

吐-哈盆地天然气成因类型探讨

曾凡刚 吴朝东
(北京大学地质系, 北京 100871)

苏传国
(吐哈石油勘探开发会战指挥部, 新疆哈密 839000)

吐-哈盆地的天然气依据成因可划分为油型气、煤型气、混源气和生物改造气 4 种类型。油型气主要产于托克逊凹陷及哈密凹陷, 具有 $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$ 值高、 $\delta^{13}\text{C}_2 < -2.88\text{‰}$ 和演化程度较高等特征; 煤型气主要富集于台北凹陷(鄯善油田、巴喀油田例外), 具 $\delta^{13}\text{C}_1$ 低、重烃气碳同位素重、 $\delta^{13}\text{C}_2 > -2.88\text{‰}$ 等特征; 混源气仅分布于鄯善油田及丘陵油田东块, 具 $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_4$ 的碳同位素“倒转”分布特征; 生物改造气仅见于巴喀油田及丘陵油田陵 4 井区, 具有密度小、干燥系数大、 $i\text{C}_4/n\text{C}_4$ 及 C_2/C_3 值高、 $\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 等特点。

关键词 吐-哈盆地 天然气 碳同位素 成因
第一作者简介 曾凡刚 男 32 岁 博士后 地球化学

近年来, 在吐-哈盆地发现了许多油气田, 所产天然气多为溶解气和凝析气, 具有多种成因类型, 本文拟从天然气地球化学特征分析入手, 探讨这一问题, 以起抛砖引玉之用。

1 划分依据

不同类型天然气的同位素组成具有较大差异, 源岩母质类型和热演化程度为其主要影响因素。 $\delta^{13}\text{C}_1$ 在生烃过程中, 随热演化的变化较为明显, 能较好地反映源岩的演化程度; 而乙烷、丙烷的碳同位素值与 R_o 的回归方程斜率较小, 尽管也受热演化程度的影响, 但主要反映源岩的母质类型。因此, 二者结合可较好的判断天然气的成因类型, $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$ 差值越大, 表明天然气的母质类型越接近腐泥型, 其成因类型越接近油型气, 反之, 母质类型越接近腐殖型, 成因类型越接近煤型气。生物气因有细菌的作用, 使得碳同位素分布

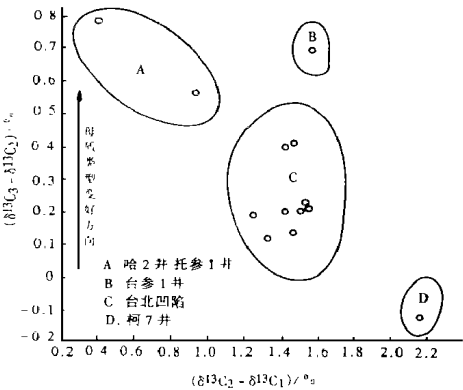


图 1 吐-哈盆地天然气 $\Delta^{13}\text{C}_{3-2} - \Delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 关系图

具“倒转”现象($\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$)。依据上述原理, 吐-哈盆地的天然气可分为 4 种成因类型(图 1)。

2 类型及分布

2.1 油型气

油型气分布于托克逊凹陷及哈密凹陷。托参1井及哈2井的天然气 $\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_1$ 值较低(0.42‰~0.94‰), $\delta^{13}\text{C}_3-\delta^{13}\text{C}_2$ 值较高(0.56‰~0.78‰),且 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值均小于-2.88‰。

2.2 煤型气

煤型气主要分布于台北凹陷(鄯善油田、巴喀油田的个别井例外),所产天然气的 $\delta^{13}\text{C}_3-\delta^{13}\text{C}_2$ 值较低(0.09‰~0.41‰), $\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_1$ 值较高(1.25‰~1.58‰),且 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值均大于-2.88‰。

2.3 混源气

混源气的范围极其广泛,有无机气与有机气的混合,有机气中亦有同源不同期、同期不同源及既不同期也非同源气的混合。因此,混源气的分类极其复杂。本文仅以鄯善油田台参1井所产天然气为代表来探讨混源气。

台北凹陷鄯善油田台参1井所产的天然气中, $\delta^{13}\text{C}_3-\delta^{13}\text{C}_2$ 值为0.693‰, $\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_1$ 值为1.573‰, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值为-2.907‰,轻于台北凹陷的煤型气,而略重于托克逊及哈密凹陷的油型气。且台参1井及鄯13~15井均出现了 $\delta^{13}\text{C}_1<\delta^{13}\text{C}_2<\delta^{13}\text{C}_3>\delta^{13}\text{C}_4$ 的“倒转”现象(表1)。组分碳同位素“倒转”大致有以下几种原因:(1)有机烷烃气与无机气混合;(2)煤型气、油型气混合;(3)同源不同期气混合;(4)天然气被生物改造;(5)地温增高^[1]。该油田目前尚未发现无机气混入或局部地温增高现象,在组分含量上均表现出 $\text{C}_1>\text{C}_2>\text{C}_3>\text{C}_4$ 的正常变化,即这种“倒转”现象亦并非生物(细菌)作用所致,所以该区组分碳同位素的“倒转”只可能为不同源(煤型和油型)或同源不同期气混合所致。鄯善油田广泛发育有两套不同类型的源岩^[2],即下侏罗统水西沟群为主的煤系源岩和中侏罗统七克台组的油型湖相源岩。因此,鄯善油田个别井的混合气极有可能为上述两类不同源岩生成的天然气的混合,但以水西沟群为主的煤系源岩所产的煤型气占主要成分。

表1 吐-哈盆地鄯善油田组分碳同位素分布 ‰

井号	井深/m	$\delta^{13}\text{C}_1$	$\delta^{13}\text{C}_2$	$\delta^{13}\text{C}_3$	$\delta^{13}\text{C}_4$
台参1井	2 808~3 247.4	-4.48	-2.91	-2.21	-2.36
鄯13-15	3 086.0	-4.19	-2.77	-2.57	-2.61

2.4 生物改造气

巴喀油田及丘陵油田陵4井区(即西块)天然气密度低(0.66~0.85 g/l)、甲烷含量高(85‰~98‰),干燥系数大(0.85~1.0)、 $i\text{C}_4/n\text{C}_4$ 高(一般大于2.4,最高达9.1)、 C_2/C_3 多在4.0~8.0之间并具 $\delta^{13}\text{C}_2>\delta^{13}\text{C}_3$ 的“倒转”分布现象, $^3\text{He}/^4\text{He}$ 亦显示出高值,明显有别于其它油田产出的天然气。与柯7井组分含量及组分碳同位素对比,乙烷、丙烷含量较低(分别为4.65‰、4.62‰),而丁烷含量较高(5.95‰),呈现 $\text{C}_1>\text{C}_2\approx\text{C}_3<\text{C}_4$ 的变化规律,从而表明其经过了一定的细菌改造,为生物改造气。

由于细菌优先氧化连有 ^{12}C 键能较低的分子,致使剩余的甲烷及其同系物富集 ^{13}C ,其碳同位素值变重。又由于菌种的不同,而引起被细菌氧化降解的组分也不同,若存在于甲烷氧化

菌,天然气中甲烷就优先被降解消耗,致使剩余甲烷的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 变重;同样,若存在乙烷氧化菌、丙烷氧化菌,也会使剩余的乙烷、丙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 变重。巴喀油田柯7井所出现的 $\delta^{13}\text{C}_2$, $\delta^{13}\text{C}_3$ 明显偏重, $\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 的“倒转”,可能是乙烷氧化菌(主要)和丙烷氧化菌作用的结果。当然柯7井 $\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 的“倒转”也很有可能是侏罗系和下部前侏罗系混源气的结果。

巴喀油田及丘陵油田陵4井区,受喜山运动后期的强烈作用,断裂发育,是盆地北缘的主要供水区。构造运动,地下水的活动及地表水的渗入,破坏了早期已形成的油气藏,致使油气重新分异发生二次运移、散失和再聚集,从而造成开然气组分中具有较高的 C_2/C_3 、 $i\text{C}_4/n\text{C}_4$ 比值;而地表水中繁殖的微生物,也会沿断裂破碎带进入储集层,对油气藏中的烃类进行改造,破坏了天然气中甲烷及其同系物的原始组分及原始碳同位素组成,造成组分中乙烷、丙烷含量减少,丁烷含量相对增加,乙烷、丙烷的碳同位素变重、并出现 $\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 这种倒转分布现象。

至于本区出现高的 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 比值,作者认为也可能是大气中的氦气溶解于地表水中渗进混入的结果。至于是否有深源气沿深大断裂的混入,尚需更多的资料予以证实。

参 考 文 献

- 1 戴金星,裴锡古,戚厚发,等. 中国天然气地质学,卷1. 北京:石油工业出版社,1990. 65~88
- 2 程克明. 吐哈盆地油气生成. 北京:石油工业出版社,1994. 2~4

GENETIC TYPE OF NATURAL GAS IN TURPAN-HAMI BASIN

Zeng Fangang Wu Chaodong

(Geology Department of Beijing University, Beijing)

Su Chuanguo

(The Command Post of Petroleum Exploration and Development in Turpan-Hami Basin, Hami, Xinjiang)

Abstract

The natural gases in Turpan-Hami Basin can be divided into 4 genetic types: oil-type gas, coal-formed gas, mixture source gas and biological remaking gas. Oil-type gas is mainly distributed in Tuokexun and Hami Sags, and characterized by high $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_2$, high maturity, $\delta^{13}\text{C}_2 < -2.88\text{‰}$; coal-formed gas is enriched in Taipei Sag, and characterized by low $\delta^{13}\text{C}_1$, high $\delta^{13}\text{C}_2$, $\delta^{13}\text{C}_3$ ratios, $\delta^{13}\text{C}_2 > -2.88\text{‰}$ et. al.; mixture source gas is distributed in Taipei Sag, Shanshan Oilfields and eastern Qiuling Oilfields, characterized by $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_4$ “reverse” carbon isotopic; biological remaking gas is distributed only in Baha Oilfields and Ling 4 well area in Qiuling Oilfields in Taipei Sag, and characterized by low density, big dry coefficient, high ratios of $i\text{C}_4/n\text{C}_4$, C_2/C_3 and $^3\text{He}/^4\text{He}$ of, $\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ et. al..