

文章编号: 0253-2697(2013)02-0247-08 DOI: 10. 7623/syxb201302006

# 南海北部深水区盆地烃源条件和油气源

李友川<sup>1</sup> 傅 宁<sup>1</sup> 张枝焕<sup>2</sup>

(1. 中海油研究总院 北京 100027; 2. 中国石油大学地球科学学院 北京 102249)

**摘要:**南海北部深水区在古近纪经历了多幕裂陷作用,至新近纪开始进入拗陷阶段。裂陷期发育湖相和海陆过渡相烃源岩,拗陷期发育海相烃源岩,其中海陆过渡相烃源岩是南海北部深水区的主要烃源岩。南海北部深水区已发现的油气主要来源于海陆过渡相的崖城组和恩平组,海相的珠海组烃源岩对珠二拗陷深水区原油有重要贡献。琼东南盆地深水区天然气属于典型的煤型气,主要气源岩为崖城组腐殖型烃源岩;而珠二拗陷天然气既非典型的煤型气,也非典型的油型气,而是二者之间过渡类型天然气,气源岩为恩平组腐殖-腐泥混合型烃源岩。

**关键词:**南海北部;深水区;烃源岩;原油;天然气

**中图分类号:**TE112.113 **文献标识码:**A

## Hydrocarbon source conditions and origins in the deepwater area in the northern South China Sea

LI Youchuan<sup>1</sup> FU Ning<sup>1</sup> ZHANG Zhihuan<sup>2</sup>

(1. CNOOC Research Institute, Beijing 100027; 2. College of Earth Science, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

**Abstract:** The deepwater area of the northern South China Sea underwent multistage rifting in Paleogene and came into depression stage in Neogene. Lacustrine and transitional source rocks were formed mainly in the rifting period, while marine source rocks developed mainly in the depression stage. The transitional source rock is one of major source rocks in the deepwater area of the northern South China Sea. Oil and gas found in the northern South China Sea are mainly generated from transitional source rocks of Yacheng Formation and Enping Formation, while Zhuhai Formation marine source rock makes an important contribution to oil in the deepwater area of the Zhu II Depression. Natural gas in the Qiongdongnan deepwater area is a typical coal-type gas generated from Yacheng Formation humic source rock, but gas in the Zhu II Depression of the Pearl River Mouth Basin is neither a typical coal-type gas nor an oil-type gas, instead it is a transitional gas generated from Enping Formation humic-sapropel source rock.

**Key words:** northern South China Sea; deepwater; source rock; oil; natural gas

南海北部深水区是指南海北部水深超过 300 m 的陆坡深水海域,具有良好的石油地质条件和巨大的资源潜力<sup>[1]</sup>;目前,南海北部深水区已经获得了重大的天然气发现,有望成为全球深水油气勘探的热点地区之一<sup>[1-2]</sup>。富含有机质的烃源岩作为油气生成的物质基础,其质量和对油气的富集成藏具有重要的控制作用。以往,对南海北部深水区的烃源岩及油源和气源做了较多的研究工作<sup>[3-8]</sup>,但研究的侧重点主要集中在海陆过渡相煤系烃源岩(恩平组和崖城组)及其对油气的贡献上,而对海相烃源岩的生烃潜力及其对油气的贡献没有得到足够的重视,这在一定程度上阻碍了对该地区油气资源的进一步认识。本文在前人研究的基础上,通过对珠二拗陷及琼东南盆地的烃源岩

和原油生物标志化合物特征的精细分析和研究,在肯定海陆过渡相煤系烃源岩是该区主要烃源岩的同时,强调渐新统海相烃源岩对该区油气也有着重要的贡献,海相烃源岩是南海北部深水区重要的烃源岩类型。

### 1 盆地构造和沉积演化

不同构造演化阶段形成不同类型沉积盆地,而沉积盆地类型控制了烃源岩的发育。南海北部深水区包括琼东南盆地南部、珠江口盆地珠二拗陷以及双峰盆地、笔架南盆地等(图 1),总体经历了裂陷期、拗陷期和新构造活动期 3 大阶段<sup>[9-10]</sup>,其中与烃源岩形成密切相关的是裂陷期和拗陷期。

**基金项目:**国家重点基础研究发展计划(973)项目(2009CB219400)资助。

**第一作者及通讯作者:**李友川,男,1967年1月生,1993年获中国地质大学(北京)硕士学位,现为中海油研究总院高级工程师,主要从事油气地球化学研究工作。Email:liyech@enooc.com.cn

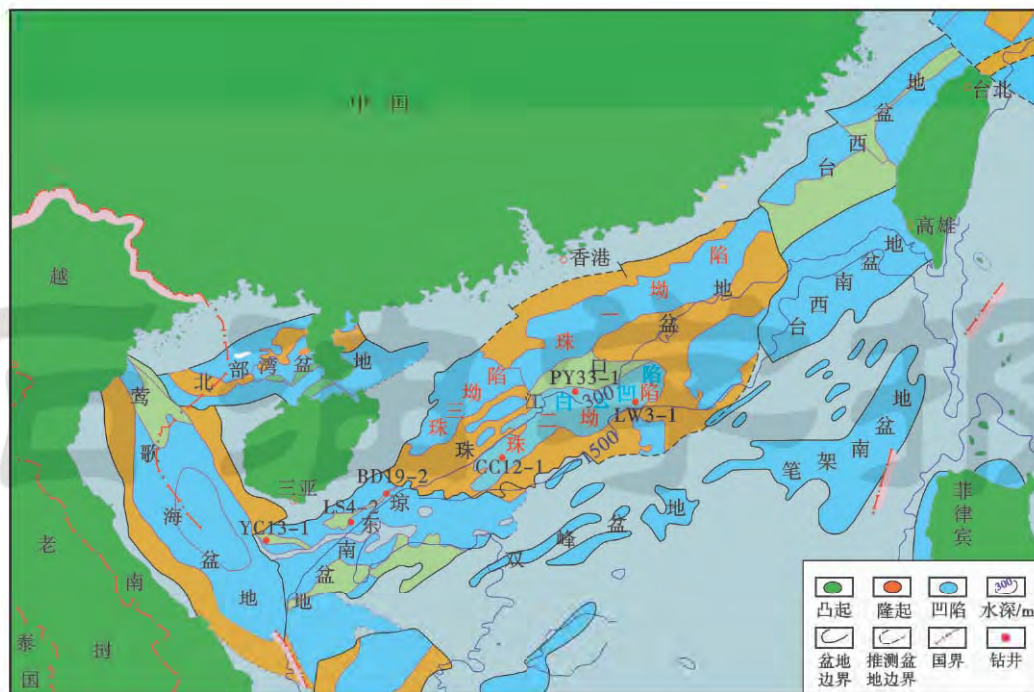


图1 南海北部盆地分布

Fig. 1 Distribution of basins in northern South China Sea

裂陷早期(相当于始新世),在南海北部浅水区的北部湾盆地、珠一坳陷和珠三坳陷,主要以河流相和湖泊相沉积为主,湖相烃源岩是这些盆地或坳陷油气藏的主要源岩<sup>[11]</sup>;同时,这套湖相沉积在南海北部深水区同样存在,这已被钻井所证实。裂陷晚期(相当于渐新世),断裂作用趋于减弱,构造活动表现为断坳过渡特征。渐新世早期,珠二坳陷和琼东南盆地分别沉积了恩平组和崖城组,前期以河流-湖泊相沉积为主,中后期转为海陆过渡相和海相沉积。渐新世晚期,南海北部大陆边缘广泛发育海相沉积,在珠江口盆地和琼东南盆地分别沉积了滨浅海相和浅海相的珠海组和陵水组。

在坳陷期,南海北部由渐新世晚期的浅海陆架沉积环境演变成中新世陆坡深水环境,并形成珠二坳陷白云凹陷和琼东南盆地中央坳陷两大沉积和沉降中心。珠二坳陷发育珠江组海相烃源岩,琼东南盆地发育三亚组和梅山组海相烃源岩。

## 2 烃源条件

### 2.1 海陆过渡相煤系烃源岩

海陆过渡相煤系烃源岩指由湖相向海相过渡时所形成的含有煤层或煤线的烃源岩,在琼东南盆地为崖城组,在珠二坳陷为恩平组。

珠江口盆地深水区由于完钻层位一般在珠海组和珠江组,因此很难全面揭示恩平组沉积特征。目前,仅

有2口钻井钻遇恩平组煤系。有代表性的钻井为PY33-1井,位于珠二坳陷白云凹陷西北部,恩平组为煤层、炭质泥岩和暗色泥岩,具有较高的有机质丰度(图2);含煤20层,单层厚度0.5~4.0m,累计厚度23.0m。含煤层的形成与白云凹陷北部三角洲沉积环境密切相关,主要发育于三角洲平原亚相(图3)。在琼东南盆地深水区LS33井和YL19井的崖城组也见有含煤沉积,煤层的发育同样与三角洲沉积环境密切相关<sup>[11]</sup>。

从整个南海北部(包括浅水区和深水区)来看,煤系烃源岩普遍具有较高的有机质丰度。珠二坳陷恩平组煤的TOC平均58.8%, $S_1 + S_2$ 平均186.3mg/g;炭质泥岩TOC平均19.8%, $S_1 + S_2$ 平均44.6mg/g;含煤暗色泥岩TOC平均1.8%, $S_1 + S_2$ 平均3.2mg/g。琼东南盆地崖城组煤的TOC平均55.4%, $S_1 + S_2$ 平均93.5mg/g;炭质泥岩TOC平均18.4%, $S_1 + S_2$ 平均55.7mg/g;煤系泥岩TOC平均1.2%, $S_1 + S_2$ 平均2.4mg/g。煤系烃源岩具有较强的生烃能力。煤系烃源岩还存在有机碳含量增加、氢指数增高、有机质类型变好的趋势。在珠二坳陷恩平组烃源岩中,当TOC小于1.0%时,氢指数一般小于200mg/g,有机质类型主要为II<sub>2</sub>-III型,属于生气型源岩;当TOC大于10.0%时,氢指数一般介于200~500mg/g,有机质类型主要为II<sub>2</sub>型,部分为II<sub>1</sub>型,以生气为主,但也能生成一定数量的原油<sup>[12]</sup>。



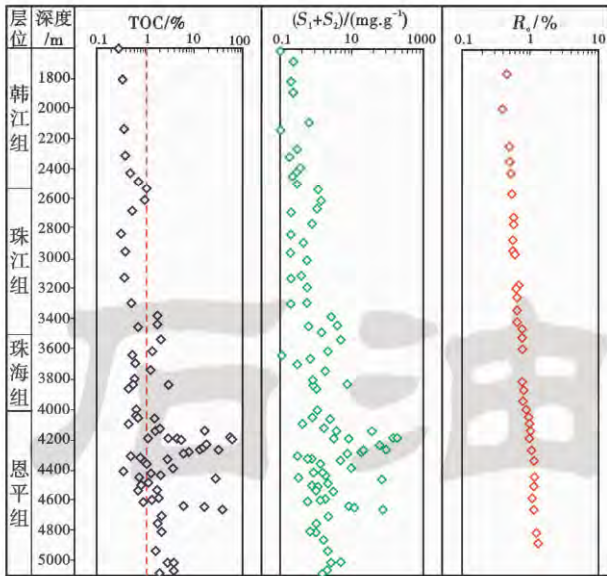


图 2 珠二坳陷 PY33-1 井烃源岩地球化学特征

Fig. 2 Geochemical characteristics of source rock of Well PY33-1 in Zhu II depression

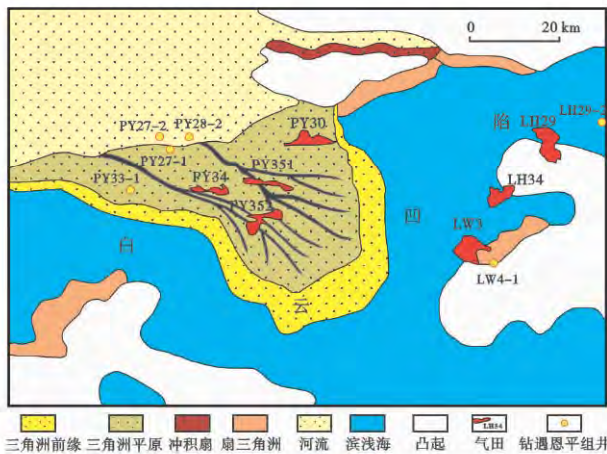


图 3 珠二坳陷白云凹陷恩平组沉积相分布

Fig. 3 Sedimentary facies of Enping Formation in Baiyun sag, Zhu II depression

一般来说,新生代断陷盆地煤系烃源岩的分布具有较强的非均质性,只有在适当的沉积环境下才能形成煤系烃源岩。如琼东南盆地目前虽有 24 口井钻遇崖城组,但仅有 10 口井显示崖城组含煤;珠二坳陷有 9 口井钻遇恩平组,仅有 2 口井显示恩平组有煤系;煤系烃源岩的分布明显受控于三角洲沉积体系<sup>[10-11]</sup>。由此可见,南海北部深水盆地煤系烃源岩主要发育于盆地或凹陷的有限区域,如恩平组沉积时期,白云凹陷北部为大型三角洲沉积环境,适合煤系烃源岩的形成,而其他地区则以海相沉积为主(图 3)。

### 2.2 海相烃源岩

琼东南盆地在渐新世早期表现为海侵,崖城组海

相沉积特征较为明确<sup>[13-14]</sup>;但珠二坳陷白云凹陷恩平组是否存在海相沉积则存在很大争议。近期在白云凹陷东部钻探的 LH29-2 井显示恩平组中藻类含量较高,藻类占孢藻总量的 50%~60%,90% 为海相沟鞭藻,首次证实白云凹陷恩平组存在海相沉积。珠二坳陷珠海组和琼东南盆地陵水组均含有钙质超微化石,并存在海相沟鞭藻高含量带;珠二坳陷和琼东南盆地中新统及以上地层含有丰富的海洋浮游微体生物群——有孔虫及超微化石<sup>[15-16]</sup>,属于典型的海相沉积。因此,在珠二坳陷和琼东南盆地渐新统和中新统发育有海相烃源岩。

从表 1 可见,无论是珠二坳陷还是琼东南盆地,渐新统海相烃源岩的有机质丰度均高于中新统海相烃源岩,显示海相烃源岩主要发育于渐新统。从珠二坳陷与琼东南盆地同一层段海相烃源岩有机质丰度的对比看,珠二坳陷渐新统恩平组和珠海组海相烃源岩的质量分别优于琼东南盆地崖城组和陵水组;而珠二坳陷和琼东南盆地中新统烃源岩质量较为相似,但珠二坳陷珠江组烃源岩质量略优于琼东南盆地三亚组和梅山组烃源岩。

南海北部深水盆地虽然自渐新世以来以海相沉积为主,但有机质主要来源于陆生高等植物,干酪根组成以镜质组和惰性组为主,镜质组和惰性组的总量大于 60%,其次为壳质组,而腐泥组(包括藻类和腐泥无定形体)的含量很低,普遍小于 10%,有机质类型主要为 II<sub>2</sub> 和 III 型<sup>[17]</sup>,明显表现出陆源有机质海相沉积特征,这是南海北部第三系海相烃源岩与古生界和中生界海相烃源岩的根本差别。

表 1 南海北部深水盆地海相烃源岩有机质丰度

Table 1 TOC and S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub> of marine source rocks in deep-water basins, northern South China Sea

地区	组名	年代地层	TOC/%	(S <sub>1</sub> + S <sub>2</sub> )/(mg·g <sup>-1</sup> )
珠二坳陷	珠江组	下中新统	0.26~1.74(75)/0.57	0.4~3.61(72)/1.15
		上渐新统	0.39~2.08(89)/1.08	0.50~6.56(89)/2.20
	恩平组	下渐新统	0.4~2.9(61)/1.24	0.34~8.35(53)/3.29
		中中新统	0.2~1.9(67)/0.52	0.4~3.23(54)/0.87
琼东南盆地	三亚组	下中新统	0.2~1.89(73)/0.57	0.47~4.28(73)/0.88
		上渐新统	0.21~2.4(56)/0.71	0.37~4.77(56)/1.05
	崖城组	下渐新统	0.25~2.32(59)/0.94	0.38~4.40(31)/1.26

注:()中数值为样品数, /后数值为平均值。

### 2.3 湖相烃源岩

在珠二坳陷白云凹陷深水盆地 LW4-1 井 3 190~3 240 m 层段中,可见浮游藻类含量占绝对优势的微体



植物化石组合,浮游藻类含量可达90.7%(图4)。浮游藻类以盘星藻为主,其次是粒面球藻和光面球藻,可零星见有葡萄藻和刺面球藻,均属于淡水河湖相藻类。这一特征与南海北部浅水区珠一坳陷和珠三坳陷始新统文昌组的藻类组合相似,说明LW4-1井3190~3240 m层段属于始新统湖相地层。该套地层具有较高的有机质丰度,TOC为1.1%~1.3%, $S_1 + S_2$ 为5.5~7.5 mg/g;氢指数介于350~496 mg/g,有机质类型主要属于II<sub>1</sub>型;Pr/Ph比值为1.4~1.7,显示沉积水体为弱还原环境,有利于有机质保存。因此,古生物和烃源岩地球化学分析结果表明,珠二坳陷深水区始新统具备发育湖相烃源岩条件;但是,由于目前南海北部深水区已发现的油气中并没有可靠的证据显示始新统湖相烃源岩对油气有明显贡献,因此,始新统湖相烃源岩只是南海北部深水区潜在的烃源岩。

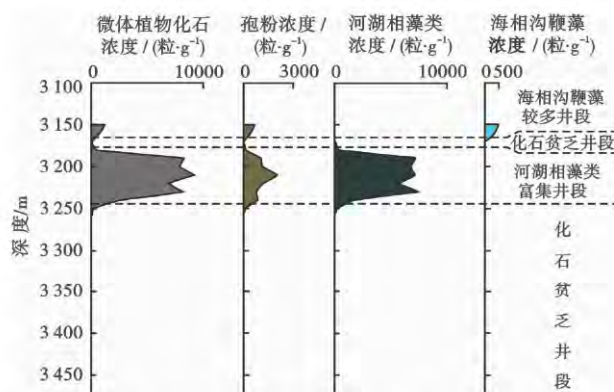


图4 珠二坳陷LW4-1井微体植物化石浓度变化

Fig. 4 The concentration change of microfossils of Well LW4-1 in Zhu II depression

上述分析表明,南海北部深水区主要发育煤系烃源岩、海相烃源岩,这2类烃源岩在平面上分布具有明显的分带性。深水区的珠二坳陷和琼东南盆地中央坳陷带虽然在始新世断陷期沉积了湖相地层,但这些断陷呈孤立、分散状态<sup>[9]</sup>,相对于陆架浅水区,断陷规模较小,湖相烃源岩发育差,因而渐新统煤系烃源岩和海相烃源岩是该地区主要烃源岩。在陆坡超深水区盆地,如笔架南盆地和双峰盆地,始新统湖相烃源岩和渐新统煤系烃源岩可能不发育或者发育程度差,因此海相烃源岩成为超深水区盆地的主要烃源岩。

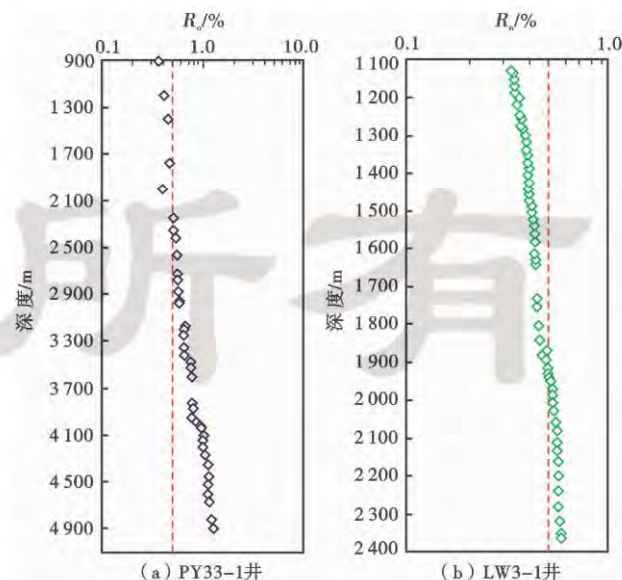
### 3 高热背景及烃源岩的生烃作用

高地温梯度有利于烃源岩的成熟和油气生成。中欧的潘诺尼亚盆地某些地方的地温梯度超过5°C/hm,其上渐新统生油岩在数百万年已生成了具有工业价值的石油<sup>[18]</sup>。世界范围统计资料表明,地温梯度(大于4°C/hm)高盆地单

位面积的石油地质储量比中地温梯度(2~4°C/hm)盆地高9倍,比低地温梯度(小于2°C/hm)盆地高120倍<sup>[19]</sup>,说明高地温梯度非常有利于烃源岩生烃。由于南海北部超深水区新生界厚度一般较小,如双峰盆地峰北凹陷、峰南凹陷和峰西南凹陷新生界最大沉积厚度分别为2800 m、3200 m和3800 m<sup>[20]</sup>,因此,烃源岩的热演化对该地区新生界烃源岩的有效性具有重要影响。

南海北部浅水区的地温梯度平均为3.66±0.6°C/hm,大地热流值平均为66±9.8 mW/m<sup>2</sup>;而深水区的地温梯度平均为3.91±0.74°C/hm,大地热流值平均为77.5±14.8 mW/m<sup>2</sup><sup>[21]</sup>。白云凹陷深水区LW3-1井区大地热流值大于90 mW/m<sup>2</sup>,该井地温梯度达到5.25°C/hm。ODP184航次1148站海水深度3294 m,地温梯度为8.3°C/hm<sup>[22]</sup>。由此可见,南海北部地区现今地温场具“热盆”特征,且深水区比浅水区更“热”。大地热流总体变化趋势为从陆架到陆坡逐渐增高,且增高趋势与地壳减薄趋势一致。新生代岩石圈拉张减薄以及新构造运动所引发的岩浆和断裂活动是南海北部深水区具“热盆”特征的根本原因<sup>[21]</sup>。

由于地温梯度的差异,南海北部深水区与浅水区生烃门限深度存在较大差异。深水区地温梯度高,生烃门限深度明显较浅水区小。如珠二坳陷浅水区PY33-1井(海水深度188.4 m)地温梯度为3.5°C/hm,深水区LW3-1井(海水深度1480 m)地温梯度为5.25°C/hm,如果将 $R_o = 0.5\%$ 作为生烃门限,那么PY33-1井的生烃门限深度大约为海底以下2400 m [图5(a)],而LW3-1井的生烃门限深度大约为海底



注:深度从海底计算。

图5 南海北部不同井镜质体反射率随深度变化情况

Fig. 5 Variations in values of  $R_o$  with depth in different wells in the northern South China Sea

以下 1 900 m[图 5(b)],两口井生烃门限深度相差约 500 m。超深水区 ODP184 航次 1148 站位推算的生烃门限深度在 1 200~1 500 m 左右<sup>[20]</sup>。由此可见,地温梯度控制了生烃门限深度,地温梯度越高,生烃门限深度越浅,这有利于南海北部深水区 and 超深水区新生代沉积厚度较薄的盆地中烃源岩的热演化和油气生成,从而为超深水区盆地的油气勘探提供可能。

## 4 油源分析

南海北部深水区油气类型变化较大。珠二坳陷深水区以天然气为主,具有较多的原油和凝析油;琼东南盆地深水区主要为天然气。

### 4.1 烃源岩地球化学组成

生物标志化合物组成是油源对比的重要基础,南海北部深水区煤系烃源岩与海相烃源岩生物标志化合物特征存在较大差异,主要表现在以下方面:

(1) 姥鲛烷/植烷(Pr/Ph)比值。煤系烃源岩具有高的 Pr/Ph 比值,海相和湖相烃源岩一般为低的 Pr/Ph 比值<sup>[23]</sup>。珠二坳陷恩平组和琼东南盆地崖城组煤系烃源岩 Pr/Ph 比值为 3~10,最高可达 14,而珠二坳陷恩平组、珠海组和珠江组及琼东南盆地崖城组、陵水组、三亚组和梅山组海相烃源岩的 Pr/Ph 比值一般小于 3,大多小于 2,煤系烃源岩与海相烃源岩 Pr/Ph 比值存在明显差异。

(2) 双杜松烷和奥利烷的相对含量。双杜松烷是来源于被子植物达玛树脂的生物标志化合物<sup>[24]</sup>,反-反-反-双杜松烷和顺-顺-反-双杜松烷( $C_{30}H_{52}$ )是它的两个重要化合物,分别用“T”和“W”表示。奥利烷同样来自被子植物。运用双杜松烷与  $C_{30}$  藿烷比值( $T/C_{30}$ 藿烷)和奥利烷与  $C_{30}$  藿烷比值( $OL/C_{30}$ 藿烷)可反映双杜松烷和奥利烷的相对含量。珠二坳陷恩平组煤系烃源岩表现为高的双杜松烷相对含量,其中煤和炭质泥岩的双杜松烷含量高, $T/C_{30}$ 藿烷比值介于 4~10;煤系暗色泥岩的双杜松烷含量低于煤和炭质泥岩, $T/C_{30}$ 藿烷比值一般介于 1~3(图 6)。煤、炭质泥岩和煤系暗色泥岩的奥利烷相对含量普遍较低, $OL/C_{30}$ 藿烷比值一般小于 0.2(图 6)。恩平组海相泥岩与珠海组海相烃源岩生物标志化合物组成具有明显的相似性,表现为低的双杜松烷含量, $T/C_{30}$ 藿烷比值小于 1,并且绝大多数小于 0.3(图 6)。恩平组海相泥岩与珠海组海相烃源岩中奥利烷的含量可高可低, $OL/C_{30}$ 藿烷比值具有较大的变化区间;恩平组海相泥岩的  $OL/C_{30}$ 藿烷比值介于 0.05~2.09,但大多数样品大于 0.5;珠海组海相烃源岩的  $OL/C_{30}$ 藿烷比值介于 0.03~2.81,大多数样品也大于 0.5(图 6)。

由此可见,运用双杜松烷和奥利烷的相对含量是区分恩平组煤系烃源岩和海相烃源岩的有效指标,恩平组煤系烃源岩普遍具有中—高含量的双杜松烷和低含量的奥利烷;而恩平组海相泥岩和珠海组海相烃源岩具有低含量的双杜松烷和相对较高含量的奥利烷。

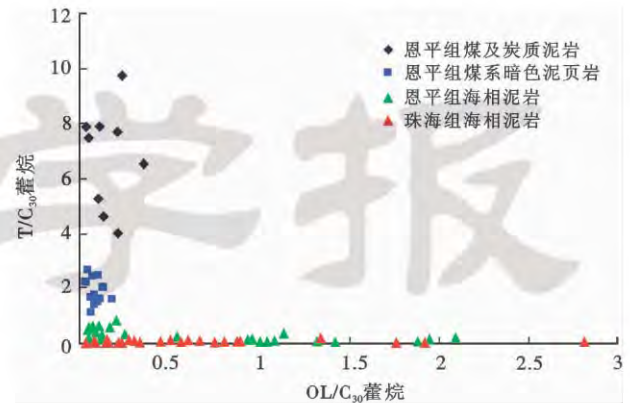


图 6 珠二坳陷煤系烃源岩和海相烃源岩  $T/C_{30}$  藿烷与  $OL/C_{30}$  藿烷相互关系

Fig. 6 Relationship between ratios of  $T/C_{30}$  hopane and ratios of  $OL/C_{30}$  hopane of coal-bearing source rocks and marine source rocks from Zhu II depression

### 4.2 原油地球化学组成

珠二坳陷原油和凝析油的密度介于 0.78~0.80  $g/cm^3$ ,含蜡量低到中等(0.1%~5%),具有低硫( $<0.1\%$ )和低沥青质含量( $<1\%$ )特征。Dzou 和 Hughes 根据原油的姥鲛烷/植烷(Pr/Ph)和二苯并噻吩/菲(DBT/PHEN)的相互关系将原油的母源分为海相碳酸盐岩、海相碳酸盐岩和泥灰岩、咸水湖相源岩、海相和湖相页岩、河流-三角洲页岩和煤 5 种类型<sup>[25]</sup>。珠二坳陷除 PY352-5 井原油样品 Pr/Ph 比值为 1.15 外,其他原油样品 Pr/Ph 比值均大于 3,最高可到 7.54;DBT/PHEN 比值均小于 1(图 7)。总体而言,珠二坳陷深水区的 PY352、LW3、LH34、LH29 和 LH16 等油田原油的 Pr/Ph 比值普遍小于 5,而浅水区的 PY34、PY30、PY351 和 LH19 等油田原油的 Pr/Ph 比值普遍大于 5;深水区与浅水区原油存在明显差异。

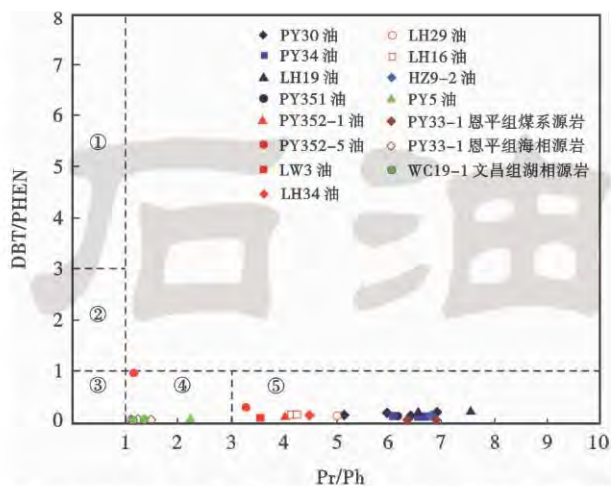
### 4.3 油源对比

珠二坳陷原油和凝析油按照双杜松烷和奥利烷的相对含量可分为 3 类(图 8)。不同类型的原油,其母源及其分布区域也不尽相同。

(1) I 类油。双杜松烷含量相对较高,而奥利烷含量相对较低,Pr/Ph 比值均大于 5。这类原油  $T/C_{30}$ 藿烷比值普遍大于 4,最高达到 7.6(图 8),其  $T/C_{30}$ 藿烷比值与恩平组煤系烃源岩相近。除个别样品外,大部分样品具有较低  $OL/C_{30}$ 藿烷比值(图 8),但普遍高



于恩平组煤系烃源岩。因此,该类型原油的母源以恩平组煤系烃源岩的贡献占绝对优势,海相烃源岩有一定贡献。这类原油主要分布于珠二坳陷浅水区的PY30、PY34、PY351和LH19等油气田。



注:①为海相碳酸盐岩;②为海相碳酸盐岩和泥灰岩;③为咸水湖相源岩;④为海相和湖相页岩;⑤为河流-三角洲页岩和煤。

图7 珠二坳陷原油和源岩 Pr/Ph 与 DBT/PHEN 相互关系

Fig. 7 Relationship between ratios of Pr/Ph and ratios of DBT/PHEN of oils and source rocks from Zhu II depression

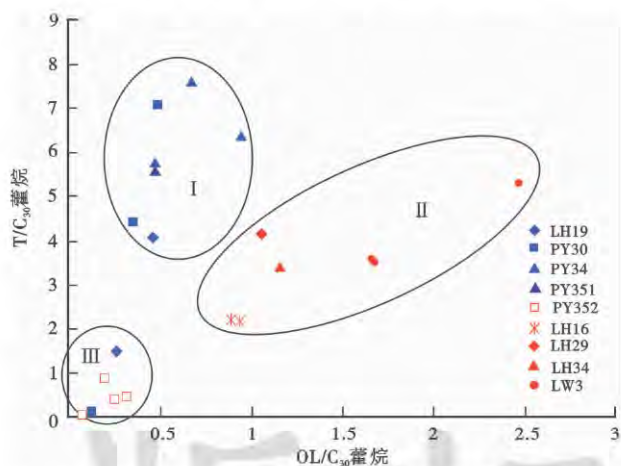


图8 珠二坳陷原油 T/C<sub>30</sub> 藿烷与 OL/C<sub>30</sub> 藿烷相互关系

Fig. 8 Relationship between ratios of T/C<sub>30</sub> hopane and ratios of OL/C<sub>30</sub> hopane ratios of oils from Zhu II depression

(2) II类油。双杜松烷含量相对中等,而奥利烷相对含量较高,Pr/Ph 比值介于3~5。此类原油 T/C<sub>30</sub> 藿烷比值一般介于2~4,低于典型的恩平组煤和炭质泥岩;OL/C<sub>30</sub> 藿烷比值普遍大于0.8,与恩平组和珠海组海相烃源岩具有相似性。该类型油的母源应是恩平组煤系烃源岩和海相烃源岩以及珠海组海相烃源岩,其中煤系烃源岩的贡献比例与海相烃源岩的贡献比例基本相近。这类原油主要分布于白云凹陷东部深

水区的LH29、LH34、LH16和LW3等油气田。

(3) III类油。双杜松烷相对含量很低到较低,奥利烷含量相对低,Pr/Ph 比值低到较高,与恩平组和珠海组海相烃源岩具有相似性。此类原油 T/C<sub>30</sub> 藿烷比值一般小于2;OL/C<sub>30</sub> 藿烷比值普遍小于0.5。因此,该类型原油的母源主要为恩平组和珠海组的海相烃源岩,同时煤系烃源岩也有少量贡献。III类油主要分布于白云凹陷北部深水区。

由此可见,海相烃源岩对珠二坳陷深水区原油和凝析油具有重要的贡献,是珠二坳陷深水区非常重要的烃源岩。琼东南盆地的情况与珠二坳陷相似,由于深水区三角洲不太发育,煤系烃源岩发育变差,海相烃源岩成为重要的烃源岩。

总而言之,海相烃源岩尤其是渐新统海相烃源岩是南海北部深水区重要的烃源岩。需要指出的是,从白云凹陷已发现油气藏的油气充满度看,在其北部煤系烃源岩发育区,油气充满度普遍很高,而在其东南部海相烃源岩发育区,油气充满度普遍较低。由于白云凹陷东南部盖层条件优于白云凹陷北部,因此,白云凹陷油气田油气充满度的差异并非是盖层条件差所造成的,其主要原因可能是白云凹陷北部煤系烃源岩生烃强度大于东南部海相烃源岩,煤系烃源岩的生烃潜力优于海相烃源岩。

## 5 气源分析

关于南海北部琼东南盆地和珠二坳陷天然气的成因和气源,一些学者已开展了较多的研究工作,取得了许多成果,目前主要认为琼东南盆地浅水区崖城13-1气田天然气主要来源于崖城组烃源岩<sup>[3-5]</sup>;珠二坳陷天然气主要来源于恩平组烃源岩<sup>[5-8]</sup>。

### 5.1 气源岩有机质类型

#### 5.1.1 碳同位素组成

琼东南盆地深水区LS22气田与浅水区崖城13-1气田天然气甲烷和乙烷的碳同位素组成相近,尤其是乙烷的碳同位素值均大于-27‰,表现出典型的煤型气特征,因此,其源岩主要为崖城组海陆过渡相烃源岩,属于典型的腐殖型气源岩(图9)。

珠二坳陷深水区LW3、LH34等油气田天然气甲烷碳同位素变化范围与琼东南盆地天然气相近,绝大部分样品的乙烷碳同位素值明显偏轻。与琼东南盆地相差较大。按戴金星等天然气成因类型分类方案<sup>[26]</sup>,珠二坳陷天然气主要分布在油型气与煤型气界线附近,显示其既非典型的油型气,也非典型煤型气。因此,其源岩为恩平组海陆过渡相和海相烃源岩,有机质类型可能属于腐泥-腐殖混合型。

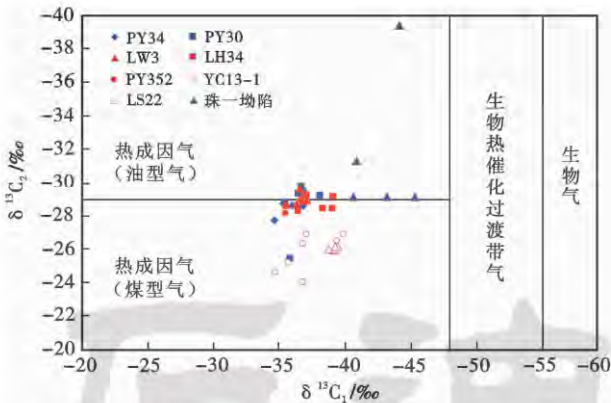


图 9 南海北部天然气甲烷与乙烷碳同位素相互关系

Fig. 9 Relationship between  $\delta^{13}C_1$  and  $\delta^{13}C_2$  of natural gas from northern South China Sea

5.1.2 轻烃组成

甲基环己烷主要来自高等植物木质素、纤维素、糖类等,其热力学性质比较稳定,是反映陆源母质类型的良好参数,各种结构的二甲基环戊烷主要来自水生生物类的脂化合物,正庚烷主要来自藻类和细菌<sup>[27]</sup>。白云凹陷深水区的天然气 C<sub>7</sub> 烃化合物三角图(图 10)中,甲基环己烷含量最高,其次是各种结构的二甲基环戊烷、正庚烷,说明该区天然气主要以煤型气为主,部分属于油型气;但是,很多属于煤型气的样品落在煤型气与油型气的分界线附近,显示出混合来源的特征。

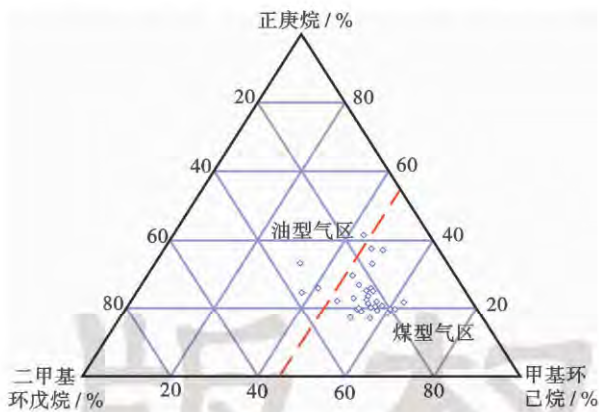


图 10 珠二坳陷深水区天然气 C<sub>7</sub> 轻烃组成

Fig. 10 Composition of C<sub>7</sub> light hydrocarbon of natural gas from Zhu II depression

5.2 生气潜力

从烃源岩中藻类的含量看,珠二坳陷 LH29 井恩平组烃源岩中藻类占孢藻总量的比例达到 50% ~ 60%,而琼东南盆地深水区崖城组和陵水组烃源岩中藻类占孢藻总量的比例一般小于 25%,说明珠二坳陷藻类对烃源岩有机质的贡献大于琼东南盆地,烃源岩有机质类型优于琼东南盆地烃源岩,这与天然气地球

化学分析所获得的结果一致。由于珠二坳陷气源岩的有机质类型主要为腐泥-腐殖混合型,琼东南盆地气源岩的有机质类型主要为腐殖型,同时考虑到珠二坳陷海相烃源岩的有机质丰度比琼东南盆地的要高(表 1),因此,珠二坳陷渐新统海相烃源岩的生气潜力应高于琼东南盆地。

6 结 论

(1) 南海北部深水区发育湖相烃源岩、海陆过渡相煤系烃源岩及海相烃源岩,其中,煤系烃源岩是主要烃源岩,海相烃源岩是重要烃源岩,而湖相烃源岩是潜在烃源岩。

(2) 南海北部深水区烃源岩在平面上的分布具有较强的分带性,深水区以海陆过渡相煤系烃源岩和海相烃源岩为主,超深水区以海相烃源岩为主。

(3) 珠二坳陷已发现的原油可以分为 3 种成因类型。I 类油主要来源于恩平组煤系烃源岩,II 类油为恩平组煤系烃源岩和海相烃源岩混合来源;III 类油主要来源于海相烃源岩。其中 II 和 III 类油主要分布在白云凹陷深水区,海相烃源岩对其原油和凝析油具有非常重要的贡献。

(4) 琼东南盆地深水区天然气属于典型的煤型气,气源岩为崖城组腐殖型烃源岩;珠二坳陷深水区天然气既非典型的煤型气,也非典型的油型气,气源岩为恩平组腐殖-腐泥混合型烃源岩。

参 考 文 献

[1] 朱伟林. 南海北部深水区油气勘探关键地质问题[J]. 地质学报, 2009, 83(8): 1059-1064.  
Zhu Weilin. Some key geological issues on oil and gas exploration in the northern deepwater area of the South China Sea[J]. Acta Geologica Sinica, 2009, 83(8): 1059-1064.

[2] 翟光明, 王世洪, 何文渊. 近十年全球油气勘探热点趋向与启示[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 1): 15-19.  
Zhai Guangming, Wang Shihong, He Wenyuan. Hotspot trend and enlightenment of global ten-year hydrocarbon exploration [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(Supplement 1): 15-19.

[3] 傅宁, 于晓果. 崖 13-1 气田油气混合特征研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 19-22.  
Fu Ning, Yu Xiaoguo. Mixing characteristics of oil and gas in YA13-1 gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(1): 19-22.

[4] 潘贤庄, 张国华, 黄义文, 等. 崖 13-1 气田天然气的混源特征[J]. 中国海上油气(地质), 2001, 15(2): 99-104.  
Pan Xianzhuang, Zhang Guohua, Huang Yiwen, et al. The mixed gas sources in Yacheng13-1 gasfield[J]. China Offshore Oil and Gas(Geology), 2001, 15(2): 99-104.

[5] 傅宁, 邓运华, 张功成, 等. 南海北部叠合断陷盆地海陆过渡相烃源岩及成藏贡献——以珠二坳陷白云凹陷为例[J]. 石油学报,



- 2010,31(4):559-565.  
Fu Ning, Deng Yunhua, Zhang Gongcheng, et al. Transitional source rock and its contribution to hydrocarbon accumulation in superimpose rift-subsidence basin of northern South China Sea: Taking Baiyun Sag of Zhu II Depression as an example[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 559-565.
- [6] 傅宁, 米立军, 张功成. 珠江口盆地白云凹陷烃源岩及北部油气成因[J]. *石油学报*, 2007, 28(3): 32-38.  
Fu Ning, Mi Lijun, Zhang Gongcheng. Source rocks and origin of oil and gas in the northern Baiyun Depression of Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(3): 32-38.
- [7] 朱俊章, 施和生, 何敏, 等. 珠江口盆地白云凹陷深水区 LW3-1-1 井天然气地球化学特征及成因探讨[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(2): 229-233.  
Zhu Junzhang, Shi Hesheng, He Min, et al. Origins and geochemical characteristics of gases in LW3-1-1 Well in the deep sea region of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(2): 229-233.
- [8] 朱俊章, 施和生, 庞雄, 等. 白云凹陷天然气生成与大中型气田形成关系[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(2): 213-221.  
Zhu Junzhang, Shi Hesheng, Pang Xiong, et al. Discussion on natural gas and giant-medium size field formation in Baiyun sag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(2): 213-221.
- [9] 张功成. 南海北部陆坡深水区构造演化及其特征[J]. *石油学报*, 2010, 31(4): 528-533.  
Zhang Gongcheng. Tectonic evolution of deepwater area of northern continental margin in South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 528-533.
- [10] 李友川, 米立军, 张功成, 等. 南海北部深水区烃源岩形成和分布研究[J]. *沉积学报*, 2011, 29(5): 970-979.  
Li Youchuan, Mi Lijun, Zhang Gongcheng, et al. The formation and distribution of source rocks for deep water area in the northern of South China Sea[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(5): 970-979.
- [11] 邓运华. 试论中国近海两个拗陷带油气地质差异性[J]. *石油学报*, 2009, 30(1): 1-8.  
Deng Yunhua. Analysis on differences of petroleum type and geological conditions between two depression belts in China offshore [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(1): 1-8.
- [12] 李友川, 张功成, 傅宁. 南海北部深水区油气生成特性研究[J]. *中国海上油气*, 2010, 22(6): 375-381.  
Li Youchuan, Zhang Gongcheng, Fu Ning. A study on hydrocarbon generation characteristics in the deepwater region, the northern South China Sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2010, 22(6): 375-381.
- [13] 钟志洪, 王良书, 李绪宣, 等. 琼东南盆地古近纪沉积充填演化及其区域构造意义[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2004, 24(1): 29-36.  
Zhong Zhihong, Wang Liangshu, Li Xuxuan, et al. The Paleogene basin-filling evolution of Qiongdongnan Basin and its relation with seafloor spreading of the South China Sea[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2004, 24(1): 29-36.
- [14] 邵磊, 李昂, 吴国璋, 等. 琼东南盆地沉积环境及物源演变特征[J]. *石油学报*, 2010, 31(4): 548-552.  
Shao Lei, Li Ang, Wu Guoxuan, et al. Evolution of sedimentary environment and provenance in Qiongdongnan Basin in the northern South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 548-552.
- [15] 郝诒纯, 陈平富, 万晓樵, 等. 南海北部莺歌海—琼东南盆地晚第三纪层序地层与海平面变化[J]. *现代地质*, 2000, 14(3): 237-245.  
Hao Yichun, Chen Pingfu, Wan Xiaqiao, et al. Late Tertiary sequence stratigraphy and sea level changes in Yinggehai-Qiongdongnan Basin[J]. *Geoscience*, 2000, 14(3): 237-245.
- [16] 庞雄, 陈长民, 彭大钧, 等. 南海珠江深水扇系统及油气[M]. 北京: 科学出版社, 2007.  
Pang Xiong, Chen Changmin, Peng Dajun, et al. The Pearl River deep-water fan system & petroleum in South China Sea[M]. Beijing: Science Press, 2007.
- [17] 李友川, 邓运华, 张功成, 等. 南海北部第三系海相烃源岩[J]. *石油学报*, 2011, 32(2): 219-225.  
Li Youchuan, Deng Yunhua, Zhang Gongcheng, et al. Tertiary marine source rocks in the northern South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(2): 219-225.
- [18] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. Springer-Verlag, 1984.
- [19] Rodnikova R D. Geodynamics and petroleum formation in the sedimentary basin of southeast Asia[J]. *International Geology Review*, 1986, 28(4): 435-443.
- [20] 魏喜, 贾承造, 祝永军, 等. 夭折大洋盆地构造演化及充填特征探讨——以南海双峰盆地为例[J]. *石油学报*, 2010, 31(2): 173-179.  
Wei Xi, Jia Chengzao, Zhu Yongjun, et al. Tectonic evolution and infilling characteristics of the aborted oceanic basin: taking Shuangfeng Basin of South China Sea as an example[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(2): 173-179.
- [21] 米立军, 袁玉松, 张功成, 等. 南海北部深水区地热特征及其成因[J]. *石油学报*, 2009, 30(1): 27-32.  
Mi Lijun, Yuan Yusong, Zhang Gongcheng, et al. Characteristics and genesis of geothermal field in deep-water area of the northern South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(1): 27-32.
- [22] 宋海斌, 耿建华, WANG Howking, 等. 南海北部东沙海域天然气水合物的初步研究[J]. *地球物理学报*, 2001, 44(5): 687-695.  
Song Haibin, Geng Jianhua, Wang Howking, et al. A preliminary study of gas hydrates in Dongsha region north of South China Sea[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2001, 44(5): 687-695.
- [23] Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology[M]. New York: Freeman, 1996.
- [24] Saller A, Lin R, Dunham J. Leaves in turbidite sands: The main source of oil and gas in the deep-water Kutei Basin, Indonesia [J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(10): 1585-1608.
- [25] Dzou L I P, Hughes W B. Geochemistry of oils and condensates, K-field, offshore Taiwan: a case study in migration fractionation [J]. *Organic Geochemistry*, 1993, 20(4): 437-462.
- [26] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. *天然气地球科学*, 1993, 4(2/3): 1-40.  
Dai Jinxing. Characteristics of natural gas carbon isotope and identification of natural gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 1993, 4(2/3): 1-40.
- [27] 林壬子. 轻烃技术在油气勘探中的应用[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1992.  
Lin Renzi. Light hydrocarbons techniques & it's application in oil & gas exploration[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1992.