

文章编号: 1001-6112(2006)06-0566-08

青藏高原羌塘盆地油气资源潜力分析

秦建中

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151)

摘要:通过青藏高原羌塘盆地烃源层评价、富烃源岩沉积环境及有机相、热演化、生烃史研究和生油气量估算、综合评价排序,结合地质条件综合研究,认为羌塘盆地中部(特别是南、北羌塘坳陷的中部)侏罗系布曲组(J_2b)—夏里组(J_2x)生储盖组合是大中型轻质油气田或凝析气田勘探最有利的地区和目的层,其泥页岩类和灰岩类有机质丰度相对高,发育有好—很好烃源岩,以红藻有机相和混源有机相为主,多正处于成熟中晚期阶段,具有二次生烃过程,生烃强度高,总生烃量和轻质油气量大。羌塘盆地中部(特别是北羌塘坳陷中部)三叠系肖茶卡组及中下侏罗统的生储盖组合是大型或特大型气田最有利的勘探地区,其泥页岩有机质丰度高,发育有好—很好烃源岩,以红藻有机相和混源有机相为主,已经处于过成熟阶段,生烃强度很高,总生气量巨大。

关键词:烃源层;生烃量;资源潜力;中生界;羌塘盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

羌塘盆地石油天然气地质勘探尚处于早期评价阶段,在无钻井资料的情况下,利用大量野外地质调查获得的地表样品进行典型地球化学剖面的解剖、烃源层评价、富烃源岩沉积环境、有机相的研究、热演化及生烃史的研究、油气源分析及资源潜力等研究,综合评价排序,指出了羌塘盆地油气勘探的有利地区和主要目的层^[1,2]。

1 生烃量估算

考虑到羌塘盆地目前的勘探现状和研究程度,在烃源层综合评价研究的基础上,根据本区地表烃源岩模拟实验所提供的油气产率,采用有机碳法、生烃潜量法以及盆地模拟法进行生烃量估算。

盆地模拟法主要是对 2 条南北向地震测线进行二维剖面盆地模拟生烃量及二次生烃量的计算,并引入了构造变形不均衡压力生烃理论或局部加热加温生烃模式^[2]。

有机碳法用单位体积原始有机碳重量减去单位体积残余有机碳重量,然后乘以总体积,再换算为总生烃(排烃)量,换算公式是:

$$Q = H S D TOC_{\text{残余}} (K_c - 1) / 0.83$$

式中, $TOC_{\text{残余}}$ 为有效烃源岩(高成熟—过成熟灰岩 $TOC_{\text{残余}} > 0.2\%$, 高成熟—过成熟 II_1 型泥页岩 $TOC_{\text{残余}} > 0.4\%$)残余有机碳含量实测值; K_c 为有效烃源岩原始有机碳含量的恢复系数,它是根据残余有机碳含量、有机质成熟度、有机质类型和本区典型未成熟—成熟烃源岩样品的模拟实验结果综

合分析和计算恢复出来的; H 为有效烃源层厚度, km; D 为烃源岩密度, 10^8 t/km^3 ; S 为单位面积, 这里取 1 km^2 ; Q 为单位面积的生烃量, 10^8 t/km^2 , 按剖面、层位、岩性和演化阶段分别进行计算, 差—非烃源岩的生烃量不参加计算。生烃强度计算是根据青藏高原 1994—1997 年野外地质调查路线或地质填图资料、实测剖面资料和分析数据所确定的有机质丰度、类型和成熟度, 按层位、岩性(分为泥岩类和灰岩类)计算出各剖面点烃源岩单位面积和单位体积生烃量。

生烃潜量法与有机碳法原理相似,也是用恢复后的原始生烃潜量减去实测有效烃源岩的热解残余生烃潜量。恢复系数 K_s 也是利用本区未成熟—成熟烃源岩样品的模拟实验和理论推导相结合,综合实测生烃潜量、残余有机碳/有机碳、残余有机碳、有机质类型和成熟度等多种有机地球化学指标计算出来的。

有机碳法和生烃潜量法计算的结果相近或相等(多数样品或剖面),而且与盆地模拟法也很接近,因为它们均是建立在本区未成熟—成熟烃源岩模拟实验产烃率曲线的基础上。它们计算的结果是每个野外地质调查剖面点单位面积生烃强度,然后再根据各烃源层成熟度的平面分布范围按区块、分坳陷或凹陷计算出不同层位的生轻质油气、凝析气和干气量及总生烃量。

羌塘盆地上三叠统肖茶卡组(T_3x)烃源岩生烃强度一般分布在 $(5 \sim 25) \times 10^6 \text{ t/km}^2$, 北羌塘坳陷明显优于南羌塘坳陷,总生烃强度在盆地中部或

收稿日期: 2006-03-23; 修订日期: 2006-10-31。

作者简介: 秦建中(1957—),男(汉族),河北邯郸人,教授级高级工程师,主要从事石油地质和有机地球化学等领域研究工作。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973)项目(2005CB422102)。

中东部最高,向盆地西部、中央隆起及其东部逐渐变低(图 1A); T_3x 烃源岩主要是形成干气和凝析气(限于羌塘盆地中部),泥岩占绝对优势。

羌塘盆地侏罗系烃源层的生烃强度(图 1B)以北、南羌塘坳陷中部最好,多在 $(5\sim 10)\times 10^6$ t/ km^2 间变化,高生烃强度主要分布在台地内的 潟湖相或台凹相沉积及小部分盆地相沉积区内,主要由中侏统布曲组(J_2b)、中侏统夏里组(J_2x)、上侏统索瓦组(J_3s)3 套烃源层和部分地区的 中侏统雀莫错组—下侏统曲色组(J_2q-J_1q) 烃源层组成; J_2b 和 J_3s 以灰岩为主, J_2x 和 J_2q-J_1q 以泥页岩为主。

羌塘盆地中生界烃源岩总的生烃量大约为 $9\ 930.92\times 10^8$ t。其中轻质油气 $1\ 862.87\times 10^8$ t, 占总生烃量的 18.76%,主要是侏罗系 J_2b 、 J_2x 和 J_3s 灰岩类烃源岩生成;凝析油气 $2\ 443.47\times 10^8$ t, 占总生烃量的 24.60%,主要是侏罗系 J_2x 和 J_2b 泥页岩类烃源岩提供;纯甲烷气 562.5×10^{12} m³, 占总生烃量的 56.63%,主要由 T_3x 泥岩类烃源岩产生(表 1)。 T_3x 烃源层生烃量最大,占盆地总生烃量的 54.28%;其次为 J_2b 、 J_2x 、 J_3s 和 J_2q-J_1q 烃源层。北羌塘坳陷生烃量为 $7\ 531.7\times 10^8$ t,占盆地总生烃量的 75.83%,南羌塘坳陷 $2\ 155.07\times 10^8$ t,东部和中西部“平分秋色”。生烃量计算结果与烃源层综合

评价是一致的。

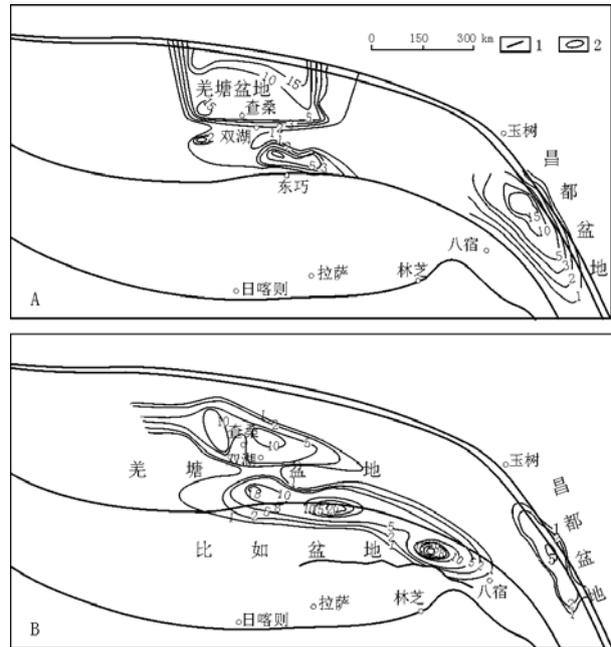


图 1 羌塘盆地中生界侏罗系和 T_3x 海相烃源层生烃强度等值线

1. 盆地或深断裂边界;2. 有效烃源岩生烃强度(10^6 t/ km^2)等值线

Fig. 1 Contour map of hydrocarbon-generating strength of the Jurassic and Triassic T_3x marine source rocks in the Qiangtang Basin

表 1 羌塘盆地中生界海相烃源层生烃量

10^8 t

Table 1 Quantities of hydrocarbon-generating of the Mesozoic marine source rocks in the Qiangtang Basin

层位	岩性	轻质油气		凝析气		干气	生烃量	
		二次生油	总生油	二次生凝析气	总凝析气		二次生烃量	总生烃量
J_3s	灰岩类	179.67	359.33	45.81	130.89	266.63	225.48	756.84
	泥岩类	9.90	19.80	16.63	47.50	13.50	26.53	80.80
J_2x	灰岩类	9.42	23.55	37.82	151.28	2.50	47.24	177.33
	泥岩类	156.08	390.20	79.00	316.00	357.90	235.08	1 064.10
J_2b	灰岩类	229.13	763.75	60.69	404.60	182.90	289.82	1 351.25
	泥岩类	77.55	258.50	22.58	150.50	168.80	100.13	577.80
J_2q-J_1q	灰岩类				22.00	21.75		43.75
	泥岩类				248.70	240.10		488.80
T_3x	灰岩类				114.00	173.50		287.50
	泥岩类		47.75		858.00	4 197.00		5 102.75
J 系合计	灰岩类	418.22	1 146.62	144.32	708.77	473.78	562.54	2 329.17
	泥岩类	243.53	668.50	118.21	762.70	780.30	361.74	2 211.50
J+T 合计	灰岩类	418.22	1 146.62	144.32	822.77	647.28	562.54	2 616.67
	泥岩类	243.53	716.25	118.21	1 620.7	4 977.30	361.74	7 314.25
总计		661.75	1 862.87	262.53	2 443.47	5 624.58	924.28	9 930.92

羌塘盆地中生界侏罗系海相烃源层二次生烃量约为 924.28×10^8 t (占侏罗系总生烃量的 20.36%, 仅占盆地中生界总生烃量的 9.31%)。其中, 轻质油气量 664.75×10^8 t, 凝析油气量 262.53×10^8 t。J₂b 灰岩类生烃量最大, 约占二次总生烃量的 42.19%; J₂x 泥页岩类二次生烃量约为 282.32×10^8 t。侏罗系海相烃源层二次生烃量虽然占盆地总生烃量的比例不大(9.31%), 但是其作用重大, 可能对大中型油气田的勘探起着举足轻重的控制作用。

2 油气勘探有利区及目的层排序

羌塘盆地各地区或坳陷不同层段烃源层评价以及油气勘探有利地区排序从有机质丰度^[3] (TOC_{残余})、有机质成熟度^[4] (R_o)、有机质类型^[5]、有效烃源层平均厚度和生烃强度等 5 个主要方面

按“0~1”给定评价指数 P₁, P₂, P₃, P₄, P₅, 再根据综合评价指数 (P=100 P₁ P₂ P₃ P₄ P₅) 的大小进行对比评价^[2], 结果见表 2。

南羌塘坳陷中部 J₂x 烃源层综合评价指数平均得 54 分, 相对最高, 主要是比洛错剖面泥页岩有机质丰度很高, 处于成熟阶段 (R_o 为 0.8% ~ 1.3%), 生烃强度大, 母质类型为 I—II₁ 型, 优质烃源层厚度也较大, 本区白云岩轻质油苗发育证实了这一点。羌塘盆地 4 套主力烃源层中, 尽管 J₂b 有机质丰度并不高, 缺少富烃源层, 但是母质类型好 (I—II₁ 型), 有效烃源岩厚度较大, 多处于成熟阶段, 综合评价指数平均得 24.6 分; T₃x 平均得 24 分, 略次之, 主要是成熟度普遍较高的缘故。

从羌塘盆地综合评价指数来看, 北羌塘坳陷中部烃源层得 108.72 分, 相对最高。本区侏罗系烃源层较好, 正处于成熟阶段; T₃x 也发育好烃源层;

表 2 羌塘盆地各坳陷主要烃源层综合评价排序

Table 2 Evaluation result of the main hydrocarbon source rocks in the depressions in the Qiangtang Basin

坳陷	分区	层位	主要岩性	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	平均综合评价指数 P	层位排序	分区排序
北羌塘坳陷	东部	J ₃ s	灰岩	0.3	0.7	0.7	0.3	0.3	1.32	18	V (54.6)
		J ₂ x	泥岩	0.1	0.8	0.5	0.2	0	0	21	
		J ₂ b	灰岩	0.5	0.8	0.9	0.8	0.8	23.04	8	
		T ₃ x	泥岩	0.7	0.6	0.9	0.8	1	30.24	6	
	中部	J ₃ s	灰岩	0.4	1	0.9	0.6	0.7	15.12	12	I (108.72)
		J ₂ x	泥岩	0.5	1	0.8	0.5	0.6	12.00	13	
		J ₂ b	灰岩	0.6	1	0.9	0.8	1	43.20	3	
		T ₃ x	泥岩	1	0.6	0.8	0.8	1	38.40	4	
	西部	J ₃ s	灰岩	0.4	0.7	0.9	0.5	0.7	8.82	15	IV (66)
		J ₂ x	泥岩	0.9	0.7	0.8	0.6	0.9	27.22	7	
		J ₂ b	灰岩	0.4	0.7	0.9	0.5	0.6	7.56	16	
		T ₃ x	泥岩	0.7	0.5	0.8	0.8	1	22.40	9	
南羌塘坳陷	东部	J ₃ s	灰岩	1	1	0.9	0.6	0.95	51.30	2	II (105.65)
		J ₂ x	泥岩	0.4	1	0.4	0.3	0	0	21	
		J ₂ b	灰岩	0.5	1	0.9	0.8	0.9	32.40	5	
		T ₃ x	泥岩	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	21.95	10	
	中(偏西)部	J ₃ s	灰岩	0.3	1	0.9	0.7	0.5	9.45	14	III (87.79)
		J ₂ x	泥岩	1	1	0.9	0.6	1	54.00	1	
		J ₂ b	灰岩	0.4	1	0.9	0.6	0.8	17.28	11	
		T ₃ x	泥岩	0.6	0.7	0.7	0.6	0.4	7.06	17	
中央隆起		J ₃ s	灰岩	0.3	1	0.7	0.2	0.1	0.42	20	VI (1.43)
		J ₂ x	泥岩	0.1	0.8	0.7	0.2	0	0	21	
		J ₂ b	灰岩	0.3	0.8	0.7	0.4	0	0	21	
		T ₃ x	泥岩	0.7	0.8	0.3	0.6	0.1	1.01	19	

尤其是构造相对稳定,大型背斜带发育; J_2x-T_3x 烃源层保存相对完整,保存条件相对最佳; J_2b 灰岩中生物礁储层及白云岩储层可能发育,它应是羌塘盆地油气勘探最有利的地区之一。南羌塘坳陷中部和东部发育有 J_2x 富烃泥页岩和 J_3s 富烃泥灰岩,烃源层综合评价指数得 105.65~87.79 分,仅次于北羌塘坳陷中部,其侏罗系富烃源岩发育,正处于成熟阶段, J_2b 白云岩储层发育并发现古油藏,它也是羌塘盆地油气勘探有利地区之一。因此,油气勘探最有利的地区是北羌塘坳陷中部及南羌塘坳陷。

北羌塘坳陷西部和东部烃源层综合评价指数排序名次相对靠后,主要是成熟度高,有机质丰度低且缺少侏罗系富烃源岩。中央隆起烃源层综合评价指数只有 1.43 分,有效烃源层不发育,这与烃源层综合评价是一致的。

3 羌塘盆地早期油气勘探的有利和不利因素

从羌塘盆地大量的油气勘探前期研究工作来看,对地下地质规律有了一定的认识和了解,就现有资料分析具备形成大中型油气田(甚至特大型气田)的成藏条件,也有许多不利的因素^[1]。

盆地具有良好的构造背景^[6]。羌塘盆地是青藏高原一个最大的中生代海相残留盆地,在这种类型的盆地进行油气勘探,必须在活动中找相对稳定的地区,在抬升剥蚀中找地层相对保存完整的地区。羌塘盆地被夹持在可可西里—金沙江缝合带与班公湖—怒江缝合带之间,中央隆起带将羌塘盆地分为南北坳陷,2 条缝合带与中央隆起带构成 3 条构造活动带,其间夹持 2 块相对稳定的地块,即北羌塘中部复向斜带和南羌塘中部复向斜带(图 1,2)。相对稳定的地块是油气勘探的有利地区,其中以金星湖—浩波湖平缓褶皱带、东湖—托纳木—洞错断褶带及比洛错—鄂斯玛平行褶皱带,褶皱平缓,断裂少,岩浆活动微弱,背斜圈闭发育,面积大,为大中型油气田形成创造了有利条件,是勘探首选目标区。

盆地内发育有多套烃源层,具有雄厚的找油物质基础^[2]。上三叠统在南、北坳陷为次深海盆地相沉积,发育一套黑色页岩烃源层;下侏罗统和中侏罗统下部为半温暖半干热—温暖炎热气候,在南坳陷南部局部地区也发育了浅海—次深海盆地相黑色页岩烃源层;中侏罗统中部和上侏罗统下部海侵规模扩大,以碳酸盐岩台地沉积为主,台地凹陷是形成烃源岩的主要场所;中侏罗统上部是一套滨

海—浅海碎屑岩沉积,潟湖亚相页岩和前三角洲亚相泥岩为主要烃源岩。羌塘盆地中生界海相烃源岩的沉积发育特征与国内外碳酸盐岩大油气田的烃源岩发育特征基本一致,主要是深海—次深海盆地相沉积的黑色页岩、台地凹陷沉积泥灰岩和页岩、潟湖亚相或前三角洲亚相等沉积的页岩(油页岩)和泥岩。

盆地内主力烃源层为 T_3x, J_2b, J_2x 和 J_3s , 另有 J_2q, T_3x, J_1q, E_3s (渐新统沙河街组)等局部地区发育的 4 套辅助烃源层。不同坳陷、凹陷或地区主力烃源层有所差别,以南羌塘坳陷中部 J_2x 页岩(油页岩)、东部 J_3s 泥灰岩、北羌塘坳陷 J_2b 灰岩、 T_3x 泥页岩和西部 J_2x 页岩相对最好。有机质丰度以南羌塘坳陷中部 J_2x 为最高,是一套优质烃源岩;南羌塘坳陷东部 J_3s 泥灰岩次之,也属一套富烃源岩(图 2);北羌塘坳陷中西部 J_2x 和北羌塘坳陷 T_3x 烃源层的有机质丰度也很高,以泥页岩最佳,泥灰岩次之,灰岩最差。

羌塘盆地中部侏罗系烃源岩主要分布红藻有机相,盆地周边和中央隆起上则主要分布混源有机相,木本相只在北羌塘坳陷北部有分布(图 2A)。 T_3x 烃源岩有机相总的分布趋势是从盆地南、北部的甲藻有机相或红藻有机相向中央隆起上逐渐过渡为木本相(图 2B)。 J_2x 和 J_3s 富烃源岩的红藻有机相中宏观藻类、分散状有机质以及陆源植物发育,沉积环境为水不太深、弱动荡、水的循环程度中等、与大陆毗邻的开阔台地凹陷或潮下带的静水、强还原、障壁岛后的潟湖,它们与盆地相一起是羌塘盆地形成很好烃源岩的有利有机相带。

羌塘盆地侏罗系烃源岩在盆地中部尚处于成熟生油阶段,向四周成熟度逐渐增高,由成熟中晚期→高成熟→过成熟,以高成熟分布范围较大。 T_3x 烃源岩成熟生油范围已经很小,只分布在中央隆起中东部的一个东西向条带区内,几乎全部处于高成熟—过成熟范围,大部分地区处在过成熟范围内。纵向上由新到老多是成熟度逐渐增高, R_o 变化斜率小,部分地区变化不明显。在盆地中部, J_3x-J_2b 烃源岩一般处于成熟(生油)阶段,相当于 R_o 为 0.5%~1.3%; J_2q-T_3x 烃源岩多处于高成熟(凝析油湿气)阶段。北羌塘坳陷中西部的分界断层控制了中西部烃源层有机质的成熟度;中央隆起南北边界断层和盆地南北边界断裂带同样都对烃源岩有机质的成熟度起着控制作用。

羌塘盆地烃源层有机质成熟度主要受古地温、构造变形程度和火成岩及深成热流的控制。盆地

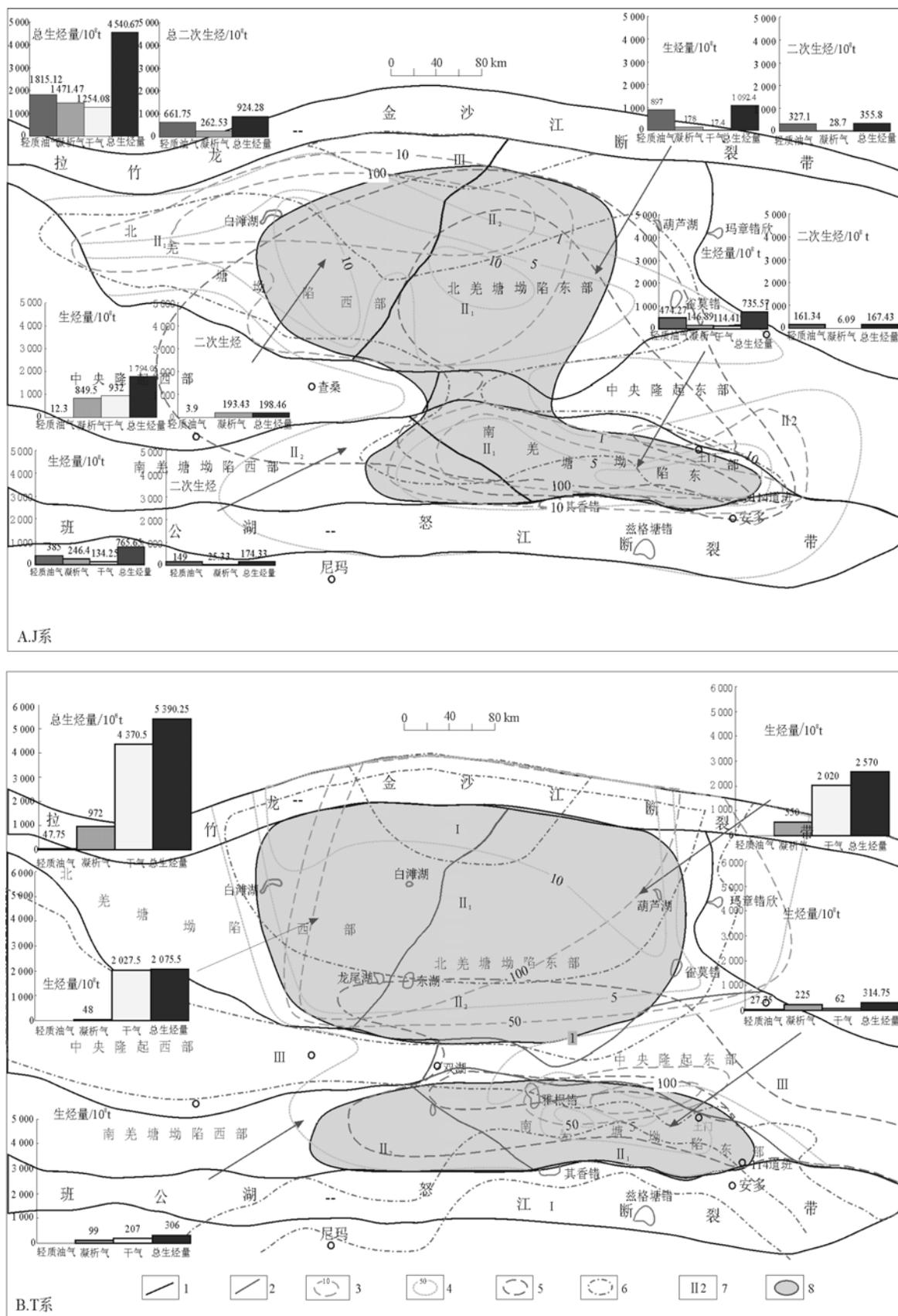


图 2 羌塘盆地中生界 J 系和 T 系海相烃源层综合评价

1. 盆地或深断裂边界; 2. 拗陷或隆起边界; 3. 很好烃源岩厚度; 4. 生烃强度等值线(10⁶ t/km²); 5. 成熟边界; 6. 有机相类型边界; 7. 有机相类型(I—藻类相; II₁—浮游生物混合有机相; II₂—生物混合有机相; III—木本相); 8. 天然气有利勘探区

Fig. 2 Evaluation map of the Jurassic and Triassic marine hydrocarbon source rocks in the Qiangtang Basin

中部及东部主要受最高古地温或最大古埋藏深度的影响;盆地断裂或褶皱带附近及其盆地边缘主要受强烈不平衡压力的影响;盆地西部基底断裂带的深成地下热流可能是主要影响因素。盆地中部具有沉降(J—T时期)→抬升剥蚀(K_1 时期)→隆起或局部沉降(K_2 — E_3 时期)→再沉降(N时期)→隆升(Q时期)的变化模式和J晚期—K早期与第三系沉积时期2次(或3次)主要生烃过程;而盆地周边断裂带附近以及北羌塘拗陷西部等地区不平衡压力或靠短时间深成热流在 K , E_1 — E_2 和N晚期—Q时期使局部地区古地温突然增高也是热演化模式之一,特别是中新世早期至中新世后期J系烃源层的生烃过程对油气藏勘探更为有利。羌塘盆地中生界J系烃源层基本上具有2次以上的生烃过程,第一次生烃过程发生在 J_3x 沉积时期至白垩纪沉降或构造强烈变形时期,第二次生烃过程发生在第三纪特别是老第三纪沉降或构造强烈变形时期。

羌塘盆地隆鄂尼西 J_2b 、昂达尔错 J_3s 、西长梁 J_3s 及安多114道班 J_3s 的油苗和比洛错 J_2x 富烃页岩及安多114道班 J_3s 深灰色灰岩均具有重排甾烷含量相对较高、孕甾烷含量低、三环萜烷和 γ -蜡烷含量较低、Pr/Ph较高、碳同位素相对较重的特征。隆鄂尼西 J_2b 及昂达尔错 J_3s 油苗主要来自本区 J_2x 潟湖相富烃源岩;安多114道班 J_3s 及西长梁 J_3s 油苗主要来自本区 J_3s 海相盆地内台凹相深灰色灰岩及富烃页岩。盆地中部含油白云岩及安多114道班 J_3s 灰质角砾岩中存在“轻质活油”和“固体沥青”。“固体沥青”是第一次油气运移聚集成古油藏的产物;发荧光的“轻质活油”则是再次埋深或构造运动所引发的第二次或第三次油气运移聚集成藏的产物,它们经历过2次(或2次以上)油气生成和运移的过程^[7,8]。

羌塘盆地侏罗系烃源岩(主要是 J_2b 和 J_2x)高生烃强度主要分布在北、南羌塘拗陷内,中部($5\sim 10$) $\times 10^6$ t/km²,具备了形成大型轻质油气田的物质基础条件; T_3x 烃源岩生烃强度大,具备了形成大型或特大型气田的物质基础条件。盆地总生烃量 $9\,930.92\times 10^8$ t,轻质油气 $1\,862.87\times 10^8$ t,凝析油气 $2\,443.47\times 10^8$ t,纯甲烷气 572.5×10^{12} m³。侏罗系二次生烃量 924.28×10^8 t,其中,轻质油气量 664.75×10^8 t,凝析油气量 262.53×10^8 t,它虽然占盆地总生烃量的比例不大

(9.31%),但是其聚集量和所起的作用很大,可能对羌塘盆地中生界特别是侏罗系海相大中型油气田的勘探起着举足轻重的控制作用,在盆地中部寻找以 J_2b 和 J_2x 二次生烃为目标的大中型油气田是完全可能的。

盆地内白云岩、生物礁、颗粒滩为油气富集提供了有利的储层^[9,10]。羌塘盆地主要发育有碳酸盐岩和碎屑岩储层。其中布曲组、索瓦组以碳酸盐岩储层为主;雀莫错组、夏里组以碎屑岩为主;肖茶卡组、雪山组碳酸盐岩和碎屑岩均有分布。

盆地内发育有多套生储盖组合,为油气聚集创造了有利条件^[1]。羌塘盆地主要发育有2大套生储盖组合。组合I:上三叠统肖茶卡组的泥质岩、灰岩为生油层,砂岩和灰岩为储集层,肖茶卡组上部和下侏罗统曲色组的泥页岩或火山岩作为盖层;组合II:中侏罗统布曲组、夏里组和上侏罗统索瓦组的碳酸盐岩和泥页岩为烃源层,中上侏罗统内的碳酸盐岩与碎屑岩为储层,中上侏罗统的泥质岩与石膏层作为盖层。组合II是羌塘盆地勘探的主要目的层系。

盆地内泥质岩和膏盐十分发育,是油气聚集的良好盖层^[9]。羌塘盆地内盖层发育,主要有泥岩、页岩、泥灰岩、泥晶灰岩、膏盐岩,其次为火山喷发岩、硅质岩、致密砂岩、白云岩和煤岩,在盆地内各个层位均有不同程度的分布。组合II中夏里组为封油I类、封气II类优质区域盖层。

盆地内构造圈闭发育,为油气聚集提供了有利场所^[1,6]。羌塘盆地大型构造圈闭十分发育,这在我国含油气盆地中并不常见。虽然在南北缝合带和中央隆起带构造变形强烈,但在南、北拗陷中部构造变形适中,发育有大型的宽缓的箱状背斜。据不完全统计,构造面积大于30 km²的背斜构造有71个,大部分分布在金星湖地区和比洛错地区,多为开阔短轴背斜。

地层(或重要的生储盖组合)出露地表是成藏的不利因素^[1,10,11]。上侏罗统大部分地区已经出露地表并且被剥蚀,使得已经形成的古油气藏遭受破坏,上侏罗统生储盖组合几乎已经全部暴露地表,保存条件极差。中侏罗统在盆地东部和南羌塘拗陷西部以及中央隆起大部分地区已经出露地表并且部分被剥蚀掉, J_2b — J_2x 最重要的生储盖组合已经暴露地表,保存条件差;但是,羌塘盆地中部和北羌塘拗陷中西部 J_2b — J_2x 最重要的生储盖组合

相对保存条件较好。上三叠统在中央隆起和盆地南北断裂带附近大部分地区已经出露地表并且部分被剥蚀,保存条件较差,但是,在南北羌塘拗陷内 T_3x 生储盖组合仍保存较好。

多期构造运动、多期成藏和多期抬升剥蚀的破坏作用是成藏的致命弱点^[1,12~15]。盆地内固态、液态和气态3种类型的油气显示均可见到,其中固态沥青最为常见,几乎分布于盆地的各个构造单元,占被统计总数的84.9%;气态相对较少,占12.6%,主要分布于盆地东部有泉水喷涌的地方;液态油苗暴露于地表,最为少见,仅有5处,有些岩石可见油珠渗出。保存条件的好坏是能否形成大型油气田至关重要的因素。油苗的产状、类型反映本区经历过较强的构造运动和氧气破坏作用,多期的构造运动对油藏有一定程度的破坏作用,隆鄂尼古油藏的发现对此是一个很好的证明。因此,在勘探评价中,应把保存条件分析放在首要位置,将它作为有利含油气远景区评价的决定性因素。

综上所述,尽管本区地下地质情况较复杂,地面条件艰苦,但是它具备形成大中型油气田基本地质条件,展现了美好的勘探前景。

4 结论

1)通过含油白云岩研究、典型地球化学剖面解剖、烃源层评价、富烃源岩沉积环境及有机相研究、热演化及生烃史研究、盆地模拟综合研究、油气资源量估算综合评价排序和地质条件综合研究,认为羌塘盆地中部(特别是南、北羌塘拗陷的中部)侏罗系 J_2b-J_2x 生储盖组合是大中型轻质油气田或凝析气田勘探最有利的地区和目的层,羌塘盆地中部(特别是北羌塘拗陷中部)三叠系肖茶卡组(及中下侏罗统)的生储盖组合是大型或特大型气田最有利的勘探地区。

2)羌塘盆地中部是侏罗系大中型轻质油气田的有利勘探区,它们的泥页岩类和灰岩类有机质丰度相对高,发育有好—很好烃源岩,以红藻有机相和混源有机相为主,多正处于成熟中晚期阶段,部分地区处于高成熟早期阶段,具有二次生烃过程,单位体积和单位面积生烃强度高,总生烃量和轻质油气聚集量大。

3)羌塘盆地中部是三叠系肖茶卡组大中型天然气田的有利勘探区,它们的泥页岩有机质丰度

高,发育有好—很好烃源岩,以红藻有机相和混源有机相为主,甚至还发育有甲藻有机相,已经处于过成熟阶段,部分地区处于高成熟阶段,单位体积和单位面积生烃强度很高,总生气量巨大。

4)羌塘盆地具备了形成大中型油气田的有利成藏条件。具有良好的构造背景;发育有多套烃源层,侏罗系富烃源岩发育,中部处于成熟阶段,具有二次生烃过程,并发现液态油苗,具有雄厚的找油物质基础;白云岩、生物礁、颗粒滩为油气富集提供了有利的储层;发育有多套生储盖组合;泥质岩和膏盐发育;构造圈闭发育;盆地中部构造相对稳定,保存条件相对较好。

参考文献:

- 1 赵政璋,李永铁,费宝生等. 青藏高原羌塘盆地石油地质[M]. 北京:科学出版社,2000.1~398
- 2 赵政璋,秦建中,许怀先等. 青藏高原海相烃源岩的油气生成[M]. 北京:科学出版社,2000.1~634
- 3 秦建中. 青藏高原羌塘盆地中生界主要烃源层分布特征[J]. 石油实验地质,2006,28(2):134~141,146
- 4 秦建中,金聚畅,刘宝泉. 海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律[J]. 石油与天然气地质,2005,26(2):177~184
- 5 秦建中. 青藏高原羌塘盆地有机相展布与成烃模式[J]. 石油实验地质,2006,28(3):264~270,275
- 6 叶和飞,夏邦栋,刘池阳等. 青藏高原大地构造特征及盆地演化[M]. 北京:科学出版社,2000.1~439
- 7 秦建中. 青藏高原羌塘盆地油源及运移过程[J]. 石油实验地质,2006,28(5):450~457
- 8 秦建中. 羌塘盆地有机质热演化与成烃史研究[J]. 石油实验地质,2006,28(4):350~358
- 9 沈启明,郭祖军,纪有亮等. 青藏高原中生界沉积相及油气储盖层特征[M]. 北京:科学出版社,2000.24~117
- 10 秦建中. 青藏高原羌塘盆地海相烃源层的沉积形成环境[J]. 石油实验地质,2006,28(1):8~14,20
- 11 罗本家,戴国汉. 羌塘盆地油气有利勘探区块[J]. 石油与天然气地质,1996,17(1):58~61
- 12 穆青. 藏北油气远景及勘探方向[J]. 石油实验地质,1992,14(2):142~151
- 13 Sassen R, Moore C H, Meendsen F C. Distribution of hydrocarbon source potential in the Jurassic Smacover Formation [J]. Organic Geochemistry,1987,11(3):379~383
- 14 Carmalt S W, St John B. Giant oil and gas fields[A]. In: Halbouty M T ed. Future Petroleum Province of the World, AAPG Memoir 40[M]. Tulsa:AAPG, 1986.11~53
- 15 Jones R W. Comparison of carbonate and shale source rocks [A]. In: Palacas J G ed. Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks, AAPG Studies in Geology 18[M]. Tulsa:AAPG,1984.163~180

