

西藏羌塘盆地托纳木藏布中生界烃源岩分析

付 顺^{1,2}

(1. 成都理工大学数学地质四川省重点实验室, 四川成都 610059;

2. 成都理工大学信息管理学院, 四川成都 610059)

[摘 要] 位于羌北坳陷与中央隆起带之间的托纳木藏布中生界烃源岩发育, 其中最重要的为索瓦组-段-四段的灰岩和泥岩。该区烃源岩厚度大, TOC 总体来说相对较低、氯仿沥青“A”和总烃含量较低、有机质类型中等、成熟度较高。烃源岩主峰碳为双峰, 高分子量长链烃优势明显, γ -蜡烷含量较低。通过系统分认为索瓦组四段碳酸盐岩和三段泥岩质量较优, 三段和二段碳酸盐岩中等, 二段和一段泥岩与碳酸盐岩较差。

[关键词] 有机地球化学特征 烃源岩 索瓦组 托纳木藏布 西藏

[中图分类号] P618. 130. 2 [文献标识码] A [文章编号] 0495-5331(2012)03-0645-9

Fu Shun. 2012. Analysis of Mesozoic hydrocarbon source rocks in the Tuonamuzangbu area, Qiangtang basin, Tibet [J]. Geology and Exploration, 2012, 48(3): 0645-0653.

1 引言

青藏高原是世界上形成时代最新、面积最大的地貌单元。有巨厚的沉积建造, 特别是中国海相三叠系、侏罗系、白垩系和下第三系分布面积最大、最集中地区(沉积岩系最厚达万米以上)(余光明等, 1990; 王成善等, 1997, 2001, 2004; 赵政璋等, 2001; 高瑞琪等, 2001)。由于羌塘盆地是中国现已进行大规模勘探开发阶段的四大油气区外有广泛的中生界海相沉积和中国最年轻的海相地层一个含油气盆地, 位于全球油气产量最高、储量最丰的特提斯构造域中段(特提斯构造域面积占全球的17%, 油气占全球的65%), 与之毗邻的西段是中东油气富集区(阿拉伯板块东北缘的波斯湾周围的7个盆地资源量占特提斯构造域的83%), 东段是东南亚含油气盆地, 高原内部发育众多的海相和陆相沉积盆地(大于 $1 \times 10^4 \text{ km}^2$ 有27个)(杨日红等, 2000; 赵政璋等, 2001; 王成善等, 2004; 伍新和等, 2004, 2005, 2008), 与特提斯域内巨型油气富集带的含油气盆地处于同一个全球成油区带(图1)。羌塘盆地地表发现了大量的油气显示和面积巨大的古油藏带,

表明羌塘盆地经历了油气生成、运移、聚集的过程(赵俊峰等, 2004; 王成善等, 2004; 伍新和等, 2005, 2008; 朱同兴等, 2007)。广泛发育大套油页岩, 油页岩单层最厚可达5.24 m, 累计厚度10.47 m, 油页岩含油率高, 最高可达16.3%, 平均为6.21%(王剑等, 2010), 表明羌塘盆地具有形成大油气田的物质基础, 具有广阔的勘探前景。

目前对该地区烃源岩研究大多从地质背景、沉积环境、油气成藏条件、地层学特征等方面居多, 而对其烃源岩时空展布、有机碳含量、有机质成熟度、烃源岩色谱、质谱特征等烃源岩地球化学特征的研究仍显不足。本文就西藏羌塘盆地托纳木藏布中生界烃源岩, 着重对其地球化学特征进行分析, 以期加深对该烃源岩特征的认识。

2 区域地质特征

托纳木藏布位于羌塘盆地羌北坳陷南缘、南邻中央隆起带, 托纳木藏布基底埋深达4000~5000 m, 形成巨厚的沉积充填和多套生储盖组合, 为烃源岩的发育和油气藏的形成提供了基本地质条件(金玮等, 2006)。2004年, 笔者参加了国家财政部

[收稿日期] 2012-01-01; [修订日期] 2012-03-16; [责任编辑] 郝情情。

[基金项目] 国家财政部专项计划科技工程项目: 青藏高原油气资源战略选区调查与评价(项目编号: 2004YQ636A)资助。

[第一作者] 付 顺(1971年—), 男, 2006年毕业于成都理工大学, 获博士学位, 副教授, 主要从事区域地质及地质遗迹调查与研究工作。

E-mail: fs@cdut.edu.cn。

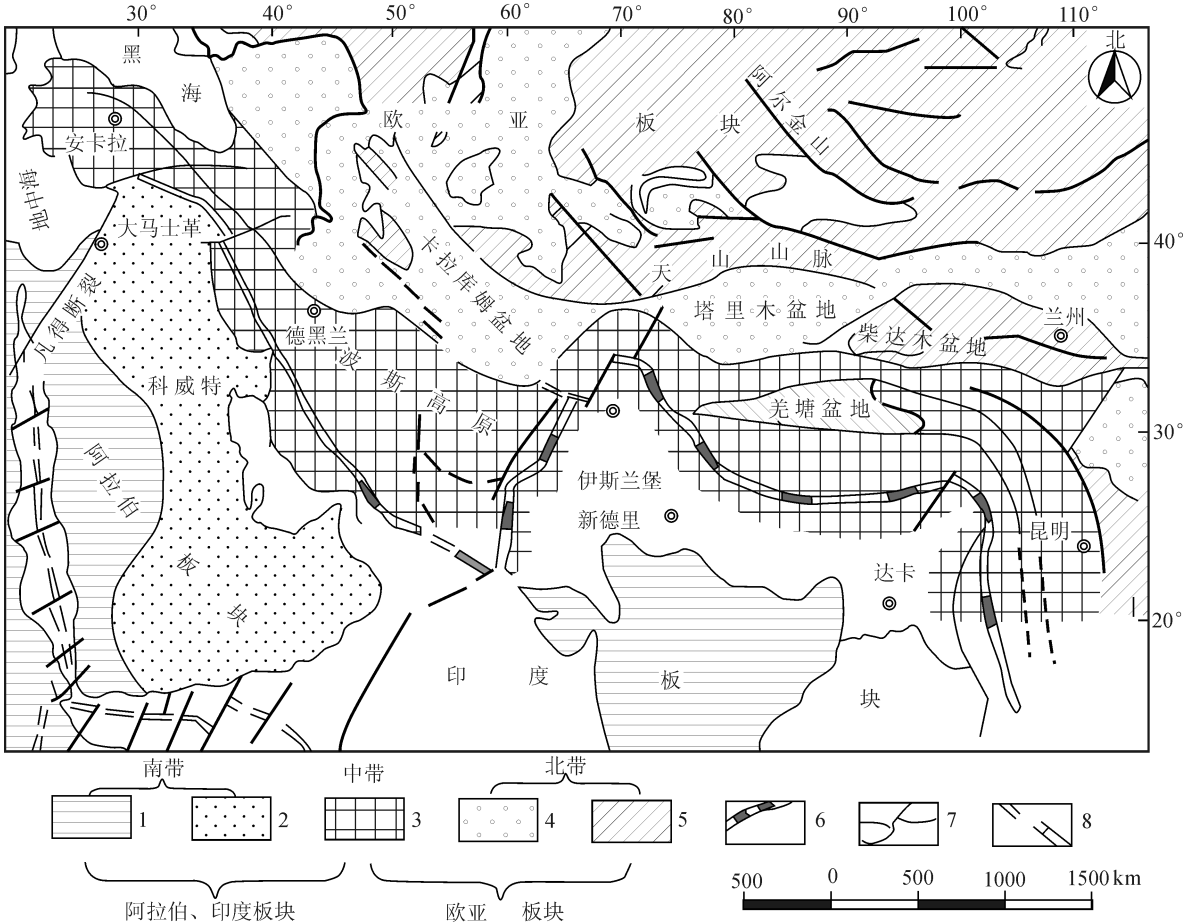


图 1 特提斯构造域分区图(据赵政璋等,2001)

Fig.1 Map showing tectonic subdivision of the Tethys domain (modified from Zhao et al. ,2001)

1-地块;2-山前凹陷;3-中生代板块拼合带;4-拗陷盆地;5-褶皱带;6-缝合带;7-活动断裂带;8-活动洋脊带
1-block;2-range-front depression;3-Mesozoic plate convergence zone;4-depression basin zone;5-fold zone;6-suture zone;
7-active fault zone; 8-active oceanic ridge zone

专项计划“青藏高原油气资源战略选区调查与评价”科技工程项目,在托纳木藏布工区内测量了3条地质剖面,观察了4条地质剖面(图2)基础上,对研究区地层及烃源岩时空展布特征进行了详细的观察与研究。研究区内出露地层有侏罗系、白垩系、上第三系及第四系,其中侏罗系地层发育完全、并有完整剖面出露,其它时代地层发育不完全而且仅零星出露,本地区地表可见的生油岩主要为上侏罗统索瓦组一段~四段,烃源岩主要岩性为灰岩,次为泥岩和砂质泥岩,局部可见页岩和油页岩。

3 烃源岩时空展布

索瓦组(J_3s)是羌塘盆地最主要的烃源岩层(伍新和等,2004,2005,2006;王成善等,2001,2004;胡明毅等,2001),在研究区内西北部和中部一带出露

(图2),最厚处厚度>1296 m。其中索瓦组一段(J_3s^1)以灰-灰黑色中-厚层生物灰岩、微晶灰岩为主,本段含有多种类型的化石,以双壳类为主,为台地边缘滩沉积;索瓦组二段(J_3s^2)以深灰-黄灰色中-厚层粉砂岩、钙质泥岩为主。层理发育,本段也含有较丰富的化石,为混积缓坡沉积。索瓦组三段(J_3s^3)以深灰-灰黑色厚层生物灰岩为主,并且发育生物礁,为混积碳酸盐台地沉积。索瓦组四段(J_3s^4)以灰绿-深灰-黄灰中-薄层粉砂质泥岩与灰-深灰色中厚层微晶生物碎屑灰岩-泥灰岩-鲕粒灰岩不等厚互层为主,砂泥岩比约为2:1。层理构造发育,为混积陆棚沉积。据上所述,索瓦组具有烃源岩发育的地质条件。

为了查明该区地层不同层段烃源岩的厚度和分布规律,我们在托纳木藏布地区完成了6条剖面的测量,其中P01、P03和P06为索瓦组。P01剖面索

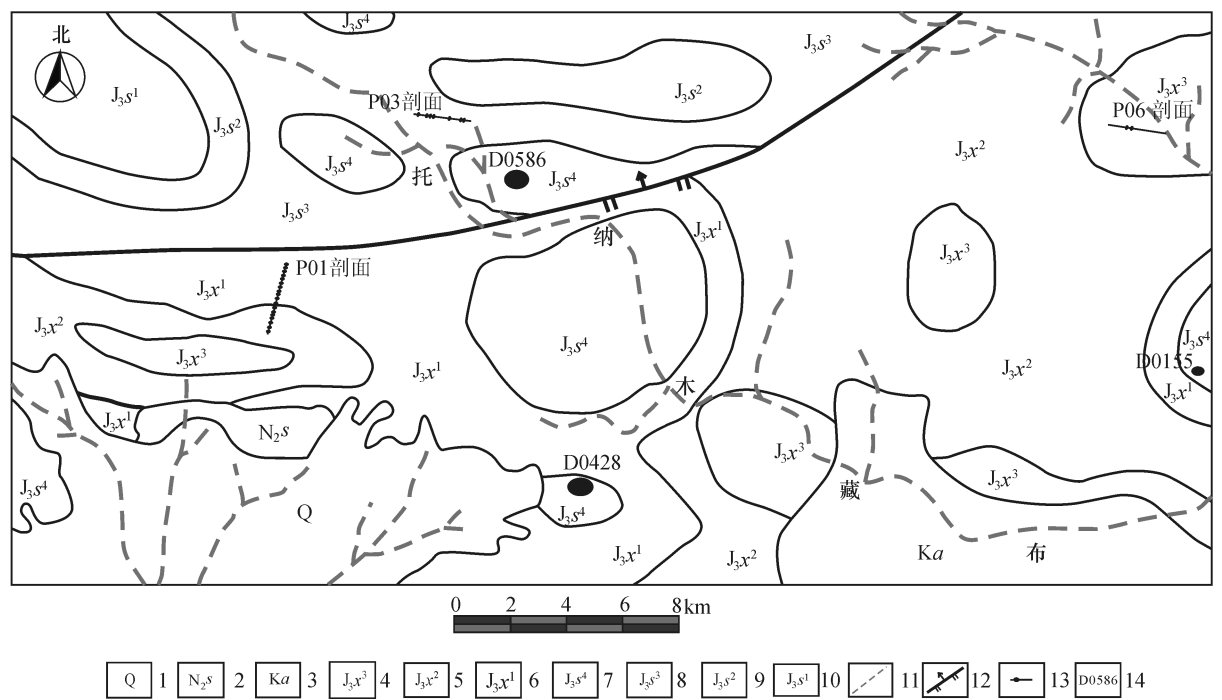


图2 双湖托纳木地区地质简图

Fig.2 Geological sketch map of the Tuonamu region in Shuanghu

1-第四系;2-上新统纳纳湖组;3-白垩系阿布山组;4-上侏罗统雪山组三段;5-上侏罗统雪山组三段;6-上侏罗统雪山组一段;7-上侏罗统索瓦组四段;8-上侏罗统索瓦组四段;9-上侏罗统索瓦组三段;10-上侏罗统索瓦组一段;11-水系;12-逆断层;13-地质剖面;14-样品号

1-Quaternary system;2-Pliocene Suonahu Formation;3-Cretaceous Abushan Formation;4-3rd member of Tonexueshan Formation;5-2nd member of Tonexueshan Formation;6-1st member of Tonexueshan Formation;7-4th member of Suowa Formation;8-3rd member of Suowa Formation;9-2nd member of Suowa Formation;10-1st member of Suowa Formation;11-water system;12-reverse fault;13-geological section;14-sample number

瓦组三段(J_{3s}^3)有效烃源岩厚度 25.8 m,索瓦组二段(J_{3s}^2)有效烃源岩厚度 53.67 m,索瓦组一段(J_{3s}^1)有效烃源岩厚度 79.44 m;P03 剖面索瓦组(J_{3s})有效烃源岩厚度 75.46 m;P06 剖面索瓦组二段(J_{3s}^2)烃源岩厚度 81.47 m。P01 剖面索瓦组有效烃源岩总厚度达 158.91 m,占该剖面地层厚度的 12.3%,具有形成大油气藏的物质基础。

4 烃源岩地球化学特征

我们在该区共采集了 43 个烃源岩样品,烃源岩进行了有机质风度、氯仿沥青“A”、组分、干酪根分离、干酪根镜检、热解色谱、色谱、质谱、同位素等的有机地球化学全分析。所有分析项目均在中石油西南油气田分公司勘探开发研究院完成。

4.1 烃源岩有机碳含量

如果要对烃源岩有机质丰度进行评价,必须先对烃源岩进行有机碳恢复,由于测区样品均来自地表,无法采集到地下未熟的烃源岩样品进行热模拟

分析,并获取烃源岩有机碳恢复系数。根据石油勘探经验,同一盆地的不同区块因地下热流、地质构造运动不同,其恢复系数是有差别的,但是由于本区原设计取样浅钻工作尚未开展,因此在测区有机碳恢复中,我们采用中石油青藏项目经理部羌塘盆地烃源岩的有机碳恢复系数 1.8(赵政璋等,2001)标准。表 1 和图 2 为烃源岩有机碳分析数据和恢复后有机碳含量。

从表 1 看出,托纳木藏布地区索瓦组烃源岩实测残余有机碳含量总体偏低(绝大部分灰岩烃源岩小于 0.1%,只有 10 个样品大于 0.1%,最高的为 25.68%),但经过有机碳恢复后,该区绝大部分样品都达到了烃源岩最低标准:泥岩 TOC 0.4%、灰岩 0.1%,根据(赵政璋等,2001)评价标准其绝大部分为较差生油岩-中等生油岩,只有少部分为好生油岩,表明该地区具有生成大量油气并成藏的物质基础。

表 1 托纳木藏布地区烃源岩有机地化分析数据表

Table 1 Organic geochemistry analysis data of hydrocarbon source rock in the Tuonamu Zangbu region

样品号	层位	有机碳(%)	氯仿沥青 “A”(ppm)	$\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ (‰)	R_o (%)	T_{max} ($^{\circ}\text{C}$)	主峰碳	OEP
P01-3	J ₃ s ¹	0.06	23	16.4	1.13	481	C ₂₇	1.04
P01-5	J ₃ s ¹	0.06	7	9.2	1.09	447	C ₁₉	1.20
P01-7	J ₃ s ¹	0.06	15	11.3	1.20	490	C ₁₉	1.22
P01-10	J ₃ s ¹	0.09	18	9.1	1.07	465	C ₂₅	1.02
P01-13	J ₃ s ¹	0.07	22	11.3	1.05	473	C ₂₅	1.02
P01-14	J ₃ s ¹	0.09	21	6.5	1.14	474	C ₂₇	1.04
P01-26	J ₃ s ²	0.06	9	12.4	1.02	501	C ₂₅	1.03
P01-28	J ₃ s ²	0.05	21	13.8	1.14	486	C ₂₅	1.01
P01-29	J ₃ s ²	0.07	40	14.1	1.06	484	C ₂₅	1.03
P01-31	J ₃ s ²	0.07	20	4.7	1.12	483	C ₂₇	1.04
P01-34	J ₃ s ²	0.06	20	7.6	1.20	486	C ₂₇	1.02
P01-40	J ₃ s ²	0.06	22	8.3	1.18	495	C ₂₅	1.05
P01-42	J ₃ s ²	0.11	23	13.4	0.97	489	C ₂₇	1.04
P01-45	J ₃ s ²	0.05	24	11.9	1.01	487	C ₂₇	1.04
P01-46	J ₃ s ²	0.18	22	8.4	0.99	527	C ₁₉	1.14
P01-49	J ₃ s ²	0.06	18	13.4	1.06	509	C ₂₅	1.01
P01-51	J ₃ s ²	0.09	16	5.2	1.02	488	C ₂₅	1.04
P01-57	J ₃ s ²	0.09	21	9.4	1.13	449	C ₂₇	1.03
P03-4	J ₃ s ³	0.06	13	3.8	1.23	494	C ₂₇	1.03
P03-7	J ₃ s ³	0.09	17	4.3	1.47	523	C ₂₅	1.03
P03-8	J ₃ s ³	0.05	16	13.6	1.38	506	C ₂₅	1.04
P03-9	J ₃ s ³	0.20	32	18.9	1.25	509	C ₂₅	1.05
P03-19	J ₃ s ³	0.12	44	28.1	1.32	466	C ₂₅	1.02
P03-29	J ₃ s ³	0.99	30	14.4	1.11	577	C ₂₄	0.93
P03-30	J ₃ s ³	1.20	51	34.7	1.03	578	C ₂₅	1.16
P06-8	J ₃ s ³	0.06	21	11.5	1.12	478	C ₂₇	1.03
P06-9	J ₃ s ³	0.05	180	70.2	0.95	369	C ₂₅	1.08
D0125(T22-s)	J ₃ s ³	0.09	30	30.6	0	454	C ₂₅	1.15
D0428(T24-s)	J ₃ s ⁴	0.17	49	23.3	1.18	484	C ₂₄	1.02
D0155(T30-s)	J ₃ s ⁴	1.42	91	41.7	1.09	506	C ₂₄	0.99
D0155(T30-s2)	J ₃ s ⁴	25.68	2159	997.6	1.06	459	C ₂₅	1.02
D0586(T38-38s)	J ₃ s ⁴	0.06	12	5.2	1.00	489	C ₂₂	0.81
D0586(M34-14)	J ₃ s ⁴	0.37	39	21.8	1.13	470	C ₂₅	1.07

4.2 氯仿沥青“A”和总烃含量

分析表明索瓦组一段碳酸盐岩最高 23 ppm,平均 18.25 ppm,泥岩最高 18 ppm,平均 16.5 ppm;索瓦组二段碳酸盐岩最高 180 ppm,平均 43.39 ppm,泥岩最高 23 ppm,平均 22 ppm;索瓦组三段碳酸盐岩最高 44 ppm,平均 24 ppm,泥(页)岩最高 51 ppm,平均 34 ppm;索瓦组四段碳酸盐岩除沥青质灰岩较高达 91 ppm 和 2159 ppm 外,其他含量均

氯仿沥青“A”是指岩石中可抽提有机质含量,总烃包括沥青“A”中饱和烃和芳香烃组分含量的总和。氯仿沥青“A”和总烃含量是最通常的有机质丰度指标之一(周中毅等,1993)。本次调查我们对索瓦组 43 个样品进行抽提,其可容有机质-氯仿沥青“A”含量普遍较低(表 1)。

较低平均 33 ppm。按照中石油在羌塘盆地根据氯仿沥青“A”对烃源岩划分标准,本区烃源岩大部分属于较差生油岩-非烃源岩,仅 1 个样品达 180 ppm,属于中等烃源岩,造成这种现象的原因可能和该区烃源岩长期暴露于地表,低碳数烃挥发逃逸以及烃源岩已发生生油等有关。

4.3 烃源岩有机质类型

在沉积盆地中,沉积有机质母质来源在盆地演化过程中是不断变化的,生物的发育、气候的变迁、沉积环境及沉积相带的变化是其最重要的影响因素。有机质母质来源的不同,导致沉积有机质类型的不同,即在其化学结构和组成上有差别,对于生油层,则其生烃潜力和油气生成、演化特征也明显不同。所以在对盆地生油层评价中,有机质类型的研究是一项重要内容。

在托纳木藏布地区,我们一共做了 43 个烃源岩样品的干酪根分离和干酪根显微组分鉴定,但干酪根显微组分鉴定只分析出 14 个样品结果(表 2)。从分析结果看,烃源岩有机质类型均为 II 型,有机质类型中等。其中索瓦组一段、二段、三段和四段 II₁-II₂ 均有发育,其中一、二、三段以腐殖腐泥型(II₂)为主,腐泥腐殖型为辅(II₁);四段以腐泥腐殖型为主(II₁)为主,见腐殖腐泥型(II₂)。同时我们分析了 11 个烃源岩样品的碳同位素,δ¹³C 分布于-26.79~-20.24‰之间,碳同位素均小于-25‰,有机质富重碳同位素,从目前侏罗系海相生物研究结果来看,海相浮游生物的 δ¹³C 在-27‰~-22.5‰,与研究区基本一致,表明研究区有机质主要来源于

海相低等水生生物,但可能在沉积、成岩和隆升改造过程中输入了高等植物。总体来看其有机质母质类型相对较好,其结果与干酪根显微组分分析结果相吻合。

4.4 烃源岩有机质成熟度

干酪根镜质体反射率(R_o)目前被认为是研究干酪根热演化和成熟度的最佳参数(周中毅等,1993;陈刚等,2002)。有机质镜质体反射率与成岩作用关系密切,热变作用愈深,镜质体反射率愈大。在生物化学阶段镜质体反射率为低值(<0.5%),随着埋藏深度的增加镜质体反射率(R_o)逐渐变化,在热催化生油气阶段和热裂解生凝析气阶段,反射率作为深度的函数增加较快,从约 0.5% 增加到 2%,至深部高温生气阶段,反射率继续增加。

羌塘盆地有机质热演化总体显示出“外高内低”的环带状分布特点。烃源岩有机质 R_o 在盆地中心一般小于 1.0%,而向盆地外围方向 R_o 值呈现增大趋势。

根据羌塘盆地已有大量资料,将盆地有机质热演化分为 4 个阶段(赵政璋等,2001):① 低成熟阶段,古埋深 2500~4500 m,古地温 75~100℃,R_o 值 0.5~0.8%;② 成熟阶段,古埋深 4500~5500 m,古地温 100~127℃,R_o 值 0.8~1.3%,为烃类大量生成阶段;③ 高成熟阶段,古埋深 5500~7200 m,古地温 127~150℃,R_o 值 1.3~2.0%,为烃类生成急剧减小阶段;④ 过成熟阶段,古埋深>7200 m,古地温>150℃,R_o 值>2.0%,该阶段液态烃生成几乎为零,气态烃是已生成的液态烃高温裂解而来。

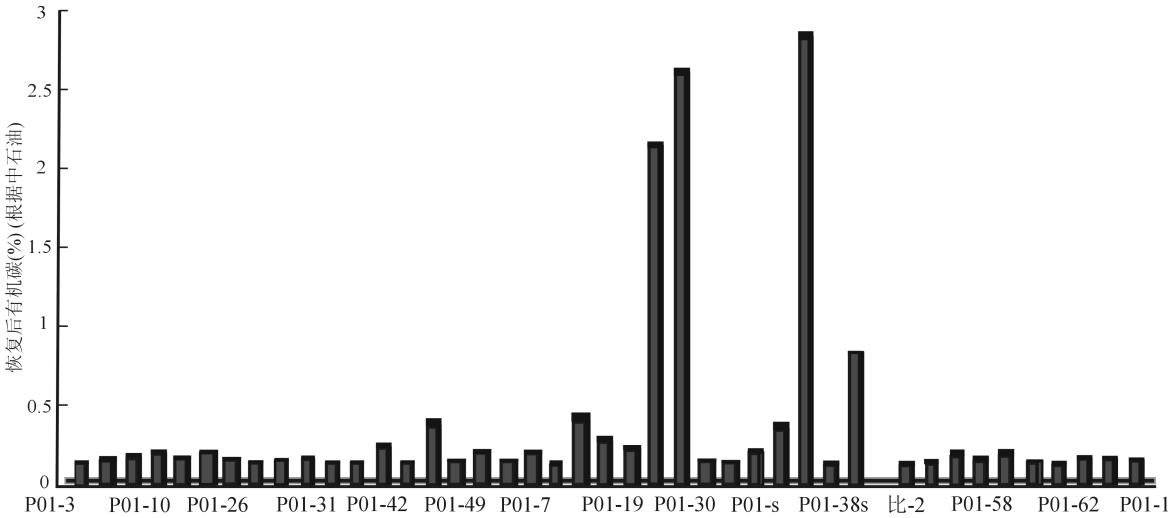


图3 托纳木藏布烃源岩恢复后有机碳柱状图

Fig. 3 Histogram of organic carbon of recovered hydrocarbon source rock

表 2 烃源岩干酪根显微组分类型鉴定表

Table 2 Classification of hydrocarbon source rock's kerogen micro-components

样品号	层位	岩性	烃源岩干酪根显微组分				有机质类型
			腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组	
P01-3	J ₃ s ¹	灰岩	76	1	10	13	Ⅱ ₁
P01-10	J ₃ s ¹	灰岩	63	2	18	17	Ⅱ ₂
P01-26	J ₃ s ²	灰岩	72	1	12	15	Ⅱ ₁
P01-34	J ₃ s ²	灰岩	64	1	16	19	Ⅱ ₂
P01-46	J ₃ s ²	灰岩	56	3	20	21	Ⅱ ₂
P01-51	J ₃ s ³	灰岩	70	1	15	14	Ⅱ ₁
P03-7	J ₃ s ³	灰岩	51	2	25	22	Ⅱ ₂
P03-19	J ₃ s ³	灰岩	55	2	19	24	Ⅱ ₂
P03-29	J ₃ s ³	灰岩	60	1	18	21	Ⅱ ₂
P03-30	J ₃ s ³	灰岩	65	1	16	18	Ⅱ ₂
D0428(T24-s)	J ₃ s ⁴	灰岩	71	1	15	13	Ⅱ ₁
D0155(T30-s)	J ₃ s ⁴	灰岩	59	3	20	18	Ⅱ ₂
D0586(T38-38s)	J ₃ s ⁴	灰岩	75	2	11	12	Ⅱ ₁
D0586(M34-14)	J ₃ s ⁴	灰岩	35	-	8	10	Ⅱ ₁

在托纳木藏布地区,我们一共选送了 43 个烃源岩样品进行镜质体反射率分析,有 34 个样品获得了分析数据(表 1)(其他样品没有分析数据可能是因为缺乏镜质体,或者是有镜质体而不能测定)。从表可以看出,本区烃源岩 R_o 最高值为 1.38%,最低值为 0.95%,表明烃源岩均已达到成熟阶段,除一个样品 R_o 达 1.38%,进入高成熟阶段,其他样品均达成熟的大量生烃阶段。同时我们也选送了 35 个烃源岩样品进行热解分析, T_{max} 值绝大部分在 500℃ 以下,均为成熟-高成熟,只有一个样品超过 570℃(表 1),为过成熟,其 T_{max} 值与 R_o 值基本上吻合。由于烃源岩暴露于地表,长期遭受风华、大气水淋虑、紫外线照射等,实测成熟度应该高于其真实成熟度。

同时烃源岩干酪根碳同位素也是判断有机质热演化程度的参数之一,演化程度越高,干酪根碳同位素($\delta^{13}C$)就越重,而原油演化程度越高其碳同位素($\delta^{13}C$)就越低。该区烃源岩干酪根碳同位素比较重, $\delta^{13}C$ 均小于-25‰,其成熟度较高,与烃源岩镜质体反射率值和热解峰温相吻合,该区烃源岩为成熟-高成熟。

从分析数据来看,该区烃源岩有机质类型均为Ⅱ₁ 和Ⅱ₂ 型,没有见到Ⅰ型和Ⅲ型,有机质类型较好,烃源岩均已成熟,为中-高成熟度,但有机碳含

量偏低,我们觉得这与样品长期暴露于地表遭受风化有关,同时由于烃源岩的成熟度相对较高,没有不成熟或低成熟的烃源岩样品,我们无法开展烃源岩有机质热模拟分析,从而无法取得其有机质的恢复系数,在研究过程中引用了中石油青藏项目经理部在上个世纪中后期对羌塘盆地进行石油地质调查时所获得的有机质恢复系数,同时,我们在分析研究的时候没有(也无法)考虑烃源岩因风化所损失的有机质,因此我们认为该区有机质恢复系数应该更高。

4.5 烃源岩色谱、质谱特征

我们一共选送了 34 个烃源岩样品进行色谱分析(表 1)。从分析结果看出:该区烃源岩主峰碳主要以高碳数 C_{25} 、 C_{27} 为主,极少数为低碳数 C_{19} 。同时 $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ 绝大部分小于 0.5,只有极少数大于 0.5, $(nC_{21}+nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$ 值分布范围较大,最大的为 3.47,最小的 0.32,表明该地区烃源岩大部分具有明显的重碳优势,并且缺乏 $C_1 \sim C_{10}$ 的低碳数正构烷烃,我们认为该区烃源岩缺乏轻烃,可能与我们测量剖面的地区长期暴露于地表,样品长期遭受风化淋滤,轻烃挥发逃逸有关。该区烃源岩 OEP 值分布于 0.81~1.24,,大于 1.15 的具有奇碳优势的样品只有 4 个,CPI 值分布于 1.03~1.10,均大于 1,但偶碳优势不明显,总之,该区烃源岩没有明显的奇偶优势。Pr/Ph 基本上都在 0.43~0.72 范围内。

表 3 烃源岩质谱分析数据表

Table 3 Mass spectrographic analysis data of hydrocarbon source rock

样品 编号	层位	Ts/Ts+Tm	C ₃₁ (S /S+R)	r-蜡烷/ C ₃₀ 藿烷	C ₂₉ ββ /(ββ+αα)	C ₂₉ S /(S+R)	C ₂₇ 规则 甾烷	C ₂₈ 规则 甾烷	C ₂₉ 规则 甾烷	C ₃₅ / 升藿烷
P01-3	J ₃ s ¹	0.35	—	—	0.42	0.54	0.21	0.29	0.50	—
P01-10	J ₃ s ¹	0.51	0.55	0.16	0.45	0.54	0.26	0.30	0.44	0.22
P01-26	J ₃ s ²	0.40	0.60	0.21	0.36	0.49	0.23	0.26	0.51	0.32
P01-40	J ₃ s ²	0.49	0.55	0.22	0.39	0.52	0.24	0.24	0.52	0.29
P01-51	J ₃ s ²	0.28	0.57	0.17	0.40	0.53	0.24	0.28	0.47	0.34
P03-7	J ₃ s ³	0.41	0.60	0.19	0.36	0.49	0.23	0.23	0.53	0.30
P03-19	J ₃ s ³	0.45	0.55	0.14	0.40	0.53	0.27	0.27	0.46	0.31
P03-30	J ₃ s ³	0.53	0.52	0.14	0.42	0.55	0.27	0.28	0.45	0.15
P06-9	J ₃ s ²	0.44	0.59	0.11	0.43	0.55	0.30	0.25	0.45	0.22
D0125 (T22-s)	J ₃ s ³	0.57	0.55	0.14	0.38	0.52	0.28	0.22	0.50	0.29
D0155 (T30-s)	J ₃ s ⁴	0.55	0.54	0.20	0.41	0.54	0.27	0.24	0.49	0.22
D0155 (T30-s2)	J ₃ s ⁴	0.55	0.59	0.09	0.50	0.53	0.43	0.18	0.39	0.22
D0586 (M34-14)	J ₃ s ⁴	0.42	0.59	0.18	0.36	0.50	0.23	0.25	0.52	0.29

我们在托纳木藏布地区选取了 13 个烃源岩样品进行质谱分析(表 3)。分析结果表明,烃源岩 γ-蜡烷含量较低,γ-蜡烷/C₃₀ 藿烷比值均小于 0.22;C₂₉ββ/(ββ+αα) 值均≤0.50,均未达平衡值;C₂₉S/(S+R)只有 3 个样品小于 0.50,最小为 0.46,其比值均未达平衡值,表明烃源岩达到成熟阶段而未达过成熟阶段,与前面分析吻合很好。C₂₇ 规则甾烷、C₂₈ 规则甾烷含量几乎均小于 30%,C₂₉ 规则甾烷含量较高,最高达 0.52,最低也有 0.39,表明该区烃源岩母质中高等植物来源相对较高(高等植物可能为成岩和改造过程中混入),藻类等的等水生生物相对于高等植物少。

5 认识及结论

- (1) 该地区烃源岩为差-中等,如果综合考虑青藏高原遭受长期的风化剥蚀等其它因素,该地区烃源岩应该是中等-好的烃源岩,有形成大的油气藏的物质基础。
- (2) 从测区烃源岩分布和有机碳含量、有机质类型、热演化程度等分析结果来看,本区索瓦组在有机质类型、热演化程度等方面基本相似,烃源岩中以索瓦组三段油页岩有机碳含量最高(含沥青值灰岩除外,沥青值灰岩中有机碳含量受沥青质影响,其有机碳含量比真实值高),索瓦组四段的生物碎屑灰岩有机碳含量也明显高于其它三段的生物碎屑灰岩。

从整体上看,索瓦组烃源岩中,索瓦组三段和四段烃源岩有机碳含量比一段、二段高(平均值),但三段其有机质类型Ⅱ₂ 型,较其它三段要差一些,综合评价认为索瓦组四段碳酸盐岩和三段泥岩为较好烃源岩,三段和二段碳酸岩盐为中等-较差烃源岩,二段泥岩、一段泥岩与碳酸盐岩为较差烃源岩。

(3) 色谱分析表明烃源岩主峰碳主要以高碳数 C₂₅、C₂₇ 为主,大部分具有明显的重碳优势。质量色谱分析分析结果表明,烃源岩 r-蜡烷含量较低,烃源岩有机质主要来源于海相低等生物,并混有陆相高等植物。

本文撰写过程中得到了中石化研究总院伍新和高级工程师、成都理工大学沉积地质研究院田景春教授的指导和帮助,在此表示衷心感谢!

[References]

Gao Rui-qi,Zhao Zheng-zhang. 2001. China's oil and gas exploration in the new area (the 6th volume) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press;256 (in Chinese)

Du Bai-wei,Liu Zhen-cai,Peng Qing-hua,He Jiang-lin. 2010. Discovery of the extensive asphalt veins from the Xueshan Formation in the Tuonamuarea,Qiangtang basin,northern Tibet,China. [J]. Geology Bulletin,29(12):1881-1883 (in Chinese with English abstract)

Hu Ming-yi,Wen Zhi-gang,Xiao Chuan-tao,Gong Wen-ping,Zhang Shang-feng,Yao Zheng-dao. 2001. Depositional system and potential of hydrocarbon generation of upper Jurassic Suowa Formation in Qiangtang Basin [J]. Journal of Jiangnan Petroleum Institute. 23 (1):5-8(in Chinese with English abstract)

Jing Wei,Wang Cheng-shan,Wu Xin-he,Li Ya-lin. 2006. Condition of

hydrocarbon accumulation in Tuonamu Area in Qiangtang Basin, Northern Tibet. [J]. Xinjiang's oil Geology, 27(5):530-534 (in Chinese with English abstract)

Jin Wei, Wang Shan-cheng, Zhao Bing, Li Ya-lin. 2006. Stratigraphic features of upper Jurassic Suowa Formation in Tuonamu Region, Tibet. [J]. Northwest Geology, 39(3):97-101 (in Chinese with English abstract)

Liu Wen-bing, Hu Kai, Jiang Xiao-qiong, Li Zhi-ming, Zhang Bei, Qin Jian-zhong. 2008. The sample preparation way for organic maceral analysis of marine hydrocarbon source rock. [J]. Coal Geological and Exploration, 36(2):7-9 (in Chinese with English abstract)

Liu Zeng-qian, Xu Xian. 1990. Formation and evolution of tectonic and the Qinghai-Tibet plateau [M]. Beijing: Geology Bulletin; 174 (in Chinese)

Wang Cheng-shan, Edmund Z. 1997. Potential oil and gas bearing basins on the Qinghai-Tibet Plateau of China [J]. International Geological Review, 39(10):876-890

Wang Cheng-shan, Fu Xiu-gen, Li Zhong-xiong, Xiong Song. 2010. Formation and significance of the oil shales from the North Qiantang Basin. [J]. Sediment and Tethys Geology, 30(3):11-16 (in Chinese with English abstract)

Wang Cheng-shan, Yi Hai-sheng. 2001. Discovery of paleo-oil-reservoir in Qiangtang basin in Tibet and its geological significance. [J]. Petroleum Geology, 25(2):135-143 (in Chinese with English abstract)

Wang Xiu-yan, Teng Yu-hong, Wang Wen-gui, Liao Tai-ping. 1998. Tethys-tectonic domain and petroleum prospects in Tibet. [J]. Acta Petrolei Sinica, 19(2):40-48 (in Chinese with English abstract)

Wu Xin-he, Wang Cheng-shan, Yi Hai-sheng. 2004. Discussion on characteristics of Mesozoic petroleum system of Qiangtang basin in Tibet. [J]. The Geological Exploration, 32(6):27-30 (in Chinese with English abstract)

Wu Xin-he, Wang Cheng-shan, Yi Hai-sheng, Zhou Yan-rong, Li Ya-lin. 2005. Fossil-reservoir of hydrocarbon rock in Qiangtang Basin of Tibet and exploration perspective of oil and gas. [J]. Acta Petrolei Sinica, 26(1):13-17 (in Chinese with English abstract)

Wu Xin-he, Zhang Li, Wang Shan-cheng, Yi Hai-sheng. 2008. Characteristics of the Mesozoic marine source rocks in the Qiangtang Basin, Tibet [J]. Petroleum Geology, (29):348-353 (in Chinese with English abstract)

Yang Ri-hong, Li Cai, Yang De-ming, He Zhong-hua, Ren Yun-sheng, Liu Yan-mu. 2000. Mesozoic tectonic-petrographic evolution and oil-gas perspective in Qiangtang basin, Tibet [J]. Journal of Changchun University of Defense Technology, 30(3):237-242 (in Chinese with English abstract)

Yu Guang-ming, Wang Cheng-shan. 1990. Sedimentation of Tethys in Tibet [M]. Beijing: Geological Publishing; 185 (in Chinese)

Yun Jin-biao, Luo Du-qing, Lin Tie-feng. 1999. Discussion on geodynamic evolution and oilgas prospect of qiangtang basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 20(3):38-39 (in Chinese with English abstract)

Zhao Jun-feng, Liu Chi-yang, Wang Xiao-mei. 2004. The factors influencing the measurement results of vitrinite reflectance. [J]. Coal Geological and Exploration, 32(6):16-17 (in Chinese with English abstract)

Zhu Tong-xing, Feng Xin-tao, Li Zhong-liang, Zhang Hui-hua, Zhang Qi-yue, Lin Shi-liang. 2007. Discovery of the liquefied dense oil section in the Jiang'aidarina, Shuanghu area, northern Tibet, China [J]. Geology Bulletin, 26(1):114-116 (in Chinese with English abstract)

Zhao Zheng-zhang, Li Yong-tie. 2001a. Oil Geology in Qiangtang Basin, Qinghai-Tibetan Plateau [M]. Beijing: Science Press; 426 (in Chinese)

Zhao Zheng-zhang, Li Yong-tie. 2001b. Characteristics of Mesozoic sedimentary facies and reservoir caprock in Qinghai-Tibetan Plateau [M]. Beijing: Science Press; 398 (in Chinese)

[附中文参考文献]

高瑞琪, 赵政璋. 2001. 中国油气新区勘探 (第 6 卷) [M]. 北京: 石油工业出版社; 256

杜佰伟, 刘贞才, 彭清华, 何江林. 2010. 青藏高原羌塘盆地托纳木地区雪山组大规模沥青脉的发现 [J]. 地质通报, 29(12):1881-1883

胡明毅, 文志刚, 肖传桃, 龚文平, 张尚锋, 姚政道. 2001. 羌塘盆地上侏罗统索瓦组沉积体系及生烃潜力 [J]. 江汉石油学院学报, 23(1):5-8

金 玮, 王成善, 伍新和, 李亚林. 2006. 藏北羌塘盆地托纳木地区油气成藏条件 [J]. 新疆石油地质, 27(5):530-534

金 玮, 王成善, 赵 兵, 李亚林. 2006. 西藏羌塘托纳木上侏罗统索瓦组地层学特征 [J]. 西北地质, 39(3):97-101

刘增乾, 徐宪等. 1990. 青藏高原大地构造与形成演化 [M]. 北京: 地质出版社; 174

刘文斌, 胡 凯, 蒋小琼, 李志明, 张 蓓, 秦建中. 2008. 海相烃源岩有机显微组分的样品前处理方法 [J]. 煤田地质与勘探, 36(2):7-9

王成善, 伊海生. 2001. 西藏羌塘盆地地质演化与油气远景评价 [M]. 北京: 地质出版社. 248-249

王成善, 伊海生, 刘池洋, 李亚林, 邹艳荣, 伍新和, 邓斌, 杨兴科. 2004. 羌塘盆地古油气藏发现及其意义 [J]. 石油与天然气地质, 25(2):135-143

王 剑, 付修根, 李忠雄, 熊 松. 2010. 北羌塘盆地油页岩形成环境及其油气地质意义 [J]. 沉积与特提斯地质, 30(3):11-16

王岫岩, 云金表, 罗笃清, 滕玉洪, 林铁锋. 1999. 西藏羌塘盆地动力学演化与油气前景探讨 [J]. 石油学报, 20(3):38-39

王岫岩, 滕玉洪, 王贵文, 廖太平. 1998. 西藏特提斯构造域及找油前景 [J]. 石油学报, 19(2):40-48

伍新和, 王成善, 伊海生. 2004. 羌塘盆地中生界含油气系统特征 [J]. 煤田地质与勘探, 32(6):27-30

伍新和, 王成善, 伊海生, 邹艳荣, 李亚林. 2005. 西藏羌塘盆地烃源岩-古油藏及其油气远景 [J]. 石油学报. 26(1):13-17

伍新和, 张 丽, 王成善, 伊海生. 2008. 西藏羌塘盆地中生界海相烃源岩特征 [J]. 石油天然气地质 (29):348-353

杨日红, 李 才, 杨德明, 和钟铎, 任云生, 刘焱木. 2000. 西藏羌塘盆地中生代构造岩相及油气远景 [J]. 长春科技大学学报, 30(3):237-242

余光明, 王成善. 1990. 西藏特提斯沉积地质 [M]. 北京: 地质出版社;

185

赵政璋,李永铁. 2001a. 青藏高原羌塘盆地石油地质[M]. 北京:科学出版社:426

赵政璋,李永铁. 2001b. 青藏高原中生界沉积相及油气储盖层特征[M]. 北京:科学出版社:398

赵俊峰,刘池洋,王晓梅. 2004. 镜质体反射率测定结果的影响因素[J]. 煤田地质与勘探,32(6):16-17

朱同兴,冯心涛,李宗亮,张惠华,张启跃,林仕良. 2007. 西藏双湖地区江爱达日那发现液态油苗[J]. 地质通报,26(1):114-116

Analysis of Mesozoic Hydrocarbon Source Rocks in the Tuonamuzangbu area, Qiangtang Basin, Tibet

FU Shun^{1,2}

(1. Key Laboratory of Mathematical Geology of Sichuan Province, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059;
2. College of Information Management, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059)

Abstract: The Tuonamuzangbu area is situated between the Qiangbei depression and central uplift zone, Qiangtang basin, Tibet, where the hydrocarbon source rocks are mainly limestone and mudstone of sections 1-4 of the Suowa Group 1, upper Jurassic. The hydrocarbon source rocks in this region are thick with relatively low content of total organic carbon (TOC). Their chloroform asphalt “A” and total hydrocarbon content are also relatively low, organic matter type is medium, and thermal evolution degree is of intermediate – high maturity. The hydrocarbon source rocks have a double-peak distribution of carbon numbers C₂₅ and C₂₇, and are dominated by heavy carbon superiority with low r- wax alkane content. Comprehensive evaluation considers that for the Suowa Group, carbonate of section 3 of and mudstone of section 4 are the better hydrocarbon source rocks, carbonate of sections 3 and 2 is intermediate hydrocarbon source rocks, mudstone and the carbonate of section 1 are poor hydrocarbon source rocks.

Key words: Tuonamuzangbu area, Suowa group, hydrocarbon source rocks, organic geochemical characteristics