

新疆某地区古地温地质模式 与生油期推断

周中毅 刘德汉 盛国英

(中国科学院地球化学研究所, 贵阳)

两年前, 新疆石油勘探部门在BZ隆起地区约5000米深处钻出了原油。从地质上判

断, 本区的生油层可能是中、上石炭系。上述事实提出了一个问题, 埋藏深度很大的古生界地层产出了原油, 本区的古地温状况如何?

我们曾将低变质程度的固体沥青与硬褐煤一起置于高压釜内, 进行人工热变质模拟试验, 结果表明, 沥青的反射率也随着温度增高而有规律地升高(图1), 热变沥青的反射率和镜煤反射率一样, 也可以判别生油岩的成熟度。碳酸岩地层中往往镜质体很少, 而常见固体沥青。这些固体沥青中, 与岩石具有共同的热变历史称为热变沥青。热变沥青的反射率对于碳酸岩生油岩成熟度的判断具有实际意义, 也可以用来研究碳酸岩地层的古地温。

近年来国外应用了时间温度指数(TTI)来定量地评价生油岩的成熟过程, 可以推断出在地质历史中的生油时期和深度。

但是“TTI”值的计算必需建立在正确的古地温和古地温梯度基础上。

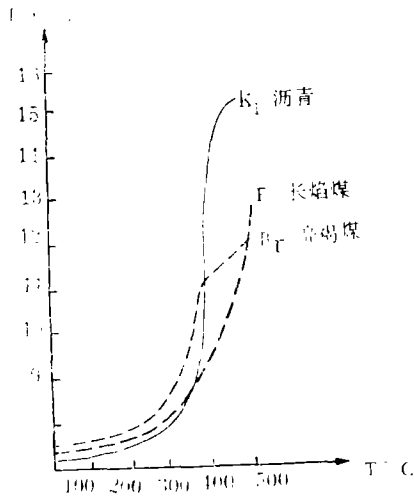


图1 沥青和煤的反射率随热变温度的变化

Figure 1 Changes of reflectivity of bitumen and coal with thermal alteration temperature

一、古地温及古地温梯度的计算

古地温及其梯度的计算是一个正在研究的问题。计算的方法可分两类: 一为以大地热流值、岩石导热率与古地温梯度的函数关系来求古地温梯度¹⁾。另一类是利用地层中的地温计来求得古地温。所用的地温计有多种, 如成岩作用中形成的矿物, 稳定同位素,

1) 汪辑安, 古地温与油气资源预测, 1981.

镜煤反射率, 有机质的自由基浓度等等。已有的研究工作表明, 生油岩中的镜煤反射率是最有效而又简便的方法。它取决于所经受的温度及受热时间, 当受热时间确定后即可求出古地温。

去年我们用镜煤反射率恢复了塔里木盆地西南地区及准噶尔盆地夏子街地区的古地温¹⁾。现在, 以甫参一井3222—3227米处中、下侏罗系的镜煤反射率(0.64)为例, 简述古地温计算方法。

1. 关于受热时间的计算方法问题

受热时间的计算方法有两种。J. Connan(1974)所采用的方法是选择了连续下降至今的盆地, 生油层距今的时间就是受热时间。许多关于生油门槛温度的论述均是采用这一计算方法的。J. Hood(1975)等把目的层达到的最高温度的地质年代与比最高温度低15℃的相应地层的地质年代之差, 定为有效受热时间。例如, 在二亿年前形成的生油层需要在一亿五千万年后才能达到120℃, 在后来的五千万年中该层的最高温度只达到135℃, 且始终不低于120℃, 因而把后来的五千万年算为有效受热时间。严格说来, Hood的有效受热时间应称之为最高温度的受热时间。

2. 古地温计算

甫沙地区中、下侏罗系沉积之后, 下降到2700米以下, 达到不低于其受热最高温度的15℃所经受的时间并不长。因为本区是在中新世(距今25—9百万年)才开始大幅度下沉的, 其最高温度的有效受热时间为15百万年。

利用Hood编制的镜质组反射率和活化能的半对数坐标图式的直线关系, 算出镜质组反射率所反映的活化能。

$$E = 26.7 \log R^* + 22.3$$

以 $R^* = 0.64$ 代入公式, 即得 $E = 17.12$ 千卡。

获得活化能(E)及有效受热时间后, 可在Hood编制的最高温度、有效受热时间、有机质变质程度的关系图上查出最高古地温为87℃左右。

如需推算生油起始温度, 则更宜采用Connan法。我们测试的样品是中侏罗统。考虑到本区上侏罗统缺失及上新世末期的上升和其他一些沉积间断, 本区连续下沉的时间为90百万年。以Connan的生油温度与受热时间的图上可查出其古地温为85℃左右。

以上述两种计算方法可以确定甫参一井3200米处生油岩曾经受的古地温为86℃。

地表常年平均温度约为15℃。古地温梯度可以从下式求得:

$$G(\text{古}) = (86 - 15) \div 32.2 = 2.2 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ 米}$$

新疆石油勘探指挥部从柯克亚地区井下实测地温计算, 现在的地温梯度是1.74℃/100米。

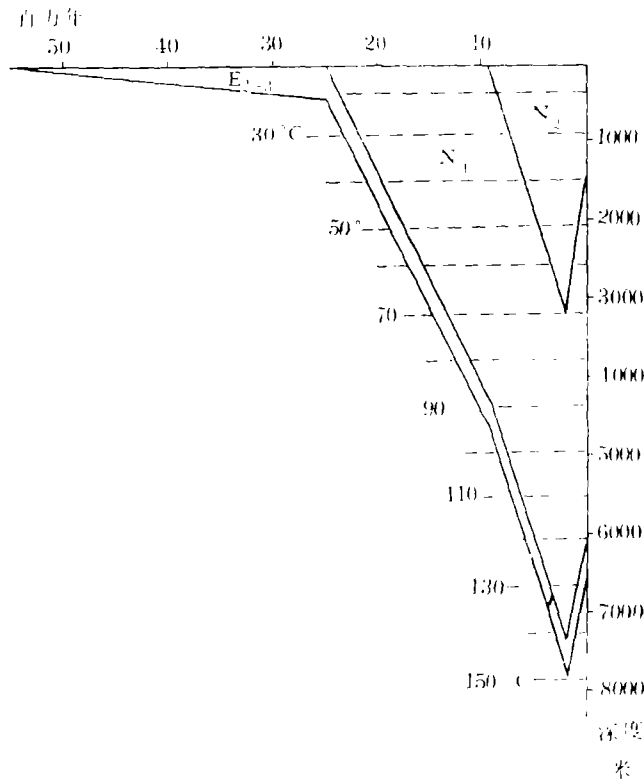
用本区古地温梯度, 结合生油层沉降, 抬升的埋藏历史再造出古地温地质模式之后, 可以计算出更合乎实际的“TTI”值。柯克亚油田之下的老第三系的TTI值的146, 已进入凝析油阶段。从古地温地质模式上可以详细计算出这一目的层是在七百万年之前, 埋藏在5300米左右进入生油阶段(这时TTI值为15), 在二百万年之前埋藏在7000米左右

2) 周中良等, 古地温地质模式及其找油意义—新疆油气盆地古地温的初步研究, 1981。

进入凝析油阶段（这时TTI值为160）。这里的储油构造形成很晚，大约在1.5百万年左右。从生油层的热成熟历史来看，柯克亚油田的油源可能主要是来自老第三系。

3. 正确的古地温梯度对生油期推断的重要性

我们分别试用现今地温梯度（1.74℃/100米）及一般的地温梯度（3.3℃/100米）来推算生油期。图2是用1.74℃/100米再造的地温地质模式。从此模式计算出的生油期是始于四百万年之前，至今仍处于生油高峰（TTI值为65）的前期。图3是用一般地温梯度3.3℃/100米再造的地温地质模式。可见老第三系是在11.5百万年至7百万年这段时间里生油，而在7百万年至4.5百万年之间为生成凝析油的时期，从4.5百万年至今只产干气了。显然，仅用一般地温梯度或现今地温梯度来推算生油期是与实际不符的。

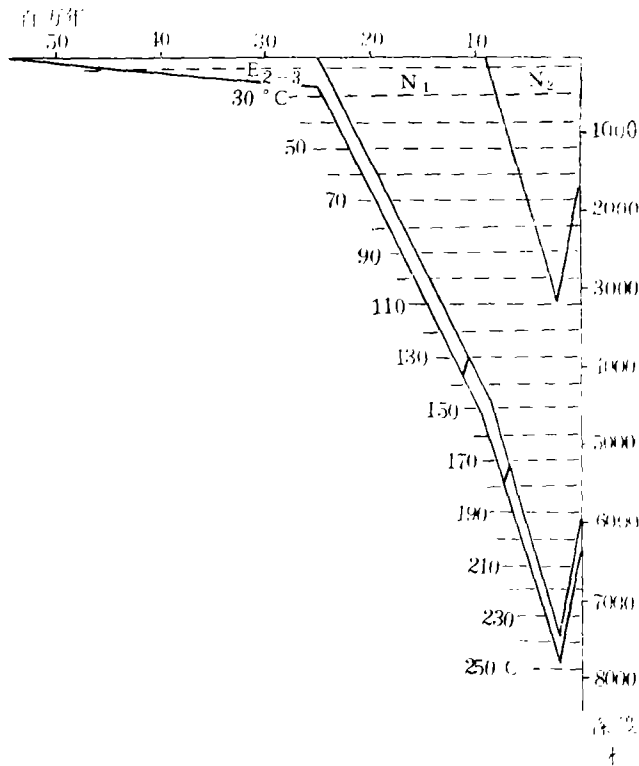


现今地温梯度为1.74℃/100米，4百万年一今为生油期

图2 柯克亚地区下第三系现今地温的地质模式

Figure 2 Geological model of present ground temperature in the lower Tertiary system in she Kekeya area

对夏子街地区古地温的初步计算表明，本区的古地温梯度很高，在中三叠、二叠系的地层中可达5.1℃/100米，地温梯度较高，生油深度较浅，主要生油阶段发生在初次运移之前或同时，则运移的比率大，有利于形成大油田。



地表年平均温度15°C N₂: 剥蚀1500米, 尚存1600米 N₁: 4300米 E₂₋₃: 350米, 假设地温梯度为3.3°C/100米, 则生油期为11.5—7百万年, 生凝析油期为7—4.5百万年, 4.5—今为只产干气时期

图3 柯克亚地区下第三系一般地温的地质模式

Figure 3 Geological model of general ground temperature in the lower Tertiary system in the Kekeya area

二、BZ地区的古地温地质模式

在古生代时期,本地区为典型的地台,接受了浅海沉积。二迭纪末抬升之后,长期隆起,直到中新世早期大约21百万年(N₁²)才开始下沉,二迭纪末期,本区发生了大断裂,此后,有大型基性岩体侵入。从中新世早期至今,断层(正断层)下盘急速下沉,接受了厚达3600米左右的砂砾岩沉积。从本区的地震剖面(图4)可以看出这一发展过程。

在强烈构造活动及火成岩侵入的时期有着很高的古地温。镜质体反射率随热变而增高,而且是一个不可逆过程。我们测定了大断层上、下盘钻井中岩心的镜煤反射率及固体沥青反射率。从镜煤反射率推算古地温,必须首先恢复本地区的沉降、抬升历史。从地震剖面图上测得上二迭系的厚度约为400米,下二迭系约为820米(许多地方已遭受剥蚀)。

VEITO(1979)比较了三种从有机质成熟度(R°)推算古地温与受热时间的方法之后认为,Hood的方法在已知的四十多个油气盆地中获得较为满意的结果,比其它方法

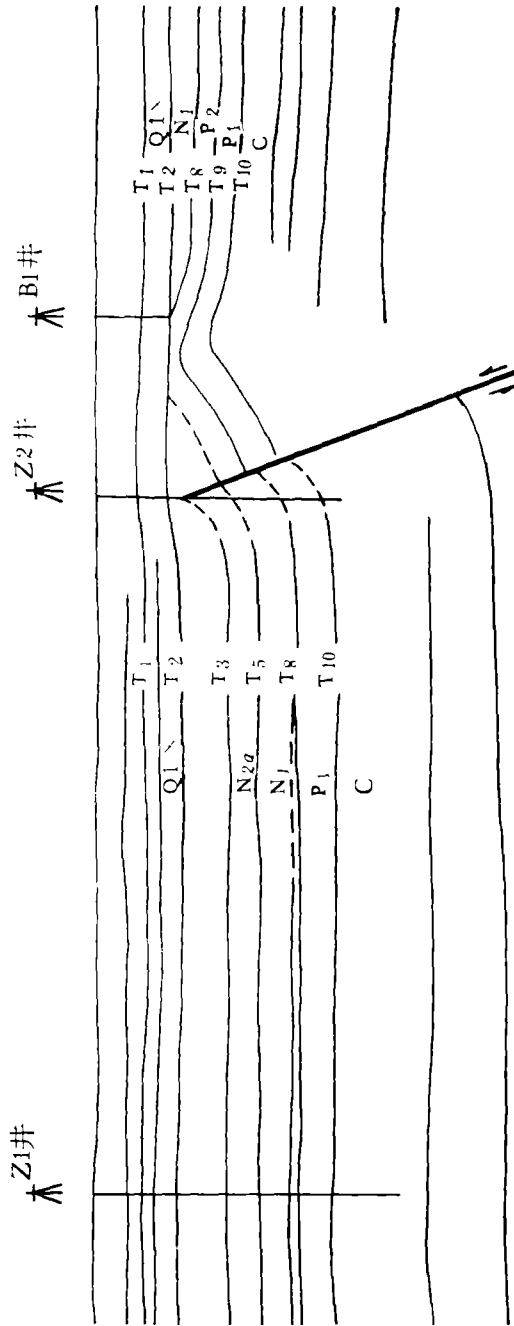


图4 BZ地区地震综合剖面图

Figure 4 Comprehensive profile of the earthquake in the BZ area

更合乎实际。这里中、上石炭统在古生代末期最高温度的受热时间可按下述方法估算。 P_2 顶面向下500米处的地层是 P_1 顶部,这一层位到 P_2 末所代表的时间为30百万年。当这一层位开始沉积时, C_{2-3} 地层已进入最高温度状态(比后来的最高温度不低于 15°C)。这是因为这500米地层若以地温梯度为 $3.0^{\circ}\text{C}/100$ 米计算(据B.P.Tissot的研究,可以采用这一地温梯度),只有 15°C 的地温间隔。从这一层位到 P_2 顶面的沉积时期内, C_{2-3} 的地温不会增高到超过 15°C 。这30百万年就是它最高温度的有效受热时间。B4井2030米处的 C_{2-3} 地层中测得镜煤质反射率为1.20,从公式可算出它的自由能为24.4。在Hood编制的图上可以查出B4井2030米 C_{2-3} 地层在 P_2 末期曾经受的最高地温是 149°C 。

B4井2030米深灰色泥岩在 P_2 末期埋深在1230米处。若以当时地表年平均温度为 15°C 计算,当时的古地温梯度为:

$$(149 - 15) \div 12.3 = 10.9^{\circ}\text{C}/100\text{米}$$

这是一种不正常的高地温。

断层下盘的Z1井3738米处 P_1 灰黑色泥岩中的镜煤反射率为0.96。依照同样方法,估算其古地温为 127°C 。当时此层是埋深在820米左右,古地温梯度也在 10°C 以上。我们把Z1井4750米的石灰岩屑用盐酸酸解之后,将残渣制成光薄片,镜下可见到大量热变沥青。这些沥青中测得的 R° 值平均为0.7, 0.88, 1.80。1.80这组数据算出其古地温为 182°C ,古地温梯度为 $9.6^{\circ}\text{C}/100$ 米。这显然是反常的。在洋底处于拉开的开始阶段的沉积盆地,地温梯度也只达到 $8^{\circ}\text{C}/100$ 米。从本区地质历史分析,它只可能是二迭纪末基性岩侵入体形成时的局部高热所造成。如果考虑到侵入作用的时间不长,有效受热时间很短,则当时的地温梯度更要高些。

Z1井4750米反射率为0.70这组热变沥青是最晚期热变产物。它所经受的热变时间很短。从 N_1^2 以上地层的沉积时期可计算出它所经受的最高地温的有效受热时间为5百万年。它所经受的最高温度为 115°C 。古地温梯度是 $2.1^{\circ}\text{C}/100$ 米。

Z1井4870米处实测的井温为 119°C ,现今地温梯度为 $2.1^{\circ}\text{C}/100$ 米。用沥青反射率推算出的近代地温梯度与实测的现今地温梯度是完全一致的。

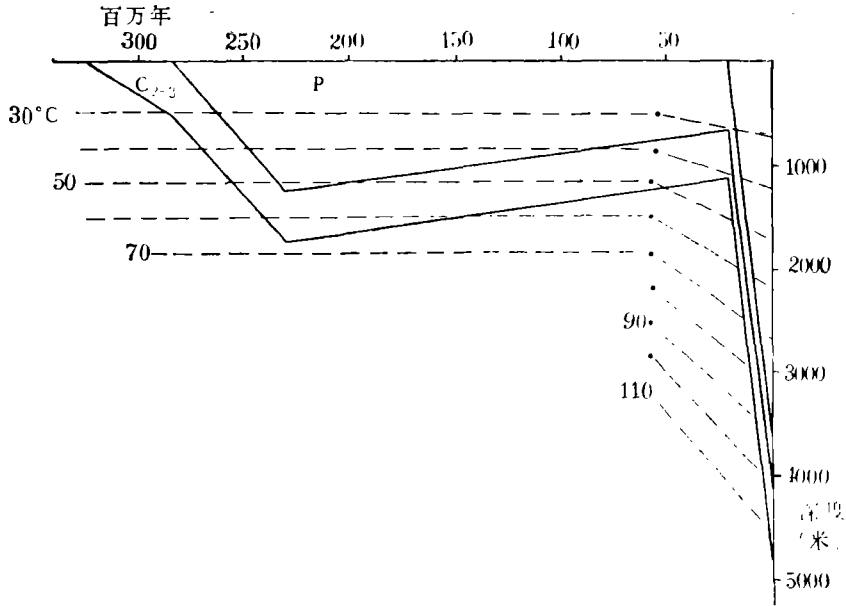
BZ地区目前只在断层附近打了井,古生界地层均受到侵入体的异常热效应,暂时不能取得古生界的古地温数据。塔里木盆地在古生代时期为典型的地台性质。暂取 $3^{\circ}\text{C}/100$ 米为本区古生界的地温梯度。

从本区地层保存状况,再造盆地的沉降,抬升历史之后可编制出古地温地质模式(图5)。据此模式可计算出“TTI”值(表1)。

三、生油期的推断

D.W.Waplees(1980)从世界各油田生油岩成熟作用的研究,列出了TTI值与 R° 及生油阶段的相关关系(表2)。我们的计算结果表明,Z1井4750米下石炭系的TTI值为20左右,相应的 R° 值应为0.70,与实测的数据相符。可见,有了正确的古地温地质模式,可以推算出深埋于盆地之下生油层的成熟度。

Z1井 C_{2-3} 生油层在历史上受到侵入岩的作用,有机质已热变到凝析油阶段。BZ



N₁²+N₂: 3559米 P₂: 原厚400米(已剥蚀) P₁: 原厚820米, 已剥去190米 C₂₋₃: 500米, 古地温梯度取 3℃/100米 现今地温梯度2.1℃/100米, 生油时期: 2百万年-今

图5 BZ隆起中、上石炭系生油层古地温地质模式

Figure 5 Geological model of paleotemperature of source rocks in the BZ area

表1 BZ地区Z1井中、上石炭系TTI值计算表

Table 1 Calculation table of TTI Value in the middle-upper Carboniferous in Z1 Well of the BZ area

温度区间(℃)	温度系数γ ^a	△T(i)(百万年)	TTI(i)	累计TTI
20—30	1/256	40	0.156	
30—40	1/128	16.25	0.127	0.283
40—50	1/64	16.25+36.5	0.824	1.107
0—60	1/32	16.25+97.5+3.3	3.658	4.765
60—70	1/16	87.5+3.3	5.675	10.44
70—80	1/8	3.3	0.413	10.853
80—90	1/4	3.3	0.825	11.678
90—100	1/2	3.3	1.65	13.328
100—110	1	3.3	3.3	16.628
110—120	2	1.6	3.2	18.228

以南C₂₋₃生油层向南缓缓倾斜, 埋藏较深。假设C₂₋₃埋深在5000米。6000米, 分别试算了TTI值。试算结果表明, 当C₂₋₃现在埋深在5000米左右, 地温为120℃, 生油期始

表2 TTI与石油生成和保存的重要阶段

Table 2 TTI and the important stage of oil generation and preservation

阶	段	TTI	R°	TAI*
石油生成的开始		15	0.65	2.65
石油生成的高峰		75	1.00	2.9
石油生成的结束		160	1.30	3.2
API比重 < 40° 石油存在的上限		~500	1.75	3.6
API比重 < 50° 石油存在的上限		~1000	2.0	3.7
湿气存在的上限		~1500	2.2	3.75
目前已知有干气存在		65000	4.8	> 4.0
在Lone Star Badenl的液态硫(在干气界限之下)		972000	> 5.0	> 4.0

*为热变指数

于距今190百万年,目前正处于生油的早期阶段。当C₂₋₃现在埋深为6000米左右时,地温为140℃,生油时期是始于距今240百万年,现已进入凝析油阶段。从TTI值的计算,可以推算出C₂₋₃埋深在5300米左右,地温为130℃,正处于生油的高峰时期。上述几种情况中,C₂₋₃地层在中新世以前因长期隆起埋藏不深,在2000米左右。C₂₋₃生油层虽然开始生油的时期很早,但是仅仅处于生油的早期阶段。中新世以后,埋深到5000—6000米时才开始大量生油。在BZ地区,油的运移和聚集还取决于隆起和斜坡形成的时期。中新世时期开始形成目前构造格局的同时,石炭系才深埋到足够的深度,再次大量生油。本区的原油可能来自南侧斜坡上埋深在5000—6000米左右的中、上石炭系。Z1井4900米左右的油层就可能是这样形成的。

如果只从B4井及Z1井中高热变程度的镜煤反射率来推算生油层的生油时期,这些地层已进入凝析油阶段。但这不是全区性的,而只是海西末期侵入岩的局部高热造成的。

二迭系地层的厚度各地不一,新生界地层的厚度及沉积速率也不同,这将对有效受热时间的估算产生实际的影响。因此,论述中的计算只是概略性的。但是,从Z1井、B4井的研究,可以了解它们有着不平常的热变历史,曾有一次早期的高温热变事件,而近代则是低地温梯度。这两点对于本区的生油岩评价有重要参考价值。

本项研究表明,用热变沥青反射率法测定碳酸岩生油层的古地温是可行的。采用现今地温梯度或一般地温梯度法推算生油期往往与实际不符,只有正确的占地温地质模式才可以推断生油的时期,有效地指导油气勘探。

新疆石油勘探部门对本项工作给予了大力支持和帮助,笔者谨致谢忱。

(收稿日期:1982年8月27日)

参 考 文 献

- [1]周中毅等,(1979)碳酸盐岩中有机质的热变实验。中国科学院地球化学研究所年报,

- 1978—1979), 66—68页。
- [2] 郝石生, (1982) 华北地区震旦亚界古地温演化及冀中地区原生气藏形成条件初探, 华东石油学院学报, 1, 1—17。
- [3] 张子枢, (1980) 成熟度的化学及矿物学指标分类, 地质地球化学, 9, 22—29。
- [4] 浅川忠 (1979) 泥质岩—碳酸盐岩沉积阶段和油气的生成、运移、聚集与压实特征之间的关系, 石油地质实验, 4, 1—22。
- [5] Waples, D.W., (1980) Time and Temperature in Petroleum Formation: Application of Lopatin's Method to Petroleum Exploration, *Bull. AAPG*, V.64 N.6
- [6] Tissot, B.B., and Welte, D.H., (1978) *Petroleum Formation and Occurrence*, New York
- [7] Cooper, B.S., (1977) Estimation of the Maximum Temperatures Attained in Sedimentary Rock, *Developments in Petroleum Geology-I*, London, Applied Science Pub.
- [8] Connan, J., (1974) Time-Temperature Relation in Oil Genesis, *Bull. AAPG*, V.58 N.12
- [9] Hood, J., et al., (1975) Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum, *Bull. AAPG*, V.59 N.6
- [10] Veto, I., (1979) An Examination of the Timing of Catagenesis of Organic Matter Using Three Published Methods, *Advances in Organic Geochemistry*

GEOLOGICAL MODEL OF PALEOTEMPERATURE AND CALCULATION OF OIL GENERATION PERIOD IN THE BZ AREA

Zhou Zhengyi Liu Dehan Sheng Guoying
(*Institute of Geochemistry, Academia Sinica*)

Abstract

In this paper the paleotemperature in the BZ area of Tarim Basin is studied and its geological model is made. There was a local thermal alteration at high temperature at the end of the Paleozoic as a result of a large scale igneous rock intrusion, whereas the gradients of paleotemperatures of the Mesozoic stratum and Cenozoic stratum are lower in this area. Although the crude oil from Z-1 well is produced from the lower Carboniferous system, its source rock seems to be middle-upper Carboniferous carbonate distributed in the southern BZ area. The result calculated from TTI value shows that the source rocks buried within 5000-6000 metre deep are still at their main oil-forming stage.

The comparison between the solid bitumen reflectivity and vitrinite reflectivity through simulation experiments of thermal alteration has shown that the paleotemperature may be determined by the reflectivity of bitumen-thermal alteration. The correct geological model of paleotemperature may be used to calculate the oil-forming period and to direct effectively the exploration of oil and gas.