

准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩生气潜力及天然气勘探意义

冯德浩^{1,2}, 刘成林^{1,2}, 杨海波³, 韩 杨³, 杨小艺^{1,2}, 苏加佳^{1,2}, 李国雄^{1,2}, 张景坤^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油 新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000]

摘要:中二叠统咸化湖相页岩是准噶尔盆地东部最重要的烃源岩, 研究其生气潜力及成藏贡献对油气勘探具有重要的意义。根据近年来新钻井的录井、岩石学、有机地球化学、半开放体系热模拟实验及天然气地球化学分析数据, 系统评价了中二叠统咸化湖相烃源岩的生气潜力, 研究了天然气成因和来源, 提出了有利的天然气勘探领域。研究表明: ①东道海子凹陷中二叠统咸化湖相烃源岩厚度自边缘向凹陷中心逐渐增大, 凹陷中部厚度普遍超过350 m, 最厚可达600 m。阜康凹陷存在2个中二叠统咸化湖相烃源岩厚度高值区, 其中东北缘烃源岩厚度主要为200~250 m, 中南部烃源岩厚度超过400 m。阜康凹陷和东道海子凹陷中二叠统咸化湖相烃源岩以中等—极好烃源岩为主, 发育倾油型生烃母质, 具有厚度大、滞留烃含量高、普遍达到生气窗的特点, 具备规模生气潜力。②准噶尔盆地东部发现来自于咸化湖相烃源岩生成的油型气, 主要分布在阜康凹陷、东道海子凹陷和阜康断裂带, 克拉美丽气田和彩南油气田煤型气也混有中二叠统生成的油型气。③阜康凹陷和东道海子凹陷超深层是油型气勘探的有利地区, 主要包括源外常规气、源内致密气和源内页岩气3个有利的天然气勘探领域。

关键词:烃源岩; 生气潜力; 油型气; 页岩; 中二叠统; 咸化湖盆; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Gas-generating potential of the Middle Permian saline lacustrine source rocks and significance for natural gas exploration in the eastern Junggar Basin

FENG Dehao^{1,2}, LIU Chenglin^{1,2}, YANG Haibo³, HAN Yang³, YANG Xiaoyi^{1,2}, SU Jiajia^{1,2}, LI Guoxiong^{1,2}, ZHANG Jingkun^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China]

Abstract: The Middle Permian saline lacustrine shales are identified as the most significant source rocks in the eastern Junggar Basin. Investigating their gas-generating potential and contribution to gas accumulation holds great significance for hydrocarbon exploration. Based on logs of wells newly drilled in recent years, as well as data from petrology, organic geochemistry, semi-open pyrolysis simulation experiments, and natural gas geochemical analysis, we systematically evaluate the gas-generating potential of the Middle Permian saline lacustrine source rocks, clarify the origin of natural gas from within, and delineate favorable targets for natural gas exploration. The results indicate that in the Dongdaohaizi Sag, the thickness of the Middle Permian saline lacustrine source rocks increases gradually from its margin to center, generally exceeding 350 m and reaching a maximum of 600 m at the center. In the Fukang Sag, two zones of thick Middle Permian saline lacustrine source rocks are determined, namely the northeastern margin and the south-central portion, where the source rock thicknesses primarily range from 200 to 250 m and exceed 400 m, respectively. The Middle Permian saline lacustrine source rocks in both sags principally exhibit medium to excellent quality, with oil-prone kerogen widely developed which is characterized by considerable thicknesses, high contents of retained hydrocarbons, and generally

收稿日期: 2024-05-14; 修回日期: 2024-07-19。

第一作者简介: 冯德浩(1997—), 男, 博士研究生, 咸化湖盆成烃、成储和成藏。E-mail: apparatus_z@126.com。

通信作者简介: 刘成林(1970—), 男, 博士、教授, 油气地球化学与资源评价。E-mail: liucl@cup.edu.cn。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2023YQX201)。

entering the gas window stage. All these suggest the potential for large-scale gas generation. The petroliferous gas generated by the Middle Permian saline lacustrine source rocks has been discovered in the eastern Junggar Basin, distributed primarily in the Fukang Sag, Dongdaohaizi Sag, and the Fukang fault zone. Besides, the petroliferous gas generated from the Middle Permian source rocks is also found mixed with the coal-derived gas in the Kelameili gas field and the Cainan oil and gas field. The ultra-deep reservoirs in the Fukang and Dongdaohaizi sags in the eastern Junggar Basin are favorable for the exploration of petroliferous gas, which can be divided into three favorable gas exploration zones: conventional gas outside source rocks, tight gas inside source rocks, and shale gas inside source rocks.

Key words: source rock, gas-generating potential, petroliferous gas, shale, Middle Permian, saline lacustrine basin, Junggar Basin

引用格式:冯德浩,刘成林,杨海波,等.准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩生气潜力及天然气勘探意义[J].石油与天然气地质,2024,45(5):1289-1304. DOI:10.11743/ogg20240507.

FENG Dehao, LIU Chenglin, YANG Haibo, et al. Gas-generating potential of the Middle Permian saline lacustrine source rocks and significance for natural gas exploration in the eastern Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1289-1304. DOI: 10.11743/ogg20240507.

在咸化湖泊中,水体盐度增大会导致藻类勃发和盐度分层,常形成缺氧环境,而腐泥型烃源岩易在缺氧环境下沉积^[1]。这类烃源岩以长链烃构成的Ⅰ-Ⅱ型富氢干酪根为主,倾向于生油^[1-2]。在经典的生烃模式中,Ⅰ-Ⅱ型干酪根以大量生油为主,并且存在少量干酪根裂解气;液态烃和干酪根的热裂解均主要发生在气窗阶段,并且原油的热裂解程度大于干酪根^[3]。腐泥型烃源岩干酪根裂解气和原油裂解气贡献比约为1:4^[4]。咸化湖相烃源岩在中国广泛发育,例如柴达木盆地地下干柴沟组上段、江汉盆地潜江组、准噶尔盆地风城组和芦苇沟组、南襄盆地核桃园组及渤海湾盆地沙河街组等^[5-10]。咸化湖盆实际油气勘探过程中也主要以发现油藏为主,气藏发现较少^[10-11]。在咸化湖盆中大量的石油资源被发现后,人们逐渐将研究重心转向天然气资源潜力的评价^[10-13]。随着陆相咸化湖盆油气勘探的重心逐渐向深层、凹陷近源区岩性油气藏和非常规油气藏转变,越来越多的探井钻揭了凝析油气和天然气层^[13-15]。因此,在咸化湖盆中寻找规模气藏具有理论和现实意义,也是未来重要的勘探方向^[10-11]。

准噶尔盆地发育多个咸化富烃凹陷,并且围绕富烃凹陷二叠系烃源岩的石油勘探取得了巨大的成功。然而探明天然气地质储量仅为 $1\,933\times 10^8\text{ m}^3$,仍处于勘探早期阶段^[10]。已发现天然气主要为盆地东部和南部的煤型气,例如以石炭系烃源岩为气源的克拉美丽气田和五彩湾气田、以侏罗系煤系烃源岩为气源的玛河气田和呼图壁气田等^[16-18]。然而,以风城组和芦苇沟组咸化湖相腐泥型烃源岩为气源的气藏发现较少,仅发现了一些小型气藏和出气井位^[19-20]。近年来,盆地凹陷区成6井和风云1井等探井在二叠系钻揭了新的天然气层^[13-14]。同时,一些天然气地球化学证据指

示了腐泥型烃源岩的贡献,预示着准噶尔盆地存在新的天然气勘探领域^[17-22]。

中二叠统(芦苇沟组、平地泉组)是准噶尔盆地东部(以下简称准东)最重要的一套烃源岩,在阜康、东道海子、吉木萨尔、石树沟和博格达山前等区域广泛分布。前期对中二叠统烃源岩研究主要集中在生油潜力和页岩油富集模式等^[23-27],对其生气潜力及生气贡献研究较少。前人基于密闭体系黄金管实验获取了芦苇沟组烃源岩的天然气产率曲线^[28-29]。但是由于密闭体系下产物无法及时排出,使得天然气产率与地质实际不完全符合^[30-31]。因此,本文在充分调研前人研究成果的基础上,结合烃源岩岩石学、有机地球化学、有机岩石学、半开放体系热模拟、天然气组分及其同位素组成等技术手段,揭示了中二叠统咸化湖相烃源岩的生气潜力,明确了已发现天然气中中二叠统咸化湖相烃源岩的贡献,并指出了有利的天然气勘探方向。

1 区域地质概况

准噶尔盆地是中国西北部的一个大型叠合含油气盆地。盆地位于哈萨克斯坦板块东部,三面被西准噶尔褶皱造山带、阿尔泰褶皱造山带、东准噶尔褶皱造山带和北天山褶皱造山带等古生代褶皱带所围限^[32]。受控于基底形态和后期构造活动,准噶尔盆地被划分为乌伦古坳陷、陆梁隆起、东部隆起、中央坳陷、西部隆起和北天山山前冲断带6个一级构造单元。本文研究范围主要包括中央坳陷东部、陆梁隆起东南部、东部隆起西部以及北天山山前冲断带东段(图1a)。研究区构造格局呈凸起和凹陷相间分布的特征(图1b)。研究区西北部为克拉美丽山,南部与博格达山相邻。沉积地层自下而

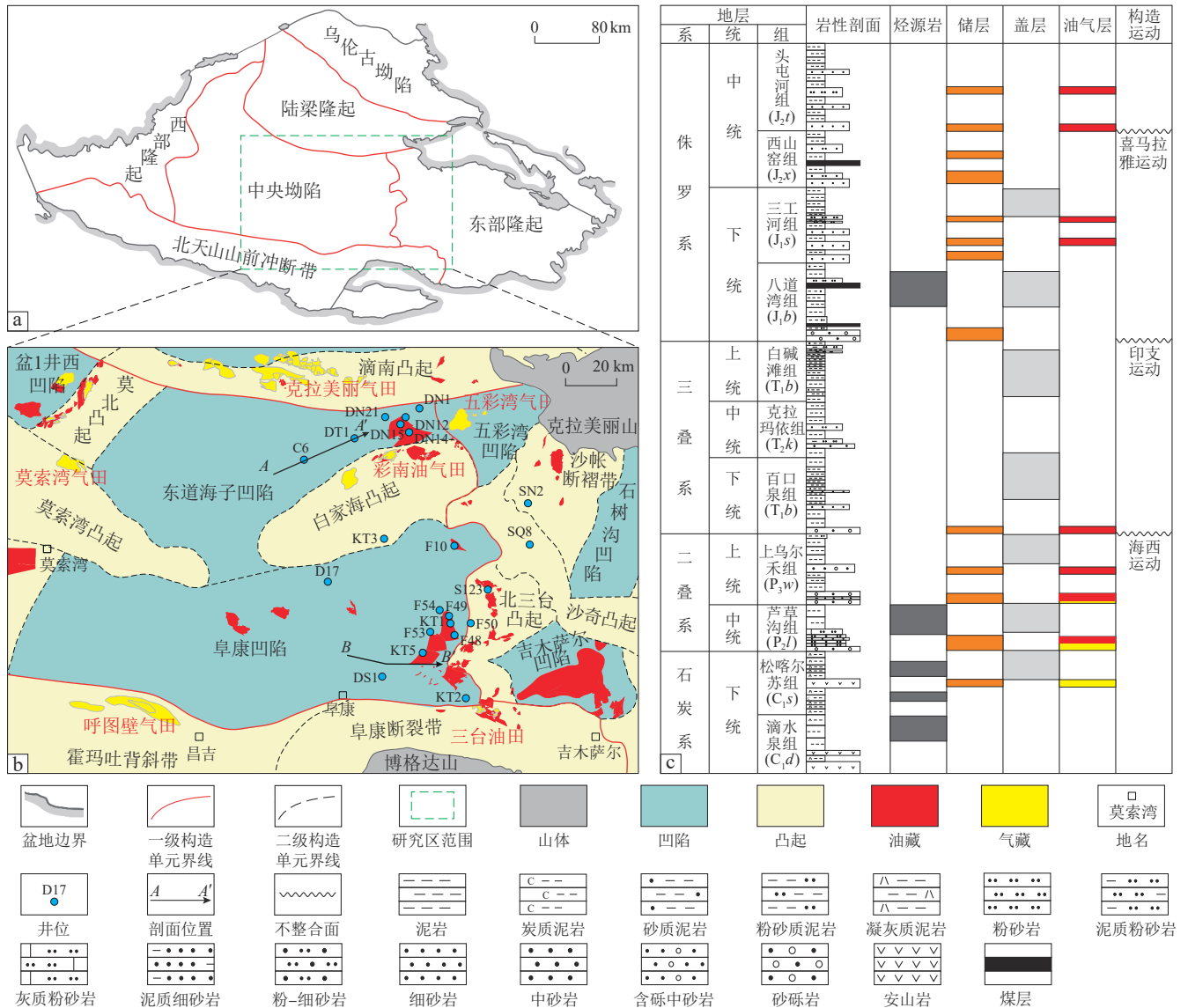


图1 准噶尔盆地东部构造位置(a)、研究区区域地质概况(b)和研究区地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Maps showing the tectonic location of the eastern Junggar Basin (a) and the regional geology of the study area (b) and composite stratigraphic column of the study area (c)

上依次包括石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系(图1c)。与中二叠统烃源岩相关的油气资源包括吉木萨尔凹陷页岩油、阜康和东道海子凹陷东缘常规油以及克拉美丽山前带致密油等^[33]。

2 中二叠统烃源岩生气潜力

2.1 烃源岩质量评价

2.1.1 岩石学特征

前人研究已经明确吉木萨尔凹陷、石树沟凹陷中二叠统烃源岩主要沉积在半咸水-咸水环境中^[25-26]。

吉木萨尔凹陷咸化湖相页岩广泛发育碳酸盐纹层和有机质纹层(图2a,b),碳酸盐矿物含量较高(图3)。这类页岩在北三台凸起(图2c,d)、阜康凹陷(图2e,f)、东道海子凹陷(图2g,h)以及五彩湾凹陷(图2i)均有发育,镜下呈明显的纹层状结构,有机质含量较高。Sr元素和Ba元素含量比值(Sr/Ba)是被广泛使用的古盐度指标,该值小于0.6和大于1.0分别指示淡水和咸水环境,该值介于0.6~1.0则指示半咸水环境^[34]。北三台凸起烃源岩Sr/Ba为0.50~1.82,平均为1.11;阜康凹陷烃源岩Sr/Ba为0.24~2.61,平均为0.74;东道海子凹陷烃源岩Sr/Ba为0.28~9.03,平均为1.52。因此,在北三台凸起、阜康凹陷和东道海子凹陷发育的页岩与吉木萨尔凹陷和石树沟凹陷类似,均主要形成

于半咸水和咸水沉积环境中。相比之下,吉木萨尔凹陷的碳酸盐矿物含量最高,表明该凹陷水体盐度最大;其他凹陷黏土矿物含量相对较高,而长英质矿物含量总体差异不大(图3)。

2.1.2 烃源岩分布特征

本文基于C6,DT1及D17等近年来凹陷区新钻井位并结合中二叠统厚度资料重新厘定了准东地区中二叠统烃源岩厚度平面分布图(图4)。其中阜康凹陷和东道海子凹陷无井区烃源岩根据以下流程确定:通过凹陷区新钻井位建立不同沉积相与其相对应的源/地比(烃源岩地层厚度和地层总厚度的比值)的定量关系;其中与阜康和东道海子凹陷半深湖-深湖相对应的源/地比分别为70%和65%;最后依据中二叠统厚度和建立的源/地比关系计算无井区烃源岩厚度。

准东地区存在吉木萨尔凹陷、克拉美丽山前带、博格达山前带、东道海子凹陷中部、阜康凹陷中南部和阜康凹陷东北部6个厚度高值区。克拉美丽山前和博格达山前烃源岩最厚超过400 m,吉木萨尔凹陷烃源岩厚度主要为150~250 m。东道海子凹陷烃源岩厚度自边缘向凹陷中心逐渐增大,凹陷中部厚度普遍超过350 m,烃源岩最厚超过600 m。阜康凹陷存在2个烃源岩厚度高值区,中南部烃源岩厚度超过400 m,其次东北缘阜中凹槽烃源岩厚度主要为200~250 m。白家海凸起、北三台凸起和沙奇凸起区烃源岩厚度较小,主要为50~150 m。

2.1.3 有机质丰度

北三台凸起烃源岩总有机碳含量(TOC)主要介于0.5%~10.0%,平均值为2.2%;生烃潜量(S_1+S_2)主

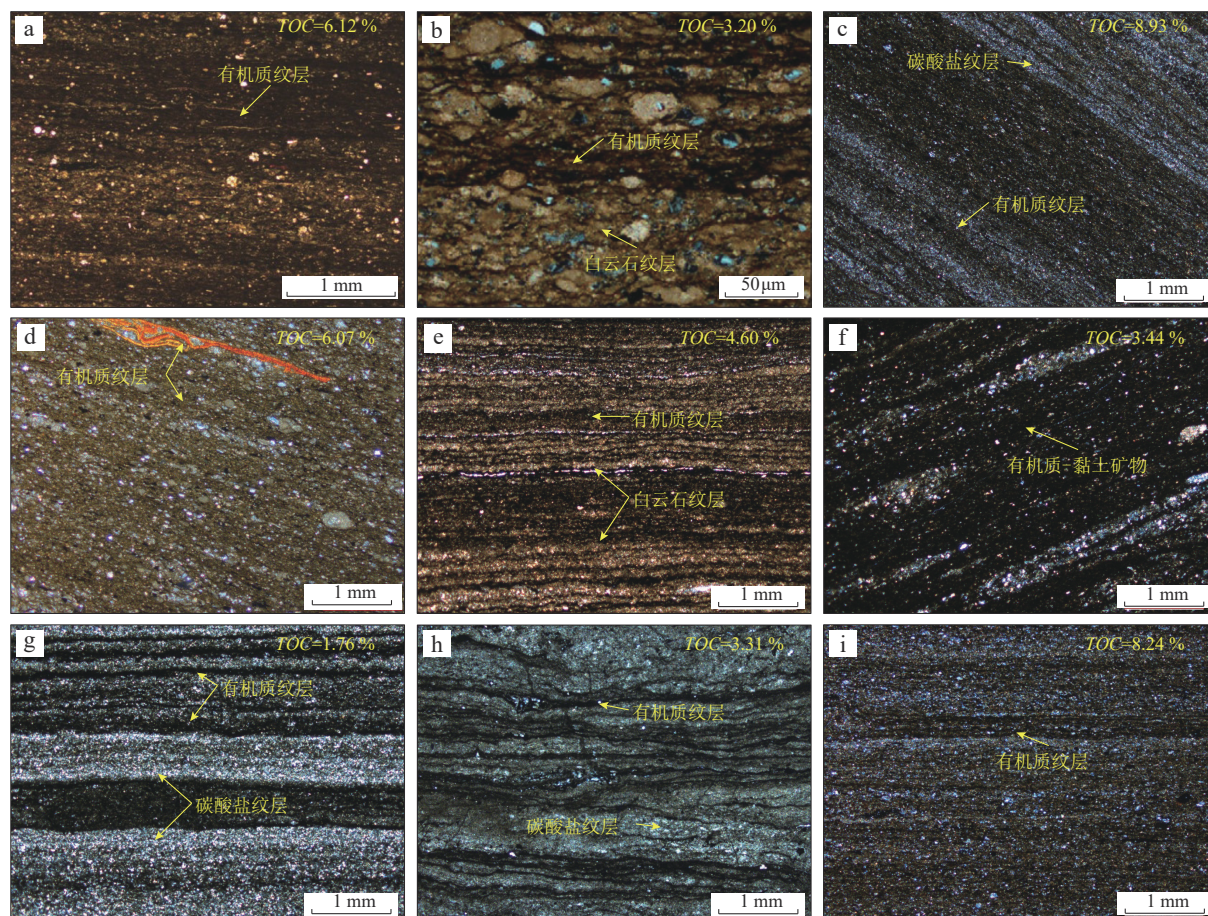


图2 准噶尔盆地东部中二叠统咸水湖相烃源岩石学镜下特征(吉木萨尔凹陷图件引自文献[25-26])

Fig. 2 Petrological characteristics of the Middle Permian saline lacustrine source rocks in the eastern Junggar Basin under microscope (photomicrographs of the Jimusar Sag from references [25-26])

a. 吉木萨尔凹陷,J10025井,页岩,埋深2 292.50 m,单偏光照片;b. 吉木萨尔凹陷,J174井,页岩,埋深3 227.10 m,正交光照片;c. 北三台凸起,S123井,页岩,埋深2 565.50 m,单偏光照片;d. 北三台凸起,S123井,页岩,埋深2 544.49 m,单偏光照片;e. 阜康凹陷,F49井,页岩,埋深5 624.27 m,单偏光照片;f. 阜康凹陷,KT3井,页岩,埋深5 829.55 m,正交光照片;g. 东道海子凹陷,DN21井,页岩,埋深4 940.47 m,单偏光照片;h. 东道海子凹陷,DN21井,页岩,埋深4 940.94 m,单偏光照片;i. 五彩湾凹陷,C57井,页岩,埋深2 396.00 m,单偏光照片

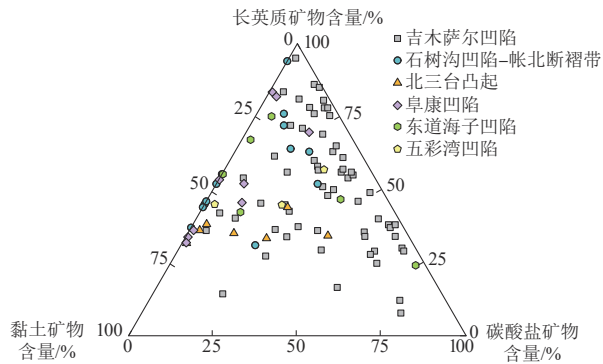


图3 准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩全岩矿物组成三角图(吉木萨尔凹陷数据引自文献[23-25])

Fig. 3 Ternary diagram showing the whole-rock mineralogy of the Middle Permian saline lacustrine source rocks in the eastern Junggar Basin (data on the Jimusar Sag from references [23-25])

要为0.2~60.0 mg/g,平均值为8.1 mg/g;氯仿沥青“A”含量为0.0034%~1.8182%,平均值为0.1297%,总体上评价为好-极好烃源岩,部分样品属于中等烃源岩。阜康凹陷烃源岩 TOC 主要分布在0.4%~10.0%,平均值为3.7%; S_1+S_2 主要为0.2~20.0 mg/g,平均值为9.7 mg/g;氯仿沥青“A”含量为0.0057%~1.4691%,

平均值为0.3247%,主要属于好-极好烃源岩。东道海子凹陷烃源岩 TOC 为0.2%~6.0%,平均值为1.4%; S_1+S_2 为0.1~13.3 mg/g,平均值为1.6 mg/g;氯仿沥青“A”含量为0.0021%~0.4941%,平均值为0.0779%,整体属于中等-好烃源岩,部分样品达到极好烃源岩级别。中二叠统烃源岩具有较高的氯仿沥青“A”含量,指示具有较高的烃类滞留能力(图5b)。整体来看,北三台凸起和阜康凹陷有机质丰度优于东道海子凹陷。

2.1.4 有机质类型

从最高热解峰温(T_{max})和氢指数(HI)关系图版中可以看出中二叠统烃源岩有机质类型存在较大的非均质性(图5c)。不同地区中二叠统烃源岩有机质类型存在差异。北三台凸起烃源岩有机质类型较好,含有较多的I型和II₁型有机质。阜康凹陷烃源岩有机质类型以II₁型为主。东道海子凹陷烃源岩有机质类型稍差,含有较多的II₂-III型有机质。此外,由于阜康和东道海子凹陷部分样品 T_{max} 大于470℃,有机质类型参数受成熟度影响较大,因此推测凹陷区有机质类型可

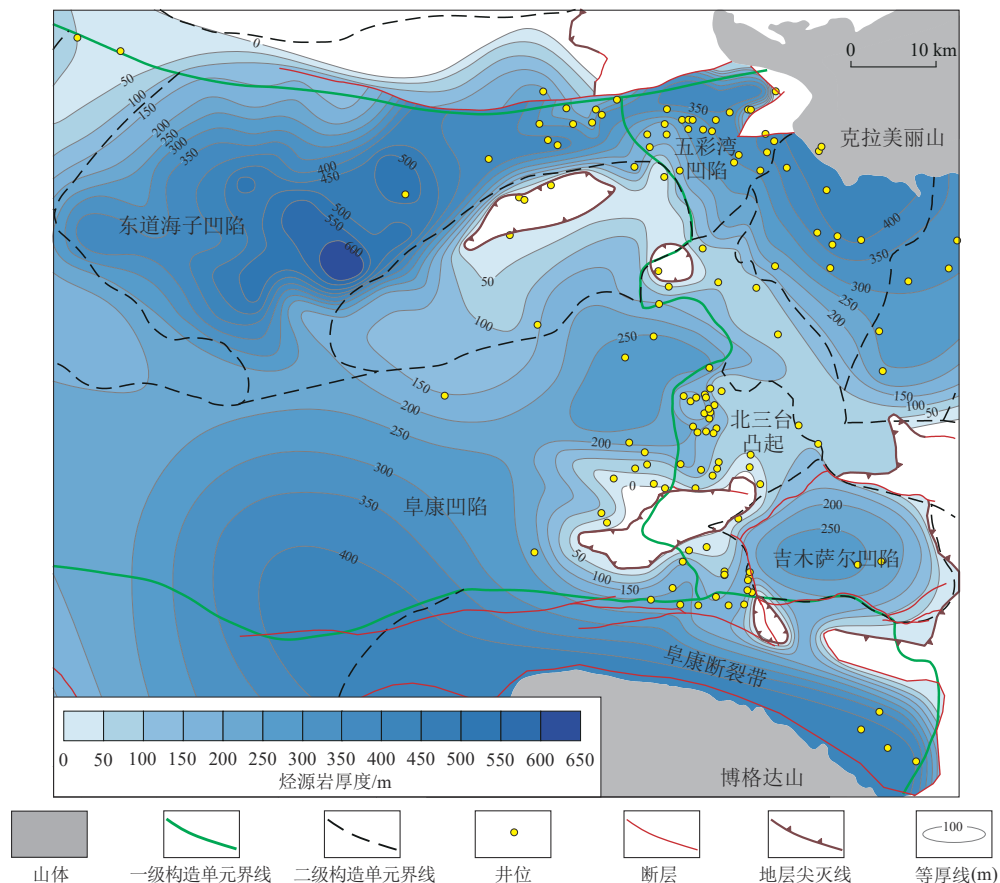


图4 准噶尔盆地东部中二叠统烃源岩厚度等值线

Fig. 4 Isopach map of the Middle Permian source rocks in the eastern Junggar Basin

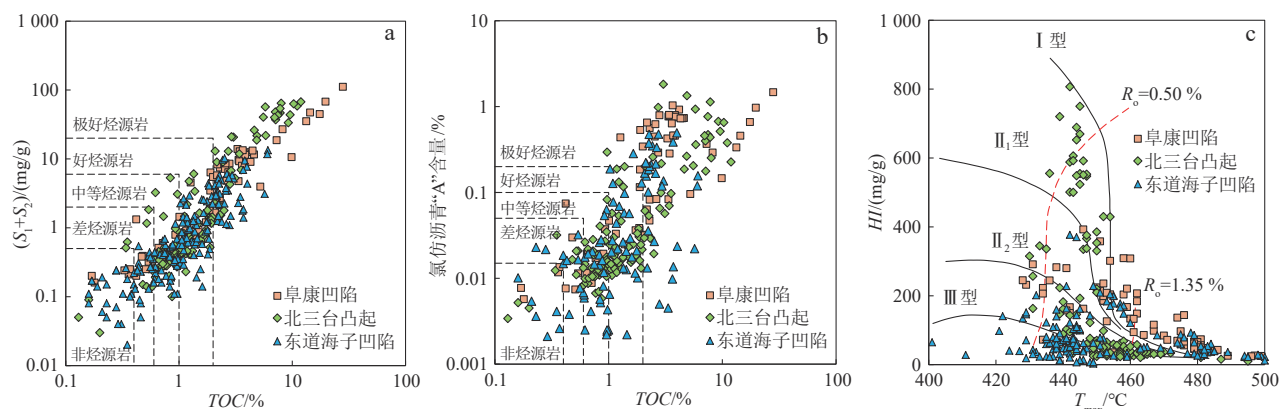


图5 准噶尔盆地东部中二叠统烃源岩有机质丰度(TOC)和类型评价

Fig. 5 Assessment results of the abundance and types of organic matter in the Middle Permian source rocks in the eastern Junggar Basin

a. TOC 与 S_1+S_2 关系; b. TOC 与氯仿沥青“ A ”含量关系; c. T_{max} 与 HI 关系

能更好。根据烃源岩有机显微组分特征,准东地区中二叠统咸化湖相烃源岩以发育藻类体为主(图6)。前

人在吉木萨尔凹陷芦草沟组咸化湖相页岩中发现了大量的层状和结构藻类体(图6a,b)^[27]。在其他凹陷中

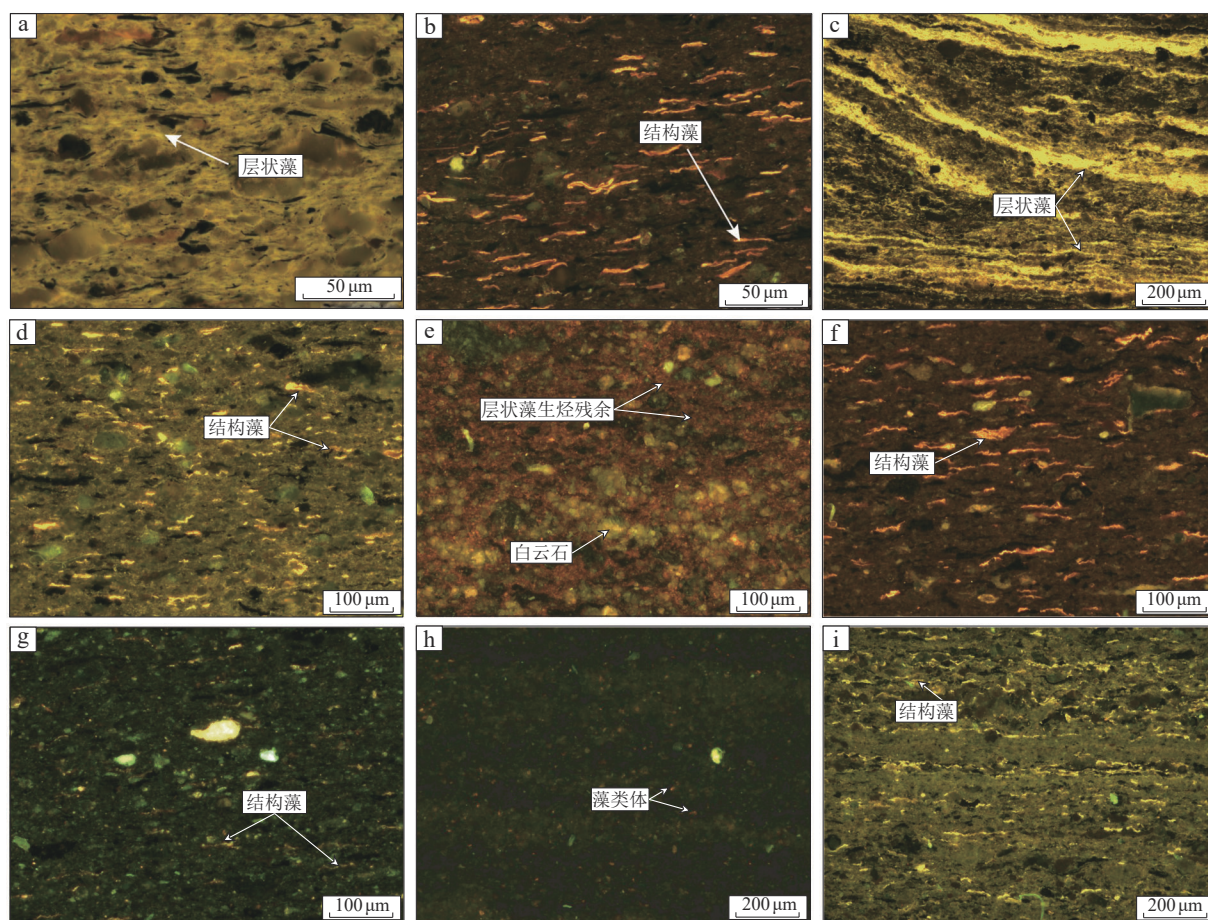


图6 准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩有机显微组分特征(吉木萨尔凹陷图件引自文献[27])

Fig. 6 Characteristics of organic macerals in the Middle Permian saline lacustrine source rocks in the eastern Junggar Basin

(photomicrographs of the Jimusar Sag from reference [27])

a. 吉木萨尔凹陷,埋深3 577.10 m,荧光照片; b. 吉木萨尔凹陷,埋深3 518.25 m,荧光照片; c. 北三台凸起,S123井,埋深2 480.15 m,荧光照片; d. 北三台凸起,S123井,埋深2 541.84 m,荧光照片; e. 阜康凹陷,F49井,埋深5 626.08 m,荧光照片; f. 阜康凹陷,F50井,埋深4 335.11 m,荧光照片; g. 东道海子凹陷,DN12井,埋深3 862.52 m,荧光照片; h. 东道海子凹陷,DN21井,埋深4 940.47 m,荧光照片; i. 五彩湾凹陷,C57井,埋深2 396.00 m,荧光照片

也发现了与吉木萨尔凹陷烃源岩类似的有机岩石学特征(图6)。北三台凸起低成熟烃源岩样品含有大量的层状藻和结构藻,呈现强烈的黄色荧光特征(图6c,d)。阜康凹陷F49井高成熟烃源岩中大量生烃后的层状藻呈弱橙黄色荧光,与白云石相伴生(图6e);此外,在F50井中发现了与吉木萨尔凹陷相同的结构藻(图6f)。东道海子凹陷和五彩湾凹陷以发育结构藻为主,其中东道海子凹陷成熟度较高,呈弱橙黄色荧光(图6g,h);五彩湾凹陷成熟度较低,结构藻呈黄色荧光(图6i)。

2.1.5 有机质成熟度

从中二叠统实测镜质体反射率(R_o)来看,吉木萨尔凹陷 R_o 为0.76%~0.95%,处于成熟阶段^[26];北三台凸起 R_o 为0.54%~0.91%,以低成熟-成熟为主;东道海子凹陷和阜康凹陷DT1,C6,D17和DS1井实测 R_o 数据普遍指示中二叠统烃源岩达到气窗^[14,35](表1;图7a)。由于实测 R_o 数据较少,本文采用Jarvie等^[36]发表的公式计算等效镜质体反射率($Eq R_o$):

$$Eq R_o = 0.018T_{max} - 7.160 \quad (1)$$

式中: $Eq R_o$ 为等效镜质体反射率,%; T_{max} 为岩石最高热解峰温, $^{\circ}C$ 。

T_{max} 和 $Eq R_o$ 值表明阜康凹陷和东道海子凹陷烃源岩深埋区已达到气窗,部分样品数据显示接近过成熟阶段(图7b,c)。中二叠统烃源岩在埋深约为2 500 m时达到低成熟阶段,推测埋深为5 600 m时达到高成熟阶段,埋深达到7 000 m时达到过成熟阶段。综合烃源

岩 R_o 数据和埋深,阜康凹陷和东道海子凹陷烃源岩已经普遍达到高成熟阶段,两凹陷中部地区普遍达到过成熟阶段;其他地区则主要处于低成熟-成熟阶段,以生油为主(图8)。从游离烃含量(S_1)和氯仿沥青“A”含量演化剖面中可以看出,中二叠统烃源岩在5 000 m埋深处仍具有较高的滞留烃含量(图7d,e)。高含量滞留烃二次裂解对深部高成熟烃源岩生气具有重要贡献^[10]。

2.2 烃源岩生气产率

半开放体系模拟能够实现烃源岩样本在高压釜中加热过程中边生烃边排烃,是一种更为准确的评价烃源岩生烃潜力的热模拟实验^[30,37]。本次研究选取S123井,埋深2 541.84 m的中二叠统低成熟咸化湖相页岩样品开展单温阶和连续递进升温半开放体系热模拟实

表1 准噶尔盆地东部中二叠统烃源岩实测镜质体反射率(R_o)数据统计

Table 1 Statistics of measured vitrinite reflectance (R_o) of the Middle Permian source rocks in the eastern Junggar Basin				
构造名称	井号	深度/m	R_o /%	数据来源
吉木萨尔凹陷	J174	3 110.9~3 359.7	0.76~0.95	文献[26]
北三台凸起	S123	2 541.8	0.54	本文
阜康凹陷	D17	7 271.0	2.20	本文
阜康凹陷	DS1	7 540.0	2.14	本文
东道海子凹陷	DT1	5 709.0~5 713.0	1.38~1.45	文献[14]
东道海子凹陷	C6	6 494.2~6 499.8	1.30~1.55	文献[35]

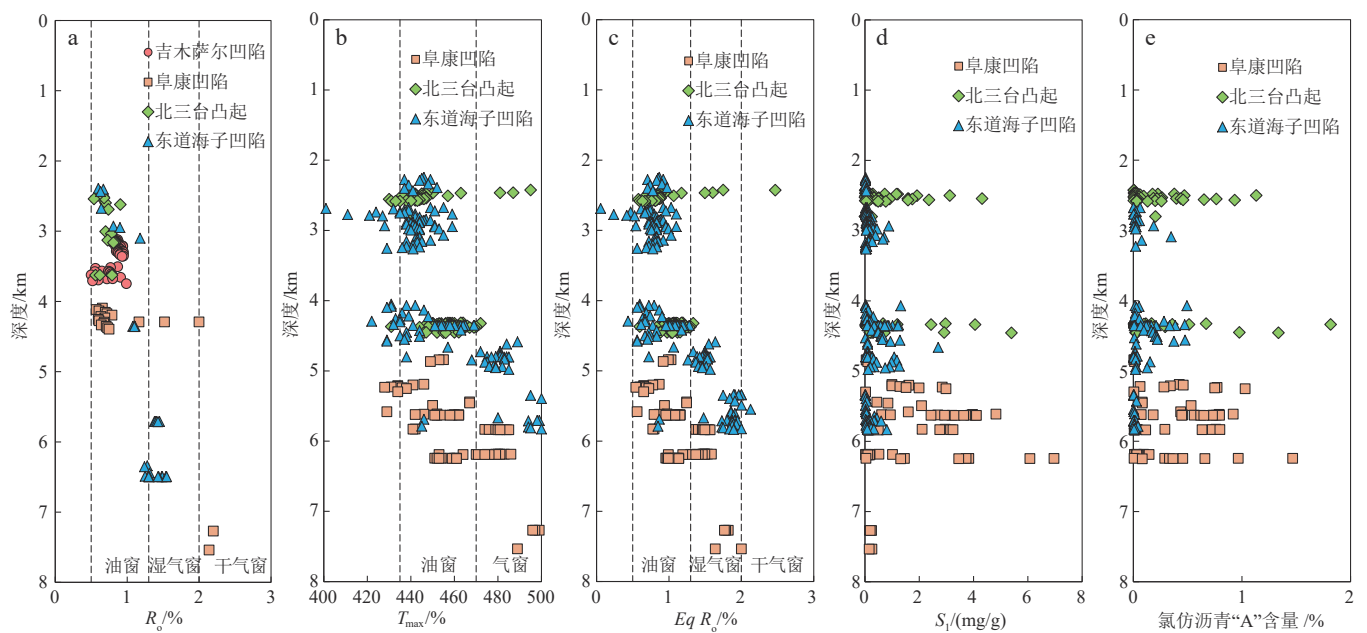


图7 准噶尔盆地东部中二叠统烃源岩成熟度演化剖面

Fig. 7 Profiles showing the maturity evolution of the Middle Permian source rocks in the eastern Junggar Basin

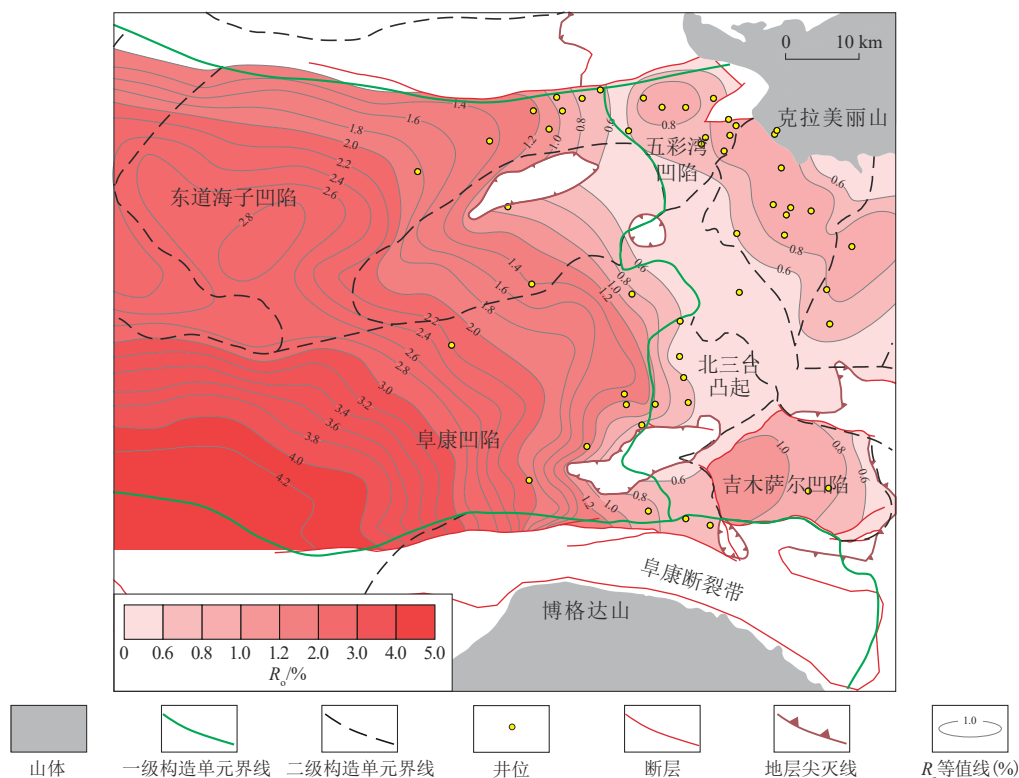


图8 准噶尔盆地东部地区中二叠统烃源岩镜质体反射率(R_o)等值线图

Fig. 8 Contour map showing the vitrinite reflectance (R_o) of the Middle Permian source rocks in the eastern Junggar Basin

验评估生气潜力^[30]。热模拟实验在250, 300, 325, 350, 375, 400, 425, 450和500℃共9个温度点进行。各温度点对应的静岩压力分别为47, 59, 70, 82, 94, 106, 118, 130和141 MPa。初始静水压力设置为25 MPa。恒温时间为48 h。

单温阶模拟指每个模拟温度点均选取一份原始样品进行生烃热模拟实验。每次模拟首先将高压釜温度从室温按照1℃/min的升温速率快速升温至指定温度,排烃压差设置为5 MPa。连续递进升温模拟是指每个模拟温度点均采用同一份样品进行生烃热模拟实验。上一温度点加热完成并收集定量油气产物后,不取出样品,直接在该温度点基础上进行下一温度点模拟。重复上述过程,直至完成最后一个温度点的模拟实验。考虑到模拟后期产物生成量较少,连续递进升温模拟排烃压差设置依次递减(9个温度点排烃压差分别为5, 5, 5, 4, 4, 3, 3, 2和2 MPa)。因此,单温阶模拟收集的烃类气为该温度点对应的成熟度及之前生成的烃类气的混合气,而连续递进升温模拟收集的则是各阶段生成的烃类气,不包括该阶段之前的烃类气。

从模拟结果来看,单温阶模拟在进入气窗(R_o 为1.31%)之后烃类气产率开始快速增大,在过成熟阶段烃类气产率最大为316.52 mg/g(表2;图9a)。热模拟过程中生成的烃类气主要由湿气构成。在 R_o 为

3.15%时,由于部分湿气裂解,甲烷产率增大至164.68 mg/g。连续递进升温模拟中烃类气产率在 R_o 达到1.01%之后开始显著增大,在过成熟阶段最大为170.03 mg/g(图9b)。在连续递进升温模拟过程中,由于每次模拟完成后及时收集了排出的油气,降低了原油和湿气二次裂解的影响。因此,连续递进升温模拟中烃类气也主要以湿气为主,湿气最大产率为113.81 mg/g,甲烷最大产率仅为56.22 mg/g。而在密闭体系中,中二叠统威化烃源岩烃类气产率最大约为370 mg/g;湿气产率在 R_o 约2.6%时达到峰值240 mg/g,之后开始快速降低;甲烷产率随着成熟度提高而逐渐增大,最大为344 mg/g(图9c)。在密闭体系下,中二叠统烃源岩先前生成的液态烃和湿气完全滞留在烃源岩内部,在热应力作用下二次裂解,显著增大了生气潜力^[29]。与密闭体系相比,在半开放体系单温阶模拟实验中,在大量排烃后滞留烃裂解同样产生较高的湿气产率。在连续递进升温模拟中可以看出 R_o 达到1.59%之后,烃类气产率的增值很小,表明中二叠统威化湖相烃源岩晚期干酪根裂解生气量较小。

3 天然气地球化学特征及成因

本次研究系统分析了准东地区139口井237个天

表2 准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩半开放体系烃类气产率

Table 2 Hydrocarbon gas yield in the semi-open pyrolysis simulation experiment for the Middle Permian saline lacustrine source rocks in the eastern Junggar Basin

温度/ $^{\circ}\text{C}$	$R_o/\%$	单温阶模拟			连续递进升温模拟		
		甲烷产率/ (mg/g)	湿气产率/ (mg/g)	烃类气产率/ (mg/g)	甲烷产率/ (mg/g)	湿气产率/ (mg/g)	烃类气产率/ (mg/g)
250	0.56	4.75	11.44	16.20	6.58	8.35	14.93
300	0.67	3.33	15.53	18.87	10.55	14.73	25.29
325	0.79	5.10	19.73	24.82	12.05	19.68	31.73
350	1.01	9.19	33.07	42.26	16.28	35.93	52.20
375	1.31	17.73	58.73	76.46	26.93	78.12	105.05
400	1.59	40.97	159.68	200.65	35.48	107.22	142.70
425	1.97	54.99	185.25	240.25	41.21	111.25	152.46
450	2.64	92.96	223.56	316.52	47.19	112.63	159.82
500	3.15	164.68	138.01	302.69	56.22	113.81	170.03

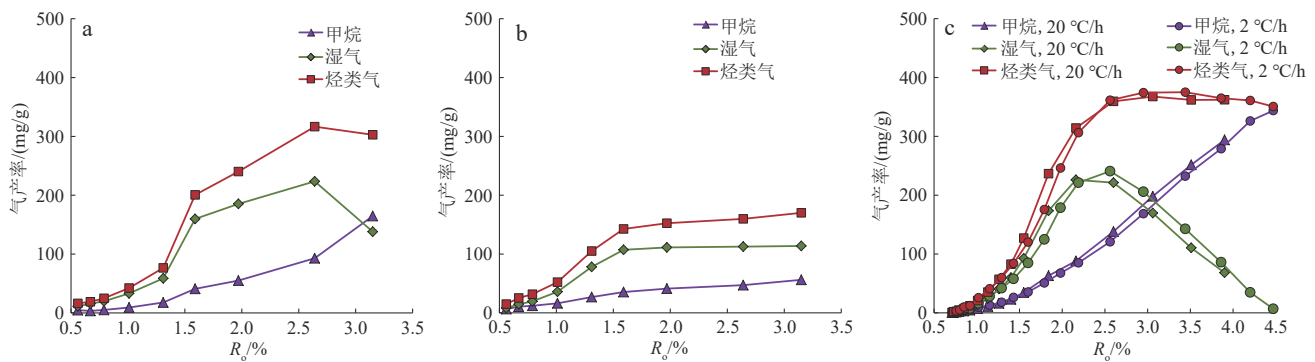


图9 准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相烃源岩不同体系下烃类气产率曲线(数据引自文献[29-30])

Fig. 9 Curves showing the hydrocarbon gas yields under different simulation experiments for the Middle Permian saline lacustrine source rocks in the eastern Junggar Basin (data from references [29-30])

a. 半开放体系单温阶模拟; b. 半开放体系连续递进升温模拟; c. 密闭体系黄金管模拟

然气样品的组成和碳同位素特征,并同时与半开放体系和密闭体系热模拟中生成的烃类气地化特征进行对比。天然气地化数据来源于准东地区新钻探井的天然气地球化学分析以及前人文献资料^[18-21,29-30,38-42]。天然气样品涵盖大部分油气藏和天然气显示井,分布层位包括石炭系、中二叠统、上二叠统、侏罗系和白垩系。

3.1 天然气母质类型判别

准东地区主要发育侏罗系、中二叠统和石炭系烃源岩。前人研究已经证实侏罗系和石炭系烃源岩以生气为主,少量生油,为典型的腐殖型烃源岩^[38-39]。与侏罗系烃源岩相比,石炭系烃源岩成熟度更高,处于成熟-高成熟阶段。而中二叠统优质烃源岩主要形成于咸水湖相,富含藻类,倾向于生油。因此,侏罗系和石炭系烃源岩主要生成煤型气。中二叠统典型咸化湖相Ⅰ型干酪根半开放体系和密闭生成气的烷烃碳同位素普遍较轻,并且随着成熟度演变,呈现出典型油型气的

特征(表3;图10a—c)。

甲烷、乙烷和丙烷稳定碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1$, $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$)是区分油型气和煤型气的有效参数^[43-44]。本文基于天然气地化特征和判别图版将准东地区天然气成因划分为6种类型(表4;图10)。Ⅰ,Ⅱ_A和Ⅱ_B类天然气乙烷和丙烷碳同位素较重,均呈现出典型的煤型气特征,主要区别在于成熟度不同(表4)。Ⅰ类天然气甲烷碳同位素较重, $\delta^{13}\text{C}_1$ 平均为-31.16‰,同时干燥系数最大(平均为0.92),指示较高的成熟度,对应于高成熟石炭系烃源岩的产物。Ⅱ_A类和Ⅱ_B类天然气分别为成熟和低熟煤型气,均主要来自于侏罗系,其中Ⅱ_B类天然气中较高的干燥系数可能与生物成因有关。Ⅲ_A,Ⅲ_B和Ⅲ_C类天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 平均值分别为-28.24‰, -29.37‰和-32.04‰, $\delta^{13}\text{C}_3$ 分别为-26.41‰, -27.11‰和-27.97‰,均主要来自于二叠系咸化湖相烃源岩。Ⅲ_A,Ⅲ_B和Ⅲ_C类天然气分别对应于高成熟、成熟和低成熟二叠系烃源岩的产物。

表3 准噶尔盆地东部中二叠统咸化湖相页岩半开放体系热模拟气碳同位素组成

Table 3 Carbon isotopic composition of gas generated from the semi-open pyrolysis simulation experiment for the Middle Permian saline lacustrine shales in the eastern Junggar Basin

温度/℃	$R_o/\%$	单温阶模拟				连续递进升温模拟			
		$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$\delta^{13}C_2/\text{‰}$	$\delta^{13}C_3/\text{‰}$	$\delta^{13}C_4/\text{‰}$	$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$\delta^{13}C_2/\text{‰}$	$\delta^{13}C_3/\text{‰}$	$\delta^{13}C_4/\text{‰}$
250	0.56	-31.7	—	—	—	-41.6	-29.6	-27.8	-31.5
300	0.67	-37.4	-34.0	-33.3	—	-41.4	-31.2	-29.2	-32.0
325	0.79	-44.1	-37.2	-35.9	-34.9	-44.6	-35.6	-35.6	-36.5
350	1.01	-47.5	-38.6	-37.6	-36.5	-46.5	-38.7	-38.2	-37.3
375	1.31	-48.2	-38.9	-38.0	-36.4	-48.9	-38.6	-37.8	-36.4
400	1.59	-48.1	-39.5	-37.3	-35.7	-43.7	-36.7	-35.4	-34.2
425	1.97	-45.9	-37.1	-34.6	-31.7	-36.3	-29.4	-30.3	—
450	2.64	-44.6	-36.6	-31.7	-24.6	-29.6	—	—	—
500	3.15	-41.0	-30.0	-26.5	-31.5	-27.6	—	—	—

注:“—”表示无数据。

表4 准噶尔盆地东部地区已发现天然气成因分类

Table 4 Genetic classification of natural gas discovered in the eastern Junggar Basin

类别	甲烷含量/%	$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$\delta^{13}C_2/\text{‰}$	$\delta^{13}C_3/\text{‰}$	干燥系数	成因	烃源岩
I类	71.27~96.21 (87.48)/124	-35.90~-27.40 (-31.16)/125	-27.68~-22.20 (-26.07)/125	-26.90~-17.20 (-24.57)/117	0.75~0.99 (0.92)/124	高熟煤型气	石炭系
II _A 类	67.27~94.74 (85.38)/13	-39.97~-36.04 (-38.03)/13	-27.80~-22.55 (-26.41)/13	-26.10~-17.10 (-23.67)/12	0.70~0.98 (0.88)/13	成熟煤型气	侏罗系
II _B 类	77.91~98.69 (91.78)/7	-50.70~-42.24 (-45.92)/8	-28.70~-23.06 (-26.38)/7	-26.90~-18.90 (-22.31)/4	0.79~0.99 (0.94)/7	低熟煤型气	侏罗系
III _A 类	22.58~95.14 (81.86)/56	-38.60~-26.78 (-32.13)/56	-32.40~-26.89 (-28.24)/56	-30.60~-24.03 (-26.41)/56	0.62~0.98 (0.88)/56	高熟油型气	中二叠统
III _B 类	67.03~97.06 (82.97)/23	-45.70~-38.20 (-39.88)/23	-33.30~-27.90 (-29.37)/23	-32.50~-25.20 (-27.11)/22	0.69~0.99 (0.87)/23	成熟油型气	中二叠统
III _C 类	91.51~98.34 (95.78)/6	-51.40~-46.20 (-48.01)/8	-33.10~-31.40 (-32.04)/8	-30.70~-23.60 (-27.97)/3	0.95~0.99 (0.98)/6	低熟油型气	中二叠统

注:表中数据为“最小值~最大值(平均值)/样品数”。

根据准东地区已建立天然气母质类型判识图版,可见天然气样品主要集中在煤型气区域内,这与勘探实践中主要探明的煤型气藏相一致。然而,从图10中可以看出,仍有许多天然气样品为油型气。从纵向分布来看,油型气主要分布在上二叠统和侏罗系中,白垩系和石炭系中分布较少(图10d)。其中,克拉美丽气田和彩南油气田中除了发育典型的I类煤型气外,还混有III_A类高成熟油型气。五彩湾凹陷天然气为典型的来自于石炭系的I类煤型气,不存在二叠系烃源岩的贡献。北三台凸起主要以I类高成熟煤型气为主,同时混有低熟-成熟煤型气和 中二叠统烃源岩形成的III_B类原油伴生气。阜康凹陷天然气成因较为复杂,既包括I类和II_A类煤型气,同时还含有III_A类和III_B类油型气。东道海子凹陷以III_A类高成熟油型气为主,同时混有少量高成熟煤型气。阜康断裂带三台气田主要以III_C类低成熟油型气为主;XJC1井中天然气为III_B类成熟油型气。

综上所述,准东地区已发现天然气中存在中二叠统咸化湖相烃源岩的贡献,主要分布在阜康凹陷和东道海子凹陷内部及其周缘的滴南凸起、白家海凸起和阜康断裂带中。东道海子凹陷油型气主要分布在上二叠统储层中,而阜康凹陷油型气主要分布在上二叠统和侏罗系储层中。此外,在东道海子凹陷DN21井和阜康断裂带XJC1井中发育中二叠统自生自储的油型气。

3.2 天然气裂解类型判识

烃源岩热成因气主要包括干酪根初次裂解气和原油二次裂解气^[45-46]。单温阶半开放体系和密闭体系热模拟气中含有较多的原油裂解气,这说明在气窗阶段生成的气主要为原油裂解气;而连续递进升温模拟中主要以干酪根裂解气为主(图11)。在已发现的天然气中,主要以干酪根裂解气为主,存在少量原油裂解气(图11)。腐殖型干酪根倾向于生气,生油量较少,因

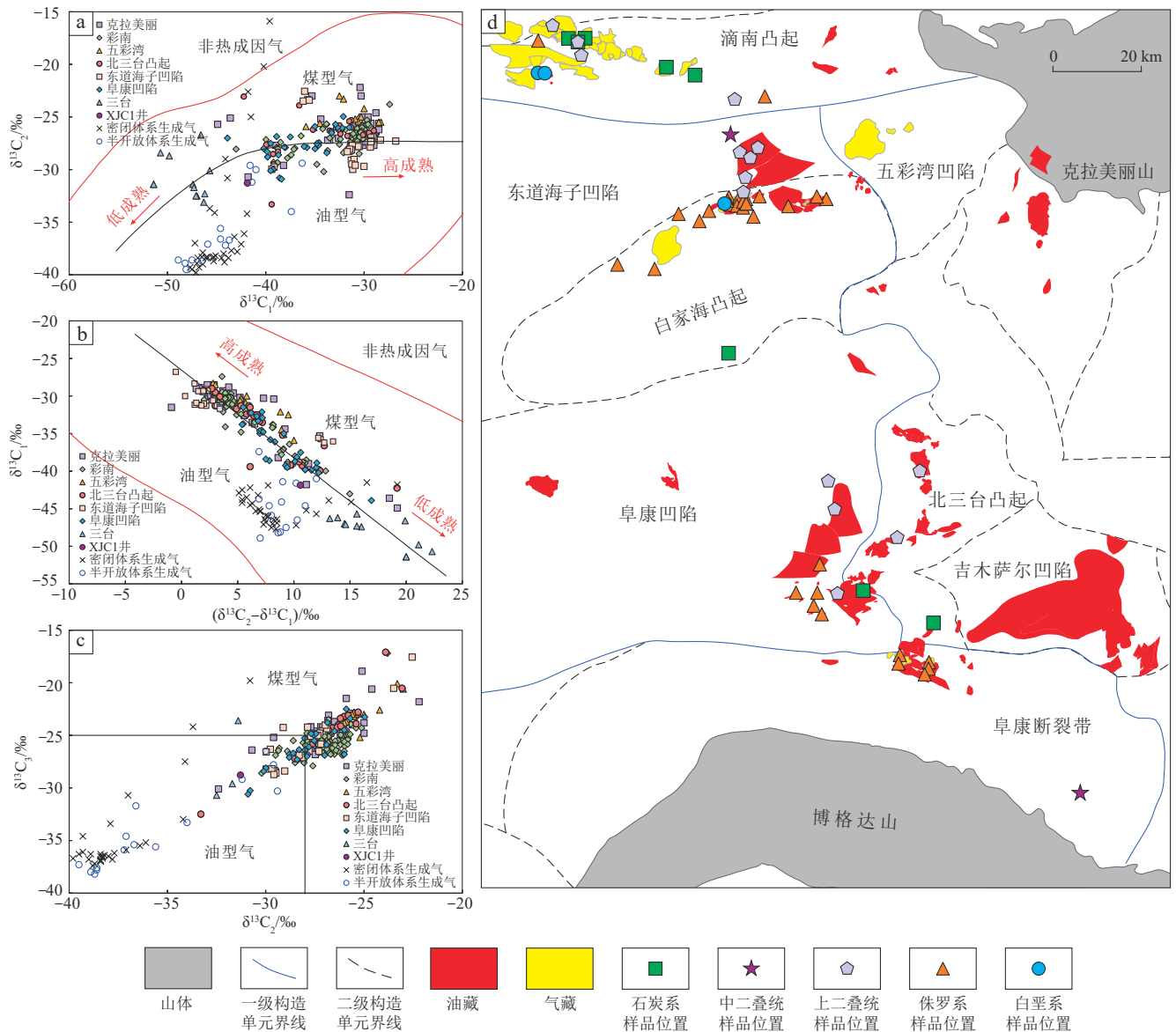


图10 准噶尔盆地东部地区天然气成因类型判别及油型气分布特征(判别图版据文献[43-44])

Fig. 10 Discrimination diagrams of the genetic types of natural gas and the distributions of the petroliferous gas in the eastern Junggar Basin (discriminant diagrams after references [43-44])

a. $\delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_2$ 关系图版; b. $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_1$ 关系图版; c. $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_3$ 关系图版; d. 油型气平面分布

此煤型气多由干酪根裂解形成。Ⅲ_B类和Ⅲ_C类油型气成熟度较低,主要为干酪根裂解形成的原油伴生气。原油裂解气主要存在于Ⅲ_A类高熟油型气中。东道海子凹陷、阜康凹陷、克拉美丽气田和彩南油气田中均混有少量原油裂解气。其中东道海子凹陷原油裂解气主要分布在上二叠统和侏罗系储层中,阜康凹陷分布在KT3井石炭系储层中,克拉美丽和彩南气田原油裂解气分别主要分布在石炭系和侏罗系储层中。中二叠统咸化湖相烃源岩含有较高的滞留烃量(图5b,图7d,图7e),同时在密闭体系和单温阶半开放体系热模拟中,原油二次裂解显著提高了生气量,因此已发现天然

气中典型的原油裂解气应主要来自于阜康凹陷和东道海子凹陷中的高-过成熟烃源岩。

4 勘探意义与启示

4.1 勘探意义

气/油比是指示油气成熟度的有效参数。根据气/油比,烃源岩生成的油气可划分为黑油、轻质油、凝析油气、湿气和干气^[47]。从各层位气/油比平面分布图可以看出,气/油比主要受烃源岩成熟度控制,高气/油比

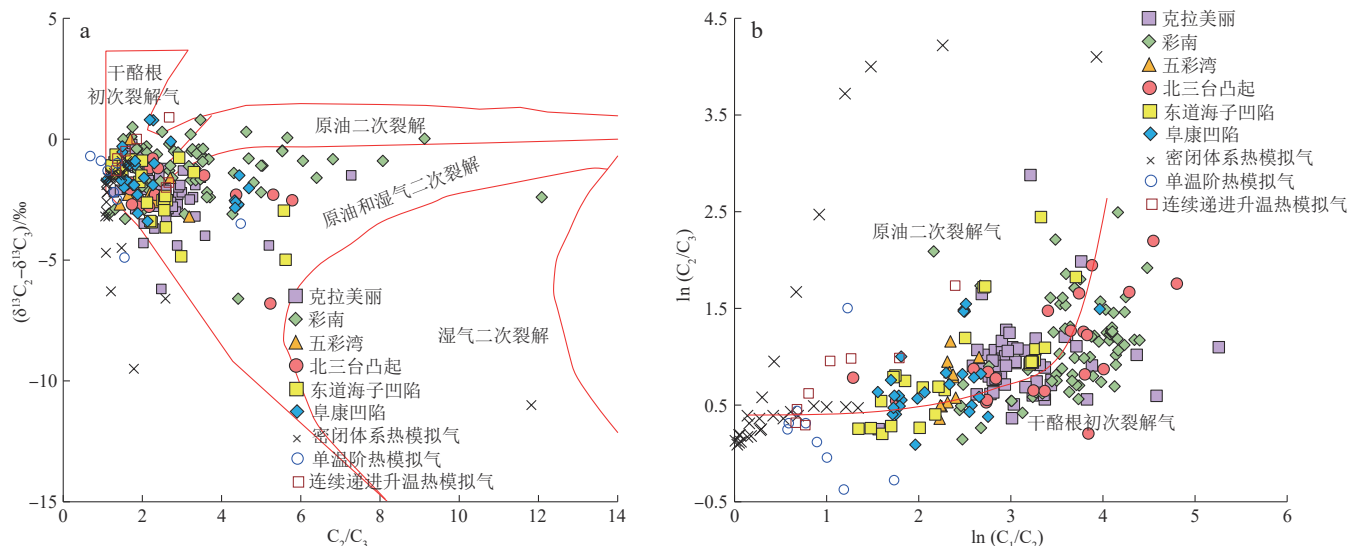


图11 准噶尔盆地东部天然气和热模拟裂解气类型判别(图版据文献[45-46])

Fig. 11 Discrimination diagrams of pyrolysis gas of natural gas and from thermal simulation in the eastern Junggar Basin (after references [45-46])

a. C_2/C_3 和 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ 关系图版; b. $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 图版
(C_1 , C_2 和 C_3 分别代表甲烷、乙烷和丙烷的含量, %.)

井位主要分布在阜康凹陷和东道海子凹陷及周缘的滴南凸起、白家海凸起和阜康断裂带(图12)。阜康凹陷东部侏罗系、上二叠统和中二叠统储层气/油比从北三台凸起区向凹陷区逐渐增大, 烃源岩达到轻质油和凝析油气阶段(图12a, c, d)。然而, 阜康凹陷东缘KT1等井还未达到大量原油裂解的条件, 该地区仍以干酪根裂解气为主。东道海子凹陷内部上二叠统和中二叠统储层气/油比自东部斜坡区域向西部凹陷中心逐渐增大, 烃源岩从生黑油阶段, 逐渐向生轻质油、凝析油和湿气阶段转变; C6井钻揭纯气层, 表明凹陷中部烃源岩已达到生干气阶段(图12c, d)。

阜康凹陷和东道海子凹陷内部地层温度和烃源岩成熟度更高, 达到高成熟阶段的烃源岩分布面积超过7 000 km², 达到过成熟阶段的烃源岩分布面积超过14 000 km², 意味着凹陷内部具备原油大量裂解的条件, 结合中二叠统咸化湖相烃源岩具有较高的湿气产率(图9), 认为在阜康和东道海子凹陷区域是寻找气藏的有利方向, 在凹陷中心, 烃源岩埋深和成熟度更大, 是寻找干气藏的有利区域。准东地区油气具有近源成藏的特征且受烃源岩成熟度控制明显。根据烃源岩发育特征和储层特征等天然气成藏要素, 综合建立了以中二叠统咸化湖相烃源岩为气源的天然气成藏模式(图13)。准东地区油型气勘探可以划分为源外常规气、源内致密气和源内页岩气3个有利的勘探领域。阜康和东道海子凹陷中二叠统高-过成熟烃源岩生成

的天然气通过深大断裂运移至上部的上二叠统和三叠系储层中, 从而形成源上常规气藏。东道海子凹陷DN15井、C6井和阜康凹陷KT1井、F49井等井位在上二叠统钻遇天然气显示, 证实该领域具备有利的勘探潜力。除此之外, 在阜康凹陷中二叠统底部存在砂砾岩段, 中二叠统烃源岩生成的天然气可向下运移形成源下常规气藏。中二叠统整体为湖相沉积, 但局部发育浊积扇和三角洲前缘等储集体^[48], 具备源储一体的条件, 能够形成源内致密气藏。东道海子凹陷DN21井和阜康断裂带XJC1井在中二叠统内部获得天然气突破, 表明该领域具备一定的勘探潜力。源内页岩气勘探领域主要分布在中二叠统高熟页岩段。在凹陷内部, 咸化湖相页岩段发育厚度较大, 低排烃效率导致较高含量滞留烃, 滞留烃二次裂解可形成自生自储型湖相页岩气。综上所述, 阜康和东道海子凹陷超深层区域具备规模生气的条件, 是潜在的天然气勘探领域, 有望发现储量丰富的凝析油气藏和干气藏。

4.2 勘探启示

咸化湖相烃源岩主要发育倾油型母质, 以生油为主, 与勘探实践中以发现油藏相一致。然而, 中国东部盆地咸化湖相烃源岩成熟度相对较低, 主要处于成熟阶段^[49]。而西部准噶尔盆地等典型咸化湖盆前期勘探主要围绕构造高部位展开, 这些地区烃源岩成熟度相对较低, 因此低估了烃源岩的生气潜力。而随着勘

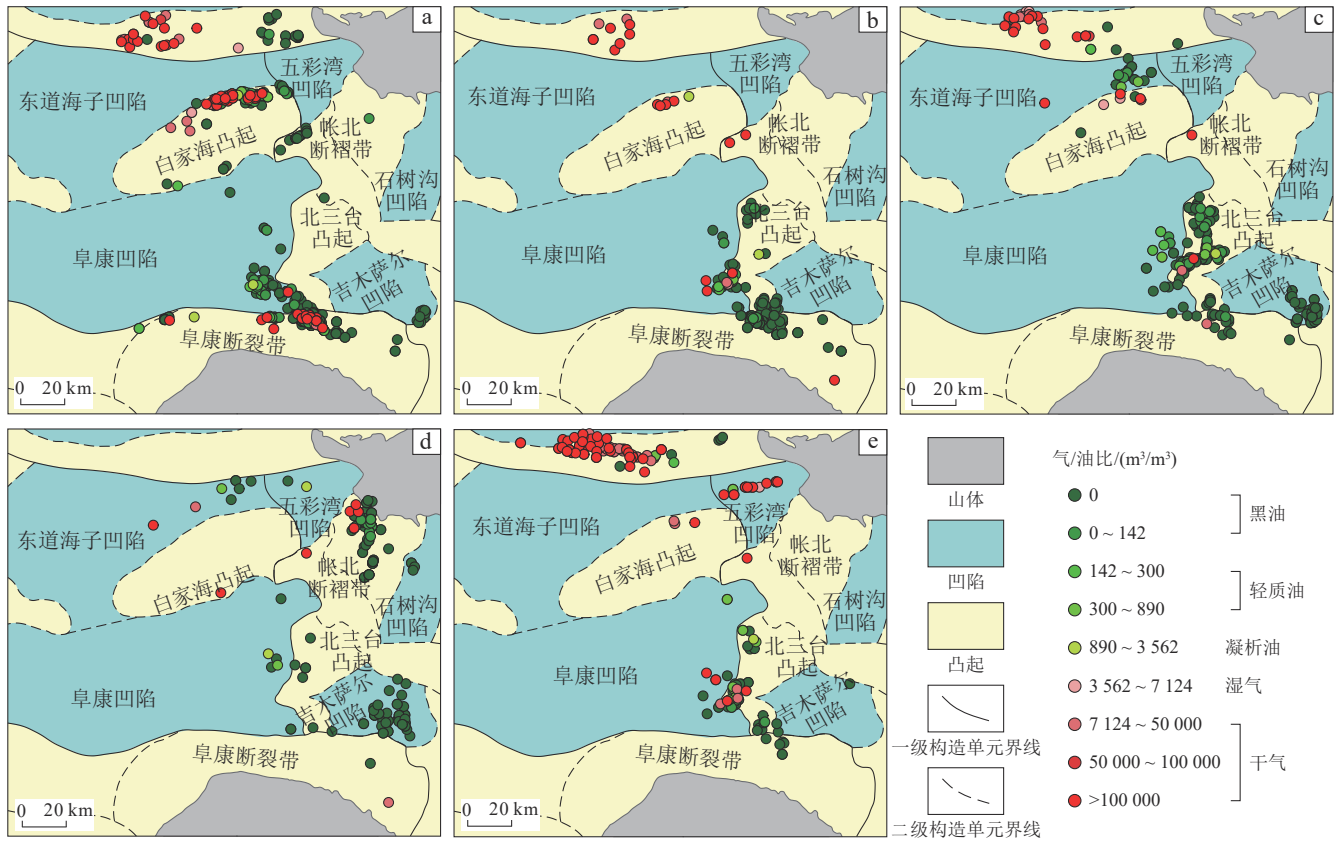


图12 准噶尔盆地东部气/油比(GOR)平面分布

Fig. 12 Maps showing the gas-oil ratios (GOR) of the eastern Junggar Basin

a. 侏罗系样品;b. 三叠系样品;c. 上二叠统样品;d. 中二叠统样品;e. 石炭系样品

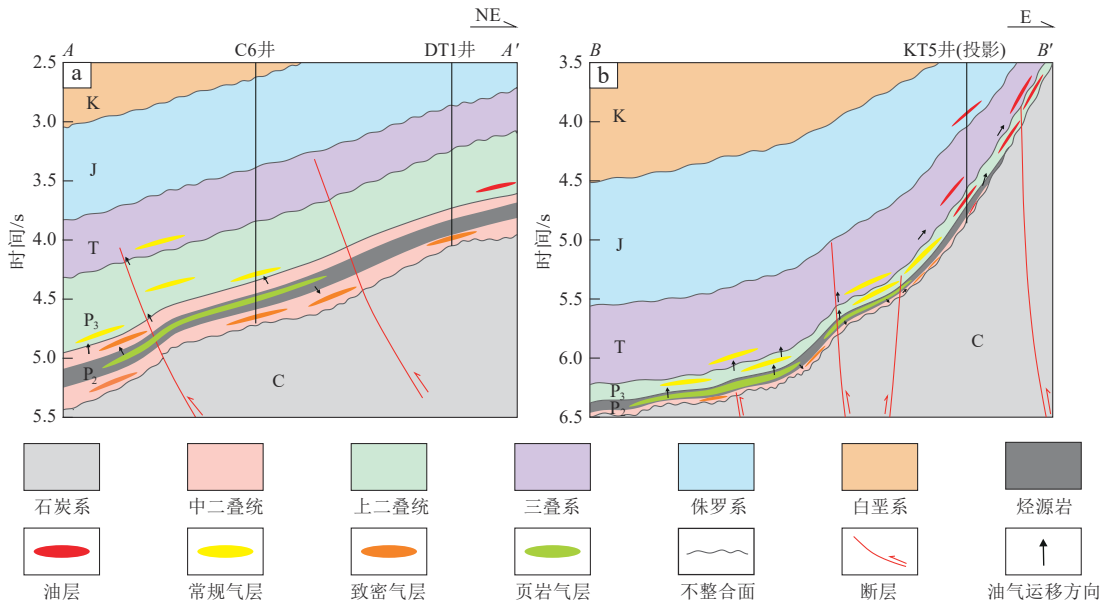


图13 准噶尔盆地东部天然气成藏模式(剖面位置见图1b)

Fig. 13 Natural gas accumulation patterns in the eastern Junggar Basin (see Fig. 1b for section locations)

a. 东道海子凹陷;b. 阜康凹陷

探中心逐渐向凹陷内部深层和超深层领域转移,越来越多的高熟烃源岩和天然气层被发现。因此油型盆地

深层和超深层区域是油型盆地天然气勘探的有利区域。排烃和运移控制着液态烃在烃源岩内部和排出油

在热应力区域的停留时间,从而决定了深层和超深层领域石油转化为天然气的程度。咸化湖相烃源岩干酪根在高-过成熟阶段裂解生气能力有限,生气量主要由原油二次裂解贡献。半开放体系热模拟实验表明原油的大量裂解主要发生在 R_o 为1.3%~1.6%的区间内,对应于湿气的大量产生(图9)。对于咸化湖相倾油型烃源岩,滞留液态烃的数量控制了高熟烃源岩的生气潜力。在凹陷区,由于常年生湖泊的发育,细粒沉积物占主导地位,以发育厚层泥岩为主,烃源岩中烃类的排出过程可能受到限制。因此在咸化湖盆中,天然气成藏研究需要关注由烃源岩低排烃效率引起的原油二次裂解气。在较高成熟度阶段,这些原油裂解气可能以气相排出,形成源外天然气藏,或者保留在烃源岩内部,形成页岩气藏。

5 结论

1) 中二叠统烃源岩分布范围较广,在阜康凹陷和东道海子凹陷厚度普遍大于200 m,最厚超过600 m;中二叠统烃源岩有机质类型主要为I-II₁型,以中等-极好烃源岩为主,滞留烃含量较高,并且在阜康凹陷和东道海子凹陷普遍进入气窗,具备规模生气的能力。

2) 两种半开放体系热模拟实验结果表明中二叠统咸化湖相烃源岩干酪根裂解生气量较小,原油裂解生气量较大;中二叠统咸化湖相烃源岩在过成熟阶段具有较大的烃类气产率,具备较好的晚期生气潜力。

3) 准东地区已发现天然气中具有中二叠统咸化湖相烃源岩的贡献。克拉美丽气田和彩南油气田中除了典型的煤型气外,还混有少量中二叠统生成的油型气;阜康凹陷、东道海子凹陷和阜康断裂带是油型气分布的主要区域。

4) 准东地区阜康凹陷和东道海子凹陷超深层是油型气勘探的有利目的层,可以划分为源外常规气、源内致密气和源内页岩气3个有利的天然气勘探领域。

参 考 文 献

- [1] WARREN J K. Evaporites: A geological compendium [M]. 2nd ed. Cham: Springer, 2016: 833-955.
- [2] VANDENBROUCKE M, LARGEAU C. Kerogen origin, evolution and structure[J]. Organic Geochemistry, 2007, 38(5): 719-833.
- [3] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence [M]. 2nd ed. Berlin: Springer, 1984: 160-228.
- [4] LI Jian, MA Wei, WANG Yifeng, et al. Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45 (3): 461-471.
- [5] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [6] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 1-25.
LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 1-25.
- [7] XIA Liuwen, CAO Jian, HU Wenxuan, et al. Paleoenvironmental conditions and organic carbon accumulation during glacial events: New insights from saline lacustrine basins [J]. Global and Planetary Change, 2023, 227: 104162.
- [8] 何涛华, 李文浩, 谭昭昭, 等. 南襄盆地泌阳凹陷核桃园组页岩油富集机制[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1259-1269.
HE Taohua, LI Wenhao, TAN Zhaozhao, et al. Mechanism of shale oil accumulation in the Hetaoyuan Formation from the Biyang Depression, Nanxiang Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1259-1269.
- [9] 刘惠民, 杨怀宇, 张鹏飞, 等. 古湖泊水介质条件对混积岩相组合沉积的控制作用——以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组三段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 297-306.
LIU Huimin, YANG Huaiyu, ZHANG Pengfei, et al. Control effect of paleolacustrine water conditions on mixed lithofacies assemblages: A case study of the Palaeogene Es³, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43 (2): 297-306.
- [10] 唐勇, 胡素云, 龚德瑜, 等. 准噶尔盆地中央坳陷西部下二叠统风城组天然气勘探潜力与重点领域[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 490-500, 512.
TANG Yong, HU Suyun, GONG Deyu, et al. Natural gas exploration potential and favorable targets of Permian Fengcheng Formation in the western Central Depression of Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 490-500, 512.
- [11] 王奇, 郝芳, 邹华耀, 等. 关于富油盆地深层天然气来源与勘探前景的几点思考——以渤海海域渤中地区为例[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2023, 20(5): 47-54.
WANG Qi, HAO Fang, ZOU Huayao, et al. Some considerations on the origins and exploration prospects of deep gas in oil-rich basins: A case study of the Bozhong area of Bohai Sea [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2023, 20(5): 47-54.
- [12] FENG Dehao, LIU Chenglin, TIAN Jixian, et al. Natural gas genesis, source and accumulation processes in northwestern Qaidam Basin, China, revealed by integrated 3D basin modeling

- and geochemical research [J]. *Natural Resources Research*, 2023, 32(1): 391–412.
- [13] 唐勇, 白雨, 高岗, 等. 玛湖凹陷风云1井陆相深层页岩气勘探突破及其油气地质意义[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(1): 106–118.
- TANG Yong, BAI Yu, GAO Gang, et al. Exploration breakthrough and geological significance of continental deep shale gas in Well Fengyun 1 in Mahu Sag [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(1): 106–118.
- [14] 李艳平, 邹红亮, 李雷, 等. 准噶尔盆地东道海子凹陷上乌尔禾组油气勘探思路及发现[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(2): 127–134.
- LI Yanping, ZOU Hongliang, LI Lei, et al. Petroleum exploration ideas and discoveries in Upper Wuerhe Formation, Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(2): 127–134.
- [15] 施和生, 王清斌, 王军, 等. 渤中凹陷深层渤中19-6构造大型凝析气田的发现及勘探意义[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(1): 36–45.
- SHI Hesheng, WANG Qingbin, WANG Jun, et al. Discovery and exploration significance of large condensate gas fields in BZ19-6 structure in deep Bozhong Sag [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(1): 36–45.
- [16] HU Guoyi, ZHANG Shuichang, LI Jin, et al. The origin of natural gas in the Hutubi gas field, Southern Junggar Foreland Sub-basin, NW China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 84(3/4): 301–310.
- [17] 龚德瑜, 齐雪峰, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地克拉美丽气田及周缘天然气成因来源再认识与勘探启示[J]. *天然气工业*, 2024, 44(2): 81–91.
- GONG Deyu, QI Xuefeng, ZHENG Menglin, et al. Origin of natural gas in the Kelameili Gas Field in the Junggar Basin and its periphery: Re-understanding and its implications for natural gas exploration [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(2): 81–91.
- [18] SUN Ping'an, WANG Yuce, LENG Kun, et al. Geochemistry and origin of natural gas in the eastern Junggar Basin, NW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 75: 240–251.
- [19] 张宇, 李二庭, 米巨磊, 等. 准噶尔盆地东部古生界深层天然气轻烃地球化学特征[J/OL]. *天然气地球科学*: 1–28. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.TE.20240131.1859.006.html>.
- ZHANG Yu, LI Erting, MI Julei, et al. Geochemical characteristics of light hydrocarbons associated with deep natural gas in the Paleozoic of the eastern Junggar Basin [J/OL]. *Natural Gas Geoscience*: 1–28. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.TE.20240131.1859.006.html>.
- [20] ZHANG Wenjie, HU Wenxuan, YANG Shengchao, et al. Differences and constraints of varying gas dryness coefficients in the Cainan oil-gas field, Junggar Basin, NW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 139: 105582.
- [21] ZHOU Zengyuan, LI Yong, LU Jungang, et al. Origin and genesis of the Permian hydrocarbon in the northeast of the Dongdaohaizi Depression, Junggar Basin, China [J]. *ACS Omega*, 2022, 7(28): 24157–24173.
- [22] 龚德瑜, 赵长永, 何文军, 等. 准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 161–174.
- GONG Deyu, ZHAO Changyong, HE Wenjun, et al. Genetic types and exploration potential of natural gas at northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 161–174.
- [23] CAO Zhe, GAO Jin, LIU Guangdi, et al. Investigation of oil potential in saline lacustrine shale: A case study of the Middle Permian Pingdiquan shale (Lucaogou equivalent) in the Junggar Basin, northwest China [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(7): 6670–6688.
- [24] ZENG Wenren, ZHANG Zhihuan, WANG Boran, et al. Formation mechanism of organic-rich mixed sedimentary rocks in saline lacustrine basin, Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin, northwest China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 156: 106452.
- [25] YANG Guangqing, ZENG Jianhui, QIAO Juncheng, et al. Differences between laminated and massive shales in the Permian Lucaogou Formation: Insights into the paleoenvironment, petrology, organic matter, and microstructure [J]. *ACS Earth and Space Chemistry*, 2022, 6(10): 2530–2551.
- [26] WU Haiguang, HU Wenxuan, WANG Yuce, et al. Depositional conditions and accumulation models of tight oils in the Middle Permian Lucaogou Formation in Junggar Basin, northwestern China: New insights from geochemical analysis [J]. *AAPG Bulletin*, 2021, 105(12): 2477–2518.
- [27] LIU Shiju, GAO Gang, GANG Wenzhe, et al. Differences in geochemistry and hydrocarbon generation of source-rock samples dominated by telalginite and lamalginite: A case study on the Permian saline lacustrine source rocks in the Jimusaer Sag, NW China [J]. *Petroleum Science*, 2023, 20(1): 141–160.
- [28] XIANG Baoli, LI Erting, GAO Xiuwei, et al. Petroleum generation kinetics for Permian lacustrine source rocks in the Junggar Basin, NW China [J]. *Organic Geochemistry*, 2016, 98: 1–17.
- [29] ZHAO Zhongfeng, FENG Qiao, LIU Xinran, et al. Petroleum maturation processes simulated by high-pressure pyrolysis and kinetic modeling of low-maturity type I kerogen [J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(4): 1882–1893.
- [30] FENG Dehao, LIU Chenglin, YANG Haibo, et al. Experimental investigation of hydrocarbon generation, retention, and expulsion of saline lacustrine shale: Insights from improved semi-open pyrolysis experiments of Lucaogou Shale, eastern Junggar Basin, China [J]. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2024, 181: 106640.
- [31] WU Liangliang, WANG Peng, GENG Ansong. Later stage gas generation in shale gas systems based on pyrolysis in closed and semi-closed systems [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 206: 80–90.

- [32] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845-861.
HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861.
- [33] 刘得光, 王屿涛, 杨海波, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷及周缘凸起区的原油成因与分布[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(1): 94-107.
LIU Deguang, WANG Yutao, YANG Haibo, et al. Genesis types and distribution of crude oil in Fukang Sag and its peripheral bulges, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(1): 94-107.
- [34] 王勇. 济阳坳陷古近系沙三下一沙四上亚段咸化湖盆证据及页岩油气地质意义[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(3): 27-36.
WANG Yong. Evidence of Paleogene saline lake basin in the 3rd and 4th members of Shahejie Formation in Jiyang Depression and geological significance of shale oil and gas[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(3): 27-36.
- [35] 王大兴, 曾治平, 胡海燕, 等. 准噶尔盆地中部下乌尔禾组深层陆相页岩孔隙结构分形特征及其地质意义[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(1): 23-35.
WANG Daxing, ZENG Zhiping, HU Haiyan, et al. Fractal characteristics of pore structure of deep continental shale of Lower Wuerhe Formation in central Junggar Basin and its geological significance[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 23-35.
- [36] JARVIE D, CLAXTON B, HENK F, et al. Oil and shale gas from the Barnett shale, Ft. Worth Basin, Texas [C]//AAPG National Convention, Denver, 2001.
- [37] 何川, 郑伦举, 王强, 等. 烃源岩生排烃模拟实验技术现状、应用与发展方向[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 862-870.
HE Chuan, ZHENG Lunju, WANG Qiang, et al. Experimental development and application of source rock thermal simulation for hydrocarbon generation and expulsion[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(5): 862-870.
- [38] GONG Deyu, SONG Yong, WEI Yanzhao, et al. Geochemical characteristics of Carboniferous coaly source rocks and natural gases in the Southeastern Junggar Basin, NW China: Implications for new hydrocarbon explorations[J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 202: 171-189.
- [39] ZHANG Bin, TAO Shu, SUN Bin, et al. Genesis and accumulation mechanism of external gas in deep coal seams of the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2024, 286: 104506.
- [40] LU Jungang, WANG Li, CHEN Shijia, et al. Features and origin of oil degraded gas of Santai field in Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 466-474.
- [41] XU Kun, CHEN Shijia, LIU Chaowei, et al. Geochemical characteristics of source rocks and natural gas in Fudong area, Junggar Basin: Implications for the genesis of natural gas [J]. Arabian Journal of Geosciences, 2022, 15(6): 544.
- [42] 张林, 张敏, 高永进, 等. 准噶尔盆地南缘博格达山前带二叠系芦草沟组油气源分析和勘探潜力[J]. 中国矿业, 2021, 30(11): 178-188.
ZHANG Lin, ZHANG Min, GAO Yongjin, et al. Oil and gas source analysis and exploration potential of Permian Lucaogou Formation in Bogda piedmont belt in the southern margin of Junggar Basin [J]. China Mining Magazine, 2021, 30(11): 178-188.
- [43] LIU Quanyou, WU Xiaoqi, WANG Xiaofeng, et al. Carbon and hydrogen isotopes of methane, ethane, and propane: A review of genetic identification of natural gas [J]. Earth-Science Reviews, 2019, 190: 247-272.
- [44] MILKOV A V. New approaches to distinguish shale-sourced and coal-sourced gases in petroleum systems [J]. Organic Geochemistry, 2021, 158: 104271.
- [45] LORANT F, PRINZHOFER A, BEHAR F, et al. Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases[J]. Chemical Geology, 1998, 147(3/4): 249-264.
- [46] PRINZHOFER A A, HUC A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases [J]. Chemical Geology, 1995, 126(3/4): 281-290.
- [47] 彭平安, 贾承造. 深层烃源演化与原生轻质油/凝析油气资源潜力[J]. 石油学报, 2021, 42(12): 1543-1555.
PENG Pingan, JIA Chengzao. Evolution of deep source rock and resource potential of primary light oil and condensate [J]. Acta Petroli Sinica, 2021, 42(12): 1543-1555.
- [48] 杨有星, 张君峰, 张金虎, 等. 新疆博格达山周缘中上二叠统与中上三叠统沉积特征及其主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 670-682.
YANG Youxing, ZHANG Junfeng, ZHANG Jinhu, et al. Sedimentary characteristics and main controlling factors of the Middle-Upper Permian and Middle-Upper Triassic around Bogda Mountain of Xinjiang, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 670-682.
- [49] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义 [J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.

(编辑 孙川翔)