

罗胜元,何生,王浩.断层内部结构及其对封闭性的影响[J].地球科学进展,2012,27(2):154-164. [Luo Shengyuan, He Sheng, Wang Hao. Review on fault internal structure and the influence on fault sealing ability[J]. Advances in Earth Science, 2012, 27(2):154-164.]

## 断层内部结构及其对封闭性的影响\*

罗胜元<sup>1</sup>,何生<sup>1</sup>,王浩<sup>2</sup>

(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. 西部钻探钻井公司准东石油测井分公司,新疆 阜康 831511)

**摘要:**先前的研究多考虑断层封堵和开启的2种极端状态,近来的研究认为,在多数情况下断层处于2种之间的状态,只有在静止期具有封闭能力的断层,才有可能对油气起封堵作用。分析断层对流体运移的影响,需要分析断层在演化过程中的内部结构特征。断层可以划分出破碎带、诱导裂缝带和围岩3部分,断层岩和伴生裂缝构成破碎带的主体部分。常见的断层岩包括断层角砾岩、断层泥和部分碎裂岩,它们充填在断层裂缝空间中,断层内部结构受断层形成时的构造应力性质、断层活动强度和围岩岩性因素的控制。从动态角度看,随着断距增加,断层活动伴随着裂缝的发育和岩石的破碎混杂,可用泥质源岩层厚度和断距的比值来划分不同的发育阶段。断层活动期为油气运移通道,在静止时表现出差异性的封闭,通常用断层渗透率和排替压力2个参数来定量评价断层的封闭程度。断层岩渗透率主要受断距、泥质含量、埋深等因素的控制;断层排替压力的预测方法有2种:一种是从断层岩成岩角度分析的“等效埋深法”,另一种是分析实测排替压力与主控地质因素的“拟合法”。通过简化的断层模型,建立了渗透率、排替压力与主控因素的预测关系。和储层类似,流体在断层中的运移遵循多孔介质的渗流特征。利用断层两侧的流体压力和油气柱高度并不能直接评价封闭性能,还必须考虑油气充注史和流体压力变化历史。

**关键词:**断裂结构;断层岩;渗透率;排替压力

**中图分类号:**TE132

**文献标志码:**A

**文章编号:**1001-8166(2012)02-0154-11

### 1 引言

油气在运移过程中常常会遇到断层面,这种断层面有时可以作为油气运移的通道,有时又起遮挡作用。断层封闭与疏导性的提出与应用,使人们对油气的成藏机制有了更深入的认识和理解。断层封闭性研究的范畴是其在静止情况下,纵横向的封闭性和连通情况,是一个涉及多种因素的复杂问题,不同地区影响断层封闭性的因素不同。吕延防等<sup>[1]</sup>总结出影响断层封闭性的10种主要因素:断层的力学性质、断层面倾角、断层走向、断层埋深、断距、断

层的活动强度、断层密度、断层充填物质的胶结成岩作用、断层两盘对置的岩性和断层面的泥岩涂抹。

断层封闭机理的研究、封闭性能的预测极为重要,是详细揭示油气运聚规律的关键。Watts<sup>[2,3]</sup>通过大量研究表明,断层中非渗透地层和储层对接的岩性封闭是断层封闭的主要机制。对于碎屑岩地层,断层的封闭能力通常和混入其中的泥质含量有关。断层活动过程中,由于拖曳、挤压、研磨和塑性流动等作用,沿断层分布的极细粒、非渗透性泥状物附着在断层面上,增强了断层的封闭性,相关的预测公式包括断层泥比率 $SGR$ 、 $CCR$ <sup>[4]</sup>、泥岩涂抹因素

\* 收稿日期:2011-07-16;修回日期:2011-12-05.

\* 基金项目:国家油气重大专项“渤海湾盆地精细勘探关键技术”(编号:2011ZX05006-002)资助.

作者简介:罗胜元(1986-),男,湖北武汉人,博士研究生,主要从事成油体系与成藏动力学研究. E-mail: loshyv@163.com

$SSF^{[5]}$  和泥岩玷污潜力  $CSP^{[6]}$  等。然而在一些情况下,  $SGR$  比值极低的砂岩—砂岩对接也对流体运移起到阻碍作用<sup>[7,8]</sup>, 这一现象表明, 不是断层的对接起封闭作用, 而是其他机制提供了有效封闭。Doughty<sup>[9]</sup> 和 Fisher 等<sup>[8]</sup> 指出, 在断层长期活动或地应力较大的地区, 断层颗粒发生挤压和破碎作用, 较粗的断层角砾岩和碎粒岩细化成断层泥, 使孔渗性变差, 对两侧储层起封闭作用。在石英组分含量高的深层砂岩中, 断层碎裂作用通常伴生原生石英胶结物发育, 使断层孔隙度和渗透率降低, 在泥岩涂抹层不发育的情况下, 也能对流体运移构成良好封闭<sup>[10]</sup>。

深入的研究认为, 断层在多数情况下, 处于完全封闭或完全开启之间的过渡状态, 其封闭能力存在差异性。储层与断层遮挡体的排替压力差值越大, 其封闭的烃柱高度越大。此外, 断层在空间上的封闭性也存在差异<sup>[11]</sup>。目前关于断层对油气运移影响的讨论主要集中在断层结构的几何形态、断层内部结构特征、断层各种封闭作用的识别以及断层岩物理性质定量评价等方面。本文将综述和对比断层内部结构特征的研究进展, 最后从封闭性本质角度出发, 定量预测断层的排替压力, 从而评价静止期的断层对流体运移的影响。

## 2 断层内部结构特征

### 2.1 断层内部结构划分

国内外学者通过大量野外观察发现, 断距大于几米的断层一般伴随某些构造(节理、变形条带、滑移面、断层泥和角砾岩等), 具有复杂的内部结构。岩层受构造应力的作用, 沿应力集中带产生了一系列不同规模的密集破裂面, 继而形成断层<sup>[1]</sup>。两盘岩层的相对运动, 使该带岩石受到揉皱、挤压而变成独立的岩层单位。一般将两盘之间变形强烈的地质体称为断裂带。Caine 等<sup>[11]</sup> 在研究断层对流体的导、阻水等水文地质特征时, 提出了断裂带内部结构的 3 分模式: ①断层核: 包括断层滑动面以及断层角砾岩、碎裂岩和断层泥等断层岩充填部分; ②破裂带: 断层核外侧断层从属构造, 如次级断层、裂隙、断层褶皱发育带等; ③围岩: 破裂带外侧的正常岩层, 性质基本不变。

国内多从应用角度, 将断裂带划分出破碎带、诱导裂缝带和围岩 3 部分(图 1), 基本上与 Caine 提出的断层核、破裂带和围岩相对应。破碎带包括断层岩和内部伴生的小断层、裂隙以及小褶皱。破碎带宽度与断距存在 1:10 ~ 1:100 的关系, 通常断层破碎带宽度很窄<sup>[5]</sup>, 小断层仅有 2 ~ 3 cm 宽, 大的断层

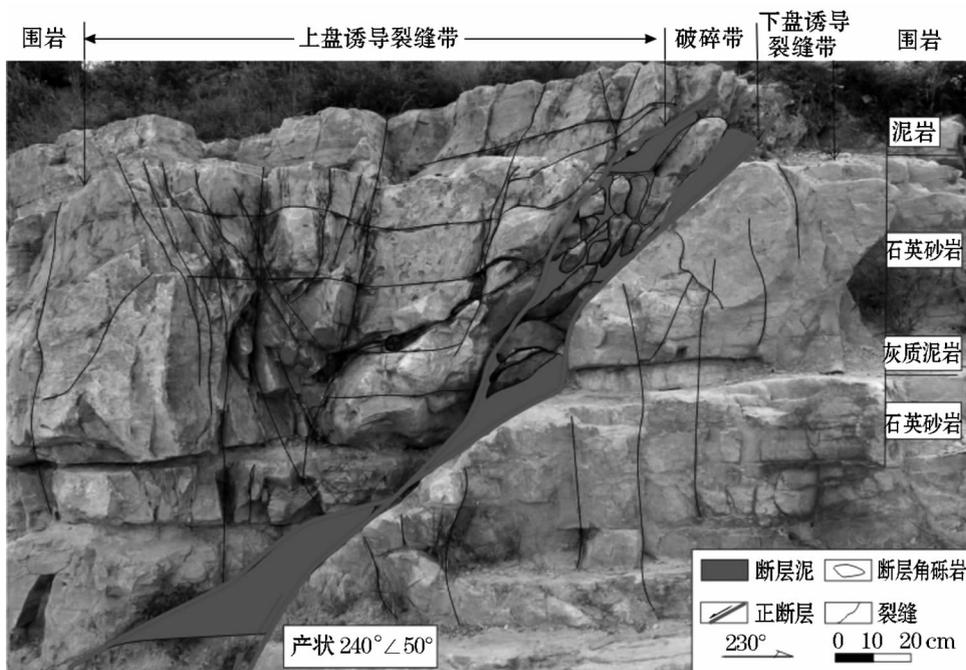


图 1 正断层内部结构图(秦皇岛鸡冠山元古界龙山组石英砂岩, 断距 2 m)

Fig. 1 Normal fault in sandstone showing typical fault zone elements in the hanging wall (sandstone in Neoproterozoic strata, Jiguan mountain, Qinghuang Island, ~2 m throw)

10~20 m 宽<sup>[12]</sup>。尽管宽度普遍较窄,破碎带却吸收了断层的大部分变形,在构造强烈活动时,还产生断层泥和构造透镜体,这些断层岩通常被内部伴生的裂缝截切,并与后者大角度相交<sup>[13]</sup>。诱导裂缝带发育的规模比破碎带大得多,宽度为数百米,变形程度却相对要低,岩层多被裂隙化。

## 2.2 断层岩和诱导裂缝特点

破碎带中常见的变形岩石有以下几种:断层角砾岩、碎裂岩、糜棱岩,还有断层泥和断层玻化岩等,统称为断层岩。到目前为止,对断层岩的命名和分类已有多种方案,普遍接受的方案是把断层作用及断层产物区分为脆性的和韧性的 2 种:前者包括断层角砾岩、碎裂岩和断层泥,后者主要是糜棱岩类。在地壳深部发育韧性剪切带,但在浅层次或地表总是表现为脆性剪切带<sup>[14]</sup>,断层玻化岩不大常见,数量也比较少。因此,本文中相关的断层岩仅包括脆性剪切断层中的断层角砾、断层泥和部分碎裂岩。

①断层角砾岩:在断层形成过程中,原岩遭受相对挤压、引张或错动成角砾状,被破碎细屑充填胶结或有部分外来物质胶结的岩石,角砾有时呈被压扁或磨圆状产出。一般认为,可识别的角砾碎屑含量大于 30% 的称为断层角砾岩,角砾碎屑含量小于 30% 的则称为断层泥。②碎裂岩:原岩岩块在断层摩擦作用下,发生裂隙化和块体旋转作用,形成粒径较大的碎斑(岩粒和碎粒)和粒径细小的基质(岩粉),通常具有特殊的碎斑状结构。碎裂岩形成后,可具有胶结特性,也可能仍为松散结构,取决于围岩压力等条件,在高围压地层中,胶结的碎裂岩可形成流体运移的良好屏障。③断层泥:断层泥形成过程比较复杂,目前知道的大致过程是,在断层作用的反复压碎和研磨下,岩石被粉碎成岩屑和岩粉,在地下水的的作用下,部分物质形成粘土矿物<sup>[15]</sup>。断层泥一般由粘土矿物(蒙脱石、高岭土、伊利石和绿泥石等)和岩屑及少量碎粒组成。宏观上断层泥一般呈脉状、带状沿断层面产出<sup>[16]</sup>,宽度从几厘米到数十米不等,断层泥作为软弱夹层对地质体的强度有明显的影响。

在构造应力场作用下,往往产生一系列与断层平行的剪破裂,形成的诱导裂缝与断层是同一应力场下的产物,只是规模大小不同而已<sup>[17]</sup>。诱导裂缝的分布不仅受次级构造应力场影响,还与岩石的力学性质有关,裂缝发育的方位取决于岩石的力学性质和断层的活动规模<sup>[18]</sup>。诱导裂缝在断层中央部位最大,在断层末端应力释放区、断层的交叉、分枝

及弯曲的外凸部位是应力相对集中区,往往形成复杂的裂缝系统<sup>[19]</sup>,并且由于断层内部结构的不对称,通常断层上盘裂缝密度高、宽度大,下盘裂缝密度小或不发育<sup>[20]</sup>。断层两盘地层岩性也影响断层结构,砂岩、灰岩等脆性地层中,发育的断层常由断层岩和伴生裂缝 2 个部分组成,泥岩、盐岩等塑性地层中断层表现为几条充填断层泥大裂缝的组合,诱导裂缝带不发育<sup>[21]</sup>。对于同沉积断层而言,浅部断距小、沉积物未固结成岩,深部断距大、沉积物成岩作用强,断距随深度变化这一差异造成同沉积断层内部结构的垂向差异,自浅至深表现为“裂缝带→裂缝带与主裂缝的组合→上、下诱导裂缝带与滑动破碎带的组合”的渐变过程<sup>[22]</sup>。

## 2.3 断层性质对结构的影响

由于断层形成的力学性质不同,断层内部的结构特征也存在较大差异<sup>[1]</sup>。张性断层中常见裂缝将岩石分割成参差不齐的条带状或不规则状块体,裂缝一般延伸短,连续性差。断层岩主要类型为角砾岩和碎裂岩,角砾岩棱角明显,大小混杂,胶结松散。断层错动将角砾进一步破碎后形成的碎裂岩也常见,断层泥少量出现。压性断层伴生裂隙构造最为发育,断层核部两侧多发育挤压片理和构造透镜体,扭性断层还发育有劈理构造或羽裂构造。压、扭性断层发育断层角砾岩、碎裂岩和断层泥,角砾岩、碎裂岩粒度较小,其中角砾因挤压、滚动而压扁或圆化,排列具有一定的方向性,断层泥含量大。

断层性质是控制断层结构的最重要因素,不同性质的断层其封闭性也有很大差异。勘探开发的实践证明,走滑断层封闭性最好,压性断层较好,张性断层次之<sup>[1,20]</sup>。这是因为张性断层为张应力的产物,断裂带内断层角砾比例高;走滑断层为扭应力的产物,在滑动的过程中,断层两盘的岩体长距离相对错动、紧密磨擦和研磨,往往在断面上形成大量的断层泥,对油气封闭性好;尽管压性断层是在挤压应力作用下形成,但压性断层形成后,应力松弛阶段产生的弹性回弹表现明显,而这种应力释放可形成张性裂隙,不利于断层的封闭。

## 3 断裂构造类型及发育阶段

传统方法分析断层封堵性,主要基于低渗透岩与高渗透砂岩的对接封闭,以及富含泥质的地层沿断层面形成一连续、低渗的泥岩涂抹封闭。然而各种评判封堵性的方法并没有考虑断裂构造的形成模式。断裂构造是岩层或岩体在应力作用下沿破裂面

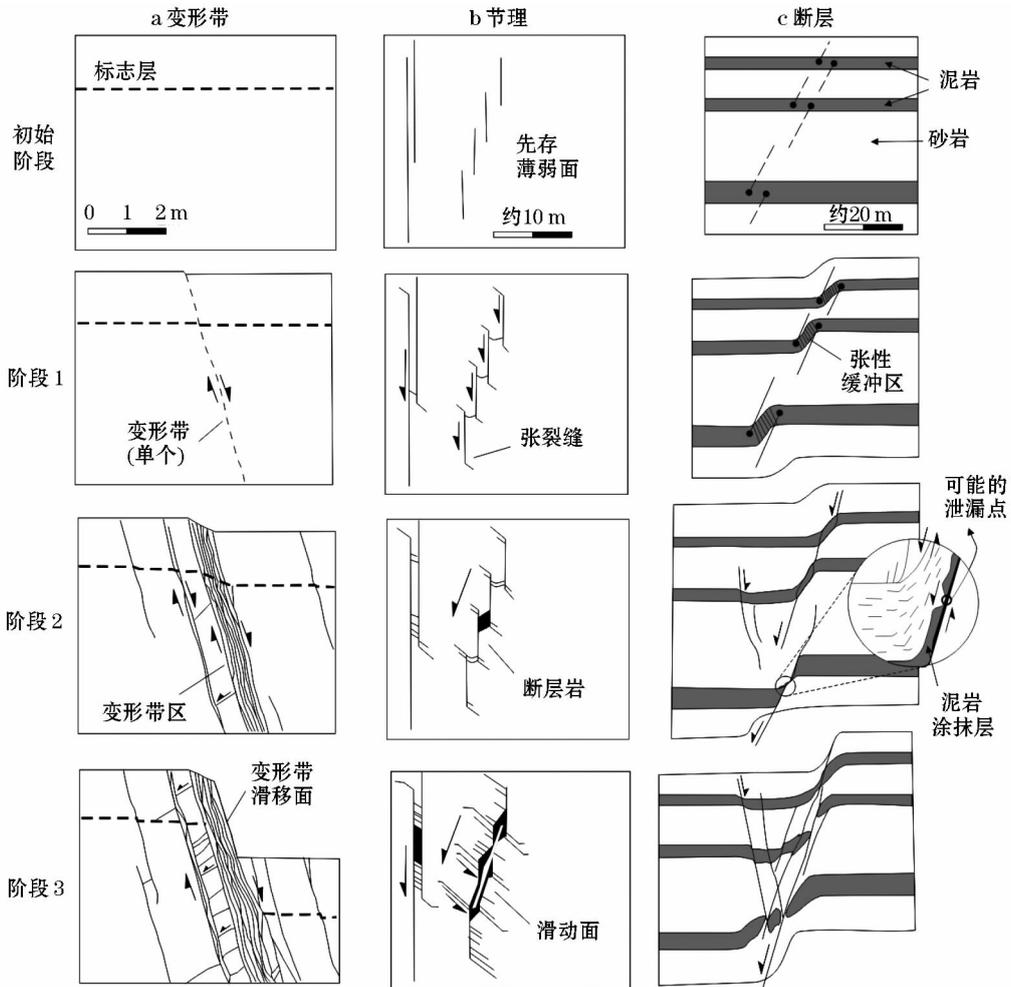


图2 砂—泥岩地层中断裂构造发育阶段<sup>[9, 26]</sup>

Fig. 2 Evolution of fault architecture by brittle faulting mechanisms in sandstone<sup>[9, 26]</sup>

(a) 变形带; (b) 节理; (c) 发育有泥岩涂抹的断层

(a) Deformation band-based; (b) Joint-based faulting; (c) Evolution of fault architecture with shear smear includes ductile smearing of shale and brittle faulting in surrounding sandstone

发生明显位移的构造形变现象,砂—泥岩地层中,常见断裂构造有3种类型:变形带、节理、断层(图2)。

### 3.1 变形带

在断层长期活动或地应力强度较大的地区,几微米厚的多孔砂岩颗粒发生挤压和破碎作用,随着粒间孔隙遭破坏,细小微裂缝顺序发育成一个变形带,单个剪切变形带断距为1~10 mm。随着断距增大,相邻变形带交切连通,形成复杂的多组变形带<sup>[23, 24]</sup>。在阶段2和阶段3中,由于断层带内外应力差作用,还可形成与变形带滑移面相交的次生变形带。

### 3.2 节理

节理是在非连续变形作用下,剪切面作用于地质薄弱面处,由尖端应力微扰动产生的没有明显位

移的断裂<sup>[17]</sup>。剪节理、张裂缝、碎裂岩和断层角砾岩均是节理作用的产物。由于节理形成是应力集中释放的结果,断裂构造附近的节理数量显著增加,密度相对增大,节理带宽度也较大。在复杂构造中,如断层上盘褶皱带,节理常叠加在变形带上发育。实际工作中,节理通常按裂缝模型处理,可通过力学模型和钻孔应力分析粗略评价。

### 3.3 断层

岩体在构造应力作用下发生破裂,沿破裂面两侧的岩体发生显著位移或失去连续性和完整性形成断层。在砂—泥岩层序发育的脆性地层中,断层的生长阶段是控制源岩层的泥岩消截、涂抹的最重要因素<sup>[9]</sup>。Doughty<sup>[9]</sup>通过对断层形成过程的详细研究,提出断层发育的3个阶段:

阶段 1: 初始发育阶段。断距较小, 沉积和成岩作用控制的垂直各向异性产生顺层间断面, 断层垂向具分段特点, 泥岩层中发育大量的向下变形的张性缓冲区 (Releasing dip relay), 泥岩层厚度越大, 缓冲区越宽。

阶段 2: 过渡形变阶段。断层沿间断面剪切, 产生次生裂缝或与顺断层滑动的斜裂纹。断层形成时伴生的微小裂缝具有定向性, 其方位与 Riedel 剪切一致, 在富泥地层中, 断距增大形成泥岩涂抹的概率很高。

阶段 3: 断层形成阶段。随着断距的进一步增大, 断层下降盘的泥岩源层变形, 可能使涂抹的泥岩层厚度变薄, 从而失去连续性。岩石块状发生破裂、旋转, 破碎的块体沿断层向下混杂。断裂带由构造变形拉长的断层核和两侧的破坏区域复合组成<sup>[25]</sup>。

断层发育阶段的识别是研究断层封闭性评价的基础, 通常用泥质源岩层厚度和断距的比值来区分不同阶段<sup>[9]</sup>: 断层在初始—过渡阶段, 断距为 60 ~ 80 m 时, 泥岩层厚度与断距比值 0.007; 在断层形成阶段, 断距为 600 m 时, 这一比值约为 0.0009。

泥岩涂抹层在断层发育时已形成, 后期厚度不再增加。在断层位移较小时, 涂抹的泥岩能保持连续, 随着断距的增大, 泥质沿断层分布变分散、涂抹厚度逐渐减少, 至这一距离约为泥质源岩层厚度的 6 ~ 8 倍时, 单个或互层的涂抹层将存在缺口, 出现封闭上的泄漏点<sup>[4, 5]</sup>, 可以推测, 泄漏点与 *SGR*、*SSF* 等比值上的临界值具有对应关系。

### 3.4 断层形成过程中流体运移特点

实际上断层的活动状态与静止状态是交替进行的, 断层活动造成的应力释放是一个瞬间发生的过程, 应力积蓄则是一个相对较长时间的过程, 多期的活动期与静止期构成了断层整个发育与演化的历史过程。模拟实验和地质研究表明, 断层在活动期主要是垂向开启状态, 只有在静止期具有封闭能力的断层, 才有可能对油气起封堵作用<sup>[11]</sup>。评价断层这种具有差异性的封闭能力, 需要考虑断层形成过程对流体流动的影响。

断层内流体绝大部分以裂隙渗流的方式进行径流运动。Sibson 等<sup>[27]</sup>在研究热液金属矿与古代断层破碎带的关系时, 提出“地震泵”的作用模式, 指出这类金属矿化作用与通过热液矿源的深处古断层活动相关。Hooper<sup>[28]</sup>将其应用于油气沿生长断层运移研究中, 认为沿生长断层的流动具有周期性、突发性的特征。但不少研究者注意到断层内流体也具

有孔隙渗流的特点。Aydin 等<sup>[23]</sup>和 Sperrvik 等<sup>[29]</sup>先后进行断层的孔隙渗流实验, 证实流体流量与裂隙宽度的立方以及与平行流动方向的压力梯度成正比。吕延防等<sup>[30]</sup>通过断层中油气运移的物理实验, 模拟了这 2 种运移特征, 实验结果具有很好的对比性: 断层活动时流体沿断层面的流动为地震泵控制下的幕式流动, 沿着阻力很小甚至负压的优势运移通道, 具有高速、径流的运移特征, 属于裂隙渗流; 断层处于静止时, 流体以浮力为主要动力, 遵循达西定律的缓慢孔隙渗流规律。深入的研究结果还表明, 运移速度还受到充填物粒度、充填物中泥质含量和断层倾角等因素的影响。

相比活动期而言, 静止期断层的封闭程度评价更具有实际意义, 能解释油井、水井之间断层连通情况, 广泛应用于复杂小断块油田注水开发中<sup>[2]</sup>, 对储层模拟和油田产能评价也非常有用<sup>[2, 31]</sup>。为了研究断层静止期的封闭程度, 通常用一些参数来定量描述, 这些参数可以分为两大类: 一类是断层的传导特性评价, 通常用断层渗透率表示; 另一类是断层的封闭能力评价, 可用断层排替压力表示。断层性质一般是作为传导率倍增系数 (fault transmissibility multipliers) 纳入到模型中<sup>[31]</sup>。

断层渗透率和排替压力的预测十分困难。在钻井过程中为了降低施工风险, 常常避免钻遇断层, 而且受断层取芯和测试条件的限制, 大量实际测量也不现实。为了使评价参数具有地质意义, 研究者通过分析相关的主控因素, 建立了高度理想化和简化的断层岩概念模型。有的假定断层岩为围岩地层层序的混杂堆积物, 平均渗透率相当, 物性不具有方向性, 例如断层泥比率 (*SGR*) 的计算<sup>[4, 29]</sup>。有的假定粘土涂抹层随着与粘土源岩层断裂点距离的增大而变薄, 如泥岩玷污潜力 (*CSP*) 的计算<sup>[6]</sup>。这些方法普遍得到了露头 and 地下断层实测数据的支持。

## 4 断层渗透率评价

在研究早期, 断层渗透率的评价工作较贫乏, 仅停留在定性阶段。Evans<sup>[32]</sup>测试怀俄明州前寒武花岗岩中发育的逆断层对天然气的渗透作用。模拟地层条件加载有效应力 3.4 MPa, 测得围岩渗透率为  $10^{-6} \sim 10^{-5}$  D, 诱导裂缝带较原岩增大 2 ~ 3 个数量级, 为  $10^{-4} \sim 10^{-2}$  D, 断层岩渗透率下降 1 ~ 3 个数量级, 为  $10^{-8} \sim 10^{-5}$  D (图 3)。若存在铁氧化物、方解石胶结物等“成岩愈合”作用, 则可使断层岩渗透率降至更低<sup>[24]</sup>。碎裂作用对断层岩渗透率的影响则



式中,  $L_c$  为毛管连通半径 ( $\mu\text{m}$ ),  $\sigma_0$  和  $\sigma$  分别为盐水溶液导电率和含盐水溶液的岩样导电率;  $C$  为常数。若再考虑有效润湿相的饱和度, 还可以建立起与排替压力之间的模型, 本文不再详述。

## 5 断层岩排替压力与流体运移

### 5.1 断层岩排替压力的计算

控制断层中两相(多相)流体运移的主要因素是断层的排替压力, 排替压力是烃类进入水湿岩石最大连通喉道所需的压力。排替压力是研究油气二次运移、评价断层封闭性的主要指标, 储层与断层遮挡体的排替压力差值越大, 其封闭性越好。评价断层封闭性的实质是计算断裂充填物——断层岩的排替压力。

自 Purcell 建立岩石毛细管压力与毛细管(喉道)半径、界面张力和润湿角的定量关系后, 研究者就尝试用排替压力来衡量断层封闭质量, Pittman 建立起断层可封闭烃柱高度与孔喉半径的方程<sup>[36]</sup>:

$$h = \frac{2\gamma}{rg(\rho_w - \rho_o)} \quad (6)$$

式中:  $h$  为烃柱高度,  $\text{m}$ ;  $\gamma$  为烃水界面张力,  $\text{N/m}$ ;  $g$  为重力加速度;  $\rho_w$ 、 $\rho_o$  为水和烃的密度,  $\text{kg/m}^3$ ;  $r$  为孔喉半径,  $\mu\text{m}$ 。Gibson<sup>[5]</sup>研究断层中两相流体的运移特征, 测得孔喉半径范围在  $0.18 \sim 13.3 \mu\text{m}$  之间, 对应封闭油柱高度  $137 \sim 2 \text{ m}$ 。

事实上, 确定上述参数很困难, 于是油藏工程师寻求确定断层排替压力的其他方法。常用的方法有 2 种, 一种是从断层岩的成岩角度考虑, 吕延防等<sup>[37]</sup>认为断层岩的排替压力取决于断层岩的泥质含量和成岩程度, 并用断面压力、断层倾角和断层岩埋深做了定量评价(公式 7)。其中有 2 个关键步骤: 一是建立不同泥质含量的岩石排替压力与埋藏深度关系图版。以实测、模拟的方法, 测试样品的泥质含量和排替压力, 选取泥质含量相同的样品, 分析排替压力随埋藏深度的变化关系。二是分析断面所承受的正压力, 并将其视为断层岩所承受的静岩压力, 通过静岩压力与埋藏深度的关系, 求得该压力对应的地层“等效埋深”。计算出断层岩的泥质含量, 通过已建立的图版, 就可以得到该泥质含量的断层岩在该深度处的排替压力。

$$\begin{cases} \delta = \rho Z_f \cos \theta \\ P_r = \rho Z \\ \delta = P_r \\ FRPc = f(z, SGR) \end{cases} \quad (7)$$

式中  $\delta$ 、 $P_r$  分别为断面正应力和静岩压力,  $FRPc$  (Fault-Rock Pressure) 为断层岩的排替压力;  $Z_f$  和  $Z$  分别为断层岩埋深和断面正应力作用对应的“等效埋深”。

评价断层岩排替压力的另一种方法, 是通过分析断层泥质含量与探明油藏的压力关系<sup>[38~40]</sup>或与实验室直接测量的压力的关系<sup>[29]</sup>, 进而建立预测模型。Bretan 等<sup>[40]</sup>分析断层泥比率值与断层圈闭两侧的流体压力的关系, 通过泥质含量与封堵失败包络线建立了定量预测方程, 对于一给定的  $SGR$  值, 推测断层排替压力 ( $FRPc$ ) 满足:

$$FRPc(\text{bar}) = 10^{(SGR/27-C)} \quad (8)$$

式中  $C$  为一常数, 埋深小于  $3000 \text{ m}$  时  $C$  为  $0.5$ , 埋深在  $3000 \sim 3500 \text{ m}$  之间时  $C$  为  $0.25$ , 埋深超过  $3500 \text{ m}$  时,  $C$  为  $0$ 。代表断层封堵或泄漏的  $SGR$  临界值为  $15\% \sim 20\%$ , 当油柱的浮力超过断层最小排替压力时, 断层发生泄漏。通过临界排替压力确定断层可保存的最大流体浮力, 就可以推测断层每一部分可以支持的潜在烃柱高度, 在考虑构造溢点的基础上就可以对断块圈闭油气资源量作出精确评价, 实际应用效果良好。

由于渗透率和排替压力都与岩石中值孔隙度有关, 由此可以建立渗透率和排替压力的关系, 以达到定量评价的目的。Sperrevik 等<sup>[29]</sup>研究北海油田的砂岩储层和断层岩样品中单相流体的渗流特征, 通过实测断层岩的渗透率和排替压力, 得出下式:

$$FRPc = 31.838K_f^{-0.3848} \quad (9)$$

需要注意的是, 将  $SGR$  或  $K_f$  转换为断层岩排替压力也存在误差, Sorkhabi 等<sup>[33]</sup>总结有关围岩、断层排替压力和渗透率的分析测试资料, 认为断层岩排替压力和渗透率间的相关系数约为  $0.65$ , 断层周围砂岩中这两者之间的相关系数稍高, 为  $0.72$ 。这些误差可能是由于在计算时所使用参数不同引起的, 例如断裂时地层的埋藏深度和最大埋深。

### 5.2 断层排替压力对流体运移的影响

储层砂岩和断层渗透率、排替压力之间均存在相似的指数关系, 表明二者均遵循多孔介质的渗流特征。因此可以参照储层排替压力对流体的作用, 来评价断层排替压力对油气运移的影响。如图 4 所示, 图中相关参数:  $P_{if}$ 、 $P_w$  为断裂充填物和储层最小排替压力;  $P_f$ 、 $P_w$  为流体压力和净水压力;  $P_c$  为毛管压力;  $S_w$ 、 $S_i$  为含水饱和度和束缚水饱和度; PWC 为油水界面, 排替压力等于最小排替压力; FWC 为自由水界面, 排替压力为  $0$ ;  $H_{wi}$  为储层中自由水界面以

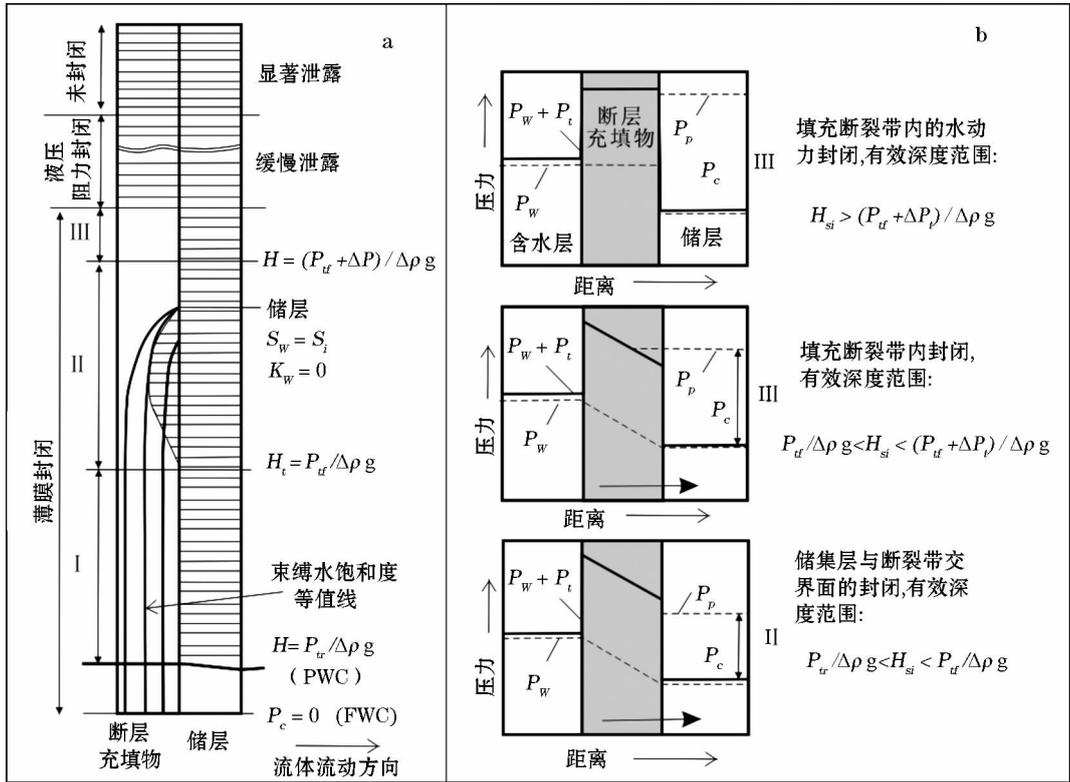


图 4 超压断层充填物封闭机制示意图<sup>[41]</sup>

Fig. 4 Fault-seal mechanism with positive fault-fill excess pressure<sup>[41]</sup>

(a) 断裂充填物与相邻储层剖面图, 图中反映了含油饱和度随深度 ( $H$ ) 变化的分布状态, 水平线图形表示烃类分布情况;

(b) 为某深度储集层—含水的断层填充层的压力横剖面, 横剖面压力特征与图 a 中 I、II、III 阶段对应

(a) Section along fault fill and adjacent reservoir showing distribution of petroleum saturation as a function of height ( $H$ ), (b) Pressure cross section across reservoir-fault fill-aquifer at constant elevation, Cross section pressure behavior is referenced in (a) by the I、II、III section

上的高度;  $H_t$  为毛细管压力等于最小排替压力时自由水面以上的高度 ( $H_t = P_{yf} / \Delta \rho g$ )。

断层充填物存在 2 种封闭机制: 薄膜封闭和液压阻力封闭<sup>[42]</sup>。薄膜封闭是由水和油气之间的表面张力引起的封闭, 液压阻力封闭实质是一种低渗透的“相对”封闭。假定断层内部充填物均匀分布, 并被水饱和, 封闭时断层充填物比储集层的有效渗透率低, 表现为充填物中的电位梯度和水动力倾斜液面比储集层更陡, 断层岩的最小排替压力  $P_{yf}$  比储层的最小排替压力  $P_{ir}$  大。随着油气充注, 断层内含油饱和度和渗透率均随着流体压力的增加而增大, 断层对油气的封闭作用表现为 3 个阶段: I 阶段, 储集层束缚水饱和度的底界位于  $H_t$  之下, 因此储集层与盖层的接触面是完全封闭的; II 阶段, 毛细管压力等于最小排替压力, 束缚水饱和度底界位于  $H_t$  之上, 封闭层范围延伸至断裂充填物, 但由于  $\Delta \rho g < P_{yf}$ , 薄膜闭合起封闭作用; III 阶段, 断层临界排替压力大于储层临界排替压力, 随着流体压力继续增

加, 多相流体相对渗透率使薄膜封闭向渗漏平稳过渡, 这样薄膜封闭破坏之后有可能出现液压阻力封闭。液压阻力封闭的底界是毛细管压力等于临界毛细管压力、油气渗透率为 0 的深度, 超压流体的存在改变了以上临界值的出现深度。随着断裂两侧的流体压力梯度增加, 渗漏加剧; 当流体沿断层的泄流显著时, 液压阻力封闭失效。泄漏率必须小于充注率, 否则不能形成油气聚集。

当断层两侧烃柱压力不同时, 很多学者直接用横断层压力差或油气柱高度来解释封闭能力, 这种解释实际上低估了注入封闭能力。只要封闭层存在有效油气渗透, 烃柱就会渗流穿过断裂充填物, 当渗流点的毛细管压力下降到低于断裂充填物的最小排替压力时, 压力才保持平衡<sup>[33]</sup>。这也与储层排替压力对油气作用类似, 油水界面的差异是由于穿过断层的砂岩最小排替压力差导致的, 不同油水界面的封闭能力要根据最高烃柱的毛细管压力评价<sup>[43]</sup>。

以上分析流体不同背景条件下, 断层封闭与开

启的实质。假定断层内充填物为均一分布的物质,即排替压力为一固定值,仅受颗粒空间结构的影响,具有局限性。事实上,除流体的相对密度、束缚水饱和度以及流体压力、充注速率等因素影响排替压力外,充填物类型、含量和性质对断层内部孔喉结构的影响也不可忽略<sup>[8]</sup>。此外,断层对超压流体的封闭效果还取决于有意义的聚集时限、泄露的面积以及封盖层的有效油气渗透率。

## 6 存在的主要问题及发展趋势

前人对断层内部结构和封闭性的评价进行了很多有意义的探索,在断裂带的三维展布、断层内部结构的识别和划分、断层封闭性的判断等科学问题上,已经取得了丰富的研究成果,但是该领域也还存在很多科学难题等待解决,这也是断层封闭性今后可能的发展方向,现列举如下:

### (1) 断裂带的水岩相互作用

断裂带是地壳流体释放的主要部位之一,在构造活动强烈期,地下深部流体携带着大量深部信息被带到地表。同时,这些流体在整个循环运移的过程中,可能与围岩相互作用,不仅自身的很多理化性质会发生变化,也会引起围岩的蚀变,导致某些元素的富集和矿物的形成,出现地球化学异常<sup>[44]</sup>。

在断层内部水岩相互作用,可以促使断裂带粘土矿物形成。分析断层泥元素地球化学,尤其氧化还原敏感性元素的研究,可以揭示断裂带的氧化还原环境,帮助认识断层的启闭性与活动性<sup>[45]</sup>。断层水岩作用还可以形成胶结封闭,常见的胶结封闭包括深部热液胶结封闭与变形造成的局部溶解和再沉淀胶结封闭。在断层附近常形成方解石、石英胶结的致密砂岩带,使断层侧向连通性降低。因此,加强断层内元素地球化学、断层水岩作用、断层活动性三者相互关系的研究十分必要。

### (2) 利用测井资料研究断裂内部结构特征

经校正的测井资料可反映断层内部的真实情况,有助于研究断层内断层岩分布、裂缝发育情况。如成像测井能直观反映地下裂缝分布情况;断层破碎带发育时,在断层附近的地层倾角测井显示杂乱。应用常规测井资料,研究断裂内部结构也取得了很多有意义成果。断层诱导裂缝带测井特征异常,表现出断点上方的补偿密度明显降低,声波时差出现跳跃<sup>[22, 46]</sup>,反映了断点之上存在大量裂缝顺断层分布。断裂胶结带测井特征异常,主要表现为声波时差减小、自然电位幅度降低或平直无幅度、电阻率增大

等现象<sup>[47]</sup>。测井资料研究断层内部结构特征,具有较大适用性,有望克服断层取芯少测试难的制约。

### (3) 断层内部结构和封闭过程值得深入研究

断层内部断层岩和裂缝分布的非均质性研究较少。断裂带内流体运移可能受少数几条裂缝的控制;沿断裂走向,断层可能在一点封闭,而在另一点开启;断层可能对单相流体封闭,而对混相流体起输导作用。有关断层内部结构的非均质性研究是评价断层封闭性的难点,需要结合野外地质观察、实验测试、地球物理响应、数值模拟和实验模拟等多种方法分析。

## 参考文献 (References):

- [1] Lü Yanfang, Fu Guang, Zhang Yunfeng. Fault Sealing Analysis [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. [吕延防,付广,张云峰. 断层封闭性研究[M]. 北京:石油工业出版社, 2002.]
- [2] Watts N L. Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for single and two phase hydro-carbon columns[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1987, 4(4): 274-307.
- [3] Downey M W. Evaluating seals for hydrocarbon accumulation[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 68(11): 1 752-1 763.
- [4] Yielding G, Freeman G, Needham B. Quantitative fault seal prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81(6): 897-917.
- [5] Gibson R G. Fault-zone seals in siliciclastic strata of the Columbus Basin, Offshore Trinidad [J]. *AAPG Bulletin*, 1994, 78(9): 1 372-1 385.
- [6] Bouvier J D, Kaars-Sijpesteijn C H, Kluesner D F, et al. Three-dimensional seismic interpretation and fault sealing investigation, Nun River Field, Nigeria [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(11): 1 397-1 414.
- [7] Lindsay N G, Murphy F C, Walsh J J. et al. Outcrop studies of shale smear on fault surface[J]. *International Association of Sedimentologists Special Publication*, 1993, 15(1): 113-123.
- [8] Fisher Q J, Knipe R J. Fault Sealing Processes in Siliclastic Sediments, in Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs [M]. London: Geological Special Publication, 1998.
- [9] Doughty P T. Clay smear seals and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande Rift, New Mexico [J]. *AAPG Bulletin*, 2003, 87(3): 427-444.
- [10] Fisher Q J, Harris S D, McAllister E, et al. Hydrocarbon flow across faults by Capillary Leakage revisited [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2001, 18(2): 251-257.
- [11] Caine J S, Evans J P, Forster C B. Fault zone architecture and permeability structure [J]. *Geology*, 1996, 24(11): 1 025-1 028.
- [12] Yehuda Ben Zion, Charles G S. Characterization of fault zone [J]. *Pure and Applied Geophysics*, 2003, 160(3/4): 677-715.
- [13] Gudmundsson A, Berg S, Lyslo K B, et al. Fracture networks and fluid transport in active fault zone [J]. *Journal of Structure*

- Geology*, 2001, 23(2/3): 343-353.
- [14] Ramsey J G. Shear zone geometry: A review [J]. *Journal of Structural Geology*, 1980, 2(1/2): 83-99.
- [15] He Yongnian, Lin Chuanyong, Shi Lanbin. An Outline of Structural Petrology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1988:127-140. [何永年, 林传勇, 史兰斌. 构造岩石学基础 [M]. 北京:地质出版社, 1988: 127-140.]
- [16] Gartrell A, Bailey W R, Brincat M. A new model for assessing trap integrity and oil preservation risks associated with post rift fault reactivation in the Timor Sea [J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(12): 1 921-1 944.
- [17] Zhu Zhicheng. Structural Geology [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1999. [朱志澄. 构造地质学 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1999.]
- [18] Wu Hongling. Analysis on the mechanical properties of a tensile structure plane and its relationship to principal stresses [J]. *Geological Review*, 1999, 45(5): 449-455. [武红岭. 张性结构面的力学性质与主应力关系解析 [J]. 地质论评, 1999, 45(5): 449-455.]
- [19] Ding Wenlong, Xu Changchun, Jiu Kai, et al. The research progress of shale fractures [J]. *Advances in Earth Science*, 2011, 26(2): 135-144. [丁文龙, 许长春, 久凯, 等. 泥页岩裂缝研究进展 [J]. 地球科学进展, 2011, 26(2): 135-144.]
- [20] Luo Qun, Jiang Zhenxue, Pang Xiongqi. Mechanism and Model of Fault Controlling Petroleum Accumulation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 279-303. [罗群, 姜振学, 庞雄奇. 断裂控烃机理与模式 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 279-303.]
- [21] Fu Xiaofei, Fang Deqing, Lü Yanfang, et al. Method of evaluating vertical sealing of faults in terms of the internal structure of fault zones [J]. *Earth Science*, 2005, 30(3): 328-336. [付晓飞, 方德庆, 吕延防, 等. 从断裂带内部结构出发评价断层垂向封闭性的方法 [J]. 地球科学, 2005, 30(3): 328-336.]
- [22] Wu Zhiping, Chen Wei, Xue Yan, et al. Structural characteristics of faulting zone and its ability in transporting and sealing oil and gas [J]. *Acta Geological Sinica*, 2010, 84(4): 570-578. [吴智平, 陈伟, 薛雁, 等. 断裂带的结构特征及其对油气的输导和封堵性 [J]. 地质学报, 2010, 84(4): 570-578.]
- [23] 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, 11(6): 931-942.
- [24] Antonellini M, Aydin A, Bridge D. Effect of faulting on fluid-flow in porous sandstones-petrophysical properties [J]. *AAPG Bulletin*, 1994, 78(3): 355-377.
- [25] Childs C, Watterson J, Walsh J J. A model for the structure and development of fault zones [J]. *Journal of the Geological Society*, 1996, 153(1): 337-340.
- [26] Davatzes N C, Aydin A. Distribution and Nature of Fault Architecture in a Layered Sandstone and Shale Sequence: An Example from the Moab Fault, Utah. In *Faults, Fluid Flow & Petroleum Traps* [M]. Canada: AAPG Memoir 85, 2005.
- [27] Sibson R H, Moore Mc M, Rankin A H. Seismic pumping—A hydrothermal fluid transport mechanism [J]. *Journal of Geology Society*, 1975, 131(6): 653-660.
- [28] Hooper. Fluid migration along growth faults in compacting sediments [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1991, 4(2): 161-180.
- [29] Sperrvik S, Gillespie P A, Fisher Q J, et al. Empirical Estimation of Fault Rock Properties [C] // Koestler A G, Hunsdale R. Hydrocarbon Seal Qualification. Norwegian Petroleum Society Special Publication, 2002: 109-125.
- [30] Lü Yanfang, Sun Yonghe, Fu Xiaofei, et al. Physical experiment of gas migration along reverse fault [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2005, 40(4): 464-475. [吕延防, 孙永河, 付晓飞. 逆断层中天然气运移特征的物理模拟 [J]. 地质科学, 2005, 40(4): 464-475.]
- [31] Manzocchi T, Walsh J J, Nell P, et al. Fault transmissibility multipliers for flow simulation models [J]. *Petroleum Geoscience*, 1999, 5(1): 53-63.
- [32] Evans J P. Thickness displacement relationships for fault zones [J]. *Journal of Structural Geology*, 1990, 12(8): 1 061-1 065.
- [33] Sorkhabi R B, Hasegawa S, Iwanaga S, et al. Sealing assessment of normal faults in clastic reservoirs: The role of geometry and shale smear parameters [J]. *Journal of Japanese Association of Petroleum Technology*, 2002, 67(6): 576-589.
- [34] Hesthammer J, Bjørkum P A, Watts L. The effect of temperature on sealing capacity of faults in sandstone reservoirs: Examples from the Gullfaks and Gullfaks Sor Fields, North Sea [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(10): 1 733-1 751.
- [35] Hipper S J. Microstructures and diagenesis in North Sea Fault zone: Implications for Fault-Seal potential and Fault-Migration rate [C] // Sundram R C. Seals, Traps, and the Petroleum System. AAPG Memoir 67, 1997: 103-131.
- [36] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection capillary pressure curves for sandstone [J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(2): 191-198.
- [37] Lü Yanfang, Huang Jinsong, Fu Guang, et al. Quantitative study on fault sealing ability in sandstone and mudstone thin interbed [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(6): 824-829. [吕延防, 黄劲松, 付广, 等. 砂泥岩薄互层段中断层封闭性的定量研究 [J]. 石油学报, 2009, 30(6): 824-829.]
- [38] Zhou Xingui. The study of fault closure by use of entry pressure and its application in North Tarim [J]. *Journal of Geomechanics*, 1997, 3(2): 47-53. [周新桂. 利用排驱压力研究断裂封闭性及其在塔里木盆地北部地区的应用 [J]. 地质力学学报, 1997, 3(2): 47-53.]
- [39] Koledoye B, Aydin A, May A. A new process-based methodology for analysis of shale smear along normal faults in the Niger Delta [J]. *AAPG Bulletin*, 2003, 87(3): 445-463.
- [40] Bretan P, Yielding G, Jones H. Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights [J]. *AAPG Bulletin*, 2003, 87(3): 397-413.
- [41] Brown A. Capillary effects on fault-fill sealing [J]. *AAPG Bulletin*

- tin, 2003, 87(3): 381-395.
- [42] Heum O R. A fluid dynamic classification of hydrocarbon entrapment[J]. *Petroleum Geoscience*, 1996, 2(2): 145-158.
- [43] Smith D A. Sealing and nonsealing faults in Louisiana Gulf Coast Salt Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 1980, 64(1): 145-172.
- [44] Yang Weiran, Zhang Wenhui. Tectonic fluids—A new research Domain [J]. *Earth Science Frontiers*, 1996, 3(3): 124-130. [杨巍然, 张文淮. 构造流体——一个新的研究领域 [J]. 地学前缘, 1996, 3(3): 124-130.]
- [45] Zhao Jun, Zheng Guodong, Fu Bihong. Current development of tectonic-geochemical studies of active fault zones[J]. *Advances in Earth Science*, 2009, 24(10): 1 130-1 137. [赵军, 郑国东, 付碧宏. 活动断层的构造地球化学研究现状 [J]. 地球科学进展, 2009, 24(10): 1 130-1 137.]
- [46] Zhou Linshuai, Zhang Weihai, Huang Feng, *et al.* Determination of shale content in fault filling material and evaluation of fault sealing[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2010, 17(2): 173-176. [周林帅, 张卫海, 黄峰, 等. 断裂带充填物中泥质质量分数的确定及断层封闭性评价 [J]. 断块油气田, 2010, 17(2): 173-176.]
- [47] Liu Jin, Song Guoqi, Hao Xuefeng, *et al.* Characteristics of fault cementation zone and its origin in Linpan Oil Pool of the Huimin Depression[J]. *Earth Science*, 2011, 36(6): 1 119-1 124. [刘金, 宋国奇, 郝雪峰, 等. 惠民凹陷临盘油区断裂胶结带基本特征及形成机制 [J]. 地球科学, 2011, 36(6): 1 119-1 124.]

## Review on Fault Internal Structure and the Influence on Fault Sealing Ability

Luo Shengyuan<sup>1</sup>, He Sheng<sup>1</sup>, Wang Hao<sup>2</sup>

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resource of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China;

2. Zhundong Oil Well Logging Branch, Well Logging Company of CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Fukang 831511, China)

**Abstract:** Recent studies have transformed the old polarized view of faults as either leaks or seals into realistic notions of more complex fault-fluid flow behavior. Only the sealing fault in inactive period could barrier oil and gas migration. Fault structure and the stage of fault growth control the mechanics and fluid flow properties in the crust. Usually, the internal structure of a fault can be divided into host rock, induced fracture zone with main slip plane and fault damage zone which include fault rocks and associated crack. Fault rocks filling in crack space include breccia, fault gouge and part of calaclastic rocks. The development of fault architecture in a layered sandstone and shale sequence is distributed in a consistent pattern determined by three factors: ① the relative contributions of different faulting mechanisms to faults growth and slip; ② the intensities of fault activity; ③ the distribution of rock types. Considering the physical process responsible for fault development, fault throw increases during activity, accompanying with fracture formation and rock clastation and mixture. The stages of faults growth can be measured by ratio between shale source rock thickness and fault throw. In an active period, faults become the main channels for vertical hydrocarbon migration. In a static period, faults show variability and dynamic characteristics of sealing, which could be measured by permeability and displacement pressure. Fault rock permeability in a layered sandstone and shale sequence has a favorable correlation with fault throw, shale content and the burial depth. Two methods are used to predict displacement pressure in faulted belt: ① evaluating the diagenesis of fault rocks that has an equivalent effect as buried depth of sedimentary rocks; ② using the actual measured displacement pressure to match with key geological factors. Through the simplified fault model, we establish relationship between key geological factors and permeability and displacement pressure of fault rocks. Fluid migration in fault zone follows porosity seepage characteristics as it does in reservoir. Cross-fault pressure and petroleum column height can not be converted to seal capacities simply because charge history and sealing type influence sealing.

**Key words:** Fault architecture; Fault rocks; Permeability; Displacement pressure.