

doi:10.3799/dqkx.2017.549

# 油气成藏期断层古侧向封闭性预测方法及其应用

王超, 吕延防\*, 付广, 王有功, 刘哲, 孙同文, 胡欣蕾

东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318

**摘要:** 油气成藏期断层古侧向封闭能力的强弱对于油气的聚集和分布有着重要的影响, 目前尚无有效的评价方法用于定量分析断层古侧向封闭性, 并且在利用断层侧向封闭油气 SGR(Shale Gouge Ratio) 下限方法预测油柱高度过程中, 发现断层侧向封闭油气能力与油气分布呈现部分不吻合现象, 即井在预测范围之内, 但是该井却不含油气。经过研究表明: 这种现象可能是由于在油气成藏期断层古侧向封闭能力弱(达不到侧向封闭油气下限)造成的。因此, 在断层侧向封闭油气 SGR 下限方法的基础上, 通过恢复油气成藏期的古地层厚度、断层古断距、古泥质含量曲线, 建立一套断层古侧向封闭性的评价方法, 并以冀中坳陷文安斜坡文 13 断圈为例, 利用断层古侧向封闭性评价法对断圈的古侧向封闭能力进行定量评价。结果表明: 文 13 断圈在油气成藏期侧向封闭油气高度为 0 m, 与井试油结论相吻合, 表明该方法用于定量评价断层古侧向封闭性是可行的, 对于准确评价断圈封闭油气能力、降低断圈油气钻探风险以及丰富和完善断层侧向封闭理论均具有实践和理论意义。

**关键词:** 断层古侧向封闭性评价方法; 油气; 古地层厚度; 古断距; 古泥质含量; 定量分析; 石油地质。

中图分类号: P624

文章编号: 1000-2383(2017)10-1787-15

收稿日期: 2016-12-27

## Ancient Lateral Sealing Evaluation Method of Fault and Its Application in Hydrocarbon Accumulation Period

Wang Chao, Lü Yanfang\*, Fu Guang, Wang Yougong, Liu Zhe, Sun Tongwen, Hu Xinlei

School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

**Abstract:** The ability of fault lateral sealing has an important influence on the accumulation and distribution of oil and gas in hydrocarbon accumulation period. However, fault sealing can only be evaluated by the method of lateral sealing of the lower limit at present. Moreover, it is found that find lateral sealing ability of fault and distribution of oil show some inconsistencies in the evaluation process in which wells located in the range of forecast turn out not contain oil and gas. It is found in this study that this phenomenon may be due to the weak ancient lateral seal ability of the fault in the hydrocarbon accumulation period. Therefore, an evaluation method of ancient lateral sealing evaluation method of ancient lateral sealing evaluation method of fault is proposed on the basis of the SGR (Shale Gouge Ratio) threshold method of the fault lateral seal, oil and gas, restoring the ancient strata thickness, the ancient fault throw, and the ancient shale content curve in the hydrocarbon accumulation period. This paper selects Wen13 fault trap in the Wenan slope of Jizhong depression as an example, and the fault trap lateral sealing ability is quantitatively evaluated by the ancient fault lateral sealing evaluation method. The results show that the lateral seal hydrocarbon height of the Wen13 fault trap is zero meter, in conformity with the well test results, which indicates that the evaluation method of the ancient fault lateral sealing ability is feasible. For accurate evaluation of the ability of seal hydrocarbon in the fault trap, it is of practical and theoretical significance to reduce the hydrocarbon drilling risk of fault trap, to enrich and perfect the fault lateral seal theory.

**Key words:** ancient lateral sealing evaluation method of fault; oil and gas; ancient strata thickness; ancient fault throw; ancient shale content curve; quantitative analysis; petroleum geology.

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(Nos.41372154, 41602154, 41572127); 中国石油科技创新基金项目(No.2015D-5006-0103); 国家科技重大专项(Nos.2016ZX05007003-003, 2016ZX05006-005)。

**作者简介:** 王超(1986-), 男, 博士研究生, 主要从事断层侧向封闭性研究。ORCID: 0000-0003-3796-0753. E-mail: wangttingjie@163.com

\* **通讯作者:** 吕延防, ORCID: 0000-0002-1190-9987. E-mail: 571128lyf@nepu.edu.cn

**引用格式:** 王超, 吕延防, 付广, 等, 2017. 油气成藏期断层古侧向封闭性预测方法及其应用. 地球科学, 42(10): 1787-1801.

断层在油气成藏中具有双重作用,既可作为油气垂向运移的输导通道,又可为油气聚集成藏提供遮挡条件.断层遮挡油气好与坏,主要取决于断层的侧向封闭能力强弱(Perkins, 1961; Smith, 1966, 1980; Downey, 1984; Watts, 1987; 付晓飞等, 2016; 吴桐等, 2016).截止到目前,断层侧向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(Allan, 1989; Knipe, 1992, 1993, 1997), Allan 图解法和 Knipe 图解法常常用来快速地判断在断层上下盘地层并置情况,储层与非渗透性地层(具有高含量的泥岩,例如页岩和泥岩)并置可能形成断层侧向封闭油气;储层砂岩之间彼此并置可能形成渗漏窗,有利于油气穿断层而过.定量评价方法主要是泥岩涂抹潜力(Clay Smear Potential, CSP)、泥岩涂抹因子(Shale Smear Factor, SSF)、断层泥比率法(Shale Gouge Ratio, SGR)等.其中 Bouvier *et al.* (1989) 提出泥岩涂抹潜力 CSP,其大小随泥岩层厚度增大和具有高含量泥岩地层的数量增加而增大,而随着垂直断距增大而减小(下文所述断距皆是指垂直断距).Lindsay *et al.* (1993) 提出了泥岩涂抹因子 SSF,其大小与断距成正比而与地层内泥岩厚度和数量成反比.Yielding *et al.* (1997) 提出断层泥比率 SGR,其值与已错断地层内泥岩层的累积厚度成正比,与断距大小成反比,该算法综合考虑了各种地质因素,是目前国内外断层侧向封闭性定量评价的主要方法.但上述所列举的断层侧向封闭性的评价方法,都是利用现今的数据对断层侧向封闭性进行评价的,而在应用上述评价方法评价过程中,且各项油气成藏条件较好的条件下,断圈(下文所述断圈主要包括断块、断背斜、断鼻)的控圈断层现今侧向封闭能力强,而在该断圈中无油气聚集成藏或仅有油气显示,这可能是由于在油气成藏期控圈断层古侧向封闭性弱于断层侧向封闭油气下限.针对这种情况,建立一套油气成藏期断层古侧向封闭性的评价方法是非常有必要的,对于准确评价断圈封闭油气能力,降低断圈油气钻探风险,以及丰富和完善断裂控藏理论均具有实践和理论意义.

## 1 断层侧向封闭机理及影响因素

断层侧向封闭机理是指断裂带内断层岩的排替压力大于断层围岩的排替压力(吕延防等, 2007, 2009, 2011; 付广等, 2012, 2013, 2014),可有效地

遮挡油气聚集成藏.由于断层侧向封闭性评价过程中存在着许多的不确定因素,并且受资料的限制,断裂带内部断层岩的排替压力很难被获取,因此利用断层泥比率(SGR)来反映断层侧向封闭能力强弱,SGR 是指在断层上每一点,划过断层上那一点的地层厚度与该套地层的泥质含量的乘积累加之和除以断距大小.根据 SGR 定义可知,影响 SGR 大小的因素主要是被错断地层厚度、被错断地层泥质含量和断距大小,其中断距大小和被错断地层泥质含量是关键性因素.通过野外露头观察,断层带的宽度与断距呈正相关性,也就是说断距越大,断层带宽度越大,在断层带内部较易形成裂缝和薄泥岩涂抹层.然而断层封闭与否不仅仅是由断距这个单一因素控制的,同时还受到断层岩泥质含量制约.而断层岩泥质含量又取决于断层错断地层泥质含量的高低,根据断层岩泥质含量的差异又可分为 4 种情况:①当泥质含量 $<15\%$ (纯净砂岩),在断裂变形环境下形成解聚带(Knipe and Bale, 1997; Fisher and Knipe, 1998; Ottesen *et al.*, 1998; Rawling and Goodwin, 2003; Fossen *et al.*, 2007; Jolley *et al.*, 2007; Loveless *et al.*, 2011),其与母岩具有相似的孔渗特征,断层侧向封闭性差(Bense *et al.*, 2003; Rawling and Goodwin, 2006);②当泥质含量 $<15\%$ (纯净砂岩),在断裂变形(有效应力小于 5 MPa)环境下形成碎裂岩(Knipe *et al.*, 1997; Fisher and Knipe, 1998; Ottesen *et al.*, 1998; Jolley *et al.*, 2007),地温大于 90 °C 时(Fisher *et al.*, 2003),破碎的石英颗粒发生大规模胶结,断层侧向封闭性强(Fisher and Knipe, 1998);③当 $15\% <$ 泥质含量 $<40\%$ (不纯净砂岩),在断裂变形环境下,发生混合作用和层状硅酸盐涂抹作用(Knipe, 1992; Knipe *et al.*, 1997; Fisher and Knipe, 1998; Jolley *et al.*, 2007),形成层状硅酸盐框架结构断层岩,其断层侧向封闭能力强;④当泥质含量 $>40\%$ ,在剪切环境下形成泥岩涂抹(Knipe, 1997; Knipe *et al.*, 1997; Ottesen *et al.*, 1998; Jolley *et al.*, 2007),断层侧向封闭能力强.

## 2 现今断层侧向封闭能力评价方法(断层侧向封闭油气 SGR 下限法)

笔者根据断层 SGR 计算流程(图 1),利用断层和地层的地震解释成果建立断层圈闭控圈断层三维

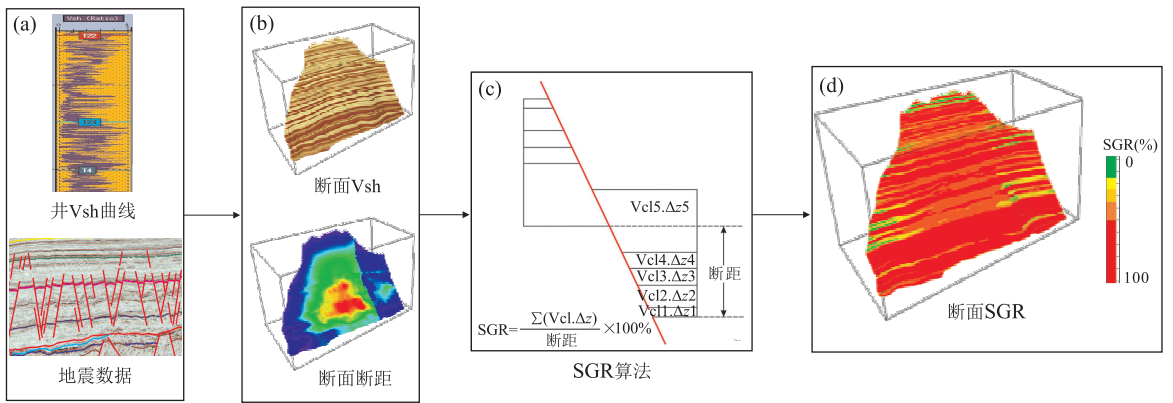


图 1 断面 SGR 值计算流程

Fig.1 The flow chart of SGR value calculation on fault plane

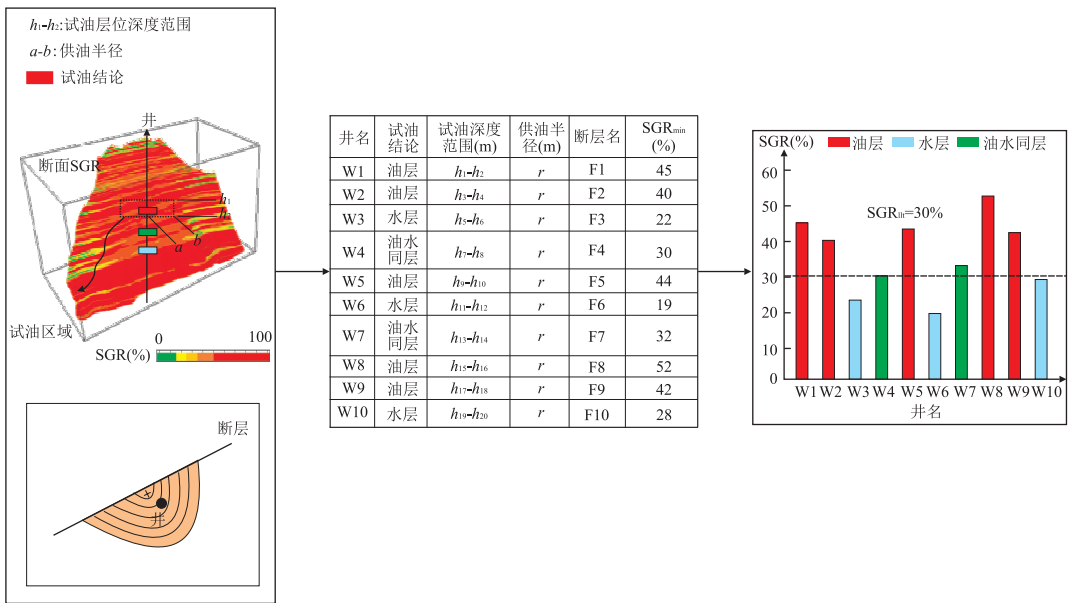


图 2 断层侧向封闭油气下限 SGR<sub>li</sub> 确定流程模式

Fig.2 The flow pattern chart of SGR<sub>li</sub> determination as the lowest limit in fault lateral sealing oil-gas

构造模型,计算出断面每点的垂直断距值,同时利用录井、测井资料计算断移地层泥质含量(图 1a、1b),应用 SGR 算法计算断面 SGR 值(图 1c、1d)。

然后笔者根据试油资料确定试油层位在断面上的深度范围,再依据开发资料确定该井试油层位沿断面走向上的控制范围,即 2 倍的供油半径,供油半径是指在多井生产时,油水井在地下控制一定范围的含油面积的半径(万文胜等, 2007; 李爱芬等, 2011)。而试油层位深度范围和 2 倍供油半径共同控制断面上的区域为试油区域,选取研究区的试油井,并确定不同试油井不同层位内对应断面上的试油区域,同时筛选出每一口井试油层位所在试油区域内断面最小 SGR 值,依据统计学方法,将所得到的最小 SGR 值和对应的含油气性,绘制成横坐标为井

名、纵坐标为 SGR 的直方图,便可厘定研究区内不同层位(地层)断层侧向封闭油气的下限值 SGR<sub>li</sub>(图 2),以此下限值作为标准判断不同断层在不同地层内的封闭区域,也就是说断层封闭区域内 SGR 值大于或等于断层侧向封闭油气下限值,具有侧向封闭油气的能力,反之在断层封闭区之外,则不具有侧向封闭油气的能力。

利用上述方法笔者确定某一套地层内断层侧向封闭油气下限,并厘定出该地层内断层型圈闭控圈断层的封闭区域,按照断层封闭区分布部位可将断圈分为 2 类:有效封闭断圈和无效封闭断圈(图 3)。以交叉断块为例来说明,有效封闭断圈是指某一套地层内控圈断层的封闭区域都位于高部位;而无效断圈是指在某一地层内,一条断层是完全封闭,即控

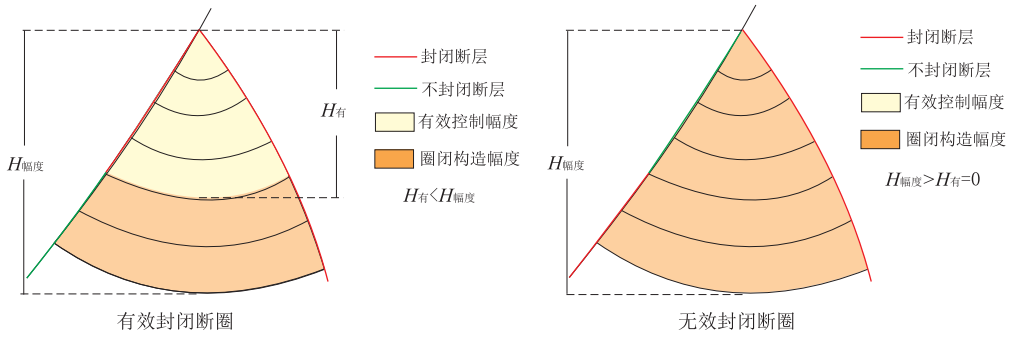


图 3 断圈侧向封闭有效性模式

Fig.3 The pattern chart of lateral sealing effectiveness in fault trap

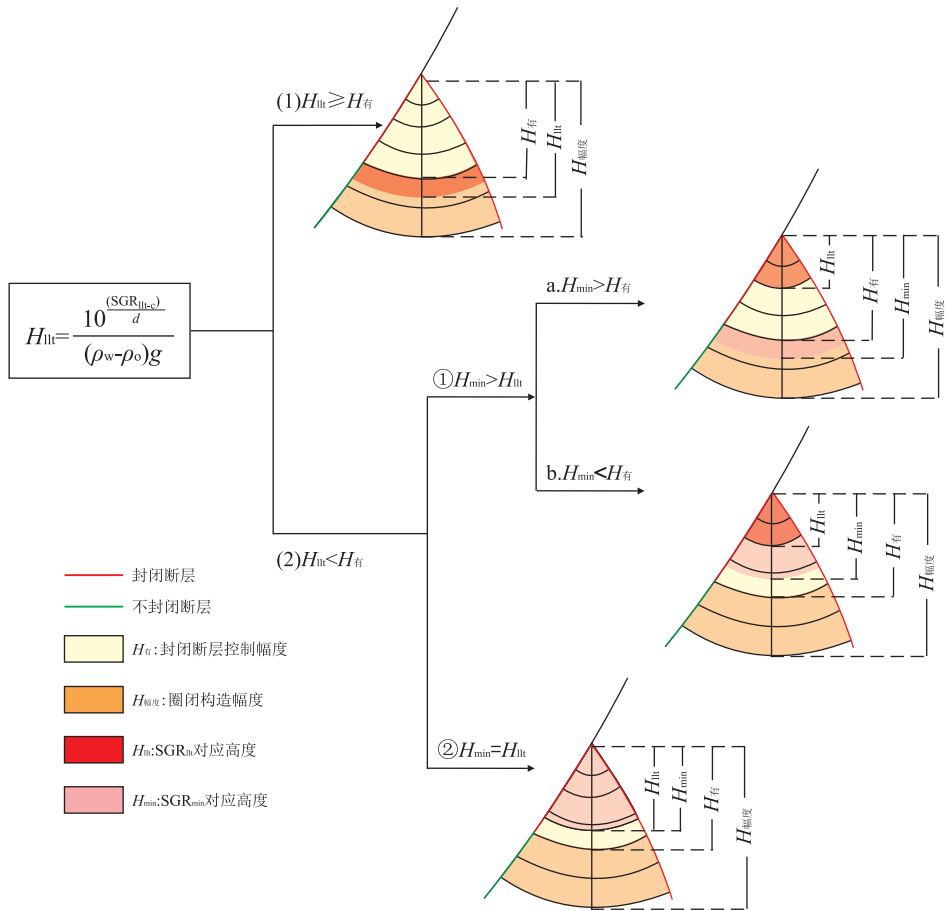


图 4 计算不同条件下断圈侧向封油气柱高度模式

Fig.4 The pattern chart of calculation of lateral sealing oil-gas column height in fault trap under different conditions

圈区域等于封闭区域,而另一条断层不封闭区域位于构造高部位.所以当钻井位于有效封闭断圈的有效控制幅度内,断层可侧向遮挡油气聚集成藏;反之,当钻井位于无效封闭断圈之内或有效断圈有效封闭幅度之外时,断圈对油气不具有遮挡能力.

根据断层型圈闭控圈区域内侧向封闭有效性可知,无效封闭断圈侧向封闭最大油气柱高度是零,因此主要是针对有效封闭断圈计算其侧向封闭油气高

度.首先计算断圈有效构造幅度( $H_{有}$ ),它是指控圈区域内断层封闭区域控制的最小构造幅度.根据断层侧向封闭油气下限  $SGR_{封}$  对应的油气柱高度 ( $H_{封}$ )与有效构造幅度( $H_{有}$ )之间的量化关系可分为 2 类(图 4):(1)当  $H_{封} \geq H_{有}$  时,断圈所能封闭的油气柱高度等于  $H_{有}$ .(2)当  $H_{封} < H_{有}$  时,根据断层封闭区域内  $H_{min}$  值与  $H_{封}$  之间量化关系又可分为 2 种:①当  $H_{min} > H_{封}$  时,判断  $H_{min}$  与  $H_{有}$  之间大小,

- a. 如果  $H_{\min} > H_{有}$ , 断圈封闭油气柱高度等于  $H_{有}$ ,
- b. 如果  $H_{\min} < H_{有}$ , 断圈封闭油气柱高度等于  $H_{\min}$ ;
- ②  $H_{\min} = H_{lt} < H_{有}$ , 断圈封闭油气柱高度等于  $H_{\min} = H_{lt}$ .

### 3 油气成藏期古断层侧向封闭性预测方法

断层的侧向封闭油气的能力通常用断层 SGR 值大小来反映.据 SGR 定义可知,断层 SGR 大小主要是受被错段地层厚度、被错断地层内泥岩含量、断距大小 3 种因素共同控制.因此,为了研究油气成藏时期断层的古侧向封闭能力,只有恢复油气成藏期时、目的层位古地层厚度、断层的古断距以及被错断地层内古泥质含量,才能得出断层在油气成藏期时断层古 SGR 值,进而判断在油气成藏期内断层侧向封闭与否.具体方法如下.

#### 3.1 古地层厚度恢复

在正常压实情况下,依据地层骨架不变原理,可确定碎屑岩岩层孔隙度随着深度增加而呈指数减小的函数关系(图 5a),在此基础上应用回剥法,即可得出不同地质时期各个地层古埋深和古厚度(罗晓容等, 1989; 牟中海, 1993; 陈恭洋, 1996; 谭开俊等, 2005).地层骨架不变原理是指沉积物沉积后,随着地层的埋藏深度的增大,地层孔隙度逐渐减小,地层厚度也随之逐渐减薄,但是地层的骨架体积(所谓骨架体积是指地层中孔隙水全部排出后,孔隙度为零时地层的厚度,也可称为地层纯厚度)保持始终

不变,即压实作用只是单一使地层孔隙度减小,而不改变地层柱的截面积.而回剥法是根据沉积压实原理,利用已知的单井分层数据,按照地层年代由新到老逐层剥去,其间要考虑沉积压实和剥蚀作用,直至全部地层剥完为止,最终得出该单井各套地层在各地质时期的埋深和厚度(图 5b).

#### 3.2 古断距恢复

由于现今断距大小是断层间歇性活动累积的结果,为了尽量消除这种影响,采用了断距回剥的方法,确定不同地质时期古断距大小.断距回剥的方法主要有 2 种:(1)原始断距相减法或垂直断距相减法;(2)最大断距相减法.具体方法如下.

(1)原始断距相减法或垂直断距相减法.原始断距相减法或垂直断距相减法是依据断层“固定长度生长模式”的原理,即断层变形初期断层长度快速增长,随着构造运动的变化仅仅是断层的断距发生变化,但断层长度始终保持不变.这种方法是用现今某一套地层内断层断面任一点断距减去其垂直上方地层内对应位置的断面断距,便可得到该沉积时期断层断面相应位置的古断距.例如,用现今  $T_1$  地层内测线 L 处断距  $DT_1-L$  减去现今  $T_0$  地层内测线 L 处断距  $DT_0-L$ ,便可得出  $T_1$  沉积时期测线 L 处的古断距(图 6a、6c).

(2)最大断距相减法.最大断距相减法是基于原始断距相减法或垂直断距相减法发展而来的,其断层长度随着断层断距累积而变化.这种方法的原理是用现今某一套地层内断层断面任一点断距减去其上部地层中发育的最大断距  $DT_{max}$ ,便可得到该沉积时期断层断面对应某点的古断距.例如,用现今

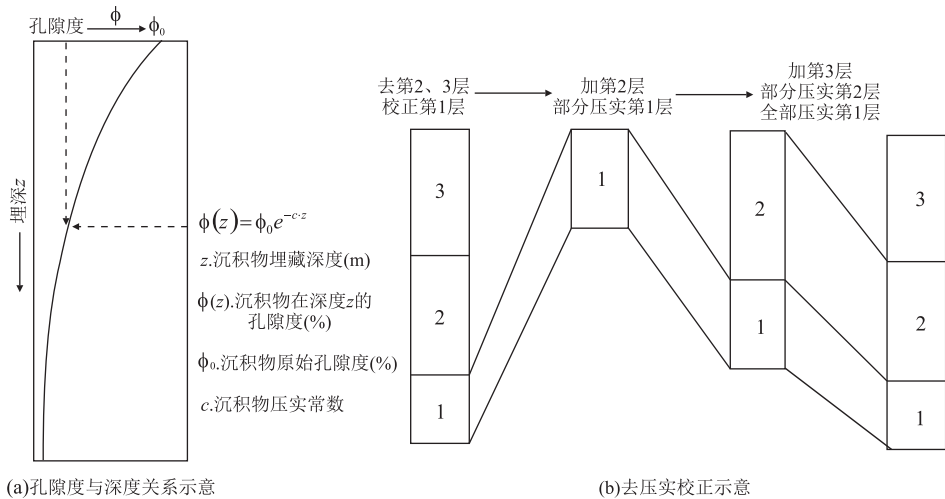


图 5 古地层厚度恢复示意

Fig.5 Schematic diagram of the ancient strata thickness restoration

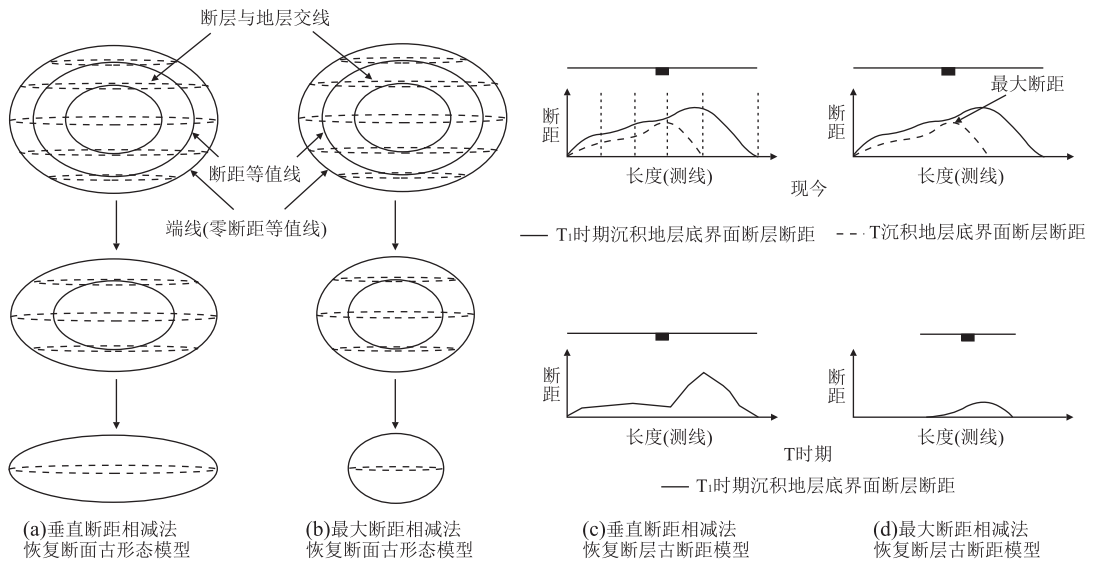


图 6 不同断层古断距恢复方法对比

Fig.6 Comparison diagram of different ancient fault throws recovering method

据 David and Bruce(2009)修改

$T_1$  地层内测线  $L_1$  处断距  $DT_1-L$  减去现今  $T_0$  地层内的最大断距  $DT_0 \max$ , 便可得出  $T_1$  沉积时期测线  $L_1$  处的古断距(图 6b、6d)。

笔者根据国内外地质学家大量野外断层数据统计研究, 断层在发育过程中断层长度并不是始终保持不变, 而是随着断距的累加发生着变化。因此, 原始断距相减法或垂直断距相减法具有很大的局限性, 仅适用于断层走向受到约束的情况, 而最大断距相减法能更真实地反映断层的演化过程。因此, 本文采用最大断距相减法恢复古断距大小。

### 3.3 古泥质含量恢复

由测井资料可知, 现今泥质含量曲线采样间隔是 0.125 m。因此, 根据单井的分层数据可以确定现今每一套地层厚度  $H$ , 用  $H$  除以 0.125 m, 便可得出各套地层以 0.125 m 厚度的沉积层个数为  $n(H/0.125)$ 。根据前文古地层厚度恢复, 确定油气成藏期每一套地层的古厚度  $K$ , 使其除以对应现今地层以 0.125 m 厚度的沉积层个数  $n$ , 便可得出油气成藏期某一套地层的古泥质含量曲线的采样间隔为  $(K/n)$  m。假设现今 0.125 m 厚的沉积层与  $(K/n)$  m 厚的沉积层内泥岩质量相同, 即泥岩质量守恒, 且地层骨架体积保持不变, 可得出以下函数关系式:

$$m_1 = m_2, \quad (1)$$

$$\rho \cdot s \cdot 0.125 \cdot V_{sh} = \rho \cdot s \cdot (K/n) \cdot V_{sha}, \quad (2)$$

$$V_{sha} = (0.125 \cdot n) / K \cdot V_{sh}, \quad (3)$$

式中:  $m_1$ , 正常压实或欠压实状态下地层中泥岩质量;  $m_2$ , 去压实后地层中泥岩质量;  $\rho$ , 地层中泥岩密

度;  $s$ , 地层中单位面积;  $n$ , 现今地层中步长为 0.125 m 的层段个数;  $K$ , 恢复古地层厚度;  $V_{sha}$ , 古泥质含量曲线;  $V_{sh}$ , 现今泥质含量曲线。

根据上述公式就可以计算出油气成藏期不同古地层内的古泥质含量曲线。

### 3.4 古断层侧向封闭性定量评价

通过恢复油气成藏期古地层厚度、古断距以及古泥质含量, 应用 SGR 算法, 便可求出油气成藏期断层断面古 SGR, 然后按照不同条件下断圈侧向封闭油气柱高度模式(图 4), 便可预测断层在油气成藏期断层的古侧向封闭油气的的能力。

## 4 实例应用

本文以冀中拗陷文安斜坡为例, 文安斜坡位于冀中拗陷霸县凹陷, 饶阳凹陷北部东翼。东向大城凸起过渡, 西与霸县洼槽及马西—莫州洼槽相邻, 南到饶阳凹陷的南马庄构造, 北以里坦断层与武清凹陷相隔。斜坡呈北北东向展布, 北北东向长 70 km, 北西向宽 15~20 km, 勘探面积约 1 200 km<sup>2</sup>。它是霸县凹陷内的一个二级构造单元, 其主要的油气成藏期为东营组沉积末期—馆陶组沉积中期, 研究区主要研究的目的是沙一段。在文安斜坡内选取 1 个典型断圈(图 7), 依据上述 2 种断层侧向封闭能力评价方法, 对断圈侧向封闭性进行定量分析, 并阐述二者之间的差异性。

表 1 文安斜坡 17 口井断面上试油区域 SGR<sub>min</sub> 值统计

Table 1 The statistical table of SGR<sub>min</sub> in oil test area of fault plane in 17 wells of Wenan slope

井名	深度(m)	供油半径(m)	含油气性	SGR 值(%)	井名	深度(m)	供油半径(m)	含油气性	SGR 值(%)
文 45	2 446.0	50	油水同层	43.7	苏 82X	2 578.4	50	含油含水层	40.4
	2 522.6	50	油层	47.3		2 601.2	50	油水同层	44.4
文 25	2 660.6	50	油水同层	28.3	苏 82X	2 707.0	50	油水同层	41.5
	1 419.0	50	油水同层	29.2		2 715.6	50	含油含水层	39.4
文 96	1 517.4	50	油水同层	28.6	苏 82X	2 752.0	50	油水同层	40.1
	1 532.6	50	水层	24.0		2 847.8	50	水层	25.7
	1 421.0	50	油层	29.2		2 960.5	50	油层	38.8
文 108	1 453.6	50	油水同层	30.1	文 48	3 064.6	50	含油含水层	31.1
	1 482.0	50	含油含水层	28.2		3 207.1	50	含油含水层	33.8
	2 714.0	50	水层	21.7		2 817.5	50	油层	35.1
苏 39	3 082.5	50	含油含水层	32.7	文 64	2 931.6	50	水层	26.9
	苏 88	1 619.2	50	气层		30.3	2 959.8	50	油水同层
苏 42	2 389.2	50	油层	33.0	文 103	3 013.3	50	油水同层	32.4
	2 389.2	50	油层	35.8		2 272.8	50	水层	22.3
	2 399.8	50	油层	35.3		2 402.0	50	水层	28.9
	2 462.0	50	油层	34.6		2 590.2	50	油水同层	39.2
苏 69X	3 340.5	50	油水同层	30.1	苏 21	2 661.4	50	油层	38.9
	3 403.0	50	水层	17.7		2 550.0	50	油层	37.6
文 51	2 002.3	50	水层	27.9	苏 21	2 699.4	50	含油含水层	31.7
						2 751.4	50	含油含水层	30.1

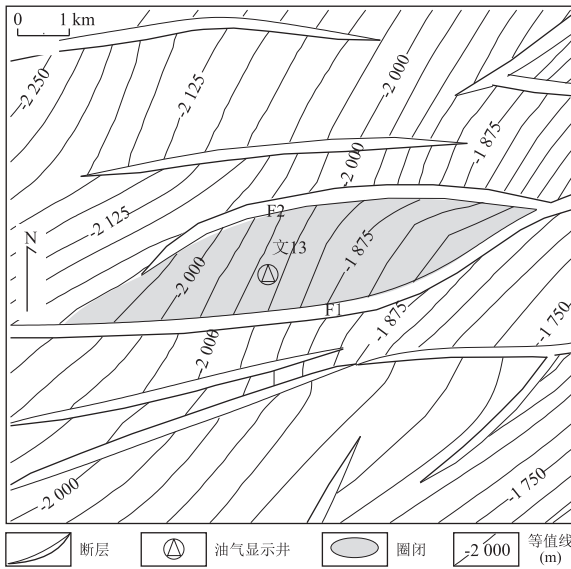


图 7 文安斜坡文 13 断圈构造位置

Fig.7 The position of Wenan13 fault trap in Wenan slope

### 4.1 现今断层侧向封闭能力

#### 4.1.1 文安斜坡沙一段断层侧向封闭油气下限

依据 SGR 计算流程(图 1),计算文安斜坡内断层断面 SGR 值.在研究区内选取 17 口试油井,并提取控制试油井的断层断面 SGR 属性,根据试油资料确定 17 口试油井沙一段内每个试油层位深度范围,共计 39 个.同时,据开发资料可知文安斜坡井的供油半径,确定每口井断面上的试油区域,并在其内筛选出

最小 SGR 值(表 1).依据统计学方法,厘定研究区内沙一段地层内断层侧向封闭油气的下限值  $SGR_{lit} = 26\%$ (图 8).以此下限值作为标准判断沙一段内控圈断层的封闭区域,也就是说断层封闭区域内 SGR 值大于或等于断层侧向封闭油气下限值,具有侧向封闭油气的的能力,反之则不能侧向封闭油气.

#### 4.1.2 文安斜坡典型断圈侧向封闭能力评价

依据文安斜坡沙一段断层侧向封闭油气下限  $SGR_{lit} = 26\%$ ,笔者厘定了文 13 断圈内两条断层控圈区域内的封闭区域,并由断圈封闭有效性可知:该断圈属于有效封闭断圈.将已确定  $d$  值(40)和  $SGR_{lit} = 26\%$  代入油气柱高度与 SGR 之间函数关系式,得出文安斜坡断层侧向封闭油气下限所能封闭的油气柱高度  $H_{lit} = 153.5$  m,然后判断文 13 断圈有效封闭幅度  $H_{有} = 250$  m.通过计算不同条件下断圈侧向封油气柱高度流程(图 4),比较  $H_{lit}$  与该断圈有效封闭幅度  $H_{有}$  之间的大小关系,文 13 断圈  $H_{lit} < H_{有}$ ,两条断层封闭区域内  $SGR_{min} = 28\%$  对应的油气柱高度  $H_{min} = 172$  m,  $H_{有} > H_{min} > H_{lit}$ ,属于计算流程中第(2)类① b,其侧向封闭油气柱高度为  $H_{min} = 172$  m.

### 4.2 油气成藏期古断层侧向封闭能力

从微观的角度来看,油气的生成、排出、运聚成藏是一个连续的过程.油气藏的形成过程在油气从烃源岩中生成并排出之后就开始了,也就是烃源岩中油气开始生成并排出的时间是油气藏形成的最早

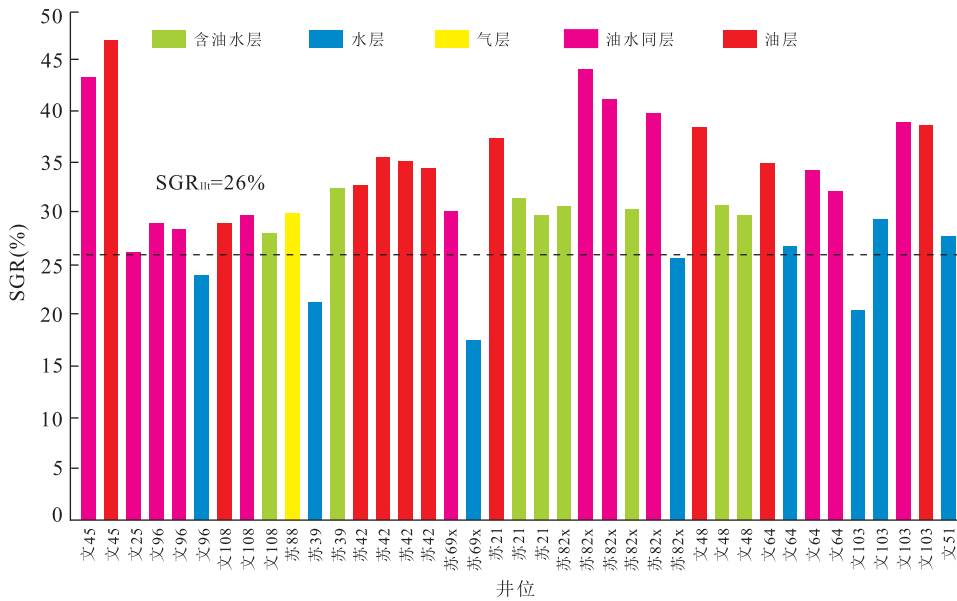


图 8 文安斜坡沙一段现今断层侧向封闭油气下限

Fig.8 The lowest limit of fault lateral sealing oil-gas in Es<sup>1</sup> of Wenan slope

时间.笔者通过研究可知,文安斜坡主要油气成藏期是东营组沉积末期—馆陶组沉积中期,但是受地震技术等因素的限制,笔者将目的层位地层厚度、断层的断距以及被错断地层内泥质含量,恢复至馆陶组沉积末期对应的古地层厚度、古断距大小及古泥质含量,并利用 SGR 公式,计算出馆陶组沉积末期断层 SGR 值大小来反映油气成藏期断层古 SGR 大小,进而厘定断层在油气成藏期对油气是否能够形成有效的遮挡。

**4.2.1 油气成藏期古地层厚度** 文安斜坡古生界和中生界地层经历了“三沉两抬”的构造演化过程,而中生界上覆地层除了在东营组沉积时期经历小幅度抬升,整体上处于连续沉降的构造演化过程(张松航等, 1989; 李臣, 2002),但是不同区域地层沉降和抬升存在些许的差异.因此,根据文 13 井现今残存的 8 套地层(三叠系地层,古近系沙四段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组地层,新近系馆陶组、民化镇组地层以及第四系平原组—现今)以及声波时差和埋深关系,绘制文 13 井埋藏史图(伏美燕等, 2015; 鲁子野等, 2015)(图 9a),其可以清晰反映该井附近各套地层在不同地质历史时期的演化特征,即在某一时期发生抬升剥蚀或者是连续的沉降.沙一段地层是本次研究的目的层位,笔者由文 13 井埋藏史可知沙一段地层自沙一段沉积时期开始形成到馆陶组沉积末期,仅仅是在东营组沉积末期经历了一次小幅度抬升剥蚀,其剥蚀量小于 50 m(图 9a 黑色虚线内),整体上沙一段是连续沉降的,所以在恢复馆陶

组沉积末期沙一段地层厚度时,可以忽略东营组沉积末期的剥蚀事件.所以,依据前文古地层厚度的恢复方法可知,要想恢复馆陶组沉积末期时的古地层厚度,首先利用文安斜坡井的孔隙度和深度数据,拟合出文安斜坡碎屑岩岩层孔隙度与埋深之间的函数关系式(图 9b):

$$y = 51.467e^{-0.0005x} \quad (4)$$

在孔隙度与埋深函数关系的基础上,采用回剥的方法,利用已知的文 13 井分层数据(图 9c),按照地层年代由新到老逐层剥去,其间仅是单一考虑沉积压实作用,而不考虑地层剥蚀和欠压实等地质事件,直至全部地层剥完为止,最终得出文 13 井各套地层在馆陶组沉积末期的古厚度,其中沙一段馆陶组沉积末期古地层厚度为 330.9 m(图 9c).

**4.2.2 油气成藏期古断距** 文安斜坡在馆陶组—明化镇组沉积时期进入拗陷阶段,断裂活动变弱,在该时期内形成断层活动持续性很短,是局部应力集中的结果,断层后期能力释放,则很难重新聚集,此时所受张应力场方向为 NW330°~SE150°(叶志达, 2014),而两条控圈断层走向为近东西向,所以 F1 和 F2 是具有张性的正断层.同时,馆陶组沉积—现今文安斜坡断层生长指数、断层活动速率都很小,生长指数一般是 1.03~1.06,断层活动速率平均在 5 m/Ma 左右,表明馆陶组沉积—现今断层活动较弱(高仁安, 2010; 张艺等, 2014).经上述分析可知, F1 和 F2 断层是张性正断层,且在成藏期之后断层活动较弱,所以在恢复油气成藏期古断距时,断层走



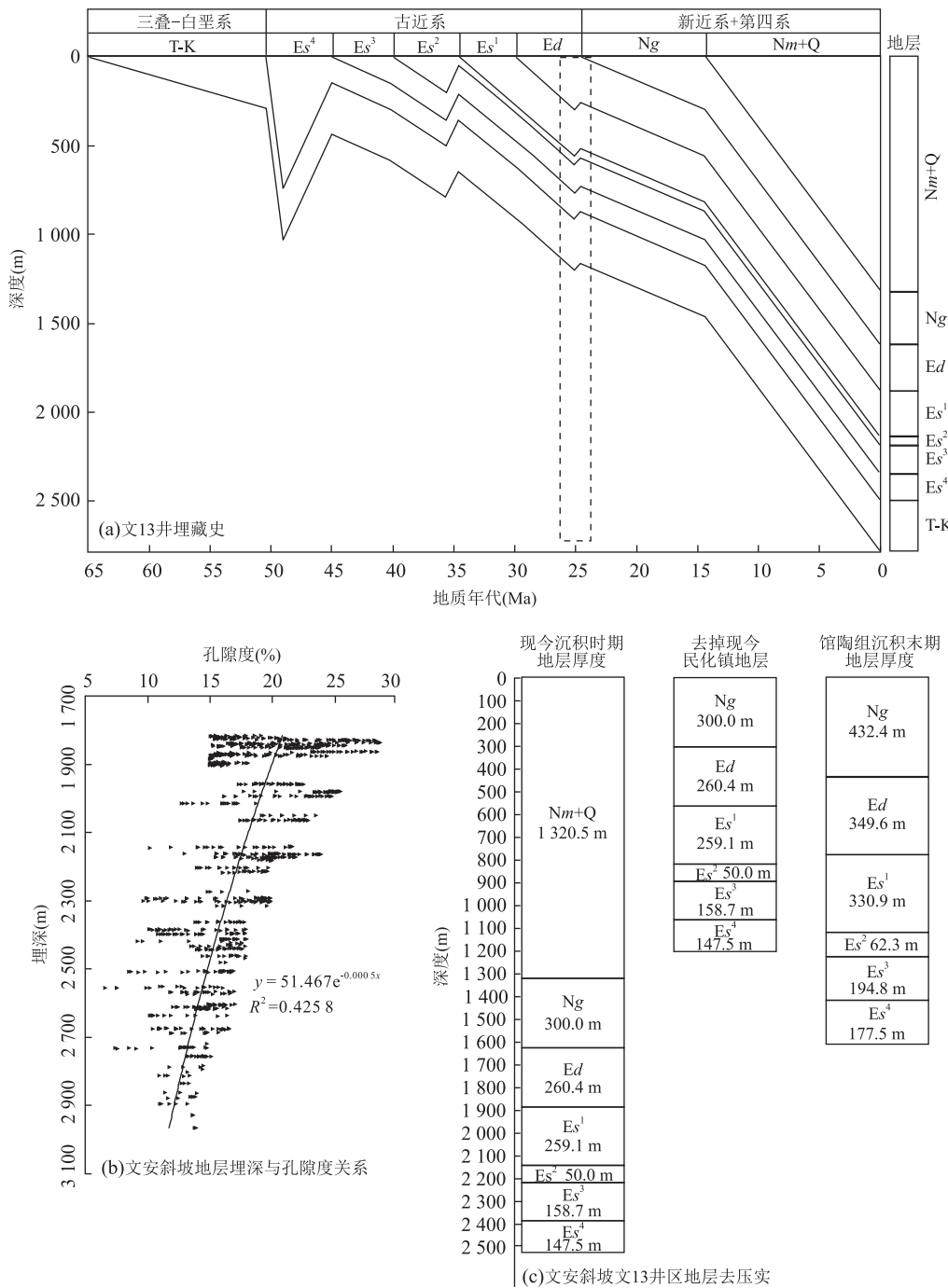


图 9 馆陶组沉积末期地层古厚度恢复

Fig.9 The ancient thickness restoration in the late Guantao Formation

滑量、伸展量以及成藏期之后断层活动对油气成藏期内断层的影响可以忽略不计.因此,根据断层在发育过程中断层长度并不是始终保持不变,而是随着断距的累加发生着变化,本文采用最大断距相减法更能真实地反映断层的发育过程.首先提取现今断层 F1 和 F2 控圈范围内断距数据,并制作 F1 和 F2 断距二维平面分布图(图 10a、图 11a),然后将控圈范围内 F1 和 F2 断层沿着走向等分并进行编号,按

照编号统计 F1 和 F2 断层在馆陶组—沙四段沉积时期断距大小,同时绘制 F1 和 F2 断层现今断距—距离曲线(图 10b、图 11b).从图 10b 中可以看出,F1 现今断距—距离曲线中存在着 2 个拐点,说明 F1 断层是由 3 条断层连接而成,因此将 F1 断层分成 3 段(图 10b 中虚线),其在馆陶组沉积末期(T<sub>1</sub>)最大断距分别为 62 m、84 m、107 m.而从图 11b 中可以看出,F2 现今断层断距—距离曲线不存在拐点,说

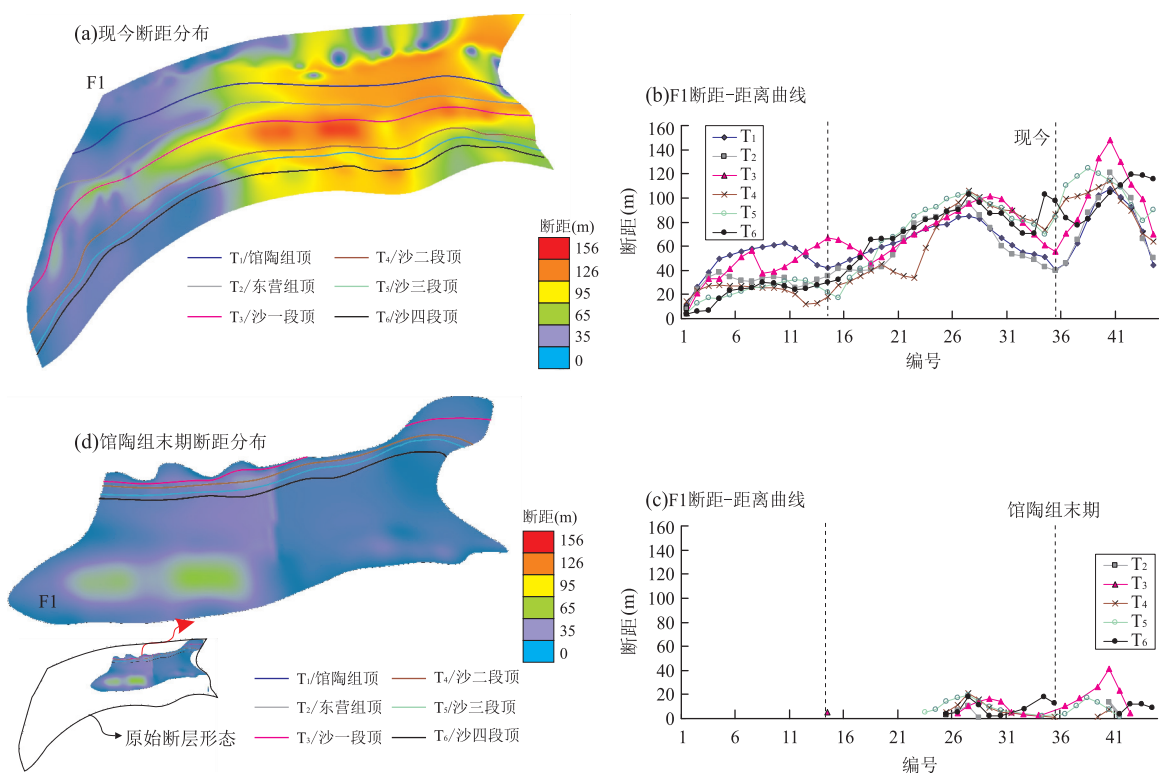


图 10 馆陶组沉积末期 F1 断层古形态及古断距恢复

Fig.10 The ancient form and the ancient throw recovery of F1

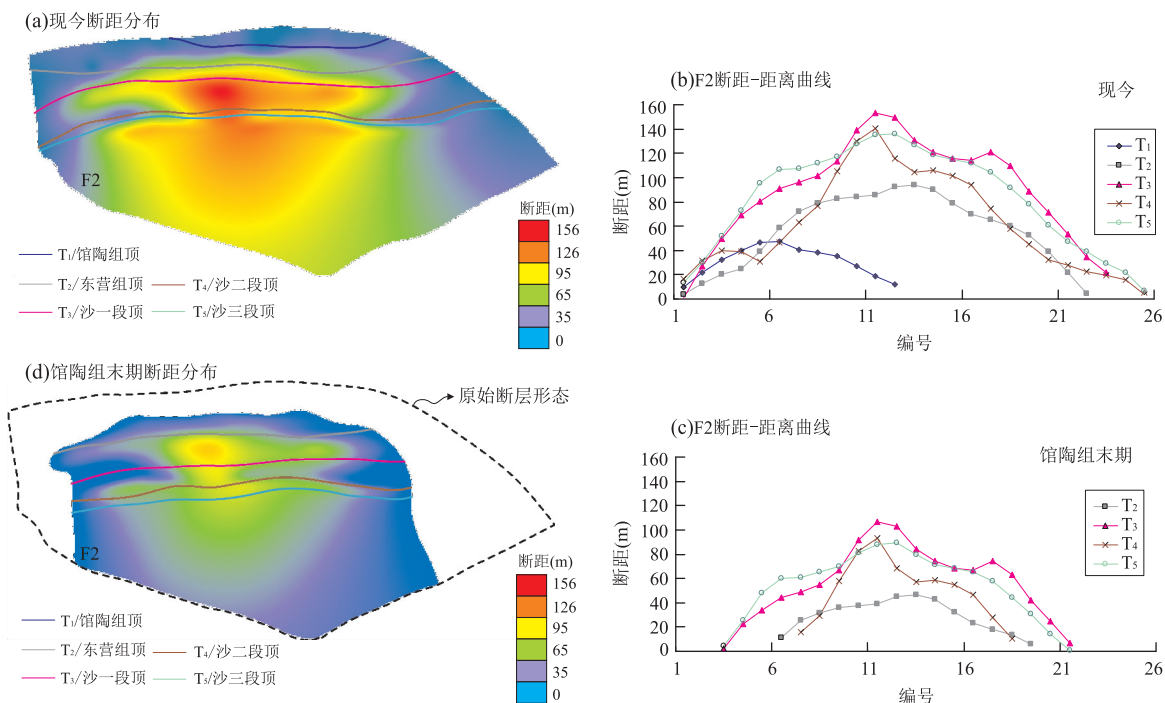


图 11 馆陶组沉积末期 F2 断层古形态及古断距恢复

Fig.11 The ancient form and the ancient throw recovery of F2

明 F2 断层不是由多个小断层连接而成,其在馆陶组沉积末期(T<sub>1</sub>)最大断距为 47 m.笔者应用最大断距相减法,并结合 F1 和 F2 断层的分段特征,用东

营组一沙四段时期 F1 和 F2 断距减去其对应的馆陶组沉积末期断距的最大值,得出馆陶组沉积末期 F1 和 F2 断距-距离曲线(图 10c、图 11c).在 F1 和

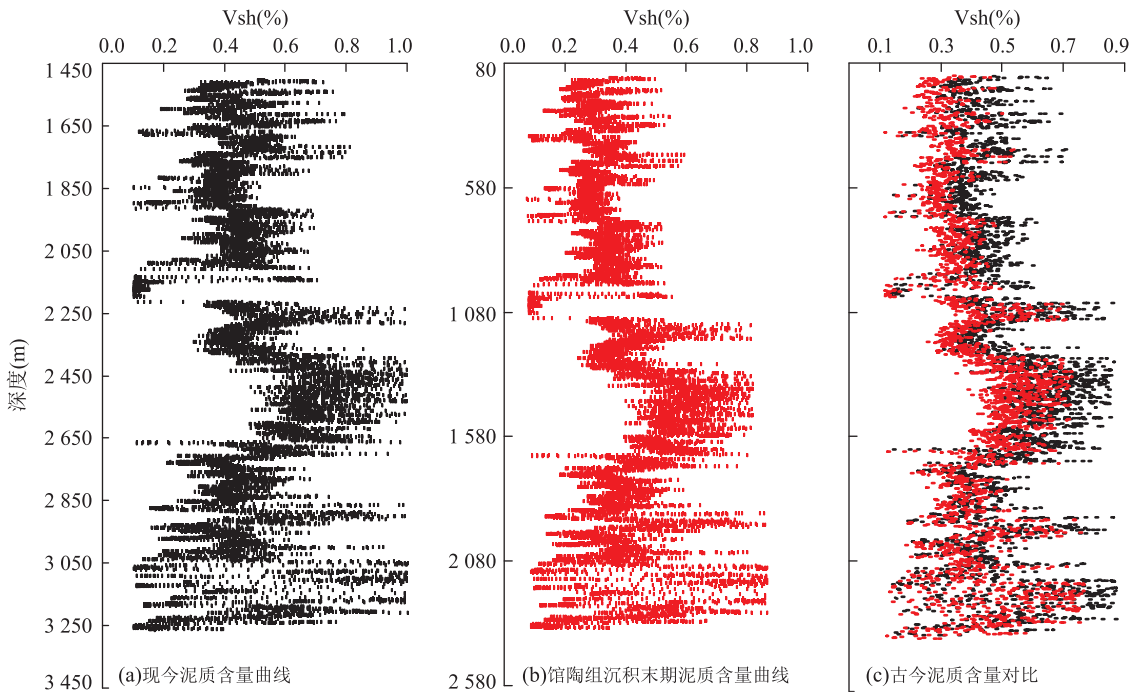


图 12 文 13 井现今与馆陶组末期泥质含量曲线

Fig.12 Shale content curve of now and the late Guantao Formation in the Wen13 well

表 2 文 13 井现今和馆陶组末期地层参数

Table 2 Formation parameters of now and the late guantao in the Wen13 well

文 13 井				
地层	现今各套地层厚度 (m)	馆陶组末期各套地层厚度 (m)	现今 0.125 m 厚 沉积层个数	馆陶组末期采样间隔 (m)
馆陶组	300.0	432.4	2 400	0.180
东营组	260.4	349.6	2 083	0.167
沙一段	259.1	330.9	2 072	0.159
沙二段	50.0	62.3	400	0.156
沙三段	158.7	194.8	1 269	0.154
沙四段	147.5	177.5	1 180	0.150

F2 馆陶组沉积末期断距—距离曲线基础上,绘制 F1 和 F2 断层馆陶组沉积末期断距平面分布图,确定馆陶组沉积末期断层的形态和断距大小(图 10d、图 11d)。

**4.2.3 油气成藏期古泥质含量** 由上述古泥质含量恢复方法可知,文 13 井泥质含量曲线其采样间隔是 0.125 m(图 12a),结合文 13 井现今和馆陶组沉积末期的馆陶组—沙四段地层厚度(表 2),便可确定现今馆陶组—沙四段各套地层以 0.125 m 厚度的沉积层个数,同时还可确定馆陶组沉积末期的馆陶组—沙四段地层内泥质含量曲线的采样间隔(表 2)。将现今各套地层以 0.125 m 厚度的沉积层个数、馆陶组沉积末期各套地层古厚度以及现今各套地层泥质含量曲线代入式(3),便可得出馆陶组沉积末期文 13 井的古泥质含量曲线,即油气成藏期的古泥质含

量曲线(图 12b)。通过对比现今与油气成藏期的泥质含量曲线(图 12c),可以看出油气成藏期泥质含量较现今泥质含量是变小的,这是因为在假设现今采样间隔 0.125 m 厚沉积层内泥岩质量与馆陶组沉积末期采样间隔  $(K/n)$  m 厚的沉积层内泥岩质量相同的前提下,馆陶组沉积末期  $(K/n)$  m 厚的沉积层由于去压实作用在馆陶组沉积末期的厚度大于 0.125 m,而泥岩密度是不变的,所以造成油气成藏期古泥质含量小于现今泥质含量的现象。

**4.2.4 油气成藏期古断层侧向封闭性定量评价** 基于上述文 13 断圈所恢复的馆陶组沉积末期古地层厚度、古断距(F1 和 F2)以及古泥质含量,应用 SGR 算法,计算出馆陶组沉积末期控圈断层断面古 SGR 值。因此,文 13 断圈在油气成藏期沙一段内能否侧向遮挡油气聚集成藏,取决于油气成藏期 F1

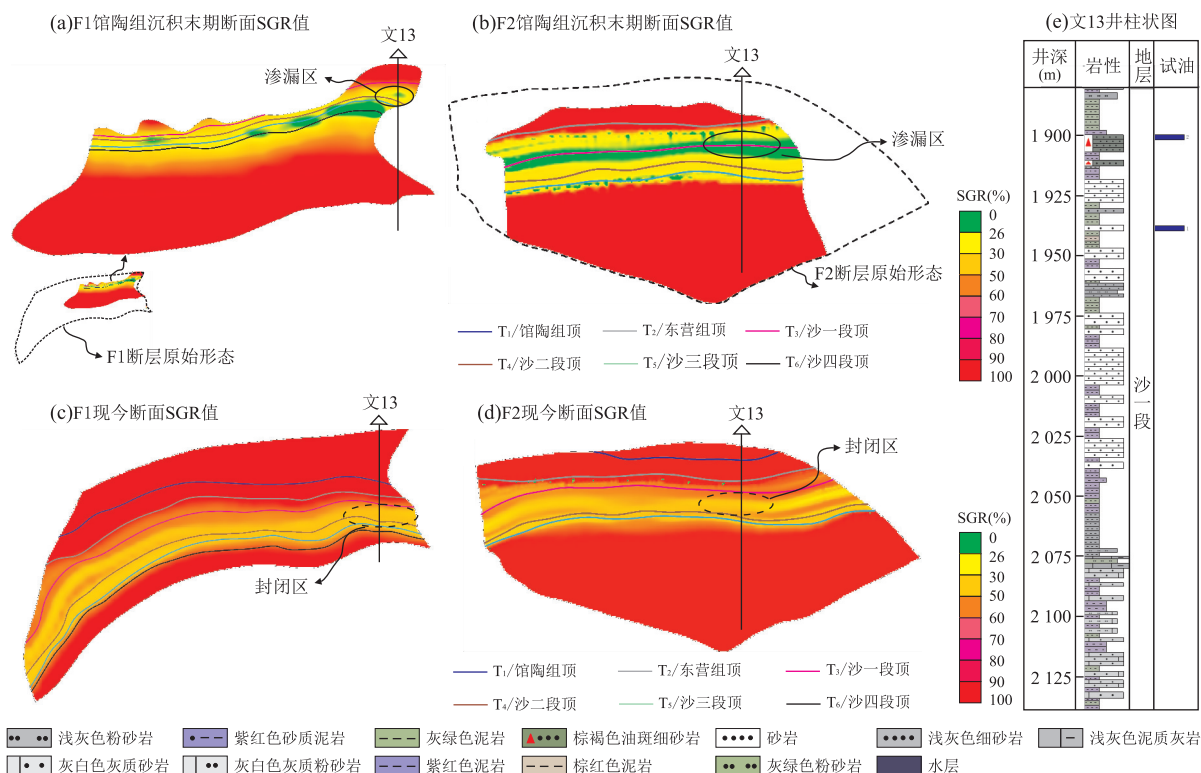


图 13 馆陶组沉积末期与现今 F1、F2 断层 SGR 评价结果对比

Fig.13 The evaluation result comparison between the late Guantao Formation and present F1, F2 fault SGR

和 F2 断层古 SGR 值与沙一段断层侧向封闭油气下限之间大小关系.当断层侧向古 SGR 值大于  $SGR_{li}$  (26%)时,断层可侧向遮挡油气聚集成藏;反之,当断层侧向古 SGR 值小于  $SGR_{li}$  (26%)时,断层不能够侧向遮挡油气聚集成藏.从图 13a、13b 中可看出, F1 和 F2 在沙一段存在着明显的渗漏点(图 13a、13b 中黑圈内绿色部分),即 F1 和 F2 在沙一段最小断面 SGR 值小于 26%,根据断圈侧向封闭有效性模式(图 3)可知,在馆陶组沉积末期该断圈属于封闭无效断圈,其侧向封闭油气高度为 0 m.这也说明了该断圈在油气成藏期不能对沙一段地层内的油气形成有效的遮挡.

#### 4.3 古今断层封闭能力差异性

根据现今断距大小、被错断地层厚度以及泥质含量曲线,可计算出两条控圈断层 F1 和 F2 的 SGR 值.由图 13c、13d 中可以看出,两条断层 F1 和 F2 在沙一段皆是封闭的(虚线范围内,  $SGR_{min} > 26%$ ),属于有效封闭断圈类型.按照计算不同条件下断圈侧向封油气柱高度流程(图 4),该断圈属于计算流程中第(2)类①b,其侧向封闭油气柱高度为  $H_{min} = 172$  m,且大于文 13 井距该断圈构造高点的构造幅度 150 m,因此文 13 井在断圈侧向封闭油气的预测

范围之内,但根据文 13 井试油结论可知,该井在沙一段为油气显示,并没有形成油气藏,说明其预测结果与试油结论不相符.这种情况可能是由于 F1 和 F2 两条断层在馆陶组末期(油气成藏期)断层侧向封闭能力弱( $SGR < 26%$ )造成的.笔者通过 F1 和 F2 馆陶组末期古 SGR 值(图 13a、13b)中可以看出, F1 和 F2 两条断层在馆陶组末期沙一段文 13 井处皆存在明显的渗漏区(图 13a、13b 黑圈内),即 SGR 值小于断层侧向封闭油气下限(26%),依据断圈侧向封闭有效性(图 3),在馆陶组末期文 13 断圈属于封闭无效断圈,其侧向封闭油气高度为 0 m.这说明在馆陶组末期(油气成藏期)F1 和 F2 两条控圈断层不具有侧向遮挡油气的能力,其预测结果与文 13 井沙一段试油结论的油气显示相吻合,证明该方法用于定量评价油气成藏期断层古侧向封闭性是可行的,同时也说明了现今预测范围内井失利的原因是在油气成藏期控圈断层古侧向封闭性弱.

## 5 结论

(1)在定量评价现今断层侧向封闭性理论模型的基础上,通过恢复油气成藏期古地层厚度、古断距以

及古泥质含量,应用 SGR 算法,计算出油气成藏期断圈(断圈主要包括断块、断背斜、断鼻)控圈断层古 SGR,并结合现今断圈预测油柱高度的方法,可以建立一套油气成藏期断层古侧向封闭能力恢复方法。

(2)通过对文安斜坡文 13 断圈的现今断层侧向封闭能力和油气成藏断层侧向封闭能力的评价,结果表明文安斜坡文 13 断圈现今侧向封闭油柱高度为 172 m,在油气成藏期文 13 断圈古侧向封闭油柱高度为 0 m,表明在油气成藏期控圈断层古侧向封闭能力弱是造成该断圈油气钻探失利的主要原因。同断层现今侧向封闭能力一样,油气成藏期断层古侧向封闭能力同样影响着断圈的有效性,是准确评价断圈封闭油气能力和降低断层圈闭油气钻探风险性的一项重要的地质因素。

## References

- Allan, U.S., 1989. Model for Hydrocarbon Migration and Entrapment within Faulted Structures. *AAPG Bulletin*, 73(7): 803—811.
- Bouvier, J.D., Kaars-Sijpesteijn, C. H., Kluesner D.F., et al., 1989. Three-Dimensional Seismic Interpretation and Fault Sealing Investigations, Nun River Field, Nigeria. *AAPG Bulletin*, 73(11): 1397—1414.
- Bense, V.F., Berg, E. H. V. D., Balen, R. T. V., 2003. Deformation Mechanisms and Hydraulic Properties of Fault Zones in Unconsolidated Sediments, the Roer Valley Rift System, the Netherlands. *Hydrogeology Journal*, 11(3): 319—332.
- Chen, G. Y., 1996. Quantitative Analysis of Back-Stripping of Formation Compaction. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 18(1): 1—6 (in Chinese with English abstract).
- Downey, M. W., 1984. Evaluating Seals for Hydrocarbon Accumulations. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. (United States)*, 68(11): 1760—1760.
- David, M. D., Bruce, D. T., 2009. Four-Dimensional Analysis of the Sembo Relay System, Offshore Angola: Implications for Fault Growth in Salt-Detached Settings. *AAPG Bulletin*, 93(6): 763—794.
- Fisher, Q.J., Knipe, R.J., 1998. Fault Sealing Processes in Siliciclastic Sediments. *Geological Society London Special Publications*, 147(1): 117—134.
- Fisher, Q.J., Casey, N., Harris S.D., et al., 2003. Fluid-Flow Properties of Faults in Sandstone: The Importance of Temperature History. *Geology*, 31(11): 965—968.
- Fossen, H., Bale, A., 2007. Deformation Bands and Their Influence on Fluid Flow. *AAPG Bulletin*, 91(12): 1685—1700.
- Fu, G., Shi, J.J., Lü, Y. F., 2012. An Improvement in Quantitatively Studying Lateral Seal of Faults. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 414—418 (in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Wang, H.R., Hu, X.L., 2014. Modification and Application of Fault-Reservoir Displacement Pressure Differential Method for Vertical Sealing of Faults. *Acta Petrolei Sinica*, 35(4): 685—691 (in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Yang, M., Lü, Y. F., et al., 2013. A Quantitative Evaluation Method for Ancient Lateral Sealing of Fault. *Acta Petrolei Sinica*, 34 (Suppl. 1): 78—83 (in Chinese with English abstract).
- Fu, M. Y., Liu, F., Deng, H. C., et al., 2015. Hydrocarbon Charging Period of Cretaceous Reservoirs in AHDEB Oil Field; Evidence from Fluid Inclusion. *Earth Science*, 40(7): 1187—1196 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X.F., Xu, M., Liu, S.B., et al., 2016. Interior Structure of Fractures in the Tight Sandstone-Gypsum Mudstone (Reservoir Caprock Combinations) in the Kuqa Depression, Tarim Basin, and Its Significance in Gas Reservoir Accumulation. *Acta Geologica Sinica*, 90(3): 531—533 (in Chinese with English abstract).
- Gao, R.A., 2010. Research on Structure Elucidation and Hydrocarbon Reservoir Evaluation of Wenan Slope (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing, 26—31 (in Chinese with English abstract).
- Jolley, S.J., Dijk, H., Lamens, H.J., et al., 2007. Faulting and Fault Sealing in Production Simulation Models: Brent Province, Northern North Sea. *Petroleum Geoscience*, 13(4): 321—340.
- Knipe, R.J., 1992. Faulting Processes and Fault Seal. In: Larsen R. M., Brekke H., Larsen B.T., et al., eds., *Structural & Tectonic Modelling & Its Application to Petroleum Geology*. NPF Special Publication 1, Stavanger, 325—342.
- Knipe, R.J., 1993. The Influence of Fault Zone Processes and Diagenesis on Fluid Flow. In: Horbury, A.D., Robinson, A.G., eds., *Diagenesis and Basin Development*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 135—154.
- Knipe, R. J., 1997. Juxtaposition and Seal Diagram to Help Analyze Fault Seals in Hydrocarbon Reservoirs. *AAPG Bulletin*, 81(2): 187—195.
- Knipe, R. J., Fisher, R. J., Jones, G., et al., 1997. Fault Seal Analysis: Successful Methodologies, Application and Future Directions. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 7(97): 15—40.
- Li, A.F., Liu, Y.X., Zhang, H.Q., et al., 2011. Determination of Reasonable Spacing in Low Permeability Reservoirs by Means of Series of Steady State Analysis. *Journal of China University of Petroleum*, 35(1): 89—92 (in Chinese with English abstract).

- Li, C., 2002. The Numeric Modeling of Reservoir-Forming History of Palaeozoic at Wenan Slope in the Bohaiwan Basin (Dissertation). Daqing Petroleum Institute, Daqing, 24–25 (in Chinese with English abstract).
- Lindsay, N. G., Murphy, F. C., Walsh, J. J., et al., 1993. Outcrop Studies of Shale Smear on Fault Surfaces. *Special Publications of the International Association of Sedimentologists*, 15: 113–123.
- Loveless, S., Bense, V., Turner, J., 2011. Fault Architecture and Deformation Processes within Poorly Lithified Rift Sediments, Central Greece. *Journal of Structural Geology*, 33(11): 1554–1568.
- Lu, Z. Y., Chen, H. H., Feng Y., et al., 2015. Evidences of Multi-Episodically Paleo-Fluid Flow and Its Significance in Ordovician of Guchengxu Uplift, Tarim Basin. *Earth Science*, 40(9): 1529–1537 (in Chinese with English abstract).
- Luo, X. R., Chen, H. L., Wang, J. H., et al., 1989. Study on Burial History of the Strata in Jiangnan Basin. *Experimental Petroleum Geology*, 11(4): 369–378 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Huang, J. S., Fu, G., et al., 2009. Quantitative Study on Fault Sealing Ability in Sandstone and Mudstone Thin Interbed. *Acta Petrolei Sinica*, 30(6): 824–829 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Sha, Z. X., Fu, X. F., et al., 2007. Quantitative Evaluation Method for Vertical Sealing Ability and Its Application. *Acta Petrolei Sinica*, 28(5): 34–38 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Wang, Y. G., Fu, G., et al., 2011. Evaluation of the Drilling Risk of Fault Traps in the Zhu I Depression in the Pearl River Mouth Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 32(1): 95–100 (in Chinese with English abstract).
- Mou, Z. H., 1993. A New Method to Calculate the Ancient Thickness of Sedimentary Sequences. *Experimental Petroleum Geology*, 15(4): 414–422 (in Chinese with English abstract).
- Ottesen, E. S., Knipe, R. J., Svava, O. T., et al., 1998. Fault Controlled Communication in the Sleipner Vest Field, Norwegian Continental Shelf; Detailed, Quantitative Input for Reservoir Simulation and Well Planning. *Geological Society London Special Publications*, 147(1): 283–297.
- Perkins, H., 1961. Fault Closure-Type Fields, Southeast Louisiana. *Gulf Coast Association Geological Societies Transactions*, 11: 177–196.
- Rawling, G. C., Goodwin, L. B., 2003. Cataclasis and Particulate Flow in Faulted, Poorly Lithified Sediments. *Journal of Structural Geology*, 25(3): 317–331.
- Rawling, G. C., Goodwin, L. B., 2006. Structural Record of the Mechanical Evolution of Mixed Zones in Faulted Poorly Lithified Sediments, Rio Grande Rift, New Mexico, USA. *Journal of Structural Geology*, 28(9): 1623–1639.
- Smith, D. A., 1966. Theoretical Considerations of Sealing and Non-Sealing Faults. *AAPG Bulletin*, 50(2): 363–374.
- Smith, D. A., 1980. Sealing and Nonsealing Faults in Louisiana—A Gulf Coast Salt Basin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64(2): 145–172.
- Tan, K. J., Wei, P. S., Lü, X. M., et al., 2005. Research on Quantitative Resumption Method of Stratum Paleothickness and Its Application—Aking Ludong Area in Zhunge'er Basin as an Example. *Natural Gas Industry*, 25(10): 24–26 (in Chinese with English abstract).
- Watts, N. L., 1987. Theoretical Aspects of Cap-Rock and Fault Seals for Single- and Two-Phase Hydrocarbon Columns. *Marine & Petroleum Geology*, 4(4): 274–307.
- Wan, W. S., Du, J. S., Qin, X. S., et al., 2007. Determination Methods of Reasonable Well Pattern and Spacing for Injection Sandstone Reservoirs of Low Permeability. *Xinjiang Oil & Gas*, 13(1): 56–59 (in Chinese with English abstract).
- Wu, T., Fu, X. F., Wang, H. X., et al., 2016. Brittle Ductile Deformation Characteristics of Anhydrite-Salt Rock and Quantitative Evaluation of Its Sealing Ability. *Geological Review*, 62(1): 127–137 (in Chinese with English abstract).
- Ye, Z. D., 2014. The Simulation of the Cenozoic Tectonic Stress Field in Jizhong Depression (Dissertation). China University of Petroleum, Qingdao, 37–54 (in Chinese with English abstract).
- Yielding, G., Freeman, B., Needham, D. T., 1997. Quantitative Fault Seal Prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6): 897–917.
- Zhang, S. H., Liang, H. B., Tang, S. H., et al., 2014. Simulation of the Thermal and Maturity History of Carboniferous-Permian Source Rock in the Northeast of Jizhong Depression. *Geological Journal of China Universities*, 20(3): 454–463 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y., Dai, J. S., Wang, K., et al., 2014. Fault Activity Features of Baxian Sag in Paleogene in Jizhong Depression. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 29(1): 27–33 (in Chinese with English abstract).

#### 附中文参考文献

- 陈恭洋, 1996. 地层压实恢复的定量计算. 江汉石油学院学报, 18(1): 1–6.
- 付广, 史集建, 吕延防, 2012. 断层侧向封闭性定量研究方法的改进. 石油学报, 33(3): 414–418.
- 付广, 王浩然, 胡欣蕾, 2014. 断层垂向封闭的断一储排替压力差法及其应用. 石油学报, 35(4): 685–691.

- 付广,杨勉,吕延防,等,2013.断层古侧向封闭性定量评价方法及其应用.石油学报,34(S1):78-83.
- 伏美燕,刘榘,邓虎成,等,2015.AHDEB油田白垩系油藏油气充注期次的流体包裹体证据.地球科学,40(7):1187-1196.
- 付晓飞,徐萌,柳少波,等,2016.塔里木盆地库车坳陷致密砂岩-膏泥岩储盖组合断裂带内部结构及与天然气成藏关系.地质学报,90(3):521-533.
- 高仁安,2010.霸县凹陷文安斜坡构造特征与圈闭评价研究(硕士学位论文).北京:中国地质大学,26-31.
- 李爱芬,刘艳霞,张化强,等,2011.用逐步稳态替换法确定低渗油藏合理井距.中国石油大学学报(自然科学版),35(1):89-92.
- 李臣,2002.渤海湾盆地文安斜坡上古生界成藏史模拟(硕士学位论文).大庆:大庆石油学院,24-25.
- 鲁子野,陈红汉,丰勇,等,2015.塔里木盆地古城墟隆起奥陶系多期古流体活动证据及意义.地球科学,40(9):1529-1537.
- 罗晓容,陈荷立,王家华,等,1989.江汉盆地地层埋藏史研究.石油实验地质,11(4):369-378.
- 吕延防,黄劲松,付广,等,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.
- 吕延防,沙子萱,付晓飞,等,2007.断层垂向封闭性定量评价方法及其应用.石油学报,28(5):34-38.
- 吕延防,王有功,付广,等,2011.珠江口盆地珠一坳陷断层圈闭钻探风险性评价.石油学报,32(1):95-100.
- 牟中海,1993.计算地层古厚度的一种方法.石油实验地质,15(4):414-422.
- 谭开俊,卫平生,吕锡敏,等,2005.地层古厚度定量恢复方法研究及应用——以准噶尔盆地陆东地区为例.天然气工业,25(10):24-26.
- 万文胜,杜军社,秦旭升,等,2007.低渗透注水开发砂岩油藏合理井网井距的确定方法.新疆石油天然气,3(1):56-59.
- 吴桐,付晓飞,王海学,等,2016.膏盐岩脆塑性变形特征及封闭能力定量评价.地质论评,62(1):127-137.
- 叶志达,2014.冀中坳陷新生代构造应力场数值模拟(硕士学位论文).华东:中国石油大学,37-54.
- 张松航,梁宏斌,唐书恒,等,2014.冀中坳陷东北部石炭—二叠系烃源岩热史及成熟史模拟.高校地质学报,20(3):454-463.
- 张艺,戴俊生,王珂,等,2014.冀中坳陷霸县凹陷古近纪断裂活动特征.西安石油大学学报(自然科学版),29(1):27-33.