

文章编号: 1009-3850(2002)01-0016-06

西藏羌塘盆地——中国油气资源战略选区的首选目标

谭富文, 王 剑, 王小龙, 杜佰伟

(成都地质矿产研究所, 四川 成都 610082)

摘要: 研究表明羌塘盆地在油气资源的许多方面可与中东特提斯油气集聚区相类比, 因而成为中国油气资源战略选区的首选目标之一。羌塘盆地的构造部位相当于中东特提斯构造域的北亚带和中亚带, 羌塘盆地晚古生代是一个被动大陆边缘盆地, 中生代是一个复合式前陆盆地, 新生代叠置成为第三纪走滑断陷盆地; 羌塘盆地内发育有极为良好的生储盖组合, 生油岩主要为三叠系—侏罗系的泥岩、灰岩和油页岩, 烃源层处于成熟—过成熟阶段, 生油高峰期为晚侏罗世—古近纪, 局部发现厚达70余米的油页岩, 初步估计油气资源总量为50亿吨左右; 盆地内发育有孔渗极佳的碎屑岩、白云岩以及生物礁(滩)岩等储集层, 其次生孔隙的形成期与烃岩的生油高峰期一致; 盆地内发育泥岩、泥灰岩和石膏等多套盖层, 累计厚度可达3000多米, 尤其是发育中东油田最好的石膏储层, 累计厚度达177m, 其中, 仅中侏罗统布曲组最大单层厚度达93m; 盆地内发育数十个形态好、保存完整的大中型背斜和穹隆圈闭构造, 它们均定型于侏罗纪末期, 为油气运移和圈闭创造了良好的条件; 盆地内共发现油气显示190余处, 其中包括5处液态油苗, 数处见厚达数厘米的板状沥青, 并发现面积约10km²的古油气藏一个; 藏北高原的抬升属整体的均一抬升, 剥蚀强度不大, 岩浆活动广泛, 但除盆地东南部外, 规模小, 对油气的破坏性不大。因此, 盆地内具有一定的保存条件。

关键词: 战略选区; 特提斯; 油气资源; 藏北; 羌塘盆地

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

1 概述

羌塘盆地位于青藏高原北部, 平均海拔4900m, 其范围介于E85°~E93°, N32°~N35°之间, 总面积约18×10⁴km²。大地构造上位于横亘全球的巨型特提斯构造域的东段。特提斯构造域是全球最年青的造山带, 其中蕴藏着丰富的油气资源。据Klemme和Vlmishek(1991)的研究^[1], 特提斯构造域仅占全球陆地面积的17%, 探明的石油储量却占全球的68%, 但主要集中在勘探程度较高的中东地区, 而在东段, 油气勘探程度极低, 探明的油气田也相对稀少。

纵观我国突出的油气资源供求矛盾^[2]和油气勘探现状, 在青藏高原选择有利区块作为我国油气

资源战略选区已显得十分必要。王鸿祯(1996)指出, 在我国西部含油气盆地中, 除新疆塔里木巨型盆地外, 能否还有第二个石油资源战略接替区? 看来, 只有西藏有可能回答这个问题。

青藏高原总面积约250×10⁴km², 占国土面积的四分之一。经统计, 其中分布着陆相和海相各类型盆地共计27个。羌塘盆地在其规模大小, 含油气系统, 成藏条件和保存条件等多方面均首屈一指, 并有着较高的勘察和研究程度, 是目前公认的最有希望取得突破的含油气盆地。1994~1997年间, 成都地质矿产研究所承担了中国石油总公司在青藏地区组织的大规模石油地质调查项目, 笔者有幸参加了为期4年的野外调查工作。自2000年开始, 笔者又承担了国土资源部重点基础项目“青藏高原重点沉

积盆地油气资源潜力分析”,进一步开展了石油地质调查和研究工作,从而对中国特提斯构造域的油气地质条件有了更深刻的认识。初步认为羌塘盆地应成为中国油气战略选区的首选目标之一。

2 羌塘盆地的构造背景与盆地的演化特征

2.1 大地构造背景

研究表明,在巨大的特提斯构造域中,分布着数百个沉积盆地,但并非都找到了油气田。油气田的分布与其所处的大地构造背景和盆地的性质,演化等有着密切的关系。多数尤其是大型油气田分布于特提斯南北两大陆块(欧亚大陆和冈瓦纳大陆)的两条前陆盆地带内。如南带的大阿尔及利亚为 52.5m^3 (油当量,下同),扎格罗斯-阿拉伯湾为 $1500 \times 10^8\text{m}^3$,印度河为 $7 \times 10^8\text{m}^3$ 等;北带的阿基坦为 $4.1 \times 10^8\text{m}^3$,外喀尔巴阡为 $3 \times 10^8\text{m}^3$;北高加索-卡拉库姆为 $85 \times 10^8\text{m}^3$ 等。进一步研究表明,这些油气田多与盆地的前陆隆起及其前面的前陆盆地简单褶皱带有关,例如,扎格罗斯山叠瓦冲断带前面的简单褶皱带;或者位于盆缘的前陆褶冲带中,如里海南部的阿塔盆地与巴基斯坦西部的中新生代油气田则位于该区上叠板块的北东向逆掩褶冲带中;我国的塔里木盆地(广义特提斯构造域中)北部中新生代油气田则位于前陆隆起及其前面的简单褶皱带中。

中国的特提斯构造演化较中东地区要复杂得多。这主要表现在南北大陆间还曾有一系列相对稳定的微陆块的多次拼合过程。基于其拼合历史,通常将之进一步大致划分为古特提斯、中特提斯和新特提斯三个演化阶段。相应地自北向南先后形成了昆仑南缝合带(P_2-T_1 闭合),可可西里-金沙江缝合带(T_2),班公湖-怒江缝合带(J_1-J_2)和印度河-雅鲁藏布江缝合带(K_2-E)。各缝合带间是相对稳定的微陆块(图1)。羌塘盆地位于可可西里-金沙江缝合带与班公湖-怒江缝合带之间,从其经历到构造演化及地块性质看,其构造位置相当于西特提斯构造域的北带和中带之间的位置。据古地磁资料^[3],古中生代期间,该盆地处于 $10^\circ \sim 30^\circ$ 纬度之间,而这正好与全球最利于成油的位置一致。

2.2 盆地的演化

羌塘盆地先后经历了古特提斯和中特提斯洋-陆转换和盆山转换过程,盆地性质也相应发生了多次转变,总体上表现为一个大型复合型沉积盆地,盆地内沉积岩覆盖面积达70%以上,中新生代地层发

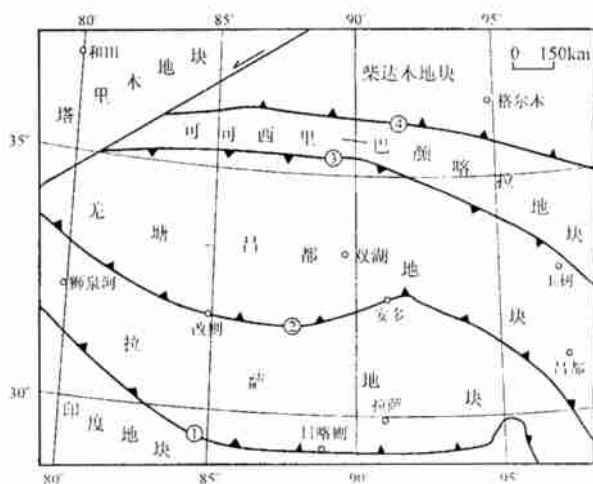


图1 青藏高原大地构造格架图

①雅鲁藏布江缝合带;②班公湖-怒江缝合带;③可可西里-金沙江缝合带;④昆仑南缝合带

Fig. 1 Geotectonic framework of the Qinghai-Xizang Plateau

①=Yarlung Zangbo suture zone; ②= Bangong-Nujiang suture zone; ③= Hoh Xil-Jinshajiang suture zone; ④= South Kunlun suture zone

育较为齐全,古生代地层零星出露于盆地边缘及中央隆起带内。

盆地基底建立在加里东褶皱变质岩系之上,泥盆纪至侏罗纪沉积海相地层,总厚达10000~12000m,分布广泛;白垩系-第三系沉积陆相地层,总厚为0~6000m,分布零星。

晚古生代,羌塘盆地属被动大陆边缘盆地。泥盆纪-石炭纪以浅海碳酸盐沉积为主,夹少量细碎屑岩沉积,石炭纪地层中繁盛大量与我国华南和西南地区相似的暖水动物群,显示其沉积特征和生物特征均与昌都、思茅以及扬子地块相似,说明该时期羌塘地块更接近于特提斯构造域北亚带的前陆沉积区。二叠纪早期仍以碳酸盐沉积为主,盆地中央受查桑-查布裂谷作用的影响^[4],形成一东西向的火山岩分布带;晚期,地壳抬升,广泛接受湖-沼泽相碎屑岩沉积,局部夹火山岩。

二叠纪末,北侧古特提斯洋的关闭,可可西里北部岛弧区褶皱成山。三叠纪,受南北向挤压作用影响,羌塘盆地形成了南北拗陷,中部隆起的格局。北部具有前陆盆地沉积特征,在可可西里以南的前渊带沉积了中下三叠统以细碎屑岩为主的复理石,而中央隆起(相当于前陆隆起带)北侧沉积了碎屑岩夹碳酸盐;上三叠统由碎屑岩夹碳酸盐沉积逐步过渡为三角洲平原相的深灰色细碎屑岩沉积。羌塘盆地

南部的三叠纪时期处于班公湖-怒江洋(中特提斯)的北部大陆边缘位置,中下三叠统仅偶尔出露,为灰岩、泥质岩夹页岩,说明盆地性质可能继承了晚古生代的特征。

三叠纪末,羌塘地区发生了一次明显的构造作用,导致羌塘北部大面积隆升,在侏罗系和三叠系之间留下一个角度不整合面,整个北羌塘盆地由前期的前陆盆地转变为一个半封闭环境的湖相十分发育的近海湖盆(隆后盆地),沉积物由紫红色/杂色碎屑与碳酸盐呈韵律组合,其中膏盐层十分发育,分布几乎遍及全盆。而南羌塘盆地的演变却正好相反,盆地迅速下沉,早中侏罗世沉积一套巨厚(大于1735m)的欠补偿细复理石碎屑岩,晚侏罗世逐步过渡为碳酸盐夹碎屑岩沉积,羌塘中部的中央隆起带在侏罗纪起着分隔南北羌塘盆地的作用,局部露出水面,其两侧发育滨岸湖相沉积。对于侏罗纪时期羌塘盆地的性质争议颇大,本文不便细说。从北羌塘三叠系的褶皱抬升以及不整合面可以看出这个时期总体处于强烈的挤压背景,南羌塘盆地绝非前人认为的区域性拉张下陷。因此,可以初步认为羌塘盆地在侏罗纪时期总体为一个挤压背景下形成的一个前陆盆地,南羌塘为前渊沉积带,中央隆起为前陆隆起带,北羌塘为隆后盆地。

侏罗纪末,全区整体抬升,转变为陆相盆地,白垩纪大部分地区经受剥蚀。第三纪,全区广泛经受断陷,发育星罗棋罗布的断陷盆地,沉积物以碎屑岩和膏盐为主,局部发育火山岩。

Carmalt(1986)曾对世界上509个大油气田进行统计分析^[5],结果表明,45%的油田形成于前陆盆地中,38%的油田形成于被动大陆边缘盆地。从上面分析可以看出,羌塘盆地经历了从被动大陆边缘盆地→复合式前陆盆地→断陷盆地的演化过程。因此,无论从构造背景,还是沉积盆地规模、性质和

结构看,羌塘盆地都具有形成大型油气田的可能。

3 羌塘盆地的油气地质及成藏条件

3.1 中东特提斯构造域油气田含油气的地质特点

为更直观地评价羌塘盆地的油气地质条件,首先让我们看一下相邻特提斯构造域各探明油气田的基本特征。中东波斯湾地区油气地层主要为侏罗系、白垩系和第三系,近年来又在二叠纪和寒武纪中找到油气田。基本特征是从侏罗系到第三系中新统基本上为连续沉积,岩性组合具有碎屑岩与碳酸盐岩交替沉积的特点,目前在各个层位中均找到了油气田。侏罗系中,生油岩主要为斜坡相层纹状灰岩,次为滨岸潮坪相页岩;主要储集岩为碳酸盐浅滩岩石组合、藻礁灰岩和白云岩,三角洲砂体也含部分油气;盖层主要为层状和结核状膏岩层。白垩系中,生油岩主要为下白垩统祖贝尔组灰岩和页岩,目前已在伊朗、巴基斯坦的下白垩统中找到油气田,其盖层主要为滨岸潮坪相泥页岩。第三系中油气田更是广泛分布,以伊朗札格洛斯山脉为例,古新统和始新统泥灰岩为生油岩,渐新统阿斯玛里组灰岩为最重要的产油层,中新统膏岩层是油气盖层。

与之相比,由于特提斯洋东段关闭较早,羌塘盆地的白垩系和第三系均为陆相,且分布零星。但如果不考虑时代因素,羌塘盆地三叠系—侏罗系也表现为一套碎屑岩和碳酸盐岩的交替组合,生储盖组合发育良好,完全可以与中东地区媲美。

3.2 羌塘盆地的主要烃源岩层及油气资源量

由于盆地内的上三叠统以下地层仅在盆缘推覆带上零星出露,现有工作仅对盆地内广泛出露的上三叠统和侏罗系,进行了大量的烃源分析,研究表明,盆地内至少发育四套主力烃源层,分别位于上三叠统肖茶卡组 and 侏罗系布曲组、夏里组和索瓦组中(表1)。烃源岩中有机质类型主要为腐泥-腐植混

表1 羌塘盆地主要烃源层统计表^[6]

Table 1 Representative hydrocarbon-bearing formations in the Qiangtang Basin

层位	代号	岩性	厚度/m	残余有机碳	原始有机碳	残余生烃潜量
索瓦组	J _{3s}	碳酸盐岩	300~940	0.15%~3.17%	>0.5%	0.10~2.86mg/g
		泥质岩	50~200	0.30%~11.74%	0.80%~18.22%	较低~73.15mg/g
夏里组	J _{2x}	碳酸盐岩	50~535	0.15%~0.35%	0.52%	0.10~0.64mg/g
		泥质岩	100~713	0.30%~4.64%		0.83~29.93mg/g
布曲组	J _{2b}	碳酸盐岩	200~1010	0.15%~0.80%		<0.44mg/g
		泥质岩	>100	0.34%~0.60%		<0.30mg/g
肖茶卡组	T _{3x}	碳酸盐岩	100~983	0.15%~0.40%		<0.15mg/g
		泥质岩	100~634	0.30%~1.84%		<1.17mg/g

合型。各烃源层处于成熟-过成熟阶段,生油高峰主要为晚侏罗世至古近纪。经初步估算,羌塘盆地的总生烃量为 9930.92×10^8 吨,油气总资源量为 50.92×10^8 吨^[7]。更重要的是,在中央隆起带北侧西长梁和南侧比洛错均发现有良好的中侏罗统油页岩,最大累计厚度达70余米,并在其中找到了液态油苗。

3.3 盆地的储集层

储集层在所统计的上三叠统和侏罗系各层位均有分布,主要为碳酸盐岩和碎屑岩。碎屑岩的总厚度大于2700m,孔隙度平均(加权)值为4.2%;碳酸盐岩以灰岩和白云岩为主,灰岩总厚度大于1850m,孔隙度平均为1.95%,白云岩总厚度大于486m,孔隙度平均为8.84%。其中以中侏罗统雀莫错组和夏星组上部碎屑岩和布曲组灰岩、白云岩质量最好,不仅具有较高的孔隙度,同时具备良好的渗透性。此外,盆地内还分布大量的生物礁和滩岩,它们均可做为优质储层,但规模较小,分布零星。总体而言,可以认为盆地内不缺储层。

3.4 盆地的油气盖层

通过渗透性能测试,盆地内至少发育着泥岩、泥灰岩、石膏三类较良好的盖层,累计厚度达3000多米。最值得一提的是膏盐层,因为在特提斯构造域大大小小的油气田中,往往膏盐层系分布的范围就是油田分布范围。羌塘盆地内膏盐层在中侏罗统各组段中广泛分布,最多可达十几层。主要沿北羌塘盆地周缘分布,尤其在中央隆起带的南北两侧最高发育,盆地内部也出现,累计厚度可达1700m。其中,布曲组最为发育,单层最大厚度达93m。此外,在中生代盆地上星罗棋布的第三纪盆地中也有多层膏盐出现。

3.5 生、储、盖组合

盆地内可划分出四套生储盖组合,分别位于二叠系、上三叠统、侏罗系和第三系。其中,在侏罗系布曲组、夏里组次级组合中,生油层为泥灰岩、颗粒灰岩和油页岩;储层为生物礁、颗粒灰岩和白云岩;盖层为夏里组泥页岩和膏盐层,具有区域分布的特点,是羌塘盆地内最佳的生储盖组合。

3.6 盆地内的油气成藏条件

大量资源证实^[9],盆地内的主力生油岩大多具有两次生油高峰,分别集中在晚侏罗世末期和第三纪早期。而这个时期正好是中侏罗统优质储层大量次生孔隙的形成时期,也是盆地内油气圈闭构造的形成时期。在中国石油天然气集团公司开展的大面

积遥感地质填图过程中,出现了许多面积大、形态好,保存完整的大、中型背斜或穹隆圈闭构造,其面积达300km²以上的有7个,100~300km²的有18个,50~100km²的有39个,部分背斜构造还为地震深部资源所证实,这在我国各油气盆地中的均名列前茅。它们均定型于侏罗纪末期,为油气的运移和圈闭创造了良好条件。

经初步统计,在羌塘盆地内,共计发现,190处油气显示,其中在114道班、西长梁、比洛错、昂达尔错以及隆鄂尼等地先后发现了5处液态油苗。油气显示主要表现为裂隙式、晶洞式,与侏罗系储层孔隙一致。尤其是近年来在双湖地区隆鄂尼附近中侏罗统布曲组中发现的古油藏,其长约9km,宽约1.2km,产于隆鄂尼背斜中^[7]。笔者还在大甜水河的第三系含膏泥灰岩(1995)以及东湖中侏罗统石膏层(1997)中发现过厚达1~2cm和1~4cm的板状沥青脉(层)。这些油气显示和古油藏的发现直接证明了在羌塘盆地中有过大规模的油气生成,多次运移以及圈闭成藏过程,进一步说明羌塘盆地内具有良好的油气成藏条件。

4 盆地油气的保存条件

油气保存条件的好坏是找到大型油气田至关重要的因素。在特提斯构造域中只有那些在同造山期的前渊或后造山期的盆地叠置之下,而且白垩系和第三系盖层受剥蚀较弱的地方才有利于油气聚集,否则,像中东的扎格洛斯主带以及中亚的科佩克带,虽有良好的圈闭构造和相应的生储盖以及油气显示,却并没有大的油气田保存。对羌塘盆地油气保存条件的研究十分薄弱。目前大多基于推测性认识,认为有三大不利因素:一是经历了多期构造活动和快速的高原隆升作用;二是主要目的层侏罗系大面积出露地表;三是盆地内发育新生代火山活动。对于这些不利因素的认识,还有许多工作要做。但笔者认为,对于第一个不利因素,真正对油气藏起破坏作用的是新构造活动,因为高原的快速隆升仅仅是40Ma以来的事,而从出露的第三系看,除盆地边缘褶皱作用较强以外,大部分地区第三系地层几乎保持近水平产出,说明藏北高原的隆升是均匀的整体抬升,这一点许多学者都做过类似的结论^[8,9],因此,可以认为,高原隆升对羌塘盆地内部油气藏的破坏性不大。目前所见的大量油气显示和古油气藏的出露仅仅位于盆缘的逆冲断裂带以及中部的大型断裂附近,可能就是这个原因所在。就第二个因素而

言,至少还需要从两个方面加以考虑,其一是地层的剥露是很不均衡的,而且剥蚀程度不大,一些地方第三系尚保存数千米厚度,侏罗系保存较完整;其二是盆地内的三叠系—侏罗系组合与中东特提斯构造域白垩系—第三系组合可以类比,而三叠系在盆地内部几乎未出露。对于第三个因素,王碧香等(1999)做过较深入的研究,认为岩浆活动对盆地东南部影响较强,而在羌北坳陷,岩浆活动规模小,对含油气性能的破坏作用不大。由此可见,羌塘盆地可能还是具有良好的保存条件,只是结论性认识还有待工作的深入。

5 结论与建议

研究表明,羌塘盆地在大地构造背景、盆地演化等方面均可与特提斯构造域的大型油气田盆地相类比。盆地内部巨大的生烃潜力、良好的生储盖条件以及大量油气显示的发现进一步说明盆地具有形成大型油气田的潜力。因此,将羌塘盆地作为我国油气资源战略选区的首选目标是有科学依据的。

同时,青藏高原经历了复杂的地质构造演化和新生代的快速隆升,它对油气保存的影响仍是石油地质学家探索的一个新领域。

笔者认为,作为一个油气战略选区,在大规模开发性勘探以前,还有必要加大力度研究盆地的地质构造背景和盆地性质,尤其是确定同造山期和后造山期盆地的性质,并对油气藏的保存条件做出合理的评价。目前,首先是要加大研究的力度,方法上以开展大规模的区域地质调查工程及必要的科研性钻井为主。只有通过这些切实有效的大量地质调查研究,才能使羌塘盆地的油气勘探工作真正上一个新

的台阶,以实现新的突破。

笔者在成文过程中,与潘桂棠、罗建宁、丘东洲、朱忠发等研究员开展了有益的讨论与交流,并参阅了原青藏油气勘探项目经理部的部分内部资料,在此一并致以衷心感谢!

参考文献:

- [1] KLEMMER H D, ULMISHEK D J. Effective petroleum source rocks of the world: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(12): 1148—1159.
- [2] 郭宝申. 我国油气资源的长期宏观预警研究[A]. 中国油气勘探战略与规划部署[C]. 北京: 地质出版社, 1997, (4): 1—13.
- [3] 朱志文. 青藏高原及其邻区显生宙以来古地磁极移曲线的对比意义[J]. 地球物理学报, 1985, 26(增刊 I): 219—225.
- [4] 王成善, 胡承祖, 吴瑞忠. 西藏北部查桑—查布裂谷的发现及地质意义[J]. 成都地质学院学报, 1987, 14(2): 33—46.
- [5] CARMALT S W, ST JOHN B. Giant oil and gas fields [A]. Halbouty M T. AAPG memoir 40. Future Petroleum Provinces of the World [C]. Tulsa: AAPG Housing Bureau, 1992, 11—53.
- [6] 赵政璋, 李永铁, 叶和飞, 等. 青藏高原海相烃源层的油气生成[M]. 北京: 科学出版社, 2001.
- [7] 王岫岩, 云金表, 腾玉洪, 等. 西藏羌塘盆地动力学演化与油气前景分析[J]. 石油学报, 1999, 20(3): 38—42.
- [8] OWENS T J, ZANDT G. Implications of crustal property variations for models of Tibetan plateau evolution [J]. Nature, 1997, 387(5): 37—42.
- [9] TURNER S, HAWKESWORTH S, JIAQI L, ROGERS N, KELLEY S, CLASTEREN P V. Timing of the Tibetan uplift constrained by analysis of volcanic rocks [J]. Nature, 1993, 364(1): 50—54.

The Qiangtang Basin in Xizang as the target area for the oil and gas resources in China

TAN Fu-wen, WANG Jian, WANG Xiao-long, DU Bai-wei

(Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China)

Abstract: Comparable with the Middle East petroleum provinces in the Tethyan domain, the Qiangtang Basin is selected as the target area for the oil and gas resources in China. The basin lies in northern Xizang, with an average elevation of 4900 m, and a total area of $18 \times 10^4 \text{ km}^2$. Tectonically, it is assigned to the eastern part of the Tethyan tectonic domain, corresponding to the northern and middle subzones of the Middle East Tethyan tectonic domain. The basin behaved as a passive continental marginal basin during the Late Palaeozoic and a complex foreland basin during the Mesozoic, upon which the Tertiary strike-slip fault basin overlapped during the

Mesozoic. The excellent reservoir-, seal-, and source-prone facies are well developed in the basin; the source rocks consist mostly of Triassic-Jurassic mudstones, limestones and oil shales, and the hydrocarbon-bearing formations are getting mature or supermature. The oil-generation peak period may be traced back to the Late Jurassic-Paleogene. The oil shales locally reach 70 m or more in thickness, with an estimated total reserve of ca. fifty million tons. The highly porous and permeable clastic rocks, dolostones and organic reefs (banks) are also observed in the basin as the reservoir rocks. The secondary porosities were developed during the periods corresponding to oil-generation peak periods. There occur in the basin several suites of cap rocks consisting of mudstones, marls and gypsum, with a total thickness of more than 3000 m. The best gypsum reservoirs in the Middle East oil fields are also identified in the basin, with a total thickness of 177 m. The single bed of the Middle Jurassic Tongbuqu Formation may be 93 m in maximum thickness. Decades of well-preserved large- or medium-sized anticlines and domal trap structures formed during the latest Jurassic have provided the excellent conditions for the trap and migration of oil and gas. Other discoveries include 190 oil shows and several slab asphalt beds and one ancient oil pool with an area of about 10 km². The completely homogeneous tectonic uplift, less intense denudation, and widespread but small-scale magmatism on northern Xizang Plateau may facilitate the formation of oil and gas resources.

Key words: strategic area; Tethys; oil and gas resources; northern Xizang; Qiangtang Basin