

第517次学术讨论会·页岩气开发中的工程科学问题

页岩气开发机理和关键问题

张东晓*, 杨婷云, 吴天昊, 李想, 赵俊良

北京大学工学院能源与资源工程系, 北京 100871

* 联系人, E-mail: dxz@coe.pku.edu.cn

2015-05-12 收稿, 2015-06-26 修回, 2015-06-29 接受, 2015-08-21 网络版发表

国家自然科学基金(U1262204)、国家高技术研究发展计划(2013AA064501)和国土资源部公益性行业科研专项(201311076-3)资助



摘要 页岩气是重要的非常规天然气资源,从长远的能源发展角度来看,开发页岩气是保障我国天然气供给、优化能源结构、促进能源清洁发展的重要战略。虽然美国页岩气开发已有20余年的历史,超低渗透页岩储层的开发机理仍有诸多不清楚之处,问题的核心是发展更完善页岩储层流动模型。受机理研究制约,目前页岩储层的实验测试、油藏模拟等技术仍需要进一步研究和突破。中国处于页岩气开发的起步阶段,开发机理研究对页岩气开发关键技术有重要指导意义,是发展这些技术的理论基础和科学依据;同时,页岩气开发的环境影响也不容忽视,是贯穿开发过程始终的关键问题。本文重点分析页岩气开采中纳米孔隙微观流动、流固耦合、裂缝描述等机理问题及其研究进展,介绍页岩储层实验测试、油藏模拟和开发环境风险等关键问题,讨论未来的研究方向和热点。

关键词 页岩气, 开发机理, 实验测试, 油藏模拟, 环境影响

页岩气指赋存于以富有机质页岩为主的储集岩系中的非常规天然气,与常规气藏相比,页岩气藏具有自生自储和储层低孔隙度、极低渗透率的特点。页岩储层通常孔隙度小于10%,渗透率数量级为 $10^{-8}\sim 10^{-4}$ mD,需要进行压裂增产才能实现工业开发。21世纪以来,随着水平井分段压裂技术成熟应用,美国页岩气商业开发取得巨大成功,页岩气产量快速增长。2009年,美国的页岩气产量达到1000亿 m^3 ,占美国天然气总产量的14%,超过我国常规天然气的总产量;2013年美国页岩气产量已接近3400亿 m^3 ,占其天然气总产量的40%^[1]。页岩气的成功开发加快了美国能源独立的步伐,也引领全球各国掀起了页岩气勘探开发热潮。

1 开发机理

页岩气开发多采用水平井大规模水力压裂,储

层呈现多尺度耦合的流动空间,包括纳米级的微孔隙和孔道、微米级的大孔隙及天然裂缝网络以及更大尺度的人工裂缝等。页岩气的赋存形式包括干酪根和黏土颗粒表面的吸附气、天然裂缝和孔隙间的游离气及干酪根和沥青中的溶解气。多种赋存机理和多重介质的储层特征决定了页岩气复杂的开发机理:在有机质表面的解吸附、在纳米级孔隙中的扩散和运移、在微孔中可能出现滑脱现象、在大尺度的裂缝中的达西渗流;随着解吸附和储层压力变化,还需要考虑流固耦合效应,即储层压实和膨胀对渗透率、孔隙度的影响。

建立更完善的宏观流动模型对于开展生产分析、指导页岩气藏开发十分必要,压裂裂缝和天然裂缝中的流动状态已有相对成熟的机理模型,但储层基质纳米级孔隙中的流动机理仍需要进一步研究。未来的研究重点包括:(1)发展纳米级孔隙中的微观渗

引用格式: 张东晓, 杨婷云, 吴天昊, 等. 页岩气开发机理和关键问题. 科学通报, 2016, 61: 62-71

Zhang D X, Yang T Y, Wu T H, et al. Recovery mechanisms and key issues in shale gas development (in Chinese). Chin Sci Bull, 2016, 61: 62-71, doi: 10.1360/N972015-00300

流理论; (2) 考虑吸附解吸、储层膨胀压实等多种机理的耦合作用; (3) 建立适当的模型表征具有多重裂缝和孔隙特征的储层。

1.1 微观流动机理

在页岩基质的纳米级孔隙中, 气体分子与孔隙壁面间的相互作用涉及吸附解吸、努森扩散、表面扩散等, 由于这些作用的影响, 需要引入随温度、压力、气体类型等变化的表观渗透率, 来修正经典的达西定律中的渗透率。常规气藏中通常在达西定律的基础上用一阶滑脱效应修正气体渗透率, 但页岩基质纳米级孔隙中分子和壁面的作用更为复杂, 这一方法会产生较大误差。因此, 需要进一步研究联系固有渗透率与表观渗透率的渗透率修正模型, 从而更准确地刻画页岩储层中的微观流动过程。

目前针对页岩储层的渗透率修正模型主要有基于二阶滑脱效应的修正模型^[2]、类比稀有气体理论得到的努森修正模型^[3~6]、使用格子玻尔兹曼方法(LBM)基于Langmuir型滑脱边界条件的微观模型^[7]、叠加了黏性流、滑脱效应和努森扩散的修正模型^[8,9]、区分有机质与无机质的并叠加表面扩散的多重介质模型^[10]等。上述模型已逐步应用到页岩渗透率实验结果的解释中, 取得了合理的结果。然而, 现有的研究成果以直接借用其他领域的概念或模型, 并与已有模型进行简单叠加为主, 拟合参数较多; LBM模型尚无法用于大尺度模拟; 上述模型在多种机理间的耦合作用方面也尚未进行深入讨论。由于在页岩基质孔隙尺度下连续介质假设已逐渐被打破, 分子动力学模型已成为重要的研究工具。

在研究页岩微观流动机理时, 常需要精确的三维孔隙模型, 随着聚焦离子束-扫描电子显微镜(FIB/SEM)的发展, 该技术已经被成功应用在页岩微观孔隙结构的三维建模上^[11~13], 并在此基础上发展了基于网格模型和LBM方法的数字岩心数值模拟方法^[14,15]。此类方法一般需要有大规模并行计算或超级计算机作基础, 目前已在砂岩渗透率计算等方面取得了一定成果, 但在页岩渗透率计算方面的应用尚有较大发展空间。

1.2 吸附解吸

由于埋深、压力、温度和成藏机理等差异, 不同盆地原始地质储量中的吸附气游离气比例差别较大。

一般原始吸附气比例为20%~85%^[16]。数值模拟中应用组分分割的办法可以动态评估整个生产阶段解吸气的贡献。随着开采进行, 储层压力下降, 解吸气占总产量的比重逐渐增加, 但不同气藏解吸气、游离气对生产的贡献差异较大。对于有些页岩气藏, 吸附气在生产经济年限内可能难以开采, 在动态开发评估中要进行综合考虑^[17]。

现有模型中通常用Langmuir等温吸附曲线描述页岩气藏解吸附过程^[18,19], 多组分气体扩展Langmuir方程如下^[20]:

$$V^i(p, y_1, y_2, \dots) = V_i \frac{y_i \frac{p}{P_i}}{1 + \sum_{j=1}^{nc} y_j \frac{p}{P_j}}, \quad (1)$$

其中 V^i (scf/ton)是组分 i 的平衡吸附浓度, P_i 和 V_i 分别是组分 i 的兰氏压力和兰氏体积常数, p 是气相压力, y_i 是组分 i 在气相的摩尔分数, nc 为组分个数。对于单组份气体, 上式简化为 $V(p) = \frac{V_L p}{(P_L + p)}$, 等温吸附曲线的兰氏常数可以通过实验拟合得到^[21]。Langmuir模型假设吸附为单分子层, 此外还有假设多分子层吸附的BET模型和吸附势理论D-R模型也用于表征页岩气的解吸附过程^[22,23], 也可以通过给定压力和吸附浓度的对应关系进行查表^[19]。

应用吸附曲线刻画解吸附过程时通常假设瞬时平衡^[19], 但在低渗的页岩中, 当基质压力变化时, 由于存在解吸气体从微孔扩散到大孔过程带来的滞后现象, 并不能立刻达到解吸附平衡^[22]。有学者综合考虑吸附、解吸的动态平衡, 以及一维的扩散和渗流过程, 来描述非稳态的解吸附^[22]; 也有学者直接拟合实验室测定的“吸附体积-时间”曲线, 得到特征扩散时间^[24], 来表征非瞬时解吸的滞后现象。

1.3 流固耦合

由于裂缝的存在以及气体吸附/解吸, 储层介质会发生形变, 影响孔隙度和渗透率, 在研究页岩储层的流动机理时还需要考虑流固耦合效应的影响。对于单重介质系统, 可以使用一些解析形式的渗透率模型, 如普遍使用的P&M模型^[25]和S&D模型^[26,27], 它们都假设了单轴向应变和固定的垂向应力。当研究区域的力学边界条件更复杂、或使用多重介质模型时, 解析形式的渗透率模型不再适合, 必须将流动方

程与介质形变方程耦合求解. Wei和Zhang^[28,29]提出了一种基于Biot固结理论的流固耦合模型, 适用于双重介质系统. 它将介质体积应变方程与流体方程耦合求解, 吸附/解吸所致的基质膨胀/收缩效应也被考虑在体应变方程中, 求得的体应变会同时影响基质和裂缝的孔隙度和渗透率. 此模型适用于更一般的问题, 但体应变方程无法设定位移或荷载边界条件, 这两种边界条件才是实际中常用的力学边界条件. 当然, 除此之外还有其他渗透率模型^[30], 它们或是解析形式、或是耦合形式, 都在一定的假设下成立. 在实际问题的处理中, 需要针对具体条件选择合适的渗透率模型.

1.4 裂缝模型刻画

页岩储层中一般存在天然发育的裂缝, 经过压裂改造后, 天然裂缝可能开启和扩展, 同时压裂裂缝也可能连通天然裂缝形成更为复杂的裂缝网络. 如何刻画页岩储层的多重尺度的裂缝系统和基质系统, 也是描述流动过程的关键问题.

经典的双重介质模型^[31,32]和多重介质模型^[33,34]抹去了大裂缝的几何信息, 将裂缝系统的流动平均化, 这种方法适用于描述密集分布的小裂缝, 不能准确反映压裂产生的大裂缝的流动和影响; 离散裂缝网络(DFN)^[35,36]可以保留裂缝的几何信息, 但存在划分结构化网格困难、计算量大、输入信息要求高等问题, 实际开发中也没有必要描述每一条小裂缝的流动. 近年来, 一种新的裂缝描述模型——嵌入式裂缝(EDFM)被开发出来^[37-40], EDFM将裂缝模拟为四边形平板, 镶嵌在结构化的基质网格中, 基质-裂缝的传

导率按有限差分格式计算. EDFM保留了结构化网格易于使用的优点, 同时有效捕捉了裂缝的几何信息.

在油田尺度上, 人们关心的是大裂缝的连通效果和小裂缝群的平均效果, 因此一种很自然的想法是将EDFM的基质网格扩展到双重或多重介质, 用第一重介质模拟小裂缝群, 第一重介质到嵌入式裂缝的传导率按相同的方法计算(图1). Moinfar等人^[41]和Younis等人^[42]实现了这种混合网格, 它很好地平衡了模拟精度和计算量.

2 实验测试

影响页岩气的开发潜力的因素可以分3方面来讨论. (1) 资源潜力. 页岩有效厚度、总有机质含量、热成熟度、含气孔隙度等因素决定了天然气的开采量及持续生产时间; (2) 压裂潜力, 页岩脆性矿物含量、地层应力分布、天然裂缝发育程度等因素决定了是否能够通过储层改造形成复杂裂缝网络提高渗透率, 从而实现经济开采; (3) 温度、压力、埋深等外部因素, 也会影响储量和压裂难度, 进而影响开发潜力^[43].

以上评价指标中很多都需要通过实验技术分析和测定, 实验分析测试技术是了解储层性质的主要手段, 也是研究页岩气开发机理的必要方式. 由于页岩气藏通常埋深大、温度压力较高, 加之储层极其致密, 现有的常规储层实验分析仪器和测试设备无法完全满足要求. 实验测试技术和设备在非常规油气藏领域面临的新挑战包括更高的测量精度、更复杂的物理机理(多种机理的耦合)、更特殊的实验对象(如复杂裂缝网络和超临界流体)和更苛刻的实验环境(高温、高压、复杂应力).

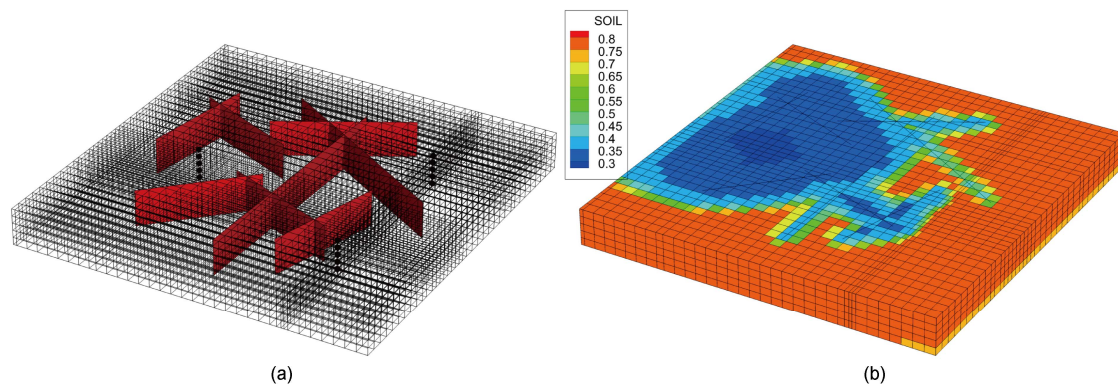


图1 (网络版彩色)应用EDFM模拟注水采油问题. (a) 四边形裂缝片; (b) 5000 d时的油饱和度

Figure 1 (Color online) Simulation of a water drive case by the EDFM. (a) The quadrangle fracture plates; (b) the oil saturation after 5000-day production

参考目前较公认的评价指标,结合常用的测试手段,将目前页岩实验分析测试的基本情况总结见表1。常规储层中的地球化学测试项目,如总有机碳含量、成熟度、干酪根等,以及岩石力学参数的测定,其仪器和方法仍然适用于页岩储层,但是储层评价指标有所不同。在孔渗特征测定、敏感性分析和岩心钻取技术方面需要研究适合页岩储层的针对性技术。除了基础参数的测试外,还需要搭建为页岩储层压裂改造技术服务的大型实验平台,为关键技术的开发提供坚实的理论和实验基础。

页岩储层的渗透率测定是实验分析中最具挑战的工作之一,通常分为基质和微裂缝两个级别分别测定。页岩基质平均渗透率一般在纳达西(nD)级别,常规渗透率仪不适用,目前主要的方法是粉碎岩心压力脉冲衰减法^[44],其测试结果可能受粉碎岩样颗粒大小的影响^[45]。该方法原理简单,难点和争议点在于基于理论模型的实验结果分析,采用不同模型的计算结果差异较大。由于微观流动理论仍没有较为公认的结论,该方法存在一定争议。含微裂缝的渗透率测量通常采用柱状岩心压力脉冲衰减法^[46]或压力波动法^[47]等非稳态方法测定,适用于页岩储层的设备需要满足高压工作条件。页岩相对渗透率测试在国际范围内仍处于研究阶段,尚没有成熟的商业仪器,现在通常在使用岩心气体突破实验或测试不同含水饱和度下的颗粒渗透率的方法代替传统的相对渗透率测试。

页岩可压裂性(fracability)是页岩储层特征的一个综合反映,描述了储层能够有效压裂的程度^[48-50]。可压裂性评价指标包括脆性指数^[51]、断裂韧

性^[52]、杨氏模量和泊松比^[53]等,其影响因素包括页岩矿物组成、天然裂缝和地应力。其中,页岩矿物组成是可压裂性最主要的影响因素,脆性矿物含量多的页岩更容易被压裂且更易产生复杂的三维网状裂缝。

近年来微观力学测试方法不断发展,纳米压痕技术也被引入了页岩力学性质的测试中,微观力学测试结果与宏观声学测试等方法具有良好的一致性,且得到了杨氏模量等参数随不同矿物含量的变化规律^[54-56],在结合原子力显微镜、扫描电子显微镜和能谱分析技术后,可以精确测量不同矿物质和有机质的力学参数。微观力学测试方法将对精确分析页岩的力学性质、可压裂性起到重要作用。

水力压裂过程中的裂缝起裂、延展、裂缝网络形成等机理一直是关注的焦点,在实验室进行压裂过程的物理模拟也是具有挑战的课题。在监测裂缝的形成、观察裂缝网络的形态时,一般需要借助声发射、示踪剂、CT扫描等手段。目前的实验样品一般为水泥样品或野外页岩露头样品等^[57-59]。更精确和系统的水力压裂物理模拟方法仍有待进一步研发。

3 油藏模拟

油藏数值模拟可以用于模拟生产动态、评估储层参数和优化开采方案,是现代油气藏开发必不可少的环节。开发机理是数值模拟的基础,反之数值模拟也是机理研究的工具,通过生产数据对比,可以验证假设机理的合理性。经过近40年的发展,油藏数值模拟技术已经比较成熟,目前的商业模拟器可以很好地模拟包括黑油油藏、凝析气藏和稠油油藏在内的常规油气藏开发。但页岩气在超致密储层中的流动

表1 页岩评价参数测试实验方法及仪器

Table 1 Laboratory characterization methods and instruments of shale gas reservoir evaluation index

评价参数	常用实验方法或仪器	常规储层测试仪器是否适用
矿物成分	X射线衍射(XRD)、傅里叶变换红外透射光谱分析(FTIR)、电感耦合等离子体-质谱(ICP-MS)、扫描电子显微镜(SEM)	是
总有机碳含量	岩石热解、碳硫仪	是
成熟度	RO-显微镜、分光光度计	是
干酪根分离	酸反应装置、离心机	是
含气量	现场解吸罐、等温吸附仪	部分适用
孔隙度	气体膨胀法、压汞仪、核磁共振	部分适用
渗透率	非稳态高压渗透率仪、颗粒渗透率测试仪	否
岩石力学参数	力学测试平台	是
敏感性	毛细管吸收时间仪、高炉滚子炉	否
岩心钻取	岩心钻取、切磨机	否

具有非线性解吸附、非达西流、储层结构复杂、非均质性强的特点,对油气藏模拟提出了新的挑战^[19]。

油藏模拟以地质建模得到的地下压力和饱和度分布等作为初始条件、以井的控制和水体作为边界条件、以实验测量和测井等方法获得的物性数据作为参数,在地质建模得到的网格上进行离散,求解物质平衡和化学平衡方程,得到动态变化的井产量和地下流态。离散方程空间上常用的方法是基于控制体积的有限差分,时间上常用的离散方法是全隐式(FIM)或自适应隐式(AIM),然后用牛顿法求解。牛顿法需要求解Jacobian矩阵及余误差向量组成的线性方程组,这是页岩气动态模拟中最耗时的部分,改造后的页岩储层是高度非均质的,为描述人造裂缝,还可能采用非结构网格,这种情况下基于CPR(constrained pressure residual)的迭代方法^[60]是最理想的求解方法。

从开发机理而言,页岩气数值模拟器在常规的油气藏模拟器的基础上还需要具备以下功能:(1)可以方便地模拟裂缝系统,并保证裂缝模拟的准确性;(2)可以模拟流固耦合问题,模拟器提供解析形式的渗透率模型,或与外部的固体力学模块耦合;(3)考虑纳米孔隙中的流动、非达西流、吸附解吸等机理。商业模拟器对新的机理和开发技术响应相对缓慢。例如,Schlumberger^[61]和CMG^[62,63]缺少合适的裂缝模型、渗透率模型、流固耦合模型,对页岩气开发尚没有完善的解决方案;美国劳伦斯伯克利国家实验室的TOUGH2^[64]具有更高的开放性,目前实现了更多的机理模型,但计算效率和易用性不如前二者。国内非常规油气藏数值模拟器的开发工作仍处于起步阶段,但北京大学自主研发的UNCONG模拟器^[65,66]较完善地考虑了开发机理,且具有良好的模块化设计、易于扩展。

现代油气藏开发和开采机理研究中,油藏模拟器是必不可少的工具。自主开发的模拟器能够对特定油气藏类型和新机理做出快速响应,跟生产经验和实验研究结合更为紧密。当然,自主开发一款运算高效、性能稳定、机理完善的新油藏模拟器并非易事,国外商业模拟器已有30余年的积累。当前我国页岩气开发工作正处于起步阶段,未来页岩油、水合物等非常规资源也需要进一步研究,随着实验技术、勘探技术的发展、更多可获得的数据,可以预见未来数值模拟器将在生产指导中起到不可或缺的作用。

4 环境风险

水平井大规模水力压裂技术的广泛应用推动了页岩气商业开发,但其环境风险近年来也受到广泛关注和争议,主要包括消耗大量淡水资源、污染地表水和地下水资源、引发地震、造成大气污染等。

从单井用水量来看,页岩气井远高于常规天然气井^[67],但从能源生产用水密度而言,页岩气高于常规天然气、低于二次采油^[68],用于发电耗水密度远小于地热能、核能和太阳能^[69];从地区供水角度,美国页岩气开发总用水量远小于农业灌溉、发电等其他需求,不会造成显著的额外供水压力^[70]。需要注意的是,页岩气井的用水需求集中在初期完井阶段,取水通常集中于某一区域,掌握页岩气开发的用水量来源、用水量的数据是制定用水规划的必要前提。

页岩气开发过程中可能的水资源污染风险包括浅层天然气、压裂液和其他储层流体的泄露及运移污染;注入压裂液后地下深层流体向浅层地下水运移,造成污染;返排水和生产水处理不当或未经处理直接排放造成地表水、地下水污染。美国2001~2011年完钻页岩气井数超过20000口,大多数环境评估良好^[70],但也有研究指出页岩气开发可能造成了水资源污染。杜克大学的研究显示Marcellus页岩气井附近1 km的地下水含有较高浓度的甲烷,同位素特征分析显示为热成因甲烷,与页岩气采出的天然气一致,但并未检测到压裂液或深层咸水成分^[71,72];Marcellus页岩的返排水处理后虽然去除了90%的Ba和Ra,但地表排放点和排放下游的Cl, Br浓度显著高于上游^[73,74],²²⁶Ra的放射性强度是上游的200倍,超出了安全标准^[73]。虽然美国页岩气规模开发已有近10年历史,但其环境影响的科学研究相对有限且存在诸多争议^[75-77]。在页岩气规模开发的初期,美国并未开展有效的环境风险评估和污染监测措施,所以已经进入成熟开发阶段页岩气区块一般都缺少开发前的环境基线数据,这也是相关研究存在争议的主要原因。

注入的压裂液和储层流体的运移规律是评估页岩气开发水资源污染风险的重要理论基础,包括注入的压裂液如何影响储层流体运移、和储层的物质会发生哪些反应和作用、压裂液最终去向及其影响因素、伴随地下水循环更长期的运移和泄露风险等问题,目前对这些问题的研究十分有限^[78-82]。目前的

证据表明,水力压裂不会引发破坏性地震^[83,84],也不会使储层和地下水连通,直接造成污染^[83];浅层地下水污染与完井、固井质量有关,在完善工程设计和监管的前提下风险可控;压裂后返排水和生产水的处理更需要进一步研究和关注,在规模开发阶段,生产活动密度增加可能导致出现这一污染事故的概率上升^[85],我国处在页岩气开发起步阶段,迫切需要完善相关法规、建立基线数据库、设计有效的污染监测措施。

5 结论

页岩气多种赋存机理、复杂的流动空间和耦合作用过程对开发机理研究提出了新的挑战。如何描述纳米级孔隙中的流动、综合考虑多种机理耦合作用、在多尺度的复杂流动空间建立更完善的宏观流动模型,是未来研究的热点问题(图2)。开发机理是油藏动态描述和模拟的理论基础,同时油藏模拟也是验证机理假设的重要工具。适用于常规油藏的商业模拟器在处理页岩气开发中存在机理不完善、对新模型响应缓慢的问题,自主开发高度可扩展、运算高效稳定、且机理完善的模拟器是页岩气开发中的关键任务。实验测试是了解、评价储层的关键技术,也是机理研究的重要途径。我国现行的《SY/T 5336-2006 岩心分析方法》中部分内容对于页岩储层也已不再适用,亟待出台新的实验室测量标准。目前我国对海陆过渡相和陆相页岩的研究主要集中于地质和地球化学方面,储层渗流机理相关的实验设计和结果分析研究有限。现有仪器设备在温度、压力测试条件和精度方面已不能完全满足页岩的测试需求,在岩心制备技术、含气量、渗透率测试、压裂实验平台建设方面需要进一步突破。

此外,页岩气开发的环境影响也是不容忽视的关键问题。就理论研究而言,目前对压裂液和储层流体地下运移规律的了解有限,需要建立更符合实际

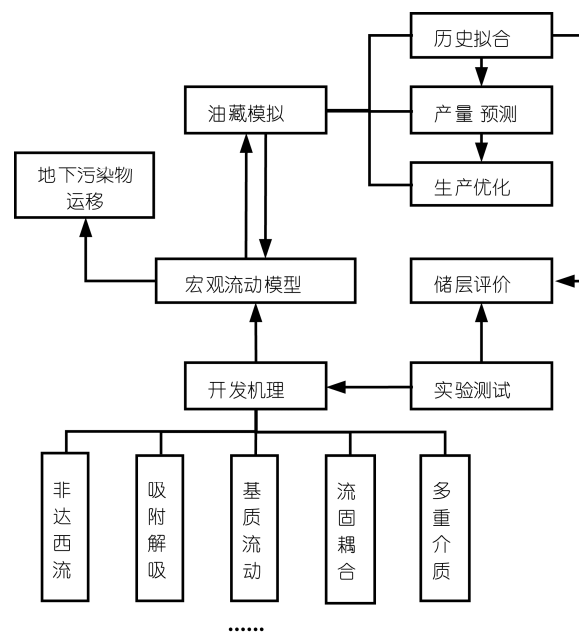


图2 页岩气开发机理和关键问题小结

Figure 2 A summary of the recovery mechanisms and key issues in shale gas development

的模型和理论;污染物追踪和监测技术方面,需要结合页岩气储层的地质特点设计可靠、有效的监测技术和指标体系。美国已经规模开发的页岩区块基线数据缺失,是相关研究存在争议的主要原因。中国的页岩气开发处于起步阶段,在此阶段有必要评估开发各个环节的环境风险、设计环境监测方案、研究污染监测和污染物处理技术、采集开发前基线数据、完善法规体系和监管制度,以保证在规模开发阶段能够兼顾商业开发的经济性和环境友好性。

中国页岩气开发正处于起步阶段,以储层流动规律为核心的诸多科学问题亟待进一步研究。开发机理研究有助于增进人们对流体在储层中的行为、以及和储层的相互作用的认识,从而指导开发技术的应用和开发方案制定,为实现页岩气的商业开发奠定理论基础。

参考文献

- 1 U.S. Energy Information Administration. Natural Gas Annual 2014. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2014
- 2 Tang G H, Tao W Q, He Y L. Gas slippage effect on microscale porous flow using the lattice Boltzmann method. Phys Rev E, 2005, 72: 056301
- 3 Beskok A, Karniadakis G E. Report: A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales. Microscale Therm Eng, 1999, 3: 43-77

- 4 Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. *Transp Porous Med*, 2010, 82: 375–384
- 5 Civan F, Rai C S, Sondergeld C H. Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms. *Transp Porous Med*, 2011, 86: 925–944
- 6 Ziarani A S, Aguilera R. Knudsen's permeability correction for tight porous media. *Transp Porous Med*, 2012, 91: 239–260
- 7 Fathi E, Akkutlu I Y. Lattice Boltzmann method for simulation of shale gas transport in kerogen. *SPE J*, 2012, 18: 27–37
- 8 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *J Can Petrol Technol*, 2009, 48: 16–21
- 9 Darabi H, Ettehad A, Javadpour F, et al. Gas flow in ultra-tight shale strata. *J Fluid Mech*, 2012, 710: 641–658
- 10 Akkutlu I Y, Fathi E. Multiscale gas transport in shales with local kerogen heterogeneities. *SPE J*, 2012, 17: 1002–1011
- 11 Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *J Sediment Res*, 2009, 79: 848–861
- 12 Kuila U, Dewhurst D, Siggins A, et al. Stress anisotropy and velocity anisotropy in low porosity shale. *Tectonophysics*, 2011, 503: 34–44
- 13 Ambrose R J, Hartman R C, Diaz-Campos M, et al. Shale gas-in-place calculations part I: New pore-scale considerations. *SPE J*, 2012, 17: 219–229
- 14 Walls J D, Diaz E, Cavanaugh T. Shale reservoir properties from digital rock physics. In: *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012. SPE 152752
- 15 Almarzooq A, AlGhamdi T, Koronfol S, et al. Shale gas characterization and property determination by digital rock physics. In: *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE 172840
- 16 Freeman C M, Moridis G, Ilk D, et al. A numerical study of performance for tight gas and shale gas reservoir systems. *J Petrol Sci Eng*, 2013, 108: 22–39
- 17 Yang T Y, Li X, Zhang D X. Quantitative dynamic analysis of gas desorption contribution to production in shale gas reservoirs. *J Unconv Oil Gas Resour*, 2015, 9: 18–30
- 18 Moridis G J, Blasingame T A, Freeman C M. Analysis of mechanisms of flow in fractured tight-gas and shale-gas reservoirs. In: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2010. SPE 139250
- 19 Wu Y S, Li J F, Ding D, et al. A generalized framework model for the simulation of gas production in unconventional gas reservoirs. *SPE J*, 2014, 19: 845–857
- 20 Arri L, Yee D, Morgan W, et al. Modeling coalbed methane production with binary gas sorption. In: *Mountain Regional Meeting*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1992. SPE 24363
- 21 Heller R, Zoback M. Adsorption of methane and carbon dioxide on gas shale and pure mineral samples. *J Unconv Oil Gas Resour*, 2014, 8: 14–24
- 22 Fathi E, Akkutlu I Y. Matrix heterogeneity effects on gas transport and adsorption in coalbed and shale gas reservoirs. *Transp Porous Med*, 2009, 80: 281–304
- 23 Clarkson C R, Solano N, Bustin R, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion. *Fuel*, 2013, 103: 606–616
- 24 Yuan W, Pan Z, Li X, et al. Experimental study and modelling of methane adsorption and diffusion in shale. *Fuel*, 2014, 117: 509–519
- 25 Palmer I, Mansoori J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model. *SPE Reserv Eval Eng*, 1998, 1: 539–544
- 26 Shi J, Durucan S. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery. *SPE Reserv Eval Eng*, 2005, 8: 291–299
- 27 Shi J, Durucan S. Drawdown induced changes in permeability of coalbeds: A new interpretation of the reservoir response to primary recovery. *Transport Porous Med*, 2004, 56: 1–16
- 28 Wei Z J, Zhang D X. Coupled fluid-flow and geomechanics for triple-porosity/dual-permeability modeling of coalbed methane recovery. *Int J Rock Mech Min Sci*, 2010, 47: 1242–1253
- 29 Wei Z J, Zhang D X. A fully coupled multiphase multicomponent flow and geomechanics model for enhanced coalbed-methane recovery and CO₂ storage. *SPE J*, 2013, 18: 448–467
- 30 Pan Z J, Connell L D. Modelling permeability for coal reservoirs: A review of analytical models and testing data. *Int J Coal Geol*, 2012, 92: 1–44
- 31 Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE J*, 1963, 3: 245–255
- 32 Kazemi H, Gilman J. Multiphase flow in fractured petroleum reservoirs. *Flow Contam Transp Fract Rock*, 1993, 6: 267–323
- 33 Pruess K. A practical method for modeling fluid and heat flow in fractured porous media. *SPE J*, 1985, 25: 14–26
- 34 Wu Y S, Pruess K. A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs. *SPE Reserv Eng*, 1988, 3: 327–336

- 35 Karimi-Fard M, Durlofsky L, Aziz K. An efficient discrete-fracture model applicable for general-purpose reservoir simulators. *SPE J*, 2004, 9: 227–236
- 36 Granet S, Fabrie P, Lemonnier P, et al. A two-phase flow simulation of a fractured reservoir using a new fissure element method. *J Petrol Sci Eng*, 2001, 32: 35–52
- 37 Lee S H, Lough M, Jensen C. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales. *Water Resour Res*, 2001, 37: 443–455
- 38 Li L, Lee S H. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media. *SPE Reserv Eval Eng*, 2008, 11: 750–758
- 39 Moinfar A, Narr W, Hui M H, et al. Comparison of discrete-fracture and dual-permeability models for multiphase flow in naturally fractured reservoirs. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011. SPE 142295
- 40 Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K, et al. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs. *SPE J*, 2014, 19: 289–303
- 41 Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K, et al. Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013. SPE 163647
- 42 Younis R, Shao Y, Jiang J. Development of a multi-continuum multi-component model for enhanced gas recovery and CO₂ storage in fractured shale gas reservoirs. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE 16911
- 43 Zhang D X, Yang T Y. An overview of shale-gas production (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2013, 34: 792–801 [张东晓, 杨婷云. 页岩气开发综述. *石油学报*, 2013, 34: 792–801]
- 44 Luffel D, Hopkins C, Schettler Jr P. Matrix permeability measurement of gas productive shales. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1993. SPE 26633
- 45 Cui X, Bustin A, Bustin R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications. *Geofluids*, 2009, 9: 208–223
- 46 Jones S. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks. *SPE Form Eval*, 1997: 19–26
- 47 Kranz R, Saltzman J, Blacic J. Hydraulic diffusivity measurements on laboratory rock samples using an oscillating pore pressure method. *Int J Rock Mech Min Sci Geomech*, 1990, 27: 345–352
- 48 Mullen M J, Enderlin M B. Fracability index—More than just calculating rock properties. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, 2012. SPE 159755
- 49 Jin X C, Shah S N, Roegiers J C, et al. Fracability evaluation in shale reservoirs—An integrated petrophysics and geomechanics approach. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE 168589
- 50 Yuan J L, Deng J G, Zhang D Y, et al. Fracability evaluation of shale—Gas reservoirs (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2013, 34: 523–527 [袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等. 页岩气储层可压裂性评价技术. *石油学报*, 2013, 34: 523–527]
- 51 Kahraman S, Altindag R. A brittleness index to estimate fracture toughness. *Int J Rock Mech Min Sci*, 2004, 41: 343–348
- 52 Zhang B, Roegiers J C, Jin X, et al. Fracability evaluation in shale reservoirs—an integrated petrophysics and geomechanics approach. In: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE 168589
- 53 Tang Y, Xing Y, Li L Z, et al. Influence factors and evaluation methods of the gas shale fracability (in Chinese). *Earth Sci Front*, 2012, 19: 356–363 [唐颖, 邢云, 李乐忠, 等. 页岩储层可压裂性影响因素及评价方法. *地学前缘*, 2012, 19: 356–363]
- 54 Ulm F J, Abousleiman Y. The nanogranular nature of shale. *Acta Geotech*, 2006, 1: 77–88
- 55 Kumar V, Sondergeld C H, Rai C S. Nano to macro mechanical characterization of shale. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012. SPE 159804
- 56 Eliyahu M, Emmanuel S, Day-Stirrat R J, et al. Mechanical properties of organic matter in shales mapped at the nanometer scale. *Mar Petrol Geol*, 2015, 59: 294–304
- 57 Zhou J, Xue C. Experimental investigation of fracture interaction between natural fractures and hydraulic fracture in naturally fractured reservoirs. In: *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011. SPE 142890
- 58 Brenne S, Alber M. Interpretation of laboratory hydraulic fracturing experiments with emphasis on acoustic emissions. In: *ISRM International Symposium*. Lisbon: International Society for Rock Mechanics, 2012
- 59 Guo T K, Zhang S C, Qu Z Q, et al. Experimental study of hydraulic fracturing for shale by stimulated reservoir volume. *Fuel*, 2014, 128: 373–380
- 60 Cao H, Tchelepi H A, Wallis J R, et al. Parallel scalable unstructured CPR-type linear solver for reservoir simulation. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2005. SPE 96809

- 61 Schlumberger. Eclipse Technical Description 2012. Houston: Schlumberger, 2012
- 62 CMG. User's Guide IMEX. Calgary: Computer Modelling Group, 2012
- 63 CMG. User's Guide GEM. Calgary: Computer Modelling Group, 2012
- 64 Pruess K, Oldenburg C, Moridis G. TOUGH2 User's Guide Version 2. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2012
- 65 Li X, Zhang D X. A backward automatic differentiation framework for reservoir simulation. *Comput Geosci*, 2014, 18: 1009–1022
- 66 Li X, Zhang D X, Li S B. A multi-continuum multiple flow mechanism simulator for unconventional oil and gas recovery. *J Nat Gas Sci Eng*, 2015, 26: 652–669
- 67 Clark C E, Horner R M, Harto C B. Life cycle water consumption for shale gas and conventional natural gas. *Environ Sci Technol*, 2013, 47: 11829–11836
- 68 Kuwayama Y, Olmstead S, Krupnick A. Water Resources and Unconventional Fossil Fuel Development: Linking Physical Impacts to Social Costs. Washington: RFF Press, 2013. RFF DP 13-34
- 69 Goodwin S, Carlson K, Douglas C, et al. Lifecycle Analysis of Water Use and Intensity of Noble Energy Oil and Gas Recovery in the Wattenberg Field of Northern Colorado. Fort Collins: Colorado State University, 2012
- 70 Moniz E J, Jacoby H D, Meggs A, et al. The Future of Natural Gas. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, 2011
- 71 Osborn S G, Vengosh A, Warner N R, et al. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2011, 108: 8172–8176
- 72 Jackson R B, Vengosh A, Darrah T H, et al. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2013, 110: 11250–11255
- 73 Warner N R, Christie C A, Jackson R B, et al. Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania. *Environ Sci Technol*, 2013, 47: 11849–11857
- 74 Olmstead S M, Muehlenbachs L A, Shih J S, et al. Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2013, 110: 4962–4967
- 75 Saba T, Orzechowski M. Lack of data to support a relationship between methane contamination of drinking water wells and hydraulic fracturing. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2011, 108: E663
- 76 Davies R J. Methane contamination of drinking water caused by hydraulic fracturing remains unproven. *Proc Natl Acad Sci USA*, 2011, 108: E871
- 77 Howarth R W, Ingraffea A, Engelder T. Natural gas: Should fracking stop? *Nature*, 2011, 477: 271–275
- 78 Myers T. Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. *Ground Water*, 2012, 50: 872–882
- 79 Cohen H A, Parratt T, Andrews C B. Discussion on potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. *Ground Water*, 2013, 51: 317–319
- 80 Saiers J E, Barth E. Discussion on potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. *Ground Water*, 2012, 50: 826–828
- 81 EPA. The Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources: Progress Report. Washington: United States Environmental Protection Agency, 2012
- 82 Engelder T, Cathles L M, Bryndzia L T. The fate of residual treatment water in gas shale. *J Unconv Oil Gas Resour*, 2014, 7: 33–48
- 83 King G E. Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012. SPE 152596
- 84 Frohlich C, Potter E, Hayward C, et al. Dallas-Fort Worth earthquakes coincident with activity associated with natural gas production. *Lead Edge*, 2010, 29: 270–275
- 85 Vengosh A, Jackson R B, Warner N, et al. A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environ Sci Technol*, 2014, 48: 8334–8348

Recovery mechanisms and key issues in shale gas development

ZHANG DongXiao, YANG TingYun, WU TianHao, LI Xiang & ZHAO JunLiang

Department of Energy and Resources Engineering, College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China

Shale gas is an important type of unconventional natural gas resources. From a long-term energy development perspective, it is our strategic choice to develop shale gas resources to ensure natural gas supply, optimize energy structure and promote clean energy. The shale gas development in the USA already has a history of more than two decades, however the recovery mechanisms in the ultra-tight shale are still not fully understood, where key efforts are made to develop a better model to describe flow behavior in the shale reservoir. Due to the limited understanding of recovery mechanisms, further breakthrough is needed in laboratory analysis and reservoir simulation techniques. The shale gas development in China is in an early stage where the fundamental research of recovery mechanisms is necessary, which provides guidance and theoretical basis for key technologies in shale gas production. In the meantime, we should also pay attention to the environment issues of shale gas development. In this paper, we reviewed the research on the flow mechanisms in the nano-scale pores, the coupled fluid and rock interaction and the model description of the fractured reservoir, we also discussed the key issues in laboratory analysis, reservoir simulation and environmental impacts related to shale gas development, hopefully to provide insights on current research status and future emphases.

shale gas, flow mechanisms, laboratory analysis, resevoir simulation, environmental impacts

doi: 10.1360/N972015-00300