

新近系地热钻孔砂岩孔隙微观分析及 渗透特性对比

王华军¹, 于 萌¹, 赵苏民², 高新智², 刘 峰³

(1. 河北工业大学能源与环境工程学院, 天津 300401; 2. 天津地热勘查开发设计院, 天津 300250;
3. 中国地质科学院水文地质环境地质研究所, 石家庄 050061)

摘 要:以南华北盆地和渤海湾盆地新近系明化镇组和馆陶组热储层的砂岩样品为例,进行孔隙特征测试,主要包括X射线衍射、比表面积、微CT扫描及土工实验等,并在此基础上对砂岩的实际渗透性能进行测试。结果表明,随着砂岩泥质含量增加,比表面积和表观孔隙率整体上分别呈增加和降低趋势。砂岩沉积过程中的复杂旋回会造成内部孔隙分布的不均匀性,形成局部狭窄的喉道,削弱渗透能力。高泥质含量的干燥砂岩在渗透实验中容易发生黏土矿物浸水膨胀崩解,从而改变内部孔隙结构,使得测试结果出现较大变化。对于上述孔隙型砂岩,经典渗透率模型难以给出较高的预测精度。在实际地热井开采与回灌过程中,应慎重选取预测模型,并评估其计算结果。

关键词: 地热能; 砂岩; 孔隙大小; 渗透特性

中图分类号: TK521

文献标识码: A

0 引 言

新近系孔隙型热储层是目前深层地热开发利用的主要层位之一。相对于基岩裂隙储层,孔隙型热储层回灌较困难,效果往往不佳,已经成为制约该层地热资源开发利用的瓶颈^[1]。在此方面已开展较多的理论分析与测试研究工作。如雷海燕等^[2]针对天津新近系馆陶组孔隙型热储层,开展地热采灌方案的模拟与预测分析。赵苏民等^[3]认为受颗粒运移和沉积影响,新近系热储层孔隙喉道大小常发育不均匀,对开采和回灌有较大影响。天津地区近十余年的地热回灌实践经验表明,热储层岩性及孔隙特征、水化学成分、钻井工艺等因素是影响地热井回灌效果的主要原因。

鉴于上述背景,本文拟选取不同沉积盆地与热储层的典型砂岩样品进行孔隙特性的微观表征分析,在此基础上进一步对实际渗透性能进行测试对比,深入理解砂岩内部孔隙特征与实际渗透能力的相互联系,旨在为孔隙型地热储层开采与回灌工程提供有益的参考依据。

1 实验过程

1.1 样品概述

砂岩岩芯样品数量为3件,呈圆柱状,直径和长度分别为105 mm和50~60 cm,后续分析时根据具体测试项目截取相应尺寸进行实验。其中Z1样品取自河南周口市某地热钻孔,含水状态,取芯深度为1069 m,地处南华北盆地周口凹陷,属于新近系明化镇组热储层,河湖相沉积类型。T1和T2样品均取自天津市大港某地热钻孔,自然干燥状态,取芯深度分别为1190和1776 m,地处渤海湾盆地板桥凹陷,分别属于新近系明化镇组和馆陶组热储层,河流相沉积类型。

1.2 矿物组成分析

采用日本Dmax2500Pc型X射线衍射仪(XRD),Cu靶,电压40 kV,电流100 mA,扫描速度为4°/min,衍射角范围为5°~90°。

1.3 孔隙特性分析

表面显微特征采用光学体视显微镜。表观孔

收稿日期: 2017-01-06

基金项目: 国家自然科学基金(41402231); 河北省自然科学基金(E2015202181)

通信作者: 王华军(1975—),男,博士、教授、博士生导师,主要从事可再生能源、传热与传质等方面的研究。huajunwang@126.com

隙率通过测量干密度和颗粒比重换算得到,其中干密度采用浮力密度计,比重采用里氏比重瓶抽气法(抽气时间 2 h)。孔隙比表面积采用美国 ASAP2010 型测定仪,吸附气体采用氮气,测试前先行 200 ℃脱附处理。

内部孔隙结构特征采用比利时 1174 型断层 CT 扫描仪,工作电压为 50 kV,阳极电流为 800 μ A。在射线管与试样之间加入 1 mm 厚铝质滤光片,旋转步幅为 0.7°,图像为 1304×1024 像素的 TIFF 格式。原始灰度图像首先要进行过滤降噪、阈值分割以及二值化处理,然后重构生成砂岩内部孔隙的完整三维图像,并进行特征参数(如孔隙率、分形维数、欧拉数(Eu)、连通度等)的统计分析^[4]。

1.4 渗透实验

采用恒水头渗流测试法,其中最高水位差为 2150 mm,可根据实际渗流状况进行调整。样品直径和长度分别加工至 70±2 mm 和 30±2 mm。样品侧周采用专用密封胶进行防水处理,保证渗流仅在上下表面进行。实验采用脱氧蒸馏水,渗流量采用秒表计时称重法测定(电子天平,精度 0.1 g)。

根据 Darcy 定律,测试温度 T 下的砂岩渗透系

数 k_r (cm/s) 计算为:

$$k_r = \frac{QL}{AH} \quad (1)$$

式中, Q ——单位时间的稳定渗流量, mL/s; L ——样品厚度, cm; A ——试样上表面面积, cm²; H ——水位差, cm。渗透系数的测试结果最终都统一折算至 20 ℃以下的数值,即 k_{20} 。

2 结果与讨论

图 1 给出了砂岩样品的表面显微特征照片,从图中可看出 Z1 样品颗粒较均匀,堆积较疏松,空隙填充不明显(图 1a),而 T1 和 T2 样品堆积结构相对致密,颗粒孔隙间填充了较多细颗粒物(图 1b、图 1c)。就粒径大小而言,Z1 样品属于细砂岩,而 T1 和 T2 样品属于粉细砂岩。X 射线衍射结果表明,Z1 样品主要成分为石英、微斜长石、钠长石、绿泥石、黑云母等,T1 样品主要成分为石英、微斜长石、钠长石、钾长石、黑云母、绿泥石、高岭石、伊利石等,T2 样品主要成分为石英、微斜长石、钠长石、绿泥石、闪石、高岭石、伊利石等。与 T1 和 T2 样品相比,Z1 的黏土矿物成分较少,但 3 个样品均为花岗岩类母岩风化产物,并经河流搬运作用而沉积成相。

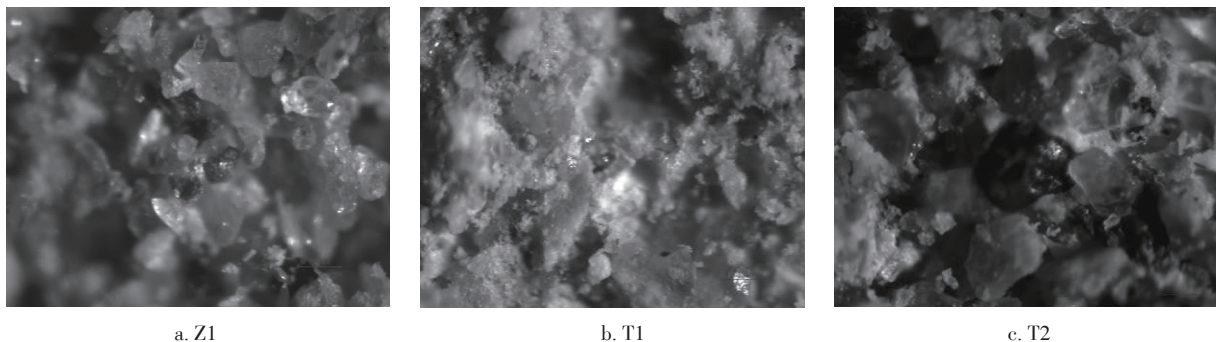


图1 砂岩样品的表面显微照片

Fig. 1 Microscopic graph of sandstone samples

表 1 给出了样品的土工实验数据,可看出 Z1 样品干密度较小,而颗粒比重相对较大,因而表现孔隙率较高(32.2%);相比之下,T1 和 T2 样品干密度较高,颗粒比重接近,因而表现孔隙率整体较小一些。与 Z1 样品相比,T1 和 T2 样品的泥质含量(或黏性颗粒含量)分别高出约 4.8 倍和 2 倍。T1 样品的石英含量较低,最大衍射峰强仅为 5526,而 Z1 和 T2 样品分别为 9048 和 5813。由于 T1 样品的泥质含量高达 47.6%,可进一步命名为泥质粉砂

岩,属于泥岩-粉细砂岩过渡沉积类型。

表1 砂岩样品的土工实验数据结果

Table 1 Data of soil test of sandstone samples

样品	干密度/ $g \cdot cm^{-3}$	比重	泥质 含量/%	表现 孔隙率/%
Z1	1.73	2.67	9.8	35.2
T1	2.06	2.68	47.6	23.1
T2	1.97	2.71	19.2	27.3

氮气吸附测定结果表明,Z1、T1、T2 样品的比表

面积分别为 6.90、22.22、7.70 m²/g。图 2 给出了砂岩样品比表面积和表观孔隙率随泥质含量的变化曲线。可以看出,随着泥质含量(C)增加,比表面积(A)呈增大趋势,二者满足回归关系为 $A=4.6188e^{0.0524C}$ 。按此模型,当泥质含量为零时的比表面积计算值应为 4.62 m²/g。文献[5]测试了石英和长石堆积层的比表面积,分别为 6.6 和 3.9 m²/g,这与上述计算值较接近。当泥质含量为 100%时,比表面积计算值约为 871 m²/g,高于膨润土(456 m²/g)、高岭土(21~35 m²/g),而与蒙脱土(501~862 m²/g)的上限值接近。显然上述回归模型并不适用于泥质含量高于 50%的泥质岩类。根据文献[6]的鄂尔多斯盆地上三叠系延长组(扇三角洲沉积体系)砂岩测试结果,满足 $A=2.0544e^{0.0317C}$ 。相比之下,当泥质含量相同时,本文比表面积计算结果整体偏大 2~4 倍。这进一步表明砂岩比表面积与泥质含量的定量函数关系因岩性成分、沉积环境、胶结特性等诸多因素有关,不可一概而论。

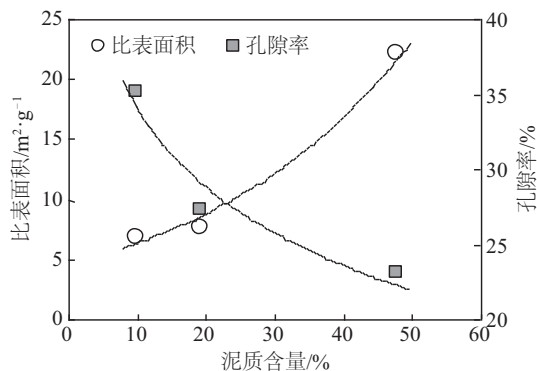


图2 比表面积和孔隙率随泥质含量的变化关系

Fig. 2 Variations of specific surface area and porosity with clay content of sandstones

图 2 还表明砂岩孔隙率与其泥质含量负相关。随着泥质含量增加,孔隙率呈降低趋势,其主要原因为在地质沉积过程中,组成砂岩骨架的石英和长石颗粒之间的孔隙逐渐被泥质颗粒物所填充挤压,最终呈现出较致密的胶结或半胶结状态,这还将进一步影响其渗流特性。根据经典 $K-C$ 渗透模型,随着泥质含量增加,孔隙率降低而比表面积增大,因此渗透率呈降低趋势。就本文实验结果而言,孔隙率 Φ 与泥质含量 C 满足回归关系: $\Phi=-7.4845\ln(C)+51.237$ 。根据文献[7]对渤海湾盆地东濮凹陷沙河街组深层砂岩的压汞测试结果,满

足孔隙率 $\Phi=-11.36\ln C+48.206$,其中 C 变化范围为 3%~17%。对比可知,上述二模型变化规律基本一致,且模型系数较为接近。

图 3 和图 4 分别给出了砂岩样品内部孔隙结构的 CT 图像以及孔隙直径分布情况。可以看出,3 个样品内部孔隙差异较大,其中 Z1 样品孔隙直径集中在 0.02~0.373 mm,峰值孔隙范围为 0.138~0.177 mm(占比为 28.6%),而 T1 和 T2 样品孔隙直径均集中在 0.02~0.491 mm,峰值孔隙范围分别为 0.138~0.177 mm(占比为 17.5%)和 0.177~0.255 mm(占比为 15.6%)。

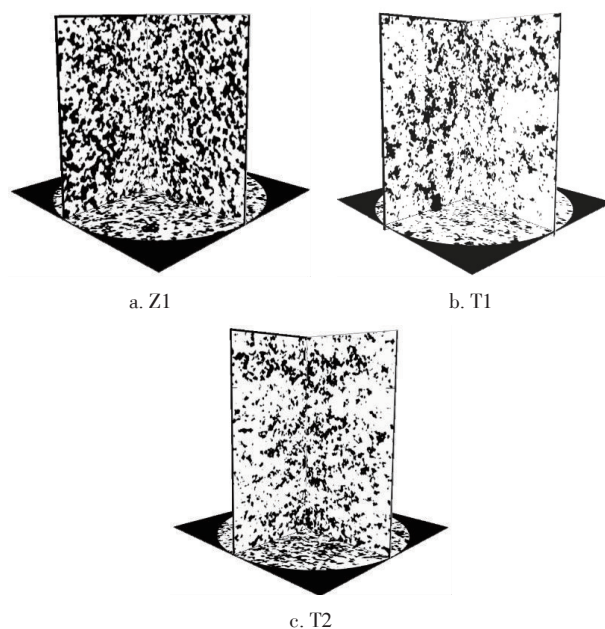


图3 砂岩样品内部孔隙结构 CT 图像

Fig. 3 CT images of inner pores inside the sandstone samples

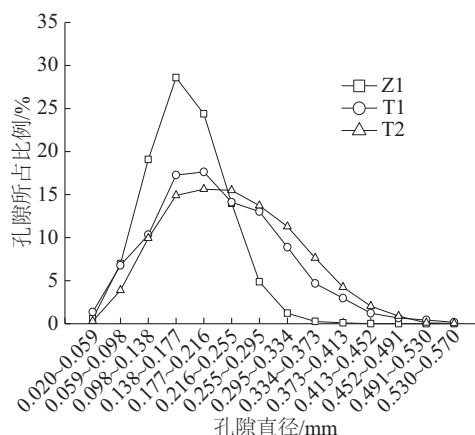


图4 砂岩样品内部孔隙直径分布曲线

Fig. 4 Diameter distribution curve of inner pores inside sandstone samples

图 5 给出了砂岩样品内部不同截面的孔隙率变化曲线。可看出,Z1 样品孔隙最均匀,变化范围为 33.5%~38.6%(均值 36.5%),T1 样品孔隙率变化范围为 16.6%~24.2%(均值 21.9%),而 T2 样品孔隙率均匀性最差,变化范围为 8.1%~38.3%(均值 22.4%),这主要与馆陶组河流相沉积的旋回特性有直接关系。如图 6a 所示,某些截面上的较低孔隙率通常会形成狭窄的喉道半径,增加迂曲度,对于整体渗透性能是不利的,其影响甚至远大于孔隙率本身。

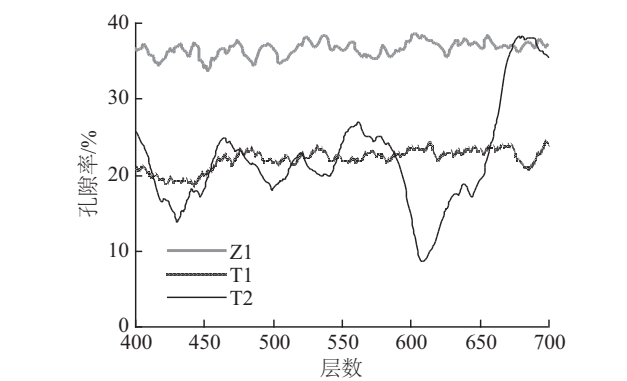


图 5 砂岩样品内部不同截面的孔隙率变化

Fig. 5 Variations of porosity of different layers inside sandstone samples

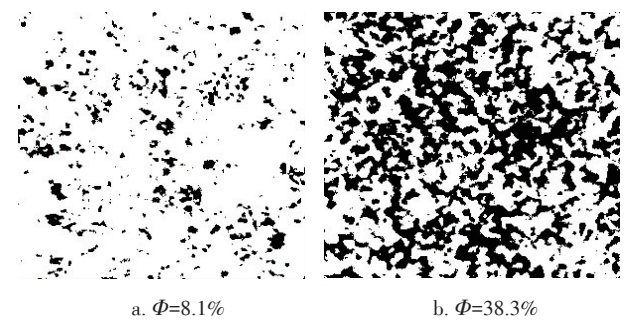


图 6 T2样品最密和最疏截面孔隙分布图

Fig. 6 Porosity distribution of most compact and loose layer of sample T2

表 2 汇总了砂岩样品孔隙特征的微 CT 分析结果。可看出,CT 扫描获得的 3D 孔隙率均高于前述的表观孔隙率,因此前者可以视为绝对孔隙率,而后者则为有效孔隙率。从分形维数上看,3 种样品差别不大;从 Eu 数和连通度上看,样品孔隙联通性的大小顺序为: $Z1 \gg T2 > T1$ 。

表 2 砂岩样品孔隙特征的微 CT 分析结果				
Table 2 Micro CT results of pore characteristics of samples				
样品	2D/3D 孔隙率/%	分形 维数	Eu	连通度
Z1	33.5~38.6	1.77	-151	49810
T1	16.6~24.2	1.70	-16879	26557
T2	8.1~38.3	1.67~1.75	-10645	29162

表 3 为砂岩样品渗透特性的测试结果。可看出渗透系数大小顺序为: $Z1 \gg T1 > T2$,其中 Z1 和 T2 样品的渗透系数相对稳定,分别为 1.22×10^{-3} 和 2.64×10^{-6} cm/s,而 T1 样品由于泥质成分吸水溶解而发生表面膨胀,使得渗透系数变化较大,膨胀初期和后期分别为 6.15×10^{-6} 和 10.77×10^{-6} cm/s,后者偏大约 75.1%。

表 3 样品渗流特性测试结果		
Table 3 Test results of permeability of samples		
样品	渗透系数/cm·s ⁻¹	渗透率/mD
Z1	1.22×10^{-3}	1269.11
T1	$6.15 \times 10^{-6} \sim 10.77 \times 10^{-6}$	6.40~11.20
T2	2.64×10^{-6}	2.75

图 7 所示为 T1 样品的表面膨胀照片,其中的 A 和 B 分别为膨胀前后的表面位置。与初始相比,样品厚度膨胀约 10 mm,膨胀量为 33%,属于中等膨胀性。此膨胀效应扩张了砂岩内部孔隙通道,使得渗透系数测试结果出现较大变化。

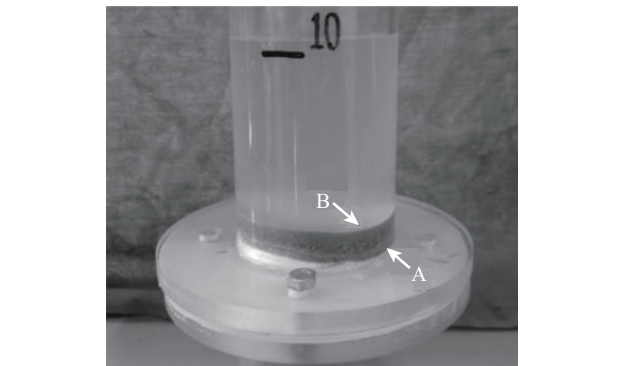


图 7 T1样品渗流中的表面膨胀照片

Fig. 7 Photo of surface expansion of sample T1 during seepage

干燥砂岩吸水膨胀现象与其泥质黏土矿物组成及含量有密切关系。根据 XRD 测试结果,T1 样品含有绿泥石、伊利石、高岭石等黏土矿物成分。

一般情况下,伊利石和绿泥石的膨胀性强于高岭石,但整体上属于弱膨胀性。但文献[8]的研究结果表明,当黏性成分含量足够高时(例如伊利石含量高于 20%或蒙脱石高于 7%等),软岩就会表现出明显的浸水膨胀特性。由此判断 T1 样品的膨胀性主要是由于黏土矿物成分含量较高引起的,浸水后黏土层状结构间的分子结合力变弱,水分子挤入使得晶胞间距不断增大,这是膨胀性软岩浸水崩解的典型作用机制之一。相比之下,Z1 和 T2 样品中绿泥石、伊利石、高岭石等黏土矿物成分含量相对较低,在渗流实验中没有表现出明显的膨胀现象。需要特别强调的是,在实际地热储层中,砂岩基本处于饱水状态,一般不会出现因干裂后再浸水而造成内部结构的膨胀变化。因此 T1 样品的渗透系数结果不具有实际指导意义,但此问题能够给出以下测试经验,即对于高泥质含量砂岩的渗透性能测试,应当尽可能采用原状饱水样品,避免样品严重失水,以提高测试数据的实用价值。

此外,值得注意的是,上述实验室测定的小型岩块(岩样)的渗透系数是在准一维垂直流动条件下获取的,在数值上与野外现场试验的大尺度岩体渗透系数(包含了各个方向流动)有很大区别。一般沉积层的水平方向渗透系数比垂直方向要大出许多。如李清波等^[9]研究结果表明,砂岩和泥岩的实验室岩块渗透系数分别为 $1.6 \times 10^{-7} \sim 1.2 \times 10^{-5}$ cm/s 和 $6 \times 10^{-7} \sim 2 \times 10^{-6}$ cm/s,而现场岩体渗透系数的数量级分别高达 10^{-2} 和 10^{-4} cm/s;此现象不仅适用于砂岩和泥岩,对于灰岩、花岗岩等也同样适用。此外,笔者前期研究结果^[3]表明,天津地区明化镇组和馆陶组热储层的现场渗透系数范围分别为 0.38~1.80 m/d (或 $4.3 \times 10^{-4} \sim 2.1 \times 10^{-3}$ cm/s) 和 0.28~2.71 m/d (或 $3.2 \times 10^{-4} \sim 3.1 \times 10^{-3}$ cm/s),明显高出表 3 中 T1 和 T2 的测试值。由此可见,与实验室岩块测试结果相比,现场岩体的渗透系数试验结果往往偏高若干数量级,二者在数值上不可直接替代,否则会造成工程应用中的错误判断。

表 4 给出了砂岩渗透系数测试结果与前人预测模型的对比情况。尽管经典 K-C 模型和 Chapuis 模型预测第四系岩土渗透能力具有较好的精度^[10],

但对于泥质含量较高的新近系砂岩,数据偏差却逐渐增大。尤其是 Chapuis 模型的预测结果已经不能接受,而 K-C 模型预测结果整体偏低,其中 T2 样品的相对偏差已经超过 40 %。因此,对于 $D_{10}=0.005$ mm 以下,泥质含量高于 20 %的砂岩,目前仍然缺乏高精度的渗透性能预测模型。天津地区新近系孔隙型热储层主要集中在明化镇组和馆陶组,由于较特殊的沉积环境以及复杂的旋回过程,砂岩中含泥量往往较大,喉道变化对渗透性能影响较大(如 T2 样品),对此应慎重选取预测模型,并评估模型计算结果,以便为地热井开采与回灌提供实际的参考作用。

表 4 砂岩渗透系数模型预测结果比较

Table 4 Comparison of prediction results of permeability

样 品	K-C 模型		Chapuis 模型	
	渗透系数/ cm·s ⁻¹	相对 偏差/%	渗透系数/ cm·s ⁻¹	相对 偏差/%
Z1	1.06×10^{-3}	-13.1	2.91×10^{-3}	+138.5
T2	1.49×10^{-6}	-43.6	1.71×10^{-5}	+547.7

3 结 论

以南华北盆地和渤海湾盆地新近系明化镇组和馆陶组的典型砂岩样品为例,进行孔隙特性表征与实际渗透性能测试分析,结论如下:

1)随着砂岩泥质含量增加,比表面积和表观孔隙率整体上分别呈增加和降低趋势。本文测试中,比表面积与泥质含量满足: $A=4.6188e^{0.0524C}$,孔隙率与泥质含量满足: $\Phi=-7.4845\ln C+51.237$ 。

2)砂岩沉积过程中的复杂旋回会造成内部孔隙分布的不均匀性,形成局部狭窄的喉道,削弱渗透能力。高泥质含量的干燥砂岩在渗透实验中容易发生黏土矿物浸水膨胀崩解,使得测试结果出现较大变化。对于此类砂岩的渗透性能测试,应尽可能采用原状饱水样品,避免严重失水,以提高测试数据的实用价值。

3)对于泥质含量较高的孔隙型热储砂岩,经典渗透率模型往往难以给出较高的预测精度。在实际地热开采与回灌过程中,应慎重选取预测模型,并评估模型计算结果。

[参考文献]

- [1] 刘雪玲, 朱家玲. 新近系砂岩地热回灌堵塞问题的探讨[J]. 水文地质工程地质, 2009, 36(5): 138—141.
- [1] Liu Xueling, Zhu Jialing. A study of clogging in geothermal reinjection wells in the Neogene sandstone aquifer[J]. Hydrogeology and Engineering Geology, 2009, 36(5): 138—141.
- [2] 雷海燕, 朱家玲. 孔隙型地热采灌开发方案的数值模拟研究[J]. 太阳能学报, 2010, 31(12): 1633—1638.
- [2] Lei Haiyan, Zhu Jialing. Modeling of exploitation and reinjection of porous medium geothermal reservoir [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2010, 31(12): 1633—1638.
- [3] 赵苏民. 沉积盆地型地热田勘查开发与利用[M]. 北京: 地质出版社, 2013.
- [3] Zhao Sumin. Development and utilization of geothermal field in sedimentary basin[M]. Beijing: Geology Press, 2013.
- [4] Yang Bin, Feng Lufei, Wang Sen, et al. A numerical prediction model for hydraulic conductivity of sandy aquifers based on randomly generated pore structures [J]. Electronic Journal of Geotechnical Engineering, 2016, 21(2), 677—690.
- [5] Liang Jianwei, Fang Yingguang, Gu Renguo. Experiment and analysis of specific surface area of tiny-particle clay[J]. Science Technology Engineering, 2009, 9(9): 2371—2377.
- [6] Cao Zhe, Liu Guangdi, Zhan Hongbin, et al. Pore structure characterization of Chang-7 tight sandstone using MICP combined with N2GA techniques and its geological control factors[J]. Science Report, 2016, 6: 36919—36932.
- [7] 王瑞飞, 何润华, 苏道敏, 等. 深层砂岩油藏储层孔喉特征参数及预测模型[J]. 地球物理学进展, 2016, 31(5): 2160—2165.
- [7] Wang Ruifei, He Runhua, Su Daomin, et al. Feature parameters and prediction model of pore throat in deep section sandstone reservoir[J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(5): 2160—2165.
- [8] 孙晓明, 武 雄. 强膨胀性软岩的判别与分级标准[J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24(1): 128—132.
- [8] Sun Xiaoming, Wu Xiong. Diffentiation and grade criterion of strong swelling soft rock[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2005, 24(1): 128—132.
- [9] 李清波, 闫长斌. 岩体渗透结构类型的划分及其渗透特性研究[J]. 工程地质学报, 2009, 17(4): 503—507.
- [9] Li Qingbo, Yan Changbin. Classification of permeability structure types of rock mass and its permeability characteristics[J]. Journal of Engineering Geology, 2009, 17(4): 503—507.
- [10] Chapuis R. Predicting the saturated hydraulic conductivity of sand and gravel using effective diameter and void ratio[J]. Canadian Geotechnical Journal, 2004, 41(5): 787—795.

MICROSCOPIC ANALYSIS OF PORE CHARACTERISTICS AND COMPARISON OF PERMEABILITY OF SANDSTONE IN GEOTHERMAL WELLS OF NEOGENE

Wang Huajun¹, Yu Meng¹, Zhao Sumin², Gao Xinzhi², Liu Feng³

(1. School of Energy and Environment Engineering, Hebei University of Technology, Tianjin 300401, China;

2. Tianjin Geothermal Exploration and Design Institute, Tianjin 300250, China;

3. Institute of Hydrogeology and Environment Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Shijiazhuang 050061, China)

Abstract: Taking typical sandstones from Minghuazhen formation and Guantao formation of Neogene in southern North China Basin and Bohai Bay Basin as the example, their pore characteristics were tested through XRD, specific surface area, micro CT scanning and geotechnical analysis. Then the actual permeability of sandstones was also tested. Results show that as the clay content increased, the specific surface area and apparent porosity tend to increase and decrease, respectively. Complex sedimentary cycles may cause non-uniform pore distribution of sandstones, thereby forming narrow local throats and reducing the permeability. For air-dried sandstones with high clay contents, soaking swelling, dissolution and disintegration of clay minerals were inclined to occur during the test, thereby expand the inner pore paths and enlarge the actual permeability. For the above pore-type sandstones, conventional empirical model did not give satisfied prediction accuracy. During the practical exploitation and reinjection of geothermal wells, it should be careful to choose the permeability prediction model and evaluate the corresponding calculation results.

Keywords: geothermal energy; sandstone; pore size; permeability coefficient