

东濮凹陷北部地区古近系烃源岩热演化特征及其主控因素

刘景东^{1,2,3} 蒋有录³

(1. 南京大学地球科学系, 江苏 南京 210093; 2. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏 无锡, 214126; 3. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东 青岛, 266555)

摘要:依据可溶有机质、生物标志化合物和镜质体反射率资料,结合 EASY% Ro 法数值模拟,综合分析了东濮凹陷北部地区不同洼陷古近系烃源岩的热演化特征及其差异性的主控因素。结果表明,前梨园洼陷和海通集洼陷进入高、过成熟阶段,濮卫次洼进入成熟阶段,前梨园洼陷和濮卫次洼相对海通集洼陷具有较宽的生烃窗范围,对应的生烃门限深度较浅,而高成熟门限深度较深。沙三段为各洼陷主力生烃层系,东营沉积末期为主要生烃期,明化镇期—现今出现二次生烃。烃源岩热演化差异的主控因素为地温,其次为异常高压,有机质类型影响较小。

关键词:烃源岩;热演化;主控因素;古近系;东濮凹陷

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2013)02-0498-10

东濮凹陷位于渤海湾盆地临清坳陷东南部,呈 NNE 走向,北窄南宽,面积约 5 300 km²。受多次构造运动影响,凹陷经历了上隆(前古近系)、初期裂陷(沙四段沉积期)、强烈裂陷(沙三段沉积期)、萎缩(沙二段沉积期)、稳定下沉(沙一段沉积期)、收缩(东营组沉积期)和消亡—拗陷(馆陶组沉积期—至今)等多个发展阶段。裂陷期受基底断裂控制,形成了“两洼一隆一斜坡”的构造格局,自西向东依次发育西部斜坡带、海通集洼陷、中央隆起带和前梨园洼陷,受局部断层控制,在中央隆起带内部还发育濮卫次洼(图 1),上述洼陷(或次洼)是古近系烃源岩的主要分布区。

勘探实践证实,东濮凹陷为渤海湾盆地油气并举的富油气凹陷,近 93.7% 的石油和近 80% 的天然气分布于凹陷北部地区。东濮凹陷北部地区不同洼陷(或次洼)及其周边油气分布关系较为复杂,油气分布的差异从根本上主要受烃源岩热演化和生烃作用控制。前人对东濮凹陷古生界和中生界烃源岩的

热演化进行了较多的研究^[1-2],对热演化过程及生烃史有了较为深入的认识,但关于古近系烃源岩的热演化研究相对不足。本文以镜质体反射率资料为主,可溶有机质、生物标志化合物资料为辅,结合盆地数值模拟,研究了东濮凹陷北部地区不同洼陷(或次洼)古近系烃源岩的热演化及其生烃特征,并进一步分析了烃源岩热演化差异的主控因素。

1 烃源岩地质特征

东濮凹陷北部地区古近系烃源岩主要分布于沙三段和沙一段,属于内陆盐湖相沉积,以发育多旋回的盐类沉积为特征,在这两套烃源岩发育层段,发育着 4 套主要盐膏层。前人研究^[3-4]和大量岩心观察表明,盐膏岩与烃源岩在纵向上互层,具有明显的共生关系;平面上盐膏岩主要发育在湖盆沉积及沉降中心,为半深湖、深湖发育区,与烃源岩也具有共生关系。

沙三段烃源岩可细分为沙三下亚段、沙三中亚段和沙三上亚段(图 2),其中沙三下亚段岩性主要

收稿日期:2012-07-02;改回日期:2013-02-05

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05005-001)资助。

作者简介:刘景东,男,1984 生,在站博士后,主要从事油气成藏方面的研究;E-mail:Ljd840911@126.com。

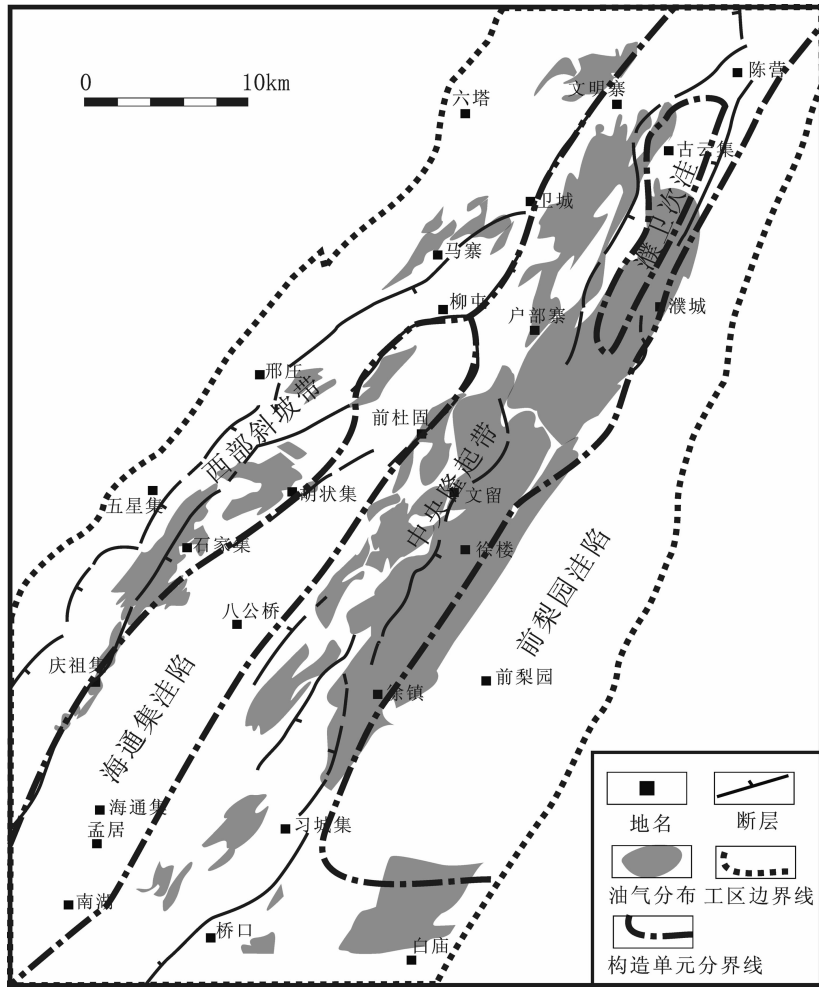


图 1 东濮凹陷北部地区构造单元划分图

Fig.1 Division of tectonic units in northern Dongpu depression

为灰色、深灰色泥岩和泥页岩,部分粉砂岩和盐膏岩夹层,厚度大、分布广,前梨园洼陷和濮卫次洼烃源岩有机质丰度高,平均值分别为 1.85%和 1.1%,海通集洼陷烃源岩有机质丰度一般,平均值为 0.57%。沙三中亚段发育较厚的白色盐膏岩,深灰色泥岩夹粉砂岩,厚度大,分布较广泛,濮卫次洼烃源岩有机质丰度高,平均值为 2.04%,前梨园洼陷和海通集洼陷烃源岩有机质丰度较高,平均值分别为 0.75%和 0.89%。沙三上亚段主要为灰、深灰色泥岩、灰质泥岩夹粉砂岩,局部为盐膏岩,分布范围相对较小,前梨园洼陷和濮卫次洼烃源岩有机质丰度一般,平均值均为 0.55%,海通集洼陷烃源岩有机质丰度较低,平均值为 0.29%。沙一段主要为灰色泥岩,部分夹有油页岩,分布较为广泛,各洼陷(次洼)烃源岩有机质丰度均较高,平均值均超过 1.0%。从有机质类型来看,

东濮凹陷北部地区沙一段烃源岩有机质类型以 I 型和 II₁ 型为主,沙三段烃源岩有机质类型在不同洼陷存在一定的差别,其中前梨园洼陷和海通集洼陷以 II₁ 型为主,其次为 I 型,少量 II₂ 型;濮卫次洼以 I 型为主,其次是 II₁ 型和 II₂ 型。

2 现今热演化程度

2.1 可溶有机质

可溶有机质中总烃和氯仿沥青“A”被广泛应用于烃源岩成熟度研究中^[6]。一般来说,烃转化率(总烃 HC/有机碳)和沥青转化率(氯仿沥青“A”/有机碳)随烃源岩热演化程度的增加而逐渐增加,根据这两个参数随深度的变化,可以准确地划分有机质的演化阶段^[6]。受所收集测试分析资料限制,主要对前梨园洼陷及周边地区进行可溶有机质演化程度分

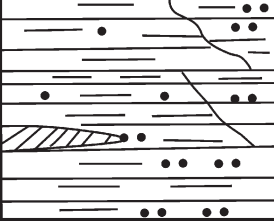
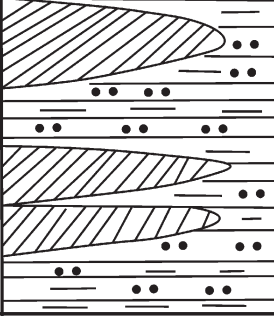
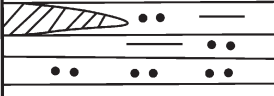
段	亚段	岩性剖面	厚度	岩性
沙	上		200~400	灰、深灰色泥岩、泥页岩夹薄层粉砂岩, 深灰色泥岩与粉砂岩互层, 局部为白色盐石膏层
	中		300~750	白色盐石膏层和深灰色泥岩夹粉砂岩为主, 局部为深灰色砂泥岩与粉砂岩互层
下			100~900	灰色、深灰色泥岩、灰质泥岩夹粉砂岩, 局部夹盐石膏层

图 2 东濮凹陷北部地区沙三段地层柱状图

Fig.2 Stratigraphic columnar section of Sha-3 member in northern Dongpu depression

析。从图 3 可以看出,前梨园洼陷及周边地区古近系烃源岩氯仿沥青“A”/有机碳和总烃 HC/有机碳存在 2 个高峰值,第一高峰值分别为 31%和 19%,对应深度约 2 300 m,反映了烃源岩存在低成熟阶段生成的烃类滞留;第二高峰值分别为 43%和 35%,对应深度约 3 800 m,反映了成熟阶段生成的烃类滞留。趋势线形态分析表明,前梨园洼陷及周边地区可以将烃类转化阶段划分为未成熟阶段、低成熟阶段、成熟阶段、高成熟阶段和过成熟阶段 5 个阶段,其中生烃门限深度为 1 900 m,成熟门限深度为 3 000 m,高成熟门限深度为 4 100 m,推测过成熟门限深度约 5 000 m,可以看出古近系烃源岩大部分处于低成熟阶段、成熟阶段和高成熟阶段,未成熟阶段和过成熟阶段相对较少。但需要强调,上述各门限深度基本代表整个东濮凹陷北部地区,但受沉积相带、沉积厚度、地温梯度等方面的影响,海通集洼陷和濮卫次洼的门限深度可能存在一定的差异。

2.2 生物标志化合物

在成岩作用和有机质成熟过程中,烃源岩中甾、萜类生物标志化合物会发生“异构化反应”,如甾烷的 $\alpha\alpha\alpha$ 型向 $\alpha\alpha\beta$ 型转换、藿烷的 $\beta\beta$ 型向

$\beta\alpha$ 型和 $\alpha\beta$ 型转换、侧链上 R 型向 R+S 型的差向异构化等^[57-8]。所以,不同构型甾、萜类化合物的相对含量就成为评价有机质热演化程度的有效参数,其中甾烷 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 、甾烷 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 和藿烷 $C_{32}\alpha\beta 22S/(22S+22R)$ 较为常用。东濮凹陷北部地区烃源岩生烃门限对应的 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20 S/(20 S+20 R)$ 、 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 和 $C_{32}\alpha\beta 22S/(22S+22R)$ 分别为 0.25,0.25 和 0.40,到生油高峰达到平衡,三参数值分别达到 0.45,0.40 和 0.65^[9]。

不同洼陷烃源岩甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$ 与 $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 、甾烷 $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$ 与藿烷 $C_{32}\alpha\beta\beta 22S/(22S+22R)$ 的关系(图 4)表明,前梨园洼陷、海通集洼陷和濮卫次洼烃源岩大部分进入生油门限,并达到生油高峰,但成熟度跨度较大,反映了洼陷区不同部位烃源岩的热演化程度存在明显的差异。

2.3 镜质体反射率

目前,镜质体反射率(R_o)被认为是研究烃源岩热演化和成熟度的最有效参数^[10-14],随热演化程度的增加,镜质体的化学结构发生变化,造成镜质体反射率逐渐增大,且该趋势不可逆转。一般认为,镜质

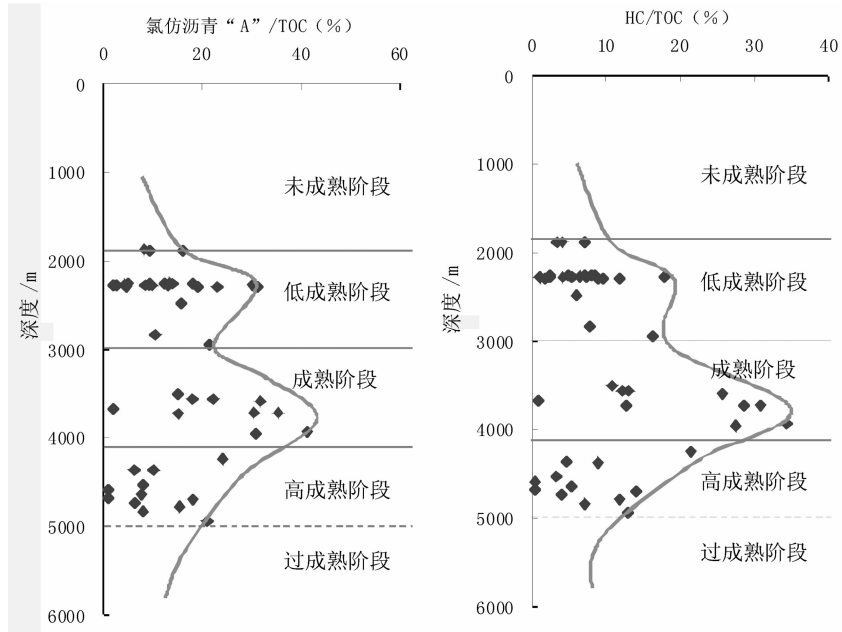


图 3 前梨园洼陷及周边地区古近系烃源岩热演化剖面

Fig.3 Thermal evolution profile of Paleogene hydrocarbon source rocks in Qianliyuan sag and its surrounding areas

体反射率 $R_o=0.5\%$ 为生油门限, $0.5\% \sim 0.7\%$ 为低成熟阶段, $0.7\% \sim 1.3\%$ 为成熟阶段, 其中 $R_o=1.0\%$ 时进入成烃高峰, $1.3\% \sim 2.0\%$ 为高成熟阶段, $R_o > 2.0\%$ 为过成熟阶段^[5]。东濮凹陷北部地区烃源岩镜质体反射率 R_o 随深度变化关系(图 5-a)表明, R_o 随埋深增加而有规律的增加, 受样品分布等因素影响, R_o 的跨度较大, 从未成熟阶段到过成熟阶段均有分布, 而且同一深度下的 R_o 变化范围也较大。总体来看, 东濮凹陷北部地区大部分烃源岩 R_o 处于 $0.7\% \sim 1.3\%$, 进入成熟阶段, 另有部分烃源岩 R_o 超过 1.3% , 进入高成熟或过成熟阶段。从埋深来看, 全区埋深在 $2\ 250\text{ m}$ 左右时, R_o 达到 0.5% , 进入生烃门限, 并随深度的增加而逐渐增大, $2\ 250 \sim 3\ 000\text{ m}$ 为低成熟阶段, $3\ 000 \sim 4\ 100\text{ m}$ 为成熟阶段, 生烃高峰深度为 $3\ 750\text{ m}$, 大于 $4\ 100\text{ m}$ 进入高成熟阶段, 与根据可溶有机质的分析结果基本一致。

对比表明, 不同洼陷烃源岩 R_o 的变化范围及其随地层埋深增加而增大的速率存在一定的差别(图 5-b~d)。前梨园洼陷烃源岩 R_o 跨度较大, 大部分处于 $0.7\% \sim 2.0\%$, 进入成熟、高过成熟阶段; 从变化趋势线来看, 埋深在 $2\ 050\text{ m}$ 左右时, R_o 达到 0.5% , 进入生烃门限, 并随深度的增加而逐渐增大, $2\ 950 \sim 4\ 200\text{ m}$ 为成熟阶段, 生烃高峰深度为 $3\ 920\text{ m}$, 大于 $4\ 200\text{ m}$ 进入高成熟阶段。海通集洼陷烃源岩与前梨园洼陷类

似, 同样 R_o 跨度较大, 大部分处于 $0.7\% \sim 2.0\%$ 范围内, 进入成熟、高过成熟阶段; 埋深在 $2\ 400\text{ m}$ 左右时, R_o 值达到 0.5% , 进入生烃门限, 并随深度的增加而逐渐增大, $3\ 050 \sim 4\ 010\text{ m}$ 为生成成熟油阶段, 生烃高峰深度为 $3\ 720\text{ m}$, 大于 $4\ 010\text{ m}$ 进入高成熟阶段。濮卫次洼陷烃源岩 R_o 跨度相对较小, 大部分处于 $0.7\% \sim 1.3\%$ 范围内, 进入成熟阶段, 比前梨园洼陷和海通集洼陷的热演化程度低; 埋深在 $2\ 100\text{ m}$ 左右时, R_o 值达到 0.5% , 进入生烃门限, 并随深度的增加而逐渐增大, $2\ 700 \sim 4\ 100\text{ m}$ 为生成成熟油阶段, 生烃高峰深度为 $3\ 600\text{ m}$, 大于 $4\ 100\text{ m}$ 进入高成熟阶段。

3 热演化史与生烃史

采用东濮凹陷第三次资源评价的古热流模型, 并以实测 R_o 值作为约束条件对古热流模型进行校正, 进一步采用 EASY% R_o 法对东濮凹陷北部地区不同洼陷(或次洼)古近系烃源岩的热演化史及生烃史进行了模拟。模拟结果表明, 各洼陷古近纪地层的沉降均属于“埋藏-抬升-深埋型”, 与此相对应, 其烃源岩热演化中温度表现为“增加-降低-再增加”的变化趋势, 其中东营沉积末期和现今的埋深和地温分别在抬升期之前和深埋期达到最大, 是烃源岩热演化的重要变革和定型时期。研究区古近系烃源岩热演化程度整体较高, 但由于不同洼陷沉降和沉

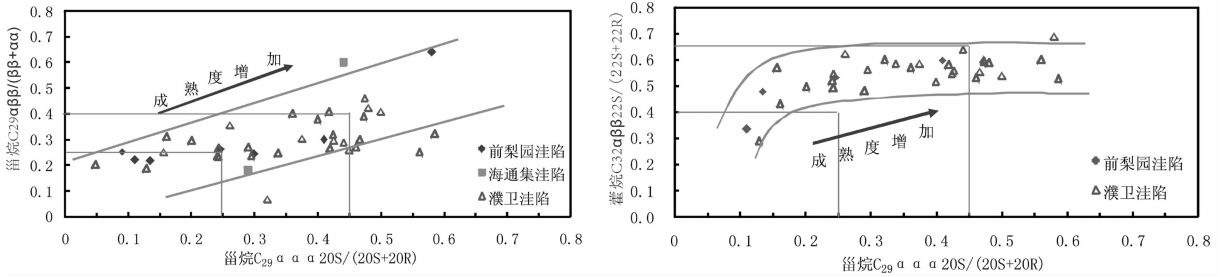


图4 根据甾烷、藿烷异构化参数判别烃源岩成熟度

Fig.4 The maturity of hydrocarbon source rock judged from the isomerization parameters of steroid alkane and 藿烷

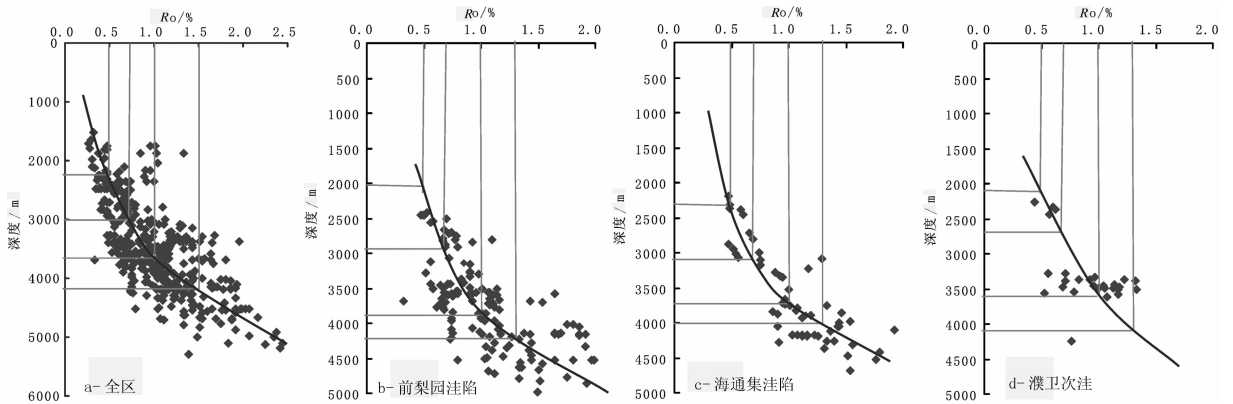


图5 镜质体反射率随深度变化图

Fig.5 The variation of vitrinite reflectance with depth

积充填演化的差异性,各洼陷烃源岩在不同时期的热演化程度也存在一定的差异(图6)。

在东营组沉积末期,前梨园洼陷(以濮深12井为例)、海通集洼陷(以濮深14井为例)烃源岩热演化程度最高,沙三下亚段进入生凝析气-干气阶段($R_o > 1.3%$),沙三中亚段进入生成成熟油-凝析气阶段($1.0% < R_o < 2.0%$),沙三上亚段进入生中等成熟-成熟油阶段($0.7% < R_o < 1.3%$),沙一段进入未熟-生低熟油阶段($R_o < 0.7%$)。濮卫次洼(以云10井为例)烃源岩热演化程度相对较低,沙三下亚段进入生成成熟油-凝析气阶段($1.0% < R_o < 2.0%$),沙三中亚段进入生中等成熟-成熟油阶段($0.7% < R_o < 1.3%$),沙三上亚段进入生低-中等成熟油阶段($0.5% < R_o < 1.0%$),沙一段进入未熟-生低熟油阶段($R_o < 0.7%$)。东营运动期,古近系烃源岩上覆地层遭受强烈剥蚀^[9],前梨园洼陷、海通集洼陷和濮卫次洼在洼陷(或次洼)中心处的剥蚀厚度可

分别达到800 m、1 120 m和1 030 m,从而各洼陷(或次洼)烃源岩热演化受到抑制甚至停止。明化镇组沉积期-现今,前梨园洼陷、海通集洼陷和濮卫次洼古近系烃源岩再次深埋,前梨园洼陷、海通集洼陷和濮卫次洼在洼陷(或次洼)中心处的过补偿厚度(再次埋藏超过剥蚀的部分)可分别达到680 m、310 m和320 m,导致各洼陷(或次洼)现今地温均超过东营组沉积末期,所以各洼陷古近系烃源岩热演化程度存在较大的提高,均发生二次生烃,但前梨园洼陷的二次生烃强度要高于海通集洼陷和濮卫次洼。

东濮凹陷北部地区烃源岩不同层段和不同时期的生烃作用强度存在明显的差异。从单井模拟的古近系烃源岩生烃速率和烃转化率随时间变化关系(图7)可以看出,东濮凹陷北部地区沙三段生烃强度大,为主要生烃层系,而沙一段生烃强度相对较弱;东营组沉积末期生烃强度大,为主要生烃期,而

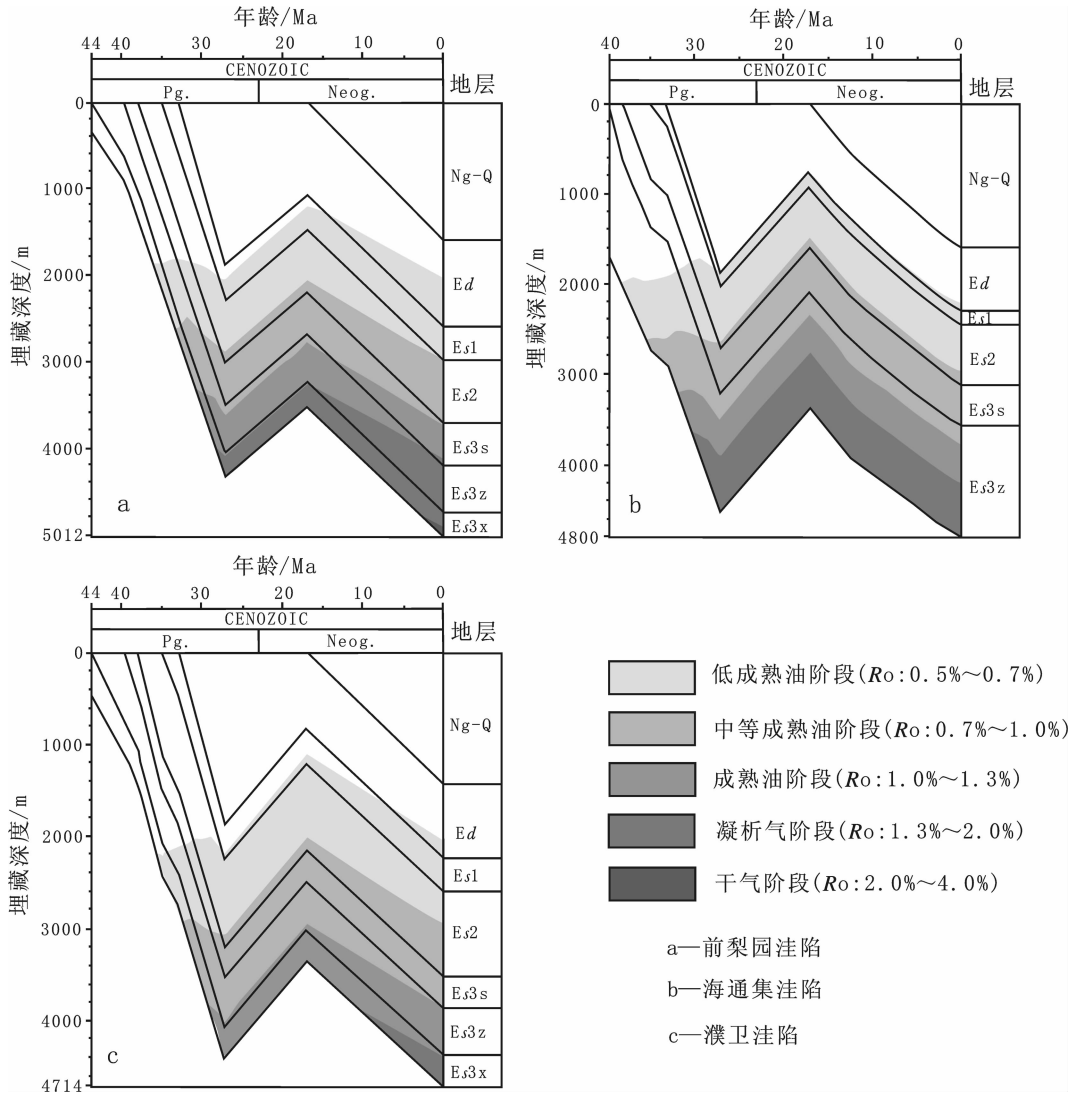


图 6 不同洼陷(或次洼)古近系烃源岩热演化史图

Fig.6 Thermal evolution of Paleogene hydrocarbon source rocks in different sags or subsags

明化镇组沉积期-现今出现二次生烃,但强度较弱。

4 热演化主控因素

4.1 有机质类型

以沙三中亚段为例,濮卫次洼烃源岩有机质类型均以 I 型为主,而前梨园洼陷和海通集洼陷烃源岩有机质类型均以 II₁ 型为主,前者更偏向于腐泥型。一般认为烃源岩有机质越偏向腐泥型越易于抑制烃源岩的热演化^[7],但从烃源岩热演化程度来看,同一深度下,濮卫次洼烃源岩(濮 63 井)热演化程度反而明显高于前梨园洼陷(濮深 12 井)和海通集洼陷(濮深 14 井)(图 8),说明有机质类型对烃源岩热演化的控制

作用被其他因素所掩盖或控制作用不明显。

4.2 异常高压

由于厚层盐膏岩或泥岩的存在,东濮凹陷北部地区超压主要发育于主力生烃层系,且超压主要分布于烃源岩成熟阶段所对应的深度范围内(濮深 7 井)(图 8),分析认为盐膏岩造成的地层欠压实和泥岩生烃有利于超压的形成,同时盐膏岩或相应层段的泥岩又对超压起到了非常有效的保存作用。受地层组合和埋深影响,前梨园洼陷、海通集洼陷和濮卫次洼的超压发育程度依次降低,而前梨园洼陷、海通集洼陷和濮卫次洼烃源岩的生烃高峰对应深度分别为 3 920 m、3 720 m 和 3 600 m,表现为依次变浅,

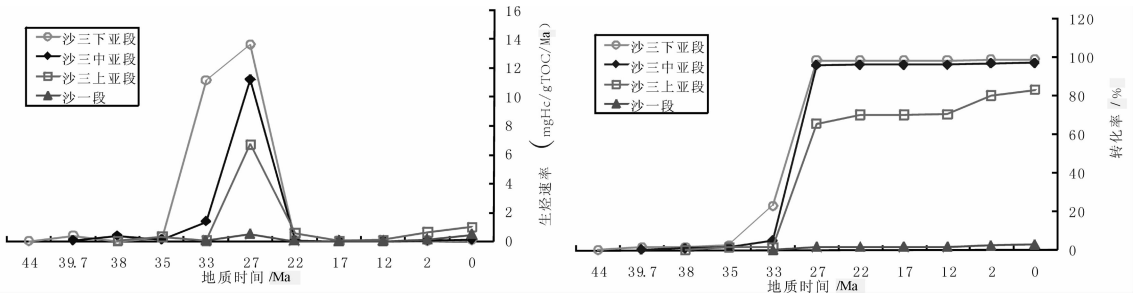


图7 濮深12井烃源岩生烃速率和转化率随时间变化图

Fig.7 The variation of hydrocarbon-generating rate and transition rate with time in Pushen-12 well

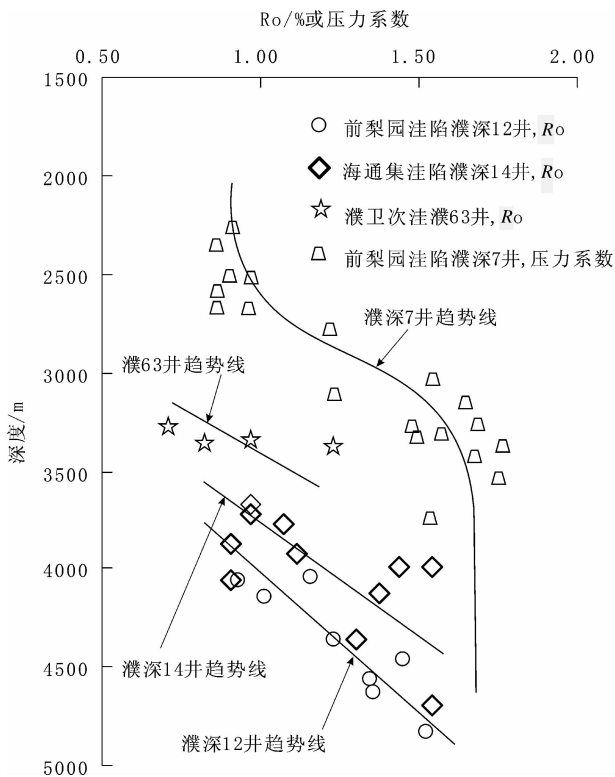


图8 沙三中亚段异常压力分布及烃源岩热演化的差异

Fig.8 The distribution of anomalous pressure and the difference in thermal evolution of hydrocarbon source rocks in middle submember of Sha-3 member

说明烃源岩层系超压发育程度越高, 烃源岩达到生烃高峰所需的埋深越大。而且根据烃源岩热演化趋势线外推, 同一深度条件下的沙三中亚段烃源岩, 濮卫次注的热演化程度要明显高于前梨园洼陷和海通集洼陷, 同样反映出异常压力的大小与烃源岩热演化呈现出一定的负相关关系。因此, 上述分析表明异常高压对该区烃源岩热演化具有明显的抑制作用。

4.3 地温

地温是烃源岩有机质向油气转化过程中最有效、最持久的作用因素。岩石导热率及不同的岩性组合对于地温有一定的影响, 前梨园洼陷和濮卫次注在沙三中、下亚段等主要生烃层系发育厚层的盐膏岩, 最大累积厚度超过 1 km, 由于盐膏岩相对其他岩性热导率较高, 生热率较低, 使得深部地温容易传到浅部, 从而导致盐上地层地温梯度小于无盐地层, 出现异常高温, 造成前梨园洼陷和濮卫次注烃源岩的生烃门限深度明显浅于盐膏岩相对不发育的海通集洼陷; 而盐下地层地温梯度大于无盐地层, 出现异常低温, 造成前梨园洼陷和濮卫次注烃源岩的过成熟门限深度明显大于海通集洼陷; 盐内或盐间地温梯度明显小于无盐地层, 地温变化范围较小, 地温异常幅度低, 表现为 3 个洼陷(或次注)烃源岩的生烃高峰深度差别不明显。因此, 盐膏岩造成的盐上和盐下地层温度异常使烃源岩生烃门限深度降低、过成熟门限深度增加, 有效地扩大了生烃窗范围。

盐膏岩对温度的影响与其累积厚度密切相关^[8], 盐膏岩累计厚度越大, 其上部 and 下部地层的温度差异就越大。据前人研究, 东营凹陷每 100 m 厚的盐膏层, 其导热性可使其下部地层的温度比正常值降低 2℃左右^[9]。东濮凹陷的含盐地层以盐膏岩和含膏泥岩为主, 对于非纯盐膏岩的含盐地层由于混合有泥岩和石膏, 含盐地层的热导率比纯盐膏岩的热导率会有所降低。卫 76 井含盐地层的温度变化剖面(图 9)表明, 含盐地层及其上部和下部地层地温梯度和地温存在明显的差异, 约 350 m 厚的含盐地层(其中盐膏岩约 198 m)造成其上部和下部地温分别与正常值最大差别 2~3℃。

对于盐内和盐间地层, 由于埋深较大, 地层温度

较高,由盐膏岩等特殊岩性引起的地温异常相对背景值要小的多,因此地温的大小可以直接通过埋深来反映。从不同洼陷沙三中亚段烃源岩地层的埋深来看,濮卫次洼大多在 3 500 m 以上,而前梨园洼陷和海通集洼陷大多都在 3 600 m 以下,从而濮卫次洼烃源岩埋深比前梨园洼陷和海通集洼陷要浅的多,说明前梨园洼陷和海通集洼陷的地温要明显高于濮卫次洼。对比发现,虽然超压对烃源岩热演化具有明显的抑制作用,但前梨园洼陷和海通集洼陷烃源岩 R_o 最大值均超过 1.5%,而濮卫次洼烃源岩 R_o 最大值小于 1.3%,且前者烃源岩的平均热演化程度明显要大于濮卫次洼,说明地温对不同洼陷烃源岩热演化具有明显的控制作用,其影响程度要高于异常高压。

5 结论

(1)东濮凹陷北部地区各洼陷(或次洼)古近系烃源岩热演化程度较高,前梨园洼陷和海通集洼陷进入高、过成熟阶段,濮卫次洼进入成熟阶段,不同洼陷(或次洼)烃源岩的生烃门限深度、生烃高峰深度和高成熟门限深度存在较大的差异。

(2)沙三段为各洼陷(或次洼)主力生烃层系,其沉降均属于“埋藏-抬升-深埋型”,热演化史中地温表现为“增加-降低-再增加”的变化趋势,东营组沉积末期和现今是烃源岩热演化的重要变革和定型时期,其中东营组沉积末期为主要生烃期,明化镇组沉积期—现今出现二次生烃,但生烃强度较弱。

(3)地温是控制烃源岩热演化的最重要因素,盐膏岩的高热传导作用所造成盐上和盐下地层的温度异常使烃源岩生烃门限深度降低、过成熟门限深度增加,有效地扩大了生烃窗范围;异常高压对烃源岩热演化具有一定的抑制作用;有机质类型对烃源岩热演化的影响较小。

参考文献 (References):

[1] 刘丽,任战利.东濮凹陷热演化史研究[J].石油勘探与开发,2007,34(4):419-423.
Liu Li, Ren Zhanli. Thermal evolution of Dongpu Sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4):419-423 (in Chinese with English abstract).

[2] 朱炎铭,王晓辉,张聪,等.东濮凹陷石炭-二叠系煤系烃源岩的生烃演化[J].石油学报,2007,28(6):27-31.
Zhu Yanming, Wang Xiaohui, Zhang Cong, et al. Hydrocarbon-

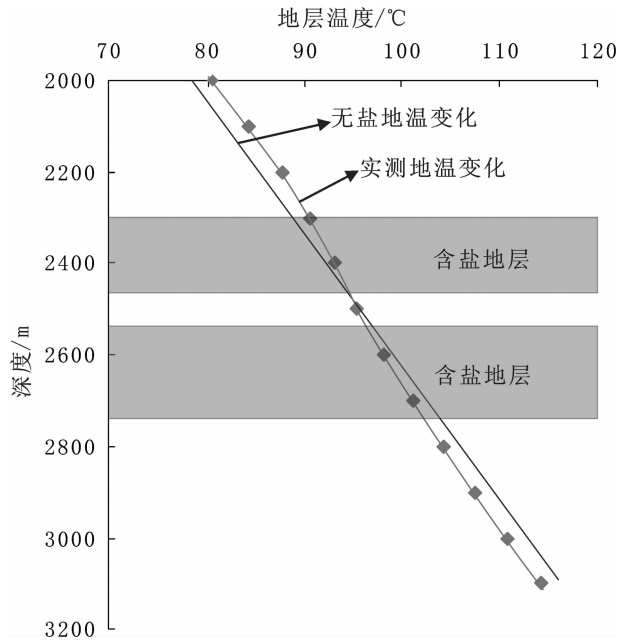


图 9 卫 76 井地层温度随深度变化剖面
Fig.9 The variation of stratigraphic temperature with depth in Wei-76 well

generation evolution of the Permo- Carboniferous coal measure in Dongpu Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(6):27-31 (in Chinese with English abstract).

[3] 周新科,许化政.东濮凹陷地质特征研究 [J].石油学报,2007,28(5):20-26.
Zhou Xinke, Xu Huazheng. Discussion on geological features of Dongpu Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(5):20-26 (in Chinese with English abstract).

[4] 杜海峰,于兴河,陈发亮.河南省东濮凹陷古近系沙河街组沙三段盐岩沉积特征及其石油地质意义 [J].古地理学报,2008,10(1):53-62.
Du Haifeng, Yu Xinghe, Chen Faliang. Sedimentary characteristics of salt rocks and their petroleum geologic significance of the Member 3 of Shahejie Formation of Paleogene in Dongpu Sag, Henan Province[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(1):53-62 (in Chinese with English abstract).

[5] 高波,程克明,张大江,等.酒西坳陷青南次凹烃源岩的热演化及生烃史[J].石油与天然气地质,2004,25(3):288-293.
Gao Bo, Cheng Keming, Zhang Dajiang, et al. Analysis of thermal evolution and hydrocarbon-generating history of source rocks in Qingnan subsag in Jiuxi depression[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(3):288-293 (in Chinese with English abstract).

[6] 蒋有录,查明.石油天然气地质与勘探[M].北京:石油工业出版社,2006.
Jiang Youlu, Zha Ming. Oil and Gas Geology and Exploration[M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2006 (in Chinese).

[7] 林金辉,伊海,李勇,等.藏北高原双湖地区中侏罗统海相油页岩

- 生物标志化合物分布特征及其意义 [J]. 沉积学报, 2001, 19(2): 287-291.
- Lin Jinhui, Yi Hai, Li Yong, et al. Characteristics of biomarker compounds and its implication of middle Jurassic oil shale sequence in Shuanghu area, northern Tibet plateau [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(2): 287-291 (in Chinese with English abstract).
- [8] 廖永胜. 高-过成熟气源岩评价的若干问题 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 147-152.
- Liao Yongsheng. Some issues about evaluation on high-over matured gas source rocks [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 147-152 (in Chinese with English abstract).
- [9] 中原石油勘探局. 东濮凹陷油气生成地球化学研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991.
- Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau. Investigation on the Geochemical Characteristics of Oil and Gas Generation in Dongpu Depression [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991 (in Chinese).
- [10] Waple D W. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method of petroleum exploration[J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(6): 916-926 (in Chinese).
- [11] Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence[M]. New York: Springer-Yerleg Press, 1984.
- [12] Tissot B P, Pelet R, Ungerer P. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices and kinetics of oil and gas generation[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(12): 1445-1466.
- [13] 任战利. 沉积盆地热演化史研究新进展[J]. 地球科学进展, 1992, 7(3): 43-49.
- Ren Zhanli. Advances on thermal histories of sedimentary basins[J]. Advances in Earth Science, 1992, 7 (3): 43-49 (in Chinese with English abstract).
- [14] 邹华耀, 吴智勇. 镜质体反射率在重建盆地古地温中的应用——中国东部、西部中、新生代沉积盆地古地温特征[J]. 沉积学报, 1998, 16(1): 112-119.
- Zou Huayao, Wu Zhiyong. Application of vitrinite reflectance in reconstruction of paleotemperature: evolution of paleotemperature in the eastern and western Mesozoic-Cenozoic sedimentary basins, China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1998, 16 (1): 112-119 (in Chinese with English abstract).
- [15] 吉利明, 李林涛, 吴涛. 陇东西峰地区延长组烃源岩热演化程度研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(3): 28-31.
- Ji Liming, Li Lintao, Wu Tao. Thermal evolution of source rocks in Yanchang formation, Xifeng area, east Gansu Province [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(3): 28-31 (in Chinese with English abstract).
- [16] 鲁雪松, 蒋有录, 常振恒, 等. 东濮凹陷东营组地层剥蚀厚度估算及其意义[J]. 地质科技情报, 2007, 26(2): 8-12.
- Lu Xuesong, Jiang Youlu, Chang Zhenheng, et al. Calculation of the erosion thickness of Dongying formation in Dongpu depression and its significance [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 26(2): 8-12 (in Chinese with English abstract).
- [17] 陈中红, 曲江秀, 高卫红. 牛 38 井湖相烃源岩镜质体反射率异常与有机组分含量相关性[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2009, 24(1): 30-33.
- Chen Zhonghong, Qu Jiangxiu, Gao Weihong. Relationship between the suppression of vitrinite reflectance of lacustrine source rock from Niu-38 well in Dongying Sag and the contents of organic components[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2009, 24 (1): 30-33 (in Chinese with English abstract).
- [18] 伊恩·勒奇. 盆地分析的定量方法, 第二卷[M]. 蔡希源, 译. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- Lan Lerche. Basin Analysis: Quantitative Methods, Volume II [M]. Cai Xiyuan, Translation. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001 (in Chinese).
- [19] 李凤娟. 东营凹陷盐下次生孔隙的发育及其影响因素分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2005, 7(4): 9-12.
- Li Fengjuan. The development of the secondary pore of underlying formation in Dongying depression and analysis of its affecting factors [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2005, 7 (4): 9-12 (in Chinese with English abstract).

Thermal evolution characteristics of Paleogene source rocks and their main controlling factors in northern part of Dongpu depression

LIU Jing-dong^{1,2,3}, JIANG You-lu³

(1. Department of Earth Science, Nanjing University, Nanjing 210093, Jiangsu, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Wuxi 214151, Jiangsu, China; 3. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266555, Shandong, China)

Abstract: Based on the soluble organic matters, biomarkers and vitrinite reflectances, this paper analyzed comprehensively thermal evolution characteristics of Paleogene source rocks and their main controlling factors in different subsags within the northern part of Dongpu depression. The results show that Paleogene source rocks of both Qianliyuan and Haitongji sags have developed into high and over-mature stages, while Paleogene source rocks of Puwei subsag only belong to the mature stage. Compared with Haitongji sag, Qianliyuan sag and Puwei subsag have wider range of hydrocarbon generation in the longitudinal direction, shallower threshold depth for hydrocarbon generation, and deeper threshold depth for high maturity. Sha-3 member is the major source rock in all subsags, the main stage of hydrocarbon generation is Dongying period, and there existed secondary hydrocarbon generation since Minghuazhen period. The main factor controlling Paleogene source rocks' thermal evolution differences among different subsags is formation temperature, followed by abnormal high pressure, and the type of organic matter has no obvious effect.

Key words: source rocks; thermal evolution history; main controlling factor; Paleogene; Dongpu depression

About the first author: LIU Jing-dong, male, born in 1984, postdoctoral, mainly engages in the study of oil and gas formation and accumulation; E-mail: Ljd840911@126.com.