

文章编号: 1009-3850(2009)01-0013-08

可可西里卓乃湖地区五道梁群油页岩石油地质意义

姜琳¹, 朱利东¹, 王成善², 李亚林²

(1. 成都理工大学 沉积地质研究院, 四川 成都 610059; 2. 中国地质大学 青藏高原地质研究中心, 北京 100083)

摘要: 对可可西里中新统五道梁群油页岩研究表明: 油页岩有机质丰度中等-高; 有机质类型以腐泥型(I)腐殖腐泥型(II₁)为主。有机质的热演化以低成熟为主; 总体上为较好的烃源岩, 中新世时可可西里盆地为封闭、干热的以碳酸盐岩沉积为主的盐湖盆地。封闭与还原性静水环境为有机质的堆积和转化形成油页岩提供了条件。

关键词: 可可西里盆地; 五道梁群; 油页岩; 石油地质

中图分类号: TE121.1⁺12

文献标识码: A

西藏伦坡拉陆相盆地在“八五”期间首次获得工业油流突破, 表明青藏高原其它陆相盆地也具有生成油气的可能。可可西里盆地为青藏高原腹地最大的新生代陆相沉积盆地, 其油气勘探意义重大。卓乃湖地区五道梁群油页岩最早由青海省地矿局区调队发现(张以第等, 1994)^[1], 主要分布于可可西里盆地西北部的卓乃湖地区^[2], 在可可西里盆地东部贡冒日玛地区也有见及。张以第等(1994)和成都理工大学青藏可可西里石油地质调查队(1997)报道了卓乃湖地区油页岩的区域分布和基础数据, 并根据化石将其时代归属于中新世(Wang et al, 2002)^[3]。依据磁性地层分析结果和区域对比认为五道梁群沉积时代为 23.0~16.0 Ma。笔者对可可西里卓乃湖油页岩进行了系统的地化分析, 并对其烃源岩进行评价。

1 区域地质特征

可可西里盆地位于可可西里巴颜喀拉地体西段, 北部以南昆仑断裂为界, 南邻唐古拉山, 平均海拔高程约 4900 m, 是青藏高原腹地最大的新生代陆

相沉积盆地。盆地基底为上古生界和三叠系^[1]。可可西里盆地内古近系和新近系沉积地层包括始新统至渐新统风火山群、渐新统雅西措群和中新统五道梁群。风火山群主要为灰紫色砂岩、泥岩和砾岩, 夹少量灰绿色含铜砂岩、灰黑色生物碎屑灰岩和薄层石膏。雅西措群为紫红色泥岩与紫红色粉细砂岩夹薄层石膏和少量灰紫色砾岩。五道梁群底部发育砾岩, 低角度不整合于雅西措群和中生代变质基底之上^[2,3], 下部以砂岩与页岩、油页岩为主, 上部发育湖相碳酸盐岩沉积。由于上新世-更新世青藏高原整体的强烈隆升^[4], 致使五道梁生油层大部分暴露地表。据伊海生、王成善等(2002)研究, 在晚渐新世-早中新世构造活动相对稳定期内, 可可西里盆地古气候为干冷型, 湖泊是以封闭或半封闭的碳酸盐湖泊为主体^[5], 这为后期盆地生油岩的发育提供了条件。

卓乃湖实测油页岩剖面(GPS: N35°39'52.1"; E91°34'28.2")位于可可西里盆地黑石山北侧, 距卓乃湖西北约 20 km 处(图 1)。剖面沿北北东向冲沟实测, 底部被第四纪覆盖, 顶部与石坪顶组火山岩

收稿日期: 2008-04-15; 改回日期: 2008-06-04

作者简介: 姜琳(1983-), 男, 硕士生, 主要从事沉积与石油地质研究

资助项目: 中国地质调查局综合研究项目(200110200046)

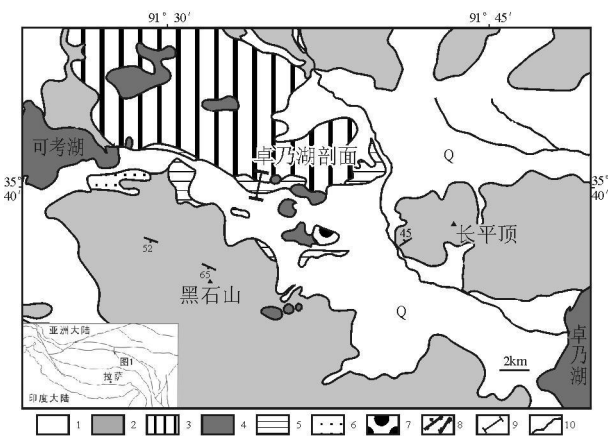


图 1 可可西里卓乃湖次级盆地地质简图

1. 第四系; 2. 前新生代基底; 3. 中新统查保马组; 4. 喜马拉雅期侵入岩; 5. 五道梁群; 6. 古近系; 7. 上新统中细砾岩; 8. 逆断层与平移断层; 9. 实测剖面; 10. 河流

Fig 1 Simplified geological map of the Zonag Lake subbasin in the Hoh Xil area

1= Quaternary 2= pre-Cenozoic basement 3= Miocene Chabama Formation 4= Himalayan intrusive rocks 5= Wudaojiang Group 6= Palaeogene 7= Pliocene medium-fine grained conglomerate 8= thrust and strike-slip faults 9= measured section 10= river

角度不整合接触, 实测五道梁群厚为 161.87m。根据剖面上覆石坪顶组火山岩年代 (14.5~11.7Ma)^[6] 和区域上角度不整合于渐新统雅西措群关系分析, 卓乃湖地区五道梁群黑色油页岩应属于中新世早中期, 油页岩见于第 5、10、11、12、13 层 (图 2), 油页岩呈深灰色或褐黑色, 累计厚为 74.5m; 油页岩占实测剖面总厚度的 46%。对 13 件油页岩样品进行了热解和氯仿沥青“A”分析, 在此基础上并对其中 10 件样品进行了族组分、干酪根镜下检定、干酪根有机元素、镜质体反射率和碳同位素等系统的有机地化特征分析。

2 油页岩的有机地球化学特征

2.1 有机质丰度

有机质丰度是评价生油岩的基本依据之一。由于样品来自于暴露的地表, 所以对烃源岩样品的有机碳采用赵政璋等 (2001)^[7] 对青藏高原烃源岩有机碳恢复标准, 即恢复系数为 1.8 恢复后为原始有机质。研究区五道梁群 13 件有机质丰度分析数据如表 1 所示。

可可西里卓乃湖五道梁群 13 个样品有机碳数据表明五道梁群烃源岩有机碳含量总体较高, 其中

两个碳酸盐岩样品达中等烃源岩标准, 恢复后有机碳达到好烃源岩级别; 泥质烃源岩 (包括油页岩、泥页岩) 有机碳含量最高为 14% (恢复后高达 25.2%), 最低为 0.13%, 其中有 6 个达到好烃源岩标准, 两个达到较差标准, 其余为非烃源岩, 经过有机碳恢复的泥质烃源岩生油品质变化不大, 根据有机碳对泥质烃源岩划分标准, 本区油页岩 (包括泥页岩) 大部分为中等好烃源岩 (表 1, 图 3)。

对 13 个样品进行氯仿沥青“A”抽提分析表明, 碳酸盐岩样品的氯仿沥青“A”的变化为 (55~154×10⁻⁶, 达较差烃源岩标准; 泥质烃源岩氯仿沥青“A”含量最高为 5991×10⁻⁶, 最低为 54×10⁻⁶, 其中有 5 个样品达到好烃源岩, 1 个为中等, 3 个为较差, 根据氯仿沥青“A”对泥质烃源岩划分标准, 本区油页岩属于中等好烃源岩, 部分为较差烃源岩。13 个样品氯仿沥青“A”整体分布情况见图 4。

13 个样品的生烃潜量 (S₁+S₂) 分析数据显示: 两个碳酸盐岩样品生烃潜量分别为 0.37mg/g 和 0.04mg/g 均达到非烃源岩标准; 泥质烃源岩最高为 140.71mg/g 最低为 0.05mg/g 其中有 6 个达到好烃源岩标准, 1 个达较差标准, 其余 6 个为非烃源岩 (表 1)。根据生烃潜量对泥质烃源岩划分标准, 本区油页岩为中等好烃源岩。

上述 3 个烃源岩特征显示的结果比较一致, 说明采集样品和分析数据的合理性。可可西里盆地卓乃湖地区五道梁群油页岩为中等好的烃源岩。

2 有机质类型

烃源岩有机质类型的好坏是影响其生烃潜力的主要因素之一。本文主要从干酪根镜检、干酪根碳同位素组成、岩石热解法、干酪根有机元素等方面进行烃源岩有机质类型研究的综合判定。

用干酪根镜鉴法对卓乃湖五道梁群 10 个典型样品 (表 2) 分析, 其中 9 个为油页岩 (包括泥页岩), 其显微组成以腐泥组为主, 含量为 45%~90%, 平均值为 67.3%, 惰质组含量占 1%~30%, 平均值为 13.4%, 镜质组含量为 1%~24%, 平均为 12.3%, 腐殖无定形含量平均为 6.1%, 壳质组变化较大, 镜鉴分类主要为 II₂ 型-II₁ 型。泥灰岩样品显微组成也以腐泥组为主, 含量为 70%, 惰质组占 25%, 镜质组含量 5%。总体看来, 卓乃湖五道梁群烃源岩以腐泥组为主, 含量多于 65%~85% 之间变化, 其次为惰质组或镜质组, 合计含量为 10%~30%, 而壳质组含量较低, 一般小于 5%, 类型多为 II₁ 型。

底层系	系统组	层号	层厚(m)	计厚(m)	剖面结构	古生物	沉积构造	沥青/%	有机碳/%	恢复后有机碳/%	S1+S2/mg/g	T _{max}	沉积相		层序结构	烃源岩评价
													亚相	相		
古近系	渐新组	15	5.89	5.89									滨湖·浅湖			
		14	14.88	20.77												非
		13	6.64	27.41												好
		12	13.83	41.24									半深湖·深湖			较差
		11	27.71	68.95												好
		10	21.32	90.27												中等·较差
		9	16.53	106.8									泊			好
		8	7.91	114.71												非
		7	7.27	121.98												非
		6	8.61	130.59									浅湖			较差
		5	5	135.88												好
		4	2.95	138.84												非
		3	7.29	145.83									滨湖			
		2	9.35	155.18												
		1	6.71	161.89												

图 2 可可西里卓乃湖五道梁群油页岩实测剖面及有机质特征

Fig 2 Measured section of the oil shales and organic matter abundances in the Wudaojiang Group in the Zonglake subbasin, Hoh Xil area

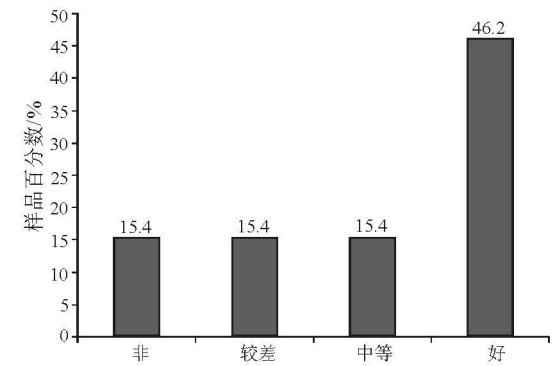


图 3 有机碳含量与评价直方图

Fig 3 Histograms showing the distribution frequency of organic matter contents

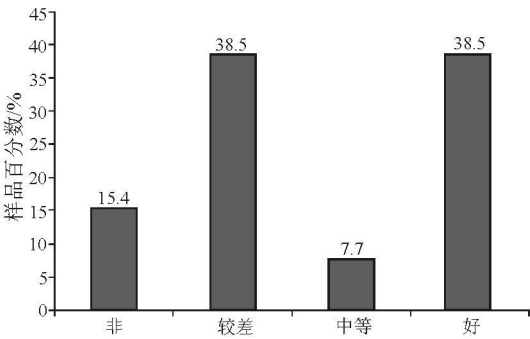


图 4 氯仿沥青“A”分布频率直方图

Fig 4 Histograms showing the distribution frequency of chloroform bitumen “A” contents

表 1 卓乃湖五道梁群典型样品有机质丰度

Table 1 Organic matter abundances in the representative samples from the Wudaoliang Group in the Zong Lake subbasin, Hoh Xil area

样品编号	岩性	有机碳 /%		恢复后有机碳 /%		沥青“ A” /10 ⁻⁶	级别	生烃潜量 (S ₁ + S ₂) mg/g	级别
		数值	级别	数值	级别				
ZP02-4S ₂	泥质灰岩	0.15	中等	0.27	好	55	较差	0.04	非
ZP02-5S ₃	油页岩	9.90	好	17.82	好	4779	好	48.71	好
ZP02-5S ₃	油页岩	13.30	好	23.94	好	5991	好	64.13	好
ZP02-6S ₁	泥页岩	0.51	较差	0.92	中等	262	较差	0.89	非
ZP02-7S ₂	泥页岩	0.19	非	0.34	非	54	非	0.05	非
ZP02-8S ₂	泥页岩	0.19	非	0.34	非	122	较差	0.20	非
ZP02-9S ₁	泥页岩	1.88	好	3.38	好	2028	好	9.18	好
ZP02-10S ₂	泥灰岩	0.21	中等	0.38	好	154	较差	0.37	非
ZP02-10S ₄	油页岩	1.65	好	2.97	好	889	中等	8.66	好
ZP02-11S ₃	油页岩	7.46	好	13.43	好	3143	好	79.96	好
ZP02-12S ₁	油页岩	0.48	较差	0.86	中等	331	较差	1.04	较差
ZP02-13S ₂	油页岩	14.00	好	25.2	好	2911	好	140.71	好
ZP02-14S ₂	泥岩	0.13	非	0.23	非	77	非	0.11	非

表 2 典型样品干酪根显微组分特征及碳同位素组成

Table 2 Macerals and carbon isotope compositions in the representative samples from the Wudaoliang Group in the Zong Lake subbasin, Hoh Xil area

样品编号	岩性	显微组分							干酪根 δ ³ C/‰
		腐泥组 /%	壳质组 /%	腐殖无定形 /%	镜质组 /%	惰质组 /%	腐泥组颜色	类型	
ZP02-5S ₃	油页岩	45		30	23	2	黄色	II ₁	-18.4
ZP02-5S ₃	油页岩	50		25	24	1	黄色	II ₁	-18.2
ZP02-6S ₁	泥页岩	65	少见		20	15	黄色	II ₂	-21.9
ZP02-9S ₁	泥页岩	65	4		17	14	黄色	II ₁	-23.4
ZP02-10S ₂	泥灰岩	70			5	25	黄色	II ₁	-24
ZP02-10S ₄	油页岩	88			2	10	黄色	II ₁	-27.6
ZP02-11S ₃	油页岩	90			1	9	黄色	I	-27.8
ZP02-12S ₁	油页岩	70	3		7	20	黄色	II ₁	-24.1
ZP02-13S ₂	油页岩	75			5	20	黄色	II ₁	-25.9
ZP02-14S ₂	泥岩	58			12	30	黄色	II ₂	-23.1

与镜鉴同时进行的碳同位素分析结果: 五道梁 9 个油页岩 (包括泥页岩), 干酪根 δ³C 值变化范围为 18.2‰~27.8‰, 其中 3 个样品为 II₁ 型, 3 个为 II₂ 型, 3 个为 III 型, 略差于镜鉴结果, 存在的差异可能是检测误差、干酪根制备纯度、分析人员经验差异或划分标准不一所致。

热解分析是快速定量评价烃源岩的重要手段之一, 其中氢指数、氧指数及降解率等均是有机质分类的重要指标表 3。

应用热解分类法分析的卓乃湖油页岩 (泥页岩) 样品氢指数变化在 59~942 mg/g 之间, 平均值为 406.9 mg/g; Tmax 值变化在 362~419℃ 之间 (表 3), 干酪根类型分为两个 I 型, 四个 II₁ 型, 两个 II₂ 型和 1 个 III 型 (图 5); 降解潜率指数 7%~89%, 平均值为 39.2%, 按划分标准, 其与氢指数划分完全一致。按 H/C 与 O/C 原子比分类法 (图 6 表 4), 有两个为 I 型, 5 个为 II₁ 型, 1 个为 II₂ 型。

表 3 岩石热解参数
Table 3 Analytical data of rock thermolysis

样品编号	岩性	原始烃量	游离烃	热解烃	$T_{max}/^{\circ}C$	产率指数	烃指数	氢指数	有效碳	降解潜率	有机碳
		S_0 mg/g	S_1 mg/g	S_2 mg/g		I_P	I_{HC} mg/g.c	I_H mg/g.c	CP/%	D/%	$T_{OC}/\%$
ZR02-4S ₂	泥质灰岩	0.00	0.00	0.04	/	0.05	1	25	0.00	2	0.15
ZR02-5S ₃	油页岩	0.00	3.66	45.05	419	0.08	37	455	4.04	41	9.90
ZR02-5S ₃	油页岩	0.01	5.82	58.31	415	0.09	44	438	5.32	40	13.30
ZR02-6S ₁	泥页岩	0.00	0.24	0.65	362	0.27	46	127	0.07	14	0.51
ZR02-7S ₂	泥页岩	0.00	0.02	0.03	/	0.31	8	18	0.00	2	0.19
ZR02-8S ₂	泥页岩	0.00	0.06	0.14	394	0.31	34	76	0.02	9	0.19
ZR02-9S ₁	泥页岩	0.00	1.75	7.43	413	0.19	93	395	0.76	41	1.88
ZR02-10S ₂	泥灰岩	0.00	0.09	0.28	413	0.24	43	137	0.03	15	0.21
ZR02-10S ₄	油页岩	0.00	1.35	7.31	412	0.16	82	443	0.72	44	1.65
ZR02-11S ₃	油页岩	0.21	9.69	70.27	370	0.12	130	942	6.64	89	7.46
ZR02-12S ₁	油页岩	0.01	0.26	0.78	400	0.25	53	163	0.09	18	0.48
ZR02-13S ₂	油页岩	0.07	13.34	127.37	379	0.09	95	910	11.68	83	14.00
ZR02-14S ₂	泥岩	0.00	0.03	0.08	/	0.31	26	59	0.01	7	0.13

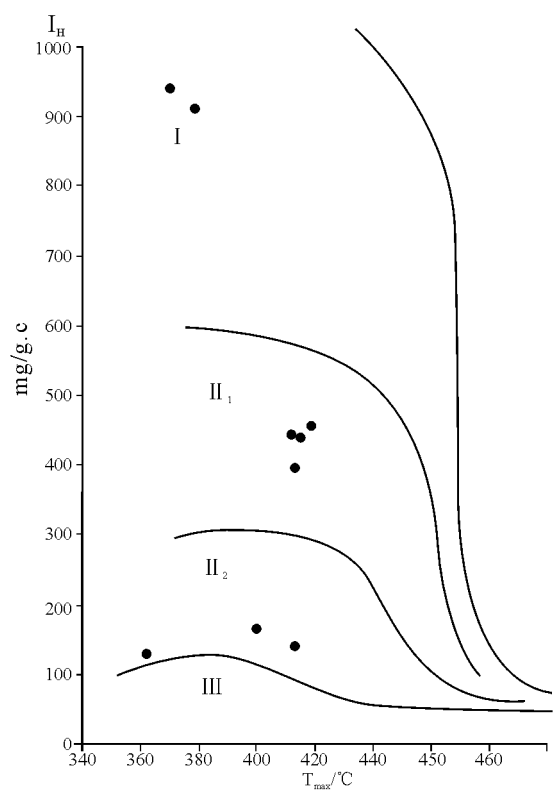


图 5 氢指数与 T_{max} 值划分烃源岩类型

Fig 5 Division of the source rocks based on hydrogen indices and T_{max} values

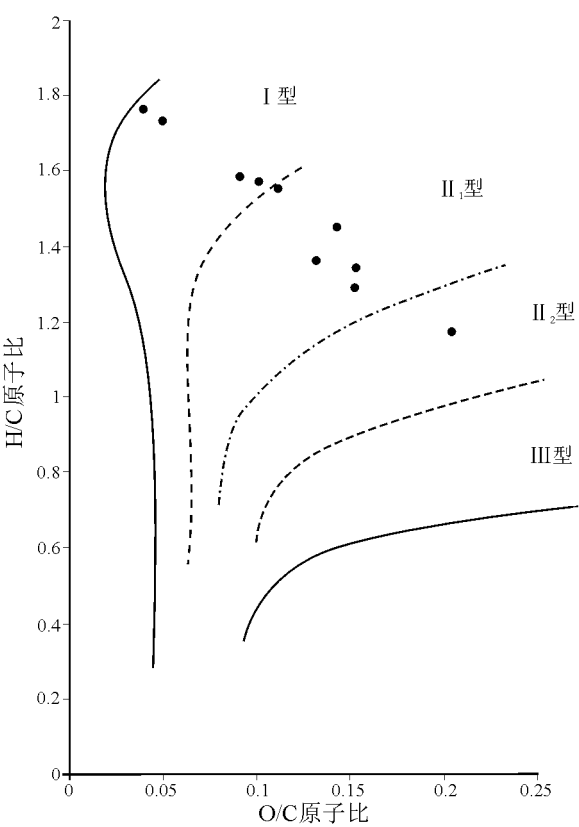


图 6 O/C与 H/C比值划分烃源岩类型

Fig 6 Division of the source rocks based on O/C and H/C ratios

根据干酪根热解分类、有机元素分类和镜鉴分类综合比较(表 4),可判定出卓乃湖油页岩(泥页岩)有机质类型主要由 I 型-II₁ 型组成,即烃源岩大部分为腐泥型和腐植腐泥型,表明卓乃湖泥质烃源岩生烃潜力大。

3 有机质成熟度

在烃源岩有机质热演化程度研究中,本文应用指标采用了常规分析的热解参数与镜质体反射率($R_0\%$)及生物标志化合物参数特征。有机质成熟度演化判断标准采用赵政章(2001)^[7]标准。

3.1 热解分析与镜质体反射率显示的成熟度指标

卓乃湖地区泥页岩的 T_{max} 值普遍较低(表 5),最低为 362℃,最高为 419℃。根据公认的有机质成

熟度划分的热解参数(T_{max} 大于 435℃)均未达到成熟阶段,但我国一些盐湖盆地生油岩的 T_{max} 值多存在偏低的异常情况^[8],其 T_{max} 值大多小于 420℃。从沉积特征分析可可西里卓乃湖凹陷五道梁群的沉积环境为封闭、还原的盐水湖泊,其 T_{max} 值偏低可能是可溶有机质进入 S₂ 峰而导致 T_{max} 值降低或干酪根显微组分差异导致 T_{max} 值降低^[9]。

岩石中可溶有机质不仅是有机质的丰度指标,而且其含量与有机质的成熟演化密切相关,氯仿沥青“A”的族组成可以反映原始有机质的类型及成熟度。有机质的热演化也影响族组成,一般未熟阶段总烃含量较低,而非烃含量较高,过成熟阶段则烷烃含量和非烃含量较低,而芳烃和沥青质含量较高。卓乃湖五道梁群氯仿沥青“A”族组成特征表明烃源

表 4 典型样品热解、元素、镜检分类比较

Table 4 Comparison of the classification of the representative samples based on thermolysis elements and microscopic examination

样品编号	岩性	(S ₁ +S ₂)/mg/g	I _H /mg/g c	D/%	热解分类	H/C	O/C	元素分类	镜检分类
ZR02-5S ₃	油页岩	48.71	455	41	II ₁	1.34	0.15	II ₁	II ₁
ZR02-5S ₃	油页岩	64.13	438	40	II ₁	1.29	0.15	II ₁	II ₁
ZR02-6S ₁	泥页岩	0.89	127	14	II ₂	1.36	0.13	II ₁	II ₂
ZR02-9S ₁	泥页岩	9.18	395	41	II ₁	1.57	0.10	I	II ₁
ZR02-10S ₂	泥灰岩	0.37	137	15	II ₂	1.45	0.14	II ₁	II ₁
ZR02-10S ₄	油页岩	8.66	443	44	II ₁	1.58	0.09	I	II ₁
ZR02-11S ₃	油页岩	79.96	942	89	I	1.73	0.05	I	I
ZR02-12S ₁	油页岩	1.04	163	18	II ₂	1.55	0.11	II ₁	II ₁
ZR02-13S ₂	油页岩	140.71	910	83	I	1.76	0.04	I	II ₁
ZR02-14S ₂	泥岩	0.11	59	7	III	1.17	0.20	II ₂	II ₂

表 5 有机质热演化分析参数

Table 5 Analytical data of organic matter thermal evolution

样品编号	氯仿沥青“A”族组成/%				T _{max} /℃	饱/芳	干酪根 R ₀ /%
	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质			
ZR02-5S ₃	痕量	4.52	88.91	6.57	419	0	0.32
ZR02-5S ₃	1.52	7.26	77.56	13.66	415	0.21	0.29
ZR02-6S ₁	5.99	9.93	70.24	13.84	362	0.60	0.42(颗粒少)
ZR02-9S ₁	3.92	14.15	72.62	9.30	413	0.28	无可测颗粒
ZR02-10S ₂	5.57	7.42	76.15	10.85	413	0.75	无可测颗粒
ZR02-10S ₄	4.04	19.92	67.38	8.65	412	0.20	无可测颗粒
ZR02-11S ₃	2.05	12.78	77.99	7.18	370	0.16	0.58(颗粒少)
ZR02-12S ₁	3.32	11.37	62.21	23.09	400	0.29	无可测颗粒
ZR02-13S ₂	2.46	6.87	90.66	痕量	379	0.36	无可测颗粒
ZR02-14S ₂	8.20	8.20	65.01	18.59	/	1	无可测颗粒

岩的演化程度以未成熟为主。一方面烷烃含量较低,是烃源岩未成熟的标志,因未达到成熟,所以有机质量转化为烃类的量也很少,饱/芳比值也很小(表5);另一方面,非烃含量较高和沥青质含量低也表明有机质的热演化程度不高。由于本次烃源岩干酪根镜质体反射率的可测颗粒太少,在此不作为有机质成熟度判断指标,其数据仅供参考。

3.2 生物标记化合物反映的成熟度指标

卓乃湖烃源岩生物标志化合物参数如表6所列,其中Pr/Ph比值大部分都小于1,表示烃源岩不成熟;并且异构烷烃轻/重比值也普遍很小,说明重异构烷烃转化为轻异构烷烃量少,这也表明烃源岩热演化为未成熟或低成熟;此外从碳数范围中可看出,轻烃(C₄~C₈)成分完全没有,因其是干酪根裂解的产物,所以这也表明有机质不成熟或低成熟。通过与热解和镜质体反射率方法比较,分析结果是

表 6 生物标志化合物指标参数
Table 6 Analytical data of biomarkers

样品编号	主碳峰	CP1	OEP	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	异构烷烃轻/重	nC ₂₁₋ /nC ₂₂₊	碳数范围
ZR02-5S ₃	nC ₂₃	4.71	9.15	0.17	0.22	0.92	0	0.05	nC ₁₅ ~nC ₃₂
ZR02-5S ₃	nC ₂₃	5.24	8.27	0.47	0.72	1.61	0.08	0.05	nC ₁₅ ~nC ₃₃
ZR02-6S ₁	nC ₃₁	4.93	12.35	0.92	2.23	3.83	0.11	0.10	nC ₁₅ ~nC ₃₄
ZR02-9S ₁	nC ₃₁	5.41	11.44	0.49	0.78	1.94	0	0.04	nC ₁₇ ~nC ₃₄
ZR02-10S ₂	nC ₃₁	4.91	12.65	1.02	1.53	1.25	0.12	0.21	nC ₁₅ ~nC ₃₃
ZR02-10S ₄	nC ₂₉	7.09	9.24	0.15	0.37	2.89	0.07	0.11	nC ₁₄ ~nC ₃₃
ZR02-11S ₃	nC ₃₁	3.57	5.16	0.27	0.61	2.58	0.13	0.08	nC ₁₄ ~nC ₃₃
ZR02-12S ₁	nC ₃₁	5.43	12.14	0.97	1.67	1.41	0.08	0.06	nC ₁₅ ~nC ₃₅
ZR02-13S ₂	nC ₃₁	4.69	7.88	0.11	0.47	4.54	0.02	0.07	nC ₁₆ ~nC ₃₄
ZR02-14S ₂	nC ₃₁	4.01	9.53	1.39	3.65	1.54	0.05	0.11	nC ₁₅ ~nC ₃₄

一致的。

CP和OEP指标表示卓乃湖油页岩具有明显的奇数碳优势,气相色谱图表现为高碳数的后单峰型,再加上nC₂₁₋/nC₂₂₊比值全都很小,介于0.04~0.21之间,可知有机质主要来源于高等的陆生植物。在反映原始沉积环境方面,由Pr/Ph比值大部分小于1,可知其为还原性咸水环境。

4 石油地质意义

根据野外烃源岩的观察研究,结合剖面样品的室内分析结果,从烃源岩岩层厚度、有机质丰度、母质类型、热演化程度等内容对卓乃湖五道梁群烃源岩评价如下。

可可西里卓乃湖五道梁群泥质岩(包括油页岩和泥页岩)层系,厚为161.87m,油页岩层厚为74.5m,占实测剖面总厚为46%。岩石样品的室内分析结果表明其有机质丰度中等高,有机碳分布范围为14%~0.13%,平均含量为4.52%;氯仿沥青“A”分布范围(54~5991)×10⁻⁶,平均含量为1886×10⁻⁶,大部分达到烃源岩评价中好的标准;生烃潜量分布范围为0.041~140.7mg/g,平均值为

34.55mg/g,其中有7个样品大于6mg/g,达到好烃源岩标准。通过热解、元素分析和干酪根镜检法对干酪根分类比较,有机质类型划分基本一致,主要以II₁型为主。T_{max}值、干酪根镜质体反射率和生物标志化合物分析,反映出烃源岩大部分位于未成熟-低成熟阶段^[10];其中T_{max}值普遍偏低,分布范围362~419℃,平均值为397.7℃,是有机质不成熟的反映。五道梁群的生烃指标偏高,说明其原始丰度较高,经分析判定卓乃湖五道梁群以油页岩为主的烃源岩为本区好烃源岩。

可可西里盆地和伦坡拉盆地的地层厚度相当^[10],虽然可可西里盆地为非持续性沉降盆地,层位较高,生油岩层暴露地表较多,但由于从新近系至今可可西里盆地有寒冷的气候条件和还原性的水体环境,这为残余有机质转化成生物气提供了非常有利的条件^[11,12],因此从生物气方面对其进行开发仍具有很好的前景。

参加野外工作还有赵西西教授和研究生魏玉帅、金玮、刘玉法、李德亮、王立成、刘海军。伍新、伊海生教授给予的宝贵意见,在此一并特表谢忱。

参考文献:

[1] 张以第, 郑健康. 青海可可西里及邻区地质概论 [M]. 北京: 地震出版社, 1994 167—168.

[2] CHENGSHAN W, ZHIFEI L, HAISHENG Y et al. Tertiary crustal shortening and denudation in the Hoh Xil region: implications for the tectonic history of the northern Tibetan Plateau [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2002, 20(3): 211—223.

[3] 吴珍汉, 吴中海, 胡道功, 等. 青藏高原腹地中新世早期古大湖的特征及其构造意义 [J]. 地质通报, 2006, 25(7): 782—791.

[4] 丘东洲. 西藏地区油气资源评价的几个问题 [A]. 特提斯地质 (21) [C]. 北京: 地质出版社, 1997 1—7.

[5] 伊海生, 林金辉, 王成善, 等. 藏北可可西里地区中新世湖相油页岩的生物分子标识及碳同位素异常 [J]. 成都理工大学学报, 2002, 29(5): 473—480.

[6] 邓万明, 松丁征夫, 等. 青海可可西里地区新生代火山岩的岩石特征与时代 [J]. 岩石矿物学杂志, 1996 15(4): 289—298.

[7] 赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等. 青藏高原海相烃源层的油气生成 [M]. 北京: 科学出版社, 2001.

[8] 邬立言, 顾信章, 盛志伟, 等. 生油岩热解快速定量评价 [M]. 北京: 科学出版社, 1986.

[9] 张振苓, 邬立言, 舒念祖. 烃源岩热解分析参数 T_{max} 异常的原因 [J]. 石油勘探与开发, 2006 33(1): 72—75.

[10] 刘家铎, 周文, 李勇, 等. 青藏地区油气资源潜力分析与评价 [M]. 北京: 地质出版社, 2007.

[11] 管志强, 徐子远, 周瑞年, 等. 柴达木盆地第四系生物气的成藏条件及控制因素 [J]. 天然气工业, 2001 21(6): 1—5.

[12] 魏国齐, 刘德来, 张英, 等. 柴达木盆地第四系生物气形成机理、分布规律与勘探前景 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 84—89.

Petroleum geology of the oil shales from the Wudaoliang Group in the Zonag Lake area in the Hoh Xil Basin

JIANG Lin, ZHU Li-dong, WANG Cheng-shan, LI Ya-li

(1. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. Center for Qinghai-Xizang Plateau Geology, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: The examination of the abundances and types of organic matter and levels of thermal evolution of the oil shales from the Wudaoliang Group in the Zonag Lake area in the Hoh Xil Basin shows that the organic matter is characterized by moderate to high abundances, sapropelic type (I) — humosapropelic type (II₁) organic matter and low maturity, indicating potential source rocks. The Hoh Xil Basin was once an enclosed carbonate-dominated salt lake basin in the xerothermic conditions during the Miocene. These enclosed and reduced stillwater conditions may facilitate the accumulation of organic matter and formation of the oil shales in the study area.

Key words: Hoh Xil Basin, Wudaoliang Group, oil shale, petroleum geology