

苏北下第三系原油的演化和 深源甲烷气的踪迹

陆曦初

(江苏石油勘探指挥部)

历年来已发表和未发表的苏北石油地质论著,论点虽各不相同,但对原油来源于以阜宁组为主的下第三系生油岩系的看法则是一致的。各种论点都强调了断陷—坳陷盆地格局对油气生、移、聚、散的控制,并一致承认盆地基础岩系,尤其是古生代天然气有较好的潜在远景。

处在区域性地壳拉张背景、具断陷向坳陷转化特征的板内盆地^[1],下第三系油气常可沿断裂运移而往往集聚于远离源岩的层位中。因此,深埋于盆地底部的古生代煤系地层和海相碳酸盐岩地层,如有气态烃类生成和集聚,也应具有向上运移的条件,即在苏北这样一个具多旋回成油气条件的地区,“古生新储”是可能的。

鉴于东台坳陷的原油主要来源于下第三系,油气性质的正常变化应与烃类释出期间母岩的成熟阶段和石油的正常热演化相符合。因此,本文将首先讨论下第三系油源岩各成熟阶段的深度和温度门限值。然后,确定正常热演化过程中油气性质变化的区间,进而讨论各种异常演变趋势,并从中判别深源气的踪迹。

一、下第三系源岩的演化门限

东台坳陷下第三系源岩成熟的门限深度为2000米左右^[2],但其它各种门限值则还需要讨论。

1. 源岩成熟的门限温度

笔者采用全部测压温度数据编制温度-深度点散布图(图1),用以分析东台坳陷地温垂向变化趋势。从图中可知,温度-深度(T-Z)点大都密集展布,包络线在2200—2400米出现转折,在此区间以上,地温梯度低于 $3^{\circ}\text{C}/100\text{米}$;此区间以下,地温梯度则略高于 $4^{\circ}\text{C}/100\text{米}$

源岩成熟门限深度(2000米)的点子散布在 $63\text{—}78^{\circ}\text{C}$ 间,此温度值即为源岩成熟的门限温度。其中值 70.5°C 正好与西非下第三系渐新统源岩的成熟门限温度(蒂索等,1975)相符。

2. 源岩成熟度与温度

为了确定下第三系油源岩中的原油的演化程度,特别是为了确定其演化极限产物的

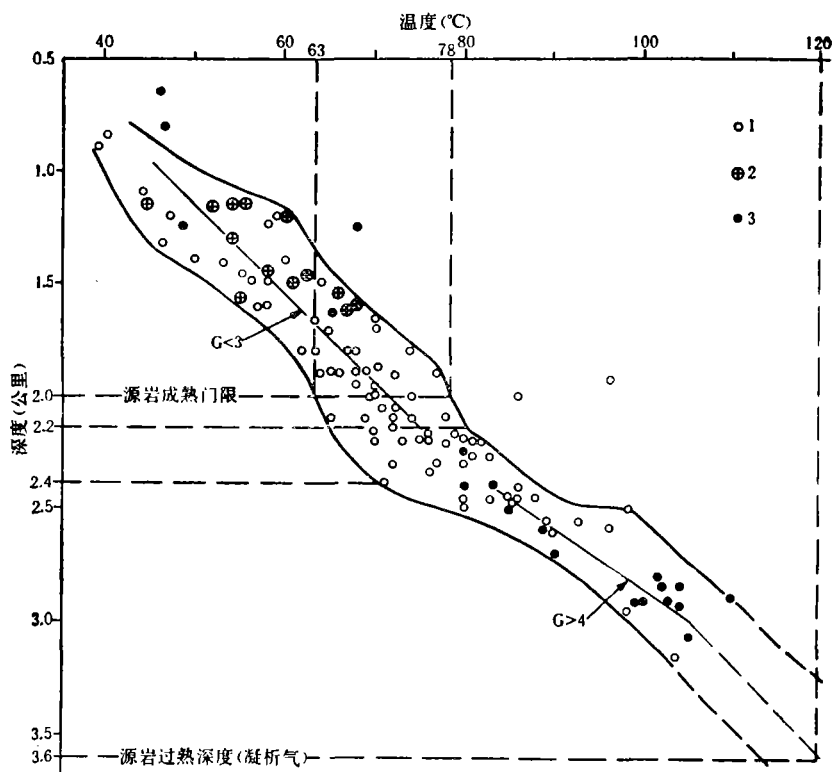


图1 东台拗陷测压井温度—深度点散布图

1.高邮凹陷散布点 2.金湖凹陷散布点 3.溱潼凹陷散布点 G-地温梯度

性质，应当以埋藏最深、母质条件较好的样品分析数据为依据。在苏北，主要的生油岩系是阜宁组，以阜二段和阜四段暗色粘土岩的母质最好。阜一段和阜三段暗色泥岩不但含有机质较少，转化效率亦常随之下降，甚至出现随深度“逆转”的现象（图2）。

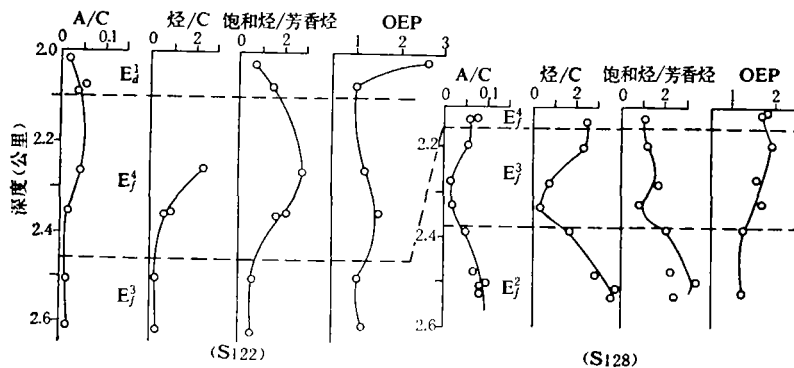


图2 阜宁组二、三、四段源岩转化效率及成熟度对应关系图

从苏北三个凹陷五口井的阜四段生油地化资料的分析，各项参数在3400米深处，并无显著变化，其转化效率仍无下降趋势，OEP值也刚降到1左右，未出现高成熟阶段的征象（图3，表1）。值得指出的是，如按图1的地温变化趋势推算，3400米深处的温度

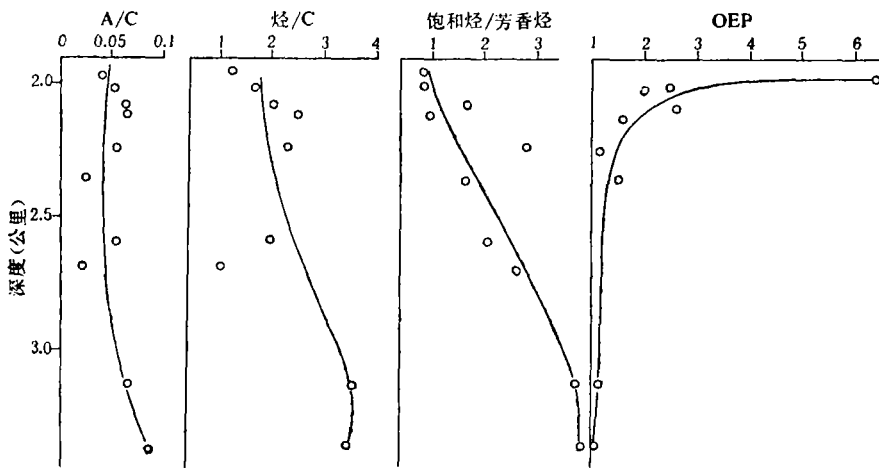


图3 阜四段源岩转化效率及成熟度随深度变化关系图

高邮凹陷 S136 井阜四段生油地化数据表

表 1

井 深 (米)	有机质 %			族 组 份 %				转 化 效 率			OEP
	C	“A”	烃	饱	芳	非	沥	A/C	烃/C	饱/芳	
3143—3146	1.95	0.108	0.069	50.49	13.43	35.10	0.98	0.056	0.035	3.76	1.15
3374—3377	0.60	0.045	0.020	35.78	9.22	41.14	13.89	0.075	0.034	3.68	0.99

应在120°C左右，而这个温度未必能满足高成熟的地温要求。一般认为大约在200°C，才能达到最终甲烷气阶段^[3]，从图1可推算出最终甲烷气阶段的深度当在5000米以下。这样的深度，东台坳陷的阜四段和阜二段很少能够达到，也就是说，很难期望在早第三纪地层内形成高温变质甲烷气。

根据实际资料和分析推断，将下第三系源岩各演化阶段的门限值列于表2。其中，低成熟与高成熟阶段间的门限值是根据原油的演化判断的。

东台坳陷下第三系源岩的演化深度与温度表

表 2

演 化 级 段	深 度 (米)	温 度 (°C)
未 成 熟		
低 成 熟	2 0 0 0 ±	70.5
高 成 熟	3600—4000	120—140
变 质	> 5 0 0 0	200

二、原油的演化特征

东台拗陷的原油，聚集于各箕状断陷的不同部位，产自1138—3247米深度区间的下第三系不同层位。其性质变化较大，但都具陆相石油固有的高蜡、低硫、高凝点等特性，属石蜡基原油（表3）。各项物理性质之间、比重和原油族组份之间都存在密切的相关变化关系。

东台拗陷原油常规分析数据变化范围表

表 3

	比重 $D_4^{20} \text{ } ^\circ\text{C}$	粘度 (厘泊)	凝点 ($^\circ\text{C}$)	含蜡 (%)	含硫 (%)	族 组 份 (%)					
						饱 烃	芳 烃	总 烃	非 烃	沥青质	非沥 + 沥青质
最小值	0.74	0	< -20	0.0	0.0	27.87	5.88	48.67	0.0	0.058	0.78
最大值	0.992	8979.5 (80 $^\circ\text{C}$)	43	33.5	1.18	75.11	23.54	86.30	40.0	26.04	47.01

(族组份项不包括凝析油)

1. 原油油质变化与温度的关系

在断裂广布、屡有岩浆喷溢或上涌的东台拗陷，原油油质的变化与地热效应有关。油质随源岩埋深而变化（图4）。深度增加，原油比重减小。金湖、高邮凹陷和溱潼凹陷的原油比重与深度的梯度线十分接近。只是前者比重偏低，后者较高（图4左侧）。从东台拗陷浅部（埋深小于1800米）原油比重、含蜡量、粘度都较高的资料分析，除与油田所在地区的地质条件有关外，无疑也与源岩成熟度较低有关。与黄骅拗陷南部沙四段、孔店组油层欠成熟的油质很相似[4]。由此，可以认为油质与深度呈线性关系应是释油期源岩的成熟度和聚集后期原油热演化的综合结果。原油的比重与烃含量的相关变化呈正切函数关系（图4右侧）；在图中，曲线与实测数据点相当吻合，尤其金湖、高邮地区，两者几乎重合。看来并非偶然的巧合，而可能反映在热力作用下原油的演化现象：D₀/H₀。曲线中段反映主要释油期源岩的成熟效应；下段反映源岩所释出的原油在后期氧化过程中，胶质增加、烃含量减少所

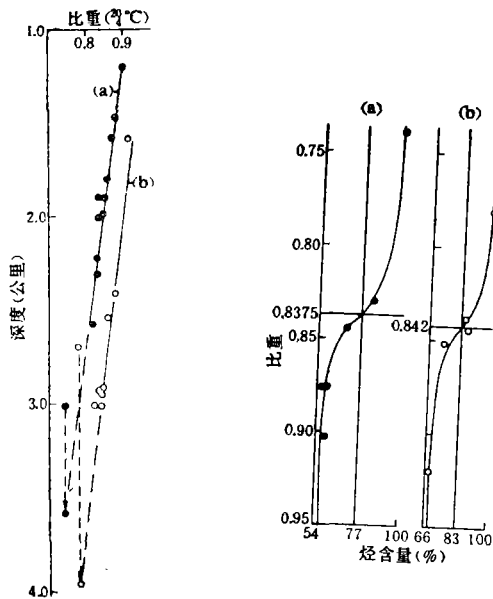


图4 东台拗陷油质与深度关系图

(a)金湖高邮地区 (b)溱潼凹陷

除与油田所在地区的地质条件有关外，无疑也与源岩成熟度较低有关。与黄骅拗陷南部沙四段、孔店组油层欠成熟的油质很相似[4]。由此，可以认为油质与深度呈线性关系应是释油期源岩的成熟度和聚集后期原油热演化的综合结果。原油的比重与烃含量的相关变化呈正切函数关系（图4右侧）；在图中，曲线与实测数据点相当吻合，尤其金湖、高邮地区，两者几乎重合。看来并非偶然的巧合，而可能反映在热力作用下原油的演化现象：D₀/H₀。曲线中段反映主要释油期源岩的成熟效应；下段反映源岩所释出的原油在后期氧化过程中，胶质增加、烃含量减少所

引起的比重增大; 上段则反映了原油热解演化效应。这种热解效应是一个不断减少高分子量物质并不断增加低分子量烃类的过程。在此过程中, 气态烃类常成指数增加, 甚至能引起有限的脱沥青化作用^[5]。从而使原油比重迅速下降, 直到大量生成凝析油或凝析气。

图4中, 溱潼凹陷3000米以下和金湖、高邮地区2600米以下的原油比重继续与深度呈线性关系变化, 是根据以下分析推测的。高邮永7井戴南组底部产出的凝析油和溱潼S115井戴南组底部砂岩的低凝点轻油(比重0.7839, 粘度2厘泊, 凝点-8°C, 烃含量78.63%, 300°C前馏出72.19%), 所反映的热演化程度偏高。因为在同一构造的邻接井(如距永7井仅0.5公里的永9井)在同等深度较上层位所产原油, 或同一凹陷产自更深的较老层位(如溱潼凹陷S25井阜宁组)中的正常原油, 演化程度都显著较低。

高邮凹陷的地震构造等深图表明, 与永7井所在的深凹中心, 戴南组底面的埋深已接近4000米; 而钻井资料从深凹中心到构造高点间, 阜宁组顶部—戴南组下部, 由夹粘土质粉砂岩条带的源岩至高渗透砂岩的沿层上倾相变。考虑到福勒、伊万斯等人^[5]的研究成果, 认为形成于深部源岩或聚集在低渗透屏障带下倾侧的湿气, 当岩性向上倾方向变粗时, 常沿层作上倾运移。作者认为, 永7井的凝析油也很可能出于类似成因, 包括入注湿气引起的原油脱沥青化作用。

另一方面, 从S115井所在的地层压力资料看, 戴南组储集层的地层静压力都相对较低, 而阜宁组及泰州组生油岩系所夹较致密的粘土质粉砂岩则大都具有较高的地层压力, 最高的可达静水压力的1.3倍。这无疑反映了致密的源岩本身是具有高得多的内部压力, 甚至有可能超过岩石静压力。据蒂索和佩雷特(1978)的研究, 这种异常高压常随所形成的烃类气体的增加而增高, 导致岩石破裂, 形成微裂缝, 并引起油气以连续的分相自深部源岩向浅部储层作初次运移^[5]。

根据以上分析, 并综合考虑源岩演化情况和有关地质资料, 可以认为东台拗陷存在着湿气或凝析油自深部沿层上倾或穿层向上运移的种种可能, 而永7井和S115井的异常轻油则很可能是这类运移作用及其引起的脱沥青化的结果。因此, 作者认为, 深部原油的正常比重变化仍大致与埋深呈线性关系。推断原油热解演化(即源岩高成熟阶段)的最小深度约为3600—4000米(图4)。这一深度, 在高邮凹陷于深凹中心的戴南组下部即可达到, 在溱潼凹陷则已进入阜宁组。

据原油比重与烃含量的相应函数关系, 并参照温度、深度点散布图的地温变化趋势, 可计算出温度、埋深和油质变化关系(表4)。从表中可以看出, 金湖、高邮地区2500米以浅和溱潼凹陷3000米以浅区间内的数据, 与图4趋势线相当吻合。

最后, 以东台拗陷油样的比重值作比重-深度点散布图, 以表4所列数据标定油质的变化范围, 即可区别正常油质与异常油质的演化(图5)。

2. 异常油质演化

图5中标定的两条比重、深度趋势线大致可表示温度效应的油质正常变化范围。其边界是不严格的。但显著偏离这两条趋势线的原油, 则无疑受外来物质的影响产生了异常的油质演变。导致异常油质演变的因素包括前面提及的脱沥青化作用以及浅层水的作用。现将本区原油的几个特征分述如下:

东台坳陷油质与深度、地温的关系表

表 4

深度 (米)	金湖、高邮地区		溱潼凹陷		地温中值(°C)
	比重 $D_4^{20^\circ C}$	烃含量(%)	比重 $D_4^{20^\circ C}$	烃含量(%)	
1000	0.92	56			45
2000	0.86	62	0.91	68	70.5
2500	0.827	85	0.88	69.7	86
3000	0.795	94.7	0.84	76	105.5
3600	0.75	97.5	0.80	94.5	120
4000			0.78	97	140
>4000					

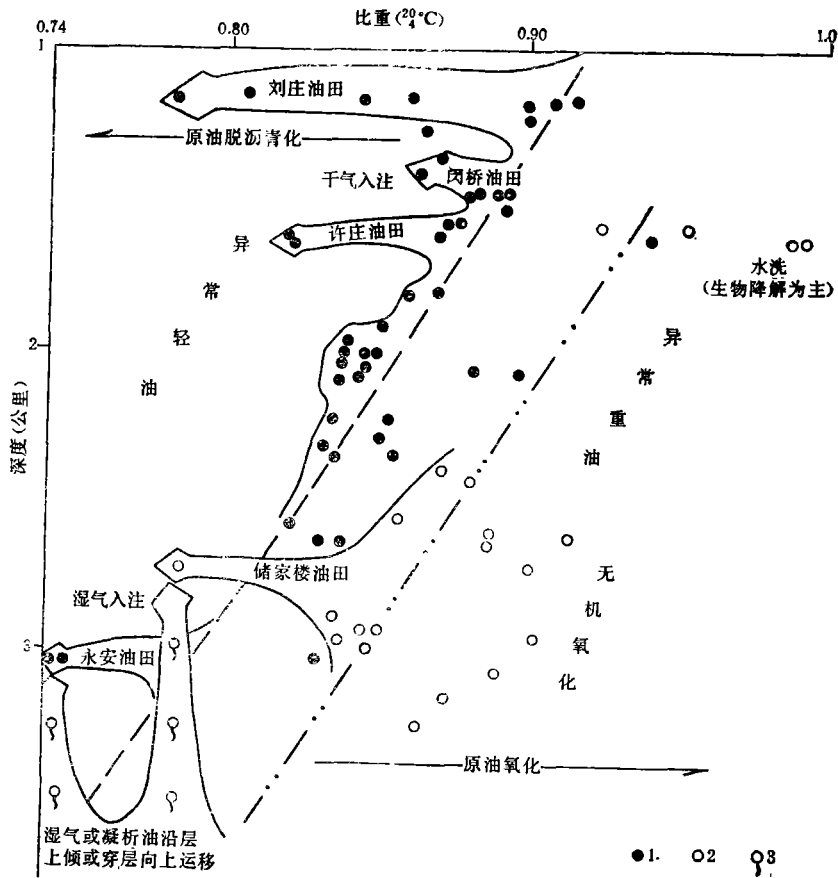


图5 东台坳陷原油比重、深度点散布图

1.金湖、高邮凹陷散布点 2.溱潼凹陷散布点 3.湿气或凝析油

(1) 氧化作用的产物——异常重油

异常重油是长期受浅层水冲刷和原地氧化的产物(见图5右侧)。

第一种重油多见于油藏边水冲洗部位。如D3井1581—1584米的原油在油藏顶部,油质是正常的,但该层边水过渡带D9井的原油则为典型的水洗重油。这种重油的产出深度一般仅千余米,普遍见于凹陷边缘的断阶带、斜坡,以及邻接凸起高部位的探井内。除个别外(如S85井),含油层位多在三垛组下部,其油质具低蜡、低饱和烃含量的特点,比重和粘度之高居于各类原油之首。它们的形成与细菌降解作用和浅层水冲刷作用有关。

第二种重油大都产自断裂带(主要是断阶带)上的阜宁组油层。产出深度在2500米以深,含蜡量较高。从所处地质条件来看,虽不能避免浅层水的影响,但因埋藏较深,储层渗透性也较差,不会有强烈循环的水洗作用。目前对此种油质之形成还有不同认识,暂定其仍与氧化有关,生物降解是次要的。

(2) 脱沥青化作用的产物——异常轻油

金湖、高邮一些油气田的异常轻油位于油质热变趋势线左侧(见图5)。它们虽可能同属天然气入注引起的脱沥青化产物,但注入气的来源和性质却有本质的不同。如水7井和S115井的凝析油或异常轻油,是由较深部位的同层湿气的注入造成的(不排除凝析物上倾运移的可能),它们产出深度较大,离深凹中心也不远。而刘庄和许庄油气田的异常轻油则不然,它们往往远离深凹中心,埋深仅千余米,其比重不但远低于相近深度的任何其它原油,而且比大部分产自3000米以深的原油还轻。根据1)这类轻油的产层与干气层邻接或本身即以产出干气为主;2)相邻井(层)中就有比重、粘度骤增,但油质符合所在深度和温度的正常原油产出;3)下第三系源岩及原油均未达到热解甲烷气的成熟程度等等。可以认为,原油的脱沥青化显然只能是浅层沼气或深源甲烷气入注的结果。

三、原油中天然气的成因和深源甲烷气的踪迹

东台凹陷的天然气产出于950—3100米或更深,产气层较产油层更多,包括新生界各组段以及盆地基础的中、古生代岩系。所产天然气种类繁多,以各种溶解气最常见,游离气很少。此外,生化甲烷气仅见于上第三系和第四系,不可燃二氧化碳气体则多产于盆地基础岩系。我们要讨论的主要是下第三系的伴生气,但为了探索深源气体的踪迹,也要简单介绍二氧化碳气的有关情况。

1. 二氧化碳水溶气与含氢水溶气

在东台凹陷,二氧化碳气大都是天然气中的伴生成分。但近年在许庄油气田向深部钻探时,钻入三叠纪及古生代碳酸盐岩剖面,获得了纯二氧化碳的水溶气。按其产状和成分,可认为是碳酸盐矿物为地下热水溶解而成。根据:(1)盆地基础中广泛分布着三叠纪—古生代碳酸盐岩系和含煤岩系;(2)频繁活动的张性断裂可切入基底、基础岩系,导致岩石中产生新的孔隙,使基础岩系和新生代沉积层相互沟通;(3)下第三系的地层水和油田水,除循环特别活跃者外,常呈 NaHCO_3 水型。推测本区某些可燃性的高

CO₂含量异常,亦多与此种富CO₂水或其中释出的游离CO₂的侵入有关。

此外,金湖凹陷斜坡上的刘庄油气田在向深部钻探时,还曾在下古生代地层中获得过以氢气为主的水溶气。其成因可能与深源岩浆或变质岩有关。

2. 伴生气

(1) 干气(游离气、溶油气、水溶气)

东台坳陷各深凹斜坡或断阶带上,在下第三系各组段中常有干气(深度在1138—2700米),为油层或油藏含水层位(部位)中的溶解气,或油层紧邻层位中的游离气。其湿度(C_{2-5}/C_1)多低于0.01,甚至属纯甲烷气,仅个别气样超过0.03,与四川古生代天然气十分相似。

对于这类干气,根据其产出的地质条件,不应是浅层生化成因的:1)所有这些产气井段都不存在从上覆或近傍的上第三系或第四系获得沼气的地质条件;2)下第三系源岩埋深浅于成熟门限值的斜坡和断阶很窄,面积有限,即使能保持早期甲烷气也不会是大量的,并且还面临着长期逸散问题。因此,作者认为,不能单凭部分干气的产层温度遽即推论其成因,而应将各种深度产出的类似干气联系起来进行分析。非烃气成分的含量异常¹⁾仅出现在水溶气中。它们包括含量高于50%的N₂异常(S106, S20井), N₂—CO异常(S90井)和N₂—CO₂异常(镇4井)。这些异常气成分,或属深层碳酸盐岩的分解或溶解物,如CO₂;或与有机物高度变质,或与构造、岩浆活动,岩石变质作用有关,如N₂;也可能是煤系气或熔融岩浆中的成分或有机质高温裂解的产物,如CO等。

鉴于水溶气乃溶于水中的气体在自然条件下尚未释出的部分,是气体在地下以水溶方式进行运移的标志。因此,与这些深源非烃成分共存的甲烷气,也有可能是地下水从深部携运来的有机质或烃类高度变质的产物。

从油气演化分析,本区下第三系源岩和原油难以演化形成甲烷气。从刘庄油气田和闵桥油田所在的金湖凹陷看,下第三系埋深不仅较浅,且其源岩发育层位仅止于阜二段。在这里,泰州组和下伏的陆相中生代沉积均为红色岩系,不可能是在陆相中、新生代岩系中形成热解甲烷气。但这两个油气田所产出的天然气却与四川海相古生界天然气的性质极其相似。据此可以确信,本区下第三系所产干气,应属深源成因,其源岩是盆地基础中的三叠纪—古生代海相碳酸盐岩或煤系地层。

含微到少量重烃的干气可能是甲烷气在运移时或聚集后溶解原油而形成的。游离气、水溶气是这样,从现场原油中离析出来的干气也是如此。这种原油离析气与腊基原油内在的溶解气(油溶气)含大量重烃的固有特性完全不同,故称之为溶油气。

(2) 湿气(油溶气—凝析气、溶油气、水溶气)

伴生湿气基本可归为油溶气—凝析气和溶油气两类。水溶气只是它们溶于水中的形式,除具与前述干的水溶气相似的非烃异常含量外,其烃类组成与相应的非水溶气并无二致。在东台坳陷,产自1930米以深(即成熟的)原油中析出的气体,多属原油固有的轻馏份,即油溶气。其湿度和比重随深度而降低,直到出现凝析气,反映了原油正常热成熟的趋势。油溶气—凝析气序列可分为两个湿度区间。2900米以浅为高湿度区

1)按地质部石油地质中心实验室(1978),天然气中非烃成分含量的界线为:CO₂>40%, N₂>15%, CO>0.5%

间，除个别水溶气例外，重烃占烃类组份中的比例均在40%以上，即湿度高于0.69；在较深的低湿度区间，重烃在烃类总组份中的比例大多不到16%，即湿度低于0.19，仅个别断阶带气样可能因原油受降解作用而稍高。总的表现出比重和湿度随深度下降的演化趋势。湿气中的溶油气也是外来气体，其与干气溶油气的差别主要表现为重烃含量较高，且并非都来自深源甲烷气。

溶油气虽然也大都呈原油离析物，它们可产自温度很低的较浅油层，湿度也低得多。有证据表明，这种低湿度气体并非运移过程中较重烃类被介质吸附所造成的“干燥化”产物，而是更干燥的气体在运移时溶解重烃，逐渐“湿化”的结果。如S53井产出的湿气，但阜二段裂隙气的湿度与干气相去甚微，而其上相距仅百余米的阜三段产出的气体即含可观数量的重烃；又如闵桥油田阜三段和史堡构造新S65井2599—2605米井段均产出湿气，其下紧接的层位或井段迅即变为干气等等。这些由深向浅突然变湿，与油气—凝析气渐变序列不同的演化现象，除天然气因溶油而“湿化”外，显然无法作出

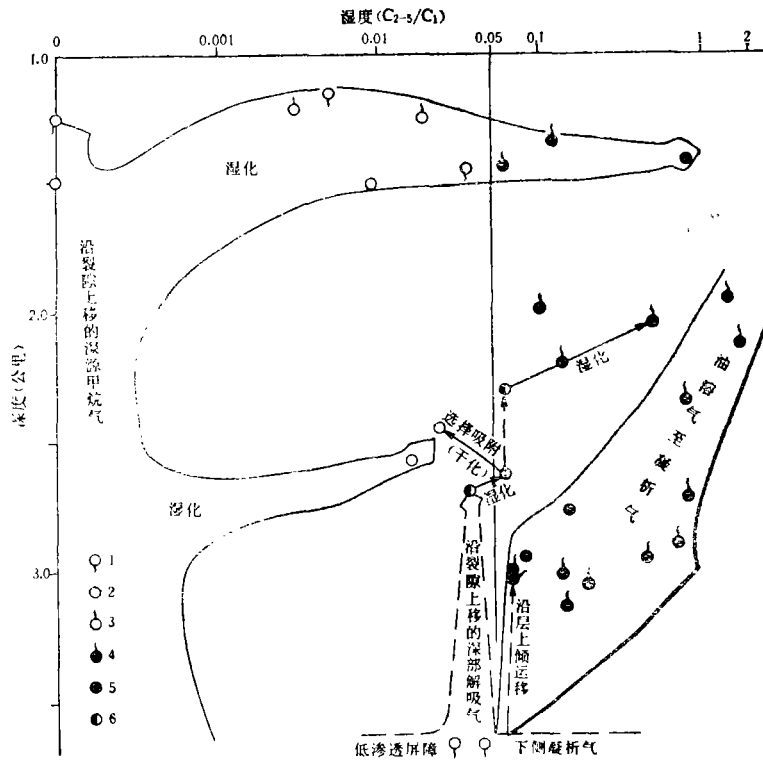


图6 东台坳陷下第三系原油伴生气演化臆想图

干气：1.游离气 2.水溶气 3.溶油气 湿气：4.油溶气、凝析气及溶油气 5.水溶气 6.解吸气

任何其它解释。

图6综合表示了东台坳陷下第三系各类天然气的演化和成因，说明原油的气体有两种来源。其一是来自盆地基础岩系的深成甲烷气（有机物变质甲烷气或煤系气），其烃类原始组成纯系甲烷，但在运移和聚集中可获得重烃而“湿化”。已发现的纯气藏均由干气

组成,大概都来源于此;另一种是下第三系源岩和原油热成熟过程的产物,当演化至高成熟或过熟阶段时,可出现凝析气或干气。除个别小型凝析油气藏外,生油岩系内部产自辉绿岩、粘土岩裂隙的少量溶油气也可能与此有关。

四、结 语

1. 苏北东台坳陷普查勘探程度较高,常规分析的油气资料还有不少潜力,可以用来探讨原油的演化,追踪其来源。

2. 东台坳陷下第三系生成的石油,其聚集后的演变受三种作用控制,即成熟作用,脱沥青作用和浅层水作用。复杂多变的油气性质就是这些过程的产物。

3. 本区原油中,深源甲烷气不仅在部分溶解气中留下了踪迹,引起了部分原油的脱沥青过程,而且在下第三系内部形成了局部聚集。这就直接证实了“古生新储”,以至“古生中储”的设想。

4. 在我国东部中生代盆地开展二论普查,向古生界找油、找气之际,也应重视开拓中生代断陷—坳陷盆地古生新储的新领域。因为这类盆地不仅为变形较复杂的较老含油气层系提供了区域性覆盖,并且有发育的基底断层为新、老岩系提供由此及彼的运移通道,从基础不整合面上的隆起开始,直到中、新生代层系内部,各种适当部位都有可能圈闭来源于更深部的油气。

本文所用资料大多由江苏石油地质大队实验室、油气研究室供给,初稿承费富安、王明义审阅并提出修改意见,谨致谢意。

(收稿日期 1981年9月14日)

参 考 文 献

- [1] 朱 夏,中国东部板块内部盆地形成机制的初步探讨,石油实验地质,地质出版社,1979,第1辑。
- [2] 费富安、刘培华,苏北东台坳陷地温与油气的关系,石油与天然气地质,1981年,第1期。
- [3] 傅家谟、史继扬,石油演化理论与实践(1)—石油演化的机理与石油演化的阶段,地球化学,1975年,第2期。
- [4] 田克勤、曹 延,黄骅坳陷油气生成与初次运移的探讨,石油学报,第2卷,第1期,1981。
- [5] B. P. Tissot, D. H. Welte, 1978, Petroleum Formation and Occurrence, A New Approach to Oil and Gas Exploration.

EVOLUTION OF THE PALEOGENE CRUDE OIL AND THE SIGN OF METHANE COMING FROM DEEPER SOURCES IN NORTH JIANGSU

Lu Xichu

(Headquarters for Petroleum Exploration of Jiangsu)

Abstract

It is generally believed that the Paleogene oil and gas found in North Jiangsu Basin are generated and preserved in situ. But someone suggested that hydrocarbons formed in Paleozoic might have migrated to Cenozoic, reasoning that Paleozoic carbonates and coal measures can be considered as source rocks of oil and gas and the basin is characterized by multiple fault-downs. However this suggestion deserves further study.

This article, based on the analytical data of oil and gas conventionally obtained during petroleum exploration, makes an attempt to distinguish the difference between normal evolution and abnormal evolution of petroleum and to discern the sign of methane coming from deeper sources. It is shown that abnormally light oil and abnormally heavy oil can be detected out from normal ones. Abnormally light oil results from deasphaltenation caused by introducing wet or dry gas. It is impossible that these gases, including some composed of methane exclusively, have come from Cenozoic, because the maximum degree of maturation of Paleogene source rocks is not high enough for the generation of pyrolytical methane. Moreover, the composition of the dry gases is similar to those found in the Paleozoic of Sichuan Basin. Thus, it is reasonable to state that there is a definite sign in the Paleogene of North Jiangsu Basin indicating some methane gas must have come from deeper sources.