,任一物理场的物理量改变都会对流体属性和流动特征产生影响,同时流体属性和流动特性的改变可能反过来作用于物理场,这种相互耦合,完全交织在一起的多场耦合问题对现有数学物理模型和数值求解方法提出了较高挑战。而不同的数值模拟方法往往最适用的物理场也不同。例如常规的有限单元法,在离散裂缝模型中将裂缝作为内边界条件处理能够将裂缝与基质的流体交换耦合计算,但在处理裂缝变形时难以实现裂缝壁面的非连续变形,需要作一定的特殊处理,因此在采用有限单元计算裂缝流固耦合问题时需要进一步研究。

3.5 一体化数值模拟

在石油工程中,地质工程、钻完井工程和油藏开发工程是一个有机联系的一体化工程。油藏数值模

拟不仅依赖于地质工程中对于储层和裂缝的描述,也依赖于钻完井工程中井眼轨迹、储层改造(水力裂缝)的施工参数,并且油藏开发中井位部署也影响着单井产量,各个部分相互依赖,不能单独模拟和分析。地质—工程一体化数值模拟方法和工程数据共享是未来的发展方向,也是保证油气藏高效开发的有效方法。

4 结 论

本文论述了目前主流的针对裂缝性储层流体流动的数学物理模型和数值求解方法,针对连续介质模型(双重介质模型+等效连续介质模型)和离散介质模型(DFNM+DFMM),阐述了不同模型方法的优缺点和常用的数值求解方法,同时重点论述了近年来裂缝性储层数值模拟新方法。目前单相流问题已有一系列成熟可靠的数学物理模型和数值求解方法,但现有数学物理模型和数值求解方法在处理复杂裂缝多相流和多场耦合等问题时仍然面临着实质性的挑战。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例. 石油学报, 2012, 33(2): 173—187.
- [2] Berre I, Doster F, Keilegavlen E. Flow in fractured porous media: a review of conceptual models and discretization approaches. *Transport in Porous Media*, 2019, 130(1): 215—236.
- [3] Berkowitz B. Characterizing flow and transport in fractured geological media: a review. *Advances in Water Resources*, 2002, 25(8—12): 861—884.
- [4] 程林松. 高等渗流力学. 北京:石油工业出版社, 2011: 168—169.
- [5] 姚军,王子胜,张允,等. 天然裂缝性油藏的离散裂缝网络数值模拟方法. 石油学报, 2010, 31(2): 284—288.
- [6] Barenblatt GI, Zheltov YP, Kochirina IN. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous fluids in fissured rocks. *Journal of Applied Mathematics*, 1960, 24: 1286—1303.
- [7] Warren JE, Root PJ. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1963, 3(3): 245—255.
- [8] Kazemi H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1969, 9(4): 451—462.

- [9] Kazemi H, Merrill LS. Numerical simulation of water imbibition in fractured cores. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1979, 19(3): 175—182.
- [10] Gilman JR, Kazemi H. Improvements in simulation of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983, 23(4): 695—707.
- [11] Thomas LK, Dixon TN, Pierson RG. Fractured reservoir simulation// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1980.
- [12] Kazemi H, Gilman JR, Elsharkawy AM. Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions (includes associated papers 25528 and 25818). *SPE Reservoir Engineering*, 1992, 7(2): 219—227.
- [13] Quandalle P, Sabathier JC. Typical features of a multipurpose reservoir simulator. *SPE Reservoir Engineering*, 1989, 4(4): 475—480.
- [14] Moinfar A, Narr W, Hui MH, et al. Comparison of discrete-fracture and dual-permeability models for multiphase flow in naturally fractured reservoirs// Spe Reservoir Simulation Symposium, 2011.
- [15] Pruess K. A practical method for modeling fluid and heat flow in fractured porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985, 25(1): 14—26.
- [16] Wu YS, Pruess K. A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, 3(1): 327—336.
- [17] 李亚军. 缝洞型介质等效连续模型油水两相流动模拟理论研究. 东营: 中国石油大学, 2011.
- [18] Snow DT. Anisotropic permeability of fractured media. *Water Resources Research*, 1969, 5(6): 1273—1289.
- [19] Kamath J, Lee SH, Jensen CL, et al. Modeling fluid flow in complex naturally fractured reservoirs// SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition, 1998.
- [20] 姚军, 李亚军, 黄朝琴, 等. 裂缝性油藏等效渗透率张量的边界元求解方法. *油气地质与采收率*, 2009, 16(6): 80—83 +115—116.
- [21] 李亚军, 姚军, 黄朝琴, 等. 裂缝性油藏等效渗透率张量计算及表征单元体体积研究. *水动力学研究与进展 A辑*, 2010, 25(1): 1—7.
- [22] 宋维琪, 冯超. 微地震有效事件自动识别与定位方法. *石油地球物理勘探*, 2013, 48(2): 283—288+332+160—161.
- [23] Williams SS, Ozgen C, Billingsley RL. Microseismicity-constrained discrete fracture network models for stimulated reservoir simulation. *Geophysics*, 2013, 78(1): 37—47.
- [24] Nagel NB, Garcia X, Sanchez NM, et al. Understanding SRV: A numerical investigation of wet vs. dry microseismicity during hydraulic fracturing// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2012.
- [25] Liu X, Jin Y, Lin B, et al. An integrated 3D fracture network reconstruction method based on microseismic events. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 95: 104182.
- [26] Cipolla CL, Fitzpatrick T, Williams MJ, et al. Seismic-to-simulation for unconventional reservoir development// SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2011.
- [27] Cipolla C, Weng X, Mack M, et al. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity// SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production, 2012: cp-285-00002.
- [28] 黄朝琴, 姚军, 王月英, 等. 基于离散裂缝模型的裂缝性油藏注水开发数值模拟. *计算物理*, 2011, 28(1): 41—49.
- [29] Xia Y, Jin Y, Chen M, et al. An enriched approach for modeling multiscale discrete-fracture/matrix interaction for unconventional-reservoir simulations. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2019, 24(1), 349—374.
- [30] Xia Y, Jin Y, Oswald J, et al. Extended finite element modeling of production from a reservoir embedded with an arbitrary fracture network. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 2018, 86 (5): 329—345.
- [31] Zidane A, Firoozabadi A. An efficient numerical model for multicomponent compressible flow in fractured porous media. *Advances in Water Resources*, 2014, 74: 127—147.
- [32] Wang Y, Shahvali M. Discrete fracture modeling using Centroidal Voronoi grid for simulation of shale gas plays with coupled nonlinear physics. *Fuel*, 2016, 163: 65—73.
- [33] Jiang J, Younis RM. Hybrid coupled discrete-fracture/matrix and multicontinuum models for unconventional-reservoir simulation. *SPE Journal*, 2016, 21 (3): 1009—1027.
- [34] 贾品. 水平井体积压裂缝网表征及渗流数学模型. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- [35] Zhao YL, Zhang LH, Wu F. Pressure transient analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 104 (2): 31—38.

- [36] Zhou W, Banerjee R, Poe B, et al. Semi-analytical production simulation of complex hydraulic fracture networks// SPE International Production and Operations Conference & Exhibition, 2012.
- [37] Noorishad J, Mehran M. An upstream finite element method for solution of transient transport equation in fractured porous media. *Water Resources Research*, 1982, 18(3): 588—596.
- [38] Baca R, Arnett R, Langford D. Modeling fluid flow in fractured-porous rock masses by finite-element techniques. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 1984, 4(4): 337—348.
- [39] 周方奇. 低渗透油藏嵌入离散裂缝模型的数值模拟研究. 合肥: 中国科学技术大学, 2015.
- [40] Kim JG, Deo MD. Finite element, discrete-fracture model for multiphase flow in porous media. *AIChE Journal*, 2000, 46(6): 1120—1130.
- [41] Angot P, Boyer F, Hubert F. Asymptotic and numerical modelling of flows in fractured porous media. *ESAIM: Mathematical Modelling and Numerical Analysis*, 2009, 43(2): 239—275.
- [42] Karimi-Fard M, Durlofsky LJ, Aziz K. An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2004, 9(2): 227—236.
- [43] Fleishmann P, Kosik R, Selberherr S. Simple mesh examples to illustrate specific finite Element mesh requirements// Meshing Roundtable, 1999.
- [44] Lee SH, Lough MF, Jensen CL. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales. *Water Resources Research*, 2001, 37(3): 443—455.
- [45] Li L, Lee SH. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(4): 750—758.
- [46] Xu J, Sun B, Chen B. A hybrid embedded discrete fracture model for simulating tight porous media with complex fracture systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 174: 131—143.
- [47] Xu J, Chen B, Sun B, et al. Flow behavior of hydraulic fractured tight formations considering Pre-Darcy flow using EDFM. *Fuel*, 2019, 241: 1145—1163.
- [48] 张庆福, 黄朝琴, 姚军, 等. 多尺度嵌入式离散裂缝模型模拟方法. *计算力学学报*, 2018, 35(4): 507—513.
- [49] 张庆福, 黄朝琴, 姚军, 等. 基于多尺度混合有限元的离散裂缝两相渗流数值模拟. *科学通报*, 2017, 62: 1392—1401.
- [50] Chen Z, Hou TY. A mixed multiscale finite element method for elliptic problems with oscillating coefficients. *Mathematics of Computation*, 2003, 72: 541—576.
- [51] Huang H, Long TA, Wan J, et al. On the use of enriched finite element method to model subsurface features in porous media flow problems. *Computational Geosciences*, 2011, 15(4): 721—736.
- [52] D'Angelo C, Scotti A. A mixed finite element method for Darcy flow in fractured porous media with non-matching grids. *ESAIM: Mathematical Modelling and Numerical Analysis*, 2012, 46(2): 465—489.
- [53] Mohammadnejad T, Khoei AR. An extended finite element method for hydraulic fracture propagation in deformable porous media with the cohesive crack model. *Finite Elements in Analysis and Design*, 2013, 73: 77—95.
- [54] Khoei AR, Hosseini N, Mohammadnejad T. Numerical modeling of two-phase fluid flow in deformable fractured porous media using the extended finite element method and an equivalent continuum model. *Advances in Water Resources*, 2016, 94: 510—528.
- [55] Chen KP, Jin Y, Chen M. Pressure-gradient singularity and production enhancement for hydraulically fractured wells. *Geophysical Journal International*, 2013, 195(2): 923—931.
- [56] Wei SM, Jin Y, Xia Y, et al. The flowback and production analysis in sub-saturated fractured shale reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106694.
- [57] Schrefler BA, Scotta R. A fully coupled dynamic model for two-phase fluid flow in deformable porous media. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2001, 190(24—25): 3223—3246.
- [58] Hoteit H, Firoozabadi A. Numerical modeling of two-phase flow in heterogeneous permeable media with different capillarity pressures. *Advances in Water Resources*, 2008, 31(1): 56—73.
- [59] Hoteit H, Firoozabadi A. An efficient numerical model for incompressible two-phase flow in fractured media. *Advances in Water Resources*, 2008, 31(6): 891—905.

Advances in Numerical Simulation of Fluid Flow in Fractured Reservoirs

Xia Yang^{1,2†} Deng Yinghao^{1,2†} Jin Yan^{1,2*}

1. *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249*

2. *College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249*

Abstract The development of tight reservoirs plays an important role in the global supply of oil and gas resources. Due to the existence and interaction of natural and hydraulic fractures, fractured reservoirs always show strong heterogeneity and anisotropy, which increase the difficulty of simulation on productive flow. This paper focuses on discussing the research progress of numerical simulation on fluid flow in fractured reservoirs from the perspectives of mathematical models and numerical methods. The mathematical model contains a continuous model and a discrete model. The former is simple but always fail to capture local dynamics around fractures; and the latter is accurate but always fails to avoid the huge computational cost. Traditional numerical methods are incapable of overcoming the defects inherent in the physical descriptions, and it is difficult to eliminate the contradiction between calculation accuracy and efficiency. Many new methods are developed in regard to the existing problems, but how to balance the calculation accuracy and efficiency of complex fractures on the engineering scale is still inherent to be solved. The actual underground flow is a multiphase-multifield coupling physical process. The models in line with the engineering scene and the corresponding numerical methods also need to be further studied and explored.

Keywords fractured reservoir; fluid flow; reservoir numerical simulation

(责任编辑 姜钧译)

* Corresponding Author, Email: jiny@cup.edu.cn

† Contributed equally as co-first authors.