

doi: 10.12097/gbc.2023.09.035

琼东南盆地松西凹陷始新统油页岩地球化学特征及生烃潜力

汪紫菱, 宋瑞有, 邓孝亮, 贺礼文, 雷明珠

WANG Ziling, SONG Ruiyou, DENG Xiaoliang, HE Liwen, LEI Mingzhu

中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南 海口 570100

CNOOC China Limited, Hainan Branch, Haikou 570100, Hainan, China

摘要:【研究目的】近期在松西凹陷钻遇了一套厚层的始新统油页岩,是琼东南盆地首次钻遇油页岩。为进一步查明该源岩的生烃潜力,进而推动下步勘探。【研究方法】通过钻井记录、元素检测及系列地球化学测试,研究油页岩的特征及形成环境,并对这套油页岩资源潜力进行了预测。【研究结果】分析显示,这套油页岩总有机碳含量(TOC)平均为3.33%,热解生烃潜量(S_1+S_2)平均为22.2 mg/g,氢指数(HI)平均606 mg/g TOC。沉积环境为温暖半湿润的还原淡水湖泊环境,具有低等水生生物和高等陆生植物混源输入的特征。【结论】研究表明,该套油页岩有机质丰度高、类型好、古生产力高,为好—优质烃源岩,其原油资源量约为 4140×10^4 t,原油资源潜力巨大,常规油气和页岩油均有较大的勘探潜力。

关键词:油页岩;生烃潜力;生物标志化合物;松西凹陷;琼东南盆地

创新点:首次开展琼东南盆地油页岩地球化学特征评价。

中图分类号:P534.61⁺³; P618.12 文献标志码:A 文章编号:1671-2552(2025)02/03-0220-12

Wang Z L, Song R Y, Deng X L, He L W, Lei M Z. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of Eocene oil shale in Songxi Sag, Qiongdongnan Basin. Geological Bulletin of China, 2025, 44(2/3): 220–231

Abstract: [Objective] Recently, a set of thick Eocene oil shale was drilled in Songxi Sag, which is the first time the oil shale was drilled in Qiongdongnan Basin. In order to implement the hydrocarbon generation potential of the Eocene oil shale and promote further exploration in songxi sag, Qiongdongnan Basin. [Methods] this article is based on drilling records, elemental assays and a series of geochemical tests to study the characteristics and formation environment of oil shale and predict the resource potential of this oil shale. [Results] The analysis results show that the average Total Organic Carbon (TOC) of this set of oil shale was 3.33%, the average pyrolysis hydrocarbon potential (S_1+S_2) was 22.2 mg/g, and the average Hydrogen Index (HI) was 606 mg/g TOC. The sedimentary environment of this oil shale is a warm semi-humid reduced freshwater lake environment, which has the characteristics of mixed input of lower aquatic organisms and higher terrestrial plants. [Conclusions] It shows that the oil shale has high organic matter abundance, good type and high paleoproduction, which is a good to high-quality source rock. Its crude oil resources are about 41.4 million tons, with huge potential for crude oil resources. Both conventional oil and gas and shale oil have great exploration potential.

Key words: oil shale; hydrocarbon generation potential; biomarker; Songxi Sag; Qiongdongnan Basin

Highlights: Firstly carry out the evaluation of the geochemical characteristics of oil shale in the Qiongdongnan Basin.

关于琼东南盆地内的烃源岩,前人重点对渐新统崖城组烃源岩特征及其对油气富集的控制作用进行了分析,而对始新统烃源岩方面的研究较少,主要

是由于之前琼东南盆地几乎未钻遇过始新统(杨泽光等, 2022)。随着勘探的深入,近期在琼东南盆地松西凹陷新钻探了S32-6-1井,钻遇一套75 m厚的

收稿日期: 2023-09-28; 修订日期: 2024-03-26

资助项目: 中海油“十四五”重大科技项目《海上深层/超深层油气勘探技术》(编号: KJGG2022-0404)

作者简介: 汪紫菱(1989-), 女, 硕士, 工程师, 从事石油天然气地质勘探研究。E-mail: wangzl19@cnooc.com

始新统油页岩。这是琼东南盆地首次钻遇油页岩,取得了盆地油气勘探史上的新突破,对下一步油气勘探具有里程碑式的意义。为进一步评价该源岩,理清这套油页岩的地球化学特征及其生烃潜力,本文利用新钻探的 S32-6-1 井油页岩壁心、岩屑样品,通过一系列地球化学分析测试,在录井和测井资料基础上,结合地震资料解释及盆地模拟技术,精细分析了油页岩特征及生烃潜力,并对比分析了周缘地区原油的地球化学特征,厘清了油、源之间的关系,为琼东南盆地后续勘探选区提供决策参考。

1 区域地质概况

琼东南盆地是位于南海西北部的新生代大陆边缘拉张性盆地,始新世—早渐新世,盆地受太平洋—欧亚板块相互作用及印度—欧亚板块作用,产生北西—南东向拉张应力场,形成北东向控凹断裂,盆地整体呈北东—南西走向。琼东南盆地平面上表现为“多坳多隆”的构造特征,纵向上具有“下断上坳”的双层结构(张功成等,2007; 朱伟林等,2008; 毛雪莲等,2021),自北向南可分为 4 个一级构造单元。北部坳陷位于盆地西北部,是主要的生油气区,北邻海南隆起,南接中部隆起(朱伟林等,2007; 何家雄等,2020),自西往东可进一步划分为崖北凹陷、松西凹陷、松东凹陷 3 个次级凹陷(图 1)。北部坳陷在 5 号断裂的控制下形成了北断南超的大型半地堑结构。在始新世处于断陷阶段,发育多个孤立凹陷,该时期海侵范围小,主要为湖相沉积。早期湖水较浅,发育滨浅湖相沉积,随着湖水加深,逐渐发育中深湖相沉积。渐新世处于断-坳转换阶段,海平面开始扩张,主要为滨浅海相沉积。至新近纪,发生大规模区域海侵,沉积了厚层的新近系海相地层。古近系自下而上为始新统岭头组、渐新统崖城组和陵水组(黄保家等,2014; 徐新德等,2016; 范彩伟等,2021),其中始新统油页岩是本次研究的目标时段。

2 油页岩基本特征及形成环境

2.1 油页岩基本特征

松西凹陷始新统岭头组岩性存在明显的上、中、下三分结构,上部岭头组一段主要为细砂岩、泥质细砂岩与泥岩不等厚互层,与顶部的渐新统崖城组整合接触。该段化石相对较丰富,以裸子植物花粉双束松粉为主,被子植物花粉含量相对较低,常见栎粉

(小栎粉和小亨氏栎粉),其他藻类以葡萄藻未定多种为主,盘星藻未定多种和粒面球藻少量出现。根据孢粉组合特征,推断该段沉积环境为浅湖,地层时代应为早渐新世—晚始新世。下部岭头组三段为细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩与泥岩不等厚互层,与底部的中生界花岗岩呈不整合接触。该段孢粉组合以被子植物花粉栎粉(包括小栎粉和小亨氏栎粉)为主,裸子植物花粉(包括双束松粉和巨大双束松粉)含量相对较低,推断该段沉积环境也为浅湖,地层时代应为始新世。中部岭头组二段为一套厚层油页岩,该段化石十分丰富,以被子植物花粉(小栎粉和小亨氏栎粉)为主,裸子植物花粉(主要为双束松粉)含量较低。此外,该段富含湖相浮游藻类,以粒面球藻为主,其次为葡萄藻未定多种,盘星藻未定多种零星出现。根据孢粉组合特征,结合藻类分析结果,推断该段沉积环境为中深湖,地层时代应为始新世。类比珠江口盆地顺德凹陷已证实的始新统文昌组及油页岩层可以发现,琼东南盆地松西凹陷始新统与其具有相似的孢粉组合特征:均是以被子植物花粉栎粉为主,裸子植物花粉(主要为双束松粉)含量相对较低,反映为温度较高的亚热带气候;其次,在油页岩层段,湖相浮游藻类占绝对优势,以粒面球藻和盘星藻未定多种为主,葡萄藻未定多种在个别层段比较显著,指示中深湖相沉积环境。油页岩主要为灰黑色、灰褐色,泥质结构,性中硬、较脆,层状构造,具贝壳状断口,泛有油脂光泽。混杂少量石英等碎屑颗粒,见沥青条带,偶见黄铁矿,可见颜色较浅的粘土质条带或透镜体顺层理发育。闻着有很浓的油味,点火可燃,火苗呈黄色,岩屑碾碎后丙酮滴照呈乳白色中速扩散(图 2)。

油页岩由于泥质、有机质含量高,在测井曲线上与砂岩和泥岩存在一定差异。一般来说,油页岩测井响应特征表现为“四高一低”的特点,即高自然伽马、高电阻率、高声波时差、高中子、低密度。根据录井岩性对 S32-6-1 井测井曲线进行分析,发现油页岩段对应的曲线存在明显差异,自然伽马明显较高(一般大于 145 API),电阻率明显增大,中子明显较高,密度曲线特征不是很明显,仅部分段表现为低值,整体与下伏砂岩相近($2.3\sim2.6 \text{ g/cm}^3$),推测与质不纯有关(图 3)。

2.2 油页岩形成环境

油页岩的形成环境一般为温暖湿润的还原环

境,利于藻类的生长及有机质的保存。母源一般以湖相原生藻类为主,陆源输入的高等植物为辅(曹

涛涛等,2024)。微量元素地球化学参数 Sr/Cu 值对气候变化较敏感,是常用的古气候研究指标。在温

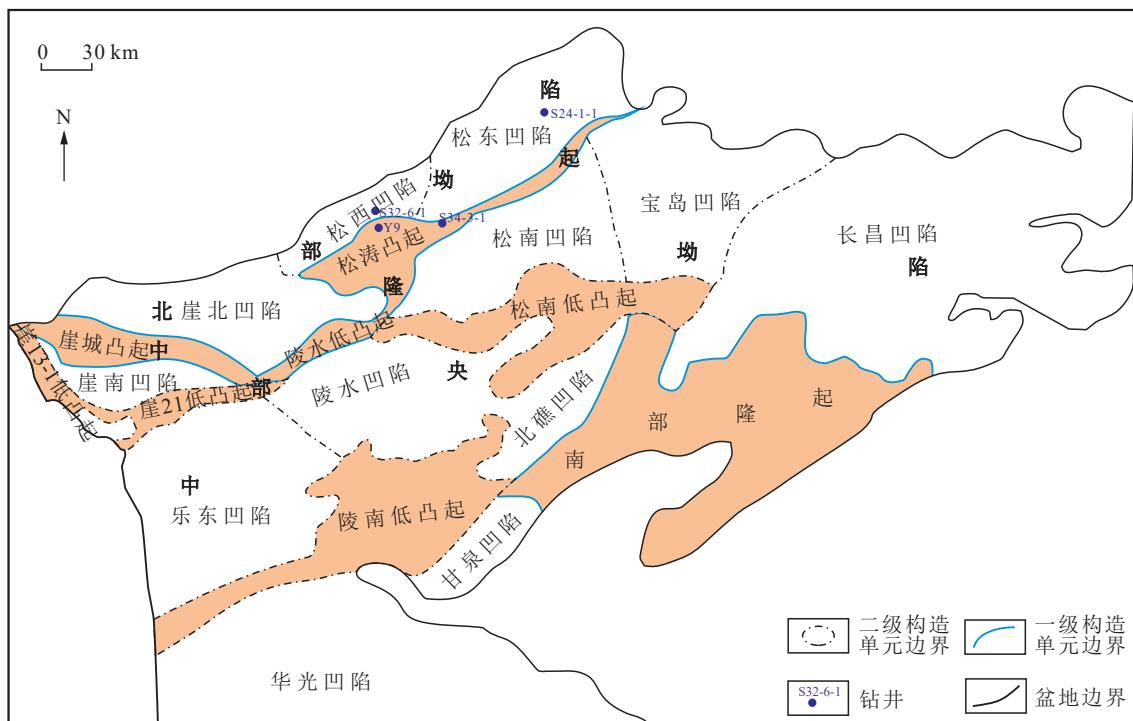


图 1 琼东南盆地构造单元划分图

Fig. 1 Structural unit division map of Qiongdongnan Basin



图 2 S32-6-1 井油页岩现场鉴定图片

Fig. 2 S32-6-1 well oil shale field identification picture

a—油页岩岩屑,呈灰黑色、灰褐色;b—油页岩壁心,层状构造,具贝壳状断口,泛油脂光泽;c—油页岩荧光,丙酮滴照呈乳白色扩散;d—油页岩点火,可燃,火苗呈黄色

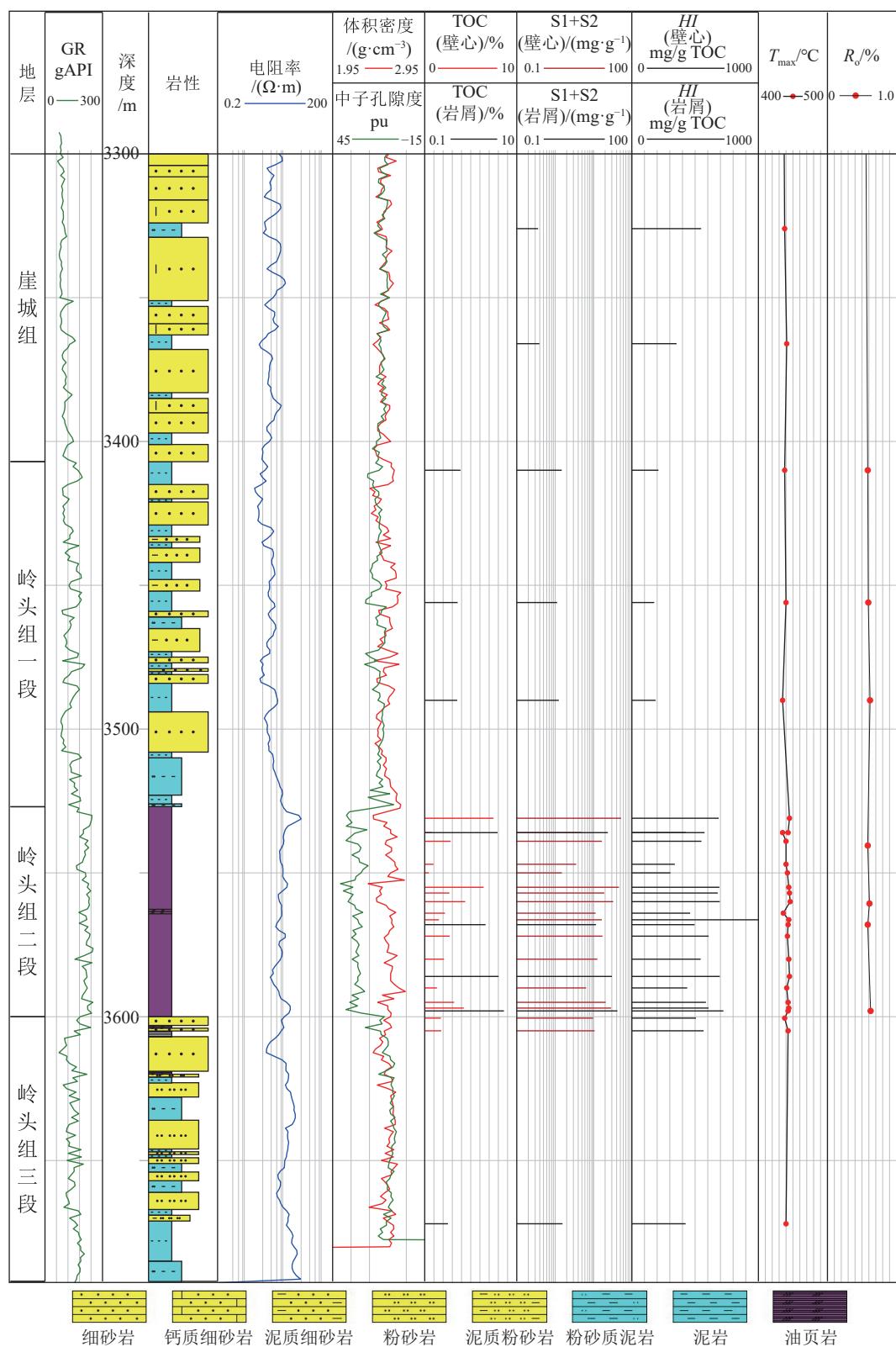


图3 S32-6-1井油页岩测井曲线特征

Fig. 3 Characteristics of oil shale logging curves in well S32-6-1

暖湿润的气候环境中, Sr/Cu 值呈现低值, 一般为 1.3~5.0; 在干旱炎热的气候环境中, Sr/Cu 值较高, 一

般大于 5 (Sarki Yandoka et al., 2014)。此外, 气候指标 $C=(\text{Fe}+\text{Mn}+\text{Cr}+\text{Ni}+\text{V}+\text{Co})/(\text{Ca}+\text{Mg}+\text{Sr}+\text{Ba}+\text{K}+\text{Na})$

也可反映古气候条件。一般 $C > 0.8$ 代表温湿气候, $0.2 < C < 0.8$ 代表半湿润气候, $C < 0.2$ 代表干热气候 (Moradi et al., 2016)。S32-6-1 油页岩段 Sr/Cu 平均值为 3.66, C 平均值为 0.53, 反映油页岩形成时为半湿润气候。油页岩段 $V/(V+\text{Ni})$ 和 Th/U 平均值分别为 0.81、4.38, 表明其形成于较缺氧的还原环境, 有利于有机质的富集保存。另外, 油页岩段反映其古盐度的指标 Sr/Ba 、 $\text{Ga}/(\text{Ga}+\text{Fe})$ 值均较低, 平均值分别为 0.15、0.001, 表明其形成于陆相淡水环境。P、Cd 被广泛用于古生产力研究。此外, 研究表明, Mo 与有机质的堆积速度一致, 因此 Mo 元素也可以用来指示古湖泊生产力的大小 (孙莎莎等, 2015)。S32-6-1 油页岩段 P 平均含量高达 434.5×10^{-6} , Cd 平均含量高达 0.3×10^{-6} , Mo 平均含量高达 3.1×10^{-6} , 高于北美页岩中 Mo 的含量, 反映该段油页岩具有很高的初级生产力。另外, 该段油页岩中还有一定量的 Ti, 表明具有一定的陆源碎屑输入 (于婷婷等, 2022)。综上分析, 松西凹陷油页岩沉积时期为温暖半湿润的还原淡水湖泊环境。P、Cd、Mo 等营养元素输入增加, 有利于藻类的大量繁殖, 具有较高的古生产力, 存在大量藻类、水生植物和少量陆源碎屑的供给, 形成了有机质大量富集的厚层油页岩。

3 油页岩有机地球化学特征

3.1 有机质性质

从有机质丰度、类型、热演化程度等方面可研究分析有机质的性质。有机质丰度是表征烃源岩中有有机质富集程度的指标, 常用的参数较多, 本次以总有机碳含量(TOC)、热解生烃潜量(S_1+S_2)指标来评价油页岩中的有机质丰度 (卢双舫等, 2008; 王元等, 2018; 罗丽荣等, 2022)。松西凹陷钻探的 S32-6-1 井的始新统油页岩样品 TOC 分布在 1.33%~7.48% 之间, 平均为 3.33%; S_1+S_2 分布范围为 6.43~52.41 mg/g, 平均为 22.2 mg/g, 依据陆相烃源岩有机质丰度评价标准, 该油页岩为好—优质级别的烃源岩 (图 4)。

有机质类型不同, 其生成的烃类特征会存在一定差异。通常有机质类型为腐泥型的, 偏向于生油, 有机质类型为腐殖型的, 偏向于生气。利用烃源岩热解参数 HI 和 T_{\max} 关系图 (图 5), 对 S32-6-1 井钻遇的始新统油页岩的有机质类型进行研究判定。分析结果表明, 琼东南盆地松西凹陷的这套始新统油

页岩氢指数(HI)平均为 606 mg/gTOC, 有机质类型为 I~II₁ 型, 为较好的生油母质类型。

有机质热演化程度是衡量烃源岩实际生烃能力的另一个重要指标, 只有当有机质的热演化程度达到一定阶段时, 才能大量生烃, 热演化程度的高低直接影响了生油气的量和油气藏的规模 (刘旭明等, 2011; 王崇敬等, 2018)。本次主要应用镜质体反射率($R_o/\%$)、岩石最高热解峰温($T_{\max}/^{\circ}\text{C}$)指标, 根据《中华人民共和国石油天然气行业标准陆相烃源岩地球化学评价方法(SY/T 5735—1995)》(表 1), 对 S32-6-1 井钻遇的始新统油页岩成熟度进行判识。结果表明, 琼东南盆地松西凹陷始新统油页岩 R_o 为 0.7%~

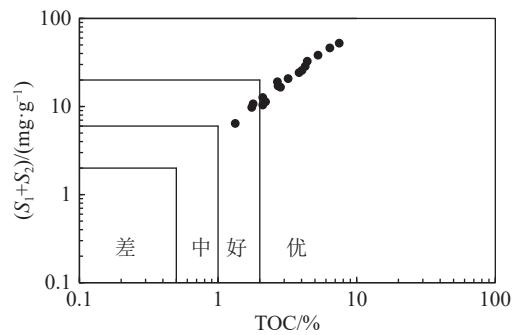


图 4 松西凹陷始新统油页岩有机质丰度评价

Fig. 4 Evaluation of organic matter abundance of Eocene oil shale in Songxi Sag

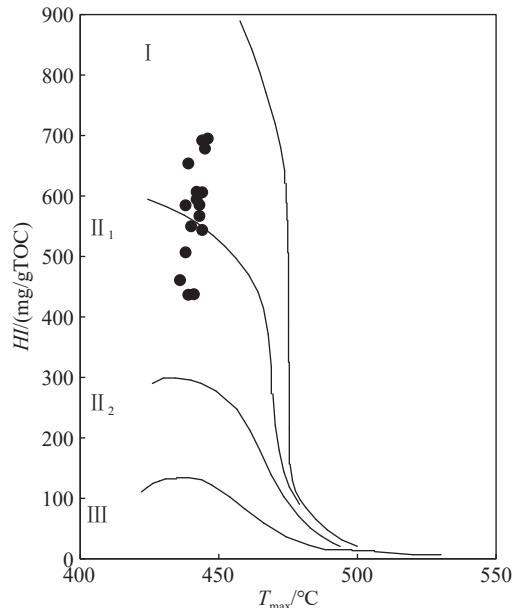


图 5 松西凹陷始新统油页岩有机质类型划分

Fig. 5 Classification of organic matter types of Eocene oil shale in Songxi Sag

表1 陆相烃源岩有机质成烃演化阶段划分及判别指标
(据 SY/T 5735—1995)

Table 1 Hydrocarbon generation and evolution stages of organic matter in continental source rocks

演化阶段	未成熟	低成熟	成熟	高成熟	过成熟
$R_o/\%$	<0.5	0.5~0.7	0.7~1.3	1.3~2	>2
$T_{max}/^{\circ}\text{C}$	<435	435~440	440~450	450~580	>580
aaa-C ₂₉ 20S/(20S+20R)	<0.2	0.2~0.4	>0.4	—	—
$C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+aa)$	<0.2	0.2~0.4	>0.4	—	—

0.75%, T_{max} 为 436~446°C, 整体处于低熟—成熟阶段。

3.2 生物标志化合物

生物标志化合物具有稳定的碳骨架, 在沉积成岩和热演化的过程中基本能保持原始先质结构(Peters et al, 2005), 能反映原始先质的特征及古形成环境。因此, 生物标志化合物在生源构成、沉积环境及有机质热演化方面应用广泛(孔庆云等, 1987)。

琼东南盆地松西凹陷钻遇的始新统油页岩样品正构烷烃主要呈过渡的“平台型”(图6), 反映其母质输入以混源为主。姥植比(Pr/Ph)是判定氧化-还原古沉积水体环境的常用指标(王铁冠等, 1995); 奇偶优势指数(OEP)<1 指示偏咸水强还原环境, OEP>1 指示偏淡水湖沼相沉积环境(黄谦等, 2000)。松西凹陷始新统油页岩 Pr/Ph 分布在 2.2~2.65 之间(表2), OEP 为 1.25~1.44, 表明其沉积环境为弱还原的淡水湖沼相环境。碳优势指数(CPI)为 1.19~1.26, 表明油页岩成熟度相对较低。

此外, 松西凹陷钻遇的始新统油页岩中普遍检

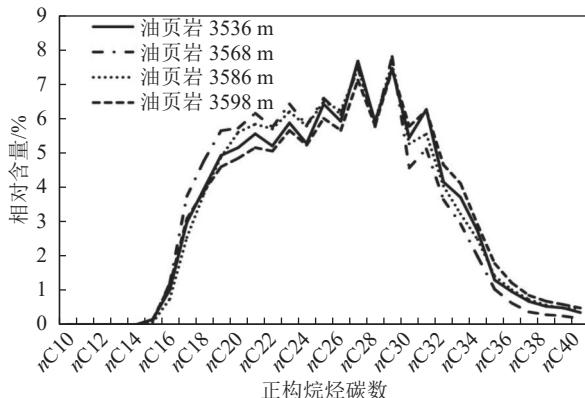


图6 松西凹陷始新统油页岩正构烷烃碳数分布

Fig. 6 Carbon number distribution of n-Alkanes in Eocene oil shale in Songxi Sag

测出了长链三环萜烷(TT)、四环萜烷(TeT)和五环三萜烷化合物。三环萜烷碳数分布主峰为 C₂₁TT, 表明沉积环境为淡水湖相环境(肖洪等, 2019)。伽马蜡烷是常用的沉积水体盐度指示参数(包建平等, 2010), 油页岩的伽马蜡烷指数(Ga/C₃₀H)为 0.06 左右, 表明其沉积水体为淡水环境。前人研究认为, C₁₉TT/C₂₃TT 和 C₂₄TeT/C₂₆TT 对陆源输入指示作用较强, 受成熟度影响较小(Hao et al, 2011)。松西凹陷油页岩 C₁₉TT/C₂₃TT 值较低, 分布在 0.19~0.4 之间, 奥利烷指数(OL/C₃₀H)为 0.1~0.17, 均较低, 反映油页岩的母源输入中低等水生藻类较多, 而该套油页岩的 C₂₄TeT/C₂₆TT 值分布在 0.77~1.4 之间, 反映油页岩母质中含有一定量的陆源输入。对于甾烷系列化合物, 通常在 C₂₇~C₂₉ 规则甾烷系列中, C₂₇ 规则甾烷来自低等水生生物和藻类, C₂₉ 规则甾烷主要来源于高等植物。4-甲基甾烷可指示沟鞭藻和甲藻的贡献(陈建平等, 2016)。松西凹陷这套始新统油页岩 C₂₇~C₂₈-C₂₉ 规则甾烷呈近“V”形, C₂₇ 规则甾烷/C₂₉ 规则甾烷值平均为 0.89, 表现出 C₂₉ 规则甾烷相对占优势, 反映生源构成中具有一定量陆生高等植

表2 松西凹陷始新统油页岩生物标志化合物参数

Table 2 Biomarker parameters of Eocene oil shale in Songxi Sag

生标参数	深度/m			
	3536	3568	3586	3598
(nC ₂₁ +nC ₂₂)/(nC ₂₈ +nC ₂₉)	0.81	0.88	0.85	0.77
CPI	1.24	1.26	1.19	1.19
OEP	1.27	1.44	1.31	1.25
Pr/Ph	2.2	2.32	2.22	2.65
Pr/nC ₁₇	1.99	1.3	1.22	2.01
Ph/nC ₁₈	0.68	0.44	0.36	0.6
C ₁₉ TT/C ₂₃ TT	0.19	0.36	0.4	0.25
C ₂₄ TeT/C ₂₆ TT	0.77	1.4	1.22	0.91
OL/C ₃₀ H	0.1	0.17	0.16	0.16
Ga/C ₃₀ H	0.06	0.07	0.06	0.06
Ts/Tm	1.71	1.74	1.96	2.35
C ₂₇ /C ₂₉ aaaR	0.86	0.83	0.8	1.06
C ₂₉ 20S/(20S+20R)	0.36	0.4	0.39	0.42
C ₂₉ $\beta\beta/(\beta\beta+aa)$	0.47	0.51	0.56	0.54
4-甲基甾烷/C ₂₉ 甾烷	0.92	0.6	0.69	1

物输入;4-甲基甾烷指数为0.6~1,平均为0.8,含量较高,指示该套始新统油页岩生源构成中低等藻类含量较高。此外,松西凹陷油页岩C₂₉甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta+aa)$ 值在0.47~0.56之间,表明其成熟度为低熟—成熟。综上所述,琼东南盆地松西凹陷油页岩的母质构成既有低等水生生物,又有高等陆生植物,具有混源输入特征,沉积环境为淡水湖沼相环境,热演化程度为低熟—成熟阶段。

根据烃源岩的有机质性质,结合分布发育特征,对琼东南盆地松西凹陷S32-6-1井钻遇的始新统油页岩地球化学特征进行了研究。松西凹陷这套始新统油页岩有机质丰度高,类型为I~II₁型,处于低熟—成熟阶段,生源构成具有混源输入特征,沉积环境为弱还原的淡水湖沼相环境,分布范围较广,发育

厚度较大,具有良好的生烃潜力。

4 油源对比

围区内即北部坳陷带Y9、S34-3-1、S24-1-1等井(图1)均钻获原油,碳同位素对比发现,这些原油的全油碳同位素($\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$)值分布范围为-28.9‰~-24.83‰,与松西凹陷的S32-6-1井钻遇的始新统油页岩干酪根同位素(-28.5‰~-25.78‰)分布范围相近。

油源色谱质谱指纹特征分析表明,围区内Y9、S34-3-1、S24-1-1等井已钻获的原油与S32-6-1井钻遇的始新统油页岩在母源特征上有良好的相似性(图7)。具体如下:奥利烷含量均很低,C₂₇、C₂₈、C₂₉规则甾烷均呈弱“L”形或近“V”形,4-甲基甾烷

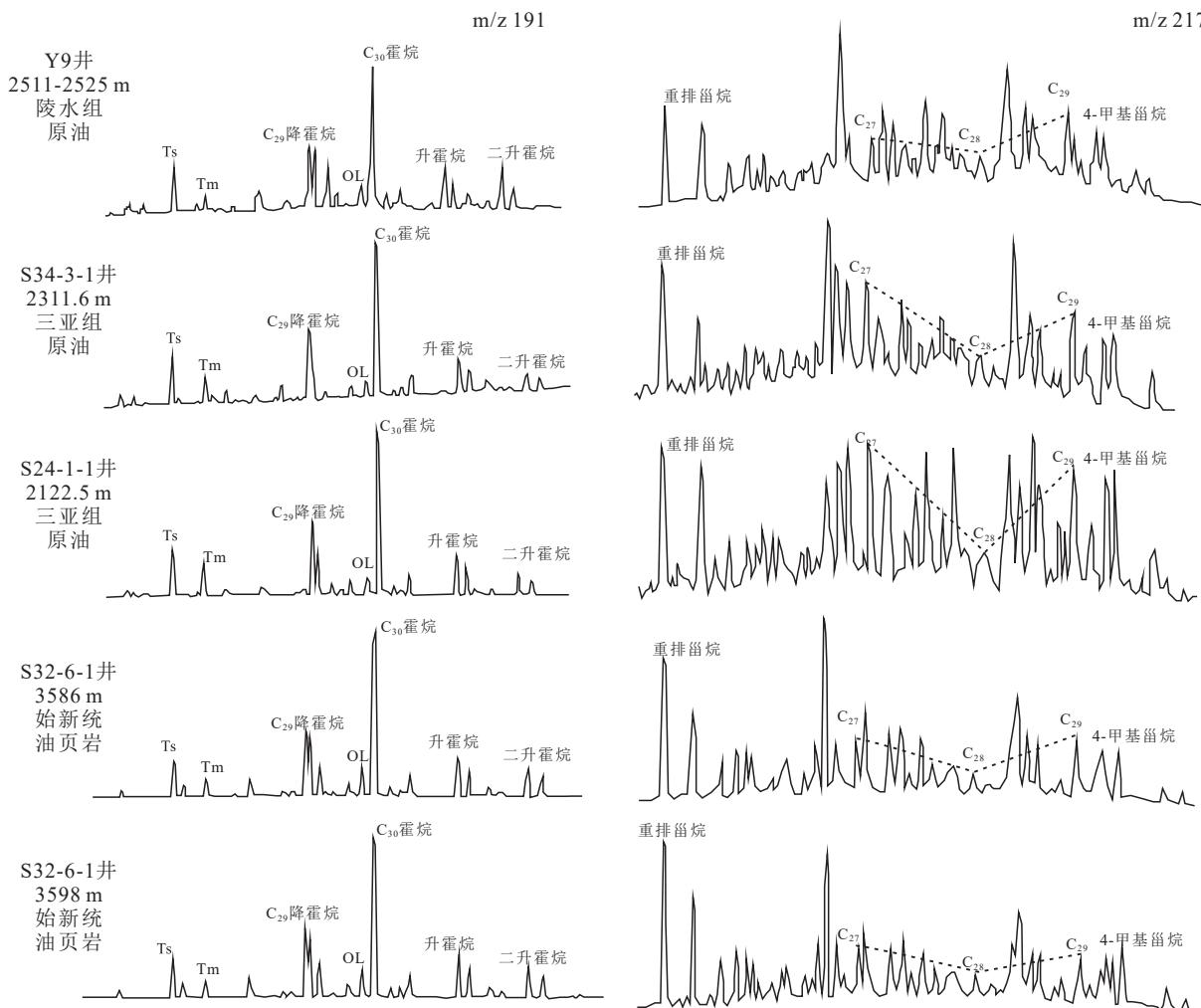


图7 琼东南盆地北部坳陷带油源色谱质谱对比

Fig. 7 Comparison of chromatographic mass spectra between crude oil and source rock in the northern depression of Qiongdongnan Basin

含量整体较高, C_{27} 重排甾烷较高, 伽马蜡烷含量低。但 S32-6-1 井油页岩成熟度明显较低, 与原油成熟度不匹配。由此推测, 周区内原油来自凹陷内部这套成熟的始新统源岩生成的页岩油。

此外, 选取了反映生源构成、沉积环境等的多项生物标志物参数, 对琼东南盆地北部坳陷带内的原油与始新统油页岩进行了对比研究(图 8), 两者整体表现出较强的相似性, 进一步说明北部坳陷带原油主要来自成熟的始新统油页岩。

琼东南盆地松西凹陷始新统烃源岩的钻探发现, 打开了琼东南盆地原油勘探新格局, 实现了新领域突破。北部坳陷带原油生标特征与 S32-6-1 井钻遇的始新统源岩相似, 反映北部坳陷带原油主要来自始新统成熟源岩, 证实了这套始新统源岩的生烃能力。

5 油页岩生烃潜力

松西凹陷的油页岩地震相可类比阳江、开平等其他勘探成功的凹陷。油页岩层段地震相表现为低频、连续强反射特征。地震资料解释研究表明, 松西凹陷的油页岩主要发育在凹陷的东洼, 在洼陷中心部位沉积最厚, 往南部的缓坡方向上倾尖灭(图 9)。

用地震资料落实了松西凹陷始新统油页岩的规模、埋深及空间展布特征。松西凹陷油页岩/页岩的面积约 102 km^2 , 平均厚度 282 m(图 10), 埋深 3200~

4800 m。根据松西凹陷周缘已钻井 R_o 统计结果, 松西凹陷生油门限($R_o=0.5\%$)约为 3200 m。结合实际钻井资料进行盆地模拟, 结果显示, 松西凹陷主体部位, 即凹陷内始新统油页岩/页岩的 R_o 为 $0.8\% \sim 1.3\%$, 表明已进入成熟大量生油阶段, 生油强度大, 原油资源量约 $3760 \times 10^4 \text{ t}$ 。凹陷边缘斜坡带即 S32-6-1 井所处位置, 始新统油页岩/页岩成熟度较低, R_o 为 $0.5\% \sim 0.7\%$, 还未大量生烃, 生油强度较小, 原油资源潜力仅 $380 \times 10^4 \text{ t}$ (图 11、图 12)。经计算, 松西凹陷可产生的原油资源潜力约为 $4140 \times 10^4 \text{ t}$ (主要是凹陷内成熟源岩), 原油资源丰富, 是有利的原油勘探领域。

松西凹陷始新统油页岩的生烃潜力分析研究表明, 松西凹陷油页岩发育且品质高, 该套油页岩整装且源储配置好, 既具备常规油气勘探的成藏条件, 又是探索页岩油勘探的有利区带。探索发现, 琼东南盆地北部坳陷带的其他各凹陷及顺德凹陷和北礁凹陷中均发育相似地震相的始新统, 表明皆有较大的勘探潜力。因此, 松西凹陷始新统油页岩的评价对琼东南盆地勘探具有重要的指导意义。

6 结 论

(1) 琼东南盆地松西凹陷始新统油页岩沉积环境为弱还原的淡水湖沼相环境, 具有低等水生生物和高等陆生植物混源输入的特征。有机质丰度高、

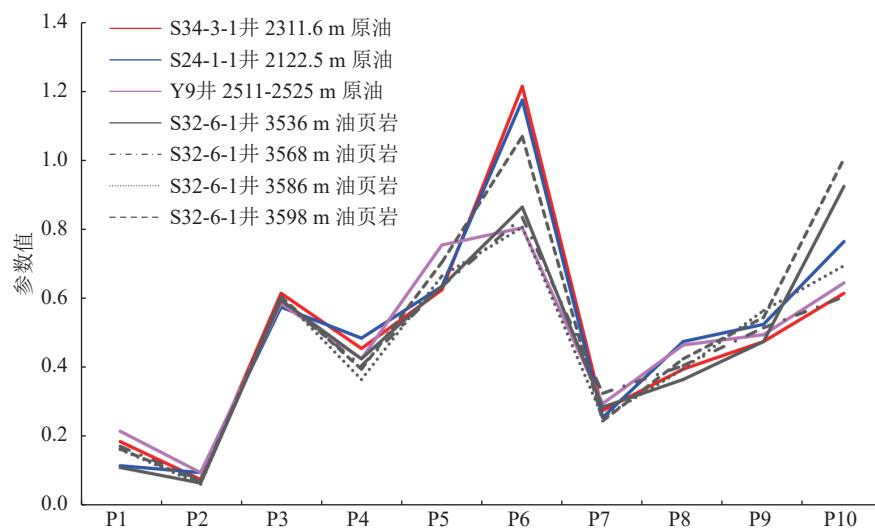


图 8 琼东南盆地北部坳陷带原油及烃源岩生物标志物参数对比

Fig. 8 Comparison of biomarker parameters between crude oil and source rock in the northern depression of Qiongdongnan Basin

P1—奥利烷/C₃₀ 萘烷; P2—伽马蜡烷/C₃₀ 萘烷; P3—C₃₁S 萘烷(S+R); P4—(萘烷+莫烷)C₂₉/C₃₀; P5—Ts/(Ts+Tm); P6—C₂₇/C₂₉aaaR; P7—C₂₈/C₂₉aaaR; P8—C₂₉20S/(20S+20R); P9—C₂₉ββ/(ββ+aa); P10—4-甲基甾烷/C₂₉ 甾烷)

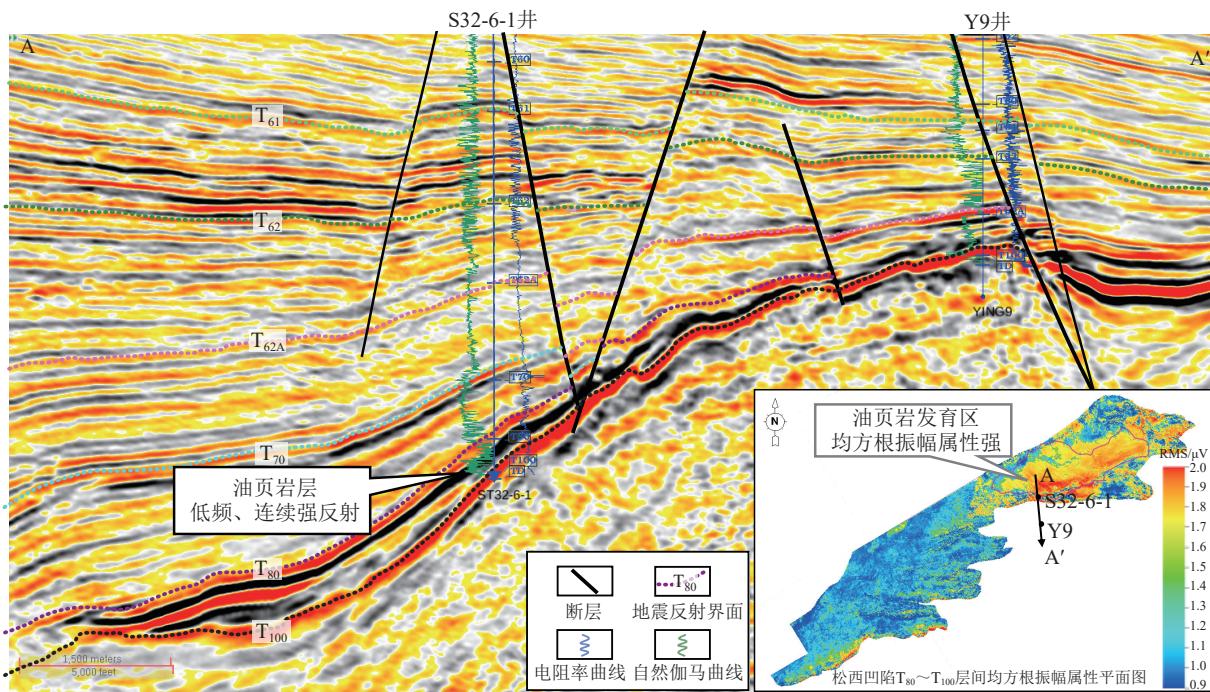


图9 松西凹陷始新统油页岩展布图

Fig. 9 Distribution map of Eocene oil shale in Songxi Sag

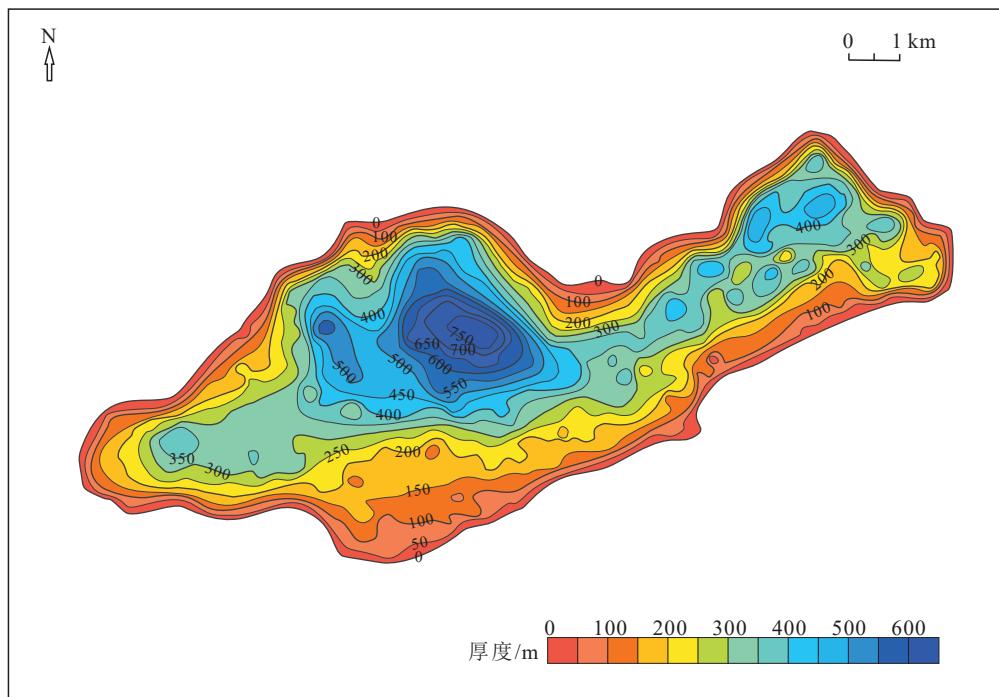


图10 松西凹陷始新统油页岩/页岩厚度分布图

Fig. 10 Thickness distribution map of Eocene oil shale&shale in Songxi Sag

类型好,成熟度存在明显的分带性,凹陷内部成熟度较高,周缘斜坡成熟度较低。综合评价为好—优质级别烃源岩,凹陷内具备良好的生烃潜力。

(2)油源色谱质谱指纹特征分析表明,北部坳陷

带内原油与这套始新统油页岩有良好的亲属性,反映北部坳陷带原油主要来自始新统油页岩,证实了该套始新统油页岩的生烃能力

(3)琼东南盆地松西凹陷始新统油页岩的面积

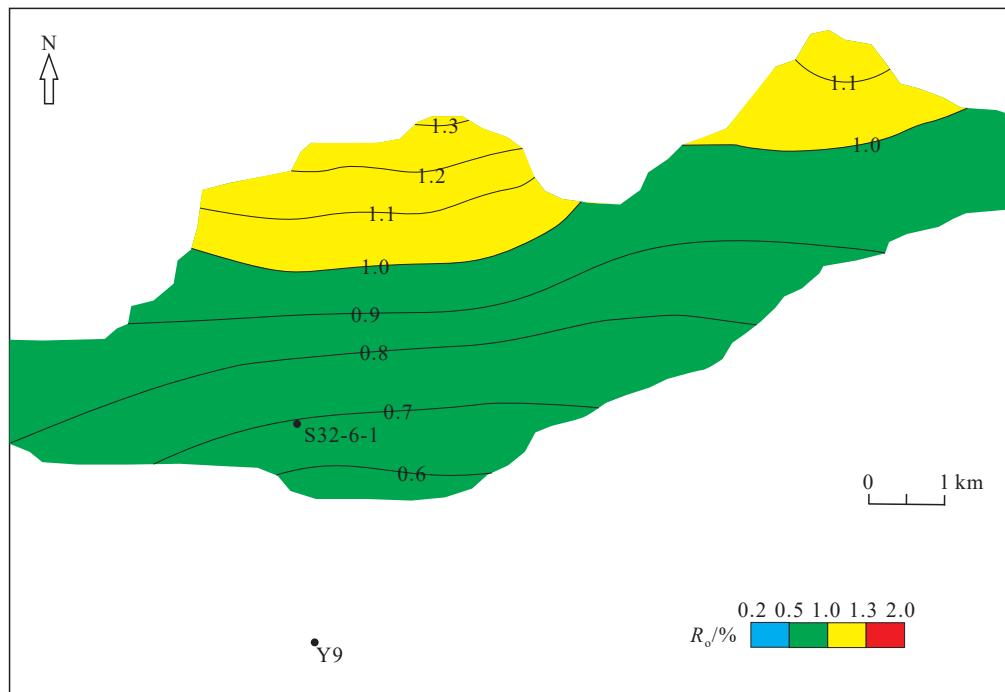
图 11 松西凹陷始新统油页岩/页岩成熟度 R_o 平面分布图

Fig. 11 Plane distribution map of vitrinite reflectance of Eocene oil shale&shale in Songxi Sag

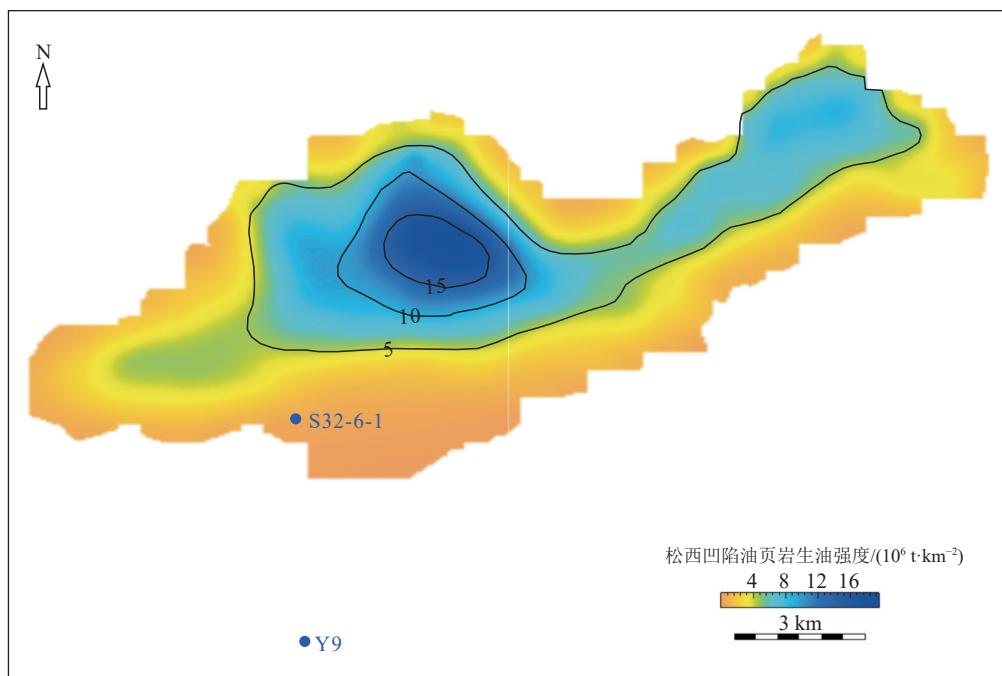


图 12 松西凹陷始新统油页岩/页岩生油强度分布图

Fig. 12 Distribution of oil generation intensity of Eocene oil shale&shale in Songxi Sag

为 102 km^2 , 平均厚度为 282 m , 埋深 $3200\sim4800 \text{ m}$, 凹陷主体部位已进入成熟大量生油阶段, 原油资源潜力约为 $4140 \times 10^4 \text{ t}$ 。围区圈闭发育且成藏条件匹配好, 常规油气和页岩油均有较大的勘探潜力。

References

- Bao J P, Zhu C S, Wang L Q. 2010. Geochemical characteristic comparison of crude oil samples from the western Qaidam Basin[J]. Oil & Gas Geology, 31(3): 353–359 (in Chinese with English abstract).

- Cao T T, Liu H, Xiao J Y, et al. 2024. Paleoenviromental reconstruction and organic matter accumulation mechanism for Youganwo Formation oil shale in Maoming Basin[J]. *Earth Science*, 49(4): 1367–1384 (in Chinese with English abstract).
- Chen J P, Wang X L, Deng C P, et al. 2016. Geochemical features of source rock and crude oil in the Junggar basin, Northwest China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 90(1): 37–67 (in Chinese with English abstract).
- Fan C W, Hu L, Li M, et al. 2021. Evaluation method of trap effectiveness in deep water area of Qiongdongnan basin and its application[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 33(5): 1–13 (in Chinese with English abstract).
- Hao F, Zhou X, Zhu Y, et al. 2011. Lacustrine source rock deposition in response to co-evolution of environments and organisms controlled by tectonic subsidence and climate, Bohai Bay Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 42(4): 323–339.
- He J X, Li F Y, Wang H J, et al. 2020. Genetic mechanism of deep-water basin and their effects on oil and gas resources on the continental margin of the Northern South China Sea[J]. *Marine Geology Frontiers*, 36(3): 1–11 (in Chinese with English abstract).
- Huang B J, Wang Z F, Liang G. 2014. Natural gas source and migration–accumulation pattern in the central canyon, the deep water area, Qiongdongnan basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 26(5): 8–14 (in Chinese with English abstract).
- Huang Q, Chen R T, Peng X B, et al. 2022. Characteristics and geological significance of biomarkers from the Paleogene source rocks in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 41(3): 180–192 (in Chinese with English abstract).
- Kong Q Y, Zhou H, Li T, et al. 1987. Discussion on the indexes of biomarker compounds[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 11(3): 9–15 (in Chinese with English abstract).
- Liu X M, Zhang C. 2011. Numerical simulation study on the maturity history of source rocks in the Wan'an Basin in the southern South China Sea[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 18(2): 34–37, 113 (in Chinese with English abstract).
- Lu S F, Zhang M. 2008. *Petroleum Geochemistry*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 65–77 (in Chinese with English abstract).
- Luo L R, Li J F, Yang W W, et al. 2022. Characteristics and hydrocarbon generation Potential of Chang 9 source rocks on Yishan Slope, Ordos Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 43(3): 278–284 (in Chinese with English abstract).
- Mao X L, Zhu J T, Song P, et al. 2021. Preliminary study on the distribution pattern of gas hydrate stability zone in the deep–water areas of Qiongdongnan basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 37(10): 58–63 (in Chinese with English abstract).
- Moradi A V, Akkaya A S. 2016. Geochemistry of the Miocene oil shale (Hancili Formation) in the Cankiri–Corum Basin, Central Turkey: Implications for paleoclimate conditions, source–area weathering, provenance and tectonic setting[J]. *Sedimentary Geology*, 341(7): 289–303.
- Peters K E, Walters C C, Mokkwan J M. 2005. *The Biomarker Guide: Biomarker and Isotopes in Petroleum and Earth History*[M]. London: Cambridge University Press: 205–215.
- Sarki Yandoka B M, Abdullah W H, Abubakar M B, et al. 2014. Geochemical characterization of Early Cretaceous lacustrine sediments of Bima Formation, Yola Sub–basin, northern Benue Trough, NE Nigeria: Organic matter input, preservation, paleoenvironment and palaeoclimatic conditions[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 61(3): 82–94.
- Sun S S, Yao Y B, Lin W. 2015. Element geochemical characteristics of the oil shale and the paleo–lake environment of the Tongchuan area, southern Ordos Basin[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 34(3): 642–645 (in Chinese with English abstract).
- Wang T G, Zhong N N, Hou D J, et al. 1995. Genetic mechanism and occurrence of immature Hydrocarbon[M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 32–54 (in Chinese with English abstract).
- Wang C J, Zhang H, Li S Y, et al. 2018. Selection of organic matter maturity evaluation parameters based on molecular markers and analysis of their scope of application[J]. *Geological Science and Technology Information*, 37(4): 202–211 (in Chinese with English abstract).
- Wang Y, Li X Q, Wang G, et al. 2018. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of Miocene marine source rocks in the Ying–Qiong Basin[J]. *Geoscience*, 32(3): 500–510 (in Chinese with English abstract).
- Xiao H, Li M J, Yang Z, et al. 2019. Distribution patterns and geochemical implications of C19~C23 tricyclic terpanes in source rocks and crude oils occurring in various depositional environments[J]. *Geochimica*, 48(2): 161–170 (in Chinese with English abstract).
- Xu X D, Zhang Y Z, Liang G, et al. 2016. Hydrocarbon source condition and accumulation mechanism of natural gas in deepwater area of Qiongdongnan Basin, northern South China Sea[J]. *Natural Gas Geoscience*, 27(11): 1985–1992 (in Chinese with English abstract).
- Yang Z G, Feng Z Q, Wang A G, et al. 2022. Characteristics and dominating genesis factors of main source rocks in Persian gulf basin[J]. *Offshore Oil*, 42(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Yu T T, Liu Z J, Wang J X, et al. 2022. Lower Permian Iratí Formation oil shale geochemical features and geological significance in Paraná Basin, Brazil[J]. *Geological Magazine of China*, 34(8): 1–8 (in Chinese with English abstract).
- Zhang G C, Mi L J, Wu S G, et al. 2007. Deep water area: the new prospecting targets of northern continental margin of South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 28(2): 15–21 (in Chinese with English abstract).
- Zhu W L, Zhang G C, Gao L. 2008. Geological characteristics and exploration objectives of hydrocarbons in the northern continental margin basin of South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 29(1): 1–9 (in Chinese with English abstract).
- Zhu W L, Zhang G C, Yang S K, et al. 2007. Natural gas geology of continental margin basin in northern South China Sea[M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 1–15 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

包建平, 朱翠山, 汪立群. 2010. 柴达木盆地西部原油地球化学特征对

- 比[J]. *石油与天然气地质*, 31(3): 353–359.
- 曹涛涛, 刘虎, 肖娟宜, 等. 2024. 茂名盆地油柑窝组油页岩古环境恢复与有机质聚集机制[J]. *地球科学*, 49(4): 1367–1384.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 2016. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. *地质学报*, 90(1): 37–67.
- 范彩伟, 胡林, 李明, 等. 2021. 琼东南盆地深水区圈闭有效性评价方法及其应用[J]. *中国海上油气*, 33(5): 1–13.
- 何家雄, 李福元, 王后金, 等. 2020. 南海北部大陆边缘深水盆地成因机制与油气资源效应[J]. *海洋地质前沿*, 36(3): 1–11.
- 黄保家, 王振峰, 梁刚. 2014. 琼东南盆地深水区中央峡谷天然气来源及运聚模式[J]. *中国海上油气*, 26(5): 8–14.
- 黄谦, 陈容涛, 彭晓波, 等. 2000. 渤海湾盆地渤中凹陷古近系烃源岩生物标志物特征及其地质意义[J]. *地质科技通报*, 41(3): 180–192.
- 孔庆云, 周辉, 李铁, 等. 1987. 生物标志化合物指标的探讨[J]. *大庆石油学院学报*, 11(3): 9–15.
- 刘旭明, 张成. 2011. 南海南部万安盆地烃源岩成熟史数值模拟研究[J]. *油气地质与采收率*, 18(2): 34–37, 113.
- 卢双舫, 张敏. 2008. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社: 65–77.
- 罗丽荣, 李剑锋, 杨伟伟, 等. 2022. 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡长 9 烃源岩特征与生烃潜力[J]. *新疆石油地质*, 43(3): 278–284.
- 毛雪莲, 朱继田, 宋鹏, 等. 2021. 琼东南盆地深水区天然气水合物稳定域分布特征与预测[J]. *海洋地质前沿*, 37(10): 58–63.
- 孙莎莎, 姚艳斌, 吕文. 2015. 鄂尔多斯盆地南缘铜川地区油页岩元素地球化学特征及古湖泊水体环境[J]. *岩石矿物地球化学通报*, 34(3): 642–645.
- 王铁冠, 钟宁宁, 侯读杰, 等. 1995. 低熟油气形成机理与分布[M]. 北京: 石油工业出版社: 32–54.
- 王崇敬, 张鹤, 李世宇, 等. 2018. 基于分子标志物的有机质成熟度评价参数选择及其适用范围分析[J]. *地质科技情报*, 37(4): 202–211.
- 王元, 李贤庆, 王刚, 等. 2018. 莺琼盆地中新统海相烃源岩地球化学特征及生烃潜力评价[J]. *现代地质*, 32(3): 500–510.
- 肖洪, 李美俊, 杨哲, 等. 2019. 不同环境烃源岩和原油中 C₁₉~C₂₃ 三环萜烷的分布特征及地球化学意义[J]. *地球化学*, 48(2): 161–170.
- 徐新德, 张迎朝, 梁刚, 等. 2016. 南海北部琼东南盆地深水区烃源条件及天然气成藏机制[J]. *天然气地球科学*, 27(11): 1985–1992.
- 杨泽光, 冯志强, 王爱国, 等. 2022. 波斯湾盆地主力烃源岩特征及成因主控因素[J]. *海洋石油*, 42(1): 1–12.
- 于婷婷, 刘招君, 王君贤, 等. 2022. 巴西巴拉纳(Parana)盆地下二叠统伊拉蒂组(Irati)油页岩地球化学特征及地质意义[J]. *中国煤炭地质*, 34(8): 1–8.
- 张功成, 米立军, 吴时国, 等. 2007. 深水区: 南海北部大陆边缘盆地油气勘探新领域[J]. *石油学报*, 28(2): 15–21.
- 朱伟林, 张功成, 高乐. 2008. 南海北部大陆边缘盆地油气地质特征与勘探方向[J]. *石油学报*, 29(1): 1–9.
- 朱伟林, 张功成, 杨少坤, 等. 2007. 南海北部大陆边缘盆地天然气地质[M]. 北京: 石油工业出版社: 1–15.