

引用本文:曲彦胜,钟宁宁,王圣柱,等.准西北缘哈山地区白垩系油气成藏新认识及其油气勘探意义[J].石油实验地质,2025,47(3):517-529.DOI:10.11781/sysydz2025030517.

QU Yansheng, ZHONG Ningning, WANG Shengzhu, et al. New insights into Cretaceous hydrocarbon accumulation and its significance for hydrocarbon exploration in Hashan area, northwestern margin of Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(3): 517-529.DOI:10.11781/sysydz2025030517.

# 准西北缘哈山地区白垩系 油气成藏新认识及其油气勘探意义

曲彦胜<sup>1</sup>, 钟宁宁<sup>1</sup>, 王圣柱<sup>2</sup>, 王斌<sup>3</sup>, 于洪洲<sup>1,4</sup>, 周健<sup>4</sup>, 吴倩倩<sup>4</sup>, 鲁红利<sup>4</sup>

1.中国石油大学(北京) 地球科学学院,北京 102249;

2.山东石油化工学院,山东 东营 257061;

3.中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所,江苏 无锡 214126;

4.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015

**摘要:**针对准噶尔盆地西北缘哈山地区白垩系油气成藏规律不清、勘探成效受限的问题,为揭示白垩系与侏罗系成藏模式的差异性,明确白垩系油气富集的关键控制因素,拓展盆缘超剥带勘探阵地,综合岩心、薄片、生物标志化合物、包裹体等数据,采用地质与地球化学多学科结合方法,开展了精细油源对比、油气运移路径示踪及输导体系配置研究。重点分析烃源岩特征、原油物性、成藏期次及走滑断层—砂体耦合关系,结合三维地震解释与钻井资料验证,建立白垩系成藏模式。取得了以下几个方面的认识:(1)油源差异:白垩系原油源自哈山洼陷二叠系风城组碱盐质岩相烃源岩( $C_{28}/C_{29}$ 甾烷比值为0.6~1.1,伽马蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷比值为1.58~2.02);侏罗系原油则主要来自半咸水云质岩相烃源岩。(2)输导体系:白垩系成藏受“走滑断层—朵叶砂体联合输导”控制,走滑断层(如哈浅23—浅34断裂)垂向沟通深部烃源岩与浅层砂体(孔隙度大于20%,渗透率大于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),形成7套含油层;侏罗系以“断—毯”横向输导为主。(3)成藏期次:包裹体均—温度(110~140 °C)及芳烃成熟度参数( $R_e = 1.21\% \sim 1.56\%$ )表明,白垩系为晚白垩世高成熟油气单期充注,侏罗系为两期混合充注。基于成藏新认识,发现哈浅23—浅10等多个含油区块,预测哈浅24北潜力区储量规模达4 500万吨,白垩系有望形成5 000万吨级勘探阵地。白垩系油气成藏模式突破传统“断—毯”理论束缚,提出“近源垂向供烃—走滑断层与朵叶砂体耦合输导”新机制。走滑断层高效输导与砂体沿“沟槽”分布的先天性配置是成藏的关键,指导勘探由兼探层转向区域规模聚集区,显著拓展了准噶尔盆地西北缘勘探空间。

**关键词:**油气成藏;走滑断层;侏罗系;白垩系;哈山地区;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

DOI:10.11781/sysydz2025030517

## New insights into Cretaceous hydrocarbon accumulation and its significance for hydrocarbon exploration in Hashan area, northwestern margin of Junggar Basin

QU Yansheng<sup>1</sup>, ZHONG Ningning<sup>1</sup>, WANG Shengzhu<sup>2</sup>, WANG Bin<sup>3</sup>, YU Hongzhou<sup>1,4</sup>, ZHOU Jian<sup>4</sup>,  
WU Qianqian<sup>4</sup>, LU Hongli<sup>4</sup>

1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. Shandong Institute of Petroleum and Chemical Technology, Dongying, Shandong 257061, China;

3. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

4. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China

**Abstract:** To address the challenges in understanding the ambiguous hydrocarbon accumulation patterns and improving the exploration effectiveness in the Cretaceous system of the Hashan area along the northwestern margin of the Junggar Basin, this study aims to delineate the differences in hydrocarbon accumulation models between the Cretaceous and the Jurassic, identify the key controlling factors for Cretaceous hydrocarbon enrichment, and expand exploration in basin-margin overlapping zones. By integrating data from rock cores, thin sections, biomarker compounds,

收稿日期(Received):2024-02-21;修订日期(Revised):2025-04-06;出版日期(Published):2025-05-28。

作者简介:曲彦胜(1986—),男,副研究员,研究方向为石油地质学、油气地球化学。E-mail:quyansheng@163.com。

基金项目:中国石化科技部重大攻关项目“准噶尔盆地山前构造带勘探潜力及突破方向研究”(P22079)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

and fluid inclusions, a multidisciplinary geological and geochemical method was employed to conduct systematic studies on oil and source correlation, hydrocarbon migration pathways, and transport system configurations. Key investigations focused on source rock characteristics, crude oil properties, accumulation stages, and the coupling relationship between strike-slip faults and sand bodies. A Cretaceous accumulation model was established and validated through 3D seismic interpretation and drilling data. The study found that: (1) Oil source differentiation: Cretaceous crude oils originated from alkaline–saline lithofacies of the Permian Fengcheng Formation in the Hashan Sag, characterized by  $C_{28}/C_{29}$  sterane ratios of 0.6 to 1.1 and gammacerane/ $C_{30}$  hopane ratios of 1.58 to 2.02. Jurassic oils were mainly derived from brackish dolomitic lithofacies. (2) Transport systems: Cretaceous accumulation was controlled by a strike-slip fault–lobate sand body dual transport mechanism. Strike-slip faults (e.g., Haqian 23 to Haqian 34 faults) vertically connected deep hydrocarbon source rocks with shallow sand bodies (porosity greater than 20% and permeability greater than  $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ), forming seven oil-bearing layers. In contrast, Jurassic reservoirs were predominantly controlled by lateral “fault–blanket” type transport mechanism. (3) Accumulation stages: Homogenization temperatures of inclusions (110 to 140 °C) and aromatic maturity parameters ( $R_e = 1.21\% - 1.56\%$ ) indicated that the Cretaceous experienced a single-phase, high-maturity hydrocarbon charging, whereas the Jurassic underwent a mixed dual-phase charging. Based on these, several oil-bearing blocks, such as Haqian 23 to Haqian 10, have been identified, and the northern region of Haqian 24 is predicted to hold 45 million tons of reserves. The Cretaceous system is projected to develop a 50-million-ton exploration target. Breaking from the traditional “fault–blanket” theory, this study proposes a new transport mechanism of near-source vertical supply coupled with strike-slip faults and lobate sand bodies for the Cretaceous hydrocarbon accumulation. The inherent spatial configuration of efficiently conductive strike-slip faults and sand bodies distributed along grooves is critical for reservoir formation. The new theory redirects exploration focus from isolated targets toward regional-scale accumulation zones, significantly expanding the exploration potential along the northwestern margin of the Junggar Basin.

**Key words:** hydrocarbon accumulation; strike-slip fault; Jurassic; Cretaceous; Hashan area; Junggar Basin

近年来,准噶尔盆地西北缘哈拉阿拉特山(简称哈山)地区的勘探取得重要进展,相继发现了春晖油田、阿拉德油田和哈深2、哈山5等多个出油点,初步形成了超剥带、推覆冲断带和准原地构造单元多层系立体含油的良好勘探局面<sup>[1-4]</sup>。哈山地区处于盆缘构造高部位,为油气运移的有利指向区。侏罗系和白垩系地层超剥频繁,发育多个地层“超剥环”,具备良好的地层岩性圈闭形成条件<sup>[5]</sup>。以“断—毯”油气成藏认识为指导<sup>[1,4]</sup>,在侏罗系八道湾组和西山窑组取得重要突破,先后发现了春晖油田和阿拉德油田,上报三级石油地质储量5 000余万吨,展现出巨大的勘探潜力。

哈山地区白垩系具有广阔的勘探空间,但前期依据“断—毯”成藏认识部署的哈浅24、哈浅217等并未获突破,反映出白垩系与侏罗系成藏特征存在差异,前者成藏更加复杂,有利油气聚集区尚不明确,制约了后续勘探工作。精细剖析哈山地区白垩系成藏要素特征,揭示油气成藏规律及差异富集控制因素,不仅对深化压扭叠合盆地盆缘超剥带油气成藏理论具有重要科学价值,对于拓展准噶尔西

北缘油气勘探阵地也具有现实意义。

本研究以哈山地区侏罗系和白垩系已发现的油藏为研究对象,采用地质构造解析与地球化学分析相结合的研究思路,重点开展原油来源、充注期次、输导要素配置及优势运移路径研究,对比分析侏罗系与白垩系成藏差异性及其控制因素,揭示白垩系油气成藏规律,明确油气有利富集区带,以为研究区的油气勘探提供科学依据。

## 1 地质背景

准噶尔盆地西北缘哈山地区构造上属于哈山大型推覆冲断构造<sup>[6-8]</sup>,整体呈北东向展布。其北部以达尔布特断裂为界与和什托洛盖盆地相接,南部紧邻玛湖凹陷(图1)。哈山构造带受多期构造运动的叠加改造,构造复杂,可划分为深层准原地构造单元[充填地层为石炭系、二叠系佳木河组( $P_1j$ )和风城组( $P_1f$ )]、中层推覆冲断构造单元[充填地层为二叠系风城组、夏子街组( $P_2x$ )和下乌尔禾组( $P_2w$ )]和浅层超剥带构造单元(充填地层为侏罗系、白垩系),表现为“三层楼式”地质结

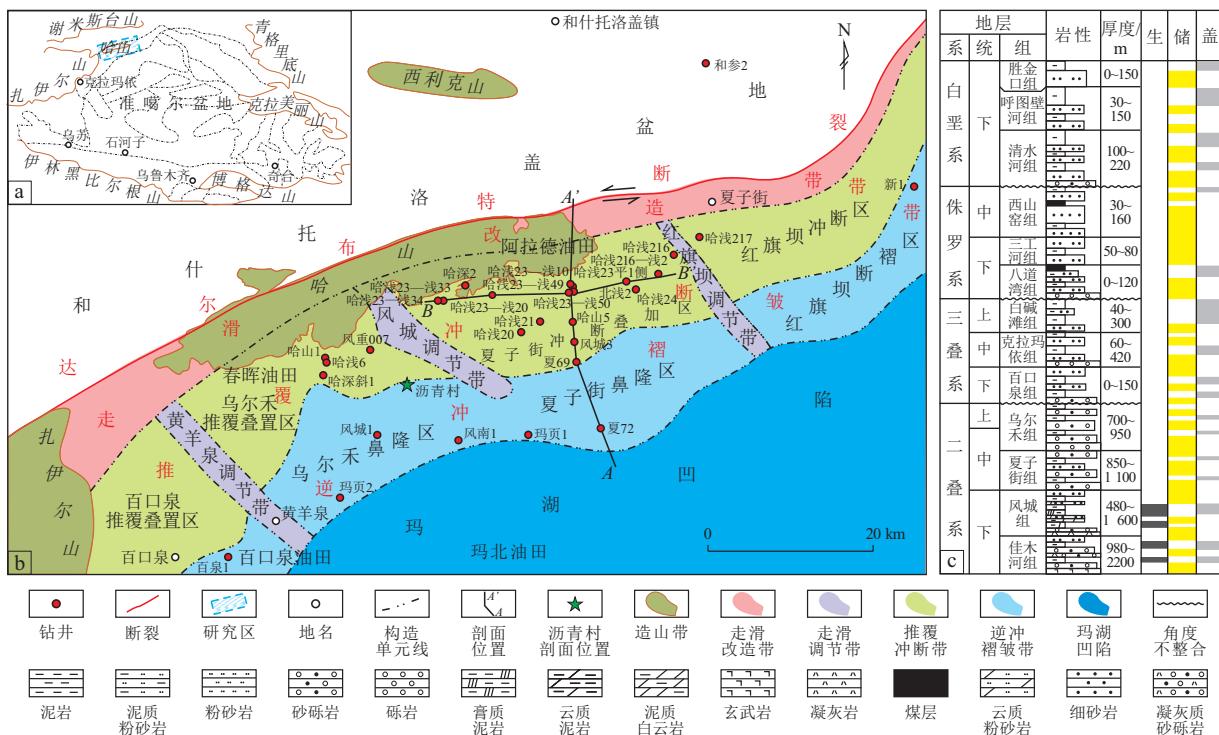


图1 准噶尔盆地北缘哈山构造带构造单元划分(a)及哈山地区地层综合柱状图(b)

Fig.1 Structural unit division of Hashan tectonic belt in northern margin of Junggar Basin (a) and comprehensive stratigraphic histogram in Hashan area (b)

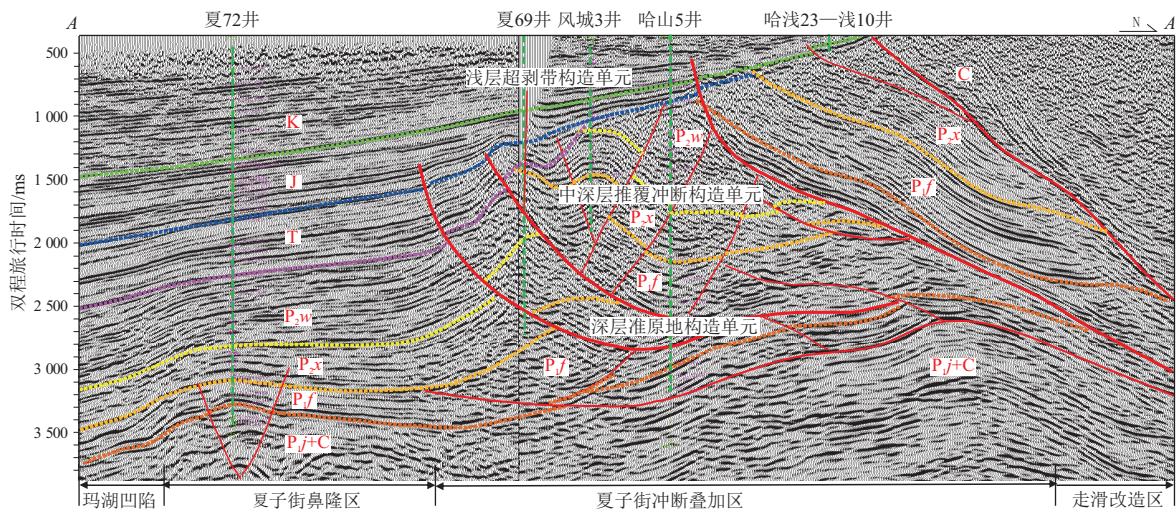


图2 准噶尔盆地哈山地区过夏72—哈浅23—浅10井地震解释剖面

剖面位置见图1。

Fig.2 Seismic interpretation profile of wells connecting through Xia 72, Haqian 23, and Haqian 10 in Hashan area, Junggar Basin

构特点(图2)。在哈山造山过程中由于不同部位的差异推覆作用,形成了黄羊泉、风城和红旗坝3个走滑调节带<sup>[8]</sup>,将哈山构造带自西向东分割为乌尔禾推覆叠置区、夏子街冲断叠加区和红旗坝断褶区等构造单元(图1),其中,哈浅216、哈浅212、哈浅23—浅33等内部走滑断裂将构造进一步复杂化。

浅层超剥带构造相对简单,表现为南东倾斜

坡。侏罗系、白垩系逐层超覆于哈山推覆体的石炭系、二叠系或三叠系之上,经历了早中侏罗世的沉降、晚侏罗世的抬升剥蚀、早白垩世的再次沉降和晚白垩世的抬升掀斜剥蚀,自下而上发育了下侏罗统八道湾组、三工河组;中侏罗统西山窑组和下白垩统清水河组、呼图壁河组、胜金口组。受燕山期和喜马拉雅期构造运动的影响,侏罗系和白垩系在北部的哈山山前带构造高部位遭受不同程度的剥

蚀,呈“底超顶削”特征。

## 2 风城组烃源岩

### 2.1 发育特征

前人研究认为哈山地区侏罗系油气藏主要为来自于盆地内部玛湖凹陷风城组生成的油气通过远源运聚成藏<sup>[2]</sup>,而对于白垩系的油气来源研究较少。受构造叠加改造的影响,风城组在多个哈山推覆片体均有发育,呈残留分布的特点<sup>[2,6]</sup>。前人在精细构造建模的基础上,对哈山各推覆体片体进行依次“回拉”,重建了哈山地区风城组原始沉积格局<sup>[6]</sup>。区域上,风城组沉积期发育三大物源体系,即西部的扎伊尔山物源、北部的谢米斯台山物源和东部的夏盐物源,玛湖凹陷为重要的源汇区<sup>[9-10]</sup>,但玛湖凹陷被风城低凸分隔为东西两个洼陷,即哈山洼陷和玛西洼陷,呈“一凸两洼”特征。近期钻探的哈山 5 井证实哈山洼陷为风城组碱湖沉积中心,主要岩性为深灰色泥岩、白云质泥岩,与玛西洼陷中心区玛页 2 井钻揭岩性一致<sup>[11-12]</sup>。后期受晚海西期和印支期构造运动的影响,哈山发生推覆造山,多期推覆片体强烈逆掩叠置,使得哈山洼陷逆掩于哈山推覆体下部,构造变形缩短量达 20~25 km<sup>[9]</sup>,使得现今哈山“山内、山下”均具有与玛湖凹陷相似的烃源岩发育条件,均发育多套风城组烃源岩。因此,为了确定哈山地区白垩系油气来源,需要在深化玛湖和哈山“山内、山下”烃源岩特征的基础上,对油气来源进行详细的对比研究,从而搞清楚哈山地区白垩系油气运聚成藏过程。

准噶尔盆地风城组自下而上主要分三段,其中优质烃源岩主要分布于风一段上部和风二段湖侵体系域。该套烃源岩的发育环境具有复杂性和多

样性,主要体现在沉积环境、古气候、古盐度以及岩石类型等方面。风城组沉积时期古气候经历了半干旱—潮湿—半干旱—干旱—半干旱—湿润的演化过程,同时沉积水体的古盐度呈现出淡—半咸—咸—半咸—淡的旋回性变化<sup>[12-13]</sup>。这一过程具体细分为 5 个阶段。第一、二阶段(风一段沉积期):气候相对干旱,湖水盐度较高,主要发育白云质泥岩、凝灰岩和混积岩等;第三、四阶段(风二段沉积期),以蒸发咸化环境为主,水体盐度高,以钙镁碳酸盐、钠碳酸盐沉积为主,为成碱演化的高峰期,该时期气候整体干旱,但间歇性出现潮湿气候;第五阶段(风三段沉积期),该时期转变为湿润气候,水体逐渐淡化,陆源碎屑供给能力增强,扇三角洲向湖盆中心推进,为粉砂岩和泥岩互层岩性组合。

### 2.2 地球化学特征

通过对哈浅 6、哈山 1、哈深斜 1、风城 1、哈山 5、玛页 1 等不同构造部位的钻井烃源岩样品分析发现,风城组碱湖环境烃源岩富含菌藻类生烃母质,生烃能力强<sup>[14-18]</sup>,整体表现为较好—好烃源岩。具有较高的有机质丰度,TOC 含量为 0.51%~2.06%。平均为 0.98%,氯仿沥青“A”含量为 0.065 9%~0.752 5%,平均为 0.264 1%(表 1)。有机质类型以 I—II<sub>1</sub> 型为主,具有轻碳同位素特征。饱和烃碳同位素值  $\delta^{13}\text{C}$  为 -32.9‰~ -28.2‰,平均为 -30.4‰;芳烃  $\delta^{13}\text{C}$  为 -32.0‰~ -27.2‰,平均为 -29.3‰;非烃  $\delta^{13}\text{C}$  为 -25.8‰~ -31.4‰,平均为 -28.4‰;沥青质  $\delta^{13}\text{C}$  为 -24.0‰~ -30.1‰,平均为 -27.0‰(表 2)。不同构造单元的烃源岩镜质体反射率差异较大,其中哈山洼陷的烃源岩热演化程度最高,镜质体反射率  $R_o$  为 1.30%~1.33%,平均为 1.31%,达到成熟—高成熟演化阶段;哈山西推覆体的哈浅 6、哈山 1、哈

表 1 准噶尔盆地哈山地区典型井烃源岩指标

Table 1 Source rock indicators of typical wells in Hashan area, Junggar Basin

井名	深度/m	岩性	$\omega(\text{TOC})/\%$	氯仿沥青“A”/%	有机质类型	镜质体反射率/%
哈浅 6	1 562.30	灰色灰质泥岩	0.92	0.112 8	II <sub>1</sub>	0.94
哈浅 6	2 540.60	深灰色泥岩	1.32	0.278 8	I	1.13
哈浅 6	2 678.00	深灰色泥岩	1.38	0.208 5	I	1.09
哈山 1	2 099.90	深灰色泥岩	2.06	0.066 0	I	0.82
哈山 1	2 154.71	灰色泥岩	0.51	0.306 5	II <sub>1</sub>	0.83
哈山 1	2 216.00	灰色泥岩	1.19	0.436 2	I	0.82
哈深斜 1	3 327.50	深灰色泥岩	0.93	0.752 5	I	0.84
哈深斜 1	3 347.79	灰色泥岩	1.40	0.313 6	I	
哈山 5	4 459.30	深灰色粉砂质泥岩	0.84	0.065 9	II <sub>2</sub>	1.33
哈山 5	4 640.82	深灰色白云质泥岩	0.95		II <sub>1</sub>	1.30
风城 1	3 068.00	深灰色粉砂质泥岩	1.03	0.101 1		
玛页 1	4 594.17	深灰色荧光泥岩	1.52			
玛页 2	4 435.22	深灰色荧光灰质泥岩	0.97			

表2 准噶尔盆地哈山地区典型井烃源岩碳同位素数据

Table 2 Source rock carbon isotope data of typical wells in Hashan area, Junggar Basin

井号	深度/m	岩性	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$			
			饱和烃	芳烃	非烃	沥青质
哈浅6	1 918.20	灰色灰质泥岩	-29.1	-28.6	-28.1	-27.0
哈浅6	1 920.70	深灰色泥岩	-28.6	-28.3	-27.4	-26.3
哈浅6	2 540.00	深灰色泥岩	-32.9	-32.0	-31.4	-30.1
哈山1	2 099.90	深灰色泥岩	-28.2	-27.4	-25.8	-24.0
哈深斜1	3 333.70	灰色泥岩	-29.1	-27.2	-26.7	-24.8
哈深斜1	3 942.40	灰色白云质泥岩	-31.0	-29.4	-29.0	-26.9
哈山5	4 460.90	深灰色白云质泥岩	-30.7	-29.3	-28.8	-27.5
哈山5	4 637.47	深灰色白云质泥岩	-31.7	-30.5	-28.9	-28.6
哈山5	4 800.85	深灰色含盐泥岩	-32.0	-30.6	-29.1	-27.8

深斜1和玛西洼陷玛页1等井钻揭的烃源岩热演化程度相对较低<sup>[19]</sup>,处于成熟演化阶段,镜质体反射率 $R_o$ 为0.82%~1.13%,平均为0.92%。

风城组沉积期气候干湿变化与水体盐度的变化密切相关,共同影响了烃源岩的岩性特征、有机质丰度及生烃母质类型。风城组烃源岩具有“分期、分区、分相”的特征,不同沉积阶段和不同岩相的烃源岩存在一定差异。其中,风二段有机质丰度最高,其次是风一段,风三段明显变差<sup>[12]</sup>;在洼陷中心区,含碱盐质泥岩有机质丰度高,生烃母质以疑似类杜氏藻为主<sup>[19-20]</sup>。疑似类杜氏藻是 $C_{28}$ 和 $C_{29}$ 甾烷、 $\beta$ -胡萝卜烷的主要来源<sup>[21]</sup>,其典型的生物标志物表现为高 $C_{28}/C_{29}$ 甾烷比值和高 $\beta$ -胡萝卜烷丰度<sup>[22-23]</sup>,风城组碱盐质烃源岩的 $C_{28}/C_{29}$ 甾烷比值高达0.6~1.1,平均0.8,远高于同时期的全球平均值(0.5)<sup>[24]</sup>。而洼陷斜坡区的云质泥岩相区带有机质丰度较高,生烃母质以蓝细菌为主<sup>[20]</sup>,蓝细菌的典型生物标志物为中链单甲基烷烃<sup>[25]</sup>。风城组云质烃源岩7-+8-单甲基十七烷/正构烷烃主峰比值为0.06~0.30,平均0.15<sup>[20]</sup>。

不同沉积环境的风城组烃源岩可划分为淡水—微咸水、半咸水和咸水3种类型(图3)。风三段主要发育较强陆源碎屑供给的淡水—微咸水环境烃源岩,岩性以泥岩为主,正构烷烃含量丰富,含有一定量 $\beta$ -胡萝卜烷,伽马蜡烷含量较低,伽马蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷比值为0.1~0.3。风一段和风二段表现为较强蒸发环境,陆源供给较弱,表现为长英质陆源碎屑和碱云质化学混合沉积特征<sup>[9,11-12]</sup>。其中,在湖盆洼陷沉积中心区域发育咸水环境碱盐质岩相烃源岩,其最典型的特征为姥鲛烷、植烷、 $\beta$ -胡萝卜烷和伽马蜡烷含量异常高;在湖盆斜坡区发育半咸水环境云质岩相烃源岩,姥鲛烷、植烷、 $\beta$ -胡

萝卜烷和伽马蜡烷含量均较高。

### 3 白垩系油气成藏特征

#### 3.1 油源分析

##### 3.1.1 原油物性特征

哈山地区侏罗系和白垩系原油物性具有“两高两低”的特点,即高密度、高黏度、低含蜡量和低含硫量。白垩系油层埋深一般为100~300 m。地面原油密度为0.967 3~0.970 4 g/cm<sup>3</sup>,平均0.968 9 g/cm<sup>3</sup>;地面原油黏度(80 °C)为2 700~3 364 mPa·s,平均3 032 mPa·s;凝固点为29~36 °C,平均32.5 °C;含硫量为0.30%~0.49%,平均0.40%。阿拉德油田西山窑组油层埋深一般为500~600 m,地面原油密度为0.974 8~0.984 6 g/cm<sup>3</sup>,平均0.979 7 g/cm<sup>3</sup>;地面原油黏度(80 °C)为4 112~4 903 mPa·s,平均4 507.5 mPa·s;凝固点为29~36 °C,平均32.5 °C;含硫量为0.26%~0.55%,平均0.41%。春晖油田八道湾组油层埋深一般为200~500 m,地面原油密度为0.970 4~0.991 5 g/cm<sup>3</sup>,平均0.980 0 g/cm<sup>3</sup>;地面原油黏度(80 °C)为4 801~16 676 mPa·s,平均6 745 mPa·s;凝固点为28~50 °C,平均42.8 °C;含硫量0.30%~0.48%,平均0.39%。白垩系与侏罗系八道湾组、西山窑组原油均属于低含硫超稠油。前人认为该地区原油稠化成因主要为生物降解作用,原油密度随埋藏变浅而增加<sup>[3]</sup>。相对而言,虽然白垩系油层埋藏浅,侏罗系油层埋藏相对较深,但白垩系原油密度和黏度相对较低,这反映出自垩系与侏罗系原油来源或成藏过程应存在一定差异。

##### 3.1.2 油源对比

侏罗系八道湾组、西山窑组和白垩系油层埋藏普遍较浅,油气充注成藏后均受不同程度的生物降解等次生作用的影响,饱和烃气相色谱正构烷烃碳

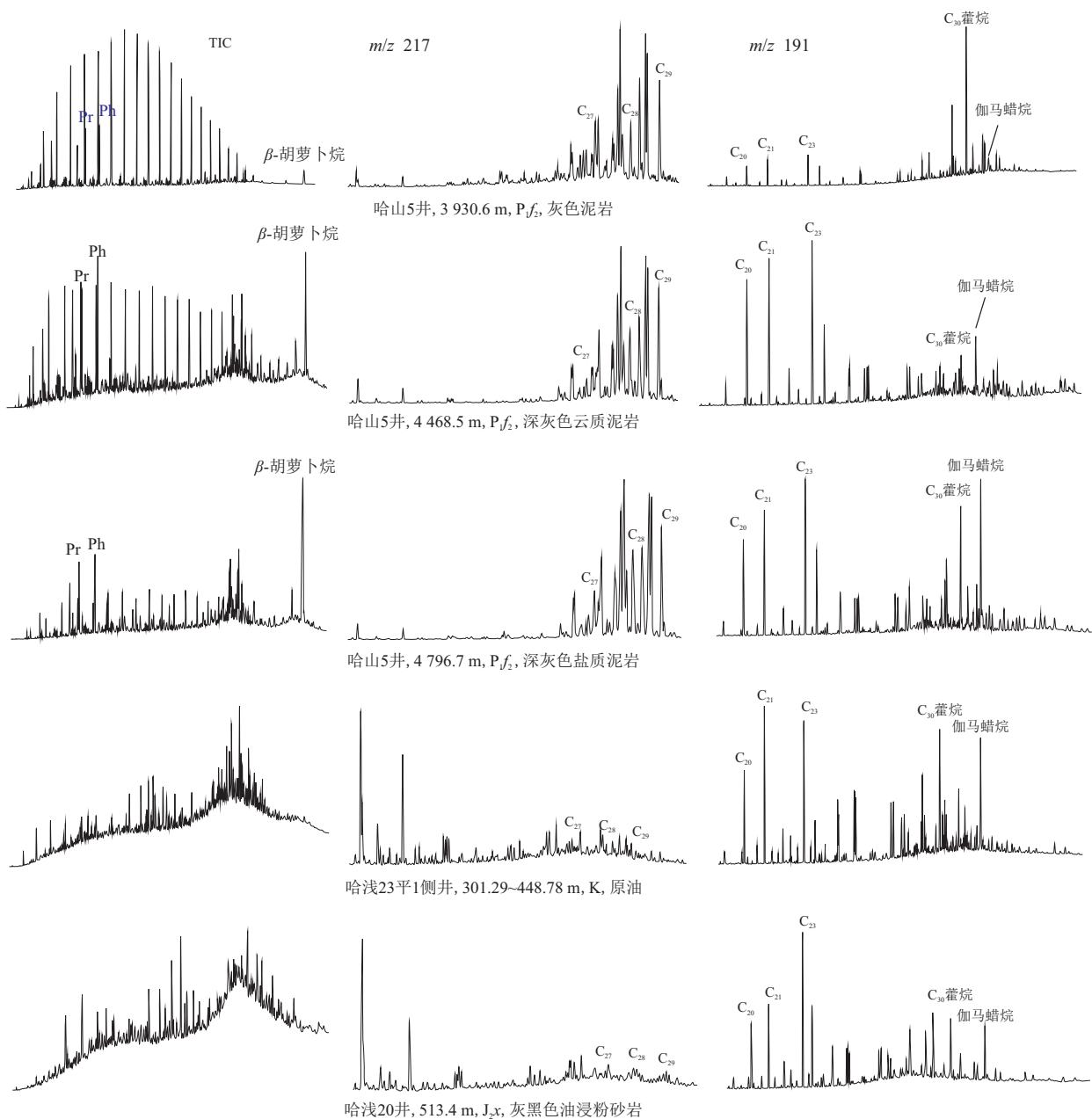


图 3 准噶尔盆地哈山地区侏罗系—白垩系原油与二叠系风城组烃源岩生物标志化合物谱图

Fig.3 Spectra of biomarker compounds in Permian Fengcheng Formation source rocks and Jurassic and Cretaceous crude oils in Hashan area, Junggar Basin

数分布极不完整,甚至缺失,基线呈明显的“ucm”鼓包。白垩系原油族组成具有高非烃和沥青质含量、低饱和烃和芳烃含量的“两高两低”特点。受生物降解作用的影响,饱和烃气相色谱正构烷烃、姥鲛烷、植烷、 $\beta$ -胡萝卜烷缺失;藿烷是抗生物降解能力较强的一类生物标志物,其中,三环藿烷和伽马蜡烷抗降解性尤为显著<sup>[26]</sup>,因此,原油中富含25-降藿烷系列化合物或25-降藿烷被降解而缺失,三环藿烷系列保存较好,C<sub>20</sub>、C<sub>21</sub>和C<sub>23</sub>三环二藿烷呈上升型分布,三环藿烷/17 $\alpha$ -藿烷比值为0.15~4.22,平均值为0.87,伽马蜡烷含量高,伽马

蜡烷/C<sub>30</sub>藿烷比值可达1.58~2.02,指示原油来源于咸水环境烃源岩;受生物降解影响,规则甾烷缺失;芳烃中三芴系列相对含量可以很好指示沉积环境的氧化还原性,白垩系原油硫芴/氧芴比值为0.16~1.91;原油(油砂)碳同位素值较轻, $\delta^{13}\text{C}$ 为-29.7‰~ -30.4‰,平均为-30.1‰,指示还原、半咸水—咸水沉积环境<sup>[21,27]</sup>。通过油源对比分析,原油来源于哈山洼陷碱盐质岩相区的风城组烃源岩。侏罗系原油与白垩系原油生物标志化合物特征相似,相对而言,侏罗系原油伽马蜡烷含量相对较低,指示原油来源于半咸水环境沉积的烃源岩。

综合分析认为,侏罗系原油主要来源于哈山洼陷和玛西洼陷斜坡云质岩相区的风城组烃源岩。

### 3.2 油气成藏期次

研究区包裹体主要赋存于方解石充填脉体、石英颗粒微裂缝或次生加大边中,呈带状、串珠状或孤立分布,形态包括椭圆形、四边形、不规则状,粒径多为 $3\text{ }\mu\text{m}\times 5\text{ }\mu\text{m}$ ,少数为 $5\text{ }\mu\text{m}\times 10\text{ }\mu\text{m}$ 。包裹体荧光特征显示,透射光下主要呈灰黑色、(黄)褐色,荧光照射下通常表现为黄绿色、黄色或蓝(白)色等(图4),代表了捕获的不同成熟度的包裹体。相态分析表明,液烃包裹体约占60%,气液烃包裹体约占25%,气烃包裹体约占15%。均一温度分析显示,均一温度分布范围较宽,主要介于60~130℃之间,白垩系烃类伴生盐水包裹体均一温度区间主要为110~140℃,呈单峰型,包裹体荧光为蓝色或蓝白色,表现为单期充注;侏罗系八道湾组和西山窑组烃类伴生盐水包裹体均一温度区间为80~110℃和120~140℃,具有双峰特点(图5),包裹体荧光主要为褐色或黄色,部分为蓝(白)色,表现为两期充注。通过三甲基萘指数(TNR1)换算哈山地区白垩系原油成熟度( $R_c$ )为1.21%~1.56%。分析认为,白垩系油藏主要为风城组烃源岩高成熟阶段生成油气充注的结果,而侏罗系原油主要为风城组烃源岩生成的成熟原油,后期混有少量高成熟原油。

油源对比及地质综合分析认为,白垩系原油主

要来自哈山推覆体下部哈山洼陷中心咸水碱盐质岩相烃源岩,为晚白垩世生成的高成熟油气;侏罗系原油主要来自哈山洼陷和玛西洼陷斜坡半咸水云质岩相烃源岩,为晚侏罗世成熟原油和晚白垩世高成熟原油两期混合的产物。

### 3.3 油气运移分馏特征

利用原油运移过程中的地质色层效应原理可以进行油气运移路径的示踪<sup>[28]</sup>。原油中不同构型的生物标志化合物、含氮化合物相对含量或参数比值的变化是油气运移路径示踪的有效指标。通过对哈山地区侏罗系和白垩系不同层段原油(油砂)的油气运移指标参数分析发现,两者的运移分馏特征具有明显差异。其中,春晖油田八道湾组原油运

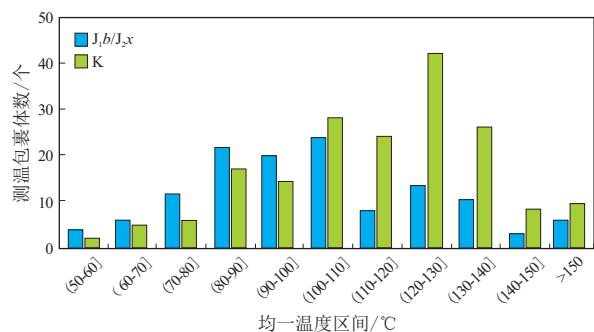


图5 准噶尔盆地哈山地区  
烃类伴生盐水包裹体均一温度直方图

Fig.5 Histograms of homogenization temperatures of hydrocarbon-associated type saltwater inclusions in Hashan area, Junggar Basin

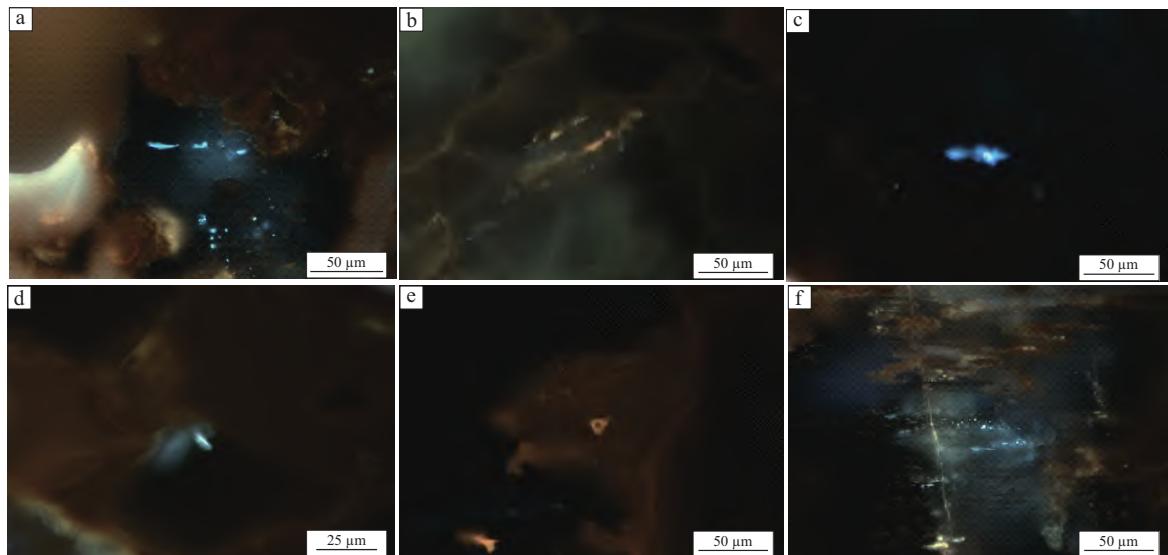


图4 准噶尔盆地哈山地区侏罗系、白垩系典型烃类包裹体镜下特征

a.哈浅2—浅2井,156.7 m,K<sub>1</sub>h,灰褐色细砂岩,矿物裂隙中蓝白色荧光包裹体;b.哈浅22—浅3井,805.1 m,J<sub>1</sub>b,灰色砂砾岩,矿物裂隙中黄褐色荧光包裹体,少量蓝白色荧光包裹体;c.哈浅21—浅8井,465.5 m,K<sub>1</sub>h,灰色砂砾岩,少量蓝白色荧光包裹体;d.哈浅23—浅9井,131.06 m,K<sub>1</sub>h,灰色细砂岩,少量蓝白色荧光包裹体;e.哈浅22—浅1井,634.1 m,J<sub>2</sub>x,灰色砂砾岩,少量黄褐色荧光包裹体;f.哈浅22—浅1井,648.2 m,J<sub>2</sub>x,灰色砂砾岩,少量黄色荧光包裹体和大量线状排列蓝色荧光包裹体。

Fig.4 Microscopic characteristics of typical hydrocarbon inclusions of Jurassic and Cretaceous in Hashan area, Junggar Basin

移分馏特征明显,指示其经过较长距离的运移,其次为阿拉德油田西山窑组原油,分馏特征较明显,表明其经过较长距离的运移,而白垩系原油分馏特征不明显,表明原油经过较短距离的运移(图 6)。一般而言,白垩系埋藏较侏罗系更浅,假如白垩系原油由侏罗系调整运移至白垩系,其原油运移分馏特征应更明显,而实际分析结果截然相反,这一现象表明侏罗系和白垩系原油经历了不同的运移路径。

### 3.4 油气输导体系

侏罗系原油表现为“断—毯”输导,毯缘构造

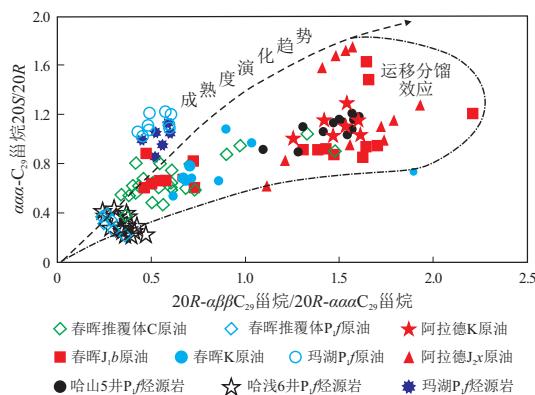


图 6 准噶尔盆地哈山地区不同层位原油运移分馏特征

Fig.6 Characteristics of oil migration and fractionation at different layers in Hashan area, Junggar Basin

高部位富集成藏的特征,白垩系原油表现为“垂向近源垂向输导成藏”的特征<sup>[29]</sup>。为了进一步揭示白垩系油气成藏规律,开展了砂体发育样式、断裂发育特征及其配置样式研究。

#### 3.4.1 砂体

研究区白垩系经历了扇三角洲至辫状河三角洲的沉积演化过程。沉积期古地形高差相对较小,物源供给能力及水动力条件相对较弱,沉积物粒度偏细,整体表现下粗上细的岩性组合特征,底部发育较厚层砂砾岩,向上逐渐过渡为细砂岩、粉砂岩夹泥岩、粉砂岩与泥岩互层。由于埋藏较浅,成岩作用较弱,原生孔隙发育,储集条件优越,孔隙度一般大于 20%,渗透率一般大于  $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。较八道湾组和西山窑组,白垩系砂体规模明显变小,砂体呈沿“沟槽”分布,单砂体厚度一般为 3~5 m,个别砂体厚度可达 10 m 以上(图 7)。砂体横向变化快,连通性较差,单层砂体延伸长度一般小于 2 km,在“沟槽区”各套砂体叠置连片分布。因此,白垩系砂体难以像侏罗系八道湾组砂体一样形成区域性的毯状砂体进行油气横向输导。

#### 3.4.2 断裂

区域上,准噶尔盆地西北缘走滑断层发育,比较典型的有大侏罗沟断层、黄羊泉断层、沥青村断

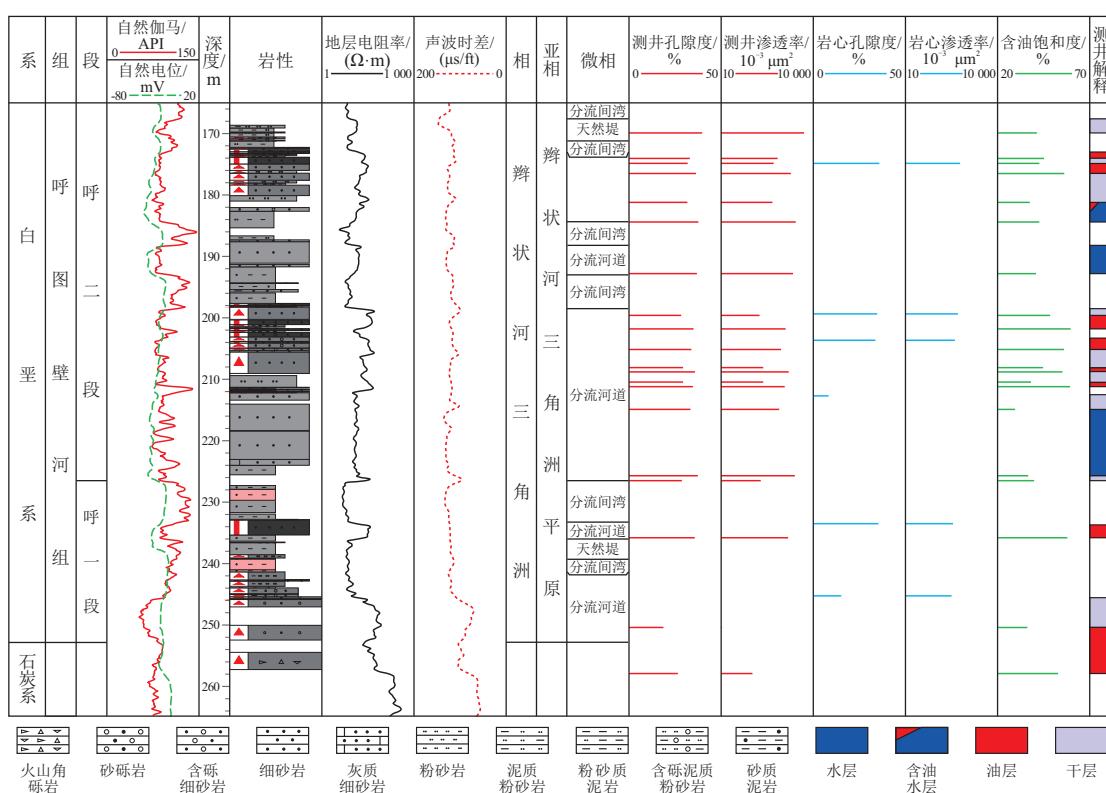


图 7 准噶尔盆地哈山地区哈浅 23—浅 49 井白垩系综合柱状图

Fig.7 Comprehensive histogram of Cretaceous in well Haqian 23—Qian 49 in Hashan area, Junggar Basin

层、风城断层、红旗坝断层等<sup>[30~32]</sup>。哈山地区的走滑断层由于规模相对较小,利用常规地震资料不易识别,因此,前期未开展详细研究。2024年新采集的哈山浅层高密度三维地震资料为走滑断层的识别刻画创造了有利条件,同时乌尔禾沥青村走滑断层野外露头和近期新钻探的哈浅23—浅20、哈浅23—浅34等钻遇走滑断层的地质浅井为走滑断层输导性研究提供了数据支持。哈山浅层高密度三维地震精细解释和相干属性分析识别出了哈浅23—浅34、哈浅23—浅20、北浅3、哈浅23—浅10、哈浅216—浅2、哈浅216等多条走滑断层(图8)。

研究认为,哈山地区白垩系走滑断层主要为哈山主要造山期(海西晚期、印支期)不同部位差异推覆形成的撕裂(走滑)断层<sup>[8,32]</sup>,后期受燕山期、喜马拉雅期构造运动的影响,复活继承性活动形成的雁列式展布的走滑断层。部分为晚白垩世—新生代印度板块与欧亚大陆碰撞远程效应造成盆地西北缘达尔布特断层左旋走滑伴生形成的走滑断层<sup>[31]</sup>,如乌尔禾沥青村走滑断裂。野外露头剖面分析显示,沥青村断裂带为左旋张扭性走滑断层,发育十余条不同级别的断层,整体形成一个向SE向散开、向NE向收敛的帚状断裂带<sup>[31]</sup>。沥青村断裂平面延伸长度为30~900 m,断面近于直立,倾角为80°~85°,其中规模相对较大的断层发育较完整的三元结构,即空腔、破碎带和诱导裂缝带<sup>[32]</sup>。储集空间内充填黑色沥青,沥青矿脉宽度一般为0.05~0.5 m,最宽可达2.0 m,矿脉两侧砂岩因沥青浸染形成黑色沥青砂岩,浸染宽度为0.5~1.5 m(图9),说明存在烃类的大规模运移。另外,哈山

地区新钻的地质浅井钻遇走滑断裂,哈浅23—浅20井在二叠系161.83~162.43 m井段砂砾岩中和哈浅23—浅34井在石炭系169.01~182.41 m井段火山角砾岩中均钻遇走滑断层伴生的大量诱导裂缝,裂缝近直立,沿裂缝充填稠油沥青(图9),与沥青村走滑断裂露头特征一致。野外露头和钻井岩心均证实走滑断层断裂带具有较好的油气输导性。走滑断层其深部可直接沟通哈山洼陷的风城组烃源岩,浅部可以贯穿白垩系不同延伸长度的砂体,构成油气垂向运移的高效输导通道。

### 3.4.3 不整合

在坳陷盆地或克拉通盆地,尤其是在海相地层中,不整合可作为油气长距离横向运移的重要通道。哈山地区处于准噶尔压扭性盆地边缘,白垩系沉积期表现为逐层超覆特征。钻井资料揭示,不整合之上的砂砾岩呈现“穿时性”,即单层砂砾岩平面上延伸距离有限,储集体物性分析认为,这些砂体物性相对较差,孔隙度一般为15.2%~19.6%,渗透率为 $(24.24 \sim 91.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,远低于哈山地区有效储层的物性下限(孔隙度32.8%,渗透率 $659 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )。因此,白垩系底部不整合之上砂砾岩难以作为油气长距离运移的通道。

## 4 油气成藏模式

基于前述哈山地区烃源岩、走滑断层及砂体等输导体系的综合研究,建立了该区白垩系“哈山洼陷近源垂向供烃,走滑断层—砂体联合输导”油气成藏模式。研究区发育多条呈北北西向或近南北向雁列式展布的走滑断层,其延伸方向与白垩系砂

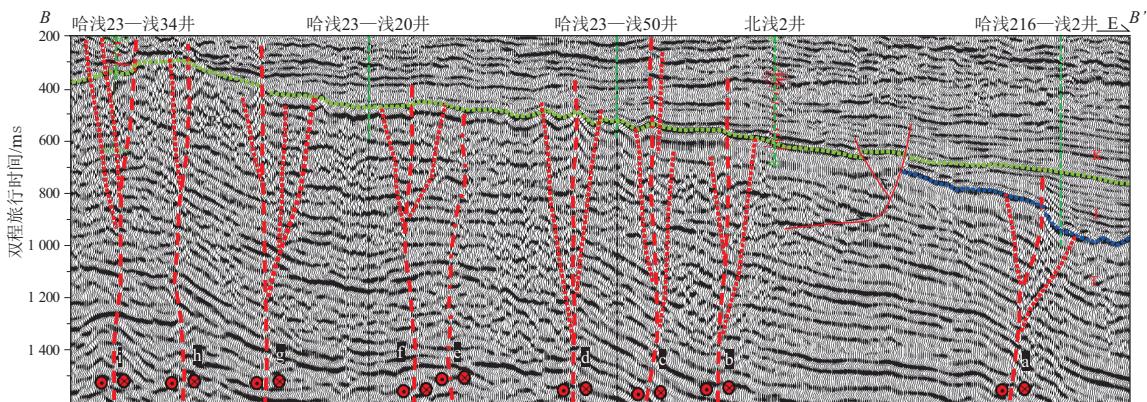


图8 准噶尔盆地哈山地区白垩系相干图(a)及浅层高密度三维区白垩系走滑断层(b)  
a.哈浅216走滑断裂;b.哈浅216走滑断裂;c.北浅2走滑断裂;d.夏12走滑断裂;e.哈浅23—浅58走滑断裂;f.哈浅23—浅10走滑断裂;g.北浅3走滑断裂;h.哈浅23—浅20走滑断裂;i.哈浅23—浅20走滑断裂。剖面位置见图1。

Fig.8 Coherent map of Cretaceous (a) and Cretaceous strike-slip faults in shallow high-density 3D area (b) of Hashan area, Junggar Basin

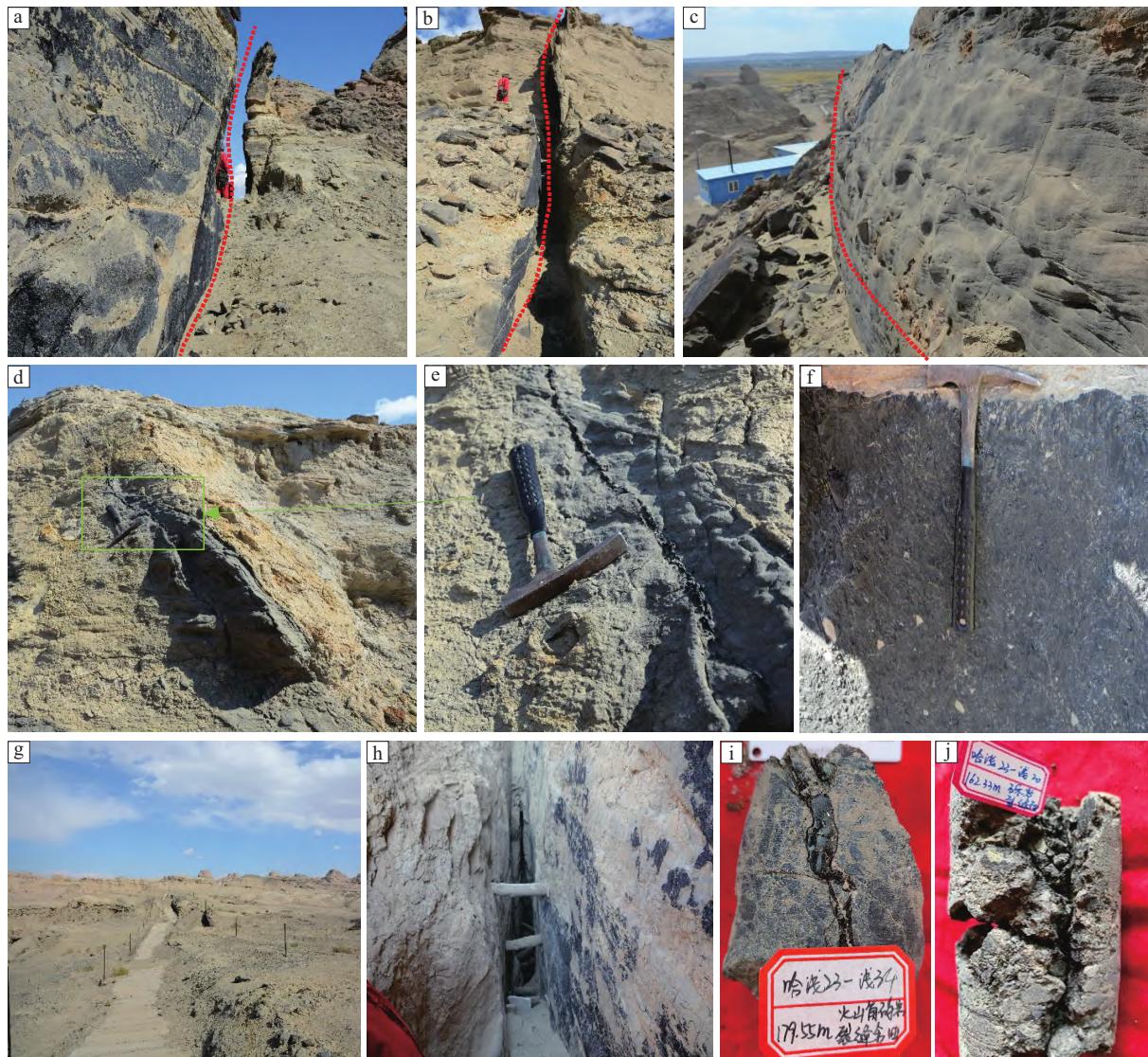


图 9 准噶尔盆地哈山地区浅钻井岩心及沥青带断层露头剖面走滑断层典型特征

a-c. 观察点 1、2、3, 走滑断层面波状弯曲; d. 观察点 4, 油气沿走滑断层及伴生裂缝充注运移; e. 观察点 4 局部放大, 沥青侵染带宽度为 30~50 cm, 伴生裂缝充填串珠状沥青脉以及原油侵染灰褐色沥青砂岩; f. 观察点 4, 走滑断层面沥青; g. 观察点 5, 走滑断层断裂带内沥青脉采完后断裂带空腔, 宽度为 1.5~2.0 m; h. 观察点 6, 走滑断层断裂带内沥青脉采完后断裂带空腔, 宽度为 50~60 cm; i. 哈浅 23—浅 34 井, 179.55 m, 走滑断层裂缝充填稠油; j. 哈浅 23—浅 20 井, 162.33 m, 走滑断层裂缝充填稠油。

Fig.9 Typical characteristics of strike-slip faults in shallow drilling cores and outcrops of Liqingcun faults in Hashan area, Junggar Basin

体延伸方向基本一致。因此,走滑断层可将延伸长度不同的各套砂体与推覆体下部风城组烃源岩有效沟通起来,构成了高效垂向输导通道,深部风城组烃源岩生成的油气通过走滑断层运移至白垩系各套砂体中,在砂体高部位聚集成藏,构成哈山地区白垩系油气藏“走滑断层—砂体联合输导”成藏模式(图 10)。该模式不同于哈山地区推覆体前翼的推覆冲断断层沟通侏罗系毯状砂体,与八道湾组和西山窑组厚层砂体形成“断—毯”输导配置样式,在毯状砂体高部位聚集形成的“断—毯”输导模式,是盆缘的一种新的油气成藏模式,主要受控于垂向输导体系和近源生烃灶,具有相对特殊的近

源垂向输导成藏特征。

研究认为,白垩系砂体发育受沉积古地貌控制,具有沿“沟槽”分布的特点。沿哈浅 2、重 29、重 30、重 6、哈浅 23—浅 10、哈浅 23—浅 3 等物源输入口形成多个“朵叶砂体”发育区。同时,走滑断层发育具有一定的继承性,对白垩系的古地貌有着重要的影响,在走滑断裂发育区往往形成“沟槽”,成为重要的物源输入口。走滑断层与“朵叶砂体”具有绝佳的先天性空间配置关系,因此,无论是厚砂体,还是薄砂体均可成藏。目前钻井揭示了清水河组一段、二段、三段,呼图壁河组一段、二段、三段和胜金口组一段 7 套主要含油层。区域

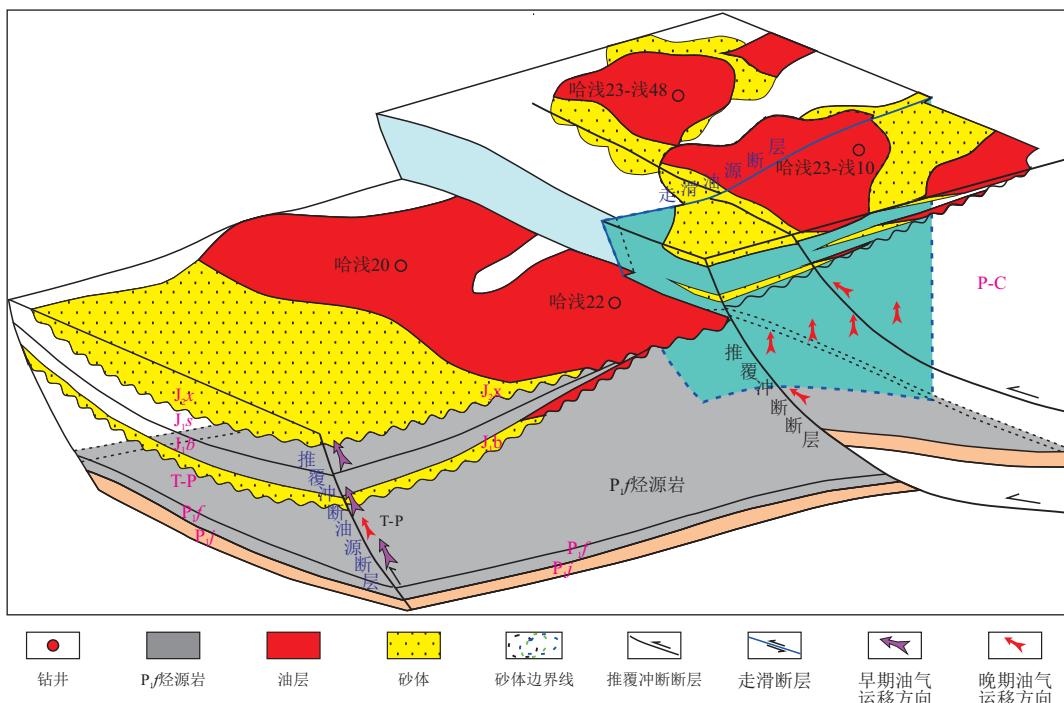


图 10 准噶尔盆地哈山地区侏罗系—白垩系油气成藏模式

Fig.10 Hydrocarbon accumulation model of Jurassic and Cretaceous in Hashan area, Junggar Basin

上,走滑断层与白垩系“朵叶砂体”形成良好“断—砂”配置,可形成多个规模油气聚集区,如春晖油田哈浅2井区、风城油田风重007井区、阿拉德油田哈浅23—浅34井区、哈浅23—浅10井区和哈浅24井区为有利勘探靶区。

哈山地区白垩系成藏模式中,走滑断层与“朵叶砂体”耦合配置为成藏关键,具备多层次、多区带规模聚集的有利条件。白垩系成藏新认识突破了以往认为的白垩系砂体薄,缺乏连通源储的有效断层,不能形成“断—毯”输导配置,不能大规模聚集成藏的传统认识束缚。转变勘探思路,白垩系由前期的兼探层转变为勘探目的层系,使得哈山超剥带的勘探目的层由少变多,预测油气聚集规模扩大,大大拓展了盆缘的勘探空间。这一认识有效指导了近期白垩系的勘探工作,取得了勘探新突破,发现了哈浅23—浅10、哈浅23—浅20、哈浅23—浅33等含油区块,近几年上报石油控制储量708万吨,同时,哈浅24井北—哈浅216井区作为勘探潜力区,预计储量规模可达4 500万吨。白垩系有望建成五千万吨级增储新阵地。

## 5 结论

(1) 准噶尔盆地西北缘哈山地区白垩系油气藏是一种新的油气成藏模式,该成藏模式与前期认为的侏罗系“断—毯”远源输导成藏模式不同。通

过精细油气源对比认为,白垩系油气来自近年来新发现的哈山洼陷碱盐质岩相区风城组烃源岩。野外露头及钻井取心中的沥青等证实,燕山期、喜马拉雅期活动的哈浅23—浅34等9条走滑断裂可作为垂向近源供烃通道。走滑断层与沿“沟槽”分布的白垩系朵页砂体联合输导油气,形成了白垩系油气藏的油气输导网络。结合油气成熟度和包裹体等分析,研究区白垩系油气以风城组烃源岩在白垩纪生成的高成熟油气为主。因此,哈山洼陷生烃潜力、走滑断层与“朵叶砂体”耦合配置为白垩系油藏富集的关键地质要素。

(2) 白垩系成藏新认识突破了白垩系砂体薄、缺乏连通源储的推覆冲断断裂体系输导、难以大规模聚集成藏的传统认识束缚。通过开展精细油气源对比、成熟度分析及包裹体成藏期次研究等,建立了晚期走滑断裂活动沟通下伏哈山洼陷烃源岩的垂向高效输导成藏模式。这一认识推动了白垩系油藏勘探由局部兼探向区域聚集区勘探的转变,大大拓展了白垩系的勘探空间。通过精细刻画走滑断层与白垩系“朵叶砂体”分布,在准噶尔西北缘哈山地区预测了多个规模油气聚集区。

### 利益冲突声明/Conflict of Interests

作者王斌是本刊主办单位员工,未参与本文的同行评审或决策。

Author WANG Bin is an employee of the sponsor of this journal. He did not take part in peer review or decision making of this article.

## 作者贡献/Authors' Contributions

曲彦胜、钟宁宁、王圣柱、王斌参与烃源岩特征和白垩系油源分析、油气输导体系研究；于洪洲完成油气成藏期次分析；周健、吴倩倩、鲁红利参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

QU Yansheng, ZHONG Ningning, WANG Shengzhu, and WANG Bin participated in the research on the characteristics of source rocks and the oil source analysis of the Cretaceous system, as well as the study of oil and gas migration systems. The analysis of oil and gas accumulation stages was completed by YU Hongzhou. The manuscript was drafted and revised by ZHOU Jian, WU Qianqian, and LU Hongli. All authors have read the final version of the paper and consented to its submission.

## 参考文献：

- [1] 王圣柱,张奎华,肖雄飞,等.准北缘哈山地区斜坡带网毯式油气成藏规律[J].西安石油大学学报(自然科学版),2012,27(6):19–24.  
WANG Shengzhu, ZHANG Kuihua, XIAO Xiongfei, et al. Study on meshwork-carpet hydrocarbon pool-forming features in Hashan area, the sloping zone, the northern border of Junggar Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2012, 27(6): 19–24.
- [2] 王圣柱,张奎华,金强.准噶尔盆地哈拉阿拉特山地区原油成因类型及风城组烃源岩的发现意义[J].天然气地球科学,2014,25(4):595–602.  
WANG Shengzhu, ZHANG Kuihua, JIN Qiang. The genetic types of crude oils and the petroleum geological significance of the Fengcheng Formation source rock in Hashan area, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(4): 595–602.
- [3] 王圣柱,林会喜,张奎华,等.准北缘哈山斜坡带侏罗系原油稠化机理及充注特征[J].天然气地球科学,2015,26(3):477–485.  
WANG Shengzhu, LIN Huixi, ZHANG Kuihua, et al. Formation mechanism and Hydrocarbon charging of Jurassic reservoirs in Hashan area northern sloping zone of Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(3): 477–485.
- [4] 王圣柱,吴倩倩,程世伟,等.准噶尔盆地北缘哈山构造带油气输导系统与运聚规律[J].沉积学报,2017,35(2):405–412.  
WANG Shengzhu, WU Qianqian, CHENG Shiwei, et al. Hydrocarbon transmission system and accumulation in Hala' alat Mountain structural belt in the northern margin of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(2): 405–412.
- [5] 鲁红利.准噶尔盆地哈山南缘浅层超剥带圈闭识别方法[J].新疆石油天然气,2013,9(1):12–16.  
LU Hongli. Method of trap identification in overlapping denudation belt of shallow layer of south Hashan Junggar Basin [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2013, 9(1): 12–16.
- [6] 赵永强,宋振响,王斌,等.准噶尔盆地油气资源潜力与中国石化常规—非常规油气一体化勘探策略[J].石油实验地质,2023,45(5):872–881.  
ZHAO Yongqiang, SONG Zhenxiang, WANG Bin, et al. Resource potential in Junggar Basin and SINOPEC's integrated exploration strategy for conventional and unconventional petroleum [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 872–881.
- [7] 周健,林承焰,刘惠民,等.准噶尔盆地哈山地区石炭系—二叠系火山岩储层发育机制研究[J].地学前缘,2024,31(2):327–342.  
ZHOU Jian, LIN Chengyan, LIU Huimin, et al. Mechanism of reservoir development in the Carboniferous–Permian volcanic rock reservoirs in Hala' alate Mountain area, Junggar Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(2): 327–342.
- [8] 薛雁,林会喜,张奎华,等.哈拉阿拉特山地区构造特征及成因机制模拟[J].大地构造与成矿学,2017,41(5):843–852.  
XUE Yan, LIN Huixi, ZHANG Kuihua, et al. Tectonic characteristics and genetic simulation of Hala' alate Mountain area [J]. Geotectonica et Metallogenesis, 2017, 41(5): 843–852.
- [9] 于洪洲,王越,周健,等.准噶尔盆地西北缘哈山地区二叠系风城组沉积体系[J].新疆石油地质,2022,43(4):396–403.  
YU Hongzhou, WANG Yue, ZHOU Jian, et al. Sedimentary system of Permian Fengcheng Formation in Hashan area in northwestern margin of Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(4): 396–403.
- [10] 张元元,曾宇舸,唐文斌.准噶尔盆地西北缘二叠纪原型盆地分析[J].石油科学通报,2021,6(3):333–343.  
ZHANG Yuanyuan, ZENG Yuke, TANG Wenbin. Permian attributes and tectonic evolution of the west Junggar Basin [J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(3): 333–343.
- [11] 张奎华,孙中良,张关龙,等.准噶尔盆地哈山地区下二叠统风城组泥页岩优势岩相与页岩油富集模式[J].石油实验地质,2023,45(4):593–605.  
ZHANG Kuihua, SUN Zhongliang, ZHANG Guanlong, et al. Shale dominant lithofacies and shale oil enrichment model of Lower Permian Fengcheng Formation in Hashan area, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 593–605.
- [12] 李振明,熊伟,王斌,等.准噶尔盆地哈山地区二叠系风城组细粒沉积特征与演化模式[J].石油实验地质,2023,45(4):693–704.  
LI Zhenming, XIONG Wei, WANG Bin, et al. Fine-grained sedimentary characteristics and evolution model of Permian Fengcheng Formation in Hashan area, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 693–704.
- [13] 张志杰,袁选俊,汪梦诗,等.准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J].石油勘探与开发,2018,45(6):972–984.  
ZHANG Zhijie, YUAN Xuanjun, WANG Mengshi, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 972–984.
- [14] 龚德瑜,刘泽阳,何文军,等.准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组有机质多元富集机制[J/OL].石油勘探与开发,2024-02-23. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2360.TE.20240222.2112.006.html>.  
GONG Deyu, LIU Zeyang, HE Wenjun, et al. Multiple enrichment mechanism of organic matter in the Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration

- and Development, 2024-02-23. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2360.TE.20240222.2112.006.html>.
- [15] 王小军,王婷婷,曹剑.玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J].新疆石油地质,2018,39(1):9-15.  
WANG Xiaojun, WANG Tingting, CAO Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline-lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39 (1): 9-15.
- [16] 支东明,曹剑,向宝力,等.玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J].新疆石油地质,2016,37(5):499-506.  
ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37 (5): 499-506.
- [17] 刘得光,周路,李世宏,等.玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J].沉积学报,2020,38(5):946-955.  
LIU Deguang, ZHOU Lu, LI Shihong, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38 (5): 946-955.
- [18] 龚德瑜,刘海磊,杨海波,等.准噶尔盆地风城组烃源岩生气潜力与天然气勘探领域[J].新疆石油地质,2022,43(6):674-683.  
GONG Deyu, LIU Hailei, YANG Haibo, et al. Gas generation potential of Fengcheng Formation source rocks and exploration fields in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43 (6): 674-683.
- [19] 谢媛,张华.准噶尔盆地玛页1井风城组生物标志化合物及其对古环境和生烃生物的指示[J].地球化学,2024,53(3):370-385.  
XIE Yuan, ZHANG Hua. Lipid biomarkers of the Fengcheng Formation from the Maye 1 borehole in the Junggar Basin and its indication of paleoenvironment and hydrocarbon-generating organisms [J]. Geochimica, 2024, 53 (3): 370-385.
- [20] 夏刘文,曹剑,边立曾,等.准噶尔盆地玛湖大油区二叠纪碱湖生物—环境协同演化及油源差异性[J].中国科学(地球科学),2022,52(4):732-746.  
XIA Liuwen, CAO Jian, BIAN Lizeng, et al. Co-evolution of paleoenvironment and bio-precursors in a Permian alkaline lake, Mahu mega-oil province, Junggar Basin: implications for oil sources [J]. Science China (Earth Sciences), 2022, 65 (3): 462-476.
- [21] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide [M]. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2004:700.
- [22] KODNER R B, PEARSON A, SUMMONS R E, et al. Sterols in red and green algae: quantification, phylogeny, and relevance for the interpretation of geologic steranes [J]. Geobiology, 2008, 6 (4): 411-420.
- [23] FRANCILLA M, TROTTA P, LUQUE R. Phytosterols from Dunaliella tertiolecta and Dunaliella salina: a potentially novel industrial application [J]. Bioresource Technology, 2010, 101 (11): 4144-4150.
- [24] SCHWARK L, EMPT P. Sterane biomarkers as indicators of Palaeozoic algal evolution and extinction events [J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2006, 240 (1/2): 225-236.
- [25] LUO Genming, HALLMANN C, XIE Shucheng, et al. Comparative microbial diversity and redox environments of black shale and stromatolite facies in the Mesoproterozoic Xiamaling Formation [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2015, 151: 150-167.
- [26] 王屿涛.准噶尔盆地西北缘稠油生物降解特征[J].沉积学报,1994,12(1):81-88.  
WANG Yutao. Characteristics of heavy oil biodegradation in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1994, 12 (1): 81-88.
- [27] MICHAEL MOLDOWAN J, SEIFERT W K, GALLEGOS E J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks [J]. AAPG Bulletin, 1985, 69 (8): 1255-1268.
- [28] 乔锦琪,刘洛夫,尚晓庆,等.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[J].矿物岩石地球化学通报,2023,42(1):107-121.  
QIAO Jinqi, LIU Luofu, SHANG Xiaoqing, et al. Application and effectiveness analysis of the hydrocarbon-migration tracing: a case study of hydrocarbons from the Jurassic Badaowan Formation of the Baijiahai high in the Junggar Basin, China [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2023, 42 (1): 107-121.
- [29] 张奎华.准噶尔盆地哈山斜坡带侏罗系沉积特征及成藏控制因素研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2014.  
ZHANG Kuihua. Study on depositional features and hydrocarbon accumulation control factors of Jurassic in Hashan slope belt of Junggar Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2014.
- [30] 张子隆,杨威,王千军,等.走滑断裂不同结构单元输导、运聚特性及其差异控藏模式:以准噶尔盆地乌尔禾沥青矿地层为例[J].断块油气田,2023,30(3):424-433.  
ZHANG Zilong, YANG Wei, WANG Qianjun, et al. Hydrocarbon transport and migration characteristics of different structural units of strike-slip fault system and their differential control on hydrocarbon accumulation patterns: a case study of bituminous vein area in Wuerhe, Junggar Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30 (3): 424-433.
- [31] 陈刚强,王学勇,刘海磊,等.准噶尔盆地乌尔禾沥青矿脉走滑断裂体系特征及形成机制[J].新疆地质,2019,37(4):520-524.  
CHEN Gangqiang, WANG Xueyong, LIU Hailei, et al. Strike-slip fault system characteristics and forming mechanisms of bituminous vein in Wuerhe, Junggar Basin [J]. Xinjiang Geology, 2019, 37 (4): 520-524.
- [32] 梁媛媛.准噶尔盆地西北缘走滑构造特征及其控藏作用研究[D].北京:中国石油大学(北京),2020.  
LIANG Yuanyuan. Strike-slip fault system at the northwestern margin of Junggar Basin and its relationship with hydrocarbon accumulation [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.

(编辑 黄娟)