

文章编号: 1000-0550(2000)04-0619-05

# 酒东盆地热演化史与油气关系研究<sup>①</sup>

任战利 刘池阳 张小会 吴汉宁

(西北大学地质系 西安 710069)

**摘要** 酒东盆地是由两期不同性质、不同世代盆地叠合而成。早、中侏罗世—早白垩世为拉张盆地,第三纪以来为挤压拗陷盆地。酒东盆地现今地温梯度及大地热流值较低,分别为 $3.00\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 及 $51\text{ mW}/\text{m}^2$ 。营尔凹陷中生代晚期地温梯度高于现今地温梯度,可达 $3.50\sim 4.20\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ;新生代以来大幅沉降,地温梯度降低,烃源岩的热演化程度受现今地温场控制。盆地热演化史与油气关系研究表明营尔凹陷下白垩统赤金堡组烃源岩主生油期有两期,分别在早白垩世晚期及第三纪以来。下白垩统下沟组和中沟组烃源岩主生油期仅有一次,主要为上新世以来。营尔凹陷有良好的找油前景。

**关键词** 酒东盆地 营尔凹陷 地温梯度 古地温 生油期

**第一作者简介** 任战利 男 1961年出生 研究员 博士后 石油地质

**中图分类号** P618.130 TE121.1 **文献标识码** A

## 1 区域地质背景及基本构造特征

### 1.1 盆地基底性质及发育历史

酒泉盆地群包括花海—金塔盆地、酒西盆地及酒东盆地。酒泉盆地群北邻阿拉善地块,南邻北祁连山带,西接塔里木陆块。处于不同构造单元交汇处,演化历史复杂。其中酒西、酒东盆地位于走廊过渡带,基底为北祁连加里东褶皱带。酒泉盆地群主要发育中、下侏罗统龙凤山群、下白垩统赤金堡组、下沟组及中沟组、第三系渐新统火烧沟组、白杨河组、中、上新统疏勒河组及第四系,其中下白垩统是主要生油层。

早白垩世在走廊地区地壳沿北西—南东方向强烈伸展,形成了一系列北东向延伸的断陷盆地,早白垩世湖盆分布广,且分割性强,具有各自的沉积和成油体系。早白垩世后期走廊地区构造性质发生反转,产生挤压,使下白垩统中沟组遭受了不同程度的剥蚀,在区域不整合面之上开始了第三纪以来的挤压拗陷式沉积。祁连山褶皱带的复活,使其进入了挠曲盆地发育阶段。第三纪以来,靠近南部祁连山褶皱带沉降幅度大。因此酒泉盆地群是两种不同性质、不同世代盆地的叠加,可将其划分为早、中侏罗世—早白垩世拉张断陷阶段及第三纪以来的拗陷阶段<sup>[1]</sup>。

酒东盆地西以文殊山为界与酒西盆地相接,东隔榆木山与民乐盆地相毗邻,南达祁连山麓,北抵合黎山。盆地呈北西向展布,长约 $140\text{ km}$ ,宽 $60\text{ km}$ ,面积 $8\ 400\text{ km}^2$ 。酒东盆地第三纪以来构造不发育,主要为

鼻隆、断鼻,盆地总体呈南倾单斜面貌<sup>[2]</sup>。

### 1.2 盆地构造单元划分及构造运动分期

酒东盆地中生代和新生代处于不同的地球动力学背景中,早白垩世为众多的半地堑断陷组成,盆地可划分为文殊山隆起、酒泉凹陷、天泉寺凸起、营尔凹陷、清水低隆起和马营凹陷。营尔凹陷是盆地中主要的沉积凹陷。

酒东盆地侏罗纪时期拉张断陷,形成了一种隆凹相间的构造格局。早白垩世(赤金堡—下沟组时期),仍然继承了早侏罗世块断活动的特点,早白垩世晚期(中沟组)进入拗陷发展阶段,湖水深,沉积物中堆积了丰富的有机质。第三纪以来,特别是中新世开始,构造运动的力学性质发生了根本的改变,以张性盆地块断运动转变为压性盆地,形成了统一的酒东盆地。酒东盆地新生代以来可进一步划分为南部褶皱—逆冲断裂带,中央向斜带及北部单斜带。

酒东盆地早、中侏罗世与早白垩世之间、早白垩世与渐新世之间以及中新世、上新世与第四纪之间为明显的角度不整合,分别代表了三次强烈的挤压作用,特别是第三纪与第四纪之间的构造运动最强。

酒东盆地侏罗纪以来岩浆活动微弱,仅在酒泉北部天泉寺一带发现中、下侏罗统龙凤山群中夹安山玄武岩三层。

## 2 酒东盆地现今地温特征

酒东盆地现今有连续测量井共9口,地温梯度在

① 石油天然气总公司二次资源评价项目及陕西省教委基金项目资助

收稿日期: 1999-09-14 收修改稿日期: 1999-12-14

1.81 ~ 3.81 °C/100m 之间, 大部分井静井时间较短, 其中黑 1 井和马参 2 井静井时间较长, 分别达 9 天和 26 天。地温梯度可达 2.93 °C/100m 和 3.18 °C/100m, 可分别作为酒东盆地营尔凹陷和马营凹陷的代表性地温梯度<sup>[3]</sup>。营尔凹陷平均大地热流值为 51 mW/m<sup>2</sup>, 与花海盆地接近。

营尔凹陷试油温度资料表明营参 1 井地温梯度为 3.41 °C/100m, 酒参 1 井地温梯度为 2.96 °C/100m, 故营尔凹陷地温梯度在 2.93 ~ 3.41 °C/100m 之间。酒东盆地的代表性地温梯度为 2.93 ~ 3.18 °C/100m, 与花海盆地现今地温梯度接近。

### 3 酒东盆地古地温恢复

酒东盆地古地温研究十分薄弱, 作者在与玉门石油管理局进行科研合作中测试了大量的分析样品, 对古地温及其演化历史进行了深入的研究。营尔凹陷是酒东盆地最重要的生油凹陷, 已发现油气流, 是研究的重点。

#### 3.1 磷灰石裂变径迹结果分析

营尔凹陷酒参 1 井上第三系底部井深 2 942 m 处现今地温可达 97 °C, 样品磷灰石裂变径迹年龄为 90.8 Ma, 远大于样品所在层年龄 5.1 ~ 24.6 Ma, 表明未进入退火带。磷灰石裂变径迹年龄代表了物源区的年龄, 其磷灰石裂变径迹长度为负偏, 表明样品经历了冷却过程。从磷灰石裂变径迹年龄及长度分布判断, 物源来自于下白垩统。

3 026 m 以下为下白垩统, 磷灰石裂变径迹年龄在 9.7 ~ 42.5 Ma 之间, 远小于地层年龄, 在井深约 4 400 m 磷灰石年龄为零。在井深 3 026 ~ 4 400 m 之间, 现今地温达 99 ~ 140 °C, 磷灰石裂变径迹长度明显变短(图 1), 表明其已进入部分退火带。因此深度小于 3 026 m 划分为未退火带, 3 026 ~ 4 400 m 为部分退火带, 4 400 m 以下为完全退火带。从酒参 1 井埋藏史图判断下白垩统有效加热时间约为 2 Ma, 因此其退火温度应在 85 ~ 140 °C 范围内, 与现今地温 99 ~ 140 °C 接近。

营参 1 井 2 105 m 以上第三系无测试样品, 现今地温最大已达 80 °C。2 382 m 处下白垩统中沟组上部样品磷灰石裂变径迹年龄为 31.8 Ma, 小于样品所在层年龄 97.5 ~ 144 Ma, 现今地温已达 90 °C。在 4 084 ~ 4 761 m 赤金堡组地层磷灰石裂变径迹年龄为 4.9 ~ 26.51 Ma, 远小于地层年龄, 现今地温已达 147 ~ 171 °C。磷灰石裂变径迹长度为(4.98 ± 2.27) μm, 长度分布为正偏, 表明为持续增温过程(图 2)。从磷灰石裂变径迹年龄、长度与深度的关系判断赤金堡组

在 4 300 m 左右进入完全退火带, 该深度现今地温已达 155 °C。因此 2 105 m 以上为未退火带, 2 105 ~ 4 300 m 为部分退火带, 4 300 m 以下为完全退火带。营参 1 井有效加热时间约为 1 ~ 2 Ma, 其退火温度为 85 ~ 140 °C。与现今地温相差 5 ~ 15 °C, 低于现今地温值。

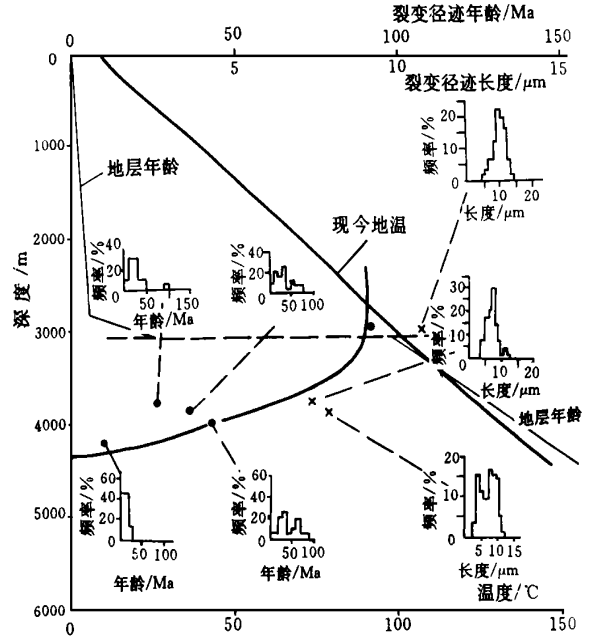


图 1 酒参 1 井磷灰石裂变径迹年龄与长度分布图  
Fig. 1 Apatite fission track age and track length distribution in well Jucan 1

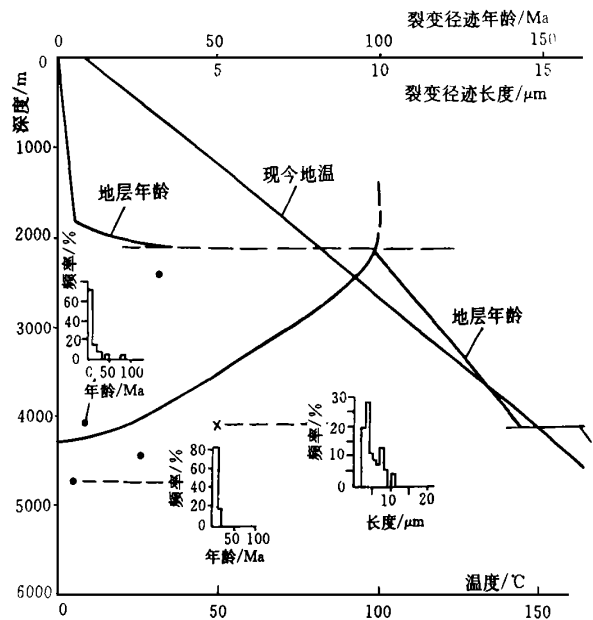


图 2 营参 1 井磷灰石裂变径迹年龄与长度分布图  
Fig. 2 Apatite fission track age and track length distribution in well Yingcan 1

酒参1井、营参1井的磷灰石裂变径迹资料表明下白垩统自沉积以来, 虽然经历过抬升、剥蚀, 但第三纪以来, 特别是晚第三纪以来, 是持续增温的过程。磷灰石裂变径迹年龄减小, 长度缩短, 现今正处于最大地温状态。晚第三纪以来沉降速率大, 有效加热时间短, 退火温度高, 可达85~140℃。其中营参1井部分退火带在2105~4300m之间, 酒参1井部分退火带在3026~4400m之间, 营参1井部分退火带较酒参1井部分退火带浅, 但酒参1井部分退火带宽度小于营参1井。

### 3.2 古地温恢复

酒东盆地营尔凹陷营参1井磷灰石裂变径迹分析结果表明2105~4300m之间为部分退火带, 古地温在85~140℃之间。4084m砂岩样中石英矿物中的次生包体均一温度在128.2~154.1℃之间, 平均为144℃, 盐度在0.7%~20.7wt%之间。营参1井现今地温梯度为3.4℃/100m, 从古地温与现今地温对比分析来看(图3), 成岩次生包裹体测温结果与现今地温接近, 磷灰石裂变径迹及粘土矿物估算的古地温小于现今地温, 由镜质体反射率估算的古地温在3200m以上小于现今地温, 在3200m以下稍高于现今地温<sup>[5]</sup>。

综上所述, 表明营参1井现今地温高于古地温或与古地温接近, 现今地温为地层经历的最高温度, 在2100~4300m现今地温达80~155℃。但值得注意的是在2468~2470m及3625.20~3629.10m的两个泥岩样品中次生方解石脉体发育, 包体成群分布。

包体均一温度在185.4~294.0℃之间, 远高于现今地温及地层的正常古地温值。表明酒东盆地有热液活动, 热液的活动可提高烃源岩的热演化程度。

酒参1井磷灰石裂变径迹分析结果表明其部分退火带在3026~4400m之间, 退火温度在85~140℃之间。4266.26~4273.19m砂岩样品中自生石英中的原生包体均一温度为110.2℃, 3965.55~3972.59m为126.8~138.8℃。 $R_o$ 估算的古地温与营参1井趋势相同, 在3600m以上估算的古地温小于现今地温, 在3600m以下估算的古地温稍高于现今地温。从古地温与现今地温的对比来看, 古地温略小于现今地温或与现今地温接近。

酒参1井与营参1井古地温恢复表明其现今地温高于古地温或与古地温接近, 地层现今地温为其经历过的最高地温。因此在地质历史时期不管酒东盆地营尔凹陷古地温场强弱, 其烃源岩最高热演化程度是受现今地温场控制的, 后者对烃源岩的最高热演化程度起决定性的控制作用。

酒东盆地营尔凹陷晚第三纪以来大幅沉降, 地温逐渐增高, 烃源岩层现今地温已远超过了中生代地层经历的最高古地温。记录中生代地温场信息的 $R_o-H$ 曲线已被第三纪以来的地温场所改变, 使其 $R_o-H$ 曲线适应了第三纪以来的地温场,  $R_o-H$ 曲线的斜率明显减小(图4)。营参1井、酒参1井就属于此种情况, 与酒西盆地的青西凹陷的西参1井类似, 已不能直

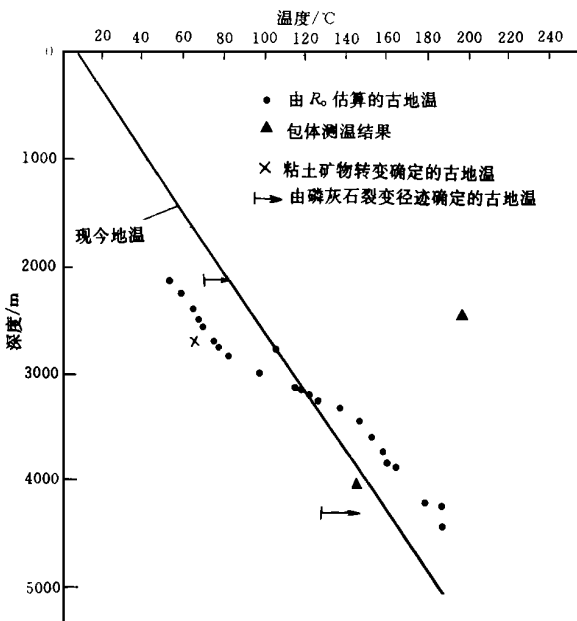


图3 营参1井古今地温对比图

Fig. 3 Comparison of present temperature and palaeotemperature

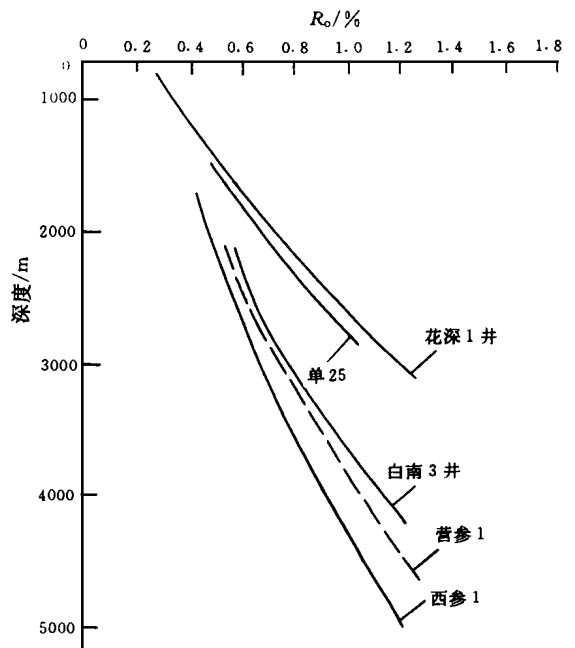


图4 酒东盆地与酒西盆地、花海盆地 $R_o-H$ 曲线对比图

Fig. 4  $R_o-H$  Curve comparison of Jiudong basin with Jiuxi basin and Huahai basin

接用于古地温场的恢复。花海盆地的花深 1 井、酒西盆地石北凹陷的单 25 井新生代以来沉积厚度小,  $R_o$ — $H$  曲线还保留着中生代地温场的信息, 可提供盆地中生代地温场的信息<sup>[6,7]</sup>。

酒东盆地与酒西、花海盆地一样在侏罗纪、白垩纪都处于相同的拉张背景, 其断裂活动, 地温梯度都较高, 第三纪以来处于挤压状态, 祁连山不断隆升, 盆地大幅沉降, 其地温梯度逐渐降低。酒东盆地在中生代与酒西、花海盆地具有相同的构造背景, 应具有相似的地温场特征。由于酒东盆地, 特别是营尔凹陷新生代以来埋藏原度大, 中生代盆地地温场信息难以保存, 因此可根据酒西盆地石北凹陷、花海盆地中生代地温场研究结果<sup>[3,6,7]</sup>, 估算酒东盆地中生代地温梯度应在  $3.50 \sim 4.20$   $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$  之间。应用此地温梯度模型计算理论  $R_o$  值, 并将其与实测  $R_o$  值进行对比, 一致性良好, 表明该古地温梯度值是可信的。

#### 4 盆地热演化史与油气关系

从古地温恢复可以看出, 酒东盆地营尔凹陷侏罗纪—早白垩世地温梯度较高, 为  $3.50 \sim 4.20$   $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ , 第三纪以来地温梯度逐渐降低到  $3.00$   $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。按照玉门石油管理局新的分层方案, 原营参 1 井酒参 1 井划分为中、下侏罗统的地层现改为下白垩统赤金堡组。按照新分层营参 1 井白垩系厚度大于酒参 1 井, 下白垩统赤金堡组在下沟组沉积末期才进入生油门限, 在中沟组沉积时逐步进入生油高峰期。晚白垩世—早第三纪早期成熟度无明显变化, 晚第三纪以来赤金堡组逐步进入凝析油湿气阶段(图 5), 赤金堡组上部仍处于生油阶段。在中沟组沉积时下沟组进入低成熟状态。第三纪以来, 特别是晚第三纪以来下

沟组才进入生油高峰期, 中沟组下部在中新世以来进入生油门限, 现今仍处于低成熟状态。

酒参 1 井下白垩统赤金堡组, 在早白垩世中沟组沉积时才刚进入低成熟生油阶段, 埋深不超过 2 000 m。在晚白垩世—早第三纪成熟度无明显的增加, 赤金堡组生油岩一直处于低成熟状态, 下白垩统下沟组和中沟组生油岩未成熟, 直到晚第三纪中期约 51 ~ 10 Ma 时, 下白垩统赤金堡组才进入生油高峰期。下白垩统下沟组和中沟组在酒参 1 井沉积薄, 沉积后一直处于浅埋、低温状态, 直到中新世白杨河组沉积后才逐步进入生油门限。上新统沉积后, 赤金堡组才逐步进入生油高峰期, 下沟组及中沟组处于低成熟状态。下白垩统中沟组烃源岩处于低熟状态, 生油量很少。

酒东盆地主要生油层为下白垩统, 从以上营参 1 及酒参 1 井生烃史分析可以看出营尔凹陷下白垩统赤金堡组生油层主要生油期有两期, 分别在早白垩世晚期及晚第三纪以来。下白垩统下沟组和中沟组生油层大量生油期很晚, 主要为上新世以来。因此第三纪以来的沉降对下白垩统有机质的热演化程度起着十分重要的控制作用, 决定了生油门限的深浅及油气的生成过程。从盆地热演化史与油气关系来看营尔凹陷主生油期有两期, 且以晚第三纪以来最为重要, 保存条件较好, 因此营尔凹陷应有良好的找油前景。

感谢: 陈建军副总地质师、范铭涛院长、韩永科、王崇孝、唐海忠等同志在科研工作中的支持和帮助!

#### 参 考 文 献

- 1 霍永录, 谭试典. 酒泉盆地陆相石油地质特征及勘探实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995
- 2 陈建平, 赵文智, 黄第藩等. 酒东、酒西盆地的异同与油气勘探[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(6): 12
- 3 任战利. 中国北方沉积盆地构造热演化史研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999
- 4 Green P F, Duddy I R, Gleadow A J W, Lovering J F. Apatite fission track analysis as a paleotemperature indicator for hydrocarbon exploration[A]. In: Naeser N D, McCullbh T H eds. Thermal history of sedimentary basin—methods and case histories[C]. New York, Springer-Verlag, 1989. 191 ~ 196.
- 5 Barker C E, Pawlewicz M J. The correlation of vitrinite reflectance with maximum temperature in humic organic matter[A]. In: Buntbarth G, Stegena L, eds. paleogeothermics, lecture notes in earth sciences[C], Vol. 5. New York; Springer-Verlag, 79 ~ 228
- 6 任战利, 张小会, 刘池洋, 吴汉宁. 花海—金塔盆地生油岩古温度的确定指出了油气勘探方向[J]. 科学通报, 1995, 40(10): 921 ~ 923
- 7 Ren ZhanLi. Determination of palaeothermal field and significance in oil—gas exploration on Huahai—Jinta Basin, Journal of Northwest University[J], Natural science edition, 1996, 26(1): 171 ~ 176

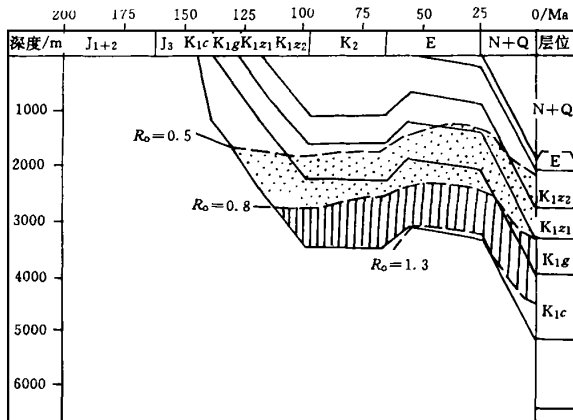


图 5 营尔凹陷营参 1 井热演化史与油气关系图

Fig. 5 Relations of thermal history and oil—gas generation in well Yingcan 1 of Yinger depression

## Research on the Relations between Geothermal History and Oil-Gas Generation in Jiudong Basin

REN Zhan-li LIU Chi-yang ZHANG Xiao-hui WU Han-ning

(Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069)

### Abstract

Jiudong basin is formed by the stacking of two-stage different nature and different generation basin. It was rift basin from Early-Middle Jurassic to Early Cretaceous and squeezed sag basin since Cenozoic. The present geothermal gradient and heat flow of Jiudong basin is very low, of which the present geothermal gradient is  $3.00\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$  and the heat flow value is  $51\text{ mW}/\text{m}^2$ . In later Mesozoic, the palaeothermal gradient of Yinger depression, which reached  $3.50\sim 4.20\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ , is higher than present thermal gradient. Thermal gradient of Jiudong basin has decreased since Cenozoic, Yinger depression has subsided on a large scale. The maturity of thermal evolution of source rocks in Yinger depression is controlled by present temperature. Research on the relations between geothermal history and oil-gas generation in Yinger depression indicate that Chijinbu Formation source rock of Lower Cretaceous have two stage of oil generation, i.e. Late Cretaceous and since Tertiary. Xiagou Formation and Zhonggou Formation source rocks of Lower Cretaceous only have one main stage of oil generation, main stage of oil generation is since Pliocene. It has good prospect for exploring oil in Yinger depression.

**Key words** Jiudong basin Yinger depression thermal gradient palaeotemperature stage of oil generation

---

(Continued from page 618)

source rock.  $\text{N}_2$  release capacity reaches peak at the generation peak for carbonate source rock,  $\text{N}_2$  content of gases decreasing at the high-super maturity stage. While for mudstone or shale source rock,  $\text{N}_2$  release capacity reaches peak at the high-super stage. Therefore,  $\text{N}_2$  content of natural gas entrapped at different maturity stage of source different,  $\text{N}_2$  content variation in natural gases can be used to reveal natural gas accumulation history, and also to evaluate trap effectiveness.

Lower  $\text{N}_2$  content of dry gas in Tabei area demonstrates that oil and gas containing higher  $\text{N}_2$  content at the generation peak have been lost, and that natural gas captured in the present traps is mainly originated from high-super maturity source rock. The above conclusion is supported by heavy methane carbon isotope and large dryness of the gas, and also supported by geologic conditions of Tabei area.

Higher  $\text{N}_2$  content and lighter methane carbon isotope of wet gas in Tazhong area shows that gas maturity is lower than that of dry gas in most part of Tabei area, natural gas with high  $\text{N}_2$  content formed by source rock at the generation peak is captured by trap.

**Key words** Tarim basin middle-high  $\text{N}_2$  natural gases organic genesis  $\text{N}_2$  content difference of dry and wet gases source rock maturity accumulation history