



移动阅读

宋春彦, 王东, 卓皆文, 等, 2023. 羌塘盆地羌地 18 井上二叠统那益雄组烃源岩地球化学特征及意义[J]. 沉积与特提斯地质, 43(3): 515–529. doi: 10.19826/j.cnki.1009-3850.2023.08006

SONG C Y, WANG D, ZHOU J W, et al., 2023. Geochemical Characteristics and Significance of Source Rocks of Upper Permian Nayixiong Formation in QD18 Well, Qiangtang Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 43(3): 515–529. doi: 10.19826/j.cnki.1009-3850.2023.08006

## 羌塘盆地羌地 18 井上二叠统那益雄组烃源岩地球化学特征及意义

宋春彦<sup>1,2</sup>, 王东<sup>1,2</sup>, 卓皆文<sup>1,2</sup>, 李学仁<sup>1,2</sup>, 何利<sup>1,2</sup>, 洪焯斌<sup>2,3</sup>

(1. 中国地质调查局成都地质调查中心(西南地质科技创新中心), 四川 成都 610218; 2. 自然资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川 成都 610218; 3. 成都理工大学, 四川 成都 610059)

**摘要:** 为进一步厘清羌塘盆地古生界烃源岩条件及油气勘探前景, 以羌地 18 井钻遇的古生界上二叠统那益雄组黑色泥页岩为研究对象, 通过岩石热解、元素分析、干酪根镜鉴, 结合饱和烃色谱-质谱分析, 评价那益雄组烃源岩品质, 研究烃源岩的发育环境和演化过程, 探讨羌塘盆地古生界油气勘探前景。结果表明: (1) 羌地 18 井那益雄组黑色页岩的 TOC 介于 0.58%~6.74% 之间, 平均值为 1.5%; 有机质组成以镜质组为主, 部分样品以腐泥组为主, H/C 原子比介于 0.42~0.81 之间, O/C 原子比介于 0.08~0.28 之间, 干酪根类型指数 TI 介于 -75.25~38.50 之间, 干酪根类型属于 II<sub>2</sub>-III 型, 以 III 型为主; R<sub>o</sub> 介于 1.44%~2.01% 之间, T<sub>max</sub> 值介于 455~544℃ 之间, 主体进入高成熟演化阶段, 部分达到过成熟阶段, 以生凝析油、湿气为主; (2) 生物标志物揭示那益雄组沉积时水体为还原环境, 具有混合物源特征。(3) 羌塘盆地二叠系发育有效烃源岩, 盆地东部的有机质丰度明显高于盆地西部, 羌地 18 井中有效烃源岩厚度最大, 达到 212 m, 以中等烃源岩为主, 部分达到优质烃源岩标准, 优质烃源岩共发育 4 段, 累计厚度达 51.9 m, 具有良好的生烃潜力及勘探前景, 可以作为后续羌塘油气勘探的目标层系。

**关键词:** 羌塘盆地; 二叠系; 那益雄组; 烃源岩; 有机质丰度

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

### Geochemical Characteristics and Significance of Source Rocks of Upper Permian Nayixiong Formation in QD18 Well, Qiangtang Basin

SONG Chunyan<sup>1,2</sup>, WANG Dong<sup>1,2</sup>, ZHOU Jiewen<sup>1,2</sup>, LI Xueren<sup>1,2</sup>, HE Li<sup>1,2</sup>, HONG Kuibin<sup>2,3</sup>

(1. Chengdu Center, China Geological Survey (Geosciences Innovation Center of Southwest China), Chengdu 610218, China;

2. Key Laboratory for Sedimentary Basin and Oil and Gas Resources, Ministry of Natural Resources, Chengdu 610218, China;

3. Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China)

**Abstract:** To further clarify the conditions of Paleozoic source rocks and the prospect of oil and gas exploration in Qiangtang Basin, the black mud shale of Upper Permian Paleozoic Nayixiong Formation, which was drilled into QD18 Well, was taken as the research object. Through rock pyrolysis, elemental analysis, kerogen identification, combined with saturated hydrocarbon chromatography-

收稿日期: 2022-11-23; 改回日期: 2023-07-28; 责任编辑: 黄春梅; 科学编辑: 万友利

作者简介: 宋春彦 (1981—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事沉积、构造和油气方面的研究。E-mail: 331377185@qq.com

资助项目: 国家自然科学基金项目 (No.41502112)、西藏科技厅重点研发计划 (No.XZ202101ZY0014G)、西藏自治区科技重大专项 (No.XZ202201ZD0004G05) 共同资助

mass spectrometry, the source quality of Nayixiong Formation was evaluated, and the development environment and evolution process of source rocks were studied. The exploration prospect of Paleozoic oil and gas in Qiangtang Basin is discussed. The results show that: (1) The TOC of the black shale of Nayixiong Formation in QD18 Well is between 0.58% and 6.74%, with an average value of 1.5%. The organic matter composition is mainly vitrinite, some samples are mainly sapropelic, H/C atomic ratio is between 0.42~0.81, O/C atomic ratio is between 0.08~0.28, kerogen type index TI is between -75.25~38.50, kerogen type belongs to type II<sub>2</sub>-III, mainly type III. The  $R_o$  was between 1.44% and 2.01%, and the  $T_{max}$  was between 455 and 544°C. Most of them entered the stage of high maturity evolution, and some reached the stage of over-maturity, mainly condensate and moisture. (2) Biomarkers revealed that the water body of Nayixiong Formation was a reducing environment with the characteristics of mixture source. (3) Effective source rocks are developed in the Permian of Qiangtang Basin, and the abundance of organic matter in the eastern part of the basin is significantly higher than that in the western part of the basin. The thickness of effective source rocks in QD18 Well is the largest, reaching 212 m. There are four high-quality source rocks developed in total, and the accumulated thickness of high-quality source rocks is 51.9 m, which has very good hydrocarbon generation potential and exploration prospect. It can be used as target strata for subsequent Qiangtang oil and gas exploration.

**Key words:** Qiangtang Basin; Permian; Nayixiong Formation; source rocks; abundance of organic matter

## 0 引言

近年来,我国油气对外依存度逐年攀升,国际形势风云变幻,更是进一步加剧了能源紧张局面,凸显了国家能源安全保障必须最大限度地自给自足的理念。羌塘盆地位于青藏高原腹地,早期的研究者通常将青藏高原的中生代沉积盆地与特提斯构造域西段的中东含油气盆地类比,认为这些盆地具备形成大型油气富集区的基本地质条件(费琪和邓忠凡, 1996; 王东良等, 2001; 伊海生和夏国清, 2022)。随着研究的深入,部分学者认识到特提斯构造域的油气分布并不均一(罗建宁, 1996):主要富集在北带和南带,具有“北气南油”的特点,中带则相对稀少(甘克文, 2000)。羌塘盆地正好处于特提斯构造域北带的南部,具有较好的油气勘探前景。同时,羌塘盆地也是青藏高原上面积最大、油气前景最好的地区,有望成为我国油气资源接替区的首选目标(赵文津等, 2006; 王成善等, 2006; 王剑等, 2020; 刘中戎等, 2022)。

然而,羌塘盆地油气勘探正面临久攻不克的窘境,形成我国陆域新区通往重大油气突破之路上的最大障碍(吴国干等, 2006; 张大伟等, 2006; 付修根等, 2020; 王剑等, 2020)。症结在于对优质烃源岩发育层位、富烃凹陷位置等关键问题缺乏基础性研究,制约了对烃类物质生成、运移及聚集成藏过程的深入理解。近来,我们在多年调查、评价的基础上,提出“主探上三叠、兼探侏罗系、预探古生界”的勘探思路。因此,烃源岩评价成为预探古生

界成藏组合的关键基础。羌塘盆地古生界二叠系地层广泛出露,前人基于野外地质剖面资料,从地层划分与对比(吴瑞忠等, 1991; 李庆武等, 2005; 陈寿铭等, 2006; 朱同兴等, 2006)、古生物化石年代学(牛志军等, 2003, 2004; 崔建堂等, 2008; 陈寿铭等, 2009)、火山岩年代学(翟庆国等, 2004, 2006; 王权等, 2006; 段其发等, 2006; 李善平等, 2007, 2008)以及石油地质条件(陈文彬等, 2013, 2017; 宋春彦等, 2014; 曹峻锋等, 2015, 2018)等多方面开展探索性工作,初步揭示二叠系具有一定的油气勘探前景。为了进一步落实羌塘盆地二叠系烃源岩条件及油气勘探潜力,地调局成都中心于2020年在北羌塘东部雁石坪地区部署实施羌地18井(进尺1582 m),钻遇二叠系那益雄组巨厚层黑色页岩。本次以羌地18井钻遇的古生界上二叠统那益雄组黑色泥页岩为研究对象,通过岩石热解、元素分析、干酪根镜鉴,结合饱和烃色谱-质谱分析,评价那益雄组烃源品质,研究烃源岩的发育环境和演化过程,探讨羌塘盆地古生界油气勘探前景,以期对羌塘盆地油气资源调查评价提供支撑材料。

## 1 区域地质背景

羌塘盆地是我国陆上最大的中生界海相残留盆地,其北以可可西里—金沙江缝合带为界,南以班公湖—怒江缝合带为界,与拉萨地块相邻(图1),自北向南可分为北羌塘拗陷、中央隆起带和南羌塘拗陷三个一级构造单元(王剑等, 2004, 2009)。研究区位于北羌塘拗陷东部,地表出露上二叠统那

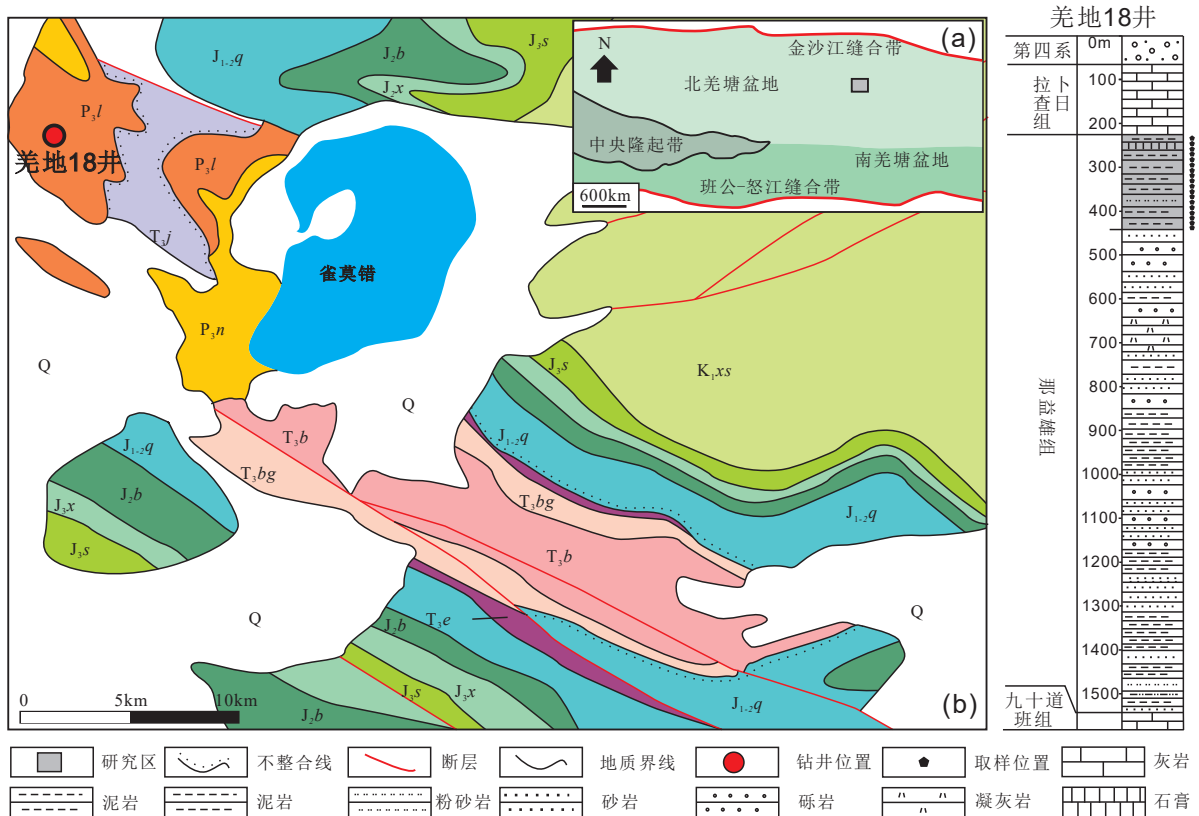


图 1 区域地质图 (a)、研究区地质简图 (b, 据姚华舟等, 2011 简化) 及钻井柱状图

Fig. 1 Regional geological map(a), geologic schematic map of the study area (b, simplified based on Yao et al., 2011) and drilling column diagram

益雄组( $P_3n$ )及三叠系、侏罗系等地层。那益雄组由青海省第二区调队(1983)创建于青海省杂多县那益雄地区,岩性以灰、灰黑色薄层状含炭质、钙质粉砂质泥岩为主,局部夹煤层,顶部夹灰绿色中层状火山岩层(姚华舟等, 2011)。前人指出,那益雄组产长身类的 *Tschernyschewiacf. sinensis* 和 *Tyloplectacf. yangtzeensis* 两个种,产 *Parananlingella laxa* 和 *Nanlingella simplex* 蜓类化石组合,属种分异度低,丰度高,均属于华夏特提斯区温暖型分子化石,时代为晚二叠世吴家坪期(牛志军等, 2003, 2004),可与华南的龙潭组进行对比。二叠纪末期,受全球海平面下降影响,华南、北羌塘等华夏特提斯区发生大规模海退(李维波等, 2015),加之气候以温暖湿润为主,因而该期沉积了大量过渡相的含煤层系,这些含煤泥页岩是华南及羌塘盆地有利的烃源岩。

羌地 18 井自上而下钻遇第四系、上二叠统拉卜查日组( $P_3l$ )、那益雄组( $P_3n$ )以及中二叠统九十道班组( $P_2j$ )。其中,那益雄组分为上下两段,上段岩性为灰色、深灰色薄-中层状泥岩、粉砂质泥岩夹少量浅灰色薄层状粉砂岩;下段岩性为紫红色、

暗紫色中—厚层状岩屑石英中—细粒砂岩,夹多层凝灰岩。羌地 18 井中那益雄组与姚华舟等(2011)所测制的贡日剖面中岩性序列存在一定差异,贡日剖面中发育多套灰岩夹层,且未见紫红色碎屑岩。晚二叠世该区整体处于大陆岛弧构造背景(姚华舟等, 2011),沉积相为三角洲相,不稳定的构造背景和沉积相的非均质性,致使贡日剖面和羌地 18 井那益雄组岩性序列差异较大,贡日剖面可能远离三角洲主水道,枯水期未受到水道沉积影响,仅仅沉积碳酸盐岩,而羌地 18 井位于主水道且更靠近物源区,因而发育多套紫红色碎屑岩组合。

## 2 样品采集与实验分析

本次研究对羌地 18 井 216~437 m 井段的那益雄组黑色泥岩进行连续采样,共采集 61 件泥岩样品(图 1)。所采集的泥岩均为井下新鲜、颜色较深的泥岩样品,尽量避免后期脉体影响。所有样品测试均在重庆地质矿产研究所完成,首先将样品磨碎至 100 目,通过 ZJ294 总碳分析仪按照《沉积岩中总有机碳的测定(GB/T19145—2003)》分析样品

的有机碳含量,用 ZJ287 油气评价仪按照《岩石热解分析(GB/T 1 8602—2012)》进行样品热解分析,接着用索氏抽提法萃取样品中的可溶有机组分,按照《岩石中氯仿沥青的测定(SY/T 5118—2005)》测定其中氯仿沥青“A”含量,然后抽提物在硅胶/氧化铝层析柱上分别用石油醚、二氯甲烷和三氯甲烷/乙醇分离出饱和烃、芳烃和非烃组分。其中,饱和烃通过 HP6890N GC/5975MSD 色谱-质谱联用仪按照《气相色谱-质谱法测定沉积物和原油中生物标志物(GB/T 18606—2017)》进行色谱分析和质谱分析,使用的色谱柱为 30 m×0.25 mm HP-5MS 的石英毛细管柱,载气为氦气,进样温度为 280℃。另外,岩样通过干酪根分离方法从岩样中分离干酪根,然后通过 ZJ257 偏光显微镜和 ZJ280

显微光度计按照《透射光-荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方法(SY/T 5125—2014)》和《沉积岩中镜质体反射率测定方法(SY/T 5124—2012)》进行干酪根类型和镜质组反射率测定,再通过 FLASH EA1112 元素分析仪按照《岩石有机质中碳、氢、氧元素分析方法(GB/T 19143—2017)》测定元素组成。

### 3 烃源岩评价

#### 3.1 有机质丰度

##### (1) 残余有机碳含量(TOC)

羌地 18 井那益雄组 61 件样品全部达到有效烃源岩的 TOC 下限值。结果显示有效烃源岩主要发育于 225~437 m 井段,厚度为 212 m, TOC 含量介于 0.58%~6.74%,平均值为 1.5%(表 1)。61 件

表 1 羌地 18 井那益雄组泥页岩有机碳含量

Table 1 Organic carbon content of mudstones of the Nayixiong Formation in QD 18 Well

样品编号	深度/m	岩性	TOC/%	样品编号	深度/m	岩性	TOC/%
18J-SY01	225.0	灰黑色泥岩	0.58	18J-SY32	306.2	灰黑色泥岩	0.95
18J-SY02	227.0	灰黑色泥岩	0.73	18J-SY33	308.6	灰黑色钙质泥岩	0.98
18J-SY03	230.2	灰黑色泥岩	0.94	18J-SY34	310.5	灰黑色钙质泥岩	6.74
18J-SY04	233.0	灰黑色泥岩	1.11	18J-SY35	311.2	灰黑色泥岩	4.33
18J-SY05	235.6	灰黑色泥岩	1.02	18J-SY36	312.0	灰黑色泥岩	5.97
18J-SY06	237.0	灰黑色泥岩	0.84	18J-SY37	316.0	灰黑色钙质泥岩	1.09
18J-SY07	239.0	灰黑色泥岩	0.65	18J-SY38	323.0	灰黑色钙质泥岩	1.29
18J-SY08	241.8	灰黑色泥岩	0.58	18J-SY39	325.2	灰黑色钙质泥岩	1.03
18J-SY09	243.0	灰黑色泥岩	0.61	18J-SY40	326.7	灰黑色泥岩	1.33
18J-SY10	244.7	灰黑色泥岩	0.85	18J-SY41	331.5	灰黑色泥岩	0.90
18J-SY11	247.3	灰黑色泥岩	0.79	18J-SY42	333.5	灰黑色含钙质泥岩	1.07
18J-SY12	249.7	灰黑色泥岩	1.08	18J-SY43	336.0	灰黑色含钙质泥岩	0.96
18J-SY13	251.1	灰黑色泥岩	0.97	18J-SY44	340.9	灰黑色泥岩	0.71
18J-SY14	254.2	灰黑色泥岩	1.27	18J-SY45	349.7	灰黑色泥岩	1.35
18J-SY15	257.0	灰黑色泥岩	1.22	18J-SY46	353.0	灰黑色泥岩	0.70
18J-SY16	257.8	灰黑色泥岩	1.03	18J-SY47	356.5	灰色粉砂质泥岩	1.60
18J-SY17	260.0	灰黑色泥岩	0.75	18J-SY48	359.5	灰色泥岩	2.40
18J-SY18	263.7	深灰色泥岩	1.00	18J-SY49	363.8	灰色含粉砂泥岩	2.36
18J-SY19	269.8	深灰色泥岩	0.74	18J-SY50	369.5	灰色泥岩	0.42
18J-SY20	270.1	中灰色泥岩	1.24	18J-SY51	373.0	灰色粉砂质泥岩	2.50
18J-SY21	275.0	中灰色泥岩	1.20	18J-SY52	377.0	黑色泥岩	1.08
18J-SY22	276.2	中灰色泥岩	0.80	18J-SY53	379.0	深灰色泥岩	3.64
18J-SY23	276.8	中灰色泥岩	0.77	18J-SY54	383.0	灰色含粉砂泥岩	1.29
18J-SY24	280.6	炭质泥岩	0.77	18J-SY55	385.0	灰色含粉砂泥岩	2.71
18J-SY25	281.6	炭质泥岩	1.52	18J-SY56	394.0	深灰色泥岩	0.79
18J-SY26	288.0	炭质泥岩	3.97	18J-SY57	397.8	深灰色泥岩	1.06
18J-SY27	289.5	炭质泥岩	3.38	18J-SY58	403.0	深灰色泥岩	2.58
18J-SY28	292.0	灰色泥岩	0.84	18J-SY59	408.8	深灰色泥岩	4.49
18J-SY29	295.2	中灰色泥岩	0.84	18J-SY60	419.0	深灰色泥岩	0.96
18J-SY30	300.8	炭质泥岩	1.02	18J-SY61	437.0	灰色泥岩	0.71
18J-SY31	304.5	灰色泥岩	0.70				

泥岩之中,32件泥岩 TOC 大于 1%, 约占总数的 50%; 另有 12 件泥岩 TOC 大于 2%, 约占总数的 20%。根据大多数油田勘探经验, 优质烃源岩(即 TOC 大于 2%)的发育程度对于评判油气勘探潜力更加具有实际意义(张林晔等, 2003)。根据统计结果, 羌地 18 井那益雄组共发育 4 段优质烃源岩: 281.6~289.5 m、310.5~312 m、356.5~373 m 及 377~403 m, 厚度分别为: 7.9 m、1.5 m、16.5 m 及 26 m, 优质烃源岩总厚度为 51.9 m。

### (2) 氯仿沥青“A”及生烃潜量

羌地 18 井那益雄组泥岩的氯仿沥青“A”含量为 0.004 9%~0.01%, 平均值为 0.007 2%, 基本都小于 0.01% 的烃源岩下限值(表 2)。羌地 18 井那益雄组泥岩的生烃潜量( $S_1+S_2$ )为 0.068 6~0.229 8 mg/g, 平均值为 0.145 9 mg/g, 均未达到前人确定的 1.0 mg/g 烃源岩下限值(王剑等, 2009)。

根据氯仿沥青“A”及生烃潜量与 TOC 相关分析图解, 两者均与 TOC 呈正相关(图 2), 表明测

试数据是可靠的, 且能定性指示烃源岩有机质丰度的相对含量。

### 3.2 有机质类型

羌地 18 井干酪根镜鉴结果显示, 腐泥组含量介于 2%~67% 之间(表 3), 壳质组非常少, 镜质组含量介于 18%~86% 之间, 惰质组含量介于 5%~15% 之间, 整体而言腐泥组含量偏低, 仅个别样品较高。羌地 18 井样品的干酪根类型指数( $TI$ , 腐泥组 $\times 100$ +壳质组 $\times 50$ -镜质组 $\times 75$ -惰质组 $\times 100$ )/100(黄第藩等, 1984)介于 -75.25~38.50 之间, 大部分小于 0, 属于 III 型干酪根; 部分介于 0~40 之间, 属于 II<sub>2</sub> 型干酪根。

羌地 18 井泥岩的 H/C 原子比介于 0.42~0.81 之间(表 3), O/C 原子比介于 0.08~0.28 之间, 通过相关图解(图 3), 可以看出样品主要落入 III 型干酪根范围, 可能因热演化影响, 导致元素分析图解中没有体现出 II 型干酪根。总体而言, 羌地 18 井泥岩干酪根类型属于 II<sub>2</sub>-III 型, 以 III 型为主。

表 2 羌地 18 井烃源岩有机地化数据

Table 2 Organic parameters of source rocks in QD 18 Well

样品编号	岩性	层位	TOC/ %	H/C 原子比	O/C 原子比	氯仿“A”/ %	$S_1$ / $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$	$S_2$ / $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$	$S_1+S_2$ / $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$	$T_{\text{max}}/$ °C
18J-SY07	泥岩	P <sub>3n</sub>	0.65	1.81	0.74	0.005 8	0.014 8	0.070 0	0.084 8	508
18J-SY12	泥岩	P <sub>3n</sub>	1.08	0.75	0.22	0.007 9	0.016 5	0.097 8	0.114 3	520
18J-SY25	泥岩	P <sub>3n</sub>	1.52	0.66	0.20	0.01	0.019 1	0.146 6	0.165 7	544
18J-SY40	泥岩	P <sub>3n</sub>	1.33	0.77	0.20	0.007 6	0.018 1	0.181 2	0.199 3	526
18J-SY44	泥岩	P <sub>3n</sub>	0.71	1.77	0.78	0.004 9	0.011 8	0.056 8	0.068 6	529
18J-SY45	泥岩	P <sub>3n</sub>	1.35	0.49	0.08	0.006 9	0.061 8	0.156 0	0.217 8	455
18J-SY47	泥岩	P <sub>3n</sub>	1.6	0.58	0.14	0.007 7	0.037 9	0.191 9	0.229 8	493
18J-SY54	泥岩	P <sub>3n</sub>	1.29	0.42	0.08	0.006 8	0.018 9	0.067 8	0.086 7	542

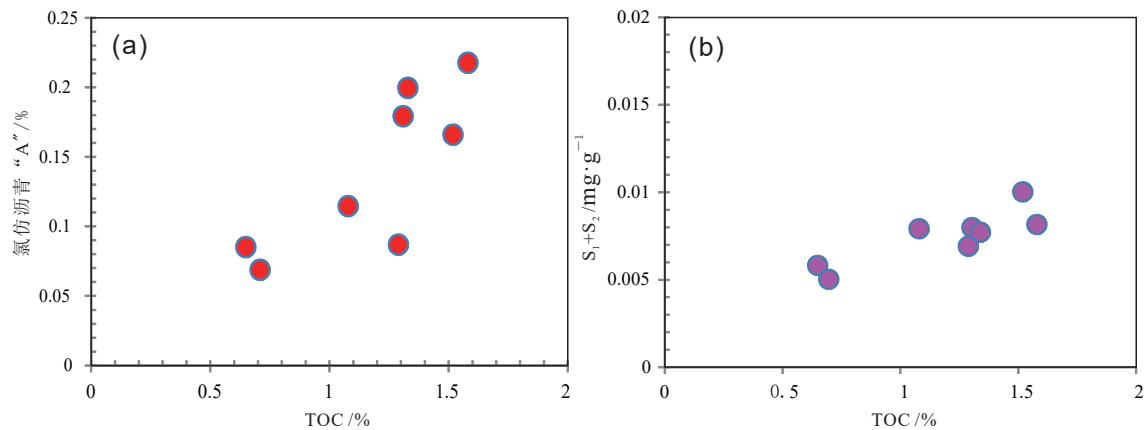


图 2 氯仿沥青“A”及生烃潜量与 TOC 相关分析图

Fig. 2 Correlation analysis diagram of chloroform pitch “A” and “ $S_1+S_2$ ” and TOC

表 3 羌地 18 井泥岩干酪根镜鉴数据  
Table 3 Mudstone kerogen mirror data from QD 18 Well

样品编号	岩性	层位	有机显微组成/%				类型指数 $TI$	有机质类型
			腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组		
18J-SY07	泥岩	$P_3n$	6	0	85	9	-66.75	III
18J-SY12	泥岩	$P_3n$	5	1	86	8	-67.00	III
18J-SY25	泥岩	$P_3n$	50	0	45	5	11.25	II <sub>2</sub>
18J-SY40	泥岩	$P_3n$	7	0	82	11	-65.50	III
18J-SY44	泥岩	$P_3n$	45	0	48	7	2.00	II <sub>2</sub>
18J-SY45	泥岩	$P_3n$	67	0	18	15	38.50	II <sub>2</sub>
18J-SY47	泥岩	$P_3n$	3	0	85	12	-72.75	III
18J-SY54	泥岩	$P_3n$	2	0	83	15	-75.25	III

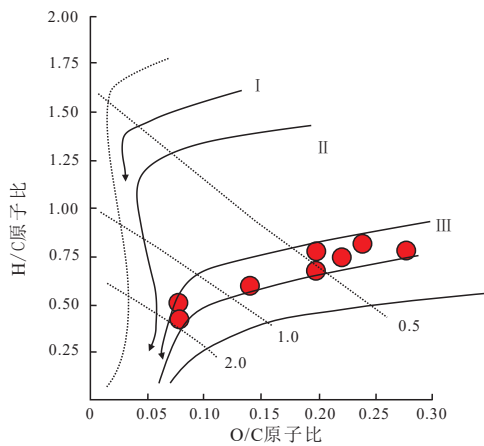


图 3 羌地 18 井 H/C 与 O/C 相关图解 (底图据赵政璋等, 2001)

Fig. 3 H/C and O/C correlation diagrams of QD 18 Well (base map according to Zhao Zhengzhang, et al., 2001)

### 3.3 有机质成熟度

羌地 18 井那益雄组泥质烃源岩镜质体反射率  $R_0$  介于 1.44%~2.01% 之间, 平均为 1.74% (表 4), 表明样品主要处于高成熟阶段, 个别达到过成熟阶段。另外, 随着有机质成熟度的增加, 残余有机质成烃的活化能会越来越高, 热解生烃所需的温度 ( $T_{max}$ ) 也会增加, 因此可应用  $T_{max}$  反映烃源岩的成熟度 (邓宏文和钱凯, 1993)。羌地 18 井那益雄组泥质烃源岩的  $T_{max}$  值介于 455~544℃, 平均 515℃ (表 2)。根据  $T_{max}$ - $R_0$  相关图解 (图 4), 表明羌地 18 井烃源岩主要处于高成熟演化阶段, 部分样品达到过成熟阶段, 整体为生凝析油-湿气。

## 4 生物标志物特征

### 4.1 正构烷烃

羌地 18 井那益雄组泥岩正构烷烃碳数分布范

围为  $C_{14}$ ~ $C_{31}$ ,  $\Sigma C_{21}^-/\Sigma C_{22}^+$  范围在 0.71~1.58 之间, 平均值为 1.09, 以小于  $C_{21}$  的低碳数饱和和烃占优势 (图 5)。从样品的色谱图谱可以看出, 羌地 18 井那益雄组泥岩的正构烷烃主体呈典型的前峰型, 主峰碳为  $C_{16}$ 、 $C_{18}$ ; 但少部分样品呈弱后峰的双峰型, 后峰为  $C_{24}$ 、 $C_{25}$ 。另外,  $(nC_{21}+nC_{22})/(nC_{28}+nC_{29})$  比值介于 1.27~17.6 之间, 明显大于 1 (见表 4), 以上现象说明样品的轻烃组分占明显优势。因此, 根据正构烷烃碳数分布特征判断那益雄组泥岩的有机质母源可能主要为藻类, 但部分样品具有混源特征。

羌地 18 井样品的碳优势指数 CPI 值介于 1.00~1.08 之间, 奇偶优势比 (OEP) 介于 0.70~0.85 之间, 没有明显的奇偶优势。一般认为随着热演化程度增加, 奇偶优势会逐渐消失, CPI 从未成熟的 2.4~5.5 减小至 1.0 左右, OEP 会从未成熟的大于 1.2 减小至 1.2 以下 (蒋有录和查明, 2006)。因此, 本文样品 CPI 值趋近于 1, OEP 值小于 1.2, 共同反映其热演化程度较高, 这一结论与  $R_0$  值反映的结果基本一致。

### 4.2 类异戊二烯烷烃

羌地 18 井那益雄组泥岩的姥植比为 0.42~0.54 (见表 4), 平均值为 0.48。一般认为, Pr/Ph 值 >3 为氧化条件下的陆源有机质输入, Pr/Ph 值 >1 为较氧化环境的, Pr/Ph <1 为还原环境, Pr/Ph 值 <0.6 为缺氧的超盐度环境 (游先军等, 2009)。因此, 本文那益雄组泥岩烃源岩均形成于还原环境, 主要形成于缺氧的超盐度环境, 这一结论与岩心中泥岩夹少量石膏的情况是相符的。

Pr/nC17 与 Ph/nC18 的直角图是划分有机质类型非常有效的图版, 羌地 18 井那益雄组泥岩有机质类型主要为 II 型, 并且具有混合源特征 (图 6)。

表 4 羌地 18 井烃源岩生标参数

Table 4 Source rock biomarker parameters of QD 18 Well

样品编号	$R_o$	CPI	OEP	n1	n2	Pr/nC <sub>17</sub>	Ph/nC <sub>18</sub>	Pr/Ph	n主	n3	n4	n5
18J-SY07	1.56	1.04	0.71	0.81	1.29	0.28	0.57	0.42	C <sub>16</sub> 、C <sub>25</sub>	0.45	0.22	0.51
18J-SY12	1.91	1.03	0.85	1.58	3.49	0.35	0.65	0.43	C <sub>18</sub>	0.5	0.27	0.5
18J-SY25	1.89	1	0.82	0.92	1.19	0.16	0.28	0.54	C <sub>16</sub> 、C <sub>24</sub>	0.44	0.23	0.51
18J-SY40	1.99	1.08	0.71	1.35	1.6	0.29	0.56	0.51	C <sub>16</sub>	0.45	0.2	0.51
18J-SY44	2.01	1.06	0.7	0.71	1.02	0.24	0.53	0.49	C <sub>16</sub>	0.46	0.23	0.53
18J-SY45	1.44	1.02	0.73	0.97	1.45	0.26	0.45	0.44	C <sub>18</sub>	0.44	0.26	0.52
18J-SY47	1.44	1.05	0.76	1.12	1.78	0.19	0.38	0.5	C <sub>16</sub>	0.47	0.24	0.5
18J-SY54	1.68	1.03	0.75	1.23	1.82	0.31	0.49	0.47	C <sub>18</sub>	0.46	0.21	0.53

注： $R_o$  镜质体反射率（%）； $CPI=0.5 \times [(C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33}) / (C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}) + (C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33}) / (C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}+C_{34})]$ ； $OEP=[(C_i+6 \times C_{i+2}+C_{i+4}) / (4 \times C_{i+1}+4 \times C_{i+3})]^{(-1)^{i+1}}$ ； $n1=\sum nC_{21} / \sum nC_{22}$ ； $n2=(nC_{21}+nC_{22}) / (nC_{28}+nC_{29})$ ； $n主$ —主峰碳数； $n3=C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S / (20S+20R)$ ； $n4=C_{29}\alpha\beta\beta / (\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ ； $n5=Ts / (Tm+Ts)$

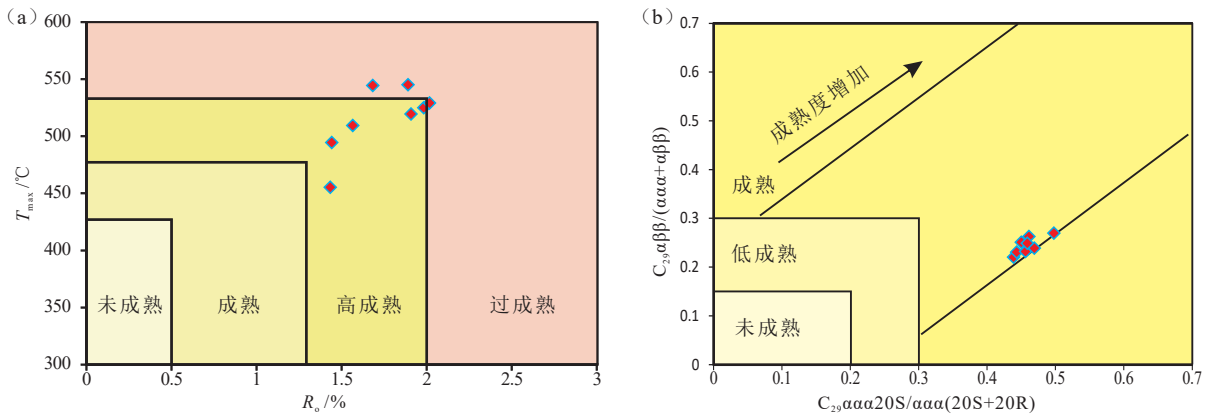


图 4 羌地 18 井烃源岩成熟度图解（底图据赵政璋等, 2001）

Fig. 4 Diagram of source rock maturity of QD 18 Well (base map according to Zhao et al., 2001)

羌地 18 井那益雄组泥岩的伽马蜡烷指数介于 0.23~0.33 之间(见表 4), 平均值为 0.29。一般以伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/C<sub>30</sub> 藿烷)0.2 为界, 划分咸水与淡水(Mackenzie, 1981; 卢双舫和张敏, 2008; 孙涛等, 2013)。本文样品伽马蜡烷指数大于 0.2, 表明当时的沉积时水体主要表现为高盐度的还原环境, 并指示水体存在密度分层特征。

#### 4.3 萜类化合物

羌地 18 井那益雄组 m/z191 质量色谱图显示, 所有样品均检测出了一定含量的五环三萜烷、三环萜烷、四环萜烷及伽马蜡烷等, 其相对丰度关系为五环三萜烷 > 三环萜烷 > 四环萜烷, 三环萜烷中 C<sub>21</sub>, C<sub>23</sub>, C<sub>24</sub> 呈倒“V”字形分布(图 7), 五环三萜烷以 C<sub>30</sub> 藿烷占优势, 这是细菌和蓝绿藻类来源的可靠指标(Peters and Moldowan, 1991)。

本文羌地 18 井那益雄组泥岩 Tm/Ts 比值介于 0.89~1.0 之间, 平均值 0.96。一般而言, 随着成熟度增加, Tm/Ts 比值从 2.0 左右降到 1.0(Peters

and Moldowan, 1991)。本文烃源岩的 Tm/Ts 比值接近 1, 表明其成熟度较高, 但也有学者认为 Tm/Ts 比值会受沉积环境的影响(Mokwan et al., 1991)。

羌地 18 井那益雄组泥岩的 Ts/(Tm+Ts) 比值介于 0.42~0.54 之间, 平均值为 0.48。随着成熟度增加, Ts/(Tm+Ts) 比值会而逐渐升高, 并在烃源岩的生油晚期增加到 0.5 左右(任拥军等, 2000)。本文样品的 Ts/(Tm+Ts) 比值接近 0.5, 表明那益雄组烃源岩达到了生油晚期阶段。

#### 4.4 甾类化合物

羌地 18 井那益雄组泥岩 C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> 规则甾烷的分布形态大致相似, 呈现 C<sub>27</sub>>C<sub>29</sub>>C<sub>28</sub> 的不对称“V”型分布(图 7), 表明其母质来源以海相生物来源为主, 同时混有陆源高等植物或藻类输入, 对 C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> 规则甾烷绘制三角图(图 6), 所有样品点均落入图中部的混合源区, 主要是高等植物与海相生物来源进行的混合, 这一结果与干酪根镜鉴结

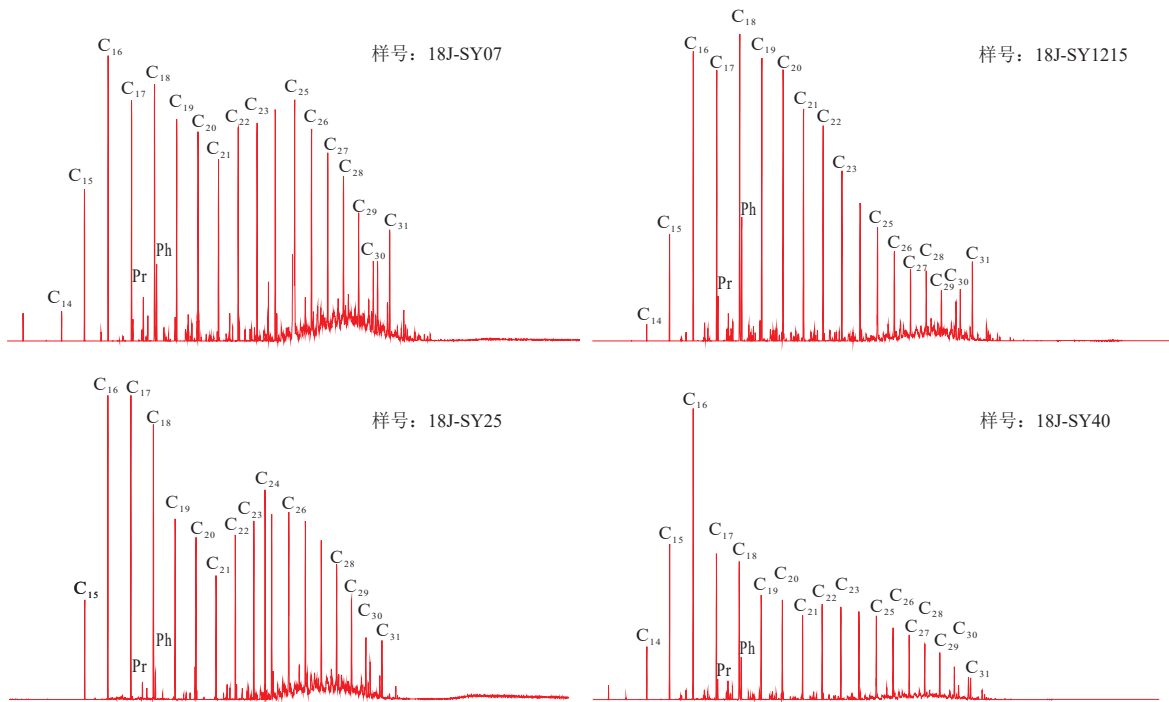


图5 羌地18井那益雄组泥质烃源岩色谱图

Fig. 5 Chromatogram of argillaceous source rock of Nayixiong Formation in QD 18 Well

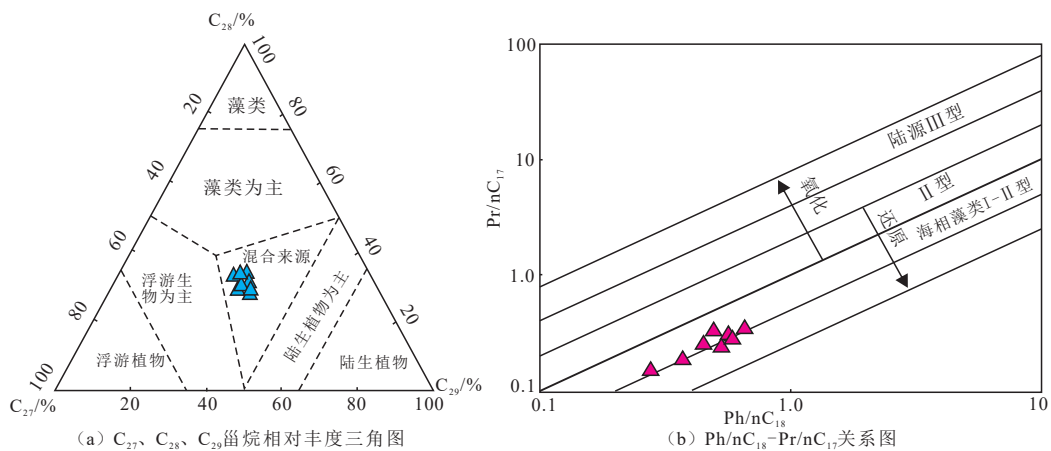


图6 羌地18井烃源岩有机质来源图解 (底图据 Huang and Meinschein, 1979)

Fig. 6 Diagram of the source of organic matter in the source rock of QD 18 Well (base map according to Huang and Meinschein, 1979)

果基本一致。

## 5 讨论

### 5.1 单井烃源岩评价

有机质丰度是烃源岩优劣评价的最为重要的指标(许建华等, 2003), 包括残余有机碳含量(TOC), 氯仿沥青“A”及生烃潜量( $S_1+S_2$ )等。羌地18井那益雄组泥岩样品的残余有机碳含量

TOC 介于 0.58%~6.74%, 全部大于烃源岩 0.5% 的下限值, 但是所有样品的氯仿沥青“A”和生烃潜量( $S_1+S_2$ )均小于烃源岩的下限值。由于氯仿沥青“A”和生烃潜量更容易受风化和热演化影响(熊永强等, 2004; 唐友军等, 2013), 而 TOC 含量受到的影响相对更小(钟宁宁等, 2004), 因此, 羌地 18 井烃源岩样品可能经历了多次生烃、排烃过程, 进入高成熟—过成熟阶段, 氯仿沥青“A”和生烃潜



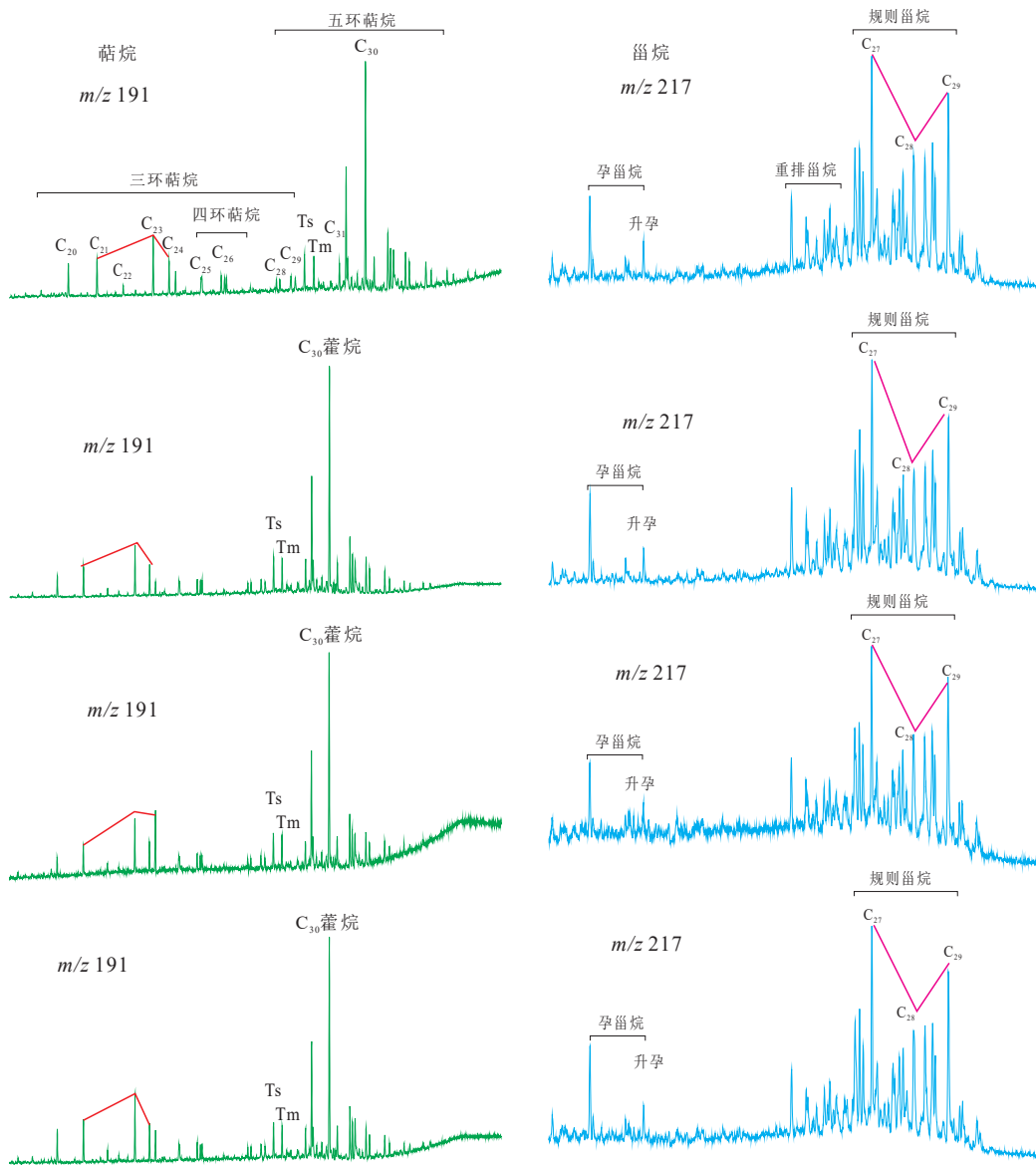


图 7 羌地 18 井泥岩甾烷、萜烷分布特征图

Fig. 7 Distribution of steranes and terpanes of the mudstones from QD 18 Well

量已不能指示烃源岩原始的有机质丰度, 本文以 TOC 作为有机质丰度的主要指标, 以氯仿沥青“*A*”和  $S_1+S_2$  两者作参考。本文所有样品 TOC 值均达到烃源岩标准, 其有效烃源岩连续厚度为 212 m, 优质烃源岩累计总厚度为 51.9 m。根据大多数油田勘探经验, 优质烃源岩(即 TOC 大于 2%)的发育程度对于评判油气勘探潜力更加具有实际意义(张林晔等, 2003), 羌地 18 井发育 51.9 m 的优质烃源岩, 表明羌塘盆地古生界存在优质烃源岩。

热演化程度是评价烃源岩的重要指标之一, 高成熟样品一般无明显奇偶优势( $OEP \approx 1$ ), 而低成熟样品常具有明显的奇碳优势( $OEP > 1$ )或偶碳优势

( $OEP < 1$ )(Huang and Meinschein, 1979), 本文中羌地 18 井烃源岩  $OEP$  值介于 0.70~0.85 之间, 具有明显的偶碳优势, 反映其成熟度比较低。这一结论明显与通过  $R_o$ 、 $T_{max}$  所指示的成熟度差异较大。因此, 应该结合多种参数, 共同确定烃源岩的成熟度。据前人资料, 羌塘北东缘乌丽地区二叠系烃源岩  $R_o$  值  $> 4.1\%$ , 全部达到过成熟, 如此高的热演化可能是受到岩浆烘烤等引起的(李小豫等, 2013)。羌塘盆地 8 条古生界烃源岩剖面的热演化参数表明样品均处在高成熟—过成熟阶段(陈文彬等, 2017)因此羌塘盆地古生界的热演化程度整体为高成熟—过成熟; 结合羌地 18 井结果可知, 羌塘古生

界烃源岩以高成熟为主,这意味着盆地古生界仍然以生凝析油-湿气为主。

另外,羌地 18 井所有样品中均检测出孕甾烷、升孕甾烷、重排甾烷及 4-甲基甾烷,表明现阶段有机质的形成经历过一定程度的微生物降解作用。在生物降解作用下,正烷烃首先被消耗,羌地 18 井烃源岩正构烷烃色谱曲线呈明显弓形隆起分布,显示其遭受到了较强的生物降解作用。但是从羌地 18 井岩心与附近地表剖面烃源岩 TOC 对比来看,地表烃源岩的生物降解作用影响更加强烈,导致地表烃源岩的有机碳含量普遍低于井下同层位烃源岩。

总体而言,北羌塘拗陷东部羌地 18 井古生界二叠系烃源岩有机质丰度较高,发育 51.9 m 的优质烃源岩,有机质类型都为 II-III 型,热演化程度为高成熟—过成熟,以生凝析油-湿气为主,后期抬升到近地表后可能受到一定程度的微生物降解影响。

## 5.2 烃源岩形成环境

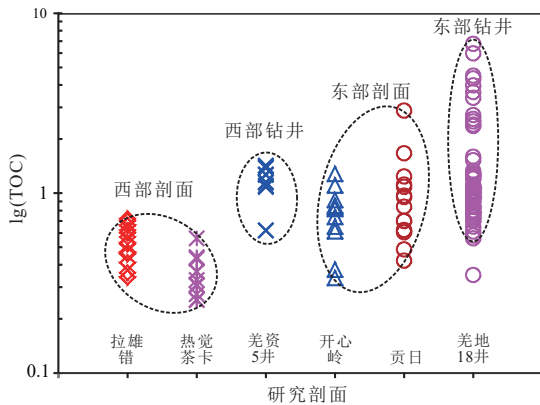
二叠纪末期,受全球海平面下降影响,泛大陆规模达到最大化(李维波等, 2015),羌塘、华南等特提斯域内诸地体也发生了大规模海退,发育大面积煤系沉积。羌塘盆地那益雄组发育深灰色薄层状粉砂岩、粉砂质泥岩,偶夹黑色薄煤层,见水平层理、波状层理、生物钻孔等沉积构造,未见大型交错层理、斜层理,反映一种低能净水沉积环境,发育有双壳、腹足类、有孔虫、蜓及植物化石,总体属于淡水泻湖、滨岸沼泽等海陆过渡相沉积,有机质输入以泻湖相淡水-微咸水藻类和陆源高等植物为主。羌地 18 井烃源岩姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)共同反映沉积环境为缺氧的高盐度环境,伽马蜡烷也表明积环境为高盐度的还原环境。从那益雄组泥岩中偶夹石膏判断,沉积环境应该为高盐度。

烃源岩的形成环境决定了有机质类型,并对生烃潜力和生油气性起决定作用(Peters, 1986)。一般认为,低碳数正构烷烃来源于低等水生生物、藻类及细菌等,高碳数正构烷烃来自于高等植物(Peters et al., 2005)。根据正构烷烃呈现前峰型、低碳数饱和烃占优势的情况,推断羌地 18 井二叠系泥岩有机质母质主要为细菌和藻类。三环萜烷中  $C_{21}$ ,  $C_{23}$ ,  $C_{24}$  呈倒“V”字形分布且  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  规则甾烷呈不对称“V”字形分布,这进一步说明有机质主要来自于低等水生藻类, Pr/nC<sub>17</sub>-Ph/nC<sub>18</sub> 图

解也强化了这一结论。然而,烃源岩的干酪根镜鉴结果表明有机质组分主要为镜质组,干酪根类型主要为 III 型,这表明有机质来源应该以高等植物输入,同时可能混有藻类物质。造成生物标志化合物的结论与干酪根镜鉴结果差异较大的原因可能是本文二叠系烃源岩成熟度较高的原因。目前报道的羌塘盆地除油页岩外的各层系烃源岩,包括侏罗系(陈文彬等, 2007; 孙涛等, 2013)、三叠系(陈文彬等, 2015)、二叠系(曹峻锋等, 2015)和石炭系(陈文彬等, 2013)烃源岩有机质类型都为 II-III 型,这可能是由于侏罗系—三叠系的沉积水体普遍较浅,陆源高等物质输入较高导致的。今后应该加强主力烃源岩层系沉积相带展布研究,只有在深水相或者陆源物质输入较少的闭塞盆地内才能够寻找到有利于生油的 I 和 II<sub>1</sub> 有机质为主的烃源岩。因此,从有机质类型和生物标志化合物特征综合判断那益雄组的沉积环境在区域上应该是海陆过渡相为主,但局部可能处于较还原的高盐度环境,今后有必要对那益雄组沉积环境及沉积相带展布进行更加深入地研究。

## 5.3 区域分布及勘探前景分析

由于单一剖面中烃源岩条件并不能反映整个盆地的油气勘探潜力,因此必须对区域上二叠系烃源岩进行综合分析,才能够确定盆地油气资源潜力;但是羌塘盆地二叠系在区域上出露非常少,大多数深埋在地下,本文根据前人资料对已经研究过的典型二叠系剖面进行对比分析。在羌地 18 井所在的羌塘东部,已经发现了开心岭剖面和贡日剖面二叠系那益雄组发育有效烃源岩。开心岭剖面那益雄组泥岩有机碳含量为 0.34%~1.28%,平均值 0.35%;贡日剖面那益雄组泥岩有机碳含量为 0.42%~2.87%,平均值为 0.77%(陈文彬等, 2017)。根据不同剖面有机碳对比图(图 8)以及有机碳含量值的对比,表明羌地 18 井中那益雄组泥岩有机碳含量明显高于开心岭剖面和贡日剖面。这可能是由于沉积环境差异所致,也可能因为钻井中的烃源岩受地表风化作用的影响较小,能够更加真实地反映烃源岩品质的结果。在羌塘西部,前人指出热觉茶卡剖面、拉熊错剖面和羌资 5 井发育有二叠系泥质烃源岩。其中,热觉茶卡剖面和拉熊错剖面中二叠系泥岩 TOC 含量分别为 0.25%~0.56% 和 0.31%~0.72%(陈文彬等, 2017; 欧阳慧子等, 2017),明显低于羌塘东部开心岭剖面和贡日剖面中泥岩有机碳



拉雄错剖面数据来自欧阳慧子等(2017),热觉茶卡剖面数据来自陈文彬等(2017),羌资5井数据来自曹峻锋等(2015),开心岭和贡日剖面数据来自陈文彬等(2017)。

图8 剖面和钻井的二叠系烃源岩有机碳对比图

Fig. 8 Comparison of organic carbon of the Permian source rocks in the section and drilling

含量(图4)。而且羌塘盆地西部羌资5井中二叠系泥岩TOC含量为0.62%~1.42%(曹峻锋等,2015),也明显低于东部羌地18井中泥岩的有机碳含量(图8)。总体而言,羌塘盆地东部和西部二叠系泥页岩大多数达到烃源岩标准,属于有效烃源岩;根据地表剖面和钻井中烃源岩有机碳对比分析结果,羌塘盆地东部二叠系泥质烃源岩有机质丰度明显高于盆地西部,表明盆地东部古生界油气资源潜力可能大于西部。

二叠纪是古特提斯洋演化的关键阶段,根据晚二叠世那益雄组假整合于中二叠世九十道班组之上,推断古特提斯洋在晚二叠世早期发生了一次强烈的萎缩运动;直至二叠纪末期,古特提斯洋才完全闭合,导致三叠纪地层不整合于晚二叠世拉卜查日组之上(赵政璋等,2001)。羌塘盆地受古特提斯洋闭的影响,海平面不断下降,沉积了一套广泛的含煤碎屑岩,即那益雄组,这套地层厚度较大,可达2000 m,是发育烃源岩的重要层系。那益雄组有机质丰度超过了侏罗系和三叠系的大部分烃源岩。羌塘盆地除个别油页岩层有机质含量较高外,侏罗系几乎不发育有机碳含量大于1%的烃源岩(付修根等,2007,2009;杜佰伟等,2010)。三叠系烃源岩的品质虽然整体好于侏罗系,但是有机碳含量大于2%的优质烃源岩却并不多见(陈文彬等,2017)。羌塘盆地二叠系那益雄组泥页岩从有效烃源岩厚度、优质烃源岩厚度、有机碳总体含量等几

个指标,均超过了侏罗系和三叠系烃源岩,而且,盆地西部二叠系热觉茶卡组 and 展金组泥页岩有机碳含量也很高,均高于侏罗系烃源岩(曹峻锋等,2015;陈文彬等,2017)。因此,这些结果表明羌塘盆地二叠系具有很好的生烃物质基础,甚至可能是羌塘盆地最好的烃源岩层系;再结合二叠系油气显示丰富这一点(宋春彦等,2014),推测羌塘盆地二叠系具有很好的油气勘探前景,可以作为后续羌塘油气勘探的目标层系。

## 6 结论

(1)羌塘盆地东部羌地18井二叠系那益雄组泥岩TOC介于0.58%~6.74%之间,平均值为1.5%,均达到烃源岩标准,其有效烃源岩厚达212 m;TOC大于2%的泥岩发育4段,累计厚度为51.9 m,属于优质烃源岩。因此,羌地18井二叠系那益雄组属于盆地内良好的烃源岩层系。

(2)羌地18井二叠系那益雄组泥岩干酪根类型属于II<sub>2</sub>-III型,以III型为主,正构烷烃碳数分布特征表明那益雄组泥岩的有机质母源可能主要为藻类,同时有高等陆源物质混合输入;姥鲛烷(Pr)、植烷(Ph)和伽马蜡烷共同揭示二叠系那益雄组沉积时水体为高盐度的还原环境。

(3)羌地18井二叠系那益雄组泥岩 $R_o$ 介于1.44%~2.01%之间, $T_{max}$ 值介于455~544℃之间,主体进入高成熟演化阶段,部分达到过成熟阶段,以生凝析油-湿气为主。总体而言,羌塘盆地古生界二叠系具有非常良好的生烃潜力,油气资源潜力巨大,值得深入开展研究。

**致谢:**感谢成都地质调查中心羌塘油气团队成员在钻井岩心编录、样品采集等方面给予的大力支持与帮助,万友利编委和两位匿名审稿人提出了宝贵意见以及多次修改指导,在此一并致以衷心感谢!

## References

- Cao J F, Song C Y, Fu X G, et al., 2015. Basic Characteristics of Permian Zhanjin Source Rock in Well Qiangzi-5 in Qiangtang Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 20 (2): 15 - 20 (in Chinese with English abstract).
- Cao J F, Song C Y, Fu X G, et al., 2018. Characteristics and significance of the biomarkers in the source rocks from the Permian

- Zhanjin Formation in the Qiangtang Basin, northern Tibet[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 38 (2) : 64 – 73 (in Chinese with English abstract).
- Chen S M, Cheng L R, Zhang Y C, 2006. Restudy on the Late Permian Strata in Northern Qiangtang Area, Tibet[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 36 (S1) : 6 – 9 (in Chinese with English abstract).
- Chen S M, Cheng L R, Wu S Z, et al., 2009. Late Permian fusulinds from the Raggyorcaka Formation, northern Qiangtang, Tibet, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 28 (12) : 1725 – 1729 (in Chinese with English abstract).
- Chen W B, Liao Z L, Fu X G, et al., 2007. Biomarker Characteristics and Significance of Hydrocarbon Source Rocks in Buqu Formation of the North Qiangtang Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 25 (5) : 808 – 814 (in Chinese with English abstract).
- Chen W B, Fu X G, Tan F W, et al., 2013. The discovery of the Carboniferous source rock in Qiangtang Basin of Tibet and its geological significance[J]. *Geological Bulletin of China*, 32 (7) : 1105 – 1112 (in Chinese with English abstract).
- Chen W B, Fu X G, Tan F W, et al., 2015. Geochemical characteristics of Upper Triassic source rocks from typical sections in Qiangtang Basin, northern Tibet[J]. *Geology in China*, 42 (4) : 1151 – 1160 (in Chinese with English abstract).
- Chen W B, Fu X G, Tan F W, et al., 2017. Organic geochemistry of Carboniferous-Permian sources rocks in Qiangtang Basin, Tibet[J]. *Geology in China*, 44 (3) : 499 – 510 (in Chinese with English abstract).
- Cui J T, Liu Z T, Wang J C, et al., 2008. Discovery of Early-Mid Permian fossils in the northern Qiangtang block, West Kunlun, and its significance[J]. *Geology in China*, 35 (1) : 111 – 116 (in Chinese with English abstract).
- Deng H W, Qian K, 1993. *Sedimentary Geochemistry and Environment Analysis* [M]. Lanzhou: Gansu Science and Technology Press, 1–100.
- Du B W, Chen M, Li Z X, et al., 2010. Evaluation of source rocks in Buqu Formation, middle Jurassic, Longweihu area, Qiangtang Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 17 (1) : 45 – 47 (in Chinese with English abstract).
- Duan Q F, Yang Z Q, Wang J X, et al., 2006. Geochemical characteristics of Permian high-Ti basalt in the eastern part of the northern Qiangtang basin, Qinghai-Tibet Plateau[J]. *Geological Bulletin of China*, 25 (1-2) : 156 – 162 (in Chinese with English abstract).
- Fei Q, Deng Z F, 1996. Marine petroleum potential in Xizang (Tibet) Tethys tectonic domain[J]. *Earth Science*, 21 (2) : 113 – 119 (in Chinese with English abstract).
- Fu X G, Wang J, Wang Z J, et al., 2007. Biomarkers and sedimentary environment of Late Jurassic marine oil shale in Qiangtang basin, northern Xizang and its geological significance[J]. *Geochimica*, 36 (5) : 486 – 496 (in Chinese with English abstract).
- Fu X G, Wang J, Wang Z J, et al., 2009. Characteristics of Kerogens and Their Carbon Isotope Implications for the Shengli River Oil Shale in Qiangtang Basin, Northern Tibet[J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 30 (5) : 643 – 650 (in Chinese with English abstract).
- Fu X G, Wang J, Song C Y, et al., 2020. Petroleumgeological achievements and exploration significance of the first oil and gas scientific drilling well in the Qiangtang Basin[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 40 (1) : 15 – 25 (in Chinese with English abstract).
- Gan K W, 2000. Evolution and hydrocarbon distribution in Tethys region[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 5 (3-4) : 21 – 29 (in Chinese with English abstract).
- Jiang Y L, Zha M, 2006. *Petroleum and Natural Gas Geology and Exploration* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1–200.
- Huang D F, Li J C, Zhang D J, 1984. Kerogen types and study on effectiveness, limitation and correlation of their identification parameters[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2 (3) : 21 – 36 (in Chinese with English abstract).
- Huang W Y, Meinschein W G, 1979. Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43 (5) : 739–745.
- Li Q W, Zhang S Q, Li X B, et al., 2005. A preliminary study on the stratigraphic sequence and sedimentary environment of the middle Permian Lugu Formation, Dazadizacuo, northern part of Tibet[J]. *Geology of Jilin*, 24 (02) : 31 – 34 (in Chinese with English abstract).
- Li S Q, Wang Y Z, Shen C X, et al., 2007. Geochemical characteristics of Late Permian-Early Triassic continental volcanic rocks in the Zadoi area, northern Qiangtang, Qinghai-Tibet Plateau[J]. *Geological Bulletin of China*, 26 (6) : 675 – 681 (in Chinese with English abstract).
- Li S P, Ma H Z, Shen C X, et al., 2008. Geochemical Characteristics and Tectonic of Volcanic Rocks of the Permian Gadikao Formation in the Jiezha Area, Northern Qiangtang, Qinghai-Tibet Plateau[J]. *Northwestern Geology*, 41 (02) : 31 – 40 (in Chinese with English abstract).
- Li W B, LI J H, Wang H H, et al., 2015. Characteristics of the reconstruction of Permian paleoplate and lithofacies paleogeography[J]. *Geology in China*, 42 (02) : 685 – 694 (in Chinese with English abstract).
- Li X Y, Gong J M, Chen X H, et al., 2013. Source Rock Potential of Permian in Wuli Permafrost Zone in Qinghai-Tibetan Plateau[J]. *Geoscience*, 27 (06) : 1384 – 1391 (in Chinese with English abstract).
- Liu Z R, Yang P, Zhang G C, et al., 2022. Sedimentary model and its implications for oil and gas exploration of Upper Triassic in Northern Qiangtang Depression [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 42 (3) : 465–480.
- Lu S F, Zhang M, 2008. *Petroleum Geochemistry* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1–100.
- Luo J N, Peng Y M, Pan G T, 1996. Plate convergent margins and island-arc orogenesis in Eastern Tethys[J]. *lithofacies palaeogeography*, 16 (3) : 1 – 15+46 (in Chinese with English abstract).
- Mackenzie A S, Hoffmann C F, Maxwell J R, 1981. Molecular

- parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France—III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons[J]. *Geochimica Et Cosmochimica Acta*, 45 (8) : 1345–1355.
- Mokwan J M, Abrecht R, Philip R P, 1991. Biomarkers in Sediments and Petroleum [M]. Englewood Cliffs, NJ (United States); Prentice Hall, 268–280.
- Niu Z J, Ma L Y, Zeng B F, 2003. Late Permian Brachiopod Faunas from Wuli Group of Geladandong Mountain Area in the Source Region of the Yangtze River[J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 24 (4) : 343–348 (in Chinese with English abstract).
- Niu Z J, Yao H Z, Zeng B F, et al., 2004. Late Permian fusulinid assemblages from Geladandong in source region of Yangtze River, Qinghai[J]. *Journal of Stratigraphy*, 28 (3) : 270–275+292 (in Chinese with English abstract).
- Ouyang H Z, Yang W G, Xie L, et al., 2017. Geochemical characteristics and oil-gas potential analysis of source rock of Upper Permian Rejuechaka Formation in Laxiongcuo area, Qiangtang Basin[J]. *Geology in China*, 44 (1) : 61–74 (in Chinese with English abstract).
- Peters K E, 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. *Geochemistry Treatise of Petroleum Geology Reprint*, 7 (3) : 392–404.
- Peters K E, Moldowan J M, 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum[J]. *Organic Geochemistry*, 17 (1) : 47–61.
- Peters K E, Walters C C, Moldowan J M, 2005. The Biomarker Guide: II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 1–704.
- Ren Y J, Ji Y L, Li R X, 2000. Geochemical characteristics and significance of steranes and terpanes in the Carboniferous potential source rocks of the South Qilian Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 12 (4) : 341–345 (in Chinese with English abstract).
- Song C Y, Cao J F, Wang J, et al., 2014. The Discovery and Basic Characteristics of A ncient Reservoir in Permian of Jiaomuchaka Area, Qiangtang Basin[J]. *Xinjiang Geology*, 32 (01) : 87–91 (in Chinese with English abstract).
- Sun T, Wang C S, Li Y L, et al., 2013. Molecular geochemical characteristics and geological significance of Upper Jurassic Bailongbinghe Formation in the Qiangtang Basin[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 32 (4) : 352–360 (in Chinese with English abstract).
- Tang Y J, Kong X, Jiang X C, et al., 2013. Biomarkers of hydrocarbon source rocks of Ganquan Formation in Dahulishan area, Ejin Banner, Inner Mongolia. *Geological Bulletin of China*[J]. *Geological Bulletin of China*, 32 (4) : 652–660 (in Chinese with English abstract).
- Wang C S, Li Y L, Li Y T, 2006. Discussion on evaluation of oil and gas resources in Qinghai-Tibet Plateau[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 27 (4) : 1–7 (in Chinese with English abstract).
- Wang D L, Zhang J F, Liu B Q, et al., 2001. Hydrocarbon generating and expulsion models of the marine source rocks in the Tibet Plateau[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 28 (4) : 14–16+15-8 (in Chinese with English abstract).
- Wang J, Tan F W, Li Y L, et al., 2004. Potential analysis of hydrocarbon resources in key sedimentary basins of Qinghai-Tibet Plateau [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1–100.
- Wang J, Ding J, Tan F W, et al., 2009. Investigation and evaluation of oil and gas resource strategic constituency in Qinghai-Tibet Plateau [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1–200.
- Wang J, Fu X G, Shen L J, et al., Prospect of the potential of oil and gas resources in Qiangtang Basin, Xizang (Tibet) [J]. *Geological Review*, 66 (5) : 1091–1113.
- Wang Q, Xu S Z, Wei R Z, et al., 2006. Characteristics and tectonic setting of volcanic rocks of the Permian Zhanjin Formation in the Tuoheping Co area, northern Qiangtang, Qinghai-Tibet Plateau[J]. *Geological Bulletin of China*, 25 (1) : 146–155 (in Chinese with English abstract).
- Wu G G, Men X Y, Li X D, et al., 2006. Situation facing PetroChina's oil and gas exploration and direction of onshore oil and gas resources strategic area selection[J]. *Geological Bulletin of China*, 25 (9-10) : 1017–1021 (in Chinese with English abstract).
- Wu R Z, Zhang M G, Yang J Q, 1991. Division and fauna characteristics of Lower Permian in the Qangdoi-Chabu area, North Xizang[J]. *Chinese Journal of Geology*, 26 (1) : 9–20 (in Chinese with English abstract).
- Xiong Y Q, Zhang H Z, Geng A A, 2004. Variation of carbon isotopic composition of kerogen during thermal evolution[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 26 (5) : 484–487 (in Chinese with English abstract).
- Xu J H, Hou Z H, Wang J Y, et al., 2003. Characteristics of fluid inclusions in the Qiangtang Basin and their application to the study of reservoir diagenesis[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 25 (01) : 81–86 (in Chinese with English abstract).
- Yao H Z, Duan Q F, Niu Z J, et al., 2011. Regional Geological Survey Report of the People's Republic of China (I46C003001) : Scale 1: 250, 000. Beijing: Geological Publishing House.
- Yi H S, Xia G Q, 2022. Stratigraphic position of high-quality source rocks and distribution of oil-bearing dolomites in the Qiangtang Basin [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 42 (3) : 455–464.
- You X J, Dai T G, Xi C Z, et al., 2009. Geochemical Characteristics of Lower Cambrian Black Rock Series in Northwestern Hunan, China[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 33 (2) : 304–312 (in Chinese with English abstract).
- Zhai Q G, Li C, Cheng L R, et al., 2004. Geological features of Permian ophiolite in the Jiaomuri area, Qiangtang, Tibet, and its tectonic significance[J]. *Geological Bulletin of China*, 23 (12) : 1228–1230 (in Chinese with English abstract).
- Zhai Q G, Li C, Huang X P, 2006. Geochemistry of Permian basalt in the Jiaomuri area, central Qiangtang, Tibet China, and its tectonic significance[J]. *Geological Bulletin of China*, 25 (12) : 1419–1427 (in Chinese with English abstract).
- Zhang D W, 2006. Some problems of strategic areas of petroleum resources in China[J]. *Geological Bulletin of China*, 25 (9-10) :

- 1013–1016 (in Chinese with English abstract).
- Zhang L Y, Kong X X, Zhang C R, et al., 2003. High quality oil prone source rocks in Jiyang Depression[J]. *Geochimica*, 32 (1): 35–42 (in Chinese with English abstract).
- Zhao W J, Zhao X, Jiang Z T, et al., 2006. Deep structure and petroleum prospect evaluation of the Qiangtang basin, Tibet [J]. *Geology in China*, 33 (1): 1–13.
- Zhao Z Z, Li Y T, Ye H F, et al., 2001. Hydrocarbon generation in Marine source beds of Qinghai–Tibet Plateau [M]. Beijing: Science Press, 1–200.
- Zhong N N, Lu S F, Huang Z L, et al., 2004. Evolution of TOC and its controlling factors during hydrocarbon generation evolution of source rocks[J]. *Science in China (Series D: Earth Sciences)*, 34 (S1): 120–126 (in Chinese with English abstract).
- Zhu T X, Zhang Q Y, Dong H, et al., 2006. Discovery of the Late Devonian and Late Permian radiolarian cherts in tectonic melanges in the Cedo Caka area, Shuanghu, northern Tibet, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 25 (12): 1413–1418 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 曹竣锋, 宋春彦, 付修根, 等, 2015. 羌塘盆地羌资5井二叠系展金组烃源岩基本特征[J]. *海相油气地质*, 20 (2): 15–20.
- 曹竣锋, 宋春彦, 付修根, 等, 2018. 羌塘盆地二叠系展金组烃源岩生物标记化合物特征及意义[J]. *沉积与特提斯地质*, 38 (2): 64–73.
- 陈寿铭, 程立人, 张以春, 2006. 西藏羌塘北部地区晚二叠世地层再研究[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 36 (S1): 6–9.
- 陈寿铭, 程立人, 吴水忠, 等, 2009. 西藏羌塘北部上二叠统热觉茶卡组蜓类动物群的特征[J]. *地质通报*, 28 (12): 1725–1729.
- 陈文彬, 廖忠礼, 付修根, 等, 2007. 北羌塘盆地布曲组烃源岩生物标志物特征及意义[J]. *沉积学报*, 25 (5): 808–814.
- 陈文彬, 付修根, 谭富文, 等, 2013. 藏北羌塘盆地石炭系烃源岩的发现及其油气地质意义[J]. *地质通报*, 32 (7): 1105–1112.
- 陈文彬, 付修根, 谭富文, 等, 2015. 藏北羌塘盆地上三叠统典型剖面烃源岩地球化学特征研究[J]. *中国地质*, 42 (4): 1151–1160.
- 陈文彬, 付修根, 谭富文, 等, 2017. 羌塘盆地石炭—二叠系烃源岩地球化学特征讨论[J]. *中国地质*, 44 (3): 499–510.
- 崔建堂, 刘振涛, 王炬川, 等, 2008. 西昆仑北羌塘陆块早—中二叠世地层化石的发现及意义[J]. *中国地质*, 35 (1): 111–116.
- 邓宏文, 钱凯, 1993. 沉积地球化学与环境分析[M]. 兰州: 甘肃科学技术出版社, 1–100.
- 杜佰伟, 陈明, 李忠雄, 等, 2010. 羌塘盆地龙尾湖地区中侏罗统布曲组烃源岩评价[J]. *油气地质与采收率*, 17 (1): 45–47.
- 段其发, 杨振强, 王建雄, 等, 2006. 青藏高原北羌塘盆地东部二叠纪高Ti玄武岩的地球化学特征[J]. *地质通报*, 25 (1-2): 156–162.
- 费琪, 邓忠凡, 1996. 西藏特提斯构造域海相油气前景[J]. *地球科学*, 21 (2): 113–119.
- 付修根, 王剑, 汪正江, 等, 2007. 藏北羌塘盆地晚侏罗世海相油页岩生物标志物特征、沉积环境分析及意义[J]. *地球化学*, 36 (5): 486–496.
- 付修根, 王剑, 汪正江, 等, 2009. 藏北羌塘盆地胜利河油页岩干酪根特征及碳同位素指示意义[J]. *地球学报*, 30 (5): 643–650.
- 付修根, 王剑, 宋春彦, 等, 2020. 羌塘盆地第一口油气科学钻探井油气地质成果及勘探意义[J]. *沉积与特提斯地质*, 40 (1): 15–25.
- 甘克文, 2000. 特提斯域的演化和油气分布[J]. *海相油气地质*, 5 (3-4): 21–29.
- 蒋有录, 查明, 2006. 石油天然气地质与勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 1–200.
- 黄第藩, 李晋超, 张大江, 1984. 干酪根的类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性[J]. *沉积学报*, 2 (3): 21–36.
- 李庆武, 张树岐, 李学彬, 等, 2005. 藏北达杂池扎错中二叠世鲁谷组地层层序及沉积环境浅析[J]. *吉林地质*, 24 (02): 31–34.
- 李善平, 王毅智, 沈存祥, 等, 2007. 青藏高原北羌塘盆地杂多地区晚二叠世—早三叠世陆相火山岩的地球化学特征及其意义[J]. *地质通报*, 26 (6): 675–681.
- 李善平, 马海州, 沈存祥, 等, 2008. 青藏高原北羌塘盆地结扎乡一带二叠系杂组火山岩的特征及构造环境[J]. *西北地质*, 41 (02): 31–40.
- 李维波, 李江海, 王洪浩, 等, 2015. 二叠纪古板块再造与岩相古地理特征分析[J]. *中国地质*, 42 (02): 685–694.
- 李小豫, 龚建明, 陈小慧, 等, 2013. 青藏高原乌丽冻土区二叠纪煤系烃源岩特征[J]. *现代地质*, 27 (06): 1384–1391.
- 刘中戎, 杨平, 张国常, 等, 北羌塘坳陷上三叠统沉积模式及对油气勘探的启示[J]. *沉积与特提斯地质*, 2022, 42 (3): 465–480.
- 卢双舫, 张敏, 2008. 油气地球化学[M], 北京: 石油工业出版社, 1–100.
- 罗建宁, 彭勇民, 潘桂棠, 1996. 东特提斯板块会聚边缘与岛弧造山作用[J]. *岩相古地理*, 16 (3): 1–15+46.
- 牛志军, 马丽艳, 曾波夫, 2003. 长江源各拉丹冬地区晚二叠世乌丽群的腕足类生物组合[J]. *地球学报*, 24 (4): 343–348.
- 牛志军, 姚华舟, 曾波夫, 等, 2004. 长江源各拉丹冬地区晚二叠世乌丽群蜓类生物组合[J]. *地层学杂志*, 28 (3): 270–275+292.
- 欧阳慧子, 杨文光, 解龙, 等, 2017. 羌塘盆地拉雄错地区上二叠统热觉茶卡组烃源岩地球化学特征及油气潜力分析[J]. *中国地质*, 44 (1): 61–74.
- 任拥军, 纪友亮, 李瑞雪, 2000. 南祁连盆地石炭系可能烃源岩的甾烷甾麟化学账及意义[J]. *石油实验地质*, 12 (4): 341–345.
- 宋春彦, 曹竣峰, 王剑, 等, 2014. 羌塘盆地角木茶卡地区二叠系古油藏的发现及基本特征[J]. *新疆地质*, 32 (01): 87–91.
- 孙涛, 王成善, 李亚林, 等, 2013. 羌塘盆地上侏罗统白龙河组分子地球化学特征及意义[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 32 (4): 352–360.
- 唐友军, 孔雪, 蒋兴超, 等, 2013. 内蒙古额济纳旗大狐狸山地区干泉组烃源岩生物标志化合物特征及意义[J]. *地质通报*, 32 (4): 652–660.
- 王成善, 李亚林, 李永铁, 2006. 青藏高原油气资源远景评价问题[J]. *石油学报*, 27 (4): 1–7.
- 王东良, 张君峰, 刘宝泉, 等, 2001. 青藏高原海相烃源岩生排烃

- 模式[J]. *石油勘探与开发*, 28(4): 14-16+15-8.
- 王剑, 谭富文, 李亚林, 等, 2004. 青藏高原重点沉积盆地油气资源潜力分析[M]. 北京: 地质出版社, 1-100.
- 王剑, 丁俊, 谭富文, 等, 2009. 青藏高原油气资源战略选区调查与评价[M]. 北京: 地质出版社, 1-200.
- 王剑, 付修根, 沈利军, 等, 2020. 论羌塘盆地油气勘探前景[J]. *地质评论*, 66(5): 1091-1113.
- 王权, 续世朝, 魏荣珠, 等, 2006. 青藏高原羌塘北部托和平错一带二叠系展金组火山岩的特征及构造环境[J]. *地质通报*, 25(1): 146-155.
- 吴国干, 门相勇, 李小地, 等, 2006. 中国石油油气勘探面临的形势与陆上油气资源战略选区的五大领域[J]. *地质通报*, 25(9-10): 1017-1021.
- 吴瑞忠, 张懋功, 杨金全, 1991. 藏北羌多—查布地区下二叠统划分与早二叠世动物群特征[J]. *地质科学*, 26(1): 9-20.
- 熊永强, 张海祖, 耿安松, 2004. 热演化过程中干酪根碳同位素组成的变化[J]. *石油实验地质*, 26(5): 484-487.
- 许建华, 候中昊, 王金友, 等, 2003. 羌塘盆地流体包裹体特征及其在储层成岩研究中的应用[J]. *石油实验地质*, 25(01): 81-86.
- 姚华舟, 段其发, 牛志军, 等, 2011. 中华人民共和国区域地质调查报告赤布张错幅(146C003001)比例尺1:250000. 北京: 地质出版社.
- 伊海生, 夏国清, 2022. 羌塘盆地优质烃源岩和白云岩储油层的层位与分布[J]. *沉积与特提斯地质*, 42(3): 455-464.
- 游先军, 戴塔根, 息朝庄, 等, 2009. 湘西北下寒武统黑色岩系地球化学特征[J]. *大地构造与成矿学*, 33(2): 304-312.
- 翟庆国, 李才, 程立人, 等, 2004. 西藏羌塘角木日地区二叠纪蛇绿岩的地质特征及意义[J]. *地质通报*, 23(12): 1228-1230.
- 翟庆国, 李才, 黄小鹏, 2006. 西藏羌塘中部角木日地区二叠纪玄武岩的地球化学特征及其构造意义[J]. *地质通报*, 25(12): 1419-1427.
- 张大伟, 2006. 中国油气资源战略选区若干问题的思考[J]. *地质通报*, 25(9-10): 1013-1016.
- 张林晔, 孔祥星, 张春荣, 等, 2003. 济阳凹陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义[J]. *地球化学*, 32(1): 35-42.
- 赵文津, 赵逊, 蒋忠惕等, 2006. 西藏羌塘盆地的深部结构特征与含油气远景评价[J]. *中国地质*, 33(1): 1-13.
- 赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等, 2001. 青藏高原海相烃源层的油气生成[M]. 北京: 科学出版社, 1-200.
- 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等, 2004. 烃源岩生烃演化过程TOC值的演变及其控制因素[J]. *中国科学(D辑: 地球科学)*, 34(S1): 120-126.
- 朱同兴, 张启跃, 董瀚, 等, 2006. 藏北双湖地区才多茶卡一带构造混杂岩中发现晚泥盆世和晚二叠世放射虫硅质岩[J]. *地质通报*, 25(12): 1413-1418.