

文章编号: 1000-0550(2000)04-0606-05

塔里木盆地东部地区天然气地球化学特征及成因探讨(之一)^①

陈践发¹ 徐永昌¹ 黄第藩²

1 (中国科学院兰州地质所气体地球化学国家重点实验室 兰州 730000)

2 (石油天然气集团公司勘探开发研究院 北京 100083)

摘要 塔里木盆地是世界上勘探程度较低的大型盆地之一。近年来在该盆地中进行了大规模的油气勘探,发现了一系列的油、气田,其油、气资源量近似1:1,说明在该盆地中天然气资源非常丰富。该盆地已发现的天然气主要分布在塔里木盆地东部地区的塔北隆起、塔中隆起和库车拗陷。天然气主要与凝析油及原油伴生。该盆地天然气组分分析表明,已发现的天然气藏绝大多数烃类气体含量大于65%;非烃气体CO₂含量小于5%,N₂含量小于10%。一些天然气中N₂含量达25%到35%。在塔北隆起油气藏中天然气的干湿指数(C₁/C₂₊比值)具有从东到西降低的趋势,天然气中N₂含量具有从东到西升高的趋势,天然气甲烷的碳同位素组成也具有由东到西变轻的趋势,结合该区的地质背景可知造成这一趋势的主要因素可能是由于该区下古生界烃源岩热演化程度具有东高西低的特征。

关键词 塔里木盆地 天然气 碳同位素

第一作者简介 陈践发 男 研究员 1961年出生 石油、天然气地质地球化学 同位素地球化学

中图分类号 P593 TE122.1⁺1 **文献标识码** A

1 引言

塔里木盆地位于我国的西北部(图1所示),是世界上勘探程度较低的大型盆地之一,面积56万km²。塔里木盆地北缘为天山山脉,南缘为昆仑山和阿尔金山脉。盆地中发育着从震旦纪到第四纪沉积层,最大厚度为15 000 m,据初步估算盆地内油气资源非常丰富,其油、气资源总量超过8万亿m³。

自1951年以来,塔里木盆地已有40多年的勘探历史,1984年以前仅在北部和西南缘发现了两个中小型油气藏。近年来进行的大规模油气勘探,发现了一系列的油气藏,其中已发现的油气资源中油气比约为1:1,这说明在该地区天然气资源非常重要。已发现的天然气藏主要分布于塔里木东部的塔北隆起、塔中隆起和库车拗陷,其储层时代为震旦纪、寒武、奥陶、石炭、三叠、侏罗和第三纪。其中,主要分布于奥陶、石炭和第三系。天然气主要为凝析油伴生气和油田伴生气。该文的主要目的:1)论述该区天然气的地球化学特征;2)探讨天然气的成因及来源。

2 盆地石油地质背景

2.1 基本地质特征

塔里木盆地是在前震旦系陆壳基底上发育起来的

大型克拉通盆地,基底为前元古代变质岩。在基底上发育震旦纪—古生代海相地层和中新生代陆相地层。盆地基本构造格架为三隆四拗^[1,2](图1)。四个拗陷为库车、北部、西南、东南拗陷。三个隆起包括塔北隆起、塔中(中部隆)和塔南隆起(南部)隆起。

塔里木盆地中巨厚沉积岩依其沉积特征、构造演

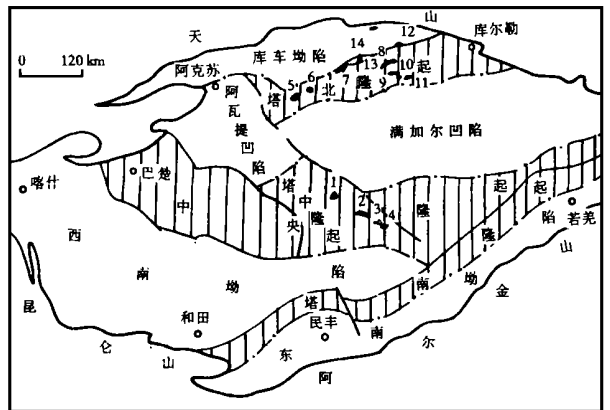


图1 塔里木盆地主要构造单元图

- 1. 塔中10; 2. 塔中4; 3. 塔中6; 4. 塔中1;
 - 5. 英买2; 6. 英买1; 7. 东河塘; 8. 轮南; 9. 桑塔木;
 - 10. 解放渠; 11. 吉拉克; 12. 提尔根; 13. 亚克拉; 14. 依奇克里克
- Fig. 1 Main tectonic elements of Tarim basin

① 该研究成果获国家“973”项目61999043306课题经费支持

化史和热演化程度可分为震旦系一下古生界构造层、上古生界构造层和中、新生界构造层^[1]。震旦系一下古生界构造层除南部隆起和东南拗陷以外在盆地内广泛分布,最大厚度达约9 500 m。该构造层除志留系和中一上奥陶统的部分沉积为海相碎屑沉积外,其它均为海相碳酸盐岩。震旦系一下古生界构造层经历了多次构造活动,且大部分地区都达到了过成熟热演化阶段,特别是拗陷地区。

上古生界构造层在盆地内除南部隆起、东南拗陷和塔北隆起的高部位没有分布以外其它地区均有分布。该构造层的最大厚度约4 500 m,上古生界构造层除石炭系为碳酸盐岩和局部地区发育膏岩层外,主要为碎屑岩。在下二叠统有较厚的且广泛的火成岩分布。该套地层主要处于成熟到高成熟阶段。

中、新生界构造层,该构造层分布于整个盆地,该构造层具有两个沉积中心,一个是库车拗陷,另一个是西南拗陷。在沉积中心该套地层最大厚度达11 000 m,除在西南拗陷局部地区分布有上第三系海相碳酸盐岩以外,其余均为陆相碎屑沉积。

2.2 烃源岩特征

依据地质、地球化学特征塔里木盆地存在三套可能的烃源岩,它们分别是震旦—奥陶系海相源岩,石炭—二叠系海相到海陆过渡相源岩和三叠—侏罗系陆相源岩^[3-5]。震旦—奥陶系海相源岩除东南拗陷和南部隆起外均有分布。在盆地东部的源岩主要由碳酸盐岩和碎屑岩组成,盆地西部主要为碳酸盐岩。总有机碳含量(TOC)在泥岩中为0.92%~3.4%,在碳酸盐岩中为0.2%~1.65%。有机母质类型为腐泥质。在盆地大部分地区该套烃源岩处于高成熟—过成熟阶段^[5]。

石炭—二叠系烃源岩,主要为海相—海陆交互相碳酸盐岩和碎屑岩,烃源岩的TOC相对较高,暗色泥岩的TOC分布范围为0.6%~5.0%,碳酸盐岩中为0.47%~4.0%。有机质类型主要为混合型,在盆地的大部分地区有机质处于成熟阶段,其 R_o 为0.7%~1.1%。

三叠—侏罗系陆相烃源岩,主要为一套湖相到湖沼相沉积,主要分布于库车、北部、东南和西南拗陷、三叠系源岩平均TOC含量为2.1%,侏罗系烃源岩平均TOC为1.8%,该套烃源岩的有机质主要为腐殖型。其热演化程度大都在未成熟—成熟阶段。拗陷中心的烃源岩 R_o 可能大1.0%。

3 天然气组分、同位素特征及其来源探讨

天然气的组分和同位素特征是研究天然气成因、

来源和进行气—气源对比等非常重要的地球化学指标之一^[6-10]。产生于煤系烃源岩的天然气,其甲烷相对产生于混合型有机质的天然气要明显富集 ^{13}C ^[11, 12];天然气中甲烷随着源岩的热演化程度增加而逐步富集重碳同位素^[6, 13-16]。甲烷的氢同位素组成也随着其源岩热演化程度的增高而变重^[12, 17]。近年来的研究表明天然气中重烃(C_2-C_4)碳同位素组成特征在探讨天然气的来源方面极为有用^[15, 17-20]。

在本次研究中对采自塔里木盆地东部地区解放渠(JFQ)、吉拉克(JLK)、桑塔木(STM)、轮南(LN)、雅克拉(YKL)、东河塘(DHT)、塔中(TZ)、英买力(YML)、提尔根(TRG)和依奇克里克(YQK)等油气藏的天然气组分,及其碳、氢同位素进行了分析。

3.1 天然气的组成特征

天然气组分通常可分为烃类组分和非烃类组分,烃类组分主要为甲烷、乙烷及乙烷以上的重烃组分。天然气中通常均含有一定量的非烃组分,但常见的有 CO_2 、 N_2 、 H_2S 、 H_2 、He、Ar、Ne等。由于天然气成因、运移和聚集过程的差异性,其组分也具有一定的差异。塔里木盆地天然气特征表明,该盆地已发现的天然气藏绝大多数为烃类气藏,其烃类气体大于65%。在烃类组分中重烃含量从小于1%到26%。天然气中非烃组分主要是 N_2 和 CO_2 。在多数油气藏中 CO_2 含量少于5%,即天然气中 CO_2 含量相对较低,这可能是该盆地低的地温场和相对较弱的岩浆活动所致。

塔里木东部地区大多数天然气中 N_2 含量小10%,但一些天然气中 N_2 含量达25%~35%。产自东河塘和雅克拉的天然气 N_2 含量相对较高,如东河4井天然气中 N_2 含量达33.2%;塔中地区天然气中 N_2 含量也相对较高,大部分在10%以上。在塔北隆起区(解放渠、桑塔木、轮南、东河塘、英买力)和塔中地区,显示出由东到西 N_2 含量逐渐增加的趋势(图2)。这可能是由于源岩的成熟度所致。在该区古生界源岩由东到西演化程度逐渐降低^[5],因而造成 N_2 含量的这

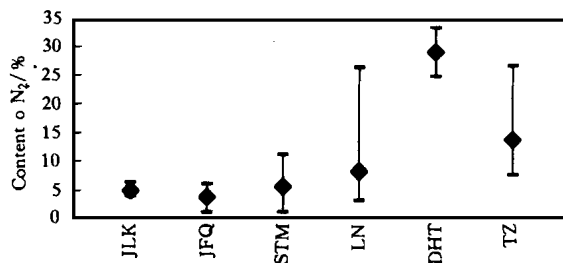


图2 塔北、塔中地区天然气中 N_2 含量分布图

Fig. 2 Variation of N_2 content in natural gas from the eastern part of Tarim basin

一变化趋势。但需要指出的是,即使在同一个地区内不同井之间天然气中 N_2 含量变化也较大。如东河塘地区东河 1 井天然气中 N_2 含量 $< 0.1\%$, 而东河 4 井天然气中 N_2 含量高达 33.21% 。

3.2 天然气组分与源岩成熟度的关系

天然气中甲烷及重烃的相对含量与源岩的热演化程度具有密切的关系。通常 C_1/C_{2+} 比值(干湿指数)表示天然气的干湿程度。天然气的 C_1/C_{2+} 大于 19 (烃类气体中甲烷的相对含量大于 95%)为干气,反之为湿气。该值越高,说明天然气中甲烷含量越大。除生物成因天然气外,干湿指数越大,说明天然气的热演化程度就越高。天然气的干湿指数表明在塔里木盆地东部地区存在一些干气(即 C_1/C_{2+} 大于 19)。这说明该盆地的部分天然气可能来源于高成熟或过熟烃源岩。塔北和塔中地区天然气的干湿指数变化如图 3 所示。从图中可以看出从东到西干湿指数呈明显降低的趋势。这一变化趋势与该区满加尔拗陷古生界烃源热演化程度东高西低的趋势相一致^[5]。这可能表明满加尔拗陷古生界烃源岩的热演化程度制约着该区油气藏中天然气的干湿指数。

通常凝析油气和油田伴生气应为湿气。在塔北

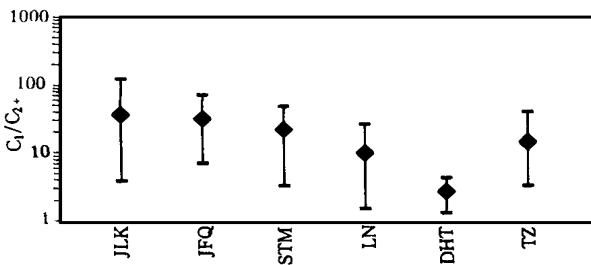


图 3 塔北、塔中地区天然气的 C_1/C_{2+} 变化图

Fig. 3 Variation of C_1/C_{2+} ratios of natural gases from Tabei and Tazhong uplift

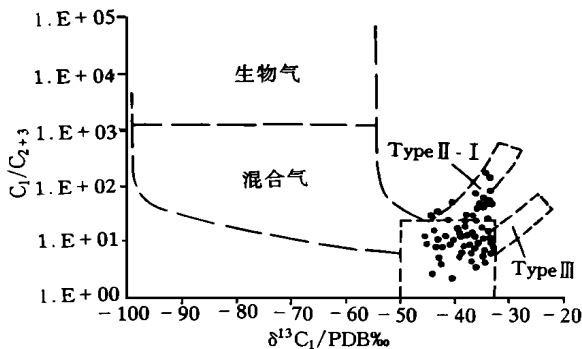


图 4 塔里木盆地天然气的 $\delta^{13}C_1$ 与 C_1/C_{2+3} 关系图

Fig. 4 Plot of $\delta^{13}C_1$ vs. C_1/C_{2+3} of natural gases in the eastern part of Tarim basin

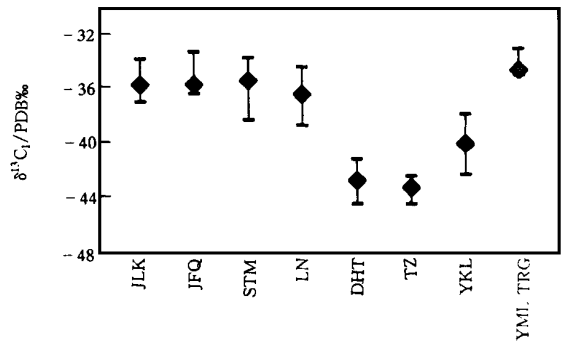


图 5 塔里木盆地东部地区不同油气田天然气 $\delta^{13}C_1$ 变化

Fig. 5 Variation of $\delta^{13}C_1$ ratios of natural gases from the eastern part of Tarim basin

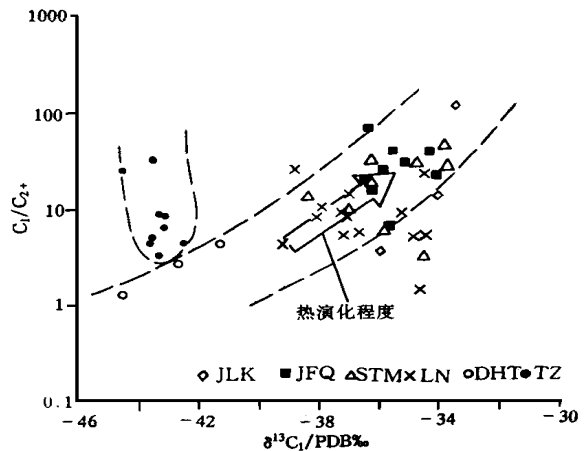


图 6 塔里木盆地塔北、塔中地区 C_1/C_{2+} 与 $\delta^{13}C_1$ 关系图

Fig. 6 Plot of C_1/C_{2+} vs. $\delta^{13}C_1$ of natural gases from the eastern part of Tarim basin

隆起的东部和塔中地区部分凝析油和油田伴生气组分异常偏干,特别是产自吉拉克和桑塔木的凝析油伴生气非常干。这可能说明该区的天然气和与之相伴生的凝析油或原油不是来自同一烃源层,或者他们虽然来自同一烃源层,但天然气是来自更高热演化阶段。结合满加尔拗陷的地质背景可知该区的原油和凝析油应主要来自分布于拗陷边缘或低隆起区的古生界热演化程度较低的烃源岩($R_o < 2.0\%$)。而天然气主要来自埋藏较深的过成熟阶段的古生界烃源岩($R_o > 2.0\%$)。

4 天然气甲烷的碳同位素变化特征

塔里木盆地天然气的成因特征如图 4 所示。从图中可知在该盆地已发现的天然气几乎全属于热解成因的天然气。然而产自盆地不同地区的天然气其组分和同位素具有明显的变化,说明来源具有一定的差异或经历了明显的变化。

图 5 为塔里木盆地东部地区天然气甲烷的 $\delta^{13}C$

值变化趋势图。从图中可以看出甲烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 值在塔北隆起及塔中地区具有从东到西变轻的趋势。这一变化趋势与上述讨论的天然气从东到西由干变湿的变化趋势及满加尔拗陷古生界源岩热演化程度东高西低的分布规律相一致。这说明在该区天然气甲烷的碳同位素组成明显受古生界源岩成熟度的控制。图6为塔北隆起和塔中地区天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 C_1/C_{2+} 比值图。图中可清楚看出塔北隆起的天然气随 C_1/C_{2+} 比值的升高甲烷具有明显的富集重碳同位素的趋势。但塔中地区的天然气没有这种变化趋势, 尽管一些天然气偏干但其甲烷碳同位素组成偏轻, 如塔中401和塔中6井的凝析油伴生的天然气。这可能说明塔中地区的天然气的甲烷和重烃的含量及甲烷的碳同位素组成不只是受源岩热演化程度的控制, 同时也明显受到次生改造作用的影响。

参 考 文 献

- 1 童晓光. 塔里木盆地的地质结构和油气聚集[A]. 见: 童晓光, 梁狄刚主编, 塔里木盆地油气勘探论文集[C]. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 1992. 17~22
- 2 周清杰, 郑建京. 塔里木盆地构造分析[M]. 北京: 科学出版社, 1990
- 3 Graham S A, Brassell S, Carroll A R, Xiao X. Characteristics of selected petroleum source rock, Xinjiang Uygur Autonomous region, Northwest China[J]. AAPG. Bulletin, 1990, 74, 4, 496~512
- 4 梁狄刚, 王会祥. 塔里木盆地的油源问题[A]. 见: 童晓光, 梁狄刚主编, 塔里木盆地油气勘探论文集[C]. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 1992. 321~330
- 5 王社教, 王会祥, 谢增业, 李梅. 塔里木盆地三套生油层成熟演化及成烃期的研究[A]. 见: 童晓光, 梁狄刚主编, 塔里木盆地油气勘探论文集[C]. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 1992. 331~342
- 6 Stahl W. Carbon isotope fractionations in natural gases[J]. Nature 1974, 251(1): 134~135
- 7 Schoell M. Genetic characterization of natural gases[J]. AAPG Bulletin 1983, 67(12): 2 225~2 238.
- 8 Whiticar M. A geochemical perspective of natural gas and atmospheric methane[J]. Org. Geochem., 1990, 16 (1~3): 531~547
- 9 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学, 1992, 22(2): 187~193
- 10 徐永昌等. 天然气成因理论及应用[M]. 北京: 科学出版社, 1994
- 11 Stahl W. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration[J]. Chemical Geology, 1977, 20, 121~149.
- 12 陈践发, 李春园, 应光国, 沈平. 煤型气烃类组分的稳定碳、氢同位素组成研究[J]. 沉积学报 1995, 13(2): 59~69
- 13 Galimov E. Source and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock[J]. Chemical Geology, 1988, 1/3: 77~95
- 14 Fuex A N. The use of stable carbon isotopes in hydrocarbon exploration[J]. J. Geochem. Explor., 1977, 7: 155~188
- 15 James A T. Correlation of natural gas by use of carbon isotopic distribution between hydrocarbon components[J]. Am. Assoc. Geol. Bull., 1983, 67: 1176~1191
- 16 Bemer U, Faber E. Maturity related mixing model for methane, ethane and propane, based on carbon isotopes[J]. Org. Geochem. 1988 13: 67~72
- 17 Schoell M. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins[J]. Geochemical et Cosmochimica Acta 1980, 44: 649~662
- 18 Sundberg K R, Bennett C R. Carbon isotope paleothermometry of natural gas[A]. In: Bjoroy M, Albrecht P, Cornford C. et al., eds. Advances in organic geochemistry—1981[C]. Chichester, England, John Wiley and Son, 1983. 769~774
- 19 Faber E. Zur Isotopengeochemie gasförmiger Kohlenwasserstoffe[J]. Erdöl, Kohle, 1987, 103: 210~218
- 20 Jenden P D, Drazan D J, Kaplan I R. Mixing of thermogenic natural gases in Northern Appalachian basin[J]. Am. Assoc. Geol. Bull. 1993, 77: 980~998

Geochemical Characteristics and Origin of Natural Gas in the Eastern Tarim Basin (I)

CHEN Jian-fa¹ XU Yong-chang¹ HUANG Di-fan²

¹ (State Key Laboratory of Gas Geochemistry, Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, P. R. China)

² (Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, P. R. China)

Abstract

Tarim Basin, located in the northwest China, is one of the largest basins in the world, which has not been well explored. In recent years the large scale of petroleum exploration in the basin has led to the discovery of a series of oil and gas fields, with an approximate 1:1 ratio of oil to gas resource. This means that the natural gas resource is very important for the hydrocarbon resource in the Tarim basin. In this basin most of the discovered gases are condensate-associated gas and oil-associated gas. It is show by chemical components analysis that the content of hydrocarbon of the natural gases from this basin is mostly higher than 65%. The content of CO₂ is mostly less than

5%. The content of N_2 is mostly less than 10% and the N_2 in some gases reaches 25% to 35%. The C_1/C_{2+} ratios of gases from Tabei area show a generally decreasing trend from east to west. The content of N_2 in gases shows generally Qincreasing trend from east to west. The carbon isotopic composition of methane becomes gradually lighter from east to west. All these may be responsible to the low palaeozoic source rock, of which maturity is generally becoming lower from east to west.

Key words Tarim basin natural gas source rock chemical components carbon isotopic composition

(Continued from page 579)

Triassic sediments in the western thrust zone should be assigned to the wedge-top sediments, whereas the foreland area in the eastern part recorded progressive deposition in the foreland basin system. The earlier foredeep sediments might have been consumed under the nappe zone in the west rather than cropped out on the surface. (1) Viewed from the horizontal distribution of sedimentary facies, although the strata in the western thrust zone have undergone multiple phases of tectonic deformation, the earlier Triassic sediments are still well preserved. On the other hand, relatively weak tectonic deformation of the strata in the foreland area in the east once occurred, and the early strata were apparently consumed under the thrust zone in the west. (2) The stacking patterns of the sediments indicate that the Middle and Lower Triassic strata in the basin should be ascribed to the typical passive continental marginal sediments, which are overlain unconformably by the Carnian or Norian (Upper Triassic) strata with a depositional break during the Ladinian-Carnian, implying that the Chuxiong foreland basin might originate during the early Carnian. Before this period, the whole basin was once in the passive continental marginal area, where stable carbonate deposits prevailed. (3) The Upper Triassic strata may be divided into four second-order sequences altogether four for the wedge-top sediments in the west, three for the eastern part, and one or two for the margins of the basin. The isochronous surfaces in individual sequences can be regionally correlated. (4) The evidences from structure and texture, composition, palaeocurrent direction and geochemical signature have revealed that the Upper Triassic sediments from the wedge-top sediments in the western nappe zone are characterized by low compositional and textural maturity, and progressively thinned sediment thickness toward the western orogenic zone as the source area. The present-day foreland area in the east only accepted the post-Norian deposits with high compositional and textural maturity. The principal source of detritus lay to the Xikang-Yunnan oldland in the east. During the late Late Triassic, the thrust zone overthrust upon the thick rigid lithospheric crust, giving rise to weak warping and slow subsidence of the basin. For this reason, no typical foredeep sediments are observed.

Key words Chuxiong Mesozoic foreland basin system wedge-top sediment