

引用格式:杨懿芳,高翔,杨雪,等.陆丰凹陷陆丰13E洼西侧缓坡带古近系油气成藏条件及过程[J].油气藏评价与开发,2026,16(5):1018-1029.

Yang Yifang, Gao Xiang, Yang Xue, et al. Oil and gas accumulation conditions and processes of Paleogene in the western gentle slope zone of Lufeng 13 east subsag, Lufeng Sag[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(5): 1018-1029.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025166

陆丰凹陷陆丰13E洼西侧缓坡带古近系油气成藏条件及过程

杨懿芳^{1,2}, 高翔^{3,4}, 杨雪^{3,4}, 李文浩^{1,2}

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)深层油气全国重点实验室, 山东 青岛 266580; 3. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518054; 4. 中海石油深海开发有限公司, 广东 深圳 518054)

摘要:珠江口盆地珠一坳陷油气勘探实践表明,陆丰凹陷古近系深层油气具有良好的勘探前景,但陆丰13E洼西侧缓坡带油气成藏条件与富集规律尚不明确。该研究利用测井、地震、测试分析等资料,结合盆地模拟等手段对陆丰凹陷陆丰13E洼西侧缓坡带油气成藏条件进行了系统研究,明确了研究区油气成藏条件,揭示了油气成藏过程,建立了油气成藏模式。结果表明,陆丰13E洼西侧缓坡带发育两期油气充注,分别为韩江组沉积中期至粤海组沉积中期(12.3~7.5 Ma)成熟度较低的原油充注,以及粤海组沉积晚期至今(5.7~0 Ma)成熟度较高的原油混合部分天然气的油气充注。研究区文昌组储层发育低孔低渗、中孔中渗型储层,恩平组发育中孔中—低渗型储层,具有良好的储集条件。文昌组发育两套区域性泥岩盖层,对油气具有良好的封盖作用;而恩平组发育多套局部盖层,封盖能力则相对较差。第一期油气大规模充注时期,原油沿文昌组砂体运移至靠近惠陆低凸起一侧聚集成藏,或沿NW(西北)向“早衰”型断裂和持续活动型断裂垂向运移至恩平组储层聚集成藏;第二期油气大规模充注时期,其充注路径与第一期基本一致。进一步依据研究区油气成藏规律划分出2种成藏模式:“旁生侧储”砂体侧向运聚成藏模式和“下生上储”断裂垂向输导运聚成藏模式,并指出靠近惠陆低凸起一侧的文昌组为有利区。

关键词:珠江口盆地;珠一坳陷;陆丰凹陷;缓坡带;油气成藏条件;油气成藏过程

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Oil and gas accumulation conditions and processes of Paleogene in the western gentle slope zone of Lufeng 13 east subsag, Lufeng Sag

Yang Yifang^{1,2}, Gao Xiang^{3,4}, Yang Xue^{3,4}, Li Wenhao^{1,2}

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;
2. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;
3. Shenzhen Company of CNOOC China Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China;
4. CNOOC Deepwater Development Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China)

Abstract: Oil and gas exploration in the Zhu I Depression of the Pearl River Mouth Basin indicates promising prospects for deep oil and gas resources of the Paleogene in the Lufeng Sag, yet the accumulation conditions and enrichment patterns on the western gentle slope of the Lufeng 13 east subsag remain unclear. To address this issue, well logs, seismic data, and laboratory analyses were integrated with basin modeling to systematically examine the oil and gas accumulation conditions in this area. It clarified the accumulation conditions, revealed the accumulation processes, and established accumulation models for the study area. Results showed two oil and gas charging phases in the western gentle slope zone of the Lufeng 13 east subsag: low-maturity oil charging occurred from the mid-Hanjiang to the mid-Yuehai deposition (12.3–7.5 Ma) and oil and gas charging of higher-maturity crude oil mixed with some natural gas occurred from the late Yuehai deposition to the present (5.7–0 Ma). The Wenchang Formation developed low-porosity, low-permeability and medium-porosity, medium-permeability reservoirs, while the Enping Formation developed medium-porosity, medium- to low-permeability reservoirs, both offering favorable storage conditions. Two sets of regional mudstone caprocks developed in the Wenchang Formation provided effective sealing

收稿日期:2025-11-03。

第一作者简介:杨懿芳(1999—),女,硕士,主要从事非常规油气地质和油气成藏研究。地址:山东省青岛市黄岛区长江西路66号中国石油大学(华东),邮政编码:266580。E-mail:2799974568@qq.com

基金项目:国家重大科技专项“珠一坳陷中、新生代断裂演化及控制油气复式成藏作用研究”(2025ZD1402802-05);中海石油深圳分公司重大三外项目“珠一坳陷中、新生代断裂演化及控制油气复式成藏作用研究”(2023-RFPSZ-0015/01)。

capacity for oil and gas. In contrast, the Enping Formation contained multiple sets of local caprocks with relatively weak sealing capacities. During the first phase of large-scale oil and gas charging, crude oil migrated laterally through Wenchang sandstones to accumulate near the Huilu low uplift. It also migrated vertically along the NW-trending early-inactive faults and continuously active faults into the Enping reservoirs. The second large-scale oil and gas charging phase followed the same migration pathways as those in the first phase. Based on the oil and gas accumulation patterns identified in the study area, two accumulation models were proposed: a lateral migration and accumulation model characterized by adjacent source rocks and lateral reservoirs, and a vertical fault-conduit migration and accumulation model characterized by lower source rocks and upper reservoirs. The Wenchang reservoirs near the Huilu low uplift were identified as a favorable area.

Keywords: Pearl River Mouth Basin; Zhu I Depression; Lufeng Sag; gentle slope belt; oil and gas accumulation conditions; oil and gas accumulation process

近年来,中国近海海域作为国家重要的战略资源储备区和经济发展前沿,在油气勘探、科学研究及资源开发方面取得了显著进展。截至目前,中国近海油气勘探相继在渤海湾盆地、琼东南盆地、珠江口盆地等多个区域取得重大突破,为近海海域油气高质量发展奠定了坚实的储量基础^[1]。陆丰凹陷是珠一坳陷最早发现油气田的凹陷,近年勘探表明,其古近系具有巨大的油气资源勘探前景,凹陷内古近系单井自喷日产油量可达404 t^[2-3]。陆丰凹陷前后经历了近50年的勘探开发,现已进入围绕深水和深层并举的油气复式勘探阶段^[4-11]。此前,针对深层古近系油气的勘探开发也取得了一系列的突破性进展,陆丰13E洼东侧缓坡带以及陆丰15洼古近系油气成藏条件与成藏过程已基本明确^[12-14]。随着勘探程度的进一步加深,陆丰13E洼西侧缓坡带也先后发现了LF13-A以及LF13-B油气田,钻井结果显示上述构造位置具有良好的油气成藏效果,但其成藏条件及成藏过程尚不明确。该研究利用测井、地震及各类分析化验资料,结合盆地模拟等手段对陆丰凹陷陆丰13E洼西侧缓坡带油气成藏条件进行了系统的研究,明确了研究区油气成藏条件,揭示了油气聚集机制,建立了油气成藏模式,指导了研究区的勘探实践。

1 区域地质概况

陆丰凹陷位于珠一坳陷东北部,南北分别与北部隆起带、中央隆起带相邻,东西分别与海丰凸起、惠陆低凸起相接,表现为隆起凹陷相间的构造格局,其面积约7 760 km²(图1)^[15]。陆丰凹陷南北以陆丰中低凸起为界划分为陆丰凹陷北部地区与陆丰凹陷南部地区。截至目前,陆丰凹陷是珠一坳陷勘探程度最高的含油气凹陷之一,陆丰凹陷南部地区具有较好的油气显示,其中陆丰13洼为已证实的富生烃洼陷^[16]。研究区陆丰13E洼西侧缓坡带地层发育较为齐全,自下而上依次发育古近系神狐组(分布局限)、文昌组、恩平组和珠海组,新近系珠江组、韩江组、粤海组和万山组以及第四系。该研究的目的是为古近系深层文昌组和恩平组油气藏。

2 油气成藏条件

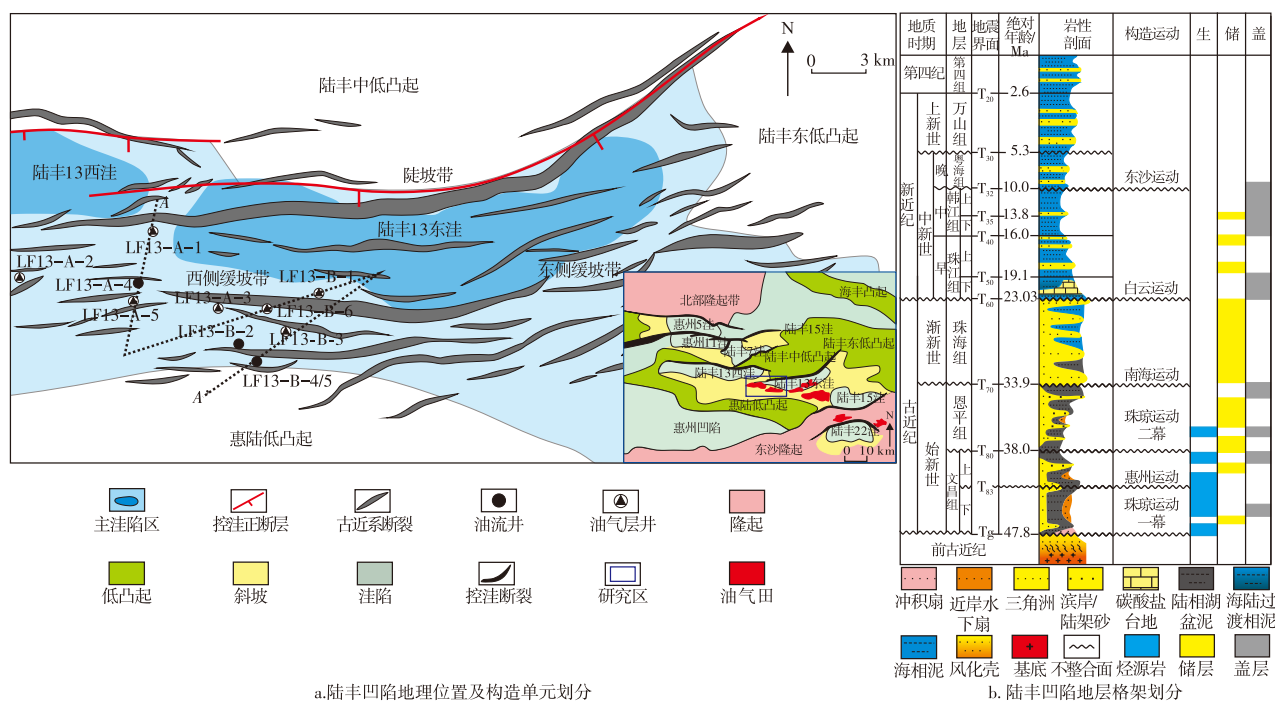
2.1 烃源岩条件、油气来源与充注期次

2.1.1 烃源岩条件

研究区文昌组烃源岩较为发育,依据T₈₃界面将文昌组划分为文昌组上段和文昌组下段。研究区文昌组下段烃源岩沉积厚度大,在靠近洼陷沉降中心一侧厚度可超过600 m,烃源岩发育程度较好,文昌组上段烃源岩发育程度相对较低,最大烃源岩厚度不超过400 m(图2)。文昌组下段是研究区主要烃源岩发育层段,该层段烃源岩TOC(总有机碳)含量介于1.26%~3.68%,平均值为2.43%,生烃潜量(S₁+S₂,S₁为游离液态烃含量,S₂为裂解烃含量)介于7.93~10.63 mg/g,平均值为9.40 mg/g,烃源岩有机质丰度分布于好—很好的范围内;氢指数(HI)平均值为443 mg/g,烃源岩有机质类型主要为I—II₁型(图3)。文昌组上段烃源岩TOC含量为1.57%,S₁+S₂的平均值为5.40 mg/g,烃源岩有机质丰度中等。HI介于242~462 mg/g,平均值为374 mg/g,该层段烃源岩有机质类型主要为II₁型。

2.1.2 油气来源

各层段原油生物标志化合物特征具有一定的相似性。正构烷烃呈“单峰”型,主峰碳为nC₂₇,优势碳指数(CPI)介于1.02~1.17,不具有明显的奇偶优势;姥植比(Pr/Ph,Pr为姥鲛烷,Ph为植烷)值介于1.40~3.04,平均值2.17,伽马蜡烷含量较低,伽马蜡烷指数(G/C₃₀H)平均值0.05,指示生油母质形成于弱氧化—弱还原环境下;奥利烷指数(OL/C₃₀H)介于0.16~0.49,平均值0.34。双杜松烷含量较低,双杜松烷指数(T/C₃₀H)平均值为0.53。规则甾烷C₂₇、C₂₈、C₂₉呈现“V”型分布,据此可推测原油生油母质有机质既有陆生高等植物,又有水生低等生物;Ts/(Ts+Tm)(Ts为18α(H)-C27三降藿烷,Tm为17α(H)-C27三降藿烷)值介于0.59~0.81,平均值0.68,生油母质具有较高成熟度(图4)。研究区文昌组、恩平组原油样



a.陆丰凹陷地理位置及构造单元划分

图1 珠江口盆地陆丰凹陷地理位置、构造单元与地层格架^[10,17]

Fig. 1 Location, tectonic units, and stratigraphic framework of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin^[10,17]

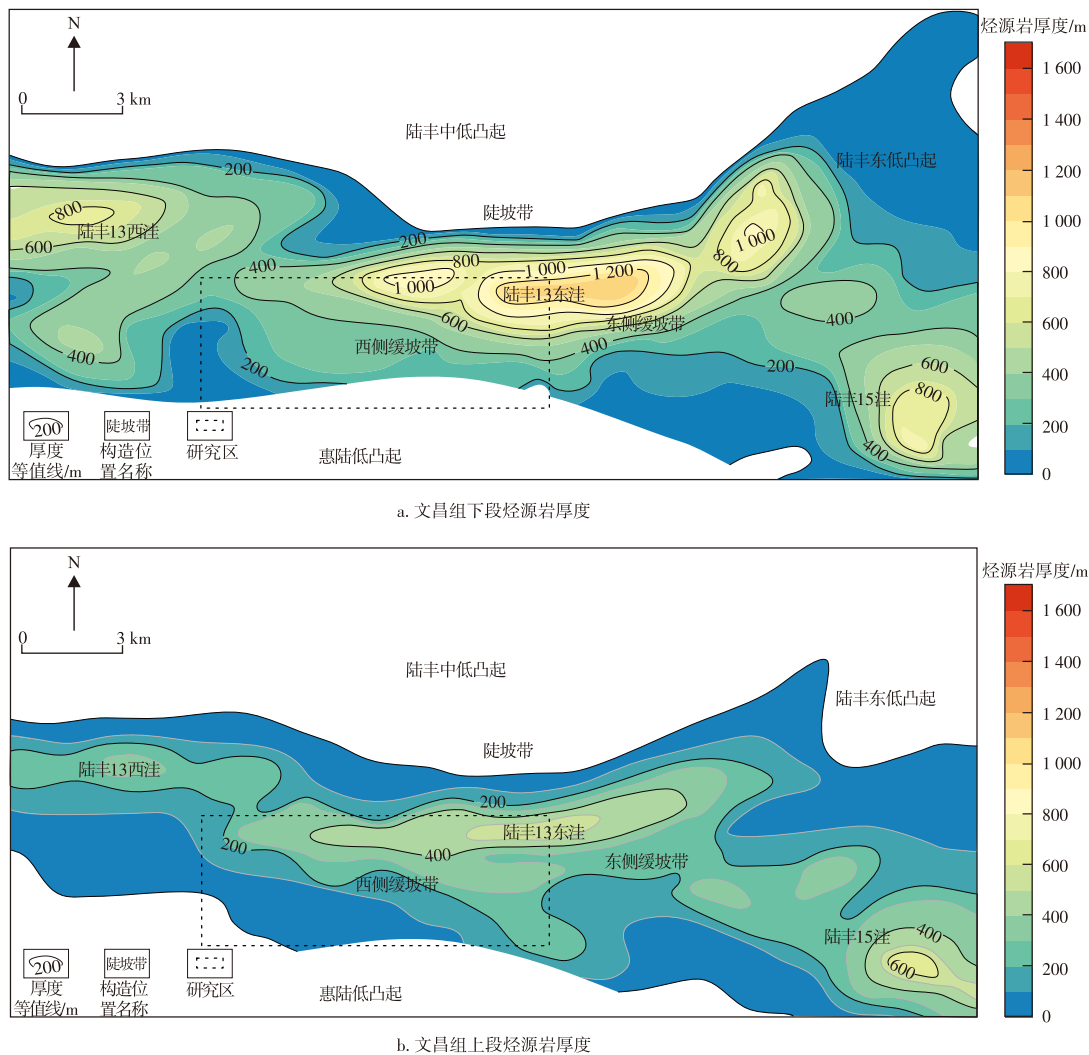
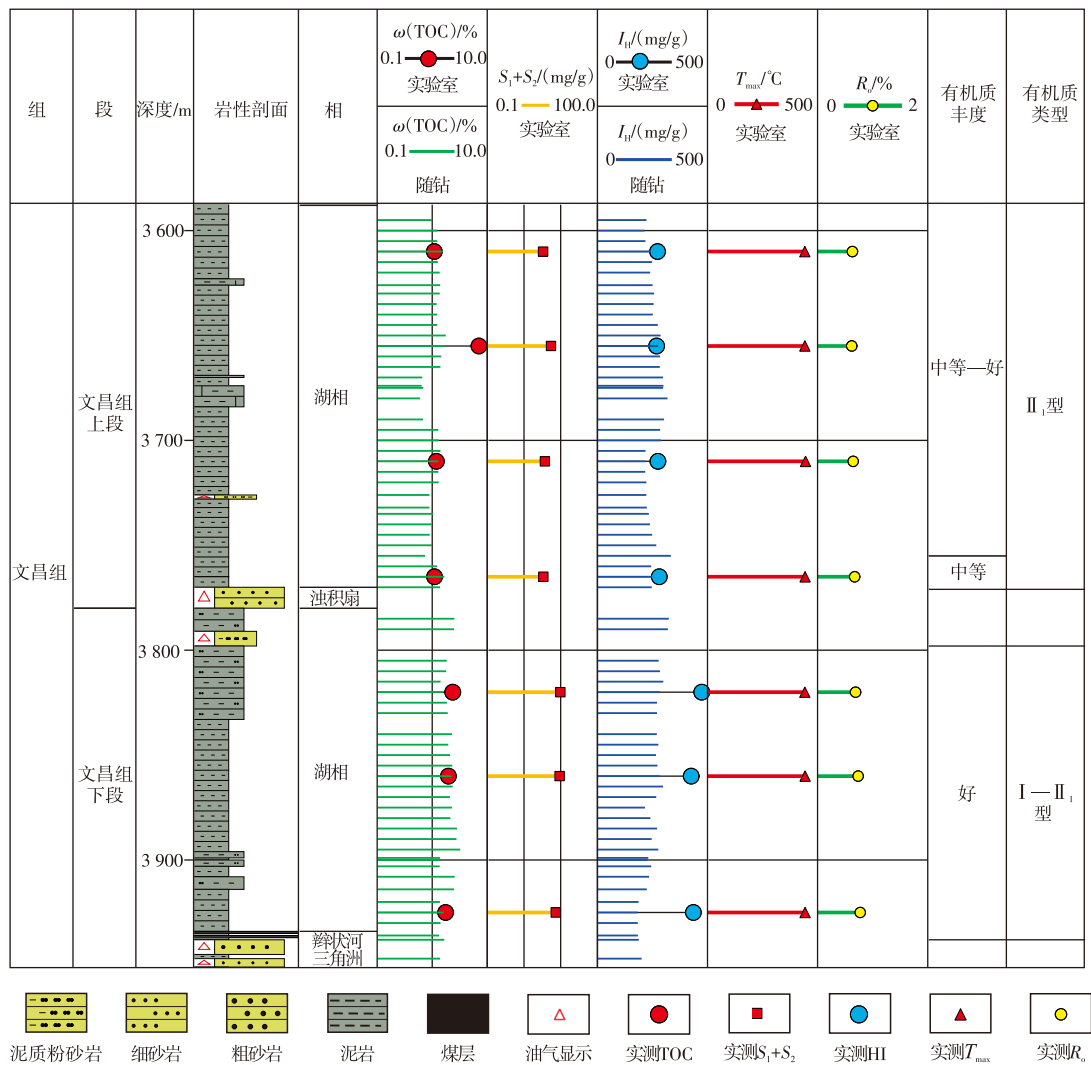


图2 珠江口盆地陆丰凹陷文昌组烃源岩厚度展布

Fig. 2 Thickness distribution of Wenchang Formation source rocks in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin



注: $T_{\max}$ 为最高热峰温度; R_o 为镜质体反射率; $\omega(\text{TOC})$ 为总有机碳含量; I_H 为氢指数。

图3 珠江口盆地陆丰凹陷LF13-A-4井文昌组烃源岩地球化学柱状图

Fig. 3 Geochemical columnar diagram of source rocks in Wenchang Formation of Well LF13-A-4 in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

品生物标志化合物特征与文昌组烃源岩特征具有相似性,表明研究区古近系原油来源于文昌组烃源岩。

2.1.3 油气充注期次

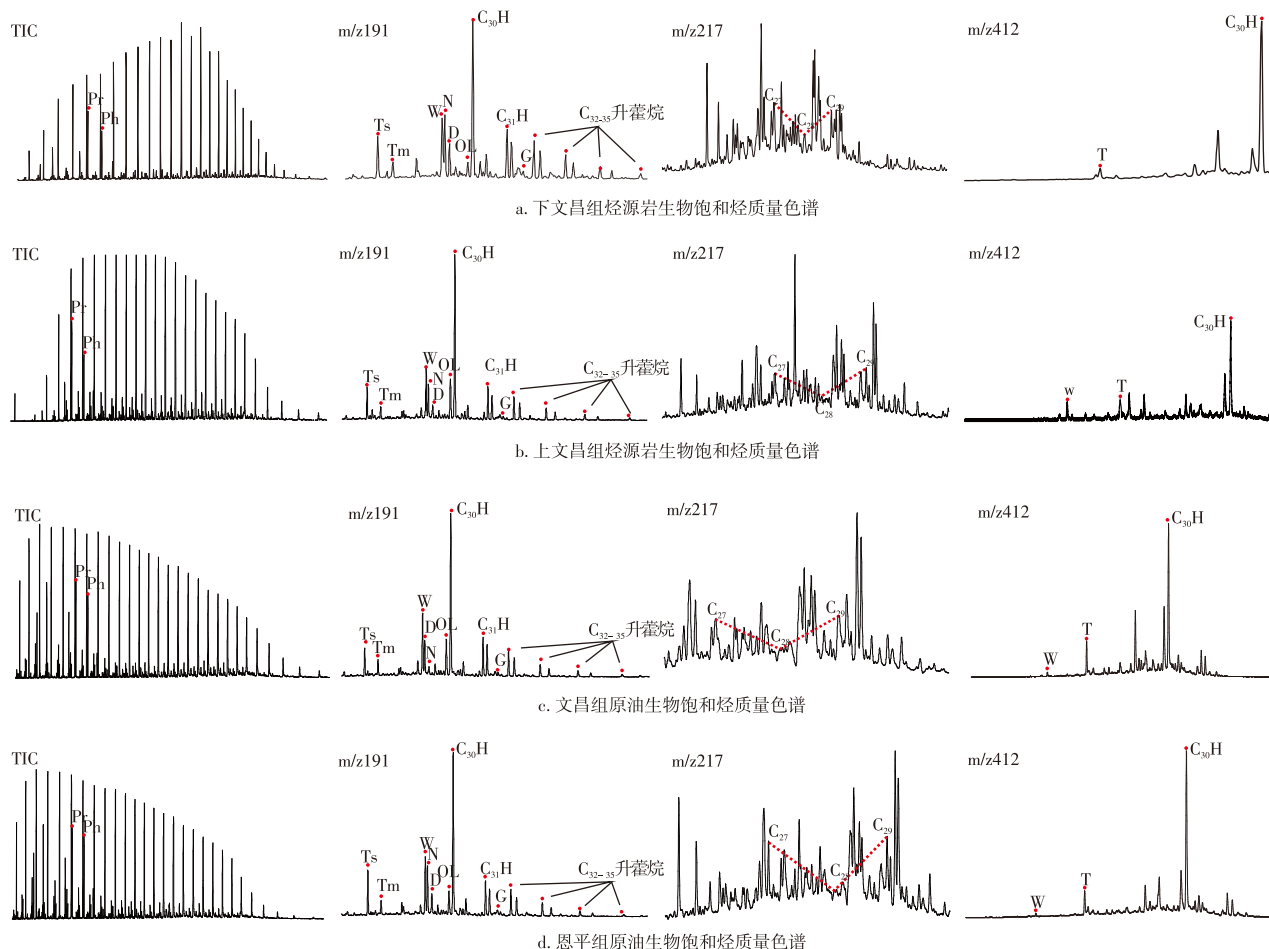
1) 储层包裹体岩相学特征

研究区古近系储层发育油包裹体、气-油两相包裹体以及气态烃包裹体(图5)。单偏光下油包裹体与气-油两相包裹体可划分为近黄色荧光油包裹体以及近蓝色荧光油包裹体组合。其中,近黄色荧光油包裹体荧光颜色以黄色、黄绿色为主,常发育于石英成岩裂纹以及石英颗粒愈合裂缝中;包裹体粒径集中分布在10~35 μm,形态多为椭圆形及不规则状;气液比多介于10%~30%(图5a、图5c)。近蓝色荧光油包裹体组合荧光颜色以蓝白色、蓝绿色、蓝色为主,呈零星状或条带状赋存于石英成岩裂缝中;包裹体一般小于15 μm,形态多为椭圆形及不规则状;气液比集中分布于5%~10%(图5b、图5d)。气

态烃包裹体在单偏光镜下呈无色或灰色,无荧光油包裹体一般分布于穿切石英颗粒的裂纹中,或以条带状分布于石英成岩裂缝中;包裹体大多小于10 μm,形态规则,以椭圆形居多(图5e、图5f)。

2) 油气充注期次

为明确研究区古近系油气充注期次,该研究利用凹陷古近系文昌组和恩平组储层油包裹体及伴生的盐水包裹体展开显微测温实验,并通过均一温度、储层埋藏史与热史的综合分析,恢复了研究区古近系油气充注时期。研究区文昌组盐水包裹体均一温度分布范围较大,介于80~145 °C,总体呈现为“双(窄)峰”型分布,指示文昌组存在两期油气大规模充注。其中,前峰温度范围介于110~120 °C,后峰对应的温度范围介于130~145 °C,综合利用埋藏史、热史分析可知 I 期原油充注期介于12.3~7.5 Ma, II 期油气充注期介于5.7~0 Ma。恩平组盐水包裹体均一温度特征与文昌组盐水包



注: W 为 $\alpha\beta$ - C_{29} 藿烷; N 为 C_{29} Ts; D 为 C_{30} 重排藿烷; OL 为奥利烷; $C_{30}H$ 为 C_{30} 藿烷; $C_{31}H$ 为正三十一烷; G 为伽马蜡烷; TIC 为总离子流色谱图; m/z 191 为 191 质量色谱图; m/z 217 为 217 质量色谱图; m/z 412 为 412 质量色谱图; 红点为参数位置。

图4 珠江口盆地陆丰凹陷陆丰13E洼西侧缓坡带西侧古近系烃源岩与原油生物饱和烃质量色谱

Fig. 4 Mass chromatograms of saturated hydrocarbon biomarkers of source rocks and crude oils in western gentle slope zone of Lufeng 13 east subsag, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

裹体特征相似,实验数据指出恩平组 I 期原油充注时间介于 11.5~8.6 Ma, II 期油气充注时间介于 4.8~0 Ma(图 6)。

综上所述,研究区最早于 12.3 Ma(韩江组沉积中期)发生大规模充注。第 I 期原油充注时间介于 12.3~7.5 Ma(韩江组沉积中期—粤海组沉积中期),主要为成熟度较低的原油充注;第 II 期油气充注时间介于 5.7~0 Ma(粤海组沉积晚期至今),主要为成熟度较高的原油混合部分天然气充注。

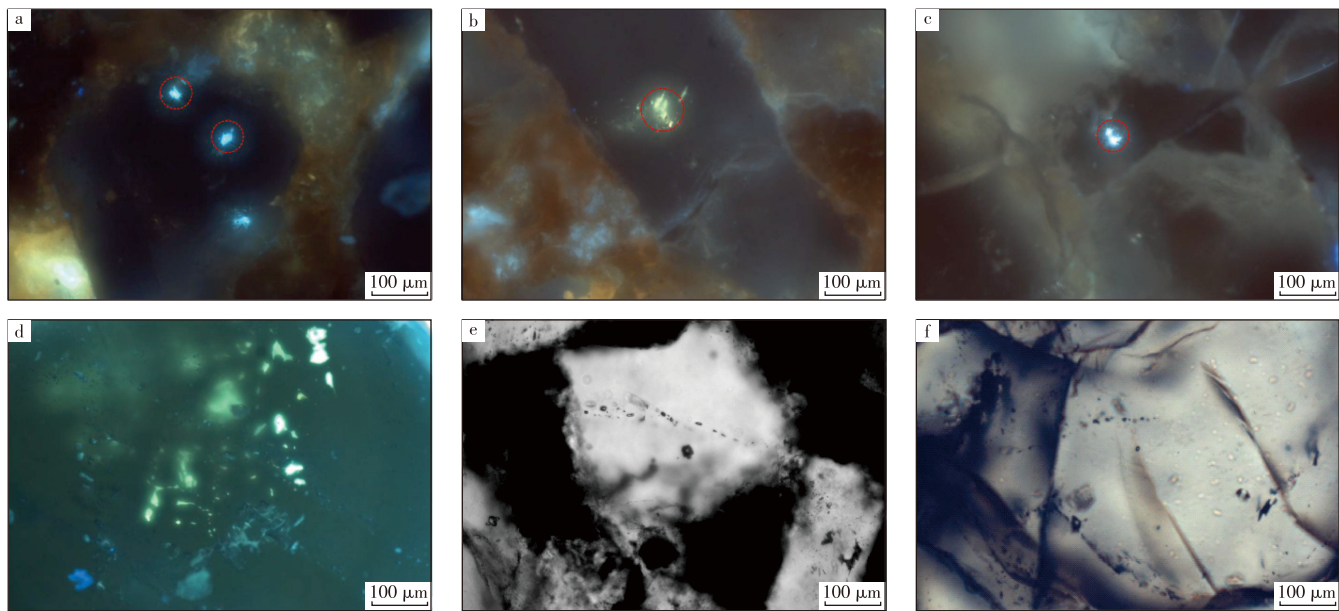
2.2 储层条件

目前,勘探实践表明研究区油气主要富集于古近系文昌组和恩平组。其中,文昌组储层主要为辫状河三角洲前缘砂体,储层单层厚度较薄,一般介于 2~10 m,部分区域储层单层厚度最大可达 40 m。储层岩性以黄色中—细砂岩以及粉砂岩为主,孔隙类型以原生粒间孔和各类次生溶蚀孔为主。储集层孔隙度主要分布于 8.75%~

16.25%(平均值为 12.80%),其中孔隙度大于 15.0% 的样品仅占 29.25%(图 7a);渗透率主要介于 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品仅占 35.05%(图 7b)。整体属于低孔低渗型储层,仅有少部分区域储层能够达到中孔中渗型储层。恩平组含砂率较高,储层单层厚度最大可达 60 m,岩性以黄色粗—细砂岩为主,孔隙类型主要为原生粒间孔和各类次生溶蚀孔。储层孔隙度主要分布在 13.75%~20.00%(平均值为 15.97%),其中孔隙度大于 15.00% 的样品占 71.79%(图 7c);渗透率主要介于 $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 82.05%(图 7d),整体属于中孔中—低渗型储层。

2.3 生储盖组合特征

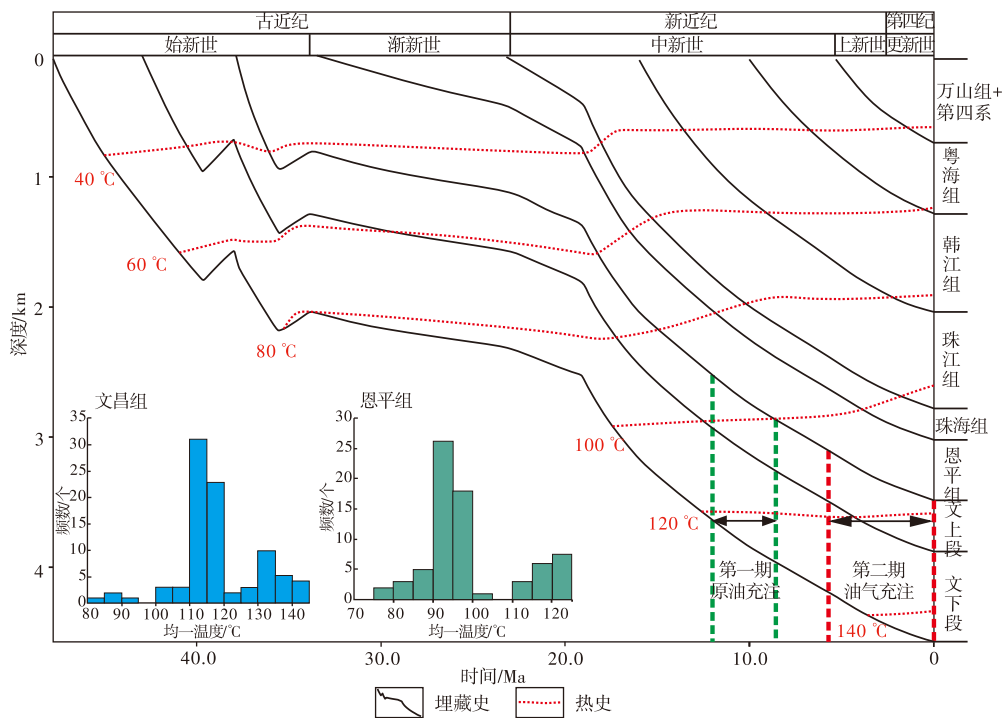
研究区发育“旁生侧储”和“下生上储”两套生储盖组合。第一类生储盖组合:源岩为文昌组湖相泥岩,储层为辫状河三角洲前缘砂体,盖层为深湖—半深湖区域性泥岩层。该类组合发育于文昌组,其储层厚度普



注:a为文昌组,蓝色荧光包裹体;b为文昌组,黄色荧光包裹体;c为恩平组,蓝色荧光包裹体;d为恩平组,黄绿色荧光包裹体;e为文昌组,气态烃包裹体;f为恩平组,气态烃包裹体。

图5 珠江口盆地陆丰凹陷LF13-A-4井古近系储层流体包裹体照片

Fig. 5 Photographs of fluid inclusions in Paleogene reservoirs of Well LF13-A-4 in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin



注:文下段为文昌组下段;文上段为文昌组上段。

图6 珠江口盆地陆丰凹陷LF13-A-4井埋藏史、热史及包裹体均一温度柱状图

Fig. 6 Burial history, thermal history, and fluid inclusion homogenization temperature histogram of Well LF13-A-4 in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

遍较薄,岩性以中—细砂岩以及粉砂岩为主,粒度较细、埋深较大,以低孔低渗型储层为主,油气成藏效果较好。第二类生储盖组合:源岩为文昌组湖相泥岩,储层为恩平组辫状河三角洲平原砂体,盖层为恩平组滨浅湖局部泥岩层。该类生储盖组合储层厚度相对较大,岩性以粗—细砂岩为主,物性条件较好,以中孔

中—低渗型储层为主,油气成藏效果较第一类生储盖组合差(图8)。

2.4 输导条件

研究区油气藏运移条件主要包括断裂、高渗砂体以及不整合面,近年来陆丰凹陷古近系油气藏解剖指

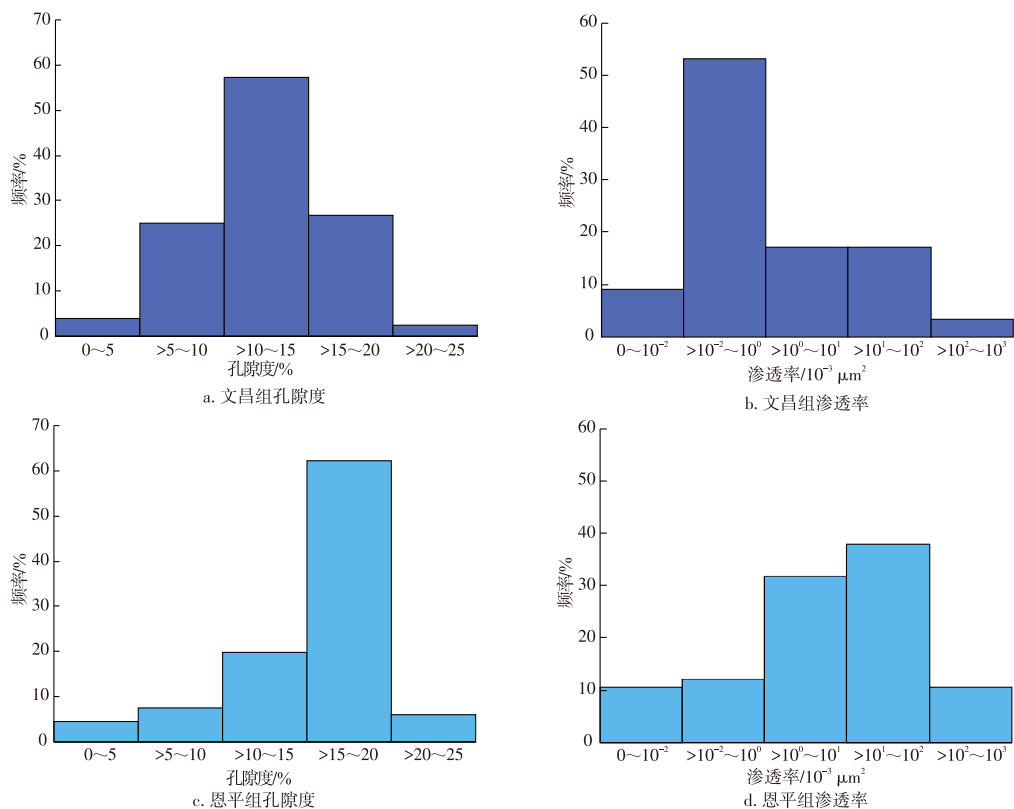
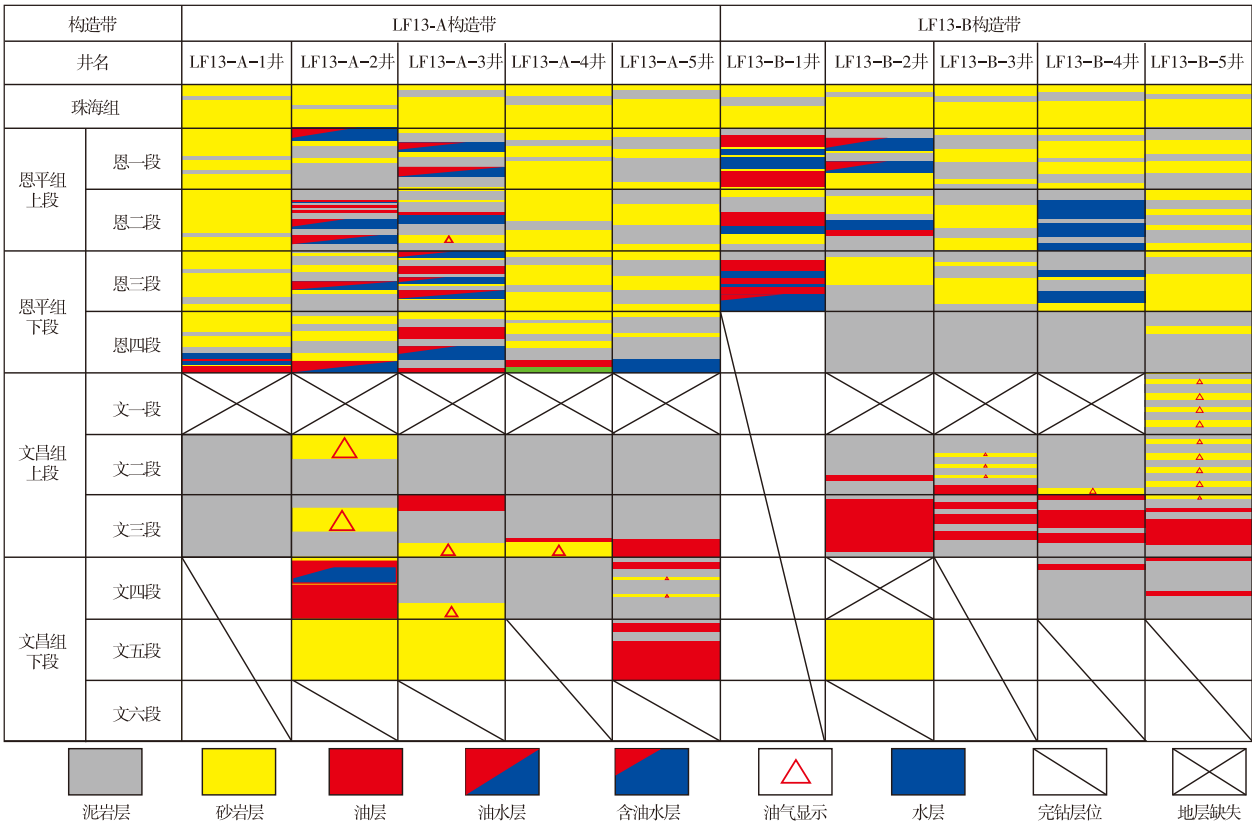


图7 珠江口盆地陆丰凹陷陆丰13E洼西侧缓坡带西侧储层物性频率分布

Fig. 7 Histogram of frequency distribution of reservoir physical properties in western gentle slope zone of Lufeng 13 east subsag, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin



注:恩一段为恩平组一段;恩二段为恩平组二段;恩三段为恩平组三段;恩四段为恩平组四段;文一段为文昌组一段;文二段为文昌组二段;文三段为文昌组三段;文四段为文昌组四段;文五段为文昌组五段;文六段为文昌组六段。

图8 珠江口盆地陆丰凹陷古近系油藏分布及储盖组合特征

Fig. 8 Distribution of Paleogene oil reservoirs and characteristics of reservoir-cap assemblages in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

出断裂与高渗砂体是该地区的主要油气运移通道^[18-19]。

2.4.1 断裂

研究区古近系断裂体系较为发育,平面上断裂走向主要为NW向以及近EW(东西)向。NW向断裂多呈雁列状和帚状排列,断裂延伸长度介于2.2~12.0 km,断距介于13.3~186.2 m;近EW向断裂多呈平行状排列,研究区发育程度低,断裂延伸长度介于5.9~8.3 km,断距介于34.1~49.8 m。研究区断裂体系具有向上逐渐消亡的特点,其中文昌组上段断裂密度可达0.112 0条/km²,向上至珠海组研究区内80%的断裂停止活动,断裂密度仅0.023 5条/km²。纵向上研究区可划分为2种类型的断裂,分别为“早衰”型断裂和持续活动型断裂,但持续活动型断裂发育较为局限,仅发育于洼陷边缘区域(图9)。前文已知研究区油气最早于12.3 Ma(韩江组沉积中期)开始大规模充注,“早衰”型断裂活动时期与油气大规模充注时期匹配关系差,但断裂走向与凹陷区域最大水平主应力方向平行或小角度斜交,断裂带内部堆积物松散程度高,物性条件较好,“早衰”断裂趋于开启,油气可发生垂向运移^[20-26]。持续活动型断裂活动时期与油气大规模充注时期匹配关系良好,断裂活动时期油气通过断裂带内部引发的“地震泵”抽吸作用使油气发生快速流动,而在间歇期则沿断裂带以及断裂带周围的诱导裂缝带以渗流的方式运移至储集层聚集成藏。

2.4.2 高渗砂体

砂体在油气成藏过程中兼具储集和输导功能。研究表明,当砂地比低于20%时,砂体连通性差,砂体间多被低孔渗岩层隔挡;当砂地比介于20%~80%时,砂体连通性随比值的增加而增强;而当砂地比超过80%时,砂体间连通性极好,砂体间较好的连通性可为油气运移提供优势运移通道^[27]。研究区文昌组沉积时期以湖相为主,砂地比大多介于3.37%~54.56%,平均值30.72%,除靠近惠陆低凸起一侧砂体较为发育外,其他区域砂地比较低,较低的砂地比导致砂体间接触与连通概率低,油气难以沿砂体发生大规模侧向运移。恩平组沉积时期水体较浅,砂地比介于42.77%~54.94%,平均值可达49.79%,较文昌组有所提高(图10、表1)。较高的砂地比大幅提升了砂体之间接触与连通的概率,结合前面储集层的研究发现,恩平组现今平均孔隙度可达15.97%,孔隙度最大可达20%以上,推测油气充注时期砂体物性条件优越,是油气侧向运移的良好通道。

3 油气成藏过程

综合烃源发育特征、储层物性特征、生储盖组合特征以及输导体系特征来看,陆丰13E洼西侧缓坡带油气成藏过程可总结为以下两个阶段:

1) 第一阶段:韩江组沉积中期—粤海组沉积早期

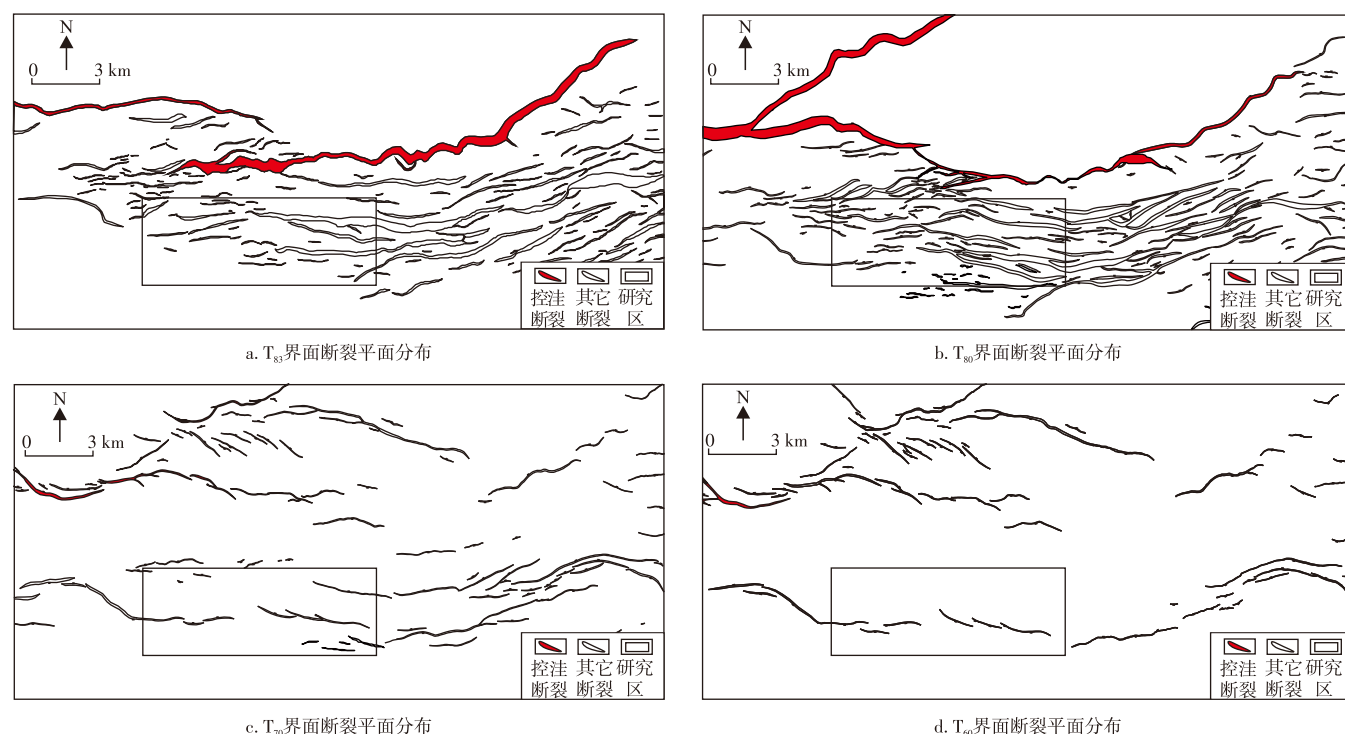


图9 珠江口盆地陆丰凹陷关键界面断裂体系

Fig. 9 Key interface fracture systems in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

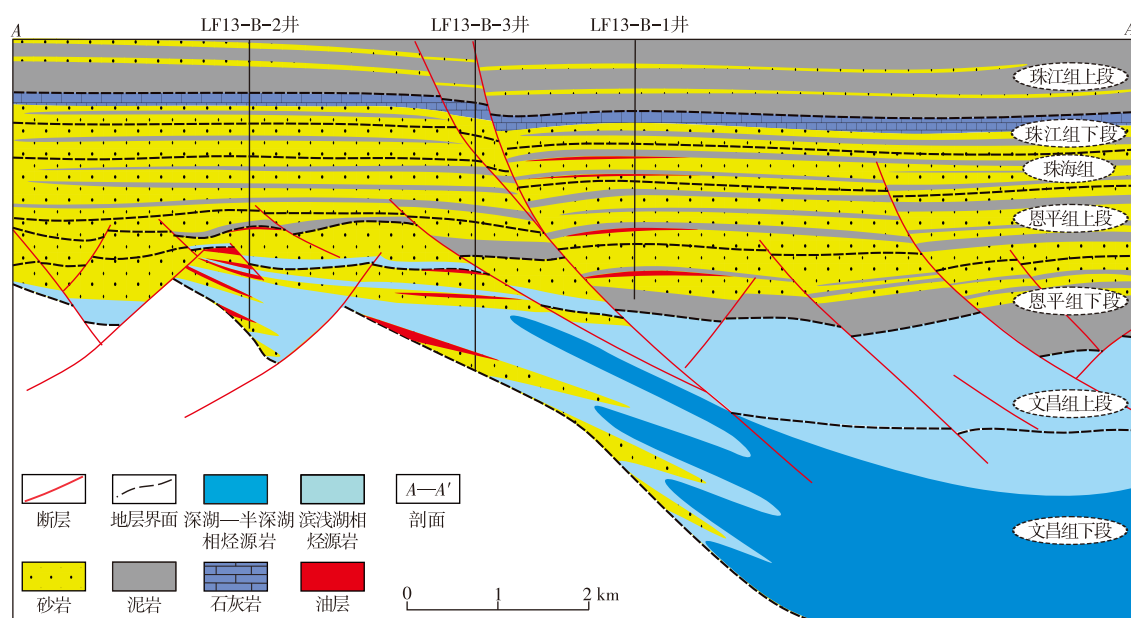


图10 珠江口盆地陆丰凹陷研究区油藏剖面
Fig. 10 Reservoir profile of study area, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

表1 珠江口盆地陆丰凹陷陆丰13E洼缓坡带西侧部分井古近系砂地比

Table1 Paleogene sand–strata ratio of selected wells in western gentle slope zone of Lufeng 13 east subsag, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin				
井号	砂地比/%			
	文昌组下段	文昌组上段	恩平组	珠海组
LF13-A-1	80.72	11.55	49.63	61.71
LF13-A-2	42.96	20.17	53.58	69.11
LF13-A-3	4.30	7.74	46.56	68.45
LF13-B-2	99.38	54.56	48.34	71.51
LF13-B-3		41.46	45.81	69.24
LF13-B-4	8.00	32.73	46.15	79.70

(12.3~7.5 Ma),包裹体资料显示该时期捕获的油包裹体以黄色荧光为主,表明此时原油成熟度较低。研究区靠近惠陆低凸起一侧具有较高的砂地比,一部分文昌组烃源岩生成的原油沿砂体发生侧向运移,并在靠近低凸起一侧聚集成藏,文昌组区域性泥岩盖层提供了良好的封盖条件。另一部分油气沿“早衰”型断裂或持续活动型断裂垂向运移至恩平组储层聚集成藏;靠近洼陷中心区域地层砂地比较低,文昌组烃源岩生成的油气主要依靠“早衰”型断裂垂向运移至上覆恩平组储层,恩平组滨浅湖局部泥岩盖层提供了良好的封盖条件(图11a)。

2)第二阶段:粤海组沉积晚期至今(5.7~0 Ma),该阶段包裹体以蓝绿色荧光的油包裹体和气相烃包裹体为主,此时原油成熟度较第一期原油成熟度高。该阶段构造活动相对平静,陆丰凹陷进入稳定沉降阶段,研究区断裂几乎全部停止活动,油气充注路径与第一阶段油气充

注路径一致。一部分油气沿砂体运移至惠陆低凸起一侧聚集成藏,另一部分油气沿“早衰”型断裂或持续活动型断裂垂向运移至恩平组储层聚集成藏(图11b)。

4 油气成藏模式及有利区

4.1 油气成藏模式

研究区发育两种成藏模式,分别为:“旁生侧储”砂体侧向运聚成藏模式和“下生上储”断裂垂向输导运聚成藏模式。

1)“旁生侧储”砂体侧向运聚成藏模式。研究区文昌组烃源岩条件良好,所有层段均进入大量生油气阶段,油源条件良好。大量生排烃期烃源岩生成的油气沿砂体发生侧向运移至靠近惠陆低凸起一侧聚集成藏,文昌组区域性泥岩盖层为油气聚集提供了良好的封盖条件。现有勘探实践证明该种成藏模式具有良好的油气成藏效果。

2)“下生上储”断裂垂向输导运聚成藏模式。该种成藏模式主要依靠“早衰”型断裂以及持续活动型断裂垂向输导油气,烃源岩大量生排烃期,油气沿断裂垂向运移至恩平组储层,恩平组滨海相局部盖层为油气聚集提供了良好的封盖条件。现有勘探实践证明该种成藏模式下油气成藏效果相对较差,多发育厚度较小的油层或油水层(含油水层)。

对于两种油气成藏模式来说,“旁生侧储”砂体侧向运聚成藏模式具有更好的油气成藏效果,这一差异主要源于以下两方面因素:首先,文昌组储层具有更优越的油源配置条件,其紧邻油源,油气可通过侧向运移进入砂体聚集成藏;而恩平组储层则依赖断裂系统垂向输导油气,

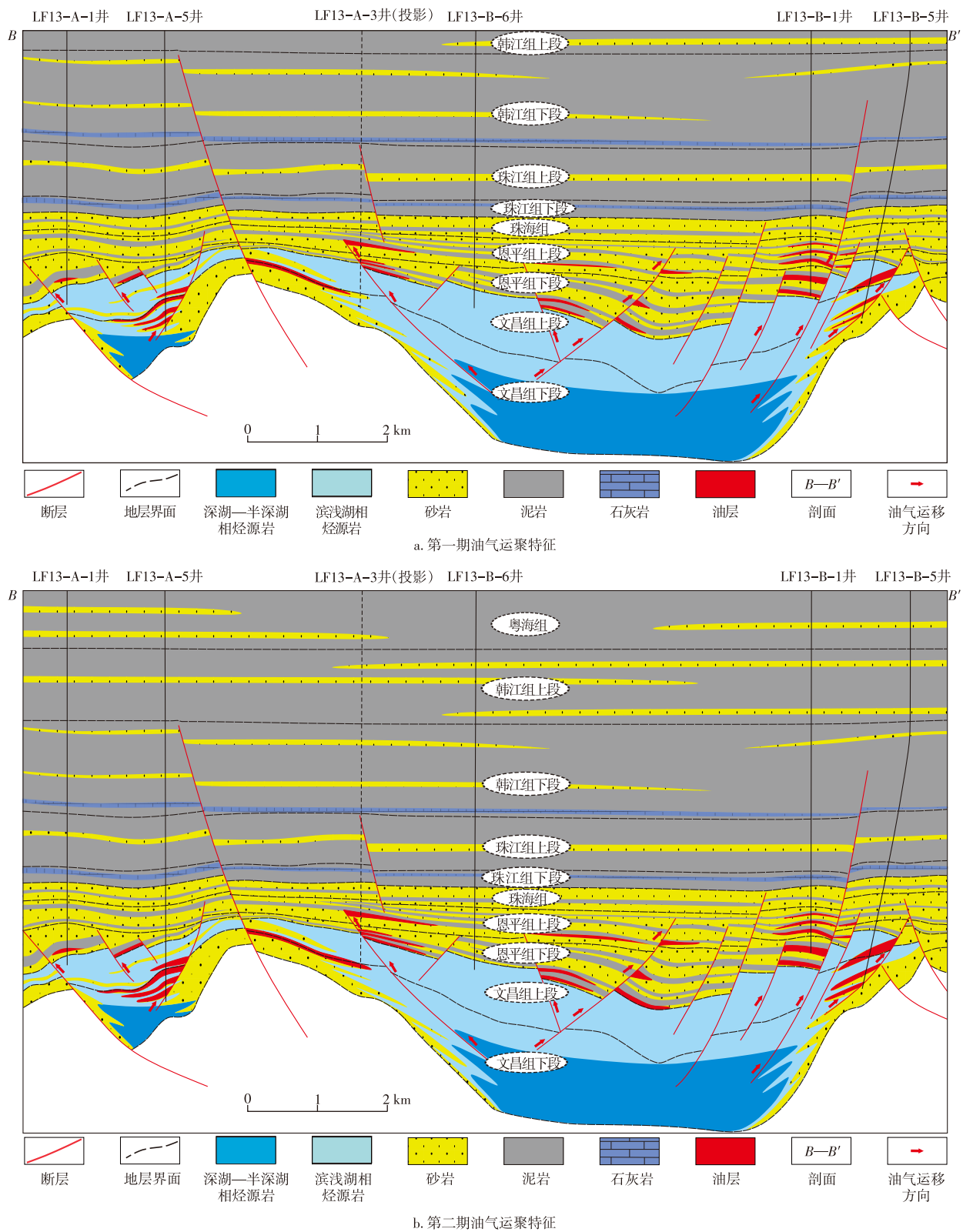


图 11 珠江口盆地陆丰凹陷陆丰 13E 洼缓坡带西侧油气运聚特征

Fig. 11 Oil and gas migration and accumulation characteristics in western gentle slope zone of Lufeng 13 east subsag, Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

成藏效率相对较低。其次,文昌组发育两套分布稳定的区域性盖层,油气进入储层后具有良好的封盖条件,有利于油气大规模聚集成藏。相比之下,恩平组虽储层较为发育,但仅依靠局部盖层封盖油气。

4.2 有利区预测

在上述研究的基础上认为靠近惠陆低凸起一侧的文昌组是油气勘探的有利区。该区域距陆丰 13E 洼洼陷中

心4 km范围内,文昌组深湖一半深湖相泥岩沉积提供了良好的油源条件;惠陆低凸起一侧靠近物源,发育大量砂体沉积,地层砂地比较高,其既为油气运移提供良好的输导条件,又为油气聚集提供良好的储集条件;文昌组大量生排烃期,油气通过砂体侧向运移至靠近惠陆低凸起一侧聚集成藏;文一段+文二段发育厚度较大的区域性泥岩盖层,为油气聚集提供了良好的封盖条件。该侧区域各成藏条件配置关系良好,是油气成藏的有利区域。

5 结论

1)陆丰13E洼西侧缓坡带油气主要来源于文昌组深湖一半深湖烃源岩。包裹体资料显示其发育两期油气充注,分别为韩江组沉积中期—粤海组沉积早期(12.3~7.5 Ma)的原油充注以及粤海组沉积晚期至今(5.7 Ma至今)的油气充注。

2)研究区发育两类生储盖组合,第一类“旁生侧储”组合类型主要发育于靠近惠陆低凸起一侧的文昌组,该类组合具有良好的油气成藏效果。第二类“下生上储”组合类型主要发育于恩平组,该类组合油气成藏效果相对第一类生储盖组合类型差。

3)研究区发育两期油气充注,第一期充注时期原油沿“早衰”型断裂和持续活动型断裂发生垂向运移,高渗砂体发生侧向运移,分别在惠陆低凸起近侧的文昌组、恩平组地层聚集成藏。第二期充注时期,油气充注路径与第一期一致。依据研究区油气成藏现象划分出两种成藏模式,并指出有利区在靠近惠陆低凸起一侧的文昌组。

参考文献

- [1] 徐长贵,赖维成,张新涛,等.中国海油气勘探新进展与未来勘探思考[J].中国海上油气,2023,35(2):1-12.
Xu Changgui, Lai Weicheng, Zhang Xintao, et al. New progress and future exploration thinking of CNOOC oil and gas exploration[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(2): 1-12.
- [2] 唐旭,张向涛,余一欣,等.珠江口盆地陆丰凹陷南部古近系断裂发育特征与油气成藏[J].海洋地质与第四纪地质,2023,43(3):132-143.
Tang Xu, Zhang Xiangtao, Yu Yixin, et al. Fault characteristics and hydrocarbon accumulation in the southern Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2023, 43(3): 132-143.
- [3] 王少勇.我国油气资源勘查开采呈现新格局[J].资源与产业,2018,20(4):82-83.
Wang Shaoyong. The exploration and exploitation of oil and gas resources in China presents a new pattern[J]. Resources & Industries, 2018, 20(4): 82-83.
- [4] 罗东红,刘伟新,戴宗,等.珠江口盆地(东部)深层储层评价关键技术及其应用:以陆丰13-1油田古近系恩平组储层为例[J].中国海上油气,2014,26(3):56-60.
Luo Donghong, Liu Weixin, Dai Zong, et al. Key techniques to evaluate deep reservoir and their application in the eastern Pearl River Mouth basin: a case of Paleogene Enping reservoir in LF13-1 oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(3): 56-60.
- [5] 于汪,郭建华,刘辰生,等.珠江口盆地AB凹陷古近系文昌组资源量估算及勘探方向[J].地质科技情报,2015,34(4):132-138.
Yu Wang, Guo Jianhua, Liu Chensheng, et al. Estimation of Paleogene Wenchang Formation resources and exploration direction in AB depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(4): 132-138.
- [6] 张素芳,张向涛,汪旭东,等.珠江口盆地陆丰南地区文四段浊积岩沉积特征及勘探意义[J].科学技术与工程,2017,17(8):115-120.
Zhang Sufang, Zhang Xiangtao, Wang Xudong, et al. Sedimentary characteristics and exploration significance of turbidity sandstones in the Wenchang IV formation in south of Lufeng depression in the Pearl River Mouth basin[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(8): 115-120.
- [7] 米立军,张向涛,汪旭东,等.陆丰凹陷古近系构造—沉积差异性及其对油气成藏的控制[J].中国海上油气,2018,30(5):1-10.
Mi Lijun, Zhang Xiangtao, Wang Xudong, et al. Tectonic and sedimentary differences of Paleogene and their control on hydrocarbon accumulation in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(5): 1-10.
- [8] 何雁兵,雷永昌,邱欣卫,等.珠江口盆地陆丰南地区文昌组沉积古环境恢复及烃源岩有机质富集主控因素研究[J].地学前缘,2024,31(2):359-376.
He Yanbing, Lei Yongchang, Qiu Xinwei, et al. Sedimentary paleoenvironment and main controlling factors of organic enrichment in source rocks of the Wenchang Formation in southern Lufeng, Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(2): 359-376.
- [9] 高阳东,林鹤鸣,汪旭东,等.珠江口盆地陆丰凹陷文昌组沉积地球化学特征及古环境意义[J].现代地质,2022,36(1):118-129.
Gao Yangdong, Lin Heming, Wang Xudong, et al. Geochemical constraints on the sedimentary environment of Wenchang Formation in Pearl River mouth Basin and its paleoenvironmental implications [J]. Geoscience, 2022, 36(1): 118-129.
- [10] 贺勇,邱欣卫,雷永昌,等.珠江口盆地陆丰13东洼新生代构造演化与油气成藏特征[J].岩性油气藏,2023,35(1):74-82.
He Yong, Qiu Xinwei, Lei Yongchang, et al. Tectonic evolution and hydrocarbon accumulation characteristics of Cenozoic in eastern Lufeng 13 subsag, Pearl River Mouth Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(1): 74-82.
- [11] 雷永昌,赵鹏,肖张波,等.珠江口盆地陆丰凹陷陆丰15洼与22洼古近系文昌组源—汇系统与沉积演化[J].世界地质,2023,42(3):501-515.
Lei Yongchang, Zhao Peng, Xiao Zhangbo, et al. Source to sink system and sedimentary evolution of Paleogene Wenchang Formation in Lufeng 15 and 22 sags, Lufeng depression, Pearl River Mouth Basin[J]. World Geology, 2023, 42(3): 501-515.
- [12] 汪旭东,张向涛,林鹤鸣,等.珠江口盆地陆丰13洼复式油气成藏条件、分布规律及勘探潜力[J].中国海上油气,2018,30(3):19-27.
Wang Xudong, Zhang Xiangtao, Lin Heming, et al. Reservoir-forming conditions, oil distribution and exploration potential of

- compound hydrocarbon reservoirs in the Lufeng 13 Sag in Pearl River Mouth Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2018, 30(3): 19–27.
- [13] 代一丁, 牛子铖, 汪旭东, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系与新近系油气富集规律的差异及其主控因素[J]. *石油学报*, 2019, 40(增刊1): 41–52.
- Dai Yiding, Niu Zicheng, Wang Xudong, et al. The difference of hydrocarbon enrichment law between Paleogene and Neogene in Lufeng Sag of Pearl River Mouth Basin and its main controlling factors[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S1): 41–52.
- [14] 赵庆, 邱欣卫, 肖张波, 等. 古近系断裂控藏作用定量评价: 以珠江口盆地陆丰13洼为例[J]. *石油地质与工程*, 2024, 38(1): 63–69.
- Zhao Qing, Qiu Xinwei, Xiao Zhangbo, et al. Quantitative evaluation of fault-controls on hydrocarbon accumulation of Paleogene strata: a case study of Lufeng 13 subsag in Pearl River Mouth Basin[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2024, 38(1): 63–69.
- [15] 刘军, 蔡哲, 庞雄奇, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系多动力-多期次-多要素复合成藏区定量预测与评价[J]. *地球科学*, 2022, 47(7): 2481–2493.
- Liu Jun, Cai Zhe, Pang Xiongqi, et al. Quantitative prediction and evaluation of Paleogene favorable hydrocarbon accumulation areas with multi-dynamic-stage-factor combination in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(7): 2481–2493.
- [16] 邹信波, 罗东红, 许庆华, 等. 海上特高含水老油田挖潜策略与措施: 以珠江口盆地陆丰凹陷LFD13-1油田为例[J]. *中国海上油气*, 2012, 24(6): 28–33.
- Zou Xinbo, Luo Donghong, Xu Qinghua, et al. Some strategic measures to tap the potential in offshore mature oilfields with extra-high water cut: a case of LFD13-1 field in Lufeng depression, Pearl River Mouth Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2012, 24(6): 28–33.
- [17] 汪旭东, 张向涛, 何敏, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷南部文昌组储层发育特征及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(6): 1147–1155.
- Wang Xudong, Zhang Xiangtao, He Min, et al. Characteristics and controlling factors of reservoir development in the Wenchang Formation, Southern Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(6): 1147–1155.
- [18] 张鹏, 张春生, 李婷, 等. 绥靖油田长7—长10成藏条件及成藏模式研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2015, 5(6): 6–11.
- Zhang Peng, Zhang Chunsheng, Li Ting, et al. Research on reservoir forming conditions and models of Chang-7 to Chang-10 group in Suijing oilfield[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2015, 5(6): 6–11.
- [19] 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.
- [20] 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 Liang, Wu Bibo, Chen Yabing, 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.
- [21] 黄峰, 彭光荣, 全志臻, 等. 珠江口盆地番禺4洼断块圈闭勘探成效及影响因素[J]. *海洋地质前沿*, 2015, 31(7): 36–41.
- Huang Feng, Peng Guangrong, Quan Zhizhen, et al. Exploration efficiency in fault-sealed traps and influence factors: a case from PY4 sag of Pearl River Mouth Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2015, 31(7): 36–41.
- [22] 杜春国, 郝芳, 邹华耀, 等. 断裂输导体系研究现状及存在的问题[J]. *地质科技情报*, 2007, 26(1): 51–56.
- Du Chunguo, Hao Fang, Zou Huayao, et al. Progress and problems of faults conduit systems for hydrocarbon migration[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2007, 26(1): 51–56.
- [23] 万天丰, 王明明, 殷秀兰, 等. 渤海湾地区不同方向断裂带的封闭性[J]. *现代地质*, 2004, 18(2): 157–163.
- Wan Tianfeng, Wang Mingming, Yin Xiulan, et al. Sealing properties of different direction faults in the Bohai bay area[J]. *Geoscience*, 2004, 18(2): 157–163.
- [24] 张志攀, 黄骅坳陷歧口凹陷新生代主要断裂与油气成藏[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(5): 679–684.
- Zhang Zhipan. The relationship between main faults & hydrocarbon accumulation in Cenozoic Qikou Sag of Huanghua depression[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(5): 679–684.
- [25] 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.
- [26] 胡阳, 吴智平, 钟志洪, 等. 珠江口盆地珠一坳陷始新世中—晚期构造变革特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(5): 779–785.
- Hu Yang, Wu Zhiping, Zhong Zhihong, et al. Characterization and genesis of the Middle and Late Eocene tectonic changes in Zhu I Depression of Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(5): 779–785.
- [27] 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.

(编辑 常燕)