

# 油气运移示踪应用及有效性分析—— 以准噶尔盆地白家海凸起侏罗系八道湾组油气为例

乔锦琪<sup>1,2</sup>, 刘洛夫<sup>1,2</sup>, 尚晓庆<sup>3</sup>, 李博一<sup>1,2</sup>

1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 盆地与油藏研究中心, 北京 102249; 3. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 西安 710065

**摘要:** 在盆地地质环境稳定的条件下, 油气在运聚过程中会形成“地质色层效应”, 其物理、化学指标会发生规律性变化, 可用来追踪油气的迁移方向。通过对准噶尔盆地白家海凸起及周缘地区侏罗系八道湾组原油进行油源对比, 在明确油气平面分布特征的基础上, 利用地层水、原油物性及多种地球化学方法, 对八道湾组油气运移特征进行研究, 并对生物标志化合物、饱和烃碳同位素、饱和烃含量及红外光谱比示踪参数进行类比分析, 确明各参数的准确性及适用条件。结果表明, 白家海凸起西区的原油(I类原油)主要由东道海子凹陷的二叠系烃源岩生成, 主要的输导体系是东道海子断裂的垂向输导作用; 东区及南部的阜康斜坡地区原油(II类原油)主要由阜康凹陷的侏罗系煤系烃源岩生成, 输导体系以白家海凸起斜坡的砂体输导作用为主。各种示踪参数中, 以断层为主的输导层, 原油黏度、密度和生物标志化合物示踪效果较好; 以砂体为主的输导体系中, 生物标志化合物、饱和烃碳同位素、原油黏度、原油密度及饱和烃含量均可以较好地指示油气运移方向。同时, 地层水可以很好地指示断层的封闭性及地下砂体的连通性, 而红外光谱比无论是在砂体还是断层输导体系中, 其示踪效果都不理想。

**关键词:** 油气示踪; 八道湾组; 白家海凸起; 准噶尔盆地

中图分类号:P618.13 文章编号:1007-2802(2023)01-0107-15 doi:10.19658/j.issn.1007-2802.2022.41.086

**Application and effectiveness analysis of the hydrocarbon-migration tracing:  
a case study of hydrocarbons from the Jurassic Badaowan Formation in  
the Baijiahai high in the Junggar Basin, China**

QIAO Jin-qi<sup>1, 2</sup>, LIU Luo-fu<sup>1, 2</sup>, SHANG Xiao-qing<sup>3</sup>, LI Bo-yi<sup>1, 2</sup>

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Basin and Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

**Abstract:** Under the stable geological condition of the basin, hydrocarbons (oil and gas) are affected by the “geological chromatography effect” in the processes of their migration and accumulation. Therefore, the regular variations of physical and chemical indicators of hydrocarbons can be used to track the migration direction of oil and gas. Based on the detailed comparative analysis of oil-source of crude oil from the Jurassic Badaowan Formation and the study of precise distribution characteristics of hydrocarbons in the Baijiahai High of the Junggar Basin, we have studied the migration characteristics of hydrocarbons in the Badaowan Formation and have made a comparative analysis of various tracing parameters, including biomarkers, carbon isotopes of saturated hydrocarbons, contents of saturated hydrocarbons, and infrared spectral ratios for clarifying accuracies and applicable conditions of those parameters, by comprehensively utilizing various geochemical methods for analyzing physical properties of the formation water and crude oil. The results show that one type of crude oil (Type I) mainly distributed in the western part of the Baijiahai High was primarily sourced from the Permian hydrocarbon source rocks in the Dongdaohaizi Sag through the main vertical conducting pathway system provided by the Dongdaohaizi faults. Another type of crude oil (Type II), distributed in the eastern part of the Baijiahai High and the Fukang Slope are-

a which is located in southern part of the Baijiahai High, was mainly sourced from the hydrocarbon source rocks of the Jurassic coal-bearing stratum in the Fukang Sag through the pathway system dominated by the sand body with good connectivity in the Baijiahai High. In terms of the respective tracing parameters, the viscosity, density, and biomarker compounds have better tracing effects for the crude oil migrated mainly through the pathway system of faults whereas the biomarkers, carbon isotope of saturated hydrocarbon, viscosity and density of crude oil, and saturated hydrocarbon content can be used to availably indicate the migration direction of hydrocarbons migrated mainly through the pathway system of the sand body. At the same time, the formation water is a good parameter to indicate the sealing capability of the fault and the connectivity of the underground sand body. However, the infrared spectrum ratios have no ideal effect for tracing the migration direction of hydrocarbons through both pathway systems.

**Key words:** hydrocarbon tracing; Badaowan Formation; Baijiahai High; Junggar Basin

## 0 引言

油气运移对油气成藏过程至关重要。马贡和道(1998)认为,油气成藏研究的主要问题就是查明有效烃源岩与其对应的油气聚集带之间的关系。研究表明,如果盆地地质环境比较稳定,油气在其运聚过程中会发生“地质色层效应”,其化学成分、物理性质等指标会发生规律性变化,可以此来追踪油气的主要运移方向,这是各种油气运移示踪参数应用的基础。

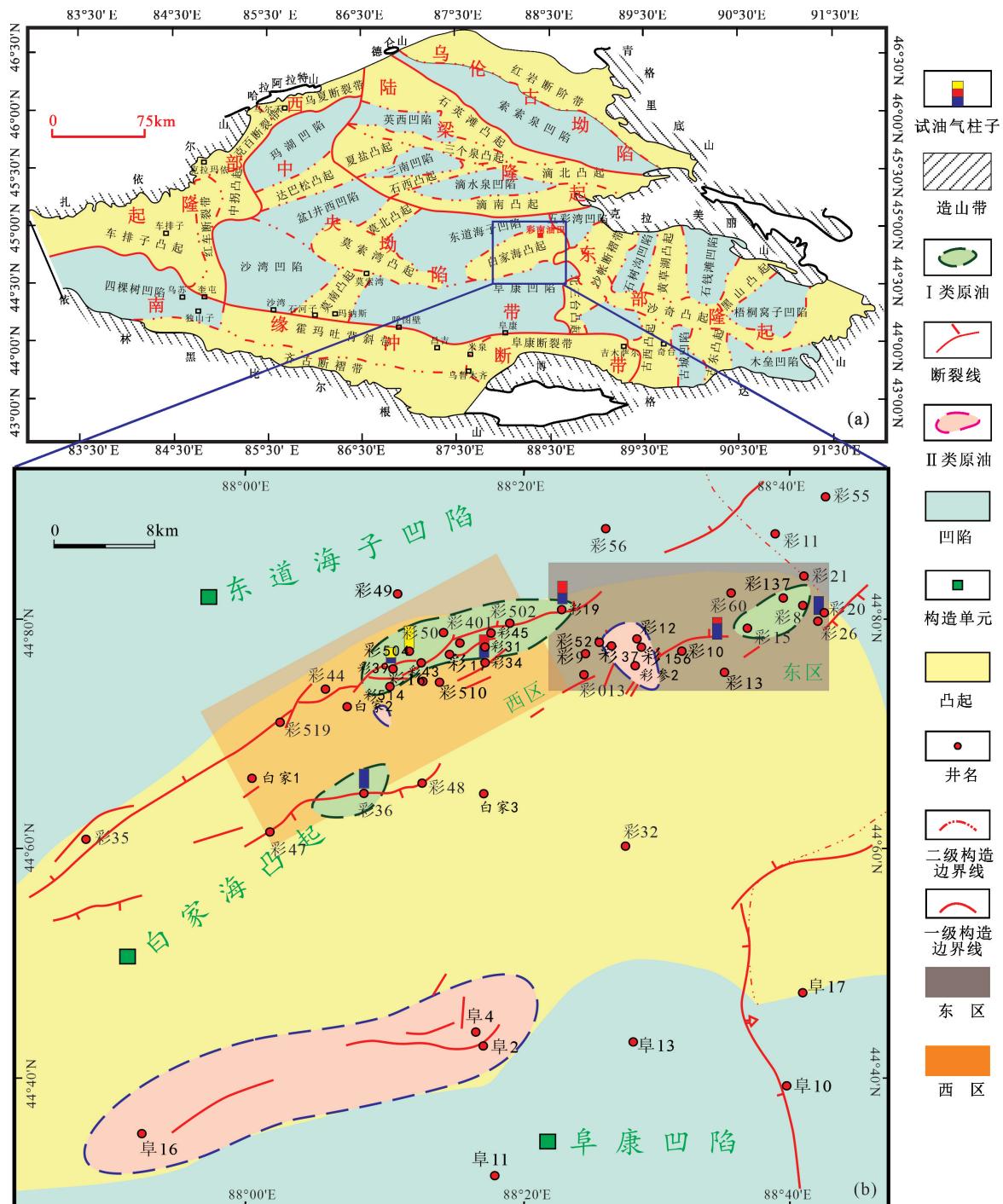
近年来,常规油气藏输导体系的油气运移通道、路径示踪及运移方向等研究不断取得进步(何登发,2007;陈方文等,2011;付晓飞等,2012;付广等,2013)。因为油气的“地质色层效应”,前人通过物理模拟(曾溅辉,2000;姜振学等,2005)、数值模拟(罗晓容等,2007)、野外露头观察等方法刻画输导体系(高长海和查明,2008;Braathen et al., 2009)和优势运移通道(姜振学等,2005; Hao et al., 2009);运用原油的物理性质及成熟度参数(England et al., 1987)、含氮化合物(Liu and Kang, 1999)、胶结物MnO含量(曹剑等,2007)等指标来示踪油气运移方向;对于遭受了生物降解、高成熟度凝析油的运移则可以用烷基二苯并噻吩来进行示踪(王铁冠等,2005)。

白家海凸起是一个位于准噶尔盆地中央坳陷东部、总体呈北东向展布的三级构造单元,其东北、东、南、西北分别为五彩湾凹陷、沙帐断褶带和沙奇凸起、阜康凹陷、东道海子凹陷(李博一等,2014a;吴云龙等,2014),勘探面积约为 $4 \times 10^3 \text{ km}^2$ (图1)。该凸起断裂构造较为发育,同时发育多套砂体。其周缘存在三个生烃凹陷,石油地质条件良好,油气资源丰富,是油气运移的有利指向区(李博一等,2014a;吴云龙等,2014;乔锦琪,2017;靳军等,2018)。吴坚等(2011)对白家海凸起侏罗系三工河

组和西山窑组油气分布特征进行了研究,认为断裂是控制鼻隆区构造圈闭油气成藏的主要地质因素,而坡折带是控制斜坡区岩性圈闭油气成藏的主要因素。已有研究表明,三工河组和西山窑组油气存在两期充注(吴坚等,2012;吴云龙等,2014)。八道湾组油气的充注期次虽然也有两次,但和三工河组和西山窑组并不同步(吴坚等,2012),反映研究区八道湾组的油气分布特征及有效油气圈闭的控制因素和其上部的三工河组及西山窑组油气藏特征并不一致。目前关于八道湾组的研究主要集中在储层特征方面,其结果表明储集空间经多期演化,已从原始的高孔隙度演化成现在主体为粒间和粒内溶孔的低孔隙度(况昊等,2012)。纵观这些研究,可以发现对该地区油气类型、分布特征、油气来源及油气运移方向的研究并不深入。本文在详细研究白家海凸起八道湾组原油地球化学特征的基础上,对八道湾组原油进行分类,并在结合周缘主要凹陷烃源岩地球化学特征及成熟度的基础上,开展详细的油源对比,以明确八道湾组油气的主要来源。以此为基础,再结合详细的研究区断裂发育特征和砂体展布情况,分析油气的分布特征及影响因素,建立研究区油气成藏模式。在综合分析八道湾组油气分布规律和成藏模式的基础上,结合多种示踪参数研究白家海凸起侏罗系八道湾组油气运移方向,并对各种参数的实效性进行对比,以明确各种参数的适用条件。

## 1 地质概况

准噶尔盆地是中国第二大盆地,属于叠合盆地(赵孟军等,2009;沈扬等,2010;章学刚等,2011;张善文等,2013)。盆地演化在晚石炭世-早二叠世、晚二叠世、三叠纪-古近纪和新近纪-第四纪为四个不同的构造演化阶段,依次分别为海相和残留海相前陆盆地、前陆型陆内坳陷盆地、振荡型陆内坳陷



(a) 底图据 Qiao 等(2020); (b) 底图据李博一等(2014a)

图 1 准噶尔盆地百家海凸起位置(a)及构造纲要图(b)

Fig. 1 The location of the Baijiahai High in the Junggar Basin, China (a) and the structure outline map of the Junggar Basin (b)

盆地和再生碰撞前陆盆地(向鼎璞, 1959; 赵白, 1979; 何登发等, 2004)。在早石炭世, 俯冲的构造背景使得准噶尔盆地形成多个岛弧地体(Yang et al., 2012; 陈发景等, 2005), 晚石炭世末期弧内断陷盆地在伸展背景下得以形成(Yang et al., 2012; Li et al., 2015)。百家海凸起形成于海西运动晚期(鲍海

娟等, 2017)。二叠纪早期, 分别位于百家海凸起北部的海槽(即博格达和克拉美丽海槽)和南部的天山褶皱回返, 百家海凸起整体的广阔区域被剥蚀; 二叠纪中期, 平地泉组在百家海凸起高部位呈超覆沉积, 在晚海西期凸起构造抬升, 梧桐沟组只沉积在构造高部位; 二叠纪晚期, 百家海凸起整体沉降

并发生沉积作用。自三叠纪起,整个白家海凸起均有沉积作用发生,沉积物向北超覆至陆梁隆起,统一的陆内坳陷盆地得以形成;在三叠纪末期,整个凸起抬升,中-晚三叠世地层剥蚀严重。同时,西高东低的构造形态在印支运动背景下发生了改变,形成了白家海凸起的雏形。在侏罗纪,白家海凸起开始沉降并发生沉积作用,印支运动时期的构造格局在燕山运动期间得以强化,在边界断裂带右行走滑活动的影响下,白家海凸起在区域性右行压扭应力场下,向西倾没的大型宽缓鼻状构造得以成型,白家海凸起在该期基本定型。从白垩纪开始,白家海凸起再次下沉,发生沉积作用。喜马拉雅运动期,该区构造运动整体表现为东北地区抬升,西南地区沉降,并最终形成自北东向南西倾没的鼻状构造。

(陈发景等,2005;吴孔友等,2005;章学刚等,2011;况军,2012;王琳霖等,2012;鲍海娟等,2017;张磊等,2019)(图2)。

在复杂的构造运动影响下,该盆地自下而上填充了较为齐全的从上石炭统至第四系的巨厚地层,最大沉积厚度可达万米以上。早古生代的陆缘增生褶皱带与前寒武纪的“微”地块的复合形成其基底主体(况军,1993;郑建平等,2000;张磊等,2019)。下侏罗统包括八道湾组和三工河组。八道湾组底部主要为主要辫状河沉积,其上为冲积扇-河流相夹沼泽相沉积,与下伏普遍遭受剥蚀的上三叠统地层呈不整合接触,其上覆的三工河组以湖相沉积为主。中侏罗统西山窑组沉积相主要为河流和沼泽相,底部为较厚的细砂岩,中部夹有煤层;中

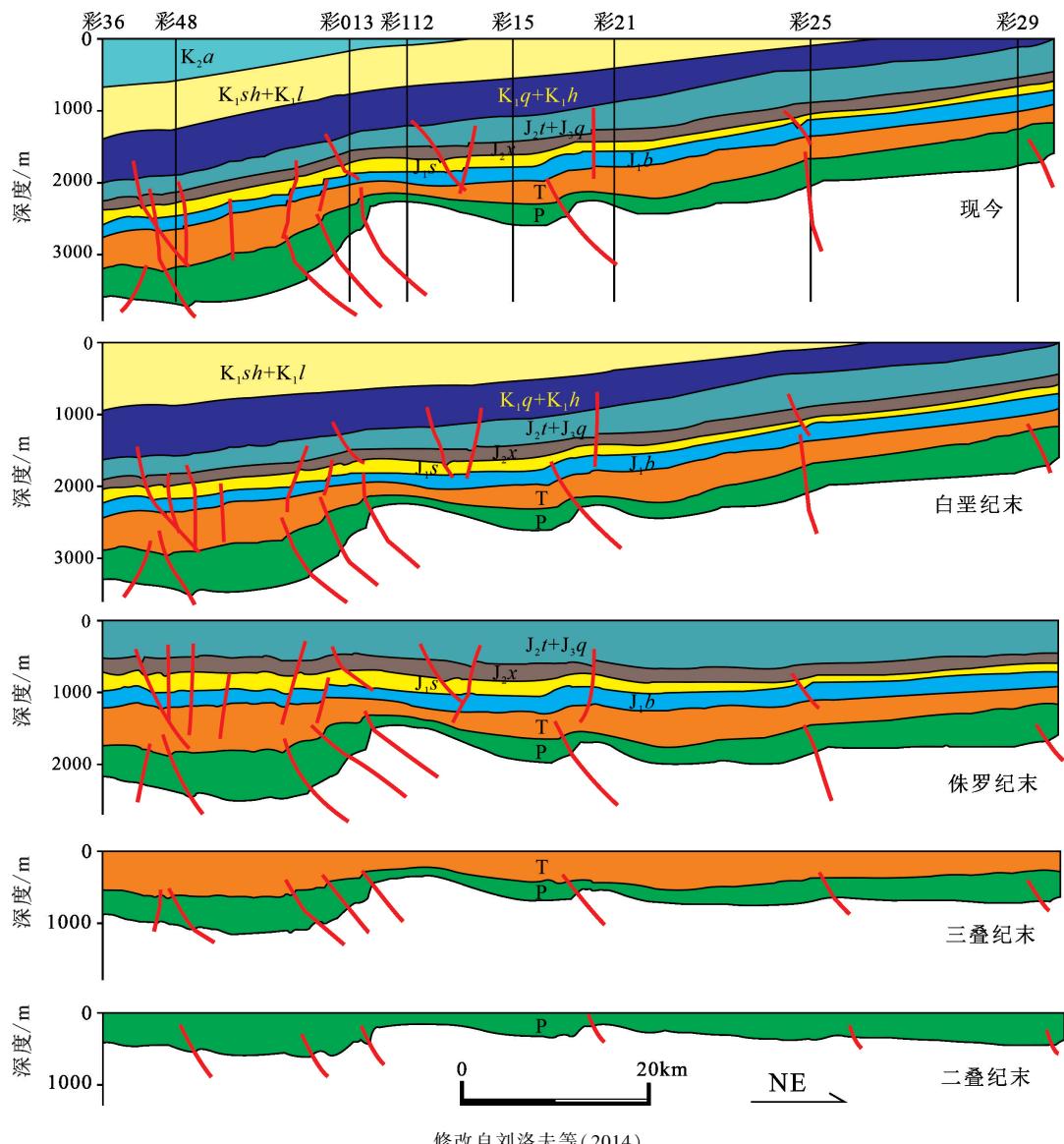


图2 白家海凸起构造演化剖面图

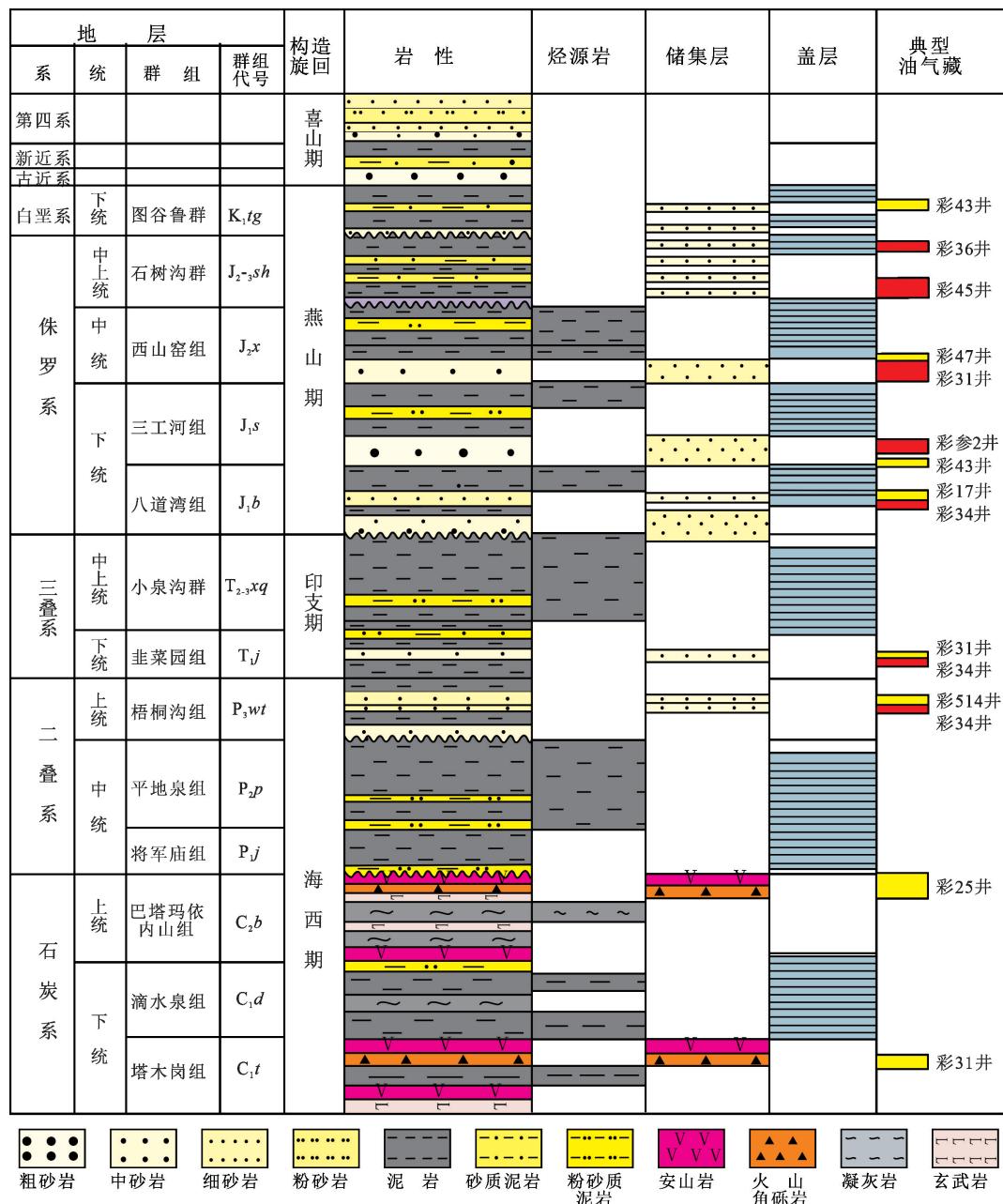
Fig. 2 Profiles of the tectonic evolution of the Baijiahai High

-上侏罗统为石树沟群,沉积相主体为岩性相对较细的河流相,其局部被剥蚀,与下部的西山窑组呈不整合接触,平行不整合接触于上覆的白垩系吐谷鲁群(图3)(刘洛夫等,2014;张磊等,2019)。

## 2 样品和实验方法

此次研究主要涉及油源对比、输导体系研究及油气运移示踪三个方面。其中用于油源对比的原油样品14个,来源于遍布整个研究区及其周围凹陷的14口井;烃源岩样品37个,遍布百家海凸起周围

的五彩湾凹陷、阜康凹陷和东道海子凹陷。油源对比所涉及的实验主要包括总有机碳(TOC)测定、岩石热解实验测定和生物标志化合物的测定(GC-MS)。在输导体系研究中,用于砂体储层物性研究的样品总共有89个,主要包括孔隙度和渗透率的测定。在油气运移示踪研究中,主要测试包括生物标志化合物(19个样品)、饱和烃碳同位素(25个样品)、族组分分析-饱和烃含量(75个样品)、原油物性(10个样品)、地层水(82个样品)及红外光谱比(59个样品)等参数。



修改自李博一等(2014a)

图3 白家海凸起综合地质柱状图

Fig. 3 The integrated geological column of the Baijiahai High

此次研究的所有样品及部分实验数据,如原油物性、地层水数据及红外光谱比等参数均由彩南油田提供。TOC 含量的测定采用 LECO CS-230 分析仪,测定方法和步骤参照国家标准《沉积岩中总有机碳的测定(GB/T 19145-2022)》执行;岩石热解实验仪器为 OGE-II,测试方法和步骤参照国家标准《岩石热解分析(GB/T 18602-2012)》执行;碳同位素的测定采用 GC-C-MS(Finnigan MAT-252 仪)设备,测定方法和步骤参照国家标准《质谱分析方法通则(GB/T 6041-2020)》;孔隙度和渗透率的测定参照行业标准《覆压下岩石孔隙度和渗透率测定方法(SY/T 6385-2016)》;生物标志化合物的测定参照国家标准《气相色谱-质谱法测定沉积物和原油中生物标志物(GB/T 18606-2017)》。

### 3 油气分布特征及油源对比

#### 3.1 原油地球化学特征及分布特征

白家海凸起侏罗系八道湾组油气主要分布在断裂附近,水层主要分布在断裂南部,例如彩 36 井、彩参 2 井、彩 510 井和彩 16 井等处,油层主要分布在古隆起附近,例如彩 31 井、彩 34 井、彩 137 井和彩 39 井附近(图 1)。

分析结果显示此次研究原油样品的各类地球化学参数变化较大(表 1)。烷烃的姥鲛烷/植烷( $\text{Pr}/\text{Ph}$ )值为  $0.98 \sim 4.91$ 。萜烷中  $\text{C}_{19}/\text{C}_{21}$  三环萜烷为  $0.07 \sim 2.35$ ,  $\text{C}_{19}/\text{C}_{23}$  三环萜烷为  $0.05 \sim 4.27$ ,

$\text{C}_{24}$  四环萜烷/ $\text{C}_{26}$  三环萜烷为  $0.46 \sim 13.92$ 。藿烷系列中  $\text{Ts}$  含量在所有样品中都低于  $\text{Tm}$ ,即  $\text{Ts}/\text{Tm}$  为  $0.09 \sim 0.85$ ,  $\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$  蕁烷为  $0.42 \sim 1.19$ ,  $\text{C}_{31}22\text{R}/\text{C}_{30}$  蕁烷为  $0.07 \sim 0.25$ 。伽马蜡烷/ $\text{C}_{31}$  蕁烷为  $0 \sim 0.53$  之间。而在甾烷系列中  $\alpha\alpha\alpha 20\text{RC}_{28}/\text{C}_{29}$  甾烷为  $0.17 \sim 0.85$ (表 1)。

基于以上特征,可将八道湾组原油分为 I 类原油和 II 类原油两种。I 类原油有如下地球化学特征:①正构烷烃的主峰碳数为 15 或者 23;② $\text{Pr}/\text{Ph}$  小于 2.0,表明该类原油的生油源岩形成于还原环境;③ $\text{Ts}/\text{Tm}$  较大,一般都大于 0.3;④伽马蜡烷/ $\text{C}_{31}$  蕁烷值高于 0.3,说明形成于咸水沉积环境;⑤三环萜烷含量高,藿烷含量低;⑥三环萜烷中  $\text{C}_{19}$  和  $\text{C}_{20}$  的含量相对于  $\text{C}_{21}$  或  $\text{C}_{23}$  丰度很低,  $\text{C}_{19}/\text{C}_{21}$  和  $\text{C}_{19}/\text{C}_{23}$  三环萜烷值均低于 0.3;⑦ $\text{C}_{24}$  四环萜烷/ $\text{C}_{26}$  三环萜烷的值一般低于 0.15;⑧藿烷系列中  $\text{C}_{31}22\text{R}/\text{C}_{30}$  蕁烷值低于 0.15;⑨ $\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$  蕁烷小于 0.7;⑩甾烷类化合物中,  $\alpha\alpha\alpha 20\text{RC}_{28}$  的相对含量比较高, 蕁烷和甾烷特征说明有机质来源以细菌和藻类等低等水生生物为主(表 1)。

II 类原油有如下地球化学特征:①正构烷烃主峰碳数为 15 或者 23;② $\text{Pr}/\text{Ph} > 2.0$ , 表明生成该类原油的烃源岩形成古环境为弱氧化-氧化;③ $\text{Ts}/\text{Tm}$  较小,一般都小于 0.3;④伽马蜡烷/ $\text{C}_{31}$  蕁烷小于 0.3,说明形成的环境盐度不高;⑤三环萜烷中  $\text{C}_{19}$  和  $\text{C}_{20}$  丰度高;⑥三环萜烷中  $\text{C}_{19}/\text{C}_{21}$  三环萜烷大于

表 1 白家海凸起及周缘凹陷侏罗系八道湾组原油生物标志化合物参数

Table 1 The biomarker parameters of crude oils from the Jurassic Badaowan Formation in the Baijiahai High and adjacent sags

地区	井名	深度	样品类型	Ts/ $\text{Tm}$	$\text{C}_{24}$ 四环 萜烷/ $\text{C}_{26}$ 三环 萜烷	$\text{C}_{19}/\text{C}_{21}$ 三环 萜烷	$\text{C}_{29}/\text{C}_{30}$ 藿烷	$\text{C}_{19}/\text{C}_{23}$ 三环 萜烷	伽马蜡 烷/ $\text{C}_{31}$ 藿烷	$\text{C}_{31}22\text{R}/\text{C}_{30}$ 藿烷	$\alpha\alpha\alpha 20\text{RC}_{28}/\text{C}_{29}$ 甾烷	类型
五彩湾凹陷	彩 7	2811.00	原油	0.52	0.54	0.13	0.56	0.09	0.34	0.07	0.57	I 类
	彩 24	2214.13	油砂	0.59	0.90	0.07	0.60	0.08	0.35	0.12	0.51	
白家海凸起	彩 37	2800.00	油砂	0.26	8.80	0.70	1.05	1.10	0.07	—	—	II 类
	彩参 2	2544.52	油砂	0.85	0.65	0.35	0.57	0.31	0.30	0.25	0.53	
东道海子凹陷	彩 39	2966.00	原油	0.31	0.64	0.16	0.42	0.13	0.17	0.12	0.36	
	彩 504	2895.00	原油	0.56	0.46	0.25	0.51	0.38	0.53	0.13	0.85	
阜康凹陷	彩 36	3451.31	油砂	0.60	0.56	0.15	0.57	0.16	0.37	0.07	0.42	I 类
	彩 31	2385.20	油砂	0.59	0.84	0.07	0.49	0.05	0.31	0.14	0.34	
	彩 401	2742.74	油砂	0.36	0.92	0.10	0.65	0.07	0.25	0.13	0.21	
	彩 49	3635.20	油砂	0.37	0.72	0.11	0.52	0.11	0.34	0.11	0.48	
	阜 2	3982.42	油砂	0.09	13.92	1.25	0.82	1.73	0.08	0.14	0.17	
	阜 4	3811.30	油砂	0.14	1.18	0.15	0.71	0.48	0.06	0.22	0.44	II 类
	阜 11	4160.38	油砂	0.15	0.60	0.07	1.19	0.05	0.00	0.10	0.18	
	阜 16	4983.37	油砂	0.53	12.75	2.35	0.43	4.72	0.12	0.07	0.28	

注:“—”表示无数据。

0.3,  $C_{19}/C_{23}$  三环萜烷大于 0.3,  $C_{19}$  和  $C_{20}$  三环萜烷的重要生物来源是高等植物中的双萜类, 所以较高的  $C_{19}/C_{23}$  三环萜烷值证明高等植物为有机质的主要来源; ⑦  $C_{24}$  四环萜烷/ $C_{26}$  三环萜烷值一般高于 0.15; ⑧ 萘烷系列  $C_{31}22R/C_{30}$  萘烷值高于 0.15; ⑨  $C_{29}/C_{30}$  萘烷大于 0.7; ⑩ 留烷类化合物中,  $\alpha\alpha\alpha 20RC_{28}$  的相对含量较低,  $\alpha\alpha\alpha 20RC_{28}/C_{29}$  留烷低于 0.3(表 1)。

### 3.2 烃源岩地球化学特征

陈建平等(2003, 2004)对准噶尔盆地东部地区的研究表明, 彩南探区发育有 4 套有效烃源岩, 但对准噶尔盆地东部地区有油气贡献的烃源岩层系主要为二叠系-侏罗系烃源岩。

二叠系烃源岩在彩南探区的白家海凸起及其周缘的五彩湾、阜康和东道海子三个凹陷等地区厚度大、有机质热演化已经进入生油窗, 且丰度高, 为较好的烃源岩; 三叠系烃源岩也具有生烃能力, 但生成的原油仅在阜康斜坡上的三叠系小泉沟群有少量分布, 不作为此次研究的重点; 八道湾组烃源岩在东道海子凹陷东部和五彩湾凹陷尚处于未成熟阶段, 不能作为有效烃源岩, 而在阜康凹陷已达成熟阶段, 是一套有效的烃源岩(胡平等, 2004; 李博一等, 2014a, 2014b; Qiao et al., 2020)。

分析结果(图 4)显示, 此次研究的烃源岩样品显示彩南探区侏罗系烃源岩的 Ph 含量较 Pr 含量低, 无论是碳质泥岩还是伴生的煤, 绝大多数样品的 Pr/Ph 值均在 2.2 以上(最高达 7.0 左右),  $\beta$ -胡萝卜烷/ $n-C_{25}$  往往小于 1.5(图 4)。相比于侏罗系烃源岩, 二叠系烃源岩的 Ph 含量相对较高, 而 Pr 含量相对较低, Pr/Ph 值普遍低于 2.5(最大值为 2.55, 最小值为 1.18),  $\beta$ -胡萝卜烷/ $n-C_{25}$  则大于 1.5(图 4)。

三环萜烷的分布特征显示侏罗系烃源岩总体上  $C_{19}$  三环萜烷含量比较高, 大多数样品的  $C_{19}$  三环萜烷仅稍小于  $C_{20}$  和  $C_{21}$  三环萜烷,  $C_{19}/C_{20}$  和  $C_{19}/C_{21}$  三环萜烷多数在 0.4 以上,  $C_{19}/C_{23}$  三环萜烷基本在 0.3 以上; 二叠系烃源岩较低的  $C_{19}$  三环萜烷含量显示大多数样品的  $C_{19}/C_{21}$  三环萜烷和  $C_{19}/C_{23}$  三环萜烷值均在 0.3 以下(图 5, 详细井位见图 7)。大多数侏罗系样品的  $C_{24}$  四环萜烷/ $C_{26}$  三环萜烷值高于 2.0, 部分甚至高达 10 以上。二叠系烃源岩样品中的  $C_{24}$  四环萜烷含量明显低于侏罗系样品(图 5), 大多数样品的  $C_{24}$  四环萜烷/ $C_{26}$  三环萜烷值低于 2.0。

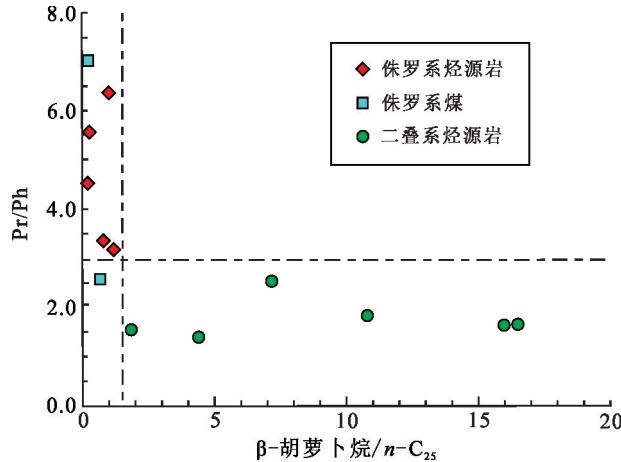


图 4 彩南探区烃源岩 Pr/Ph 和  $\beta$ -胡萝卜烷关系图  
Fig. 4 Plot of Pr/Ph vs.  $\beta$ -carotane/ $n-C_{25}$  of the hydrocarbon source rocks in the Cainan Oil Field

在许多侏罗系烃源岩中, 五环萜烷的分布特征是  $C_{27}$ 、 $C_{29}$  萘烷的含量特别高, 与  $C_{30}$  萘烷的含量相差不多,  $C_{29}/C_{30}$  萘烷基本均在 0.7 以上, 在一些样品中  $C_{29}$  萘烷的含量甚至超过  $C_{30}$  萘烷(图 5a),  $C_{31}$  萘烷含量也常常相对较高,  $C_{31}/C_{30}$  萘烷也均在 0.6 以上; 同时侏罗系烃源岩中 Tm 的丰度很高, 多数样品 Tm/ $C_{30}$  萘烷在 0.4 以上, 最高达 0.8 以上(图 5)。侏罗系烃源岩的另一个特点是 Ts 相对 Tm 含量很低, 有些样品中 Ts 的含量极低, Ts/Tm 常低于 0.3(图 5)。与 Ts 相对应的另一个化合物  $C_{29}Ts$  与 Ts 一样, 在侏罗系烃源岩中含量也很低, 多数样品的  $C_{29}Ts/C_{29}$  萘烷低于 0.1(图 5)。伽马蜡烷含量很低是侏罗系烃源岩的另一个显著特征, 表现为大多数样品的伽马蜡烷/ $C_{30}$  萘烷低于 0.1, 伽马蜡烷/ $C_{31}$  萘烷低于 0.3(图 5)。

二叠系烃源岩五环三萜烷的分布特征与侏罗系烃源岩有很大的不同, 除  $C_{30}$  萘烷为最高峰外,  $C_{27}$  萘烷、 $C_{29}$  萘烷、 $C_{31}$  萘烷和  $C_{32}$  萘烷的含量则相对较低, Tm/ $C_{30}$  萘烷值均在 0.3 以下, 多数小于 0.2,  $C_{29}/C_{30}$  萘烷基本在 0.6 以下,  $C_{31}/C_{30}$  萘烷在 0.4 以下。而大多数样品的重排萘烷  $C_{29}Ts$  和 Ts 相对较高, Ts/Tm 通常大于 0.3(图 5), 而  $C_{32-35}$  升萘烷含量较低。另外, 与侏罗系烃源岩相比, 二叠系烃源岩最显著的特征是具有较高的伽马蜡烷含量, 伽马蜡烷/ $C_{30}$  萘烷和伽马蜡烷/ $C_{31}$  萘烷基本在 0.3 以上, 有些样品的伽马蜡烷含量甚至高于  $C_{31}$  萘烷(图 5)。

侏罗系烃源岩中留烷的分布特征为不对称“V”型, 即  $C_{29}$  留烷和  $C_{27}$  留烷的相对含量比  $C_{28}$  留烷的

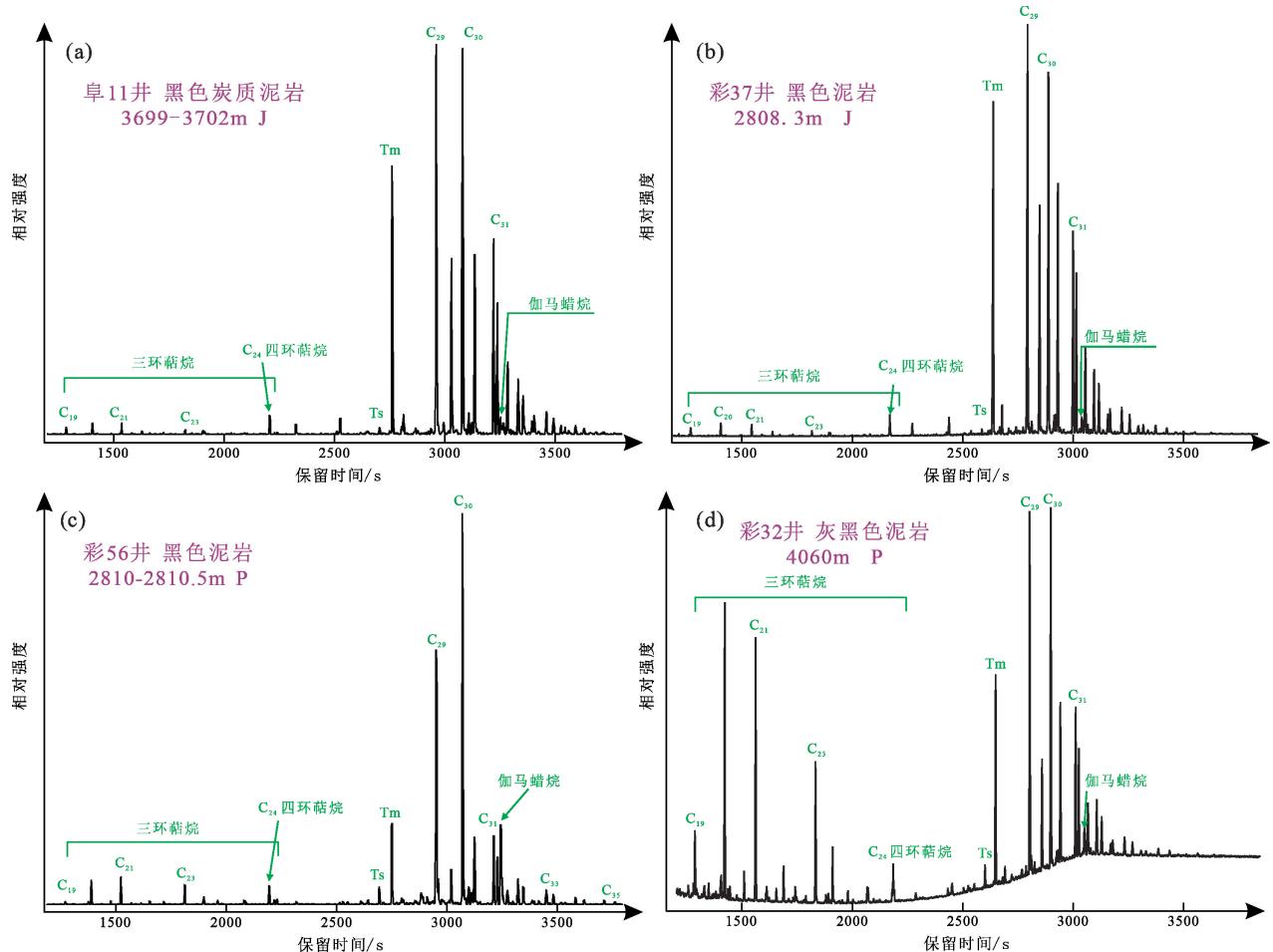


图 5 彩南探区烃源岩甾烷分布特征

Fig. 5 Terpane distribution characteristics of the hydrocarbon source rocks in the Cainan Oil Field

相对含量高很多,而  $C_{29}$  甾烷相对含量略高于  $C_{27}$  甾烷,该类烃源岩的另一个显著特征是富含重排甾烷,尤其是  $C_{27}$  重排甾烷(图 6)。

二叠系烃源岩中甾烷的分布特征主要有两类。第一类烃源岩在准噶尔盆地二叠系泥岩中最为常见,表现为甾烷的分布整体呈现出“/”型或“厂”字型,即  $C_{27}$  甾烷的相对含量远低于  $C_{28}$ 、 $C_{29}$  甾烷的相对含量,而  $C_{28}$  甾烷的相对含量仅比  $C_{29}$  甾烷的相对含量稍低,或者两者的相对含量几乎相等(图 6);几乎不含重排甾烷或者含量非常低(图 6); $C_{27}/C_{29}$  甾烷常在 0.1~0.4 之间,而  $C_{28}/C_{29}$  甾烷通常大于 0.6。第二类烃源岩的甾烷分布形式较少见,表现为  $C_{27}$ 、 $C_{28}$  和  $C_{29}$  甾烷的相对含量分布整体上为近似“V”字型,即  $C_{27}$  和  $C_{29}$  甾烷的相对含量丰富而  $C_{28}$  甾烷含量相对贫乏(图 6);含有一定数量的重排甾烷,与侏罗系某些烃源岩相似; $C_{28}/C_{29}$  甾烷值一般要稍低一些,而  $C_{27}/C_{29}$  甾烷值一般在 0.5 以上。

总而言之,侏罗系的煤系烃源岩具有相对较高的  $\text{Pr}/\text{Ph}$ 、 $C_{19}/C_{21}$  三环甾烷、 $C_{24}$  四环甾烷/ $C_{26}$  三环

甾烷、 $C_{29}/C_{30}$  霍烷、 $C_{31}$  霍烷  $22R/C_{30}$  霍烷和  $\alpha\alpha\alpha 20RC_{28}$  甾烷含量。然而,二叠系湖相烃源岩的  $\alpha\alpha\alpha 20RC_{28}/C_{29}$  甾烷、伽马蜡烷/ $C_{31}$  霍烷和  $Ts/Tm$  值相对较高。因此,分别采用  $\text{Pr}/\text{Ph}$ 、 $C_{19}/C_{21}$  三环甾烷、 $C_{24}$  四环甾烷/ $C_{26}$  三环甾烷、 $C_{29}/C_{30}$  霍烷、 $C_{31}$  霍烷  $22R/C_{30}$  霍烷、 $\alpha\alpha\alpha 20RC_{28}/C_{29}$  甾烷、伽马蜡烷/ $C_{31}$  霍烷和  $Ts/Tm$  的值以及  $C_{27}$ 、 $C_{28}$  和  $C_{29}$  甾烷的相对含量等参数分析油砂抽提物、原油的地球化学特征并进行油源对比。

### 3.3 输导体系特征

油气的分布特征受断裂特征及砂体展布特征的控制。白家海凸起主干断裂主要为南西向和南东东向两组雁行式断裂。南东东向断裂共有南部和北部两组,南部断裂主要分布在白家海凸起的斜坡区,规模较小;北部断裂,即东道海子北断裂,与南部断裂大体平行,为白家海凸起和东道海子凹陷的分界。与这两组主断裂伴生或共轭发育一些延伸距离短的近南南东向和北南向断裂,同主断裂一起形成一系列复杂的断鼻、断块构造带。

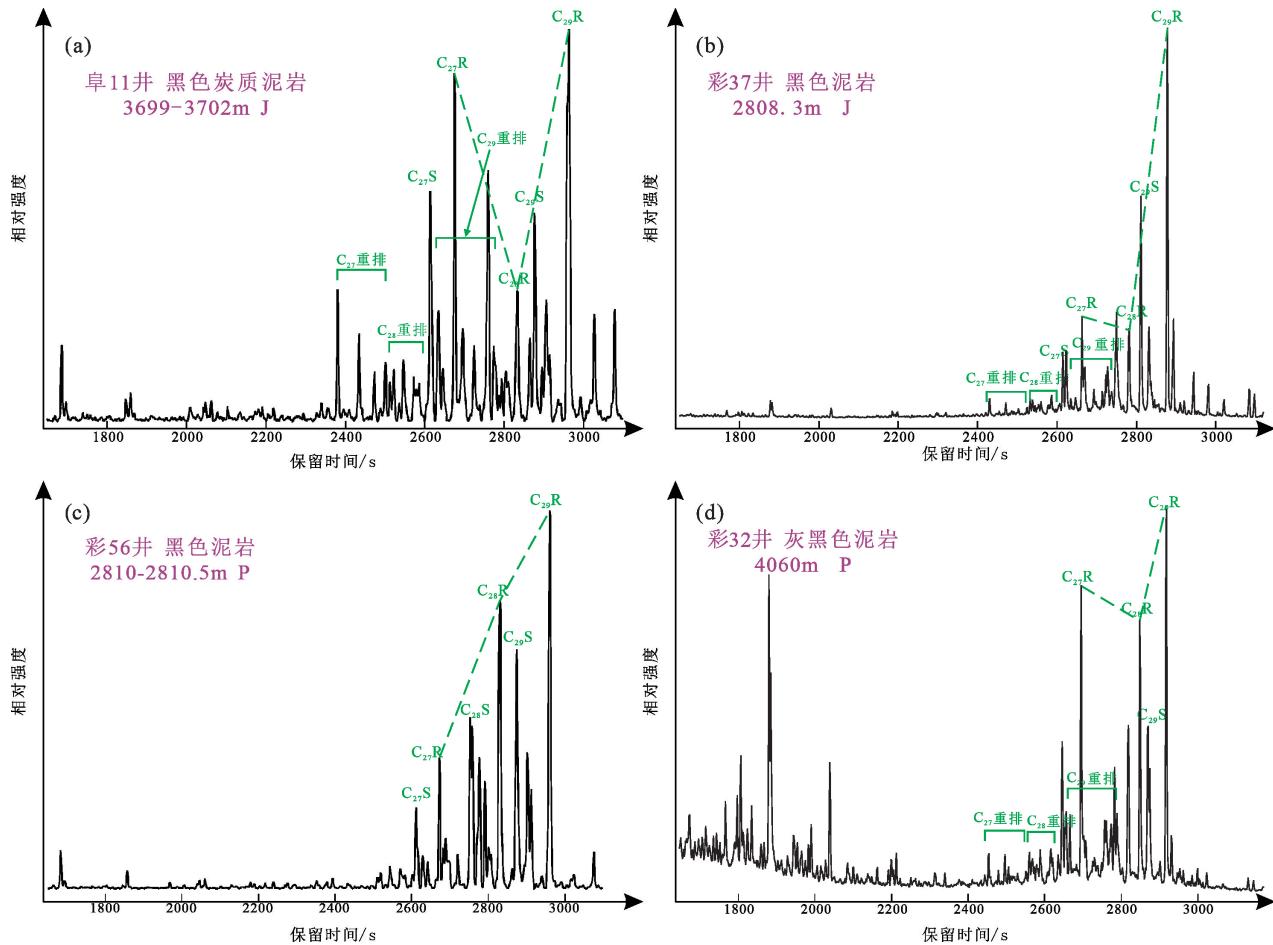


图 6 彩南探区烃源岩甾烷分布特征

Fig. 6 Sterane distributions characteristics of the hydrocarbon source rocks in the Cainan Oil Field

白家海凸起的阜北斜坡区，断裂普遍发育较弱，都是呈“Y”字形的正断裂。按走向主要可以分为两组，第一组呈近北南向，第二组呈北东向，主断裂面断至三叠纪地层，伴生的断层规模都不大，断距也比较小，北东向的断裂与两组主干断裂大致平行（图1、2）。

八道湾组砂岩整体较细，分选中等到好，细粒级砂岩所占比例一般超过60%，石英平均含量在20.6%~51.5%，长石平均含量在8%~25.3%，泥质含量在1%左右，塑性岩屑平均含量为3.1%~20%，具较高的结构成熟度和较低的成分成熟度，泥质充填物和胶结物含量低，岩性基本为岩屑砂岩。岩性在平面上变化较小，西区的渗透率在彩49井和彩16井一带最低，然后向东和向西的彩34井和彩39井有增加的趋势，东区的渗透率在彩参2井和彩37井处最大，该区域是以砂体作为油气运移通道的油气优势指向区。由于阜康斜坡带上的断裂不发育，所以阜康斜坡区域砂体的输导能力才是决定油气运移的关键。斜坡带上井位较少，目前已钻井位显示砂体的连通性较好。

### 3.4 油气来源及运聚模式

综合分析表明，彩南探区侏罗系八道湾组原油可分为Ⅰ、Ⅱ两类。Ⅰ类为来自二叠系烃源岩的腐泥型成熟原油，在五彩湾凹陷和东道海子凹陷均有产出，推测这类原油很可能来源于五彩湾凹陷和东道海子凹陷。Ⅰ类原油主要分布在白家海凸起的西区，且随着断层向上部的三工河组和西山窑组调整，例如彩45井、彩31井、彩17井、彩36井、彩43井和彩39井。另外，在白家海凸起东区的东部有少量来自于白家海凸起东区紧邻的五彩湾凹陷的二叠系烃源岩（湖相）的原油，例如彩8井、彩26井、彩137井和彩20井。由于整个阜康斜坡区域没有发现Ⅰ类原油，因此Ⅰ类原油来源于阜康凹陷的可能性不大（表1）。Ⅱ类原油主要生成于阜康凹陷的侏罗系煤系烃源岩，主要分布在白家海凸起东区的西部（表1），例如彩37井、彩12井和彩参2井，以及靠近阜康凹陷的阜康斜坡地区，例如阜2井、阜4井和阜16井，同时白家海凸起的西区还含有少量的Ⅱ类原油，如靠近南部的彩514井。两类油气都存在两期充注，分别为白垩纪晚期（100~90 Ma）和古

近纪-新近纪(70~30 Ma)。

同时,由于白家海凸起不同区域断裂及砂体不同的分布特征,其不同区域油气的主要输导体系也不同。白家海凸起西区由于断裂发育,其主要的油气输导体系为东道海子断裂,原油主要来源于白家海凸起西北面的东道海子凹陷;而东区和阜康凹陷断裂并不发育,大部分原油来自白家海凸起南部的阜康凹陷,砂体的侧向运移可能对油气成藏起关键作用,同时东区东部还有自五彩湾凹陷通过砂体侧向运移的原油。

综上可知白家海凸起八道湾组原油的主要来源,再结合砂体和断层的分布规律推测其主要的输导体系和运移方向如图 7 所示。

## 4 原油地球化学运移示踪

有机地球化学、同位素地球化学一直是油气源对比、油气运移示踪及聚集成藏判识最重要的研究方法(朱扬明等,2007;Stahl and Carey, 1975; Hanson et al. , 2000; Zhang et al. , 2000a, 2000b; Tan et al. ,

2011)。本文采用生物标志化合物、饱和烃碳同位素,饱和烃含量以及红外光谱比等地球化学参数来对研究区油气运移特征进行研究。

## 4.1 生物标志化合物

油气生成和运移是一个长期的过程，首先生成并沿着输导体系运移的油气成熟度较低，随着烃源岩的演化，后续排出的油气成熟度逐渐增加。因此，从烃源岩到圈闭，早期排出的优先聚集在距离烃源岩较远的圈闭高部位的是成熟度较低的油气，随着深度逐渐增大，越靠近烃源岩，成熟度越高，此为分馏效应。

分析白家海凸起上的彩 504 井、彩 39 井、彩 36 井、阜 4 井、阜 2 井和阜 11 井六口呈南北向展布的油井样品, 以及彩 7 井、彩 39 井、彩 504 井、彩 37 井、彩 49 井、彩参 2 井和彩 24 井七口呈东西向展布的油井样品, 获取抽提物的地球化学指标。 $Ts/(Ts+Tm)$  值为 0.02~0.48, 留烷  $C_{29}\beta\beta/( \beta\beta+\alpha\alpha )$  值为 0.18~0.83, 留烷  $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$  值为 0.35~0.51,  $C_{31}$  蔷烷  $22S/(22S+22R)$  值为 0.52~0.63。

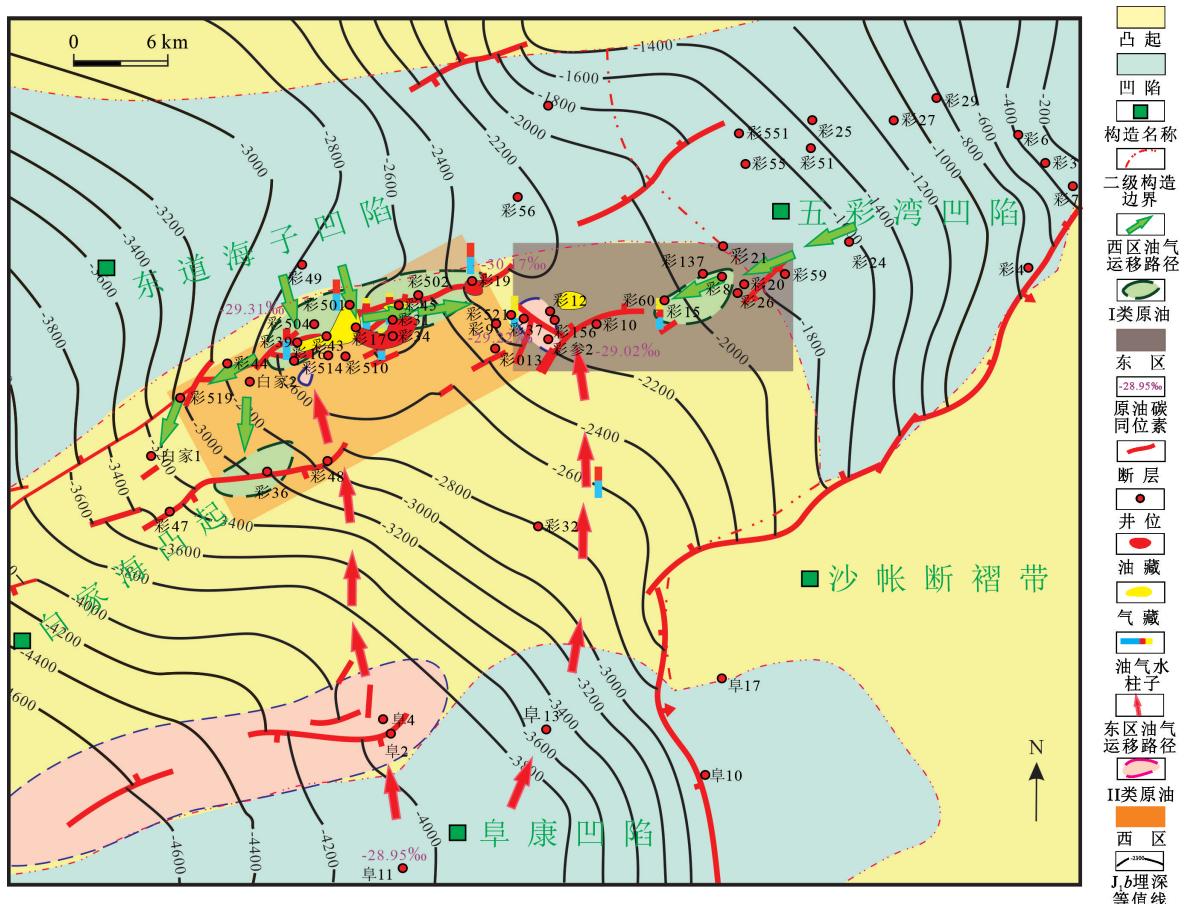


图 7 白家海凸起原油分布及油气运移方向

Fig. 7 The distribution and migration direction of crude oil in the Baijiahai High

通过地球化学指标与地层深度的相关关系,可以明显的发现,表征成熟度的  $Ts/(Ts+Tm)$ 、甾烷  $C_{29}\beta\beta/( \beta\beta + \alpha\alpha )$ 、甾烷  $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$  和  $C_{31}$  蕤烷  $22S/(22S+22R)$  指标随着地层深度的变浅有变低的趋势(图 8),说明存在以上讨论的两条输导体系,且油气在垂向上沿输导体系有明显的分异。同时,南北向的样品成熟度参数也显示出自南向北成熟度变低的现象(图 8a),这种分馏效应充分证明该区油气主要来自阜康凹陷,而自东向西的样品在平面上并没有明显的规律(图 8b),这可能是油气以沿断裂的垂向运移为主、沿砂体的横向运移作用微弱的缘故。

## 4.2 饱和烃碳同位素

由于“地质色层效应”,油气在运移过程中会发生轻微的碳同位素分馏。查明(1997)在对东营凹陷沙三、沙四段石油运移的研究中发现,沿着运移路径,饱和烃的  $\delta^{13}C$  值逐渐降低。

此次通过对白家海凸起上呈南北向展布的彩 504 井、彩 19 井、彩 37 井、彩参 2 井和阜 11 井 5 口油井样品,以及呈东西向展布的彩 18 井、彩 19 井、彩 31 井、彩 36 井、彩 39 井、彩 43 井、彩 49 井和彩 504 井 8 口油井样品的饱和烃碳同位素分析发现( $\delta^{13}C$  值介于  $-25.79\text{‰}$  和  $-33.16\text{‰}$  之间),整个研究区南北向的砂体输导体系的饱和烃的  $\delta^{13}C$  值在平面上呈现出由阜康凹陷向北逐渐变小的趋势,很好地指示了南北向的砂体输导(图 9a)。但是整个研

究区东西向输导体系的饱和烃的  $\delta^{13}C$  值在平面上并没有出现预期的规律性变化;而在纵向上,随着深度的减小饱和烃的  $\delta^{13}C$  值反而出现了明显的逐渐增大的趋势(图 9b),究其原因可能是砂体的横向运移作用微弱,而该区域断层输导作为主要输导层,开启的断层会使原油发生喜氧降解。有研究表明,轻度和中度的微生物喜氧降解作用可使轻烃( $C_5 \sim C_9$ )的残余组分富集  $^{13}\text{C}$  (Masterson et al., 2001; George et al., 2002),而对于  $C_{13} \sim C_{27}$  正构烷烃的碳同位素来说,轻至中度的生物降解比严重降解偏轻(朱扬明等,2007),比如发生严重降解的原油的  $C_{15} \sim C_{18}$  正构烷烃的  $\delta^{13}C$  值会变重约  $4\text{‰}$ 。

## 4.3 饱和烃含量

前人研究认为,原油中饱和烃的迁移相对容易,随着迁移距离的增大,饱和烃含量会逐渐增大(查明,1997;向才富等,2004)。然而,大气降水的下渗可能会引起饱和烃含量的下降(向才富等,2004)。

就饱和烃含量而言,整个研究区饱和烃的含量变化差异较大( $2.22\% \sim 89.04\%$ ),甚至同一口井的不同深度(如阜 2)或同一口井相近深度的不同样品(彩 18)其饱和烃含量相差也很大,但就整个大范围来讲,在南北向以砂体为主要输导体系的油气其饱和烃含量还是展现出逐渐富集的趋势,靠近阜康凹陷的阜 1 井、阜 2 井和阜 11 井的饱和烃含量低于远

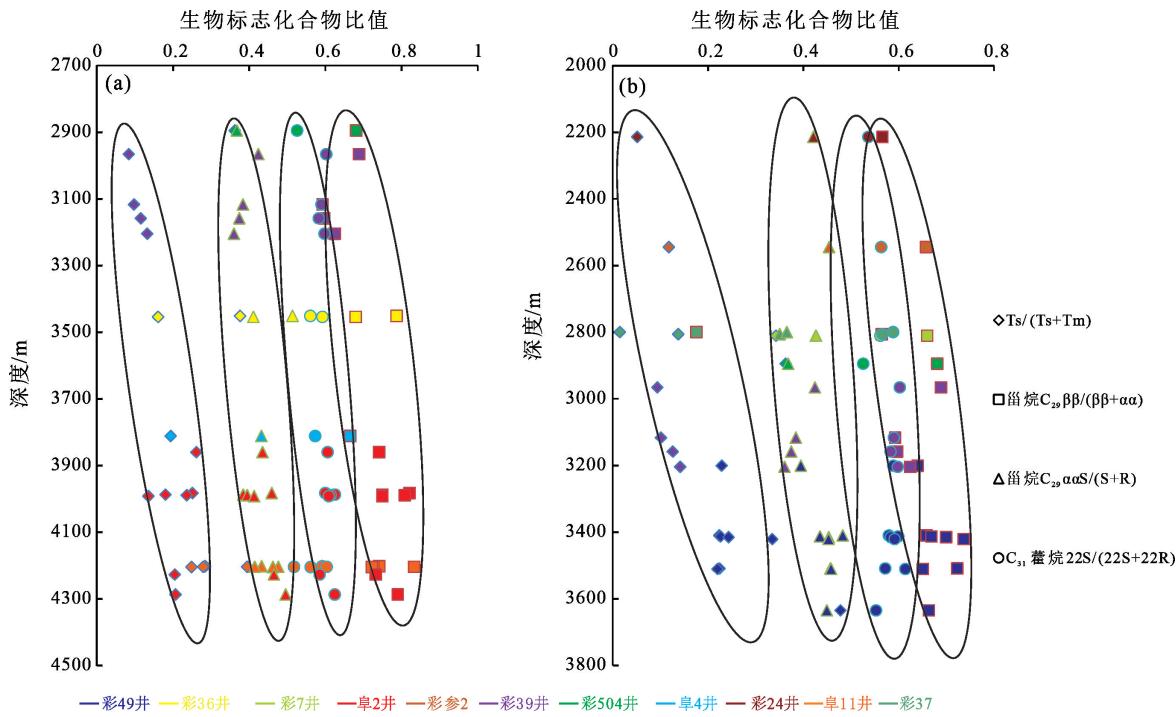


图 8 白家海凸起原油生物标志化合物参数-深度关系图

Fig. 8 The relationship between biomarker parameters and depth of crude oil in the Baijiahai High

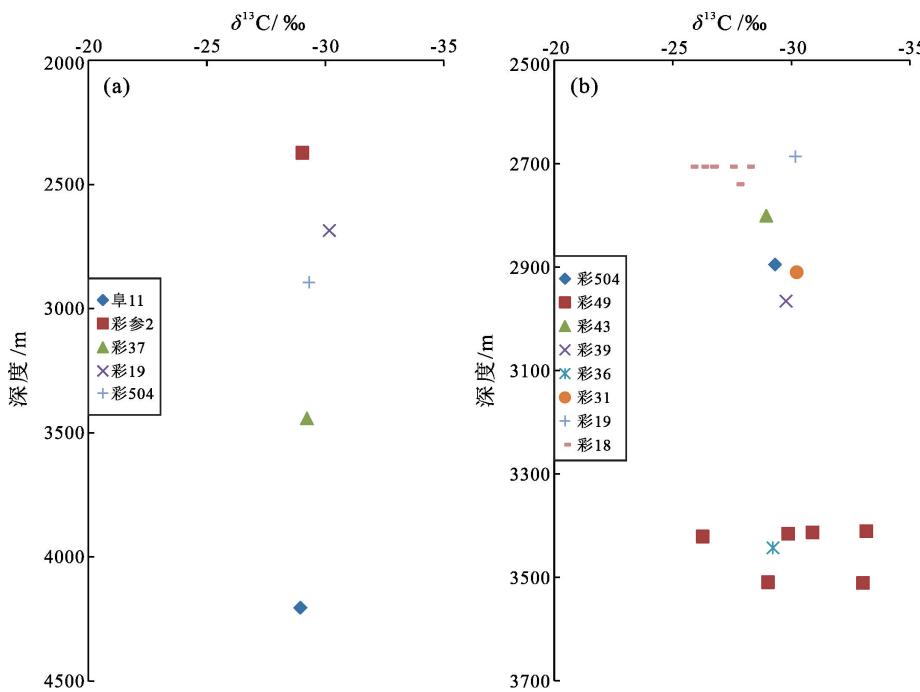


图 9 白家海凸起原油饱和烃碳同位素参数-深度关系图

Fig. 9 The relationship between carbon isotope of saturated hydrocarbons and depth of crude oil in the Baijiahai High

离阜康凹陷的彩参2井、彩36井、彩19井和彩17井等井,而横向以上断层为主要输导层的油气其饱和烃含量几乎无规律性,作为优势指向区的彩401井、彩39井和彩18井等区域的饱和烃含量反而很小(图10),很可能是大气降水沿着开启的断层下渗引起饱和烃含量的下降所致。

#### 4.4 红外光谱比

关于通过红外光谱比来对油气运移进行示踪的研究较少,查明(1997)认为红外光谱密度比中的 $740\text{ cm}^{-1}/720\text{ cm}^{-1}$ 、 $1740\text{ cm}^{-1}/1460\text{ cm}^{-1}$ 和 $1380\text{ cm}^{-1}/720\text{ cm}^{-1}$ 沿着运移路径其比值会逐渐减小。

此次研究所涉及的样品的红外光谱密度比中的 $740\text{ cm}^{-1}/720\text{ cm}^{-1}$ 、 $1740\text{ cm}^{-1}/1460\text{ cm}^{-1}$ 和 $1380\text{ cm}^{-1}/720\text{ cm}^{-1}$ 分别为 $0.97 \sim 1.16$ 、 $0.67 \sim 1.07$ 和 $0.97 \sim 1.15$ 。然而,通过对研究区多口井多个样品的 $740\text{ cm}^{-1}/720\text{ cm}^{-1}$ 、 $1740\text{ cm}^{-1}/1460\text{ cm}^{-1}$ 和 $1380\text{ cm}^{-1}/720\text{ cm}^{-1}$ 值的测定,发现同一个样品的红外光谱比值有时候自身差别就很大,而且这些参数彼此之间也不能很好地验证(图11),所以用红外光谱比来判断油气的运移方向还需要从机理上进行进一步的探究。

#### 5 地层水

油气在从烃源岩排出进入到储集层的过程中,油气经常与其伴生的地层水有物质成分的交换,因

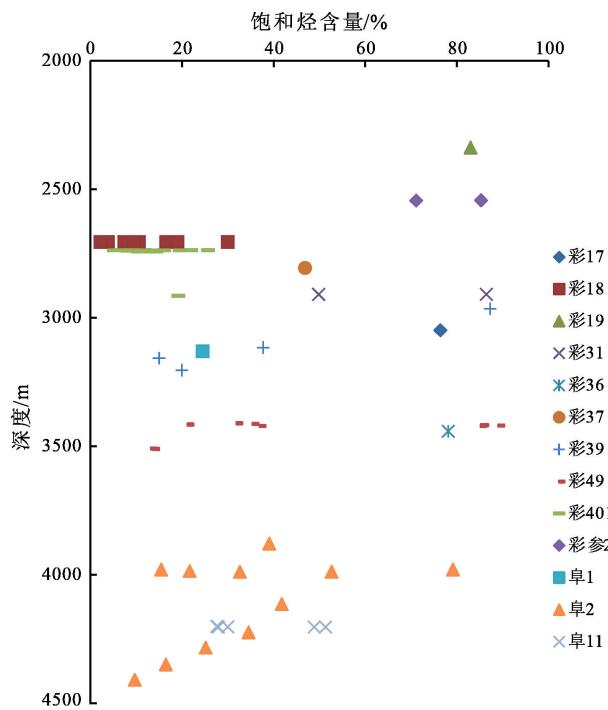


图 10 白家海凸起原油饱和烃含量参数-深度关系图

Fig. 10 The relationship between saturation hydrocarbon content and depth of crude oil in the Baijiahai High

此,油气运移过程和地层水的运移规律有紧密联系(沈忠民等,2011)。地层水的化学性质,包括离子含量、水型及矿化度等,均可被用于指示油气的运移方向和保存条件(谭开俊等,2012;尚晓庆等,

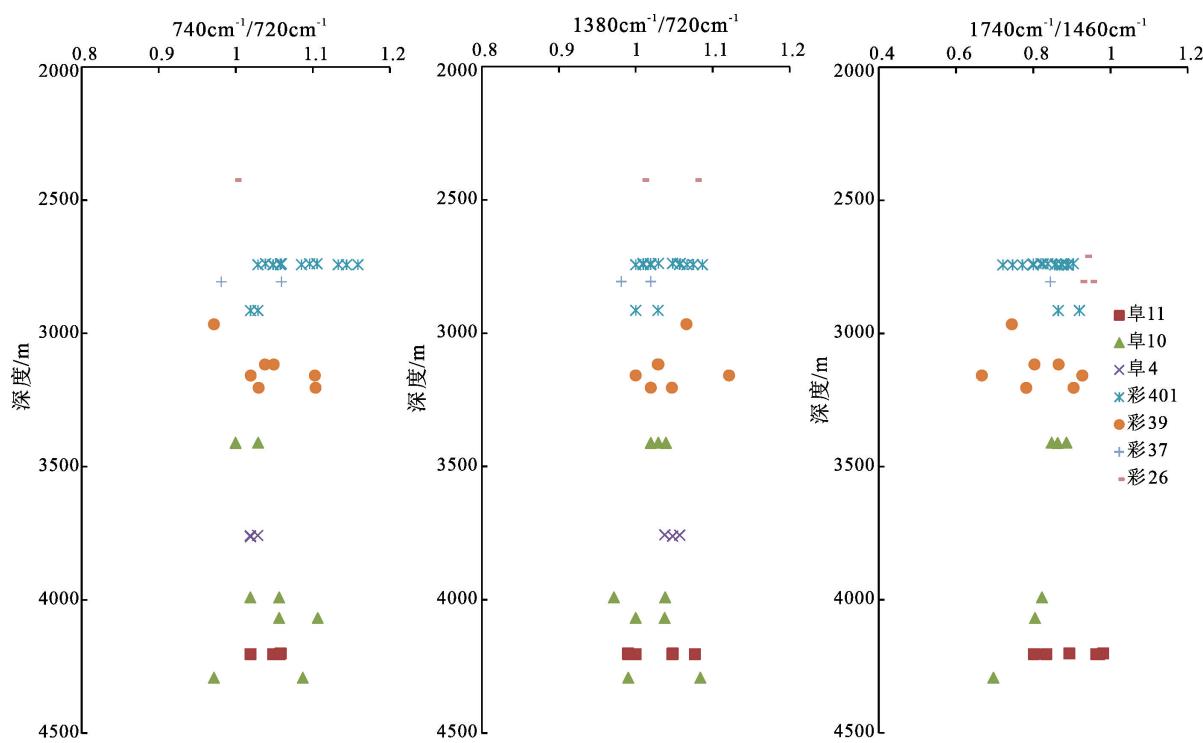


图 11 白家海凸起原油红外光谱比参数-深度关系图

Fig. 11 The relationship between infrared spectrum ratio and depth of crude oil in the Baijiahai High

2012)。一方面,如果砂体是良好的输导体系,则各类流体可在砂体内顺层流动,砂体内部地层水的矿化度相近、水型相同;另一方面,如果砂体的封闭性较好,地层水常为停止交替的状态,地层水水型以 $\text{CaCl}_2$ 为主,矿化度较高,有利于油气保存(邓孝和陈墨香, 1994; 徐国盛等, 1999; 李明和罗凯声, 2004)。地表水和地层水的化学性质差别较小甚至基本一致,具有较低的矿化度,反映了严重破坏和裸露的地质条件及开放的氧化环境,多属 $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 型,而石油烃类与硫酸盐由于硫酸盐还原菌的存在会发生脱硫反应,形成以 $\text{NaHCO}_3$ 型为主的地下水(徐国盛等, 1999)。

对地层水的研究发现,整个研究区地层水各项参数无论是在平面上还是剖面上都没有明显的规律,所以不能很好地作为油气运移的示踪参数。但彩16井、彩17井、彩31井、彩34井、彩35井、彩36井、彩39井、彩49井、彩501井、彩401井等井位地层水水型为 $\text{CaCl}_2$ ,且矿化度相差不大,重碳酸根质

量浓度相近,说明砂体是连通的,可作为主要的输导层;而白家2井、彩31井、彩36井、彩39井、彩49井、彩157井、彩401井、彩504井等井的个别层位或全部层位均发现了以 $\text{NaHCO}_3$ 型和 $\text{NaSO}_4$ 型低矿化度的地层水,表明这些井位的断层空间现今是开放的,油气沿断层逸散、调整,断层垂向输导较为明显。

## 6 原油物性

油气在输导体系运移的过程中,由于岩石对不同的烃类分子具有不同的吸附性能,使原油运移的越远,原油的黏度、密度越小。通过对白家海凸起彩35井、彩137井、彩19井、彩17井、彩26井、彩39井、彩8井、彩31井、彩514井、彩34井等井的I类原油物性研究(表2),发现位于白家海凸起中部地区靠近断裂的彩34井原油黏度相对较大、而向东向西则有减少的趋势(彩17井除外),反映该区的输导体系组合特征主要是东道海子断裂的垂向输

表 2 白家海凸起侏罗系八道湾组原油物性

Table 2 The physical property of the crude oil from the Jurassic Badaowan Formation in the Baijiahai High

井号	彩35	彩39	彩514	彩17	彩34	彩31	彩19	彩137	彩8	彩26
变化趋势	变小					变小				
密度/(g/cm³)	0.811	0.8417	0.8558	0.8392	0.861	0.8539	0.8223	0.8242	0.8398	0.8568
黏度(50 °C)/(mPa·s)	2.24	6.59	14.46	8.77	16.75	11.89	9.5	4.56	7.86	8.25

导为主,然后沿着砂体侧向运移,与前文推论一致。而彩137井、彩8井和彩26井均出现了相反趋势,正好佐证了该区原油主要是五彩湾凹陷原油充注的结果。就原油密度上看,这些井位的原油密度并没有太大差异,均介于0.81~0.86之间,但是整个密度的变化趋势同黏度相一致,也在彩34井处出现最大值,然后向东、向西逐渐变小,而在彩137、彩8和彩26井则出现了相反的趋势。

## 7 结论

在综合分析白家海凸起原油类型及分布特征的基础上,研究在不同的油气输导体系下,各种示踪参数运用的实效性,总体表现为单一运用某种参数误差较大,综合运用效果较好,且不同的示踪参数具有不同的应用范围。通过分析可得研究区原油分布特征及示踪指标实效性可得出如下结论:

(1) I类原油的生烃源岩为二叠系湖相烃源岩,主要来自东道海子凹陷,分布在白家海凸起的西区,输导体系组合主要是东道海子断裂的垂向输导作用,然后是沿砂体的侧向运移。白家海凸起东区有少量来自白家海凸起东北面的五彩湾凹陷的二叠系湖相烃源岩的油气,该地区断层并不发育,油气主要以砂体输导为主。

(2) II类原油主要分布在白家海凸起的东区和靠近阜康凹陷的阜康斜坡地区,白家海凸起西区也有少量分布,主要的输导体系为白家海凸起的高孔渗、连通性好的砂体,侏罗系煤系烃源岩是生成该类原油的主要烃源岩,主要供烃凹陷为阜康凹陷。

(3)以断层为主要输导体系的输导层通过原油黏度、原油密度和生物标志化合物来示踪效果较好,而其他参数由于对外界环境比较敏感,不宜作为以断层为主要输导层的示踪参数。在以砂体为主的输导体系中,生物标志化合物(比如成熟度参数)、饱和烃碳同位素、原油黏度和密度,以及饱和烃含量均可较好地指示油气运移方向。

(4)就红外光谱比而言,无论是在砂体输导体系还是断层输导体系中,其有效性还需进一步研究。地层水虽然不能直接指示原油的运移方向,但却可以很好地指示断层的封闭性和地下砂体的连通性,是一个非常好的辅助参数。

**致谢:**感谢新疆油田公司彩南油田作业区的大力支持!同时,非常感谢匿名审稿人对论文提出的建设性的宝贵意见!

## 参考文献 (References):

- Braathen A, Tveranger J, Fossen H, Skar T, Cardozo N, Semshaug S E, Bastesen E, Sverdrup E. 2009. Fault facies and its application to sandstone reservoirs. *AAPG Bulletin*, 93(7): 891–917
- England W A, Mackenzie A S, Mann D M, Quigley T M. 1987. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *Journal of the Geological Society*, 144(2): 327–347
- George S C, Boreham C J, Minifie S A, Teerman S C. 2002. The effect of minor to moderate biodegradation on  $C_5$  to  $C_9$  hydrocarbons in crude oil. *Organic Geochemistry*, 33(12): 1293–1317
- Hanson A D, Zhang S C, Moldowan J M, Liang D G, Zhang B M. 2000. Molecular organic geochemistry of the Tarim basin, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 84(8): 1109–1128
- Hao F, Zhou X H, Zhu Y M, Bao X H, Yang Y Y. 2009. Charging of the Neogene Penglai 19–3 field, Bohai Bay basin, China: Oil accumulation in a young trap in an active fault zone. *AAPG Bulletin*, 93(2): 155–179
- Li D, He D F, Santosh M, Ma D L, Tang J Y. 2015. Tectonic framework of the northern Junggar Basin part I: The eastern Luliang uplift and its link with the East Junggar terrane. *Gondwana Research*, 27(3): 1089–1109
- Liu L F, Kang Y S. 1999. Study on secondary migration of hydrocarbons in Tazhong area of Tarim Basin in terms of carbazole compounds. *Chinese Journal of Geochemistry*, 18(2): 97–103
- Masterson W D, Dzou L I P, Holba A G, Fincannon A L, Ellis L. 2001. Evidence for biodegradation and evaporative fractionation in West Sak, Kuparuk and Prudhoe Bay field areas, North Slope, Alaska. *Organic Geochemistry*, 32(3): 411–441
- Qiao J Q, Liu L F, Shang X Q. 2020. Deposition conditions of the Jurassic lacustrine source rocks in the East Fukang Sag, Junggar Basin, NW China: Evidence from major and trace elements. *Geological Journal*, 55(7): 4936–4953
- Stahl W J, Carey Jr B D. 1975. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basins, West Texas. *Chemical Geology*, 16(4): 257–267
- Tan H B, Rao W B, Ma H Z, Chen J S, Li T W. 2011. Hydrogen, oxygen, helium and strontium isotopic constraints on the formation of oilfield waters in the western Qaidam Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 40(2): 651–660
- Yang X F, He D F, Wang Q C, Tang Y. 2012. Tectonostratigraphic evolution of the Carboniferous arc-related basin in the East Junggar Basin, Northwest China: Insights into its link with the subduction process. *Gondwana Research*, 22(3–4): 1030–1046
- Zhang S C, Hanson A D, Moldowan J M, Graham S A, Liang D G, Chang E, Fago F. 2000a. Paleozoic oil-source rock correlations in the Tarim basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 31(4): 273–286
- Zhang S C, Moldowan J M, Bian L Z, Zhang B M, Zhang L P. 2000b. Biological and molecular geochemical evidence for dinoflagellate ancestors in the Upper Sinian-Cambrian. *Acta Geologica Sinica*, 74(4): 740–747
- 鲍海娟,黎琴,郑孟林,杨翼波,何文军,吴海生. 2017. 白家海凸起北缘油气成藏主控因素研究. *地质论评*, 63(S1): 64–66
- 曹剑,胡文瑄,姚素平,张义杰,王绪龙,张越迁,唐勇,石新璞. 2007. 准噶尔盆地示踪石油运移的无机地球化学新指标研究.

- 中国科学: 地球科学, 37(10): 1358–1369
- 陈发景, 汪新文, 汪新伟. 2005. 准噶尔盆地的原型和构造演化. 地学前缘, 12(3): 77–89
- 陈方文, 卢双舫, 徐运亭, 邬在宇, 魏向军. 2011. 断裂密集带对油气运移和聚集的制约研究——以王府凹陷为例. 中国矿业大学学报, 40(2): 235–239
- 陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 邓春萍, 薛新克, 靳涛, 宋孚庆, 钟宁宁. 2003. 彩南油田多源混合原油油源(三)——油源的地质、地球化学分析. 石油勘探与开发, 30(6): 41–44
- 陈建平, 邓春萍, 梁狄刚, 王绪龙, 石新璞, 靳涛, 钟宁宁. 2004. 彩南油田: 一个典型三元混合油田. 沉积学报, 22(S1): 91–97
- 邓孝, 陈墨香. 1994. 莺歌海盆地地层水的化学特征及其石油地质意义. 地质科学, 29(4): 404–407
- 付广, 史集建, 吕延防. 2013. 断层岩古排替压力恢复及其封闭性能研究. 中国矿业大学学报, 42(6): 996–1001
- 付晓飞, 郭雪, 朱丽旭, 吕延防. 2012. 泥岩涂抹形成演化与油气运移及封闭. 中国矿业大学学报, 41(1): 52–63
- 高长海, 查明. 2008. 不整合运移通道类型及输导油气特征. 地质学报, 82(8): 1113–1120
- 何登发, 陈新发, 张义杰, 况军, 石昕, 张立平. 2004. 准噶尔盆地油气富集规律. 石油学报, 25(3): 1–10
- 何登发. 2007. 不整合面的结构与油气聚集. 石油勘探与开发, 34(2): 142–149, 201
- 胡平, 石新璞, 徐怀保, 谭强, 吴俊军. 2004. 白家海—五彩湾地区天然气成藏特征. 新疆石油地质, 25(1): 29–32
- 姜振学, 庞雄奇, 曾溅辉, 王洪玉, 罗群. 2005. 油气优势运移通道的类型及其物理模拟实验研究. 地学前缘, 12(4): 507–516
- 靳军, 付欢, 于景维, 邵利祺, 尚玲, 文华国, 徐文礼. 2018. 准噶尔盆地白家海凸起下侏罗统三工河组沉积演化及油气勘探意义. 中国石油勘探, 23(1): 81–90
- 况昊, 瞿建华, 王振奇, 柳妮, 马文睿. 2012. 白家海凸起-阜北斜坡八道湾组储层特征研究. 西南石油大学学报(自然科学版), 34(2): 29–36
- 况昊. 2012. 准噶尔盆地白家海地区侏罗系地层岩性油气藏成藏规律研究. 博士学位论文. 荆州: 长江大学
- 况军. 1993. 地体拼贴与准噶尔盆地的形成演化. 新疆石油地质, 14(2): 126–132
- 李博一, 刘洛夫, 卫倩倩, 尚晓庆, 吴云龙. 2014a. 准噶尔盆地白家海凸起二叠系、三叠系油源及成藏模式. 地质科技情报, 33(5): 141–148
- 李博一, 刘洛夫, 卫倩倩, 尚晓庆, 吴云龙. 2014b. 彩南探区二叠系平地泉组烃源岩展布与潜力评价. 科学技术与工程, 14(24): 195–202, 207
- 李明, 罗凯声. 2004. 地层水资料在油气勘探中的应用. 新疆地质, 22(3): 304–307
- 刘洛夫, 尚晓庆, 卫倩倩. 2014. 彩南探区油气成藏规律研究(内部资料)
- 罗晓容, 喻建, 张发强, 张刘平, 侯平, 杨飚, 陈瑞银, 陈占坤, 周波. 2007. 二次运移数学模型及其在鄂尔多斯盆地陇东地区长8段石油运移研究中的应用. 中国科学: 地球科学, 37(S1): 73–82
- 马贡 L B, 道 W G. 1998. 含油气系统——从烃源岩到圈闭. 张刚, 蔡希源, 高泳生, 潘校华, 王玉新, 译. 北京: 石油工业出版社, 3–25
- 乔锦琪. 2017. 准噶尔盆地东道海子凹陷东部二叠系油气成藏条件研究. 硕士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京)
- 尚晓庆, 刘洛夫, 高小跃, 姜振学, 刘国东. 2012. 库车拗陷依奇克里克构造带油气输导体系特征及输导模式. 大庆石油学院学报, 36(1): 31–40, 110
- 沈扬, 贾东, 宋国奇, 丁咸宝, 李茂榕. 2010. 源外地区油气成藏特征、主控因素及地质评价——以准噶尔盆地西缘车排子凸起春光油田为例. 地质论评, 56(1): 51–59
- 沈忠民, 刘四兵, 吕正祥, 罗小平, 宫亚军. 2011. 川西坳陷中段陆相地层水纵向变化特征及水-岩相互作用初探. 沉积学报, 29(3): 495–502
- 谭开俊, 张帆, 尹路, 代冬冬, 齐雯. 2012. 准噶尔盆地乌夏地区地层水与油气保存条件. 石油实验地质, 34(1): 36–39
- 王琳霖, 杨海涛, 谭思哲, 龙长俊. 2012. 白家海凸起-阜北斜坡区侏罗系烃源岩热史、成熟史分析. 长江大学学报(自科科学版)理工卷, 9(1): 46–49
- 王铁冠, 何发岐, 李美俊, 侯勇, 郭树岐. 2005. 烷基二苯并噻吩类: 示踪油藏充注途径的分子标志物. 科学通报, 50(2): 176–182
- 吴坚, 黄芸, 谭思哲, 郑勇. 2011. 准噶尔盆地白家海凸起侏罗系油气分布特征与成藏规律研究. 长江大学学报(自然科学版), 8(1): 55–57
- 吴坚, 高新峰, 袁波, 陈勇, 王振奇, 付欢. 2012. 准噶尔盆地白家海凸起侏罗系油气成藏期次分析. 石油天然气学报, 34(2): 171–175
- 吴孔友, 查明, 王绪龙, 曲江秀, 陈新. 2005. 准噶尔盆地构造演化与动力学背景再认识. 地球学报, 26(3): 217–222
- 吴云龙, 刘洛夫, 尚晓庆, 卫倩倩, 李博一. 2014. 准噶尔盆地白家海凸起三工河组储层流体包裹体特征与成藏时间. 科学技术与工程, 14(17): 32–39
- 向才富, 夏斌, 解习农, 冯志强, 吴河勇. 2004. 松辽盆地西部斜坡带油气运移示踪分析. 地质科技情报, 23(4): 64–70
- 向鼎璞. 1959. 新疆大地构造轮廓. 地质论评, 19(2): 49–59
- 徐国盛, 刘树根, 张英俊, 张龙腾. 1999. 川东石炭系天然气富集的水化学条件. 石油与天然气地质, 20(1): 15–19
- 曾溅辉. 2000. 正韵律砂层中渗透率级差对石油运移和聚集影响的模拟实验研究. 石油勘探与开发, 27(4): 102–105
- 查明. 1997. 东营凹陷沙三、沙四段石油运移地球化学特征及意义. 现代地质, 11(4): 540–545
- 张磊, 何登发, 李涤, 冀冬生, 梁宇生, 郑孟林, 吴松涛, 周歌. 2019. 准噶尔盆地白家海凸起的石炭系地质结构与成因模型. 地学前缘, 26(1): 149–164
- 张善文, 林会喜, 沈扬. 2013. 准噶尔盆地车排子凸起新近系“网毯式”成藏机制剖析及其对盆地油气勘探的启示. 地质论评, 59(3): 489–500
- 章学刚, 杨飞, 况昊, 严霞霞, 王泽胜. 2011. 白家海凸起-阜北斜坡区三工河组一段古地貌研究. 石油地质与工程, 25(6): 19–22
- 赵白. 1979. 准噶尔盆地的构造性质及构造特征. 石油勘探与开发, (2): 18–26
- 赵孟军, 宋岩, 柳少波, 杨海波, 刘得光. 2009. 准噶尔盆地天然气成藏体系和成藏过程分析. 地质论评, 55(2): 215–224
- 郑建平, 王方正, 成中梅, 吴晓智, 张义杰. 2000. 拼合的准噶尔盆地基底: 基底火山岩 Sr-Nd 同位素证据. 地球科学—中国地质大学学报, 25(2): 179–185
- 朱扬明, 郑霞, 刘新社, 张文正. 2007. 储层自生方解石碳同位素值应用于油气运移示踪. 天然气工业, 027(009): 24–27