

李天军,黄志龙,王瑞,等. 银根—额济纳旗盆地天草凹陷下白垩统巴音戈壁组有效烃源岩地球化学特征及其形成环境. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(4):957—972. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20200203.

Li Tianjun, Huang Zhilong, Wang Rui, et al. Geochemical Characteristics and Formation Environment of Effective Hydrocarbon Source Rock of the Lower Cretaceous Bayingebi Formation in Tiancao Sag, Yingen—Ejinaqi Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2021, 51(4):957—972. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20200203.

# 银根—额济纳旗盆地天草凹陷下白垩统巴音戈壁组有效烃源岩地球化学特征及其形成环境

李天军<sup>1,2</sup>, 黄志龙<sup>1</sup>, 王 瑞<sup>1</sup>, 苟红光<sup>3</sup>, 张 品<sup>3</sup>, 殷 越<sup>4</sup>

1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都 610500

3. 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009

4. 中国石化西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都 610041

**摘要:**对于低勘探程度的小型断陷湖盆,寻找有效烃源岩对于勘探方向的选择具有非常重要的意义。本文基于天草凹陷新钻井的大量分析测试资料,对主要勘探层系下白垩统巴音戈壁组的纵横向烃源岩地球化学特征及形成环境进行了系统分析,并阐述了沉积环境变化对有效烃源岩发育的控制作用。研究结果表明:巴音戈壁组烃源岩有机质丰度达到了中等—好的级别,以巴音戈壁组二段有机质丰度最高( $w(\text{TOC})$ 平均为 1.1%);有机质类型为 II<sub>1</sub>—II<sub>2</sub>型,且巴音戈壁组二段的 II<sub>1</sub>型有机质丰度最高,属于腐殖腐泥型;烃源岩热演化程度整体达到了低熟—成熟阶段,巴音戈壁组二段为成熟的烃源岩,具备较高的生烃能力;巴音戈壁组有效烃源岩下限为  $w(\text{TOC})=1.0\%$ ,有机质来自高等植物和水生生物的混合源,且低等水生生物贡献比例稍大;巴音戈壁组沉积期为高盐度和还原的沉积环境,盆内藻类勃发和盆外适当的陆源有机质输入是湖盆水体较高古生产力和较好有机质类型的必要条件,持续稳定的缺氧环境为有机质的保存提供了良好条件,这是巴音戈壁组有效烃源岩形成的两个关键条件。天草凹陷南次洼比北次洼更适合有效烃源岩的发育,且发育的有效烃源岩具有更高的有机质丰度和成熟度,是下一步油气勘探的有利区域。

**关键词:**银根—额济纳旗盆地;天草凹陷;巴音戈壁组;有效烃源岩;地球化学特征;沉积环境

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20200203

中图分类号:TE112.1

文献标志码:A

## Geochemical Characteristics and Formation Environment of Effective Hydrocarbon Source Rock of the Lower Cretaceous Bayingebi Formation in Tiancao Sag, Yingen—Ejinaqi Basin

Li Tianjun<sup>1,2</sup>, Huang Zhilong<sup>1</sup>, Wang Rui<sup>1</sup>, Gou Hongguang<sup>3</sup>, Zhang Pin<sup>3</sup>, Yin Yue<sup>4</sup>

收稿日期:2020—09—14

作者简介:李天军(1993—),男,博士研究生,主要从事石油地质方面的研究,E-mail:litianjun2020@163.com

通信作者:黄志龙(1962—),男,教授,博士,主要从事油气藏形成与分布方面的研究,E-mail:huang5288@163.com

基金项目:国家自然科学基金项目(41472111)

(Supported by the National Natural Science Foundation of China(41472111)) All rights reserved. <http://www.cnki.net>

1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), 102249, China
2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610500, China
3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami 839009, Xinjiang, China
4. Exploration and Development Research Institute, Sinopec Southwest Oil and Gas Branch, Chengdu 610041, China

**Abstract:** For small-scaled rift lake basins with a low exploration degree, it is of great significance to search for effective source rocks for the exploration purpose. Based on a large number of analysis test data of new drillingwells in Tiancao sag, the authors studied the geochemical characteristics and sedimentary environment of the hydrocarbon source rocks in the vertical and horizontal directions of the Lower Cretaceous Bayingebi Formation, and described the effect of sedimentary environment changes on the development of effective source rocks. The results reveal that the organic matter abundance of the source rocks of the Bayingebi Formation reaches a medium to good level, and the second member of the Bayingebi Formation has the highest organic matter abundance (average  $\omega(\text{TOC}) = 1.1\%$ ). The organic matter is of type  $\text{II}_1 - \text{II}_2$ , and the proportion of type  $\text{II}_1$  in the second member of the Bayingebi Formation is higher, belonging to humic-sapropelic. The thermal evolution degree of the source rocks is at low-mature to mature stage. The second member of the Bayingebi Formation belongs to mature source rocks with high potential of hydrocarbon generation. The lower limit of the effective source rock of the Bayingebi Formation is defined as  $\omega(\text{TOC}) = 1.0\%$ , the organic matter was derived from a mixed source of higher plants and aquatic organisms, and the contribution proportion of lower aquatic organisms is slightly higher. The Bayingebi Formation was deposited in a reducing environment with high salinity. The algal bloom within the basin and the appropriate terrestrial organic matter input outside the basin are necessary conditions for the increase of water paleo-productivity in the lacustrine basin, and the continuous and stable anoxic environment provides good conditions for the preservation of organic matter. These are the two key conditions to form effective source rocks. The southern sub-sag is more suitable for the development of the effective source rocks than the northern sub-sag in Tiancao sag, and the effective source rocks have higher organic matter abundance and maturity. So the southern sub-sag is the favorable area for oil and gas exploration.

**Key words:** Yingen - Ejinaqi basin; Tiancao sag; Bayingebi Formation; effective source rocks; geochemical characteristics; sedimentary environment

## 0 引言

银根—额济纳旗盆地是中国陆上油气勘探程度较低的小型断陷盆地群,具有构造单元不完整、古地理环境多变、烃源岩分布非均质性极强的特征。近年来,随着小型断陷湖盆成藏理论与勘探技术的进步,银额盆地的油气勘探呈现“多点开花、持续突破”的良好形势<sup>[1-3]</sup>。盆地西部的天草凹陷 T6 井获得日产  $20 \text{ m}^3$  的高产工业油流,中部的拐子湖凹陷拐参 1 井获得日产油  $56.17 \text{ m}^3$ 、日产天然气  $7\ 290 \text{ m}^3$  的高产油气流,盆地东部的查干凹陷也陆续获得高产工业油气流<sup>[3-4]</sup>,证实了该盆地有很好的油气勘探潜力,具有“小而肥”的含油气特征。但这些凹陷普遍存在有效烃源岩地球化学特征及分布规律不明确,以及

沉积环境对有效烃源岩发育的控制尚不清楚的问题,这严重制约了油气勘探进程和勘探成果的扩大。

对于小型断陷湖盆而言,烃源岩的地球化学评价及有效烃源岩的确定对揭示油气生成、运聚成藏规律、选择有利的勘探方向、提高勘探效益等,都具有十分重要的意义。在我国北方发育的众多具有相似构造发育史、彼此相对独立的小型断陷中,如二连盆地和酒泉盆地等<sup>[5-6]</sup>,有关小型断陷湖盆的烃源岩地球化学及分布特征等,前人已做诸多工作,认为小型断陷湖盆的烃源岩发育及形成环境有着其特殊性<sup>[7-9]</sup>。丁修建等<sup>[8]</sup>认为二连盆地有效烃源岩发育模式不同于大型湖盆,沉积环境控制着烃源岩的形成,提出了初始生成力、保存条件和沉积速率共同控制有机质的富集,并建立了 3 种有效烃源岩发育模

式,高丰度的烃源岩主要发育在凹陷的近洼缓坡带;王朋等<sup>[10]</sup>和陈景跃<sup>[11]</sup>认为银额盆地查干凹陷有效烃源岩下限为  $w(\text{TOC})=1.0\%$ ,烃源岩主要发育在缓坡一侧,控制有机质富集的主要因素是湖盆初始生成力;卫平生<sup>[12]</sup>和陈治军等<sup>[13]</sup>认为银额盆地中东部凹陷群的巴音戈壁组为主力烃源岩,有机碳质量分数中等—好,以 II 型倾油的有机质为主,具备良好的生油条件。此外,也有部分学者针对西部天草凹陷第一口探井天 1 井的烃源岩地化特征做过相关工作,认为巴音戈壁组有机质丰度高、类型好,达到成熟演化阶段,其品质与二连盆地相当,总资源量可到 0.74 亿 t<sup>[14-15]</sup>。然而,随着天草凹陷勘探程度的深入,早期的地质认识已不能满足勘探现状,需要结合更多的钻井资料对整个凹陷的纵横向烃源岩地球化学特征及形成环境进行系统评价,从而明确有效烃源岩的展布特征和有机质富集的影响因素,以期对接下来油气勘探方向提供一定的指导。

### 1 地质概况

银根—额济纳旗盆地位于内蒙古自治区西部,面积约为  $12.3 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,是在前寒武纪结晶地块和古生代褶皱基底上发育起来的中新生代沉积盆地,由许多小型断陷构成,具有较低的勘探程度。区域构造位置位于塔里木、哈萨克斯坦、西伯利亚和华北

4 个板块的结合部位,板块之间的缝合带对盆地中、新生代的构造发育起着明显的控制作用<sup>[3-4]</sup>。盆地经历了早侏罗世的扭张拉分断陷、晚侏罗世的挤压抬升剥蚀、早白垩世的伸展断陷和晚白垩世—新近纪的沉降拗陷 4 个演化阶段<sup>[14]</sup>。

天草凹陷位于银根—额济纳旗盆地西北部的居延海拗陷内(图 1a),呈北东—北北东向展布,是一个西北断、东南超的箕状(单断)凹陷,面积约为  $1660 \text{ km}^2$ <sup>[14]</sup>。目前勘探程度最高的为天草凹陷的中部地区,根据凹陷的结构和构造特征可进一步将天草凹陷中部地区划分为北次洼和南次洼,其中 T6 和 T601 井位于南次洼的近洼斜坡区,T3(图 1b)和 T5(图 1b、c)井位于北次洼斜坡区。钻井揭示沉积地层自下而上发育下白垩统、上白垩统和新生界,上白垩统剥蚀严重,缺失三叠系和侏罗系<sup>[16]</sup>(图 1d)。天草凹陷主要发育扇三角洲—湖泊沉积体系,潜在的烃源岩主要发育在下白垩统的浅湖—半深湖沉积体系<sup>[12,17]</sup>。根据岩性组合和古生物特征,下白垩统自下而上划分为巴音戈壁组、苏红图组和银根组,其中银根组大部分被剥蚀,仅在洼陷区有残余,厚度一般小于  $100 \text{ m}$ <sup>[14]</sup>。本次研究的主要目的层为巴音戈壁组,根据岩性和电性特征,可将其进一步划分为 3 段:巴音戈壁组一段( $K_1b_1$ ),以砂砾岩沉积为主,夹薄层的深灰色泥岩;巴音戈壁组二段( $K_1b_2$ ),

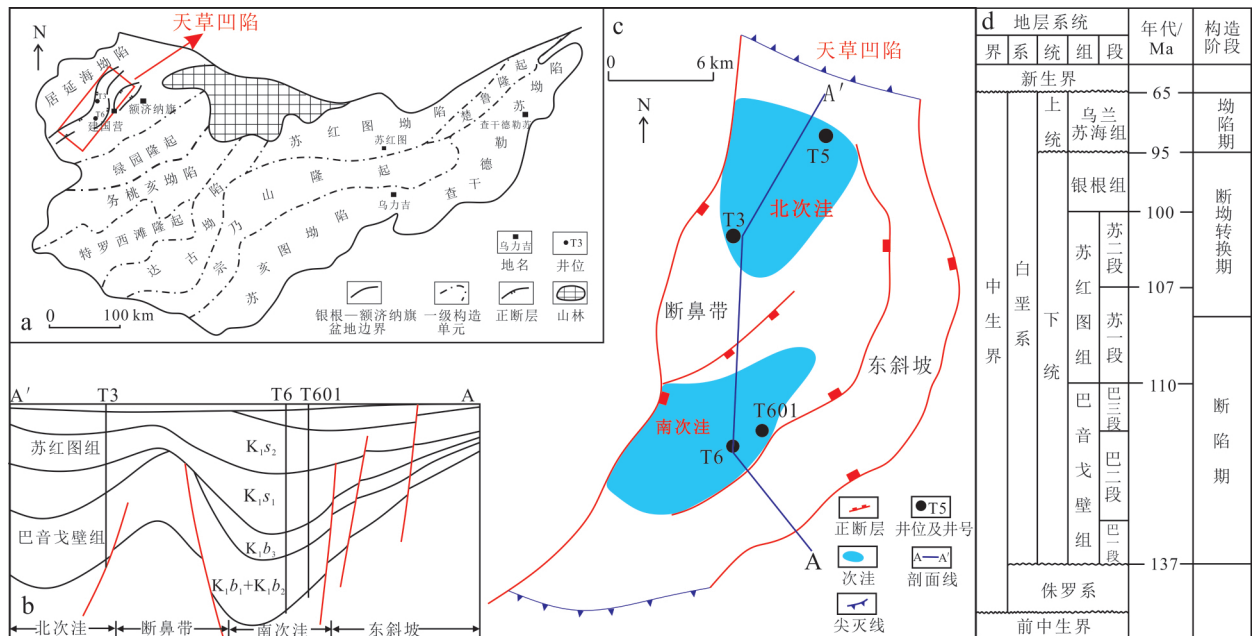


图 1 天草凹陷地理位置(a)、构造剖面(b)、构造单元(c)及地层发育特征(d)<sup>[16-17]</sup>

Fig.1 | Geographic location (a), tectonic section (b), tectonic unit (c) and stratigraphic characteristics (d) of Tiancao sag<sup>[16-17]</sup>

厚度大,深灰色—灰黑色湖相泥岩夹薄层浅灰色砂岩和砂砾岩,是天草凹陷最重要的一套烃源岩,也是研究区第一套区域性盖层;巴音戈壁组三段( $K_1b_3$ ),底部为灰色泥岩与砂岩互层,中上部变为氧化色泥岩夹薄层粉砂岩<sup>[16]</sup>。苏红图组普遍发育褐色和棕红色泥岩,局部夹灰色钙质泥岩和砂砾岩,钻井揭示最大厚度约为 700 m,是研究区第二套良好的区域性盖层。目前,天草凹陷已钻探井 10 余口,大部分见工业油流,主要商业产层集中在巴音戈壁组二段和三段,主要油藏集中在天草凹陷的南次洼和北次洼南部。

## 2 实验分析方法

选取天草凹陷北次洼和南次洼 4 口井共计 200 块巴音戈壁组暗色泥岩样品(岩心和岩屑)进行测试,选取的样品在纵向上基本覆盖了整个巴音戈壁组,平面上,南次洼烃源岩以 T6 和 T601 井的样品为代表,北次洼烃源岩以 T3 和 T5 井的样品为代表。针对采集的样品开展了总有机碳、岩石热解、干酪根元素和同位素、氯仿沥青“A”和饱和烃色谱质谱等有机地球化学分析测试。所有测试分析均在中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室完成。

碳同位素测试所用的仪器为 Thermofisher Flash 2000EA—Mat253 稳定同位素质谱仪,测试精度 $\leq 0.02\%$ ,具体分析流程参照 SY/T 5238—2008<sup>[18]</sup>。总有机碳测试流程为:称取 0.1 g 左右的粉末样品至于坩埚中,用 5% 稀盐酸处理样品中碳酸盐直至不再产生明显气泡,目的是去除无机碳;之后用去离子水反复冲洗 12 h 去除残余盐酸;再将处理后的样品置于 80 °C 干燥炉中烘干 12 h;最后将处理好的样品放入 Leco CS—230 型碳硫测定仪进行分析测试,实验标准参照国家标准 GB/T 19145—2003<sup>[19]</sup>。岩石热解分析所用的仪器为 OGE—II 型油气评价工作站,采用程序升温测定不同温度段对应的烃质量分数,程序加热到 300 °C 测定的单位质量烃源岩的烃质量分数为  $S_1$ (游离态烃),加热到 300~600 °C 获得的单位质量烃源岩的烃质量分数为  $S_2$ (热解烃), $T_{max}$  为  $S_2$  对应的最高热解峰温。干酪根元素分析所用的仪器为德国 Elemental cube 元素分析仪,检测温度 23 °C,相对湿度为 16%,测试流程参照国家标准 GB/T 19143—2003<sup>[20]</sup>。氯仿沥青“A”和族组成分离分别在快速抽提仪和层析柱中

完成,检测依据为石油天然气行业标准 SY/T 5119—2008<sup>[21]</sup>。全岩显微组分鉴定和镜质体反射率测试所用仪器为 Leica DM4500P 显微镜和 MPV—SP 显微光度计,测试标准依据石油天然气行业标准 SY/T 5124—2012<sup>[22]</sup>。饱和烃气相色谱质谱分析使用 Agilent 7890—5975c 气相色谱质谱联用仪,测试条件:色谱柱为 HP—5MS 弹性石英毛细柱(长 60 m,直径 0.25 mm,壁厚 0.25  $\mu\text{m}$ ),初始柱温为 50 °C,先以 20 °C/min 升温至 120 °C,然后以 4 °C/min 升至 250 °C,再以 3 °C/min 升至 310 °C 保持 30 min,载气为 He,采用恒流模式,流量为 1 mL/min,检测方法依据 GB/T 18606—2001<sup>[23]</sup>。

## 3 有机地球化学特征

### 3.1 有机质丰度

有机质是形成油气的物质基础,有机质丰度反映了生烃母质在烃源岩中的富集数量,它是衡量和评价岩石生烃能力的重要指标<sup>[13,24—26]</sup>。此次,主要采用总有机碳(TOC)质量分数、生烃潜量( $S_1+S_2$ )和氯仿沥青“A”质量分数 3 项指标进行烃源岩有机质丰度的评价,评价标准采用中国陆相烃源岩有机质丰度评价标准(表 1)。

天草凹陷的主力烃源岩为巴音戈壁组暗色泥岩<sup>[9,14]</sup>,且纵向上不同层段的有机质丰度差异较大(图 2)。巴音戈壁组三段( $K_1b_3$ )泥岩样品  $w(\text{TOC})$  介于 0.22%~1.97%,平均为 0.70%,其中  $w(\text{TOC})$  值大于 1.00% 的样品仅占 18%;生烃潜量( $S_1+S_2$ )介于 0.11%~9.56%,均值为 1.88%; $w(\text{氯仿沥青“A”})$  介于 0.02%~0.22%,平均值为 0.10%,其大于 0.20% 的样品占大于 10%(图 2a—c)。巴音戈壁组二段( $K_1b_2$ ) $w(\text{TOC})$  介于 0.25%~2.59%,平均为 1.10%,其中有 60% 以上的样品  $w(\text{TOC})$  大于 1.00%; $S_1+S_2$  介于 0.15%~12.23%,均值为 3.25%, $S_1+S_2$  值大于 6.00% 的样品占 15% 以上; $w(\text{氯仿沥青“A”})$  介于 0.01%~0.53%,平均值为 0.15%,其中  $w(\text{氯仿沥青“A”})$  大于 0.20% 的样品占 30%(图 2d—f)。巴音戈壁组一段( $K_1b_1$ )泥岩样品  $w(\text{TOC})$  介于 0.13%~1.18%,平均为 0.81%,其中  $w(\text{TOC})$  大于 1.00% 的样品占图中 30%; $S_1+S_2$  介于 0.06%~2.48%,均值为 1.54%(图 2g—h)。上述各项地球化学参数综合分析表明巴音戈壁组泥岩具有中等偏高的  $w(\text{TOC})$ 、 $S_1+S_2$  和  $w(\text{氯仿沥青“A”})$ ,依照陆相烃源岩有机质丰度

表 1 中国陆相烃源岩有机质丰度评价标准<sup>[26]</sup>  
Table 1 Evaluation standard for organic matter of continental source rocks<sup>[26]</sup>

分类	$w(\text{TOC})/\%$		$(S_1+S_2)/\%$	$w(\text{“氯仿沥青 A”})/\%$
	咸水—超咸水	淡水—半咸水		
非生油岩	<0.2	<0.4	<0.5	<0.015
生油岩	差	0.2~0.4	0.4~0.6	0.015~0.050
	中等	0.4~0.6	0.6~1.0	0.050~0.100
	好	0.6~0.8	1.0~2.0	0.100~0.200
	最好	>0.8	>2.0	>0.200

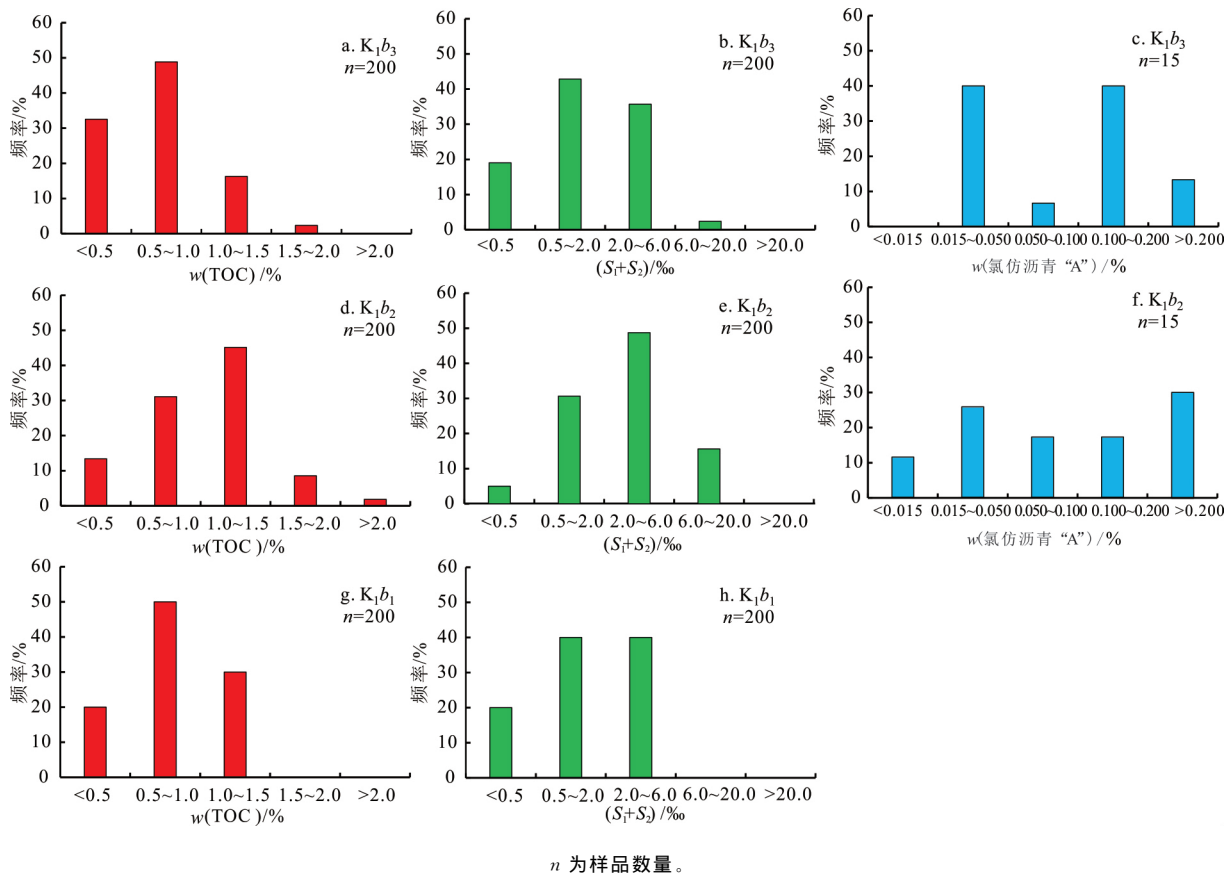


图 2 巴音戈壁组烃源岩有机质丰度频率直方图

Fig.2 Frequency histogram of organic matter abundance in source rocks of Bayingebi Formation

评价标准,烃源岩达到了中等—好的级别。从有机质丰度各项指标来看,巴二段烃源岩有机质丰度明显高于巴三段和巴一段烃源岩,且巴三段要略好于巴一段。

### 3.2 有机质类型

烃源岩有机质类型是衡量有机质生烃演化性质的度量标志,不同类型烃源岩的生油气能力存在较

大差别<sup>[27]</sup>。有机质类型的划分方法主要包括岩石热解分析法、干酪根元素分析法、干酪根碳同位素分析法和干酪根显微组分分析法等 4 种<sup>[28-29]</sup>。此外,还可以根据烃源岩中可溶有机质的族组成和生物标志物参数来研究烃源岩生烃母质的类型。本次主要依据卫平生<sup>[12]</sup>提出的银额盆地泥岩有机质类型评价标准(表 2)。

表 2 银额盆地湖相烃源岩有机质类型评价标准<sup>[12]</sup>

Table 2 Evaluation standard for organic matter type of continental source rocks in Yin'e basin<sup>[12]</sup>

有机质类型	H/C	$I_H/\%$	干酪根碳同位素的界限值/ $\%$	干酪根显微组分
I	>1.3	>475	<-28.0	腐泥组为主
II <sub>1</sub>	1.0~1.3	260~475	-28.0~-25.5	腐泥组+壳质组为主
II <sub>2</sub>	0.8~1.0	65~260	-25.5~-22.5	镜质组+壳质组为主
III	<0.8	<65	>-22.5	镜质组+惰质组为主

注： $I_H$ 为氢指数。I为腐泥型；II<sub>1</sub>为腐殖腐泥型；II<sub>2</sub>为腐泥腐殖型；III为腐殖型。

岩石热解是快速评价烃源岩有机质类型最简便（图 4b）。有效的方法<sup>[30]</sup>。从氢指数  $I_H - T_{max}$  关系图看出，天草凹陷巴音戈壁组泥岩有机质类型较好，为 II<sub>1</sub> - II<sub>2</sub> 型有机质，其中巴二段烃源岩有机质类型最好，巴一段和巴三段次之（图 3）。然而，氢指数一般受成熟度影响较大，因此需结合其他地球化学方法综合判断有机质类型。

干酪根元素和同位素组成也能较好地评价有机质类型<sup>[13,31]</sup>。天草凹陷巴音戈壁组 30 个样品资料分析显示，泥岩样品 H/C 原子比介于 0.98~1.48，O/C 原子比介于 0.03~0.06，具有富氢贫氧的特征。在 H/C-O/C 原子比关系图（图 4a）上，数据点大部分落在 II<sub>1</sub> 型和 II<sub>2</sub> 型之间。不同层位有机质类型对比表明，巴二段（K<sub>1</sub>b<sub>2</sub>）和巴三段（K<sub>1</sub>b<sub>3</sub>）烃源岩有机质类型相对较好，II<sub>1</sub> 型有机质占比略高。干酪根碳同位素主要介于 -29.7‰~-23.0‰，平均为 -26.1‰，具有整体偏轻的特征。依据银额盆地泥岩有机质碳同位素类型评价标准<sup>[12]</sup>，巴音戈壁组烃源岩主要为 II<sub>1</sub> 和 II<sub>2</sub> 型有机质，少量 I 和 III 型，且巴二段烃源岩有机质类型明显好于巴一段和巴三段

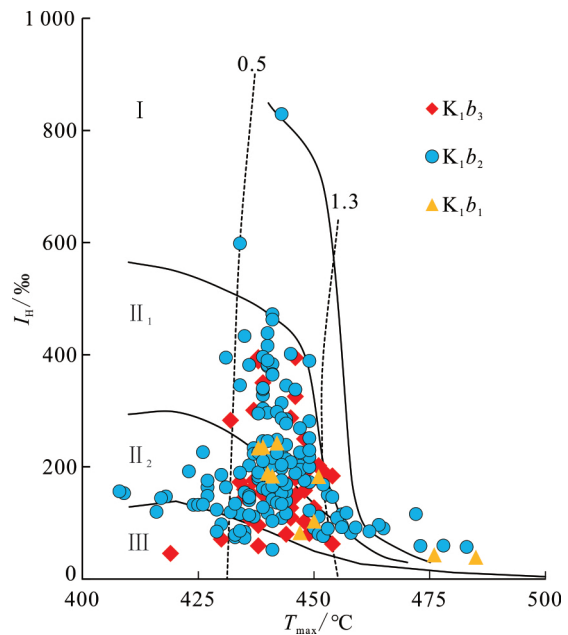
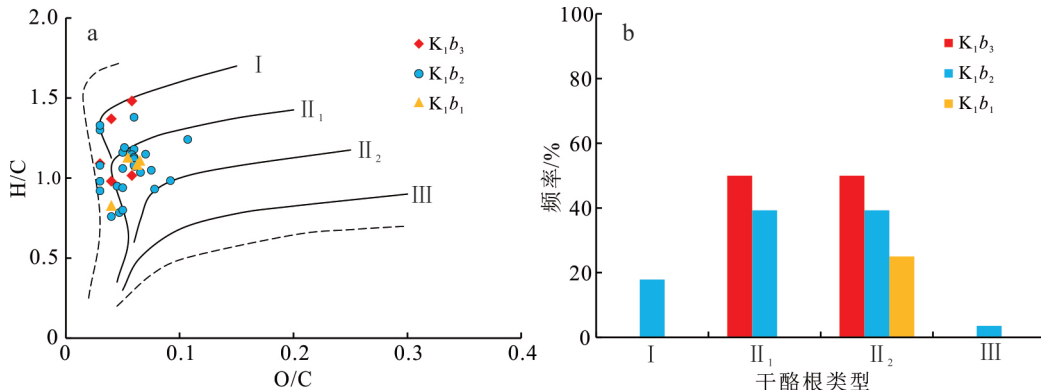


图 3 天草凹陷烃源岩岩石热解参数有机质类型分类图<sup>[24]</sup>  
Fig.3 Organic matter type classification figure by Rock-Eval parameters in Tiancao sag



a. H/C-O/C 原子比交会图<sup>[24,31]</sup>；b. 干酪根碳同位素分类。

图 4 巴音戈壁组烃源岩有机质类型分类

Fig.4 Classification figure of organic matter type for source rocks in the Bayingebi Formation

烃源岩中有机显微组分组成特征可以较好地反映烃源岩的性质<sup>[32-33]</sup>。在显微镜反射光下,结合荧光观察,可以比较直观地了解烃源岩的母质类型<sup>[34-35]</sup>。天草凹陷南次洼巴音戈壁组泥岩有机显微组分纵向差异不大,以腐泥组占优势,其质量分数主要介于60.00%~80.00%;镜质组和惰质组质量分数介于15.00%~20.00%;壳质组质量分数最低,大部分样品小于5.00%(表3)。而北次洼泥岩的有机显微组分差异较大,腐泥组质量分数降低,壳质组镜质组质量分数升高(表3)。有机组分镜下特征如图5所示,在荧光下可见大量的黄色藻类体呈分散或断续状分布(图5a,c),在反射光下可观察到灰色—灰白色的惰质体和镜质体部分保存了完整的原始结构(图5b,d)。由此判断巴音戈壁组烃源岩为典型的腐殖—腐泥混合型有机质,且腐泥型有机质占比更高。

综合岩石热解参数、干酪根元素(C、H、O)的原子比、碳同位素组成和有机显微组分特征,认为巴音

戈壁组烃源岩有机质类型较好,II<sub>1</sub>型有机质(腐殖腐泥型)占绝对优势。纵向上不同层段对比结果表明,巴音戈壁组二段有机质类型要稍好于巴一段和巴三段。

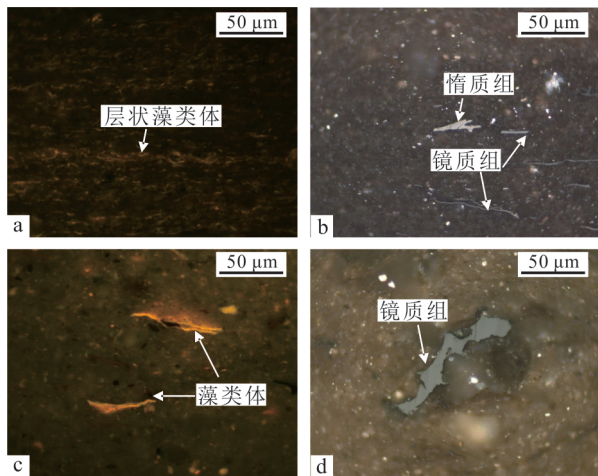
### 3.3 有机质成熟度

有机质成熟度反映了烃源岩有机质向油气转化的热演化程度,用于评价烃源岩有机质成熟度的常规地球化学方法很多。本文主要应用镜质体反射率、岩石热解参数和可溶抽提物的生物标志化合物参数等评价烃源岩有机质成熟度<sup>[24,36-37]</sup>。研究区下白垩统巴音戈壁组烃源岩样品的 $R_o$ 为0.6%~1.3%, $T_{max}$ 主要为430~460℃,整体为低熟—成熟演化阶段。饱和烃气相色谱成熟度参数OEP(奇偶优势比)值介于1.04~1.95,CPI(碳优势指数)值介于0.85~1.82;规则甾烷异构化参数 $C_{29}$ 甾烷20S/(S+R)值介于0.2~0.55, $C_{29}$ 甾烷 $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 值介于0.3~0.6,表明巴音戈壁组烃源岩成熟度变化较大,从低成熟到成熟阶段均有分布。

表3 巴音戈壁组烃源岩干酪根显微组分

Table 3 Composition data of kerogen maceral in the Bayingebi Formation

构造	井号	深度/m	层位	岩性	$w_B/\%$			
					腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组
南次洼	T6	2 387.25	$K_1b_3$	灰黑色泥岩	84.00	1.33	4.00	10.67
	T6	2 467.35	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	85.00	1.00	5.00	9.00
	T6	2 470.43	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	78.00	1.00	7.00	14.00
	T6	2 473.25	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	81.00	1.00	5.00	13.00
	T6	2 898.08	$K_1b_2$	深灰色泥岩	80.00	1.00	4.00	15.00
	T6	2 900.81	$K_1b_2$	深灰色泥岩	80.00	1.00	3.00	16.00
	T601	2 298.84	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	77.00	1.00	6.00	16.00
	T601	2 303.54	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	77.00	1.00	7.00	15.00
	T601	2 425.44	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	63.00	1.33	4.00	31.67
	T601	2 575.80	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	80.33	0.67	2.33	16.67
	T601	2 580.57	$K_1b_2$	灰黑色泥岩	74.00	1.00	4.00	21.00
	T601	2 802.61	$K_1b_1$	灰黑色泥岩	23.00	0.33	5.67	71.00
	北次洼	T2	1 554.42	$K_1b_2$	灰色泥岩	0.00	66.00	17.00
T2		1 405.00	$K_1b_2$	灰色泥岩	0.00	58.67	15.33	26.00
T2		1 087.50	$K_1b_2$	灰色泥岩	0.00	67.33	16.33	16.33
T3		1 402.68	$K_1b_2$	灰色泥岩	44.44	11.11	44.44	0.00
T3		1 403.35	$K_1b_2$	灰色泥岩	66.67	8.33	25.00	0.00
T3		1 111.48	$K_1b_3$	灰色泥岩	37.50	12.50	43.75	6.25
T3		1 750.10	$K_1b_2$	灰色泥岩	73.68	15.79	10.53	0.00
T3	1 931.20	$K_1b_1$	灰色泥岩	53.33	20.00	23.33	0.00	



a. 断续分布的黄色层状藻类体, 荧光(T601, 2 303.54 m); b. 保存一定结构的惰质组分, 反射光(T601, 2 303.54 m); c. 分散状黄色藻类体, 荧光(T6, 2 467.35 m); d. 保存一定结构的镜质组分, 反射光(T6, 2 467.35 m)。

图 5 巴音戈壁组烃源岩有机显微组分镜下特征

Fig.5 Microscopic characteristics of the organic macerals for source rock in the Bayingebi Formation

综合烃源岩样品的  $R_o$ 、热解参数 ( $T_{max}$ 、 $S_1/(S_1+S_2)$ )、可溶有机质转化率(氯仿沥青“A”/TOC、 $S_1/w$ (TOC)及饱和烃色谱成熟度参数(OEP和CPI)随埋深的演化规律,纵向上可将巴音戈壁组烃源岩大致划分出 3 个有机质热演化阶段(图 6)。

低成熟阶段:埋深介于 600~1 500 m,对应  $R_o$  在 0.5%~0.7% 之间,该深度段各项指标均呈现出一定的演变规律。在此深度段底部 1 500 m 左右,氯仿沥青“A”/TOC、 $S_1/w$ (TOC)和  $S_1/(S_1+S_2)$

发生显著增加,并随埋深继续增加,各项指标分别增大至 18%、6%和 25%,OEP 由 2.00 突变至 1.20 左右。这些特征充分说明了 1 500 m 左右为天草凹陷烃源岩的成熟生油门限,随深度增加开始大量生油(图 6)。

成熟阶段(生油高峰期):埋深介于 1 500~3 000 m,对应  $R_o$  大于 0.7%,可溶有机质转化率(沥青“A”/TOC和  $S_1/w$ (TOC)和热解参数  $S_1/(S_1+S_2)$ 皆在此区间出现异常的高值,甾烷成熟度参数基本达到演化平衡点,OEP 逐近于 1.10。这些特征表明该深度段为研究区烃源岩的成熟生油窗(图 6)。

高成熟阶段(凝析气期):埋深大于 3 000 m,对应  $R_o$  大于 1.2%。目前,该阶段仅在深洼陷区发育,且巴音戈壁组一段烃源岩可能达到高成熟演化阶段。

综上所述,巴音戈壁组烃源岩  $w$ (TOC)平均为 1.0%, $w$ (TOC)大于 1.0%的样品占 50%以上; $S_1+S_2$ 平均为 2.87%, $S_1+S_2$ 值大于 2.00%的样品超过 50%; $w$ (氯仿沥青“A”)平均为 0.13%, $w$ (氯仿沥青“A”)大于 0.1%的样品超过 50%。烃源岩有机质丰度达到了中等一好的级别,且巴二段烃源岩有机质丰度最高,为巴音戈壁组主力烃源岩。各项地化参数研究表明,烃源岩有机质类型为 II<sub>1</sub>-II<sub>2</sub>型有机质,且巴音戈壁组二段 II<sub>1</sub>型有机质占比最高。有机质热演化程度整体达到了低熟-成熟阶段,巴音戈壁组二段为成熟烃源岩,具备良好的生烃能力。

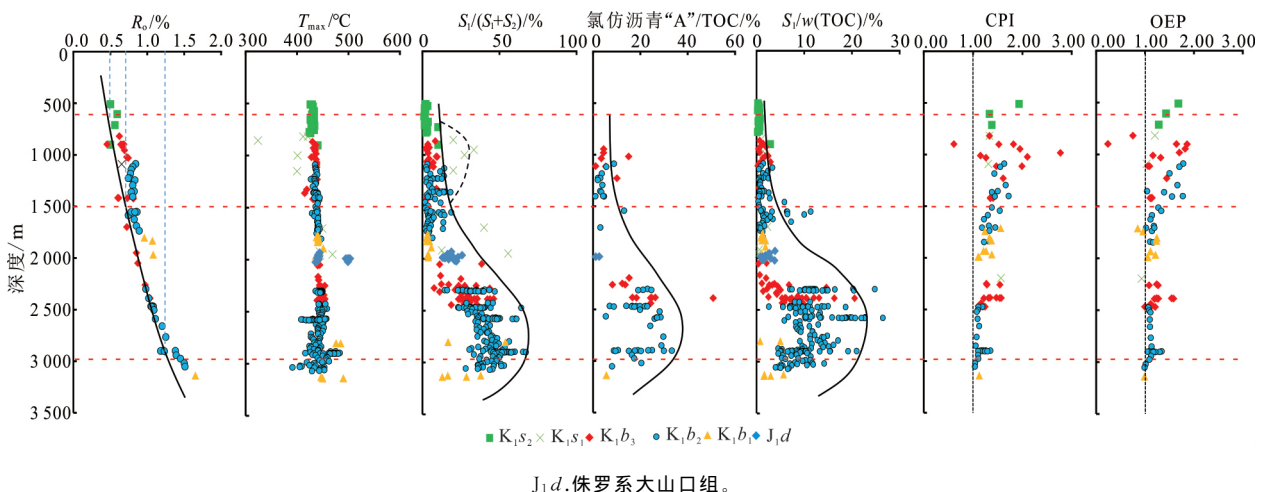


图 6 天草凹陷烃源岩有机质热演化阶段划分



#### 4 有效烃源岩的识别

对于小型断陷湖盆来说,有效烃源岩的发育对油气勘探方向的选择具有重要的指导意义。根据生排烃原理,烃源岩若只生产而不排出烃类,则该烃源岩对常规油藏的形成是无效的<sup>[38]</sup>。当烃源岩母质特征、成熟度等变化不大时,在开始排烃前,烃源岩中总有机质质量分数越高,生成的烃类越多。而当烃源岩生成的烃类满足了自身的饱和吸附后排出烃类,总有机质质量分数和生产的烃类之间的相关性就会改变。本文根据高岗等<sup>[38]</sup>提出的有效烃源岩的识别方法,即当有机碳质量分数达到某临界值并继续增加时,生成的烃类满足自身吸附后排出,已生成的烃类偏离正常趋势而降低,这时会出现一个拐点。如图 7 所示,拐点对应的总有机质质量分数即为有效烃源岩的有机质质量分数下限,只有烃源岩总有机质质量分数达到这个阈值才能成为有效烃源岩。根据以上的识别方法和原理,绘制了巴音戈壁组成熟度相近的烃源岩  $w(\text{TOC})$  与  $S_1/w(\text{TOC})$ 、氯仿沥青“A”/TOC 的关系图(图 7)。随着  $w(\text{TOC})$  的增加,  $S_1/w(\text{TOC})$ 、氯仿沥青“A”/TOC 值均具有先增后降的特征,表明当烃源岩  $w(\text{TOC})$  达到一定值时才开始大量排烃,拐点即为有效烃源岩总有机碳的下限。天草凹陷巴音戈壁组有效烃源岩的  $w(\text{TOC})$  下限约为 1.0%,当  $w(\text{TOC}) < 1.0\%$  时,烃源岩生成的油气未满足自生吸附;当  $w(\text{TOC}) > 1.0\%$  时,烃源岩满足自生吸附后开始大量排烃<sup>[9]</sup>。这个结果与银额盆地查干凹陷和二连盆地赛汉塔拉凹陷有效烃源岩标准基本一致<sup>[8,10]</sup>,而又明显低于

三塘湖盆地芦苇沟组和鄂尔多斯盆地延长 7 段页岩<sup>[38]</sup>,这充分说明了小型断陷湖盆有效烃源岩发育特征的相似性与特殊性。

在确定有效烃源岩下限基础上,结合其他有机质丰度和类型的地球化学参数,对比了天草凹陷北次洼和南次洼巴音戈壁组烃源岩有机质丰度、类型及热演化程度。结果表明,南次洼的 T6 和 T601 井区巴音戈壁组烃源岩的  $w(\text{TOC})$  和  $S_1 + S_2$  明显高于北次洼的 T3 和 T5 井区(图 8),有机质类型(腐泥组)也明显好于北次洼(表 3),并达到了成熟—高成熟演化阶段,而北次洼烃源岩埋深相对较浅,  $T_{\text{max}}$  值明显偏低,整体处于低熟—成熟阶段(图 8)。此外,南次洼巴音戈壁组  $w(\text{TOC}) > 1.0\%$  的有效烃源岩比例也明显占优势(图 8),说明天草凹陷南次洼具有更大的资源潜力。

#### 5 烃源岩发育的影响因素

##### 5.1 有机质来源对烃源岩品质的影响

正构烷烃的碳数分布特征可指示有机母质来源情况,长链正构烷烃( $n\text{C}_{27} - n\text{C}_{31}$ )指示陆源高等植物输入,短链正构烷烃( $< n\text{C}_{20}$ )指示海相或湖相藻类等低等水生生物输入,而中链和长链的奇碳数正构烷烃( $n\text{C}_{21} - n\text{C}_{31}$ )可指示湖相藻类输入<sup>[39]</sup>。巴音戈壁组烃源岩正构烷烃分布模式呈“单峰型”,主峰碳为  $n\text{C}_{23}$ ,且  $n\text{C}_{21} - n\text{C}_{31}$  的奇数碳峰也明显偏高,反映了该套烃源岩有机质来源于高等植物和藻类有机质的混合贡献,且藻类有机质贡献比例稍大<sup>[9]</sup>(图 9、10)。此外,结合显微组分质量分数也可以看出腐泥组质量分数占比较大,说明藻类有机质贡献比例更

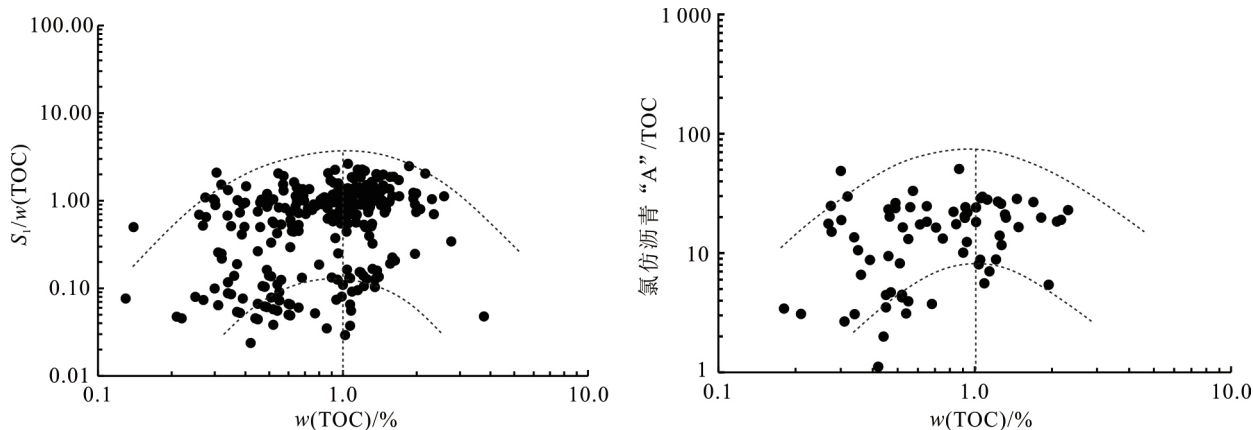


图 7 天草凹陷巴音戈壁组有效烃源岩的有机质丰度下限确定

Fig.7 | Lower limit of organic matter abundance of effective hydrocarbon source rocks of Bayingebi Formation in Tiancao sag

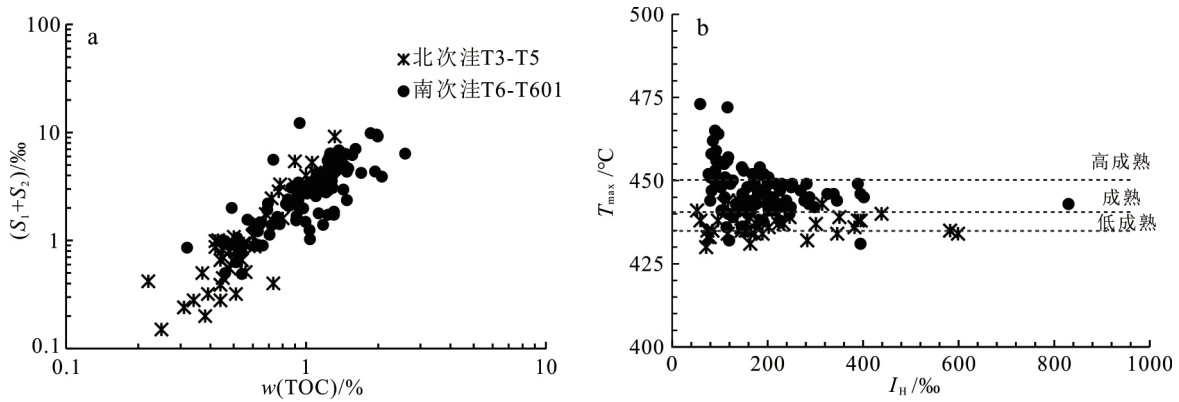
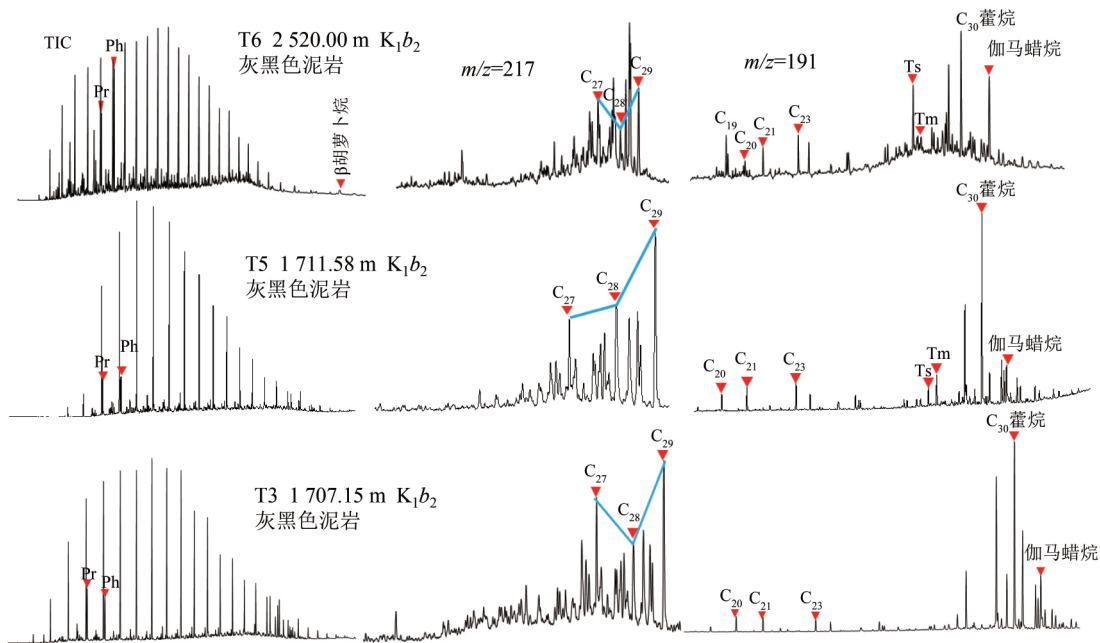


图 8 天草凹陷南北次洼巴音戈壁组烃源岩有机质丰度和成熟度对比

Fig.8 Comparison of organic matter abundance and maturity of source rocks of Bayingebi Formation in the Northern and Southern subsag of Tiancao sag

大(表 3, 图 5)。Pr/nC<sub>17</sub> 和 Ph/nC<sub>18</sub> 一般可反映有机质的来源和沉积环境, 如图 10 所示, 巴音戈壁组烃源岩具有高的 Ph/nC<sub>18</sub> 和低的 Pr/nC<sub>17</sub> 值。在 Pr/nC<sub>17</sub>-Ph/nC<sub>18</sub> 交会图上, 大部分数据点落在 II 型有机质偏还原环境的区域, 这间接反映该套烃源岩具有混合有机质来源特征; 规则甾烷 C<sub>27</sub>-C<sub>29</sub> 分布主要呈不对称的“V”字型和反“L”型(图 9), 说明陆源高等植物和低等水生生物的混合输入特征。长链三环萜烷类广泛分布于没有明显高等植物输入的

沉积物中, 然而不同碳数的三环萜烷也反映了陆源有机质和湖盆内原地有机质的贡献比例差异, Hao 等<sup>[40]</sup>认为 C<sub>19</sub> 和 C<sub>20</sub> 三环萜烷更可能来自陆源有机质, C<sub>23</sub> 三环萜烷可能主要来自低等水生生物。巴音戈壁组烃源岩中检测出丰富的三环萜烷, 以 C<sub>21</sub> 和 C<sub>23</sub> 三环萜烷占明显优势, 且少部分样品 C<sub>19</sub> 三环萜烷质量分数较高(图 9), 这些特征也同样反映低等水生生物比例贡献更大的混合型有机质为母质来源。此外, 通过对比南次洼(T6 井)和北次洼(T3 和 T5



m/z. 质荷比; Pr. 姥鲛烷; Ph. 植烷; Ts. C<sub>27</sub>18 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-22, 29, 30-三降新藿烷; Tm. C<sub>27</sub>17 $\alpha$ (H), 21 $\beta$ (H)-22, 29, 30-三降藿烷。

图 9 巴音戈壁组烃源岩烷烃、甾烷和萜烷类化合物色谱质谱

Fig.9 Chromatograms of alkanes, steranes and terpanes of source rocks in the Bayingebi Formation

井)烃源岩的生物标志化合物和显微组分特征(表3)发现,南次洼烃源岩中腐泥组质量分数均值为73%,而北次洼烃源岩腐泥组质量分数均值为55%,反映了南次洼的藻类有机质贡献明显高于北次洼。

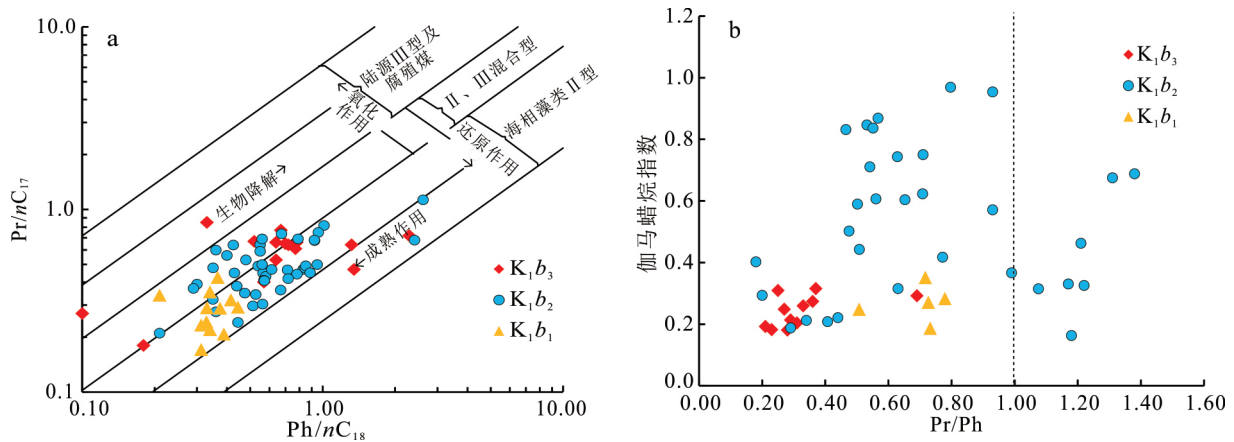
## 5.2 沉积环境及其对烃源岩发育的影响

类异戊二烯类烷烃中,Pr(姥鲛烷)和Ph(植烷)的分布特征可以反映沉积环境<sup>[24,41]</sup>。巴音戈壁组烃源岩 Pr/Ph 值为 0.20~1.66,平均为 0.71(图 10、表 4),说明烃源岩的沉积环境为还原环境。伽马蜡烷被认为是咸水还原的标志物,通常被认为来源于四膜虫中的四膜虫醇<sup>[41]</sup>,其广泛分布于碳酸盐岩或盐湖相原油和沉积物中。该套烃源岩具有高的伽马蜡烷质量分数,伽马蜡烷指数介于 0.16~1.04,平均为 0.50,反映巴音戈壁组为半咸水—咸水的还原环境(图 10 和表 4)。此外,也在部分样品中检测到低丰度的  $\beta$  胡萝卜烷(图 9),一般认为该类生物标志物主要出现在高盐度的还原环境中<sup>[42]</sup>。

根据凹陷的结构和构造特征,天草凹陷的生烃洼陷带可进一步划分为南次洼和北次洼,南次洼以 T6 和 T601 井区为代表,北次洼以 T3 和 T5 井区为代表。通过指示沉积环境的生物标志化合物参数对比发现,不同次洼的巴音戈壁组烃源岩沉积环境存在明显差异。北次洼烃源岩的伽马蜡烷指数介于 0.16~0.95,平均为 0.33,Pr/Ph 值平均为 0.82,而南次洼烃源岩具有较高的伽马蜡烷指数(平均值为 0.59)和较低的 Pr/Ph,且发育  $\beta$  胡萝卜烷(图 9、表

4),这反映了南次洼具有高盐度强还原的水体条件<sup>[9]</sup>。纵向上,巴音戈壁组不同层段的沉积环境也有差异,具有明显的三分性,巴音戈壁组二段的水体盐度和还原程度均明显高于巴一段和巴三段,这与不同时期气候变化和淡水输入量的差异有直接关系(图 11、表 4)。在巴音戈壁组二段内部烃源岩沉积环境及有机质丰度也具有一定的规律性变化,南次洼巴二段中上部盐度最高,还原性最强,对应的总有机碳质量分数也高(图 11a),而北次洼巴二段沉积水体盐度和还原性变化不大,有机质丰度整体较低,仅在底部出现明显高盐度弱还原的水体条件,有机碳质量分数略有升高(图 11b)。

综合分析表明,有机质来源及沉积环境对烃源岩中有机质的富集和保存有重要的影响。天草凹陷巴音戈壁组烃源岩生物标志化合物参数和有机质丰度相关性分析表明,在高盐度、水体分层和还原的沉积环境下,盆内藻类勃发和盆外适当的陆源有机质输入导致了湖盆水体具有较高的古生产力,持续稳定的缺氧环境为有机质的保存提供了良好条件(图 11)。然而,陆源有机质输入对有机质富集的影响,在天草凹陷南次洼和北次洼是有差别的(表 4)。南次洼烃源岩具有相对低的  $C_{29}/C_{27}$  规则甾烷比值(0.53~1.57),反映了高盐度还原条件下发育藻类以有机质为主,形成的烃源岩具有相对高的有机质丰度和偏腐泥型的有机质类型。而北次洼巴音戈壁组烃源岩具有高的  $C_{29}/C_{27}$  规则甾烷比值(1.41~5.97),说明陆源有机质贡献明显增加,从而导致了



a. Pr/nC<sub>17</sub>—Ph/nC<sub>18</sub> 交会图; b. 伽马蜡烷指数和 Pr/Ph 交会图。

图 10 巴音戈壁组烃源岩沉积环境

Fig.10 Sedimentary environment of source rocks in Bayingebi Formation

表 4 巴音戈壁组部分烃源岩样品生物标志化合物参数

Table 4 Biomarker parameters of some source rock samples in Bayingebi Formation

构造	井位	深度	层位	CPI	OEP	Pr/Ph	Pr/nC <sub>17</sub>	Ph/nC <sub>18</sub>	伽马蜡 烷指数	C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub>
北次洼	T3	1 840.50	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.32	1.10	0.93	0.69	0.79	0.95	3.79
	T3	1 846.50	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.22	1.16	0.93	0.49	0.54	0.57	4.90
	T3	1 931.50	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.21	1.11	1.38	0.48	0.35	0.69	5.53
	T3	1 931.85	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.26	1.11	1.31	0.39	0.30	0.68	2.44
	T3	1 400.93	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.72	1.77	0.44	1.13	2.62	0.22	2.44
	T3	1 543.00	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.54	1.33	0.29	0.68	2.41	0.19	2.50
	T3	1 707.15	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.18	1.02	1.66	0.60	0.36	0.31	1.41
	T3	945.00	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.95	1.82	0.18	0.51	3.58	0.40	2.02
	T3	982.00	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	2.77	1.70	0.20	0.55	3.03	0.29	1.77
	T3	1 112.12	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.99	1.09	1.22	0.53	0.48	0.33	5.97
	T3	1 229.00	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.61	1.44	0.34	1.23	4.28	0.21	2.03
	T5	1 711.58	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.56	0.85	1.18	0.38	0.44	0.16	2.02
	T5	1 739.78	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.24	0.96	1.17	0.45	0.43	0.33	2.31
	南次洼	T6	3 138.00	K <sub>1</sub> b <sub>1</sub>	1.12	0.99	0.51	0.17	0.31	0.25
T6		2 467.35	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.12	1.20	0.63	0.47	0.71	0.75	0.81
T6		2 470.43	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.13	1.09	0.71	0.47	0.61	1.04	0.92
T6		2 473.48	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.11	1.07	0.65	0.68	0.92	0.60	0.65
T6		2 504.50	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.09	1.08	0.53	0.44	0.78	0.85	1.18
T6		2 520.00	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.07	1.12	0.47	0.46	0.89	0.84	1.14
T6		2 590.50	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.09	1.10	0.57	0.42	0.72	0.87	1.15
T6		2 765.00	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.07	1.12	0.50	0.30	0.56	0.59	1.08
T6		2 941.50	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.10	1.13	0.73	0.29	0.37	0.27	0.90
T6		2 975.00	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.11	1.09	0.78	0.32	0.43	0.28	1.09
T6		3 020.50	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.04	1.01	0.72	0.23	0.31	0.35	1.11
T6		3 052.00	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.04	0.99	0.73	0.08	0.11	0.21	1.01
T6		2 250.50	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.27	1.24	0.71	0.45	0.55	0.62	0.53
T6		2 385.45	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.34	1.54	0.51	0.36	0.68	0.45	1.19
T6		2 390.00	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.22	1.19	0.54	0.48	0.85	0.71	0.84
T6		2 440.00	K <sub>1</sub> b <sub>3</sub>	1.16	1.12	0.56	0.49	0.85	0.61	0.97
T601		2 303.54	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.23	1.05	0.57	0.50	0.77	0.75	1.21
T601	2 567.21	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.13	1.03	0.68	0.29	0.40	0.56	1.23	
T601	2 575.80	K <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	1.22	1.12	0.48	0.24	0.50	0.58	1.55	

北次洼相对低盐度弱还原的水体环境,形成的烃源岩有机质丰度相对较低,有机质类型也较南次洼差。因此,盆内藻类勃发和盆外适当的陆源有机质输入是湖盆水体具有较高古生产力和较好有机质类型的

必要条件,持续稳定的缺氧环境为有机质的保存提供了良好条件,这是巴音戈壁组有效烃源岩形成的 2 个关键条件。

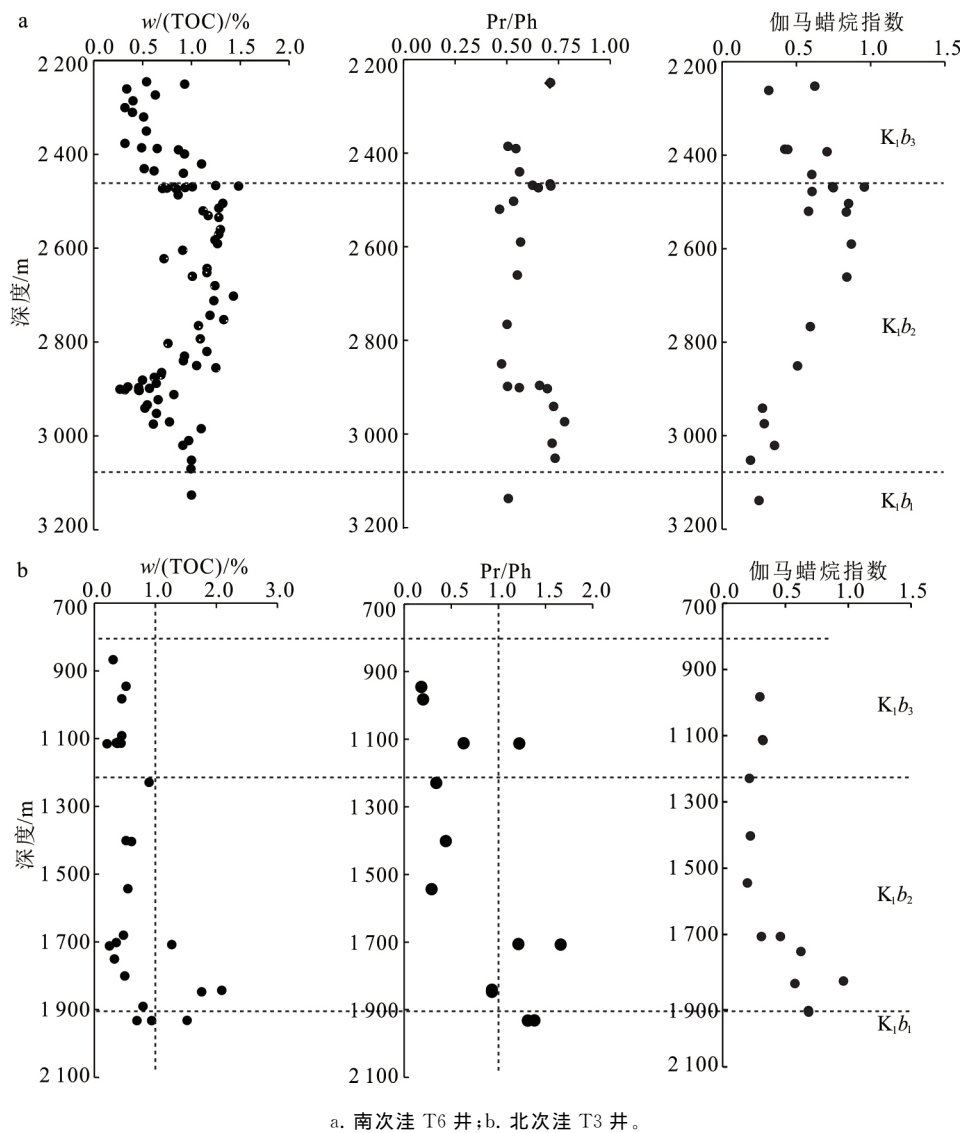


图 11 天草凹陷巴音戈壁组有机碳和沉积环境参数纵向变化

Fig.11 Longitudinal variation of organic carbon and sedimentary environmental parameters of K<sub>1</sub>b in Tiancao sag

## 6 结论

1)天草凹陷巴音戈壁组烃源岩有机质丰度达到了中等—好的级别,有机质类型为 II<sub>1</sub>—II<sub>2</sub>型,有机质成熟度整体达到了低熟—成熟阶段;巴音戈壁组二段有机质丰度最高,且 II<sub>1</sub>型有机质占比最高,为成熟的烃源岩,具备较高的生烃能力。

2)天草凹陷巴音戈壁组有效烃源岩下限为  $w(\text{TOC})=1.0\%$ 。纵向上,巴音戈壁组二段有效烃源岩最发育。平面上,天草凹陷的南次洼比北次洼具备更高的有机质丰度和较好有机质类型,且大部分达到了成熟阶段。

3)巴音戈壁组沉积期为高盐度偏还原的沉积环

境,有机质来自高等植物和水生生物的混合源,且低等水生生物贡献比例大。盆内藻类勃发和盆外适当的陆源有机质输入是湖盆水体具有较高古生产力和较好有机质类型的必要条件,持续稳定的缺氧环境为有机质的保存提供了良好条件,这是巴音戈壁组有效烃源岩形成的 2 个关键条件。

4)天草凹陷的南次洼及周缘发育高丰度的成熟供烃源岩,是下一步勘探的有利区域。

### 参考文献 (References):

[1] 吴茂炳,王新民. 银根—额济纳旗盆地油气地质特征及油气勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2003, 8(4): 45

- Wu Maobing, Wang Xinmin. Petroleum Geological Characteristics and Prospecting Directions for Oil and Gas in Yingen - Ejinaqi Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2003, 8(4): 45-49.
- [2] 魏仙祥, 卢进才, 魏建设. 内蒙古银额盆地西部路井凹陷油气地球化学特征与油气源[J]. 地质通报, 2013, 32(10): 1665-1672.  
Wei Xianxiang, Lu Jincai, Wei Jianshe. Petroleum Geochemistry and Oil and Gas Sources of the Lujing Depression in Western Yin'e Basin, Inner Mongolia [J]. Geological Bulletin of China, 2013, 32(10): 1665-1672.
- [3] 陈治军, 马芳侠, 肖刚, 等. 银额盆地哈日凹陷巴音戈壁组精细油源对比[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4): 900-916.  
Chen Zhijun, Ma Fangxia, Xiao Gang, et al. Oil-Sources Rock Correlation of Bayingebi Formation in Hari Sag, Yingen - Ejinaqi Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 900-916.
- [4] 侯云超, 樊太亮, 王宏语, 等. 银额盆地拐子湖凹陷深层优质储层特征及形成机理[J]. 沉积学报, 2019, 37(4): 758-767.  
Hou Yunchao, Fan Tai liang, Wang Hongyu, et al. Characteristics and Formation Mechanism of High - Quality Reservoir in the Deep Strata of Guazihu Depression, Yin - E Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(4): 758-767.
- [5] 李相博, 袁剑英, 林卫东, 等. 国内外中、小型盆地油气富集规律及勘探经验[J]. 新疆石油地质, 2001, 22(2): 163-166.  
Li Xiangbo, Yuan Jianying, Lin Weidong, et al. On Hydrocarbons Enrichment Regularity and Exploration Experiences for Medium-Small Basins at Home and Abroad [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(2): 163-166.
- [6] 郝银全, 林卫东, 董伟宏, 等. 银额盆地与二连盆地成藏条件对比及有利勘探区带[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(6): 664-666.  
Hao Yinquan, Lin Weidong, Dong Weihong, et al. Correlation of Hydrocarbon Accumulation Conditions in Yin'e Basin and Erlian Basin and Selection of Favorable Prospecting Zones [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(6): 664-666.
- [7] 丁修建, 柳广弟, 黄志龙, 等. 二连盆地赛汉塔拉凹陷烃源岩的分布及形成[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2015, 46(5): 1739-1746.  
Ding Xiujian, Liu Guangdi, Huang Zhilong, et al. Source Rock Distribution and Formation in Saihantala Depression, Erlian Basin [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(5): 1739-1746.
- [8] 丁修建, 柳广弟, 赵龙梅, 等. 小型断陷湖盆有机质富集和烃源岩形成机制: 以二连盆地白垩统腾格尔组一段为例[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(6): 650-657.  
Ding Xiujian, Liu Guangdi, Zhao Longmei, et al. Organic Matter Enrichment and Hydrocarbon Source Rock Forming Mechanism in Small-Scale Faulted Lacustrine Basins: A Case from the First Member of Lower Cretaceous Tenger Formation in Erlian Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(6): 650-657.
- [9] Li Tianjun, Huang Zhilong, Yin Yue, et al. Sedimentology and Geochemistry of Cretaceous Source Rocks from the Tiancao Sag, Yin'e Basin, North China: Implications for the Enrichment Mechanism of Organic Matters in Small Lacustrine Rift Basins [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2020, 204: 104575.
- [10] 王朋, 柳广弟, 曹喆, 等. 查干凹陷下白垩统有效烃源岩识别及其控藏作用[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(2): 18-25.  
Wang Peng, Liu Guangdi, Cao Zhe, et al. Identification of Effective Source Rocks of Lower Cretaceous and Its Controlling on Hydrocarbon Accumulation in Chagan Depression [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(2): 18-25.
- [11] 陈景跃. 查干凹陷烃源岩地球化学及有机质富集机制研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2012.  
Chen Jingyue. Research on Source Rock Geochemistry and Mechanism of Abundance of Organic Matter in Chagan Depression [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2012.
- [12] 卫平生. 银根-额济纳旗盆地油气地质特征及勘探前景[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.  
Wei Pingsheng. Oil and Gas Geological Characteristics and Exploration Prospect in the Yingen - Ejinaqi Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [13] 陈治军, 任来义, 贺永红, 等. 银额盆地哈日凹陷银根组优质烃源岩地球化学特征及其形成环境[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2017, 47(5): 1352-1364.  
Chen Zhijun, Ren Laiyi, He Yonghong, et al. Geochemical Characteristics and Formation Environment of High-Quality Hydrocarbon Source

- Rocks of Yingen Formation in Hari Sag, Yingen — Ejinaqi Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2017, 47(5):1352—1364.
- [14] 林卫东,周永章,郝银全,等.天草凹陷下白垩统烃源岩的地球化学特征与凹陷含油气远景分析[J].矿物岩石地球化学通报,2005,24(3):207—210.  
Lin Weidong, Zhou Yongzhang, Hao Yinquan, et al. Geochemical Characteristics of Lower Cretaceous Source Rocks of Tiancao Depression, Yingen — Ejinaqi Basin, Northwest China and Its Petroleum Potential Analysis [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2005, 24(3): 207 — 210.
- [15] 唐友军,文志刚,张超漠,等.银根—额济纳旗盆地天草凹陷天2井烃源岩生烃潜力评价[J].天然气地球科学,2008,19(4):530—536.  
Tang Youjun, Wen Zhigang, Zhang Chaomo, et al. Evaluation of Source Rock of Well Tian 2, Tiancao Sag of Yingen — Ejinaqi Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 530—536.
- [16] 李光云,樊太亮,唐龙,等.银根盆地天草凹陷下白垩统层序地层格架与油气分布[J].新疆地质,2007,25(3):295—299.  
Li Guangyun, Fan Tailiang, Tang Long, et al. Sequence Stratigraphy Framework and Oil & Gas Distribution at the Lower Cretaceous in Tiancao Depression in Yin'e Basin [J]. Xinjiang Geology, 2007, 25(3): 295—299.
- [17] 林卫东,周永章,王新民,等.银根—额济纳旗盆地天草凹陷构造—沉积体系演化及油气成藏条件分析[J].大地构造与成矿学,2004,28(4):444—449.  
Lin Weidong, Zhou Yongzhang, Wang Xinmin, et al. Structural-Depositional System and Factors Affecting the Hydrocarbon Pool Formation in Tiancao Depression, the Yingen — Ejinaqi Basin [J]. Geotectonica et Metallogenia, 2004, 28(4): 444 — 449.
- [18] 有机质稳定碳同位素测定同位素质谱法:SY/T 5238—2008[S].北京:石油工业出版社,2008:1—9.  
Analysis Method for Carbon and Oxygen Isotope in Organic Matter and Carbonate : SY/T 5238—2008 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008; 1—9.
- [19] 沉积岩中总有机碳的测定:GB/T 19145—2003[S].北京:中国标准出版社,2003:1—3.  
Determination of Total Organic Carbon in Sedimentary Rock; GB/T 19145—2003[S]. Beijing: Standards Press of China, 2003: 1—3.
- [20] 岩石有机质中碳、氢、氧元素分析方法:GB/T 19143—2003[S].北京:中国标准出版社,2003:1—3.  
Analytical Method of Element for Carbon, Hydrogen and Oxygen in Rock Organics : GB/T 19143—2003 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2003; 1—3.
- [21] 岩石中可溶有机物及原油族组分分析:SY/T 5119—2008[S].北京:石油工业出版社,2008:1—5.  
Analysis Method for Fractions of Rock Extract and Crude Oil : SY/T 5119—2008 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008; 1—5.
- [22] 沉积岩中镜质体反射率测定方法:SY/T 5124—2012[S].北京:石油工业出版社,2012:1—6.  
Method of Determining Microscopically the Reflectance of Vitrinite in Sedimentary:SY/T 5124—2012 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012; 1—6.
- [23] 气相色谱质谱法测定沉积物和原油中生物标志物:GB/T 18606—2001[S].北京:中国标准出版社,2001:1—13.  
The Standard Test Method for Biomarker in Sediment and Crude Oil by GC—MS:GB/T 18606—2001 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2001; 1—13.
- [24] 卢双舫,张敏.油气地球化学[M].北京:石油工业出版社,2010:206—213.  
Lu Shuangfang, Zhang Min. Oil and Gas Geochemical [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 206 — 213.
- [25] 王奇,邹华耀,周心怀,等.渤海海域烃源岩的生烃潜力与天然气成因分析[J].高校地质学报,2017,23(2):304—314.  
Wang Qi, Zou Huayao, Zhou Xinhui, et al. Gas Potential of Source Rocks and Origin of Natural Gases in Bohai Sea[J]. Geological Journal of China Universities, 2017, 23(2): 304—314.
- [26] 陆相烃源岩地球化学评价方法:SY/T 5735—1995[S].北京:石油工业出版社,1995.  
Evaluation Criteria for Organic Matter of Terrestrial Hydrocarbon Source Rock; SY/T 5735 — 1995[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [27] 杜治利,田亚,刘洪军,等.鄂尔多斯盆地南部延长组长9段页岩气资源潜力评价[J].吉林大学学报(地球科学版),2016,46(2):358—367.  
Du Zhili, Tian Ya, Liu Hongjun, et al. Shale Gas Resource Potential Evaluation of Chang 9 Member, Yanchang Formation in South Ordos Basin [J].

- Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2016, 46(2): 358–367.
- [28] Freeman K H, Hayes J M, Trendel J M, et al. Evidence from Carbon Isotope Measurements for Diverse Origins of Sedimentary Hydrocarbons [J]. Nature, 1990, 343: 254–256.
- [29] Lewan M D. Stable Carbon Isotopes of Amorphous Kerogens from Phanerozoic Sedimentary Rocks [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1986, 50(8): 1583–1591.
- [30] 邬立言, 顾信章. 热解技术在我国生油岩研究中的应用 [J]. 石油学报, 1986, 7(2): 13–19.  
Wu Liyan, Gu Xinzhang. The Application of Pyrolysis Technique in Source Rock Research [J]. Acta Petrolei Sinica, 1986, 7(2): 13–19.
- [31] 侯读杰, 张林晔. 实用油气地球化学图件 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.  
Hou Dujie, Zhang Linye. Practical Oil and Gas Geochemical Map [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [32] Xie X, Borjigin T, Zhang Q, et al. Intact Microbial Fossils in the Permian Lucaogou Formation Oil Shale, Junggar Basin, NW, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 146: 166 – 178.
- [33] Liu Bo, Bechtel A, Sachsenhofer R F, et al. Depositional Environment of Oil Shale Within the Second Member of Permian Lucaogou Formation in the Santanghu Basin, Northwest China [J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 175: 10–25.
- [34] 曲长胜, 邱隆伟, 操应长, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组烃源岩有机岩石学特征及其赋存状态 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(2): 30–38.  
Qu Changsheng, Qiu Longwei, Cao Yingchang, et al. Organic Petrology Characteristics and Occurrence of Source Rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(2): 30–38.
- [35] Stach E, Mackowsky M T H, Teichmuller M, et al. Stach's Textbook of Coal Petrology [M]. Berlin: Gebriuder Borntraeger, 1982.
- [36] 张振苓, 邬立言, 舒念祖. 烃源岩热解分析参数  $T_{\max}$  异常的原因 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 34(1): 72–75.  
Zhang Zhenling, Wu Liyan, Shu Nianzu, et al. Cause Analysis of Abnormal  $T_{\max}$  Values on Rock Eval Pyrolysis [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 34(1): 72–75.
- [37] 赵文, 郭小文, 何生. 生物标志化合物成熟度参数有效性: 以伊通盆地烃源岩为例 [J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016, 31(6): 23–31.  
Zhao Wen, Gu Xiaowen, He Sheng. Analysis on Validity of Maturity Parameters of Biomarkers: A Case Study from Source Rocks in Yitong Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016, 31(6): 23–31.
- [38] 高岗, 杨尚儒, 陈果, 等. 确定烃源岩有效排烃总有机碳阈值的方法及应用 [J]. 石油实验地质, 2017, 39(3): 397–408.  
Gao Gang, Yang Shangru, Chen Guo, et al. Method and Application for Identifying TOC Threshold of Hydrocarbon-Expelling Source Rocks [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(3): 397–408.
- [39] 曾文人, 孟庆涛, 刘招君, 等. 柴北缘团鱼山地区中侏罗统石门沟组油页岩有机地球化学特征及古湖泊条件 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2019, 49(5): 1270–1284.  
Zeng Wenren, Meng Qingtao, Liu Zhaojun, et al. Organic Geochemical Characteristics and Paleo-Lake Conditions of Oil Shale of Middle Jurassic Shimengou Formation in Tuanyushan Area of Northern Qaidam Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2019, 49(5): 1270–1284.
- [40] Hao Fang, Zhou Xinhuai, Zhu Yangming, et al. Lacustrine Source Rock Deposition in Response to Coevolution of Environments and Organisms Controlled by Tectonic Subsidence and Climate, Bohai Bay Basin, China [J]. Organic Geochemistry, 2011, 42: 323–339.
- [41] Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. Organic Geochemical Indicator of Palaeoenvironmental Conditions of Sedimentation [J]. Nature, 1978, 272: 216 – 222.
- [42] Koopmans M P, Leeuw J W, Sinninghe-Damsté J S. Novel Cyclized and Aromatic Diagenetic Products of  $\beta$ -Carotene in the Green River Shale [J]. Organic Geochemistry, 1997, 26: 451 – 466.