科学通报 2026 年 第 71 卷 第 13 期: 3007 ~ 3017
论 文
《中国科学》杂志社
SCIENCE CHINA PRESS

藏北羌塘盆地石炭系-二叠系烃源岩的发现及其地质意义

翟庆国[1*], 刘一鸣[1], 胡培远[1], 唐跃[1], 李金勇[1], 张予杰[2], 常晟[1], 巫凌放[1], 杨宁[1], 贾建亮[1]

1. 中国地质科学院地质研究所, 深地探测与矿产勘查全国重点实验室, 北京 100037
2. 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), 成都 610218
* 联系人, E-mail: zhaiqingguo@126.com

2025-11-04 收稿, 2026-01-12 修回, 2026-02-06 接受, 2026-02-25 网络版发表
国家自然科学基金(42241205, 42472269)、中国地质调查项目(DD20242202)、国家重大科技专项计划(2025ZD1004604-3)和中国地质科学院地质研究所基本科研业务费(J2323)资助

摘要 藏北羌塘盆地是我国陆域尚未取得油气勘探突破的面积最大的海相含油气盆地, 是当前我国寻找油气资源新区的重点. 过去对该盆地的石油资源评价工作主要集中于中生代沉积, 而对于古生代地层的含油气性的关注不多. 本研究在详细的地质填图基础上, 在北羌塘地区的石炭系-二叠系中首次发现了较好的烃源岩, 主要岩性包括: 泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩和泥灰岩等. 泥质岩石具有较高有机碳含量, 残余有机碳含量平均在1.12%左右, 表现为一套中等-好的烃源岩, 部分可达到优质烃源岩的标准, 具有很好的生烃潜力. 羌塘盆地晚古生代烃源岩的发现不但揭示了盆地具有多油源的特征, 而且表明中生代沉积之下依然有较好的油气生成和成藏潜力, 这进一步拓展了羌塘盆地油气资源勘探的目标层系, 对于全面系统地评价羌塘盆地的油气资源远景具有重要的科学意义.

关键词 青藏高原, 羌塘盆地, 晚古生代, 烃源岩, 油气资源评价

羌塘盆地是我国陆上新区油气资源潜力最大的海相含油气盆地, 有望成为我国新的油气资源接替基地, 是当前我国油气资源评价工作的重点. 尽管经历了半个多世纪的研究工作, 但是羌塘盆地油气资源勘探始终未能取得大的突破. 最主要原因之一是羌塘盆地基础地质的研究薄弱, 与油气生成和成藏的一些关键科学问题依然没有解决, 特别是油气的成因和来源尚不清晰, 这极大限制了对这一重要含油气盆地的系统而全面的认识, 进而制约了羌塘盆地的油气资源远景评价工作. 根据现有资料, 羌塘盆地为一晚古生代-中生代的叠合盆地, 保存了较为完整的晚古生代-中生代沉积序列, 以中生代沉积为主, 晚古生代沉积为辅[1~4]. 中生代(侏罗纪)沉积保存了较好的生、储、盖等基本石油地质条件, 且已发现了一系列的沥青、液体油苗等油气显示, 被认为是盆地油气的主要来源[1,3,5~7]. 羌塘地区大部分被中生代沉积覆盖, 晚古生代地层出露相对较少, 局部地区可见石炭系-二叠系稳定且连续的沉积. 作为羌塘盆地的早期沉积, 晚古生代沉积的含油气性及其油气资源潜力尚不清楚, 缺少深入系统的研究.

近年来的地质调查和研究显示, 羌塘盆地的古生代地层以石炭系和二叠系为主, 奥陶纪-泥盆纪地层仅零星出露[4]. 石炭系和二叠系在南羌塘地区主要为一套浅变质的细碎屑岩、石英岩和大理岩, 局部含有基性火山岩夹层, 岩石普遍经历了一定程度的变质作用; 而在北羌塘地区为一套相对稳定的碳酸盐岩和细碎屑岩沉积, 未发生明显的变形变质作用[4,8~12](图1). 针对上述科学问题, 本研究以北羌塘地区日湾茶卡-热觉茶卡一带的石炭系和二叠系为主要调查研究对象, 通过详细的1:5万油气专题地质填图, 在晚古生代沉积中首次发现了系列烃源岩或油气显示出露点. 这不但拓宽

引用格式: 翟庆国, 刘一鸣, 胡培远, 等. 藏北羌塘盆地石炭系-二叠系烃源岩的发现及其地质意义. 科学通报, 2026, 71: 3007–3017
Zhai Q, Liu Y, Hu P, et al. Discovery of Carboniferous-Permian source rocks in the Qiangtang Basin, North Tibetan Plateau and its geological significance (in Chinese). Chin Sci Bull, 2026, 71: 3007–3017, doi: 10.1360/CSB-2025-5739

© 2026《中国科学》杂志社

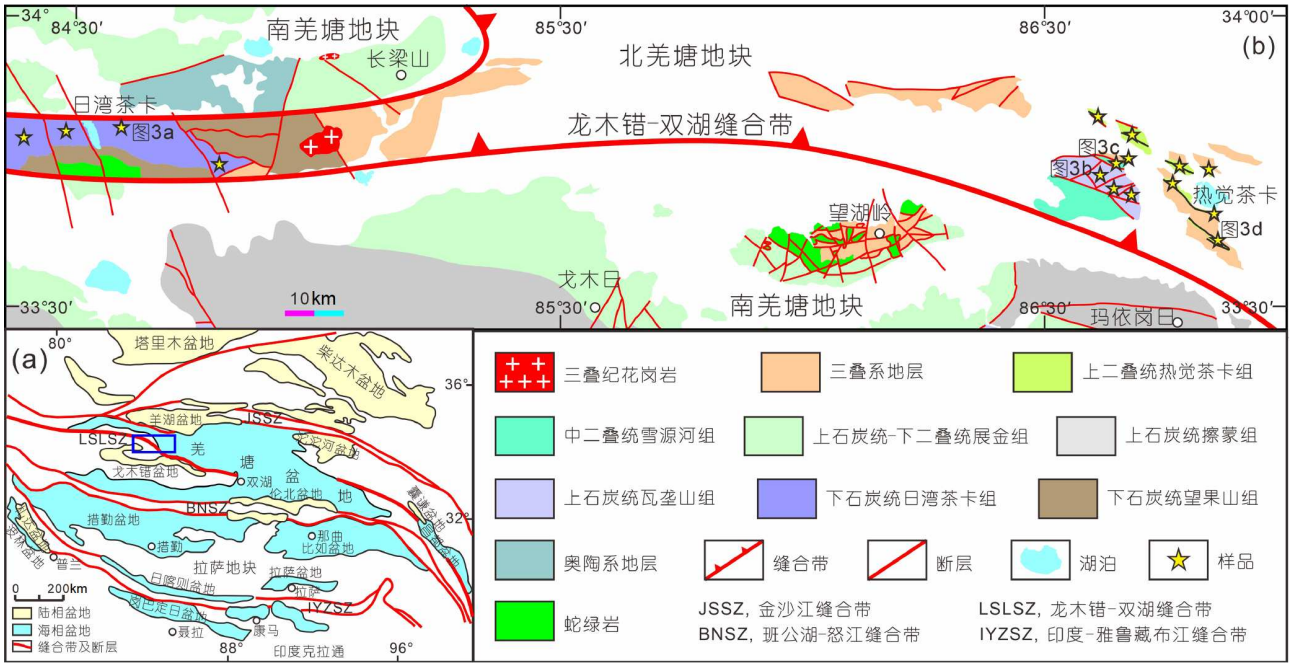


图 1 青藏高原主要含油气盆地分布图(a)和日湾茶卡-热觉茶卡地区地质简图(b)(据文献[11]修改)

Figure 1 Distribution of main petroliferous basins in the Tibetan Plateau (a) and geological sketch map of the Riwanchaka-Rejuechaka area (b) (modified from Ref. [11])

了羌塘盆地油气藏的油气来源和烃源岩目标层系，而且为全面认识羌塘盆地含油气性以及油气资源远景评价工作提供了关键基础地质证据.

1 地质背景

藏北羌塘盆地位于全球油气最为富集的特提斯构造域东段，是我国陆域新区中最后一个尚未取得油气勘探突破的大型海相含油气盆地和战略空白区[1~3,6,7,13]. 羌塘盆地在构造上夹持于金沙江缝合带和班公湖-怒江缝合带之间，龙木错-双湖缝合带从中间通过，并将其分割为南、北羌塘两个地块(图1). 羌塘盆地是青藏高原最大的海相沉积盆地，在区域上呈现出“两坳夹一隆”的构造格局，即：北羌塘坳陷、南羌塘坳陷和“中央隆起”. 北羌塘和南羌塘坳陷是羌塘盆地的主体，以侏罗纪沉积为主，并兼有少量古生代地层和新生代盖层. “中央隆起”也就是龙木错-双湖缝合带，这里发育有蛇绿混杂岩、低温-高压变质的蓝片岩和榴辉岩以及俯冲增生杂岩等，是该地区古特提斯洋三叠纪期间闭合的遗迹[4,14~18]. 以龙木错-双湖缝合带为界，南羌塘和北羌塘地区的晚古生代地层沉积建造和古生物化石组合差别较大[4,14].

南羌塘地区晚古生代地层表现为一套稳定的被动大陆边缘沉积，石炭系-二叠系为浅海至半深海相类复理石建造，且普遍经历了一定程度的变质作用，主要岩性包括石英岩、大理岩以及板岩、片岩等浅变质的细碎屑岩，局部含有基性火山岩夹层，显示出大陆板内构造环境的特征[4,14]. 此外，上石炭统-下二叠统发育典型冰碛砾岩和冷水型生物化石[4,8,14,19,20]. 中二叠世之后，古生物面貌开始出现冷暖混生的特征，并逐渐向暖水型生物演化，沉积建造和生物组合显示出亲冈瓦纳相的特征[4,8,14,20]. 然而，北羌塘地区晚古生代地层为一套浅海-滨浅海相稳定台型碳酸盐岩建造，发育少量细碎屑岩，岩性以灰岩、泥岩、粉砂岩等为主. 北羌塘地区石炭系-二叠系生物化石丰富，具有亲华夏型的特征[5,14,21]. 下石炭统-中二叠统灰岩中含扬子型珊瑚和蜓类等化石，局部发育生物礁体灰岩. 晚二叠世以后，沉积环境逐渐转变为海陆交互相和陆相，产大羽羊齿植物群化石，并发育多层煤线. 三叠纪中晚期伴随着古特提斯洋的关闭，南、北羌塘地区逐渐形成统一的沉积，主要为陆内-滨浅海相沉积，包括滨浅海相碎屑岩、碳酸盐岩台地、三角洲相碎屑岩夹膏盐层组合等，这也是中生代羌塘盆地的沉积主体[1~3,6].

2 石炭系-二叠系沉积特征

地质调查揭示研究区的晚古生代沉积主要为浅海相稳定碳酸盐台地沉积，岩性以灰岩和细碎屑岩为主，并伴生有少量火山沉积岩，富含暖水型生物化石，局部发育生物碎屑灰岩或礁灰岩，珊瑚呈大面积生物礁体出露[11](图2(a，b))．主要地层为下石炭统日湾茶卡组、上石炭统瓦垄山组、中二叠统雪源河组和上二叠统热觉茶卡组(图1(b))．日湾茶卡组主要为一套浅水台地型灰岩和细碎屑岩(图3(a))，下部为钙质粉砂岩、泥岩、泥灰岩、生物碎屑灰岩、礁灰岩，以及少量含砾砂岩和砾岩；上部主要为生物碎屑灰岩、礁灰岩、泥灰岩，局部可见薄层砂岩、钙质粉砂岩和泥岩夹层，含有大量珊瑚、海百合等生物化石．瓦垄山组主要由生物礁灰岩(图2(a))、生物碎屑灰岩(图2(b))、藻纹灰岩(图2(b))和泥灰岩组成，并见少量泥岩和钙质粉砂岩夹层(图3(b))，生物碎屑灰岩中含牙形石(*Declinohnathodus cf. noduliferus*)，指示其时代为巴什基尔阶下部(图2(b)；C_2，~320 Ma)．雪源河组下部为巨厚中薄层灰岩、泥灰



图 2 藏北北羌塘地区晚古生代烃源岩和灰岩野外照片. (a) 上石炭统瓦垄山组礁灰岩; (b) 上石炭统瓦垄山组生物碎屑灰岩与藻纹灰岩; (c) 下石炭统日湾茶卡组泥页岩; (d) 上石炭统瓦垄山组泥页岩; (e) 中二叠统雪源河组泥页岩; (f) 上二叠统热觉茶卡组碳质页岩

Figure 2 Photographs of the Late Paleozoic source rocks and limestone in the North Qiangtang Basin, Tibetan Plateau. (a) The Upper Carboniferous Walongshan Formation reef limestone. (b) The Upper Carboniferous Walongshan Formation bioclastic limestone. (c) The Lower Carboniferous Riwanchaka Formation shale. (d) The Upper Carboniferous Walongshan Formation shale. (e) The Middle Permian Xueyuanhe Formation shale. (f) The Upper Permian Rejuechaka Formation carbonaceous shale

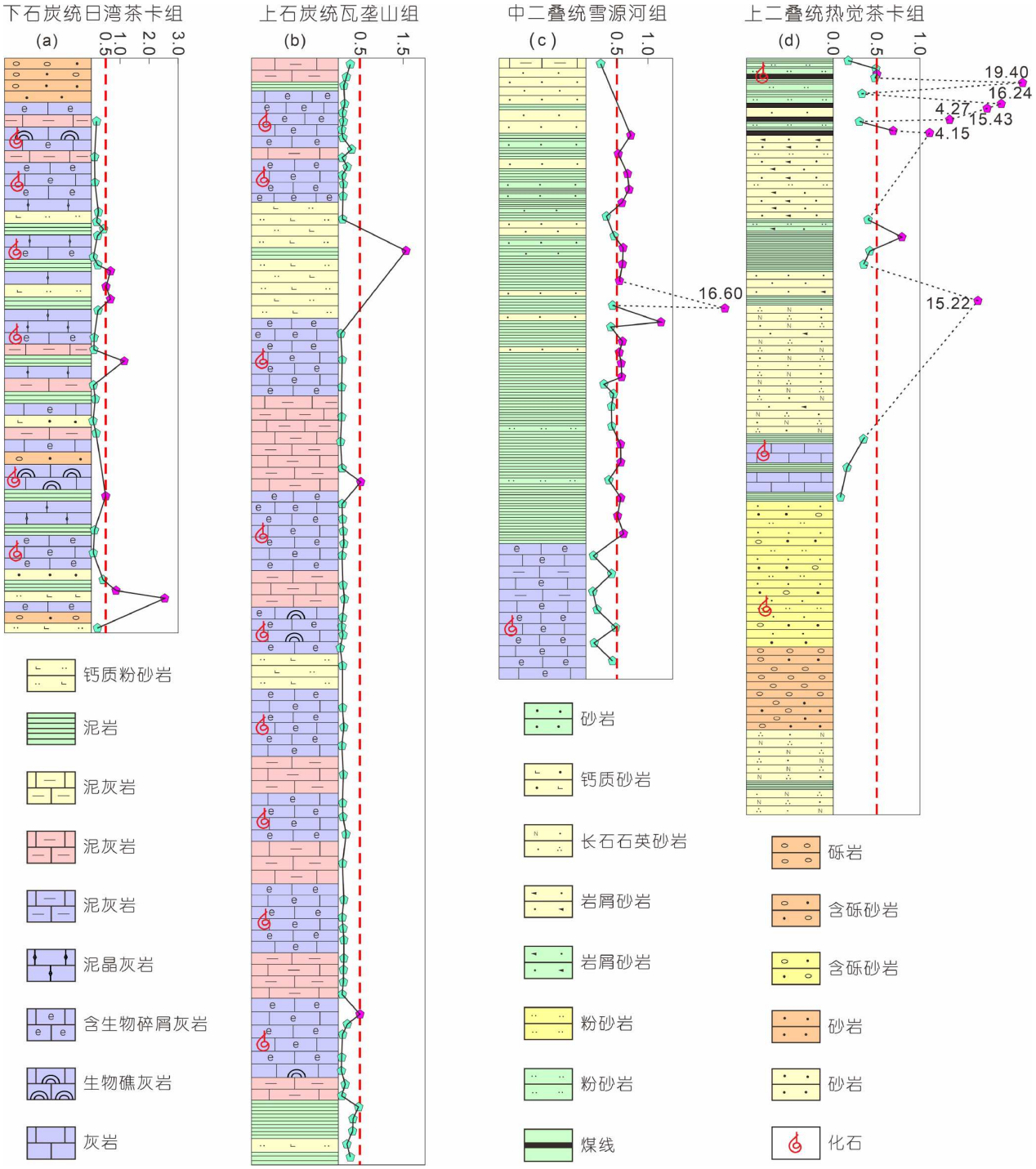


图 3 青藏高原北羌塘盆地晚古生代地层柱状图与TOC分布图. (a) 下石炭统日湾茶卡组; (b) 上石炭统瓦垄山组; (c) 中二叠统雪源河组; (d) 上二叠统热觉茶卡组

Figure 3 Stratigraphic column and TOC distribution of the Late Paleozoic strata in the Northern Qiangtang Basin, Tibetan Plateau. (a) The Lower Carboniferous Riwanchaka Formation; (b) the Upper Carboniferous Walongshan Formation; (c) the Middle Permian Xueyuanhe Formation; (d) the Upper Permian Rejuechaka Formation

岩和生物碎屑灰岩, 普遍产蜓和非蜓有孔虫类化石; 上部主要为中薄层含生物碎屑灰岩、砂岩和泥岩(图3(c)), 与上覆热觉茶卡组整合接触. 热觉茶卡组下部以砾岩、含砾砂岩、长石石英砂岩、粉砂岩、泥岩和生

物碎屑灰岩为主，富含腕足类、腹足类、蝬类以及非蝬有孔虫化石；上部为长石石英砂岩、岩屑砂岩、粉砂岩、含碳质页岩、泥岩夹煤线，产大羽羊齿植物化石，具有海陆交互相沉积特征(图3(d))．上二叠统表现为一套稳定浅海台地礁相碳酸盐岩与滨海沼泽含煤碎屑岩建造，为残留海盆地沉积[8,10]．

此外，本项研究在日湾茶卡组、瓦垄山组和雪源河组中，不但发现了较好的烃源岩，而且在泥晶灰岩、生物碎屑灰岩和礁灰岩等层位中新发现了古油藏线索(图2(a, b))．其中，冈玛错-日湾茶卡一带的日湾茶卡组生物碎屑灰岩、泥晶灰岩和礁灰岩，以及热觉茶卡西侧的瓦垄山组生物碎屑灰岩、礁灰岩、藻纹灰岩、泥晶灰岩和泥灰岩，新鲜面均具有浓烈的油气味．雪源河组受后期破碎和溶蚀作用影响，油气显示较差，仅见于少量泥晶灰岩和生物碎屑灰岩中．总体来说，致密块状的泥晶灰岩、生物碎屑灰岩、生物礁灰岩和藻纹灰岩中多见明显的油气显示，而溶蚀或破碎严重的灰岩中未见油气显示，泥岩、砂岩与砾岩由于后期破碎严重、孔隙度大等原因均未见油气显示．

3 石炭系-二叠系烃源岩特征

本项研究在日湾茶卡组、瓦垄山组、雪源河组和热觉茶卡组中均发现了较好的烃源岩(图2(c~f))．日湾茶卡组中的烃源岩为泥岩和粉砂质泥岩(图2(c))，在区域上沿冈玛错-日湾茶卡近东西向零星展布超过40 km．烃源岩主要发育在日湾茶卡组中下部层位，层厚在10 cm~3 m之间，在中上部层位可见少量灰黑色泥灰岩和生物碎屑灰岩，厚度1~30 m．泥灰岩和生物碎屑灰岩镜下多呈不透明的灰黑色，主要由黏土矿物(60%~80%)和泥晶方解石(20%~40%)组成，偶见粒径0.05~0.1 mm的石英粉砂碎屑，生物碎屑多为壳体和珊瑚碎片．瓦垄山组中的烃源岩发育相对较差，主要为泥岩(图2(d))和钙质粉砂岩夹层，分布在瓦垄山组的上部和底部，厚度在5~40 m之间．粉砂岩呈钙质粉砂结构，碎屑组分以石英为主(50%)，次为黏土矿物(25%)、泥晶方解石(15%)和斜长石(10%)．雪源河组主要分布在热觉茶卡以西地区，烃源岩主要产在上部，以泥岩和粉砂质泥岩为主(图2(e))，厚度在5~100 m之间．泥岩和粉砂质泥岩主要由黏土矿物组成(75%~90%)，局部可见少量粉砂碎屑(<15%)，以石英为主，次为斜长石．热觉茶卡组零星分布在热觉茶卡西北方向，烃源岩主要分布在下部，包括含碳质粉砂岩、含碳质页岩和粉砂质泥岩，厚度多在2~20 m之间，在上部可见少量碳质页岩和煤线(图2(f))．含碳质粉砂岩、含碳质页岩和粉砂质泥岩为含碳质粉砂或泥质结构，主要由黏土矿物(50%~70%)、有机质和炭屑等碳质组分(5%~30%)组成，粉砂碎屑(15%~40%)以石英为主，其次为斜长石．

为了进一步评价石炭系-二叠系烃源岩的资源潜力，本次工作对各地层进行了详细的剖面实测，并对地表露头系统采集了68件碳酸盐岩和78件泥质岩进行残余有机碳(TOC)分析，剖面位置、采样点和层位见图1(b)和图3．首先将无污染样品研磨粉碎至200目，样品的测试分析在国家地质实验测试中心和廊坊市诚谱检测技术有限公司完成，其执行标准均为GB/T 19145-2022《沉积岩中总有机碳测定》，所使用的仪器分别为CS744碳硫仪和CS230碳硫仪，误差为0.001%．样品岩性和分析结果见表S1．

由于样品均采自地表露头，经历了很强的风化作用，热演化程度很高，导致衡量有机质丰度的可溶有机质指标如氯仿沥青“A”、生烃潜量等受影响较大[22,23]．因此选用受风化作用和成熟度影响较小的有机碳含量作为评价指标．赵政璋等人[24]制定了青藏高原羌塘盆地高-过成熟烃源岩TOC评价标准，并将0.1%和0.4%作为碳酸盐岩和泥质烃源岩的TOC下限，并在后续羌塘盆地烃源岩的评价中得到广泛应用．国内外学者对泥质烃源岩的评价标准基本一致，下限为0.4%或0.5%，但对于碳酸盐岩的评价标准不一，总体较低，一般在0.05%~0.5%[22,25,26]．近年来，国内外学者通过对全球碳酸盐岩烃源岩进行广泛的调研和评价，认为碳酸盐岩和泥岩作为有效烃源岩没有本质区别，并统一将二者的TOC下限定为0.5%[23,26,27]．羌塘盆地油气地质工作者在此基础上，通过对比和热模拟实验等手段，建立了羌塘盆地烃源岩TOC划分标准，将TOC下限定为0.5%，且与岩性无关，并优先考虑TOC大于2%的地区[23]．因此，本次烃源岩评价参考这一最新标准，TOC含量小于0.5%、0.5%~1%、1%~2%和大于2%分别对应非烃源岩、较差烃源岩、中等烃源岩和好烃源岩．

日湾茶卡组中泥岩和泥质粉砂岩的TOC值在0.06%~2.54%之间(n=19；平均值为0.49%)，其中5件样品的TOC值介于0.5%~1%，为较差烃源岩，但仍有两个层位的烃源岩TOC分别为1.14%和2.54%，厚度分别为23和12 m，为中等-好烃源岩；而泥灰岩的TOC值相对较低(0.07%~0.18%；平均值为0.12%)(图3(a)；表S1)．瓦垄山组泥灰岩TOC值总体上较低，在0.05%~0.52%之间

(n=52; 平均值为0.13%), 其中仅有1件样品的TOC值大于0.5%, 为较差烃源岩; 泥页岩和泥质粉砂岩样品除1件的TOC值达1.56%, 厚度为0.5 m, 为中等的烃源岩, 其余样品的TOC值在0.10%~0.47%之间(n=10; 平均值为0.22%), 为非烃源岩(图3(b); 表S1). 雪源河组泥岩和粉砂质泥岩的TOC值较高, 在0.29%~16.60%之间(n=28; 平均值为1.12%), 其中有17件样品的TOC值介于0.5%~1%, 为较差烃源岩, 但有两件烃源岩TOC分别为1.21%和16.60%, 厚度分别为10和5 m, 为中等-好烃源岩; 泥灰岩的TOC值较低, 在0.11%~0.48%之间(n=8; 平均值为0.26%), 为非烃源岩(图3(c); 表S1). 热觉茶卡组泥岩和碳质页岩的TOC值变化较大, 在0.08%~19.40%之间(n=14; 平均值为2.80%), 其中2件样品TOC介于0.5%~1%, 为较差烃源岩, 另有2件样品TOC高达15.22%和19.40%, 厚度分别为26和51 m, 为好的烃源岩; 煤线夹层的TOC值较高(0.48%~16.24%), 厚度普遍为1~2 m, 除两件样品TOC≤0.5%, 其他样品均为好的烃源岩(图3(d); 表S1).

4 地质意义

4.1 羌塘盆地具有多油源的特征

近年来, 在羌塘盆地的中生代沉积中发现了大量沥青、古油藏、油气苗等油气显示, 揭示了盆地内部曾发生过成规模的油气生成、运移和成藏过程[28,29], 但是对于油气的具体来源尚存在较大争议. 现有资料显示, 这些油气主要来自中侏罗统夏里组与布曲组烃源岩[13,25,30,31]. 然而, 也有学者认为来自上三叠统肖茶卡组和扎那组烃源岩[25,32,33], 并可能发育多套含油气系统, 油源除三叠系和侏罗系烃源岩之外, 是否还存在其他层位烃源岩的贡献, 目前尚不清楚[29,34].

本项研究在北羌塘地区的石炭系-二叠系地层中首次发现了中等-好的烃源岩和油气显示, 其中雪源河组泥岩和粉砂质泥岩的TOC平均值可达1.12%, 具有较好的生烃潜力. 储集岩类型主要为泥晶灰岩、生物碎屑灰岩和礁灰岩等, 具有产出层位多、分布面积广的特点. 日湾茶卡组中泥质和碳酸盐岩烃源岩主要呈韵律状夹层产出在生物碎屑灰岩和礁灰岩之中, 烃源岩层厚为10~30 m, 并在区域上延伸较好. 瓦垄山组中泥质烃源岩夹层较少, 层厚相对较薄, 多在5~50 cm之间, 但生物碎屑灰岩、泥晶灰岩、礁灰岩和藻纹灰岩等储集层较发育, 层厚在50~150 m. 雪源河组和热觉茶卡组中烃源岩以泥岩和粉砂质泥岩为主, 厚度在20~100 m, 且TOC含量明显高于日湾茶卡组和瓦垄山组中泥质烃源岩. 因此, 本研究新发现的石炭系-二叠系烃源岩具有原地生储的特点, 具备良好的生烃能力.

已有研究显示, 羌塘盆地中生代储层主要为上三叠统-侏罗系的碎屑岩和碳酸盐岩, 且不整合覆盖在石炭系-二叠系之上[4~6,11]. 因此, 羌塘盆地晚古生代烃源岩与中生代储层形成了“下生上储”的格局, 且不整合面、后期断裂和连通砂体均可为晚古生代烃源岩所生成的油气向上部的中生代储层运移提供通道. 盆地内主要发育上三叠统泥岩-泥质粉砂岩、中-下侏罗统雀莫错组膏盐-泥岩以及中侏罗统夏里组泥岩-膏盐3套区域性盖层, 厚度较大, 封盖性能良好[5,6]. 此外, 前人研究显示羌塘盆地大部分地区烃源岩的主生烃期不晚于早白垩世[35]. 因此, 羌塘盆地晚古生代烃源岩的发现指示了盆地油气资源具有多油源的特征, 主生烃期可能不仅仅局限于中生代, 晚古生代对油气的成藏也具有重要的贡献.

4.2 拓展了羌塘盆地油气勘探层系

自20世纪90年代以来, 羌塘盆地三叠系和侏罗系地层中已发现了200多处油气显示点, 具备了形成大型-超大型油气藏的地质条件[3,5,22,30]. 过去的研究表明, 羌塘盆地的烃源岩最主要有四套, 分别为: 上三叠统肖茶卡组、中侏罗统布曲组和夏里组以及上侏罗统索瓦组, 它们是当前油气资源评价工作关注的重点[22,24,36~38]. 然而, 这些烃源岩伴随着新生代青藏高原的隆升, 不但经历了大面积剥蚀而出露于地表, 而且油气藏的保存条件相对较差, 不利于大规模油气藏的形成[39]. 截至目前, 油气资源勘探始终未能实现大的突破, 羌塘盆地的油气资源评价工作依然任重道远.

烃源岩是评价盆地油气资源潜力和勘探部署的基础和关键. 本项研究在石炭系和二叠系沉积中发现了大面积出露的烃源岩, 为下一步羌塘盆地全面系统的油气资源评价工作提供了重要依据. 日湾茶卡组和瓦垄山组以灰岩为主, 泥质岩为辅, 后者的TOC含量较高(0.06%~2.54%), 多表现为非-较差烃源岩, 少数为中等-好烃源岩. 雪源河组中泥质岩TOC含量(0.29%~16.60%)普遍较灰岩(0.11%~0.48%)高, 整体表现为较差-好烃源岩. 热觉茶卡组泥质岩TOC变化较大(0.08%~19.40%), 多为非-较差烃源岩, 少数为好烃源岩. 尽管

这些烃源岩的有机碳含量变化较大，从较差至中等和好的烃源岩均存在，但是它们总体上具有较好的油气生成条件. 北羌塘地区石炭系-二叠系沉积形成于滨浅海环境，古气候条件表现为潮湿的热带-亚热带环境[4,8,10,14,20]，有利于藻类及各种植物的繁殖，促使有机质富集形成优质烃源岩.

此外，上古生界烃源岩作为特提斯构造域油气富集区内重要的优质烃源岩之一，也是古老油气成藏组合未来的重点勘探层系，主要分布在滨里海、扎伊桑、中伊朗、塔里木和四川盆地[40~47]. 其中，中亚地区滨里海盆地石炭系局限台地-斜坡相黑色泥页岩的TOC含量为0.80%~4.48%，礁滩相含泥碳酸盐岩的TOC为0.50%~2.80%；而下二叠统斜坡相和深水盆地相富含有机质黑色泥页岩的TOC为0.90%~7.91%[40,48,49]. 扎伊桑盆地上石炭统-二叠系湖相油页岩和泥岩的TOC含量较高，为0.50%~21.00%[41,42]. 中伊朗盆地上石炭统-上二叠统深水陆棚相暗色泥岩的TOC为0.50%~4.00%，局限台地相泥灰岩的TOC为0.30%~1.80%，此外，二叠系海陆交互相煤系泥岩的TOC含量较高，为3.50%~18.60%[50,51]. 塔里木盆地石炭系局限台地相-海陆过渡相暗色泥岩和台地相泥灰岩的TOC含量分别为0.80%~5.20%和0.50%~3.50%；二叠系湖沼相泥岩和油页岩的TOC为0.40%~4.50%[43,44,52,53]. 四川盆地二叠系开阔台地-斜坡相含泥灰岩的TOC含量为0.20%~1.50%，而深水陆棚-深水盆地相碳质泥岩和硅质页岩的TOC较高，为0.02%~18.65%[45~47,54]. 由此可见，羌塘盆地石炭系-二叠系烃源岩与上述特提斯构造域内同时代烃源岩具有可对比性，但值得注意的是，前者优质烃源岩占比较低，仍需开展深入系统的调查和评价工作.

近年来塔里木和四川盆地古老含油气系统的深层勘探持续获得重大发现，且未来勘探潜力仍然巨大[55~57]. 特提斯构造域内古老油气藏未来重点勘探层系是石炭系和二叠系，主要包括阿拉伯盆地古生界的地层-岩性圈闭，扎格罗斯盆地的复杂逆冲构造圈闭，以及滨里海盆地的上古生界的地层-岩性圈闭[58]. 其中滨里海盆地内中-上泥盆统、下石炭统和下二叠统的巨厚富有机质页岩形成的油气聚集在下二叠统、石炭系和泥盆系的生物礁灰岩储集层中，并相继发现了卡拉恰甘纳克凝析气田、让那若尔油田、田吉兹和阿斯塔拉气田，以“下生上储”型油气田为主[59]. 这与羌塘盆地晚古生代烃源岩和古油藏具有非常好的可对比性，对指导下一步开展羌塘盆地晚古生代深层油气勘探工作具有重要的指示意义.

羌塘盆地内中生代烃源岩主要分布在南、北羌塘坳陷，而晚古生代烃源岩主要分布在“中央隆起”及其周缘，且南、北羌塘坳陷深埋于中生界地层之下可能发育更多的优质烃源岩. 晚古生代和中生界烃源岩的TOC含量均变化较大，其中二叠系泥质烃源岩的TOC含量相对较高，均值为1.12%和2.80%，优质烃源岩的TOC含量较高，中生界优质烃源岩的TOC含量可达2.0%以上[6,7,34]. 虽然晚古生代与中生代烃源岩局部层位均存在较高的有机质丰度和生油潜力，但由于晚古生代烃源岩后期经历了多期构造运动和深埋作用，变形程度与成熟度普遍较中生代烃源岩高，具有生气潜力，而中生界烃源岩以生油和生气为主. 在“中央隆起”地区，晚古生代烃源岩之上的盖层多厚度不足或被构造破坏，导致保存条件相对较差. 但在南、北羌塘坳陷中构造变形较南北缝合带和中央隆起带变弱，且晚古生代烃源岩可能深埋于中生界地层之下，其上发育多套中生界-新生界膏盐岩、泥页岩与碳酸盐岩盖层，厚度较大，分布稳定，封盖能力较强，因此油气的保存条件相对较好.

综上所述，羌塘盆地晚古生代地层具有较好的生烃条件和油气成藏潜力，下一步油气资源远景评价工作中应该给予更多的关注，针对“下生上储”型的成藏特征，应重点关注北羌塘坳陷内部. 此外，由于羌塘盆地在晚白垩世-新生代发育多期逆冲推覆和构造活动，可能会导致原始圈闭破坏、盖层完整性下降，油气逸散或再分配风险高. 未来油气勘探工作应着重以地震手段精细刻画储层圈闭形态和断裂特征，优先选择“不整合面/断裂+储层+膏盐盖层”构造保存条件好的区带开展.

5 结论

(1) 在藏北北羌塘地区首次发现了石炭系-二叠系烃源岩，岩石类型包括泥质岩石和碳酸盐岩类，前者主要为较差-中等的烃源岩，少数为较好的烃源岩，后者多为非烃源岩，少量为较差烃源岩.

(2) 晚古生代烃源岩的发现不但揭示了羌塘含油气盆地具有多油源的特征，而且拓展了羌塘盆地烃源岩的勘探层系，对羌塘盆地油气资源潜力评价和未来勘探部署具有重要的科学意义.

参考文献

1 Wang C S, Yi H S, Li Y, et al. The Geological Evolution and Prospective Oil and Gas Assessment of the Qiangtang Basin in Northern Tibetan Plateau (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 2001 [王成善, 伊海生, 李勇, 等. 西藏羌塘盆地地质演化与油气远景评价. 北京: 地质出版社, 2001]

2 Zhao Z Z, Li Y T, Ye H F, et al. Tectonic Characteristics and Basin Evolution of the Tibetan Plateau (in Chinese). Beijing: Science Press, 2001 [赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等. 青藏高原大地构造特征及盆地演化. 北京: 科学出版社, 2001]

3 Wang J, Fu X G, Shen L J, et al. Prospect of the potential of oil and gas resources in Qiangtang Basin, Xizang (in Chinese). Geol Rev, 2020, 66: 1091–1113 [王剑, 付修根, 沈利军, 等. 论羌塘盆地油气勘探前景. 地质论评, 2020, 66: 1091–1113]

4 Li C, Xie C M, Wang M, et al. Geology in the Qiangtang Region (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 2016 [李才, 解超明, 王明, 等. 羌塘地质. 北京: 地质出版社, 2016]

5 Wang J, Sun W, Fu X G, et al. Investigation and Evaluation of Key Blocks in the Qiangtang Basin (in Chinese). Beijing: Science Press, 2020 [王剑, 孙伟, 付修根, 等. 羌塘盆地重点区块调查与评价. 北京: 科学出版社, 2020]

6 Wang J, Wang Z, Fu X, et al. New discoveries on the first petroleum scientific drilling (QK-1) of the Qiangtang Basin, Tibetan Plateau (in Chinese). Chin Sci Bull, 2022, 67: 321–328 [王剑, 王忠伟, 付修根, 等. 青藏高原羌塘盆地首口油气科探井(QK-1)新发现. 科学通报, 2022, 67: 321–328]

7 Wu Z H, Wang T, Ji C J, et al. Characteristics and formation time of oil reservoirs in Jurassic system of the Qingshuihu Area, Northern Qiangtang Depression (in Chinese). Acta Geosci Sin, 2025, 46: 663–670 [吴珍汉, 王涛, 季长军, 等. 北羌塘坳陷清水湖地区侏罗系油藏特征与形成时代. 地球学报, 2025, 46: 663–670]

8 Zhang Y, Shi G R, Shen S. A review of Permian stratigraphy, palaeobiogeography and palaeogeography of the Qinghai-Xizang Plateau. Gondwana Res, 2013, 24: 55–76

9 Zhang Y C, Shen S Z, Zhai Q G, et al. Discovery of a *Sphaeroschwagerina* fusuline fauna from the Raggyorcaka Lake area, northern Xizang: implications for the origin of the Qiangtang Metamorphic Belt. Geol Mag, 2016, 153: 537–543

10 Liang X, Sun X, Wang G, et al. Sedimentary evolution and provenance of the late Permian-middle Triassic Raggyorcaka Deposits in North Qiangtang (Xizang, Western China): evidence for a Forearc Basin of the Longmu Co-Shuanghu Tethys Ocean. Tectonics, 2020, 39: e2019TC005589

11 Liu Y, Zhai Q, Hu P, et al. Evolution of the Paleo-Tethys Ocean: constraints from detrital zircons of the Paleozoic to Triassic clastic rocks in the Qiangtang terrane, Tibetan Plateau. J Asian Earth Sci, 2022, 232: 105226

12 Shen S, Zhang Y, Yuan D, et al. Permian integrative stratigraphy, biotas, paleogeographical and paleoclimatic evolution of the Qinghai-Tibetan Plateau and its surrounding areas. Sci China Earth Sci, 2024, 67: 1107–1151

13 Wu Z H, Ji C J, Zhao Z, et al. Main source rock and oil resource potential of the Bandaohu- Donghu area in the northern Qiangtang Basin (in Chinese). Acta Geol Sin (Eng), 2019, 93: 1738–1754 [吴珍汉, 季长军, 赵珍, 等. 羌塘盆地半岛湖—东湖地区主力烃源岩及油气资源潜力. 地质学报, 2019, 93: 1738–1753]

14 Li C, Cheng L R, Hu K, et al. Study on the Paleo-Tethys Suture Zone of Longmu Co-Shuanghu, Xizang (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 1995 [李才, 程立人, 胡克, 等. 西藏龙木错-双湖古特提斯缝合带研究. 北京: 地质出版社, 1995]

15 Kapp P, Yin A, Manning C E, et al. Tectonic evolution of the early Mesozoic blueschist-bearing Qiangtang metamorphic belt, central Xizang. Tectonics, 2003, 22: 2002TC001383

16 Zhai Q G, Jahn B M, Zhang R Y, et al. Triassic subduction of the Paleo-Tethys in northern Xizang, China: evidence from the geochemical and isotopic characteristics of eclogites and blueschists of the Qiangtang Block. J Asian Earth Sci, 2011, 42: 1356–1370

17 Zhai Q G, Zhang R Y, Jahn B M, et al. Triassic eclogites from central Qiangtang, northern Xizang, China: petrology, geochronology and metamorphic P-T path. Lithos, 2011, 125: 173–189

18 Zhai Q, Jahn B, Wang J, et al. Oldest Paleo-Tethyan ophiolitic mélange in the Tibetan Plateau. Geol Soc Am Bull, 2016, 128: 355–373

19 Liang D Y, Nie Z T, Guo T Y, et al. Permo-carboniferous Godwana-Tethys facies in Southern Karakoran Ali, Xizang (in Chinese). Earth Sci, 1983, 19: 9–27 [梁定益, 聂泽同, 郭铁鹰, 等. 西藏阿里喀喇昆仑南部的冈瓦纳-特提斯相石炭二叠系. 地球科学, 1983, 19: 9–27]

20 Zhang Y J, An X Y, Liu S L, et al. The sedimentary facies and tectono-stratigraphic successions of the Carboniferous-Lower Permian deposits in western South Qiangtang Block: implication for a rifting process on the Gondwana margin. Palaeoworld, 2023, 33: 706–723

21 Li X X, Yao Z Q, Zhu J N, et al. Late Permian floral in the Shuanghu area, North Xizang (in Chinese). In: The Qinghai-Xizang Plateau Scientific Expedition Team of the Chinese Academy of Sciences. Palaeontology of Xizang (in Chinese). Beijing: Science Press, 1982 [李星学, 姚兆奇, 朱家楠, 等. 西藏北部双湖地区晚二叠世植物群. 见: 中国科学院青藏高原综合科学考察队编. 西藏古生物, 北京: 科学出版社, 1982]

22 Wang J, Ding J, Wang C S, et al. Potential Analysis and Geological Survey of the Hydrocarbon Resources in Tibetan Plateau (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 2009 [王剑, 丁俊, 王成善, 等. 青藏高原油气资源战略选区调查与评价. 北京: 地质出版社, 2009]

23 Zhan W Z, Tan F W. Lithofacies paleogeography and source rock of the late Triassic in the Qiangtang Basin (in Chinese). Acta Sedimentol Sin, 2020, 38: 876–885 [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. 沉积学报, 2020, 38: 876–885]

24 Zhao Z Z, Li Y T, Ye H F, et al. Oil and Gas Generation in Marine Source Rocks on the Tibetan Plateau (in Chinese). Beijing: Science Press, 2000 [赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等. 青藏高原海相烃源层的油气生成. 北京: 科学出版社, 2000]

25 Qin J Z. Distributions of the main Mesozoic hydrocarbon source rocks in the Qiangtang Basin of the Qinghai-Xizang Plateau (in Chinese). Petrol Geol Exp, 2006, 28: 134–141, 146 [秦建中. 青藏高原羌塘盆地中生界主要烃源层分布特征. 石油实验地质, 2006, 28: 134–141, 146

26 Sun W, Ren L J, Zhan W Z, et al. Characteristics and exploration prospects of the upper Permian marine land interacting source rocks in the eastern Qiangtang Basin (in Chinese). Acta Geosci Sin, 2025, 46: 587–601 [孙伟, 任柳洁, 占王忠, 等. 羌塘盆地东部上二叠统海陆交互相烃源岩特征及勘探前景. 地球学报, 2025, 46: 587–601]

27 Chen J P, Liang D G, Zhang S C, et al. Evaluation criterion and methods of the hydrocarbon generation potential for China's Paleozoic marine source rocks (in Chinese). Acta Geol Sin, 2012, 86: 1132–1142 [陈建平, 梁狄刚, 张水昌, 等. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法. 地质学报, 2012, 86: 1132–1142]

28 Zhu T X, Feng X T, Li Z L, et al. Discovery of the liquefied dense oil section in the Jiang'aidarina, Shuanghu area, northern Xizang, China (in Chinese). Geol Bull China, 2007, 26: 114–116 [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. 地质通报, 2007, 26: 114–116]

29 Wu Z H, Yao J M, Ji C J, et al. Crude oil and formation history of hydrocarbon in the Shenglihe Area, northern Qiangtang Basin (in Chinese). Acta Geol Sin, 2022, 96: 3698–3704 [吴珍汉, 姚建明, 季长军, 等. 羌塘北部胜利河地区液态原油及生烃史分析. 地质学报, 2022, 96: 3698–3704]

30 Wang C S, Yi H S, Liu C Y, et al. Discovery of paleo-oil reservoir in Qiangtang Basin in Xizang and its geological significance (in Chinese). Oil Gas Geol, 2004, 25: 139–143 [王成善, 伊海生, 刘池洋, 等. 西藏羌塘盆地古油藏发现及其意义. 石油与天然气地质, 2004, 25: 139–143]

31 Fu X G, Liao Z L, Wang J, et al. Geochemistry and significance of oil seepages in the Zaring area of the Southern Qiangtang Depression, Northern Xizang (in Chinese). Acta Sedimentol Sin, 2008, 4: 697–704 [付修根, 廖忠礼, 王剑, 等. 藏北南羌塘盆地扎仁地区油苗地球化学特征及意义. 沉积学报, 2008, 4: 697–704]

32 Fu X G, Wang J, Tan F W, et al. Recent progress in oil and gas geological exploration in the Qiangtang Basin, northern Xizang (in Chinese). Sediment Geol Tethyan Geol, 2015, 35: 16–24 [付修根, 王剑, 谭富文, 等. 藏北羌塘盆地油气地质勘探新进展. 沉积与特提斯地质, 2015, 35: 16–24]

33 Yang Y Z, Huang Z L, Zhao Z, et al. Geochemical characteristics and oil source correlation of paleo-reservoirs in Biluocuo Area, Qiangtang Basin (in Chinese). Earth Sci, 2022, 47: 1834–1848 [杨易卓, 黄志龙, 赵珍, 等. 羌塘盆地毕洛错地区古油藏地球化学特征与油源对比. 地球科学, 2022, 47: 1834–1848]

34 Liu T F, Ji C J. Petroleum geochemical characteristics and oil source correlation of Buqu Formation in Shenglihe Area, Qiangtang Basin (in Chinese). Acta Geosci Sin, 2024, 45: 365–374 [刘天夫, 季长军. 羌塘盆地胜利河地区布曲组油气地球化学特征与油源对比. 地球学报, 2024, 45: 365–374]

35 Ren Z L, Yang P, Qi K, et al. Research status and progress of tectonic-thermal evolution history in Qiangtang Basin (in Chinese). Earth Sci Front, 2025, 32: 12–27 [任战利, 杨鹏, 祁凯, 等. 羌塘盆地构造热演化史研究现状及进展. 地学前缘, 2025, 32: 12–27]

36 Wang J, Tan F W, Li Y L, et al. The Potential of the Oil and Gas Resources in Major Sedimentary Basins on the Qinghai-Xizang Plateau (in Chinese). Beijing: Geological Publishing House, 2004 [王剑, 谭富文, 李亚林, 等. 青藏高原重点沉积盆地油气资源潜力分析. 北京: 地质出版社, 2004]

37 Wu X H, Zhang L, Wang C S, et al. Characteristics of the Mesozoic marine source rocks in the Qiangtang Basin, Xizang (in Chinese). Oil Gas Geol, 2008, 29: 348–354 [伍新和, 张丽, 王成善, 等. 西藏羌塘盆地中生界海相烃源岩特征. 石油与天然气地质, 2008, 29: 348–354]

38 Ding W, Wan H, Zhang Y, et al. Characteristics of the Middle Jurassic marine source rocks and prediction of favorable source rock kitchens in the Qiangtang Basin of Xizang. J Asian Earth Sci, 2013, 66: 63–72

39 Ouyang H Z, Yang W G, Xie L, et al. Geochemical characteristics and oil-gas potential analysis of source rock of Upper Permian Rejuechaka Formation in Laxiongcuo area, Qiangtang Basin (in Chinese). Geol China, 2017, 44: 61–74 [欧阳慧子, 杨文光, 解龙, 等. 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. 中国地质, 2017, 44: 61–74]

40 Ulmishek G F. Petroleum geology and resources of the middle Caspian Basin, Former Soviet Union. USGS Bulletin, 2001, doi: 10.3133/b2201a

41 Feng Y W, Ren Y, Qu H J, et al. Permian hydrocarbon accumulation factors in the Jimunai-Zaysan basin, China-Kazakhstan border (in Chinese). Acta Geol Sin, 2021, 95: 1935–1948 [冯阳伟, 任艳, 屈红军, 等. 中哈边境吉木乃-斋桑盆地二叠系油气成藏要素. 地质学报, 2021, 95: 1935–1948]

42 Nurbekova R, Smirnova N, Goncharev I, et al. High-quality source rocks in an underexplored basin: the upper Carboniferous-Permian succession in the Zaysan Basin (Kazakhstan). Int J Coal Geol, 2023, 272: 104254

43 Liang B, Wu C, Ao H C, et al. Analysis of shale oil and gas geological conditions and exploration suggestions of Carboniferous-Permian in the piedmont belt of southwestern Tarim Basin (in Chinese). Xinjiang Geol, 2023, 41: 68 [梁斌, 吴超, 敖海超, 等. 塔里木盆地西南缘山前带石炭-二

叠系页岩油气地质条件分析与勘查建议. 新疆地质, 2023, 41: 68]
44 Wang X, Zhang H Z, Chen C, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of Permian Pusige Formation calcareous mudstone in the Tarim Basin (in Chinese). Natl Gas Geosci, 2025, 7: 1356–1366 [王祥, 张海祖, 陈才, 等. 塔里木盆地二叠系普斯格组钙质泥岩地球化学特征与生烃潜力. 天然气地球科学, 2025, 7: 1356–1366]
45 Nie H K, Zhang J C, Jin Z J, et al. Enrichment mechanism of marine shale gas—A case study of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, SW China (in Chinese). Acta Geol Sin, 2024, 3: 975–991 [聂海宽, 张金川, 金之钧, 等. 论海相页岩气富集机理—以四川盆地五峰组—龙马溪组为例. 地质学报, 2024, 3: 975–991]
46 Yong R, Yang H Z, Wu W, et al. Controlling factors and exploration potential of shale gas enrichment and high yield in the Permian Dalong Formation, Sichuan Basin, SW China (in Chinese). Petrol Expl Dev, 2025, 2: 253–266 [雍锐, 杨洪志, 吴伟, 等. 四川盆地北部二叠系大隆组页岩气富集高产主控因素及勘探潜力. 石油勘探与开发, 2025, 2: 253–266]
47 Gao J, Zhu H, Li S, et al. Organic geochemistry and organic carbon structure of gas-producing Longmaxi Shales in Sichuan Basin. ACS Omega, 2025, 10: 35196–35206
48 Zhang J Q. Petroleum geology and exploration prospects in the southeast of pre-Caspian basin of Kazakhstan (in Chinese). Mar Geol Front, 2011, 7: 50–56 [张家青. 哈萨克斯坦滨里海盆地东南部油气地质特征及勘探方向. 海洋地质前沿, 2011, 7: 50–56]
49 Tian N X, Yan S B, Hui G Z. Controlling factors of petroleum accumulation in pre-Salt Strata in South Uplift of Pre-Caspian Basin (in Chinese). Xinjiang Petrol Geol, 2015, 36: 116–120 [田纳新, 闫绍彬, 惠冠洲. 滨里海盆地南部隆起带盐下层系油气成藏主控因素. 新疆石油地质, 2015, 36: 116–120]
50 Liu X B, Wang Z M, He Z J, et al. The lithofacies paleogeography of the Arabian Plate and its control on the hydrocarbon accumulation (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2022, 9: 2595–2607 [刘小兵, 王兆明, 贺正军, 等. 阿拉伯板块古生代岩相古地理及其对油气富集的控制作用. 岩石学报, 2022, 9: 2595–2607]
51 Hassanzadeh P, Piryaei A. Review of the petroleum systems of the Iranian Zagros and Persian Gulf regions. Petrol Geosci, 2025, 31: petgeo2025-039
52 Wang J B, Gao Z Q, Kang Z H, et al. The sedimentary environment and geochemical characteristics of the source rocks in the Pusige Formation in Hetian Sag, southwestern Tarim Basin, China (in Chinese). Natl Gas Geosci, 2017, 28: 1723–1734 [王静彬, 高志前, 康志宏, 等. 塔里木盆地塔西南坳陷和田凹陷普司格组烃源岩沉积环境及有机地球化学特征. 天然气地球科学, 2017, 28: 1723–1734]
53 Liu J, Tian L, Yang L S, et al. Particularity of Paleozoic hydrocarbon accumulation conditions in the Southwest Tarim Depression and its implications for petroleum exploration (in Chinese). Nat Gas Ind, 2023, 9: 61–72 [刘军, 田雷, 杨丽莎, 等. 塔里木盆地塔西南坳陷古生界成藏条件特殊性与油气勘探意义. 天然气工业, 2023, 9: 61–72]
54 Chen J P, Li W, Ni Y Y, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 2): geochemical characteristics of source rocks and latent capacity of natural gas resources (in Chinese). Nat Gas Ind, 2018, 38: 33–45 [陈建平, 李伟, 倪云燕, 等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(二)—烃源岩地球化学特征与天然气资源潜力. 天然气工业, 2018, 38: 33–45]
55 Zheng M, Li J Z, Wu X Z, et al. Potential of oil and natural gas resources of main hydrocarbon-bearing basins and key exploration fields in China (in Chinese). Earth Sci, 2019, 44: 833–847 [郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域. 地球科学, 2019, 44: 833–847]
56 Wu X Z, Liu Z X X, Wang J, et al. Petroleum resource potential, distribution and key exploration fields in China (in Chinese). Earth Sci Front, 2022, 29: 146–155 [吴晓智, 柳庄小雪, 王建, 等. 我国油气资源潜力、分布及重点勘探领域. 地学前缘, 2022, 29: 146–155]
57 Wang J, Guo Q L, Zhao C L, et al. Potentials and prospects of shale oil-gas resources in major basins of China (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2023, 44: 2033–2044 [王建, 郭秋麟, 赵晨蕾, 等. 中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景. 石油学报, 2023, 44: 2033–2044]
58 Dou L R, Wen Z X, Wang Z M, et al. Resource potential, giant discoveries, and implications of ancient hydrocarbon plays worldwide (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2024, 45: 1163–1173 [窦立荣, 温志新, 王兆明, 等. 全球古老油气成藏组合资源潜力、重大发现及启示. 石油学报, 2024, 45: 1163–1173]
59 Ma F, Zhang G Y, Liu Z D, et al. A preliminary discussion on evolution and hydrocarbon accumulation regularity of the superimposed basin in the eastern segment of the Tethyan Tectonic Domain (in Chinese). Geol Rev, 2021, 67: 1357–1372 [马锋, 张光亚, 刘祚冬, 等. 特提斯构造域东段叠合盆地演化和油气成藏规律特征初论. 地质论评, 2021, 67: 1357–1372]

补充材料

表S1 青藏高原北羌塘盆地石炭系-二叠系烃源岩有机地化数据表

本文以上补充材料见网络版csb.scichina.com. 补充材料为作者提供的原始数据, 作者对其学术质量和内容负责.

Summary for “藏北羌塘盆地石炭系-二叠系烃源岩的发现及其地质意义”

Discovery of Carboniferous-Permian source rocks in the Qiangtang Basin, North Tibetan Plateau and its geological significance

Qingguo Zhai[1*], Yiming Liu[1], Peiyuan Hu[1], Yue Tang[1], Jinyong Li[1], Yujie Zhang[2], Sheng Chang[1], Lingfang Wu[1], Ning Yang[1] & Jianliang Jia[1]

[1] *State Key Laboratory of Deep Earth and Mineral Exploration, Institute of Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China*
[2] *Chengdu Center of China Geological Survey (Southwest China Innovation Center for Geosciences), Chengdu 610218, China*
* Corresponding author, E-mail: zhaiqingguo@126.com

The Qiangtang Basin in the North Tibetan Plateau is the largest marine petroliferous basin in the Chinese mainland that has yet to achieve a breakthrough in oil and gas exploration. It is a key target for searching for new petroleum resources. The exploration progress has been stagnant, primarily due to inadequate basic geological studies and unresolved key scientific issues, such as unclear hydrocarbon genesis and sources, which hinder systematic evaluation of the basin’s resource potential. As a Late Paleozoic-Mesozoic superimposed basin, it preserves a complete sedimentary sequence dominated by Mesozoic strata, which are traditionally regarded as the main hydrocarbon source, supported by bitumen and oil seeps. In contrast, Late Paleozoic strata outcrop sporadically with limited research. Previous petroleum resource assessments of the basin predominantly focused on Mesozoic sedimentary strata, with limited attention on the petroleum potential of Paleozoic strata.

This study focused on the Carboniferous-Permian strata in the Riwanchaka-Rejuechaka area of the North Qiangtang Basin on the basis of 1:50000 geological mapping. Late Paleozoic successions are dominated by stable shallow marine carbonate platform deposits, including: the Lower Carboniferous Riwanchaka, Upper Carboniferous Walongshan, Middle Permian Xueyuanhe and Upper Permian Rejuechaka Formations. They are mainly composed of limestone and fine clastic rocks, accompanied by warm-water fossils and local reef limestone. Here, a series of source and reservoir rocks were firstly identified, and distinct petroliferous odors were detected in dense micritic limestone, bioclastic limestone and reef limestone from the Riwanchaka and Walongshan Formations. The Xueyuanhe and Rejuechaka Formations showed poor hydrocarbon shows due to late-stage fracturing and dissolution.

The source rocks, including argillaceous and carbonate lithologies, have variable thickness and organic geochemical properties. 68 carbonate and 78 argillaceous samples were analyzed for total organic carbon (TOC). The results show that the TOC values of argillaceous rocks are 0.08%–19.40% (average=2.80%) for the Rejuechaka Formation, 0.29%–16.60% (average=1.12%) for the Xueyuanhe Formation, 0.06%–2.54% (average=0.49%) for the Riwanchaka Formation, and 0.10%–1.56% (average=0.22%) for the Walongshan Formation. Most argillaceous rocks were poor to moderate source rocks, with a small number of good source rocks (TOC>2%). Carbonate rocks generally exhibit low TOC values (0.12%–0.26%) and are predominantly non-source rocks with individual poor ones.

The discovery of Late Paleozoic source rocks in the Qiangtang Basin not only reveals the multi-source nature of the Qiangtang Basin but also significantly expands exploration targets to deeper stratigraphic intervals. These Late Paleozoic source rocks feature *in-situ* source-reservoir assemblages with appreciable hydrocarbon generation potential. Together with the overlying Mesozoic reservoirs, they formed a “lower generation, upper accumulation” configuration, in which unconformities, faults, and connected sand bodies serve as migration pathways, and thick regional seals provide favorable preservation conditions. Furthermore, their hydrocarbon potential could be comparable to coeval source rocks in the Tethyan petroliferous basins (e.g., the Caspian, Tarim and Sichuan Basins), though high-quality source rocks account for a relatively small proportion. Studies have shown that Late Paleozoic source rocks mainly occurred in the central Qiangtang area, but more high-quality ones could be distributed beneath the deeply buried Mesozoic strata in the Qiangtang Basin, where deformation is mild and preservation conditions are superior. Hence, this finding holds significant scientific importance for evaluating the hydrocarbon resource prospects of the Qiangtang petroliferous basin.

the Tibetan Plateau, the Qiangtang Basin, late paleozoic, source rock, petroleum assessment

doi: 10.1360/CSB-2025-5739