

东濮凹陷西部斜坡带长垣断层封闭性及其输导模式

王学军^{1,2}, 苏惠¹, 曾溅辉², 蔡德燕¹, 王萍霞¹, 闫梅¹

(1. 中国石化股份中原油田分公司 勘探开发科学研究院 河南 濮阳 457001;

2. 中国石油大学(北京) 盆地与油藏研究中心 北京 102249)

摘要: 长垣主断层(长垣断层)是东濮凹陷西部斜坡带的二级同沉积断层,断层封闭性对油气运聚具有重要作用。利用断层生长指数、断面正压力、断层泥比率和断层两侧岩性对置关系分析了长垣断层的封闭性。结果表明:长垣断层由南向北活动时期逐渐变晚,活动强度南强北弱,断层的断距和垂向封闭性差异是油气差异性富集的主控因素;沙二段上亚段厚层泥岩的涂抹作用使长垣断层侧向封闭性增强;长垣断层下降盘沙二段上亚段与上升盘对置地层的南北向差异导致上升盘油气富集层位的差异;长垣断层上升盘的伴生断层为构造断层,活动时期较早,垂向封闭性强,油气侧向运移至长垣断层后,其聚集受断层两侧岩性对置关系控制。

关键词: 断层封闭性 断面正压力 岩性对置关系 长垣断层 输导模式 东濮凹陷

中图分类号: TE112.321

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0005-05

断层封闭性变化对油气运聚成藏具有重要控制作用^[1-2],同一条断层在不同时期、不同部位对油气运聚的影响也不尽相同^[3]。中外学者针对断层封闭性开展了大量实验分析和理论研究,根据单因素或多因素建立了多种断层封闭性的判别方法^[4-13]。断层封闭性受多种因素控制,对油气运移和聚集的影响是非常复杂的过程,在分析过程中必须结合具体情况综合考虑才能得出比较准确的评价结果。

东濮凹陷西部胡状集和庆祖集油田的油气来源于东侧的海通集洼陷,东营组沉积时期沙三段烃源岩生成的大量油气经长垣断层运移至上升盘^[14-15]。然而,油气在上升盘的富集层位和平面分布存在明显差异,说明长垣断层封闭性存在着差异,这种差异可能是影响该区油气富集差异的主要因素。为此,笔者利用断层生长指数、断面正压力、断层泥比率、断层两侧岩性对置关系分析了东濮凹陷西部斜坡带长垣断层不同时期、不同部位的封闭性,探讨了断层封闭性对西部斜坡带油气差异性富集的影响。

1 区域地质概况

东濮凹陷位于渤海湾盆地西南缘,属于临清坳陷的一部分,新生代经历了古近纪断陷、新近纪和第四纪拗陷等演化阶段,断裂活动对凹陷的形成演化

起主导作用,断层在不同尺度上控制着凹陷的沉积和构造,也控制了油气的聚集与分布。长垣断层为东濮凹陷西部斜坡带的同沉积断层,是长垣东洼陷、南何家洼陷以及海通集洼陷的西边界断层。平面上,断层呈北北东走向,延伸长度近100 km,南端延伸至盆地边界,北端消失在柳屯洼陷中,在庆1井附近与石家集断层合并。断层倾向为南东东向,两端断面较陡(倾角约为50°~70°),中间部分相对较缓(倾角约为30°~50°),垂直断距一般在1 000 m以上,最大断距达3 600 m。断层南端活动时间相对较早,可能在凹陷发育之初就开始形成,向北活动时期逐渐变晚,断层北端垂向上可延伸至新近系明化镇组。长垣断层北段是研究的重点,其下降盘为海通集洼陷,上升盘为胡状集和庆祖集油田的主体位置,古近系沙三段是其油气富集层系,2个油田的探明储量占西部斜坡带总探明储量的50%以上,胡状集油田的油气富集层位为沙三段中亚段和上亚段,庆祖集油田的油气富集层位为沙三段下亚段和中亚段,整体表现为向南油气富集层位变老。长垣断裂带是由长垣主断层及其伴生的次级断层所构成(图1),长垣断层上升盘发育2条比较大的分支正断层,且低序级断层非常发育,构造复杂,在沙三段—沙二段已发现多个小断块油藏;下降盘也发育多条分支正断层,平面上呈单边羽状排列,形成一系列墙

收稿日期:2012-05-10。

作者简介:王学军,男,高级工程师,从事油气成藏机理与分布规律研究。联系电话:(0393)4821644,E-mail:bjxy_wxj@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“东濮凹陷油气富集规律与增储领域”(2011ZX05006-004)。

角断块圈闭,油气在构造高部位聚集,油藏规模较小,含油层位为沙三段上亚段—沙二段。

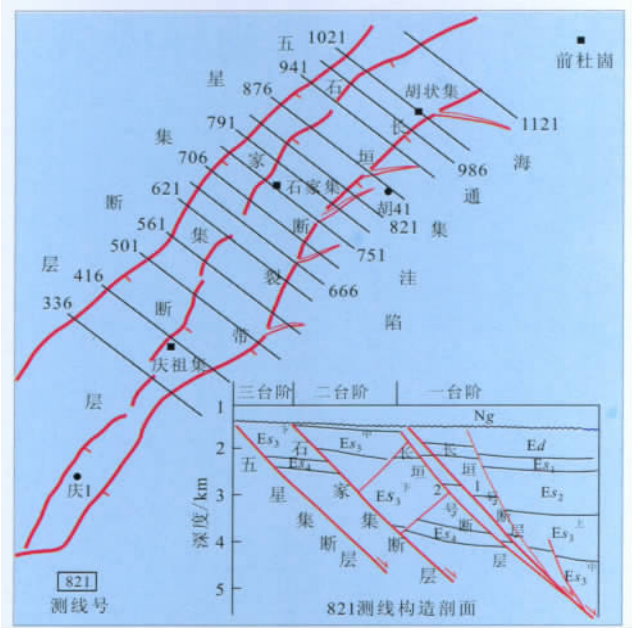


图 1 东濮凹陷西部斜坡带构造纲要

2 断层封闭性

2.1 垂向封闭性

2.1.1 断层生长指数

断层在活动时期是开启的,只有停止活动后方

可形成垂向封闭^[16],断面正压力、断层产状和断裂带填充物是影响垂向封闭性的主要因素^[4,9]。长垣断层是水平拉张主应力场作用下形成的同沉积断层,长期幕式或间歇式构造活动使其成为油气运移通道。长垣断层在胡状集—庆祖集地区有多条分支断层,不同级别断层的活动规律不同,对油气运聚的影响也存在差异。

为认识断层的活动规律,由北向南选取 15 条地震剖面(图 1),计算了长垣主断层(长垣 1 号断层)和上升盘次级断层(长垣 2 号断层)的生长指数。结果表明:长垣 1 号断层在沙三段中亚段沉积时期开始活动,但活动强度不大,可划分成 1021 测线以北、1021 测线—821 测线、821 测线—706 测线、561 测线以南共 4 段,每段两端生长指数小,中部大,断层分段活动特征明显;在沙三段上亚段沉积时期,长垣 1 号断层整体活动性增强,且南部活动强度明显大于北部,同样具有分段活动特征(表 1)。剖面上,长垣 1 号断层一直延伸至东营组不整合面,北端可延伸至明化镇组,说明该断层为东营组沉积时期持续活动的同沉积断层,对该时期生成的油气起主要输导作用。长垣 2 号断层生长指数接近于 1,不具同沉积断层特点,应为长垣 1 号断层伴生的构造断层。剖面上,长垣 2 号断层多终止于沙三段,为沙河街组沉积时期的构造断层,在东营组沉积时期垂向封闭性较强。

表 1 长垣断层生长指数和泥岩涂抹系数

主测线	长 垣 1 号 断 层				长 垣 2 号 断 层		
	生 长 指 数		断距/m	倾角/(°)	泥岩涂 抹系数	断距/m	倾角/(°)
	沙三段中亚段	沙三段上亚段					
1121	1.31	1.45	381	62.3	0.77	224	68.5
1021	1.01	1.60	865	58.8	0.66	549	68.7
986	1.29	2.53	869	55.2		365	65.4
941	1.97	3.18	1 001	53.2	0.65	508	69.4
876	1.25	1.74	1 320	50.1	0.67	657	51.7
821	1.03	2.57	1 621	48.5	0.64	670	53.1
791	2.35	2.89	1 502	46.3	0.65	497	59.6
751	1.67	2.05	1 043	48	0.6	848	53.5
706	0.99	1.23	1 120	51	0.73	515	47.4
666	1.08	2.56	2 820	47.9			
621	0.99	3.42	2 867	53			
561	1.05	3.38	2 881	51.6			
501	1.54	3.43	1 928	51		901	54
416	1.23	3.61	2 949	50	0.75		
336	1.33	3.12	3 231	50		451	54

长垣断层下降盘羽状分支断层沙河街组各段的生长指数计算结果(图2)表明:6条比较大的分支断层具有同沉积特点,这些羽状分支断层在沙河街组沉积时期都持续活动,且越向北活动时期越晚。平面上,同沉积分支断层多处于长垣1号断层生长指数较小的部位,二者呈互为消长的关系。

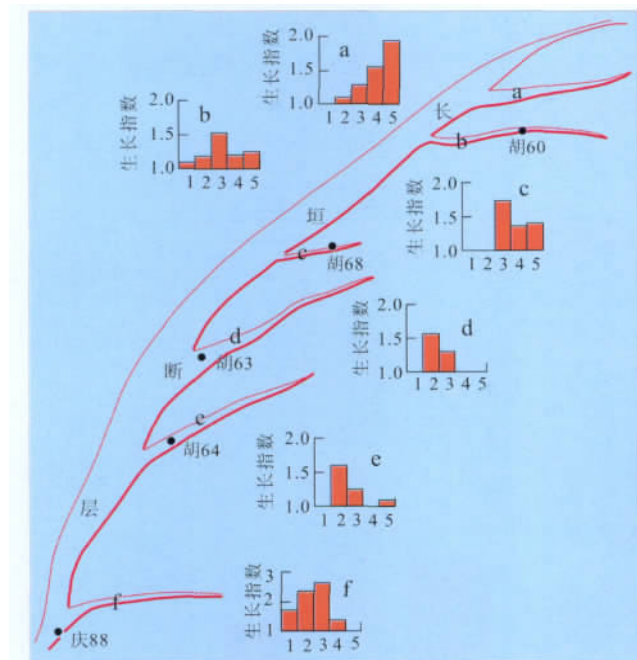


图2 长垣断层下降盘羽状分支断层生长指数
(沙二段下亚段顶面构造)

生长指数图中横坐标中1为沙三段中亚段;2为沙三段上亚段
2—4 砂组;3为沙三段上亚段1 砂组;4为沙二段;5为沙一段

2.1.2 断面正压力

影响断层垂向封闭性最关键的因素是断面的紧闭程度,无论是正断层还是逆断层,当断层停止活动后,断面都会因上覆地层重力作用,紧闭愈合,断面所受压力越大,垂向封闭性越强,反之断层的垂向封闭性越弱^[16]。断面的紧闭程度可用断面所受正压力(断面正压力)来衡量,其计算式参照文献[9]。

确定断层垂向封闭所需断面正压力下限值的方法有2种:①通过建立泥岩塑性变形极限与埋深之间的关系确定断面正压力下限值^[10];②对某一具体地区,可解剖已知油藏,确定断面正压力下限值^[11]。胡状集—庆祖集地区长垣断裂带已发现多个油气藏,能够满足第2种确定断面正压力下限值的要求。计算了长垣断裂带内9个断块油藏控藏断层的现今断面正压力。结果表明:埋藏最浅的胡39-2断块油藏的断面正压力值最小,为16.8 MPa。因此,确定长垣断层垂向封闭所需断面正压力下限值为16.8 MPa。

长垣1号断层在东营组沉积时期断面正压力计算结果(图3)表明:该条断层在东营组沉积时期的断面正压力多数都大于其下限值,仅在941测线以北和761测线附近低于下限值,断层垂向封闭性较弱。勘探实践也证实,上述2个位置也是长垣断裂带浅层沙二段发现油气藏最多的部位,靠近长垣断裂带的馆陶组、明化镇组也见到了油气显示。沿断层走向,向南断面正压力逐渐增大,表明向南长垣断层的垂向封闭性增强,油气垂向运移的高度降低,这可能是长垣断层上升盘油气富集层位差异的影响因素之一。

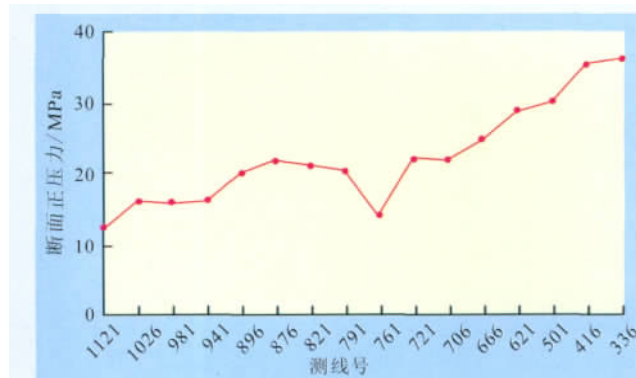


图3 长垣1号断层东营组沉积时期断面正压力

2.1.3 断裂带填充物质

断层停止活动后形成垂向封闭的根本原因是在断面正压力下断裂带内泥岩发生塑性变形,排替压力增大。同沉积断层活动时期,湖盆泥质沉积物多处于半固结状态,很容易进入断裂带内形成泥质充填^[2]。西部斜坡带泥岩比较发育,特别是沙二段上亚段沉积了咸化湖相紫红色泥岩与浅灰色含膏泥岩,最大厚度为550 m,为该区的区域性盖层。因此,长垣断层在沙二段上亚段容易形成垂向封堵,大部分油气可能沿长垣1号断层和羽状分支断层垂向运移至沙二段下部,然后侧向运移进入长垣断裂带。

2.2 侧向封闭性

2.2.1 泥岩涂抹作用

断层垂向封闭性分析表明,长垣断层下降盘沙三段烃源岩生成的油气沿长垣1号断层及伴生的羽状分支断层垂向运移,由于沙二段泥质充填形成垂向封闭,油气开始侧向运移并进入长垣断裂带及其上升盘,油气运聚主要受断层侧向封闭性控制。应用断层泥比率^[9]评价了长垣2号断层的侧向封闭性。结果表明,长垣2号断层的断层泥比率均大于0.5,说明断层的侧向封闭性较好。但勘探实践表明,长垣断裂带内圈闭含油气高度小,为20~30 m,

圈闭充满度不超过 50% ,油气富集程度较低 ,说明断层带内泥岩涂抹作用可能未形成连续侧向封堵。

2.2.2 岩性对置关系

一般情况下 ,断层两盘地层砂—砂对接时断层输导 ,砂—泥对接时断层封闭。西部斜坡带胡状集—庆祖集地区砂泥岩频繁间互 ,对置关系复杂。在绘制长垣 2 号断层 Alan 图基础上 ,计算了上升盘不同层位的砂地比 ,并将砂地比数据和已发现油藏的位置都投到 Alan 图上(图 4) ,分析岩性对置关系

对断层侧向封闭性的影响。由图 4 可以看出 ,已发现油藏的位置所对应的断层上升盘砂地比较小 ,一般小于 20% ,说明断层两侧地层砂—泥对接的概率大 ,断层侧向封闭性好 ,断层两侧岩性对置关系对断裂带油气成藏起着重要作用。长垣 2 号断层两侧地层的对置关系在走向上是不断变化的 ,上升盘砂泥岩发育也在不断变化 ,使得断层两侧岩性对置关系复杂多变。断裂带内与断层上升盘低砂地比对置的地层可能是下步勘探的有利方向。

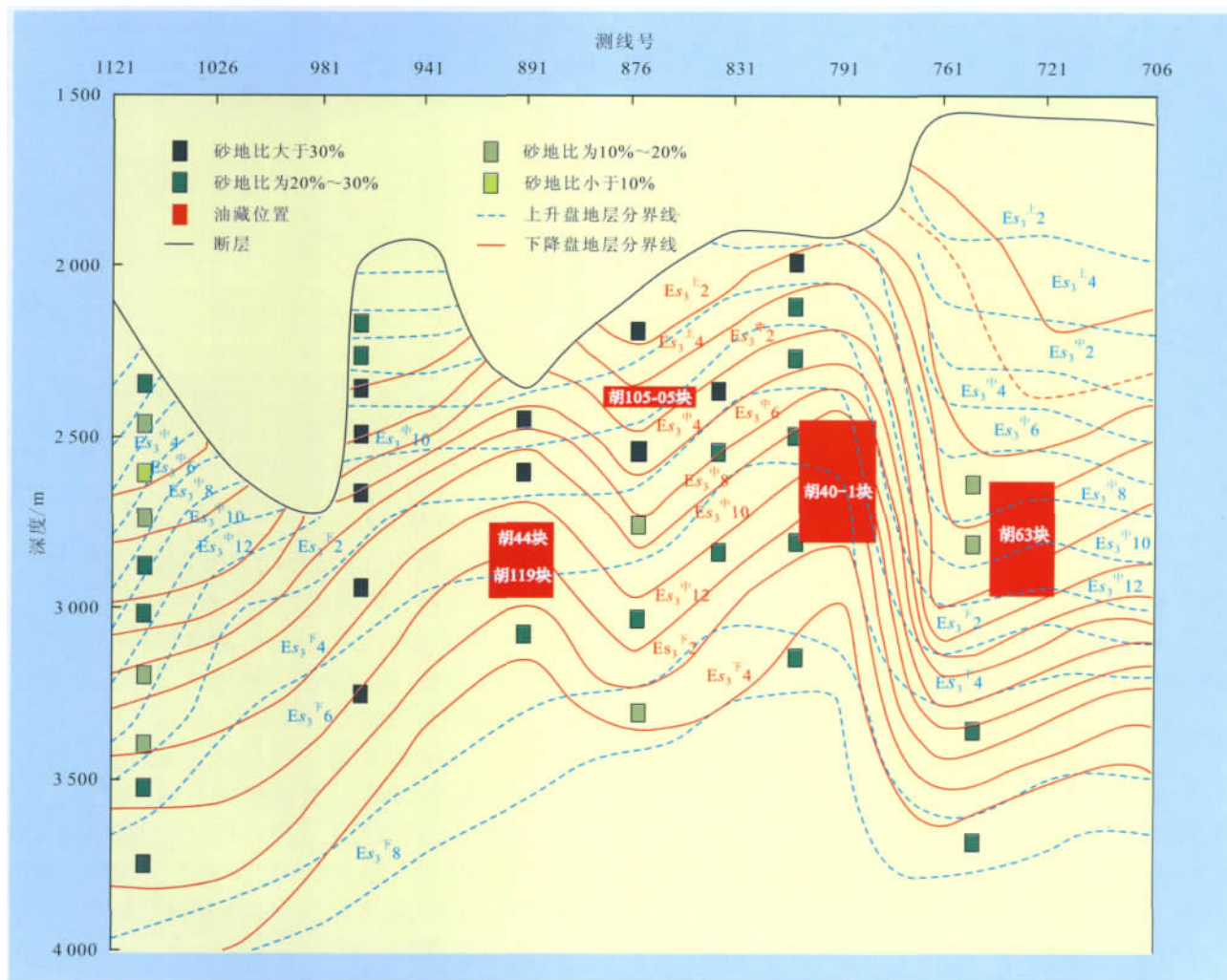


图 4 长垣 2 号断层两侧岩性对置关系

3 断层输导模式

东濮凹陷西部斜坡带的油气为海通集洼陷沙三段烃源岩在东营组沉积时期生成 ,长垣断层对西部斜坡带的油气运聚起着控制作用。长垣 1 号断层及其羽状分支断层持续活动并沟通洼陷带内烃源岩层 ,油气由烃源岩层进入断层后开始垂向运移 ,断面

正压力与泥岩涂抹作用使长垣断层大致在沙二段形成垂向封堵 ,油气垂向运移至此开始沿砂体侧向运移 ,进入长垣断裂带和二台阶。长垣断裂带和二台阶的油气聚集主要受断层两侧岩性对置关系影响 ,目前已发现的断裂带油藏与二台阶对置地层的砂地比都较低(小于 20%)。长垣 1 号断层断距由北向南增大 ,下降盘沙二段埋深增大 ,断层垂向封闭的深度也增大 ,与上升盘对置的地层逐渐变老 ,从而

使二台阶油气富集层位向南变老(图5)。

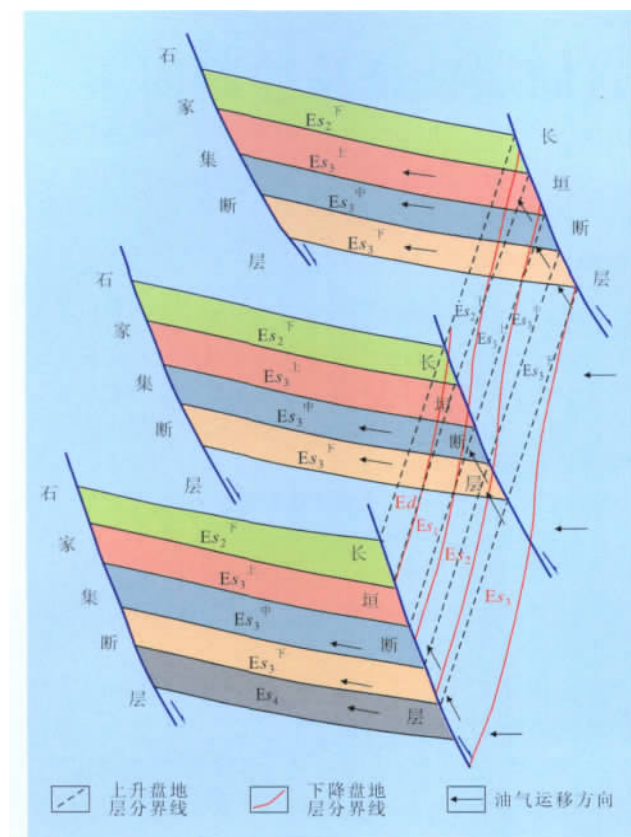


图5 长垣断层油气输导模式

4 结论

长垣断层是东濮凹陷西部斜坡带的二级同沉积断层,对油气运聚具有重要的控制作用。长垣断层多期分段活动并在下降盘发育多条羽状分支断层,长垣1号断层和下降盘部分羽状分支断层具同沉积断层特征,从沙三段沉积中晚期开始活动,活动时期南早北晚,北端可一直持续至东营组沉积时期,成为海通集洼陷内油气向西部斜坡带运移的垂向通道。

长垣1号断层断面正压力在断层走向上存在差异,向南垂向封闭性增强;沙二段上亚段厚层泥岩的涂抹作用,使长垣断层侧向封闭性增强,同沉积时期的未固结泥质沉积物易于充填至断裂带内,增强了长垣断层的垂向封闭性,长垣1号断层下降盘沙二段上亚段与上升盘对置地层的南北向差异导致长垣

断层上升盘油气富集层位的差异;长垣断层上升盘的伴生断层为构造断层,垂向封闭性强,油气由长垣主断层进入断裂带后,其聚集受断层两侧岩性对置关系控制。

参考文献:

- [1] 陈伟,吴智平,侯峰. 临南洼陷临商断裂带与油气成藏的关系[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(2): 25-29.
- [2] 吕延防,付广,张石峰,等. 断层封闭性研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 100-132.
- [3] 李洁,林舸. 同一断层垂向封闭的差异性分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(5): 4-8.
- [4] 吕延防,沙子萱,付晓飞,等. 断层垂向封闭性定量评价方法及其应用[J]. 石油学报, 2007, 28(5): 34-38.
- [5] 吕延防,陈章明. 非线性映射分析判断断层封闭性[J]. 石油学报, 1995, 16(2): 36-41.
- [6] 庄嘉翠,张善文,王永诗,等. 油气沿断层输导的压力降模型[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 46-50.
- [7] 王秋菊. 断层垂向封闭所需断层面压力下限的确定方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(4): 30-34.
- [8] 蔡燕杰. 孤岛油田西南缘馆下段断层封闭性研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(5): 28-31.
- [9] 刘震,谭卓,蔡东升,等. 用断层面正压力法分析北部湾盆地涠西南凹陷断层垂向封闭性及其演化[J]. 地质科学, 2008, 43(4): 695-711.
- [10] 张春林,高先志,李淮莲,等. 柴达木盆地尕斯库勒断层封闭性及其对油气运聚的作用[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(6): 659-665.
- [11] 宋国奇,向立宏,郝雪峰,等. 运用排替压力法定量预测断层侧向封闭能力——以济阳凹陷为例[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(1): 1-4.
- [12] Yielding G, Freeman B, Needham D T. Quantitative fault seal prediction[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 897-917.
- [13] Knipe R J. Juxtaposition and seal diagrams to help analyze fault seals in hydrocarbon reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(2): 187-195.
- [14] 苏惠,张金川,曲丽萍,等. 东濮凹陷西斜坡油藏地球化学特征与油气源对比[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2005, 27(6): 7-11.
- [15] 张云献,沈忠民,刘海燕. 东濮凹陷西部斜坡带油藏地球化学特征[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2007, 34(5): 531-537.
- [16] 付广,袁大伟. 断层垂向封闭性演化的定量研究[J]. 断块油气田, 2009, 16(1): 1-5.

编辑 武云云

PETROLEUM GEOLOGY AND RECOVERY EFFICIENCY

Vol. 19 No. 4 2012

Zhao Lijie, Jiang Youlu, Liu Hua et al. Thermal evolution of Paleogene source rocks and relationship with reservoir distribution in Raoyang sag, Bohai Bay Basin. *PGRE*, 2012, 19(4): 1–4.

Abstract: The Raoyang sag is one of the hydrocarbon-rich sags in Bohai Bay Basin, mainly developed two major source rocks— E_{s3} and E_{s1x} , located in Maxi, Renxi, Hejian–Suning and Raonan sub-sags. Selected 44 exploration wells, combined with the temperature data, the thickness of Ed denudation data in the study area, the evolution of the maturity of planar of E_{s1x} and E_{s3s} source rocks in different historical periods are studied from point to plane. The results show that evolutionary history of maturity of source rocks is significantly different in different sub-sags and different structures in Raoyang sag; the degree of thermal evolution in Hejian–Suning sub-sag is the highest, E_{s3s} source rock entered hydrocarbon generation threshold in the end of Ed , reached the peak of hydrocarbon generation in the end of Ng and now comes into the associated gas phase; E_{s1x} source rock entered hydrocarbon generation threshold in the early of Ng and has been always in the stage of mature oil from the interim of Nm to now. Due to serious erosion of Ed , E_{s1x} source rock did not enter hydrocarbon generation threshold until now, E_{s3s} source rock is still in immature stage from the interim of Nm to now in Yangwuzhai–Wuqiang region. Around the hydrocarbon generation center, reservoirs show a zonal distribution in the sag. Enrichment of the reservoirs has a close relationship with the distance between oil source in different structures and exploration strata.

Key words: basin modeling; source rocks; maturity; hydrocarbon generation history; reservoir distribution; Raoyang sag

Zhao Lijie, College of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 257061, China

Wang Xuejun, Su Hui, Zeng Jianhui et al. Fault sealing and oil–gas migration patterns of Changyuan on western slope, Dongpu depression. *PGRE*, 2012, 19(4): 5–9.

Abstract: Changyuan fault is a secondary contemporaneous fault, and its sealing factors play a significant role in hydrocarbon migration and accumulation on western slope in the Dongpu depression. Analyzing on fault sealing characteristics, including oil and gas transportation based on fault growth index, normal pressure on fault plane, shale gouge ratio (SGR), and lithology contraposition relationship of the fault, shows that, ① Changyuan fault activated earlier and stronger in the south, and it became later and weaker in the north. These variety resulted sealing difference between the north and the south of Changyuan fault, ② variety of the fault factors resulted the difference of normal pressure on fault plane along the fault strike, as well as the difference of sealing characteristics. Abrasion smear of upper E_{s2} formation strengthened the lateral sealing, the role of normal pressure on fault plane clay fillings increased the vertical sealing of Changyuan fault. Difference of lithology contraposition relationship between the north and the south of Changyuan fault resulted the difference of oil and gas accumulation in its footwall. Associating fault on footwall of Changyuan fault is a structural fault which activated earlier and is of vertical sealing, oil and gas migrated vertically along Changyuan main fault to Changyuan fractural zone and then migrated laterally. Hydrocarbon accumulation is dominated by lithology contraposition relationship of the fault.

Key words: fault sealing; normal pressure on fault plane; lithology contraposition relationship of faults; Changyuan fault; Dongpu depression

Wang Xuejun, Zhongyuan Oilfield Branch Company, SINOPEC, Puyang City, Henan Province, 457001, China

Zhang Yuxi, Zhou Jiangyu, Li Xiaofeng et al. Reservoir characteristics and control factors of Triassic clastic rocks in Liangbei region. *PGRE*, 2012, 19(4): 10–13.

Abstract: Using the date of drilling cores, cast thin slice, scanning electron microscope and so on, the characteristics and control factors of the Triassic clastic reservoirs in Liangbei region are studied. The rock type is dominantly the feldspar sandstone and debris sandstone, with the petrological characteristics of low compositional maturity and medium textural maturity, and the reservoir spaces are mainly intergranular dissolution pores, secondly cracks, and it is medium porosity to low–medium permeability reservoir. The main sedimentary system in the study area is alluvial fan–rivers–lakes–delta system, the main sedimentary bodies are delta plain, delta front, lakeside and shallow facies. Reservoir sand bodies are distributary channel and estuary dam. The key factor of reforming the deep–buried clastic rock reservoirs is diagenesis, and the primary porosity suffers a great reduction by compaction; Due to the atmospheric water and organic acid, the calcite, feldspar, rock fragment, quartz and miscellaneous matrix experience dissolution, and a lot of dissolution pores increased reservoir property of deep clastic rocks. Dissolution is the key factor favoring the occurrence of high quality reservoir.

Key words: reservoir characteristics; control factors; clastic rock; Triassic; Liangbei area

Zhang Yuxi, Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wu-