

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.253>



珠江口盆地陆丰南地区古近系全油气系统特征与油气藏有序分布

彭光荣¹, 庞雄奇^{2,3*}, 徐 帜^{2,3}, 骆佳瑞^{2,3}, 于 飒¹, 李洪博¹, 胡 涛^{2,3},
汪 成^{2,3}, 刘 阳^{2,3}

1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518054
2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
3. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249

摘要:珠江口盆地陆丰凹陷古近系发育多种类型的油气资源, 尤其形成了具有多样特征的复合类和改造类油气藏, 利用经典“含油气系统”理论难以解释油气藏成因机制和分布规律。基于全油气系统新概念阐述了它们的形成分布。结果表明, 在古近系储层致密演化过程中, 文昌组和恩平组两套烃源岩提供了早期排出烃、晚期排出烃、源内滞留烃三种原始烃量, 源岩内部和周边砂岩储集层因成岩-压实差异发育了油气自由动力场、局限动力场和束缚动力场, 全油气系统内三类原始烃量和3个动力场的耦合作用造成自下而上呈现出“页岩油气-致密油气-常规油气”的有序分布。这种规律性认识对于研究区不同类型油气资源分布预测和勘探具有重要的指导意义。

关键词:陆丰凹陷; 古近系油气藏; 全油气系统; 常规油气藏; 非常规油气藏; 石油地质学。

中图分类号: P624

文章编号: 1000-2383(2022)07-2494-15

收稿日期: 2022-05-24

Characteristics of Paleogene Whole Petroleum System and Orderly Distribution of Oil and Gas Reservoirs in South Lufeng Depression, Pearl River Mouth Basin

Peng Guangrong¹, Pang Xiongqi^{2,3*}, Xu Zhi^{2,3}, Luo Jiarui^{2,3}, Yu Sa¹, Li Hongbo¹, Hu Tao^{2,3},
Wang Cheng^{2,3}, Liu Yang^{2,3}

1. Shenzhen Branch of China National Offshore Oil Corporation Limited, Shenzhen 518054, China
2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract: Many types of oil and gas resources have been developed in the Paleogene of Lufeng Depression, Pearl River Mouth Basin, especially the complex and reformed oil and gas reservoirs with various characteristics. It is difficult to explain the genetic mechanism and distribution law of oil and gas reservoirs by using the classical “petroleum system” theory. Based on the new concept of the whole petroleum system, in this paper it expounds their formation and distribution. It is found that during the tight

基金项目:中海油深圳分公司重大生产科研项目(No.SCKY-2020-SZ-21)。

作者简介:彭光荣(1978—),男,高级工程师,硕士,从事油气地质研究。ORCID: 0000-0003-2014-4653. E-mail: penggr@cnooc.com.cn

*通讯作者:庞雄奇, E-mail: pangxq@cup.edu.cn

引用格式:彭光荣,庞雄奇,徐帜,骆佳瑞,于飒,李洪博,胡涛,汪成,刘阳,2022.珠江口盆地陆丰南地区古近系全油气系统特征与油气藏有序分布.地球科学,47(7):2494-2508.

Citation: Peng Guangrong, Pang Xiongqi, Xu Zhi, Luo Jiarui, Yu Sa, Li Hongbo, Hu Tao, Wang Cheng, Liu Yang, 2022. Characteristics of Paleogene Whole Petroleum System and Orderly Distribution of Oil and Gas Reservoirs in South Lufeng Depression, Pearl River Mouth Basin. *Earth Science*, 47(7):2494-2508.

evolution of Paleogene reservoirs, the two sets of source rocks of Wenchang Formation and Enping Formation provided three kinds of original hydrocarbon quantities: early discharged hydrocarbon, late discharged hydrocarbon and retained hydrocarbon in the source. Due to the diagenetic compaction difference, the sandstone reservoirs inside and around the source rock developed oil and gas free dynamic field, limited dynamic field and bound dynamic field, The coupling effect of three kinds of original hydrocarbon quantities and three dynamic fields in the whole oil and gas system forms an orderly distribution of “shale oil and gas, tight oil and gas and conventional oil and gas” from bottom to top. This understanding of regularity has important guiding significance for the distribution prediction and exploration of different types of oil and gas resources in the study area.

Key words: Lufeng Depression; Paleogene oil and gas reservoir; the whole petroleum system; conventional reservoir; unconventional reservoir; petroleum geology.

0 引言

目前较为公认的含油气系统(Petroleum System)概念(从源岩到圈闭)最早出现于1994年(Magoon and Dow, 1994; Magoon and Sanchez, 1995),指一套有效烃源体和与此相关的所有保存至今的油气藏及其形成所必要的地质要素和地质过程等构成的自然系统。这一概念在实践中被不断丰富和发展,经典油气系统理论在中国复杂的油气地质条件下应用存在诸多问题(刘静江等,2008; Qiu *et al.*, 2016; Alimohammadi *et al.*, 2019; Wood and Choubineh, 2019; Tang *et al.*, 2021; Wang *et al.*, 2021; 张文昭等, 2021),概括起来有3个方面:(1)油气系统强调一套独立的有效源岩层及其形成的油气藏,因此不太适合中国发育多套源岩层系的陆相盆地和经历过多期成藏作用的叠合盆地;(2)油气系统强调油气来源研究并以有效源岩层为中心划分油气系统,因此在勘探程度较低或油气来源不明的情况下很难应用;(3)从源岩到

圈闭研究油气成藏过程,虽然在后来的总油气系统定义中包含了页岩油气和煤层油气等非常规油气资源在内,但并没有阐述圈闭中的常规油气与页岩和致密储层内的非常规油气之间的关联性和差异性,因此很难指导非常规油气勘探。

为了克服经典油气系统概念的缺陷,金之钧等(2003)依据系统论思想提出了油气成藏体系(Hydrocarbon Accumulation System)概念,通过对油气成藏体系的结构特征的研究和大量应用实例形成了油气成藏体系的研究方法和指导油气勘探的工作流程,后被国内外学者用于油气资源定量评价并得到业界肯定(庞雄奇等, 2007; Jiang *et al.*, 2018; Chen *et al.*, 2020; Pang *et al.*, 2021a, 2021b, 2022). 贾承造等(2017, 2021)在此基础上又进一步提出了全油气系统(The Whole Petroleum System)的新概念。全油气系统指含油气盆地中一套或多套相关的有效源岩层系和它们形成的常规和非常规油气藏及其形成所必要的地质要素和成藏过程等构成的自然系统(图1a),它强

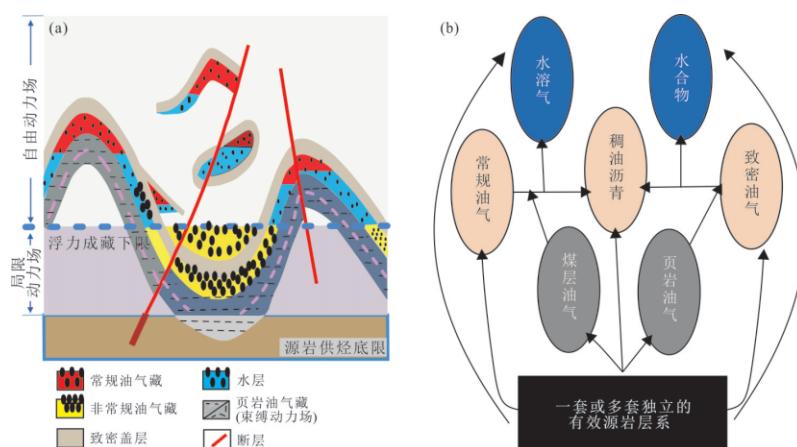


图1 全油气系统概念模型

Fig.1 Concept model of the whole petroleum system

a.全油气系统中油气动力场分布特征及其与常规和非常规油气藏之间的关系;b.全油气系统内源岩生油气总量与各类油气资源关联性

调油气成藏全要素、形成演化全过程、资源分布全系列、预测评价全方位,以及全油气系统内源岩生油气总量与各类油气资源关联性(图 1b). 通过实例研究揭示了全油气系统中“常规油气-致密油气-页岩油气”序列成藏规律,为复杂地质条件下潜在剩余资源预测评价提供了新思路. 全油气系统研究还处于探索阶段,深入揭示全油气系统的边界条件、演化特征、控藏机制,对于指导复杂条件下油气勘探具有重要的现实意义.

1 区域地质概况

陆丰凹陷古近纪自下而上发育了文昌组、恩平组和珠海组三套地层(柳广弟等, 2019), 文昌组发育了多个沉积沉降中心(米立军等, 2018), 凹陷沉积的中心多为中深湖相, 边缘为滨浅湖相, 厚度最大可达 2 500 m. 恩平组属于河湖沼泽相沉积, 自下而上正旋回特征明显. 上部发育的是黑灰色泥岩与灰色砂岩不等厚互层夹煤层, 下部发育了大套砂岩夹泥岩.

陆丰凹陷位于珠江口盆地珠一坳陷东北部, 其

东、西两侧分别与韩江凹陷、惠州凹陷相邻, 南、北两端分别与东沙隆起、北部断阶相接, 呈北西走向, 面积约 7 300 km², 水深约 90 m(图 2a), 该区也被认为是珠一坳陷古近系获勘探突破最具潜力的区域(Ge et al., 2017; 米立军等, 2018; Zheng et al., 2018; 杜家元等, 2021). 多年勘探实践表明, 古近系文昌组半深湖-深湖相泥质烃源岩是珠一坳陷的主力烃源岩(国朋飞等, 2015; Niu et al., 2019; Zhang et al., 2021; 张向涛等, 2021). 陆丰凹陷西南部发育一定规模的文昌组半深湖-深湖相烃源岩, 近年的油气发现主要集中在浅层的陆丰 13 沟边缘及周边; 深层的古近系尽管被认为资源潜力大但是钻探成功率低, 勘探结果不尽如人意, 下一步突破方向不明, 严重制约古近系勘探进程.

陆丰凹陷的油气勘探历程可以分为两个阶段(Chen and Pei, 1993; 王玺凯等, 2019; Zhang et al., 2021): 第一阶段(1985—1999 年), 围绕富烃凹陷中-浅层展开的背斜勘探阶段, 提出“以富烃凹陷为中心, 钻探逆牵引背斜和披覆背斜构造”的勘探战略, 发现了陆丰 22-A 大中型油田和一些中小型油

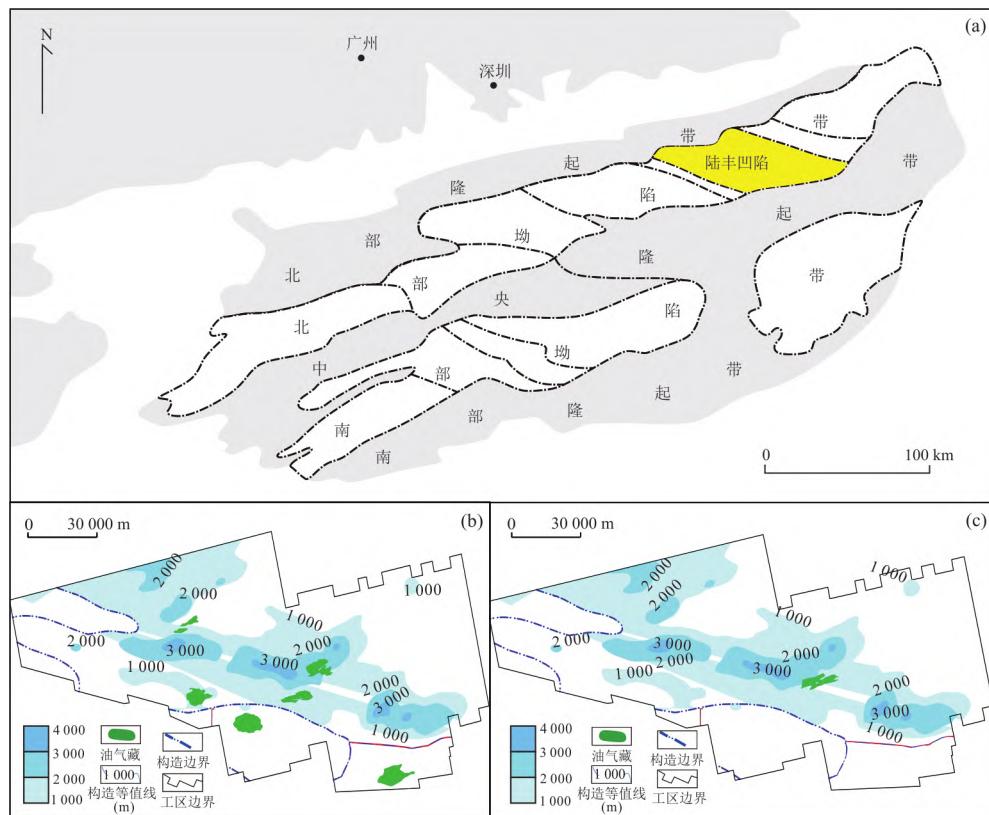


图 2 陆丰凹陷地理位置以及油气藏分布

Fig. 2 The location and oil and gas distribution in the Lufeng Depression

a. 陆丰凹陷地理位置;b. 浅层(4 km以上)已发现油气藏分布图;c. 深层(4 km以下)已发现油气藏分布图

气田(图2b);第二阶段(2000年至今),围绕深水深层的油气并举复式勘探阶段,遵循“源-汇-聚”的评价思路,2014年钻探的LF14-A-1井在文昌组获得商业性油气,发现了陆丰14-A油田(图2c),标志着古近系油气勘探在陆丰凹陷取得重要突破。

2 方法

全油气系统研究的主要内容和基本思路如图3所示,通常分成5步展开:第1步,全面系统地收集陆丰地区古近系油气勘探进展和研究成果资料,重点厘清常规和非常规油气藏地质特征及其关联性和差异性;第2步,剖析全油气系统内烃源岩演化特征,包括构造特征与演化历史、沉积地层与展布特征、源岩层地质地球化学特征、源岩演化及其三种原始烃量;第3步,研究全油气系统内储层聚油气条件与3个动力场分布特征,包括储层孔隙度随埋深演化特征,3个动力场边界判识、划分及其形成演化特征;第4步,重点剖析三类代表性油气藏特征,包括全油气系统内不同动力场成藏特征与判识标准;第5步,在以上基础上建立油气资源时空序列分布模式,划分演化阶段并预测动力场分布,阐明全油气系统演化规律,指出潜在有利领域与方向预测。

关于地化参数的获取方法,本研究针对样品开展TOC、热解和 R_\circ 分析实验。其中TOC测试通过CS-230HC碳硫分析仪进行,实验方法参考Hu *et al.* (2021);热解实验使用Rock-Eval 6仪器,得到参数 S_1 、 S_2 和 T_{max} ,实验方法参考Jiang *et al.* (2015)。 R_\circ 数据采用Leica MP4500P显微镜系统的Hilgers

DISKUS软件进行测定,具体方法参考窦立荣等(2021)。

3 陆丰古近系全油气系统三种形式的原始烃量及分布特征

3.1 文昌组和恩平组两套陆相湖盆泥质源岩层的地球化学特征

陆丰凹陷裂陷期沉积的古近系始新统文昌组和始新-渐新统恩平组是盆地中已证实的烃源岩层(Zhang *et al.*, 2003; Peng *et al.*, 2016)。烃源岩地质分布特征见图4a,文昌组烃源岩厚度最大可达1652 m,平均厚度为452 m,而恩平组厚度最大为1308 m,平均厚度为262 m。文昌组烃源岩的最大厚度、平均厚度都大于恩平组,为古近系的主要烃源岩分布层,形成“厚文昌、薄恩平”的特征。

陆丰南不同地区、不同层位的TOC不一样(图4b),下文昌烃源岩TOC最高,为1.5%~6.9%,平均值为2.3%,拥有很好的生烃潜力;整体上 $TOC > 1\%$ 的优质烃源岩约占陆丰南面积的60%。相较于文昌组,恩平组的TOC表现较差,TOC丰度低、高于1%的分布面积小,其中下恩平烃源岩TOC略低于下文昌,为0.6%~2.9%,平均值为1.5%,拥有良好的生烃潜力;总体上, $TOC > 1\%$ 的优质烃源岩约占陆丰南面积的40%。陆丰南地区不同层位、不同地区的热演化程度也不一样(图4c),整体 R_\circ 为0.60%~1.65%,处于成熟-高成熟阶段,整个下文昌组都已经进入生烃阶段; R_\circ 高的烃源岩主要分布在洼陷内部,其中最高值1.65%位于陆丰13东洼。

文昌组烃源岩的TOC、母质类型、热演化程度等主要地化特征均优于恩平组,为更优质的烃源岩。尽管恩平组各项地化特征不如文昌组,但也有较好的生烃能力。整体来说,两套烃源岩均为优质烃源岩,有利于油气的生成和排运。

3.2 文昌组和恩平组源岩层提供三种形式的原始烃量

利用改进的生烃潜力法(Li *et al.*, 2020),根据蒙特卡洛模拟模型、物质守恒原理和排烃限理论,结合陆丰南地区文昌组和恩平组烃源岩的热解数据,分别建立了该区文昌组和恩平组烃源岩的生排烃模式。根据质量守恒原理,烃源岩中的有机质在生排烃前后总质量保持不变,烃源岩中的总有机质分为3个部分:(1)尚未转化成烃类的残余有机质,用热解参数氢指数(HI)表示;(2)已生成并残留

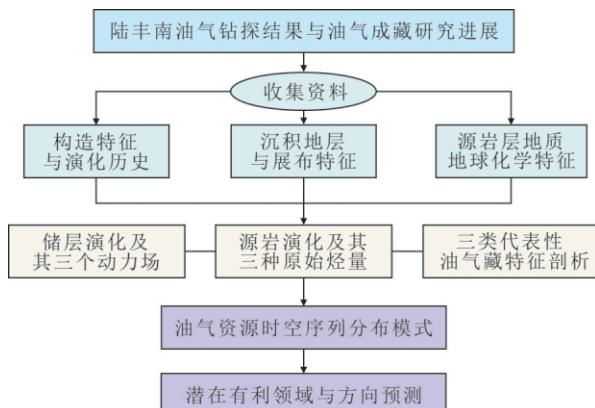


图3 全油气系统的研究思路和技术路线

Fig. 3 Research idea and technology route of the whole petroleum system

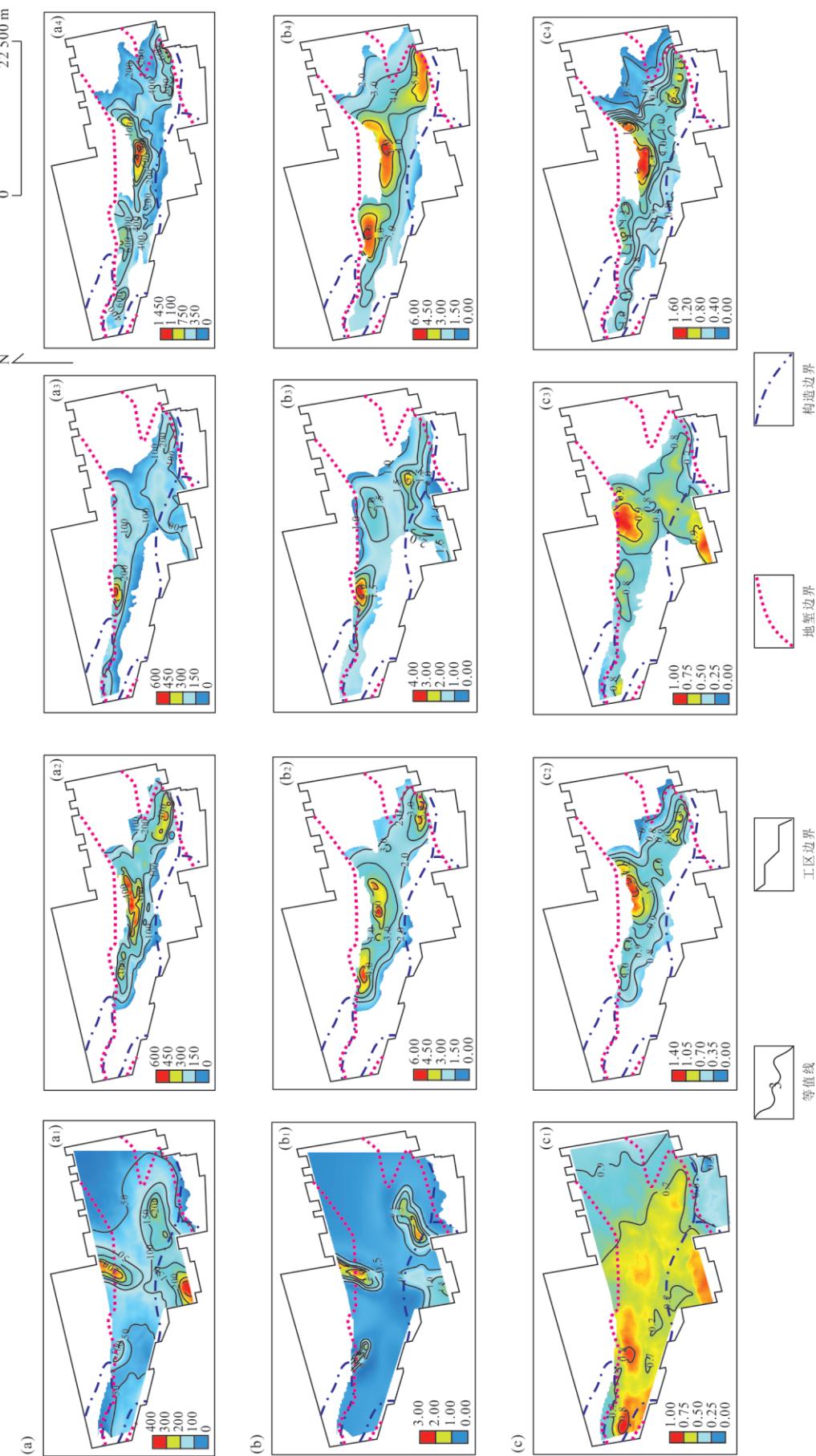


图 4 陆丰南文昌组、恩平组烃源岩地球化学特征
 a. 烃源岩厚度(m)分布图, a₁. 上恩平, a₂. 下恩平, a₃. 上文昌; b. 古近系烃源岩TOC(%)分布图, b₁. 下文昌, b₂. 上文昌, b₃. 下恩平; c. 古近系烃源岩R_o(%)分布图, c₁. 上恩平, c₂. 上文昌, c₃. 下恩平, c₄. 下文昌

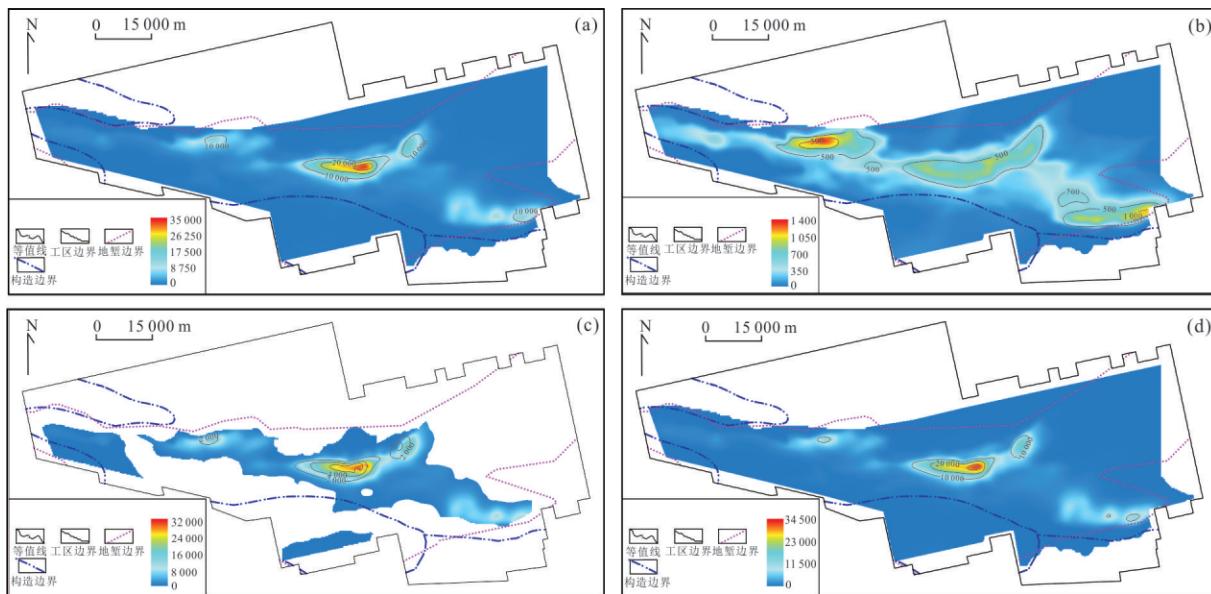


图5 陆丰南文昌组和恩平组烃源岩排烃强度平面分布

Fig. 5 Plan distribution of hydrocarbon expulsion intensity of source rocks of Wenchang and Enping formations in the South Lufeng Depression

a. 古近系源岩层现今累积生烃强度分布图(单位: $10^4 \text{ t}/\text{km}^2$);b. 古近系源岩层现今滞留烃强度分布图(单位: $10^4 \text{ t}/\text{km}^2$);c. 古近系烃源岩早期动力场(8 Ma)排烃强度分布图(单位: $10^4 \text{ t}/\text{km}^2$);d. 古近系烃源岩现今累积排烃强度分布图(单位: $10^4 \text{ t}/\text{km}^2$)

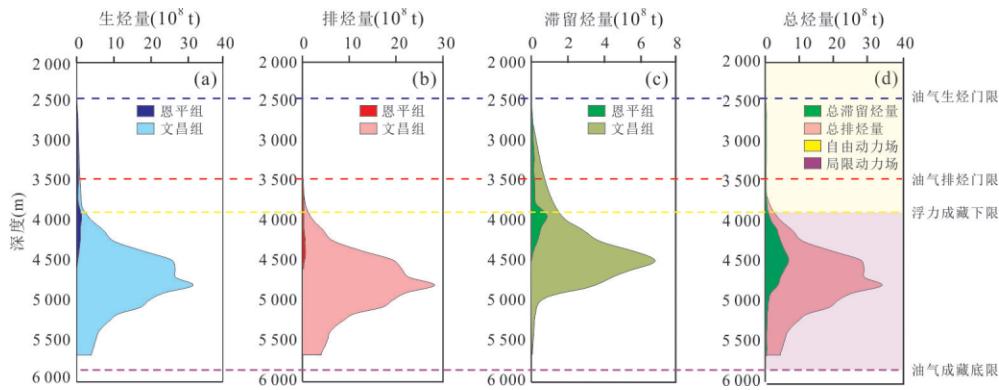


图6 陆丰南古近系烃源岩三类原始烃量纵向分布

Fig. 6 Vertical distribution of three types of original hydrocarbons in Paleogene source rocks in the South Lufeng Depression
a. 总生烃量;b. 总排烃量;c. 总滞留烃量;d. 三类原始烃量

在烃源岩中的烃类,用热解参数烃指数(HCI)表示;(3)已排出烃源岩的烃类,用 Q_e 表示。生烃潜力法是通过生烃潜力指数(GPI)在剖面上的变化规律来研究烃源岩的排烃特征。文昌组烃源岩在 R_o 为0.43%和0.65%时分别达到生烃门限和排烃门限,在 R_o 为1.02%和1.30%时分别到达生烃高峰和排烃高峰;恩平组烃源岩在 R_o 为0.44%和0.68%时分别达到生烃门限和排烃门限,在 R_o 为0.68%和1.09%时分别到达生烃高峰和排烃高峰。结合烃源岩厚度、TOC含量平面分布等资料计算出生-留-排烃强度并做出等值线图(图5),结果表明陆丰南地区文昌

组总生烃量为 $269.6 \times 10^8 \text{ t}$,总排烃量为 $239.3 \times 10^8 \text{ t}$,总滞留烃量为 $30.3 \times 10^8 \text{ t}$;恩平组总生烃量为 $5.3 \times 10^8 \text{ t}$,总排烃量为 $3.0 \times 10^8 \text{ t}$,总滞留烃量为 $2.3 \times 10^8 \text{ t}$ 。从三类原始烃量随深度分布特征图可以看出:(1)源岩层生油气总量为 $274.9 \times 10^8 \text{ t}$,排出烃总量为 $242.3 \times 10^8 \text{ t}$,排烃率约88%。(2)源岩层在孔隙度12%和渗透率1 mD左右进入浮力成藏下限,进入浮力成藏下限之前排出烃量为 $19.51 \times 10^8 \text{ t}$,约占总排烃量的8%,表明源岩层排出烃量绝大部分有利于形成致密非常规油气藏。(3)源岩层主要提供了三种烃量,早期排出烃量

约占 16%，有利于形成常规油气藏；晚期排出烃量约占 72%，有利于形成非常规致密油气藏；源岩层滞留烃量约占 12%，主要为页岩油气藏。

4 陆丰古近系全油气系统三种油气储层及其动力场划分

4.1 储层及储盖组合分布特征

陆丰南地区的储层在平面上主要分布三角洲前缘水下分流河道微相和水下分流河道与间湾交互相，其中文五段大量发育分流河道砂体，孔渗较好，具有良好的储层基础物性。结合沉积相平面图（图 7）与油层发育位置可以看出（米立军等，2018），恩平组油藏主要发育在辫状河三角洲前缘、三角洲平原；文昌组油藏主要发育在辫状河三角洲前缘、滨浅湖。在纵向上，陆丰南储层的孔隙度、渗透率等物性随深度增加出现减小的趋势。整个陆

丰凹陷由上到下可以划分出三套较明显的储盖组合（柳广弟等，2019），其中古近系储盖组合分布如图 8，恩平组储盖发育频率高，发育多套优质泥岩，作为局部盖层与恩平组内部砂岩组成有效储盖组合，以薄盖层封盖薄储层为主；而文昌组储盖组合发育频率低，以厚盖层封盖厚储层为主。

4.2 储层孔-渗-喉纵向分布特征及油气成藏动力边界识别

孔隙度、渗透率和孔喉半径控制了全油气系统内常规油气藏最大埋深及其与致密油气藏分布边界。Pang *et al.* (2021)对中国 7 个代表性盆地（松辽盆地、海拉尔盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、柴达木盆地、珠江口盆地）和 7 个凹陷（库车凹陷、大民屯凹陷、渤中凹陷、南堡凹陷、东营凹陷、东堡凹陷、塔中凹陷）的钻井数据进行统计后发现，随着埋深的增加，目标储层的平均孔隙度、孔喉半径和渗透率普遍降低。孔

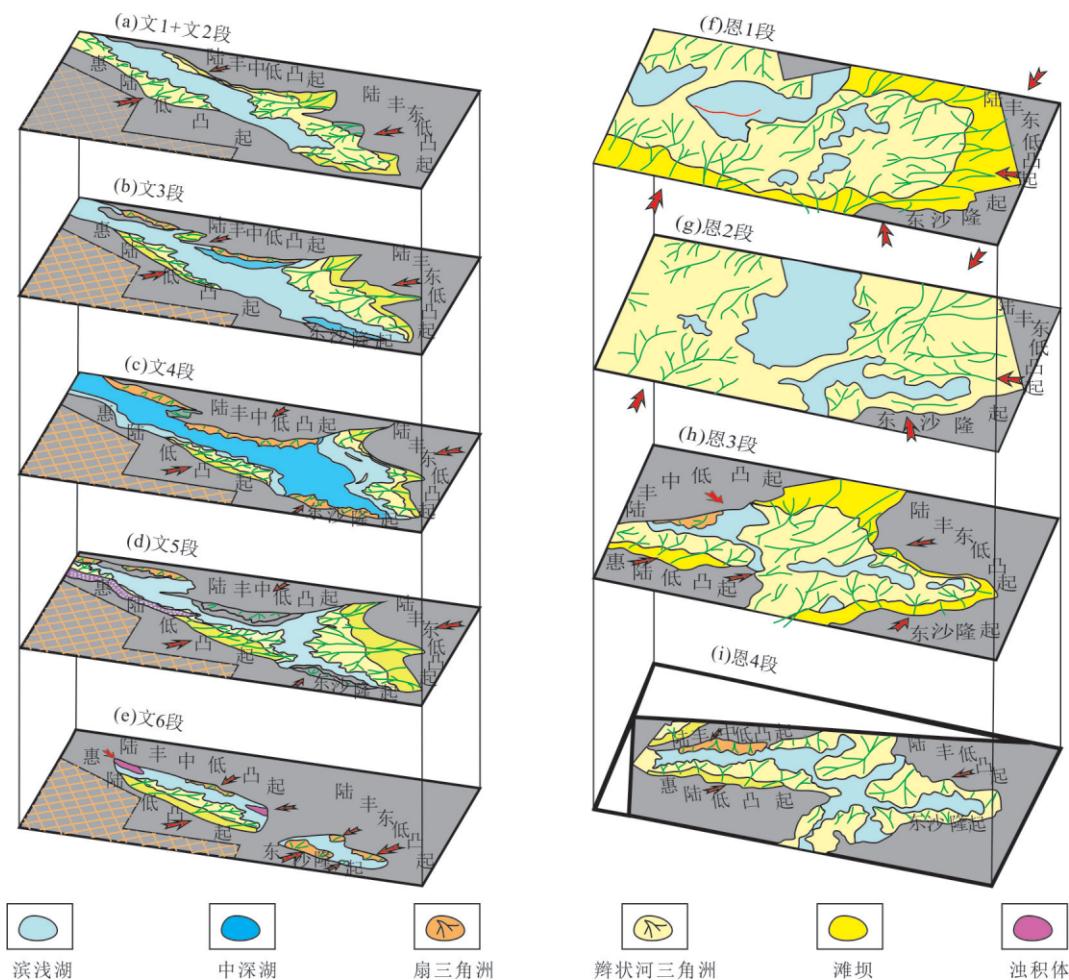


图 7 陆丰凹陷古近系沉积相分布

Fig. 7 Distribution of Paleogene sedimentary facies in Lufeng Depression



图8 陆丰凹陷古近系储盖分布(据马奎友(2021))

Fig. 8 Paleogene reservoir cap assemblage in Lufeng Depression (from Ma(2021))

喉半径和渗透率越小,油气运移阻力越大,成藏特征差异逐渐显现。并且通过统计不同盆地不同凹陷100%比率干层对应的临界孔-渗-喉资料,对临界孔隙度、孔喉半径、渗透率进行了规定(Pang *et al.*, 2021; Xiao *et al.*, 2021);常规油气藏储层孔渗高($\phi > 10\% \pm 2\%$, $K > 1 \text{ mD}$, $R > 1 \mu\text{m}$);非常规致密油气藏形成于浮力成藏下限和油气成藏底限之间的局限油气动力场内,通常情况下埋深较大,储层孔渗较低($\phi = 2\% \sim 12\%$, $K = 0.01 \sim 1.0 \text{ mD}$, $R = 0.025 \sim 1 \mu\text{m}$);非常规超致密页岩油气藏通常情况下埋深变化大,孔渗致密($\phi \leq 15\%$, $K \leq 0.01 \text{ mD}$, $R \leq 0.1 \mu\text{m}$)。

陆丰南孔隙度、渗透率和孔喉半径分布如图9所示,随着埋深增大,储层物性下降,具体表现为:孔隙度随着深度增大逐渐减小,渗透率也逐

渐减小,孔喉半径与孔隙度成非线性正相关关系,因此孔喉半径也随着深度增加而减小。在深度为3 900 m时,孔隙度为12%,渗透率为1 mD,孔喉半径为 $0.8 \mu\text{m}$,据此将深度3 900 m定为浮力成藏下限。而当深度达到5 800 m时,孔隙度为2%,渗透率为0.01 mD,孔喉半径为 $0.025 \mu\text{m}$,将深度5 800 m定义为油气成藏底限。

油气成藏动力边界的划分主要考虑3个地质因素:储层孔喉半径随深度增加而减小、油气运移和运聚动力以及烃源岩供烃潜力。这3个要素在时间和空间上的匹配关系决定了3个边界的形成、3个油气田的分布以及不同油气藏的资源潜力。根据上文的动力边界判别结果将研究区划分为3个动力场,并总结了3个动力场的判别特征以及成藏特征(图10)。

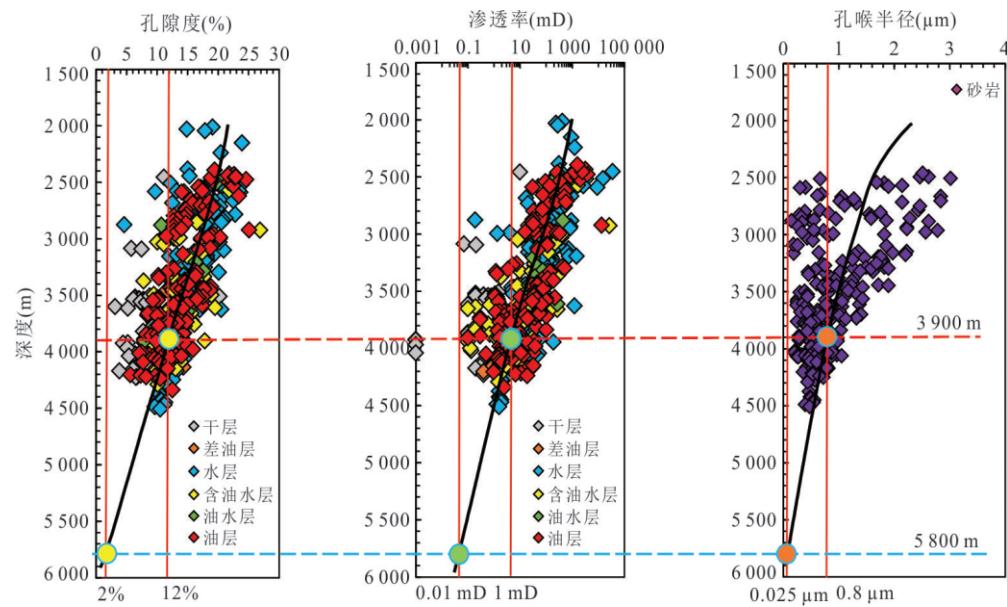


图 9 研究区储层孔-渗-喉纵向分布特征与油气成藏动力边界判别

Fig. 9 Vertical distribution characteristics of reservoir pore-permeability-throat and discrimination of dynamic boundary of hydrocarbon accumulation in the study area

动力场类型	成藏特征		动力边界			动力机制		分布特征		
	成藏形态	成藏方式	孔隙度 (%)	渗透率 (mD)	临界喉道半径 (μm)	运聚动力	渗流方式	烃源岩位置	成藏位置	成藏分布
自由油气动力场		浮力成藏	>10±2	>1	>1	浮力	达西流	远源	断裂带及斜坡区	单体式集群式分布
局限油气动力场		幕式成藏	2~12	0.01~1	0.025~1	浮力生烃压力	非达西流	近源	斜坡区	准连续分布
束缚油气动力场		源内成藏	≤15	≤0.01	≤0.1	生烃压力	非达西流	源内	凹陷区	连续分布

图 10 全油气系统内不同动力场成藏特征剖析与判识标准(据汪旭东等(2018)修改)

Fig. 10 Reservoir forming characteristics analysis and identification standard of different dynamic fields in the whole petroleum system (modified from Wang *et al.*, 2018)

4.3 古近系全油气系统内 3 个油气动力场

油 气 动 力 场 HDF (Hydrocarbon Dynamic Field) 系指含油气盆地内具有相同油气来源、成藏条件、运聚动力和油气藏类型的地层领域 (Pang *et al.*, 2012). 根据上文划分的动力场边界 (图 11a、11c) 将陆丰南古近系全油气系统分成 3 个动力场 (图 11b). 油气自由动力场: 位于地表面与浮力成藏下限之间, 埋深浅 (埋深 < 3 900 m), 储层孔渗高 ($\phi > 12\%$, $K > 1 \text{ mD}$, $R > 0.8 \mu\text{m}$);

油气在自由动力场内主要受浮力主导形成常规油气藏. 油气局限动力场: 位于浮力成藏下限和油气成藏底限之间, 埋深较大 (3 900~5 800 m), 储层孔渗较低 ($\phi = 2\% \sim 12\%$, $K = 0.01 \sim 1.0 \text{ mD}$, $R = 0.025 \sim 0.8 \mu\text{m}$); 油气在局限动力场内主要受非浮力主导形成非常规致密油气藏. 油气束缚动力场: 主要分布在源岩层内, 位于源岩排烃门限 ($R_o = 0.65\%$) 和源岩供烃底限 ($R_o = 3.5\%$) 之间, 埋深在 3 500~7 300 m 之间.

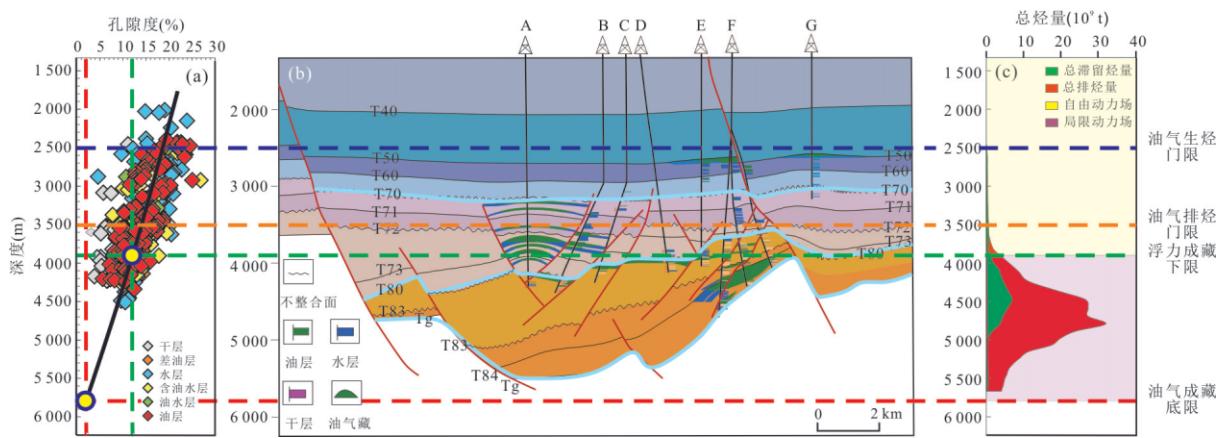


图 11 陆丰南古近系全油气系统动力场划分

Fig. 11 Dynamic field division of the whole petroleum system of Paleogene in the South Lufeng Depression

5 陆丰古近系全油气系统内三类油气资源及其有序分布

5.1 全油气系统内三类油气资源

常规油气资源:分布于自由流体动力场,具有“高点汇聚、高位封盖、高孔富集、高压成藏”和源-藏分离的特征。典型的常规油气藏包括位于陆丰凹陷洼陷内部的B-1-1恩平组油藏(图12a),油藏类型为背斜油气藏,油水界面清晰,具有上油下水的赋存特征。油藏汇聚于背斜油气藏的构造高部位,其顶部的泥质盖层对油气藏进行封盖,储层岩心的实测孔渗资料显示B-1-1恩平组储层的孔隙度主要分布在11%~18%、渗透率在1~1 000 mD之间,属于高孔高渗。另外油藏与其烃源岩层在空间上也有一定距离,油气经过一定距离运移至恩平组油藏中。

非常规致密油气资源:分布于局限流体动力场,具有“低坳汇聚、低位倒置、低孔聚集、低压稳定”和源-藏紧邻的特征。典型的常规油气藏包括位于陆丰凹陷洼陷内部的B-1S-1D上文昌组油藏(图12b),油藏类型为非常规致密油气藏,缺少典型连续性泥岩的封盖,且分布于断层下盘的斜坡部位;储层岩心的实测孔渗资料显示文昌组储层的孔隙度主要分布在2%~11%之间,渗透率在0.01~1 mD之间,属于低孔低渗。在空间位置上紧邻下属烃源岩层。

非常规页岩油气资源:分布于束缚油气动力场的源岩层内,具有“低孔低渗,广泛连续、叠复连片,源藏一体”和低压低产的特征。由于海上油气钻探难度与成本问题,尚未对深部页岩油气资源进行开发,但从陆丰凹陷烃源岩分布可以看出页岩油资源

潜在发育区(图12c),页岩油气资源主要分布于束缚动力场中恩平组和文昌组的烃源岩层内,广泛分布在凹陷深部低孔低渗的泥页岩中。

5.2 全油气系统内三类油气资源有序分布

陆丰南古近系全油气系统在纵向上形成从下至上“页岩油气-致密油气-常规油气”的资源序列模式(图13),古近系文昌组和恩平组是凹陷的主要烃源岩层,内部滞留的烃量形成了页岩油气,形成页岩油气资源的剩余残留烃量为 32.9×10^8 t;埋深处于浮力成藏下限(BHAD)之下的目的层文昌、恩平组形成了广泛连续的致密气藏,孔隙度小于12%,致密之后排出的即形成致密油气资源的排烃量为 222.4×10^8 t;埋深处于浮力成藏下限(BHAD)之上的目的层珠海、珠江、粤海组在构造高部位的背斜上形成了常规油气藏,孔隙度平均大于12%,形成常规油气资源的有效排烃量为 19.5×10^8 t。目前陆丰南古近系浅层的勘探工作已经充分,打井数量已经接近饱和,下一步勘探目标主要是位于古近系深水区的非常规致密油气,同时基于海上钻井的难度,推荐位于局限动力场内的断裂发育地区为勘探甜点。

陆丰南古近系全油气系统从凹陷内部排烃中心至凹陷边界及周边形成“页岩油气-致密油气-常规油气”的资源序列模式。由于海上油气钻探难度与成本问题,陆丰凹陷深部钻井较少,致密油气藏显示较少。但是,可以看出页岩油气主要聚集于凹陷中心的深部烃源岩即排烃中心,非常规致密油气藏和致密改造类油气藏分布于凹陷中心外的斜坡带,常规油气藏主要位于离凹陷中心较远的凹陷边界及周围的构造背斜高点及断裂带处,形成了高孔

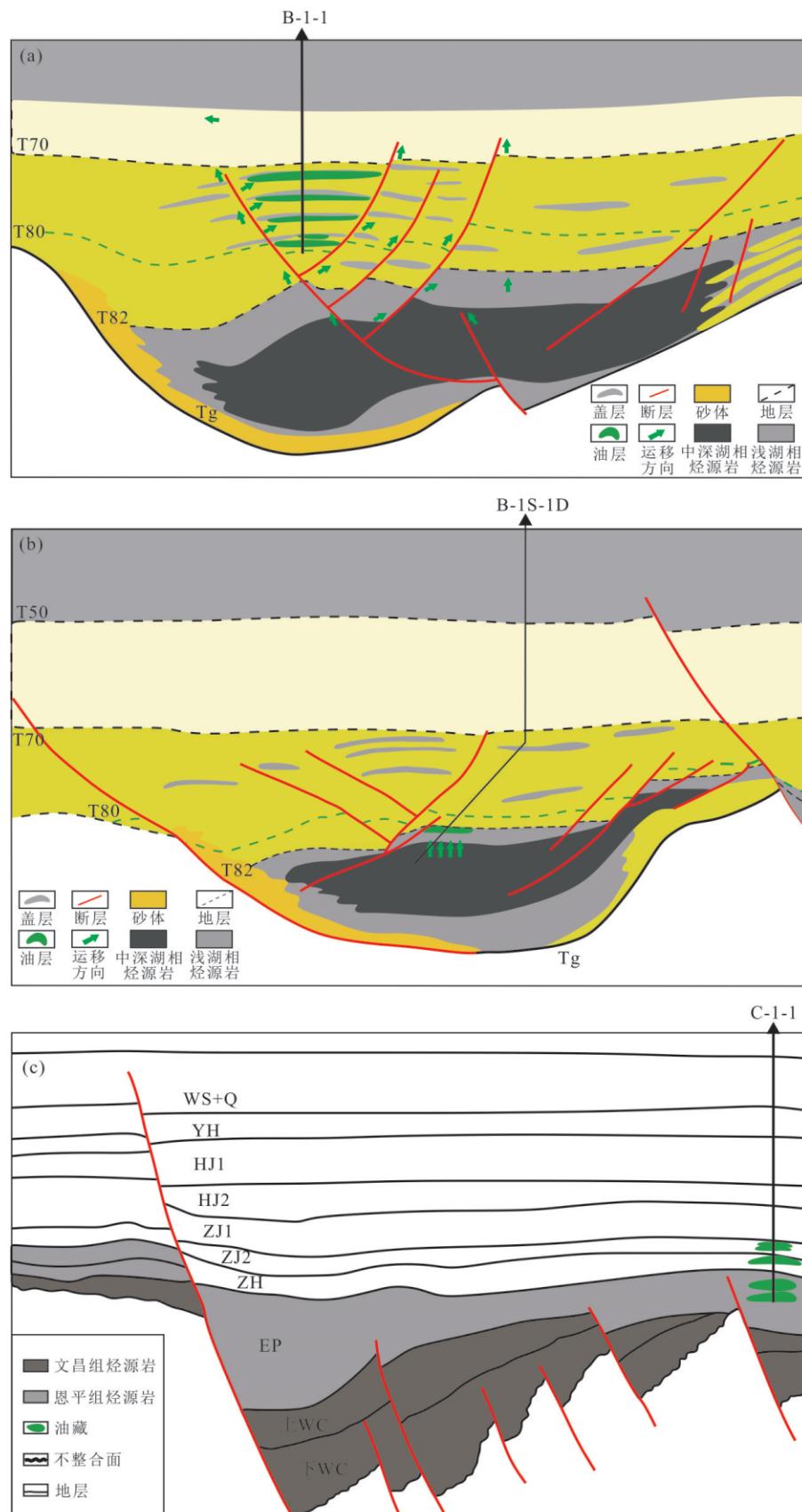


图 12 陆丰南古近系全油气系统油气资源成藏模式

Fig. 12 Oil and gas accumulation model of the whole petroleum system Paleogene in the South Lufeng Depression
 a. 恩平组油藏 B-1-1; b. 恩平组油藏 B-1S-1D; c. 陆丰南页岩油气资源潜在发育区

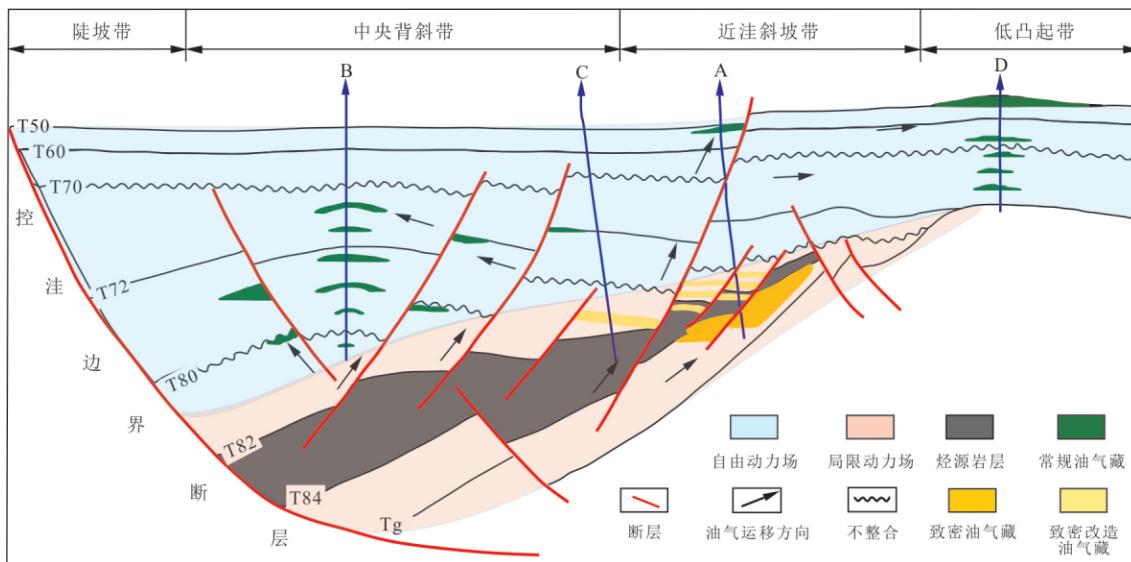


图13 陆丰南古近系全油气系统油气资源有序分布模式(据汪旭东等(2018)修改)

Fig. 13 Orderly distribution model of oil and gas resources in the whole petroleum system of Paleogene in the South Lufeng Depression (modified from Wang *et al.*, 2018)

渗的常规油气藏。

6 全油气系统研究成果对油气深化勘探的启示

6.1 有利于全油气系统内油气资源潜力的整体评价

陆丰南古近系全油气系统在深埋和演化过程的不同阶段,生成的烃量、排出的烃量和滞留在源岩内部的烃量是不同的且呈现出规律性变化,依据这种变化可以实现三类三组资源的定量评价,然后通过研究各类资源在储层介质中的可动性及其在开发过程中的采收率,可以评价出陆丰南古近系全油气系统各类资源的原地资源量和可采资源量。这种基于物质平衡原理的新的资源评价方法能够大幅提升资源评价结果的可靠性。

6.2 有利于在浅层之下开展非常规及改造类油气资源勘探开发

可以从浅层常规油气系统有效源岩排出烃的运移路径上寻找其他可能存在的油气藏。全油气系统除了该功能外,还能指示不同时期内形成的不同油气系统,包括可能存在的常规油气系统、页岩油气系统、致密油气系统、改造类油气系统等,为不同油气系统预测不同类别油气藏提供了更具体的方法和技术指导。针对陆丰南古近系全油气系统的研究表明大的排烃量位于局限动

力场内形成致密非常规油气系统,系统内深部坳陷区、低位储集体、低孔目的层、低压流体带有利于形成广泛连续的非常规油气藏,在断裂带和不整合面改造情况下可以形成高产“甜点”。

6.3 有利于找油思路的拓展

基于全油气系统找油思路,打破断裂带和斜坡带找油的限制,勘探领域由围绕富烃凹陷正向构造拓展至负向构造,由单一目标勘探向岩性领域拓展。目前浅层探井数量已经饱和,勘探潜力减小,而局限动力场内存在很大的油气潜力并且钻井较少;考虑到海上油气勘探的成本和安全风险问题,研究区应该向源岩供烃中心及周边、向深层致密储层断裂带低势区、向不整合潜山低势区勘探。

7 结论

(1)珠江口盆地陆丰凹陷南部古近系形成了文昌-恩平全油气系统,纵向最大埋深约7 300 m;在演化过程中的生烃量为 274.8×10^8 t,其中 32.9×10^8 t滞留在源岩层内构成了页岩油气的原始烃量, 19.5×10^8 t在进入浮力成藏下限前排出,构成了常规油气资源的原始烃量, 222.4×10^8 t在进入浮力成藏下限之后排出,构成了致密油气的原始烃量。

(2)全油气系统内形成了浮力成藏下限、油气成藏底限、源岩供烃底3个动力边界,将研究区划分出自由、局限、束缚3个不同的动力场,

它们与源岩层提供的三种原始烃量耦合形成了页岩油气、致密油气和常规油气三类资源,随源岩中心向外拓展发育了“页岩油气-致密油气-常规油气”的序列分布模式。

(3)全油气系统内油气深化勘探的方向是源岩供烃强度中心及周边,两个最重要的勘探领域是深层致密储层断裂带内保存条件较好的圈闭构造以及不整合面上保存条件较好的潜山构造。

References

- Alimohammadi, S., Zendehboudi, S., James, L., 2019. A Comprehensive Review of Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoirs: Theory, Challenges, and Tips. *Fuel*, 252: 753–791. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.016>
- Chen, J. Q., Pang, X. Q., Wang, X. L., et al., 2020. A New Method for Assessing Tight Oil, with Application to the Lucaogou Formation in the Jimusaer Depression, Junggar Basin, China. *AAPG Bulletin*, 104(6): 1199–1229. <https://doi.org/10.1306/12191917401>
- Chen, S. Z., Pei, C. M., 1993. Geology and Geochemistry of Source Rocks of the Eastern Pearl River Mouth Basin, South China Sea. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, 8(1–4): 393–406. [https://doi.org/10.1016/0743-9547\(93\)90041-M](https://doi.org/10.1016/0743-9547(93)90041-M)
- Dou, L.R., Cheng, D.S., Yu, Y.J., et al., 2021. Tectonic-Thermal Evolution History Reconstruction of the Northern Muglad Basin in Sudan Based on Apatite Fission Track Analysis and Vitrinite Reflectance Data. *Acta Petrolei Sinica*, 42(8): 986–1002, 1080 (in Chinese with English abstract).
- Du, J.Y., Zhang, X.T., Liu, P., et al., 2021. Classification of Paleogene Source-to-Sink System and Its Petroleum Geological Significance in Zhuyi Depression of Pearl River Mouth Basin. *Earth Science*, 46(10): 3690–3706 (in Chinese with English abstract).
- Ge, J. W., Zhu, X. M., Zhang, X. T., et al., 2017. Tectono-Stratigraphic Evolution and Hydrocarbon Exploration in the Eocene Southern Lufeng Depression, Pearl River Mouth Basin, South China Sea. *Australian Journal of Earth Sciences*, 64(7): 931–956. <https://doi.org/10.1080/08120099.2017.1370613>
- Guo, P. F., He, S., Chai, D. R., et al., 2015. Oil-Source Correlation and Relative Contribution of Source Rock from Enping Formation in Zhu I Depression. *Earth Science*, 40(7): 1177–1186 (in Chinese with English abstract).
- Hu, T., Pang, X. Q., Jiang, F. J., et al., 2021. Movable Oil Content Evaluation of Lacustrine Organic-Rich Shales: Methods and a Novel Quantitative Evaluation Model. *Earth-Science Reviews*, 214: 103545. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103545>
- Jia, C.Z., 2017. Breakthrough and Significance of Unconventional Oil and Gas to Classical Petroleum Geological Theory. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1): 1–11 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C.Z., Pang, X.Q., Song, Y., 2021. The Mechanism of Unconventional Hydrocarbon Formation: Hydrocarbon Self-Containment and Intermolecular Forces. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3): 437–452 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, F. J., Pang, X. Q., Li, L. L., et al., 2018. Petroleum Resources in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, Eastern China. *AAPG Bulletin*, 102(7): 1213–1237. <https://doi.org/10.1306/0906171608017148>
- Jiang, H., Pang, X. Q., Shi, H. S., et al., 2015. Source Rock Characteristics and Hydrocarbon Expulsion Potential of the Middle Eocene Wenchang Formation in the Huizhou Depression, Pearl River Mouth Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 67: 635–652. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.06.010>
- Jin, Z.J., Zhang, Y.W., Wang, J., et al., 2003. Hydrocarbon Accumulation Mechanism and Distribution Law. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Li, C. R., Pang, X. Q., Huo, Z. P., et al., 2020. A Revised Method for Reconstructing the Hydrocarbon Generation and Expulsion History and Evaluating the Hydrocarbon Resource Potential: Example from the First Member of the Qingshankou Formation in the Northern Songliao Basin, Northeast China. *Marine and Petroleum Geology*, 121: 104577. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104577>
- Liu, G.D., Niu, Z.C., Chen, Z.L., et al., 2019. Hydrocarbon Accumulation Patterns Controlled by the Migrated Subsags in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(S1): 26–40, 216 (in Chinese with English abstract).
- Liu, J.J., Liu, C.Y., Wang, Z.L., 2008. Advances from Petroleum System to Accumulating Petroleum System. *Geological Review*, 54(6): 801–806 (in Chinese with English abstract).
- Ma, K.Y., 2021. Study on Hydrocarbon Accumulation Model of Paleogene in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing (in Chinese with English abstract).

- Magoon, L. B., Dow, W. G., 1994. The Petroleum System—From Source to Trap. AAPG Memoir 60. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa. <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Magoon, L. B., Sanchez, R. M. O., 1995. Beyond the Petroleum System: Geohorizons. *AAPG Bulletin*, 79(12): 1731—1736. <https://doi.org/10.1306/7834dee0-1721-11d7-8645000102c1865d>
- Mi, L.J., Zhang, X.T., Wang, X.D., et al., 2018. Tectonic and Sedimentary Differences of Paleogene and Their Control on Hydrocarbon Accumulation in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 30(5): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Niu, Z. C., Liu, G. D., Ge, J. W., et al., 2019. Geochemical Characteristics and Depositional Environment of Paleogene Lacustrine Source Rocks in the Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, 171: 60—77. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2018.01.004>
- Pang, X. Q., Hu, T., Larter, S., et al., 2022. Hydrocarbon Accumulation Depth Limit and Implications for Potential Resources Prediction. *Gondwana Research*, 103: 389—400. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2021.10.018>
- Pang, X. Q., Jia, C. Z., Chen, J. Q., et al., 2021. A Unified Model for the Formation and Distribution of Both Conventional and Unconventional Hydrocarbon Reservoirs. *Geoscience Frontiers*, 12(2): 695—711. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.06.009>
- Pang, X. Q., Liu, K. Y., Ma, Z. Z., et al., 2012. Dynamic Field Division of Hydrocarbon Migration, Accumulation and Hydrocarbon Enrichment Rules in Sedimentary Basins. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 86(6): 1559—1592. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.12023>
- Pang, X.Q., Luo, X.R., Jiang, Z.X. et al., 2007. Hydrocarbon Accumulation and Dispersion Mechanism and Quantitative Simulation in Typical Superimposed Basins in China. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Pang, X. Q., Jia, C. Z., Wang, W. Y., et al., 2021a. Buoyance-Driven Hydrocarbon Accumulation Depth and Its Implication for Unconventional Resource Prediction. *Geoscience Frontiers*, 12(4): 101133. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.11.019>
- Pang, X. Q., Shao, X. H., Li, M. W., et al., 2021b. Correlation and Difference between Conventional and Unconventional Reservoirs and Their Unified Genetic Classification. *Gondwana Research*, 97: 73—100. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2021.04.011>
- Peng, J. W., Pang, X. Q., Shi, H. S., et al., 2016. Hydrocarbon Generation and Expulsion Characteristics of Eocene Source Rocks in the Huilu Area, Northern Pearl River Mouth Basin, South China Sea: Implications for Tight Oil Potential. *Marine and Petroleum Geology*, 72: 463—487. <https://doi.org/10.1016/j.marpgeo.2016.02.006>
- Qiu, Z., Zou, C. N., Dong, D. Z., et al., 2016. Petroleum System Assessment of Conventional-Unconventional Oil in the Jimusar Sag, Junggar Basin, Northwest China. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 16: 53—61. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2016.09.005>
- Tang, Y. J., Chen, Z. H., Simoneit, B. R. T., et al., 2021. Recognition of In Situ Oil Cracking in the Precambrian-Lower Cambrian Petroleum Systems of Sichuan Basin, Southwestern China. *Marine and Petroleum Geology*, 126: 104942. <https://doi.org/10.1016/j.marpgeo.2021.104942>
- Wang, X.D., Zhang, X.T., Lin, H.M., et al., 2018. Reservoir-Forming Conditions, Oil Distribution and Exploration Potential of Compound Hydrocarbon Reservoirs in the Lufeng 13 Sag in Pearl River Mouth Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 30(3): 19—27 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X.K., Guo, J.H., Liu, C.S., et al., 2019. Source Rocks Evaluation and Hydrocarbon Accumulation in Paleogene of Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin. *Advances in Geosciences*, 9(3): 166—176 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. J., Yao, J., Yan, X., et al., 2021. A Multi-Continuum Model for Simulating In-Situ Conversion Process in Low-Medium Maturity Shale Oil Reservoir. *Advances in Geo-Energy Research*, 5(4): 456—464. <https://doi.org/10.46690/ager.2021.04.10>
- Wood, D. A., Choubineh, A., 2019. Reliable Predictions of Oil Formation Volume Factor Based on Transparent and Auditable Machine Learning Approaches. *Advances in Geo-Energy Research*, 3(3): 225—241. <https://doi.org/10.26804/ager.2019.03.01>
- Xiao, M., Wu, S. T., Yuan, X. J., et al., 2021. Conglomerate Reservoir Pore Evolution Characteristics and Favorable Area Prediction: A Case Study of the Lower Triassic Baikouquan Formation in the Northwest Margin of the Junggar Basin, China. *Journal of Earth Science*, 32(4): 998—1010. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1083-6>
- Zhang, J. K., Cao, J., Hu, W. X., et al., 2021. Insights into Carboniferous Subduction-Related Petroleum Systems in the Central Asian Orogenic Belt (CAOB) from Hydrocarbons in Vein Calcite Cements, West Junggar, North-

- west China. *Marine and Petroleum Geology*, 124: 104796. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104796>
- Zhang, S. C., Liang, D. G., Gong, Z. S., et al., 2003. Geochemistry of Petroleum Systems in the Eastern Pearl River Mouth Basin: Evidence for Mixed Oils. *Organic Geochemistry*, 34(7): 971–991. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(03\)00034-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(03)00034-2)
- Zhang, W.Z., Zhang, H.H., Li, C.R., et al., 2021. Petroleum Exploration History and Enlightenment in Pearl River Mouth Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 42(3): 346–352, 363 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X.T., Liu, P., Wang, W.Y., et al., 2021. Controlling Effect of Tectonic Transformation in Paleogene Wenchang Formation on Oil and Gas Accumulation in Zhu I Depression. *Earth Science*, 46(5): 1797–1813 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, L., Chen, C., Lu, C., et al., 2018. Study on Facies-Controlled Model of a Reservoir in Xijiang 24-3 Oilfield in the Northern Pearl River Mouth Basin. *Advances in Geo-Energy Research*, 2(3): 282–291. <https://doi.org/10.26804/ager.2018.03.06>

附中文参考文献

- 窦立荣, 程顶胜, 於拥军, 等, 2021. 据磷灰石裂变径迹和镜质体反射率重建苏丹 Muglad 盆地北部的构造–热演化历史. *石油学报*, 42(8): 986–1002, 1080.
- 杜家元, 张向涛, 刘培, 等, 2021. 珠江口盆地珠一坳陷古近系“源–汇”系统分类及石油地质意义. *地球科学*, 46(10): 3690–3706.
- 国鹏飞, 何生, 柴德蓉, 等, 2015. 珠 I 坳陷油源对比及恩平组烃源岩的相对贡献. *地球科学*, 40(7): 1177–1186.
- 贾承造, 2017. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义. *石油勘探与开发*, 44(1): 1–11.
- 贾承造, 庞雄奇, 宋岩, 2021. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力. *石油勘探与开发*, 48(3): 437–452.
- 金之钧, 张一伟, 王捷, 等, 2003. 油气成藏机理与分布规律. 北京: 石油工业出版社.
- 柳广弟, 牛子铖, 陈哲龙, 等, 2019. 珠江口盆地陆丰凹陷在洼陷迁移控制下的油气成藏规律. *石油学报*, 40(S1): 26–40, 216.
- 刘静江, 刘池洋, 王震亮, 2008. 从含油气系统到成藏油气系统油气系统研究新动向. *地质论评*, 54(6): 801–806.
- 马奎友, 2021. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系油气成藏模式研究(硕士学位论文). 北京: 中国石油大学.
- 米立军, 张向涛, 汪旭东, 等, 2018. 陆丰凹陷古近系构造–沉积差异性及其对油气成藏的控制. *中国海上油气*, 30(5): 1–10.
- 庞雄奇, 罗晓容, 姜振学, 等, 2007. 中国典型叠合盆地油气聚散机理与定量模拟. 北京: 科学出版社.
- 汪旭东, 张向涛, 林鹤鸣, 等, 2018. 珠江口盆地陆丰 13 沟复式油气成藏条件、分布规律及勘探潜力. *中国海上油气*, 30(3): 19–27.
- 王玺凯, 郭建华, 刘辰生, 等, 2019. 珠江口盆地陆丰凹陷古近系烃源岩评价及油气成藏. *地球科学前沿*, 9(3): 166–176.
- 张文昭, 张厚和, 李春荣, 等, 2021. 珠江口盆地油气勘探历程与启示. *新疆石油地质*, 42(3): 346–352, 363.
- 张向涛, 刘培, 王文勇, 等, 2021. 珠一坳陷古近系文昌期构造转变对油气成藏的控制作用. *地球科学*, 46(5): 1797–1813.