

引用格式: 段亮, 吴碧波, 陈亚兵, 等. 珠江口盆地油源断裂特征及输导能力评价[J]. 世界石油工业, 2024, 31(2): 33-41.

DUAN L, WU B B, CHEN Y B, et al. Characteristics and transport ability evaluation of oil source faults in Pearl River Mouth Basin[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(2): 33-41.

珠江口盆地油源断裂特征及输导能力评价

段亮, 吴碧波, 陈亚兵, 刘政, 冯琦

(中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南 海口 570312)

摘要: 研究区位于南海西部珠江口盆地珠三坳陷文昌A凹陷。为定量评价珠江口盆地珠三坳陷文昌A凹陷区带内各油源断裂的输导能力, 基于前人研究成果, 结合该区琼海凸起东倾没端油气勘探实践, 总结控制该区油源断裂输导能力的3大要素: 油源面积、伸展面积和断面产状, 建立了一套油源断裂输导能力综合评价方法。通过该方法, 定量计算文昌A凹陷24条油源断裂的输导能力。评价结果认为, 文昌8区输导能力整体较强, 大型油源断裂附近仍有较大潜力; 文昌9区和11区整体输导能力偏弱, 后期拓展建议在本地深层展开; 文昌10区油源断裂输导能力差异最大, 与主油源断裂相邻区域是潜力拓展的重要方向。该认识支撑了文昌9区中型油田的高效评价, 促进了神狐隆起中型油气田的发现, 明确了文昌8区中深层拓展的方向, 为文昌A凹陷的领域突破奠定了重要基础。该方法不仅对准确认识区带各油源断裂输导能力具有重要作用, 更可为区带评价和决策部署提供重要依据。

关键词: 珠江口盆地; 珠三坳陷; 文昌A凹陷; 油源断裂; 输导能力; 定量评价

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

文章编号: 1006-0030(2024)02-0033-009 DOI: 10.20114/j.issn.1006-0030.20231121001

Characteristics and transport ability evaluation of oil source faults in Pearl River Mouth Basin

DUAN Liang, WU Bibo, CHEN Yabing, LIU Zheng, FENG Qi

(CNOOC China Limited, Hainan Branch, Haikou, Hainan 570312, China)

Abstract: The study area is located in Wenchang A sag of Zhu III depression in Pearl River Mouth Basin, western South China Sea. In order to quantitatively evaluate the conductivity of each oil source fracture in Wenchang A sag of Zhu III depression in Pearl River Mouth Basin, based on previous research results and combined with the exploration practice of Qionghai uplift in this area, three major factors controlling the conductivity of oil source fractures in this area were summarized: Oil source area, Extension area and Fault section attitude. A comprehensive evaluation method for the conductivity of oil source fractures was established. Through this method, the conductivity of 24 oil source fractures in Wenchang A sag was quantitatively calculated. The evaluation results show that the overall conductivity of Wenchang 8 area is strong, and there is still great potential near large-scale oil source fractures; the overall conductivity of Wenchang 9 and 11 areas is weak, and it is suggested to expand in the local deep layer in the later stage; the conductivity of oil source fractures in Wenchang 10 area varies the most, and the adjacent areas to the main oil source fractures are important directions for potential expansion. This understanding supports the efficient evaluation of medium-sized oil fields in Wenchang 9 area, promotes the discovery of medium-sized oil and gas fields in Shenhu uplift, clarifies the direction of mid-deep development in Wenchang 8 area, and lays an important foundation for breakthroughs in Wenchang A sag. This method not only plays an important role in accurately understanding the conductivity of each oil source fracture in the area, but also provides an important basis for area evaluation and decision-making deployment.

Keywords: Pearl River Mouth Basin; Zhu III depression; Wenchang A sag; oil source fracture; conduction capacity; quantitative evaluation

0 引言

断裂、不整合及输导砂体是油气运移的主要通道, 其中断裂对油气成藏的影响最为关键^[1]。油源

断裂指连接烃源岩和目的层, 且在烃源岩大量排烃时期活动的断裂。油源断裂不仅作为油气运移的输导通道连通烃源岩与目的层, 而且其输导油气量的大小控制着油气富集程度, 是下生上储式含油气系

收稿日期: 2023-11-21

修回日期: 2023-12-26

基金项目: 中海石油(中国)有限公司重大三外“南海大中型天然气田形成条件、勘探潜力与突破方向”(KJZH-2021-0003)

第一作者: 段亮(1987—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事南海油气勘探工作。E-mail: duanliang@cnooc.com.cn

统规模成藏的关键。

针对油源断裂垂向输导能力,前人已开展了广泛而深入的研究,主要包括2个方向:(1)油气优势输导通道研究^[2-5],如李虹霖等认为断面汇聚脊是油气优势通道,断面汇聚脊越高陡,断层活动性越强,与之匹配的烃源岩演化程度越高,压扭作用越弱,则其输导能力越强;且断面脊控制油气在断层面的运移及分布^[6-8]。(2)输导能力综合评价,评价参数包括静态影响因素、动态影响因素和运移流体特征3个要素^[5, 9-11]。其中,静态因素主要包括断裂倾角、断裂带泥质含量、断层岩粒度、断层延伸长度、断层走向与区域主应力方向夹角等。动态影响因素主要包括断裂活动强度、油气运移动力等。运移流体特征主要是指流体积累程度和流体向断裂充注的方式^[8, 12-13]。上述研究在单个油源断裂的输导能力评价上起到了非常重要的作用。然而,这些方法大多只考虑了断裂本身条件和后期运动改造,而断裂与成熟烃源的配置关系并未考虑。勘探实践表明^[2-3],即使相邻、相似的油源断裂,因沟通成熟烃源的规模不同,其油气输导能力可能存在明显差异,极大影响了勘探成效。因此,油源断裂输导能力评价需要综合考虑沟通烃源的规模。

本文在前人研究基础上,结合珠江口盆地珠三坳陷琼海凸起东倾没端勘探实践,通过总结影响该

区油源断裂输导能力的3大关键要素,建立一套输导能力综合评价方法。实际应用结果表明,该方法不仅对准确认识区带各油源断裂输导能力具有重要作用,更可为区带评价和决策部署提供重要依据。

1 地质概况

研究区位于南海西部珠江口盆地珠三坳陷文昌A凹陷。受控于区域构造应力场演化,文昌A凹陷可分为3大演化阶段^[14-15]:断陷期、断拗转换期和拗陷期。 T_{70} 之下为断陷期,主要为湖湘环境,利于烃源岩发育,沉积了文昌组和恩平组二套主力烃源。该时期NE向断裂非常发育,控沉积作用明显。在其控制下,文昌A凹陷地层具有典型的“箕状”断陷特征,沉积中心位于⑥号带和珠三南断裂下降盘附近(见图1)。在珠三⑥号断裂控制作用下,文昌A凹表现为“南断北超”的构造格局,凹陷沉积中心向北地层翘倾减薄。 T_{40} — T_{70} 为断拗转换期,主要为滨海—潮坪环境,砂泥互层为主,该阶段储层非常发育,沉积了珠江组和珠海组两大主力储集体。该时期,断裂控沉积作用明显减弱,仅少部分断裂仍持续活动。其中,持续活动且连通了恩平组烃源和珠江组储集体的部分断裂,是重要的油源断裂,对文昌A凹陷油气运移具有重要意义。 T_{40} 之上为

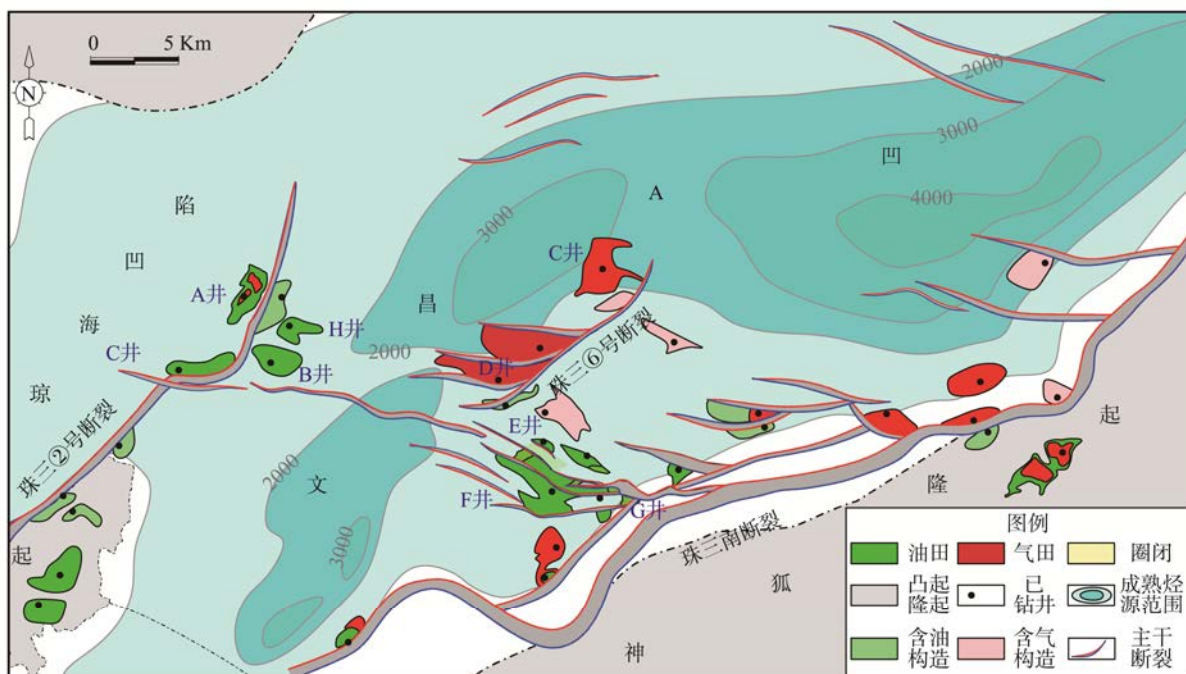


图1 文昌A凹陷构造纲要图

Fig.1 Structural outline map of Wenchang A sag

拗陷期，主要为浅海—半深海环境，沉积了韩江组—琼海组厚层泥岩，为区域盖层，断裂不发育。热演化研究表明，文昌A凹陷烃源岩经历多期生排烃，包裹体最早可追溯到18 Ma，以晚期成藏为主。因此，18 Ma至今为该区成藏关键期。

2 油源断裂概念及输导能力影响因素

前人研究表明，断裂只有与烃源岩大面积接触，才能为圈闭提供充足的油源。因此，油源断裂的确定需要2个要素，即沟通烃源且成藏期持续活动。本文把油源断裂定义为连接了烃源岩和目的层，且在源岩大量排烃期持续活动的断裂。但在下生上储型的油藏中，并非所有油源断裂等效输导油气。实践研究表明，油气输导能力的大小主要受3

大要素控制^[13-14]：油源面积、伸展面积、断裂倾角。其中，“油源面积”为油源断裂沟通成熟烃源的断裂面的面积，即烃源岩在油源断面上的投影面积（见图2b及图2d）。

对于成藏期活动性的描述，通常用“生长指数”或“活动速率”参数来表征，但该参数仅反映局部活动性，难以完整描述整个断裂成藏期的活动强弱。为完整描述整个断裂成藏期的活动强弱，提出“伸展面积”概念。“伸展面积”指成藏关键期，油源断裂由于伸展作用而增加的面积，即成藏关键期沉积的地层，在断面上滑过的面积（见图2c、图2d）。研究表明，油源面积决定输导规模，油源断裂产状决定输导动力，成藏期断裂活动性控制了输导效率，且油源面积与伸展面积越大、断裂越陡，垂向输导能力越强。

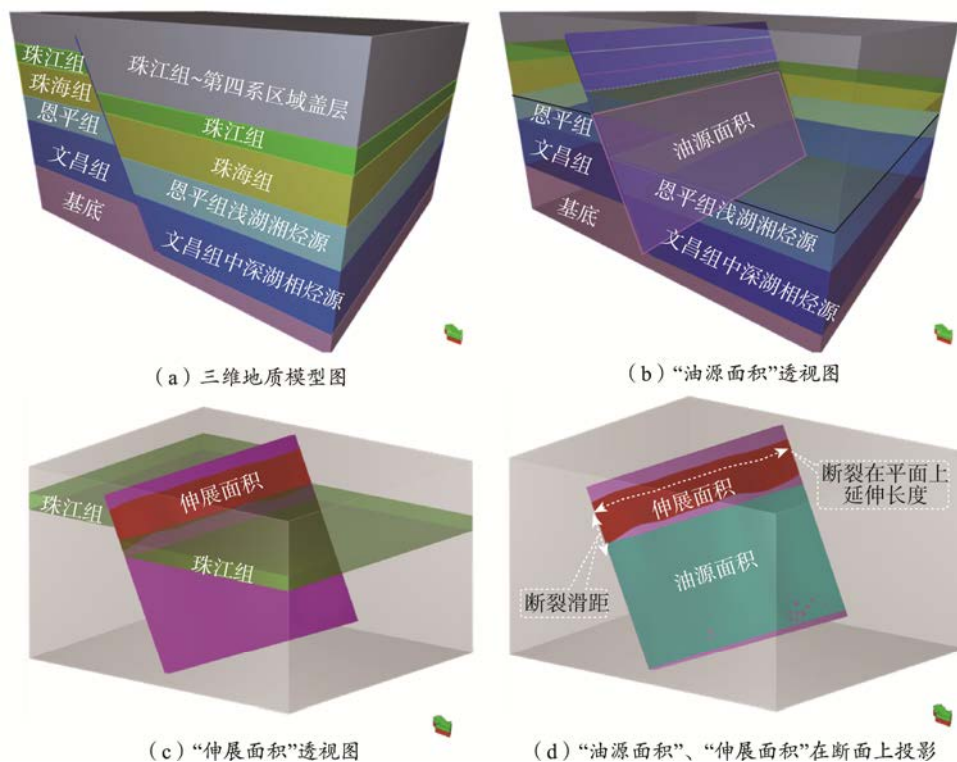


图2 油源断裂三维模型及示意图

Fig.2 3D model and schematic diagram of the oil source fault

2.1 油源面积决定输导规模

烃源岩是油气成藏的物质基础，油源断裂是油气垂向运移的主要通道。对于不同洼陷，烃源岩的生烃规模越大，则可向圈闭提供的油气规模越大，输导规模受烃源岩品质和沟通烃源的油源断裂共同控制；但同一含油气系统内，烃源岩条件相似，输导规模受烃源岩在油源断裂的投影面积控制，即油

源面积越大，油源断裂与烃源岩接触范围越大，油源断裂能够输导的烃类规模则越大（见图2b）。早年，由于技术条件限制，难以批量计算油源面积，仅把不同级别油源断裂进行定性分类，通过比选大型的油源断裂来确定主油源断裂，故无法量化评价。近年来，随着技术的进步，基于三维建模的方法可定量、批量计算各断裂在三维空间中的油源面积，为

油源断裂输导能力定量评价奠定了基础(见图2a)。

在珠江口盆地文昌8区的勘探实践中,明确了油源面积的控制作用。文昌8区某油田位于琼海凸起东倾没端,为探索其珠江组—珠海组低幅背斜的剩余潜力,部署了B、H两口井。该背斜面积 2.5 km^2 ,闭合幅度 $10\sim 30\text{ m}$,背斜中部被层间断裂F1分隔成东、西2个高点(见图3)。其中,B井位于低幅背斜的西高点,毗邻规模较大的F8_1油源断裂;H井位于低幅背斜的东高点,毗邻规模较小的F2油源断裂。两井目的层靶点相距不足 2 km ,二者在储盖组合和圈闭条件上均相似可类比,主要的差异为所毗邻的油源断裂,即F8_1与F2的差异。

在2条油源断裂中(见图4),F8_1为主断裂,恩平—文昌组成熟烃源投影在该断面上的面积达 36 km^2 ;F2规模小,为F8_1的调谐断裂,恩平组烃源的投影面积不足 2 km^2 。F8_1和F2在剖面上组成“Y”字型,成藏期活动速率一致,为 7.5 m/Ma 。钻后揭示,F8_1断裂油源面积大,输导能力强是B井取得商业发现的主要原因;而F2断裂油源面积小,输导能力有限,造成H井成效不及预期(见图

4)。因此,成熟烃源在油源断裂上的投影面积对油气成藏有重要控制作用,是油源断裂输导能力的关键参数之一。

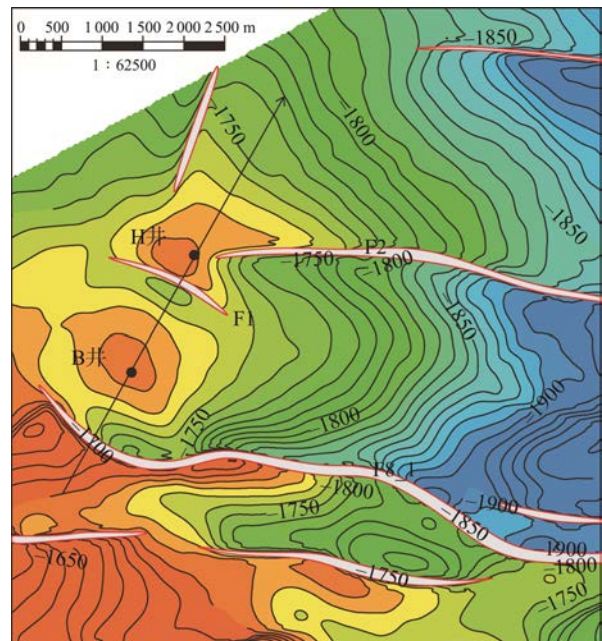


图3 文昌8油田珠江组顶面构造图

Fig.3 Structural map of the top of Zhujiang formation in Wenchang 8 Oilfield

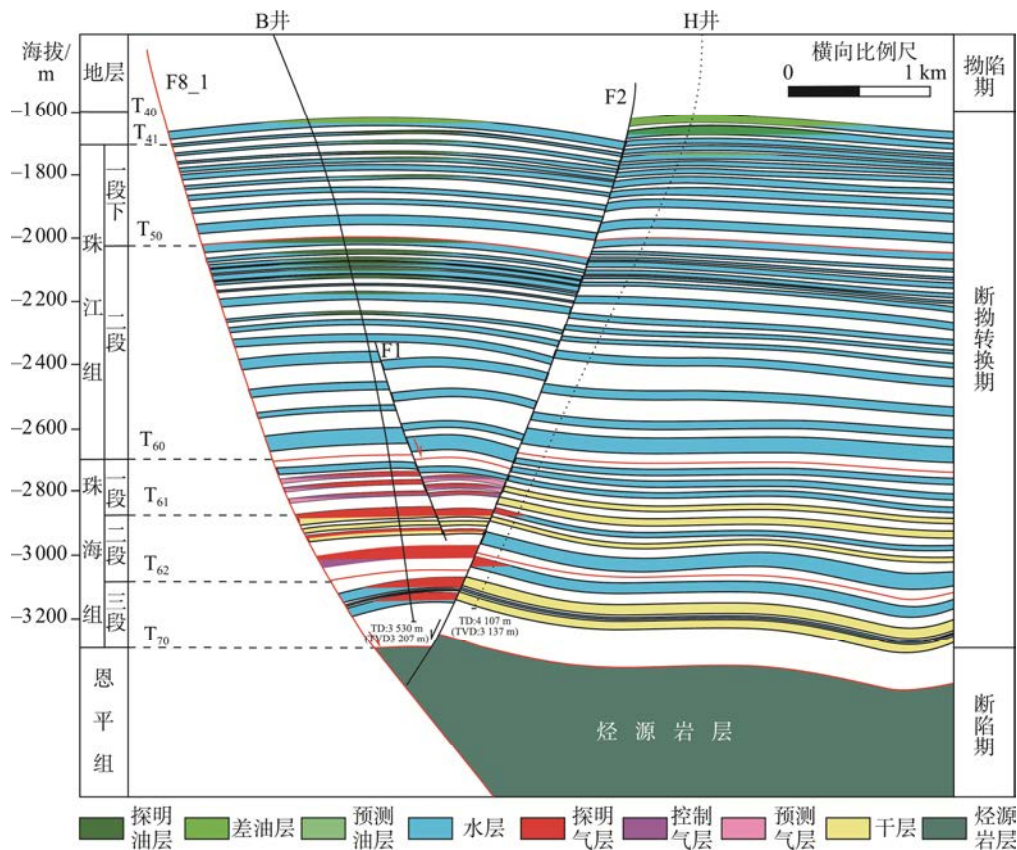


图4 文昌8油田油藏剖面图

Fig.4 Reservoir profile map of Wenchang 8 Oilfield

2.2 油源断裂产状决定输导动力

由于排烃过程中, 烃源层内流体压力增加, 造成围岩地层与烃源岩地层的孔隙流体存在压力差, 压力差越大, 排烃动力越大。当油气由烃源岩进入到油源断裂及其伴生裂缝后, 流体压力差仍有剩余。在其作用下, 油气继续沿油源断裂向高部位运移。在该二次运移过程中, 输导断裂越陡, 即与水平面的夹角(锐角)越大, 则剩余地层孔隙流体在垂向上的压力分量越大, 输导动力越强。反之则越弱^[16-17]。因此, 二次运移过程中, 输导动力取决于烃源岩剩余压力。而对于同一洼陷, 烃源岩剩余压力为地层压力与静水压力差, 其中地层压力可实测求取, 也可根据速度估算。但对于局部研究而言, 通常为一定值, 油气输导动力主要受烃源岩剩余压力沿断面向上的分量控制, 即油源断裂产状越陡, 烃源岩剩余压力沿断面向上的分量越大, 输导动力越大。

2.3 成藏期断裂活动性控制了输导效率

断裂之所以作为油气运移通道, 在于断裂面相较于围岩具有较高的渗透性, 利于油气输导。随着构造剧烈活动, 断裂面伴生的裂缝逐渐开启, 与围岩地层之间产生地层压力差, 油气在此压差的作用下向油源断裂伴生裂缝和诱导裂缝中运移, 在本身浮力的作用下沿油源断裂向上运移输导^[6]。因此, 成藏期油源断裂活动速率越大, 伴生裂缝和诱导裂缝开启程度越高, 输导效率越高; 反之则越低。

对于断裂活动速率的表征, 通常用成藏期活动断裂的断距与其活动时间的比值来确定。但由于断裂的不同位置活动性有差异, 因此该方法难以完整表征对断裂的活动性。本文基于三维精细解释建立的构造模型, 利用成藏期“伸展面积”来完整表征断裂活动性。即成藏关键期, 油源断裂由于伸展作用, 下降盘地层在断面上的滑动面积。伸展作用越强, 伸展面积越大, 表明断裂整体越活跃, 输导能力越强。

2.4 断面脊控制了油气主要输导方向

前人研究表明, 断面脊的分布对油气输导也有明显控制作用。由于油源断裂的规模一般较大, 断面往往凹凸不平, 造成油气在断面上差异运移。而油气沿断面运移主要表现为平行流, 发散流, 汇聚流3种形式, 分别与断面的平面、凹面、凸面对应^[18]。其中, 以汇聚流形式的凸面脊发育部位最有利于油气运移, 是优势运移通道。断面脊的发育为

油气在断面上运移提供了汇聚通道, 决定了主要汇聚方向, 但对断层的输导能力并无太大影响。

综上, 油源面积越大, 断面越陡, 成藏期越活跃, 油源断裂输导能力越大; 并且油气的主要输导方向与断面脊分布有关。

3 油源断裂输导能力评价方法

综合分析表明, 油源断裂垂向输导能力受油源面积, 伸展面积和断面产状共同控制, 因此可通过计算上述3大要素值, 来定量表征油源断裂的输导能力。基于上述认识, 可用式(1)中的 Q 值的相对大小来综合反映油源断裂垂向输导能力。

$$Q = p \cdot S \cdot A \quad (1)$$

式中: Q 为油源断裂输导能力指数, 无量纲; S 为油源面积, km^2 。 p 指烃源岩剩余压力沿断面向上的分量, 即 $p = \Delta p_s \sin \theta$ 。其中, Δp_s 为烃源层的剩余压力, Δp_s 可以在恢复古埋深的基础上, 利用烃源岩的声波时差求取, 同一区域为定值, MPa ; θ 为断裂的水平锐夹角, ($^\circ$)。 A 为油源断裂活动期伸展面积, km^2 。

i 为各参数均一化后值, 无量纲, S_i 、 p_i 、 A_i 以此类推。第 i 条断裂垂向输导能力指数可表示为:

$$Q_i = p_i \cdot S_i \cdot A_i$$

值得注意的是, 根据研究区域输导主控因素的差异, 该表达式可进一步变形。如在琼海凸起倾没端周缘的研究中发现, 该区珠江组一段以垂向、侧向联合输导模式为主, 即原油由洼中断裂垂向运移至浅层区域盖层之下珠江组(T_{41} — T_{50})的输导砂体, 再由输导砂体侧向输导至浅层圈闭。在垂向至侧向转换过程中, 油源断裂与输导砂体的接触面积 F 及输导砂体的平均渗透率 K 也有重要的控制作用。因此, 该类输导体系输导能力指数可表示为: $Q_i = p_i \cdot S_i \cdot A_i \cdot F_i \cdot K_i$ 。式中各参数值均为均一化后值, 无量纲, 且默认式中参数具有同等权重。对于成熟区域, 输导主控因素明确的前提下, 也可通过权重的调整, 进一步建立适合局部断裂输导能力评价的表达式。

4 实例应用

本文选择了珠江口盆地珠三坳陷文昌A凹陷为靶区, 利用上述方法对该凹陷油源断裂的垂向输导能力进行评价。根据评价结果, 结合区域地质条件, 优选油气汇聚最有区域部署井位, 钻后

证实了该方法的有效性。在该方法指导下,完成了区块的高效评价^[19]。

平面上,根据断裂特征和顶面构造形态,将文

昌A凹陷分为4大构造带(见图5)。其中,油气主要分布在文昌8区构造带、文昌9区构造带和文昌10区构造带中,文昌11区构造带尚无规模发现。

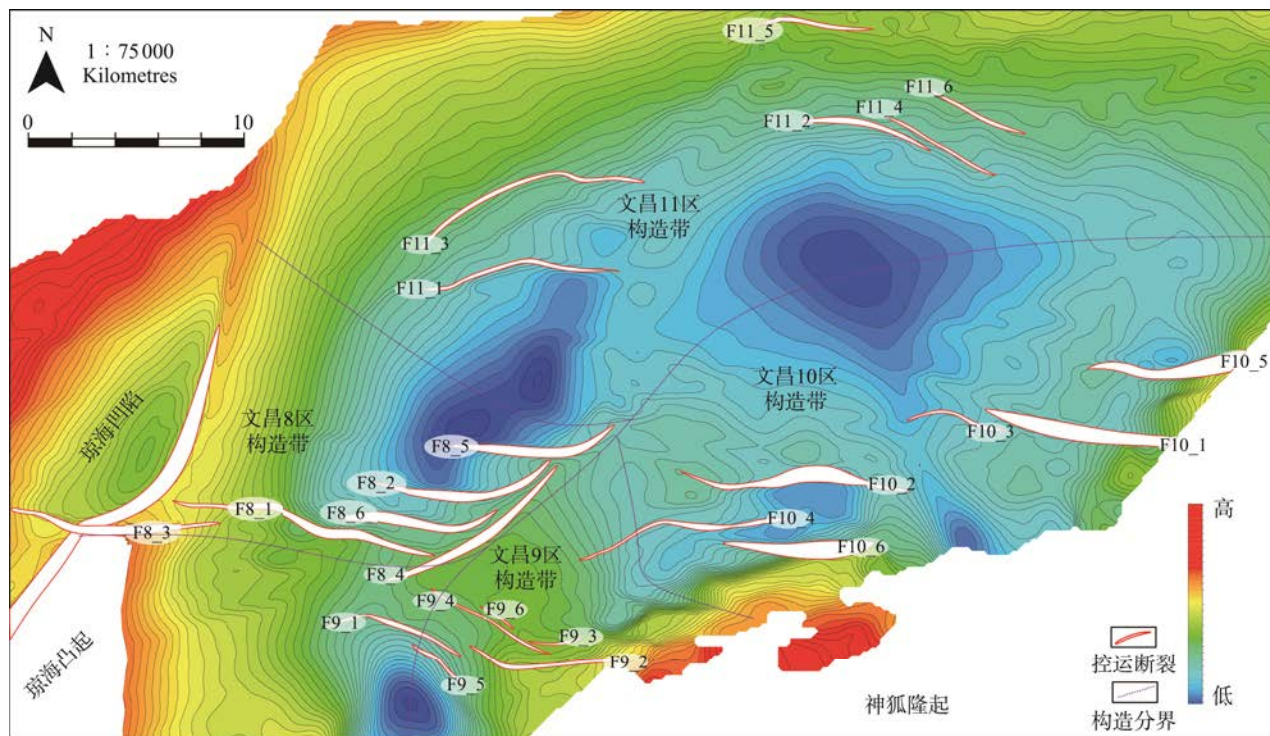


图5 文昌A凹陷烃源岩顶面构造与控运断裂叠合图

Fig.5 Superimposed map of hydrocarbon source rock surface structure and controlled faults in Wenchang A sag

4.1 油源断裂输导能力评价

基于转换带高分辨率三维地震资料的精细解释,对文昌A凹陷骨干断裂进行了精细刻画,并在Petrel软件中建立各断面的三维模型,通过时深转换获得深度域的断裂面,利用Dip angle属性,即可获得断裂的倾角。在此基础上,通过烃源岩顶底面控制,编辑 workflow 即可通过Area属性计算油源面积和伸展面积。若烃源岩中有大套砂体,则可通过砂体顶底面控制剔除。

本文对文昌A凹陷的全部断裂进行梳理,筛选出沟通烃源且成藏期仍持续活动的油源断裂共计24条。这些油源断裂的油源面积主要分布在2~40 km²,断裂倾角在45°~55°,成藏期平均断距50~80 m,且成藏期伸展面积0.1~0.5 km²,断裂横向长度5~10 km。通过输导能力定量评价,计算出各断裂的输导能力指数值。根据文昌A凹陷4大构造带的成藏规模差异,分别筛选出各带输导指数最大的断裂(见表1及图5),以明确主控运断裂和主导输导方向。这

些成果应用在近期勘探实践中,均取得较好效果。

4.1.1 文昌8区构造带

文昌8区构造带位于珠三⑥号断裂和珠三②号断裂带之间(见图5),受NE向的珠三②号断裂和珠三⑥号带的F8_4主断列控制,在文昌8区构造带形成一系列NW向的转换断裂,包括F8_1、F8_2、F8_5、F8_6。这些NW向的转换断裂均北倾,与F8_4主断列组成一个大型马尾状断裂系统,沟通了文昌9洼成熟-高成熟烃源岩,晚期仍持续活动,是该区重要的输导断裂。

油源断裂输导能力综合评价结果显示(见表1),该断裂系统中F8_1输导能力最强,主要原因在于F8_1虽然在断裂活动性和倾角上与其他断裂相近,但F8_1油源面积达36.6 km²,综合输导能力最强,与其相关的油藏已探明超600×10⁴ m³油当量。

主断裂F8_4的油源面积达106.6 km²,远超F8_1,但该断裂在T₅₀后基本不活动,因此难以有效输导。F8_5成藏期活动性最强,平均断距达94.9 m,

油源面积也达10.6 km²，因此综合输导能力排第二，与其相关的油气藏已探明超540×10⁴ m³油当量。从上述油源断裂输导能力综合评价结果可见，F8_1、F8_3、F8_5是主要的输导断裂，其中F8_3、F8_5的输导能力与已发现的油当量相近，而F8_1输导能力明显高于已探明的原油储量，表明在该断裂附近依然有可能发育大中型油气田，是重要的勘探领域。

表1 文昌A凹陷主要运移断裂特征及输导能力评价表
Tab.1 Wenchang A sag main migration fracture conductivity evaluation table

构造单元	断裂名称	断裂油源面积		断裂活动性		断裂倾角		输导能力指数
		面积值/ km ²	均一化值	伸展面积/ km ²	均一化值	倾角/ (°)	倾角/ rad	
文昌8区构造转换带	F8_1	36.46	1.00	0.91	0.34	38	0.62	0.64
	F8_2	16.25	0.46	0.78	0.29	40	0.64	0.26
	F8_3	29.95	0.86	0.69	0.25	40	0.64	0.41
	F8_4	106.57	1.00	0.37	0.11	48	0.74	0.25
	F8_5	10.60	0.30	0.79	0.29	49	0.75	0.20
	F8_6	16.11	0.46	0.39	0.12	42	0.67	0.11
文昌9区构造转换带	F9_1	14.14	0.40	0.44	0.14	44	0.69	0.12
	F9_2	11.50	0.33	0.23	0.05	40	0.64	0.03
	F9_3	8.58	0.25	0.27	0.07	36	0.59	0.03
	F9_4	8.15	0.23	0.10	0.01	43	0.68	0.01
	F9_5	2.59	0.07	0.18	0.04	51	0.78	0.01
	F9_6	1.16	0.03	0.36	0.11	46	0.72	0.01
文昌10区断裂带	F10_1	31.76	0.91	0.88	0.33	39	0.63	0.57
	F10_2	20.74	0.59	2.46	1.00	34	0.56	1.00
	F10_3	17.59	0.50	0.32	0.09	37	0.60	0.09
	F10_4	12.75	0.36	0.27	0.07	42	0.67	0.05
	F10_5	7.47	0.21	1.17	0.45	39	0.63	0.18
	F10_6	10.53	0.30	0.37	0.11	43	0.68	0.07
文昌11区断裂带	F11_1	12.88	0.37	0.33	0.10	56	0.83	0.09
	F11_2	7.27	0.21	0.60	0.21	53	0.80	0.10
	F11_3	6.16	0.18	0.26	0.07	54	0.81	0.03
	F11_4	2.76	0.08	0.31	0.09	52	0.79	0.02
	F11_5	2.72	0.08	0.37	0.11	32	0.53	0.01
	F11_6	2.76	0.08	0.29	0.08	46	0.72	0.01

4.1.2 文昌9区构造带

文昌9区构造转换带位于珠三南断裂和珠三⑥号带之间，在新生代多期构造运动中，应力场右旋转变，形成了该区多组近EW向雁列式断层，这些断裂与先存断裂斜交，具有右旋张扭特征，在局部形成挤压鼻状隆起。该区断裂包括F9_1~F9_6，围绕鼻状隆起集中分布，北倾、南倾均有，下降盘沟通烃源岩，上升盘形成有利的隆起带。

从油源断裂输导能力综合评价结果显示，文昌9区构造转换带油源断裂输导能力整体偏弱。除F9_2、F9_1输导能力相对强外，文昌9区其余断裂输导能力相似，如F9_3断裂油源面积达8.58 km²，成藏期平均断距达55 m，断裂倾角36°。尽管没有特别突出的输导断裂，但受南北掉向断裂带所夹持的鼻状隆起能接受多条断裂的运移输导，如F9_1、F9_4、F9_5、F9_6分布集中，均能向鼻状构造带输

导, 叠加后的综合能力可达4.79, 因此多条断裂组成的输导体系也能提供较大的输导能力。基于上述认识, 在鼻状隆起周缘十余年勘探皆失利的背景下, 于隆起中段输导断裂发育区布井, 最终在珠海组获得了中型优质整装油田发现, 实现了该区领域性突破。由于该区断裂沟源面积普遍小, 晚期活动普遍弱, 因此下步重点方向应集中在油田之下的深层恩平组。

4.1.3 文昌10区构造带

文昌10区构造带位于珠三南断裂东段转换带附近, 除NE向断裂外, 还发育一系列近EW向雁列式断层。这些断裂的成因与文昌9区一致, 主要分布在文昌10洼的洼中, 且沟通了高成熟的烃源, 但分布相对分散, 均为北倾, 规模差异明显。

油源断裂输导能力综合评价结果显示, 该区F10_2、F10_1的输导能力最大。其中, F10_2成藏期最活跃, 平均断距达183.9 m, 油源面积20.7 km², 是文昌A凹陷晚期最活跃的油源断裂, 也是文昌10区最主要的输导断裂。由于该断裂主要沟通高熟烃源, 因此文昌10洼晚期的高熟气可沿F10_2在珠江组一段区域之下成藏。F10_2断裂晚期强烈活动显示, 在浅层区域盖层之下, 输导能力强, 有大规模油气运移的条件。因此, 近期从F10_2出发, 沿着相邻的构造脊往浅层高部位搜索, 在珠江组一段区域盖层之下, 远离10洼的神狐隆起上, 获得了中型油气田发现。

4.1.4 文昌11区构造带

文昌11区构造带位于文昌A凹陷北坡, 包括文昌9洼和文昌10洼北侧。该区发育NW向断裂体系, 但普遍早断早衰, 晚期断裂不活跃。从油源断裂输导能力综合评价结果来看, 文昌11区断裂的油源面积均较小, 分布在0.1~0.4 km², 成藏期平均断距70~80 m, 断裂倾角50°~55°, 整体输导能力有限。因此, 生成的油气难以大规模向浅层输导, 勘探成效不佳。建议下步重点针对中深层, 尤其是与恩平组烃源源储对接型的圈闭重点评价。

5 结论

(1) 油源面积为油源断裂沟通成熟烃源的断裂面的面积, 是评价油源断裂输导能力的重要参数之一。勘探实践表明, 油源面积越大, 油源断裂输

导能力越强。

(2) 油源断裂的输导能力受油源面积、伸展面积和断面产状3大要素控制。其中, 油源面积决定输导规模, 伸展面积决定了输导效率, 断面产状影响了输导动力。基于3大要素, 建立了油源断裂垂向输导能力评价方法。

(3) 基于该评价方法, 对文昌A凹陷断裂的输导能力进行了整体评价, 共梳理出4大区带, 合计24条油源断裂。其中, 文昌8区输导能力整体较强, 主油源断裂附近仍有较大潜力; 文昌9区和11区整体偏弱, 后期拓展建议在本地深层展开; 文昌10区的主油源断裂输导能力最强, 与其相邻的构造脊高部位是下步拓展的重要方向。

综上, 该方法已经在文昌8、9、10、11区的油气勘探和整体评价中进行应用。经实践证实, 该评价方法能够有效指导目标优选和评价部署, 值得进一步推广。

参考文献:

- [1] 秦长文, 庞雄奇, 李宏伟. 台北凹陷侏罗系油气输导体系分析[J]. 天然气工业, 2005, 25(3): 11-13, 19, 192.
QIN C W, PANG X Q, LI H W. Hydrocarbon transport system of Jurassic in Taibei sag[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(3): 11-13, 19, 192.
- [2] 龚再升, 蔡东升, 张功成. 郑庐断裂对渤海海域东部油气成藏的控制作用[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 1-10.
GONG Z S, CAI D S, ZHANG G C. Dominating action of Tanlu Fault on hydrocarbon accumulation in eastern Bohai Sea area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 1-10.
- [3] 武芳芳, 朱光有, 张水昌, 等. 塔里木盆地油气输导体系及对油气成藏的控制作用[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 332-341.
WU F F, ZHU G Y, ZHANG S C, et al. Types of hydrocarbon migration pathways and its controlling effects on hydrocarbon distribution in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 332-341.
- [4] 李虹霖, 张如才, 王冰洁, 等. 断面汇聚脊输导能力定量评价及其控藏作用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(3): 13-20.
LI H L, ZHANG R C, WANG B J, et al. Quantitative evaluation of faults convergence ridges transport capability and its controlling effect on hydrocarbon accumulation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2020, 42(3): 13-20.
- [5] 付广, 王浩然. 不同时期油源断裂输导油气有利部位确定方法及其应用[J]. 石油学报, 2018, 39(2): 180-188.
FU G, WANG H R. Determination method and its application of favorable positions for hydrocarbon transport

- in oil-source fault during different periods[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(2): 180-188.
- [6] 付广, 谢继红, 梁木桂. 油源断裂向上输导油气最大距离分布部位预测方法及其应用[J]. *地质科学*, 2023, 58(4): 1242-1254.
- FU G, XIE J H, LIANG M G. Prediction method for the distribution location of the maximum distance of oil and gas transported upwards by oil source fractures and its application[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2023, 58(4): 1242-1254.
- [7] 姜贵璞, 付广, 孙同文. 利用地震资料确定油源断裂输导油气能力及油气富集的差异性[J]. *地球物理学进展*, 2017, 32(1): 160-166.
- JIANG G P, FU G, SUN T W. Seismic data is used to determine the transportation oil-gas ability of oil source faults and the difference of oil as accumulation[J]. *Progress in Geophysics*, 2017, 32(1): 160-166.
- [8] 姜海燕. 油源断裂输导油气能力的时空差异性研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- JIANG H Y. Research on the time and space difference of oil source fracture transportation ability[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [9] 罗晓容, 雷裕红, 张立宽, 等. 油气运移输导层研究及量化表征方法[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 428-436.
- LUO X R, LEI Y H, ZHANG L K, et al. Characterization of carrier formation for hydrocarbon migration: Concepts and approaches[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 428-436.
- [10] 彭俊文, 庞雄奇, 李洪博, 等. 基于油气输导门限与组合控藏作用定量预测有利勘探区带的新方法: 以珠一坳陷珠江组下段为例[J]. *石油学报*, 2015, 36(S2): 156-168.
- PENG J W, PANG X Q, LI H B, et al. A new method based in predicting favorable exploration zones based on hydrocarbon migration threshold and combined reservoir-controlling function for quantitatively predicting favorable hydrocarbon exploration zone: A case study of the lower Member of Zhujiang Formation in Zhu I depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(S2): 156-168.
- [11] 罗晓容, 张立强, 张立宽, 等. 碎屑岩输导层非均质性与油气运聚成藏[J]. *石油学报*, 2020, 41(3): 253-272.
- LUO X R, ZHANG L Q, ZHANG L K, et al. Heterogeneity of clastic carrier bed and hydrocarbon migration and accumulation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(3): 253-272.
- [12] 杨德相, 付广, 孙同文, 等. 油源断裂优势通道输导油气能力综合评价方法及其应用[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2017, 47(6): 1678-1686.
- YANG D X, FU G, SUN T W, et al. Comprehensive evaluation method and its application of oil carrying capacity through dominant channel of oil source fault[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2017, 47(6): 1678-1686.
- [13] 王雪峰. 断裂输导油气能力综合评价方法及其应用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(3): 33-38.
- WANG X F. Comprehensive evaluation method and its application for the fault oil-gas transporting ability[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(3): 33-38.
- [14] 杨计海, 杨希冰, 游君君, 等. 珠江口盆地珠三坳陷油气成藏规律及勘探方向[J]. *石油学报*, 2019, 40(S1): 11-25.
- YANG J H, YANG X B, YOU J J, et al. Hydrocarbon accumulation law and exploration direction in Zhu III depression, Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S1): 11-25.
- [15] 张迎朝, 朱伟林, 高阳东. 珠江口盆地琼海凸起断裂调整聚集成藏模式[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 37(5): 55-63.
- ZHANG Y C, ZHU W L, GAO Y D. Late fault adjustment and late accumulation pool-forming model in Qionghai Uplift, Pearl River Mouth Basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2015, 37(5): 55-63.
- [16] 袁红旗, 魏鸣禄, 于英华. 油源断裂油气成藏期优势通道输导能力综合评判方法及其应用[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2021, 51(3): 694-703.
- YUAN H Q, WEI M L, YU Y H. Comprehensive evaluation method for oil and gas transmission capacity of oil source fracture dominant channel in oil and gas accumulation period and its application[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2021, 51(3): 694-703.
- [17] 黄保家, 李绪深, 谢瑞永. 莺歌海盆地输导系统及天然气主运移方向[J]. *天然气工业*, 2007(4): 4-6, 145.
- HUANG B J, LI X S, XIE R Y. Carrier system and dominant migration direction of natural gas in the Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2007(4): 4-6, 145.
- [18] 刘峻桥. 断裂输导油气优势通道发育部位预测方法及应用[J]. *广东石油化工学院学报*, 2018, 28(4): 10-15, 20.
- LIU J Q. Prediction method and application of dominant transporting pathway for fault[J]. *Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology*, 2018, 28(4): 10-15, 20.
- [19] 李国会, 李世银, 李会元, 等. 塔里木盆地中部走滑断裂系统分布格局及其成因[J]. *天然气工业*, 2021, 41(3): 30-37.
- LI G H, LI S Y, LI H Y, et al. Distribution pattern and formation mechanism of the strike-slip fault system in the central Tarim Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(3): 30-37.

(编辑: 董怀民)