

咸化湖盆页岩油微观运移富集过程对流动性的影响

——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段为例

卞从胜^{1,2},赵文智^{1,2},刘诗局^{1,2},蒲秀刚³,刘伟^{1,2},万永刚³,李永新^{1,2},关铭^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;2. 中国石油勘探开发研究院 赵文智院士工作室,北京 100083;

3. 中国石油大港油田研究院,天津 300280)

摘要: 中国陆相咸化湖盆发育混积型页岩,其岩性和孔隙类型复杂多样。页岩孔隙中多组分烃赋存和分布特征影响了页岩油的流动性和单井估计最终采出量(*EUR*)。以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例,分析了不同开采阶段页岩油的地球化学特征、生标变化和储层荧光特征,系统研究了页岩油在微纳米孔隙中赋存特征及其对流动性的影响。研究结果表明:①页岩油烃组分构成在开发过程中呈周期性变化特征,变化频率越高,轻烃补充越快,多组分烃混相流动状态越稳定,流动量越大。②埋深较大的页岩油生产早期流出的烃类成熟度高,后期流出的烃类成熟度低,指示不同时期产出的页岩油在微纳米孔隙中独立赋存。埋深较浅的页岩油在开发过程中未出现烃类成熟度分异现象。③高成熟度烃类主要赋存在以长英质纹层为主的微米级大孔中,低成熟度烃类主要赋存在纳米级小孔中。④咸化湖盆由于具有生烃早和多期生烃的特征,成藏富集过程存在多期性,导致地下微纳米孔隙中赋存不同烃组分的页岩油,可形成良好组分流动,更有效地推动重组分从微纳米孔隙中排出,提高流出量。

关键词: 赋存特征;富集过程;组分流动;热成熟度;页岩油;孔二段;沧东凹陷;咸化湖盆

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Impacts of microscopic migration and enrichment processes on shale oil mobility in saline lacustrine basins: A case study of the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

BIAN Congsheng^{1,2}, ZHAO Wenzhi^{1,2}, LIU Shiju^{1,2}, PU Xiugang³, LIU Wei^{1,2}, WAN Yonggang³,
LI Yongxin^{1,2}, GUAN Ming^{1,2}

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Zhao Wenzhi Academician's Work Station, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China)

Abstract: Mixed shales occur in continental saline lacustrine basins in China, exhibiting complex lithologies and various types of pores. The occurrence and distribution characteristics of multicomponent hydrocarbons within shale pores affect shale oil mobility and estimated ultimate recovery (*EUR*) per well. Focusing on the 2nd member of the Kongdian Formation (also referred to as the Kong 2 Member) in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, we analyze the geochemical characteristics, biomarker variations, and reservoir fluorescence characteristics of shale oil produced at different recovery stages. Accordingly, the occurrence characteristics of shale oil within micro- and nano-scale pores and their impacts on shale oil mobility are systematically analyzed. The results indicate that the hydrocarbon components of shale oil exhibit cyclic variations during the development process. A higher frequency of these variations is associated with more rapid replenishment of light hydrocarbons, as well as a more stable miscible flow regime and a higher flow rate of multicomponent hydrocarbons. During the recovery of shale oil at great burial depths, hydrocarbons produced in the early stage show higher maturity, while those recovered in the late stage exhibit lower maturity. This pattern indicates

收稿日期:2025-07-24;修回日期:2026-03-24。

第一作者简介:卞从胜(1981—),男,博士、高级工程师,油气成藏与非常规油气地质。E-mail: biancongsheng@126.com。

通信作者简介:刘诗局(1994—),男,博士、工程师,油气成藏与非常规油气地质。E-mail: lsj_19942021@163.com。

基金项目:国家自然科学基金委员会联合基金项目(U22B6004);中国石油勘探开发研究院科学研究与技术开发项目(2022yjcg03)。

that shale oil generated in different periods occurs in independent micro- and nano-scale pores without mixing. In contrast, for shale oil at shallow burial depths, no significant differentiation in hydrocarbon maturity is observed throughout the oil recovery. Hydrocarbons with higher maturity occur primarily within the micron-scale macropores in felsic laminae, whereas those with lower maturity are primarily confined to nano-scale micropores. Saline lacustrine basins are characterized by early and multi-stage hydrocarbon generation, coupled with multi-stage hydrocarbon accumulation and enrichment. Consequently, shale oil with different hydrocarbon compositions occurs in subsurface micro- and nano-scale pores. This facilitates hydrocarbon component flow, thereby enhancing the expulsion of heavy components from micro- and nano-scale pores and ultimately increasing the flow rate of shale oil.

Key words: occurrence characteristics, enrichment process, component flow, thermal maturity, shale oil, 2nd member of the Kongdian Formation (Kong 2 Member), Cangdong Sag, saline lacustrine basin

引用格式: 卞从胜, 赵文智, 刘诗局, 等. 咸化湖盆页岩油微观运移富集过程对流动性的影响——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段为例[J].

石油与天然气地质, 2026, 47(3): 827–840. DOI: 10. 11743/ogg20260308.

BIAN Congsheng, ZHAO Wenzhi, LIU Shiju, et al. Impacts of microscopic migration and enrichment processes on shale oil mobility in saline lacustrine basins: A case study of the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 827–840. DOI: 10. 11743/ogg20260308.

陆相页岩油已成为中国油气增储上产的重要领域。2024年, 中国页岩油总产量超过 600×10^4 t, 其中咸化湖盆贡献超过 150×10^4 t^[1-2]。与美国海相地层相比, 陆相页岩地层非均质性强, 横向变化大, 黏土矿物含量高, 页岩油的富集和流动特征更为复杂^[3-5]。中国咸化湖盆混积型页岩油主要分布在渤海湾盆地古近系孔店组和沙河街组, 准噶尔盆地二叠系风城组和芦草沟组, 和柴达木盆地古近系干柴沟组等地层, 由于热演化程度总体较低[镜质体反射率(R_o)主要集中在0.6%~1.1%], 这类页岩油通常具有较高的重烃和非烃含量(两者总含量>25%), 气/油比较低(多数<50), 加之岩性和孔隙结构复杂多样, 影响了其在地下微纳米孔隙的流动性和开发效果^[6-8]。

页岩油是地下多组分烃和非烃的混合物。其中, 轻中质烃分子小、极性弱, 在微纳米孔隙中的流动性好, 而重烃和非烃分子大、极性较强, 易通过分子间作用力聚合形成数十纳米甚至微米级大分子, 不易通过富含黏土矿物的微纳米孔隙网络, 流动性较差^[6,9]。因此, 在开发过程中, 页岩油流出量及其流出烃组分构成变化较大, 如何实现稳定的“组分流动”, 促使重烃与非烃尽可能多地流出地层, 从而提高采收率, 是页岩油高效开发的关键与难点^[9-10]。

页岩油的形成和富集过程以及页岩孔隙结构及其演化, 共同控制着页岩油不同组分在孔隙空间的分布, 并显著影响页岩油的流动性^[11-13]。烃源岩在低熟期生成的烃类较重、生烃量少, 多被烃源岩自身吸附并赋存于邻近储层的较大孔隙中; 而中-高熟期生成的烃类较轻、生烃量大, 排出量也较大, 滞留的烃类主要富集

在早期尚未被完全充注的大孔和储层成岩演化残留的小孔中, 导致轻烃和重烃在页岩孔隙空间的分布具有较强的非均质性^[14-18]。

不同尺度孔隙中页岩油组成的差异直接影响其流出特征。若轻烃和重烃在不同尺度孔隙中分布均匀, 并能在开发过程中形成合理混相共同流出, 则有利于形成最大的页岩油流出量和采收率。然而, 在页岩微纳米孔隙中, 受有机质和黏土矿物吸附作用以及孔隙尺度与分布非均质性影响, 实现混相流动较为困难, 轻烃组分往往优先流出, 导致重烃组分流出生量降低, 使得产量递减率增加, 影响开发效果^[6,9]。

渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷孔店组二段属于典型的咸化湖盆沉积, 主要发育长英质、混合质和碳酸盐质页岩。孔(孔店组)二段页岩总有机碳含量(TOC)介于0.2%~12.9%(平均值为3.9%), R_o 介于0.6%~1.1%, 游离烃含量(S_i)高, 介于2~18 mg/g(平均值为10 mg/g)^[19-20]。页岩油密度和黏度较高, 常温下平均密度为0.88 g/cm³, 平均黏度为54.92 mPa·s, 含蜡量超过30%, 属于高蜡、高黏原油。但在较高地层温度条件下(>110℃), 页岩油黏度降至10 mPa·s以下, 流动性显著改善, 单井产量高, 开发效果较好^[9]。

目前, 孔二段页岩油已实现了规模建产和开发, 累计产油量已达 17.8×10^4 t, 建成了年产十万吨级的混积型页岩油开发示范区^[21-22]。研究发现, 孔二段页岩油在流出过程中, 流出量和组分在不同时间差异显著。较高的轻烃组分占比可使流出量增大, 而重烃含量的增加伴随着产量的下降, 且这一现象表现出一定的周期性。这种变化不仅受烃组分混相流动的控制, 也可

能与页岩油的富集过程以及其在地下微纳米孔隙中的非均质分布有关。揭示页岩油在地下微纳米孔隙中的富集过程及其对流动量和烃组分变化的影响机制,有助于深化对咸化湖盆页岩油富集与流动性的认识,对于提高页岩油的开发效果具有重要借鉴意义。

1 区域地质概况

沧东凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷西南部,是一个北东向展布的新生代断陷湖盆,东西边界分别为徐黑凸起和沧县隆起,分布面积约1 760 km²。凹陷内古近系自下而上发育孔店组、沙河街组和东营组等地层(图1)。孔二段沉积期湖盆边部发育多个三角洲砂体沉积,中部发育厚层暗色泥页岩夹薄层粉砂岩和白云

岩的混积型细粒沉积,纵向泥页岩厚度可达400~600 m,分布面积约为430 km²[23]。

孔二段页岩油埋深介于2 200~4 100 m。其中,孔东断层西北部埋深较浅、基本小于3 000 m,页岩热演化程度较低、 R_o 介于0.5%~0.7%,属于烃源岩生烃早期阶段;而孔东断裂东南部和孔西斜坡区埋深较大、主体超过3 500 m,热演化程度较高、 R_o 介于0.8%~1.0%,烃源岩已进入大量生油阶段。目前开发效果较好的1号和5号等平台均位于这一区域。

总体而言,孔二段页岩油由于蜡质和重质组分含量高,只有在较高的地层温度下(>110℃),其黏度才会显著降低,流动性得以变好,从而获得较高产量。例如,5号平台于2023年底建成年产十万吨级陆相页岩油开发效益示范平台,平均单井估计最终采出量

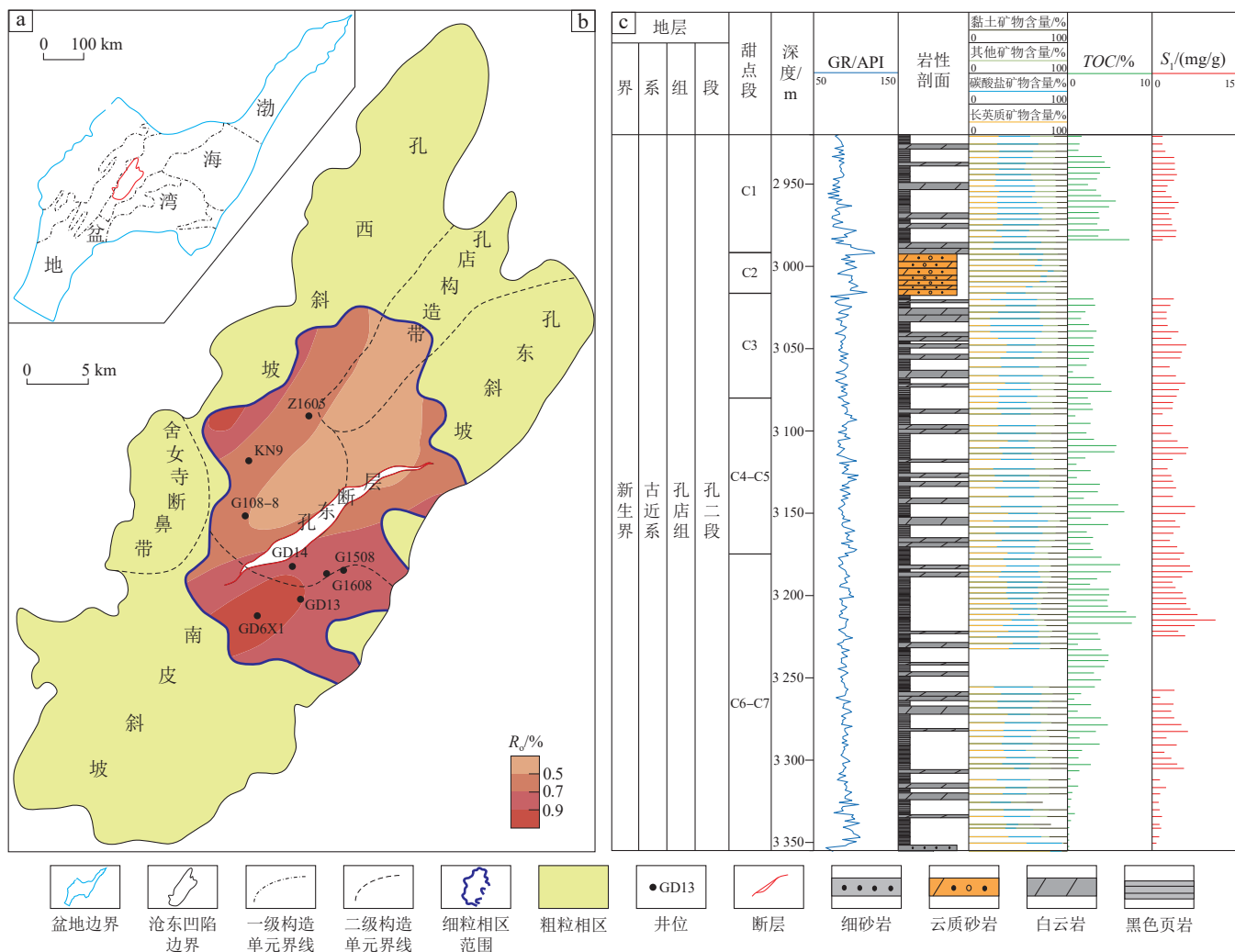


图1 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩分布(据文献[19]修改)与单井页岩油地质综合剖面

Fig. 1 Maps and composite stratigraphic column showing the shale distribution (modified after reference [19]) and single-well shale oil geology of the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. 渤海湾盆地平面展布概要与沧东凹陷位置; b. 沧东凹陷细粒沉积与热成熟度(R_o)分布; c. 孔二段页岩矿物组成与含油特征柱状图

R_o : 镜质体反射率; TOC: 总有机碳含量; S_1 : 游离烃含量

(EUR)可达 $(3 \sim 4) \times 10^4 \text{ t}^{[24-25]}$ 。相比之下,埋深较浅、地层温度较低的地区,页岩油流动性总体较差,开发效果受到制约。例如,10号平台等EUR均小于 $1 \times 10^4 \text{ t}$ 。

2 样品采集与实验方法

本次研究首先对沧东凹陷6个生产平台的15口产油井不同时间油样进行饱和烃和芳烃色谱-质谱分析(图2),以明确页岩油产出烃组分时移变化规律和生物标志物特征;其次,对凹陷内页岩油富集区的GD12井孔二段页岩样品进行薄片观察和扫描电镜分析,明确页岩岩相、孔隙结构和页岩油赋存特征,并对G995井和KN4井孔二段不同成熟度的岩心开展分步抽提、定量和饱和烃-质谱分析,明确不同成熟度页岩油的赋存状态和在孔隙中的分布特征;最后,对5号平台产油井原油进行馏分切割和流动性分析,揭示控制页岩油流动性的关键馏分。

原油全烃气相色谱分析和气相色谱-质谱分析均在大港油田勘探开发研究院完成。岩石薄片在正交偏光和紫外光下进行观察。分步溶剂抽提法具体步骤如下:①将样品粗碎为粒径 $8 \sim 10 \text{ mm}$ 的小碎块,用二氯甲烷(DCM)和甲醇(MeOH)按体积比9:1混合的溶剂抽提48 h。抽提期间,对溶剂进行不间断搅拌,并在分

离样品和抽提物溶液前进行5 min超声波振荡,此部分抽提物可认为是游离油。②对第一步抽提过的样品进行风干,进一步破碎过筛至粒径 $2 \sim 5 \text{ mm}$ 的小碎块并称重。接着,在室温下利用DCM和MeOH按体积比9:1混合的溶剂对样品进行冷抽提。分离样品和抽提物溶液前同样进行5 min超声波振荡,此部分抽提物近似认为是吸附油。③将经过前两次抽提后的岩石碎块磨碎成 $60 \sim 80$ 目(粒径为 $0.18 \sim 0.25 \text{ mm}$)的粉末,利用DCM和MeOH按体积比9:1混合的溶剂进行48 h的索氏(热)抽提,得到第三步抽提物(EOM-3),此部分抽提物近似认定为残余油。

3 结果与讨论

3.1 孔二段页岩孔隙结构特征

研究表明,孔二段页岩孔缝十分发育,以无机矿物的粒间孔和晶间孔以及部分有机质孔为主。纹层状页岩还发育层理缝,孔隙度主要介于 $1\% \sim 12\%$,孔喉直径主要介于 $10 \sim 100 \text{ nm}$,部分发育微米级大孔隙^[22-24]。沧东凹陷孔二段南、北埋深差异较大,埋深介于 $2\,600 \sim 4\,200 \text{ m}$ 。由于成岩演化和有机质转化生烃的影响,孔隙大小和体积随着埋深发生显著变化。在

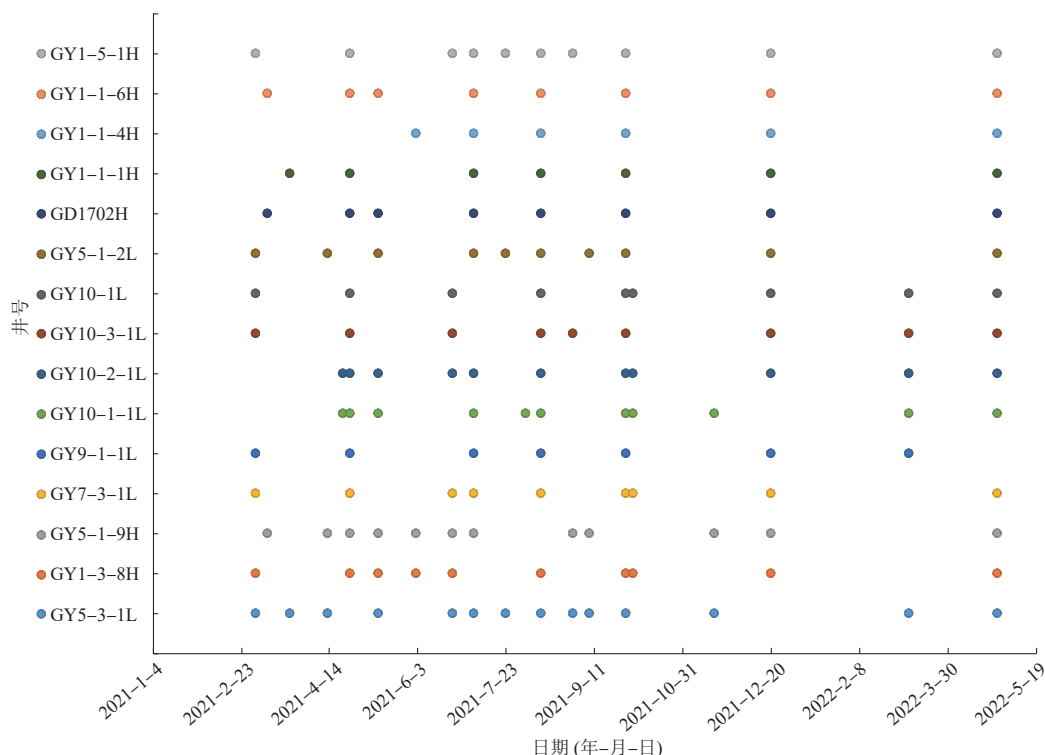


图2 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油生产平台典型井油样采样时间

Fig. 2 Sampling time of oil samples from representative shale oil wells of pads in the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

埋深小于3 000m的地区,由于长石和白云石的溶蚀增孔,以及有机质开始发生生烃转化和黏土矿物转化,孔二段页岩粒间孔和有机质孔发育,尤其是直径大于10~100 nm大孔和微米级孔较多(图3a—c),部分充填油气(图3a)。例如,G108-8井孔二段埋深介于2 940~3 010 m的页岩岩心孔隙度可达1%~11%。而当埋深超过3 800m以后,随着成岩胶结作用增强和有机质大量转化,孔隙逐渐变小,以直径介于10~100 nm的孔隙为主(图3d—f)。例如,GD12和GD14井孔二段埋深介于3 800~4 150 m的页岩岩心孔隙度主要介于1%~5%。

3.2 页岩油产出过程中地球化学变化特征

3.2.1 页岩油烃组分变化特征

前期研究指出^[9,25],孔二段页岩油在产出过程中,其烃组分构成具有周期性变化特征:生产早期,页岩油全烃色谱通常具有轻烃和中质烃两个峰;生产一段时间后,轻烃含量显著降低,以中质烃为主;之后轻烃含量再次回升,形成周期性循环。这一特征反映了地下微纳米孔隙中页岩油烃组分构成具有显著非均质性。在开发过程中,不同时期流出的页岩油来自不同烃组分的储层孔隙。某几组与流动通道关联的孔喉系统中的页岩油会先发生流动,而当可动烃流尽之后,另几组孔喉中的页岩油会在当时压差驱动下进入流动通道,继续提供可动烃,从而维持页岩油的持续流出。

此外,烃组分周期性变化也伴随着产量的变化,反映了页岩油不同烃组分混相流动的特征^[9]。不同生产

平台在同一采油时段内,页岩油烃组分变化的周期也存在差异(图4)。例如,较高成熟度的5号平台的GY5-3-1井在相同的采样时间段内,页岩油烃组分出现4个变化周期,平均日产油量可达26.6 m³;10号平台有3个变化周期,平均日产油量为10.2 m³;而7号和9号平台页岩油仅有两个变化周期,产量较低,平均分别为3.4 m³和4.7 m³。可见,产出页岩油烃组分变化频率越高,产量越高。这表明在微纳米孔隙体系下,轻烃(可动烃)补充速度越快,多组分混相流动状态越稳定,流动量越大。

3.2.2 不同埋深页岩油生物标志物特征

为进一步分析页岩埋深对页岩油成熟度的影响,对不同埋深单井产出页岩油的甾烷和藿烷分子构成进行分析。结果表明,随着流出时间的增加,页岩孔隙中流出的甾烷和藿烷含量逐渐降低,没有明显的周期性(图5)。这是因为甾烷和藿烷是多环烃类,与正构烷烃分子结构差异明显,而与芳香烃相似,烃组分流动对甾烷和藿烷含量影响较小。但在单井开发一段时间后,随着地层能量和产量的降低,甾烷和藿烷的流出量也会受到影响。

C₂₉甾烷异构化参数是表征原油成熟度的有效指标^[26]。以埋藏较深、热成熟度较高的GY5-1-9井(孔二段顶部埋深为3 713 m,页岩R_o为0.9%)为例,生产早期流出的页岩油其C₂₉甾烷异构化分子含量明显高于后期流出的页岩油(图6)。而埋深较浅、成熟度较低的GY10-1井(孔二段顶部埋深为2 939 m,页岩R_o为0.7%)则未出现明显的C₂₉甾烷异构化分子含量变化。

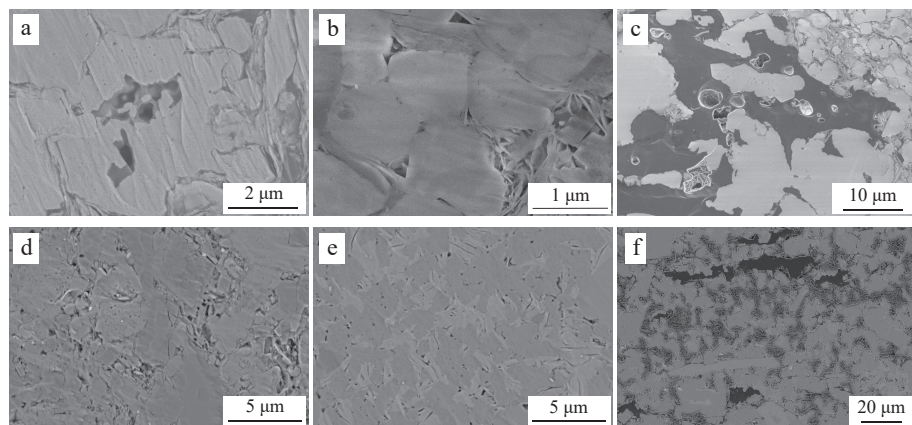


图3 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩储层孔隙扫描电镜照片

Fig. 3 Scanning electron microscope (SEM) images of pores in shale reservoirs of the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin
a. G995井,混合质页岩,粒间孔内充填部分液态烃,埋深2 897.07 m; b. G995井,白云质页岩,晶间孔,埋深2 903.17 m; c. G995井,长英质页岩,有机质孔,埋深2 888.80 m; d. GD12井,白云质页岩,粒间孔,埋深3 873.50 m; e. GD12井,长英质页岩,黏土矿物晶间孔,埋深3 878.10 m; f. GD12井,长英质页岩,粒间孔内充填烃液态烃,埋深3 878.10 m

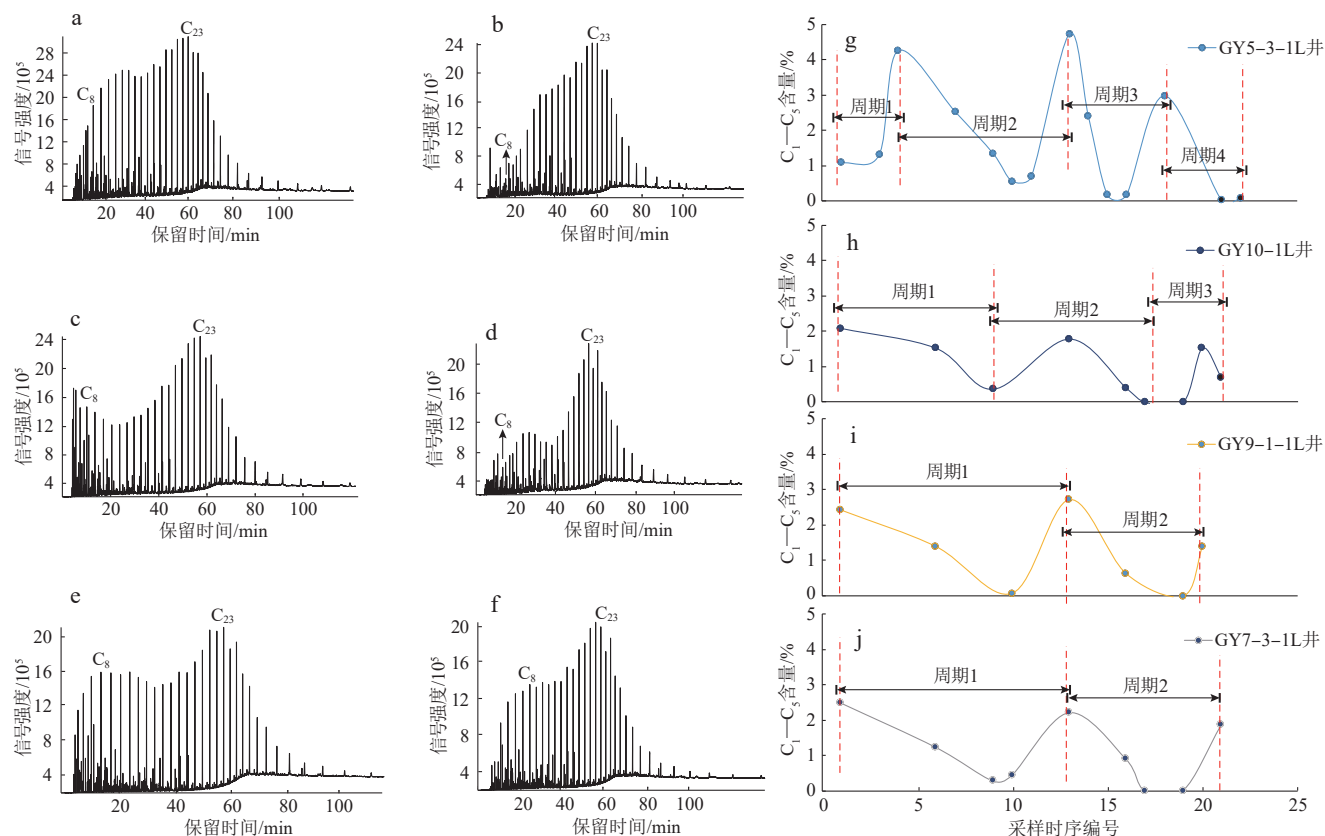


图4 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段GY5-3-1L井不同时间产出原油饱和烃气相色谱(a—f)(据参考文献[9])与不同井在同一时间段内原油烃组分时移周期特征(g—j)

Fig. 4 Characteristics of Saturated hydrocarbon gas chromatography produced at different times from GY5-3-1L well (a—f) (according to reference [9]) and time shift period characteristics of hydrocarbon components in different wells during the same time period in the E₂k² Formation (g—j), Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. 2021年3月10日; b. 2021年5月12日; c. 2021年7月23日; d. 2021年9月8日; e. 2021年9月29日; f. 2022年4月27日; g. GY5-3-1L井;

h. GY10-1L井; i. GY9-1-1L井; j. GY7-3-1L井

C₈. 正辛烷; C₂₃. 碳原子数为23的正构烷烃; C₁—C₅. 甲烷—戊烷

不同生产井流出的页岩油C₂₉甾烷异构化参数的交会图显示,低成熟度页岩油流出的甾烷成熟度参数变化较小(图6a),而高成熟度页岩油早期流出和晚期流出的甾烷成熟度参数差异明显。其中,C₂₉ααα20S/20R比值显著降低,而C₂₉αββ20R/ααα20R比值降低幅度不明显(图6b)。前人研究表明^[26],β异构化参数易受地层色层效应影响,导致开发后期流出的原油含量有所增加。

甲基菲指数(MPI)亦可反映原油成熟度的变化^[27]。对比发现,孔二段开发后期流出的页岩油MPI比早期明显降低(图6c)。此外,沧东凹陷孔二段R_o总体小于1.2%(图1),MPI不会发生倒转^[27],由此可推断开发后期流出的页岩油成熟度偏低。

伽马蜡烷含量可反映古沉积水体盐度^[28-30]。孔二段甾烷指数显示,低成熟页岩油伽马蜡烷指数较高,且C₂₇/C₂₉甾烷含量比值明显高于高成熟度页岩油(图7),

指示不同成熟度页岩油生烃母质形成环境存在差异,即不同成熟度页岩油来自于不同的生烃母质。页岩埋藏较浅时生成的低成熟度页岩油,其生烃母质主要来自于高盐度环境下发育的藻类;而随着原油成熟度增加,低盐度环境下形成的藻类开始大量生烃。值得注意的是,埋深大、成熟度较高区域的晚期流出页岩油盐度指标也相对更高,表明孔二段页岩油具有多种生油母质接力生烃的特征。

3.3 页岩油流出特征差异机制

3.3.1 不同成熟度页岩油的流出和赋存特征

上述分析表明,埋深较大、成熟度较高的1号和5号平台,生产早期流出的页岩油成熟度高,后期流出的页岩油成熟度较低。这表明,在页岩储层中,不同时期生成的页岩油并未完全混合,可能呈相对独立的赋存

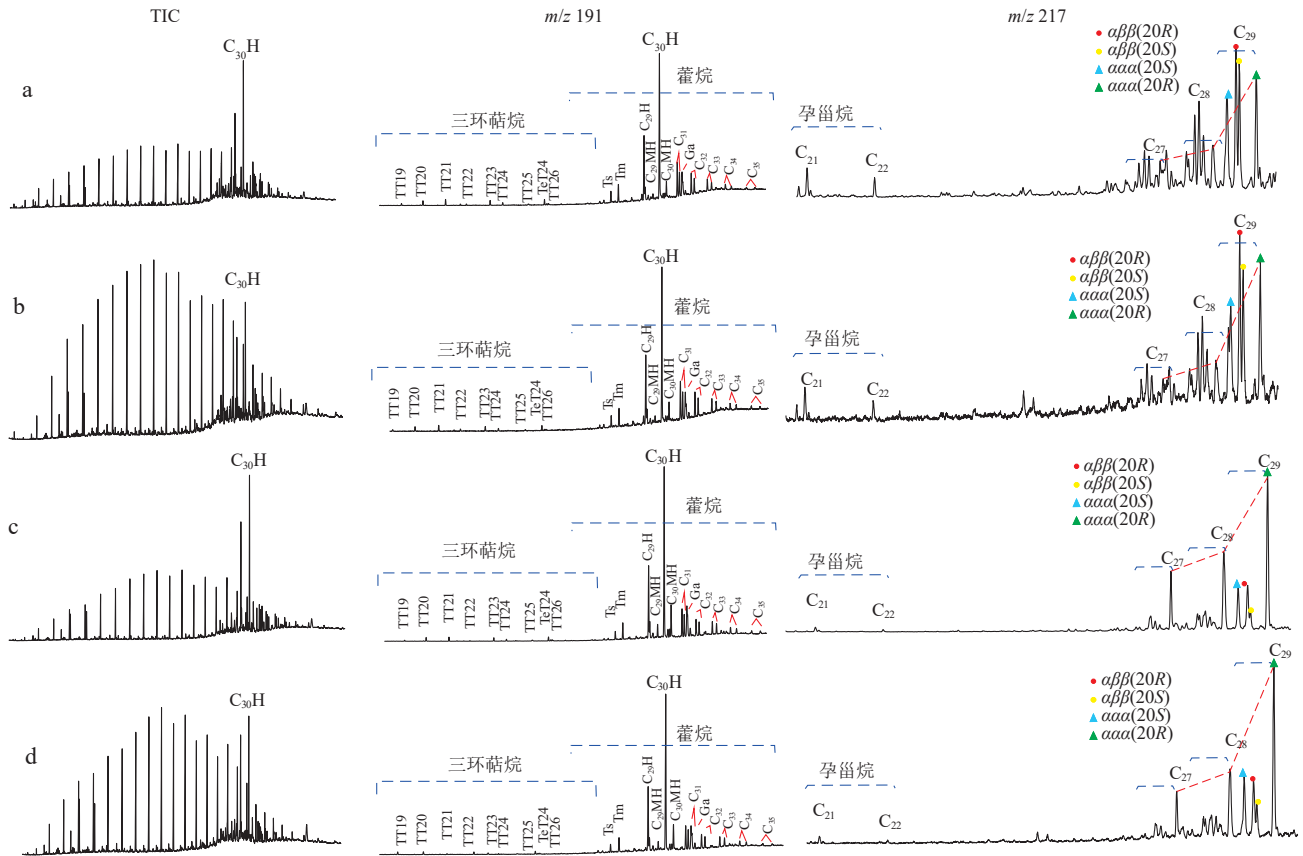


图5 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同埋深单井页岩油饱和烃气相色谱-质谱

Fig. 5 Gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS) spectra of saturated hydrocarbons in shale oil from different burial depths of the Kong 2 Member in individual wells within the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. GY5-1-9H井, 2021年4月13日产出原油, 产层中部埋深3 812 m; b. GY5-1-9H井, 2021年6月2日产出原油, 产层中部埋深3 812 m; c. GY10-1L井, 2021年3月4日产出原油, 产层中部埋深2 870 m; d. GY10-1L井, 2021年7月1日产出原油, 产层中部埋深2 870 m

$\alpha\beta\beta(20R)$, $\alpha\alpha\alpha(20R)$. C_{29} 甾烷 20R 构型的两种同分异构体; $\alpha\beta\beta(20S)$, $\alpha\alpha\alpha(20S)$. C_{29} 甾烷 20S 构型的两种同分异构体; TIC. 总离子流图; $C_{29}H$, $C_{30}H$. 碳原子数分别为 29 和 30 的藿烷; $C_{29}MH$, $C_{30}MH$. 碳原子数分别为 29 和 30 的莫烷; $C_{31}-C_{35}$. 碳原子数为 31—35 的藿烷; C_{21} , C_{22} . 碳原子数分别为 21 和 22 的甾烷; $C_{27}-C_{29}$. 碳原子数分别为 27—29 的甾烷; m/z . 质/荷比; TT19—TT26. 碳原子数为 19—26 的三环藿烷; Ts, Tm. 三降藿烷的两种同分异构体

状态。由于同分异构体间存在极性差异,含氮化合物分子可表征油气运移路径特征^[31-33]。在运移过程中,非极性化合物比极性化合物更容易运移,同理,页岩油中非极性化合物也应该能优先流出。如图7所示,低成熟度页岩油(GY10-1L井和GY10-2-1L井)随着生产时间增加,苯并[a]吡啶/苯并[c]吡啶含量比值逐渐降低,指示后期流出的页岩油极性组分逐渐增多(图8)。对于埋深大、成熟度高的页岩油(GY1-5-1H井和GY5-3-1L井),生产早期流出的高成熟页岩油随着生产时间增加极性组分逐渐增多,而生产后期流出的低成熟度页岩油极性组分并未随着生产时间增加而持续下降。这进一步反映了在高成熟度页岩中,不同成熟度页岩油赋存相互独立,并按成熟度高低的顺序先后流出。

另外,孔二段页岩油主要产烃贡献岩相为长英质页岩,通常表现为富长英质纹层与富黏土有机质纹层

互层的特征(图9a,b)。若页岩油流出的主要贡献者为富有机质纹层,则纹层内页岩油成熟度应该与生产早期流出的页岩油成熟度相当,且随时间增加,流出页岩油的成熟度基本不变。孔二段不同时期流出页岩油的成熟度周期性变化分析表明,不同成熟度的页岩油通过微运移赋存在页岩储层中,即主要赋存在与富有机质纹层相邻的长英质纹层中(图9c,d)。页岩油开发实践表明^[34],页岩大孔中的原油流动性好于小孔,因此开发过程中大孔隙内的页岩油优先流出。据此推断,孔二段早期流出的高成熟页岩油应赋存在富长英质或白云质纹层的大孔中(图3a—c),而后期流出的低成熟度页岩油则可能位于小孔或大孔的边部,或以矿物边缘的油膜形式赋存。图9b,d显示,孔二段长英质纹层中赋存的页岩油呈现蓝色和黄色两种颜色荧光。其中,蓝色荧光通常为高成熟度页岩油,主要赋存在矿

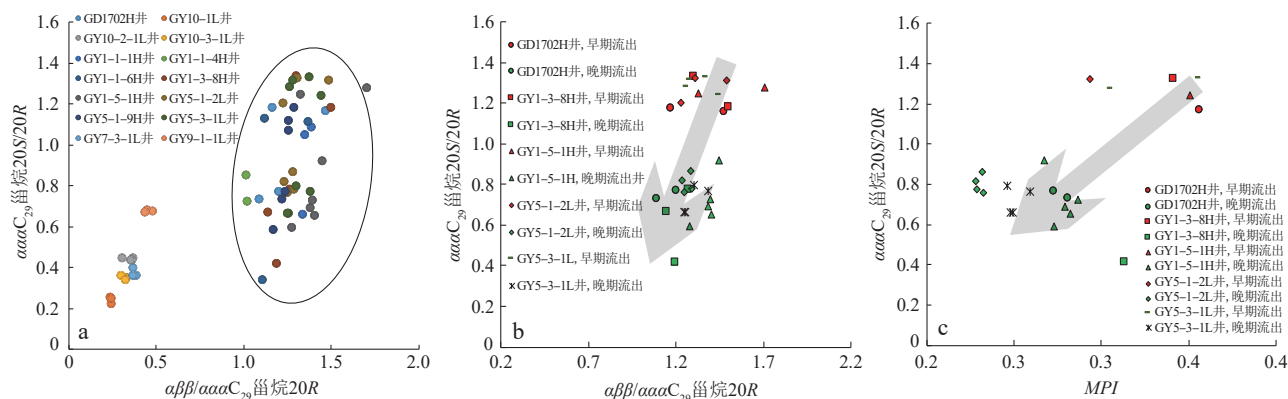


图6 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同时间流出的页岩油甾烷异构化参数和甲基菲指数交会图

Fig. 6 Cross plots of sterane isomerization parameters and methylphenanthrene index for the shale oil produced from the Kong 2 Member at different time in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. 不同生产井流出的页岩油 C_{29} 甾烷异构化参数的交会图; b. 不同生产井不同时间流出的页岩油 C_{29} 甾烷异构化参数的交会图; c. 不同生产井不同时间流出的页岩油 C_{29} 甾烷异构化参数与甲基菲指数交会图

$\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20S/20R. C_{29} 规则甾烷 20S 构型异构体与 20R 构型异构体含量总和的比值; $\alpha\beta/\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20R. C_{29} 规则甾烷 $\alpha\beta$ 构型异构体与 $\alpha\alpha$ 构型异构体含量总和的比值; MPI. 甲基菲指数
(b图和c图灰色箭头表示晚期流出的页岩油成熟度偏低。)

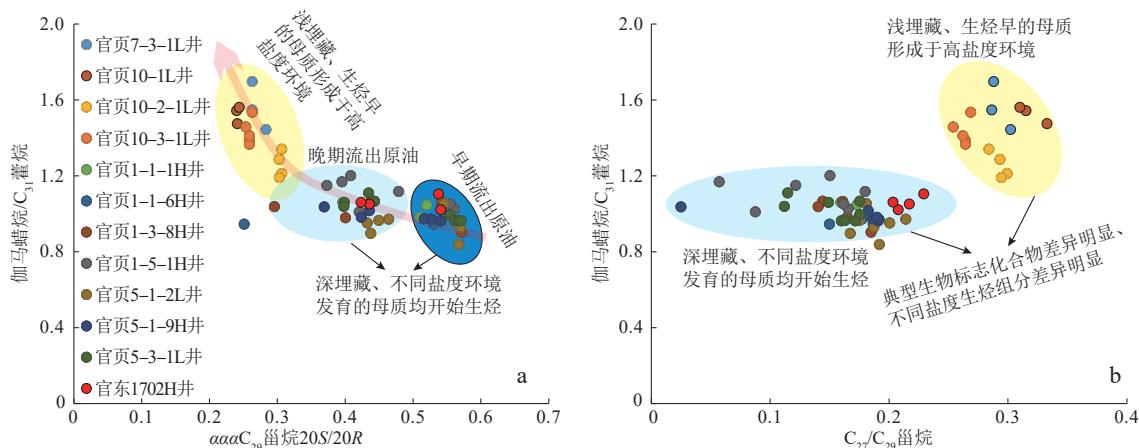


图7 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油伽马蜡烷指数与甾烷指数(a)和 C_{27}/C_{29} 甾烷含量比值交会图(b)

Fig. 7 Cross plots of the gammacerane and sterane indices (a), and C_{27}/C_{29} sterane ratios (b) for shale oil from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

$\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20S/20R. C_{29} 规则甾烷 20S 构型异构体与 20R 构型异构体含量总和的比值; C_{27}/C_{29} 甾烷. 碳原子数为 27 和 29 的规则甾烷含量比值

物溶蚀孔隙中,孔径总体较大;而黄色荧光主要赋存于小孔中或矿物颗粒的边缘。

3.3.2 分步抽提实验结果验证

分步抽提实验可用于分离页岩储层中不同尺度孔隙中的烃类^[35]。对孔二段不同成熟度页岩油开展分步抽提实验,并对抽提后的沥青质开展饱和烃与芳香烃气相色谱-质谱分析。结果表明,随着抽提进行,正构烷烃组分逐渐变重,且甾烷和萘烷含量也逐渐降低。低成熟度页岩抽提物(G995井)的伽马蜡烷指数明显要高于高成熟页岩(KN4井)(图10),与前述开发过程

中页岩油的变化特征一致(图4)。

此外,在高成熟度页岩分步抽提产物中,第三步抽提所得小孔隙中赋存的页岩油成熟度明显降低,指示低成熟度页岩油主要赋存在小孔中(图9,图10)。相比之下,低成熟页岩的抽提物中,成熟度基本保持不变。另外,不同成熟度页岩抽提物对应的古盐度也有明显差异,低成熟页岩油对应的古盐度相对较高(图11),进一步验证了前述不同生烃时期藻类贡献的差异。

3.4 页岩油微观富集模式与勘探意义

上述研究表明,在埋藏深、成熟度高(埋深 >

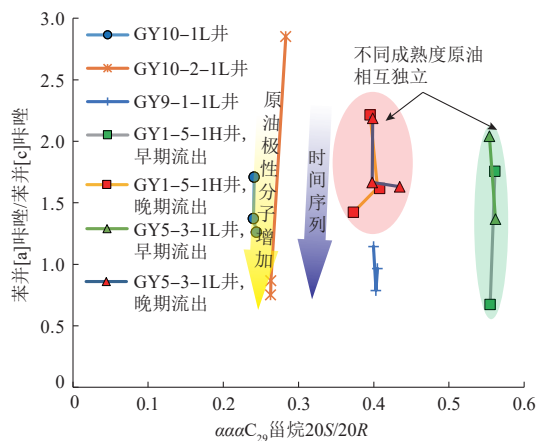


图8 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段不同成熟度页岩油含氮化合物含量与甾烷指数交会图

Fig. 8 Cross plot of the nitrogen-containing compounds and sterane index for shale oil with varying maturities from the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin
 $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷20S/20R. C_{29} 规则甾烷20S构型异构体与20R构型异构体含量总和的比值

3 500 m, $R_o > 0.80\%$)的页岩微纳米孔隙中,存在多期不同成熟度页岩油共同赋存的现象,说明沧东凹陷孔二段页岩油富集过程具有多期性特征,这与孔二段源-储组合和演化过程,以及页岩油在纵向上的微运移和充注过程密切相关。

当地层埋深较浅、有机质成熟度较低时(埋深 <

3 200 m, $0.50\% < R_o \leq 0.65\%$),页岩孔隙度较高,可达10%~20%^[22]。孔二段作为咸化湖盆,部分形成于高盐度沉积背景的有机母质在中-低熟阶段开始大量生烃转化,此时生成轻烃组分含量较高(C_{13-}/C_{14+} 烃类含量比值约为0.5),原油物性较好,容易在生烃增压作用下发生纹层尺度的微运移,进入与有机质相邻的长英质纹层中富集形成“甜点”。此埋深范围内的部分开发井页岩油获得较好的采出量,最高日产油量可达15 m³,此阶段流出的原油成熟度相对较小(密度约为0.89 g/cm³)(图12)。

随着埋深增加、热演化程度增强(埋深介于3 200~3 600 m, $0.65\% < R_o \leq 0.80\%$),有机母质早期转化的烃类已排到邻近长英质纹层中,而另一类生烃母质尚未达到大量生烃的门限,烃源层内部排烃动力不足。此阶段少量有机质生成的原油烃组分偏重(C_{13-}/C_{14+} 烃类含量比值为0.4),原油密度较大(密度约为0.91 g/cm³),同时页岩压实作用增强,孔、渗显著降低,烃类运移阻力增大。因此,该阶段页岩油难以向邻近储集纹层发生大量运移,导致页岩中滞留烃含量较低,页岩油单井产量也相应偏低,平均日产油量介于5~8 m³。

当埋深和热演化程度持续增加(埋深 > 3 600 m, $R_o > 0.8\%$),另一类生烃母质开始大量生烃,原油物性和烃组分得到改善。在较高的源-储压差下,后期生

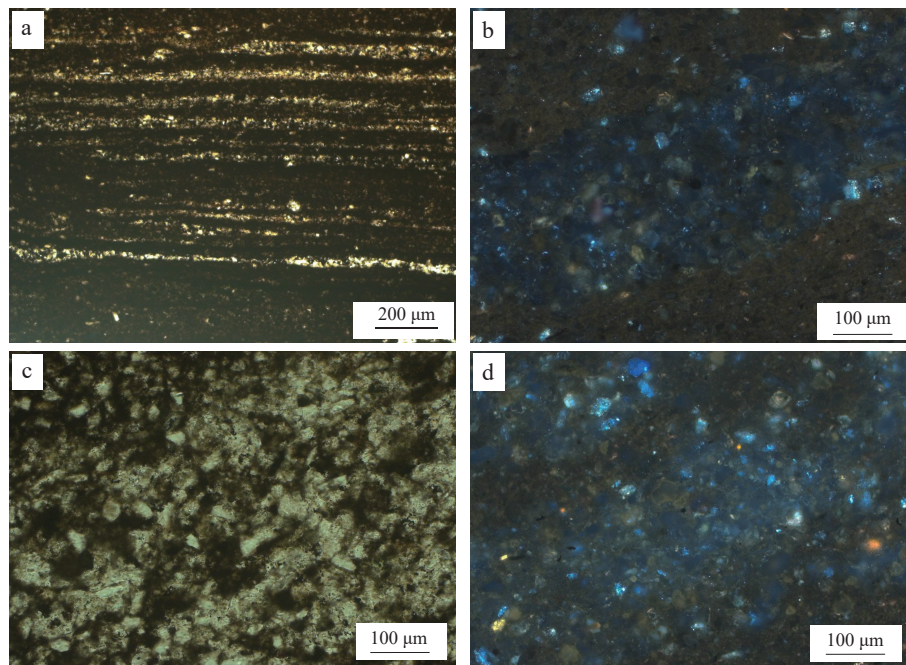


图9 渤海湾盆地沧东凹陷GD12井孔二段长英质纹层页岩储层样品普通薄片显微照片

Fig. 9 The thin section micrograph of felsic laminated shale reservoir in the E_2k^2 formation of well GD12, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin
 a. 亮色长英质与暗色黏土质页岩纹层,埋深3 883.0 m,单偏光; b. 长英质蓝色荧光与黏土质暗色荧光间互,埋深3 879.6 m,荧光; c. 长英质纹层,埋深3 878.0 m,单偏光; d. 长英质纹层中黄色荧光代表低成熟度烃类、蓝色荧光代表高成熟度烃类,埋深3 878.0 m,荧光

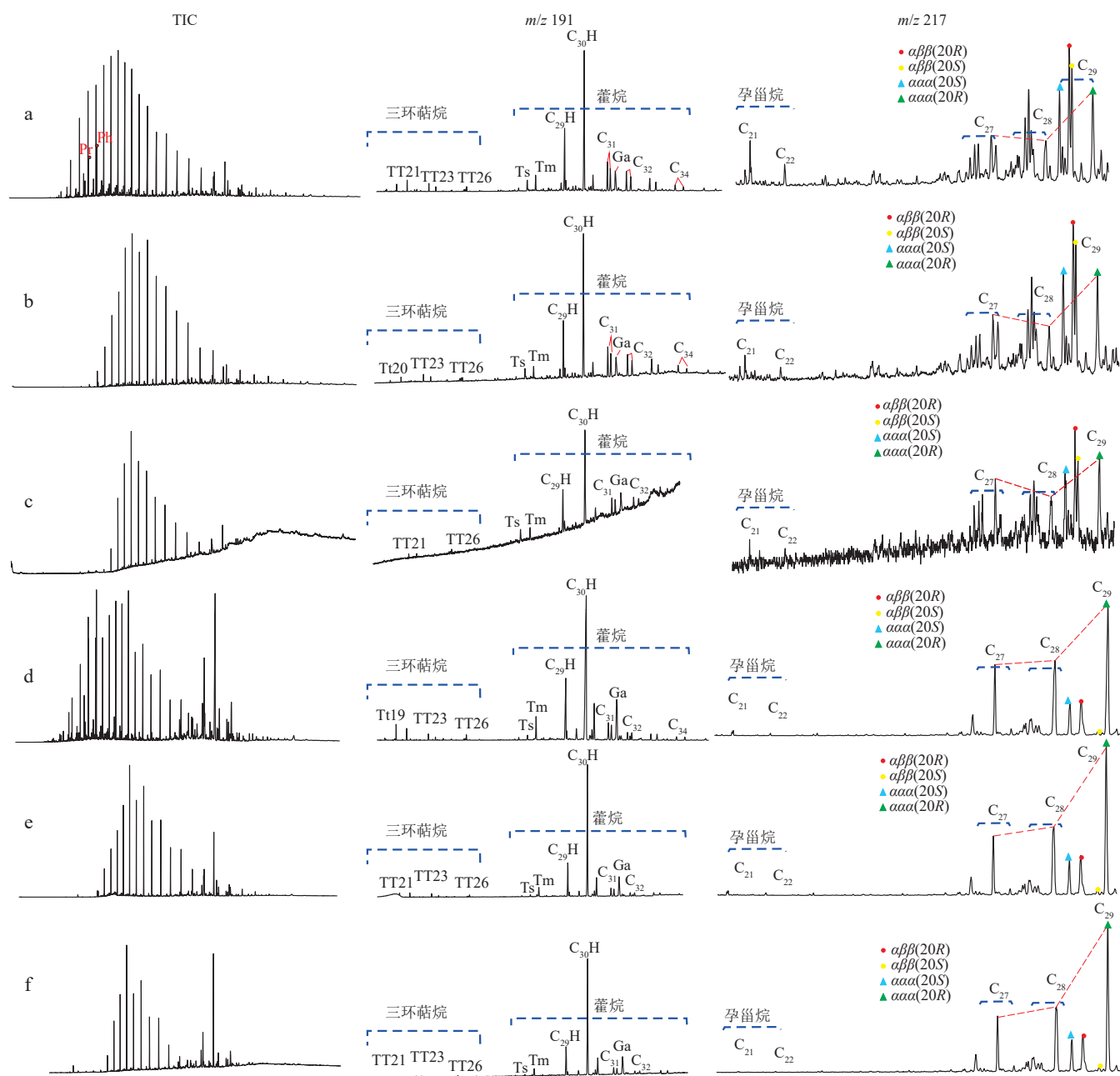


图10 渤海湾盆地沧东凹陷KN4井和G995井孔二段页岩分步抽提物饱和烃与芳香烃气相色谱-质谱

Fig. 10 GC-MS spectra of saturated and aromatic hydrocarbons in stepwise extracts from shales of the Kong 2 Member in wells KN4 and G995, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. KN4井,第一次抽提物; b. KN4井,第二次抽提物; c. KN4井,第三次抽提物; d. G995井,第一次抽提物; e. G995井,第二次抽提物; f. G995井,第三次抽提物

$\alpha\beta\beta(20R)$, $\alpha\alpha\alpha(20R)$. C_{29} 甾烷 20R 构型的两种同分异构体; $\alpha\beta\beta(20S)$, $\alpha\alpha\alpha(20S)$. C_{29} 甾烷 20S 构型的两种同分异构体; TIC. 总离子流图; $C_{29}H$, $C_{30}H$. 碳原子数分别为 29 和 30 的藿烷; $C_{29}MH$, $C_{30}MH$. 碳原子数分别为 29 和 30 的莫烷; $C_{31}-C_{35}$. 碳原子数为 31—35 的藿烷; C_{21} , C_{22} . 碳原子数分别为 21 和 22 的孕甾烷; $C_{27}-C_{29}$. 碳原子数分别为 27—29 的甾烷; m/z . 质/荷比; TT19—TT26. 碳原子数为 19—26 的三环萜烷; Ts, Tm. 三降藿烷的两种同分异构体

成的轻质油主要进入储层中易流动的大孔中,而早期进入储层的原油主要赋存于大孔边缘和小孔中,从而形成不同成熟度页岩油共同富集的格局(图12)。

通过以上研究发现,咸化湖盆因具备早生烃与多期生烃的特征^[6,36-37],成藏富集表现出多期性。页岩油

在地下微纳米孔隙中的分布和流动性亦存在显著非均质性。这种非均质性对页岩油的流出过程具有重要影响:①不同烃组分的页岩油呈周期性流动,有助于形成良好的组分流动。轻烃组分在流出的过程中可以与重烃和非烃组分形成混相,从而更有效地推动重烃组分

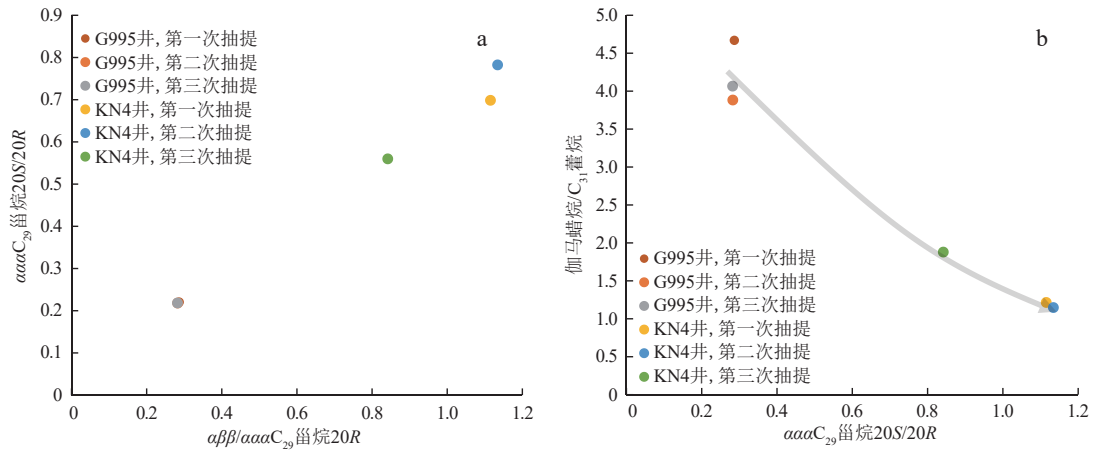


图 11 渤海湾盆地沧东凹陷 KN4 井和 G995 井孔二段页岩分步抽提物 C_{29} 甾烷异构化参数间关系及伽马蜡烷指数与甾烷指数关系
Fig. 11 Cross plots of the gammacerane and sterane indices of stepwise extracts from shales of the Kong 2 Member in wells KN4 and G995, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

a. C_{29} 甾烷异构化参数交会图; b. 伽马蜡烷含量与 C_{29} 甾烷异构化参数交会图

$\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20S/20R. C_{29} 规则甾烷 20S 构型异构体与 20R 构型异构体含量总和的比值; $\alpha\beta/\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 20R. C_{29} 规则甾烷 $\alpha\beta$ 构型异构体含量与 $\alpha\alpha$ 构型异构体总和的比值

(b 图灰色箭头表示随着成熟度增加,生油母质形成的盐度降低。)

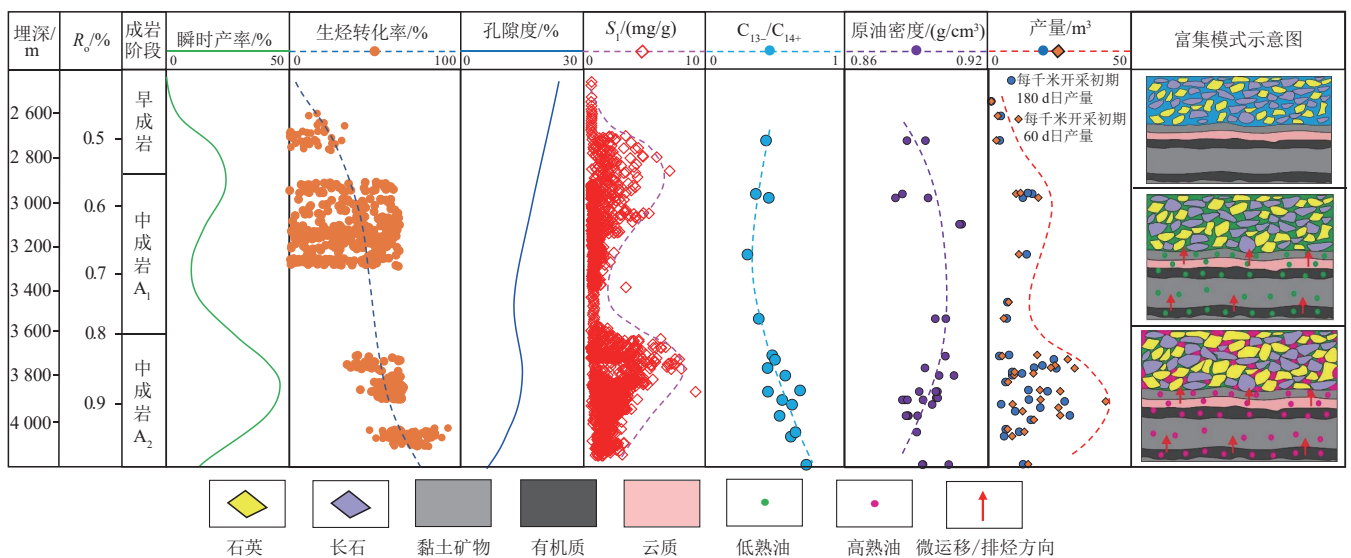


图 12 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油生烃、孔隙演化、地球化学特征、产量与富集模式综合图

Fig. 12 Comprehensive diagram illustrating hydrocarbon generation, pore evolution, geochemical characteristics, production, and enrichment pattern for shale oil in the Kong 2 Member, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

R_o . 镜质体反射率; S_1 . 游离烃含量; C_{13-}/C_{14+} . 轻/重烃组分含量比

从微纳米孔隙中排出,提高总流出量。②前人通过分步抽提和核磁共振等方法来定量评价页岩油可动量,普遍认为页岩小孔中以吸附油为主,可动性较差。然而,基于开发实践与分步抽提实验认识,发现在埋深较大、成熟度较高的地区,小孔中赋存的低熟油在生产过程中同样可以流出地层,从而提高EUR和经济性。因此,在页岩油可动烃和甜点评价时,需要综合这一特征进行科学、准确的评价。

4 结论

- 1) 页岩油烃组分构成在开发过程中呈周期性变化特征,变化频率越高,轻烃(可动烃)补充越快,多组分烃混相流动状态越稳定,流动量越大。
- 2) 较大埋深页岩油生产早期流出的烃类成熟度高,后期流出的烃类成熟度低,指示不同时期流出页岩

油在微纳米孔隙中呈独立赋存而未混合,较低成熟度页岩油开发过程中未出现成熟度分异现象。

3) 高成熟度烃类主要赋存在长英质纹层中的微米大孔中,低成熟度烃类主要赋存于纳米级小孔中,分步抽提实验进一步证实了这一认识。

4) 咸化湖盆由于存在早生烃和多期生烃的特征,其成藏富集过程存在多期性,导致不同烃组分的页岩油在地下微纳米孔隙中共同赋存的特征,可促使页岩油在开发过程中形成良好的组分流动,获得较高的流出量;小孔中的低熟油在生产后期同样可以流出地层,从而提高页岩油的单井EUR和经济性,这对于可动烃富集和甜点评价具有重要的指导意义。

致谢:本文在研究与撰写过程中,大港油田研究院提供了相关样品和参考资料,在此致以衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] 赵文智,刘伟,卞从胜,等. 保存条件对陆相中高熟页岩油富集与流动性保持的作用[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 1-14.
ZHAO Wenzhi, LIU Wei, BIAN Congsheng, et al. Role of preservation conditions on enrichment and fluidity maintenance of medium to high maturity lacustrine shale oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 1-14.
- [2] 赵喆,白斌,刘畅,等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [3] 孙龙德,王小军,冯子辉,等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350-1365.
SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [4] 胡素云,白斌,陶士振,等. 中国陆相中高成熟度页岩油非均质地质条件与差异富集特征[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 224-237.
HU Suyun, BAI Bin, TAO Shizhen, et al. Heterogeneous geological conditions and differential enrichment of medium and high maturity continental shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(2): 224-237.
- [5] 赵文智,胡素云,侯连华,等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.
- [6] 赵文智,卞从胜,蒲秀刚,等. 中国典型咸化湖盆页岩油富集与流动特征及在“甜点”评价中的意义[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 25-37.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, PU Xiugang, et al. Enrichment and flow characteristics of shale oil in typical salinized lake basins in China and its significance for “sweet spot” evaluation [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 25-37.
- [7] 唐勇,何文军,姜懿洋,等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相页岩油气富集条件与勘探方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 125-143.
TANG Yong, HE Wenjun, JIANG Yiyang, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Permian saline lacustrine shale oil and gas in Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 125-143.
- [8] 尹嘉,邹才能,吴松涛,等. 咸化湖盆优质烃源岩发育机制与页岩油富集过程: 以柴达木盆地地下干柴沟组上段为例[J]. 地球科学, 2025, 50(7): 2875-2898.
YIN Jia, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Development mechanism of high-quality source rock and enrichment processes of shale oil in saline lacustrine basin: A case study of upper member of Lower Ganchaigou Formation, Qaidam Basin [J]. Earth Science, 2025, 50(7): 2875-2898.
- [9] 赵文智,卞从胜,李永新,等. 陆相中高成熟页岩油“组分流动”条件及其在提高页岩油产量中的作用[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 720-730.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. “Component flow” conditions and its effects on enhancing production of continental medium-to-high maturity shale oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 720-730.
- [10] 李明,王民,张金友,等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
LI Ming, WANG Min, ZHANG Jinyou, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China's typical basins and its implications [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [11] 王民,马睿,李进步,等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 789-802.
WANG Min, MA Rui, LI Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 789-802.
- [12] 董明哲,李亚军,桑茜,等. 页岩油流动的储层条件和机理[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 636-644.
DONG Mingzhe, LI Yajun, SANG Qian, et al. Reservoir

- conditions and mechanism of shale oil flow [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 636-644.
- [13] 张一帆, 扈克来, 操应长, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7³油层亚组页岩岩相及页岩油差异赋存与微观运聚特征[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(5): 1536-1553.
- ZHANG Yifan, XI Kelai, CAO Yingchang, et al. Shale lithofacies, differential shale oil occurrence and its microscopic migration and accumulation features in the 3rd sub-group of the 7th oil group of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(5): 1536-1553.
- [14] 王剑, 周路, 靳军, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层孔隙结构、烃类赋存及其与可动性关系[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(6): 941-948.
- WANG Jian, ZHOU Lu, JIN Jun, et al. Pore structure, hydrocarbon occurrence and their relationship with shale oil production in Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43 (6): 941-948.
- [15] 孙彪, 刘小平, 赵贤正, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段纹层状页岩地层孔隙热压生-排烃模拟及其页岩油地质意义[J/OL]. *石油与天然气地质*: 1-18 [2025-11-10]. <https://link.cnki.net/urlid/11.4820.TE.20251105.1631.002>.
- SUN Biao, LIU Xiaoping, ZHAO Xianzheng, et al. Formation porosity thermocompression simulations of hydrocarbon generation and expulsion of lamellar shales and their geological implications for shale oil exploration in the 2nd member of Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J/OL]. *Oil & Gas Geology*: 1-18 [2025-11-10]. <https://link.cnki.net/urlid/11.4820.TE.20251105.1631.002>.
- [16] 柳波, 蒙启安, 付晓飞, 等. 松辽盆地白垩系青山口组一段页岩生、排烃组分特征及页岩油相态演化[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 406-419.
- LIU Bo, MENG Qi'an, FU Xiaofei, et al. Composition of generated and expelled hydrocarbons and phase evolution of shale oil in the 1st member of Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 406-419.
- [17] 刘惠民, 包友书, 黎茂稳, 等. 页岩油富集可动性地球化学评价参数探讨——以威利斯顿盆地 Bakken 组和渤海湾盆地济阳坳陷古近系沙河街组页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(3): 622-636.
- LIU Huimin, BAO Youshu, LI Maowen, et al. Geochemical parameters for evaluating shale oil enrichment and mobility: A case study of shales in the Bakken Formation, Williston Basin and the Shahejie Formation, Jiyang Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(3): 622-636.
- [18] 金之钧, 曹琰, 张虹, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油甜点主控因素研究与实践[J]. *新疆石油地质*, 2025, 46(6): 647-658.
- JIN Zhijun, CAO Yan, ZHANG Hong, et al. Main controlling factors and development practice of Shale Oil Sweet Spots in the Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2025, 46(6): 647-658.
- [19] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论技术与实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(3): 616-626.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: A case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(3): 616-626.
- [20] 周立宏, 陈长伟, 孙统, 等. 渤海湾盆地沧东深凹区沧探1井古近系孔二段重大突破与勘探意义[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(2): 16-29.
- ZHOU Lihong, CHEN Changwei, SUN Tong, et al. A major discovery in the second member of the Paleogene Kongdian Formation in Well Cangtan1 in Cangdong deep subsag area in Bohai Bay Basin and its exploration significance [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(2): 16-29.
- [21] 赵贤正, 蒲秀刚, 罗群, 等. 陆相断陷盆地全油气系统圈层结构与油气有序成藏——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔二段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(3): 526-536.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, LUO Qun, et al. Circle structure and orderly hydrocarbon accumulation of whole petroleum system in a continental fault basin: A case study of Kong-2 member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(3): 526-536.
- [22] 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 777-786.
- HAN Wenzhong, ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, et al. Sweet spots evaluation and exploration of lacustrine shale oil of the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 777-786.
- [23] 解德录, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 沧东凹陷深湖亚相纹层状页岩成因及页岩油可动性影响因素[J]. *石油学报*, 2024, 45(5): 804-816.
- XIE Delu, ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, et al. Genesis of deep lacustrine subfacies laminated shale and influence factors on shale oil mobility in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(5): 804-816.
- [24] 韩文中. 沧东凹陷孔二段页岩油富集特征与控制因素[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2022: 1-150.
- HAN Wenzhong. Shale oil enrichment characteristics and controlling factors from the second member of Kongdian Formation in Cangdong Sag [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2022: 1-150.
- [25] XIN Bixiao, ZHAO Xianzheng, HAO Fang, et al. Laminar

- characteristics of lacustrine shales from the Paleogene Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China: Why do laminated shales have better reservoir physical properties? [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 260: 104056.
- [26] SEIFERT W K, MOLDOWAN J M. Use of biological markers in petroleum exploration [Z]. In: JOHNS R B. *Methods in Geochemistry and Geophysics*, 1986, 24: 261–290.
- [27] MOLDOWAN J M, DAHL J, HUIZINGA B J, et al. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms [J]. *Science*, 1994, 265(5173): 768–771.
- [28] SINNINGHE DAMSTÉ J S, KENIG F, KOOPMANS M P, et al. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59 (9): 1895–1900.
- [29] BOHACS K M, CARROLL A R, NEAL J E, et al. Lake-basin type, source potential, and hydrocarbon character: An integrated sequence-stratigraphic-geochemical framework [M]//GIERLOWSKI-KORDESCH E H, KELTS K R. *Lake Basins Through Space and Time*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000: 3–34.
- [30] HOLBA A G, DZOU L I, WOOD G D, et al. Application of tetracyclic polyprenoids as indicators of input from fresh-brackish water environments [J]. *Organic Geochemistry*, 2003, 34 (3): 441–469.
- [31] 王铁冠, 李素梅, 张爱云, 等. 应用含氮化合物探讨新疆轮南油田油气运移[J]. *地质学报*, 2000, 74(1): 85–93.
- WANG Tieguan, LI Sumei, ZHANG Aiyun, et al. A discussion on petroleum migration in the Lunnan Oilfield of Xinjiang based on nitrogen compounds [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2000, 74 (1): 85–93.
- [32] 刘洛夫, 徐新德, 毛东风, 等. 卟啉类化合物在油气运移研究中的应用初探[J]. *科学通报*, 1997, 42(4): 420–423.
- LIU Luofu, XU Xinde, MAO Dongfeng, et al. Application of carbazole compounds in study of hydrocarbon migration [J]. *Chinese Science Bulletin*, 1997, 42(4): 420–423.
- [33] 王传远, 段毅, 杜建国, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组原油中性含氮化合物的分布特征及油气运移[J]. *油气地质与采收率*, 2009, 16(3): 7–10.
- WANG Chuanyuan, DUAN Yi, DU Jianguo, et al. Neutral nitrogen compounds distribution and petroleum migration of Yanchang Formation, Triassic system, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2009, 16(3): 7–10.
- [34] ZHANG Hong, HUANG Haiping, LI Zheng, et al. Oil physical status in lacustrine shale reservoirs—A case study on Eocene Shahejie Formation shales, Dongying Depression, East China [J]. *Fuel*, 2019, 257: 116027.
- [35] 陈小慧, 张敏. 含油页岩不同极性试剂连续抽提物饱和烃组成特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(3): 168–174.
- CHEN Xiaohui, ZHANG Min. Composition characteristics of the saturated hydrocarbon of the sequential extracts from the oil-bearing shales with different polarity reagents [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36 (3): 168–174.
- [36] 刘诗局, 高岗, 靳军, 等. 咸化湖相富含层状藻与结构藻烃源岩的成烃特征新探与意义[J]. *地质学报*, 2023, 97(3): 879–887.
- LIU Shiju, GAO Gang, JIN Jun, et al. Significance of hydrocarbon generation characteristics of source rock samples dominated by telalginite and lamalginite in saline lacustrine sediments [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(3): 879–887.
- [37] 刘惠民, 李军亮, 刘鹏, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集条件与勘探战略方向[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1717–1729.
- LIU Huimin, LI Junliang, LIU Peng, et al. Enrichment conditions and strategic exploration direction of Paleogene shale oil in Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1717–1729.

(编辑 王 迪)