

文章编号: 0253-2697(2015)07-0767-14 DOI:10.7623/syxb201507001

# 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律

## ——烃源岩地球化学特征与生烃史

陈建平<sup>1,2,3</sup> 王绪龙<sup>4</sup> 邓春萍<sup>1,2,3</sup> 赵喆<sup>1</sup> 倪云燕<sup>1,2,3</sup> 孙永革<sup>5</sup>  
杨海波<sup>4</sup> 王汇彤<sup>1,2,3</sup> 梁狄刚<sup>1,2,3</sup> 朱如凯<sup>1,2</sup> 彭希龄<sup>4</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 2. 提高石油采收率国家重点实验室 北京 100083;  
3. 中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室 北京 100083;  
4. 中国石油新疆油田公司 新疆克拉玛依 834000; 5. 浙江大学地球科学系 浙江杭州 310027)

**摘要:**准噶尔盆地南缘发育二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系5套可能的烃源岩,并在很多构造圈闭发现了不同物理化学性质的油气。长期以来对该地区有效烃源岩及所发现油气的来源存在很大争议。通过对南缘地区24条地面剖面及28口探井烃源岩岩心系统采样分析研究认为,不仅二叠系与侏罗系是南缘地区重要的烃源岩,三叠系是可能的烃源岩,白垩系与古近系也是非常重要的烃源岩。二叠系烃源岩有机质丰度很高、类型好,以I、II型有机质为主;三叠系与侏罗系烃源岩有机质丰度变化大,且类型较差,以II、III型有机质为主;白垩系和古近系烃源岩有机质丰度中等,但有机质类型好,以I、II型有机质为主。5套烃源岩目前成熟度差异较大,二叠系、三叠系、侏罗系烃源岩处于低成熟—高、过成熟阶段,白垩系烃源岩处于未成熟—高成熟阶段,古近系烃源岩处于未成熟—成熟演化阶段。5套烃源岩大量生烃时期明显不同:中二叠统烃源岩主要在晚侏罗世—古近纪,侏罗系在晚白垩世—新近纪;白垩系从始新世延续现今,在上新世初达到生油高峰;古近系中新世末期进入生油门限开始生油,目前仍未达生油高峰。白垩系在南缘中部地区为有效生烃源岩,古近系在南缘西部地区是有效的生油源岩。

**关键词:**准噶尔盆地;南缘;烃源岩;有机质丰度;有机质类型;有机质成熟度

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

## Geochemical features of source rocks in the southern margin, Junggar Basin, Northwestern China

Chen Jianping<sup>1,2,3</sup> Wang Xulong<sup>4</sup> Deng Chunping<sup>1,2,3</sup> Zhao Zhe<sup>1</sup> Ni Yunyan<sup>1,2,3</sup> Sun Yongge<sup>5</sup>  
Yang Haibo<sup>4</sup> Wang Huitong<sup>1,2,3</sup> Liang Digang<sup>1,2,3</sup> Zhu Rukai<sup>1,2</sup> Peng Xiling<sup>4</sup>

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China; 3. Key Laboratory of Petroleum Geochemistry of CNPC, Beijing 100083, China; 4. PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China; 5. Department of Earth Sciences, Zhejiang University, Zhejiang Hangzhou 310027, China)

**Abstract:** There are five sets of possible source rocks developed in the southern margin, Junggar Basin, i. e., Permian, Triassic, Jurassic, Cretaceous and Paleogene source rocks. Meanwhile, hydrocarbons with different physical and chemical properties are discovered in many structural traps. However, there always exists a great dispute on effective source rocks and source of the oil and gas discovered in research area. Based on systematic sampling analysis for cores of the source rocks from 24 field sections and 28 wells, this study found the important Permian and Jurassic source rocks, possible Triassic source rock, as well as the all-important Cretaceous and Paleogene source rocks. Permian source rock possesses high abundance and good type of organic matter, dominated by type I and II; Triassic and Jurassic source rocks have a great change in organic matter abundance, dominated by the poorer organic types of II and III; the Cretaceous and Paleogene source rocks have medium organic matter abundance, dominated by the good organic type of I and II. These source rocks have a significant difference in maturity; Permian, Triassic and Jurassic source rocks have been developing from the low-mature, to high- and post-mature stage; Cretaceous source rock has entered in immature-high mature stage, while the Paleogene source rock in immature-mature stage. There is also an obvious difference in the period when source rocks begin to generate a large amount of hydrocarbon. The major hydrocarbon generation stages of Middle Permian and Jurassic source rocks are Late Jurassic-Paleogene and Late Cretaceous-Neogene respectively. Cretaceous source rock has been generating hydrocarbon continuously from the Eocene until now, and reached a peak in the Early Pliocene; Paleogene source rock entered into oil genera-

**基金项目:**中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(06-01A-01-02、2011A-0201、2014A-0211)资助。

**第一作者及通信作者:**陈建平,男,1962年10月生,1983年获山东矿业学院学士学位,2003年获中国矿业大学(北京)博士学位,现为中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师、中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室副主任,主要从事油气地球化学研究工作。Email:chenjp@petrochina.com.cn

tion threshold in the Late Miocene, but has not reached the oil generation peak so far. The effective Cretaceous source rock is distributed in the middle of southern margin, whereas the effective Paleogene source rock is developed in the west of southern margin.

**Key words:** Junggar Basin, southern margin, source rock, organic matter abundance, organic matter type, organic matter maturity

引用:陈建平,王绪龙,邓春萍,赵喆,倪云燕,孙永革,杨海波,王汇彤,梁狄刚,朱如凯,彭希龄.准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——烃源岩地球化学特征与生烃史[J].石油学报,2015,36(7):767-780.

Cite :Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Sun Yongge, Yang Haibo, Wang Huitong, Liang Digang, Zhu Rukai, Peng Xiling. Geochemical features of source rocks in the southern margin, Junggar Basin, Northwestern China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 767-780.

### 1 存在的问题

准噶尔盆地南缘是指盆地南部拗陷带(图1),发育有二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系5套可能的烃源岩,是准噶尔盆地中烃源岩层系最多的地区<sup>[1]</sup>。同时,南缘地区构造十分复杂,背斜圈闭众多<sup>[2-7]</sup>,并在很多圈闭中均发现了油气<sup>[8,9]</sup>。但是,到目前为止还没有发现大油气田,与其发育多套烃源岩的物质基础不相匹配。这一方面意味着该地区仍然具有很大的油气勘探潜力,但同时也意味着还有很多石油地质问题需要深入研究,其中关于有效烃源岩及其生烃潜力问题,尤其是白垩系与古近系是否是有效烃源岩的问题,即是长期存在很大争议的石油地质与地球化学基础问题。

有学者认为南缘地区存在二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系5套烃源岩,分布于不同的区域<sup>[2,4,8-11]</sup>;也有学者认为南缘地区有效的烃源岩只有二叠系、侏罗系2套或者二叠系、侏罗系及古近系3套

烃源岩<sup>[12-15]</sup>;还有学者认为主要的烃源岩为侏罗系,其次是白垩系和古近系,二叠系可能不是主要的烃源岩<sup>[16]</sup>。产生争议的主要原因是南缘地区地质构造复杂,地层埋藏很深,而且地温梯度低<sup>[17,18]</sup>,钻井揭露烃源岩很少,难以直接评价烃源岩的有效性或者未达到成熟生烃阶段;其次南缘地区很多背斜构造多层系含油及原油物理化学性质的差异性形成了十分复杂的油-源关系<sup>[2,4,9,11,15,19-24]</sup>,难以确定究竟那套烃源岩生成了油气。

为了深入认识该地区烃源岩的有效性及其生烃潜力,笔者对南缘地区24条地面剖面及28口探井烃源岩岩心进行了系统采样分析。在此基础上深入研究了南缘地区5套烃源岩的分布、有机质丰度、类型与成熟度等地球化学特征,尤其针对白垩系与古近系烃源岩进行更深入的研究。结果表明,不仅二叠系、侏罗系是南缘地区重要的烃源岩,白垩系和古近系也是南缘地区非常重要的烃源岩,尤其在南缘中西部地区已经达到了生成大量原油的热成熟度,也是有效烃源岩。

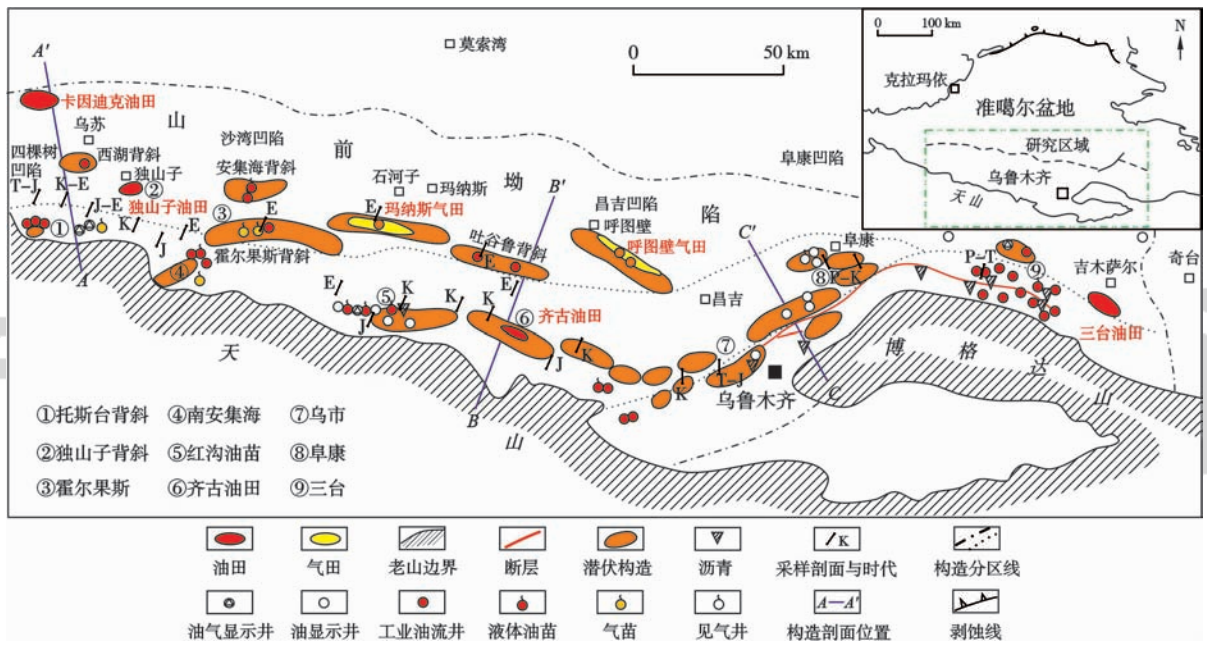


图1 准噶尔盆地南缘构造圈闭、油气田分布、地面露头采样及构造剖面位置

Fig. 1 Distribution of the anticline traps, oil and gas fields/seeps and location of outcrop samples and structure section in the southern margin, Junggar Basin

## 2 基本地质背景

### 2.1 构造地质背景

准噶尔盆地南缘东起阜康断裂带,西至四棵树凹陷,北与昌吉凹陷相接,南邻北天山,东西长 500km,南北宽 40~60 km,面积为  $2.1 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,构造位置属于北天山山前拗陷(图 1)。南缘是准噶尔盆地最年轻也是最复杂的褶皱带,是经历 3 个构造期(晚海西期、印支—燕山期、喜马拉雅期)发展起来的次一级构造单元,现今构

造呈现“东西分段、南北分带”的面貌<sup>[3,4,6,7]</sup>。根据构造形成机理及构造样式,可将其进一步划分为 4 个二级构造单元:四棵树凹陷、山前断褶带、昌吉凹陷、阜康断裂带(图 1),其中:山前断褶带由南向北又可划分为山前推举带(第 1 排构造)、凹中背斜带(第 2 排构造)和凹边背斜带(第 3 排构造)(图 2)。根据构造特点与差异性,本文将盆地南缘分为西、中、东 3 段讨论,独山子以西为西段,独山子到乌鲁木齐为中段,乌鲁木齐以东为东段。

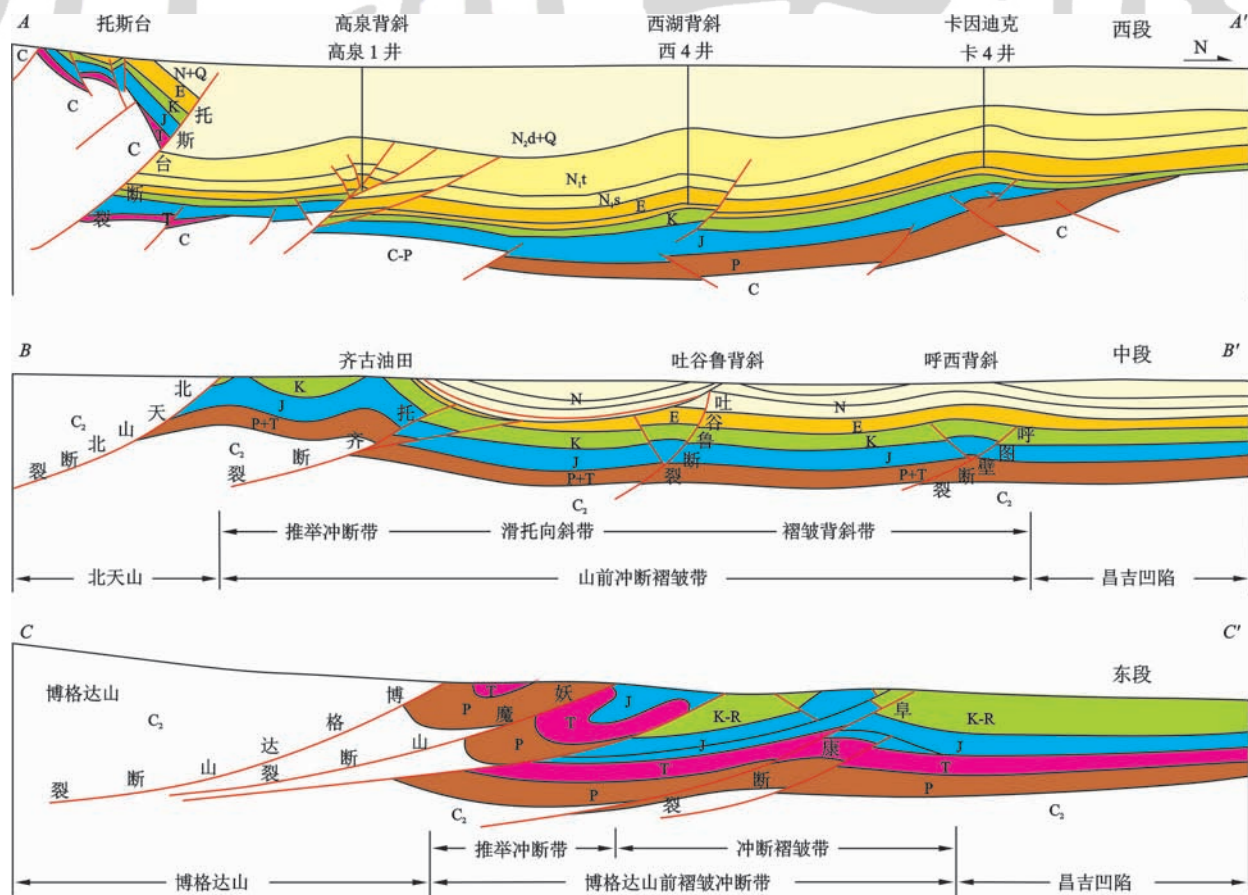


图 2 准噶尔盆地南缘不同位置南北向构造剖面(剖面位置见图 1)

Fig. 2 Structure sections in the different parts of the southern margin, Junggar Basin (locations see Fig. 1)

### 2.2 沉积地层

准噶尔盆地南缘地区发育有二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和第四系 6 套沉积地层,自二叠纪以来地层持续性沉积,最大沉积厚度达 15 km,一般厚度也在 10 km 以上<sup>[1]</sup>。可能的烃源岩层系有二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系 5 套,是盆地中发育生油岩层系最多的地区(图 3)。

准噶尔盆地二叠系为一套残留局限海湾—潟湖—内陆湖相沉积<sup>[1,12,25-28]</sup>。其南缘地区下二叠统主要为一套绿灰色凝灰质、钙质砂砾岩、砂岩与粉砂岩交互层沉积,厚 1 600~3 300 m。中二叠统下部主

要为灰绿色、暗红色砂砾岩、砂岩、粉砂岩夹泥岩沉积,厚 1 500~3 000 m。中二叠统芦苇沟组( $P_2l$ )下段主要为砂岩、粉砂质泥岩与薄—中厚层油页岩的交互层沉积,厚 416~616 m;上段为灰黑色油页岩、粉砂质页岩夹薄—中层砂质白云岩、白云质灰岩、粉砂岩沉积,厚 250~1 000 m。中二叠统红雁池组( $P_2h$ )主要为绿灰色、灰黑色泥岩、粉砂质碳质页岩夹薄层泥灰岩沉积,厚 0~733 m。上二叠统泉子街组为山麓洪积扇的碎屑流堆积或河流相沉积,厚 137~372 m;梧桐沟组主要为灰绿色砂砾岩、砂质泥岩、碳质泥岩和薄煤线互层沉积,厚 155~414 m。

界	系	统	组	厚度/m	生	储	盖	
新生界 Kz	第四系	更新统	西域组 Q <sub>x</sub>	350~2 046				
		新近系 N	上新统	独山子 N <sub>1d</sub>	207~1 996			
	中新统		塔西河组 N <sub>1t</sub>	100~320				
		沙湾组 N <sub>1s</sub>	150~500					
	古近系 E	始-渐新统	安集海河组 E <sub>2-3a</sub>	44~800				
		古-始新统	紫泥泉子组 E <sub>1-2z</sub>	15~855				
中生界 Mz	白垩系 K	上统	东沟组 K <sub>2d</sub>	46~813				
			连木沁组 K <sub>1l</sub>	22~509				
		下统	胜金口组 K <sub>1s</sub>	22~139				
			呼图壁河组 K <sub>1h</sub>	20~136				
			清水河组 K <sub>1q</sub>	20~180				
	侏罗系 J	上统	喀拉扎组 J <sub>1k</sub>	50~800				
			齐古组 J <sub>1q</sub>	144~683				
		中统	头屯河组 J <sub>1t</sub>	200~645				
			西山窑组 J <sub>1x</sub>	137~980				
		下统	三工河组 J <sub>1s</sub>	148~882				
			八道湾组 J <sub>1b</sub>	100~625				
	三叠系 T	上统	郝家沟组 T <sub>1hj</sub>	0~217				
			黄山街组 T <sub>1h</sub>	123~240				
		中统	克拉玛依组 T <sub>2k</sub>	250~450				
			烧房沟组 T <sub>1s</sub>	109~376				
			韭菜园子组 T <sub>1j</sub>	30~269				
	古生界 Pz	二叠系 P	上统	梧桐沟组 P <sub>1wt</sub>	155~314			
				泉水街组 P <sub>1q</sub>	137~372			
			中统	红雁池组 P <sub>1h</sub>	0~733			
				芦苇沟组 P <sub>1l</sub>	223~1 300			
井井子沟组 P <sub>1j</sub>				319~1 654				
乌拉泊组 P <sub>1w</sub>				430~1 700				
下统		塔什库拉组 P <sub>1t</sub>	1 102~2 593					
		石人子沟组 P <sub>1s</sub>	446~770					
石炭系 C		上统	奥尔图组 C <sub>2a</sub>	175~228				
			祁加沟组 C <sub>2q</sub>	284~318				
	博格达组 C <sub>2b</sub>							

图3 准噶尔盆地南缘地区地层及烃源岩分布柱状图

Fig. 3 Stratigraphic column and the occurrence of source rock in the southern margin, Junggar Basin

下三叠统主要为山麓相棕红色、紫红色、灰绿色砾岩、砂岩、泥岩沉积,厚 30~700 m<sup>[1]</sup>。中三叠统主要为灰绿色细粒杂砂岩、含砾粗砂岩、砾岩和灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩交互层夹煤线、薄层泥灰岩、砂岩沉积,厚 150~650 m。上三叠统下部主要为灰色泥岩夹薄层状细砂岩、砂岩、泥灰岩沉积,为三叠纪最大水进时期的较深水广湖沉积,局部夹有沼泽相的碳质泥岩薄层和薄煤线,厚 250~442m;上部为滨湖沼泽和三角洲相沉积,残厚 20~370 m。

侏罗系是准噶尔盆地最发育的地层单元之一,遍布全盆地<sup>[1,29]</sup>。中下侏罗统是一套以河沼相、湖沼相沉积交替出现的含煤建造,最大厚度近 3 000 m,包括八道湾组、三工河组、西山窑组和头屯河组,基本上为一套灰绿色、灰黑色沉积。上侏罗统为红色建造,

厚 0~350 m。

白垩系在盆地内其岩性、岩相、厚度变化都不大,主要是杂色砂、泥岩建造<sup>[1]</sup>。下白垩统广布于全盆地,是一套以泥质岩为主的湖相和湖沼相沉积<sup>[14]</sup>,盆地南缘最发育,最厚达 1 600 m。上白垩统主要为山麓河流相粗碎屑沉积,厚 80~800 m。

新生界很发育,主要为陆相碎屑沉积,盆地北部厚度小而南缘厚度巨大<sup>[1]</sup>。古新统一始新统紫泥泉子组厚 15~855 m,主要为暗红色、棕红色泥岩,砂质泥岩,局部夹薄层石膏和膏泥岩;始新统一渐新统安集海河组厚 44~800 m,为较稳定的浅湖—深湖相泥质沉积<sup>[14]</sup>;渐新统一上新统以浅水湖沼相暗棕红色泥岩、砂质泥岩及河流相浅黄色、褐黄色砂砾岩为主,纵向和横向变化都很大。

### 3 南缘地区烃源岩分布

#### 3.1 以往对烃源岩分布的认识

以往研究表明,南缘地区存在二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系 5 套可能的烃源岩,分布于不同区域<sup>[2,4,10,30]</sup>,其中二叠系、三叠系烃源岩主要分布在南缘东段和中段东部,侏罗系主要分布于南缘中段和西段,白垩系烃源岩主要分布在霍尔果斯—玛纳斯—吐谷鲁地区,古近系烃源岩主要分布在四棵树凹陷。然而,也有学者认为南缘地区虽然有 5 套可能的烃源岩,但有效的烃源岩只有二叠系、侏罗系 2 套或者二叠系、侏罗系及古近系 3 套烃源岩<sup>[12,13,15,31]</sup>,或者主要的烃源岩为侏罗系,其次是白垩系和古近系,二叠系可能不是主要的烃源岩<sup>[16]</sup>。

#### 3.2 南缘地区烃源岩分布特征

通过对南缘地区东至大黄山、西至阿尔钦沟 24 条地面剖面系统采样分析以及南缘地区 28 口钻揭不同时代烃源岩探井岩心样品的分析,结合地震勘探解释资料(图 2)以及南缘很多个构造所发现原油—源精细对比的结果<sup>[8,9]</sup>,南缘地区不同层系烃源岩的分布范围有较大变化(图 4)。

二叠系烃源岩不仅仅发育在南缘东段,在南缘中部也有发育,在西部可至独山子、西湖地区。独山子油田存在来源于二叠系的原油<sup>[8,9]</sup>充分表明在南缘西段也有二叠系烃源岩分布。南缘地区二叠系烃源岩的厚度一般在 50~250 m<sup>[9,10]</sup>,东部博格达山前芦苇沟组烃源岩最厚达 600 m 以上<sup>[28,32]</sup>。

三叠系烃源岩在南缘地区的分布尚不很清楚,除了以往认为在南缘中部及东部阜康凹陷存在三叠系烃源岩外<sup>[9,33-35]</sup>,在南缘中西部也存在三叠系烃源岩。例如,南安 1 井中上三叠统有 400 m 以上泥岩的有机碳含量在 1.0% 以上<sup>[36]</sup>;托斯台剖面也发育有机碳在

1.0%以上的三叠系烃源岩。因此,在南缘地区三叠系烃源岩也可能广泛分布。

南缘地区是侏罗系沉积中心<sup>[29,37,38]</sup>,侏罗系烃源岩分布广泛,从东部推覆带至西部四棵树凹陷均有侏罗系烃源岩分布。下侏罗统八道湾组暗色泥岩厚度一般为200~300 m,碳质泥岩厚1~10 m,煤层厚5~60 m;三工河组暗色泥岩厚50~300 m;中侏罗统西山窑组暗色泥岩厚度一般在75~150 m,碳质泥岩厚2~15 m,煤的厚度在5~30 m<sup>[9]</sup>。古牧地、齐古油田、卡因迪克油田均有侏罗系来源的原油<sup>[8-10,16,30,37-42]</sup>,充分证实了南缘地区侏罗系烃源岩的广泛存在。

白垩系清水河组广泛分布于南缘地区,不仅分布于

以往认识的霍尔果斯-玛纳斯-吐谷鲁地区,向东可延伸至呼图壁、昌吉地区,甚至达阜康地区;向西则可达四棵树凹陷,北部则可达莫索湾凸起以北;南部在清水河露头剖面有良好烃源岩出露。四参1井、盆参2井及清水河剖面均发育有机碳含量在1.0%以上的烃源岩。清水河组烃源岩的厚度一般在50~250 m,南缘中部一般在150~250 m。但是,呼图壁—昌吉以东地区地面剖面泥岩有机碳含量较低,属于非烃源岩;莫索湾等北部地区及盆地南缘地区等白垩系成熟度低,属于非有效烃源岩。南缘中部安集海至呼图壁背斜均有来自白垩系的原油<sup>[8,9]</sup>,充分表明白垩系清水河组有效烃源岩主要分布在南缘中段地区。

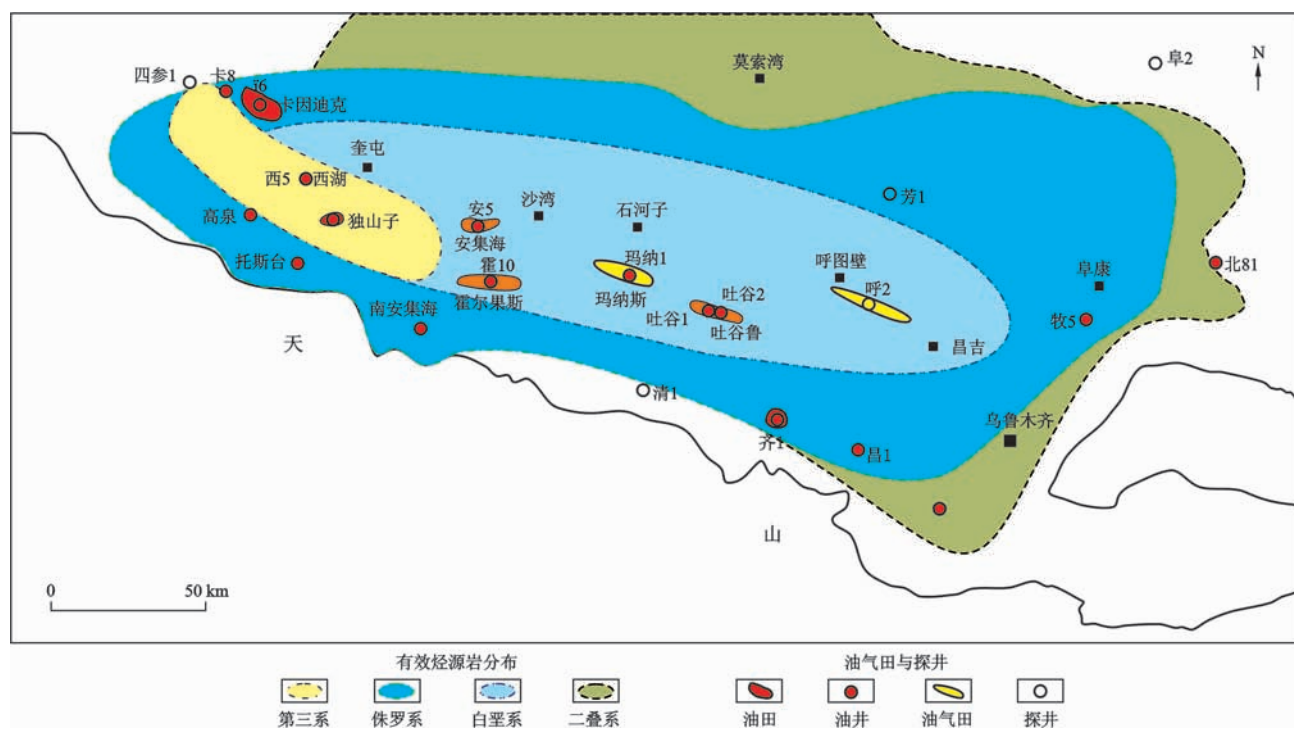


图4 准噶尔盆地南缘地区不同时代有效烃源岩分布

Fig. 4 Distribution of effective source rocks developed in different geological ages in the southern margin, Junggar Basin

古近系沉积地层虽然遍布南缘地区,但达到烃源岩有机质丰度下限的烃源岩主要分布在南缘西段,中段西部可能有少量分布,其分布范围与以往认识变化不大。烃源岩的厚度一般在50~200 m。南缘西段广泛存在来自古近系安集海河组的原油<sup>[8,9]</sup>,充分表明西部是古近系烃源岩主要分布区。

由此可见,准噶尔盆地南缘地区总体上存在5套烃源岩,但在不同的区域有差异,南缘中部地区烃源岩层系最多可达5套,东部和西部是2~4套。

#### 4 烃源岩基本地球化学特征

准噶尔盆地南缘地区发育了二叠系、三叠系、侏罗

系、白垩系和古近系5套烃源岩,其中二叠系、中下侏罗统(八道湾组、三工河组、西山窑组)、下白垩统清水河组、古近系安集海河组是主要的烃源层(表1),其为南缘地区丰富的油气资源奠定了物质基础。

众所周知,二叠系、侏罗系是准噶尔盆地2套主要的烃源岩,以往也已有很多研究<sup>[9]</sup>;三叠系烃源岩在南缘出露及钻井揭示很少<sup>[35,36]</sup>,可获得的样品相对比较少,而白垩系与古近系是否是南缘地区有效烃源岩的问题一直是存在很大争议的石油地质与地球化学基础问题。因此,本文仅仅简要讨论二叠系、侏罗系及三叠系烃源岩的基本地球化学特征,而将讨论的重点放在白垩系和古近系烃源岩地球化学特征及其生烃的有效

性问题方面。

#### 4.1 二叠系烃源岩

准噶尔盆地二叠系为深湖-半深湖相沉积,是该盆地最主要的烃源岩<sup>[9,12,25,26]</sup>。南缘地区除西段四棵树凹陷外一般均有二叠系烃源岩分布(图3),是一套有机质丰度很高的优质烃源岩<sup>[8,9,25,27,28,37,43,44]</sup>。根据对南缘中东部190个芦草沟组烃源岩样品统计(表1,图5),有机碳含量在0.50%~34.27%,平均达到6.60%,92%的样品有机碳含量大于2.0%;热解生烃

潜量为0.40~226.43 mg/g,平均达到36.99 mg/g,87%的样品在6.0 mg/g以上。无论是有机碳含量还是热解生烃潜量,芦草沟组烃源岩是该盆地二叠系烃源岩中最高的。

芦草沟组烃源岩干酪根H/C原子比主要在0.9~1.4,热解氢指数主要分布200~900 mg/g TOC,干酪根镜检表明腐泥无定型和藻类体是主要的有机质、含量在60%~75%<sup>[9,27,28,37,43,44]</sup>,显然以腐泥型(I型)和腐殖-腐泥型(II<sub>1</sub>)有机质为主。

表1 准噶尔盆地南缘地区不同层位烃源岩有机质丰度统计

Table 1 Statistics of organic matter content of source rocks of different geological ages in the southern margin, Junggar Basin

层系	层位	岩性	有机碳/%		有机碳>0.5/%		生烃潜量/(mg·g <sup>-1</sup> )		氯仿沥青A/%		总烃/%	
			范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
古近系	E <sub>2-3a</sub>	泥岩	0.06~7.55	0.89/317	0.51~7.55	1.08/239	0.03~70.67	4.18/236	0.03~4.88	0.70/21	0.01~2.77	0.3/21
白垩系	K <sub>1q</sub>	泥岩	0.06~1.81	0.43/171	0.50~1.81	0.92/43	0.11~10.71	1.74/42	0.14~1.14	0.43/11	0.02~0.67	0.20/11
	J <sub>2x</sub>	泥岩	0.40~5.11	1.86/23	0.52~5.11	1.81/18	0.13~9.86	2.81/18	0.30~1.48	0.74/4	0.20~0.97	0.47/4
	J <sub>1s</sub>	泥岩	0.46~3.51	1.26/53	0.53~3.51	1.29/51	0.04~9.00	1.90/35	0.04~2.28	0.56/5	0.02~0.52	0.18/5
侏罗系	J <sub>1b</sub>	泥岩	0.43~5.86	1.72/68	0.50~5.86	1.85/59	0.08~29.67	3.48/50	0.31~0.79	0.60/3	0.13~0.54	0.29/3
	J <sub>1b</sub> -J <sub>2x</sub>	碳质泥岩	6.60~39.96	19.43/26	6.6~39.96	19.43/26	6.50~127.42	37.11/20	-	-	-	-
	J <sub>2x</sub>	煤	15.7~79.9	56.6/23	15.7~79.9	56.6/23	7.38~98.4	68.9/4	5.19~9.23	6.94/3	2.54~5.15	3.56/3
	J <sub>1b</sub>	煤	15.1~91.9	50.1/13	15.1~91.9	50.1/13	29.6~189.2	94.2/6	-	28.5/1	-	9.43/1
三叠系	T <sub>3h</sub>	泥岩	0.40~8.38	1.78/83	0.50~8.38	1.80/79	0.08~17.94	2.84/83	0.04~2.94	1.01/4	0.01~0.22	0.08/4
二叠系	P <sub>2l</sub>	泥岩	0.50~34.27	6.60/190	0.50~34.27	6.60/190	0.40~226.43	36.99/190	2.41~6.55	4.48/2	1.24~4.93	3.09/2

注:“-”之后为样品数量。

南缘地区出露及目前钻遇二叠系烃源岩的探井主要分布在中段边缘乌鲁木齐山前,其中妖魔山露头剖面芦草沟组油页岩目前处于低成熟阶段<sup>[9,28,37]</sup>;小渠子地区小1井、小3井芦草沟组泥岩干酪根镜质体反射率在0.5%~0.75%。在南部坳陷中没有钻井揭示二叠系烃源岩,但按照目前其上万米的埋藏深度与地温梯度<sup>[17,18]</sup>来推测,其应该处于高一过成熟演化阶段。

#### 4.2 三叠系烃源岩

南缘地区三叠系烃源岩主要发育于上三叠统黄山街组,是一套黑色泥岩夹碳质泥岩互层沉积<sup>[8,9,35,36]</sup>,有机质丰度与生烃潜力明显低于二叠系烃源岩(表1)。据南缘中东部83个泥岩统计(表1,图5),有机碳含量在0.50%~8.38%,平均1.78%;热解生烃潜量0.08~17.94 mg/g,平均为2.84 mg/g;氯仿沥青“A”与总烃分别为1.01‰和0.08‰。三叠系烃源岩干酪根显微组分组成变化很大,多数地区以镜质组和惰质组为主,有一定数量的壳质组,腐泥组的含量相对较低,但东部地区也有以腐泥组为主的烃源岩;干酪根H/C原子比均小于1.2,90%样品的热解氢指数在200 mg/g TOC以下,有机质以II<sub>2</sub>型和III型为主,但在东部存在I、II型有机质烃源岩<sup>[8,9,33-36]</sup>。南缘地区露头剖面及探井中三叠系干酪根镜质组反射率在0.6%~0.75%,热解T<sub>max</sub>值均在440~446℃,主要处于低成熟演化阶段,但在坳陷中埋藏深度达到9000 m以上,

推测应该处于成熟-高成熟甚至过成熟演化阶段。

#### 4.3 侏罗系烃源岩

侏罗系广泛分布于南缘地区(图2、图4),纵向上厚度也很大,主要是一套黑色泥岩夹碳质泥岩与灰绿色砂岩互层,属于辫状河-三角洲-湖沼相含煤沉积<sup>[9,29,45]</sup>,烃源岩主要发育于中侏罗统西山窑组和下侏罗统三工河组与八道湾组。

##### 4.3.1 侏罗系烃源岩有机质丰度

总体上,中下侏罗统泥岩的有机碳含量在0.4%~6.0%,有机碳含量>1.0%的烃源岩占60%以上;热解生烃潜力在0~30 mg/g,且以4 mg/g以下为主(表1,图5),不同层系之间也比较相似。其中:下侏罗统八道湾组泥岩有机碳在0.43%~5.86%,TOC>0.5%的59个样品平均为1.85%,50个样品热解生烃潜量平均为3.48 mg/g,氯仿沥青“A”与总烃分别为0.60‰和0.29‰(表1);下侏罗统三工河组泥岩有机碳含量和热解生烃潜力均低于八道湾组,平均分别为1.29%和1.90 mg/g,氯仿沥青“A”与总烃分别为0.50‰和0.18‰;中侏罗统西山窑组泥岩平均有机碳含量与八道湾组泥岩相似,但热解生烃潜力略低,氯仿沥青“A”与总烃分别为0.74‰和0.47‰。

此外,中下侏罗统中还有相当数量的碳质泥岩,其有机碳含量一般在6%~40%,平均有机碳含量为19.43%,热解生烃潜量在6.50~127.42 mg/g,平均

为 37.11 mg/g。

下侏罗统八道湾组煤的平均有机碳含量为 50.1%，热解生烃潜力在 29.6~189.2 mg/g，平均为 94.2 mg/g；中侏罗统西山窑组煤虽然有机碳平均含量达 56.6%，但热解生烃潜力仅在 7.38~98.4 mg/g，平均为 68.9 mg/g，明显低于八道湾组煤的生烃潜力。总体上，侏罗系煤虽然有机碳含量很高，但其热解生烃潜力并不高，按照煤的烃源岩评价标准<sup>[46]</sup>，这些煤生油潜力低，主要为生气源岩。

#### 4.3.2 侏罗系烃源岩有机质类型

准噶尔盆地侏罗系烃源岩中有机质主要来源于陆源高等植物，因而其热解氢指数总体比较低，绝大多数样品在 400 mg/g TOC 以下。按照全盆地 353 个泥岩样品统计，氢指数低于 200 mg/g TOC 的 III 型有机质占 85% 以上，200~400 mg/g TOC 的 II<sub>2</sub> 型有机质占 11%，大于 400 mg/g TOC 的 II<sub>1</sub> 型或 I 型有机质不足 3%。

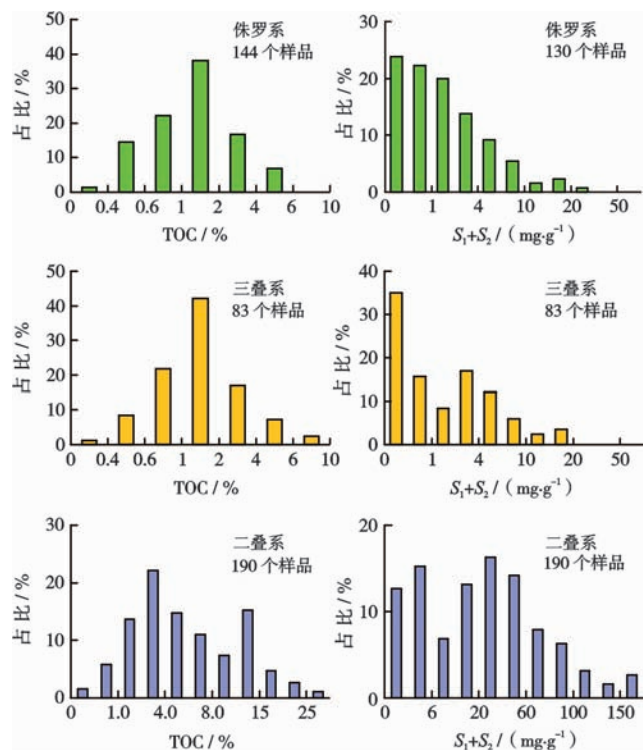


图5 准噶尔盆地南缘地区二叠系、三叠系、侏罗系烃源岩丰度统计

Fig. 5 Statistic histogram of TOC and hydrocarbon generation potential of the Permian, Triassic and Jurassic source rocks in the southern margin, Junggar Basin

南缘地区中下侏罗统泥岩有机质类型与盆地中其他地区侏罗系非常类似。干酪根显微组分鉴定表明，中下侏罗统泥岩有机质中类脂组的含量分布在 0~80%，镜质组的含量在 10%~100%，类脂组平均含量约 33.5%，镜质组平均含量在 56%~58%。碳质泥岩

中有机质的显微组分中类脂组的含量略低于泥岩，中侏罗统与下侏罗统平均含量分别为 25% 和 31%。煤的显微组分组成中类脂组含量比泥岩及碳质泥岩更低一些，且中侏罗统与下侏罗统煤很相似，平均约 11%。干酪根元素分析表明，泥岩、碳质泥岩及煤的干酪根 H/C 原子比普遍小于 1.2，大多数样品在 0.5~1.0，同样显示了有机质类型以 III 和 II<sub>2</sub> 型为主的特点。

#### 4.3.3 侏罗系烃源岩有机质成熟度

南缘露头地区侏罗系的成熟度一般均较低，镜质组反射率  $R_o$  值为 0.61%~0.72%，处于低成熟演化阶段。但是，在坳陷中侏罗系埋藏深度很大，达到了成熟—过成熟演化阶段。例如，南缘西部四棵树凹陷四参 1 井八道湾组烃源岩埋藏深度在 4500 m 以下，镜质体反射率  $R_o$  值为 0.62%~0.81%<sup>[30,37]</sup>；卡 6 井八道湾组烃源岩埋藏深度 4170~4406 m，其镜质体反射率  $R_o$  值为 0.72%~1.08%，平均为 0.88%。南缘中部地区清 1 井和齐 8 井钻遇的侏罗系烃源岩埋藏深度分别为 1500~3500 m 和 700~2050 m，镜质组反射率基本上在 0.5%~0.9%。值得注意的是，这两口井侏罗系烃源岩的埋藏深度虽然相差千米以上，但其镜质组反射率却没有太大的差异，这表明两井侏罗系是在其被抬升以前已经达到了目前的成熟度。在南部四棵树凹陷—霍玛吐构造带—昌吉—阜康凹陷带，侏罗系的埋藏深度大于 8000 m，持续埋藏与升温作用使烃源岩的热演化程度逐渐增高，推测目前总体处于成熟—过成熟演化阶段<sup>[9,29,45]</sup>。

#### 4.4 白垩系烃源岩

白垩系烃源岩广泛分布于南缘中西段，其有利生烃区分布在玛纳斯—昌吉凹陷一带(图 2、图 4)，纵向上主要集中在清水河组，为一套暗色泥岩，属半深湖—深湖相沉积<sup>[8,47]</sup>。

##### 4.4.1 白垩系烃源岩有机质丰度

清水河组泥岩有机质丰度存在较大差异。据 171 个泥岩样品统计(表 1)，有机碳含量在 0.06%~1.81%，平均含量仅为 0.43%，其中约 75% 的样品有机碳含量小于 0.5% (图 6)。108 个样品的热解生烃潜力在 0.05~10.71 mg/g，平均 1.40%，其中 79% 的样品小于 2.0 mg/g。如果仅统计 TOC 大于 0.5% 的烃源岩样品，其平均 TOC 为 0.92%，平均热解生烃潜力为 1.74 mg/g。

从上述统计数据看，白垩系清水河组烃源岩有机质丰度不高，但是由于上述统计的样品主要来源于南缘露头剖面，风化作用可能使有机质丰度降低。在盆地中探井揭示的清水河组烃源岩丰度要高于露头剖面样品，例如：四参 1 井泥岩有机质丰度普遍较高，有机

碳含量为 0.37%~1.63%，平均为 0.95%；盆参 2 井泥岩有机碳含量在 0.52%~1.58%，平均 1.06%。然而，这两口井也不在白垩系烃源岩最好的地区，其有机质丰度仍然可能偏低。

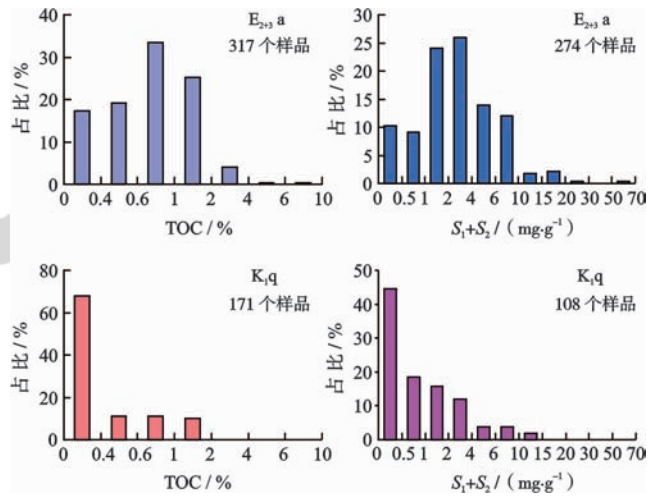


图 6 准噶尔盆地南缘地区白垩系与古近系烃源岩丰度统计  
Fig. 6 Statistic histogram of TOC and hydrocarbon generation potential of the Cretaceous and Eocene source rocks in the southern margin, Junggar Basin

实际上，在南缘中部清水河剖面，清水河组泥岩厚度很大，其下部有 50 m 以上的泥岩有机碳含量基本上在 1.0% 以上，平均 TOC 达到了 1.43%，平均热解生烃潜量达到 7.19 mg/g，属于中等至好烃源岩。由此可以推测，在白垩系烃源岩主要发育区沙湾—昌吉凹陷应该存在较厚且有机质丰度较高的良好烃源岩。

#### 4.4.2 白垩系烃源岩有机质类型

清水河组泥岩干酪根镜下鉴定表明主要为水生生物有机质，有部分陆源有机质，有机质类型为腐泥型(I型)与腐殖-腐泥型(II<sub>1</sub>型)。干酪根具有较高的 H/C 原子比和较低的 O/C 原子比，H/C 原子比一般都在 1.1~1.6，O/C 原子比值在 0.04~0.14，主要分布在 I 型和 II<sub>1</sub> 型演化区内(图 7)，只有少数样品为 II<sub>2</sub> 或 III 型。但是，泥岩热解氢指数分布范围为 40~650 mg/gTOC，从 I 型到 III 型均有分布(图 8)，其中 I 型与 II 型有机质只占 50%。此外，清水河组烃源岩在南缘西段至中段有机质类型相对较好，I 型与 II 型有机质占多数，而东段相对较差，以 III 型有机质为主。

#### 4.4.3 白垩系烃源岩有机质成熟度

南缘地区不同探井清水河组烃源岩处于不同的成熟演化阶段(图 9)。西部四棵树凹陷四参 1 井清水河组埋藏深度 3 513 m 样品的镜质体反射率  $R_o$  为 0.52%，卡 6 井清水河组烃源岩埋藏深度在 3 452~

3 952 m，镜质体反射率  $R_o$  为 0.56%~0.70%，处于低成熟演化阶段。凹陷南部高泉 1 井清水河组烃源岩被埋藏至 5 400 m 以下，镜质组反射率达到了 0.73%，已经处于成熟演化阶段。然而，该井钻遇的仅仅是推覆断层上盘的清水河组地层(图 1)，其下盘的清水河组埋藏应该在 6 500 m 以下，成熟度更高。南缘中部安集海至昌吉地区钻遇白垩系清水河组的探井很少，仅在吐鲁鲁背斜的吐谷 1 井钻遇。该井烃源岩镜质组反射率为 0.85%，达到了成熟演化阶段。实际上，在南部昌吉凹陷中清水河组埋藏深度可达 6 000~8 000 m，地温应该达到 120~150℃，处于生油窗的温度范围。另一方面，从来源于白垩系的原油均为成熟、甚至高成熟原油来看<sup>[8,9]</sup>，这些烃源岩应该达到了成熟甚至高成熟阶段。油-源对比表明南缘中部很多构造存在白垩系清水河组烃源岩生成的原油<sup>[8,9]</sup>，进一步证实白垩系烃源岩是有效的烃源岩。

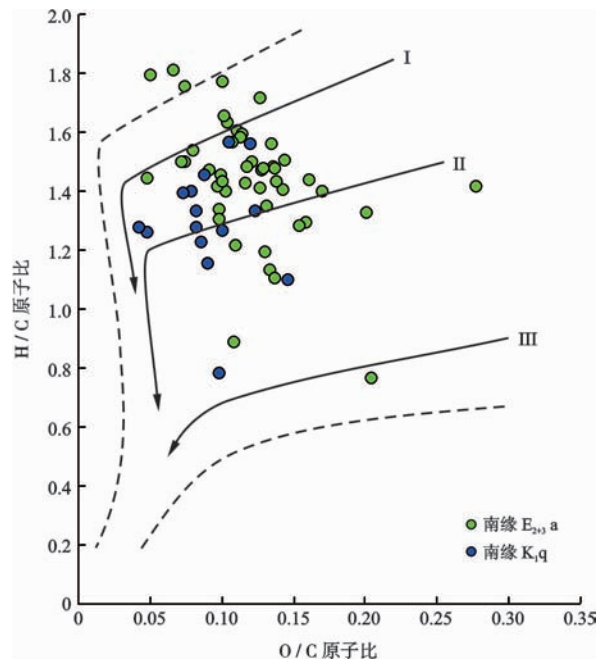


图 7 准噶尔盆地南缘地区白垩系与古近系烃源岩干酪根元素组成

Fig. 7 Kerogen elemental composition of the Cretaceous and Eocene source rocks in the southern margin, Junggar Basin

#### 4.5 古近系烃源岩

古近系烃源岩主要分布于南缘中段与西段(图 2、图 4)，纵向上在始新统一渐新统安集海河组，为一套灰黑色、灰色、灰绿色泥岩，属于浅湖—半深湖沉积<sup>[8,9,14]</sup>。

##### 4.5.1 古近系烃源岩有机质丰度

安集海河组暗色泥岩有机碳含量变化范围很大(表 1)，最低为 0.06%，最高达 7.55%。据 317 个样品统计(图 6)，有机碳含量大于 0.5% 的样品占 83%



以上,平均有机碳为 1.03%;有机碳大于 1.0%的好烃源岩占 30%,平均有机碳为 1.58%。274 个泥岩热解生烃潜量在 0.02~70.67 mg/g,平均热解生烃潜量为 3.74 mg/g,其中大于 2.0 mg/g 的烃源岩占 57%,6.0 mg/g 以上好烃源岩占 17%。有机碳大于 0.4% 的 246 个泥岩平均热解生烃潜量为 4.07 mg/g。

值得注意的是,南缘安集海河组烃源岩的有机质丰度与热解生烃潜量存在明显差异,由西向东逐渐变差,好烃源岩基本上分布在西段。例如,西段四棵树凹陷四参 1 井至独山子烃源岩的平均有机碳含量与热解生烃潜量分别为 1.41% 和 5.02 mg/g;中段安集海至玛纳斯地区烃源岩的有机碳含量与生烃潜量分别为 0.99% 和 4.01 mg/g;吐谷鲁、呼图壁地区只有少数样品的有机碳含量大于 0.5%,基本上属于非烃源岩。

#### 4.5.2 古近系烃源岩有机质类型

安集海河组泥岩干酪根镜检结果表明,显微组分

组成中腐泥组与壳质组是主要的组分,其含量一般在 60% 以上,卡 6 井和独深 1 井的平均值甚至在 80% 以上,属于 II<sub>1</sub> 型有机质,西 4 井属于 II<sub>2</sub> 型有机质。安集海河组泥岩干酪根具有高的 H/C 原子比和低的 O/C 原子比, H/C 原子比一般都在 1.2~1.8, O/C 原子比值在 0.04~0.14, 主要分布在 I 型和 II 型演化区内(图 7)。此外,烃源岩热解氢指数一般都在 30~650 mg/gTOC(图 8),其中氢指数小于 200 mg/gTOC 的 III 型有机质样品占 35%,氢指数在 200~400 mg/gTOC 的 II<sub>2</sub> 型有机质样品占 44%,氢指数大于 400 mg/gTOC 的 II<sub>1</sub> 型有机质样品占 19%,氢指数大于 600 mg/gTOC 的 I 型有机质约占 2.5%。

在区域上,南缘西段四棵树凹陷与中段昌吉凹陷西部烃源岩的氢指数相对较高,属于 II 型有机质为主,而中段东部的吐谷鲁、呼图壁地区热解氢指数比较低,基本上属于 III 型有机质。

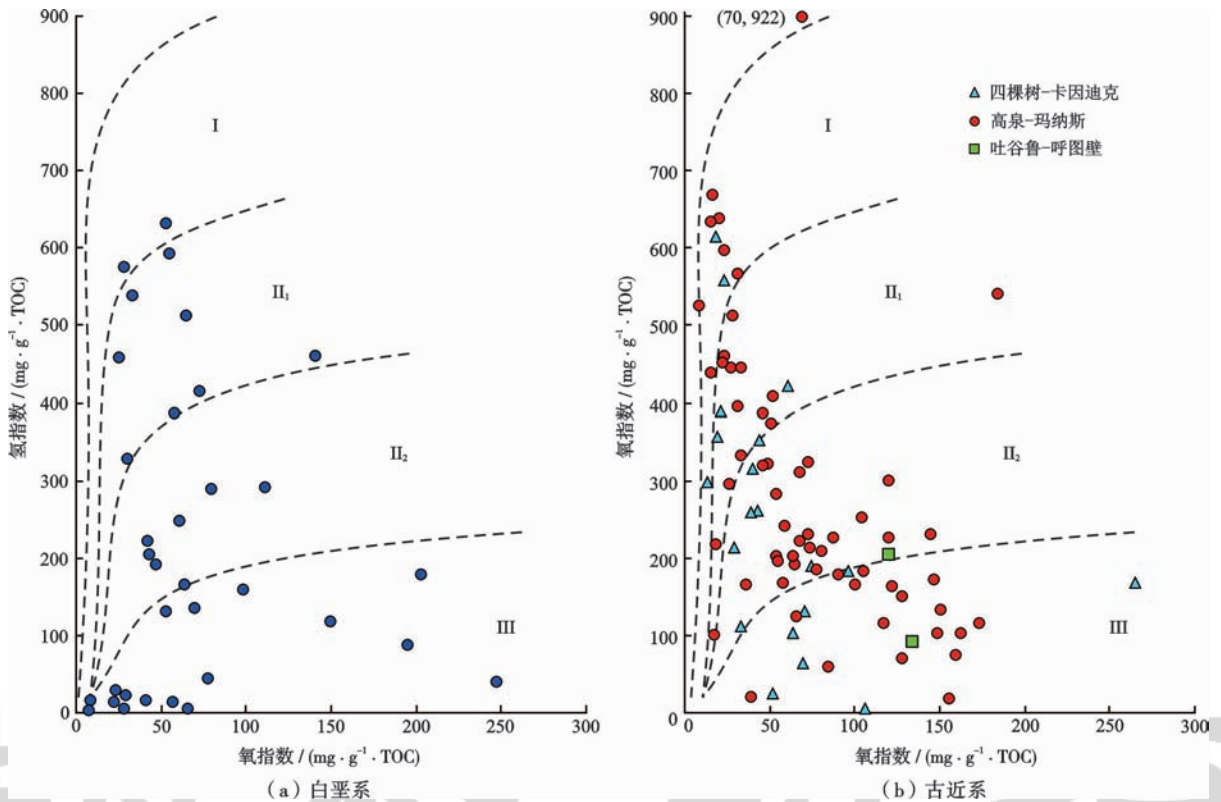


图 8 准噶尔盆地南缘地区白垩系与古近系烃源岩热解氢指数-氧指数分类

Fig. 8 Classification of the organic matter type by hydrogen and oxygen index of the Cretaceous and Eocene source rocks in the southern margin, Junggar Basin

#### 4.5.3 古近系烃源岩有机质成熟度

南缘露头剖面安集海河组烃源岩镜质组反射率一般小于 0.5%,处于未成熟阶段,在凹陷中埋藏深度大,成熟度高于露头剖面(图 10)。例如,四棵树凹陷西部四参 1 井和高泉 1 井钻井揭示的安集海河组顶面

埋藏深度分别大于 3 100 m 和 4 300 m,镜质体反射率  $R_o$  值为 0.48% 和 0.53%,岩石热解色谱的  $T_{max}$  值为 433~440°C,处于未熟—低成熟初期阶段。但是,目前高泉 1 井钻遇的仅仅是推覆断层上盘的安集海河组地层(图 1),其下盘的安集海河组地层埋藏深度应该在



井、吐谷鲁背斜吐谷1井等均钻遇的安集海河组,烃源岩镜质组反射率在0.53%~0.60%,热解 $T_{\max}$ 一般在425~440℃,属于低成熟演化阶段;玛纳斯背斜川玛1井2020~2152m井段3个样品的镜质组反射率为0.68%~0.85%,平均0.75%;呼图壁背斜呼002井3636m处2个样品的镜质组反射率为0.73%。从目前钻井揭示的情况看,安集海河组烃源岩主要处于未成熟—成熟早期演化阶段。但是,在四棵树凹陷东部—沙湾—昌吉凹陷中,安集海河组烃源岩埋藏深度在5000~6500m,目前地层温度在110~140℃,应该已进入低成熟—成熟生油阶段。

油-源对比表明南缘西部很多构造存在古近系烃源岩生成的原油<sup>[8,9]</sup>,进一步证实古近系安集海河组是有效的烃源岩。

## 5 烃源岩热演化生烃史

盆地南部地区古地温场经历了由高到低的逐渐降温过程,地温梯度由二叠纪时期的32.0~36.6℃/km逐渐降低,其中三叠纪—侏罗纪时期地温梯度下降幅度最大,至目前地温梯度基本上在18~22℃/km<sup>[17,18]</sup>。为了探索南部烃源岩的热演化生烃过程,在有限样品镜质体反射率约束下,应用盆地模拟软件计算了昌吉凹陷不同位置的热演化成熟度与生烃史[图11]。由图11(a)可见,在昌吉凹陷沉降与沉积中心,侏罗系烃源岩干酪

根裂解生油阶段发生在中侏罗世早期—始新世初(170~50Ma),大约在晚白垩世早期(90Ma)达到生油高峰;干酪根裂解生气阶段发生在始新世初—现今(50Ma—现今),且目前仍处在大量生气阶段。下白垩统清水河组烃源岩干酪根裂解生油阶段发生在始新世—现今(55Ma—现今),大约在上新世初期(5Ma)达到生油高峰。古近系安集海河组烃源岩在中新世末期(5Ma)开始进入生油门限,至目前仍然处于低成熟—成熟生油早期阶段。另一方面,地温梯度的降低,对烃源岩的热演化有重要影响,具体表现在二叠系烃源岩开始生烃的埋藏深度总体上比白垩系与古近系烃源岩开始生烃的埋藏深度要浅很多,各演化阶段的深度也是早期浅、晚期深。

昌吉凹陷北部斜坡烃源岩在新近纪以来埋藏速度相对慢些,二叠系、侏罗系等烃源岩的埋藏深度也相对浅些,烃源岩开始生烃与达到生烃高峰的时间也相对晚些[图11(b)],其中:中二叠统乌尔禾组烃源岩干酪根裂解生油阶段发生在早侏罗世末—新近纪初(180~20Ma),大约在晚白垩世早期(90Ma)达到生油高峰;干酪根裂解生气阶段发生在中新世中期—现今(10Ma—现今),且目前仍处在大量生气阶段。侏罗系烃源岩干酪根裂解生油阶段发生在早白垩世晚期—现今(110Ma—现今),目前烃源岩热演化 $R_o < 1.3\%$ ,处在大量生油阶段,同时伴生一定量的湿气。

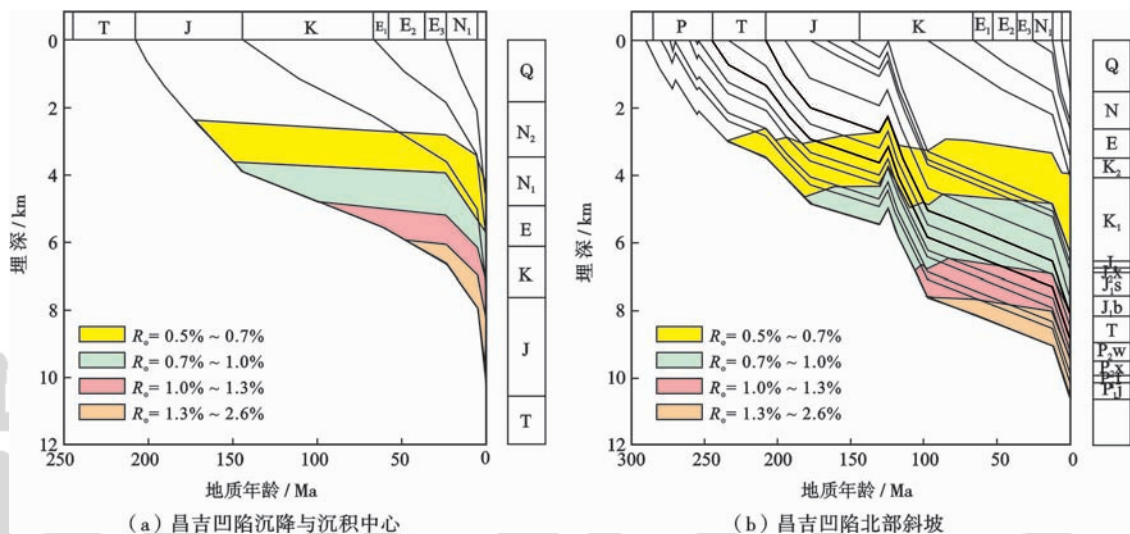


图11 准噶尔盆地南缘地区烃源岩埋藏与成熟生烃史

Fig. 11 Burial history and maturity evolution of the source rocks in the southern margin, Junggar Basin

张越迁等<sup>[48]</sup>对南缘西部四棵树凹陷西参2井的生烃史进行了模拟,结果表明该井侏罗系烃源岩早白垩世中期(125Ma)开始进入生油门限,但一直处于低成熟生油阶段,至古近纪晚期即渐新世才开始进入成熟生油阶段,目前仍然处于生油高峰阶段。白垩系清水河

组在上新世开始进入生油门限,目前已经进入成熟生油阶段。古近系烃源岩目前开始进入生油门限。值得注意的是,西参2井的埋藏演化与生烃史并不能代表四棵树凹陷中烃源岩的最高演化程度及开始生烃的最早时间。该井新近纪以来的沉积地层厚度为3990m,而凹

陷南部高泉背斜高泉1井的厚度达4892 m,比西参2井处深了约900 m,古近系安集海河组烃源岩的埋藏深度达到了4900~5350 m。即使如此,高泉背斜仍然不是该凹陷烃源岩埋藏最深的部位,在沉积凹陷中心部位烃源岩的埋藏深度更大。显然,四棵树凹陷中侏罗系、白垩系及古近系烃源岩的演化程度要高于西参2井处,古近系安集海河组烃源岩也已达到了低成熟生油甚至成熟生油的演化阶段。该凹陷中已经发现的大量来自于古近系烃源岩的原油,如独山子油田、西湖构造、高泉构造上一些探井的原油等<sup>[8,9]</sup>,充分表明该凹陷古近系安集海河组烃源岩已处于低成熟—成熟生油早期阶段。

## 6 结论

(1) 准噶尔盆地南缘地区存在二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系5套烃源岩,不仅二叠系与侏罗系是重要的烃源岩,而且白垩系与古近系也是非常重要的烃源岩。二叠系主要分布于南缘东部,有机质丰度很高、类型好,以I、II型有机质为主,是南缘东部地区的主要烃源岩;三叠系烃源岩主要分布于东部,有机质丰度变化大且类型较差,是南缘东部次要烃源岩;侏罗系烃源岩广泛分布于南缘地区,烃源岩有机质丰度变化大且类型较差,以II、III型有机质为主,是南缘地区重要烃源岩层系;白垩系烃源岩主要分布于南缘中部,古近系烃源岩主要分布于南缘西部,两套烃源岩有机质丰度中等,但有机质类型好,以I、II型有机质为主,分别是南缘中部与西部地区非常重要烃源岩层系。

(2) 南缘地区二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系5套烃源岩目前在南缘沉积凹陷中的成熟度呈现较大差异,其中二叠系、三叠系处于成熟—过成熟演化阶段,侏罗系处于低成熟—过成熟阶段,白垩系处于未成熟—高成熟阶段,古近系处于未成熟—成熟阶段。各套烃源岩在南缘不同区域成熟度存在较大差异,尤其是白垩系和古近系烃源岩主要在南缘中西部成熟度较高,达到了成熟生油阶段。

(3) 南缘地区二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系5套烃源岩沉积时代不同,开始生烃及大量生烃的时期明显不同。中二叠统烃源岩主要生烃期在晚侏罗世—古近纪;上三叠统—下侏罗统烃源岩主要生油期在晚白垩世—新近纪,目前主要处于生气阶段;白垩系清水河组烃源岩在始新世开始生油一直延续现今,大约在上新世初期达到生油高峰;古近系安集海河组烃源岩在中新世末期开始进入生油门限,目前仍然处于低成熟—成熟生油早期阶段。白垩系在南缘中部地区为有效生烃源岩,古近系在南缘西部地区是有效的生油源岩。

**致谢** 中国石油天然气股份有限公司科技管理部、中国石油勘探开发研究院、中国石油新疆油田公司等有关领导和专家对本文依托项目的完成提供了大力支持与帮助,在此一并致以诚挚的感谢!

## 参 考 文 献

- [1] 新疆油气区石油地质志编写组. 新疆油气区: 准噶尔盆地. 中国石油地质志, 卷15[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993. Editorial Committee of "Petroleum Geology of China". Xinjiang: Junggar Basin, petroleum geology of China, Vol. 15[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993.
- [2] 李学义, 邵雨, 李天明. 准噶尔盆地南缘三个油气成藏组合研究[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 32-34. Li Xueyi, Shao Yu, Li Tianming. Three oil-reservoir combinations in south marginal of Junggar Basin, Northwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6): 32-34.
- [3] 杨海波, 陈磊, 孔玉华. 准噶尔盆地构造单元划分新方案[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(6): 686-688. Yang Haibo, Chen Lei, Kong Yuhua. A novel classification of structural units in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(6): 686-688.
- [4] 况军, 贾希玉. 喜马拉雅运动与准噶尔盆地南缘油气成藏[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(2): 129-133. Kuang Jun, Jia Xiyu. Relationship between Himalayan movement and hydrocarbon accumulation in southern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(2): 129-133.
- [5] 况军, 齐雪峰. 准噶尔前陆盆地构造特征与油气勘探方向[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(1): 5-9. Kuang Jun, Qi Xuefeng. The structural characteristics and oil-gas explorative direction in Junggar Foreland Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(1): 5-9.
- [6] 陈书平, 漆家福, 于福生, 等. 准噶尔盆地南缘构造变形特征及其主控因素[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 151-157. Chen Shuping, Qi Jiafu, Yu Fusheng, et al. Deformation characteristics in the southern margin of the Junggar Basin and their controlling factors[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(2): 151-157.
- [7] 郭召杰, 吴朝东, 张志诚, 等. 准噶尔盆地南缘构造控藏作用及大型油气藏勘探方向浅析[J]. 高校地质学报, 2011, 17(2): 185-195. Guo Zhaojie, Wu Chaodong, Zhang Zhicheng, et al. Tectonic control on hydrocarbon accumulation and prospect for large oil-gas field exploration in the southern Junggar Basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2011, 17(2): 185-195.
- [8] 陈建平, 赵喆, 梁狄刚, 等. 准噶尔盆地多烃源资源潜力及成藏地球化学研究[R]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2008. Chen Jianping, Zhao Zhe, Liang Digang, et al. Petroleum resource potential of multiple sets of source rocks and the geochemistry of petroleum reservoir formation in the Junggar Basin[R]. Beijing: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2008.
- [9] 王绪龙, 支东明, 王屿涛, 等. 准噶尔盆地烃源岩与油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 1-565. Wang Xulong, Zhi Dongming, Wang Yutao, et al. Geochemistry of source rock and petroleum in the Junggar Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 1-565.

- [10] 王绪龙,况军,杨海波,等.准噶尔盆地第三次油气资源评价[R].克拉玛依:中国石油新疆油田公司勘探开发研究院,2002.  
Wang Xulong, Kuang Jun, Yang Haibo, et al. The third evaluation of petroleum resource in the Junggar Basin[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, 2002.
- [11] 雷德文,张健,陈能贵,等.准噶尔盆地南缘下组合成藏条件与大油气田勘探前景[J].天然气工业,2012,32(2):16-22.  
Lei Dewen, Zhang Jian, Chen Nenggui, et al. Conditions for gas pooling in the lower assemblage in the southern margin of the Junggar Basin and the exploration prospect of large hydrocarbon fields[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 16-22.
- [12] 范光华,甘章槐.准噶尔盆地陆相生油研究的初步认识[J].新疆石油地质,1980;54-68.  
Fan Guanghua, Gan Zhanghuai. Preliminary study on the continental oil generation in the Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1980; 54-68.
- [13] 何登发,贾进斗,石昕,等.准噶尔盆地南缘油气地质条件与勘探方向[R].北京:中国石油勘探开发研究院,2003.  
He Dengfa, Jia Jindou, Shi Xin, et al. Geological condition of petroleum formation and exploration prospect in the Southern Margin, Junggar Basin[R]. Beijing: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2003.
- [14] 曹耀华,林金凤,热依汗,等.准噶尔盆地南缘第三系及白垩系沉积特征综合研究[R].克拉玛依:中国石油新疆油田公司勘探开发研究院,2004.  
Cao Yaohua, Lin Jinfeng, Re Yihan, et al. Comprehensive study on the sedimentary characteristics of the Cretaceous and Tertiary in the Southern Margin, Junggar Basin[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, 2004.
- [15] 李学义,王兵,陈杨.准噶尔盆地南缘山前断褶带断裂模式和控油作用[J].新疆石油地质,2006,27(3):285-287.  
Li Xueyi, Wang Bing, Chen Yang. The fracture patterns and oil-controlled process in piedmont bruchfalten zone, southern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(3): 285-287.
- [16] 王屿涛.准噶尔盆地南缘油气资源潜力和富集规律[J].勘探家,2000,5(1):49-51.  
Wang Yutao. Oil and gas resource potential and abundance law on southern periphery of Junggar Basin[J]. Petroleum Explorationist, 2000, 5(1): 49-51.
- [17] 邱楠生,王绪龙,杨海波,等.准噶尔盆地地温分布特征[J].地质科学,2001,36(3):350-358.  
Qiu Nansheng, Wang Xulong, Yang Haibo. The characteristics of temperature distribution in the Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2001, 36(3): 350-358.
- [18] 邱楠生,杨海波,王绪龙.准噶尔盆地构造-热演化特征[J].地质科学,2002,37(4):423-429.  
Qiu Nansheng, Yang Haibo, Wang Xulong. Tectono-thermal evolution in the Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2002, 37(4): 423-429.
- [19] 康竹林.准噶尔盆地南缘油气勘探前景[J].勘探家,1997,2(4):31-34.  
Kang Zhulin. Petroleum prospect in the southern margin of Junggar Basin[J]. Petroleum Explorationist, 1997, 2(4): 31-34.
- [20] 吴晓智,王立宏,宋志理.准噶尔盆地南缘构造应力场与油气运聚的关系[J].新疆石油地质,2000,21(2):97-100.  
Wu Xiaozhi, Wang Lihong, Song Zhili. The relations between structural stress field and hydrocarbon migration and accumulation in southern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2000, 21(2): 97-100.
- [21] 康玉柱.准噶尔盆地天山山前油气前景展望[J].新疆地质,2003,21(2):163-166.  
Kang Yuzhu. The prospects and suggestion of oil-gas in front of Tianshan mountain in the southern fringe of the Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2003, 21(2): 163-166.
- [22] 魏东涛,贾东,赵应成,等.准噶尔盆地南缘原油地球化学特征[J].石油与天然气地质,2007,28(3):433-440.  
Wei Dongtao, Jia Dong, Zhao Yingcheng, et al. Geochemical behaviors of crude oil in the southern margin of Junggar basin[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(3): 433-440.
- [23] 康素芳,王绪龙,廖健德,等.准噶尔盆地霍尔果斯油气田油气特征及油气充注次序[J].特种油气藏,2008,15(4):20-23.  
Kang Sufang, Wang Xulong, Liao Jiande, et al. Oil and gas characteristics and charging priority in Huo'erguosi Oilfield of Junggar Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2008, 15(4): 20-23.
- [24] 林小云,覃军,聂婉,等.准噶尔盆地南缘卡因迪克地区油气成藏模式研究[J].石油实验地质,2014,36(3):304-309.  
Lin Xiaoyun, Qin Jun, Nie Wan, et al. Hydrocarbon accumulation pattern of Kayindike region in southern Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3): 304-309.
- [25] 赵白.准噶尔盆地石炭、二叠系油气勘探前景[J].石油与天然气地质,1982,3(1):75-80.  
Zhao Bai. The prospects of petroleum exploration of Permo-Carboniferous in Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1982, 3(1): 75-80.
- [26] 赵白.石炭、二叠系是准噶尔盆地的主要油源岩[J].新疆石油地质,1994,15(1):10-15.  
Zhao Bai. The Carboniferous and Permian as major oil source rocks in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1994, 15(1): 10-15.
- [27] Graham S A, Brassell S, Carroll A R, et al. Characteristics of selected petroleum source rocks, Xinjiang Uygur autonomous region, northwest China[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(4): 493-512.
- [28] Carroll A R, Brassell S C, Graham S A. Upper Permian lacustrine oil shales, southern Junggar Basin, northwest China[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(12): 1874-1902.
- [29] 张义杰,贾希玉,吴晓智,等.准噶尔盆地侏罗系石油地质综合研究及勘探目标选择[R].克拉玛依:新疆石油管理局勘探开发研究院,1999.  
Zhang Yijie, Jia Xiyu, Wu Xiaozhi, et al. Comprehensive study on the Jurassic petroleum geology and selection of petroleum exploration target in the Junggar Basin[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Petroleum Administration, 1999.
- [30] 王绪龙,陈建渝,吴晓智.准噶尔盆地南缘四棵树凹陷区含油气系统形成、演化与评价[R].克拉玛依:中国石油新疆油田公司勘探开发研究院,2002.  
Wang Xulong, Chen Jianyu, Wu Xiaozhi, et al. The formation and evolution of petroleum system and petroleum resource evaluation of the Sikeshe Sag, Southern Margin, Junggar Basin[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, 2002.

- [31] 李耀华. 淮南前陆盆地油气成藏条件及有利勘探区[J]. 天然气工业, 2002, 22(增刊): 51-55.  
Li Yaohua. Oil and gas reservoir formation conditions and beneficial exploration areas in south Zhunge'er Foreland Basin[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(Supplement): 51-55.
- [32] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.  
Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [33] 陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 等. 准噶尔盆地三叠系生源油藏的发现及其意义[J]. 地球化学, 2003, 32(6): 582-590.  
Chen Jianping, Liang Digang, Wang Xulong, et al. The discovery and significance of the crude oils derived from Triassic source rocks in the Junggar Basin[J]. Geochimica, 2003, 32(6): 582-590.
- [34] 陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 等. 彩南油田多源混合原油的油源(一)——烃源岩基本地球化学特征与生物标志物特征[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 20-24.  
Chen Jianping, Liang Digang, Wang Xulong, et al. Oil-source identification for the mixed oils derived from multiple source rocks in the Cainan Oilfield, Junggar Basin, Northwest China. Part I: fundamental geochemical features of source rocks[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 20-24.
- [35] 徐耀辉, 文志刚, 唐友军. 准噶尔盆地南缘上三叠统烃源岩生烃潜力评价[J]. 新疆石油天然气, 2007, 3(1): 14-16.  
Xu Yaohui, Wen Zhigang, Tang Youjun. Evaluation on Upper Triassic hydrocarbon source rock in the southern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2007, 3(1): 14-16.
- [36] 康素芳, 向宝力, 廖健德, 等. 准噶尔盆地南缘三叠系烃源岩地球化学特征[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2012, 34(2): 43-53.  
Kang Sufang, Xiang Baoli, Liao Jiande, et al. Organic geochemistry of Triassic source rock in the southern Junggar Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2012, 34(2): 43-53.
- [37] 杨斌, 贺晓苏, 李建新, 等. 准噶尔盆地油气形成与分布规律[R]. 克拉玛依: 新疆石油管理局勘探开发研究院, 1991.  
Yang Bin, He Xiaosu, Li Jianxin, et al. Petroleum formation and occurrence in the Junggar Basin[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Petroleum Administration, 1991.
- [38] 王敏芳, 焦养泉, 任建业, 等. 准噶尔盆地侏罗纪沉降特征及其与构造演化的关系[J]. 石油学报, 2007, 28(1): 27-32.  
Wang Minfang, Jiao Yangquan, Ren Jianye, et al. Characteristics of Jurassic subsidence and its relation with tectonic evolution in Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(1): 27-32.
- [39] 陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 等. 彩南油田多源混合原油的油源(二)——原油地球化学特征、分类与典型原油油源[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5): 34-38.  
Chen Jianping, Liang Digang, Wang Xulong, et al. Oil-source correlation of mixed oils derived from multiple source rocks in the Cainan Oilfield, Junggar Basin, Northwest China. Part II: geochemical characteristics, typing and oil sources of typical crude oils[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(5): 34-38.
- [40] 陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 等. 彩南油田多源混合原油的油源(三)——油源的地质、地球化学分析[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 41-44.  
Chen Jianping, Liang Digang, Wang Xulong, et al. Oil-source correlation of mixed oils derived from multiple source rocks in the Cainan Oilfield, Junggar Basin, Northwest China. Part III: geological and geochemical analysis of possible oil sources in the Cainan Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6): 41-44.
- [41] 郭春清, 沈忠民, 张林晔, 等. 准噶尔盆地南缘烃源岩生源特征及原油分类[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2005, 32(3): 257-262.  
Guo Chunqing, Shen Zhongmin, Zhang Linye, et al. Biogenic origin characteristics of hydrocarbon source rocks and classification of oils in the south part of Junggar Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2005, 32(3): 257-262.
- [42] 黄彦庆, 侯读杰. 准噶尔盆地四棵树凹陷原油地球化学特征分析[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(2): 282-286.  
Huang Yanqing, Hou Dujie. Geochemical characteristics of oil in Sikesu sag of Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(2): 282-286.
- [43] 徐耀辉, 文志刚, 唐友军. 准噶尔盆地南缘上二叠统烃源岩评价[J]. 石油天然气学报: 江汉石油学院学报, 2007, 29(3): 20-22.  
Xu Yaohui, Wen Zhigang, Tang Youjun. Evaluation on Upper Permian hydrocarbon source rock in the southern margin of Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology: Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2007, 29(3): 20-22.
- [44] 高智梁, 康永尚, 刘人和, 拜文华. 准噶尔盆地南缘芦草沟组油页岩地质特征及主控因素[J]. 新疆地质, 2011, 29(2): 189-193.  
Gao Zhiliang, Kang Yongshang, Liu Renhe, et al. Geological features and developmental controlling factors of Lucaogou oil shale in the southern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2011, 29(2): 189-193.
- [45] 庞雄奇, 张越迁, 阿布力米提, 等. 准噶尔盆地南部侏罗系油气系统评价[R]. 克拉玛依: 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 2011.  
Pang Xiongqi, Zhang Yueqian, Ablimiti, et al. Evaluation of the Jurassic petroleum system in the Southern Junggar Basin[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, 2011.
- [46] 陈建平, 赵长毅, 何忠华. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(1): 1-5.  
Chen Jianping, Zhao Changyi, He Zhonghua. Criteria for evaluating the hydrocarbon generating potential of organic matter in coal measures[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(1): 1-5.
- [47] 阿布力米提, 唐勇, 李臣, 等. 准噶尔盆地南缘前陆盆地白垩系生油的新认识[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(4): 446-448.  
Ablimiti, Tang Yong, Li Chen, et al. New understandings of cretaceous oil generation zone in foreland basin in southern margin of Junggar[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(4): 446-448.
- [48] 张越迁, 唐勇, 曹剑, 等. 腹部重点区块复杂油气源识别与成藏主控因素研究[R]. 克拉玛依: 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 2011.  
Zhang Yueqian, Tang Yong, Cao Jian, et al. Discrimination of the complex oil/gas sources and the controlling factors on the petroleum reservoir formation[R]. Karamay: Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, 2011.