



中国矿业大学 (北京)

China University of Mining & Technology, Beijing

博士学位论文

低渗透岩石的应力敏感性与孔隙结构三维重构研究

学 院: 力学与建筑工程学院

学 号: TBP120601009

作 者: 郑江韬

学科专业: 结构工程

导 师: 鞠杨 教授

郑连阁、刘会海 研究员

2015 年 12 月

中图分类号： P313.1

密 级：

单位代码： 11413

博 士 学 位 论 文

中 文 题 目： 低渗透岩石的应力敏感性与孔隙结构三维重构研究

英 文 题 目： Study on the stress-dependent properties of low-permeability rock
and 3D rock porous structure reconstruction

作 者： 郑江韬

学 号： TBP120601009

学科专业： 结构工程

研究方向： 岩石渗透性质

导 师： 鞠 杨

职 称： 教 授

郑连阁、刘会海

职 称： 研究员

论文提交日期： 2015 年 10 月 22 日

论文答辩日期： 2015 年 12 月 11 日

学位授予日期： 2015 年 12 月 30 日

中国矿业大学（北京）

摘 要

低渗透岩石的物理力学性质是地下工程及基础设施建设、煤炭与油气资源开采、水力水电开发、核废料处置及能源储备、CO₂地质封存等领域的研究热点。深入认识和理解低渗透岩石的物理力学性质是解决上述工程领域实际问题的核心与保障。这些工程的建设与实施过程中,由于开挖扰动或者实际工况影响,低渗透岩石所处的应力环境不断变化。低渗透岩石的物理力学响应随开采应力变化而不断演化。例如,地下硐室开挖导致原岩应力释放,在采动应力和初始地应力的共同作用下岩石中的微裂纹发育,导致围岩的物理力学性质,特别是渗透率随采动过程不断变化;深部煤与瓦斯共采时,需要考虑开采引起的煤层渗透率的变化规律,以便实施有效的抽采工艺;核废物处置工程中,需要考虑核废物衰变释放的热量导致的周围岩层物理力学性质的改变;低渗油气藏开采时,测量岩石样品的渗透率需要恢复样品所在地层的原始应力状态才能获得较准确的储层渗透率表征;CO₂地质封存中,研究盖层密封性时需要考虑 CO₂上浮带来的盖层有效应力的变化对盖层岩石渗透率等物理力学性质的影响。因此,深入研究低渗透岩石物理力学性质随地层应力状态改变而变化的规律对于确定合理的工程建设设计与实施方案具有重要意义。定量研究和表征低渗透岩石渗透性质随应力的变化特征及演化规律是本文研究的重点。

研究发现低渗岩石渗透率随有效应力的变化规律与常规岩石表现出了很大的不同。在较小的有效应力范围内,随着有效应力的增长,低渗透岩石表现出孔隙率变化不大但渗透率大幅下降的现象。渗透率甚至会下降几个数量级,国内学者将此现象称之为渗透率的压敏效应。为了描述与揭示低渗岩石压敏效应,国内外学者在宏观实验数据拟合以及在微观模型基础上开展数值分析两方面分别开展了相关研究,取得了不少进展。本文的研究在系统地收集了低渗岩石孔隙率和渗透率随有效应力变化的实验测量数据,并分析了当前学者用于描述低渗岩石孔隙率有效应力关系式和渗透率有效应力关系式后发现:这些关系式并不能准确描述整个应力范围内低渗岩石的孔隙率和渗透率的测量数据。并且这些关系式多半来自经验拟合,并不能准确反映岩石这些外在表象的内在物理规律,无法合理与准确地描述低渗透岩石的压敏效应。微观方面由于岩石内部孔隙、裂隙、节理等不连续结构的复杂性,大部分研究对这些不连续结构进行了过分简化。同时当前微观岩石模型难以准确表征受力后岩石内部不连续结构的变化。并且当前计算流体方法在处理岩石内部孔隙结构复杂边界条件时会遇到极大困难,使得模拟难以进行。本文针对上述问题,尝试从宏观和微观两个层面的研究出发,准确描述与定量表征低渗岩石渗透率和有效应力的关系,同时尝试结合宏观和微观分析得到的结论,对低渗岩石压敏效

应外在表现的内在机理加以解释。

在宏观方面，本文从实验测量数据出发，借助岩石“两部分胡克定律模型”，即 Two-part Hooke's model (TPHM)建立起了更符合实际物理规律的宏观理论关系式。TPHM 概念性地将岩石划分为“软”、“硬”两部分，并采用不同形式的胡克定律来描述软、硬两部分大不相同的变形规律。顾名思义，软的部分受力后产生相对自身尺寸来说较大的变形，采用自然应变关系来更准确描述；硬的部分变形规律描述与传统岩石小变形理论相似，采用工程应变关系近似描述。软硬两部分应力应变关系不同，导致它们对岩石孔隙率和渗透率的贡献大不相同。软硬两部分联合构成了岩石整体，采用这样的划分可以更准确地描述低渗岩石在应力作用下的渗透率变化规律。我们采用幂函数方程拟合了软的部分的孔隙率和渗透率的关系。拟合结果显示软的部分孔隙率和渗透率大致符合“立方定律”，这说明低渗岩石的渗透率压敏效应是由于岩石内部微裂纹闭合所导致的。本文建立起的宏观关系式具有如下优点：(1)宏观概念模型的建立考虑了岩石的非均质性。这为得到更合理的物理描述关系式打下了坚实的基础；(2)此宏观模型可以更准确地反映岩石在整个应力测试范围内物理力学性质的变化，尤其是可以表征岩石在较低有效应力范围内的非线性变化，例如较低有效应力范围内孔隙率的非线性降低和渗透率的大幅下降；(3)模型采用孔隙率作为中间桥梁，分析了低渗岩石受力后，由于不连续结构非均匀压缩变形导致的渗透率变化。相比直接分析渗透率随有效应力变化，更符合物理认知；(4)宏观模型关系式中各个参数具有明确的物理意义，而不是为了达到描述实验数据而进行的公式拟合；(5)此宏观模型可以给出符合物理定律的低渗岩石压敏效应描述与解释。在 TPHM 理论框架下推导得到的一系列岩石孔隙率和渗透率随有效应力变化的关系式，可以更准确与合理地反映低渗岩石受力变化时的物理力学性质，同时可以对低渗岩石压敏效应加以合理解释。

此外，我们应用宏观理论推导得到的关系式分析了页岩气开采产量递减曲线。作为 TPHM 的一个应用，我们将页岩渗透率随有效应力变化的 TPHM 关系式融合到了数值模拟软件中，采用 COMSOL 分析了页岩气产量递减曲线。通过模拟发现，对储层的合理改造是页岩气产量化开采的前提；储层气体压力的降低是页岩气产量下降的主要因素；储层岩石渗透率随有效应力的改变对页岩气产量递减曲线有着较大的影响。考虑储层岩石渗透率应力相关性的模型表现出了更迅速的产出速率递减，同时表现出了更长的生产年限。

在微观方面，我们从岩石的孔隙结构特征出发，建立了可以准确表征岩石内部孔隙结构的数字岩心模型，并在此数字模型的基础上分析了岩石的渗透性质。首先，岩石渗透性质与岩石孔隙结构密切相关，准确和定量地表征孔隙结构十分重要。本研究中，我们通过 CT 扫描实验和计算机重构技术获得了岩石微观孔隙结构。作为

CT 扫描实验获得岩石孔隙结构的补充, 重构方法在当前昂贵与耗时实验条件的限制下显得不可或缺。本文介绍了基于传统模拟退火算法改进得到的高效岩石孔隙结构模型重构算法。通过在重构过程中加入模拟岩石成岩的过程, 改进了模型重构初期的执行效率和算法有效性; 在重构算法中引入分形几何方法, 更好地描述了孔隙结构复杂的几何形态; 同时采用了新的系统迭代更新方式, 提高了算法后期的执行效率。通过与 CT 扫描实验得到的参考模型相对比表明: 重构模型与参考模型有较好的几何相似性, 基本一致的几何统计特征, 相似的小岛分形维数, 相似的拓扑参数以及基本一致的单轴压缩力学响应。这些对比表明了重构算法的有效性。其次, 由于当前实验条件的限制, 难以通过实验直接获得低渗岩石内部不连续结构随应力变化的准确描述。因此利用岩石数字岩心模型开展相关研究, 是完成这一任务必要和有效的方法。在微观模型的建立过程中, 我们融合了宏观分析所得到的低渗岩石中微裂纹随有效应力增大而闭合的结论。在孔隙结构模型的基础上建立了岩石三维孔隙—微裂纹模型。通过在岩石三维孔隙结构模型的基础上增加随机构造的微裂纹, 形成孔隙—微裂纹模型。分析中采用孔隙—微裂纹模型代表较低有效应力范围内低渗岩石内部的微观结构, 采用孔隙模型代表较高有效应力范围内岩石内部的微观结构。这两组模型的建立, 可以用来对比分析微观结构演化对岩石渗透率的影响。再次, 我们采用格子玻尔兹曼方法, 即 Lattice Boltzmann Method (LBM), 对比分析了两组模型内部流体的速度场分布, 并换算得到了两个模型的渗透率。LBM 可以直接利用具有复杂非连续结构的数字岩心模型进行渗透性质分析, 相比传统计算流体力学方法难以考虑复杂边界具有天然的优势。通过对比计算发现, 微裂纹的存在, 大大增加了模型内部的有效流动通道。虽然微裂纹所占的孔隙体积比很小, 但作为关键的流动通道, 它们的存在大大提高了岩石的渗透性。在微观尺度上建立岩石内部孔隙及微裂纹结构, 考虑由于应力改变导致孔隙结构的变化, 并借助 LBM 方法研究结构内部流体的流动性质, 可以直观定量地分析微观孔隙结构和岩石渗透性质之间的关系。通过 LBM 流动模拟, 我们直观地展示了微裂纹对岩石渗透性质的巨大影响。总的来说, 在岩石微观数字模型基础上开展的分析, 可以帮助我们更深入地理解与认识岩石宏观物理力学性质外在表现背后的内在机理。

本文从宏观和微观两个层面着手, 详细地分析了低渗岩石渗透率的应力敏感性。在宏观描述方面, 借助 TPHM 模型, 建立了低渗岩石孔隙率、渗透率随有效应力变化的规律。在微观方面, 建立了孔隙—微裂纹模型, 借助 LBM 方法模拟了模型内部流体的流动规律, 直观展示了微裂纹对模型渗透率的巨大贡献。分析表明低渗岩石内部的微裂纹在应力作用下产生相对自身来说较大的变形, 这是低渗岩石渗透率应力敏感性外在表现的内在原因。

关键词: 低渗透岩石, 渗透率应力敏感性, 孔隙结构, 分形重构, LBM 模拟

Abstract

The stress-dependence of hydro-mechanical properties of low-permeability rock has drawn great attentions in a variety of engineering applications, such as dam construction, tunnel excavation, coal mining safety, nuclear waste disposal, fossil fuel exploitation and CO₂ geological sequestration. In this paper, the low-permeability sedimentary rock refers to those with permeability less than 0.1 mD (10^{-16}m^2) under reservoir or in-situ conditions. These low-permeability sedimentary rock, such as tight sandstone and shale, usually show highly stress-sensitive mechanical and/or hydraulic properties. Knowledge of the dependence of such properties on stress is critical for a series of engineering applications. In dam construction, it is crucial to consider the influences of the dam and impound water to the around rock stability. In tunnel excavation, one has to consider that the stress release will cause the physical/mechanical properties changes of the surrounded rock. Geologic carbon sequestration (GCS) has been considered as one of the promising method for mitigating the global climate change. The permeability evolution with effective stress of the caprock, usually low-permeability formations, is vital for predicting its retarding effects of the upward CO₂ migration and thus the safety of the GCS site. Similarly, low-permeability formations such as clay rocks have long been considered as host rock for the disposal of radioactive nuclear waste. The stress-dependence of porosity and permeability in these formations, especially in an excavation damaged zone (EDZ), is of great importance for the performance assessment of the disposal site.

With effective stress increasing, low-permeability rock undergoes fairly small porosity changes, but significant decreases in the permeability which can be up to several orders of magnitude. Empirical relationships based on the fitting of laboratory-measured data, typically the exponential or power laws, have been proposed to describe the stress-permeability, stress-porosity, and permeability-porosity relationships. However, these approximations either yield poor fitting in low effective stress ranges or unreasonable prediction for certain effective stresses. Extremely high exponent in the current power law, for an example, is often needed in the relationship between permeability and porosity, which is largely attributed to the assumption of relating permeability changes to the total porosity changes. In this thesis, we study the hydro-mechanical properties of low-permeability rock in macroscopic/apparent scale and microscopic/mechanism scale for a better understanding the stress-dependent properties of the rock.

In macroscale, we developed a series of theoretical models for the essential relationships among the porosity, permeability and the effective stresses for low-permeability sedimentary rock, based on the concept of Two-Part Hooke's Model (TPHM). The TPHM conceptualizes an intact rock into soft-part and hard-part which comply with the natural-strain-based and engineering-strain-based Hooke's law, respectively. The division of hard and soft parts in THPM provides us with a framework

to consider such heterogeneity development of stress-dependent permeability and porosity relationships. Based on this concept, a series of constitutive relations between stress and a variety of hydro-mechanical rock properties were derived, e.g., stress-dependent rock bulk compressibility, pore compressibility, rock porosity and fracture aperture. The relationships derived using TPHM are consistent with those revealed from micromechanical point of views, albeit with different physical origins. These relationships based on the TPHM represent the experimental data in the literature very well. In this thesis, we extended to formulate the stress-dependence of permeability based on the concept of TPHM. The derived relationships explain well the permeability stress-sensitive phenomena in the low effective stress range. The cornerstone of our development is the recognition of the fact that the porosities from the soft and hard parts have different contributions to the permeability changes with stresses. The derived relationships are validated by the experimental data from literatures. The comparisons show that the theoretical predictions agree well with the experimental results. The soft-part, comprising of only a small portion of the pore space, is responsible for the significant permeability reduction in low stress levels. The high stress-sensitivity of permeability is mainly attributed to the micro-crack (soft-part) closure in the intact rock.

The overall changes of hydraulic and mechanical properties with stress are contributed from both the hard and soft part. Specially, the large degree deformation of the soft part is the main reason for significant permeability reduction in the low effective stress range. The relationship between the soft part porosity and permeability approximately obeys a “cubic law”, further demonstrating that the soft part is composed of more deformable slot-like micro-cracks. Our theoretically derived equations have the following advantages: 1. it includes the heterogeneities of rock in the derivation. 2. it can accurately describe the stress-dependent rock hydro-mechanical properties in elastic stage. 3. the porosity act as a bridge linked the stress induced pore deformation and thus the permeability change. 4. parameters in the derived equations have clear physical meaning. 5. the equations have the ability to better describe the stress sensitive permeability changes for the low-permeability rock.

The TPHM based stress-dependent permeability equation was incorporated into a COMSOL to study the production decline curve of a shale gas well. One of the distinct characteristics of the shale gas production rate is that it declines sharply in the initial stage and keep a long tail in the production curve, in other words, long production time. In contrast to previous studies, the effect of permeability changes of rock matrix along with the production is considered. However, for the sake of the manageability of the study, the desorption effect, thermal effect, and chemical reactions are not considered. As calculated, the gas pressure in the middle of the reservoir decrease slowly with time mainly because of the low permeability of the reservoir. The production rate decline curves are compared and analyzed using models that consider and not consider the geomechanical effects. The

comparison result shows a much more rapid production rate decline and long tail in the production decline curve for the model considering the permeability changing effect. As a result, the geomechanical effect should be included in the shale gas production prediction to ensure better accuracy.

From a microscopic point of view, we constructed 3D digital models for accurate describing the porous structures in the low-permeability rock. Natural rock has a large number of discontinuous, multi-scale, geometry-irregular pores, forming a complex porous structure. This porous structure essentially determines the physical and/or mechanical properties of rock, which are of great significance to a variety of applications in the fields of science and engineering. X-ray CT scanning technology has been used to measure the porous microstructures of two rock samples. One is natural sandstone and the other is artificial sandstone. As a supplement to the experimental observation, a reliable reconstruction model of porous structure could provide an effective and economical way to characterize the physical and mechanical properties of a porous rock. We presented a novel method for reconstructing the porous structures of the two models. A fractal descriptor is here proposed for better characterizing the complex pore morphologies. The reconstruction procedure is optimized by integrating the improved simulated annealing algorithm and the fractal system control function. The proposed reconstruction method enables us to represent a large-size 3D porous structure. To verify the accuracy of reconstruction, we have analyzed the statistical, geometrical, fractal, topological, and mechanical properties of the reconstructed porous medium and compared them with those of prototype rock samples. The comparisons show good agreement between the reconstructed model and the real porous structure.

We incorporated the conclusion from macroscopic analysis into the construction of the porous—micro-fractures model. Specifically, micro-fractures, which cannot be observed by the current experimental method, were fabricated into the porous model to account for the soft-part pores. As assumed, the porous—micro-fractures model and porous model represent the transport structure in relatively low and high effective stress range, respectively. The hypothesis is made based on the fact that the micro-fractures undergo relatively large deformation with increasing effective stress and closed at relatively high effective stress.

The lattice Boltzmann method (LBM) was employed to calculate the fluid flow in the porous—micro-fractures model and the porous model. This method enable us to directly visualize the fluid velocity distribution in the model and thus the structure deformation influences on the permeability. As the simulation results shown, the micro-cracks provide extra transport channels and connect parts of the previous non-effective pores for the fluid flow. As a result, the porous-micro-fractures model possesses much higher permeability than the porous model, although the micro-fractures only occupies a small portion of the pore volume.

In this thesis, we deeply investigated the stress-dependent hydro-mechanical properties of the low-permeability rock from macroscopic and microscopic point of view. A series porosity, permeability and effective stress equations were developed based on the TPHM in macroscopic aspect. In microscopic, we constructed porous and porous—micro-fractures models and analyzed their permeability using LBM method. Based on these analysis, we conclude that the rapidly permeability drop of low-permeability rock with increasing effective stress is caused by the micro-fractures closure.

Key Words: low-permeability rock, stress-sensitive permeability, porous rock structure, LBM simulation

目 录

第一章 引言	1
1.1 研究低渗透岩石性质对工程应用的重要性	1
1.1.1 水利工程及地下空间结构	1
1.1.2 能源领域及环境保护	3
1.2 研究低渗透岩石所面临的科学问题	5
1.2.1 渗透性质的重要性与准确测量	5
1.2.2 低渗透岩石渗透率随应力的变化	7
1.2.3 渗透率随应力变化的内在力学机理	9
1.3 当前研究现状	9
1.3.1 实验研究	9
1.3.2 理论分析研究	11
1.3.3 基于数字模型的研究	12
1.4 本文研究思路	13
本章小结	14
第二章 低渗岩石的应力敏感性	15
2.1 低渗透岩石的定义	15
2.2 低渗透岩石孔隙率和有效应力间的关系	16
2.3 低渗透岩石渗透率和有效应力间的关系	18
2.3.1 低渗岩石的压敏效应	18
2.3.2 低渗岩石的压敏效应的指数函数表征	20
2.3.3 低渗岩石的压敏效应的幂函数表征	22
2.4 低渗岩石渗透率和孔隙率间的关系	23
2.4.1 常规测试低渗岩石渗透率和孔隙率的关系	23
2.4.2 应力变化情况下低渗岩石渗透率和孔隙率关系	24
本章小结	25
第三章 两部分胡克定律模型推导和验证	27

3.1 两部分胡克定律概念模型	27
3.2 基于 TPHM 的低渗岩石孔隙率和有效应力关系	31
3.3 基于 TPHM 的低渗岩石渗透率和有效应力关系	32
3.4 基于 TPHM 的低渗岩石渗透率、孔隙率和有效应力间关系式验证	35
3.4.1 Dong 等 ^[33] 的实验测量描述	35
3.4.2 实验测量数据的拟合	38
3.4.3 克林肯伯格(Klinkenberg)修正数据的拟合	42
本章小结	46
第四章 页岩气开采产量递减曲线分析	47
4.1 页岩气生产曲线特征描述	47
4.2 COMSOL 模型建立	49
4.2.1 几何模型的建立	49
4.2.2 材料参数、边界条件及控制方程的选取	50
4.3 COMSOL 数值模拟结果分析	52
本章小结	55
第五章 岩石孔隙结构模型	57
5.1 岩石孔隙结构的实验获取	57
5.1.1 CT 扫描实验	57
5.1.2 CT 图像处理	59
5.2 岩石孔隙结构模型重构	61
5.2.1 岩石孔隙结构重构算法描述	61
5.2.2 岩石孔隙结构重构结果展示	67
5.2.3 岩石孔隙结构重构结果对比	68
5.3 低渗岩石微观模型的思考	75
本章小结	76
第六章 基于岩石孔隙结构的渗透率计算	77
6.1 LBM 方法简介	77
6.2 模型的建立	78

6.2.1 球孔隙模型	79
6.2.2 低渗岩石孔隙—微裂纹结构模型建立	80
6.3 LBM 计算结果展示	82
6.3.1 球孔隙模型计算结果	82
6.3.2 低渗岩石孔隙模型计算结果	85
本章小结	86
第七章 结论与展望	89
7.1 结论	89
7.2 展望	90
参 考 文 献	91
致 谢	错误!未定义书签。
作者简介	109

第一章 引言

低渗透岩石物理力学性质的准确描述对一系列地球科学与环境工程问题的合理解释与解决有着重大意义。这些工程问题包括：大型结构的基础稳定性、地下空间结构的建设与安全性问题、高放核废物地下硐室内的安全封存、非常规（低渗透）油气藏的开采和 CO_2 地质封存等。准确认识与定量表征低渗透岩石物理力学性质以及合理解释这些表观性质背后的内在微观物理力学规律已经在全世界范围内成为了一个研究热点。研究低渗岩石的相关物理力学性质对于安全合理实施这些工程应用尤为重要。

1.1 研究低渗透岩石性质对工程应用的重要性

1.1.1 水利工程及地下空间结构

近年来随着一系列大型水利工程及地下工程的开展，使得对工程地质材料的物理力学性质研究变得十分重要和紧迫。这些工程包括水利工程大坝的建设、地下水工结构的建设、隧道的开挖与建设、煤矿巷道的建设、地铁项目的施工、城市地下工程的建设、用于能源战略储备和高放核废物处置的地下硐室建设等。这些工程领域大多会涉及到低渗岩石，如水利工程中坝体的建设使得其上游水位升高，坝体下部岩层所受孔隙水压升高。若该部分岩层为低渗岩石，阻拦了孔隙水的流动，使得水力压力聚集，有可能导致坝体整体失稳。用于能源储备和核废物处置的地下硐室选址一般在具有极低渗透率的盐岩层或粘土矿物层以实现储存油气资源和防止核废物泄露的目的。为了保证这些工程项目的安全与有效开展，需要深入研究工程区块地质材料的物理力学性质，尤其是水力力学耦合作用下低渗岩石的性质。

在水利工程中，需要考虑上述提到坝体底部岩层的水力力学耦合作用下的性质。如果没有充分考虑此耦合作用的影响，可能会导致严重的工程事故发生。在1959年12月2日法国马尔巴塞拱坝(Malpasset Arch Dam)发生了溃坝事故，造成了423人死亡以及巨大的经济损失。事故发生后，一系列学者^[1-4]开展了造成溃坝的原因研究。随着对坝体周围地质、水文条件的深入调研，事故发生问题逐渐浮出水面。事故发生前坝体结构并未发现异常，事故发生时坝体发生了瞬时位移，导致了事故的发生。经分析事故发生的主要原因是未考虑坝基岩层的水力应力耦合作用，而与坝体结构关系不大。调查发现坝基为片麻岩，该岩石的渗透率具有很强的应力敏感性。随着大坝的建设，垂直于片麻岩层理方向的应力升高，导致其渗透率下降大约100倍。渗透率的下降导致了类似“防水帷幕”的形成。在进行高位蓄水后，巨大的渗透力的作用直接诱发了大坝地基天然岩层内断层的滑动，从而引起了

事故的发生。事故发生原因示意图见图 1.1。事故的发生为后续大坝设计提供了前车之鉴，说明了在进行大坝设计时应充分考虑蓄水对坝基岩体的作用力以及水力应力耦合影响，尤其是对于渗透率应力敏感的低渗岩石来说。

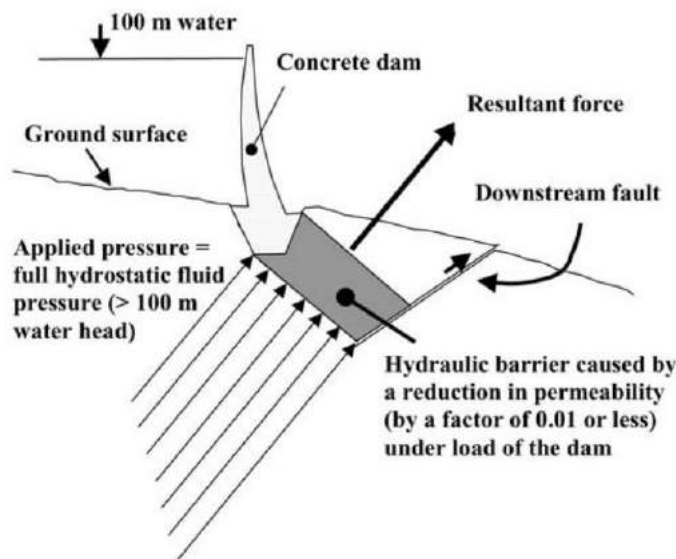


图 1.1 马尔巴塞拱坝溃坝原因示意图。数据来源：^[4]

Fig. 1.1 Hypothesis for the Malpassat Dam failure. (Data from: ^[4])

在地下工程开挖过程中，由于部分岩石或土体被挖出，会导致地层原岩应力的改变，进而导致岩层渗透性质的改变。在矿山巷道开挖建设工程中会遇到瓦斯突出、矿井突水等灾害。尤其是近年来随着开采深度的加深，面临地层上覆压力高、高瓦斯及高温等不利地质条件，此类灾害问题更加严重。在水利、公路、铁路隧道的开挖建设工程中会遇到突水突泥等灾害。这些地质灾害的发生不仅会造成建设工期的滞后，而且会造成人员财产的损失。深入开展此类地质问题的形成机理研究有助于做到提前预警、采用更合理的施工方式，以减少此类地质灾害的发生。瓦斯突出、突水突泥灾害的发生其背后的发生机理是由于开挖导致地层原岩应力的扰动，使得岩石物理力学性质发生改变，尤其是渗透率的变化，进而使得含水、气地层能量快速释放。当矿山巷道开挖深入到高瓦斯煤层附近时，由于应力释放，导致巷道周围岩体产生微裂纹，使得原本渗透率较低的岩层渗透率大幅提升，为瓦斯气体的快速突出与能量释放提供了流动通道^[5-8]。类似在隧道开挖中，开挖造成的应力释放导致了隧道周围岩体渗透性质的改变，使得附近岩溶水体能量瞬间释放，导致突水突泥事故的发生^[9, 10]。

深部低渗岩层内地下硐室的开挖与建设，为高放核废物处置提供了一个较理想的封存场所。由于高放核废物具有很长的半衰期，为了保证核废料地下封存的安全性，通常需要考虑在上千上万年的时间内核废料不迁移出封存的岩层。核废料地

下封存通常选址在地质条件稳定的超低渗岩层内。比如盐岩层^[11, 12]和富含粘土矿物的页岩层^[13, 14]。这些岩层具有极低的渗透率，同时在与核废物衰变过程相互作用过程中具有微裂纹自闭合性，因此被认为是较理想的核废物封存层。在开挖地下硐室时，需要考虑原位应力释放可能会使周围岩石内部产生微裂纹；同时，存储在地下硐室内的核废物会不断衰变产生热量，使得围压在热应力作用下部分微裂纹张开或闭合，产生潜在的核废物泄露危险。图 1.2 给出了美国 Yucca 山核废物地质封存项目建设示意图。

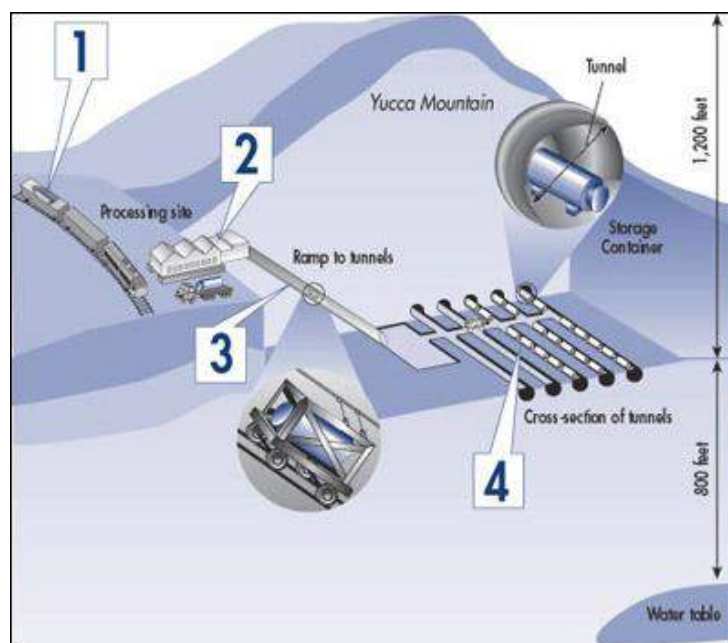


图 1.2 高放核废物永久地下深埋示意图。数据来源：美国核能管理署

Fig. 1.2 Illustration of underground disposal of nuclear waste (Data from: U.S. Nuclear Regulatory Commission)

1.1.2 能源领域及环境保护

能源的战略储备可以为一个国家提供必要时的能源供应，中国和美国这样的大国都开展了能源储备的相关研究。其中盐岩具有极低的渗透率，同时地质条件较稳定，因此被很多国家认为是理想的能源储存库的首选岩体。盐岩很大的一个优势在于可以通过水溶建腔，避免开挖造成的破坏。盐岩孔隙率极低（一般小于 1%），同时大部分孔隙尺度很小（纳米级别）且不连通，这也直接导致了其渗透率极低。这种极低的渗透率使得油气资源可以稳定地存放在盐岩腔体内部。值得注意的是，油气资源的存入，使得腔体内部压力升高，会导致腔体周围盐岩有效应力的减小。因此，在研究储存安全性与稳定性时，需要研究有效应力变化条件下盐岩渗透率的变化规律。国内周宏伟^[15-17]和杨春和^[11, 12, 18-20]团队对盐岩的物理力学性质做了深

入地分析。在开展盐岩腔室作为能源战略储备方式时，需要综合考虑盐岩渗透率随应力的变化规律。

伴随着化石能源的大量消耗，各国油气开采已逐渐深入到低渗油气储藏中。在能源紧缺的刺激下和技术进步的保证下，油气公司已经开始着手开采以往被认为不适合经济开采的低渗透储层，这些低渗储藏包括致密砂岩气、致密油、页岩气、页岩油以及部分煤层气，在进行这些油气藏开发时，面临着比常规油气藏开发更大的困难与挑战。其中首要的问题便是由于极低的渗透率，导致这些油气资源难以产出，难以达到经济效益。近年来随着水平钻井技术以及水力压裂技术的进步，使得这些非常规油气资源得以经济开采。最先、最成功运用这些技术进行非常规油气藏的开采的国家是美国。尤其是近年发生在美国的页岩气“革命”，引起了全世界的关注，大量具有页岩气探明储量的国家相继开展了页岩气开采的研究与实践。这其中便包括具有大量页岩气探明储量的中国。合理开发利用页岩气，有助于优化我国的能源结构。Howarth 等^[21]深入探讨了采用水力压裂开发页岩气的利与弊，指出合理使用水力压裂技术开采页岩气，可缓解能源危机，减少环境污染。这种被国际能源界称之为“博弈改变者”的气体，极大地改写了世界的能源格局。Yang 等^[22]分析了中国水力压裂开采页岩气与缺水现状的矛盾。页岩气的开发利用有着广泛的前景，可以缓解我国发展所面临的能源危机，可以部分替代其他化石能源，减少环境污染。但我国页岩气的开发同时面临着许多技术难题，我国很多高校、科研院所都已参与到页岩气安全开采与有效产出的行列中来。从根本上需要解决的问题包括：水力压裂储层破裂与裂缝形成机理，页岩气吸附解析规律、页岩气运移规律以及开采过程中储层压力变化导致的页岩基质渗透率变化等问题^[3]。

化石能源的大量消耗直接导致了大气中温室气体浓度的升高，这也是引起全球气候变暖的主要因素。美国在 20 世纪 50 年代在夏威夷 Mauna Loa 建立的观测点，并对二氧化碳浓度进行了系统的观测与记录。图 1.3 展示了自记录以来二氧化碳浓度的变化曲线，到目前为止全球二氧化碳浓度的增长速度甚至还在持续增大。2015 年 8 月份，观测处（Mauna Loa）的二氧化碳浓度为 398.82 ppm，这一浓度水平比工业革命前上升了月 40%^[23]。

二氧化碳的地质封存长期以来一直被认为是降低大气中二氧化碳浓度和缓解全球气候变暖的措施之一^[24-30]。为了减缓温室效应，全球各国需要共同协作，努力做出改变，其中包括节能减排、提高能源使用效率、采用对环境伤害较小的可再生能源以及对 CO₂ 的地质封存。这些地质场所包括废气的油气开采区块、难以开采的煤层、盐岩溶腔等。

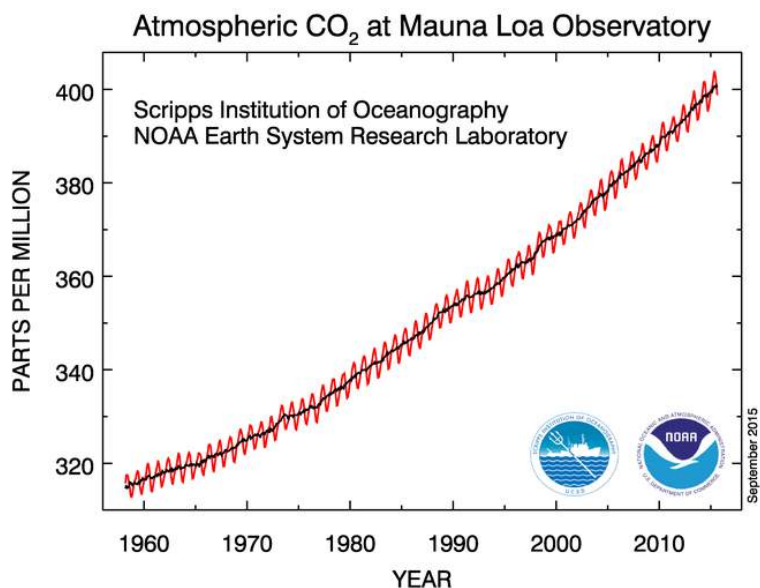
图 1.3 美国夏威夷 Mauna Loa 观测处 CO₂ 浓度变化

Fig.1.3 Atmospheric CO₂ concentration at Mauna Loa Observatory (Data from http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/co2_data_mlo.html)

CO₂ 地质封存选址时, 要求注入的岩层具有相对较高的渗透率, 以使得经处理过的超临界 CO₂ 可以大量有效地注入; 同时要求这些较高渗透率岩层上方具有极低渗透率的盖层, 以防止注入的 CO₂ 向上迁移甚至进入地下水层或重新泄露入大气层中, 危害周围环境和生物。此外, 注入区块需要地质结构相对稳定, 在很长的时间内不发生地质活动, 使得注入的 CO₂ 在毛管压力作用下稳定在孔隙结构中, 或被盖层阻拦停止向上迁移, 之后经过地质年时间尺度的化学反应重新固化稳定存储在地下。上述分析可以看出, 二氧化碳地质封存选址要求注入层有较高的渗透率, 而上部盖层有极低的渗透率。盖层低渗透岩石和二氧化碳相互作用后是否会保持低渗透性或者说良好的密闭性, 将直接关系到二氧化碳地质封存的安全性。

1.2 研究低渗透岩石所面临的科学问题

如前一节所述, 一系列的工程应用将会涉及到低渗透岩石。准确描述低渗透岩石的物理力学性质对于这些实际工程应用显得尤为重要。对低渗透岩石性质的研究始于石油行业, 近年来随着一些新的工程领域的需要, 如地下硐室的开挖与建设、煤矿瓦斯突出事故防治、二氧化碳地质封存、高放核废料处置等, 对低渗透岩石性质的研究变得更为广泛, 同时这些研究也面临新的挑战。本节将介绍当前低渗透岩石研究所面临的一系列科学问题。

1.2.1 渗透性质的重要性与准确测量

渗透性质是描述材料允许流体通过其内部孔隙裂隙结构的能力。低渗透岩石

顾名思义是指岩石允许流体通过的能力极低(对低渗透岩石的划分与定义我们将在第二章深入讨论)。对岩石渗透性的研究始于油气开采行业,岩石的渗透率被认为是描述储藏的最重要的性质。常规油气藏具有较高的渗透率,意味着不需要或者只需要较少的储层改造,在一定的压差条件下,油气资源便可从储层流入到生产井,进而产出。然而低渗岩层必须经过储层改造(水力压裂、酸化处理、热处理等)才可达到经济产出。Stankiewicz^[31]指出了多学科合作,综合考虑多方面物理、力学、化学因素对于油气开发的重要性。对于二氧化碳地质封存,低渗透岩石经常作为盖层(Caprock),阻止注入地下的二氧化碳继续向上迁移。盖层的渗透性质和其封存二氧化碳的能力直接相关。对于高放核废料的永久地下埋存,低渗岩石被视为理想的存放层。其中的原因在于低渗岩层可以阻止潜在的放射性物质的向外运移,但是需要考虑硐室开挖造成周围岩体的扰动。正是由于这些实际工程的需要,低渗岩石的研究被广泛开展。其中首当其冲需要解决的是其渗透性质的描述与测量。

对岩石渗透性质的描述可以通过现场实际生产曲线和生产压力来反推储层的渗透率,也可通过现场取芯,在可控的实验室条件下测量其渗透率。虽然由于尺寸效应及取芯地点的影响,实验室所测渗透率并不能完全反映储层尺度的渗透性质,但实验室测量为我们提供了认识及预测储层渗透性质的最基本方法。本文宏观方面的探讨集中于通过实验室测量获得岩石渗透率的范畴。

相对于常规渗透率岩石来说,低渗透岩石的渗透率测量面临着更多的困难。首先,由于极低的渗透,使得流体穿过岩石样品并达到稳定流动的状态需要几个小时甚至几天。因此使用常规稳态法,通过记录穿过岩石的流体达到稳定状态后的流量,使用达西定律来换算岩石渗透率的方法变得困难^[32, 33]。为了克服稳态法需要较长的测量时间的问题,Brace^[34]首先提出了使用压力脉冲法来测量岩石的渗透率。其基本原理为通过在岩石样品一端施加一个脉冲压力,通过两端流体压力的变化,直到两端压力平衡,来获得岩石的渗透率。类似的方法有在岩石一段施加正弦波的压力并记录另一端压力的变化来获得岩石的渗透率。与之前所述的渗透率测试基于圆柱形岩石样本不同,另一种快速渗透率测试方法,即碎屑压力衰减法(GRI)的测试样本是岩石碎屑,是Luffel^[35]在1993年首先提出的。这种方法是将岩石碎屑放入测试腔内,并给测试腔一定的气体压力,通过记录测试腔内气体压力的变化来换算岩石的渗透率。这些测试方法各有利弊,稳态法与实际地层下的流动情况类似,但所需测试时间较长。动态测试方法速度快,但是并不能模拟实际地层情况,以及需要额外的参数。具体在实际情况中使用哪种方法需要基于测试时间和测量精确度之间权衡。

其次,滑脱效应或称克林肯伯格效应(Klinkenberg Effect)^[36]的影响。岩石外在极低渗透率是内在原因是极狭窄的流动通道。低渗透岩石内部的渗透通道通常在

纳米级别，这个尺度和分子的平均自由程在同一尺度，努森数(Kundson number)较高，在压力较低时，气体在这一尺度表现出气体和流通通道壁的碰撞超过了气体分间的相互碰撞。这导致采用气体作为测试介质且测试压力较低时，所测得的渗透率往往大大高于采用液体时所获得的渗透率。

再次，物理化学效应的影响。Wei 等^[37]研究了使用不同流体及不同温度情况下低渗砂岩渗透率的测试。Wei 等指出，使用液体所得的渗透率较低的原因是岩体内部结构和液体的相互作用导致的。原因包括：岩石内部结构和液体作用膨胀及液体携带的岩石样品流动通道中的微小颗粒，堵塞了部分狭窄的流动通道所导致的。很多学者研究了^[38-41]采用不同气体来测量煤样的渗透率，研究发现采用吸附性气体（如 CH_4 、 CO_2 等）所得渗透率结果要大大小于采用非吸附（如 He、Ar、 N_2 等）的结果。其中的原因是煤样吸附性气体后发生膨胀，使得流通通道缩小所致。德国 Krooss^[42-44]课题团队采用不同气体测量了低渗透页岩的渗透率。结果显示采用不同气体所得渗透率不同，具体为 $\text{He} > \text{Ar} > \text{CH}_4$ ，他们指出造成这种不同结果的原因一方面是不同的气体的分子大小不同及不同气体滑脱效应的不同导致的，另一方面是由于岩石吸附气体膨胀导致的。为了更真实地反映实际工程的情况，考虑这些物理化学效应的影响是有必要的。

值得说明的是绝对渗透率是岩石的内在本质性质，应该独立于测量流体的性质。也就是说采用不同流体，不同压力条件下，所得岩石的本质渗透率应该一致。而一系列实验结果证明，采用不同流体及不同压力所得岩石渗透率并不相同，这一现象对低渗透岩石尤其明显。产生这样的矛盾的原因是：通过实验测得的渗透率应该称为此岩石样本的有效渗透率或者说是在特定工况下岩石的渗透性质，并不是岩石的本质渗透率。因为采用不同流体测量时，不可避免的会导致一些物理化学反应，导致所得渗透率综合了其他因素的影响。在实际测量时，应尽可能考虑实际需要，根据实际工况选用合理的渗透率测量方法及测量流体。综上，准确测量低渗透岩石的渗透率无论在操作还是对结果分析都不是一件简单的事情。对低渗透岩石性质的描述需要十分谨慎。

1.2.2 低渗透岩石渗透率随应力的变化

如前一小节分析，对低渗透岩石渗透率的描述应该考虑其他耦合因素的影响，尤其是渗透率随应力的变化规律。实际工程中岩石所处的应力状态通常是变化的，考虑岩石性质时应综合考虑。本文重点考虑岩石渗透率和所处应力环境间的关系，因此本节单独列出介绍低渗岩石与有效应力间的关系。这里需要简明指出，本文有效应力的定义是岩石所处的围压减去其内部的孔隙压力。

在油气开采过程中，由于储藏内油气的开采，会导致储藏内孔隙压力的降低，这会导致储层岩石内部有效应力的改变。对于低渗透油气藏来说，储层内应力的变

化引起的渗透率变化进而导致的产量变化比常规油气藏要剧烈的多。随着油气开采领域深入到低渗储层范围,如致密油、致密气、页岩油、页岩气、煤层气等。很多学者开展了低渗岩石渗透率随着应力变化规律的研究。例如,自 20 世纪 70 年代开始,部分美国学者系统地开展了致密气藏渗透性质的研究^[37,45-57],并考虑了渗透率和有效应力的关系。对于页岩气的最早使用甚至可以追溯到 1825 年美国纽约州的 Fredonia。进入 20 世纪以来,随着水力压裂技术的更加成熟以及水平钻井技术的使用,使得大规模商业化页岩气开采成为现实。在 market 需求的刺激下,很多学者开展了页岩渗透性质和有效应力关系的研究^[43,58-66],研究一致认为,有效应力的升高会导致页岩渗透率的大幅下降。煤层气开采的研究在近年来同样成为一个研究热点,尤其是对于像中国这样使用煤炭为主要能源的国家。以往落后的生产方法将宝贵的煤层气作为废气、危险气体直接通过通风设备排入大气,不仅造成了能源浪费而且作为一种温室气体引起了环境污染。近年来,相关研究的深入到煤层气的产出机理,其中很重要的一部分就包括煤层渗透率随应力的变化规律^[31,38,39,67-77]。总体来说,随着有效应力的升高(或储层压力的降低),岩石的渗透率会降低,这种现象对低渗岩石更为明显。因此,在考虑油气开采问题时,由于储藏内部岩石的有效应力随开采而不断变化,在研究储层渗透率时需要考虑有效应力的变化,尤其是对低渗储层而言。

对于二氧化碳地质封存来说,需要考虑的是一个相反的过程。首先注入的二氧化碳实质是进入了储层岩石的孔隙结构内,这会使得储层孔隙压力升高,有效应力降低。注入的二氧化碳向上运动会和盖层相互作用,一方面在二氧化碳进入到盖层的孔隙结构前,会对盖层施加类似围压的作用力,导致有效应力的升高,另一方面,随着二氧化碳进入到盖层孔隙结构后,增加了孔隙压力,从而导致有效应力的降低。当前二氧化碳地质封存选址,一类是选取地层条件稳定的岩层,将二氧化碳永久封存,这包括上部有页岩盖层的稳定地层、盐岩层、废弃的油田、难以开采的煤层等;另一类是试图利用二氧化碳的高吸附性及超临界二氧化碳的一些特殊性质,来进行油气增产。与这些工程应用直接相关的研究都涉及到了由于二氧化碳注入导致地层应力状态改变而引起的渗透率变化^[24,26-30,65,77-84]。

对于高放核废物地质封存来说,核废物不断衰变释放热量,使得储层岩石温度不断升高,同时由于水分蒸发,储层岩石会受到蒸汽压的作用。核废物埋藏点周围的岩石应力状态处在随时间不断变化的过程。因此为了获得对工程更有帮助的信息,研究低渗透岩石渗透率随应力的变化是必不可少的^[13,14,84-86]。

综上所述,考虑到工程实际的需要,在研究岩石渗透率时,应综合考虑力学、物理、化学等方面的综合影响。本文的研究重点集中在岩石渗透性质随有效应力改变的情况。

1.2.3 渗透率随应力变化的内在力学机理

岩石内部有效应力变化的直接结果是岩石内部孔隙结构的变形,这将会导致岩石渗透性质的变化^[87-91]。进行岩石表观物理力学性质分析时,通常将岩石看作均匀的,采用连续介质分析方法进行研究。但当缩小尺度,进一步研究其微观结构时,岩石却是不均匀、不连续和各向异性的,其内部含有大量不同规模、形状各异、连通或不连通的孔隙、裂隙和各种夹杂,这些不连续微观结构对岩石外在性质起着决定作用。

对岩石类材料的研究不能仅停留在宏观层面上,而必须深入到材料内部,从微观层面上开展研究。需要在此声明的是:本文所提到的“宏观”是特指通过物理实验获得的岩石性质的表征,与工程大尺度意义不同;“微观”是特指岩石内部的孔隙结构特征,更具体的说是“细观”尺度,与原子排列、分子组成意义不同。岩石内部的孔隙结构特征对岩石的渗透性质、强度、弹性模量和泊松比等有着很大的影响。例如之前的研究^[88, 92, 93]证明孔隙度、孔隙形状、孔隙空间分布等对岩石的物理力学性质有着决定性的影响。在岩石类材料内部细观、微观结构基础上开展研究,有助于认清决定岩石表观性能的内在机理。这些问题包括,孔隙结构的空间分布、空间几何分布对材料受力变形和破坏的影响、微观结构对流体渗流的影响、微观结构和流体相互作用和反应机理等。构建能反应真实岩石内部微观结构的数字岩心模型,并基于这些数字模型开展数值分析,有助于从根本上认识岩石物理力学行为的内在机理,以期在此基础上为实际工程提供有力的技术支持。

对于涉及到低渗透岩石的实际工程而言,其渗透率不应简单地看作常数处理。一般来说对于高渗透岩石来说,流通通道一般由相对较大、较难变形的孔隙主导,有效应力的改变导致渗透率的改变并不明显。但是对于低渗透岩石来说,一些狭长、易变形的通道起到连接其他孔隙结构的作用,成为关键通道,有效应力的改变会使得这些狭长通道发生较大变形。因此对于低渗透岩石来说,有效应力的改变会引起很大程度的渗透率改变。

1.3 当前研究现状

对低渗透岩石的应力敏感性研究始于油气开发,近年来随着油气开发面临的新的问题,如页岩气的开采,及一系列其他工程应用,如二氧化碳地质封存和核废料地下封存的需求下,很多学者深入开展了低渗透岩石的物理力学性质研究。从研究方式上主要可以分为:实验研究、理论分析和基于数字模型的数值模拟研究。

1.3.1 实验研究

通过实验测量低渗岩石的物理力学特性是最基本的方法,对实验数据的合理

解释与分析不断深化着人们对低渗岩石特性的认识，同时实验数据也为数值模拟提供了输入参数支持。低渗岩石的物理力学性质表现出了随应力改变而改变的性质，如孔隙率和渗透率。

孔隙率是岩石内部孔隙空间整体所占体积比重的描述，部分反应了岩层的储藏能力。对低渗岩石孔隙度的无损测量方法，包括液体浸泡法和气体压力平衡法。采用液体浸泡法测量时首先将岩石样品进行烘干，随后浸泡入性质稳定且不与岩心发生反应的液体中至饱和，通过比较进入岩心的液体重量和密度来换算岩心内部孔隙的体积。气体压力平衡法相对来说测量时间较短，通过测定压力室内压力的变化来换算进入岩心气体的体积，进而得到岩心的孔隙率。孔隙率的测量是一项常规实验，很多学者^[37, 47, 66, 94-100]都对低渗透岩石的孔隙度进行了测量，结果显示低渗透岩石的孔隙率一般小于常规岩石，范围从 1% 到 15% 左右不等。随着有效应力的增长，岩石的孔隙率表现出下降的现象，但下降并不明显。

渗透率是描述储层物性特征最重要的参数，对储层评价、油气开发方案设计都具有十分重要的作用。渗透率的测试方法可分为稳态法、压力脉冲法、压力波动法及 GRI 方法。顾名思义，低渗岩石有着极低的渗透率，导致采用稳态法需要较长的时间来达到稳态。有较多学者采用了压力脉冲法和压力波动法来克服稳态法需要较长时间的不足。但这两种方法也有他们自身的缺点。GRI 方法的测量样品为岩石碎屑，所得渗透率在一些时候有较大误差。目前在文献中已经可以找到大量低渗岩石渗透率的测量数据^[37, 45, 47, 48, 51, 52, 54, 59, 61, 66, 68, 70, 71, 94, 96, 99-114]，渗透率从纳达西（nD）到毫达西（mD）不等。随着有效应力的增长，低渗岩石的渗透率表现出在有效应力较小的范围内急剧下降的现象，之后随着有效应力的增长，下降趋势减缓。基于这样的发现，很多学者指出，涉及到低渗岩石渗透性质的描述时应尽可能的还原实际情况中岩石所处的应力状态。因此在加卸载条件下准确测量低渗岩石的孔隙率和渗透率是十分必要的研究。上文分析中已经提及到一些实验结果，对于孔隙率和渗透率随应力的变化规律将在第二章中进行深入分析。

对低渗岩石的其他测量手段包括采用压汞法或气体吸附法获得内部孔径分布^[111, 115-117]、通过常规单轴三轴试验仪获得其力学参数^[92, 118, 119]、通过声发射实验^[47, 120, 121]研究损伤及内部孔隙结构组成、通过 SEM 及 micro-CT 获得内部孔隙结构分布^[46, 53, 93, 105, 122-124]等。

总结实验所得的主要结论有：岩石内部孔隙结构复杂、不规则，这些孔隙对岩石的物理力学性质有着重要的影响。低渗岩石内部孔隙结构包含许多狭长的通道，这些狭长通道是低渗岩石在应力较低时表现出较大应变的原因，同时也是其渗透性应力敏感的主要原因。

1.3.2 理论分析研究

低渗岩石的物性参数的实验结果表现出了一定的特殊性，不同学者建立了相应的理论分析模型，尝试对低渗岩石的物理力学行为加以更深入的理解。对于低渗岩石渗透性质描述的理论模型始于经验和分析，将岩石看为一个整体，建立相应的关系。如最初的达西定律及之后发展的 Kozeny-Carman 方程、等效介质模型、网络结构模型等。Berryman 和 Blair^[125]系统地分析了这些模型，发现将孔隙结构简化为管道模型的 Kozeny-Carman 方程相对来说可以较好的描述岩石的渗透性质。随着人们对低渗透岩石内部孔隙结构更深入的了解后发现，对低渗岩石尤其是沉积岩，虽然由颗粒围成具有较小比表面积的孔隙结构占据了孔隙体积的绝大部分，但对渗透率起决定作用的却是颗粒间狭长的类似裂缝的通道^[108, 126-128]。类似，石油行业将孔隙空间划分为孔隙和吼道，孔隙提供了油气存储空间，而吼道对渗透性质起到了决定作用。基于这样的认识，一些学者开始考虑使用描述平板内流体流动的“立方定律”来描述低渗岩石的渗透性质。

随着应力的改变，岩石内部的流通通道会发生变形，部分学者考虑了这种力学影响因素，建立了低渗岩石渗透率和应力之间的关系。例如 Gangi^[129]采用钉子模型(*bed of nails*)模型来简化岩石内部的流动通道，并采用式(1.1)来描述岩石渗透率和有效应力的关系。

$$k = k_0[1 - (P_e/P_1)]^3 \quad (1.1)$$

式中， k_0 是岩石所处有效应力为零时的渗透率， P_1 是模型的等效弹性模量， P_e 为材料当前所受的有效应力。

类似于钉子模型，Walsh^[126]将模型简化为粗糙平板来描述岩石的渗透型性质，采用式(1.2)来描述岩石渗透率和有效应力的关系。

$$k = k_0[1 - (\sqrt{2}h/a_0)\ln(P_e/P_0)]^3 \quad (1.2)$$

式中， k_0 是岩石所处有效应力为 P_0 时的渗透率， a_0 是模型在有效应力为 P_0 时的等效开度， h 是模型在当前有效应力下的等效开度， P_e 为材料当前的有效应力。

使用不同的几何拓扑模型来简化岩石内部的流动通道会导致采用不同公式进行描述，它们的本质都是由“立方定律”演化而来。Ostensen^[130]对这类模型进行了系统的总结与综述。此外 Woudberg 和 Plessis^[131]采用颗粒堆积及类似泡沫的等效模型来考虑岩石的内部微观结构，并借此讨论了法国 Fontainebleau 砂岩的渗透性质。

这些分析模型从一定程度上考虑了岩石内部流动通道的几何形状，并建立了岩石受力后渗透率的变化情况。但这类模型的不足在于，将岩石内部的复杂流动通道进行了过分简化，因此在很多情况下并不能准确描述低渗岩石的物理力学性质。

1.3.3 基于数字模型的研究

岩石数字模型基础上开展的数值模拟研究，在岩石内部的微观结构基础上进行研究，搭建了岩石内部结构和外在水力、力学行为的桥梁。岩石中含有大量不同尺寸、随机分布的孔隙，这些孔隙直接影响着岩石的物理力学性质。因此建立能反映岩石内部真实结构的重构模型对研究和预测岩石的力学和渗透性质具有重要意义。

提取对岩石渗透性质起决定作用的内部孔隙结构是开展相关问题的首要步骤。由于实验条件的限制，最初的对岩石孔隙结构的观测主要是二维情况。例如 Soeder 和 Randolph^[124]采用光学显微镜和 SEM 观测了低渗砂岩表层的孔隙结构分布，发现孔隙结构可以分为两部分，一部分为较大的孔，另一部分为两颗粒间的狭长的通道。Spencer^[46]采用类似的方法观测了低渗气藏岩石的孔隙结构，得到类似的结果。此外 Spencer 还分析了在加载情况下这些孔隙结构的变化，通过对比加载前后的图像，发现那些狭长的通道发生了闭合。这些基于二维图像的研究指出了深入研究岩石内部三维结构的重要性。

近年来，得益于聚焦离子束(FIB)切割、扫描电镜(SEM)、工业微观 CT 扫描技术、核磁共振扫描技术(MRI)的进步，岩石内部结构得以重现，通过不同的观测方式，不同尺度下岩石内部结构可以被提取获得。英国帝国理工大学孔隙结构建模与分析团队^[93, 132, 133]，系统地测试与分析了碳酸岩、石灰岩、砂岩、砂子堆积模型、人造二氧化硅模型等材料的内部孔隙结构，并基于这些数字孔隙结构开展了孔隙网络模型的建立与孔隙内流体流动性质的研究 (<http://www.imperial.ac.uk/engineering/departments/earth-science/research/research-groups/perm/research/pore-scale-modelling/>)。他们通过微观 CT 扫描所获得的图像精度（每个像素点所代表的物理尺寸）可达 $2.65\mu\text{m}$ ，三维模型尺寸可达 1024^3 voxels。中国矿业大学（北京）鞠杨教授团队基于 CT 扫描技术获得了一系列砂岩、油页岩、人工合成岩块、土石混合体及混凝土的内部结构^[134-141]。实现了快速扫描下精度 $25\mu\text{m}$ ，尺寸 1024^3 voxels 的数字模型。并基于获得的孔隙模型，开展了岩石孔隙结构力学及渗流性能的分析。美国路易桑那大学 PoreSim 研究团队同样基于 CT 扫描技术获得了岩石内部的孔隙结构^[142, 143]，并开展了孔隙拓扑结构及孔隙结构内多相流的研究。Wildenschild 和 Sheppard^[144]系统地阐述了近年来 CT 扫描技术的进展，并基于获得的孔隙结构模型进行了孔隙结构划分、孔隙网络模型建立、多相流、流动与化学反应等过程。Werth^[145]综述了在水文地质领域污染物迁移研究中所采用的无损样品内部结构获取方法，包括光学显微镜、CT 扫描和 MRI 技术。

随着实验仪器的进步，当前对孔隙结构的描述精度越来越高，例如当前一些世界先进的渗流力学实验室已经配备了纳米尺度 CT，同样 FIB-SEM 的精度也可达

到纳米级别。由于低渗岩石内部的大量流动通道已经处于纳米级别，这种高精度仪器的出现对于从微观结构开展低渗岩石物理力学性质的研究显得十分重要。总的来说，通过构建岩石数字模型，并在数字模型的基础上开展数值模拟研究在一些领域已经逐渐成为一种常规研究方法，同样近年来此类研究在相关科学领域也成为一个研究热点。

1.4 本文研究思路

综上所述，对低渗岩石物理力学性质的研究始于实验研究，此后学者通过一系列分析模型尝试对实验观测数据加以解释，当前由于获得岩石内部三维孔隙结构技术越来越成熟、精度越来越高，开展基于岩石内部孔隙结构的数值研究，并建立岩石内在结构与表观物理力学性质之间的关系已成为研究热点。

基于这样的认识，本文将开展宏观理论模型和微观数值模型两部分的研究。现存的宏观理论模型不足以准确描述低渗岩石的渗透率应力敏感性，本文将基于刘会海研究员提出的两部分胡克定律模型—Two-Part Hooke's Model (TPHM) [146-149] 开展宏观理论模型研究，建立更准确的低渗岩石渗透率、孔隙率和有效应力间的关系。在微观层面，我们首先分析通过 CT 扫描获得的岩石三维孔隙结构。考虑到岩石样品获取困难以及 CT 设备昂贵的限制，本文将系统地建立岩石孔隙结构重构三维程序，以获得统计意义上一致但几何分布不同的岩石三维重构模型。同时基于这些已有的岩石数字模型，使用格子玻尔兹曼方法 (LBM) 分析岩石的渗透性质。具体研究路线见图 1.4。

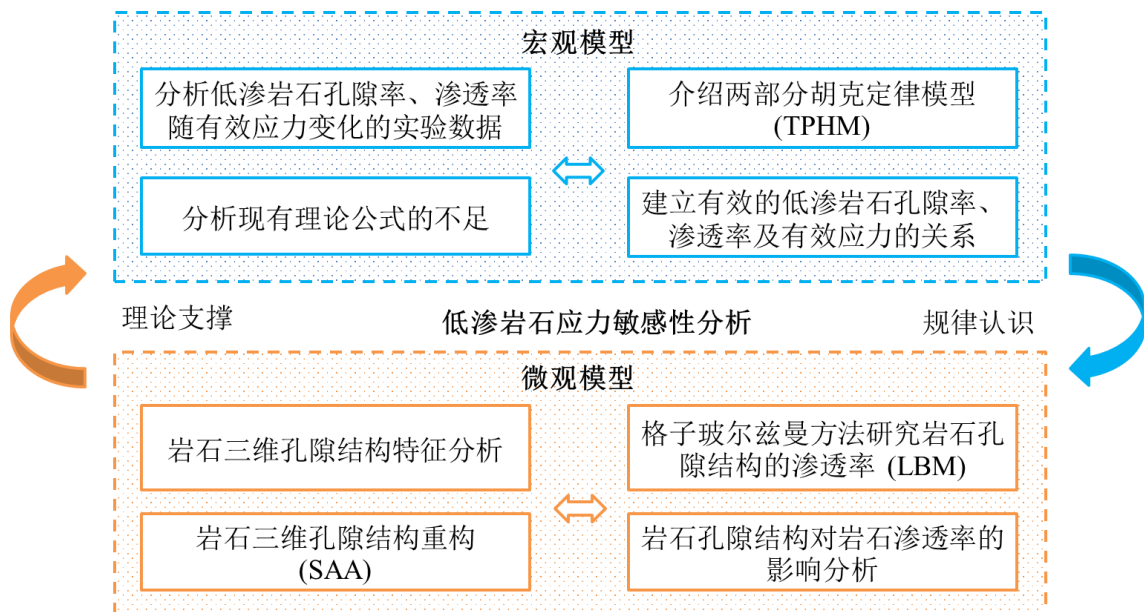


图 1.4 本文的研究路线

Fig. 1.4 Research scheme

本文大纲如下：在第二章和第三章介绍宏观方面的研究。其中第二章介绍低渗岩石孔隙率和渗透率随应力的变化规律，分析文献中的实验数据，并分析当前用于描述这些规律的理论公式的优缺点。第三章介绍 TPHM 的基本概念，并基于 TPHM 建立低渗岩石孔隙率、渗透率及有效应力间的关系。第四章作为宏观模型的一个应用，介绍采用数值算法，融合宏观规律，来分析页岩气产量递减规律。第五章和第六章介绍微观方面的研究。其中，第五章分析岩石孔隙结构的特点，并介绍基于模拟退火算法进行岩石三维孔隙模型重构。第六章介绍基于岩石孔隙—微裂纹模型开展的 LBM 模拟，并对比不同岩石模型的渗透性质。第七章为结论和展望。

本章小结

岩石渗透性质研究对一系列工程应用具有重要的意义。特别是低渗透性岩石的渗透性以及开采应力作用下渗透性变化的定量表征等等，都是目前被广泛关注的重要问题和难点问题。宏观分析方面，当前尚没有合理的公式来准确描述低渗岩石的渗透率应力敏感性。微观研究方面，渗透性质与岩石孔隙结构密切相关，准确和定量地表征孔隙结构十分重要。本文将从宏观和微观两方面开展低渗岩石渗透率应力敏感性研究。

第二章 低渗岩石的应力敏感性

描述低渗透岩石性质的很多物理力学参数都表现出了应力相关性，尤其是渗透率随着有效应力的增加表现出急剧下降的现象，也即渗透率应力敏感，在国内称此现象为压敏效应。准确描述低渗岩石物理力学性质随有效应力的改变，对很多实际工程应用有着十分重要的作用，因此很多学者开展了相应的研究。本章将明确低渗岩石的定义，研究文献中低渗岩石孔隙率、渗透率随有效应力变化的实验数据，总结当前用于描述低渗岩石物理性质随应力变化的规律，同时将分析指出现有理论描述的不足。

2.1 低渗透岩石的定义

当前尚不存在对低渗岩石的统一定义，也即没有一个明确的界限来划分低渗岩石的范围。出现这种现象的主要原因是不同工程领域的实际需求不同，例如油气开采行业以经济开发为标准来定义低渗岩石，二氧化碳地质封存以盖层的密闭性来定义低渗岩石，核废物地质封存领域以保证有害物质在上万年的尺度上不渗透出储层来定义低渗岩石。一般来说岩石的固有渗透率低于一定程度时会表现出一些共性，如应力敏感性。

对低渗岩石最初的定义来源于油气开发领域。此定义主要是为实际油气开采、开发所服务，其判别根据是油气田是否需要进行大规模地层改造来达到经济开发的目的。对于低渗油藏和低渗气藏的定义也有不同，并且不同国家的定义也有差别。在上世纪七十年代，美国政府定义了致密气藏：在储藏条件下渗透率低于 0.1 毫达西（mD）的气藏^[102, 110]。这些气藏岩石类型主要包括致密砂岩、页岩及碳酸岩储藏。类似的，美国怀俄明州地质勘查署定义致密气和致密油为储藏渗透率低于 0.1mD 且孔隙率低于 10% 的储藏。同样在美国能源部 2010 年《年度能源展望》中定义了低渗气藏为在实际工况条件下渗透率小于或等于 0.1mD 的储藏 (http://www.eia.gov/oiaf/archive/aeo10/lpnat_gas.html)。

国内来说，在 1992 年西安召开的含油气盆地地质学术讨论会上，一些专家推荐使用上限 50mD 下限 0.1mD 来定义低渗油层。李道品^[150]在 1997 年出版的《低渗透砂岩油田开发》根据前述定义，对低渗油田进行了更详细的划分：将油层平均渗透率为 10-50mD 的储层定义为一般低渗油田，将平均渗透率为 1-10mD 的储层定义为特低渗油田，将平均渗透率为 0.1-1mD 的储层定义为超低渗油田。曾联波等^[151]指出低渗透储层通常是指基质的空气渗透率小于 50mD 的含油气储层。唐曾熊^[152]建议按照储层渗透率的量级来划分高低渗，将油田低渗的上限定义为 100mD。张金庆等^[153]基于国家低渗油划分标准，结合岩心启动压力梯度和应力敏感性实验，

建议划分海上低渗油田分为：一般低渗油田（10-50mD），特低渗油田(5-10mD)和超低渗油田(<5mD)，并指出从经济效益考虑暂不考虑开发渗透率低于 5mD 的海上油田。我国石油天然气行业标准也在 1995、1998 和 2001 年分别给出了低渗油气藏的定义，应该指出随着技术的进步这些标准也发生着变化，根据我们查到的最近的国家标准(SY/T 6832—2001)中定义致密油气砂岩储藏为基质渗透率小于等于 0.1mD。近年来，伴随着能源需求的增长而容易开采的油气藏逐渐减少的刺激下，同时新的技术如水力压裂、二氧化碳压裂、二氧化碳泡沫驱替等逐渐成熟，低渗油气藏开采比重逐年提高。

近年来发生的页岩气革命，产气储层是具有更低渗透率的页岩。一般来说，页岩的渗透率一般低于 0.1mD，甚至在纳达西的范畴。同时页岩的孔隙率更小，一般来说小于 10%。随着页岩气在美国的成功开采，世界上其他一些已探明有页岩气储量的国家也相应开展了页岩气的研究与实际生产。尤其是对中国来说，有着全世界最高的页岩气可开采储量(<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>)，也在制定相应的规划，来开发页岩气。毫无疑问，页岩属于低渗岩石储藏，如何改造储藏，使得页岩气顺利产出显得尤为关键。当前所采用的技术包括水平钻井和储层压裂。开展页岩的物理力学性质研究，尤其是其物性参数随应力变化而改变的规律，对于页岩气开采规划与设计以及达到经济效益的开发具有十分重要的意义。

上述提到的页岩层，由于具有极低的渗透率，也被其他一些工程应用如二氧化碳封存、垃圾填埋、核废物埋存工程加以利用。如二氧化碳地质封存时，页岩被看作理想的盖层；在垃圾填埋场的设计时，一般利用粘土的低渗性来防止有害物质渗入地下水层；核废物地下埋存处置时，利用页岩的超低渗透性及受热后微裂纹自闭合性来防止核废物泄露。这些工程利用了部分岩石的超低渗透性，由于安全考虑，对低渗岩石的筛选也更为严苛。

综上分析，在不同领域对低渗岩石的定义不尽相同。本文的研究集中于渗透率低于 0.1mD 的岩石，之后所提低渗岩石具体指储层条件下渗透率小于等于 0.1mD 的岩石。

2.2 低渗透岩石孔隙率和有效应力间的关系

岩石的孔隙率代表了岩石内部孔隙空间所占的体积比重。容易理解的是岩石受力后，其内部孔隙空间会发生变形，如有效应力增加，岩石内部孔隙空间被压缩，导致孔隙率变小。对于低渗岩石来说，其内在孔隙率本来就很小，在受压导致有效应力增大后，孔隙率变化并不大，因此很多学者忽略有效应力变化导致的孔隙率变化，采用常规测试条件下所得孔隙率来代表岩石的孔隙率。但为了更深入的理解岩石物理力学性质的变化，深入分析孔隙率随有效应力的变化规律显得十分重要。下

面列出一些学者的测量结果，及他们所使用的拟合公式。

Byrnes 和 Castle^[111]系统地测量了 177 块来自美国东部 Medina 区块的储层岩石样本和 488 块来自美国西部 Frontier 和 Mesaverde 区块的储层岩石样本的物理力学性质。这些岩心来自深度 1.7-3.7km 的地下储层，岩性主要为砂岩。他们系统地测量了这些岩石在常规测试条件和在储藏压力条件下的孔隙率。其中常规测试采用氦气作为测试气体，采用 2.8MPa 的围压来封闭圆柱形岩石样品和套管间的空间。对于储层压力，作者通过所取岩心的深度来换算施加 19-40MPa 不等的静水压力。所测常规条件下 Medina 岩石样品的孔隙率从 1.5%-18% 不等，平均孔隙率 5.7%，Frontier 和 Mesaverde 岩石的孔隙率从 0.6%-19.7% 不等，平均孔隙率 8.8%。研究发现，对于 Medina 岩石来说，地层条件下的孔隙率比常规条件下所测孔隙率下降 0.1 个百分点，对于 Frontier 和 Mesaverde 岩石来说地层条件下的孔隙率比常规条件下所测孔隙率下降 0.5 个百分点。此研究只给出了这两种条件下的孔隙率，并未给出孔隙率随有效应力变化的规律。

相类似，Luffel 等^[154]测量了美国德克萨斯州 Travis Peak 储层 2100 块岩石的常规条件和地层条件下的孔隙率。岩石样本属于低渗砂岩，根据地层深度还原地层压力从 2058-5572psi (14.2-38.4MPa) 不等。Luffel 所测实验结果和 Byrnes^[111]所得结果类似：地层压力条件下孔隙率比常规条件下下降 0.5 到 1 个百分点。同样作者没有给出孔隙率随有效应力变化的规律。

早在 1930 年，Athy^[155]系统地测量了不同深度地层沉积岩的孔隙率变化规律，并采用下述指数公式来进行表征：

$$\phi = \phi_0 \exp(-bx) \quad (2.1)$$

其中 ϕ 表示在深度为 x 时岩石的孔隙率， ϕ_0 为该储层地表条件下，也即深度为零时岩石的孔隙率， b 为材料常数。类似，Hoholick^[156]对储层砂岩进行了相关测量，并采用类似的公式来描述孔隙率随储层深度的变化规律。Schmoker^[157]研究了美国佛罗里达州南部不同深度碳酸盐的孔隙度，包括白云石和石灰石。并采用类似的公式来描述碳酸盐孔隙率随深度的变化规律。研究表明接近地表的白云石孔隙率小于石灰石，随着深度的增加白云石孔隙率减小程度小于石灰石，在大约在 1700m 深度时白云石孔隙率开始大于石灰石，这说明石灰石内部的孔隙结构更容易被压缩。

前面已经提到，储层岩石所处的应力条件可以通过储层的埋藏深度换算得到，因此式(2.1)可推广到描述岩石孔隙率和有效应力的关系。Shi 和 Wang^[158]对式(2.1)进行了变换，得到如下指数公式来描述岩石孔隙率和有效应力的关系。

$$\phi = \phi_0 \exp(-\beta\sigma) \quad (2.2)$$

式中 σ 为岩石当前所处的有效应力， β 为材料常数。

台湾国立中央大学 Dong 等^[33]系统地测量了台湾车笼埔断层 A 号钻井岩石样

品在不同有效应力条件下的孔隙率。所测岩石包括细粒砂岩和泥质页岩。有效应力范围大约为 0-120MPa。作者分别采用了式(2.2)的指数形式和如下幂函数形式来拟合了所得实验数据，发现幂函数的形式可以更好的拟合实验数据。

$$\phi = \phi_0(\sigma_e/\sigma_0)^{-\beta} \quad (2.3)$$

美国 Lawrence 国家实验室 Rutqvist 等^[159]基于 Davis 等^[160]的实验结果，引入“残余孔隙度”的概念，提出如下公式来更准确的描述岩石孔隙率随有效应力的变化规律。

$$\phi = \phi_r + (\phi_0 - \phi_r)\exp(-\beta\sigma) \quad (2.4)$$

式中 ϕ_r 为“残余孔隙度”。

研究发现式(2.4)可以更准确的描述岩石孔隙率随有效应力的变化规律，尤其是在有效应力较低的范围内，可以更好的描述岩石孔隙率随有效应力增长的非线性下降现象。

随着实验设备的进步、对低渗岩石机理认识的渴望及实际工程的需要，低渗岩石孔隙率随有效应力变化的测量逐渐引起更多学者的重视。总的来说，低渗岩石的孔隙率在较小的有效应力范围内下降相对较快，随后下降缓慢，在岩石破坏前的阶段，孔隙率总体下降不多，一般不超过 1 个百分点。更多、更准确的数据可以帮助我们更准确地认识岩石受力后内部结构的变化规律。

2.3 低渗透岩石渗透率和有效应力间的关系

低渗岩石的渗透性质对一系列实际工程应用的顺利开展有着极其重要的作用。与孔隙率随应力变化不明显不同，低渗岩石的渗透率随着有效应力的增长表现出了急剧下降的现象，这种渗透率的应力敏感现象在国内油气开采领域被称为压敏效应。正是低渗岩石渗透率对工程应用的重要性及其随有效应力急剧下降的特殊现象，很多学者开展了相应的测试及研究，并提出采用指数或幂函数的形式来表征低渗岩石渗透率和有效应力的关系。

2.3.1 低渗岩石的压敏效应

低渗岩石随着有效应力的增长会出现几倍甚至超过一个数量级的减小。人们最早认识到低渗岩石的压敏效应是来自于油气开采中的产量预测。由于岩石样品从地下采出后，所处应力状态改变，应力释放，导致岩石内部部分流动通道重新张开，甚至会出新的微裂缝。这会导致采用常规渗透实验所测得的渗透率要远高于实际地层的渗透率，进而引起产量预测的不准确。因此一系列学者^[45, 47-50, 70, 111, 161-165]指出，在测量岩石渗透率时应尽可能的还原实际地层条件，尤其是对于低渗岩石这种应力敏感性材料，应还原其所处的地层压力。

Byrnes 和 Castle^[111]系统地测量了在常规条件和地层压力条件下低渗砂岩渗透

率,发现低渗岩石在储层条件下的渗透率要比常规条件小小 10-1000 倍。同时作者通过压汞实验测量了常规条件和 35MPa 围压条件下岩石内部孔径分布,发现围压条件下岩石的平均孔喉尺寸比常规条件下孔喉尺寸下降 50%-70%, (从 $1\mu\text{m}$ 下降到 $0.3\text{-}0.5\mu\text{m}$)。作者指出低渗岩石渗透率的急剧下降是由于连接孔隙通道的细长孔隙被压缩所导致的。Luffel 等^[154]使用 GRI 法测量了美国德克萨斯州 Travis Peak 储层 6 个井中的 936 块岩石在常规条件和地层条件下的渗透率。结果显示地层压力条件下所测渗透率要小于常规条件下所测渗透率,且常规测试条件下岩石的渗透率越低这种现象越明显。作者指出,由于恢复地层压力条件测量渗透率费用及所耗时间要远高于常规条件下的测量,因此建立二者之间的准确关系,可以帮助人们在获得常规渗透率后对地层条件下的渗透率有一个预估。

Morrow 等^[166]在他们的研究报告中给出了加卸载条件下低渗砂岩的渗透率变化。实验一共做了两个回合,有效应力范围 400-5000 psi (2.76MPa-34.47MPa)。实验数据可以看出经历第一回合加卸载后岩石的初始渗透率降低一倍,第二回合渗透率加载到 5000 psi 时渗透率和第一回合基本一致,相比第二回合的初始渗透率下降 5 倍,第二回合卸载后,渗透率可恢复到第二回合的初始渗透率。Spencer^[46]测量了美国西部低渗气藏岩石样品的渗透性随有效应力的变化规律,发现低渗砂岩的渗透率随净围压的增长 200-5000 psi (1.38 MPa-34.47MPa)下降大约 3 倍。Jones 等^[167]研究了三组粗粒砂岩和三组细粒砂岩的渗透率随有效应力的变化规律,发现随着有效应力的增长渗透率都有较大程度的下降,细粒砂岩的下降幅度更大。Milsch 等^[168]研究了取自三个不同地方的砂岩的渗透率应力敏感性。其中取自德国 Eberswalder 的砂岩有最低的初始孔隙率 (4.0%) 和渗透率 (0.0091mD),这组砂岩的渗透性表现出了最强的应力敏感性。Thomas 和 Ward^[45]采用氮气测量了 7 组致密砂岩的渗透率随有效应力的变化规律,这 7 组砂岩初始渗透率从 0.037-1.75mD 不等,都表现出了很强的应力敏感性,渗透率在围压增长到 6000 psi (41.37MPa)时,下降都接近一个数量级。Wei 等^[37]采用巧妙的实验研究了不同测试流体、不同温度、变围压条件下砂岩的渗透率变化规律。初始渗透率不同,岩石渗透率随围压 (3.45-34.5MPa) 的升高降低程度不同,初始渗透率越低,下降程度越大。其他一些国外学者进行了相似的测量^[37, 48, 162, 169, 170],结论类似:低渗岩石的渗透率表现出了很强的应力敏感性,初始渗透率越低,其应力敏感性越高。

国内也有很多学者开展了低渗岩石的压敏实验。曾联波等^[151]研究了鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用,测量了含微观裂缝取自地下约 1960m 深度的细粒长石砂岩,发现随围压升高 (0-65MPa),渗透率从 1.41mD 下降了超过一个数量级。贺玉龙等^[171]对比了围压升降过程中砂岩和单裂隙花岗岩的渗透率应力敏感性,研究指出随着有效应力从小于 3MPa 增长到 25MPa

时，砂岩的渗透率下降一倍，单裂隙花岗岩下降大约两个数量级。游利军等^[172]开展了有效应力对致密砂岩有效渗透率的影响。研究指出，致密砂岩有较高的应力敏感性，并且在较低有效应力范围内（20MPa 以下）渗透率下降较快。另有其他一些学者也开展了类似的研究^[95, 109, 161, 164, 165, 173-183]，得到相似的结果。

我们对上述提到的部分岩石^[37, 45, 48, 162, 169, 170]渗透率随有效应力变化的数据做了归一化处理，整理结果见图 2.1，其中岩石的初始渗透率（第一个测量点）已经标明在图中。为了对比显示，图中给出了一组常规岩石的渗透率随有效应力的变化规律。从图中可以看出总体规律为：岩石初始渗透率越低，压敏效应越明显。

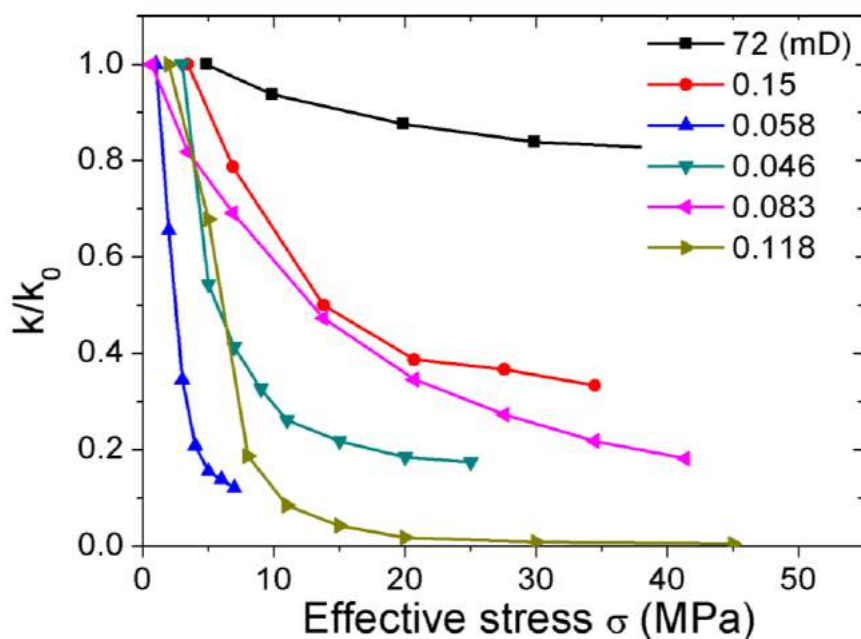


图 2.1 低渗岩石渗透率随有效应力的变化规律

Fig. 2.1 Stress-sensitivity of permeability for low-permeability rock.

2.3.2 低渗岩石的压敏效应的指数函数表征

指数经验函数可以较好的描述在相对较高的有效应力区渗透率的变化规律。一般来说描述渗透率随有效应力变化的指数函数如下：

$$k = k_0 \exp[-\gamma(\sigma - \sigma_0)] \quad (2.5)$$

式中 k 为低渗岩石在有效应力为 σ 时的渗透率， k_0 为常规测试条件下（有效应力为 σ_0 ）的渗透率，这里需要指出的是为了保证渗透率测试时试样和密封套管间的密闭性，一般测试会采用围压大于孔隙压力的方式，因此 σ_0 并不等于零。 γ 称为岩石的应力敏感性系数。

在研究地层孔隙压力的演化规律时，David 等^[49]测量了 5 组砂岩渗透率在有效应力从 3-600MPa 时的变化规律。测试流体为蒸馏水，对不同岩石，渗透率测试方

式采用了稳态法和压力脉冲法。在这么大的有效应力范围，每个砂岩的渗透率-有效应力曲线都出现了一个拐点，作者指出这个拐点对应着岩石内部孔隙结构发生垮塌的时间节点。五组岩石的渗透率拐点出现在 75-380MPa 不等。我们仅限于探讨拐点之前的数据，在此范围内岩石的渗透降低是由于弹性压缩引起的。作者使用了式(2.5)来拟合了实验数据，但是其中两组实验数据在较低的有效应力区间表现出了很强的渗透率应力敏感性，见图 2.2 中红色椭圆标注。

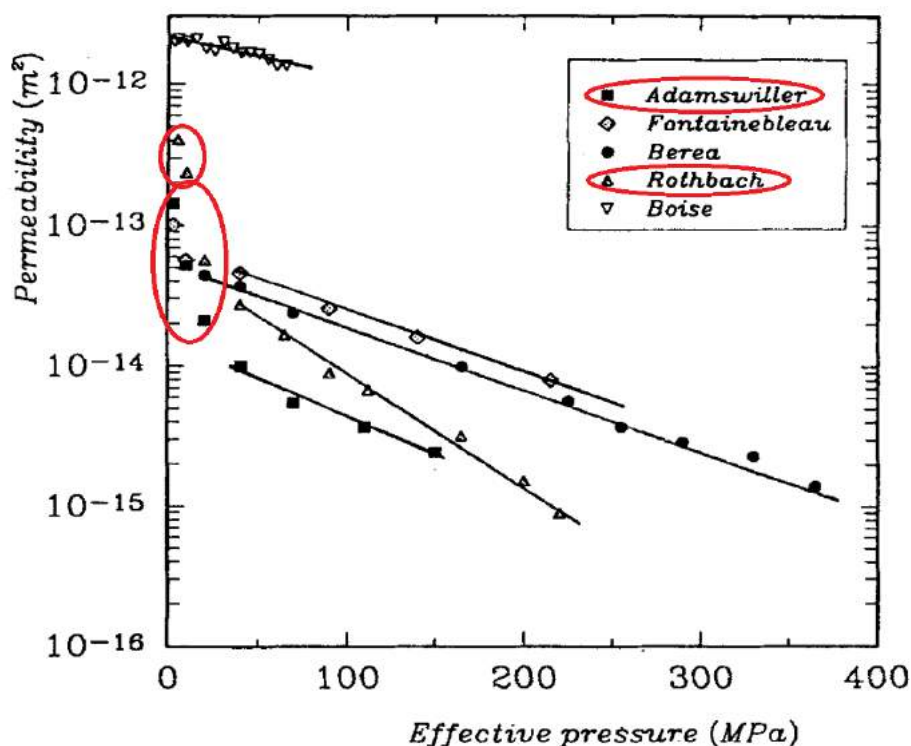


图 2.2 渗透率随有效应力的指数拟合。数据来源：David 等^[49]

Fig. 2.2 Empirical exponential fitting for stress-permeability. Data from: David et al. ^[49]

Evans 等^[169]测量了取自完整岩块、开采破坏区及断层区样品的渗透率随围压变化的规律。这些样品常规测试条件下的孔隙率从 0.143%-3.706%不等。测试流体选用氮气，测试方法采用压力脉冲法。作者同样采用了类似式(2.5)来拟合实验所得数据，得到了较好的拟合效果。但应该指出的是对取自完整岩块的样品，有效应力在较低的范围，具体为 2.07 MPa -10.34 MPa，虽然得到了较好的结果，但是在较高的应力范围渗透率预测结果极低，并不能反映真实结果。其他两组岩石，有效应力范围分别为 2.07MPa-33.10MPa 和 2.07MPa-46.89MPa。在这样的有效应力范畴，如采用式(2.5)来拟合，将会低估有效应力小于 5MPa 内的渗透率测量数据点。

国内类似的研究有，张新红等^[173]测量的四川某地露头砂岩的渗透率随有效应力（2-17MPa）变化的规律，并采用上述指数公式来拟合所测数据。但并未给出拟合参数及拟合准确度。作者指出在低渗油气藏开发过程中，需要采取措施来减小有

效应力升高带来的渗透率降低的影响。李闽等^[184, 185]测量了低渗砂岩的渗透率在围压升降情况下的变化，并采用类似公式(2.5)的指数关系来拟合实验数据。

另外，部分学者采用了指数公式的变形^[112, 161, 171]，来试图对测量数据加以更好的拟合。但是这些变形公式引入了更多的参数，而这些参数的物理意义并不明确。这使得这些复杂的经验公式并不能普遍适用。

总体来说，指数公式可以较好的描述高应力区渗透率随有效应力的变化规律。但是指数公式最大的问题是难以描述低应力区渗透率随有效应力增长急剧下降的现象。渗透率在较低的有效应力范围内急剧下降是低渗岩石的典型特征之一，因此需要更合理的、能反应实际物理规律的公式来描述低渗岩石的应力敏感性。

2.3.3 低渗岩石的压敏效应的幂函数表征

为了更好地描述低渗岩石的应力敏感性，一些学者提出使用如下幂函数形式来描述低渗岩石渗透率随有效应力的变化规律。

$$k = a\sigma^b \quad (2.6)$$

式中 σ 为有效应力， k 为渗透率， a 和 b 为材料常数。

Ghabezloo 等^[186]系统地测量了石灰岩的渗透率随围压及孔隙压力变化的规律。岩石样品为法国南部 Nimes 所取，岩石的有效孔隙度为 13.4%-17.6%，测试流体为蒸馏水。作者采用了不同围压和孔隙压力的组合，来研究有效应力系数。在本文中，采用有效应力系数平均值 1.3 作为后续的有效应力计算。有效应力范围为 1MPa-8 MPa。之后作者采用式(2.6)来拟合所得实验数据，得到较好的结果。同时作者指出式(2.6)不能作为普遍的渗透率-有效应力关系式，因为采用式(2.6)会得到有效应力为零时，岩石渗透率无穷大的结果。

Morrow 等^[187]设计了特殊的渗透率测量加持装置，测量了富粘土矿物和贫粘土矿物的渗透率。测设样品为两端为高渗砂岩，中间夹持 1mm 厚需测试的矿物。测试流体为蒸馏水，测试方法为稳态法。Shi 和 Wang^[158]采用式(2.6)对 Morrow 等^[187]的测量结果进行了拟合，得到较好的结果。

与式(2.6)稍有不同，部分学者将岩石内部的流动通道做了简化，并尝试通过“立方定律”来对低渗岩石的渗透率应力敏感性进行描述。公式如下：

$$k = k_0[1 - (\sigma/P_1)^m]^3 \quad (2.7)$$

式中， k_0 为有效应力 σ 为零时的渗透率， P_1 为等效裂缝的有效模量， m 为材料常数，取值范围 0-1。

Kwon 等^[59]测量了美国路易桑那州地下大约 3955m 深页岩的渗透率随有效应力变化的规律。这些岩石样品的孔隙率为 7%-8%。渗透率测试流体为 1mol 的 NaCl，测试方法为压力脉冲法。作者采用了式(2.7)来拟合实验数据，拟合数据 P_1 的大小仅为 19.3±1.6 MPa。这导致式(2.7)在有效应力大于 P_1 时给出负值渗透率预测，因此不

能用来描述低渗岩石在较高有效应力范围内的渗透率变化。类似 Jones 和 Owens^[48] 采用式(2.7)来拟合他们所测的致密砂岩渗透率和有效应力的关系。

公式(2.7)的优势在于联系了实际物理规律,将岩石内的流动和粗糙平板内的流动联系起来,采用类似“立方定律”的形式描述低渗岩石的渗透率应力敏感性。Ostensen^[188]对此类模型进行了深入地探讨与总结。

总的来说,幂函数可以更好的描述低渗岩石在较低的有效应力范围内的渗透率敏感性。但幂函数的本质问题在于在某些有效应力点给出不合实际的预测。例如,式(2.5)在有效应力为零时给出无穷大的渗透率预测,式(2.7)在有效应力大于 P_1 时给出负值的预测。这需要我们研究更普适的关系,来表征低渗岩石渗透率和有效应力的关系。

2.4 低渗岩石渗透率和孔隙率间的关系

研究低渗岩石渗透率和孔隙率之间的关系有两方面重要的意义:首先孔隙空间提供了岩石内部的流动通道,因而自然有学者尝试建立孔隙率和渗透率间的关系。其次,岩石受力导致孔隙结构变形,直接反映是孔隙率的变化,间接反映是岩石渗透率的变化。因此孔隙率可作为分析低渗岩石渗透性应力敏感性的桥梁,这样的研究思路可以联系物理规律与岩石表观性能,进而认清低渗岩石的物理力学行为内在本质。

2.4.1 常规测试低渗岩石渗透率和孔隙率的关系

孔隙率和渗透率是描述岩石渗流力学性质最重要的两个参数,很多学者对不同岩石的孔隙率和渗透进行了测量。同时由于它们之间的直接联系,部分学者尝试建立它们之间的关系。假设可以建立合理实用的渗透率和孔隙率间的关系,那么之后的研究便可以通过较方便的孔隙率测量来预测渗透率,减少耗时费力的渗透率测量。但现实的情况是渗透率和孔隙率之间只存在大致定性的规律,无法建立起可用于合理预测的公式。

捷克学者 Konecny 和 Kozusnikova^[70]测量了 70 块砂岩和 30 块煤岩的渗透率和孔隙率。渗透率的测试方法选用稳态法,测试流体选用氮气。关于孔隙率作者区分了总孔隙率和有效孔隙率。通过对比岩石样品密度和岩石颗粒密度来获得岩石的总孔隙率,通过压汞孔隙率测量仪,使用 25MPa 的压入应力,测量了等效孔径大于 30nm 以上的孔隙的体积,换算为有效孔隙率。经研究发现,对于砂岩来说,渗透率和总孔隙率之间没有直接的关系,渗透率和有效孔隙率间有一定的正相关性,但是相关性较弱。对于煤岩来说由于采用的是煤颗粒重新压制成的样品,改变了煤岩内部本来的孔隙和裂隙结构,渗透率和有效孔隙率之间也没有表现出相关性。

类似, 美国学者 Byrnes 等^[111]测量了美国不同致密气区块低渗砂岩的孔隙率和渗透率。通过大量的实测数据, 作者发现渗透率和孔隙率表现出了一定的正相关性, 但数据离散性很大, 比如, 同一孔隙率的不同岩石样品渗透率甚至相差超过三个数量级。见图 2.3。

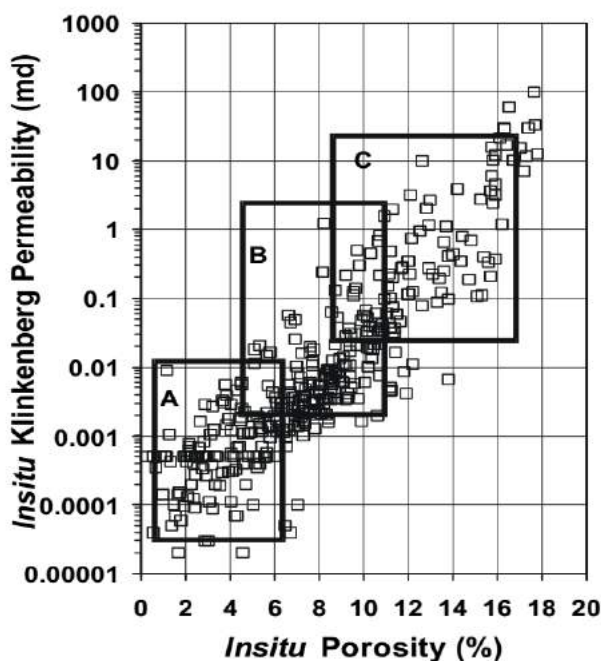


图 2.3 地层压力条件下低渗砂岩渗透率和孔隙率的关系。数据来源: Byrnes 等^[111]

Fig.2.3 Cross-plot of in-situ permeability versus in-situ porosity. Data from: Byrnes et al.^[111]

同样, Soeder 和 Randolph^[53]研究了美国科罗拉多州 Mesaverde 区块的砂岩的孔隙率和渗透率, 并指出他们之间的相关性并不好。在进行了岩石内部孔隙结构分析后作者指出, 岩石内部的孔隙结构对渗透性具有巨大的影响, 并不能简单地用孔隙率这个综合因素来描述岩石渗透率的变化。Yves 等^[32]系统地总结分析了文献中 [35, 42, 154, 189-191] 关于页岩、粘土岩、泥岩的渗透率和孔隙率的关系。指出对于粘土岩和泥岩来说, 二者的相关性稍好于页岩, 但是总的来说他们的渗透率和孔隙率的相关性都很差。

综上所述, 岩石内部的孔隙结构复杂, 这样的几何复杂性必然会导致不同的流动性质。虽然, 从统计意义上来说, 较高的孔隙率一般意味着较高的渗透率, 但是其相关性很差。采用孔隙率这样简单的体积百分比来预测岩石的渗透率往往不能得到准确的结论。在本章及下一章我们集中从宏观方面来探讨, 在后面的章节进行从微观结构出发的分析。

2.4.2 应力变化情况下低渗岩石渗透率和孔隙率关系

岩石作为一种多孔介质, 在受力后, 孔隙结构会发生变形, 这样的变形正是导

致岩石渗透性质随应力变化的内在因素。把岩石孔隙率的变化作为桥梁研究岩石力学和渗透性质之间的关系更容易联系物理规律、揭示内在本质。

一般来说在考虑由于应力引起孔隙率变化和渗透率变化直接的关系可采用如下幂函数公式：

$$k/k_0 = (\phi/\phi_0)^m \quad (2.8)$$

式中 k_0 和 ϕ_0 表示在同一初始应力条件下岩石的渗透率和孔隙率， k 和 ϕ 表示当前应力条件下岩石的渗透率和孔隙率， m 为材料常数。式(2.8)也可通过式(2.2)和式(2.5)、或者式(2.3)式(2.6)联合导出。

叶源新和刘光廷^[175]系统地分析了岩石渗流应力耦合的关系，在他们的论文中，采用孔隙率为桥梁，从经验公式出发，在一定的假设条件下，借助 Kozeny-Carman 方程推导出了渗透率和孔隙率及体积应变间的幂函数关系。

David 等^[49]采用式(2.8)拟合了实验所测有效应力改变条件下岩石的渗透率和孔隙率的关系，得出对实验所测 5 组砂岩来说 m 值从 4.6 到 25.4 不等。Ghabezloo 等^[186]同样采用式(2.8)幂函数的形式拟合了实验所得数据，拟合结果显示 m 值接近 11。Dong 等^[33]系统地测量了应力变化条件台湾长龙埔地下砂岩和页岩的渗透率和孔隙率。他们分布采用上述式(2.2)和式(2.5)指数函数的形式及式(2.3)式(2.6)幂函数的形式拟合了实验数据，并推导得出式(2.8)中 m 值的大小。对于较高渗的砂岩来说 m 值从 2.04-5.04 不等，对于低渗页岩来说 m 值从 9.92-70.17 不等。Dong 等指出很高的 m 值是由于岩石内部的微裂纹闭合导致的。Yale^[162]根据所测砂岩数据得到 m 值的大小 1.86-25 不等，

如上分析可以看出，对于低渗岩石来说， m 值十分大，甚至达到 70.17。而实际的孔隙观测却指出对低渗岩石的渗透率起主导作用的是岩石内部狭长的通道，这意味着应该采用类似“立方定律”的形式来描述渗透率和孔隙率间的关系。换句话说式(2.8)中 m 值的大小应该接近 3 才对，与拟合结果不符。这说明将岩石整体的有效孔隙率作为唯一参数来描述岩石渗透率是不合理的，不符合实际物理规律。

本章小结

本章给出了低渗岩石的定义，明确了低渗岩石的压敏效应。从宏观方面，详细分析了低渗岩石孔隙率及渗透率随有效应力变化的关系，研究了当前学者所提出的一系列孔隙率、渗透率及有效应力间的关系。同时我们指出了这些经验拟合公式的不足。并指出在进行低渗岩石渗透率随有效应力变化的分析时，不应将孔隙率整体作为唯一参数，而应区分不同孔隙结构对渗透率的不同贡献。在下一章中我将展开介绍我们研究所提出的宏观公式。

第三章 两部分胡克定律模型推导和验证

从前一章的分析可以看出，现存描述低渗岩石物理力学性质的宏观模型大部分为经验公式。部分学者尝试通过孔隙率作为桥梁来建立低渗岩石渗透性质和力学性质之间的关系，但其中的问题是没有区分岩石内部不同孔隙的不同物理力学响应。本章我们采用美国劳伦斯伯克利国家实验室刘会海研究员所提出两部分胡克定律模型—Two-Part Hooke's Model (TPHM) 来建立更准确的、更符合物理规律的概念模型来描述低渗岩石的物理力学性质。

3.1 两部分胡克定律概念模型

准确描述内部包含不规则孔隙或裂隙岩石的受力变形以及力学、温度、水力耦合对一系列工程应用具有重大的意义。近年来随着计算机的发展，数值模拟软件被广泛使用，对上述耦合关系的准确描述直接关系到数值模拟的准确性。在这些耦合关系中，首当其冲需要解决的是准确描述岩石的受力变形问题，即应力应变问题。

在工程领域，胡克定律—即岩石的应变和应力呈线性关系，被广泛应用。胡克定律最先用于描述金属类均值材料，如弹簧秤的应用等。岩石受力后在一定范围内应力应变表现出了线性关系，但并不是整个应力应变曲线都表现出了较好的线性关系。如下图 3.1(a)，是通常岩石样品在伺服刚性试验机单轴加载条件下测得的应力应变曲线示意图。在岩石样品达到峰值强度之前通常可以分为三个阶段^[192]：第一个阶段 OA 为非线性压密阶段，此阶段试样的刚度逐渐上升，这是由于岩石内部的微裂纹逐渐闭合引起的^[88]；第二个阶段 AB 为线弹性阶段，应力与应变成正比，直线的斜率为弹性模型或称杨氏模量；第三个阶段 BC 为微裂纹稳定扩展阶段。相对比而言，钢材等均值材料，OA 段并不明显，如图 3.1(b)。在描述岩石的弹性力学性质时，通常为了方便起见，忽略 OA 段，使用 AB 段计算所得弹性模量来描述岩石弹性性质。

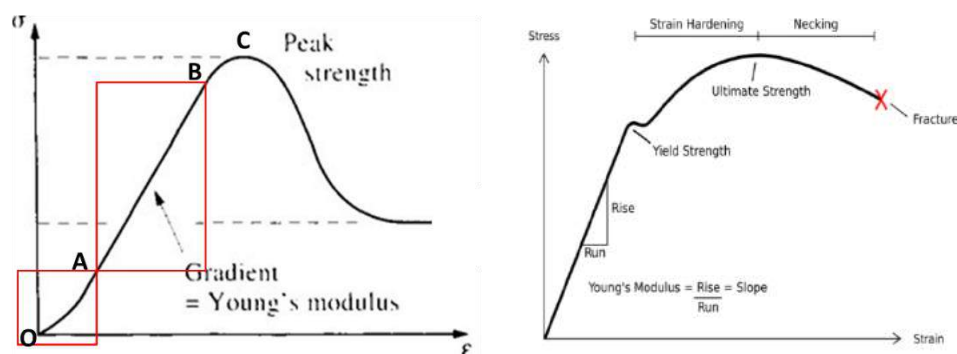


图 3.1.应力应变曲线。(a)岩石单轴压缩，(b)钢材单轴压缩

Fig.3.1 Stress-strain curve under uniaxial compression. (a) for regular rock, (b) for steel

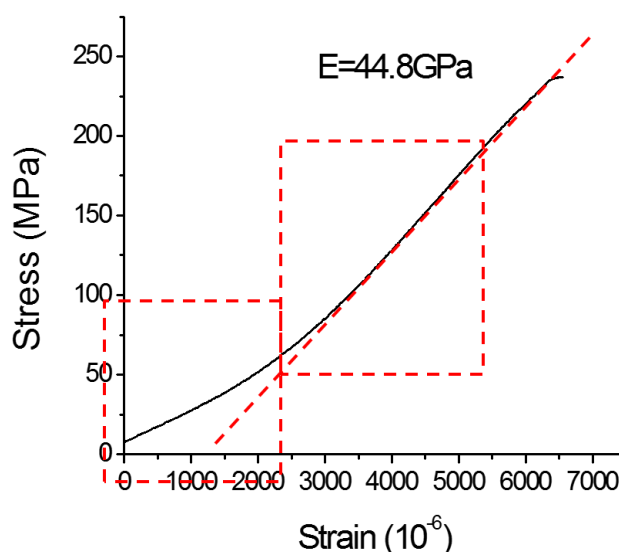


图 3.2.低渗砂岩的应力应变曲线

Fig.3.2 Stress-strain curve for low-permeability sandstone

图 3.2 给出了我们实验室所测低渗砂岩的应力应变曲线，计算所得该样品的杨氏模量为 44.8GPa。

对于应力敏感性岩石，忽略压密阶段 OA，将会带来很大问题，尤其是考虑耦合问题时。例如，本文前述分析中，岩石中的微裂纹对于其渗透性质有着很大的影响。接下来我们介绍如何概念性地将含有内部复杂结构的岩石划分为两部分，采用两部分胡克定律模型（TPHM）来建立更准确关系式来描述岩石的力学性质。

为了推导的方便，我们采用平均应力和体积应变来介绍 TPHM。假设均匀弹性材料受到均匀应力后，采用胡克定律来描述其弹性性质可采用如下公式：

$$d\sigma = K d\varepsilon \quad (3.1)$$

式中 σ 为静水压力，规定压为正， ε 为体积应变。对于体积应变的描述有两种方式：自然应变式(3.2)和工程应变式(3.3)。

$$d\varepsilon = -\frac{dV}{V} \quad (3.2)$$

式中 V 为岩石样品在当前应力状态下的体积。式中考虑到岩石的压缩为正，因此有一个负号。Freed^[193]综述分析了对岩石应变的描述，指出为了更准确的描述岩石的变形，应该采用自然应变。

工程应变可采用如下公式：

$$d\varepsilon = -\frac{dV}{V_0} \quad (3.3)$$

式中 V_0 为岩石样品在未受力状态下的体积。

设定初始条件 $\sigma = 0$ 时， $V = V_0$ ，分别对公式(3.2)和(3.3)进行积分。对于自然应变来说：

$$V = V_0 \exp\left(-\frac{\sigma}{K}\right) \quad (3.4)$$

式中, K 为体积模量。对于工程应变来说:

$$V = V_0 \left(1 - \frac{\sigma}{K}\right) \quad (3.5)$$

值得注意的是, 对于小变形来说 ($\frac{\sigma}{K}$ 趋向于 0 时), 式(3.4)将和式(3.5)等价。对于具有很高弹性模量的材料来说, 在考虑弹性阶段的受力变形时, 一般可视为小变形。因此为了计算的方便, 实际工程领域通常采用工程应变来代替更为准确的自然应变。

但是对于岩石材料来说, 其中含有不规则的孔隙、微裂纹, 它们的存在使得岩石内部不同部分的变形十分不同, 这也反应在岩石的应力应变曲线上。直观地描述岩石样品整体时, 通常认为具有较高的弹性模量, 因此通常采用工程应变来描述岩石的弹性性质。但深入到岩石内部细、微观结构, 我们会发现从微观结构来看, 其内部含有不同大小和形状的复杂结构, 见图 3.3。在岩石受到均匀的静水压力后, 不同部分的变形并不相同。其中的部分微裂纹及狭长孔隙会经历相对它们自身尺寸来说较大的变形, 而岩石的基质部分变形较小。建立合理的模型及关系式来准确描述岩石受力后的变形显得十分重要。尤其是对于岩石力学和渗透性质的耦合来说, 因为不规则的微裂缝和孔隙为流体流动提供了通道。

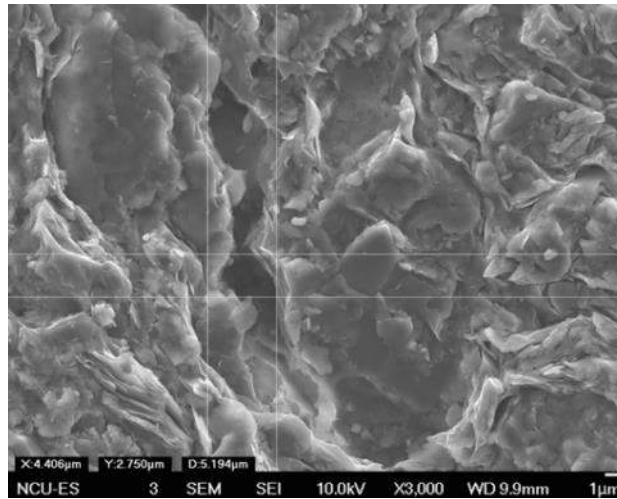


图 3.3 使用扫描电镜获得的岩石内部微观结构。来源: Dong 等^[33]。

Fig.3.3 Microstructure inside the rock obtained by SEM. Data from Dong et al.^[33].

为了更准确的描述上述问题, 刘会海等^[147-149, 194]概念性地将岩石划分为“软”和“硬”两部分。其中“软”的部分对应岩石内部经历相对较大变形的狭长孔隙及微裂纹, “硬”的部分对应剩余结构。描述软的部分(soft part)时采用自然应变, 描述硬的部分(hard part)时, 由于其受力后变形较小, 为了计算方便, 采用工程应变描述。这样的概念模型可以采用如下串联弹簧模型来进行描述, 见图 3.4。软的部分

分和硬的部分受到相同的外力相同，但是它们的应变响应并不相同。

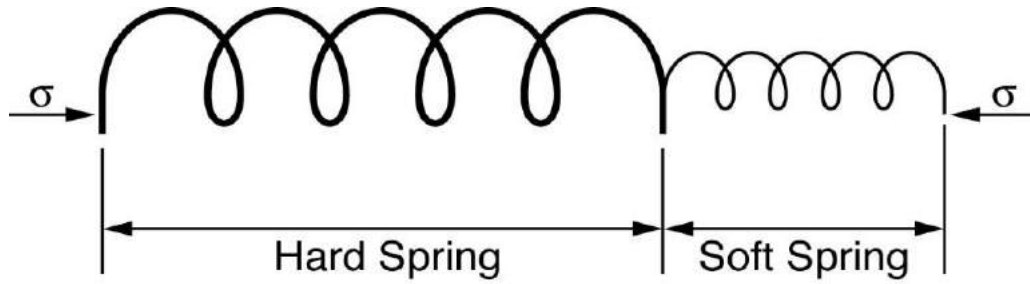


图 3.4. 岩石两部分胡克定律概念模型。硬的部分遵循工程应变，软的部分遵循自然应变

Fig. 3.4 A composite spring system consisting of two springs. The hard and soft springs follow engineering-strain-based and natural-strain-based Hooke's law, respectively.

采用这样概念性划分后，岩石的力学性质可进行以下推导：

$$V_0 = V_{0,e} + V_{0,t} \quad (3.6)$$

$$dV = dV_e + dV_t \quad (3.7)$$

式中 $V_{0,e}$ 为未受力情况下硬的部分的体积， $V_{0,t}$ 为未受力情况下软的部分的体积， V_e 和 V_t 分别表示当前应力状态下的硬的部分和软的部分的体积。后述采用类似的表述，下标 e 表示硬的部分，下标 t 表示软的部分，下标 0 表示未受力状态，下标 1 表示第一个测量点下的状态。

将式(3.4)和(3.5)分别作为软的部分和硬的部分的体积描述，带入公式(3.7)，并分别除以 V_0 得到：

$$d\varepsilon = -\frac{dV}{V_0} = -\frac{dV_e + dV_t}{V_0} = \gamma_e \frac{d\sigma}{K_e} + \gamma_t \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \frac{d\sigma}{K_t} \quad (3.8)$$

$$\gamma_t = \frac{V_{0,t}}{V_0} \quad (3.9)$$

$$\gamma_e = 1 - \gamma_t \quad (3.10)$$

其中 K_e 和 K_t 分别代表硬的部分和软的部分的体积模量， γ_e 和 γ_t 分别代表硬的部分和软的部分的体积百分比。

至此，我们使用 TPHM 建立起了岩石的应力应变关系，式(3.8-3.10)可以更准确的描述岩石弹性阶段的力学性质。

基于 TPHM 概念性地划分，一系列的岩石物理力学性质可以得到更准确的描述。例如，Liu 等^[147]基于 TPHM 推导了岩石体积压缩系数、孔隙压缩系数、孔隙率随应力变化的规律、裂隙开度随有效应力的变化规律。作者采用这些基于 TPHM 的理论推导公式拟合了文献中的实验数据，发现很好的吻合性。同时作者分析了不同地点岩石样品的性质，发现对于同类岩石，理论推导公式中的参数值相似。基于这些分析，作者指出基于 TPHM 推导的理论公式中各参数物理意义明确，可以更

好的反应岩石的物理力学性质,可以更好地适应工程应用。Zhao 和 Liu^[149]将 TPHM 进行了扩展,描述了岩石在各向不同应力条件下孔隙岩石的物理力学性质。Liu 等^[148]采用 TPHM 研究了正应力作用下岩石内部裂隙的水文性质。同样,这些推导公式,被用来拟合当前文献中的实验数据,得到很好的描述结果。Li 等^[195]将 TPHM 推导所得公式融合到了水力力学耦合数值计算软件中,计算了 Opalinus 页岩在隧道开挖后的物理力学响应。

在接下来的两个小节中,我们基于 TPHM 推导岩石孔隙率和渗透率随有效应力变化的规律。

3.2 基于 TPHM 的低渗岩石孔隙率和有效应力关系

在前文所述中我们反复强调了低渗岩石内部不同孔隙在岩石受外载作用下的变形情况并不相同。与前一节所述的软硬概念划分类似,在此,我们概念性地将低渗岩石的孔隙部分的体积划分为软的部分和硬的部分,分别以 V_t^p 和 V_e^p 来表示。前一节所述岩石的软的部分定义为部分易变形的孔隙和微裂纹,全部属于孔隙空间,因此有 $V_t^p = V_t$ 。孔隙率可采用如下公式描述:

$$d\phi \approx \frac{dV^p}{V_0} = \frac{dV_t^p + dV_e^p}{V_0} = \frac{dV_t + dV_e^p}{V_0} \quad (3.11)$$

采用推导公式(3.8)类似的方法, 带入 V_t 和 V_e^p 到公式(3.11)可得:

$$d\phi = -\phi_{e,0} C_e d\sigma - \frac{\gamma_t}{K_t} \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) d\sigma \quad (3.12)$$

$$\phi_{e,0} = \phi_0 - \gamma_t \quad (3.13)$$

式中 C_e 为硬的部分孔隙压缩系数。

在初始条件 $\sigma = 0$ 时, $\phi = \phi_0$ 。对公式(3.12)进行积分可得:

$$\phi = \phi_{e,0}(1 - C_e \sigma) + \gamma_t \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \quad (3.14)$$

$$\phi_e = \phi_{e,0}(1 - C_e \sigma) \quad (3.15)$$

$$\phi_t = \gamma_t \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \quad (3.16)$$

如公式(3.14-3.16)描述, 岩石的孔隙率被划分为软硬两部分。其中“硬的部分孔隙率” $\phi_e = \phi_{e,0}(1 - C_e \sigma)$ 和有效应力存在线性关系,“软的部分孔隙率” $\phi_t = \gamma_t \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right)$ 随有效应力指数变化。软的部分有很小的体积模量,通常为 10MPa 左右,因此随着有效应力的增长软的部分孔隙率迅速下降。这与前文物理规律描述中,软的部分对应应在应力作用下容易变形的微裂纹、狭长孔隙相符。随着有效应力的不断增长,大于一定的数值后,软的部分孔隙率将趋向于零(当 $\sigma \gg K_t$ 时, $\exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \rightarrow 0$), 这时孔隙空间的继续缩小主要来自于硬的部分。

通过这样的划分，岩石内部孔隙空间随有效应力增长的变形规律得以合理描述。通过软硬的概念划分，不同部分的应力响应得以更准确、更符合物理规律的描述。至此，我们建立起了岩石内部流动通道随应力变化的变形规律。流动通道的变形直接影响着岩石渗透率的变化。基于这样的认识，我们将在下一节尝试建立渗透率随应力的变化规律。

3.3 基于 TPHM 的低渗岩石渗透率和有效应力关系

前节所述，我们将低渗岩石的孔隙空间概念性地划分为了软和硬两部分，本节我们将孔隙率作为桥梁研究渗透率和有效应力间的关系。概念性地将孔隙结构划分为软硬两部分，使我们可以区分考虑不同孔隙结构对岩石渗透率的不同贡献。流动通道随有效应力的变形规律来自软的部分和硬的部分孔隙率变形的叠加，在有效应力较小的范围内，流动通道的缩小主要来自软的部分，随着有效应力的增长，流动通道的继续减小主要来自于硬的部分。

我们首先考虑较高有效应力范围内低渗岩石渗透率和孔隙率间的关系。分析公式(3.14)可以看出在较高的有效应力范围内，可以忽略软的孔隙率的影响而只考虑硬的部分的贡献，因为此时软的部分贡献趋于零。在这一有效应力范围内，我们采用指数公式来描述的部分孔隙空间渗透率和硬的部分孔隙率间的关系：

$$k_e = k_{e,0} \exp[\beta(\phi_e - \phi_{e,0})] \quad (3.17)$$

式中 k_e 为当前应力状态下硬的部分的渗透率， β 为材料常数。将式(3.15)代入式(3.17)可得：

$$k_e = k_{e,0} \exp[-\beta C_e \phi_{e,0} \sigma] \quad (3.18)$$

式中 β 可称为硬的部分渗透率应力敏感性系数。

仔细分析，我们看到式(3.18)与第二章中式(2.5)类似。在本文 2.3.2 节的文献分析中可以得到经验公式中渗透率和有效应力间的指数关系虽不能反应较低有效应力范围内渗透率随有效应力的变化，但可以较好地描述在较高的有效应力范围内渗透率随有效应力的变化。这与式(3.18)的描述相类似，这反映了采用指数关系描述硬的部分渗透率和孔隙率间关系的合理性。

对于软的部分孔隙率来说，他们对应微裂纹及狭长孔隙，在较低的有效应力范围，它们出现了相对较大的变形，虽然它们只占据了孔隙率的很小一部分，但导致了渗透率的急剧下降。我们将在后文中通过理论公式的推导证明正是由于软的部分的孔隙率在较低有效应力范围内的较大变形导致了岩石渗透率的急剧下降。关于此论述的其他一些物理实验证据包括：Brower 和 Morrow^[50]采用向低渗岩石注入环氧树脂，固化后打磨，用显微镜来观测得到岩石内部的孔隙结构。作者对比了

在常压条件下的结果和围压为 34.5MPa 时的结果，发现围压为 34.5MPa 时岩石内部的微裂纹及狭长孔隙被压缩闭合，这些孔隙仅占总孔隙体积的很小一部分。作者给出了显微镜下的观测结果以及对孔隙结构简化的结果，见图 3.5。Byrnes^[111, 115]采用压汞实验获得了常压条件下和围压 35MPa 条件下的岩石样品内部孔隙大小分布。作者指出相比常压条件，围压为 35MPa 时，岩石内部的平均吼道半径下降了 50%，见图 3.6，而总孔隙体积变化很小。作者同样采用微裂纹及狭长吼道的大变形来解释观测到的实验现象。Kilmer^[54]采用 SEM 观测了不同围压条件下岩石中的孔隙结构，并计算了单位面积内狭长微裂纹的长度。发现岩石的渗透率和微裂纹的长度有关。作者指出这些微裂纹导致了低渗岩石的压敏效应。Xu 等^[120]和 Smith 等^[47]通过实验获得了不同围压条件下穿过致密砂岩的 P 波波速。他们发现，随着围压的增长 P 波波速迅速增长，见图 3.7，他们推测其中的原因是致密砂岩内部的微裂纹闭合造成的。同时他们观测了致密砂岩内部的微裂纹，指出这些微裂纹是天然形成的而非样品加工时人为造成的。其余还有大量学者通过 SEM 观测到了低渗岩石中的微裂纹及狭长孔隙^[33, 46, 50, 124]。

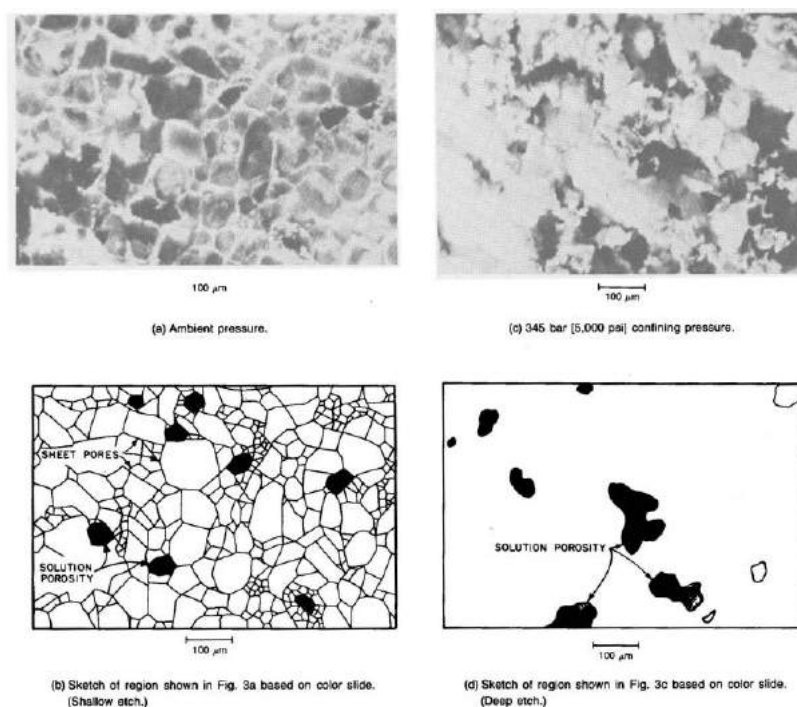


图 3.5 不同围压条件下岩石内部的孔隙结构。(a)常压条件下显微镜观测结果，(b)常压条件下孔隙结构的简化结果，(c)围压为 34.5MPa 时的显微镜观测结果，(d) 围压为 34.5MPa 时孔隙结构的简化结果。数据来源：^[46]

Fig. 3.5 Change in appearance of pore cast caused by increase in confining stress. (a) Microscope photo of pore structure at ambient condition, (b) Sketch of pore structure at ambient condition, (c) Microscope photo of pore structure at 34.5MPa confining pressure condition, (b) Sketch of pore structure at 34.5MPa confining pressure condition. Data from: ^[46].

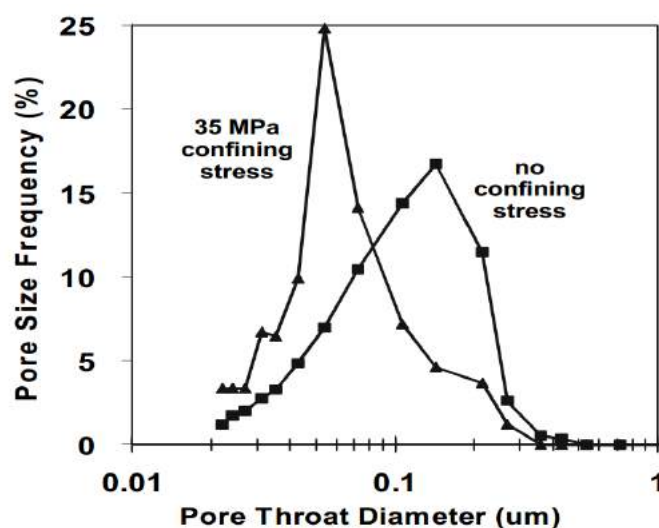


图 3.6 不同围压条件下岩石内部孔喉尺寸分布。数据来源: [111]

Fig. 3.6 Pore throat size distribution under different confining pressure. Data from: [111].

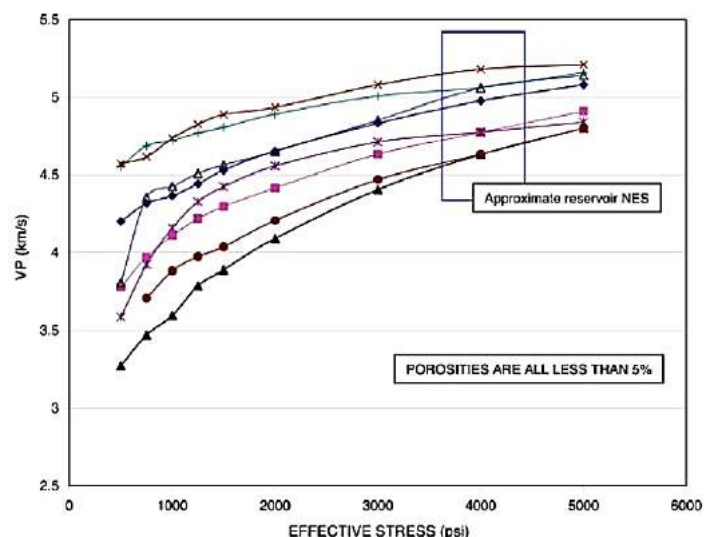


图 3.7 不同围压条件下穿过岩石的 P 波波速。数据来源: [47]。

Fig. 3.7 P-wave velocity under different confining pressure. Data from: [47].

前文已推导了硬的部分渗透率，则软的部分渗透率可由测量得到的总渗透率减去硬的部分渗透率得到：

$$k_t = k - k_e \quad (3.19)$$

同时我们采用如下幂函数的关系来表征软的部分渗透率和软的部分孔隙率间的关系：

$$k_t = \alpha \phi_t^m \quad (3.20)$$

其中 α 和 m 为材料常数。假设我们所假设的软的部分的孔隙率是由微裂缝及狭长孔隙组成，则上述公式应类似立方定律，也就是说 m 值的大小应该接近 3^[59, 196-198]。

将式(3.16)带入式(3.20)得:

$$k_t = \alpha \left[\gamma_t \exp \left(-\frac{\sigma}{K_t} \right) \right]^m \quad (3.21)$$

合并软硬两部分的渗透率, 即叠加式(3.18)和式(3.21)可得:

$$k = k_{e,0} \exp[-\beta C_e \phi_{e,0} \sigma] + \alpha \left[\gamma_t \exp \left(-\frac{\sigma}{K_t} \right) \right]^m \quad (3.22)$$

至此, 我们以孔隙率为桥梁, 基于 TPHM 的概念性划分, 建立起了渗透率和有效应力间的关系式。

3.4 基于 TPHM 的低渗岩石渗透率、孔隙率和有效应力间关系式验证

为了验证我们所推导的理论公式的准确性, 我们采用台湾国立中央大学 Dong Jia-Jyun 等^[33]的测量数据。事实上, 我们尝试在文献中广泛搜寻了关于渗透率、孔隙率随有效应力改变的测量数据。当前文献中存在很多在有效应力变化条件下渗透率的测量数据^[32, 37, 42, 43, 45, 46, 51, 52, 54, 55, 59, 70, 114, 190, 199-201], 但是这些实验并没有同时测量有效应力改变时孔隙率的变化。根据我们的调研, 目前文献中同时测量渗透率和孔隙率在不同有效应力条件下的实验数据有: Wyble^[202], Jones and Owens^[48], Yale and Nur^[162], David 等^[49], Mohiuddin 等^[203], 和 Dong 等^[33]。

对于实验数据的选用, 我们的筛选标准为: 首先, 对于实验测试方法以及岩石样品的描述必须详尽; 其次, 我们优先选取采用气体测量样品渗透率的实验数据。因为, 虽然气体可能受到克林肯伯格效应的影响, 但气体性质相对稳定。如采用液体, 例如水, 难免和岩石样品发生物理或化学反应, 如溶解岩石样品内部的细小结构, 或携带流动通道中的细小颗粒堵塞部分通道。关于此部分的详细分析, 请参见 Wei 等^[37]的论文; 第三, 我们优先选用采自深部地下的岩石样品。因为, 本文的研究应用主要为深部地下工程。而露头岩石由于受外部环境的影响, 如风化、腐蚀等, 并不能完全反映地下岩石的情况。第四, 我们优先选用在不同有效应力条件下测试密度较高的实验数据, 这更能准确验证理论推导公式; 第五, 我们优先采用进行了加压和卸压, 即有效应力升高和降低两个过程测量的实验数据, 因为, 岩石样品在从地下采出后, 经过加工, 难免会受到人为因素的影响, 如加工造成的微裂缝。而这样的微裂缝会随着第一回合加载的进行而闭合, 这样可以降低人为因素的影响; 第六, 我们优先选用同时进行了岩石微观结构分析的实验测量。因为在我们的推导是基于概念性的孔隙结构划分。基于这些因素的考虑, 我们采用 Dong 等^[33]的测量数据来验证本章中推导的理论公式。

3.4.1 Dong 等^[33]的实验测量描述

实验中所用的岩石样品取自台湾车笼埔断层钻探井, 即 Taiwan Chelungpu fault

Drilling Project (TCDP)。这个项目主要是为了研究揭示 1999 年台湾集集大地震发生的原因。钻探井穿越车笼埔断层和三义断层，井深 2 千米。Dong 等所测试的岩石样品来自地下 900m-1235m，包括砂岩和页岩。其中砂岩的组成成分为：石英(50%)、长石(1%)、沉积物(42%)和变质碎屑物(7%)。平均颗粒大小：0.06-0.09mm。根据推测，这些砂岩的形成是来自河流三角洲地带的碎屑沉积。页岩的组成成分为：伊利石(25%)、绿泥石(25%)、高岭石(4%)和蒙脱石(17%)。根据 Dong 的测量结果与我们对低渗岩石的划分定义，实验中的页岩样品为低渗岩石。我们采用这些页岩样品的孔隙率、渗透率在不同有效应力条件下的测量数据来验证我们的理论公式。全直径岩石样品被加工为直径 20mm 和 25mm 的圆柱形样品，取样方向和全直径样品方向相同。选取其中较均匀的圆柱样品，舍弃有夹层或人为破坏的圆柱样品。在测量之前，将样品在 105℃ 的恒温箱内干燥超过三天，保证样品绝对干燥。表 3.1 给出了我们所选用的岩石样品的基本描述。图 3.8 给出了其中两个页岩样品的照片。

表 3.1 实验测量所用页岩样品的基本描述

Tab.3.1 Descriptions of shale samples for permeability and porosity measurement

样品编号	采取深度 (m)	干燥密度 (g/cm ³)	样品直径和高度 (mm)	
			用于 k	用于 ϕ
R255_sec2	902.68	2.59	11.73/20.39	30.10/19.76
R287_sec1	972.42	2.58	4.28/25.76	25.24/25.63
R351_sec2	1114.33	2.59	2.93/25.80	18.59/25.05
R390_sec3	1174.24	2.66	2.68/24.65	19.69/25.11

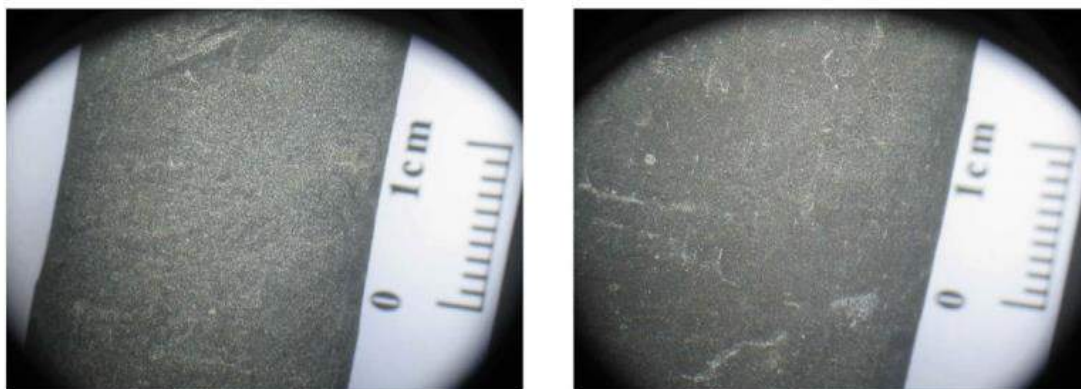


图 3.8 实验所测量的页岩样品照片。数据来源：[33]。

Fig. 3.8 Photographs of the silty-shale samples. Data from: [33].

实验采用 YOYK2 岩石孔隙率和渗透率综合测量仪。图 3.9 给出了渗透率、孔隙率及岩石样品在仪器中的放置图。

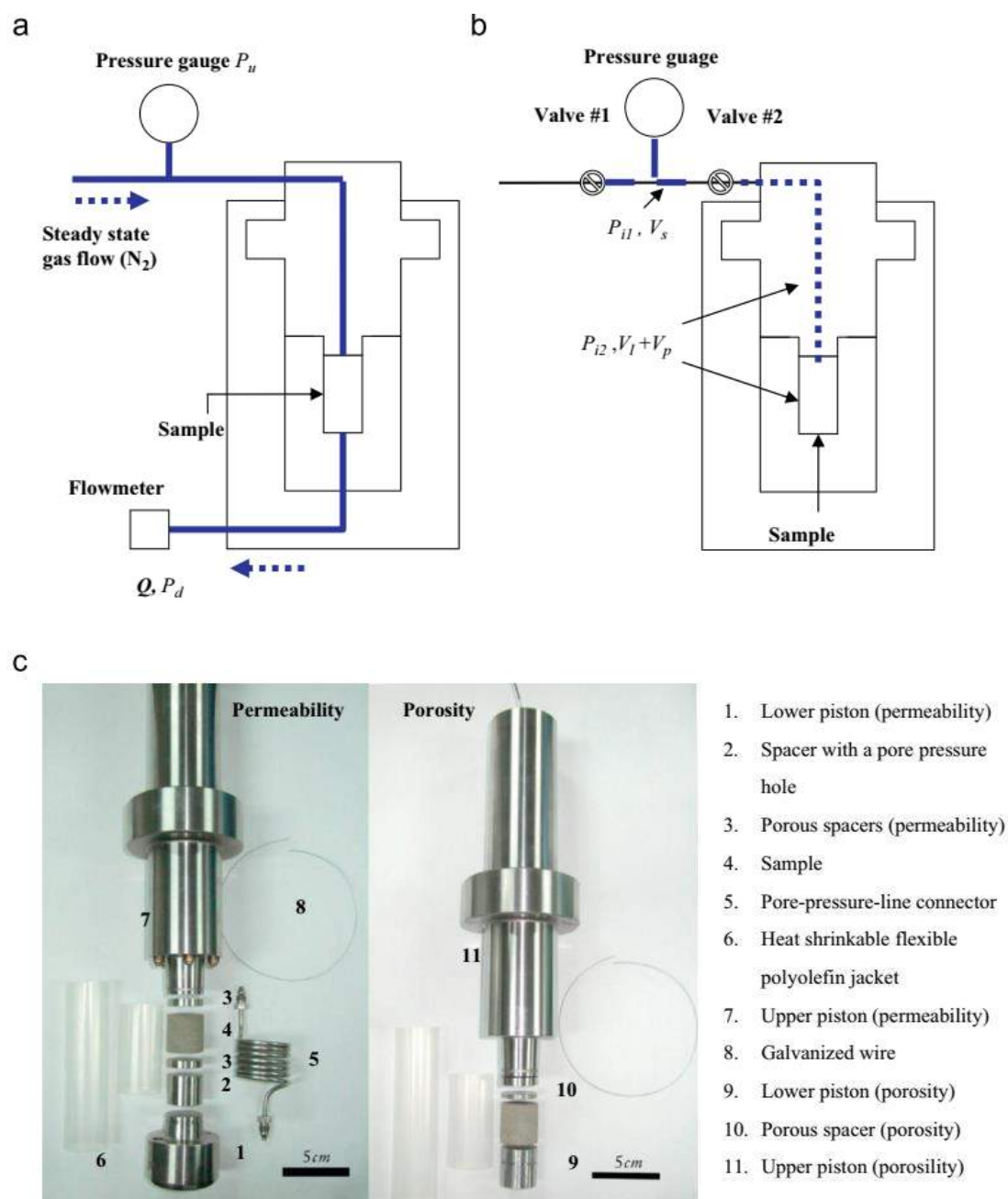


图 3.9 实验装置示意图。(a)渗透率测量示意图，(b)孔隙率测量示意图，(c)岩石样品放置图。

数据来源：[33]。

Fig.3.9 (a) Permeability and (b) porosity measurement systems, (c) rock sample setup. Data from: [33].

对于孔隙率的测量来说，实验中平均气体压力控制在 0.3-1.41MPa，通过波义耳定律换算得到岩石内部孔隙的体积，进而得到孔隙率。对于渗透率测量来说，试样两端放置导流垫，以保证测试流体均匀进入试样。采用热缩性材料包裹样品，隔

离施加围压流体和测试用流体。同时保证围压在任何时候都高于流体压力，防止测试流体在热缩性材料壁和试样间发生窜流。测试流体采用性质相对稳定的氮气，渗透率测试方法选用稳态法。试验中实时计量出口处的流量，并采用如下公式换算岩石样品的渗透率：

$$k = \frac{2Q\mu_g L}{A} \frac{P_d}{(P_u^2 - P_d^2)} \quad (3.23)$$

式中 k 为岩的渗透率， Q 为出口处压力条件所测得的流量， μ_g 为氮气的粘滞系数， L 为岩石样品的长度， A 为岩石样品的截面积， P_u 和 P_d 分别为入口处和出口处的气体压力。 P_u 控制在 0.2-2MPa， P_d 为大气压力 0.1MPa。实验中平均压力控制在 0.13-1.40MPa。

有效应力的定义为围压减去流体压力。实验中控制流体压力基本不变，通过增大或减小围压来改变样品内的有效应力。围压升降控制过程为，升压过程，首先从 3MPa 升到 5MPa，之后增大到 10MPa，之后以 10MPa 的间隔增大到 120MPa。降压过程采用相反的顺序，逐渐降低到 3MPa。在每个压力条件下，测试样品的孔隙率和渗透率。

3.4.2 实验测量数据的拟合

由于实验方式所限，并未得到有效应力为零时，岩石样品的孔隙率和渗透率。因此我们采用有效应力最小的测量点来作为拟合起始点，代替有效应力为零时的结果。公式(3.14)和(3.22)可改写为：

$$\phi = \phi_{e,1}(1 - C_e \Delta\sigma) + \gamma_{t,1} \exp\left(-\frac{\Delta\sigma}{K_t}\right) \quad (3.24)$$

$$k = k_{e,1} \exp[-\beta C_e \phi_{e,1} \Delta\sigma] + \alpha \left[\gamma_{t,1} \exp\left(-\frac{\Delta\sigma}{K_t}\right) \right]^m \quad (3.25)$$

其中 $\Delta\sigma = \sigma - \sigma_1$ ， $\phi_{e,1}$ 和 $\gamma_{t,1}$ 为最小有效应力条件下硬的部分和软的部分的孔隙率， $k_{e,1}$ 为最小有效应力条件下硬的部分的渗透率。

我们使用 R255_sec2 样品加载阶段的测量数据来解释如何获得公式(3.24)和(3.25)中的一系列参数。我们选用有效应力约为 35MPa-120MPa 为较高有效应力范围，选取有效应力小于 15MPa 的范围为较低的有效应力范围。

对于孔隙率测量数据的拟合，如图 3.10(a)所示，在较高有效应力范围内，岩石的孔隙率基本和有效应力基本呈线性关系。采用直线拟合这一区间内的数据点，拟合直线采用红线在图中标出。得到的关系式可以认为是 $\phi = \phi_{e,1}(1 - C_e \Delta\sigma)$ 的表征，因为在此应力范围内，式(3.24)右侧的第二项趋于零。拟合所得斜率的值即为 $(-\phi_{e,1}C_e)$ 的值，拟合所得直线在 σ_1 处的截距即为 $\phi_{e,1}$ 的值，这样，我们便得到了 C_e 和 $\phi_{e,1}$ 的值。得到 $\phi_{e,1}$ 的值后，通过式 $\gamma_{t,1} = \phi_1 - \phi_{e,1}$ 便可换算得到 $\gamma_{t,1}$ 的值。同样，通过 $\phi_{t,i} = \phi_i - \phi_{e,i}$ 可以换算得到每个测量点处软的部分孔隙率的值。至此，

式(3.24)唯一的未知量为 K_t ，可以通过带入较低有效应力范围内的测量值，并做平均，计算得到 K_t 的值。

对于渗透率测量数据的拟合，如图 3.10(b)所示，其中渗透率坐标采用对数坐标，在较高的有效应力范围内，岩石的渗透率的对数值基本和有效应力呈线性关系。采用直线拟合这一区间内的数据点，拟合直线使用红线在图中标出。得到的关系式可以认为是 $k = k_{e,1} \exp[-\beta C_e \phi_{e,1} \Delta \sigma]$ 的表征，因为在此应力范围内式(3.25)右侧的第二项趋于零。拟合所得斜率的值即为 $(-\beta C_e \phi_{e,1})$ 的值，由于 C_e 和 $\phi_{e,1}$ 的值已经通过孔隙率的计算获得，则此处我们便可得到 β 的数值。拟合所得直线在 σ_1 处的截距即为 $k_{e,1}$ 的值，这样，我们便得到了描述硬的部分的渗透率的所有参数值。通过 $k_{t,i} = k_i - k_{e,i}$ 便可得到在较小应力范围内软的部分的渗透率。通过公式 $k_t = \alpha \phi_t^m$ 我们便可得到 α 和 m 的值。我们单独将软的部分的渗透率和孔隙率画在双对数坐标中，如图 3.10(c)，并采用直线进行拟合，其斜率即为 m 值的大小。我们将 m 值的大小标在图中。对于卸压阶段，采用同样的处理方式，拟合结果见图 3.10(d)-3.10(f)。其他岩石样品的数据拟合结果见图 3.11-3.13。

从孔隙率和渗透率拟合结果图可以看出，公式(3.24)和(3.25)可以很好的拟合实验测量得到的不同有效应力条件下的孔隙率及渗透率。在孔隙率和有效应力的关系图中可以看出，较低的有效应力范围内，孔隙率的降低主要来自软的部分；较高的应力范围内，总孔隙率的降低曲线（黑色）基本和硬的部分孔隙率降低直线（红色）相重合，在此有效应力范围中，软的部分孔隙率（微裂纹及狭长孔隙）已被压实，对总孔隙率的继续下降贡献接近于零。类似，在渗透率和有效应力的关系图中，较低的有效应力范围内，渗透率的降低主要来自软的部分，虽然软的部分的微裂纹及狭长孔隙所占体积比很小，但他们对渗透率的贡献却是巨大的。在较低的有效应力范围内，渗透率超过一个数量级的降低主要是因为软的部分孔隙的闭合导致的。软的部分代表的流动通道，可视为关键通道。在较高的应力范围内，总渗透率的降低曲线（黑色）基本和硬的部分渗透率降低直线（红色）相重合，在此有效应力范围中，软的部分孔隙已被压实，对总渗透率的继续下降贡献接近于零。总体来说，公式(3.24)和(3.25)，即图中的黑色曲线，可以很好的描述在整个测试有效应力范围内的孔隙率和渗透率数据点，这证明了理论公式的有效性。

在软的部分的孔隙率和渗透率拟合图中可以看出，双对数坐标下它们可以近似采用直线拟合，这说明它们之间的关系可以采用公式(3.20)这样的幂函数关系来表述。总体来看幂指数 m 值的大小接近 3，也就是说软的部分渗透率和孔隙率间的关系可以大致采用立方定律描述。这证明了我们最开始关于软的部分孔隙对应于微裂纹及狭长孔隙假设的合理性以及理论推导的正确性。

公式(3.24)和(3.25)中各参数($\phi_{e,1}$, C_e , $\gamma_{t,1}$, K_t , $k_{e,1}$, β , α , m)的拟合或计算

结果及 m 值的拟合系数 R^2 列在表 3.2 中。在表中我们看出软的孔隙率即使在最小的有效应力测量点处，所占的体积比也很小，从 0.07% to 0.77% 不等。软的部分的体积弹性模量 K_t 值很小，从 2.83MPa 到 14.81 MPa 不等，要远小于一般岩石的整体体积模量。在最小有效应力测量点硬的部分的渗透率 $k_{e,1}$ 要远小于岩石的整体渗透，在此时软的部分的渗透率起主要作用。软的部分的渗透率和孔隙率可以通过幂函数关系得到很好的拟合。加载阶段 m 值的平均大小为 2.28，卸载阶段 m 值的平均大小为 2.08。 m 值的大小接近于 3。值得注意的是本文所采用的较高应力范围约为 35MPa-120MPa，因为在此应力范围内，孔隙率随有效应力的变化基本呈直线。较低的应力范围约为 3MPa-15MPa，以保证较低应力范围内最少有两个测量数据点。采用稍有差别的较高、较低应力范围定义会得到类似的拟合结果。同时我们也指出，更多的实验数据有助于验证和推广我们的推导公式。

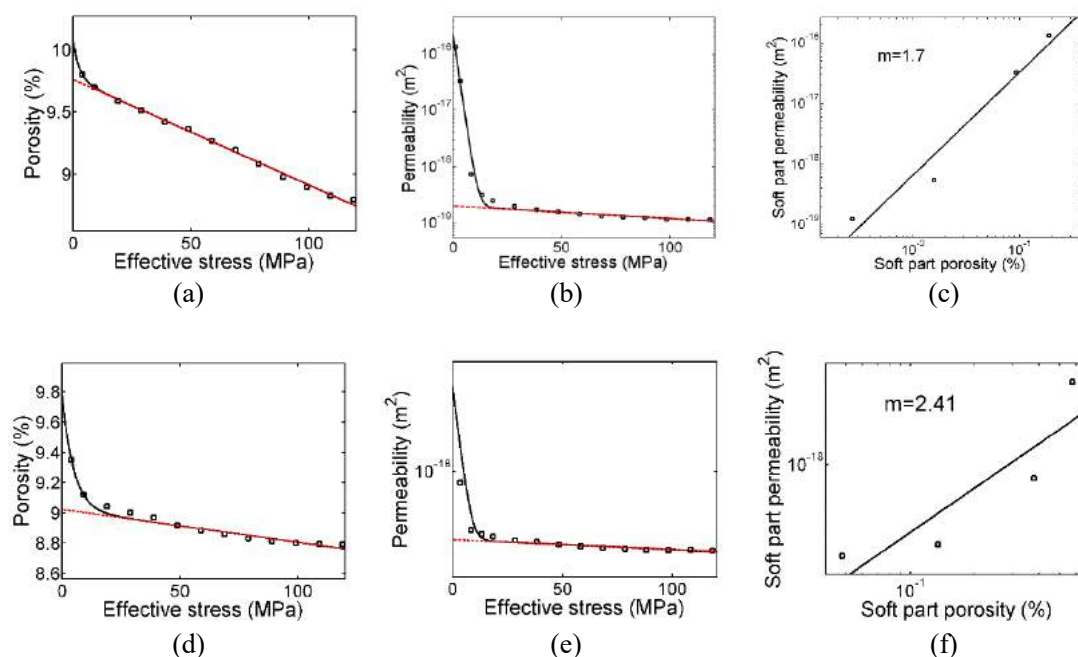


图 3.10 R255_sec2 孔隙率、渗透率及有效应力间的关系拟合。(a)加载阶段孔隙率和有效应力的拟合，(b) 加载阶段渗透率和有效应力的拟合，(c) 加载阶段软的部分渗透率和孔隙率的拟合，(d) 卸载阶段孔隙率和有效应力的拟合，(e) 卸载阶段渗透率和有效应力的拟合，(f) 卸载阶段软的部分渗透率和孔隙率的拟合。实验数据来源：[33]

Fig.3.10 The matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R255_sec2. (a) porosity-stress on loading stage. (b) permeability-stress on loading stage. (c) soft part permeability-soft part porosity on loading stage. (d) porosity-stress on unloading stage. (e) permeability-stress on unloading stage. (f) soft part permeability-soft part porosity on unloading stage.

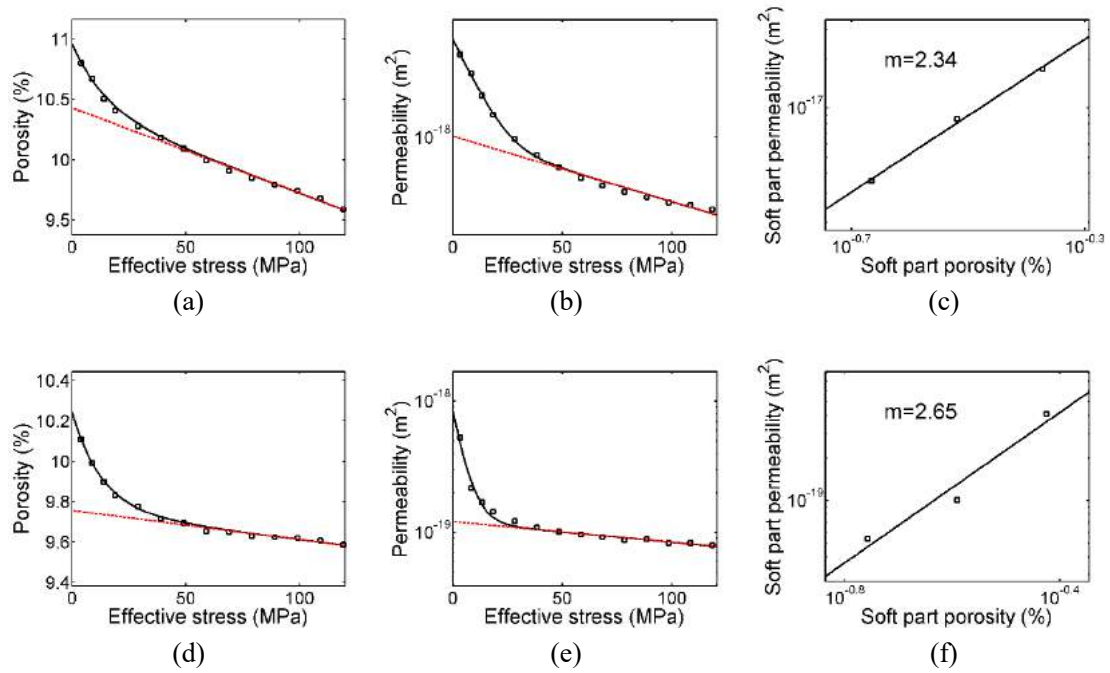


图 3.11 R287_sec1 孔隙率、渗透率及有效应力间的关系拟合。子图编号与同上。

Fig.3.11 The matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R287_sec1.

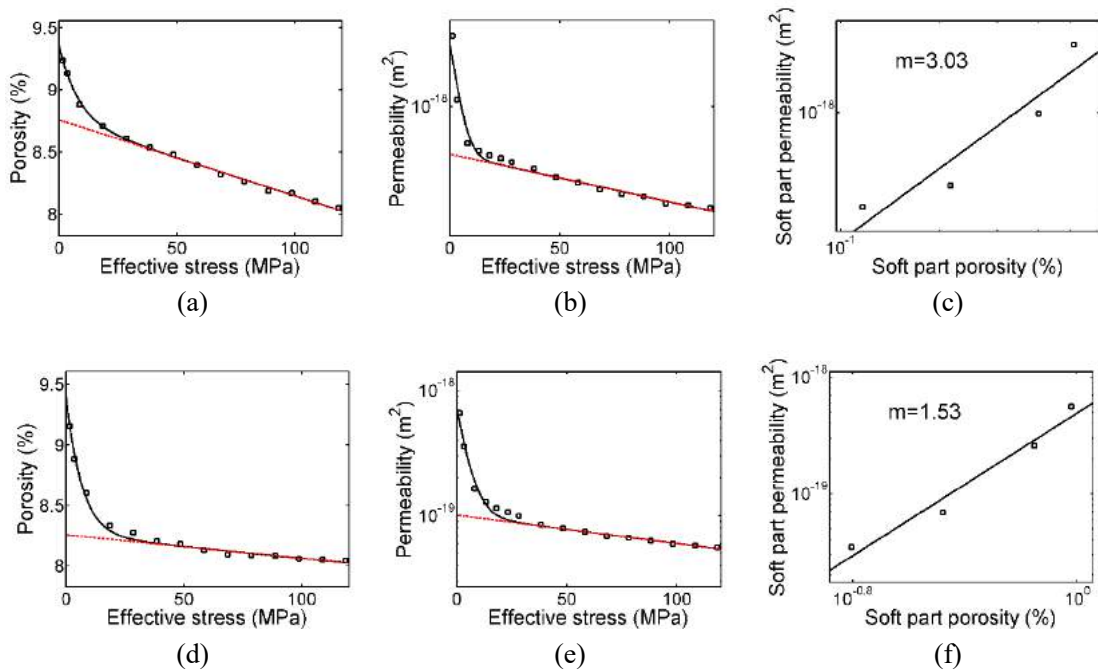


图 3.12 R351_sec2 孔隙率、渗透率及有效应力间的关系拟合。子图编号与同上。

Fig.3.12 The matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R351_sec2.

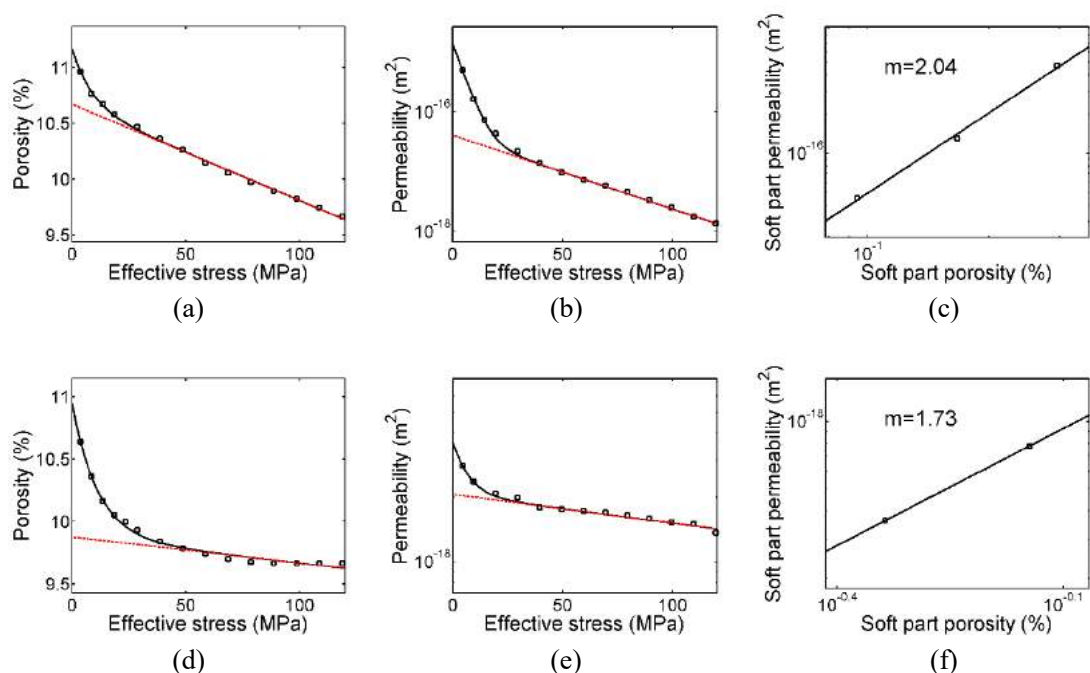


图 3.13 R390_sec3 孔隙率、渗透率及有效应力间的关系拟合。子图编号与同上。

Fig.3.13 The matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R390_sec3.

表 3.2 孔隙率、渗透率及有效应力间关系的拟合参数

Tab. 3.2 Fitted parameter values from the experimental data of Dong et al. [33].

Sample		$\phi_{e,1}$ (%)	σ_1 (MPa)	$\gamma_{t,1}$ (%)	C_e (MPa ⁻¹)	K_t (MPa)	$k_{e,1}$ (m ²)	β	α (m ²)	m	R^2
R255_sec2	Loading	9.73	4.00	0.07	8.75E-04	2.83	1.97E-19	0.61	1.67E-15	1.70	0.96
	Unloading	9.01	3.99	0.34	2.40E-04	4.84	1.51E-19	1.30	1.99E-17	2.41	0.79
R287_sec1	Loading	10.40	4.08	0.41	6.81E-04	14.81	9.54E-19	3.24	1.32E-16	2.34	1.00
	Unloading	9.75	4.07	0.36	1.48E-04	13.04	1.19E-19	2.53	4.83E-18	2.65	0.95
R351_sec2	Loading	8.75	1.62	0.49	6.97E-04	8.09	2.54E-19	2.24	2.61E-17	3.03	0.88
	Unloading	8.26	1.62	0.90	2.35E-04	6.67	1.00E-19	2.68	4.91E-19	1.53	0.96
R390_sec3	Loading	10.64	3.69	0.33	8.11E-04	8.74	3.66E-17	3.29	5.42E-15	2.04	1.00
	Unloading	9.87	3.68	0.77	2.12E-04	11.30	2.04E-18	1.48	1.38E-18	1.73	1.00

3.4.3 克林肯伯格(Klinkenberg)修正数据的拟合

由于气体滑脱效应(Klinkenberg effect)的存在,通常采用气体测量所得的渗透率要大于液体所测,这样现象对于低渗岩石来说更为显著。Tanikawa 和 Shimamoto^[117]指出当所测岩石的渗透率小于 10^{-18} m^2 且所采用的样品两端气体压力较小时,气测渗透率将会远高于液测渗透率。因此学者们^[33, 37, 70, 117]常采用相应公式对气测渗透率进行修正。我们采用如下公式对气测渗透率进行修正:

$$k_g = k_l[1 + (b/P_{av})] \quad (3.26)$$

式中 k_g 为气测渗透率, k_l 为液测渗透率或称绝对渗透率, P_{av} 为平均气体压力, b 为滑脱效应系数, 可通过如下公式计算:

$$b = 0.15 \times k_l^{-0.37} \quad (3.27)$$

在换算得到岩石样品的绝对渗透率后, 我们采用同样的方式来拟合绝对渗透率和有效应力关系以及软的部分渗透率和孔隙率的关系。拟合结果见图 3.14-3.17。拟合参数($k_{e,1}$, β , α , m)及 m 的拟合系数 R^2 列在表 3.3。总体来说, 修正后的渗透率 k_l 要小于实测渗透率 k_g 。对修正的渗透率和有效应力关系拟合发现 $k_{e,1}$ 减小, 而硬的部分渗透率应力敏感性系数 β 升高。对修正的软的部分渗透率和孔隙率关系拟合发现 m 值升高, 加载阶段四个样品平均 m 值大小为 2.41, 卸载阶段 m 平均大小为 2.20。拟合系数 R^2 基本不变。

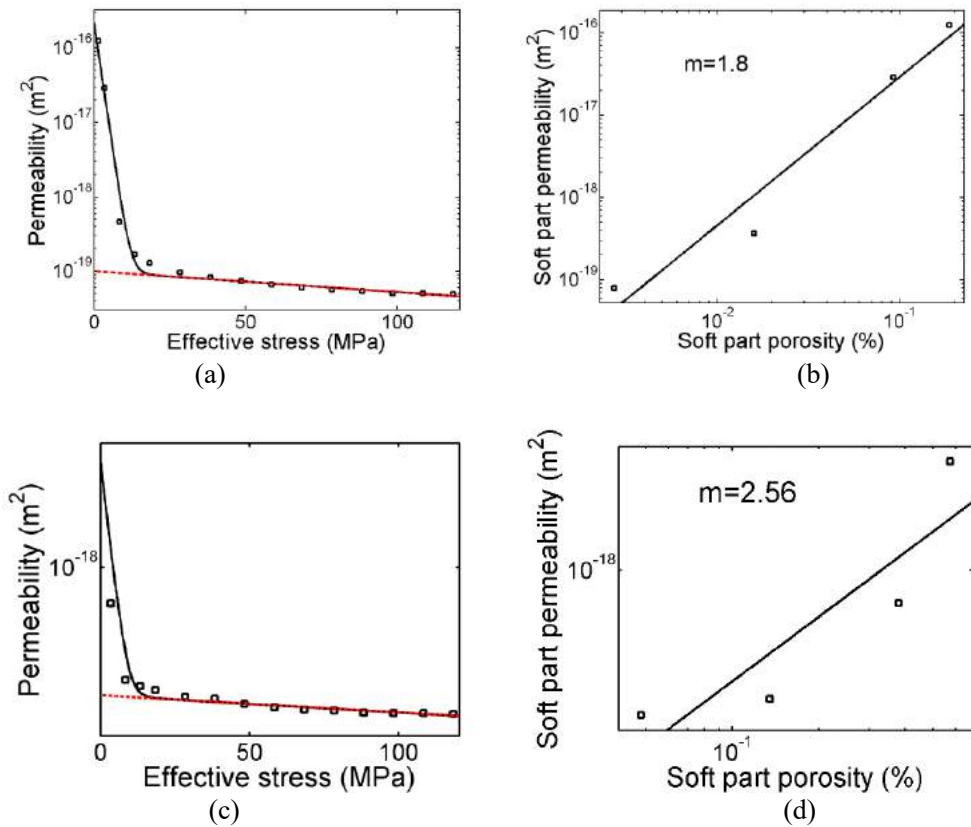


图 3.14 R255_sec2 修正渗透率及有效应力间的关系拟合。(a)加载阶段修正渗透率和有效应力的拟合, (b) 加载阶段软的部分修正渗透率和孔隙率的拟合, (c)卸载阶段渗透率和有效应力的拟合, (d) 卸载阶段软的部分修正渗透率和孔隙率的拟合。实验数据来源: [33]

Fig.3.14 The Klinkenberg corrected permeability matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R255_sec2. (a) Stress-dependent permeability on loading stage. (b) soft part permeability-soft part porosity on loading stage. (c) Stress-dependent permeability on unloading stage. (d) soft part permeability-soft part porosity on unloading stage.

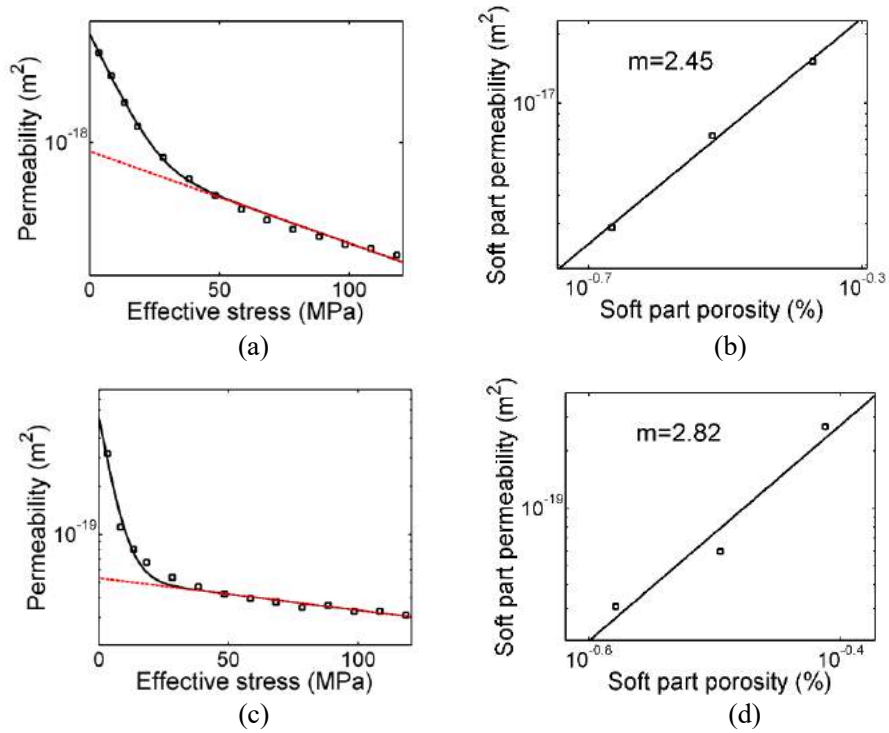


图 3.15 R287_sec1 修正渗透率及有效应力间的关系拟合。子图编号与同上。

Fig.3.15 The Klinkenberg corrected permeability matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R287_sec1.

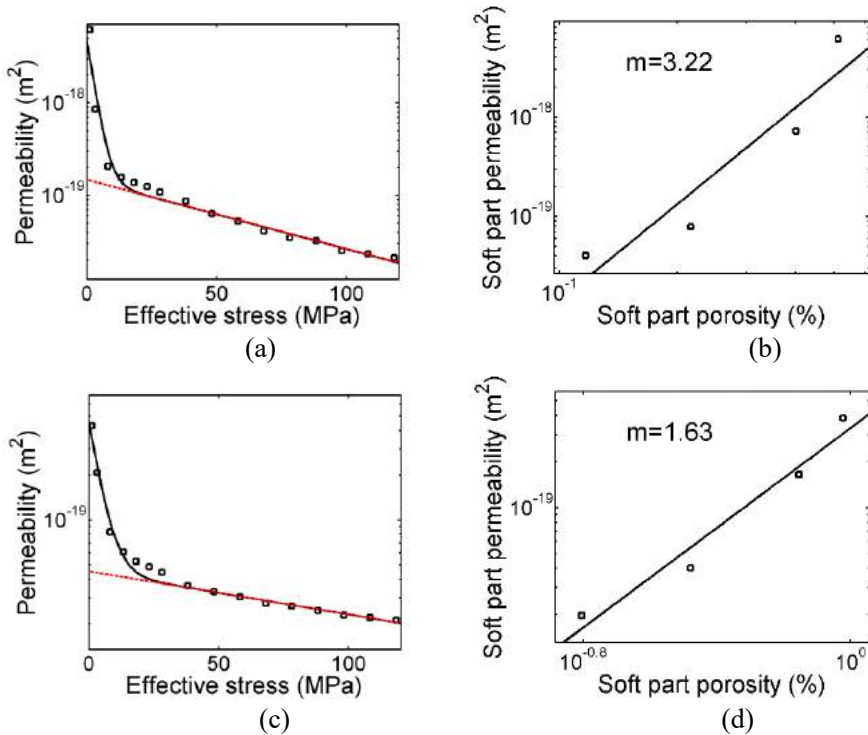


图 3.16 R351_sec2 修正渗透率及有效应力间的关系拟合。子图编号与同上。

Fig.3.16 The Klinkenberg corrected permeability matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R351_sec2.

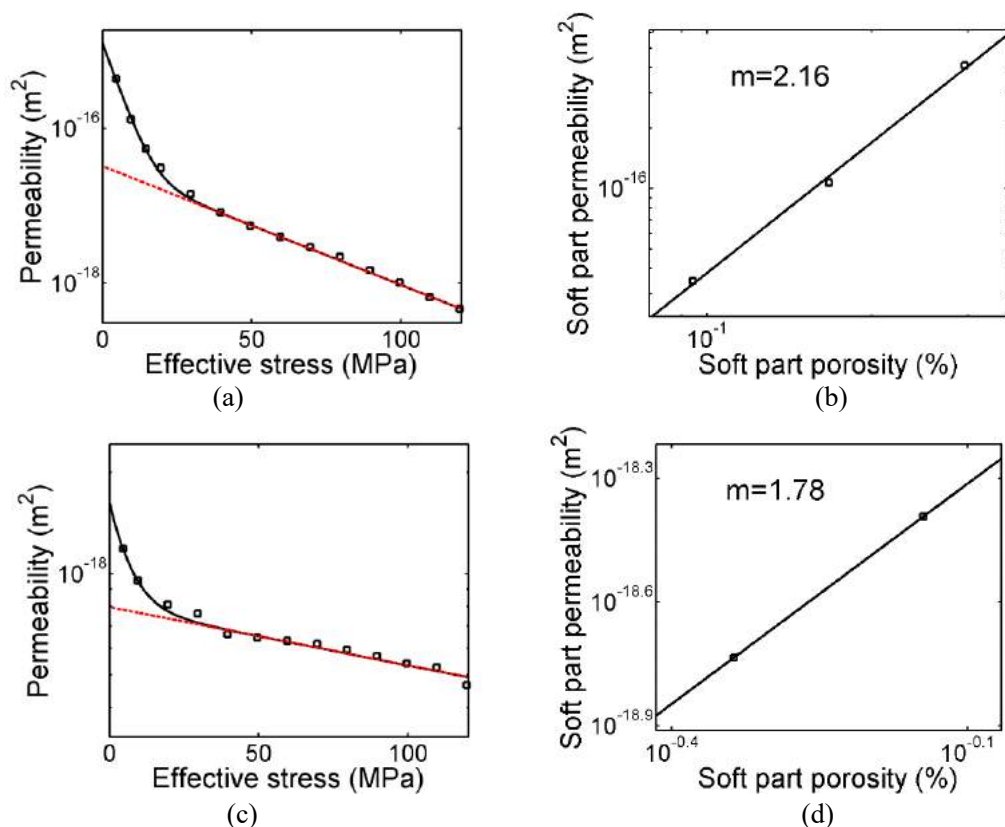


图 3.17 R390_sec3 修正渗透率及有效应力间的关系拟合。子图编号与同上。

Fig.3.17 The Klinkenberg corrected permeability matching result of the proposed relationships and the experimental test data for sample R390_sec3.

表 3.3 修正渗透率及有效应力间关系的拟合参数

Tab 3.3 Fitted parameter values for stress-dependent relationship of Klinkenberg corrected permeability

Sample		$k_{e,1}$ (m ²)	β	α (m ²)	m	R^2
R255_sec2	Loading	9.80×10^{-20}	0.76	1.83×10^{-15}	1.80	0.93
	Unloading	7.05×10^{-20}	1.64	1.71×10^{-17}	2.56	0.83
R287_sec1	Loading	6.75×10^{-19}	4.00	1.28×10^{-16}	2.45	0.97
	Unloading	5.22×10^{-20}	3.22	3.67×10^{-18}	2.82	0.97
R351_sec2	Loading	1.44×10^{-19}	2.83	2.39×10^{-17}	3.22	0.97
	Unloading	4.48×10^{-20}	3.45	3.30×10^{-19}	1.63	0.99
R390_sec3	Loading	2.85×10^{-17}	4.10	5.46×10^{-15}	2.16	1.00
	Unloading	7.85×10^{-19}	1.91	7.32×10^{-19}	1.78	0.89

本章小结

本章介绍了两部分胡克定律模型（TPHM），并推导了低渗透岩石孔隙率、渗透率与有效应力间的关系。这些关系可以更准确地描述低渗透岩石的物理力学性质。研究表明随着有效应力的增长，岩石内的部分孔隙（比如狭长的孔隙、微裂纹、裂隙等）首先经历较大程度变形，这部分孔隙结构对应 TPHM 中“软”的部分。随着有效应力的继续增长这部分孔隙逐渐闭合。在整个岩石受力变形过程中，“软”、“硬”两部分共同作用决定了岩石受力压缩后的物理力学行为。我们采用理论推导公式拟合了实验数据，得到较好的拟合效果，并通过较低应力范围内软的部分渗透率和孔隙率大致符合立方定律证明了：低渗岩石的渗透率在较低有效应力范围急剧下降是由于岩石内部的微裂纹及狭长孔隙闭合造成的。

第四章 页岩气开采产量递减曲线分析

近年来,随着页岩气在美国的大规模商业化开采,在全球范围内正发生着称之为“页岩气革命”的一场能源革命。页岩气井的生产曲线通常表现出在初始生产阶段产量急剧下降,之后缓慢降低的典型特征。当前对于页岩气生产曲线的描述通常采用经验公式。在本章中我们采用基于 TPHM 推导的渗透率和有效应力关系来尝试对页岩气生产曲线进行更准确与合理的描述。

4.1 页岩气生产曲线特征描述

进入 20 世纪后,随着页岩气在美国的成功商业开采,全球很多拥有页岩气储藏的国家陆续开展了页岩气开采的相关研究^[58, 204]。总的来说,页岩气的成功商业开采依赖于水平钻井技术和水力压裂技术的合理利用。这其中的原因是页岩的渗透率极低,需要通过上述两种技术对储层进行改造。通过水平钻井技术来深入到页岩储层内部,之后通过水力压裂技术对渗透率极低的页岩进行压裂改造,使得页岩气可以从储藏中运移到生产井中。虽然有些民众担心采用水力压裂可能导致地下引用水层的污染以及诱发地震^[21, 205],但是研究证明合理的利用这项技术,尤其是做好生产井的密封将会使这些危险降到最低。另外,开采页岩气将大大帮助尤其是像中国这样对煤炭高依赖性国家的能源结构转型。放眼全世界全人类,页岩气的开发利用,可作为中间过渡,帮助人类从化石能源到可再生能源的转型。

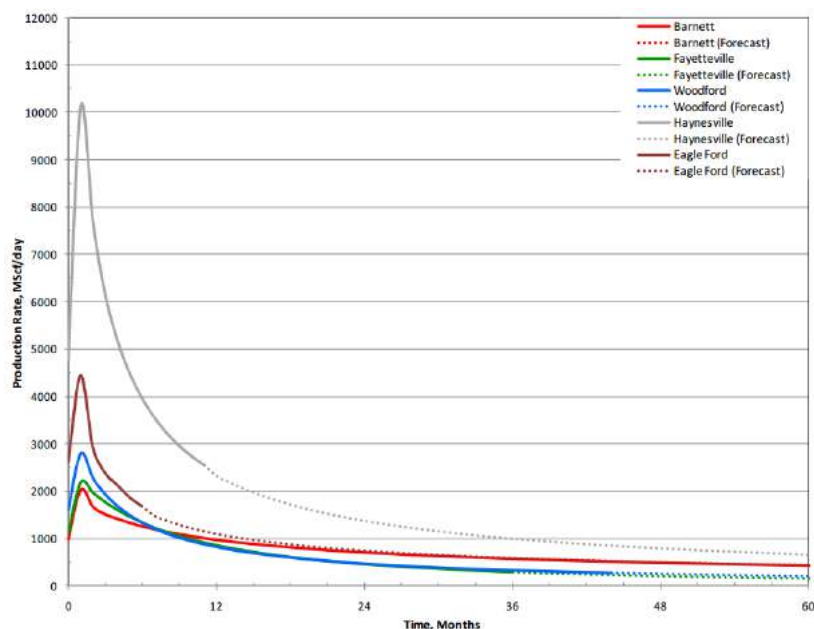


图 4.1 典型的页岩气井生产曲线。来源: Baihly 等^[62]

Fig. 4.1 Averaged daily production rate per well for shale gas basin in America. Data from: Baihly et al.^[62]

不论是页岩气井或是其它油、气井，开采公司关心的核心问题是该井的预计产量是多少，可以持续生产多长时间，相应可以产生多少经济效益。需要回答这些问题，很关键的一点是对于该井生产曲线的合理预测。页岩气井的生产曲线通常表现出在最初的生产阶段下降很快的现象，见图 4.1，这也使得很多公司对页岩气井的最终产量产生怀疑。另一方面，不同的压裂方式、不同的支撑剂选用，不同的生产压力等，都会影响页岩气井的生产曲线，通过研究单井生产曲线以及对比不同井的生产曲线，将会帮助人们认识页岩气的产出规律，找到最合理的生产方式。

传统上，对页岩气井生产曲线的预测是采用经验公式，或是直接采用相同区块的其他更早的页岩气井记录的生产曲线来进行描述。当类比的方式行不通时，人们经常采用 Arps 公式来进行页岩气井生产曲线预测。通常情况 Arps 公式具有如下形式：

$$Q(t) = \frac{Q_i}{[1+bDt]^{1/b}} \quad (4.1)$$

式中 $Q(t)$ 表示在时刻 t 时生产井内的生产速率， Q_i 表示最开始的生产速率， b 和 D 为经验参数。Arps 公式的最先推导及应用是为了描述常规油藏的生产曲线，在描述页岩气时其中参数的意义已与最初假设不符，变为一个纯经验公式。但由于其简单与实用性，依旧被应用在工程领域。一些学者^[206-208] 尝试对 Arps 公式进行改进来更好的描述油气井的生产曲线。总的来说基于 Arps 公式对页岩气井生产曲线的描述与预测是人们基于经验给出的一个初步的、为了实际应用所做的努力，但是并没有深入探讨造成页岩气井独特生产曲线结果的内在机理。

近年来随着页岩气产业的迅速发展，对其中的生产机理研究显得尤为关键与紧缺。一些学者尝试从内在机理认识出发描述控制页岩气产出物理规律。例如，Ozkan 等^[63, 66]考虑了气体在岩石基质和压裂裂缝内的不同流动规律，并研究了气体从页岩基质内流动到裂缝过程的产出机理。Javadpour 等^[60]指出气体在纳米级别通道的流动规律应该采用努森扩散方程来描述。因为在描述纳米尺度气体流动规律时，非滑移边界不再适用，因此不能采用传统的纳维斯托克斯方程进行表征。Cho 等^[61]通过实验研究了外载作用下裂缝的传导性质，进而探讨了有效应力的改变对于页岩气井生产产量的影响。不少学者^[58, 62, 66, 209, 210]研究了页岩基质内气体的吸附解析规律，并得出在考虑页岩气井远期生产产量时应考虑页岩基质内气解析的重要性。Blasingame^[211]综述了低渗储藏内部气体的流动规律。上述这些页岩气产出机理的研究提供了描述页岩气生产曲线的理论基础。

另一方面，随着计算机技术的快速发展，数值模拟手段成为了一种描述页岩气产出规律的重要方法。正是由于数值模拟的快速发展，使得综合考虑温度、应力、化学反应、地质条件等因素的综合影响成为可能。Bello 等^[212]采用线性双孔隙率模型研究了采用水平钻井和多段压裂技术进行页岩气开采时，气体的产出规律。

Shabro 等^[210]在孔隙尺度模型的基础上考虑了气体的滑脱效应、努森扩散和气体解析,并预测了储藏的页岩气产量。Ozkan 等^[66]提出了双机理双孔隙率模型,更准确地描述了页岩气在不同尺度条件下的扩散效应及达西流动。Cipolla 等^[58]通过对页岩气产出规律的模拟指出,气体的解析在页岩气生产初期对产量贡献不大。总的来说,很多学者通过数值模拟手段进行了页岩气产出描述,但是并没有一种被大家普遍接受的数值模拟方法。

在考虑页岩气产出时,需要考虑的因素众多,其中包括页岩基质内气体的吸附解析、页岩基质内气体的扩散、滑脱效应、井壁周围气体的非达西流、温度效应的影响、压裂液与页岩基质的化学反应、支撑剂的作用、地质规律的影响、地应力的影响等等。本章,我们采用 COMSOL 数值模拟软件集中讨论随着气体产出,储层孔隙压力降低,有效应力升高对页岩气产量的影响。

4.2 COMSOL 模型建立

4.2.1 几何模型的建立

一个典型的页岩气井,通常由竖井及水平井段组成。一个竖井可通过定向钻井技术产生好几个分支,在到达页岩储层后开始进行水平井段的施工。在水平井段施工完成后,进行水力压裂,为了保证压裂效果提高页岩气产量,通常进行多段压裂,见图 4.2。简单来说,页岩气井的产量与水力压裂改造的储层体积密切相关。

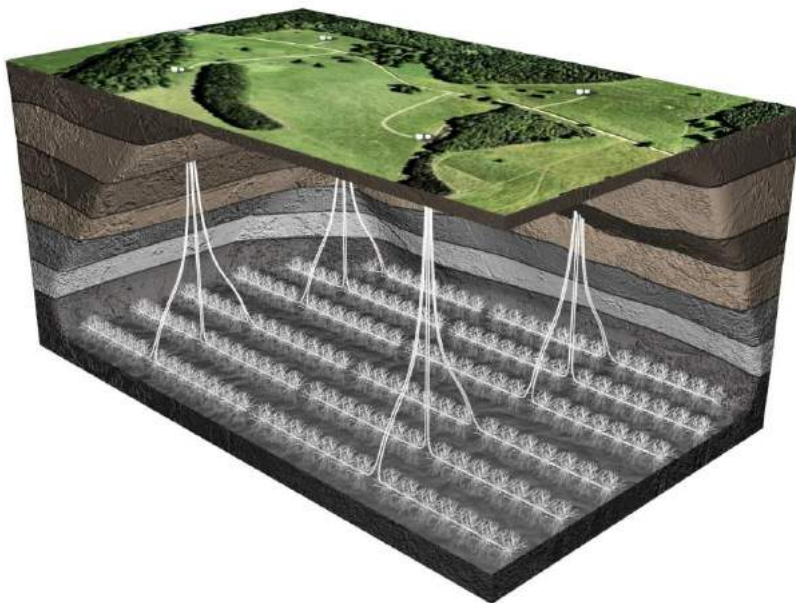


图 4.2 页岩气生产井示意图。来源: (<http://www.enmin.lt/en/news/detail.php?ID=2180>)

Fig. 4.2 Shale gas production well. Data from: (<http://www.enmin.lt/en/news/detail.php?ID=2180>)

假设页岩气储层深度为 1500m, 页岩储层厚度为 90m, 水平井的长度为 1000m, 单个水力压裂裂缝的延伸宽度为 168m。为了简化分析, 我们取其中一个水平井段中的一个压裂区域进行分析, 见简化示意图 4.3。该区域为相邻两条水力压裂裂缝间的区域, 假设该区域的长为 50m, 即为两条相邻裂缝的间距。高度为 45m, 假设为储层厚度的一半。垂直纸面方向的深度为 84m 为水力压裂裂缝的半宽。假设垂直纸面方向页岩性质均匀, 为计算方便, 我们采用二维模型来研究页岩气的产出规律。有限元网格的划分采用 COMSOL 中自带的自适应网格划分。

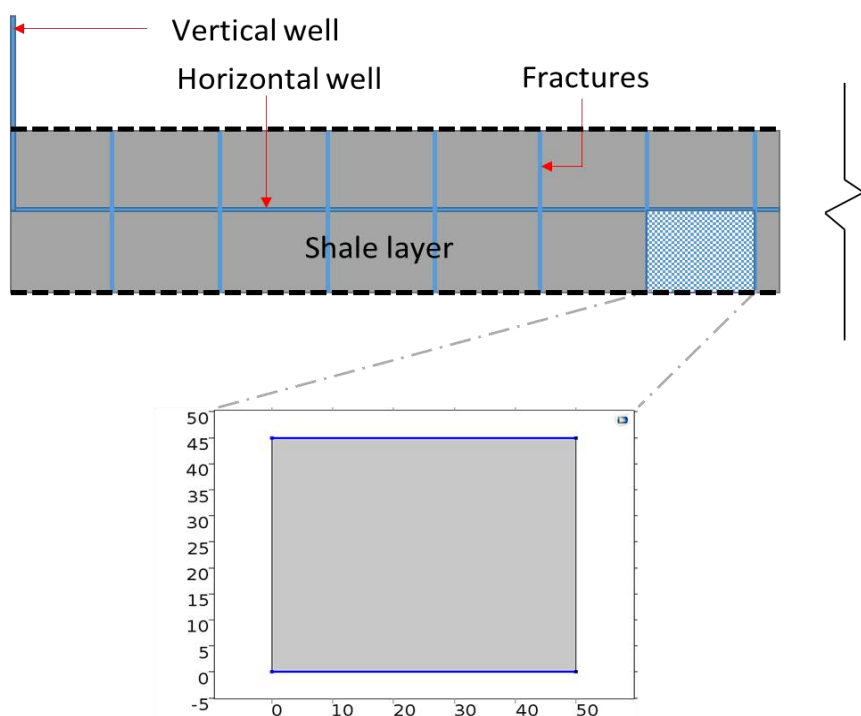


图 4.3 页岩水平井分析区域示意图

Fig. 4.3 Illustration of production analysis area of a shale gas well

4.2.2 材料参数、边界条件及控制方程的选取

假设页岩储层上层岩石的压力梯度为 2.3×10^{-3} MPa/m, 通过换算, 1500m 处页岩储层的围压为 34.5MPa。初始页岩储层的气体压力设为 30MPa。图 4.3 中左右两个边界设为恒压流出边界, 压力设为 10MPa。上下两条边界设为不流动边界。在计算过程中围压保持不变, 储层孔隙压力随着气体的产出, 压力下降。边界条件示意图见图 4.4。图中红色部分为围压条件, 蓝色为气体压力条件。我们采用达西定理来描述页岩气在页岩基质内的产出过程, 见式(4.2)。

$$Q = \frac{kA}{\mu} \nabla P \quad (4.2)$$

通常来说, 水力压裂裂缝的渗透率要比页岩基质的渗透率高出许多数量级, 因

此在本文的计算中假设页岩气从基质产出后便可自由通过水力压裂裂缝进而流入到生产井中产出。与前人研究不同，采用达西定律描述岩石基质内流体的流动时，我们考虑渗透率为变量，而非恒定值。我们采用前一章基于 TPHM 推导得到的渗透率随有效应力的公式来描述渗透率的变化，有效应力为 34.5MPa 减去气体压力。渗透率随有效应力的变化图见图 4.5，图中红色部分为硬的部分的渗透率，黑色部分为软的部分渗透率。

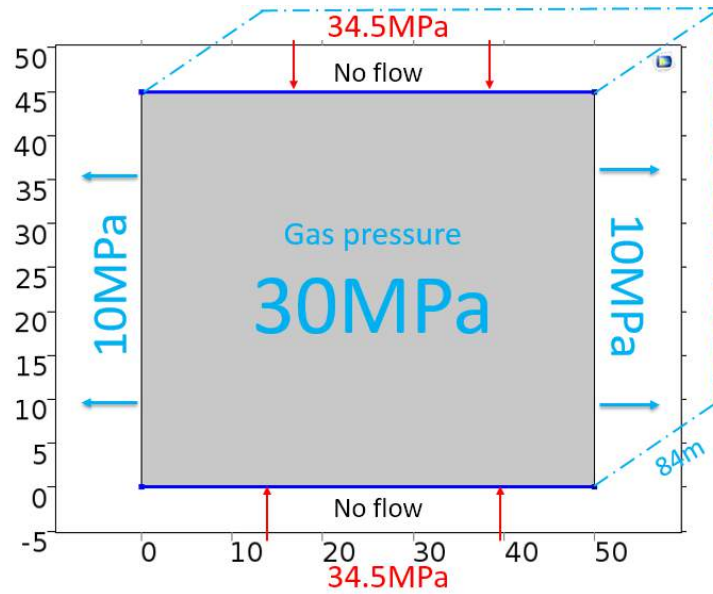


图 4.4 边界条件示意图

Fig. 4.4 Illustration of pressure condition

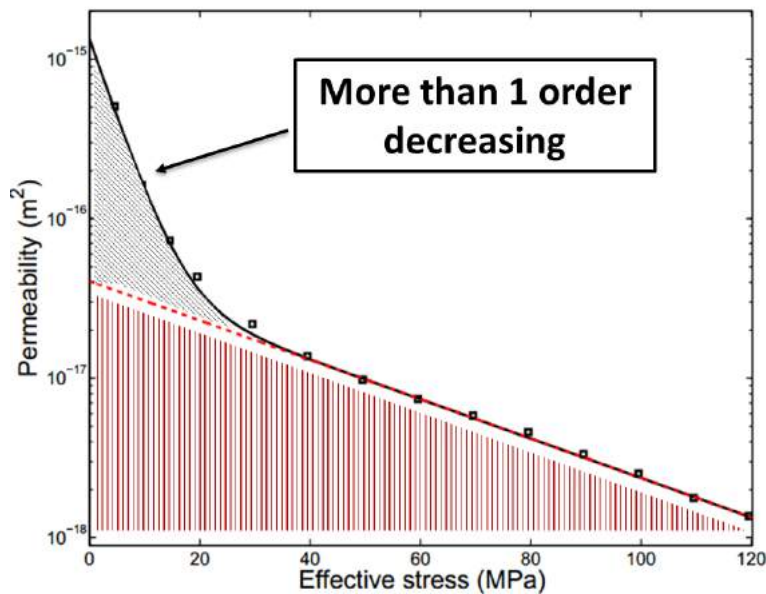


图 4.5 渗透率随有效应力的变化

Fig. 4.5 Relationship between permeability and effective stress

在模拟中所用的材料参数见表 4.1.

表 4.1 页岩气产量数值模拟中输入的材料参数
Table 4.1. Input parameters for the shale gas production simulation.

Viscosity (Pa · s)	1.12×10^{-5}
Permeability (m ²)	$k = k_{e,0} \exp[-\beta C_e \phi_{e,0} \sigma] + \alpha \left[\gamma_t \exp\left(-\frac{\sigma}{K_t}\right) \right]^m$
$k_{e,0}$ (m ²)	10^{-20}
$\beta C_e \phi_{e,0}$ (MPa ⁻¹)	1.37×10^{-2}
α (m ²)	10^{-16}
γ_t	0.49
K_t (MPa)	8.09
m	3

4.3 COMSOL 数值模拟结果分析

通过数值计算，我们可以获得一系列储层参数，如储层内的压力情况，速度场的分布、产量曲线等。图 4.6 给出了经历不同生产时间后页岩储层的压力情况。从压力分布图中我们可以看出：气井生产 5 天后，仅靠近裂缝，即两条流出边界的压力产生的较大变化。随着生产的进行研究区块内的气体压力逐渐减小。即使经过了 10 年的生产，区块的中央的气体压力依旧为 17.89MPa，也还远高于产出井内的压力(10MPa)。这说明，由于页岩极低的渗透率以及随着有效应力增加渗透率继续减小的特点，要进行页岩气的有效开发，需要布置高密度的压裂裂缝，即目前较流行的多段压裂，对储层进行较大规模的体积改造。Bazant^[213]在最近发表的研究报告中指出，当前典型的页岩气井产出量为气藏储量的 5-15%。通过页岩气产量反推储层的压裂效果得到，储层内压裂微裂纹间距应该在厘米量级。应该指出的是本文研究对象是两条主要水力压裂裂纹间的大区块，通过 TPHM 考虑区块整体的不均匀性及其中的微裂纹的影响，而不涉及其中微裂纹的具体几何分布及单个微裂纹的影响。

通过计算，我们获得了区块左右两侧流体出口处的流速，并通过积分我们获得了每一时刻裂缝处的气体流量。考虑裂缝的条数及主裂缝的尺寸，我们可以得到井口气体的流量。值得注意的是井口压力为 10MPa，我们通过理想气体公式加以换算获得了常压条件下产出气体的体积，并获得了不同时刻页岩气井的日产量。图 4.7(a)和(b)分别给出了时间跨度为 1 年和 10 年的页岩气井产量曲线。从图中我们可以看出，在最初的一些天内页岩气的产量下降非常快，其中主要的原因是裂缝壁周围气体压力的降低，以及随之导致的渗透率大幅下降。

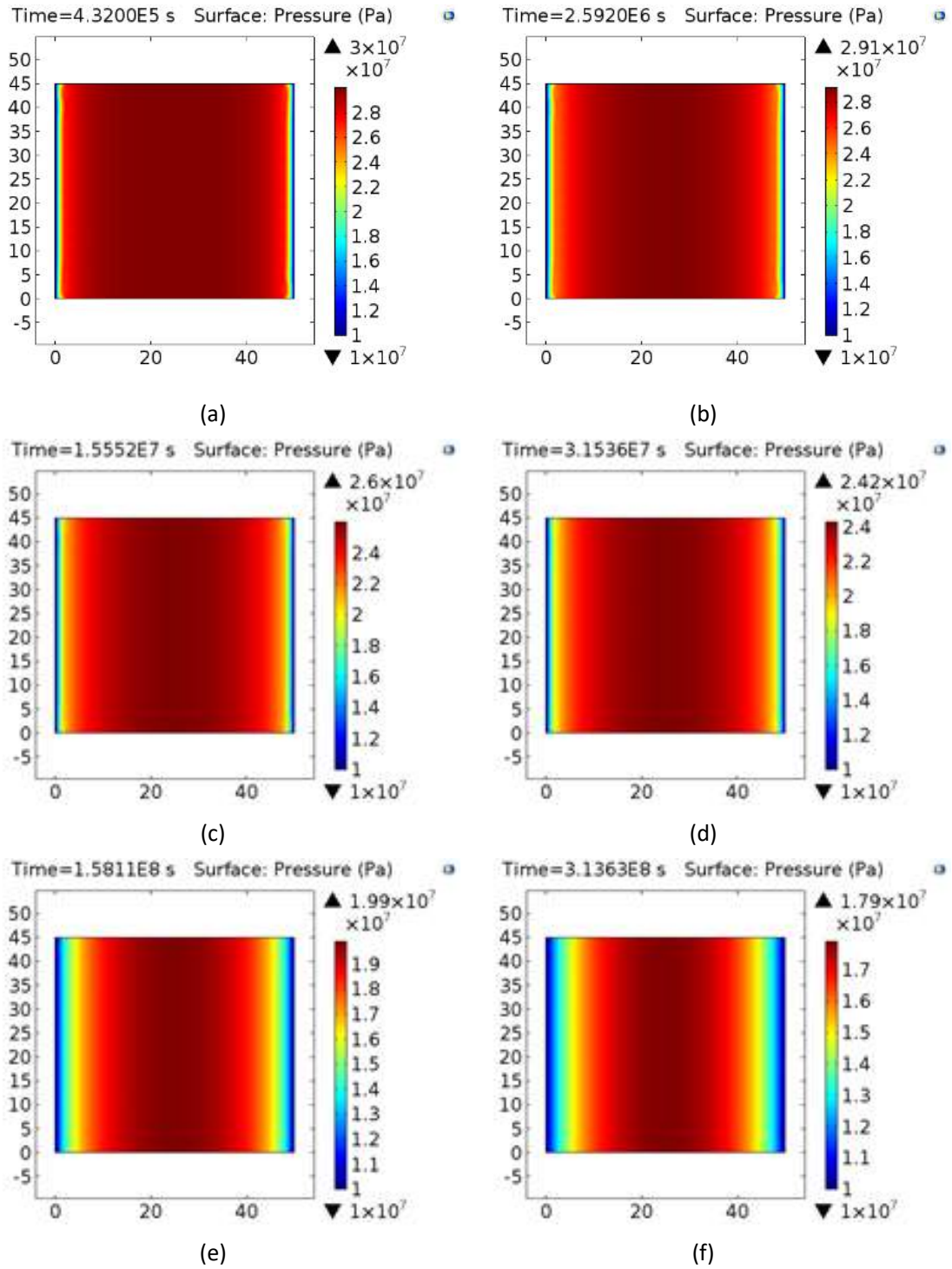


图 4.6 不同生产时间区块内的气体压力。(a) 5 天 (b) 1 个月 (c) 6 个月 (d) 1 年 (e) 5 年 (f) 10 年。

Fig. 4.6 Reservoir pressure distribution. (a) after 5 days production, (b) after 1 month production, (c) after 6 months production, (d) after 1 year production, (e) after 5 years production, (f) after 10 years production.

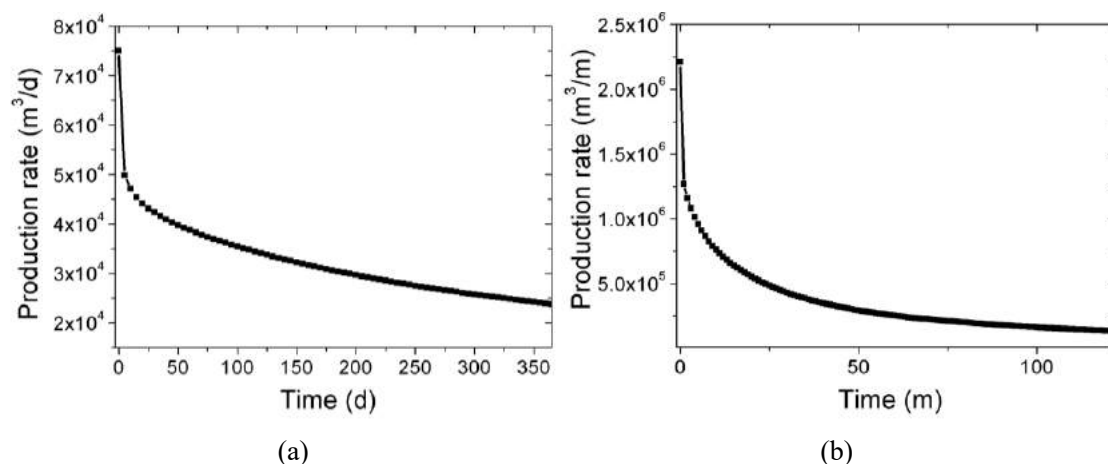


图 4.7 不同时间跨度页岩气的日产量。(a) 1 年 (b) 10 年

Fig. 4.7 Shale gas production rate. (a) in one year, (b) in ten years.

为了分析渗透率作为变量对页岩气井产量的影响，我们对比了当前模拟结果与考虑渗透率为恒定值的计算结果，见图 4.8。在恒定渗透率模型中，渗透率设定为表 4.1 中有效应力为 24.5MPa 时渗透率的计算结果，其他参数保持不变。从图中可以看出两者生产曲线表现出了一定的相似性，都表现出了随着生产的进行产量降低的现象，这说明储层压力的降低是页岩气产量递减的主要原因。同时二者又有一定的差异，主要表现为应力相关渗透率模型在最初的生产阶段表现出了很快的产量下降。随着时间的增长，产量下降变缓，在较高的生产率上保持较长的时间。这其中的主要原因是在裂缝周围区域储层压力降低，有效应力升高引起的渗透率急剧下降导致的。

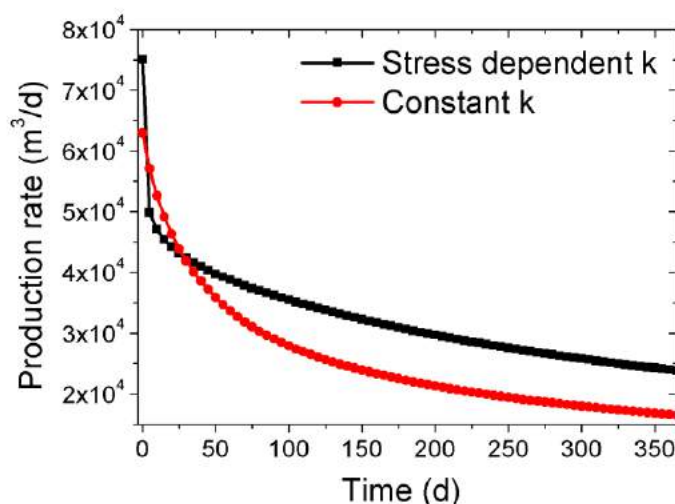


图 4.8 采用有效应力相关渗透率和恒定渗透率的计算结果对比

Fig.4.8 Comparison of shale gas production rate in one year.

本章小结

在本章中，我们介绍了页岩气井产量递减曲线，并通过有限元方法模拟了页岩气井的产出规律。我们将 TPHM 推导的渗透率和有效应力的关系融合到有限元计算模型中。获得了随着页岩气开采研究区块内储层压力的降低规律，以及单口页岩气井的生产曲线。同时我们对比了应力相关渗透率模型和恒定渗透率模型的页岩气井产量曲线。应力相关渗透率模型表现出了在生产初期产量迅速下降以及较长的生产年限的特征。通过分析指出，为了更准确地描述页岩气井的生产曲线，应该考虑随有效应力变化导致的渗透率改变的现象。本章同时也作为 TPHM 模型的一个实际工程应用。

第五章 岩石孔隙结构模型

在之前的章节中我们在宏观尺度上，借助 TPHM 模型分析和建立了更合理的低渗岩石物理力学性质表征规律，尤其是分析了低渗岩石渗透率的压敏效应。在本章和下一章中，我们将尝试从岩石微观模型出发，融合 TPHM 宏观模型研究得到的理论认识，开展基于岩石孔隙结构模型的相关研究，以期揭示低渗岩石外在物理力学行为的内在机理。在这一章中，我们首先讨论岩石微观孔隙模型的建立。讨论通过 CT 实验方法和计算机重构技术获得岩石三维孔隙结构，并对比分析岩石孔隙结构重构算法的有效性。

5.1 岩石孔隙结构的实验获取

天然岩体介质内部含有大量形态复杂、尺寸不一和随机分布的孔隙，这些孔隙形成的孔隙结构或孔隙空间从根本上决定着矿山岩体介质的物理力学性质和灾变破坏行为。由于岩体介质深埋于地下，其内部孔隙结构及其物理力学行为“看不见、摸不着”，现场难以有效和准确地获知。因此，如何正确认识和定量描述岩石内部孔隙结构及其对岩体介质物理力学行为的影响对于实际工程应用具有重大意义。我们利用 micro CT 成像获得了反映岩石内部孔隙结构特征的三维结构。通过图像处理技术提取了其中的孔隙结构特征，将 CT 图像转化为仅含有孔隙相与岩石基质相的二值化模型。

5.1.1 CT 扫描实验

当前对岩石孔隙三维结构图像信息获取的实验途径主要有核磁共振成像技术(MRI)^[214]，聚焦离子切割与扫描电镜观测相结合的超高精度岩石三维结构信息提取(FIB-SEM)^[215-218]，以及工业 CT 技术(micro-CT)^[77, 93, 123, 133, 144, 219-226]。其中 MRI 主要用于医学领域。FIB-SEM 结合的技术，通过 FIB 进行超精细岩石薄片切割，然后通过 SEM 观测新切割表面的结果，通过不断重复这样的过程，可以获得一系列岩石的二维表面信息图，通过叠加这些图像获得岩石内部三维结构图。这种方式结合了 FIB 可达纳米级别的超高精度的切割，以及同样可达纳米级别的 SEM 表面结构观测，可以获得微纳米量级的岩石内部三维结构。近年来 CT 技术快速发展，并且被广泛应用到岩石的孔隙结构获取上。与 FIB-SEM 不同，CT 技术为一种无损测量技术。通过 X 射线从不同角度穿过岩石样品，通过计算机算法获得与岩石内部结构密度相关的切片信息，通过叠加切片图像可获得岩石内部的三维结构。CT 扫描精度一般在微米级别，近年来出现了纳米级别的 CT 技术^[224]。Wildenschild 和 Sheppard^[144]对 CT 扫描技术的发展与进步做了详细的综述。

本文集中讨论采用 CT 技术来获得岩石的三维孔隙结构。我们使用的工业 CT

扫描设备来自中国矿业大学（北京）煤炭资源与安全开采国家重点实验室，型号为：ACTIS300-320/225。可快速获得 $1024 \times 1024 \times 1024$ 体素的岩石三维结构。CT 扫描实验室控制系统及扫描设备见图 5.1。我们在本章中选用实验室所测两个岩石样本来进行说明。第一个岩石样品为天然砂岩，直径 25mm。扫描精度即每个体像素代表的尺寸为 $25 \mu\text{m}^3$ ，扫描尺寸为 $1024 \times 1024 \times 400$ 。第二个试样为人工砂岩，具有很高的孔隙连通性。其物理力学参数为：70~82 目人工石英砂，渗透率 $8.38 \mu\text{m}^2$ ，孔隙率 27.6%。样品直径 25mm，等间距连续扫描 70 层，层间距为 $25 \mu\text{m}$ 。每个个体像素代表的尺寸为 $25 \mu\text{m}^3$ ，扫描尺寸为 $512 \times 512 \times 70$ 像素。图 5.2 给出了两个样品各一个扫描层的图像信息。其中颜色最暗的部分为孔隙结构，其余部分为由不同矿物组成的岩石基质。

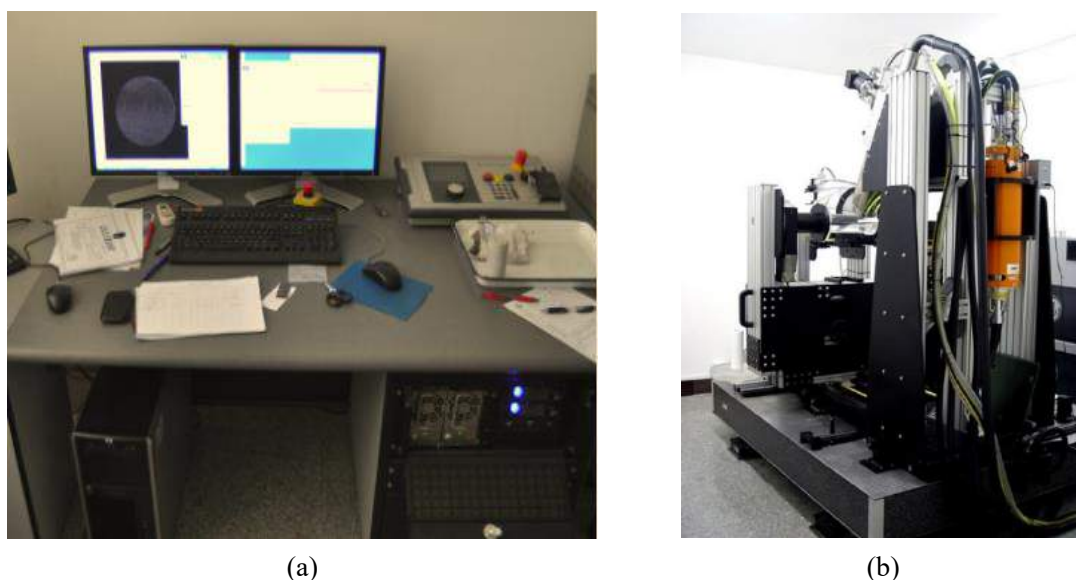


图 5.1 CT 控制平台和扫描设备。(a)控制系统，(b) 扫描设备

Fig.5.1 CT sanning system. (a) control platform, (b) scanning machine.

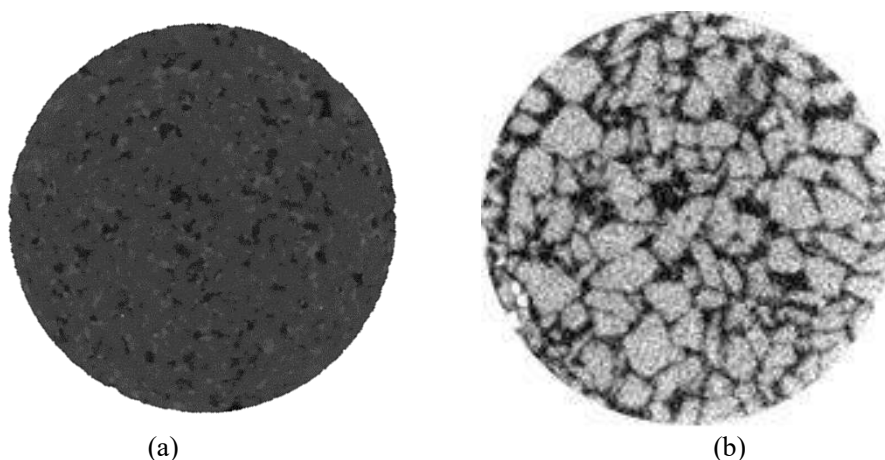


图 5.2 CT 扫描获得的切片图像 (a)天然砂岩，(b)人工砂岩。

Fig. 5.2 One slice of the CT scanning image. (a) natural sandstone, (b) artificial sandstone

5.1.2 CT 图像处理

为了更好地表征岩石内部的孔隙结构特征,通常会对 CT 扫描得到的灰度图像进行二值化处理。这样可以排除砂岩组分多相性的干扰,得到只包含黑、白两相的图像,其中黑色代表孔隙相,白色代表岩石基质。

进行二值化处理的基本原理是找到相应的阈值,来对图像进行分割,区分孔隙和岩石基质。对于 8 位的灰度图而言像素点灰度的取值范围为 0-255,值是 0 的像素点显示为纯黑色,而值是 255 的像素点显示为纯白色,中间点由黑到白过渡。在 CT 图像二值化的过程中,通过确定阈值,将灰度值在阈值以上的像素点转换为白色,代表岩石基质,而阈值以下的转换为黑色,代表孔隙,这样便可得到二值化图像。

在实际实践中,通常由于 CT 扫描实验误差,经常在二值图像中出现噪点、伪影等缺陷。不同学者采用了不同的方法对图像二值化手段加以改进。Iassonov 等^[227]对这些图像分割方法做了系统的阐述。其中比较有代表性的包括全局处理的大津法(Otsu Method)^[228],给予局部处理的 Kriging method^[229]和 MRF-based technique^[230]。总的来说,这些局部处理算法可以部分降低 CT 图像中噪点带来的影响,全局处理算法可以更好的反应图像的整体特征,如处理后的孔隙率更接近物理实验所得。

本文使用的方法是天津法与图像噪点处理的综合方法,该过程在 MATLAB 软件中完成。对于天然砂岩我们选取其中的 $512 \times 512 \times 400$ 体素区块,人工砂岩我们选取其中的 $352 \times 352 \times 70$ 体素区块进行处理。首先需要进行的工作是进行阈值确定,我们使用的大津法已经被 MATLAB 融入为函数 `greyscale`,通过该函数可以得到图像全局最优阈值。之后通过 `im2bw` 函数,按照获得的阈值将图像进行二值化处理,如图 5.3(b)和 5.4(b)。可以看出,在图中存在很多由于 CT 扫描精度不够带来的噪点,严格来说,我们应该进行更微观尺度的观测,以确定该点的准确信息。此处为了简化分析,我们将这些点视为杂点,并通过中值滤波的方法去除这些点。在 MATLAB 自带的函数中只可对一维和二维的数据进行中值滤波处理,在采用了二维中值滤波函数 `medfilt2` 对每层分别处理后,我们发现,虽然此函数可以对每一层的杂点进行很好的处理,但由于没有考虑相邻层之间的关系,导致结果出现偏差。尤其是穿越不同层的孔隙的狭长部分在某一层的表现为一个细小的通道,甚至有可能被视为杂点,被处理掉。为了解决此问题,需要将岩石的整个三维孔隙结构视为一个整体进行考虑。在进行了调研后,我们采用 Simon Robinson (<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/30853-field-mapping-toolbox/content/medfilt3.m>) 提供的办法来处理,处理函数为 `medfilt3`,直接将三维结构视为一个整体进行滤波处理。处理结果的其中一层见图 5.3(c)和 5.4(c)。

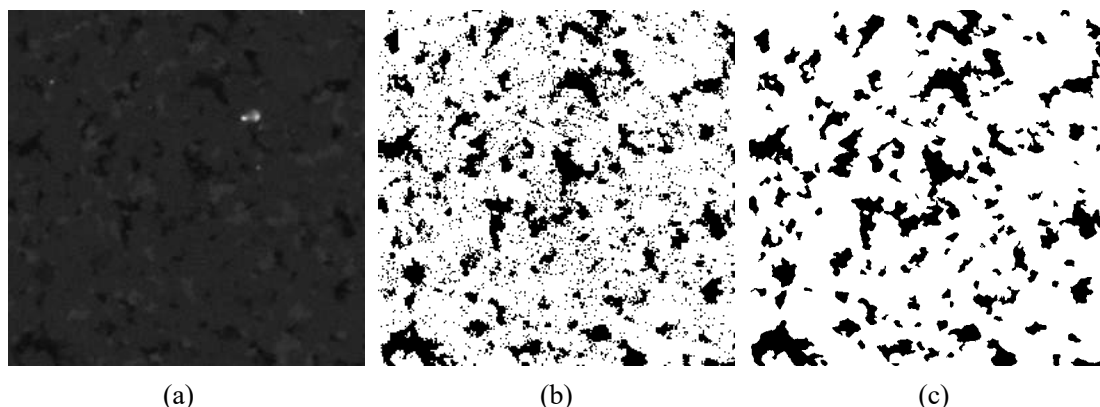


图 5.3 天然砂岩图像二值化过程。(a) 截取的 CT 原始图像(b) 通过大津法获得的二值化图像 (c) 经过中值滤波后得到的图像。

Fig. 5.3 Binary process of CT image for artifitial sandstone. (a) Cropped CT image of size 512×512, (b) binary image obtained by Otsu method, (c) binary image after medfilt3 method.

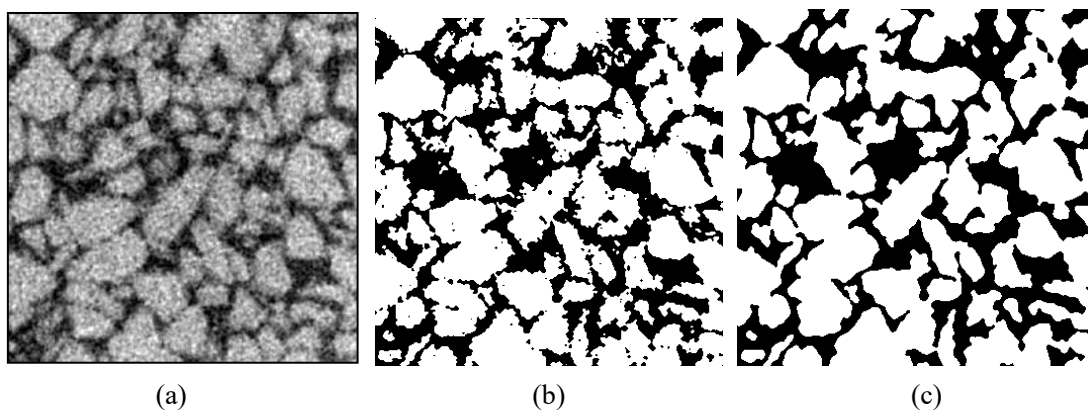


图 5.4 人工砂岩图像二值化过程。(a) 截取的 CT 原始图像(b) 通过大津法获得的二值化图像 (c) 经过中值滤波后得到的图像。

Fig. 5.4 Binary process of CT image for artifitial sandstone. (a) Cropped CT image of size 352×352, (b) binary image obtained by Otsu method, (c) binary image after medfilt3 method.

在进行了这些步骤的处理后，我们得到了可以清晰表征岩石内部孔隙结构的一系列切片图。为了更直观地展示岩石内部孔隙结构的三维特征，我们采用了 MIMICS 软件，将这些二维图进行叠加，获得了天然砂岩和人工砂岩的内部三维结构。见图 5.5.

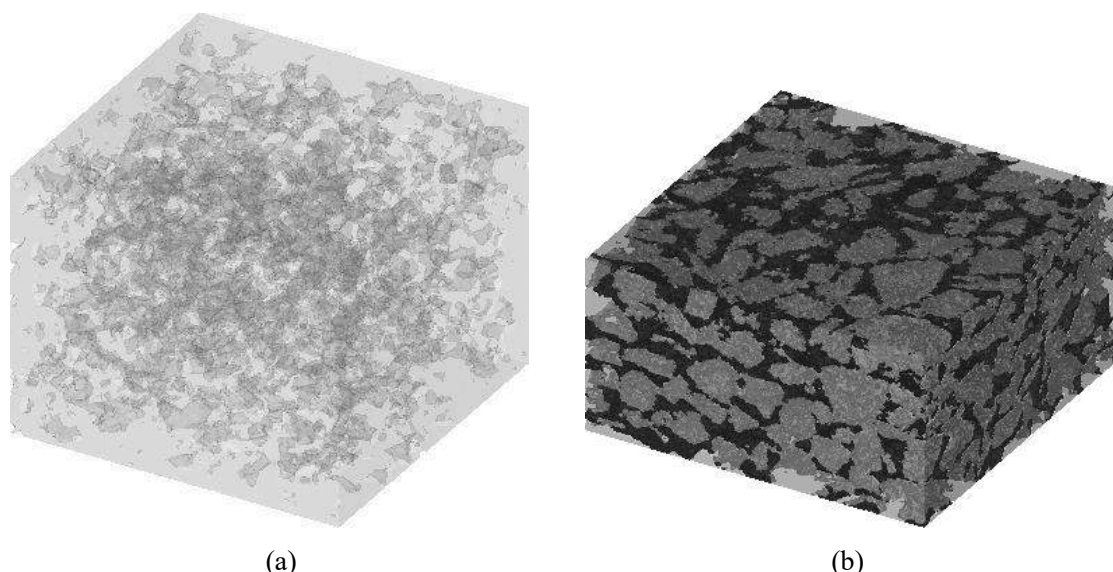


图 5.5 岩石孔隙结构三维模型 (a)天然砂岩, (b)人工砂岩。

Fig. 5.5 3D porous structure model. (a) natural sandstone, (b) artificial sandstone

5.2 岩石孔隙结构模型重构

岩石孔隙结构重构模型作为通过实验方法获得岩石孔隙结构样本的补充, 由于其经济性近年来得到了长足的发展。CT 实验为我们研究岩石内部孔隙结构提供了最基本的样本, 直观展示与表征了某一尺度下岩石内部孔隙结构的分布。这些样本模型是开展孔隙结构及相关岩石物理力学性质的基础。但是实验方法却受到了自身成本高, 岩石样品难以获得的限制。尤其是当前随着人类地质研究进入到深部地下, 岩石样品的获取更加困难, 需要耗费大量的人力物力。同时 CT 试验机昂贵, 导致进行一次岩石样品扫描需要大量资金的投入。因此不同学者相继开展了岩石孔隙结构模型重构的工作, 建立与实验获得的模型具有相似性质的重构模型。这些重构模型有助于人们更全面认识孔隙结构对岩石物理力学性质的影响。

5.2.1 岩石孔隙结构重构算法描述

用图像代表的二值化岩石孔隙模型实质为包含孔隙结构分布的几何模型。对岩石孔隙结构的重构实质为建立能反映这些几何特征的几何信息数字模型。在此, 我们限于讨论对岩石真实孔隙结构几何特征的重构, 而不包括, 为了研究岩石某一物理力学特征所建立的简化模型, 如平板模型、毛细管模型、逾渗模型、孔隙网络模型等。

对岩石真实孔隙结构的重构方法主要可划分为基于图像统计信息的重构和基于岩石成岩过程的重构。基于统计信息的重构首先在实验获得的模型中提取孔隙结构的统计分布特征。之后基于这些数学化的统计信息, 通过重构算法来获得统计意义一致但孔隙分布不同的重构模型。算法的实现主要有逐步确定方法和模拟退

火算法。逐步确定方法^{[231, 232] [233] [234]}是在统计信息以及随机数的控制下,不断地确定当前位置应为孔隙还是岩石基质,来逐步生成孔隙模型。模型从无到有,生成速度较快,但重构效果较差。模拟退火算法^[235-239]一般首先生成具有与参考模型具有相同孔隙率(黑白体素点个数)的随机模型,之后在统计信息的控制下,不断调换黑白点的位置来实现孔隙结构的模型重构。由于需要进行大量的位置调换,且每次调换黑白点需要更新模型的统计信息,这样的方式速度较慢。但由于模拟退火算法可以加入更多的统计信息,可以更好地反应孔隙结构的孔隙特征,是目前最为有效的基于统计信息的重构方法。在模拟退火算法重构过程中,统计信息被转化为数学控制函数,这些控制函数的合理设计是算法成功的根本。这些控制函数由最初较低阶的两点概率函数、线性路径函数,发展到现在的多点控制函数、块聚集函数、分形控制函数等较高阶的函数。随着对孔隙结构更全面描述的高阶统计函数的出现,重构效果进一步改善。基于岩石成岩过程的重构^[240, 241],主要应用在沉积岩。通过模型模拟颗粒沉积、压实、变形等作用来达到对岩石孔隙结构的表征。基于成岩过程的重构,速度较快,可以更好地描述孔隙结构的连通性问题,但模型统计意义上的相似性不如前一种算法。同时也有学者尝试了将两种算法相结合,初期采用基于成岩过程的方法,在形成初步模型后,通过模拟退火算法继续更新模型,使其拥有与参考模型更相似的特征。进行综上所述,不同算法各有利弊,在本文的研究中,我们改进了模拟退火算法的执行效率,增加了分形控制函数,借鉴了成岩过程算法的一些思想,形成了一套完善的重构算法。算法具有更好的普适性,可以对较差连通性和高连通性的孔隙结构进行重构。我们对上述两种性质差异很大的砂岩孔隙模型进行了重构。在本节中,我们为了展示方便,采用二维切片图进行说明。

重构过程可简单描述为:在控制函数的控制下,不断调换重构模型中代表孔隙相的黑点与代表岩石基质相的白点的位置,使得重构模型逐渐在统计意义上逼近原始参考模型(实验处理所得)。详细步骤如下:

首先,如前一节所述将 CT 灰度图像转化为由黑色代表孔隙,白色代表岩石基质的二值图像,并作为参考模型。其次,形成一幅与参考模型具有相同孔隙率但孔隙相和基质相随机杂乱分布的初始重构模型,见图 5.6。

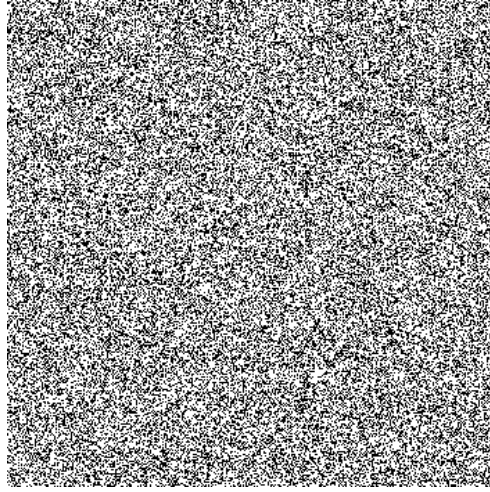


图 5.6 重构初始模型

Fig.5.6 Random reconstructed model.

然后, 分别提取重构模型和参考模型的几何统计信息, 并将此信息转换为数学语言表达的控制函数。这些控制函数包括两点概率函数(P)、线性路径函数(L)以及分形统计函数(F)。公式(5.1-5.3)分布给出了 P_x , L_x 和 F_{xy} 的表述。

$$S_x^j(r) = \langle I^j(x, y, z) I^j(x + r, y, z) \rangle \quad (5.1)$$

$$L_x^j(r) = \langle I^j(x, y, z) I^j(x + 1, y, z) I^j(x + 2, y, z) \cdots I^j(x + r, y, z) \rangle \quad (5.2)$$

$$F_{xy}^j(r) = \langle \begin{matrix} I^j(x, y, z) I^j(x + 1, y, z) \cdots I^j(x + r, y, z) \\ I^j(x, y + 1, z) I^j(x + 1, y + 1, z) \cdots I^j(x + r, y + 1, z) \\ \vdots \\ I^j(x, y + r, z) I^j(x + 1, y + r, z) \cdots I^j(x + r, y + r, z) \end{matrix} \rangle \quad (5.3)$$

式中 r 为统计函数的步长, P 函数选用 0 到模型最大边长的一半(nP), L 函数选用 0 到模型中统计相的最大边长(nL), F 函数选用 0 到模型最大边长的十分之一(nF)。 j 代表统计相, P 和 F 只统计孔隙相, L 统计孔隙相和岩石基质相。 $I^j(\vec{r}_i)$ 代表特征函数, 可用入下公式表述:

$$I^j(\vec{r}_i) = \begin{cases} 1, & \text{when } \vec{r}_i \text{ is in phase } j \\ 0, & \text{others} \end{cases} \quad (5.4)$$

为了计算的方便, P 和 L 限于 X 、 Y 、 Z 三个相互垂直方向的统计, F 限于 XY 、 YZ 、 ZX 三个面上的统计。在分别获得了参考模型和初始重构模型的这些控制函数值后, 我们可以通过如下公式表示他们之间的差距:

$$E = \alpha \left(\sum_{r=0}^{nP} [S_r(r) - S(r)]^2 \right) + \beta \left(\sum_{r=0}^{nL} [L_r(r) - L(r)]^2 \right) + \gamma \left(\sum_{r=0}^{nF} [F_r(r) - F(r)]^2 \right) \quad (5.5)$$

式中 E 称为初始重构模型的“能量值”, 代表初始重构模型和参考模型的差距。

α 、 β 、 γ 为三个控制函数的权重，在重构程序的设定中，这三个权重值的选取应保证三个控制函数的数值在同一数量级。

之后我们尝试调换一个代表孔隙相的像素点与代表基质相的像素点的位置，并更新新模型的控制函数值，从而计算得到更新后重构模型与参考模型的能量差：

$$E' = \alpha \left(\sum_{r=0}^{nP} [S'_r(r) - S(r)]^2 \right) + \beta \left(\sum_{r=0}^{nL} [L'_r(r) - L(r)]^2 \right) + \gamma \left(\sum_{r=0}^{nF} [F'_r(r) - F(r)]^2 \right) \quad (5.6)$$

式中 $S'_r(r)$ 、 $L'_r(r)$ 、 $F'_r(r)$ 分别为更新后重构模型的三个控制函数， E' 称为更新后重构模型的“能量值”，代表更新后重构模型和参考模型的差距。至此我们将两个重构模型分别与参考模型的差距转为了数学表达式。他们之间的差值代表了两个模型谁与参考模型更接近：

$$\Delta E = E' - E \quad (5.7)$$

程序中通过计算 ΔE 来决定是否进行这次调换。若更新后模型的控制函数值更接近参考模型，即 ΔE 小于 0，则我们进行这次调换；而当调换后控制函数的值远离参考模型，我们并不是直接舍弃这次调换，而是以一定概率来接受这次调换，这样做的目的是防止重构模型进入到局部最优而无法到达全局最优。这种接受方式是模拟退火算法的核心，称为 Metropolis 接受准则：

$$P(\Delta E) = \begin{cases} 1 & \text{for } \Delta E \leq 0 \\ \exp(-\Delta E/T_t) & \text{for } \Delta E > 0 \end{cases} \quad (5.8)$$

式中 T_t 称为温度值，用来控制程序对调换点接收的概率。在每一温度下，程序执行与模型中体素点个数相同次数的调换。在程序执行开始时，应保证初始温度条件下，调换成功概率超过 75%，此后 T_t 的值下降为前一温度的 90%。对于常规模拟退火算法应用于模型重构的更详尽描述，读者可以参见^[235, 236, 242]。

至此我们进行了一组点的位置调换，并确定了是否接受这次调换。之后程序会重复这样的调换，直至重构模型与参考模型之间的能量差小到一定程度。尺寸为 100^3 的模型内共有 100 万个点，而模拟退火算法中每次进行一对点的位置更新，因此，可以想象需要经过大量的点位置调换才能达到较理想的效果。

正是由于程序的这种需要进行大量调换的更新方式导致程序计算需要消耗大量的时间。为了提高程序执行的效率，我们做了如下改进。

首先，我们借助了成岩过程算法进行了初始模型的构建。在程序设计时，我们采用了两种方式来实现这一过程。第一种为多点调换。在形成与参考模型孔隙率相同的初始重构模型后，我们采用一次大量调换部分区块内的点，来形成初始的“颗粒沉积块”，见图 5.7(a)。程序执行中，通过计算这些块的形成是否降低了模型的能量值来决定是否进行调换，执行多次后，达到较理想的效果。第二种为直接在图中

随机放入不同大小的球，来形成初始模型。球大小的选择依据参考模型中岩石基质块的大小确定。见图 5.7(b)。通过形成块或放入球的方式，我们优化了岩石的初始模型，节省了程序初期执行的时间，通过此种方式，可以得到更好的孔隙结构连通性。

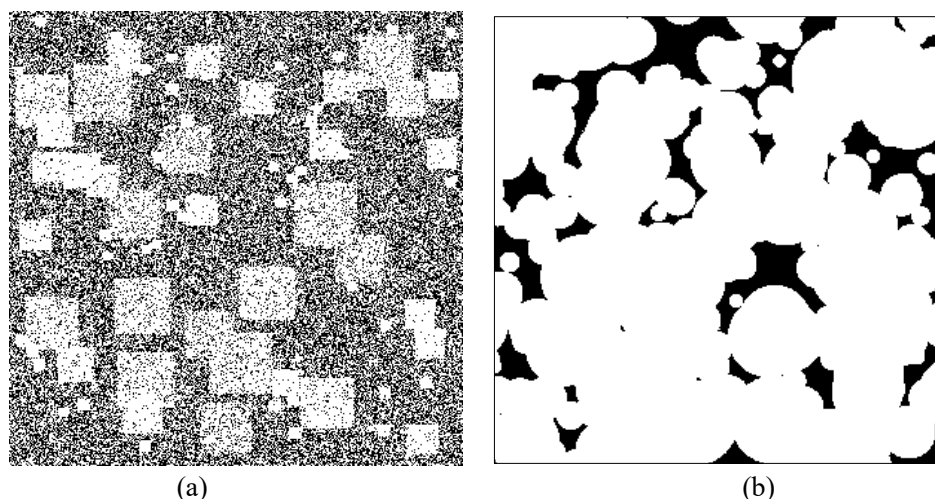


图 5.7 优化初始模型(a) 通过多点调换实现 (b)通过放入球实现

Fig.5.7 Optimized initial model. (a) by multi-points interchanging method, (b) by random sphere cast method.

其次，我们发现在程序执行的后期，即在模型内部孔隙结构大体形成后，发生改变的只是图像中一些杂乱分布的点。这时，接受成功率变得极低，也就是说大部分的计算时间被用在了无效调换上。为了提高程序执行后期的计算效率，我们提出了预判断方法。具体实现为，在模型大体结构形成后(程序达到连续失败调换 500 次)，统计模型中杂点的位置，并限制从这些点中挑选调换位置的点。循环执行多次杂点位置的调换得到最终结果。这使得程序在执行后期节约了无效调换的计算时间，使得程序更快收敛。图 5.8 给出了预判断执行前后模型的对比结果。

再次，我们做了一些程序内部的优化。例如在计算两点概率函数更新时，之前的程序重新需要计算调换点所在 X、Y、Z 三条直线上的两点概率函数。在当前程序中只需计算与调换点间隔统计步长上点的信息。对线性路径函数及分形控制函数，我们做了类似的优化。图 5.9 从二维切片图上展示了整个重构过程。

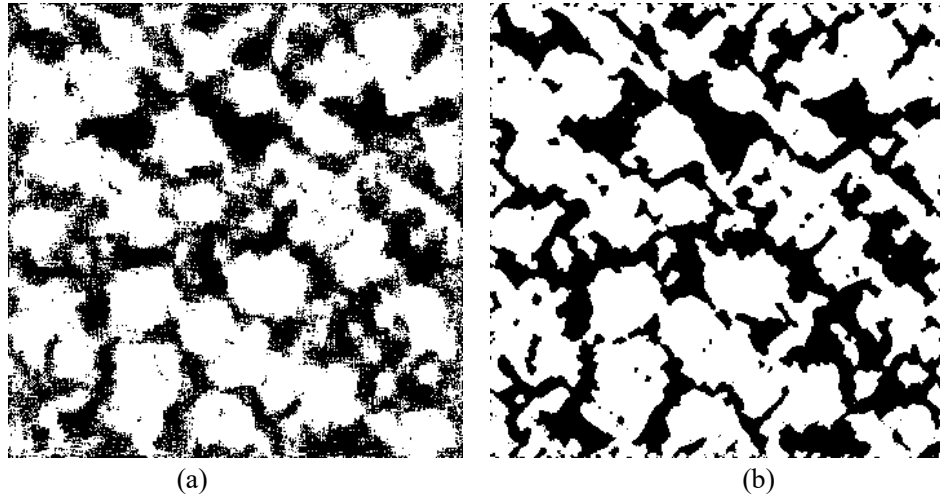


图 5.8 增加预判断前后模型结果对比 (a)增加预判断前, (b)预判断计算后
Fig.5.8 Results before and after pre-conditioning method. (a) before (b) after.

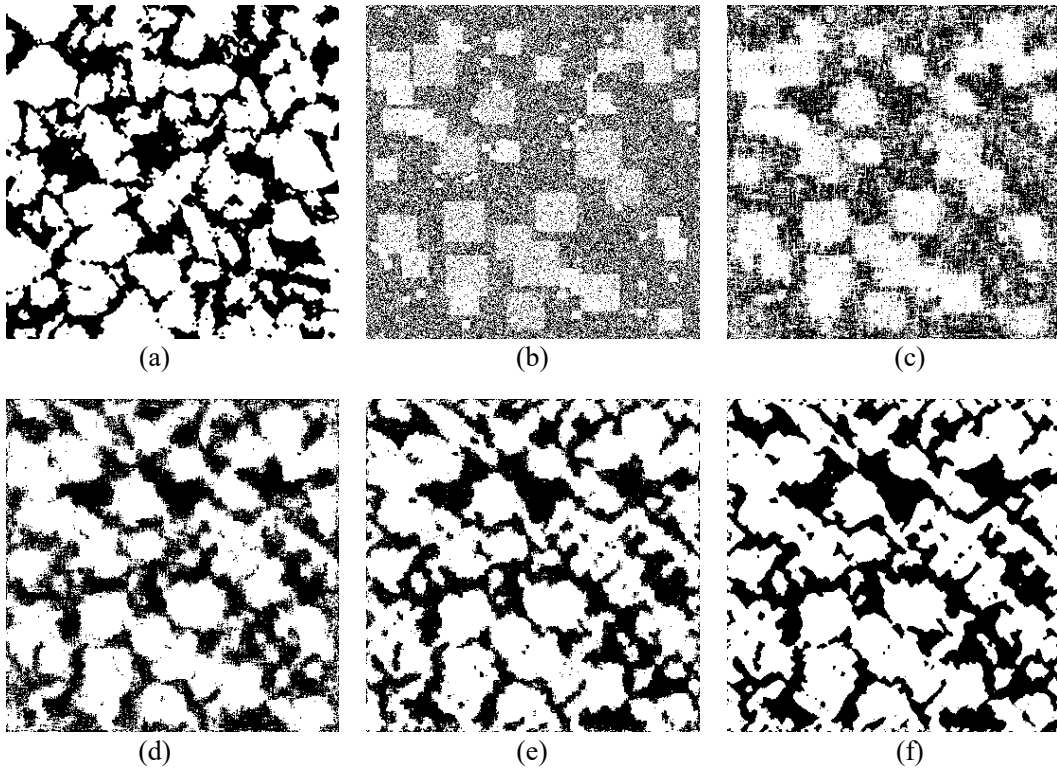


图 5.9 整个重构过程二维展示。(a)参考模型, (b)初始构造模型, (c)连续调失败别 50 次模型, (d) 连续调失败别 200 次模型, (e) 连续调失败别 500 次模型, (f)预判断处理后的模型
FIG. 12. Overall process of a 2D high connectivity granular rock model reconstruction. (a) reference model, (b) preliminary model, (c) continually unsuccessful 50, (d) continually unsuccessful 200 (e) continually unsuccessful 500, (f) after adding pre-judgment.

5.2.2 岩石孔隙结构重构结果展示

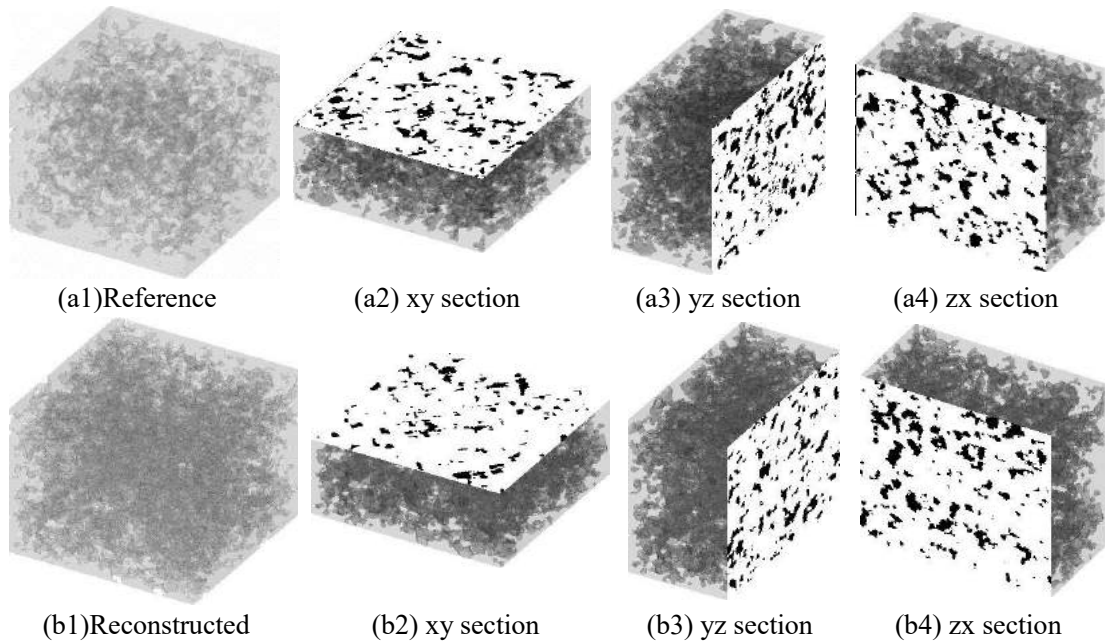


图 5.10 天然砂岩 CT 实验获得结果和重构模的几何形貌对比。

Fig. 5.10 Comparison of the 3D representation of porous structure of sandstone based on the reconstruction algorithms with the voxelized reference model obtained from CT identification.

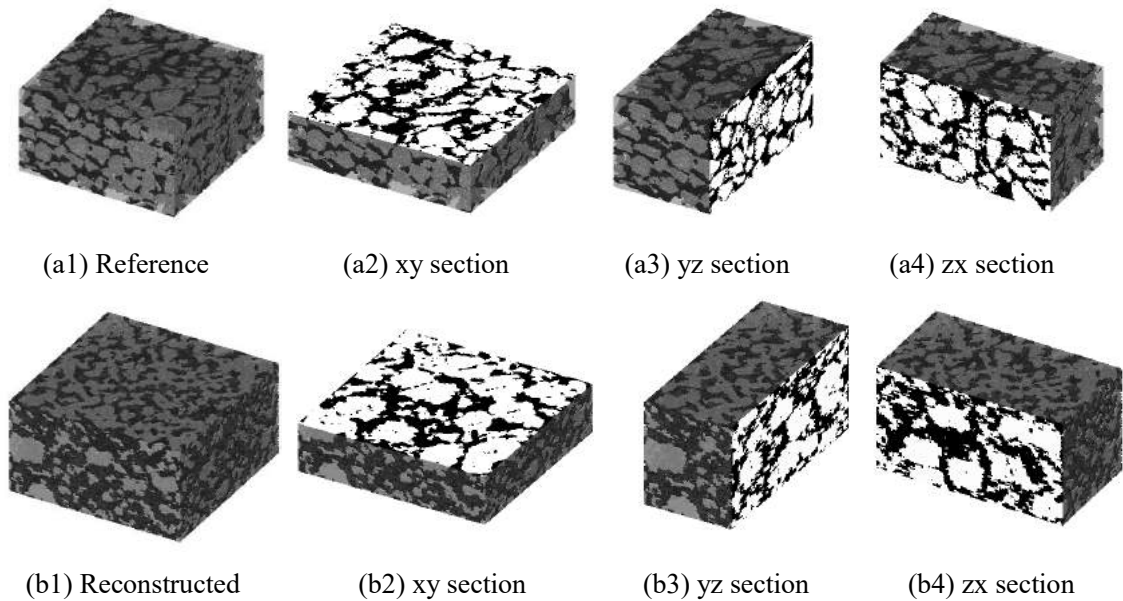


图 5.11 人工砂岩 CT 实验获得结果和重构模的几何形貌对比。(a)系列为 CT 实验结果，(b)系列为重构结果。

Fig. 5.11 Comparison of the 3D representation of porous structure of artificial sandstone based on the optimized reconstruction algorithms with the voxelized reference structure obtained from CT identification.

我们采用重构算法分别对天然砂岩和人工砂岩孔隙结构模型进行了重构。在

获得了这些重构数据后，我们采用 MIMICS 软件分别对参考模型和重构模型进行了三维模型的建立，并分别在 XY、YZ、ZX 将模型剖开，对比了其内部结构。图 5.10 给出了天然砂岩的 CT 扫描结果和重构结果的对比。图 5.11 给出了人工砂岩的 CT 扫描结果和重构结果的对比。

5.2.3 岩石孔隙结构重构结果对比

为了验证重构结果的有效性，除了对比参考模型和重构模型在统计意义即控制函数值上的相似性外，我们对比了二者在分形性质、拓扑性质和力学性能上的异同。这些几何及力学性质的对比，为开展基于岩石孔隙模型开展渗流及力学性能的研究提供了保障。

图 5.12 和 5.13 给出了两组实验模型和重构模型的控制函数值对比。

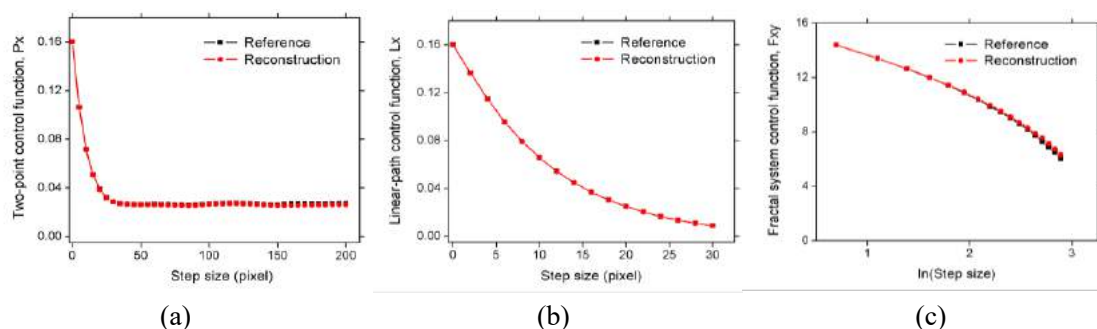


图 5.12 天然砂岩控制函数值对比。(a) 两点概率函数 (b) 线性路径函数 (c) 分形控制函数
 Fig. 5.12 Control function comparison for sandstone. (a) two-point probability function in X direction, (b) linear-path function in X direction, (c) fractal system function in XY plane.

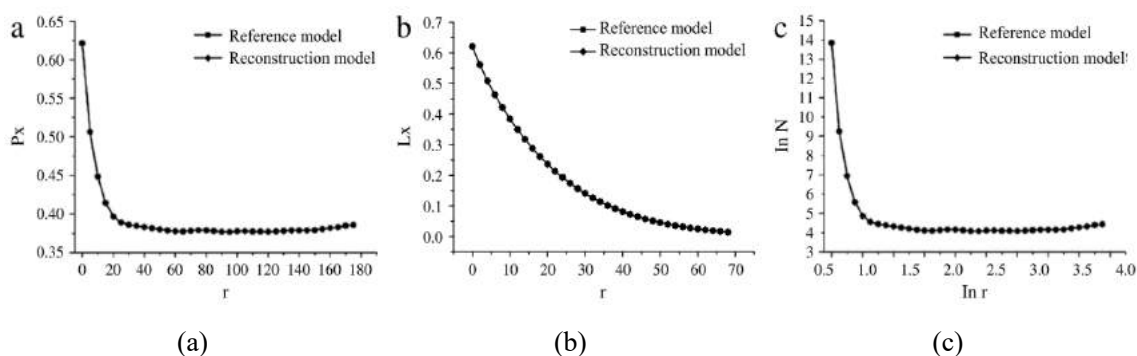


图 5.13 人造砂岩控制函数值对比。(a) 两点概率函数 (b) 线性路径函数 (c) 分形控制函数
 Fig. 5.13 Control function comparison for artificial sandstone. (a) two-point probability function in X direction, (b) linear-path function in X direction, (c) fractal system function in XY plane.

图 5.14 和图 5.15 给出了两组砂岩不同切片位置处的小岛分维数^[243]。注意这里是指统计意义上的小岛分维数与传统意义上的小岛分维数不甚相同。解释如下：统计这些切片图像中互补相连的孔隙面积(该孔隙像素点个数)和周长(边界处像素点个数)，并将它们放入双对数坐标中，采用如下公式进行拟合：

$$\log(P) = C + \frac{D}{2} \log(A) \quad (5.8)$$

式中 D 为该切片的小岛分形维数，已标在每个拟合图中。人工砂岩的小岛分形维数要高于天然砂岩，这反映了人工砂岩孔隙结构的更加复杂性。

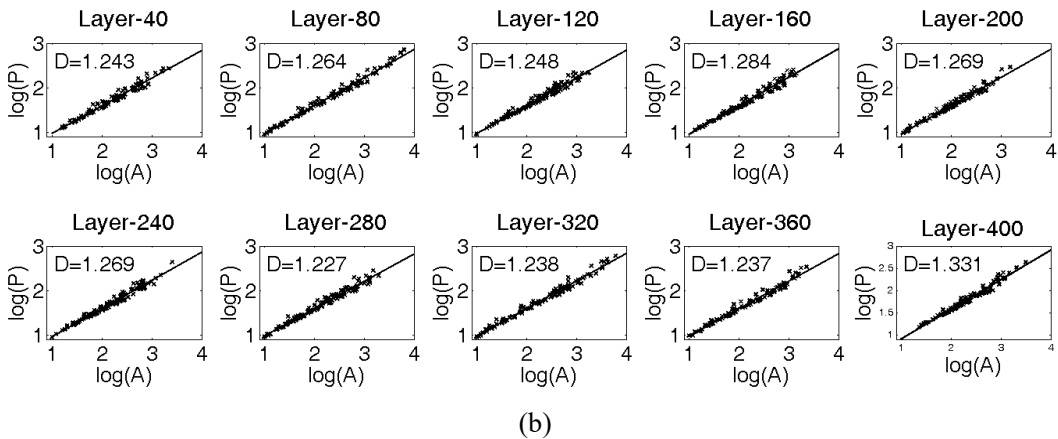
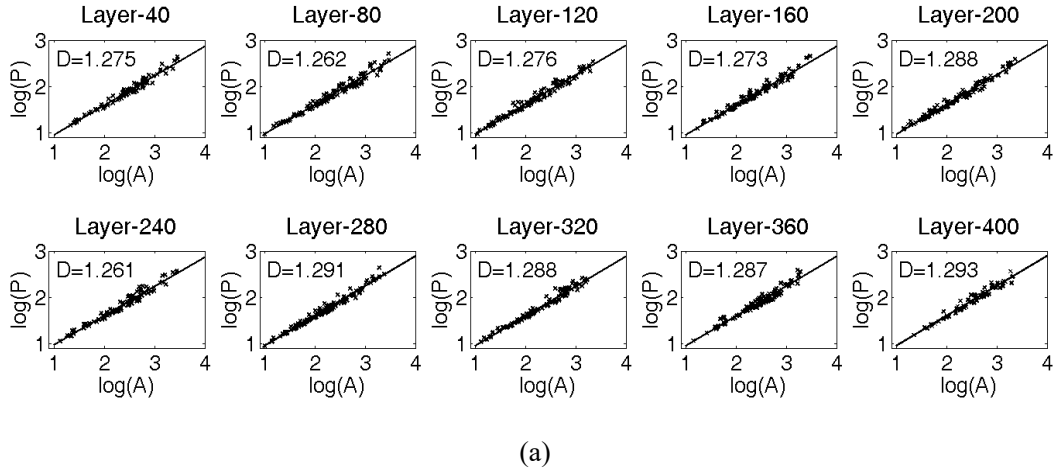


图 5.14 天然砂岩不同切片的小岛分形维数值。(a)实验参考模型，(b)重构模型

Fig. 5.14 Silt-island fractal dimation of different slice in the natural sandstone model. (a) reference model, (b) reconstructed model.

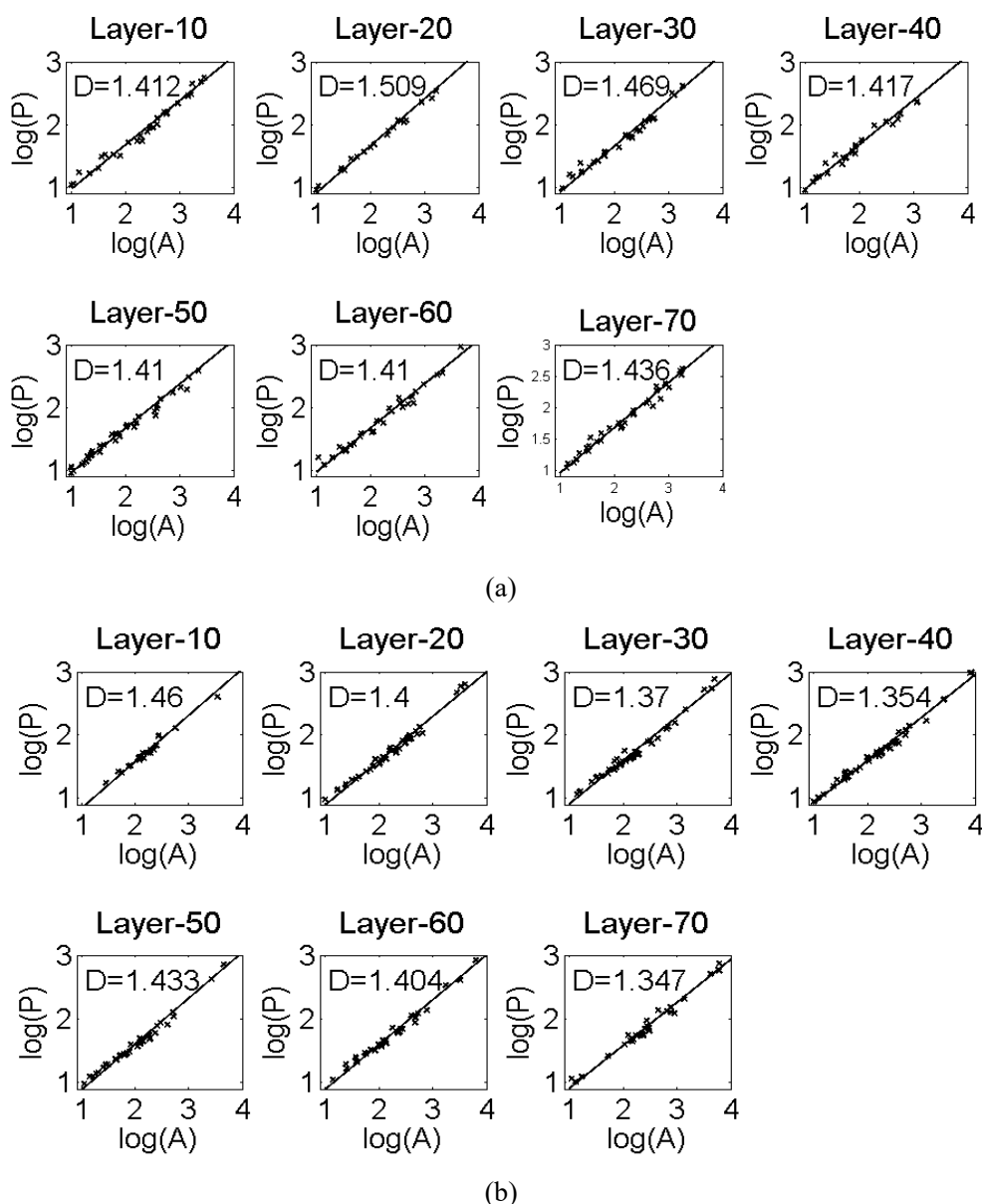


图 5.15 人工砂岩不同切片的小岛分形维数值。(a)实验参考模型, (b)重构模型

Fig. 5.14 Silt-island fractal dimension of different slice in the artificial sandstone model. (a) reference model, (b) reconstructed model.

表 5.1 和表 5.2 给出了两组砂岩孔隙结构的拓扑参数。拓扑参数能在一定程度上反映孔隙空间的几何特征, 因此对重构模型和参考模型进行拓扑性质的对比对我们下一步开展岩石渗流性质的研究具有重要的意义。我们选取了几个最基本的拓扑性质参数对重构模型和参考模型进行对比。其中包括孔隙数量、喉道数量、平均配位数。为了获得这些参数, 我们首先对模型孔隙结构的骨架进行了提取, 并且记录了该骨架上每个体素点的最大内切球半径。确定几条骨架相交的点为孔隙点, 骨架上具有局部最小内切球半径的点为吼道点, 孔隙平均相连的吼道个数为平均配位数。

我们的程序是基于 MATLAB 进行开发的，程序编写参考了 Philip Kollmannsberger 给出的方法 (<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/43400-skeleton3d>)。通过对比，发现重构模型和参考模型有较高的拓扑参数一致性。

表 5.1 天然砂岩参考模型和重构模型的拓扑参数

Tab. 5.1 Topological parameters of reference and reconstructed model for natural rock

模型	孔隙数	吼道数	平均配位数
参考模型	7433	13625	4.14
重构模型	8219	14538	4.07

表 5.2 人工砂岩参考模型和重构模型的拓扑参数

Tab. 5.2 Topological parameters of reference and reconstructed model for natural rock

模型	孔隙数	吼道数	平均配位数
参考模型	3394	5675	4.08
重构模型	3161	5240	4.07

同时，我们采用有限元方法(FEM)对比了两组砂岩重构模型和参考模型的力学响应。有限元计算软件基于实验室开发的 SciFEM 软件，采用其中的弹塑性模块，计算了单轴压缩条件下模型的应力应变响应。

首先我们采用 MIMICS 软件将用图片表示的几何模型进行了网格划分。从之前的模型展示中我们可以看到孔隙结构及其复杂，需要极其精细的网格划分来表征这些孔隙。为了将网格数量控制在合理的范围内(100 万以内)，我们首先对图中一些非常细小的结构进行了过滤处理，处理采用中值滤波(medfilt3)和图像开运算(bwareaopen)，这些处理可以在 MATLAB 中或者 MIMICS 中进行。

其次，我们采用 MIMICS 进行网格划分。首先将这些图片建立为三维实体，并且保留孔隙及岩石基质的交界面信息。使用的算法为 MIMICS 自带的“Create Mask”和“Calculate 3D Models”。其次我们采用软件中的 3-matic 模块对此实体模型进行了三角形表面网格的划分，这些表面网格包括方形模型的六个表面和孔隙及岩石的交界面。为了保证表面网格的质量以及后续体网格的顺利划分，表面网格需满足以下两个条件：1. 每个网格的最大边长应小于 10 个体素点的长度。2. 三角形的最小高底比应大于 0.4。换句话说，表面网格越接近等边三角形，则其质量越高。在得到表面网格后，通过程序自带算法将这些表面网格向模型内部延伸，建立四面体体网格。

值得注意的是，在进行网格划分时，我们对孔隙结构和岩石基质同时进行了网格划分，通过对不同网格赋予不同的材料属性的方式来进行孔隙和岩石基质的区分。单元的材料属性见表 5.3。

有限元计算中模型下表面固定，上表面缓慢施加位移荷载。计算中，程序采用 Drucker–Prager 准则来判断单元是否达到屈服，单元达到屈服后其应力值随应变值的增加而下降，此时的应力应变斜率为塑性切刚度。单元应力下降直至残余强度后不再下降。图 5.16 和 5.17 分别给出了两组砂岩数值模拟的结果。表 5.4 和 5.5 分别给出了由计算得来的两组砂岩模型的整体力学参数。

表 5.3 FEM 单元材料属性赋值
Tab. 5.3 Material parameters employed in FEM simulations

单元	弹模 (GPa)	泊松比	内摩擦角 (°)	粘聚力 (MPa)	塑性切刚度 (GPa)	残余强度 (MPa)
孔隙结构	4	0.2	15	2	-0.4	0.005
岩石基质	40	0.3	20	20	-4	0.5

表 5.4 天然砂岩参考模型和重构模型的整体力学性能
Tab. 5.4 Overall mechanical properties of the reference model and reconstructed model for natural rock.

模型	弹性模量 (GPa)	泊松比	抗压强度 (MPa)
参考模型	36.65	0.250	29.40
重构模型	36.86	0.249	28.80

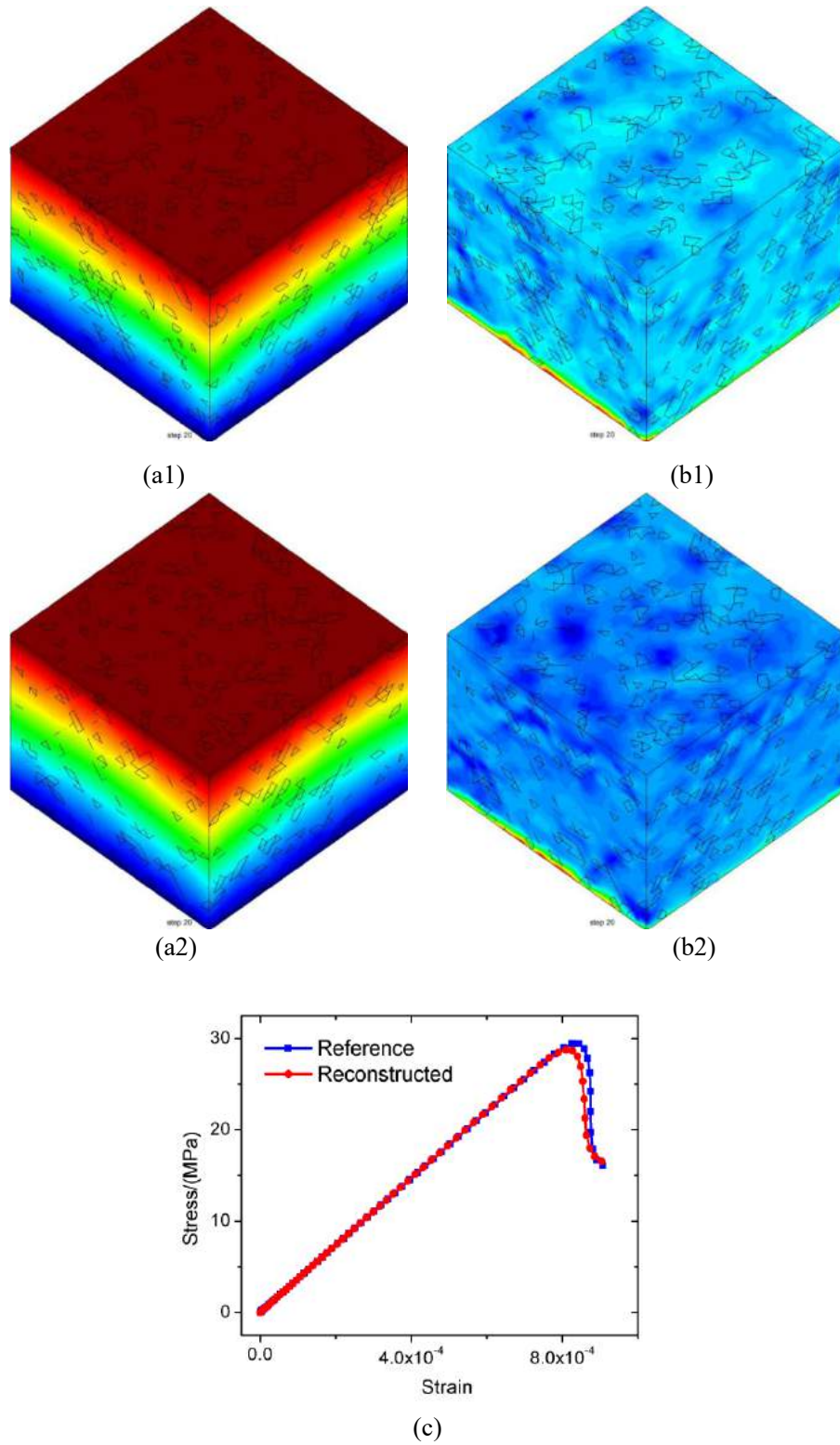


图 5.16 天然砂岩模型单轴压缩数值模拟。(a1)参考模型变形云图, (b1)参考模型应力云图, (a2)重构模型变形云图, (b2)重构模型应力云图, (c) 应力应变曲线。

Fig. 5.16 Simulation results for natural sandstone model. (a1) deformation of reference model, (b1) first principal stress of reference model. (a2) deformation of reconstructed model, (b2) first principal stress of reconstructed model. (c) stress-strain curve.

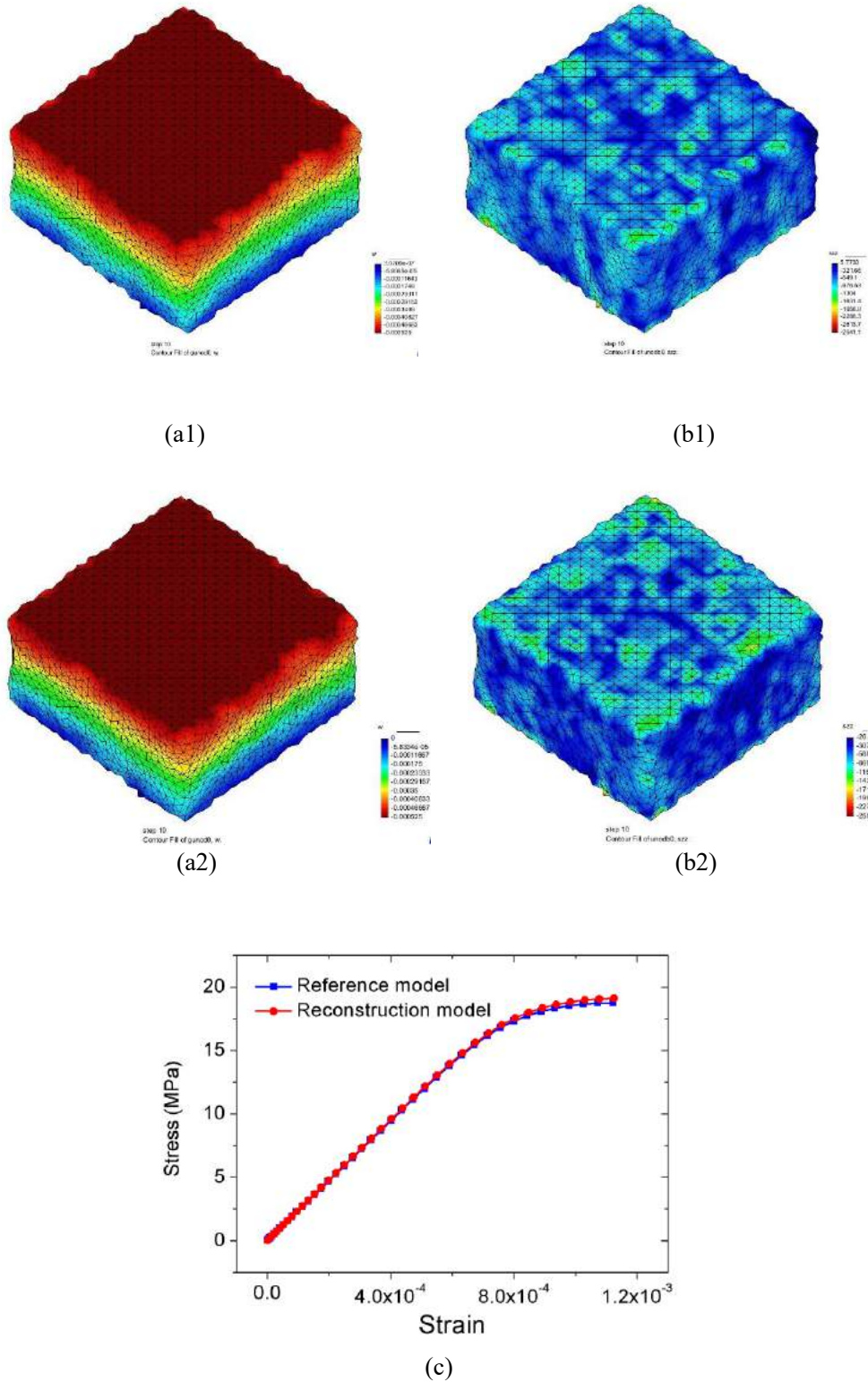


图 5.17 人工砂岩模型单轴压缩数值模拟。(a1)参考模型变形云图, (b1)参考模型应力云图, (a2)重构模型变形云图, (b2)重构模型应力云图, (c) 应力应变曲线。

Fig. 5.17 Simulation results for artificial sandstone model. (a1) deformation of reference model, (b1) first principal stress of reference model, (a2) deformation of reconstructed model, (b2) first principal stress of reconstructed model, (c) stress-strain curve.

表 5.5. 人工砂岩参考模型和重构模型的整体力学性能

Tab. 5.5 Overall mechanical properties of the reference model and reconstructed model for artificial rock.

模型	弹性模量 (GPa)	泊松比	抗压强度 (MPa)
参考模型	23.582	0.214	18.735
重构模型	23.819	0.212	19.087

通过对两组砂岩重构模型和参考模型在控制函数值、几何形貌、拓扑性质、分形维数和力学性能方面的对比，发现重构模型和参考模型有着几乎一致的控制函数统计值；二者有较高的拓扑相似性；重构模型和参考模型分形维数接近。人工砂岩模型比天然砂岩具有更高的分形维数，说明了其孔隙结构更复杂，这主要是人工砂岩组成颗粒的粗糙性导致的；在力学性能方面，重构模型和参考模型在整体上表现出较高的相似性，天然砂岩孔隙率较小，整体弹性模量和抗压强度要高于人工砂岩。总体来说，重构程序可以对不同类型孔隙结构进行较好的重建。

5.3 低渗岩石微观模型和思考

在前两个小节中，我们分别介绍了通过 CT 实验以及数值重构算法获得岩石孔隙结构的方法。对于高渗透岩石而言，其连通的孔隙结构尺寸较大，这些较大的孔隙结构是岩石内部流动的优势通道，对渗透率起着主导作用。而对于低渗透岩石而言，相对尺寸较大的孔隙结构，虽然同样占据了孔隙结构的主要组成部分，但是它们之间却不是直接相连通，无法形成优势通道，他们之间往往通过细小、狭长的通道相连接。这些细小、狭长的微裂纹对渗透率起着至关重要的作用。图 5.18 给出了两个概念模型来指出高渗岩石和低渗岩石流动通道的不同。图中较大的孔隙结构使用球形表示，而细小的微裂纹孔隙采用狭长通道表示。在高渗岩石中，图 5.18(a)，球形通道为优势通道，对岩石的渗透率起着主导作用，同时此球形通道在岩石受压过程中不宜变形，因此高渗岩石渗透率对应力不敏感。在低渗岩石中，图 5.18(b)，球形通道之间通过微裂纹联系，毫无疑问，这些微裂纹对岩石的渗透性质起着决定性作用。

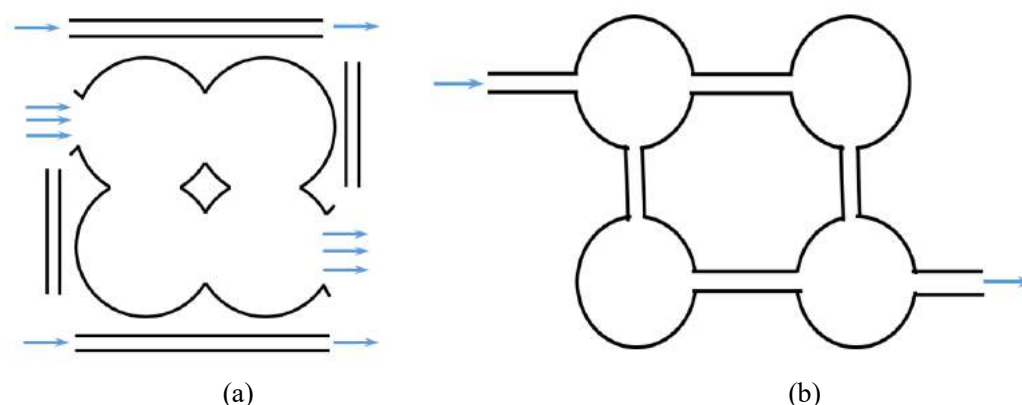


图 5.18 不同岩石内部流动通道概念模型。(a)高渗岩石，(b)低渗岩石。

Fig.5.18 Illustration of the conceptual hard part pores (refer sphere like pores) and soft part pores (refer to slot like pores). (a) For high-permeability rock. (b) For low-permeability rock.

对于高渗岩石来说，主导流动通道的尺寸一般在几十微米到几百微米的量级，而低渗岩石的微裂纹通道一般在几十纳米到几百纳米的量级。前文所述 CT 实验方法获得的孔隙结构模型，由于实验条件的限制，分辨率在 $25\mu\text{m}$ ，无法观测到低渗岩石的微裂纹结构。这就要求采用更高精度的 CT 扫描仪器，或是融入 SEM 二维图像来更准确地表征低渗岩石内部的流动通道。

更高的扫描精度获得更小尺度的孔隙结构，意味着更小的视场。例如精度为 10nm ，图像尺寸为 1024^3 ，仅可观测到 $10\mu\text{m}$ 见方的样品内部结构。由于岩石内部孔隙结构的复杂性与不均匀性，这样小的尺度，并不足以代表岩石样品的性质。也难以和宏观实验所采用标准岩心($\phi 25 \times 50$)相对照。这涉及到尺度上升的问题，需要引入统计学的方法。

在本文中，我们基于 TPHM 分析的认识，概念性地将低渗岩石的孔隙结构划分为两部分。较大部分的流动通道通过前文建立的孔隙结构进行表征，而那些细小狭长的通道，通过人工随机生成线条的方式加入到孔隙结构模型中。通过这样的方式，我们建立起了可以用于低渗岩石渗透性分析的微观模型，对于模型建立的方式，我们将在下一章深入讨论。

本章小结

本章分析了岩石内部微观孔隙结构。介绍了通过 CT 实验以及模拟退火算法重构获得岩石孔隙结构的方法。并详细对比分析了重构模型和参考模型在统计性质、几何形态、拓扑参数、力学相应方面的异同，良好的一致性说明了重构算法的有效性。同时本章作为一个承上启下的章节，将宏观分析结论融合到了微观模型的建立上，定性介绍了低渗岩石和高渗岩石流动通道的本质不同。

第六章 基于岩石孔隙结构的渗透率计算

从岩石的微观结构出发有助于更深刻的理解岩石宏观物理力学行为发生的内在机理。基于构建的三维可视化岩石孔隙结构模型开展渗透性质的研究,可以更直观地认识岩石内部流体流动规律,从而建立起外在渗透率表象和内在孔隙结构对流动性质影响的规律。在本章中,我们结合宏观模型分析得到的理论认识,建立了孔隙-微裂纹模型,并分析了模型的几何性质。同时,借助格子玻尔兹曼方法(LBM),分析了岩石孔隙模型及孔隙—微裂纹模型内部流体的流动规律,并换算得到了模型的渗透率。通过此种方法,我们建立了微观模型和岩石宏观渗透性质的联系,从而完善了本文从宏观到微观,再从微观到宏观的整体研究思路。

6.1 LBM 方法简介

在宏观尺度对流体的描述通常采用连续性假设,使用 Navier-Stocks (NS)方程进行描述。在微观尺度,关心的是每个分子的运动规律,采用分子动力学(MD)的方式描述,并不需太多假设,但由于需研究数量巨大的分子运动,导致计算量过大,难以实现。在细观、介观尺度,人们通常采用 Boltzmann 方程来对流体行为进行描述,这种方法与 MD 方法不同,并不关心每个分子的个别运动,而是通过统计力学的方法,获得每个分子处在某一状态下的概率,通过状态函数的方式,来研究流体的流动性质。并且在一定的条件假设下可以反推出宏观描述公式。

连续形式的玻尔兹曼方式比 NS 方程更为复杂,为了采用此种方式描述流体的行为,需要对此方程进行简化。这也便是近年来逐渐引起研究学者关注的格子化的玻尔兹曼方法(Lattice Boltzmann Method)。与传统数值模拟方法(CFD)是对宏观描述连续性方程进行离散化来进行求解不同,格子玻尔兹曼方法(LBM)是基于微细观尺度的动理学方程的简化求解。LBM 起源于格子气自动机方法(LGA),通过将流体视为大量离散粒子,将流场离散为规则的格子,粒子在格子上按设定的规则迁移与碰撞来研究流体的运动。LBM 方法借鉴和发展了 LGA 方法,通过粒子分布函数的形式来代替 LGA 中的粒子演化行为^[244],根据分布函数来确定流体的速度场分布。格子化的最基本思想是建立简化形式的动理学模型,同时这些结合了细微观流动规律的模型在进行统计平均后满足宏观物理定律。

通过将连续 Boltzmann 的方程简化为格子形式,克服了连续玻尔兹曼方程复杂难以求解的缺点,同时又考虑了微观尺度分子的统计性质。通过这样的处理使得 LBM 具有以下优点:可以考虑边界的复杂性,尤其是像本文所关注的复杂孔隙结构内部流体流动的研究;可以考虑多相流交界面的问题,这对油气开采、二氧化碳地质封存等领域具有十分重要的意义;自身的特点决定了这种方法具有天然的可

并行性,可以采用当前的并行机进行大规模的运算。

本文采用 LBM 方法分析岩石孔隙结构内部流体的流动,并通过获得的速度场分布来换算孔隙结构模型的渗透率。本文将二值化的孔隙结构模型直接转换为离散格子模型,采用 D3Q19 模型来离散格点速度,采用单松弛方程(LBGK)来描述孔隙空间内单相流动,采用反弹边界。国内学者何雅玲^[245]和郭照立^[246]介绍了 LBM 方法的起源、发展及应用,国外学者 Succi^[247, 248]也对 LBM 方法进行了系统的介绍,Chen 和 Doolen^[249]对 LBM 方法应用在流体流动描述方面进行了系统的综述。本文不对 LBM 方法的公式推导展开介绍,有兴趣的读者可以参考上述文献。本文将主要介绍使用 LBM 方法计算孔隙结构内流体的流动规律,将关注点放在孔隙结构对流体流动性质的影响。

6.2 模型的建立

准确建立描述岩石内部不同尺度下的孔隙结构模型是非常困难的事情。尤其是对于低渗透岩石来说,其内部孔隙结构更加复杂,同时对渗透率有不可忽略作用的孔隙可以小到纳米级别,跨尺度的描述也更加困难。到目前为止,还没有一种普适的实验方法可以准确描述低渗岩石内部的跨尺度分布的孔隙结构。据我们最新的调研,Klaver 等^[250]采用 BIB-SEM 结合的方式获得了页岩内部的三维微观孔隙结构,并对比了基于图像分析得到的孔隙率和基于压汞实验(MIP)获得的孔隙率。发现 MIP 获得的孔隙率要高于图像分析得到的结果。作者指出,MIP 可以测量的最小孔隙尺寸大约为 3nm,而 BIB-SEM 可以观测的最小孔隙尺寸为 70nm 左右。由于 BIB-SEM 未能得到尺寸为 3-70nm 间的孔隙分布,因而计算得到孔隙率更小。FIB 切割方式比 BIB 切割方式有更高的精度,Kelly 等^[251]采用 FIB-SEM 结合的方式获得了页岩内部的三维微观孔隙结构,每个像素的分辨率可以达 5nm。作者同时指出,为了通过图像数字模型来研究岩石的物理力学性质,首先应该确定“代表体积”(REV)。为了建立代表体积单元,作者降低了分辨率来观测更大的样品尺寸,并通过 LBM 计算了数字模型的渗透率,但即使 5000 μm^3 的代表体积依旧不能代表样品的渗透性质。而这时,岩石内部的一些纳米孔隙已经由于分辨率的降低被湮没。基于这些最新的研究,我们可以看出,由于实验观测精度和观测视场大小间的矛盾,导致难以获得满足要求的更大尺寸的“代表体积”。同时,对于究竟多小的孔隙尺寸界限才能较合理的反映岩石内部的孔隙网络结构还存在争议。

由于实验条件的限制,我们并未能通过实验观测得到纳米级别的岩石三维孔隙结构。但基于宏观分析得到的结论,以及重构算法,可以帮助我们建立用于初步分析的岩石孔隙结构模型。在本节中,我们首先探讨不同孔隙率的球孔隙假设模型,并在球孔隙模型基础上建立了球孔隙—微裂纹模型,探讨微裂纹的重要性,为分析

岩石孔隙结构的渗透性质做准备。随后，我们基于 CT 扫描实验获得的岩石孔隙模型建立了岩石的孔隙—微裂纹模型，分析了低渗岩石在不同应力状态下的渗透性质。

6.2.1 球孔隙模型

为了分析不同形态的孔隙结构对模型渗透率的影响，我们概念性地构建了球孔隙模型，并在球孔隙模型的基础上构建了球孔隙—微裂纹模型。值得指出的是，这些模型是随机概念模型，目的是分析孔隙结构连通性对岩石渗透率的影响。

我们构建的球孔隙模型以孔隙率为控制参数。三个模型的孔隙率分别为 10%，20%，30%。代表孔隙的球的半径区间为[5-15] voxels。我们采用 MATLAB 来完成程序设计和模型建立。首先，我们构建 200^3 voxels 的岩石基质模型，并在此模型的基础上，通过不断增加随机大小的球形孔隙（掏取孔隙空间），直至达到设定的孔隙率为止。图 6.1 展示了随机生成了三个球孔隙模型。

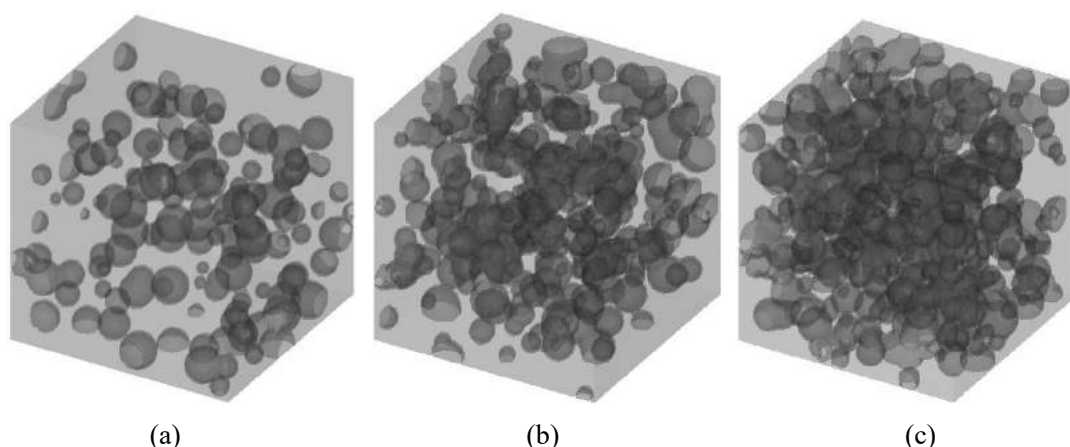


图 6.1 球孔隙模型。(a)孔隙率 10%，(b) 孔隙率 20%，(c) 孔隙率 30%

Fig.6.1 Sphere porous model. (a) porosity 10%, (b) porosity 20%, (c) porosity 30%

在生成球孔隙模型后，我们采用 MATLAB 编写的程序统计了模型自左向右的连通性。具体判别方法采用 MATLAB 中的标记功能：首先使用 `bwconncomp` 和 `labelmatrix` 对图中的孔隙结构进行标记，相互连通的孔隙标记为同一个数字，通过对比入口层和出口层是否有相同的标记数字来判断入口和出口是否相互连通。统计发现孔隙率为 10%和 20%的模型中，孔隙孤立分布，并未形成贯穿模型左右的连通通道。孔隙率为 30%的模型中的球形孔隙形成了贯穿模型左右的连通通道。

为了分析球孔隙模型的渗透率，我们尝试在模型中随机添加了 100 条长度、方位随机分布的直线通道。但在位图格式的图片中这些像素点代表的直线并不能保证连通，比如对角线上的像素点中，相邻像素块的连接只有一点，理论上并不能形成连通通道。为了解决这个问题，我们采用 MATLAB 图像膨胀技术(`imdilate`)对生

成的直线进行了膨胀处理，保证了生成直线的连通性。增加直线通道的三个球孔隙—微裂纹模型见图 6.2。同时为了进行 LBM 模拟计算，我们定义了流通通道的边界，这些边界为孔隙相和岩石基质相的交界，位置在岩石基质的体素点上。

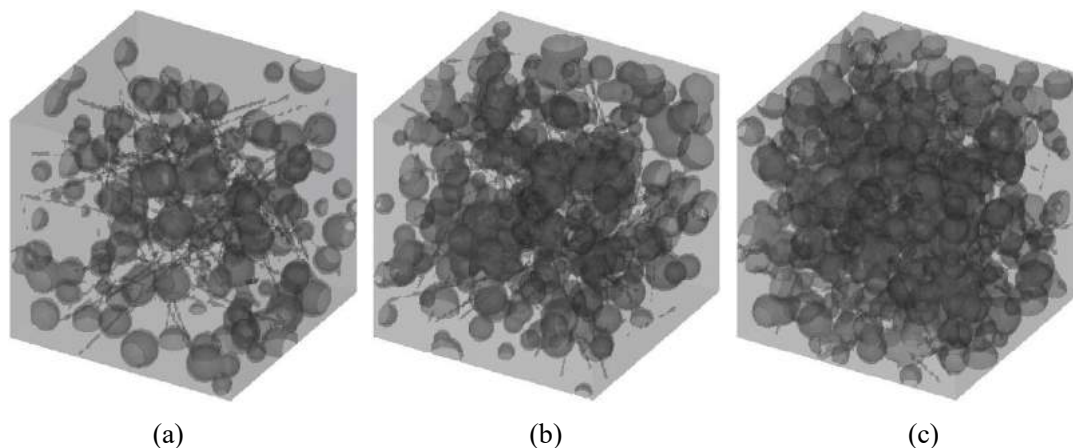


图 6.2 球孔隙—微裂纹模型。(a)孔隙率 10%，(b) 孔隙率 20%，(c) 孔隙率 30%

Fig.6.2 Sphere porous—micro-fractures model. (a) porosity 10%, (b) porosity 20%, (c) porosity 30%

6.2.2 低渗岩石孔隙—微裂纹结构模型建立

本文中岩石微观孔隙结构模型的建立是为了分析低渗岩石的渗透性质，因此我们尝试融合宏观分析结论，建立起具有理论根据的简化模型，用于研究低渗岩石渗透率随有效应力的变化规律。对于低渗岩石来说，孔隙率一般小于 15%，孔隙空间中存在着大量不规则的孔隙以及微裂纹。在之前宏观章节的分析中，我们从理论以及文献中的实验证据分析得到，低渗岩石中的微裂纹对其渗透率起到了至关重要的作用。这些微裂纹表现出了较“软”的性质，在有效应力的作用下容易产生相对自身尺寸来说较大的变形。在有效应力较低时，这些微裂纹保持张开，随着有效应力的增长，这些微裂纹逐渐闭合。基于这样的认识，我们尝试建立孔隙—微裂纹模型：在较低的有效应力情况下，微裂纹保持张开；在较高的有效应力条件下，微裂纹闭合，只剩孔隙结构。

在本章的 CT 图像分析中，我们可以看出，由于扫描精度的限制，以及二值化过程中部分信息的丢失，导致无法观测到更小尺度的包含微裂纹结构的信息。为此我们做了如下尝试：在结构内部人为地增加代表微裂纹的线条。采用此孔隙—微裂纹模型代表低渗岩石在较低有效应力情况下的内部流通结构，而采用未加入微裂纹的模型来代表较高有效应力情况下的岩石内部流动通道，以此考虑微裂纹闭合对岩石渗透率带来的影响。微裂纹增加方法与前一小节相同。为了展示方便我们采用二维切片图来进行说明微裂纹增加过程。首先，我们读入孔隙结构图片，见图 6.3(a)。之后我们随机在图中选取两点作为放入微裂纹的起点和终点，并采用一条

直线连接这两个点。我们不对着两个点的位置选取施加任何限制，因此，获得直线的长度，方位角都服从随机正态分布。在二值图像中，此直线所穿过的白色像素点（岩石基质相）更改为黑色（孔隙相），黑色像素点保持不变，见图 6.3(b)。我们采用 MATLAB 图像膨胀技术(imdilate)对生成的直线进行了膨胀处理，保证了生成直线的连通性，见图 6.3(c)。同时为了服务 LBM 模拟计算，我们定义了孔隙边界，这些边界为孔隙相和岩石基质相的交界处，位置在岩石基质的体素点上，见图 6.3(d)。图中黑色为流动通道，暗灰色为流动边界，亮灰色为岩石基质，在数据文件中分别使用 0,1,2 来代表，并将此数据文件按一定的格式输出用于 LBM 计算。通过这样简化处理的方式，我们获得了低渗砂岩在不同有效应力条件下的内部孔隙通道模型。

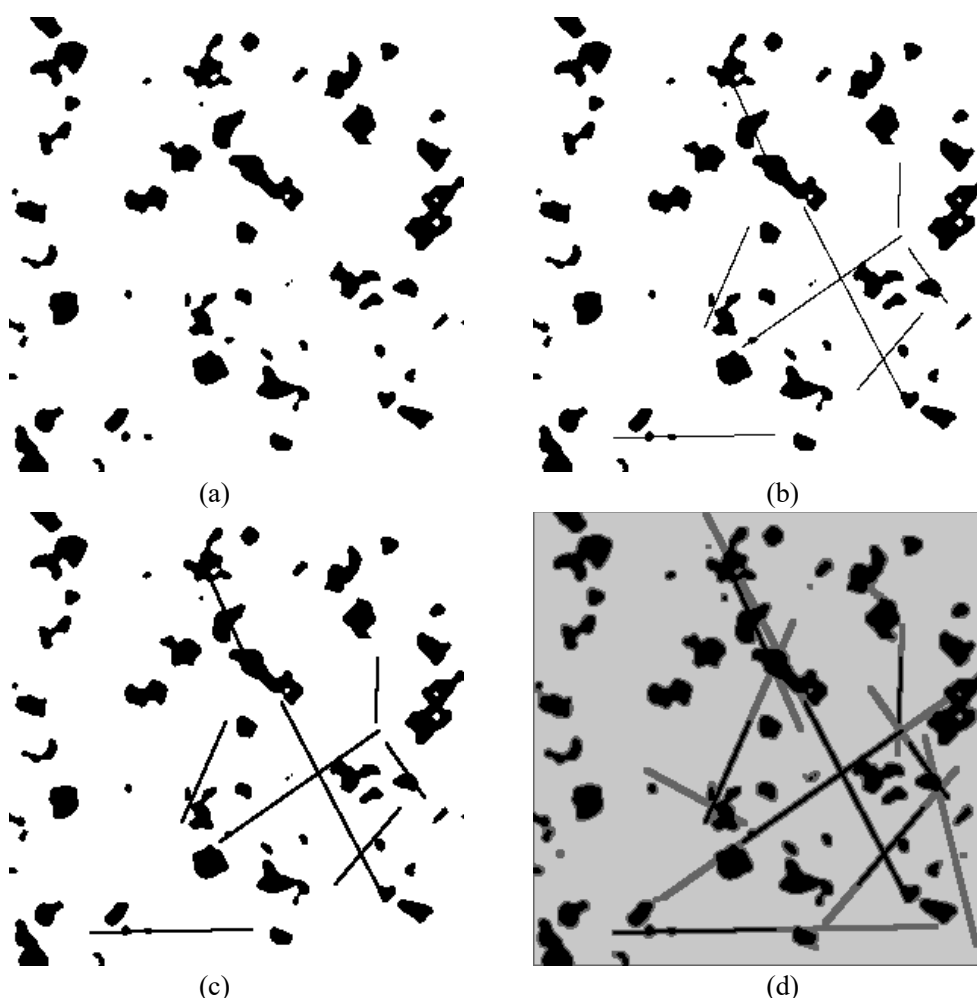


图 6.3 孔隙—微裂纹模型生成过程。(a)孔隙模型，(b)加入直线，(c)直线膨胀处理，保证直线的连通性，(d)边界定义。

Fig.6.3 Micro-fracture adding process. (a) porous model, (b) adding line, (c) dilating lines, (d) boundary definition.

6.3 LBM 计算结果展示

本文采用的计算软件为开源软件 Palabos (<http://www.palabos.org/>), 该软件基于 C++ 平台开发, 具有并行性。当前计算所使用的模型尺寸为 100^3 (voxels)。首先我们将前一节所建立的模型数据文件导入 Palabos 中, 形成格子模型。在入口和出口处的压力差为 5×10^{-5} , 并设定粒子粘度系数为 0.167, 单位都为格子单位。计算系统通过对比系统迭代前后平均速度的差值来判断收敛。在系统平衡收敛后通过速度场来换算模型的渗透率。

在进行格子单位和实际单位的转换时, 考虑了欧拉数、雷诺数、斯特劳哈尔数这三个无量纲数的一致性。见式(6.1-6.3)。

$$\frac{\rho \mu^2}{P} = \frac{\rho' \mu'^2}{P'} = \frac{1}{Eu} \quad (6.1)$$

式中 ρ 为密度, μ 为粘度, P 为压力, Eu 为欧拉数。上标不带撇的为格子单位, 而上标带撇的为实际单位, 下文遵从此规律。

$$\frac{\rho v l}{\mu} = \frac{\rho' v' l'}{\mu'} = Re \quad (6.2)$$

式中 v 为速度, l 为特征长度, Re 为雷诺数。

$$\frac{v t}{l} = \frac{v' t'}{l'} = \frac{1}{Sr} \quad (6.3)$$

式中 Sr 为斯特劳哈尔数。

并引入量纲转换量 $L_r = \frac{l'}{l}$, $\rho_r = \frac{\rho'}{\rho}$, $v_r = \frac{v'}{v} = \frac{c_s'}{c_s}$, 其中 c_s' 为实际流体介质中的声速, c_s 为格子声速, 大小为 $\frac{1}{\sqrt{3}}$ 。

渗透率可以采用达西定律换算得到:

$$k' = -\frac{\mu' v' dx}{dP} \quad (6.4)$$

式中 k' 为实际渗透率, 通过将式(6.1-6.3)及量纲转换量带入可换算得到:

$$k' = L_r^2 k \quad (6.5)$$

式(6.5)说明在采用 LBM 计算得到的渗透转换为实际模型的渗透率时需要乘以长度量纲转换量的平方。

6.3.1 球孔隙模型计算结果

未加入微裂纹的球孔隙模型中, 孔隙率为 10% 和 20% 的模型并没有形成贯穿通道, 因此计算渗透率没有意义。在随机加入 100 条微裂后, 10% 和 20% 的模型都存在贯穿左右的连通通道。在进行 LBM 渗透率分析时, 我们一共分析了 4 个模型, 包括 3 组球孔隙—微裂纹模型和孔隙率为 30% 的球孔隙模型。我们假设像素点的实际代表尺寸为 $1 \mu\text{m}$ 。长度的量纲转换量 $L_r^2 = \mu\text{m}^2$, 即 10^3mD 。

经计算，三组孔隙率为 10%，20%，30%球孔隙—微裂纹模型在进行了单位转换后的渗透率分别为 0.18mD，0.52mD，4.74mD。孔隙率为 30%的球孔隙模型的渗透率为 2.04mD。图 6.4 给出了四个模型内部流体的三维速度场分布。可以看出，模型中存在贯穿的孔隙通道模型，图 6.4(c)和(d)，渗透率要大大高于必须靠微裂纹连通的模型，图 6.4(a)和(b)。这与我们在宏观分析中，对于高渗岩石来说，对渗透率起主要作用的是颗粒间较大的连通孔隙；而对于与低渗岩石来说，微裂纹作为关键流通通道对渗透率起到了至关重要作用的结论不谋而合。

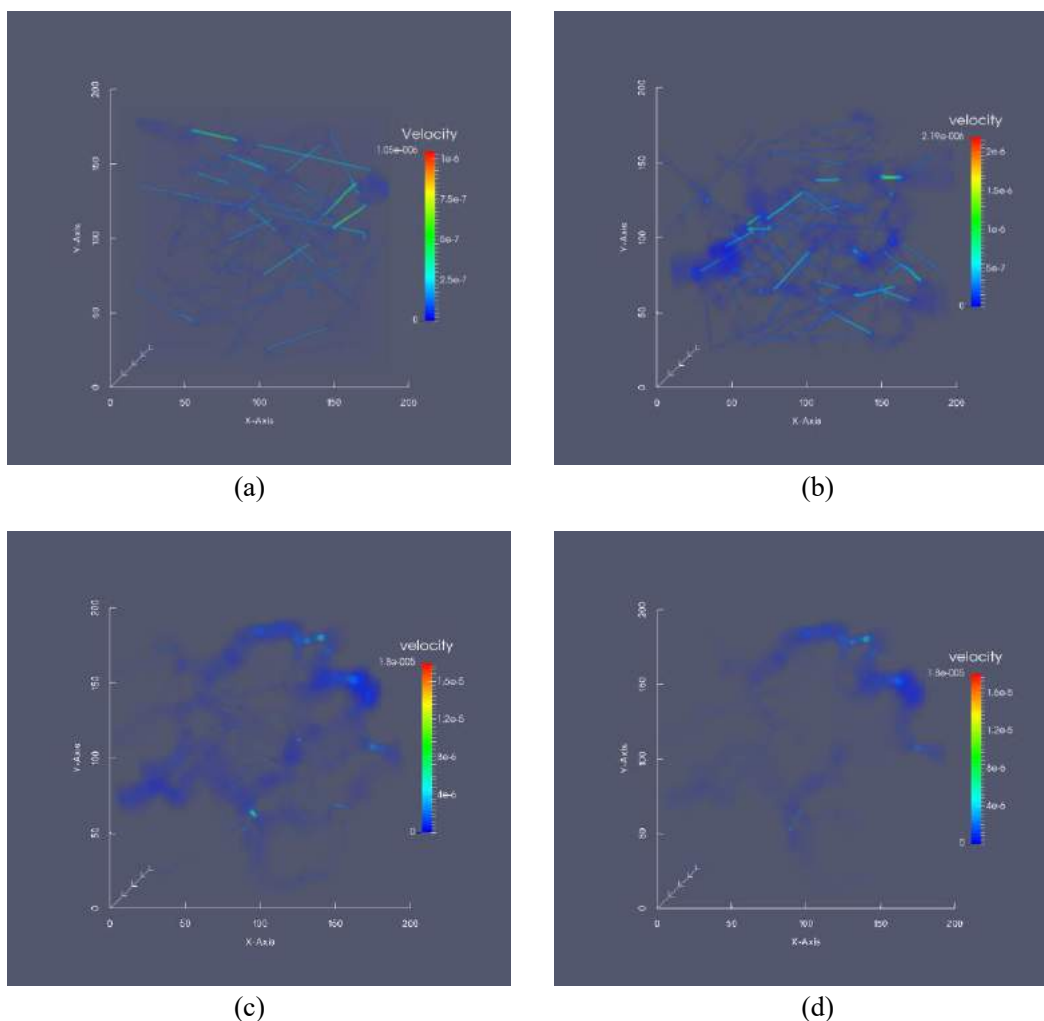


图 6.4 模型内速度场分布。(a) (b) (c)分别为孔隙率为 10%, 20%, 30%的球孔隙—微裂纹模型。(c) 孔隙率为 30%的球孔隙模型

Fig.6.4 Velocity distribution in the models. (a) (b) (c) Sphere porous models with porosity of 10%, 20%, 30%, respectively, (d) sphere pore—micro-fractures model.

从图 6.4(a)和(b)中可以看出，对于孔隙率为 10%和 20%的球孔隙—微裂纹模型来说，加入的微裂纹起到了关键流动通道的作用，正是这些微裂纹的存在，使得模型连通，这些微裂纹中的流体流速较高。对比这二者可以发现，孔隙率为 10%的

球孔隙模型，由于球孔隙数量较少，微裂纹的存在只连通了很少一部分球孔隙，图 6.4(a)。相对来说，孔隙率为 20% 的球孔隙模型中，有更多的球孔隙被连通成为有效通道，图 6.4(b)。对比图 6.4(c) 和 (d) 孔隙率为 30% 的球孔隙—微裂纹模型和球孔隙模型可以看出微裂纹的存在，连通了更多的球孔隙，使得模型的渗透率大大提高，图 6.4(c)。由于微裂纹的等效半径要小于球孔隙的等效半径，因而球孔隙连通而成的通道为一条主要流动通道，此通道中对渗透率影响最大的是其中等效半径较小的吼道，也即图中流速较大的部分，图 6.4(d)。

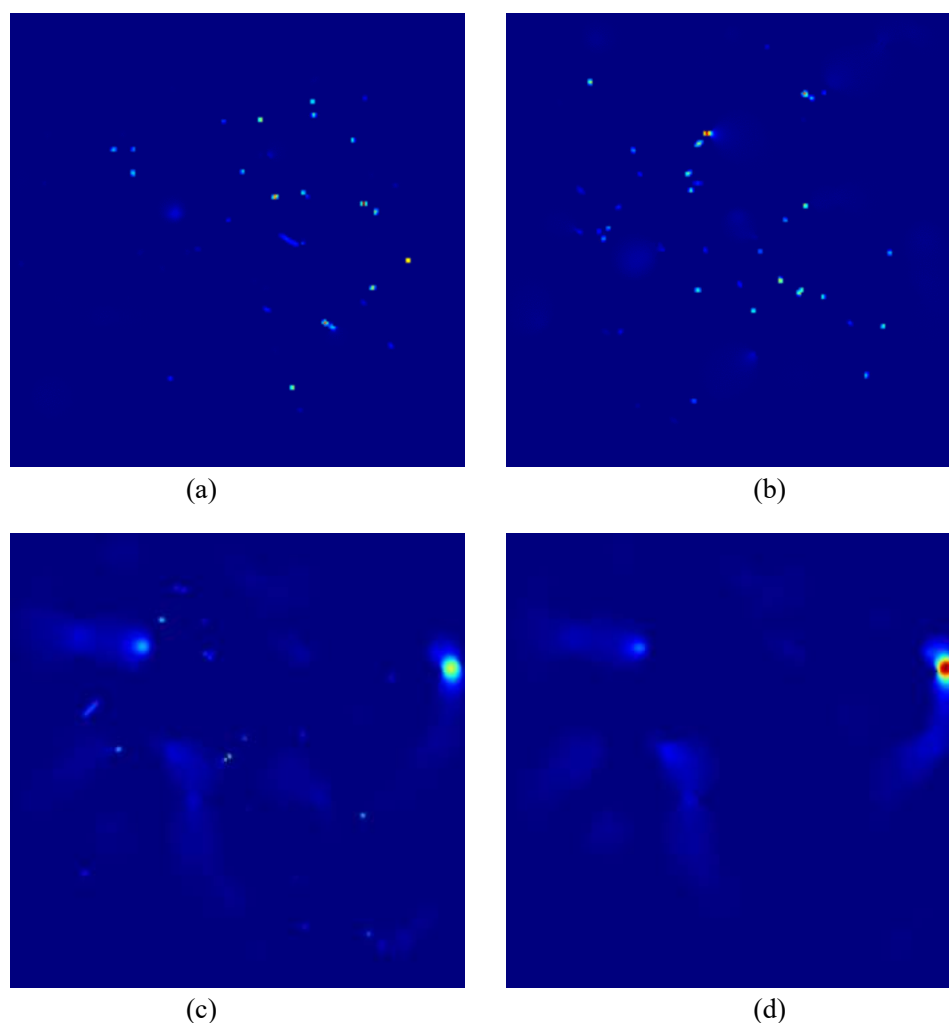


图 6.5 模型中央切片上的速度场分布。(a) (b) (c) 分别为孔隙率为 10%, 20%, 30% 的球孔隙—微裂纹模型。(c) 孔隙率为 30% 的球孔隙模型

Fig.6.5 Velocity distribution in the middle slice of the models. (a) (b) (c) Sphere porous models with porosity of 10%, 20%, 30%, respectively, (d) sphere pore—micro-fractures model.

为了更清楚地显示模型中的速度场分布，进而分析孔隙结构对渗透性质的影响，我们分别截取了模型中央垂直于流动方向切边图上的速度场分布，见图 6.5。从图中可以看出微裂纹内的流体流速较高，尤其是对于孔隙率为 10% 和 20% 的球

孔隙模型。对于孔隙率为 30% 的两个模型来说，微裂纹的加入，连通了部分孤立孔隙，承担了部分流体流过模型的作用，使得之前球孔隙模型中吼道处流速降低。这些微裂纹的增加使得模型的渗透率有超过一倍的增加。

6.3.2 低渗岩石孔隙模型计算结果

我们截取天然砂岩模型中的一部分，作为孔隙模型，假设每个像素点的边长为 $1\mu\text{m}$ 。在模型截取时，我们保证孔隙模型入口和出口相连通。同时在孔隙模型的基础上增加随机分布的微裂纹，形成孔隙—微裂纹模型。图 6.6 给出了两个模型的三维展示图。图中黑色部分为流动通道，可以看出孔隙—微裂纹模型的流动通道比孔隙模型更为复杂，随机分布的微裂纹连通了部分之前孤立的无效通道，其中孔隙模型的孔隙率为 16.22%，孔隙—微裂纹模型的孔隙率为 18.29%，他们之间的孔隙率相差 2.07%。

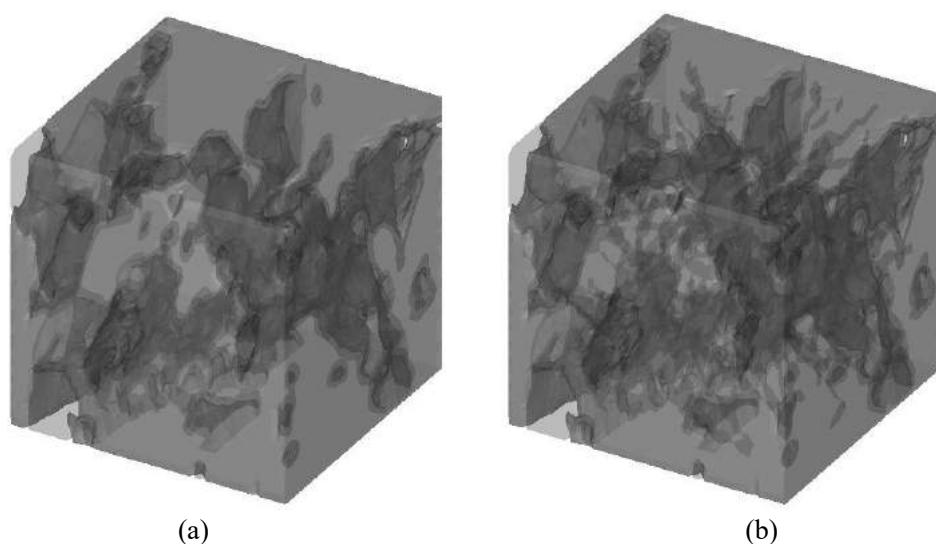


图 6.6 用于 LBM 计算的岩石三维孔隙结构模型。(a) 孔隙模型，(b) 孔隙—微裂纹模型。

Fig. 6.6 Porous rock models for LBM simulation. (a) porous model, (b) porous—microcrack model

我们使用 LBM 方法对上述两个模型进行了流动性能的分析。经计算得到了平衡态时二者流动通道内的三维速度场分布，见图 6.7。从图中我们可以看出微裂纹的增加，连通了更多的流动通道，模型内平均速度增加。图 6.8 给出了模型中央切片处二者速度场的分布图。在此对比图中，我们可以清晰地看到增加的部分微裂纹中流体流速较高，并且正是由于这些微裂纹的存在连通了部分之前对流动不起作用的孤立孔隙。经过换算得到孔隙模型的渗透率为 3.16mD，孔隙—微裂纹模型的渗透率为 7.55mD。由此可见，由于微裂纹的存在，模型的渗透率大大提高。孔隙—微裂纹模型的渗透率是孔隙模型渗透率的 2.39 倍。从当前的分析可以看出，模型中微裂纹对岩石渗透率的巨大影响。微裂纹虽然只占岩石孔隙总体积的一小部

分，但是在有效应力增加时，它们的大变形导致了岩石整体渗透率的快速下降。

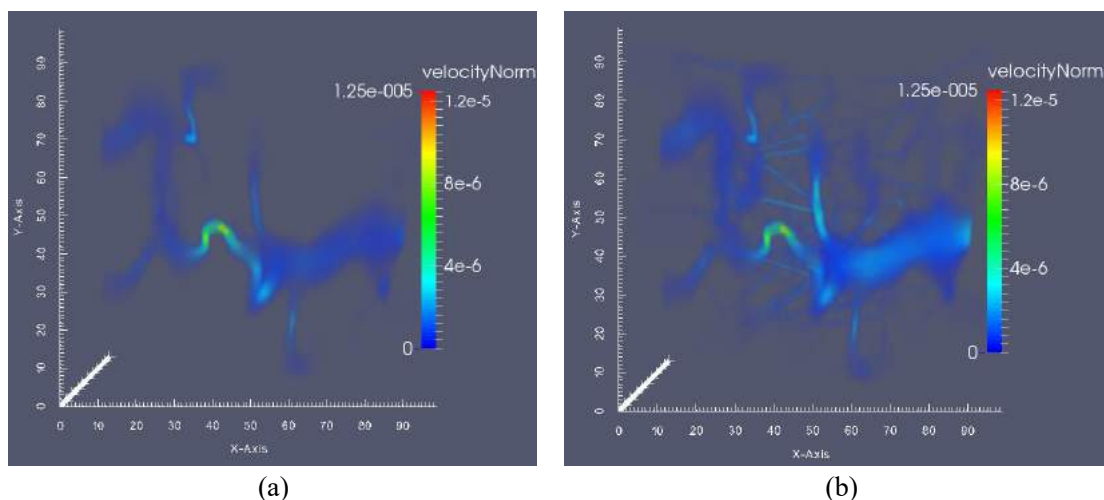


图 6.7 模型内速度场分布。(a)孔隙结构模型，(b)孔隙—微裂纹模型。

Fig.6.7 Velocity distribution in the porous model. (a) Porous model, (b) pore—micro-fractures model.

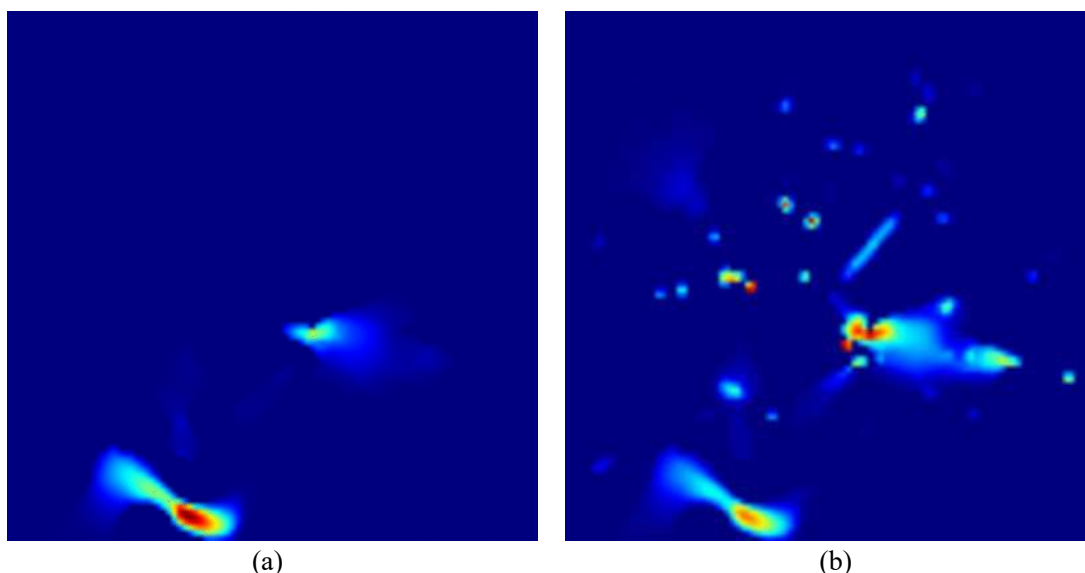


图 6.8 模型中央切片速度场分布。(a)孔隙结构模型，(b)孔隙—微裂纹模型。

Fig.6.8 Velocity distribution in the middle slice of the porous model. (a) Porous model, (b) pore—micro-fractures model.

值得注意的是，当前岩石三维孔隙模型尺寸为 100^3 voxels ，同时模型的分辨率较低，单个像素点的边长假设为 $1 \mu\text{m}$ ，导致更微观的结构难以准确表征。为了更准确的反映渗透性质，对低渗岩石微观建模需要深入到更微观的尺度，同时需要更微观的实验观测图像数据支持。这些问题将是我们今后工作的重点。

本章小结

本章简要介绍了 LBM 算法的基本原理，构建了岩石孔隙结构模型和孔隙—微

裂纹模型,定义了流动边界。此模型的建立融合了低渗岩石渗透随有效应力变化的宏观分析结论。采用 LBM 方法计算获得了孔隙结构内部流体的速度场分布,并换算得到了渗透率。研究发现,增加的微裂纹虽然只占孔隙结构总体积的一小部分,但是对模型的渗透率具有很大的贡献。

第七章 结论与展望

7.1 结论

本文系统地介绍了低渗透岩石孔隙率、渗透率随有效应力变化的规律，分析了低渗岩石的压敏效应。从宏观和微观两部分系统地分析了低渗透岩石渗透率应力敏感性的内在机理。

在宏观方面的研究得到如下认识：

1. 借助 TPHM 概念性地将岩石划分为软、硬两部分，它们分别遵循自然应变和工程应变。在 TPHM 理论框架下推导了岩石孔隙率和渗透率随有效应力变化的关系式。这些关系式可以更好地拟合在整个应力测试范围内低渗岩石孔隙率和渗透率的实验数据，可以更合理地描述低渗透岩石的物理力学性质。
2. 分析得到软的部分的孔隙率和渗透率大致符合“立方定律”，这证明了低渗岩石出现渗透率压敏效应是由于完整岩石内部微观裂纹闭合所导致的。
3. 融合了渗透率有效应力关系至有限元分析软件中。采用 COMSOL 分析了页岩气开采的产量曲线。考虑渗透率随有效应力的变化规律可以更准确的描述页岩气产量递减曲线，同时反映了在分析产量曲线时，考虑储层岩石性质随有效应力改变的重要性。

在微观方面的研究得到如下认识：

1. 通过 CT 扫描实验及图像处理技术获得了天然砂岩和人造砂岩的三维孔隙结构的参考模型。并且在模拟退火算法的框架下，发展了一种高效的分形重构算法。通过融合过程模拟重构思想，增加分形控制函数，改进程序执行后期更新方式等方法，提高了重构执行效率，改进了重构效果。通过在几何统计性质、孔隙几何分布、拓扑参数、小岛分形维数、模型力学响应等方面的对比，证明了重构模型和参考模型具有很高的相似性。
2. 在孔隙模型的基础上构建了低渗岩石孔隙—微裂纹模型。模型的构建考虑了宏观分析得到的渗透率急剧下降是由于微裂纹闭合的结论。
3. 通过 LBM 方法分析了孔隙模型和孔隙—微裂纹模型的渗透性质。代表低应力范围的孔隙—微裂纹模型具有比代表高应力范围的孔隙模型更高的渗透率。这直观地反映了微裂纹对岩石渗透率具有很大的贡献，随着有效应力的增高，微裂纹闭合，导致低渗岩石渗透率急剧下降。

7.2 展望

本文从宏观和微观两方面系统地分析了低渗岩石孔隙率和渗透率随有效应力的变化规律，宏观和微观结论相辅相成。但其中仍有部分研究还不够完善。

在宏观方面，本文仅考虑了有效应力变化对低渗岩石渗透率的影响，在分析时采用达西定律计算渗透率，并通过克林肯伯格修正了渗透率。但并未深入考虑更微观尺度流体的流动性质，如分子扩散与迁移。在采用实验数据对基于 TPHM 模型推导的公式进行验证时，仅采用了一组 4 个实验数据进行拟合，后续更全面的实验数据拟合可以更好地验证推导公式的普适性。

在微观方面，由于实验条件的限制，模型的精度在微米级别，并不能完全代表低渗岩石内部的流动通道，难以准确反映低渗岩石更微观尺度孔隙和微裂纹信息。本文采用了概念性的方法在孔隙结构模型的基础上加入微裂纹信息来表征微米尺度低渗岩石的内部结构模型。对于低渗岩石来说，后续研究需要深入更小的观测尺度。当前的 LBM 模拟，并未深入到纳米尺度的模拟，后续模拟需要利用 LBM 的细微观模拟优势，深入到更小尺度对岩石渗透性质进行模拟。

参 考 文 献

- [1] Londe, P. The Malpasset Dam failure. *Engineering Geology*, 1987. **24**(1): p. 331–338.
- [2] Wittke, W., G.A. Leonards. Modified hypothesis for failure of the Malpasset Dam. *Engineering Geology*, 1987. **24**(1): p. 407-421.
- [3] Carrier, M.A. Causes of the Failure of the Malpasset Dam. in *Foundations for Dams*. 2011.
- [4] Rutqvist, J., O. Stephansson. The role of hydromechanical coupling in fractured rock engineering. *Hydrogeology Journal*, 2003. **11**(1): p. 7-40.
- [5] 闫江伟, 张小兵, 张子敏. 煤与瓦斯突出地质控制机理探讨. *煤炭学报*, 2013(07): p. 1174-1178.
- [6] 李希建, 林柏泉. 煤与瓦斯突出机理研究现状及分析. *煤田地质与勘探*, 2010(01): p. 7-13.
- [7] 韩军, 张宏伟, 宋卫华, 等. 煤与瓦斯突出矿区地应力场研究. *岩石力学与工程学报*, 2008(S2): p. 3852-3859.
- [8] 韩军, 张宏伟. 构造演化对煤与瓦斯突出的控制作用. *煤炭学报*, 2010(07): p. 1125-1130.
- [9] 李晓光. 地下工程建设安全面临的挑战与对策. *科技研究*, 2014.
- [10] 钱七虎. 地下工程建设安全面临的挑战与对策. *岩石力学与工程学报*, 2012. **10** 期(10): p. 1945-1956.
- [11] 杨春和, 李银平, 屈丹安, 等. 层状盐岩力学特性研究进展. *力学进展*, 2008(04): p. 484-494.
- [12] 王新志, 汪稔, 杨春和, 等. 盐岩渗透性影响因素研究综述. *岩石力学与工程学报*, 2007(S1): p. 2678-2686.
- [13] Zheng, L., J. Rutqvist, H.-H. Liu, et al. Model evaluation of geochemically induced swelling/shrinkage in argillaceous formations for nuclear waste disposal. *Applied Clay Science*, 2014. **97–98**: p. 24-32.
- [14] Tsang, C.-F., F. Bernier, C. Davies. Geohydromechanical processes in the Excavation Damaged Zone in crystalline rock, rock salt, and indurated and plastic clays—in the context of radioactive waste disposal. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2005. **42**(1): p. 109-125.
- [15] 武志德, 周宏伟, 丁靖洋, 等. 不同渗透压力下盐岩的渗透率测试研究. *岩石力学与工程学报*, 2012(S2): p. 3740-3746.
- [16] 谢凌志, 周宏伟, 谢和平. 盐岩 CO₂ 处置相关研究进展. *岩土力学*, 2009(11): p. 3324-3330.

- [17] 周宏伟, 何金明, 武志德. 含夹层盐岩渗透特性及其细观结构特征. 岩石力学与工程学报, 2009. **28**(10): p. 2068-2073.
- [18] 纪文栋, 杨春和, 刘伟, 等. 层状盐岩细观孔隙特性试验研究. 岩石力学与工程学报, 2013(10): p. 2036-2044.
- [19] 刘伟, M. Nawaz, 李银平, 等. 盐岩渗透特性的试验研究及其在深部储气库中的应用. 岩石力学与工程学报, 2014(10): p. 1953-1961.
- [20] 吴文, 侯正猛, 杨春和. 盐岩中能源(石油和天然气)地下储存库稳定性评价标准研究. 岩石力学与工程学报, 2005(14): p. 2497-2505.
- [21] Howarth, R.W., A. Ingraffea, T. Engelder. Natural gas: Should fracking stop? *Nature*, 2011. **477**(7364): p. 271-275.
- [22] Yang, H., R.J. Flower, J.R. Thompson. Shale-gas plans threaten China's water resources. *Science*, 2013. **340**: p. 1288-1288.
- [23] 张军, 李桂菊. 二氧化碳封存技术及研究现状. 能源与环境, 2007(02): p. 33-35.
- [24] Wollenweber, J., S. Alles, A. Busch, et al. Experimental investigation of the CO₂ sealing efficiency of caprocks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010. **4**(2): p. 231-241.
- [25] Krooss, B.M., A. Hildenbrand, S. Alles, et al. Assessment of the CO₂ sealing efficiency of pelitic rocks: Two-phase flow and diffusive transport, in *Greenhouse Gas Control Technologies 7*, E.S.R.W.K.F.G. Wilson and T.M.G. Thambimuthu, Editors. 2005, Elsevier Science Ltd: Oxford. p. 2003-2006.
- [26] Wang, J.G., Y. Ju, F. Gao, et al. Effect of CO₂ sorption-induced anisotropic swelling on caprock sealing efficiency. *Journal of Cleaner Production*, 2015. **103**: p. 685-695.
- [27] Bachu, S., D. Bonijoly, J. Bradshaw, et al. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007. **1**(4): p. 430-443.
- [28] Wu, Y., J. Liu, D. Elsworth, et al. Dual poroelastic response of a coal seam to CO₂ injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010. **4**(4): p. 668-678.
- [29] Cappa, F., J. Rutqvist. Impact of CO₂ geological sequestration on the nucleation of earthquakes. *Geophysical Research Letters*, 2011. **38**(17).
- [30] Zhou, Q., J.T. Birkholzer, E. Mehnert, et al. Modeling basin - and plume - scale processes of CO₂ storage for full - scale deployment. *Ground water*, 2010. **48**(4): p. 494-514.
- [31] Stankiewicz, B.A. Integration of geoscience and engineering in the oil industry—just a dream? *Nature*, 2003. **426**(6964): p. 360-363.

-
- [32] Yves, G., G. Amin, C.J. Robert, et al. Gas storage capacity and transport in shale gas reservoirs – A review. Part A: Transport processes. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*.
- [33] Dong, J.-J., J.-Y. Hsu, W.-J. Wu, et al. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2010. **47**(7): p. 1141-1157.
- [34] Brace, W.F., J.B. Walsh, W.T. Frangos. Permeability of granite under high pressure. *Journal of Geophysical Research*, 1968. **73**(6): p. 2225-2236.
- [35] Luffel, D.L., C.W. Hopkins, P.D. Schettler Jr. Matrix permeability measurement of gas productive shales. in *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Part 3 (of 5), October 3, 1993 - October 6, 1993. 1993. Houston, TX, USA: Publ by Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [36] Klinkenberg, L. The permeability of porous media to liquids and gases, in *Drilling and production practice*. 1941: New York, USA. p. 200-213.
- [37] Wei, K., N. Morrow, K. Brower. Effect of Fluid Confining Pressure and Temperature on Absolute Permeabilities of Low-Permeability Sandstones. *SPE Formation Evaluation*, 1986. **1**(04): p. 413-423.
- [38] Liu, J., Z. Chen, D. Elsworth, et al. Evolution of coal permeability from stress-controlled to displacement-controlled swelling conditions. *Fuel*, 2011. **90**(10): p. 2987-2997.
- [39] Liu, J., Z. Chen, D. Elsworth, et al. Interactions of multiple processes during CBM extraction: a critical review. *International Journal of Coal Geology*, 2011. **87**(3): p. 175-189.
- [40] Liu, J., J. Wang, Z. Chen, et al. Impact of transition from local swelling to macro swelling on the evolution of coal permeability. *International Journal of Coal Geology*, 2011. **88**(1): p. 31-40.
- [41] Pan, Z., L.D. Connell. Modelling permeability for coal reservoirs: A review of analytical models and testing data. *International Journal of Coal Geology*, 2012. **92**(0): p. 1-44.
- [42] Ghanizadeh, A., A. Amann-Hildenbrand, M. Gasparik, et al. Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the European organic-rich shales: II. Posidonia Shale (Lower Toarcian, northern Germany). *International Journal of Coal Geology*, 2014. **123**: p. 20-33.
- [43] Ghanizadeh, A., M. Gasparik, A. Amann-Hildenbrand, et al. Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the European organic-rich shales: I. Scandinavian Alum Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 2014. **51**: p. 79-99.
- [44] Schlömer, S., B.M. Krooss. Experimental characterisation of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 1997. **14**(5): p. 565-580.

- [45] Thomas, R.D., D.C. Ward. Effect of overburden pressure and water saturation on gas permeability of tight sandstone cores. *Journal of Petroleum Technology*, 1972. **24**(02): p. 120-124.
- [46] Spencer, C.W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States. *AAPG Bulletin*, 1989. **73**(5): p. 613-629.
- [47] Smith, T.M., C.M. Sayers, C.H. Sondergeld. Rock properties in low-porosity/low-permeability sandstones. *The Leading Edge*, 2009. **28**(1): p. 48-59.
- [48] Jones, F.O., W.W. Owens. A laboratory study of low-permeability gas sands. *Journal of Petroleum Technology*, 1980. **32**(9): p. 1631-1640.
- [49] David, C., T.-F. Wong, W. Zhu, et al. Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: Implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust. *Pure and Applied Geophysics*, 1994. **143**(1-3): p. 425-456.
- [50] Brower, K., N. Morrow. Fluid flow in cracks as related to low-permeability gas sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985. **25**(02): p. 191-201.
- [51] Walls, J.D., A.M. Nur, T. Bourbie. Effects of pressure and partial water saturation on gas permeability in tight sands: experimental results. *Journal of Petroleum Technology*, 1982. **34**(04): p. 930-936.
- [52] Vairogs, J., C. Hearn, D.W. Dareing, et al. Effect of rock stress on gas production from low-permeability reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1971. **23**(09): p. 1161-1167.
- [53] Soeder, D.J., P.L. Randolph. Porosity, Permeability, and Pore Structure of the Tight Mesaverde Sandstone, Piceance Basin, Colorado. *SPE Formation Evaluation*, 2013. **2**(02): p. 129-136.
- [54] Kilmer, N.H., N.R. Morrow, J.K. Pitman. Pressure sensitivity of low permeability sandstones. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1987. **1**(1): p. 65-81.
- [55] Brighenti, G. Effect of confining pressure on gas permeability of tight sandstones, in *ISRM International Symposium*. 1989: Pau, France. p. 187-194.
- [56] MacBeth, C. A classification for the pressure-sensitivity properties of a sandstone rock frame. *Geophysics*, 2004. **69**(2): p. 497-510.
- [57] Byrnes, A.P., K. Sampath, P. Randolph. Effect of pressure and water saturation on permeability of western tight sandstones. in *Fifth Annual DOE Symposium on Enhanced Oil and Gas Recovery and Improved Drilling Technology*. 1979.
- [58] Cipolla, C.L., E.P. Lolon, J.C. Erdle, et al. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs. in *SPE Eastern Regional Meeting 2009: Limitless Potential / Formidable Challenges*, September 23, 2009 - September 25, 2009. 2009. Charleston, WV, United states: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [59] Kwon, O., A.K. Kronenberg, A.F. Gangi, et al. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2001.

- 106(B9):** p. 19339-19353.
- [60] Javadpour, F., D. Fisher, M. Unsworth. Nanoscale gas flow in shale gas sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007. **46(10):** p. 55-61.
- [61] Cho, Y., O.G. Apaydin, E. Ozkan. Pressure-dependent natural-fracture permeability in shale and its effect on shale-gas well production. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2012: Unconventional Wisdom, ATCE 2012*, October 8, 2012 - October 10, 2012. 2012. San Antonio, TX, United states: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [62] Baihly, J., R. Altman, R. Malpani, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2010, ATCE 2010*, September 20, 2010 - September 22, 2010. 2010. Florence, Italy: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [63] Ozkan, E., M.L. Brown, R. Raghavan, et al. Comparison of Fractured-Horizontal-Well Performance in Tight Sand and Shale Reservoirs. *Reservoir Evaluation and Engineering*, 2011.
- [64] Soeder, D.J. Porosity and Permeability of Eastern Devonian Gas Shale. *SPE Formation Evaluation*, 2013. **3(01):** p. 116-124.
- [65] 王海柱, 沈忠厚, 李根生. 超临界 CO₂ 开发页岩气技术. *石油钻探技术*, 2011. **39(3):** p. 30-35.
- [66] Ozkan, E., R.S. Raghavan, O.G. Apaydin. Modeling of Fluid Transfer From Shale Matrix to Fracture Network. 2010, Society of Petroleum Engineers.
- [67] Xu, T., C.A. Tang, T.H. Yang, et al. Numerical investigation of coal and gas outbursts in underground collieries. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2006. **43(6):** p. 905-919.
- [68] Wang, S., D. Elsworth, J. Liu. Permeability evolution during progressive deformation of intact coal and implications for instability in underground coal seams. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013. **58(0):** p. 34-45.
- [69] Somerton, W.H., I.M. Söylemezoğlu, R.C. Dudley. Effect of stress on permeability of coal. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1975. **12(5-6):** p. 129-145.
- [70] Konecny, P., A. Kozusnikova. Influence of stress on the permeability of coal and sedimentary rocks of the Upper Silesian basin. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011. **48(2):** p. 347-352.
- [71] Hu, X., W. Liang, S. Hou, et al. Experimental study of effect of temperature and stress on permeability characteristics of raw coal and shaped coal. *Yanshilixue Yu Gongcheng Xuebao/Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2012. **31(6):** p. 1222-1229.
- [72] Chen, Z., Z. Pan, J. Liu, et al. Effect of the effective stress coefficient and sorption-

- induced strain on the evolution of coal permeability: Experimental observations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011. **5**(5): p. 1284-1293.
- [73] Yu, Y.-J., H. Zhang, C.-H. Zhang, et al. Effects of temperature and stress on permeability of standard coal briquette specimen. *Meitan Xuebao/Journal of the China Coal Society*, 2013. **38**(6): p. 936-941.
- [74] Jasinge, D., P. Ranjith, S.-K. Choi. Effects of effective stress changes on permeability of Latrobe Valley brown coal. *Fuel*, 2011. **90**(3): p. 1292-1300.
- [75] 吴财芳, 曾勇, 秦勇. 煤与瓦斯共采技术的研究现状及其应用发展. *中国矿业大学学报*, 2004(02).
- [76] Yu, H., G. Zhou, W. Fan, et al. Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China. *International Journal of Coal Geology*, 2007. **71**(2): p. 345-357.
- [77] Karacan, C.Ö. Swelling-induced volumetric strains internal to a stressed coal associated with CO₂ sorption. *International Journal of Coal Geology*, 2007. **72**(3): p. 209-220.
- [78] Gharbi, O., B. Bijeljic, E. Boek, et al. Changes in Pore Structure and Connectivity Induced by CO₂ Injection in Carbonates: A Combined Pore-Scale Approach. *Energy Procedia*, 2013. **37**: p. 5367-5378.
- [79] Nilsson, M.A., R. Kulkarni, L. Gerberich, et al. Effect of fluid rheology on enhanced oil recovery in a microfluidic sandstone device. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 2013. **202**(0): p. 112-119.
- [80] Zhou, F., F. Hussain, Y. Cinar. Injecting pure N₂ and CO₂ to coal for enhanced coalbed methane: Experimental observations and numerical simulation. *International Journal of Coal Geology*, 2013. **116–117**(0): p. 53-62.
- [81] Qu, H., J. Liu, Z. Chen, et al. Complex evolution of coal permeability during CO₂ injection under variable temperatures. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012. **9**: p. 281-293.
- [82] Van Bergen, F., J. Gale, K. Damen, et al. Worldwide selection of early opportunities for CO₂-enhanced oil recovery and CO₂-enhanced coal bed methane production. *Energy*, 2004. **29**(9): p. 1611-1621.
- [83] Enick, R.M., D. Olsen, J. Ammer, et al. Mobility and conformance control for CO₂ EOR via thickeners, foams, and gels - A literature review of 40 years of research and pilot tests. in *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*. 2012.
- [84] Tsang, C.-F., J. Birkholzer, J. Rutqvist. A comparative review of hydrologic issues involved in geologic storage of CO₂ and injection disposal of liquid waste. *Environmental Geology*, 2008. **54**(8): p. 1723-1737.
- [85] Neuzil, C. Can Shale Safely Host US Nuclear Waste? *EOS, Transactions American*

- Geophysical Union, 2013. **94**(30): p. 261-262.
- [86] Zheng, L., J. Samper, L. Montenegro, et al. A coupled THMC model of a heating and hydration laboratory experiment in unsaturated compacted FEBEX bentonite. *Journal of Hydrology*, 2010. **386**(1-4): p. 80-94.
- [87] Goodman, R.E. *Introduction to rock mechanics*. 1989.
- [88] Jaeger, J.C., N.G. Cook, R. Zimmerman. *Fundamentals of rock mechanics*. 2009: Wiley. com.
- [89] Zimmerman, R.W. *Compressibility of sandstones*. 1990, Amsterdam: Elsevier.
- [90] Shapiro, S.A. Elastic piezosensitivity of porous and fractured rocks. *Geophysics*, 2003. **68**(2): p. 482-486.
- [91] Shapiro, S.A., A. Kaselow. Porosity and elastic anisotropy of rocks under tectonic stress and pore-pressure changes. *Geophysics*, 2005. **70**(5): p. N27-N38.
- [92] 鞠杨, 杨永明, 宋振铎, 等. 岩石孔隙结构的统计模型. *中国科学: E 辑*, 2008. **38**(7): p. 1026-1041.
- [93] Blunt, M.J., B. Bijeljic, H. Dong, et al. Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resources*, 2013. **51**(0): p. 197-216.
- [94] Bourbie, T., B. Zinszner. Hydraulic and acoustic properties as a function of porosity in Fontainebleau sandstone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (1978-2012), 1985. **90**(B13): p. 11524-11532.
- [95] 刘建军, 刘先贵. 有效压力对低渗透多孔介质孔隙度, 渗透率的影响. *地质力学学报*, 2001. **7**(1): p. 41-44.
- [96] Chen, T.-M.N., W. Zhu, T.-f. Wong, et al. Laboratory characterization of permeability and its anisotropy of Chelungpu fault rocks. *Pure and applied geophysics*, 2009. **166**(5-7): p. 1011-1036.
- [97] Fisher, Q.J., M. Casey, M.B. Clennell, et al. Mechanical compaction of deeply buried sandstones of the North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 1999. **16**(7): p. 605-618.
- [98] Han, G., M.B. Dusseault. Description of fluid flow around a wellbore with stress-dependent porosity and permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003. **40**(1-2): p. 1-16.
- [99] Doyen, P.M. Permeability, conductivity, and pore geometry of sandstone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (1978-2012), 1988. **93**(B7): p. 7729-7740.
- [100] Wilson, R.K., E.C. Aifantis. On the theory of consolidation with double porosity. *International Journal of Engineering Science*, 1982. **20**(9): p. 1009-1035.
- [101] 姚军, 孙海, 黄朝琴, 等. 页岩气藏开发中的关键力学问题. *中国科学: 物理学, 力学, 天文学*, 2013(012): p. 1527-1547.
- [102] Shanley, K.W., R.M. Cluff, J.W. Robinson. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for

- resource assessment, prospect development, and risk analysis. AAPG bulletin, 2004. **88**(8): p. 1083-1121.
- [103] Brace, W. A note on permeability changes in geologic material due to stress. pure and applied geophysics, 1978. **116**(4-5): p. 627-633.
- [104] 尹尚先, 王尚旭. 不同尺度下岩层渗透性与地应力的关系及机理. 中国科学: D 辑, 2006. **36**(5): p. 472-480.
- [105] Wong, H.S., N.R. Buenfeld, M.K. Head. Estimating transport properties of mortars using image analysis on backscattered electron images. Cement and Concrete Research, 2006. **36**(8): p. 1556-1566.
- [106] Wong, L., D. Li, G. Liu. Experimental Studies on Permeability of Intact and Singly Jointed Meta-Sedimentary Rocks Under Confining Pressure. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2013. **46**(1): p. 107-121.
- [107] 徐德敏, 黄润秋, 张强, 等. 高围压条件下孔隙介质渗透特性试验研究. 工程地质学报, 2008(6): p. 752-756.
- [108] Fredrich, J., K. Greaves, J. Martin. Pore geometry and transport properties of Fontainebleau sandstone. in International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. 1993. Elsevier.
- [109] 庞宏伟, 岳湘安, 李丰辉, 等. 有效压力对低渗透变形介质油藏物性的影响. 大庆石油地质与开发, 2007. **26**(1): p. 50-53.
- [110] Holditch, S.A. Tight gas sands. Journal of Petroleum Technology, 2006. **58**(6): p. 86-93.
- [111] Byrnes, A.P., J.W. Castle. Comparison of core petrophysical properties between low-permeability sandstone reservoirs: Eastern US Medina group and Western US Mesaverde group and Frontier formation, in SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition. 2000, Society of Petroleum Engineers: Denver, Colorado, U.S. p. SPE 60304.
- [112] Jones, S.C. Two-point determinations of permeability and PV vs. net confining stress. SPE Formation Evaluation, 2013. **3**(01): p. 235-241.
- [113] Bruno, M. Micromechanics of stress-induced permeability anisotropy and damage in sedimentary rock. Mechanics of materials, 1994. **18**(1): p. 31-48.
- [114] McLatchie, A., R. Hemstock, J. Young. The effective compressibility of reservoir rock and its effects on permeability. Journal of Petroleum Technology, 1958. **10**(06): p. 49-51.
- [115] Byrnes, A. Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains. 1996.
- [116] Byrnes, A.P. Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains. The Mountain Geologist, 1997. **34**(1): p. 39-51.
- [117] Tanikawa, W., T. Shimamoto. Comparison of Klinkenberg-corrected gas

- permeability and water permeability in sedimentary rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009. **46**(2): p. 229-238.
- [118] 周宏伟, 谢和平, 左建平, 等. 赋存深度对岩石力学参数影响的实验研究. *科学通报*, 2010. **55**(34): p. 3276-3284.
- [119] 夏昌敬, 谢和平, 鞠杨. 孔隙岩石的 SHPB 试验研究. *岩石力学与工程学报*, 2006. **25**(5): p. 896-900.
- [120] Xu, X., R. Hofmann, M. Batzle, et al. Influence of pore pressure on velocity in low - porosity sandstone: Implications for time - lapse feasibility and pore - pressure study. *Geophysical Prospecting*, 2006. **54**(5): p. 565-573.
- [121] 左建平, 裴建良, 刘建锋, 等. 煤岩体破裂过程中声发射行为及时空演化机制. *岩石力学与工程学报*, 2011. **30**(8): p. 1564-1570.
- [122] Nelson, P.H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG bulletin*, 2009. **93**(3): p. 329-340.
- [123] Cnudde, V., M.N. Boone. High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 2013. **123**(0): p. 1-17.
- [124] Soeder, D., P. Randolph. Porosity Permeability and Pore Structure of the Tight Mesaverde Sandstone Piceance Basin Colorado. *SPE Formation Evaluation*, 1987. **2**(02): p. 129-136.
- [125] Berryman, J.G., S.C. Blair. Use of digital image analysis to estimate fluid permeability of porous materials: Application of two - point correlation functions. *Journal of applied Physics*, 1986. **60**(6): p. 1930-1938.
- [126] Walsh, J. Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability. in *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1981. Elsevier.
- [127] Walsh, J., W. Brace. The effect of pressure on porosity and the transport properties of rock. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1984. **89**(B11): p. 9425-9431.
- [128] Walsh, J., M. Grosenbaugh. A new model for analyzing the effect of fractures on compressibility. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1979. **84**(B7): p. 3532-3536.
- [129] Gangi, A.F. Variation of whole and fractured porous rock permeability with confining pressure. in *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1978. Elsevier.
- [130] Ostensen, R. Microcrack permeability in tight gas sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983. **23**(6): p. 919-927.
- [131] Woudberg, S., J. Du Plessis. Predicting the permeability of very low porosity sandstones. *Transport in Porous Media*, 2008. **73**(1): p. 39-55.

- [132] Blunt, M.J., M.D. Jackson, M. Piri, et al. Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow. *Advances in Water Resources*, 2002. **25**(8): p. 1069-1089.
- [133] Dong, H. Micro CT Imaging and Pore Network Extraction, in *Earth Science and Engineering*. 2007, Imperial College London.
- [134] Huafei, S., Y. Zengkun, X. Mingxu, et al. CT investigation of fracture mechanism of soil-rock mixtures. *Applied Mechanics and Materials*, 2012. **204-208**(1): p. 67-71.
- [135] Ju, Y., J. Wang, F. Gao, et al. Lattice-Boltzmann simulation of microscale CH₄ flow in porous rock subject to force-induced deformation. *Chinese Science Bulletin*, 2014. **59**(26): p. 3292-3303.
- [136] Ju, Y., Y. Yang, R. Peng, et al. Effects of pore structures on static mechanical properties of sandstone. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2013. **139**(10): p. 1745-1755.
- [137] Ju, Y., Y. Yang, Z. Song, et al. A statistical model for porous structure of rocks. *Science in China Series E: Technological Sciences*, 2008. **51**(11): p. 2040-2058.
- [138] Ju, Y., J. Zheng, M. Epstein, et al. 3D numerical reconstruction of well-connected porous structure of rock using fractal algorithms. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2014. **279**(0): p. 212-226.
- [139] Wang, J., Y. Ju, Y. Huang, et al. Study of the Influence of Porous Structure on the Permeability of Rock Using Lattice Boltzmann Method. *Procedia Engineering*, 2015. **102**(0): p. 1835-1841.
- [140] Zheng, J., Y. Ju, J. Wang, et al. 3D Numerical Reconstruction of Poorly Connected Porous Sandstones. in *47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. 2013. American Rock Mechanics Association.
- [141] Zheng, J., Y. Ju, X. Zhao. Influence of pore structures on the mechanical behavior of low-permeability sandstones: numerical reconstruction and analysis. *International Journal of Coal Science & Technology*, 2014. **1**(3): p. 329-337.
- [142] Balhoff, M.T., K.E. Thompson. Modeling the steady flow of yield-stress fluids in packed beds. *AIChE Journal*, 2004. **50**(12): p. 3034-3048.
- [143] Willson, C.S., R.W. Stacey, K. Ham, et al. Investigating the correlation between residual nonwetting phase liquids and pore-scale geometry and topology using synchrotron x-ray tomography. 2004.
- [144] Wildenschild, D., A.P. Sheppard. X-ray imaging and analysis techniques for quantifying pore-scale structure and processes in subsurface porous medium systems. *Advances in Water Resources*, 2013. **51**: p. 217-246.
- [145] Werth, C.J., C. Zhang, M.L. Brusseau, et al. A review of non-invasive imaging methods and applications in contaminant hydrogeology research. *Journal of Contaminant Hydrology*, 2010. **113**(1-4): p. 1-24.

- [146] Liu, H.-H., J. Rutqvist. A new coal-permeability model: internal swelling stress and fracture-matrix interaction. *Transport in Porous Media*, 2010. **82**(1): p. 157-171.
- [147] Liu, H.-H., J. Rutqvist, J.G. Berryman. On the relationship between stress and elastic strain for porous and fractured rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009. **46**(2): p. 289-296.
- [148] Liu, H.-H., M.-Y. Wei, J. Rutqvist. Normal-stress dependence of fracture hydraulic properties including two-phase flow properties. *Hydrogeology Journal*, 2013. **21**(2): p. 371-382.
- [149] Zhao, Y., H.-H. Liu. An elastic stress-strain relationship for porous rock under anisotropic stress conditions. *Rock mechanics and rock engineering*, 2012. **45**(3): p. 389-399.
- [150] 李道品. 低渗透砂岩油田开发. 1997: 石油工业出版社.
- [151] 曾联波, 高春宇, 漆家福, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用. *中国科学*: , 2008. **第 S1 期**(zk1): p. 41-47.
- [152] 唐曾熊. 油气藏的开发分类及描述. 1994: 石油工业出版社.
- [153] 张金庆, 杨凯雷, 梁斌. 我国海上低渗油田分类标准研究. *中国海上油气*, 2012(06): p. 25-27.
- [154] Luffel, D.L., W.E. Howard, E.R. Hunt. Travis Peak Core Permeability and Porosity Relationships at Reservoir Stress. *SPE Formation Evaluation*, 2013. **6**(03): p. 310-318.
- [155] Athy, L.F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks. *AAPG Bulletin*, 1930. **14**(1): p. 1-24.
- [156] Hoholick, J.D., T. Metarko, P.E. Potter. Regional variations of porosity and cement: St. Peter and Mount Simon sandstones in Illinois Basin. *AAPG Bulletin*, 1984. **68**(6): p. 753-764.
- [157] Schmoker, J.W., R.B. Halley. Carbonate porosity versus depth: a predictable relation for south Florida. *AAPG Bulletin*, 1982. **66**(12): p. 2561-2570.
- [158] Shi, Y., C.Y. Wang. Pore pressure generation in sedimentary basins: overloading versus aquathermal. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1986. **91**(B2): p. 2153-2162.
- [159] Rutqvist, J., C.-F. Tsang. A study of caprock hydromechanical changes associated with CO₂-injection into a brine formation. *Environmental Geology*, 2002. **42**(2-3): p. 296-305.
- [160] Davies, J., D. Davies. Stress-dependent permeability: characterization and modeling. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2001. **6**(02): p. 224-235.
- [161] 秦积舜. 变围压条件下低渗砂岩储层渗透率变化规律研究. *西安石油学院学报: 自然科学版*, 2002. **17**(4): p. 28-31.

- [162] Yale, D.P., A. Nur. Network modeling of flow storage and deformation in porous rocks, in 1985 SEG Annual Meeting. 1985, Society of Exploration Geophysicists: Washington, DC USA. p. 1-177.
- [163] 刘晓旭, 胡勇, 朱斌, 等. 储层应力敏感性影响因素研究. 特种油气藏, 2006. **13**(3): p. 18-21.
- [164] 李孟涛, 姚尚林. 低渗透气藏应力敏感性实验研究. 大庆石油地质与开发, 2007. **25**(6): p. 69-72.
- [165] 范学平, 徐向荣. 地应力对岩心渗透率伤害实验及机理分析. 石油勘探与开发, 2002. **29**(2): p. 117-119.
- [166] R., M.N., K.R. Brower, N.H. Kilmer. Relationship of Pore Structure of Fluid Behavior in Low Permeability Gas Sands: Year Three. Final Report. 1984.
- [167] Jones, C., J. Somerville, B. Smart, et al. Permeability prediction using stress sensitive petrophysical properties. Petroleum Geoscience, 2001. **7**(2): p. 211-219.
- [168] Milsch, H., G. Blöcher, S. Engelmann. The relationship between hydraulic and electrical transport properties in sandstones: An experimental evaluation of several scaling models. Earth and Planetary Science Letters, 2008. **275**(3-4): p. 355-363.
- [169] Evans, J.P., C.B. Forster, J.V. Goddard. Permeability of fault-related rocks, and implications for hydraulic structure of fault zones. Journal of Structural Geology, 1997. **19**(11): p. 1393-1404.
- [170] Dewhurst, D.N., A.C. Aplin, J.P. Sarda, et al. Compaction-driven evolution of porosity and permeability in natural mudstones: An experimental study. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 1998. **103**(B1): p. 651-661.
- [171] 贺玉龙, 杨立中. 围压升降过程中岩体渗透率变化特性的试验研究. 岩石力学与工程学报, 2004. **23**(3): p. 415-419.
- [172] 游利军, 康毅力, 陈一健, 等. 含水饱和度和有效应力对致密砂岩有效渗透率的影响 倡. 天然气工业, 2004.
- [173] 张新红, 秦积舜. 低渗岩心物性参数与应力关系的试验研究. 石油大学学报: 自然科学版, 2001. **25**(4): p. 56-60.
- [174] 叶源新, 刘光廷. 三维应力作用下砂砾岩孔隙型渗流. 清华大学学报 (自然科学版), 2007. **47**(3): p. 335-339.
- [175] 叶源新, 刘光廷. 岩石渗流应力耦合特性研究. 岩石力学与工程学报, 2005. **24**(14): p. 2518-2525.
- [176] 肖曾利, 蒲春生, 秦文龙. 低渗砂岩油藏压力敏感性实验研究. 钻采工艺, 2008. **31**(3): p. 97-98.
- [177] 吴凡, 孙黎娟, 管菲. 低渗透油气藏应力敏感性评价实验新方法. 油气地质

- 与采收率, 2007. **14**(4): p. 95-97.
- [178] 王厉强, 刘慧卿, 甄思广, 等. 低渗透储层应力敏感性定量解释研究. 石油学报, 2009. **30**(1): p. 96-99, 103.
- [179] 彭苏萍, 孟召平, 王虎, 等. 不同围压下砂岩孔渗规律试验研究. 岩石力学与工程学报, 2003. **22**(5): p. 742-746.
- [180] 黄远智, 王恩志. 低渗透岩石渗透率与有效围压关系的实验研究. 清华大学学报: 自然科学版, 2007. **47**(3): p. 340-343.
- [181] 郭云尧. 围压对岩心气体渗透率影响的试验研究 [J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1991. **15**(2): p. 47-51.
- [182] 陈祖安, 伍向阳, 孙德明, 等. 砂岩渗透率随静压力变化的关系研究. 岩石力学与工程学报, 1995. **14**(2): p. 155-159.
- [183] Junfeng, Y., L. Renjing, L. Huiqing. A Universal Model of Stress Sensitive Coefficient in Low Permeability Reservoir. Procedia Engineering, 2011. **12**(0): p. 177-183.
- [184] 李闽, 乔国安, 陈昊. 低渗砂岩储层岩石应力敏感实验与理论研究. 钻采工艺, 2006. **4**.
- [185] 代平, 孙良田, 李闽. 低渗透砂岩储层孔隙度, 渗透率与有效应力关系研究. 天然气工业, 2006. **26**(5): p. 93-95.
- [186] Ghabezloo, S., J. Sulem, S. Guédon, et al. Effective stress law for the permeability of a limestone. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2009. **46**(2): p. 297-306.
- [187] Morrow, C.A., L.Q. Shi, J.D. Byerlee. Permeability of fault gouge under confining pressure and shear stress. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 1984. **89**(B5): p. 3193-3200.
- [188] Ostensen, R.W. Microcrack Permeability in Tight Gas Sandstone. Society of Petroleum Engineers Journal, 1983. **23**(6): p. 919-927.
- [189] Ghanizadeh, A., M. Gasparik, A. Amann-Hildenbrand, et al. Lithological Controls on Matrix Permeability of Organic-rich Shales: An Experimental Study. Energy Procedia, 2013. **40**: p. 127-136.
- [190] Yang, Y., A.C. Aplin. Influence of lithology and compaction on the pore size distribution and modelled permeability of some mudstones from the Norwegian margin. Marine and Petroleum Geology, 1998. **15**(2): p. 163-175.
- [191] Yang, Y., A.C. Aplin. A permeability-porosity relationship for mudstones. Marine and Petroleum Geology, 2010. **27**(8): p. 1692-1697.
- [192] 蔡美峰. 岩石力学与工程. 2002: 科学出版社.
- [193] Freed, A.D. Natural Strain. Journal of Engineering Materials & Technology, 1995. **117**(4): p. 379-385.

- [194] Liu, H.H., J. Rutqvist, J.T. Birkholzer. Constitutive Relationships for Elastic Deformation of Clay Rock: Data Analysis. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2011. **44**(4): p. 463-468.
- [195] Li, L., H.-H. Liu, J. Birkholzer, et al. The use of two-part Hooke's model (TPHM) to model the mine-by test at Mont Terri Site, Switzerland. *Computers and Geotechnics*, 2014. **58**(0): p. 28-46.
- [196] Witherspoon, P.A., J.S.Y. Wang, K. Iwai, et al. Validity of Cubic Law for fluid flow in a deformable rock fracture. *Water Resources Research*, 1980. **16**(6): p. 1016-1024.
- [197] Zimmerman, R., G. Bodvarsson. Hydraulic conductivity of rock fractures. *Transport in Porous Media*, 1996. **23**(1): p. 1-30.
- [198] Zimmerman, R., G. Bodvarsson. Effective transmissivity of two-dimensional fracture networks. in *International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts*. 1996. Elsevier.
- [199] Metwally, Y.M., C.H. Sondergeld. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011. **48**(7): p. 1135-1144.
- [200] Lei, Q., W. Xiong, C. Yuan, et al. Analysis of stress sensitivity and its influence on oil production from tight reservoirs, in *SPE Eastern Regional Meeting*. 2007: Lexington, Kentucky USA p. SPE 111148.
- [201] Jasinge, D., P.G. Ranjith, S.K. Choi. Effects of effective stress changes on permeability of latrobe valley brown coal. *Fuel*, 2011. **90**(3): p. 1292-1300.
- [202] Wyble, D. Effect of applied pressure on the conductivity porosity and permeability of sandstones. *Journal of Petroleum Technology*, 1958. **10**(11): p. 57-59.
- [203] Mohiuddin, M., G. Korvin, A. Abdulraheem, et al. Stress-dependent porosity and permeability of a suite of samples from Saudi Arabian sandstone and limestone reservoirs. in *SCA2033, 2000 Symposium of Core Analysts, Abu Dhabi, UAE*. 2000.
- [204] Jackson, R.B., A. Vengosh, J.W. Carey, et al. The environmental costs and benefits of fracking. *Annual Review of Environment and Resources*, 2014. **39**: p. 327-362.
- [205] Vidic, R., S. Brantley, J. Vandenbossche, et al. Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, 2013. **340**(6134): p. 1235009.
- [206] Fetkovich, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *Journal of Petroleum Technology*, 1980. **32**(6): p. 1065-1077.
- [207] Fetkovich, M.J., M.D. Bradley, A.M. Works, et al. Depletion performance of layered reservoirs without crossflow. *SPE Formation Evaluation*, 1990. **5**(3): p. 310-318.

- [208] Ilk, D., J.A. Rushing, A.D. Perego, et al. Exponential vs. hyperbolic decline in tight gas sands -understanding the origin and implications for reserve estimates using arps' decline curves. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, ATCE 2008, September 21, 2008 - September 24, 2008. 2008. Denver, CO, United states: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [209] Wang, C. Pressure transient analysis of fractured wells in shale reservoirs. 2013, Colorado School of Mines. p. 118.
- [210] Shabro, V., C. Torres-Verdin, F. Javadpour. Numerical Simulation of Shale-Gas Production: From Pore-Scale Modeling of Slip-Flow, Knudsen Diffusion, and Langmuir Desorption to Reservoir Modeling of Compressible Fluid. 2011, Society of Petroleum Engineers.
- [211] Blasingame, T.A. The characteristic flow behavior of low-permeability reservoir systems. in Unconventional Reservoirs Conference 2008, February 10, 2008 - February 12, 2008. 2008. Keystone, CO, United states: Society of Petroleum Engineers.
- [212] Bello, R.O., R.A. Wattenbarger. Multi-stage Hydraulically Fractured Horizontal Shale Gas Well Rate Transient Analysis. 2000, Society of Petroleum Engineers.
- [213] Bazant Z P, S.M., Chau V T. Why fracking works and how to optimize it. 2014.
- [214] Baldwin, C.A., A.J. Sederman, M.D. Mantle, et al. Determination and characterization of the structure of a pore space from 3D volume images. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1996. **181**(1): p. 79-92.
- [215] Desbois, G., J.L. Urai, P.A. Kukla, et al. High-resolution 3D fabric and porosity model in a tight gas sandstone reservoir:A new approach to investigate microstructures from mm- to nm-scale combining argon beam cross-sectioning and SEM imaging. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011. **78**(2): p. 243-257.
- [216] Keller, L.M., L. Holzer, R. Wepf, et al. 3D geometry and topology of pore pathways in Opalinus clay: Implications for mass transport. *Applied Clay Science*, 2011. **52**(1–2): p. 85-95.
- [217] Keller, L.M., L. Holzer, R. Wepf, et al. On the application of focused ion beam nanotomography in characterizing the 3D pore space geometry of Opalinus clay. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 2011. **36**(17–18): p. 1539-1544.
- [218] Keller, L.M., P. Schuetz, R. Erni, et al. Characterization of multi-scale microstructural features in Opalinus Clay. *Microporous and Mesoporous Materials*, 2013. **170**(0): p. 83-94.
- [219] Lenoir, N., M. Bornert, J. Desrues, et al. Volumetric digital image correlation applied to X - ray microtomography images from triaxial compression tests on argillaceous rock. *Strain*, 2007. **43**(3): p. 193-205.

- [220] Schwartz, L., M.N. Toksoz, F.D. Morgan, et al. Pore Scale Modeling of Rock Properties and Comparison to Laboratory Measurements. 2013, Massachusetts Institute of Technology. Earth Resources Laboratory.
- [221] Ketcham, R.A., W.D. Carlson. Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences. *Computers & Geosciences*, 2001. **27**(4): p. 381-400.
- [222] Noiriél, C., B. Madé, P. Gouze. Impact of coating development on the hydraulic and transport properties in argillaceous limestone fracture. *Water Resources Research*, 2007. **43**(9): p. W09406.
- [223] Karacan, C., E. Okandan. Adsorption and gas transport in coal microstructure: investigation and evaluation by quantitative X-ray CT imaging. *Fuel*, 2001. **80**(4): p. 509-520.
- [224] Withers, P.J. X-ray nanotomography. *Materials Today*, 2007. **10**(12): p. 26–34.
- [225] Spanne, P., J. Thovert, C. Jacquin, et al. Synchrotron computed microtomography of porous media: topology and transports. *Physical Review Letters*, 1994. **73**(14): p. 2001.
- [226] Jones, D., M. Wilson, W. McHardy. Lichen weathering of rock - forming minerals: application of scanning electron microscopy and microprobe analysis. *Journal of Microscopy*, 1981. **124**(1): p. 95-104.
- [227] Iassonov, P., T. Gebrenégus, M. Tuller. Segmentation of X - ray computed tomography images of porous materials: A crucial step for characterization and quantitative analysis of pore structures. *Water Resources Research*, 2009. **45**(9).
- [228] Otsu, N. A threshold selection method from gray-level histograms. *Automatica*, 1975. **11**(285-296): p. 23-27.
- [229] Lindquist, W., A. Venkatarangan. Investigating 3D geometry of porous media from high resolution images. *Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy*, 1999. **24**(7): p. 593-599.
- [230] Berthod, M., Z. Kato, S. Yu, et al. Bayesian image classification using Markov random fields. *Image and Vision Computing*, 1996. **14**(4): p. 285-295.
- [231] Wu, K., M.I. Van Dijke, G.D. Couples, et al. 3D stochastic modelling of heterogeneous porous media—applications to reservoir rocks. *Transport in porous media*, 2006. **65**(3): p. 443-467.
- [232] Wu, K., N. Nunan, J.W. Crawford, et al. An efficient Markov chain model for the simulation of heterogeneous soil structure. *Soil Science Society of America Journal*, 2004. **68**(2): p. 346-351.
- [233] Okabe, H., M.J. Blunt. Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics. *Physical Review E*, 2004. **70**(6): p. 066135.
- [234] Okabe, H., M.J. Blunt. Pore space reconstruction using multiple-point statistics.

- Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005. **46**(1): p. 121-137.
- [235] Yeong, C., S. Torquato. Reconstructing random media. *Physical Review E*, 1998. **57**(1): p. 495-506.
- [236] Yeong, C., S. Torquato. Reconstructing random media. II. Three-dimensional media from two-dimensional cuts. *Physical Review E*, 1998. **58**(1): p. 224-233.
- [237] Jiao, Y., F. Stillinger, S. Torquato. A superior descriptor of random textures and its predictive capacity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2009. **106**(42): p. 17634-17639.
- [238] Jiao, Y., F. Stillinger, S. Torquato. Modeling heterogeneous materials via two-point correlation functions. II. Algorithmic details and applications. *Physical Review E*, 2008. **77**(3): p. 031135.
- [239] Jiao, Y., F. Stillinger, S. Torquato. Modeling heterogeneous materials via two-point correlation functions: Basic principles. *Physical Review E*, 2007. **76**(3): p. 031110.
- [240] Pilotti, M. Reconstruction of elastic porous media. *Transport in Porous Media*, 2000. **41**(3): p. 359-364.
- [241] Øren, P.E., S. Bakke. Process based reconstruction of sandstones and prediction of transport properties. *Transport in Porous Media*, 2002. **46**(2): p. 311-343.
- [242] 赵秀才, 姚军, 陶军, 等. 基于模拟退火算法的数字岩心建模方法. *高校应用数学学报 A 辑*, 2007(02): p. 127-133.
- [243] Peng, R.D., H.P. Xie, Y. Ju. Computation method of Fractal dimension for 2-D digital image. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2004. **33**(1): p. 19-24.
- [244] Mcnamara, G.R., G. Zanetti. Use of the Boltzmann equation to simulate lattice gas automata. *Physical Review Letters*, 1988. **61**(20): p. 2332-2335.
- [245] 何雅玲. 格子 Boltzmann 方法的理论及应用. 2009: 科学出版社.
- [246] 郭照立. 格子 Boltzmann 方法的原理及应用. 2009: 科学出版社.
- [247] Succi, S. *The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond*. 2001.
- [248] Sukop, M.C., D.T. Thorne. *Lattice Boltzmann Modeling*. 2006: Springer Berlin Heidelberg. 1490-1511.
- [249] Chen, S., G.D. Doolen. Lattice Boltzmann method for fluid flows. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1998. **30**(1): p. 329-364.
- [250] Klaver, J., G. Desbois, R. Littke, et al. BIB-SEM characterization of pore space morphology and distribution in postmature to overmature samples from the Haynesville and Bossier Shales. *Marine and Petroleum Geology*, 2015. **59**: p. 451-466.
- [251] Kelly, S., H. El-Sobky, C. Torres-Verdín, et al. Assessing the utility of FIB-SEM images for shale digital rock physics. *Advances in Water Resources*.

作者简介

郑江韬，男（1989—），2010年毕业于中国矿业大学（北京）土木工程系，获学士学位；2012年毕业于中国矿业大学（北京），获硕士学位。2012.9-2015.12在中国矿业大学（北京）攻读博士学位，专业为结构工程，研究方向为岩石渗透性质及孔隙结构建模。期间（2013.12-2014.12）在国家留学基金委的资助下赴美国劳伦斯国家实验室(Lawrence Berkeley National Laboratory)学习一年。

在学期间发表的学术论文

1. **Zheng Jiangtao**, Ju Yang, Wang Jinbo, et al. 3D Numerical Reconstruction of Poorly Connected Porous Sandstones. In: 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. p. ARMA 2013-382. (EI 收录)(学位论文第五章)
2. Ju Yang, **Zheng Jiangtao**, Epstein Marcelo, et al. 3D numerical reconstruction of well-connected porous structure of rock using fractal algorithms. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. 2014; 279:212-26. (SCI 收录, Q1 区)(学位论文第五章)
3. **Zheng Jiangtao**, Zheng Liange, Liu Hui-Hai, et al. Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock. International Journal of Rock Mechanics & Mining Science. 2015;78:304-18. (SCI 收录, Q1 区)(学位论文第二、三章)
4. **Zheng Jiangtao**, Ju Yang, and Zhao Xi. Influence of pore structures on the mechanical behavior of low-permeability sandstones: numerical reconstruction and analysis. International Journal of Coal Science & Technology. 2014; 1: 329-37. (国际杂志, 已刊出, 学位论文第五章)

在学期间参加科研项目

1. 国家杰出青年科学基金“矿山岩体分形重构与能量灾变理论”(编号: 51125017)
2. 国家科技部国际科技合作专项子课题“岩石微细观结构与渗流行为的分形研究”(2012DFA60760-2)
3. 国家 973 计划课题“深部煤矿动力灾害的多因素耦合致灾机理与能量积聚释放规律”(2010CB226804)
4. 国家自然科学基金项目“孔隙岩石三维重构与应力波作用下变形破坏机制研究”(编号: 50974125)
5. 北京市教育委员会共建项目“岩石孔隙结构模型及破坏力学行为的研究”