



Pre-pub. on line: www.  
geojournals.cn/georev

# 基于砂箱物理模拟的断层封闭 有效性评价新方法

景紫岩<sup>1,2)</sup>, 李国斌<sup>1)</sup>, 付晓飞<sup>3)</sup>, 孟令东<sup>3)</sup>, 杨兆平<sup>1)</sup>, 赵永飞<sup>4)</sup>

1) 中国石油勘探开发研究院西北分院, 兰州, 730020;

2) 中国石油集团油藏描述重点实验室, 兰州, 730020;

3) 东北石油大学 CNPC“断裂控藏”重点实验室, 黑龙江大庆, 163000;

4) 中国石油长庆油田分公司, 甘肃庆阳, 745700

**内容提要:** 泥岩涂抹的连续性影响油气跨断层运移, 在相似岩性、相似应力条件下, 泥岩厚度和断距长度是影响泥岩涂抹连续性的主要因素。本文结合岩芯观察, 借助三维定量物理模拟实验对泥岩涂抹的连续有效性进行了研究。结果表明: ① 泥岩有效涂抹是决定断层封闭性的必要条件, 涂抹连续厚度是封闭性评价的重要参数; ② 受剪切作用在断层带中形成连续的泥岩涂抹油气封堵层, 其涂抹形成过程分为 3 个阶段即泥岩层未错断阶段、泥岩剪切涂抹层形成阶段和涂抹层连续性破坏阶段, 其中前 2 个阶段是泥岩有效涂抹阶段, 在第 3 个阶段出现泥岩涂抹连续性破坏从而导致封堵油气失效; ③ 基于非连续性等比例模型提出了新的断层封闭性评价参数——泥岩连续涂抹最小厚度, 建立了泥岩失去涂抹连续性的非等比例评价理论和数学模型, 形成了基于断裂带泥岩连续涂抹断层封闭性评价参数  $SGR_{new}$  新算法。结果表明, 考虑了泥岩涂抹有效性而识别的断块圈闭可靠程度高, 目标优选更准确, 在研究区块圈闭评价应用效果好。

**关键词:** 断层封闭; 物理模拟; 涂抹有效性; 评价新方法; 勘探实效

自 20 世纪 60 年代以来, 国内外学者从定性和定量两方面对断层的封闭性进行了研究 (Krantz, 1988; Bellahsen et al., 2005; 付晓飞等, 2011; 吕延防等, 2013)。在断块油气藏勘探开发实践中, 断层封闭性研究一直是困扰油气地质学家的难题, 据统计 80% 断块圈闭的断层封闭性是成藏主控因素 (Vrolijk et al., 2016)。断层封闭性受很多地质因素影响, 其中断面力学性质、断层两盘岩性配置关系、断层带泥岩涂抹等都是影响断层封闭性的重要因素 (付晓飞等, 2012; 孙同文等, 2012)。

断层在油气成藏过程中具有双重作用, 既可作为油气输导通道, 又可作为油气聚集成藏遮挡条件 (Kinpe et al., 2004)。断层封闭性评价方法可分为定性和定量两大类。定性评价方法主要是 Allan 图解法和 Knipe 图解法, Knipe 等 (1997) 根据对接封闭原理提出了 Knipe 图解法来定量分析断层封闭性, 通常用来快速判断断层上下盘地层对接情况, 储

层与非渗透性地层 (如页岩和泥岩) 对接可能形成断层侧向封闭油气; 储层之间 (如砂岩) 互相对接则可形成渗漏窗造成油气穿断层而过; 1980 年 Smith 定义泥岩涂抹是指由于被断的岩层和岩体断面发生明显的位移时, 在断层面上形成的泥岩条带, 涂抹带渗透性差, 可以起到遮挡油气的作用 (Smith, 1980)。随着人们认识到泥岩涂抹对断层封闭性的重要作用, 大量基于泥岩涂抹的断层封闭性定量研究也就此展开。吕延防等 (2001) 通过物理模拟实验研究了泥岩涂抹分布规律及对成藏影响 (付晓飞等, 2008; 吕延防等, 2009); Doughty 通过对新墨西哥 Rio Grande 断陷断层泥涂抹情况研究, 阐述了断层泥对断层封闭性的影响 (Doughty, 2003); Lindsay 等 (1993) 在单纯泥岩涂抹的情况下定义了泥岩涂抹因子 (SSF), 并计算出断层封闭时的 SSF 范围值; Yielding 等 (1997) 提出断层泥比率  $SGR$  (Shale Gouge Ratio), 其值大小与错断地层内泥岩层的累

注: 本文为中国石油勘探开发研究院西北分院青年创新项目的成果。

收稿日期: 2021-04-11; 改回日期: 2021-08-03; 网络首发: 2021-12-20; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2021.12.071

作者简介: 景紫岩, 男, 1988 年生, 硕士, 工程师, 主要从事石油地质及圈闭有效性评价研究; Email: jingziyan@petrochina.com.cn。

积厚度成正比、与断距大小成反比。但是以上研究均是基于野外地质露头或者二维地质剖面提出来的,未考虑断层泥岩涂抹带三维分布规律和空间多样性。

此外,利用物理模拟研究断层封闭性的学者也很多(Sperrevik et al., 2002; Karakouzian, 2005; Cuisiat et al., 2010)。近年来,随着实验技术和模拟手段的不断发展,国内外构造模拟实验不断引入新技术和新方法,如采用适当配比的塑化松香模拟岩石圈塑性层,研究边界驱动条件下塑性流动传播过程,实现了断层空间封闭性变形的物理模拟。但有很多问题依然未能深入研究,如断层泥岩涂抹带空间分布规律认识不清,物理模拟实验受砂箱外边界影响较大,外部观测变形与内部不一致,难以反映内部特征;而常规物理模拟研究手段也只能观察模型表面,通过注油来分析断层封堵性,既耗时费力,又具有二维局限性,无法做到全三维定量研究。

目前普遍利用SGR评价断层侧向封闭性的方法,都是基于泥岩涂抹和断距变化进行评价的,其建立的基本模型为地层泥岩涂抹等比例模型(Childs et al., 2007)。受断层带内部涂抹规律认识的局限性,计算结果容易出现偏差和误导,造成对断块圈闭封闭有效性分析不足而引起勘探失利。

本文结合钻井取芯资料,观察分析了断层泥岩涂抹分布特征,借助断层物理模拟实验,恢复泥岩涂抹过程及断层形成演化过程中泥岩涂抹的连续性变化,采用工业CT扫描及数据重建,提取断裂带属性数据,定量分析不同泥地比、不同岩性组合、泥岩涂抹非均质性等情况,分析断层封堵的有效性,表征泥岩涂抹极限及失去连续性对封闭性的影响。研究发现泥岩涂抹存在连续性失去点,即存在有效性范围,并非等比例的;并提出了泥岩涂抹失去连续性的非等比例评价理论和数学模型,形成了非等比例泥岩涂抹封闭有效性评价新算法,在研究区进行了应用。结果表明,利用泥岩涂抹封闭有效性评价新方法所识别的断层圈闭可靠程度大大提高,可解决断层封闭有效性评价不准的地质问题。

## 1 泥岩涂抹断层取芯现象分析

Yielding和Antonellini等通过对野外露头地层中的正断层泥岩涂抹现象观察分析,认识到断层封闭性与岩性、断距大小有关,并建立了断层泥质含量和断距关系图版,得到了评价断层封闭性的量化参数和断层泥比率SGR模型(Yielding, 2002)。在

研究区实际钻井取芯中可见明显的泥岩涂抹现象(图1),图中灰白色部分为砂岩、灰黑色部分为泥岩。泥岩层从A到B表现为上下泥岩层厚度大且泥质含量多,而中间泥岩层薄且泥质含量少的特征。在泥岩涂抹带(图1白色框),泥岩涂抹也存在着明显的不均一性,从①号到②号位置,泥岩涂抹呈现出非连续性特征,表现为上部涂抹带薄、中间厚和下部薄的特点。这是由于上下盘地层在错断过程中因泥岩厚度不同而造成拖曳进断裂带的泥岩厚薄差异变化,导致断裂带并未完全有效涂抹。那么在泥岩涂抹带形成过程中,是否普遍存在不连续、不均匀的涂抹?断层封堵性和泥岩涂抹厚度之间有何关系?现有的SGR计算模型是否受泥岩涂抹有效性影响(Antonellini et al., 1994;付广等,2021)?为了研究这些问题,笔者等开展了砂箱物理模拟和三维数据定量建模研究。

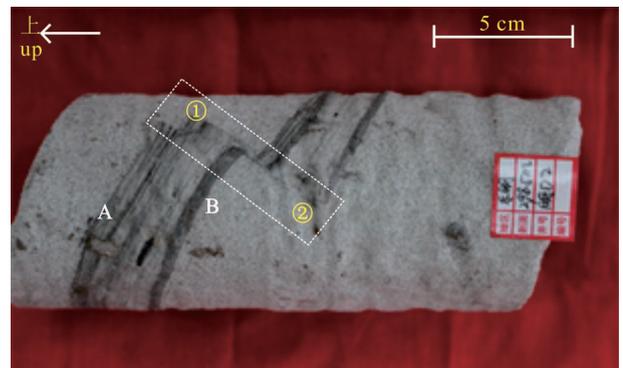


图1 研究区钻井取芯泥岩涂抹现象

Fig. 1 Shale smearing in drilling coring in the study area

## 2 物理模拟实验及分析

### 2.1 实验装置

实验使用的断层带内部结构与形成演化模拟装置主要有控制部分和实验部分。控制部分通过计算机控制软件,可实现对实验变形方向、速度、断距等参数的设定。实验部分分为内箱和外箱,内箱用以铺设模型并通过传动杆带动变形,外箱用以实现模型的水饱和;内箱正面与外箱玻璃面板贴合,为实验观察窗,可用于拍摄实验详细过程、记录变形过程等。实验参数见表1。

### 2.2 实验过程

为研究泥岩涂抹的形成演化过程,分析黏土层厚度和断距对泥岩涂抹连续性的影响,设计了1个无黏土层对照实验模型(简称对照实验)和不同黏土层厚度的2个实验模型(简称泥岩涂抹实验图

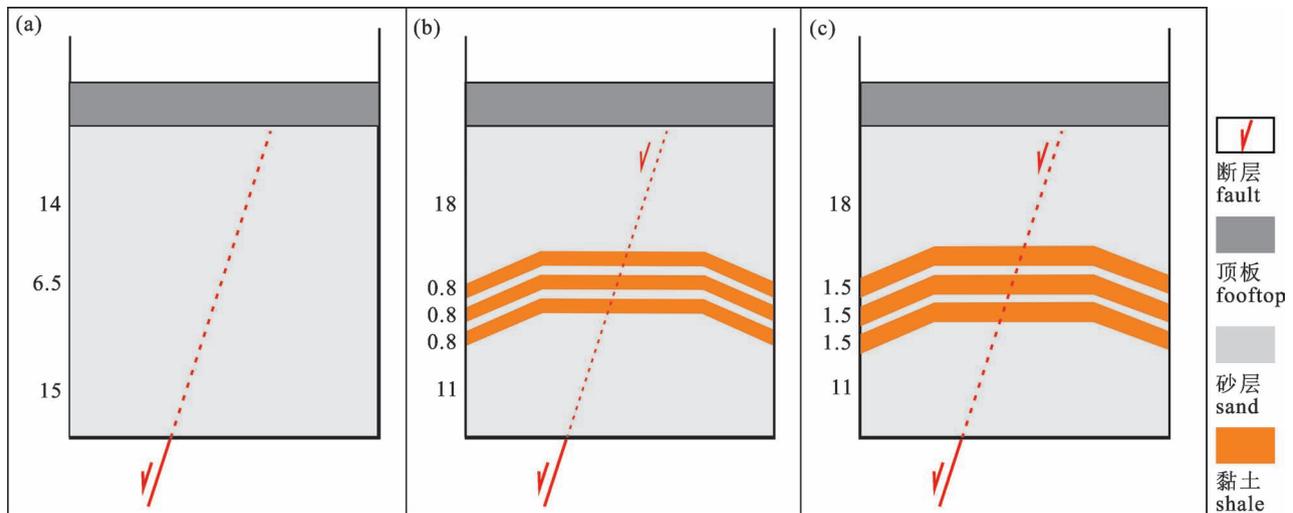


图 2 实验模型设计:(a)无黏土层;(b)薄黏土层;(c)厚黏土层

Fig. 2 Designation of experimental models: (a) no clay layer; (b) thin clay layer; (c) thick clay layer

表 1 实验设备参数

Table 1 Parameters of the Experimental Apparatus

项目	基本参数
断距区间	$\pm 7$ cm
变形速率	0.02~1.6 mm/min
内箱尺寸	58 cm×18 cm×48 cm
断层倾角	0~60°

表 2 实验材料物理性质

Table 2 Material parameters of physical simulation experiment

材料	粒径 (目)	渗透性 ( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	内聚力 (Pa)	密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	模拟层
白刚玉	40~70	1.2	350	1.68	砂岩层
黄陶土	300~400	0	50	1.1	泥岩层

2)。为使不同地层、不同实验之间和同一实验不同时期之间相互对比,在实验模型中的砂泥互层段都设置为 3 层黏土与 2 层砂层交错出现,对照实验中将砂泥互层段更换为纯砂层。

为控制无关变量,3 个模型的参数总高度(35.5 cm)、砂泥互层段厚度(6.5 cm)、变形速率(0.6 mm/min)、总断距(6.5 cm)均设计一致,都覆盖了 4 cm 厚的亚克力板。在亚克力板上覆 40 kg 铁板作为顶板断层,用以限制断层延伸范围。3 个模型略有不同,在无黏土层对照实验(图 2a)中,砂层厚 6.5 cm;在薄黏土层实验(图 2b)中,黏土层厚度约 0.8 cm,砂层厚度约 2 cm;在厚黏土层实验(图 2c)中,黏土层厚度约 1.5 cm,砂层厚度约 1 cm。

为厘清泥岩涂抹形成演化过程,研究断距不同而厚度相同、或断距相同而厚度不同情况下泥岩涂抹的连续性变化,在两个泥岩涂抹实验中对 2 种厚度共 6 个黏土层及所形成的所有断层进行动态统计对比。

地质原型与物理模型之间相似性的确定,是物理模拟实验研究的前提。本文中,相似性主要分为材料、几何学、动力学和运动学等几个主要方面。

本文根据 Van Mechelen(2004)提出的相似理论:内聚力的相似比满足动力学的相似比,上地壳中塑性岩层的内聚力一般为 1~5 MPa,脆性岩石的内聚力一般为 10~45 MPa,泥岩和砂岩的内摩擦角分别为 25°和 40°。为此,实验用相似度较高的白刚玉来模拟砂岩层,用黄陶土来模拟泥岩层(表 2)。砂材料为 40~70 目白色白刚玉,密度为  $1.68 \times 10^3 \text{ kg}/\text{m}^3$ ,内摩擦角为 36.56°,属脆性较强的砂质材料;黏土材料采用黄陶土,呈塑性。以上材料参数测定均依据土工实验方法标准(GB/T-50123-1999),使用应变式直接剪切仪、液塑限测定仪、烘干式含水率测定仪等仪器测定,具体执行方法参照汤罗圣等(2013)和刘虎虎等(2019)文献所述。

### 3 断裂带参数定量分析

现代数字岩芯分析技术使三维物理模拟结果分析实现了从定性到定量的飞跃。早期的数字岩芯是基于二维扫描电镜图片,通过数值算法实现三维重构。例如 Erdinc 等(2006)提出模拟退火算法,这种

算法首先随机产生孔隙度为  $\phi$  的多孔介质,通过不断调整孔隙和骨架位置,产生符合条件的多孔介质。Silin 等(2003)和 Al-Kharusi (2007)提出的最大球算法,模拟了真实岩芯形成过程,包括沉积、压实和成岩作用,重构的数字岩芯有较好的连通性。随着 CT 扫描技术的发展,可以直接获取岩芯三维图像,并提取孔隙网络模型,用于数字化分析和流动模拟。Dong(2007)提出了一种提取孔隙网络模型的球体膨胀法。余敏等(2011)运用数理统计方法实现对孔喉尺寸、孔喉体积、配位数、孔喉比、形状因子等孔隙结构参数的定量提取,得到储层岩石孔喉表征参数。

本文采用工业 CT 三维扫描和插值重建得到体数据的方法,在不破坏断裂带结构的前提下,沿着断裂带主方向切取  $17\text{ cm} \times 15\text{ cm} \times 14\text{ cm}$  大小的模型进行三维数据扫描采集和体模型重建。如图 3 中所示,黄色部分为砂岩、灰色部分为泥岩,砂泥岩中部形成泥岩涂抹带,通过模型灰度分析区分砂泥岩的灰度特征值为 358,由此可统计断裂带三维体的泥岩分布、断距和泥岩厚度等特征参数,提高了常规分析的科学性和准确性。

在变形早期(断距  $0 \sim 0.36\text{ cm}$ ),如图 4a,首先形成的两条先导断层分别位于基底断层、顶板断层

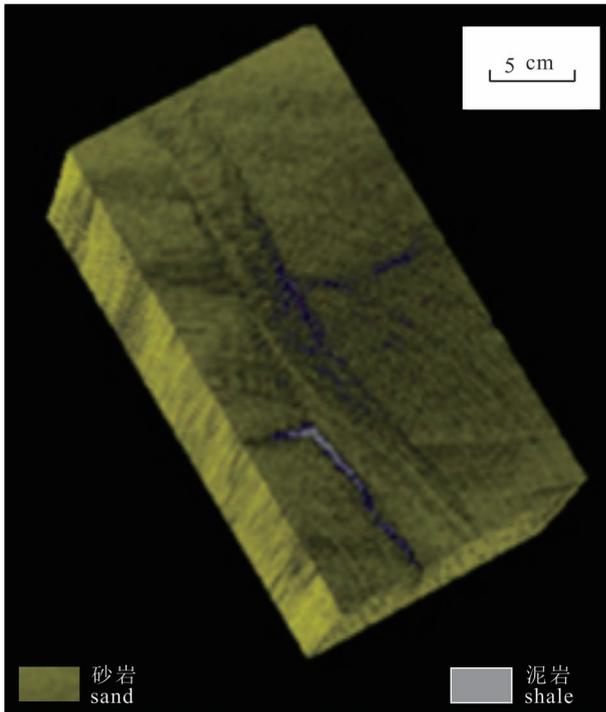


图 3 断裂带附近泥岩涂抹参数统计三维体模型  
Fig. 3 Statistical 3D model of shale smear parameters near the fault zone

连线方向的两侧。由于变形的动力源来自底部,因此底部的先导断层  $F_{\text{底}}$  相对顶部的先导断层  $F_{\text{顶}}$  更长。通过  $y$  方向位移等值线图(图 4d),可清晰看到在两条先导断层之间存在一个形状为平行四边形的位移区域。在这一阶段,由于位移量小,若用肉眼观察,砂层和黏土层均难以见到明显的变形。

在变形前中期( $0.36 \sim 3.24\text{ cm}$ ),如图 4b,随位移增大,原有的两条先导断层偏离原有位置,逐渐向优势方向位移也就是顶板断层和基底断层连线方向发育和靠拢,此时断层带已基本合为一条,但断层带仍完全集中在基底断层的上盘。这一阶段上盘各部分的位移量基本是相同的,应变在实验模型的上中下各部分分布均匀,断层集中分布(图 4e)。砂泥互层中的黏土层沿着这条断层带被拉长,形成陡而薄的泥岩涂抹,黏土层间即将发生对接,而对砂层的涂抹作用不明显。

随断距进一步增大,变形中后期(断距  $3.24 \sim 6.5\text{ cm}$ ),见图 4c,先前形成的泥岩涂抹层泥岩已完成对接,在两个断面拖曳形成的泥岩涂抹之间,砂层被完全错断形成了砂质透镜体(图 4c)。断层进一步向基底断层与顶板断层连线方向传播,在原有断层面右侧又形成了新的断面  $F'_{\text{底}}$ ,通过速度场矢量图明显可见新断面的活动,但难以辨别原有断层面是否活动。因此,通过  $Y$  方向位移等值线图(图 4f),可清晰见到两条断层同时活动,一个沿顶部泥岩层分布、一个沿右侧断层面分布,其中在顶部泥岩层应变比右侧断层面处更明显。

#### 4 非均质泥岩涂抹封闭性评价模型

根据现代断层封闭性理论,泥岩涂抹断层封闭性主要受断距和泥质含量影响,目前用断层泥比率即泥质含量与断距的比值来作为封闭性定量评价参数,默认为地层泥质含量为均匀的且参与涂抹的泥质是均匀的。通过钻井取芯研究发现,真实地质情况中泥岩涂抹存在明显的不均匀性和非连续性。在物模过程中,也证实泥岩涂抹存在薄厚不均匀和不连续的现象,而涂抹失去连续性的部位也即断层封闭性最薄弱乃至失效的地方,真正对封闭性有贡献的为泥岩连续有效涂抹部分。从实验中可以看出(图 5),在(1)阶段,即变形的初期和前期,由于断层错动甚微,断距较小(约为  $0.2 \sim 0.8\text{ cm}$ ),砂泥岩序列几乎没有发生变化,黏土层未完全错断。在变形的中期,对应实验(2)阶段即剪切型泥岩涂抹形成阶段,断层活动产生的剪应变超过了材料的抗剪

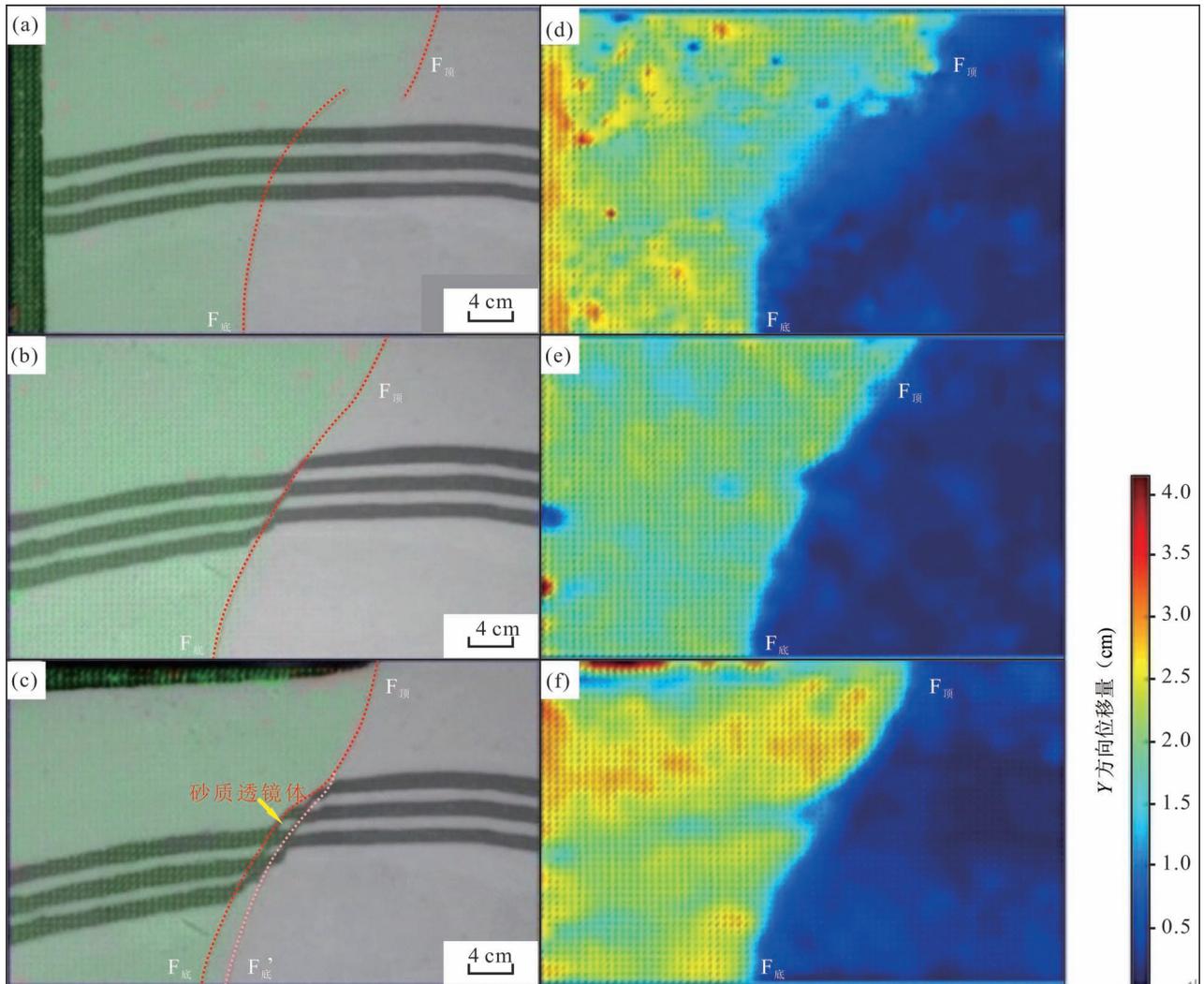


图4 厚黏土层泥岩涂抹实验结果

Fig. 4 Results of thick shale layer experiment

强度,砂泥层因剪切变形而发生错动,砂泥层厚度在剪应变集中带略有减薄,这一阶段断层两盘间的位移差异清晰可见,其中上中下各段变形均匀,断裂带①号位置泥岩涂抹层厚度为 $\pm 0.36$  cm,各段泥岩涂抹厚度和位移几乎相同,均匀分布,但上盘底部区域的位移量略大于中部和上部区域的位移量。在变形的后期,对应实验(3)阶段,随着泥岩涂抹断面面积扩大和断距持续增大,断层活动仍然主要集中于砂泥互层段中,所形成的断层倾角陡峻,但与前阶段相比,断层在砂泥互层的顶部更为活跃。如图中当黏土层断距增加到4.9 cm时,第①个泥岩涂抹带出现了明显的破裂点D,即泥岩涂抹连续性破坏阶段,此时这部分泥岩涂抹失效而无法起到封堵油气的作用。如果油气运移至此,必然从破裂点D处渗漏。

为了验证泥岩涂抹连续性破坏阶段的存在,在

前期实验基础上,又开展了油气充注实验。按照厚黏土层模型设定黏土层厚约1.5 cm、砂层厚约1 cm,设置①两套砂层(图6),泥岩涂抹变形极限断距为6.5 cm。先进行涂抹阶段变形,再进行注油,注入油为染色25号白油,密度 $832 \text{ kg/m}^3$ ,注入速率为 $0.02 \text{ mL/min}$ 。在泥岩涂抹变形a阶段(图6a),当断距为3.8 cm时,可见①和②两套层断裂带各部位泥岩涂抹均匀等厚,为有效涂抹阶段;在泥岩涂抹变形b阶段(图6b),当断距为4.8 cm时,①和②两套层泥岩涂抹带厚度出现明显差异,②号层出现一个明显的泥岩涂抹失效带,①号层出现泥岩涂抹破裂点D,此为泥岩涂抹连续失效部位,此时停止泥岩涂抹变形;然后以 $0.02 \text{ mL/min}$ 速率开始注油,如图6c可见,染色白油沿箭头方向向上缓慢运移。在进行到186 min时,发现染色白油从①号层D点溢出;

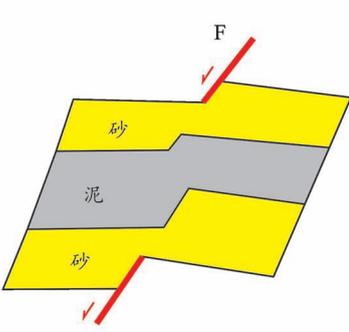
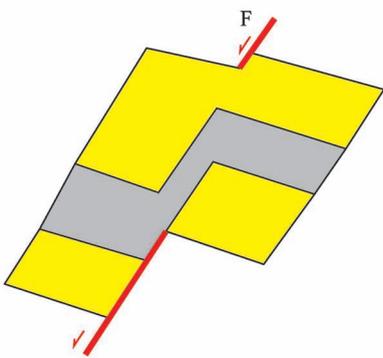
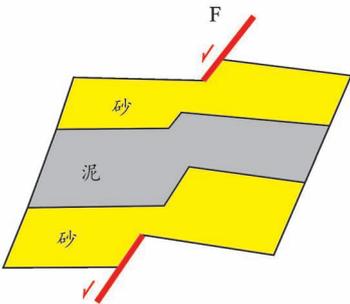
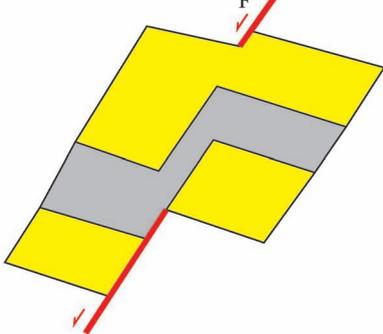
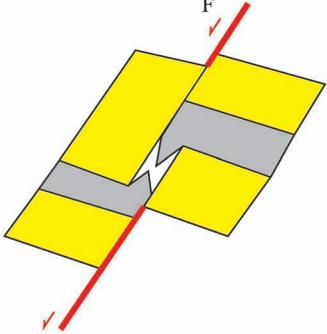
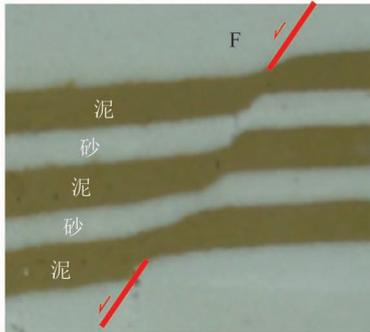
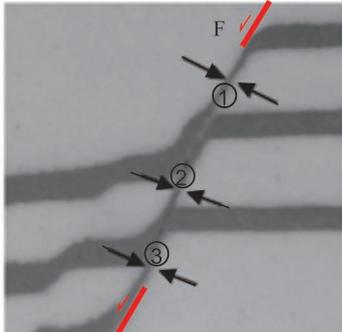
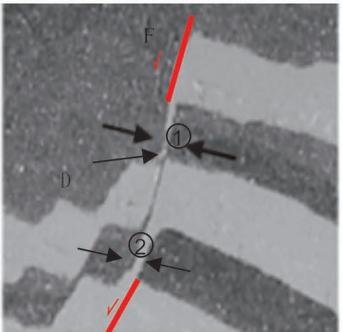
阶段	黏土层未被完全错断阶段	剪切型泥岩涂抹形成阶段	泥岩涂抹连续性破坏阶段
前人等比例模型			未考虑
新非等比例模型			
典型实验现象	 厚黏土层模型: 黏土层厚1.5 cm, 断距0.8 cm (1)	 厚黏土层模型: 黏土层厚1.5 cm, 断距4 cm (2)	 厚黏土层模型: 黏土层厚1.5 cm, 断距4.9 cm (3)

图5 泥岩涂抹阶段划分对比模型

Fig. 5 Comparison model of mudstone application stage division

继续注入白油到 210 min 时停止,染色白油沿着断裂带大面积溢出。该实验证明在泥岩涂抹断距为 4.8 cm 时,即发生断裂带泥岩涂抹失效,出现了渗漏窗口,断层封堵油气失效。由此可见,泥岩涂抹确实存在破坏性失效阶段。

因此,在前人总结的泥岩涂抹黏土层未完全错断和剪切型泥岩涂抹形成过程两阶段模型的基础上 (Knipe et al., 2001; Erdinc et al., 2006), 本文根据泥岩涂抹物理模拟实验过程,泥岩涂抹失效的典型特征和油气充注渗漏的实验结果,补充提出了泥岩

涂抹连续性破坏阶段。将剪切断层带泥岩涂抹过程划分为 3 阶段,即泥岩层未完全错断阶段、剪切型泥岩涂抹形成阶段和泥岩涂抹连续性破坏阶段,其中前 2 个阶段才是泥岩有效涂抹阶段,在第 3 个阶段出现泥岩涂抹破坏从而导致封堵油气失效。泥岩涂抹破坏阶段的提出,丰富和完善了泥岩涂抹全过程和定量表征泥岩有效涂抹的模型认识。破坏阶段的提出,表明参与涂抹形成封堵层的泥岩并非全部泥岩层,即原计算模型中泥岩并不是地层中全部等比例泥岩,而是非等比例的。由此可见,以往计算模型

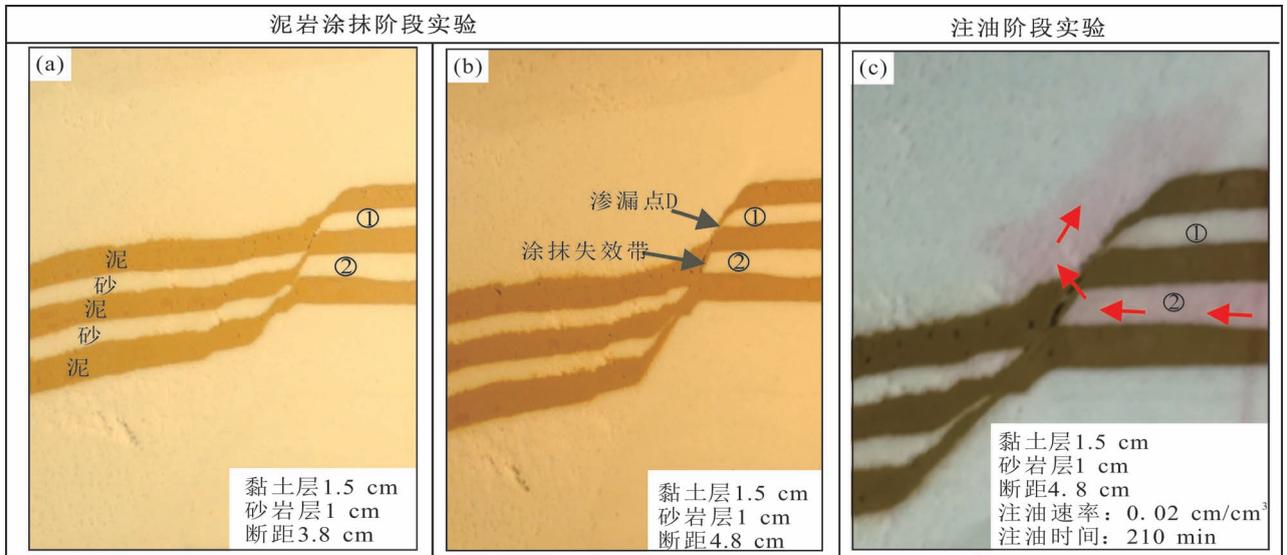


图6 油气充注实验

Fig. 6 Oil and gas filling experiment

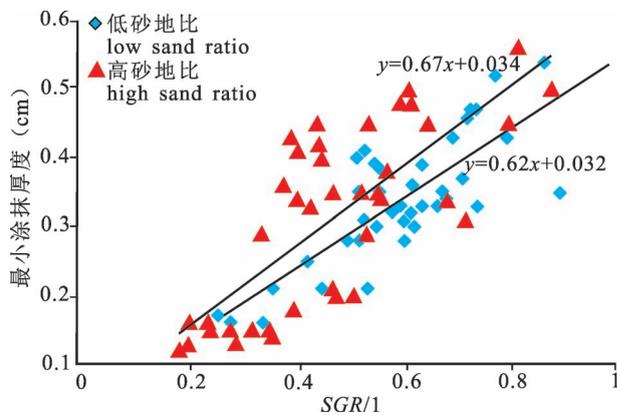


图7 断裂带最小涂抹厚度与 SGR 统计关系图版

Fig. 7 Statistical relation chart of SGR and minimum coating thickness of fault zone

容易造成计入泥岩比例过高而出现偏差。

为了进一步研究泥岩涂抹不连续性对断层封闭能力的影响,利用图3中三维体模型,根据三维定量统计泥岩涂抹带泥岩厚度、断距等参数计算得到最小涂抹厚度与 SGR 值关系图版(图7)。从图版中看出,无论高砂地比(1:1.5)还是低砂地比(1:2.5)模型中,最小涂抹厚度与 SGR 均存在近似线性关系,即最小涂抹厚度越大,断层泥比率 SGR 也越大,封闭性越好。据统计,当泥岩涂抹连续最小厚度为 0.12 cm,对应的 SGR 值为 18%,即当泥岩厚度小于 0.12 cm、SGR 小于 18%的涂抹层不能起有效封堵。因此利用该方法,可以在图版上确定出连续涂

抹厚度极值点即能使断层封闭的连续涂抹泥岩厚度下限值。同时从图版中斜率关系看出,无论是高砂地比还是低砂地比模型地层,对于能实现有效封闭的连续泥岩涂抹最小厚度与 SGR 存在函数:

$$Th_{\min} = f(SGR) = E \cdot SGR + F \quad (1)$$

式中: $Th_{\min}$  为泥岩连续涂抹最小厚度,SGR 为断层泥比率, $E$  和  $F$  为相关系数。

由于断裂带上连续涂抹的泥岩厚度  $Th_{\min}$  代表着封闭能力,在同等条件下,断裂带连续涂抹泥岩厚度与封闭能力呈正相关,泥岩涂抹越厚越连续,封闭性越好,所以连续涂抹泥岩最小厚度  $Th_{\min}$  可以作为封闭性评价的定量指标。在计算上  $Th_{\min}$  为泥岩层累计厚度  $H$  与断距  $D$  的比值。这与 SGR 算法即泥岩层泥质含量与断距的比值在结构上具有一致性,因此在本文中定义封闭性评价定量指标——连续涂抹泥岩最小厚度  $Th_{\min}$  为新的  $SGR_{\text{new}}$ 。从式(1)中看出,封闭性定量评价新指标  $SGR_{\text{new}}$  与常规算法 SGR 之间存在相关系数  $E$ 。而在实验统计图版中(图7),高、低砂地比模型统计出  $E$  值为 0.62~0.67,其物理意义表示实际有效连续泥岩涂抹贡献率,即真正能够起到封闭作用的连续泥岩涂抹有效率为常规的 62%~67%,剩下 33%~38%的泥岩涂抹为连续性破坏和涂抹失效阶段也即本文补充提出的泥岩涂抹连续性破坏阶段,这部分不能参与到封闭性指标 SGR 的计算中去。所以新非等比例封闭性量化评价参数  $SGR_{\text{new}}$  与常规 SGR 参数之间存在一

个相关系数  $E$ , 即:

$$SGR_{new} = E \cdot SGR + F \quad (2)$$

$$SGR = V_{sh}/D \quad (3)$$

联立(1)-(3)得到

$$SGR_{new} = E \cdot \sum_0^i \frac{T_i \cdot V_{sh}}{D} + F \quad (4)$$

其中,  $SGR_{new}$  为考虑区域涂抹特征的新的断层泥比率(%);  $E$  为区域特征系数;  $D$  为垂直断距(m);  $T_i$  为单层泥岩厚度(m);  $V_{sh}$  为泥质含量(%);

式4中,  $SGR_{new}$  为考虑了涂抹连续性的非等比例模型新的封闭性评价参数;  $E$  为泥岩涂抹有效性程度系数;  $F$  为相关系数;  $SGR$  为经典模型下的断层泥比率;  $V_{sh}$  为泥质含量(%);  $D$  为断距(m)。

从中看出  $SGR_{new}$  考虑了泥岩实际连续涂抹部分及其贡献率, 考虑了泥岩涂抹的有效性和非均质性, 并不是简单的计算所有地层泥岩,  $E$  表征的物理意义为实际连续涂抹泥岩贡献率, 其值更科学、更接近真实的地质特征。

## 5 实例应用

研究区东部斜坡带发育一系列北北东和北东东向断层, 且相互切割, 形成了一系列反向断块, 容易形成断块油气藏。沉积相研究表明, 研究区广泛发育半深—深湖相暗色泥岩, 为该地区主要烃源岩。南屯组有机碳含量高, 平均为 2.3%; 生烃潜力大,  $S1+S2$  为 2.52~7.82 mg/g。构造演化研究表明, 研究区东斜坡区断块圈闭形成时间早于生排烃时间。已经落实的圈闭为 4 条反向断块圈闭, 现场取芯表明该区块断层带广泛发育泥岩涂抹(图 1), 因此泥岩涂抹断层的封闭性能是决定能否成藏的关键因素。已钻 A 井位于圈闭的低部位, 具有良好的油气显示, 但测试结果为水层。基于地震层位、断层数据、断块地层泥质含量等资料, 按照以往泥岩涂抹封闭性指标  $SGR$  计算, 得到该断块圈闭断层面  $SGR$  属性图(图 8), A 井所处位置目的层  $SGR$  为 28% (红框处), 预测断层封闭性良好, 油水界面位于 -1298 m (海拔) 处。但该结果与实际测试该层为水层相矛盾, 说明采用原有的  $SGR$  评价方法存在偏差。

为了厘清该断块圈闭断层封堵是否有效, 构造高部位是否有油气等问题, 本文采用新的评价方法进行了研究。首先基于该区地层地质特征, 开展了泥岩涂抹物模实验, 建立了该区断裂带最小涂抹厚度与  $SGR$  关系式, 得到公式 4 中  $E$  和  $F$  值分别为

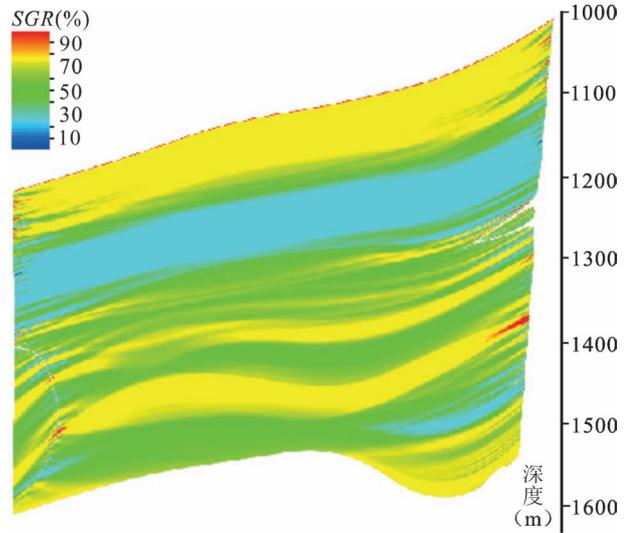


图 8 研究区断块圈闭断面  $SGR$  属性图

Fig. 8  $SGR$  attribute map of fault section in study area

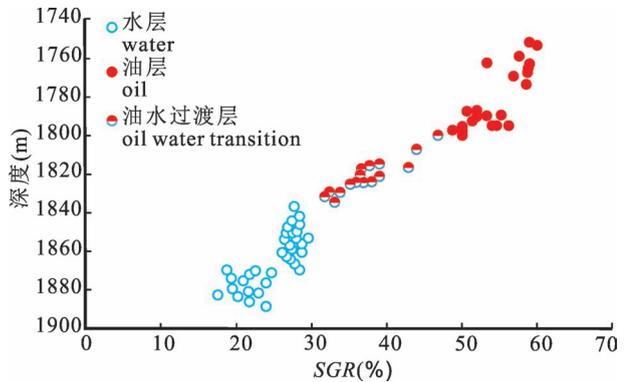


图 9 研究区已钻井油藏解剖与封闭指标  $SGR_{new}$  模板

Fig. 9 Classification standard of anatomy and sealing index of drilled reservoir in study area

0.64 和 0.0328, 进而建立了有效泥岩涂抹封闭性评价参数  $SGR_{new} = 0.64 \times SGR + 0.0328$ , 对 A 井圈闭封闭性参数重新进行了计算, A 井处  $SGR_{new}$  值为 17.95%。

为了判断 A 井断层封闭性指标  $SGR_{new}$  值是否在该区封闭性指标阈值之上, 对研究区块 23 口已钻井油藏解剖, 根据公式 4 建立了已钻井油藏封闭指标标准图版(图 10), 表明该区能够封闭油气的  $SGR_{new}$  阈值大于 31%、对应的有效圈闭线为 -1275 m (图 10), 但 A 井  $SGR_{new}$  值 17.95% 远小于阈值 31%, 评定为不能起到有效的封堵油气作用, 这与原  $SGR$  评价方法计算结果完全不同。

因此, 根据新的封闭指标  $SGR_{new}$  计算结果分析, A 井水层是由于封闭性评价指标计算存在偏差

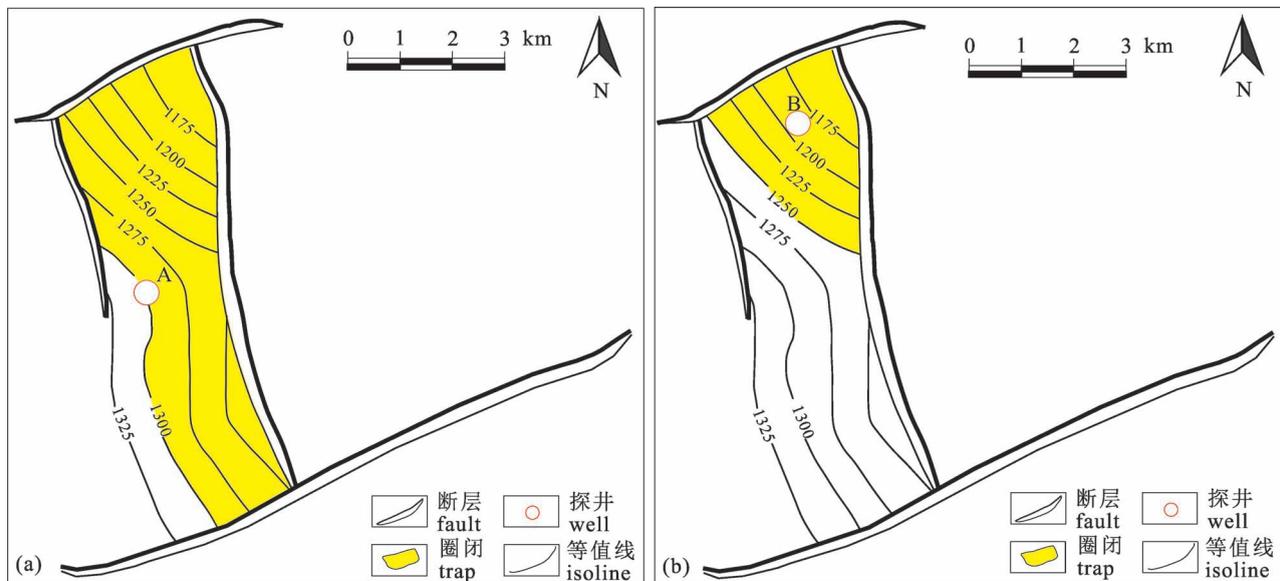


图 10 基于旧公式计算圈闭含油面积(a)及基于新公式计算圈闭含油面积(b)

Fig. 10 Calculation of trap oil-bearing area based on old formula(a) and calculation of trap oil-bearing area based on new formula(b)

所致(图 10a)。在高部位断层泥岩涂抹是有效的,但根据图版判断油水界限应该高于-1275 m,因此后续在目的层部署 B 井(图 10b),钻遇 31 m 油层,日产油  $6.3 \text{ m}^3/\text{d}$ ,油水界面为-1253 m,与预测油水界面结果-1250 m(图 10b)基本相符,误差仅为 3 m,说明利用新的  $SGR_{\text{new}}$  算法较合理,预测结果准确度比原来提高 67%,降低了勘探了风险。

## 6 结论

(1) 基于实际取芯资料和物理模拟实验,提出了泥岩涂抹非连续性的概念,泥岩有效涂抹连续厚度可作为封闭性评价的重要指标参数。

(2) 首次提出将泥岩涂抹分为 3 个阶段:泥岩层未被完全错断阶段、剪切型泥岩涂抹形成阶段、涂抹连续性破坏阶段,而有效涂抹发育在前 2 个阶段,第 3 阶段即发生涂抹破坏封堵失效;补充完善了前人 2 阶段未考虑涂抹破坏的认识。

(3) 建立了泥岩涂抹失去连续性下的非均质评价模型,提出了评价断层封闭有效性的新方法  $Th_{\text{min}} = f(SGR) = E \cdot SGR + F$ 。

(4) 建立了研究区断层封闭性评价指标新算法,提高了圈闭评价准确度,实钻效果好,降低了勘探风险。

## 参 考 文 献 / References

- (The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)
- 付广, 韩旭, 梁木桂. 2021. 油源断裂输导和遮挡配置油气成藏有利部位预测方法及其应用. 地质论评, 67(2): 411~418
- 付晓飞, 刘小波, 宋岩, 柳少波. 2008. 中国中西部前陆冲断带盖层品质与油气成藏. 地质论评, 54(1): 82~93
- 付晓飞, 李文龙, 吕延防, 贺向阳, 刘哲. 2011. 断层侧向封闭性及对断圈油水关系的控制. 地质论评, 57(3): 387~397.
- 付晓飞, 郭雪, 朱丽旭, 吕延防. 2012. 泥岩涂抹形成演化与油气运移及封闭. 中国矿业大学学报, 41(1): 55~66.
- 付晓飞, 肖建华, 孟令东. 2014. 断裂在纯净砂岩中的变形机制及断裂带内部结构. 吉林大学学报(地球科学版), 44(1): 25~37.
- 刘虎虎, 缪海波, 陈志伟, 黄金勇. 2019. 含水率和离子浓度对滑带土抗剪强度的影响. 地质科技情报, 38(1): 228~234.
- 吕延防, 付广, 付晓飞. 2013. 断层对油气的疏导与封堵作用. 石油工业出版社: 126~138
- 吕延防, 张发强, 吴春霞, 王亚明. 2001. 断层涂抹层分布规律的物理模拟实验研究. 石油勘探与开发, 28(1): 30~32.
- 吕延防, 黄劲松, 付广, 付晓飞. 2009. 砂泥岩薄互层段中断层封闭性的定量研究. 石油学报, 30(6): 824~829
- 余敏, 寿建峰, 郑兴平, 张兴平, 董虎. 2011. 基于 CT 成像的三维高精度储层表征技术及应用, 新疆石油地质, 32(6): 664~666.
- 孙同文, 付广, 吕延防, 赵荣. 2012. 断裂输导流体的机制及输导形式探讨. 地质论评, 58(6): 1081~1091.
- 汤罗圣, 殷坤龙, 刘艺梁, 陈丽霞. 2013. 万州区典型堆积层滑坡滑带土抗剪强度参数间关系研究. 地质科技情报, 32(6): 191~195.

- Al-Kharusi A S, Blunt M J. 2007. Network extraction from sandstone and carbonate pore space images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 56: 219~231.
- Antonellini M, Aydin A. 1994. Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: petrophysical properties. *AAPG Bulletin*, 78(3): 355~377.
- Bellahsen N, Daniel J M. 2005. Fault reactivation control on normal fault growth: an experimental study. *J. Struct. Geol.*, 27: 769~780.
- Childs C, Walsh J J, Manzocchi T. 2007. Definition of a fault permeability predictor from outcrop studies of a faulted turbidite sequence, Taranaki, New Zealand. Geological Society, London, Special Publications, 292(1): 235~258.
- Cuisiat F, Skurtveit E. 2010. An experimental investigation of the development and permeability of clay. *Journal of Structural Geology*, 32(11): 1850~1863.
- Dong H. 2007. Micro-CT imaging and pore network extraction. London: Imperial College, 80~95.
- Doughty P T. 2003. Clay smear seals and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande rift, New Mexico. *AAPG Bulletin*, 87(3): 427~444.
- Erdinc E, Serhat A. 2006. Lattice Boltzmann simulation of fluid flow in synthetic fractures. *Transport in Porous Media*, 65(3): 363~384.
- Fu Guang, Han Xu, Liang Mugu. 2021. Prediction method of favorable position of oil source fault transmission and shielding configuration for oil and gas accumulation and its application. *Geological Review*, 67(2): 411~418.
- Fu Xiaofei, Liu Xiaobo, Song Yan, Liu Shaobo. 2008. Caprock quality and hydrocarbon accumulation in the basins of foreland thrust belts, central and western China. *Geological Review*, 54(1): 82~93.
- Fu Xiaofei, Li Wenlong, Lü Yanfang, He Xiangyang, Liu Zhe. 2011. Quantitative estimation of lateral fault seal and application in hydrocarbon exploration. *Geological Review*, 57(3): 387~397.
- Fu Xiaofei, Guo Xue, Zhu Lixu, Lü Yanfang. 2012. Formation and evolution of clay smear and hydrocarbon migration and sealing. *Journal of China University of Mining & Technology*, 41(1): 55~66.
- Fu Xiaofei, Xiao Jianhua, Meng Lingdong. 2012. Fault deformation mechanisms and internal structure characteristics of fault zone in pure sandstone. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 44(1): 25~37.
- Karakouzian M, Hudyma N. 2002. A new apparatus for analog modeling of clay smears. *Journal of Structural Geology*, 24(5): 905~912.
- Kinpe R J, Freeman S, Harris S. 2004. Structural uncertainty and scenario modeling for fault seal analysis; Ex. Abs; 20th April, AAPG Annual Convention, Dallas.
- Knipe R J, Fisher Q J, Jones G. 1997. Fault seal analysis: successful methodologies, application and future directions. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 7: 15~38.
- Knipe R J, Fisher Q J, Jones G. 2001. *Faulting and Fault Seal: Progress with Prediction*. Cspg Special Publications.
- Krantz R W. 1988. Multiple fault sets and 3D strain: theory and application. *J. Struct. Geol.*, 10: 225~237.
- Lindsay N G, Murphy F C, Walsh J J. 1993. Outcrop studies of shale smears on fault surface. *Spec. Publs int. Ass. Sediment*, 15: 113~123.
- Liu Huhu, Liao Haibo, Chen Zhiwei, Huang Jinyong. 2019. Effect of water content and Ion concentration on shear strength of sliding zone soil. *Geological Science and Technology Information*, 38(1): 228~234.
- Lü Yanfang, Fu Guang, Fu Xiaofei. 2013. *Dredging and Sealing Effect of Faults on Oil and Gas*. Beijing: Petroleum Industry Press: 126~138. Lü Yanfang, Zhang Faqiang, Wu Chunxia, Wang Yaming. 2001. Simulation experiment on distribution of fault smear layer. *Petroleum Exploration and Development*, 28(1): 30~32.
- Lü Yanfang, Huang Jinsong, Fu Guang, Fu Xiaofei. 2009. Quantitative study on fault sealing ability in sandstone and mudstone thin interbed. *Acta Petrolei Sinica*, 30(6): 824~829.
- Se Min, Shou Jianfeng, Zheng Xingping, Zhang Xingping, Dong Hu. 2011. 3D high resolution reservoir characterization technique based on CT imaging and application. *Xinjiang Petroleum Geology*, 32(6): 664~666.
- Sun Tongwen, Fu Guang, Lü Yanfang, Zhao Rong. 2012. A discussion on fault conduit fluid mechanism and fault conduit form. *Geological Review*, 58(6): 1081~1091.
- Silin D B, Jin G, Patzek T W. 2003. Robust determination of pore space morphology in sedimentary rocks. *SPE 84296*.
- Smith D A. 1980. Sealing and nonsealing faults in Louisiana gulf coast salt basin. *AAPG Bulletin*, 64(2): 145~172.
- Sperrevik S, Færseth R B, Gabrielsen R H. 2000. Experiments on clay smear formation along faults. *Petroleum Geoscience*, 6(2): 113~123.
- Takahashi M. 2003. Permeability change during experimental fault smearing. *Journal of Geophysical Research*, 108(B5).
- Tang Luoje, Yin Kunlong, Liu Yiliang, Chen Lixia. 2013. Relationship between shear strength parameters of typical accumulative landslides slip soil in Wanzhou district. *Geological Science and Technology Information*, 32(6): 191~195.
- Van Mechelen J L M. 2004. Strength of moist sand controlled by surface tension for tectonic analogue modelling. *Tectonophysics*, 384(1/2/3/4): 275~284.
- Vrolijk P J, Urai J L, Kettermann M. 2016. Clay smear: Review of mechanisms and applications. *Journal of Structural Geology*, 86: 95~152.
- Yielding G, Freeman B, Needham D T. 1997. Quantitative fault seal prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6): 897~917.
- Yielding G. 2002. Shale Gouge Ratio—calibration by geohistory. *NPF Special Publication*, 11(2): 1~15.

## New methods for evaluation fault sealing effectiveness based on sand box physical simulation

Ji Ziyang<sup>1,2)</sup>, LI Guobin<sup>1)</sup>, FU Xiaofei<sup>1)</sup>, MENG Lingdong<sup>3,4)</sup>, YANG Zhaoping<sup>1)</sup>, ZHAO Yongfei<sup>2)</sup>

1) *Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Northwest, PetroChina, Lanzhou, 730020;*

2) *Key Laboratory of Petroleum Reservoir Description, PetroChina, Lanzhou, 730020;*

3) *Fault Controlling Reservoir Key Laboratory of CNPC, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, 163000;*

4) *Changqing Oilfield Company, PetroChina, Qingyang, Gansu, 745700*

**Objectives:** The continuity of shale smear influences hydrocarbon migration across faults. In similar condition of lithology and stress, the shale thickness and fault distance are the main influencing factors of shale smear continuity.

**Methods:** In this paper, by using core data, the distribution characteristics of shale smear in faults are observed and analyzed, and the effectiveness of shale smear is studied by means of 3D quantitative physical simulation experiment.

**Results:** The following researching results are obtained. First, effective shale smear is the necessary condition of fault sealing, and the continuous thickness of shale smear is an important parameter of sealing evaluation. Second, the shale smear forming process in shear fault zone is proposed, which can be divided into three stages, i. e. the shale layer is not completely faulted, the shear shale smear is formed and the continuity of shale smear is destroyed, among the effective shale smear is the former two stages. Third, based on the non-continuous equal proportion model, a new fault sealing evaluation parameter is presented, and the non-equal proportion evaluation theory and mathematical model are established, and a new sealing system evaluation calculation method is further formed.

**Conclusions:** The results show the non-equal proportion evaluation method considered the shale smear effectiveness coefficient can be applied to determine the effective fault block trap and improve the success rate of exploration, and yield good exploration efficiency in study area.

**Keywords:** fault sealing; physical simulation; shale smear effectiveness; new evaluation method; exploration efficiency

**Acknowledgements:** This work is supported by grant from the Youth innovation project jointly funded by Northwest Branch of China Petroleum Exploration and Development Research Institute (No. YJXM 2020-11)

**First author:** JING Ziyang, male, born in October 1988, an engineer of Northwest Branch of China Petroleum Exploration and Development Research Institute, mainly engaged in petroleum geology and trap effectiveness evaluation; Email: jingziyan@petrochina. com. cn

**Manuscript** received on: 2021-04-11; Accepted on: 2021-08-03; Network published on: 2021-12-20

**Doi:** 10. 16509/j. georeview. 2021. 12. 071

**Edited by:** LIU Zhiqiang

