

https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.604



# 东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩生气演化及潜力分析

胡洪瑾<sup>1</sup>, 蒋有录<sup>1\*</sup>, 刘景东<sup>1</sup>, 慕小水<sup>2</sup>, 赵凯<sup>1</sup>

1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580

2. 中国石化中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南濮阳 457001

**摘要:**东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩的生烃演化时空差异性尚存在争议, 烃源岩热演化生烃史的定量化研究仍有待进一步深入。利用热模拟实验和盆地模拟技术对烃源岩热演化生烃史进行了系统定量评价。煤系暗色泥岩、煤和碳质泥岩具有相似的生气模式, 以  $R_o$  为 0.5%、1.2%、2.2%、3.15% 作为界限, 将煤系烃源岩生气作用统一划分为 5 个阶段, 其中主生气期界限  $R_o$  为 2.2%, 对应深度约为 5 500 m; 东濮凹陷石炭—二叠系源岩经历海西—印支期、喜山早期和喜山晚期三期成熟演化过程, 其中古近纪沙—东营期和新近纪明化镇中期—现今是主要生烃期, 烃源岩演化普遍进入成熟—过成熟阶段; 三期演化对应生烃贡献比例分别为 9.28%、62.07%、28.64%, 主力生烃范围集中在洼陷带及中央隆起带中部一带, 煤生气贡献量最大、占 68%。

**关键词:**热演化史; 生烃史; 潜力分析; 石炭—二叠系; 煤系烃源岩; 东濮凹陷; 天然气地质。

**中图分类号:** P618

**文章编号:** 1000-2383(2018)02-0610-12

**收稿日期:** 2017-08-25

## Gas Generation Evolution and Potential Analysis of Carboniferous-Permian Coal-Measured Source Rocks in Dongpu Depression

Hu Hongjin<sup>1</sup>, Jiang Youlu<sup>1\*</sup>, Liu Jingdong<sup>1</sup>, Mu Xiaoshui<sup>2</sup>, Zhao Kai<sup>1</sup>

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

2. Exploration and Development Scientific Research Institute of Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang 457001, China

**Abstract:** The space-time difference of hydrocarbon generation and evolution of Carboniferous-Permian coal-measured source rocks in Dongpu depression has always been a dispute. In addition, the quantitative study of hydrocarbon generation history of source rocks remains to be further studied. In this study, the thermal evolution history of source rock was quantitatively evaluated by thermal simulation and basin simulation. It shows that similar gas generation model could be applied to coal-measured mudstone, coal and carbonaceous mudstone with  $R_o$  value of 0.5%, 1.2%, 2.2%, and 3.15%. Gas generation phase of source rocks could be divided into five stages. The Carboniferous-Permian source rocks in study area have experienced mature evolution periodically and the whole process of hydrocarbon generation occurring to the source rocks could be divided into three periods, which are the Hercynian-Indosinian epoch, the Early Himalayan epoch and the Late Himalaya epoch. However, the main gas generation periods are distributed from Late Paleogene Shahejie to Dongying period and Neogene Minghuazhen period to the present and thermal evolution of the source rock also entered into the mature-overmature stage meanwhile. The cumulative gas generation intensity was strongest in the Early Himalaya epoch, followed by the Late Himalayan epoch and the Hercynian-Indosinian epoch and the amount of gas generation during the three periods was 9.28%, 62.07%, 28.64% respectively. The main hydrocarbon generation areas are concentrated in the sag zone and in the middle of the central uplift zone, and the gas generation contribution of coal is the largest, accounting for 68% of the total.

**基金项目:** 国家“十三五”重大专项(No.2016ZX05006-007)。

**作者简介:** 胡洪瑾(1991—), 女, 博士研究生, 主要从事油气藏形成机理与分布规律研究。ORCID:0000-0003-2754-6305。E-mail: huhongjin1991@163.com

\* **通讯作者:** 蒋有录, E-mail: jiangyl@upc.edu.cn

**引用格式:** 胡洪瑾, 蒋有录, 刘景东, 等, 2018. 东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩生气演化及潜力分析. 地球科学, 43(2): 610-621.

**Key words:** thermal evolution history; hydrocarbon generation history; potential analysis; Carboniferous-Permian; coal-measured source rock; Dongpu depression; natural gas geology.

## 0 引言

东濮凹陷是渤海湾盆地南部勘探程度较高的富油气凹陷,凹陷内发育古近系沙三段和石炭—二叠系煤系两套气源岩,其中石炭—二叠系煤系为煤成气的气源岩,包括煤系暗色泥岩、煤和碳质泥岩三种类型(朱炎铭等,2007)。前人对研究区石炭—二叠系煤系烃源岩做了大量工作(刘丽和任战利,2007;朱炎铭等,2007;蒋有录等,2008;何峰等,2010),普遍认为受复杂构造演化的影响,该套烃源岩具有多期生烃特征,且不同构造单元烃源岩演化生烃史存在差异,然而在源岩生烃演化时空差异性认识方面仍存在争议。例如,刘丽和任战利(2007)认为凹陷煤系烃源岩新近纪二次生烃区仅分布于东部次凹和西部次凹,而白庙和西斜坡带无此二次生烃过程;朱炎铭等(2007)认为新近纪二次生烃区仅分布于凹陷北部局部地区且成熟度提高有限;而何峰等(2010)则认为古近纪中期( $E_3-E_1$ 期)以深洼陷带煤系烃源岩生气为主、斜坡带次之,古近纪晚期( $E_d$ 期)和新近纪则以斜坡带煤系烃源岩生气为主、地垒带次之。此外,先期研究局限于煤系烃源岩热演化生烃史的定性评价,而量化分析尚不深入,不同时期烃源岩生烃量及成烃贡献比例等问题仍亟待解决。自1974年文23煤成气田被发现以后,至2008年探明率仅为22.59%,上述问题均是制约研究区煤成气勘探的关键因素。近年来该凹陷在方2井、胡古2井等获得了煤成气重要发现,使该地区煤成气再次成为勘探热点,同样促进了学者们对凹陷石炭—二叠系源岩的再次深入研究。

盆地模拟技术(郭小文等,2010; Hakimi *et al.*, 2010; 王斌等,2010; Mani *et al.*, 2011; Marcano *et al.*, 2013; 李松峰等,2016; 刘建良等,2016; 王民等,2017)和热模拟实验技术(Darouich *et al.*, 2006; Mi *et al.*, 2010; Alexander *et al.*, 2011; Pan *et al.*, 2012; Li *et al.*, 2013; Jiang *et al.*, 2015)是烃源岩研究中的两种主要手段。盆地模拟技术成本低、实用性强,但其基于固定的生烃动力学模型展开,不同地区适用性较差;热模拟技术基于实际工区样品展开,产气率数据准确可靠。因此,本文在热模拟实验建立研究区石炭—二叠系煤系烃源岩生气模式的基础上,利用盆地模拟技术对烃源岩热演化特征进行分析,并结合热模拟实验所得产气率数据及烃源岩厚度、有机质丰度、盆地模

拟所得热演化数据等进行关键地质时期生气强度、生气量的定量评价,最终明确东濮凹陷煤系烃源岩成气演化特征、各时期生气量及贡献比例,对指导研究区煤成气勘探具有重要的实用价值。

## 1 地质概况

东濮凹陷位于渤海湾盆地东南部,面积为5300 km<sup>2</sup>,是一个勘探程度较高的新生代富油气凹陷,区内煤成气资源丰富,文23、户部寨、马厂、白庙等煤成气藏(田)相继被发现(焦大庆等,2006)。研究区自下而上分别发育奥陶系灰岩、石炭—二叠系海陆交互相煤系地层、新生界河湖相含膏盐碎屑岩,其中新生界由古近系沙河街组和东营组、新近系馆陶组和明化镇组及第四系平原组共同组成(Jiang *et al.*, 2016)。凹陷经历了早古生代至三叠纪的克拉通盆地旋回和新生代的裂陷盆地旋回的构造演化史,其中新生代裂陷盆地旋回包括古近纪断陷和新近纪拗陷两大阶段(苏惠等,2006),最终形成“垒堑相间”的格局,平面上由东向西可划分为东部洼陷带、中央隆起带、西部洼陷带、西部斜坡带四个构造单元,发育有前梨园、葛岗集、孟岗集、柳屯—海通集等多个洼陷带,东侧以兰聊断裂与鲁西隆起区相隔(图1)。

研究表明,研究区石炭—二叠系煤系烃源岩有机质丰度高,干酪根类型以III型为主、部分II<sub>2</sub>型,镜质体反射率为1.08%~4.03%,不同构造单元热演化程度存在较大差异(朱炎铭等,2007)。三次资评结果显示,区内石炭—二叠系地层残余厚度一般为100~1100 m,其中煤和暗色泥岩在全区普遍发育,厚度范围分别为5~25 m和30~150 m,并表现出凹陷中部厚四周薄的特征;碳质泥岩在凹陷中部高平集—孟居—葛岗集—三春集一带不发育,而在南北两侧发育较好,主要有北部户部寨—古云集和南部徐集—孟岗集两个厚度高值区,最大厚度分别达35 m和85 m。

## 2 基于热模拟实验的煤系烃源岩生烃阶段划分和产气率来源

自 Tissot and Welte(1978)提出干酪根热降解

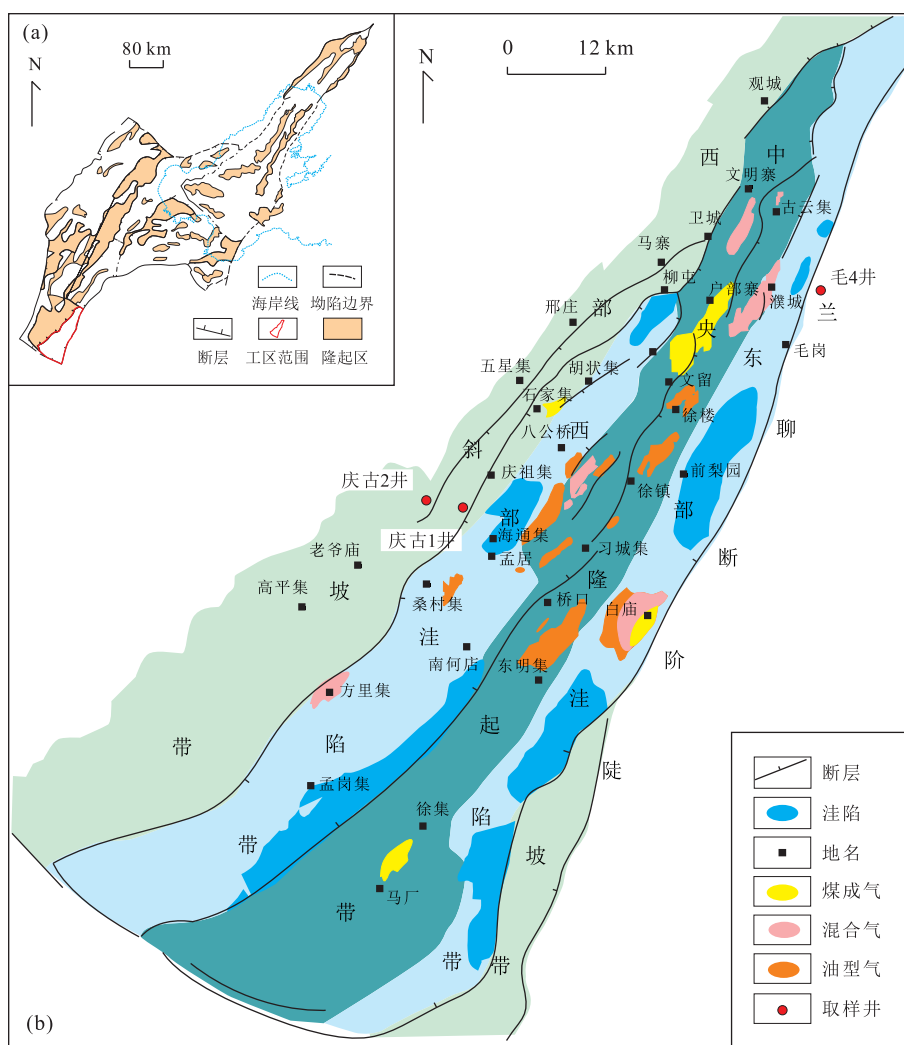


图 1 渤海湾盆地地质简图(a)和东濮凹陷构造单元划分及天然气分布(b)

Fig.1 The geological map of the Bohai Bay basin (a) and tectonic units division and natural gas distribution of Dongpu depression (b)

表 1 热模拟实验样品基本地化特征

Table 1 Basic geochemical characteristics of the samples for thermal simulation experiment

样品号	岩性	地层	$R_o(\%)$	TOC(%)	$S_1(\text{mg/g})$	$S_2(\text{mg/g})$	$T_{\max}(\text{C}^\circ)$	HI(mg/g)	类型
庆古 1 井	煤	$C_2t$	0.96	70.94	7.84	86.8	491	155.56	III
庆古 2 井	碳质泥岩	$C_2t$	0.89	11.61	0.76	5.09	472	65.51	III
毛 4 井	暗色泥岩	$C_2t$	0.77	2.21	0.4	1.03	456	41.70	III

生油气模式后,针对不同类型有机质生烃机理的差异性,前人分别提出腐泥型与腐殖型有机质的生烃阶段划分方法(肖贤明等,1996; Hill *et al.*, 2007)。一般而言,不同含煤盆地或同一含煤盆地不同层系的煤系烃源岩具有不同的沉积环境和埋藏热演化背景,从而具有不同的生气演化特征。因此,为标定东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩生烃演化阶段,笔者设计了高压釜封闭体系热模拟实验,选取热演化程度较低的西斜坡庆古 1 井煤、庆古 2 井碳质泥岩

以及兰聊上升盘毛 4 井煤系暗色泥岩(表 1)作为烃源岩样品,样品的基本地化特征见表 1。煤样品有机碳含量为 70.94%, HI 为 155.56 mg/g; 碳质泥岩样品有机碳含量为 11.61%, HI 为 65.51 mg/g; 暗色泥岩样品有机碳含量为 2.21%, HI 为 41.70 mg/g; 三者的有机质类型均为 III 型, 镜质体反射率为 0.77%~0.96%, 属于低热演化程度样品, 适宜被用作热模拟实验。

具体实验步骤为: 首先将样品粉碎至粒径低于

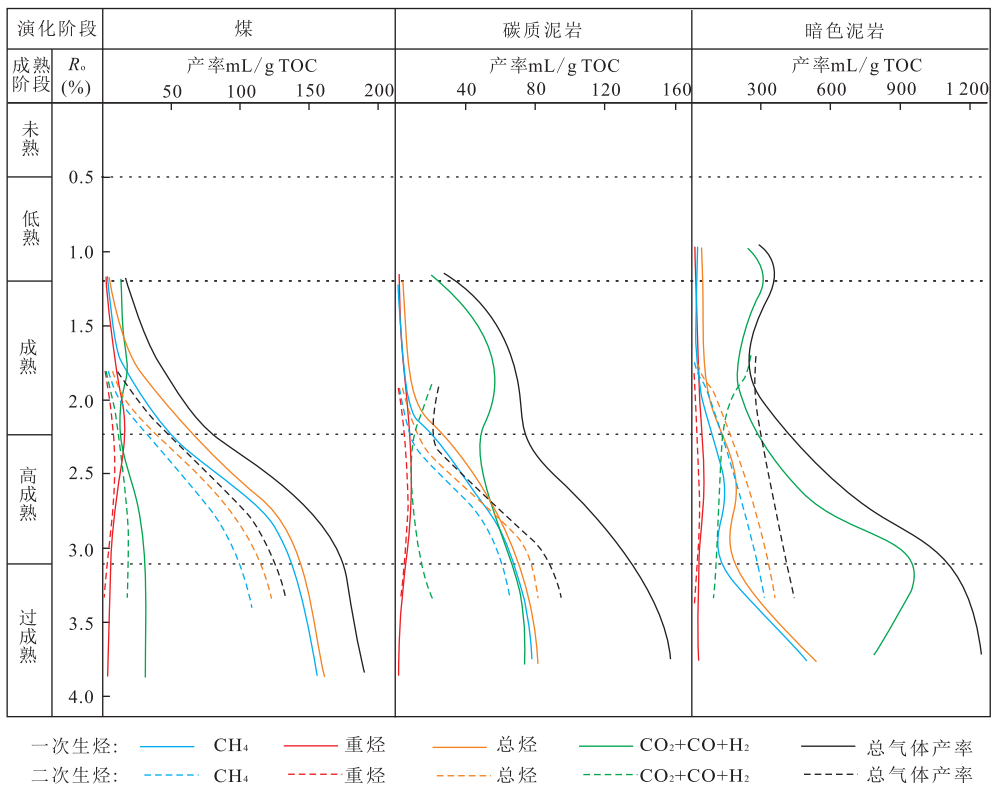


图 2 东濮凹陷煤系烃源岩生气阶段划分

Fig.2 Division of gas generation stage on coal-measured source rocks in Dongpu depression

80 目,称取 50 g 的样品 6 份,均以 1 : 4 的比例加入适量的水,混合均匀,放入 6 个反应釜内.反应釜以软金属密封圈以加压方式密封.将釜内抽真空后,以 180 °C/h 升温速率进行程序升温,将 6 个高压釜分别加热至 350 °C、375 °C、400 °C、450 °C、500 °C、550 °C;加热到指定温度后恒温 24 h,降温,打开阀门收集气体和凝析油,这相当于一次连续生烃过程.待釜自然冷却至室温,利用二氯甲烷对残渣样品进行反复超声抽提,分别收集液态产物和残渣.收集完成后,对加热至 375 °C 的样品残渣进行二次加热至 375 °C、400 °C、500 °C,加热及处理过程与上述过程类似,此相当于二次生烃过程.热模拟完成后,对收集的热解气体及液态产物进行计量,并对模拟气体产物进行组分分析,对加热残渣进行镜质体反射率 R<sub>o</sub> 测量.

模拟结果显示,东濮凹陷不同类型煤系烃源岩模拟加热总气体产率均随热模拟温度升高而逐渐增大,暗色泥岩累积产气率最高达 441.40 mL/g TOC,生气性能最好,煤、碳质泥岩累积产气率最高达 158.66 mL/g TOC、124.65 mL/g TOC,生气性能相对较弱;煤和碳质泥岩热解气体组分演化规律基本一致,即随热模拟温度升高甲烷、总烃及非烃产率

逐渐增加、重烃含量先增加后降低,而暗色泥岩热解气体组分演化规律与前两者不同,随热模拟温度升高甲烷、总烃产率呈现增加—减小—增加的变化趋势(图 2);不同类型源岩模拟产物相比于实际天然气产物具有明显高的非烃产率特征,这是由于实验条件相比于实际地质生烃条件更为迅速地升温,从而导致 H<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub> 等非烃气体的大量积累,而地质条件下缓慢的化学反应会使化学活性强的 H<sub>2</sub> 逐渐消耗殆尽,生成的大量 CO<sub>2</sub> 也会通过与地层水的水合作用而消耗(Dieckmann,2005;Uguna *et al.*,2015).此外,对于加热至 375 °C 并进行二次加热的样品,当加热到相同或更高温度时,会有烃类再次生成,且二次生烃相比于一次生烃产气率明显降低,但仍具有相似的气体产物组分演化特征(图 2).

在实验结果分析基础上,笔者利用 R<sub>o</sub> 建立起实验结果与实际地质情况的联系,最终明确东濮凹陷煤系烃源岩的生气模式.结合气体产物组分及产气率的变化规律等,笔者将煤系烃源岩生气作用划分为未熟、低熟、成熟、高成熟和过成熟 5 个阶段,R<sub>o</sub> 界限值分别为 0.5%、1.2%、2.2%、3.15%(图 2),并结合源岩实测 R<sub>o</sub> 与深度对应关系确定烃源岩进入成熟、高熟、过熟阶段深度门限值分别为

4 200 m、5 500 m 和 6 200 m。其中， $R_o$  小于 1.2% 时，主要产生生物气以及  $CO_2$ 、 $CO$ 、 $H_2$  等非烃气体，烃类气体产率较低，总产气量很少； $R_o$  介于 1.2%~2.2% 时，生成大量以甲烷和重烃气为主的煤型湿气； $R_o$  介于 2.2%~3.15% 时为主生气期，前期以煤型湿气为主，后期逐渐变干，生气量最大； $R_o$  大于 3.15% 时，以生成甲烷气体为主，但产气速率明显降低、阶段生气量有限，为煤型干气的主要形成时期。

### 3 基于盆地模拟技术的煤系烃源岩热演化史分析

笔者利用 PetroMod 2012.2 软件 1D 模块对东濮凹陷 87 口探井进行了埋藏受热史、生烃史模拟及分析评价。

#### 3.1 模型建立及参数设置

**3.1.1 地质模型建立** 根据东濮凹陷地质结构特征进行模拟层系的设置，模拟地层年代采用中国年代地层表中的年龄，次一级的年代采用中原油田统一化的东濮凹陷地层年代表中的年龄，模拟中所需单井的分层、岩性数据由钻井及录井资料获得，其中，烃源岩层为上石炭统本溪组、太原组和山西组以及下二叠统石盒子组，源岩 TOC、 $S_1 + S_2$  等相关参数由实测资料提供。东濮凹陷石炭—二叠系经历多次构造运动，主要发生了两次严重抬升剥蚀，分别为三叠纪末期和古

近纪东营组沉积末期，模拟中剥蚀厚度采用刘丽(2007)和鲁雪松等(2007)的研究成果。

**3.1.2 边界参数设置** 模拟所需的边界条件为地层尤其是烃源岩层的温度、有机质的成熟度随时间演化提供基本动力条件约束，包括古热流值(HF)、古水深(PWD)和古地表温度(SWIT)。本次模拟采用东濮凹陷第三次资源评价数据。其中，古热流(HF)是进行热演化生烃史模拟的重要依据，合理的热流值的选取对盆地模拟结果具有决定性作用(王斌等, 2010)。本区热流值的选取主要在第三次资源评价提供的预测值基础上，利用大量实测  $R_o$ 、地温、压力等数据对结果进行校正，最终获得合理的古热流值，确保了模拟的准确性和可靠性。

**3.1.3 热力学及生烃动力学模型** 本次热史模拟采用稳态的常数热流模型；成熟史模拟采用 Sweeney and Burnham(1990) 建立的 EasyR。化学动力学一级反应模型计算石炭—二叠系源岩层的  $R_o$  演化史，其适用于  $R_o$  大于 0.9% 的中—高演化程度盆地，与研究区相符；模型中遵循 Burnham-TI-II 方程的生烃化学反应动力学来计算生烃史，该模型适用于以 III 型干酪根为主要类型的研究区煤系烃源岩生烃史模拟(Burnham and Sweeney, 1989)。

#### 3.2 烃源岩热演化史分析

模拟结果显示，东濮凹陷石炭—二叠系主要经历了“海西—印支期埋藏、燕山期隆升、喜山早期埋

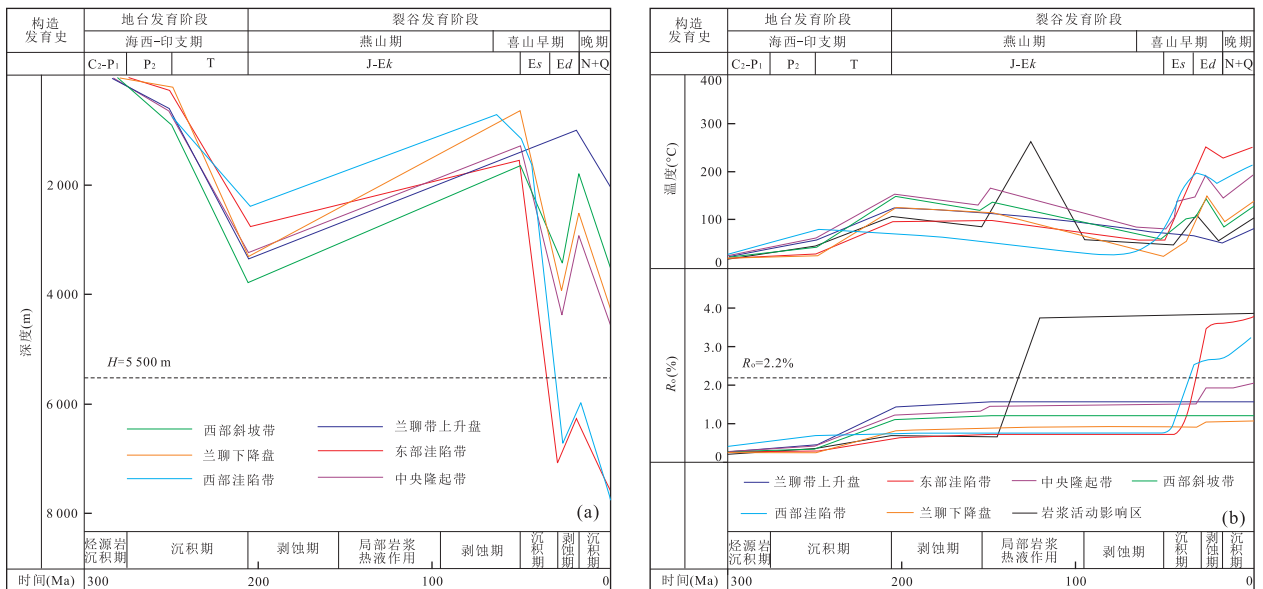


图 3 东濮凹陷不同构造带石炭—二叠系煤系烃源岩构造—埋藏史(a)及受热演化史(b)

Fig.3 Tectonic-burial history (a) and thermal evolution history (b) of Carboniferous-Permian coal-measured source rocks in different tectonic belt of Dongpu depression

藏、喜山早期末(古近纪末期)隆升、喜山晚期埋藏”三期埋藏—隆升旋回的交替演化,不同构造带埋藏受热史差异程度较大,主要体现在新生代以来沉降幅度的差异上。海西—印支期经历第一次埋藏,受热温度最高达 150 °C,  $R_o$  最大达 1.0%, 普遍处于低熟阶段,有机质生烃演化作用微弱。燕山期上古生界经受多次抬升剥蚀,区域上受热强度低于印支期末,局

部受岩浆作用影响,温度超过 250 °C,  $R_o$  达 3.0% 以上,基本耗尽了生烃潜力。喜山期是受热成熟演化的主要阶段,喜山早期,东濮凹陷呈裂谷式发育、快速沉降,上古生界再次深埋,受热温度最高达 260 °C,  $R_o$  最大达 3.8%, 大部分地区进入成熟—过成熟阶段;喜山早期末的东营运动导致区域性构造抬升,普遍遭受剥蚀,最大剥蚀量达 2 750 m,石炭—二叠系

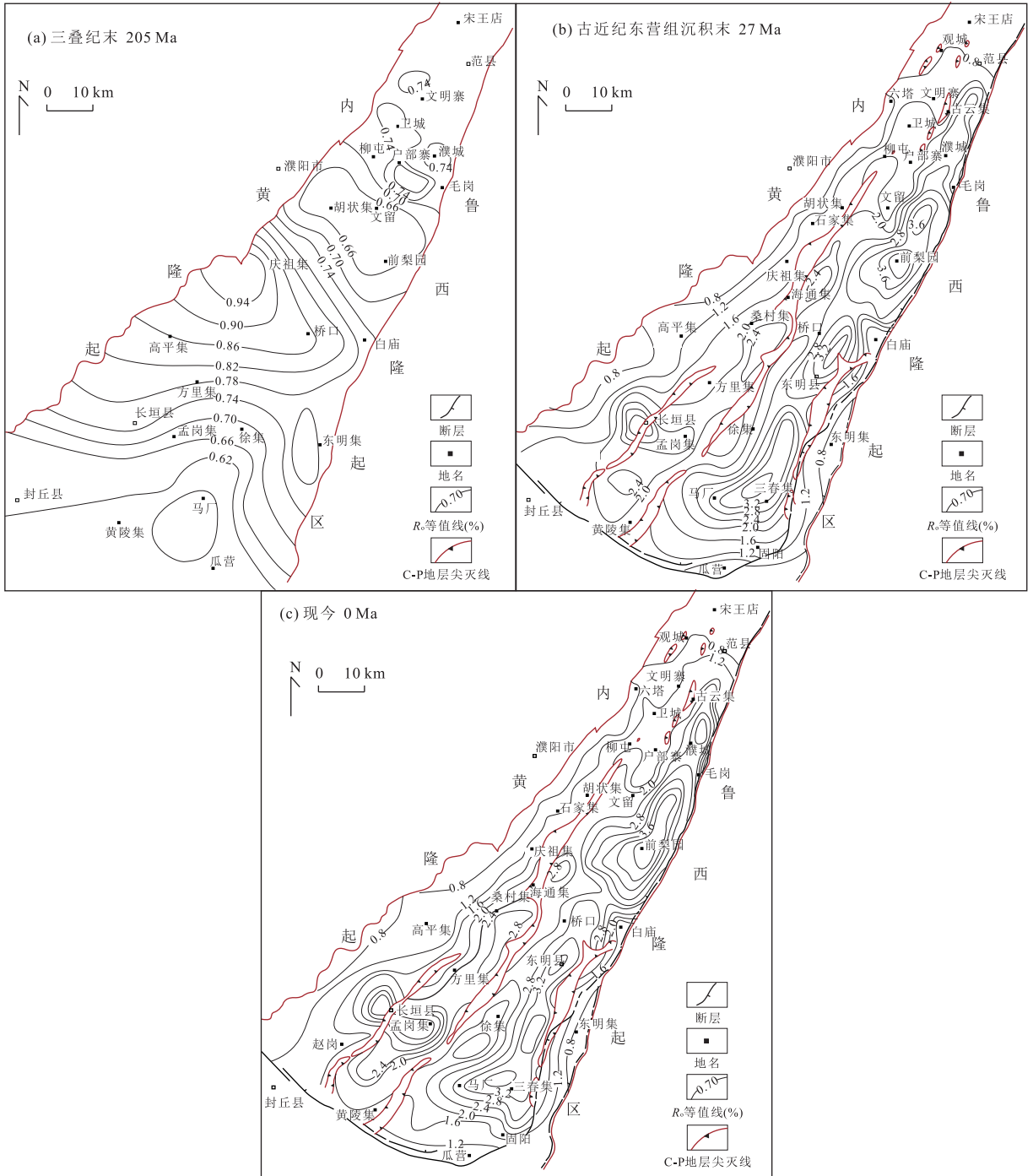


图 4 东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩成熟度演化

Fig.4 Maturity evolution of Carboniferous-Permian coal-measured source rocks in Dongpu depression

源岩生烃演化作用减弱;喜山晚期,东濮凹陷再次发生区域性沉降,广泛接受新近系—第四系沉积,上古生界再次埋藏发生演化生烃,但受热流及过补偿综合影响,有机质成熟度提高有限。

总体来看,东濮凹陷石炭—二叠系烃源岩在印支期有机质热演化程度普遍处于  $R_0 < 1.0\%$  的低熟阶段,未进入大量生烃期。燕山期遭受区域性剥蚀,生烃作用中止。喜山期的快速沉积使石炭—二叠系源岩再次生烃,在古近纪沙一段沉积期(距今约 35 Ma)洼陷带源岩埋深超过 5 500 m,  $R_0$  普遍超过 2.2%,进入生气高峰期,期间东营组沉积末期的构造抬升使烃源岩生烃作用发生短暂的中止,在新近纪明化镇沉积中期(距今约 8 Ma)再次进入生气高峰期(图 3)。

石炭—二叠系源岩经历了多期构造运动,三叠纪末期(距今约 205 Ma)、古近纪东营组沉积末期(距今 27 Ma)和现今(距今 0 Ma)是东濮凹陷煤系烃源岩演化史上三个相对热演化程度较高的时期,也是烃源岩演化的三个最重要时期。因此,笔者重点选取三叠纪末期(205 Ma)、古近纪东营组沉积末期(27 Ma)及现今(0 Ma)三个关键时期进行烃源岩空间热演化特征差异性分析(图 4)。

三叠纪末期,石炭—二叠系烃源岩热演化程度较低,  $R_0$  范围为 0.6%~1.0%,整体在 1.0% 以下,处于低熟阶段,因此对生烃的贡献很小;从平面分布看,凹陷中部庆祖集—桥口—高平集一带为相对高值区,这一特征主要与该地区烃源岩埋深相对较大有关,南北部则为相对低值区(图 4a)。

古近纪东营组沉积末期,烃源岩热演化程度明显升高,不同构造带差异明显,  $R_0$  范围为 0.8%~4.0%,具有洼陷带高、隆起带次之、西斜坡最低的特点。洼陷带热演化程度最高,  $R_0$  范围为 2.8%~4.0%,其中,西部洼陷主体以及东部洼陷斜坡带处于  $R_0$  为 2.2%~3.15% 的高成熟演化阶段,生气贡献量最大,而东部洼陷带主体部位则达到  $R_0 > 3.15\%$  的过成熟阶段,主要生成大量干气,生气量有限;隆起带热演化程度中等,  $1.2\% < R_0 < 2.2\%$ ,处于成熟阶段,以生成煤型湿气为主;西斜坡地区,  $0.7 < R_0 < 1.2\%$ ,处于低熟阶段,生气贡献量最小(图 4b)。此外,马厂、高平集等地区部分井由于受岩浆作用的影响而使局部  $R_0$  达到 2.0% 以上。综上可知,古近纪东营组沉积末期,除西斜坡部分地区外,东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩均达到成熟及以上演化阶段,其中洼陷带及洼陷斜坡带为主力生

气区。

由于新近纪凹陷热流值相对较低,考虑过补偿厚度影响,研究区石炭—二叠系烃源岩现今热演化程度与古近纪东营组沉积末期相似(图 4b, 4c)。其中,西斜坡、西部洼陷带及中央隆起带热演化程度变化较小,仅在东部洼陷带、洼陷斜坡部位有小幅升高,前梨园洼陷中心  $R_0$  最大为 4.4%,达生气死线,从洼陷中心至斜坡部位热演化程度均有所升高(图 4c)。

## 4 煤系烃源岩生烃史定量评价

### 4.1 生气强度分析

综合考虑烃源岩厚度、有机质丰度(TOC)和产气率等因素进行生气强度分析的方法在油气资源评价研究中得到了广泛应用(胡维强等, 2015),本文对前人提出的生气强度及生气量的计算公式进行修改,用单位面积生气量表征生气强度,在烃源岩热模拟实验所得产气率数据以及盆地模拟所得热演化数据基础上,综合考虑不同类型烃源岩厚度、有机质丰度(TOC)等因素,得到单位面积生气量计算公式如下:

$$I = \sum_{i=1}^3 (100 \times \rho_i \times H_i \times \text{TOC}_i \times X_i), \quad (1)$$

式(1)中,  $I$  为单位面积的生气量(即生气强度),  $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ;  $i$  为不同源岩类型序号, 1、2、3 分别代表石炭—二叠系煤、碳质泥岩和暗色泥岩;  $\rho$  为烃源岩密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $H$  为烃源岩层厚度,  $\text{m}$ ;  $X$  为产气率,为了提高计算精度,产气率单位取  $\text{mL}/\text{g TOC}$ ,其数值由计算点处  $R_0$  结合热模拟实验所得  $R_0$ - $X$  关系可获得,  $X$  与 TOC 的乘积表征单位质量源岩的生气量。以上计算公式考虑了上古生界煤、碳质泥岩和暗色泥岩的不同生气强度特征,通过三者的相加得到整个上古生界烃源岩全层系的生气强度,编制关键地质时期生气强度图时,采用的生气强度单位为  $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

需要注意的两点是:(1)对于三叠纪末期而言,烃源岩  $R_0$  为 0.7%~1.0%,热演化程度处于产生物气及低温热解气阶段,鉴于热模拟实验的局限性无法模拟该阶段的实际产气量,因此该阶段的单井产气率由 Petromod 软件赋予的生烃动力学模型得出,且该阶段产气量较小从而对模拟结果误差影响不大;(2)分别取自西斜坡(庆古 1 井煤、庆古 2 井碳质泥岩样品)及兰聊上升盘(毛 4 井泥岩样品)的 3 个热模拟实验样品的埋藏—受热史结果显示,燕山期构造抬升之后沉积埋藏均处于欠补偿状态,即保

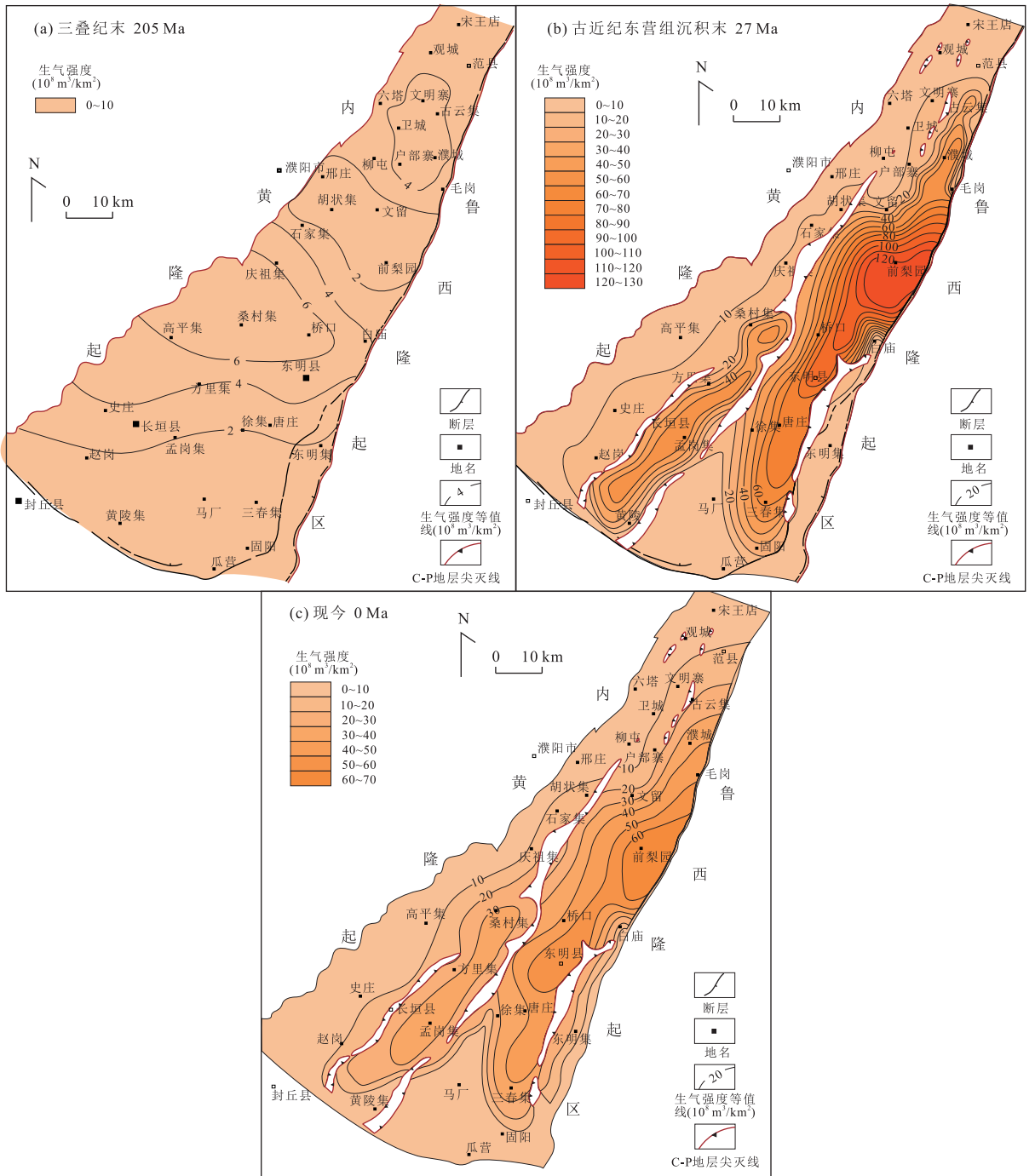


图 5 东濮凹陷石炭—二叠系烃源岩不同时期累积生气强度等值线图

Fig.5 The cumulative gas generating intensity contours in different periods of Carboniferous-Permian source rocks in Dongpu depression

留了三叠纪末期的热演化程度,热模拟实验的两次加热过程分别相当于喜山早期和喜山晚期生烃的地质过程,因此古近纪东营期末生气强度计算时选取热模拟实验所得一次生烃的累积产气率,现今生气强度计算中选取二次生烃的累积产气率数据。

结合热模拟实验及盆地模拟技术,研究区石炭—二叠系烃源岩生气史定量计算结果显示,三叠纪末期的烃源岩生气强度平面分布特征整体上与古

近纪东营末期及现今两个时期相比有较大差异,生气强度普遍较低( $2 \times 10^8 \sim 6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ),在高平集—桥口—庆祖集范围表现为相对高值区(图 5a)。而在古近纪东营组沉积末期与现今两个关键地质时期,研究区烃源岩生气强度平面分布特征具有相似性,具体表现为:东部前梨园洼陷带生气强度最大,葛岗集、孟岗集洼陷以及中央隆起带徐集—桥口一带次之,中央隆起带两端及西部斜坡带最小。不同



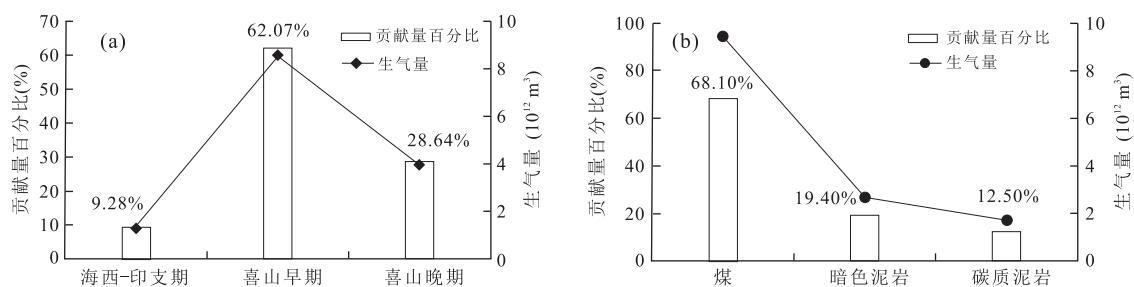


图 6 东濮凹陷石炭—二叠系烃源岩不同时期(a)、不同岩性(b)生烃贡献量百分比直方图

Fig.6 Histogram of contribution of hydrocarbon generation in different periods (a) and different lithology (b) of Permian-Carboniferous source rocks in Dongpu depression

地质时期生气强度大小存在较大差异,古近纪东营组沉积末期生气强度在前梨园洼陷、葛岗集洼陷、葛岗集洼陷的中心部位分别达到最大值  $125 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、 $75 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、 $55 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,中央隆起带中部生气强度范围为  $30 \times 10^8 \sim 70 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,西部斜坡带及中央隆起带北部生气强度最小,普遍小于  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ;现今生气强度与东营沉积末期相比明显减小,在前梨园洼陷、葛岗集洼陷、孟岗集洼陷的中心部位分别达到最大值  $65 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、 $45 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、 $35 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,中央隆起带中部徐集—桥口一带生气强度范围为  $25 \times 10^8 \sim 50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,中央隆起带北部及西部斜坡带生气强度最小,普遍小于  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  (图 5b、5c)。

#### 4.2 生气量分析

笔者以  $5 \text{ km} \times 5 \text{ km}$  的网格将凹陷划分为有限个评价单元,计算各单元内烃源岩层不同时期内的生气强度,分区、分期求和,即可得出凹陷不同时期的生气量,计算公式如下:

$$Q = \sum_{j=1}^n I_j \times S, \quad (2)$$

式(2)中, $Q$  为不同时期凹陷总生气量,  $10^8 \text{ m}^3$ ;  $j$  为评价单元序号;  $n$  为评价单元总数;  $I_j$  为  $j$  评价单元内的平均生气强度,  $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。最终,东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩不同地质时期生气量的对比结果显示:就生气期而言,海西—印支期、喜山早期以及喜山晚期累积生气量分别为  $1.28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $8.57 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $3.96 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,各时期生气贡献量分别为 9.28%、62.07%、28.64% (图 6),即海西—印支期生气贡献量极小,而喜山期的总生气贡献量高达 90% 以上。由此可见,凹陷内蕴藏有丰富的煤成气资源和优越的煤成气远景,并且具有晚期生气的特征,对气藏后期保存较为有利,这些优势的存在均是品

质优越的源岩与中隆新坳的构造地质环境有效匹配的结果(王庭斌等,2016)。

相似地,将公式(1)中  $i$  作为表征不同地质时期的序号,1/2/3 分别代表三叠纪末期、古近纪东营期末和现今三个关键时期;  $X_i$  表示单一岩性烃源岩在不同时期的产气率,其与 TOC 的乘积表征单位质量源岩的生气量;  $\rho$  为烃源岩密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $H$  为烃源岩层厚度,  $\text{m}$ 。因此,变形后的计算公式(1)考虑了特定岩性烃源岩在三叠纪末期、古近纪东营组沉积末期和现今三个关键时期的不同生气强度特征,通过三者的相加得到该岩性烃源岩在地质历史时期总的累积生气强度,进而编制不同岩性累积生气强度图(单位为  $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )。结合公式(2)进行生气量计算,最终结果显示:就岩性而言,煤、暗色泥岩和碳质泥岩累积生气量分别为  $9.41 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $2.68 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $1.73 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,不同岩性烃源岩生气贡献量百分比分别为 68.10%、19.40%、12.50% (图 6),即煤的生气贡献量最大,为主要气源岩,暗色泥岩和碳质泥岩的生气贡献量相对较低。这种不同岩性产气量大小与前文所述产气率大小的差异性主要归因于不同岩性煤系烃源岩有机质丰度、成熟度及显微组分组成等的差异性,煤的有机碳含量高达 70.94%,具有优越的生烃潜力。

## 5 结论

(1)东濮凹陷石炭—二叠系不同类型煤系烃源岩具有相似的生烃模式,生气作用大致可分为未熟、低熟、成熟、高成熟和过成熟 5 个阶段,  $R_o$  界限值分别为 0.5%、1.2%、2.2%、3.15%,烃源岩主生气期门限深度为 5 500 m,  $R_o$  界限值为 2.2%;当达到或超过一次生烃温度时,源岩会发生二次生烃,相比于一次生烃其产气率明显降低,但仍具有相似的气体产

物组分演化特征。

(2)受复杂构造作用控制,东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩主要经历了海西—印支期、喜山早期和喜山晚期三次阶段性成熟演化及生烃过程;其中,三叠纪末期源岩整体处于低熟阶段,古近纪沙—东营期和新近纪明化镇末期—现今源岩普遍进入成熟—过成熟阶段,是最主要的生烃期;相比于东营末期,现今源岩热演化程度仅在洼陷及洼陷斜坡部位有所增加。

(3)烃源岩主力生烃范围集中在前梨园、葛岗集、孟岗集洼陷带以及中央隆起带桥口—徐集一带,煤为主要气源岩,生烃贡献量占 68%;喜山早期生烃强度最大达  $125 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,喜山晚期最大为  $65 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、生气强度明显降低,但后者生烃范围相对前者向洼陷斜坡带及中央隆起带扩大;海西—印支、喜山早期和喜山晚期三个时期的生烃量分别为  $1.28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $8.57 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、 $3.96 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,贡献量比例分别为 9.28%、62.07%、28.64%。

## References

- Alexander, R., Berwick, L., Pierce, K., 2011. Single Carbon Surface Reactions of 1-Octadecene and 2,3,6-Trimethylphenol on Activated Carbon: Implications for Methane Formation in Sediments. *Organic Geochemistry*, 42(5): 540—547. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011.03.005>
- Burnham, A. K., Sweeney, J. J., 1989. A Chemical Kinetic Model of Vitrinite Maturation and Reflectance. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 53(10): 2649—2656. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(89\)90136-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(89)90136-1)
- Darouich, T. A., Behar, F., Largeau, C., 2006. Pressure Effect on the Thermal Cracking of the Light Aromatic Fraction of Safaniya Crude Oil—Implications for Deep Prospects. *Organic Geochemistry*, 37(9): 1155—1169. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2006.04.004>
- Dieckmann, V., 2005. Modelling Petroleum Formation from Heterogeneous Source Rocks: The Influence of Frequency Factors on Activation Energy Distribution and Geological Prediction. *Marine and Petroleum Geology*, 22(3): 375—390. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.11.002>
- Guo, X. W., He, S., Hou, Y. G., 2010. Numerical Simulation of Petroleum Generation, Migration and Accumulation of the Es<sub>3</sub> Formation in Banqiao Depression. *Earth Science*, 35(1): 115—124 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2010.012>
- Hakimi, M. H., Abdulah, W. H., Shalaby, M. R., 2010. Organic Geochemistry, Burial History and Hydrocarbon Generation Modelling of the Upper Jurassic Madbi Formation, Masila Basin, Yemen. *Journal of Petroleum Geology*, 33(4): 299—318. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2010.00481.x>
- He, F., Liu, F., Zheng, X., 2010. Study on Hydrocarbon Generation History and Space-Time Distribution Variation of Secondary Hydrocarbon Generation in Upper Palaeozoic Formation of Dongpu Depression. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 17(3): 296—299 (in Chinese with English abstract).
- Hill, R. J., Zhang, E., Katz, B. J., et al., 2007. Modeling of Gas Generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 91(4): 501—521. <https://doi.org/10.1306/120606060603>
- Hu, W. Q., Zhao, J. Z., Li, J., et al., 2015. Characteristics of Source Rocks and Its Controls on the Formation and Distribution of Gas from Upper Paleozoic in Southwest Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 26(6): 1068—1075 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Y. L., Li, Z. L., Tan, Y. M., et al., 2008. Research on History of Gas Migration and Accumulation in Fault Basin; Taking Wen 23 Gas Field of Dongpu Depression as an Example. *Acta Petrolei Sinica*, 29(5): 633—638 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. L., Du, H. L., Li, Y. J., et al., 2015. Simulation of Gas Generation from the Paleogene Enping Formation in the Baiyun Sag in the Deepwater Area of the Pearl River Mouth Basin, the South China Sea. *Energy & Fuels*, 29(2): 577—586. <https://doi.org/10.1021/ef502284p>
- Jiang, Y. L., Fang, L., Liu, J. D., et al., 2016. Hydrocarbon Charge History of the Paleogene Reservoir in the Northern Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Science*, 13(4): 625—641. <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0130-5>
- Jiao, D. Q., Wang, D. R., Wu, X. L., 2006. Patterns of Natural Gas Accumulation and Enrichment in Dongpu Depression. *Oil & Gas Geology*, 27(6): 794—803 (in Chinese with English abstract).
- Li, E. T., Pan, C. C., Yu, S., et al., 2013. Hydrocarbon Generation from Coal, Extracted Coal and Bitumen Rich Coal in Confined Pyrolysis Experiments. *Organic Geochemistry*, 64: 58—75. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2013.09.004>
- Li, S. F., Wang, S. L., Bi, J. X., et al., 2016. Characteristics of Xujiahe Formation Source Rock and Process of Hydrocarbon-Generation Evolution in Puguang Area.

- Earth Science*, 41(5): 843—852 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.071>
- Liu, J. L., Jiang, Z. X., Liu, K. Y., et al., 2016. Fluid Inclusion Characteristics and Hydrocarbon Accumulation Process of Yangtake Area, Kuqa Foreland Basin. *Earth Science*, 41(7): 1188—1197 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.096>
- Liu, L., 2007. Thermal Evolution and Secondary Hydrocarbon Generation History of Upper Palaeozoic in Dongpu Depression and Its Adjacent Depression (Dissertation). Northwest University, Xi'an (in Chinese with English abstract).
- Liu, L., Ren, Z. L., 2007. Thermal Evolution of Dongpu Sag. *Petroleum Exploration and Development*, 34(4): 419—423, 444 (in Chinese with English abstract).
- Lu, X. S., Jiang, Y. L., Chang, Z. H., et al., 2007. Calculation of the Erosion Thickness of Dongying Formation in Dongpu Depression and Its Significance. *Geological Science and Technology Information*, 26(2): 8—12 (in Chinese with English abstract).
- Mani, D., Patil, D. J., Kalpana, M. S., et al., 2011. Evaluation of Hydrocarbon Prospects Using Surface Geochemical Data with Constraints from Geological and Geophysical Observations; Saurashtra Basin, India. *Journal of Petroleum Geology*, 35(1): 67—83. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00519.x>
- Marcano, G., Anka, Z., Primio, R. D., 2013. Major Controlling Factors on Hydrocarbon Generation and Leakage in South Atlantic Conjugate Margins: A Comparative Study of Colorado, Orange, Campos and Lower Congo Basins. *Tectonophysics*, 604: 172—190. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.02.004>
- Mi, J. K., Zhang, S. C., Hu, G. Y., et al., 2010. Geochemistry of Coal-Measure Source Rocks and Natural Gases in Deep Formations in Songliao Basin, NE China. *International Journal of Coal Geology*, 84(3—4): 276—285. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.09.009>
- Pan, C. C., Jiang, L. L., Liu, J. Z., et al., 2012. The Effects of Pyrobitumen on Oil Cracking in Confined Pyrolysis Experiments. *Organic Geochemistry*, 45: 29—47. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.01.008>
- Su, H., Qu, L. P., Zhang, J. C., et al., 2006. Tectonic Evolution and Extensional Pattern of Rifted Basin: A Case Study of Dongpu Depression. *Oil & Gas Geology*, 27(1): 70—77 (in Chinese with English abstract).
- Sweeney, J. J., Burnham, A. K., 1990. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics (1). *AAPG Bulletin*, 74(10): 1559—1570. <https://doi.org/10.1306/0c9b251f-1710-11d7-8645000102c1865d>
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag, Berlin. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6>
- Uguna, C. N., Carr, A. D., Snape, C. E., et al., 2015. High Pressure Water Pyrolysis of Coal to Evaluate the Role of Pressure on Hydrocarbon Generation and Source Rock Maturation at High Maturities under Geological Conditions. *Organic Geochemistry*, 78: 44—51. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2014.10.013>
- Wang, B., Zhao, Y. Q., Luo, Y., et al., 2010. Thermal Evolution and Hydrocarbon Generation in the Caohu Sag of the Tarim Basin—Based on IES Basin Simulation Technology. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(6): 605—609 (in Chinese with English abstract).
- Wang, M., Lu, S. F., Wang, W. G., et al., 2017. Gas Migration and Accumulation Modelling in Volcanic Reservoirs, Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin. *Earth Science*, 42(3): 397—409 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.030>
- Wang, T. B., Zhang, Y. X., Dong, L., et al., 2016. Geotectonic Setting of Coal-Bearing Basins being Transformed into Coal- and Gas-(Oil-) Bearing Basins. *Earth Science*, 41(2): 265—278 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.020>
- Xiao, X. M., Liu, D. H., Fu, J. M., 1996. The Evaluation of Coal-Measure Source Rocks of Coal-Bearing Basins in China and Their Hydrocarbon-Generating Models. *Acta Sedimentologica Sinica*, 14(S1): 10—17 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, Y. M., Wang, X. H., Zhang, C., et al., 2007. Hydrocarbon-Generation Evolution of the Permo-Carboniferous Coal Measure in Dongpu Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 28(6): 27—31 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 郭小文, 何生, 侯宇光, 2010. 板桥凹陷沙三段油气生成、运移和聚集数值模拟. *地球科学*, 35(1): 115—124. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2010.012>
- 何锋, 刘锋, 郑旭, 2010. 东濮凹陷上古生界生烃史及二次生烃时空差异性研究. *断块油气田*, 17(3): 296—299.
- 胡维强, 赵靖舟, 李军, 等, 2015. 鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩特征及其对天然气藏形成与分布的控制作用. *天然气地球科学*, 26(6): 1068—1075.
- 蒋有录, 李宗亮, 谈玉明, 等, 2008. 断陷盆地天然气运聚成藏史研究——以东濮凹陷文 23 气田为例. *石油学报*, 29(5): 633—638.
- 焦大庆, 王德仁, 武晓玲, 2006. 东濮凹陷天然气成藏及富集

- 规律.石油与天然气地质,27(6):794—803.
- 李松峰,王生朗,毕建霞,等,2016.普光地区须家河组烃源岩特征及成烃演化过程.地球科学,41(5):843—852.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.071>
- 刘建良,姜振学,刘可禹,等,2016.库车前陆盆地羊塔克地区流体包裹体特征及油气成藏过程.地球科学,41(7):1188—1197.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.096>
- 刘丽,2007.东濮凹陷及邻区凹陷上古生界热演化史与二次生烃史研究(博士学位论文).西北大学,西安.
- 刘丽,任战利,2007.东濮凹陷热演化史研究.石油勘探与开发,34(4):419—423,444.
- 鲁雪松,蒋有录,常振恒,等,2007.东濮凹陷东营组地层剥蚀厚度估算及其意义.地质科技情报,26(2):8—12.
- 苏惠,曲丽萍,张金川,等,2006.裂陷盆地构造演化及盆地伸展模式——以东濮凹陷为例.石油与天然气地质,27(1):70—77.
- 王斌,赵永强,罗宇,等,2010.塔里木盆地草湖凹陷热演化与生烃史——基于 IES 软件盆地模拟技术.石油实验地质,32(6):605—609.
- 王民,卢双舫,王文广,等,2017.火山岩储层天然气运聚成藏模拟:以徐家围子断陷深层为.地球科学,42(3):397—409.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.030>
- 王庭斌,张亚雄,董立,等,2016.含煤盆地转化为含煤—含气(油)盆地的构造地质环境.地球科学,41(2):265—278.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.020>
- 肖贤明,刘德汉,傅家谟,1996.我国聚煤盆地煤系烃源岩生气评价与成烃模式.沉积学报,14(S1):10—17.
- 朱炎铭,王晓辉,张聪,等,2007.东濮凹陷石炭—二叠系煤系烃源岩的生烃演化.石油学报,28(6):27—31.