

# 渤海湾盆地东濮凹陷 上古生界烃源岩成烃特征及成藏意义

王学军<sup>1,2</sup>, 周勇水<sup>1,2</sup>, 李红磊<sup>1,2</sup>, 贾斌峰<sup>1</sup>, 张莹莹<sup>1</sup>

(1. 中国石化 中原油田分公司 勘探开发研究院, 河南 濮阳 457001;

2. 中国石化 中原油田 博士后工作站, 河南 濮阳 457001)

**摘要:**为了明确渤海湾盆地东濮凹陷上古生界油气成藏条件和规律,采用烃源岩评价、生烃热模拟实验和盆地模拟相结合的研究方法,定量研究石炭系—二叠系烃源岩生烃历史和强度,并探讨其成藏意义。结果表明:东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩显微组成中富氢的壳质组、基质镜质体含量高( $>10\%$ ),烃源岩具有较高生油潜力,成烃演化过程以多阶段性、生气带宽为特征;石炭系—二叠系在燕山期埋藏深度小, $R_o$ 在 $0.6\% \sim 0.8\%$ ,生气量较小,在喜马拉雅期呈差异化的热演化特征,凹陷西部至西斜坡地区生气强度整体较低,为 $(1 \sim 20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,东部深注带烃源岩埋深大,演化程度高,生气量大,生气强度达 $(60 \sim 110) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。已有勘探成果分析显示,生气强度大于 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域才能形成天然气富集,前梨园洼陷带生气强度在 $(60 \sim 110) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,具备形成原生煤成气藏和古生新储煤成气藏的有利条件,是下步有利勘探区带。

**关键词:**烃源岩;成烃特征;生气强度;石炭系—二叠系;东濮凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

## Hydrocarbon generation characteristics and significance of accumulation of Upper Paleozoic source rocks in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

WANG Xuejun<sup>1,2</sup>, ZHOU Yongshui<sup>1,2</sup>, LI Honglei<sup>1,2</sup>, JIA Bin Feng<sup>1</sup>, ZHANG Yingying<sup>1</sup>

(1. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Branch Company, Puyang, Henan 457001, China;

2. Postdoctoral Research Workstation, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Branch Company, Puyang, Henan 457001, China)

**Abstract:** In order to clarify the conditions and rules of hydrocarbon accumulation of the Upper Paleozoic in the Dongpu Sag of Bohai Bay Basin, source rock evaluation, pyrolysis experiment and basin modelling were carried out in this paper, the history of hydrocarbon generation and intensity of source rocks have been quantitatively studied, consequently, the significance of hydrocarbon accumulation in this area has also been discussed. The micro-composition of the Carboniferous-Permian source rocks in the Dongpu Sag is featured by high contents of hydrogen-rich exinite and matrix vitrinite ( $>10\%$ ), and the source rocks have a high oil-generating potential. The hydrocarbon generation process is characterized by multiple stages and wide gas generation band. During the Yanshanian period, the Carboniferous-Permian source rocks were shallowly buried, the  $R_o$  value ranged between  $0.6\% \sim 0.8\%$ , and only a little gas has been generated. In the Himalayan period, due to the differential thermal evolution of the Paleogene deposits, from the western part of the sag to the western slope, gas generation was significantly decreased, with an average of  $(1 \sim 20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ . While in deep sag of the eastern part, source rocks were deeply buried with a high thermal degree, and a large amount of gas was generated with an intensity of  $(60 \sim 110) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ . Past exploration results have shown that the area with a gas generation intensity greater than  $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  is favorable for natural gas accumulation. The gas generation intensity of the Qianliyuan sub-sag ranges  $(60 \sim 110) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , which has favorable conditions for the formation of primary as well as paleogenetic and new-storage coal-derived gas reservoirs, and is a favorable exploration zone for the future exploration.

**Key words:** source rock; hydrocarbon generation characteristics; gas generation intensity; Carboniferous - Permian; Dongpu Sag; Bohai Bay Basin

收稿日期:2020-07-20;修订日期:2021-05-18。

作者简介:王学军(1977—),男,博士,高级工程师,从事油气成藏机理和勘探研究。E-mail:bjjsy\_wxj@163.com。

通信作者:周勇水(1986—),男,博士,工程师,从事油气地球化学及成藏机理研究。E-mail:yszhou0226@sina.com。

基金项目:国家科技重大专项课题“东濮凹陷油气富集规律与增储领域”(2016ZX05006-004)资助。

东濮凹陷位于华北地台东南部、渤海湾盆地的西南缘,是在古生代克拉通盆地地层上发育形成的中、新生代断陷。自20世纪70年代发现文23古生新储煤成气田以来<sup>[1]</sup>,围绕古生界以新生古储、古生古储潜山和古生新储等勘探思路持续探索了四十多年,钻井普遍见油气显示,并在户部寨和胡庆2个构造带获得工业油气流突破<sup>[2]</sup>,证实上古生界具备发育持续可采原生气藏的地质条件。已有研究着重于讨论石炭系—二叠系煤系烃源岩二次生烃的时空差异性及其对天然气成藏的影响<sup>[3-6]</sup>,并逐步认识到烃源岩高成熟区域是原生气藏发育的有利区带<sup>[2]</sup>。本文基于石炭系—二叠系不同类型烃源岩成烃潜力的新认识,定量研究

烃源岩生烃历史及强度,进一步明确天然气成藏有利区带,以期为东濮凹陷上古生界天然气勘探提供指导。

### 1 地质概况

东濮凹陷东以兰聊断裂为界与鲁西隆起相邻,西隔内黄隆起与太行山隆起带相望,南隔兰考凸起与中牟凹陷为邻,北以马陵断层为界与莘县凹陷分开,北窄南宽,呈NNE向展布,具东西分带、南北分块的构造格局,面积约5 300 km<sup>2</sup>(图1)。本区经历了吕梁、晋宁、加里东、海西、印支、燕山、喜马拉雅等构造运动的改造和叠加。早古生代为伸展背景下的海相克拉通盆地,寒武纪—中奥陶世以整体

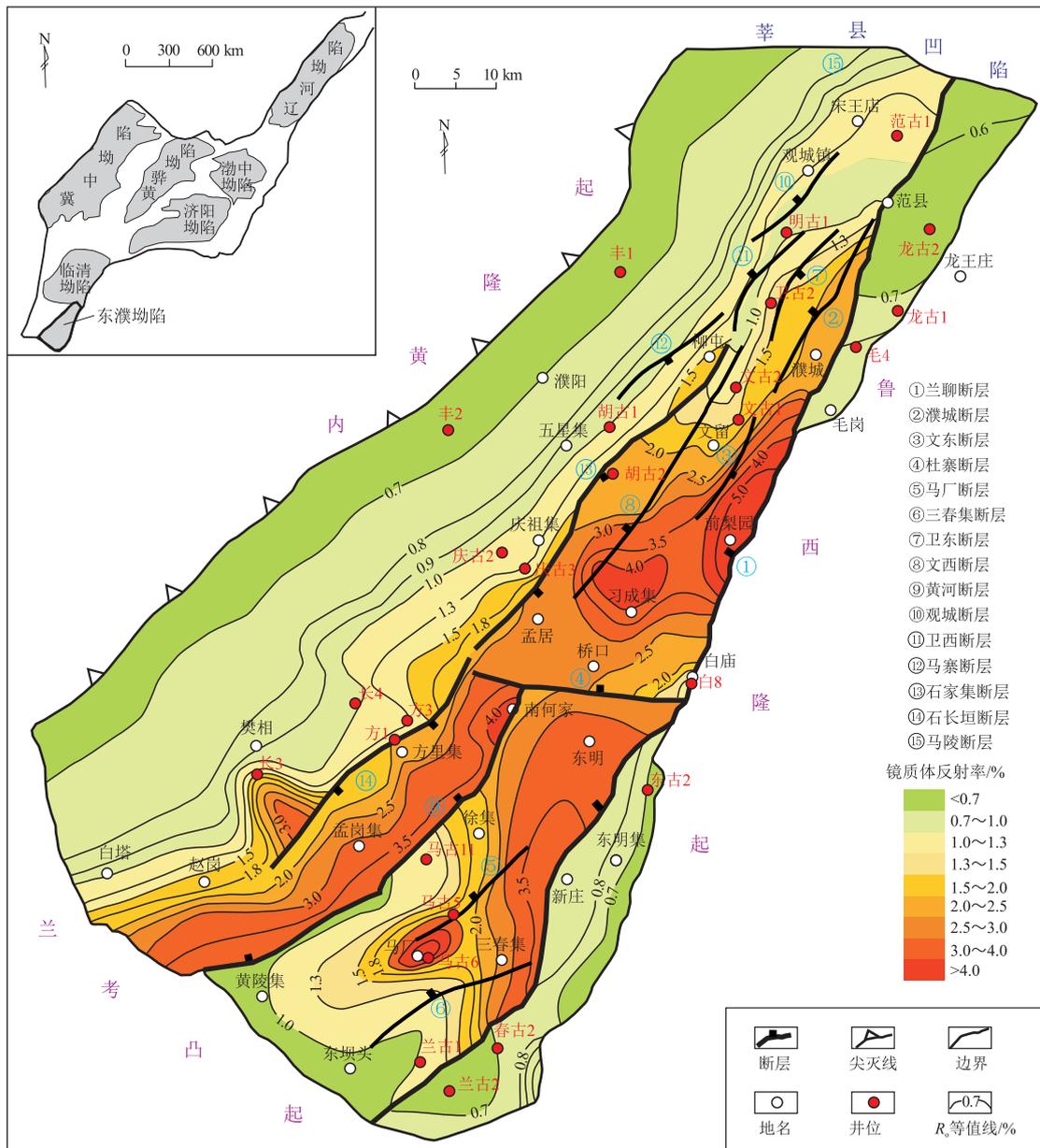


图1 渤海湾盆地东濮凹陷构造位置及上古生界镜质体反射率分布

Fig.1 Structural location and  $R_o$  distribution of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

的面式升降为主要特征,地层之间的关系表现为整合或平行不整合,为地台型稳定盖层发育阶段,以碳酸盐岩沉积为主,夹薄层石膏和泥岩层。晚古生代为伸展背景下的近海克拉通盆地,中、晚奥陶世隆升后直至早石炭世长期处于剥蚀夷平的准平原状态,中石炭世开始沉降,接受以滨浅海沼泽相含煤碎屑夹碳酸盐为主要特征的沉积。二叠纪时期,随着华北地台周缘的逐渐隆升,克拉通内坳陷转变为大型内陆湖盆,发育陆相碎屑岩含煤沉积<sup>[7]</sup>。石炭系—二叠系含煤地层是本区上古生界主要烃源岩层系。

早、中三叠世,华北地台区仍为大型内陆盆地,与二叠系连续沉积。中三叠世末第一幕印支运动时期,近南北向的强烈挤压作用使得大型内陆盆地的面貌发生剧烈变化,盆地大幅度萎缩,以太行山一线为枢纽,东部地区相对隆升并发生构造变形,包括东濮凹陷在内的绝大部分地区处于水上剥蚀环境,缺失上三叠统。侏罗纪—白垩纪,中原地区为第一次分割性断陷活动阶段,本区可能沉积了一定厚度的侏罗系—白垩系,但在白垩纪末受燕山运动影响,整体已遭受剥蚀。喜马拉雅期受太平洋板块俯冲和印度板块挤压作用影响,本区发生大规模断陷运动,兰聊断裂以西至太行山之间整体表现出断陷性质,内黄隆起和兰聊断裂以东地区整体表现

为抬升剥蚀。这一阶段既是本区古近纪凹陷主要发育期,形成现今的构造格局,也是潜山构造带的主要形成期。

## 2 烃源岩成烃潜力

东濮凹陷上古生界烃源岩主要发育于中石炭统本溪组(C<sub>2</sub>b)、上石炭统太原组(C<sub>3</sub>t)和下二叠统山西组(P<sub>2</sub>s),沉积于滨海陆缘沉积体系的障壁岛、海湾泻湖、滨海沼泽、潮坪等相带。烃源岩岩性以暗色泥岩、碳质泥岩和煤岩为主,分布稳定。煤岩累计厚度 17~22 m,碳质泥岩厚度主要分布在 15~20 m,暗色泥岩厚度 100~130 m(图 2)。

如图 3 所示,东濮凹陷石炭系—二叠系暗色泥岩总有机碳(TOC)含量分布在 0.06%~5.77%,平均 1.67%(样品 99 块);碳质泥岩总有机碳含量分布在 6.58%~22.13%,平均 12.63%(样品 22 块);煤岩总有机碳含量分布在 31.79%~82.06%,平均 60.40%(样品 68 块)。从层系来看,煤岩和碳质泥岩总有机碳含量的分布不具规律性,山西组暗色泥岩总有机碳含量平均值 1.71%(样品 25 块),太原组暗色泥岩总有机碳含量平均值 2.19%(样品 73 块),本溪组仅测试了 1 个暗色泥岩样品,总有机碳含量 4.86%。总体来看,石炭系—二叠系烃源岩表现出煤系烃源岩总有机碳含量高、分布连续的特点。

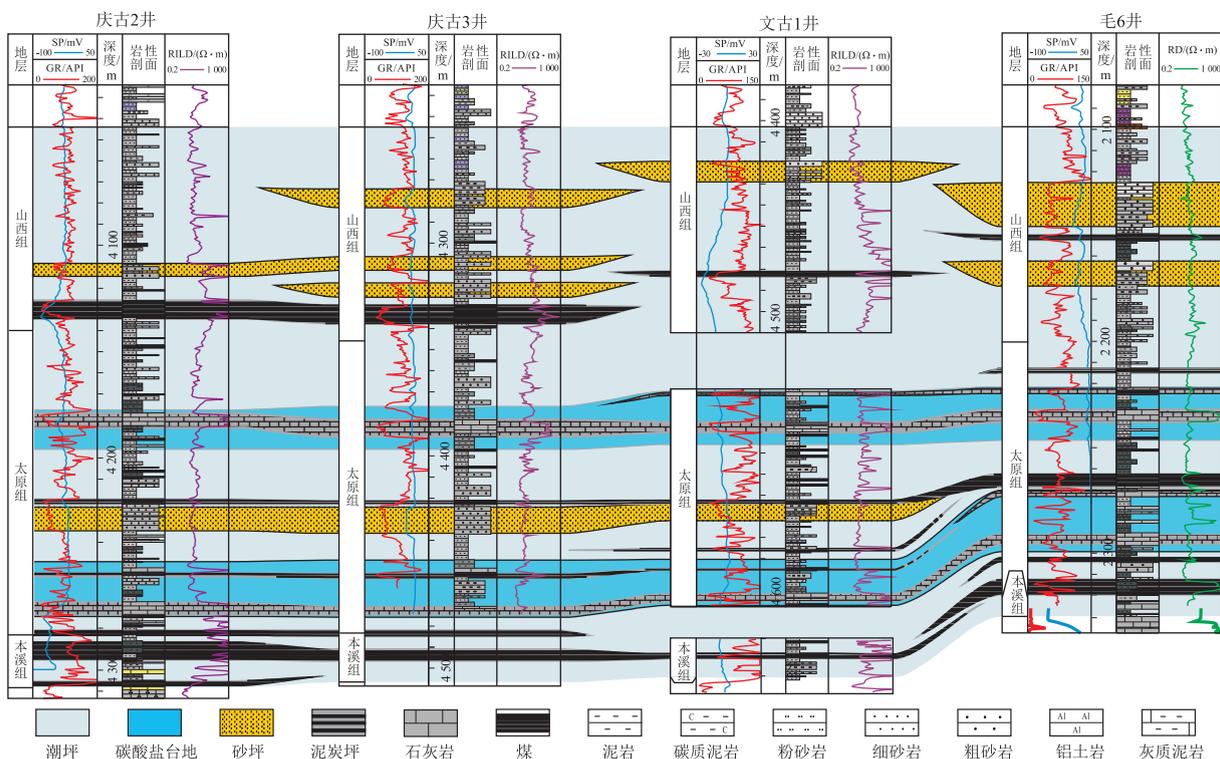


图 2 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩分布连井对比

Fig.2 Contrast between wells of source rock thickness of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

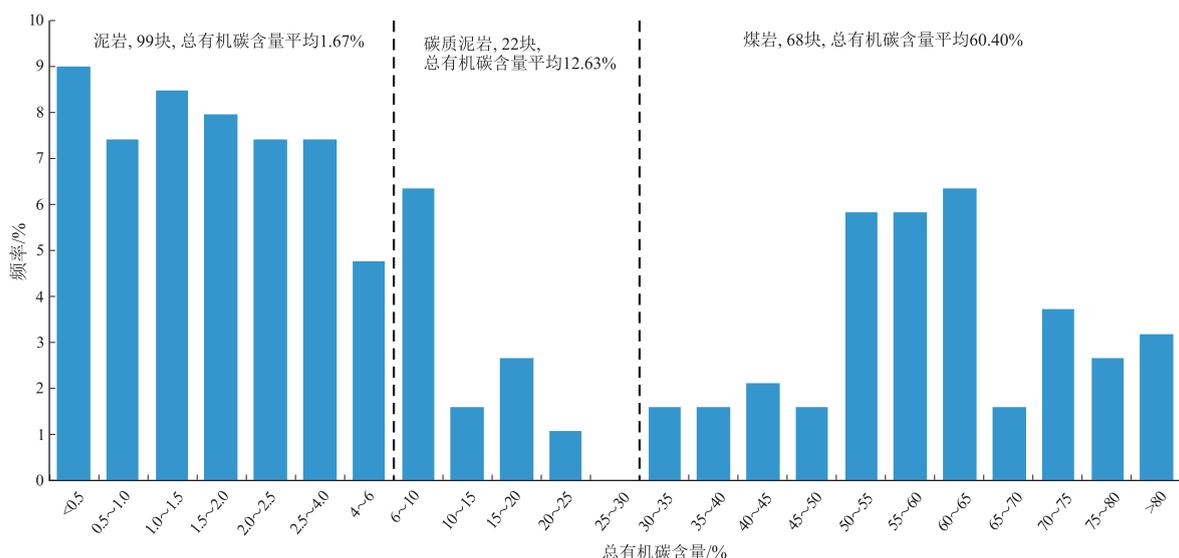


图3 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩总有机碳含量分布

Fig.3 TOC contents of source rocks of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

从干酪根碳同位素 ( $\delta^{13}\text{C}$ ) 和岩石热解氢指数 ( $I_H$ ) 分析, 3 个层系烃源岩有机质类型无明显差异。从岩性来看, 煤岩和碳质泥岩干酪根碳同位素分布在  $-25.88\text{‰} \sim -22.70\text{‰}$ , 平均  $-23.93\text{‰}$  (样品 19 块), 据程克明等<sup>[8]</sup> 1995 年提出的“三类四分法”评价标准, 除 1 个样品达  $\text{II}_2$  型标准外, 均属  $\text{III}$  型有机质 (图 4); 暗色泥岩干酪根碳同位素分布在  $-29.89\text{‰} \sim -21.18\text{‰}$ , 平均  $-24.04\text{‰}$  (样品 48 块), 主要属  $\text{III}$  型有机质, 发育一定量的  $\text{II}_2$  型有机质, 少数样品达到  $\text{I} - \text{II}_1$  型标准。但是, 利用邬立言等<sup>[9]</sup> 1986 年提出的岩石热解最高峰温 ( $T_{\text{max}}$ ) 与氢指数划分有机质类型的图版分析, 东濮凹陷石炭系—二叠系多数烃源岩样品达到  $\text{I} - \text{II}_1$  型有机质标准, 大部分煤岩和碳质泥岩样品点甚至落在了

$\text{I}$  型有机质界限之外 (图 5)。这一现象的出现一方面有其客观原因, 即所用的图版主要是根据全国不同沉积盆地的湖相烃源岩的热解实验结果建立的; 另一方面, 煤和碳质泥岩的氢指数高达  $100 \sim 200 \text{ mg/g}$  的特点, 说明其有机质在较高的热演化条件下仍有较高的生烃演化潜力, 这与氯仿沥青“ $\text{A}$ ”的测试结果是相互印证的。东濮凹陷石炭系—二叠系煤岩的氯仿沥青“ $\text{A}$ ”含量分布在  $0.198\% \sim 1.969\%$ , 平均  $0.894\%$  (样品 12 块); 碳质泥岩的氯仿沥青“ $\text{A}$ ”含量分布在  $0.084\% \sim 0.181\%$ , 平均  $0.127\%$  (样品 11 块); 暗色泥岩的氯仿沥青“ $\text{A}$ ”含量分布在  $0.001\% \sim 0.463\%$ , 平均  $0.038\%$  (样品 96 块)。煤岩氯仿沥青“ $\text{A}$ ”含量远远高于陆相好烃源岩  $0.1\%$  的评价标准, 碳质泥岩

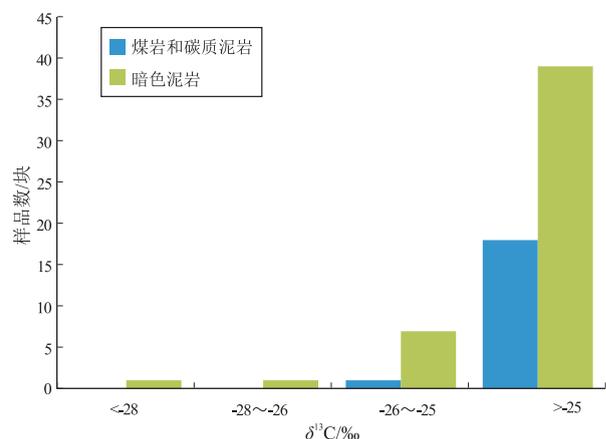


图4 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩干酪根碳同位素分布

Fig.4 Kerogen  $\delta^{13}\text{C}$  distribution of source rocks of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

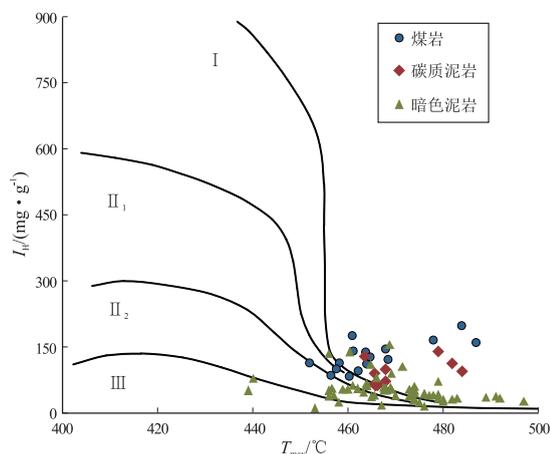


图5 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩最高热解峰温与氢指数交会图

Fig.5 Cross plots of  $T_{\text{max}}$  and  $I_H$  of source rocks of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

也达到好烃源岩标准,说明东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩具有较高的生油潜力。

由于沉积相带相近,东濮凹陷石炭系—二叠系煤岩和泥岩(含碳质泥岩)有机显微组成无明显差异,均以镜质组为主,大部分样品中镜质组含量在 60%以上;其次为惰质组,含量主要分布在 10%~30%(表 1)。值得注意的是,镜质组中基质镜质体含量高,煤岩中基质镜质体含量占镜质组中含量的 38.2%~69.1%,平均 54.8%(样品 40 块),泥岩中基质镜质体含量占镜质组中含量的 23.9%~52.2%,平均 39.2%(样品 50 块)。壳质组含量主要在 5%~15%,平均 8.9%(样品 90 块),部分样品存在局部富集的现象,最高含量达 20.5%。腐泥组含量最低,低于 1.0%,且多以矿物沥青基质的形式赋存。矿物沥青基质含量主要分布在 5%~10%,煤岩平均 5.4%(样品 40 块),泥岩平均 6.2%(样品 50 块),少数泥岩样品富集程度高,含量最高可达 48.7%。从层系分析,山西组和太原组烃源岩显微组成无明显差异,但是受海进—海退沉积旋回控制,太原组下部和山西组底部样品的矿物沥青基质与壳质组含量相对于层系上部地层样品普遍较高。因此,东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩主要发育镜质腐殖有机相,太原组下部和山西组底部还发育含腐泥腐殖有机相,富氢组分含量更高<sup>[10]</sup>。基质镜质体、壳质组和矿物沥青基质是富氢的倾油组分,三种组分含量高是东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩具有较高生油潜力的原因。

由上述分析可知,东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩有机质类型和成烃潜力评价不应该简单套用湖相烃源岩的评价标准,氢指数高、氯仿沥青“A”含量高、有机显微组分中基质镜质体、壳质组和矿物沥青基质含量高的特点证实其具有较高的生油潜力。笔者利用热模拟实验进一步探讨了煤岩、暗色泥岩的成烃潜力。受钻井取心资料的限制,笔者在庆古 3 井山西组采集煤岩样品 1 块, $\omega(\text{TOC})=77.1\%$ , $T_{\max}=461\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $I_{\text{H}}=118.3\text{ mg/g}$ , $R_0=1.18\%$ ,

属含腐泥腐殖有机相;在庆古 3 井太原组采集暗色泥岩样品 1 块, $\omega(\text{TOC})=2.18\%$ , $T_{\max}=472\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $I_{\text{H}}=105.4\text{ mg/g}$ , $R_0=1.21\%$ ,属镜质腐殖相。由于 2 个钻井岩心样品热演化程度已达成熟阶段,为了更合理地研究各演化阶段的生烃特征,笔者采集了具有相同有机相的鲁西南地区兖州煤田的煤岩和泥岩样品。其中,煤岩样品  $\omega(\text{TOC})=82.09\%$ , $T_{\max}=428\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $I_{\text{H}}=226\text{ mg/g}$ , $R_0=0.60\%$ ,属镜质腐殖有机相;泥岩样品  $\omega(\text{TOC})=3.27\%$ , $T_{\max}=436\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $I_{\text{H}}=166\text{ mg/g}$ , $R_0=0.75\%$ ,属含腐泥腐殖有机相。模拟实验在南京大学表生地球化学教育部重点实验室进行,实验方法如文献[11]所示,模拟结果如图 6 所示。

模拟结果显示,受样品初始成熟度的影响,庆古 3 井 2 个样品(图 6a,d)的液态烃产率模拟结果受到一定影响;由于  $R_0=1.25\%$  之前的气态烃产率极低,初始成熟度对气态烃产率影响较小,与 2 个低熟样品的演化特征一致。从 2 个低熟样品的模拟结果分析,液态烃生成演化总体上呈现单峰特征,在 250  $^{\circ}\text{C}$  时( $R_0=0.67\%$ )已经开始有较多的液态烃类生成;300  $^{\circ}\text{C}$  ( $R_0=0.87\%$ )以后开始大量生油,325  $^{\circ}\text{C}$  ( $R_0=1.08\%$ )左右达到生油高峰;此后,液态烃量逐渐降低,至 500  $^{\circ}\text{C}$  时( $R_0=2.23\%$ )趋于稳定。气态烃生成演化总体上呈现逐渐增大的趋势,增大速率具有多阶段性。生油高峰之前,气态烃产率很低;生油高峰之后,气态烃产率快速增加,该时期气态烃的增加既有干酪根裂解生气,也有液态烃类裂解成气。450~500  $^{\circ}\text{C}$  ( $R_0=2.08\%~2.23\%$ )区间气体产率缓慢增加,500  $^{\circ}\text{C}$  以后再次快速增大,550  $^{\circ}\text{C}$  气态烃量趋于稳定( $R_0=2.95\%$ )。由模拟结果可知,东濮凹陷石炭系—二叠系煤岩、暗色泥岩一方面具有较高的生油潜力,另一方面成烃演化过程均具有多阶段性、生气带宽的特点。这主要是由有机质显微组成具有复杂性,而富氢的壳质组、基质镜质体和贫氢的均质镜质体、惰质组的化学结构和热演化特征具有较大差异性引起

表 1 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩显微组分含量

Table 1 Maceral contents of source rocks of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

岩性	层位	显微组分含量/%			
		镜质组	壳质组	惰质组	矿物沥青基质
煤岩	山西组	55.0~79.0/71.8(26)	4.3~15.6/7.9(26)	6.2~29.0/13.9(26)	1.5~14.0/6.4(26)
	太原组	66.7~80.2/72.6(14)	6.3~20.5/14.1(14)	7.5~11.5/9.7(14)	3.1~5.0/3.6(14)
泥岩	山西组	45.8~85.0/76.3(23)	5.0~16.1/7.0(23)	4.0~19.0/12.5(23)	0~29.17/4.2(23)
	太原组	30.1~82.5/67.7(27)	3.2~13.5/8.6(27)	8.9~34.0/15.9(27)	4.0~48.7/7.8(27)

注:表中分式含义为:最小值~最大值/平均值(样品数)。

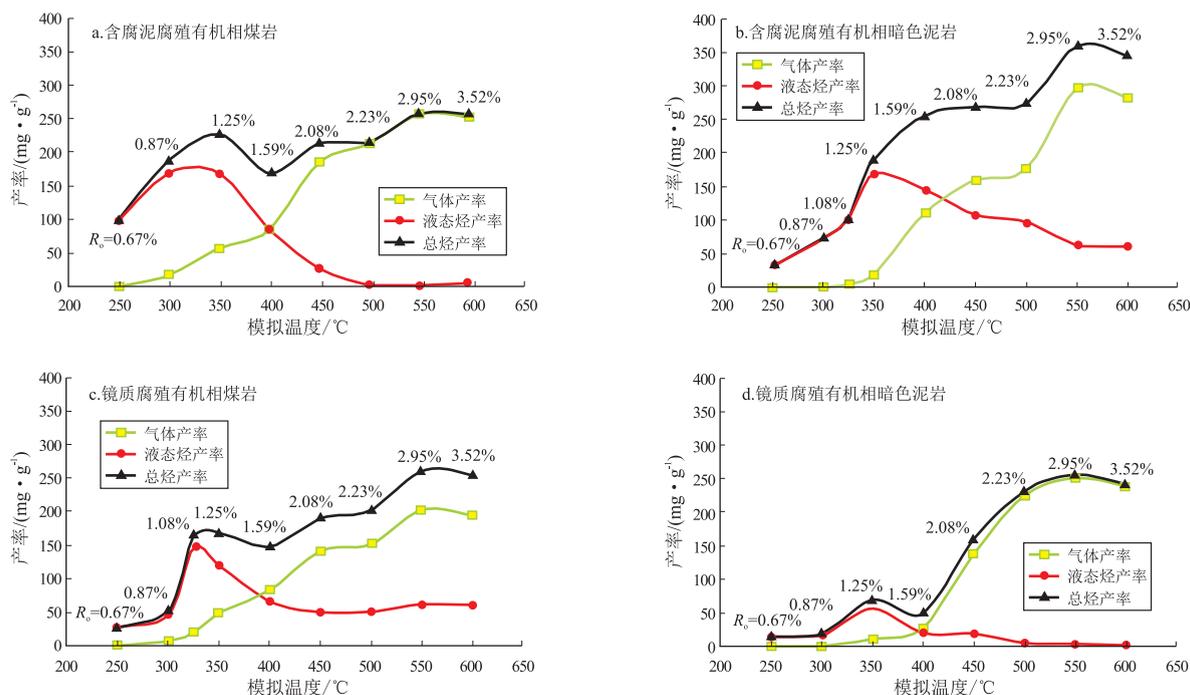


图6 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩热模拟产率

Fig.6 Results of thermal simulation for hydrocarbon-generating potential of source rocks of Upper Paleozoic, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

的<sup>[10-11]</sup>。不同有机相、岩性烃源岩富氢和贫氢组分相对组成的差异,也使得气态烃产率(单位有机碳)的最高值表现出一定的差异性。含腐泥腐殖相煤岩该值为 254 mg/g, 镜质腐殖相煤岩为 222 mg/g, 含腐泥腐殖相泥岩为 360 mg/g, 镜质腐殖相泥岩为 251 mg/g。

### 3 烃源岩生烃史

华北克拉通盆地上古生界烃源岩发育稳定,是一套区域性优质气源岩<sup>[12-16]</sup>,鄂尔多斯盆地<sup>[17-26]</sup>、渤海湾盆地<sup>[27-30]</sup>已有勘探和研究成果证实,石炭系—二叠系太原组和山西组是主要供烃层系,天然气富集程度、钻井产能主要受控于烃源岩热演化历史和生气强度。东濮凹陷已有研究着重于讨论石炭系—二叠系煤系烃源岩的热演化史和二次生烃特征,基本明确了北部烃源岩二次生烃的起始热演化程度低、后期埋藏深度大,是勘探有利区带;南部受燕山期火山岩侵入的影响,有部分地区在一次生烃期已达到生烃高峰,损失了部分资源潜力,二次生烃资源潜力相对较低<sup>[3-4]</sup>。本文在不同类型烃源岩成烃潜力新认识的基础上,对东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩生烃史进行了量化研究。

如图7所示,西斜坡庆古2和庆古3井石炭系—二叠系烃源岩镜质体反射率与深度的关系与古近系一致;兰聊断层上升盘的毛岗、东明集和兰

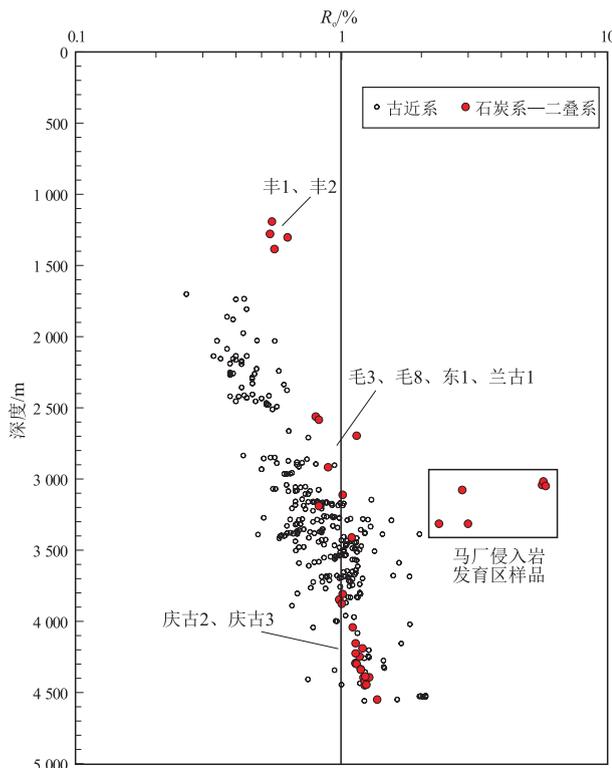


图7 渤海湾盆地东濮凹陷烃源岩镜质体反射率与埋深关系

Fig.7 Correlations between vitrinite reflectance and burial depth of source rocks in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

聊地区石炭系—二叠系烃源岩镜质体反射率较同深度古近系烃源岩略高;西部丰1、丰2井更甚。这是东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩在燕山期埋

深整体较浅,喜马拉雅期随古近系差异化深埋的结果。西部地区镜质体反射率在 0.54%~0.63%,兰聊上升盘在 0.82%~1.10%,进一步说明燕山期的埋藏深度整体具有东高西低的特点,西部仅达到早成熟阶段,东部已达到成熟阶段。以此为约束,结合已有温度场研究成果<sup>[3]</sup>,本文对东濮凹陷西部、西斜坡和东部深洼带烃源岩埋藏史、热史和生烃史进行了分析。

三叠纪末期,东濮地区整体具有西薄东厚的趋势,西部地区石炭系—二叠系烃源岩埋藏较浅,在 2 400 m 左右, $R_o$  仅 0.6% 左右(图 8a);西斜坡地区埋深在 2 800~3 000 m, $R_o$  达到 0.7% 左右(图 8b);东部地区埋深达 3 000~3 100 m, $R_o$  达到 0.8% 左右(图 8c)。侏罗纪—白垩纪,东濮地区可能沉积了一定厚度的地层,但整体处于抬升剥蚀期,使得现今东濮地区整体缺失三叠系上部地层,西部地区缺失三叠系全部地层(图 8d)。古近纪大规模断陷运动后,不同区带石炭系—二叠系烃源岩随着古近纪的沉积经历了差异化的埋藏和热演化历史(图 8d),西部地区埋藏深度约 1 000 m,西斜坡地区埋藏深度达 3 000~4 500 m,东部深洼区快速埋藏到 5 000~8 000 m 深度。

西部地区石炭系—二叠系烃源岩在三叠纪末期  $R_o$  演化至 0.6% 左右,几乎无天然气生成,其产率(单

位有机碳)仅 0.16 mg/(g·Ma),累计产率仅 2.18 mg/g;古近纪后埋藏深度远远低于三叠纪末期的最大古埋深,未发生二次生烃过程(图 9)。西斜坡地区在三叠纪末期  $R_o$  演化至 0.7% 左右,有一定的天然气生成,产率 0.48 mg/(g·Ma),累计产率 8.93 mg/g,相对于烃源岩约 250 mg/g 的总生气潜力来说,比例仅占 3.5% 左右,可忽略不计;古近纪快速埋藏阶段, $R_o$  迅速演化至 1.2% 左右,由于该阶段烃源岩仍未进入大量生气期(图 6),天然气产率仅达到 4.65 mg/(g·Ma),累计产率仅达 61.3 mg/g,仅占总生气潜力的 24.5%(图 9)。东部深洼区三叠纪末期  $R_o$  演化至 0.8% 左右,天然气产率达 1.26 mg/(g·Ma),累计产率 21.71 mg/g,占总生烃潜力的 8.7% 左右,对总资源潜力的影响较低;古近纪, $R_o$  迅速演化至 3.1% 左右,烃源岩已完成了生气过程,主要生气期为沙河街组三段沉积期,天然气产率达 25.85 mg/(g·Ma),累计产率达 235.8 mg/g(图 9)。

由上述分析可知,东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩的演化,总体具有三叠纪浅埋、侏罗纪—白垩纪长期抬升、古近系快速埋藏热演化生气的特征。三叠纪一次生气量较小,对总资源潜力的影响较低,西部地区可忽略不计。古近纪,石炭系—二叠系烃源岩随着新生代盆地演化表现出差异化的演

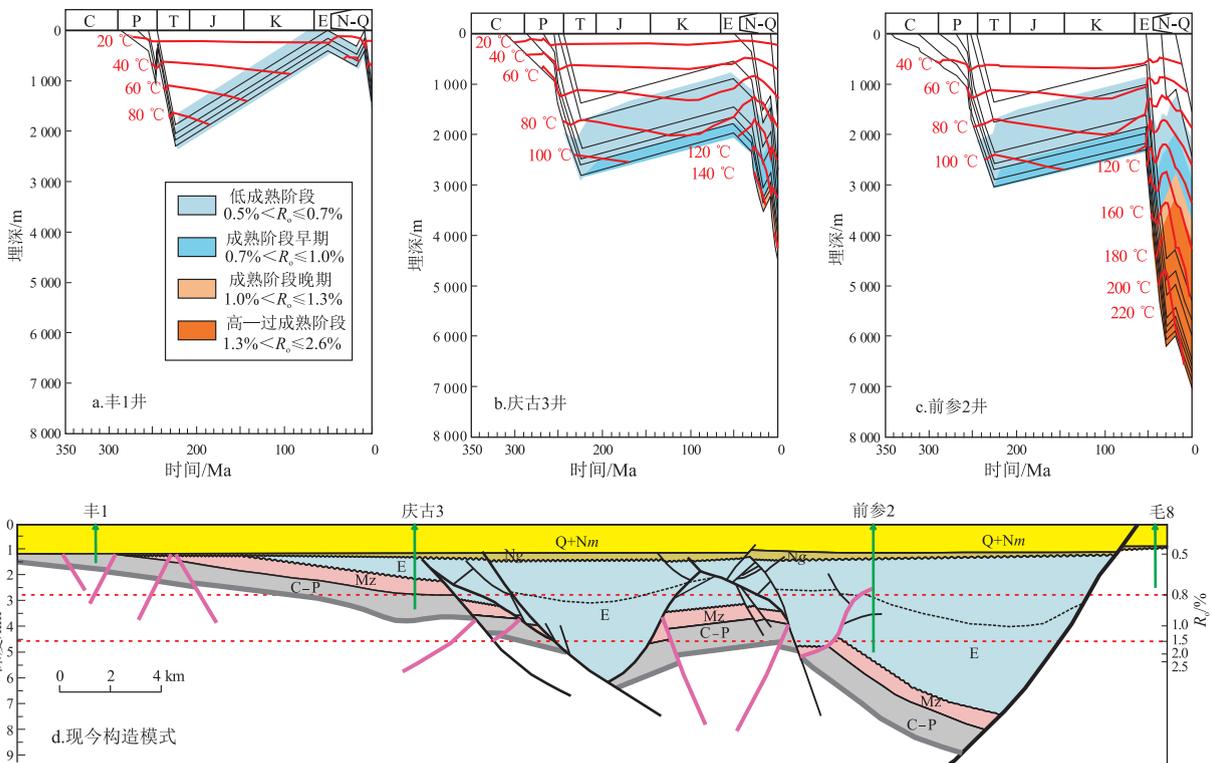


图 8 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界埋藏史及现今构造模式

Fig.8 Burial history and current structural pattern of Upper Paleozoic in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

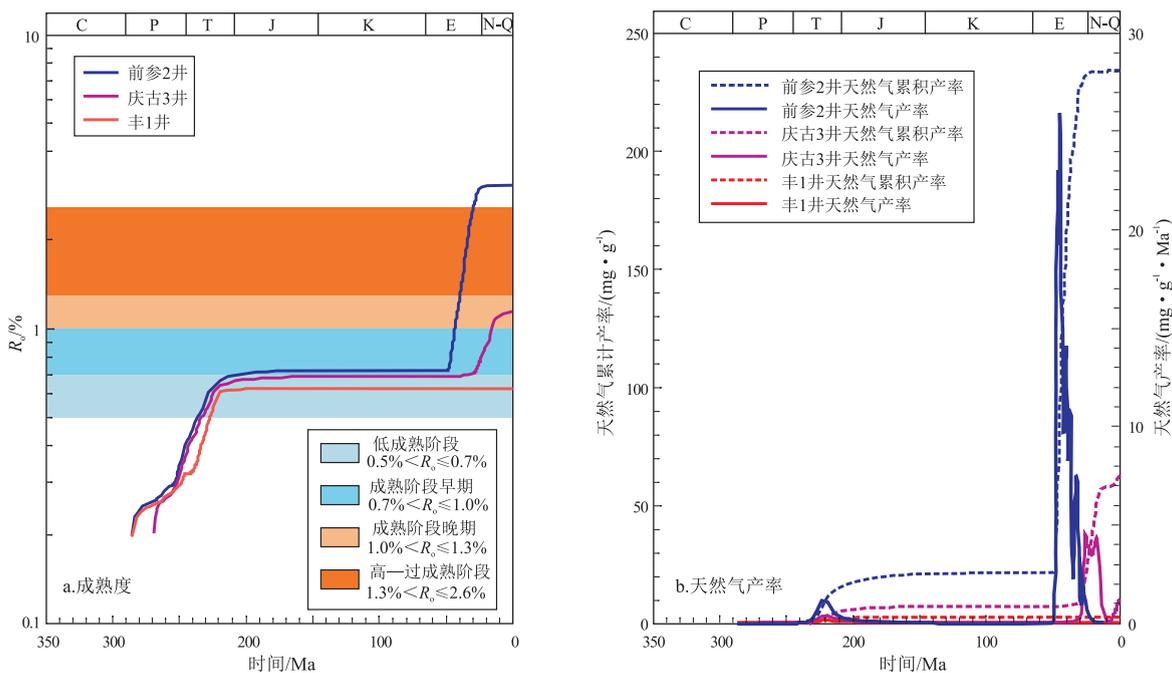


图9 渤海湾盆地东濮凹陷上古生界烃源岩成熟度和天然气产率演化史

Fig.9 Evolution histories of maturity and gas generation of source rocks of Upper Paleozoic in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

化过程,西部地区无二次生烃条件;西斜坡地区生气量整体较低;东部深洼区烃源岩埋深大、演化程度高、大量生气,为天然气聚集提供了充足的气源条件。已有勘探成果也能证实这一演化规律。

#### 4 有利成藏区带

鄂尔多斯和渤海湾盆地已有勘探成果证实,华北地区石炭系—二叠系煤成气藏多围绕生气中心分布,如鄂尔多斯盆地苏里格、庆阳等上古生界致密砂岩气田主要分布在生气强度大于  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  的范围内,但杭锦旗地区生气强度  $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  左右也发现有煤成气藏<sup>[17-19]</sup>;渤海湾盆地冀中坳陷霸县凹陷苏桥—文安气田天然气来源于东斜坡生气中心,生气强度达  $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,黄骅坳陷乌马营地区生烃强度则高达  $200 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。但是,关于天然气富集成藏的生气强度下限值,不同学者的研究认识差异较大。

东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩厚度和有机质丰度分布稳定,生气强度主要受控于热演化程度。烃源岩热演化程度主要受控于现今的构造格局,整体具有西低东高的特征,从西部地区至西斜坡地区呈逐渐增高的趋势,  $R_o$  由 0.6% 增大至 1.5% 左右;过长垣断层、石家集断层后,地层埋深急剧加深,  $R_o$  突增至 2.0% 以上,前梨园、西南洼、葛岗集深洼带  $R_o$  最高达 3.0%~4.0% (图 1)。石炭系—二叠系烃源岩总生气强度的分布规律与  $R_o$  整体一致,从

西部地区至西斜坡地区,生气强度由  $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  逐渐增大至  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ;长垣断层、石家集断层下盘,生气强度迅速增大至  $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,深洼带生气强度高达  $60 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  以上,前梨园洼陷带更是高达  $110 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  以上 (图 10)。

从已有钻井天然气显示情况来看,庆古 2、胡古 1、卫古 1 等井位于生气强度  $(5 \sim 20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  区域 (图 10),但钻井仅见油气显示,说明在东濮凹陷,石炭系—二叠系烃源岩生气强度小于  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  区域难以形成天然气富集。其原因在于烃源岩热演化程度较低,  $R_o$  在 1.2% 左右,仍处于生油高峰期—大量生气起始阶段 (图 6),天然气产率 (单位有机碳) 仅在  $60 \text{ mg/g}$  左右。同时,由于煤系源岩生油潜力较低,因此钻井多见石油显示而不能富集成藏。胡古 2 和文 23 煤层气田位于生气强度  $(20 \sim 40) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  区域,但是从 2 个气田天然气干燥系数分析,天然气应来源于  $R_o$  大于 2.0% 的烃源岩,与下伏烃源岩  $R_o$  在 1.6% 左右的演化阶段不匹配。结合东濮凹陷两洼一隆的构造格局分析认为 (图 8d), 2 个气田天然气应来源于前梨园洼陷的深洼区,生气强度在  $(40 \sim 110) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。由此可以认为,东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩生气强度大于  $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  才能形成可持续开采的原生煤成气藏。濮深 17 井仅见天然气显示 (生气强度约  $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ )、白庙地区多口井获工业气流 (生气强度约  $70 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ),也进一步证实

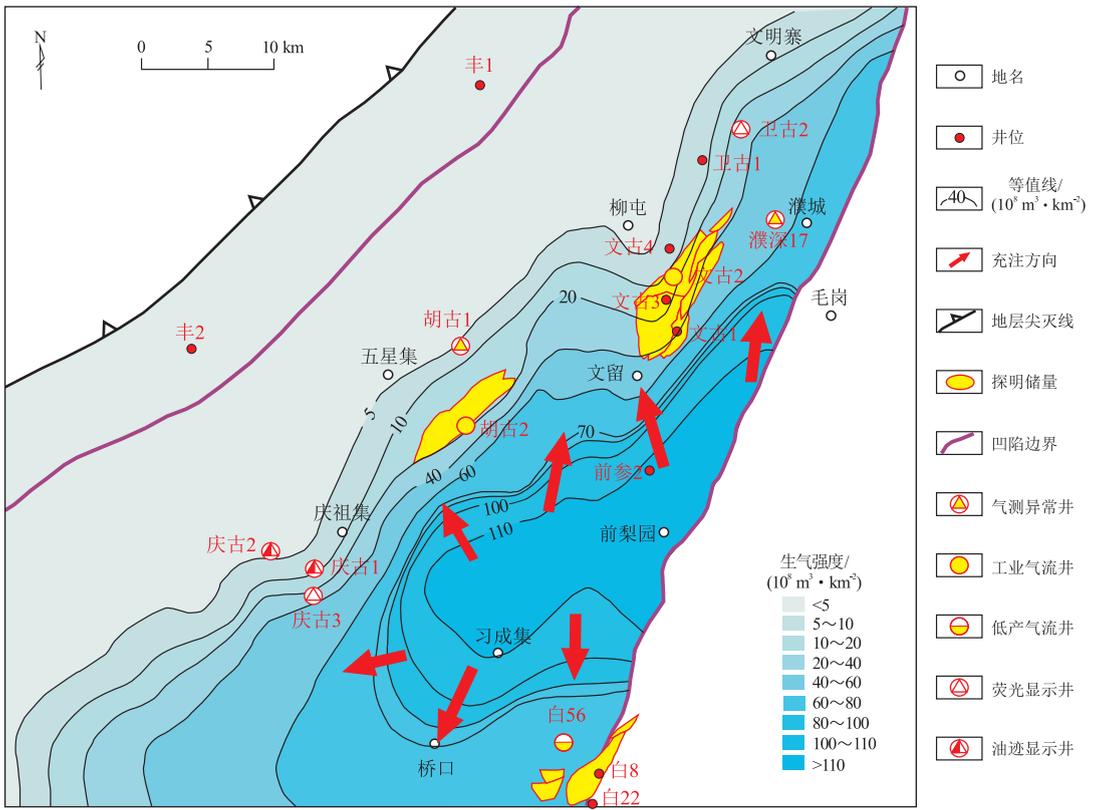


图 10 渤海湾盆地东濮凹陷北部上古生界烃源岩生气强度与钻井显示、探明煤成气藏分布  
 Fig.10 Gas generation intensity, oil and gas wells and proved coal-derived gas fields of Upper Paleozoic in northern Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

了这一点。

上述东濮凹陷已有勘探成果证实,石炭系—二叠系烃源岩生气强度大于  $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  的区域才能形成天然气富集,已探明的户部寨、胡庆、白庙 3 个煤成气藏均环绕前梨园深洼带分布(图 10)。从古近纪凹陷构造演化特征和储盖条件分析,该区煤成气成藏模式为:古近系沙三段—沙一段沉积期,石炭系—二叠系煤系烃源岩开始大规模生气,天然气向源内或紧邻源岩的储层直接充注,在通源断层发育区沿断层向古近系储层充注,并在沙四和沙三中、下盐岩及泥岩盖层的遮挡下发生聚集(图 11)。

### 5 结论

(1) 东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩表现出煤系烃源岩总有机碳含量高、分布连续的特点,显微组成中富氢的壳质组、基质镜质体含量高(大于 10%),使得煤岩、暗色泥岩一方面具有较高的生油潜力,另一方面成烃演化过程均具有多阶段性、生气带宽的特点,液态烃最高产率(单位有机碳)高达  $150 \sim 170 \text{ mg/g}$ ,气态烃最高产率达  $220 \sim 360 \text{ mg/g}$ 。

(2) 东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩在燕山

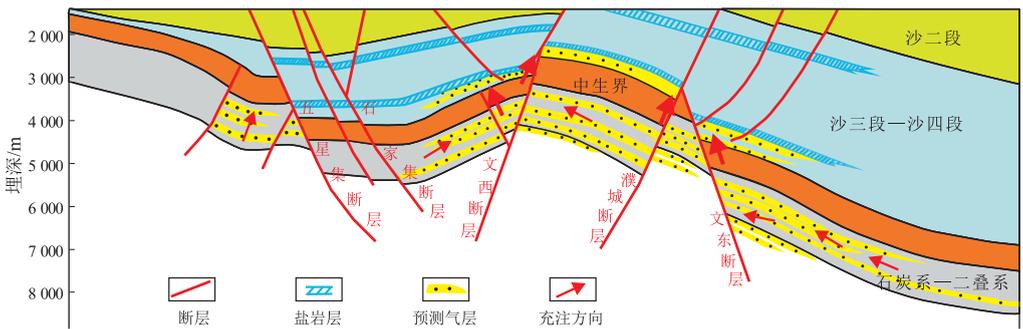


图 11 渤海湾盆地东濮凹陷北部上古生界煤成气成藏模式

Fig.11 Accumulation model for coal-derived gas in Upper Paleozoic, northern Dongpu Sag, Bohai Bay Basin

期的埋藏深度整体较浅,成熟度具有东高西低的特点。西部仅达到早成熟阶段, $R_o$ 在0.6%左右;东部已达到成熟阶段早期, $R_o$ 在0.8%左右,一次生气量较小,对总资源潜力的影响较低。喜马拉雅期随古近系沉积表现出差异化的演化特点,西部地区无二次生烃条件,西斜坡地区生气量整体较低;东部深洼区烃源岩埋深大、演化程度高、大量生气,为天然气聚集提供了充足的气源条件。

(3)东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩生气强度整体具有西低东高的特征,从西部地区至西斜坡地区,生气强度由 $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 逐渐增大至 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ;长垣断层、石家集断层下盘,生气强度迅速增大至 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,深洼带生气强度高达 $60 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上,最高达 $110 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上。

(4)东濮凹陷石炭系—二叠系烃源岩生气强度大于 $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域才能形成天然气富集,前梨园洼陷带生气强度在 $(60 \sim 110) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,具备形成原生煤成气藏和古生新储煤成气藏的有利地质条件,是下步有利勘探区带。

#### 参考文献:

- [1] 朱家蔚,戚厚发,廖永胜.文留煤成气藏的发现及其对华北盆地找气的意义[J].石油勘探与开发,1983(1):4-12.  
ZHU Jiawei, QI Houfa, LIAO Yongsheng. Discovery of Wenliu gas pool generating from coal measures and its significance of prospecting gas in North China Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 1983(1):4-12.
- [2] 李继东,许书堂,杨玉娥,等.东濮凹陷胡古2气藏成藏条件分析[J].断块油气田,2015,22(4):450-453.  
LI Jidong, XU Shutang, YANG Yu'e, et al. Forming condition analysis of Hugu 2 gas reservoir in Dongpu Depression[J]. Fault-Block Oil and Gas field, 2015, 22(4):450-453.
- [3] 常俊合,岳玉山,吕红玉,等.东濮凹陷上古生界热演化史与生烃期关系[J].石油勘探与开发,2004,31(2):32-34.  
CHANG Junhe, YUE Yushan, LÜ Hongyu, et al. Relationship between thermal evolution history and stage of hydrocarbon generation of Upper Paleozoic in the Dongpu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2):32-34.
- [4] 何锋,刘锋,郑旭.东濮凹陷上古生界生烃史及二次生烃时空差异性研究[J].断块油气田,2010,17(3):296-299.  
HE Feng, LIU Feng, ZHENG Xu. Study on hydrocarbon generation history and space-time distribution variation of secondary hydrocarbon generation in Upper Paleozoic formation of Dongpu Depression[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2010, 17(3):296-299.
- [5] 徐进军,金强,程付启,等.渤海湾盆地石炭系—二叠系煤系烃源岩二次生烃研究进展与关键问题[J].油气地质与采收率,2017,24(1):43-49.  
XU Jinjun, JIN Qiang, CHENG Fuqi, et al. Advances and crucial

- issues on secondary hydrocarbon generation of the Carboniferous-Permian coal-measure source rocks in Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1):43-49.
- [6] 刘丽,任胜利.东濮凹陷热演化史研究[J].石油勘探与开发,2007,34(4):419-423,444.  
LIU Li, REN Zhanli. Thermal evolution of Dongpu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4):419-423,444.
- [7] 马文璞.大别山北麓的石炭系及其大地构造意义[J].地质学报,1991(1):17-26.  
MA Wenpu. The Carboniferous at the northern foot of the Dabie Mountains and its tectonic implications [J]. Acta Geological Sinica, 1991(1):17-26.
- [8] 程克明,王铁冠,钟宁宁,等.烃源岩地球化学[M].北京:科学出版社,1995.  
CHENG Keming, WANG Tieguan, ZHONG Ningning, et al. Geochemistry of source rocks[M]. Beijing: Science Press, 1995.
- [9] 邬立言,顾信章,盛志伟,等.生油岩热解快速定量评价[M].北京:科学出版社,1986.  
WU Liyan, GU Xinzhang, SHENG Zhiwei, et al. Rapid quantitative evaluation of oil source rocks with pyrolysis method[M]. Beijing: Science Press, 1986.
- [10] 彭君,张云献,刘阳,等.东濮凹陷及其周缘地区上古生界煤系沉积有机相及煤成烃潜力[J].煤田地质与勘探,2018,46(5):107-116,112.  
PENG Jun, ZHANG Yunxian, LIU Yang, et al. Sedimentary organic facies and hydrocarbon-forming potential of coal in Upper Paleozoic coal measures in Dongpu Depression and its peripheral areas[J]. Coal Geology & Exploration, 2018, 46(5):107-116,112.
- [11] 张洪安,张爽,张云献,等.渤海湾盆地东濮凹陷上古生界煤成烃特征模拟实验研究[J].石油实验地质,2017,39(4):527-534.  
ZHANG Hong'an, ZHANG Shuang, ZHANG Yunxian, et al. Simulation of hydrocarbon generation of the Paleozoic coals in the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(4):527-534.
- [12] 王兆云,何海清,程克明.华北区古生界原生气藏勘探前景[J].石油学报,1999,20(2):1-6.  
WANG Zhaoyun, HE Haiqing, CHENG Keming. Exploration prospect of Paleozoic primary oil and gas pools in Huabei area [J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(2):1-6.
- [13] 安作相,马纪.华北克拉通上古生界含气性[J].新疆石油地质,2004,25(1):8-12.  
AN Zuoxiang, MA Ji. Gas property of Upper Paleozoic of craton blocks in North China Platform [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(1):8-12.
- [14] 胡维强,赵靖舟,李军,等.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[J].天然气地球科学,2015,26(6):1068-1075.  
HU Weiqiang, ZHAO Jingzhou, LI Jun, et al. Characteristics of source rocks and its controls on the formation and distribution of gas from Upper Paleozoic in southwest Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6):1068-1075.
- [15] 郑和荣,胡宗全.渤海湾盆地及鄂尔多斯盆地上古生界天然

- 气成藏条件分析[J].石油学报,2006,27(3):1-5.
- ZHENG Herong, HU Zongquan. Gas pool-forming conditions for Bohai Bay Basin and Ordos Basin in the Upper Paleozoic[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 1-5.
- [16] 曾秋楠, 张交东, 于炳松, 等. 太康隆起上古生界海陆交互相页岩气地质条件分析[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 49-55.
- ZENG Qiunan, ZHANG Jiaodong, YU Bingsong, et al. Shale gas geology analysis of the Upper Paleozoic marine-continent interaction facies in Taikang Uplift[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(3): 49-55.
- [17] 曹青, 赵靖舟, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏气源条件[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 584-591.
- CAO Qing, ZHAO Jingzhou, FU Jinhua, et al. Gas source conditions of quasi-continuous accumulation of the Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2013, 34(5): 584-591.
- [18] 宋平, 郭明强, 赵靖舟, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区上古生界烃源岩特征及其对天然气成藏的控制作用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2019, 34(1): 22-28.
- SONG Ping, GUO Mingqiang, ZHAO Jingzhou, et al. Characteristics of Upper Paleozoic source rocks in Linxing area, eastern margin of Ordos Basin and their controlling effect on accumulation of natural gas[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2019, 34(1): 22-28.
- [19] 付金华, 魏新善, 罗顺社, 等. 庆阳深层煤成气大气田发现与地质认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1047-1061.
- FU Jinhua, WEI Xinshan, LUO Shunshu, et al. Discovery and geological knowledge of the large deep coal-formed Qingyang gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1047-1061.
- [20] 吴小奇, 倪春华, 陈迎宾, 等. 鄂尔多斯盆地定北地区上古生界天然气来源[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(6): 819-827.
- WU Xiaoqi, NI Chunhua, CHEN Yingbin, et al. Source of the Upper Paleozoic natural gas in Dingbei area in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6): 819-827.
- [21] 孙晓, 王杰, 陶成, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地上古生界天然气地球化学特征及其来源综合判识[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 307-314.
- SUN Xiao, WANG Jie, TAO Cheng, et al. Evaluation of geochemical characteristics and source of natural gas in Lower Paleozoic, Daniudi area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 307-314.
- [22] 赖生华, 白璞, 叶超, 等. 鄂尔多斯盆地高家河地区山西组二段下部地震沉积学研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 79-87.
- LAI Shenghua, BAI Pu, YE Chao, et al. Seismic sedimentology of lower part of second member of Shanxi Formation in Gaojiahe area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 79-87.
- [23] 刘玲, 汤达祯, 王烽. 鄂尔多斯盆地临兴区块太原组致密砂岩黏土矿物特征及其对储层物性的影响[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 28-35.
- LIU Ling, TANG Dazhen, WANG Feng. Clay minerals characteristics of tight sandstone and its impact on reservoir physical properties in Taiyuan Formation of block Linxing in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 28-35.
- [24] 胡华蕊, 邢凤存, 齐荣, 等. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区晚古生代盆地古地貌控砂及油气勘探意义[J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 491-497.
- HU Huarui, XING Fengcun, QI Rong, et al. Paleogeomorphologic features and their controls on sandbody distribution on basin margin during Late Paleozoic era and significance for petroleum exploration, Hangjinqi area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4): 491-497.
- [25] 康东雅, 向芳, 邹佐元, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩岩石学特征及岩性差异[J]. 断块油气田, 2019, 26(3): 299-303.
- KANG Dongya, XIANG Fang, ZOU Zuoyuan, et al. Petrological characteristics and lithological differences of Upper Paleozoic sandstone of Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(3): 299-303.
- [26] 王子龙, 郭少斌. 鄂尔多斯盆地延安地区山西组泥页岩孔隙表征[J]. 石油实验地质, 2019, 41(1): 99-107.
- WANG Zilong, GUO Shaobin. Pore characterization of shale in Shanxi Formation, Yan'an area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 99-107.
- [27] 周立宏, 滑双君, 孙超因, 等. 大港油田上古生界煤系烃源岩地球化学特征与二次成烃[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1043-1051.
- ZHOU Lihong, HUA Shuangjun, SUN Chaoyin, et al. Geochemical characteristics and secondary hydrocarbon generation of coal-measure source rocks in Upper Paleozoic of Dagang oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1043-1051.
- [28] 赵长毅, 李永新, 王居峰, 等. 渤海湾盆地天然气成因类型与勘探潜力分析[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(6): 783-789.
- ZHAO Changyi, LI Yongxin, WANG Jufeng, et al. Genetic types and exploration potential of natural gas in Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6): 783-789.
- [29] 金凤鸣, 王鑫, 李宏军, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷乌马营潜山内幕原生油气藏形成特征[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 521-529.
- JIN Fengming, WANG Xing, LI Hongjun, et al. Formation of the primary petroleum reservoir in Wumaying inner buried-hill of Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 521-529.
- [30] 张成富. 渤海湾盆地莘县凹陷原油来源及成藏主控因素[J]. 断块油气田, 2019, 26(5): 575-579.
- ZHANG Chengfu. Oil source and hydrocarbon accumulation characteristics of Shenxian Sag of Bohai Bay Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(5): 575-579.