

东濮凹陷煤成气地化指标及其 与油成气的对比

朱家蔚 许化政

(中原油田勘探开发研究院)

对于多气源的沉积盆地来说,如何鉴别煤成气与油成气,是一个急待解决的问题。文留煤成气藏发现后,我们多途径研究了该气藏中天然气和凝析油的各项地化指标,发现这些指标与下第三系油成气有明显差别。利用这些差别,可鉴别各天然气藏的成因类型,并指出煤成气与油成气勘探的有利地区和有利部位。

一、文留气藏煤成气地化特征

东濮凹陷文留气藏是一个已被证实的煤成气藏^[1],具有如下特征。

1. 组分偏干

一般来说,天然气的组分主要受生气母质的类型和成熟程度控制。在成熟度相同的情况下,腐殖型母质比腐泥型母质生成的气偏干。勘探实践和室内模拟实验证明,腐殖煤及炭质泥岩在成岩作用早期的生化作用阶段($R^0 < 0.5\%$)以生成 N_2 、 CO_2 和 CH_4 为主;成岩作用的中后期($0.5\% < R^0 < 1.0\%$)为油气共生阶段,生成 C_1-C_3 气态烃和少量凝析油;成岩作用的变生作用阶段($R^0 > 1.0\%$)则主要生成以甲烷为主的干气。华北地区在印支运动以前曾经历长期沉降补偿过程,煤系地层(C—P)埋深达3200—3500米。三叠纪末的印支运动使华北地区上升为陆,长期遭受剥蚀。东濮凹陷三叠系剥蚀厚度达2000米,凹陷东边的龙王庄地区石炭二叠纪煤系也遭到不同程度的剥蚀。与这次沉积间断相对应,煤化作用和生气过程(第一次生气)发生中断。凹陷边部的龙古1、范古2、范古3、卫古1等井现今 R^0 值为0.81—0.85%,煤化程度为肥气煤阶段,故第一次生气过程应以生成湿气和凝析油为主。由于气体生成之后本区长期遭受剥蚀,且上覆层封闭性能较差,这些气体可能未被保存下来或保存量较少。煤系地层的二次生气过程是在肥气煤变质程度的基础上发生的($R^0 > 0.81\%$),必然生成以甲烷为主的干气。这期生成的天然气,由于上覆层变厚且有良好的盐膏层封闭条件,因而能够保存下来。

东濮凹陷的地质发展历史决定了煤系地层具有两次生气过程,地层构造条件以聚集二次生成的干气为主,因此,天然气成分偏干成为该区煤成气的重要标志之一。文留煤成气藏据11口井、40个气样组分计算,甲烷平均含量为95.12%,湿气系数(C_{2-4}/C_{1-4})为3.84%,凝析油含量为22.98克/立方米,是较典型的干气气藏,

2. Ar^{40}/Ar^{36} 值高

天然气中的氩气,一部分来自大气(氩从大气进入沉积物中,后来成为天然气的微量组分)。大气的 Ar^{40}/Ar^{36} 值约为 296。沉积岩中天然气的 Ar^{40}/Ar^{36} 值均大于 296,过量的 Ar^{40} 是由放射性 K^{40} 衰变形成的,即来自岩石中的含钾矿物。在其他因素(地层和地层水的含钾量等)相同时,地层年代越老, Ar^{40}/Ar^{36} 比值越大^[2]。

东濮凹陷的煤成气和油成气皆储集于下第三系沙河街组地层中。从现有资料看,天然气的储集环境相差不甚大。在中国科学院贵阳地化所和兰州地质所协助下,对各种类型的天然气进行了 Ar^{40}/Ar^{36} 的测定,结果归纳如表 1。

表 1 东濮凹陷不同成因类型天然气氩同位素数据表

成因类型	Ar^{40}/Ar^{36}		样品数 (个)
	范 围	平 均	
煤成气	1175.5—1286	1231	2
油成气	343—626	441	14
混合气	780—868	792	4

从表 1 看出,文留气藏煤成气 Ar^{40}/Ar^{36} 值明显大于油成气,反映其气源岩较为古老。

3. $\delta^{13}C_1$ 值高

国内外研究资料证明,利用天然气中甲烷的 $\delta^{13}C_1$ 值判断天然气成因是比较有效的。煤成气一般富 ^{13}C , $\delta^{13}C_1$ 值高;油成气富 ^{12}C , $\delta^{13}C_1$ 值低。如中欧盆地西部煤成气 $\delta^{13}C_1$ 最小值比油成气最大值高 7.4‰,通古斯盆地库列伊-列特宁巨长垣前者比后者高 6.2‰^[4]。W. J. Stahl 等人指出^[5],在相同成熟度情况下,腐泥型的 $\delta^{13}C_1$ 比腐殖型低 13—14‰(通差值)或约 12‰。

附图描述了东濮凹陷两条实测的(石炭二叠系煤系和下第三系生油岩) $\delta^{13}C$ 系列。两个系列相应组分的 $\delta^{13}C$ 值相差 2—3.5‰。天然气相差 9‰,展示了母质类型对 $\delta^{13}C$ 值的影响程度。

表 2 归纳了东濮凹陷不同成因天然气的稳定碳同位素分析数据。可以看出,煤成气

表 2 东濮凹陷不同成因类型天然气碳同位素数据对比表

成因类型	$\delta^{13}C_1$ (PDB, ‰)			$\delta^{13}C$ (PDB, ‰)		
	范 围	平均值	样品数	范 围	平均值	样品数
煤成气	-25.79 -30.3	-28.18	5	-24.8 -30.9	-27.52	11
油成气	-37.7 -45.4	-41.02	11	-37.58 -48.57	-41.86	17
混合气	-32.1 -35.0	-33.66	13	-31.5 -36.6	-34.48	8

$\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C$ 值都明显高于油成气,相应差值分别为 12.86‰和 14.34‰。

4. δD 值高

甲烷中的氢,主要来自有机质和水。自然界水中氢同位素氘的浓度变化具有一定的

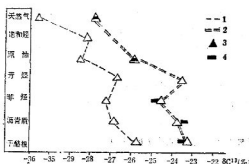


图1 同位素系列对比图

1—下侏罗系系列, 2—石炭—二叠系系列, 3—深灰色泥岩, 4—煤

规律性。陆相淡水贫氘 (δD 值 -20 至 -90 ‰), 海水富氘 (δD 值 0 至 -20 ‰), 海陆交互成煤环境居二者中间。因此, 陆相石油伴生气 (油成气) 中的甲烷, 一般表现为贫氘, δD 集中分布在 -230 ‰ 左右; 海相油成气甲烷富氘, δD 集中分布在 -190 ‰ 左右; 海陆交互的煤成气甲烷 δD 值范围为 -133 至 -155 ‰^[6]。东濮凹陷天然气 δD 分析结果综合列于表 3。

表3 东濮凹陷天然气氘同位素分析结果汇总表

成因类别	δD (‰, SMOW)		
	数值范围	平均值	样品数
煤成气		-182	1
油成气	-194至-236	-217.7	10
混合气	-192至-216	-207.8	4

中国科学院贵阳地质所分析

由表 3 看出, 文 23 井煤成气的 δD 值与其他两组气有一定的差距, 但比西德西北部煤成气数据 (-133 至 -155 ‰) 偏低, 这可能与生气母岩之一的山西组煤系的陆相成因有关 (西德西北部石炭纪煤系是海陆交互相的)。其他两组气体 (油成气和混合气) δD 值在高值区叠合, 区别不明显。4 个混合气样品的 δD 值偏高, 可解释为煤成气混入的结果。该区油成气 δD 值比一般陆相淡水沉积生成的气偏高, 可能是受咸水盆地沉积的影响。除了母质类型、生气岩沉积环境、成熟度外, 影响天然气 δD 值的, 还有地层水矿浓度的浓度等。本区文 203 井 δD 出现的异常值 (-155 ‰) 可能即为天然气与地层水离子交换结果。总之, 在利用 δD 值解释天然气成因时, 必须综合考虑地质构造条件和各种影响同位素叠集分馏的因素。

5. 汞丰度高

腐殖型母质对沉积介质中的汞有较强的吸聚能力。煤作为一种集中堆集的腐殖型物质, 具有较高的原始汞丰度。在煤化过程中, 吸附汞在 $100-200^{\circ}\text{C}$ 地温条件下气化和随甲烷一起运移到气藏中, 使煤成气也具有高的汞丰度。国内外已肯定的煤成气的汞含量一般都偏高, 如四川中坝气田煤成气含汞量为 1.8×10^4 毫微克/立方米。油成气含汞量都偏低, 一般在 400 毫微克/立方米以下, 如江汉盆地油成气含汞量平均为 325 毫微克/立方米, 泌阳凹陷为 297.5 毫微克/立方米^[1]。东濮凹陷天然气汞含量分析结果见表 4。

1) 邵戴金等, 成厚炎等, 鉴别煤成气和油成气若干指标的初步探讨。

表4 东濮凹陷天然气含量数据表

成因类型	井号	层位	深度(米)	含量 (毫克/立方米)
煤成气	文23	沙四段	2813.2—3026.8	5.11×10^4
	濮1-95	沙二段上部	2377.8—2392.4	9.95×10^2
	濮1-95	沙二段上部	2377.8—2392.4	4.31×10^2
油成气	卫7	沙一段至沙二段上部	1540.4—1578.8	2.73×10^2
	文25-33	沙二段	2234.2—2507.4	1.4×10^3
混合气	卫22-4	沙三段下部	2049.6—2708.6	4.18×10^3

从表4看出,与煤成气有关的文23井天然气含量为 5.11×10^4 毫克/立方米,比属于油成气的濮1-95和卫7井高出两个数量级。卫22-4井天然气据其他资料证明为混合气,其含量为过渡值;例外的是,其他资料已证明文25-33井天然气为油成气,但其含量显著异常。其原因有待进一步研究,似乎表明丰度具多解性,未必能够作为判别煤成气与油成气的决定性指标。

二、文留气藏凝析油地化特征

天然气和与之伴生的凝析油,二者由于母质类型相同和成熟程度相近,其地化特征也应表现出一致性。基于这一认识,我们对文留气藏中的凝析油进行了某些地化指标的测定,发现有以下特征:

1. $\delta^{13}\text{C}$ 值高

前人研究表明,湖泊水生生物具有较轻的碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}$ 平均值约为-31‰),因此陆相原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 值低于海相原油。但是,在陆相沼泽或海陆交互相成煤环境下形成的高等植物,其碳同位素组成为两组, $\delta^{13}\text{C}$ 平均值分别为-24‰和-14‰^[5]。因此煤系地层倾向于富集 ^{13}C 。东濮凹陷石炭二叠纪煤系地层 $\delta^{13}\text{C}$ 值为-21.9至-25.17‰,与上述结论基本一致。

东濮凹陷凝析油 $\delta^{13}\text{C}$ 测定结果证明了生气源岩碳同位素组成的遗传性。取自文留煤成气藏的凝析油 $\delta^{13}\text{C}$ 为-24.5‰,与该区下第三系生油岩 $\delta^{13}\text{C}$ 平均值(-24.56‰)相近,比下第三系原油 $\delta^{13}\text{C}$ 平均值(-27.86‰)高3.36‰。而取自其他地区的凝析油样, $\delta^{13}\text{C}$ 值为-27.0至-28.60‰,平均为-27.74‰,与原油碳同位素相近而略低(表5)。

2. 石蜡指数和庚烷值高

蒂素等^[6]认为凝析油是成油有机质在高成熟阶段的产物,相应的 R^o 值为1—1.3%; M. A. Rogers^[9]和 L. R. Snowdon^[10]等认为由陆相或海陆交互相等植物形成的母质,在成熟度不高的情况下($R^o=0.4—0.6$),可由树脂体等直接转化为凝析油。前者与油成气并存,后者与煤成气共生。

由表6可见,文留煤成气藏凝析油的石蜡指数高达8.09,庚烷值达41.76%,与白庙-桥口地区差距较大,与我国其他地区凝析油差距更大。Thomson认为,有机质从不

表5 东濮凹陷凝析油碳同位素分析数据表

地 区	井 号	层 位	井 深(米)	$\delta^{13}\text{C}$ (PDB, ‰)
文 留	文23	沙四段	2813.2—3026.8	-25.0至-24.5
文 留	文24	沙二段	2308.5—2312.6	-27.2
白 庙	白 8	沙三段	3372.8—3401.4	-27.09
白 庙	白10	沙三段	3064.2—3077.6	-28.6
白 庙	白12	沙四段	3971.0—4104.4	-28.45
桥 口	桥14	沙四段	3759.2—3769.4	-28.1
桥 口	桥14	沙四段	3759.2—3769.4	-27.0
马 厂	开33	沙四段	3344	-28.22

成熟到过成熟的生烃阶段,石蜡指数从0.75升高到6,庚烷值从5%增至30%。根据这一尺度衡量,文留地区的凝析油已经是高成熟到过成熟阶段的产物了,这与由本区天然气甲烷含量高(>95%)、凝析油含量低等特点所得出的认识一致。文留地区下第三系生油岩 R^0 值为0.71—1.25% (14个样品),石炭二叠纪煤系 R^0 值为1.29—1.50% (7个样品)。凝析油的高成熟特点,与石炭二叠纪煤系有对应关系。

表6 东濮凹陷凝析油石蜡指数及庚烷值数据表 (据程克明、辛茂安等)

地 区	样品号	井号	层 位	井深 (米)	沸程 (°C)	石蜡 指数	庚烷值 (%)	苯 (%)	苯/环己 烷	甲苯 (%)	甲苯/甲 基环己烷
文留	凝油-20	文23	沙四段	2813.2 —3026.8	35—128	8.09	41.76	11.04	0.31	5.94	2.23
白庙	凝油-29	白8	沙三段	3372.8 —3401.4	30—130	3.55	27.26	4.76	1.72	6.25	1.03
	凝油-36	白10	沙三段	3064.2 —3077.6	25—134	3.86	28.74	4.32	1.48	3.68	0.83
桥口	凝油-25	桥14	沙四段	3759.2 —3769.4	30—104	3.51	28.18	7.72	1.78	6.79	0.91
	凝油-30	桥14	沙四段	3698.8 —3759.2	65—119	3.26	27.36	5.10	1.81	6.62	1.03
宁夏大水坑		11-9	延安统10段		30—130	0.66	21.14	0.09	0.08	1.83	0.20
甘肃庆阳		阳15	延长统6段		30—130	0.68	24.56	0.19	0.10	1.15	0.14
辽河(汽油)			沙三段		初馏 —180	0.88	20.26	0.40	0.20	2.74	0.41
松辽						0.89		0.20	0.08	1.08	0.10

3. 芳烃含量高

表6还列出了东濮凹陷凝析油中某些单体烃分析结果,它们的苯与甲苯含量均高于我国其他地区1—3个数量级,苯与环己烷的比值以及甲苯与甲基环己烷的比值也反映了这一面貌,尤以文23井凝析油更为明显。M. A. Rogers在其不同成油母质的成烃模式中指出,来自于陆生木本植物的煤素质在成烃过程中以生成干气和芳香基凝析油为主^[9]。文23井芳香基凝析油被解释为与石炭二叠纪煤系有关,桥口芳香基凝析油的产出可能与Ⅱ型干酪根为主的下第三系沉积有关。

4. 其他特征

文留煤成气凝析油的碳数范围宽 (C_4-C_{30}), 主峰碳靠前 (C_{11} 或 C_{13}), 具植烷优势 ($Pr/Ph=0.77$), 无甾、萜显示, 介电常数 ϵ' 为 1.85, ϵ'' 为 0.028。后者证明该凝析油具较高的成熟度。甾、萜类高分子生物标志化合物受高温裂变, 已不复存在, 但植烷未被完全裂解, 证明原始生油母质具有较高的植醇或植酸浓度, 这正是沼泽成煤环境强还原相的特征。

三、东濮凹陷煤成气与油成气的鉴别标志

前面介绍了东濮凹陷文留煤成气藏天然气和凝析油的某些地球化学特征, 实践证明, 综合使用表 7 所列各项地球化学数据鉴别天然气成因类型, 在东濮凹陷很有指导意义。该区煤成气的干气类型, 是煤系地层高的镜质体含量 (70—100%) 和二次生气过程共同造成的; 氩同位素 Ar^{40}/Ar^{36} 值的显著不同, 是气源岩地质时代的巨大差异造成的; 煤成气 (油) 高比例的 ^{13}C 是生油气母质同位素组成的继承性效应构成的; 高的

表 7 东濮凹陷煤成气与油成气地球化学鉴别指标表

成因类别		煤成气	混合气	油成气
天然气特征	CH_4 (%)	>95	<95	<95
	$\delta^{13}C_1$ (‰)	-25.79至-30.3 -28.16	-32.1至-35.0 -33.06	-37.7至-45.4 -41.0
	$\delta^{13}C$ (‰)	-24.8至-30.9 -27.52	-31.5至-36.6 -34.48	-37.58至-48.57 -41.86
	Ar^{40}/Ar^{36}	1175.5-1286 1231	780-868 792	343-626 441
	δD (‰, SMOW)	-182	-198至-216 -207.8	-194至-236 -217.7
	求 (毫微克/立方米)	6.11×10^4	4.16×10^3	$n \times 10^3$
凝析油特征	$\delta^{13}C$ (‰)	-24.5	-26.22	-27至-28.9 -27.74
	石蜡指数	8.09		2.8-3.86 3.46
	庚烷值 (‰)	41.76		26.18-28.74 27.93
	苯 (‰)	11.04		4.32-8.46 6.44
	甾萜甾烷	无		有

分子为数据范围, 分母为平均值。

求丰度是煤系腐殖型母质对采的高吸聚性能造成的……。总之, 正是油成气和煤成气原始有机母质本身和埋藏历史的不同, 导致一系列的地球化学效应。其他地区在使用这些指标时, 需综合考虑本地的地质构造条件、成煤作用程度、煤岩组分比例以及影响各种同位素集分、分馏的因素, 方能正确地作出判断。

四、结 束 语

1. 本文讨论了东濮凹陷天然气的地球化学特征,并提出了各种成因类型气的具体鉴定指标。这些指标中,有些是主要的,如碳、氢同位素比值;有些是辅助性的,如天然气中汞的含量、凝析油的色谱特征等;有些属区域性的,如天然气中的甲烷含量、 Ar^{40}/Ar^{36} 值;有的尚在探讨中,如氢的同位素特征、凝析油的石蜡指数等。使用时应区别对待。

2. 由于目前气井封闭,难以获得更多的样品,有关氢、汞和凝析油的分析测定数据尚少,表7中具体指标有待进一步充实和完善。

3. 混合气的地化鉴定指标有时出现混乱现象,需结合具体的地质背景加以讨论。

4. 白庙气用天然气氢同位素表现为煤成气的特征, Ar^{40}/Ar^{36} 平均值为1184.8,其他指标则表现为混合气的特征。造成这种鉴别的原因可能与生气(油)岩和围岩中含钾矿物的丰度有关。

胜利油田地质科学研究所、中国科学院贵阳地化所和兰州地质所帮助分析了大量数据,在此一并致谢。

(收稿日期 1984年7月26日)

参 考 文 献

- [1] 朱家爵等,1983,文留煤成气藏的发现及其对华北盆地找气的意义,石油勘探与开发,第1期。
- [2] 沈平等,1982,天然气同位素组成及气源对比,石油勘探与开发,第6期。
- [3] 朱家爵、徐永昌等,1984,东濮凹陷天然气氢同位素特征及煤成气判别,科学通报,第1期。
- [4] Старобиниц, Ч. С. и др., 1983, Эмиграция и проводящая роль углеводородных соединений при миграции углеводородных газов, Геология Нефти и Газа, No. 7.
- [5] 陈德石、陈文正,1983,碳同位素地质及概论,地质出版社。
- [6] Schell, M., 1939, The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins, Geochimica et Cosmochimica, Vol. 44, No. 5.
- [7] Tissot, B. P., Welte, D. H., 1978, Petroleum formation and Occurrence, Springer-Verlag, Berlin - Heidelberg - New York.
- [8] Dogers, M. A., 1979, 应用有机相概念评价生油岩。第十届世界石油会议报告文集, 第二分册。
- [9] Snowdon, L. R. and Powell, T. G., 1982, Immature oil and condensate—modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter, AAPG Bull., Vol. 66, No. 6.

GEOCHEMICAL INDEX OF COAL-FORMED GAS IN DONGPU DEPRESSION IN COMPARISON WITH THAT OF OIL FIELD GAS

Zhu Jiawu, Xu Huazheng

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield)

Abstract

The natural gas of Wenliu gas pool in Dongpu depression, Henan Province, is considered to be originated from coal series of Permo-Carboniferous. The reservoir rocks are Lower Tertiary sediments. Methane contents of the gas is 95.12%, the ratio of C_{2-4} alkane to C_{1-4} alkane is 3.84%, condensate is 22.98g/m³. The average value of Ar^{40}/Ar^{39} is 1,231, much greater than that of oilfield gas in the same system of this same depression (441 for the oil-field gas) whereas $\delta^{13}C$ -average value of methane is -28.16‰, which is 12.86‰ higher than that of the above mentioned oilfield gas, δD value is -182‰, Hg is $5.11 \times 10^{-4}ng/m^3$.

$\delta^{13}C$ -value of the accompanying condensate is -24.5‰, while paraffin index is 8.09, heptane value 41.76%, benzene 11.04%, methylbenzene 5.94% and its peak carbon number is C_{11} or C_{13} , Pr/Ph is 0.77.