

https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.377



南黄海盆地古近系烃源岩地球化学特征及油源对比

徐建永¹, 朱祥峰², 宋宇², 胡守志²

1.中海油研究总院有限责任公司,北京 100028

2.中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室,湖北武汉 430074

摘要: 南黄海盆地古近系烃源岩生烃潜力及原油来源,目前研究比较薄弱.通过对南部坳陷烃源岩和原油样品的有机地球化学分析,揭示古近系烃源岩和原油地球化学特征,并进行油源对比.结果表明南部坳陷古近系烃源岩主要发育在阜四段和阜二段,有机质丰度中等—好,有机质类型为II₂—III型,有机质为低成熟—成熟阶段.阜四段烃源岩形成于贫氧、较高盐度环境,阜二段烃源岩形成于厌氧、相对低盐度环境.原油的饱和烃含量较高,UCM鼓峰较小,已进入成熟阶段,对比结果显示戴南组原油可能来源于阜四段烃源岩,而阜三段原油可能与阜二段烃源岩有关.

关键词: 烃源岩评价;油源对比;勘探前景;古近系;南黄海盆地;海洋地质.

中图分类号: P67

文章编号: 1000-2383(2019)03-0848-11

收稿日期: 2018-12-06

Geochemical Characteristics and Oil-Source Correlation of Paleogene Source Rocks in the South Yellow Sea Basin

Xu Jianyong¹, Zhu Xiangfeng², Song Yu², Hu Shouzhi²

1.CNOOC Research Institute Ltd., Beijing 100028, China

2.Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: Researches on the hydrocarbon potential of the source rock in the Paleogene Funing Formation, and origin of the Paleogene crude oil in the southern depression of the South Yellow Sea Basin (SYSB) are relatively weak. Based on the systematically organic geochemical analyses (TOC, Rock-Eval, GC-MS of saturates and aromatics, stable carbon isotope) of the Paleogene core, cuttings, oil sand and crude oil samples, combined with vitrinite reflectance determination, the geochemical characteristics of source rocks and crude oil are revealed, and oil-source correlation is obtained. The results indicate that the Paleogene source rocks in the southern depression mainly deposited in the fourth (E_1f_4) and second members (E_1f_2) of Funing Formation, with moderate-good organic matter (OM) abundance, type II₂-III kerogen and within low mature-mature stage. Mixed OM sources, dominated by terrestrial OM are observed in E_1f_4 and E_1f_2 source rocks, biomarker ratios indicate that E_1f_4 source rocks were deposited in dysoxic, relatively high salinity condition. Whereas during E_1f_2 source rocks deposition, anoxic and relatively low salinity condition is prevailed. The Paleogene crude oil contains relatively high saturates content, with small UCM peak, and has entered into the mature stage. Oil-source correlation results indicate that the Dainan crude oil (oil sand extraction) is related to the E_1f_4 source rocks, whereas E_1f_3 crude oil may be derived from E_1f_2 source rocks.

Key words: source rock evaluation; oil-source correlation; exploration prospect; Paleogene; South Yellow Sea Basin; marine geology.

基金项目: 国家科技重大专项子课题(No.2016ZX05024-002-005);构造与油气资源教育部重点实验室开放课题(No.TPR-2017-08);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(No.CUG180613).

作者简介: 徐建永(1976—),男,高级工程师,主要从事海域综合地质研究. ORCID:0000-0003-1910-4603. E-mail:xujy2@cnooc.com.cn

引用格式: 徐建永,朱祥峰,宋宇,等.2019.南黄海盆地古近系烃源岩地球化学特征及油源对比.地球科学,44(3):848-858.

南黄海盆地位于下扬子构造区东北部,是目前我国近海唯一没有发现商业性油气田的大型盆地(郑求根等,2005;吴志强等,2008).截止到2017年底,南黄海盆地共完钻27口井(中国21口,韩国6口),其中有13口井位于南部拗陷,但仅在B井古近系阜宁组和戴南组内发现了薄油层,表明南黄海盆地具备了形成油气藏的基本地质条件(肖国林,2002).但在南黄海盆地西侧仅被海水自然分隔的苏北盆地,截至2014年底已发现油气田61个,年产量高达 205×10^4 t(骆卫峰等,2018).南黄海盆地与苏北盆地古近系含油气性的巨大差异很可能与二者烃源岩的品质密切相关.前人曾对苏北盆地古近系烃源岩进行过较深入的研究,认为阜宁组四段与二段发育有机质丰度好的烃源岩,富氢的壳质组显微组分含量较高,干酪根类型以I—II₁型为主,在深凹带进入成熟阶段,具备良好的生烃潜力(方朝合等,2007,2008),但南黄海盆地古近系烃源岩地球化学特征的研究相对较为薄弱.因此,深入研究南黄海盆地古近系烃源岩的地球化学特征并进行油源对比对于南黄海盆地南部拗陷的油气勘探具有重要意义.本次通过在南黄海盆地南部拗陷获取的钻井岩心、岩屑、油砂和原油样品,进行有机地球化学与有机碳同位素分析,系统研究古近系烃源岩的地球化学特征,明确油源对比结论,旨在为该区下一步油气勘探开发决策提供科学依据.

1 南黄海盆地地质概况

南黄海盆地位于下扬子构造区东北部,其南部拗陷与苏北盆地相连,因此也被称为苏北—南黄海盆地,盆地面积约 13×10^4 km²,水深小于80 m(姚永坚等,2008).苏北—南黄海作为下扬子克拉通的主体,自10亿年前的晋宁期开始,其基底先后经历了固结、增生和海侵沉降等复杂且漫长的作用,直到2亿年前的印支期,由于郯庐断裂带的左旋走滑作用,其向北俯冲与中朝板块碰撞,终结了晚震旦世—早三叠世海相沉积盆地的演化历史,北部形成苏鲁造山带,东邻朝鲜半岛,自此各构造单元在滨太平洋构造域的多期次强烈作用下,交互展布,相互影响,形成由古、中、新生界叠覆而成的一个大型叠合盆地(赖万忠,2002;姚永坚等,2008;徐旭辉等,2014).根据盆地中—新生界陆相地层构造与沉积特征,由北向南依次划分为北部拗陷、中部隆起、南部拗陷及勿南沙隆起4个二级构造单元(图1;蔡佳等,2014b,2016).其中南部拗陷面积约 1.6×10^4 km²,可进一步划分为6个凹陷及4个凸起,分别为南二凹至南七凹,以及裕华凸起、南一凸起、南复合凸起和南三凸起(图1;蔡佳等,2014b,2016).盆地新生代构造—沉积演化始于晚白垩世的仪征运动,经历了拗陷—断陷—拗陷的构造演化过程(图2;蔡佳等,2016),自下而上发育上白垩统泰州组(K_2t)、古新统阜宁组(E_1f)、始新统戴南组(E_2d)和三垛

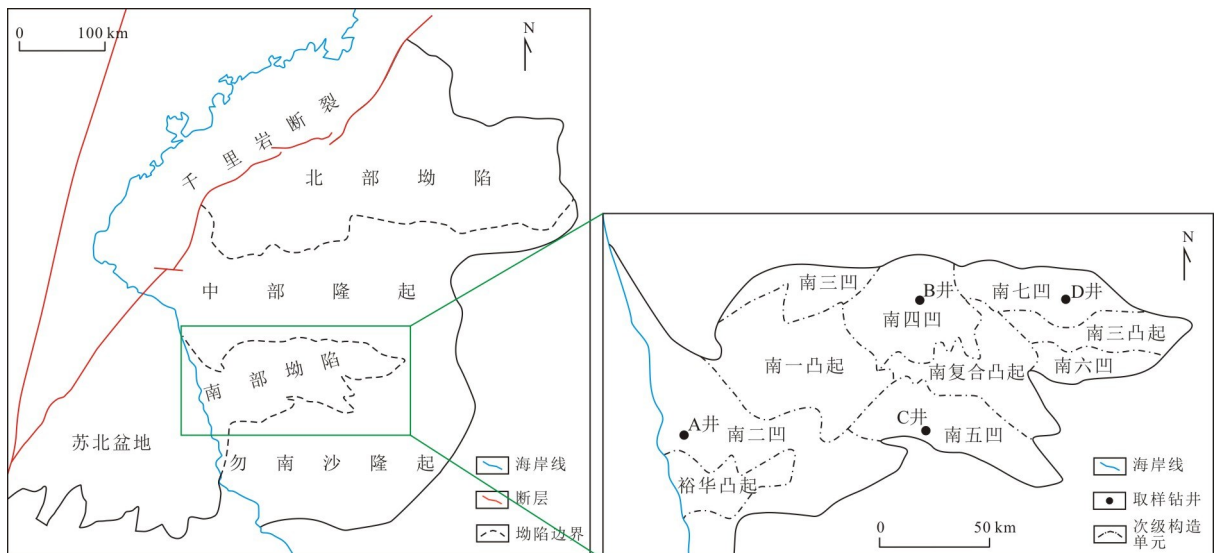


图1 南黄海盆地构造位置及区划

Fig.1 Structural location and compartment of the southern Yellow Sea Basin

据蔡佳等(2014b,2016)修改

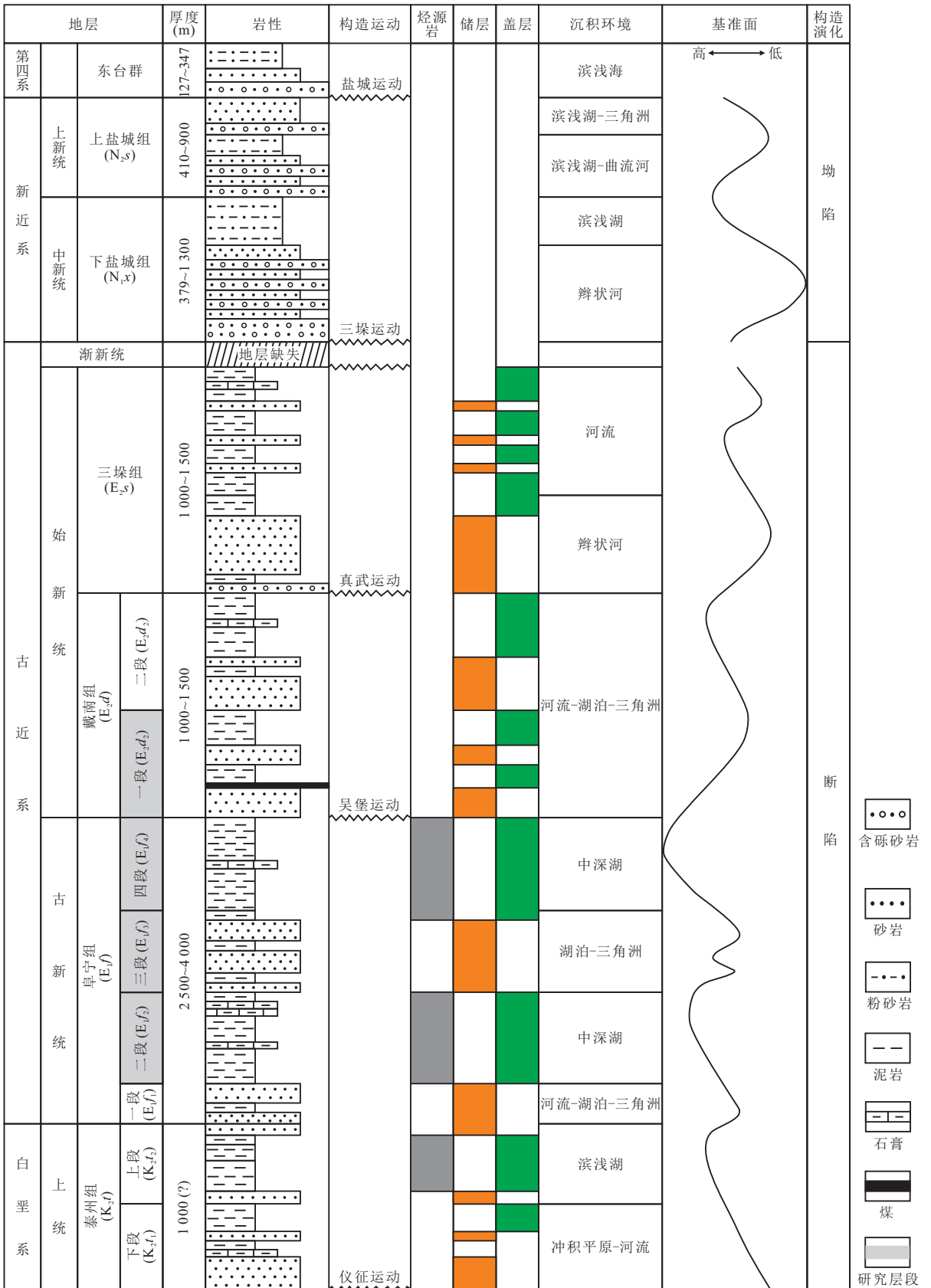


图 2 南黄海盆地南部坳陷地层综合柱状图

Fig.2 Stratigraphic column of the southern depression in South Yellow Sea Basin

据蔡佳等(2016);灰色框内为样品采集层位,其中烃源岩主要采集自阜宁组二段和四段,原油采集自阜宁组三段,油砂采集自戴南组一段

组(E_2s)、中新统下盐城组(N_1x)、上新统上盐城组(N_2s)及第四系(Q),其中渐新统缺失,存在约 13 Ma 的沉积间断(姚永坚等,2005)。

南部拗陷阜宁组沉积时期湖盆基准面波动强烈,形成不同的岩性组合,据此可将阜宁组进一步划分为 4 个段(图 2)。其中阜二段与阜四段沉积时期,南部拗陷经历两次湖泛,拗陷内发育大范围中深湖相沉积,岩性组合以深灰色—灰黑色泥岩为主,夹薄层粉—细砂岩和泥灰岩,因此阜二段与阜四段为南部拗陷古近系的主力烃源岩层段;阜三段沉积时期是两次湖泛期之间的一次湖退期,以拗陷内发育大范围滨浅湖沉积为特征,岩性组合主要为粉砂岩、细砂岩与泥岩互层;阜一段为湖盆基准面较低时期,该时期盆地可能以发育河流—三角洲沉积为主,湖泊沉积范围较小且水体较浅,因此岩性组合以砾岩、砂岩夹紫红色、棕色薄层泥岩为主(蔡佳等,2016)。戴南组可进一步划分为 2 个段(图 2),从戴一段到戴二段沉积时期,湖盆基准面逐渐变浅,拗陷内滨浅湖面积减小,河流—(扇)三角洲面积增加,因此在戴南组发育多套储盖组合,储层物性分析表明最有利的储盖组合位于戴一段下部(蔡佳等,2014a)。基于以上分析,结合现有钻井资料与地质解释成果,笔者认为南部拗陷阜宁组—戴南组的湖泊—三角洲—河流沉积构成了一套新生代湖相烃源岩与含油气系统。

2 样品与实验方法

本次研究的样品主要来自南部拗陷的 A、B、C、D 四口钻井(图 1),包含阜宁组泥岩岩心 23 件、泥岩岩屑 124 件、原油样品 1 件、以及戴南组油砂样品 2 件。笔者对全部岩心和岩屑样品进行了有机碳和岩石热解分析,选取典型岩心/岩屑样品磨制光片,在显微镜下进行镜质体反射率的测定。选取有机质丰度较高的烃源岩、原油和油砂样品进行族组分、饱和烃色谱—质谱和有有机碳同位素分析。

南部拗陷阜宁组岩心/岩屑样品的有机碳含量(TOC)通过 Leco 碳硫仪测定,在粉末样品(200 目以下)中加入过量稀盐酸,将样品中的无机碳反应完全,用蒸馏水洗至中性并烘干,测试方法依据国家标准 GB/T 19145—2003。岩石热解通过 Rock-Eval 热解仪完成,称取粉末样品放入特定坩埚中,在惰性环境(氦气流)中逐渐加热,随着温度的逐渐升高,依次释放热解烃(S_1)、裂解烃(S_2),其中裂解烃对应的最高温度为最大热解峰温(T_{max})。通过 S_1 、 S_2 和

TOC 可计算出生烃潜力($S_1 + S_2$, mg/g)和氢指数($HI = S_2/TOC \times 100$, mg/g TOC; Gross *et al.*, 2015)。应用 MPV-SP 显微光度计,在反射白光下通过双标样(蓝宝石、SiC)的标定,测定样品的镜质体反射率,至少统计 20 个测点,测试方法依据行业标准 SY/T 5124—2012。

对于进行饱和烃色谱—质谱分析的泥岩和油砂样品,首先将粉碎至 80 目以下的样品进行 72 h 的索氏抽提(原油样品直接进行族组分分离),并在萃取时加入适量经活化处理的铜片以脱除可能萃取出来的元素硫。在萃取获得的可溶有机质中加入正己烷,将不溶的沥青质沉淀分离。利用柱层析法(充填硅胶/氧化铝),将溶液用正己烷、二氯甲烷/正己烷(体积比为 3:1)和二氯甲烷/甲醇(体积比为 2:1)洗脱,得到饱和烃、芳香烃和非烃组分。饱和烃组分通过 Agilent 7890 气相色谱—质谱仪(GC-MS)进行分析,炉温初始温度为 70 °C,以 3 °C/min 的升温速率升至 300 °C 并恒温 30 min,氦气在此过程中作为载气,获取的数据由 Agilent Chemstation 进行处理分析。稳定碳同位素由 ThermoFinnigan MAT Delta-Plus-XL 稳定同位素质谱仪完成,升温程序与色谱—质谱相同。稳定碳同位素用 $\delta^{13}C$ 表示,通过测定值与维也纳 PDB 箭石标样(Coplen, 2011)的比值得出,分析误差小于 0.2‰。

3 阜宁组烃源岩地球化学特征

3.1 有机质丰度

南部拗陷古近系阜宁组烃源岩岩性主要为泥岩,通过对不同凹陷阜宁组烃源岩有机质丰度评价参数的统计表明(表 1),南四凹阜四段烃源岩的有机碳含量(TOC, %)和生烃潜量($S_1 + S_2$, mg/g)相对较高,分别介于 0.45%~5.34%(平均为 1.95%)和 0.17~12.21 mg/g(平均为 3.53 mg/g)之间;其次为南五凹阜四段烃源岩(TOC 为 0.93%~3.56%,平均为 1.8%; $S_1 + S_2$ 为 1.04~3.91 mg/g,平均为 1.91 mg/g)和南二凹阜四段烃源岩(TOC 为 0.51%~1.35%,平均为 0.86%; $S_1 + S_2$ 为 0.34~3.42 mg/g,平均为 1.59 mg/g);南七凹阜四段烃源岩由于样品较少,统计结果可能存在误差,因此不与其他凹陷阜四段烃源岩进行对比。由于仅在南部拗陷的南五凹和南七凹内钻遇阜二段烃源岩,因此本文仅对这 2 个凹陷的阜二段烃源岩进行研究,总体上南七凹阜二段烃源岩的 TOC(0.98%~5.10%,平

表 1 南黄海盆地南部拗陷阜宁组烃源岩地化分析统计

Table 1 Geochemical data of Funing source rocks in the southern depression, South Yellow Sea Basin

地化参数	层位	南二凹	南四凹	南五凹	南七凹
TOC (%)	阜四段	0.51~1.35(0.86; n=12)	0.45~5.34(1.95; n=24)	0.93~3.56(1.80; n=16)	3.45(n=1)
	阜二段	—	—	1.14~4.25(2.19; n=37)	0.98~5.10(2.46; n=8)
S_1+S_2 (mg/g)	阜四段	0.34~3.42(1.59; n=12)	0.17~12.21(3.53; n=24)	1.04~3.91(1.91; n=16)	2.10(n=1)
	阜二段	—	—	0.58~5.98(2.04; n=37)	0.86~12.35(4.09; n=8)
HI (mg/g TOC)	阜四段	54~264(162; n=12)	33~340(146; n=24)	68~173(100; n=16)	59(n=1)
	阜二段	—	—	35~145(89; n=37)	45~357(140; n=8)
R_o (%)	阜四段	0.69~1.06(0.88; n=9)	0.63~0.76(0.69; n=12)	0.46~0.53(0.50; n=4)	0.91~1.03(0.97; n=4)
	阜二段	—	—	0.52~0.68(0.57; n=17)	0.99~1.07(1.03; n=6)
T_{max} (°C)	阜四段	435~439(438; n=12)	434~446(439; n=24)	432~438(435; n=16)	436(n=1)
	阜二段	—	—	429~438(434; n=37)	426~439(434; n=8)

注:表中数据为最小值—最大值(平均值; n 为样品数)。

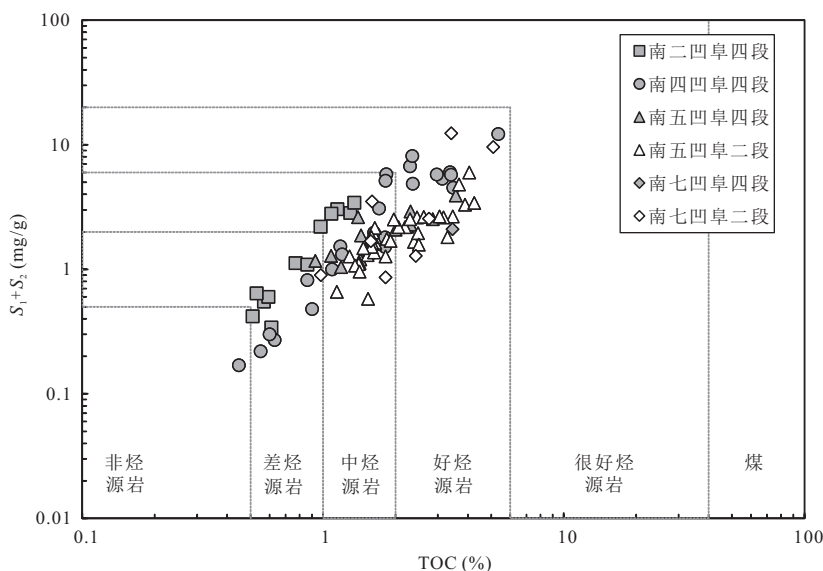


图 3 南部拗陷阜宁组样品有机碳含量与生烃潜量交会图

Fig.3 Cross-plot of TOC and S_1+S_2 for the E_1f samples in southern depression

底图据 Peters(1986)

均为 2.46%) 和 S_1+S_2 (0.86~12.35 mg/g, 平均为 4.09 mg/g) 高于南五凹阜二段烃源岩 (TOC 为 1.14%~4.25%, 平均为 2.19%; S_1+S_2 为 0.58~5.98 mg/g, 平均为 2.04 mg/g). TOC 与 S_1+S_2 的交会图 (Peters, 1986) 表明, 南部拗陷阜宁组烃源岩以中等—好为主, 少部分南二凹和南四凹阜四段样品为差烃源岩 (图 3).

3.2 有机质类型、成熟度

南部拗陷阜宁组烃源岩的氢指数 ($HI = S_2 / TOC \times 100$, mg/g TOC) 介于 33~357 mg/g TOC 之间, 总体上阜四段烃源岩的 HI 略高于阜二段烃源岩 (表 1). 各凹陷阜四段和阜二段烃源岩的 HI 呈

现出一定差别, 其中阜四段烃源岩的 HI 按大小排序依次为南四凹、南二凹、南五凹和南七凹, 而南七凹阜二段烃源岩的 HI 略高于南五凹. HI 与最大热解峰温 (T_{max} , °C) 的交会图表明, 南部拗陷阜宁组以 II₂—III 型干酪根为主, 极少部分南四凹阜四段和南七凹阜二段的烃源岩样品包含 II₁ 型干酪根 (图 4), 该结果说明南部拗陷阜宁组烃源岩形成时期主要以陆源有机质来源为主, 但可能包含低等水生生物输入 (Song *et al.*, 2016).

镜质体反射率 (R_o , %) 和最大热解峰温 (T_{max} , °C) 是指示有机质成熟度的有效指标, 并已在烃源岩有机质成熟度的研究中得到广泛应用

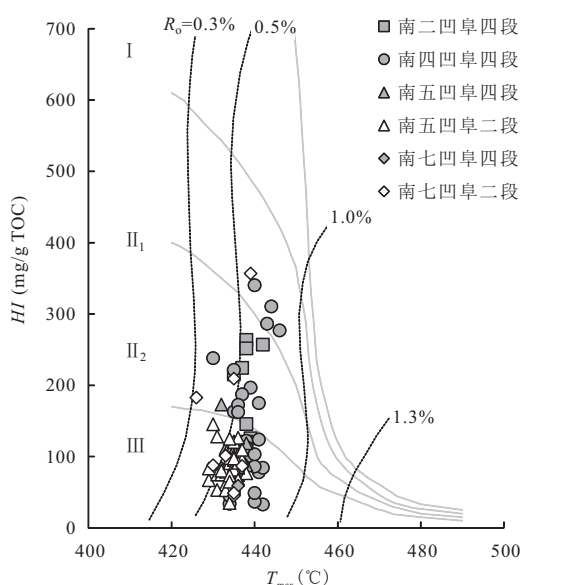


图 4 南部拗陷阜宁组样品氢指数与最大热解峰温交会图
Fig.4 Cross-plot of HI and T_{max} for the E_{1f} samples in southern depression

底图据 Landford and Blanc-Valleron(1990)

(Bechtel *et al.*, 2012; Liu *et al.*, 2017).南部拗陷阜四段烃源岩的 R_o 介于 0.46%~1.06%之间, T_{max} 介于 432~446 °C 之间, 而阜二段烃源岩的 R_o 和 T_{max}

分别为 0.52%~1.07% 和 426~439 °C (表 1), 表明南部拗陷阜宁组烃源岩主要处于低成熟—成熟的热演化阶段 (Zhang and Li, 2018), 干酪根已经开始转化成烃类。

3.3 烃源岩生物标志化合物特征

烃源岩中的生物标志化合物由于保持了其原始母体有机质的基本碳骨架, 因此可以用于指示有机质来源与沉积环境 (Sachsenhofer *et al.*, 2017; Song *et al.*, 2017). 不同母质来源的有机质正构烷烃组成分布存在一定差异, 一般认为短链正构烷烃 (<C₂₀) 主要来源于藻类和微生物 (Cranwell, 1977), 长链正构烷烃 (C₂₇₋₃₁) 主要来源于陆生高等植物 (Eglinton and Hamilton, 1967), 而高丰度的中链正构烷烃 (C₂₁₋₂₅) 很可能与水藓、水生植物或某种特殊藻类的繁盛有关 (van Kaam-Peters *et al.*, 1997; Ficken *et al.*, 2000; Nott *et al.*, 2000). 南黄海盆地南部拗陷阜宁组烃源岩通常含有较高含量的中—长链正构烷烃 (如 nC₂₃、nC₂₇), 少部分样品中含有较高含量短链正构烷烃 (nC₁₆; 图 5), 总体上显示出混合有机质来源的特征, 但陆源有机质输入相对占优势, 这与烃源岩有机质类型主要为 II₂—III 型 (图 4) 的结论一致。

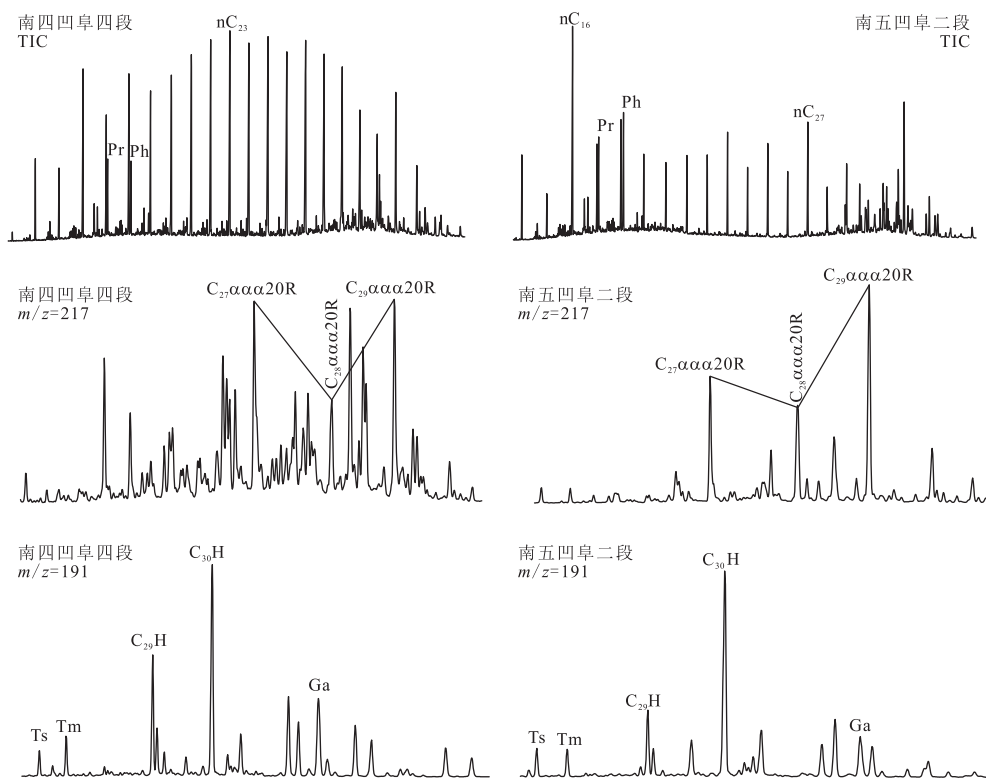


图 5 南部拗陷阜宁组烃源岩饱和烃总离子流图和甾烷、藿烷质量色谱图

Fig.5 TIC and mass chromatograms of Funing source rocks from southern depression

姥鲛烷与植烷的比值(Pr/Ph)可以有效地反映古环境的氧化还原条件,通常 Pr/Ph 比值小于 1.0 指示厌氧条件,比值介于 1.0~3.0 之间指示贫氧条件,而比值大于 3.0 则指示富氧条件(Didyk *et al.*, 1978),但 Pr/Ph 比值也受成熟度等因素的影响(Tissot and Welte, 1984).由于南部拗陷阜四段和阜二段烃源岩的成熟度差异不大(表 1),因此可以基本排除成熟度对 Pr/Ph 比值的影响.阜四段烃源岩的 Pr/Ph 比值介于 1.03~1.60 之间,而阜二段烃源岩的 Pr/Ph 比值介于 0.78~0.81 之间(图 5),总体上指示贫氧-厌氧的还原条件.

阜宁组烃源岩中检测出较高含量的 $\alpha\alpha\alpha-C_{27-29}$ 20R 甾烷,其中 C_{29} 20R 甾烷的丰度相对较高,其次为 C_{27} 20R 甾烷,而 C_{28} 20R 甾烷的含量相对较低,因此在质荷比(m/z)为 217 的质量色谱图中,阜宁组烃源岩的 $\alpha\alpha\alpha$ -20R 构型甾烷通常呈现出“V”型或反“L”型分布(图 5).由此表明阜宁组烃源岩的有机质为混合来源,但陆源有机质输入相对占优势.较高丰度的伽马蜡烷通常与高盐环境有关(Peters and Moldowan, 1993),因此伽马蜡烷指数(GI =伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷)被广泛应用于指示古环境的水体盐度

(Liu *et al.*, 2017).阜四段烃源岩的 GI 介于 0.46~0.53 之间,而阜二段烃源岩的 GI 介于 0.25~0.26 之间(图 5),表明阜四段沉积时期的水体盐度要高于阜二段.

4 古近系油源对比

4.1 原油族组分特征

本文对南部拗陷南四阜宁组三段获取的原油进行了族组分分析,结果表明研究区阜三段原油的饱和烃含量较高,为 55.51%,其次为芳香烃(7.81%),非烃与沥青质含量较低.原油的色谱图也未见明显 UCM(图 6),可以应用正构烷烃、甾萜类等常规生物标志化合物进行油源对比(李水福等, 2010).原油的饱和烃色谱图显示正构烷烃的奇碳优势不明显(图 6),奇偶优势比(OEP)为 1.05,结合其他生物标志化合物的成熟度参数表明,原油已进入成熟阶段.

4.2 生物标志化合物特征对比

烃源岩中的干酪根会在一定温压条件下生成石油和天然气,其中少部分排出至孔隙性的储集层中,

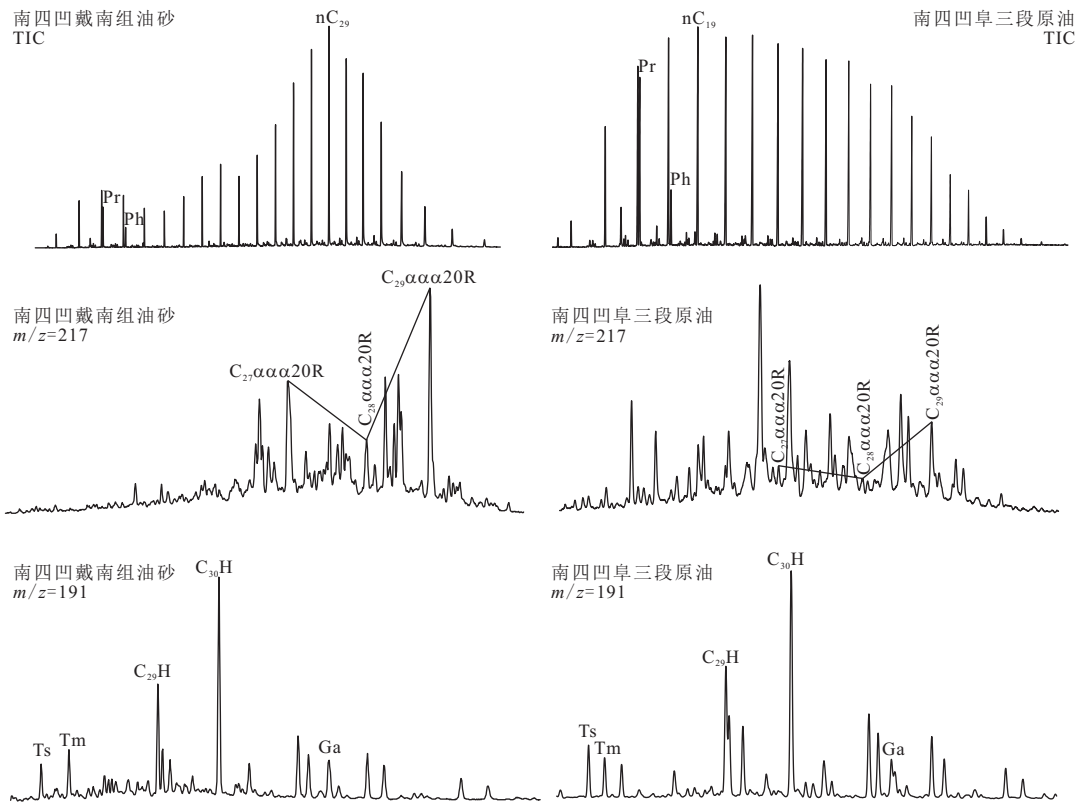


图 6 南部拗陷戴南组油砂与阜宁组原油饱和烃总离子流图和甾烷、藿烷质量色谱图

Fig. 6 TIC and mass chromatograms of Dainan oil sand and Funing crude oil from southern depression

而大部分保留在源岩之中,因此源岩中的干酪根、沥青以及来自该源岩的油气有亲缘关系,其在化学组成上必然有一定相似性(侯庆杰等,2018;吴小奇等,2019)。南四凹戴南组油砂的饱和烃总离子流图显示后峰型正态分布,主峰碳为 C_{27} ,指示陆源高等植物有机质来源(Eglinton and Hamilton,1967),姥鲛烷的丰度高于植烷,Pr/Ph 比值为 2.13(图 6)。南四凹阜三段原油的总离子流图呈前峰型分布,即短—中链正构烷烃含量较高,表明低等水生生物输入量可能有所增加(Cranwell,1977),姥鲛烷相对植烷明显占优势,Pr/Ph 比值高达 3.16(图 6)。

南四凹戴南组油砂的质量色谱图($m/z = 217$)显示 $\alpha\alpha\alpha-C_{27-29}$ 20R 甾烷含量相对较高,其中 C_{29} 甾烷的丰度最高,其次为 C_{27} 与 C_{28} 甾烷,3 种甾烷化合物连线呈近“V”型(图 6)。南四凹阜三段原油的 $\alpha\alpha\alpha-C_{27-29}$ 甾烷含量较低,而 $\alpha\beta\beta-C_{27-29}$ 甾烷的含量相对较高,导致较高的 $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ 构型 C_{29} 甾烷比值(0.48),指示原油已进入成熟阶段(Zhang *et al.*, 2018)。南四凹戴南组油砂与阜三段原油的质量色谱图($m/z = 191$;图 6)均显示出 C_{30} 藿烷($C_{30}H$)的含量最高,其次为一降藿烷($C_{29}H$),但二者的不同之处在于:(1)阜三段原油的 18α 三降藿烷(T_s)与 17α 三降藿烷(T_m)比值明显高于戴南组油砂,指示阜三段原油的成熟度高于戴南组油砂,已进入成熟阶段;(2)戴南组油砂的伽马蜡烷(Ga)丰度高于阜三段原油,表明戴南组油砂的源岩很可能形成于较高盐度的环境。综合对比源岩与原油、油砂的正构烷烃、类异戊二烯烃、甾萜类等生物标志化合物特征,笔者认为戴南组油砂与阜四段源岩特征相似,而阜三段原油很可能与阜二段源岩相关。

4.3 稳定碳同位素对比

烃源岩中的干酪根热解生成的石油和天然气继承了其母源有机质的碳同位素组成特征,但在生烃、烃类运移过程中碳同位素会发生分馏,造成其与母源的碳同位素组成又存在一定差异(廖永胜,1992),通常认为油气的碳同位素较其母源干酪根要轻 $2\% \sim 3\%$ (梁狄刚和陈建平,2005)。对沥青 A、原油和族组分的碳同位素分析(图 7)表明,南部拗陷阜三段原油与戴南组油砂存在较大差别,二者相关性较差。图 7 同时表明戴南组油砂与阜四段烃源岩的同位素变化趋势基本相似,仅在饱和烃碳同位素上存在约 1% 的差值,二者可能具有较好的相关性;而阜三段原油与阜四段泥岩相关性较差,结合研究区可能的烃源岩,笔者推测其可能与阜二段源岩有关。

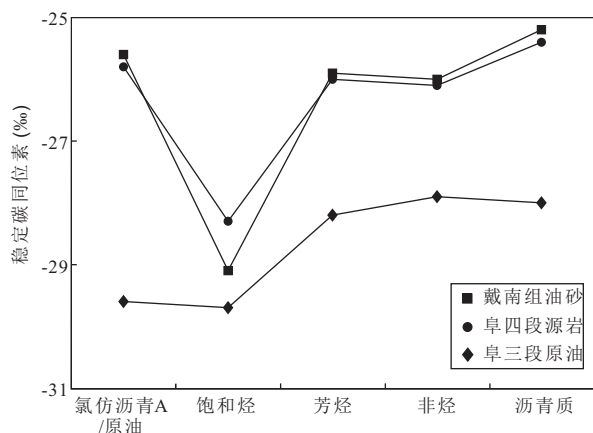


图 7 南部拗陷古近系源岩、油砂和原油的稳定碳同位素组成
Fig. 7 Stable carbon isotopic composition of Paleocene source rock, oil sand and crude oil from southern depression

上述分子地球化学特征和碳同位素特征研究表明,南黄海盆地南部拗陷古近系戴南组原油(油砂抽提物)可能与阜四段烃源岩有关,而阜三段原油可能主要来源于下部的阜二段烃源岩,由此表明南黄海盆地南部拗陷新生界具有一定的石油勘探前景。笔者认为下一步对于南黄海盆地南部拗陷古近系烃源岩的研究应注重与苏北盆地古近系烃源岩的类比,主要包括烃源岩发育层位、烃源岩地球化学特征(有机质丰度、类型、成熟度)、沉积环境、构造背景等方面的类比分析。

5 结论

(1)南部拗陷古近系烃源岩主要发育在阜宁组四段和二段,其中阜四段烃源岩有机质丰度以中等—好为主,包含少量差烃源岩,有机质类型主要为 II_2 — III 型,部分样品为 II_1 型,有机质为低成熟—成熟阶段;阜二段烃源岩的有机质丰度为中等—好,有机质类型以 III 型为主,少部分样品为 II 型,有机质为低成熟—成熟阶段。

(2)南部拗陷阜四段和阜二段烃源岩的正构烷烃分布以后峰型为主,少部分样品为前、后双峰型,且 $\alpha\alpha\alpha-20R$ 构型甾烷主要呈“V”或反“L”型,表明烃源岩的有机质为混合来源,但陆源有机质相对占优势。姥鲛烷/植烷比值和伽马蜡烷指数共同指示阜四段烃源岩形成于贫氧、较高盐度条件下,而阜二段烃源岩形成于厌氧、相对较低盐度条件下。

(3)南部拗陷古近系原油已进入成熟阶段,且仅受到轻度生物降解作用。综合对比烃源岩与原油、油

砂的正构烷烃、类异戊二烯烃、甾萜类等生物标志化合物以及沥青 A、全油、族组分碳同位素组成,笔者认为戴南组油砂与阜四段烃源岩相关,而阜三段原油可能主要来源于阜二段烃源岩。

References

- Bechtel, A., Jia, J. L., Strobl, S. A. I., et al., 2012. Palaeoenvironmental Conditions during Deposition of the Upper Cretaceous Oil Shale Sequences in the Songliao Basin (NE China): Implications from Geochemical Analysis. *Organic Geochemistry*, 46: 76–95. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.02.003>
- Cai, J., Cui, M., Liu, Z. F., et al., 2014a. Sedimentary Facies and Analyze on Reservoir-Seal Assemblage of the Dainan Formation of Paleogene in Nan 5 Sag, Nanhuanhai Basin. *Journal of East China Institute of Technology (Natural Science Edition)*, 37(4): 395–402 (in Chinese with English abstract).
- Cai, J., Zhao, Z. G., Zhang, X. L., et al., 2014b. On Sedimentary Facies in Funing Formation of Northern Sag in North Depression in South Yellow Sea Basin. *Journal of Geology*, 38(4): 530–535 (in Chinese with English abstract).
- Cai, J., Wu, K. Q., Wang, P., et al., 2016. Sedimentary Facies of the Paleogene Funing Formation in the South Depression of the South Yellow Sea Basin. *Journal of Geology*, 40(1): 125–134 (in Chinese with English abstract).
- Coplen, T. B., 2011. Guidelines and Recommended Terms for Expression of Stable-Isotope-Ratio and Gas-Ratio Measurement Results. *Rapid Communications in Mass Spectrometry*, 25(17): 2538–2560. <https://doi.org/10.1002/rcm.5129>
- Cranwell, P. A., 1977. Organic Geochemistry of Cam Loch (Sutherland) Sediments. *Chemical Geology*, 20: 205–221. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(77\)90044-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(77)90044-4)
- Didyk, B. M., Simoneit, B. R. T., Brassell, S. C., et al., 1978. Organic Geochemical Indicators of Palaeoenvironmental Conditions of Sedimentation. *Nature*, 272(5650): 216–222. <https://doi.org/10.1038/272216a0>
- Eglinton, G., Hamilton, R. J., 1967. Leaf Epicuticular Waxes. *Science*, 156(3780): 1322–1335. <https://doi.org/10.1126/science.156.3780.1322>
- Fang, C. H., Wang, Y. F., Zheng, D. W., et al., 2007. Maceral and Petrology of Lower Tertiary Source Rock in Qintong Sag, Subei Basin. *Lithologic Reservoirs*, 19(4): 87–90, 130 (in Chinese with English abstract).
- Fang, C. H., Zhang, Z. H., Wang, Y. F., et al., 2008. Geochemical Characteristics of the Lower Tertiary Source Rock in Qintong Sag, Subei Basin. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 23(6): 1–5 (in Chinese with English abstract).
- Ficken, K. J., Li, B., Swain, D. L., et al., 2000. An n-Alkane Proxy for the Sedimentary Input of Submerged/Floating Freshwater Aquatic Macrophytes. *Organic Geochemistry*, 31(7-8): 745–749. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00081-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00081-4)
- Gross, D., Sachsenhofer, R. F., Bechtel, A., et al., 2015. Organic Geochemistry of Mississippian Shales (Bowland Shale Formation) in Central Britain: Implications for Depositional Environment, Source Rock and Gas Shale Potential. *Marine and Petroleum Geology*, 59: 1–21. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.07.022>
- Hou, Q. J., Jin, Q., Niu, C. M., et al., 2018. Distribution Characteristics and Main Controlling Factors of Main Hydrocarbon Source Rocks in Liaodong Bay Area. *Earth Science*, 43(6): 2160–2171 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.586>
- Lai, W. Z., 2002. Sedimentary Basins and Petroleum of the Yellow Sea. *Marine Geology Letters*, 18(11): 13–16 (in Chinese with English abstract).
- Langford, F. F., Blanc-Valleron, M. M., 1990. Interpreting Rock-Eval Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolyzable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon. *AAPG Bulletin*, 74(6): 799–804. <https://doi.org/10.1306/0c9b238f-1710-11d7-8645000102c1865d>
- Li, S. F., Hu, S. Z., He, S., et al., 2010. Oil-Source Correlation for Biodegraded Oils in the North Slope of the Biyang Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 31(6): 946–951 (in Chinese with English abstract).
- Liang, D. G., Chen, J. P., 2005. Oil-Source Correlations for High and over Matured Marine Source Rocks in South China. *Petroleum Exploration and Development*, 32(2): 8–14 (in Chinese with English abstract).
- Liao, Y. S., 1992. The New Development in Petroleum Stable Isotope Geochemistry. *Journal of Chinese Mass Spectrometry Society*, 13(4): 22–33 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B., Bechtel, A., Sachsenhofer, R. F., et al., 2017. Depositional Environment of Oil Shale within the Second Member of Permian Lucaogou Formation in the Santanghu Basin, Northwest China. *International Journal of Coal Geology*, 175: 10–25. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2017.03.011>
- Luo, W. F., Yu, W. D., Ma, X. D., et al., 2018. Exploration Achievement of Lithological Oil Reservoirs in the South of Haian Depression, the Subei Basin and Its Enlightenment. *China Petroleum Exploration*, 23(3): 56–63 (in Chinese with English abstract).

Chinese with English abstract).

Nott, C. J., Xie, S. C., Avsejs, L. A., et al., 2000. n-Alkane Distributions in Ombrotrophic Mires as Indicators of Vegetation Change Related to Climatic Variation. *Organic Geochemistry*, 31(2-3): 231-235. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00153-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00153-9)

Peters, K. E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70: 318-329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11d7-8645000102c1865d>

Peters, K. E., Moldowan, J. M., 1993. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice Hall, New Jersey.

Sachsenhofer, R. F., Popov, S. V., Akhmetiev, M. A., et al., 2017. The Type Section of the Maikop Group (Oligocene-Lower Miocene) at the Belaya River (North Caucasus): Depositional Environment and Hydrocarbon Potential. *AAPG Bulletin*, 101(3): 289-319. <https://doi.org/10.1306/08051616027>

Song, Y., Bechtel, A., Sachsenhofer, R. F., et al., 2017. Depositional Environment of the Lower Cretaceous Muling Formation of the Laoheishan Basin (NE China): Implications from Geochemical and Petrological Analyses. *Organic Geochemistry*, 104: 19-34. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2016.11.008>

Song, Y., Liu, Z. J., Meng, Q. T., et al., 2016. Multiple Controlling Factors of the Enrichment of Organic Matter in the Upper Cretaceous Oil Shale Sequences of the Songliao Basin, NE China: Implications from Geochemical Analyses. *Oil Shale*, 33(2): 142-166. <https://doi.org/10.3176/oil.2016.2.04>

Tissot, B. T., Welte, D. H., 1984. Petroleum Formation and Occurrences. Springer-Verlag, Berlin.

van Kaam-Peters, H. M. E., Schouten, S., de Leeuw, J. W., et al., 1997. A Molecular and Carbon Isotope Biogeochemical Study of Biomarkers and Kerogen Pyrolysates of the Kimmeridge Clay Facies: Palaeoenvironmental Implications. *Organic Geochemistry*, 27(7-8): 399-422. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00084-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00084-3)

Wu, X. Q., Chen, Y. B., Liu, Q. Y., et al., 2019. Molecular Geochemical Characteristics of Source Rocks in the 5th Member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Xinchang Gas Field, the Western Sichuan Depression. *Earth Science*, 44(3): 859-871 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.236>

Wu, Z. Q., Lu, K., Yan, G. J., et al., 2008. Geophysical Exploration Methods of Early Cenozoic Oil Gas in South Yellow Sea. *Marine Geology Letters*, 24(8): 1-7 (in

Chinese with English abstract).

Xiao, G. L., 2002. Reassessment of Petroleum Geologic Features and Potential Reserves in the South Yellow Sea Basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 22(2): 81-87 (in Chinese with English abstract).

Xu, X. H., Zhou, X. J., Peng, J. N., 2014. Exploration Targets in Southern Yellow Sea through Analysis of Tectono-Depositional Evolution and Hydrocarbon Accumulation of Marine Basin in Yangtze Area. *Petroleum Geology & Experiment*, 36(5): 523-531, 545 (in Chinese with English abstract).

Yao, Y. J., Feng, Z. Q., Hao, T. Y., et al., 2008. A New Understanding of the Structural Layers in the South Yellow Sea Basin and Their Hydrocarbon-Bearing Characteristics. *Earth Science Frontiers*, 15(6): 232-240 (in Chinese with English abstract).

Yao, Y. J., Xia, B., Feng, Z. Q., et al., 2005. Tectonic Evolution of the South Yellow Sea since the Paleozoic. *Petroleum Geology & Experiment*, 27(2): 124-128 (in Chinese with English abstract).

Zhang, M. M., Li, Z., 2018. Thermal Maturity of the Permian Lucaogou Formation Organic-Rich Shale at the Northern Foot of Bogda Mountains, Junggar Basin (NW China): Effective Assessments from Organic Geochemistry. *Fuel*, 211: 278-290. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.09.069>

Zheng, Q. G., Cai, L. G., Ding, W. L., et al., 2005. Development and Evolution of Basins in Yellow Sea. *Oil & Gas Geology*, 26(5): 647-654 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

蔡佳, 崔敏, 刘志峰, 等, 2014a. 南黄海盆地南五凹古近系戴南组沉积相及储盖组合分析. 东华理工大学学报(自然科学版), 37(4): 395-402.

蔡佳, 赵志刚, 张喜林, 等, 2014b. 南黄海盆地北部坳陷北四阜宁组沉积相研究. 地质学刊, 38(4): 530-535.

蔡佳, 吴克强, 王鹏, 等, 2016. 南黄海盆地南部坳陷古近系阜宁组沉积相分析. 地质学刊, 40(1): 125-134.

方朝合, 王义凤, 郑德温, 等, 2007. 苏北盆地溱潼凹陷古近系烃源岩显微组分分析. 岩性油气藏, 19(4): 87-90, 130.

方朝合, 张枝焕, 王义凤, 等, 2008. 苏北盆地溱潼凹陷第三系烃源岩地球化学特征. 西安石油大学学报(自然科学版), 23(6): 1-5.

侯庆杰, 金强, 牛成民, 等, 2018. 辽东湾地区主力烃源岩分布特征与主控因素. 地球科学, 43(6): 2160-2171. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.586>

赖万忠, 2002. 黄海海域沉积盆地与油气. 海洋地质动态, 18(11): 13-16.

- 李水福,胡守志,何生,等,2010.泌阳凹陷北部斜坡带生物降解油的油源对比.石油学报,31(6):946-951.
- 梁狄刚,陈建平,2005.中国南方高、过成熟区海相油源对比问题.石油勘探与开发,32(2):8-14.
- 廖永胜,1992.石油稳定同位素地球化学新进展.质谱学报,13(4):22-33.
- 骆卫峰,余文端,马晓东,等,2018.苏北盆地海安凹陷南部岩性油藏勘探成果及启示.中国石油勘探,23(3):56-63.
- 吴小奇,陈迎宾,刘全有,等,2019.川西坳陷新场气田须家河组五段烃源岩分子地球化学特征.地球科学,44(3):859-871.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.236>
- 吴志强,陆凯,闫桂京,等,2008.南黄海前新生代油气地球物理勘探方法.海洋地质动态,24(8):1-7.
- 肖国林,2002.南黄海盆地油气地质特征及其资源潜力再认识.海洋地质与第四纪地质,22(2):81-87.
- 徐旭辉,周小进,彭金宁,2014.从扬子地区海相盆地演化改造与成藏浅析南黄海勘探方向.石油实验地质,36(5):523-531,545.
- 姚永坚,冯志强,郝天珧,等,2008.对南黄海盆地构造层特征及含油气性的新认识.地学前缘,15(6):232-240.
- 姚永坚,夏斌,冯志强,等,2005.南黄海古生代以来构造演化.石油实验地质,27(2):124-128.
- 郑求根,蔡立国,丁文龙,等,2005.黄海海域盆地的形成与演化.石油与天然气地质,26(5):647-654.