

doi: 10.12029/gc20230902001

王剑, 刘中戎, 王忠伟, 付修根, 范志伟, 何志勇, 曾胜强, 易建全. 2025. 北羌塘坳陷上三叠统黑色泥页岩有机地球化学特征与生烃潜力分析[J]. 中国地质, 52(1): 61-77.

Wang Jian, Liu Zhongrong, Wang Zhongwei, Fu Xiugen, Fan Zhiwei, He Zhiyong, Zeng Shengqiang, Yi Jianquan. 2025. Organic geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of Upper Triassic black shales in the North Qiangtang Depression[J]. Geology in China, 52(1): 61-77(in Chinese with English abstract).

北羌塘坳陷上三叠统黑色泥页岩有机地球化学特征 与生烃潜力分析

王剑^{1,2,3}, 刘中戎⁴, 王忠伟^{1,2}, 付修根^{1,2}, 范志伟⁴, 何志勇⁴, 曾胜强⁵,
易建全^{1,2}

(1. 西南石油大学羌塘盆地研究院, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 4. 中国石油化工股份有限公司勘探分公司, 四川 成都 610041; 5. 中国地质调查局成都地质调查中心, 四川 成都 610218)

摘要:【研究目的】基于浅地表地质调查认为, 上三叠统黑色泥页岩是羌塘盆地最重要的烃源岩。然而, 由于缺乏深钻井样品, 盆地深部这套烃源岩特征尚不清楚。北羌塘坳陷东部 QZ-16 井钻遇了迄今为止盆地最深的上三叠统烃源岩, 并发现了较显著的气测异常及大量沥青, 为盆地深部烃源岩品质研究与生烃潜力分析提供了新的机遇。【研究方法】以 QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩为研究对象, 通过有机地球化学测试分析研究, 揭示羌塘盆地深部该套烃源岩的有机质丰度、类型、成熟度、来源及其与沥青油苗之间的油源关系。【研究结果】与已有的地质浅钻及地表露头相比, QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩 TOC 含量总体较低(0.12%~1.09%, 均值为 0.47%), 但普遍高于 II 型干酪根的过成熟烃源岩的 TOC 下限标准(0.3%); 氯仿沥青 A 和生烃潜量(S_1+S_2)参数可能不能真实反映研究区过成熟烃源岩的有机质丰度; 干酪根类型指数(8.75~18.5)、Ph/nC₁₈(0.65~1.06)、Pr/nC₁₇(0.34~0.61)值及 C₂₇-C₂₈-C₂₉ 甾烷特征等表明有机质为低等浮游生物与陆生高等植物的混合来源, 为 II₂ 型干酪根, 且多形成于较强的还原环境; 干酪根颜色(棕褐色—黑色)、 T_{max} (536~602 °C)、镜质体反射率($R_o=2.44\%~2.77\%$)及生物标志化合物参数表明该套黑色泥页岩有机质热演化程度为过成熟; 油源对比参数反映 QZ-16 井上三叠统沥青油苗与黑色泥页岩之间具有较好的亲缘关系, 为自生自储型。【结论】北羌塘坳陷上三叠统黑色泥页岩为过成熟烃源岩, 具有一定的生烃潜力, 该成果为羌塘盆地烃源岩评价提供了新的参考依据。

关键词: 上三叠统; 烃源岩评价; 生烃潜力; QZ-16 井; 油气勘查工程; 羌塘盆地

创 新 点: (1)首次对北羌塘坳陷深部钻井(QZ-16 井)样品开展了烃源岩评价与生烃潜力分析; (2)提出了北羌塘坳陷上三叠统黑色泥页岩为过成熟烃源岩并具有一定的生烃潜力。

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2025)01-0061-17

Organic geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of Upper Triassic black shales in the North Qiangtang Depression

收稿日期: 2023-09-02; 改回日期: 2024-01-15

基金项目: 国家自然科学基金(42372129, 42241202, 91955204)和中国石油化工股份有限公司科技部项目(P22197)、中国石油化工股份有限公司勘探分公司项目(35450003-22-ZC0607-0022)联合资助。

作者简介: 王剑, 男, 1962 年生, 教授, 从事沉积盆地分析及油气资源评价研究; E-mail: w1962jian@163.com。

通信作者: 王忠伟, 男, 1990 年生, 副教授, 从事羌塘盆地油气资源评价; E-mail: wzwdg@sina.com。

WANG Jian^{1,2,3}, LIU Zhongrong⁴, WANG Zhongwei^{1,2}, FU Xiugen^{1,2}, FAN Zhiwei⁴, HE Zhiyong⁴, ZENG Shengqiang⁵, YI Jianquan^{1,2}

(1. *Qiangtang Institute of Sedimentary Basin, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China*; 2. *School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China*; 3. *National Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China*; 4. *Sinopec Exploration Company, Chengdu 610041, Sichuan, China*; 5. *Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610218, Sichuan, China*)

Abstract: This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

[Objective] Geological investigations of petroleum potential suggest that the Upper Triassic black shales represent the most significant source rock interval in the Qiangtang Basin. However, the organic geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of these source rocks in the deep basin are still under ongoing research due to the lack of deep drilling activities.

[Methods] The well QZ-16, located in the eastern part of the North Qiangtang Depression, has encountered the deepest Upper Triassic strata in the basin to date, revealing significant gas anomalies and a substantial amount of bitumen. This provides a new opportunity to enhance the understanding of deep basin source rocks. Here, organic geochemical analyses of the Upper Triassic black shales were conducted to investigate the organic matter quality, quantity, and levels of thermal maturity as well as the oil-source relationship between the source rock and bituminous oil. **[Results]** The TOC content of the Upper Triassic black shales in the well QZ-16 is generally poor to fair organic matter richness, ranging from 0.12% to 1.09%, with an average of 0.47%. These values are higher than the average TOC limit (0.3%) of over-mature source rocks with type II kerogen. The degree of thermal maturity is suggested to be in the over-mature stage based on significantly high T_{\max} (536–602 °C) and vitrinite reflectance values ($R_o = 2.44\%–2.77\%$). The chloroform asphalt A and hydrocarbon generation potential (S_1+S_2) may not reliably reflect the organic matter abundance due to the source rocks being in the over-mature stage. Kerogen type index (8.75–18.5), Ph/nC₁₈ (0.65–1.06), Pr/nC₁₇ (0.34–0.61) and C₂₇–C₂₈–C₂₉ sterane characteristics indicate a mixed organic matter source comprising of lower plankton and higher terrestrial plants of Type II₂ kerogen. Most source rock intervals were deposited under strongly reducing conditions, exhibiting a brown-black kerogen color, which align with biomarker parameters, indicating that the thermal evolution of the black shale is over mature. The oil source correlation parameters reveal a strong affinity between the Triassic bituminous oil seedling and black shale in the well QZ-16, which is self-generated and self-stored. **[Conclusions]** The Upper Triassic black shales in the North Qiangtang Depression are mature source rocks with certain hydrocarbon generation potential. The results of this study provide a new reference for evaluating source rocks and analyzing hydrocarbon generation potential in the Qiangtang Basin.

Key words: Upper Triassic; source rock evaluation; hydrocarbon generation potential; well QZ-16; oil and gas exploration engineering; Qiangtang Basin

Highlights: (1) Source rock evaluation and hydrocarbon generation potential analysis were carried out for the first time on samples from deep drilling (well QZ-16) in North Qiangtang Depression; (2) It is suggested that the black shale of Upper Triassic in North Qiangtang is over-mature source rock and has certain hydrocarbon generation potential.

About the first author: WANG Jian, male, born in 1962, professor, engaged in sedimentary basin analysis and oil-gas resource evaluation research; E-mail: w1962jian@163.com.

About the corresponding author: Wang Zhongwei, male, born in 1990, associate professor, mainly engaged in oil and gas resource evaluation in Qiangtang Basin; E-mail: wzwcgd@sina.com.

Fund support: Supported by the National Natural Science Foundation of China (No.42372129; No.42241202, No.91955204), project of the Science and Technology Department of China Petroleum and Chemical Corporation (No.P22197), and Sinopec exploration company (No.35450003-22-ZC0607-0022).

1 引 言

羌塘盆地位于世界油气资源最为丰富的特提

斯构造域东段, 面积约为 $22 \times 10^4 \text{ km}^2$, 是青藏高原最大的中生代海相沉积盆地(王剑等, 2004)。早期油气地质调查在南羌塘拗陷发现约 1000 km^2 近东西

向展布的古油藏带、3 条东西向展布的油页岩带及近 300 多个沥青出露点(王成善等, 2001; 王剑等, 2004; 伊海生等, 2014; 林飞等, 2023)。另外, 中央隆起带周缘可见大量的含天然气泥火山泄漏点(Fu et al., 2013)。近年来, 羌塘盆地油气地质调查井和科探井(QK-1)也发现了多层油气显示, 证实盆地具有较好的油气资源勘探潜力(王剑等, 2009, 2020; 肖睿等, 2021; Shen et al., 2023)。但由于藏北恶劣的自然环境及复杂的地质背景, 羌塘盆地目前仍是中国陆域油气勘探程度最低的含油气盆地(王剑等, 2022a, b)。

近年来, 羌塘盆地上三叠统巴贡组(包括同期异相的土门格拉组、扎那组、藏夏河组和肖茶卡组)富有机质黑色泥页岩作为重要的烃源岩层系之一受到广泛的关注(陈文彬等, 2014; Wang et al., 2021a, b; 谭富荣等, 2020; 王剑等, 2022a)。北羌塘坳陷前期已完成近地表(井深小于 1000 m)地质浅钻(QZ-7、QZ-8、QK-8 和 QK-9 井)均在上三叠统中钻遇了较厚的黑色—深灰色泥页岩, 且发现了不同程度与规模的油气显示(沥青和甲烷), 例如, QK-8 井分别在上三叠统巴贡组和波里拉组发现天然气层, 全烃值最高分别为 5.425% 和 5.349%(张帅等, 2020)。以上资料表明羌塘盆地上三叠统黑色泥页岩具有较好的生烃潜力和勘探前景, 是盆地内重要的油气勘探目标层系(宋春彦等, 2018; 占王忠和谭富文, 2020; 张帅等, 2020; 王剑等, 2022a)。然而, 由于缺乏相对较深地质钻井资料, 对于羌塘盆地深部烃源岩样品的品质、有机质类型、来源及形成环境, 特别是热演化程度等目前还不清楚, 制约了对研究区泥页岩生烃潜力及油气来源的全面认识。

近年在北羌塘坳陷东部完成的 QZ-16 井, 不但井深近 1600 m, 钻遇了迄今为止盆地最深的上三叠统烃源岩, 同时还发现了较显著的气测异常与大量沥青, 为羌塘盆地深部烃源岩品质研究与生烃潜力分析提供了新的机遇。本文以 QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩为主要研究对象, 通过有机碳、岩石热解、氯仿沥青 A、生物标志化合物等系统的有机地球化学分析, 明确有机质丰度、类型、来源、形成环境及成熟度, 进而开展生烃潜力分析, 并与邻区露头样品开展对比研究, 为羌塘盆地烃源岩评价提供

了新的参考依据。

2 地质背景

青藏高原由一系列微陆块拼贴而成, 自南向北依次为喜马拉雅地块、拉萨地块、羌塘地块、可可西里地块和昆仑—柴达木地块, 而羌塘盆地则位于青藏高原中部, 南北边界分别为班公怒江缝合带和金沙江缝合带之间(图 1a; Yin and Harrison, 2000)。基于地质—地球物理资料分析, 可将羌塘盆地进一步划分为北羌塘坳陷、中央隆起带和南羌塘坳陷 3 个次级构造单元(图 1a; 王成善等, 2001)。研究表明, 三叠纪羌塘盆地的形成主要受控于古特提斯洋的演化(Wang et al., 2022)。现今可可西里—金沙江缝合带所代表的古特提斯洋于泥盆纪—早二叠世开启, 晚二叠世—中三叠世俯冲消减, 晚三叠世碰撞关闭(Yin and Harison, 2000; Kapp et al., 2003; 李勇等, 2003; Ding et al., 2013)。部分学者则认为羌塘盆地中部的现今龙木措—双湖缝合带代表了古特提斯洋的位置, 其于早三叠世俯冲到北羌塘地块之下, 并于中三叠世发生闭合(Zhang et al., 2006; Zhai et al., 2011)。尽管古特提斯所在位置目前还存在一定的争议, 但该过程控制了中三叠纪羌塘盆地的形成与演化, 表现为前陆盆地的特征(王成善等, 2001; 李勇等, 2003; 王剑等, 2009; 占王忠和谭富文, 2020; 刘中戎等, 2022)。晚三叠世时期, 古特提斯洋闭合引发的大规模海退使得羌北前陆盆地逐渐萎缩, 自下而上依次充填了上三叠统甲丕拉组、波里拉组和巴贡组, 在盆地东部出露最为典型(王剑等, 2009, 2020)。

QZ-16 井位于北羌塘坳陷东部(图 1b), 井深 1592.7 m, 钻遇了上三叠统—中下侏罗统连续地层。自下而上依次为上三叠统甲丕拉组(T_3j)、波里拉组(T_3b)、巴贡组(T_3bg)、鄂尔陇巴组(T_3e)和中下侏罗统雀莫错组(J_{1-2q})。上三叠统位于井深 878.2~1592.7 m, 未见底。其中, 巴贡组位于井深 878.2~1323.49 m, 主要岩性为灰黑色泥页岩, 夹少量泥质粉砂岩和粉砂质泥岩, 与上覆鄂尔陇巴组凝灰岩整合接触(图 2)。泥岩和粉砂质泥岩中发育大量的黄铁矿, 反映其形成期具有还原的水体环境。巴贡组中发育水平层理、波状层理(图 2), 可见植物叶片化石, 向上砂质含量逐渐增多, 沉积环境

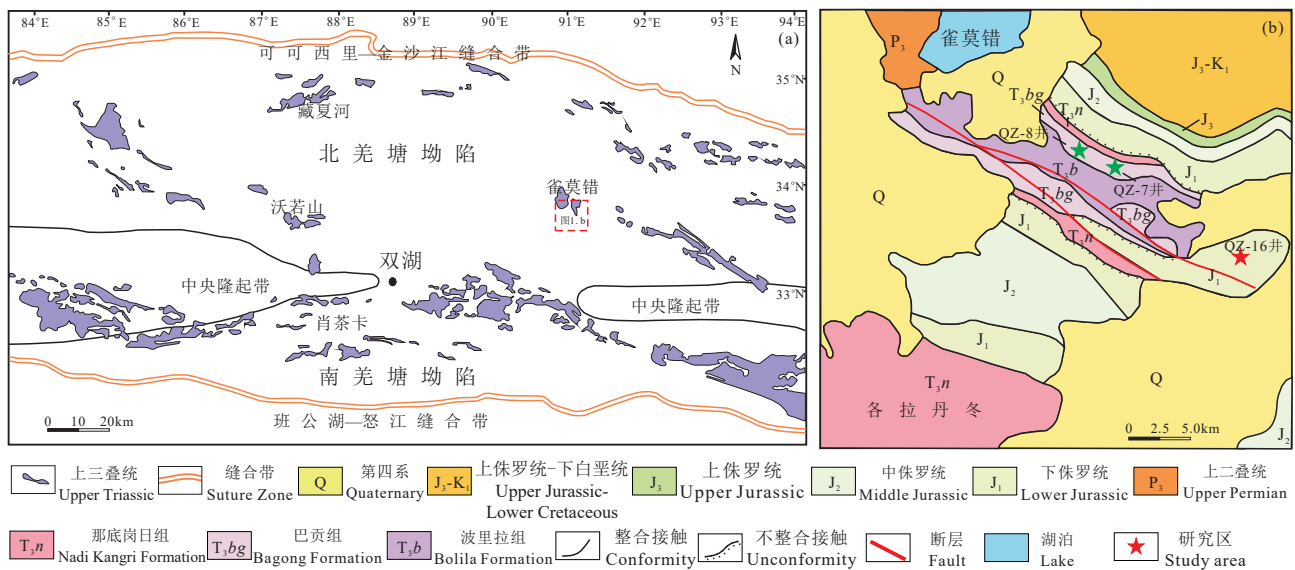


图1 (a)羌塘盆地地质构造及上三叠统地层分布特征; (b)北美羌塘拗陷东部QZ-16井地区地质简图

Fig.1 (a) Tectonic framework of the Qiangtang Basin and showing the distribution of Upper Triassic strata; (b) Simplified geological map of the well QZ-16 in the east part of the North Qiangtang Depression

整体为前三角洲至三角洲前缘。波里拉组位于井深 1323.49~1508.49 m, 主要岩性为灰—灰白色泥晶灰岩, 灰白色生物碎屑灰岩, 灰黑色砂屑灰岩及灰黑色泥质粉砂岩和泥岩(图 2), 发育脉状层理、藻纹层、水平层理和小型沙纹层理, 见丰富的生物介壳, 表现为潮坪沉积特征。甲丕拉组位于井深 1508.49~1592.7 m, 主要岩性为紫红色、灰色含砾砂岩、含砾粉砂岩, 灰色砾岩, 夹砾岩, 杂色、灰色复成分砾岩(图 2)。砾石一般呈次棱角状, 分选磨圆较差。砾石大小不一, 最大者可以达到 4~6 cm。填隙物为砂级和粉砂级的石英、岩屑和泥质等, 颗粒支撑, 无定向性排列, 砾石成分较为复杂, 见火山岩砾石、硅质岩砾石及碳酸盐岩砾石, 成分成熟度和结构成熟度偏低。砂岩类型为岩屑石英砂岩, 碎屑成分中不稳定组分如变质岩、火山岩岩屑含量高, 石英矿物相对较少, 泥质填隙物含量亦较高。总体上本类型的岩石具有较低的成分成熟度和结构成熟度, 具有近源水下扇的特点。

3 样品采集及实验分析

本次研究针对北美羌塘拗陷东部 QZ-16 井上三叠统黑色—深灰色泥页岩共采集了 30 件样品, 具体采样位置见图 2。采集的样品足够新鲜, 表面的脉体尽可能全部剔除, 并装入自封袋中避免污染。

采集的 30 件泥页岩样品均开展了总有机碳 (TOC) 分析, 然后选取 8 件 TOC 含量高的样品进一步开展氯仿沥青 A 提取、岩石热解、干酪根镜检、镜质组反射率(R_o)和生物标志化合物等分析工作(图 2)。以上分析均在中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验研究中心完成, 具体分析过程如下:

总有机碳含量测定, 首先将 0.3 克过筛的粉末样品(200 目)置于可渗透的坩锅中, 然后加入盐酸(1:7)并保持 12 h 以除去碳酸钙和白云石。然后, 用去离子水洗涤样品, 直至中性。随后, 坩锅在 60℃ 的烘箱中干燥 12 h。最后, 使用 LECOCS-400 碳硫分析仪测量样品的原始 TOC 浓度。标准样品和沉积物样品的重复试验表明, 精密度优于 0.1%。选取部分有机碳含量较高的岩石样品进行岩石热解分析。镜质体反射率测定仪器主要采用美国 3-Y 国际有限公司 DETAV4000-SP 显微分光光度计以及 MPV 系列的光学显微镜完成。

生物标志化合物实验首先使用索氏提取器进行样品提取(72 h), 使用二氯甲烷(CH_2Cl_2)/甲醇(CH_3OH)(v/v=9:1)作为溶剂, 然后沉淀样品中的沥青, 并使用层析法分离可溶部分。此外, 分别用正己烷、正己烷/二氯甲烷(v/v=3:2)和二氯甲烷/甲醇(v/v=1:1)洗脱饱和馏分、芳香馏分和极性馏

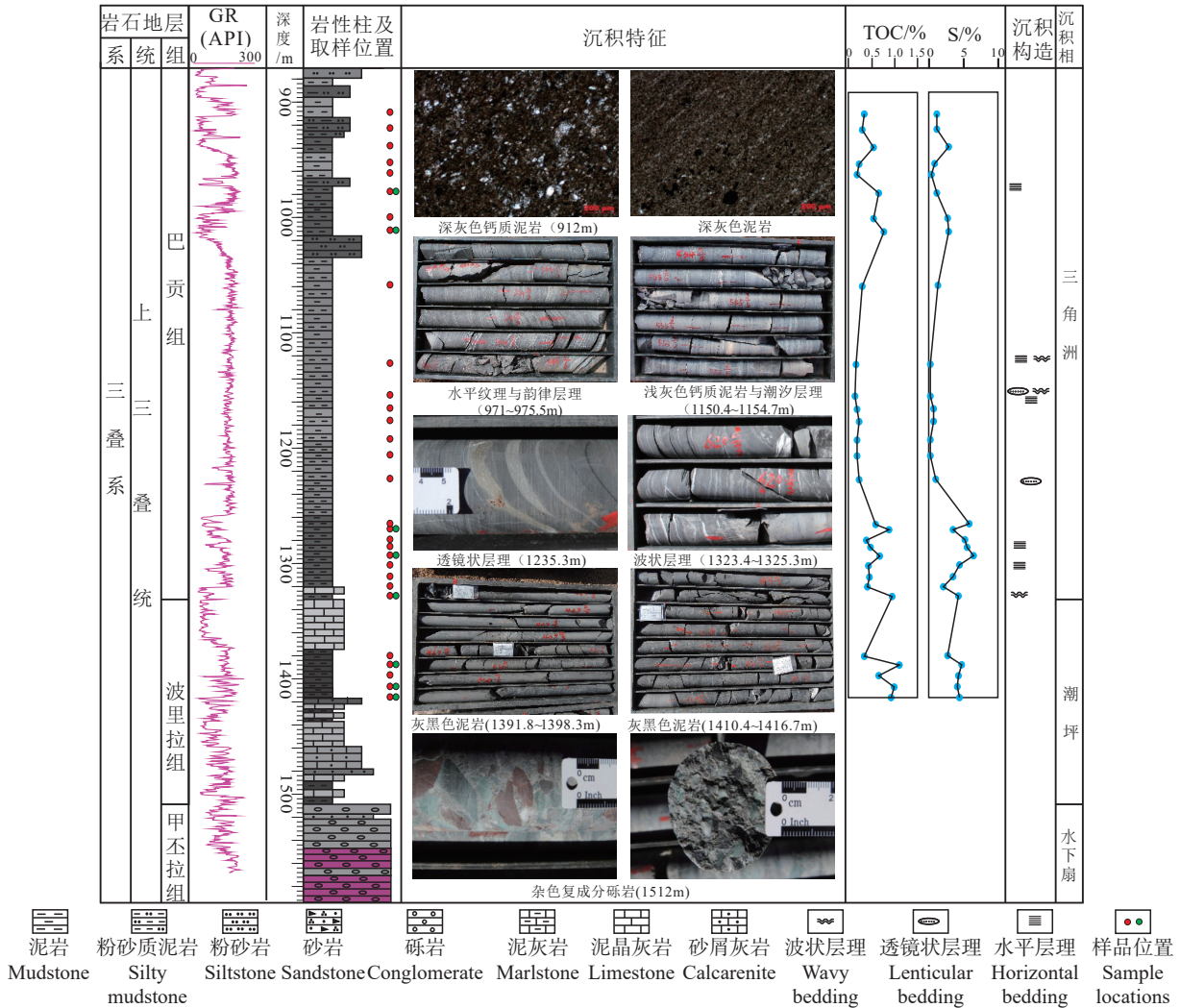


图 2 QZ-16 井上三叠统地层序列、沉积特征、取样位置及 TOC 和 S 的垂向分布

Fig.2 Upper Triassic stratigraphic successions, sedimentary characteristics, sampling locations, vertical distributions of total organic carbon (TOC) and sulfur (S) in the well QZ-16

分。标准参照 GB/T 18606—2001, 仪器为美国 Agilent 公司的 5973I 气相色谱-质谱仪 (GC) 和色谱-质谱联用仪 (GC-MS) 配备色谱柱为 HP-5MS, 30 m×0.25 mm (内径), 0.25 mm (内膜)。饱和烃质谱温度为 280 °C, 离子化方式为电子轰击 (电子能量离子电压为 70 eV, 源温度 230 °C, 四极杆温度 150 °C, 发射电流 200 μA)。饱和烃色谱的升温程序设定为: 在 100 °C 保持 5 min, 然后以 4 °C/min 升温速率从 100 °C 升高到 220 °C, 之后以 2 °C/min 升温速率升高到 320 °C 并在 320 °C 保持 20 min, 进样口温度为 300 °C, 载气为氦气。质谱信号采集为多离子检测 (MID) 扫描方式。岩石饱和烃单体烃碳同位素分析使用 DELTA V 优势稳定同位素质谱仪

与 HP5-MS 气相色谱柱, 以 5 °C/min 的速率从 35 °C 升高到 400 °C 进行测试, 检测依据参照 GB/T 18340.2—2010。

4 分析结果

4.1 基础有机地球化学特征

QZ-16 井上三叠统黑色—深灰色泥页岩样品 TOC 与氯仿沥青 A 含量见于表 1。30 件样品 TOC 含量变化范围为 0.12%~1.09%, 均值为 0.47%, 其中 12 件样品 TOC 含量大于 0.5%, 其他样品均低于 0.5% (表 1)。TOC 含量纵向变化显著, 其中下部泥岩 (1265~1416 m) 样品 TOC 含量最高, 上部 (908.5~1058 m) 次之, 中部最低 (1126~1230 m)

表 1 QZ-16 井上三叠统黑色泥岩基础有机地球化学参数

Table 1 Basic organic geochemical parameters of Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

样品编号	TOC	S	S ₁	S ₂	S ₃	氯仿沥青A/10 ⁻⁶	HI	OI	T _{max} /°C	R _o
16Bsy-1	0.34	1.10	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-2	0.28	1.11	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-3	0.53	2.74	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-4	0.22	0.71	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-5	0.18	0.30	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-6	0.64	1.08	0	0	0.20	13.96	0	21	601	2.44
16Bsy-7	0.54	2.62	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-8	0.76	2.77	0	0	0.18	15.84	0	15	n.d	2.46
16Bsy-9	0.29	1.28	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-10	0.15	0.10	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-11	0.12	0.12	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-12	0.18	0.61	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-13	0.22	0.66	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-14	0.17	0.07	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-15	0.17	0.10	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-16	0.21	0.95	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-17	0.57	5.70	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-18	0.87	3.43	0	0	0.15	19.61	0	13	582	2.54
16Bsy-19	0.37	5.08	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-20	0.46	5.45	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-21	0.67	6.31	0	0	0.18	6.66	0	16	536	2.77
16Bsy-22	0.43	4.41	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-23	0.45	3.45	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-24	0.40	2.07	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-25	0.92	4.18	0	0	0.13	5.65	0	9	n.d	2.65
16Bsy-26	0.33	2.56	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-27	1.09	4.59	0	0	0.18	17.29	0	12	n.d	2.70
16Bsy-28	0.63	4.12	/	/	/	/	/	/	/	/
16Bsy-29	0.98	4.08	0	0	0.13	17.88	0	8	602	2.73
16Bsy-30	0.92	4.37	0	0	0.12	13.48	0	10	n.d	2.68

(图 2)。上三叠统泥岩 S(总硫)值介于 0.07%~6.31%，平均值为 2.54%(表 1)，S 在垂向上波动较大，与 TOC 变化趋势较一致(图 2)，表现为显著的相关性($R=0.70$, $n=30$)。

该井上三叠统 8 件 TOC 含量较高(0.64%~1.09%)的样品具有极低的氯仿沥青 A 含量，介于 5×10^{-6} ~ 19×10^{-6} ，均值为 13×10^{-6} (表 1)，其在垂向上的变化与 TOC 含量变化不一致。上述 8 件样品热解分析未产生游离烃(S_1)和裂解烃(S_2)，二氧化碳(S_3)含量较低，为 0.12~0.20 mg/g。研究样品生烃潜量(S_1+S_2)和氢指数($HI=100 \times S_2/TOC$)均为 0 mg/g(表 1)，氧指数($OI=100 \times S_3/TOC$)的值为 0.12~0.20 mg CO₂/g TOC(均值为 0.16 mg CO₂/g TOC)(表 1)。其中，仅 4 件样品获得岩石热解最高峰温 T_{max} ，为 536~602 °C(均值为 580 °C;表 1)。

该井上三叠统 8 件黑色—深灰色泥岩样品干酪根镜检分析表明其具有相似的显微组分(表 2, 图 3)，主要为壳质组，含量为 68%~76%(均值为 72%)；其次为镜质组，含量为 18%~28%(均值为

23%)；惰质组含量最低，为 3%~8%(均值为 5%)。其中，壳质组主要为褐色、较薄且无特定形态的腐殖无定形体；而镜质体主要包括结构镜质体(16%~26%)和无结构镜质体(8%~12%)(表 2)，前者多呈褐色，且具植物细胞结构，后者多呈棕褐色，质地均一，无植物细胞结构(图 3)；惰质组主要为黑色块状的丝质体。研究区 8 件黑色泥岩样品干酪根镜质体反射率 R_o 整体偏高，介于 2.44%~2.77%(表 1)，均值为 2.62%。

QZ-16 井上三叠统黑色—深灰色泥页岩正构烷烃单体碳同位素介于 -33.8‰~-25.7‰，碳同位素值波动较大(表 3)。整体而言，正构烷烃碳同位素随着碳数的增加有逐渐变轻的趋势，属典型的右倾型。另外，研究区样品间碳同位素具有相似分布特征。

4.2 生物标志化合物特征

QZ-16 井上三叠统 8 件黑色—深灰色泥岩样品饱和烃气相色谱结果及代表性图谱分别见于表 4 和图 4a~d。总离子图谱显示，研究区样品正构烷烃

表 2 QZ-16 井上三叠统黑色泥岩干酪根显微组分及类型

Table 2 Maceral compositions and kerogen type of Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

样品	干酪根显微组分/%				干酪根指数	干酪根类型	干酪根颜色
	壳质组	镜质组		惰质组			
	无定型腐殖质	无结构镜质体	结构镜质体	丝质体			
16Bsy-6	75	10	12	3	18	II ₂	棕褐色
16Bsy-8	70	16	6	8	10.5	II ₂	棕褐色
16Bsy-18	72	6	18	4	14	II ₂	棕黑色
16Bsy-21	68	15	12	5	8.75	II ₂	棕黑色
16Bsy-25	68	10	18	4	9.0	II ₂	棕黑色
16Bsy-27	70	13	12	5	11.25	II ₂	棕黑色
16Bsy-29	76	8	10	6	18.5	II ₂	棕黑色
16Bsy-30	75	10	10	5	17.5	II ₂	棕黑色

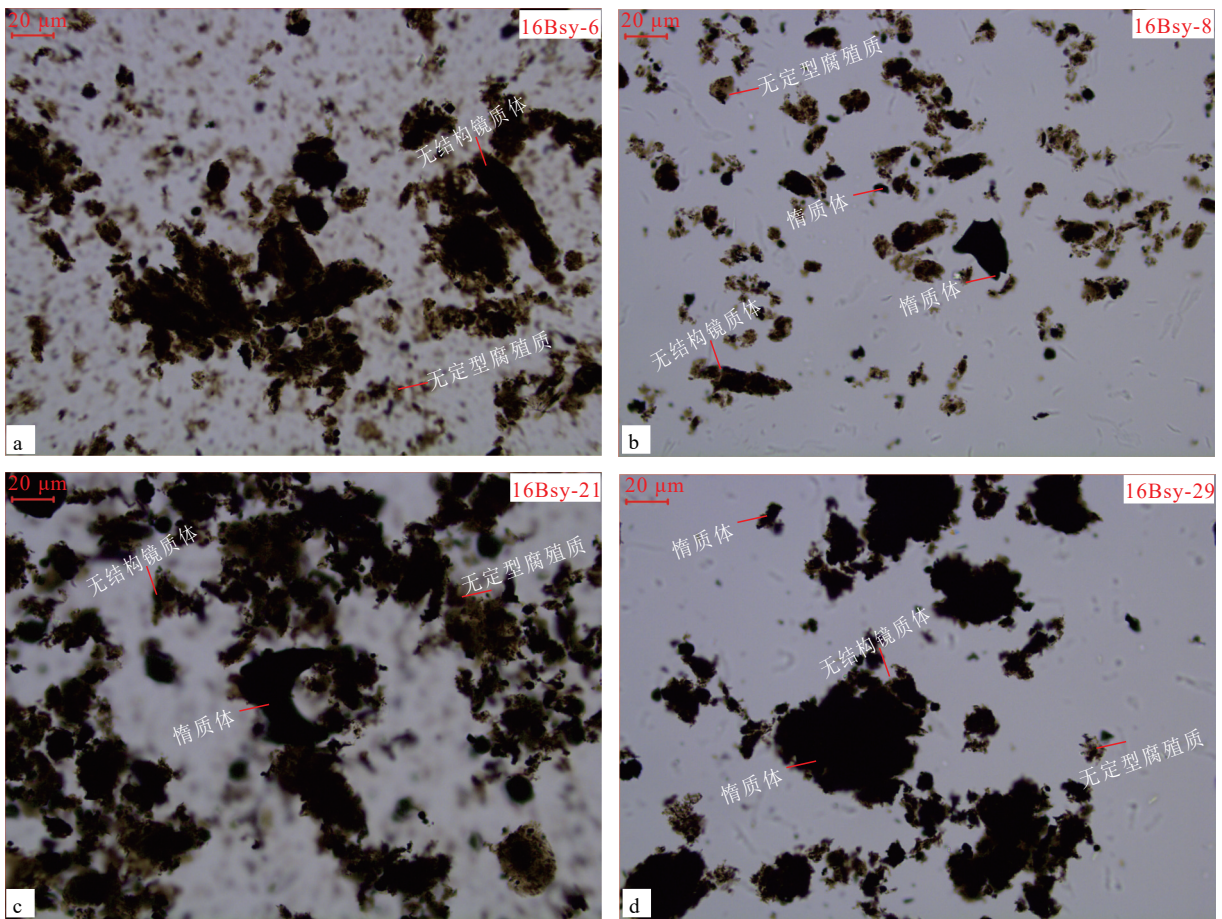


图 3 QZ-16 井上三叠统黑色泥岩干酪根显微组分特征

Fig.3 Characteristics of kerogen maceral compositions of Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

碳数分布范围介于 $nC_{14} \sim nC_{36}$, 除 16Bsy-6 外, 均具有双峰分布的特征, 主峰碳为 nC_{23} (表 4, 图 4a~d)。8 件样品整体具有低的 C_{21} / C_{22+} 比值, 为 0.40~1.14, 均值为 0.79 (表 4), 呈现较明显的重碳优势。研究样品奇偶优势(OEP)值变化范围在 1.00~1.04, 均值

为 1.02 (表 4), 无明显的奇偶优势。另外, 研究区样品中检测出一定的类异戊二烯烃, 包括姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)。样品中姥植比(Pr/Ph)变化范围在 0.37~0.53, 平均值为 0.46, Pr/ nC_{17} 变化范围为 0.34~0.61, Ph/ nC_{18} 变化范围为 0.65~1.02, 植烷优势较为

表3 QZ-16井上三叠统黑色泥岩正构烷烃单体碳同位素特征

Table 3 Carbon isotope characteristics of n-alkanes in Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

样品 编号	$\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\text{‰}$													
	C ₁₇	C ₁₈	Ph	C ₁₉	C ₂₀	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₃	C ₂₄	C ₂₅	C ₂₆	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉
16Bsy-18	/	-25.7	/	-28.1	-28.5	-29.8	-31.1	-31.6	-31.6	-32.1	-31.8	-32.1	-31.0	-31.8
16Bsy-25	/	-28.7	-28.6	-28.9	-29.3	-30.3	-31.3	-32.2	-32.3	-32.0	-31.7	-31.6	-31.4	-31.1
16Bsy-27	-27.3	-28.3	-26.8	-28.7	-28.9	-29.9	-31.2	-32.9	-32.3	-32.3	-32.7	-32.6	-32.4	-33.0
16Bsy-29	/	-26.7	-26.7	-27.6	-29.3	-30.8	-32.2	-33.3	-33.2	-33.4	-33.4	-33.6	-33.1	-33.8
16Bsy-30	/	-28.0	-27.9	-28.5	-29.4	-30.2	-31.5	-32.8	-32.4	-32.7	-31.6	-32.9	-32.4	-32.7

表4 QZ-16井上三叠统黑色泥岩正构烷烃、类异戊二烯烃、萜烷与甾烷参数特征

Table 4 Characteristics of n-alkane, major isoprenoid, terpanes and steranes parameters of Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

样品编号	16Bsy-6	16Bsy-8	16Bsy-18	16Bsy-21	16Bsy-25	16Bsy-27	16Bsy-29	16Bsy-30
主峰碳	C ₂₃	C ₂₃	C ₂₃	C ₂₃	C ₂₃	C ₂₃	C ₂₃	C ₂₃
CPI	1.12	1.16	1.3	1.13	1.15	1.15	1.19	1.15
OEP	1.01	1.03	1.03	1.02	1	1.03	1.02	1.04
C ₂₁ /C ₂₂₊	0.4	0.96	0.78	0.6	0.81	1.13	0.82	0.8
Pr/Ph	0.4	0.47	0.53	0.37	0.51	0.4	0.51	0.47
C ₂₄ TeT/C ₂₆ TT	0.66	0.6	0.64	0.71	0.71	0.63	0.67	0.72
ST/H ₃₀₋₃₅	0.61	0.55	0.43	0.49	0.45	0.43	0.56	0.48
C ₂₅ TT/C ₂₄ TeT	1.47	1.66	1.45	1.4	1.43	1.44	1.53	1.38
C ₂₁₊₂₀ TT/C ₂₃₊₂₄ TT	0.96	1.03	1.02	1	1.12	0.91	1.17	1.13
G/C ₃₀ H	0.17	0.14	0.16	0.13	0.13	0.11	0.12	0.11
Ts/Tm	1.02	0.95	0.85	0.98	0.87	0.82	0.86	0.95
C ₂₇ /%	28	30	30	29	28	27	29	29
C ₂₈ /%	24	24	23	23	24	25	23	24
C ₂₉ /%	48	46	47	47	48	48	47	47
C ₂₉ ααα20S/(20S+20R)	0.44	0.43	0.45	0.44	0.46	0.47	0.45	0.47
C ₂₉ αββ/(ααα+αββ)	0.41	0.38	0.39	0.39	0.4	0.4	0.39	0.4

显著(表4)。

研究区8件上三叠统黑色泥岩饱和烃气相色谱-质谱结果及典型图谱分别见于表4和图4e~h。通过饱和烃M/Z 191质量色谱分析,研究区黑色泥岩样品中均检测出丰富的藿烷和三环萜烷系列,还伴有少量伽马蜡烷、四环萜烷、五环三萜烷和莫烷(图4e~h),其相对丰度整体为藿烷>三环萜烷>伽马蜡烷>四环萜烷>五环三萜烷。藿烷碳数分布范围为C₂₇~C₃₅,其中C₃₀藿烷含量最高,C₂₉降藿烷含量次之,其他藿烷相对含量均较低,如Tm(17α-22, 29, 30三降藿烷)和Ts(18α-22, 29, 30三降藿烷)。样品中C₃₁升藿烷-22S/(22S+22R)和Ts/Tm比值分别为0.58~0.59和0.82~1.02(表4)。三环萜烷的碳数分布范围为C₁₉~C₂₉,其中C₂₃和C₂₁三环萜烷含量最多。同时,样品中均检出一定量的莫烷类化合物,莫烷碳数分布范围为C₂₉~C₃₁,包括C₃₀莫烷、C₂₉降莫烷和C₃₁升莫烷。另外,样品中均检测出少量的伽马蜡烷,且具有较低的伽马蜡烷指数(伽马蜡

烷/C₃₀藿烷),为0.11~0.17(表4)。样品中均未检出代表典型陆源供应的奥利烷和羽扇烷化合物。

通过饱和烃M/Z 217质量色谱分析,QZ-16井8件黑色泥岩样品中含有一定量的甾烷类化合物,主要为C₂₇-C₂₈-C₂₉规则甾烷,含少量C₂₁孕甾烷、C₂₂甾烷、C₂₇和C₂₉重排甾烷,未检测出C₂₈重排甾烷(图4i~l)。其中,C₂₇、C₂₈和C₂₉规则甾烷的相对含量分别为0.27~0.30、0.23~0.24和0.46~0.47(C₂₉>C₂₇>C₂₈;表4),在图谱上C₂₇-C₂₈-C₂₉ααα20R呈现不对称“V”字形(图4i~l)。在C₂₉规则甾烷中,C₂₉ααα20S/(20S+20R)和C₂₉αββ/(αββ+ααα)的比值分别为0.43~0.47和0.38~0.41(表4)。

5 讨论

5.1 有机质丰度

有机质丰度指烃源岩中有机质的百分含量,体现了烃源岩的生烃能力。一般认为,烃源岩的有机质丰度越高,其生烃能力越强,常用评价指标包括

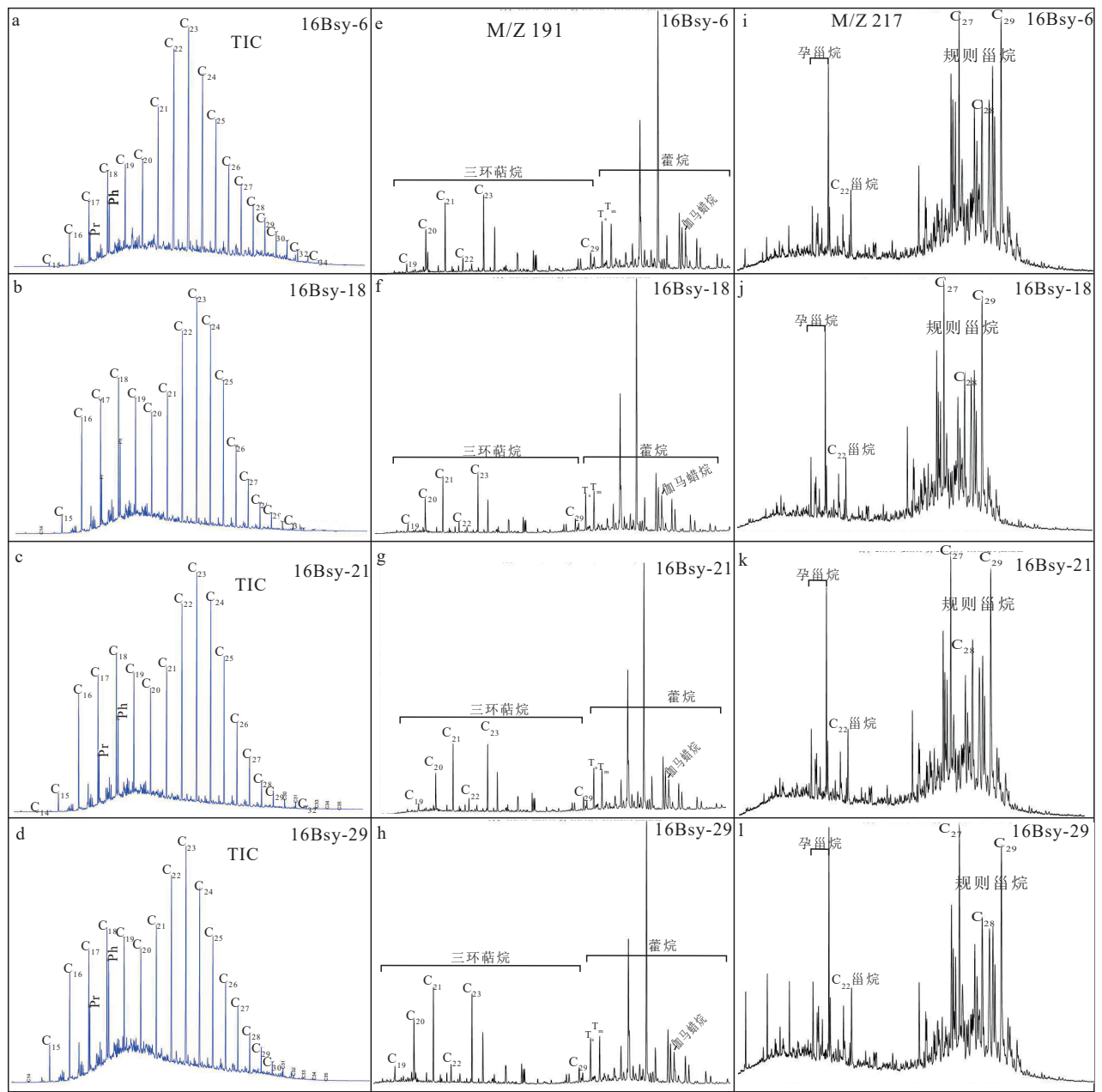


图 4 QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩饱和烃色谱-质谱特征

Fig.4 GC-MS characteristics of some typical Upper Triassic black mudstone samples in the well QZ-16

总有机碳(TOC)、氯仿沥青 A 和生烃潜量(S_1+S_2)。

QZ-16 井中 1 件样品泥页岩 TOC>1.0%, 11 件样品 TOC 介于 0.5%~1.0%, 18 件样品 TOC 均小于 0.5%(表 1), 若按照 TOC 评价, 大多数泥页岩样品为非烃源岩和差烃源岩 (Peters et al., 2005)。与 QZ-16 井相邻区露头或地质浅钻烃源岩样品相比, 该井上三叠统泥页岩 TOC 含量偏低, 例如: 冬曲剖面 TOC 为 0.67%~1.72%, 均值为 1.04%(王忠伟等,

2022); 雀莫错剖面 TOC 为 0.53%~1.66%, 均值为 1.03%(Zeng et al., 2013); 鄂尔托陇巴剖面 TOC 为 0.59%~1.81%, 均值为 1.2%(Wang et al., 2021b); QZ-7 井 TOC 为 0.32%~1.29%, 均值为 0.69%(宋春彦等, 2018)等。QZ-16 井上三叠统 8 件泥页岩样品几乎未检测出生烃潜量(S_1+S_2), 氯仿沥青 A 含量为 5×10^{-6} ~ 19×10^{-6} (均值为 13×10^{-6} ; 表 1), 其中 TOC 含量与氯仿沥青 A 基本无线性关系。同样, QZ-16 井

研究样品的氯仿沥青 A 和生烃潜量(S_1+S_2)的值明显低于冬曲剖面、雀莫错、鄂尔托陇巴剖面和 QZ-7 井上三叠统黑色泥岩的值(Zeng et al., 2013; 宋春彦等, 2018; Wang et al., 2021b; 王忠伟等, 2022)。如果依据 S_1+S_2 和氯仿沥青 A 含量这两个参数, 参照海相烃源岩有机质评价标准, 灰黑色泥页岩都为非烃源岩, 明显低于 TOC 含量评价的级别(Peters et al., 2005)。造成上述差异现象主要与研究区样品热演化过成熟有关, 由于其成熟度较高, 烃类大量裂解, 导致 S_1+S_2 值和可溶有机质含量急剧下降。因此, 笔者认为 S_1+S_2 值和氯仿沥青 A 不能很好地应用于过成熟的烃源岩样品有机质丰度评价, 应选用 TOC 值作为过成熟度样品的有机质丰度评价指标。另外, 研究区黑色泥页岩低有机质丰度似乎与深色岩石所代表较高有机质丰度相矛盾(图 2), 可能原因是泥页岩的原始 TOC 含量较高, 有机质在经过很高的热演化阶段后含量明显减少, 而泥页岩的颜色并未发生实质性的变化, 导致这种异常现象的发生。

5.2 有机质类型

有机质类型与原始有机质来源及保存条件密切相关, 是评价烃源岩生烃潜力的重要指标。前人研究中多通过可溶有机质、干酪根显微组分及生物标志化合物进行判别, 但通常要考虑成熟度对判别指标的影响(伍新和等, 2005)。对于低成熟—成熟烃源岩而言, 可以通过岩石热解相关参数(如氢指数 HI、氧指数 OI 和最高热解峰温 T_{max})对烃源岩的有机质类型进行有效判别, 但对于过成熟烃源岩, HI 值极低, 热解参数准确性值得商榷, 很难对本次黑色泥页岩样品的有机质类型做出有效判别。研究表明, 干酪根显微组分含量受成熟度影响较小, 可有效判别不同成熟度烃源岩的有机质类型(陈治军等, 2022)。尽管 QZ-16 井上三叠统泥页岩热演化程度过高, 但正构烷烃碳数分布完整, 对有机质类型判别仍然有效。

干酪根镜检表明 QZ-16 井上三叠统泥页岩显微组分主要为壳质组, 其次为镜质组和惰质组, 多显示为无定形体(图 3)。前人根据各显微组分的权重总结出来干酪根类型指数(TI)的计算方法及划分标准: $TI = [腐泥组 \% \times 100 + 壳质组 \times 50 + 镜质组 \times (-75) + 惰质组 \times (-100)] / 100$ (侯读杰和冯子辉,

2011)。当 $TI > 80$ 时, 为 I 型干酪根; TI 值为 40.0~80.0 时, 为 II₁ 型; TI 值为 0.0~40.0 时, 为 II₂ 型; $TI < 0$ 时, 为 III 型干酪根。研究区上三叠统泥页岩样品 TI 值介于 8.75~18.5, 均值为 13.4, 表明其有机质类型为 II₂ 型干酪根(表 2)。相比而言, QZ-16 井上三叠统泥页岩整体具有与鄂尔托陇巴、雀莫错和冬曲剖面相近的干酪根指数(Zeng et al., 2013; Wang et al., 2021b; 王忠伟等, 2022), 但比 QZ-7 井样品干酪根指数更高(宋春彦等, 2018), 说明研究区黑色泥页岩有机质类型与鄂尔托陇巴、雀莫错和冬曲剖面相近, 但比 QZ-7 井地区更优质。

植烷(Ph)和姥鲛烷(Pr)是饱和烃中最常见的类异戊二烯烃, 其中 Pr 主要由叶绿素侧链的植醇经氧化和脱羧反应形成, 而 Ph 则由植醇经过还原反应形成。尽管其丰度受有机质类型、热演化程度、生物降解及水体氧化还原程度等方面的影响, 但影响程度并不大, 仍可作为有机质类型及氧化还原环境判别的有效指标(陈治军等, 2022)。本文上三叠统黑色泥岩样品 Ph/nC_{18} 和 Pr/nC_{17} 值分别为 0.65~1.06(平均值 0.83)和 0.34~0.61(平均值 0.49)。在 Ph/nC_{18} - Pr/nC_{17} 图解中(图 5), 所有样品均落在 II 型干酪根分布区域, 反映泥页岩母质来源既有高等陆源植物输入, 又有海相低等水生生物输入, 这与干酪根显微组分判别的 II₂ 型干酪根结果相似。

5.3 有机质成熟度

有机质成熟度是判断烃源岩是否有效的重要参数, 其中镜质体反射率(R_o)是评价烃源岩成熟度最有效的指标。随着热演化程度的升高 R_o 值稳定

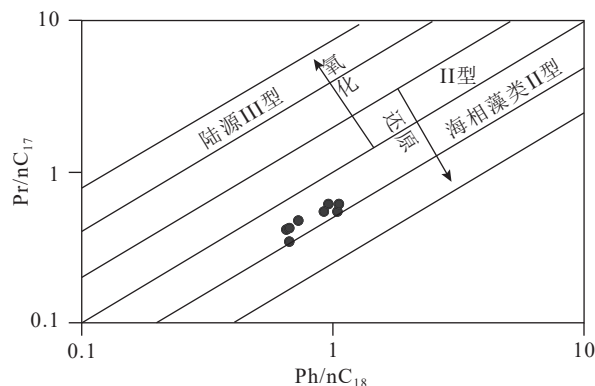


图 5 QZ-16 井上三叠统黑色泥岩 Ph/nC_{18} 与 Pr/nC_{17} 相关关系图

Fig.5 Binary diagrams of Ph/nC_{18} versus Pr/nC_{17} of Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

增大, 一般认为, $R_o < 0.5\%$ 代表未成熟烃源岩, $0.5\% \sim 0.7\%$ 为低成熟, $0.7\% \sim 1.3\%$ 为成熟, $1.3\% \sim 2.0\%$ 为高成熟, $R_o > 2.0\%$ 则代表过成熟烃源岩。随着烃源岩成熟度的增加, 有机质会依次转换为油、湿气和干气等 (Tissot and Welte, 1984)。研究区 8 件黑色泥页岩样品镜质体反射率 R_o 介于 $2.44\% \sim 2.77\%$, 均值为 2.62% (表 1), 表明其具有过成熟的有机质, 达到了生气门限 (Peters and Moldowan, 1991)。相比而言, QZ-16 井上三叠统泥页岩具有比鄂尔托陇巴 ($0.95\% \sim 1.27\%$)、雀莫错 ($1.30\% \sim 1.46\%$) 冬曲剖面 ($1.27\% \sim 1.42\%$) 和 QZ-7 井 ($1.46\% \sim 1.84\%$) 更高的 R_o 值 (Zeng et al., 2013; 宋春彦等, 2018; Wang et al., 2021b; 王忠伟等, 2022), 说明 QZ-16 井地区有机质成熟度明显高于鄂尔托陇巴、雀莫错、冬曲和 QZ-7 井地区。

尽管岩石热解最高峰温 T_{max} 随着有机质成熟度的增高而升高, 但低丰度有机质的过成熟度烃源岩热解参数有失准确性, 岩石热解最高峰温 T_{max} 很难准确反映有机质的成熟度。QZ-16 井 8 件泥页岩中仅 4 件样品获得 T_{max} 值, 为 $536 \sim 602\text{ }^\circ\text{C}$ (均值为 $580\text{ }^\circ\text{C}$), 均反映有机质进入过成熟演化阶段, 与 R_o 结果近乎一致 (图 6), 具有较好的参考意义。干酪根颜色是有机质热变质作用的直接结果, 其颜色会随着热演化程度的增加而逐渐变深。QZ-16 井上三叠统泥页岩干酪根颜色主要为棕褐色—黑色 (图 3), 反映有机质热演化可能达到了过成熟阶段。另外, 本文样品的干酪根颜色要明显深于

QZ-7 井、冬曲剖面及鄂尔托陇巴剖面, 反映研究区有机质成熟度明显高于相邻的鄂尔托陇巴等地区 (Zeng et al., 2013; 宋春彦等, 2018; Wang et al., 2021b; 王忠伟等, 2022), 这与镜质体反射率 R_o 的判别结果一致。造成研究区上述异常高成熟度可能与上覆鄂尔托陇巴组流纹质岩浆喷发作用有关, 火山作用携带的热量使得有机质经历了更高的热演化过程。

另外, 部分生物标志化合物参数也可以用来判别有机质的成熟度, 尽管其可信度随着热演化程度增加而降低 (Peters et al., 2005)。常见的生标参数包括正构烷烃的奇偶优势 (OEP)、 $18\alpha(\text{H})-22, 29, 30$ 三降藿烷 (Ts)、 $17\alpha(\text{H})-22, 29, 30$ 三降藿烷 (Tm)、 C_{31} 升藿烷-22S/(22S+22R) 和甾烷异构体 ($C_{29}\alpha\alpha\alpha 20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$ 和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$) 等 (Moldowan et al., 1985)。由于有机质在热演化程度增加时会发生加氢裂解, 这一过程会导致正构烷烃的低碳数组分含量增加, 使得样品的奇偶碳优势逐渐消失, 从而导致碳优势指数 CPI 和 OEP 逐渐减小。QZ-16 井样品的 CPI 值和 OEP 值分别为 $1.12 \sim 1.30, 0.99 \sim 1.03$ (表 4), 都没有明显的奇偶优势, 这可能反映研究区黑色泥页岩有机质的热演化成熟度高。同时, 随着热演化程度的增加, Ts/(Ts+Tm) 值随之升高 (生油晚期达 0.5), C_{31} 升藿烷-22S/(22S+22R) (生油晚期达 0.62), $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$ (生油高峰达 0.5) 和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ (生油高峰达 0.7) 也会随之升高。QZ-16 井上三叠统黑

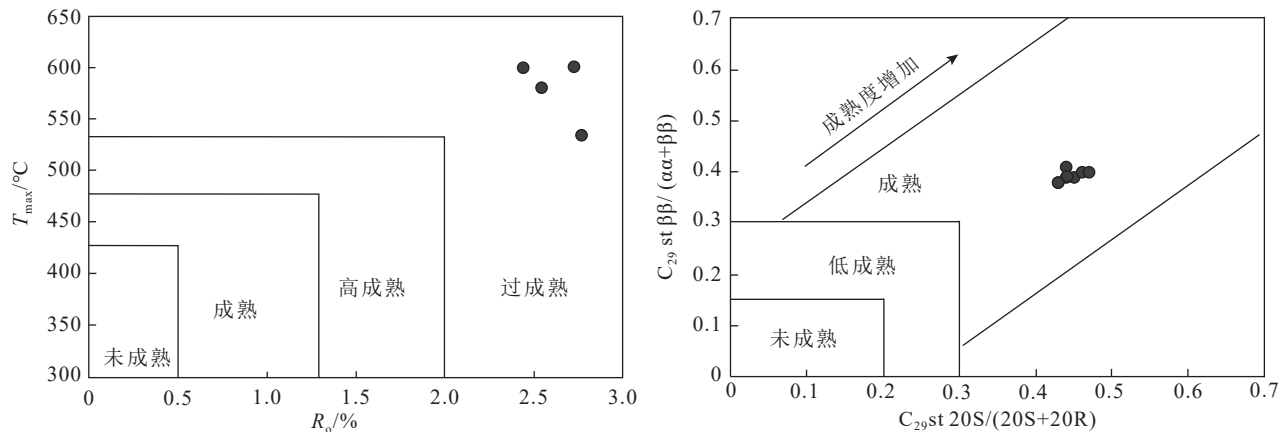


图 6 QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩有机质成熟度判别图解

Fig.6 Discrimination diagram of organic maturity of Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

色泥页岩样品的 $Ts/(Ts+Tm)$ 比值介于 0.45~0.5, 均值 0.48(表 4), 接近上限值 0.5, 反映有机质热演化程度较高。 C_{31} 升藿烷 $22S/22S+22R$ 比值在生油晚期阶段达到平衡值(0.62)之后不会再随着成熟度的升高而继续增加(Moldowan et al., 1985; Peters et al., 2005)。本次研究 8 件样品中 C_{31} 升藿烷- $22S/(22S+22R)$ 比值分别为 0.58~0.59, 接近参数的平衡值 0.62, 同样反映有机质热演化程度较高。甾烷的异构体比值 $C_{29}\alpha\alpha\alpha-20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 通常会随着热演化程度增加而增加, 其平衡值分别在 0.5 和 0.7 左右(Peters et al., 2005)。QZ-16 井样品 $C_{29}\alpha\alpha\alpha-20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 的比值分别为 0.43~0.47(均值为 0.45)和 0.38~0.41(均值为 0.40), 反映研究区烃源岩热演化程度整体较高。在 $C_{29}\alpha\alpha\alpha-20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 交汇图中, 所有样品均落在成熟有机质范畴(图 6), 显示成熟有机质特征, 与前面 R_o 的判别结果有一定的差异, 这可能是由于研究区样品成熟度过高导致甾烷类参数判别成熟度的可信度降低。相比而言, QZ-16 井泥页岩样品 $Ts/(Ts+Tm)$ 、 C_{31} 升藿烷 $22S/(22S+22R)$ 及 $C_{29}\alpha\alpha\alpha-20S/(20S+20R)$ 比值均高于鄂尔托陇巴、雀莫错、冬曲和 QZ-7 井地区, 同样反映 QZ-16 井样品有机质热演化程度要高于相邻的鄂尔托陇巴等地区(Zeng et al., 2013; 宋春彦等, 2018; Wang et al., 2021b; 王忠伟等, 2022)。综合干酪根镜质体反射率、干酪根颜色和生物标志化合物判别结果, 本文的黑色泥页岩样品中有机质可能处于过成熟阶段。

5.4 有机质来源及沉积环境

某些生物标记物来源于特定的生物, 其分子分布可用作有机物来源判别的指标(Peters et al., 2005)。正构烷烃在 $nC_{15}\sim nC_{35}$ 范围内的分布规律可用于评价有机质的来源, 如奇数短链正构烷烃($nC_{15}\sim nC_{19}$)可以与水生生物联系起来, 而长链正构烷烃($nC_{27}\sim nC_{31}$)主要来源于陆地植物的叶蜡(Eglinton et al., 1962; Cranwell, 1973)。研究区样品正构烷烃分布范围主要为 $nC_{15}\sim nC_{35}$, 其中 $nC_{15}\sim nC_{30}$ 正构烷烃含量占据优势(图 4a~d)。 C_{21}/C_{22+} 为 0.40~1.13, 平均为 0.78, 说明样品中长链正构烷烃占优势, 反映有机质可能主要来源于高等植物。与此同时, 样品的热演化程度增加会导致正构烷烃的轻烃

组分含量也增加, 从而使得 C_{21}/C_{22+} 值增加。鉴于研究区样品基本处于过成熟阶段, 在利用正构烷烃指标分析有机质来源时, 应同时结合其他指标, 以确保结果的可信程度。

甾烷的分布规律与不同真核藻类、陆生植物输入及有机质保存密切相关(Peters et al., 2005; Ruebsam et al., 2022)。 C_{27} 甾烷主要来源于红藻、硅藻和甲藻科的胆固醇前体; C_{28} 甾烷主要来源于硅藻、吊藻、裸藻、定鞭藻和绿枝藻等多种微藻的麦角甾醇前体; 而 C_{29} 甾烷即可来源于绿藻科、定鞭藻等各种海洋和淡水藻类, 也可来源于高等陆地植物(Volkman, 2003, 2005)。QZ-16 井上三叠统巴贡组泥岩样品中 C_{27} 、 C_{28} 和 C_{29} 规则甾烷的占比分别为 27%~30%、23%~24% 和 46%~47%(表 4), 其中 C_{27} 与 C_{28} 质量分数相近, 质谱图上甾烷呈不对称分布(图 4i~l)。在 $C_{27}\text{-}C_{28}\text{-}C_{29}$ 三角图中, 样品落在混合来源区(图 7), 表明以陆源高等植物为主, 具有混合来源的生物母源特征。

三环萜烷(TT)是萜类化合物重要的一类, 主要来源于细菌、藻类等低等生物(Farrimond et al., 1999)。丰富的三环萜烷表明海水环境和较低的生物输入, 如藻类输入(Farrimond et al., 1999; Tao et al., 2015), 而 C_{24} 四环萜烷(TeT)主要在陆相环境中发现(Tao et al., 2015)。因此, $C_{25}TT/C_{24}TeT$ 和

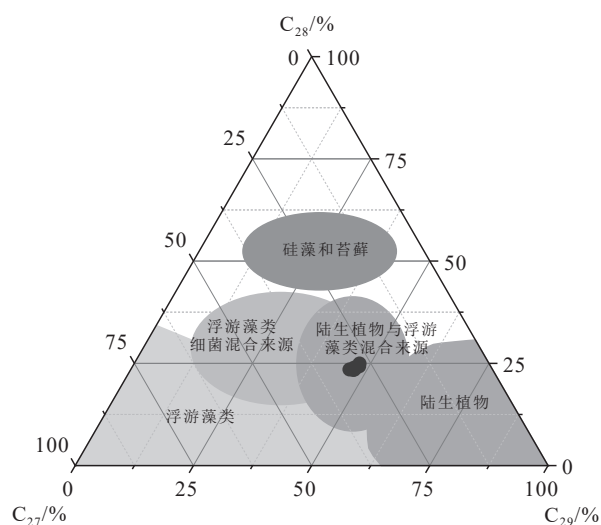


图 7 QZ-16 井上三叠统黑色泥岩 $C_{27}\text{-}C_{28}\text{-}C_{29}$ 甾烷三角判别图

Fig.7 Ternary diagram of $C_{27}\text{-}C_{28}\text{-}C_{29}$ regular steranes in Upper Triassic black mudstones in the well QZ-16

C_{20+21}/C_{23+24} TT 比值可用于确定陆源有机质输入的相对贡献量(Tao et al., 2015)。研究区 $C_{25}TT/C_{24}TeT$ 和 C_{20+21}/C_{23+24} TT 比值分别为 1.37~1.66(均值为 1.46) 和 0.9~1.17(均值为 1.04)(表 4), 表明研究区有机质主要以陆源高等植物为主, 同时混入少量低等水生生物, 具有混合来源的特征。另外, 当岩石中有机质以浮游或藻类等海相有机质为主时, 通常表现为高浓度的甾烷及较高的甾烷/藿烷($ST/C_{30-35}H$) 比值, 而当有机质主要来源于陆源植物和细菌时, 往往具有低浓度的甾烷及较低的甾烷/藿烷比值。因此, $ST/C_{30-35}H$ 比值通常被用来指示不同生物对有机质的贡献(Peter et al., 2005)。研究区样品的甾烷/藿烷比值均较低, 介于 0.42~0.61(均值为 0.49; 表 4), 表明研究区样品中有机质可能以陆源植物为主。

Pr/Ph 值通常用于判别沉积水体的氧化还原条件, 当 Pr/Ph < 1 反映贫氧水体, Pr/Ph > 1 反映富氧水体, 而当 Pr/Ph < 0.6 时则代表缺氧的高盐度水体(Didyk et al., 1978)。研究区样品 Pr/Ph 为 0.36~0.52(均值为 0.45; 表 4), 这表明研究区泥岩样品可能形成于较强的还原环境。伽马蜡烷主要来源于原生动物和光合作用细菌的四膜虫醇, 它通常形成于超盐的强还原环境, 并与水体的分层有关(Sinninghe Damsté et al., 1995; Tulipani et al., 2015), 但并非高盐度环境都具有丰富的伽马蜡烷(Peters et al., 2005)。研究区样品具有较低的伽马蜡烷指数($G/C_{30}H$), 为 0.10~0.16(均值为 0.13; 表 4), 这与 Pr/Ph 值判别的高盐度还原环境相矛盾。值得注意的是, 研究区样品有机质主要来源于陆源植物, 这一过程可能导致大量陆源细菌输入, 从而导致伽马蜡烷值偏低。

5.5 油气潜力分析

通常情况下, 低成熟—成熟烃源岩的 TOC 下限标准为 0.5%, 而高成熟—过成熟烃源岩的 TOC 下限标准则 < 0.5%, 由于原始有机质的降解及丢失(Peters et al., 2005)。庞雄奇等(2014)认为不同类型有机质的高成熟度—过成熟烃源岩, 其 TOC 下限标准不同。具有 I 型、II 型和 III 型干酪根的高成熟烃源岩, 其 TOC 下限标准分别为 0.25%、0.35% 和 0.45%, 而过成熟烃源岩的 TOC 下限标准分别为 0.20%、0.30% 和 0.40%(庞雄奇等, 2014)。综上

分析, QZ-16 井上三叠统深灰色—黑色泥页岩主要为高等陆生植物和低等水生生物混合的 II₂ 型有机质, 且处于过成熟演化阶段, 故以 0.3% 作为 TOC 的下限标准。研究区上三叠统深灰色—黑色泥页岩 TOC 含量为 0.12%~1.09%(均值为 0.47%), 且大部分样品 TOC 含量大于 0.3%(图 2), 表明研究区大部分样品为有效烃源岩(特别是下部泥页岩)。

钻井及录井资料显示北羌塘坳陷东部 QZ-16 井上三叠统岩心中见丰富的油气显示。现场利用 SK~3Q02 氢焰色谱仪对返浆井深进行气测录井, 在上三叠统巴贡组底部至井底甲丕拉组(1262~1572 m)发现了较好的气测异常, 全烃为 0.0%~0.718%(均值为 0.089%), 甲烷为 0.0%~0.681%(均值为 0.075%)(付修根等, 2020)。其中: (1)巴贡组(1262~1323.49 m)全烃为 0.011%~0.166%(均值为 0.051%), 甲烷为 0.009%~0.142%(均值为 0.049%); (2)波里拉组(1323.49~1502.48 m)全烃为 0.0%~0.290%(均值为 0.07%), 甲烷为 0.0%~0.234%(均值为 0.047%); (3)甲丕拉组(1502.48~1572 m)全烃为 0.009%~0.718%(均值为 0.176%), 甲烷为 0.008%~0.681%(均值为 0.153%)。总体而言, 甲丕拉组层位含气性好于巴贡组和波里拉组。与此同时, QZ-16 井上三叠统岩心可见大量沥青分布, 其主要呈薄—中层状充填于层理缝和构造缝中, 并针对该沥青开展了生物标志化合物研究(付修根等, 2020)。北羌塘坳陷东部 QZ-16 井上三叠统巴贡组沥青的族组成均以较高饱和烃含量和高饱芳比为特征。沥青样品中 C_{29} 规则甾烷含量相对较高(43%~48%, 均值 45.5%), 其次为 C_{27} 规则甾烷(25%~34%, 均值 29.5%), C_{28} 规则甾烷含量整体较低(22%~30%, 均值 24.8%), 总体表现为 $C_{29} > C_{27} > C_{28}$ 的分布特征, 反映沥青母质中有较多高等植物输入。生物标志物中成熟度参数, 如 $C_{29}aaa20S/aaa(20S+20R)$ 比值为 0.33~0.49、 $C_{29}\alpha\beta\beta/(aaa+\alpha\beta\beta)$ 为 0.37~0.42、 $C_{31}22S/(22S+22R)$ 为 0.59~0.62、 $Ts/(Tm+Ts)$ 为 0.44~0.50, 均表明沥青油苗处于成熟阶段(付修根等, 2020)。

通过收集 QZ-16 井上三叠统巴贡组沥青油苗样品正构烷烃、甾烷和萜烷等生物标志化合物与 QZ-16 井上三叠统黑色—深灰色泥页岩进行系统的对比研究, 发现沥青和泥页岩之间的生物标志化合物参数之间具有较好的可对比性(图 8), 表明上

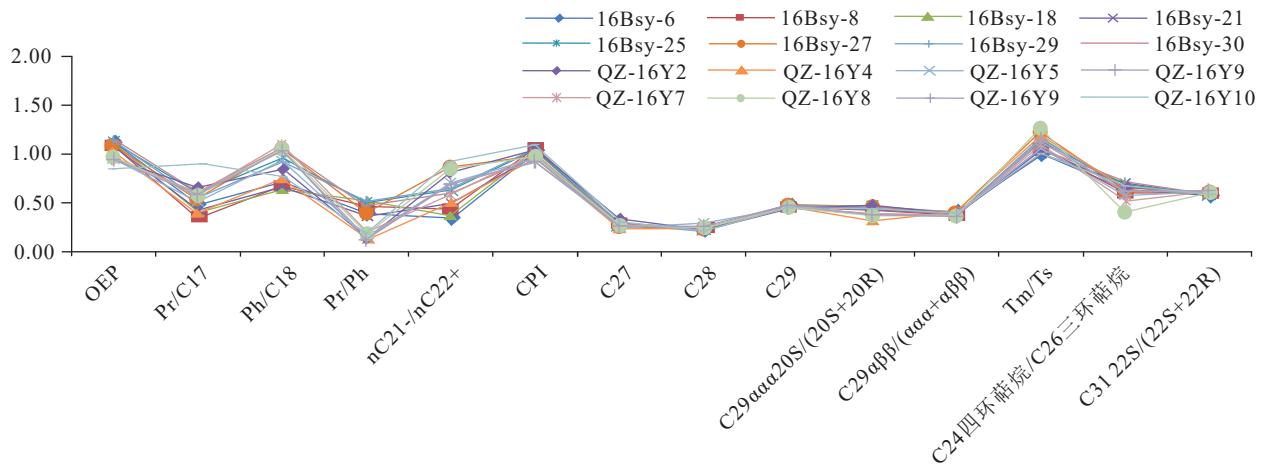


图 8 QZ-16 井上三叠统沥青油苗与烃源岩生物标志物多因素对比图(Bsy 为烃源岩, QZ 为沥青油苗)

Fig.8 Multifactor correlation diagram of biomarkers between the bitumen oil seepages and Upper Triassic source rocks in the well QZ-16 (Bsy and QZ represent the source rocks and bitumen, respectively)

三叠统巴贡组油苗可能是上三叠统的泥质烃源岩排烃运移的产物。单体烃碳同位素是油源对比最可靠的方法之一,特别是对高一过成熟源岩,其将油源对比提高到分子级别(梁霄, 2020)。QZ-16 井上三叠统巴贡组沥青油苗和上三叠统黑色—深灰色泥页岩的单体烃碳同位素分布特征曲线可以看出两者单体烃碳同位素均较轻(图 9),其分布形式和变化趋势基本相似,同样表明沥青油苗的油源可能来自上三叠统的泥质烃源岩。

尽管北羌塘坳陷东部 QZ-16 井所揭露的上三

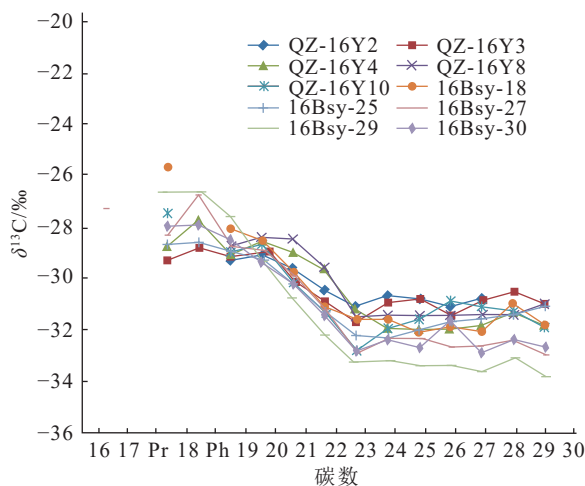


图 9 QZ-16 井上三叠统沥青油苗与烃源岩单体烃碳同位素对比图(Bsy 为烃源岩, QZ 为沥青油苗)

Fig.9 $\delta^{13}\text{C}$ correlation diagram of n-alkanes between the bitumen oil seepages and Upper Triassic source rocks in the well QZ-16 (Bsy and QZ represent the source rocks and bitumen, respectively).

叠统黑色—深灰色泥页岩有机碳含量较低,但与其相邻(西北缘)的 QZ-7 井、QZ-8 井、QK-8 井及鄂尔托陇巴剖面等却揭露了中等—高有机碳含量的上三叠统黑色泥页岩(占王忠和谭富文, 2020; Wang et al., 2021b; 王剑等, 2022a)。虽然北羌塘坳陷东部上三叠统烃源岩具有较好的生烃潜力,但由于其位于前陆盆地的隆后区(李勇等, 2003; 王剑等, 2009),沉积水体较浅(多为滨岸—三角洲环境,少量为浅水陆棚环境),陆源有机质输入较多,加之后期抬升剥蚀作用和岩浆作用等因素的影响,不利于油气保存。最新晚三叠世卡尼期—诺利早期岩相古地理图表明该时期沉积中心由北向南迁移至多格错仁地区,发育碳酸盐岩缓坡相—深水陆棚相沉积,可能是上三叠统优质烃源岩形成的有利区(占王忠和谭富文, 2020)。综合前人地震、圈闭、保存条件和岩相古地理等资料,认为北羌塘坳陷半岛湖—多格错仁地区可能是下一步油气勘探的有利目标区,然而需要更多的研究去证实。

6 结 论

(1) TOC 含量是评价 QZ-16 井黑色泥页岩有机质丰度的可靠指标,与邻区样品相比,尽管该井有机碳含量整体偏低(0.12%~1.09%,均值为 0.47%),但普遍高于 II 型干酪根的过成熟烃源岩的 TOC 下限标准(0.3%)。

(2) QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩样品有机质类型为 II₂ 型,既有高等植物,也有低等水生生物,属

混合型有机质来源, 多形成于较强的还原环境。

(3) QZ-16 井上三叠统黑色泥页岩样品镜质体反射率 R_o 大于 2.0, T_{max} 值普遍大于 540℃, 干酪根颜色多为棕褐色—黑色, 指示有机质热演化进入过成熟阶段, 研究区上三叠统黑色泥页岩为过成熟烃源岩。

(4) QZ-16 井上三叠统中发现较好气测异常及沥青油苗, 生物标志化合物及单体碳同位素表明上三叠统油(气)源主要来源于上三叠统黑色泥页岩, 反映该套泥页岩具有较好的生烃潜力。

References

- Chen Wenbin, Fu Xiugen, Tan Fuwen, Fen Xinglei. 2014. Geochemical characteristics of biomarkers of the Upper Triassic source rocks from Tumengela Formation in Qiangtang Basin of Tibet[J]. *Geoscience*, 28(1): 216–223 (in Chinese).
- Chen Zhijun, Zhang Chunming, He Yonghong, Wen Zhigang, Ma Fangxia, Li Wei, Gao Yiwen, Chen Yiguo, Zhang Huiyuan, Wei Dongtao. 2022. Characteristics and geochemical indication of over-mature source rocks in the Paleozoic, Yingen–Ejinaqi Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 43(3): 682–695 (in Chinese with English abstract).
- Cranwell P A. 1973. Chain length distribution of n-alkanes from lake sediments in relation to postglacial environmental change[J]. *Freshwater Biology*, 3: 259–265.
- Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, Eglinton G. 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation[J]. *Nature*, 272(5650): 216–222.
- Ding L, Yang D, Cai F L, Pullen A, Kapp P, Gehrels G E, Zhang L Y, Zhang Q H, Lai Q Z, Yue Y H, Shi R D. 2013. Provenance analysis of the Mesozoic Hoh–Xil– Songpan–Ganzi turbidites in northern Tibet: Implications for the tectonic evolution of the eastern Paleo–Tethys Ocean[J]. *Tectonics*, 32: 34–48.
- Eglinton G, Gonzales A G, Hamilton R J, Raphael R A. 1962. Hydrocarbon constituents of wax coatings of plant leaves: A taxonomic survey[J]. *Phytochemistry*, 1: 89–102.
- Farrimond P, Bevan C J, Bishop A N. 1999. Tricyclic terpane maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion[J]. *Organic Geochemistry*, 30: 1011e1019.
- Fu X G, Wang J, Tan F W, Feng X L, Wang D, He J L. 2013. Gas hydrate formation and accumulation potential in the Qiangtang Basin, northern Tibet, China[J]. *Energy Conversion and Management*, 73: 186–194.
- Fu Xiugen, Chen Wenbin, Zeng Shengqiang, Sun Wei, Wang Jian. 2020. *Petroleum Geological Characteristics of Qiangtang Basin—Information from Geological Survey Drilling*[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Hou Dujie, Feng Zihui. 2011. *Oil and Gas Geochemistry*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 79 (in Chinese).
- Kapp P, Yin A, Manning C E, Harrison T M, Taylor M H, Ding L. 2003. Tectonic evolution of the early Mesozoic blueschist-bearing Qiangtang metamorphic belt, central Tibet[J]. *Tectonics*, 22: 1043.
- Li Yong, Wang Chengshan, Yi Haisheng. 2003. The Late Triassic collision and sedimentary responses at western segment of Jinshajiang suture, Tibet[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 21(2): 191–197 (in Chinese with English abstract).
- Liang Xiao. 2020. *The Deep Marine Hydrocarbon Accumulation Process under Complex Tectonic Background in the Northern Segment of Western Sichuan Depression*[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 1–152 (in Chinese with English abstract).
- Lin Fei, Fu Xiugen, Wang Jian, Song Chunyan. 2023. Mechanism of organic matter accumulation in a marine-terrestrial transitional residual bay environment: A case of Early Cretaceous organic-rich shales in the Qiangtang Basin[J]. *Geology in China*, 50(4): 1093–1106 (in Chinese with English abstract).
- Liu Zhongrong, Yang Ping, Zhang Guochang, Fan Zhiwei, Han Jing, Tan Fuwen, Zhan Wangzhong, Zeng Shengqiang, Wei Hongwei, He Lei, He Jiale. 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 (in Chinese with English abstract).
- Moldowan J M, Seifert W K, Gallegos E J. 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks[J]. *AAPG Bulletin*, 69(8): 1255–1268.
- Pang Xiongqi, Li Qianwen, Chen Jianfa, Li Maowen, Pang Hong. 2014. Recovery method of original TOC and its application in source rocks at high mature–over mature stage in deep petroliferous basins[J]. *Journal of Palaeogeography*, 16(6): 769–789 (in Chinese with English abstract).
- Peter 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: 47–61.
- Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. 2005. *The Biomarker Guide, Volumes 1 and 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History, Second Edition*[M]. Cambridge, Cambridge University Press, USA.
- Ruebsam W, Mattioli E, Schwark L. 2022. Molecular fossils and calcareous nannofossils reveal recurrent phytoplanktonic events in the Early Toarcian[J]. *Global and Planetary Change*, 212: 103812.
- Shen L J, Zhang J Y, Xiong S Y, Wang J, Fu X G, Zheng B, Wang Z W. 2023. Evaluation of the oil and gas preservation conditions, source rocks, and hydrocarbon-generating potential of the Qiangtang Basin: New evidence from the scientific drilling project[J]. *China Geology*, 6: 187–207.
- Sinninghe Damsté J S, Kenig F, Koopmans M P, Köster J, Schouten S, Hayes J M, de Leeuw J W. 1995. Evidence for gammacerane as an

- indicator of water column stratification[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59: 1895–1900.
- Song Chunyan, Wang Jian, Fu Xiugen, Chen Wenbin, Xie Shangke, He Li. 2018. Geochemical characteristics and the significance of the Upper Triassic hydrocarbon source rocks of the Bagong Formation in Eastern Qiangtang Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 42(5): 104–114 (in Chinese with English abstract).
- Tan Furong, Yang Chuang, Chen Fuyan, Du Fangpeng, Liu Zhiwu, Xu Jiang, Li Juyun, Chen Yingtao, Luo Tingting, Luo Zheng, Fan Yuhai. 2020. Sedimentary facies and its control over petroleum and other resources of the Upper Triassic Bagong Formation in Baqing area, southeastern Qiangtang Basin[J]. *Geology in China*, 47(1): 57–71 (in Chinese with English abstract).
- Tao S Z, Wang C Y, Du J G, Liu L, Chen Z. 2015. Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 67: 460–467.
- Tissot B P, Welte D H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*[M]. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag. Germany, 643–644.
- Tulipani S, Grice K, Greenwood P F, Haines P W, Sauer P E, Schimmelmann A, Summons R E, Foster C B, Böttcher M E, Playton T, Schwark L. 2015. Changes of palaeoenvironmental conditions recorded in Late Devonian reef systems from the Canning basin, Western Australia: A biomarker and stable isotope approach[J]. *Gondwana Research*, 28: 1500–1515.
- Volkman J K. 2003. Sterols in microorganisms[J]. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 60: 495–506.
- Volkman J K. 2005. Sterols and other triterpenoids: Source specificity and evolution of biosynthetic pathways[J]. *Organic Geochemistry*, 36: 139–159.
- Wang Chengshan, Yi Haisheng, Li Yong. 2001. *Geological Evolution and Prospective Evaluation for Oil and Gas of the Qiangtang Basin, Tibet*[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Wang J, Fu X G, Wei H Y, Shen L J, Wang Z, Li K Z. 2022. Late Triassic basin inversion of the Qiangtang basin in northern Tibet: Implications for the closure of the Paleo-Tethys and expansion of the Neo-Tethys[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 227: 105119.
- Wang Jian, Ding Jun, Wang Chengshan, Tan Fuwen. 2009. *Investigation and Evaluation on Oil and Gas Resource Strategic Area Selection of Qinghai-Tibet Plateau*[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Wang Jian, Fu Xiugen, Tan Fuwen. 2020. *Geological Survey of the Hydrocarbon Resources in Qiangtang Basin*[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Wang Jian, Song Chunyan, Fu Xiugen, Tan Fuwen, Dong Weizhe. 2022b. *Scientific Drilling Project of Qiangke 1 Well in Qinghai-Tibet Plateau*[M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Wang Jian, Tan Fuwen, Li Yalin, Li Yongtie, Chen Ming, Wang Chengshan, Guo Zujun, Wang Xiaolong, Du Baiwei, Zhu Zhongfa. 2004. The Potential of the Oil and Gas Resources in Major Sedimentary Basins on the Qinghai-Xizang Plateau[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Wang Jian, Wang Zhongwei, Fu Xiugen, Tan Fuwen, Wei Hengye. 2022a. Progress on the first petroleum scientific drilling (QK-1) of the Qiangtang Basin, Tibetan Plateau[J]. *Chinese Science Bulletin*, 67(3): 321–328 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhongwei, Xiao Yang, Zhan Wangzhong, Yu Fei. 2022. Geochemical characteristics of the Upper Triassic Bagong Formation mudstones in Eastern Qiangtang basin and its petroleum geological significance[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 46(2): 1–12, 131 (in Chinese with English abstract).
- Wang Z W, Wang J, Yu F, Fu X G, Chen W B, Zhan W Z, Song C Y. 2021b. Geochemical characteristics of Upper Triassic black mudstones in the Eastern Qiangtang basin, Tibet: Implications for petroleum potential and depositional environment[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207: 109180.
- Wang Z W, Yu F, Wang J, Fu X G, Chen W B, Zeng S Q, Song C Y. 2021a. Palaeoenvironment evolution and organic matter accumulation of the Upper Triassic mudstones from the eastern Qiangtang basin (Tibet), eastern Tethys[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 130: 105113.
- Wu Xinhe, Wang Chengshan, Yi Haisheng, Liu Guifeng. 2005. Discussion on Mesozoic source rock of Qiangtang basin in Tibet[J]. *Northwestern Geology*, 38(4): 78–85 (in Chinese with English abstract).
- Xiao Rui, Zhang Shuai, Zhu Youhai, Wang Pingkang, Pang Shouji. 2021. Organic geochemistry and significance of oil seepages in the Quse Formation in the Qiangtang Basin[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 41(4): 544–553 (in Chinese with English abstract).
- Yi Haisheng, Chen Zhiyong, Ji Changjun, Yang Xiaoping, Xia Guoqing, Wu Chihua. 2014. New evidence for deep burial origin of sucrosic dolomites from Middle Jurassic Buqu Formation in southern Qiangtang basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 30(3): 737–746 (in Chinese with English abstract).
- Yin A, Harrison T M. 2000. Geologic evolution of the Himalayan-Tibetan orogeny[J]. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 28: 211–280.
- Zeng Y H, Fu X G, Zeng S Q, Du G. 2013. Upper Triassic potential source rocks in the Qiangtang basin, Tibet: Organic geochemical characteristics[J]. *Journal Petroleum Geology*, 36: 237–255.
- Zhai Q G, Jahn B M, Zang R Y, Wang J, Su L. 2011. Triassic subduction of the Paleo-Tethys in northern Tibet, China: Evidence from the geochemical and isotopic characteristics of eclogites and blueschists of the Qiangtang Block[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 42: 1356–1370.
- Zhan Wangzhong, Tan Fuwen. 2020. Lithofacies palaeogeography and source rock of the Late Triassic in the Qiangtang Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 38(4): 876–885 (in Chinese with English abstract).

- Zhang K J, Cai J X, Zhang Y X, Zhao T P. 2006. Eclogites from central Qiangtang, northern Tibet (China) and tectonic implications[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 245: 722–729.
- Zhang Shuai, Zhu Youhai, Wang Pingkang, Fu Xiugen, Wang Dayong, Wu Xinhe, Pang Shouji, Xiao Rui. 2020. Analysis of the gas hydrate accumulation condition in Quemocuo Area of Qiangtang Basin[J]. *Geological Survey of China*, 7(4): 10–19 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 陈文彬, 付修根, 谭富文, 冯兴雷. 2014. 羌塘盆地上三叠统土门格拉组烃源岩生物标志物地球化学特征[J]. *现代地质*, 28(1): 216–223.
- 陈治军, 张春明, 贺永红, 文志刚, 马芳侠, 李渭, 高怡文, 陈义国, 张慧元, 魏东涛. 2022. 银额盆地古生界过成熟烃源岩特征及其地球化学意义[J]. *石油与天然气地质*, 43(3): 682–695.
- 付修根, 陈文彬, 曾胜强, 孙伟, 王剑. 2020. 羌塘盆地石油地质特征——来自地质调查钻井的信息[M]. 北京: 科学出版社.
- 侯读杰, 冯子辉. 2011. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 李勇, 王成善, 伊海生. 2003. 西藏金沙江缝合带西段晚三叠世碰撞作用与沉积响应[J]. *沉积学报*, 21(2): 191–197.
- 梁霄. 2020. 川西坳陷北段复杂地质构造背景下深层海相油气成藏过程研究[D]. 成都: 成都理工大学, 1–152.
- 林飞, 付修根, 王剑, 宋春彦. 2023. 残留海湾环境有机质富集影响因素分析——以羌塘盆地早白垩世富有机质页岩为例[J]. *中国地质*, 50(4): 1093–1106.
- 刘中戎, 杨平, 张国常, 范志伟, 韩京, 谭富文, 占王忠, 曾胜强, 卫红伟, 何磊, 何佳乐. 2022. 北羌塘坳陷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*, 42(3): 465–480.
- 庞雄奇, 李倩文, 陈践发, 黎茂稳, 庞宏. 2014. 含油气盆地深部高过成熟烃源岩古 TOC 恢复方法及其应用[J]. *古地理学报*, 16(6): 769–789.
- 宋春彦, 王剑, 付修根, 陈文彬, 谢尚克, 何利. 2018. 北羌塘坳陷东部上三叠统巴贡组烃源岩特征及意义[J]. *东北石油大学学报*, 42(5): 104–114, 11–12.
- 谭富荣, 杨创, 尘福艳, 杜芳鹏, 刘志武, 许将, 李居云, 陈应涛, 罗婷婷, 雒铮, 范玉海. 2020. 羌塘盆地巴青地区上三叠统巴贡组沉积相及其对油气等资源的控制[J]. *中国地质*, 47(1): 57–71.
- 王成善, 伊海生, 李勇. 2001. 羌塘盆地地质演化与油气远景评价[M]. 北京: 地质出版社.
- 王剑, 谭富文, 李亚林, 李永铁, 陈明, 王成善, 郭祖军, 王小龙, 杜佰伟, 朱忠发. 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.
- 王剑, 丁俊, 王成善, 谭富文. 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.
- 王剑, 付修根, 谭富文. 2020. 羌塘盆地油气资源战略调查[M]. 北京: 科学出版社.
- 王剑, 王忠伟, 付修根, 谭富文, 韦恒叶. 2022a. 青藏高原羌塘盆地首口油气科探井(QK-1)新发现[J]. *科学通报*, 67(3): 321–328.
- 王剑, 宋春彦, 付修根, 谭富文, 董维哲. 2022b. 青藏高原羌科 1 井科学钻探工程[M]. 北京: 科学出版社.
- 王忠伟, 肖杨, 占王忠, 余飞. 2022. 北羌塘坳陷东部上三叠统巴贡组泥岩特征及油气地质意义[J]. *东北石油大学学报*, 46(2): 1–12, 131.
- 伍新和, 王成善, 伊海生, 刘桂凤. 2005. 西藏羌塘盆地中生界烃源岩探讨[J]. *西北地质*, 38(4): 78–85.
- 肖睿, 张帅, 祝有海, 王平康, 庞守吉. 2021. 羌塘盆地侏罗系曲色组油苗有机地球化学特征及意义[J]. *沉积与特提斯地质*, 41(4): 544–553.
- 伊海生, 陈志勇, 季长军, 杨晓萍, 夏国清, 吴驰华. 2014. 羌塘盆地南部地区布曲组砂糖状白云岩埋藏成因的新证据[J]. *岩石学报*, 30(3): 737–746.
- 占王忠, 谭富文. 2020. 羌塘盆地晚三叠世岩相古地理特征与烃源岩[J]. *沉积学报*, 38(4): 876–885.
- 张帅, 祝有海, 王平康, 付修根, 王大勇, 伍新和, 庞守吉, 肖睿. 2020. 羌塘盆地雀莫错地区天然气水合物成藏条件分析[J]. *中国地质调查*, 7(4): 10–19.