

西藏尼玛盆地古近系牛堡组烃源岩地球化学特征

卢志友, 杨文光, 朱利东, 刘和, 陶刚, 欧阳慧子
(成都理工大学沉积地质研究院, 四川成都 610059)

[摘要] 目前青藏高原中-新生代沉积盆地油气资源评价程度相对较低, 对有机质来源及热演化过程等研究程度较低。本文以尼玛盆地古近系牛堡组为研究对象, 通过对其有机质丰度、有机质类型以及有机质热演化程度的分析, 发现尼玛盆地牛堡组泥岩烃源岩有机碳质量分数在 0.52% ~ 4.14%, 平均 1.25%, 属中等-很好烃源岩; 有机质类型以 II₁型为主, 三件为 I型。烃源岩岩石热解峰温 T_{max} 为 424 ~ 483°C, 镜质体反射率 R_o 为 0.72% ~ 0.86%, 表明有机质演化达成熟-高成熟阶段。综合数据分析表明尼玛盆地牛堡组烃源岩具有较好的生烃潜力。这对认识尼玛盆地的油气勘探价值, 进一步突破在青藏高原陆相第三系盆地寻找油气资源仅在伦坡拉盆地中东部概念的束缚, 为整个伦坡拉盆地群开展油气勘探工作提供了很好的指导意义。

[关键词] 尼玛盆地 牛堡组 烃源岩 油气资源 西藏

[中图分类号] TE122 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 0495-5331(2018)05-09

Lu Zhi-you, Yang Wen-guang, Zhu Li-dong, Liu He, Tao Gang, Ouyang Hui-zi. Geochemical characteristics of the Paleogene Niubao Formation source rocks in the Nima basin, Tibet [J]. Geology and Exploration, 2018, 54(5): 1060 - 1068.

0 引言

青藏高原作为世界上油气资源极为丰富的特提斯构造域的重要组成部分(Klemme et al., 1991; 李亚林等, 2010; 周小林, 2011), 其发育一系列中-新生代沉积盆地, 是我国目前公认最具油气勘探潜力的油气勘探大区, 但由于恶劣的自然环境因素以及受到活跃的构造改造, 青藏高原也是我国油气地质研究及勘探程度最低的地区(刘增乾等, 1982; 黄继钧, 2000; 鲁兵等, 2000; 雷振宇等, 2001; 赵政璋等, 2001)。

位于西藏尼玛县境内的尼玛盆地, 其面积约 2000 km², 平均海拔达 5000m。大地位置处于班公湖-怒江缝合带之上, 属于伦坡拉盆地群中众多沉积盆地之一(曾菁等, 2011), 其东侧同伦坡拉盆地拼接, 无论是在构造背景、形成时代或者地层序列以及沉积充填特征上, 二者皆具有极大的相似性, 但相

比伦拉盆地而言, 尼玛盆地却未能引起足够的关注(Wang et al., 2011; 孙涛等, 2013)。近年来, 对尼玛盆地的研究成果以及新发现进一步表明(蒋忠惕等, 2006; 李亚林等, 2010), 作为一个具有良好油气勘探前景的第三系陆相含油气盆地, 尼玛盆地的研究工作还待继续加深。因此, 本文针对尼玛盆地现有的勘察现状以及存在的问题, 通过野外实地调查以及室内的一系列实验数据结果分析, 对该盆地牛堡组暗色泥岩烃源岩加以综合探讨, 以深化对该盆地甚至于对伦坡拉盆地群油气前景的认识、研究, 为青藏高原地区油气资源评价以及油气勘探开发选区提供数据资料及服务。

1 地质背景

在大地构造上, 尼玛盆地地处冈瓦纳北部的特提斯构造域东段, 夹持于拉萨地体以及羌塘地体之间。盆地南部边界是一条区域性延伸的、具

[收稿日期] 2017-11-22; [改回日期] 2018-05-06; [责任编辑] 郝情洁。

[基金项目] 青藏地区第三系盆地油气地质条件调查项目(编号: G0800-14-KK-178)、措勤盆地它日错地区石油地质走廊大剖面调查项目(编号: 1212011120979)、冈底斯-喜马拉雅铜矿资源基地调查(编号: DD20160015)、国家自然科学基金项目(编号: 41002055)、教育部博士点基金(编号: 20125122110010)联合资助。

[第一作者] 卢志友(1994年-), 男, 2016年毕业于成都理工大学, 获学士学位, 在读研究生, 主要从事区域地质调查工作。E-mail: luxicun0816@126.com。

[通讯作者] 杨文光(1980年-), 男, 博士, 主要从事区域地质调查工作。E-mail: yangwg1018@gmail.com。

逆冲性质的、NNW – NEE 走向且向南倾的断裂带,区域上出露下白垩统郎山组(Kapp *et al.*, 2005; Kapp *et al.*, 2007),其中,郎山组发育大量海相碳酸盐岩,岩性以生物灰岩为主(Leier, 2005),同时,该条断裂带也将班公湖–怒江结合带与冈底斯地体分隔;尼玛盆地北部发育的是一条北倾的逆冲断层(Decelles *et al.*, 2007),作为尼玛盆地与羌塘盆地中生代被动大陆边缘的分界(图1)。在中白垩时期,处于演化阶段早期的尼玛盆地是单一且面积较

为广阔的一个盆地,在受到该区多期构造活动的破坏与影响之下,地壳发生缩短与变形,因此,尼玛盆地现今是作为一个残余盆地存在的,其盆地内部发育着厚度极大的盖层(Wang *et al.*, 2011),且被内部的一大型隆起所分隔,形成南北两个单元,分别南部(达则错)坳陷与北部(甲若错)坳陷,二者由于该隆起的阻隔,分别接受着不同的物源沉积(Kapp *et al.*, 2007; Decelles *et al.*, 2007; 武景龙, 2011; 密文天等, 2017)。

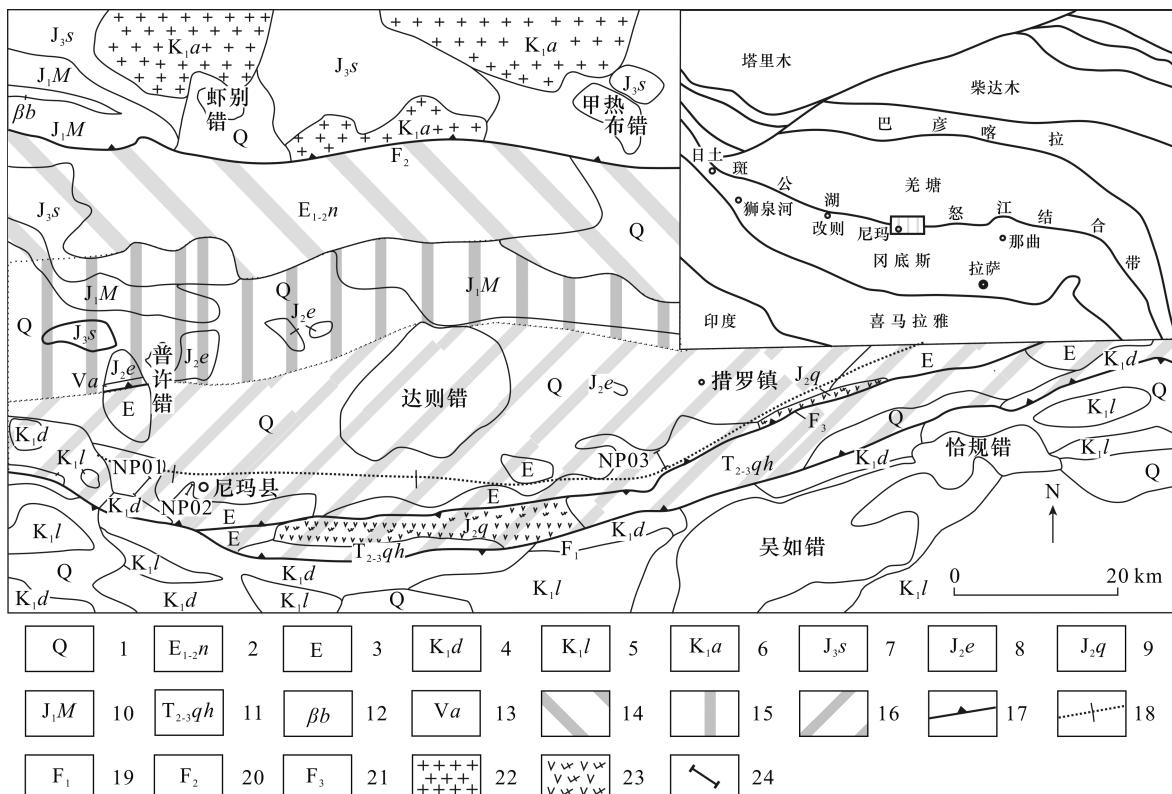


图1 尼玛盆地地质简图及位置(据武景龙等,2011 修改)

Fig. 1 Map showing simplified geology and location of the Nima basin in Tibet(modified from Wu *et al.*, 2011)

1 – 第四系;2 – 古新统、始新统牛堡组;3 – 古近系(牛堡组、丁青湖组);4 – 下白垩统多尼组;5 – 下白垩统郎山组;6 – 下白垩统花岗岩;7 – 上侏罗统沙木罗组;8 – 中侏罗统俄蒙勒组;9 – 中侏罗统去申拉组;10 – 下侏罗统木嘎岗日群;11 – 中上三叠统确哈拉群;12 – 蛇绿岩;13 – 火山弧岩片;14 – 北部坳陷;15 – 中央隆起带;16 – 南部坳陷;17 – 断裂带;18 – 尼玛向斜;19 – 拉惹 – 康如断裂;20 – 查巫夺石颠 – 赛布错断裂;21 – 当蒙脚 – 字康勒断裂;22 – 花岗岩;23 – 安山岩、英安岩;24 – 实测剖面

1 – Quaternary;2 – Plaeocene and Eocene Niubao group;3 – Paleogene (Niubao Formation, Dingqinghu Formation);4 – Lower Cretaceous Duoni Formation;5 – Lower Cretaceous Langshan Formation;6 – Lower Cretaceous granite;7 – Upper Jurassic Shamuluo Formation;8 – Middle Jurassic Emengle Formation;9 – Middle Jurassic Qushenla Formation;10 – Lower Jurassic Mugagangri group;11 – Middle – Upper Triassic Quehala group;12 – ophiolite;13 – volcanic arc rock slice;14 – north depression;15 – central uplift;16 – southern depression;17 – fault;18 – Nima syncline;19 – Lare – Kangru fault;20 – Chawuduoshidian – Saibucuo fault;21 – Dangmengjiao – Zikangle fault;22 – granite;23 – andesite, dacite;24 – measured profile

2 样品采集测试及分析方法

本次共在康玛儿勒(NP01)、新秃那若(NP02)剖面上采集了11块样品,且样品均为地表采集。通过野外实测剖面,尼玛盆地牛堡组烃源岩主要为一

套浅灰褐色 – 红褐色薄 – 中等层的泥岩,经前期分析,其总体表现为一套很好的烃源岩。所采样品的有机地球化学测试分析均在长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室完成。测试主要内容包括有机碳含量(TOC)、岩石热解、干酪根显微组分鉴定

及镜质体发射率(R_o)等,其中,有机碳含量(TOC)测定使用 TOC 固体分析仪完成测试,岩石热解数据的分析采用 Rock-Eval II 仪器,干酪根显微组分鉴定采用日本奥林巴斯偏光显微镜,镜质体发射率(R_o)使用 MPV-SP 仪器完成测定。

3 烃源岩地球化学特征

3.1 有机质丰度

衡量有机质丰度的指标参数有:有机碳(TOC)质量分数、生烃潜量($S_1 + S_2$)以及氯仿沥青“*A*”质量分数(向宝力等,2013;吕铁良等,2016;杨西燕等,2016;余盼等,2016;许婷等,2017)。但由于本文所采样品均为地表采样,遭受了较强的风化作用且热演化程度较高,因此,常规的烃源岩评价标准并不适用。一系列相关研究显示(王剑等,2009;赵政璋等,2000;李忠雄等,2010;付顺,2012;蒋兴超等,2014;褚永彬等,2015;解龙等,2016;冯乔等,2017),可溶有机质,例如氯仿沥青“*A*”和生烃潜力($S_1 + S_2$),不论样品是否采自露头,它们都是极易受风化作用因素影响的,若单用二者进行判别,其得到的结果也就会有很大的不确定性,故将二者作为此次评价的参考指标,同时,以受风化程度和有机质热演化影响相对较小的残余有机碳作为主要评价指标,以此得出的判别结果方能具有较强的可信度。

本文在对所研究的尼玛盆地泥岩烃源岩丰度进行评价时,所采用的是赵政璋等(2000)制定的评价标准(表1)。根据在野外所采的11件暗色泥岩样品分析所得结果表明(表2),此次所采的牛堡组暗色泥岩样品的有机碳(TOC)值范围为0.52%~4.14%,均值可达1.25%,72.73%的样品有机质丰度达中等标准,27.27%的暗色泥岩样品有机质丰度属于很好的标准(图2);氯仿沥青“*A*”:0.0021%~0.0761%,平均达0.0501%,所有样品均属中等-很好烃源岩范围;古近系牛堡组暗色泥岩样品的生烃潜量($S_1 + S_2$)范围为0.03~0.93mg/g,平均值达0.58mg/g,整体上属差-好烃源岩范围;综合上述的判别结果来看,三者得出的结果具有较强的一致性,均显示该泥岩烃源岩达中等-好的标准,因此可以得出此次研究的牛堡组

暗色泥岩烃源岩整体上属于中等-很好烃源岩。

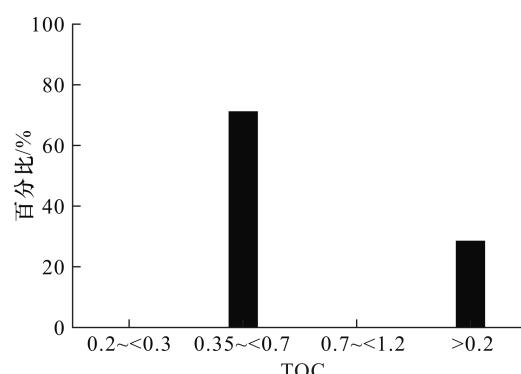


图 2 尼玛盆地牛堡组烃源岩 TOC 直方图

Fig. 2 TOC histogram of source rocks in Niubao Formation of the Nima basin

3.2 有机质类型

沉积有机质母质在沉积盆地的不断演化中,在受到多种多样的因素影响作用下,其来源也发生着不停的变化,这也就导致了保存于烃源岩中的沉积有机质类型存在着一定的差异(付顺,2012),而烃源岩质量的好坏是直接反映在有机质类型的好坏上的,它也是影响油气生成潜力的众多重要因素之一(孙涛等,2013)。我们在此次的研究区尼玛盆地内,共做了11件样品的干酪根镜鉴,鉴定结果显示(表3),所采集的11件样品的有机质类型多属Ⅱ_I型,仅少量(3件)样品属Ⅰ型,烃源岩类型指数为72.75~81.50,均值78.70。其干酪根显微组分的组成特点是以具有较好生烃能力的腐泥组为主,为85%~90%,均值达87.7%;其次为镜质组与惰质组,含量分别为3%~8%、3%~9%,平均值为5.9%、5.2%,少量样品中含极少或不含有壳质组。由于海相低等水生生物以及其降解的产物是腐泥组的主要组成部分,是主要的生油物质,而镜质组、惰性组以及壳质组虽然无生油能力,但它们表明该有机质类型来源含有高等植物的混入(范文斐等,2016),而混入的这些高等植物,则很可能是在后期的一系列地质过程(沉积、成岩以及隆升改造)中输入的。综合来看,尼玛盆地古近系牛堡组暗色泥岩的有机质母质类型总体相对较好。

表 1 青藏高原泥质烃源岩残余有机质丰度评价标准

Table 1 Evaluation criteria of residual organic matter abundance of argillaceous hydrocarbon source rock in the Tibetan Plateau

烃源岩等级	非	差	中等	好	很好
TOC(%)	<0.20	0.20~<0.35	0.35~<0.7	0.7~<1.2	≥1.2
$S_1 + S_2$ (mg/g)	<0.02	0.02~<0.06	0.06~<0.30	0.30~<1.0	≥1.0
氯仿沥青“ <i>A</i> ”/%	<0.0001	0.0001~<0.001	0.001~<0.005	0.005~<0.02	≥0.02

表2 尼玛盆地牛堡组烃源岩有机质丰度数据

Table 2 Organic matter abundance of source rocks from Niubao Formation of the Nima basin

样品编号	岩性	有机碳/%	氯仿沥青“A”/%	S_1 (mg/g)	S_2 (mg/g)	$S_1 + S_2$ / (mg/g)
NP01-05S2	泥岩	0.57	0.0045	0.01	0.02	0.03
NP01-05S3	泥岩	0.52	0.0021	0.01	0.81	0.82
NP01-05S4	泥岩	2.36	0.0519	0.02	0.91	0.93
NP02-01S1	泥岩	2.71	0.0618	0.02	0.83	0.85
NP02-01S2	泥岩	4.14	0.0515	0.02	0.03	0.05
NP02-05S1	泥岩	0.61	0.0761	0.01	0.81	0.82
NP02-05S2	泥岩	0.57	0.0656	0.01	0.55	0.56
NP02-06S1	泥岩	0.58	0.0499	0.01	0.56	0.57
NP02-06S2	泥岩	0.57	0.0716	0.01	0.55	0.56
NP02-08S1	泥岩	0.55	0.0455	0.01	0.56	0.57
NP02-08S2	泥岩	0.58	0.0710	0.01	0.56	0.57

注:测试分析均在长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室完成,测试时间为2015年12月。

表3 尼玛盆地牛堡组烃源岩干酪根显微镜组成

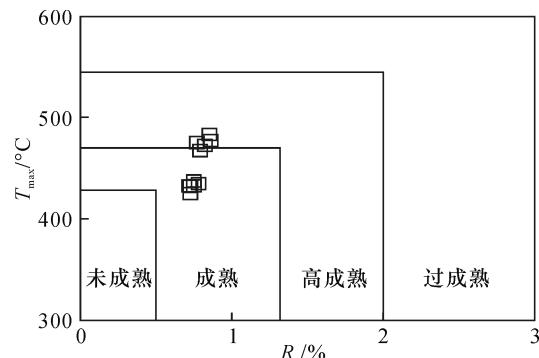
Table 3 Kerogen micro - composition of source rocks in Niubao Formation of the Nima basin

样品编号	岩性	干酪根显微组分/%				类型指数	有机质类型
		腐泥组	壳质组	镜质组	惰质组		
NP01-05S2	泥岩	87	2	7	4	78.75	II ₁
NP01-05S3	泥岩	88	1	6	5	79.00	II ₁
NP01-05S4	泥岩	88	1	8	3	79.50	II ₁
NP02-01S1	泥岩	86	3	8	3	78.50	II ₁
NP02-01S2	泥岩	87	2	7	4	78.75	II ₁
NP02-05S1	泥岩	90	/	6	4	81.50	I
NP02-05S2	泥岩	90	/	5	5	81.25	I
NP02-06S1	泥岩	89	1	4	6	80.50	I
NP02-06S2	泥岩	89	/	6	5	79.50	II ₁
NP02-08S1	泥岩	85	1	5	9	72.75	II ₁
NP02-08S2	泥岩	86	2	3	9	75.75	II ₁

3.3 有机质成熟度

有机质成熟度作为盆地油气生成条件以及油气产状的主控因素之一,沉积盆地有机质经受热演化程度高低直接反映在成熟度的高低之上,故它也成为是盆地生油层评价和油气资源勘探的重要依据之一(Tissot *et al.*, 1984; 卢双舫等, 2008)。当成熟度演化达到相应程度时,有机质才会开始进入生油阶段。一直以来,镜质体反射率(R_o)都被认为是研究烃源岩有机质成熟度应用最广泛且效果最佳的指标参数(涂建琪等, 1999)。所以,在对该牛堡组暗色泥岩烃源岩的有机质成熟度高低进行评价时,本文以镜质体反射率(R_o)作为其主要参考依据,同时,结合岩石热解峰温(T_{max})作为辅助的参考指标来对所采泥岩烃源岩样品的有机质成熟度进行综合评价。得出的结果表明(表4),古近系牛堡组11件暗色泥岩样品的 R_o 为0.72%~0.86%,平均值为

0.76%,在 R_o vs. T_{max} 图解中,其投图结果落入成熟-高成熟区域(图3),显示其有机质热演化程度已达较高阶段。烃源岩岩石热解峰温 T_{max} 值介于424~483℃之间(表4),平均值达451℃,同时,值得

图3 尼玛盆地牛堡组烃源岩 R_o vs. T_{max} 图解Fig. 3 R_o vs. T_{max} diagram of source rock in the Niubao Formation of the Nima basin

指出的是 11 件样品中有 5 件样品的 T_{max} 值低于 435℃, 处非成熟阶段; 另有 5 件样品 T_{max} 值处于 450~580℃ 范围之间, 属于高成熟阶段。综合镜质体反射

率(R_o)以及岩石热解峰温(T_{max})的分析结果来看, 我们认为尼玛盆地古近系牛堡组暗色泥岩烃源岩主要处于成熟~高成熟阶段, 具有较高的机质演化程度。

表 4 尼玛盆地牛堡组烃源岩有机质成熟度参数

Table 4 Maturity parameters of organic matter of source rock in the Niubao Formation of the Nima basin

样品编号	岩性	R_o /%	T_{max} /℃
NP01-05S2	泥岩	0.86	477
NP01-05S3	泥岩	0.85	483
NP01-05S4	泥岩	0.82	473
NP02-01S1	泥岩	0.79	467
NP02-01S2	泥岩	0.77	475
NP02-05S1	泥岩	0.75	437
NP02-05S2	泥岩	0.78	434
NP02-06S1	泥岩	0.73	424
NP02-06S2	泥岩	0.73	431
NP02-08S1	泥岩	0.75	432
NP02-08S2	泥岩	0.72	432

4 沉积相分析

此次测量的尼玛盆地三条实测剖面分别位于尼玛盆地内北部的康玛儿勒、新秃那若、俄久乡下布果乡附近, 通过对野外实测剖面的沉积学分析, 结合野外岩性、结构、构造、颜色、古生物化石、古流向等的综合分析, 识别出了古近系牛堡组地层发育有较多的沉积相类型, 主要包括有扇三角洲相、湖泊相、三角洲相、冲积扇相等, 其地层岩性主要以砾岩、砂岩、泥岩、泥灰岩及泥页岩为主(图 4)。

4.1 扇三角洲相

对于扇三角洲而言, 它是由相邻高地的冲积扇进积到安静水体之中, 并呈现出下细上粗的进积型沉积特征。在西藏尼玛县境内牛堡组的沉积剖面上识别出的扇三角洲相, 可划分出扇三角洲平原、前缘两个亚相。值得指出的是, 二者在岩性上是极其相似的, 但较扇三角洲平原亚相而言, 扇三角洲前缘亚相岩层厚度较薄、粒度以及分选磨圆均较好。通过进一步划分, 又识别出了三个微相, 分别为辫状河道微相、水下分流河道微相以及河道间微相。在该牛堡组剖面上, 发育红褐色、黄灰~青灰色中层~巨厚层砾岩夹同色中~薄层砂砾岩、土灰色杂砂岩, 可划分为辫状河道微相。可见底冲刷构造发育于砾岩底部, 砾岩与含砾砂岩、砂质泥岩组成多个具正粒序的旋回; 河道间微相主要由中~厚层含砾泥岩夹少量砂岩。剖面上发育的黄褐色中~厚层砾岩、砂岩以

及中层细砾岩, 划分为水下分流河道微相, 细砾岩下部有重荷膜构造发育。该沉积剖面上发育的一套青灰色薄层泥岩及暗色薄层泥岩夹青灰色~灰褐色薄~中层砂岩以及浅灰褐色泥灰岩则可划分为水下分流河道间微相。

总体上, 该套环境反映了当时水体由浅变深再到变浅的一个过程。

4.2 湖泊相

西藏尼玛县内另一牛堡组沉积剖面上可见发育有明显的湖泊相沉积类型, 通过进一步细分, 划分出滨湖、浅湖以及半深湖等沉积类型。剖面上发育的红褐色中~厚层泥岩夹一系列的杂色泥岩可划分为滨湖亚相, 偶见砾岩呈薄层~极薄层产出。其中, 灰红色薄层泥岩层理不发育, 在青灰色薄层泥岩中可见有弱的水平纹层发育。灰红色、青灰色泥岩其二者分界处清晰可见, 局部地方可见暗色泥岩中夹有由砾石构成的透镜体。剖面上发育的青灰色泥页岩、灰色、土灰色页岩、薄层砂岩可划分为浅湖亚相, 呈薄层状夹于褐红色泥岩中的青灰色泥岩其层理不发育或发育极弱的水平纹层。野外实测剖面上, 将发育的灰~深灰色泥页岩、页岩划分为半深湖亚相沉积类型, 页岩与下层具有清楚的界线。

从总体上看来, 本文所研究的尼玛盆地的牛堡组经历了一次较为完整的水体由浅~深~浅的湖退~湖进~湖退过程。

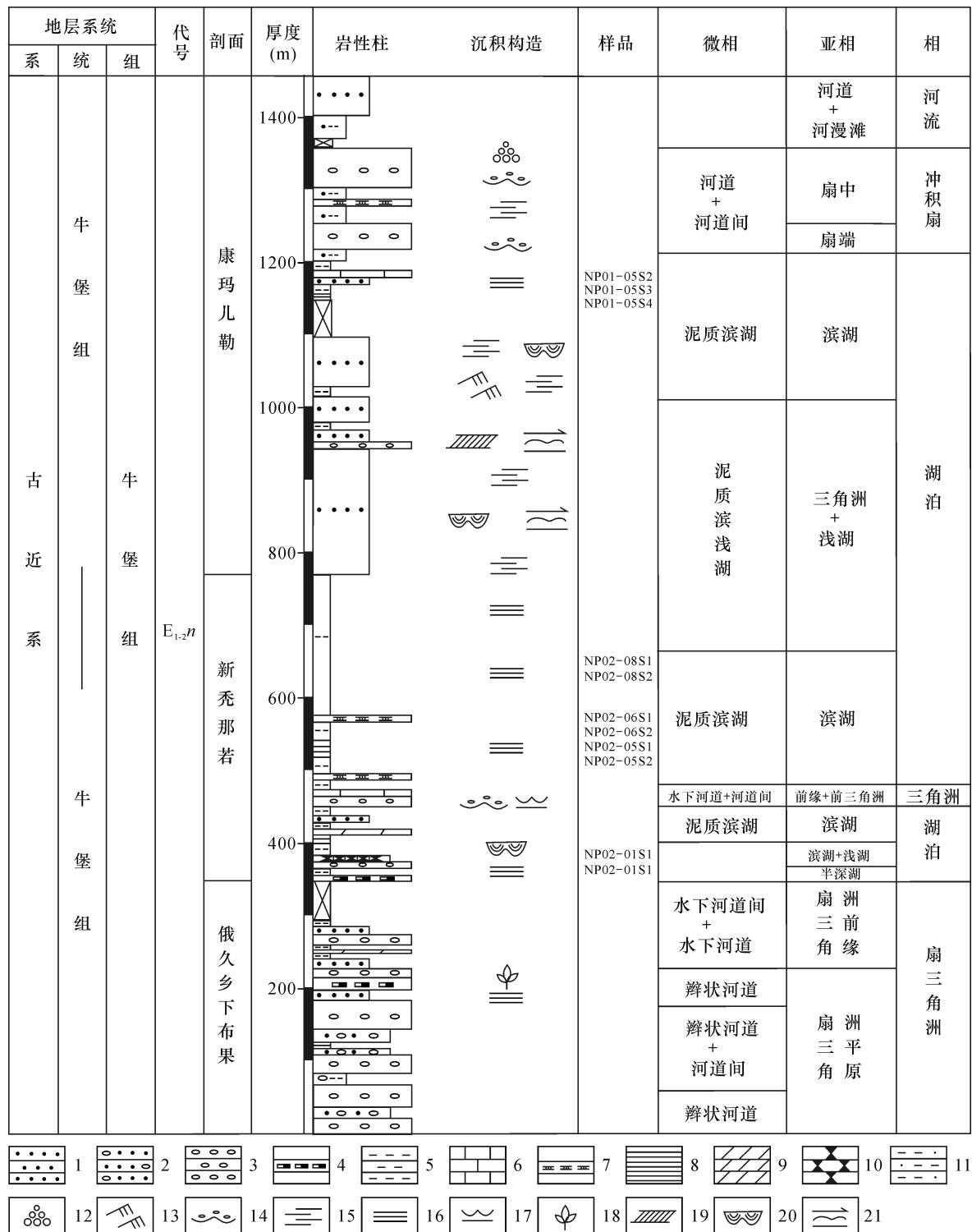


图4 西藏尼玛盆地牛堡组实测地层综合柱状图

Fig. 4 Synthetic stratum column of Niubao Formation in the Nima basin, Tibet

1 - 砂岩; 2 - 含砾砂岩; 3 - 砾岩; 4 - 油页岩; 5 - 泥岩; 6 - 灰岩; 7 - 石膏; 8 - 页岩; 9 - 泥灰岩; 10 - 瘤状灰岩; 11 - 砂质泥岩; 12 - 生物礁; 13 - 爬升层理; 14 - 基底砾岩; 15 - 平行层理; 16 - 水平层理; 17 - 尖顶波痕; 18 - 植物化石; 19 - 板状交错层理; 20 - 槽状交错层理; 21 - 不对称波痕
1 - sandstone; 2 - conglomeratic sandstone; 3 - conglomerate; 4 - oil shale; 5 - mudstone; 6 - limestone; 7 - gypsum; 8 - shale; 9 - marl; 10 - nodular limestone; 11 - sandy mudstone; 12 - organic reef; 13 - climbing ripple lamination; 14 - gravel base; 15 - parallel bedding; 16 - horizontal bedding; 17 - spire ripple; 18 - fossil plant; 19 - tabular cross-bedding; 20 - trough cross-bedding; 21 - asymmetric ripple

4.3 冲积扇相

在尼玛县康玛儿勒的牛堡组剖面上部可见发育有冲积扇沉积类型,岩性为偏灰褐色-黄灰色的砾岩、砂岩,砾石的分选磨圆程度中等-较差,砂岩粒度较大,局部地方达粗砂岩级别,偶夹砂质泥岩、泥岩等。砾岩的产出状态以长透镜状为主,具有从下至上逐渐变细的正粒序层理。可见前积层理以及底冲刷发育在砾岩中,泥岩中石膏脉沿层发育,同时观察到其层理不发育。

5 结论

(1) 西藏尼玛盆地牛堡组泥岩烃源岩有机碳(TOC)质量分数为0.52%~4.14%,平均可达1.25%,其中有8个样品达中等烃源岩标准,3个样品达到很好烃源岩标准,总体达中等-很好烃源岩标准。

(2) 西藏尼玛盆地牛堡组泥岩烃源岩干酪根显微组分以腐泥组为主,有机质类型以II₁型为主,仅有三个样品为I型;镜质体反射率(R_o)、岩石热解峰温(T_{max})显示其处于成熟-高成熟阶段。

(3) 西藏尼玛盆地牛堡组主要发育有扇三角洲相、湖泊相、三角洲相、冲积扇相等沉积相类型,其岩性主要为砾岩、砂岩、泥岩、泥灰岩及泥页岩。

[References]

- Chu Yong-bin, Zhu Li-dong, Yang Wen-guang, Shi Jian-nan. 2015. Characteristics of hydrocarbon source rocks of Upper Triassic in Tumen area, Qiangtang basin, Tibet [J]. Science Technology and Engineering, 15(13):118-121 (in Chinese with English abstract)
- Decelles P G, Kapp P. 2007. Late Cretaceous to Mid-Tertiary basin evolution in the central Tibetan Plateau: Changing environments in response to tectonic partitioning, aridification, and regional elevation gain [J]. Geological Society of America Bulletin, 119(5-6): 654-680
- Fan Wen-fei, Hou Du-jie, Di Meng-qing. 2016. Organic petrology characteristics of organic-rich shale of Lower Palaeozoic in Southeast Chongqing [J]. Geology and Exploration, 52(2):346-356 (in Chinese with English abstract)
- Feng Qiao, Li Hai-bin, Zhou Hai-feng, Wang Bing-kai, Tian Fang-zheng. 2017. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rock in Wutonggou-Guodikeng Formation of West Dalongkou, southeast of Junggar basin [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 36(2):1-10 (in Chinese with English abstract)
- Fu Shun. 2012. Analysis of Mesozoic hydrocarbon source rocks in the Tuonamuzangbu area, Qiangtang basin, Tibet [J]. Geology and Exploration, 48(3):645-653 (in Chinese with English abstract)
- Huang Ji-jun. 2000. Nature of the Qiangtang basin and its tectonic evolution [J]. Journal of Geomechanics, 6(4):58-66 (in Chinese with English abstract)
- Jiang Xing-chao, Chen Jian-fa, Tang You-jun, Zhao Guo-zhu. 2014. Evaluation of hydrocarbon source rocks of formation in Dahulishan region, Ejina Banner [J]. Science Technology and Engineering, 14(13):21-25 (in Chinese with English abstract)
- Jiang Zhong-ti, Zhang Jia-qiang, Wang De-jie. 2006. Discovery of oil-gas shows in the Nyima area, Tibet, China and its significance [J]. Geological Bulletin of China, 25(9):185-189 (in Chinese with English abstract)
- Kapp P, Decelles P G, Gehrels G E, Matthew H, Ding L. 2007. Geological records of the Lhasa-Qiangtang and Indo-Asian collisions in the Nima area of central Tibet [J]. Geological Society of America Bulletin, 119(7-8):917-932 (in Chinese with English abstract)
- Kapp P, Yin A, Harrison T M, Ding L. 2005. Cretaceous-Tertiary shortening, basin development, and volcanism in central Tibet [J]. Geological Society of America Bulletin, 117(7):865-878 (in Chinese with English abstract)
- Klemme H D, Ulmishek G F. 1991. Effective petroleum source rocks of the world: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors [J]. AAPG Bulletin, 75(12):1809-1851 (in Chinese with English abstract)
- Lei Zhen-yu, Li Yong-tie, Liu Zhong, Lu Bing. 2001. Structural deformation and dynamic mechanism of the Qiangtang basin, north Tibet [J]. Geological Review, 47(4):415-419 (in Chinese with English abstract)
- Leier A L. 2005. The Cretaceous evolution of the Lhasa terrane, southern Tibet [D]. Arizona: University of Arizona; 4131 (in Chinese with English abstract)
- Li Ya-lin, Wang Cheng-shan, Zhu Li-dong, Wang Li-cheng, Yang Wen-guang. 2010. Discovery of oil shale in the Nima basin, Tibet, China and its significance [J]. Geological Bulletin of China, 29(12):1872-1874 (in Chinese with English abstract)
- Li Zhong-xiong, He Jiang-lin, Du Bai-wei, Wang Zheng-jiang. 2010. Characteristics of biomarker compounds in the Middle Jurassic carbonate sequence of the Buqu Formation and their implication in the Qiangtang basin, the northern Tibet [J]. Petroleum Geology and Experiment, 32(2):175-180 (in Chinese with English abstract)
- Liu Zeng-qian, Xu Xian. 1990. Formation and evolution of tectonic and the Qinghai-Tibet Plateau [M]. Beijing: Geological Publishing House; 1-174 (in Chinese)
- Lu Bing, Li Yong-tie, Liu Zhong, Lei Zhen-yu, Xu Ke-qiang. 2000. Formation and classification of basins in the Qinghai-Tibet Plateau [J]. Acta Petrolei Sinica, 21(2):21-26 (in Chinese with English abstract)
- Lu Shuang-fang, Zhang Min. 2008. Petroleum geochemistry [M]. Beijing: Petroleum Industry Press; 200-226 (in Chinese with English abstract)
- Lü Tie-liang, Zhang Kui-hua, Lin Chang-song, Li Yan-li. 2016. Hydrocarbon source and reservoir and reservoir-forming analysis in Mulei sag, Junggar basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 40(5):1-9 (in Chinese with English abstract)
- Mi Wen-tian, Zhu Li-dong, Yang Wen-guang, Yang Lin, Huang Hui. 2017. Provenance of the Niubao Formation and its geological impli-

- cations in the North Depression of the Nima basin in the Tibet[J]. Earth Science, 42 (02) : 240 – 257 (in Chinese with English abstract)
- Sun Tao, Wang Cheng-shan, Li Ya-lin, Wei Yu-shuai. 2013. Hydrocarbon potential and molecular organic geochemistry of Niubao Formation in Nima basin, central Tibet[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 32 (2) : 243 – 251 (in Chinese with English abstract)
- Tissot B P, Welte D H. 1984. Petroleum formation and occurrence[J]. New York: Springer – Verlag; 61 – 86
- Tu Jian-qi, Jin Kui-li. 1999. Study and comparison on some important indicators with reference to the degree of organic maturation of marine hydrocarbon – source rocks[J]. Advances in Earth Science, 14 (1) : 20 – 25 (in Chinese with English abstract)
- Wang Jian, Ding Jun, Wang Cheng-shan, Tan Fu-wen, Chen Ming, Hu Ping, Li Ya-lin, Gao Rui, Fang Hui, Zhu Li-dong, Li Qiu-sheng, Zhang Ming-hua, Du Bai-wei, Fu Xiu-gen, Li Zhong-xiong, Wang Fang. 2009. Evaluation and investigation of the oil and gas in the Qinghai – Tibet Plateau[M]. Beijing: Geological Publishing House; 208 – 270 (in Chinese with English abstract)
- Wang Li-cheng, Wang Cheng-shan, Li Ya-lin, Zhu Li-dong, Wei Yu-shuai. 2011. Organic geochemistry of potential source rocks in the Tertiary Dingqinhu Formation, Nima basin, central Tibet[J]. Journal of Petroleum Geology, 34 (1) : 67 – 85
- Wu Jing-long. 2011. Studying on Paleogene sedimentary records of the south depression of Nyima basin in Tibet[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology; 1 – 63 (in Chinese with English abstract)
- Xiang Bao-li, Liao Jian-de, Zhou Ni, Yu Qi-ling, Ma Wan-yun, Gao Xiu-wei, Wang Ming. 2013. Organic geochemical features of Permian source rock from Lucaogou Formation in Ji 174 well of Jimsar depression[J]. Science Technology and Engineering, 13 (32) : 9636 – 9640 (in Chinese with English abstract)
- Xie Long, Tao Gang, Liu He, Li Chao. 2016. Geochemical characteristics of the Upper Triassic Tumengela Formation source rocks in the Tumen area of the Qiangtang basin, Tibet[J]. Geology and Exploration, 52 (4) : 774 – 782 (in Chinese with English abstract)
- Xu Ting, Hou Du-jie, Zhao Zi-bin, Wang Ye, Xu Chang-gui, Wang Fei-long. 2017. Deep tight reservoir characteristics and main controlling factors of Badaowan Formation in the central Junggar basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 41 (1) : 11 – 20 (in Chinese with English abstract)
- Yang Xi-yan. 2016. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks of Cenozoic in Haibei sub – sag[J]. Science Technology and Engineering, 16 (32) : 174 – 179 (in Chinese with English abstract)
- Yu Pan, Mao-chao, Li Xiao-lin, Huang Wen-kui, Qin Wen-pan. 2016. Organic geochemical characteristics and geological significance of shale source rocks from Luofu Formation of Devonian in northwestern Guangxi[J]. Science Technology and Engineering, 16 (35) : 52 – 59 (in Chinese with English abstract)
- Zeng Jing, Li Ya-lin, Wang Li-cheng. 2011. Evalution of Paleogene Dingqinghu source rocks in Dongcuo basin, Tibet[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 32 (1) : 11 – 13
- Zhao Zheng-zhang, Li Yong-tie, Ye He-fei, Zhang Yu-wen. 2000. Oil and gas generation of mesozoic marine source rock in the Qiangtang – Xizang Plateau, China[M]. Beijing: Science Press; 74 – 466 (in Chinese with English abstract)
- Zhao Zheng-zhang, Li Yong-tie, Ye He-fei, Zhang Yu-wen. 2001. The tectonic characteristics of Qinghai – Tibet Plateau and basin evolution[M]. Beijing: Science Press; 354 – 357 (in Chinese with English abstract)
- Zhou Xiao-lin. 2011. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks in Nima basin, Tibet[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology; 1 – 97 (in Chinese with English abstract)

[附中文参考文献]

- 曾 菁,李亚林,王立成. 2011. 西藏洞错盆地古近系丁青湖组烃源岩评价[J]. 新疆石油地质, 32 (1) : 11 – 13
- 褚永彬,朱利东,杨文光,史建南. 2015. 西藏羌塘盆地土门地区上三叠统烃源岩特征[J]. 科学技术与工程, 15 (13) : 118 – 121
- 范文斐,侯读杰,底萌卿. 2016. 渝东南地区下古生界富有机质页岩有机岩石学特征[J]. 地质与勘探, 52 (2) : 346 – 356
- 冯 乔,李海斌,周海峰,王炳凯,田方正. 2017. 准噶尔盆地东南缘西大龙口梧桐沟组 – 锅底坑组烃源岩地球化学特征[J]. 山东科技大学学报:自然科学版, 36 (2) : 1 – 10
- 付 顺. 2012. 西藏羌塘盆地托纳木藏布中生界烃源岩分析[J]. 地质与勘探, 48 (3) : 645 – 653
- 黄继钧. 2000. 羌塘盆地性质及构造演化[J]. 地质力学学报, 6 (4) : 58 – 66
- 蒋兴起,陈践发,唐友军,赵国柱. 2014. 额济纳旗大狐狸山地区干泉组烃源岩评价[J]. 科学技术与工程, 14 (13) : 21 – 25
- 蒋忠惕,张家强,王德杰. 2006. 西藏尼玛地区油气显示的发现及其意义[J]. 地质通报, 25 (9) : 185 – 189
- 解 龙,陶 刚,刘 和,李 超. 2016. 羌塘盆地土门地区上三叠统土门格拉组烃源岩地球化学特征[J]. 地质与勘探, 52 (4) : 774 – 782
- 雷振宇,李永铁,刘 忠,鲁 兵. 2001. 藏北羌塘盆地构造变形及其动力学背景[J]. 地质论评, 47 (4) : 415 – 419
- 李亚林,王成善,朱利东,王立成,杨文光. 2010. 西藏尼玛盆地油页岩的发现及其地质意义[J]. 地质通报, 29 (12) : 1872 – 1874
- 李忠雄,何江林,杜佰伟,汪正江. 2010. 羌塘盆地羌资2井布曲组碳酸盐岩生物标志物特征及意义[J]. 石油实验地质, 32 (2) : 175 – 180
- 刘增乾,徐 宪,潘桂堂. 1990. 青藏高原大地构造与形成演化[M]. 北京:地质出版社; 1 – 174
- 鲁 兵,李永铁,刘 忠,雷振宇,徐可强. 2000. 青藏高原的盆地形成与分类[J]. 石油学报, 21 (2) : 21 – 26
- 卢双舫,张 敏. 2008. 油气地球化学[M]. 北京:石油工业出版社; 200 – 226
- 吕铁良,张奎华,林畅松,李艳丽. 2016. 准噶尔盆地木垒凹陷油气来源及成藏特征[J]. 东北石油大学学报, 40 (5) : 1 – 8
- 密文天,朱利东,杨文光,杨 林,黄 辉. 2017. 西藏尼玛盆地北部古近系牛堡组物源及地质意义[J]. 地球科学, 42 (02) : 240 – 257
- 孙 涛,王成善,李亚林,魏玉帅. 2013. 西藏尼玛盆地古近系牛堡组烃源岩生烃潜力及分子地球化学特征[J]. 矿物岩石地球化

- 学通报,32(2):243-251
- 涂建琪,金奎勋. 1999. 表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究[J]. 地球科学进展,14(1):20-25
- 王剑,丁俊,王成善,谭富文,陈明,胡平,李亚林,高锐,方慧,朱利东,李秋生,张明华,杜柏伟,付修根,李忠熊,万方. 2009. 青藏高原油气资源战略选区调查与评价[M]. 北京:地质出版社:208-270
- 武景龙. 2011. 西藏尼玛盆地南部坳陷古近纪沉积记录研究[D]. 成都:成都理工大学:1-63
- 向宝力,廖健德,周妮,于起玲,马万云,高秀伟,王明. 2013. 吉木萨尔凹陷吉174井二叠系芦草沟组烃源岩地球化学特征[J]. 科学技术与工程,13(32):9636-9640
- 许婷,侯读杰,赵子斌,王烨,徐长贵,王飞龙. 2017. 渤海湾盆地黄河口东洼优质烃源岩发育控制因素[J]. 东北石油大学学报,41(1):11-20
- 杨西燕. 2016. 海北次凹新生代烃源岩地球化学特征[J]. 科学技术与工程,16(32):174-179
- 余盼,毛治超,李小林,黄文魁,岑文攀. 2016. 桂西北泥盆系罗富组泥页岩烃源岩有机地球化学特征及意义[J]. 科学技术与工程,16(35):52-58
- 赵政璋,李永铁,叶和飞,张昱文. 2000. 青藏高原海相烃源层的油气生成[M]. 北京:科学出版社:74-466
- 赵政璋,李永铁,叶和飞,张昱文. 2001. 青藏高原大地构造特征及盆地演化[M]. 北京:科学出版社:1-427
- 周小琳. 2011. 西藏尼玛盆地烃源岩地球化学特征研究[D]. 成都:成都理工大学:1-97

Geochemical Characteristics of the Paleogene Niubao Formation Source Rocks in the Nima Basin, Tibet

LU Zhi-you, YANG Wen-guang, ZHU Li-dong, LIU He, TAO Gang, OUYANG Hui-zi

(Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059)

Abstract: The evaluation degree of oil and gas resources in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basins of the Tibetan Plateau is relatively low so far. Moreover, the understanding of the source of organic matter and the degree of thermal evolution remains poor. Taking Niubao Formation of Paleogene in the Nima basin as a research object, this paper presents an analysis of its organic matter abundance, organic matte type and organic matte maturity. The results show that the total organic carbon (TOC) content lies in 0.52%~4.14%, 1.25% on average, implying a medium-very good source rock. The organic matter is mainly of II₁ type, and three samples belong to I type. The pyrolysis peak temperature of rocks (T_{max}) is 424~483°C, vitrinite reflectance (R_o) is 0.72%~0.86%, suggesting the thermal evolution of organic matter had reached a mature-high mature level. Comprehensive analysis of data shows that the Niubao Formation source rock in the Nima basin has a good hydrocarbon generation potential. The above conclusions are useful for estimating the value of oil and gas exploration in the Nima basin, further breaking the yoke of the concept that petroleum-search of the Tertiary terrestrial basins in the Tibetan Plateau is confined to eastern-central part of the Lopnula basin. And it is also instructive to exploration of oil and gas in the entire Lopnula basin.

Key words: Nima basin, Niubao Formation, source rocks, petroleum resources, Tibet

