

吐鲁番—哈密盆地台北凹天然气的 地球化学特征及其来源

龙道江 燕烈灿

(吐哈石油勘探指挥部, 新疆鄯善, 838202)

杜建国

(中国科学院兰州地质研究所气体国家重点室, 兰州, 730000)

摘要 本文在论述新疆维吾尔自治区东部吐鲁番—哈密盆地台北凹陷天然气地质与地球化学特征的基础上, 讨论了天然气的来源。对采自吐哈盆地十余个天然气样进行了气体组分和碳、氢、氮同位素分析。天然气甲烷含量为 60.85~84.40%, 干湿指数(C_1/C_2)为 1.57~6.37, 属湿气。甲烷碳氢同位素组成($\delta^{13}C_1, \delta D$)分别为 -43.0~-49.4‰和 -220~-281‰。乙烷的 $\delta^{13}C_2$: -20.1~-34.0‰, δD : -259~-257‰。丙烷的 $\delta^{13}C_3$: -21.3~-26.7‰, δD : -114~-203‰。丁烷的 $\delta^{13}C_4$: -22.2~-28.2‰, δD : -93~-116‰。天然气中氮的同位素组成($^{15}N/^{14}N$)为 $(3.17 \sim 7.01) \times 10^{-4}$ 。目前主要产层属侏罗系, 天然气一般与轻质油同藏, 侏罗系中干酪根类型主要为 III 型, R_o 值为 0.4~1.0%。地质地球化学资料表明台北凹陷天然气与来自侏罗系的轻质油可能不完全同源, 相当一部分天然气也许来自古生界。天然气中的氮为地壳来源的氮。

关键词 吐哈盆地 天然气 同位素地球化学

第一作者简介 龙道江 男 33岁 高级工程师 石油与天然气地质

天然气是一种易开采的矿产, 可用作化工和能源原料。由于社会发展对天然气的需求量日益增大, 因此对天然气的研究愈来愈深入广泛。同位素地球化学方法已成功地运用于研究天然气形成、演化, 追溯气源岩等方面 (Schoell, 1983; Berner 和 Faber, 1988; 杜建国和徐永昌, 1989; 徐永昌等, 1993)。1983 年以来吐哈盆地勘探取得显赫成效, 但在天然气的成因类型、来源等方面尚存争议。本文的目的是讨论该区天然的地球化学特征及其来源。

1 地质背景

吐哈盆地位于新疆境内, 北面由西向东与喀拉成山、巴里坤山、哈尔里克山接壤, 南与觉罗塔克山和南湖戈壁毗邻; 呈东西长 (600km), 南北窄 (10~130km) 的长条形, 面积约 $4.86 \times 10^4 km^2$ 。在地质构造上分为东西两大拗陷和中部隆起三部分: 东部哈密拗陷, 中部噶墩隆起和西部吐鲁番拗陷。台北凹陷属于吐鲁番拗陷的次级构造单元。凹陷内具有良好的成烃地质条件。台北凹陷已发现了三套主力生烃岩系, 即上二迭统 (P_1), 下侏罗统八道湾组 (J_{1b}) 和中侏罗统七克台组 (J_{2q})。有机母质以 III 型干酪根为主, 含有 35% 以上的无定形显微组分, H/C 原子比值为 0.7~1.1。主要储集层为中侏罗统西山窑组 (J_{2x})、三间房组 (J_{2s})、七克台组 (J_{2q}) 和三

迭系克拉玛依组(T_2 jk)。台北凹陷内已发现了四套生储盖组合(图1)。

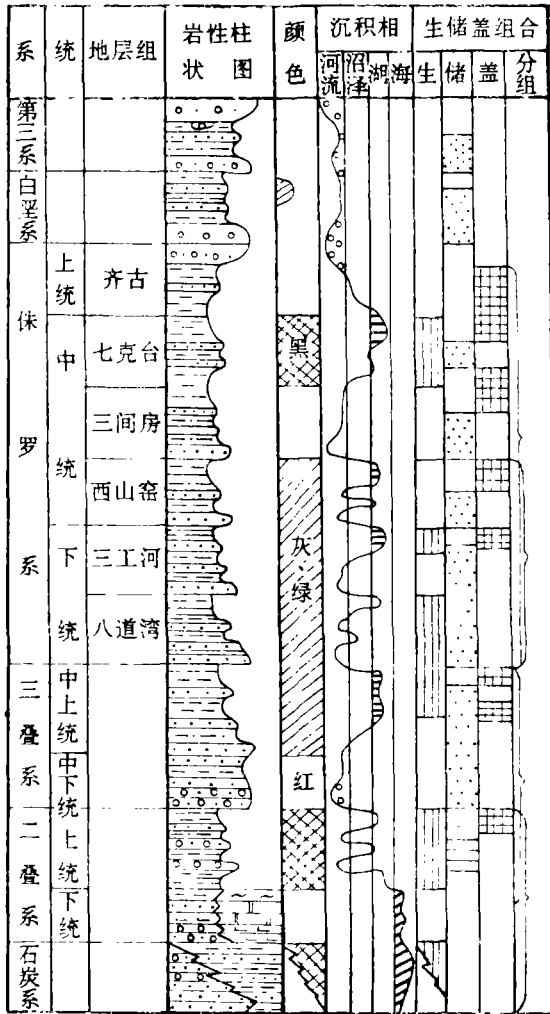


图1 吐哈盆地生储盖组合分布图(据赵文智等,1991 改编)

Fig. 1 Profile of Terliary-Carboniferous in Tu-Ha Basin

的断块构造之间,油气藏中油/气值有明显变化趋势,自凹陷西部向东部不同断块内油/气值变小。气体组分特征标征着台北凹陷天然气为湿气。

台北凹陷天然气甲烷、乙烷、丙烷和丁烷的碳、氢同位组成的分布范围分别为: $-43.0\% > \delta^{13}C_1 > -50.0\%$, $-220\% > \delta D_{C_1} > -281\%$; $-20.2\% > \delta^{13}C_2 > -34.0\%$, $-259\% > \delta D_{C_2} > -257\%$; $-21.0\% > \delta^{13}C_3 > -270\%$, $-114\% > \delta D_{C_3} > -203\%$; $-22.0\% > \delta^{13}C_4 > -29.0\%$, $-93\% > \delta D_{C_4} > -116\%$ 。乙烷与甲烷的碳同位素组成差值分布范围较大, $\Delta^{13}C_{2-1}$ 在 $14.3\% \sim$

2 样品采集与分析

气体样品的采集是将两头带阀的金属瓶用金属管线连接在油气井口,用天然气将样品瓶冲洗干净,然后关闭两头阀门取样。用金属瓶取样的优点是(1)避免样品污染,(2)可取高压气样,样品瓶体积小,(3)样品保存时间长。

天然气样是在中国科学院兰州地质研究所分析的。气体组分用日本津岛 GC-7A 型色谱仪测定。碳同位素组成 ($\delta^{13}C$) 和氢同位素组成 (δD) 用 MAT-251 型质谱计测定,分析误差分别为 $\pm 0.3\%$ 和 $\pm 3\%$ 。 $^3He/^4He$ 值用 VG-5400 型质谱计测定,分析误差为 $\pm 1.0\%$ 。吐哈盆地天然气样分析结果列入表 1、表 2。

3 讨论

3.1 天然气地球化学特征

吐哈盆地台北凹陷天然气样采自中侏罗统的含油气层,其埋藏深度约在 1840~3100m 的范围内,储层为陆相砂岩。台北凹陷天然气气体组分以烃类气体为主,非烃气体含量很低。烃类气体组分中甲烷(C_1)含量变化范围为 60.85~84.40%。气体组分相对含量与储层埋藏深度无关,在水平方向上也无明显变化。但是,在凹陷内不同

23.4%的范围内。丙烷与乙烷的碳同位素组成相差不大, $\Delta^{13}C_{3-2}$ 分布于 1.2‰~7.3‰的范围内。烃类气体组分的碳同位素组成在不同层位、不同断块之间无明显差异(表2)。天然气中氢的同位素组成($^3\text{He}/^4\text{He}$ 值)落在 3.17×10^{-8} 至 7.01×10^{-8} 的区间内。并且 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 值在空间上无显著变化。天然气的这些地球化学特征与天然气的来源有密切关系。

表1 吐哈盆地台北凹陷天然气组分

Table 1 The hydrocarbon components of natural gas in Tabei seg of THB

井号	深度 (m)	储层 时代	气 体 组 分 (%)							C_1/C_{2+}	iC_4/nC_4	C_{2+}
			C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5			
W-1	2627	J _{2s}	83.09	5.65	4.94	1.34	1.11			6.37	1.21	13.04
W-1	2341	J _{2s}	84.40	9.65	3.52	0.84	1.08	0.11	0.31	5.44	0.78	15.51
W-1	2843	J _{2x}	82.69	9.97	4.34	1.44	1.03	0.36	0.17	4.78	1.44	17.31
L-4	2300	J _{2s}	74.40	12.74	8.31	1.66	1.99	0.44	0.46	2.91	0.83	25.6
L-5	2822 -2947	J ₁	60.85	14.84	12.91	4.25	3.95	1.21	1.56	1.57	1.08	38.76
L-25	2737	J _{2s}	71.80	9.51	8.10	4.41	3.35	2.21	1.62	2.46	1.32	29.20
TC-1		J _{2s}	73.08	9.82	6.04	4.18		1.47		3.40		21.51
S13-15	3086	J _{2s}	83.50	7.98	3.93	1.10	0.54	0.15	0.08	6.06	2.04	13.78
Qd-3	3105	J _{2s}	82.53	8.00	5.78	2.66	1.68	1.16	1.03	1.58	1.58	20.31
K-7	1845	J _{2x}	78.55	4.65	4.62	3.14	2.81	1.50	0.86	4.47	1.12	17.58

表2 吐哈盆地台北凹陷气的碳、氢和氦同位素组成

Table 2 Isotopic composition of carbon, hydrogen and helium in natural gases in Tabei seg of THB

井号	深度 (m)	储层 时代	$\delta^{13}C$ (‰, PDB)				δD (‰, SMOW)				$^3\text{He}/^4\text{He}$ ($\times 10^{-8}$)	$\Delta^{13}C_{2-1}$	$\Delta^{13}C_{3-2}$
			C_1	C_2	C_3	C_4	C_1	C_2	C_3	C_4			
W-1	2627	J _{2s}	-43.0	-28.7	-24.7	-23.9	-265	-249	-203	-166	3.17	14.3	4.0
W-1	2341	J _{2s}	-44.8	-27.6	-23.5	-23.7	-240	-180	-114	-93		17.2	4.1
W-1	2843	J _{2x}	-43.4	-28.8	-24.7	-24.2	-271	-248	-194	-173	5.32	14.6	4.1
L-2	2726	J _{2s}	-49.4	-30.5	-26.6	-28.2	-268	-178	-116	-102		18.9	3.9
L-2	2758	J _{2s}	-45.2	-30.2	-25.7	-281		-197	-157	3.57	15.0	4.5	
L-4	2227	J _{2s}	-48.9	-34.0	-26.7	-26.6	-276	-257	-203	-145		14.9	7.3
L-25	2737	J _{2s}	-43.1	-26.6	-23.6		-229	-202	-168		5.32	16.5	3.0
TC-1		J _{2s}	-44.8	-29.1	-22.1	-23.6	-242	-159	-155	-152		15.7	7.0
S13-15	3086	J _{2s}	-40.7	-26.2	-22.9		-220	-190	-161		4.30	14.5	3.3
Qd-3	3409	J _{2s}	-44.5		-23.8	-22.2	-247		-172	-151	3.57		
K-7	1845	J _{2x}	-43.5	-20.1	-21.3		-229	-167			7.01	23.4	-1.2

天然气的成熟度也是其重要特征之一。由于天然气的碳同位素组成随成熟度增高而变重, 所以天然气不同组分的碳同位素能够反映天然气的成熟度。根据大量资料统计得出甲烷、乙烷和丙烷的 $\delta^{13}C$ 值与成熟度(R_o)之间有如下关系(Berner 和 Faber, 1988):

$$\delta^{13}C_1 = 15.4 \log R_o - 41.3 \quad (1)$$

$$\delta^{13}C_2 = 22.6 \log R_o - 32.2 \quad (2)$$

$$\delta^{13}C_3 = 20.9 \log R_o - 29.7 \quad (3)$$

上面3个回归式中两变量间的相关系数分别为0.969、0.915和0.908。根据(1)式计算的 R_c 值为0.3~1.09,利用(2)式计算的 R_c 值为1.19~3.43;利用(3)式计算的 R_c 值为1.39~2.52。显然,利用乙烷和丙烷碳同位素组成估算的 R_c 值相差较小,而二者与用甲烷碳同位素组成估算的 R_c 值相差甚大。这种差异可能与气体成因类型或来源有关。

3.2 天然气的来源

根据天然气的组成及碳、氢同位素组成来判断天然气的成因和成因类型已有许多图解模式,例如, $\delta^{13}C_1-\delta D$ 图解、 $\delta^{13}C_1-C_{2+}$ 图解、 $\delta^{13}C_1-C_1/(C_2+C_3)$ 图解、 $\delta^{13}C_1-\delta^{13}C_2$ 图解、 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 图解、 $\delta^{13}C_1-C_2/C_3$ 图解、 $\delta^{13}C_1-R_c$ 图解等(Stahl, 1977; Shoell, 1983; Berner 和 Faber, 1988; 沈平等, 1991)。这些模式已成功地用于世界各地判识天然气成熟度,成因类型和来源等方面。因此,我们可以利用这些模式来判识吐哈盆地天然气的成因类型和来源。将表2中 $\delta^{13}C_1$ 、 δD 数据投到 $\delta^{13}C_1-\delta D$ 图解中,几乎全部点都落在成烃早期与石油伴生的天然气分布区内。在 $\delta^{13}C_1-C_{2+}$ 图解中吐哈盆地天然气落在源于腐泥型有机母质热解成因的天然气区附近。根据 $\delta^{13}C_1-C_1/(C_2+C_3)$ 图解判断,吐哈盆地天然气属热解成因天然气。在 $\delta^{13}C_1-\delta^{13}C_2$ 和 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 图解中吐哈盆地的天然气落入源于腐泥型有机母质成熟度较高($R_c=1.2\sim 1.8$)的热解成因天然气区。因此,可以判断研究区天然气的成因类型属热解成因的天然气,天然气的主要来源可能为Ⅰ型有机母质。

从地质资料来分析吐哈盆地天然气来源,吐哈盆地为一聚煤盆地,侏罗系西山窑组,八道湾组有大量煤层,煤层中的干酪根为Ⅲ型,侏罗系三间房组、山窑组和三迭纪泥岩中的干酪根也以Ⅲ型干酪根为主。侏罗系八道湾组和上二迭世泥岩中的干酪根为Ⅰ型。因此,可以推断台北凹陷和天然气为主要来自上古生代的泥岩。但是,台北凹陷的天然气又多数与石油同藏,油气储层是在煤系地层中,而且石油被认为是来自侏罗系煤系地层中成熟度较低($R_c=0.4\sim 1.0\%$)的Ⅲ型干酪根(程克明,个人学术交流)。如何解释这一现象呢?这种与石油同藏的天然气可能并非主要是与石油伴生的,而是石油与天然气不同源。这个推断除上述地球化学证据之外,还可以从油气藏纵向分布上得到佐证,吐哈盆地台北凹陷油层和油气层下面常见气层或以气为主的油气层,常见“上油下气”现象。总之,现有天然气地球化学资料表明吐哈盆地台北凹陷天然气为成熟阶段热解成因的天然气,可能主要源于侏罗系下伏的上古生界。但是,这尚需进一步钻探资料证实。

天然气中氦的来源一般认为主要有二个,即地壳中以放射性成因氦为主的氦气和地幔来源的氦气(Du 和 Liu, 1991; Du, 1992)。大气圈中的氦是地球固体圈层的氦经脱气的产物。台北凹陷天然气中氦的同位素组成(表2)比地幔来源氦的同位素组成(1×10^5)更富 4He ,接近于地壳中的氦的同位素组成(2×10^{-8})。因此,可以认为台北凹陷天然气中的氦来源于地壳,以放射性成因氦为主。

参 考 文 献

- 沈平等, 1991, 气源岩和天然气地球化学特征及成气机理研究, 兰州: 甘肃科学技术出版社。
 杜建国和徐永昌, 1990, 三水盆地烃类天然气同位素特征及其成因, 石油与天然气地质, 11卷3期, 298—303页。
 赵文智、李伟、燕烈灿, 1991, 吐鲁番—哈密盆地油气藏类型, 特征与油气分布规律初探, 石油与天然气地质, 12卷4期, 351—362页。
 Berper U. & Faber E., 1988, Maturity related mixing model for methane, ethane propane, based on carbon isotopes. *Org. Geochem.* V. 13, N. 1—3, p. 67—72.

- Du Jianguo & Liu Wenhui, 1991. Isotopic geochemistry of nonhydrocarbons in natural gas from Sanshui Basin Guangdong province. *Chinese J. Geochem.*, V. 10, N. 4, p. 318-325.
- Du J., 1992. $^3\text{He}/^4\text{He}$ ratios and heat flow in the continental rift-valley, Eastern China, *Chinese J. Geochem.*, V. 11, N. 3, p. 237-243.
- Shoell M., 1983. Genetic characterization of natural gases. *AAPG Bull.* V. 67, N. 12, p. 2225-2238.
- Stahl W., 1977. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration. *Chem. Geol.*, V. 20, p. 121-149.

Origin and Characteristics of Natural Gas in Taibei Seg of Turpan—Hami Basin

Long Daojiang Yan Liecan

(Turpan—Hami Bureau of Oil exploration and Development,
Sansan County 838202, Xinjiang Uygur Autoomous Region, P. R. China)

Du Jianguo

(Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, P. R. China)

Abstract

Origin of gaseous hydrocarbon is discussed on the basis of geochemical characteristics of natural gas in Taibei depression of the Turpan—Hami Basin, Northwestern China. More than 10 gas samples were collected from the production wells. Molecular composition and carbon, hydrogen and helium isotope composition of natural gas were analyzed. The gases contain 60.85-84.40% methane and 13.04-38.76% heavy hydrocarbons (C_{2+}). Values of wetness (C_1/C_{2+}) are between 1.57 to 6.37. The gases are isotopically characterized by $\delta^{13}C_1 = -43.0 \sim -49.4\%$, $\delta D_{C_1} = -220 \sim -271\%$, $\delta^{13}C_2 = -20.1 \sim -34.0\%$, $\delta D_{C_2} = -259 \sim -257\%$, $\delta^{13}C_3 = -21.3 \sim -26.7\%$, $\delta D_{C_3} = -114 \sim -203\%$, $\delta^{13}C_4 = -22.2 \sim -28.2\%$, $\delta D_{C_4} = -93 \sim -116\%$, and $^3\text{He}/^4\text{He} = (3.17 \sim 7.01) \times 10^{-6}$. Estimated maturity of natural gas is different from that of Jurassic sediment organic matter. Based on the carbon isotope composition of methane, ethane and propane, values of vitrinite reflectance (R_o) are calculated. The data indicate that natural gas in Taibei depression of the Turpan—Hami Basin is wet gas, and belongs to thermocatalytical natural gas, that the gases may be generated in different stages, which causes the gases have larger $\Delta^{13}C_{2-1}$ values, and that the gases may be partially derived from Jurassic System, and partially from Pre-jurassic strata.