石油与天然气地质
第43卷 第2期 OIL & GAS GEOLOGY 2022年4月

文章编号:0253-9985(2022)02-0286-11 doi:10.11743/ogg20220204

加热过程中页岩储层改质效果研究进展

陈国辉[1,2,3],蒋 恕[1,2,3],李 醇[1,2,3],李思思[1,2,3],彭 鹏[1,2,3],
莫 兰[1,2,3],张钰莹[1,2,3],张鲁川[1,2,3],张天宇[1,2,3]

[1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室,湖北 武汉 430074; 2. 中国地质大学(武汉)油气勘探开发理论与技术重点实验室,湖北 武汉 430074; 3. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北 武汉 430074]

摘要:中国陆相页岩油资源潜力巨大,但因成熟度偏低、油质重、粘度大、地层流体压力低且孔渗条件差而难以有效开发。原位加热技术可显著提高其采收率,储层改质是该技术的重要目标之一。基于前人对页岩孔隙演化的研究以及对油页岩原位加热过程中储层物性改质的探索,通过理论分析,明确了储层改质效应由孔隙演化和热致裂两种机制控制。孔隙演化主要由有机质裂解、无机矿物成岩转化、矿物溶蚀和重结晶引起;热致裂主要由热应力和生烃增压造成。前期对不同成熟度页岩孔隙演化规律的研究以及对砂岩、花岗岩热破裂作用的研究,为进一步揭示页岩原位加热过程中的储层改质效应奠定了良好基础。但页岩中复杂的矿物成分导致其孔隙演化过程更加复杂,有机质裂解过程所伴随的成孔作用、酸性产物溶蚀作用以及增压效应使该过程进一步复杂化。在进一步研究中,需要对不同作用开展相对独立的研究,揭示其机理并建立预测模型,进而对原位加热过程中整个增孔增渗效应在时间和空间上的演化进行有效预测。

关键词:孔隙演化;热致裂;热应力;原位加热;储层改质;提高采收率;页岩油

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Progress in shale reservoir upgrading through in-situ heating

Chen Guohui[1,2,3], Jiang Shu[1,2,3*], Li Chun[1,2,3], Li Sisi[1,2,3], Peng Peng[1,2,3],
Mo Lan[1,2,3], Zhang Yuying[1,2,3], Zhang Luchuan[1,2,3], Zhang Tianyu[1,2,3]

[1. *Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei* 430074, *China*; 2. *Key Laboratory of Theory and Technology of Petroleum Exploration and Development, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei* 430074, *China*; 3. *School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei* 430074, *China*]

Abstract: Non-marine oil shale is abundant in China but most of it is not economically accessible due to its low maturity, low API gravity, high viscosity, low-pressure formation fluid as well as low porosity and permeability. In-situ heating technology has been used to improve the recovery rate of the oil and proven quite effective in improving the shale reservoir properties. Based on previous studies on shale pore evolution and reservoir property improvement through in-situ heating of oil shale, this study clarifies that the improvement of shale reservoir properties through heating is realized by both the pore evolution and the thermal cracking. Pore evolution is mainly facilitated by organic matter cracking, inorganic mineral transformation, mineral dissolution and recrystallization. Thermal cracking is mainly induced by thermal stress and hydrocarbon generation supercharging. Despite the insights gained from previous studies on pore evolution pattern of shale of different maturity and on thermal cracking in sandstone and granite, challenge remains in further revealing the effect of reservoir improvement in the in-situ heating process of shale because of the complex mineral composition in shale that leads to a more complex pore evolution process, which is further complicated by pore formation, acid product dissolution and supercharging effect associated with organic matter decomposition. It is therefore suggested that further research be carried out separately on each different effect to reveal the mechanisms and

收稿日期:2020-10-09;**修订日期:**2022-01-20。
第一作者简介:陈国辉(1986—),男,教授、博士生导师,页岩油气赋存机理与勘探开发。**E-mail:** chenguohui@cug.edu.cn。
基金项目:国家自然科学基金项目(42072174,41902127,41802157);博新计划项目(BX20190303);中央高校基本科研业务费专项资金项目(102-162301202627);湖北省博士后创新研究岗位项目(247419)。

establish models, so as to effectively predict the temporal and spatial evolution of the entire pore and permeability enhancement effect during the in-situ heating process.

Key words: pore evolution, thermal cracking, thermal stress, EOR, in-situ heating, oil shale

引用格式:陈国辉,蒋恕,李醇,等. 加热过程中页岩储层改质效果研究进展[J]. 石油与天然气地质,2022,43(2):286-296. DOI:10.11743/ogg20220204.

Chen Guohui, Jiang Shu, Li Chun, et al. Progress in shale reservoir upgrading through in-situ heating[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2):286-296. DOI:10.11743/ogg20220204.

美国已凭借页岩油气革命性技术突破和成功的商业开发,从原油和天然气进口国变为出口国。然而,中国2020年原油对外依存度已上升至73 %,已远超国际所公认的50 %警戒线。在中国常规油气资源产量逐年下降之际,加大对页岩油气资源的勘探和开发力度有望提高当下国内油气产量,进而保障能源供给并优化调整能源结构[1-6]。

自然资源部油气资源战略研究中心2012—2013年评价中国陆相页岩油地质资源量为402×10^8 t,可采资源量为37×10^8 t;中国石化2014年评价中国陆相页岩油地质资源量为204×10^8 t;中国石油2017年评价中国中-高成熟度页岩油资源量为132×10^8 t。尽管不同机构的评价存在一定差异,但就中国页岩油资源潜力巨大这一基本认识已达成共识。

尽管资源潜力巨大,但中国绝大多数陆相含油页岩的成熟度偏低,储层具有低孔、低渗的特征,加上页岩油分子大,并且具有极性强和高含蜡等特点,导致其难以流动。尽管目前已经通过水力压裂等手段一定程度地增强了页岩储层孔隙连通性,但仍未获得理想产能[3],亟需新理论、新技术和新方法的诞生和发展为中国陆相页岩油的有效开发开辟新途径[7]。

国外在对油页岩开发时探索了原位加热改质技术[8],与地面干馏相比,原位加热开采具有成本低、占地面积小、环境污染小的优势[9-10]。目前,对页岩原位加热改质技术的探索主要包括电加热、蒸汽加热、电磁波加热等[11-12],其中,壳牌公司探索的原位电加热技术最为成熟,加热工艺和关键设备等技术难题已基本得到解决,并在美国科罗拉多州、加拿大阿尔伯达省、约旦等地进行了38个井组现场试验,基本具备工业化应用条件[13]。原位加热改质技术有望在未来的页岩油大规模商业化开采中起到关键作用。

与国外相比,国内对页岩原位加热改质技术的研究工作起步较晚,21世纪以来高校和科研单位才逐步开展相关研究,并且主要针对油页岩而非页岩油资源[14-18]。对页岩油的探索近几年才刚刚开始,尚处于论证、探索和初步尝试阶段,对国外技术依赖性强,尚未掌握核心机理,难以对原位加热过程中页岩储层和原油性质进行有效预测,更难对增产效果进行准确评估。

页岩原位加热原位改质过程中,有机质和无机矿物的物理-化学综合作用将导致页岩储层产生增孔致裂效应,大幅增强页岩孔和缝的连通性,改善页岩储层的渗透性[19],并进一步提高页岩储层中油气的流动性和可采性。对原位加热过程中储层改质效果与波及范围的有效预测,是制定经济有效的加热方案的重要前提。然而,原位加热改质过程中的增孔致裂过程十分复杂,目前对其机理认识不清,加之中国陆相页岩储层非均质性极强[20-22],进一步加大了对该过程的研究难度,为增孔致裂过程的有效预测以及加热方案的合理制定带来了巨大挑战。因此,在研究页岩油原位加热改质开采机理的过程中,页岩储层的增孔致裂机理是重要一环,也是目前研究的薄弱环节,亟需开展深入研究。

1 原位加热过程中页岩储层改质过程

页岩主要由有机质和无机矿物构成,有机质主要为干酪根和油气,无机矿物主要包括各类粘土、碳酸盐、石英和长石等[23-24]。在原位加热改质过程中,页岩中的有机质和无机矿物将发生一系列物理和化学作用,导致其产生增孔和致裂效应。

1.1 页岩受热过程中的孔隙演化过程

高温高压条件将导致页岩发生一系列促进或抑制孔隙演化的成岩作用:① 有机质生烃作用,有机质经初次和二次裂解生成油气,并伴随有机酸、H_2S和CO_2等酸性产物的生成[25],与此同时,形成大量有机孔隙[26];② 无机矿物转化作用,比如粘土矿物从成分上由蒙脱石(或伊/蒙混层)向伊利石转化,形态上由片状向丝状、再向絮装转化,粘土矿物脱水收缩导致其晶间孔增加,有利于收缩缝的形成[27];③ 溶蚀作用,有机质裂解生成的有机酸和H_2S等酸性物质使黄铁矿、碳酸

盐岩、粘土矿物、石英和长石等不稳定矿物发生溶蚀作用[5,28]，产生次生孔隙，但与此同时，可能会生成高岭土、透辉石等矿物，会造成一定程度的孔隙充填[29]；④重结晶作用，有机质裂解生成的CO_2导致携带Ca^{2+}的溶液在孔缝中重结晶而充填孔缝，导致页岩储集空间减少，但却使得页岩脆性增强，有利于增压致裂。

1.2 页岩受热过程中的致裂过程

根据热弹性力学理论，温度改变时，物体由于外在约束以及内在各部分之间的相互约束，使其不能完全自由胀缩而产生的应力为热应力[30]。岩石受热时会产生热应力，热应力最大值往往发生在矿物颗粒的边界处，如果此处的热应力达到或超过岩石的强度极限(抗拉强度或抗剪强度)，则沿此边界的矿物颗粒之间的连结处断裂并产生微裂纹，随着温度的升高，这些裂纹逐渐形成网络，即产生热破裂现象[31-32]。对页岩进行原位加热改质时，页岩内部颗粒、孔隙与微裂纹的强度较低，将在局部产生应力集中，进而发生热破裂。现有研究表明，热破裂作用在原位加热改质页岩中起到了至关重要的作用[33]。

2 原位加热中页岩储层改质作用研究进展

在原位加热过程中，页岩的增孔和致裂效应往往同时发生，在研究的过程中难以将二者完全剥离，尤其在采用低温液氮吸附、高压压汞、气测孔隙度等实验进行测试时，所测得的孔体积和孔隙度等参数是增孔和致裂作用的综合体现。

2.1 原位加热中页岩孔渗演化

在对烃源岩的生烃过程进行定量研究时，国内外学者已经分别从实验模拟和数值模拟方面开展了大量研究。实验模拟方面，基于时温互补原理分别开发了开放体系、封闭体系和半封闭体系等热解实验。在数值模拟方面，基于化学动力学原理对烃源岩生烃过程开展了定量研究[34-36]。在研究烃源岩生烃过程中所建立的理论、方法和模型仍然适用于页岩原位加热改质研究。国内外学者通过热解实验，确定了不同升温阶段页岩的热解产物组分，并根据产率的变化揭示了有机质初次和二次裂解的动力学特征[19,37-40]。也有学者通过热重分析确定了不同升温阶段时页岩的重量损失，并逆向推断出不同升温阶段所对应的裂解作用以及该过程中的有机-无机裂解反应进程[41-43]。

明确页岩孔隙演化规律是研究页岩油气储集空间和赋存状态的重要环节，为此，国内外学者通过对自然演化和热模拟催熟的页岩样品进行孔隙表征，以阐明页岩在不同热演化程度时的孔隙演化规律。对人工热催熟页岩样品的研究结果表明，低温氮吸附实验所测得的页岩比孔容在受热过程中明显增大，但增幅差异较大(图1)[44]。在无围压条件下对页岩样品进行人工催熟处理，从低熟阶段到高熟阶段，伍德福德页岩、鄂尔多斯盆地延长组7段页岩、四川盆地二叠系页岩和中扬子寒武系水井沱组页岩比孔容可增大到原始样品的1.8~4.2倍，松辽盆地长岭凹陷嫩江组二段湖相页岩原始样品比孔容较小，仅为0.006 5 cm^3/g，当R_o(镜质体反射率，最重要的有机质成熟度指标，用来标定从早期成岩作用直至深变质阶段有机质的热演化)达到1.37 %时，比孔容陡增至0.066 4 cm^3/g，当R_o增至4.0 %时，比孔容增加到原始样品的15.7倍[29,45-48]。

另有学者对泥岩、页岩和油页岩加热至500~650 ℃，并对样品的比孔容和孔隙度进行测试，发现比孔容和孔隙度均随加热温度的增高而明显增大(图2)[33,49-51]。其中，当温度高于300 ℃时，抚顺油页岩和鄂尔多斯盆地长7段油页岩的比孔容急剧升高，当温度达到400 ℃时，鄂尔多斯盆地泥岩孔隙度增幅明显变大，因此，300 ℃和400 ℃可能分别为油页岩和泥岩

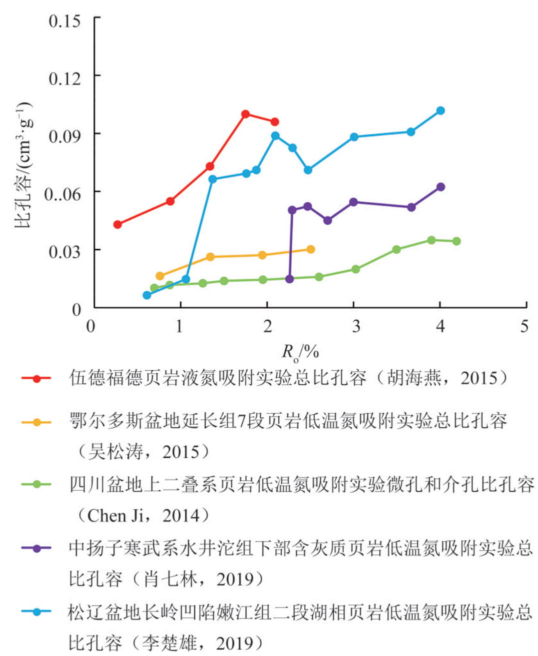

图1 人工热催熟页岩样品低温氮吸附实验所得比孔容变化对比[29,45-48]

Fig. 1 Comparison of specific pore volume of artificial thermal mature shale samples obtained by nitrogen adsorption experiment at low temperature[29,45-48]

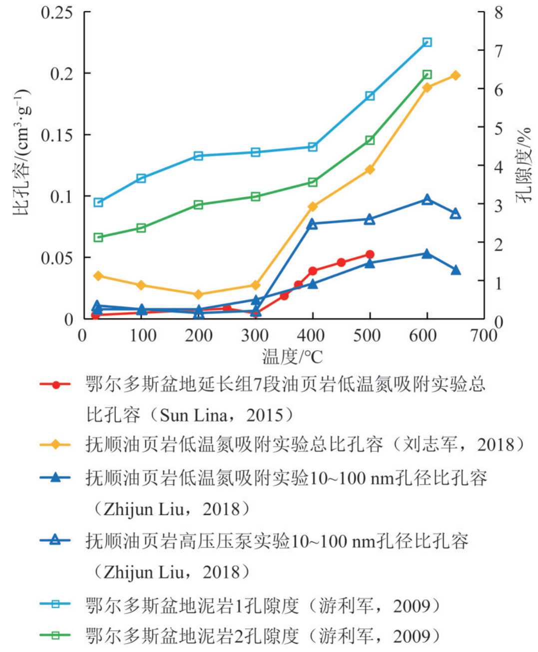

图 2　比孔容和孔隙度随样品加热温度的变化[33,49-51]

Fig. 2　Specific pore volume and porosity variation in samples with different heating temperatures[33,49-51]

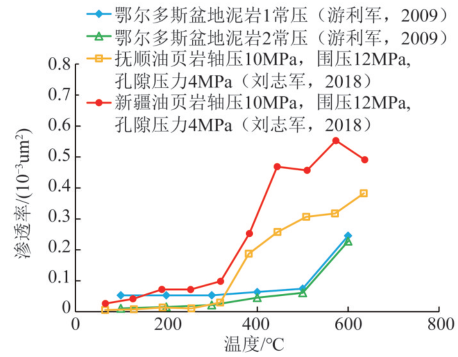

图 3　页岩在不同围压条件下加热到不同温度时的渗透率[33,58]

Fig. 3　Permeability of shale heated to different temperatures under different confining pressures[33,58]

热破裂的温度阈值。这种孔隙体积的变化主要由生排烃、热破裂和无机矿物演化等作用所造成[51]，但不同岩石性质可能造成温度阈值的差异性。

崔景伟在覆压条件下对样品进行加热催熟，发现孔隙体积随温度的增加而增大，但达到峰值后随温度的升高而降低，这可能由于部分有机孔隙在围压作用下被压实所致[52]。不同学者的实验结果在微孔、介孔和宏孔的变化规律上不完全一致[53-55]，但在有机孔的贡献方面可基本达成一致，即认为有机质的生-排烃过程所导致的有机孔隙演化在页岩总孔隙演化过程中起到了至关重要的作用[47,49,56-57]，此外，无机矿物的成岩转化也是页岩储层性质改善的重要原因[45-46]。

比孔容和孔隙度的增大，必然导致渗透率随之增大，实验结果显示，渗透率的变化与孔隙变化趋势具有一定相似性，抚顺油页岩和新疆油页岩样品渗透率在 300 ℃左右开始大幅升高，而鄂尔多斯盆地泥岩样品渗透率则在 450 ℃左右才开始大幅升高，油页岩和泥岩的渗透率变化温度阈值分别为 300 ℃和 450 ℃(图 3)[33,58]。

除热破裂效应之外，页岩因富含有机质而具有特殊性。在高温加热过程中，干酪根将发生初次裂解生成油气分子，已经生成的油气分子将发生二次裂解生成分子量更小的油气分子。这是一个油气分子数量逐渐增多，并且平均分子量逐渐降低的过程。该过程中流体体积膨胀系数逐渐增高，流体体积发生大幅度膨胀，在孔隙中形成生烃增压效应[17,18,59-60]。有机碳含量为 5 %、氢指数为 600 mg/g 的页岩样品在封闭体系中进行热模拟实验，体系压力可增高至 66 MPa[61]。生烃增压效应所蓄积的流体压力将与热应力发生叠加，使热致裂作用进一步复杂化，对突破页岩矿物颗粒内部以及颗粒之间的连结力起到促进作用，进而加剧页岩的热致裂效应。因此，在研究页岩热致裂效应时，需将页岩矿物骨架的热破裂作用与生烃增压致裂作用进行耦合，综合研究页岩热致裂机理及其数值模拟方法，以达到对热致裂过程及其所伴随的孔渗变化进行动态定量预测的目的。

上述研究主要在关注有机质裂解生成油、气的过程，以及该过程中所伴随的有机质孔隙和粘土矿物孔隙演化，对高温高压条件下的酸性生烃附属产物(有机酸、H_2S 和 CO_2 等)的生成及其对矿物产生的溶蚀作用和重结晶作用等成岩演化的影响研究相对薄弱，由该过程所导致的页岩储层增孔效果的定量化研究有待进一步开展。

2.2　原位加热中页岩致裂效应

事实上，对于岩石热破裂作用的研究并非一个全新的课题。为了满足油气开发、地热能开发和核废料存储等领域的需求，前人已分别从实验室物理模拟、细观机理模拟和数值模拟等方面对砂岩、碳酸岩和花岗岩等岩石的热破裂现象开展了一定研究[32,62-63]。

2.2.1　实验研究

实验方面，利用电液伺服材料试验系统进行温度加载，同时检测岩石渗透率的变化，以反映岩石的热破裂程度。与此同时，通过声发射记录仪实时检测各个温度段的岩石破裂声发射信号，包括声发射事件数、能量、持续时间和振幅等参量，用以监测不同温度时岩石

热破裂的进程和强度，并确定岩石热破裂的温度阈值[32,63-64]。赵阳升等[65]将细砂岩由150 ℃加温到300 ℃，并在高温三轴应力条件下检测声发射事件(图4)，发现从175 ℃开始，细砂岩声发射事件增多，在185～203 ℃最为剧烈和密集，后间歇性减弱至230 ℃进入相对平静期。

此外，通过对热处理过的岩石样品进行光学显微镜、扫描电镜、X射线形貌和CT等实验，从微观角度研究了岩石热破裂过程中细纹萌生、扩展、贯通和失稳过程的规律以及孔裂隙结构演化规律[66-67]。赵阳升等[68]将花岗岩加热到不同温度后通过CT实验观测岩石的细观变化，加热到500 ℃时，晶体颗粒的封闭多边形裂纹几乎全部形成，使花岗岩呈现糜棱状的晶体颗粒结构，90 %以上的热破裂裂纹沿颗粒周边的相对薄弱的胶结界面发生，仅有少部分裂纹穿过岩石颗粒。

此外，也有学者对于油页岩原位加热改质过程中储层物性的变化开展了一定研究，比如太原理工大学对加热到不同阶段的油页岩进行CT扫描，得到了油页岩在热解过程中的整体破裂规律，认为油页岩热破裂的阈值温度为200～300 ℃(图5)，与前文所述低温氮吸附实验和氦气法孔隙度实验得到的结果一致[69-72]。

奥斯陆大学的Maya Kobchenko等(2011)[73]将绿河页岩从60 ℃加热到400 ℃，采用X射线断层成像技术进行观测，结果显示，在350 ℃左右开始产生裂缝，随着温度继续升高，平行于页岩层理的裂缝扩展合并(图6)。

地质条件下的加热与实验室条件下的加热存在一定区别，主要体现在以下几个方面：①加热温度不同，地质条件下加热温度可能在300 ℃或350 ℃左右，而实验室中可达600 ℃；②升温速率不同，地质条件下页岩储层尺度大，升温速率很大程度上取决于岩石热传导效率，而实验室条件下页岩样品尺度小，升温速率快；③围压不同，地质条件下页岩储层处于地层压力下，而

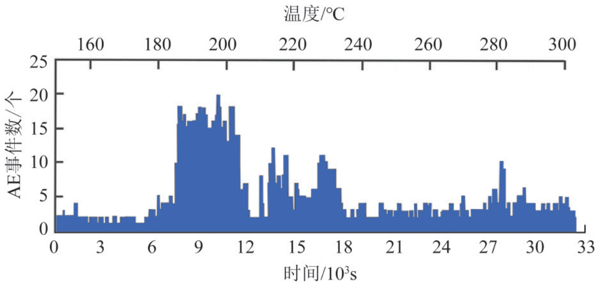

图4 高温三轴应力条件下细砂岩声发射事件计数率[65]

Fig. 4 Acoustic emission event counting rates of fine sandstone under high temperature triaxial stress[65]

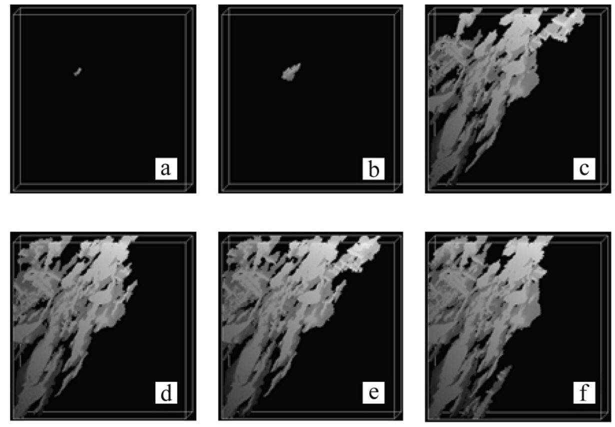

图5 不同温度下油页岩内部最大空隙连通团分布[72]

Fig. 5 Distribution diagrams of the largest pore groups connected in oil shale at different temperatures[72]

a. T=20 ℃; b. T=100 ℃; c. T=200 ℃; d. T=300 ℃; e. T=400 ℃; f. T=500 ℃

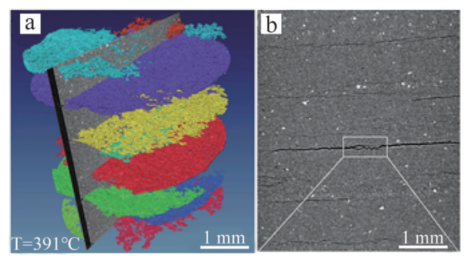

图6 加热到391 ℃时页岩样品X射线断层成像

Fig. 6 X-ray tomography images showing shale samples heated to 391 ℃

a. 裂缝网络三维效果图，每种颜色代表一个独立裂纹；b. 二维切片

实验中可能在无围压条件下进行。

在实验室研究过程中，要在不同围压下进行加热，阐明围压对页岩起裂规律的影响，并且，以不同的升温速率将页岩加热到不同温度，以阐明升温速率和温度对页岩热破裂的影响。在进行地质评价时，需要综合考虑围压、加热温度和升温速率的影响，从实验室尺度跨度到地质尺度，以便做出客观准确的预测。

2.2.2 岩石热破裂细观机理研究

通过宏观实验往往只能获得岩石热破裂的宏观过程，难以揭示热破裂的细观机理。Cundall率先提出可通过在颗粒流(particle flow code，简称PFC)离散元模拟中赋予模型热存储和热传导属性[74-75]，从而模拟岩石细观颗粒的力与运动状态，并进一步揭示岩石裂缝在热-力耦合作用下的热破裂细观机理。在构建基于岩石细观组分空间分布的PFC数值模型[76]的基础上，进行单轴压缩模拟，确定模型力学参数。在充分考虑岩石力学与热力学参数的基础上进行升温模拟，阐明

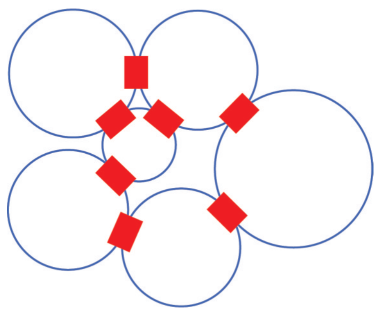

图 7　平行粘结模型
Fig. 7　Parallel bond model

岩石应变、裂缝数量、裂缝分布形态等参数随温度升高的变化规律，以及应力对岩石热破裂的影响规律，进而揭示热破裂细观机理。PFC 模拟中使用的所有本构方程均为接触方程，通常采用平行粘结模型表征岩石材料的胶结现象[77-79]（图 7）。

在 PFC 模拟中，总接触力根据接触面可分为切向接触力和法向接触力[80]：

$$\bar{F}_i = \bar{F}_i^n + \bar{F}_i^s \tag{1}$$

$$\bar{M}_i = \bar{M}_i^n + \bar{M}_i^s \tag{2}$$

式中：$\bar{F}_i^n$ 为力，N；$\bar{M}_i^n$ 为力矩的法向向量，N·m；$\bar{F}_i^s$ 为力，N；$\bar{M}_i^s$ 为力矩的切向分量，N·m。

平行粘结模型可以视为梁结构，根据梁理论[81]，在粘结周边会产生最大拉应力（σ_{max}）和最大剪应力（τ_{max}）：

$$\sigma_{max} = \frac{-\bar{F}^n}{A} + \frac{\left|\bar{M}_i\right|}{I}\bar{R} \tag{3}$$

$$\tau_{max} = \frac{\bar{F}_i^s}{A} + \frac{\left|\bar{M}^n\right|}{J}\bar{R} \tag{4}$$

式中：A 为粘结面的面积，m^2；J 为截面的极惯性矩，m^4；I 为截面切向的惯性矩，m^4。

当最大拉应力大于平行粘结抗拉强度或者最大剪应力大于平行粘结抗剪强度时，颗粒连接键发生断裂，即在颗粒的粘结处产生裂纹。可根据拉破坏形成拉伸裂纹、剪破坏形成剪切裂纹的原则，判别优先产生哪种裂纹。

采用 PFC 模拟所揭示的岩石热破裂效应随温度变化的发展规律及其细观机理，将为进一步建立或优选模型对热破裂作用进行宏观预测提供理论基础和参数依据。

2.2.3　数值模拟研究

自从 Dougill 于 1976 年首次将损伤力学引入岩石类材料的研究领域以来[82]，有关岩石损伤特性的研究得到了学者们的广泛关注。通过高温条件下的力学和显微观察等实验，得到岩石力学和热力学损伤规律，在此基础上建立或完善岩石损伤模型[83-91]，探究温度和压缩荷载共同作用下的岩石力学行为和破裂的宏观变化过程[92-94]。

康健[31]为探究高温地热资源开发中的岩石热破裂机制，采用随机概率分布函数（随机均匀分布、随机正态分布、随机韦伯分布、随机指数分布）对岩石非均质性进行描述，基于弹塑性理论[95]建立随机非均质热弹塑性力学模型：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial \sigma_{x_1}}{\partial x_1} + \dfrac{\partial \tau_{x_1x_2}}{\partial x_2} + \dfrac{\partial \tau_{x_1x_3}}{\partial x_3} + F_1 = \dfrac{\partial(3K\beta T)}{\partial x_1} \\ \dfrac{\partial \tau_{x_1x_2}}{\partial x_1} + \dfrac{\partial \sigma_{x_2}}{\partial x_2} + \dfrac{\partial \tau_{x_2x_3}}{\partial x_3} + F_2 = \dfrac{\partial(3K\beta T)}{\partial x_2} \\ \dfrac{\partial \tau_{x_1x_3}}{\partial x_1} + \dfrac{\partial \tau_{x_2x_3}}{\partial x_2} + \dfrac{\partial \sigma_{x_3}}{\partial x_3} + F_3 = \dfrac{\partial(3K\beta T)}{\partial x_3} \end{cases} \tag{5}$$

其中，

$$\sigma_{x_i} = \lambda\varepsilon + 2G_{x_i} = G\gamma_{x_ix_j} = G\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right) \tag{6}$$

$$\varepsilon = \varepsilon_{x_1} + \varepsilon_{x_2} + \varepsilon_{x_3} \tag{7}$$

$$\varepsilon_{x_i} = \frac{\partial u_i}{\partial x_i}\ (i = 1, 2, 3) \tag{8}$$

式中：x_i 为坐标，无量纲，i=1 为 x 方向，i=2 为 y 方向，i=3 为 z 方向；σ 为正应力，N；τ 为切应力，N；λ 和 G 为拉梅常数，无量纲；u 为位移，m；F 为外力，N；β 为热膨胀系数，无量纲；γ 为剪切应变，无量纲；ε 为体积应变，无量纲；K 为体积变形模量，无量纲；T 为温度，K。为了有针对性地考虑温度梯度和热膨胀梯度引起的岩石应变效应，将 λ 和 G 定为常数，可得岩体应力平衡方程：

$$(\lambda + G)\frac{\partial^2 u_j}{\partial x_i \partial x_j} + G\frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} + F_i = 3K\left(\beta\frac{\partial T}{\partial x_i} + T\frac{\partial \beta}{\partial x_i}\right) \tag{9}$$

与此同时，建立岩体随机介质非稳态热传导方程：

$$\kappa\nabla^2 T + \frac{\partial_\kappa}{\partial x_1}\frac{\partial T}{\partial x_1} + \frac{\partial_\kappa}{\partial x_2}\frac{\partial T}{\partial x_2} + \frac{\partial_\kappa}{\partial x_3}\frac{\partial T}{\partial x_3} = \rho c\frac{\partial T}{\partial t} + cT\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho T\frac{\partial c}{\partial t} + Q_0 \tag{10}$$

式中：κ 为导热系数，W/(m·K)；∇^2 为拉普拉斯算子，无量纲；T 为温度，K；ρ 为材料的密度，kg/m^3；c 为比热容，J/K；t 为时间，s；Q_0 为体系的总热量，J。

将岩体应力平衡方程与随机介质非稳态热传导方程进行耦合，将力学参数（如弹性模量、泊松比、内摩擦角、抗拉强度、抗剪强度、抗压强度等）设为定值，采用有限元分析方法进行数值求解，得到热变形引起的初应变 ε_0，并进一步确定初应变引起的等效节点载荷 F_T

和F_{β}。采用Drucker-Prager屈服准则[96]对热破裂进行判定，根据逾渗理论[97-104]，当平面模型热破裂的单元数达到59.275 %时，即认为对应的温度为热破裂门槛值T_c，亦可考察此时岩石渗透率的突变情况。并可通过对随机分布函数及其参数的调整，考察岩石非均质性对热破裂作用的影响。通过数值模拟探索岩石受热时裂纹产生、扩展、汇合以及贯通过程的变化规律。

对上述研究思路进行延伸，进一步探索破裂单元比例与渗透率之间的关系，并根据破裂单元比例的变化评价渗透率在热破裂过程中的变化过程，有望据此对原位加热过程中的页岩渗透率进行预测。

前期对于砂岩、碳酸盐岩和花岗岩等岩石热破裂作用的研究无疑为页岩的研究奠定了良好基础，不难将其实验方法、理论模拟和数学模型进行有针对性的改进和转化，服务于页岩热破裂作用的研究。但页岩具有其特殊性，比如在受热过程中将因有机质裂解而产生增压致裂效应，在研究过程中应特别加强对该过程的关注。

3 结语

基于对有机-无机成岩作用和热致裂效应的分析，初步明确了页岩原位加热过程中储层改质效应的主要机理，即由有机质裂解、无机矿物转化、矿物溶蚀和重结晶引起的孔隙演化效应，以及由热应力和生烃增压所造成的致裂效应耦合所导致。增孔和致裂效应叠加，将导致页岩储层孔渗条件大幅改善，是页岩油原位加热增产的重要理论基础之一。

尽管目前对于加热后页岩的孔隙演化开展了一定研究，但基本上是对于增孔致裂综合效应的整体分析，未对有机、无机孔隙演化以及热破裂和生烃增压致裂过程分别开展研究。这意味着对增孔致裂机理的认识仍不充分，无法从机理出发对单一过程进行准确预测，更无法实现对整个增孔增渗过程的准确预测。因此，在进一步研究中需对有机、无机孔隙演化和热破裂、生烃增压致裂开展相对独立的研究，分别揭示其机理并建立评价模型。在与热传导模型耦合的基础上，实现对原位加热过程中增孔增渗效应在时间和空间上的定量预测，为开发方案的制定奠定基础。

此外，不同构造和沉积背景的含油气盆地或同一含油气盆地的不同沉积(微)相中页岩的岩相具有显著差异，意味着页岩在有机质含量与性质、无机矿物组成和储层孔隙度、渗透率、孔隙结构等方面存在明显差异。岩相的多样性必将导致受热过程中生排烃、无机矿物转化、热破裂和增压致裂等效应的明显差异，进而影响整体增压致裂效果。因此，对不同岩相的页岩分别开展增压致裂机理研究，对该效应的工程预测具有现实意义。

参 考 文 献

[1] 邹才能，杨智，崔景伟，等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发，2013，40(1)：14-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of non-marine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2013, 40(1): 14-26.

[2] 邹才能，朱如凯，白斌，等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报，2015，34(1)：3-17.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil[J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1):3-17.

[3] 赵文智，胡素云，侯连华. 页岩油地下原位转化的内涵与战略地位[J]. 石油勘探与开发，2018，45(4)：537-545.
Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua. Connotation and strategic role of in-situ conversion processing of shale oil underground in the onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 537-545.

[4] 柳波，吕延防，赵荣，等. 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩系统地层超压与页岩油富集机理[J]. 石油勘探与开发，2012，39(6)：699-705.
Liu Bo , Lü Yanfang, Zhao Rong , et al. Formation overpressure and shale oil enrichment in the shale system of Lucaogou Formation, Malang Sag, Santanghu Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(6): 699-705.

[5] 蒋恕，唐相路，Steve Osborne，等. 页岩油气富集的主控因素及误辩：以美国、阿根廷和中国典型页岩为例[J]. 地球科学，2017，42(7)：1083-1091.
Jiang Shu, Tang Xianglu, Steve Osborne, et al. Enrichment factors and current misunderstanding of shale oil and gas: Case study of shales in U. S. Argentina and China[J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1083-1091.

[6] Jarvie D M . Shale resource systems for oil and gas : part2-shale-oil resource systems[J]. AAPG Memoir, 2012:89-119.

[7] 邹才能，潘松圻，荆振华，等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报，2020，41(1)：1-12.
Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.

[8] Sohns H W, Mitchell L E, Cox R J, et al. Heat requirements for retorting oil shale[J]. Industrial & Engineering Chemistry, 1951, 43(1): 33-36.

[9] 吴敏杰，张静平，李忠城，等. 油页岩矿地面干馏目标区优选[J]. 新疆石油地质，2011，32(6)：616-620.
Wu Minjie, Zhang Jingping, Li Zhongcheng, et al. The optimizing method for on-ground retorting targets in oil shale mining areas[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(6): 616-620.

[10] 钱家麟，尹亮. 油页岩：石油的补充能源[M]. 北京：中国石化出版社，2011.
Qian Jialin, Yin Liang. Oil shale: petroleum alternative[M]. Bei-

jing: China Petrochemical Press. 2011.
[11] 汪友平，王益维，孟祥龙，等. 美国油页岩原位开采技术与启示[J]. 石油钻采工艺，2013，35(6): 55-59.
Wang Youping, Wang Yiwei, Meng Xianglong, et al. Enlightenment of American's oil shale in-situ retorting technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(6): 55-59.
[12] 赵文智，胡素云，侯连华，等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发，2020，47(1): 1-10.
ZhaoO Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
[13] Alpak F O, Vink J C, Gao G, et al. Techniques for effective simulation, optimization, and uncertainty quantification of the in-situ upgrading process[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. 2013, (3-4): 1-14.
[14] 周科. 热氮气地下原位裂解油页岩温度场数值模拟及野外试验[D]. 吉林：吉林大学建设工程学院，2017.
Zhou Ke. Numerical simulation of temperature field and field test of in-situ pyrolysis of oil shale with hot nitrogen[D]. Jilin: College of Construction Engineering, Jilin University, 2017.
[15] 杨阳. 高压—工频电加热原位裂解油页岩理论与试验研究[D]. 吉林：吉林大学建设工程学院，2014.
Yang Yang. Theoratical and experimental research of oil shale in-situ pyrolysis by high voltage-power frequency electaical heating method[D]. Jilin: College of Construction Engineering, Jilin University, 2014.
[16] 王玮. 传导与对流加热条件下油页岩孔隙结构演化及原位加热模拟分析[D]. 太原：太原理工大学矿业工程学院，2015.
Wang Wei. Proe structure evolution and in-situ heating simulation analysis of oil shale under conduction and convection heating conditions [D]. Taiyuan: College of Mining Engineering, Taiyuan University of Technology, 2015.
[17] 王磊. 过热蒸汽原位热解油页岩开采油气微观特征研究[D]. 太原：太原理工大学矿业工程学院，2017.
Wang Lei. Study on microscopic characteristics of in-situ pyrolysis oil shale and oil gas exploration through superheated steam[D]. Taiyuan: College of Mining Engineering, Taiyuan University of Technology, 2017.
[18] 赵林. 过热蒸汽对流加热油页岩原位开采基础实验研究[D]. 太原：太原理工大学矿业工程学院，2015.
Zhao Lin. Experimental study on in-situ mining based overheat steam convection heating oil shale[D]. Taiyuan: College of Mining Engineering, Taiyuan University of Technology, 2015.
[19] 王益维，汪友平，孟祥龙，等. 低成熟度页岩油加热改质热解动力学及地层渗透性[J]. 石油与天然气地质，2019，40(3): 678-684.
Wang Yiwei, Wang Youping, Meng Xianglong, et al. Organic matter pyrolysis kinetics and formation permeability variation during upgrading process of low-maturity shale oil[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 678-684.
[20] 刘可禹，刘畅. "化学-沉积相"分析：一种研究细粒沉积岩的有效方法[J]. 石油与天然气地质，2019，40(3): 491-503.
Liu Keyu, Liu Chang. "Chemo-sedimentary facies" analysis: An effective method to study fine-grained sedimentary rocks[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 491-503.
[21] 卢双舫，薛海涛，王民，等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. 石油学报，2016，37(10): 1309-1322.
Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.
[22] 邹才能，朱如凯，吴松涛，等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报，2012，33(2): 173-187.
Zhou Caineng, Zhu Rukai, Wusongtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
[23] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
[24] 刘树根，王世玉，孙玮，等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组黑色页岩特征[J]. 成都理工大学学报：自然科学版，2013，40(6): 621-639.
Liu Shugen, Wang Shiyu, Sun Wei, et al. Characteristics of black shale in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Chengdu University of Technology, 2013, 40(6): 621-639.
[25] 霍秋立，曾花森，付丽，等. 松辽盆地北部青一段泥页岩储集特征及孔隙演化[J]. 大庆石油地质与开发，2019，38(1): 1-8.
Huo Qiuli, Zeng Huasen, Fu Li, et al. Accumulating characteristics and pore evolution for Member Qing-1 mud shale in North Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1): 1-8.
[26] 邹才能，朱如凯，白斌，等. 中国油气储层中纳米孔喉首次发现及其科学价值[C]// 第四届中国石油地质年会. 北京：2011:177.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [C]//The 4th Annual Conference of China Petroleum Geolog. Beijing: 2011:177.
[27] 张顺，刘惠民，王敏，等. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化[J]. 石油学报，2018，39(7): 754-766.
Zhang Shun, Liu Huimin, Wang Min, et al. Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 754-766.
[28] 董春梅，马存飞，栾国强，等. 泥页岩热模拟实验及成岩演化模式[J]. 沉积学报，2015，33(5): 1053-1061.
Dong Chunmei, Ma Cunfei, Luan Guoqiang, et al. Pyrolysis simulation experiment and diagenesis evolution pattern of shale [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(5): 1053-1061.
[29] 肖七林，刘安，李楚雄，等. 高演化页岩纳米孔隙在过熟阶段的形成演化特征及主控因素——中扬子地区寒武系水井沱组页岩含水热模拟实验[J]. 地球科学，2020，45(6):2160-2171.
Xiao Qilin, Liu An, Li Chuxiong, et al. Formation and evolution of nanopores in highly matured shales at over-mature stage: insights from the hydrous pyrolysis experiments on cambrain shuijintuo shale from the middle yangtze region[J]. Earth Science, 2020, 45(6):2160-2171.
[30] 王洪纲. 热弹性力学概论[M]. 北京：清华大学出版社，1989: 446.
Wang Honggang. Introduction to thermoelasticity [M]. Beijing: Tsinghua University Press. 1988: 446.
[31] 康健. 岩石热破裂的研究及应用[M]. 大连：大连理工大学出版社，2008.
Kang Jian. Research on thermal cracking of rocks and its applica-

tion[M]. Dalian: Dalian University of Technology Press, 2008.

[32] 徐小荷,余静. 岩石破碎学[M]. 北京:煤炭工业出版社, 1984.
Xu Xiaohe, Yu Jing. Rock fragmentation[M]. Beijing: China Coal Industry Publishing House, 1984.

[33] 游利军,康毅力. 热处理对致密岩石物理性质的影响[J]. 地球物理学进展, 2009, 24(5): 1850-1854.
You Lijun, Kang Yili. Effects of thermal treatment on physical property of tight rocks[J]. Progress in Geophysics, 2009, 24(5): 1850-1854.

[34] Braun R L, Burnham A K. Analysis of chemical reaction kinetics using a distribution of activation energies and simpler models[J]. Energy & Fuels, 1987, 1(2): 153-161.

[35] Tissot B P, Pelet R, Ungerer P H. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(12): 1445-1466.

[36] 卢双舫,付晓泰,刘晓艳,等. 油成气的动力学模型及其标定[J]. 天然气工业, 1996,(6): 6-8.
Lu Shuangfang, Fu Xiaotai, Liu Xiaoyan, et al. Dynamics model of oil to gas and its calibration[J]. Natural Gas Industry, 1996, (6): 6-8.

[37] Sadiki A, Kaminsky W, Halim H, et al. Fluidised bed pyrolysis of Moroccan oil shales using the hamburg pyrolysis process[J]. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 2003, 70(2): 427-435.

[38] Wang W, Ma Y, Li S, et al. Effect of temperature on the EPR properties of oil shale pyrolysates[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(2): 830-834.

[39] Huang Y, Han X, Jiang X. A tga-ms investigation of the effect of heating rate and mineral matrix on the pyrolysis of kerogen in oil shale.[J]. Oil Shale, 2016, 33(2):125-141.

[40] Maaten B, Loo L, Konist A, et al. Decomposition kinetics of american, chinese and estonian oil shales kerogen[J]. Oil shale, 2016, 33(2): 167.

[41] Wang Q, Wang H, Sun B, et al. Thermo-gravimetric study and kinetic analysis of blended combustion characteristics of oil shale and semi-coke[J]. Journal of Chemical Industry & Engineering, 2007, 58(11): 2882-2888.

[42] Wang Z, Liu X, Wang Y, et al. Studies on the co-pyrolysis characteristics of oil shale and spent oil shale[J]. Journal of Thermal Analysis & Calorimetry, 2016, 123(2): 1707-1714.

[43] Wang Q, Wang Y, Zhang H, et al. The simulation study of application of the fg-dvc model to the pyrolysis of huadian oil shale of china at different heating rates[J]. Oil Shale, 2016, 33(2): 111.

[44] 薛莲花,杨巍,仲佳爱,等. 富有机质页岩生烃阶段孔隙演化——来自鄂尔多斯延长组地质条件约束下的热模拟实验证据[J]. 地质学报, 2015, 89(5): 970-978.
Xue Lianhua, Yang Wei, Zhong Jia'ai, et al. Porous evolution of the organic-rich shale from simulated experiment with geological constrains, samples from yanchang formation in ordos basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(5): 970-978.

[45] 胡海燕. 富有机质Woodford页岩孔隙演化的热模拟实验[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 820-825.
Hu Haiyan. Porosity evolution of the organic-rich shale with thermal maturity increasing[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 820-825.

[46] 吴松涛,朱如凯,崔京钢,等. 鄂尔多斯盆地长7湖相泥页岩孔隙演化特征[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 167-176.
Wu Songtao, Zhu Rukai, Cui Jinggang, et al. Characteristics of lacustrine shale porosity evolution, Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 167-176.

[47] Chen J, Xiao X. Evolution of nanoporosity in organic-rich shales during thermal maturation[J]. Fuel, 2014, 129: 173-181.

[48] 李楚雄,肖七林,陈奇,等. 页岩纳米级孔隙在有机质熟化过程中的演化特征及影响因素[J]. 石油实验地质, 2019, 41(6): 901-909.
Li Chuxiong, Xiao Qilin, Chen Qi, et al. Evolution characteristics and controls of shale nanopores during thermal maturation of organic matter[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(6): 901-909.

[49] Sun L, Tuo J, Zhang M, et al. Formation and development of the pore structure in Chang 7 member oil-shale from Ordos Basin during organic matter evolution induced by hydrous pyrolysis[J]. Fuel, 2015, 158: 549-557.

[50] 刘志军,杨栋,胡耀青,等. 油页岩原位热解孔隙结构演化的低温氮吸附分析[J]. 西安科技大学学报, 2018, 38(5): 737-742.
Liu Zhijun, Yang Dong, Hu Yaoqing, et al. Low temperature nitrogen adsorption analysis of pore structure evolution in in-situ pyrolysis of oil shale[J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2018, 38(5): 737-742.

[51] Liu Z, Yang D, Hu Y, et al. Influence of in situ pyrolysis on the evolution of pore structure of oil shale[J]. Energies, 2018, 11(4): 755.

[52] 王飞宇,关晶,冯伟平,等. 过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 764-768.
Wang Feiyu, Guan Jing, Feng Weiping, et al. Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 764-768.

[53] 吉利明,吴远东,贺聪,等. 富有机质泥页岩高压生烃模拟与孔隙演化特征[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 172-181.
Ji Liming, Wu Yuandong, He Cong, et al. High-pressure hydrocarbon-generation simulation and pore evolution characteristics of organic-rich mudstone and shale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 172-181.

[54] 崔景伟,朱如凯,崔京钢. 页岩孔隙演化及其与残留烃量的关系:来自地质过程约束下模拟实验的证据[J]. 地质学报, 2013, 87(5): 730-736.
Cui Jingwei, Zhu Rukai, Cui Jinggang. Relationship of porous evolution and residual hydrocarbon: evidence from modeling experiment with geological constrains[J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(5): 730-736.

[55] Guo H, Jia W, Zeng J, et al. Evolution of organic matter and nanometer-scale pores in an artificially matured shale undergoing two distinct types of pyrolysis: A study of the Yanchang Shale with Type II kerogen[J]. Organic Geochemistry, 2017, 105: 56-66.

[56] Hu H, Zhang T, Wiggins-Camacho J D, et al. Experimental investigation of changes in methane adsorption of bitumen-free Woodford Shale with thermal maturation induced by hydrous pyrolysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 59: 114-128.

[57] Yu K, Ju Y, Shao C. Structure characteristics and evolution mechanism of nanopore in transitional coal-bearing shale[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 184: 106545.

[58] 刘志军. 温度作用下油页岩孔隙结构及渗透特征演化规律研究[D]. 太原:太原理工大学, 2018.
Liu Zhijun. Temperature dependence of evolution of pore structure

and permeability characteristics of oil shale［D］. Taiyuan：Taiyuan University of Technology，2018.

［59］ 赵林，杨栋，康志勤，等. 过热蒸汽对流加热油页岩产气规律研究［J］. 太原理工大学学报，2015，46（3）：323-326.
Zhao Lin，Yang Dong，Kang Zhiqin，et al. Gas generation law of oil shale heated by superheated steam［J］. Journal of Taiyuan University of Technology，2015，46（3）：323-326.

［60］ Hao F，Zou H，Gong Z，et al. Hierarchies of overpressure retardation of organic matter maturation：Case studies from petroleum basins in China［J］. AAPG Bulletin，2007，91（10）：1467-1498.

［61］ 郭小文，何生，郑伦举，等. 生油增压定量模型及影响因素［J］. 石油学报，2011，32（4）：637-644.
Guo Xiaowen，He Sheng，Zheng Lunju，et al. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors［J］. Acta Petrolei Sinica，2011，32（4）：637-644.

［62］ 陈颙，吴晓东，张福勤. 岩石热开裂的实验研究［J］. 科学通报，1999（8）：880-883.
Chen Yu，Wu Xiaodong，Zhang Fuqin. Experimental study on thermal cracking of rock［J］. Chinese Science Bulletin，1999（8）：880-883.

［63］ 唐春安，徐小荷. 岩石破裂过程中的灾变问题［M］. 成都：煤炭工业出版社，1989：5.
Tang Chun'an，Xu Xiaohe. Catastrophes in rock failure［M］. Chengdu：Coal Industry Press 1989：5.

［64］ 李纪汉，刘晓红，郝晋昇. 温度对岩石的弹性波速和声发射的影响［J］. 地震学报，1986，8（3）：293-300.
Li Jihan，Liu Xiaohong，Hao Jinsheng. Influence of temperature on elastic wave velocity and acoustic emission of rock［J］. Acta Seismologica Sinica，1986，8（3）：293-300.

［65］ 赵阳升，万志军，张渊，等. 岩石热破裂与渗透性相关规律的试验研究［J］. 岩石力学与工程学报，2010，29（10）：1970-1976.
Zhao Yangsheng，Wan Zhijun，Zhang Yuan，et al. Experimental study of related laws of rock thermal cracking and permeability［J］. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering，2010，29（10）：1970-1976.

［66］ 耿毅德. 油页岩地下原位压裂—热解物理力学特性试验研究［D］. 太原：太原理工大学矿业工程学院，2018.
Geng Yide. Experimental study on the physical and mechanical properties of oil shale during in-situ fracturing and pyrolysis［D］. Taiyuan：College of Mining Engineering，Taiyuan University of Technology，2018.

［67］ Saif T，Lin Q，Gao Y，et al. 4D in situ synchrotron X-ray tomographic microscopy and laser-based heating study of oil shale pyrolysis［J］. Applied Energy，2019，235：1468-1475.

［68］ 赵阳升，孟巧荣，康天合，等. 显微CT试验技术与花岗岩热破裂特征的细观研究［J］. 岩石力学与工程学报，2008（1）：28-34.
Zhao Yangsheng，Meng Qiaorong，Kang Tianhe，et al. micro-ct experimental technology and meso-investigation on thermal fracturing characteristics of granite［J］. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering，2008（1）：28-34.

［69］ 康志勤，赵阳升，孟巧荣，等. 油页岩热破裂规律显微CT实验研究［J］. 地球物理学报，2009，52（3）：842-848.
Kang Zhiqin，Zhao Yangsheng，Meng Qiaorong，et al. Micro-CT experimental research of oil shale thermal cracking laws［J］. Chinese Journal of Geophysics，2009，52（3）：842-848.

［70］ 孟巧荣，康志勤，赵阳升，等. 油页岩热破裂及起裂机制试验［J］. 中国石油大学学报（自然科学版），2010，34（4）：89-92.
Meng Qiaorong，Kang Zhiqin，Zhao Yangsheng，et al. Experiment of thermal cracking and crack initiation mechanism of oil shale［J］. Journal of China University of Petroleum（Edition of Natural Sciences），2010，34（4）：89-92.

［71］ 杨栋，康志勤，赵静，等. 油页岩高温CT实验研究［J］. 太原理工大学学报，2011，42（3）：255-257.
Yang Dong，Kang Zhiqin，Zhao Jing，et al. CT experiment research of oil shale under high temperature［J］. Journal of Taiyuan University of Technology，2011，42（3）：255-257.

［72］ 赵静，冯增朝，杨栋，等. 基于三维CT图像的油页岩热解及内部结构变化特征分析［J］. 岩石力学与工程学报，2014，33（1）：112-117.
Zhao Jing，Feng Zengchao，Yang Dong，et al. Study of pyrolysis and internal structural variation of oil shale based on 3d ct images［J］. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering，2014，33（1）：112-117.

［73］ Kobchenko M，Panahi H，Renard F，et al. 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating［J］. Journal of Geophysical Research：Solid Earth，2011，116（B12201）：1-9.

［74］ Cundall P A，Strack O D. A discrete numerical model for granular assemblies［J］. Geotechnique，1979，29（1）：47-65.

［75］ Cundall P A，Hart R D. Numerical modelling of discontinua［J］. Analysis & Design Methods，1993，9（2）：231-243.

［76］ 周喻，吴顺川，许学良，等. 岩石破裂过程中声发射特性的颗粒流分析［J］. 岩石力学与工程学报，2013，32（5）：951-959.
Zhou Yu，Wu Shunchuan，Xu Xueliang，et al. Particle flow analysis of acoustic emission characteristics during rock failure process［J］. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering，2013，32（5）：951-959.

［77］ 徐寅善. 级配碎石剪切强度数值试验方法及其应用［D］. 西安：长安大学公路学院，2012.
Xu Yinshan. Shear strength silumation test method of graded broken stone and its appliance［D］. Xi'an：College of Highway，Chang'an University，2012.

［78］ 尹小涛. 岩土材料工程性质数值试验研究［D］. 武汉：中国科学院研究生院，2008.
Yin Xiaotao. Study on the engineering characteristics of rock and soil material based on numerical test［D］. Wuhan：Chinese Academy of Sciences，2008.

［79］ Zhou Z，Jiang Y，Zou Y，et al. Degradation mechanism of rock under impact loadings by integrated investigation on crack and damage development［J］. Journal of Central South University，2014，21（12）：4646-4652.

［80］ 陈长冰. 筒仓内散体侧压力沿仓壁分布研究［D］. 合肥：合肥工业大学，2006.
Chen Changbing. Research on distribution of lateral bulk-solid pressures on silos' walls.［D］. Hefei：Hefei University of Technology，2006.

［81］ Han S M，Benaroya H，Wei T. Dynamics of transversely vibrating beams using four engineering theories［J］. Journal of Sound & Vibration，1999，225（5）：935-988.

［82］ Dougill J W，Lau J C，Burt N J. Towards a theoretical model for progressive failure and softening in rock，concrete and similar materials［C］//Proceedings of the ASCE-EMD Specialty Conference on Mechanics in Engineering. Canada：ASCE-EMD，1976：335-355.

［83］ 付文生，李长春，袁建新. 温度对岩石损伤影响的研究［J］. 华中理工大学学报，1993（3）：109-113.

Fu Wensheng, Li Changchun, Yuan Jianxin. Study on the effect of temperature on rock damage[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology, 1993(3): 109-113.

[84] 刘泉声,许锡昌. 温度作用下脆性岩石的损伤分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2000,19(4): 408-411.
Liu Quansheng, Xu Xichang. Damage analysis of brittle rock at high temperature[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2000,19(4): 408-411.

[85] 许锡昌,刘泉声. 高温下花岗岩基本力学性质初步研究[J]. 岩土工程学报, 2000,19(3): 332-335.
Xu Xichang, Liu Quansheng. A preliminary study on basic mechanical properties for granite at high temperature[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2000,19(3): 332-335.

[86] 邓广哲,王广地. 北山花岗岩热粘弹性流变特性分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2004,23(S1): 4368-4372.
Deng Guangzhe, Wang Guangdi. Analysis on characteristics of thermo-viscoelasto rheology of beishan granite[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004,23(S1): 4368-4372.

[87] 谢卫红,高峰,李顺才,等. 石灰岩热损伤破坏机制研究[J]. 岩土力学, 2007(5): 1021-1025.
Xie Weihong, Gao Feng, Li Shuncai, et al. Study on mechanism of thermal damage fracture for limestone[J]. Rock and Soil Mechanics, 2007(5): 1021-1025.

[88] 谢卫红,李顺才,高峰. 岩石热损伤-力耦合能量破坏准则研究[J]. 西安科技大学学报, 2007(3): 341-346.
Xie Weihong, Li Shuncai, Gao Feng. Energy fracture criterion of thermal damage-mechanical coupling[J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2007(3): 341-346.

[89] 谢卫红,高峰,李顺才. 加载历史对岩石热开裂破坏的影响[J]. 辽宁工程技术大学学报(自然科学版), 2010, 29(4): 593-596.
Xie Weihong, Gao Feng, Li Shuncai. Impact on rock's thermal cracking by loading history[J]. Journal of Liaoning Technical University (Natural Science), 2010, 29(4): 593-596.

[90] 尹土兵. 考虑温度效应的岩石动力学行为研究[D]. 长沙:中南大学, 2012.
Yin Tubin. Study on dynamic behavior of rocks concidering thermal effect[D]. Changsha: Central South University, 2012.

[91] 张连英. 高温作用下泥岩的损伤演化及破裂机理研究[D]. 徐州:中国矿业大学, 2012.
Zhang Lianying. Research on damage evoultion and fracture mechanisms of mudstone under high tempearture[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2012.

[92] 于庆磊,郑超,杨天鸿,等. 基于细观结构表征的岩石破裂热-力耦合模型及应用[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(1): 42-51.
Yu Qinglei, Zheng Chao, Yang Tianhong, et al. Meso-structure characterization based on coupled thermal-mechanical model for rock failure process and applications[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(1): 42-51.

[93] 唐世斌,唐春安,朱万成,等. 热应力作用下的岩石破裂过程分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2006,25(10): 2071-2078.
Tang Shibin, Tang Chun'an, Zhu Wancheng, et al. numerical investigation on rock failure process induced by thermal stress[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2006, 25(10): 2071-2078.

[94] Shao S, Ranjith P G, Wasantha P L P, et al. Experimental and numerical studies on the mechanical behaviour of Australian Strathbogie granite at high temperatures: An application to geothermal energy[J]. Geothermics, 2015, 54: 96-108.

[95] Jaeger J C, Cook N. Fundamentals of rock mechanics[J]. Science Paperbacks, 1979, 9(3): 251-252(2).

[96] Gudehus G . Finite Elements in Geomechanics[J]. Soil Science, 1978, 125(6): 394.

[97] 泽仑,黄昀. 非晶态固体物理学[M]. 北京:北京大学出版社, 1988, 19(8): 8.
Ze Lun, Huang Yun. Amorphous solid state physics[M]. Beijing: Peking University Press, 1988, 19(8): 8.

[98] 杨瑞成,羊海棠,彭采宇,等. 逾渗理论及聚合物脆韧转变逾渗模型[J]. 兰州理工大学学报, 2005, 31(1): 26-30.
Yang Ruicheng, Yang Haitang, Peng Caiyu, et al. Percolation theory and percolation model of brittle-ductile transition of polymers[J]. Journal of Lanzhou University of Technology, 2005, 31(1): 26-30.

[99] 李小刚,朱静怡,杨兆中,等. 低渗透稠油微波原位加热开采数值模拟研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 120-126.
Li Xiaogang, Zhu Jingyi, Yang Zhaozhong, et al. Numerical simulation research on microwave in-situ heating technology for developing heavy oil in low-permeability reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 120-126.

[100] 刘诗琦,陈森然,刘波,等. 基于原位溶蚀模拟实验的四川盆地二叠系栖霞组-茅口组白云岩孔隙演化[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 702-716.
Liu Shiqi, Chen Senran, Liu Bo, et al. Pore evolution of the Permian Qixia-Maokou Formations dolomite in Sichuan Basin based on in-situ dissolution simulation experiment[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 702-716.

[101] 曹小朋. 矿物组成对页岩油渗流机理的影响[J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 609-613.
Cao Xiaopeng. Influence of mineral composition on shale oil seepage mechanism[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(5): 609-613.

[102] 刘凡,吴学林,周文胜,等. 考虑聚合物非牛顿性和渗流附加阻力的海上油田早期注聚效果评价方法[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 83-88.
Liu Fan et al. Evaluation method of early polymer injection effect in offshore oilfields considering non-Newtonian behavior of polymer and additional seepage resistance[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(5): 83-88.

[103] 柳波, 刘阳, 刘岩,等. 低熟页岩电加热原位改质油气资源潜力数值模拟——以松辽盆地南部中央坳陷区嫩江组一、二段为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 533-544.
Liu Bo, Liu Yang, Liu Yan, et al . Prediction of low-maturity shale oil produced by in situ conversion: a case study of the first and second members of Nenjiang Formation in the Central Depression, southern Songliao Basin, Northeast China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 533-544.

[104] 王伟,李阳,陈祖华,等. 基于复杂渗流机理的页岩气藏压后数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 22-29.
Wang Wei, Li Yang, Chen Zuhua, et al. Post-fracturing numerical simulation of shale gas reservoir based on complex flow mechanisms[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 22-29.

（编辑 张亚雄）