

塔北地区晚期成藏条件的初步分析

孙 岩

(南京大学地球科学系 210093)

贾承造 万 玲

(塔里木石油勘探开发指挥部, 库尔勒 841000)

现代油气地质学强调从油气源岩、运移聚集到圈闭保存的全过程。塔北地区从古生界到新生界油气源岩丰富, 储集层系发育且各种类型油气藏均有发现, 但至今尚未找到古生新储油藏。依照野外采集标本的多项测试、已有资料的全面对比和构造演化特别是新构造运动和反转构造的考察分析, 从油气源岩、运移聚集和古生新储 3 个方面阐述了塔北地区的晚期成藏条件。并指出由天山向塔里木盆地推进的前列式背驮构造、壅垒式引张构造及走滑转换构造可以成为晚期成藏的含油气局部构造。

关键词 晚期成藏 海相油源 含油气局部构造 塔北地区

第一作者简介 孙 岩 男 60 岁 教授 构造地质 油气地质

现代的油气地质、油气成藏体系研讨, 强调从油气源岩形成一直到构造圈闭保存的全过程 (M. J. Modowan, W. K. Seifert et al, 1985; L. B. Magoon, 1990; D. G. Howell, 1991^①)。事实上, 其中的 3 个环节是主要的, 即油源—运聚—圈保, 也就是油气源岩—运移聚集—圈闭保存, 3 者缺一不可, 相互关联。

塔北地区从古生代到新生代油气源岩丰富, 储集层系发育, 就已发现的油气藏, 古生古储油藏有之 (如古生代内幕油藏英 1 井, 英 2 井等); 新(中)生新储油藏有之 (如柯参 1 井, 沙 3 井, 提 1 井等); 新(中)生古储油藏亦复有之 (如英 7 井, 英 9 井); 然古生新储油藏尚未发现。依其野外实际调查采样分析, 以及本区新构造运动的强烈表现, 并从含油气局部构造体制演化推断, 本区具有充分的古生新储晚期次生成藏条件。以下旨在围绕此叙其油源、运聚和圈保。

1 油气源岩

(1) 塔北地区主要有 4 套生油源岩层系, 即寒武系—奥陶系过高成熟腐泥型烃源岩; 石炭统—下二叠系成熟到高成熟偏腐殖型烃源岩; 三叠系—侏罗系低成熟偏腐殖型烃源层; 白垩系—下第三系未成熟低丰度的烃源层 (周兴熙, 1992)。下面从第一手资料分析之。

阿克苏地区的奥陶系油苗分布广泛, 在农一师健化厂探矿三队采石场东西长 3km 地带断续见有原油油迹、油斑、油浸和沥青, 沿裂缝和晶洞, 会见有浅褐色到深褐色的原油渗出 (图 1, a, b, 图 2a, b)。平行层面发育的裂隙和晶洞原油浸出现象尤甚。裂隙显示顺层剥离张裂, 宽者达 2~3cm; 晶洞略显定向, 大者 6×8cm 且有的两者沟通 (图 2)。同时, 在下奥陶统的丘里塔克群上亚群灰白色中厚层微晶灰岩之上的上第三系阿图会组棕色砂岩、砂砾岩中, 于顺层裂隙和不整合面上, 还可觅到同样的油浸、油渗现象, 且清楚地表现出是沿丘里塔克群在岩中的两组裂隙 (产状 $125^{\circ}/66^{\circ}$; $295^{\circ}/80^{\circ}$) 向上运移聚集的 (图 1, c)。不难看出, 图 1c 所揭示的, 可以说是一个破坏了的含油气局部构造的缩影。那在上第三系阿图什组 (包括与下伏奥陶系不整合面) 是否存在着古生新储晚期成藏机制呢? 显然要从油源追索之。

上述阿克苏采石场下奥陶统 (O_1q) 灰岩层间裂隙破碎带, 和其上覆上第三系 (N_{2a}) 砂岩采集含原油油苗样品 (分别编号为 XJ-201 和 XJ-203), 由地矿部无锡石油地质中心实验室进行荧光薄片、有机质丰度、族组分分离、饱和烃和芳烃参数、碳同位素组成和色质图谱等全面测试分析。诚然, 鉴于样品化验数量有限, 只能与已有总结成果对比使用之。

所采样品浸染发光呈橙黄、红棕色且略带绿色, 其有机质丰度、XJ-203, XJ-201 的有机碳含量分别

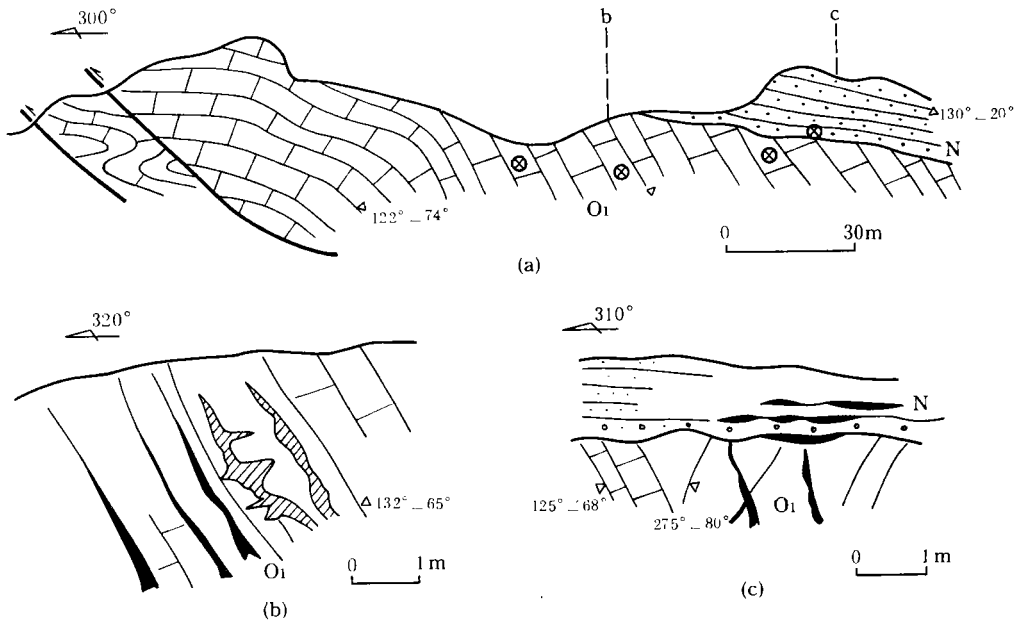


图 1 塔北阿克苏地区建化厂探矿三队采石场地质构造剖面图(a)及 b.c 两处局部剖面图
 Nza: 上第三系阿图什组; O₁q: 下奥陶统丘里塔克群上亚群; 圈内×符号为油样采集点

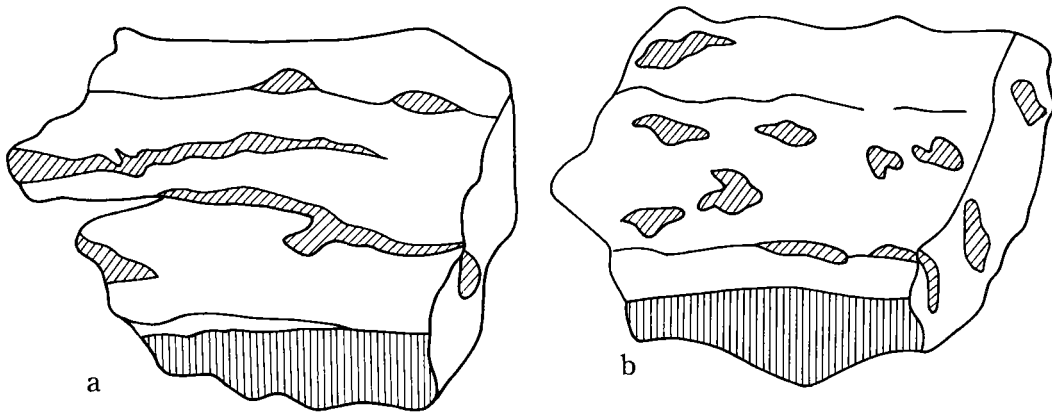


图 2 原油油迹油浸沿裂隙(a)和晶洞(b)分布之标本素描(原大 $\times \frac{1}{4}$)

原岩为丘里塔克群上亚群灰岩, 采集地点同图 1

为 0.95% 和 0.13%, 这同寒武—侏罗系泥岩(1060 块样品)和灰岩(1006)分析数据 0.845% 和 0.377% (表 1)和灰岩(758)分析数据 0.90% 和 0.25% 相接近。需说明, XJ-203 样品确切地定名为含泥细砂岩、砂岩。就表 1 所列有机质丰度数据同石油部所颁布生油岩评价标准(1985)比较, 大体相当于较好等级。尽管从表 1 中不难发现, 从中生界—上古生界—下

古生界其有机碳、氯仿沥青 A 和总烃含量等有机质丰度有明显下降趋势, 但总体看, 古生界沉积厚度大、分布广; 有机质较丰富、较稳定。塔北地区亦然。

(2) 塔里木盆地(包括塔北地区)各时代的生油岩系, 均含有较丰富的饱和烃生物标记化合物(主要包括各种萜烷和甾烷等), 为鉴定古环境提供重要信息。现就样品 XJ-203, XJ-201 所化验分析的具有指

向意义的饱和烃参数、碳同位素组成和姥鲛烷与植烷比值等，与塔北地区(含塔 1 井)已测数据对比各自列于表 2,表 3 和表 4。

a. 现就成熟度指标(OPI)、正烷烃奇偶优势(OEP)、碳数范围、主峰碳、姥鲛烷与 nC₁₇比、植烷与 nC₁₈比(表 2),碳同位素组成中的油 δ¹³C、饱和烃 δ¹³C、芳烃 δ¹³C(表 3)、姥鲛烷与植烷比值(表 4),以及正烷烃、类异戊二稀烃分布(图 3)和特征芳烃分布(图 4)等对样品 XJ-203、XJ-201 进行比较,其数值几乎完全一致,相差无几。即是 nC₂₁+nC₂₂/nC₂₈+nC₂₉之比,前者为 2.16,后者为 8.60,亦在同一数量级内,即毋庸置疑,这二者是同源的。细考之,从色谱质谱上分析,XJ-203 原油还受到一点污染。

b. 下列指标确定油样 XJ-203、XJ-201 为海相原油。

(I)同塔中、轮南、东河塘和雅克拉等古生代原油海相饱和烃参数相一致, OEP ≤ 1; Pr/nC₁₇ < 0.4; Ph/nC₁₈ ≤ 0.4(表 2)。

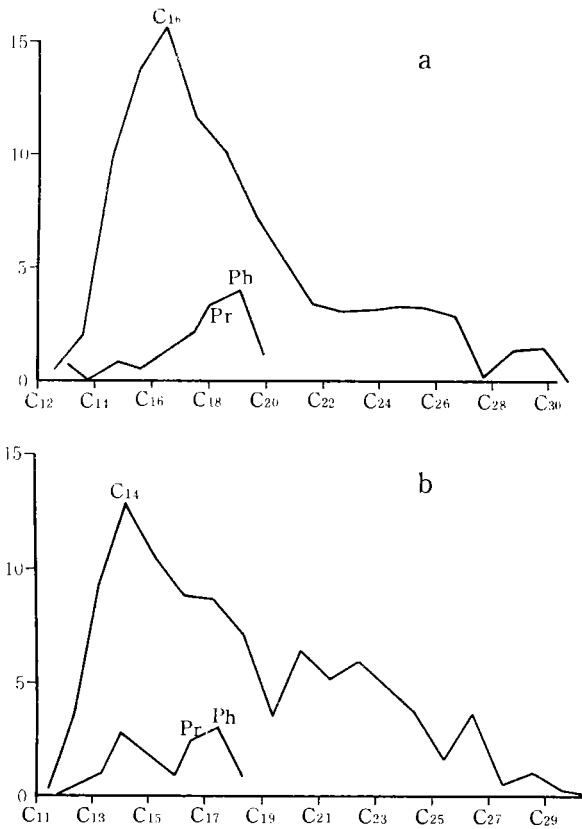


图 3 塔北阿克苏地区油样正烷烃、类异戊二稀烃分布曲线图
a. 样品 XJ-203; b. 样品 XJ-201

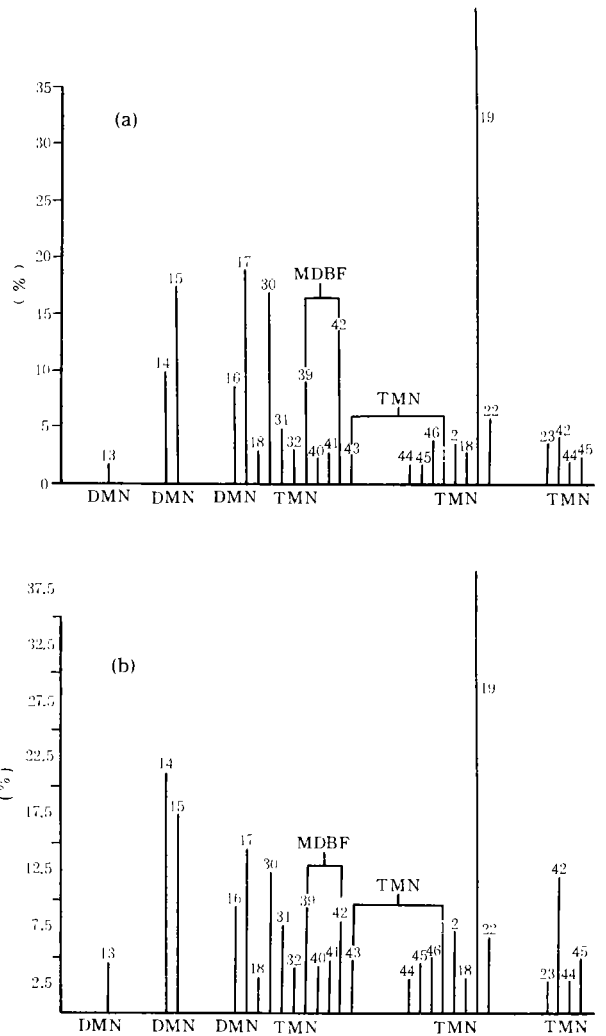


图 4 塔北阿克苏地区油样特征芳烃分布图
a. 样品 XJ-203; b. 样品 XJ-201

(II)碳同位素同塔北等古生代原油海相油 δ¹³C,饱和烃 δ¹³C 和芳烃 δ¹³C 的数据相符, -30‰至 -34‰,即碳同位素相对轻。而库车坳陷侏罗系原油(包括依奇克里克油田),碳同位素相对重,饱和烃 δ¹³C 为 -27.8‰,芳烃 δ¹³C 为 -24.70‰(表 3),显示陆相原油特点(梁狄刚,1992;胡素云,1992)。

c. 姥鲛烷与植烷之比值作为必要的指示参数,系前后两者分别于氧化和还原环境下形成的 C₁₉和 C₂₀化合物。从塔北地区(含塔中)不同时代的油源岩抽提物姥植比值差别明显(表 4,表 5)可分为 3 种类

表 1 塔里木盆地有机质丰度数据表^①

		有机碳 (%)	氯仿沥青 A (%)	总烃含量, ($\times 10^{-6}$)
侏罗系	泥岩	$\frac{0.009 \sim 5.03}{0.879}$ (189)	$\frac{0.0017 \sim 0.65}{0.0541}$ (47)	$\frac{23 \sim 902}{280}$ (25)
三叠系		$\frac{0.05 \sim 4.86}{0.98}$ (362)	$\frac{0.0024 \sim 0.097}{0.0174}$ (18)	$\frac{13 \sim 504}{88}$ (45)
二叠系	泥岩	$\frac{0.05 \sim 3.25}{0.62}$ (61)	$\frac{0.0015 \sim 0.141}{0.0159}$ (54)	$\frac{30 \sim 365}{133}$ (8)
	灰岩	$\frac{0.02 \sim 6.9}{0.265}$ (50)	$\frac{0.0012 \sim 0.1146}{0.0308}$ (7)	$\frac{35 \sim 85}{60}$ (2)
石炭系	泥岩	$\frac{0.03 \sim 11.15}{0.793}$ (147)	$\frac{0.0014 \sim 0.365}{0.0176}$ (76)	$\frac{56 \sim 616}{169}$ (14)
	灰岩	$\frac{0.01 \sim 6.38}{0.382}$ (200)	$\frac{0.001 \sim 0.0368}{0.0069}$ (125)	$\frac{19 \sim 218}{79}$ (19)
奥陶系	泥岩	$\frac{0.009 \sim 2.75}{0.32}$ (279)	$\frac{0.006 \sim 0.0323}{0.0032}$ (49)	$\frac{2 \sim 8}{7}$ (17)
	灰岩	$\frac{0.001 \sim 1.01}{0.14}$ (563)	$\frac{0.0002 \sim 0.0382}{0.0069}$ (110)	$\frac{1 \sim 276}{63}$ (43)
寒武系	泥岩	$\frac{0.11 \sim 5.52}{1.48}$ (22)	$\frac{0.0015 \sim 0.0377}{0.0100}$ (12)	$\frac{4 \sim 40}{26}$ (5)
	灰岩	$\frac{0.01 \sim 5.31}{0.36}$ (195)	$\frac{0.0002 \sim 0.0382}{0.0086}$ (50)	$\frac{7 \sim 556}{79}$ (17)
寒武系	泥岩	0.845 (1060)	0.0197 (256)	117.17 (114)
侏罗系	灰岩	0.377 (1006)	0.013 (292)	70.25 (81)
XJ-203 ^②		0.95		
XJ-201		0.13		

表 2 塔北地区(含塔中 1 井)原油饱和烃参数表^③

地区	样品井号	层位	井段 (m)	CPI	OEP	碳数范围	主峰碳	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈
英买力	英买 1 井	O	5355.18~5379.10		1.27	C ₁₃ ~C ₂₀	C ₁₄	0.49	0.56
	英买 7 井		5212.64~5277.14				C ₁₃	0.23~0.19	0.10~0.09
塔中	塔中 1 井	C-O	3565~3647.77	1.0	0.95	C ₁₄ ~C ₃₀	C ₁₈	0.20	0.24
轮南	轮南 1 井	O	5038~5052	0.99	0.88	C ₁₁ ~C ₃₆	C ₁₄	0.37	0.40
	轮南 2 井	T	4878.3~4887.6	0.99	0.90	C ₉ ~C ₃₄	C ₈	0.18	0.37
	轮南 3 井	J	4551~4553.6	1.0	1.02	C ₁₀ ~C ₃₅	C ₁₆	0.34	0.46
	轮南 14	T	4906~4922		1.02	C ₉ ~C ₃₅	C ₁₂	0.32	0.42
		C	5256~5363	0.98	0.89	C ₈ ~C ₃₅	C ₁₅	0.21	0.23
	轮南 39	O	5627.19~5422.52	1.02	0.96		C ₁₅	0.24	0.29
	沙 18	C	5157.49	1.06	1.02	C ₁₃ ~C ₃₄	C ₁₇	0.33	0.36
东河塘	东河 1 井	C	5763~5760.7	1.05	1.15	C ₉ ~C ₃₆	C ₁₄	0.35	0.41
吉拉克	轮南 57 井	T	4129~4173	1.07	1.09	C ₁₀ ~C ₃₅	C ₁₅	0.38	0.49
	轮南 57 井	T	4287~4356	1.03	1.02	C ₉ ~C ₃₅	C ₁₂	0.35	0.44
	轮南 59 井	C	5368~5393				C ₁₁	0.15	0.14
吉拉克	沙参 2 井	O	5363~5391.12		1.04	C ₁₄ ~C ₃₄	C ₁₄	0.43	0.38
	沙参 4 井	E	5375~5300		1.04	C ₁₂ ~C ₃₀	C ₁₅	0.43	0.41
阿克苏 ^④	XJ-203	E			0.88	C ₁₂ ~C ₃₀	C ₁₆	0.30	0.41
	XJ-201	O			0.94	C ₁₁ ~C ₂₈	C ₁₄	0.29	0.43

① 除 XJ-203, XJ-201 为自测外其余据朴明植(1992)、何向阳(1992); $\frac{\text{最小值}-\text{最大值}}{\text{平均值}}$ (样品数)

② 地矿部无锡石油地质中心实验室测试

③ (C) 除阿克苏样品为自测外,其余据周兴熙(1992) Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

④ 地矿部无锡石油地质中心实验室测试

表 3 塔北地区(含塔中)原油碳同位素组成(‰)^①

地区	层位	井号 (标本号)	油 $\delta^{13}\text{C}$ (‰) (沥青)	饱和烃 $\delta^{13}\text{C}$ (‰)	芳烃 $\delta^{13}\text{C}$ (‰)	蜡 $\delta^{13}\text{C}$ (‰)	非烃 $\delta^{13}\text{C}$ (‰)
库车	J	Y535	/	-26.92~-29.61	-24.04~-25.20	-26.63	
				-27.18(3)	-24.70(3)		
英买力	O ₁	YM1	/	-31.09~-32.95	-32.12~-32.15	-34.51	
				-32.22(3)	-32.4(3)		
		YM2	-32.92	-33.30	-32.27		
雅克拉	O	SC2	/	-32.03~-32.96	-31.39~-32.04	-30.84~-33.95	
				-32.65(10)	-31.70(10)	-32.40(2)	
东河塘	C	DH1	/	-33.03	-32.64	-34.56	
		DH11	-31.69	-32.61	-32.63		
塔中	C-O	TZ1	/	-31.99~-32.19	-31.29~-31.44	-32.63~-31.44	
				-32.60(3)	-31.36(3)	-33.80(2)	
	C	TZ4	-32.50~-32.28	-32.75~-33.41	-32.64~-33.14		
			-32.86(4)	-33.00(4)	-32.88(4)		
解放渠东	C	LN32	-30.82	-30.72	-30.23		
桑塔木断垒	O	LN39	-31.21~-31.39	-32.66	-29.96		
			-31.30(2)				
	O	LN48	-30.45	-31.06	-25.12		
	C	S18	-31.50~-31.54	-31.80~-31.98	-29.81~-30.58	-32.50~-32.69	
			-31.52(2)	-31.91(3)	-30.11(3)	-32.60(2)	
	O	JF123	-31.20~-31.26	-30.29	-29.48		
-31.23(2)							
轮南断垒带	O	LN1	-32.86~-33.01	-32.70~-33.00	-32.48~-32.88	-32.87~-34.12	
			-32.92(3)	-32.81(3)	-32.64(3)	-33.50(2)	
	T	LN1	-32.34~-34.47	-33.00	-31.67		
			-33.34(6)				
	T	LN2	-32.02~-32.83	-32.20~-32.48	-31.51~-32.05	-33.75	
			-32.47(3)	-32.39(6)	-31.77(6)		
	T	LN3	/	-32.33~-32.82	-31.54~-32.07	-33.30~-33.21	
				-33.58(2)	-31.79(2)	-33.26(2)	
	O	LN10	/	-31.79~-31.83	-30.12~-30.72	-32.44~-32.83	
				-31.81(3)	-30.39(3)	-32.66(3)	
阿克苏 ^②	E	XJ ₍₂₀₃₎	-34.07~-34.31	-33.32	-33.81		-33.74
阿克苏	O	XJ ₍₂₀₁₎	-34.28	-34.00	-34.35		-34

① 除阿克苏样品为自测外其余据周兴熙(1992)

② 地矿部无锡石油地质中心实验室测试

表 4 塔北地区(含塔中 1 井)原油姥鲛烷与植烷比值表^①

地 区	井号(标本)	层 位	井 段 (m)	Pr/Ph
英买力	英买 1	O ₂	5355.28~5379.1	0.75
	英买 9	K	4947.65~4980.32	1.82
	英买 7	O	5212.64~5277.19	1.99~2.19
雅克拉	沙参 2	O	5355.28~5379.1	0.81
塔中	塔中 1	C	3576~3578	0.76
轮南	轮南 1	T	4913~4926	0.97
		O	5038~5052	0.81
	轮南 2	J	4433~4458	0.89
东河塘	东河 1	J	5455	0.92
		C	5763~5782.7	1.09
桑塔木	轮南 14	T	4506~4922	0.98
		C	5256~5266	1.06
		O	5274~5363	1.01
吉拉克	轮南 55	T	4264.14~4278	0.90
轮台	沙 3 井	E-K	5047~5051	1.87
依奇克里克		J	300~1000	3.47~5.05
阿克苏 ^②	XJ-203	E		0.85
	XJ-201	O		0.82

表 5 英买 9 井和 7 井陆相油汽色谱参数表^③

井 号	井 段 (m)	层 位	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	iC ₁₈	Pr	Ph
英买 9	4947.65~4980.30	K	1.84	0.20	0.11	26.6	47.7	25.7
9	4948.80	K	1.79	0.24	0.13	19.6	51.55	28.8
英买 7	5055.59	J	1.68	0.21	0.12	31.1	43.3	25.7
7	5212.64	J	2.07	0.27	0.13	29.5	47.5	23.0
7	5276	O	2.15	0.23	0.10	32.5	46.1	21.4
7	5277.19	O	2.19	0.19	0.09	24.4	52.3	23.3
7	5401	O	1.99	0.17	0.09	25.6	49.5	24.9

型。

(I) Pr/Ph < 0.90, 显示植烷优势, 多为下古生界寒武—奥陶系源岩, 即海相生油岩, 如英 1 井, 沙参 2 井, 轮 11 井。

(II) Pr/Ph > 1.5, 显示姥鲛烷优势, 多为中生界, 特别是侏罗系源岩, 即陆相生油岩。

(III) Pr/Ph 介于以上两者之间, 为 0.9~1.1,

显示姥植均势, 这一特点有可能是油源混合; 或者主要来源于石炭—三叠系生油岩。

植烷优势的如英 1 井、沙参 2 井和轮南 11 井等的奥陶系油源岩。姥鲛烷优势的如英 7 井、英 9 井的侏罗系、奥陶系油源岩。不待说, XJ-203, XJ-201 样品均为海相油源。即古生界与新生界的油是同源的(在采样地), 且下第三系海相油源只能是与其直接

① 除阿克苏样品为自测外其余据周兴熙(1992)。

② 地矿部无锡石油地质中心实验室测试

③ 张平正. 英买 9 井钻井地质报告, 塔里木石油勘探开发指挥部, 勘探开发研究中心. 1991

接触的下伏地层奥陶系提供。

2 运移聚集

油气运移是油气藏形成的重要环节。初次运移和二次运移均受到构造变动的直接影响,后者更为明显(戴金星等,1992)。

2.1 二次运移和流动捕集

二次运移来自物理-化学方面的动力,通常强调含水层中水对油气的浮力和驱动(H. D. Welts, 1981)。事实上这只是看到油气运移被动的一面;还应注意其耗散、扩散和弥散的主动一面。即由构造变动所引起压力强度、温热梯度和溶液浓度(广义地包括水油气,以至每一个单独相态)的差异,形成非线性的耗散系统、耗散结构(Sun Yan et al., 1993)。这样,作为运输通道的裂隙、断裂及其相关构造,以油气运移作为主动或被动,对它们的认识就不一样了(J. L. Stainforth, 1990)。在塔北地区多期构造变动,也导致早期韧性变形向脆性转化。晚期的二次运移通道和捕集流动油气的场所也都表现脆性裂隙的特征(图1,图2)。

就塔北构造演化特别体制转变历史,其二次运移和流动捕集可分成4个阶段:

(1)加里东晚期至海西早期,在层滑-挤压滑脱体制下,事实上亦是一期构造反转,是由正断层转化成逆断层的正反转构造(塔北地震剖面SN832(323~334)等表现得明晰)。强烈挤压运动使寒武-奥陶系油源形成之烃类经历了初次和部分的二次运移。

(2)海西晚期至印支期,在走滑斜滑-扭动斜列构造体制下,尤其断裂构造的旋转运动,使寒武-奥陶系油源形成的烃类进入大规模的二次运移和流动捕集。满加尔凹陷的油向塔北隆起区大量运动聚集。现在已开采的轮南、东河塘油田是之。

(3)燕山期下滑斜滑-伸展反转构造体制下,石炭-二叠系油源岩所生的烃类,已开始运移,然而是在一种负反转体制制约下,二次运移为部分调整的局部行为。

(4)喜山期倾滑-冲断坳垒构造体制下,塔北山前地区再一次的出现正反转构造,三叠-侏罗系油源岩形成之烃类,也包括在这之前形成之油气,继3

叠纪后第二次大规模运移,使之南边的满加尔凹陷,北边的库车凹陷之油气向塔北隆起带大量流动捕集(孙岩等,1994)^①。

2.2 侧向运移和垂向运移

侧向运移沿不整合面、假整合面、层滑滑移面、剥离面、多次滑动的犁式断层等,在有利的情况下,运移距离可达上百公里(Clayton, 1980; A, 佩罗东, 1993)。垂向运移沿褶皱构造及本身的ac、bc张性裂隙和断裂,负反转构造等,通常运移距离较短。单就塔北地区侧向和垂向运移两者是结合在一起进行的。诚然这脱离不开塔北地区断裂构造系统,联系油气运移方式、捕集条件,提出塔北地区油气运移捕集模式图(图5)。图中:

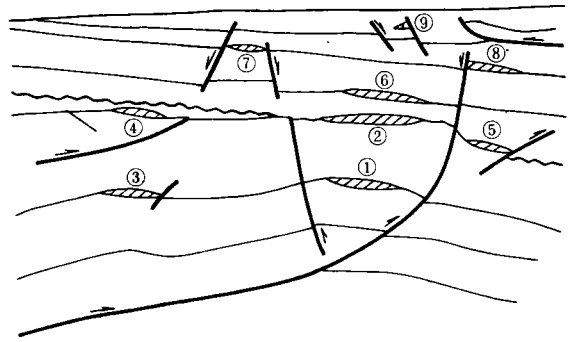


图5 塔北地区油气运移捕集模式图

(说明见正文)

- ① 逆冲断层转折背斜构造,相当于英买2号构造,形成内幕油藏。
- ② 背冲背斜潜山断隆构造(背驮背斜潜山断块),相当于库南1号构造,亦称高位突起构造。
- ③ 层滑滑脱背斜构造,相当于英买1号构造,形成内幕油藏。
- ④ 冲断掀斜断块构造,相当于英买6号构造,发育在次突起构造带。
- ⑤ 发育在下盘短切逆断层带的低突起构造,相当于红旗1号构造的古生代构造发育特点。
- ⑥ 披覆背斜构造,相当于轮南1号构造。
- ⑦ 引张地垒构造,相当于齐满1号构造。
- ⑧ 负反转构造,相当于亚肯1号构造的中新生代构造。
- ⑨ 坳垒牵引构造,相当于提1号构造。

3 古生新储

3.1 潜山背斜, 断裂滑移

塔北隆起勘探的历程揭示了对含油气局部构造的认识过程。

1986 年起选取潜山断块作为优先勘探目标, 1989 年在轮南大型潜山断块 (面积 2450km², 幅度 710m) 上钻 14 口井, 12 口出油, 取得突破。

1990 年在东河塘背斜带找到 3 个含油气背斜构造, 最大的东河 1 号背斜构造面积 8.29km²。这样, 就首先认识了潜山构造, 然后是背斜构造, 时代是晚古生代到早中生代; 地域是从塔北隆起的南部至中部。

1991 年勘探的新目标转向轮台断隆东西长 240km, 南北宽 20~40km 的范围内的断裂构造、断裂滑移带 (如表 6, 图 3 中的羊塔克、英买 7 断裂构造带)。显然是时代推到新生代; 地域移到北部。应指出, 这种由老到新, 由南往北的勘探进程不是偶然的, 是在找油过程中, 对断裂相关构造和断裂滑移本身的发育规律认识的深化。

3.2 开放系统, 动态平衡

一般都将油气构造作为一个封闭系统, 甚至孤立系统, 这在静态平衡条件下是如此的。故油气圈闭大都在正常温压平衡的静态状态下, 诸如英买 7 井 2695m 处的压力 51.3MPa, 压力系数 0.0109MPa/m, 地温梯度 2.26℃/100m 是之; 英买 9 井 4686.5m 处的压力为 50.94aMPa, 压力系数 0.0109MPa/m 亦复是之; 两者一致^①。但是这种静态的平衡是瞬时的, 从整体系统分析, 从油气流动运移观察, 从地质体的一部分对另一部分来说, 则可谓开放系统 (Sun Yan et al., 1992)。故在新构造运动和反转构造制约下, 中、古生代运移系统重新开启, 同新生代构造一起构成新的开启系统, 新的动态平衡系统。图 1c 中, 奥陶系同第三系地层间裂隙的连通性系统即是例证。

3.3 古生新储, 晚期成藏

印度次大陆与青藏高原自始新世开始碰撞以来, 对塔里木盆地 (包括塔北地区在内) 先是南北向挤压, 继之东西向走滑, 给该区的构造变动, 油气运

移、圈闭形成, 特别是古生新储次生油藏影响重大。广义之, 不仅包括古生界寒武—奥陶系、石炭—二叠系的油源岩; 也可包含三叠—侏罗系的油源岩, 中古生界所生成的石油天然气, 均会在始新世后, 在构造反转, 断裂复活的条件下, 重新运移, 如图 5 所示, 成为晚期次生成藏。塔里木盆地内新生界的厚度最大可达 11000m 之巨, 塔北地区仅第三系就超 4400m。在构造上展示由天山向盆地推进的前列式背驮构造和坳垒式引张构造以及走滑转换构造, 成为晚期成藏的含油气局部构造, 在轮台断垒构造带中会不难找到古生新储型油藏。

本文样品化验, 撰写成文始终得到无锡石油地质中心实验室邱蕴玉高工, 徐濂高工的悉心指导, 仅致热忱谢意。

参 考 文 献

- 1 Magoon. L B. The Petroleum System——from source to Trap. *AAPG Bull.*, 1990, 75, 627~637
- 2 周兴熙. 塔北隆起油气藏类型及地质特征. 塔里木盆地油气勘探论文集. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社. 1992, 569~573
- 3 何向阳. 塔北地区石油与天然气运移聚初探. 塔里木盆地石油地质论文集. 1992, 99~111
- 4 胡素云. 塔里木地区圈闭特征及油气控制因素分析. 塔里木盆地油气勘探论文集. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社. 1992, 259~266
- 5 戴金星, 裴锡古等. 中国天然气地质学 (卷一), 北京: 石油工业出版社. 1992, 298
- 6 Welte H D. Petroleum origin and accumulation in basin evolution; A quantitative model, *AAPG*, 1981, 65, 1387~1396
- 7 Sun Yan et al. Dissipative Structure of Rock-and Ore-forming Systems in Faults. *Chinese Jour. of Geochemistry*. 1992, 11, 121~131
- 8 Stainforth J L. Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation. *Org. Geochem.* 1990, 16, 61~74

(收稿日期: 1996 年 7 月 9 日)

A PRELIMINARY ANALYSIS OF OIL-POOL FORMING CONDITIONS IN THE LATE PERIOD IN THE NORTHERN TARIM AREA

Sun Yan^① Jia Chengzao^②

Abstract

A whole process including oil-gas source, migration-accumulation and trap-preservation has been emphasized in the modern petroleum geology. From the Paleozoic to the Cenozoic Era there were rich oil-gas sources and a well developed reservoir system; and various kinds of oil-gas pools have been discovered in the northern Tarim area. But up to now no oil-gas pools sourced from the Paleozoic in Cenozoic Era reservoirs are found in this area. According to numerous determinations of samples selected from the field, comprehensive comparison of collected data, and the observation and analyses of tectonic evolution, specially, the neotectonic movement and inversion tectonics, etc., the oil pool forming condition in the late period in the northern Tarim area has been explained from three aspects: the oil-gas source, migration-accumulation and the Paleozoic sourced Cenozoic reservoir. Finally it is shown that the forward thrust fault block sequence of piggy-back pushing from the Tianshan Mountain to the Tarim basin, tensile structures with graben-horsts and strike slip transfer tectonics could become the oil-gas bearing local structures with oil pools formed in the late period.