

北羌塘坳陷东缘上三叠统巴贡组海相 烃源岩特征及勘探启示

宁生伟¹, 谢渊¹, 付小东², 宋春彦³, 刘琪¹, 熊绍云²

1 西藏大学; 2 中国石油杭州地质研究院; 3 中国地质调查局成都地质调查中心

摘要 羌塘盆地北羌塘坳陷晚三叠世发育了一套分布广、厚度大的黑色泥岩,对油气勘探具有重要意义。为明确北羌塘坳陷东缘巴贡组黑色泥岩的有机地球化学特征,采集了石油沟地区61块浅井岩心和64块手钻柱塞样品,开展地球化学和矿物学技术分析,对烃源岩生烃潜力、沉积环境进行了评价。结果表明:①巴贡组黑色泥岩TOC分布在0.06%~5.81%之间,整体为一套差—中等烃源岩,部分达到优质烃源岩标准;形成于弱氧化—弱还原环境,有机质类型为II₂—III型,以混合型有机质为主;R_o分布在0.95%~1.90%之间,处于成熟晚期至高成熟阶段。②巴贡组烃源岩有机质丰度较高,有机质类型好,成熟度适中,生烃潜力大。③巴贡组烃源岩与上覆雀莫错组底部砂砾岩形成“下生上储”的源储组合,为大中型油气田的形成奠定了基础,同时巴贡组也是页岩油勘探的有利层系。这套烃源岩对北羌塘坳陷东缘常规油气和非常规油气勘探均具有重要意义。

关键词 烃源岩; 有机地球化学; 生烃潜力; 勘探领域; 巴贡组; 北羌塘坳陷

中图分类号: TE122.1 **文献标识码**: A

引用: 宁生伟, 谢渊, 付小东, 等. 北羌塘坳陷东缘上三叠统巴贡组海相烃源岩特征及勘探启示[J]. 海相油气地质, 2024, 29(1): 45-56.
NING Shengwei, XIE Yuan, FU Xiaodong, et al. Characteristics of marine source rock of Bagong Formation and exploration significance in the eastern margin of North Qiangtang Depression, Qiangtang Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(1): 45-56.

0 前言

特提斯域是全球重要的海相油气勘探区,位于西特提斯域的中东地区目前已发现多个大型油气田,如伊朗扎格罗斯盆地已商业开采多个亿吨级油气田^[1-3],然而,地处特提斯域东段的羌塘盆地至今仍为中国唯一未发现工业油气田的大型叠合盆地^[4]。羌塘盆地恶劣的自然环境严重阻碍了地质资料的获取,进而制约了油气勘探的进程。截至2023年4月,面积达22×10⁴ km²的羌塘盆地仅完钻1口科探井(羌科1井,开孔海拔5 030 m,终孔井深4 696.18 m)及40余口浅钻井,为中国勘探程度最低的含油气盆地^[5]。

羌塘盆地中生界已发现200余处油苗、沥青点,

表明羌塘盆地曾有过大规模的油气生成、运移与聚集的过程^[6-7]。目前关于羌塘盆地的生烃潜力一直存在争议:或认为羌塘盆地缺乏优质烃源岩^[8];或认为上三叠统巴贡组黑色泥岩分布广、厚度大、有机碳含量高,是羌塘盆地一套重要的烃源岩^[9-16]。

本次研究依托2021年以来中国石油全面开展的以探查羌塘盆地属性、恢复中生界沉积环境、落实中生界烃源岩生烃潜力、提供油气勘探基础资料为科学目标的羌塘盆地油气地质综合研究工作,目前系统梳理了羌塘盆地的基础地质资料,针对中生界烃源岩实测了多条剖面并布置了多口科探浅钻井,采集并分析大量钻井和露头的烃源岩样品。在上述工作中,认识到北羌塘坳陷上三叠统巴贡组黑色泥岩是羌塘盆地的一套主力烃源岩,但仍存在诸

收稿日期: 2023-04-07; 改回日期: 2023-11-29

本文受中国石油“十四五”前瞻性基础性重大科技项目所属课题“羌塘盆地油气成藏、资源潜力与战略选区研究”(编号: 2021DJ0802), 西藏科技厅重点研发计划“基于多源信息的羌塘盆地断裂保存条件及油气勘探选区研究”(编号: XZ202101ZY0014G), 西藏自治区科技重大专项“羌塘盆地新生代岩浆活动、隆升运动和地热活动对油气的影响”(编号: XZ202201ZD0004G05)联合资助

第一作者: 宁生伟,在读硕士,主要从事石油地质研究。通信地址: 850011 西藏自治区拉萨市城关区 西藏大学; E-mail: nshengwei@163.com

通信作者: 刘琪,在读硕士,主要从事石油地质研究。通信地址: 850011 西藏自治区拉萨市城关区 西藏大学; E-mail: liuqi1550@163.com

多问题需要回答。本文利用北羌塘坳陷东缘石油沟地区SYG01井61块次的浅钻样品、鄂尔托陇巴剖面64块次黑色泥岩手钻柱塞样品进行分析测试,并与羌资7井、冬曲剖面黑色泥岩的分析数据进行对比分析,对巴贡组烃源岩的分布及生烃潜力开展评价,以为羌塘盆地油气勘探提供科学依据和支撑。

1 地质背景

羌塘盆地位于青藏高原腹地,北部和南部边界分别为可可西里—金沙江缝合带和班公湖—怒江缝合带,盆内分为北羌塘坳陷、中央隆起带和南羌塘坳陷等3个二级构造单元,具有“两坳一隆”的构造格局^[17-18](图1a)。晚二叠世—早三叠世可可西里—金沙江古特提斯洋开始关闭,晚三叠世晚期彻底闭合,古特提斯洋消亡,北羌塘坳陷进入前陆盆地演化阶段^[19]。自中一晚三叠世班公湖—怒

江缝合带开始拉张,中特提斯洋形成,南羌塘坳陷属于被动大陆边缘^[18],直至晚侏罗世班公湖—怒江洋关闭。

北羌塘坳陷东缘广泛出露上三叠统、中一下侏罗统(图1b),自下而上包括:甲丕拉组为杂色砂砾岩;波里拉组以深灰色—灰色泥灰岩、灰岩为主;巴贡组以灰黑色泥岩、泥页岩为主,且鄂尔托陇巴剖面泥岩具有较浓的油气味,页岩呈纹层状或砂质页岩产出,泥岩以块状含钙泥岩或粉砂质泥岩产出,纵向上主要在巴贡组中下部;鄂尔托陇巴组以凝灰岩为主;雀莫错组底部发育大套紫红色砂砾岩,中部岩性主要为膏岩夹少量泥岩、角砾岩。从沉积背景看,北羌塘坳陷东缘巴贡组发育于前陆盆地鼎盛时期的浅水陆棚、三角洲沉积体系,岩性主要为灰黑色泥岩,泥岩厚度在600~800 m之间,烃源岩厚约为200~400 m(图1a)。

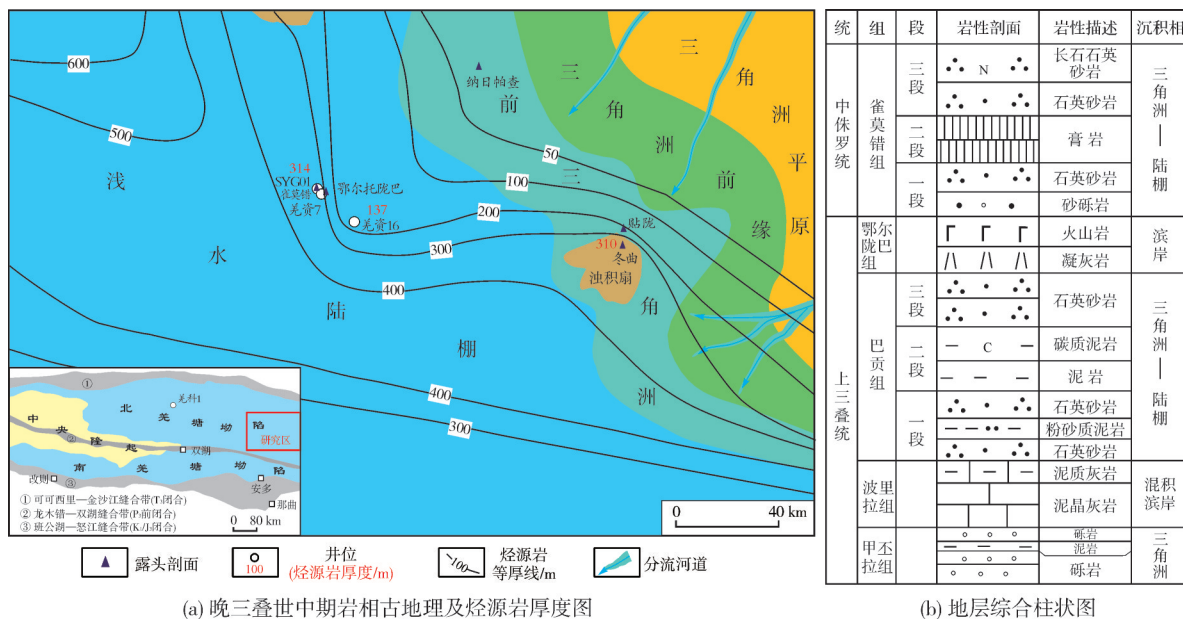


图1 北羌塘坳陷东缘晚三叠世古地理和中生界地层综合柱状图

Fig. 1 Paleogeography of Late Triassic and stratigraphic comprehensive column of Mesozoic in the eastern margin of North Qiangtang Depression

2 烃源岩地球化学特征

考虑到烃源岩地球化学数据易受地表风化、淋滤作用等因素的影响,采样利用浅钻井和手钻柱塞相结合的方法,以保证所研究样品的新鲜程度。

2.1 有机质丰度

综合前期成果和现有的地球化学实验数据,提出研究区的烃源岩分级评价标准(表1)。

表1 北羌塘坳陷中生界泥质烃源岩评价标准
Table 1 Evaluation criteria of Mesozoic mudstone source rock in North Qiangtang Depression

等级	TOC/ %	S ₁ +S ₂ / (mg·g ⁻¹)	沥青“A”/ %
非	<0.5	<0.5	<0.01
差	0.5~1.0	0.5~2.0	0.01~0.05
中	1.0~2.0	2.0~6.0	0.05~0.1
好	≥2.0	≥6.0	≥0.1

北羌塘坳陷东缘巴贡组钻井、露头共254块黑色泥岩样品的 TOC 分布在0.06%~5.81%之间(表2)。其中,SYG01井和美资7井岩心样品的 TOC 在0.15%~5.81%之间,平均值为0.83%;鄂尔托陇巴与冬曲露头样品的 TOC 在0.06%~1.81%之间,平均值为

1.02%。这些样品中,有75%达到烃源岩标准,其中 $0.5\% \leq TOC < 1.0\%$ 的样品占37%, $1.0\% \leq TOC < 2.0\%$ 的样品占35%, $TOC \geq 2.0\%$ 的样品占比3%(图2)。综合评价,认为巴贡组黑色泥岩为一套差—中等烃源岩,部分层段达到优质烃源岩标准。

表2 北羌塘坳陷东缘巴贡组泥质烃源岩有机质丰度及成熟度

钻井/剖面	$TOC/\%$	氯仿沥青“A”/ $\%$	$S_1+S_2/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	$R_o/\%$	$T_{\text{max}}/^\circ\text{C}$
SYG01井	0.15~5.81/0.89(61)	0.01~0.17/0.08(6)	0.04~3.46/0.71(32)	1.22~1.37/1.31(5)	363~506/454(32)
美资7井 ^[13]	0.26~2.81/0.78(82)	0.01~0.06/0.02(14)	0.04~0.63/0.32(22)	1.46~1.90/1.63(18)	455~537/489(22)
钻井样品总计	0.15~5.81/0.83(143)	0.02~0.17/0.05(20)	0.04~3.46/0.55(54)	1.22~1.90/1.56(23)	363~537/468(54)
鄂尔托陇巴剖面	0.06~1.81/0.94(64)	0.02~0.17/0.06(17)	0.28~1.86/0.75(28)	0.95~1.46/1.33(20)	440~478/461(29)
冬曲剖面 ^[9]	0.67~1.72/1.12(47)	0.002~0.004/0.003(10)	0.08~0.11/0.09(9)	1.27~1.42/1.33(5)	594~613/601(10)
露头样品总计	0.06~1.81/1.02(111)	0.002~0.17/0.04(27)	0.08~1.86/0.59(37)	0.95~1.46/1.33(25)	440~613/498(39)

注:表中的数据为范围值/平均值(样品数)。

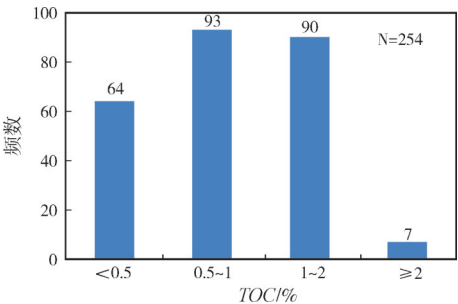


图2 北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩有机质丰度直方图
Fig. 2 TOC histogram of source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

SYG01井和美资7井岩心的氯仿沥青“A”在0.01%~0.17%之间,平均值为0.05%;鄂尔托陇巴和

冬曲露头样品的氯仿沥青“A”在0.002%~0.17%之间,平均值为0.04%。SYG01井和美资7井岩心的生烃潜量(S_1+S_2)分布范围为0.04~3.46 mg/g,平均值为0.55 mg/g;鄂尔托陇巴和冬曲的露头样品的 S_1+S_2 平均值为0.59 mg/g(表2)。在 TOC 与氯仿沥青“A”关系图中,大部分样品集中在差—中等烃源岩范围,部分样品落在优质烃源岩区域(图3a);在 TOC 与 S_1+S_2 相关图中,样品同样集中在差—中等烃源岩范围内(图3b)。总体而言,北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩具有 TOC 变化大,且氯仿沥青“A”、 S_1+S_2 与 TOC 具有较好正相关性的特点,表明巴贡组 TOC 越高生烃潜力越大。

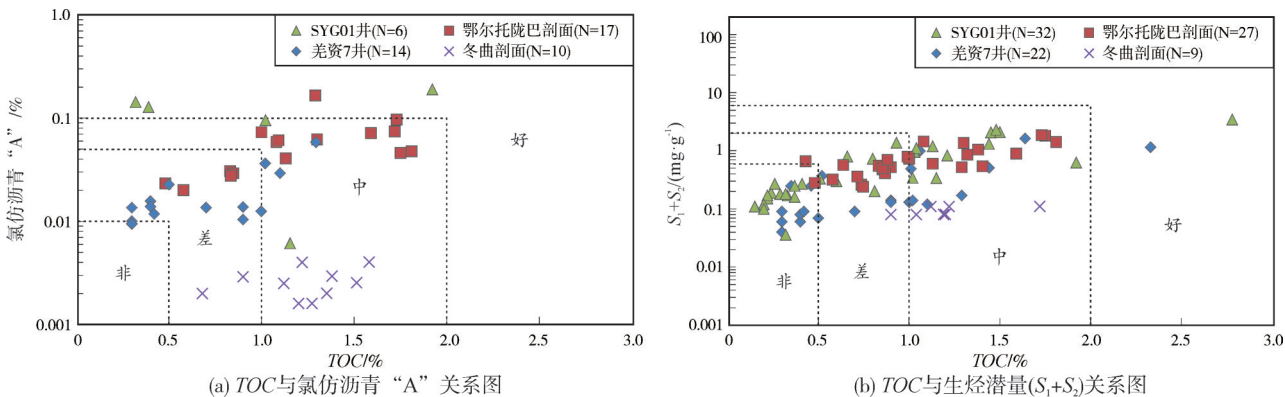


图3 北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩 TOC 与氯仿沥青“A”、生烃潜量关系图
Fig. 3 Correlation diagrams of TOC between chloroform bitumen “A” and S_1+S_2 of source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

2.2 有机质类型与生物来源

有机质类型是反映烃源岩质量的重要指标,不同类型的有机质具有不同的生烃潜力。

北羌塘坳陷东缘巴贡组有机质以腐泥组+壳质组为主(表3,图4a)。其中,羌资7井腐泥组、壳质组含量平均值分别为39.5%、6.0%,镜质组、惰质组含量平均值分别为27.6%、27.3%;SYG01井腐泥组含量平均值为51.8%,壳质组含量平均值为23.3%,惰质组含量平均值为5.9%;鄂尔托陇巴剖面以腐泥组为主,含量平均值为60.0%,其次为惰质组、镜质组,不含壳质组;冬曲剖面壳质组含量平均值为65.0%,不含腐泥组。在显微组分三角图中(图4a),巴贡组烃源岩干酪根有机质组分集中在中间区域,表明巴

贡组烃源岩既可生油又可生气。

根据干酪根类型指数划分标准^[20],羌资7井与冬曲剖面烃源岩有机质类型以Ⅱ₂—Ⅲ型为主,SYG01井主要为Ⅱ₁—Ⅱ₂型,鄂尔托陇巴剖面全部为Ⅱ₂型。有机质类型与干酪根碳同位素组成有较好的对应关系:干酪根碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 小于-28‰的为Ⅰ型有机质,大于-24‰的为Ⅲ型有机质,介于-28‰~-26‰的为Ⅱ₁型,介于-26‰~-24‰的为Ⅱ₂型^[21-22]。在 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 与有机质类型指数 TI 的关系图中(图4b),样品主体落在了Ⅱ₂—Ⅲ范围内,表明北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩有机质类型为以Ⅱ₂—Ⅲ型为主。

SYG01井烃源岩H/C原子比平均值为0.53,O/C原子比平均值为0.05;鄂尔托陇巴剖面烃源岩H/C原子比平均值为0.73,O/C原子比平均值为0.09;冬

表3 北羌塘坳陷东缘巴贡组泥岩烃源岩干酪根特征

Table 3 Kerogen characteristics of source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

剖面/ 钻井	有机显微组分/%				类型 指数 TI	$\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}/\text{‰}$	有机质 类型	干酪根元素原子比		$n\text{C}_{21-}/n\text{C}_{21+}$	Pr/Ph
	腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组				H/C	O/C		
鄂尔托陇巴剖面	52.0~65.0/ 60.0(11)	0/(11)	8.0~17.0/ 13.7(11)	19.0~37.0/ 26.3(11)	8.0~34.0/ 23.0(11)	-27.4~-25.2/ -26.1(11)	Ⅱ ₂	0.59~1.15/ 0.73(19)	0.03~0.25/ 0.09(19)	2.24~2.93/ 2.55(11)	1.40~1.72/ 1.58(11)
冬曲剖面 ^[9]	0/(5)	54.0~72.0/ 65.0(5)	24.0~38.0/ 31.0(5)	4.0~8.0/ 5.0(5)	-9.5~14.0/ 5.2(5)		Ⅱ ₂ —Ⅲ	0.59~0.66/ 0.49(5)	0.03~0.08/ 0.05(5)	0.38~1.09/ 0.84(5)	
SYG01井	13.0~81.3/ 51.8(9)	0~66.0/ 23.3(9)	1.0~38.7/ 18.9(9)	2.0~12.5/ 5.9(9)	36.0~70.0/ 56.0(9)		Ⅱ ₁ —Ⅱ ₂	0.45~0.57/ 0.53(4)	0.04~0.07/ 0.05(4)		
羌资7井 ^[13]	25.0~48.0/ 39.5(14)	2.0~8.0/ 6.0(14)	18.0~42.0/ 27.6(14)	20.0~36.0/ 27.3(14)	-33.5~11.3/ -5.7(14)	-28.4~-24.5/ -26.3(14)	Ⅱ ₂ —Ⅲ			1.04~7.60/ 2.38(14)	0.53~0.94/ 0.66(14)

注:表中的数据为范围值/平均值(样品数);类型指数 $TI=(\text{腐泥组} \times 100 + \text{壳质组} \times 50 + \text{镜质组} \times 75 + \text{惰质组} \times 100)/100$ 。

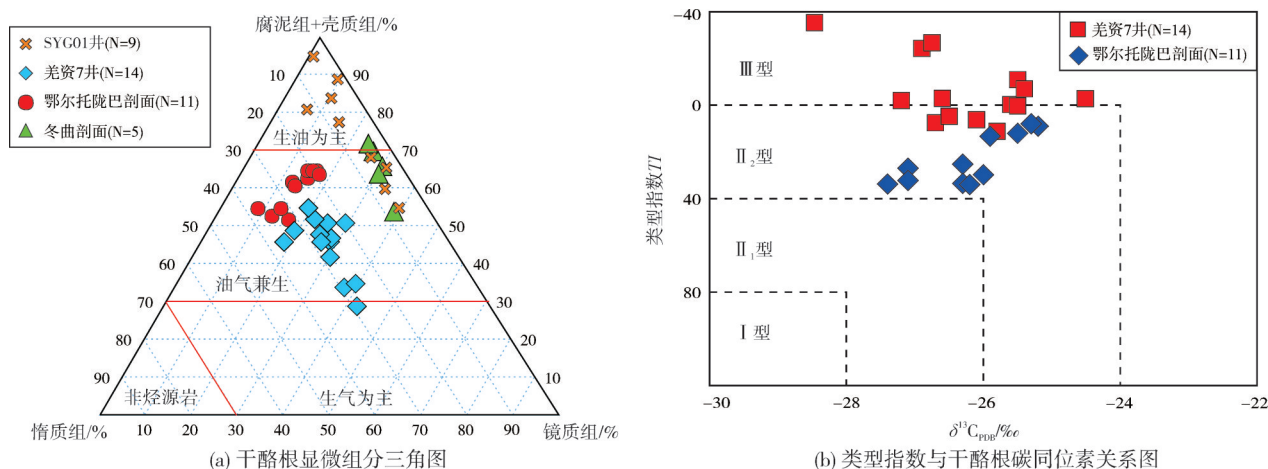


图4 北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩干酪根显微组分三角图及 $TI-\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 关系图

Fig. 4 Triangular diagram of kerogen macerals and $TI-\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ correlation diagram of source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

曲剖面烃源岩H/C原子比平均值为0.49,O/C原子比平均值为0.05(表3)。在有机质类型范氏图中,仅有鄂尔托陇巴剖面的样品一部分落在了相应区间内(图5)。前人研究表明,烃源岩干酪根元素易受地表风化、淋滤作用和热演化程度等因素的影响:在地表风化过程中O元素增加,C元素减少,O/C原子比增大;随热演化程度的增加,C元素不断增加,O元素相对减少,H元素先增加后减少^[23]。巴贡组样品H/C、O/C原子比相对较小,可能是地表风化、淋滤作用和热演化程度的共同作用造成的。综合烃源岩干酪根有机显微组分、干酪根碳同位素、干酪根元素原子比等多种指标分析,认为北羌塘坳陷东缘巴贡组干酪根类型主要为Ⅱ₂—Ⅲ型。

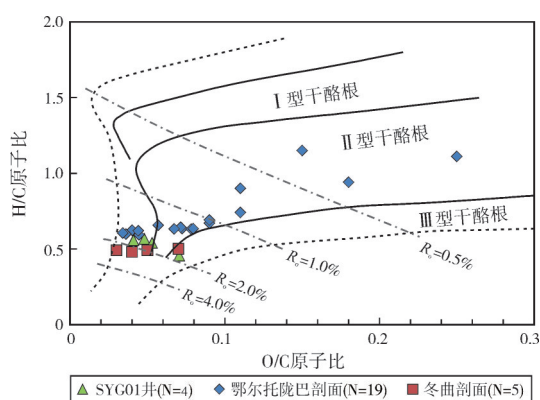


图5 北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩干酪根范氏图

Fig. 5 The Van Krevelen diagram of source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

正构烷烃及甾烷的分布特征能有效反映有机质的生源输入: nC_{23} — nC_{35} 高分子量的正构烷烃来源于高等植物,以 nC_{15} — nC_{17} 为主峰的正构烷烃则指示藻类等浮游生物来源;一般认为 nC_{21} 来自于低等水生生物(包括细菌和藻类), nC_{21+} 来自于陆生高等植物, C_{27} 甾烷来源于藻类等低等水生生物,而 C_{29} 甾烷与陆生高等生物输入有关^[24-25]。羌资7井、鄂尔托陇巴剖面 and 冬曲剖面的烃源岩正构烷烃主峰分布在 nC_{16} — nC_{19} 之间, nC_{21+}/nC_{21} 在0.38~7.60之间(表3), C_{27} — C_{29} 甾烷表现为不对称“V”形(图6a—6c),表明巴贡组烃源岩中轻烃组分占优势,藻类等浮游生物为主要来源。在甾烷化合物 C_{27} — C_{28} — C_{29} 规则甾烷三角图中(图7a),烃源岩母质体现了混合型有机质的特点。

Pr/Ph、Pr/ nC_{17} 和Ph/ nC_{18} 值可以较好地反映母质沉积环境。Pr/Ph > 3.0表明有氧条件的陆源有机物输入,而Pr/Ph < 0.8属于还原环境。巴贡组样品中Pr/Ph值为0.53~1.72,平均值为1.06(表3),反映弱氧化—还原环境。羌资7井和鄂尔托陇巴烃源岩Pr/ nC_{17} 和Ph/ nC_{18} 值见表4,在Pr/ nC_{17} 与Ph/ nC_{18} 的关系图中(图7b)分布在Ⅱ型区域,反映出巴贡组烃源岩形成于弱氧化—弱还原环境,有机质母质主要为混合来源。巴贡组泥岩沉积时期温暖湿润的气候条件有利于生物的生存,提高了初级生产力^[26-27]

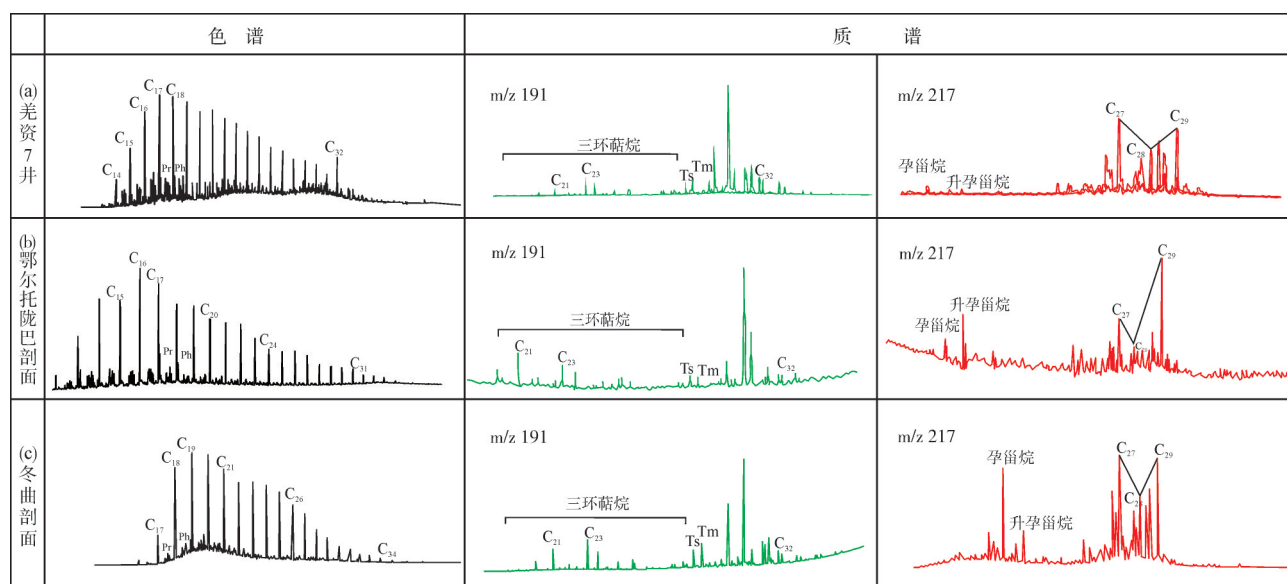


图6 北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩生物标志化合物色谱-质谱

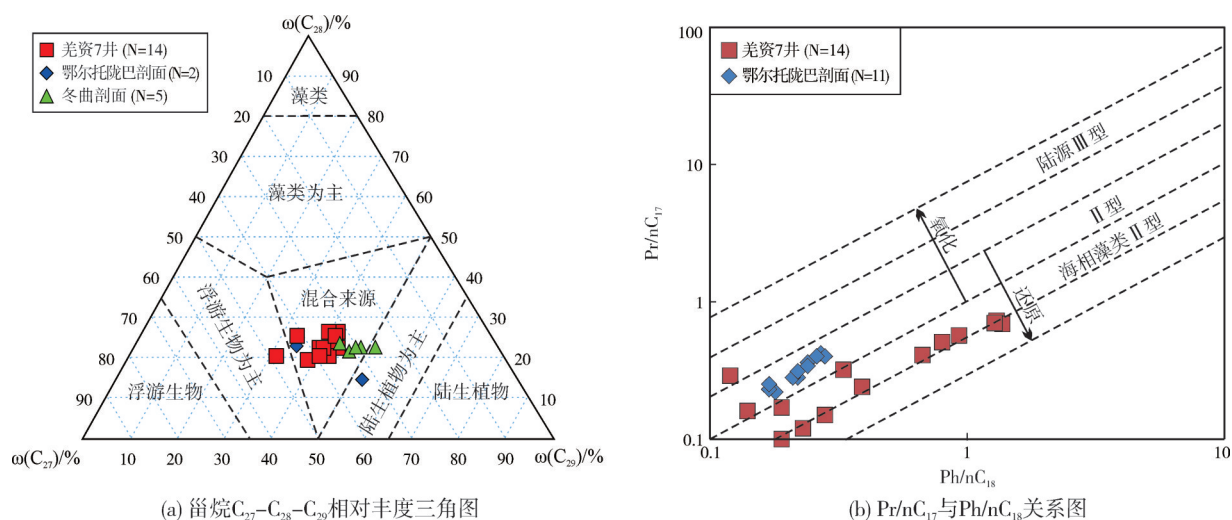
Fig. 6 Chromatogram-mass spectrogram of biomarker compounds in source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

表4 北美塘坳陷东缘巴贡组泥质烃源岩生物标志化合物参数

Table 4 Parameters of biomarker compounds in source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

剖面/钻井	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	甾烷组成/%			Ts/(Ts+Tm)	C ₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R)	C ₂₉ 甾烷 ββ/(αα+ββ)
			C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉			
鄂尔托陇巴剖面	0.22~0.42/	0.17~0.28/	33.0~42.0/	15.0~23.0/	34.0~52.0/	0.47~0.64/	0.18~0.36/	0.32~0.50/
	0.32(11)	0.22(11)	37.5(2)	19.0(2)	43.0(2)	0.56(2)	0.27(11)	0.41(11)
冬曲剖面 ^[9]			23.0~33.0/	22.0~24.0/	43.0~51.0/	0.30~0.46/	0.36~0.53/	0.36~0.55/
			29.4(5)	23.0(5)	47.0(5)	0.38(5)	0.43(5)	0.43(5)
羌资7井 ^[13]	0.10~0.73/	0.12~1.37/	32.0~48.0/	20.0~27.0/	31.0~43.0/	0.53~0.57/	0.35~0.48/	0.30~0.45/
	0.37(14)	0.59(14)	37.4(14)	23.4(14)	39.1(14)	0.55(14)	0.40(14)	0.36(14)

注:表中的数据为范围值/平均值(样品数)。

图7 北美塘坳陷东缘巴贡组烃源岩甾烷C₂₇-C₂₈-C₂₉相对丰度三角图及Pr/nC₁₇与Ph/nC₁₈关系图Fig. 7 Relative abundance triangle diagram of C₂₇-C₂₈-C₂₉ steranes and correlation diagram of Pr/nC₁₇ and Ph/nC₁₈ in source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

2.3 有机质热演化程度

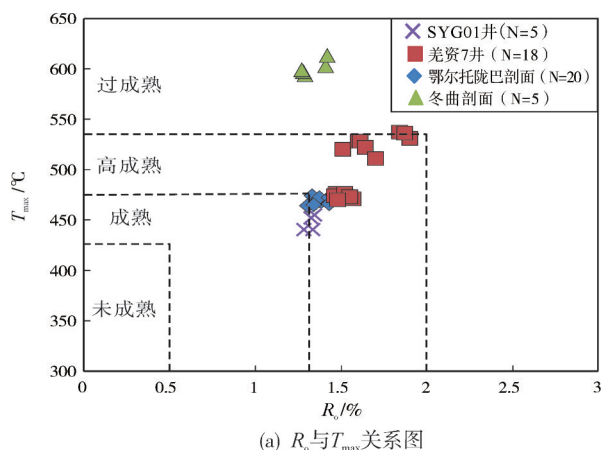
在热演化过程中有机质物理化学性质发生了改变,这一过程不可逆,利用其变化特点可判断有机质热演化程度。SYG01井和羌资7井岩心样品的 R_o 为1.22%~1.90%,平均值为1.56%;鄂尔托陇巴与冬曲露头样品 R_o 为0.95%~1.46%,平均值为1.33%(表2)。在 R_o 与 T_{max} 关系图中(图8a),样品大部分落在了高成熟范围,冬曲剖面样品落在了过成熟区域,表明巴贡组烃源岩有机质均达到了高成熟阶段。

通常用甾烷类生物标志化合物C₂₉20S/(20S+20R)、C₂₉ββ/(αα+ββ)参数划分有机质的热演化阶段。当 R_o 约为0.8%(生油高峰)时,这两个参数达到平衡,前一比值约为0.52~0.55,后一比值约为

0.7^[28]。巴贡组烃源岩C₂₉20S/(20S+20R)、C₂₉ββ/(αα+ββ)分别为0.18~0.53(平均值0.39)、0.30~0.55(平均值0.41)(表4)。在C₂₉20S/(20S+20R)和C₂₉ββ/(αα+ββ)关系图中,样品全部落在成熟区范围内(图8b)。据廖永胜^[23]研究,甾烷异构化达到平衡并不表明异构化终止,当 $R_o > 1.30\%$ 之后,C₂₉甾烷构型变化使比值倒转。巴贡组烃源岩 $R_o > 1.30\%$,20S构型比20R构型、ββ构型比αα构型裂解更快,致使前述比值逐渐变小,呈现甾烷异构参数值在生油高峰后比值发生逆转而逐渐变小、未达平衡值的情况。

在五环三萜类生物标志物中,Ts热稳定性比Tm较好,Ts/(Ts+Tm)随热演化程度的增加而升高,在生油晚期达到0.5左右^[29]。北美塘坳陷东缘巴贡组烃源岩有机质的Ts/(Ts+Tm)在0.30~0.64之间,平

均值为 0.51(表 4), 表明已达到生油晚期。综合巴贡组 R_o 、 T_{max} 、生标化合物相关参数分布特征分析, 认为北羌塘坳陷巴贡组烃源岩热演化程度处于成熟晚期至高成熟、生凝析油和湿气阶段。



综上所述, 认为北羌塘坳陷东缘巴贡组有机碳含量高, 有机质类型较好, 母质来源丰富, 形成环境有利于有机质的保存, 有机质成熟度适中, 仍处于生凝析油和湿气阶段, 是一套较好的烃源岩。

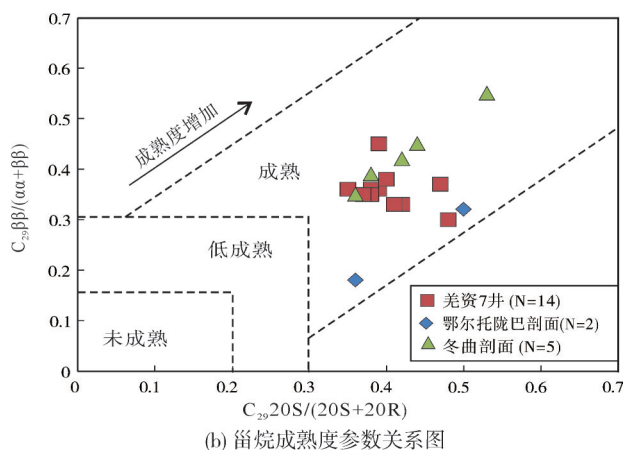


图 8 北羌塘坳陷东缘巴贡组烃源岩成熟度分析图

Fig. 8 Maturity diagram of source rock of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression

3 烃源岩空间分布

晚三叠世卡尼期—诺利早期为前陆盆地迅速萎缩阶段, 北羌塘坳陷东缘同时接受来自中央隆起带及可可西里造山带两个方向的物源供给^[12, 30-31], 海侵最大时期沉积了波里拉组; 至诺利中晚期开始海退并出现沉积分异, 北羌塘坳陷东缘大部分地区出现强烈的岛弧型火山活动。北羌塘坳陷东缘巴贡组泥岩平面分布受沉积相控制, 主要分布在浅海陆棚相、中央隆起带两侧的三角洲—浅海陆棚相。以泥岩大量发育层位为标志识别最大海泛面, 明确巴贡组中段为高水位体系域, 近上部开始出现粒度较粗的三角洲相。北羌塘坳陷东缘巴贡组对比剖面图(图 9)显示: 羌资 7 井高 TOC 烃源岩层段厚度约为 58 m; SYG01 井高 TOC 烃源岩层段厚度约为 30 m; 鄂尔托陇巴和冬曲剖面高 TOC 烃源岩层段厚度为 100~200 m。由于沉积环境不同, 纵向上烃源岩发育差异较大: 中下部烃源岩品质明显好于上部, 这与深水陆棚、前三角洲亚相弱氧化—弱还原沉积环境更有利于有机质保存有关。

4 油气勘探启示

北羌塘坳陷晚三叠世的沉积演化控制了烃源

岩的分布, 巴贡组烃源岩有机质丰度较高, 有机质来源丰富, 成熟度适中, 对中生界海相常规油气勘探和非常规油气勘探均具有重要意义。

4.1 对常规油气勘探的意义

北羌塘坳陷东缘巴贡组黑色泥岩 TOC 在 0.06%~5.81% 之间, 平均值为 0.91%; 干酪根类型以 II_2 — III 型为主, 母质以混合型有机质为主; R_o 平均值普遍 $\geq 1.30\%$, 已达到成熟晚期至高成熟阶段。上覆地层雀莫错组岩性由紫红色砾岩, 紫红色、灰绿色岩屑石英砂岩、粉砂岩和泥岩、泥灰岩组成, 雀莫错组储层以岩屑砂岩为主, 孔隙类型以粒间溶孔、粒内溶孔为主, 与巴贡组可形成“下生上储”源储组合。基于二维地震、地质调查井及羌科 1 井钻探资料分析, 雀莫错组膏岩在区域上连续稳定分布, 可作为雀莫错组储层的直接盖层。

4.2 对非常规油气勘探的意义

北羌塘坳陷东缘巴贡组泥质烃源岩黏土矿物含量为 15.5%~57.0%, 平均值为 34.9%; 脆性矿物含量较高, 为 43.0%~84.5%, 平均值为 65.1%, 其中, 石英含量介于 18.4%~58.9%、平均值为 34.6%, 长石含量介于 1.0%~8.1%、平均值为 2.7%, 方解石含量介

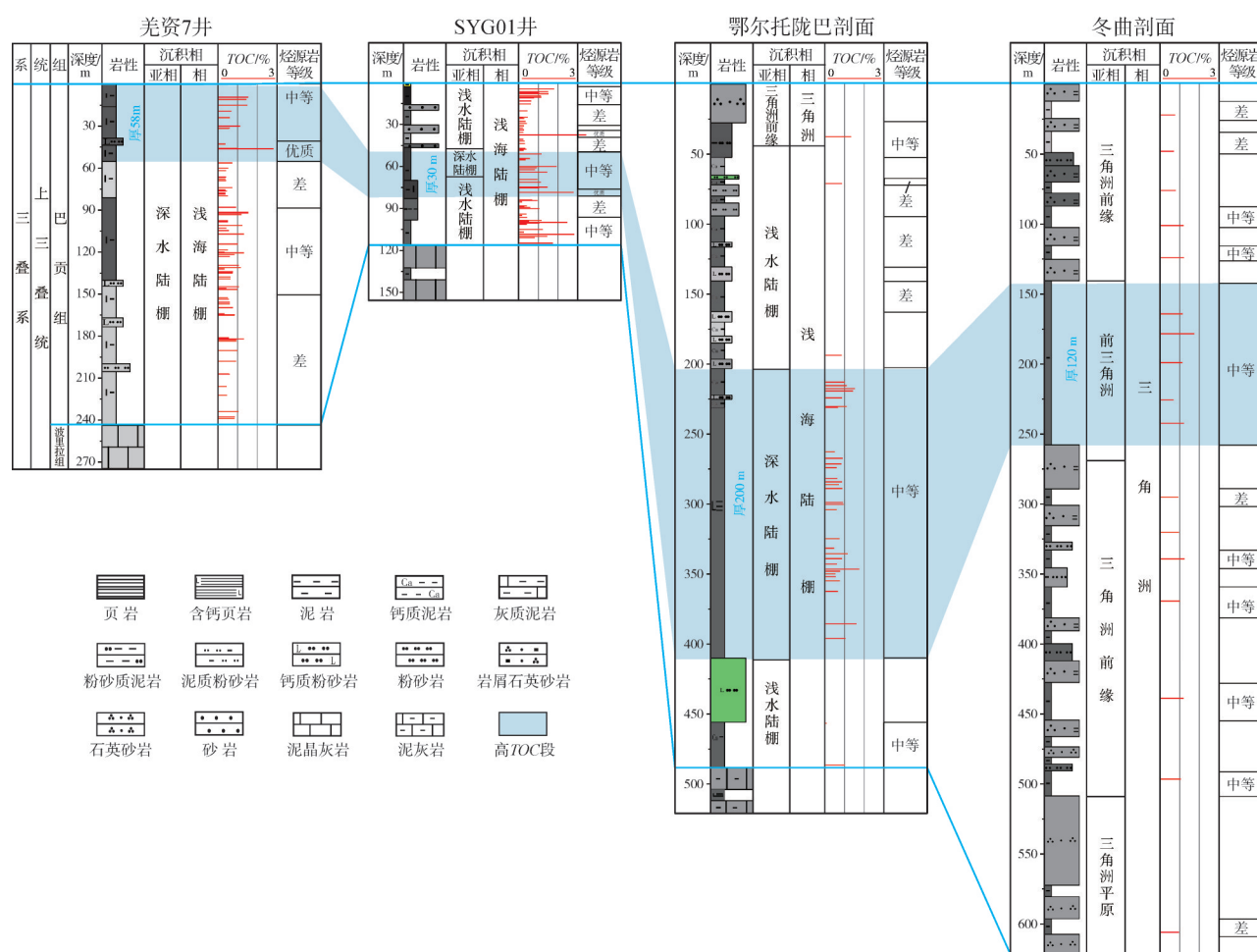
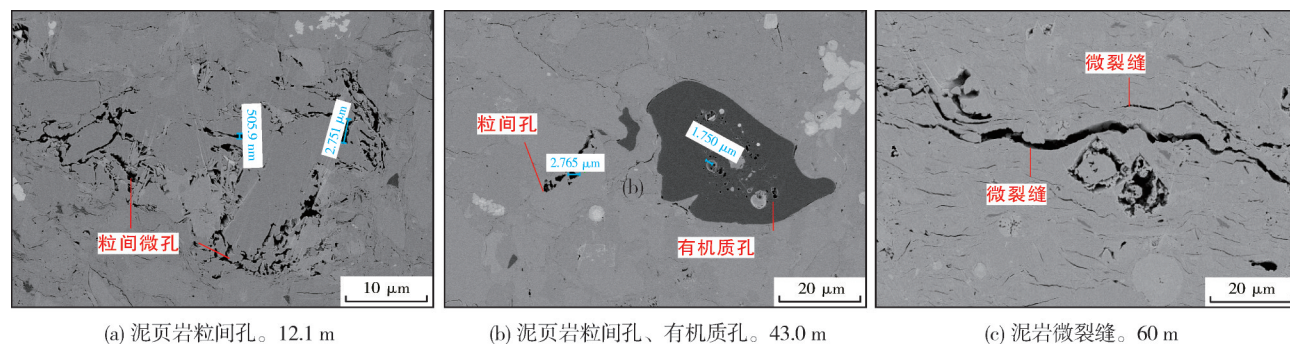


图9 北羌塘坳陷东缘巴贡组对比剖面(井点、剖面点位置见图1a)

Fig. 9 Comparison profile of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression (location of well and outcrop is shown in Fig. 1a)

于1.8%~42.3%、平均值为19.9%，白云石含量介于2.7%~10.0%、平均值为5.0%，黄铁矿含量介于2.3%~4.7%、平均值为2.9%。巴贡组泥页岩储集性能较好，孔隙度为2.6%~8.8%，发育微孔隙、微裂缝两类储集空间。巴贡组泥岩粒间孔多见于石英、长

石等碎屑颗粒间(图10a);有机质孔隙见于有机质内部(图10b),为高热演化程度下有机质大量生烃和体积收缩形成的孔隙^[32]。羌塘盆地经历了多次构造活动,且巴贡组脆性矿物含量较高,在构造背景下产生了众多的微裂缝(图10c)。



(a) 泥页岩粒间孔。12.1 μm

(b) 泥页岩粒间孔、有机质孔。43.0 μm

(c) 泥岩微裂缝。60 μm

图10 北羌塘坳陷东缘巴贡组泥岩储集空间类型(SYG01井,扫描电镜)

Fig. 10 Mudstone reservoir space of Bagong Formation in the eastern margin of North Qiangtang Depression (Well SYG01, SEM)

国内松辽、鄂尔多斯、准噶尔、渤海湾、四川及柴达木等盆地的陆相页岩油具有分布面积广、油层连续性好、TOC含量高、成熟度适中、脆性矿物含量高、储层品质好、易于压裂等特点^[33-37]。羌塘盆地北美塘坳陷巴贡组富有机质页岩的多数指标

不亚于国内已发现的陆相页岩油层系(表5)。位于羌塘盆地北美塘坳陷石油沟地区的SYG01井, 钻至50 m深度时见油花,证实了巴贡组海相页岩油的客观存在。因此,北美塘坳陷东缘具备页岩油形成的地质条件,值得进一步探索。

表5 羌塘盆地海相页岩油与国内其他盆地页岩油特征参数对比表

Table 5 Comparison table of characteristic parameters of marine shale oil between Qiangtang Basin and domestic other basins

盆地与层位		岩性	TOC/%	R _o /%	有机质类型	储集空间	孔隙度/%	脆性矿物含量/%	甜点段厚度/m	埋深/m
羌塘盆地	东缘上三叠统巴贡组	泥页岩	0.06~5.81	0.95~1.90	Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂ 、Ⅲ	微孔隙、微裂缝	2.6~8.8	43.0~84.5	> 50	200~2 500
柴达木盆地 ^[33]	古近系英雄岭干柴沟组	页岩	0.6~2.7	0.6~1.3	I、Ⅱ	微米级溶孔、纳米级晶间孔、纹层缝	3.1~11.5	50.0~80.0	2~20	2 500~5 500
鄂尔多斯盆地 ^[34]	陇东上三叠统延长组	砂泥岩互层及页岩	2.0~8.0	0.8~1.1	I、Ⅱ ₁	粒间孔、溶蚀孔	4.0	35.0~70.0	30~60	1 200~2 300
	安塞上三叠统延长组	砂页岩互层	2.0~6.0	0.7~1.1	I、Ⅱ	粒间孔、溶蚀孔	1.0~4	<40.0	10~22	900~1 700
渤海湾盆地 ^[35]	歧口古近系沙河街组一段	页岩	0.1~8.2	0.8~0.9	I、Ⅱ ₁	晶间孔、粒间孔、层理缝	4.3~9.8	33.3~43.7	> 50	3 660~3 802
松辽盆地 ^[36]	白垩系青山口组一段	页岩	1.5~3.0	0.8~1.1	I、Ⅱ ₁	粒间孔、微裂缝	5.4~6.4	33.0~70.0	50~100	1 800~2 500
准噶尔盆地 ^[37]	二叠系吉木萨尔芦草沟组	泥岩	3.19~5.14	0.5~1.8	I、Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂ 、	粒间孔、微裂缝	5.3~20.7	60.0~90.0	4~33	2 500~4 500

5 结 论

(1)羌塘盆地北美塘坳陷东缘发育上三叠统巴贡组海相富有机质泥岩,烃源岩厚度约为200~400 m。TOC分布在0.06%~5.81%之间,总体为一套差—中等的烃源岩。有机质以腐泥组+壳质组为主,有机质类型主要为Ⅱ₂—Ⅲ型,形成于弱氧化—弱还原沉积环境。有机质热演化程度整体较高,达到了高成熟—过成熟生凝析油和湿气阶段。

(2)巴贡组烃源岩对常规油气与非常规油气勘探均具有重要的意义。巴贡组泥岩与上覆雀莫错组碎屑岩储层构成“下生上储”的源储关系,具备形成大型油气田的地质条件。同时,巴贡组泥岩分布范围广、厚度大,有机质丰度较高,泥岩微孔隙和微裂缝发育,脆性矿物含量为43.0%~84.5%,可压裂性强,泥页岩系列参数的指标不亚于国内其他主要盆地的页岩油层系,SYG01井钻探证实了巴贡组海相页岩油的客观存在,故可作为非常规油气勘探的目标层系。

参 考 文 献

- [1] 王大鹏,白国平,陆红梅,等. 扎格罗斯盆地含油气系统分析与资源潜力评价[J]. 现代地质, 2016, 30(2): 361-372.
WANG Dapeng, BAI Guoping, LU Hongmei, et al. Analysis of petroleum systems and resources evaluation in the Zagros Foreland Basin[J]. Geoscience, 2016, 30(2): 361-372.
- [2] ELYASI S. Petroleum source-rock potential of the Piranj Oil Field, Zagros Basin[J]. Marine and petroleum geology, 2016, 78: 448-454.
- [3] 段海岗,周长迁,张庆春,等. 中东油气富集区成藏组合特征及其勘探领域[J]. 地学前缘, 2014, 21(3): 118-126.
DUAN Haigang, ZHOU Changqian, ZHANG Qingchun, et al. The plays character of the abundant hydrocarbon area in the Middle East and their exploration potential[J]. Earth science frontiers, 2014, 21(3): 118-126.
- [4] 王剑,付修根,沈利军,等. 论羌塘盆地油气勘探前景[J]. 地质论评, 2020, 66(5): 1091-1113.
WANG Jian, FU Xiugen, SHEN Lijun, et al. Prospect of the potential of oil and gas resources in Qiangtang Basin, Xizang (Tibet)[J]. Geological review, 2020, 66(5): 1091-1113.
- [5] 王剑,王忠伟,付修根,等. 青藏高原羌塘盆地首口油气勘探井(QK-1)新发现[J]. 科学通报, 2022, 67(3): 321-328.

- WANG Jian, WANG Zhongwei, FU Xiugen, et al. New discoveries on the first petroleum scientific drilling (QK-1) of the Qiangtang Basin, Tibetan Plateau [J]. Chinese science bulletin, 2022, 67(3): 321-328.
- [6] 朱同兴, 冯心涛, 李宗亮, 等. 西藏双湖地区江爱达日那发现液态油苗[J]. 地质通报, 2007, 26(1): 114-116.
- ZHU Tongxing, FENG Xintao, LI Zongliang, et al. Discovery of the liquefied dense oil section in the Jiang' Aidarina, Shuanghu area, northern Tibet, China [J]. Geological bulletin of China, 2007, 26(1): 114-116.
- [7] 南征兵, 李永铁, 郭祖军. 羌塘盆地油气显示及油源对比[J]. 石油实验地质, 2008, 30(5): 503-507.
- NAN Zhengbing, LI Yongtie, GUO Zujun. Hydrocarbon show and correlation between oil and source rock in the Qiangtang Basin [J]. Petroleum geology and experiment, 2008, 30(5): 503-507.
- [8] 赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等. 青藏高原海相烃源层的油气生成[M]. 北京: 科学出版社, 2000.
- ZHAO Zhengzhang, LI Yongtie, YE Hefei, et al. Mesozoic sedimentary facies and characteristics of oil and gas reservoirs and caps in the Qinghai-Tibet Plateau [M]. Beijing: Science Press, 2000.
- [9] 王忠伟, 肖杨, 占王忠, 等. 羌塘盆地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, 2022, 46(2): 1-12.
- WANG Zhongwei, XIAO Yang, ZHAN Wangzhong, et al. Geochemical characteristics of the Upper Triassic Bagong Formation mudstones in eastern Qiangtang Basin and its petroleum geological significance [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022, 46(2): 1-12.
- [10] 付修根, 王剑, 宋春彦, 等. 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, 2020, 40(1): 15-25.
- FU Xiugen, WANG Jian, SONG Chunyan, et al. Petroleum geological achievements and exploration significance of the first oil and gas scientific drilling well in the Qiangtang Basin [J]. Sedimentary geology and Tethyan geology, 2020, 40(1): 15-25.
- [11] 谭富荣, 杨创, 孙福艳, 等. 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, 2020, 47(1): 57-71.
- TAN Furong, YANG Chuang, CHEN Fuyan, et al. 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, 2020, 47(1): 57-71.
- [12] 占王忠, 谭富文. 羌塘盆地晚三叠世岩相古地理特征与烃源岩[J]. 沉积学报, 2020, 38(4): 876-885.
- ZHAN Wangzhong, TAN Fuwen. Lithofacies palaeogeography and source rock of the Late Triassic in the Qiangtang Basin [J]. Acta sedimentologica sinica, 2020, 38(4): 876-885.
- [13] 宋春彦, 王剑, 付修根, 等. 羌塘盆地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, 2018, 42(5): 104-114.
- SONG Chunyan, WANG Jian, FU Xiugen, et al. Geochemical characteristics and the significance of the Upper Triassic hydrocarbon source rocks of the Bagong Formation in the eastern Qiangtang Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018, 42(5): 104-114.
- [14] WANG Zhongwei, WANG Jian, FU Xiugen, et al. Geochemistry of the Upper Triassic black mudstones in the Qiangtang Basin, Tibet: implications for paleoenvironment, provenance, and tectonic setting [J]. Journal of Asian earth sciences, 2018, 160: 118-135.
- [15] 陈文彬, 付修根, 谭富文, 等. 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, 2015, 42(4): 1151-1160.
- CHEN Wenbin, FU Xiugen, TAN Fuwen, et al. Geochemical characteristics of Upper Triassic source rocks from typical sections in Qiangtang Basin, northern Tibet [J]. Geology in China, 2015, 42(4): 1151-1160.
- [16] 王丽波, 苏爱国, 郑有业, 等. 羌塘盆地中生界海相黑色泥页岩特征及页岩气远景区预测[J]. 地学前缘, 2012, 19(3): 264-279.
- WANG Libo, SU Aiguo, ZHENG Youye, et al. Characteristics of Mesozoic marine black shales and prediction of shale gas prospective area in Qiangtang Basin, Tibet [J]. Earth science frontiers, 2012, 19(3): 264-279.
- [17] 杨莉, 马伯永, 李尚林, 等. 西藏羌塘盆地东部中侏罗统混合沉积层序地层学研究[J]. 中国地质, 2015, 42(4): 1037-1045.
- YANG Li, MA Baiyong, LI Shanglin, et al. An analysis of mixed siliciclastic and carbonate sedimentary sequence in the Middle Jurassic strata in the eastern part of the Qiangtang Basin, Tibet [J]. Geology in China, 2015, 42(4): 1037-1045.
- [18] 王剑, 付修根, 谭富文, 等. 羌塘中生代(T_3-K_1)盆地演化新模式[J]. 沉积学报, 2010, 28(5): 884-893.
- WANG Jian, FU Xiugen, TAN Fuwen, et al. A new Mesozoic (T_3-K_1) sedimentary model for the Qiangtang Basin [J]. Acta sedimentologica sinica, 2010, 28(5): 884-893.
- [19] 南征兵, 张艳玲, 李永铁, 等. 羌塘中生代盆地演化特征[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 534-540.
- NAN Zhengbing, ZHANG Yanling, LI Yongtie, et al. Evolution characteristics of the Qiangtang Basin in the Mesozoic Era [J]. Natural gas geoscience, 2013, 24(3): 534-540.
- [20] HE Wenjun, SUN Zhongliang, QIAN Menhui, et al. Evaluation of the oil-bearing properties of shale and shale oil mobility in the Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, Northwest China: a case study of Well Maye-1 [J]. Geo-fluids, 2022: 6206645. <https://doi.org/10.1155/2022/>

- 6206645.
- [21] 丁文龙, 李超, 苏爱国, 等. 西藏羌塘盆地中生界海相烃源岩综合地球化学剖面研究及有利生烃区预测[J]. 岩石学报, 2011, 27(3): 878–896.
- DING Wenlong, LI Chao, SU Aiguo, et al. Study on the comprehensive geochemical cross section of Mesozoic marine source rocks and prediction of favorable hydrocarbon generation area in Qiangtang Basin, Tibet[J]. Acta petrologica sinica, 2011, 27(3): 878–896.
- [22] BJØRØY M, HALL P B, MOE R P. Stable carbon isotope variation of *n*-alkanes in Central Graben oil[J]. Organic geochemistry, 1994, 22(3/5): 355–381.
- [23] 廖永胜. 高一过成熟气源岩评价的若干问题[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 147–152.
- LIAO Yongsheng. Some issues about evaluation on high-overmatured gas source rocks[J]. Petroleum exploration and development, 2005, 32(4): 147–152.
- [24] 周宁超, 柳益群, 南云, 等. 三塘湖盆地上石炭统哈尔加乌组烃源岩有机地球化学特征及意义[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(12): 2014–2024.
- ZHOU Ningchao, LIU Yiqun, NAN Yun, et al. Organic geochemical characteristics and geological significance of source rocks in Late Carboniferous Harjiawu Formation of Santanghu Basin[J]. Natural gas geoscience, 2014, 25(12): 2014–2024.
- [25] 刘兵兵, 马东正, 秦臻, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔南部中上二叠统沉积古环境分析: 来自泥页岩生物标志化合物和元素地球化学方面的证据[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(10): 1571–1584.
- LIU Bingbing, MA Dongzheng, QIN Zhen, et al. Analysis of sedimentary paleoenvironment of Middle and Upper Permian in southern Jimsar, Junggar Basin: evidence from biomarkers and elemental geochemistry of mudstone[J]. Natural gas geoscience, 2022, 33(10): 1571–1584.
- [26] WANG Zhongwei, WANG Jian, YU Fei, et al. Geochemical characteristics of the Upper Triassic black mudstones in the eastern Qiangtang Basin, Tibet: implications for petroleum potential and depositional environment[J]. Journal of petroleum science and engineering, 2021, 207: 109180.
- [27] YU Fei, FU Xiugen, XU Guang, et al. Geochemical, palynological and organic matter characteristics of the Upper Triassic Bagong Formation from the North Qiangtang Basin, Tibetan Plateau[J]. Palaeogeography, palaeoclimatology, palaeoecology, 2019, 515: 23–33.
- [28] 陈程, 吴珍汉, 赵为永, 等. 北羌塘胜利河地区布曲组优质烃源岩形成环境与有机质富集机制[J]. 地质学报, 2024, 98(2): 530–543.
- CHEN Cheng, WU Zhenhan, ZHAO Weiyong, et al. Formation environment and organic matter enrichment mechanism of high-quality source rocks in the Buqu Formation in the Shenglihe area, northern Qiangtang Basin[J]. Acta geologica sinica, 2024, 98(2): 530–543.
- [29] 李志强, 杨波, 王军, 等. 南黄海盆地中—新生界湖相烃源岩地球化学特征及生烃史[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 419–431.
- LI Zhiqiang, YANG Bo, WANG Jun, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation history of Mesozoic–Cenozoic lacustrine source rocks in the South Yellow Sea Basin, offshore eastern China[J]. Oil & gas geology, 2022, 43(2): 419–431.
- [30] 付修根, 陈明浩, 王剑, 等. 羌塘盆地晚三叠世古地理反转及其对烃源岩的控制作用[J/OL]. 中国地质: 1–19. (2023–05–16). <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20230515.1727.008.html>.
- FU Xiugen, CHEN Minghao, WANG Jian, et al. Late Triassic paleogeographic inversion and its control on source rocks in the Qiangtang Basin, Xizang (Tibet) [J/OL]. Geology in China: 1–19. (2023–05–16). <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20230515.1727.008.html>.
- [31] 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.
- LIU Zhongrong, YANG Ping, ZHANG Guochang, et al. Sedimentary model and its implications for oil and gas exploration of Upper Triassic in northern Qiangtang Depression[J]. Sedimentary geology and Tethyan geology, 2022, 42(3): 465–480.
- [32] 张云鹏, 李玉宏, 郭望, 等. 柴达木盆地北缘中段侏罗系页岩有机质孔隙演化特征[J]. 地质通报, 2023, 42(10): 1640–1651.
- ZHANG Yunpeng, LI Yuhong, GUO Wang, et al. Pore evolution characteristics of organic matter pore for Jurassic shale in the middle part of northern margin of Qaidam Basin[J]. Geological bulletin of China, 2023, 42(10): 1640–1651.
- [33] 李国欣, 朱如凯, 张永庶, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油地质特征、评价标准及发现意义[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 18–31.
- LI Guoxin, ZHU Rukai, ZHANG Yongshu, et al. Geological characteristics, evaluation criteria and discovery significance of Paleogene Yingxiongling shale oil in Qaidam Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and development, 2022, 49(1): 18–31.
- [34] 孟越, 蹇晓凌, 张维, 等. 鄂尔多斯盆地安塞区长7页岩油与国内外典型盆地页岩油源储特征对比[J]. 延安大学学报(自然科学版), 2022, 41(2): 99–104.
- MENG Yue, QIAN Xiaoling, ZHANG Wei, et al. Comparative study on geological conditions of Chang 7 shale oil in An-sai area of Ordos Basin and typical area in the world[J]. Journal of Yan'an University (natural science edition), 2022, 41(2): 99–104.
- [35] 赵贤正, 金凤鸣, 周立宏, 等. 渤海湾盆地风险探井歧页1H

- 井沙河街组一段页岩油勘探突破及其意义[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1369–1382.
- ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, ZHOU Lihong, et al. Break-through and significance of shale oil exploration in Member 1 of Shahejie Formation of Well Qiye1H, a risk exploratory well in Bohai Bay Basin [J]. *Acta petrolei sinica*, 2022, 43(10): 1369–1382.
- [36] 徐兴友, 刘卫彬, 白静, 等. 松辽盆地南部青山口组一段页岩油富集地质特征及资源潜力[J]. 地质与资源, 2021, 30(3): 296–305.
- XU Xingyou, LIU Weibin, BAI Jing, et al. Enrichment characteristics and resource potential of shale oil in the first member of Qingshankou Formation in southern Songliao Basin [J]. *Geology and resources*, 2021, 30(3): 296–305.
- [37] 张宸嘉, 曹剑, 王俞策, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1253–1268.
- ZHANG Chenjia, CAO Jian, WANG Yuce, et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin [J]. *Acta petrolei sinica*, 2022, 43(9): 1253–1268.

编辑:董 庸

Characteristics of marine source rock of Bagong Formation and exploration significance in the eastern margin of North Qiangtang Depression, Qiangtang Basin

NING Shengwei¹, XIE Yuan¹, FU Xiaodong², SONG Chunyan³, LIU Qi¹, XIONG Shaoyun²

1. Tibet University; 2. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology;
3. Chengdu Geological Survey Center, China Geological Survey

Abstract: The Qiangtang Basin, located in the eastern part of the Tethys domain, is the only large-scale superimposed basin in China where no industrial oil or gas fields have been discovered. Based on the new round of comprehensive research on oil and gas geology in recent years, a set of widely distributed black mudstone with large thickness (600–800 m) of Bagong Formation is found being developed in the front delta–shallow water shelf during the foreland basin stage of Late Triassic in Qiangtang Basin, which is of great significance for oil and gas exploration. In order to study the organic geochemical characteristics of the black mudstone of Bagong Formation in the eastern margin of the North Qiangtang Depression, 61 core samples from shallow well and 64 hand-drilled plunger samples are collected to carry out geochemical and mineralogical analysis, and the source rock potential and sedimentary environment are evaluated. The results show that: (1) The black mudstone of the Bagong Formation, with *TOC* of 0.06%–5.81%, is poor–medium source rock on the whole, and some reach the standard of high-quality. Formed in weak oxidation–weak reduction environment, the organic matter type is II₂–III, mainly belonging mixed organic matter. It is in the late mature to high mature stage with *R_o* of 0.95%–1.90%. (2) The Bagong source rock has great hydrocarbon generation potential, due to high organic matter abundance, good organic matter type, and moderate maturity. (3) There developed a source–reservoir assemblage of “lower generation and upper reservoir” between the Bagong source rock and the glutenite reservoir at the bottom of the Quemucuo Formation, which lays a foundation for the formation of large and medium-size oil and gas fields. Besides, the Bagong mudstone is a favorable layer for shale oil exploration. In general, the Bagong source rock is of great significance for conventional and unconventional oil and gas exploration in the eastern margin of the North Qiangtang Depression.

Key words: source rock; organic geochemistry; hydrocarbon potential; exploration field; Bagong Formation; North Qiangtang Depression

NING Shengwei, First author: Master candidate at Tibet University, mainly engaged in petroleum geology. Add: Tibet University, Chengguan District, Lhasa, Tibet 850011, China. E-mail: nshengwei@163.com

LIU Qi, Corresponding author: Master candidate at Tibet University, mainly engaged in petroleum geology. Add: Tibet University, Chengguan District, Lhasa, Tibet 850011, China. E-mail: liuqi1550@163.com