

# 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储层岩石力学特征及其控制因素

高和群,高玉巧,何希鹏,聂军

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏扬州 225007)

**摘要:**为查明苏北盆地页岩油储层可压性特征及压后孔、缝变化规律,以古近系阜宁组二段(阜二段)为研究对象,对岩石力学特征、压裂效果及其影响因素进行研究。用计算机高分辨断层扫描成像技术(多尺度CT扫描)对岩样进行三维重构,获取孔、缝结构参数;开展地层围压下三轴力学实验,获取岩石力学参数;将压裂后的岩样按相同位置和方向再次进行多尺度CT扫描,获取压裂后三维孔、缝结构图像。根据应力-应变曲线特征,将本区页岩划分为3种类型。①1型页岩,为破裂曲线波浪下降,压后形成复杂网状缝页岩。②2型页岩,为破裂曲线类型多样,具波浪下降和垂直下降形状,压后缝网较发育的页岩。③3型页岩,为破裂曲线垂直下降,破裂后整体较完整,压后多形成纵向劈裂缝、缝网不发育的页岩。这3种类型页岩压后孔隙变化特征是:1型和2型页岩直径10~50  $\mu\text{m}$ 孔隙占比减少,直径50~100  $\mu\text{m}$ 孔隙增多,直径300  $\mu\text{m}$ 以上孔隙孔隙贡献增大;3型页岩压裂前、后孔径分布及孔隙贡献变化不明显。研究表明,抗压强度与弹性模量、剪切模量具有正相关关系,与泊松比具有V型曲线关系;碳酸盐和黏土矿物含量是控制本区页岩力学性质的主要因素,石英和有机碳含量为次要因素。孔隙度及纹层发育特征是页岩储层可压性特征的重要影响因素。

**关键词:**三轴应力;CT扫描;岩石力学参数;应力-应变曲线;储层类型;页岩油;古近系;苏北盆地

中图分类号:TE 122.2

文献标识码:A

## Rock mechanical properties and controlling factors for shale oil reservoirs in the second member of the Paleogene Funing Formation, Subei Basin

GAO Hequn, GAO Yuqiao, HE Xipeng, NIE Jun

(Exploration and Development Research Institute, East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Yangzhou, Jiangsu 225007, China)

**Abstract:** The study aims to determine the fracturability of shale oil reservoirs and post-fracturing variations in pores and fractures in the Subei Basin. The 2<sup>nd</sup> member of the Paleogene Funing Formation (also referred to as the Fu 2 Member) is taken as an example to investigate the rock mechanics and fracturing performance and the relevant influencing factors. This process involves three steps: a. Three-dimensional (3D) reconstruction of rock samples using high-resolution computed tomography (i. e., multi-scale CT scanning) to extract structural parameters of pores and fractures; b. Triaxial mechanical experiments under the confining pressure of the formation to obtain rock mechanical parameters; c. Multi-scale CT scanning of fractured rock samples at the same position and along the same direction to obtain an image of the post-fracturing 3D structures of pores and fractures. Based on the characteristics of stress-strain curves, shales in the study area are categorized into three types. Type 1 is characterized by rupture curves with a wavy downward trend, indicative of intricate post-fracturing reticular fractures. Type 2 shows various rupture curves with both wavy and vertical downward trends, indicating well-developed fracture networks after fracturing. Type 3 exhibits rupture curves with a vertical downward trend, suggesting relative intactness after fracturing with the formation of longitudinal splitting fractures rather than fracture networks. Post-fracturing changes in pores within the three types of shales are as follows. For the first and second types, pores with diameters ranging from 10 to 50  $\mu\text{m}$  represent a decreased proportion, those with diameters between 50 and 100  $\mu\text{m}$  show an increased proportion, and those larger than 300  $\mu\text{m}$  in diameter make a

收稿日期:2023-10-06;修回日期:2024-02-18。

第一作者简介:高和群(1983—),男,高级工程师,非常规油气实验及地质研究。E-mail:gaohequn@163.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P23190,P24159)。

greater contribution to the overall pore volume. In contrast, for the third type, pores with varying diameters demonstrate insignificant changes in proportion and contribution to the overall pore volume after fracturing. The study results reveal that the compressive strength positively correlates with the elastic and shear modulus and exhibits V-shaped relationship with Poisson's ratio. The mechanical properties of shales in the study area are primarily governed by their carbonate and clay mineral contents, followed by their quartz and organic carbon contents. Furthermore, porosity and lamina development characteristics emerge as significant factors influencing the fracturability of shale reservoirs.

**Key words:** triaxial stress, CT scanning, rock mechanical parameter, stress-strain curve, reservoir type, shale oil, Paleogene, Subei Basin

引用格式:高和群,高玉巧,何希鹏,等. 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储层岩石力学特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质,2024,45(2): 502-515. DOI:10. 11743/ogg20240214.

GAO Hequn, GAO Yuqiao, HE Xipeng, et al. Rock mechanical properties and controlling factors for shale oil reservoirs in the second member of the Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 502-515. DOI: 10. 11743/ogg20240214.

页岩油在北美勘探开发的成功,带来了一场新的油气革命,对全球石油供需格局产生了深远影响<sup>[1]</sup>。虽然中国页岩油资源储量丰富,但受制于复杂的地质条件,开发情况并不乐观,如何实现有效开发显得尤为重要<sup>[2]</sup>。溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油勘探取得突破并获 50.89 t/d 的工业油流<sup>[3-4]</sup>,揭开了苏北盆地页岩油勘探开发的序幕<sup>[5]</sup>。由于页岩属于特低孔、超低渗储层,本身天然裂缝很少,通过压裂改造最大规模形成复杂连通缝网是实现页岩油等非常规油气工业化开采的关键。可压裂性(可压性)是岩石固有的特性,是指储层被压裂后形成裂缝网络沟通页岩基质体的潜力,用来表征储层能被有效压裂改造而增产的性质。其中岩石力学特征是影响储层水力压裂改造效果的内在因素,开展岩石力学特征及主控因素分析研究至关重要。

岩石可压性主要用脆性指数进行评价,而该指数取决于以石英为主的脆性矿物含量的多少<sup>[6]</sup>,随着研究的深入,脆性矿物逐渐过渡到石英、碳酸盐和长石的系列矿物组合<sup>[7-8]</sup>,前人对北美 Barnett 页岩采用岩石力学测试进行脆性特征研究,并结合应力-应变曲线计算弹性模量和泊松比,构建脆性指数预测模板,评价页岩油储层可压裂性<sup>[9]</sup>。石英等脆性矿物含量越高、脆性指数越大,岩石可压性越好,脆性矿物含量评估是目前页岩油储层可压性评价的主流<sup>[10-12]</sup>。但工程实践表明,大量具有高脆性的页岩储层,压裂改造效果并不理想,为此人们提出了一些新的评价方法和指标。例如,通过压裂缝网形成难易程度及延伸能力,构建可压性评价模型,对页岩油储层进行可压性评价<sup>[13]</sup>;纳米压痕测试是近年发展起来的一项用于页岩力学性质研究的新技术,可以在岩心碎样或岩屑样上直接测试,获得岩石力学参数,该技术可以实现无损测试,避免了对试

件的破坏,解决了页岩疏松易碎带来的柱塞钻取困难问题<sup>[14]</sup>。对于压裂改造后孔-缝系统评价,多通过现场微地震监测、测井解释、岩石力学实验及数值模拟等方法,评价页岩压裂后裂缝展布特征<sup>[15-16]</sup>;随着实验技术的发展,用微-纳米多尺度室内 CT 扫描技术来评价岩石压裂后孔-缝结构变化特征,进而评价储层的压裂改造效果<sup>[17-19]</sup>。

国内、外对岩石可压性的研究,主要集中在脆性矿物、岩石力学参数、应力-应变曲线等方面,通过力学试验结合 CT 扫描技术,对压裂后孔缝结构进行评价,该技术已在个别区块应用。但有关苏北盆地陆相页岩油储层岩石力学类型,压裂前、后岩样内部裂缝三维形态与孔隙结构变化特征等实验研究尚未开展。本文以苏北盆地 QY1 和 QY2 井古近系阜宁组二段页岩油储层岩心为研究对象,开展三轴岩石力学实验,并结合计算机高分辨断层扫描成像技术(多尺度 CT 扫描)、X 射线衍射和薄片鉴定等手段,对岩石力学参数特征、压裂前、后岩石孔隙结构变化及控制因素进行系统分析,并对页岩改造效果进行综合评价,以期页岩油储层现场压裂提供技术支撑。

## 1 岩石力学特征

### 1.1 实验方法

本次共取 28 件样品,其中 QY1 井 15 件、QY2 井 13 件,取样层位为阜宁组一段(阜一段)和阜二段 I—IV 亚段页岩岩心,基本涵盖整个阜二段。阜二段 I 与 II 亚段为页岩油生产层<sup>[20-21]</sup>,在此层段进行了加密采样,其基础物性参数见表 1。阜宁组主要矿物为石英、黏土矿物和碳酸盐(方解石和白云石),三者总量占 80 % 以

表1 苏北盆地阜二段页岩油储层基础物性参数

Table 1 General physical property parameters for shale oil reservoirs in the Fu 2 Member, Subei Basin

| 井号   | 样品编号  | 层位  | TOC/% | 孔隙度/% | 主要矿物含量/% |      |     |      |     |      |      |      |
|------|-------|-----|-------|-------|----------|------|-----|------|-----|------|------|------|
|      |       |     |       |       | 石英       | 黏土矿物 | 钾长石 | 斜长石  | 黄铁矿 | 方解石  | 白云石  | 方沸石  |
| QY1井 | 1-30  | Ⅳ   | 2.5   | 1.9   | 41.5     | 25.9 | 0.8 | 4.2  | 2.5 | 21.0 | 2.4  | —    |
|      | 1-69  | Ⅲ-3 | 1.7   | 0.9   | 24.9     | 17.9 | 0.6 | 7.1  | 1.8 | 44.7 | 1.9  | —    |
|      | 1-75  | Ⅲ-3 | 1.5   | 0.7   | 26.8     | 11.3 | 0.7 | 6.2  | 1.7 | 50.5 | 1.9  | —    |
|      | 1-126 | Ⅲ-1 | 0.5   | 5.9   | 14.5     | 24.0 | 1.7 | 8.8  | 4.2 | 5.3  | 30.4 | 11.1 |
|      | 1-218 | Ⅱ-2 | 0.7   | 3.4   | 10.2     | 19.0 | 0.7 | 3.7  | 1.8 | 0.9  | 58.6 | 5.1  |
|      | 1-238 | Ⅱ-1 | 0.4   | 4.5   | 18.2     | 22.2 | 1.4 | 11.4 | 1.8 | 15.3 | 27.6 | 2.1  |
|      | 1-282 | Ⅰ-8 | 1.2   | 1.6   | 18.4     | 21.0 | 2.2 | 18.9 | 0.5 | 12.0 | 26.4 | 0.6  |
|      | 1-303 | Ⅰ-7 | 0.6   | 3.6   | 25.1     | 13.6 | 1.9 | 14.3 | 2.8 | 10.2 | 31.2 | 0.9  |
|      | 1-323 | Ⅰ-6 | 0.4   | 5.3   | 27.1     | 15.1 | 0.7 | 4.5  | 1.4 | 48.7 | 1.5  | —    |
|      | 1-345 | Ⅰ-5 | 1.3   | 3.1   | 24.7     | 23.6 | 2.7 | 12.9 | 2.0 | 2.8  | 30.4 | 0.9  |
|      | 1-370 | Ⅰ-4 | 1.9   | 2.9   | 16.3     | 12.0 | 1.5 | 33.8 | 5.6 | 2.7  | 26.9 | 1.2  |
|      | 1-391 | Ⅰ-3 | 0.6   | 5.0   | 29.2     | 28.0 | 2.8 | 18.3 | 3.1 | 10.0 | 6.3  | 2.3  |
|      | 1-402 | Ⅰ-2 | 0.3   | 7.1   | 29.1     | 31.9 | 3.3 | 11.2 | 1.9 | 11.1 | 9.9  | 1.6  |
|      | 1-428 | 阜一段 | 0.5   | —     | 31.1     | 44.5 | 2.0 | 4.5  | 1.5 | 6.0  | 8.4  | 2.0  |
|      | 1-441 | 阜一段 | 0.1   | 1.4   | 38.9     | 20.5 | 2.7 | 15.0 | —   | 14.2 | 6.9  | 1.8  |
| QY2井 | 2-24  | Ⅲ-3 | 2.2   | 7.1   | 27.8     | 39.4 | 1.8 | 3.9  | 5.6 | 1.2  | 18.6 | —    |
|      | 2-43  | Ⅲ-2 | 0.7   | 3.2   | 38.9     | 15.5 | 8.1 | 14.5 | 1.3 | 10.9 | 8.7  | 2.1  |
|      | 2-61  | Ⅲ-1 | 0.7   | 3.5   | 27.9     | 21.2 | 2.4 | 10.8 | 2.1 | 6.8  | 11.4 | 17.4 |
|      | 2-62  | Ⅲ-1 | 0.3   | 4.6   | 24.0     | 25.0 | 2.4 | 6.6  | 0.5 | 6.8  | 14.9 | 19.8 |
|      | 2-76  | Ⅱ-4 | 2.2   | —     | 7.8      | 6.5  | 0.1 | 9.5  | 1.0 | 68.0 | 5.9  | 1.2  |
|      | 2-77  | Ⅱ-4 | 1.0   | 4.9   | 21.1     | 31.5 | 1.6 | —    | 1.8 | 17.2 | 21.9 | 4.9  |
|      | 2-87  | Ⅱ-3 | 1.6   | 4.0   | 15.1     | 13.4 | 1.0 | 5.4  | 2.9 | 4.5  | 56.7 | 1.0  |
|      | 2-93  | Ⅱ-3 | 0.8   | 5.1   | 27.2     | 20.7 | 2.9 | 11.1 | 2.2 | 13.6 | 20.3 | 2.0  |
|      | 2-100 | Ⅰ-6 | 0.4   | —     | 19.2     | 28.0 | 1.9 | 4.9  | 2.2 | 8.7  | 20.5 | 14.6 |
|      | 2-104 | Ⅰ-6 | 0.9   | 4.1   | 28.7     | 31.0 | 2.3 | 14.0 | 1.4 | 7.3  | 7.1  | 8.2  |
|      | 2-110 | Ⅰ-5 | 0.8   | 4.8   | 22.6     | 28.2 | 3.1 | 12.5 | 2.3 | 6.3  | 17.6 | 7.4  |
|      | 2-112 | Ⅰ-4 | 0.9   | 4.9   | 20.9     | 34.2 | 2.0 | 11.5 | 2.7 | 6.7  | 14.1 | 7.9  |
|      | 2-121 | Ⅰ-4 | 2.0   | 2.0   | 26.1     | 39.8 | 2.5 | 14.5 | 2.5 | 3.2  | 10.0 | 1.4  |

注:Ⅰ-2,-3,-4,-5,-6,-7,-8分别表示阜二段Ⅰ亚段第2,3,4,5,6,7,8小层;Ⅱ-1,-2,-3,-4分别表示阜二段Ⅱ亚段第1,2,3,4小层;Ⅲ-1,-2,-3分别表示阜二段Ⅲ亚段第1,2,3小层;Ⅳ表示阜二段Ⅳ亚段。“—”表示数据未检出。

上,普遍含有长石(钾长石、斜长石)和方沸石,部分含重晶石等;有机碳含量(TOC)为0.1%~2.5%,平均1.0%;孔隙度0.7%~7.1%,平均3.8%,与国内主要页岩油区块相比,有机质丰度较低,但孔隙度整体相当<sup>[22-23]</sup>。

多尺度CT扫描是数字岩心技术的代表,具有无损、透视、高分辨和三维成像特点,利用不同分辨率的CT设备,对不同尺度的岩心进行数据采集、图像校正处理,以及数据解释分析等,揭示岩心三维结构,对内部结构进行定量分析,刻画储层特征。本研究所用设备为nanoVoxel-3000型微米CT扫描仪,将选好的岩心样,垂直层理钻取直径为25 mm、高/径比为2.0±0.2的圆柱体试件。试件两端打磨光滑平整,先开展CT扫描

三维重构,进行三轴压裂试验后,再次进行扫描成像,试件压裂前、后均保持相同的扫描位置 and 方向。对两次扫描结果分别进行三维重构,提取页岩纹层、裂缝及孔隙结构参数等数据,评价页岩压裂改造效果。

三轴压裂试验所用设备为TAW-2000型三轴岩石力学仪,实验按照国家标准GB/T 23561.9—2009进行,由于两口井岩心深度较为接近,为便于对比,围压均设置为38.5 MPa。柱塞样品放入试验机压力池后,启动围压泵,逐步加至围压恒定后,轴向按0.5~1.0 MPa/s的速度逐级加载,期间连续采集应力应变数据,直至样品破坏为止,得到其抗压强度。加载过程中,单位面积上承受的荷载不断增加,达到屈服压力后,试件不会瞬时破坏,从而获得达到强度极限后的应力应变关系,获

得岩石的全过程应力-应变曲线。在受力压缩-弹性阶段,计算出岩石的弹性模量及泊松比等岩石变形参数。

## 1.2 应力-应变曲线特征

应力-应变曲线(轴向应变曲线及径向应变曲线)属于弹塑性曲线。前期为直线,岩石表现出弹性特征;达到弹性极限后,随着压力的增加直线逐渐向下弯曲,曲线斜率变小;达到屈服极限后,岩石内部开始形成微裂隙和部分破坏,直至完全破坏。曲线可以用总应变量和峰值应变两个参数表征: $OA$ 和 $OA'$ 分别为轴向和径向峰值应变,对应岩石破坏时的最大轴应力; $OB$ 和 $OB'$ 分别为轴向和径向总应变(图1a),总应变与峰值应变差值越大、总应变越高,表明岩石弹性越强<sup>[14]</sup>。两口井轴向总应变与轴向峰值应变差值为 $0.004 \sim 0.983$ ,平均 $0.149$ ;径向总应变与径向峰值应变差值为 $-1.420 \sim -0.001$ ,平均 $-0.303$ ;轴向总应变量为 $0.819 \sim 2.022$ ,平均 $1.321$ ;径向总应变量为 $-1.965 \sim -0.299$ ,平均 $-0.710$ (图1b),岩石符合弹性变化特征。

## 1.3 基于应变曲线特征的3类页岩

达到峰值破坏后的应力-应变曲线特征反应了页岩力学性能及破裂裂缝特征,根据应力-应变曲线特征及压裂前、后岩心CT扫描结果,该区页岩油储层可划分3种类型。①1型页岩,达到峰值破坏后,两条曲线呈波浪状逐级下降,页岩破裂形态多样,裂缝多为X型或U型剪切缝,岩心内部形成复杂缝网,且裂缝多相互贯通,页岩表现较强脆性、储层压裂改造效果最好(图2)。②2型页岩,峰后曲线先波浪下降后垂直下降

或先垂直下降后波浪起伏,页岩破坏后形态单一,裂缝多为羽状峰,内部缝隙局部连通,页岩脆性和储层改造效果较好(图3)。③3型页岩,峰后两条曲线垂直下降,页岩破裂后整体较完整,偶有掉块,多形成纵向劈裂缝,岩心内缝隙形态单一、且多相互阻隔,页岩压裂改造效果差(图4)。

## 2 压裂前、后岩石内部孔-缝变化特征

### 2.1 岩石裂缝变化

将CT扫描图像沿岩心柱塞径向水平展开,开展压裂前、后裂缝展布规律研究。3种类型的页岩在压裂后内部均出现不同规模的裂缝。①1型页岩,5条裂缝贯穿砂、泥纹层,平均裂缝面长度(单位面积内裂缝的累积长度)达 $1.01 \text{ mm/mm}^2$ ,缝宽 $11.62 \mu\text{m}$ ,在纹层内和岩性变化过渡处出现了复杂网状缝,缝隙内部互相连通(图5a, a')。②2型页岩,4条裂缝贯穿砂、泥纹层,平均裂缝面长度 $0.66 \text{ mm/mm}^2$ ,缝宽 $12.08 \mu\text{m}$ ,整体以大裂缝为主,显微裂缝不发育,沿主裂缝局部连通(图5b, b')。③3型页岩,仅在泥质纹层内形成3条大裂缝,平均裂缝面长度 $1.79 \text{ mm/mm}^2$ ,缝宽 $7.5 \mu\text{m}$ ,裂缝终止于砂、泥纹层交接处,鲜有显微裂缝,压后裂缝数量较少(图5c, c')。页岩纹层、缝越发育,压裂改造效果越好,压后裂缝多沿纹层方向或岩性变化处展布,与原缝交错且上下贯穿。

为进一步研究压裂前、后页岩裂缝展布特征,对页岩裂缝参数进行提取解析,用裂缝体积和裂缝率(即裂隙体积占岩心总体积的百分比)表征裂缝发育特征。①1型页岩,以QY2-77号样品为例,纹层裂缝整体较

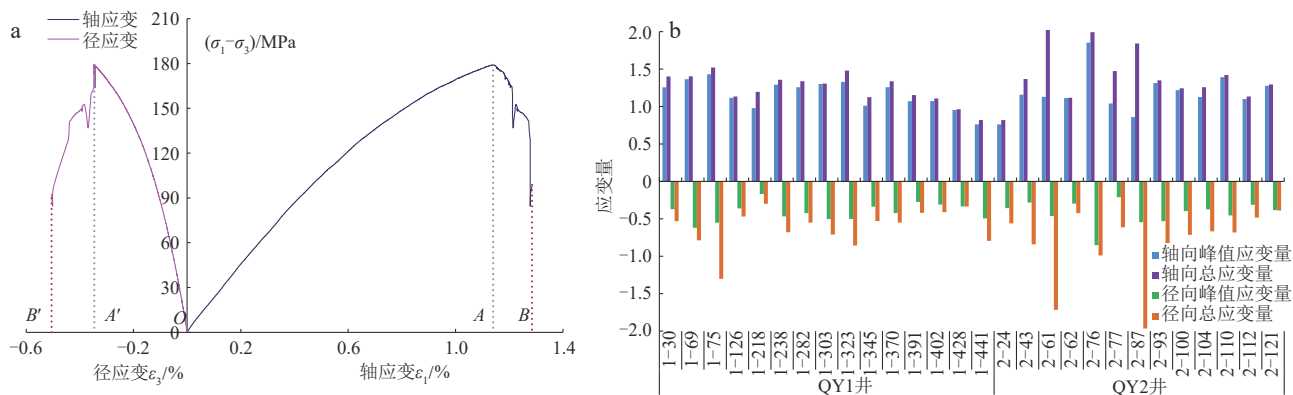


图1 苏北盆地阜二段页岩油储层全应力-应变曲线特征

Fig. 1 Complete stress-strain curves of shale oil reservoirs in the Fu 2 Member, Subei Basin

a. QY1井30个样品(QY1-30)全应力-应变曲线;b. 应力-应变曲线参数统计分析

$\sigma_1$ , 轴向应力; $\sigma_3$ , 围压; $\varepsilon_1$ , 轴应变;  $\varepsilon_3$ , 径应变;  $OA$ , 轴向峰值应变;  $OA'$ , 径向峰值应变;  $OB$ , 轴向总应变;  $OB'$ , 径向总应变

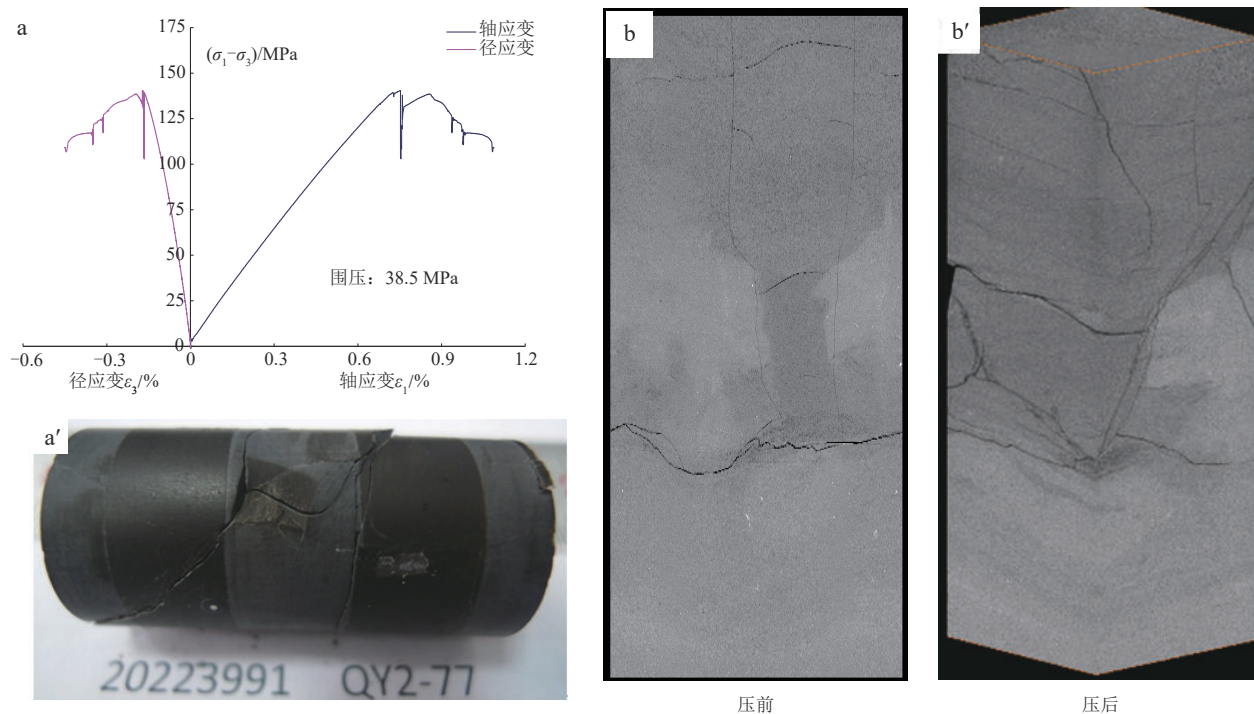


图2 苏北盆地阜二段页岩全应力-应变曲线及压后破裂特征(QY2井77号样品,类型1)

Fig. 2 Complete stress-strain curves and post-fracturing rupture characteristics of shale sample No. 77 from well QY2 (of Type 1) in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a'. 分别为应力-应变曲线及岩石压后破裂情况岩心照片; b, b'. 分别为压裂前、后柱塞内部结构, CT扫描照片

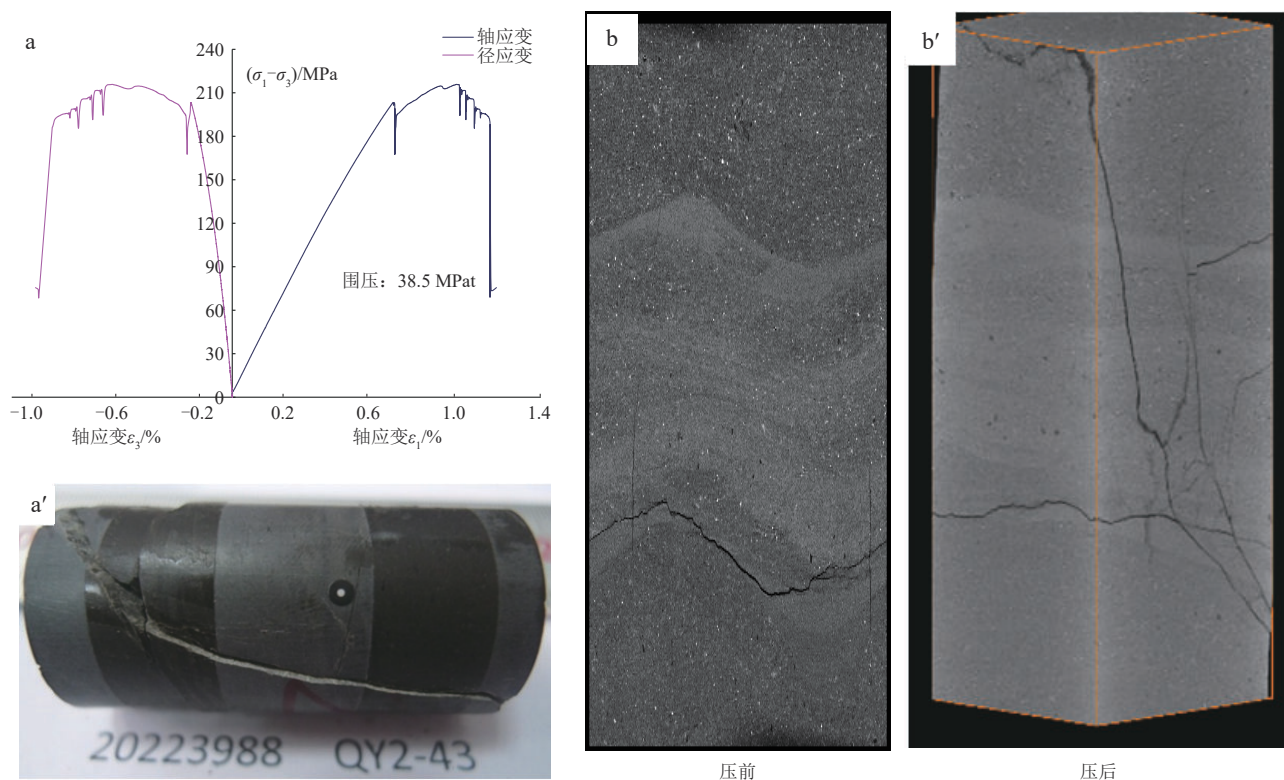


图3 苏北盆地阜二段页岩全应力-应变曲线及压后破裂特征(QY2井43号样品,类型2)

Fig. 3 Complete stress-strain curves and post-fracturing rupture characteristics of shale sample No. 43 from well QY2 (of Type 2) in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a'. 分别为应力-应变曲线及岩石压后破裂情况岩心照片; b, b'. 分别为压裂前、后柱塞内部结构, CT扫描照片

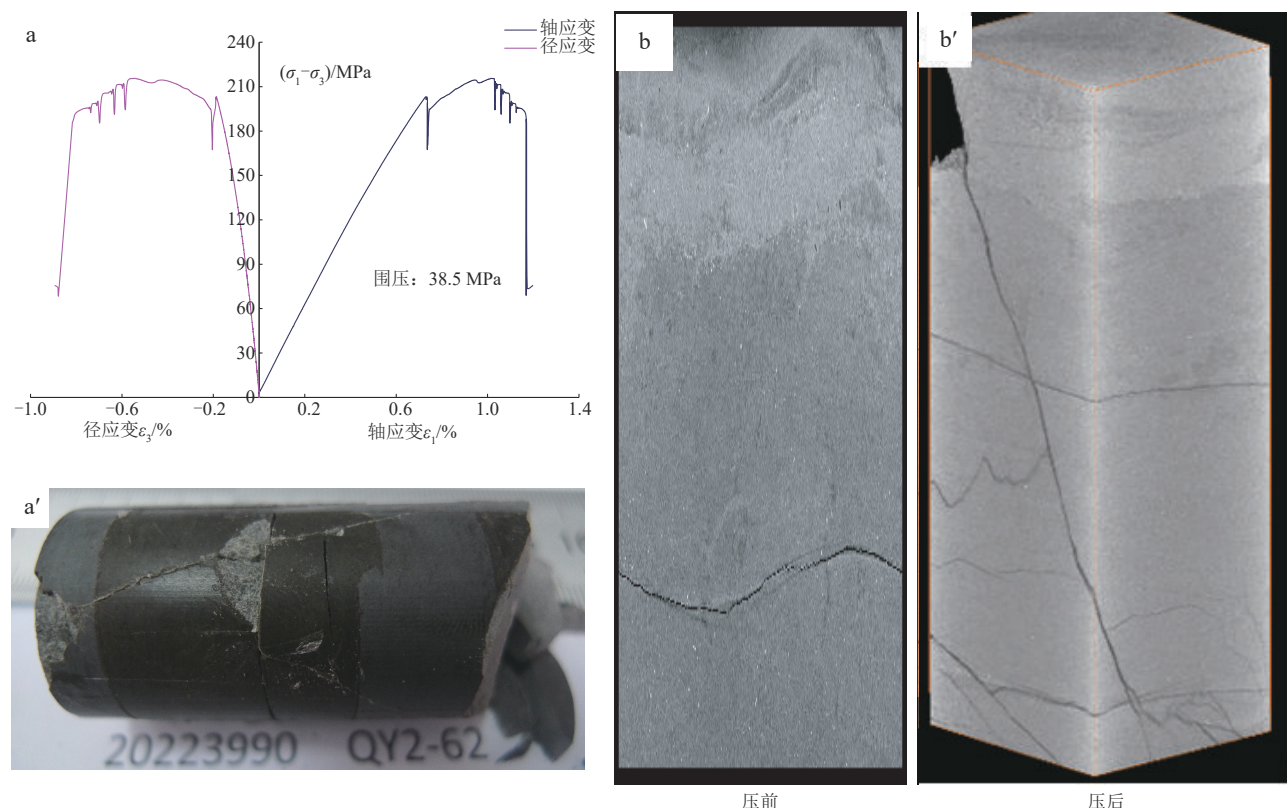


图4 苏北盆地阜二段页岩全应力-应变曲线及压后破裂特征(QY2井62号样品,类型3)

Fig. 4 Complete stress-strain curves and post-fracturing rupture characteristics of shale sample No. 62 from well QY2 (of Type 3) in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a'. 分别为应力-应变曲线及岩石压后破裂情况岩石心照片; b, b'. 分别为压裂前、后柱塞内部结构, CT扫描照片

发育,压裂改造后整个柱塞均产生了裂缝,压前平均裂缝体积  $0.007 \text{ mm}^3$ ,裂缝率  $0.53\%$ ,压后裂缝体积  $0.014 \text{ mm}^3$ ,平均裂缝率  $1.14\%$ ,压裂后裂缝体积和裂缝率提升1倍,压裂前、后裂缝率纵向分布曲线均为多峰型(图6a, a', a'')。②2型页岩,以QY2-43号样品为例,压前裂缝整体不发育,压裂改造后沿轴向贯穿的大裂缝附近形成大量次级裂缝,压前平均裂缝体积  $0.003 \text{ mm}^3$ ,裂缝率  $0.20\%$ ,压后裂缝体积  $0.012 \text{ mm}^3$ ,平均裂缝率  $0.93\%$ ,压裂后裂缝体积和裂缝率提升4倍,裂缝率纵向分布曲线由单峰型转为多峰型(图6b, b', b'')。③3型页岩,以QY2-62号样品为例,压前几乎不发育裂缝,压裂改造后形成单一的沿轴向贯穿大裂缝,次级裂缝较少,压前平均裂缝体积  $0.002 \text{ mm}^3$ ,裂缝率  $0.12\%$ ,压后裂缝体积  $0.008 \text{ mm}^3$ ,平均裂缝率  $0.60\%$ ,虽压后裂缝率和裂缝体积均提升4倍,但整体还是较低(图6c, c', c''),裂缝率纵向展布曲线变化较小。

## 2.2 页岩孔隙结构变化特征

压裂前、后页岩孔隙结构也发生了较大变化。

1型页岩,以QY2-77样品为例,压前孔径以  $10 \sim 50 \mu\text{m}$  为主,其孔隙分布频率及孔隙体积占比在  $80\%$  以上;直径  $50 \mu\text{m}$  以上孔隙较少。压裂改造后,直径  $10 \sim 50 \mu\text{m}$  孔隙分布频率和孔隙体积占比均下降,其中,孔隙体积占比下降近一半;直径  $50 \sim 100 \mu\text{m}$  孔隙分布频率和孔隙体积占比大幅提升,达  $30\%$  左右;直径  $300 \mu\text{m}$  以上孔隙体积占比由  $9.6\%$  升高至  $25.0\%$ ,升高幅度最大(图7)。该类型页岩压裂改造后,对直径  $50 \sim 100 \mu\text{m}$  以及  $300 \mu\text{m}$  以上孔隙影响最大。

需要说明的是,由于本研究采用的是微米CT扫描设备,其识别的孔隙主要是存在页岩油流动的显微裂隙、裂缝以及纹层等微米级裂缝性孔隙,而非孔径更小的基质型孔隙。

2型页岩,压裂前的孔径以  $10 \sim 50 \mu\text{m}$  为主,其孔隙分布频率为  $78\%$ ,孔隙体积占比  $32\%$ ;孔径  $50 \sim 100 \mu\text{m}$  的孔隙次之,其孔隙分布频率为  $20\%$ ,孔隙体积占比为  $31\%$ ;孔径  $100 \mu\text{m}$  以上孔隙较少,但孔隙体积占比较大,说明此孔径段体积较大。压裂改造后与1型页岩表现出类似规律,孔径  $10 \sim 50 \mu\text{m}$  的孔隙分布频率及孔隙体积占比均相对下降,孔径  $50 \sim 100 \mu\text{m}$  的

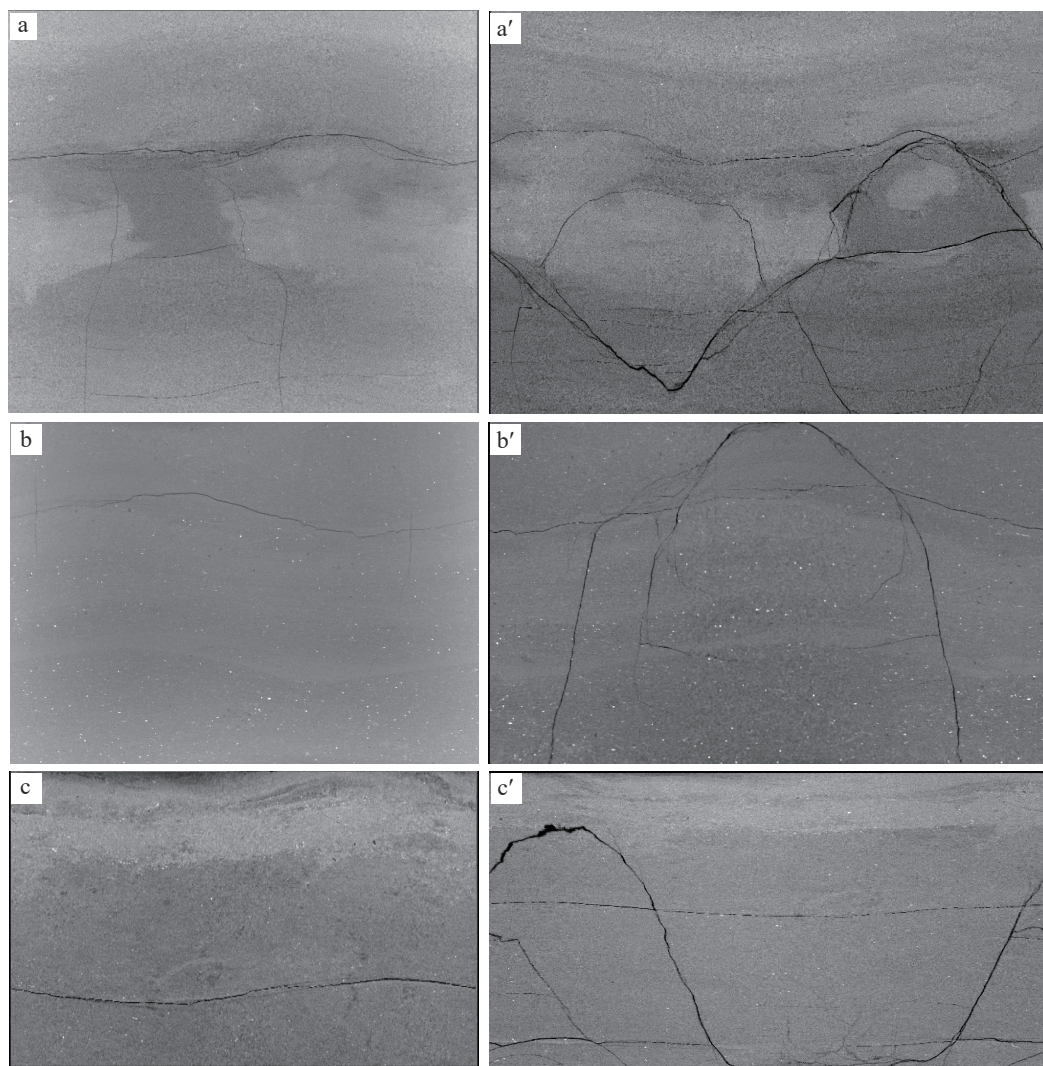


图5 苏北盆地阜二段QY2井页岩压裂前、后裂缝展布规律CT扫描照片(页岩柱塞水平展开)

Fig. 5 CT-scan images showing fracture distribution patterns of shales from well QY2 before and after fracturing in the Fu 2 Member, Subei Basin (along the horizontal spreading directions of shale pluggers)

a, a'. 分别为QY2-77号样品(1型页岩)压裂前、后裂缝展布; b, b'. 分别为QY2-43号样品(2型页岩)压裂前、后裂缝展布; c, c'. 分别为QY2-62号样品(3型页岩)压裂前、后裂缝展布

孔隙分布频率及孔隙体积占比大幅提升,孔径 $300\ \mu\text{m}$ 以上的孔隙体积占比由4%升至36%,提升幅度最大(图8)。

3型页岩,与前两类页岩差异较大。压裂前,3型页岩以孔径 $50\sim 100\ \mu\text{m}$ 的孔隙为主,孔隙分布频率和孔隙体积占比75%左右;孔径 $10\sim 50\ \mu\text{m}$ 的孔隙分布频率虽有19%,但其孔隙体积占比较小;孔径 $100\sim 200\ \mu\text{m}$ 的孔隙也占有一定比例。压裂改造后,除孔径 $10\sim 50\ \mu\text{m}$ 的孔隙分布频率和孔隙体积略有升高,其余孔径段孔隙分布频率及孔隙体积占比变化不大(图9),说明页岩压裂改造对微观孔隙结构的影响较小。

综上所述,3种类型的页岩在压裂改造前、后展现了各自特有规律。1型页岩压前以孔径 $10\sim 50\ \mu\text{m}$ 孔

隙为主,2型页岩以 $10\sim 50\ \mu\text{m}$ 以及孔径 $50\sim 100\ \mu\text{m}$ 两个孔径段孔隙为主,3型页岩以 $50\sim 100\ \mu\text{m}$ 孔隙为主。压裂改造后,1型和2型页岩表现了类似规律,孔径 $10\sim 50\ \mu\text{m}$ 孔隙占比减小,孔径 $50\sim 100\ \mu\text{m}$ 孔隙占比相对增加,孔径 $300\ \mu\text{m}$ 以上孔隙体积明显增加;而3型页岩压裂前、后各孔径段孔隙占比变化不大,各孔径段孔隙体积贡献变化也不明显,压裂改造对此类型页岩的影响较小,需要采用其他手段进行储层改造。前人在准噶尔盆地芦草沟组页岩油储层及鄂尔多斯盆地长7段致密砂岩储层研究中,采用CT三维重构技术评价了不同荷载下裂缝动态变化规律及压裂方式优化<sup>[17-18]</sup>,本研究主要偏重不同类型页岩在相同条件下,压裂前、后孔径的变化情况。

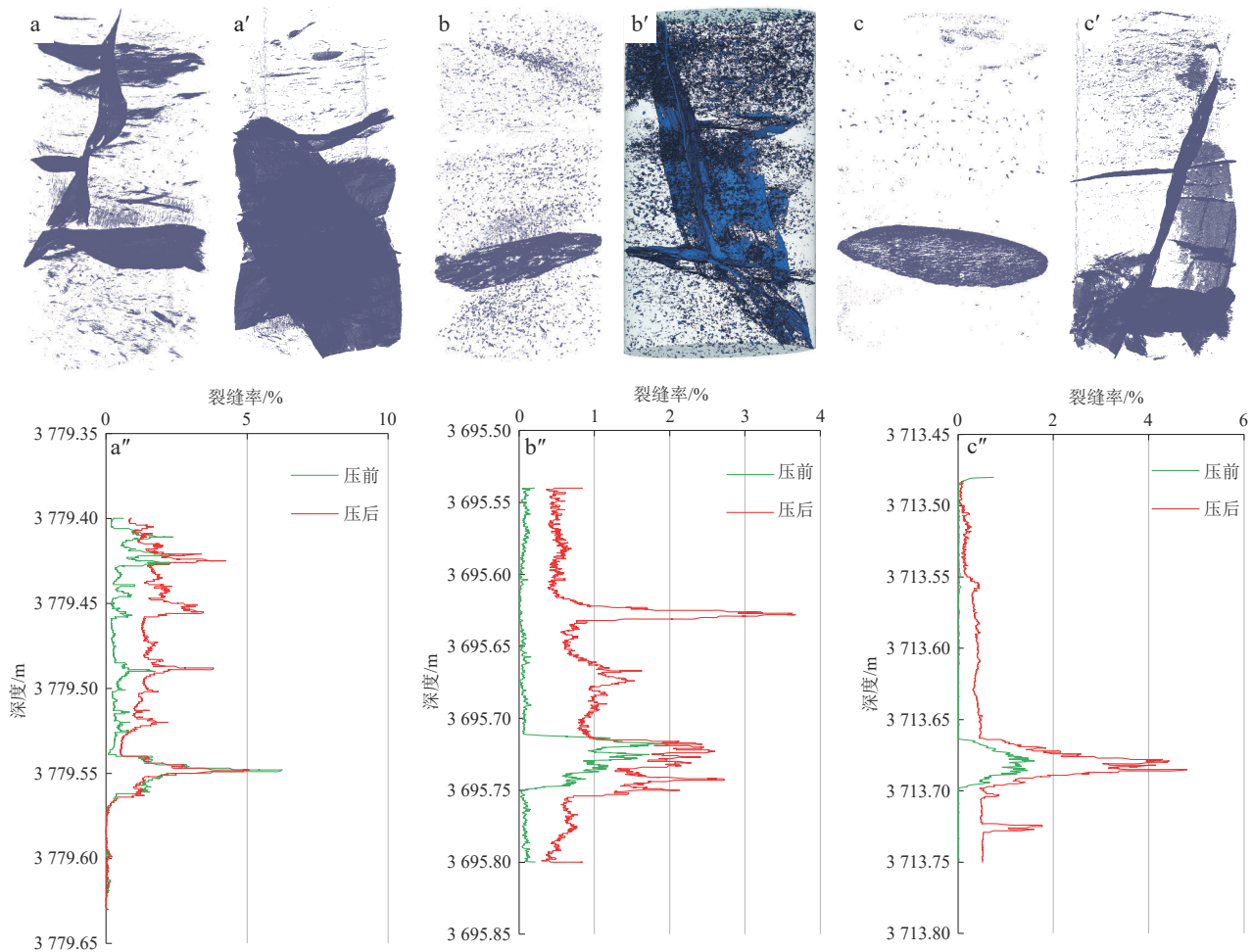


图6 苏北盆地阜二段QY2井压裂前、后页岩裂缝空间展布特征及裂缝率纵向变化特征

Fig. 6 Fracture distributions and longitudinal fracture rates for shales from well QY2 before and after fracturing in the Fu 2 Member, Subei Basin  
a, a', a''. 分别为QY2-77号样品(1型页岩)压裂前、后裂缝展布及裂缝率对比;b, b', b''. 分别为QY2-43号样品(2型页岩)压裂前、后裂缝展布及裂缝率对比;c, c', c''. 分别为QY2-62号样品(3型页岩)压裂前、后裂缝展布及裂缝率对比

### 3 力学参数特征

力学参数反映页岩在外力作用下发生破坏、产生裂缝的能力,包括强度参数和弹性参数。强度参数主要为抗压强度,其被定义为页岩在荷载作用下开始破坏时承受的最大应力,反映其承受各种载荷的特性以及抵抗外力破坏的能力。弹性参数用来衡量外力作用下页岩的变形能力,其中,弹性模量反映裂缝张开及扩展的能力;剪切模量反映了页岩的硬度;泊松比反映页岩受力横向膨胀变形的能力<sup>[10,12]</sup>。

两口井28块样品测试数据表明,该区块抗压强度为94.58~438.15 MPa,平均261.91 MPa;弹性模量13.84~44.43 GPa,平均29.08 GPa;泊松比0.16~0.35,平均0.25。且QY2井岩石力学参数总体上低于QY1井(图10)。抗压强度与弹性模量、剪切模量具有

正相关关系,说明抗压强度越大,页岩的弹性模量和剪切模量也越大,页岩硬度越强,越不容易压缩变形。抗压强度与泊松比具有V型曲线关系,抗压强度小于300 MPa时,随着抗压强度的升高泊松比减小,页岩表现出脆性;抗压强度大于300 MPa后,随着抗压强度的升高泊松比逐渐升高,页岩表现出延塑性特征(图10),这一关系可能与页岩内部结构对应力荷载的敏感性有关。在该压力之下,岩石矿物组构无变化,荷载加到一定程度即可破坏,超过此压力,内部矿物组构发生变化,页岩表现出一定的延展性。

### 4 页岩岩石力学性质影响因素

影响力学性质及变形特征的因素是多方面的,总体上可概括为外部因素和内部因素两类。外部因素指页岩受力环境条件,主要包括围压、温度、溶液、孔隙压

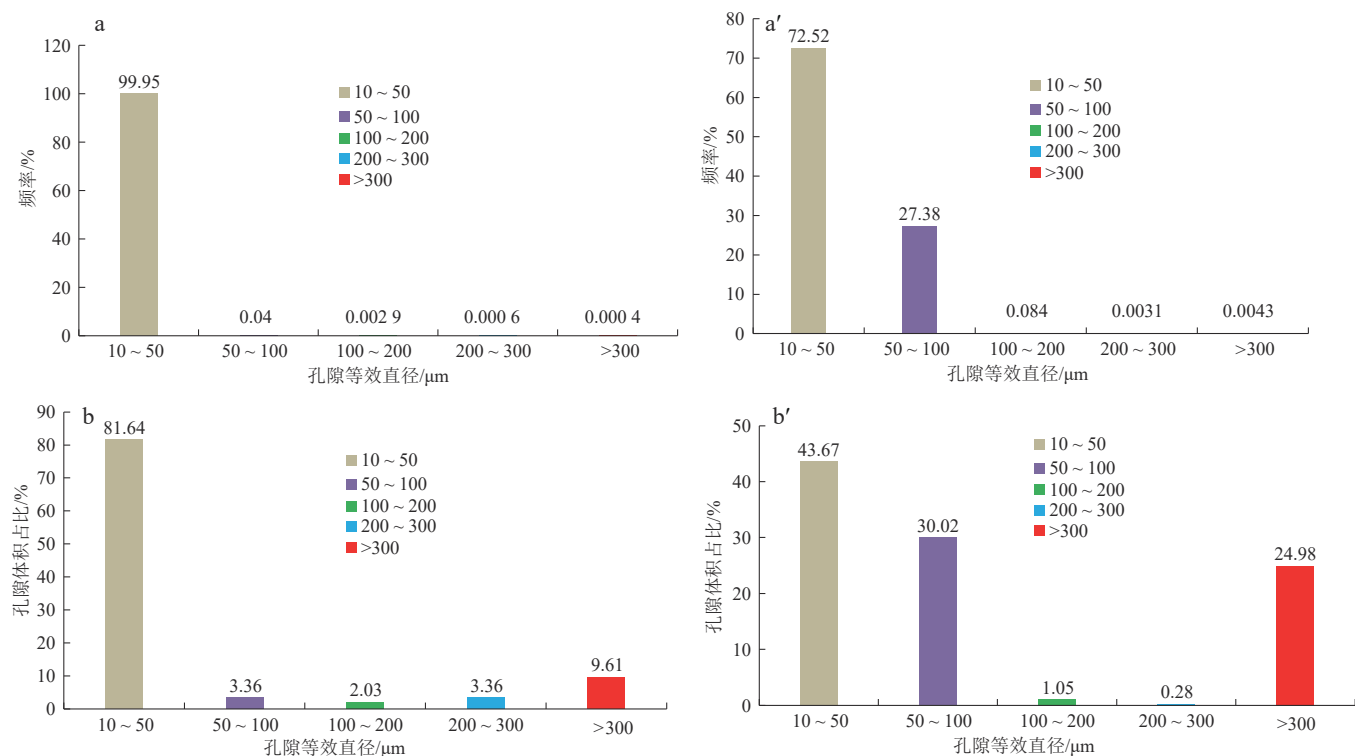


图7 苏北盆地阜二段QY2-77号样品(1型页岩)压裂前、后不同孔径孔隙分布频率及孔隙体积变化情况

Fig. 7 Pre- and post-fracturing porosity and volume proportions of different sizes of pores for shale sample No. 77 from well QY2 (Type 1) in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a'. 分别为压裂前、后不同孔径孔隙分布频率; b, b'. 分别为压裂前、后不同孔径孔隙体积占比

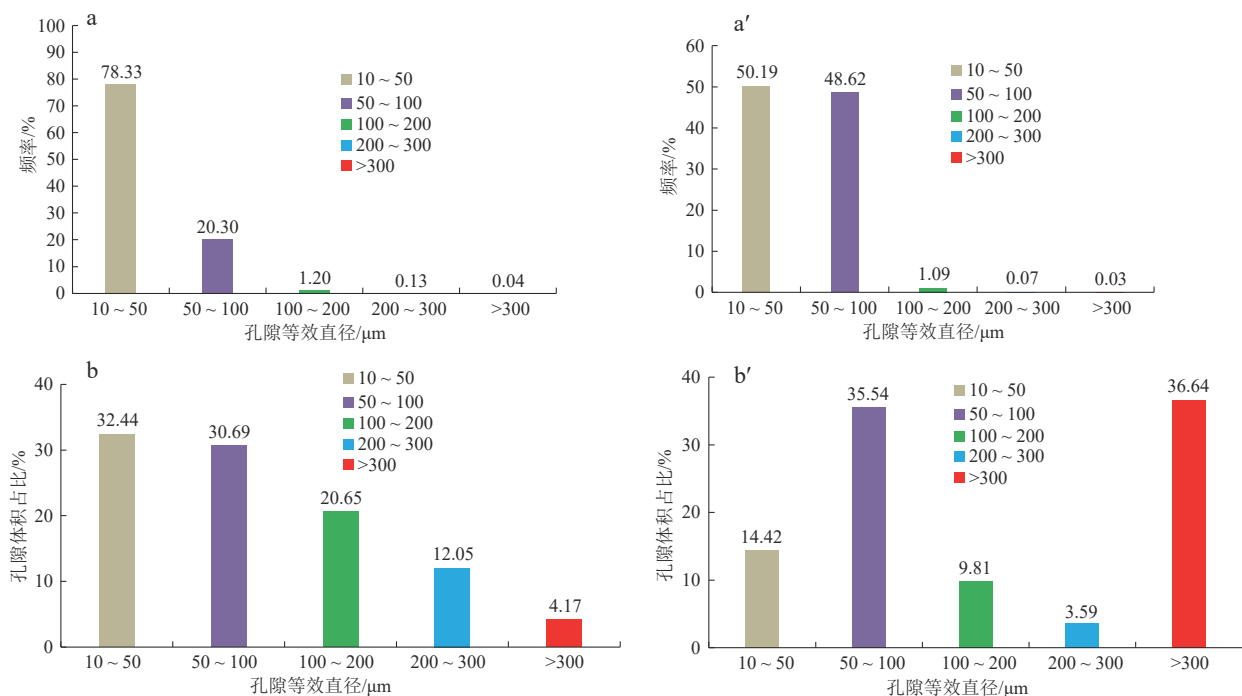


图8 苏北盆地阜二段QY2-43号样品(2型页岩)压裂前、后不同孔径孔隙分布频率及孔隙体积变化情况

Fig. 8 Pre- and post-fracturing porosity and volume proportions of different sizes of pores for shale sample No. 43 from well QY2 (Type 2) in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a'. 分别为压裂前、后不同孔径孔隙分布频率; b, b'. 分别为压裂前、后不同孔径孔隙体积占比

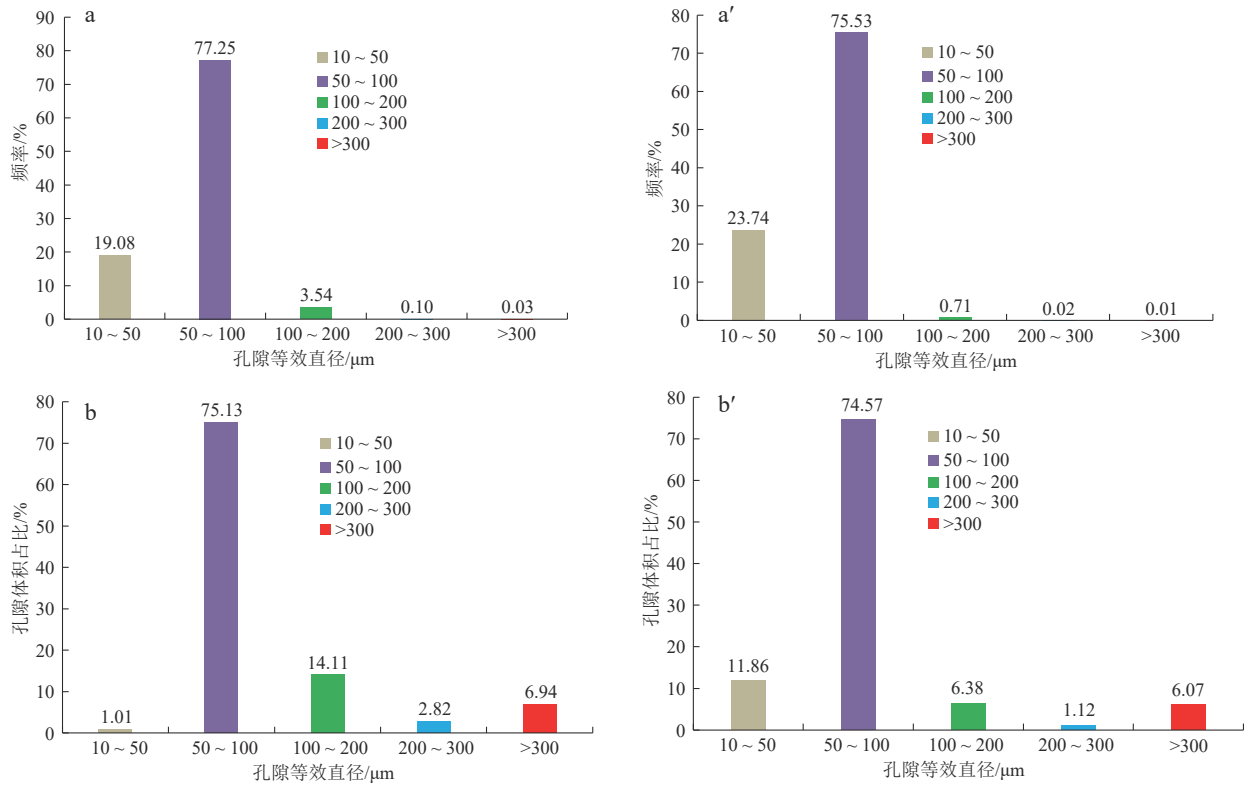


图9 苏北盆地阜二段QY2-62号样品(3型页岩)压裂前、后不同孔径孔隙分布频率及孔隙体积变化情况

Fig. 9 Pre- and post-fracturing porosity and volume proportions of different sizes of pores for shale sample No. 62 from well QY2 (Type 3) in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a'. 分别为压裂前、后不同孔径孔隙分布频率; b, b'. 分别为压裂前、后不同孔径孔隙体积占比

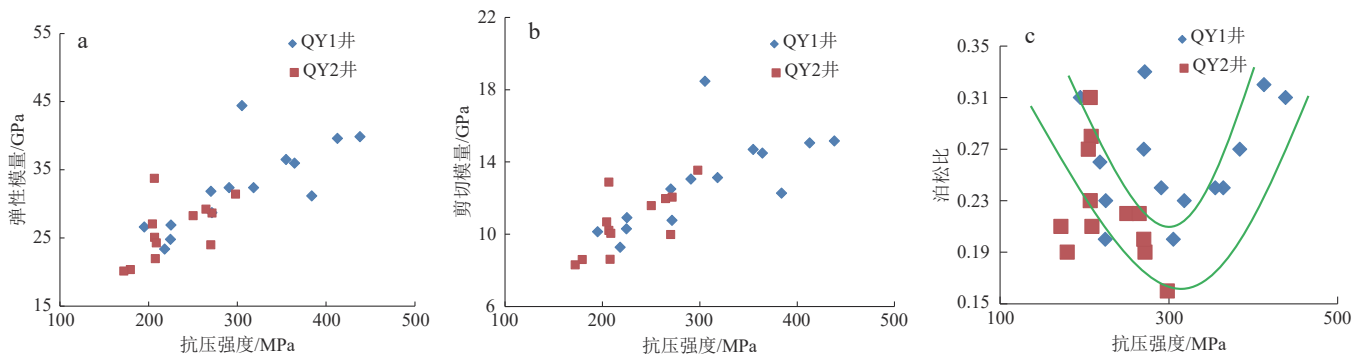


图10 苏北盆地阜二段页岩岩石力学参数相关性

Fig. 10 Correlations between rock mechanical parameters in the Fu 2 Member, Subei Basin

a. 弹性模量与抗压强度相关性; b. 剪切模量与抗压强度相关性; c. 泊松比与抗压强度相关性

力、时间、作用力的性质及方向(柱塞钻取方向)等。内部因素是指页岩本身的性质,主要包括岩石成分、结构和构造等。外部因素对力学性质的影响不可忽略,对此研究的文献众多<sup>[24-27]</sup>。在外部条件类似的情况下,力学性质主要取决于页岩内部因素,由于本文选择的样品围压、温度、柱塞钻取方向、层位、溶液和孔隙压力等外部条件均一致,因而重点研究内部因素对页岩力学性质的影响。

#### 4.1 岩石成分

力学参数与碳酸盐、黏土矿物含量相关系数较高,相关性较强。抗压强度、弹性模量及剪切模量随着碳酸盐含量的升高而升高,表明碳酸盐含量越高、岩石强度越大、变形能力越弱、刚度变强,抵抗外力破坏的能力越强;抗压强度、弹性模量及剪切模量随着黏土矿物含量的升高而降低,黏土矿物含量的升高,降低了页岩

强度,使得其形变能力增强,刚度减弱,抵抗外力破坏的能力降低。力学参数与石英、有机碳含量具有一定的负相关性,但相关系数较小,相关性较弱。除有机碳与泊松比具有一定的正相关性外,其余成分与泊松比的相关性不明显。力学参数与页岩矿物成分相关性分析表明,碳酸盐和黏土矿物含量是控制力学性能的主要因素,石英、有机碳含量也在一定程度上影响着本区页岩储层力学性能(图11)。

## 4.2 页岩结构

页岩内部的结构及孔隙空间发育情况对其力学性质影响较大,尤其是孔隙度及纹层发育特征是页岩储层可压性特征的重要影响因素。

力学参数与孔隙度均具有一定的负相关性(图12),随着孔隙度的升高,页岩抗压强度、弹性模量和剪切模量均整体下降,说明孔隙度越高,页岩强度越低、其

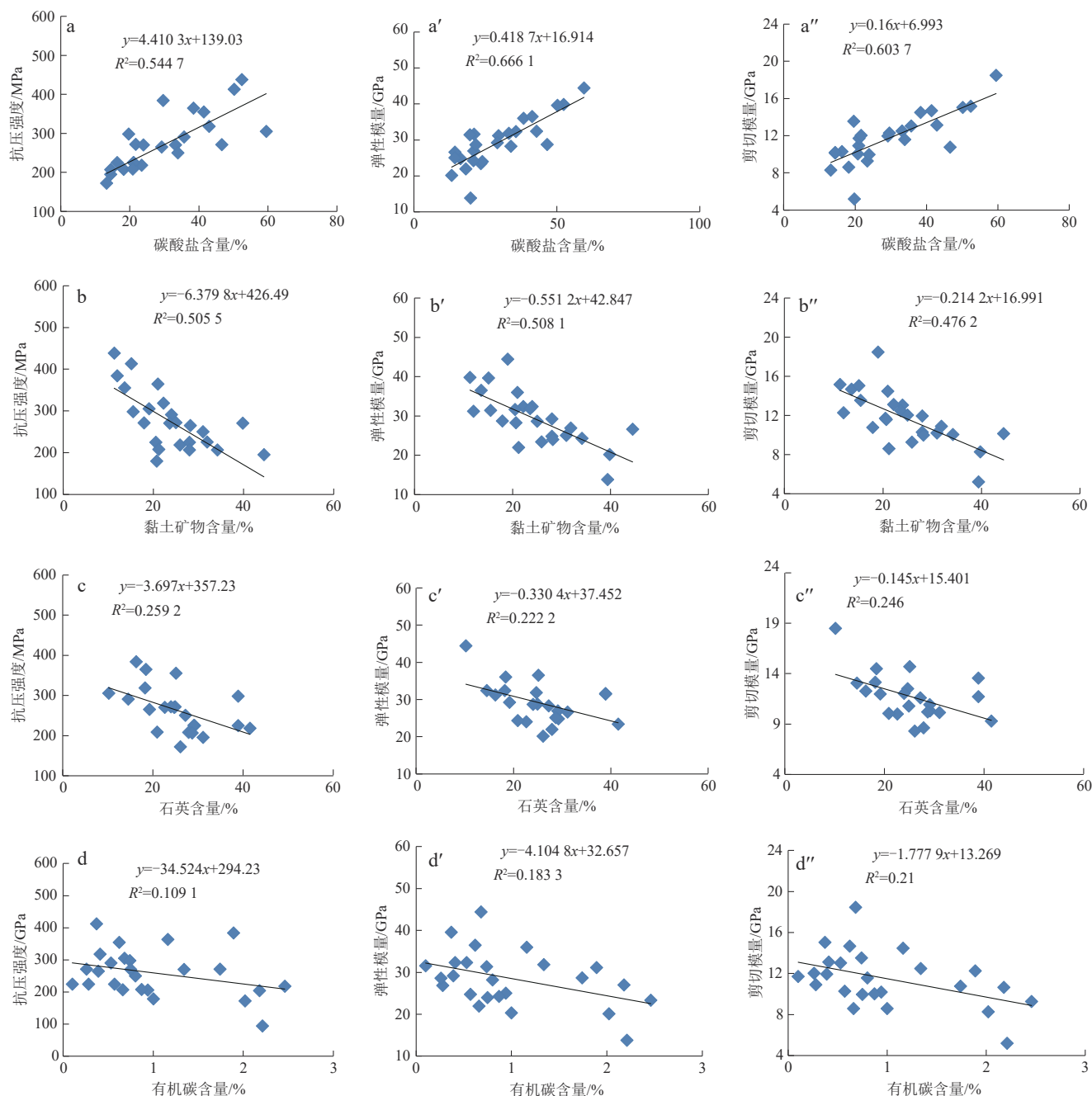


图11 苏北盆地阜二段页岩力学参数与岩石成分相关性

Fig. 11 Correlations between mechanical parameters and rock components in the Fu 2 Member, Subei Basin

a, a', a''. 分别为抗压强度、弹性模量、剪切模量与碳酸盐含量关系曲线; b, b', b''. 分别为抗压强度、弹性模量、剪切模量与黏土矿物含量关系曲线; c, c', c''. 分别为抗压强度、弹性模量、剪切模量与石英含量关系曲线; d, d', d''. 分别为抗压强度、弹性模量、剪切模量与有机碳含量关系曲线

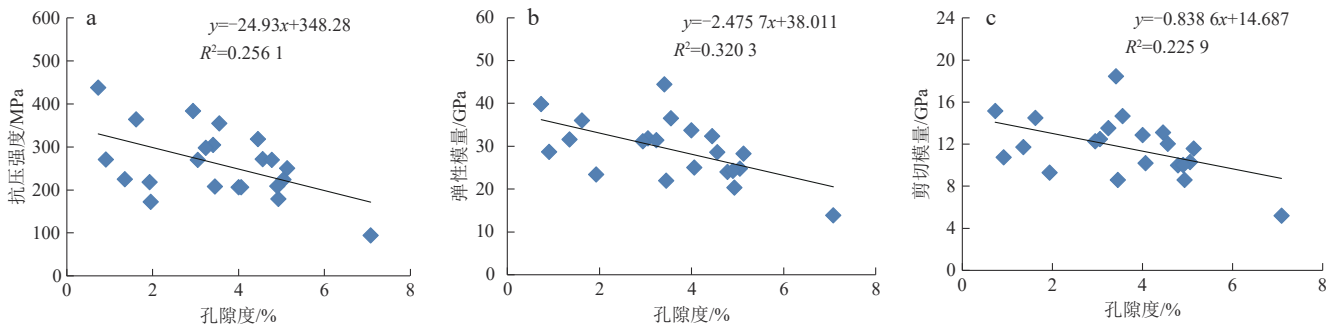


图12 苏北盆地阜二段页岩力学参数与孔隙度相关性

Fig. 12 Correlations between mechanical parameters and porosity in the Fu 2 Member, Subei Basin

a. 抗压强度与孔隙度相关性; b. 弹性模量与孔隙度相关性; c. 剪切模量与孔隙度相关性

抗压能力和刚度下降,页岩脆性更强。力学参数与孔隙度相关性分析表明,孔隙度高的储层更易压裂改造。

纹层发育程度也对页岩力学参数具有重要影响。为观察纹层发育情况,对钻取柱塞的岩心样品进行剖切,对剖切面进行图像扫描,并在光学显微镜下统计纹层数量。对QY1井1-323号和1-345号样品进行图像扫描,结果显示,前者岩石致密、纹层不发育,纹层线密度仅1条/m,其抗压强度高达412.65 MPa,弹性模量和剪切模量分别为39.62 GPa和15.05 GPa;后者纹层发育,纹层线密度多达4 273条/m,其抗压强度270.26 MPa,弹性模量和剪切模量分别为31.85 GPa和12.50 GPa,该样品强度参数和形变参数均小于前者(图13)。图像扫描观察表明,岩心致密且纹层不发育段,其力学参数高于纹层发育段,储层改造难度整体较高。

## 5 结论

以苏北盆地阜宁组二段页岩油储层为对象,通过三轴岩石力学压裂试验与多尺度CT扫描技术相结合,首次将该区页岩储层划分为3种类型,将每种类型对

应的岩石破裂特征、内部孔缝形态及可压性等进行分析,发现了每种类型在压裂后所对应的孔缝结构变化规律。以此为基础,从宏观到微观尺度对每类页岩压裂效果进行综合评价,并进一步对力学参数特征及其影响因素进行系统研究,结论如下。

1) 应力-应变曲线特征显示该区页岩属于弹塑性类型,前期为直线,随着压力的增加后期逐渐向下弯曲,直至破坏。根据曲线特征及压裂前、后岩心CT扫描结果,该区页岩储层可进一步划分为3种类型:①1型页岩,峰后曲线波浪下降,产生复杂网状缝;②2型页岩,峰后曲线先波浪下降后垂直下降或先垂直下降后波浪下降,缝隙局部连通;③3型页岩,峰后曲线垂直下降,岩心破裂后整体较完整,纵向产生劈裂缝,缝形态单一。其中,1型和2型页岩储层改造效果较好,3型页岩改造效果较差。

2) 压裂前、后岩石孔隙和裂缝均发生了较大变化,压后裂缝率和裂缝体积均升高,且纹层发育的样品增加更为显著。1型和2型页岩中孔径10~50 μm的孔隙占比减少,孔径50~100 μm的孔隙增多,孔径300 μm以上的孔隙孔容贡献增加;3型页岩压前、压后各孔径段孔隙占比变化不大,各孔径段孔隙孔径贡献

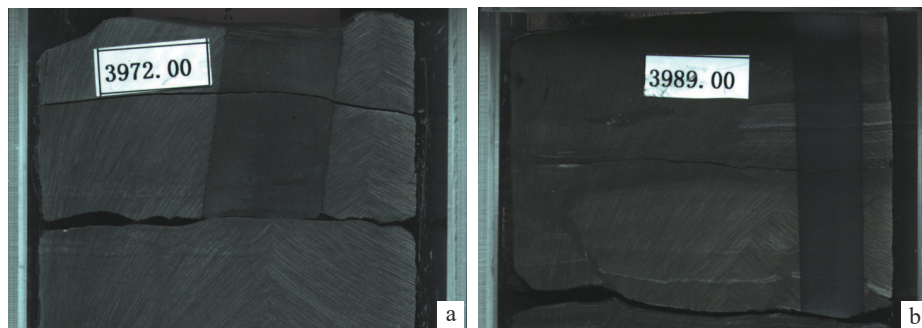


图13 苏北盆地阜二段QY1井页岩样品纵向扫描图

Fig. 13 Longitudinal scanning images of shale samples from well QY1 in the Fu 2 Member, Subei Basin

a. QY1-1-323号样品,岩心致密且纹层不发育,纹层线密度1条/m; b. QY1-1-345号样品,岩心纹层发育且纵向为小构造错断,纹层线密度4 273条/m

变化也不明显。

3) 力学参数特征显示阜二段页岩的弹脆性变形能力较强,且抗压强度与弹性模量、剪切模量具有正相关关系,与泊松比具有V型曲线关系。

4) 内在影响因素分析表明,页岩矿物组成与其结构是内因,碳酸盐和黏土矿物含量是控制力学性能的主要因素,石英、有机碳含量也在一定程度上影响着本区页岩储层力学性能,而物性及纹层发育程度是主要的结构因素。

### 参 考 文 献

- [1] 白国平,邱海华,邓舟舟,等. 美国页岩油资源分布特征与主控因素研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 524-532.  
BAI Guoping, QIU Haihua, DENG Zhouzhou, et al. Distribution and main controls for shale oil resources in USA [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(4): 524-532.
- [2] 金之钧,张谦,朱如凯,等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.  
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.
- [3] 姚红生,笱灵,高玉巧,等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集高产主控因素与勘探重大突破[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 776-783.  
YAO Hongsheng, ZAN Ling, GAO Yuqiao, et al. Main controlling factors for the enrichment of shale oil and significant discovery in second member of Paleogene Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(5): 776-783.
- [4] 云露,何希鹏,花彩霞,等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系陆相页岩油成藏地质特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 176-187.  
YUN Lu, HE Xipeng, HUA Caixia, et al. Accumulation characteristics and resource potential of Paleogene continental shale oil in Qintong Sag of Subei Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 176-187.
- [5] 方志雄,肖秋生,张殿伟,等. 苏北盆地陆相“断块型”页岩油地质特征及勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1468-1478.  
FANG Zhixiong, XIAO Qiusheng, ZHANG Dianwei, et al. Geological characteristics and exploration of continental fault-block shale oil reservoirs in the Subei Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1468-1478.
- [6] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [7] WANG F P, GALE J F W. Screening criteria for shale-gas systems [J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2009, 59: 779-793.
- [8] 赵金洲,许文俊,李勇明,等. 页岩气储层可压性评价新方法[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1165-1172.  
ZHAO Jinzhou, XU Wenjun, LI Yongming, et al. A new method for fracability evaluation of shale-gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1165-1172.
- [9] RICKMAN M, MULLEN M, PETRE E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2008. London: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-115258-MS.
- [10] 王濡岳,胡宗全,赖富强,等. 川东北地区下侏罗统自流井组大安寨段陆相页岩脆性特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 366-378.  
WANG Ruyue, HU Zongquan, LAI Fuqiang, et al. Brittleness features and controlling factors of continental shale from Da'anzhai Member of the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 366-378.
- [11] 李志明,刘雅慧,何晋译,等. 陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1453-1467.  
LI Zhiming, LIU Yahui, HE Jinyi, et al. Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1453-1467.
- [12] 秦晓艳,王震亮,于红岩,等. 基于岩石物理与矿物组成的页岩脆性评价新方法[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1924-1932, 1941.  
QIN Xiaoyan, WANG Zhenliang, YU Hongyan, et al. A new shale brittleness evaluation method based on rock physics and mineral compositions [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1924-1932, 1941.
- [13] 王小军,梁利喜,赵龙,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组含油页岩岩石力学特性及可压裂性评价[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 661-668.  
WANG Xiaojun, LIANG Lixi, ZHAO Long, et al. Rock mechanics and fracability evaluation of the Lucaogou Formation oil shales in Jimusaer Sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 661-668.
- [14] 王俊伟,车明光,宋晓,等. 基于纳米压痕技术的岩石力学参数评价[J]. 深圳大学学报(理工版), 2023, 40(5): 608-614.  
WANG Junwei, CHE Mingguang, SONG Xiao, et al. Evaluation of rock mechanical parameters using nanoindentation [J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2023, 40(5): 608-614.
- [15] 沈骋,任岚,赵金洲,等. 页岩岩相组合划分标准及其对缝网形成的影响——以四川盆地志留系龙马溪组页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 98-106, 123.  
SHEN Cheng, REN Lan, ZHAO Jinzhou, et al. Division of shale lithofacies associations and their impact on fracture network formation in the Silurian Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J].

- Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 98-106, 123.
- [16] 刘合, 孟思炜, 王素玲, 等. 古龙页岩力学特征与裂缝扩展机理[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 820-828.
- LIU He, MENG Siwei, WANG Suling, et al. Mechanical characteristics and fracture propagation mechanisms of the Gulong shale[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 820-828.
- [17] WU Songtao, ZHAI Xiufen, YANG Zhi, et al. Characterization of fracture formation in organic-rich shales-An experimental and real time study of the Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin, northwestern China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 107: 397-406.
- [18] WU Songtao, YANG Zhi, PAN Songqi, et al. Three-dimensional imaging of fracture propagation in tight sandstones of the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin, northern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 120: 104501.
- [19] 侯连华, 吴松涛, 姜晓华, 等. 页岩油地质评价实验方法现状、挑战与发展方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 72-90.
- HOU Lianhua, WU Songtao, JIANG Xiaohua, et al. Situation, challenge and future direction of experimental methods for geological evaluation of shale oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 72-90.
- [20] 姚红生, 云露, 咎灵, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜二段断块型页岩油定向井开发模式及实践[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 141-151.
- YAO Hongsheng, YUN Lu, ZAN Ling, et al. Development mode and practice of fault-block oriented shale oil well in the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 141-151.
- [21] 咎灵, 白鸾羲, 印燕铃, 等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油基本特征及成因分析[J]. 石油实验地质, 2023, 45(2): 356-365.
- ZAN Ling, BAI Luanxi, YIN Yanling, et al. Basic characteristics and genesis analysis of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(2): 356-365.
- [22] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 155-171.
- MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 155-171.
- [23] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
- LI Yang, ZHAO Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.
- [24] 陈建军. 页岩油储层岩石力学特性及可压裂性评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- CHEN Jianjun. Rock mechanical characteristics and fracability evaluation of shale oil reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2017.
- [25] 郭培峰, 邓虎成, 邓勇, 等. 鄂尔多斯盆地南缘长8储层岩石力学特征及影响因素[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(18): 189-198.
- GUO Peifeng, DENG Hucheng, DENG Yong, et al. Rock mechanics characteristics and influence factors analysis of Chang 8 reservoir in the southern margin of Ordos Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(18): 189-198.
- [26] 张昊天. 海相高成熟页岩储层岩石力学特征及脆性评价技术[D]. 成都: 成都理工大学, 2019.
- ZHANG Haotian. The evaluation technology of rock mechanics and brittleness characteristics for marine high mature shale reservoir [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2019.
- [27] 李双建, 金之钧, 袁玉松, 等. 模拟地层条件下泥岩三轴应力实验及其油气意义[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 598-605.
- LI Shuangjian, JIN Zhijun, YUAN Yusong, et al. Triaxial stress experiment of mudstone under simulated geological conditions and its petroleum significance[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 37(4): 598-605.

(编辑 张 晟)