

文章编号: 1009-3850(2008)04-0007-07

青藏高原北部新生代陆相盆地石油地质条件及勘探前景

孙 瑕¹, 伊海生¹, 林金辉², 周恩恩³, 李军鹏¹, 黄华谷¹

(1. 成都理工大学 沉积地质研究院, 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学 材料与化学化工学院, 四川 成都 610059; 3. 成都地质矿产研究所, 四川 成都 610082)

摘要: 青藏高原北部陆相盆地中烃源岩发育层位包括始新统风火山组、渐新统雅西措组和中新统五道梁组。古近系雅西措组烃源岩, 特别是灰岩属于中好烃源岩范畴, 有机质类型较好, 且烃源岩主体处于成熟阶段, 是藏北高原新生代陆相盆地主力烃源岩的发育层位。陆相盆地储集岩较发育, 储层较丰富, 发育层位包括风火山组和雅西措组, 其中雅西措组是储层主力分布层位。对测区分析数据表明: 通天河盆地具备一定规模的生油岩厚度, 而且有机质丰度为沱沱河地区最高, 表明其勘探前景较好。

关键词: 青藏高原; 陆相盆地; 烃源岩; 储层; 油气远景

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

1 盆地概况

青藏高原北部的陆相盆地, 根据其基岩的岩性构成和构造性质, 可以分为两大类, 一类是以三叠系巴颜喀拉群浅变质的砂板岩为代表的活动型基底, 如风火山盆地和可可西里盆地, 另一类为奠基于古生代稳定型陆块沉积岩系之上, 以沱沱河盆地和通天河盆地最为典型^[1]。

根据断裂构造边界、沉积边界, 以及地层分布残留边界圈定, 该区最大的 4 个陆相盆地分别为风火山盆地、可可西里盆地、通天河盆地和沱沱河盆地。其面积分别为 4392 km², 6455 km², 8284 km², 7033 km²。这些盆地一般显示长轴呈东西向长条状和扁豆状展布, 与区域构造线平行。本文以沱沱河盆地为重点解剖对象, 同时对风火山盆地、通天河盆地的石油地质条件进行了初步调查和研究, 工作区位置如图 1 所示。

研究区内自晚古生代以来经过多次构造运动,

在各时期的构造运动中相应的形成了一系列规模不等、性质不同的断裂构造。其分布不均, 常密集成带^[2], 大部分具长期活动性, 且相当一部分为活动断裂。按其方向可大体归纳为北西西向、近东西向、北东向和北北向 4 组。其中北西西向和近东西向两组为区内骨架断裂, 发育程度高, 规模较大, 生成时期早, 以压剪性逆断层为主, 局部尚有张性正断层显示。北北向和北东向两组, 均居从属地位, 规模较小且生成时期较晚, 系剪性平推断层。空间上呈零散状分布。

测区内褶皱十分发育, 不同地质构造发展阶段其特征不同^[3]。在中晚始新世, 褶皱作用强烈, 形成一系列紧密线状褶皱。渐新世早期, 褶皱作用总体较弱, 其早期和晚期又表现出一定程度的差异: 早期相对稳定, 主要表现为海相盖层褶皱, 形成一系列规模不等的宽展型褶皱; 晚期相对活动 (陆内改造阶段), 以强烈的断块作用为主, 形成一系列规模不等断裂隆起和断陷盆地, 褶皱较微弱, 主要表现为陆

收稿日期: 2008-02-18 改回日期: 2008-10-10

作者简介: 孙瑕 (1983—), 女, 硕士, 主要从事沉积盆地分析研究。Tel 13693400645, E-mail shirley2410@qq.com

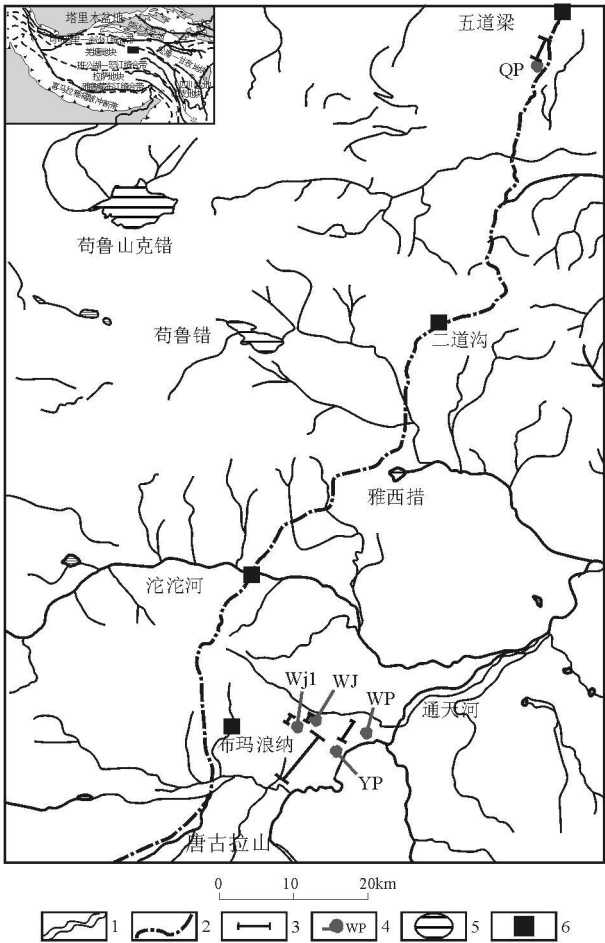


图 1 研究区位置示意图

1 河流; 2 青藏公路; 3 实测剖面位置; 4 剖面代号; 5. 湖泊; 6 地名

Fig 1 Location of the study area

1 = river; 2 = Qinghai-Xizang highway; 3 = measured section; 4 = section code; 5 = lake; 6 = place name

相盆地的盖层中。这些褶皱和断裂构成了较好的成藏圈闭条件。

2 油气成藏条件

2.1 生烃条件

1. 烃源岩层位分布与类型

藏北高原新生代陆相盆地组中烃源岩发育的层位包括始新统风火山组、渐新统雅西措组和中新统五道梁组, 烃源岩类型有灰色/灰绿色/灰黑色泥灰岩, 灰黑色/黑色微晶灰岩, 深灰色/灰黑色/黑色泥岩、泥页岩和褐黑色油页岩等。烃源岩剖面控制厚度风火山组 16.25m 雅西措组 102m 五道梁组 7.09m(油页岩)。

2 烃源岩有机质丰度

有机质丰度是反映烃源岩生成油气的物质基

础, 与盆地蕴藏的油气资源密切相关, 是评价烃源岩的基本依据之一。根据国内外对烃源岩分级评价标准, 结合野外地质调查所认识的, 藏北高原新生代陆相盆地烃源岩采用的地球化学评价标准^[4]如表 1、表 2 所示。该标准以有机碳含量作为烃源岩分级的主要指标, 氯仿沥青“A”等指标作为辅助参考。

风火山组烃源岩类型有灰色/灰绿色泥岩、泥灰岩和灰黑色灰岩。通过对 5 个泥岩样品及 6 个灰岩样品有机质丰度指标分析, 风火山组泥岩有机碳含量平均为 0.15%, 氯仿沥青“A”含量 2×10^{-6} , 生烃潜量平均为 0.05mg/g 泥灰岩有机碳含量平均为 0.18%, 氯仿沥青“A”含量 31×10^{-6} , 生烃潜量 0.06μg/g; 灰岩有机碳含量平均为 0.30%; 氯仿沥青“A”含量平均为 26×10^{-6} , 生烃潜量平均为 0.06μg/g。按烃源岩有机质丰度评价标准, 风火山组泥岩属于非烃源岩/较差烃源岩范畴, 泥灰岩属于较差烃源岩, 灰岩属于中等烃源岩。

表 1 藏北新生代陆相盆地泥质烃源岩有机质丰度标准
Table 1 Organic matter abundances in muddy source rocks from the Cenozoic continental basins in the northern part of the Qinghai-Xizang Plateau

参 数	非生油岩	较差生油岩	中等生油岩	好生油岩
机碳含量/%	<0.4	0.4~0.6	0.6~1.0	>1.0
氯仿沥青“A”/ 10^{-6}	<100	100~200	500~1000	>1000
总烃含量/ 10^{-6}	<100	100~200	200~500	>500
生烃潜量/μg/g	<1	1~2	2~6	>6

雅西措组烃源岩以灰黑色灰岩为主, 其次为灰色/黑色泥岩和灰黑色泥灰岩。通过对 4 个泥岩样品及 77 个灰岩样品分析表明, 泥岩有机碳含量平均为 0.24%, 氯仿沥青“A”含量 52×10^{-6} , 生烃潜量平均为 0.14μg/g 泥灰岩有机碳含量平均为 0.21%, 氯仿沥青“A”含量 36×10^{-6} , 生烃潜量平均为 0.14μg/g; 灰岩有机碳含量平均为 0.32%; 氯仿沥青“A”含量平均为 80×10^{-6} , 生烃潜量平均为 0.33μg/g。按烃源岩有机质丰度评价标准, 雅西措组泥岩属于非烃源岩, 泥灰岩属于较差/中等烃源岩范畴, 灰岩属于中等/好烃源岩范畴。

五道梁组烃源岩类型有灰色泥页岩、灰色/灰绿色泥灰岩和褐色/褐黑色油页岩。通过对两个泥页岩样品及 6 个灰岩样品分析表明, 泥页岩有机碳含量平均为 0.93%, 氯仿沥青“A”含量 2438×10^{-6} , 生烃潜量平均为 50.10μg/g 泥灰岩有机碳含量平均为 2.84%, 氯仿沥青“A”含量平均 160×10^{-6} , 生烃

潜量平均为 $18.98\mu\text{g/g}$ ；油页岩有机碳含量平均为 8.67% ；氯仿沥青“ A ”含量平均为 3992×10^{-6} ，生烃潜量平均为 $31.8\mu\text{g/g}$ 。按烃源岩有机质丰度评价标准，五道梁组泥页岩、油页岩属于好烃源岩，泥灰岩属于较差好烃源岩范畴，叠层石属于较差烃源岩。

表 2 藏北新生代陆相盆地碳酸盐烃源岩有机质丰度标准
Table 2 Organic matter abundances in carbonate source rocks from the Cenozoic continental basins in the northern part of the Qinghai-Xizang Plateau

参 数 \ 级 别	非生油岩	较差生油岩	中等生油岩	好生油岩
机碳含量 /%	<0.10	0.10~0.15	0.15~0.25	>0.25
氯仿沥青“ A ” / 10^{-6}	<50	50~200	200~400	>400
总烃含量 / 10^{-6}	<40	40~80	80~200	>200
生烃潜量 / $\mu\text{g/g}$	<0.10	0.10~0.15	0.15~0.25	>0.25

3 烃源岩有机质类型

研究表明，除了有机质丰度外，烃源岩质量的好坏与其所含有有机质的类型有关。主要根据干酪根的显微组分、元素组成、干酪根的 $\delta^3\text{C}/\text{‰}$ 、正烷烃分布特征以及甾、萜烷及一些生物标志化合物等指标参，通过对 19 个样品分析表明^[6]：藏北新生代陆相盆地风火山组、雅西措组和五道梁组烃源岩有机质类型主要表现为混合型，在有机母质构成中，既有较高份额的高等植物，又有一定比例的低等水生生物混合输入的特点。其中风火山组为 $\text{II}_1\text{--II}_2$ 型，雅西措组和五道梁组以 II_1 型为主，少量属 II_2 型。反映了烃源岩有机质类型较好。盆地基底结扎组烃源岩有机质类型具有混合 II_2 型的基本特征。

4 烃源岩有机质成熟度

有机质成熟度反映了沉积盆地有机质经受热演化的程度，是盆地油气生成条件和油气产状的主控因素，因而也是盆地生油层评价和油气资源勘探的重要依据之一。

由于藏北高原地质情况复杂，为了对有机质成熟度做出正确判断，需要多项资料的综合对比和深入分析。根据镜质体反射率（ R_0 ）、岩石热解烃峰温（ T_{max} ）、正烷烃分布特征以及甾、萜烷生物标志化合物特征等多项指标和参数，根据对 19 个样品有机质成熟度分析表明：藏北新生代陆相盆地风火山组烃源岩主体处于高成熟阶段，雅西措组烃源岩总体处于成熟阶段，五道梁组烃源岩主要处于未成熟阶段，盆地基底结扎组烃源岩处于高成熟阶段。

5 烃源岩总体评价

藏北新生代陆相盆地风火山组烃源岩有机质丰

度偏低，有机质类型主要为 $\text{II}_1\text{--II}_2$ 型，烃源岩主体处于高成熟阶段。新近系五道梁组烃源岩，特别是泥页岩和油页岩具有较高的有机质丰度，有机质类型以 II_1 型为主，但烃源岩主体处于未成熟阶段。古近系雅西措组烃源岩，特别是灰岩属于中等好烃源岩范畴，有机质类型较好，以 II_1 型为主，且烃源岩主体处于成熟阶段，是藏北新生代陆相盆地主力烃源岩发育层位。盆地基底结扎组碳质泥页岩烃源岩有机质丰度偏低，属较差烃源岩级别，有机质类型为 II_2 型，主体处于高成熟、过成熟阶段。

2.2 储集条件

1. 储层层位分布与类型

藏北新生代陆相盆地储集岩较发育，储层丰富，发育层位包括风火山组和雅西措组，其中雅西措组是储层主力分布层位，储集岩以碎屑岩类储层为主。储集岩剖面控制厚度，风火山组为 117m，雅西措组为 168m。

2. 储层物性特征

风火山组储集岩类型为碎屑岩类，3 件砂岩储集岩样品孔隙度平均为 1.65%；渗透率平均为 $0.1548\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。总的来看，风火山组储层以近致密层、很致密层储层为主，属差、很差储层。

雅西措组储集岩类型也为碎屑岩类，19 件砂岩储集岩样品孔隙度平均为 12.06%；渗透率平均为 $40.0958\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。从孔、渗分析数据来看，雅西措组储层以中孔中渗和低孔低渗为主，储集岩储渗性能总体表现为中等、好级别。

3. 毛管压力曲线特征与分类

不同的储集岩具有不同的毛管压力曲线及相应的孔隙结构参数特征。根据我们在野外采集到的 21 个样品进行分析得出，雅西措组储集岩毛管压力曲线大致可分为以下三种类型（图 2、图 3、图 4）。

A 类为粗、偏粗歪度型，孔喉分选中等、较好，曲线的排驱压力 P_d 和饱和度中值压力 P_{50} 较小， P_d 一般小于 0.2MPa， P_{50} 小于 1.0MPa，对应的最大连通喉道半径大于 $5\mu\text{m}$ ，中值喉道半径大于 $1\mu\text{m}$ ，最小非饱和孔隙体积百分数小于 5%；孔喉分布集中且偏于大喉道一侧。铸体薄片显示这类岩石以连通性较好的粒间孔隙为主要储集空间，其次为粒内溶孔和铸模孔。

B 类为偏粗歪度型，孔喉分选中等，曲线的排驱压力 P_d 和饱和度中值压力 P_{50} 中等， P_d 一般大于 0.4MPa，小于 1.0MPa， P_{50} 位于 1.0~5.0MPa 之间，对应的最大连通喉道半径大于 $0.5\mu\text{m}$ ，中值喉道半

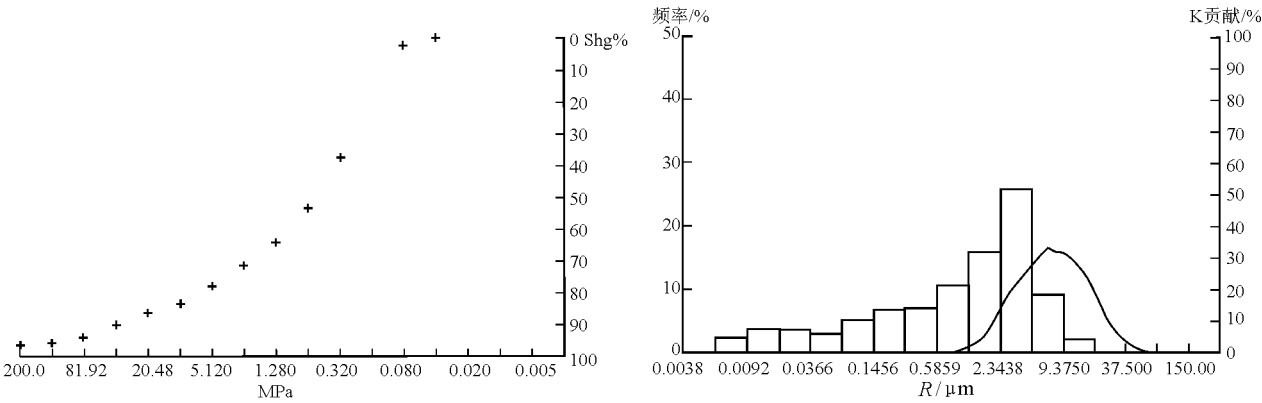


图 2 雅西措组储集岩 A类毛管压力曲线和孔喉分布直方图

Fig 2 Type A capillary pressure curve and histogram showing the distribution of pore throats in the reservoir rocks from the Yaxico Formation

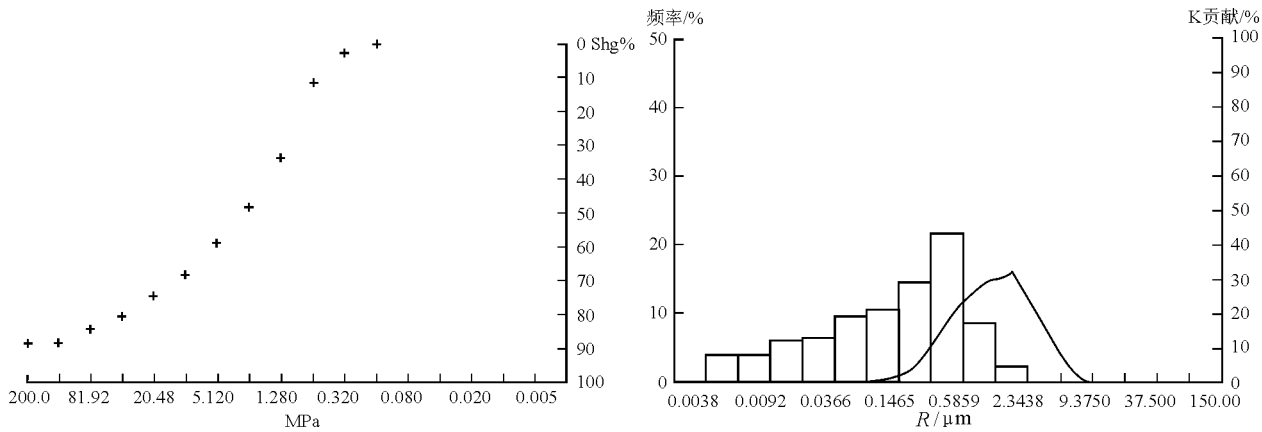


图 3 雅西措组储集岩 B类毛管压力曲线和孔喉分布直方图

Fig 3 Type B capillary pressure curve and histogram showing the distribution of pore throats in the reservoir rocks from the Yaxico Formation

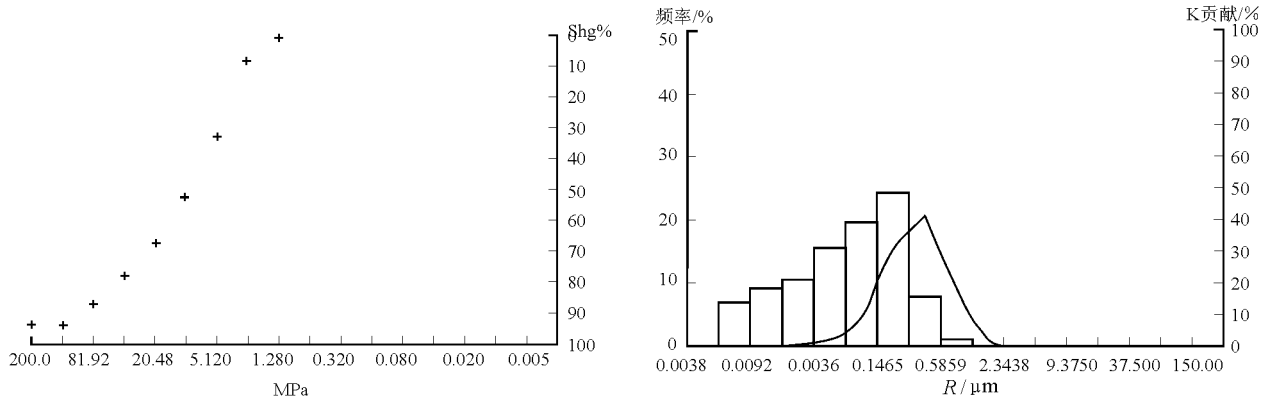


图 4 雅西措组储集岩 C类毛管压力曲线和孔喉分布直方图

Fig 4 Type C capillary pressure curve and histogram showing the distribution of pore throats in the reservoir rocks from the Yaxico Formation

径大于 $0.1\mu\text{m}$,小于 $1\mu\text{m}$,最小非饱和孔隙体积百分数一般小于 10%; 孔喉分布较集中,较大喉道对渗透率贡献大。铸体薄片显示这类岩石为粒间孔隙较发育的砂岩,孔隙连通性较好。

C类为细歪度型,孔喉分选中等较好,曲线的排驱压力 P_d 和饱和度中值压力 P_{50} 呈现较高值, P_d 一般大于 2.5MPa , P_{50} 大于 9.0MPa ,对应的最大连通喉道半径小于 $0.3\mu\text{m}$,中值喉道半径小于 $0.08\mu\text{m}$,最

小非饱和孔隙体积百分数一般大于 5%; 孔喉分布集中在细小喉道一侧。这类曲线代表的岩石物性较差。铸体薄片显示这类岩石内孔隙以小的溶蚀孔隙为主,孔隙间喉道窄。

风火山组储集岩毛管压力曲线属于 C类,具有很高的曲线排驱压力 P_d 和饱和度中值压力 P_{50} ,最小非饱和孔隙体积百分数达 28.487%。小于 $0.2\mu\text{m}$ 的孔喉体积大于 98%,岩石储集物性较差 (图 5)。

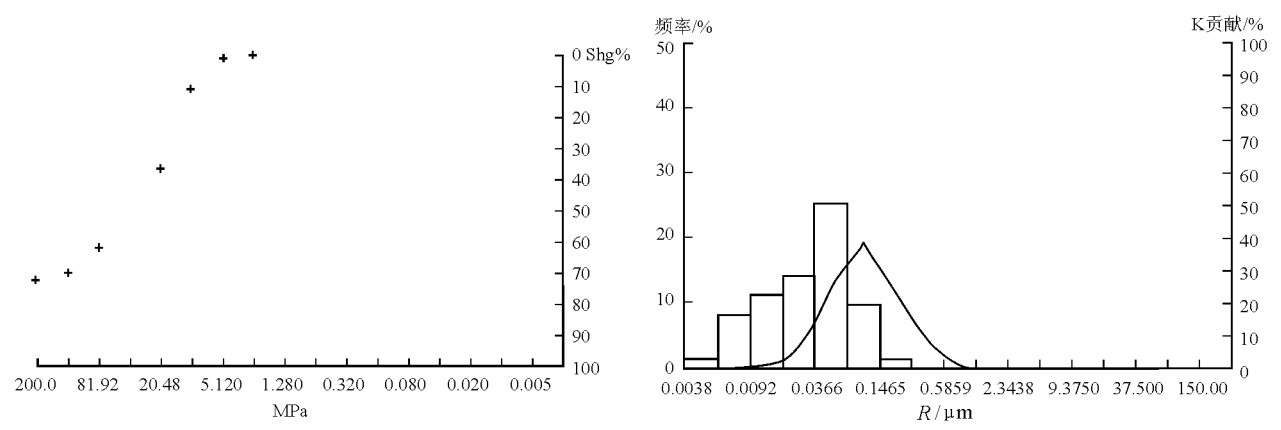


图 5 风火山组储集岩 C类毛管压力曲线和孔喉分布直方图

Fig 5 TYPE C capillary pressure curve and histogram showing the distribution of pore throats in the reservoir rocks from the Fenghuoshan Formation

4 储层总体评价

藏北新生代陆相盆地储集岩类型为碎屑岩类。风火山组储集物性较差,储层以近致密层-很致密层储层为主,属差-很差储层;孔隙结构类型以小的溶蚀孔隙为主,孔隙间喉道窄。雅西措组储层以中孔中渗和低孔低渗为主,储集岩储渗性能总体表现为中等-好级别;孔隙结构类型以连通性较好的粒间孔隙为主,其次为粒内溶孔和铸模孔。雅西措组储集岩储渗性能明显优于风火山组。

2.3 生储盖组合条件

依据实测剖面数据,从下向上可以建立以下生储盖组合 (表 3): 生油层以雅西措组为主,主要岩性为薄中层状灰黑色灰岩,储层以雅西措组中上部为主,主要岩性为薄中层状中粒砂岩,直接盖层为雅西措组泥岩和石膏岩层,区域性盖层为五道梁组泥岩和泥灰岩,形成互层式生储盖组合。该组合生油层厚度大,生油岩品级较好,储层厚度大,砂体连续,上部石膏岩层封盖性能佳,为良好级生储盖配置。

表 3 青藏陆相盆地生储盖层特征简表

Table 3 Characteristics of the source rocks, reservoir rocks and seal rocks in the Cenozoic continental basins in the northern part of the Qinghai-Xizang Plateau

生储盖层	层位	岩性岩相	主要特征与参数
烃源岩	风火山组 雅西措组	薄中层状灰黑色泥岩和泥灰岩	生油层厚度大,生油岩品级较好。有机质类型较好,以Ⅱ ₁ 型为主
储层	雅西措组	薄中层状中细粒砂岩	孔隙度平均为 12.06%,渗透率平均为 $40.0958\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属中孔中渗和低孔低渗
盖层	雅西措组 五道梁组	泥岩和石膏岩层	累积厚度大,封盖性强

3 讨论及结论

西藏已探明含油气的伦坡拉盆地与研究区盆地具有极大的相似性。且伦坡拉盆地具有很好的油气勘探前景^[7-8],将其与通天河盆地进行对比 (表 4),可以推测研究区也具有极好的油气开发潜力。

表 4 通天河盆地与伦坡拉盆地烃源岩和储层特征对比
Table 4 Correlation of the source rocks and reservoir rocks in the Tongtian River Basin and Lumpoka Basin

盆地类型	烃源岩特征		储层特征
伦坡拉盆地	有机质丰度	有机碳含量平均为 0.68%, 氯仿沥青“ A ”含量平均 0.146%, 烃含量平均 561.196×10^{-6}	中低孔渗
	有机质类型	生油岩母质类型均为 I ~ II ₁ 型	
通天河盆地	有机质丰度	有机碳含量平均为 0.693%, 氯仿沥青“ A ”含量为 0.2438%, 生烃潜量平均 501×10^{-6}	中孔中渗和低孔低渗
	有机质类型	以 II ₁ 型为主	

本文重点研究了以下的三个陆相盆地:

3.1 风火山盆地

风火山盆地沉降幅度大, 剖面控制地层厚度达 5543.54m; 新生代地层发育齐全, 主体沉积是风火山组紫红色陆源碎屑岩系, 雅西措组和五道梁组分布盆地南北侧翼。

该区生油岩层位位于风火山组下部和中部, 主要为灰黑色含介屑灰岩和灰绿色砂质灰岩; 储集砂体厚为 1764.68m, 纵向上可构成互层式或侧变式生储盖组合。盖层岩系为雅西措组泥岩、含膏泥岩, 剖面剖面控制的泥岩盖层厚为 253m。

野外石油地质调查中所确定的风火山组生油岩厚度较小, 品质差中等, 有机质含量偏低, 具有一定生油能力的湖相黑色岩系仅限于风火山山脊南北两侧, 推测二道沟及临近地区可能为深湖相沉积中心。

仅就目前野外调查和分析化验资料来看, 我们对风火山盆地的油气资源前景持谨慎的观点, 它缺乏青藏高原其它陆相盆地如伦坡拉、柴达木盆地那样的灰色生油层系^[5], 而且也没有发现明显的油气显示和油气运移的迹象。

3.2 沱沱河盆地

该盆地主要由风火山组构成, 控制地层厚为 628m, 拗陷主体部分雅西措组和五道梁组缺失。据野外地质路线调查, 沱沱河盆地具有南部边缘粒度粗、厚度大而北部粒度细、厚度小的楔形地层体。盆地中央 85道班一带观察到厚达 100~150m 宽的灰色泥岩、灰岩层系出露, 层位为风火山组中下部。其中可见累计厚度 30 余米的灰绿色泥岩、泥质粉砂岩、灰黑色页岩和累计厚度为 3m 的深灰色/灰黑色灰岩, 代表洪泛平原湖沼环境沉积, 可能是潜在的生油岩系。据 T101-02 剖面实测, 储层砂体累计厚度 117m,

垂向上可能构成底生式生储盖组合。但沱沱河盆地北侧凹陷区范围狭小, 如茶措拗陷呈 15~25km 的带状展布, 且该区断裂和岩浆活动发育, 保存条件差, 埋藏浅, 生油岩缺乏, 也未见明显的油气显示。

3.3 通天河盆地

通天河盆地呈近东西向展布, 呈东部开阔而西部狭窄的楔形, 向西至青藏公路一线与沱沱河盆地拼接相连, 东至通天河一线扬起。拗陷中部为乌丽扎苏和开心岭扎日根等东西向长条形基底凸起与分隔, 形成了一系列次级凹陷。

通天河盆地从北向南沉积地层具有明显的南北两侧老、中部新, 由薄变厚的锥形充填样式。地表零星出露五道梁组, 第四系松散沉积发育。通天河和当曲一带出露雅西措组红色碎屑岩及上覆五道梁组灰色灰岩、泥灰岩、钙质泥岩, 是沉积厚度最大的地区, 也是通天河盆地沉降带。

根据 YP 实测剖面数据, 盆地内累计沉积厚度 1752.71m, 生油岩层位为雅西措组湖相泥岩、灰岩, 剖面控制生油岩厚为 102m, 属中等好的生油岩。储集层为雅西措组砂砾岩, 厚为 168m, 纵向上构成下生上储式或顶生式生储盖组合。

根据以上数据对比, 通天河盆地具备一定规模的生油岩厚度, 而且有机质丰度也是沱沱河地区最高的, 表明该区深湖盆具有产生良好烃原母质的条件, 地表大面积第四系覆盖区, 可能存在大型生油凹陷, 应进一步部署深部物探工作证实。

生油岩的层位、厚度、品质, 以及埋深是评价盆地油气勘探前景的基本前提, 对于陆相盆地, 生油凹陷尤其是大型生油凹陷的存在与否是预测和评价盆地勘探前景的关键; 生储盖组合的有效配置和圈闭构造生成定型的时空配置则是形成油气藏的重要参数。青藏北部新生代陆相盆地具有较好的生储盖配置及圈闭构造, 可以推测其具有极好的勘探前景。

综上所述, 沱沱河盆地断陷和岩浆活动发育, 缺乏较好的油气显示; 风火山盆地也缺乏较好的油气显示, 不具备较好的勘探前景; 通天河盆地是研究区最具勘探前景的盆地。

本项研究的样品测试工作得到华北油田实验室和四川石油管理局的大力协助, 此次参加野外工作的还有杨伟、李志宏、马雪、达雪娟、李盛俊、杜秋定, 在此谨表谢意。

参考文献:

[1] 伊海生, Zhao XiXi, 林金辉, 等. 藏北乌兰乌拉湖第三纪陆相红层古地磁研究的初步结果及地质意义[J]. 地球学报, 2004, 25(6): 633—638

[2] 刘顺飞, 伊海生, 王成善, 等. 藏北可可西里盆地老第三纪沉积物源区分析及其高原隆升意义[J]. 地球科学, 2001, 26(1): 1—6

[3] 朱利东, 王成善, 郑荣才, 等. 青藏高原东北缘酒泉盆地的演化特征与宽台山—黑山断裂的性质[J]. 地质通报, 2005, 24(9): 837—840

[4] PETERS K E, CASSA M R. Applied source rock geochemistry [A]. Magoon L B, Dow W G. The Petroleum System: from Source to Trap [C]. Tulsa: SEPM Special Publications, AAPG Memoir 60, 1994: 93—117

[5] 段宏亮, 钟建华, 马锋, 等. 柴达木盆地西部侏罗系油气勘探前景[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(1): 47—52

[6] 林金辉, 伊海生, 邹艳荣. 藏北高原海陆相油页岩生物标志化合物对比研究[J]. 地球化学, 2004, 33(1): 57—64

[7] 杜佰伟, 谭富文, 陈明. 西藏伦坡拉盆地沉积特征分析及油气地质分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2004, 24(4): 46—54

[8] 袁彩萍, 徐思煌. 西藏伦坡拉盆地地温场特征及烃源岩热演化史[J]. 石油实验地质, 2000, 22(2): 156—160

Petroleum Geology and exploration prospects in the Cenezoic continental basins in the northern part of the Qinghai-Xizang Plateau

SUN Xia, YIN Hai-sheng, LIN Jin-hui, ZHOU Ken-ken, LI Jun-peng, HUANG Hua-gu
(1. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. College of Materials and Chemistry & Chemical Engineering, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 3. Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China)

Abstract: The source rocks in the Cenezoic continental basins in the northern part of the Qinghai-Xizang Plateau consist of the Eocene Fenghuoshan Formation, Oligocene Yaxico Formation and Miocene Wudaoliang Formation. The source rocks especially the limestones from the Oligocene Yaxico Formation occurs as the main horizons of source rocks in the study area due to moderate to good oil potential, good types and maturation of organic matter. The reservoir rocks dominantly abound in the Eocene Fenghuoshan Formation and Oligocene Yaxico Formation. The results of research in this study have revealed that the Tongtian River Basin may have good petroleum potential due to greater thickness of source rocks and maximum contents of organic matter in the Tuotuo River Basin.
Key words: Qinghai-Xizang Plateau; continental basin; source rock; reservoir rock; petroleum potential