

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.004>



# 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩特征及其指示的油气勘探方向

蔡来星<sup>1,2</sup>, 肖国林<sup>1,2\*</sup>, 董贺平<sup>1</sup>, 庞玉茂<sup>3</sup>, 郭兴伟<sup>1,2</sup>

1. 青岛海洋地质研究所, 山东青岛 266071
2. 青岛海洋科学与技术试点国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛 266237
3. 山东科技大学地球科学与工程学院, 山东青岛 266590

**摘要:** 为了量化表征北黄海盆地东部坳陷中生界主力烃源岩生、排烃特征, 综合利用镜质体反射率( $R_o$ )、残余有机碳含量(TOC)、岩石热解、干酪根镜检及饱和烃色谱等资料, 在总结研究区烃源岩地化特征的基础上, 通过油源对比明确主力烃源岩层并依托盆地模拟方法量化其生、排烃贡献。结果表明, 北黄海盆地东部坳陷中生界的两类原油均来源于区内中侏罗统和上侏罗统两套主力烃源岩层, 其中, 中侏罗统烃源岩的有机质丰度整体处于“好—最好”级别, 上侏罗统烃源岩的有机质丰度则以“中等—好”为主; 二者均存在早白垩世末期和早中新世两次生、排烃高峰, 但上侏罗统的排烃速率[ $q_{e(max)}=27.3 \times 10^6$  t/Ma]远高于中侏罗统的排烃速率[ $q_{e(max)}=4.2 \times 10^6$  t/Ma], 对研究区油气成藏的贡献更大。虽然下白垩统暗色泥岩的生烃潜力有限, 但其底部砂岩与紧邻上侏罗统主力烃源岩层构成的“下生上储”式的源储配置关系是区内最重要的勘探目的层, 其次为中、上侏罗统内部“自生自储”式的有利成藏组合, 同时, 中侏罗统下部“上生下储”式的成藏组合也应予以重视。

**关键词:** 烃源岩评价; 油源对比; 主力烃源岩; 勘探方向; 中生界; 东部坳陷; 北黄海盆地; 油气地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2020)02-583-19

收稿日期: 2019-02-13

## Characteristics of Mesozoic Source Rocks and Exploration Direction of Oil and Gas in the Eastern Depression, North Yellow Sea Basin

Cai Laixing<sup>1,2</sup>, Xiao Guolin<sup>1,2\*</sup>, Dong Heping<sup>1</sup>, Pang Yumao<sup>3</sup>, Guo Xingwei<sup>1,2</sup>

1. Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, China
2. Pilot National Laboratory for Marine Science and Technology (Qingdao), Evaluation and Detection Technology Laboratory of Marine Mineral Resources, Qingdao 266237, China
3. College of Earth Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China

**Abstract:** In order to quantify the characteristics of hydrocarbon generation and expulsion of Mesozoic main source rocks in the eastern depression of the North Yellow Sea Basin, geochemical characteristic of the Mesozoic source rocks in this study area was summarized by comprehensively using vitrinite reflectance ( $R_o$ ), residual organic carbon (TOC), rock pyrolysis, kerogen microscopic examination and gas chromatographic analysis of saturated hydrocarbons and other geological data. Then on the base of these, this paper has clearly defined the chief source rocks through oil-source correlation and further quantified the contribution of hydrocarbon generation and expulsion. The results show that two types of Mesozoic crude oil in eastern depression of the North

**基金项目:** 国家海洋地质专项项目 (Nos. DD20160147, DD20190365); 国家自然科学基金项目 (Nos. 41210005, 41906188); 青岛市应用基础研究项目 (No. 2016239)。

**作者简介:** 蔡来星 (1985—), 男, 博士后, 主要从事油气地质及海洋地质方面的研究。ORCID: 0000-0001-5755-837X。E-mail: qingxin717717@126.com

\* **通讯作者:** 肖国林, ORCID: 0000-0002-0610-8691。E-mail: Xgl253@163.com

**引用格式:** 蔡来星, 肖国林, 董贺平, 等, 2020. 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩特征及其指示的油气勘探方向. 地球科学, 45(2): 583-601.

Yellow Sea Basin are all originated from the two chief source rocks of the Middle Jurassic and Upper Jurassic. Among them, organic matter abundance of the Middle Jurassic source rocks is in the "good-best" level, while that of the Upper Jurassic source rocks is mainly in the "medium-good" level. The two sets of source rocks all have two peaks of hydrocarbon generation and expulsion in the Early Cretaceous and Early Miocene. However, the hydrocarbon-expulsion rate of the Upper Jurassic source rocks [ $q_{e(max)}=27.3\times 10^6$  t/Ma] is much higher than that of the Middle Jurassic source rocks [ $q_{e(max)}=4.2\times 10^6$  t/Ma], which has the most important contribution to the hydrocarbon accumulation. Although the hydrocarbon generation potential of dark mudstones in the Lower Cretaceous is limited, the source-reservoir matching relationship between the bottom sandstone of the Lower Cretaceous and the chief source rocks of the Upper Jurassic is "lower generation and upper accumulation", which is the first exploration target in this study area. The secondary target layer is the reservoir forming combination of "self generation and self accumulation" in the Middle and Upper Jurassic. And the reservoir combination of "upper generation and lower accumulation" in the lower part of the Middle Jurassic is also noteworthy in oil-gas exploration.

**Key words:** source rock evaluation; oil-source correlation; chief source rock; exploration direction; Mesozoic; eastern depression; North Yellow Sea Basin; oil-gas geology.

## 0 引言

北黄海盆地是一个发育在华北地台隆起之上的中、新生代陆相断陷湖盆,整体呈北东向展布于山东半岛、辽东半岛和朝鲜半岛之间的黄海北部海域,面积约 $2.4\times 10^4$  km<sup>2</sup>(袁书坤等,2010;刘金萍等,2015;王改云等,2016a)。盆内自中侏罗世开始接受沉积并发育中侏罗统、上侏罗统、下白垩统、渐新统和新近系—第四系,最大沉积厚度超过8 000 m(刘金萍等,2015;王改云等,2016a)。自上世纪80年代至今,北黄海盆地共钻探25口井,其勘探和研究程度均较低,但东部坳陷作为盆内最具油气勘探前景的二级构造单元(张莉等,2009;刘振湖等,2014;刘金萍等,2015),一直受到中外油气地质学家的重点关注,且多口钻井已在中生界发现了良好的油气显示或工业油气流,如606井在白垩系的试油产能为31 t/d、610井在白垩系的试油产能更是达到60 t/d(袁书坤等,2010;梁世友等,2011;高丹等,2016)。同时,Sangeon *et al.*(2003)也指出西朝鲜湾(东部坳陷)存在一个资源量达 $30\times 10^8$  t的含油气区,但迄今尚未找到大规模的工业性油气藏。

近年来,已有多位学者针对北黄海盆地东部坳陷的区域构造演化(陈亮等,2008;龚承林等,2009)、沉积层序充填(胡小强等,2015;王改云等,2015;高丹等,2016)、致密储层成因(梁杰等,2013;王改云等,2016a)、油气成藏条件(袁书坤等,2010;刘振湖等,2014;刘金萍等,2015)等方面进行了较为深入的研究,但限于钻井岩芯和分析测试资料,关于生烃条件的研究仍局限在定性评价阶段(梁世友等,2009;张莉等,2009;赵青芳等,2016),仅 Mas-

soud *et al.*(1991,1993)以606、610等13口井的样品为基础针对研究区内上侏罗统烃源岩做了半定量分析,而主力烃源岩的空间展布规律及其生、排烃贡献尚未明晰,这从根本上制约了该区油气勘探的进展。

本文依托研究区25口钻井的岩芯和原油(油砂)样品,综合运用镜质体反射率检测、有机碳测试、岩石热解分析、气相色谱分析等实验手段,在归纳中生界源岩层沉积和地化特征的基础上,通过油源对比明确主力烃源岩层并进一步量化其生、排烃能力,以期为北黄海东部坳陷下一步油气勘探提供科学依据。

## 1 区域地质概况

构造位置上,北黄海盆地处于中朝板块东南部,属华北地块向东部海区的延伸部分;其西为郯庐大断裂和渤海湾盆地,东接朝鲜地块北部的安州盆地,北接辽东隆起,南邻胶东隆起和苏胶—临津江碰撞造山带(刘金萍等,2015;王改云等,2016a)(图1a)。盆内6个二级构造单元整体表现为隆坳相间的构造格局,其中,位于北黄海盆地东部的东部坳陷中生代地层最发育且油气勘探潜力较大(袁书坤等,2010;刘振湖等,2014)。在元古界和古生界变质岩基底之上,东部坳陷中—新生代先后经历了①中—晚侏罗世伸展断陷;②早白垩世张扭扩展;③晚白垩世—始新世区域反转剥蚀;④早渐新世张扭转换;⑤晚渐新世张扭收缩并在末期局部反转;⑥新近纪—第四纪区域沉降等多期构造演化,最终形成“南断北超、西断东超”的沉积构造格局并可划分为3凹4凸共7个三级构造单元(胡小强等,2015;赵

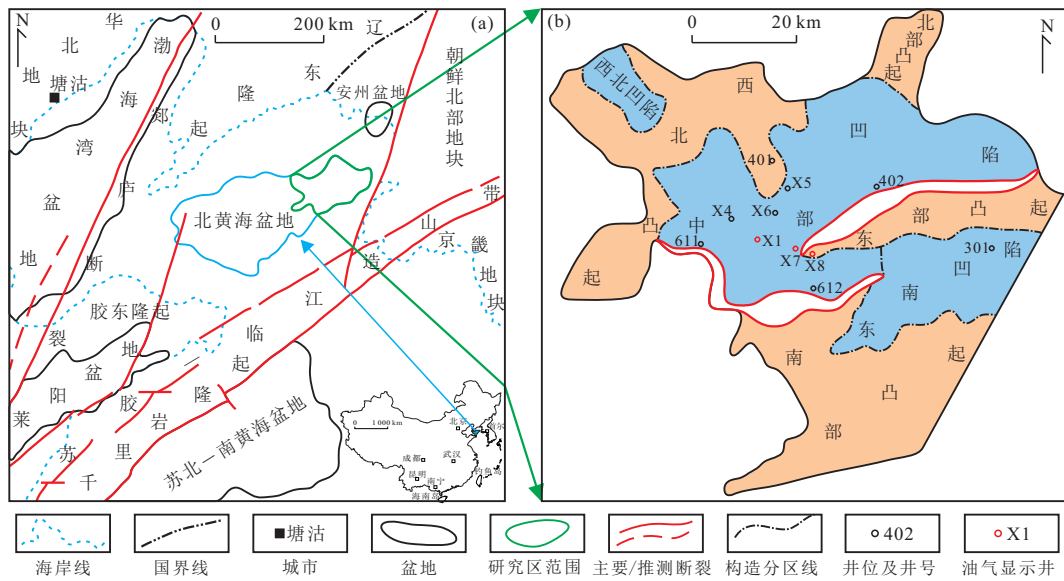


图1 北黄海盆地东部拗陷区域位置、构造区划与井位分布图(修改自刘金萍等,2015;高丹等,2016)

Fig.1 Area Location, geotectonic division and well position maps of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

青芳等,2016)(图1b).受构造运动及古地理背景等因素的共同影响,研究区发育半深湖—深湖相泥岩、扇/辫状河三角洲相砂泥岩互层、滨浅湖相泥岩等多套有利的生储盖组合(胡小强等,2015;王改云等,2015),且已在406、606、610、X1、X3、X8、X10等井中探获多处油气显示或低产油流.

北黄海盆地东部拗陷中生代处于断陷发育阶段,其湖盆演化可细分为中侏罗世初始断陷期、晚侏罗世断陷扩展期和早白垩世断陷萎缩期3个阶段(王改云等,2015;杜民等,2016)并发育了中侏罗统、上侏罗统暗色泥岩及下白垩统杂色泥岩共3套泥岩层.

中侏罗世,北黄海盆地东部拗陷内控盆断层发生正断并形成了近NW向的初始断陷(杜民等,2016),此时,湖盆主体沉降速率超过200 m/Ma,水体迅速上升,初期以砂砾岩沉积为主,半深湖—深湖相的大套暗色泥岩主要发育在中侏罗统中—上部(王改云等,2015),最大厚度可达1 670 m.

晚侏罗世,盆内开始形成一系列近EW-NE向的张性正断层(Molnar *et al.*, 1977; Tapponnier *et al.*, 1982),东部拗陷整体进入断陷扩展期并发育了一个完整的湖退—湖进旋回(王改云等,2015).早期,沉积物向盆内进积,边缘斜坡带多发育三角洲和扇三角洲相沉积;中、后期湖平面逐渐上升,研究区水域面积扩大且水体加深,主要沉积半深湖相暗色泥岩夹薄层煤和泥质粉砂岩,累计厚度约800~1 200 m.

早白垩世,受郯庐断裂带左滑平移和构造抬升影响,东部拗陷由断陷结构渐变为断拗结构且湖盆逐渐萎缩(杜民等,2016),加之气候变的干旱炎热,研究区下白垩统碎屑岩整体以红褐色、褐灰色为主,下部主要发育扇三角洲相或辫状河三角洲相砂砾岩;后期湖泊水体范围相对扩大,在局部深凹内发育浅灰色—深灰色滨浅湖相泥岩,其累计厚度局限在0~275 m.

## 2 样品及实验方法

本文在整理前人实测地化数据的基础上,另行采集研究区烃源岩、油砂和原油样品共878件(中侏罗统烃源岩302块;上侏罗统烃源岩423块、原油1件、油砂8件;下白垩统泥岩136块、原油4件、油砂5件)并开展了 $R_o$ 、TOC、热解、氯仿沥青“A”、显微组分、族组分、饱和烃气相色谱等一系列分析测试.其中, $R_o$ 参数是经碎样、制片后,将待测光片放置于Leitz MPV-III显微光度计的载物台上对干酪根镜质组的反射率进行测试,每个样品的测点数不少于20个,且在2 h后进行一次标样;TOC参数在LecoCS-230碳硫测定仪上检测,其分析方法是将样品粉碎后经稀盐酸洗去其中的无机碳,之后清洗滤液并在55℃恒温干燥箱干燥后,在1 200℃高温下快速燃烧,收集燃烧过程中产生的 $CO_2$ ,经红外检测器计算总有机碳的含量;热解实验是将碎至0.07~0.15 mm的烃源岩样品放置在OGE-II型岩石热解

仪中完成,样品经氢气流加热后排出的气态烃、液态烃和热解烃由氢火焰离子化鉴定器检测,同时排出的二氧化碳由红外检测器检测,热解后的残余有机质经高温加热后生成的 $\text{CO}_2$ 也由红外检测器检测;岩石中可溶有机物及原油族组分分析首先是将烃源岩和油砂样品粉碎至80目进行72 h索氏抽提,随后将含沥青质的滤液通过内径7~10 mm、长400~500 mm的硅胶氧化铝层析柱,分别采用正己烷、二氯甲烷/正己烷(体积比为3:1)及二氯甲烷/甲醇(体积比为2:1)洗脱,最终得到饱和烃、芳香烃和非烃组分.显微组分鉴定是将干酪根样品放置在Leica DM4500P显微镜下放大400~600倍,至少统计300个单位的视域,然后按各组分的颗粒数计算出相应的百分含量.气相色谱-质谱联用仪采用美国Agilent公司生产的Agilent GC-MS 7890B 5977,主要实验条件包括:HP-5MS石英毛细管柱(30 m $\times$ 0.25 mm $\times$ 0.25  $\mu\text{m}$ ),载气为氦气,初始温度120 $^\circ\text{C}$ ,以4 $^\circ\text{C}/\text{min}$ 的速率升温至300 $^\circ\text{C}$ 终温并恒定15 min.

### 3 烃源岩地球化学特征及油源对比

#### 3.1 有机质丰度

在其他条件相近的前提下,烃源岩中残余总有机碳 TOC、生烃潜量 $S_1+S_2$ 、氯仿沥青“A”、总烃含量 HC 等参数的值越高,其有机质丰度越高,生烃潜力越强(SY/T 5735-1995,1996;王东良等,2001;董泽亮等,2015).

##### (1)残余有机碳(TOC)分布特征

研究区中生界烃源岩主要包括中、上侏罗统的泥岩、炭质泥岩和煤样以及下白垩统泥岩,其中,泥岩厚度较大,炭质泥岩和煤样的厚度较薄,其整体 TOC 值分布在 0.03%~70.71% 范围内(表 1).其中,中侏罗统泥岩 TOC 含量的分布区间为 0.03%~5.72%,平均值约为 1.87%;上侏罗统泥岩 TOC 含量分布在 0.07%~5.80% 范围内,平均值稍低于中侏罗统,约为 1.41%;下白垩统泥岩生烃能力最弱且不发育炭质泥岩和煤系地层,其 TOC 平均值仅为 0.77%;中侏罗统炭质泥岩样品和煤样的 TOC 平均值分别为 13.07% 和 48.77%,二者均略低于上侏罗统样品的 16.46% 和 56.43%(表 1).

图 2a 统计结果显示,中侏罗统暗色泥岩的有机碳丰度整体较高,除 3.5% 的样品为非烃源岩外,其余均具备生烃能力,其中“好—最好”烃源岩占 82.8%,中等烃源岩占 13.0%,差烃源岩含量仅为

0.7%;炭质泥岩样品的有机碳丰度以“差—中等”级别为主,二者含量之和约为 81.3%,其余为好烃源岩(图 2b);相较于中侏罗统,上侏罗统同样发育大套褐灰色、深灰色泥岩夹薄煤层,但有机碳丰度略有降低,其中泥岩样品中“好—最好”烃源岩的含量约占 60.2%,另有 28.7% 的样品属于中等级别的烃源岩,“非—差”烃源岩含量较中侏罗统升高,约为 11.0%,炭质泥岩样品同样以“差—中等”级别为主(图 2a,2b);在浅水、干旱环境中发育的下白垩统灰褐色、浅灰色泥岩样品中的有机碳含量贫乏,非烃源岩含量显著增加至 30.9% 而“好—最好”烃源岩含量为 13.3%,生烃能力较弱的“差—中等”烃源岩占 55.9%(图 2a).

##### (2)生烃潜量 $S_1+S_2$ 分布特征

相较于 TOC 参数, $S_1+S_2$ 仅表征了有机质转化成烃的潜力(Hakimi *et al.*, 2016),所以由其展示的研究区有机质丰度普遍较低,烃源岩品质以“差—中等”为主,能达到“好—最好”级别的烃源岩含量明显减少.中侏罗暗色泥岩的生烃潜量主要介于 0.29~105.65 mg/g 之间,平均值约为 3.78 mg/g(表 1),以差和中等烃源岩含量最高,分别占 44.8% 和 42.5%,其次为“好—最好”烃源岩,二者含量之和约为 9.4%(图 2c);炭质泥岩和煤样的 $S_1+S_2$ 平均值分别为 11.86 mg/g 和 45.31 mg/g(表 1),所有样品均属于“非—差”级别的烃源岩(陈建平等,1997),生烃潜力较小(图 2d);上侏罗统泥岩样品的生烃潜量主要分布在 0.02~40.27 mg/g 区间,平均值约为 4.06 mg/g(表 1),中等、好和最好 3 个级别的烃源岩含量较中侏罗统均有所增长,分别占 43.8%、13.6% 和 2.3%(图 2c);2 个炭质泥岩样品和 3 个煤样全部为“非—差”烃源岩(图 2d),二者的 $S_1+S_2$ 平均值较中侏罗统减小,分别为 7.93 mg/g 和 11.26 mg/g(表 1);统计结果同样显示,下白垩统泥岩的有机质丰度明显降低,其生烃潜量分布在 0.02~27.40 mg/g 范围内并呈典型的低值单峰分布,“非—差”烃源岩含量之和高达 78.8%,中等烃源岩占 12.5%，“好—最好”烃源岩含量仅占 8.7%(图 2c).

##### (3)氯仿沥青“A”分布特征

研究区内氯仿沥青“A”揭示的有机质丰度特征与 TOC 统计结果基本一致,中侏罗统烃源岩的氯仿沥青“A”含量整体介于 0.008 4%~1.482 0%,平均值约为 0.234 0%,其中“好—最好”烃源岩含量明显占优,二者之和约为 79.7%;上侏罗统氯仿沥青

表 1 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩地化分析数据表

Tab.1 Geochemical data chart of Mesozoic source rocks in the eastern depression, North Yellow Sea Basin

层位		中侏罗统	上侏罗统	下白垩统
地化参数		J <sub>2</sub>	J <sub>3</sub>	K <sub>1</sub>
有机质成熟度	R <sub>o</sub> (%)	$\frac{1.06(78)}{0.73\sim 2.20}$	$\frac{0.98(149)}{0.47\sim 3.41}$	$\frac{0.85(50)}{0.37\sim 2.50}$
	T <sub>max</sub> (°C)	$\frac{446.7(236)}{369.0\sim 549.0}$	$\frac{440.9(281)}{358.0\sim 551.0}$	$\frac{413.4(105)}{337.0\sim 469.0}$
有机质丰度	泥岩	$\frac{1.87(284)}{0.03\sim 5.72}$	$\frac{1.41(407)}{0.07\sim 5.80}$	$\frac{0.77(136)}{0.07\sim 5.34}$
	TOC(%) 炭质泥岩	$\frac{13.07(16)}{6.08\sim 29.25}$	$\frac{16.46(8)}{6.14\sim 35.41}$	/
	煤	$\frac{48.77(3)}{43.2\sim 59.32}$	$\frac{56.43(6)}{43.81\sim 70.71}$	/
有机质丰度	泥岩	$\frac{3.78(212)}{0.29\sim 105.65}$	$\frac{4.06(258)}{0.02\sim 40.27}$	$\frac{2.56(104)}{0.02\sim 27.4}$
	S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> 炭质泥岩 (mg/g)	$\frac{11.86(9)}{1.11\sim 30.28}$	$\frac{7.93(2)}{3.47\sim 12.40}$	/
	煤	$\frac{45.31(5)}{5.55\sim 83.61}$	$\frac{11.26(3)}{2.78\sim 27.54}$	/
氯仿沥青“A”(%)		$\frac{0.2340(79)}{0.0084\sim 1.4820}$	$\frac{0.0802(62)}{0.0107\sim 0.3755}$	$\frac{0.1168(19)}{0.0029\sim 0.8360}$
HC(10 <sup>-6</sup> )		$\frac{701.80(79)}{17.05\sim 4054.10}$	$\frac{396.01(62)}{51.25\sim 1648.98}$	$\frac{672.15(19)}{16.50\sim 5349.56}$
有机质类型	腐泥组(%)	$\frac{50.23(71)}{0.00\sim 79.41}$	$\frac{58.60(78)}{0.00\sim 94.90}$	$\frac{47.10(23)}{0.00\sim 93.30}$
	壳质组(%)	$\frac{8.92(71)}{0.00\sim 74.00}$	$\frac{24.60(78)}{0.00\sim 87.7}$	$\frac{20.50(23)}{0.00\sim 71.90}$
	镜质组(%)	$\frac{24.46(71)}{8.82\sim 75.00}$	$\frac{12.20(78)}{1.80\sim 34.00}$	$\frac{18.50(23)}{2.00\sim 58.00}$
	惰质组(%)	$\frac{16.37(71)}{3.70\sim 40.00}$	$\frac{4.70(78)}{0.00\sim 26.00}$	$\frac{13.90(23)}{0.00\sim 57.00}$
	干酪根镜检		II <sub>2</sub> 、III型为主,见少量II <sub>1</sub> 型和极少数I型 II <sub>2</sub> 和II <sub>1</sub> 型为主、少部分I型和III型 III和II <sub>2</sub> 型为主,见部分II <sub>1</sub> 型和极少量I型	

注:表中数据为  $\frac{\text{平均值(样品数)}}{\text{最小值}\sim\text{最大值}}$

“A”的分布范围则明显缩减为 0.010 7%~0.375 5%,有机质丰度也以生烃能力较弱的差烃源岩为主,含量约为 48.4%,但中等以上烃源岩含量同样约为 48.4%;下白垩统泥岩的生烃能力最弱,“非一差”烃源岩含量之和约为 42.1%,其次为中等烃源岩,约占 31.6%，“好一最好”烃源岩含量最低,二者之和约为 26.3%(表 1;图 2e)。

#### (4) 总烃含量“HC”分布特征

HC 统计结果显示,研究区内 3 套泥岩层的有机质丰度差异较明显。中侏罗统泥岩的 HC 值分布在  $17.05\times 10^{-6}\sim 4054.10\times 10^{-6}$  范围并表现为高值多而低值少的特征,平均值约为  $701.80\times 10^{-6}$ ,以好烃源岩含量最高,约为 51.9%,其次为中等烃源岩,约占 25.3%;与之相对的是,上侏罗统泥岩样品的 HC 值主要集中在  $51.25\times 10^{-6}\sim 1648.98\times 10^{-6}$  区间,平均值约为  $396.01\times 10^{-6}$ ,各级别烃源岩均有发育

但以“差一中等”级别为主,二者约占 64.5%，“好一最好”级别的烃源岩含量次之,约占 25.8%;另一个较明显的特征是,下白垩统低 HC 值的样品含量明显增高,非烃源岩含量显著增加至 26.3%(表 1;图 2f)。

综上 4 类有机质丰度参数的统计结果认为,北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩的有机质丰度整体较高,多数样品属于中等及以上烃源岩级别。其中,中侏罗统暗色泥岩的有机质丰度以“好一最好”烃源岩占优势地位,上侏罗统暗色泥岩以“中等一好”丰度级别为主,下白垩统泥岩厚度最薄且丰度最低,绝大多数样品属于“非一差”烃源岩(刘金萍等,2013a)。另外,研究区炭质泥岩和煤系地层集中发育在侏罗系,其有机质丰度级别以“非一差”为主,供烃能力差。

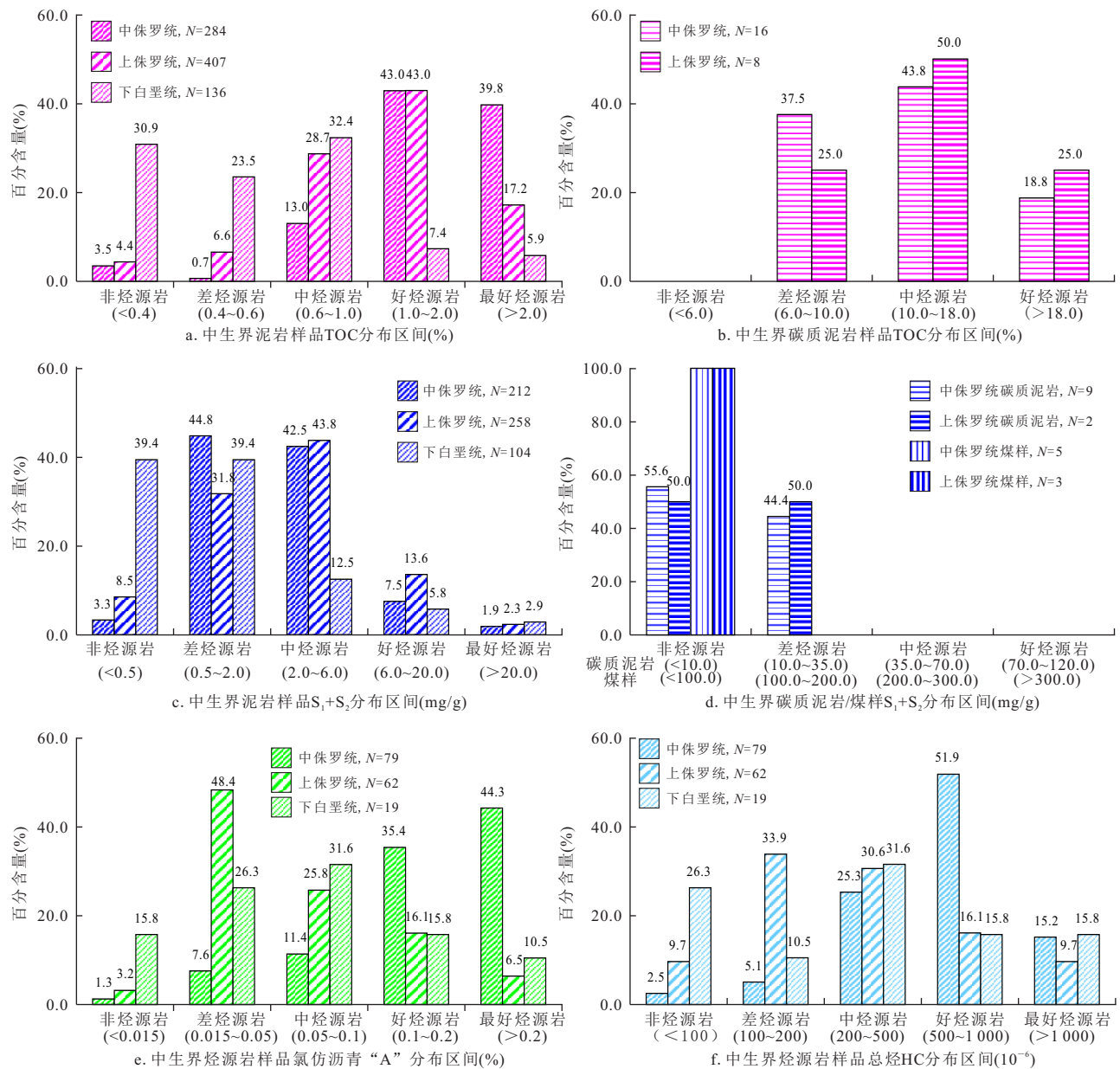


图2 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩有机质丰度分布直方图(SY/T 5735-1995,1996)

Fig.2 Abundance histogram of organic matter in Mesozoic source rocks of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

### 3.2 有机质类型

综合岩石热解、族组分、干酪根镜检及饱和烃色谱特征等资料可以看出:北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩的有机质类型丰富,整体以II型和III型为主,同时可见部分I型(图3a)。

由样品的分布层段来看,中侏罗统烃源岩有机显微组分主要为腐泥组和镜质组,其含量平均值分别占50.20%和24.50%,惰质组和壳质组平均含量较低,仅为16.40%和8.90%;绝大多数样品的氢指数HI处于150~200 mg/g TOC,表明其有机质以倾气型为主;族组分资料显示,该套烃源岩的饱和烃

最高值仅为40.98%且八成样品的饱和烃含量低于30%,同时, $w(\text{饱和烃}) < 30.0\%$ 的样品约占82.3%, $w(\text{饱和烃}) < 1.6$ 的样品约占51.9%,而(非烃+沥青质)/总烃平均值约为2.39,反映了其有机质类型多以III型和II<sub>2</sub>型为主,其次为少量的II<sub>1</sub>型和极少数的I型(图3a~3b)。

晚侏罗世时期,研究区断陷活动逐渐趋于稳定,湖盆水体范围扩至最大并富集浮游藻类等低等水生生物,因此,有机显微组分样品中腐泥组平均含量最高,约为58.6%;同时,相较于中侏罗统,样品中壳质组平均含量明显增加至24.6%而镜质组含

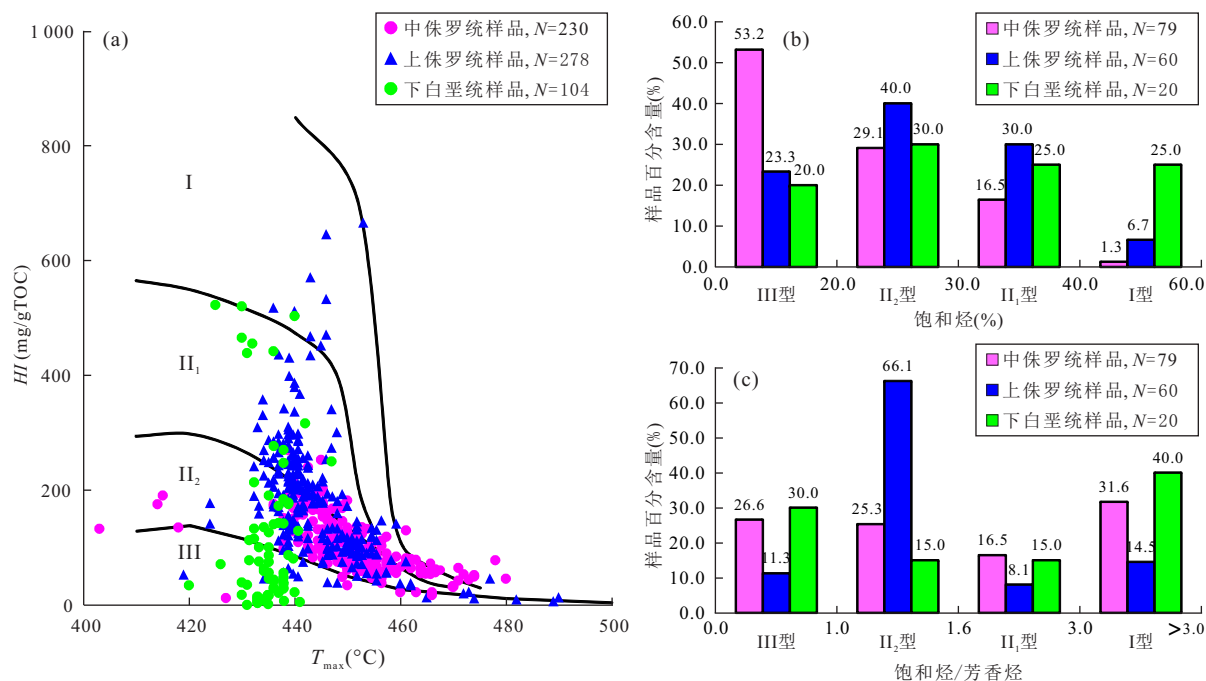


图3 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩有机质类型判别图

Fig.3 Organic matter types in Mesozoic source rocks of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

量降至12.2%,表明该套烃源岩的有机质类型基本以II型为主,其次为少量的III型和I型(图3a);相比之下,侏罗组平均含量仅为4.7%,表明湖盆内陆生有机质的输入量有所减少且主要集中在煤系地层中。此外,族组分分析结果显示, $w$ (饱和烃)集中在20.0%~40.0%范围内的II型有机质样品总量达70%,且以II<sub>2</sub>型样品为主;饱/芳统计结果与此相符,有机质类型为II<sub>2</sub>型的样品占66.1%,其次为I型和III型,分别占总样品量的14.5%和11.3%(图3b~3c);多数样品的氢指数HI处于300~600 mg/g TOC范围,部分样品的HI值<200 mg/g TOC,表明其有机质类型以倾油型为主。

在盆小水浅的沉积背景下,下白垩统烃源岩中有机质母源主要为陆源植物,III型和II<sub>2</sub>型有机质占样品的绝大多数,其次为II<sub>1</sub>型,而I型干酪根少见(图3a)。族组分中 $w$ (饱和烃)<30.0%,饱/芳<1.6的III型和II<sub>2</sub>型样品约占总样品的45.0%~50.0%(图3b~3c)。

### 3.3 有机质成熟度

北黄海盆地东部坳陷中侏罗统烃源岩的 $T_{max}$ 参数分布在369.0~549.0 °C,平均值约为446.7 °C(表1),其中低于440 °C的未成熟—低成熟样品含量约占19.9%,而除此之外的大部分有机质已进入成熟—高成熟演化阶段;78块岩石样品的 $R_o$ 测试结果

(表1)同样显示,该套烃源岩整体处于成熟阶段,尤其是埋深在4 000 m之下的深洼部位,有机质热演化多已进入高成熟阶段(图4);上侏罗统样品中低成熟烃源岩的含量较中侏罗统增加,而进入高成熟阶段烃源岩的比例较低(图4)。与之一致的是, $T_{max}$ 统计结果也表明上侏罗统有机质成烃演化主要以低成熟、成熟为主,二者分别占样品总量的38.35%和29.75%。下白垩统烃源岩埋藏较浅, $R_o$ 值总体分布在0.37%~1.52%范围内,平均值约为0.78%(表1),除部分样品受火成岩烘烤影响外(唐晓音等,2013;张旗等,2016),大部分样品都处于低成熟—成熟阶段的生、排烃初期(图4)。另外,研究区X10井下白垩统泥岩样品的实测OEP的平均值为1.12,CPI的平均值为1.17,也反映了其成烃演化刚刚步入生油气初级阶段。

值得指出的是,1 850~3 030 m深度范围内,606、X2、X3、X4、X8等井的 $R_o$ 值表现出异常增高(图4a),而这些井全部位于岩浆热场所影响的区域范围(图4b)。钻探证实,X3、X4、X5等井(2 500~2 850 m)均在上侏罗统—下白垩统钻遇2层火山岩,其中下层粗面英安岩的形成时代为晚侏罗世晚期—早白垩世早期,上层碎斑英安岩是早白垩世早期地壳熔融的产物(王嘹亮等,2013,2015;王任等,2017)。在岩浆热场的烘烤作用下,部分未成熟—低

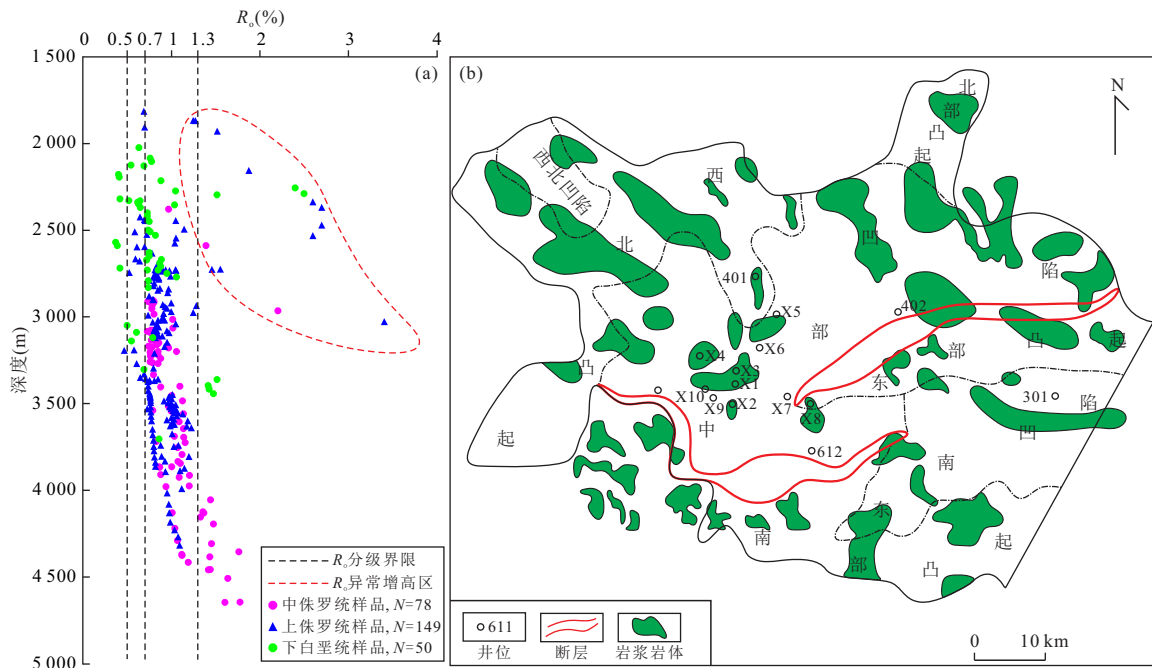


图 4 北黄海盆地东部坳陷中生界  $R_o$  及岩浆热场分布特征

Fig.4 Distribution characteristics of  $R_o$  and magmatic thermal field in Mesozoic of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

a. 烃源岩  $R_o$  与深度关系图; b. 岩浆岩平面分布图 (据王任等, 2017)

成熟烃源岩迅速进入生油窗的温度范围并向烃类物质转化(唐晓音等, 2013; 张旗等, 2016; 许中杰等, 2017); 同时, 火山喷发所形成的热液既促进了水生生物的繁殖, 也有利于还原水体环境的形成, 直接促进了有效烃源岩的形成和保存(高福红等, 2009; 张旗等, 2016)。

### 3.4 油源对比

**3.4.1 原油物性与族组分特征** 研究区下白垩统和上侏罗统原油的相对密度( $D_4^{20}$ )平均值为 0.897 2  $g/cm^3$ , API 介于 24.34~26.78, 为典型的中质油, 其粘度(50°C)平均值约为 43.92 mPa.s, 凝固点平均值为 21.5 °C; 同时, 原油样品具有“低硫、低芳烃、高蜡”的特征(梁世友等, 2011; 刘金萍等, 2013b), 即含硫量平均值约为 0.219 5%, 含蜡量处于 10.54%~15.92% 范围内, 为高蜡石油, 而芳香烃含量则全部小于总烃的 25.0%, 整体表现为陆相有机质成因的原油。

全部原油样品的族组成中以饱和烃馏分含量最高, 其平均值为 50.97%, 且正构烷烃的相对含量均在 90% 以上; “非烃+沥青质”的含量分布在 8.64%~49.74% 范围内, 平均值约为 26.46%; 而芳香烃含量较低, 平均值约为 22.56%, 这与中质油的族组成特征相吻合。其中, 下白垩统原油样品的饱

和烃含量和饱芳比平均值分别为 46.85% 和 1.94; 上侏罗统原油(油砂)样品的饱和烃含量和饱芳比平均值稍高于下白垩统, 分别为 53.83% 和 2.92。

**3.4.2 油-源对比** (1) 正构烷烃特征对比 研究区原油(油砂)的正构烷烃分布较完整, 除  $nC_{10}$  低分子量正构烷烃挥发损失外, 碳数在  $C_{10}$ ~ $C_{40}$  范围内均有分布, 峰型则主要发育双峰型和单峰型 2 个大类(图 5)。其中, X7 井下白垩统油砂样品呈双峰态—前峰型的分布特征(图 5a), 主峰碳为  $C_{15}$ , 这与中、上侏罗统泥岩的正构烷烃分布曲线具有很好的相似性而与下白垩统泥岩的亲缘关系一般(图 5b), 整体反映了以低等水生生物为主的混源母质; 据 X8 井油砂样品的正构烷烃分布曲线显示, 研究区上侏罗统部分原油来自于上侏罗统和下白垩统泥岩, 他们具有相似的双峰态—后峰型分布特征(图 5c), 主峰碳集中在  $C_{28}$ ~ $C_{31}$  范围内且 OEP 平均值为 2.09, 具明显的奇碳优势, 表明其生油母质同样为混源但以陆生高等植物占优; 另外, 还有部分油砂样品的正构烷烃呈单峰型分布, 主峰碳集中在  $C_{23}$  且其他碳数烷烃近于正态分布, 对比后发现其与中、上侏罗统泥岩具有相近的主峰碳和相似分布形态, 两者之间应具有良好的亲缘关系(图 5d)。由图 5e 对比结果可知, 研究区内具有单峰态—前峰型碳数分布特征



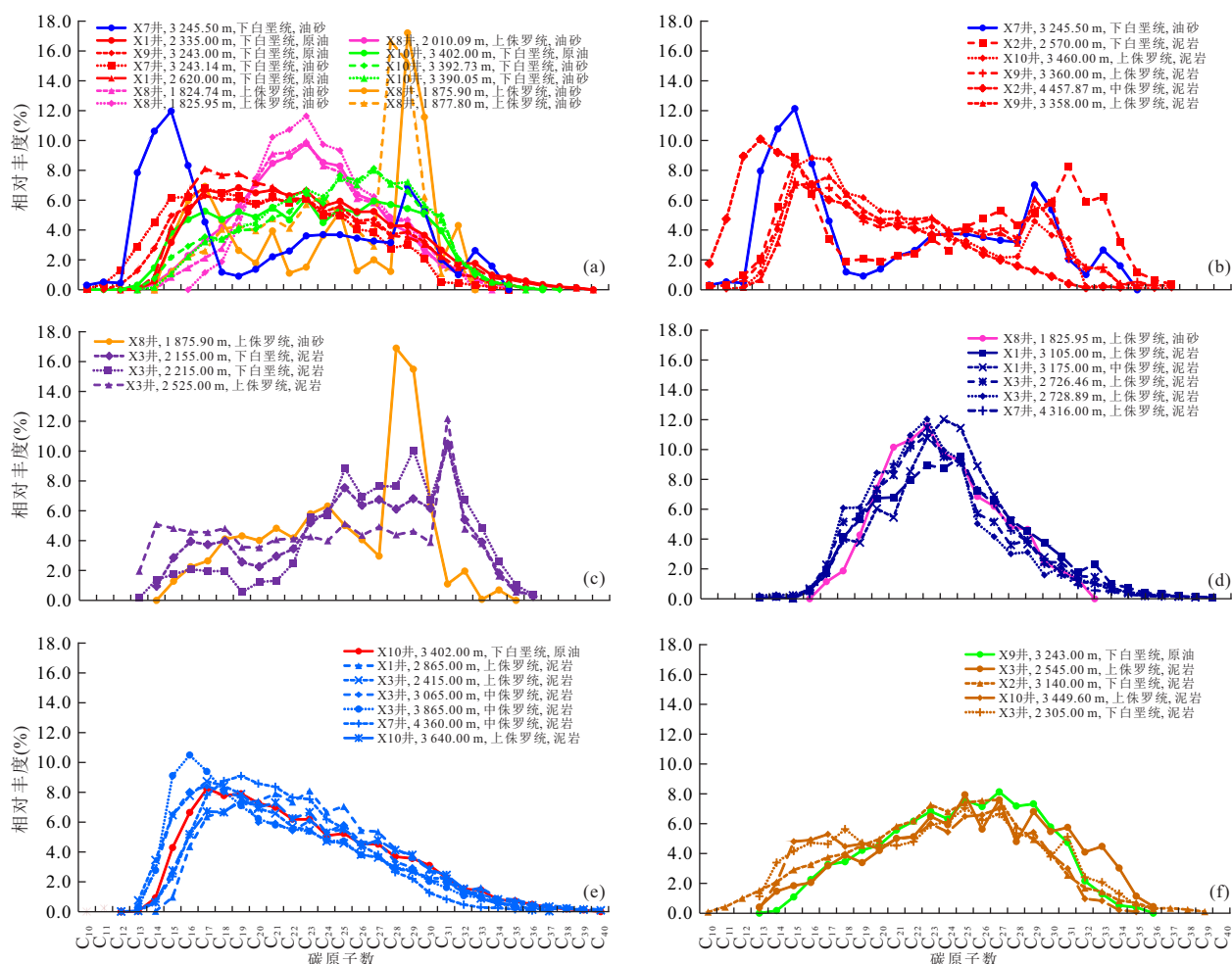


图 5 北黄海盆地东部坳陷中生界原油(油砂)、烃源岩正构烷烃分布曲线对比图

Fig.5 Correlation of n-alkanes between Mesozoic crude oil (oil sand) and source rocks in the eastern depression, North Yellow Sea Basin

的下白垩统原油主要来源于中、上侏罗统泥岩, C<sub>17</sub>~C<sub>19</sub>的低碳数主峰碳显示烃源岩中的生油母质主要为低等水生生物,这明显区别于下白垩统中呈单峰态—后峰型碳数分布特征的原油,其主峰碳为 C<sub>25</sub>且奇偶优势不明显,生油母质主要源于下白垩统和上侏罗统泥岩中的陆生植物(图 5f)。

(2)类异戊二烯烷烃特征对比 尽管类异戊二烯烷烃在石油和沥青中的含量远不及正构烷烃高,但由于其能更好地抵抗微生物的降解从而具备了较高的结构稳定性,故也常用于确定烃源岩抽提物与原油之间相关关系(Didyk *et al.*, 1978; Sofer, 1984; Peters *et al.*, 2005)。据此,可将北黄海盆地东部坳陷中生界原油分为 2 种类型,其中第 I 类原油(油砂)主要分布在上侏罗统,姥鲛烷、植烷含量相对较高且 Pr/Ph 平均值约为 0.97,属姥植均势;同时,Pr/nC<sub>17</sub>、Ph/nC<sub>18</sub>的分布范围分别为 1.19~1.92

和 0.76~1.50,整体分布区域与上侏罗统泥岩抽提物具有很高的重叠度(图 6a~6c)。第 II 类原油则由下白垩统和部分上侏罗统的原油(油砂)混合而成,其 Pr/Ph 值变动较大,主要介于 0.62~1.68,而 Pr/nC<sub>17</sub>值和 Ph/nC<sub>18</sub>值明显低于第 I 类原油,分布范围与大部分中、上侏罗统烃源岩抽提物的范围相同(图 6a~6c);由碳同位素组成来看,第 I 类原油(油砂)的 δ<sup>13</sup>C 集中在 -30.29‰~-30.50‰,Pr/Ph 值介于 1.15~1.35,此特征与中侏罗统、下白垩统烃源岩差异较大,而与上侏罗统烃源岩相似度较高,反映出上侏罗统“自生自储”的源储配置关系;第 II 类原油(油砂)的 δ<sup>13</sup>C 明显降至 -34.7‰~-33.0‰,Pr/Ph 略微升高至 1.46~1.68 区间,表明研究区下白垩统原油主要来自上侏罗统烃源岩的贡献(图 6d)。

(3)生物标志化合物对比 由于生物标志化合物结构的特征性及相对稳定性,可作为油源对比的

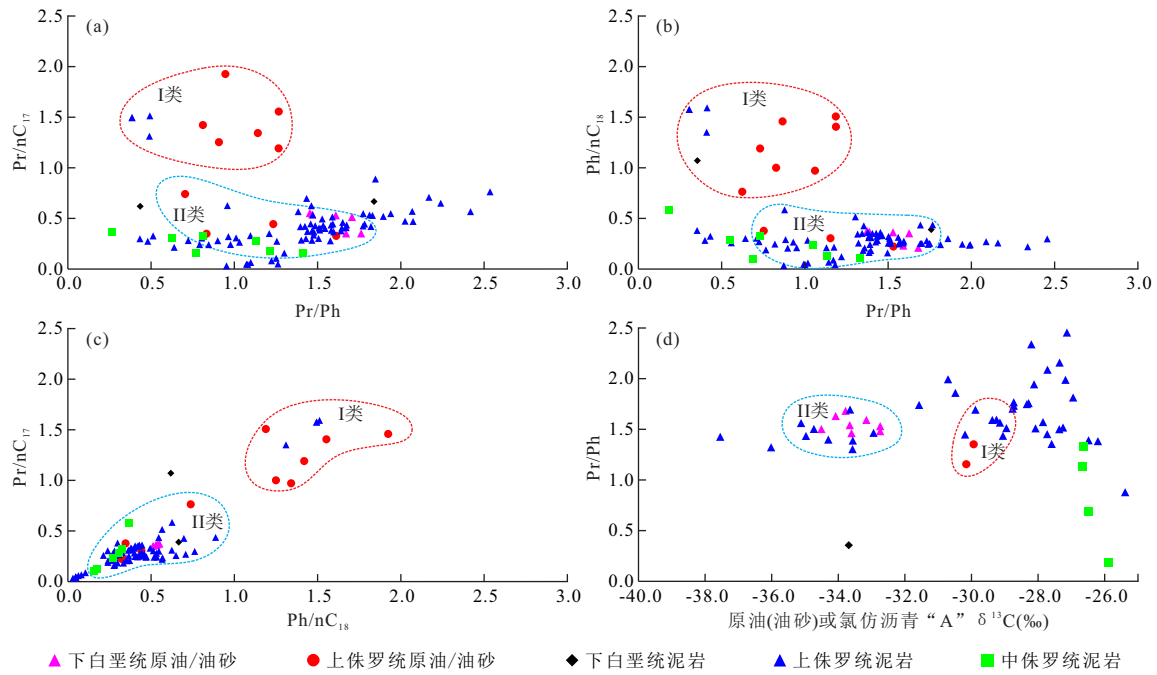


图6 北黄海盆地东部坳陷中生界异构烷烃参数油-源对比

Fig.6 Oil-source correlation by isoparaffin parameters in Mesozoic of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

有效指标(Li *et al.*, 1997, 1999). 通过对研究区岩芯样品中的原油(油砂)和烃源岩样品进行抽提,发现抽提物中都含有三环萜烷和五环三萜烷,其中,三环萜烷化合物碳数主要分布在 $C_{19} \sim C_{31}$ 之间且具有 $C_{23}$ 优势, $C_{23}$ 长链三萜烷占总三萜烷含量的8.38%~19.17%;五环三萜烷则主要为藿烷系列、莫烷系列和伽马蜡烷。

由图7a可以看出,所有样品中三环萜烷的含量均较低,三环萜烷/五环萜烷的比值最高只有0.46,而 $C_{24}$ 四环萜烷/ $C_{26}$ 三环萜烷的比值呈两个区间分布,其中比值 $<1.0$ 的原油(油砂)样品与上侏罗统和下白垩统烃源岩的关系密切,油岩之间存在成因联系;比值 $>1.7$ 的原油(油砂)样品则与上侏罗统和部分中侏罗统烃源岩的集群关系明显,二者具有较好的亲缘性. 五环萜烷分析结果表明,原油(油砂)样品中伽马蜡烷的含量较高,伽马蜡烷/ $C_{31}$ 藿烷比值介于0.43~0.67, $C_{29}Ts/C_{29}$ 藿烷比值介于0.22~0.62,与此特征符合的烃源岩为白垩系底部泥岩、上侏罗统顶部泥岩和中侏罗统部分泥岩,而其余烃源岩样品的相关性较差(图7b). 在 $m/z191$ 质量色谱图上,研究区原油(油砂)样品和烃源岩样品的五环萜烷均以 $C_{30}$ 藿烷为主,其次为 $C_{30}$ 降藿烷、 $C_{29}Ts$ 、 $Ts$ 、 $C_{31}$ 藿烷和 $\gamma$ 蜡烷,其他藿烷含量较低. X1井两个下白垩统原油样品具有较高的成熟度, $Ts/Tm$ 值

分别为1.91和2.05,这与上侏罗统泥岩抽提物类似,而与下白垩统泥岩抽提物的区别较大,指示了“下生上储”的组合关系(图7c~7f). 甾烷分布特征显示,X3井中侏罗统油砂和烃源岩样品的 $C_{27}\alpha\alpha\alpha20R$ 、 $C_{28}\alpha\alpha\alpha20R$ 和 $C_{29}\alpha\alpha\alpha20R$ 三者均呈不对称的“V”字型,以 $C_{29}\alpha\alpha\alpha20R$ 甾烷占明显优势为特征, $C_{28}\alpha\alpha\alpha20R$ 含量最低(图7g~7h),反映了“自生自储”的源储组合样式. 有机质母源输入为水生藻类、浮游动物和陆生植物,并且陆生植物是原油形成的重要贡献者.

综上所述认为,研究区内源储配置关系良好,中、上侏罗统暗色泥岩生成的油气优先充注至距离较近的上侏罗统砂岩后继续向上运移,并与下白垩统烃源岩排出的油气混聚在下白垩统砂岩中成藏,而上侏罗统烃源岩才是下白垩统原油的主要贡献者.

## 4 主力烃源岩及其生、排烃特征

### 4.1 主力烃源岩空间展布特征

在一个盆地内,已进入生烃高峰期、有机质丰度级别以“好+很好”为主且累计厚度比例多高于50%的烃源岩可作为主力烃源岩存在(云金表等, 2014;袁彩萍等, 2014),其成藏贡献最高可达80%以上(李素梅等, 2011;张博为等, 2016),在成藏条

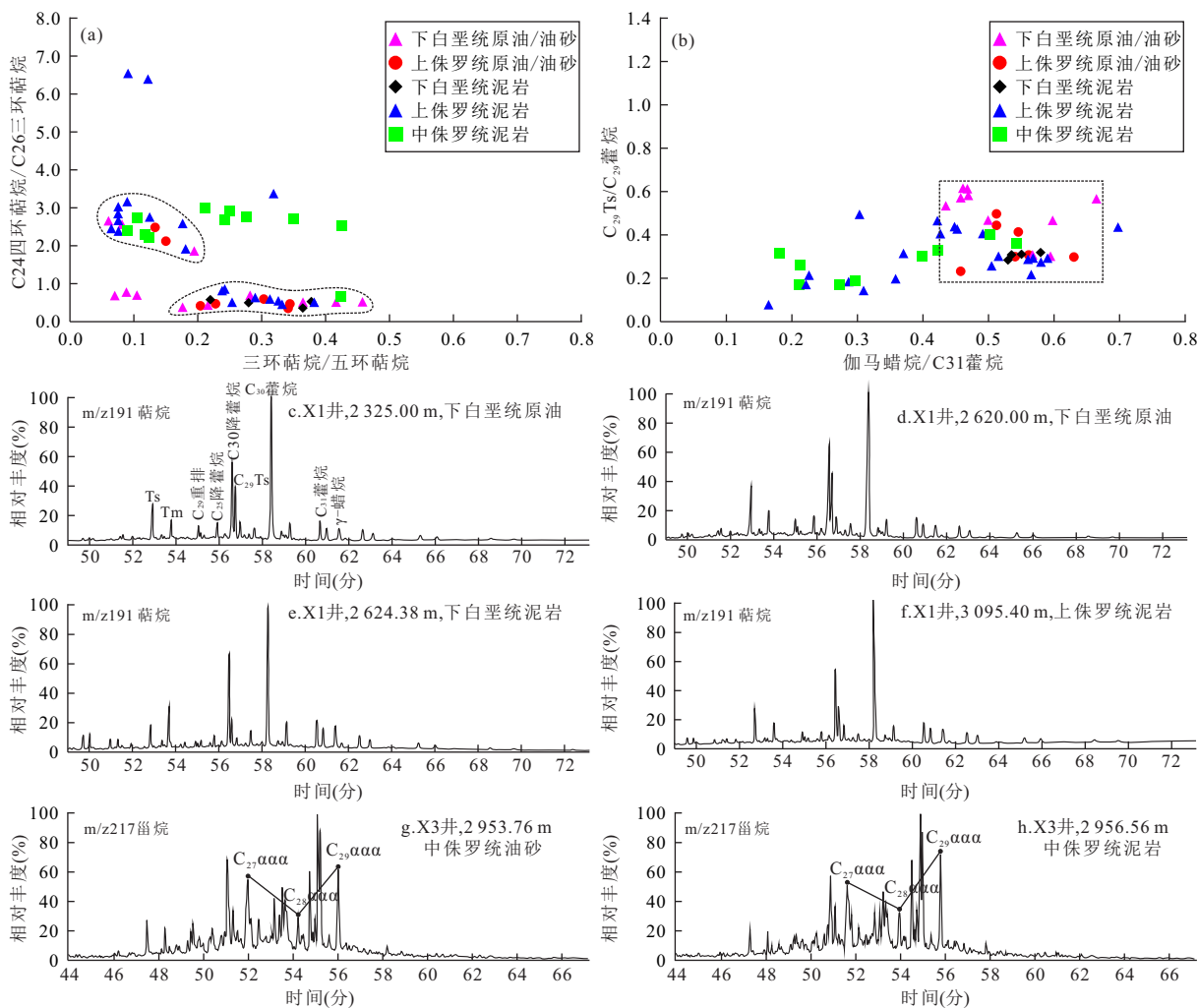


图 7 北黄海盆地东部坳陷中生界生物标志化合物参数油-源对比

Fig.7 Oil-source correlation by biomarker parameters in Mesozoic of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

件、资源评价等工作中理应受到高度重视。据 X6-X3-X2-X8 连井剖面显示 (图 8), 北黄海盆地东部坳陷中生界的主力烃源岩集中发育在“盆深水广”的中、晚侏罗世时期, 尤以中侏罗统上部 and 上侏罗统最为集中; 早白垩世时期, 研究区烃源岩品质整体变差, 仅在湖盆中心局部 (X3 井-X2 井) 发育一套薄的有效烃源岩层 ( $1.0\% < \text{TOC} < 2.0\%$ ), 高丰度主力烃源岩 ( $\text{TOC} \geq 2.0\%$ ) 虽在上部零星可见, 但因其未进入生烃门限而无法有效生烃, 如中部凹陷区 X2 井在 2 568.0 ~ 2 600.0 m 和 3 134.0 ~ 3 140.0 m 分别揭示了两套灰色泥岩, 其中上部 32 m 泥岩段的  $S_1 + S_2$  平均值达 20.68 mg/g, 远高于下部泥岩段的 10.73 mg/g, 但仅下部泥岩演化至低成熟阶段成为有效烃源岩。平面上, 坳陷边缘 (X8 井) 主要沉积了多套较低丰度的有效烃源岩层, 其厚度由 20 m 至 100 m 不等; 至北部斜坡 (X6 井), 高丰度主力烃源

岩开始发育但厚度较薄且主要集中在最大湖泛期; 沉积中心处 (X3 井-X2 井), 主力烃源岩的含量迅速增加, 单层最大厚度可达 170 m 左右。

#### 4.2 主力烃源岩生、排烃特征

应用 Petromod 2012 盆地模拟系统, 优选相标定参数、烃产率图版、有机碳恢复系数、钻井实测数据及各种有机地化参数和岩石热导率参数 (Wygrala *et al.*, 1989; 邱楠生, 2002; 石广仁等, 2004) 等开展生、排烃特征研究, 其中, 泥岩压实模型选用 Mudstone Model (Yang *et al.*, 2004)、生烃模型采用实测的产烃率模型、排烃模型选用复杂孔隙度排烃模型 (王克等, 2005; 陈建平等, 2014)。

① 盆地模拟中所需的沉积相、烃源岩百分含量、TOC 含量、干酪根类型等相标定参数, 采用由井点到面、井震结合的方法依据钻井实际数据统计并赋值, 见表 2。

表 2 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩盆地模拟参数表

Table 2 Parameter table of basin modeling of Mesozoic source rocks in the Eastern Depression, North Yellow Sea Basin

地层	沉积相	砂岩含量(%)	暗色泥岩含量(%)	泥岩有机碳含量(%)	干酪根类型(%)			
					I	II <sub>1</sub>	II <sub>2</sub>	III
J <sub>3</sub>	河流相	45	5	0.20	0	0	10	90
	三角洲相	55	25	0.72	0	0	40	60
	水下扇	35	10	0.45	0	0	30	70
	滨-浅湖相	25	55	0.75	0	10	55	35
	半深湖相	10	77	1.65	10	25	45	20
J <sub>2</sub>	三角洲相	55	25	0.65	0	0	35	65
	水下扇	35	10	0.50	0	0	30	70
	滨-浅湖相	25	50	0.80	0	5	50	45
	半深湖相	15	70	2.00	0	5	40	55
	浊积体	40	15	0.50	0	0	35	65

②勘探资料和前人研究表明,北黄海盆地是一个地温梯度相对较低的“冷盆”(张功成等,2016),其变化范围为 2.50~2.74 °C/100 m,如 X9 井在 3 170.31 m 处测得静温 86.9 °C,地温梯度 2.74 °C/100 m,据此,本文取值为 2.62 °C/100 m。

③产烃率及生烃量.研究区有机质类型主要为陆生植物和低等水生生物混源形成的 II<sub>1</sub>型和 II<sub>2</sub>型,其次为 III型及少量的 I型,不同类型的产烃率主要依据 X2、X4 和 X6 井烃源岩实测数据取值.模拟结果显示,研究区内中侏罗统和上侏罗统两套成熟、有效的烃源岩生烃量大致相当,二者累计生烃达 23.46×10<sup>8</sup> t。

#### (1)中侏罗统烃源岩生、排烃特征

中侏罗统烃源岩自中侏罗世末期开始生烃并持续至今,其中第一个生、排烃高峰出现在早白垩世末期,最大生烃速率和排烃速率分别达到 16.4×10<sup>6</sup> t/Ma 和 4.2×10<sup>6</sup> t/Ma,同时,研究区内最大排烃强度为 50.0~60.0×10<sup>4</sup> t/km<sup>2</sup>;后因晚白垩世区域抬升剥蚀,烃源岩生、排烃速率逐渐减弱并于古新世~始新世停止生烃;渐新世时,伴随着盆地再次沉降发生二次生烃作用,较小幅度的生、排烃高峰分别出现在渐新世末期和早中新世,二者的最大生烃速率分别为 13.3×10<sup>6</sup> t/Ma 和 10.5×10<sup>6</sup> t/Ma,排烃速率为 4.0×10<sup>6</sup> t/Ma 和 3.5×10<sup>6</sup> t/Ma,直至 20 Ma 后生、排烃速率不断衰减(图 9a)。

#### (2)上侏罗统烃源岩生、排烃特征

上侏罗统烃源岩自晚侏罗世末期开始局部生烃并于早白垩世末出现第一个生、排烃高峰,此时最大排烃速率约为 13.5×10<sup>6</sup> t/Ma,相应的排烃强度高(80.0~120.0)×10<sup>4</sup> t/km<sup>2</sup>;同样受区域抬升

作用(晚白垩世~始新世)和盆地再次沉降(渐新世)的控制,二次生烃高峰出现在中新世且生烃速率明显高于早白垩世末期,峰值高达 62.0×10<sup>6</sup> t/Ma,次峰值为 45.5×10<sup>6</sup> t/Ma;排烃过程则从渐新世末开始一直延续至今,两次排烃高峰的速率分别为 27.3×10<sup>6</sup> t/Ma 和 20.5×10<sup>6</sup> t/Ma(图 9b)。

值得我们思考的是,虽然中侏罗统暗色泥岩的累计厚度是上侏罗统的 2 倍以上且现今残余的有机质丰度也高于上侏罗统,但其倾气型的有机质尚未达到大量生气阶段;中、上侏罗统两套烃源岩在地史时期的累计生烃量基本相当,而中侏罗统的排烃速率远不如上侏罗统,其单位体积排烃量仅为上侏罗统的 20.0% 左右,最大排烃强度也仅为上侏罗统烃源岩的一半.根据物质平衡原理可以判定,上侏罗统烃源岩的原始有机质丰度应明显高于中侏罗统,正是由于其排出的烃类物质远高于中侏罗统才导致现今残余有机质丰度较中侏罗统略低.烃源岩生、排烃速率和油源对比综合分析表明,上侏罗统烃源岩是研究区内最重要的一套主力烃源岩层,其对油气成藏的贡献更大,其次为中侏罗统烃源岩。

## 5 有利的油气勘探方向

受勘探程度和地质资料丰度所限,前人虽明确指出中生界是北黄海盆地东部坳陷的主要生烃层和油气勘探目的层(袁书坤等,2010;梁世友等,2011;刘振湖等,2014;刘金萍等,2015),但对其内部生储盖组合的划分尚不够精细,在一定程度上限制了研究区内部主要目的层的标定.本次研究在明确主力烃源岩的基础之上,总结研究区致密砂岩储

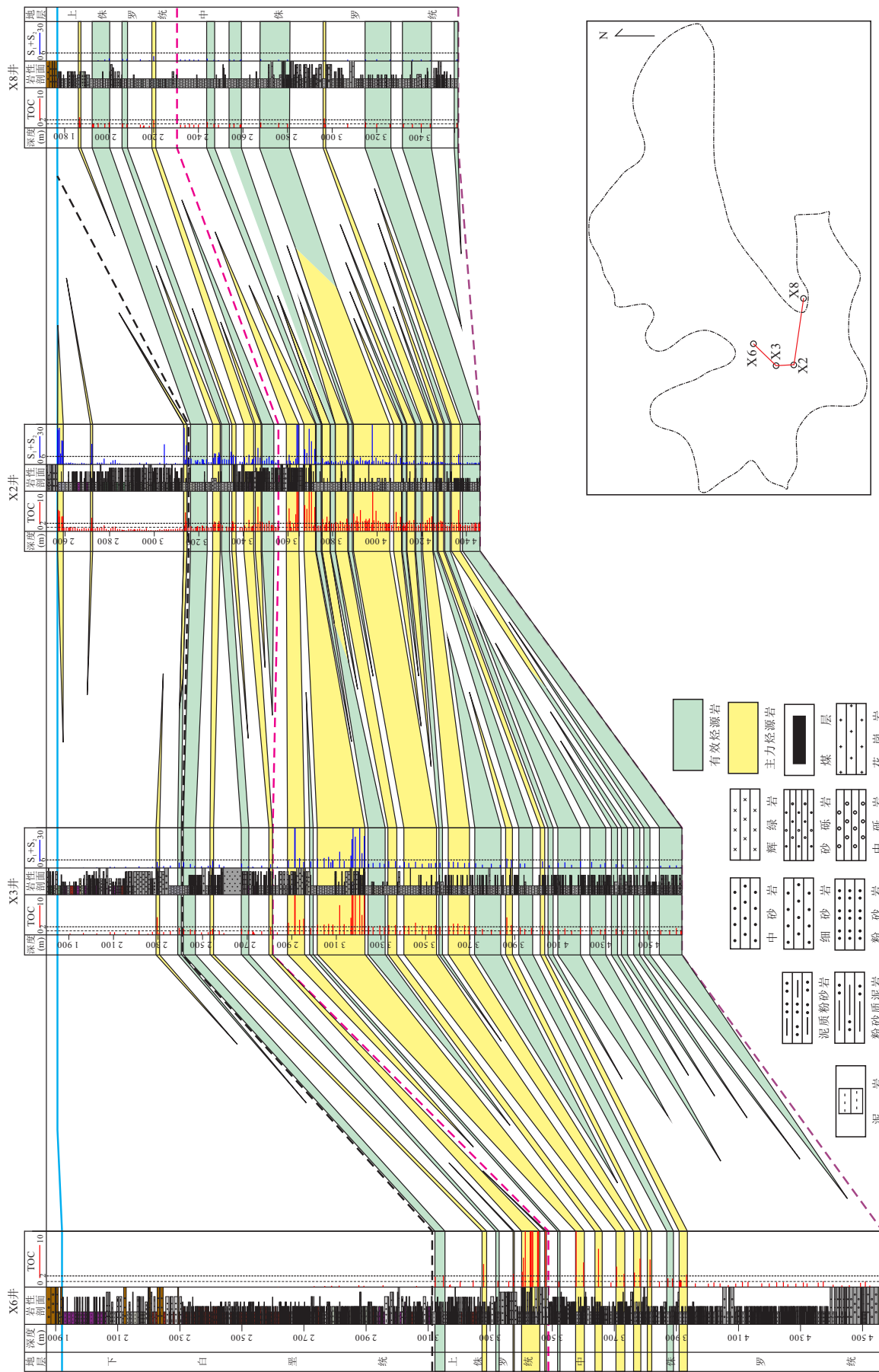


图 8 北黄海盆地东部坳陷 X6-X3-X2-X8 井中生界烃源岩连井剖面  
 Fig. 8 Well-tie source rock cross-section of X6-X3-X2-X8 in Mesozoic of the eastern depression, North Yellow Sea Basin

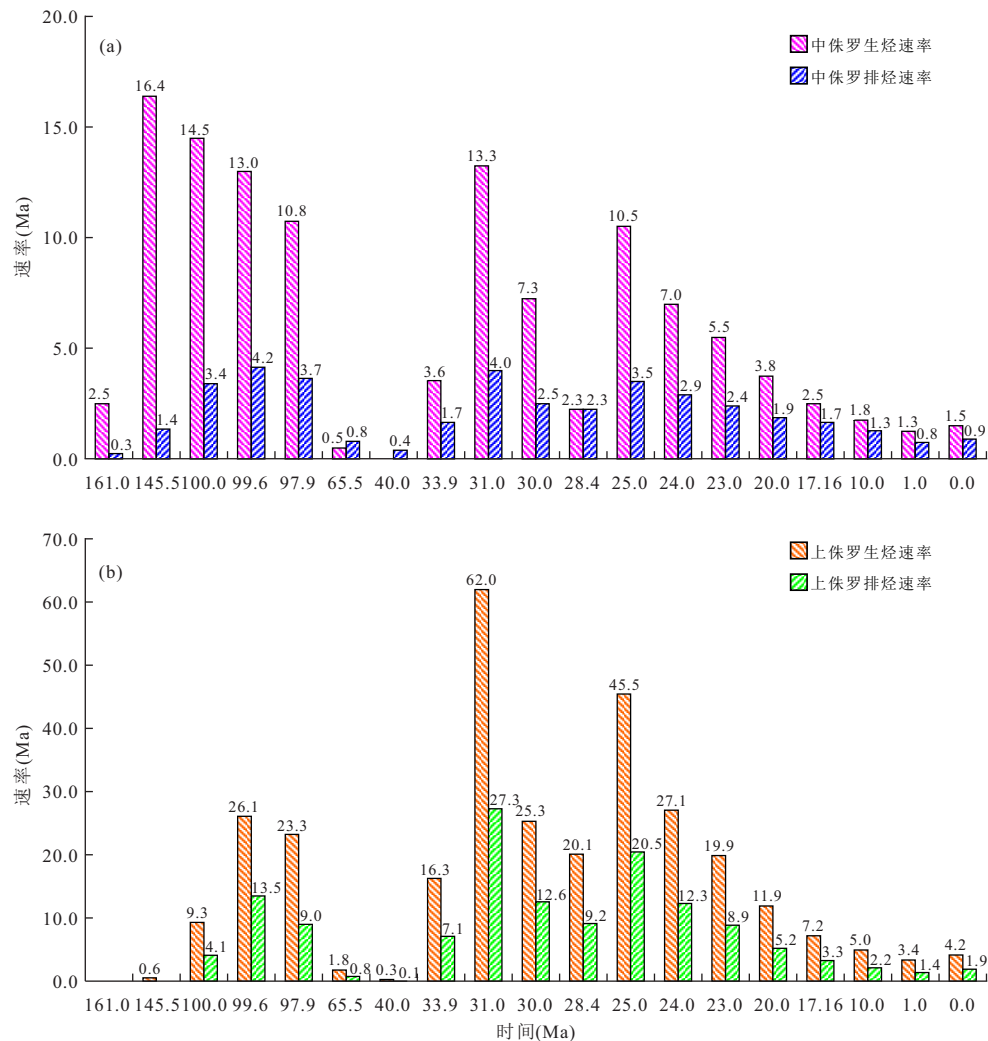


图9 北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩生、排烃速率直方图

Fig.9 Histogram of hydrocarbon-generating and hydrocarbon expulsion rate of Mesozoic source rocks in the eastern depression, North Yellow Sea Basin

层、区域盖层等的发育特征(梁杰等, 2013; 王改云等, 2015, 2016a, 2016b), 认为北黄海盆地东部坳陷中生界发育4套生储盖组合(图10)。“上生下储”式的组合I发育在中侏罗统下部, 烃源岩和盖层均为其下部大套暗色泥岩, 储集层为扇三角洲砂岩或前侏罗系基岩; 组合II跨中侏罗统上部 and 上侏罗统发育, 中、上侏罗统暗色泥岩为主要的烃源岩层和盖层, 储层主要为上侏罗统三角洲前缘砂岩和滨浅湖细砂岩, 其特点是形成“下生上储”和“自生自储”式的成藏组合; 以上侏罗统暗色泥岩为烃源岩层、以下白垩统下部辫状河三角洲前缘砂岩为储集层的源储组合被覆盖在下白垩统中、上部大套泥岩之下, 形成“下生上储”的组合III; 第IV套组合的储集层主要发育在下白垩统上部, 油源通过断层沟通来自于中、上侏罗统, 盖层为下白垩统顶部的厚层泥

岩, 成藏组合同样为“下生上储”式。

前已述及, 研究区中、上侏罗统两套烃源岩均存在着早白垩世末和中新世两次生、排烃高峰, 上侏罗统烃源岩在中新世排出的烃类对油气成藏更具实际意义, 而盆内构造圈闭早在渐新世末即已定型(袁书坤等, 2010; 刘振湖等, 2014), 因此, 由侏罗统烃源岩排出的油气可通过不整合、断层等运移通道进入下白垩统成藏, 尤其是上侏罗统上部“好—最好”级别的烃源岩紧邻下白垩统底部孔渗条件较好的砂岩层(梁杰等, 2013; 王改云等, 2016a), 更有利于烃类运移、聚集。综合分析认为, 研究区油气勘探的最佳目的组合为上侏罗统泥岩和下白垩统砂岩构成的成藏组合III, 其次为中、上侏罗统内部“自生自储”式成藏组合, 而中侏罗统下部“上生下储”式成藏组合也存在一定的勘探价值。

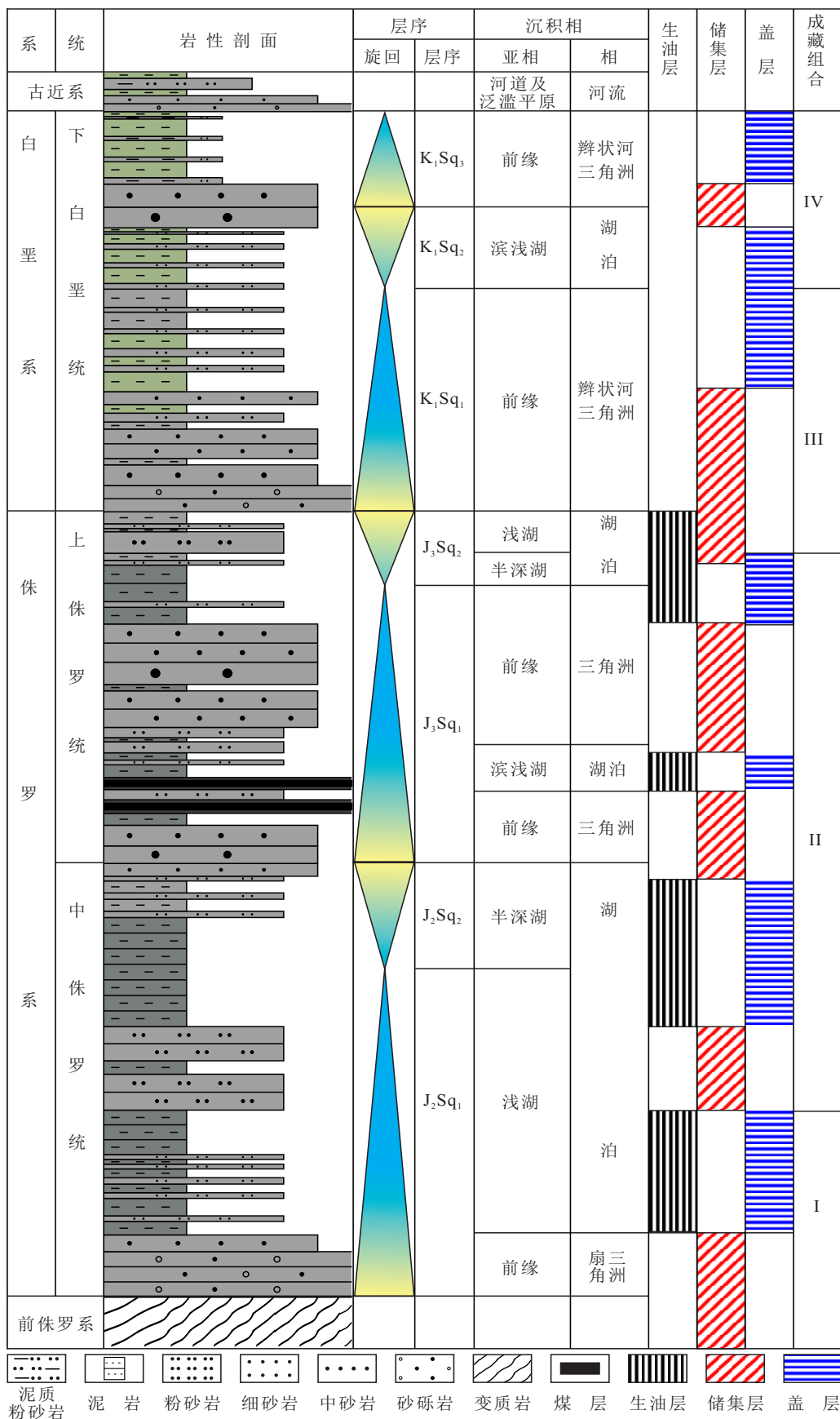


图 10 北黄海盆地东部坳陷中生界生储盖组合示意图(修改自王改云等,2016b)

Fig.10 Diagrammatic sketch of Mesozoic source-reservoir-seal rock assemblage in the eastern depression, North Yellow Sea Basin

## 6 结论

(1) 烃源岩地球化学评价证实, 北黄海盆地东部拗陷中生界中侏罗统烃源岩的有机质丰度整体处于“好—最好”级别且大部分已进入成熟—高成熟生油阶段, 其类型以倾气的 III 型和 II<sub>2</sub> 型为主, 可见少量的 II<sub>1</sub> 型和极少量的 I 型; 上侏罗统烃源岩有机质丰度则以“中等—好”级别为主, 有机质类型主要为倾油的 II<sub>2</sub> 型和 II<sub>1</sub> 型, 少部分为 I 型和 III 型, 成烃演化基本处于低成熟—成熟生油阶段; 白垩系局部发育的暗色泥岩有机质丰度以“非—差”级别为主且大多未成熟, 供烃能力十分有限。

(2) 油源对比结果显示, 研究区中生界两类原油主要来自于上侏罗统烃源岩, 其次为中侏罗统, 而来自下白垩统的成分极少; 侏罗统烃源岩(尤其是上侏罗统)生成的烃类首先充注至紧邻的下白垩统底部砂岩和侏罗统内部砂岩层后, 继续通过断层等通道向上运移并与下白垩统烃源岩生成的少量烃类混聚在下白垩统上部储层中, 区内源储配置关系主要为“下生上储”式, 其次为“自生自储”式, 中侏罗统下部发育一套“上生下储”式的成藏组合。

(3) 上侏罗统和中侏罗统暗色泥岩是研究区内两套主力生烃层系, 二者均存在着早白垩世末和中新世两次生、排烃高峰; 中侏罗统烃源岩的最大排烃速率仅为  $4.2 \times 10^6$  t/Ma, 而上侏罗统烃源岩的排烃速率高达  $27.3 \times 10^6$  t/Ma, 加之盆内构造圈闭最终定型于渐新世末, 故上侏罗统烃源岩晚期排出的烃类对油气成藏更具实际意义, 有利勘探层位首先为下白垩统底部砂岩层, 其次为中、上侏罗统内部砂岩, 中侏罗统下部砂岩层也应予以适当关注。

## References

- Chen, J.P., Sun, Y.G., Zhong, N.N., et al., 2014. The Efficiency and Model of Petroleum Expulsion from the Lacustrine Source Rocks within Geological Frame. *Acta Geologica Sinica*, 88(11): 2005—2032(in Chinese with English abstract).
- Chen, J.P., Zhao, C.Y., He, Z.H., 1997. Criteria for Evaluating the Hydrocarbon Generating Potential of Organic Matter in Coal Measures. *Petroleum Exploration and Development*, 24(1): 1—5(in Chinese with English abstract).
- Chen, L., Liu, Z.H., Jin, Q.H., et al., 2008. Meso-Cenozoic Tectonic Evolution of the East Depression of North Yellow Sea. *Geotectonica et Metallogenia*, 32(3): 308—316 (in Chinese with English abstract).
- 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>
- Dong, Z.L., Li, X.Q., Zhang, M.Y., et al., 2015. Gas Potential Evaluation of Coal Measures Source Rocks with Medium-High Thermal Evolution Stage. *Coal Science and Technology*, 3(12): 129—136(in Chinese with English abstract).
- Du, M., Wang, H.J., Wang, G.Y., et al., 2016. Characteristics and Formation Mechanism of Meso-Cenozoic Superimposed Basins in the East Depression of the North Yellow Sea Basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 36(5): 85—96(in Chinese with English abstract).
- Gao, D., Cheng, R.H., Shen, Y.J., et al., 2016. Southwestern Provenance - Sedimentary System and Provenance Tectonic Setting of Eastern Sag in the North Yellow Sea Basin. *Earth Science*, 41(7): 1171—1187(in Chinese with English abstract).
- Gao, F.H., Gao, H.M., Zhao, L., 2009. Effects of Volcanic Eruptions on Characteristics of Source Rocks: Taking Shangkulie Formation of Labudal in Basin as An Example. *Acta Petrologica Sinica*, 25(10): 2671—2678(in Chinese with English abstract).
- Gong, C.L., Lei, H.Y., Wang, Y.M., et al., 2009. Hydrocarbon Geologic Characters and Structural Evolution in the Eastern Depression of North Yellow Sea Basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 29(1): 79—86(in Chinese with English abstract).
- Hakimi, M.H., Ahmed, A.F., 2016. Petroleum Source Rock Characterization and Hydrocarbon Generation Modeling of the Cretaceous Sediments in the Jiza Sub-Basin, Eastern Yemen. *Marine and Petroleum Geology*, 75: 356—373. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.008>
- Hu, X.Q., Shen, Y.J., Gao, D., et al., 2015. Filled Characteristics of Depositional Sequence and Evolution of Eastern Sag in North Yellow Sea Basin. *Global Geology*, 34(4): 1042—1051(in Chinese with English abstract).
- Li, M.W., Fowler, M.G., Obermajer, M., et al., 1999. Geochemical Characterization of Middle Devonian Oils in NW Alberta, Canada: Possible Source and Maturity Effect on Pyrrolic Nitrogen Compounds. *Organic Geochemistry*, 30(9): 1039—1057.
- Li, M.W., Yao, H.X., Stasiuk, L.D., et al., 1997. Effect of Maturity and Petroleum Expulsion on Pyrrolic Nitrogen Compound Yields and Distributions in Duvernay Formation Petroleum Source Rocks in Central Alberta, Canada. *Organic Geochemistry*, 26(11—12): 731—744.
- Li, S.M., Pang, X.Q., Wan, Z.H., 2011. Mixed Oil Distribu-



- tion and Source Rock Discrimination of the Napu Depression, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 36(6): 1064—1072(in Chinese with English abstract).
- Liang, J., Wen, Z.H., Xiao, G.L., et al., 2013. Reservoir Characteristics and Influential Factors in the Eastern Depression of the North Yellow Sea Basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 33(2): 111—119(in Chinese with English abstract).
- Liang, S.Y., He, J.Q., Ni, C.H., et al., 2011. Oil-Source Correlation and Origin Analysis of Mesozoic, North Yellow Sea Basin. *Petroleum Geology and Experiment*, 33(4): 414—418(in Chinese with English abstract).
- Liang, S.Y., Li, F.L., Fu, J., et al., 2009. Evaluation of Mesozoic-Cenozoic Hydrocarbon Source Rocks in North Yellow Sea Basin. *Petroleum Geology and Experiment*, 31(3): 249—252(in Chinese with English abstract).
- Liu, J.P., Wang, G.Y., Wang, L.L., et al., 2015. Main Controlling Factors of Hydrocarbon Accumulation in the Eastern Sub-Basin, North Yellow Sea. *Oil and Gas Geology*, 36(6): 888—896(in Chinese with English abstract).
- Liu, J.P., Wang, G.Y., Du, M., et al., 2013a. Analyzing Characteristics of Mesozoic Hydrocarbon Source Rocks in the Eastern Depression, North Yellow Sea Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 25(4): 12—16(in Chinese with English abstract).
- Liu, J.P., Wang, L.L., Jian, X.L., et al., 2013b. Crude Oil Characteristics and Oil-Source Analysis of Mesozoic in the North Yellow Sea Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 34(5): 515—518(in Chinese with English abstract).
- Liu, Z.H., Wang, F.Y., Liu, J.P., et al., 2014. Time of Hydrocarbon Accumulation in Eastern Depression of North Yellow Sea Basin. *Petroleum Geology and Experiment*, 36(5): 550—554(in Chinese with English abstract).
- Massoud, M.S., Killips, S.D., Scott, A.C., et al., 1991. Oil Source Rock Potential of the Lacustrine Jurassic Sim Uu-ju Formation, West Korea Bay Basin Part I: Oil-Source Rock Correlation and Environment of Deposition. *Journal of Petroleum Geology*, 14(4): 365—386. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1991.tb01032.x>
- Massoud, M.S., Scott, A.C., Killips, S.D., et al., 1993. Oil Source Rock Potential of the Lacustrine Jurassic Sim Uu-ju Formation, West Korea Bay Basin Part II: Nature of the Organic Matter and Hydrocarbon-generation History. *Journal of Petroleum Geology*, 16(3): 265—284. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1991.tb00327.x>
- Molnar, M.P., Tapponnier, P., 1977. Relation of the Tectonics of Eastern China to the India-Eurasia Collision: Application of Slip-Line Field Theory to Large-Scale Continental Tectonics. *Geology*, 5(4): 212—216. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1977\)5%3C212ROTT0E%3E2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1977)5%3C212ROTT0E%3E2.0.CO;2)
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. Cambridge University Press, Cambridge, 475—1155.
- Qiu, N.S., 2002. Characters of Thermal Conductivity and Radiogenic Heat Production Rate in Basins of Northwest China. *Chinese Journal of Geology*, 37(2): 96—206(in Chinese with English abstract).
- Sangeon, Y., Songsuk, Y., David, J., et al., 2003. Cretaceous and Cenozoic Non-Marine Deposits of the Northern South Yellow Sea Basin, Offshore Western Korea: Palynostratigraphy and Palaeoenvironments. *Palaeo*, 15(14): 16—44.
- Shi, G.R., Zhang, Q.C., 2004. The Parameter Sensitivity and Risk Analysis for Basin Modeling. *Petroleum Exploration and Development*, 31(4): 61—63(in Chinese with English abstract).
- Sofer, Z., 1984. Stable Carbon Isotope Compositions of Crude Oils: Applications to Source Depositional Environments and Petroleum Alteration. *AAPG Bulletin*, 68(1): 31—49.
- SY/T 5735-1995, 1996. Geochemical Evaluation Method of Terrestrial Hydrocarbon Source Rocks. Petroleum Industry Press, Beijing, 1—22(in Chinese).
- Tang, X.Y., Zhang, G.C., Liang, J.S., et al., 2013. Influence of Igneous Intrusions on the Temperature Field and Organic Maturity of the Changchang Sag, Basin Qiongdongnan, South China Sea. *Chinese Journal of Geophysics*, 56(1): 159—169(in Chinese with English abstract).
- Tapponnier, P., Peltzer, G.L., Dain, A.Y., et al., 1982. Propagating Extrusion Tectonics in Asia: New Insights from Simple Experiments with Plasticine. *Geology*, 10(12): 611—616. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1982\)10%3C611PETIAN%3E2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1982)10%3C611PETIAN%3E2.0.CO;2)
- Wang, D.L., Li, X., Li, S.Q., et al., 2001. Assessment Standards for Hydrocarbon-Generating Potential of Hydrocarbon Source Rock in Immature to Low-Matured Coal Measures in Northeastern Tarim Basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 30(3): 317—322(in Chinese with English abstract).
- Wang, G.Y., Liu, J.P., Jian, X.L., et al., 2016a. Characteristics and Genetic Mechanism of Tight Sandstone Reservoirs of Lower Cretaceous in North Yellow Sea Basin. *Earth Science*, 41(3): 523—532(in Chinese with English abstract).

- Wang, G.Y., Liu, J.P., Jian, X.L., et al., 2016b. Sedimentary Filling and Favorable Source-Reservoir-Seal Rock Assemblage of Mesozoic in the North Yellow Sea Basin. *Geology and Exploration*, 52(1): 191–198(in Chinese with English abstract).
- Wang, G.Y., Liu, J.P., Wang, H.J., et al. 2015. Sedimentary Characteristics and Evolution of Mesozoic in the Eastern Depression, North Yellow Sea Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 33(3): 561–567(in Chinese with English abstract).
- Wang, K., Zha, M., 2005. A Study on Hydrocarbon Expulsion Model Considering Heterogeneity of Source Rocks. *Oil & Gas Geology*, 26(4): 440–443(in Chinese with English abstract).
- Wang, L.L., Shen, Y.J., Cheng, R.H., et al., 2013. Geochemistry and Tectonic Background of Middle-Upper Jurassic Volcanic Rocks in the North Yellow Sea Basin. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 44(1): 223–232(in Chinese with English abstract).
- Wang, L.L., Xu, Z.J., Cheng, R.H., et al. 2015. Zircon U-Pb Geochronology of Early Jurassic-Late Cretaceous Volcanic Rocks in North Yellow Sea Basin. *Geotectonica et Metallogenia*, 39(1): 179–186(in Chinese with English abstract).
- Wang, R., Shi, W.Z., Zhang, X.P., et al., 2017. Magmatic Activity Characteristics and Its Coupling Relationship with Regional Tectonics in the Eastern Depression of North Yellow Sea Basin, Eastern China. *Earth Science*, 42(4): 587–600(in Chinese with English abstract).
- Wygrala, B.P., 1989. Integrated Study of An Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy. *Berichte der Kernforschungsanlage Jülich*, 2313: 328.
- Xu, Z.J., Wang, L.L., Kong, Y., et al., 2017. Susceptibility, Geochemical Characteristics and Tectonic Significance of Volcanics of North Yellow Sea Basin from Pre-Mesozoic to Mesozoic. *Earth Science*, 42(2): 191–206(in Chinese with English abstract).
- Yang, Y., Aplin, A.C., 2004. Definition and Practical Application of Mudstone Porosity-Effective Stress Relationships. *Petroleum Geoscience*, 10(2): 153–162. <https://doi.org/10.1144/1354-079302-567>
- Yuan, C.P., Xu, S.H., Xue, L., 2014. Prediction and Evaluation with Logging of Main Source Rocks in Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 36(1): 110–116(in Chinese with English abstract).
- Yuan, S.K., Wang, Y.M., Liu, Z.H., et al., 2010. Unconformity Types and Hydrocarbon Accumulation Models in the Eastern Depression of the North Yellow Sea Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 663–667(in Chinese with English abstract).
- Yun, J.B., Jin, Z.J., Xie, G.J., 2014. Distribution of Major Hydrocarbon Source Rocks in the Lower Palaeozoic, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 35(6): 827–838(in Chinese with English abstract).
- Zhang, B.W., Zhang, J.H., Fu, G., 2016. Geochemical Characteristics of Natural Gas and the Contribution Ratio of Source Rocks in the Yingshan Fault Depression of the Songliao Basin. *Natural Gas Geoscience*, 27(12): 2185–2192(in Chinese with English abstract).
- Zhang, G.C., Zhang, H.H., Zhao, Z., et al., 2016. “Joint Control of Source Rocks and Geothermal Heat”: Oil Enrichment Pattern of China’s Offshore Basins. *China Petroleum Exploration*, 21(4): 38–53(in Chinese with English abstract).
- Zhang, L., Zhou, Y.Z., Wang, L.L., et al., 2009. A Study on Hydrocarbon Generation Conditions in the North Yellow Sea Basin. *Natural Gas Industry*, 29(1): 21–25(in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q., Jin, W.J., Wang, J.R., et al., 2016. Relationship between Magma-Thermal Field and Hydrocarbon Accumulation. *Progress in Geophysics*, 31(4): 1525–1541(in Chinese with English abstract).
- Zhao, Q.F., Li, S.L., Wen, Z.H., et al. 2016. Geochemical Characteristics of Jurassic Source Rocks from Well LV and Oil-Source Correlation in North Yellow Sea Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 34(4): 794–802(in Chinese with English abstract).

#### 附中文参考文献

- SY/T 5735-1995, 1996. 陆相烃源岩地球化学评价方法. 北京: 石油工业出版社, 1–22.
- 陈建平, 孙永革, 钟宁宁, 等, 2014. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式. *地质学报*, 88(11): 2005–2032.
- 陈建平, 赵长毅, 何忠华, 1997. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨. *石油勘探与开发*, 24(1): 1–5.
- 陈亮, 刘振湖, 金庆焕, 等, 2008. 北黄海盆地东部坳陷中新世代构造演化. *大地构造与成矿学*, 32(3): 308–316.
- 董泽亮, 李贤庆, 张明扬, 等, 2015. 中-高热演化阶段煤系烃源岩生气潜力评价. *煤炭科学技术*, 43(12): 129–136.
- 杜民, 王后金, 王改云, 等, 2016. 北黄海盆地东部坳陷中新世代的叠合盆地特征及其成因. *海洋地质与第四纪地质*, 36(5): 85–96.
- 高丹, 程日辉, 沈艳杰, 等, 2016. 北黄海盆地东部坳陷侏罗纪西南物源—沉积体系与源区构造背景. *地球科学*, 41(7): 1171–1187.

- 高福红,高红梅,赵磊,2009.火山喷发活动对烃源岩的影响:以拉布达林盆地上库力组为例.岩石学报,25(10):2671—2678.
- 龚承林,雷怀彦,王英民,等,2009.北黄海盆地东部坳陷构造演化与油气地质特征.海洋地质与第四纪地质,29(1):79—86.
- 胡小强,沈艳杰,高丹,等,2015.北黄海盆地东部坳陷沉积层序充填与盆地演化.世界地质,34(4):1042—1051.
- 李素梅,庞雄奇,万中华,2011.南堡凹陷混源油分布与主力烃源岩识别.地球科学,36(6):1064—1072.
- 梁杰,温珍河,肖国林,等,2013.北黄海盆地东部坳陷储层特征及影响因素.海洋地质与第四纪地质,33(2):111—119.
- 梁世友,何将启,倪春华,等,2011.北黄海盆地中生界油源对比及成因分析.石油实验地质,33(4):414—418.
- 梁世友,李凤丽,付洁,等,2009.北黄海盆地中生界烃源岩评价.石油实验地质,31(3):249—252.
- 刘金萍,王改云,杜民,等,2013a.北黄海盆地东部坳陷中生界烃源岩特征.中国海上油气,25(4):12—16.
- 刘金萍,王嘹亮,简晓玲,等,2013b.北黄海盆地中生界原油特征及油源初探.新疆石油地质,34(5):515—518.
- 刘金萍,王改云,王嘹亮,等,2015.北黄海东部次盆地油气成藏主控因素.石油与天然气地质,36(6):888—896.
- 刘振湖,王飞宇,刘金萍,等,2014.北黄海盆地东部坳陷油气成藏时间研究.石油实验地质,36(5):550—554.
- 邱楠生,2002.中国西北部盆地岩石热导率和生热率特征.地质科学,37(2):196—206.
- 石广仁,张庆春,2004.盆地模拟的参数敏感性与风险分析.石油勘探与开发,31(4):61—63.
- 唐晓音,张功成,梁建设,等,2013.琼东南盆地长昌凹陷火成岩侵入体对温度场及烃源岩成熟度的影响.地球物理学报,56(1):159—169.
- 王东良,李欣,李书琴,等,2001.未成熟—低成熟煤系烃源岩生烃潜力的评价—以塔东北地区为例.中国矿业大学学报(自然科学版),30(3):317—322.
- 王改云,刘金萍,简晓玲,等,2016a.北黄海盆地地下白垩统致密砂岩储层特征及成因.地球科学,41(3):523—532.
- 王改云,刘金萍,简晓玲,等,2016b.北黄海盆地中生界沉积充填及有利生储盖组合.地质与勘探,52(1):191—198.
- 王改云,刘金萍,王后金,等,2015.北黄海盆地东部坳陷中生界沉积特征及演化.沉积学报,33(3):561—567.
- 王克,查明,2005.考虑烃源岩非均质性的排烃模型.石油与天然气地质,26(4):440—443.
- 王嘹亮,沈艳杰,程日辉,等,2013.北黄海盆地中—上侏罗统火山岩岩石地球化学特征及构造背景.中南大学学报(自然科学版),44(1):223—232.
- 王嘹亮,许中杰,程日辉,等,2015.北黄海盆地上侏罗统一白垩统火山岩形成时代:锆石 LA-ICP-MS U-Pb 定年证据.大地构造与成矿学,39(1):179—186.
- 王任,石万忠,张先平,等,2017.中国东部北黄海盆地东部坳陷岩浆活动特征及其与区域构造的耦合关系.地球科学,42(4):587—600.
- 许中杰,王嘹亮,孔媛,等,2017.北黄海盆地前中生代—中生代火山岩磁化率、地球化学特征及构造意义.地球科学,42(2):191—206.
- 袁彩萍,徐思煌,薛罗,2014.珠江口盆地惠州凹陷主力烃源岩测井预测及评价.石油实验地质,36(1):110—116.
- 袁书坤,王英民,刘振湖,等,2010.北黄海盆地东部坳陷不整合类型及油气成藏模式.石油勘探与开发,37(6):663—667.
- 云金表,金之钧,解国军,2014.塔里木盆地地下古生界主力烃源岩分布.石油与天然气地质,35(6):827—838.
- 张博为,张居和,付广,2016.松辽盆地莺山断陷深层天然气地球化学特征与各套烃源岩定量贡献.天然气地球科学,27(12):2185—2192.
- 张功成,张厚和,赵钊,等,2016.“源热联控”中国近海盆地石油富集规律.中国石油勘探,21(4):38—53.
- 张莉,周永章,王嘹亮,等,2009.北黄海盆地生烃条件研究.天然气工业,29(1):21—25.
- 张旗,金维浚,王金荣,等,2016.岩浆热场对油气成藏的影响.地球物理学进展,31(4):1525—1541.
- 赵青芳,李双林,温珍河,等,2016.北黄海盆地 LV 井侏罗系烃源岩特征及油源对比.沉积学报,34(4):794—802.