

关于冀中拗陷煤成气的探讨

——与王雪平等同志商榷

戴金星

(石油工业部石油勘探开发科学研究院)

本文主要针对王雪平等[1]提出的“冀中拗陷天然气源主要为油型气”进行讨论。作者通过有关资料的对比和研究,认为冀中拗陷的天然气既有油型气又有煤成气,且以石炭—二叠系为主要源岩。从目前探明的天然气储量来看也是如此,99.3%的天然气集中分布于有二叠系分布的奥陶系和石炭—二叠系潜山中,源于第三系的天然气仅占探明储量的0.7%。

冀中拗陷天然气的气源问题,近年来已有较多的研究,归结起来有两种观点:一种认为既有油型气,又有煤成气或只有煤成气[2、3],石炭—二叠系为主要气源岩[4];另一种认为主要是油型气[1],下第三系为气源岩。王雪平等在“冀中拗陷天然气源几个问题的浅析”[1](《石油实验地质》1986年,第8卷第3期,下简称“王文”或“王图”)中,认为冀中天然气属油型气,下第三系为其主要源岩。笔者根据冀中拗陷天然气组成和有关特征,认为石炭—二叠系为区内天然气的主要气源岩,“王文”的某些论点值得商榷。

一、天然气与石炭—二叠系的展布和成熟度有关

根据物探和部分钻探资料揭示,在与石炭—二叠系伴存的奥陶系中或石炭—二叠系的天然气中都具有重 $\delta^{13}C_1$ 特征。在石炭—二叠系的煤层和炭质泥岩中的 R_o 值,除个别由于火成岩侵入影响为高或过成熟外,所测 R_o 通常小于1.30%,绝大部分都小于1%(表1)。刘德汉等指出苏13井、苏8井和葛2井等石炭—二叠系的镜煤反射率多在0.57—0.85%之间[4],为低煤阶的含煤地层,以形成天然气为主,原油为辅(主要为凝析油和轻质油),苏桥地区的油气藏即为典型代表。“王文”在分析冀中拗陷天然气类型和气源岩的成熟度后,认为属油型气,天然气的 $\delta^{13}C_1$ 与源岩 R_o 关系图都在油型气变化范围之内,某些重 $\delta^{13}C_1$ 的天然气主要来自深埋的沙四段和孔店组,因而认为主要气源岩为下第三系,它与实际资料有所出入。从目前冀中拗陷探明的天然气储量分析,其中99.3%集中在有石炭—二叠系分布的奥陶系及石炭—二叠系潜山中,而第三系的天然气探明储量仅占0.7%;与石炭—二叠系具有供储关系的奥陶系和二叠系的油气藏普遍具气顶,原始气油

比大(一般大于 $1000\text{m}^3/\text{t}$),例如苏桥、信安镇和文23等油气藏。反之,附近缺失石炭-二叠系的中上元古界的和寒武奥陶系的油藏则贫气,原始气油比小($2-37\text{m}^3/\text{t}$),无工业气流,例如任丘、河间和龙虎庄等油藏^[3],从又一个侧面说明石炭-二叠系是冀中拗陷的主要气源岩,并不是“王文”中所说的冀中拗陷“天然气的分布与石炭-二叠系的分布无明显的关系”^[1]。

表1 冀中拗陷石炭二叠系煤岩镜煤反射率

井号	井深(m)	层位	样品岩性	R ^o (%)	井号	井深(m)	层位	样品岩性	R ^o (%)
苏1	3991—3995	C-P	煤	0.72	苏8	4772—4776	C-P	煤	0.81
苏2	4675	”	煤	1.13	苏402	4491—4493	”	煤	0.72
苏4	4205—4210	”	煤	0.84	文10	3012	”	煤	0.63
苏6	3905	”	煤	1.12	永28	3388	”	煤	1.05
苏7	3852	”	煤	0.671	涿77	3782—3783	”	煤	0.74

二、碳同位素组成的特征反映出多种类型的天然气

众所周知,天然气中碳同位素组成是目前确定天然气成因类型的最有效方法之一,由表2可见,冀中拗陷天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值可分为三组:其一 $\delta^{13}\text{C}_1$ 均值小于 -55% 者,属生物成因气;其二均值在 -40.4% 至 -53.5% 属油型气,它常与油共生的伴生气;其三均值在 -33.9% 至 -39.6% (除宁古1井高温裂解气外)之间者,则具有煤成气的特征,苏13井2926.30—2926.42m石炭-二叠系煤(R_0 平均为 0.543%)的解吸气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 平均为 -38.1% 就是最好佐证。“王文”把“ $\delta^{13}\text{C}_1$ 值在 -35.6% 至 -45.5% 之间,是属油型气^[1],值得商榷。

近年来我国在煤成气研究方面已有较大进展,认为我国煤成的 $\delta^{13}\text{C}-R_0$ 要比W.斯塔尔的轻 5% ^[5],即我国煤成气的甲烷回归方程为 $\delta^{13}\text{C}_1(\%) = 14.1254\lg R_0 - 34.3922$ (与北美的煤成气甲烷回归方程 $\delta^{13}\text{C}_1(\%) = 15\lg R_0 - 35$ 的相近^[6]),而与W.斯塔尔的为 $\delta^{13}\text{C}_1(\%) = 14\lg R_0 - 28$ 有所不同。因此,用我国煤成气的 $\delta^{13}\text{C}_1-R_0$ 关系图(图1)来看,冀中拗陷既有煤成气,又有油型气。而“王文”采用W.斯塔尔的回归方程作图,而认为冀中主要为油型气似欠考虑。同时“王文”原图一些原始资料也有错误,如苏12井产自东营组(Ed)的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 误为 -39.07% ,实际应为 -43.2% ;东濮凹陷文留23井、文留22井天然气源岩 R_0 取值为 1% ,显然与实际资料不吻合(其 R_0 应为 $1.3-1.5\%$)。冀中拗陷苏桥一带煤成气源岩一般 $R_0 < 1\%$,东濮凹陷文留气藏源岩 $R_0 > 1.3\%$,所以两者虽同为石炭-二叠系煤系源岩,故苏桥地区生成煤成气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 比文留地区的理当要轻些。造成前者比后者轻的原因,还有两地区煤的有机组份不同造成的:苏桥地区是残殖煤,富含氢^[4],而文留地区则一般为腐殖煤。

1)华北石油管理局勘探开发研究院,冀中地区煤成气(油)及资源评价,1986年11月。

表2 冀中拗陷天然气的 $\delta^{13}C_1$ 及其成因分类

井号	层位	井段(m)	附近有无石炭二叠系煤系	$\delta^{13}C_1$ (‰) PDB	成因类型
泉2	Es ₂	1135—1149	无	-54.8~-56.7	生物成因气
泉20	Es ₃	2179.6—2251.4	无	-44.3	油型气(伴生气)
京230	Es ₃	1580—1614.2		-44.5	
京256	Es ₄	1527.6—1584		-44.007~-44.7	
安313	Es ₁	1952—2135		-53.5	
安69-11	Es ₃	2838.4—2875		-45.2~-46.259	
京320	Es ₄	1618		-41.2	
曹5	Es ₄	3655—3673		-40.4	
苏12	Ed ₃	2407.2—2466.3		-43.2	
岔12-7	Ed ₃	2849—2900		-45.5	
坝40	O ₂	1800.91—1853		-50.5	
坝10	€	1763.2—1847.54		-40.4	
任255	Zw	3206.5—3219.73		-44.2	
留26	Zw	3333.87—3351.11		-43.3	
马27	Zw	3776.08—3829		-48.6	
马64	Zg	2304.48—2330.4		-44.3	
马71	Zw	2828.18—2841.19		-42.8	
宁古1		5061—5166		无	
文23	P ₂ s	2710—2762.4	有	-35.7~-36.9	煤成气为主
苏20	P ₇ s	3342—3392		-34.7~-37.3	
文53	P ₂ s	2746—2758		-37.9	
永25	C ₃ t	2764—2780		-39.6	
苏1	O ₂	4395—4400.92		-37.8	
苏4	O ₂	4468—4650		-37.2	
苏6	O ₂	3961.6—4042.27		-35.9	
苏401	O ₂	4898—4912.73		-36.5	
苏402	O ₂	4568—4700		-36.2	
苏7	O ₂	4297—4362.35		-35.6~-37.3	
候8	O ₂	2575		-39.4	
桐7	O ₂	1892.74—2272		-39.3	
新永30	O ₂	2892—3100		-39.1	
永7	O ₂	3089.57—3124.03		-39.4~-39.504	
泽21	O ₂	4042—4082.25		-36.4	
泽79	O ₂	3658.24—3720	-35.2		
泽85	O ₂	3941.17	-33.9		

(据华北石油管理局石油勘探开发研究院加以补充)

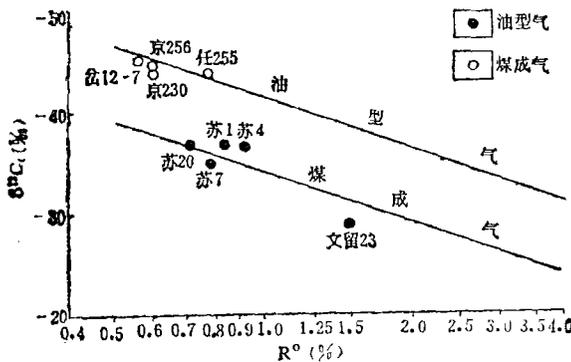


图1 冀中拗陷天然气在我国 $\delta^{13}C_1 - R_0$ 关系图上的归属

国内、外许多在成煤作用中期形成的煤成气, $\delta^{13}C_1$ 值处在-35‰至-43‰之间,例如:鄂尔多斯盆地任9井2514—2517m煤成气的源岩 R_0 为0.75%, $\delta^{13}C_1$ 值为-37.08‰,四川盆地角13井3017—3103.04m煤成气的源岩 R_0 为0.937%, $\delta^{13}C_1$ 值为-38.919‰;澳大利亚库珀盆地二叠系煤系源岩处于成煤作用中期,其形成的煤成气 $\delta^{13}C_1$ 值最轻为-42.9‰(卡诺瓦尔1号井)。

2.煤成气的甲烷及其同系物碳同位素组成系列明显比油型气偏重。甲烷及其同系物碳同位素组成系列对比,可清楚地区别煤成气和油型气,这种对比在鄂尔多斯盆地、四川盆地、松辽盆地南部和东濮凹陷都很有成效[5]。也就是说煤成气的甲烷及其同系物的碳同位素组成系列,比油型气的甲烷及其同系物的碳同位素组成系列偏重。冀中拗陷产自沙河街组与东营组4口井(安69—11、苏12、京256、曹5)天然气的甲烷及其同系物碳同位素组成系列,明显比产自奥陶系(上覆或附近分布有石炭—二叠系含煤地层)和石炭—二叠系6口井(文23、苏401、苏402、泽79、泽85、永7)天然气的甲烷及其同系物碳同位素组成系列偏轻(图2),从而说明了前者具有油型气特征,后者则表现了煤成气的特点。

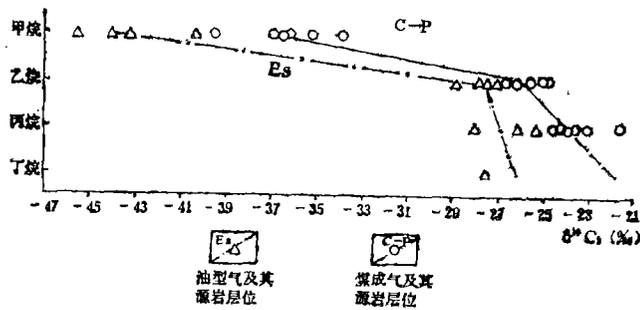


图2 冀中拗陷煤成气和油型气甲烷及其同系物碳同位素组成系列对比图

三、天然气中的氩同位素特征及其成因问题

徐永昌等用天然气中的⁴⁰Ar/³⁶Ar比值来判认中原、华北油气区的煤成气,并指出冀中拗陷泽43井中天然气的⁴⁰Ar/³⁶Ar比值达1340,天然气的气源主要来自石炭—二叠系,第三系气所占份额极少[2]。“王文”在讨论氩同位素时,认为冀中地区天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar比值,除个别地区的氩同位素资料不吻合外(例如:留58井震旦系的天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar值为2695.39,可能与火成岩活动的深成气有关外),一般比值在396.8—612.3之间(原表4),为第三系气源岩的天然气,即油型气的偏面的结论。

华北石油管理局勘探开发研究院以天然气的δ¹³C₁为主,并结合⁴⁰Ar/³⁶Ar资料对冀中拗陷天然气进行了分类(表3)。认为第三系源岩有关的油型气与生物成因气的⁴⁰Ar/³⁶Ar比值,除个别外(安69—11井为823.97—895.93),均在300—612之间,而与东濮凹陷产自沙河街组油型气的⁴⁰Ar/³⁶Ar比值较相近;而产自上覆、下伏或附近有石炭—二叠系煤系潜山中煤成气为主的天然气⁴⁰Ar/³⁶Ar比值,有两组:一组(桐7、新永30、泽43、泽79)为1100—1339,与东濮凹陷产自石炭—二叠系源岩的煤成气的⁴⁰Ar/³⁶Ar在800—1100[2]也较接近;另一组是产自苏桥地区(苏20、文23、苏7、苏402)为500—636,此值与第三系源岩的油型气较近似,稍不同的是其低限与高限值比油型气的均高。冀中煤成气出现与油型气⁴⁰Ar/³⁶Ar相近值,可能与冀中拗陷具体地质条件有关。

表3 冀中拗陷各类天然气 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 值

气的类型	井号	产层	井深(m)	$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$	
生物成因气	泉2	Es ₃	2179.6—2251.4	436.45	
	安69—11	Es ₃	2838.4—2875	823.97—895.93	
油型气	泉63—21	Es ₃	2595.6—2702.4	583.99	
	京256	Es ₄	1527.6—1584	420—464.52	
	岔12—7	Ed ₃	2849—2900	439.5	
	苏12	Ed ₃	2407.2—2466.3	297.99	
	任255	Zw	3206.50—3219.73	489.97—492.94	
	马27	Zw	3776.08—3829	517.81	
	留26	Zw	3333.87—3351.3	612.36	
	马71	Zw	2828.18—2841.19	452.9	
	马64	Zg	2304.48—2330.4	602.47	
	煤成气为主	苏20	P ₂ s	3342—3392	499.8—563
		文23	P ₂ s	2710—2762.4	614.62
苏7		O ₂	4297—4362.35	539.0	
苏402		O ₂	4568—4700	621—636	
桐7		O ₂	1892.74—2272	1274.8	
新永30		O ₂	2892—3100	1100.47	
泽43		O ₂		1339	
泽79		O ₂	3658.24—3720	1134.73	
高温裂解气	留58	Zw	4163.06—4204.31	2695.4	

(据华北石油管理局勘探开发研究院)

通常认为从地史上至今大气中氩的 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 比值是295.5左右,对于存在沉积岩中的天然气来说,生成年代越早其 ^{40}Ar 积累就越多,故 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 就大;反之, $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 就小,这是 ^{40}Ar 的年代积累效应。由于冀中拗陷发育有年代较老的石炭-二叠系源岩,因此其早期生成的天然气,由于时间长, ^{40}Ar 积累日益增多,故 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 比值就大,例如:泽43、泽79、桐7、新永30等井天然气。苏桥地区苏7等井煤成气的 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 为什么与第三系源岩的油型气相近,这可能由于两个原因:其一,因为苏桥地区目前发现的煤成气,是石炭-二叠系源岩在新生代再次深埋二次生成所形成(一次成气的煤成气由于印支和燕山运动的断裂影响,地层上升受剥蚀而散失)[3],由于其形成时间与油型气的差不多,故 ^{40}Ar 积累与油型气的相近;其二,是由于气源岩含钾丰度差异所致,苏桥地区石炭-二叠系煤岩平均含钾量只有0.35%,而下第三系泥岩的

平均含钾为2.61%，后者是前者7.5倍¹⁾，即⁴⁰Ar年代积累被两种气源岩含钾丰度差异抵消所补偿。

此外，“王文”指出冀中坳陷“所有天然气都有比较相近的临界温度和几乎相同的临界压力（45.22—47.8大气压），说明了油气性质相近”〔1〕值得商榷。从实际资料看（原表1）：产自奥陶系和石炭-二叠系潜山的煤成气临界温度为198.14—219.95℃，而产自第三系的油型气为237.99—278.04℃，两者相差18-80℃；煤成气临界压力大于47.26大气压，油型气的临界压力小于46.77大气压，两者较接近但也稍有差别。故以上两项数值差异和稍有差别的接近，不能说明冀中坳陷天然气的成因归属。众所周知：天然气的临界温度和临界压力取决于组成天然气的各组分的临界温度与临界压力及其各组份百分比。因此，不同成因类型的天然气，只要其各组份的百分比相近，它们就有比较相近的临界温度和临界压力。反之，即使是同一类型的天然气，临界温度和临界压力也不同。

总上所说，不难作出冀中坳陷既有油型气，又有煤成气的结论。

参 考 文 献

- 〔1〕王雪平等，1986，冀中坳陷天然气源几个问题的浅析，石油实验地质，第3卷第3期。
- 〔2〕徐永昌等，1985，中原、华北油气区“煤型气”地化特征初探，沉积学报，第3卷第2期。
- 〔3〕唐秉琦，1986，天然气勘探，石油工业出版社，109—116页。
- 〔4〕刘德汉等，1985，苏桥地区残殖煤的发现——兼论煤成气、煤成油的判别和我国煤成油的前景，地球化学，第4期。
- 〔5〕戴金星等，1986，煤成气的鉴别标志，煤成气地质研究，石油工业出版社。
- 〔6〕Schoell, M., 1983, Generic characterization of natural gases, AAPG, V.67, N.12.

1) 华北石油管理局勘探开发研究院，冀中地区煤成气（油）及资源评价，1985年，12月。

AN APPROACH ON GASES DERIVED FROM COAL MEASURES IN JIZHONG DEPRESSION

---- A Discussion with Mr. Wang Xueping et al

Dai Jingxing

(Research Institute of Petroleum Exploration and
Development, Ministry of Petroleum Industry)

Abstract

According to the $\delta^{13}\text{C}$ values of methane, the gases in Jizhong Depression can be divided into three groups as follows, -55‰ for shallow biogenetic gas, -53.5‰ - -40.4‰ for the gas derived from oil, and -39.6‰ - -33.9‰ for the gas derived from coal measures. The $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ values of coal measure gas are similar to those of oil-derived gas and they may be formed in the late stage of gas generation. The coal measure gas in the depression mainly formed by secondary gas generation as the depression resubided in Tertiary time.

It is evident that 99.3 percent of the presently proved gas reserves is discovered at Permo-Carboniferous buried hills, and Ordovician buried hills with Permo-Carboniferous cover while only 0.7 percent of the proved gas reserves is discovered in Tertiary systems.