第517次学术讨论会·页岩气开发中的工程科学问题

页岩水力压裂的关键力学问题

庄茁^{①*}, 柳占立^①, 王涛^①, 高岳^①, 王永辉^②, 付海峰^②^① 清华大学航天航空学院, 北京 100084;^② 中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

*联系人, E-mail: zhuangz@tsinghua.edu.cn

2015-07-14 收稿, 2015-08-30 修回, 2015-08-31 接受, 2015-10-16 网络版发表

国家自然科学基金(11372157)和教育部博士点专项研究基金(20120002110075)资助

摘要 页岩气的开采成为我国绿色能源开发的新领域. 尽管北美页岩气革命取得了成功, 水力压裂是成功的开采方式, 目前采收率仅为5%~15%, 问题出在哪里呢? 由此给力学家提出了巨大的挑战和机遇. 本文针对页岩水力压裂的关键力学问题, 阐述理论、计算和实验的研究进展和技术难点, 主要内容有: 页岩人工裂缝扩展的大型物理实验模拟平台; 考虑时间相关性的各向异性本构模型; 页岩起裂、分叉及多裂缝相互作用的断裂力学准则和模拟方法; 裂缝簇稳定性扩展的力学条件和创造缝网的多尺度有限元模型; 耦合断裂力学和流场压力的裂缝网扩展数值模拟方法.

关键词 页岩, 水力压裂, 力学问题

1 “页岩气革命”风吹中国

页岩气是指以吸附和游离、时而还有流体相的形态状态赋存于泥页岩中的非常规天然气. 美国和加拿大是页岩气进行规模开发的主要国家, 页岩气年产量约占天然气(干气)产量的1/4. 2013年, 美国能源部能源信息管理局预测中国的页岩气储量排名世界第一, 占比全球储量的36%, 是美国的1.5倍, 达到 $1115 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1]. 北美页岩气的商业化开采给世界各国的能源结构调整带来巨大影响, 加快页岩气资源勘探与开发已成为页岩气资源大国的共同目标, 特别是在我国不合理的能源消费结构背景下, 页岩气开采将成为绿色能源开发的新领域, 从而成为缓解原油产量不足, 降低减少煤化石燃料环境污染的有效途径.

页岩油气规模开发主要依靠水平井和水力压裂改造两项关键技术, 目标是增加储层宏观渗透率. 页岩基质中气体的微流动(吸附、解吸、扩散与渗流)是

影响产气量的决定因素, 这也是页岩气不同于常规天然气藏的主要区别. 北美“页岩气革命”取得了成功, 但是根据美国页岩油气田的产量数据表明, 目前采收率仅为5%~15%. 尽管水力压裂是成功的开采方式, 仍不足以开采出大部分的油气, 地下几千米, 看也看不见, 问题出在哪里呢? 由此给力学家提出了巨大的挑战和机遇.

美国科学院院士、西北大学的Bažant等人^[2]认为在水力压裂裂缝扩展过程中, 局部裂缝失去扩展稳定性是主要原因之一. 从现有页岩气开采技术层面看, 我国页岩气开采同样面临更多的技术和方法的选择与挑战. 我国的页岩地质条件与美国相比更加复杂, 这是因为美国页岩储层主要是海相沉积, 而我国有极其发育的陆相沉积; 美国页岩气产区主要分布在比较稳定的大地构造岩层内, 页岩气埋藏深度平均在1500 m; 而我国众多的页岩层都经历了强烈的后期改造. 以四川和塔里木盆地为例, 其页岩气埋

引用格式: 庄茁, 柳占立, 王涛, 等. 页岩水力压裂的关键力学问题. 科学通报, 2016, 61: 72~81

Zhuang Z, Liu Z L, Wang T, et al. The key mechanical problems on hydraulic fracture in shale (in Chinese). Chin Sci Bull, 2016, 61: 72~81, doi: 10.1360/N972015-00347

藏深度在3000~6000 m,且地表环境较差,多山区或沙漠,经历地震重构、严重缺水和道路崎岖,因此,施工成本和开发难度极高.人们自然要问:我国的采收率能够达到多少呢?

我国大规模开发的页岩气示范区包括中石油的威远和长宁区块以及中石化的涪陵区块,这3个区块的传统评价指标(地层孔隙压力、脆性指数和地应力等)都较为相似,但是产量差异较大.在长宁区块的钻井过程中发生了严重的井壁失稳,长宁和威远区块在压裂过程中发生了很多套管变形事故,直接导致水平段缩短,体积改造规模降低.页岩储层的储气方式以自由气和吸附气为主,由于页岩储层具有超低渗透率(通常在纳达西的量级),基质渗透率过小,渗流阻力过大.这种低孔、低渗透率的物性特征(孔隙度一般在4%~6%,渗透率小于0.001 mD),导致油气溢出阻力比常规天然油气大,基本无自然产能,因此流体的渗透通道主要是裂缝网络系统.对页岩储层进行大规模压裂改造是形成页岩油气工业产能的主要技术手段.

水力压裂从1985年开始广泛用于页岩储层增产作业中,多级压裂、清水压裂、同步压裂、水力喷射压裂和重复压裂是目前页岩油气水力压裂常用技术,已经应用并取得了成功.在水力压裂过程中,通过高压压裂液的注入,使储层产生新的裂缝,连通原有的天然裂缝,进而形成复杂的裂缝网络.页岩油气储层人工裂缝与天然裂缝、以及天然裂缝相互之间的连通性对于储层产能有着重大影响,只有相互连通的有效裂缝网络对产量才有贡献.因此对页岩储层进行压裂改造形成缝网系统是提高页岩气工业产能的主要技术手段.

页岩动态裂缝扩展是涉及到固体断裂、液体流动、气体扩散等多个物理过程的耦合问题,是发展断裂力学理论和数值计算方法应用于工程的最佳选题.在水力压裂改造的过程中,使储层产生新的裂缝,相互连通和分叉扩展的稳定裂缝网络系统才能提高产能.已有研究表明中国页岩储层断裂具有许多新的特性:(1)页岩储层为层叠沉积岩,每一叠层属性各不相同,具有明显的各向异性;(2)某些区块水平面内弹性模量和渗透系数与竖直方向有很大差别,是典型的横观各向同性材料;(3)受层间界面阻碍,裂缝很难沿竖直方向扩展,造成油气沿竖直方向渗透困难;(4)由于叠层间粘接弱面或节理的存在,页岩断裂后具有复杂的几何形态,大量裂缝分支的存在给压裂液的设计及

对裂缝网渗透性及连通性的评估带来了困难.为了设计针对页岩断裂特点的压裂技术,必须研究页岩断裂过程中复杂缝网的形成和力学控制机理.

本文针对我国页岩油气高效开发中的水力压裂问题,结合大型物理模型实验和现场数据,阐述了发展断裂力学理论与数值模拟方法和程序、应用水力压裂对页岩进行体积改造和控制缝网的研究进展和关键技术.主要内容有:页岩裂缝扩展的大型物理模拟实验平台和方法;考虑时间相关性的各向异性Biot本构模型;页岩起裂、分叉及多裂缝相互作用的断裂力学准则和模拟方法;裂缝簇稳定性扩展的力学条件和创造缝网的多尺度有限元模型;耦合断裂力学和流场压力的裂缝网扩展模拟方法.

2 页岩裂缝扩展的大型物理模拟实验平台和方法

随着页岩气、煤层气、致密气等非常规天然气藏大规模开发,大型水力压裂物理模拟(大物模)实验在认识复杂裂缝起裂扩展机理、模拟现场压裂工艺方面发挥了重要作用.20世纪80年代,国外开始水力压裂物理模拟方面的研究^[3,4],从90年代至今,我国学者陈勉等人^[5]和姚飞等人^[6]利用小规模物模实验也开展了相关研究.2012年,中石油勘探开发研究院廊坊分院在国内建立了目前国际领先、亚洲唯一的1.0 m³大物模实验系统,岩样的标准尺寸为762 mm×762 mm×914 mm,加载最大应力可达69 MPa,如图1所示.然而,如何对水力压裂裂缝实时扩展动态进行准确监测,不仅是大物模实验也是现场压裂施工过程中亟需解决的难题.目前,水力压裂实验中采用的声波监测裂缝扩展技术主要分为主动和被动声波两类^[7].2001年,荷兰学者de Pater等人^[8]开发了主动声波监测技术,该技术只能进行二维平面定位,对于转向裂缝或扭曲裂缝定位还存在误差.目前应用最广泛的监测技术是被动声波监测技术,在小型岩心板压裂实验中,取得较好监测效果^[9],但尚未见到在大尺寸岩样上应用的报道.本文作者王永辉和付海峰利用大物模实验,研究了声波监测水力裂缝起裂及扩展形态.图2为清华大学黄克智院士参加实验时观察页岩裂缝,压裂液的路径代表了裂缝缝隙,展现了岩石解理面位置.声波监测模型采用单一速度场,为了弥补速度模型的缺陷.2013年,付海峰等人^[9]通过主动声发

图1 (网络版彩色)页岩压裂大型实验装置

Figure 1 (Color online) A large 3D shale sample on fracking experiment

图2 (网络版彩色)黄克智院士在实验现场观察页岩裂缝

Figure 2 (Color online) Prof. KC Hwang was observing shale fracture on-site

射对传感器坐标点的定位进行速度场校核,最大限度地降低声波速度误差;同时,为了降低声波在大尺度岩样内衰减带来的误差,尽可能增加声波监测通道的数量,采用24路声波监测通道实时监测。因此,改进大物模实验系统和实时监测等技术,有助于推进页岩动态裂缝控制机理的研究。

在已建立的大物模实验平台基础上,研究人员进行了页岩和砂岩的断裂力学性能和压裂参数的研究,评估材料本构、围压、水压等对裂缝扩展影响的规律。利用主/被动声发射结合监测技术,对页岩内声发射事件进行实时监测和定位。研究的目的是揭示裂缝扩展规律,并为标定岩石模型参数提供技术手段,为理论模型和数值模拟程序的计算结果提供实验验证。

3 页岩本构模型和裂缝扩展准则

页岩是多孔、各向异性且含有复杂天然裂缝、节理等弱面的非均质材料,建立合适的页岩本构模型及其起裂、分叉准则是进行裂缝扩展数值模拟的基

础。现有理论和数值软件中多把页岩简化成无孔、各向同性材料处理。而在开采页岩气时,由于气体压力分布发生变化,影响页岩储层基体的应力分布,因此,当研究页岩储层的力学特性时,不能忽略页岩孔隙气体压力变化的影响。早在1925年, Terzaghi等人^[10]开始研究多孔介质的变形与流体流动的耦合作用,提出了将岩石中的应力与孔隙压力求和的等效应力公式,并建立了一维固结模型。1941年, Biot^[11,12]将固结模型推广到三维空间,提出了相应的本构模型,首次在岩土本构中引入达西定律,考虑了多孔介质孔隙气体压力与介质变形互相影响,从此Biot本构便成为研究岩石的常用本构。1993年, Detournay和Cheng^[13]从等效应力本构出发,基于弹性力学系统推导了多孔介质流固耦合的理论基础,并给出了几种问题的解析解,近年来, Garagash等人^[14]又基于Biot本构导出了在压裂液黏性和岩石断裂韧性主导下的裂尖应力场奇异性,对理解页岩起裂具有重要意义。2008年, Zhang等人^[15]在Biot本构模型中增加了考虑解吸附过程引起的体积应变,即公式(1)右侧的最后一项,这目前被认为是诠释页岩水力压裂和气体开采过程的最合理的修正的Biot本构模型:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2G} \sigma_{ij} - \left(\frac{1}{6G} - \frac{1}{9K} \right) \sigma_{kk} \delta_{ij} + \frac{\alpha}{3K} p \delta_{ij} + S_1 \frac{\varepsilon_s}{3} \delta_{ij}, \quad (1)$$

注意,笔者在这里增加了时间开关项 S_1 (在压裂过程, $S_1=0$; 在解吸附过程, $S_1=1$)。其原因是解吸附发生在水力压裂之后,相比以小时和天计量的短时间压裂过程,气体释放体积膨胀是以月和年计量的长时间过程。

目前,大多数石油公司的程序中采用的是线弹性本构模型,少数商用软件采用各向同性的Biot本构。然而,页岩是各向异性的,造成岩石的抗拉强度也具有各向异性特征,对裂缝扩展产生重要影响,裂缝扩展指向最大压应力方向;再者,在水力压裂过程中的孔隙流动出现了扩散方程,带来了材料的时间效应,其本构是随时间变化的。水力压裂的过程,时间长短是相对的,水压加的越慢,保压时间越长,越容易压裂。解决这两个关键问题,需要修正现有的Biot本构模型,即发展考虑时间相关性、各向异性,页岩孔隙压力、解吸附体积膨胀的修正的Biot本构模型,以其替代现有的广义虎克定律模型,改进现有的岩石强度准则,并利用修正的Biot本构进行井眼强度校核,给出井眼安全条件。

合适的本构模型在研究页岩裂缝网形成机制中至关重要。需要同时基于应力和能量释放率准则研究多裂缝相互作用规律,考虑裂缝间摩擦力、地应力状态、压裂裂缝和天然裂缝相互作用等各种因素对裂缝扩展路径的影响,诠释复杂裂缝网的形成机理。当水压裂缝与天然裂缝、断层等弱面相遇时会出现多种情况,如:(1)压裂裂缝和天然裂缝同时扩展;(2)压裂裂缝终止,天然裂缝扩展,如图3(a)所示;(3)压裂裂缝穿过天然裂缝扩展,天然裂缝保持静止,如图3(b)所示,其中水力压裂的扩展路径选择对复杂裂缝网的形成非常重要。

国内外学者对穿越界面的裂纹扩展问题进行了研究^[16,17],但至今尚无广泛接受的准则。Renshaw和Pollard^[18]对水压裂缝垂直相遇天然裂缝时给出一个简单的准则:当水压裂缝尖端应力场能满足在天然裂缝另一侧形成新的裂缝,而同时又不使天然裂缝面发生滑动的条件时,则认为水压裂缝能够穿过天然裂缝扩展,此准则依赖于天然裂缝面的摩擦系数。很显然,界面裂缝穿越问题是涉及相遇裂缝夹角,界面黏结和摩擦等多个因素的复杂过程,仅考虑裂尖应力场是不够的,必须结合裂尖应力幅值和能量释放率才可能建立比较合理的裂缝相互作用准则。因此,需要建立考虑岩石脆度、地层压力、地应力的页岩裂缝的起裂、扩展、止裂和分叉准则,以断裂力学理论为基础研究含流体压力的裂缝尖端应力场特性,建立流体压力驱动裂缝扩展的能量释放率公式。

4 页岩水力压裂缝网的数值模拟

大物模实验研究能够获得重要的页岩裂缝扩展数据,如岩石本构参数、三向应力与水力致裂的关

系、裂纹扩展形貌,但实验成本昂贵,一次实验动辄几十万元,需耗费大量的人力、物力;另外,再大的物模也是从页岩露头样品采集的,不能完全表现地下几千米的地层形态和状态,只能对理论模型和数值模拟技术给予参数标定和方法验证。近年来随着数值模拟技术的发展,水力压裂的数值模拟已成为研究压裂过程的有效手段,对理解页岩复杂裂缝网形成机理、指导改进压裂技术具有重要意义。

国内外对岩体压裂裂缝扩展的数值模拟主要有以下几种典型方法:基于边界元的位移间断方法(DDM)^[19],当裂纹扩展时需要重新剖分网格,以求解裂纹面处位移间断在岩体内部产生的变形场;基于有限元和非连续变形分析的流行元方法(NMM)^[20],该方法很容易处理岩体内断层、节理、裂纹等不连续面,但扩展到三维有一定困难;基于解析或半解析裂缝模型的离散裂缝网方法(DFN)^[21],该方法求解效率高,在商业软件中广泛采用,但其基于简单的平面裂缝模型,难以考虑天然裂纹、材料各向异性、孔隙压力等对裂缝网形貌的影响。这些方法目前在岩体压裂裂缝扩展研究中都已经得到有效应用,取得了丰硕的成果。具体介绍如下:1980年,Hagoort等人^[22]建立了水力压裂过程中裂缝扩展的数学几何模型,模拟水压致裂过程,认为压裂液的注入率和地层的孔隙率对裂纹扩展有非常大的影响。1992年,Abass等人^[23]基于最大拉应力准则和拉格朗日极值法建立了井筒附近的裂缝空间的转向模型,分析井筒内的压裂液的压力和三向地应力共同作用下裂缝的起裂和扩展。2011年,Zhang和Ghassemi^[24]利用二维模型模拟裂缝的萌生和扩展,发展了一个无量纲参数来表征由压裂液黏性引起的水力压裂裂尖的重定位和弯曲转向。

图3 (网络版彩色)水压裂缝与天然裂缝相互作用情况。(a) 压裂裂缝终止,天然裂缝扩展;(b) 压裂裂缝穿过天然裂缝扩展,天然裂缝保持静止
Figure 3 (Color online) Interaction between hydraulic fracture and natural fracture. (a) Hydraulic fracture arrest, natural fracture growth; (b) hydraulic fracture penetrates natural fracture and the later keeps arrest

2013年, Erfan和Dmitry^[25]采用PKN模型来模拟裂缝的几何形态, 并考虑了岩石的可渗透性, 模拟了低黏度压裂液作用下的水力压裂过程. PKN和KGD是两类经典的水力压裂计算模型, 如图4所示: 图4(a)中PKN模型假设裂纹在竖直方向的截面互相独立, 裂纹长度远大于高度, 将椭圆裂纹的张开关系代入润滑方程, 考虑流体流动和压力梯度, 不考虑裂尖效应. 图4(b)中KGD模型假设裂纹在水平方向的截面互相独立, 裂纹高度远大于长度, 考虑裂尖的效应. 两种模型均将3D问题转化为2D平面应变问题. 2013年, Damjanac等人^[26]考虑了三维压裂模型, 并通过DFN引入天然裂缝, 研究更加真实的压裂过程. Weng等人^[27]和Zhang等人^[28]基于DFN模型提出了非常规裂缝扩展模型(UFM), 该模型能够模拟天然裂缝和人工裂缝之间的相互作用, 建立了裂缝端部扩展准则, 考虑了压裂液的一维流动、支撑剂的输送和裂缝宽度的弹性变形.

国内的岩石压裂数值模拟处在起步阶段, 尚没有形成有影响力的指导水力压裂工程的软件. 主要研究进展有: 1997年, 王水林和葛修润^[29]使用流形元方法模拟了岩石中的裂纹扩展, 针对两个算例的分析展示了流形元方法的有效性. 1999年, 肖洪天等人^[30]使用裂纹奇异单元, 建立了用于裂纹流变扩展的力学模型, 数值分析了主裂纹与微裂纹相互作用的过程, 得到了裂纹流变扩展的细观力学机理. 2002年, 蒋廷学等人^[31]使用有限元及时间差分的方法,

分析了水力压裂井在一些复杂情况下的动态响应, 建立了统一的油藏-裂缝系统渗流模型. 2007年, 焦玉勇等人^[32]使用非连续变形方法模拟岩石中裂缝扩展; 其将裂缝边界模拟为虚拟节理边界, 并模拟了裂缝萌生、扩展、贯通直至破碎的全过程. 2011年, 孙海成等人^[33]使用DFN数值方法模拟了页岩气储层的基质渗透率、裂缝连通性、裂缝密度(改造体积)、页岩气储层主裂缝与次裂缝对产量的影响, 指出只有相互连通的有效裂缝对页岩气产出有贡献, 并分析了页岩气压后产量递减的规律. 这些方法在岩体压裂数值模拟方面都已经得到有效应用, 但如前所述在处理页岩复杂断裂上均有一定的局限性.

1999年, Belytschko等人^[34]提出了一种新的计算方法——扩展有限单元法(XFEM), 在传统有限元的基础上进行了重要的改进, 无需重划网格即可实现裂纹在规则网格中的任意扩展. 近十几年来, XFEM被不断发展, 逐渐成为了一种处理非连续场、局部变形和断裂等复杂力学问题的功能强大、极具应用前景的新方法, 在岩土工程领域得到了广泛应用. 2011年, Pan等人^[35]将XFEM和流体模拟软件TOUGH结合, 实现了固体变形和裂缝内流体流动的耦合分析. 2012年, Watanabe在XFEM框架下发展了界面单元来表示岩石中如节理、天然裂缝等已经存在的不连续弱面, 该方法可以模拟多个交叉的裂缝, 但目前只能处理二维问题, 并且不能模拟非连续面的扩展. 2013年, Chen^[36]在把压力自由度引入到XFEM单元中模拟水

图4 两类经典的水力压裂计算模型. (a) PKN模型; (b) KGD模型

Figure 4 Two kinds of classic hydraulic fracture computation models. (a) PKN model; (b) KGD model

力压裂,既利用了XFEM模拟任意裂缝扩展的优点,又引入了压力自由度模拟裂缝中的压裂液,实现了二者的耦合,但目前只研究了单裂纹扩展问题.本课题组近年来基于扩展有限元发展了二维、三维实体、壳的断裂模拟方法^[37,38],成功研究了各种复杂断裂问题,例如数值模拟了曲面壳体上裂纹任意扩展路径^[39],通过发展新的水平集理论模拟了在体积压裂过程中的人工裂缝与天然裂缝的复杂相互作用.图5模拟了在中心水管的水力压裂下形成缝网;图6所示平面裂缝的动态分叉扩展的有限元计算结果,其裂缝分叉速度约为70%的瑞利波速^[40].基于上述研究成果,出版了国内第1本扩展有限元专著《扩展有限单元法》^[41];并于2014年出版了国际上第2本扩展有限元专著*Extended Finite Element Method*^[42].扩展有限元方法在研究页岩复杂裂纹扩展上有很大优势,具有广阔的应用前景.

目前国际上水力压裂数值模拟形成了一些软件体系,从整体区块的压裂设计,到单井压裂设计和实时监测分析等方面,都有相应的软件,代表性的主要有FracpropPT, Meyer, TerraFrac, E-StimPlan等,这些软件的开发和使用大大促进了水力压裂技术的发展.但是由于这些软件大多采用非常简化的裂缝模型,难以应对页岩中复杂的缝网系统.如FracpropPT, E-StimPlan等软件,认为储层是各向同性的均匀材料,采用解析或半解析的裂缝模型,把裂缝简化成对称平面裂纹,忽略了裂缝复杂的几何形态及多个裂缝之间的相互作用. Meyer公司基于离散裂缝网(DFN)模型专门开发了用于模拟页岩压裂的模块MShale,该模块为准三维模型,构造复杂裂缝网时假设缝网为两组正交的平行裂缝面组成,且平行裂缝面间距相等,不能考虑天然裂缝、材料各向异性、孔隙压力等对裂缝网形貌的影响;另一方面该模块还假设裂缝网区域为以射孔为中心的椭球区域.这些假设都与微地震观测到的数据有较大差距.其他商用有限元软件也在大力发展页岩压裂功能,如ABAQUS基于XFEM的程序可以模拟平面裂缝在三维实体中扩展,但是目前的裂缝扩展功能比较简单,没有应用考虑孔隙压力的Biot本构,尚未能够模拟裂缝交汇、分叉和缝网等问题.

即便是国外公司如此简单力学模型的软件,仍然能够应用于中国页岩气的开发设计,如斯伦贝谢、阿里伯顿等公司大举进军中国的页岩气工程,且要

图5 (网络版彩色)页岩水力致裂形成缝网的数值模拟结果

Figure 5 (Color online) Simulation result of hydraulic fracture network

图6 (网络版彩色)平面裂纹的动态分叉扩展

Figure 6 (Color online) Dynamic crack branching

价昂贵,可见我们有多么亟需开发具有自主知识产权的中国页岩气开发设计软件.针对页岩压裂的复杂特点,在页岩压裂领域需要发展符合真实物理状况的水平井爆孔设计和水力压裂设计模拟工具.发展水力压裂工程软件需要坚实的研究基础,特别是基于断裂力学的数值模拟方法.

5 页岩裂缝簇扩展稳定性的理论和数值模型

水力压裂主要是在页岩地层水平井中采用米级的间隔区域微爆致裂,然后注入高压水力产生裂缝网络技术,如图7所示.这里有两点重要考虑:(1)微爆形成的主裂缝在水力压裂过程中不断形成多尺度(multi-scale)或多层次(hierarchical)裂纹,为难以解吸附的页岩气提供更多的自由表面积,即产生具有损伤意义的弥散裂纹网,或者损伤体积比;(2)各层次的裂缝均能够稳定性扩展,尽量平行扩展致远,而非长裂缝对短裂缝形成屏蔽效应^[43],这种局部化的屏蔽效应称其为裂缝扩展失去稳定性^[2].有效的动水压力和分布形式是裂缝稳定扩展的动因,形成裂缝驱动力,应力-应变场的势能驻值构成临界条件,如图8所示,其最小势能形成稳定扩展准则^[44].理论模型如何与数值计算和程序相结合?如何发展断裂力学、损伤力学和岩石力学理论,以及通过数值模拟技术创造这种多尺度稳定裂缝网体系是水力压裂的关键力学问题.

根据美国页岩油气田的产量数据表明,目前采收率只有5%~15%,尽管水力压裂是成功的开采方式,但是仍不足以开采出大部分的油气,问题出在哪里呢?这里有两种可能性:(1)在地层中最多能产出15%的气,纳米尺度孔隙的解吸附能力偏低,基质渗透率过小,渗流阻力过大;(2)只有15%体积页岩被压裂,或者需要压裂更精细的裂缝网络空间才能高效开采.这些在地表数千米以下、看不见摸不着的裂

图7 (网络版彩色)水平井水力压裂网示意图

Figure 7 (Color online) Schematic diagram of hydraulic fracture network

图8 (网络版彩色)裂缝簇稳定产生裂缝扩展示意图

Figure 8 (Color online) Fracture family stably propagates diagram

缝网络迷惑着我们,对力学工作者提出了全新的挑战,深感人地之难.然而,这也唤起我们创新的欲望,通过研究如果能够提高采收率几个百分点,也是对我国能源需求的重大贡献.对于水力致裂能力的偏差,Bažant等人^[2]认为在裂缝系统扩展过程中,局部裂缝失去稳定性扩展是主要原因之一.由此给断裂力学理论和计算分析提出巨大的难题:创造什么样的流体压力才能驱动裂缝簇在地层中稳定扩展一定的距离,并且还能继续制造新的稳定扩展的子裂纹群?如建立图5中最小微爆间距 $h_{\min}$ 和裂缝间距 $s_{\min}$ 的定量计算方法和公式,即可评估页岩气采收率.

建立基于断裂力学、损伤力学和岩石力学理论的多尺度稳定性裂缝网体系模型.应用XFEM方法能够给出人工微爆形成的主裂缝,在接下来的水力压裂过程中不断形成多尺度(multi-scale)或多层次(hierarchical)裂缝,给出各个尺度代表性损伤体积单元(RVE)的力学条件,为难以解吸附的页岩气提供更多的自由表面积,即产生具有损伤意义的弥散裂纹网,或者损伤体积比.通过理论模型和数值模拟得出页岩各向异性、随机损伤-断裂特性、水压裂缝间距及天然裂缝分布等因素对缝网发育程度的影响;理解压裂中复杂缝网的形成规律,为水平井压裂参数优化及裂缝网络设计提供参考.

6 发展耦合裂缝网扩展与流场压力的模拟方法

结合扩展有限元方法(XFEM)、单元删除法

图9 (网络版彩色)页岩缝网扩展数值模拟程序框图

Figure 9 (Color online) Program chart for simulation on fracture network propagation in shale

(EDM)、水平集(Level set)和内聚力单元(Cohesive element)等计算力学方法,发展页岩三维缝网扩展数值模拟工具,与大物模实验和理论模型形成相互支撑,为工程应用提供分析软件^[45]。主要工作包括:以页岩起裂、分叉准则研究为基础,基于XFEM模拟三维裂缝在页岩储层中的任意扩展,通过发展新型多水平集理论和内聚力单元描述三维裂缝面的几何形貌,方便处理裂缝分叉、汇合等三维裂缝拓扑的几何描述。另一方面,通过求解润滑方程和流体质量守恒方程,耦合在裂纹面上水压力呈非线性变化的流体力学计算公式,计算裂缝面上压力和裂缝内流量分布,用以驱动裂缝的进一步扩展;发展并行求解算法,实现页岩层水力压裂过程的三维裂缝网扩展数值模拟,形成自主知识产权的软件。图9所示为计算分析流程框图。

7 结论

以“页岩气开发中的工程科学问题”为主题,2014年12月10~11日,郑哲敏、黄克智、程耿东、谢和平和李阳五位院士发起香山科学会议第517次学术讨论会。形成香山会议共识:页岩油气开采的理论和实践是综合交叉科学和工程实践,中国的页岩气开发问题要由中国的科学家和工程师解决,需要相关领域的科技工作者协同创新,不仅局限于石油行业内部的科技人员,特别是为力学工作者展开了广阔的舞台,任重道远。花钱买不来中国的页岩气革命,打破国外企业的技术垄断,必须有自己的绝活。需要理论更成熟,模拟更高效,预测更精准的方法和技术,目标就是为走出一条独立自主,赶超国际先进水平的页岩水力压裂技术路线奠定力学基础。

参考文献

- 1 United States Energy Information Administration. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Analysis and Projections. 2013
- 2 Bažant Z P, Salviato M, Chau V T, et al. Why fracking works. J Appl Mech, 2014, 81: 101010
- 3 Thomas L B. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures. In: Proceedings of Society of Petroleum Engineers. Pittsburgh, 1982. 559–562
- 4 Blot M A, Medlin W I, Masse L. Laboratory experiment in fracture propagation. Soc Petrol Eng J, 1984, 24: 256–268
- 5 Chen M, Pang F, Jin Y. Experiments and analysis on hydraulic fracturing by a large-size triaxial simulator (in Chinese). Chin J Rock Mech Eng, 2000, S1: 868–872 [陈勉, 庞飞, 金衍. 大尺寸真三轴水力压裂模拟与分析. 岩石力学与工程学报, 2000, S1: 868–872]
- 6 Yao F, Chen M, Wu X D, et al. Physical simulation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured formations (in Chinese). Oil Drill Prod Technol, 2008, (3): 83–86 [姚飞, 陈勉, 吴晓东, 等. 天然裂缝性地层水力裂缝延伸物理模拟研究. 石油钻采工艺, 2008, (3): 83–86]

- 7 Economides M J, Nolte K G. Reservoir Stimulation. Weinheim: John Wiley & Sons Inc, 2000
- 8 de Pater C J, Groenenboom J, van Dam D B, et al. Active seismic monitoring of hydraulic fractures in laboratory experiments. *Int J Rock Mech Min Sci*, 2001, 38: 777–785
- 9 Fu H F, Cui M Y, Zou J, et al. Changqing sandstone crack propagation experiments on acoustic monitoring technology (in Chinese). *J North Petro Univ*, 2013, (02): 96–101 [付海峰, 崔明月, 邹憬, 等. 基于声波监测技术的长庆砂岩裂缝扩展实验. 东北石油大学学报, 2013, (02): 96–101]
- 10 Terzaghi K. Principles of soil mechanics: IV settlement and consolidation of clay. In: *Engineering News Record*. New York: McGraw-Hill, 1925
- 11 Biot M. A general theory of three dimensional consolidation. *J Appl Phys*, 1941, 12: 155–164
- 12 Biot M. A theory of stress strain relations in anisotropic viscoelasticity and relaxation phenomena. *Appl Phys*, 1954, 25: 1385–1391
- 13 Detournay E, Cheng A. *Comprehensive Rock Engineering*. London: Pergamon Press, 1993. 2: 113–171
- 14 Garagash D I, Detournay E, Adachi J I. Multiscale tip asymptotics in hydraulic fracture with leak-off. *J Fluid Mech*, 2011, 669: 260–297
- 15 Zhang H, Liu J, Elsworth D. How sorption-induced matrix deformation affects gas flow in coal seams: A new FE model. *Int J Rock Mech Min Sci*, 2008, 45: 1226–1236
- 16 Thiercelin M, Makhhyu E. Stress field in the vicinity of a natural fault activated by the propagation of an induced hydraulic fracture. In: *Proceedings of the 1st Canada-US Rock Mechanics Symposium*. Vancouver: American Rock Mechanics Association, 2007. 2: 1617–1624
- 17 Zhang X, Jeffrey R G. The role of friction and secondary flaws on deflection and re-initiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures. *Geophys J Int*, 2006, 166: 1454–1465
- 18 Renshaw C E, Pollard D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbonded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials. *Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstracts*, 1995, 32: 237–249
- 19 Crouch S L, Starfield A M. *Boundary Element Methods in Solid Mechanics*. London: George Allen & Unwin Ltd, 1983
- 20 Shi G H, Pei J M. Numerical manifold method and discontinuous deformation analysis (in Chinese). Beijing: Tsinghua University Press, 1997 [石根华, 裴觉民. 数值流形方法与非连续变形分析. 北京: 清华大学出版社, 1997]
- 21 Dverstorp B, Andersson J. Application of the discrete fracture network concept with field data: Possibilities of model calibration and validation. *Water Resour Res*, 1989, 25: 540–550
- 22 Hagoort J, Weatherill D B, Settari A. Modeling the propagation of waterflood-induced hydraulic fractures. *Soc Petrol Eng J*, 1980, 20: 293–303
- 23 Abass H H. Non-planar fracture propagation from a horizontal wellbore: Experimental study. In: *Proceedings of 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Washington D C, 1992. 589–604
- 24 Zhang Z, Ghassemi A. Simulation of hydraulic fracture propagation near a natural fracture using virtual multidimensional internal bonds. *Int J Numer Anal Met Geomech*, 2011, 35: 480–495
- 25 Erfan S, Dmitry I G. Pressurization of a PKN Fracture in a permeable rock during injection of a low viscosity fluid. In: *Proceedings of the International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. Brisbane: International Society for Rock Mechanics, 2013. 629–640
- 26 Damjanac B, Detournay C, Cundall P A, et al. Three-Dimensional numerical model of hydraulic fracturing in fractured rock masses. In: *Proceedings of the International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. Brisbane: International Society for Rock Mechanics, 2013. 819–830
- 27 Weng X, Kresse O, Cohen C, et al. Modeling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation. *SPE Prod Oper*, 2011, 26: 368–380
- 28 Zhang S C, Mou S R, Cui Y. Numerical model analysis of shale gas fracturing (in Chinese). *Nat Gas Ind*, 2011, 12: 81–84 [张士诚, 牟松茹, 崔勇. 页岩气压裂数值模型分析. 天然气工业, 2011, 12: 81–84]
- 29 Wang S L, Ge X R. Application of manifold method in simulating crack propagation (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 1997, (5): 7–12 [王水林, 葛修润. 流形元方法在模拟裂纹扩展中的应用. 岩石力学与工程学报, 1997, (5): 7–12]
- 30 Xiao H T, Zhou W Y, Yang R Q. Mesoscopic analysis of rheological growth of rock cracks (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 1999, (6): 623–626 [肖洪天, 周维垣, 杨若琼. 岩石裂纹流变扩展的细观机理分析. 岩石力学与工程学报, 1999, (06): 623–626]
- 31 Jiang T X, Lang Z X, Shan W W, et al. Low permeability reservoir fracturing and well performance prediction by finite element method (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2002, (5): 53–58 [蒋廷学, 郎兆新, 单文文, 等. 低渗透油藏压裂井动态预测的有限元方法. 石油学报, 2002, (5): 53–58]
- 32 Jiao Y Y, Zhang X L, Liu Q S, et al. Simulation of rock crack propagation using discontinuous deformation analysis method (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 2007, (4): 682–691 [焦玉勇, 张秀丽, 刘泉声, 等. 用非连续变形分析方法模拟岩石裂纹扩展. 岩石力学与工程学报, 2007, (4): 682–691]

- 33 Sun H C, Tang D Z, Jiang T X. Numerical simulation of impact of fracture system on well production in shale formation (in Chinese). *Petrol Drill Tech*, 2011, (5): 63–67 [孙海成, 汤达祯, 蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值模拟研究. *石油钻探技术*, 2011, (5): 63–67]
- 34 Belytschko T, Black T. Elastic crack growth in finite elements with minimal remeshing. *Int J Numer Meth Eng*, 1999, 45: 601–620
- 35 Pan P Z, Feng X T, Xu D P, et al. Modelling fluid flow through a single fracture with different contacts using cellular automata. *Comput Geotech*, 2011, 38: 959–969
- 36 Chen Z. An ABAQUS implementation of the XFEM for hydraulic fracture problems. In: *Proceedings of the International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. Brisbane: International Society for Rock Mechanics, 2013. 725–739
- 37 Zhuang Z, Cheng B B. Development of X-FEM methodology and study on mixed-mode crack propagation. *Acta Mech Sin*, 2011, 27: 406–415
- 38 Zhuang Z, Cheng B B. Equilibrium state of mode-I sub-interfacial crack growth in bi-materials. *Int J Fract*, 2011, 170: 27–36
- 39 Zeng Q L, Liu Z L, Xu D D, et al. Modeling stationary and moving cracks in shells by X-FEM with cb shell elements. *Sci China-Technol Sci*, 2014, 57: 1276–1284
- 40 Xu D D, Liu Z L, Liu X M, et al. Modeling of dynamic crack branching by enhanced extended finite element method. *Comput Mech*, 2014, 54: 489–502
- 41 Zhuang Z, Liu Z L, Cheng B B, et al. *Extended Finite Element Method* (in Chinese). Beijing: Tsinghua University Press, 2012 [庄茁, 柳占立, 成斌斌, 等. 扩展有限单元法. 北京: 清华大学出版社, 2012]
- 42 Zhuang Z, Liu Z L, Cheng B B, et al. *Extended Finite Element Method*. Oxford: Elsevier; Beijing: Tsinghua University Press, 2014
- 43 Wang H, Liu Z, Xu D, et al. X-FEM analysis for shielding and amplification effect of a main crack interacted with a group of nearby parallel micro cracks. *Int J Damage Mech*, 2016, 25: 4–25
- 44 Zhuang Z, Liu Z L, Wang Y L. Fundamental theory and key mechanical problems of shale oil gas effective extraction (in Chinese). *Chin Quart Mech*, 2015, (1): 11–25 [庄茁, 柳占立, 王永亮. 页岩油气高效开发中的基础理论与关键力学问题. *力学季刊*, 2015, (1): 11–25]
- 45 Wang T, Gao Y, Liu Z L, et al. Numerical simulations of hydraulic fracturing in large objects using an extended finite element method (in Chinese). *J Tsinghua Univ (Sci Technol)*, 2014, 54: 1304–1309 [王涛, 高岳, 柳占立, 等. 基于扩展有限元法的水力压裂大物模实验的数值模拟. *清华大学学报(自然科学版)*, 2014, 54: 1304–1309]

The key mechanical problems on hydraulic fracture in shale

ZHUANG Zhuo¹, LIU ZhanLi¹, WANG Tao¹, GAO Yue¹, WANG YongHui² & FU HaiFeng²

¹ School of Aerospace Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

² Exploration and Development Institute of China Petroleum Corporation, Langfang 065007, China

The exploitation of shale gas has become a promising field of green energy development in China. Although great success has been achieved in shale gas revolution in North America with the technique of hydraulic fracturing, only 5%–15% of the stored oil and gas could be exploited. Where was the problem occurred? A huge challenge accompanied with great opportunity is presented to the mechanics researchers. This paper explores the mechanical mechanism and control of complex fracture network in hydraulic fracturing in theory, numerical simulation and experiments. It includes the experimental platform for large objects model, time-dependent anisotropic Biot constitutive, the fracture criteria and simulation methods for fracture initiation, branching and interaction of multiple cracks and multi-scale models for steadily extending fracture families, as well as numerical software for modeling hydraulic fracture network, in which both fracture mechanics and fluid mechanics can be considered.

shale rock, hydraulic fracture, mechanics problem

doi: 10.1360/N972015-00347