

珠江口盆地恩平凹陷恩平17洼油气动态成藏过程

史玉玲^{1,2},龙祖烈^{1,2},张向涛^{1,2},温华华^{1,2},马晓楠^{1,2}

[1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司,广东深圳518054;2. 中海石油深海开发有限公司,广东深圳518054]

摘要:基于地化分析明确了珠江口盆地恩平凹陷恩平17洼油气来源及分布特征,优选断层属性有效参数,定量评价了不同时期断层的输导性;借助MOVE软件再现了23.03 Ma以来主要层面的古构造形态,揭示了T₇⁰古构造面形态变化对纵向上及不同构造带间油气调整分配的影响,最终恢复了油气动态成藏过程,也预测了潜在的油气勘探方向。研究认为:恩平17洼原油主要来自始新统文昌组三段、四段及五段烃源岩,断距在100~130 m的断层可以向恩平组输导油气,断距大于130 m的断层有利于油气穿过恩平组向中、浅层垂向输导。恩平17洼油气经历了早期近源、中期南向、晚期南-北双向3个阶段的运聚过程,由于洼陷带晚期断层垂向输导油气能力较弱,使得恩平组成为纵向上及不同构造带间油气调整分配的枢纽。10.00 Ma之前,油气主要在T₇⁰古构造面之下近源运聚;10.00~5.33 Ma,油气主要沿恩平组输导层向南部构造带运聚;5.33 Ma之后,油气开始在洼陷带T₇⁰古构造面之下向北运移调整,整体油气运移趋势进入南-北双向运聚阶段。沿NW向构造脊发育的古近系构造圈闭及北部古隆起周缘恩平组构造-岩性或地层-岩性圈闭是今后较为有利的勘探方向。

关键词:原油成因类型;古构造面形态;输导体系;成藏过程;恩平17洼;珠江口盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Exploring the dynamic hydrocarbon accumulation process of the Enping 17 sub-sag in the Enping Sag, Pearl River Mouth Basin

SHI Yuling^{1,2}, LONG Zulie^{1,2}, ZHANG Xiangtao^{1,2}, WEN Huahua^{1,2}, MA Xiaonan^{1,2}

[1. Shenzhen Branch of CNOOC (China) Limited, Shenzhen, Guangdong 518054, China; 2. Deepwater Development Limited, CNOOC, Shenzhen, Guangdong 518054, China]

Abstract: In this study, we determine the hydrocarbon sources and distribution in the Enping 17 sub-sag, Pearl River Mouth Basin (PRMB) through geochemical analyses. Using the selected optimal fault attributes, we quantitatively evaluate the hydrocarbon transport capacity of faults during different geologic periods. Furthermore, we reproduce the paleotectonic morphologies of primary seismic reflectors in the Enping 17 sub-sag since 23.03 Ma with the aid of the MOVE software, revealing the influence of the paleotectonic morphological changes of seismic reflector T₇⁰ on hydrocarbon redistribution in the vertical direction and among various tectonic zones. Finally, we reconstruct the dynamic hydrocarbon accumulation process and predict potential hydrocarbon exploration targets. The results are as follows. (1) The crude oil of the Enping 17 sub-sag originates primarily from source rocks in the 3rd, 4th, and 5th members of the Eocene Wenchang Formation. Faults with throws ranging from 100—130 m can transport hydrocarbons to the Enping Formation, while those with throws exceeding 130 m may create conducive conditions for hydrocarbons to migrate vertically toward the medium and shallow reservoirs through the Enping Formation. (2) The hydrocarbons in the sub-sag underwent three migration and accumulation stages: the migration and accumulation near sources in the early stage, the southward migration and accumulation in the middle stage, and the S-N two-way migration and accumulation in the late stage. Due to the weak vertical hydrocarbon transport capacity of faults in the late stage, the Enping Formation served as a hub for hydrocarbon redistribution in the vertical direction and among various tectonic zones. Prior to 10.00 Ma, hydrocarbon migration and accumulation primarily occurred near sources under the paleostructural surface on seismic reflector T₇⁰. From 10.00 Ma to

收稿日期:2023-03-30;修回日期:2023-07-04。

第一作者简介:史玉玲(1987—),女,高级工程师,资源评价和油气运移成藏。E-mail:shiy15@cnooc.com.cn。

基金项目:中国海洋石油集团有限公司重大科技项目(KJGG2022-0403)。

5.33 Ma, hydrocarbons migrated to and accumulated in the southern tectonic zones along the carrier beds of the Enping Formation. After 5.33 Ma, hydrocarbon migration was diverted northward under the paleostructural surface on T_7^0 , signaling the general commencement of S-N two-way migration and accumulation. In conclusion, the favorable exploration targets in the Enping 17 sub-sag include the Paleogene structural traps along NW-trending structural ridges, as well as the tectono-lithologic or stratigraphic-lithologic traps in the Enping Formation at the edge of the northern paleo-uplift.

Key words: genetic type of crude oil, morphology of the paleostructural surface, migration pathway, accumulation process, Enping 17 sub-sag, Pearl River Mouth Basin (PRMB)

引用格式: 史玉玲, 龙祖烈, 张向涛, 等. 珠江口盆地恩平凹陷恩平 17 洼油气动态成藏过程[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1279-1289. DOI: 10.11743/ogg20230516.

SHI Yuling, LONG Zulie, ZHANG Xiangtao, et al. Exploring the dynamic hydrocarbon accumulation process of the Enping 17 sub-sag in the Enping Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1279-1289. DOI: 10.11743/ogg20230516.

油气从生成、运移到最终聚集是一个复杂的地质过程。干酪根热降解生烃理论的提出, 生物标志化合物检测及流体包裹体观测等分析技术的广泛应用, 使含油气盆地油气来源、成藏期次及成藏时间的确定更加有据可依。油气成藏组合划分评价、油气运移输导层及断层启闭性的量化表征研究^[1-3], 去断层、去压实、去褶皱及剥蚀量恢复等古构造恢复技术与盆地模拟技术的发展^[4-5], 为预测油气运移路径及优势运移方向, 揭示油气成藏过程, 提供了有力的方法和技术支持。随着计算机技术的进步, 三维古构造面形态恢复已逐步应用于油气成藏过程研究^[6-7], 展示了良好的应用前景。

较高的勘探开发成本使得中国海域含油气盆地油气成藏过程研究的资料基础较陆上含油气盆地薄弱。尽管不同层段、不同沉积相带烃源岩通常具有不同的生物标志化合物组合特征^[8-11], 但在缺少烃源岩样品的情况下, 精确的油源分析通常是困难的, 比如珠江口盆地恩平凹陷恩平 17 洼, 勘探上已获得较好商业油气发现, 但有效烃源岩段尚未钻揭。恩平 17 洼已发现油气主要分布在洼陷南、北两侧构造带的新近系储层中, 其古近纪断裂在晚中新世构造活化期多未继承性活动, 新近系缺少直接沟通文昌组烃源岩的长期活动断裂, 油气经文昌组砂岩输导体系与隆起带断裂输导体系进行“先横后纵”运移^[12]、依托区域性砂岩输导层(中转站)及断裂体系进行“接力式”运移^[13]及通过“断裂复合汇聚脊”进行远源富集^[14]等模式的提出, 解决了实钻构造的成藏评价问题。由于缺少断层输导性判识标准, 加之对主要输导层系在成藏期的古构造形态缺少了解, 前人对恩平 17 洼油气在不同层系、不同构造带之间运移调整与富集的主控因素及成藏过程的认识仍然是笼统且相对滞后的。

油气勘探实践中不断探讨油气的成藏过程^[15-18],

有助于寻找新的接替石油储量。随着恩平 17 洼浅层已知含油层系及有利构造圈闭的相继钻探, 寻找接替勘探层系、预测潜在有利成藏区带十分必要。本文通过地质、地球化学与地球物理的紧密结合, 以成藏期关键输导层的三维古构造演化及形态变化为纽带, 各成藏要素互为约束条件, 梳理各成藏要素间的时-空耦合关系, 探讨了恩平 17 洼油气在纵向上及平面上分配调整的主控因素, 重建了油气动态成藏过程, 预测了有利勘探方向, 为恩平 17 洼寻找勘探接替层系提供参考, 为类似资料基础薄弱地区开展动态成藏过程研究提供借鉴。

1 地质概况

恩平 17 洼位于珠江口盆地珠一坳陷恩平凹陷西部(图 1), 面积约 550 km², 洼陷经历了先断后拗的构造演化过程, 发育了先陆后海的沉积序列^[18-19], 断陷期沉积受 NE 向低角度隐伏控洼断裂控制, 北断南超, 是恩平凹陷的主力生烃洼陷, 也是珠江口盆地(东部)已被勘探实践所证实的富烃洼陷之一。断陷期琼珠运动 I 幕(T_8^0)和 II 幕(T_8^1), 沉积了湖相文昌组及湖沼相恩平组。地震层序地层单元定量识别研究在恩平 17 洼文昌组识别出 2 个准二级层序, 进一步划分为 6 个三级层序^[18-20]。自 T_8^0 界面向下共识别 T_8^1 , T_8^2 , T_8^3 , T_8^4 和 T_8^5 等 5 个地震反射界面, 对应文昌组一段至六段, 其中 T_8^3 界面(文昌期最大湖泛面)全区可对比, 是上、下文昌组的分界面; 拗陷期经历了南海运动(T_7^0)、白云运动(T_6^0)及东沙运动(T_3^2), 以海相沉积为主, 包括珠海组、珠江组、韩江组、粤海组和万山组。

已发现油气主要来源于文昌组半深湖-深湖相和浅湖-半深湖相烃源岩^[18-19], 钻探于南部斜坡的 E4 井, 钻揭了始新统文昌组一段、二段及三段(文三段)顶部

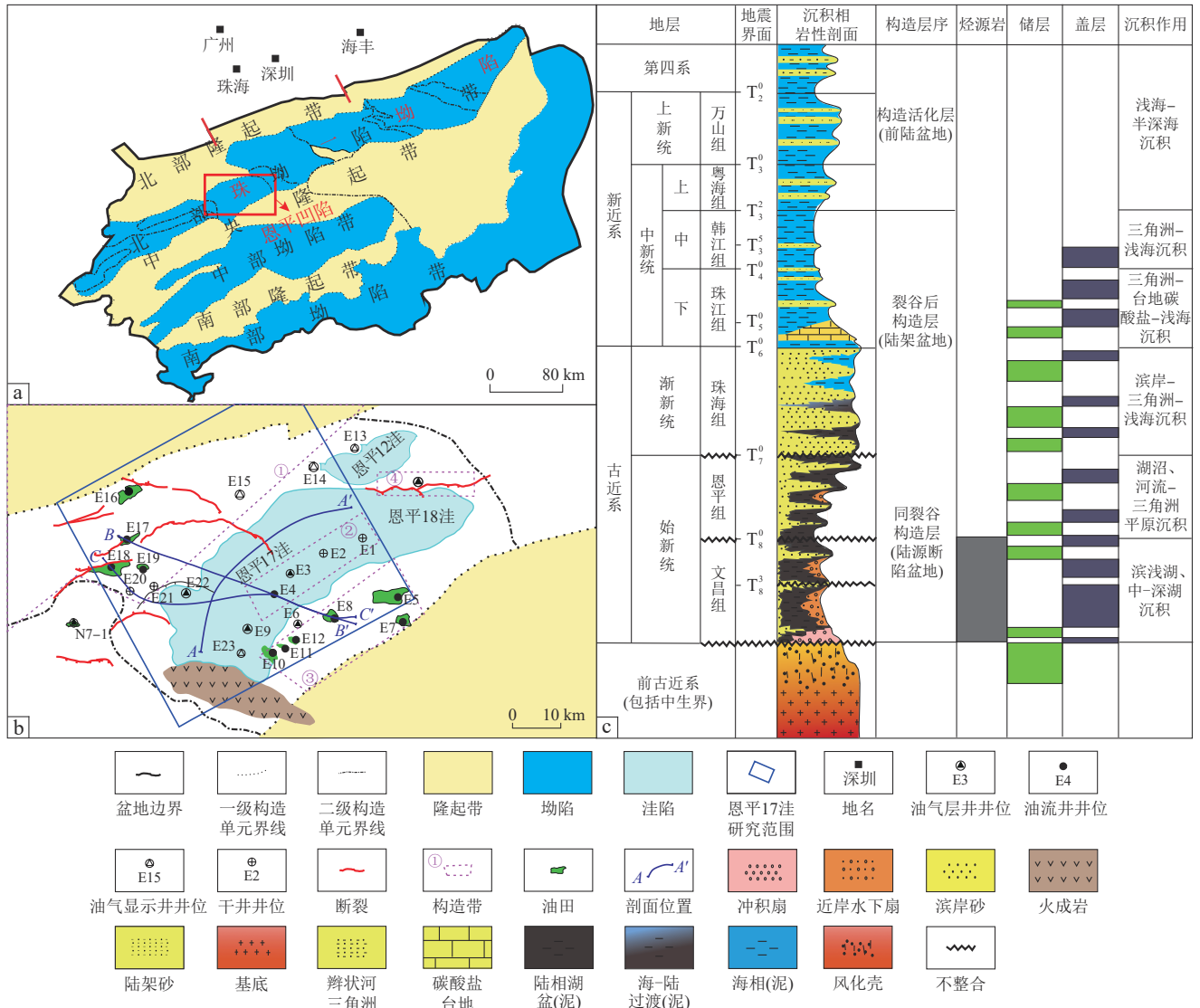


图1 珠江口盆地恩平17洼构造位置(a)、构造单元特征(b)及地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Tectonic position (a), structural unit features (b), and composite stratigraphic column (c) of the Enping 17 sub-sag in the PRMB

①北部隆起带;②中央隆起断裂构造带;③南部翘倾断裂背斜构造带;④恩平17洼翘倾断裂构造带

地层,该井文一段上部为滨浅湖滩坝相沉积的砂质岩与泥岩、砂质泥岩互层,中部为半深湖相沉积的泥质岩及砂质泥岩,下部为滨浅湖滩坝相沉积的砂质岩与泥岩、砂质泥岩互层;文二段为半深湖相沉积的泥质岩夹少量砂质泥岩薄层;文三段(未穿)上部为滨浅湖滩坝相沉积的砂质岩与泥岩、砂质泥岩互层,下部为半深湖相沉积的泥质岩;在珠海组至文昌组皆有油气显示,其中文昌组为1套8.5 m厚的气层,恩平组为3套共8.6 m厚的油层,珠海组为1套2.0 m厚油-水层。

2 原油来源与分布特征

恩平17洼文昌组最厚约3 000 m。钻探于1985年

的E4井,在文一段底部钻遇凝析油气层,钻揭的文昌组烃源岩未取心,也没有可靠的岩屑样或相关的生物标记化合物分析资料。因此,在烃源岩低钻揭条件下,以生烃洼陷为研究单元,对文昌组烃源岩纵向沉积演化特征和已发现原油母源环境纵向演化序列进行整体对比,有助于精细判识不同类型原油的油源^[21-22]。恩平17洼已发现原油生物标志化合物主要以高丰度4-甲基C₃₀甾烷及不同丰度双杜松烷(T)(简称T)化合物为典型特征^[23-24],高丰度4-甲基C₃₀甾烷被认为是源于半深湖-深湖相烃源岩的重要标志。较高丰度T化合物与高丰度4-甲基C₃₀甾烷的共存,反映了以低等水生生物来源有机质为主的宏观背景下的较高丰度陆源树脂类有机质的输入^[9]。本次研究收集整理了全洼陷

不同时期完成的原油及油砂生标分析测试数据,采用 T/C_{30} 藿烷、 $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷及 Pr/Ph (姥鲛烷/植烷) 含量比值 3 个生标参数,将恩平 17 洼已发现原油划分为 4 类(图 2)。

①第一类原油以中-高 Pr/Ph 、高 T/C_{30} 藿烷和高 $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值为典型特征。 T/C_{30} 藿烷比值 ≥ 1 , Pr/Ph 比值一般在 1.5 ~ 3.0, $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值基本在 1.5 以上,指示其烃源岩具有较高陆源有机质输入、较高藻类有机质生产力且水体偏氧化的沉积环境。②第二类原油以低 Pr/Ph 、低 T/C_{30} 藿烷和高 $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值为典型特征。 T/C_{30} 藿烷比值 ≤ 1 , Pr/Ph 比值一般在 0.5 ~ 1.5, $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值基本在 1.3 ~ 2.5,指示其烃源岩具有相对较低陆源有机质输入、较高藻类有机质生产力且水体偏还原的沉积环境。③第三类原油以高 Pr/Ph 、低 T/C_{30} 藿烷和高 $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值为典型特征。 T/C_{30} 藿烷比值 ≤ 1 , Pr/Ph 比值一般在 2.0 以上, $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值基本在 1.0 ~ 2.0,指示其烃源岩具有相对较低陆源有机质输入、较高藻类有机质生产力且水体偏氧化的沉积环境。④第四类原油以低 Pr/Ph 、低 T/C_{30} 藿烷和低 $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值为典型特征。 T/C_{30} 藿烷比值 ≤ 0.6 , Pr/Ph 比值一般在 0.5 ~ 1.5, $\Sigma 4$ -甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值基本在 0.5 以下,指示其烃源岩具有相对较低陆源有机质输入、藻类有机质生产力较低,但水体相对偏还原的沉积环境。

地质与地球物理综合识别认为,恩平 17 洼发育文三段、文四段和文五段 3 套主力烃源岩^[24],第一、第二和第三类原油分布广泛,具有较高的 4-甲基 C_{30} 甾烷丰度,指示其来自文昌组半深湖-深湖相烃源岩,应与这 3 套主力烃源岩有关。文昌组最大湖泛面位于文三段

与文四段之间,通常最大湖泛面上、下烃源岩发育条件最好,而发育于水进期的文四段烃源岩较文三段环境条件更好。据此推测,具有高 4-甲基 C_{30} 甾烷丰度、高 Pr/Ph 比值的第一类原油来自于文三段,第二类原油来自于文四段,中等 4-甲基 C_{30} 甾烷丰度、高 Pr/Ph 比值的第三类原油主要来自文五段及以下烃源岩。第四类原油的生标特征明显区别于前三类,且仅见于洼陷带 E4 井区文昌组上部滨浅湖相砂岩储层中,在井深 4 617 m DST 测试获得的凝析油,储层顶、底被文一段和文二段厚层泥岩包裹,地层压力系数高达 1.486,超压成因主要与生烃作用有关^[25],凝析油属自生自储型原油气藏^[26]。

烷基二苯并噻吩类化合物的分子结构具有对称性,该类化合物对热力作用非常敏感,它们的相对组成和分布可为烃源岩热演化历史及原油成熟度研究提供较为有效的信息^[27]。根据甲基二苯并噻吩分布指数 $[MDBI=4-MDBT/(DBT+1-MDBT+2-MDBT+3-MDBT+4-MDBT)]$ 计算的恩平 17 洼原油成熟度 ($R_o=1.33 MDBI+0.48$)^[28],与甾烷异构化参数指示的热演化程度的相对高低吻合,且没有异常值,能为原油成熟度的判别提供有效支持。计算的第四类原油 R_o 在 0.68 % ~ 0.93 %,这与下伏文二段热演化程度接近,也能间接说明第四类原油主要来源于文二段烃源岩。第一、第二和第三类原油在洼陷南北构造带均又发现,计算的原油成熟度分布范围在不同构造带存在差异,北部隆起构造带第一、第二和第三类原油的 R_o 分布分别为 0.52 % ~ 0.67 %, 0.58 % ~ 0.93 % 和 0.52 % ~ 1.26 %,南部翘倾断裂背斜构造带则分别为 0.52 % ~ 1.0 %, 0.50 % ~ 0.70 % 和 0.48 % ~ 1.0 %。显然,来自文四段(第二类)、文五段(第三类)的原油在北部成熟度相对更高,来自文三段(第一类)的原油在南部成

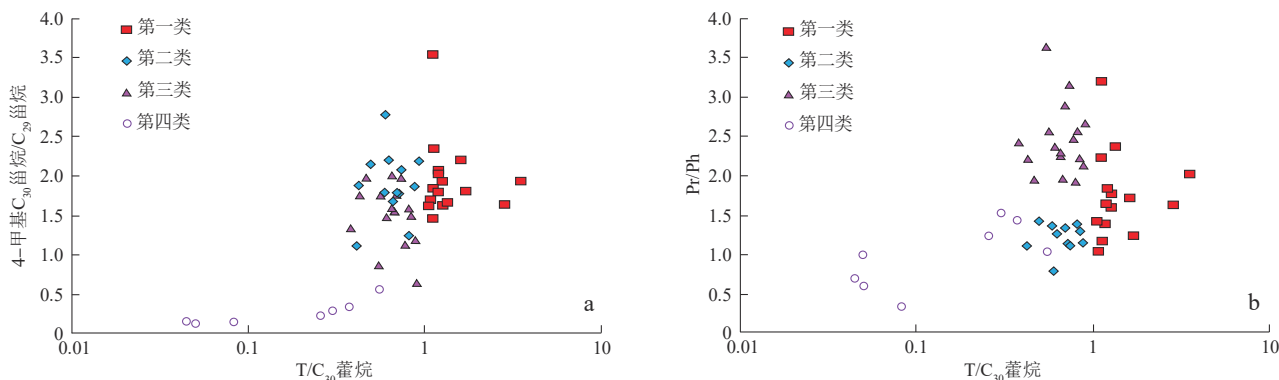


图2 恩平 17 洼已发现原油成因类型划分

Fig. 2 Classification of genetic types of crude oil discovered in the Enping 17 sub-sag
a. T/C_{30} 藿烷与 4-甲基 C_{30} 甾烷/ ΣC_{29} 甾烷含量比值相关关系; b. T/C_{30} 藿烷与 Pr/Ph 含量比值相关关系

熟度更高,这可能意味着北部隆起构造带油气的充注和运聚较南部构造带晚。

3 断裂体系输导性评价

恩平17注新近系缺少直接沟通烃源岩的长期活动断裂,晚期断裂向下仅断至古近系恩平组,早期断裂大多断至恩平组顶部 T_7^0 界面上下结束。尽管早期断裂在成藏期并未活动,但E4井在洼陷带恩平组钻揭大量油气显示早期断裂具有垂向运移油气的能力。珠一坳陷油气穿恩平组运移物理模拟实验表明,小断距需要与高砂/地比($\geq 50\%$)配置才有助于油气垂向运移。当断层断距较大时,高砂/地比($>50\%$)有利于油气沿断层的穿盖层运移,不利于油气在盖层内聚集,30%~50%的砂/地比有利于油气在层内运聚^[29]。显然,断层的启闭性受多种地质因素的影响,断距及其断切地层的岩性组合对断层启闭性影响较大。

本次研究以恩平17注已钻探构造圈闭的不同勘探层系为统计单元,分析了断层活动性、断距、断层两侧岩性对接关系、泥岩涂抹因子(SSF,无量纲)、断裂带泥页岩比例(SGR,无量纲)与地层含油气性(无显示、含油气或成藏)之间的相关关系,发现断切地层的泥质含量是控制断层岩渗透性的关键因素,单层泥岩厚度对油气的垂向运移有重要影响,断层属性参数SSF、SGR^[30-31]与地层含油气性关系密切。如图3所示,当 $SGR > 0.60$ 、 $SSF < 7$ 时,各勘探层系多成藏或含油气,表明此条件下断层输导性较低;当 $SGR > 0.60$ 、 $SSF = 7 \sim 12$,或 $SGR = 0.60 \sim 0.28$ 、 $SSF = 0 \sim 12$ 时,各层系可能成藏、含油气或无任何油气显示,表明此条件断层输导性中等;当 $SGR < 0.28$ 或 $SSF > 12$ 时,各层系基本未见油气显示,表明此条件下断层输导性极高。据此,可建立适合本地区的断层输导性评价标准,与前人在其他地区开展的统计分析结果相近^[32-34]。

恩平17注E4及E1井钻遇的恩平组,自下向上泥岩发育程度增加,恩四段砂/地比在60%以上,单层泥岩最厚为10 m,恩三段砂/地比平均在50%上下,单层泥岩最厚为15 m,上部的恩一段+恩二段砂/地比平均在37%,单层泥岩最厚在17.5~22 m。据此评价,以SSF大于7为标准,断距在100~130 m的断层,可以向恩平组输导油气,断距大于130 m的断层,有利于油气穿过恩平组盖层向中、浅层垂向输导,这与在整个珠一坳陷进行的统计结果基本一致^[29],向浅层输导油气的断层主要为发育于南北构造带的长期活动断层(图4)。由于洼陷带恩一段+恩二段中,单层泥岩厚度大,加之

多数断层断距在100 m以下,垂向输导油气能力较弱,可能是导致洼陷带浅层油气充注不足的主要原因,断切烃源岩的长期及早期活动断层可以将油气垂向输导进入恩平组砂岩输导层,主要沿输导层侧向运移,再通

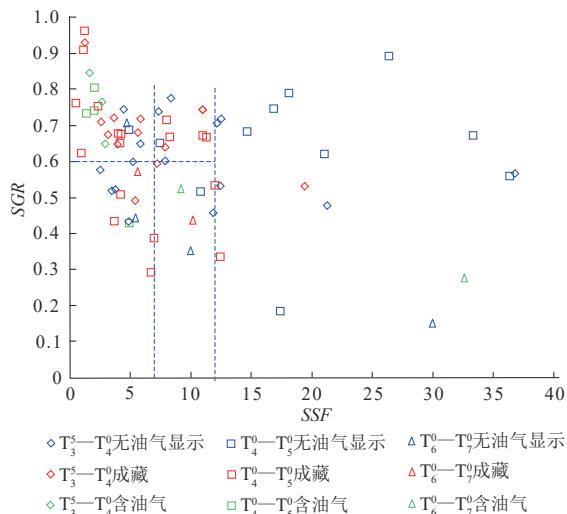


图3 恩平17注浅层断层SGR和SSF与地层含油性关系

Fig. 3 Relationship of fault attributes SGR and SSF with oil-bearing capacity for shallow layers of the Enping 17 sub-sag

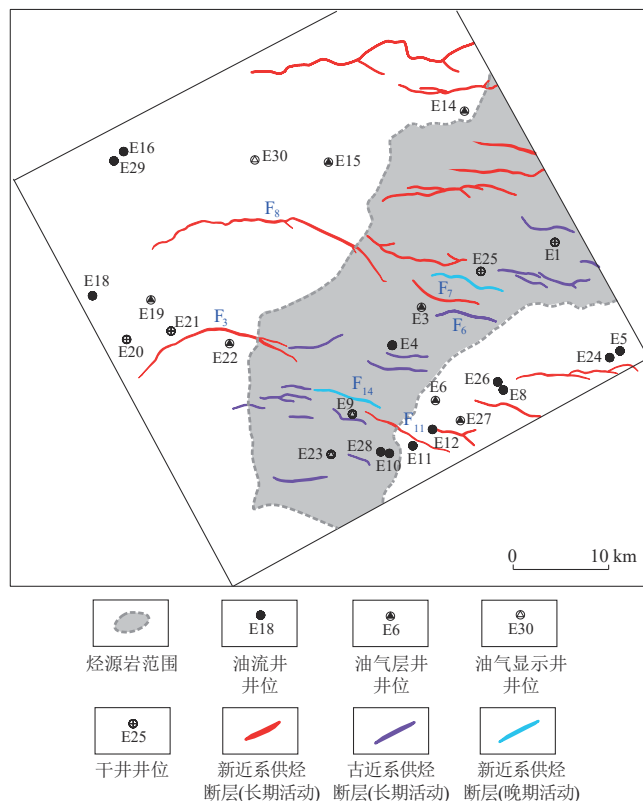


图4 恩平17注 T_7^0 界面不同时期断裂输导体系及烃源岩展布范围

Fig. 4 Hydrocarbon migration pathways of faults and source rock distribution on seismic reflector T_7^0 of the Enping 17 sub-sag during different geologic periods

过断切恩平组输导层的晚期及长期活动断层,接力将油气向浅层运移^[22]。

4 成藏期古构造演化与油气运移

恩平17洼文昌组烃源岩生油高峰期主要在10 Ma之前^[26],早期油气充注大致发生在20~8 Ma,主要对应珠江组、韩江组及粤海组三段沉积时期,晚期油气充注主要发生在5 Ma之后^[23,26,35],以5 Ma以来的油气充注为主^[36]。10 Ma以来的新构造运动阶段,恩平17洼断裂活动再次加强^[36],发生在5 Ma以来的晚期浅层油气充注,显然与新构造运动密切相关,它对恩平17洼油气的运移、调整及富集起到了十分关键的作用。晚期活动断层主要断切了恩平组,大多并未直接断切文昌组烃源岩,这使得恩平组成为油气在纵向上及不同构造带间接力、调整、分配的枢纽,恩平组下部的恩四段、恩三段富砂地层与恩一段、恩二段富泥地层共同构成油气侧向运移输导体。由于洼陷带断层的垂向输导油气能力较弱,因此对浅层油气充注而言,成藏期恩平组顶构造面(T_0^*)的形态及其变化必然对油气的侧向运移分配产生重要影响。

本次研究对恩平17洼主要地震反射界面及断层面进行了精细三维地震解释,借助MOVE软件,建立了包括9个反射面和127条断层的三维构造模型(图5),经过压实均衡恢复与断层恢复,并采用现今地层厚度分布与古构造恢复获得的地层厚度分布的反复对比,获得了恩平17洼自23.03 Ma以来各关键时期、各地震反射界面的古构造形态。如图5所示,23.03 Ma时 T_0^* 界面的古构造高点位于NE向分隔槽的南侧,E4井所在的洼陷带古构造脊与E5井所在的南部构造带古构造脊高度相当,此后随着盆地的沉降,洼陷带 T_0^* 界面古构造脊构造幅度不断降低, T_0^* 界面的古分隔槽向南迁移;5.33 Ma前后 T_0^* 界面古构造形态呈北高南低特征,洼陷带古构造脊自圈范围显著减小, T_0^* 界面NE向古分隔槽被2条NW向的断层相关构造脊所分隔,即 F_3 - F_{14} - F_{11} 构造脊和 F_8 - F_7 - F_6 构造脊所分隔,5.3 Ma至今,随着这两条断层相关构造脊低点的南移,将导致洼陷带NE向古构造脊下保存的油气向北溢出调整。因此,5.33 Ma往后 T_0^* 古构造面形态的变化,导致恩平17洼南北间油气宏观分配的格局发生了重要变化。

恩平组自下而上砂岩输导层发育程度降低,顶部泥岩与缓坡带三角洲相砂岩及陡坡带扇三角洲砂岩构成配置良好的侧向砂岩输导体系(图6),北部陡坡带扇三角洲砂岩发育主要受断裂控制,沿断层展布,厚度

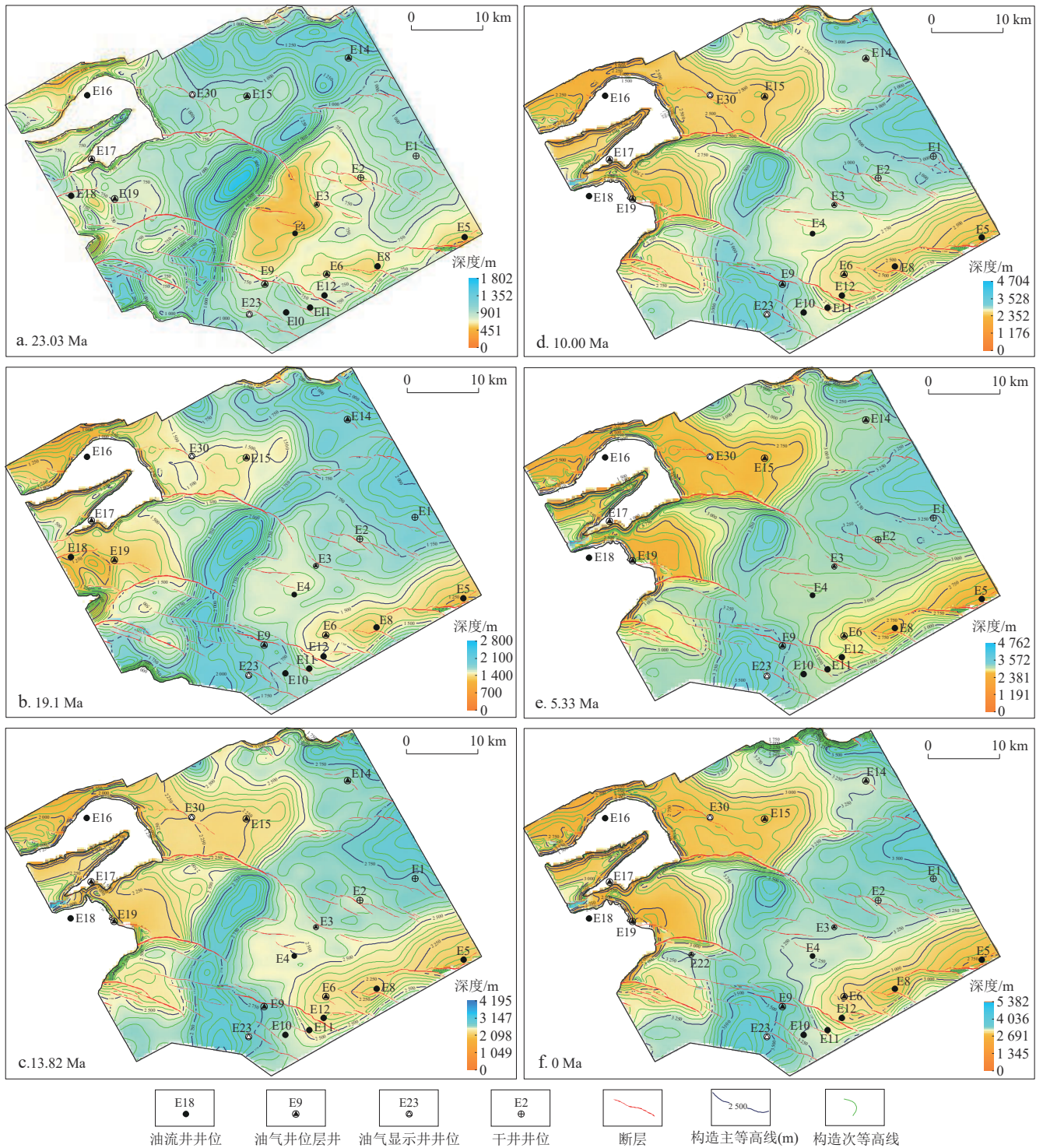
大但横向变化快,南部缓坡带三角洲相砂岩发育展布范围大,输导性更好。5.33 Ma之前,NE向 T_0^* 古分隔槽位于北部控洼断层一侧,生烃区主要位于古分隔槽的南翼,从地层倾向及砂岩输导层发育情况看,南部构造带是最优的运移指向区;5.33 Ma之后北部古隆起的抬升、 T_0^* 古分隔槽的南移(图6)、2条NW向断层相关古构造脊的发育(图7),以及洼陷带NE向古构造脊幅度的降低(图6),将导致 T_0^* 古构造面之下油气的向北溢出调整,弥补北部恩平组砂岩输导层发育弱于南部的不足,为北部古隆起长距离的油气运聚成藏创造了有利条件。从已发现油气的纵向分布来看,北部古隆起主力成藏层系时代较南部构造带新,主要富集在 T_3^* 至 T_5^* 之间, T_5^* 之下仅见显示,而南部构造带 T_5^* 之下成藏相对较好,局部发育海相高泥质砂岩储层^[36-37];南北间油气富集层位的差异,是5.33 Ma前后 T_0^* 古构造面形态变化导致南北间油气运移格局变化的直接结果。

5 油气动态成藏模式

综合油气来源与分布特征、断层输导性、断层与砂岩输导层组合特征、充注期次及 T_0^* 古构造面的演化特征来看,恩平17洼油气成藏过程可总结为以下3个阶段(图8)。

1)第1阶段(33.90~10.00 Ma),文昌组烃源岩在珠海组沉积期(33.90~23.03 Ma)逐渐进入成熟生烃阶段,由于此时构造活动处于宁静期^[18],油气的垂向运移不活跃,随着烃源岩在珠江组和韩江组沉积时期达到生烃高峰,加之此时近EW向和NWW向断裂活动的逐渐增强,整个洼陷进入油气运移活跃期,结合浅层流体包裹体指示油气充注期次较晚、文昌组顶部发育异常高压、洼陷带恩平组古构造脊发育形态完整且规模较大等证据来看,这一时期的油气运聚主要以源内及近源运聚为主要特征,古近系文昌组及恩平组是这一阶段油气的主要运聚层系,即油气主要在 T_0^* 古构造面之下运聚。

2)第2阶段(10.00~5.33 Ma),对应粤海组沉积时期,研究区进入新构造运动阶段(东沙运动),洼陷边缘主要断裂继承性发育,油气向浅层的运移十分活跃,烃类流体包裹体研究提供了大量的相关证据。由于 T_0^* 古分隔槽位于北部控洼断层一侧,且南部缓坡带恩平组发育长源的辫状河三角洲砂岩输导层,因此从地层倾向及砂岩输导层发育情况看,南部构造带是最优的运移成藏指向区,珠江组下段(T_3^* 之下)油气成藏相对较好,北部古隆起此时油气运聚相对较弱。

图5 恩平17洼 T_7^0 不同时期古构造面形态Fig. 5 Morphologies paleostructural surface on seismic reflector T_7^0 of the Enping 17 sub-sag during different geologic periods

3)第3阶段(5.33~0 Ma),对应万山组沉积时期,此时随着北部古隆起的抬升及洼陷带的沉降,研究区古构造格局较10.00 Ma时发生了较大变化,恩平组顶面(T_7^0)古构造形态的变化对油气在不同构造带之间的运移调整发挥了重要作用。随着北部古隆起的抬升, T_7^0 古分隔槽南移,NW向 F_3 - F_{14} - F_{11} 构造脊和 F_8 - F_7 - F_6

构造脊鞍部低点南移,洼陷带恩平组NE向背斜构造脊幅度显著降低,自圈规模减小,油气向北溢出调整,为北部古隆起长距离的油气运聚成藏创造了有利条件。

以恩平组断-盖组合特征及成藏期 T_7^0 古构造面演化为主线建立的恩平17洼动态成藏模式,揭示了“先横后纵”运移^[10]、“接力式”运移^[11]和“断裂复合汇聚

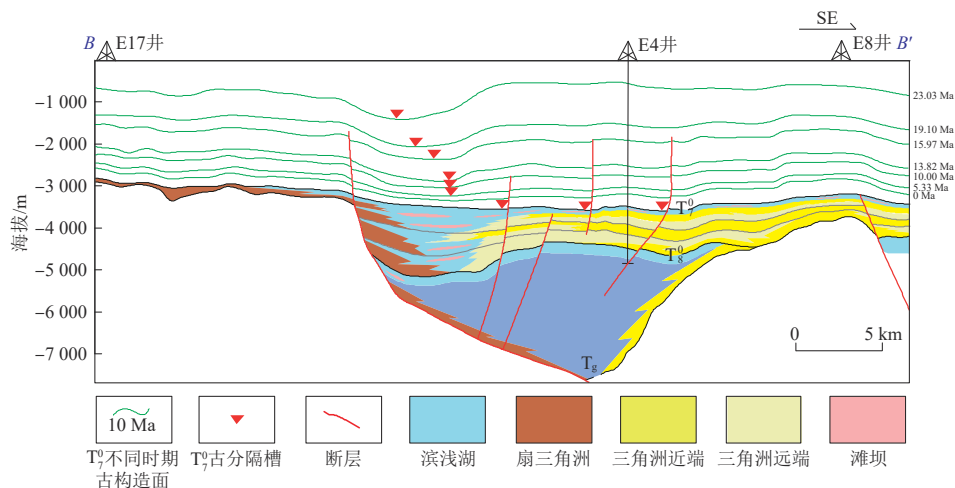


图6 恩平17洼 T_7^0 古构造面及NE向分隔槽发育演化剖面(剖面位置见图1b)

Fig. 6 Section showing the evolutionary processes of the paleostructural surface on seismic reflector T_7^0 and NE-trending troughs in the Enping 17 sub-sag (see Fig. 1b for the section position)

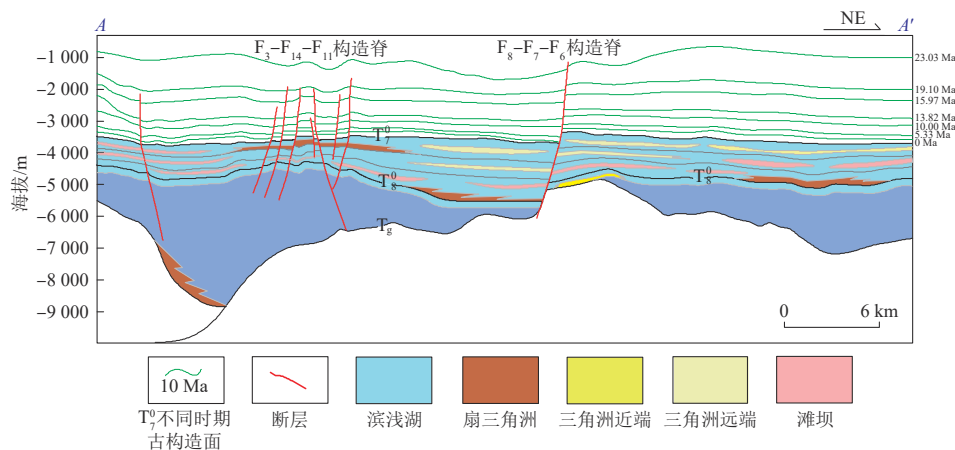


图7 恩平17洼 T_7^0 古构造面及NW向断层相关构造脊发育演化剖面(剖面位置见图1b)

Fig. 7 Section showing the evolutionary processes of the paleostructural surface on seismic reflector T_7^0 and NW-trending fault-related structural ridges in the Enping 17 sub-sag (see Fig. 1b for the section position)

脊”远源运聚^[12]的时-空关联,是在不同构造带成藏模式基础上建立的洼陷级别成藏模式,有助于预测评价未知构造或层系的勘探前景。洼陷内晚期断裂断至恩平组顶部,对文昌组生成的油气垂向输导能力较弱,使得恩一段、恩二段泥岩盖层对下伏油气形成较好的封盖,为 T_7^0 古构造面之下的油气聚集创造了有利条件。虽然在5.33 Ma之后,NE向 T_7^0 古构造脊因圈闭幅度下降、北部隆起区抬升而导致所封闭油气的向北运移调整,但古近系恩平组的勘探前景仍值得期待,对下伏油气的封盖及其构造脊的发育,为近源油气成藏创造了有利条件,古近系沿NW向构造脊发育的构造圈闭、超覆或披覆于北部古隆起上的古近系恩平组构造岩性或地层岩性圈闭具有良好油源条件,是今后较为有利的勘探方向。

6 结论

1) 恩平17洼晚期活动断层与早期断层在恩平组相互叠置,其输导性与 T_7^0 古构造面约束下的砂岩输导体系共同控制油气在深浅层及不同构造带间的运移。以 SSF 大于7为标准,断切烃源岩断距100~130 m的断层,可以向恩平组输导油气;断距大于130 m的断层,有利于油气穿过恩平组盖层向中-浅层垂向输导;洼陷带断切恩平组的晚期活动断层断距多在100 m以下,垂向输导油气能力较弱,使得洼陷带浅层圈闭勘探因油气充注不足而失利。

2) 恩平17洼油气成藏具有早期近源、中期南向、晚期南-北双向的三阶段运聚过程,恩平组断层-盖层

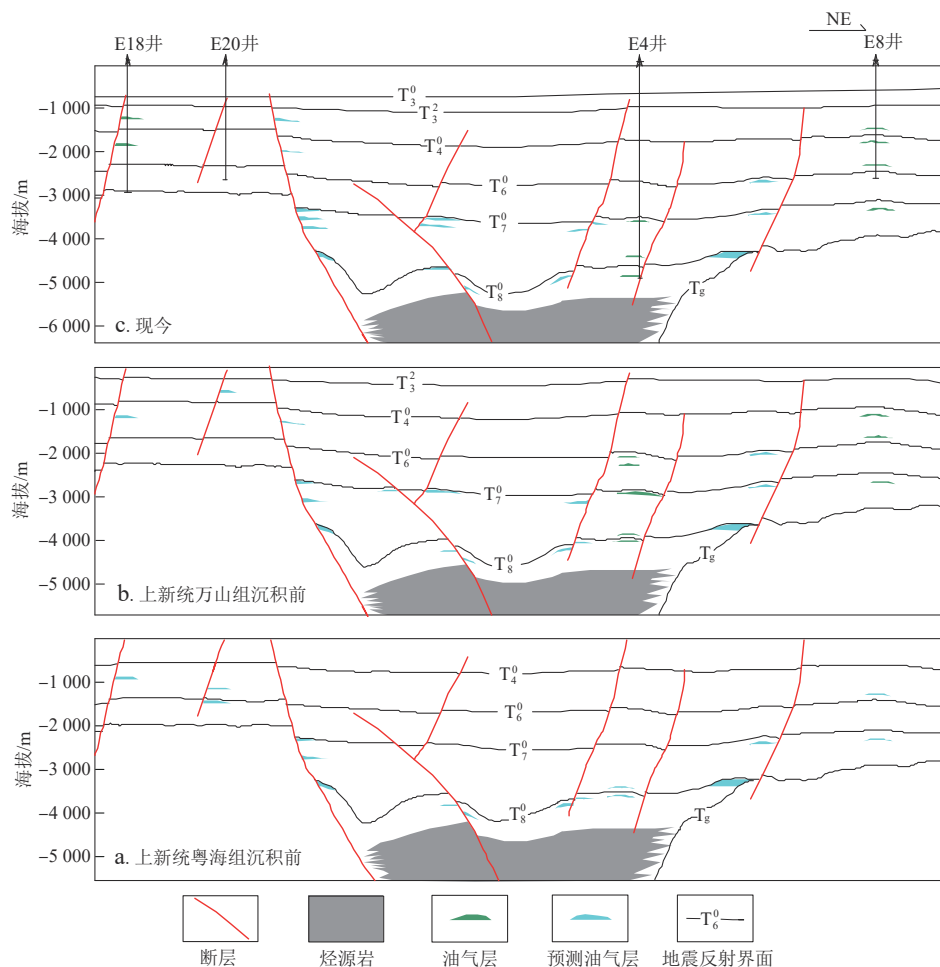


图8 恩平17洼油气动态运移成藏演化过程(剖面位置见图1b)

Fig. 8 Evolutionary process of the dynamic migration and accumulation of hydrocarbons in the Enping 17 sub-sag (see Fig. 1b for the section position)

配置控制了油气在深、浅层之间分配,断层输导性、 T_7^0 古构造面NE向分隔槽及NW向断层相关构造脊的发育演化决定了油气运聚的宏观格局。10.00 Ma之前,油气主要在 T_7^0 古构造面之下运聚,10.00 ~ 5.33 Ma,南部构造带是最优的运移指向区,5.33 Ma之后,随着北部古隆起抬升, T_7^0 古分隔槽向南迁移,NW向断层相关构造脊鞍部低点南移,洼陷带NE向构造脊因构造幅度下降导致封盖的油气向北溢出调整,为北部古隆起长距离的油气运聚成藏创造了有利条件,沿NW向构造脊发育的古近系构造圈闭、北部古隆起周缘恩平组构造岩性或地层岩性圈闭是今后较为有利的勘探方向。

参考文献

- [1] 童晓光. 论成藏组合在勘探评价中的意义[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(6): 1-8.
TONG Xiaoguang. A discussion on the role of accumulation association in the exploring evaluation[J]. Journal of Southwest

Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31 (6): 1-8.

- [2] 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 Xiaorong, LEI Yuhong, ZHANG Likuan, et al. Characterization of carrier formation for hydrocarbon migration: Concepts and approaches[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 428-436.
- [3] 张立宽, 罗晓容, 宋国奇, 等. 油气运移过程中断层启闭性的量化表征参数评价[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 92-100.
ZHANG Likuan, LUO Xiaorong, SONG Guoqi, et al. Quantitative evaluation of parameters to characterize fault opening and sealing during hydrocarbon migration [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 92-100.
- [4] 荆克尧, 陈霞, 金晓辉. 古构造定量恢复的地球物理方法研究及应用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 354-359.
JING Keyao, CHEN Xia, JIN Xiaohui. Geophysical methods for quantitative resumption of paleo-structures and its application[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 354-359.
- [5] 郭秋麟, 陈宁生, 柳庄小雪, 等. 盆地模拟关键技术之油气运聚模拟技术进展[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 846-857.

- GUO Qiulin, CHEN Ningsheng, LIU Zhuangxiaoxue, et al. Advance of basin modeling key techniques: Hydrocarbon migration and accumulation simulation [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(5): 846-857.
- [6] 赵恒, 郭建明, 郑建京, 等. 三维构造演化研究进展及其应用前景[J]. *沉积与特提斯地质*, 2015, 35(2): 104-112.
- ZHAO Heng, GUO Jianming, ZHENG Jianjing, et al. Three-dimensional structural modeling: Present and future [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2015, 35(2): 104-112.
- [7] 袁才, 张忠涛, 刘杰, 等. 三维古构造恢复技术在油气评价中的应用——以珠江口盆地番禺-流花地区为例[J]. *地质与勘探*, 2016, 52(1): 182-190.
- YUAN Cai, ZHANG Zhongtao, LIU Jie, et al. Application of 3D paleo-structure reconstruction to hydrocarbon evaluation: An example of the Panyu-Liuhua area in the pearl river mouth basin [J]. *Geology and Exploration*, 2016, 52(1): 182-190.
- [8] 朱扬明, 孙林婷, 谢建明, 等. 崖城地区渐新统不同沉积相带烃源岩生物标志物组合特征及其烃源意义[J]. *地质科学*, 2016, 51(1): 204-219.
- ZHU Yangming, SUN Linting, XIE Jianming, et al. Biomarker compositions and hydrocarbon source significances of different facies Oligocene source rocks in Yacheng region, Qiongdongnan Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2016, 51(1): 204-219.
- [9] 张向涛, 朱俊章, 熊万林, 等. 番禺4洼文昌组烃源岩生物标志化合物特征与油源判识[J]. *中国海上油气*, 2020, 32(4): 12-23.
- ZHANG Xiangtao, ZHU Junzhang, XIONG Wanlin, et al. Biomarker characteristics and oil-source discrimination of source rocks in Wenchang Formation of Panyu 4 Sag[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2020, 32(4): 12-23.
- [10] 赵少泽, 李勇, 程乐利, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷沙河街组烃源岩特征及沉积环境[J]. *断块油气田*, 2022, 29(5): 627-632.
- ZHAO Shaoze, LI Yong, CHENG Leli, et al. Characteristics and depositional environment of source rocks in Shahejie Formation, Cangdong Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(5): 627-632.
- [11] 刘宣威, 王学军, 李红磊, 等. 东濮凹陷古近系烃源岩特征及其形成环境分析[J]. *断块油气田*, 2021, 28(4): 452-455, 474.
- LIU Xuanwei, WANG Xuejun, LI Honglei, et al. Characteristics and formation environment analysis of Paleogene source rocks in Dongpu Depression[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(4): 452-455, 474.
- [12] 刘丽华, 陈胜红, 于水明, 等. 恩平凹陷成藏条件分析及商业性突破[J]. *中国海上油气*, 2011, 23(2): 76-80.
- LIU Lihua, CHEN Shenghong, YU Shuiming, et al. Analyzing conditions of hydrocarbon accumulation and a commercial breakthrough in Enping Sag, Pearl River Mouth basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2011, 23(2): 76-80.
- [13] 许新明, 刘丽华, 陈胜红, 等. 珠江口盆地恩平凹陷新近系油气成藏主控因素分析[J]. *地质科技情报*, 2015, 34(1): 100-106.
- XU Xinming, LIU Lihua, CHEN Shenghong, et al. Analysis of the main control factors on neogene hydrocarbon accumulation in Enping Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2015, 34(1): 100-106.
- [14] 吴静, 朱定伟, 赵鹏, 等. 断裂复合汇聚脊对新近系油气远距离富集的控制作用——以珠江口盆地阳江东凹与恩平凹陷为例[J]. *大地构造与成矿学*, 2021, 45(1): 131-139.
- WU Jing, ZHU Dingwei, ZHAO Peng, et al. Controls of faulted composite accumulation ridge on the long distance migration and accumulation of Neogene hydrocarbon: A case study of the eastern Yangjiang Sag and the Enping Sag in the Pearl River Mouth Basin [J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2021, 45(1): 131-139.
- [15] 蒋有录, 苏圣民, 刘华, 等. 渤海湾盆地油气成藏期差异性及其主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1255-1264.
- JIANG Youlu, SU Shengmin, LIU Hua, et al. Differences in hydrocarbon accumulation stages and main controlling factors in the Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1255-1264.
- [16] 薛永安, 王奇, 牛成民, 等. 渤海海域渤中凹陷渤中19-6深层潜山凝析气藏的充注成藏过程[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 891-902.
- XUE Yongan, WANG Qi, NIU Chengmin, et al. Hydrocarbon charging and accumulation of BZ 19-6 gas condensate field in deep buried hills of Bozhong Depression, Bohai Sea [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 891-902.
- [17] 杨海风, 徐长贵, 牛成民, 等. 渤海湾盆地黄河口凹陷新近系油气富集模式与成藏主控因素定量评价[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(2): 259-269.
- YANG Haifeng, XU Changgui, NIU Chengmin, et al. Quantitative evaluation of hydrocarbon accumulation pattern and the controlling factors in the Neogene of Huanghekou Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(2): 259-269.
- [18] 施和生, 何敏, 张丽丽, 等. 珠江口盆地(东部)油气地质特征、成藏规律及下一步勘探策略[J]. *中国海上油气*, 2014, 26(3): 11-22.
- SHI Hesheng, HE Min, ZHANG Lili, et al. Hydrocarbon geology, accumulation pattern and the next exploration strategy in the eastern Pearl River Mouth Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2014, 26(3): 11-22.
- [19] 施和生, 舒誉, 杜家元, 等. 珠江口盆地古近系石油地质[M]. 北京: 地质出版社, 2017.
- SHI Hesheng, SHU Yu, DU Jiayuan, et al. *Petroleum geology of Paleogene in Pearl River Mouth Basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2017.
- [20] 刘强虎, 朱红涛, 杨香华, 等. 珠江口盆地恩平凹陷古近系文昌组地震层序地层单元定量识别[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2013, 44(3): 1076-1082.
- LIU Qianghu, ZHU Hongtao, YANG Xianghua, et al. Quantitative recognition of seismic sequence stratigraphic units in Wenchang Formation, Paleogene, Enping Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2013, 44(3): 1076-1082.

- [21] 王文博, 鲍园, 罗群, 等. 油源判别指标研究进展及基于曲线相似性的新方法[J]. 断块油气田, 2022, 29(5): 659–665, 672.
WANG Wenbo, BAO Yuan, LUO Qun, et al. Research progress of oil source identification index and new method based on curve similarity[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(5): 659–665, 672.
- [22] 朱俊章, 朱明, 史玉玲, 等. 珠一坳陷油气成藏组合划分及有利成藏组合预测[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(5): 67–75.
ZHU Junzhang, ZHU Ming, SHI Yuling, et al. Division of hydrocarbon accumulation assemblage and prediction of favorable accumulation assemblage in Zhu I Depression [J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(5): 67–75.
- [23] 熊万林, 朱俊章, 杨兴业, 等. 恩平凹陷北部隆起构造带油气成因来源及成藏过程研究[J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 54–65.
XIONG Wanlin, ZHU Junzhang, YANG Xingye, et al. Study on the genetic sources and accumulation processes of oil and gas in the north uplift structural belt of Enping Sag [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(1): 54–65.
- [24] 彭光荣, 龙祖烈, 史玉玲, 等. 低钻揭洼陷有利烃源岩空间展布地质与地球物理综合识别方法——以珠江口盆地珠一坳陷恩平17洼为例[J]. 石油实验地质, 2022, 44(6): 1116–1122.
PENG Guangrong, LONG Zulie, SHI Yuling, et al. Discussion on integrated geological and geophysical identification method for spatial distribution of favorable source rocks in depression with lack of drilling data: A case study of Enping 17 Sag, Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(6): 1116–1122.
- [25] 吴娟, 叶加仁, 施和生, 等. 恩平凹陷中央断裂构造带超压发育及成藏意义[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(7): 2801–2811.
WU Juan, YE Jiaren, SHI Hesheng, et al. Overpressure forming and its effect on petroleum accumulation in central faulted structural belt of Enping Depression, China [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2013, 44(7): 2801–2811.
- [26] 傅宁, 丁放, 何仕斌, 等. 珠江口盆地恩平凹陷烃源岩评价及油气成藏特征分析[J]. 中国海上油气, 2007, 19(5): 295–299, 305.
FU Ning, DING Fang, HE Shibin, et al. Source rocks evaluation and reservoir characteristics analysis in Enping Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(5): 295–299, 305.
- [27] HUGHES W B. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources [M]//PALACAS J G. Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1984: 181–196.
- [28] 魏志彬, 张大江, 张传禄, 等. 甲基二苯并噻吩分布指数(MDBI)作为烃源岩成熟度标尺的探讨[J]. 地球化学, 2001, 30(3): 242–247.
WEI Zhibin, ZHANG Dajiang, ZHANG Chuanlu, et al. Methyl dibenzothiophenes distribution index as a tool for maturity assessments of source rocks [J]. Geochimica, 2001, 30(3): 242–247.
- [29] 史玉玲, 张向涛, 朱俊章, 等. 珠一坳陷近源及远源油气富集主控地质因素统计与油气运移物理模拟实验[J]. 中国海上油气, 2020, 32(5): 26–35.
SHI Yuling, ZHANG Xiangtao, ZHU Junzhang, et al. Statistics on the main geological factors controlling hydrocarbon accumulation of near and distal sources in Zhu I Depression and the physical simulation experiment of hydrocarbons migration [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(5): 26–35.
- [30] LINDSAY N G, MURPHY F C, WALSH J J, et al. Outcrop studies of shale smears on fault surface [M]//FLINT S S, BRYANT I D. The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues. Gent: The International Association of Sedimentologists, 1993: 113–123.
- [31] YIELDING G, FREEMAN B, NEEDHAM D T. Quantitative fault seal prediction [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 897–917.
- [32] CHILDS C, WALSH J J, MANZOCCHI T, et al. Definition of a fault permeability predictor from outcrop studies of a faulted turbidite sequence, Taranaki, New Zealand [M]//JOLLEY S J, BARR D, WALSH J J, et al. Structurally Complex Reservoirs. London: Geological Society of London, 2007: 235–258.
- [33] TAKAHASHI M. Permeability change during experimental fault smearing [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2003, 108(B5): 2235.
- [34] GIBSON R G, BENTHAM P A. Use of fault-seal analysis in understanding petroleum migration in a complexly faulted anticlinal trap, Columbus Basin, offshore Trinidad [J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(3): 465–478.
- [35] 何清吟, 叶加仁, 舒誉. 恩平凹陷南部断裂带油气成藏特征及主控因素[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(9): 43–48.
HE Qingyin, YE Jiaren, SHU Yu. The characteristics and main controlling factors of hydrocarbon accumulation in the southern fault zone of Enping Depression [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(9): 43–48.
- [36] 吴哲, 吴婷婷, 王文勇, 等. 珠江口盆地恩平凹陷断裂控藏研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2020, 17(5): 18–24.
WU Zhe, WU Tingting, WANG Wenyong, et al. The study on fault controlling petroleum accumulation in Enping Sag of Pearl River Mouth Basin [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2020, 17(5): 18–24.
- [37] 陈一鸣, 谢明英, 闫正和, 等. 珠江口盆地恩平凹陷海相高泥质砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(1): 14–19.
CHEN Yiming, XIE Mingying, YAN Zhenghe, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of marine high argillaceous sandstone in Enping Sag of Pearl River Mouth Basin [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(1): 14–19.

(编辑 张玉银)