

# 渤海湾盆地冀中坳陷大柳泉地区 $F_8$ 断裂 不同时期输导油气能力对油气成藏贡献

于英华<sup>1)</sup>, 陈达<sup>1)</sup>, 袁红旗<sup>1)</sup>, 张亚雄<sup>2)</sup>, 曹文瑞<sup>1)</sup>www.  
geojournals.cn/georev

1) 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆, 163318;

2) 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京, 100083

**内容提要:**为了研究渤海湾盆地冀中坳陷大柳泉地区  $F_8$  断裂附近油气分布规律, 在  $F_8$  断裂不同时期输导油气通道及分布特征研究的基础上, 通过  $F_8$  断裂活动期伴生裂缝通道及停止活动后凸面脊通道输导油气能力评价, 结合  $F_8$  断裂附近油气分布规律, 对  $F_8$  断裂不同时期输导油气能力对成藏贡献进行了研究, 结果表明:  $F_8$  断裂第二条件伴生裂缝通道输导油气能力明显强于第一条件伴生裂缝通道输导油气能力, 第二条件伴生裂缝通道输导油气能力从沙四上亚段(即古近系沙河街组四段上亚段, 余类推)至沙三中亚段增强, 从沙三中亚段至沙三上亚段减弱, 而第一条件伴生裂缝通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三中亚段增强较慢, 从沙三中亚段至沙三上亚段输导油气能力增强较快。 $F_8$  断裂第1、2条凸面脊通道输导油气能力明显较第3、4条凸面脊通道输导油气能力要强, 第1条凸面脊通道输导油气能力从沙三下亚段至沙三中亚段明显减弱, 但从沙三中亚段至沙三上亚段变化不大, 第2条凸面脊通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三中亚段增强, 从沙三中亚段至沙二段减弱, 从沙二段至馆陶组快速增强; 第3条凸面脊通道输导油气能力由沙四上亚段至沙三下亚段变化不大, 从沙三下亚段至沙三上亚段快速增大, 从沙三上亚段至沙二段变化不大, 从沙二段至馆陶组快速减小。第4条凸面脊通道疏导油气能力从沙三下亚段至沙三上亚段快速增加, 从沙三上亚段至沙二段快速减小, 从沙二段至馆陶组减小缓慢。 $F_8$  断裂活动期伴生裂缝通道输导油气能力对成藏的贡献无论是在平面上还是在剖面上均大于停止活动后凸面脊通道输导油气能力对成藏的贡献。

**关键词:**渤海湾盆地; 冀中坳陷; 廊固凹陷; 大柳泉地区; 输导油气能力; 成藏贡献

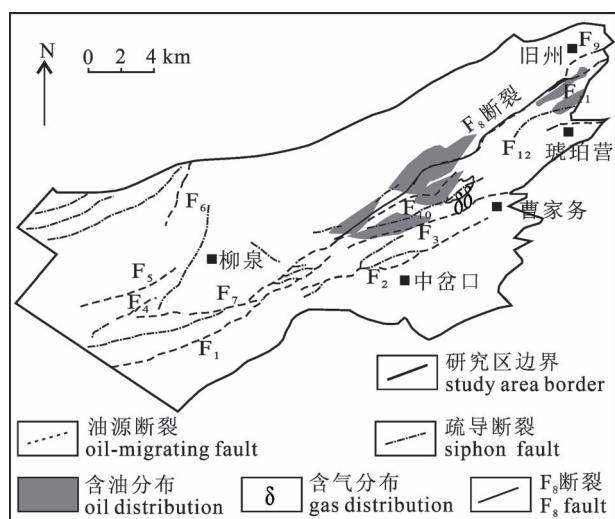
大柳泉地区是位于渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷西南部的一个大型鼻状构造带, 走向为北东走向, 南北长约 28 km, 东西宽约 37 km, 面积约为 500 km<sup>2</sup>。该区从下至上发育的地层有古近系、新近系及第四系, 古近系地层有孔店组、沙河街组、东营组, 新近系有馆陶组和明化镇组。 $F_8$  断裂位于大柳泉地区东北部旧州断裂内, 旧州断裂带主要由  $F_1$  至  $F_{12}$  12 条断裂构成, 均是在 NWW—NEE 方向拉张应力作用下伴随着大柳泉背斜构造形成而形成的正断裂(图 1), 其断裂特征如表 1 所示。目前在  $F_8$  断裂附近的沙三、四段(即古近系沙河街组三段、四段, 余类推)地层中已找到了大量油气(图 2)。油源对比结果表明, 其油气主要来自下伏沙四段源岩, 属于下生上储式生储盖组合。然而,  $F_8$  断裂附近不同层位油气富集程度不同, 油气主要富集在沙三中亚段,

其次是沙三下亚段和沙三上亚段, 最少是沙四上亚段。平面上油气分布特征也不相同, 油气主要分布在其中西部, 少量分布在东部。这一油气富集及分布特征除了受到  $F_8$  断裂附近圈闭和砂体是否发育的影响外, 很大程度上是受到了  $F_8$  断裂不同时期输导油气能力对油气成藏贡献大小不同的影响所致。因此, 能否正确地认识  $F_8$  断裂不同时期输导油气能力对油气成藏的贡献, 对于正确认识其附近油气分布规律及指导油气勘探均具有重要意义。关于断裂输导油气能力前人曾做过一定研究和探讨, 归纳起来主要表现在以下两个方面: 第一个方面是根据断裂在油气成藏期古活动速率的相对大小, 研究断裂活动时期断裂输导油气通道(Ligtenberg, 2005; 姜丽娜等, 2009; 庄新兵等, 2012; 付红军等, 2014; 蒋有录等, 2015; 于英华等, 2019), 认为断裂古活动速率相

注:本文为国家自然科学基金资助项目(编号:41872157)的成果。

收稿日期:2021-02-18; 改回日期:2021-04-27; 网络首发:2021-05-20; 责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2021.04.271

作者简介:于英华,女,1979年生,博士,副教授,主要从事油气成藏与储层地质教学与研究;Email: yyhq2008@163.com。通讯作者:袁红旗,男,1979年生,博士,教授,主要从事油气地质勘探的教学与研究工作;Email: 18131939@qq.com。



对较大部分,伴生裂隙相对发育,应是断裂活动时期输导油气通道。再者是根据断裂古活动速率相对大小及其他断裂发育特征,对断裂活动时期输导油气能力进行评价研究,并讨论断裂活动时期输导油气能力对油气成藏的贡献(Caine et al., 1996; 邓津辉

图1 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区 $F_8$ 断裂发育及沙三、四段油气分布关系图

Fig. 1 Fault  $F_8$  development and hydrocarbon distribution relationship of  $E_{S_3}$  and  $E_{S_4}$ 's in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

等,2008;付广等,2016;Navas-Lopez et al., 2019;蒋有录等,2020)。第二个方面是根据断裂断层面产状特征,利用断层面油气势能场分布特征,研究断裂停止活动后输导通道(Yielding et al., 1997; 杨德相等,2017; 付广等,2017; 袁红旗等,2019; 蒋有录等,2020),认为断裂凸面脊应是断裂停止活动后输导油气通道,再者是根据断裂凸面脊发育特征,结合其他断裂发育特征,对断裂停止活动后输导油气能力进行评价,并探讨断裂停止活动后凸面脊通道输导油气能力对油气成藏贡献(Yielding et al., 1997; 蒋有录等,2011; 王辉等,2011; 孙永河等,2013; 付广等,2017)。以上这些研究成果对正确认识含油气

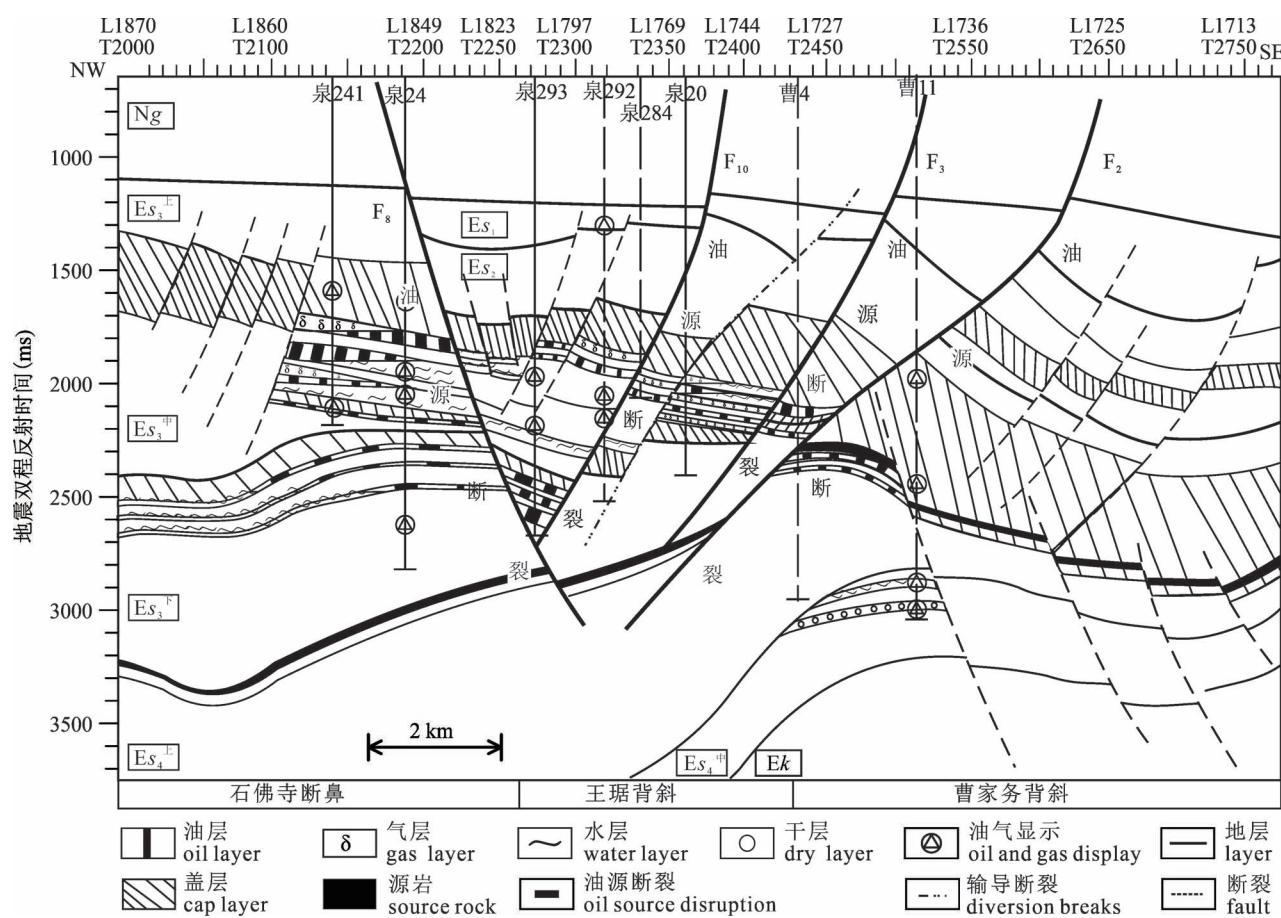


图2 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区过 $F_8$ 断裂油藏剖面图

Fig. 2 Profile of oil reservoir passing through fault  $F_8$  in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

盆地下生上储式断裂附近油气分布规律及指导油气勘探起到了非常重要的作用。然而,上述研究对断裂不同时期输导油气能力评价均是分开进行的,而且没有研究断裂不同时期输导油气活动对油气成藏的贡献,难以准确地反映地下断裂附近油气分布规律,给断裂附近油气勘探带来了一定的风险。因此,开展  $F_8$  断裂不同时期输导油气能力对油气成藏贡献研究,对于正确认识其附近油气分布规律及指导油气勘探均具有重要意义。

**表 1 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区主要油源断裂几何学特征**

**Table 1 Geometric characters of main oil-source faults in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin**

油源断裂名称	走向	倾向	倾角(°)	延伸长度(km)	断穿层位
$F_1$ 油源断裂	NE	NW	48~53	15.5	馆陶组—沙四段
$F_2$ 油源断裂	NEE	NNW	37~46	14.0	馆陶组—沙四段
$F_3$ 油源断裂	NEE	NNW	35~44	13.7	馆陶组—沙四段
$F_4$ 油源断裂	NE	SE	20~37	4.3	馆陶组—沙四段
$F_5$ 油源断裂	NE	SE	18~45	9.0	馆陶组—沙四段
$F_6$ 油源断裂	NNE	SEE	31~45	5.3	馆陶组—沙四段
$F_7$ 油源断裂	NE	SE	20~46	18.5	馆陶组—沙四段
$F_8$ 油源断裂	NE	SE	34~53	20.6	馆陶组—沙四段
$F_9$ 油源断裂	NE	SE	44~55	3.5	馆陶组—沙四段
$F_{10}$ 油源断裂	NEE	NNW	25~45	9.3	馆陶组—沙四段
$F_{11}$ 油源断裂	NE	NW	36~53	14.6	馆陶组—沙四段
$F_{12}$ 油源断裂	NEE	NNW	30~47	12.8	馆陶组—沙四段

## 1 $F_8$ 断裂不同时期输导通道及其分布特征

大柳泉地区油气成藏期主要为沙二段—东营组沉积时期,其次是馆陶组—明化镇组沉积时期(邹华耀等,2001;宋荣彩,2008;刁帆等,2014;胡欣蕾等,2018;刘峻桥等,2019)。断裂活动时期为沙二段,可作为断裂活动时期研究其输导油气能力,而明化镇组沉积末期断裂已停止活动,可作为断裂停止活动后时期研究其输导油气能力。

### 1.1 $F_8$ 断裂伴生裂缝通道及其分布特征

断裂活动时期输导油气通道主要为伴生裂缝,但由于受到目前研究手段的限制难以直接确定出断裂伴生裂缝发育部位,只能借助于间接方法进行预测。具体方法是利用三维地震资料统计  $F_8$  断裂在不同层位内的断距,利用最大断距相减法(Dutton et al., 2009)恢复油气成藏期—沙二段沉积时期  $F_8$  断裂在不同层位内的古断距,再除以断裂活动时期,便

可以得到不同层位内  $F_8$  断裂古活动速率(图 2),由图 2 中可以看出,  $F_8$  断裂古活动速率相对较大部位主要分布在其中东部,其次是中西部,东西端部古活动速率最小。然后根据大柳泉地区已知井点处断裂古活动速率与其附近油气分布关系(周心怀等,2009),取含油气处最小的断裂古活动速率,作为伴生裂缝发育所需的最小古活动速率,约为 10 m/Ma。最后将  $F_8$  断裂古活动速率大于伴生裂缝发育所需的最小古活动速率的部位圈在一起,即为  $F_8$  断裂伴生裂缝通道发育部位(图 3)。由图 3 中可以看出,  $F_8$  断裂有伴生裂缝发育部位,一处主要分布在其中部较大部位,另一处仅分布在西部边部。将  $F_8$  断裂在不同层位内伴生裂缝发育部位连接起来,便可以得到  $F_8$  断裂伴生裂缝通道分布(图 4),由图 4 中可以看出,  $F_8$  断裂主要发育 2 条伴生裂缝通道,其中第 1 条伴生裂缝通道相对发育,宽度大;而第 2 条伴生裂缝通道相对不发育,宽度相对较窄。

### 1.2 $F_8$ 断裂凸面脊通道及其分布特征

利用三维地震资料追索  $F_8$  断裂断层面空间分布,由不同层位现今埋深,利用地层古埋深恢复方法(庞雄奇等,1991)恢复其在停止活动后—明化镇组沉积末期的古埋深,由式(1)计算其古油气势能值( $K_J$ ),由其古油气势能等值线法线汇聚线,便可以得到  $F_8$  断裂凸面脊通道分布(图 5)。由图 5 中可以看出,  $F_8$  断裂发育 4 条凸面脊通道。第 2 和第 3 条凸面脊通道分布在其中部,第 1 条凸面脊通道分布在其中西部,第 4 条凸面脊通道分布在东北边部,第 1、2 条凸面脊通道宽度相对较大,而第 3、4 条凸面脊通道宽度相对较小。

$$\Phi = gz + p/\rho \quad (1)$$

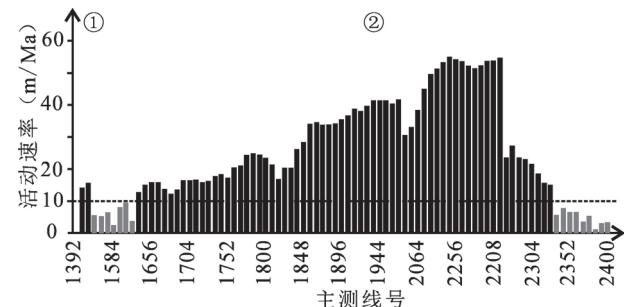


图 3 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂伴生裂缝发育部位厘定图

Fig. 3 Calibration of development position of associated fracture for Fault  $F_8$  in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

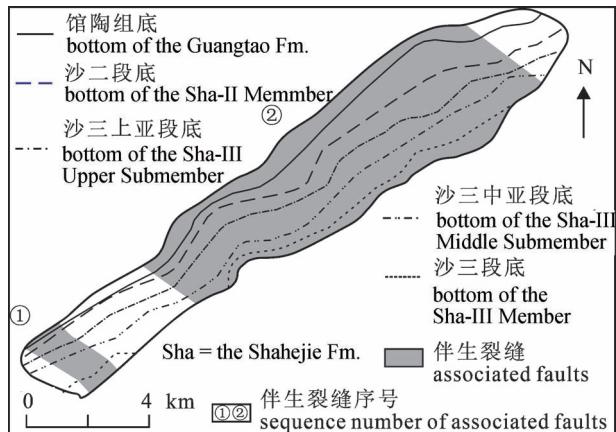


图4 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  
 $F_8$  断裂2条伴生裂隙通道分布图

Fig. 4 Distribution of two associated fracture channels for Fault  $F_8$  in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

式中:  $\Phi$ —断层面古油气势能值, kJ;  $z$ —断层面古埋深, m;  $p$ —断层面流体压力 (MPa), 可利用  $\rho_w Z$  求取,  $\rho_w$  地层水密度, g/cm<sup>3</sup>;  $\rho$ —油气密度, g/cm<sup>3</sup>;  $g$ —重力加速度, m/s<sup>2</sup>。

## 2 $F_8$ 断裂不同时期输导油气能力及其分布特征

由于断裂活动时期与停止活动后输导通道不同, 影响其输导能力的因素也就不同, 其输导油气能力及其分布特征也就不同。

### 2.1 $F_8$ 断裂伴生裂隙通道输导油气能力及其分布特征

断裂伴生裂隙通道输导油气能力主要受到其宽度、倾角、断裂古活动速率和被其错断地层泥质含量多少(脆塑性)的影响。伴生裂隙通道宽度、倾角和断裂古活动速率越大, 被其错断地层泥质含量越小, 伴生裂隙通道输导油气能力越强, 反之越弱。可据此关系用式(2)综合反映断裂伴生裂隙通道输导油气能力, 由式(2)中可以看出  $T_1$  值与  $\alpha$ 、 $l$ 、 $\theta$  成正比, 与  $R_m$  成反比,  $T_1$  值越大, 断裂伴生裂隙通道输导油气能力越强; 反之伴生裂隙通道输导油气能力则越弱。

$$T_1 = \alpha \cdot l \cdot (1 - R_m) \cdot \sin\theta \quad (2)$$

式中:  $T_1$ —断裂伴生裂隙通道输导油气能力评价参数;  $\alpha$ —伴生裂隙通道平均古活动速率, m/Ma;  $l$ —伴生裂隙通道宽度, m;  $R_m$ —被错断地层泥质含量;

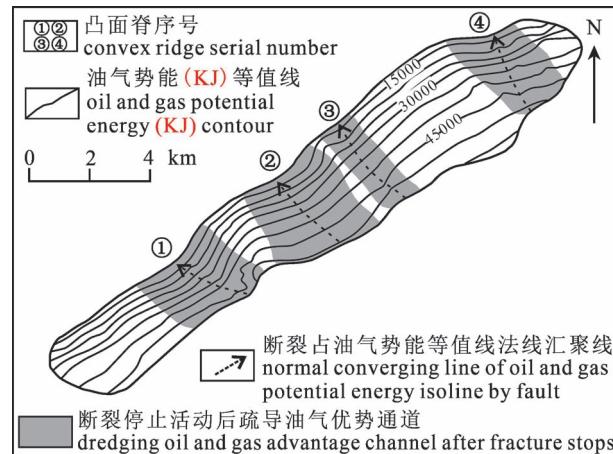


图5 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  
 $F_8$  断裂凸面脊通道分布图

Fig. 5 Distribution of convex ridge channel for Fault  $F_8$  in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

$\theta$ —断裂倾角。

式(2)中的  $\alpha$ 、 $l$ 、 $\theta$  和  $R_m$  可以利用钻井和地震资料确定(表2)。将其带入式(2)中便可对  $F_8$  断裂2条伴生裂隙通道输导油气能力进行评价(表2),

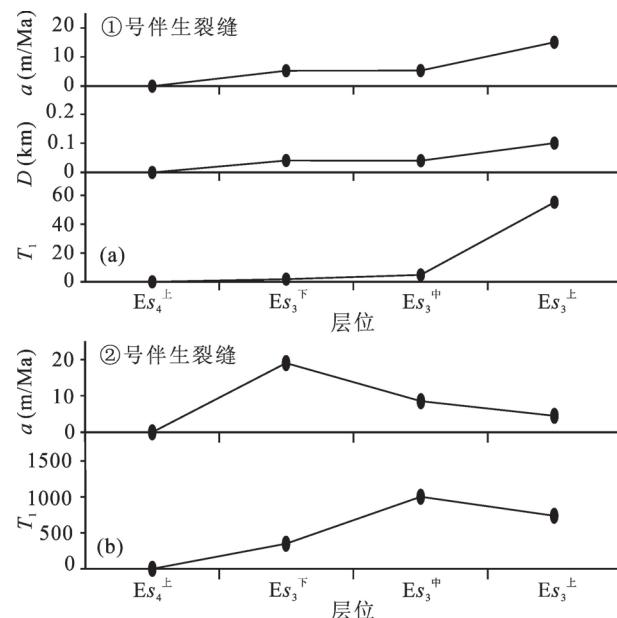


图6 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂  
在不同层位伴生裂隙通道输导油气能力变化特征

Fig. 6 Characteristics of hydrocarbon transport capacity for Fault  $F_8$  associated fractures in different layers in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

**表 2 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂在不同层位伴生裂缝通道输导油气能力评价参数特征**

**Table 2 Evaluation parameters characteristics of hydrocarbon transport capacity for Fault  $F_8$  associated fractures in different layers in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin**

伴生裂缝序号	评价参数	沙四上亚段	沙三下亚段	沙三中亚段	沙三上亚段
①	$a$ (m/Ma)	0	4.51	4.51	14.52
	$D$ (km)	0	0.034	0.034	0.105
	$T_1$	0	0.599	3.56	53.9
②	$a$ (m/Ma)	0.47	18.66	8.45	4.89
	$T_1$ (km)	0.277	369	965	716

图 6),由图 6 中可以看出, $F_8$  断裂 2 条伴生裂缝通道输导油气能力相差较大,第 1 条伴生裂缝通道输导油气能力相对较弱,输导能力评价参数最大只有 60(图 6a),而第 2 条伴生裂缝通道输导油气能力相对较强,输导能力评价参数最大可达到近 1000(图 6b), $F_8$  断裂 2 条伴生裂缝通道在不同层位内输导油气能力具有不同的变化特征,第 2 条伴生裂缝通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三中亚段增强,但从沙三中亚段至沙三上亚段输导油气能力减弱,主要是由于  $a$  和  $D$  值大小变化所致(图 6a)。而第 1 条伴生裂缝通道输导油气能力由沙四上亚段至沙三中亚段增强较慢,从沙三中亚段至沙三上亚段输导油气能力增强较快,主要是由  $a$  值大小变化所致(图 6b)。

## 2.2 $F_8$ 断裂凸面脊通道输导油气能力评价

断裂凸面脊通道输导油气能力主要受凸面脊宽度、高度、断裂倾角和断裂填充物泥质含量的影响,凸面脊宽度、高度、断裂倾角越大,断裂填充物泥质含量越小,断裂凸面脊通道输导油气能力越强;反之则越弱。可据此关系用式(3)综合反映断裂凸面脊通道输导油气能力,由式(3)中可以看出, $T_2$  与  $b$ 、 $h$ 、 $\theta$  成正比,而与  $R_f$  成反比, $T_2$  值越大,表明断裂凸面脊通道输导油气能力越强;反之断裂凸面脊通道输导油气能力则越弱。

$$T_2 = b \cdot h \cdot (1 - R_f) \cdot \sin\theta \quad (3)$$

式中: $T_2$ —断裂凸面脊通道输导油气能力评价参数; $b$ —凸面脊通道宽度,m; $h$ —凸面脊通道高度,m; $R_f$ —断裂填充物泥质含量;

—断裂倾角。

式(3)中的  $b$ 、 $h$ 、 $\theta$  可利用钻井和地震资料确定(表 3), $R_f$  可利用钻井和地震资料统计断裂断距和被其错断地层岩层厚度及泥质含量,由式(4)计算获得(表 3)。

$$R_f = \frac{\sum_{i=1}^n H_i R_i}{L} \quad (4)$$

式中: $R_f$ —断裂填充物泥质含量; $R_i$ —层位  $i$  的地层泥质含量; $H_i$ —层位  $i$  的地层厚度,m; $n$ —被断裂错开地层数; $L$ —断裂垂直断距,m。

将上述参数代入式(4)中便可对  $F_8$  断裂 4 条凸面脊通道输导油气能力进行评价(表 3, 图 7),由图 7 中可以看出, $F_8$  断裂第 1 条和第 2 条凸面脊通道输导油气能力相对较强,输导油气能力评价参数可达到 100 以上,而第 3、4 条凸面脊通道输导油气能力相对较弱,输导油气能力评价参数最大只有 90。第 1 条凸面脊通道输导油气能力从沙三下亚段至沙三中亚段快速减小,从沙三中亚段至馆陶组变化不大,主要是  $H$  和  $L_2$  值大小变化所致(图 7a);第 2 条凸面脊通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三中亚段逐渐增强,从沙三中亚段至沙二段逐渐减弱,从沙二段至馆陶组快速增强,主要是  $H$  值大小变化所致(图 7b);第 3 条凸面脊通道输导油气能力从沙四上

**表 3 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂**

**在不同层位凸面脊通道输导油气能力评价参数特征**

**Table 3 Evaluation parameters characteristics of hydrocarbon transport capacity for fault  $F_8$  convex ridges in different layers in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin**

凸面脊序号	评价参数	沙四上亚段	沙三下亚段	沙三中亚段	沙三上亚段	沙二段	馆陶组
①	$L_2$ (km)		3.357	3.326	3.28	3.285	3.305
	$H$ (m)		173.6	5.195	12.93	17.23	13.67
	$T_2$		237.4	9.986	24.13	22.74	13.28
②	$H$ (m)	79.16	83.32	90.37	51.99	56.30	121.5
	$T_2$	69.46	77.80	132.6	98.20	76.14	179.1
③	$H$ (m)	25.74	14.35	54.31	123.3	113.8	50.71
	$T_2$	8.316	6.032	30.26	55.77	58.57	25.56
④	$H$ (m)		38.73	55.25	129.3	185.3	7.771
	$SGR$		0.3790	0.3429	0.5128	0.9413	0.5000
	$T_2$		32.56	51.14	93.36	19.62	7.940

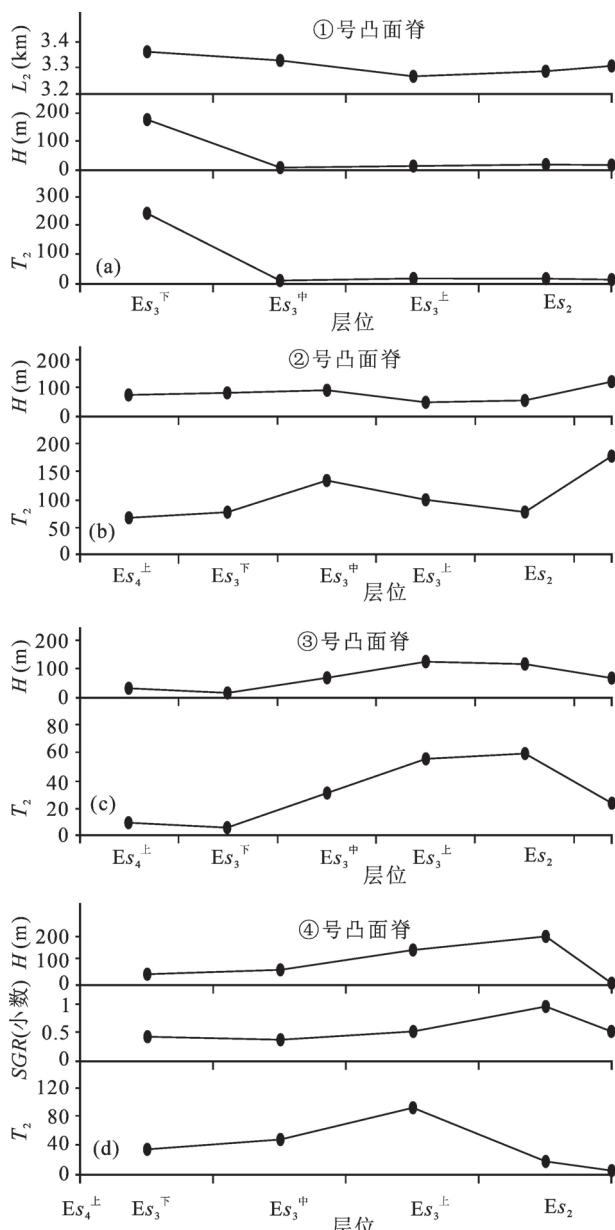


图 7 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂在不同层位凸面脊通道输导油气能力变化特征

Fig. 7 Variation characteristics of hydrocarbon transport capacity for Fault  $F_8$  convex ridges in different layers in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

亚段至沙三下亚段变化不大,从沙三下亚段至沙三上亚段逐渐增强,沙三上亚段至沙二段变化不大,从沙二段至馆陶组逐渐减弱,主要是  $H$  值大小变化所致(图 7c);第 4 条凸面脊通道输导油气能力从沙三下亚段至沙三上亚段逐渐增强,从沙三上亚段至沙二段快速减小,从沙二段至馆陶组缓慢减小,主要是

$H$  和  $SGR$  值大小变化所致(图 7d)。

### 3 $F_8$ 断裂不同时期输导油气能力对油气成藏的贡献

由图 8 中可以看出,  $F_8$  伴生裂缝通道输分布与油气平面分布关系明显较凸面脊通道分布与油气平面分布关系密切, 主要表现在西部, 伴生裂缝通道处有油气聚集成藏, 而无凸面脊通道处也有油气聚集成藏, 伴生裂缝通道输导油气能力对平面上成藏贡献也要大于凸面脊通道输导油气能力对平面上成藏的贡献, 主要表现在其中西部和东北部, 伴生裂缝通道输导油气能力强, 油气聚集范围相对较大, 对油气聚集成藏贡献相对较大, 而凸面脊通道输导油气能力相对弱, 所形成的油气聚集范围相对较小, 对油气成藏贡献相对较小。这主要是由于断裂伴生裂缝较断裂凸面脊填充物孔隙有更高的孔渗性, 更加有利于输导油气进行聚集成藏所致。

由图 9 中可以看出,  $F_8$  断裂伴生裂缝通道输导油气能力与剖面油气分布关系也较凸面脊通道输导

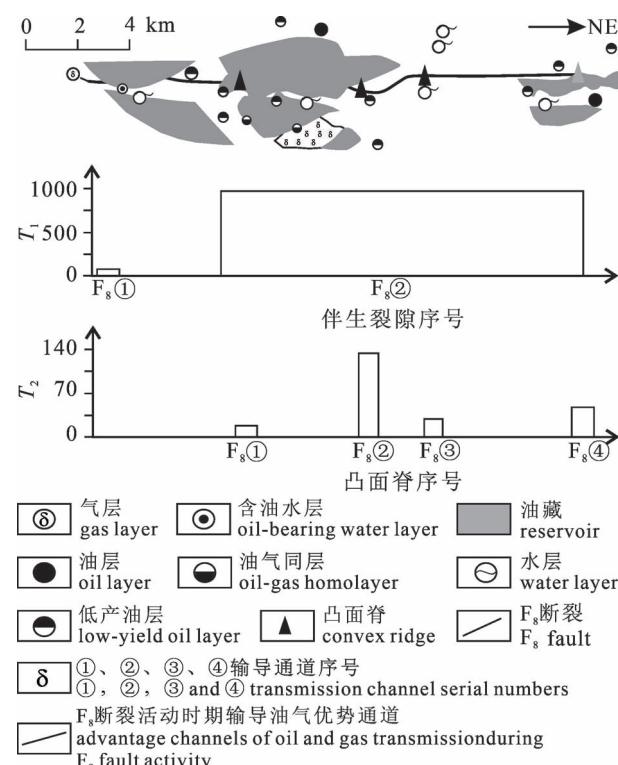


图 8 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂不同时期输导油气能力与油气平面分布关系图

Fig. 8 the relationship between plane distribution of hydrocarbon and the hydrocarbon transport capacity in different period for Fault  $F_8$  in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

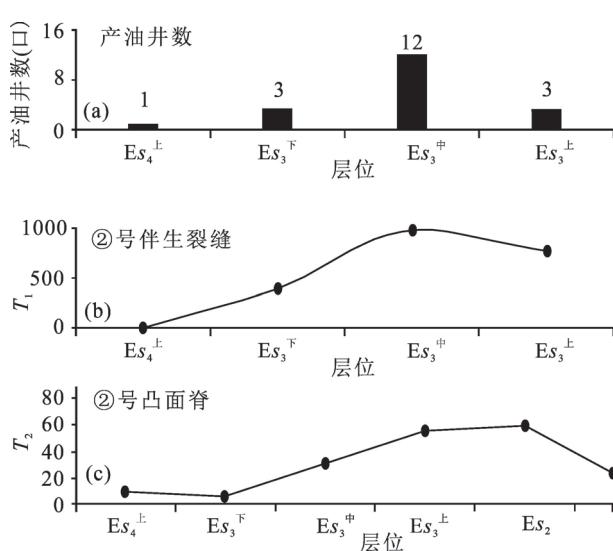


图 9 渤海湾盆地冀中坳陷廊固凹陷大柳泉地区  $F_8$  断裂

不同时期输导油气能力与油气剖面分布关系图

Fig. 9 the relationship between profile distribution of hydrocarbon and the hydrocarbon transport capacity in different period for Fault  $F_8$  in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

油气能力与剖面油气分布关系密切。主要表现在从沙四上亚段至沙三中亚段  $F_8$  断裂第 2 条伴生裂缝通道输导油气能力增强, 输导油气量增多, 有利于油气聚集成藏, 造成目前已找到的油气从沙四上亚段至沙三中亚段逐渐增加, 从沙三中亚段至沙三上亚段伴生裂缝通道输导油气能力减弱, 输导油气量减少, 不利于油气聚集成藏, 造成目前已找到的油气从沙三中亚段至沙三上亚段逐渐减少, 伴生裂缝输导油气能力与油气剖面分布有着较好对应关系。而凸面脊通道只有第 2 条输导油气能力与剖面油气分布有一定关系, 但其余 3 条凸面脊通道输导油气能力与剖面油气分布均无关系, 甚至关系相反。这也表明, 伴生裂缝通道输导油气能力对于剖面上成藏的贡献大于凸面脊通道输导油气能力对剖面上油气成藏的贡献, 是因为伴生裂缝通道疏导油气能力较凸面脊填充物孔隙输导油气能力强的缘故。

## 4 结论

(1)  $F_8$  断裂发育 2 条伴生裂缝通道, 第 1 条分布在其西部边部, 第 2 条分布在其中部,  $F_8$  断裂发育 4 条凸面脊通道, 第 2、3 条凸面脊通道分布在其中部, 第 1 条凸面脊通道分布在中西部, 第 4 条凸面脊通道分布在东北边部。

(2)  $F_8$  断裂第 2 条伴生裂缝通道输导油气能力明显强于第 1 条伴生裂缝通道输导油气能力, 第 2 条伴生裂缝通道输导油气能力从沙四上亚段(即古近系砂河街组四段上亚段, 余类推)至沙三中亚段增强, 从沙三中亚段至沙三上亚段输导油气能力减弱, 第 1 条伴生裂缝通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三中亚段增强较慢, 从沙三中亚段至沙三上亚段输导油气能力增强较快。

(3)  $F_8$  断裂第 1 条凸面脊通道输导油气能力从沙三下亚段至沙三中亚段快速减小, 从沙三中亚段至馆陶组变化不大; 第 2 条凸面脊通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三中亚段逐渐增强, 从沙三中亚段至沙二段逐渐减弱, 从沙二段至馆陶组快速增强; 第 3 条凸面脊通道输导油气能力从沙四上亚段至沙三下亚段变化不大, 从沙三下亚段至沙三上亚段逐渐增强, 沙三上亚段至沙二段变化不大, 从沙二段至馆陶组逐渐减弱; 第 4 条凸面脊通道输导油气能力从沙三下亚段至沙三上亚段逐渐增强, 从沙三上亚段至沙二段快速减小, 从沙二段至馆陶组缓慢减小。

(4)  $F_8$  断裂伴生裂缝通道输导油气能力对成藏的贡献无论是平面上还是剖面上均大于凸面脊通道输导油气能力对成藏的贡献。

## 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)
- 邓津辉, 周心怀, 魏刚, 孙书滨, 王刚. 2008. 邻庐走滑断裂带活动特征与油气成藏的关系——以金县地区为例. 石油与天然气地质, 29(1): 102~106.
  - 刁帆, 邹华耀, 郝芳, 金凤鸣, 孙治华. 2014. 渤海湾盆地廊固凹陷烃源岩特征及其发育模式. 石油与天然气地质, 35(3): 326~335.
  - 付广, 展铭望. 2016. 活动期断裂侧向封闭的地质条件及其研究方法. 天然气工业, 36(10): 28~34.
  - 付广, 李世朝, 杨德相. 2017. 断裂输导油气运移形式分布区预测方法及其应用. 沉积学报, 35(3): 592~599.
  - 付红军, 樊自立, 施而修, 刘阳. 2014. 正断裂向上和向下运聚油气作用的差异性. 天然气地球科学, 25(8): 1210~1217.
  - 姜丽娜, 邹华耀. 2009. 邻庐断裂带渤中—渤海南段新构造运动期断层活动与油气运聚. 石油与天然气地质, 30(4): 462~468.
  - 蒋有录, 刘景东, 李晓燕, 徐会永. 2011. 根据构造脊和地球化学指标研究油气运移路径: 以东濮凹陷濮卫地区为例. 地球科学, 36(3): 521~529.
  - 蒋有录, 刘培, 宋国奇, 刘华, 王永诗. 2015. 渤海湾盆地新生代晚期断层活动与新近系油气富集关系. 石油与天然气地质, 36(4): 525~533.
  - 蒋有录, 苏圣民, 刘华, 王永诗, 崔小君. 2020. 渤海湾盆地古近系油气富集差异性及主控因素. 石油与天然气地质, 41(2): 248~257.

- 胡欣蕾,吕延防,曹兰柱,杨德相,孙永河. 2018. 廊固凹陷大柳泉地区断层侧向启闭性评价及成藏模式. 石油地球物理勘探, 53(6): 1314~1325.
- 刘峻桥,王伟,吕延防,付广. 2019. 渤海湾盆地廊固凹陷大柳泉地区油源断裂垂向输导能力定量评价. 石油实验地质, 41(4): 606~613.
- 庞雄奇,付广,陈章明,陈发景. 1991. 地震资料用于地层古厚度恢复与剥蚀量计算方法探讨. 大庆石油学院学报, 15(4): 1~8.
- 宋荣彩,周文,董树义,张哨楠,任文博,张建锋. 2008. 渤海湾盆地廊固凹陷油气分布特征研究. 石油实验地质, 30(1): 64~68.
- 孙永河,赵博,董月霞,郑晓凤,胡明. 2013. 南堡凹陷断裂对油气运聚成藏的控制作用. 石油与天然气地质, 34(4): 540~549.
- 王辉,卢异,张志攀,陈宪保. 2011. 歧口凹陷新生代伸展断裂展布及演化特征. 天然气地球科学, 22(6): 1009~1014.
- 杨德相,付广,孙同文,李熹微,姜海燕,刘滨莹. 2017. 油源断裂优势通道输导油气能力综合评价方法及其应用. 吉林大学学报(地球科学版), 47(6): 1678~1686.
- 袁红旗,张姗姗,于英华,周天旗. 2019. 油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法及其应用. 地质论评, 65(2): 445~452.
- 于英华,邓蕊,袁红旗. 2019. 油源断裂输导油气至多套盖层运移区预测方法及其应用. 地球物理学进展, 34(1): 244~250.
- 庄新兵,邹华耀,滕长宇. 2012. 新构造运动期断裂活动对油气的控制作用——以渤海中地区为例. 中国矿业大学学报, 41(3): 452~459.
- 邹华耀,张春华. 2011. 廊固凹陷河西务潜山带永清—刘营潜山油气成藏时间与成藏模式. 石油勘探与开发, 28(3): 25~28.
- 周心怀,牛成民,滕长宇. 2009. 环渤海中地区新构造运动期断裂活动与油气成藏关系. 石油与天然气地质, 30(4): 469~475+482.
- Caine J S, Evans J P, Forster C B. 1996. Fault zone architecture and permeability structure. Geology, 24(11): 1025~1028.
- Deng Jinhui, Zhou Xinhua, Wei Gang, Sun Shubin, Wang Gang. 2008&. Strike-slip faulting activities in the Tanlu fault zone and their relationship with hydrocarbon accumulation—a nexample from Jinxian area. Oil and Gas Geology, 29(1): 102~106.
- Diao Fan, Zou Huayao, Hao Fang, Jin Fengming, Sun Yehua. 2014&. Characteristics and depositional models of source rocks in Langgu Sag, Bohai Bay Basin. Oil and Gas Geology, 35(3): 326~335.
- Dutton D M, Trudgill B D. 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.
- Fu Guang, Zhan Mingwang. 2016&. Geological conditions for lateral sealing of active faults and relevant research methods. Natural Gas Industry, 36(10): 28~34.
- Fu Guang, Li Shizhao, Yang Dexiang. 2017&. A method forecasting distribution areas of fault transporting oil-gas migration and its application. Acta Sedimentologica Sinica, 35(3): 592~599.
- Fu Hongjun, Fan Zili, Shi Erxiu, Liu Yang. 2014&. Research on the difference between oil and gas upwards and downwards migration and accumulation through normal fault. Natural Gas Geoscience, 25(8): 1210~1217.
- Jiang Lina, Zou Huayao. 2009&. Fault activities and hydrocarbon migration and accumulation during the Neotectonic period in the Bozhong-Banan segment of the Tanlu fault zone. Oil and Gas Geology, 30(4): 462~468.
- Jiang Youlu, Liu Jingdong, Li Xiaoyan, Xu Huiyong. 2011&. Actual hydrocarbon migration paths based on ridge-like structures analysis and geochemical indicators tracking: A case study of Puwei area of Dongpu Depression. Earth Science-Journal of China University of Petroleum, 33(3): 521~529.
- Jiang Youlu, Liu Pei, Song Guoqi, Liu Hua, Wang Yongshi. 2015&. Late Cenozoic faulting activities and their influence upon hydrocarbon accumulations in the Neogene in Bohai Bay Basin. Oil and Gas Geology, 36(4): 525~533.
- Jiang Youlu, Su Shengmin, Liu Hua, Wang Yongshi, Cui Xiaojun. 2020&. Differential hydrocarbon enrichment of the Paleogene and its main controlling factors in the Bohai Bay Basin. Oil and Gas Geology, 41(2): 248~257.
- Hu Xinlei, Li Yanfang, Cao Lan Zhu, Yang Dexiang, Sun Yonghe&. 2018. Evaluation of fault lateral sealing and reservoir accumulation model in Daliuquan area, Langgu Sag. Oil Geophysical Prospecting, 53(6): 1314~1325.
- Ligtenberg J H. 2005&. Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis. Basin Research, 17(1): 141~153.
- Liu Junqiao, Wang Wei, Liu Yanfang, Fu Guang. 2019&. Quantitative evaluation of vertical fault transport in Daliuquan area of Langgu sag, Bohai Bay Basin. Petroleum Geology and Experiment, 41(4): 606~613.
- Navas-Lopez J F, Leon L, Trentacoste E R, Rosa R. 2019. Multi-environment evaluation of oil accumulation pattern parameters in olive. Plant Physiology and Biochemistry, 139: 485~494.
- Pang Xiongji, Fu Guang, Chen Zhangming, Chen Fajing. 1991&. An approach to the calculation method of the ancient thickness and the eroded amount of the sedimentary strata by seismic data. Journal of Daqing Petroleum Institute, 15(4): 1~8.
- Song Rongcui, Zhou Wen, Dong Shuyi, Zhang Shaonan, Ren Wenbo, Zhang Jianfeng. 2008&. The research of oil-gas distribution characteristics in the Langgu sag of the Bohai Bay basin. Petroleum Geology & Experiment, 30(1): 64~68.
- Sun Yonghe, Zhao Bo, Dong Yuexia, Zheng Xiaofeng, Hu Ming. 2013&. Control of faults on hydrocarbon migration and accumulation in the Nanpu Sag. Oil and Gas Geology, 34(4): 540~549.
- Wang Hui, Lu Yi, Zhang Zhipan, Chen Xianbao. 2011&. Expanding fracture distribution of Qikou Sag in Cenozoic and its evolution. Natural Gas Geoscience, 22(6): 1009~1014.
- Yang Dexiang, Fu Guang, Sun Tongwen, Li Xiewei, Jiang Haiyan, Liu Binying. 2017&. Comprehensive evaluation method and its application of oil carrying capacity through dominant channel of oil source fault. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 47(6): 1678~1686.
- Yuan Hongqi, Zhang Shanshan, Yu Yinghua, Zhou Tianqi. 2019&. The research method and its application of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults. Geological Review, 65(2): 445~452.
- Yu Yinghua, Deng Rui, Yuan Hongqi. 2019&. Prediction method and its application of migration zones of oil and gas migration to multiple caprock by oil source faults. Progress in Geophysics, 34(1): 244~250.
- Yielding G, Freeman B. 1997. Quantitative fault seal prediction: A case study from Oseberg Syd. Norwegian Petroleum Society Special Publications, 7(97): 107~124.
- Zhuang Xinbing, Zou Huayao, Teng Changyu. 2012&. Controlling of hydrocarbons by Neotectonics and Tectonics fault activities, a case study of Bozhong area. Journal of China University of Mining and Technology, 41(3): 452~459.
- Zou Huayao, Zhang Chunhua. 2001&. History of oil migration and accumulation in the Yongqing-Liuqiying buried hill (middle Ordovician) pool, Hexiwu buried hill zone, Langgu depression. Petroleum Exploration and Development, 28(3): 25~28.

Zhou Xinhua, Niu Chengmin, Teng Changyu. 2009&. Relationship between faulting and hydrocarbon pooling during the Neotectonic

movement around the central Bohai Bay. Oil and Gas Geology, 30 (4) : 469-475+482.

## Contribution of hydrocarbon transport capacity of the Fault F<sub>8</sub> to hydrocarbon accumulation in different periods in Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

YU Yinghua<sup>1)</sup>, CHEN Da<sup>1)</sup>, YUAN Hongqi<sup>1)</sup>, ZHANG Yaxiong<sup>2)</sup>, CAO Wenrui<sup>1)</sup>

1) School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, 163318;

2) SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing, 100083

**Objectives:** In order to study the distribution pattern of hydrocarbon near the Fault F<sub>8</sub> in the Daliuquan area, based on the study of hydrocarbon transport channels and distribution characteristics of the Fault F<sub>8</sub> in different periods.

**Methods:** By evaluating the associated fracture channels during the active period of the Fault F<sub>8</sub> and the hydrocarbon transport capacity of convex ridge channels after the cessation of activity, and by combining the hydrocarbon distribution pattern near the Fault F<sub>8</sub>, the contribution of the transport capacity to the reservoir formation in different periods.

**Results:** The results show that: The hydrocarbon transport capacity of the second associated fracture channel of the fault is stronger than the first associated fracture channel. The hydrocarbon transport capacity of the second associated fracture channel is enhanced from the upper sub-member, 4th Member, Shahejie Formation, Paleogene (Es<sub>4</sub>) to the middle sub-member of Es<sub>3</sub> and weakened from the middle sub-member of Es<sub>3</sub> to the upper sub-member of Es<sub>3</sub>. The hydrocarbon transport capacity of the first associated fracture channel enhanced smaller from the upper sub-member of Es<sub>4</sub> to the middle sub-member of Es<sub>3</sub>, while the hydrocarbon transport capacity enhanced greatly the middle sub member of Es<sub>3</sub> to the upper sub member of Es<sub>3</sub>.

**Conclusions:** The first and second convex ridge channel of Fault F<sub>8</sub> has stronger hydrocarbon transport capacity than the third and fourth convex ridge channel. The first convex ridge channel has a significant decrease from the upper sub-member of Es<sub>4</sub> to the middle sub-member of Es<sub>3</sub>, but there is little change from the middle sub-member of Es<sub>3</sub> to the upper sub-member of Es<sub>3</sub>. The second convex ridge channel has an increase from the upper sub-member of Es<sub>4</sub> to the middle sub-member of Es<sub>3</sub> but is weakened from the middle sub-member of Es<sub>3</sub> to the upper sub-member of Es<sub>3</sub>. The third and fourth convex ridge channels are gradually enhanced from the upper sub-member of Es<sub>4</sub> to the upper sub-member of Es<sub>3</sub>. Whether on the plane or the profile, the contribution of the hydrocarbon transport capacity of the associated fracture channel during the active period of the Fault F<sub>8</sub> to the accumulation is greater than that of the convex ridge channel after the suspension of activity.

**Keywords:** Daliuquan area, Langgu Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin; hydrocarbon transport capacity; accumulation contribution

**Acknowledgements:** This study was financially supported by the Natural Science Foundation of China (No. 41872157).

**First author:** YU Yinghua, female, born in 1979, associate professor, Mainly engaged in hydrocarbon accumulation and reservoir geology; Email:yyhyhq2008@163.com

**Corresponding author:** YUAN Hongqi, male, born in 1979, professor, Mainly engaged in the teaching and research of oil and gas geology and exploration; Email: 18131939@qq.com

**Manuscript** received on: 2021-02-18; Accepted on: 2021-04-27; Network published on: 2021-05-20

**Doi:** 10. 16509/j. georeview. 2021. 04. 271

**Edited by:** LIU Zhiqiang