

文章编号: 1001-6112(2006)05-0450-08

青藏高原羌塘盆地油源及运移过程

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: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 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导致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。

关键词:油苗; 油源对比; 运移过程; 羌塘盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

在羌塘盆地的地质调查过程中, 已发现多处“油苗”。主要有 2 种类型, 一类是南羌塘坳陷安多 114 道班侏罗系索瓦组(J_3s)灰岩裂缝中的液态油苗、双湖隆鄂尼西布曲组(J_2b)和昂达尔错北索瓦组(J_3s)的含油白云岩以及北羌塘坳陷西长梁索瓦组(J_3s)的含油灰岩或泥质白云岩中的“轻质活油”(图 1); 另一类为沥青, 主要分布在北羌塘坳陷西部和中央隆起带东部等地区^[1~3]。

1 盆地中部含油白云岩的油源

羌塘盆地中部含油白云岩主要指隆鄂尼西 J_2b

和昂达尔错北岸 J_3s 含油白云岩以及西长梁含油灰岩^[1,4,5]。

1.1 生物标志物特征

羌塘盆地中部含油白云岩生物标志物特征均为重排甾烷含量高, 规则甾烷中 $\alpha\alpha\alpha-C_{29}$ 和 $\alpha\alpha\alpha-C_{27}$ 含量较高, 孕甾烷含量较低, 反映原油成熟度或运移距离的参数 $20S/(20S+20R)-C_{29}$ 和 $\beta\beta C_{29}/\Sigma C_{29}$ 值较高, 升藿烷含量相对较高, 三环萜烷和 γ -蜡烷含量很低, 莫烷含量较低等(图 1)。重排甾烷含量高, 反映油源岩富含粘土; γ -蜡烷含量低与油源岩沉积环境水体含盐度低有关; 升藿

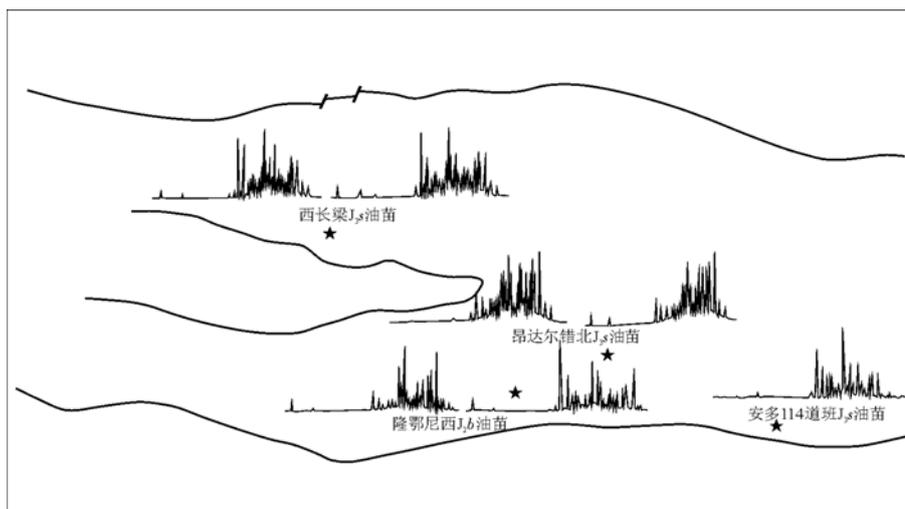


图 1 羌塘盆地油苗样品甾烷组成对比

Fig. 1 Contrast of the sterane composition in the oil seepage in Qiangtang Basin

收稿日期: 2005-12-23; 修订日期: 2006-09-01。

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规划(973 计划)(2005CB422102)。

烷体现了油源岩细菌来源及其氧化还原环境的差别。

具体而言,隆鄂尼西 J_2b 含油白云岩和比洛错夏里组 (J_2x) 页岩的重排甾烷含量均很高,又有很好的可比性;西长梁 J_3s 裂缝含稠油灰岩与 J_3s 页岩的重排甾烷含量也很高,且可比性好。其它层位的烃源岩均不具有重排甾烷优势。昂达尔错北岸 J_3s 含油白云岩油中重排甾烷含量优势不明显,其含量与 J_2x 钙质泥岩相当,比其它层位烃源岩的重排甾烷含量高一些。重排甾烷含量的高低除了与成熟度有关外,与粘土矿物的催化作用也有关。油苗及其生油岩间这种重排甾烷优势主要是粘土矿物催化作用的结果,是沉积环境的差异造成的。除重排甾烷外,羌塘盆地中部含油白云岩和 J_3s 、 J_2x 页岩及 J_2x 钙质泥岩中的升藿烷、 γ -蜡烷及 4-甲基甾烷含量、规则甾烷中 C_{29} 和 C_{27} 及孕甾烷含量等特征也具有可比性(西长梁 J_3s 含油灰岩对应 J_3s 页岩;昂达尔错北岸 J_3s 含油白云岩及隆鄂尼西 J_2b 含油白云岩对应 J_2x 页岩、 J_2x 钙质页岩),这与沉积氧化还原性质、水体含盐度及有机质来源等因素有关。

此外,隆鄂尼西 J_2b 油苗与 J_2x 钙质页岩的饱和烃色谱图均为双主峰形式,也具有一定的可比性(图 2)。但是,地表样品经过长期风化、水洗及高等植物

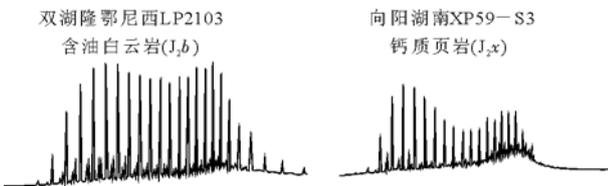


图 2 羌塘盆地油苗及其生油岩饱和烃谱图对比
Fig. 2 Contrast of saturated hydrocarbon spectra of the oil seepage and its source rock in Qiangtang Basin

来源有机质等因素的影响,正构烷烃组分,尤其是较轻组分,容易散失,使得有些样品谱图失真^[1,6~9]。

1.2 碳同位素

隆鄂尼西 J_2b 含油白云岩中油苗各组分饱和烃 $\delta^{13}C$ 平均为 -29.0% ,相对最轻;沥青质 $\delta^{13}C$ 平均为 -25.4% ,相对最重;芳烃 $\delta^{13}C$ 重于非烃,介于前二者之间。这与比洛错剖面 J_2x 页岩干酪根 $\delta^{13}C$ 和沥青“ A ”及其各组分的 $\delta^{13}C$ 值和变化规律最相近;比安多 114 道班、昂达尔错北及西长梁 J_3s 油苗、烃源岩沥青“ A ”及各组分 $\delta^{13}C$ 值要相对偏轻一些。可见,隆鄂尼西 J_2b 油苗来自附近的 J_2x 优质页岩(表 1)。

此外,隆鄂尼西 J_2b 油苗与比洛错 J_2x 页岩沥青“ A ”饱和烃单体烃同位素也具有较好的相关性,二者随碳数的分布曲线几乎重合在一起,变化趋势相似,它们均没有出现锯齿状分布, C_{24} 之前随碳数增加而碳同位素变轻, C_{24} 之后经历了一个由轻到重、再由重到轻的变化过程,这体现了二者间极好的可比性。这一变化趋势截然不同于 J_3s 页岩。

1.3 族组成的油源对比

隆鄂尼西的 J_2b 油苗及西长梁 J_3s 油苗与 J_2x 和 J_3s 页岩在芳烃含量上具有一定的可比性,尤其是饱/芳值更接近 J_2x 页岩,均在 1.5 以上(表 2)。而饱和烃、非烃和沥青质可比性不好,可能是因为地表样品受风化、水洗程度不同。

2 南羌塘坳陷东部安多 114 道班 J_3s 油苗的油源

南羌塘坳陷东部安多 114 道班 J_3s 油苗主要是来自本区 J_3s 海相深灰色灰岩。

表 1 羌塘盆地部分油苗及岩样 $\delta^{13}C$ 数据

Table 1 Data of carbon isotope in some oil seepage and rock samples in Qiangtang Basin

地区	采样地点	岩性	层位	$\delta^{13}C, \%$					
				沥青“ A ”	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质	干酪根
南羌塘东部	安多 114 道班	灰岩裂缝中油苗	J_3s	$-26.0(2)$	$-26.6(2)$	$-25.8(2)$	$-25.2(2)$	$-24.5(2)$	$-24.5(10)$
北羌塘中部	西长梁	裂缝含稠油灰岩	J_3s	-25.3	-26.3	-24.5	-24.9	-24.5	$-25.2(2)$
	西长梁北	页岩	J_3s	-23.4	-24.5	-23.3	-23.5	-23.4	-23
南羌塘中部	昂达尔错北	含油灰质白云岩	J_3s		-26.5				
	隆鄂尼西	含油白云岩	J_2b	$-29.0(2)$	$-26.8(2)$	$-27.6(2)$	$-25.4(2)$		
北羌塘中部	那底岗日	深灰色泥灰岩	J_2b		$-28.3(2)$	$-27.0(2)$			-26.1
南羌塘中部	比洛错	深灰色页岩	J_2x	$-26.7(4)$	$-27.8(2)$	$-26.3(2)$	$-26.9(2)$	$-26.4(2)$	$-25.3(5)$
中央隆起西部	肖茶卡	深灰色页岩/灰岩	T_3x	$-29.1(2)$	$-25.2(2)$				-23.7

注:括号内为样品数。

表 2 羌塘盆地油苗及部分烃源岩沥青“A”族组成

Table 2 Group composition of bitumen "A" in some oil seepage and source rocks in Qiangtang Basin				%				
地区	采样地点	岩性	层位	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质	饱/芳
南羌塘东部	安多 114 道班	油苗	J _{3s}	40.15	23.94	22.39	7.53	1.68
北羌塘中部	西长梁	含稠油灰岩	J _{3s}	37.40(2)	18.20(2)	35.46(2)	6.60(2)	2.06(2)
	东长梁北	页岩	J _{3s}	19.94	21.61	38.23	18.01	0.92
南羌塘中部	隆鄂尼西	含油白云岩	J _{3b}	53.68(2)	20.53(2)	22.37(2)	3.0(2)	2.80(2)
	比洛错	页岩	J _{2x}	30.86	18.67	35.24	5.52	1.65

注:括号内为样品数。

2.1 油苗与 J_{3s} 灰岩碳同位素对比

安多 114 道班 J_{3s} 油苗 δ¹³C 的类型曲线(图 3) 显示出其源岩干酪根 δ¹³C 平均在 -24.5‰ 左右 (-23.5‰~ -25.2‰), 而安多地区 J_{3s} 泥晶灰岩 10 个干酪根 δ¹³C 平均也为 -24.5‰ 左右 (-22.6‰~ -25.9‰), 与油苗 δ¹³C 类型曲线具有好的可比性。比洛错 J_{2x} 页岩干酪根 δ¹³C 为 -24.3‰~ -24.7‰, 可比性较好。此外, 安多 114 道班 J_{3s} 油苗的芳烃、非烃和沥青质 δ¹³C 也与安多地区 J_{3s} 泥晶灰岩对应族组分的 δ¹³C 值很相近, 只有油苗及其饱和烃的 δ¹³C 比 J_{3s} 泥晶灰岩沥青“A”及其饱和烃的 δ¹³C 略偏重一些, 可能是油苗轻烃部分损失所引起的。

安多 114 道班油苗单体烃碳同位素值处于 -31.82‰~ -26.95‰ 之间, 随碳数增加没有出现明显的变重或变轻的趋势, 这与安多 J_{3s} 泥晶灰岩单体烃碳同位素值随碳数的分布介于 -29.85‰~

-27.82‰ 之间具有较好的相关性, 基本上呈等间距分布, 随碳数增高变化幅度不大, 二者从 C₂₄ 开始均具有一定的奇偶优势。

2.2 油苗与 J_{3s} 灰岩生物标志物对比

安多 114 道班 J_{3s} 油苗与 J_{3s} 深灰色灰岩甾烷图谱具有很好的可比性, 特别是油苗的甾烷分布几乎与安多地区 J_{3s} 灰岩相重合; 其它周围地区的三叠系及侏罗系泥岩、页岩和泥灰岩等甾烷分布曲线与油苗相关性很差, 只有比洛错 J_{2x} 页岩或灰岩与油苗相关性好一些。

安多 114 道班 J_{3s} 油苗与 J_{3s} 灰岩生物标志物甾烷图谱中都具有丰富的重排甾烷, 重排甾烷/(重排甾烷+规则甾烷)与胆甾烷/(重排甾烷+规则甾烷)对比(图 4), 油苗与 J_{3s} 灰岩几乎重叠, 落入同一分布区内, 而在其它层位则相差较大。从 3 种 ααα-20R 构型规则甾烷分布中也可以看出, 油苗与 J_{3s} 灰岩的数据很接近, 而其它层位的烃源岩则相差较大。此外, 甾烷系列中, 油苗与 J_{3s} 灰岩孕

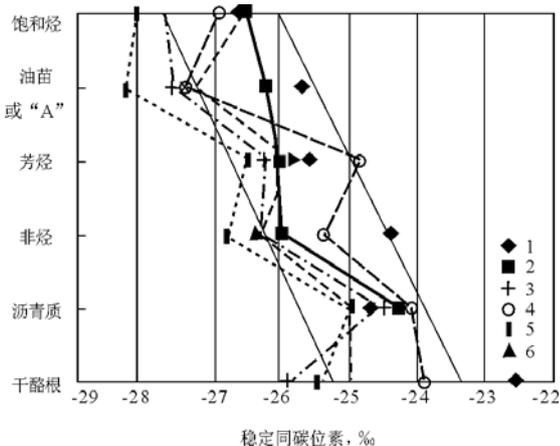


图 3 羌塘盆地安多 114 道班地区油苗稳定碳同位素类型曲线

- 1. 油苗 PA62; 2. 油苗 PA79; 3. 灰岩 PA60;
- 4. 灰岩 PA68; 5. 灰岩 PA74; 6. 灰岩 PA86

Fig. 3 Stable carbon isotope type curves of the oil seepage in the area of No. 114 Anduo road maintenance squad, Qiangtang Basin

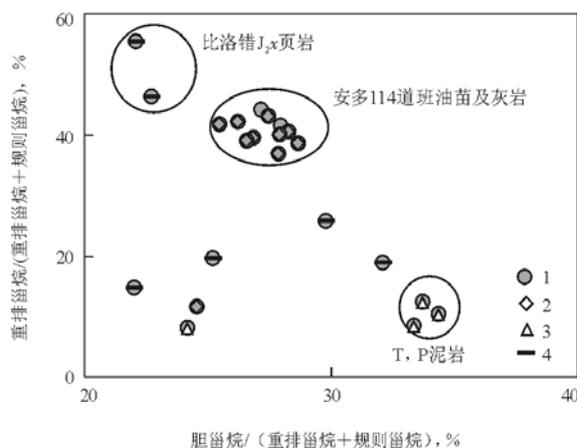


图 4 羌塘盆地安多 114 道班地区油-岩甾烷参数对比

- 1. 油苗; 2. 安多 114 道班灰岩;
- 3. 东线剖面 T, P 泥岩; 4. 西线剖面 P, J_{2x} 泥岩及灰岩

Fig. 4 Contrast of the sterane parameters between oil and rock in the area of No. 114 Anduo road maintenance squad, Qiangtang Basin

甾烷含量都很低(图 1),也具有可比性。反映原油成熟度或运移距离的参数 $20S/(20S+20R)-C_{29}$ 和 $\beta C_{29}/\sum C_{29}$ 甾烷,比 J_3s 灰岩相对高一些,表明原油不但成熟度相对较高,而且经过了一定距离的二次运移。

安多 114 道班 J_3s 油苗和 J_3s 灰岩甾烷图谱也具有很好的可比性,特别是油苗的甾烷分布几乎与安多地区 J_3s 泥晶灰岩相重合, Σ 升藿烷/藿烷与 γ -蜡烷/ C_{31} 升藿烷几乎相等,油苗和 J_3s 灰岩几乎没有三环甾烷。此外,莫烷/藿烷(C_{30})与 Tm/Ts 也显示出,油苗比本区 J_3s 灰岩成熟度相对高一些,这表明油苗经过一定距离的运移作用。

羌塘盆地安多 114 道班 J_3s 油苗和 J_3s 泥晶灰岩 m/z 231 系列三芳甾类烃 C_{26}, C_{27}, C_{28} 组成的三角图(图 5a)中,点群落在一个很小的范围内,表明彼此间具有明显的亲缘关系。

油苗和 J_3s 泥晶灰岩均富含 m/z 245 甲基三芳甾系列。在 C_{27}, C_{28}, C_{29} 组成的三角图(图 5b)中,油一岩点群落在一个很小的范围内,彼此间的亲缘关系明显可见。应当说明的是, J_3s 深灰、黑灰色灰岩中均检

测出低碳数三芳甾类烃, $(C_{20} + C_{21})/(C_{26} + C_{27} + C_{28})$ 值介于 11%~18% 之间,这与油苗中均未检测出低碳数三芳甾类烃差别明显,可能是由于油苗低碳数轻烃损失造成的。

由于安多 114 道班 J_3s 油苗中 C_{20} 以前的正、异构烷烃损失较严重,使得油苗饱和烃色谱分布曲线与所有烃源岩具有一定的差别。但是, C_{24} 以后的正、异构烷烃分布曲线与 J_3s 灰岩基本一致,而且,正构高碳数石蜡烷烃均可达 C_{33} ,有的甚至可达 C_{36} ,表明它们演化程度还不算太高,尚未达到高成熟凝析油湿气阶段。 Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 比值也与此相一致。

此外,安多 114 道班 J_3s 油苗与 J_3s 泥晶灰岩沥青“ A ”族组成中,饱和烃、芳烃和非烃+沥青质的相对百分含量很相近,芳香烃含量及饱/芳比值也很接近。

2.3 油苗与 J_3s 泥晶灰岩单体藻类荧光光谱对比

安多 114 道班侏罗系灰岩裂缝油苗荧光光谱具有明显的三峰型,与 J_3s 灰岩单体藻类有机质外壁荧光光谱也多呈三峰型相一致,即使在有的 J_3s 泥晶灰岩单体藻类有机质外壁荧光强度明显变暗时,其荧光光谱也多呈三峰型,具有一定的可比性,这在其它类型原油或烃源岩中很少见。 J_3s 灰岩单体藻类仍发荧光,有的荧光强度仍较高,说明烃源岩有机质成熟度并不太高,这与 R_o 为 1.1% 左右有些差别,也可能是烃类吸附的原因,有待进一步深入研究。

2.4 油苗与 J_3s 泥晶灰岩有机质成熟度对比

安多 114 道班 J_3s 油苗与 J_3s 灰岩及比洛错页岩的荧光光谱特征、饱和烃色谱特征、甾烷藿烷特征等成熟度参数都处于成熟阶段;而土门三叠系泥岩及二叠系泥岩以及那底岗日侏罗系灰岩等都已经接近或达到过成熟干气阶段,显微镜下所有有机质已经无荧光,与安多 114 道班 J_3s 油苗不一致,无可比性。因此,安多 114 道班 J_3s 油苗主要来自本区 J_3s 海相深灰色、灰黑色灰岩,属海相成因原油,源岩沉积时水体较动荡,海水含盐度不太高,属弱还原—还原环境,浮游水生生物发育,而且油苗的成熟度略高一些或经过一定距离的二次运移。安多 114 道班泥晶灰岩曾有过 2 次油气生成和运移过程,一次是泥晶灰岩裂缝中的黑色固体沥青(有时厚度可达 0.5 cm 左右),其演化程度低,与泥晶灰岩成熟度接近(样品热解最高峰温与灰岩一致);第二次是现今油苗,形成时间晚,运移距离远,且演化程度高。

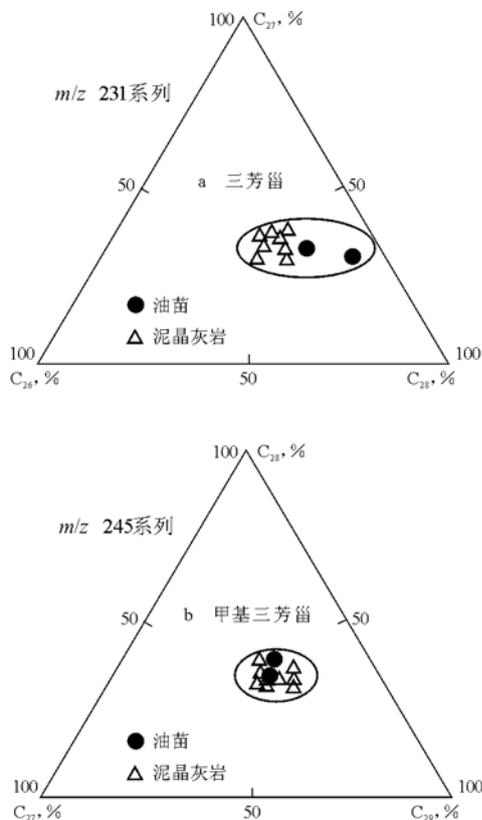


图 5 羌塘盆地安多 114 道班地区 J_3s 油苗和 J_3s 烃源岩三芳甾类烃相对组成

Fig. 5 Relative composition of the triarylated steranes in J_3s oil seepage and source rock in the area of No. 114 Anduo road maintenance squad, Qiangtang Basin

3 烃类运移

3.1 含油白云岩油气运移

羌塘盆地中部含油白云岩具有 2 次以上的油气运移过程。含油白云岩中存在“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并遭破坏后所残留的固体沥青；发荧光的“轻质活油”则是再次埋深或构造运动所导致的第二次或第三次油气运移聚集成藏并暴露到地表遭破坏、风化后残留的液态油苗^[1,10,11]。

从偏光、荧光显微镜下观察，白云岩中普遍存在着“固体沥青”和发荧光的“轻油”这 2 种没有任何关系的“沥青”。“固体沥青”发育在白云石晶间空隙中，在偏光镜下呈褐色或棕褐色，在荧光镜下不发光。它的分布有一定界限，即在马鞍状粗晶形成之前，它已渐渐结束运移，也就是它只浸染马鞍状白云石粗晶生成之前的细晶、中晶、雾心白云石，而不浸染马鞍状粗晶白云石，即主要发育在白云石晶间空隙中。说明其生成时间在成岩晚期的后期至后生期的早期，早于“轻质活油”的形成时间，为第一次油气运移聚集成古油藏并遭破坏后所残留的产物。

发荧光的“轻质活油”广泛分布于成岩各阶段所形成的孔、缝中。它存在于成岩早期细晶白云石晶间孔隙中；存在于早期残留的溶蚀孔隙中；存在于未填满的溶缝中；存在于被构造作用扩大了细、中、粗、雾心白云石晶隙中；存在于被方解石充填过的缝中方解石晶隙中；存在于最晚形成的各种张开缝中，说明其生成时间较晚（后生期的晚期至构造期）。例如，昂达尔错北 B-2-5B 细晶白云岩样品中，所见到“轻质活油”可分为 2 期，第一期为浅黄色、黄白色或淡蓝白色，第二期为淡蓝绿色，二者发光互相无关，也为先后运入所致^[1,12,13]。

上述“轻质活油”和“固体沥青”各自成体系，二者没有任何联系，它们各自分布于不同成因的岩石孔、缝中，只是“固体沥青”生成时间早于“轻质活油”。

从野外地质调查和标本观察可以看出，白云岩及灰岩中确实存在有“固体沥青”和“液态油苗”，二者没有必然的关系。

羌塘盆地烃源层的地球化学数据显示，其中有 2 次以上的油气生成和运移过程。烃源层的固体沥青反射率往往出现 2 组或 3 组有规律变化的数据，这可能与多期油气生成有关；包裹体测温也显示出 2 组或 3 组高低有规律变化的数据，说明烃源

岩曾经历过 2 期或 3 期古地温的变化；磷灰石裂变径迹所退火的时代或温度也主要有 2 次或 3 次，它也说明烃源岩曾经历过 2 期或 3 期最高古地温的变化。

宏观上，羌塘盆地主要烃源层（上三叠统肖卡组 T_3x 、中侏罗统布曲组 J_2b 和上侏罗统索瓦组 J_3s ）曾经历过 2 次以上构造运动，一次是 J_3x （上侏罗统雪山组）沉降后的燕山运动，第二次则可能是 N_2 （上新统）沉降后的喜山运动。因此，在羌塘盆地含油白云岩层中可能在 J_3x 沉降时期或 J_3x 沉降后至大量抬升剥蚀之前已形成早期低成熟的古油藏。燕山运动使得第一次油气运移聚集形成的古油藏遭破坏，石油中较轻的组分散失，重组分则形成固体沥青；在 N_2 沉降时期或 N_2 沉降后至大量抬升剥蚀之前再次形成成熟—高成熟的轻质油藏。喜山运动使得第二次形成的轻质油藏再次抬升剥蚀并暴露到地表，形成目前遭破坏、风化后残留的液态油苗^[1,10,11]。

3.2 含油白云岩成岩作用、孔隙类型与油气运移的关系

双湖隆鄂尼西采样 24 块，其中 2 块灰岩，其余均为白云岩；昂达尔错北采集白云岩样 10 块；西长梁采集泥质白云岩样 1 块，分别制成偏光薄片和荧光薄片共 70 片。通过观察，查明该白云岩成因复杂，于成岩、后生作用过程中经受了强烈的次生改造，其中的油气曾经历 2 次运移（根据部分样品推测，也有可能经历过 3 次运移），尤以晚期运移有效，另一次具破坏性。

在成岩过程中曾经历了白云化、重结晶、压实、溶解、充填、取代和构造裂隙等多种成岩作用（图 6）。形成顺序为：1）成岩早期白云化作用产生细晶白云岩（菱形细晶，晶面一般平直，在压实过程中未变形；白云石细晶，晶间孔隙不发育）；2）缝合线的形成（晶体缝合接触，又经压实溶解使空隙水淡化）；3）重结晶作用（形成雾化白云石等）；4）后生期溶解作用（形成溶孔、溶缝及溶洞等）；5）后生期的充填作用（形成目前所见到的中—细晶白云石或细—粗晶、中晶白云石），在晶体内充满液态包裹体，包裹体的测温 50~150℃；6）构造期白云石第二次大规模溶解，形成构造裂隙（溶孔、晶溶洞、溶洞、溶缝），虽为铁方解石、无铁方解石、石膏、硬石膏充填，但并未将所有孔隙全填满，以后的构造运动又生成了张缝。

从储集性能来看，羌塘盆地中部双湖隆鄂尼西和昂达尔错北的“砂糖状”白云岩与国内外其它一

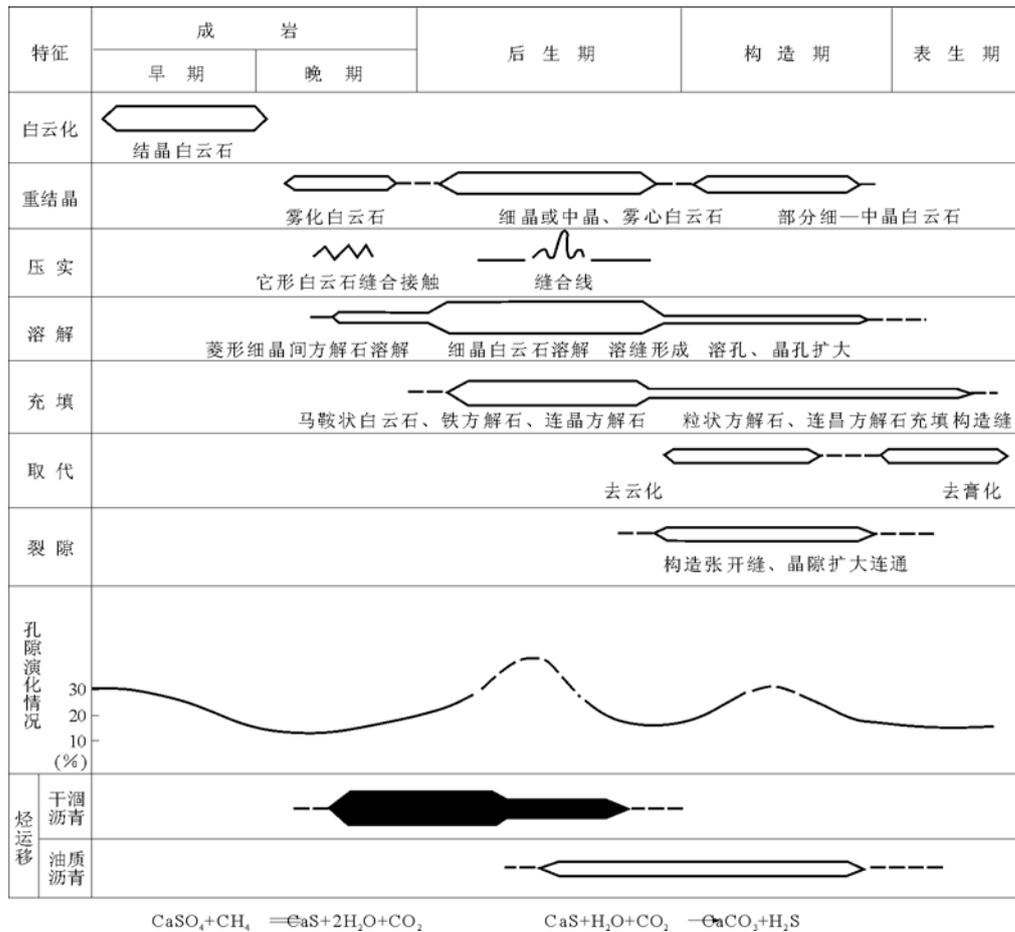


图 6 含油白云岩成岩演化与孔、洞、缝和油气运移的关系
 Fig. 6 Relationship between diagenetic evolution of oil-bearing dolostone and pore, cavity, fissure and hydrocarbon migration

些砂糖状白云岩不同,其孔隙分布不均匀。前期也形成一些均匀菱形细晶白云石,孔隙分布也相对均匀;但后期改造使其面目皆非,并向着非均质性发展。孔隙类型主要有:成岩早期形成的晶间孔;后生期和构造期形成的溶孔;成岩晚期及后生期形成的缝合线;后生期形成的溶蚀缝;构造期形成的构造缝,可分未充填和充填 2 种。白云岩的孔隙度变化可以划分为 3 个阶段:第一阶段是成岩早期白云化形成的晶间孔,孔隙度可以达到 20%~30%,这一阶段形成的晶间孔很快就在成岩晚期的压实作用下变得很小;第二阶段是后生期白云岩的溶解作用所形成的溶解缝,孔隙度可以再次达到 20%~30%,并伴随着方解石、硬石膏等的充填,使得孔隙度很快减小,这一阶段伴随着第一次油气运移和成藏;第三阶段是构造期形成的溶孔、构造张开缝,孔隙度第三次增大,而构造后期的表生作用使孔隙度再次减小,第三阶段须伴随第二或第三次油气运移和成藏才是有效的(图 6)。

第一次油气运移发生在晚侏罗世至早白垩世

雪山组沉积时期的成岩晚期至后生早期。此时,白云岩中尚存在着一定的白云石晶间空隙,这从“固体沥青”多发育在白云石晶间孔隙中可得到证实。白云岩中大规模的溶解作用使先期生成的细晶白云岩(已近固结)遭到溶蚀、分解、破裂甚至崩塌,产生了溶孔、溶洞,为第一次油气运移提供了动力和储集空间。由于白云岩的溶解作用使孔隙度和渗透率明显增加,孔隙度可以达到 20%~30%,甚至大于成岩早期白云化时期的孔隙度。油源对比证实,白云岩中的“油”(包括固体沥青)是来自本层或相邻层位的优质富烃源岩(页岩、泥灰岩),这些优质富烃源岩有机质丰度高,母质类型好(II₁型),沉积时一般为开阔台地咸化潟湖强还原环境,成岩晚期至后生早期也正是生成未熟—低熟油的有利时期。未熟—低熟古油藏遭破坏后很容易形成固体沥青。就目前来看,第一次油气运移是成岩过程中(后生作用时期)的破坏性运移,它属于无效运移。第二次(或第三次)油气运移可能发生在晚第三纪的后生晚期至构造期,该时期溶缝、溶孔、溶洞

和构造缝是白云岩的主要储集空间,这一点从荧光的分布可以看出。它可以分布在早期残留的溶蚀孔隙中、未填满的溶缝中、被构造作用扩大了的中、粗、雾心白云石晶隙中、被方解石充填过的缝中方解石晶隙中以及最晚形成的各种张开缝中,也可以分布在成岩早期细晶白云石的孔隙中。显示好时连成网状发光,在荧光镜下就象节日的礼花,色彩缤纷,一般中亮,有时甚至达到亮,说明油轻同时也少,浸染色晕宽一般为 0.1 mm。白云岩的再次埋深、溶解作用和构造运动为第二次(或三次)油气运移提供了动力和储集空间。构造期形成的溶孔、构造张开缝,使孔隙度再次增大。白云岩中的“轻质活油”是由来自本层或相邻层位的优质富烃源岩(页岩、泥灰岩)在成熟—高成熟阶段二次生成的,其油质应该较轻。在第二次油气运移时,有聚集也有破坏,但以聚集为主,尤其晚期张缝含油好就说明了这一点。

3.3 安多 114 道班含油灰质角砾岩及其与油气运移的关系

安多 114 道班地区以细粒(泥晶)沉积物为主,储集空间一般不发育。但该区由于受构造力的影响,在某些样品中仍可见发育的构造缝、缝合线;同时发育成岩作用中形成的平行层的缝合线;在泥晶灰岩中还发育构造力形成的张缝、半张开缝;在干裂、撕裂角砾岩中砾间淡水方解石胶结物未填满处尚有孔隙,在镜下和手标本中甚发育,其大小约 1 mm 左右,且均含油。从发光强弱可以看出,凡是储集条件较好的大缝大洞均含轻质油,可以推断,受构造力较强的大缝大洞发育的地带为勘探有利地区。此外该区是潮下低能带,紧邻此带的向海一方多存在有礁、滩等障壁岛屿,其储集层发育,油可以从下向上运移而来,因此,可望在礁、滩中找到石油。安多 114 道班 J_3s 烃源层及其所夹的灰质角砾岩中的油气生成和运移过程与双湖附近含油白云岩中的油相似,也具有固体沥青和轻质液态油苗,经历过 2 次油气生成和运移的过程。

4 结论

1) 羌塘盆地中部隆鄂尼西 J_2b 油苗、昂达尔错及西长梁的 J_3s 油苗和安多 114 道班 J_3s 灰岩裂缝中的油苗具有相似的海相原油特征,其重排甾烷含量相对较高,孕甾烷含量低,成熟度或运移参数较高,三环萜烷和 γ -蜡烷含量较低,Pr/Ph 较高,碳同位素均相对较重(只有隆鄂尼西 J_2b 油苗略轻一些)。

2) 南羌塘坳陷中部隆鄂尼西 J_2b 油苗与本区

比洛错 J_2x 富烃页岩的生物标志物及碳同位素具有相似性,它来自本区 J_2x 潟湖相富烃源岩,而昂达尔错 J_3s 油苗与 J_3s 页岩和 J_2x 富烃源岩具有一定的可比性;北羌塘坳陷中西部西长梁 J_3s 油苗与该区同层的富烃页岩有好的亲缘关系;南羌塘坳陷东部安多 114 道班 J_3s 油苗主要来自本区 J_3s 海相盆地内台凹相的深灰色、灰黑色泥晶灰岩。

3) 羌塘盆地中部含油白云岩中存在“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(J_3x 沉降时期或 J_3x 沉降后至大量抬升剥蚀之前)并遭破坏后所残留的固体沥青;发荧光的“轻质活油”则是再次埋深或构造运动所导致的第二次或第三次油气运移聚集成藏(N_2 沉降时期或 N_2 沉降后至大量抬升剥蚀之前)并暴露到地表遭破坏、风化后所残留的液态油苗。安多 114 道班 J_3s 烃源层及其所夹的灰质角砾岩中的油气生成和运移过程与双湖附近含油白云岩中的油相似,也具有固体沥青和轻质液态油苗,经历过 2 次油气生成和运移的过程。

参考文献:

- 1 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,2000.1~648
- 2 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
- 3 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
- 4 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
- 5 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
- 6 刘宝泉,秦建中,李欣. 冀北坳陷中—上元古界烃源岩特征及油苗油源分析[J]. 海相油气地质,2000,5(1-2):35~46
- 7 曾宪章,梁狄刚. 中国陆相原油和生油岩中的生物标志物[M]. 兰州:甘肃科学技术出版社,1989.1~310
- 8 Peters K, Moldowan J M. The biomark guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. New Jersey: Prentice Hall,1993.1~236
- 9 王铁冠. 生物标志物地球化学研究[M]. 武汉:中国地质大学出版社,1990.1~154
- 10 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
- 11 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
- 12 Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas[J]. Erdol und Kohle-Erdgas-Petrochem,1985,38(8):365
- 13 Sun S Q. Dolomite reservoirs: porosity evolution and reservoir characteristics[J]. AAPG Bulletin,1995,79(2):186~204

OIL SOURCE AND HYDROCARBON MIGRATION PROCESS IN QIANGTANG BASIN, QINGHAI-TIBET PLATEAU

Qin Jianzhong

(Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

Abstract: The oil seepages from the formations of J_2b in West Longeni, J_3s in Angdaercuo, J_3s in West Changliang and J_3s in the area of No. 114 Anduo road maintenance squad as well as the J_2x hydrocarbon-rich shale in Biluocuo and the J_3s dark-gray limestone in the area of No. 114 road maintenance squad are characterized by high rearrangement sterane content, low pregnane, triclene and gammacerane contents, high ratio of Pr/Ph as well as heavy carbon-isotope. The oil seepages in the formations of J_2b in West Longeni and J_3s in Angdaercuo originate from the J_2x lagoon-phase hydrocarbon-rich source rock in their corresponding areas. The oil seepages in the formations of J_3s in the areas of No. 114 Anduo road maintenance squad and West Changliang originate from the J_3s platform facies dark-gray limestone and hydrocarbon-rich shale. There are "light active oil" and "solid bitumen" in the oil-bearing dolomite in center of the basin and in the J_3s lime-rubble rock in No.114 Anduo road maintenance squad area. The solid bitumen is product of the first hydrocarbon migration and accumulation. The fluorescent light active oil is product of the second or third hydrocarbon migration and accumulation causing by reburial or tectogenesis. They have undergone two or more hydrocarbon generation and migration processes.

Key words: oil seepage; correlation between oil and source; migration process; Qiangtang Basin

~~~~~  
(continued from page 449)

## THE PETROLEUM SYSTEM AND EXPLORATION PROSPECT IN THE EAST OF NORTH YELLOW SEA BASIN

Kim in Sik<sup>1,2</sup>, Fei Qi<sup>1</sup>, Yang Xianghua<sup>1</sup>, Cai Feng<sup>3</sup>

(1. China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;

2. Kimcheck University of Technology, Pyongyang, DPR of Korea;

3. Qingdao Marine Geology Research Institute, Ministry of Land and Resources, Qingdao, Shandong 266071, China)

**Abstract:** The North Yellow Sea Basin (called West Korean Bay Basin in the eastern Korean region) is one of the sedimentary basins distributing along the Qingchuanjiang fault zone where there are thick Mesozoic-Cenozoic sedimentary rocks. There are a series of Mesozoic-Cenozoic sedimentary basins, such as Anzhou Basin, Bohai Bay Basin, Laiyang Basin and South Yellow Sea Basin in the vicinity of the North Yellow Sea Basin. The basins mentioned above belong to Mesozoic-Cenozoic superimposed basins which display great petroleum prospects. Huge faults, such as Tanlu Fault, Qingchuanjiang Fault and Linjinjiang Fault, have close relationship with petroleum migration and accumulation in the North Yellow Sea Basin. Based on the integrated researches on reservoir, oil generation and trap types, the petroleum prospects of North Yellow Sea Basin is determined.

**Key words:** oil generation simulation; petroleum system; petroleum prospect; the North Yellow Sea Basin