

昌潍拗陷潍北凹陷孔二段优质烃源岩成因与分布

孙耀庭^{1,2)}, 徐守余¹⁾, 张世奇¹⁾, 刘军²⁾, 徐昊清²⁾, 郭丽丽²⁾

1) 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛, 266580;

2) 中国石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东东营, 257015

内容提要:昌潍拗陷潍北凹陷烃源岩分布在孔二段(即始新统孔店组二段),包括暗色泥岩、灰质泥岩和油页岩3种类型,前人对灰质泥岩和油页岩的生烃贡献未进行深入研究。利用有机地球化学方法结合热模拟实验对潍北凹陷各种类型烃源岩品质进行分析,研究表明油页岩和灰质泥岩有机质丰度较高、干酪根类型主要为I型和II₁型,为优质烃源岩;暗色泥岩有机质类型和丰度较差,基本为无效烃源岩。优质烃源岩集中分布在孔二上亚段下部和孔二中亚段上部的油页岩和灰质泥岩中,平面上分布在瓦城断阶带东部和灶户鼻状构造带,与已发现油气藏具有良好的对应性。古生物学标志、古盐度及古氧相分析表明孔二段烃源岩形成于内陆咸化湖泊沉积环境。郯庐断裂带左—右旋转换期构造活动强度较弱和晚古新世到早始新世期间发生的大陆分离事件造成的温暖湿润气候促成了优质烃源岩的发育。

关键词:优质烃源岩;孔二段(始新统孔店组二段);构造演化;古气候;有机质;昌潍拗陷潍北凹陷

优质烃源岩是指有机质丰度高、类型好,具有较高的生烃潜力和排烃强度,在烃类演化上也具有明显特点的烃源岩(张林晔等, 2003; Hao Fang et al., 2009)。它们的厚度往往不大,但却是生成油气的主力烃源岩,对油气藏有较大贡献。孔二段(始新统孔店组二段)是昌潍拗陷潍北凹陷主要的烃源岩发育层位,烃源岩类型丰富(主要岩性包括暗色泥岩、灰质泥岩和油页岩)。长期以来对孔二段烃源岩的认识仍然处于比较笼统的阶段,暗色泥岩一直被作为潍北凹陷主要的烃源岩类型,认为其沉积中心位于北部洼陷带(袁东山等, 2006),对灰质泥岩和油页岩对油气的供给作用未予以足够重视,给油藏分析工作带来较大困难,难以解释现今油藏分布成因,因此明确潍北凹陷优质烃源岩形成条件及分布特征显得尤为紧迫。

1 区域地质概况

潍北凹陷位于山东省潍坊市北部,是昌潍拗陷的一个二级构造单元,是位于郯庐断裂带中段沂沭断裂带内部典型的新生代走滑拉分盆地,东以昌邑—大店断裂与鲁东隆起为界,西以郯部—葛沟断

裂与潍北凸起、侯镇凹陷分界,北以古城—潍河口断层与潍北凸起分隔,南与潍县凸起超覆接触,平面大体呈平行四边形,是一个以古近系始新统分布为主的,南北呈北断南超,东西呈双断式的不对称箕状凹陷(图1)。凹陷内四条控带断层将潍北凹陷从北向南依次划分为北部洼陷带、瓦城断阶带、灶户断鼻带和南部斜坡带。潍北凹陷主要形成于古近纪,始新统孔店组沉积厚度大,其中孔二段既是烃源岩层,也是主要成藏层段,各种类型的扇体广泛发育,包括扇三角洲、近岸水下扇和浊积扇,构成了本区的主要储层;孔二上亚段厚层稳定分布的暗色泥岩和油页岩具有良好的封堵条件,形成了良好的生储盖组合(孙耀庭, 2014)。

2 优质烃源岩特征

2.1 烃源岩分布特征

潍北凹陷的烃源岩分布在孔二段,烃源岩按岩性可以划分为暗色泥岩、灰质泥岩和油页岩,其中以暗色泥岩为主,夹有灰质泥岩和油页岩。暗色泥岩以深灰色为主,夹少量灰白色和灰黑色,岩性致密呈块状,较重,镜下观察可见碳屑(图2a);灰质泥岩和

注:本文为国家科技攻关计划“页岩气资源潜力及可采资源量评价方法”(YYYQ-ZP-01)和中石化重点攻关课题“潍北凹陷油气勘探潜力及勘探方向”(P11061)资助的成果。

收稿日期:2014-10-30;改回日期:2015-03-31。责任编辑:黄敏。Doi: 10.16509/j.georeview.2015.03.012

作者简介:孙耀庭,男,1978年生。博士研究生,高级工程师。主要从事储层地质学及油气成藏研究工作。Email:syt1979@sina.com。

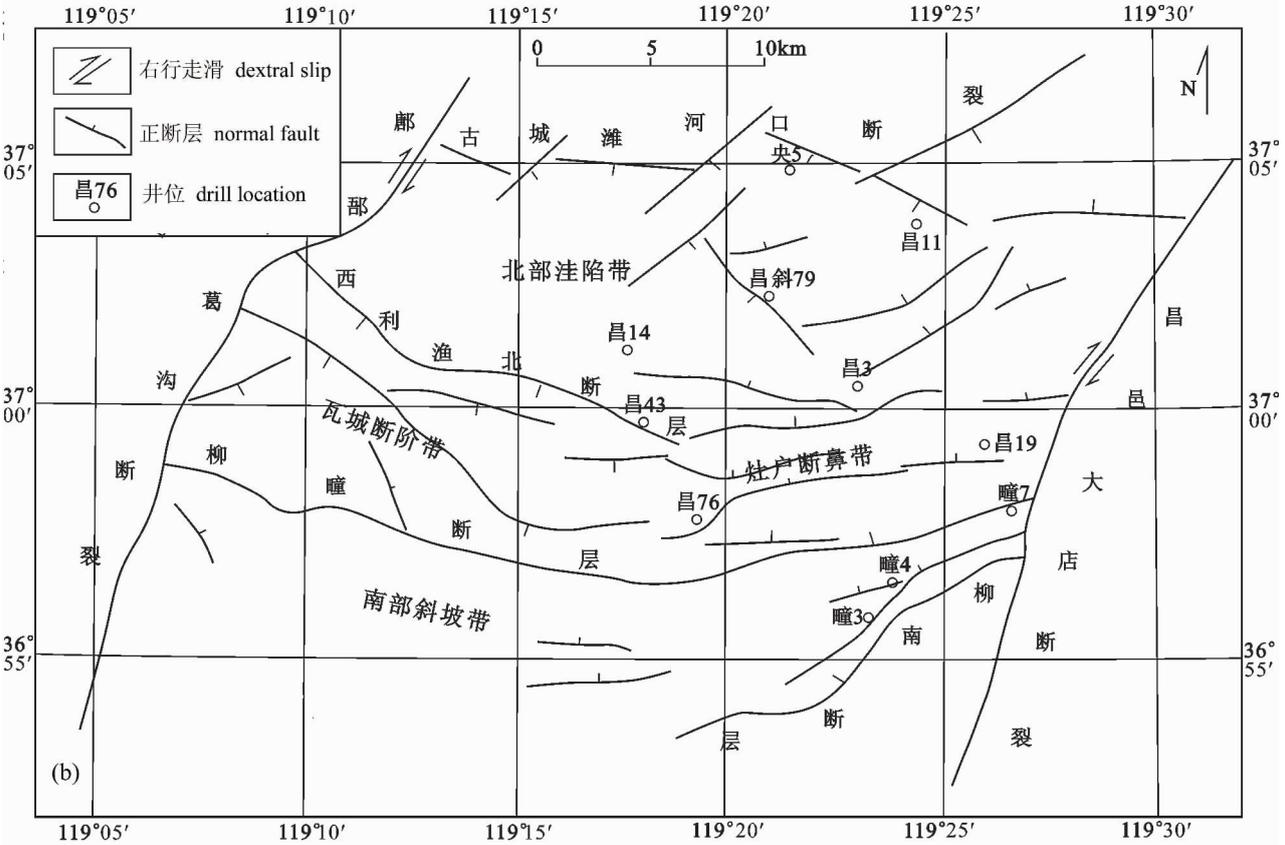
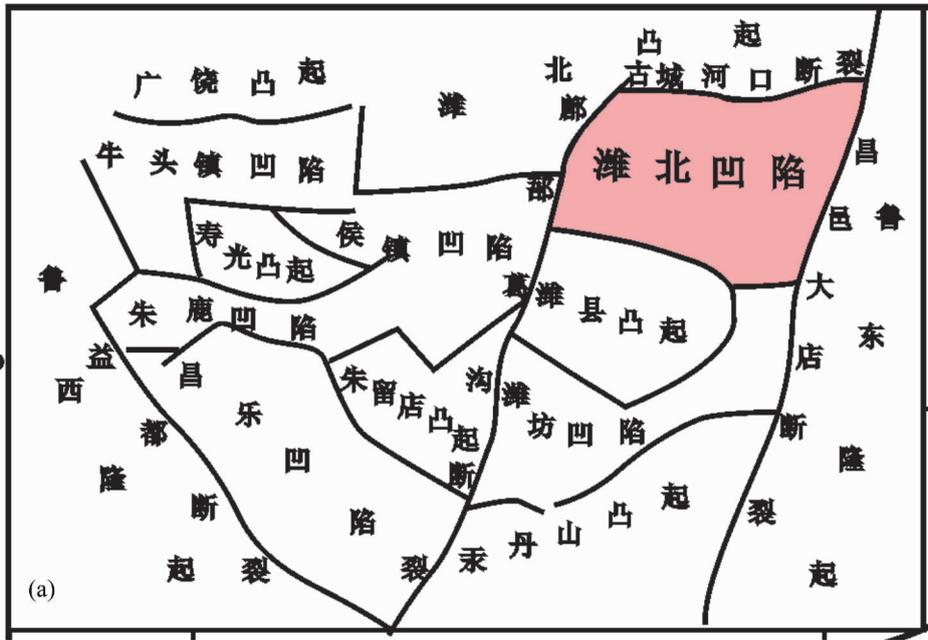


图 1 昌潍拗陷潍北凹陷区域构造位置及构造发育特征

Fig. 1 Regional tectonic location and structural features of Weibei Sag, Changwei Depression

油页岩具有较好的成层性,灰质泥岩镜下可见生物碎屑(图 2b);油页岩岩心见油脂光泽,染手,较轻,

镜下观察可见生物颗粒均匀分布(图 2c)。暗色泥岩分布广泛,但主要分布在北部洼陷带和灶户断鼻

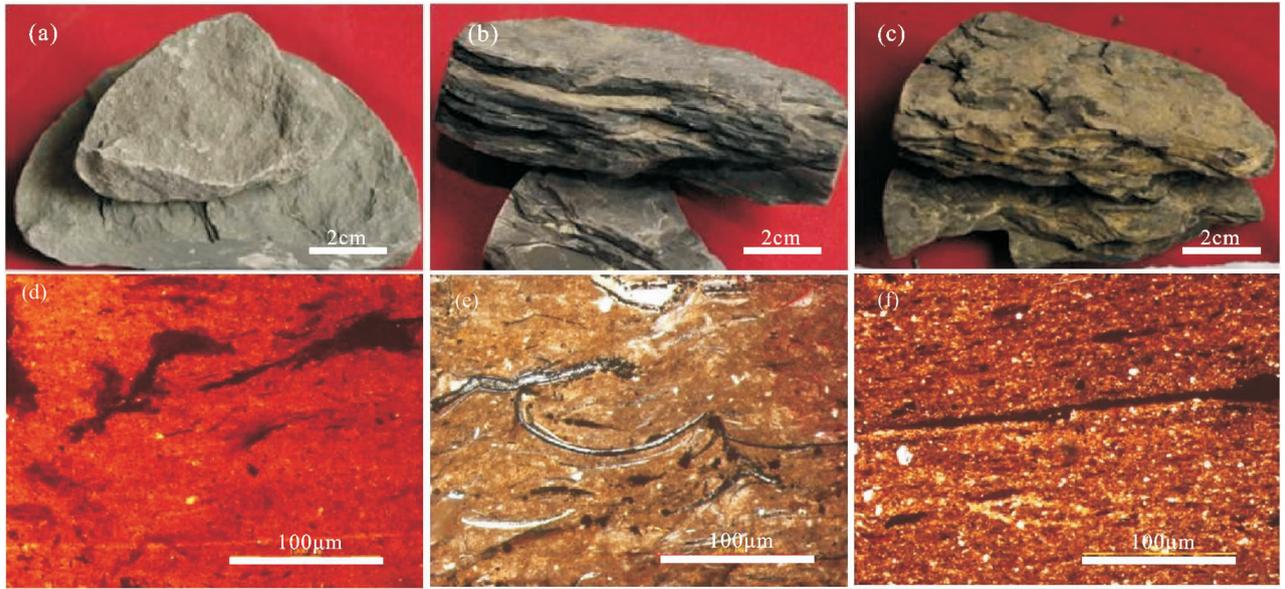


图 2 昌潍拗陷潍北凹陷不同类型烃源岩宏观及微观特征: (a)、(d) 暗色泥岩; (b)、(e) 灰质泥岩; (c)、(f) 油页岩
 Fig. 2 Macroscopic and microscopic characteristics of the different types of source rocks in the Weibei Sag, Changwei Depression: (a), (d) Dark mudstone; (b), (e) Calcareous mudstone; (c), (f) Oil shale

带东北部,最大厚度达 700 m 以上,单层厚度可达 5 ~ 15 m。灰质泥岩集中分布在孔二上亚段下部和孔二中亚段上部,最大累计厚度达 50 m 以上,单层厚度可达 3 ~ 5 m,总厚度大于 10 m 的灰质泥岩分布面积达 200 km² 左右,主要分布在北部洼陷带的南侧及瓦城断阶带北部(图 3a)。油页岩主要分布在孔二段上亚段,集中分布在凹陷中北部的昌 67 井—昌 52—斜 3 井一带(图 3b),单井最大累计厚度可达 35 m 以上,分布面积达 100 km²,单层厚度一般为 1.5 ~ 5 m。

2.2 烃源岩地球化学特征

沉积岩中有机质的丰度和类型是烃类形成的物

质基础(李志明等, 2010),有机质的成熟演化则是烃类生成的至关重要的因素。因此沉积岩中有机质丰度、类型以及成熟度特征是评价烃源岩质量的重要地化指标。本区烃源岩岩石类型复杂、互层非均质性强,需要明确不同层段、不同岩性、不同区带的生烃潜力。

2.2.1 有机质丰度

本区不同岩性的烃源岩有机质丰度有明显差别。油页岩、灰质泥岩作为典型的有机质富集层,其有机质丰度远远好于暗色泥岩,油页岩和灰质泥岩 TOC 的平均值都在 4% 以上, S₁ + S₂ 含量也较高,是暗色泥岩的 5 ~ 10 倍,为中等—优质烃源岩。暗色

表 1 昌潍拗陷潍北凹陷不同岩性烃源岩有机组分特征

Table 1 Hydrocarbon source rocks organic components of different lithologies in the Weibei Sag, Changwei Depression

烃源岩类型	黄铁矿 (%)	腐泥组 (%)	壳质组		镜质组			惰质组	
			孢子体 (%)	角质体 (%)	富氢镜质体 (%)	镜质体 (%)	半镜质体 (%)	半丝质体 (%)	丝质体 (%)
油页岩	2.3~4.5 3.8	35.6~43.8 40.3	2.3~3.7 2.8	5.6~8.9 7.3	13.6~20.5 17.5	12.9~18.4 16.1	3.6~6.7 5.2	3.1~5.4 4.3	2.3~3.4 2.7
灰质泥岩	0.9~1.6 1.2	15.4~21.3 18.2	0.5~1.0 0.7	2.3~4.0 2.9	10.9~15.4 12.7	43.5~50.6 46.3	7.6~10.4 8.9	5.1~7.2 5.9	2.8~3.7 3.2
暗色泥岩	0.2~0.5 0.3	0.1~0.3 0.2	/	0.5~1.0 0.8	3.0~4.2 3.5	43.2~58.6 51.4	5.6~7.9 6.3	11.9~16.3 13.8	23.8~25.2 23.7

注: 最小值~最大值, “/” 表示未检测到数据。
 平均值

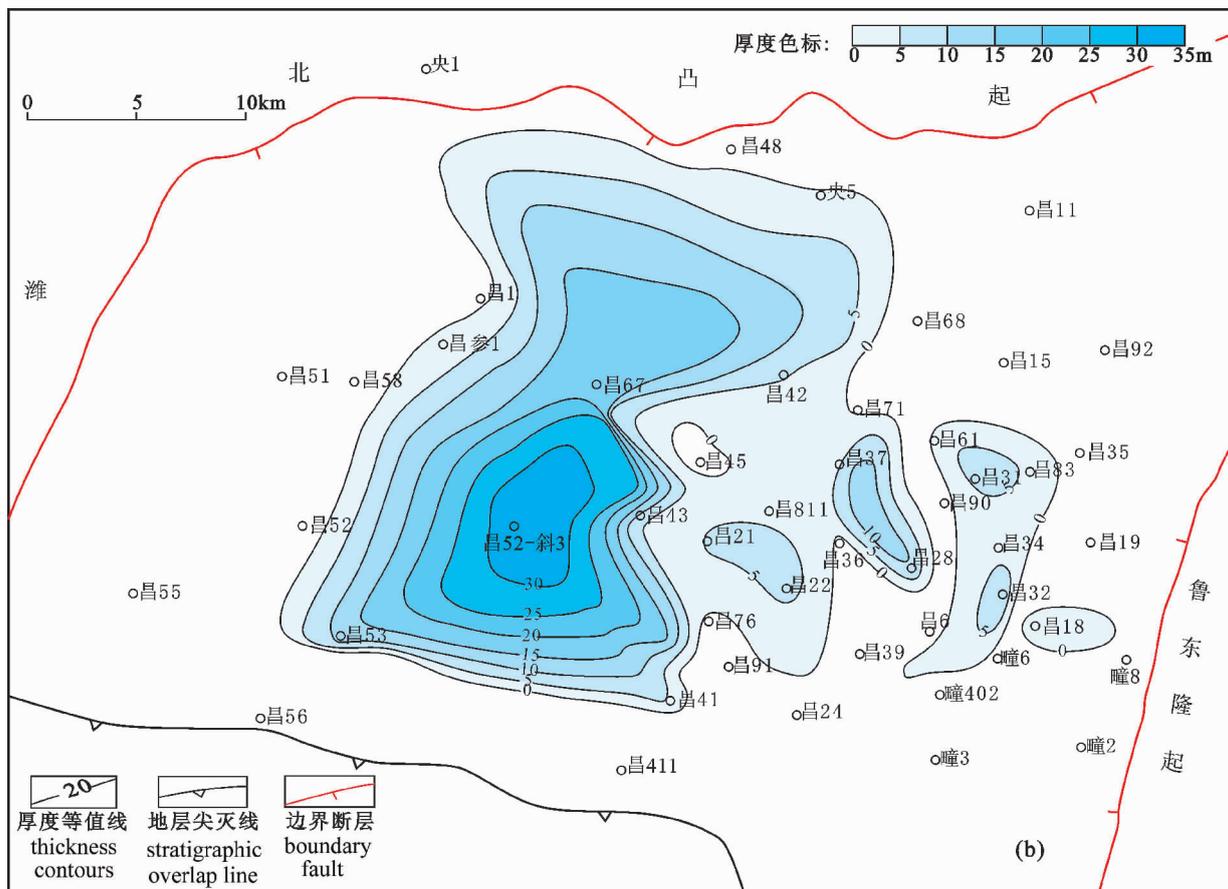
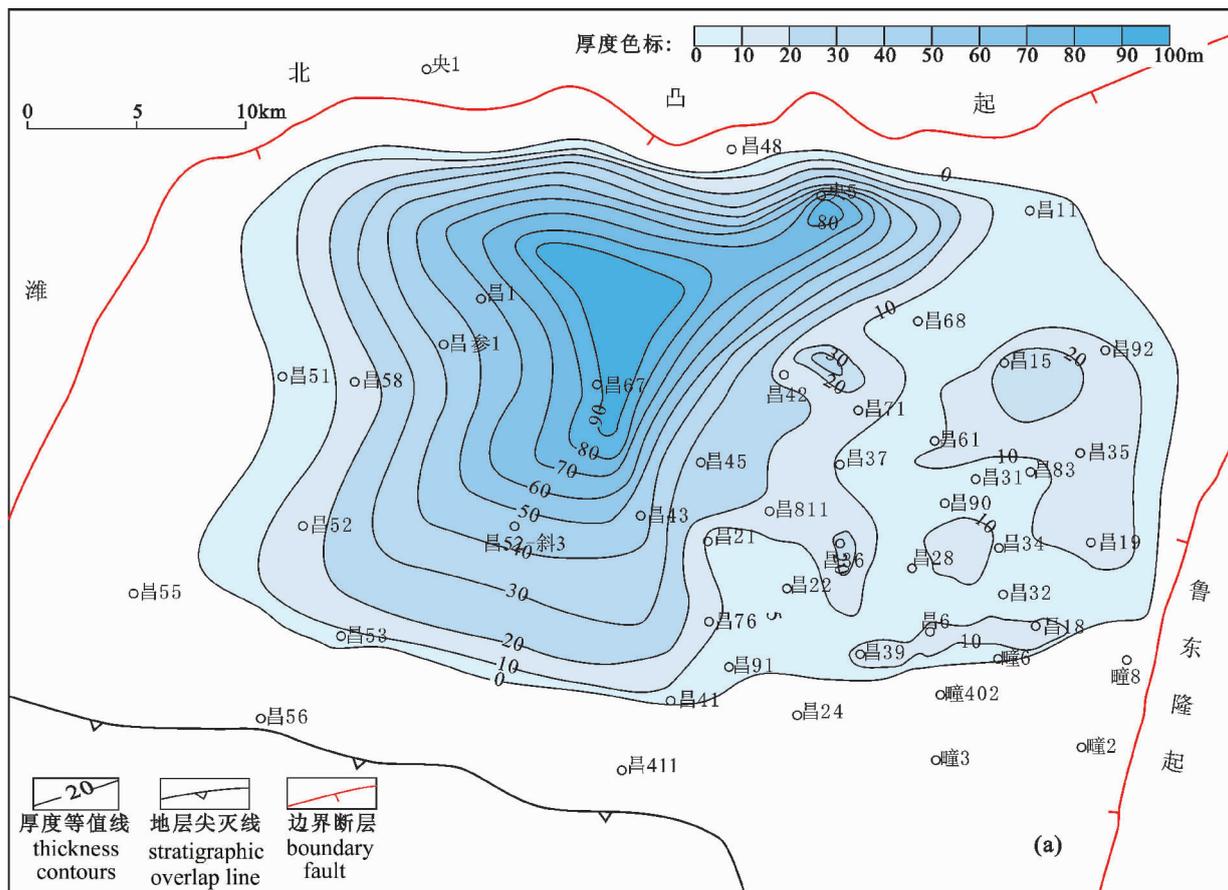


图3 昌潍拗陷潍北凹陷油页岩和灰质泥岩分布特征 (a) 灰质泥岩; (b) 油页岩
Fig. 3 Distribution of oil shale and calcareous mudstone in the Weibei Sag, Changwei Depression:
(a) calcareous mudstone; (b) oil shale

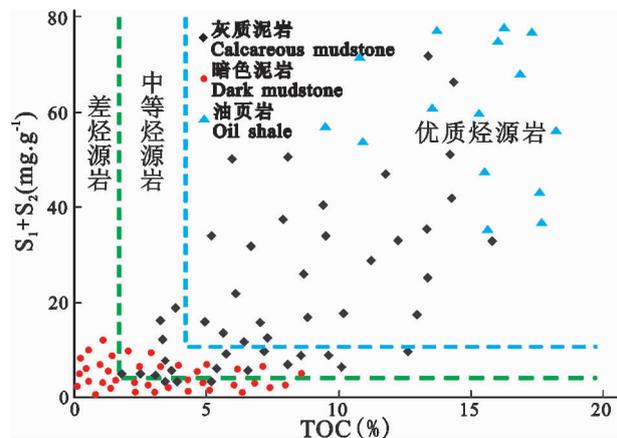


图4 昌潍拗陷潍北凹陷孔二段烃源岩 TOC— $S_1 + S_2$ 图解

Fig. 4 TOC— $S_1 + S_2$ diagram of hydrocarbon source rocks in the 2nd Member of Kongdian Formation, Eocene, in the Weibei Sag, Changwei Depression

泥岩的 TOC、 $S_1 + S_2$ 、氯仿沥青“*A*”含量普遍较低, 绝大部分为差烃源岩(图4)。从层系来看, 孔二上亚段烃源岩好于孔二中亚段、孔二中亚段烃源岩好于孔二下亚段。

2.2.2 有机质类型

烃源岩有机质类型不同其生油气能力存在较大差别, 有机质类型与岩石类型、沉积环境是紧密相连的(柳少鹏等, 2012)。总体来看潍北凹陷孔二段烃源岩有机质类型以 II 和 III 型为主, 从烃源岩纵向分布来看, I 型有机质主要分布在孔二上亚段烃源岩, 比例接近 40%, 孔二中亚段 I 型有机质仅占 10%, 孔二下亚段只存在 II₂ 和 III 型烃源岩, 烃源岩品质自上而下逐渐变差(图5)。

有机显微组分分析数据(表1)表明该区烃源岩有机组分、有机质生烃潜力存在较大差异性。油页岩(样品 43 块)显微组分中腐泥组分含量达 40.3%, 镜质体含量达 38.8%, 惰质组中半丝质体、丝质体含量达 7.0%, 属于中等品质油页岩。灰质泥岩(样品 38 块)腐泥等富氢质显微组分占 18.2%, I 型和 II₁ 型有机质占有一定比例, 说明其具有一定的生油能力。暗色泥岩(样品 75 块)的显微组分中腐泥组含量普遍较低(< 0.2%), 镜质组和惰质组

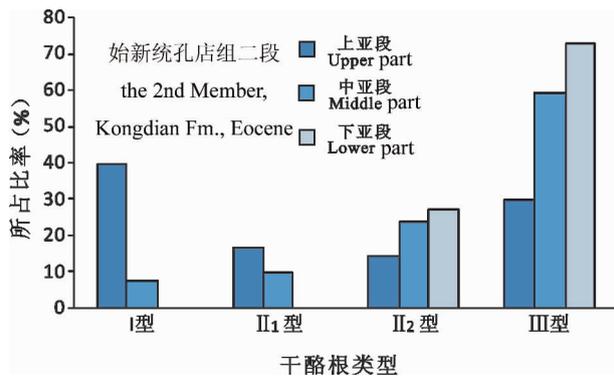


图5 昌潍拗陷潍北凹陷孔二段烃源岩干酪根类型分布特征

Fig. 5 Kerogen type distribution of hydrocarbon source rocks in the 2nd Member of Kongdian Formation, Eocene, in the Weibei Sag, Changwei Depression

组分含量较高, 主要为 III 型有机质, 以生气为主。从油页岩—灰质泥岩—暗色泥岩还原性逐渐减弱, 氧化性逐渐增强, 烃源岩品质逐渐变差。

不同构造带烃源岩品质也存在较大差异, 北部洼陷带孔二段有机质类型基本无明显变化, 其类型以 II₂ 和 III 型为主, 表明该区一直处于稳定的弱还原—氧化沉积环境, 这与该区油藏没有突破, 而气藏有一定发现是一致的。灶户断鼻带和瓦城断阶带的孔二中亚段下部和孔二下亚段样品有机质类型较差, 以 II₂ 型和 III 型为主; 孔二上亚段下部和孔二中亚段上部 I 型和 II₁ 型有机质比例较高(达 66%), 以腐泥型、腐植腐泥型为主, 平面上主要分布在灶户断鼻带和瓦城断阶带的东部地区(图3)。

2.3 烃源岩热演化特征

烃源岩热模拟实验对研究有机质的生烃演化模式、定量评价有机质的烃产率、了解烃源岩的生烃潜量和烃类特征具有十分重要的作用。尽管短时间的热模拟生烃过程并不可能真正替代烃源岩中有机质在漫长地质历史过程中的演化, 但对我们分析其可能的演化规律仍具有重要的参考价值。

在参照地质和各项地化特征的基础上, 选取了成熟度较低的灰质泥岩、暗色泥岩和油页岩 3 种不同岩性烃源岩样品(图6)进行热模拟试验。处于低成熟阶段样品, 有机质含量较高, 生烃潜率较高, 在

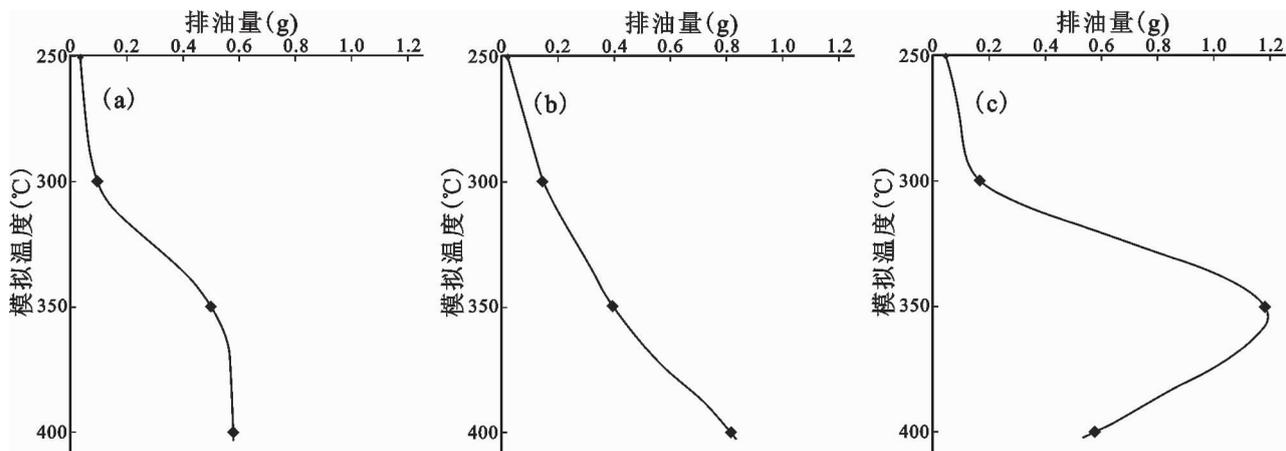


图6 昌潍坳陷潍北凹陷不同烃源岩样品的热模拟排油特征: (a) 暗色泥岩; (b) 灰质泥岩; (c) 油页岩

Fig. 6 Oil-discharging characteristics of different source rocks oil by thermal simulation in the Weibei Sag, Changwei Depression: (a) Dark mudstone; (b) Calcareous mudstone; (c) Oil shale

实验中尽可能地形成更好的对比,达到较好的实验效果。同时选择不同类型的烃源岩进行模拟可以为后续的资源量评价提供更为可靠的数据。模拟采用未经氯仿抽提的原样,采用密闭的高压釜方法,在真空条件下恒温进行,模拟温度依次为 250℃、300℃、350℃、400℃,共计 4 个温度点,样品量均为 50g,收集所排出的油气和模拟残渣并进行后续实验分析。通过实际排油量对比可以对不同烃源岩的生排烃能力有直观的认识,三种类型烃源岩均在 250℃ 开始排烃,油页岩和暗色泥岩在 350℃ 达到排烃高峰,而灰质泥岩 400℃ 才达到排烃高峰,油页岩排油量要大于灰质泥岩,灰质泥岩排油量大于暗色泥岩,模拟实验表明灰质泥岩与油页岩均有较好的生烃能力。

通过孔二段不同层系、不同岩性的有机质丰度及类型的诸多参数的评价及热演化模拟分析可见潍北凹陷孔二上亚段有机质生烃潜力最好,孔二中、孔二下亚段较差(袁东山等, 2006);油页岩和灰质泥岩的生烃潜力较好,暗色泥岩较差。优质烃源岩集中分布在灶户断鼻带和瓦城断阶带东部孔二上亚段下部和孔二中亚段上部的油页岩和灰质泥岩中(图7)。潍北凹陷在成烃成藏期未发育异常高压,油气运移动力不足,以近源成藏为主,孔二中、上亚段有机质类型的分布特征与该区已发现的油气藏分布有较好的对应关系,也验证了烃源岩分析的正确性。

3 沉积环境分析

3.1 古生物学标志

古生物是地质历史时期生物的遗体或遗迹随沉

积物沉积下来,经过成岩作用石化而成。生物与其生活环境是不可分割的统一体,不同的生物群落及化石组合面貌大致可以反映其生活的沉积环境(胡广成等, 2009)。孔二段下部岩性组合为灰色、褐灰色夹粉砂岩、细砂岩和碳质泥岩,上部岩性组合为深灰色泥岩夹油页岩、碳质泥岩、碳酸盐岩和泥膏岩,见有广盐的轮藻化石 *Gyrogona qianjiangica*, *Obtusochara jianglingensis* 和 *Gobichara deserta* (荒漠戈壁轮藻) 并含较多早生植物孢粉 *Ephedripites* (麻黄粉属) (平均 9.15%) 及希指蕨孢(平均 1.56%) 的孢粉组合(Ercegovac et al., 2006)。孔二段岩心中常见腹足类化石和植物碎片,也可见螺类、虫迹化石和植物叶片碎片,显示出过渡沉积环境。

3.2 地球化学标志

沉积环境的地球化学标志主要利用常、微量元素对古盐度、古氧相等对沉积环境进行判别。

古盐度是指记录在古代沉积物中的古代水体的盐度,可作为分析地质历史时期沉积环境特征的一个重要标志(Bohacs et al., 2000; 李进龙等, 2003),目前比较常用的古盐度指标是 $w(\text{Sr})/w(\text{Ba})$ 比值。前人曾笼统地以 $w(\text{Sr})/w(\text{Ba})$ 比值来划分海、陆相,导致有可能把富含锶的某些咸化湖泊(盐湖)沉积,误划入海相或海陆过渡相(叶黎明等, 2008)。20 世纪 80 年代末期以来逐渐认识到 $w(\text{Sr})/w(\text{Ba})$ 比值实际上是盐度指标,并提出了 $w(\text{Sr})/w(\text{Ba})$ 比值划分古盐度的标准(文华国等, 2008)。结合研究区实际情况,选取的划分标准为: $w(\text{Sr})/w(\text{Ba}) < 0.6$ 为淡水环境; $0.6 \leq w(\text{Sr})/$

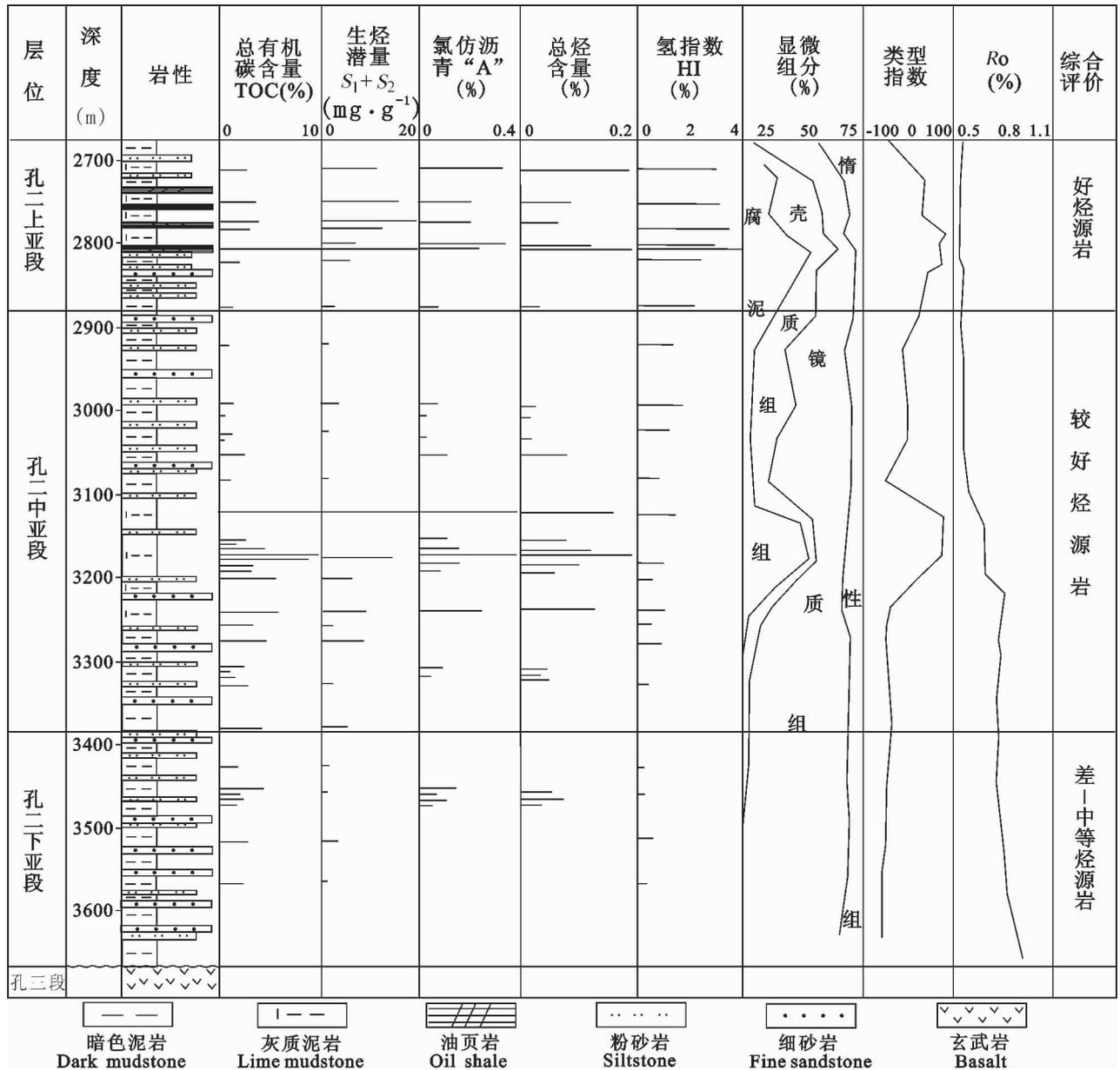


图 7 昌潍拗陷潍北凹陷孔二段烃源岩综合评价柱状图

Fig. 7 Hydrocarbon Integrated histogram in the 2nd member of Kongdian Formation, Eocene, in the Weibei Sag, Changwei Depression

$w(Ba) < 1$ 为半咸水环境; $w(Sr)/w(Ba) \geq 1$ 为咸水环境。对孔二段具有代表性的 36 个样品微量元素测试数据分析发现, $w(Sr)/w(Ba)$ 在 0.47 ~ 3.59 之间, 平均值为 0.98, 指示孔二上亚段为半咸水—咸水沉积环境, 孔二中亚段为半咸水沉积环境、孔二下亚段为半咸水—淡水沉积环境(图 8), 孔二段古盐度自下而上是逐渐增加的。

大多数古盐度分析方法只能指示水体盐度, 而无法区分内陆咸化湖泊和海相环境, 为了明确研究

区的水体环境, 引入了古氧相的概念及其研究方法。古氧相是指反映地层(或沉积物)形成时水体中, 特别是底层水体中溶氧量特征及其变化的各种岩石、生物和地球化学特征等的综合(Bennett et al, 2007; 林雄, 2011)。在判别古氧相地球化学时微量元素比值(U/Th、V/Cr、Ni/Co 等)最可靠(Jones et al., 1994), 本次研究选取资料最为丰富的 Ni/Co 比值进行古氧相研究。通常 $Ni/Co > 7.00$ 代表厌氧环境, $5.00 \leq Ni/Co \leq 7.00$ 代表贫氧环境, $Ni/Co < 5.$

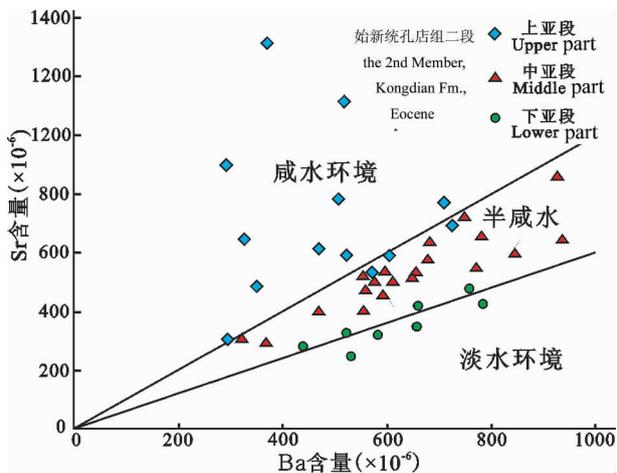


图8 昌潍拗陷潍北凹陷孔二段 $w(\text{Sr})/w(\text{Ba})$ 图解

Fig. 8 $w(\text{Sr})/w(\text{Ba})$ diagram of the 2nd Member of Kongdian Formation, Eocene, in the Weibei Sag, Changwei Depression

00 代表富氧环境。潍北凹陷孔二段 Ni/Co 在 0.45 ~ 4.36 之间, 平均值为 1.27, 表明其沉积时为富氧环境。

综合古生物学标志、古盐度分析及古氧相分析的结果, 孔二段既是半咸水或者咸水的水体环境, 又是氧气充足的富氧环境, 这种沉积环境主要在内陆咸化湖泊中出现, 很少形成于海相或者过渡相环境中 (Fuhrmann et al., 2004), 表明潍北凹陷孔二段为内陆咸化湖泊沉积环境。咸化环境具有不同于淡水环境的特定喜盐微生物类群, 具有较高的原始有机质生产率 (刘庆等, 2009), 较高的湖水盐度易产生湖水分层并对湖水循环产生影响 (Bohacs et al., 2000), 有利于原生有机质和富烃有机质保存, 利于优质烃源岩的形成和保存。

4 烃源岩成因分析

4.1 构造演化条件

潍北凹陷是位于郯庐断裂带内的走滑拉分盆地, 其形成和演化受控于郯庐断裂带的构造活动 (朱光等, 2004; 张克鑫等, 2005), 其成盆期在始新世孔店期, 受东西两侧昌邑—大店断裂和郯部—葛沟断裂控制, 经历了孔三期左旋走滑裂陷、孔二期拉张断陷、孔一—沙四期右旋走滑拉分、沙河街期末—东营期构造反转剥蚀和新近纪—第四纪区域拗陷与走滑挤压 5 个演化阶段。

孔三期边界断裂发生左旋走滑引发大规模火山喷发, 致使全区覆盖了厚 300 ~ 900m 的玄武岩, 火

山喷发的同时, 盆地在逐渐下沉, 当火山活动结束后, 盆地基本格架已经形成。孔二期是左旋走滑和右旋走滑的过渡期, 在大规模火山活动结束后, 盆地继续下沉, 由于沉积物充填速度远小于下沉速度, 沉积环境由浅湖向半深湖和深湖发展。该时期受渤海湾盆地地区伸张作用的影响, 潍北凹陷北部潍河口断裂正断活动明显, 形成以北部为沉降中心的箕状断陷, 沉降厚度达 2000 ~ 2500m。孔二下期的湖泊演化到孔二中期时, 周围隆起区开始形成较大的河流, 河水带入大量的粗粒物质, 形成大量的扇三角洲堆积在湖泊边缘。到孔二末期基底继续下沉, 沉积作用日趋平静, 沉积物堆积速度小于基底下沉速度, 向半深湖—深湖发展, 沉积了孔二上亚段的灰质泥岩、油页岩集中段, 盆地充填整体表现为饥饿式沉积 (Hao Fang et al., 2011)。此后基底下沉速度减缓、充填速度增加, 由早期的深湖逐渐向浅湖演化, 至孔一期完全演变为滨浅湖沉积。

4.2 古气候因素

古湖盆水体和生产力的发育情况与湿热气候条件密切相关, 温暖、湿润的古气候条件对烃源岩的发育具有重要的控制作用 (刘占红等, 2007)。在始新世早期, 澳大利亚和南极洲仍然相连, 同时温暖的赤道洋流汇入寒冷的南极水域, 使得热量在全球范围内获得分配, 从而保持全球的较高温度 (Katz et al., 1990)。因为高温的气候以及温暖海洋, 所以创造了一个潮湿而温和的环境。在始新世中期, 发生了新生代唯一的一次大陆分离事件, 澳大利亚脱离南极洲向北漂移, 这一事件对大洋环流、全球气候演化产生了深远的影响。温暖的赤道洋流开始偏离南极地区, 在两块大陆之间形成了一个孤立的寒冷水道。南极地区持续变冷, 南极水域开始结冻, 并向北方输送冷水和海冰, 使寒冷局势进一步加剧。气候变冷致使到了始新世末期时大陆内部开始变得干燥。由于太平洋表面水温下降, 海洋和大气输送热量到高纬区的能力渐次降低, 从始新世到渐新世东亚气候逐渐变凉, 在渤海湾盆地造成了早期局部较湿热, 中后期较干热的北、中亚热带气候 (图 9)。本区始新世处于亚热带气候带, 喜湿类型化石的含量变化表明孔二段是较明显的湿热气候时期, 地层中藻类化石的含量也均为高值, 反映了沉积时期水体较深的古湖盆环境和较高的古湖盆生产力。

孔二段沉积时期, 昌潍地区气候温暖湿润, 为温带混交林气候。由于气候温暖潮湿, 沉积物供应和水量供应都在不断增加, 湖平面提高, 水下可容空

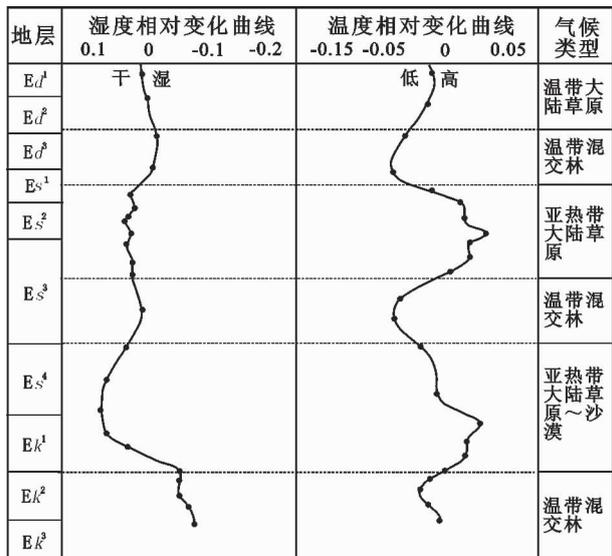


图 9 渤海湾盆地古近纪气候演化特征

Fig. 9 Evolution of Paleogene climate in the Bohai Bay Basin

间的形成速率大于沉积物供应速率, 湖泊面积逐渐扩大(孙耀庭等, 2005), 至孔二中亚段沉积中期沉积物供应达到顶峰, 而后逐渐降低, 而湖盆注入量还在增加, 至孔二上亚段沉积早期达到峰值, 此时湖泊范围最大, 水体最深, 半深湖—深湖相分布在整个凹陷随着水体的加深, 抑制了植物的生长, 而藻类开始大量繁殖, 沉积了多层油页岩和灰质泥岩; 此后湖水注入量开始缓慢下降, 湖水范围不再扩大, 在孔二上亚段中上部沉积了一套暗色泥岩。孔一段沉积时期, 气候变得炎热干旱, 为亚热带大陆草原—沙漠气候, 水体明显变浅, 为滨浅湖环境(图 9)。四周物质源源涌入, 在盆地东、西、北三边形成众多扇三角洲, 南部地形平缓, 在湖边发育冲积平原, 终结了烃源岩发育。

4.3 物源因素

众所周知, 烃源岩与碎屑沉积体呈互补式分布, 扇体发育的地方难以沉积烃源岩。潍北凹陷孔二段沉积期, 物源主要来自西北部的潍北凸起和东部的鲁东隆起(图 10)。从扇体推进的规模来看, 来自南

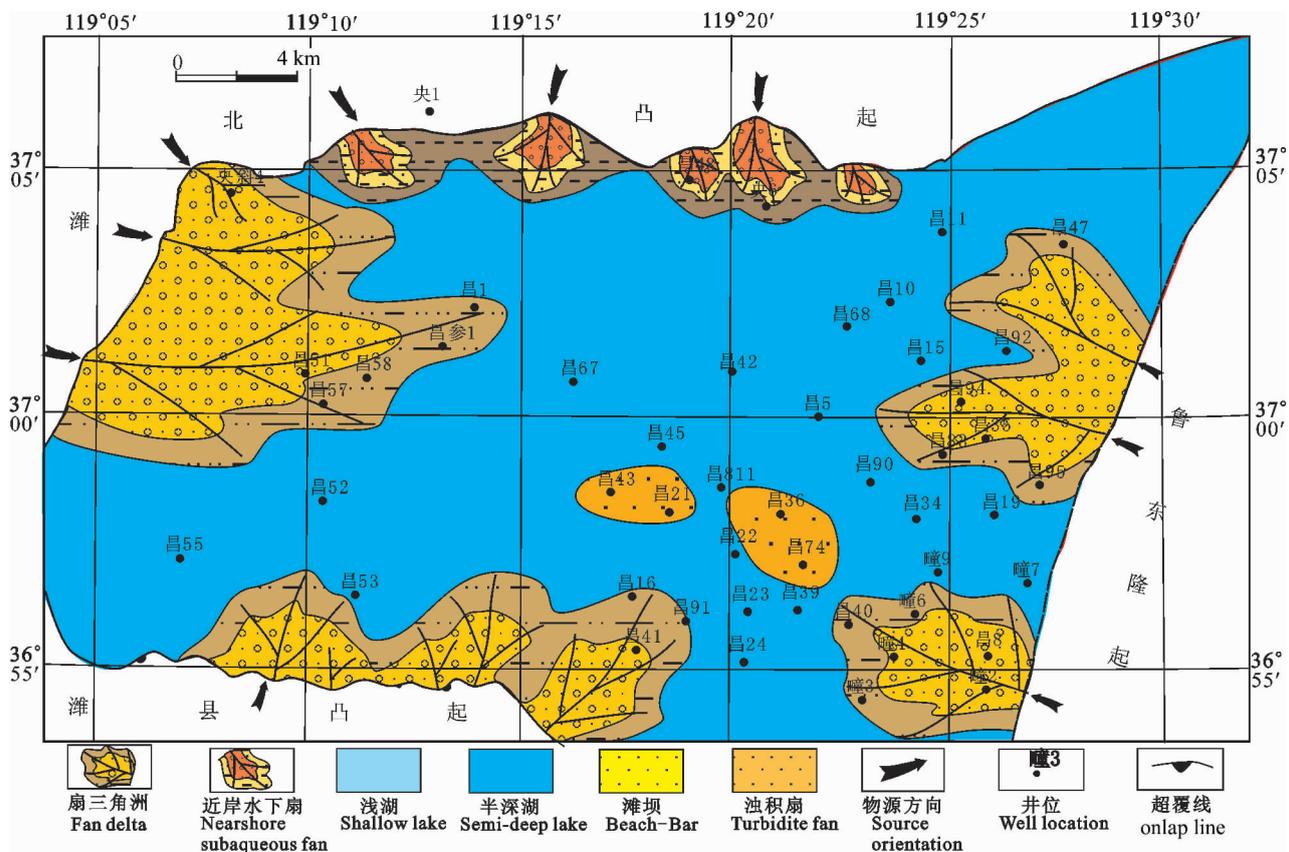


图 10 昌潍拗陷潍北凹陷孔二上亚段沉积相分布特征

Fig. 10 Distribution of sedimentary facies of the upper 2nd Member of Kongdian Formation, Eocene, in the Weibei Sag, Changwei Depression

部潍县凸起的扇三角洲规模较小,凹陷西部扇三角洲沉积发育,如昌1井自下而上发育巨厚的扇三角洲前缘砂体(含有丰富的砾岩,物源十分充足),其物源方向主要来自西北部的潍北凸起,扇体覆盖了瓦城断阶带的大部分地区(孙耀庭等, 2014)。古城—潍河口断层下降盘沉积了巨厚的近岸水下扇体,虽然厚度较大,但延伸范围较小。来自鲁东隆起的扇三角洲规模相比潍北凸起物源要小,扇体仅分布在北部洼陷带东部和南部斜坡带部分地区,由于东西两侧扇三角洲具有向北部洼陷带散开的特征,造成北部洼陷带东西两侧砂体发育,只发育单层厚度较薄的暗色泥岩,难以形成优质烃源岩。北部洼陷带中段、灶户断鼻带和瓦城断阶带东段水体始终比较稳定,偶有少量浊积扇体侵入,具有形成优质烃

源岩的有利条件。

4.4 烃源岩成因模式

如前所述,潍北凹陷孔二段形成于内陆咸化湖泊沉积环境,较高的湖水盐度,易产生湖水分层并对湖水循环产生影响,构造和气候变化控制的湖盆类型影响到湖盆的水化学特征,并最终在沉积物及烃源岩的岩性组成和结构上有所体现,据此建立了潍北凹陷孔二中上亚段优质烃源岩的成因模式:由于沉积时期湖水盐度较高,湖水易形成稳定的密度分层(图 11),在相对浅水区即可形成优质烃源岩,沉积物对气候干湿变化反映强烈,岩性变化呈现交互式特征,岩性组合表现出明显的韵律性特征,同时平面上受控于物源发育程度,烃源岩非均质性强,横向变化大。

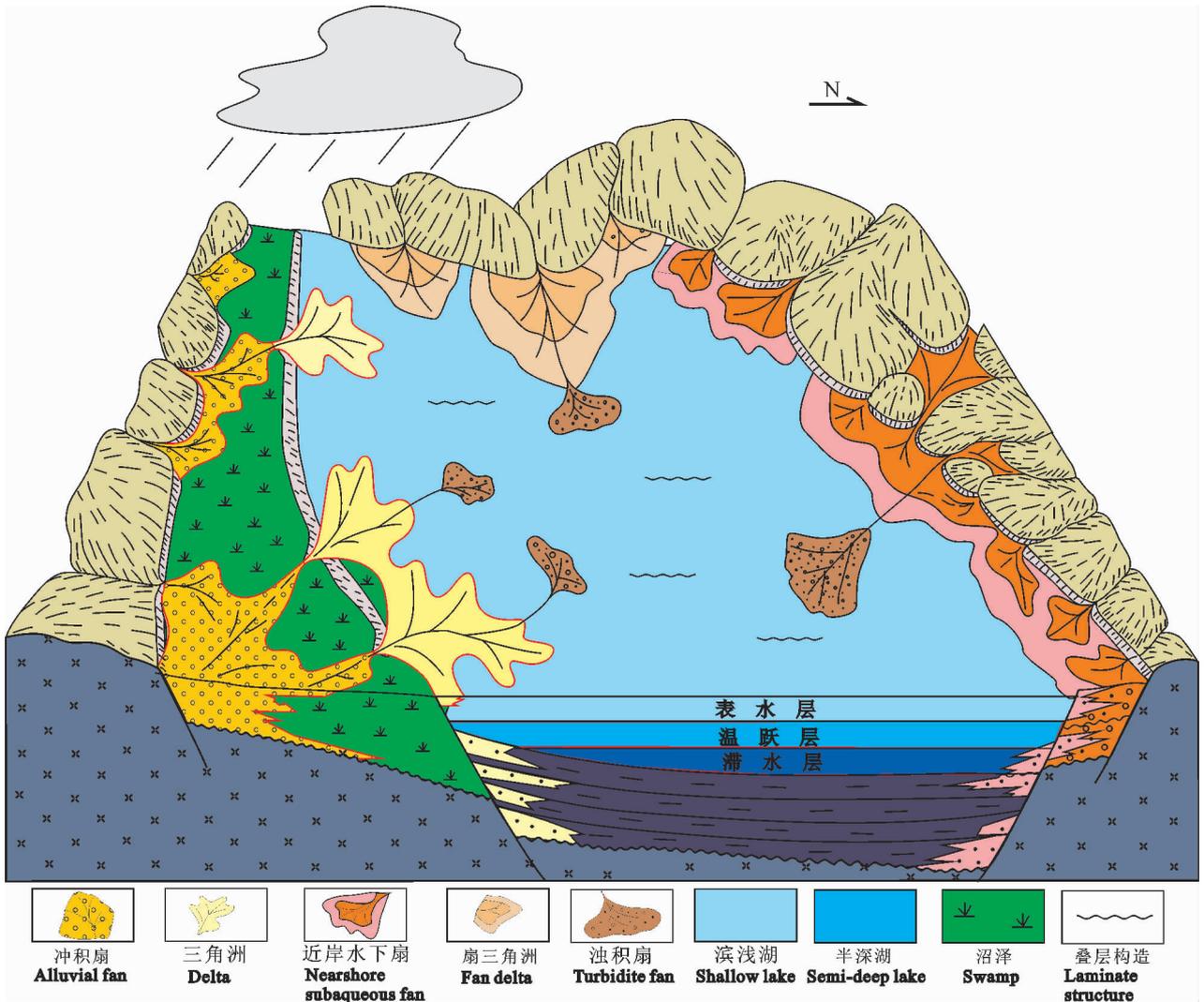


图 11 昌潍拗陷潍北凹陷孔二段烃源岩形成模式

Fig. 11 Forming mode of source rocks in the 2nd Member of Kongdian Formation, Eocene, in the Weibei Sag, Changwei Depression

5 结论

(1) 潍北凹陷烃源岩分布在孔二段, 包括暗色泥岩、灰质泥岩和油页岩3类, 优质烃源岩集中分布在孔二上亚段下部和孔二中亚段上部的油页岩和灰质泥岩中, 平面上分布在瓦城断阶带东部、灶户鼻状构造带, 与已发现油气藏具有良好的对应性。暗色泥岩有机质类型和丰度较差, 基本为无效烃源岩。

(2) 古生物学标志、古盐度分析及古氧相分析表明孔二段烃源岩形成于内陆咸化湖泊沉积环境, 优质烃源岩形成于郯庐断裂带左右旋转换期, 构造活动强度较弱加之气候温暖湿润促成了烃源岩的发育。

参 考 文 献 / References

胡广成, 鲍志东, 张震, 罗小玉, 蔡雨, 刘丽. 2009. 贵州桐梓松坎剖面中、下三叠统岩石学特征及沉积环境分析. 古地理学报, 11(2):195~204.

李进龙, 陈东敬. 2003. 古盐度定量研究方法综述. 油气地质与采收率, 10(5):1~3.

李志明, 徐二社, 秦建中, 郑伦举, 鲍云杰. 2010. 烃源岩评价中的若干问题. 西安石油大学学报(自然科学版), 25(6):8~12.

林雄. 2011. 古氧相分析在黄骅拗陷歧南次凹沙河街组沉积环境研究中的应用. 成都理工大学学报(自然科学版), 38(6):651~655.

刘庆, 张林晔, 宋国奇, 宋长玉, 王茹. 2009. 利用石膏产状研究汶东盐湖相沉积与烃源岩特征. 高校地质学报, 15(3):371~379.

柳少鹏, 周世新, 王保忠, 李靖, 张海坤, 巩书华. 2012. 烃源岩评价参数与油页岩品质指标内在关系探讨. 天然气地球科学, 23(3):561~569.

刘占红, 李思田, 辛仁臣, 徐长贵, 程建春. 2007. 地层记录中的古气候信息及其与烃源岩发育的相关性. 地质通报, 26(7):830~840.

孙耀庭. 2014. 渤海湾盆地潍北凹陷致密气成藏过程分析. 石油实验地质, 36(3):325~331.

孙耀庭, 李茂榕, 宋来亮, 徐昊清, 郭丽丽. 2014. 潍北凹陷孔二段沉积特征. 沉积与特提斯地质, 34(3):20~30.

孙耀庭, 张世奇, 刘金华, 魏垂高, 孙杰. 2005. 陆相可容空间变化及层序发育控制因素分析. 油气地质与采收率, 12(1):3~5.

文华国, 郑荣才, 唐飞, 郑爱萍, 桑廷元, 陈守春, 李瑰丽, 李联新. 2008. 鄂尔多斯盆地耿湾地区长6段古盐度恢复与古环境分

析. 矿物岩石, 28(1):114~120.

叶黎明, 齐天俊, 彭海燕. 2008. 鄂尔多斯盆地东部山西组海相沉积环境分析. 沉积学报, 26(4):202~210.

袁东山, 张枝焕, 曾艳涛, 张学军. 2006. 昌潍拗陷潍北凹陷深层孔二段烃源岩有机相. 石油天然气学报, 28(4):211~213.

张克鑫, 漆家福. 2005. 潍北盆地新生代构造演化及其与郯庐断裂带的关系. 石油天然气学报, 27(6):817~820.

张林晔, 孔祥星, 张春荣, 周文, 徐兴友, 李政. 2003. 济阳拗陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义. 地球化学, 32(1):35~42.

朱光, 王道轩, 刘国生, 牛漫兰, 宋传中. 2004. 郯庐断裂带的演化及其对西太平洋板块运动的响应. 地质科学, 39(1):36~49.

Bennett B, Olsen S D. 2007. The influence of source depositional conditions on the hydrocarbon and nitrogen compounds in petroleum from central Montana, USA. *Organic Geochemistry*, 38: 935~956.

Bohacs K M, Carroll A R, Neal J E, Mankiewicz P J. 2000. Lake ~ basin type, source potential, and hydrocarbon character. An integrated sequence ~ stratigraphic geochemical framework. In: Gierlowski-Kordesch E H, Kelts K R. eds. *Lake Basins through Space and Time*. American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology, 46: 3~34.

Ercegovac M, Kostić A. 2006. Organic facies and palynofacies: nomenclature, classification and applicability for petroleum source rock evaluation. *International Journal of Coal Geology*, 68: 70~78.

Fuhrmann A, Horsfield B, López J F, Hu L G, Zhang Z W. 2004. Organic facies, depositional environment and petroleum generating characteristics of the lacustrine Shahejie Formation, Es⁴ Member, western Depression, Liaohe Basin (NE China). *Journal of Petroleum Geology*, 27: 27~46.

Katz B J. 1990. Controls on distribution of lacustrine source rocks through time and space. In: Katz B J. ed. *Lacustrine Basin Exploration: Case Studies and Modern Analogs*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 50: 61~76.

Hao Fang, Zhou Xinhui, Zhu Yangming, Yang Yuanyuan. 2011. Lacustrine source rock deposition in response to co-evolution of environments and organisms controlled by tectonic subsidence and climate, Bohai Bay Basin, China. *Organic Geochemistry*, 42: 323~339.

Hao Fang, Zhou Xinhui, Zhu Yangming, Yang Yuanyuan. 2009a. Mechanisms for oil depletion and enrichment on the Shijiutuo uplift, Bohai Bay basin, China. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 93: 1015~1037.

Jones B, Manning A C. 1994. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones. *Chemical Geology*, 111: 111~129.

Characteristic and Distribution of High-Quality Source Rocks of the Second Member of Kongdian Formation, Eocene, in Weibei Sag, Changwei Depression

SUN Yaoting^{1,2)}, XU Shouyu¹⁾, ZHANG Shiqi¹⁾, LIU Jun²⁾, XU Haoqing²⁾, GUO Lili²⁾

1) *School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao Shandong, 266580;*

2) *Geo-Science Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying Shandong, 257015*

Abstract: The hydrocarbon source rocks of the Weibei Sag, Changwei Depression, Shandong, are distributed in the Second Member of Kongdian Formation, Eocene, include dark mudstone, calcareous mudstone and oil shale. There have been a few studies on hydrocarbon generation of calcareous mudstone and oil shale before. The aim of this paper is to review the characteristic and distribution of different types of hydrocarbon source rocks. The study is conducted at organic geochemistry combined thermal simulation experiment, and the result shows that high abundance of organic matter in oil shale and calcareous mudstone, which kerogen are mainly type I and type II 1, are high-quality hydrocarbon source rocks. Dark mudstone generally are invalid hydrocarbon source rocks. The high-quality hydrocarbon source rocks longitudinally concentrated on the upper and middle of the Second Member of Kongdian Formation, laterally distributed in Zaohu and eastern part of the Wacheng fault zone. Ancient sedimentary environment is analyzed by paleontological marks, paleosalinity and paleoxygenation facies, reveals that high-quality hydrocarbon source rocks of the Second Member of Kongdian Formation formed in the inland saline lakes environment. The cause of high-quality hydrocarbon source rocks are the weak intensity of tectonic activity of Tanlu (Tancheng—Lujiang) fault zone during the conversion period from left-slip to right-slip and the warm and humid climate aroused by the mainland separation incidents occurred in the Late paleocene to Early Eocene.

Keywords: high-quality source rocks; the Second Member of Kongdian Formation, Eocene; tectonic evolution; paleoclimate; organic matter; Weibei Sag, Changwei Depression, Shandong