

# 高孔砂岩变形带结构和物性控制因素

姜明明<sup>1,2</sup>, 刘全有<sup>1,2</sup>

(1. 北京大学 能源研究院, 北京 100871; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 102206)

**摘要:**高孔隙度砂岩在构造应力作用下易形成变形带,其结构和物性的控制因素研究较为薄弱。通过系统的文献调研与实验分析,研究了高孔砂岩变形带宏观和微观结构特征及其变形机制,分析其结构与物性演化过程中的主控因素、次级控制因素及其作用机制。研究结果表明:①有效正应力和剪切位移是变形带结构发育和渗透率演化的主控因素。有效正应力通过强化颗粒破碎程度和调控剪切带边界形态显著降低了渗透率。剪切位移主导了变形带厚度扩展和结构分层,具有明显的非线性演化趋势,存在临界位移值。②围岩矿物组成、初始孔隙度、颗粒粒径、分选程度、泥质含量和应变速率为次要控制因素。在特定地质条件下对变形带结构形态和物性参数具有调节作用。③高孔砂岩变形带经历“未变形—初始变形—分层初始—分层过渡—稳定成型”5个演化阶段。各阶段变形带厚度、粒径组成、磨圆度和颗粒定向性等微观结构参数变化具有规律性。④随着应力和位移的增强,颗粒碎裂程度和细粒基质含量显著增加,孔隙度最高可降低70%,渗透率下降达2~3个数量级。⑤实验所得的变形带结构、物性演化规律与天然露头数据吻合良好。未来研究应聚焦变形带的三维CT结构建模、热-力-流-化(THMC)多场耦合模拟,以及基于机器学习的变形带结构与渗透率预测模型构建。

**关键词:**渗透率;变形机制;断层内部结构;断层封闭性;变形带;断层带;砂岩

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

## Factors controlling the structures and physical properties of deformation bands in high-porosity sandstones

JIANG Mingming<sup>1,2</sup>, LIU Quanyou<sup>1,2</sup>

(1. Institute of Energy, Peking University, Beijing 100871, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

**Abstract:** High-porosity sandstones are highly susceptible to the development of deformation bands under tectonic stress. However, limited studies have been conducted on factors controlling the structures and physical properties of these bands. By combining a systematic literature review and experimental analysis, we investigate the macro- and micro-structural characteristics and deformation mechanisms of these bands in high-porosity sandstones. Furthermore, we analyze the primary and secondary factors governing the structural and physical property evolution of these deformation bands, as well as the mechanisms by which these factors operate. The results indicate that effective normal stress and shear displacement serve as the primary factors controlling the structural and permeability evolution of the deformation bands. Specifically, the effective normal stress significantly reduces the permeability by intensifying grain breakage and modifying the boundary morphologies of shear zones. In contrast, shear displacement predominantly governs the thickening and structural stratification of the deformation bands. Notably, such controlling effect exhibits a pronounced nonlinear evolutionary trend, with a critical displacement threshold observed. The secondary controlling factors include the mineral composition, initial porosity, grain size, sorting degree, clay content, and strain rate of surrounding rocks. Under certain geological conditions, these factors modulate the structural morphology and physical property parameters of the deformation bands. The evolution of the deformation bands consists of five stages: non-

收稿日期:2025-05-25;修回日期:2025-09-15。

第一作者简介:姜明明(1997—),男,博士研究生,天然气地球化学与断层封闭性。E-mail: jiangmingming1997@163.com; jmm@pku.edu.cn。

通信作者简介:刘全有(1975—),男,博士、博士研究生导师,天然气地质与地球化学。E-mail: liuqy@pku.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42302146,42488101,U20A2093);北京大学必和必拓“碳与气候”博士研究生未名学者奖学金项目(WM202503)。

deformation, initial deformation, initial stratification, stratification transition, and stable formation. Each stage exhibits regular variations in the microstructural parameters of the deformation bands, including band thickness, grain-size distribution, grain roundness, and grain orientation. With increasing stress level and displacement, the deformation bands experience significantly intensified grain breakage and pronounced enrichment of fine-grained matrix. This leads to porosity reduction of up to a maximum of 70% and permeability decreases of two to three orders of magnitude. The evolutionary patterns of the structures and physical properties of the deformation bands derived from laboratory tests are highly consistent with data from field outcrops. Future research on the of deformation bands should focus on computed tomography (CT)-based three-dimensional structural modeling, thermal-hydrological-mechanical-chemical (THMC) multi-field coupling simulations, and machine learning-based modeling for predicting structures and permeability.

**Key words:** permeability, deformation mechanism, fault internal structure, fault seal, deformation band, fault zone, sandstone

引用格式:姜明明,刘全有.高孔砂岩变形带结构和物性控制因素[J].石油与天然气地质,2026,47(1):299-318. DOI:10.11743/ogg20260120.

JIANG Mingming, LIU Quanyou. Factors controlling the structures and physical properties of deformation bands in high-porosity sandstones[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(1): 299-318. DOI: 10.11743/ogg20260120.

随着油气勘探开发技术的发展,亚地震断层在分隔油-气-水系统、控制剩余油分布和影响驱替效率等方面的作用日益凸显<sup>[1-6]</sup>。沉积地层中的孔隙性砂岩或碳酸盐岩常发育此类断层,其中砂岩地层中的亚地震断层因断距通常小于地层厚度而形成同层砂岩对接,导致其封闭能力相对较弱<sup>[7-8]</sup>。现有研究表明,低-非孔隙性(孔隙度 $\leq 15\%$ )岩石中,构造应力作用主要诱发岩石受力破裂,形成裂缝和节理等开放性结构,此类构造可显著增强储层渗透性。国内外对此已有大量研究<sup>[9-12]</sup>;而高孔隙性(孔隙度 $> 15\%$ )岩石中,应力作用则易导致碎裂作用,形成具有带状构造的变形带,其物性参数普遍低于围岩且对流体渗流有一定的阻碍效应。值得注意的是,国外学者已对高孔砂岩变形带开展了系统性研究<sup>[13-17]</sup>,但国内在该领域仍处于探索阶段,相关理论体系亟待完善。

变形带的低物性特征本质上源于其独特的带状应变局部化构造,而影响高孔砂岩变形带结构特征和物性演化的控制因素具有多源性,主要包括有效正应力、剪切位移、围岩矿物成分、围岩孔隙度、围岩粒径与分选、泥质含量和应变速率等影响因素。目前,关于变形带结构和物性的研究多局限于野外露头观测或岩心描述的定性分析,而通过实验手段系统分析变形带结构和物性控制因素的研究仍显不足。因此,为了明确不同影响因素控制下的高孔砂岩变形带结构及其演化特征,本文系统调研不同条件下变形带结构和物性随控制因素的变化规律,同时结合物理模拟实验进一步分析其结构和物性变化规律,对高孔砂岩变形带控制因素进行主次因素分级,总结高孔砂岩变形带形成演化

规律,为亚地震断层封闭性评价和油气高效开发提供理论依据。

## 1 高孔砂岩变形带的概念及基本特征

### 1.1 变形带概念

高孔隙度砂岩在经历构造应力驱动的压实、膨胀和剪切等作用后,其内部颗粒通过滚动、旋转和破碎等微观机制,形成具有显著孔、渗梯度的条带状构造,称为变形带<sup>[8,10,13,18-19]</sup>(亦称断层带)。该构造本质上是沿滑动面发育的岩石碎裂化产物,构成断层核的特殊组成部分<sup>[20]</sup>。变形带的发育受控于岩石力学性质,常见于脆性岩石中,在部分脆-韧性岩石中亦有发现。

### 1.2 变形带宏观特征

1) 空间分布特征:变形带多发育在围岩孔隙度较高的砂岩或碳酸盐岩中,其形成演化过程通常伴随颗粒的旋转和滚动,部分情况下会发生颗粒摩擦和碎裂。若围岩孔隙度稍低,还可能伴有张性破裂以及裂缝、滑动面等的形成<sup>[10,21-22]</sup>。

2) 几何形态特征:变形带厚度在毫米至厘米级间变化,位移量较小。即使变形带的长度达到百米级,其形成的剪切位移也不会超过几厘米<sup>[10,21-22]</sup>。

3) 运动学分类(图1)<sup>[10,23]</sup>:变形带可细分为7种类型。其中,纯压实带<sup>[24-26]</sup>(pure compaction band, PCB)和剪切增强压实带<sup>[24,27]</sup>(shear enhanced compaction



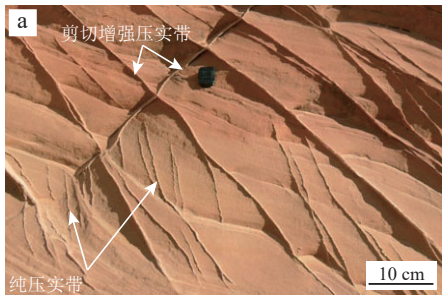
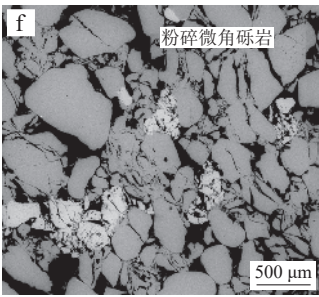
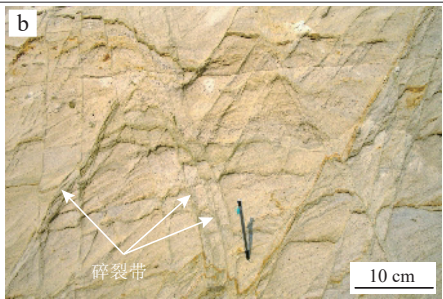
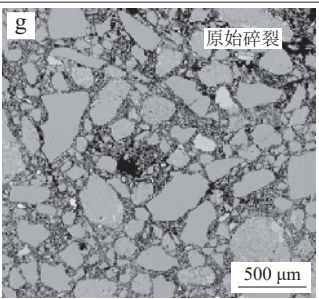
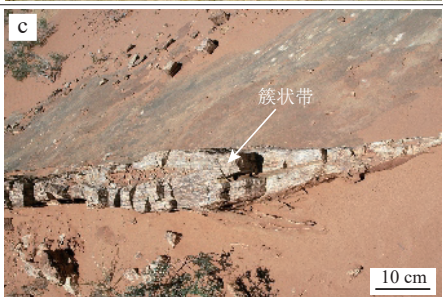
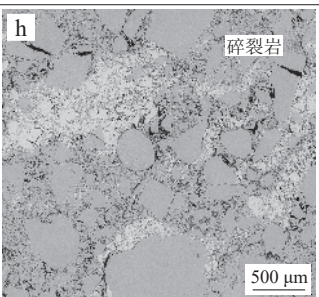
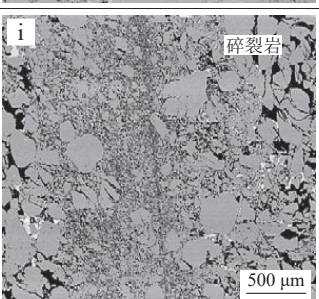
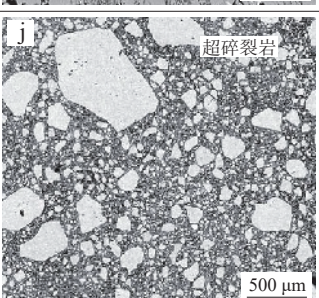
| 变形带类型                                                 | 野外露头实例照片                                                                            | 微观碎裂结构SEM照片                                                                          | 微观特征描述                                        |
|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 剪切增强压实带和<br>纯压实带<br>[美国鹿皮 (Buckskin)<br>峡谷, 野外露头]     |    |    | a图对应微观结构粉碎微角砾岩, 碎裂作用很小, 存在较大颗粒, 颗粒间存在较多孔隙     |
| 破裂带<br>[奥地利艾森施塔特-肖普朗<br>(Eisenstadt-Sopron) 盆地, 野外露头] |    |    | b图对应破裂带微观结构的原始碎裂岩, 碎裂作用较小, 存在较大颗粒, 颗粒间存在较小孔隙  |
| 簇状带<br>[美国圣拉斐尔 (San Rafael)<br>沙漠, 野外露头]              |   |   | c图对应簇状带微观结构的碎裂岩, 碎裂作用大, 颗粒间存在较小孔隙             |
| 滑动带<br>[美国皮斯莫 (Pismo) 盆地,<br>野外露头]                    |  |  | d图对应滑动带微观结构的碎裂岩, 碎裂作用大, 颗粒发生定向排列现象, 颗粒间存在较小孔隙 |
| 断层核<br>[美国马里湾 (Moray Firth),<br>野外露头]                 |  |  | e图对应断层核微观结构的超碎裂岩, 碎裂作用较大, 颗粒间不存在孔隙            |

图 1 不同类型变形带的野外露头实例照片与微观碎裂结构扫描电镜(SEM)照片<sup>[23]</sup>Fig. 1 field outcrop pictures showing different types of deformation bands and scanning electron microscope (SEM) images of their microscopic cataclastic structures<sup>[23]</sup>

band, SECB)以单链状粉碎微角砾岩为典型特征; 碎裂带<sup>[23, 28-29]</sup> (cataclastic band, CB)和胶结碎裂带<sup>[30-31]</sup> (cemented cataclastic band, CCB)以单个或多个原生碎裂到碎裂为主要标志; 簇状带<sup>[32-33]</sup> (cluster band,

CIB)以多股碎裂变形叠加为标志; 滑动带<sup>[19, 34-35]</sup> (slip band, SIB)发育碎裂纹理与条纹状滑动面; 断层核 (fault core, FC)<sup>[20]</sup>沿局部滑动面呈现碎裂至超碎裂纹理。

4) 组合特征: 变形带呈现单条、多条(簇状)或条带状等多样化展布形态, 这些形态通常出现在与滑动面(断层变形带)相关的区域<sup>[10,21-22]</sup>。

### 1.3 变形带微观特征

变形带的微观共性特征主要表现为颗粒开裂或破碎, 颗粒分选性变差, 棱角增多, 或出现颗粒重排、压实等现象, 能够呈显出低于围岩孔隙度的特征<sup>[36-38]</sup>。

具体到不同类型变形带的微观结构, PCB和SECB的结构主要为粉碎微角砾岩; CB, CCB, CIB, SIB和FC的结构主要为碎裂岩或超碎裂岩。随着碎裂作用的增强, 这些变形带的碎裂结构越发明显, 渗透率呈现不同程度的下降<sup>[10,23]</sup>(图2)。

## 2 高孔砂岩变形带的变形机制

### 2.1 变形机制分类

高孔隙砂岩变形带的分类主要依据泥质含量和成岩程度两个因素。根据前人研究, 按照泥质含量划分,

泥质含量小于15%的砂岩为纯净砂岩, 泥质含量介于15%~40%的为不纯净砂岩<sup>[10,39]</sup>。按照成岩程度划分, 可进一步将高孔砂岩划分为未固结-半固结高孔砂岩和固结高孔砂岩<sup>[10,23]</sup>(图3)。

不同泥质含量和成岩程度的高孔砂岩表现出不同的变形机制。其中, 纯净砂岩主要发生颗粒流作用(granular flow)<sup>[10,40]</sup>和碎裂作用(cataclasis)<sup>[41-42]</sup>; 不纯净砂岩则更容易出现混合和涂抹作用(mixing and smear)<sup>[17-18,43-44]</sup>。在固结程度较高的砂岩中, 压溶作用(pressure solution)<sup>[39]</sup>也是常见的变形机制。这些差异化的变形机制最终会形成解聚带、碎裂带和层状硅酸盐带等不同类型的变形带<sup>[22]</sup>。

### 2.2 解聚带变形机制

当泥质含量小于15%且砂岩处于埋藏深度小于1 km的浅埋深条件下时, 纯净砂岩通常处于未固结-半固结成岩阶段。由于所受应力水平较低, 颗粒间结合力较弱, 主要发生颗粒滚动、旋转和定向排列等微观变形机制。这种机制被称为颗粒流作用<sup>[45]</sup>, 在此过程中形成的变形带为解聚带(disaggregation bands)<sup>[10,22]</sup>。

宏观方面, 解聚带宽度通常为几毫米(约为围岩颗

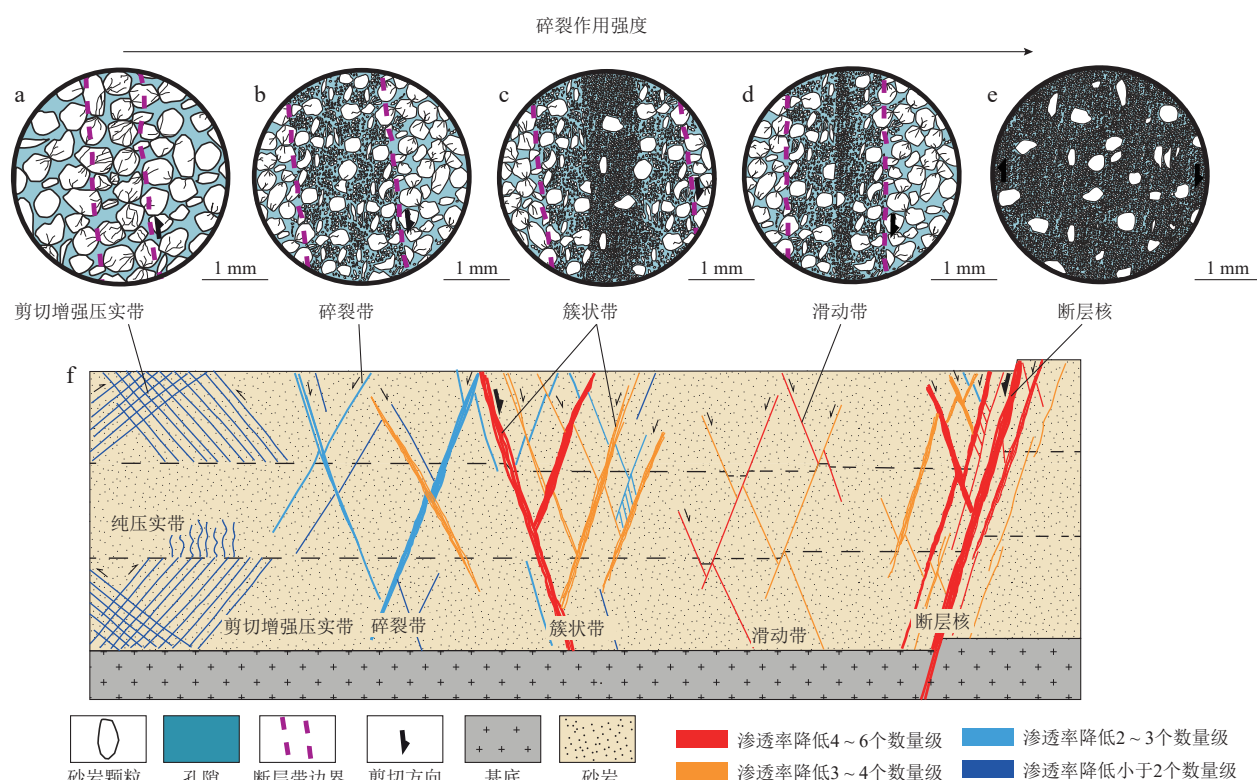
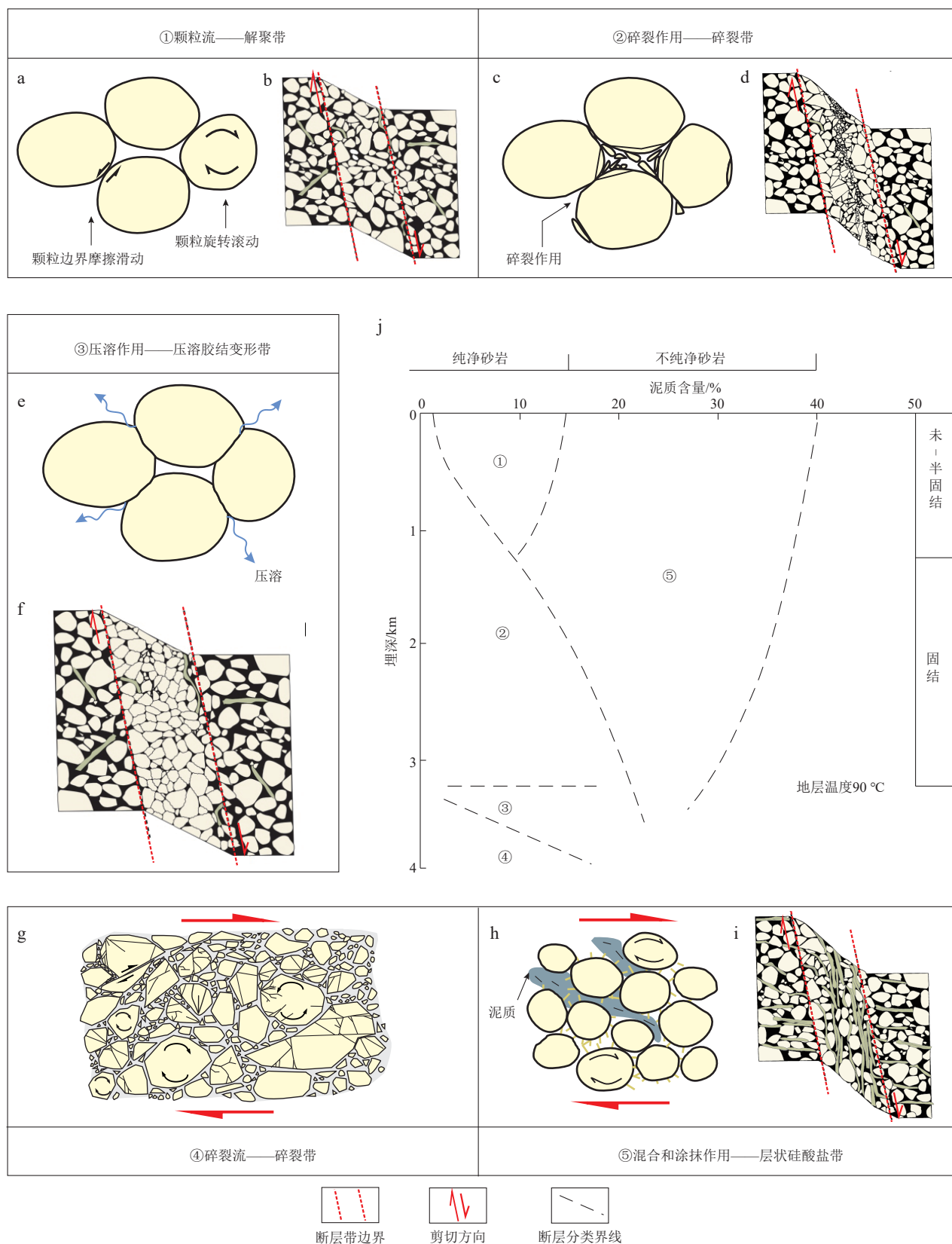


图2 不同类型变形带及渗透率特征理论模型<sup>[23]</sup>

Fig. 2 Different types of deformation bands and theoretical model of their permeability characteristics<sup>[23]</sup>

a. 剪切增强压实带; b. 碎裂带; c. 簇状带; d. 滑动带; e. 断层核; f. 不同类型变形带在地层中形成的概念模型



图3 不同条件下形成变形带的类型与变形机制<sup>[10,22,40]</sup>Fig. 3 Deformation bands formed under varying conditions and their associated deformation mechanisms<sup>[10, 22, 40]</sup>

- a. 颗粒流颗粒间微观作用机制; b. 解聚带变形机制; c. 碎裂作用颗粒间微观作用机制; d. 碎裂带变形机制; e. 压溶作用颗粒间微观作用机制; f. 压溶胶结带变形机制; g. 碎裂流颗粒间微观作用机制与碎裂带变形机制; h. 混合和涂抹作用颗粒间微观作用机制; i. 层状硅酸盐带变形机制; j. 不同类型变形带分布特征

粒尺寸的10倍),长度可达数十米,但断距较小,一般仅几厘米,其颜色较围岩更浅,多呈白色(图4a)<sup>[22,39,46]</sup>。微观方面,颗粒仅发生滚动和旋转,并沿断层剪切方向呈现明显的定向排列特征(图4b)<sup>[22,46]</sup>。物性方面,由于颗粒未被破坏而仅发生重新排列,其孔隙度和渗透率与围岩差异较小,因此可能成为流体运移的有效通道<sup>[10,22-23]</sup>。

### 2.3 碎裂带变形机制

当泥质含量小于15%且砂岩埋藏深度介于1~3 km的中埋深条件下时,纯净砂岩通常已进入固结成岩阶段。由于所受应力水平较高,颗粒接触点的局部应力显著增大,除颗粒滚动和旋转外,还会发生颗粒开裂、破碎等变形,导致颗粒粒径减小、分选变差以及孔隙坍塌等微观变形机制。这种机制被称为碎裂作用<sup>[47]</sup>,在此过程中形成的变形带为碎裂带(cataclastic bands)<sup>[22,48]</sup>。

宏观方面,碎裂带宽度可达数十厘米,单条带厚度为几毫米。多条带聚集形成的簇状带总厚度可达数十厘米,长度可达百米级。断距一般较小,最大不超过几十厘米。颜色较围岩浅(图5a)<sup>[22,36]</sup>;微观方面,表现为明显的颗粒破碎、粒径减小、孔隙坍塌和分选变差等微观变形机制(图5b)<sup>[23]</sup>;物性方面,受颗粒破碎程度的影响,其孔隙度较围岩降低10%~25%,渗透率最大可降低6个数量级。若伴随石英压溶和胶结作用形成压溶胶结碎裂带,其渗透率将进一步降低。这些特征使得碎裂带成为流体运移的阻碍和屏障<sup>[10,22-23,49]</sup>。

### 2.4 层状硅酸盐带变形机制

当泥质含量介于15%~40%时,即围岩为不纯净砂岩的情况下,由于层状硅酸盐含量显著增加,高孔砂岩内部变形机制呈现明显差异。在颗粒滚动和旋转过程中,层状硅酸盐矿物能够有效“保护”颗粒避免开裂

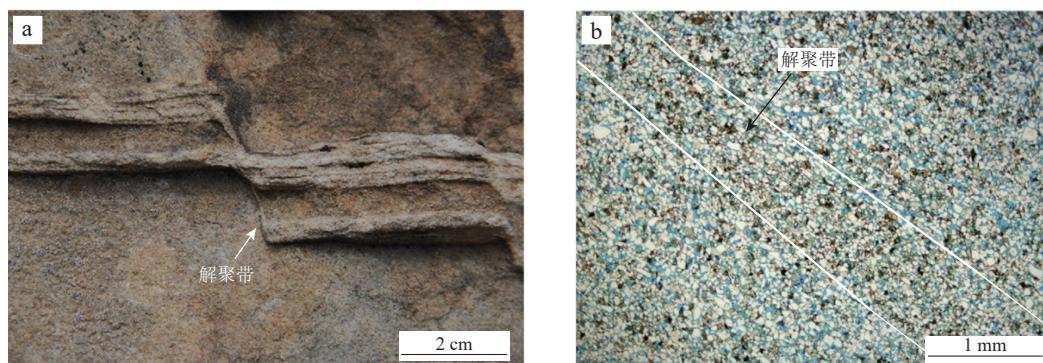


图4 解聚带宏观与微观特征<sup>[10,50]</sup>

Fig. 4 Macro- and micro-scope characteristics of disaggregation bands<sup>[10,50]</sup>

a. 解聚带宏观特征,断距约2 cm,呈浅色凸起形态,野外露头照片; b. 解聚带微观特征,厚度约1 cm,颗粒压实和重新排列作用明显,颜色与围岩明显不同,铸体薄片显微照片,单偏光

[露头位于美国犹他州(Utah)拱门国家公园(Arches National Park)纳瓦霍(Navajo)砂岩区。]

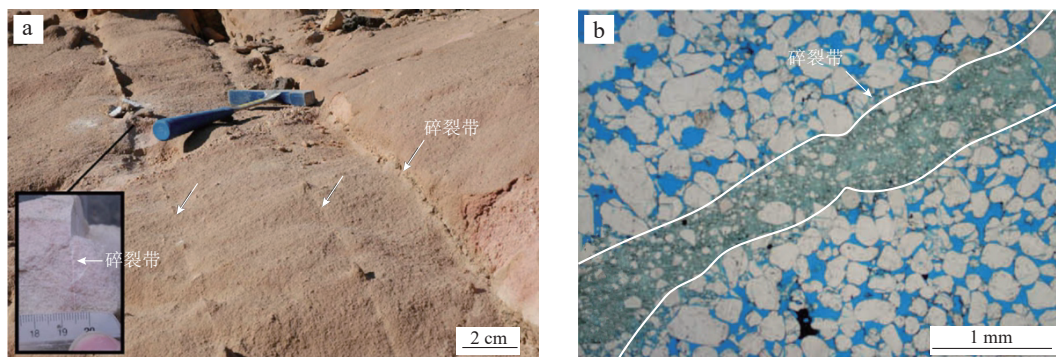


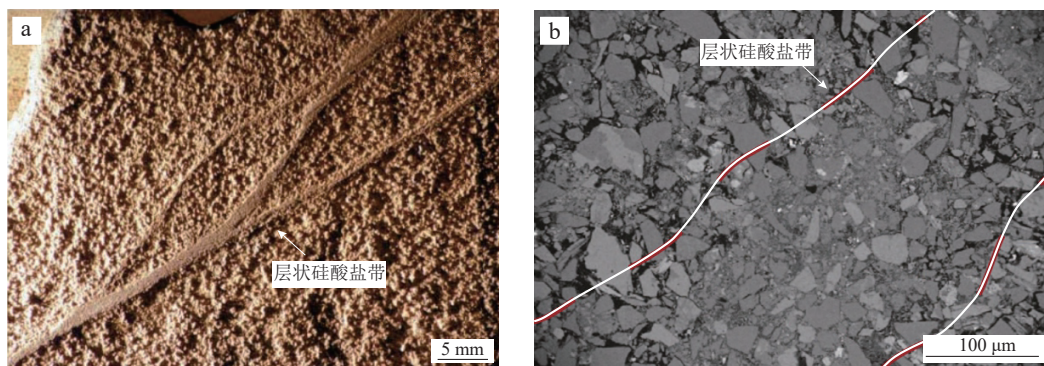
图5 碎裂带宏观与微观特征<sup>[50]</sup>

Fig. 5 Macro- and micro-scope characteristics of cataclastic bands<sup>[50]</sup>

a. 碎裂带宏观特征,呈现为明显条带状凸起构造,野外露头照片; b. 碎裂带微观特征,厚度约0.5 mm,颗粒碎裂作用明显,颜色与围岩明显不同,铸体薄片显微照片,单偏光

[露头位于埃及苏伊士(Suez)裂谷西奈(Western Sinai)半岛。]



图6 层状硅酸盐带宏观与微观特征<sup>[22-23,51]</sup>Fig. 6 Macro- and micro-scopical characteristics of phyllosilicate bands<sup>[22-23,51]</sup>

a. 层状硅酸盐带宏观特征,呈现为明显的平滑条带状凸起构造,岩心照片;b. 层状硅酸盐带微观特征,厚度200~300 μm,涂抹作用明显,颜色与围岩明显不同,扫描电镜照片

[岩心位于挪威古尔法克斯(Gullfaks)油田布伦特(Brent)组。]

或破碎,同时与颗粒发生混合并与孔隙之间形成涂抹效应。这种独特的微观变形机制被称为混合和涂抹作用<sup>[22,43]</sup>,在此过程中形成的变形带为层状硅酸盐带(phyllosilicate bands)<sup>[22,52]</sup>。

宏观方面,层状硅酸盐带的厚度变化较大,其发育程度与围岩初始孔隙度和泥质含量正相关。断距规模通常较大,颜色较围岩明显加深(图6a)<sup>[23]</sup>;微观方面,颗粒基本保持完整,未发生显著破碎现象。在层状硅酸盐的“润滑”作用下,颗粒粒径与围岩差异不大,但孔隙空间被大量层状硅酸盐矿物充填(图6b)<sup>[22-23]</sup>;物性方面,与围岩相比,孔隙度明显降低,渗透率可下降2~6个数量级,这种显著的物性变化使得层状硅酸盐带具有极强的封闭能力,往往成为流体运移的有效屏障<sup>[10,22-23]</sup>。

### 3 高孔砂岩变形带结构和物性的控制因素

高孔砂岩变形带的形成及其结构特征和物性参数的变化规律受到多种因素的综合影响。这些控制因素可分为外部地质环境因素和围岩内部自身因素两大类,主要包括有效正应力<sup>[15,41,53-57]</sup>、剪切位移<sup>[34,41,53,58-60]</sup>、围岩矿物成分<sup>[42,61]</sup>、围岩孔隙度<sup>[23,45,62]</sup>、围岩粒径与分选<sup>[23,27,45,63]</sup>、泥质含量<sup>[14-15,61,64]</sup>和应变速率<sup>[56,65-66]</sup>等。

此外,在实际研究中还面临着地下岩心获取困难和野外露头风化程度高等客观条件的限制。值得注意的是,即便排除这些外部干扰因素,同一断层变形带在水平方向和垂直方向上仍表现出明显的结构分层性和渗透率各向异性特征<sup>[23]</sup>。

目前,国内外对这些影响因素的系统研究主要采用实验室模拟方法。研究者基于实际地质背景,通过剪切实验模拟断层或变形带的形成过程,结合微观结构分析和渗透率测试等手段,深入探讨不同因素对断层或变形带渗透性的影响机制。这种方法为理解变形带的形成演化及其对流体运移的控制作用提供了重要依据。

#### 3.1 有效正应力的影响

有效正应力对断层带结构和物性演化具有重要影响。Takahashi<sup>[55]</sup>在三轴剪切实验中发现,高孔隙压力会降低有效正应力,减少砂与粉砂颗粒的接触面积,从而抑制低渗透性物质向断层带的运移;相反,较高的有效正应力会促进低渗透性物质进入到断层带。这种效应与断层面粗糙度有关:有效正应力增大导致粗糙度增加,使断层带中卷入更多颗粒或泥岩涂抹,进而降低渗透率。相关研究还表明,维持泥岩涂抹连续性的临界泥岩涂抹因子(SSF)由有效正应力决定,断层封闭潜力与有效正应力呈正相关<sup>[15]</sup>。

Engelder<sup>[41]</sup>早期研究发现,围压增加会降低砂岩断层带内碎裂颗粒的粒度和分选。Fukuoka<sup>[56]</sup>通过实验证实,有效正应力增加会促使断层带产生更多颗粒。Torabi<sup>[53]</sup>的环形剪切实验表明,高有效正应力下剪切强度增加,扫描电子显微镜(SEM)观察显示低应力下会形成扩散边界剪切带,而高应力下形成尖锐边界剪切带。Cuisiat等<sup>[54]</sup>通过环剪实验进一步揭示,随着有效正应力增加,泥岩涂抹厚度呈现减薄的趋势,而砂砂对接现象增强(图7),微观薄片显示颗粒破碎程度与剪切带复杂程度同步增加,同时渗透率显著降低(图8)。Issen<sup>[57]</sup>实验研究表明,压实带形成需要特定



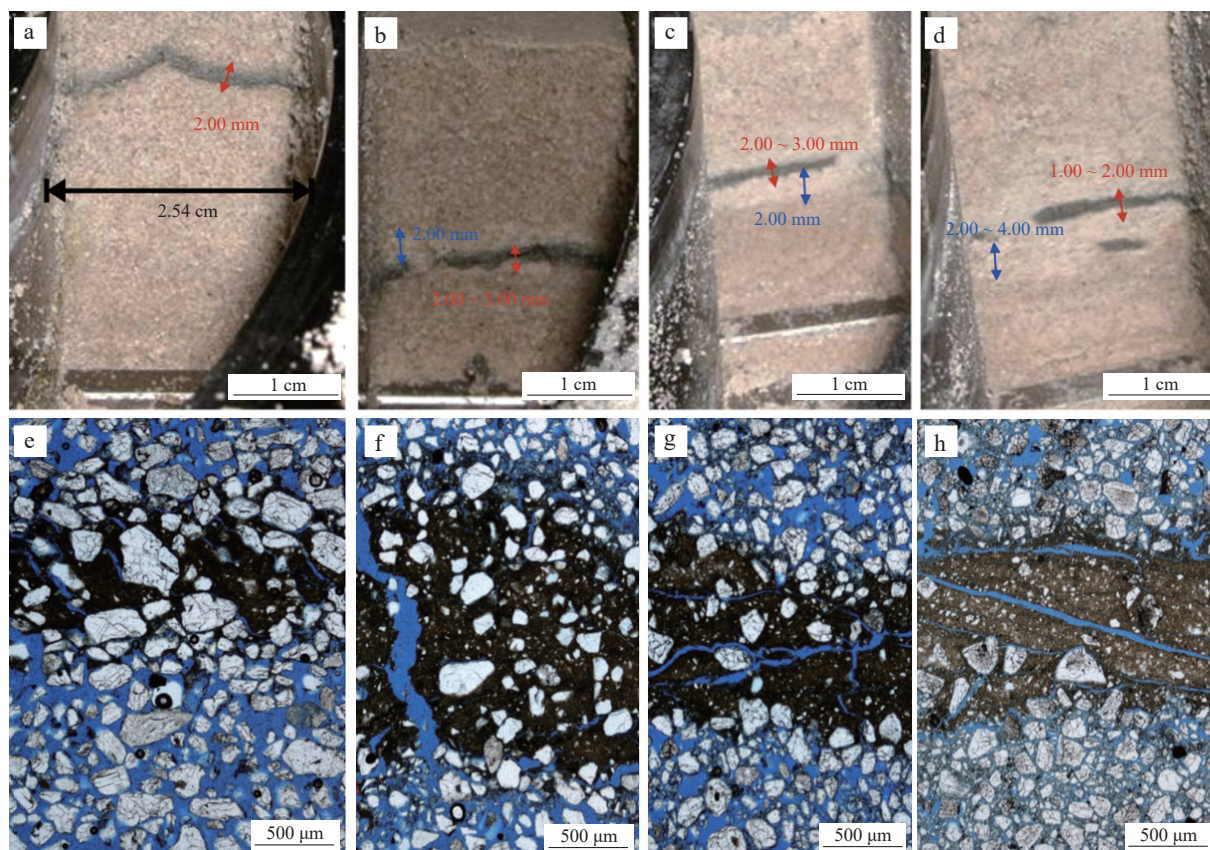


图7 不同应力实验条件下泥岩涂抹实验结果及其微观结构图<sup>[54]</sup>

Fig. 7 Results of clay smear tests under different conditions and corresponding microstructural images<sup>[54]</sup>

a—d. 分别为应力0.7、3.5、7.0和10.0 MPa条件下的实验结果, 样品照片; e—f. 分别为a—d图对应的微观结构图, 铸体薄片显微照片, 单偏光 (图中所有实验的剪切位移均为220 mm; a—d图中的红色箭头指向泥岩涂抹, 蓝色箭头指向砂-砂对接, 数值代表断层带厚度。)

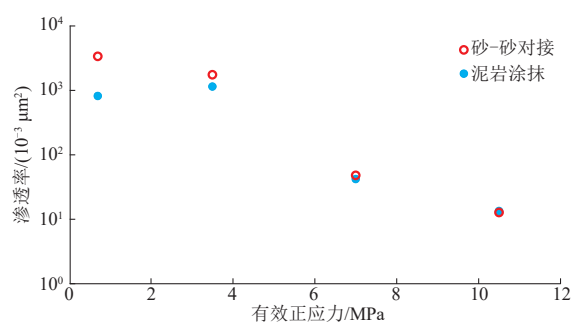


图8 泥岩涂抹与砂-砂对接处渗透率与有效正应力的关系<sup>[54]</sup>

Fig. 8 Relationships of permeability in clay smears and sand-sand juxtaposition areas along faults with effective normal stress<sup>[54]</sup>

应力条件: ①中间主应力接近最小主应力; ②加载条件处于脆-韧性过渡区间的平均应力状态。虽然实验室可模拟此类条件, 但实际地质环境中此类应力配置较少, 导致天然压实带较为罕见。

综合研究与最新研究均显示, 有效正应力增大会导致变形带厚度增大(图9)。显微观测表明, 随着应力增大, 变形带内颗粒粒径逐渐减小, 磨圆度略有改善

但差异不显著, 反映应力增强对碎裂作用的显著控制效应。

### 3.2 剪切位移的影响

剪切位移(断距)对断层带的结构和物性演化具有显著影响。Engelder<sup>[41]</sup>最早提出, 剪切位移增大会导致碎裂颗粒粒度减小且分选性降低。Cuisiat等<sup>[54]</sup>通过实验证实, 剪切位移增大通过加剧颗粒碎裂作用而显著降低渗透率, 其中粒径减小导致细颗粒充填断层带是主要原因。Torabi<sup>[53]</sup>研究揭示, 随着剪切位移增加, 剪切应力呈现下降趋势, 同时断层带边界锐化程度提高, 这些变化共同加剧了微观结构的改变。

然而, 这些典型的颗粒碎裂、渗透率降低和断层剪切带增厚等现象并不都是随着剪切位移的增大而一直增强。Childs等<sup>[67]</sup>综合研究表明, 断层带厚度随位移增加呈正相关增长, 但当位移达到临界值(通常对应断层带应变硬化阶段)时, 厚度趋于稳定。Sadrekarimi等<sup>[58]</sup>通过不同类型砂岩剪切实验系统刻画了断层带演变过程(图10): 从初始的均匀变形阶段(图10a), 到



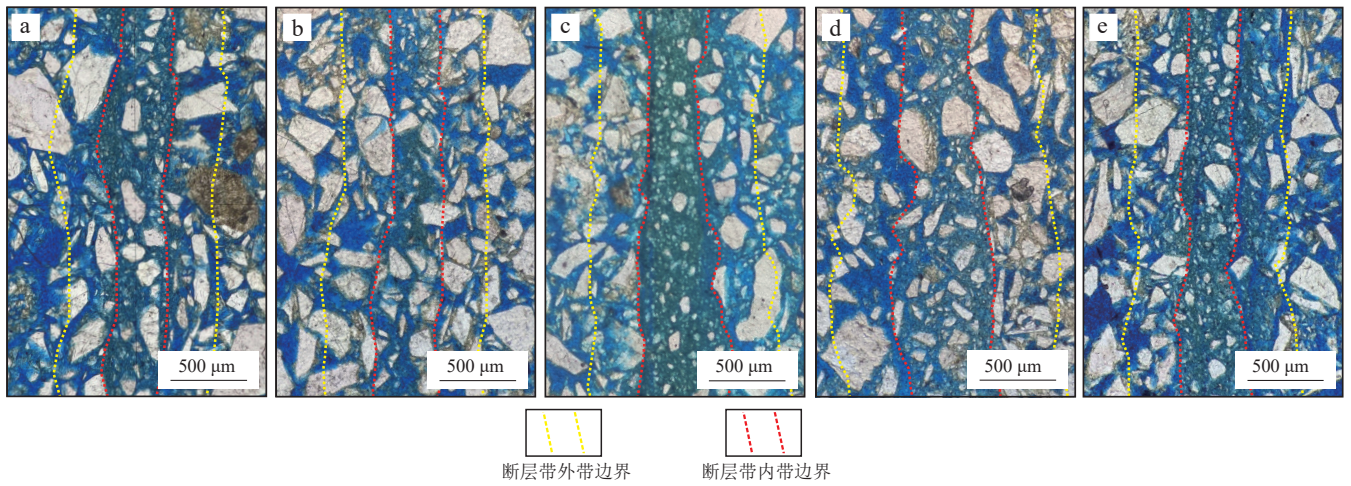
图9 不同应力实验条件下变形带微观结构图<sup>[68]</sup>

Fig. 9 Microstructures of deformation bands observed under test conditions with varying stress levels<sup>[67]</sup>

- a. 应力1.0 MPa, 变形带厚度200 ~ 250 μm; b. 应力1.5 MPa, 变形带厚度200 ~ 250 μm; c. 应力2.0 MPa, 变形带厚度250 ~ 400 μm; d. 应力2.5 MPa, 变形带厚度400 ~ 600 μm; e. 应力3 MPa, 变形带厚度400 ~ 500 μm  
(铸体薄片显微照片, 单偏光。图中所有实验的剪切位移均为90.32 mm。)

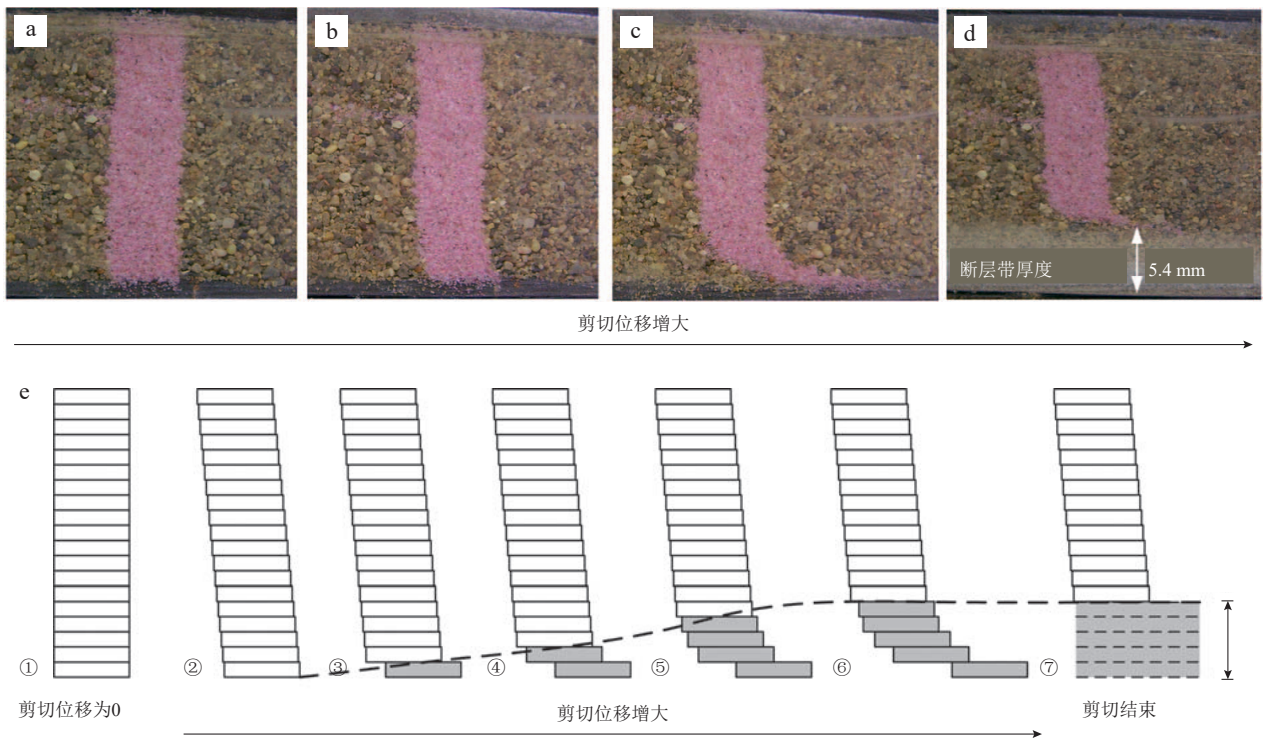
图10 断层带演变过程示意图<sup>[58]</sup>

Fig. 10 Schematic diagrams showing the evolutionary process of fault zones<sup>[58]</sup>

- a. 均匀变形阶段; b. 断层开始发生剪切局部化阶段; c. 断层带增厚阶段; d. 断层带稳定成型阶段; e. 断层带演化模式图  
(①代表剪切位移为0; ⑦代表剪切结束; a—d图和①—⑦均代表剪切位移逐渐增大; 箭头指向为演化过程。)

开始发生剪切局部化阶段(图10b), 进一步发展到断层带增厚阶段(图10c), 最后趋于稳定成型阶段(图10d)。该研究证实了位移对断层带结构控制存在作用上限<sup>[58]</sup>。

断层带厚度是剪切位移效应的直观表征。

Beach<sup>[59]</sup>基于新西兰Cumbria地区泥质砂岩和风成砂岩实测数据, 建立断距与厚度在对数坐标系下的正相关关系模型。Bernard<sup>[34]</sup>通过应变定位研究发现, 剪切位移增大不仅导致断层带宽度系统性增加, 同时还会提高CB带簇密度, 这一发现揭示了剪切位移对断层带



空间发育格局的控制作用<sup>[60]</sup>。最新实验研究通过显微观测显示(图11),随着剪切位移增大,来源于围岩的颗粒碎裂充填作用增强,导致变形带厚度增加,内部颗粒粒径持续减小、磨圆度变好。然而值得注意的是,环形剪切位移旋转角度150°和190°实验组的变形带厚度和粒径差异不显著,这表明剪切位移对碎裂强度和厚度的提升存在上限。

在渗透率影响方面,剪切主要通过颗粒流、碎裂作用和泥岩涂抹等3种途径发挥间接控制作用<sup>[54]</sup>。然而,当位移超过临界值后,这些效应对渗透率的影响趋于饱和。这种非线性特征说明,虽然剪切位移是控制断层带形成的关键因素,但其作用强度存在明确的上限。

### 3.3 围岩矿物成分的影响

围岩矿物种类和颗粒力学性质的差异显著影响变形带内部颗粒碎裂机制<sup>[42]</sup>。石英和长石作为砂岩主要组分,由于颗粒强度不同导致其碎裂方式存在本质区别:石英因高强度特性通常表现为颗粒边缘剥落的渐进式破碎变形,较少出现穿晶破裂;而长石受解理作用,更易形成穿晶断裂及微裂缝,产生粒径更小的碎屑颗粒。

矿物单晶几何形态对变形带微观结构演化和渗透性也具有一定作用。例如,Zhang<sup>[69]</sup>通过环形剪切实验揭示,圆状石英长石质颗粒在剪切过程中会形成低渗层和高渗层交替的渗透结构,其中垂直断层带方向上由于低渗层的微裂缝网络发育导致渗透率较围岩低,而平行方向上则因高渗层与低渗层大量发育的亚微米级连续

滑动面(Y破裂)使得渗透率出现小幅提升(图12a)。相比之下,板状白云母颗粒在初期剪切阶段呈定向排列,垂直断层带方向的流体运移的路径迂曲度更大,导致渗透率较水平方向更低。随着剪切位移增大,颗粒旋转并在粒间发育压性破裂(P破裂)和里德尔剪切破裂(R破裂),导致其渗透各向异性程度较石英长石质断层泥更低(图12b)<sup>[69]</sup>。这些微观结构演化规律表明,矿物力学特性与几何形态通过控制碎裂模式,共同决定着变形带渗流能力的空间异质性特征。

矿物成分差异对断层泥摩擦特性具有显著控制作用。Tembe等<sup>[70]</sup>的三轴压缩实验表明,含石英、蒙脱石和伊利石的断层泥在摩擦滑动的过程中,其摩擦强度峰值表现为纯石英>混合物>黏土矿物,且摩擦强度与黏土含量(层状硅酸盐含量)呈负相关关系。这一过程同时伴随着渗透率下降和摩擦稳定性升高,显示出黏土矿物通过降低强度促进稳定滑动的双重效应。Wang等<sup>[71]</sup>的离散元模拟进一步揭示(图13),当滑石在混合物中含量占比达25%时,整体摩擦强度降低约50%;当占比达50%时,摩擦强度降低幅度更大。在结构化模型中,当滑石层厚度增加至5倍粒径时,变形带内黏土颗粒旋转形成的自润滑结构可以更大幅度降低摩擦强度<sup>[71]</sup>。这种矿物组分与空间分布的耦合效应,共同控制着剪切滑动模式,进而改变断层或变形带整体的渗透能力。

### 3.4 围岩孔隙度、粒径和分选的影响

围岩孔隙度对变形带类型的分异具有选择性控制作用。Ballas<sup>[23]</sup>的统计分析显示,在低孔隙度砂岩中,

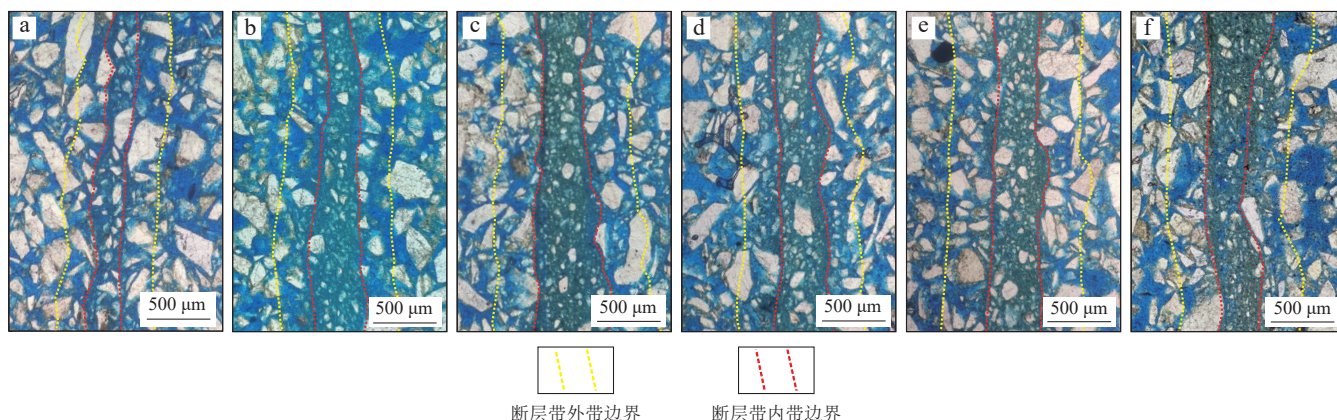
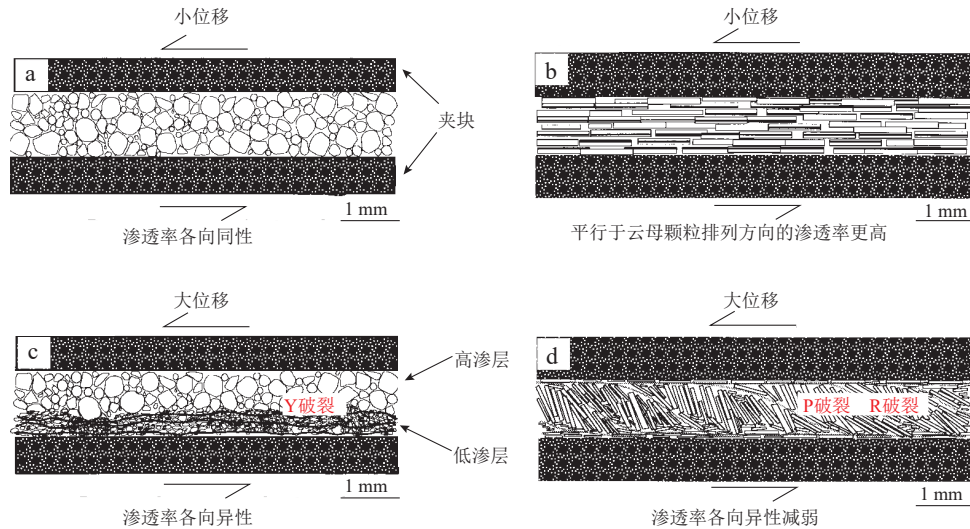


图11 不同剪切位移实验条件下变形带微观结构图<sup>[68]</sup>

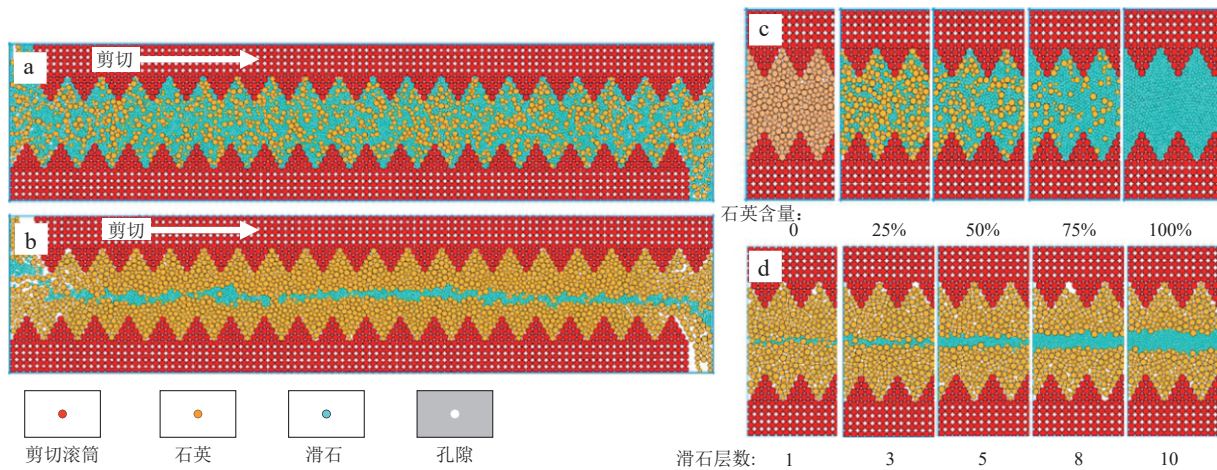
Fig. 11 Microstructures of deformation bands observed under test conditions with varying shear displacement<sup>[68]</sup>

a. 剪切位移30.11 mm,变形带厚度100~150 μm; b. 剪切位移60.21 mm,变形带厚度150~200 μm; c. 剪切位移90.32 mm,变形带厚度250~400 μm; d. 剪切位移120.43 mm,变形带厚度300~350 μm; e. 剪切位移150.53 mm,变形带厚度350~400 μm; f. 剪切位移190.68 mm,变形带厚度350~400 μm  
(铸体薄片显微照片,单偏光。图中所有实验的应力均为2 MPa。)



图12 不同矿物类型实验条件下断层泥剪切演化模式<sup>[69]</sup>Fig. 12 Evolutionary patterns of fault gouge with different mineral types during the shearing process<sup>[69]</sup>

a. 石英长石质断层泥, 剪切位移较小; b. 白云母断层泥, 剪切位移较小; c. 石英长石质断层泥, 剪切位移较大; d. 白云母断层泥, 剪切位移较大 (Y破裂为亚微米级连续滑动面; P破裂为压性破裂; R破裂为里德尔剪切破裂。)

图13 层状硅酸盐混合物的简单剪切实验离散元模型<sup>[71]</sup>Fig. 13 Discrete element models of phyllosilicate mixtures used in simple shear tests<sup>[71]</sup>

a. 石英与滑石的均匀混合物断层剪切模型; b. 石英中含滑石层的均匀混合物断层剪切模型; c. 不同石英含量的均匀混合物断层剪切变化; d. 不同滑石层厚度的均匀混合物断层剪切变化

碎裂带占比达47.6%, 簇状带和断层核分别占比16.7%和35.7%, 其中渗透率降幅超2个数量级的变形带占比高达45.2%; 而在高孔隙度砂岩中, 虽然具有相近的渗透率降幅(49.4%), 但变形带类型组合显著改变, 碎裂带占比降至39.6%、簇状带占比提升至26.8%, 断层核占比降低至8.9%<sup>[23]</sup>。值得注意的是, 在中孔隙度砂岩(15%~25%)中, 压实主导型变形带(包括纯压实带和剪切增强压实带)占比达38.7%, 这表明中等孔隙度更有利于压实作用和碎裂作用的耦合发育。

围岩粒度特征对变形带渗透性的影响呈现非直观效应。Sammis<sup>[62]</sup>最早提出, 颗粒破裂的概率与其大小

或强度无关, 主要与其相邻的颗粒大小密切相关。尽管粗砂岩(粒径>0.375 mm)(图14a)中的簇状带和滑动带占比要高于细砂岩(图14b), 但两类砂岩中渗透率降幅超过2个数量级的变形带占比仅相差2.2%(42.9%对40.7%)。这种微弱差异源于颗粒破碎的尺度效应: 粗颗粒破裂产生的岩屑更易充填孔隙喉道, 而细砂岩中原生孔隙结构本就复杂, 碎裂作用形成的微裂缝网络反而可能提升局部渗透率各向异性<sup>[23]</sup>。

分选程度的影响则具有双重性。在较差分选砂岩体系中, 颗粒接触应力集中会诱发早期破碎, 但受限于颗粒间的天然支撑作用, 渗透率降幅通常局限在1~

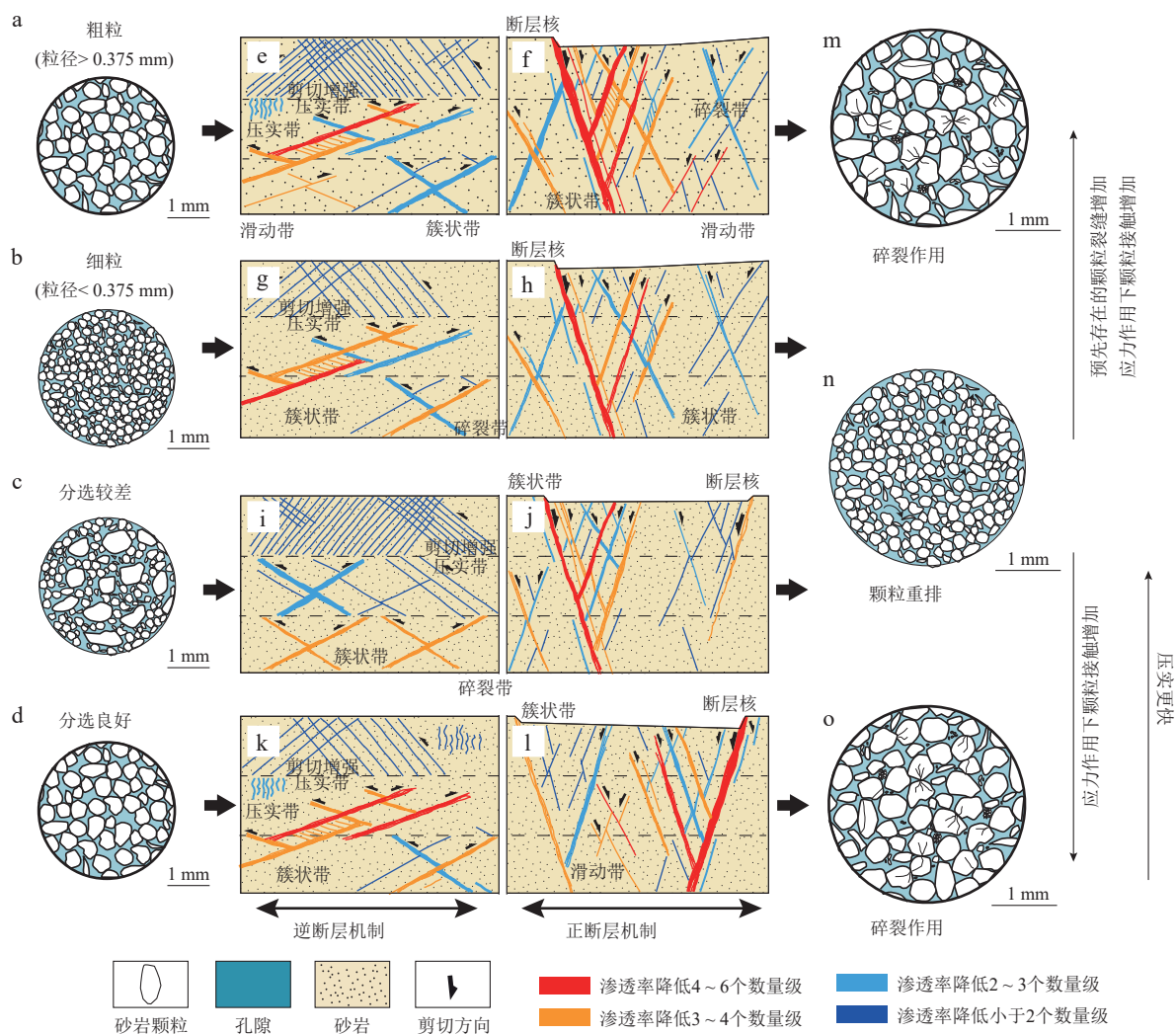


图14 不同粒径和不同分选的围岩碎裂带渗透率变化示意图<sup>[23]</sup>

Fig. 14 Schematic diagrams showing changes in the permeability of cataclastic bands under varying grain sizes and sorting degrees of surrounding rocks<sup>[23]</sup>

a. 粗粒围岩变形前微观示意图; b. 细粒围岩变形前微观示意图; c. 分选较差围岩变形前微观示意图; d. 分选良好围岩变形前微观示意图; e. 粗粒围岩条件下逆断层机制形成不同类型变形带概念模型; f. 粗粒围岩条件下正断层机制形成不同类型变形带概念模型; g. 细粒围岩条件下逆断层机制形成不同类型变形带概念模型; h. 细粒围岩条件下正断层机制形成不同类型变形带概念模型; i. 分选较差围岩条件下逆断层机制形成不同类型变形带概念模型; j. 分选较差围岩条件下正断层机制形成不同类型变形带概念模型; k. 分选良好围岩条件下逆断层机制形成不同类型变形带概念模型; l. 分选良好围岩条件下正断层机制形成不同类型变形带概念模型; m. 粗粒围岩变形后微观示意图; n. 细粒或分选较差围岩变形后微观示意图; o. 分选良好围岩变形后微观示意图

2个数量级(图14c);而在优质分选砂岩体系中,均匀的颗粒排列更易形成贯通性破碎带,在特定应力条件下可产生超过3个数量级的渗透率骤降(图14d)<sup>[23]</sup>。

综合来看,围岩物性参数对变形带渗透率的调节表现出显著的地质条件依赖性。在无断层作用的浅埋藏条件下(埋深<1 km),高孔隙粗砂岩因颗粒旋转重排优势,其变形带渗透率可较围岩出现更大幅度的下降;而相同岩性在逆断层深埋条件(埋深>3 km)下,受围压限制的颗粒破碎机制会使得渗透率降幅减少。这

种空间变异特征印证了围岩孔隙度、粒度和分选等参数仅作为次级控制因素的本质,其影响效力始终受控于构造应力场强度和流体压力比等动力学因素的主导作用。

### 3.5 泥质含量的影响

泥质含量对断层带力学性质和渗流特征的影响呈现复杂非线性特征。Zhang等<sup>[61]</sup>的双向剪切实验表明,泥质含量的增加会导致泥岩和砂岩断层泥的摩擦强度下降。Tembe<sup>[70]</sup>的假三轴剪切实验进一步证实了



泥质含量与摩擦滑动速度呈正相关关系。

关于泥质含量与渗透率的关系,研究发现其并非简单的线性递减过程。Takahashi<sup>[14]</sup>的研究表明,当泥质含量(体积分数)介于18%~24%时,渗透率显著降低2.5个数量级;当泥质含量超过25%时,渗透率降低0.5个数量级;当泥质含量超过29%时,黏土矿物完全填充粒间孔隙形成封闭结构;而当泥质含量达50%时,石英碎屑呈离散态悬浮于黏土基质中,应力主要通过泥质骨架传递。这表明,当泥质含量为29%和50%时,泥质会发挥支配断裂强度和流体运移的作用<sup>[14]</sup>。

断层带泥质含量与渗透率存在负相关关系,但当泥质含量增加到一定程度时,断层带渗透率将趋于稳定。Crawford<sup>[15,64]</sup>的实验数据显示(图15),当泥质含量在0~50%时,渗透率变化范围超过近6个数量级。具体表现为:纯石英砂岩(泥质含量为0)的渗透率随剪切应变增加而降低,最大降幅超过2个数量级;当泥质含量为20%时,渗透率下降的原因主要是由石英颗粒和黏土矿物共同作用且充填岩石骨架的部分孔隙空间导致的;当泥质含量达到40%~70%时,在初始剪切阶段,渗透率快速下降超过1个数量级。但在泥质含量为40%和50%的条件下,渗透率在剪切后期会出现局部回升或趋于稳定,这主要是由于岩石孔隙空间被过多的黏土矿物逐渐抑制和调节。在泥质含量为60%~70%时,渗透率在初始剪切阶段下降后保持稳定;当泥质含量超过80%后,渗透率基本不再受剪切应变影响<sup>[15,64]</sup>。

不同研究提出的泥质含量对渗透率影响的临界值研究存在一定差异,例如Takahashi<sup>[14]</sup>提出的临界值24%和Crawford<sup>[15,64]</sup>观察到的临界值40%。这种差异可能与实验样品矿物组成(如黏土矿物类型差异)和实

验条件(围压和剪切速率等)等参数设置有关。但所有研究均支持一个核心结论:当泥质含量低于20%时,其对高孔砂岩(泥质含量<15%)变形带渗流特性的影响相对有限。

### 3.6 应变速率的影响

应变速率对断层带演化过程的调控作用受多因素耦合影响。Clausen<sup>[66]</sup>通过环形剪切实验提出泥岩涂抹封闭的形成条件:有效正应力小于500 kPa,黏土抗剪强度在300~400 kPa,含水率大于30%且应变速率较高。在这种条件下形成的低渗透性泥岩涂抹层可使断层带具备封闭性。

Fukuoka<sup>[56]</sup>通过环形剪切装置,对比了不同应变速率下的颗粒分布特征。研究发现,在较高剪切速率(S2实验条件)下,由于有效正应力较低,导致SS颗粒(粒径小于0.85 mm)生成量减少;同时,LL颗粒(粒径4.75~9.50 mm)在剪切带附近1 cm范围内出现富集(实验后与实验前颗粒总量的比值>1.0),这一现象可能与颗粒破碎程度降低有关(图16)。

Giger等<sup>[65]</sup>的直剪实验表明,当剪切突然停止时,渗透率会出现轻微下降;当恢复剪切且速率提高5倍时,渗透率会发生突增。但是,这种现象受物质组分影响,且仅在应变速率变化量级较大时才会产生明显差异。这些结果说明,应变速率对渗透率的影响必须结合具体的应力状态和岩石物质组成进行综合评估。

## 4 高孔砂岩变形带结构和物性的演化规律

### 4.1 变形带结构演化规律

高孔隙砂岩在剪切作用下经历多阶段变形演化,其核心机制表现为颗粒接触状态的渐进式调整。随着剪切位移增大,颗粒依次经历旋转、滚动、开裂至破碎的序列化破坏过程,最终形成具有显著结构分层和物性降低特征的变形带。变形带演化受位移量与应力状态协同控制。其中,位移量主导变形带厚度扩展和结构发育规模,而应力条件则调控颗粒破碎强度和结构细化程度。基于不同位移条件下的薄片分析(图9,图11),可将变形带演化划分为5个阶段(图17)。

1) 初始未变形阶段:围岩孔隙度保持原始高值,颗粒间以点接触为主,结合力较弱,潜在剪切面尚未显现结构变化。

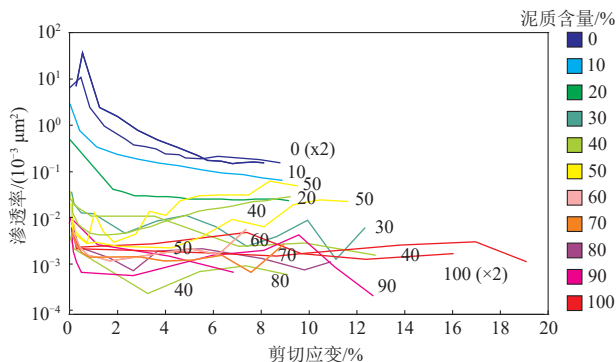


图15 不同泥质含量条件下断层渗透率与剪切应变的关系<sup>[15,64]</sup>

Fig. 15 Fault permeability vs. shear strain under different clay contents<sup>[15,64]</sup>

[图中不同曲线颜色代表不同的泥质含量(体积分数);“×2”表示同一泥质含量有两条曲线趋势非常接近,如泥质含量为0或100%时。]

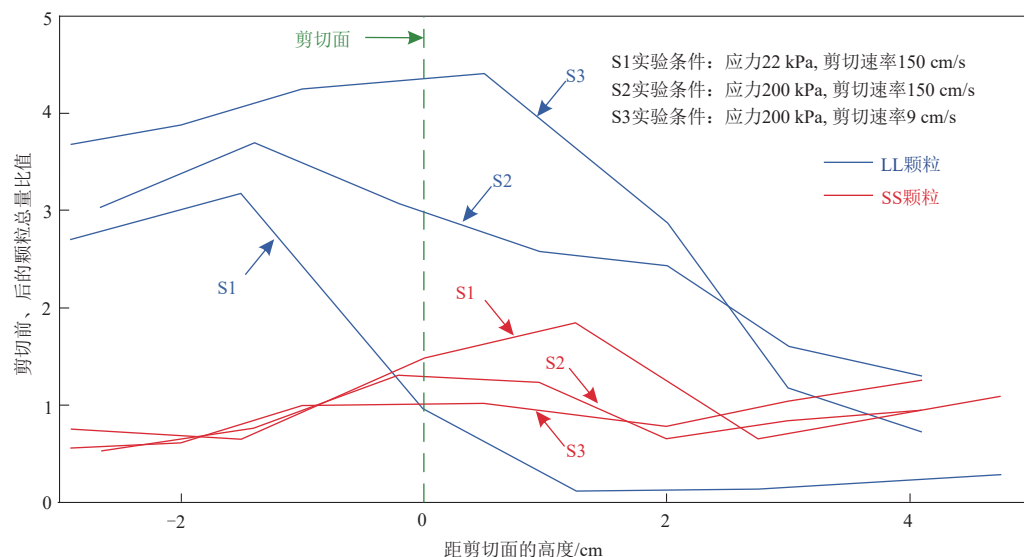
图16 不同颗粒物质实验前、后颗粒总量的变化<sup>[56]</sup>

Fig. 16 Variations in the total quantities of varying sizes of grains within fault zones before and after tests under different stress levels and shear rates<sup>[56]</sup>

LL. 粒径4.75 ~ 9.50 mm; SS. 粒径< 0.85 mm

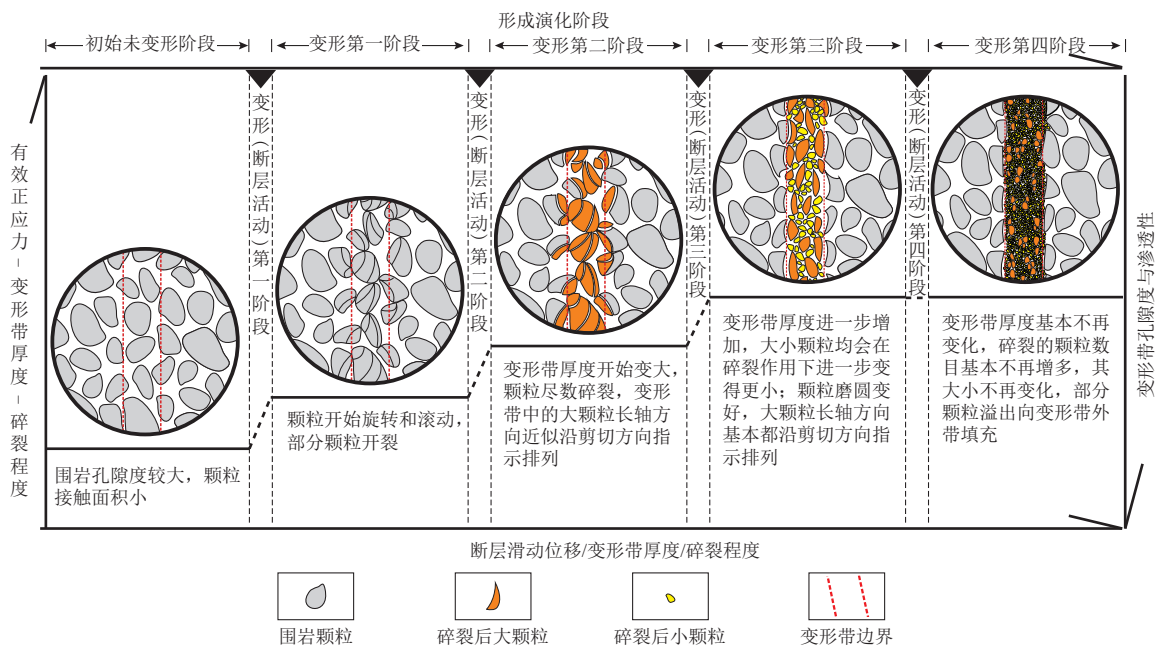
图17 变形带微观结构与物性特征演化过程<sup>[67]</sup>

Fig. 17 Evolutionary processes of the microstructures and physical properties of deformation bands<sup>[67]</sup>

2) 变形第一阶段(初始变形阶段):局部颗粒沿剪切方向发生定向旋转和滚动,接触面积增加导致颗粒间应力集中,优先在接触点产生开裂现象,同时相邻围岩区域出现应力传递引发的破裂。

3) 变形第二阶段(分层初始阶段):变形带厚度开始扩展,颗粒普遍发生碎裂,粗颗粒残余骨架与新生细粒基质共存,颗粒长轴定向排列程度渐显,带内外边界出现结构过渡区。

4) 变形第三阶段(分层过渡阶段):变形带厚度持续增加,早期碎裂粗颗粒进一步碎裂,细颗粒与后期碎裂产生的粗颗粒混杂分布。随着变形持续,颗粒进一步破碎细化,局部区域细颗粒富集并开始向邻近外带迁移。内带颗粒磨圆度显著变好,粗颗粒长轴呈现明显的剪切方向定向排列特征。同时,围岩颗粒逐渐向变形带内靠拢,导致外带颗粒接触频率增加。



5) 变形第四阶段(稳定成型阶段):颗粒破碎过程趋于稳定,破碎颗粒的数量和粒径不再发生明显变化。少量细颗粒继续向外带迁移充填,但变形带整体厚度保持稳定。此时,变形带内颗粒磨圆程度达到最佳水平,所有颗粒均保持剪切方向定向排列。围岩与变形带交界处形成清晰的颗粒分界,最终形成如图9和图11所示的典型结构:变形带内带以细粒基质为主,粗颗粒稀少,从围岩到变形带外带再到变形带内带,颗粒定向性逐渐增强。这种特殊构造导致变形带孔隙度较围岩降低70%以上,渗透率下降达2~3个数量级。

## 4.2 变形带物性演化规律

薄片分析结果(图9)显示,应力大小对变形带结构具有显著影响。虽然不同应力条件下变形带厚度存在一定差异,但更关键的变化在于颗粒碎裂程度的改变。随着应力增加,变形带内部颗粒破碎加剧,细颗粒

比例显著上升,导致颗粒整体粒径减小。这种碎裂作用的增强直接造成孔隙度和渗透率的降低,因为细颗粒增多会填充孔隙空间,使得流体通道更加狭窄。因此,应力通过控制颗粒破碎程度,成为影响变形带孔隙度和渗透性变化的主要因素。应力和位移二者的增大都会导致孔隙度的降低(图18)。

## 4.3 变形带实验与野外结果对比

实验不仅能有效模拟变形带结构发育和孔隙演化特征,在渗透性研究方面也展现出重要价值。通过对比实验数据与美国西部拱门公园(Arches Park)、巴芬顿窗(Buffington Window)、圣拉斐尔沙漠(San Rafael Desert)、圣拉斐尔礁(San Rafael Reef)、皮斯莫盆地(Pismo Basin)5处砂岩露头的实测渗透率(图19),发现围岩与变形带渗透率降幅(2~3个数量级)均与野外数据高度吻合。这一结果验证了实验模拟的可靠性。这些埋深2~3 km的碎裂带、簇状带和滑动带样本显示出明显的渗透性差异:纯压实带渗透率降幅最小(<1个数量级),而滑动带降幅最大(2~3个数量级)。这种差异本质上反映了碎裂作用强度的递变,即碎裂程度越高,变形带内细颗粒充填效应越显著,导致孔隙通道迂曲度增加、喉道半径缩小,从而使渗透率呈现指数级下降。

研究进一步揭示出变形带的封闭能力与其碎裂作用强度存在直接耦合关系。当碎裂作用增强时,颗粒破碎产生的细粒基质不仅降低孔隙度,更通过重塑孔隙网络结构显著弱化渗流能力。这种由碎裂作用主导的物性改变机制,使得高孔砂岩变形带可形成类似断层岩的封闭层,这对油气运移路径的阻断效应尤为重

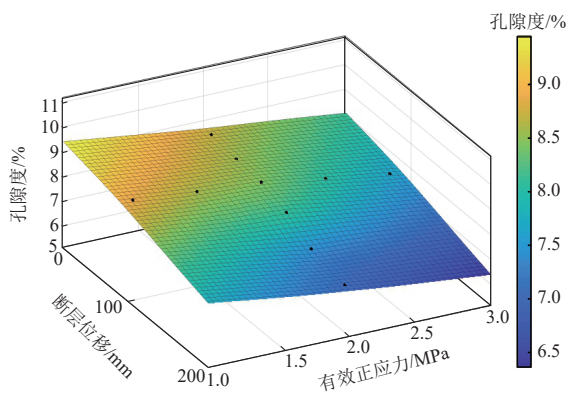


图18 不同影响条件下孔隙度变化规律(三维)

Fig. 18 Three-dimensional diagram showing the variation patterns of permeability under different influential conditions

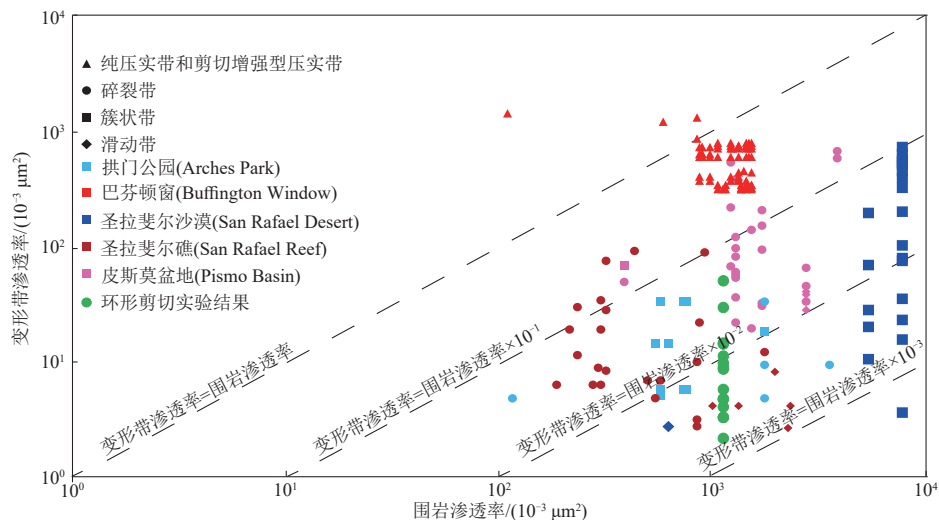


图19 变形带与围岩渗透率比值对比

Fig. 19 Comparison of permeability between deformation bands and surrounding rocks

要。通过结合环形剪切实验和露头实测数据,建立变形带碎裂程度、物性参数和封闭能力的多尺度关联模型,可为深部储层断层封闭性评价提供定量依据,在油气藏勘探开发中具有实际指导意义。

## 5 目前挑战与未来展望

需要认识到,实验室条件与实际地质环境之间存在显著差异,这些差异在很大程度上决定了实验结果在野外应用时的适用性与局限性<sup>[72-74]</sup>。目前实验研究对象已经完成从未固结-半固结的软沉积物到固结岩石的转变,但实验室条件仍无法满足如渗透率实时测量、高压施加等条件,特别是实验时间通常较短(从数小时到几天),难以模拟地质过程中的长期压实、胶结、压溶、矿物转化等作用,变形带演化历经百万年以上,受温度和压力变化、水-岩相互作用<sup>[75]</sup>等控制,影响变形带内矿物沉淀、胶结作用和孔隙重构,特别是天然变形带的空间展布受构造控制,可能呈现带簇、分支、多期叠加等复杂几何特征,显著影响变形带的力学行为与渗流能力。

尽管本研究从实验角度对高孔砂岩变形带的结构特征及其物性控制因素进行了系统总结,但仍存在以下几个值得深入探讨的方向。

1) 三维结构定量建模:当前对变形带的研究多集中于二维剖面,未来应结合CT扫描<sup>[76-77]</sup>、数字岩心建模等手段,开展三维结构特征与渗流场的耦合分析<sup>[78]</sup>。

2) 时空演化与封闭能力关系:变形带的形成和演化具有强烈的时空依赖性,建议采用多尺度力学-流体-化学耦合模拟,探讨不同演化阶段的封闭效率变化。

3) 实验研究的成岩尺度放大:已有的剪切实验多在理想粒径和孔隙度下进行,未来可引入天然样品或人工堆积岩体<sup>[79]</sup>,以更真实地反映地层实际条件下的变形行为。

4) 数据驱动的预测模型构建:结合机器学习方法<sup>[80-83]</sup>与已有实验数据,建立高孔砂岩变形带的结构类型与渗透率预测模型,提高实际地质工程的应用效率。

5) 多场耦合对渗透性的影响机制:深入探讨热-力-流-化(thermal-hydraulic-mechanical-chemical, THMC)耦合过程对变形带渗透率演化的影响,特别是在地下能源开采、储气库<sup>[84]</sup>和二氧化碳封存<sup>[85]</sup>等场景下的工程响应。

## 6 结论及讨论

1) 有效正应力和剪切位移是变形带结构发育和渗透率演化的主控因素。其中,有效正应力通过强化颗粒破碎程度和调控剪切带边界形态显著降低渗透率;剪切位移主导变形带厚度扩展和结构分层,并呈现明显的非线性演化趋势,存在临界位移值。

2) 围岩矿物组成、初始孔隙度、颗粒粒径、分选程度、泥质含量和应变速率等因素为次要控制因素,在特定地质条件下对变形带结构形态和物性参数具有调节作用。

3) 高孔砂岩变形带经历“未变形—初始变形—分层初始—分层过渡—稳定成型”5个典型演化阶段,各阶段变形带厚度、粒径组成、磨圆度和颗粒定向性等微观结构参数呈规律性变化。

4) 随着应力和位移的增强,断层带颗粒碎裂程度和细粒基质含量显著增加,孔隙度最高可降低70%,渗透率下降幅度达2~3个数量级。

5) 基于实验所得的变形带结构与物性演化规律与天然露头数据吻合良好,验证了实验模拟的地质适应性。

本研究为深入理解高孔砂岩储层中亚地震断层的封闭机制及其对流体运移的控制作用提供理论依据与技术支持。未来研究应聚焦三维CT结构建模、热-力-流-化(THMC)多场耦合模拟和基于机器学习的结构与渗透率预测模型构建等方向,拓展高孔砂岩变形带研究的深度与广度。

致谢:感谢金之钧院士和付晓飞教授对本文的指导。

### 参 考 文 献

- [1] 宋宪强,付晓飞,刘志达,等. 解聚型断层带内部结构及其对油气运移和保存的控制作用[J]. 石油学报, 2025, 46(8): 1502-1516.  
SONG Xianqiang, FU Xiaofei, LIU Zhida, et al. The internal structure of disaggregation band and its control on hydrocarbon migration and preservation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(8): 1502-1516.
- [2] 巩磊,秦欣楠,高帅,等. 变质岩潜山多尺度裂缝发育特征及裂缝网络结构模式:以渤中Z变质岩潜山为例[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 332-343.  
GONG Lei, QIN Xinnan, GAO Shuai, et al. Multi-scale fracture development characteristics and fracture network patterns of buried-hill in metamorphic rocks: A case study of the Bozhong Z metamorphic buried-hill[J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31



- (5): 332-343.
- [3] 巩磊, 程宇琪, 高帅, 等. 库车前陆盆地东部下侏罗统致密砂岩储层裂缝连通性表征及其主控因素[J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2475-2488.
- GONG Lei, CHENG Yuqi, GAO Shuai, et al. Fracture connectivity characterization and its controlling factors in Lower Jurassic tight sandstone reservoirs of eastern Kuqa foreland basin [J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2475-2488.
- [4] 杜晓宇, 金之钧, 曾联波, 等. 准噶尔盆地东部双井子地区平地泉组陆相页岩天然裂缝发育模式[J]. 地球科学, 2024, 49(9): 3264-3275.
- DU Xiaoyu, JIN Zhijun, ZENG Lianbo, et al. Development model of natural fractures in continental shale of the Pingdiquan Formation in the Shuangjingzi area, eastern Junggar Basin [J]. Earth Science, 2024, 49(9): 3264-3275.
- [5] 杜晓宇, 金之钧, 曾联波, 等. 基于成像测井的深层陆相页岩油储层天然裂缝有效性评价[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 852-865.
- DU Xiaoyu, JIN Zhijun, ZENG Lianbo, et al. Evaluation of natural fracture effectiveness in deep lacustrine shale oil reservoirs based on formation microresistivity imaging logs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 852-865.
- [6] 杜晓宇, 金之钧, 曾联波, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7页岩油储层天然裂缝发育特征与控制因素[J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2589-2600.
- DU Xiaoyu, JIN Zhijun, ZENG Lianbo, et al. Development characteristics and controlling factors of natural fractures in Chang 7 shale oil reservoir, Longdong area, Ordos Basin [J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2589-2600.
- [7] 巩磊, 曾联波, 杜宜静, 等. 构造成岩作用对裂缝有效性的影响——以库车前陆盆地白垩系致密砂岩储层为例[J]. 中国矿业大学学报, 2015, 44(3): 514-519.
- GONG Lei, ZENG Lianbo, DU Yijing, et al. Influences of structural diagenesis on fracture effectiveness: A case study of the Cretaceous tight sandstone reservoirs of Kuqa foreland basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2015, 44(3): 514-519.
- [8] 王海学, 刘志达, 沙威, 等. 高孔隙性砂岩内变形带特征及对流体流动的影响——以柴达木盆地西缘油砂山背斜为例[J]. 石油学报, 2018, 39(5): 554-563.
- WANG Haixue, LIU Zhida, SHA Wei, et al. Characteristics of deformation bands in high-porosity sandstone and their influence on fluid flow: A case study of Youshashan anticline at the western margin of Qaidam Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(5): 554-563.
- [9] 付晓飞, 尚小钰, 孟令东. 低孔隙岩石中断裂带内部结构及与油气成藏[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(6): 2428-2438.
- FU Xiaofei, SHANG Xiaoyu, MENG Lingdong. Internal structure of fault zone and oil/gas reservoir in low-porosity rock [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2013, 44(6): 2428-2438.
- [10] FOSSEN H. Structural geology [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2010.
- [11] DU Xiaoyu, JIN Zhijun, ZENG Lianbo, et al. Characteristics and controlling factors of natural fractures in deep lacustrine shale oil reservoirs of the Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, China [J]. Journal of Structural Geology, 2023, 175: 104923.
- [12] DU Xiaoyu, JIN Zhijun, ZENG Lianbo, et al. Formation of natural fractures and their impact on shale oil accumulation in the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. International Journal of Coal Geology, 2023, 279: 104385.
- [13] SCHUELLER S, BRAATHEN A, FOSSEN H, et al. Spatial distribution of deformation bands in damage zones of extensional faults in porous sandstones: Statistical analysis of field data [J]. Journal of Structural Geology, 2013, 52: 148-162.
- [14] TAKAHASHI M, MIZOGUCHI K, KITAMURA K, et al. Effects of clay content on the frictional strength and fluid transport property of faults [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2007, 112(B8): B08206.
- [15] CRAWFORD B R, FAULKNER D R, RUTTER E H. Strength, porosity, and permeability development during hydrostatic and shear loading of synthetic quartz-clay fault gouge [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2008, 113(B3): B03207.
- [16] ANTONELLINI M, CILONA A, TONDI E, et al. Fluid flow numerical experiments of faulted porous carbonates, Northwest Sicily (Italy) [J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 55: 186-201.
- [17] FISHER Q J, CASEY M, HARRIS S D, et al. Fluid-flow properties of faults in sandstone: The importance of temperature history [J]. Geology, 2003, 31(11): 965-968.
- [18] 付晓飞, 肖建华, 孟令东. 断裂在纯净砂岩中的变形机制及断裂带内部结构[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2014, 44(1): 25-37.
- FU Xiaofei, XIAO Jianhua, MENG Lingdong. Fault deformation mechanisms and internal structure characteristics of fault zone in pure sandstone [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2014, 44(1): 25-37.
- [19] AYDIN A, JOHNSON A M. Development of faults as zones of deformation bands and as slip surfaces in sandstone [J]. Pure and Applied Geophysics, 1978, 116(4): 931-942.
- [20] SHIPTON Z K, EVANS J P, THOMPSON L B. The geometry and thickness of deformation-band fault core and its influence on sealing characteristics of deformation-band fault zones [M]// SORKHABI R, TSUJI Y. Faults, Fluid Flow, and Petroleum Traps. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2005: 181-195.
- [21] 刘志达, 付晓飞, 孟令东, 等. 高孔隙性砂岩中变形带类型、特征及成因机制[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(6): 1267-1281.
- LIU Zhida, FU Xiaofei, MENG Lingdong, et al. Types, characteristics and genetic mechanism of deformation bands in high-porous sandstone [J]. Journal of China University of Mining &

- Technology, 2017, 46(6): 1267–1281.
- [22] 刘志达. 高孔隙性岩石中变形带成因机制及对流体流动的影响[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- LIU Zhida. The mechanisms and the influence on fluid flow of deformation bands[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [23] BALLAS G, FOSSEN H, SOLIVA R. Factors controlling permeability of cataclastic deformation bands and faults in porous sandstone reservoirs[J]. *Journal of Structural Geology*, 2015, 76: 1–21.
- [24] EICHHUBL P, HOOKER J N, LAUBACH S E. Pure and shear-enhanced compaction bands in Aztec Sandstone[J]. *Journal of Structural Geology*, 2010, 32(12): 1873–1886.
- [25] DENG Shang, AYDIN A. Distribution of compaction bands in 3D in an aeolian sandstone: The role of cross-bed orientation[J]. *Tectonophysics*, 2012, 574/575: 204–218.
- [26] ALIKARAMI R, TORABI A. Micro-texture and petrophysical properties of dilation and compaction shear bands in sand[J]. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 2015, 3: 1–10.
- [27] KLIMCZAK C, SCHULTZ R A. Shear-enhanced compaction in dilating granular materials[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, 64: 139–147.
- [28] DRAGANITS E, GASEMANN B, HAGER C. Conjugate, cataclastic deformation bands in the Lower Devonian Muth Formation (Tethyan Zone, NW India): Evidence for pre-Himalayan deformation structures[J]. *Geological Magazine*, 2005, 142(6): 765–781.
- [29] BALLAS G, SOLIVA R, SIZUN J P, et al. The importance of the degree of cataclasis in shear bands for fluid flow in porous sandstone, Provence, France[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(11): 2167–2186.
- [30] MILLIKEN K L, REED R M, LAUBACH S E. Quantifying compaction and cementation in deformation bands in porous sandstones[M]//SORKHABI R, TSUJI Y. *Faults, Fluid Flow, and Petroleum Traps*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2005: 237–249.
- [31] WALDERHAUG O. Kinetic modeling of quartz cementation and porosity loss in deeply buried sandstone reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1996, 80(5): 731–745.
- [32] SOLIVA R, BALLAS G, FOSSEN H, et al. Tectonic regime controls clustering of deformation bands in porous sandstone[J]. *Geology*, 2016, 44(6): 423–426.
- [33] STERNLOF K R, RUDNICKI J W, POLLARD D D. Anticrack inclusion model for compaction bands in sandstone[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2005, 110(B11): B11403.
- [34] BERNARD X D, LABAUME P, DARCEL C, et al. Cataclastic slip band distribution in normal fault damage zones, Nubian sandstones, Suez rift[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2002, 107(B7): ETG 1–ETG 6.
- [35] SHIPTON Z K, COWIE P A. Damage zone and slip-surface evolution over  $\mu\text{m}$  to km scales in high-porosity Navajo sandstone, Utah[J]. *Journal of Structural Geology*, 2001, 23(12): 1825–1844.
- [36] FOSSEN H, BALE A. Deformation bands and their influence on fluid flow[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(12): 1685–1700.
- [37] SAMMIS C G, OSBORNE R H, ANDERSON J L, et al. Self-similar cataclasis in the formation of fault gouge[J]. *Pure and Applied Geophysics*, 1986, 124(1): 53–78.
- [38] WONG T F, DAVID C, MENENDEZ B. Mechanical compaction[J]. *International Geophysics*, 2004, 89: 55–114.
- [39] FISHER Q J, KNIPE R J. The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian Continental Shelf[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2001, 18(10): 1063–1081.
- [40] EXNER U, GASEMANN B. Deformation bands in gravels: Displacement gradients and heterogeneous strain[J]. *Journal of the Geological Society*, 2010, 167(5): 905–913.
- [41] ENGELDER J T. Cataclasis and the generation of fault gouge[J]. *GSA Bulletin*, 1974, 85(10): 1515–1522.
- [42] RAWLING G C, GOODWIN L B. Cataclasis and particulate flow in faulted, poorly lithified sediments[J]. *Journal of Structural Geology*, 2003, 25(3): 317–331.
- [43] FOSSEN H, JOHANSEN T E S, HESTHAMMER J, et al. Fault interaction in porous sandstone and implications for reservoir management; examples from southern Utah[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(12): 1593–1606.
- [44] 姜明明, 付晓飞, 石磊, 等. 高孔砂岩断层内部微观结构及渗透性变化规律物理模拟[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1805–1818.
- JIANG Mingming, FU Xiaofei, SHI Lei, et al. Physical analogue experiment of microstructure and variation law of permeability within faults in High-Porosity sandstone[J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1805–1818.
- [45] ANTONELLINI M, AYDIN A, POLLARD D D, et al. Petrophysical study of faults in sandstone using petrographic image analysis and X-ray computerized tomography[J]. *Pure and Applied Geophysics*, 1994, 143(1): 181–201.
- [46] 肖建华. 高孔隙性岩石中变形带特征及断裂形成演化[D]. 大庆: 东北石油大学, 2014.
- XIAO Jianhua. The characteristics of deformation band and the evolution of fault in high porosity rock[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2014.
- [47] PITTMAN E D. Effect of fault-related granulation on porosity and permeability of quartz sandstones, Simpson Group (Ordovician), Oklahoma[J]. *AAPG Bulletin*, 1981, 65(11): 2381–2387.
- [48] KNIPE R J. Faulting processes and fault seal[C]//LARSEN R M, BREKKE H, LARSEN B T, et al. *Structural and Tectonic Modelling and Its Application to Petroleum Geology*. Stavanger, 1992. Amsterdam: Elsevier, 1992: 325–342.
- [49] 贾茹, 付晓飞, 孟令东, 等. 断裂及其伴生微构造对不同类型储层的改造机理[J]. *石油学报*, 2017, 38(3): 286–296.
- JIA Ru, FU Xiaofei, MENG Lingdong, et al. Transformation mechanism of fault and its associated microstructures for different kinds of reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(3):



- 286–296.
- [50] ROTEVATN A, TORABI A, FOSSEN H, et al. Slipped deformation bands: A new type of cataclastic deformation bands in Western Sinai, Suez rift, Egypt[J]. *Journal of Structural Geology*, 2008, 30(11): 1317–1331.
- [51] FOSSEN H, SCHULTZ R A, SHIPTON Z K, et al. Deformation bands in sandstone: A review[J]. *Journal of the Geological Society*, 2007, 164(4): 755–769.
- [52] KNIPE R J. Juxtaposition and seal diagrams to help analyze fault seals in hydrocarbon reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81(2): 187–195.
- [53] TORABI A, BRAATHEN A, CUISIAT F, et al. Shear zones in porous sand: Insights from ring-shear experiments and naturally deformed sandstones[J]. *Tectonophysics*, 2007, 437(1/4): 37–50.
- [54] CUISIAT F, SKURTVEIT E. An experimental investigation of the development and permeability of clay smears along faults in uncemented sediments[J]. *Journal of Structural Geology*, 2010, 32(11): 1850–1863.
- [55] TAKAHASHI M. Permeability change during experimental fault smearing[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2003, 108(B5): 2235.
- [56] FUKUOKA H, SASSA K, WANG Gonghui. Influence of shear speed and normal stress on the shear behavior and shear zone structure of granular materials in naturally drained ring shear tests[J]. *Landslides*, 2007, 4(1): 63–74.
- [57] ISSEN K A, CHALLA V. Influence of the intermediate principal stress on the strain localization mode in porous sandstone[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2008, 113(B2): B02103.
- [58] SADREKARIMI A, OLSON S M. Shear band formation observed in ring shear tests on sandy soils[J]. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2010, 136(2): 366–375.
- [59] BEACH A, LAWSON BROWN J, WELBON A I, et al. Characteristics of fault zones in sandstones from NW England: Application to fault transmissibility[J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1997, 124(1): 315–324.
- [60] BEACH A, WELBON A I, BROCKBANK P J, et al. Reservoir damage around faults; outcrop examples from the Suez Rift[J]. *Petroleum Geoscience*, 1999, 5(2): 109–116.
- [61] ZHANG Fengshou, AN Mengke, ZHANG Lianyang, et al. The role of mineral composition on the frictional and stability properties of powdered reservoir rocks[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2019, 124(2): 1480–1497.
- [62] SAMMIS C, KING G, BIEGEL R. The kinematics of gouge deformation[J]. *Pure and Applied Geophysics*, 1987, 125(5): 777–812.
- [63] SOLUM J G, BRANDENBURG J P, NARUK S J, et al. Characterization of deformation bands associated with normal and reverse stress states in the Navajo Sandstone, Utah[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(9): 1453–1475.
- [64] CRAWFORD B R, FAULKNER D R, RUTTER E H, et al. Influence of clay content on strength, permeability and microstructure of synthetic quartz: Kaolinite fault gouge[C]//AGU Fall Meeting Abstracts. [S. l.]: [s. n.], American Geophysical Union, 2001: T12G–05.
- [65] GIGER S B, CLENNELL M B, ÇİFTÇİ N B, et al. Fault transmissibility in clastic-argillaceous sequences controlled by clay smear evolution[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(5): 705–731.
- [66] CLAUSEN J A, GABRIELSEN R H. Parameters that control the development of clay smear at low stress states: An experimental study using ring-shear apparatus[J]. *Journal of Structural Geology*, 2002, 24(10): 1569–1586.
- [67] CHILDS C, MANZOCCHI T, WALSH J J, et al. A geometric model of fault zone and fault rock thickness variations[J]. *Journal of Structural Geology*, 2009, 31(2): 117–127.
- [68] JIANG Mingming, JIN Yejun, FU Xiaofei, et al. The development of cataclastic bands in high-porosity sandstones: Insights from ring shear experiments[J]. *Journal of Structural Geology*, 2023, 175: 104952.
- [69] ZHANG Shuqing, TULLIS T E, SCRUGGS V J. Permeability anisotropy and pressure dependency of permeability in experimentally sheared gouge materials[J]. *Journal of Structural Geology*, 1999, 21(7): 795–806.
- [70] TEMBE S, LOCKNER D A, WONG T F. Effect of clay content and mineralogy on frictional sliding behavior of simulated gouges: Binary and ternary mixtures of quartz, illite, and montmorillonite[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2010, 115(B3): B03416.
- [71] WANG Chaoyi, ELSWORTH D, FANG Yi. Influence of weakening minerals on ensemble strength and slip stability of faults[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2017, 122(9): 7090–7110.
- [72] 付晓飞, 王海学, 宋宪强, 等. 厚层盖层段断层垂向封闭性定量评价方法及其应用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2024, 43(4): 95–104.
- FU Xiaofei, WANG Haixue, SONG Xianqiang, et al. Quantitative evaluation method and its application for vertical fault seal of thick caprock intervals[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2024, 43(4): 95–104.
- [73] 曾联波, 巩磊, 宿晓岑, 等. 深层-超深层致密储层天然裂缝分布特征及发育规律[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 1–14.
- ZENG Lianbo, GONG Lei, SU Xiaocen, et al. Natural fractures in deep to ultra-deep tight reservoirs: Distribution and development[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 1–14.
- [74] 严念斌, 王海学, 侯嘉怡, 等. 断面有效正应力对断层侧向封闭能力的控制作用[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(4): 64–70.
- YAN Nianbin, WANG Haixue, HOU Jiayi, et al. Control of effective normal stress on fault lateral sealing capacity[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(4): 64–70.
- [75] 韩俊, 董少峰, 尤东华, 等. 塔里木盆地顺南地区深层碳酸盐岩热液溶蚀及其油气勘探意义——以顺南蓬1井为例[J]. *石*

- 油实验地质, 2023, 45(4): 770-779.
- HAN Jun, DONG Shaofeng, YOU Donghua, et al. Hydrothermal dissolution of deep-buried carbonate rocks and its significance for hydrocarbon exploration in Shunnan area, the Tarim Basin: taking Well Peng-1 in Shunnan area as a case [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(4): 770-779.
- [76] WU Xiang, WANG Fei, ZHANG Xiaoqi, et al. Extraction of fractures in shale CT images using improved U-Net [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(2): 100185.
- [77] 孔令运, 宋广朋, 蒋恕, 等. 深层页岩微观力学特征及控制机理——以涪陵地区平桥区块JYA井深层页岩为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(4): 683-697.
- KONG Lingyun, SONG Guangpeng, JIANG Shu, et al. Micromechanical characteristics and controlling mechanism of deep shale: A case study of well JYA in Pingqiao Block, Fuling area [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(4): 683-697.
- [78] 崔传智, 李静, 吴忠维. 扩散吸附作用下CO<sub>2</sub>非混相驱微观渗流特征模拟[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(6): 181-188.
- CUI Chuanzhi, LI Jing, WU Zhongwei. Simulation of microscopic seepage characteristics of CO<sub>2</sub> immiscible flooding under the effect of diffusion and adsorption [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(6): 181-188.
- [79] 牛耀, 苏占东, 孙进忠, 等. 岩体物理模拟实验中的相似材料配比[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2024, 54(5): 1645-1656.
- NIU Yao, SU Zhandong, SUN Jinzhong, et al. Proportioning of similar materials in rock physical simulation experiments [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2024, 54(5): 1645-1656.
- [80] 刘大锰, 王子豪, 陈佳明, 等. 基于ResNet残差神经网络识别的深部煤层显微组分和微裂缝分类[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(6): 1524-1536.
- LIU Dameng, WANG Zihao, CHEN Jiaming, et al. Classification of macerals and microfractures in deep coal seams based on ResNet: A case study of the No. 8 coal seam of the Carboniferous Benxi Formation in the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1524-1536.
- [81] 李辉, 阎建国, 陈榆桂, 等. CNN算法的损失函数优化及在低信噪比资料中的应用[J]. *断块油气田*, 2023, 30(1): 107-113.
- LI Hui, YAN Jianguo, CHEN Yugui, et al. Optimization of loss function in CNN algorithm and its application in low signal-to-noise ratio data [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2023, 30(1): 107-113.
- [82] 湛丽, 王才志, 宁从前, 等. 基于机器学习的鄂尔多斯盆地陇东地区长7段岩相测井识别方法[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 525-536.
- CHEN Li, WANG Caizhi, NING Congqian, et al. Well-log lithofacies classification based on machine learning for Chang-7 member in Longdong area of Ordos Basin [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 525-536.
- [83] 王森, 向杰, 冯其红, 等. 基于深度学习加速的油藏数值模拟自动历史拟合方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(5): 103-114.
- WANG Sen, XIANG Jie, FENG Qihong, et al. Deep-learning-based acceleration method for automatic history matching of reservoir numerical simulation [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(5): 103-114.
- [84] 糜利栋, 曾大乾, 刘华, 等. 天然气地下储气库智能化建设关键技术及其发展趋势[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 581-592.
- MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Key technologies and development trends for intelligent construction of underground gas storage facilities [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 581-592.
- [85] 王光付, 李阳, 王锐, 等. 二氧化碳地质封存与利用新进展[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 1168-1179.
- WANG Guangfu, LI Yang, WANG Rui, et al. Recent advances in geological carbon dioxide storage and utilization [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1168-1179.

(编辑 王 迪)