# 西藏南羌塘坳陷泥质烃源岩评价及有利生烃区预测

李高杰[1,2)], 夏国清[1,2)], 伊海生[1,2)], 季长军[3)], 杨嘉宝[4)]

1) 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,成都,610059;
2) 成都理工大学沉积地质研究院,成都,610059; 3) 中国地质科学院地质力学研究所,北京,100081;
4) 核工业二八〇研究所, 四川广汉,618300

**内容提要**: 羌塘盆地是中国特提斯域面积最大、最具有含油气远景的沉积盆地,盆地内沉积有多套泥质烃源岩层,其中上三叠统土门格拉组、中—下侏罗统曲色—色哇组以及上侏罗统安多组三个层段生烃潜力巨大。本文在充分收集前人资料基础上,通过有机地球化学分析对南羌塘坳陷中生界上述三套泥质烃源岩层进行了综合评价研究,并对它们的生烃有利区进行了预测,探讨了优质烃源岩形成的主控因素。结果显示土门格拉组烃源岩有机质丰度中等偏低,有机质类型主为Ⅱ型,热演化程度较高,整体为差—中等生油岩,主力生烃坳陷位于分布在双湖多普勒乃—查郎拉和安多达卓玛—土门一带;曲色—色哇组有机质类型较好(Ⅱ$_1$型),但有机质丰度偏低,且处于高成熟—过成熟阶段,属差生油岩,有利生烃区主要位于西部昂达尔错、中部扎曲乡和东部达玛尔地区,同时在双湖毕洛错地区发育一个相对局限的优质烃源岩区;安多组有机质丰度高,且有机质类型好(Ⅱ$_1$型),处于生油高峰的成熟阶段,为好生油岩,但分布局限,主要位于安多114道班地区。沉积环境是南羌塘坳陷优质泥质烃源岩形成的主控因素:土门格拉组时期,温暖、潮湿的气候条件以及海—陆过渡环境相对较高的沉积速率,为该套优质泥质烃源岩的形成提供了条件;对于曲色—色哇组,广海边缘外陆棚体系不利于有机碳的沉积和埋藏,而相对局限的障壁—潟湖沉积环境则是优质烃源岩的有利形成区;上侏罗统安多组深水台沟相低能、静水的还原环境,以及浅水区稳定的有机质供给促进了该区富有机质黑色岩系的形成。这些研究对进一步明确羌塘盆地主力烃源岩特征与分布及下一步油气勘探具有重要参考价值。

**关键词**:羌塘盆地; 中生界; 泥质烃源岩; 有利生烃区; 控制因素

当今地球表面最为醒目壮观的阿尔卑斯—喜马拉雅特提斯构造域形成与演化一直是推动地质学发展的热点研究课题,这不仅是因为特提斯构造域地跨欧、亚、非、南美和北美五大洲,其形成与演化对全球构造有重要的影响,而且特提斯域内蕴藏着丰富的资源,特别是巨大的油气资源,尽管特提斯构造域的面积仅为全球的17%,但是油气储量却占世界已探明总储量的2/3(约68%;王岫岩等, 1998; 费琪和邓忠凡, 1996; 甘克文, 2000; 叶和飞等, 2000; 付孝悦, 2004)。因此,探求和开发特提斯域内新的油气勘探区,已引起世界石油地质学家的极大关注。

羌塘盆地位于全球油气富集带—特斯构造域东段(图1),是中国最大的中生代海相含油气沉积盆地,盆地内油气显示丰富,目前已发现有超过250余处油气显示点(赵政璋等, 2000; 王成善等, 2004; 朱同兴等, 2007; 南征兵等, 2008; 丁文龙等, 2011; 付修根等, 2015; 吴珍汉等, 2016, 2019),显示了巨大的油气资源前景。特别是南羌塘坳陷东西向延伸长超过100 km的隆鄂尼—昂达尔错中侏罗统布曲组油藏带的发现,进一步证实盆地存在油气大量生成、运移、聚集成藏的过程(赵政璋等, 2002; 王成善等, 2004)。但近年来的羌塘盆地石油地质勘探并未取得明显突破,一个重要原因就是对盆地烃源岩层位还未得到充分认识。油气勘探实践业已证明,不管是海相还是陆相含油气盆地,优质烃源岩是寻找中大型油气藏的前提,油气成藏形成的物质基础往往是那些有机质丰度高、类型好、成熟度处于生油窗的优质烃源岩。例如,阿拉伯地台至扎格罗

注:本文为国家自然科学基金资助项目(编号: 41772105)和中国地质调查局项目(编号: 121201150000101-01)的成果。
收稿日期:2020-07-18;改回日期:2020-08-21;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2020.05.012
作者简介:李高杰,男,1991年生,博士研究生,主要从事沉积地质和岩石化学研究;Email: ligaojie125@126.com。通讯作者: 夏国清,男,1982年生,副教授,主要从事沉积地质学和油气地质研究;Email: xiaguoqing2012@cdut.cn。

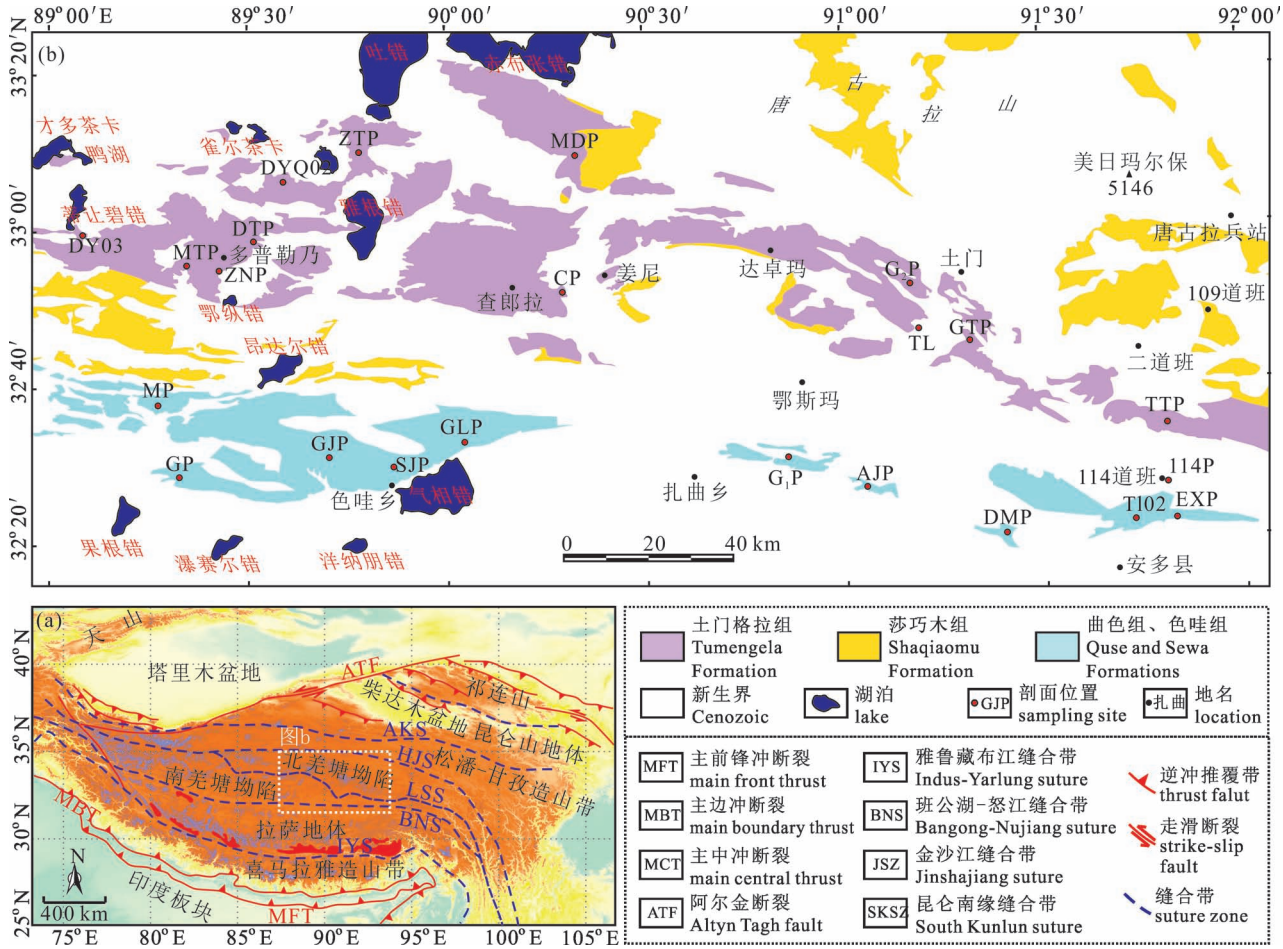



图 1 青藏高原大地构造示意图(a)与南羌塘坳陷地质概况及剖面位置图(b)

Fig. 1 Schematic tectonic map of the Xizang (Tibetan) Plateau showing the Qiangtang Basin and adjacent regions (a) and geological sketch of the South Qiangtang Depression showing the location of the geological cross sections (b)

GP—嘎尔傲包剖面; DMP—达玛尔剖面; GTP—尕尔曲剖面; MP—莫巴拉卡吐剖面; AJP—江曲剖面; 114P—安多剖面; GJP—改拉剖面; CP—查郎拉剖面; EXP—鄂修布剖面; SJP—松柯尔剖面; MDP—麦多剖面; TTP—托纠剖面; GLP—改拉曲剖面; $G_1P$—扎目纳剖面; ZNP—扎那陇巴剖面; MTP—木错日阿柔剖面; $G_2P$—尕尔曲剖面; T102—102 道班路线; DTP—多普勒乃剖面; DY03—雅曲亚都路线; TL—土门西矿路线; ZTP—扎木错玛琼剖面; DYQ02—雅曲乡路线

GP—Gaeraobao section; DMP—Damaer section; GTP—Gaerqu section; MP—Mobalakatu section; AJP—Jiangqu section; 114P—Amdo section; GJP—Gaila section; CP—Chalangla section; EXP—Exiubu section; SJP—Songkeer section; MDP—Maiduo section; TTP—Tuojiu section; GLP—Gailaqu section; $G_1P$—Zhamuna section; ZNP—Zhanalongba section; MTP—Mucuoriarou section; $G_2P$—Gaerqu section; DTP—Duopuleinai section; ZTP—Zhamucuomaqiong section; T102—102 station route; DY03—Yaquyadu route; TL—Tumenxikuang route; DYQ02—Yaquxiang route

斯山前坳陷的波斯湾盆地和扎格罗斯盆地是全球油气最富集的地区,发育多套优质烃源岩层,烃源岩的分布及规模控制了油气分布范围及资源储量(杨永才等, 2013; 贾小乐等, 2013; 信石印等, 2017);以及海拉尔盆地南屯组二段、南屯组一段优质烃源岩生排油贡献高达 80%,其分布与油藏的分布也有很好的对应关系(卢双舫等, 2012)。因此,准确找寻含油气盆地生烃凹陷或优质烃源岩区是油气勘探开发至关重要的一个环节,可以大大提高勘探效率。

羌塘盆地发育多套烃源岩层系,可划分为碳酸盐岩和泥页岩两种类型(王成善等, 2001; 赵政璋等, 2001; 王剑等, 2004a, 2009; 伍新和等, 2005; 秦建中, 2006; 丁文龙等, 2011; 陈文彬等, 2015; 冯兴雷等, 2018)。然而,需要指出的是在青藏高原石油地质条件调查早期烃源岩划分和评价中,有机值丰度的下限明显偏低,泥质岩有机碳含量 TOC 为 0.4%,灰岩、泥灰岩 TOC 仅为 0.1%(赵政璋等, 2001; 王成善等, 2001)。按照这一评价标准,羌塘

盆地的油气勘探便产生了两大问题:其一是盆地烃源岩十分发育,但实际上能达到中等或高品级烃源岩的层位很少,厚度也小;其二是模糊了重点勘探区块的圈定,造成所圈定的生烃凹陷覆盖了盆地大部分地区。另一方面,海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限有争议,据彭平安等(2008)研究,最低和有效油源岩下限可能在 0.1%左右,而成规模油气藏的形成 TOC 应在 1%以上。倘若将碳酸盐岩提高至与泥质烃源岩相同的下限值(0.4%),这就把羌塘盆地相当一批之前认为是油气勘探目标的碳酸盐岩排斥在烃源岩之外。相比碳酸盐岩烃源岩,国内外对泥质烃源岩的评价标准比较统一。因此,本论文着重对南羌塘坳陷泥质烃源岩的评价研究,根据对晚三叠世至晚侏罗世泥质烃源岩有机质丰度、有机质类型、有机质成熟度以及优质烃源岩厚度的综合评价及分析,确立了南羌塘坳陷中生代泥质烃源岩的空间展布特征和有利生烃区。同时,探讨了古地理演化和沉积环境等因素对优质烃源岩形成的制约关系,建立了南羌塘坳陷上三叠统和侏罗系泥质生油岩发育的成因机制。

# 1　地质背景

## 1.1　区域构造

羌塘盆地位于青藏高原中北部,是一个以前寒武系结晶基底和上古生界浅变质褶皱基底发育形成的大型晚古生代—中生代海相沉积盆地(黄继钧, 2001; 王成善等, 2001; 谭富文等, 2009; 王剑等, 2010; 吴珍汉等, 2014)。在大地构造位置上,羌塘盆地属于巨型特提斯—喜马拉雅构造域的重要组成部分。盆地北缘以可可西里—金沙江缝合带与巴颜喀拉地块相接,南缘以班公湖—怒江缝合带与拉萨地块毗邻(Ding Wenlong et al., 2013; Ma Anlin et al., 2017; Wang Zhongwei et al., 2019)。盆地内构造较为复杂,可进一步细分 3 个二级构造单元:北羌塘坳陷、中央隆起带和南羌塘坳陷(图 1a)。南、北羌塘坳陷处于两个相对稳定的地块之上,被盆地南北边界缝合带和中央隆起带所分隔,总体为“两坳一隆”的构造格局(滕吉文等, 1996; 王成善等, 2001; 黄继钧, 2001; 王剑等, 2009)。同时研究也显示,羌塘盆地南、北坳陷存在明显的差异性,如不同的基底形态(李才等, 1995)以及上部沉积盖层不同的岩石构造组合特征等(王剑等, 2004b; 伊海生等, 2005)。

## 1.2　烃源岩层分布

南羌塘坳陷出露地层主要为侏罗系,由底至顶依次为下侏罗统曲色组($J_1q$),中侏罗统色哇组($J_2s$)、莎巧木组($J_2sha$)、布曲组($J_2b$)和夏里组($J_2x$),上侏罗统索瓦组/安多组($J_3s/J_3a$),其次为上三叠统土门格拉组/巴贡组($T_3t/T_3b$)(图 2)。另外,在南羌塘坳陷还存在一套三叠系—侏罗系过渡地层,命名索布查组($T_3J_1s$),在盆地中部色哇地区较为发育(Hu Fangzhi et al., 2020)。其中,最具生烃潜力的泥质烃源岩要属土门格拉组、曲色—色哇组和索瓦组三个层段(图 2)。南羌塘坳陷三叠系多出露于临近中央隆起带一线(图 1b),盆地内部仅见零星断块分布。上三叠统土门格拉组沉积相带的展布受中央隆起带的控制,具有南北分带、东西分区的特征(王丽波等, 2012; Wang Libo et al., 2013)。在羌塘盆地北部为碳酸盐岩台地相间夹三角洲相碎屑岩和火山岩;在羌塘盆地南部土门地区则主要为一套含煤碎屑岩、泥(页)岩(图 3a),砂岩可见平行层理、波痕等构造,属海陆交互三角洲相沉积。中—下侏罗统曲色组和色哇组黑色岩系在羌塘盆地南部边缘广泛出露,其岩性主要为深色泥(页)岩夹泥灰岩等(图 3b),菊石发育丰富(文世宣, 1979; 伊海生等, 2003; 阴家润等, 2006; 王永胜等, 2008; Yin Jiarun and Chandler, 2016; Ma Anlin et al., 2017),总体表现陆棚和边缘斜坡相沉积(伊海生等, 2003, 2005; Chen Lan et al., 2006; 陈文西和王剑, 2009b)。同时,在南羌塘盆地双湖毕洛错地区发育一套油页岩、灰岩和泥灰岩夹膏岩层,通过对双壳和菊石化石组合以及地球化学特征的综合分析,Fu Xiugen 等(2014, 2017)将其归属为障壁—潟湖相沉积,分布较为局限。

此外,研究发现,西藏安多 114 道班含菊石黑色岩系(泥岩夹泥灰岩, 图 3c)同为一套优质的烃源岩层(Chen Lan et al., 2012; 丁文龙等, 2011; 王丽波等, 2012; Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013; 李高杰, 2016, 2020)。而该地层晶洞液态油苗的发现(图 3d;蒋忠惕, 1983; 雍永源等, 1994[1]; 朱同兴等, 1997[2]; 赵政璋等, 2000; 伊海生等, 2003[3]; 秦建中, 2006; 付修根等, 2008; 南征兵等, 2008; 张帅等, 2013; 李高杰, 2016),说明该区是一个生烃中心。该套含菊石地层最早由地质部石油局综合研究队青藏队于 1966 年发现,建名安多组,时代归属为晚侏罗世(蒋忠惕, 1983; 伊海生等, 2005)。在该剖面还发现的具时代意义的钙质

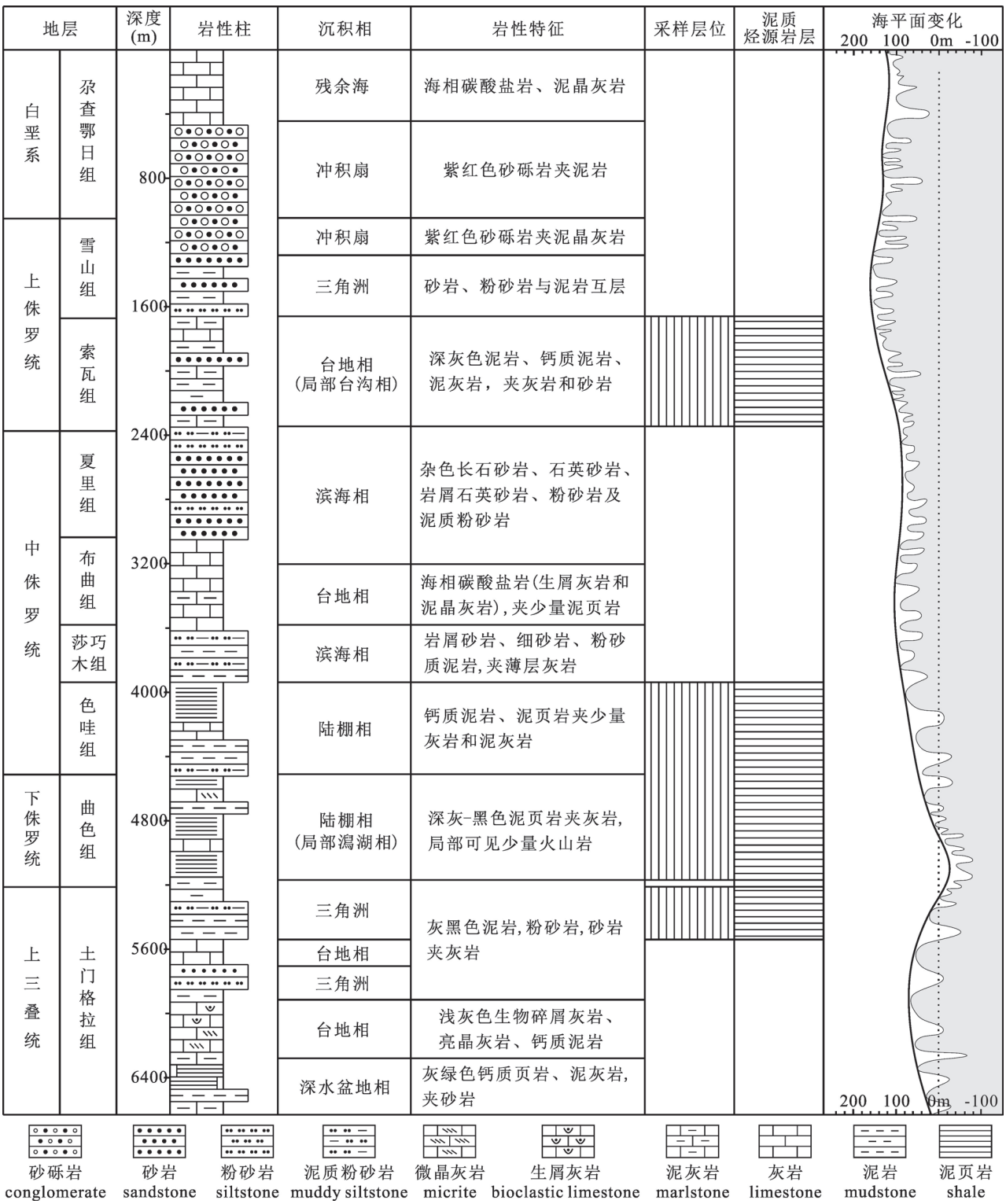



图 2 西藏羌塘盆地中生界海相烃源岩综合柱状图(据 Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013; Fu Xiugen et al., 2017 修改; 海平面升降据 Haq and Shutter, 2008)

Fig. 2 Stratigraphy of Mesozoic marine source rocks in the Qiangtang Basin, Xizang (modified from Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013; Fu Xiugen et al., 2017; Eustatic sea levels from Haq and Shutter, 2008)

超微化石——颗石藻,进一步将 114 道班底界下延至早卡洛期(或晚巴通期; Chen Lan et al., 2019),上述划分方案也被高精度的碳同位素地层对比所证实(李高杰, 2020)。鉴于与夏里组(滨海碎屑岩

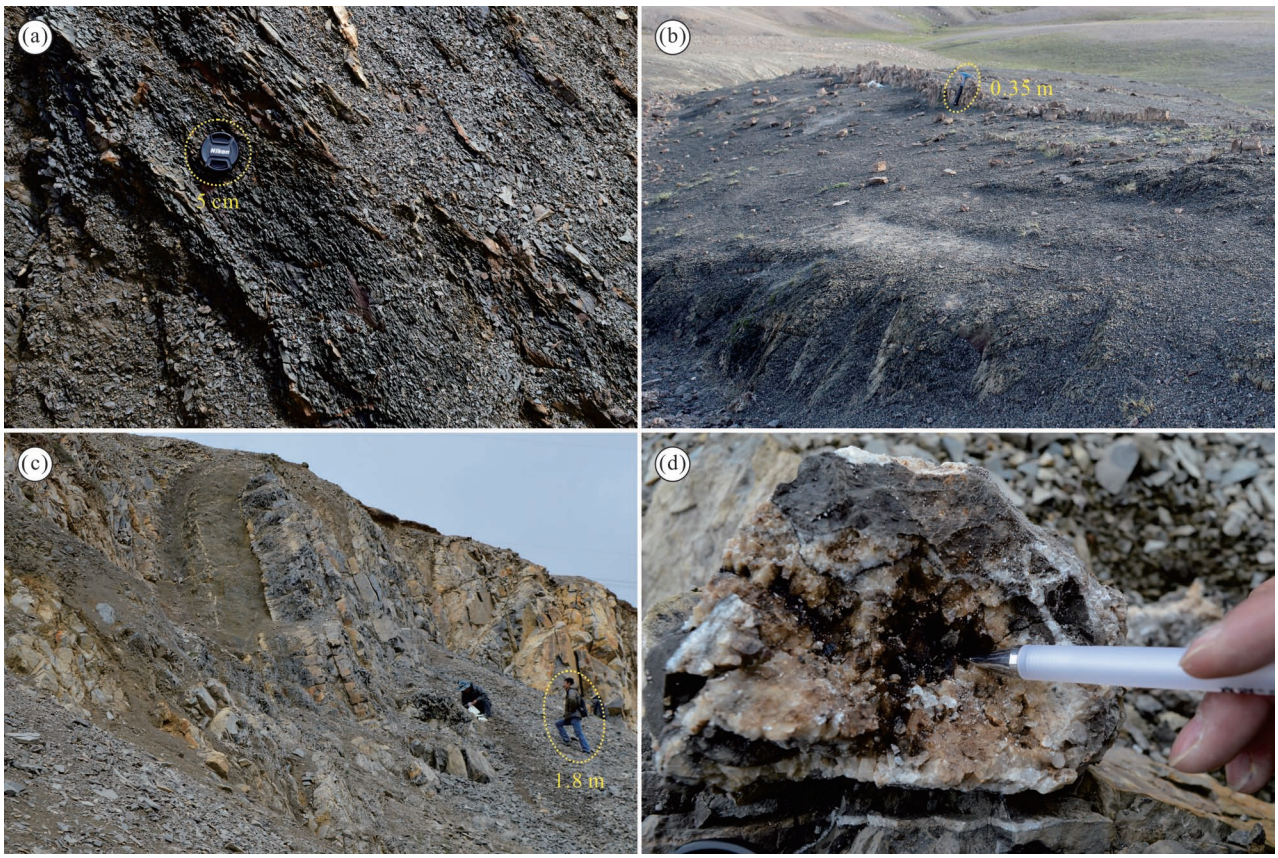



图 3 羌塘盆地中生界泥质烃源岩野外宏观露头

Fig. 3 Field photographs of Mesozoic marine argillaceous source rocks in the Qiangtang Basin

(a)尕尔曲地区土门格拉组泥岩;(b)改拉地区曲色—色哇组黑色岩系;(c)安多 114 道班地区安多组黑色岩系;(d)安多 114 道班地区安多组晶洞油苗

(a) Mudstones of the Tumengela Formation in the Gaerqu area; (b) black rock series of the Quse and Sewa Formations in the Gala area; (c) black rock series of the Amdo Formation in the 114 Station, Amdo; (d) Liquefied oil seepage of the Amdo Formation in the 114 Station, Amdo

相)和索瓦组(碳酸盐台地相)岩性和化石组合方面的显著差异,阴家润等(2005)和阴家润(2010)指出安多地区侏罗系岩石单元的划分不适宜使用雁石坪地区的划分方案,并建议沿用"安多组"命名 114 道班含菊石地层,本次研究也赞成使用这一命名。

## 2　羌塘海相泥质烃源岩评价标准

### 2.1　有机质丰度划分标准

有机质丰度反映了烃源岩生成油气的物质基础,是判别和评价烃源岩的最基础指标(秦建中等,2004;丁文龙等,2011;王丽波等,2012;Ding Wenlong et al.,2013;Wang Libo et al.,2013),有机质含量的高低直接影响着对油气资源前景的评价和勘探规模。通常有机质丰度以总有机碳(TOC)、氯仿沥青("A")、总烃(HC)含量及岩石热解产烃潜量($S_1+S_2$)等来表达。对于青藏地区,有机质丰度标准最早沿用的是中国石油天然气集团公司青藏项目经理部组织的羌塘盆地大规模石油地质填图期间(1996~1997)所提出的划分方案,之后经过了多次修正,本次评价工作也采用修正后的划分标准(表 1)。

**表 1 羌塘盆地泥质烃源岩有机质丰度划分表**

**(据丁文龙等,2011;Ding Wenlong et al.,2013)**

**Table 1 Division standards for the abundance of organic matter in marine argillaceous source rocks in the Qiangtang Basin (from Ding Wenlong et al., 2011&, 2013)**

| 生油岩级别 | 有机碳(%) | 生烃潜量(mg/g) | 氯仿沥青"A"(μg/g) | 总烃(μg/g) |
|---|---|---|---|---|
| 好 | >1.0 | >0.6 | >120 | >100 |
| 中 | 0.6~1.0 | 0.3~0.6 | 70~120 | 60~100 |
| 差 | 0.4~0.6 | 0.2~0.3 | 45~75 | 40~60 |
| 非 | <0.4 | <0.2 | <45 | <40 |

常规烃源岩的评价标准主要是针对井下、未受风化和污染的新鲜样品。而羌塘盆地生油岩评价样品多采自近地表,经受了地表风化淋滤和新生代青藏高原隆升造成的高热演化程度的双重影响,这使得样品中现在的有机碳含量(TOC)、生烃潜量($S_1+S_2$)等仅代表生油岩中残存下来的可溶有机质。因此,部分学者认为应求取不同残余系数恢复原始有机碳含量(卢双舫等, 2003; 秦建中等, 2007; 庞雄奇等, 2014)。也有学者持相反观点,如钟宁宁等[4]对近万个有机碳数据的分析,发现不同类型烃源岩的 TOC 变化与其沉积环境密切相关,而与 $R_o$ 和埋深等热演化指标没有明显关系。对于有机质丰度较低的烃源岩,即使恢复 1.5 倍也不会有质的变化(张水昌等, 2002),倘若使用更高的恢复系数,则会人为地拔高烃源岩的评价品质;耿新华等(2004)也持相同观点,对于 TOC 小于 1%的烃源岩,其生、排烃过程对有机碳含量影响并不明显。丁文龙等(2011)对南羌塘坳陷布曲组羌 D2 井和地面烃源岩有机碳含量进行了有机岩石学方法计算,相比井下灰岩,地表样品有机碳损失量仅为 13%,认为使用实测有机碳值即可以对烃源岩有机碳丰度进行正确评价。本文也支持这一主见,选用实测(残余)有机碳含量对羌塘盆地烃源岩进行评价,为南羌塘坳陷生油岩展布规模和生烃潜力评价提供客观依据。

### 2.2 有机质类型划分标准

不是所有的高 TOC 含量指示优质烃源岩,可生烃的有机质碳必须与氢相结合,与碳相关的氢越多,则生成的烃含量越高(Dembicki, 2009)。而烃源岩的富氢程度往往与有机质类型相联系,有机质类型越好,其富氢程度越高,进而生烃潜力也越大(李志明等, 2010)。

有机质类型的划分通常以“三分法”为基础,即Ⅰ型(腐泥型)、Ⅱ型(混合型)和Ⅲ型(腐植型),根据腐泥、腐植组分的相对含量,进一步将混合类型细分Ⅱ$_1$ 型(腐植—腐泥型)和Ⅱ$_2$ 型(腐泥—腐植型),即“三类四型”。由于烃源岩样品均采自地露头表,不可避免会造成干酪根热降解和元素交代作用的发生,导致划分有机质类型的参数发生一定程度的畸变或失真。因此,对羌塘盆地烃源岩有机质类型的研究很难用一种特效指标来确定,必须借助多方法、多层次的分析。本文将受热演化和风化作用影响较小的干酪根显微组分作为有机质类型判定的主要指标,并辅以干酪根稳定碳同位素 $\delta^{13}C$ 值和干酪根元素等对烃源岩有机质类型进行综合判断。如表 2 为基于有关研究资料和成果认识(Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013),建立的有机质类型划分标准。

**表 2 羌塘盆地有机质类型划分表(据 Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013 修改)**

**Table 2 Division standard of organic matter type in the Qiangtang Basin (modified from Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013)**

| 有机质类型 | 显微组分 | | 元素分析 | | 碳同位素 |
|---|---|---|---|---|---|
| | 腐泥组+壳质组(%) | *TI* | H/C | O/C | $\delta^{13}C_{V-PDB}$(‰) |
| Ⅰ | >90 | >80 | >1.4 | <0.1 | <-28.0 |
| Ⅱ$_1$ | 90~65 | 80~40 | 1.4~1.0 | 0.1~0.15 | -28.0~-26.0 |
| Ⅱ$_2$ | 65~25 | 40~0 | 1.0~0.8 | 0.15~0.20 | -26.0~-24.0 |
| Ⅲ | <25 | <0 | <0.8 | >0.20 | >-24.0 |

注:$TI=[a*100+b*50-c*75-d*100]/100$;
$a$、$b$、$c$、$d$ 分别为腐泥组、壳质组、镜质组、惰质组百分含量。

### 2.3 有机质成熟度划分标准

从一定意义上来说,沉积盆地的油气资源是有机质在热演化过程中的阶段性产物,只有达到一定的热演化程度,烃源岩才能开始大量生烃(柳广弟, 2009),故有机质成熟度也是盆地油气生成条件的重要因素,是盆地烃源岩评价和油气资源勘探的重要依据。在有机质成熟区寻找油气的成功率要远远超过未成熟区(陈义才等, 2007)。有机质热演化程度通常情况下可划分为 5 个阶段,未成熟、低成熟、成熟、高成熟和过成熟。目前,国内外用于衡量有机质成熟度的指标有很多,然而由于羌塘盆地地质演化的复杂性,以及烃源岩有机质赋存形式的多样性,很难用一种特效指标对烃源岩热演化程度进行分析,所以本文将从以下各项参数如镜质体反射率($R_o$)、岩石热解最高峰温($t_{max}$)、干酪根腐泥组颜色和干酪根元素组成等方面对烃源岩成熟度进行综合判断。羌塘盆地烃源岩成熟度评价的不同参数划分标准详见表 3(赵政璋等, 2000; Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013)。

## 3 中生界海相泥质烃源岩综合地球化学特征

### 3.1 上三叠统泥质烃源岩

对南羌塘坳陷土门格拉组 6 条实测地层剖面、3

**表 3 羌塘盆地有机质热演化阶段划分表(据赵政璋等, 2000; Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013 修改)**

**Table 3 Division standard of organic matter maturity stage in the Qiangtang Basin (modified from Zhao Zhengzhang et al., 2000#; Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013)**

| 成熟度阶段 | $R_o$(%) | $t_{max}$(℃) | 干酪根颜色 | H/C | 油气形成阶段 |
|---|---|---|---|---|---|
| 未成熟 | <0.5 | <430 | 淡黄—黄色 | >1.5 | 生物气、未熟重质油 |
| 低成熟 | 0.5~0.7 | 430~437 | 黄色—棕黄 | 1.5~1.2 | 低熟重质油 |
| 成熟 | 0.7~1.3 | 437~470 | 黄棕—棕色 | 1.2~0.6 | 油 |
| 高成熟 | 1.3~2.0 | 470~540 | 棕褐—棕黑 | 0.6~0.4 | 凝析油、湿气 |
| 过成熟 | >2.0 | >540 | 黑色 | <0.4 | 干气 |

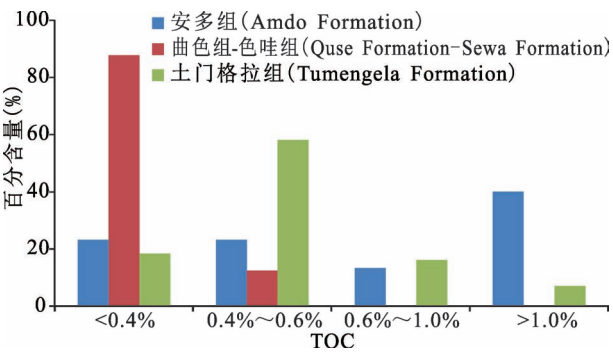



图 4 南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩有机碳含量分布图

Fig. 4 Abundance frequency of the Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression

条收集剖面及路线调查共计 82 件泥岩样品进行了有机地球化学分析测试和统计(表 4),发现各剖面之间烃源岩有机质丰度相差较大。其中,实测地层剖面中有机碳含量和生烃潜量最高的剖面要属多普勒乃剖面(DTP),TOC 含量 0.08%~3.95%,平均 1.17%;生烃潜量($S_1+S_2$)在 0.1~1.06 mg/g 之间,平均 0.52 mg/g。有机质丰度最低的剖面为扎木错玛琼剖面(ZTP),TOC 平均 0.5%,$S_1+S_2$ 平均 0.04 mg/g。整体而言,土门格拉组中等—好生油岩含量高达 23.3%,差生油岩样品含量为 58.1%(图 4)。在有机质类型上,根据干酪根显微组分鉴定结果(表 4, 图 5),土门格拉组腐泥组介于 25%~88%,镜质组含量 28%~40%,类型指数 *TI* 从 -11.25 到 56,$\delta^{13}C_{V\text{-}PDB}$ 处于-26.5‰~-24.1‰,指示以Ⅱ型混合为主的有机质类型特征。"Van-Krevelen"图解显示干酪根 H/C、O/C 值向原点收敛(图 5a),反映烃源岩样品可能有一定程度的分解作用。在热演化程度上,除西区多普勒乃剖面镜质体反射率 $R_o$(0.65%~0.91%)处于成熟阶段外,其余剖面和路线泥岩样品 $R_o$(1.7%~2.51%)均处于高成熟—过成熟范围(图 6);热解峰温 $t_{max}$ 处于 403~

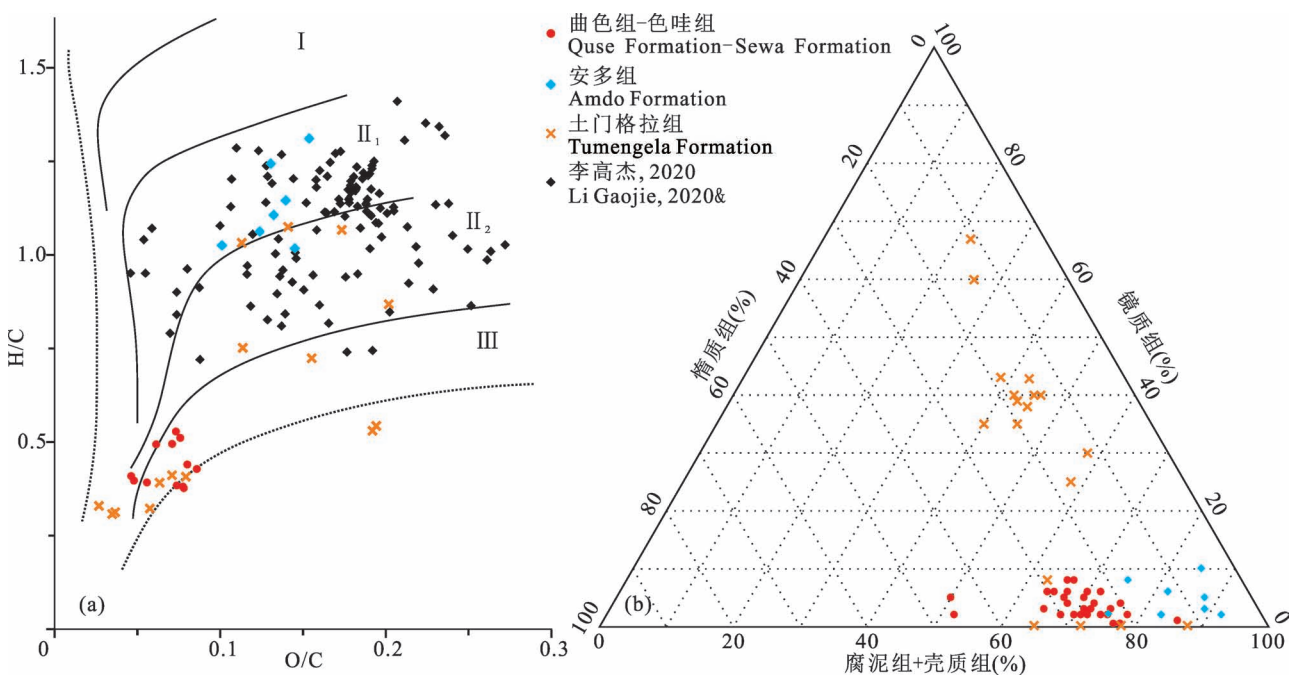



图 5 南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩有机质类型判别图

Fig. 5 Organic matter types of the Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression

(a)干酪根元素"Van-Krevelen"图解;(b)干酪根显微组分特征图

(a) Distribution of the kerogen element composition; (b) distribution of the kerogen maceral composition

**表 4 南羌塘坳陷上三叠统、中下侏罗统泥质烃源岩综合地球化学分析数据**

**Table 4 Comprehensive geochemical data of argillaceous source rocks in the Upper Triassic to Late Jurassic in the South Qiangtang Depression**

| 地区 | 剖面代号 | 层位 | 有机质丰度 | | 有机质类型 | | | | 有机质成熟度 | | 烃源岩等级 | 资料来源 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 有机碳（%） | 生烃潜量（$S_1+S_2$，mg/g） | 腐泥组（%） | 类型指数 *TI* | H/C | 类型 | $R_o$（%） | $t_{max}$（℃） | | |
| 安多 | 114P | $J_3a$ | 0.23~3.64<br>1.20(17) | 0.31~18.17<br>4.74(17) | 75~92<br>83.63(8) | 50~84.5<br>68.44(8) | 1.02~1.31<br>1.13(7) | Ⅱ$_1$ | 0.98~1.04<br>1.01(8) | 429~441<br>435(17) | 好 | 本次研究 |
| 色哇 | GJP | $J_2s/J_1q$ | 0.11~0.37<br>0.22(11) | 0.02~0.35<br>0.06(11) | 67~76<br>71.5(4) | 35.25~53<br>43.81(4) | | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$（Ⅱ$_1$ 主） | 2.21~2.29<br>2.26(4) | 444~587<br>542(11) | 差 | |
| | SJP | $J_2s/J_1q$ | 0.08~0.42<br>0.21(11) | 0.02~0.12<br>0.04(11) | 50~86<br>67.6(5) | 1.25~72.25<br>35.85(5) | | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$（Ⅱ$_1$ 主） | 2.23~2.49<br>2.37(5) | 477~587<br>519(11) | 差 | |
| 扎曲 | AJP | $J_2s$ | 0.17~0.43<br>0.27(11) | 0.02~0.13<br>0.05(11) | 70~78<br>73.83(6) | 40.5~56<br>48.04(6) | 0.43~0.5<br>0.47(4) | Ⅱ$_1$ | 2.12~2.53<br>2.30(6) | 478~506<br>497(11) | 差 | |
| 安多 | DMP | $J_2s$ | 0.14~0.42<br>0.30(4) | 0.04~0.13<br>0.07(4) | 74~75<br>74.5(2) | 48.5~50.75<br>49.63(2) | 0.38(2) | Ⅱ$_1$ | 2.40~2.44<br>2.42(2) | 503~526<br>517(4) | 差 | |
| | EXP | $J_2s/J_1q$ | 0.17~0.58<br>0.31(11) | 0.04~0.23<br>0.10(11) | 64~76<br>68.46(13) | 29.5~53<br>38.23(13) | 0.38~0.53<br>0.44(6) | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$（Ⅱ$_2$ 主） | 1.10~1.78<br>1.6(13) | 475~570<br>521(11) | 差 | |
| 多普勒乃 | MTP | $T_3t$ | 0.53~0.84<br>0.64(3) | 0.06~0.14<br>0.11(3) | 58 | 22.25 | | Ⅱ$_2$ | 1.7 | 545~546<br>546(3) | 中 | |
| | DTP | $T_3t$ | 0.08~3.95<br>1.17(12) | 0.1~1.06<br>0.52(12) | 25~58<br>41.17(6) | −4.25~23.5<br>7.13(6) | 0.53~1.07<br>0.85(6) | Ⅱ$_2$~Ⅲ（Ⅱ$_2$ 主） | 0.65~0.91<br>0.72(8) | 441~539<br>482(14) | 中—好 | |
| | ZTP | $T_3t$ | 0.41~0.60<br>0.5(4) | 0.03~0.04<br>0.04(4) | | | | | | 532~587<br>562(4) | 中 | |
| | DY | $T_3t$ | 0.566 | 0.11 | 63 | −36.38(2) | | Ⅱ$_2$ | 2.23 | 571 | 差 | |
| | DYQ | $T_3t$ | 0.445 | 0.05 | 88 | 28 | 0.31 | Ⅱ$_1$ | 2.26 | 524 | 差 | |
| 查郎拉 | MDP | $T_3t$ | 0.34~0.52<br>0.47(6) | 0.02~0.07<br>0.03(6) | 65~78<br>71.67(3) | 76 | 0.31~0.33<br>0.32(3) | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$（Ⅱ$_1$ 主） | 2.25~2.38<br>2.30(3) | 403~569<br>481(6) | 差—中 | |
| 土门 | GTP | $T_3t$ | 0.33~0.57<br>0.45(9) | 0.03~0.06<br>0.04(9) | 40~45<br>43(4) | 30~56<br>43.33(3) | 0.32~0.41<br>0.38(4) | Ⅲ | 2.31~2.51<br>2.41(4) | 525~587<br>535(9) | 差 | |
| | TL | $T_3t$ | 0.36~0.81<br>0.53(3) | 0.04~0.05<br>0.04(3) | | −11.25~0<br>−4.63(4) | | | | 526~538<br>532(3) | 差—中 | |
| 109道班 | TTP | $T_3t$ | 0.48~0.84<br>0.69(4) | 0.02~0.05<br>0.03(4) | | | | | | 454~523<br>479(4) | 差—中 | |
| 安多 | 114P | $J_3a$ | 1.08~1.75<br>1.42(2) | 1.37~1.58<br>1.48(2) | | | | Ⅰ | 1.07~1.27<br>1.17(21) | | | 丁文龙等，2011 |
| 色哇 | GP | $J_1q$ | 0.21~0.6<br>0.35(6) | | | | 0.18~0.26<br>0.22(5) | Ⅱ$_2$ | | | | 中石油青藏石油勘探项目经理部[5] |
| | MP | $J_2s/J_1q$ | 0.50~0.57<br>0.54(3) | | | | | | | | | |
| | GLP | $J_1q$ | 0.44~0.78<br>0.598(10) | | | | 0.20~0.44<br>0.33(5) | | 0.74~1.72<br>1.52(10) | 505~511<br>507.1(11) | | 西安石油学院石油天然气地质研究所[6] |
| 查郎拉 | CP | $T_3t$ | 0.18~2.66<br>1.03(10) | >1.4 | | | 0.23~0.46<br>0.33(3) | | 0.61~3.01<br>1.81(4) | 437~514<br>494.2(5) | | |
| 扎曲 | $G_1P$ | $J_1q$ | 0.02~0.81<br>0.44(36) | 1.4~1.0 | | | | | 1.56~1.99<br>1.71(11) | 470~502 | | 江汉石油管理局勘探开发研究院[7] |
| 土门 | $G_2P$ | $T_3t$ | 0.52~2.09<br>0.83(24) | 1.0~0.8 | | | 0.46~0.62<br>0.56(3) | | 1.36~1.75<br>1.60(9) | 456~490<br>480.1(9) | | |

| 地区 | 剖面代号 | 层位 | 有机质丰度 | | 有机质类型 | | | | 有机质成熟度 | | 烃源岩等级 | 资料来源 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 有机碳(%) | 生烃潜量($S_1+S_2$, mg/g) | 腐泥组(%) | 类型指数 *TI* | H/C | 类型 | $R_o$(%) | $t_{max}$(℃) | | |
| 扎那陇巴 | ZNP | $T_3t$ | 0.40~1.57<br>0.84(6) | 0.13~0.82<br>0.336(6) | | 18.75~45<br>28.45(6) | | Ⅱ$_2$~Ⅱ$_1$ | | | 中 | 陈文彬等,2015 |
| 双湖 | BLP | $J_1q$ | 0.36~19.20<br>7.38(18) | <0.8 | | | | | | | 好 | Fu Xiugen et al., 2011 |
| | BLP | $J_1q$ | 0.78~10.16<br>5.22(37) | | | | | | | | 好 | Fu Xiugen et al., 2014 |
| | BLP | $J_1q$ | 0.06~26.02<br>5.96(30) | | | | | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$(Ⅱ$_1$主) | 0.73~1.07<br>0.98(30) | | 好 | 伊帆等,2016 |

注:最小值~最大值/平均值(样品个数)。

587℃范围,整体以生凝析油和湿气的高成熟和生干气的过成熟阶段为特征。

### 3.2　中—下侏罗统泥质烃源岩

对曲色组、色哇组 5 条实测地层剖面和 4 条收集剖面共计 103 件泥岩和泥页岩样品进行了分析测试和统计(表 4)。发现南羌塘坳陷西部色哇地区有机碳含量 TOC 介于 0.075%~0.42%,平均 0.21%;中部扎曲乡地区 TOC 在 0.17%~0.43%,均值 0.27%;东部安多地区 TOC 0.14%~0.58%,均值 0.27%。整体来看,曲色组和色哇组仅个别样品达到生油岩下限,且落入差生油岩范围(图 4)。在有机质类型上,干酪根显微组分以腐泥组为主,各实测地层剖面平均腐泥组含量在 67.6%~74.5%,惰质组为其次 23.0%~29.8%,不含或少量镜质组组分,平均类型指数在 35.85~49.63 之间,反映曲色组、色哇组泥质烃源岩主要为Ⅱ型有机质类型,且以Ⅱ$_1$型占主为特征(图 5)。"Van—Krevelen"图解显示曲色组、色哇组有机元素向碳极聚拢,导致不同类型有机质的叠加(图 5)。在有机质成熟度上,除 EXP 剖面镜质体反射率 $R_o$ 介于 1.10%~1.78%(均值 1.6%),剩余剖面样品 $R_o$ 均>2%,指示曲色组、色哇组泥质烃源岩整体处于高成熟—过成熟热演化阶段,近 40%的样品处于生凝析油和湿气的高成熟阶段,55%落入生干气为主的过成熟范围(图 6)。

### 3.3　上侏罗统泥质烃源岩

安多组实测地层剖面 1 条,采集样品共 30 件。分析数据显示(表 4),安多组泥质烃源岩有机质丰度较高,TOC 在 0.14%~3.64%之间,平均 1.11%,生烃潜量($S_1+S_2$)0.31~18.17 mg/g,平均 4.71 mg/g。在所有泥质样品中,达到生油岩下限的样品达 76%,且好生油岩样品比例高达 40%(图 4)。干酪根显微组分分析显示,腐泥组含量占绝对优势,在 75%~92%,平均为 83.63%,其次为惰质组,含量 5%~23%,平均为 11.62%;类型指数 *TI* 仅一个样品大于 80,其余样品均介于 40~80,表现为Ⅱ$_1$型有机质占主,占所有样品的 88%左右,剩余为Ⅰ型有机质类型。同时,干酪根"Van-Krevelen"图解显示(图 5),安多组 H/C、O/C 投点也多落入Ⅱ$_1$型干酪根范围或Ⅱ$_1$—Ⅱ$_2$界线附近。在有机质成熟度上,镜质体反射率 $R_o$ 值分布于 0.98%~1.04%,平均 1.01%;热解峰温 $t_{max}$ 介于 429℃~441℃,平均 434.71℃,皆属生成油气高峰期的成熟阶段(图 6)。干酪根腐泥组颜色均呈低成熟棕黄色,以及 H/C 值均介于 0.6~1.5(表 4),与 $R_o$ 和 $t_{max}$ 成熟度阶段划分结果一致。

## 4　有利生烃区预测及优质烃源岩发育的控制因素

### 4.1　有利生烃区预测

生烃凹陷即是生烃潜力最强、烃源岩厚度最大

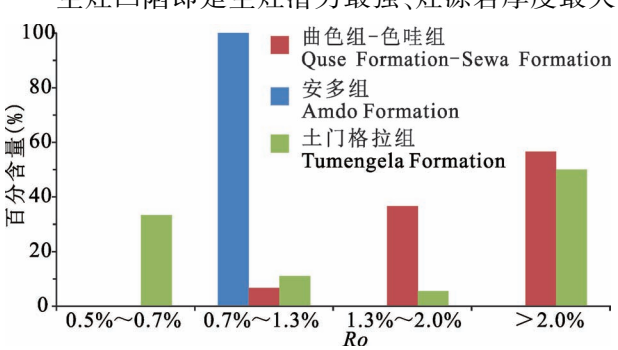



图 6 南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩镜质体反射率 $R_o$ 分布图

Fig. 6 Vitrinite reflectance of the Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression

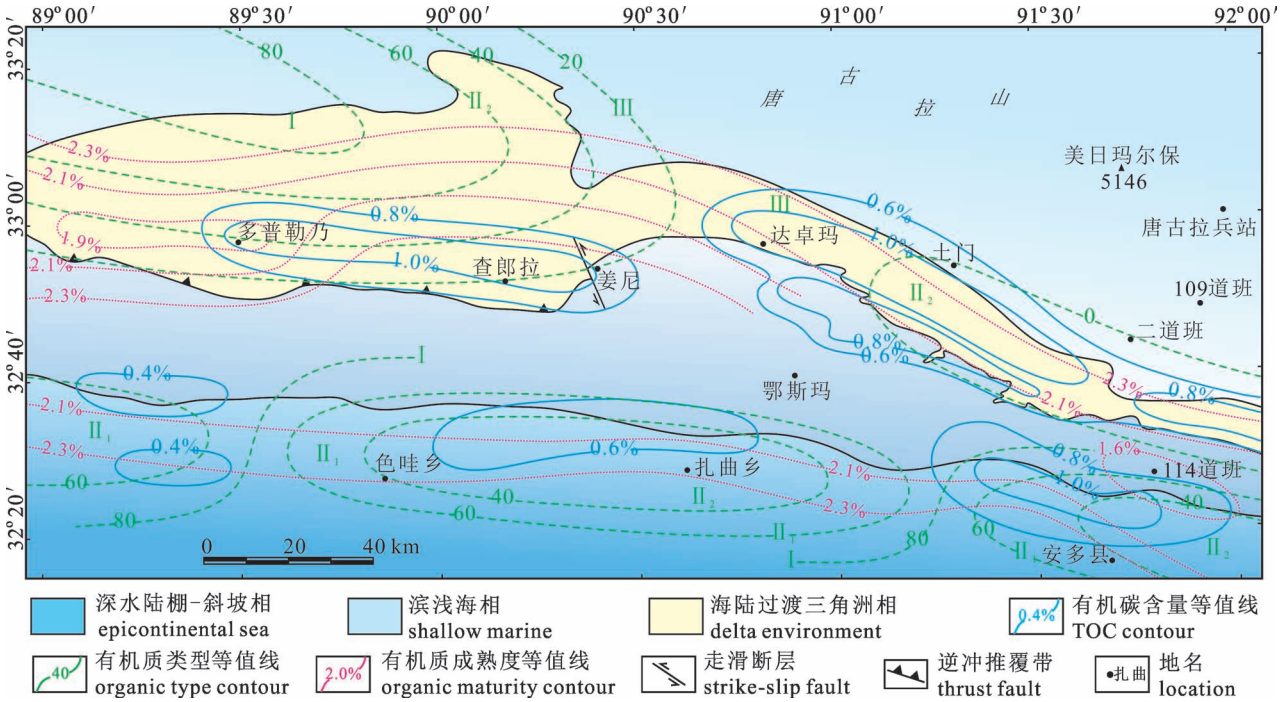



图 7 南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩有机碳含量、镜质体反射率和有机质类型分布图
(有机碳含量等值线为最高 TOC 分析值)

Fig. 7 The distribution of TOC, $R_o$ and organic matter type of the Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression (Note: Isopaches of the total organic carbon content represent the maximal TOC values)

的区域。对于一个含油气盆地,生烃凹陷的规模和范围非常有限,可能仅占盆地面积的 20%~25%(季长军, 2015)。根据胡朝元(1982)和胡朝元等(2002)源控论观点,油气生成后会经过短距离的运移(<30 km),在烃源岩分布区或其附近聚集成藏,换言之,烃源岩生烃凹陷控制着油气田的分布。

根据上述对南羌塘坳陷三叠系上统土门格拉组、侏罗系中下统曲色—色哇组和侏罗系上统索瓦组泥质烃源岩的发育特征分析与评价结果,选取了影响生烃区发育的沉积相、有机质丰度、有机质类型、有机质成熟度和烃源岩厚度等主控因素(表 5,图 7),分别预测了南羌塘坳陷土门格拉组、曲色—色哇组和安多组三套主力烃源岩的有利和较有利生烃区(图 8)。其中,上三叠统土门格拉组存在 2 个优质烃源岩区,分别位于双湖地区多普勒乃—查郎拉一带和安多地区达卓玛—土门一带,生烃区平面形态呈 E—W、NW—SE 向展布(图 8)。多普勒乃—查郎拉有利生烃区最高有机碳含量 1.0%左右,累积生油岩厚度超过 80 m;达卓玛—土门有利生烃区最高有机碳含量 1.0%以上,累积生油岩厚度 100 m 以上。中下侏罗统曲色组—色哇组黑色岩系则存在 3 个勘探远景区,分别位于南羌塘坳陷的西部昂达尔错一带、中部扎曲乡一带和安多达玛尔一带,也均呈近 E—W 向展布(图 8)。昂达尔错有利生烃区最高有机碳含量 0.6%左右,累积生油岩厚度达到 60 m;气相错—扎曲生烃区最高 TOC 为 0.8%,累积生油岩厚度约为 80 m;达玛尔生烃区 TOC 最高在 1.0%左右,累积生油岩厚度在 60 m 以上。此外,在安多 114 道班地区,同为一个相对局限的有利生烃区,平均有机碳含量在 1.0%以上,中等—好生油岩累积厚度超过 100 余米。

### 4.2 优质烃源岩发育的控制因素分析

烃源岩发育的控制因素一直以来是油气勘探中重要的研究领域(张水昌等, 2005; Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013),控制烃源岩发育的因素有很多,如有机母质来源及初级生产力、氧化还原条件、沉积速率以及气候环境和盆地构造特征等(Calvert, 1987; Pedersen and Calvert, 1990; Tyson, 2001; Caplan and Bustin, 2001; 黄永建等, 2005; 曾胜强等, 2014),皆与生油岩在横向或垂向上的分布特征有着重要联系。从本质上讲,优质烃源岩的形成既需要能适合有机质埋藏的保存条件,

也需要稳定的有机质供给,即有机碳积累的两个主要因素:生产力和有机质保存率。本文就控制南羌塘坳陷优质烃源岩形成时的盆地构造演化和沉积环境变化两方面进行简单的探讨。

### 4.2.1　古地理构造演化

羌塘盆地经历了特提斯演化的全过程,盆地基地构造复杂多样。晚三叠世诺利期至瑞替期,羌塘地区出现强烈的裂陷拉张作用,班公湖—怒江洋盆开始形成并迅速扩张,北缘可可西里—巴颜喀拉海槽受盆地扩张挤压抬升(和钟铧等, 2002),此阶段羌塘盆地呈南缓北陡的箕状格局,盆地沉降中心向南迁移(李勇等, 2002; 朱同兴等, 2005),而羌塘盆地中部则处于相对隆升状态,形成了对南北羌塘盆地中新生代沉积起重要控制作用的中央隆起带(陈文西和王剑, 2009a)。南羌塘坳陷从北向南依次为中央隆起带、南羌塘深陷带、改则—安多大陆斜坡带的古地理格局(和钟铧等, 2002),在中央隆起南北边缘和南羌塘坳陷分别发育滨岸—三角洲含煤碎屑岩系和陆棚灰岩与泥岩沉积。

侏罗纪早期,班公湖—怒江洋快速扩张(Huang Tongtong et al., 2016; Wang Zhongwei et al., 2019),研究区发生大规模的海侵事件,南羌塘坳陷此阶段整体呈北浅南深的构造格局。中侏罗世早期,即色哇组沉积期,羌塘盆地在早侏罗世相对稳定的沉积格局之上再次发生较为强烈的拉张和基底沉降事件,盆地范围快速扩张(陈文西和王剑, 2009a)。此阶段,南羌塘坳陷大致继承了前期的沉积格架,在中央隆起带南侧发育滨浅海相沉积,向南过渡到以泥岩、页岩间夹粉砂岩、泥灰岩为特征的含菊石陆棚沉积相,最终至怒江洋盆。

晚侏罗世时期,即索瓦组(安多组)沉积期,南羌塘坳陷仍然呈北浅南深的构造格局,在中央隆起带南侧和北羌塘盆地普遍发育一套浅水台地相碳酸盐岩沉积(Yao Huazhou et al., 2011; Ma Anlin et

**表 5 南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩有力生烃区综合评价表**

**Table 5 Comprehensive evaluation of the favorable hydrocarbon-generation areas for the Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression**

| 地区 | 剖面/路线代号 | 层位 | 有机质丰度(烃源岩等级) | 有机质类型 | 有机质成熟度 | 差生油岩厚度(m) | 中等—好生油岩厚度 (m) | 生油岩厚度 (m) | 生烃区预测 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 安多 | 114P | $J_3a$ | 好 | Ⅱ$_1$ | 低成熟—成熟 | 72.57 | 104.31 | 1.71~46.15<br>176.88 | 有利 |
| 色哇 | GJP | $J_2s$/$J_1q$ | 差 | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$<br>(Ⅱ$_1$ 为主) | 高成熟—过成熟 | | | | |
| | SJP | $J_2s$/$J_1q$ | 差 | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$<br>(Ⅱ$_1$ 为主) | 高成熟 | 48.99 | | 48.99 | |
| 扎曲 | AJP | $J_2s$ | 差 | Ⅱ$_1$ | 高成熟—过成熟 | 61.2 | | 61.2 | |
| 安多 | DMP | $J_2s$ | 差 | Ⅱ$_1$ | 高成熟—过成熟 | 11.71 | | 11.71 | |
| | EXP | $J_2s$/$J_1q$ | 差 | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$<br>(Ⅱ$_2$ 为主) | 高成熟 | 83.16 | | 25.21~57.96<br>83.16 | |
| 多普勒乃 | MTP | $T_3t$ | 中 | Ⅱ$_2$ | 高成熟 | 12.58 | 4.08 | 4.08~12.58<br>16.66 | 较有利 |
| | DTP | $T_3t$ | 中—好 | Ⅱ$_2$~Ⅲ<br>(Ⅱ$_2$ 为主) | 低成熟—成熟 | 157.64 | 131.77 | 13.18~79.93<br>289.41 | 有利 |
| | ZTP | $T_3t$ | 中 | | 过成熟 | 11.94 | | 1.88~5.33<br>11.94 | |
| | DY | $T_3t$ | 差 | Ⅱ$_2$ | 过成熟 | | | | |
| | DYQ | $T_3t$ | 差 | Ⅱ$_1$ | 高成熟—过成熟 | | | | |
| 查郎拉 | MDP | $T_3t$ | 差—中 | Ⅱ$_1$~Ⅱ$_2$<br>(Ⅱ$_1$ 为主) | 成熟—高成熟 | 103.54 | | 14.43~35.93<br>103.54 | 较有利 |
| 土门 | GTP | $T_3t$ | 差 | | 高成熟 | 137.91 | | 5.76~51.44<br>137.91 | |
| | TL | $T_3t$ | 差—中 | | 高成熟 | | | | 较有利 |
| 109 道班 | TTP | $T_3t$ | 差—中 | | 成熟—高成熟 | 19.28 | 45.62 | 6.66~29.26<br>64.90 | 较有利 |

注: 单层最小厚度~单层最大厚度/累积厚度。

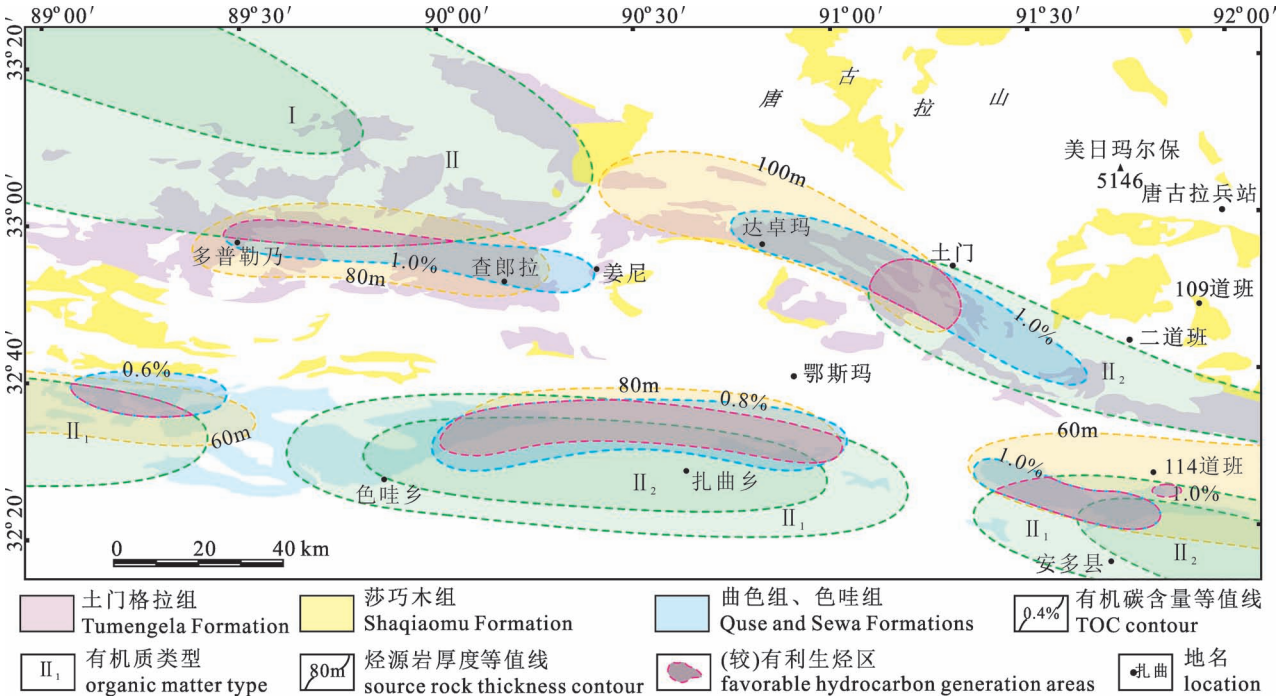



图 8 南羌塘坳陷土门格拉组、曲色组—色哇组有利生烃区预测图

Fig. 8 The prediction of favorable hydrocarbon-generation areas for the Late Triassic Tumengela Formation and Early—Middle Jurassic Quse—Sewa Formation of the South Qiangtang Depression

al., 2017; Wang Zhongwei et al., 2019)。向南靠近班公湖—怒江洋的安多地区,则发育一套以深灰色钙质泥岩、泥灰岩为主的含菊石深水相沉积,其可能为班公湖—怒江洋盆萎缩形成的台沟或洼地构造(李高杰, 2016),明显区别于索瓦组浅水碳酸盐台地相沉积。

### 4.2.2 沉积环境变化

沉积环境是优质烃源岩发育的重要因素(丁文龙等, 2011; 王丽波等, 2012)。温暖、潮湿的气候环境为有机质生产提供了适宜的温度和营养盐等条件,而低能、缺氧的沉积环境则往往更有利于有机质的埋藏与保存。对已知含油气盆地烃源岩的沉积相研究表明,烃源岩最有利的沉积环境为浅海、三角洲和半深水—深水湖泊(蒋有录和查明, 2006),而海相富含有机质的泥质烃源岩主要形成于欠补偿深水盆地、深水斜坡、台地前缘斜坡、深水台沟及海相三角洲等(朱光有等, 2004; Ding Wenlong et al., 2013; Wang Libo et al., 2013)。

沉积环境分析显示,南羌塘坳陷上三叠统土门格拉组属于海陆过渡三角洲相沉积(丁文龙等, 2011; Ding Wenlong et al., 2013; 陈文彬等, 2015; 冯兴雷等, 2018; Wang Zhongwei et al., 2019),属于优质烃源岩发育区(图 9)。由于临近河口,沉积区接受着来自陆源的大量有机质,波浪和潮汐搬运的浮游生物也为烃源岩的形成提供了物源。同时,靠近河口区相对较快的堆积速率则保证了有机质的快速埋藏和保存。古地磁资料显示(宋春彦等, 2012),在晚三叠世诺利期,南羌塘盆地古纬度大致为北纬 27°左右,处于亚热带干燥气候和热带潮湿带的分界处(颜佳新, 1999),温度和湿度相对较高,生物相对繁盛,有机质发育丰富。另一方面,中央隆起带可能于晚三叠世开始抬升(和钟铧等, 2000; 王成善等, 2001, 2004; 王剑等, 2007; 付修根等, 2009; Wang Zhongwei et al., 2019),强风化作用和地表径流会进一步促进陆相营养盐向海洋的输送,进而增加有机质的有效输出和有机碳埋藏。Yu Fei 等(2019)对北羌塘坳陷上三叠统巴贡组(与土门格拉组"同相异名")烃源岩的研究也支持了上述观点,认为该套烃源岩的形成主要为晚三叠世温暖、潮湿气候条件下,相对较高的沉积速率造成的有机质在未被氧化之前就被迅速埋藏、保存。

相比南羌塘坳陷广泛发育的陆棚相黑色页岩,114 道班安多组黑色岩系广泛发育菊石、颗石藻和鞭毛藻等深水窄盐性生物化石(伊海生等, 2005; 李高杰, 2016, 2020; Chen Lan et al.,2016, 2019),指示更深的形成环境,但分布比较局限,被认为是一

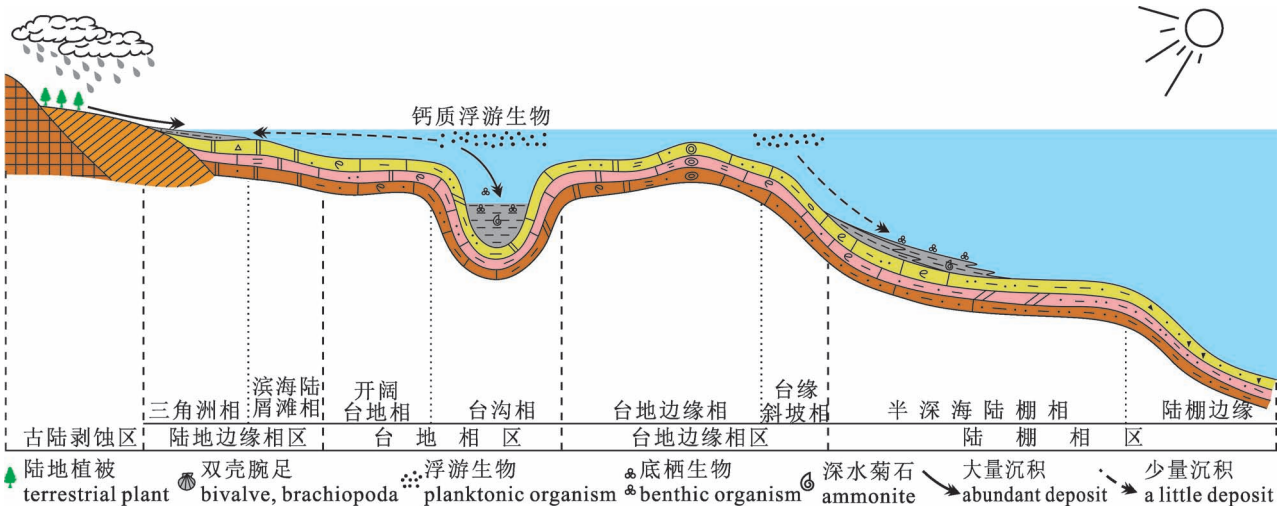



图 9 南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩成因模式图(据李高杰, 2016 修改)

Fig. 9 Depositional model for the Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression (modified from Li Gaojie, 2016&)

套台沟相沉积(李高杰, 2016)。该区长期处于缺氧、还原的沉积环境,并接受上部浅水的稳定有机质供给,也是烃源岩有利沉积区(图 9)。晚侏罗世时期,西藏安多地区位于羌塘盆地南部,属于东特提斯中—低古纬度地区(<27.0°N, Li Pengwu et al., 2004; Fang Xiaomin et al., 2016; Yan Maodu et al., 2016),属于较温暖、潮湿的古气候环境(Fang Xiaomin et al., 2016),并接受来自周围拉萨和羌塘地块陆源营养盐输入的促进作用(Li Gaojie et al., 2020),有机质生产相对繁盛,为优质烃源岩的发育提供了充足的物质基础。

曲色组和色哇组主要为半深海—深海陆棚相沉积(伊海生等, 2003, 2005; Chen Lan et al., 2006; 陈文西和王剑, 2009b),在南羌塘坳陷南缘近东西向带状展布,东西向绵延约 230 km(季长军, 2015),含深水菊石化石。该区水体整体较深(图 9),上部水体浮游生物相对繁盛,可为烃源岩的形成提供一定的物质基础。但有机地化显示,该套黑色泥质烃源岩有机碳含量并不是很高,只有部分样品达到了差生油岩的标准值(详见 3.2 一节),指示该沉积区的有机质供应量并不足以满足优质烃源岩的形成,这种现象很可能与该区较快的沉积速率和底部较氧化的沉积环境有关(Fu Xiugen et al., 2016a)。但需要注意的是,同为曲色组含菊石黑色岩系的双湖毕洛错油页岩,则为一套优质烃源岩层,具有机质丰度高(平均 TOC>5%~7%)、有机质类型好(Ⅱ$_1$ 为主)和成熟度适中($R_o$ 平均 0.98%)的特征(表 4),该地层的形成普遍被认为与土阿辛大洋缺氧事件(T-OAE)相关(伊海生等, 2003; 曾玉红等, 2013; Fu Xiugen et al., 2014, 2016b; 伊帆等, 2016; Chen Lan et al., 2016, 2019)。土阿辛时期,温暖的气候环境促进了周缘羌塘和拉萨地块风化作用的增强,进而造成陆源营养盐向海输入的增加和海洋初级生产力的提高,同时水体分层作用和缺氧底层水的形成,进一步促进了有机质埋藏的增加(Fu Xiugen et al., 2014)。而毕洛错障壁—潟湖的相对封闭环境(Fu Xiugen et al., 2014, 2017),为有机质堆积提供了有利的地形条件,最终促成了毕洛错富有机质油页岩的形成。

## 5　结论

(1)羌塘盆地发育上三叠统土门格拉组、中下侏罗统曲色组和色哇组、上侏罗统安多组等三套中生界海相泥质烃源岩层,其中土门格拉组有机质丰度中等偏差,有机质类型主为Ⅱ型,含部分Ⅲ型,热演化程度较高,整体表现为中等偏差生油岩等级;曲色组、色哇组有机质类型较好,以Ⅱ$_1$ 型干酪根占主,但有机质丰度偏低,仅少量样品达到差生油岩标准,且处于高成熟和过成熟阶段,总体评价为差生油岩,但分布于毕洛错地区的潟湖相油页岩沉积则为一套优质烃源岩;安多组有机质丰度较高,且有机质类型较好(Ⅱ$_1$ 型为主),烃源岩处于生油高峰的成熟阶段,为好生油岩级别。

(2)对南羌塘坳陷中生界泥质烃源岩在盆地的

发育特征与评价分析,预测了 5 个有利和/或较有利生烃区,其中土门格拉组 2 个,分别位于双湖多普勒乃—查郎拉和安多达卓玛—土门一带,生烃区最高有机碳含量达 1.0%,累积厚度 80 m 以上;曲色组—色哇组黑色岩系有 3 个有利生烃区,分别位于昂达尔错、扎曲乡和安多达玛尔地区,最高有机碳含量分别达到了 0.6%、0.8%和 1.0%,生油岩累积厚度均在 60 m 以上。在安多 114 道班地区存在一个分布相对局限的优质生烃区,平均有机碳含量达到了 1.0%,生油岩累计厚度超过了 100 m。

(3)沉积环境是南羌塘坳陷优质烃源岩发育的主控因素。由于南羌塘坳陷土门格拉组、曲色—色哇组和安多组泥质烃源岩形成于三种不同的沉积环境,分别为三角洲相模式、陆棚相模式和台沟相模式。晚三叠世温暖、潮湿的气候条件,以及来自陆相及海相双向有机质来源以及相对较高的沉积速率,为土门格拉组海—陆过渡三角洲相优质泥质烃源岩的形成提供了良好的物质基础和保存条件;深水台沟相低能、静水的还原环境,以及浅水区稳定的有机质供给,促进了安多组富有机质黑色岩系的形成;曲色—色哇组广海陆棚相沉积环境,较高的沉积速率和氧化条件不利于有机碳的沉积和埋藏,而分布相对局限的障壁—潟湖沉积环境,则是优质烃源岩的有利形成区。

**致谢**:参加野外和室内工作的有张帅、蔡占虎、谢华、侯宇、赵香玲、林志昊等,文中主要样品的有机地球化学分析测试工作主要在华北油田勘探开发研究院生油实验室中心完成,同时还收集了前人工作中的部分测试数据,西南石油大学付修根教授对文章给予了十分有益的修改建议,在此一并表示衷心的感谢!

## 注 释 / Notes

❶ 雍永源, 余谦, 朱同兴, 张正贵, 林仕良. 1994. 羌塘盆地石油天然气路线地质调查——玛那莱钦—水晶矿—西金乌兰湖东工程(东线)调查报告. 四川碳酸盐岩油气田技术开发研究中心.

❷ 朱同兴, 李宗亮, 冯心涛. 1997. 1∶25 万江爱达日那幅区域地质调查报告. 北京: 中国地质大学.

❸ 伊海生, 李勇, 李亚林, 石和, 时志强, 黄继钧, 伍新和, 张小清. 2003. 青藏高原羌塘盆地勘探前期油气资源综合评价. 成都: 成都理工大学.

❹ 钟宁宁, 耿安松. 2001. 国家"973"项目课题"中国典型叠合盆地碳酸盐岩烃源岩生排烃机理与效率"报告. 北京: 中国石油大学.

❺ 中石油青藏石油勘探项目经理部. 1998. 1∶10 万鄂纵错—戈梗错幅区域石油地质调查报告. 128~178.

❻ 西安石油学院石油天然气地质研究所. 1996. 1∶10 万查郎拉—气相错幅区域石油地质调查报告. 166~210.

❼ 江汉石油管理局勘探开发研究院. 1996. 1∶10 万土门煤矿—查曲幅区域石油地质调查报告. 152~199.

## 参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a "**&**" is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a "**#**" is in Chinese without English abstract)

陈文彬, 付修根, 谭富文, 冯兴雷, 曾胜强. 2015. 藏北羌塘盆地上三叠统典型剖面烃源岩地球化学特征研究. 中国地质, 42(4): 1151~1160.

陈文西, 王剑. 2009a. 晚三叠世—中侏罗世羌塘盆地的形成与演化. 中国地质, 36(3): 682~693.

陈文西, 王剑. 2009b. 藏北羌塘盆地晚三叠世地层特征与对比. 中国地质, 36(4): 810~816.

陈义才, 沈忠民, 罗小平. 2007. 石油与天然气有机地球化学. 北京: 科学出版社: 1~275.

丁文龙, 李超, 苏爱国, 何忠华. 2011. 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. 岩石学报, 27(3): 878~896.

费琪, 邓忠凡. 1996. 西藏特提斯构造域海相油气前景. 地球科学, 21(2): 113~119.

冯兴雷, 付修根, 谭富文, 陈文彬. 2018. 羌塘盆地沃若山地区上三叠统土门格拉组烃源岩沉积环境分析. 沉积与特提斯地质, 38(2): 5~15.

付孝悦. 2004. 青藏特提斯板块构造与含油气盆地. 石油实验地质, 26(6): 507~516.

付修根, 廖忠礼, 王剑, 陈文彬. 2008. 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, 26(4): 697~704.

付修根, 王剑, 吴滔, 何江林. 2009. 藏北羌塘盆地大规模古风化壳的发现及其意义. 地质通报, 28(6): 696~700.

付修根, 王剑, 谭富文, 陈明, 李忠雄, 陈文彬, 冯兴雷. 2015. 藏北羌塘盆地油气地质勘探新进展. 沉积与特提斯地质, 35(1): 16~24.

甘克文. 2000. 特提斯域的演化和油气分布. 海相油气地质, 5(3): 21~29.

耿新华, 耿安松, 熊永强. 2004. 我国下古生界碳酸盐岩烃源岩评价研究现状. 矿物岩石地球化学通报, 23(4): 344~349.

和钟铧, 李才, 杨德明, 陈文权. 2000. 西藏羌塘盆地的构造沉积特征及演化. 长春科技大学学报, 2000, 30(4):347~352.

和钟铧, 李才, 杨德明, 刘茂修, 武世忠. 2002. 羌塘盆地三叠纪岩相古地理及构造控制. 古地理学报, 4(4): 9~18.

胡朝元. 1982. 生油区控制油气田分布—中国东部陆相盆地进行区域勘探的有效理论. 石油学报, 3(2): 9~13.

胡朝元, 孔志平, 廖曦. 2002. 油气成藏原理. 北京: 石油工业出版社: 1~139.

黄继钧. 2001. 羌塘盆地基底构造特征. 地质学报, 75(3): 333~337.

黄永建, 王成善, 汪云亮. 2005. 古海洋生产力指标研究进展. 地学前缘, 12(2): 163~168.

季长军. 2015. 南羌塘坳陷油藏带生物标志化合物特征及油源对比研究. 导师: 伊海生. 成都: 成都理工大学, 博士学位论文, 94~128.

贾小乐, 何登发, 童晓光. 2013. 扎格罗斯前陆盆地大油气田的形成条件与分布规律. 中国石油勘探, 18(5): 54~67.

蒋有录, 查明. 2006. 石油天然气地质与勘探. 北京: 石油工业出版社: 1~423.

蒋忠惕. 1983. 羌塘地区侏罗纪地层的若干问题. 青藏高原文集,

北京: 地质出版社: 87~112.
李才, 程立人, 胡克, 杨曾荣, 洪裕荣. 1995. 西藏龙木错—双湖古特提斯缝合带研究. 北京: 地质出版社, 1~139.
李高杰. 2016. 南羌塘坳陷上三叠统、中下侏罗统烃源岩评价及沉积相分析. 导师: 伊海生. 成都: 成都理工大学, 硕士学位论文: 1~85.
李高杰. 2020. 西藏安多地区上侏罗统碳同位素波动与古环境研究. 导师: 伊海生. 成都: 成都理工大学博士学位论文: 1~171.
李勇, 王成善, 伊海生. 2002. 西藏晚三叠世北羌塘前陆盆地构造层序及充填样式. 地质科学, 37(1): 27~37.
李志明, 徐二社, 秦建中, 郑伦举, 鲍云杰. 2010. 烃源岩评价中的若干问题. 西安石油大学学报: 自然科学版, 25(6): 8~12.
柳广弟. 2009. 石油地质学. 北京: 石油工业出版社: 154~165.
卢双舫, 马延伶, 曹瑞成, 李吉君, 王伟明, 李会光, 陈方文. 2012. 优质烃源岩评价标准及其应用: 以海拉尔盆地乌尔逊凹陷为例. 地球科学, 37(3): 535~544.
卢双舫, 薛海涛, 钟宁宁. 2003. 地史过程中烃源岩有机质丰度和生烃潜力变化的模拟计算. 地质论评, 49(3): 292~297.
南征兵, 李永铁, 郭祖军. 2008. 羌塘盆地油气显示及油源对比. 石油实验地质, 30(5): 503~507.
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. 古地理学报, 16(6): 769~789.
彭平安, 刘大永, 秦艳, 于赤灵, 张善文, 隋凤贵, 李钜源. 2008. 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题. 地球化学, 37(4): 415~422.
秦建中, 刘宝泉, 国建英, 刘井旺, 于国营, 郭树芝. 2004. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准. 石油实验地质, 26(3): 281~286.
秦建中, 郑伦举, 腾格尔. 2007. 海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究. 地球科学, 32(6): 853~860.
秦建中. 2006. 青藏高原羌塘盆地油气资源潜力分析. 石油实验地质, 28(6): 566~573.
宋春彦, 王剑, 付修根, 冯兴雷, 陈明, 何利. 2012. 青藏高原羌塘盆地晚三叠世古地磁数据及其构造意义. 吉林大学学报(地球科学版), 42(2): 526~535.
谭富文, 王剑, 付修根, 陈明, 杜佰伟. 2009. 藏北羌塘盆地基底变质岩的锆石 SHRIMP 年龄及其地质意义. 岩石学报, 25(1): 141~148.
滕吉文, 张中杰, 万志超, 杨顶辉, 张慧. 1996. 羌塘盆地及周边地带地球物理场与油气深部构造背景初探. 地球物理学进展, 11(1): 12~27.
王成善, 伊海生, 李勇. 2001. 西藏羌塘盆地地质演化与油气远景评价. 北京: 地质出版社: 184~235.
王成善, 伊海生, 刘池洋, 李亚林, 邹艳荣, 伍新和, 邓斌, 杨兴科. 2004. 西藏羌塘盆地古油藏发现及其意义. 石油与天然气地质, 25(2): 139~143.
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. 2004a. 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: 32~89.
王剑, 谭富文, 王小龙, 杜佰伟, 陈明. 2004b. 藏北羌塘盆地早侏罗世~中侏罗世早期沉积构造特征. 沉积学报, 22(2): 198~205.
王剑, 付修根, 杜安道, 汪正江, 陈文西. 2007. 羌塘盆地胜利河海相油页岩地球化学特征及 Re-Os 定年. 海相油气地质, 12(3): 21~26.
王剑, 丁俊, 王成善, 谭富文, 陈明, 胡平, 李亚林, 高锐, 方慧. 2009. 青藏高原油气资源战略选区调查与评价. 北京: 地质出版社: 1~645.
王剑, 付修根, 谭富文, 陈明, 何江林. 2010. 羌塘中生代($T_3$—$K_1$)盆地演化新模式. 沉积学报, 28(5): 884~893.
王丽波, 苏爱国, 郑有业, 李超, 久凯. 2012. 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. 地学前缘, 19(3): 264~279.
王岫岩, 滕玉洪, 王贵文, 廖太平. 1998. 西藏特提斯构造域及其找油前景. 石油学报, 19(2): 44~48.
王永胜, 张树岐, 郑春子, 李庆武, 冯德臣, 李学彬, 于喜文. 2008. 藏北南羌塘盆地曲瑞恰乃地区中侏罗世色哇组、莎巧木组、布曲组的生物地层特征. 地质通报, 27(1): 92~100.
文世宣. 1979. 西藏北部地层新资料. 地层学杂志, 3(2): 150~156.
吴珍汉, 高锐, 卢占武, 叶培盛, 陆露, 殷裁云. 2014. 羌塘盆地结构构造与油气勘探方向. 地质学报, 88(6): 1130~1144.
吴珍汉, 刘志伟, 赵珍, 季长军, 叶培盛. 2016. 羌塘盆地隆鄂尼—昂达尔错古油藏逆冲推覆构造隆升. 地质学报, 90(4): 615~627.
吴珍汉, 季长军, 赵珍, 杨易卓. 2019. 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, 93(7): 1738~1753.
伍新和, 王成善, 伊海生, 邹艳荣, 李亚林. 2005. 西藏羌塘盆地烃源岩古油藏带及其油气勘探远景. 石油学报, 26(1): 13~17.
信石印, 谢楠, 张鑫, 李运振, 朱钇同. 2017. 波斯湾盆地烃源岩特征及对油气成藏的控制. 海洋地质前沿, 33(5): 45~51.
颜佳新. 1999. 东特提斯地区二叠—三叠纪古气候特征及其古地理意义. 地球科学, 24(1): 13~20.
杨永才, 孙玉梅, 李友川, 张功成. 2013. 波斯湾盆地烃源岩地球化学特征与油气分布规律. 海洋地质前沿, 29(5): 36~46.
叶和飞, 罗建宁, 李永铁, 童箴言, 余谦, 王小龙, 朱同兴, 冯心涛. 2000. 特提斯构造域与油气勘探. 沉积与特提斯地质, 20(1): 1~27.
伊帆, 朱利东, 刘显凡, 伊海生. 2016. 藏北羌塘盆地双湖地区下侏罗统油页岩的有机碳同位素异常和正构烷烃分布特征及大洋缺氧事件研究. 矿物学报, 36(3): 413~422.
伊海生, 林金辉, 赵兵, 李勇, 石和, 朱利东. 2003. 藏北羌塘地区地层新资料. 地质论评, 49(1): 59~65.
伊海生, 王成善, 林金辉, 时志强, 陈兰, 伍新和, 魏钦廉, 张小青. 2005. 藏北安多地区侏罗纪菊石动物群及其古地理意义. 地质通报, 24(1): 41~47.
阴家润, 孙立新, 白志达, 徐德斌, 张绪教. 2005. 藏北双湖—安多地区侏罗纪菊石新资料及地层述评. 地层学杂志, 29(1): 7~15.
阴家润, 高金汉, 王永胜, 张树岐, 郑春子, 徐德彪, 白志达, 孙立新, 苏新. 2006. 西藏北部色哇—安多地区侏罗纪菊石类与缺氧黑色页岩相. 古生物学报, 45(3): 311~331.
阴家润. 2010. 西藏侏罗纪菊石. 北京: 地质出版社: 183~199.
曾胜强, 王剑, 付修根, 冯兴雷, 陈文彬, 孙伟. 2014. 羌塘盆地白垩系海相油页岩特征及其形成条件分析. 地质论评, 60(2): 449~463.
曾玉红, 付修根, 曾胜强, 杜谷. 2013. 羌塘盆地比洛错油页岩有机地球化学特征. 地质论评, 59(z1): 643~644.
张帅, 王平康, 祝有海, 庞守吉, 黄霞. 2013. 羌塘盆地中生界地下液态油苗的发现. 地质论评, 59(z1): 745~746.
张水昌, 梁狄刚, 张大江. 2002. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准. 石油勘探与开发, 29(2): 8~12.
张水昌, 张宝民, 边立曾, 金之钧, 王大锐, 张兴阳, 高志勇, 陈践发. 2005. 中国海相烃源岩发育控制因素. 地学前缘, 12(3): 39~48.

赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 张昱文. 2000. 青藏高原羌塘盆地石油地质. 北京: 科学出版社: 356~367.

赵政璋, 李永铁, 叶和飞. 2001. 青藏高原地层. 北京: 科学出版社: 111~149.

赵政璋, 李永铁, 王岫岩, 滕玉洪, 单光华, 张宽忠, 郭祖军. 2002. 羌塘盆地南部海相侏罗系古油藏例析. 海相油气地质, 7(3): 34~36.

朱光有, 金强, 张水昌, 戴金星, 张林晔, 李剑. 2004. 东营凹陷沙河街组湖相烃源岩的组合特征. 地质学报, 78(3): 416~427.

朱同兴, 董瀚, 李才, 冯心涛, 李宗亮, 于远山, 金灿海, 周帮国. 2005. 青藏高原北羌塘地区晚三叠世地层展布和沉积型式. 沉积与特提斯地质, 25(3): 18~23.

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

Calvert S E. 1987. Oceanographic controls on the accumulation of organic matter in marine sediments. Geological Society, London, Special Publications, 26(1): 137~151.

Caplan M L, Bustin R M. 2001. Palaeoenvironmental and palaeoceanographic controls on black, laminated mudrock deposition: example from Devonian—Carboniferous strata, Alberta, Canada. Sedimentary Geology, 145(1~2): 45~72.

Chen Lan, Yi Haisheng, Zhong Hong, Hu Ruizhong, Yin Jiarun, Yang Jikai, 2006. The Calcareous nannofossil record and its geological significance in the Jurassic black shales from the Qiangtang Basin, northern Tibetan Plateau. Progress in Natural Science, 16: 264~273.

Chen Lan, Lin A T S, Da Xuejuan, Yi Haisheng, Tsai L L Y, Xu Guiwen. 2012. Sea-level changes recorded by cerium anomalies in the Late Jurassic (Tithonian) black rock series of Qiangtang basin, north—central Tibet. Oil Shale, 29(1): 18~36.

Chen Lan, Jenkyns H C, Xu Guiwen, Mattioli E, Da Xuejuan, Yi Haisheng, Xia Minquan, Zhu Zhangxiong, Huang Zhaohui. 2016. Preliminary nannofossil and geochemical data from Jurassic black shales from the Qiangtang Basin, northern Tibet. Journal of Asian Earth Sciences, 115: 257~267.

Chen Lan, Mattioli E, Da Xue, Jenkyns H C, Zhu Zhangxiong, Xu Guiwen, Yi Haisheng. 2019. Calcareous nannofossils from the Jurassic black shales in the Qiangtang Basin, Northern Tibet (China): New records of stratigraphic ages and palaeoceanography. Newsletters on Stratigraphy, 464: 55~72.

Chen Wenbin, Fu Xiugen, Tan Fuwen, Feng Xinlei, Zeng Shengqiang. 2015&. Geochemical characteristics of Upper Triassic source rocks from typical sections in Qiangtang Basin, northern Tibet. Geology in China, 42(4): 1151~1160.

Chen Wenxi, Wang Jian. 2009a&. The formation and evolution of the Qiangtang Basin during the Late Triassic—Middle Jurassic period in northern Tibet. Geology in China, 36(3): 682~693.

Chen Wenxi, Wang Jian. 2009b&. Correlation of Upper Triassic strata in Qiangtang Basin, northern Tibet. Geology in China, 36(4): 810~816.

Chen Yicai, Shen Zhongmin, Luo Xiaoping. 2007#. Geochemistry of Oil and Gas. Beijing: Science Press: 1~275.

Dembicki Jr H. 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. AAPG Bulletin, 93(3): 341~356.

Ding Wenlong, Li Cao, Su Aiguo, He Zhonghua. 2011&. Study on the comprehensive geochemical cross section of Mesozoic marine source rocks and prediction of favorable hydrocarbon generation area in Qiangtan basin, Tibeta. Acta Petrologica Sinica, 27(3): 878~896.

Ding Wenlong, Wan Huan, Zhang Yeqian, Han Guangzhi. 2013. Characteristics of the Middle Jurassic marine source rocks and prediction of favorable source rock kitchens in the Qiangtang Basin of Tibet. Journal of Asian Earth Sciences, 66: 63~72.

Fang Xiaomin, Song Chunhui, Yan Maodu, Zan Jinbo, Liu Chengliu, Sha Jingeng, Zhang Weilin, Zeng Yongyao, Wu Song, Zhang Dawen. 2016. Mesozoic litho- and magneto-stratigraphic evidence from the central Tibetan Plateau for megamonsoon evolution and potential evaporites. Gondwana Research, 37: 110~129.

Fei Qi, Deng Zhongfan. 1996&. Marine petroleum potential in Xiang (Tibet) Tethys tectonic domain. Earth Science, 21(2): 113~119.

Feng Xinglei, Fu Xiugen, Tan Fuwen, Chen Wenbin. 2018&. Sedimentary environments of the Upper Triassic Tumengela Formation in the Woruo Mountain area in the Qiangtang Basin, Xizang. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 38(2): 5~15.

Fu Xiaoyue. 2004&. Tethyan plate structures and petroliferous basins in the Qinghai—Tibet plateau. Petroleum Geology and Experiment, 26(6): 507~516.

Fu Xiugen, Liao Zhongli, Wang Jian, Chen Wenbin. 2008&. Geochemistry and significance of oil seepages in the Zaring area of the Southern Qiangtang Depression, northern Tibet. Acta Sedimentologica Sinica, 26(4): 697~704.

Fu Xiugen, Wang Jian, Wu Tao, He Jianglin. 2009&. Discovery of the large-scale paleo-weathering crust in the Qiangtang basin, northern Tibet, China and its significance. Geological Bulletin of China, 28(6): 696~700.

Fu Xiugen, Wang Jian, Zeng Yuhong, Tan Fuwen, Feng Xinglei. 2011. Concentration and mode of occurrence of trace elements in marine oil shale from the Bilong Co area, northern Tibet, China. International Journal of Coal Geology, 85(1): 112~122.

Fu Xiugen, Tan Fuwen, Feng Xinglei, Wang Dong, Chen Wenbin, Song Chunyan, Zeng Shengqiang. 2014. Early Jurassic anoxic conditions and organic accumulation in the eastern Tethys. International Geology Review, 56(12): 1450~1465.

Fu Xiugen, Wang Jian, Tan Fuwen, Chen Ming, Li Zhongxiong, Chen Wenbin, Feng Xinglei. 2015&. Recent progress in oil and gas geological exploration in the Qiangtang Basin, northern Xizang. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 35(1): 16~24.

Fu Xiugen, Wang Jian, Chen Wenbin, Feng Xinglei, Wang Dong, Song Chunyan, Zeng Shengqiang. 2016a. Elemental geochemistry of the early Jurassic black shales in the Qiangtang Basin, eastern Tethys: constraints for palaeoenvironment conditions. Geological Journal, 51(3): 443~454.

Fu Xiugen, Wang Jian, Feng Xinglei, Wang Dong, Chen Wenbin, Song Chunyan, Zeng Shengqiang. 2016b. Early Jurassic carbon-isotope excursion in the Qiangtang Basin (Tibet), the eastern Tethys: Implications for the Toarcian Oceanic anoxic event. Chemical Geology, 442: 62~72.

Fu Xiugen, Wang Jian, Zeng Shengqiang, Feng Xinglei, Wang Dong, Song Chuiyan. 2017. Continental weathering and palaeoclimatic changes through the onset of the Early Toarcian oceanic anoxic event in the Qiangtang Basin, eastern Tethys. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 241~250.

Gan Kewen. 2000#. Evolution and hydrocarbon distribution of Thetys domain. Marine Origin Petroleum Geology, 5(3): 21~29.

Geng Xinhua, Geng Ansong, Xiong Yongqiang. 2004&. Review on the evaluation of Lower Paleozoic carbonate source rocks in China. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 23(4): 344~349.

Haq B U, Shutter S R. 2008. A chronology of Paleozoic sea-level changes. Science, 322: 64~68.

He Zhonghua, Li Cai, Yang Deming, Chen Wenquan. 2000&. The tectonic—sedimentary feature and evolution of Qiangtang Basin in northern Tibet. Journal of Changchun University of Science and Technology, 30(4): 347~352.

He Zhonghua, Li Cai, Yang Deming, Liu Maoxiu, Wu Shizhong. 2002&. Lithofacies palaeogeography and tectonic control of the Triassic in Qiangtang Basin. Journal of Palaeogeography, 4(4): 9~18.

Hu Chaoyuan. 1982&. Oil-generation area controlling oil and gas field distribution——the efficient theory to guide district exploration in the continental basins, east China. Acta Petrolei Sinica, 3(2): 9~13.

Hu Chaoyuan, Kong Zhiping, Liao Xi. 2002#. Formation and Principles of Oil and Gas Reservoirs. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~139.

Hu Fangzhi, Fu Xiugen, Lin Li, Song Chunyan, Wang Zhongwei, Tian Kangzhi. 2020. Marine Late Triassic—Jurassic carbon-isotope excursion and biological extinction records: New evidence from the Qiangtang Basin, eastern Tethys. Global and Planetary Change, 185, doi. org/10. 1016/j. gloplacha. 2019. 103093.

Huang Jijun. 2001&. Structural Characteristics of the Basement of the Qiangtang Basin. Acta Geologica Sinica, 75(3): 333~337.

Huang Tongtong, Xu Jifeng, Chen Jianlin, Wu Jianbin, Zeng Yunchun. 2016. Sedimentary record of Jurassic northward subduction of the Bangong—Nujiang Ocean: insights from detrital zircons. International Geology Review, 59(2): 166~184.

Huang Yongjian, Wang Chengshan, Wang Yunliang. 2005&. Progress in the study of proxies of paleocean productivity. Earth Science Frontiers, 12(2): 163~168.

Ji Changjun. 2015&. Biomarker characteristics and oil-source correlation research of the reservoirs in southern Qiangtang Depression. Tutor: Yi Haisheng. Chengdu: Chengdu University of Technology, Ph. D. thesis: 94~128.

Jia Xiaole, He Dengfa, Tong Xiaoguang. 2013&. Formation and distribution of giant oil and gas fields in Zagros Foreland Basin. China Petroleum Exploration, 18(5): 54~67.

Jiang Zhongti. 1983#. The Problems of Jurassic Stratigraphy in Qiangtang District. Contribution to the Geology of the Qinghai—Xizang (Tibet) Plateau, Beijing: Geological Publishing House, 87~112.

Jing Youlu, Zha Ming. 2006#. Oil and Gas Geology and Exploration. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~423.

Li Cai, Cheng Liren, Hu Ke, Yang Cengrong, Hong Yurong. 1995&. Longmu Co—Shuanghu Paleo-Tethys Suture Zone in Tibet. Beijing: Geobgical Publishing House, 1~139.

Li Gaojie. 2016&. Research on Sedimentary Facies and Hydrocarbon Source Rocks of Upper Triassic and Lower to Middle Jurassic in the South Qiangtang Depression, Tibet. Tutor: Yi Haisheng. Chengdu: Chengdu University of Technology, Master thesis: 1~85.

Li Gaojie. 2020&. The carbon isotope fluctuations and its paleoenvironmental significance of the Upper Jurassic bulk carbonate from Amdo area, Tibet. Tutor: Yi Haisheng. Chengdu: Chengdu University of Technology, Ph. D. thesis: 1~171.

Li Gaojie, Yi Haisheng, Xia Guoqing, Tang Hailei, Yi Fan, Wagreich M. 2020. Palaeoceanographic implication of the Late Jurassic carbon-isotope record from the Qiangtang Basin, Tibet, Eastern Tethys. Global and Planetary Change. Under review.

Li Pengwu, Gao Rui, Cui Junwen, Guang Ye. 2004. Paleomagnetic analysis of eastern Tibet: implications for the collisional and amalgamation history of the Three Rivers Region, SW China. Journal of Asian Earth Sciences, 24(3): 291~310.

Li Yong, Wang Chengshan, Yi Haisheng. 2002&. Tectonic sequence and fill models of Late Triassic Northern Qiangtang foreland basin in Xizang, China. Chinese Journal of Geology, 37(1): 27~37.

Li Zhiming, Xu Ershe, Qin Jianzhong, Zheng Lunju, Bao Yunjie. 2010&. Some problems on the evaluation of source rock. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science), 25(6): 8~12.

Liu Guangdi. 2009#. Petroleum Geology. Beijing: Petroleum Industry Press: 154~165.

Lu Shuangfang, Ma Yanling, Cao Ruicheng, Li Jijun, Wang Weiming, Li Huiguang, Chen Fangwen. 2012&. Evaluation criteria of high-quality source rocks and its applications: Taking the Wuerxun Sag in Hailaer Basin as an example. Earth Science, 37(3): 535~544.

Lu Shuanghang, Xue Haitao, Zhong Ningning. 2003&. Simulating calculation of the variations of organic matter abundance and hydrocarbon-generating potential during geological processes. Geological Review, 49(3): 292~297.

Ma Anlin, Hu Xiumian, Garzanti E, Han Zhong, Lai Wen. 2017. Sedimentary and tectonic evolution of the southern Qiangtang basin: Implications for the Lhasa—Qiangtang collision timing. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 122(7): 4790~4813.

Nan Zhengbing, Li Yongtie, Guo Zujun. 2008&. Hydrocarbon show and correlation between oil and source rock in the Qiangtang Basin. Petroleum geology and Experiment, 30(5): 503~507.

Pang Xiongqi, Li Qianwen, Chen Jianfa, Li Fanwen, Pang Hong. 2014&. Recovery method of original TOC and its application in source rocks at high mature—over mature stage in deep petroliferous basins. Journal of Palaeogeography, 16(6): 769~789.

Pedersen T F, Calvert S E. 1990. Anoxia vs. productivity: what controls the formation of organic—carbon-rich sediments and sedimentary rocks?. AAPG Bulletin, 74(4): 454~466.

Peng Pingan, Liu Dayong, Qin Yan, Yu Chiling, Zhang Shanwen, Sui Fenggui, Li Juyuan. 2008&. Low limits of organic carbon content in carbonate as oil and gas source rocks. Geochimica, 37(4): 415~422.

Qin Jianzhong, Liu Baoquan, Guo Jianying, Liu Jingwang, Yu Guoying, Guo Shuzhi. 2004&. Discussion on the evaluation standards of carbonate source rocks. Petroleum geology and Experiment, 26(3): 281~286.

Qin Jianzhong. 2006&. Study on the petroleum resource potential in the Qiangtang Basin, Qinghai—Tibet Plateau. Petroleum Geology and Experiment, 28(6): 566~573.

Qin Jianzhong, Zheng Lunju, Tenger. 2007&. Study on the restitution coefficient of original total organic carbon for high mature marine hydrocarbon source rocks. Earth Science, 32(6): 853~860.

Song Chunyan, Wang Jian, Fu Xiugen, Feng Xinglei, Chen Ming, He Li. 2012&. Late Triassic paleomagnetic data from the Qiangtang Terrane of Tibetan Plateau and their tectonic significances. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 42(2): 526~535.

Tan Fuwen, Wang Jian, Fu Xiugen, Chen Ming, Du Baiwei. 2009&. U-Pb zircon SHRIMP age of metamorphic rocks from the basement of

the Qiangtang basin, northern Tibet, and its geological significance. Acta Petrologica Sinica, 25(1): 141~148.

Teng Jiwen, Zhang Zhongjie, Wan Zhichao, Yang Dinghui, Zhang Hui. 1996&. The preliminary sudy of geophysical field and deep structral background of oil and gas for Qiangtang Basin and its neidhbouring regions. Progress in Geophysics, 11(1): 12~27.

Tyson R V. 2001. Sedimentation rate, dilution, preservation and total organic carbon: some results of a modelling study. Organic Geochemistry, 32(2): 333~339.

Wang Chengshan, Yin Haisheng, Li Yong. 2001#. The geological evolution and prospective assessment for oil and gas in the Qiangtang Basin, Tibet. Beijing: Geological Publishing House, 184~235.

Wang Chengshan, Yi Haisheng, Liu Chiyang, Li Yalin, Zhou Yanrong, Wu Xinhe, Deng Bin, Yang Xingke. 2004&. Discovery of paleo-oil reservoir in Qiangtang Basin in Tibet and its geological significance. Oil and Gas Geology, 25(2): 139~143.

Wang Jian, Tan Fuwen, Li Yalin, Li Yongtie, Chen Ming, Wang Chengshan, Guo Zhujun, Wang Xiaolong, Du Baiwei, Zhu Zhongfa. 2004a&. The potential of the oil and gas resources in major sedimentary basins on the Qinghai—Xizang (Tibet) Plateau. Beijing: Geological Publishing House, 32~89.

Wang Jian, Tan Fuwen, Wang Xiaolong, Du Baiwei, Chen Ming. 2004b&. The sedimentary and tectonic characteristics of Qiangtang Basin in the Early Jurassic in northern Xizang (Tibet). Acta Sedimentologica Sinica, 22(2): 198~205.

Wang Jian, Fu Xiugen, Du Andao, Wang Zhengjiang, Chen Wenxi. 2007&. Organic Geochemistry and Re-Os Dating of Marine Oil Shale in Shenglihe Area, Northern Tibet, China. Marine Origin Petroleum Geology, 12(3): 21~26.

Wang Jian, Ding Jun, Wang Chengshan, Tan Fuwen, Chen Ming, Hu Ping, Li Yalin, Gao Rui, Fang Hui. 2009#. Investigation and Appraise on Oil and Gas Resources Selection of Potential Area in Tibet Plateau. Beijing: Geological Publishing House, 1~645.

Wang Jian, Fu Xiugen, Tan Fuwen, Chen Ming, He Jianglin. 2010&. A new sedimentary model for the Qiangtang Basin. Acta Sedimentologica Sinica, 28(5): 884~893.

Wang Libo, Su Aiguo, Zheng Youye, Jiu Kai. 2012&. Characteristics of Mesozoic marine black shales and prediction of shale gas prospective area in Qiangtang Basin, Tibet. Earth Science Frontiers, 19(3): 264~279.

Wang Libo, Zhang Yeqian, Cai Junjie, Han Guangzhi, 2013. Characteristics of the Upper Jurassic marine source rocks and prediction of favorable source rock kitchens in the Qiangtang Basin, Tibet. Journal of Earth Science, 24(5): 815~829.

Wang Youyan, Teng Yuhong, Wang Guiwen, Liao Taiping. 1998&. Tethys tectonic domain and petroleum prospects in Tibet. Acta Petrolei Sinica, 19(2): 44~48.

Wang Zhongwei, Wang Jian, Fu Xiugen, Feng Xinglei, Armstrong-Altrin J S, Zhan Wangzhong, Wan Youli, Song Chunyan, Ma Long, Shen Lijun. 2019. Sedimentary successions and onset of the Mesozoic Qiangtang rift basin (northern Tibet), Southwest China: Insights on the Palaeo- and Meso-Tethys evolution. Marine and Petroleum Geology, 102: 657~679.

Wang Yongsheng, Zhang Shuqi, Zheng Chunzi, Li Qingwu, Feng Dechen, Li Xuebin, Yu Xiwen. 2008&. Biostratigraphic of the Middle Jurassic Sêwa, Shaqiaomu and Bi Qu formations in the Quruiqianai area, South Qiangtang basin, northern Tibet, China. Geological Bulletin of China, 27(1): 92~100.

Wen Shixuan. 1979#. The new stratum data of Northern Xiang (Tibet). Journal of Stratigraphy, 3(2): 150~156.

Wu Xinhe, Wang Chengshan, Yi Haisheng, Zou Yanrong, Li Yalin. 2005&. Fossil-reservoir of hydrocarbon rock in Qiangtang Basin of Tibet and exploration perspective of oil and gas. Acta Petrolei Sinica, 26(1): 13~17.

Wu Zhenhan, Gao Rui, Lu Zhanwu, Ye Peisheng, Ly Lu, Yun Caiyun. 2014&. Structures of the Qiangtang Basin and its significance to oil—gas exploration. Acta Geologica Sinica, 88(6): 1130~1144.

Wu Zhenhan, Liu Zhiwei, Zhao Zhen, Ji Changjun, Ye Peisheng. 2016&. Thrust and uplift of the Lung'erni—Angdarco paleo-oil reservoirs in the Qiangtang Basin. Acta Geologica Sinica, 90(4): 615~627.

Wu Zhenhan, Ji Changjun, Zhao Zhen, Yang Yizhuo. 2019&. Main source rock and oil resource potential of the Bandaohu—Donghu area in the northern Qiangtang Basin. Acta Geologica Sinica, 93(7): 1738~1753.

Xin Shiyin, Xie Nan, Zhang Xin, Li Yunzhen, Zhu Yitong. 2017&. Source rocks in the Persian Gulf Basin and their control over oil and gas accumulation. Marine Geology Frontiers, 33(5): 45~51.

Yan Jiaxin. 1999&. Permian—Triassic paleoclimate of eastern Tehtys and its paleogeographic implication. Earth Science, 24(1): 13~20.

Yan Maodu, Zhang Dawen, Fang Xiaomin, Ren Haidong, Zhang Weilin, Zan Jinbo, Song Chunhui, Zhang Tao. 2016. Paleomagnetic data bearing on the Mesozoic deformation of the Qiangtang Block: Implications for the evolution of the Palaeo- and Meso-Tethys. Gondwana Research, 39: 292~316.

Yang Yongcai, Sun Yumei, Li Youchuan, Zhang Gongcheng. 2013&. Source rock geochemistry and its bearing on petroleum occurrence in the Persian Gulf Basin. Marine Geology Frontiers, 29(5): 36~46.

Yao Huazhou, Zhang Renjie, Duan Qifa, Sheng Xiancai, Niu Zhijun, Wang Jianxiong, Zeng Bofu, Wu Jianhui. 2011. Jurassic rocks, bivalves, and depositional environments of the source area of the Yangtze River, Qinghai Province, western China. Science China Earth Sciences, 54(8): 1136~1148.

Ye Hefei, Luo Jianning, Li Yongtie, Tong Zhenyan, Yu Qian, Wang Xiaolong, Zhu Tongxing, Feng Xintao. 2000&. Tethyan tectonic domain and petroleum exploration. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 20(1): 1~27.

Yi Fan, Zhu Lidong, Liu Xianfan, Yi Haisheng. 2016&. The distribution of N-alkanes and anomalies of organic carbon isotopes and the Toarcian oceanic anoxic events of the Lower Jurassic oil shales in Qiangtang Basin, north Tibet, China. Acta Mineralogica Sinica, 36(3): 413~422.

Yi Haisheng, Lin Jinhui, Zhao Bing, Li Yong, Shi He, Zhu Lidong. 2003&. New biostratigraphic data of the Qiangtang area in the Northern Tibetan Plateau. Geological Review, 49(1): 59~65.

Yi Haisheng, Wang Chengshan, Lin Jinhui, Shi Zhiqiang, Chen Lan, Wu Xinhe, Wei Qinlian, Zhang Xiaoqing. 2005&. Jurassic ammonite fauna in the Amdo area, northern Tibet and its paleogeographic implications. Geological Bulletin of China, 24(1): 41~47.

Yin Jiarun, Sun Lixin, Bai Zhida, Xu Debin, Zhang Xujiao. 2005&. New data on the Jurassic ammonites from the Shuanghu and Amdo areas, with comments on the Jurassic strata in North Tibet. Journal of Stratigraphy, 29(1): 7~15.

Yin Jiarun, Gao Jinhan, Wang Yongsheng, Zhang Shuqi, Zheng Chunzi,

Xu Debiao, Bai Zhida, Sun Lixin, Su Xin. 2006&. Jurassic ammonites in anoxic black shales from Sewa and Amdo, Northern Tibet. Acta Palaeontologica Sinica, 45(3): 311~331.

Yin Jiarun. 2010&. Jurassic Ammonites of Tibet. Beijing: Geological Publishing House, 183~199.

Yin Jiarun, Chandler R B. 2016. Aalenian to Lower Bajocian ammonites from the Qiangtang block (North Tibet). Proceedings of the Geologists´ Association, 127(2): 172~188.

Yu Fei, Fu Xiugen, Xu Guang, Wang Zhongwei, Chen Wenbin, Zeng Shengqiang, Song Chunyan, Feng Xinglei, Wan Youli, Li Xueren. 2019. Geochemical, palynological and organic matter characteristics of the Upper Triassic Bagong Formation from the North Qiangtang Basin, Tibetan Plateau. Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology, 515: 23~33.

Zeng Shengqiang, Wang Jian, Fu Xiugen, Feng Xinglei, Chen Wenbin, Sun Wei. 2014&. Characteristic and formation condition of the Cretaceous marine oil shale in the Qiangtang Basin. Geological Review, 60(2): 449~463.

Zeng Yuhong, Fu Xiugen, Zeng Shengqiang, Du Gu. 2013 #. Geochemical Characteristics of Bilong Co oil shale in Qiangtang Basin, Tibet. Geological Review, 59(z1): 643~644.

Zhang Shuai, Wang Pingkang, Zhu Youhai, Pang Shouji, Huang Xia. 2013#. Discovery of Mesozoic liquid oil seepages in Qiangtang Basin. Geological Review, 59(z1): 745~746.

Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Dajiang. 2002&. Evaluation criteria for Paleozoic effective hydrocarbon source rocks. Petroleum Exploration and Development, 29(2): 8~12.

Zhang Shuichang, Zhang Baomin, Bian Lizeng, Jin Zhijun, Wang Darui, Zhang Xingyang, Gao Zhiyong, Chen Jianfa. 2005&. Development constraints of marine source rocks in China. Earth Science Frontiers, 12(3): 39~48.

Zhao Zhengzhang, Li Yongtie, Ye Hefei, Zhang Yuwen. 2000#. Oil Geology of Qiangtang Basin, Qinghai—Tibet Plateau. Beijing: Science Press: 356~367.

Zhao Zhegnzhang, Li Yongtie, Ye Yongfei. 2001#. Stratigraphy of the Qinghai~Tibet Plateau. Beijing: Science Press: 111~149.

Zhao Zhengzhang, Li Yongtie, Wang Youyan, Teng Yuhong, Shan Guanghua, Zhang Kuanzhong, Guo Zhujun. 2002&. An analysis for the paleopool in southern Qiangtang Basin. Marine Origin Petroleum Geology, 7(3): 34~36.

Zhu Guangyou, Jin Qiang, Zhang Shuichang, Dai Jinxing, Zhang Linye, Li Jian. 2004&. Combination characteristics of lake facies source rock in the Shahejie Formation, Dongying Depression. Acta Geologica Sinica, 78(3): 416~427.

Zhu Tongxing, Dong Han, Li Cai, Feng Xintao, Li Zongliang, Yu Yuanshan, Jin Canhai, Zhou Bangguo. 2005&. Distribution and sedimentary model of the Late Triassic strata in northern Qiangtang on the Qinghai—Xizang Plateau. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 25(3): 18~23.

Zhu Tongxing, Feng Xintao, Li Zongliang, Zhang Huihua, Zhang Qiyue, Lin Shiliang. 2007&. Discovery of the liquefied dense oil section in the Jiang´aidarina, Shuanghu area, northern Tibet, China. Geological Bulletin of China, 26(1): 114~116.

# Characteristics of the Mesozoic marine argillaceous source rocks and prediction of favorable hydrocarbon generation area in South Qiangtang Depression, Xizang (Tibet)

LI Gaojie[1,2], XIA Guoqing[1,2], YI Haisheng[1,2], JI Changjun[3], YANG Jiabao[4]

1) *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (CDUT), Chengdu*, 610059;

2) *Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu*, 610059;

3) *Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing*, 100081;

4) 280 *Institute of Nuclear Industry, Guanghan, Sichuan*, 618300

**Objectives**: The Qiangtang Basin is the largest and most potential petroliferous basins in eastern Tethys, China. It contains a series of marine argillaceous source rocks, in which the Upper Triassic Tumengela Formation, Lower—Middle Jurassic Quse and Sewa Formations and Upper Jurassic Amdo Formation have great potential for hydrocarbon generating.

**Methods**: Based on the previous data, we evaluated the hydrocarbon-bearing potential of the three Mesozoic argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression through a comprehensive organic geochemical analysis, predicted the favorable hydrocarbon generation area and discussed the main factors in controlling high-quality source rocks.

**Results**: The organic matter of the Tumengela Formation is mainly type II and has medium to low organic abundance and relative high maturity, overall belong to the medium- to good-grade source rock. And its favorable hydrocarbon generation areas are located in the Duopuleinai—Chalangla area of Shuanghu and Dazhuoma—Tumen area of Amdo. The Quse and Sewa Formations is poor source rock with mainly $II_1$-type organic matter, low organic material abundance and highly to past maturity, and its favorable source rock kitchens contain the Angdaercuo area

in the West of the South Qiangtang Depression, Zhaqu area in the Central and Damaer area in the East. In addition, a comparatively restricted favorable hydrocarbon generation area is existed in the Bilong Co area, Shuanghu. The Amdo Formation is generally classified as Type $II_1$ and in the mature thermal evolution phase and has high abundance of organic matter, forming a set of superior source rock with a restricted favorable hydrocarbon-generating area in the 114 Station of Amdo.

**Conclusions**: Sedimentary environment is the main factor in controlling the deposition of superior argillaceous source rocks in the South Qiangtang Depression. Both of the warm humid climate and relative higher accumulation rate provide a favorable condition for source rock deposition of the Tumengela Formation. The Quse—Sewa Formations deposited in the epicontinental—shelf settings are poor source rocks, whereas those deposited in a barrier—lagoon environment are very good source rocks. Sluggish and reducing environment in trench and stable organic matter supply from shallow water facilitate the deposition of organic carbon-rich sediments in the Amdo Formation.

**Keywords**: the Qiangtang basin; Mesozoic; marine argillaceous source rock; favorable hydrocarbon generation area; controlling factor

**Acknowledgement**: This study was financially supported by Natural Science Foundation of China (No. 41772105) and Chinese Geological Survey (No. 121201150000101- 01); We would like to appreciate ZHANG Shuai, CAI Zhanhu, XIE Hua, HOU Yu, ZHAO Xiangling, LIN Zhihao for field support in Tibet

**First author**: LI Gaojie, male, born in 1991, Ph. D, is mainly engaged in the research of sedimentary and lithological chemistry; Email: ligaojie125@126.com

**Corresponding author**: XIA Guoqing, male, born in 1982, assistant professor, is mainly engaged in sedimentology and petroleum geology; Email: xiaguoqing2012@cdut.cn

Manuscript received on: 2020-07-16; Accepted on: 2020-08-21; Edited by: LIU Zhiqiang

**Doi**: 10.16509/j.georeview.2020.05.012