

文章编号: 1000-0550(2020)02-0451-12

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2019.034

## 二连盆地宝勒根陶海凹陷烃源岩生物标志化合物特征与油源对比

陈治军<sup>1</sup>, 王志伟<sup>2</sup>, 张少清<sup>2</sup>, 高怡文<sup>1</sup>, 韩长春<sup>1</sup>, 李科社<sup>1</sup>

1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075

2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司油气勘探公司, 陕西延安 716000

**摘要** 二连盆地宝勒根陶海凹陷虽然取得了很好的勘探成果, 但油气成藏基础研究还非常薄弱。依据生物标志化合物特征对烃源岩进行分类, 在此基础上开展油族划分和油源对比研究。地球化学特征表明, 研究区有效烃源岩可划分为三类: 第一类烃源岩为腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )中上部“高有机质丰度、低成熟度、高 $C_{27}$ 甾烷相对含量、高伽马蜡烷含量、低Pr/Ph比值”烃源岩; 第二类烃源岩为 $K_1bt_1$ 下部“高有机质丰度、中等成熟度、中等 $C_{27}$ 甾烷相对含量、中等伽马蜡烷含量”烃源岩; 第三类烃源岩为阿尔善组( $K_1ba$ )“较高有机质丰度、较高成熟度、低 $C_{27}$ 甾烷相对含量、低伽马蜡烷含量、高Pr/Ph比值”烃源岩。依据生物标志化合物特征, 油砂中的原油可划分成4个油族: 油族1为 $K_1bt_1$ 未熟油, 原油来源于第一类烃源岩; 油族2为 $K_1bt_1$ 成熟油, 原油来源于第二类烃源岩; 油族3为 $K_1bt_1$ 未熟油与 $K_1bt_1$ 成熟油的混合油, 原油来源于第一类烃源岩和第二类烃源岩; 油族4为 $K_1bt_1$ 成熟油与 $K_1ba$ 成熟油的混合油, 原油来源于第二类烃源岩和第三类烃源岩。从油气来源预测有利区,  $K_1bt_1$ 烃源岩所指向的有利区的面积为26.85 km<sup>2</sup>,  $K_1ba$ 烃源岩所指向的有利区面积为79.30 km<sup>2</sup>。

**关键词** 烃源岩; 生物标志化合物; 油族划分; 油源对比; 宝勒根陶海凹陷; 二连盆地

**第一作者简介** 陈治军, 男, 1980年出生, 高级工程师, 石油地质和地球化学, E-mail: chenzhijun2203@aliyun.com

**通信作者** 高怡文, 女, 高级工程师, E-mail: gyw666j@163.com

**中图分类号** P618.13 **文献标志码** A

自1998年实施第一口钻井以来, 二连盆地宝勒根陶海凹陷的油气勘探历经了二十多年, 取得了很好的勘探成果。目前已发现了多个油藏, 探明石油地质储量 $2.38254 \times 10^4$  t, 证实了该凹陷油气富集程度高, 有很大的勘探潜力<sup>[1-2]</sup>。但随着勘探的深入, 该区的油气勘探也面临诸多问题, 这其中尤为突出的是油气分布规律尚不明确, 而油气分布规律不明确源于基础研究非常薄弱、对油气成藏特征认知还远远不够。特别是油气来源这一关键问题, 研究区发育多套烃源岩, 这些烃源岩的生物标志化合物特征有何差别? 不同产层中原油的来源是什么? 对于这些问题, 前人未开展过相关研究, 而明确这些问题对于深化油气分布规律研究有重要的意义。

二连盆地由众多凹陷构成<sup>[3]</sup>, 前人对盆地的一些凹陷开展了烃源岩地球化学特征、油族划分、油气来源等方面的研究。如前人对盆地东北部阿尔凹陷下白垩统油砂和烃源岩样品的生物标志化合物特征进行研究, 认为腾格尔组一段原油来源于腾格尔组一段烃源岩, 阿尔善组原油可能主要来源于腾格尔组一段烃源岩, 且混有阿尔善组四段的原油<sup>[4]</sup>。王浩等<sup>[5]</sup>对邻区赛汉塔拉凹陷的原油的地球化学特征开展了研究, 并依据生物标志化合物特征将该凹陷下白垩统原油划分为2个油族, 指出不同的油族有不同的来源。宝勒根陶海凹陷虽然与盆地其他凹陷具有相似的沉积构造背景, 但作为一个独立的沉积单元, 宝勒根陶海凹陷与其他凹陷在烃源岩的展布、烃源

收稿日期: 2019-02-01; 收修改稿日期: 2019-03-20

基金项目: 自然资源部项目(2017YQZYPJ01); 构造与油气资源教育部重点实验室开放研究基金项目(TPR-2018-01) [Foundation: Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China Project, No. 2017YQZYPJ01; Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, No. TPR-2018-01]

岩球化学特征、原油地球化学特征、油气来源等方面存在很大的差异<sup>[3,6]</sup>。

本文基于烃源岩和油砂样品的测试分析资料,依据正构烷烃、类异戊二烯烷烃、甾类化合物、萜类化合物等生物标志化合物特征,对有效烃源岩进行分类,对不同层段油砂中的原油进行油族划分。通过对比不同类型烃源岩和不同油族油砂油的生物标志化合物特征,明确原油的来源,以期为该地开展油气成藏和分布规律研究提供依据。

## 1 地质背景

二连盆地是在内蒙古—大兴安岭海西褶皱带基底基础上发育起来的中新生代沉积盆地<sup>[7-8]</sup>,位于中国内蒙古自治区中北部,盆地由许多具有相似构造发育史的、彼此相对独立的小型湖盆组成<sup>[9]</sup>。基底主要为古生界—下中生界花岗岩、火山岩和元古宙—古生代沉积岩、变质岩<sup>[7,10-12]</sup>。二连盆地一级构造单元有可划分为“五坳一隆”,“五坳”为川井坳陷、腾格尔坳陷、乌兰察布坳陷、马尼特坳陷和乌尼特坳陷,“一隆”为苏尼特隆起(图1)。宝勒根陶海凹陷位于腾格尔坳陷的南部,是伸向温都尔庙隆起方向的一个狭长状凹陷(图1)。凹陷南北长约55 km,东西宽约7~15 km,面积约为540 km<sup>2</sup><sup>[11,13]</sup>。凹陷由南、北2个次凹槽成,北次凹面积为460 km<sup>2</sup>,南次凹面积为80 km<sup>2</sup>。北次凹勘探程度较高,已实施的钻井和已发现的油藏全部集中于此;南次凹勘探程度低,目前还

没有实施钻井。

钻井揭示宝勒根陶海凹陷的沉积地层自下而上有侏罗系、下白垩统、古近系—新近系和第四系,其中最主要的沉积地层为下白垩统,自下而上可划分为阿尔善组( $K_1ba$ )、腾格尔组( $K_1bt$ )和赛汗塔拉组( $K_1bs$ ),其中腾格尔组自下而上可划分为腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )和腾格尔组二段( $K_1bt_2$ )。下白垩统作为研究区最主要的勘探层系,主要发育陆源碎屑沉积岩,其中储集层为河流相、辫状河(扇)三角洲相、水下扇相等形成的砂体,烃源岩为半深湖—深湖相发育的暗色泥岩。研究区烃源岩发育的层系主要为 $K_1bt_2$ 、 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$ ,这些烃源岩普遍厚度大、有机质丰度较高、具有较好的生烃潜力。但烃源岩成熟度整体较低,成熟烃源岩分布面积较小、且主要集中于北次凹的洼槽带。较好的烃源岩条件为该区的油气成藏提供了物质基础,目前实施钻井中大多数井见良好的油气显示,油气显示可达油浸、油斑等级别,多口井获得了高产工业油流,油气产出层位主要为 $K_1bt_2$ 和 $K_1bt_1$ 。

本次研究基于收集到的烃源岩和油砂样品的分析化验资料(表1):烃源岩样品来自于TC1井和T2井,样品分布的层位为 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$ ,岩性为灰色—深灰色泥岩、灰褐色泥岩、灰色粉砂质泥岩等;油砂样品来自于TC1井、T2井、T3井和ZK320-159井,样品分布的层位为 $K_1bt_2$ 、 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$ ,样品油气显示级别主要为油浸和油斑。

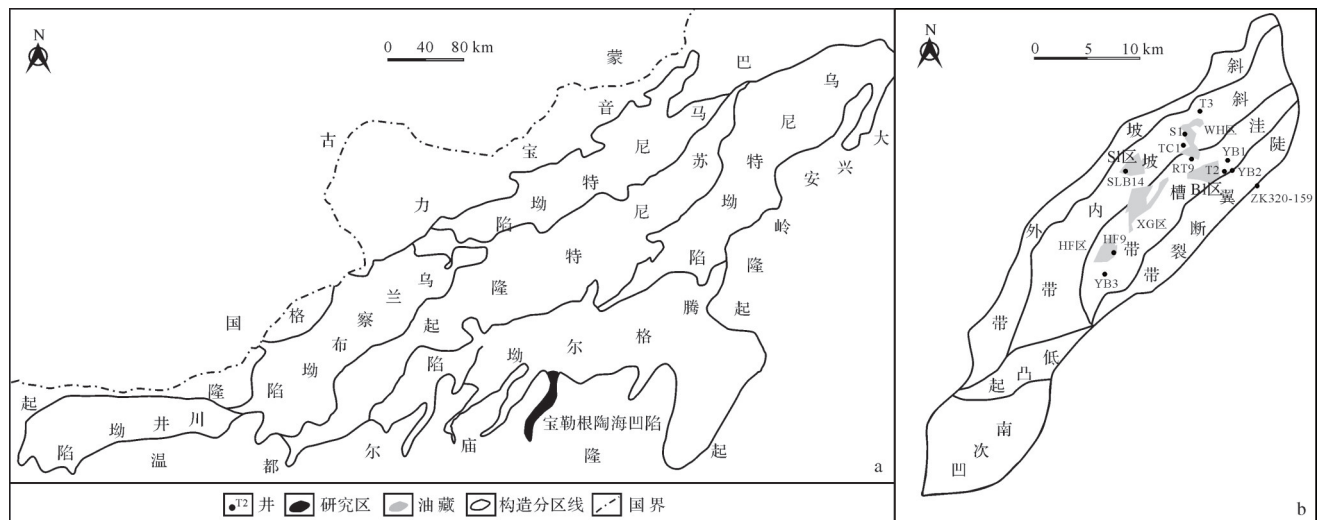


图1 宝勒根陶海凹陷构造位置及构造分区图  
(a)二连盆地构造区划图;(b)宝勒根陶海凹陷构造分区图

Fig.1 Tectonic location of Baolegentaohai Sag

表1 宝勒根陶海凹陷烃源岩地球化学参数  
Table 1 Geochemical parameters of hydrocarbon source rocks and oil sands in Baolegentaohai Sag

井号	井深	层位	样品类别	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	分类
TC1	536.4	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	泥岩	4.32	29.43	0.202	691	1.05	0.13	0.55	432	23	1.90	2.63	1.05	0.20	0.17	2.33	0.34	0.77	0.45	0.13	5.57	10.89	6.56	0.75	2.54	第一类 烃源岩	
T2	419.7	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	泥岩	6.49	41.33	0.202	1300	1.35	0.12	0.55	423	29	1.04	0.47	0.23	0.36	0.62	0.82	0.46	0.42	0.17	0.16	2.32	3.64	4.34	0.26	0.20	第二类 烃源岩	
T2	572.0	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	粉砂质 泥岩	1.48	1.41	0.028	162	0.75	0.07	0.62	435	25	1.17	2.17	1.34	0.43	0.68	0.58	0.39	0.53	0.24	0.27	2.06	2.27	4.20	0.58	0.21	第二类 烃源岩	
TC1	608.0	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	泥岩	2.07	12.04	0.102	541	1.00	0.13	0.68	432	25	1.19	2.37	0.89	0.36	1.05	0.67	0.65	0.64	0.20	0.17	1.97	1.83	3.65	0.66	0.11	第二类 烃源岩	
TC1	764.5	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	泥岩	1.75	9.47	0.084	452	1.20	0.11	0.71	436	23	1.13	2.14	1.19	0.27	0.70	1.75	0.43	0.51	0.31	0.19	3.93	3.23	3.73	0.83	0.31	第二类 烃源岩	
TC1	851.7	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	粉砂质 泥岩	0.65	1.01	0.035	125	0.72	0.06	0.83	431	23	1.41	1.55	0.58	0.34	3.85	0.34	1.63	0.12	0.21	0.25	2.88	3.35	4.48	1.10	0.08	第三类 烃源岩	
TC1	974.6	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	泥岩	1.39	4.23	0.067	463	0.52	0.06	0.83	431	23	1.41	1.55	0.58	0.34	3.85	0.34	1.63	0.12	0.21	0.25	2.88	3.35	4.48	1.10	0.08	第三类 烃源岩	
TC1	1 207.9	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	粉砂质 泥岩	0.49	0.85	0.019	116	0.95	0.09	0.98	433	21	1.29	2.47	1.19	0.45	0.84	0.84	0.69									0.07	第三类 烃源岩
TC1	1 224.0	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	泥岩	2.51	16.03	0.085	626	1.20	0.09	0.98	433	21	1.29	2.47	1.19	0.45	0.84	0.84	0.69										第三类 烃源岩
TC1	1 309.0	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	粉砂质 泥岩	0.53	1.23	0.028	121	1.06	0.09	1.08	436	23	1.38	2.41	1.14	0.42	1.22	0.62	0.73									0.08	第三类 烃源岩
TC1	1 368.0	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	泥岩	2.21	7.16	0.072	556	0.95	0.09	1.08	436	23	1.38	2.41	1.14	0.42	1.22	0.62	0.73									0.08	第三类 烃源岩
TC1	1 479.4	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	泥岩	2.34	8.04	0.072	516	1.02	0.06	1.12	438	19	1.11	2.94	1.35	0.69	2.01	0.22	0.46	0.33	0.18	0.36	0.96	2.39	6.66	1.38	0.23	第三类 烃源岩	
TC1	1 600.0	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	泥岩	1.56	5.02	0.061	425	0.99	0.14	1.21	463	21	1.20	3.25	1.44	0.77	1.15	0.19	0.22									0.07	第三类 烃源岩
TC1	566.5	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	油砂									21	0.24	3.27	1.44	0.29	0.24	1.21	0.29	0.78	0.32	0.10	3.39	11.89	5.59	0.64	3.36	油族 1	
T3	118.7	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	油砂									13	0.97	0.21	1.76	2.91	0.57	0.56	0.15										油族 2
TC1	430.3	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	油砂									21	1.11	2.23	1.15	0.49	0.84	0.33	0.29	0.46	0.26	0.25	0.84	2.38	7.74	1.12	0.25	油族 2	
ZK320 -159	134.0	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	油砂									21	1.13	3.81	1.27	0.39	0.69	1.05	0.77	0.44	0.37	0.34	1.18	3.88	10.15	1.43	2.31	油族 3	
T2	758.0	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	油砂									21	1.10	1.81	0.93	0.42	0.74	0.35	0.28	0.75	0.33	0.23	2.14	2.20	4.93	1.09	0.30	油族 3	
T2	418.2	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	油砂									21	1.10	2.35	1.14	0.50	1.04	0.32	0.33	0.35	0.21	0.22	0.69	2.56	7.21	1.14	0.17	油族 4	
T2	570.6	K <sub>1</sub> h <sub>1</sub>	油砂									21	1.07	2.49	1.17	0.42	0.98	0.31	0.32	0.43	0.18	0.12	1.11	2.71	6.07	0.90	0.15	油族 4	
T3	887.4	K <sub>1</sub> h <sub>2</sub>	油砂									21	1.16	1.82	1.03	0.40	1.00	0.35	0.37	0.55	0.25	0.31	1.30	2.00	6.70	1.35	0.13	油族 4	

注: A 为  $w(\text{TOC})(\%)$ ; B 为  $w(\text{S}_1+\text{S}_2)(\%)$ ; C 为  $w(\text{氯仿沥青“A”})(\%)$ ; D 为总烃( $\times 10^{-6}$ ); E 为  $\text{H/C}$ ; F 为  $\text{O/C}$ ; G 为  $R_o$ ; H 为  $T_{\text{max}}(\text{℃})$ ; I 为主峰碳; J 为  $\text{OEP}$ ; K 为  $n\text{C}_{21+n}/n\text{C}_{28+29}$ ; L 为  $\sum n\text{C}_{21}/\sum n\text{C}_{22+}$  (正构烷烃轻重碳比); M 为  $\sum i\text{C}_{21}/\sum i\text{C}_{22+}$  (异构烷烃轻重碳比); N 为  $\text{Ph/nC}_{18}$  (植烷/正 18 烷); O 为  $\text{Ph/nC}_{17}$  (姥鲛烷/正 17 烷); P 为  $\text{Pr/nC}_{17}$  (姥鲛烷/正 17 烷); Q 为  $\text{C}_{27}$  甾烷/ $\text{C}_{29}$  甾烷; R 为  $\text{C}_{28}$  甾烷/ $\text{C}_{29}$  甾烷; S 为  $\text{C}_{29}20\text{S}/20(\text{S}+\text{R})$ ; T 为  $\text{Tm/Ts}$ ; U 为  $\text{C}_{30}$  藿烷/ $\text{C}_{29}$  藿烷; V 为  $(\text{C}_{30}+\text{C}_{29})$  藿烷/ $\text{C}_{31}$  藿烷; W 为  $\text{C}_{31}$  升藿烷/ $\text{C}_{31}$  升藿烷; X 为伽马蜡烷/ $\text{C}_{31}$  升藿烷。

## 2 烃源岩生物标志化合物特征

宝勒根陶海凹陷烃源岩发育程度较好,但烃源岩成熟度普遍较低,如果从成熟度方面考虑,有效烃源岩主要分布在 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$ 。依据生物标志化合物特征,有效烃源岩可划分为3类。

### 2.1 腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )上部高丰度烃源岩

第一类烃源岩为 $K_1bt_1$ 上部高丰度烃源岩,以TC1井536.4 m灰色泥岩为代表,这类烃源岩以“高有机质丰度、低成熟度”为特征。本研究只获取了一个(TC1井536.4 m灰色泥岩)该类烃源岩样品的测试分析资料(表1)。烃源岩总有机碳含量 $w$ (TOC)为4.32%,生烃潜量 $w(S_1+S_2)$ 为29.43 mg/g, $w$ (氯仿沥青“A”)为0.202%,总烃(HC)为 $691 \times 10^{-6}$ ,参照陆相烃源岩有机质评价标准<sup>[4]</sup>,该类烃源岩有机质丰度极高,为极好的烃源岩。烃源岩干酪根H/C(原子比,下同)为1.05,O/C(原子比,下同)为0.13,有机质类型为II<sub>2</sub>型(图2)。镜质体反射率( $R_0$ )为0.55%,最高热解峰温( $T_{max}$ )为432 °C,烃源岩为低成熟烃源岩。

烃源岩的正构烷烃碳数分布范围主要为 $C_{13} \sim C_{33}$ ,其中 $C_{19} \sim C_{25}$ 中等分子量正构烷烃含量占据优势(表1、图3)。正构烷烃分布特征呈单峰型,主峰碳为 $C_{23}$ 。  $\sum nC_{21} / \sum nC_{22+}$ 为1.05,  $nC_{21+22} / nC_{28+29}$ 为2.63,表明烃源岩正构烷烃具有微弱的轻碳优势,具有水生生物和高等植物混源的生源特征<sup>[15-16]</sup>。奇偶优势(OEP)为1.90,奇碳优势明显,指示烃源岩为未成熟烃源岩<sup>[15]</sup>。姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)为最常见的类异戊二烯烷烃,该类烃源岩的Ph含量很高,Pr/Ph为

0.17,较低的Pr/Ph比值代表着烃源岩具有较强还原性的沉积古环境<sup>[15,17-18]</sup>。

烃源岩的甾类化合物主要有 $C_{27}$ 规则甾烷、 $C_{28}$ 规则甾烷和 $C_{29}$ 规则甾烷,还有少量的 $C_{27}$ 重排甾烷、 $C_{29}$ 重排甾烷、 $C_{30}$ 甾烷等(图3、表1)。 $C_{27} \sim C_{29}$ 规则甾烷均以 $\alpha\alpha\alpha 20R$ 含量为最高。 $\alpha\alpha\alpha 20R-C_{27}$ 、 $\alpha\alpha\alpha 20R-C_{28}$ 和 $\alpha\alpha\alpha 20R-C_{29}$ 规则甾烷的分布呈现不对称“V”字形, $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷比值为0.77, $C_{28}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷比值为0.45,反应出烃源岩整体混源、高等植物输入稍占优势的生源特征<sup>[15,19]</sup>。前人研究成果表明,较低含量的重排甾烷与有机质成熟度低或沉积水体咸化有关<sup>[17]</sup>,该类烃源岩的重排甾烷含量很低,代表着烃源岩具有较低的成熟度和有一定程度的沉积水体咸化。烃源岩的 $C_{29}20S/20(S+R)$ 为0.13,也表明烃源岩成熟度较低<sup>[15]</sup>。

烃源岩检测出的萜类化合物有五环三萜烷、三环萜烷、二环倍半萜烷等,其中五环三萜烷含量占绝对优势,五环三萜烷包括藿烷系列化合物和伽马蜡烷(图3、表1)。藿烷系列化合物的碳数分布范围为 $C_{29} \sim C_{35}$ ,以 $17\alpha(H)21\beta(H)-C_{30}$ 藿烷为主峰, $C_{31} \sim C_{35}$ 升藿烷含量较低、且含量依此降低。萜类化合物中的 $C_{27}$ 三降藿烷Ts/(Ts+Tm)是常用的成熟度指标,因为Ts是比较稳定的化合物,而Tm则与热演化有关,随着热演化程度的增加,Tm/Ts值逐渐降低<sup>[15,17]</sup>,该烃源岩样品的Tm/Ts比值为5.57,为三类烃源岩中最大的一类,指示着其成熟度较低。烃源岩的伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷的比值为2.54,相对于其他类型烃源岩,该类烃源岩的伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷比值也最大,表明该

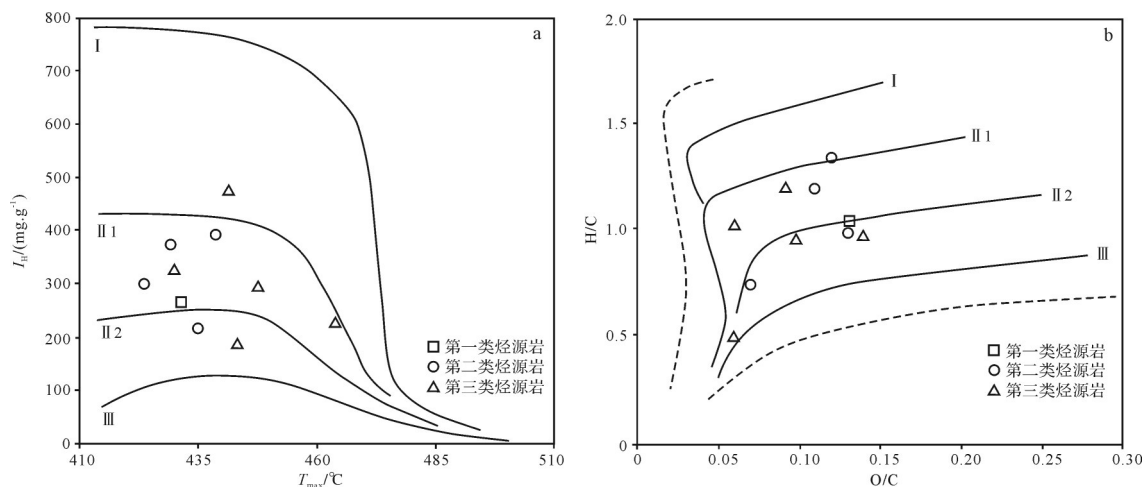


图2 宝勒根陶海凹陷烃源岩有机质类型分类图(底图据陈治军等<sup>[3]</sup>)

(a)  $T_{max} - I_m$ 分类; (b) O/C—H/C分类; I型·腐泥型; II<sub>1</sub>型·腐殖腐泥型; II<sub>2</sub>型·腐泥腐殖型; III型·腐殖型

Fig.2 Organic matter type classification in Baolegentao Hai Sag (based on Chen *et al.*<sup>[3]</sup>)

类烃源岩具有很高的伽马蜡烷含量,而高伽马蜡烷含量通常与强还原超盐环境和水体分层有关<sup>[20]</sup>。

总的来说,该类烃源岩以“高有机质丰度、低成熟度”为特征,生物标志化合物方面具有“四高一低”的特征, $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷比值、伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷比值、 $Tm/Ts$ 比值和 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷比值在这三类烃源岩中最高,Pr/Ph比值在在这三类烃源岩中最低(表2)。

### 2.2 腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )下部烃源岩

第二类为 $K_1bt_1$ 下部烃源岩:烃源岩 $w(TOC)$ 为1.48%~6.49%,平均为2.95%; $w(S_1+S_2)$ 为1.41~41.33 mg/g,平均为16.06 mg/g; $w(\text{氯仿沥青“A”})$ 为0.028%~0.202%,平均为0.104%;HC为 $(162\sim 1\ 300)\times 10^{-6}$ ,平

均为 $614\times 10^{-6}$ ;该类烃源岩有机质丰度较高,为极好的烃源岩(表1)。烃源岩干酪根H/C为0.75~1.35,O/C为0.07~0.13,有机质类型以 $II_1\sim II_2$ 型为主(图2)。烃源岩 $R_o$ 为0.55%~0.71%,平均0.64%; $T_{max}$ 为423℃~436℃,平均432℃;烃源岩为低成熟—成熟烃源岩(表1)。

烃源岩的正构烷烃碳数分布范围主要为 $C_{14}\sim C_{32}$ ,其中 $C_{23}\sim C_{31}$ 高分子量正构烷烃含量占据优势(表1、图3)。正构烷烃分布特征呈单峰后峰型,主峰碳主要为 $C_{25}$ 和 $C_{29}$ 。 $\sum nC_{21}/\sum nC_{22+}$ 为0.23~1.34,平均为0.91,轻碳和重碳正构烷烃含量基本相当。 $OEP$ 为1.04~1.19,平均为1.13。Pr/Ph比值为0.62~1.05,平均为0.76,Pr/Ph比值介于第一类烃源岩和第

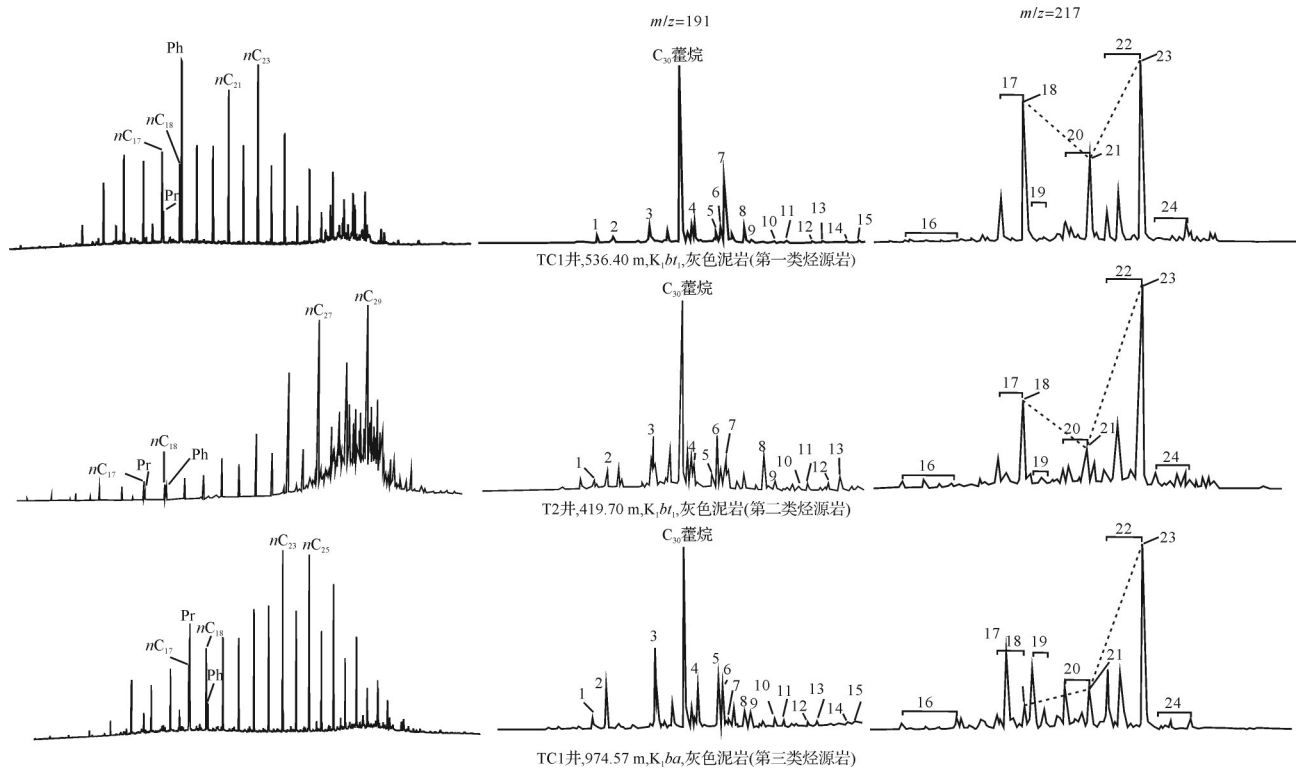


图3 宝勒根陶海凹陷典型烃源岩生物标志化合物色谱图

1. Ts; 2. Tm; 3.  $C_{29}$ 降藿烷; 4.  $C_{30}$ 莫烷; 5.  $C_{31}$ 升藿烷(22S); 6.  $C_{31}$ 升藿烷(22R); 7. 伽马蜡烷; 8.  $C_{32}$ 二升藿烷(22S); 9.  $C_{32}$ 二升藿烷(22R); 10.  $C_{33}$ 三升藿烷(22S); 11.  $C_{34}$ 三升藿烷(22R); 12.  $C_{34}$ 四升藿烷(22S); 13.  $C_{34}$ 四升藿烷(22R); 14.  $C_{35}$ 五升藿烷(22S); 15.  $C_{35}$ 五升藿烷(22R); 16.  $C_{27}$ 重排甾烷; 17.  $C_{27}$ 甾烷; 18.  $C_{27}\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷(20R); 19.  $C_{29}$ 重排甾烷; 20.  $C_{28}$ 甾烷; 21.  $C_{28}\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷(20R); 22.  $C_{29}$ 甾烷; 23.  $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷(20R); 24.  $C_{30}$ 甾烷

Fig.3 Chromatograph of biomarkers for typical hydrocarbon source rocks in Baolegentao Hai Sag

表2 宝勒根陶海凹陷烃源岩分类及其特征

Table 2 Classification and characteristics of hydrocarbon source rocks in Baolegentao Hai Sag

烃源岩类别	有机地化特征		生物标志化合物特征				
	有机质丰度	成熟度	$C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷	伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷	$Tm/Ts$	$C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷	Pr/Ph
第一类烃源岩	极高	低	高	高	高	高	低
第二类烃源岩	高	中等	中等	中等	较低	较低	较低
第三类烃源岩	较高	较高	低	低	低	低	高

三类烃源岩之间。

甾类化合物中,  $\alpha\alpha\alpha 20R-C_{27}$ 、 $\alpha\alpha\alpha 20R-C_{28}$  和  $\alpha\alpha\alpha 20R-C_{29}$  规则甾烷的分布也呈现不对称“V”字形, 反应出烃源岩整体混源、高等植物输入稍占优势的生源特征<sup>[15,19]</sup> (图3)。  $C_{27}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷比值为 0.42~0.64, 平均为 0.53;  $C_{28}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷比值为 0.17~0.31, 平均为 0.23;  $C_{27}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷和  $C_{28}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷比值均介于第一类烃源岩和第三类烃源岩之间(表1)。烃源岩的  $C_{29}20S/20(S+R)$  为 0.16~0.27, 平均为 0.20, 表明烃源岩为低成熟—成熟烃源岩(表1)。

烃源岩萜类化合物中五环三萜烷含量最高, 藿烷系列化合物的碳数分布范围为  $C_{29}$ ~ $C_{34}$ , 以  $17\alpha(H)21\beta(H)-C_{30}$  藿烷为主峰,  $C_{35}$  升藿烷含量极低(图3)。伽马蜡烷/ $C_{31}$  升藿烷的比值为 0.11~0.31, 平均为 0.21, 相对于其他 2 类型烃源岩, 该类烃源岩的伽马蜡烷含量中等(表1)。

总的来说, 该类烃源岩以“高有机质丰度、中等成熟度”为特征。生物标志化合物特征方面,  $C_{27}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷比值、伽马蜡烷/ $C_{31}$  升藿烷比值、Pr/Ph 比值等均介于第一类烃源岩和第三类烃源岩之间(表2)。

### 2.3 阿尔善组( $K_1ba$ )烃源岩

第三类为  $K_1ba$  烃源岩: 这类烃源岩  $w(TOC)$  为 0.49%~2.51%, 平均为 1.46%;  $w(S_1+S_2)$  为 0.85~16.03 mg/g, 平均为 5.45 mg/g;  $w$ (氯仿沥青“A”)为 0.019%~0.085%, 平均为 0.055%; HC 为  $(116\sim 626)\times 10^{-6}$ , 平均为  $369\times 10^{-6}$ , 烃源岩主要为中等—好的烃源岩(表1)。烃源岩干酪根 H/C 为 0.52~1.20, O/C 为 0.06~0.14, 烃源岩有机质类型均以 II<sub>1</sub>~II<sub>2</sub> 型为主(图2)。烃源岩  $R_o$  为 0.72%~1.21%, 平均 0.99%;  $T_{max}$  为 430 °C~463 °C, 平均 437 °C; 烃源岩成熟度相对较高, 以成熟烃源岩为主(表1)。

烃源岩的正构烷烃碳数分布范围主要为  $C_{13}$ ~ $C_{32}$ , 其中  $C_{21}$ ~ $C_{29}$  中高等分子量正构烷烃含量占据明显优势(表1、图3)。正构烷烃分布特征呈单峰后峰型, 主峰碳主要为  $C_{23}$ , 其次为  $C_{21}$  和  $C_{19}$ 。  $\sum nC_{21}/\sum nC_{22+}$  为 0.58~1.44, 平均为 1.04;  $nC_{21+22}/nC_{28+29}$  为 1.31~3.25, 平均为 2.33。烃源岩正构烷烃具有微弱的轻碳优势, 生源具有水生生物和高等植物混合输入的特征<sup>[15-16]</sup>。OEP 为 1.11~1.41, 平均为 1.29, 奇碳优势较为明显。Pr/Ph 为 0.84~3.99, 平均为 2.20, 表明烃源岩具有氧化的沉积环境<sup>[15,17-18]</sup>。

在甾类化合物组分方面, 该类烃源岩与前两类烃源岩相似(图3、表1)。但重排甾烷的相对含量明显增加, 表明相对于其他两类烃源岩, 表明该类烃源岩的成熟度更高<sup>[17]</sup>。  $C_{27}\alpha\alpha\alpha 20R$ 、 $C_{28}\alpha\alpha\alpha 20R$  和  $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$  规则甾烷的分布呈现反“L”形;  $C_{27}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷比值为 0.10~0.33, 平均为 0.22;  $C_{28}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷比值为 0.17~0.23, 平均为 0.19; 反应出烃源岩整体混源、高等植物输入占据优势的生源特征<sup>[15,19]</sup>。甾烷异构化成熟度指标  $C_{29}20S/20(S+R)$  为 0.17~0.38, 平均为 0.31, 也表明烃源岩为成熟烃源岩<sup>[15]</sup>。

萜类化合物中藿烷系列化合物的碳数分布范围为  $C_{29}$ ~ $C_{35}$ , 以  $17\alpha(H)21\beta(H)-C_{30}$  藿烷为主峰,  $C_{31}$ ~ $C_{35}$  升藿烷含量较低、且含量以此降低(图3)。该类烃源岩的伽马蜡烷/ $C_{31}$  升藿烷的比值为 0.07~0.23, 平均为 0.11, 相对于其他 2 类型烃源岩, 该类烃源岩的伽马蜡烷含量最低。

总的来说, 该类烃源岩以“较高机质丰度、较高成熟度”为特征。生物标志化合物特征相对于其他烃源岩表现为“高 Pr/Ph 比值、低  $C_{27}$  甾烷/ $C_{29}$  甾烷和伽马蜡烷/ $C_{31}$  升藿烷比值”(表2)。

## 3 油族划分及油源对比

油砂样品在油源对比中通常较原油样品更具优势, 这是因为原油大多数情况下为多个油层的混合油, 而油砂往往来自单一的产层。宝勒根陶海凹陷油气显示较为活跃, 从  $K_1bt_2$  到  $K_1ba$  均有油气显示程度较好的油砂发育。本研究收集到了来自  $K_1bt_2$ 、 $K_1bt_1$  和  $K_1ba$  的 8 个油砂样品的测试分析资料, 依据他们的生物标志化合物特征, 可将油砂油划分成 4 个油族, 分别为  $K_1bt_1$  未熟油(油族 1)、 $K_1bt_1$  成熟油(油族 2)、 $K_1bt_1$  未熟油与  $K_1bt_1$  成熟油的混合油(油族 3)和  $K_1bt_1$  成熟油与  $K_1ba$  成熟油的混合油(油族 4)。

### 3.1 腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )未熟油

$K_1bt_1$  未熟油以 TC1 井 566.5 m 油砂为代表, 油砂存在于  $K_1bt_1$  上部高丰度烃源岩的砂岩条带中。油砂中原油的 OEP 值为 0.24(表1), 奇偶优势明显, 说明该原油成熟度低<sup>[21]</sup>。从甾烷、萜烷成熟度指标来看,  $C_{29}20S/20(S+R)$ 、 $T_m/T_s$  和  $C_{31}$  升藿烷  $22S/22R$  分别为 0.10、3.39 和 0.64(表1), 较低的  $C_{29}20S/20(S+R)$  值、较高的  $T_m/T_s$  值、 $C_{31}$  升藿烷(22R)含量相对于  $C_{31}$  升藿烷(22S)具有优势等均指示着该类原油成熟度较低, 为未成熟原油<sup>[14,22-24]</sup>。

该类原油的生物标志化合物具有“四高一低”的特征,使其明显区别于其他原油,“四高”为高 $C_{27}$ 甾烷相对含量、高伽马蜡烷相对含量、高Tm/Ts比值和高 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷比值,“一低”为低Pr/Ph比值(图4、表3)。原油伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷为3.36,相对于其他油族,伽马蜡烷相对含量最高。 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷为0.78,在所有油族中此类原油的 $C_{27}$ 甾烷相对含量最高,表明其母质类型较好<sup>[15]</sup>。这类原油的Tm/Ts值相对于其他原油最高,指示其成熟度最低。原油的 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷为11.89,而其他原油的 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷最高为3.88。原油的Pr/Ph为0.24,Ph相对于Pr具有明显的优势,代表母源具有强还原沉积环境<sup>[17,20]</sup>。

从生物标志化合物特征来看,该类原油与第一类烃源岩( $K_1bt_1$ 上部高丰度烃源岩)极为相似,有机质形成于强还原沉积环境,类型较好,但有机质成熟度偏低(图3,4)。这种相似特征能够从部分特征生物标志化合物参数的相关关系图上很容易地反映出来(图5)。根据二连盆地巴音都兰、吉尔嘎朗图及等凹陷的经验,这种沉积环境好、类型较好、可溶有机

质丰度高的烃源岩在进入成熟门限之前确实可以生成未熟—低熟油<sup>[25-27]</sup>。由于该类原油为烃源岩在未成熟阶段的烃类产物,生烃量和排烃量有限,这类油藏往往具有近源成藏的特点。

### 3.2 腾格尔组( $K_1bt_1$ )成熟油

$K_1bt_1$ 成熟油以TC1井430.3 m油砂和T3井118.66 m油砂为代表,含油层位为 $K_1bt_1$ 。原油正构烷烃OEP值为0.97~1.11(表1),奇偶优势较弱,表明该原油成熟度较高<sup>[21]</sup>。甾烷、萜烷成熟度指标方面, $C_{29}20S/20(S+R)$ 、Tm/Ts和 $C_{31}$ 升藿烷22S/22R分别为0.25、0.84和1.12(表1),这些指标均指示着该类原油为成熟原油<sup>[14,22-23]</sup>。

该类原油的生物标志化合物以“中等 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、中等伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、较低Tm/Ts、较低 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、较低Pr/Ph”为特征,伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷为0.25, $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷为0.46, $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷为2.38,Pr/Ph平均为0.57~0.84(表1)。生物标志化合物特征表明,该类原油明显不同于形成于强还原沉积环境、类型较好、有机质成熟度偏低的第一类烃源

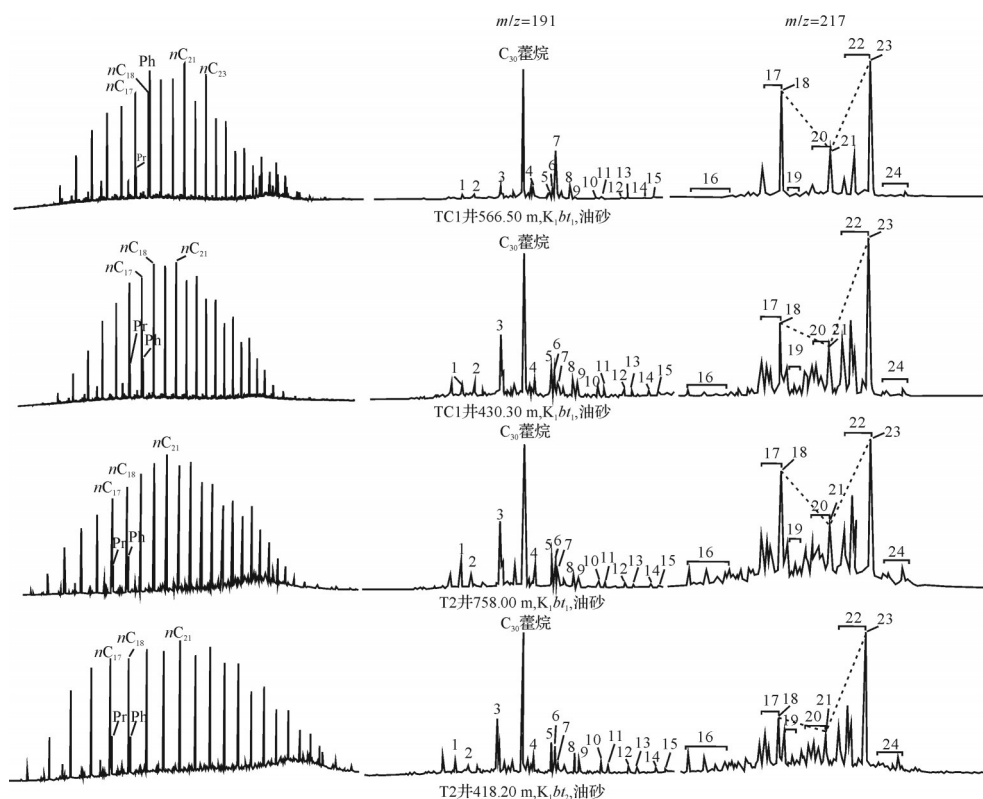


图4 宝勒根陶海凹陷典型原油生物标志化合物色谱图

1.Ts; 2.Tm; 3. $C_{29}$ 降藿烷; 4. $C_{30}$ 莫烷; 5. $C_{31}$ 升藿烷(22S); 6. $C_{31}$ 升藿烷(22R); 7.伽马蜡烷; 8. $C_{32}$ 二升藿烷(22S); 9. $C_{32}$ 二升藿烷(22R); 10. $C_{33}$ 三升藿烷(22S); 11. $C_{34}$ 三升藿烷(22R); 12. $C_{34}$ 四升藿烷(22S); 13. $C_{34}$ 四升藿烷(22R); 14. $C_{35}$ 五升藿烷(22S); 15. $C_{35}$ 五升藿烷(22R); 16. $C_{27}$ 重排甾烷; 17. $C_{27}$ 甾烷; 18. $C_{27}\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷(20R); 19. $C_{29}$ 重排甾烷; 20. $C_{28}$ 甾烷; 21. $C_{28}\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷(20R); 22. $C_{29}$ 甾烷; 23. $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷(20R); 24. $C_{30}$ 甾烷

Fig.4 Chromatograph of biomarkers for typical oils in Baolegentaohai Sag

岩,也不同于低 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、低伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、高Pr/Ph的第三类烃源岩,它与第二类原油特征最为相近,具有很好的可对比性,油源岩应该为第二类烃源岩(图3,4)。一些特征生物标志化合物参数的相关关系图也表明,这类原油与第二类烃源岩具有很好的可对比性(图5)。

3.3 腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )未熟油与成熟油的混合油

这类原油以ZK320-159井134.0 m油砂、T2井758.0 m油砂为代表,含油层位为 $K_1bt_1$ 和 $K_1bt_2$ 。原油正构烷烃OEP值平均为1.12(表1),奇偶优势较弱,原油成熟度较高<sup>[21]</sup>。甾烷、萜烷成熟度指标方面, $C_{29}20S/20(S+R)$ 、Tm/Ts和 $C_{31}$ 升藿烷22S/22R分别平均为0.29、1.66和1.26(表1),表明该类原油成熟度相

对于 $K_1bt_1$ 未熟油较高<sup>[14,22-23]</sup>。

该类原油的生物标志化合物以“中等—高 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、中等—低伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、中等Tm/Ts、较低 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、较低Pr/Ph”为特征,既有 $K_1bt_1$ 未熟油的特点,又有 $K_1bt_1$ 成熟油特点。Pr/Ph平均为0.72,与第二类烃源岩( $K_1bt_1$ 下部烃源岩)有可对比性。 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷为0.60,较高 $C_{27}$ 甾烷相对含量特征使其与第一类烃源岩( $K_1bt_1$ 上部高丰度烃源岩)有很好的可对比性。从生物标志化合物谱图来看,该类油应该为 $K_1bt_1$ 未熟油与 $K_1bt_1$ 成熟油的混合油(图3,4)。从油砂与烃源岩部分反映生源母质、沉积环境的生物标志化合物参数的相关关系图也可以看出,该类油应该为 $K_1bt_1$ 未熟油与 $K_1bt_1$ 成熟油的

表3 宝勒根陶海凹陷油族分类及其特征

Table 3 Classification and characteristics of oil groups in Baolegentaohai Sag

油族类别	产层	油气来源	成熟度	生物标志化合物特征
$K_1bt_1$ 未熟油	$K_1bt_1$	第一类烃源岩	未成熟	高 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、高伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、高Tm/Ts、高 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、低Pr/Ph
$K_1bt_1$ 成熟油	$K_1bt_1$	第二类烃源岩	低成熟	中等 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、中等伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、较低Tm/Ts、较低 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、较低Pr/Ph
$K_1bt_1$ 未熟油与 $K_1bt_1$ 成熟油的混合油	$K_1bt_2$ 和 $K_1bt_1$	第一类烃源岩和 第二类烃源岩	成熟	中等—高 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、中等—低伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、中等Tm/Ts、较低 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、较低Pr/Ph
$K_1bt_1$ 成熟油与 $K_1ba$ 成熟油的混合油	$K_1bt_2$ 、 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$	第二类烃源岩和 第三类烃源岩	成熟	中等 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、中等—低伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、中等Tm/Ts、较低 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、中等Pr/Ph

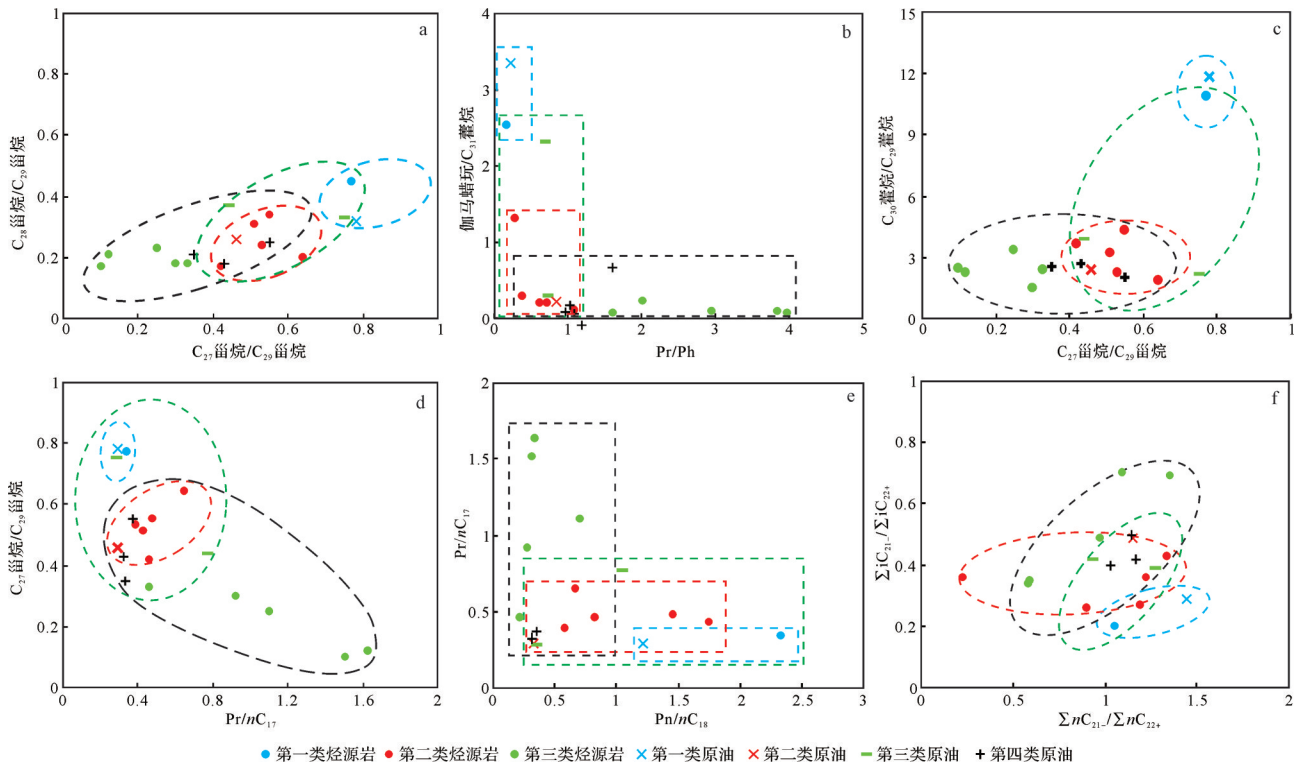


图5 宝勒根陶海凹陷烃源岩、油砂部分生物标志化合物参数相关关系

Fig.5 Correlation relationship for biomarker parameters of source rocks and oil sands in Baolegentaohai Sag



混合油(图5)。同时,伽马蜡烷含量指示2套烃源岩对不同地区的原油的烃类贡献率有所差异,ZK320-159井134.0 m油砂的伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷为2.31,第一类烃源岩对该类原油的烃类贡献率可能相对较高;T2井758.0 m油砂的伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷为0.30,第二类烃源岩对该类原油的烃类贡献率可能相对较高。

### 3.4 腾格尔组一段( $K_1bt_1$ )成熟油与阿尔善组( $K_1ba$ )成熟油的混合油

这类原油以T2井418.2 m和570.6 m油砂、T3井887.4 m油砂为代表,含油层位为 $K_1bt_2$ 、 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$ 。原油正构烷烃OEP值平均为1.07~1.16,平均为1.11(表1),奇偶优势较弱,表明原油成熟度较高<sup>[21]</sup>。甾烷、萜烷成熟度指标方面, $C_{29}20S/20(S+R)$ 、 $Tm/Ts$ 和 $C_{31}$ 升藿烷22S/22R分别平均为0.22、1.03和1.13(表1),表明该类原油为成熟油<sup>[14,22-23]</sup>。

该类原油的生物标志化合物以“中等 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷、中等—低伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷、中等 $Tm/Ts$ 、较低 $C_{30}$ 藿烷/ $C_{29}$ 藿烷、中等Pr/Ph”为特征,既有 $K_1bt_1$ 成熟油的特点,又有 $K_1ba$ 成熟油特点。原油伽马蜡烷/ $C_{31}$ 升藿烷为0.13~0.17,平均为0.15,与第二类烃源岩( $K_1bt_1$ 下部烃源岩)对比性良好。Pr/Ph为0.98~1.04,平均为1.01,高于第二类烃源岩,同时又低于第三类烃源岩(表1)。 $C_{27}$ 甾烷/ $C_{29}$ 甾烷为0.35~0.55,平均为0.44, $C_{27}$ 甾烷相对含量介于第二类烃源岩和第三类烃源岩之间(表1)。从生物标志化合物谱图来看,该类油应该为 $K_1bt_1$ 成熟油与 $K_1ba$ 成熟油的混合油(图3,4)。一些特征生物标志化合物参数的相关关系图也表明,该类油应该为 $K_1bt_1$ 成熟油与 $K_1ba$ 成熟油的混合油(图5)。

本次研究中,宝勒根陶海凹陷的油砂虽然被划分为4类,但实际上烃源岩所生成的原油只有3类,与3类烃源岩相对应分别为 $K_1bt_1$ 上部高丰度烃源岩生成的未(低)熟油、 $K_1bt_1$ 下部烃源岩生成的成熟油和 $K_1ba$ 烃源岩生成的成熟油。油族1的原油来源于第一类烃源岩,油族2的原油来源于第二类烃源岩,油族3的原油来源于第一类烃源岩和第二类烃源岩,油族4的原油来源于第二类烃源岩和第三类烃源岩。油族1和油族2的原油来源单一,油族3和油族4为混源油。

## 4 有利区预测

4个油族中,与 $K_1bt_1$ 上部高丰度烃源岩(第一类

烃源岩)有关的仅有油族1,分布的层段仅有 $K_1bt_1$ ,这类原油为烃源岩在未成熟阶段所生成的未熟油,烃源岩生烃量有限,油藏具有“近源成藏”的特征,单从烃源岩方面预测有利区应为烃源岩厚度较大、埋深较大(靠近洼槽带)的区域。与 $K_1bt_1$ 下部烃源岩(第二类烃源岩)相关的有油族3和油族2,油藏分布的层位为 $K_1bt_1$ 和 $K_1bt_2$ ,表明该类烃源岩有较大的生烃量、生成的原油有一定的纵向运移能力,至于其侧向运移能力和距离尚需开展更深入的研究,但从烃源岩方面预测有利区应为处于或靠近烃源岩厚度大、且成熟的区域。综上所述, $K_1bt_1$ 烃源岩(第一类烃源岩+第二类烃源岩)所指向的有利区分布于北次凹的HF9及其东北区域,有利区面积为26.85 km<sup>2</sup>(图6a),较小的有利区面积跟其成熟度普遍较低有关。

与 $K_1ba$ 烃源岩(第三类烃源岩)有关的油族为油族4,分布层段有 $K_1ba$ 、 $K_1bt_1$ 和 $K_1bt_2$ ,预示着 $K_1ba$ 烃源岩所生成的原油也有一定的纵向运移能力大。以烃源岩厚度较大、达到成熟演化阶段等标准预测有利区, $K_1ba$ 烃源岩所指向的有利区分布于北次凹的HF9—TC1—YB1井区和南次凹的洼槽中心区域,累计有利区面积为79.30 km<sup>2</sup>(图6b)。传统的认识认为“宝勒根陶海凹陷的油气只分布于北次凹、南次凹勘探潜力有限”,但本研究表明从油气来源方面证实南次凹存在油气成藏有利区,为南次凹的勘探提供了依据。

## 5 结论

(1) 研究区有效烃源岩主要分布在 $K_1bt_1$ 和 $K_1ba$ ,依据生物标志化合物特征可划分为3类。第一类烃源岩为 $K_1bt_1$ 上部“高有机质丰度、低成熟度、高 $C_{27}$ 甾烷相对含量、高伽马蜡烷、低Pr/Ph比值”烃源岩;第二类烃源岩为 $K_1bt_1$ 下部“高有机质丰度、中等成熟度、中等 $C_{27}$ 甾烷相对含量、中等伽马蜡烷”烃源岩;第三类烃源岩为 $K_1ba$ “较高有机质丰度、较高成熟度、低 $C_{27}$ 甾烷相对含量、低伽马蜡烷、高Pr/Ph比值”烃源岩。

(2) 生物标志化合物特征对比表明,油砂中的原油可划分成4个油族:油族1为 $K_1bt_1$ 未熟油,原油来源于第一类烃源岩;油族2为 $K_1bt_1$ 成熟油,原油来源于第二类烃源岩;油族3为 $K_1bt_1$ 未熟油与 $K_1bt_1$ 成熟油的混合油,原油来源于第一类烃源岩和第二类烃源岩;油族4为 $K_1bt_1$ 成熟油与 $K_1ba$ 成熟油的混合油,

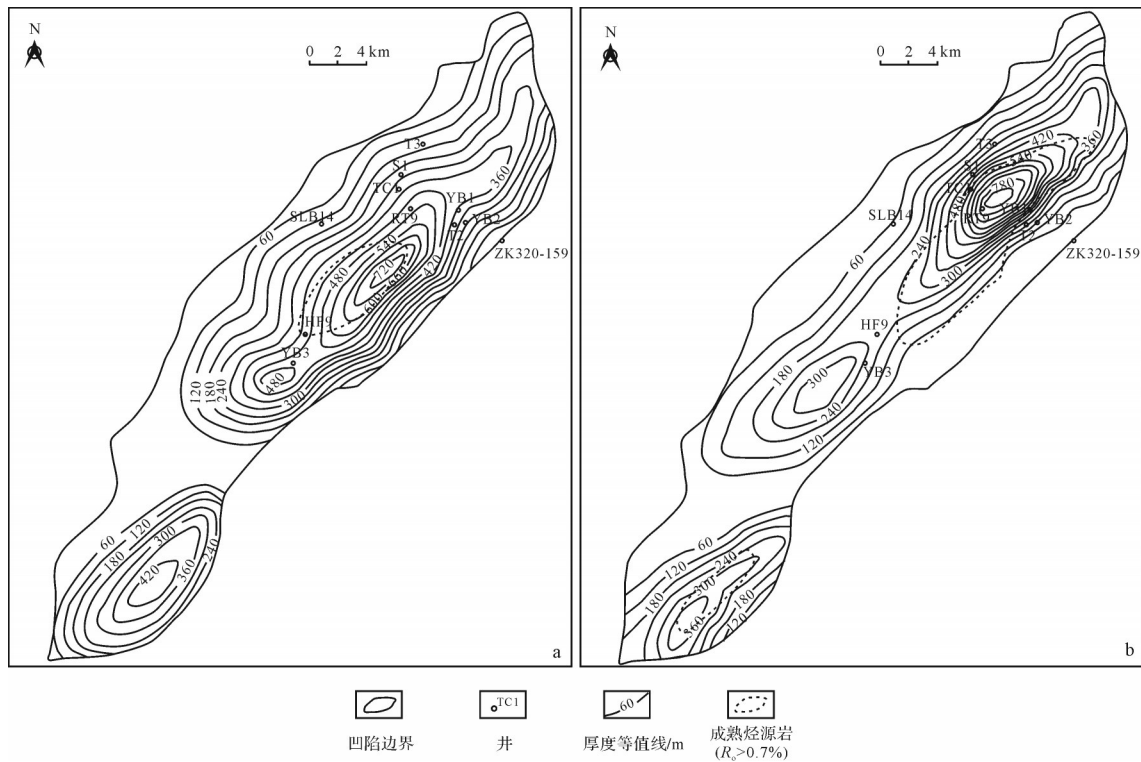


图6 宝勒根陶海凹陷烃源岩厚度等值线图

(a)  $K_1bt_1$  (第一类+第二类) 烃源岩厚度等值线图; (b)  $K_1ba$  (第三类) 烃源岩厚度等值线图

Fig.6 Contour map of hydrocarbon source rock thickness in Baolegentaohai Sag

原油来源于第二类烃源岩和第三类烃源岩。

(3) 从油气来源预测有利区,  $K_1bt_1$  烃源岩所指向的有利区分布于北次凹的 HF9 及其东北区域, 面积为 26.85 km<sup>2</sup>。  $K_1ba$  烃源岩所指向的有利区分布于北次凹的 HF9—TC1—YB1 井区和南次凹的洼槽中心区域, 累计有利区面积为 79.30 km<sup>2</sup>。

### 参考文献 (References)

- [1] 高海仁, 李云, 弓虎军. 二连盆地宝勒根陶海凹陷北洼槽下白垩统构造—沉积响应特征[J]. 西北地质, 2012, 45(1): 324-349. [Gao Hairen, Li Yun, Gong Hujun. Lower Cretaceous sedimentary-structure response characteristics of Baolegentaohai Sag north subsags in Erlian Basin[J]. Northwestern Geology, 2012, 45(1): 324-349.]
- [2] 高海仁, 李云. 二连盆地宝勒根陶海凹陷下白垩统成岩作用研究[J]. 内蒙古石油化工, 2012, 38(17): 132-134. [Gao Hairen, Li Yun. Study on the diagenesis of Lower Cretaceous in Baolegentaohai Sag of Erlian Basin[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 38(17): 132-134.]
- [3] 陈治军, 高怡文, 李科社, 等. 二连盆地下白垩统烃源岩特征及其对油气分布的影响[J]. 科技导报, 2014, 32(32): 46-53. [Chen Zhijun, Gao Yiwen, Li Keshe, et al. Characteristics of Lower Cretaceous source rock and its effects on hydrocarbon distribution in Erlian Basin[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(32): 46-53.]
- [4] 卢学军, 高平, 丁修建, 等. 二连盆地阿尔凹陷下白垩统烃源岩地球化学特征及油源对比[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 101-108. [Lu Xuejun, Gao Ping, Ding Xiujian, et al. Geochemical characteristics and source rocks and oil-source correlation of the Lower Cretaceous in Aer Sag, Erlian Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3): 101-108.]
- [5] 王浩, 王飞宇, 降栓奇, 等. 二连盆地赛汉塔拉凹陷原油地球化学特征与油族划分[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(2): 36-43. [Wang Hao, Wang Feiyu, Jiang Shuanqi, et al. The oil families and their geochemical characteristics in Sanhantala Sag, Erlian Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(2): 36-43.]
- [6] 方杰, 郑宪, 张宏. 二连裂谷系下白垩统烃源岩成油模式[J]. 石油学报, 1998, 19(4): 35-40. [Fang Jie, Zheng Xian, Zhang Hong. Generation model of source rocks of Lower Cretaceous in Erlian rift[J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(4): 35-40.]
- [7] 孙敏, 郭知鑫, 杨永太, 等. 二连盆地乌里雅斯太凹陷晚侏罗世—早白垩世地层: 来自锆石 U-Pb 定年的证据[J]. 地层学杂志, 2017, 41(1): 48-64. [Sun Min, Guo Zhixin, Yang Yongtai, et al. Upper Jurassic-Lower Cretaceous stratigraphy in the middle Wuliyasitai Depression, Erlian Basin: Evidence from zircon U-Pb dating[J]. Journal of Stratigraphy, 2017, 41(1): 48-64.]
- [8] 于英太. 二连盆地演化特征及油气分布[J]. 石油学报, 1990, 11(3): 12-20. [Yu Yingtai. Evolution characteristics of Erlian Ba-

- sin and the distribution of oil and gas deposits[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1990, 11(3): 12-20. ]
- [9] 郝银全,林卫东,董伟宏,等. 银根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. ]
- [10] 李正文,焦贵浩,董艳蕾. 二连盆地断陷模型研究及其在新区评价中的应用[J]. *西安石油学院学报*, 1997, 12(5): 8-13. [Li Zhengwen, Jiao Guihao, Dong Yanlei. The study of the structure models of the sags in Erlian Basin and its application in the evaluation of undeveloped sags[J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute*, 1997, 12(5): 8-13. ]
- [11] 费宝生,祝玉衡,邹伟宏,等. 二连裂谷盆地群油气地质[M]. 北京:石油工业出版社, 2001. [Fei Baosheng, Zhu Yuheng, Zou Weihong, et al. *Hydrocarbon geology of Erlian rift basin group*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001. ]
- [12] 李国玉,吕鸣岗. 中国含油气盆地图集[M]. 北京:石油工业出版社, 2002. [Li Guoyu, Lü Minggang. *Atlas of China's petroliferous basins* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. ]
- [13] 封银国,林进,王东辉. 二连盆地宝勒根陶海凹陷石油地质构造特征初析[J]. *中国石油勘探*, 2008, 13(5): 31-36. [Feng Yinguo, Lin Jin, Wang Donghui. Primary characteristics analysis on petroleum geological structures in Baolegentaohai Sag of Erlian Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2008, 13(5): 31-36. ]
- [14] 中国石油天然气总公司. SY/T 5735-1995 陆相烃源岩地球化学评价方法[S]. 北京:石油工业出版社, 1996. [China National Petroleum Corporation. SY/T 5735-1995 geochemical evaluation standard of terrestrial hydrocarbon source rock [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996. ]
- [15] 卢双舫,张敏. 油气地球化学[M]. 北京:石油工业出版社, 2008: 200-202. [Lu Shuangfang, Zhang Min. *Oil and gas geochemical* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 200-202. ]
- [16] 胡健,王铁冠,陈建平,等. 塔西南坳陷周缘原油地球化学特征与成因类型[J]. *石油学报*, 2015, 36(10): 1221-1233. [Hu Jian, Wang Tieguan, Chen Jianping, et al. Geochemical characteristics and origin patterns of oils in periphery of southwestern Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(10): 1221-1233. ]
- [17] 王炳凯,冯乔,田方正,等. 新疆准噶尔盆地南缘二叠系芦草沟组烃源岩生物标志化合物特征及意义[J]. *地质通报*, 2017, 36(2/3): 304-313. [Wang Bingkai, Feng Qiao, Tian Fangzheng, et al. The characteristics and significance of biomarker compounds in the Permian Lucaogou Formation hydrocarbon source rock on the southern margin of the Junggar Basin[J]. *Geological Bulletin of China*, 2017, 36(2/3): 304-313. ]
- [18] 杨福林,王铁冠,李美俊. 塔里木盆地寒武系烃源岩地球化学特征[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(5): 861-872. [Yang Fulin, Wang Tieguan, Li Meijun. *Geochemical study of Cambrian source rocks in the cratonic area of Tarim Basin, NW China*[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(5): 861-872. ]
- [19] 陈治军,高怡文,刘护创,等. 银根—额济纳旗盆地哈日凹陷下白垩统烃源岩地球化学特征与油源对比[J]. *石油学报*, 2018, 39(1): 69-81. [Chen Zhijun, Gao Yiwen, Liu Huchuang, et al. *Geochemical characteristics of Lower Cretaceous source rocks and oil-source correlation in Hari Sag, Yingen-Ejinaqi Basin*[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(1): 69-81. ]
- [20] 张字龙,范洪海,蔡煜琦,等. 鄂尔多斯盆地黄陵地区直罗组有机地球化学特征及其与铀成矿关系[J]. *地质学报*, 2016, 90(12): 3408-3423. [Zhang Zilong, Fan Honghai, Cai Yuqi, et al. *The organic geochemical characteristics of the Zhiluo Formation and its relationship with uranium mineralization in the Huangling area, Ordos Basin* [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2016, 90(12): 3408-3423. ]
- [21] 柳广弟. 石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社, 2009: 153-170. [Liu Guangdi. *Petroleum geology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 153-170. ]
- [22] 周宾,关平,魏恒飞,等. 柴达木盆地扎哈泉地区致密油新类型的发现及其特征[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2017, 53(1): 37-49. [Zhou Bin, Guan Ping, Wei Hengfei, et al. A new type of tight-oil and its feature in Zahaquan area of Qaidam Basin[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2017, 53(1): 37-49. ]
- [23] 马立元,尹航,陈纯芳,等. 鄂尔多斯盆地红河油田原油地球化学特征及油源分析[J]. *沉积学报*, 2015, 33(2): 416-425. [Ma Liyuan, Yin Hang, Chen Chunfang, et al. *Research of geochemistry characteristics and source of crude oils from the Honghe oilfield in the Ordos Basin*[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(2): 416-425. ]
- [24] 杨亚南,周世新,李靖,等. 鄂尔多斯盆地南缘延长组烃源岩地球化学特征及油源对比[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(4): 550-565. [Yang Yanan, Zhou Shixin, Li Jing, et al. *Geochemical characteristics of source rocks and oil-source correlation of Yanchang Formation in southern Ordos Basin, China*[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(4): 550-565. ]
- [25] 任战利,刘池阳,冯建辉,等. 二连盆地巴音都兰凹陷热演化史研究[J]. *石油学报*, 2000, 21(4): 42-45. [Ren Zhanli, Liu Chiyang, Feng Jianhui, et al. *Research on geothermal history of Bayindulan Depression in Erlian Basin*[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(4): 42-45. ]
- [26] 田福清. 二连盆地巴音都兰凹陷烃源岩评价及油源研究[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(4): 541-543. [Tian Fuqing. *Source rocks and oil-source rock correlation in the Bayindulan Sag of Erlian Basin* [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(4): 541-543. ]
- [27] 刘震,刘俊榜,高先志,等. 二连盆地岩性油藏的幕式充注和

相对早期成藏特征分析[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 240-249. [Liu Zhen, Liu Junbang, Gao Xianzhi, et al. Characteristics of relative early reservoiring and episodic charging of

lithologic oil pools in Erlian Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(2): 240-249. ]

## Biomarker Characteristics of Source Rocks and Oil Source Correlation in Baolegentaohai Sag, Erlian Basin

CHEN ZhiJun<sup>1</sup>, WANG ZhiWei<sup>2</sup>, ZHANG ShaoQing<sup>2</sup>, GAO YiWen<sup>1</sup>, HAN ChangChun<sup>1</sup>, LI KeShe<sup>1</sup>

1. Research Institute of Yanchang Petroleum (Group) Co. Ltd., Xi'an 710075, China

2. Oil and Gas Exploration Company of Yanchang Petroleum (Group) Co. Ltd., Yan'an, Shaanxi 716000, China

**Abstract:** Although good exploration achievements have been made in Baolegentaohai Sag of Erlian Basin, the basic research on hydrocarbon accumulation is still very weak. In this study, source rocks are classified according to geochemical characteristics, and then oil group division and oil source correlation are carried out according to the characteristics of the biomarker compounds. The results show effective source rocks in the study area can be divided into three types: The first type, in the upper part of  $K_1bt_1$ , is characterized by high organic matter abundance, low maturity, high  $C_{27}$ -sterane relative content, high gammacerane content, and low Pr/Ph. The second type, in the lower part of  $K_1bt_1$ , is characterized by high organic matter abundance, medium maturity, and medium gammacerane and  $C_{27}$ -sterane relative content. The third type, in  $K_1ba$ , is characterized by relative high organic matter abundance, high maturity, low  $C_{27}$ -sterane content, low gammacerane content, and high Pr/Ph. Crude oil can be divided into four groups: Oil group 1 is  $K_1bt_1$  immature oil, with hydrocarbons from the first type of source rock. Oil group 2 is  $K_1bt_1$  mature oil, with hydrocarbons from the second type of source rock. Oil group 3 is a mixture of  $K_1bt_1$  immature and  $K_1bt_1$  mature oil, with hydrocarbons from the first and second types of source rocks. Oil group 4 is a mixture of  $K_1bt_1$  mature and  $K_1ba$  mature oil, with hydrocarbons from the second and third types of source rocks. In terms of the favorable exploration area prediction by oil and gas sources, the favorable area predicted by  $K_1bt_1$  source rock is 26.85 km<sup>2</sup>, and the favorable area predicted by  $K_1ba$  source rock is 79.30 km<sup>2</sup>.

**Key words:** source rock; biomarker; oil group division; oil-source correlation; Baolegentaohai Sag; Erlian Basin