

文章编号: 0253-2697(2023)10-1624-13 DOI:10.7623/syxb202310004

# 珠江口盆地开平凹陷烃源岩地球化学特征与油源对比

彭光荣<sup>1,2</sup> 郭婧<sup>3,4</sup> 姜福杰<sup>3,4</sup> 姜大朋<sup>1,2</sup> 吴宇琦<sup>3,4</sup> 陈兆明<sup>1,2</sup> 宋泽章<sup>3,4</sup> 高中亮<sup>1,2</sup> 张宇琦<sup>3,4</sup>

(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;

3. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室 北京 102249; 4. 中国石油大学(北京)地球科学学院 北京 102249)

**摘要:**珠江口盆地开平凹陷位于现今陆架坡折带以外的深水陆坡区,油气勘探程度较低。通过开展烃源岩评价、明确其原油来源,对深化开平凹陷油气成藏认识和指导下一步油气勘探具有重要意义。综合总有机碳含量、岩石热解及烃源岩和原油生物标志化合物特征等测试资料,系统分析文昌组和恩平组烃源岩的地球化学特征,进行油源对比。结果表明:①文昌组下段、上段和恩平组下段的泥质烃源岩均表现为“开平主洼中心厚、向周缘斜坡带依次减薄”,有机质丰度中等—好,干酪根类型为Ⅱ<sub>1</sub>型、Ⅱ<sub>2</sub>型,整体处于成熟阶段。②文昌组烃源岩具有低Pr/Ph值、低C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT值、低—中等OL/C<sub>30</sub>H值,气相色谱-质谱图上C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>规则甾烷呈“V”型,C<sub>30</sub>4-甲基甾烷丰度高;恩平组烃源岩具有较高的Pr/Ph值和C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT值,较低的OL/C<sub>30</sub>H值、C<sub>30</sub>4-甲基甾烷含量,C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>规则甾烷分布呈反“L”型。③开平凹陷产出两类原油,A类原油的Pr/Ph值为1.13~1.82,C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT值为0.32~0.89,OL/C<sub>30</sub>H值为0.03~1.02,C<sub>27</sub>和C<sub>29</sub>规则甾烷平均相对含量分别为26.20%、46.44%,C<sub>30</sub>4-甲基甾烷丰度高;B类原油Pr/Ph值大于2.00,C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT值为1.00~2.28,OL/C<sub>30</sub>H值为0.04~0.13,C<sub>27</sub>和C<sub>29</sub>规则甾烷平均相对含量分别为9.92%、65.54%,C<sub>30</sub>4-甲基甾烷含量极低。④油源对比分析显示,A类原油来源于文昌组湖相烃源岩中浮游生物和陆源植物混合形成的Ⅱ型、Ⅲ型混合有机质;B类原油来源于氧化沉积背景的恩平组三角洲—沼泽相泥岩,生烃母质以陆源高等植物形成的Ⅲ型有机质为主。研究认识明确了开平凹陷油气来源,对未来油气勘探具有理论指导意义。

**关键词:**烃源岩;地球化学特征;油源对比;开平凹陷;珠江口盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

## Geochemical characteristics of source rocks and oil-source correlation in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

Peng Guangrong<sup>1,2</sup> Guo Jing<sup>3,4</sup> Jiang Fujie<sup>3,4</sup> Jiang Dapeng<sup>1,2</sup> Wu Yuqi<sup>3,4</sup> Chen Zhaoming<sup>1,2</sup>  
Song Zezhang<sup>3,4</sup> Gao Zhongliang<sup>1,2</sup> Zhang Yuqi<sup>3,4</sup>

(1. Shenzhen Branch, CNOOC China Ltd., Guangdong Shenzhen 518054, China; 2. CNOOC Deepwater Development Co., Ltd., Guangdong Shenzhen 518054, China; 3. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

**Abstract:** In Pearl River Mouth Basin, Kaiping sag is located in the deep-water continental slope area beyond the existing continental shelf slope break zone, where oil and gas resources are less explored. It is of great significance to carry out source rock evaluation and clarify its crude oil source for deepening the understandings of oil and gas accumulation in Kaiping sag and guiding the next step of oil and gas exploration. Based on the test data including TOC content, rock pyrolysis, source rock and crude oil biomarker characteristics, the paper systematically analyzes the geochemical characteristics of source rocks of Wenchang Formation and Enping Formation, and conducts the oil-source correlation. The results show that: (1) The argillaceous source rocks of the Lower and Upper Wenchang Formation and Lower Enping Formation tend to be thick in the core area of Kaiping sag and gradually thinned towards the peripheral slope zone, of which the medium to high organic matter abundance and Type Ⅱ<sub>1</sub>-Ⅱ<sub>2</sub> kerogen demonstrate that they are in the mature stage as a whole. (2) The source rocks of Wenchang Formation has the low values of Pr/Ph, C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT and low to medium OL/C<sub>30</sub>H. C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> regular steranes on the gas chromatography-mass spectrum present “V” shape, and C<sub>30</sub>4-methylsteranes have high abundance. The source rocks of Enping Formation have high values of Pr/Ph and C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT, as well as low values of OL/C<sub>30</sub>H and low C<sub>30</sub>4-methylsterane content, and the distribution of C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> regular steranes shows an inverted “L” shaped pattern. (3) There are two types of crude oil produced from Kaiping sag. As for Type A oil, the Pr/Ph values are within the range of 1.13 and 1.82, the C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT values range from 0.32 to 0.89, the OL/C<sub>30</sub>H values are between 0.03 and 1.02, and the average relative content of C<sub>27</sub> and C<sub>29</sub> regular steranes is 26.20% and 46.44%, respectively. The C<sub>30</sub>4-methylsteranes have high abundance. As for Type B oil, the Pr/Ph values are greater than 2.00, the C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT values are between 1.00 and 2.28, the

**基金项目:**中国海洋石油集团有限公司“十四五”重大科技项目“南海北部深水勘探关键技术”(KJGG2022-0103)资助。

**第一作者:**彭光荣,男,1978年8月生,2005年获中国石油大学(北京)硕士学位,现为中海石油(中国)有限公司深圳分公司高级工程师,主要从事油气地质与油气勘探综合研究工作。Email:penggr@cnooc.com.cn

**通信作者:**姜福杰,男,1979年12月生,2008年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师,主要从事油气成藏机理与分布规律的研究工作。Email:jiangfj@cup.edu.cn

OL/C<sub>30</sub>H values range from 0.04 to 0.13, and the average relative content of C<sub>27</sub> and C<sub>29</sub> regular steranes is 9.92% and 65.54%, respectively. The content of C<sub>30</sub> 4-methylsteranes is extremely low. (4) Oil-source correlation analysis shows that Type A oil is originated from the hybrid organic matters of Type II and III formed by plankton and terrestrial plants in lacustrine source rock of Wenchang Formation; Type B oil comes from the deltaic swamp mudstone of Enping Formation in the background of oxidation sedimentation, and the hydrocarbon generation parent material is dominated by Type III organic matter formed by terrestrial higher plants. In conclusion, the research has clarified the sources of oil and gas in Kaiping sag, which is of theoretical guiding significance for future oil and gas exploration.

**Key words:** source rock; geochemical characteristics; oil-source correlation; Kaiping sag; Pearl River Mouth Basin

引用:彭光荣,郭婧,姜福杰,姜大朋,吴宇琦,陈兆明,宋泽章,高中亮,张宇琦. 珠江口盆地开平凹陷烃源岩地球化学特征与油源对比[J]. 石油学报,2023,44(10):1624-1636.

Cite : PENG Guangrong, GUO Jing, JIANG Fujie, JIANG Dapeng, WU Yuqi, CHEN Zhaoming, SONG Zezhang, GAO Zhongliang, ZHANG Yuqi. Geochemical characteristics of source rocks and oil-source correlation in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(10): 1624-1636.

珠江口盆地油气资源丰富<sup>[1-2]</sup>,是中国南海油气勘探的主战场之一<sup>[3-4]</sup>,目前已经发现了 40 多个油气田<sup>[5]</sup>,探明原油地质储量超过  $8 \times 10^8$  t<sup>[6-8]</sup>。开平凹陷是珠江口盆地最具勘探潜力的凹陷之一<sup>[7,9]</sup>,勘探史长达 40 年<sup>[10]</sup>,但最初 3 口探井的失利使地质学家对开平凹陷的烃源岩条件及生烃能力产生了质疑,此后十几年凹陷勘探陷入停滞<sup>[11]</sup>。进入 21 世纪,在开平凹陷开平 11-1 断裂构造带的古近系获得了较丰富的油气发现,初步证明勘探方向正确<sup>[5,12-13]</sup>;2021 年,在凹陷南部斜坡带获得勘探突破。地质学家对开平凹陷烃源岩条件的认识发生了巨大转变,从最初的生烃条件较差转变为现今的“源断双控”,开平主洼被证实为生烃洼陷。

文昌组泥岩被认为是开平凹陷最可能的主力烃源岩<sup>[13]</sup>,但该区当前勘探程度较低<sup>[4,14]</sup>,仅在主洼及其边缘斜坡带钻遇文昌组,油气勘探也面临着烃源岩地球化学特征不清、原油特征尚未系统总结、油气来源尚存争议等系列挑战。朱俊章等<sup>[15]</sup>认为开平凹陷沥青和稠油是由深湖亚相烃源岩生成的;熊连桥<sup>[12]</sup>认为文昌组为河流相—湖相沉积。整体上,关于开平凹陷油气来源未开展精细定量分析,亟需深化油源对比研究,以确定凹陷的主力烃源岩,为未来油气勘探指明方向。

以开平凹陷文昌组下段、文昌组上段、恩平组下段的泥岩和古近系砂岩、原油为研究对象,优选油源对比参数,对开平主洼及其周缘斜坡带分区块、分层系进行地球化学特征分析和原油族群划分,通过对比不同族群原油和烃源岩的生物标志化合物明确了油气来源,圈定了可靠的油源区,并优选有利勘探目标,以期有效指导下一步油气勘探。

## 1 地质背景与样品测试

### 1.1 区域地质概况

开平凹陷位于珠江口盆地珠二拗陷西部<sup>[16]</sup>,凹陷

总面积为 5 000 km<sup>2</sup><sup>[17]</sup>,由开平主洼、东洼、北洼、西洼和西南洼 5 个次洼组成,其中主洼面积最大、最深,是凹陷的沉积中心<sup>[18-19]</sup>[图 1(a)]。开平凹陷的形成与演化主要受控于拗陷北缘大型伸展拆离断层<sup>[17]</sup>。古新世以来,开平凹陷经历了裂陷期(始新世)、拗陷期(渐新世—中新世)、加速沉降期(晚中新世—第四纪) 3 个构造演化阶段<sup>[20]</sup>,多期构造运动使其发育复杂的断裂系统<sup>[12]</sup>。依据断裂系统的特征,将开平主洼(C1 井为代表井)周缘构造带划分为开平 10-1 断裂构造带(W1 井和 W2 井为代表井)、开平 11-1 断裂构造带(N1 井、N2 井和 N3 井为代表井)和南部斜坡带(S1 井、S2 井、S3 井和 S5 井为代表井)。

钻井揭示珠江口盆地开平凹陷发育古近纪陆相断陷期构造层和新近纪—第四纪海相拗陷期构造层,其中,古近系自下而上划分为文昌组、恩平组和珠海组<sup>[10]</sup>,文昌组和恩平组均可进一步划分为上段、下段,海相地层自下而上依次为珠江组、韩江组、粤海组、万山组和上新统<sup>[18]</sup>。开平凹陷主要烃源岩为文昌组下段、文昌组上段和恩平组下段的暗色泥岩,主力储层为恩平组、珠海组、珠江组上段和部分文昌组上段的砂岩[图 1(b)]。

### 1.2 样品与实验

选取开平主洼及其周缘构造带 10 口钻井的文昌组下段、文昌组上段和恩平组下段的烃源岩样品和各油区的原油和砂岩储层样品,开展总有机碳(TOC)含量、岩石热解、镜质体反射率( $R_o$ )、饱和烃气相色谱-质谱等分析测试。相关测试均在中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室完成。

TOC 含量测试采用 LECO CS-230 碳硫分析仪,参照 GB/T19145—2022<sup>[21]</sup> 标准程序,将样品粉碎后加入盐酸溶液去除无机碳,然后用蒸馏水洗净烘干,经高温燃烧使有机碳充分转化为二氧化碳,置入仪器中进行测试。岩石热解实验由 Rock-Eval II 型检测仪完

成,将少量样品置于热解仪器,加热至 300 ℃时,谱图峰面积对应挥发性烃( $S_1$ )含量;300 ℃加热到 500 ℃对应的谱图峰面积为热解烃( $S_2$ )含量;干酪根裂解产生最大含量烃(即  $S_2$  峰最高点)对应的温度为最高热解

峰温( $T_{max}$ )。在样品碎样、油浸条件下采用 Leica DM4500P 偏光显微镜进行反射光测试求得  $R_o$ 。气相色谱-质谱的实验仪器为 Agilent 7890-5975c 气相色谱-质谱联用仪,实验流程参照 GB/T 18606—2017<sup>[22]</sup>。

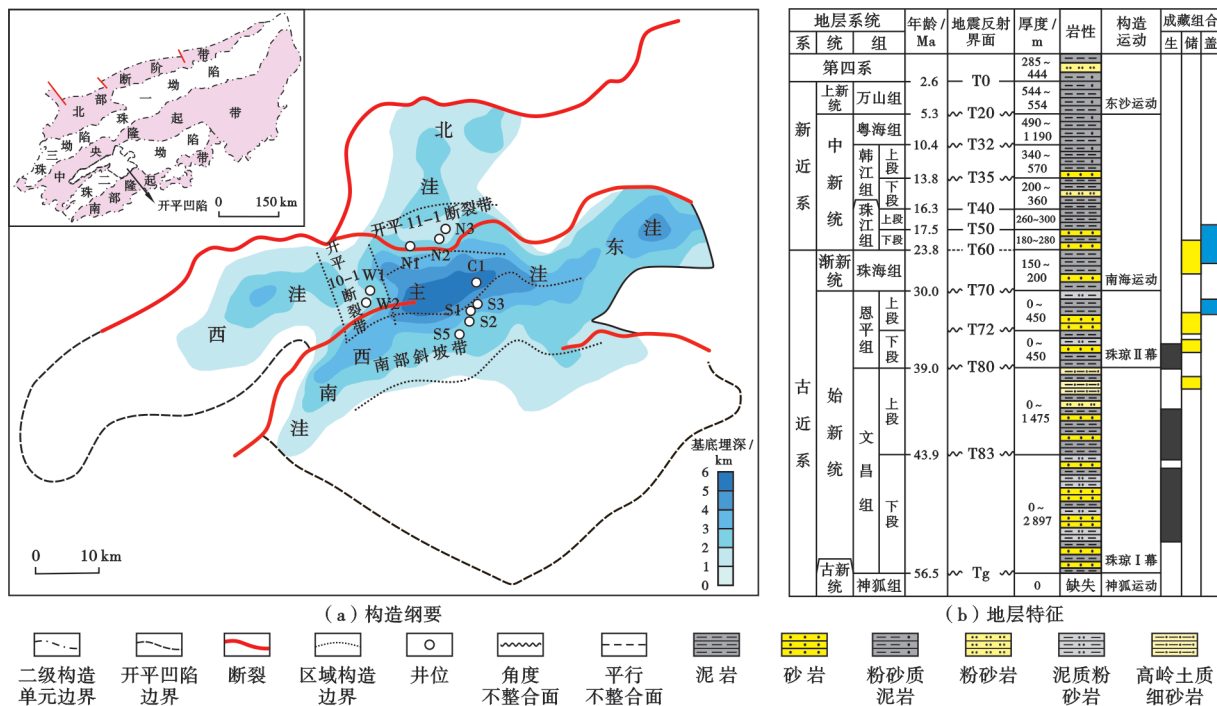


图 1 珠江口盆地开平凹陷构造划分和地层特征  
Fig. 1 Tectonic division and stratigraphic characteristics of Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

## 2 烃源岩展布与地球化学特征

### 2.1 烃源岩展布

开平凹陷钻井较少<sup>[16]</sup>,且多分布于斜坡带,仅 9 口井钻遇埋深较大的文昌组烃源岩,因此,研究区烃源岩发育特征预测难度大。基于已钻探井泥地比与沉积相对应关系的统计分析,结合地震反演、地层厚度等地质资料,预测了研究区恩平组下段和文昌组烃源岩的平面展布规律。

平面上,开平主洼恩平组下段、文昌组上段和文昌组下段烃源岩均表现为中心最厚、向边缘依次减薄;在构造背景控制下,开平凹陷各次洼的烃源岩呈“零散坨状”分布,不同层系暗色泥岩的展布规律具有差异性(图 2)。恩平组下段暗色泥岩仅分布于开平主洼,最大厚度小于 800 m[图 2(a)];文昌组上段暗色泥岩在开平主洼和各次洼广泛发育,展布面积和厚度大,其中,在东洼最厚可达 2 400 m;文昌组下段烃源岩分布在开平主洼及部分开平西洼,在开平主洼最厚可达 1 600 m。

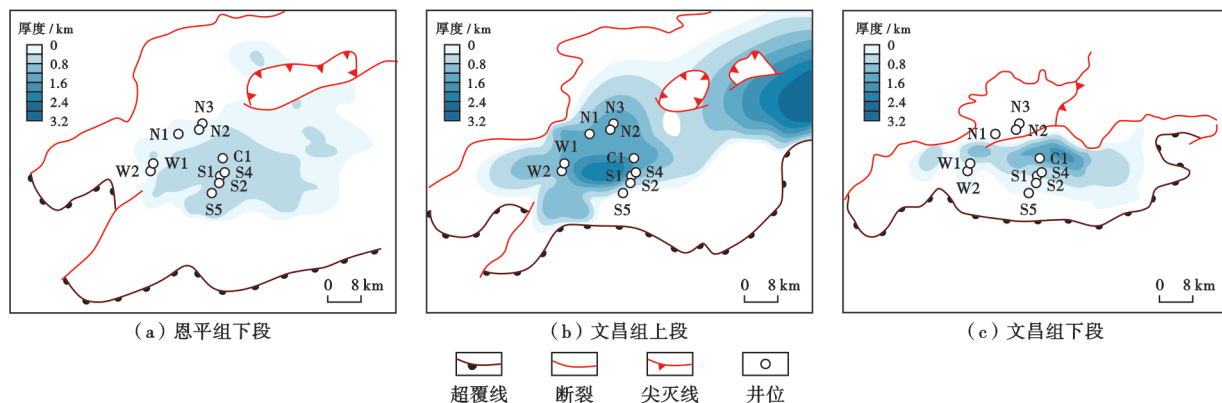


图 2 珠江口盆地开平凹陷烃源岩展布

Fig. 2 Distribution of source rock in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

## 2.2 烃源岩地球化学特征

基于分析化验资料,系统分析了开平主注及其周围斜坡带文昌组下段、文昌组上段和恩平组下段井壁取心泥岩及岩屑的有机质丰度、有机质类型和热演化程度。

### 2.2.1 有机质丰度

有机质丰度代表岩石中有机质的相对含量,TOC 含量和生烃潜量是常用的衡量和评价岩石生烃潜力的重要指标<sup>[23]</sup>。

研究区仅开平 11-1 断裂构造带的 N3 井钻遇文昌组下段泥岩,其 TOC 含量为 0.68%~2.29%(平均为 1.54%),生烃潜量为 0.46~6.84 mg/g(平均为 3.36mg/g),多数(>72%)样品的 TOC 含量>1.0%、生烃潜量>2.0 mg/g,有机质丰度达到中等—很好级别[图 3(a)]。结合沉积相展布<sup>[24]</sup>,推测主注的文昌组下段半深湖—深湖亚相泥岩具有更高的 TOC 含量[图 4(a)],是研究区最优质的烃源岩。

平面上,文昌组上段烃源岩有机质丰度由开平主注中心向边缘逐渐减小。近主注中心西部的 W1 井、主注北部的 N2 井和南带的 S2 井的文昌组上段泥岩

为中等—好烃源岩,TOC 含量为 0.55%~1.93%(平均为 1.25%),生烃潜量为 1.55~8.22 mg/g(平均为 5.47 mg/g)。斜坡带边缘的 N1 井和 S5 井的文昌组上段泥岩为差烃源岩或非烃源岩[图 3(b)]。

平面上,研究区恩平组下段泥岩的烃源岩品质变化规律与文昌组上段泥岩相似。开平主注和南部斜坡带恩平组下段发育煤层,造成该段泥岩的 TOC 含量较高[图 3(c)],平均为 1.82%,最高可达 5.27%,属于中等—很好的烃源岩。位于开平 10-1 断裂构造带的 W1 井和南部斜坡带的 S5 井的烃源岩质量较差,平均 TOC 含量为 0.70%,平均生烃潜量为 2.04 mg/g。

整体上,研究区文昌组下段、文昌组上段和恩平组下段的泥质岩有机质丰度基本达到烃源岩标准,仅在局部品质较差。值得注意的是,研究区钻井较少,且部分钻井位于开平主注边缘斜坡带,测试有机质丰度偏低;此外,受煤干扰,部分区域的泥岩 TOC 含量和生烃潜量值均偏高<sup>[25]</sup>,无法真实反映研究区烃源岩的品质。综合沉积相、地层岩性和测试数据,分析预测开平主注文昌组下段、文昌组上段、恩平组下段烃源岩的有机质丰度依次降低(图 4)。

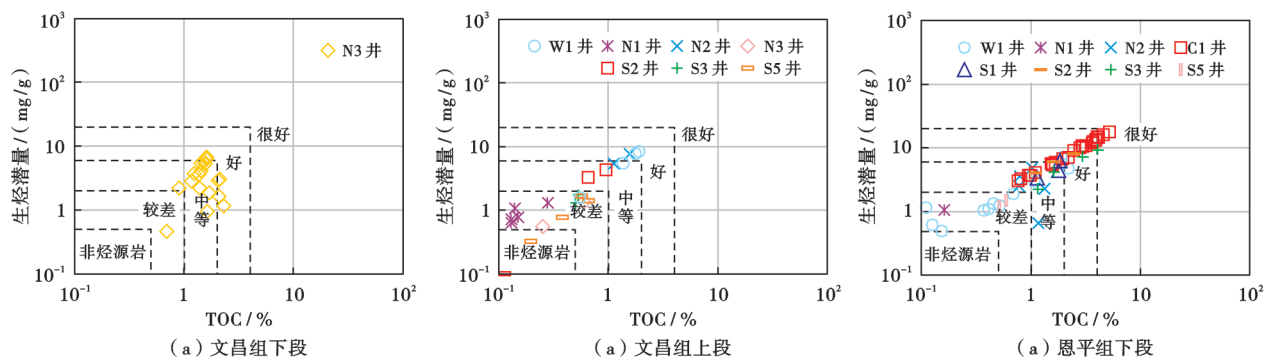


图 3 珠江口盆地开平凹陷有机质丰度评价

Fig. 3 Evaluation of organic matter abundance of source rock in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

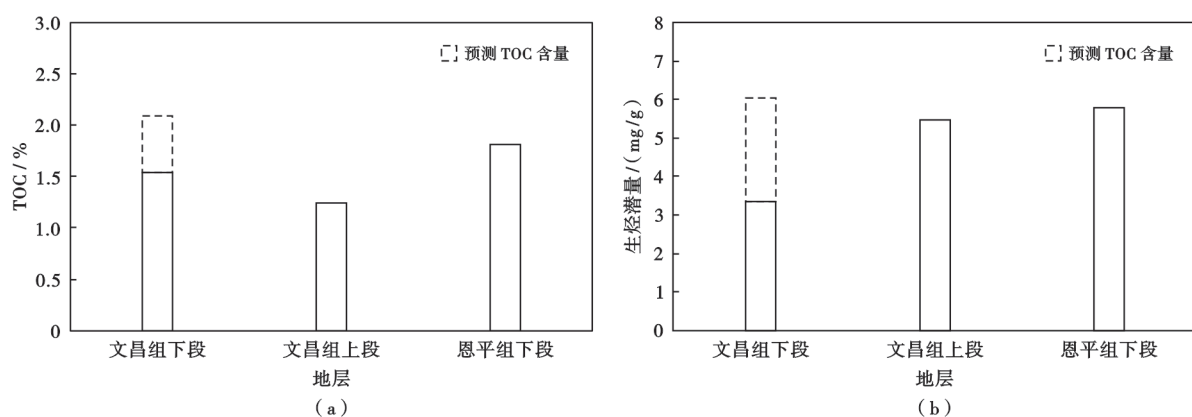


图 4 珠江口盆地开平凹陷烃源岩有机质丰度预测对比

Fig. 4 Prediction and comparison of organic matter abundance of source rock in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

2.2.2 有机质类型

开平凹陷恩平组下段、文昌组上段、文昌组下段泥岩的氢指数(HI)、氧指数(OI)和  $T_{max}$  的平均值分别为 252 mg/g、43 mg/g 和 442 °C。利用氢指数—氧指数判别图版[图 5(a)],分析认为研究区烃源岩干酪根类型为 II 型,主要为大量浮游植物和少量微生物的混合型有机质,生油气潜能中等。其中,N3 井文昌组下段泥岩的氢指数和氧指数均较小,推测与其埋深较大(3074~3707 m)有关<sup>[26]</sup>。氢指数— $T_{max}$  判别图版显示,研究区烃源岩干酪根以腐殖-腐泥型(II<sub>1</sub>型)为主[图 5(b)],属于偏生油型有机质。

2.2.3 有机质热演化程度

$R_o$  是衡量烃源岩有机质热演化成熟的常用指标<sup>[27-28]</sup>。开平凹陷烃源岩  $R_o$  值为 0.46%~0.98%(平均

为 0.67%),绝大多数(>85%)烃源岩样品的  $R_o$  值>0.5%,整体处于热演化成熟阶段。研究区西部 W1 井、北部 N1 井泥岩进入生烃门限( $R_o = 0.5%$ )的对应深度分别为 2400 m 和 2500 m,远小于开平主洼 C1 井的 3100 m(图 6),这主要是由于开平 10-1、开平 11-1 断裂构造带基底存在岩浆活动<sup>[29-30]</sup>,产生的热异常加速了烃源岩的热演化。

$T_{max}$  和产率指数(PI)也能有效评价烃源岩热演化成熟度<sup>[30]</sup>。 $T_{max}$ —产率指数判别图版显示,开平凹陷烃源岩多位于生油窗内(图 7)。依据  $T_{max}$  与  $R_o$  的对应关系,当  $T_{max}$  值为 435 °C ( $R_o \approx 0.5%$ )时,烃源岩开始生烃;随着热演化程度增加, $T_{max}$  值达到 470 °C ( $R_o \approx 1.3%$ )时,烃源岩达到过熟。如图 5(b)所示,研究区文昌组下段、文昌组上段和恩平组下段烃源岩基本处于成熟阶段。

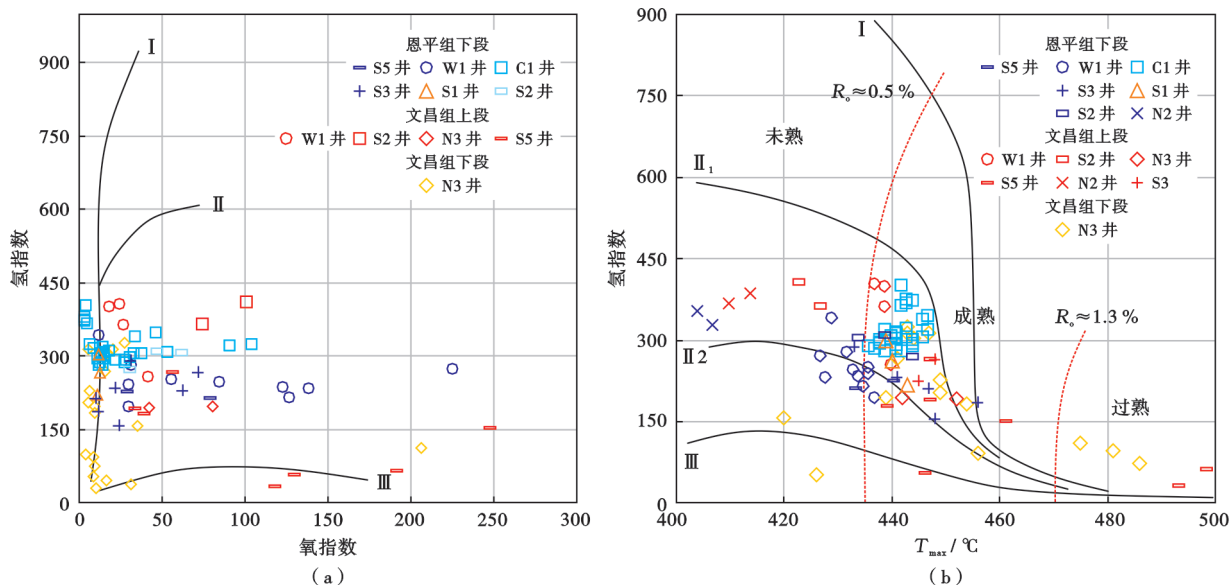


图 5 珠江口盆地开平凹陷烃源岩有机质类型划分

Fig. 5 Classification of organic matter types of source rock in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

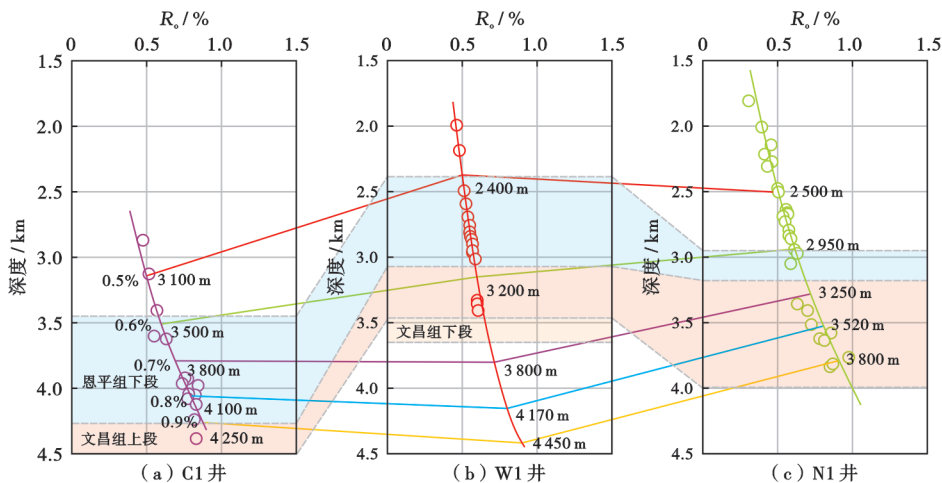


图 6 珠江口盆地开平凹陷烃源岩  $R_o$  与埋深相关性

Fig. 6 Relationship between  $R_o$  and the burial depth of the source rock in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

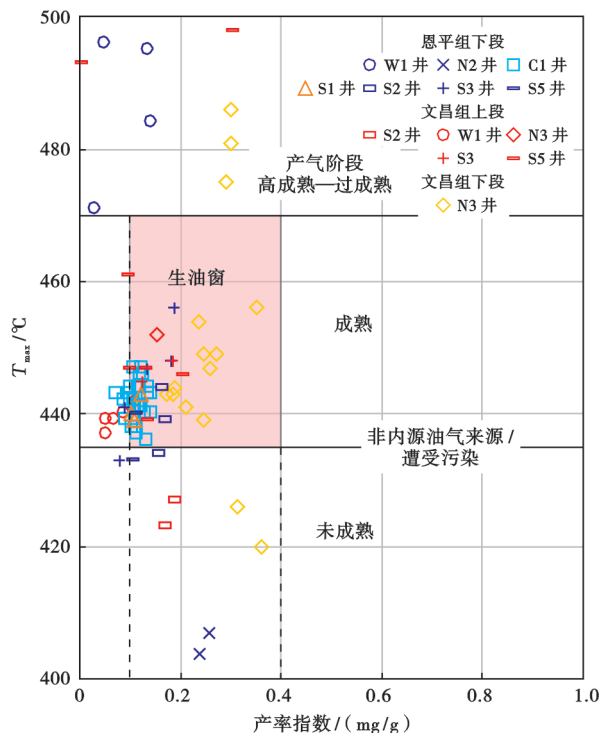


图 7 珠江口盆地开平凹陷烃源岩热演化成熟度

Fig. 7 Thermal maturity of source rocks in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

2. 2. 4 生物标志化合物特征

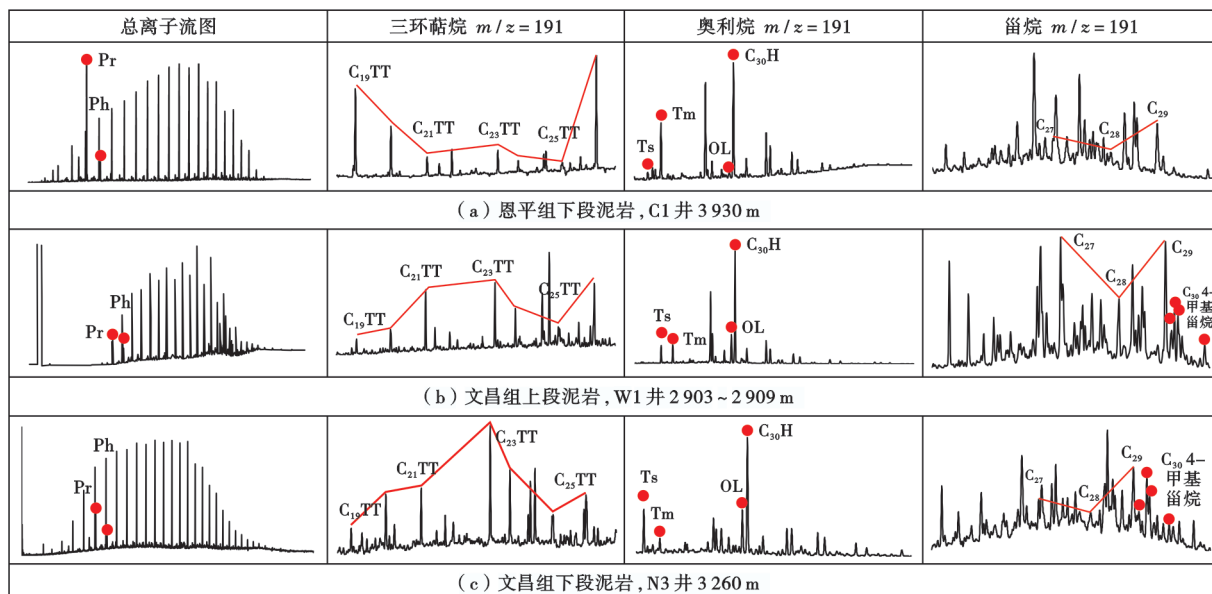
类异戊二烯型、甾类化合物和萜类化合物等生物标志化合物能有效记录烃源岩的沉积环境信息,对分析开平凹陷不同层系烃源岩沉积背景、开展油源对比具有重要意义。

研究区烃源岩的总离子流(TIC)图呈“后峰型”,姥鲛烷(Pr)峰值高于植烷(Ph),其中,文昌组上段、文昌组下段

烃源岩的 Pr 峰值明显低于 C<sub>17</sub> 峰值,Pr/C<sub>17</sub> 值较低;恩平组下段烃源岩的 Pr 峰值高于 C<sub>17</sub> 峰值,Pr/C<sub>17</sub> 值较高。

开平凹陷烃源岩中检测到完整且丰度较高的规则三环萜烷(TT)系列化合物。通常认为 C<sub>23</sub> TT 是海相和盐湖相原油中的主要同系物,C<sub>19</sub> TT 和 C<sub>20</sub> TT 在陆生石油则更为富集<sup>[31]</sup>。研究区文昌组上段和下段烃源岩的 C<sub>19+20</sub> TT/C<sub>23</sub> TT 值较小,表明陆源有机质输入少;恩平组下段烃源岩中具有含量较高的 C<sub>19</sub> TT、C<sub>20</sub> TT 和较高的 C<sub>19+20</sub> TT/C<sub>23</sub> TT 值,表明其有机质来源受陆源高等植物影响明显。奥利烷指数(OL/C<sub>30</sub>H)可以表征奥利烷的丰度,开平凹陷文昌组上段和下段烃源岩的 OL/C<sub>30</sub>H 值为低—中等,而恩平组泥岩的 OL/C<sub>30</sub>H 值较低。

C<sub>27</sub>、C<sub>28</sub>、C<sub>29</sub> 规则甾烷被广泛应用于有机质来源研究<sup>[32]</sup>。研究区文昌组烃源岩抽提物 C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> ααα20R 甾烷在气相色谱-质谱图上呈右边相对高值的“V”型分布(图 8),反映其母质包含陆源高等植物和低等水生生物,具有陆相湖盆混合型母质特征<sup>[33]</sup>;恩平组烃源岩抽提物 C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> ααα20R 甾烷呈反“L”型分布,C<sub>29</sub> 规则甾烷的相对丰度远高于 C<sub>27</sub> 规则甾烷,反映其母质以陆源高等植物为主。前人研究认为,珠江口盆地原油中的 C<sub>30</sub> 4-甲基甾烷来源于文昌组淡水或半咸水湖中形成的生油岩,可作为文昌组烃源岩的特征对比指标<sup>[34]</sup>。开平凹陷文昌组烃源岩中 C<sub>30</sub> 4-甲基甾烷含量较高(图 8),与珠二坳陷白云凹陷相近,反映开平凹陷文昌组泥岩为湖相沉积;恩平组烃源岩中 C<sub>30</sub> 4-甲基甾烷含量较低或极低,说明其母质来源于非湖相生物(推测来自于三角洲或者沼泽环境),母质类型相对较差。



注:TT—规则三环萜烷;Ts—C<sub>27</sub>18α(H),21β(H)-22,29,30-三降新霍烷;Tm—C<sub>27</sub>17α(H),21β(H)-22,29,30-三降霍烷;OL—奥利烷;C<sub>30</sub>H—C<sub>30</sub>17α(H),21β(H)-霍烷。

图 8 珠江口盆地开平凹陷烃源岩饱和烃气相色谱-质谱特征

Fig. 8 Gas chromatography-mass spectrum of saturated hydrocarbon of source rock of Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

### 3 原油特征及族群划分

#### 3.1 原油特征

开平凹陷珠江组—珠海组、恩平组和文昌组均有油气发现或显示,产出的原油具有低含硫量、高含蜡量的典

型陆相油气特征(表1),原油密度和黏度具有“下轻上重、南轻北重”的分布特点。平面上,南部斜坡带主要产出轻质油;西部开平 10-1 断裂构造带和北部开平 11-1 断裂构造带由于圈闭保存条件较差,生成的轻质原油发生生物降解(图9),原油发生稠化形成中质油、重质稠油和沥青<sup>[35]</sup>。

表1 珠江口盆地开平凹陷原油物理性质

Table 1 Physical properties of crude oil in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

地区	井位	样品深度/ m	层位	流体类型	密度/ (g/cm <sup>3</sup> , 20 °C)	黏度/ (mPa·s)	含蜡量/ %	含硫量/ %
南部斜坡带	S1	3 328.0	恩平组上段	黑油	0.89	7.13		
	S1	3 515.0	恩平组下段	轻质油,黑油	0.86	1.13		
	S1	3 572.8	恩平组下段	轻质油,黑油	0.86	0.90		
	S1	3 693.0	恩平组下段	轻质油,黑油	0.84	0.52		
	S1	3 726.0	恩平组下段	轻质油,黑油	0.84	0.42		
	S1	3 850.0	恩平组下段	轻质油,易挥发油	0.81	0.13		
开平 10-1 断裂带	W1	2 264.7	恩平组上段	中质油	0.89	25.90	16.13	0.17
开平 11-1 断裂带	N1	2 353.0	珠海组	重质油,稠油	0.94	128.75	17.37	0.25
	N1	2 651.5	恩平组上段	重质油,稠油	0.95	137.65	15.24	0.21
	N1	2 649.0	恩平组上段	重质油,稠油	0.95	207.60	18.80	0.25
	N1	2 688.5	恩平组上段	重质油,超稠油	0.98		8.77	0.27

#### 3.2 原油族群划分

基于原油中生物标志化合物的含量及分布特征,对开平凹陷不同构造带、不同层系的原油进行族群划分,将原油划分为 A、B 两类,其中, A 类原油广泛分布于整个凹陷, B 类原油仅分布在开平主洼的恩平组下段(图9)。

开平凹陷原油及砂岩抽提物中发现了非环类异戊二烯烷烃(即姥鲨烷和植烷),通常认为 Pr/Ph 值 < 0.5 指示强还原膏盐环境成因, Pr/Ph 值介于 0.5 ~ 1.0 指示还原环境成因, Pr/Ph 值在 1.0 ~ 1.5 指示弱还原环境成因, Pr/Ph 值为 1.5 ~ 2.0 指示弱氧化环境成因, Pr/Ph 值 > 2.0 指示氧化环境成因<sup>[36]</sup>。开平凹陷 A 类原油的 Pr/Ph 值为 1.13 ~ 1.82, 指示其烃源岩形成于弱还原—弱氧化环境,其中,开平 10-1、开平 11-1 断裂构造带的浅层原油总离子流谱图出现“鼓包”(图9),表明其经历了生物降解。B 类原油的 Pr/Ph 值均大于 2.0, 指示其烃源岩形成于氧化环境。整体上, B 类原油的氧化程度高于 A 类。

$C_{19+20}TT/C_{23}TT$  值能反映原油烃源岩中陆源有机质与海洋有机质的相对分布<sup>[37]</sup>。开平凹陷 A 类原油中反映高等植物贡献的  $C_{19}TT$  和  $C_{20}TT$  的含量均较低,  $C_{19+20}TT/C_{23}TT$  值为 0.32 ~ 0.89, 指示其烃源岩中陆源高等植物输入较少; B 类原油的  $C_{19+20}TT/C_{23}TT$  值较大, 为 1.00 ~ 2.28, 表明其烃源岩中陆源有机质较多。奥利烷是源自被子植物的生物标志化合物, 常用来指示烃源岩的有机质来源, 但研究发现烃源岩中奥利烷含量(高等植物)对有机质的贡献不

呈正比<sup>[38]</sup>, 因此, 需综合其他参数来分析烃源岩中有机质的来源。开平凹陷 A 类原油的 OL/ $C_{30}H$  值为低—中等(0.03 ~ 1.02), B 类原油的奥利烷含量较低, 为 0.04 ~ 0.13。

$C_{27}$  规则甾烷来源于低等水生生物, 而  $C_{29}$  规则甾烷主要源自陆生高等植物<sup>[39]</sup>。研究区 A 类原油  $C_{27}$  规则甾烷的相对含量为 13.70% ~ 48.83% (平均为 26.20%),  $C_{29}$  规则甾烷的相对丰度为 22.79% ~ 59.22% (平均为 46.44%), 气相色谱-质谱图上  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$   $\alpha\alpha\alpha 20R$  甾烷呈“V”型(图9), 反映其烃源岩有机质表现为低等水生生物和陆生高等植物双重输入。B 类原油  $C_{27}$  规则甾烷、 $C_{29}$  规则甾烷的相对含量分别为 6.73% ~ 15.27% (平均为 9.92%) 和 61.13% ~ 72.94% (平均为 65.54%), 气相色谱-质谱图上  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$   $\alpha\alpha\alpha 20R$  甾烷呈反“L”型, 表明其烃源岩有机质来源与 A 类原油不同。此外, 开平凹陷 A 类原油中检测出大量  $C_{30}$  4-甲基甾烷, 表明其烃源岩为湖相沉积, 而 B 类原油中  $C_{30}$  4-甲基甾烷含量极低。

### 4 油源对比

生物标志化合物记录了烃源岩的有机质生物来源、沉积环境和成熟度等特殊信息<sup>[40]</sup>, 在不同原油中的类型、含量等均存在差异<sup>[41]</sup>。运用地球化学分析方法, 从指纹谱图特征、有机质生物来源、沉积环境以及成熟度 4 个方面开展了开平凹陷油源对比。

#### 4.1 指纹谱图特征

通常认为, 具有亲缘关系的原油与烃源岩应具有

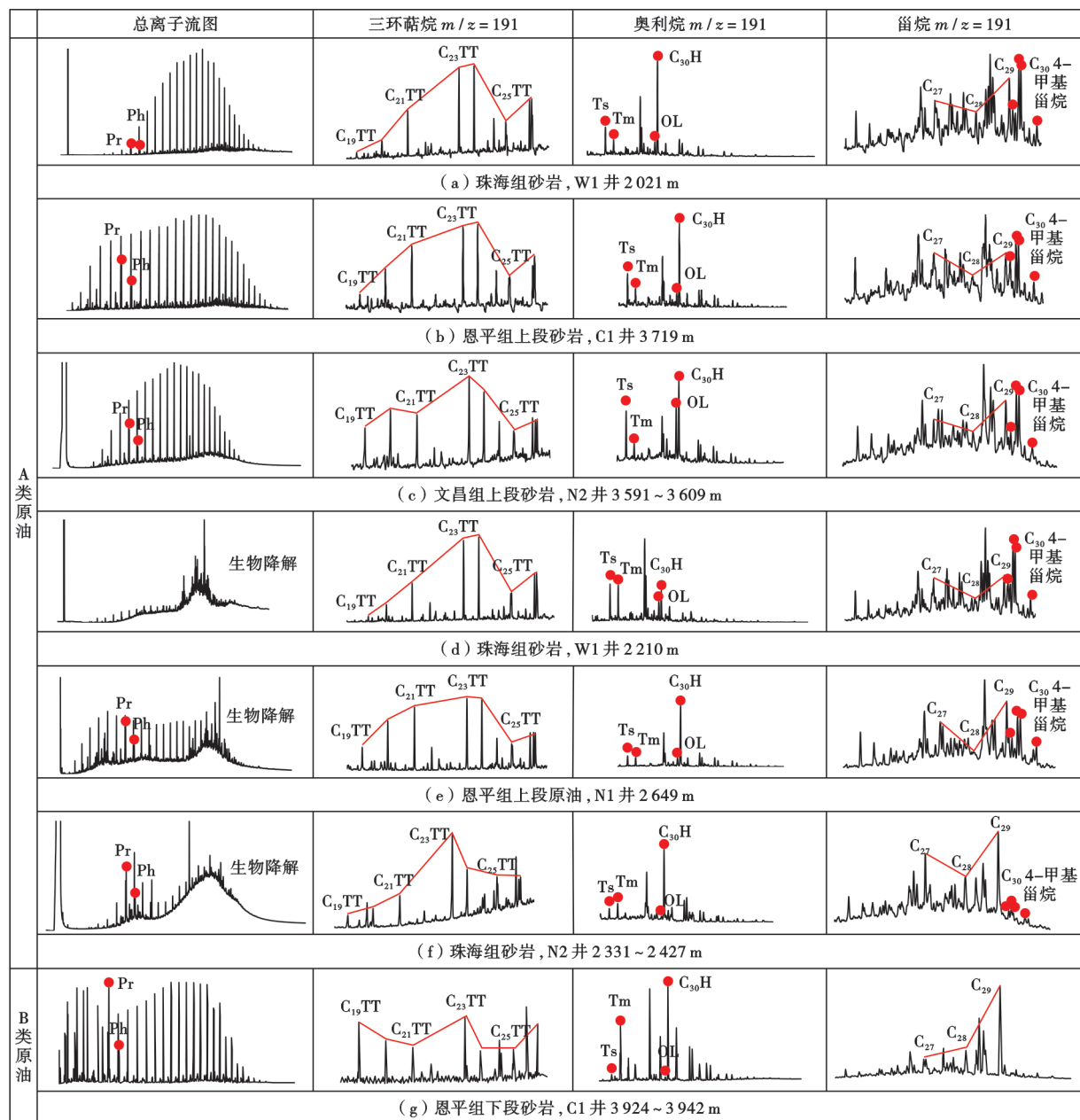


图 9 珠江口盆地开平凹陷原油饱和烃和天然气相色谱-质谱特征

Fig. 9 Gas chromatography-mass spectrum of saturated hydrocarbon of crude oil in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

相似的生物标志化合物特征<sup>[42-43]</sup>。对比发现,开平凹陷 A 类原油的生物标志化合物特征与文昌组烃源岩相似,表明其具有亲缘关系;B 类原油与恩平组下段烃源岩的生物标志化合物特征相似,表明其有机质来源具有一致性。

#### 4.2 有机质生物来源

Pr/C<sub>17</sub>值和 Ph/C<sub>18</sub>值可以指示烃源岩的有机质来源<sup>[44]</sup>。Ph/C<sub>18</sub>—Pr/C<sub>17</sub>判别图版显示,开平凹陷 A 类原油的有机质母质为 II 型、III 型混合有机质,以陆源 III 型有机质为主,II 型浮游生物有机质输入较少[图 10(a)],与文昌组烃源岩有机质来源基本一致[图 10(b)];B 类原油有机质来源以氧化程度高的

陆源高等植物有机质为主,与恩平组烃源岩有机质来源基本一致。因此,开平凹陷 A 类与 B 类原油来自 2 种不同类型的烃源岩。

三环萜烷系列化合物和奥利烷也可以表征烃源岩和原油的有机质来源,C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT—奥利烷指数和原油的有机质来源,C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT—奥利烷指数交会图版可以判识不同类型原油之间的差异及原油与烃源岩之间的亲缘性<sup>[36,45]</sup>。开平凹陷 A 类原油的奥利烷指数和 C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT 比值在图 11(a)中的分布与图 11(b)中文昌组烃源岩的分布特征高度相近,表明两者受陆源有机质输入影响均较小,存在亲缘关系;B 类原油的奥利烷指数和 C<sub>19+20</sub>TT/C<sub>23</sub>TT 比值在图 11(a)中的分布与恩平组烃源岩数据点在图 11(b)中



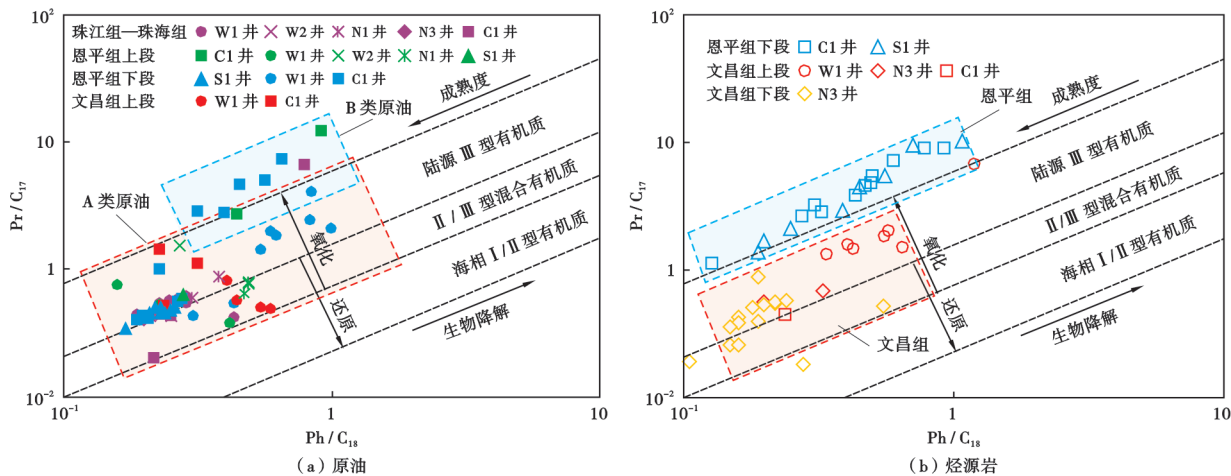


图 10 珠江口盆地开平凹陷烃源岩与原油的有机质来源判别

Fig. 10 Discrimination of source rock and crude oil organic matter source in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

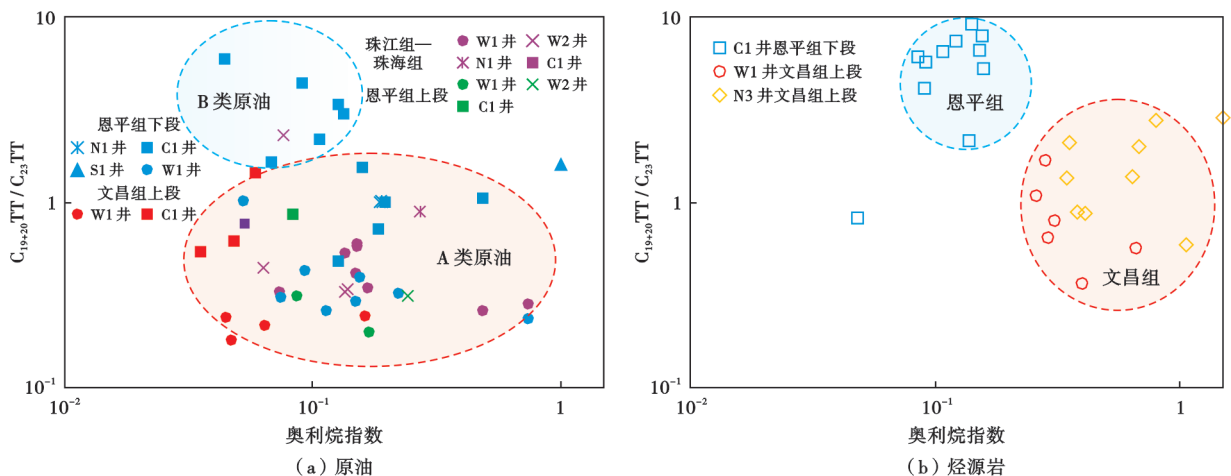


图 11 珠江口盆地开平凹陷烃源岩与原油  $(C_{19+20} TT)/C_{23} TT$  与奥利烷指数相关性

Fig. 11 Correlation of source rock and crude oil  $(C_{19+20} TT)/C_{23} TT$  and oxalane index in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

的分布类似,表明 B 类原油和恩平组下段烃源岩均具有低—中等陆源输入的特征,两者具有亲缘关系。

4.3 沉积环境

原油中三环萜烷系列化合物的分布特征是研究其烃源岩沉积环境的重要依据<sup>[46]</sup>。 $C_{19+20} TT-C_{21} TT-C_{23} TT$  判别图版显示,开平凹陷 A 类原油与文昌组烃源岩的三环萜烷系列化合物分布特征极为相似,与恩平组烃源岩表现出明显差异,反映其有机质主要为湖相有机质;B 类原油与恩平组烃源岩的三环萜烷系列化合物分布范围具有一致性,反映其有机质主要形成于三角洲和沼泽环境(图 12)。

高伽马蜡烷含量往往指示有机质形成于高盐度分层水体,低伽马蜡烷含量则指示偏氧化的碎屑沉积环境<sup>[47]</sup>,通常用伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/ $C_{30}$  藿烷)来表示伽马蜡烷含量。开平凹陷烃源岩和原油的伽马蜡烷含量普遍较低,伽马蜡烷指数介于 0.02~0.42,平均

为 0.15,指示烃源岩沉积水体盐度偏低。

二苯并噻吩/菲(DBT/P)—Pr/Ph 判别图版常用来判别烃源岩沉积环境,沉积于陆相碎屑岩、偏氧化沉积环境中的烃源岩有机质具有低 DBT/P 值和高 Pr/Ph 值<sup>[17]</sup>。开平凹陷原油的 DBT/P 值均小于 1.0,多小于 0.1;Pr/Ph 值分布范围较广(0~11),A 类原油的 Pr/Ph 值集中在 0~3,B 类原油的 Pr/Ph 值均大于 3,反映两类原油的烃源岩沉积环境不同[图 13(a)]。对比发现,A 类原油烃源岩与文昌组烃源岩均为湖相沉积,B 类原油烃源岩和恩平组下段烃源岩均形成于三角洲环境,也表明研究区 A 类、B 类原油来源于不同沉积背景的烃源岩灶。

4.4 成熟度

Pr/Ph 值、Pr/ $nC_{17}$  值和 Ph/ $nC_{18}$  值可以反映原油的成熟度<sup>[48-49]</sup>,Pr/ $nC_{17}$  值和 Ph/ $nC_{18}$  值越小,原油成熟度越高,比值越大则指示原油可能经历了一定程度

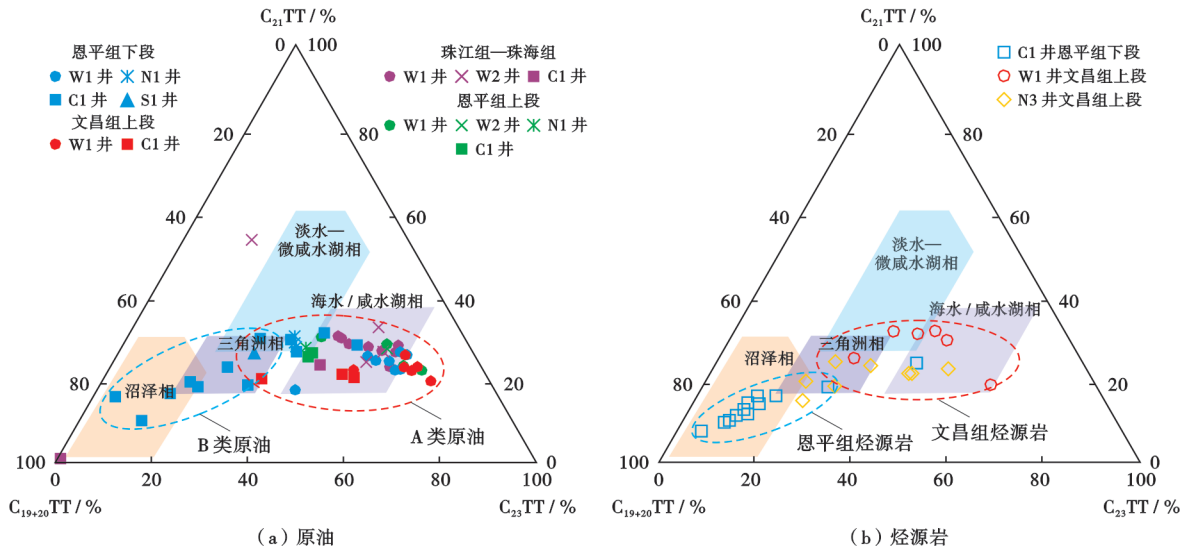


图 12 珠江口盆地开平凹陷烃源岩与原油有机质沉积环境判别

Fig. 12 Discrimination of source rock and crude oil organic matter sedimentary environment in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

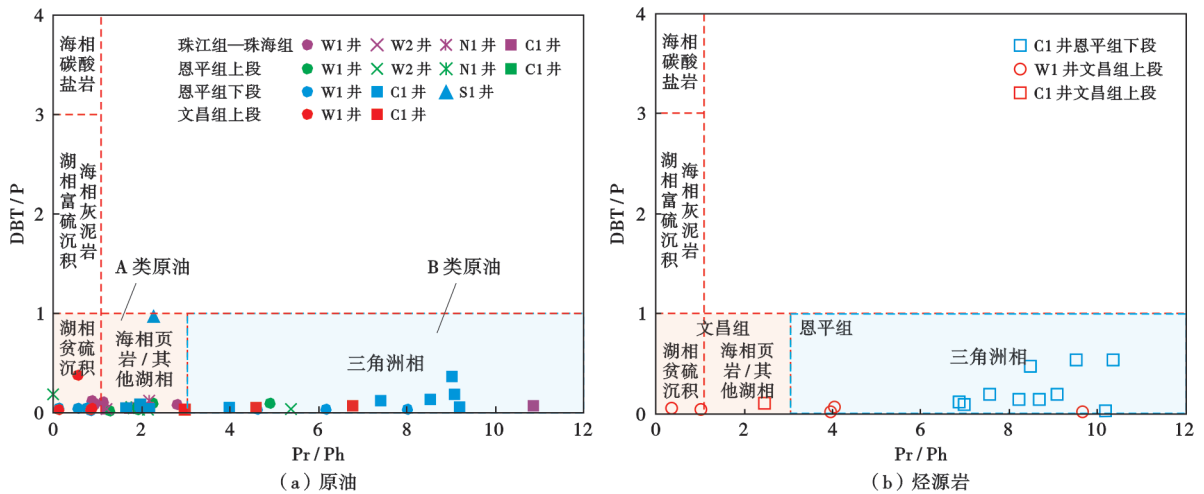


图 13 珠江口盆地开平凹陷烃源岩与原油 DBT/P—Pr/Ph 相关性

Fig. 13 Correlation of DBT/P and Pr/Ph of source rock and crude oil in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

的生物降解。研究区 A 类原油的成熟度整体高于 B 类,受保存条件的影响,开平 10-1、开平 11-1 断裂构造带的 A 类原油经历了生物降解[图 10(a)]。

$Ts/(Ts + Tm)$  和  $C_{29} Ts/(C_{29} Ts + C_{29} H)$  也常用来评价原油成熟度,但这两个参数受沉积环境影响明显,因此在评价原油成熟度时还需结合其他参数<sup>[50-51]</sup>。随着原油成熟度增高,开平凹陷原油的  $Ts/(Ts + Tm)$  值和  $C_{29} Ts/(C_{29} Ts + C_{29} H)$  值均增大[图 14(a)]。总体上,A 类原油的成熟度较高,与文昌组上段、下段烃源岩的成熟度分布区域一致(图 14); B 类原油的  $Ts/(Ts + Tm)$  值和  $C_{29} Ts/(C_{29} Ts + C_{29} H)$  值均较低,主要来源于开平主洼恩平组下段的低熟烃源岩[图 14(b)]。

甲基菲指数(MPI1)是指示原油成熟度的芳香烃

参数,随着原油成熟度增加,甲基菲指数增大<sup>[52]</sup>。基于甲基菲指数计算的开平凹陷 A 类原油的成熟度约为 0.56%~1.26%,为低熟—成熟原油;B 类原油的成熟度略低于 A 类原油,为低熟油。

综合不同类型生物标志化合物特征,分析认为开平凹陷 A 类原油(部分存在生物降解)来源于弱还原—弱氧化的湖相烃源岩,包括开平主洼及其周缘斜坡带的文昌组上段、下段的泥岩,成烃母质为浮游藻类和高等植物混源形成的 II 型、III 型混合有机质。B 类原油仅少量分布于开平主洼的恩平组下段,烃源岩为恩平组下段的三角洲—沼泽相烃源岩,为自生自储成藏,有机质母质主要来源于陆源高等植物。分析认为,文昌组上段、下段的泥岩为研究区主力烃源岩,恩平组下段的泥岩是研究区油气勘探的潜在烃源岩。

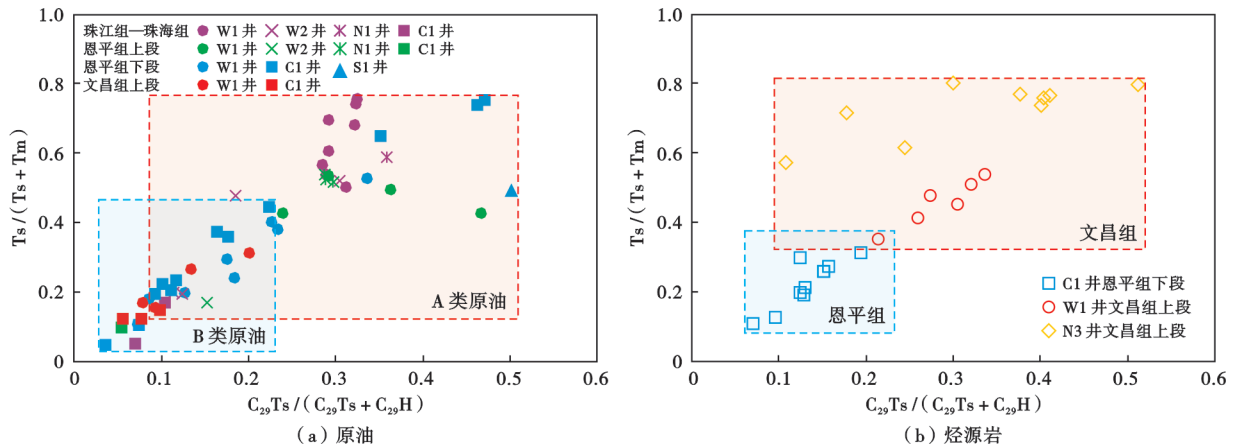


图 14 珠江口盆地开平凹陷烃源岩与原油成熟度判别

Fig. 14 Discrimination of source rock and crude oil maturity in Kaiping sag, Pearl River Mouth Basin

## 5 结论

(1) 开平凹陷烃源岩包括文昌组上段、下段和恩平组泥岩,具有“开平主洼中心最厚、向周缘斜坡带依次减薄”的平面展布特征。烃源岩有机质丰度较高,干酪根类型以Ⅱ<sub>1</sub>型、Ⅱ<sub>2</sub>型为主,整体处于成熟阶段,具有一定生烃潜力。文昌组泥岩沉积于弱还原—弱氧化的湖泊环境,有机质源自低等水生生物和陆源高等植物;恩平组泥岩为氧化背景的三角洲—沼泽沉积,有机质来源以高等植物为主。

(2) 开平凹陷原油具有低含硫量、高含蜡量的典型陆相原油特征,密度和黏度具有“下轻上重、南轻北重”的特点。研究区 A 类原油广泛分布于整个凹陷,Pr/Ph 值为 1.13~1.82, C<sub>27</sub> 和 C<sub>29</sub> 规则甾烷的平均相对含量分别为 26.20%、46.44%, C<sub>30</sub> 4-甲基甾烷丰度高; B 类原油仅分布在开平主洼恩平组下段, Pr/Ph 值大于 2.00, C<sub>27</sub> 和 C<sub>29</sub> 规则甾烷的平均相对含量分别为 9.92%、65.54%, C<sub>30</sub> 4-甲基甾烷含量极低。

(3) 综合烃源岩和原油的生物标志化合物特征、有机质来源、沉积环境和成熟度, A 类原油来自于弱还原—弱氧化沉积背景的文昌组湖相烃源岩,成烃母质为浮游藻类和高等植物混源形成的Ⅱ型、Ⅲ型混合有机质; B 类原油来源于氧化沉积背景的恩平组三角洲—沼泽相烃源岩,生油母质为陆源高等植物为主的Ⅲ型有机质。

## 参 考 文 献

[1] 詹诚, 卢绍平, 方鹏高. 汇聚背景下的多幕裂陷作用及其迁移机制: 以南海北部珠江口盆地为例[J]. 地学前缘, 2022, 29(4): 307-318.  
ZHAN Cheng, LU Shaoping, FANG Penggao. Multiphase rift and migration mechanism in the Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(4): 307-318.

[2] 王彬, 张强, 吕福亮, 等. 南海海域新生代沉积盆地天然气成藏条件及资源前景[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1542-1552.  
WANG Bin, ZHANG Qiang, LÜ Fuliang, et al. Accumulations and resource prospects of natural gas of Cenozoic basins in the South China Sea[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1542-1552.

[3] 李松峰, 徐思煌, 施和生, 等. 珠江口盆地惠州凹陷古近系烃源岩特征及资源预测[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 2013, 38(1): 112-120.  
LI Songfeng, XU Sihuang, SHI Hesheng, et al. Characteristics of Paleogene source rocks and prediction of petroleum resources in Huizhou depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2013, 38(1): 112-120.

[4] 孙雄进. 南海北部宽缓大陆架双坡折带下岩性油气藏的成藏模式研究[D]. 荆州: 长江大学, 2016.  
SUN Xiongjin. A study on hydrocarbon accumulation pattern of lithologic reservoir controlled by dual slope break belts of wide and low-gradient shelf in northern South China Sea[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2016.

[5] 张功成, 杨海长, 陈莹, 等. 白云凹陷——珠江口盆地深水区一个巨大的富生气凹陷[J]. 天然气工业, 2014, 34(11): 11-25.  
ZHANG Gongcheng, YANG Haizhang, CHEN Ying, et al. The Baiyun sag: a giant rich gas-generation sag in the deepwater area of the Pearl River Mouth Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(11): 11-25.

[6] 杜德利, 王树民, 陈弘, 等. 南海北缘东部盆地油气资源研究[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2001, 21(3): 67-74.  
DU Deli, WANG Shumin, CHEN Hong, et al. Study on the oil-gas resources in the eastern basins on the north margin of the South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2001, 21(3): 67-74.

[7] 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.

[8] 张宽, 胡根成, 吴克强, 等. 中国近海主要含油气盆地新一轮油气资源评价[J]. 中国海上油气, 2007, 19(5): 289-294.  
ZHANG Kuan, HU Gencheng, WU Keqiang, et al. The latest national