

塔里木盆地凝析油气及其运移模式

刘锦才 陈志高

(地质矿产部石油地质综合大队, 湖北江陵 434100)

依据物系(如地下烃类体系)存在状态的内、外因条件和原理, 结合塔里木盆地地质、物探、地化、测试等有关资料和国内外研究成果, 论述了该盆地已知油气田(藏)地下烃类体系主要赋存形式, 以及油气运移的可能模式。地下烃类主要以凝析气或者带轻质油环、或底油的凝析气形式赋存在凝析油气田(藏)中。在低地温、油气生成门限和生成高峰埋深大的特定地质条件下, 初次运移是以微裂隙作为主要排出途径, 二次运移以油溶于气和游离态油相为主。

关键词 塔里木盆地 油气运移 凝析油 地温 地下流体势

第一作者简介 刘锦才 男 54岁 工程师 石油地质

随着一些含油气盆地, 尤其是塔里木盆地凝析油气田(藏)的发现, 对凝析油气特征、运移机理、成藏模式的研究愈来愈得到广大石油地质同仁的关注。本文力图根据塔里木盆地现有烃类化学组成、物理性质和相图特征等实际资料来阐明该盆地烃类赋存形式, 并在此基础上对油气运移作初步探讨。

一、凝析油气田(藏)划分标准和凝析油气形成条件

(一) 划分标准

表1是我国和前苏联、美国等产油国根据凝析油含量、相态比值、密度等三项指标来划分油气田(藏)中烃类赋存形式的一个分类表。从表中可看出凝析油气藏比普通油气藏和纯气藏凝析油含量都高。凝析油比重明显低于普通原油, 油气比也大大超过普通油气藏。说明凝析油气的化学成分主要由易挥发的轻组分构成。

(二) 凝析油气形成条件

物理学告诉我们, 一物系(如地下烃类体系)在一定温度范围内等温压缩, 体积减小引起凝结, 减压导致蒸发, 逾此范围则不遵循这一规律, 甚至在某些条件下(如地下条件)还发生相态逆转^[2,3]。为说明这一问题我们以华北濮36井为例(图1), 图中C为凝结点, 所对应的临界温度 -64.8°C ; T' 为临界凝结点, 对应的临界凝结温度或称最高临界温度为 205.8°C ; P_m 为露点压力, 其值为 20.58MPa ; L 、 G' 、 G 分别表示纯液相区、条件气相区、纯气相区, 由曲线 B_1 (称泡点线)和 B_2 (称露点线)所包络的 $L-G'$ 为气液混相区; 几条标有百分数的虚线(称等密线)是混相区液态烃体积百分含量。从图中不难看出这一体系在低于

表1 中国及前苏联、美国油气田(藏)分类表

分类依据		气田	凝析气田		油气田		
凝析油含量 (g/m ³)	美国	0—25	>25				
	前苏联	0—30	>30				
	中国	0—30	>30		气顶气 0—30 或 >30		
相态	美国		不带油环	带油环	气顶油藏		
	前苏联		不带油环 $V_{液}=0$	带油环 $V_{气}>V_{液}$	气顶油藏	凝析气顶油藏	
	中国		不带油环 $V_{液}=0$	带油环 $V_{气}>V_{液}$	气顶油田	凝析气顶油田	带气层气油田
液态烃密度	美国		0.7264—0.8123		>0.8250		
	前苏联		0.7200—0.8000		>0.8000		
	中国		0.7264—0.8123		>0.8250		
Z 值判别标准*		>450	80—450	15—80	轻质油藏 2.5—15	油藏 <1	

据“中国石油地质志”卷五修改^[1]

$$* Z = \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_5 +} + \frac{C_2}{C_3}$$

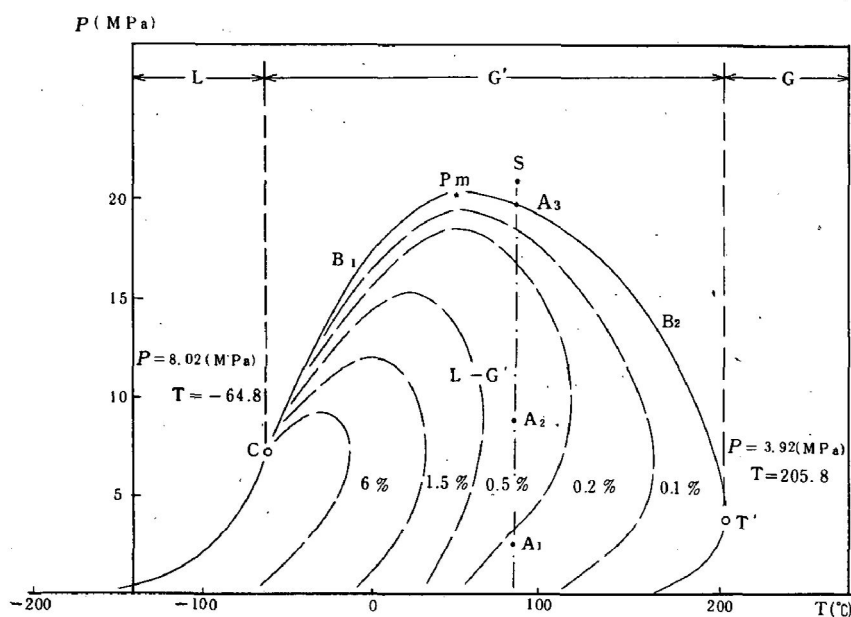


图1 华北濮36井地层气P-T图*

临界温度时(图中C点),符合等温压缩产生凝结的一般规律。高于最高临界温度时(图中T'点),无论施加多大的压力也不能使气态烃液化。但当该体系所处的温度在临界温度和最高临界温度之间时,压力变化将使这一体系的相态发生逆转现象。该井储层(井深2234.2—2246.0 m)实测地温86.5℃,地层压力23.03 MPa(图中S点),符合上述温度条件。如果在

* 李绍基等. 凝析油组分地下相态特征初探. 全国有机地球化学学术会议, 1986, 72号.

地温 86.5℃ 条件下从 A_1 点增压至 A_2 点, 该体系遵循一般的压缩规律, 从 A_2 点继续增压液态烃反而减少, 即产生逆蒸发现象, 过 A_3 点则呈单一气相 (凝析气)。采出后在地面常温常压下又发生逆凝结作用形成凝析油。

上述实例中的温度、压力只是烃系相态变化的外部原因, 然而一个含油气盆地能否形成凝析油气乃至成藏, 除构造、储盖层以及埋深等必要地质条件外, 主要取决于烃类体系的化学组成。

二、塔里木盆地现今地下烃类体系赋存形式

(一) 凝析油和轻质原油化学组成

通常条件下天然气化学成分主要由碳原子数从 1 到 4 的烷烃构成。而石油主要是由碳原子数从 5 到 16 的正、异构烷烃以及环烷烃和芳香烃等组成。在地层中, 当天然气量大、石油量少且主要为轻质油时, 地层压力高油则溶于气呈单一气相而形成凝析气。

到目前为止, 塔里木盆地已被确认的凝析油气田, 还只有位于盆地西南部的柯克亚凝析油气田。其储层为中新统西和甫组 (N_{1x}), 分上下两个油组七个产层, 以产凝析油和轻质油环油为主。产层埋深 3000—4000 m。表 2 是该油气田地层气组分分析资料。组分中甲烷体积百分数最高只有 91.06%, 平均为 83.41%, C_7 以上小于 1%。很明显, 这样的烃类体系组成在适当的温度、压力条件下易于形成凝析气。前苏联的 Ю. П. 柯罗达耶维奇用统计法对地层气组分进行了研究, 并提出 Z 值判别法用以判断地下烃类体系的赋存形式。笔者根据表中所提供的分析资料, 对该油气田的七个产层作了 Z 值计算。凝析气藏的 Z 值波动在 140—340 之间, 油环伴生气 Z 值为 70。计算结果与表 1 所列判别标准对照, 表明柯克亚是一带油环的凝析气田^[4]。

表 2 塔里木盆地柯克亚凝析油气田地层气分析表^[4]

油层组合	油层		气分析 (体积%)					密度 (空气)	Z 值	地层气性质	总矿化度 (ppm)
	埋深 (m)	温度 (℃)	甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷				
上油组	西三	>2955	81.15	0.01	2.45	1.29	0.67	0.6759	126.72	凝析气	149800
	西四 ¹	>3165	79	81.99	8.81	3.03	1.59	0.6761	156.80	凝析气	161700
	西四 ²	>3290	82.4	85.24	7.29	2.34	1.45	0.6594	140.72	凝析气	
	一西五	3290—3355	78.83	10.97	4.38	2.94	1.40	0.7262	71.87	油环伴生气	159000
下油组	西七 ²	>3775	89.2	89.96	4.82	1.30	0.80	0.6218	209.84	凝析气	
		3775—3877	75.65	11.55	4.83	3.04	1.45	0.7361	67.96	油环伴生气	171600
	西八	>3915	92	91.06	4.12	1.29	0.60	0.6124	349.87	凝析气	138100

1984 年 9 月地矿部西北石油地质局在盆地东北部的雅克拉构造获重大突破。分别在该区的寒武-奥陶、下侏罗统及下白垩统等层位获高产油气流, 但由于产层埋深大 (5000—5500 m), 施工条件困难等客观原因, 有关地层气测试分析资料的获取未能如愿, 给判断地下油气产状和流体性质带来一定的困难。下面根据钻井中天然气和原油样品组分分析资料, 说明雅克拉地区地下烃类流体性质和赋存形式。

从雅克拉地区天然气组分看 (表 3), 除含氮特高的沙 13 井外, 其它钻井样品甲烷最高体

积百分含量是90.36% (沙5井J), 平均为84%, 戊烷以上组分所占比例很少。表4可知气藏气甲烷体积百分含量>95%, 油藏伴生气则<85%。与国内外部分天然气对照比较 (表5),

表3 塔里木盆地沙雅隆起雅克拉地区天然气组分分析表

井号	时代	天然气组分 (体积%)								水分析	
		甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	氮	CO ₂	氬	Cl ⁻	总矿化度
沙参2	O ₁	78.49	5.26	2.26	1.55	<0.8	5.72	5.77	0.07	96440.65	159385.82
沙7	J	84.84	5.25	2.13	1.14	0.57	3.80	2.37	痕		
	Є ₂	88.22	5.06	1.78	0.90	0.41	3.25	0.31	痕		
沙4	J ₁	82.84	4.76	2.16	1.43	1.08	4.06	2.85	痕		
	Z ₂	81.22	4.01	1.90	1.38	1.10	5.02	5.27	痕		
沙5	K ₁	84.35	6.70	2.34	1.37	0.64	2.79	1.80	痕	89094.36	150442.49
	J	90.36	3.87	0.80	0.30	0.17	4.49				
	O ₁	81.83	3.56	1.01	0.17		10.32	2.94	0.19		
沙9	T ₂	88.86	1.87	0.82	0.38	0.12	7.89				
	O ₁	83.28	2.65	1.43	1.07	0.44	8.78	2.64	痕		
沙13	N _{1j}	79.75	7.60	3.48	2.29	0.99	3.74	2.15			
	O ₁	60.32	4.04	1.78	1.00	0.43	27.29	4.36	0.61		

据西北石油地质局沙参2井, 沙4、5、7、9、13等井资料修改

表4 典型湿、干气烃类组成表^[4]

类 型	组分及含量	天然气组分 (体积%)					
		甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	>戊烷	非烃
典型湿气 (油藏伴生气)		84.6	6.4	5.3	2.6	1.1	无
典型干气 (气藏气)		96.0	2.0	0.6	0.3	1.1	无

表5 国内外部分天然气组分对比表

地 区	组分及含量	天然气组分 (体积%)						产 状 (赋存形式)
		甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	非烃	
营1井 东营2井		86.6	3.5	0.8	1.0	10.6		伴生气
		61.4	7.1	11.8	6.1	3.21		伴生气
依奇克里克 (塔里木)		76.21	8.38	5.64	1.55	<0.8		伴生气
自流井 (四川) 卧龙河		97.81	1.05	0.17			0.97	气藏气
		94.12	0.88	0.21	0.05		4.61	气藏气
利曼 (英北海)		94.8	3.0	0.6	0.2	0.2	0.2	气藏气
聂中 (柴达木)		99.5	0.035				0.45	气藏气

据地矿部石油地质中心实验室, 石油地质实验基础, 1978.

表明塔北雅克拉及其邻近地区天然气各组分体积百分含量, 尤其是甲烷的体积百分含量与纯气藏气有明显不同。从这点看至少可以肯定该区所产天然气属湿气范畴, 或者是与油环、底油关系密切的伴生气。

从表6和图2所显示的情况看, 原油的碳数分布范围虽然较宽 (C₉—C₃₇), 但主峰碳数主

要分布在 C_{11} — C_{14} ，且在 C_{20} 前的烃类组成占绝对优势。在沙参 2 井原油轻组分含量高达 67%（轻烃/饱和烃）被认为属轻质原油。这与柯克亚凝析油气田所产凝析油十分相似*。雅克拉构造的沙 7 井井下烃类流体性质测试值也正好落在凝析气范围内。

表 6 塔里木盆地原油、凝析油全烃色谱分析表

井号、样品号	碳数范围	主峰位置	轻质油百分比 (%) 轻烃/饱和烃	采样条件及 试样类别
沙参 2 井	油-1 (全烃)	C_8 — C_{23}	C_{14}	原油与凝析油的混合油 (地表)
	油-2 (全烃)	C_9 — C_{33}	C_{13}	
	原油 (全烃)	C_8 — C_{37}	≈ 67	
	原油 (全烃)	C_{10} — C_{34}	C_{14}	
轮南 1 井 (T_3)	C_{11} — C_{35}	C_{14}		同上
柯 1 井 (N_1)	C_{12} — C_{29}	C_{14}		地表凝析油
依 30 井 (J_2)	C_{11} — C_{30}	C_{14}		地表原油
巴楚曲 1 井 (C_1)	C_8 — C_{32}	C_{15}		地表原油
康村油苗 (原油)	C_{11} — C_{31}	C_{14}		地表油苗

(据地质矿产部西北石油局和石油部西北石油勘探指挥部资料综合)

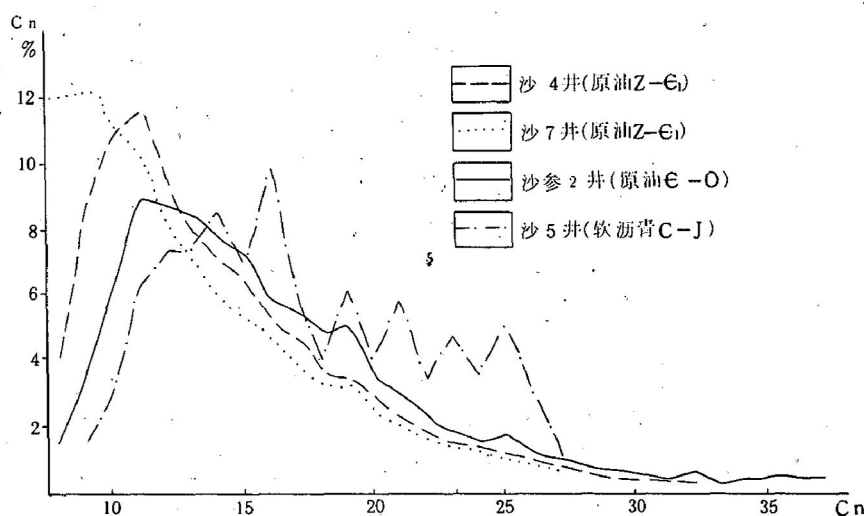


图 2 雅克拉构造原油或软沥青全烃色谱分布图**

上述分析测试资料表明，塔北雅克拉及其邻近地区原油的烃类组成以轻组分为主。不言而喻，烃类的化学组成在相当程度上决定着它的物理性质。

(二) 凝析油与原油物性

塔里木盆地与华北、四川等已知凝析油气田油样物性分析数据对比 (表 7)，表明雅克拉构造的三口钻井样品，除颜色偏深，比重、粘度稍偏大外，其它测试指标与已探明的凝析油

* 二者采样条件不同，比较是相对的——笔者注。

** 据地质矿产部华北石油地质局五普“沙 5 井完井地质报告”，1988.10。

气田凝析油样十分近似。国内普通原油密度一般在 $0.84\text{--}0.89\text{g/cm}^3$ 间, 颜色以黑、深棕等深色调为主, 粘度变化虽很大 (从十几到几十个毫帕秒), 但至少也在 $5\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以上, 胶质加沥青质绝大部分大于 10% , 不产凝析油。与国内部分产油区原油样品几个主要物性指标比较 (表 8), 雅克拉原油与普通原油在几个重要物性指标上有明显区别。

表 7 塔里木、华北、四川油样主要物性分析与综合标准对比表

地区及层位			项 目	分 析 项 目 与 综 合 指 标							样品性质		
				颜 色	密 度 (g/cm ³)	粘度单位 (mPa.s)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	205℃ 前馏量 (wt%)	300℃ 前馏量 (wt%)		凝析油 含量 (g/cm ³)	胶质+沥青质含量 (wt%)
凝析油综合指标				无色或浅 色透明	≤0.8	≤2	≤11	<80	45—70	75—90	>30	少量或无	凝析油
塔里木	柯克亚	西四 ¹	稻 黄	0.733— 0.759	0.49— 1.85	-1.35— -1.9	48.8— 90.7	53—82	86—97	361.4	0—2.3	凝析油	
		西四 ² — 西五	稻 黄	0.717—0.765 0.795—0.810	0.42— 1.29	-3.5— 2.1	46.8— 140.5	49—84	82—96		2—2.3	凝析油 油环油	
	*雅克拉	沙参2	墨绿(J)	0.8029—	2.41—	-11—	54.2—	25	(305℃)	有明显逆 凝 结 (未测)	0.36—	可能为原 油与凝析 油的混 合油	
		(J.O)	深黄(O)	0.8252	3.50	-8.7	96.9		54		2.37		
		沙4	深 黄	0.8	2.28	<-19	68.6	(202.5℃) 40	(305.8℃) 66.6				
		沙7	深 黄	0.79	1.97	<-18	61.7	(215.3℃) 49.5	(306.3℃) 73.8				
华北	永清	沙河街组	无色透明	0.73— 0.78	0.58— 0.85	-23— -4	57—78	41—86	84—96.1			凝析油	
	板桥	沙河街组	浅稻黄	0.77— 0.78	0.57— 0.98	-30—11	49—82	49.5—74	78—96	458		凝析油	
四川	八角场	香溪统	无色—浅 黄—浅棕	0.73— 0.79	0.37— 1.88		40—80	50—89.5	73—97	133		凝析油	
备 注				* 雅克拉可能是混油样品,代表性欠佳									

(据曹兴 1986 资料与石油地质实验基础资料综合)

(三) 已知油气田地下流体特征

图 3, 4 是柯克亚凝析油气田地层气样分析数据, 经 PR 程序处理而绘制的 P - V 相图, 其相态特征参数列于表 9。从表和图可看出该油气田两个产层地下烃类体系所适应的温度范围都很宽, 由于产层现今的温度、压力处在单一气相区 (图中 X 点) 而形成凝析油气田。凝结点 (C 点) 位于临界凝析压力 (P_m 点) 左下侧, 说明该油气田两个产层中易挥发的轻组分占绝对优势。从图和表中还可看出, 由于西四²—西五产层带有油环, 因而大大提高了该产层的露点压力。

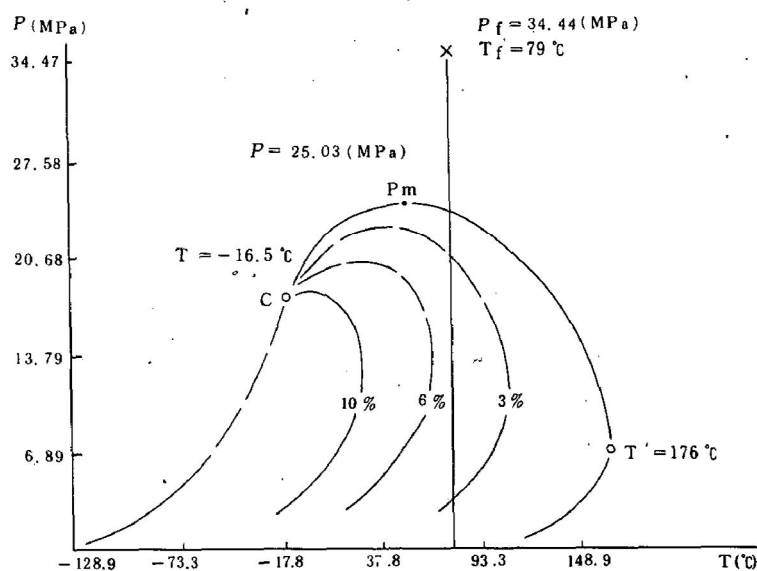
在盆地北部的雅克拉及其邻近地区, 尽管目前没有得到有关地层气分析测试资料, 但根据前述对该区所产原油、天然气组分和物性的分析讨论表明, 与柯克亚的西四²—西五产层十分接近, 具可比性。也就是说塔北雅克拉地区地下烃类流体性质可能与该产层大致相同, 露点压力与柯克亚比较可能还要偏高些, 但地层压力比柯克亚要高得多。如沙参 2 井在 5319.18 m 实测地层压力为 59.88MPa, 沙 4 井在 5200 m 深度实测为 56.28MPa, 沙 7 井在 5317 m 处为 59.02MPa。按塔北地区平均地温梯度 $2.2^{\circ}\text{C}/100\text{m}$, 地表平均温度 15°C 推算, 埋深 5000 m 处地温约为 125°C , 比柯克亚地区要高 $30\text{--}40^{\circ}\text{C}$ 。但依据该区烃类组分和物性资料看高于

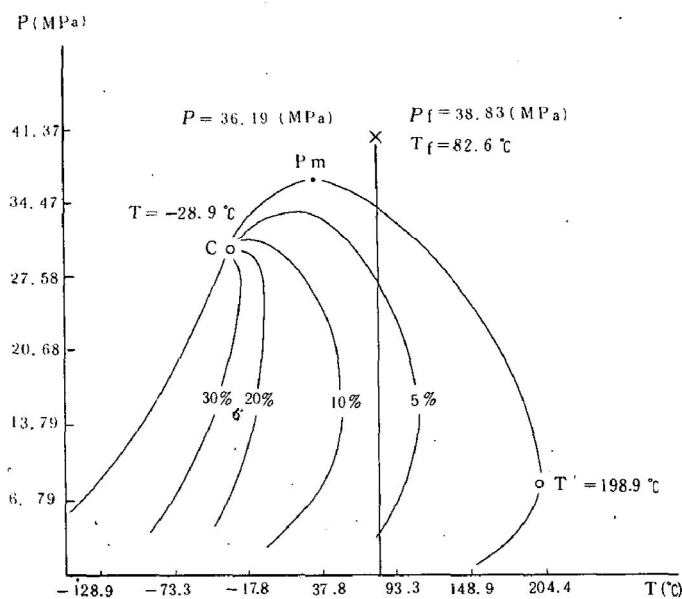
最高临界温度的可能性不大，地层压力也足以超过露点压力。笔者认为，在塔北以及塔东盆腹区可以满足形成大量凝析油气的地质、物理条件。

表8 我国部分地区普通原油物理性质参照表

产地	项 目	颜 色	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	胶质+沥青质 (wt%)
松辽	喇77井(葡萄花组)	黑	0.8675	24.66	25	84	15
	萨66井(萨尔图组)	黑	0.8573	17.40	24	88	13.3
华北	沙阿街组	棕黑	0.8390	6.38	32		
	馆陶组	黑	0.8650	8.81	26		
冀中	任11井	黑	0.8798	35.21	33	142	14.9
	任6	黑	0.8713	54.47	31	123	31.13
江汉	潜江组混合油	黑	0.8783	38.27	35	76	16.67
	王场潜四段	黑	0.8794		28		28.8
陕甘宁	吴1井	黑棕	0.8448	6.26	11		7.92
	盐16井	黑棕	0.8401	5.47	25		6.19
玉门	老君庙	黑	0.8662	20.16	8	69	17.95
	鸭儿峡	黑	0.8746	58	18.5	7.3	21.71
准噶尔	克拉玛依	黑	0.8679	19.23	-50	58	12.61
	白碱滩	黑	0.8572	13.79	8	66	12.30

(据石油地质实验基础资料)

图3 柯克亚凝析油气田西四¹P-V图^[4]

图4 柯克亚凝析油气田西四²—西五 P-T 图^[4]表9 柯克亚凝析油气田地层气相态特征参数^[4]

项 目 层	产层 埋深 (m)	地层 温度 (°C)	原始地层 压力 (MPa)	临界 压力 (MPa)	临界 温度 (°C)	临界凝析 压力 (MPa)	临界凝析 温度 (°C)	地下流 体性质
西四 ¹	3165	79.0	36.72	16.27	-16.5	25.03	176.0	凝析气
西四 ² —西五	3290—3355	82.4	38.83	29.71	-28.9	36.19	198.9	带油环的 凝析气

通过上述分析似乎可以得出这样的认识：塔里木盆地隆起或斜坡带上所钻遇的油气，除柯克亚是已探明的凝析油气外，塔北雅克拉地区所产原油可以认为是凝析油与普通原油混合的原油，天然气则与凝析气在地质体内浑然一体。雅克拉属于一个带边油或底油的凝析油气藏。

三、油气运移模式初探

(一) 初次运移：甲烷——微裂隙运移模式^[5,6]

上述模式及运移相态与塔里木盆地现已了解的地质情况比较符合，能较好地解释塔里木盆地初次运移状况，理由如下：

(1) 塔里木盆地现今地温梯度很低，属低温盆地（表10）。据塔北隆起钻井测试，寒武、奥陶系现今地温梯度最大值仅 $2.8^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，因而其门限深度比我国东部一些盆地要深，一般都在 4000 m 土，高峰生成期 $>6000\text{ m}$ （表10）。在如此大的埋深条件下，由于压实作用生油岩孔隙可能变得非常细小，如不考虑毛细管阻力等其它因素，甲烷（分子直径 $3.8 \times 10^{-10}\text{ m}$ ）还有可能排出，对石油组分直径大的复杂分子要从源岩排出是十分困难的。至于几乎没有压实

作用的碳酸盐型源岩生烃排烃机理，目前尚不清楚，有待进一步研究。

表 10 塔里木盆地主要生油层有机质演化与埋深关系表

区 块		生油层系		生油(气)门限参数 $R^o \approx 0.65\%$; $TTI \approx 15$ (洛帕金)		高峰生油(气)参数 $R^o \approx 1.0\%$; $TTI \approx 75$ (洛帕金)		现今生油层系埋深及演化程度				现今地 温梯度 ℃/100m
		时 代	层 位	时 期	埋深(m)	时 期	埋深(m)	坳陷中心区		隆起、斜坡带		
								埋深(m)	演化程度	埋深(m)	演化程度	
塔 东 北 区	阿 满 坳 陷	古 生 代	Є—O	P 中晚期	3500	1. J ₁₋₂ 2. 第三纪	6000 >8000	6000— 10000	过成熟	5000— 8800	过成熟	2.8
			C—P	J 早期	>3600	K ₂ —N ₂	6500	7200	过成熟	5000	高成熟	
	库 车 坳 陷	中 生 代	T—J	N ₁ 中期	4300	N ₂ 后期	>7000	6400	初熟	4400	初熟	2.2
				N ₁ 初期	4000	N ₂ 中期	>7000	5600(南) —7200	成熟	出露 (北)	成熟(东) 高熟(西)	2.5
塔 西 南 区	西 南 坳 陷	古 生 代	C—P	K ₁ 初期	4000	K ₁ —E ₂	6500	11000	过成熟	2600(北) 出露(南)		2.5
		中 新 生 代	T—J	K ₂ 中晚期	>4500	E ₃ —N ₁	>7000	10000	过成熟	缺失(北) 出露(南)	成熟	2.0
			K ₂ —E	N 初期	5000	N ₂ —Q	>7500	>9000	过成熟	2000(北) 出露(南)	成熟	

(2) 根据有机质热降解成油论，各类原始有机质在演化的各个阶段都能不断地生成大量的甲烷。Snowdon 等^[7,8]对主要由镜质、惰质体组成的Ⅲ型陆源有机质演化产物的研究后指出：这类有机质演化的各阶段都以形成甲烷为主。同时还指出陆源有机质、陆生植物烃源岩在未成熟—低成熟阶段可以生成未熟油和凝析油。

塔里木盆地生油层系以及源岩类型多、有机质类型齐全(表 11)。特别是三叠-侏罗系陆相源岩有机质主要为Ⅲ型，其生成物应以甲烷为主，同时还可生成未熟油和凝析油。其它类型的母质在演化各阶段也能不断地生成大量甲烷，埋深大的源岩在大量生成的甲烷强大膨胀力作用下产生微裂隙，为油、气及水排出提供通道。同时，盆地内钻井的高气/油比以及凝析油气地下储集形式，亦为大量甲烷的生成提供了佐证。

(二) 二次运移

二次运移是一个漫长的地质过程。在一个相对封闭的渗透层中，油气运移的动力主要来自水中的浮力，若渗透层因构造运动而倾斜，则地下水动力也是重要的动力源，其运移方向受地下流体(水流)势控制。因此大多数研究者都认为：盆地所经历的重要构造运动与油气二次运移的关系密切。

塔里木盆地地史上与油气运移关系密切的区域性构造运动主要的有两次：一次是古生代后期的海西运动。使古生界受到强烈挤压、褶皱，并于隆起带上产生一系列逆冲断裂带如塔北隆起的轮台、沙西、亚南等断裂。在断裂间形成逆冲断块如雅克拉、轮台、阿克库木、沙西、拱塔克等断块构造。有利的油气运移指向区中央隆起也在这次运动中形成。海西运动是促进盆内古生代油气演化，为油气运移聚集提供良好条件的一次区域性构造运动；另一次运动是新生代以来的喜山运动，这次运动总体表现为盆地受南北向作用力推挤，特别是盆地北缘的库车坳陷和西南坳陷靠近昆仑山一侧推挤强烈，上部地层的局部构造线性排列，具成排成带分布的特点。在隆起带及盆腹区由于推挤作用力逐渐减弱，上部地层主要表现为由重力

作用而引起的差异升降运动,局部构造以低幅平缓褶皱为主。不但为油气运移聚集提供了有利场所,而且也促进了中生代油气的形成。

表 11 塔里木盆地生油岩有机质地化参数统计表

地区	井号 及 剖面	时代	岩性	地 化 分 析 项 目						产物和演 化程度
				$\bar{C}$ (%)	A (%)	壳质、藻质无 定形 (%)	镜质+惰质 (%)	类型	R ^o (%)	
塔北	沙参2	Є-O ₁	白云岩	0.09	1.6×10 ⁻⁴	85	12—15	I		Є、O ₁ : 过熟, 产 裂解气和轻质 油。C: 成熟, 产 油和和气。T—J ₁ : 阿满地区未熟, 产气为主; 库车 坳陷成熟, 产气 和轻质油
	沙4	Є-Z	灰岩	0.06	8.8×10 ⁻⁵			I-I		
	沙5	O	白云岩	0.035				I		
		C	白云岩	0.08		I-I				
	沙7	Є ₁	灰岩	0.12	5.1×10 ⁻⁴	I	1.90			
		J	含碳泥岩	12.54		II				
	沙9	O ₁	灰岩	0.08	1.7×10 ⁻⁴	I				
		T	泥岩	1.27	2.9×10 ⁻⁵	I ₂		0.55		
		J	泥岩	0.35		III		0.67		
	库南1	Є-O	灰岩		2.3×10 ⁻⁵	I				
		Є-O	泥岩	0.99	2.3×10 ⁻⁵					
	阿参1	T	泥岩	0.51		<15	>80	III	0.68	
	沙参1	T	泥岩	0.66		20	80	II	0.59	
跃参1	T	泥岩	0.79				I ₂ -II	0.58		
沙8	J	泥岩	0.24				III	0.71		
巴楚—和田河	曲1	C	泥质灰岩	0.25	1.75×10 ⁻⁴	72	27	I-III	0.7—	初熟, 产轻质油 和气
		P	钙质泥岩	0.08	2.2×10 ⁻⁵				0.8	
	巴4	C	灰岩		3.4×10 ⁻⁴	60	35	I	0.70	
	巴2	P	泥岩	0.13	1.6×10 ⁻³			II	0.77— 0.82	
	和1	P	泥岩	0.225				I-III		
	和2	C	泥岩	1.51	1.2×10 ⁻³			I-III		
		C	泥灰岩	0.11	5.1×10 ⁻⁵			I-III		
塔西南	喀什	T—J	泥岩	0.52—3.44		3	97	II		成熟, 产气为主
	叶城、和田	T—J	泥岩	0.23—10.71				II		成熟, 产轻质 油、气
	和什拉甫	K ₂ —E	灰岩	0.1				I-III		
			泥岩	0.14	5×10 ⁻⁴					
塔东	铁南1	J	泥岩	1.32				II	0.67	
	阿南1	J	泥岩	0.78					0.62	

据潘元敦等. 西北主要盆地主要层系天然气资源量预测与评价方法探讨. 1989.

前已述及, 塔北、中央隆起带以及西南坳陷的山前带是油气运移的重要指向区, 地下烃类赋存形式以带油环或底油的凝析油气为主。如果此看法能在进一步勘探中证实, 那么对塔里木盆地二次油气运移状况或许可作如下推测: 甲烷、溶于甲烷的液态烃、水以及游离态油

从生油岩微裂隙排入渗透层（初次运移）后，渗透层比生油层孔隙空间要大，总矿化度高而温度和压力则低于生油层，地下油气处在一个相对宽松环境。随着埋深加大生油气高峰的到来，大量油气排入渗透层，加上在高矿化度水介质中，一部分溶于水的油气分离出来，这就大大提高了油气在渗透层中的饱和度而形成油气宏观体。其相态可能主要是溶于气的液态烃（凝析气）、游离态油以及水。它们在浮力和地下水流势推动下，沿渗透层或不整合面和断面向塔北、中央隆起以及上部地层等高部位侧向和垂向运移聚集。温度和压力也随之下降，重质油首先从甲烷中分离形成油环或底油，轻质油仍溶于甲烷而呈单一气相（凝析气）。从而形成了现今具重要勘探价值的凝析油气田（藏）。

油气二次运移的可能模式：

塔东北模式：如图 5、6 所示，其特点是油、气在地下水动力和流体（水流）势控制下，沿区域性渗透层（砂岩、不整合面）向塔北、中央隆起高部位作较大规模侧向运移。准噶尔盆地克拉玛依油田的油气运移距离可达 80 km 以上，由于天然气分子小，活动性大，在横向或纵向上都比石油运移距离要大得多，推算气的运移距离大于 150 km。塔里木盆地在特定的低地温、油气生成门限和高峰门限深度大的地质条件下，油气运移相态尽管主要以油溶于气（凝析气）的形式，但毕竟比普通原油的分子要小得多，依据上述研究，其运移距离可能在 80—150 km 之间。次为在浮力作用下沿张裂隙系统作规模较小的垂向运移，其运移距离在几公里至十多公里之间。运移时间与盆内两次大的区域性构造运动和烃类高峰生成期密切联系。

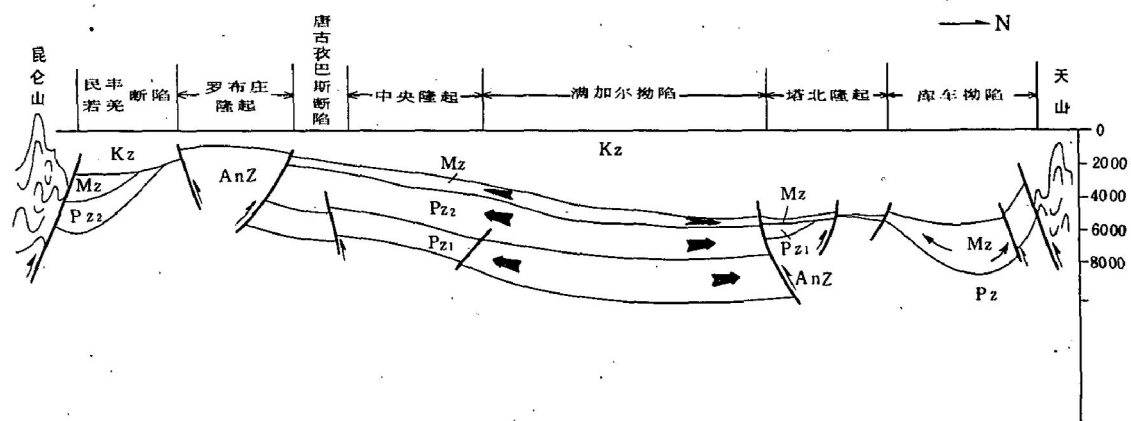


图 5 塔里木盆地东北部油气运移示意剖面图

（据杨克明等，1990，修改）

塔西南模式：如图 7、8 所示，其特点是油气在浮力和地下水动力作用下，沿接力式断层垂向运移沿渗透层作侧向运移。其运移规模不如塔东北地区，垂向运移距离 3—5 km，侧向运移距离可达几十公里。

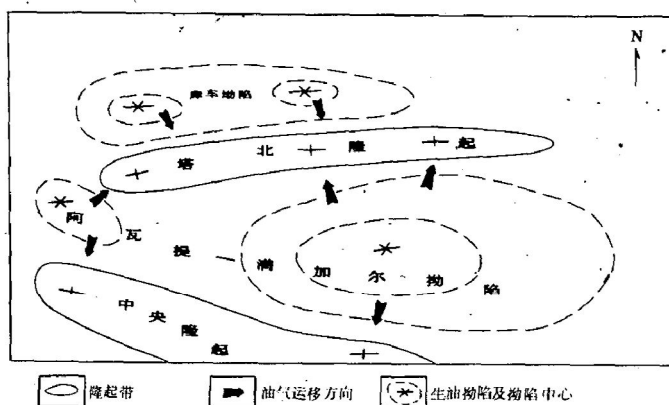


图6 塔里木盆地东北部油气运移平面示意图
(据汤良杰, 1987, 修改)

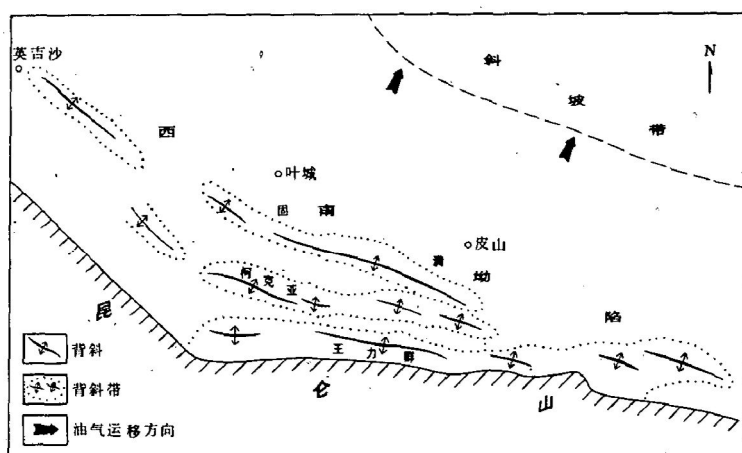


图7 塔里木盆地西南坳陷区油气运移平面示意图
(据康玉柱, 1987, 修改)

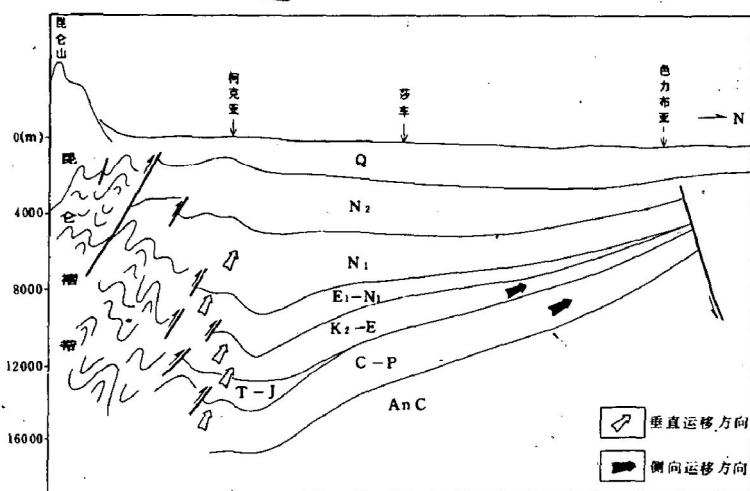


图8 塔里木盆地西南坳陷区油气运移剖面示意图
(据石油部物探局 Y-79-320 测线修改)

结论与建议

(1) 塔里木盆地由于地温低, 烃类生成门限和高峰生成期埋深大、压力高。这就决定了盆内油气初次运移无论何种类型生油岩, 可能都必须以微裂隙作为排出途径; 二次运移方式受控于区域构造格局, 其相态以油溶于气和游离态油相为主。

(2) 现今塔里木盆地油气藏构造类型多样, 但油气在地下赋存形式可能以凝析气和带油环或底油的凝析气藏为主。

(3) 从盆内钻遇油气的探井来看, 气/油比均很高。因此, 上述两点认识无论是否确切, 在今后开发和钻探施工中, 都应做好凝析油气的钻遇开采技术准备以及设备配套等方面工作, 采取相应措施, 防患于未然。

在撰写本文时, 李占豪等同志提供了大量实际资料, 并为本文提出了宝贵意见, 在此表示衷心谢意!

参 考 文 献

- 1 华北油田石油地质志编写组. 中国石油地质志. 卷五. 北京: 石油工业出版社, 1988. 310.
- 2 罗蛰潭. 油层物理. 北京: 地质出版社, 1985. 75—83.
- 3 西北大学地质系编. 石油地质学. 北京: 地质出版社, 1979. 197—200.
- 4 邱宗溢, 张兴林. 柯克亚凝析油气田的流体特征. 西南石油学院学报, 1990, (1): 9—20.
- 5 李明诚. 石油与天然气运移. 北京: 石油工业出版社, 1987. 98—100.
- 6 Hedberg H D. Methane generation and petroleum migration, AAPG studies in geology. 1980, (10).
- 7 Snowdon L R. *et al.* Immature oil and condensate—Modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter. AAPG Bull. 1982, 66 (6): 775—788.
- 8 陈荣书. 天然气地质学. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989. 101—106.

CONDENSATE OIL AND GAS AND THE MIGRATION MODEL IN TARIM BASIN

Liu Jincai Chen Zhigao

(Comprehensive Research Institute of Petroleum Geology, MGMR, Jiangling, Hubei)

Abstract

According to the conditions and principles of object occurrence and in association with the data of geology, geophysical exploration, geochemistry and testing, it is proposed that hydrocarbons in the Tarim Basin are preserved in condensate oil and gas fields (pools) mainly as condensate gas or condensate gas with light oil-rim or bottom oil. Under specific geological conditions of low geothermal temperature and great burial depth in threshold and peak of oil-gas generation, the primary migration was finished through microfractures, and the secondary migration took the form of gas dissolved oil and free state oil.

54TH EAEG MEETING, 4TH EAPG CONFERENCE AND TECHNICAL EXHIBITION WILL BE HELD IN PARIS

The European Association of Exploration Geophysicists and the European Association of Petroleum Geoscientists and Engineers are holding their joint Annual Meeting and Technical Exhibition in Paris from 1 June to 5 June 1992.

The Technical Programmes will start on Tuesday 2 June 1992 and will incorporate 335 papers in seven parallel sessions.

275 poster presentations will be on display, as well as a number of university posters, giving universities the opportunity to present their education programmes.

The Technical Exhibition associated with this event is the major geo-related presentation of the latest technology in this field and is the largest of its kind in Europe, attracting exhibitors from all over the world.

140 companies will be exhibiting, occupying a total of 4250 m²

3000 delegates are expected to visit the exhibition.

Preceding and following the Meeting, a number of workshops will be organized. Delegates have the opportunity to participate in various field trips which will take place before and after the Meeting.

This year a number of companies will be giving commercial presentations during the Meeting.

For full details of this event please contact: EAEG/EAPG Business Office, PO Box 298, 3700 AG Zeist, The Netherlands.

Telephone: +31 (0) 3404 56997

Telefax: +31 (0) 3404 62640

(Roma Galea)