

文章编号: 0253-9985(2004)03-0288-06

酒西坳陷青南次凹烃源岩的热演化及生烃史

高波¹, 程克明², 张大江², 涂建琪², 胡咏², 杨智明³

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油玉门油田分公司石油勘探开发研究院, 甘肃玉门 735200)

摘要: 应用可溶有机质演化、岩石热解、生物标志物参数和镜质体反射率等方法对酒西坳陷青南次凹下白垩统烃源岩热演化史的研究表明: 次凹的生油门限深度为4 000~4 100 m, 中沟组绝大部分现处于未成熟阶段, 中沟组底部和下沟组上部处于低成熟阶段, 下沟组下部和赤金堡组上部处于生烃的成熟阶段, 赤金堡组下部则处于湿气-凝析油阶段。应用 Easy-R_o (%) 数值模拟软件对青南次凹地热史的研究表明, 白垩纪与第三纪的古地温梯度分别为 30 °C/km 和 29 °C/km。烃源岩生烃史具有如下特点: (1) 青南次凹下白垩统烃源岩不存在二次生烃作用, 其主要生油阶段为晚第三纪-第四纪; (2) 下沟组下部和赤金堡组上部的烃源岩经历了油气大量生成的成熟阶段, 是油气生成的主力烃源岩; (3) 下沟组上部和中沟组的烃源岩层, 有机质的热演化程度较低, 对生烃的贡献不大; (4) 赤金堡组底部的岩层热演化程度较高, 但由于是一套较粗的碎屑岩, 有机质丰度较低, 生烃能力比较有限。

关键词: 青南次凹; 烃源岩; 热演化程度; 生烃史

中图分类号: TE112.115

文献标识码: A

Analysis of thermal evolution and hydrocarbon-generating history of source rocks in Qingnan sub-sag in Jiuxi depression

Gao Bo¹ Cheng Keming² Zhang Dajiang² Tu Jianqi² Hu Yong² Yang Zhiming³

(1. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing; 2. Petroleum Exploration & Development Research Institute, PetroChina, Beijing; 3. Petroleum Exploration & Development Research Institute, Yumen Oilfield Company, PetroChina, Yumen, Gansu)

Abstract: Thermal evolution of Lower Cretaceous source rocks in Qingnan sub-sag in Jiuxi depression is studied by using several methods including evolution of soluble organic matter, rock pyrolysis, biomarker parameters and vitrinite reflectance. It is revealed that the depth of oil threshold ranges from 4000 to 4100m in the sub-sag. Most of Zhonggou Formation is in immature stage, the bottom of Zhonggou Formation and the upper Xiagou Formation are in low-mature stage, the lower Xiagou Formation and the upper Chijinpu Formation are in mature stage, and the lower Chijinpu Formation is in wet gas-condensate generating stage. Study of geothermal history in Qingnan sub-sag with the Easy-R_o (%) numerical modeling software shows that the Cretaceous and Tertiary palaeo-geothermal gradients are 30 °C/km and 29 °C/km, respectively. Hydrocarbon generating history of the source rocks has the following characteristics: (1) the Lower Cretaceous source rocks in Qingnan sub-sag have not experienced secondary hydrocarbon generation and the main oil-generating period is from Neogene to Quaternary; (2) the source rocks in lower Xiagou Formation and the upper Chijinpu Formation are in mature stage with large amount of hydrocarbon generation, i. e. they are the main source rocks; (3) source rocks in the upper Xiagou Formation and Zhonggou Formation make little contribution to hydrocarbon generation, due to the low thermal evolution of organic matter; (4) although rocks at the bottom of Chijinpu Formation have experienced relatively high thermal evolution, they have limited hydrocarbon generating capacity, as they are mainly composed of coarse clastic rocks with low abundance of organic matter.

Key words: Qingnan sub-sag; source rocks; thermal evolution; hydrocarbon generating history

酒西坳陷位于河西走廊西段,北抵赤金峡山—宽台山—黑山,南以祁连山北缘逆冲推覆断裂带为界,西起红柳峡,东以嘉峪关—文殊山隆起为界并与酒东坳陷相隔,面积2 700 km²。迄今为止,已发现老君庙、鸭儿峡、石油沟、白杨河、单北、青西等6个油田。酒西坳陷中生代时可划分为青西凹陷、鸭北隆起、南部隆起、石大凹陷和嘉西隆起等5个二级构造单元,其中,青西凹陷又可分为红南次凹、青西低凸起和青南次凹。新生代时,酒西坳陷可划分为南部隆起、青西凹陷、中央凹陷和北部斜坡4个二级构造单元^[1]。

以往的研究表明,下白垩统(中沟组 K_{1z}、下沟组 K_{1g} 和赤金堡组 K_{1c})湖相白云质泥岩和泥质白云岩为本区的主力烃源岩,而且占酒西坳陷探明储量90%以上的老君庙背斜带的鸭儿峡、老君庙、石油沟等油田的油源主要来源于青西凹陷的青南次凹^[1,2]。然而,随着近几年来青南次凹窟窿山和柳沟庄地区下白垩统自生自储油藏的发现及其规模的不断扩大,使得人们对青南次凹这一主体面积仅170 km²的生油凹陷能否提供现今如此丰富的油气提出了质疑。此外,对该区下白垩统烃源岩是否存在早白垩世末期和第三纪末—第四纪的两次生烃作用,目前仍然存在着较大的分歧^{*,**} [3,4]。因此,有必要深入研究酒西坳陷下白垩统的主要生烃层位、烃源岩的生烃演化史等问题。

1 热演化程度

1.1 可溶有机质

烃源岩中的可溶有机质不仅是表征有机质丰度的重要指标,同时也与有机质的热演化程度密切相关。一般来说,在未成熟烃源岩中可溶有机质的含量较低,但随着热演化程度的增高,烃源岩中的可溶有机质含量逐渐增加。可溶有机质含量显著增加的层段常常标志着有机质成熟生烃的开始。一般认为,当氯仿沥青/有机碳(可溶有机质转化率)达到5%和总烃/有机碳(烃类转化率)达到3%时为烃源岩成熟生油开始的门限^[5]。

本文对青南次凹下白垩统(中沟组和下沟组)近80个烃源岩样品进行了可溶有机质和烃类转化率与深度关系的研究(图1)。尽管个别源岩样品因自身既是生油岩又是储集层的缘故而受到了

原油的浸染并表现出一定程度的差异,但绝大多数样品的分布仍具有一定的规律性。由图1可见,在4 000 m以上,除个别样品因受原油浸染的缘故而表现反常外,大多数样品的可溶有机质转化率和烃类转化率均较低,分别小于5%和3%;而在4 000 m以下,却刚好相反,绝大多数样品的可溶有机质的转化率大于5%,且烃类的转化率大于3%。因此,可以将青南次凹的生油门限定为4 000 m左右。但需要强调,该生油门限仅是青南次凹下白垩统的统一门限值,由于各井位的下白垩统处于不同的沉积相带而具有不同的沉积厚度,加之古地温梯度等方面的差异性,其生油门限可能还有一定的变化。

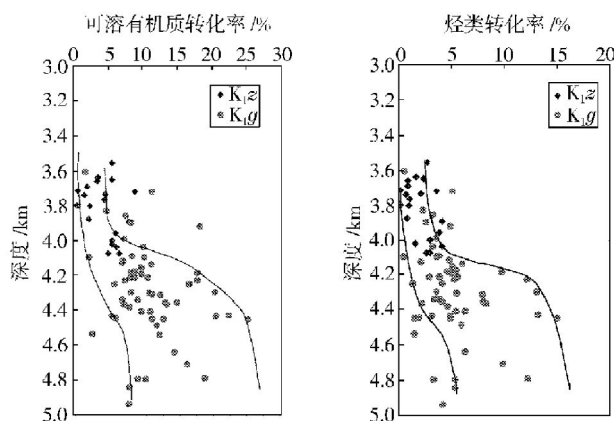


图1 青南次凹烃源岩可溶有机质演化特征

Fig.1 Thermal evolutionary characteristics of soluble organic matter in the source rocks in Qingnan sub-sag

从图1还可以看出,青南次凹中沟组的绝大多数烃源岩目前尚未进入生烃门限,只有个别井中沟组底部的少量样品进入了低成熟演化阶段并且开始生油。下沟组除部分样品(深度小于4 000 m)外,基本上都已进入了生油门限。说明下沟组上部的烃源岩目前基本上处于低成熟阶段,而下部烃源岩正处于大量生油的成熟阶段,甚至生烃高峰阶段。

1.2 岩石热解

用岩石热解来研究有机质成熟度的原理在于:干酪根的热降解生烃是一个随着活化能由低到高而逐渐降解的过程;随着成熟度的增大,活化能较低或热稳定性较小的部分优先裂解,使得残留下来的有机物质热稳定性增强,从而使得岩石

* 罗斌杰,王昌桂,林禾杰,等. 酒西盆地油气形成. 1987

** 陈建平,陈建军,王智谔,等. 酒西盆地青西坳陷石油地质特征及科学探索井论证. 1999

热解峰温 ($T_{\max}$) 随着热演化程度的增强而增大。一般认为, $T_{\max}$ 值 435 °C 为生油门限, 435~ 440 °C 为低成熟阶段, 440~ 460 °C 为大量生烃阶段。此外, 在烃源岩的生烃作用过程中, 随着成熟度的增加, 生油岩内部每克有机碳所含的可溶烃 (S_1) 逐渐增大, 热解烃 (S_2) 逐渐减少, 因此, 又可用产率指数 [$S_1/(S_1+ S_2)$] 和烃指数 [可溶烃/有机碳 (S_1/TOC)] 的规律性变化来研究烃源岩的成熟度。

图 2 为隆 105 井下白垩统源岩的岩石热解剖面。由图可见, $T_{\max}$ 随着深度的增加而逐渐增大, 只有埋藏深度大于 4 100 m, $T_{\max}$ 才稳定大于 435 °C, 说明隆 105 井的生油门限在 4 100 m 左右。产率指数 (PI)、烃指数 (S_1/TOC) 的纵向变化总趋

势也预示 4 100 m 左右可能是该井区大量生烃的开始深度。产率指数和烃指数随着深度的变化在 4 100 m 附近表现出较为明显的阶段性。随着有机质热演化程度的增大, 产率指数逐渐由大变小又逐渐增大, 在 4 100 m 左右产率指数达到最小值, 说明 4 100 m 为有机质开始成熟生烃的深度; 烃指数在埋深小于 4 100 m 时, 变化不太明显, 4 100 m 以下随着埋藏深度的增加而逐渐增高, 说明有机质已开始大量生烃, 4 100 m 左右为该井区的生油门限深度。从隆 105 井源岩产率指数和烃指数随深度的变化规律还可以看出, 尽管该井的底部深度已高达 4 970 m, 但仍未见产率指数和烃指数有降低的趋势, 可能预示着处于生烃高峰的层段埋深

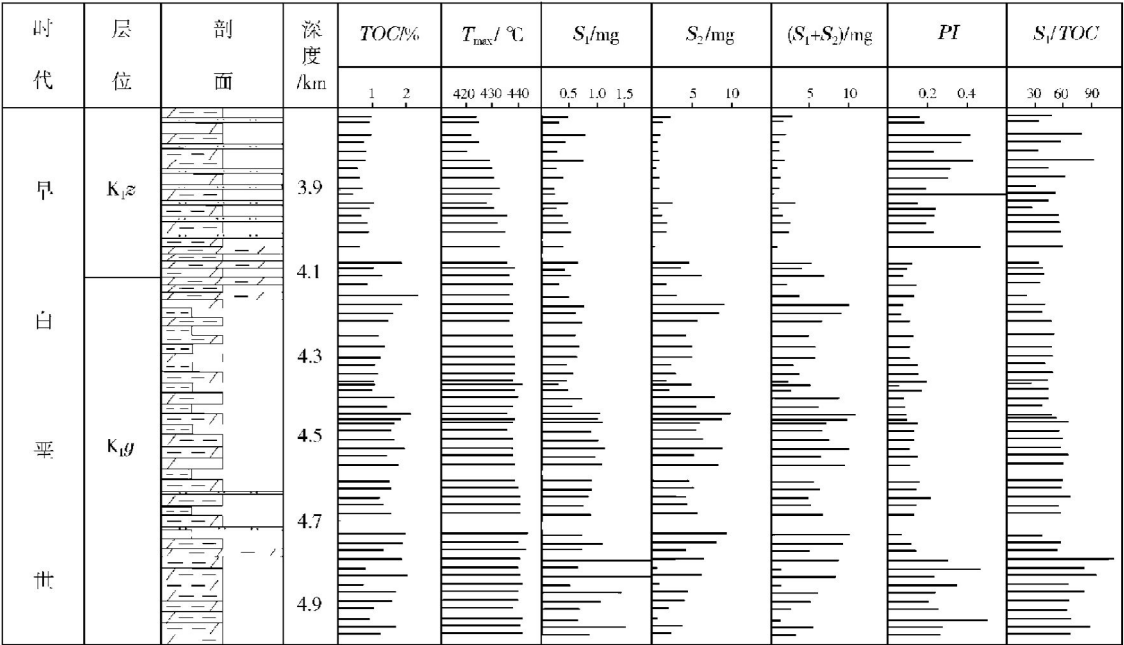


图 2 青南次凹隆 105 井下白垩统源岩热解剖面图

Fig. 2 Pyrolysis profile of Lower Cretaceous source rocks in Long 105 well in Qingnan sub-sag

要大于 5 000 m。

1.3 生物标志化合物

在烃源岩的热演化过程中, 随着成熟度的加深, 甾、萜类等生物标志化合物会发生由不稳定的生物构型向较稳定的地质构型的转变, 从而造成各自含量的规律性变化, 因此可以利用它们的分布状况及含量来表征有机质的热演化程度。比较常用的异构化参数有 C_{29} 甾烷 20S/(20S+ 20R)、 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha+ \beta\beta)$ 以及 C_{31} 藿烷 22S/(22S+ 22R) 等。一般将 C_{29} 甾烷 20S/(20S+ 20R) 比值小于 0.25 作为未成熟阶段, 0.25~ 0.4 作为低成熟阶段。

对隆 105 井下白垩统烃源岩饱和烃的色质分析表明, 当埋深为 3 721 m 时 (K_{1z}), C_{29} 甾烷 20S/(20S+ 20R) 比值为 0.216, 表明尚未成熟; 当其埋深达 4 179 m 时 (K_{1g}), 该比值为 0.244, 表明该源岩已接近成熟。此后, 随着埋藏深度增加, 该比值不断增大, 埋深 4 915 m 时比值为 0.477, 但仍未达到平衡终点, 说明该层段的源岩目前正处于成熟阶段, 尚未达到生烃高峰。

1.4 镜质体反射率

为了使镜质体反射率测值准确, 并能真实反映有机质的热演化程度, 本次研究中, 采用了全岩光

片和干酪根薄片相结合的方法来排除各种人为因素的干扰,并且采用激光荧光显微探针(FAMM)^[6]对本区隆105井所测镜质体反射率数据进行了标定。结果表明,本次研究中所实测的镜质体反射率数据与FAMM技术所得到的镜质体反射率真值比较吻合,说明本次研究中实测的镜质体反射率数据是可信的,能够真实反映有机质的成熟度。

研究表明,烃源岩中有机质的镜质体反射率与其埋藏深度之间呈现良好的对数关系^[7]。图3a为位于青南次凹中心的隆105井和柳2井镜质体反射率随深度变化的关系图。从图中可以看出,当镜质体反射率 R_o 等于0.5%时所对应的埋深分别为3 520 m和3 340 m,而由图1可以看出,在深度小于4 000 m时,下白垩统源岩的可溶有机质和烃类转化率都比较低,3 340~3 520 m的深度远未达到转化率的门限值,烃源岩热解峰温小于435℃,且 C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 比值小于0.25。因此,将 R_o 等于0.5%定为该区有机质的成熟门限显然是不妥当的,而根据烃转化率大于3%方认为大量生烃等特征,将该区的生油门限定为4 000~4 100 m深度比较合适。而当深度为4 000~4 100 m时,镜质体反射率约为0.65%~0.70%。

为了真实反映青南次凹下白垩统源岩的热演化程度,确定其统一的生油门限,实测了青南次凹9口探井近30个样品的镜质体反射率,并且对其与埋藏深度进行了回归分析(图3b)。结果表明,

当 R_o 为0.65%~0.70%时,其对应的埋藏深度为3 930~4 080 m。

总之,将 R_o 值0.65%~0.70%、埋藏深度4 000~4 100 m作为青南次凹的生油门限较为合适。由于青南次凹中心部位中沟组的顶界深度大致为3 500~3 600 m,底界深度大致在4 000~4 200 m,而根据地震反射资料推测,该区下沟组底界在4 800~5 200 m,根据镜质体反射率与埋藏深度关系来看,目前青南次凹的中沟组绝大部分正处于未成熟阶段,只有底部的部分层位达到低成熟阶段;下沟组的上部地层正处于低成熟阶段,而下沟组的下部和赤金堡组的上部地层正处在成熟阶段;赤金堡组的下部正处于湿气-凝析油阶段。目前在青南次凹的个别探井中发现的高成熟天然气,可能就是该层段的产物。而利用可溶有机质的演化特征等多种方法对酒西坳陷另一个主要生油凹陷——石大凹陷石北次凹下白垩统烃源岩热演化程度的研究表明,该区生油门限深度为3 000 m左右。根据该区地层的分层数据,3 000 m左右为石北次凹中心部位下沟组的底界深度,故石北次凹的中沟组和下沟组目前尚处于未成熟阶段,赤金堡组上部烃源岩处于低成熟阶段,而下部烃源岩则处于有机质生烃的成熟阶段。与青南次凹相比,该区成熟烃源岩所占的比例大为减少,这也是该区油气产量及储量明显低于青南次凹的一个重要原因。

值得提出的是,该区镜质体反射率和烃类转化率所表现的不一致的主要原因为:一方面是本区烃源岩有机质类型较好,I型和II₁型成烃母质占一定的比例,藻类体和由藻类等低等浮游生物降解作用而形成的腐泥无定形体是烃源岩中的主要生烃组分。研究表明,有机质的类型越好,其生烃活化能越高,I型有机质具有最高的生烃活化能^[8]。另一方面是含碳酸盐岩(白云岩)的地层可能会降低粘土矿物的催化作用,从而对有机质的生烃起到抑制作用,使生烃开始的时间相对于 R_o 值的变化出现了迟缓现象*。

2 生烃史探讨

烃源岩的生烃史与烃源岩有机质的热演化史密切相关。有机质热演化史的研究又包括两个方

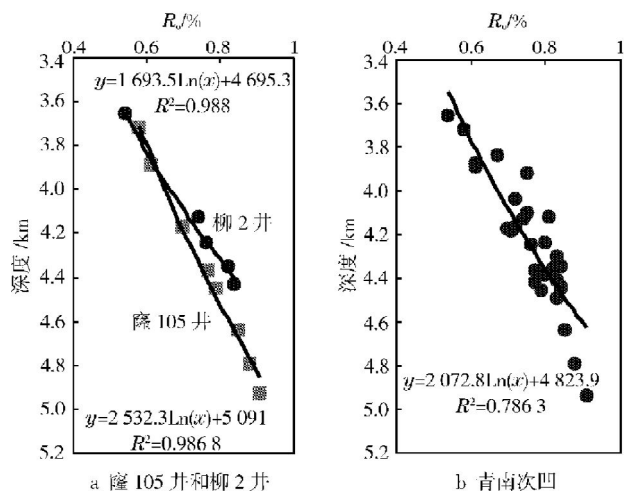


图3 青南次凹烃源岩镜质体反射率与深度关系图

Fig. 3 Vitrinite reflectance vs depth of source rocks in Qingnan sub-sag

* 陈建平, 陈建军, 王智谔, 等. 酒西盆地青西坳陷石油地质特征及科学探索井论证. 1999

面,一是重建烃源岩的构造沉积埋藏史;二是重建沉积盆地的古地温梯度或热流值演变史^[9]。恢复沉积盆地古地温主要是应用地质温度计来指示地质过程曾经经历的温度。这些地质温度计包括:镜质体反射率法、矿物流体包裹体、磷灰石裂变径迹、自生成岩矿物法、牙形石色变指数等^[10~13]。由于有机质的热演化程度不仅与烃源岩经历的最高古地温有关,也与烃源岩的整个受热历史有关。20世纪80年代以来,许多学者开始致力采用拟合计算方法模拟和重建烃源岩的受热史。该方法的原理是在分析烃源岩构造埋藏史的基础上,根据多套设定的古地热场热物理条件对实测成熟度进行逼近拟合,直到模拟成熟度与实测成熟度吻合为止。模拟成熟度所对应的热物理条件反映出烃源岩的古受热条件及其演化历史。如 Lopatin-Waples^[14]提出的温度时间指数(*TTI*)法, Tissot等^[15]提出的化学动力学模型法。在这些方法中,有的将化学反应活化能作为常数看待从而造成拟合结果存在较大的失真;有的方法考虑到反应活化能的变化,但未考虑有机质热演化中存在的平行反应而仍有一定的误差;有的方法虽考虑了各种影响因素,然而使拟合过程复杂化而不实用。Easy-*R*_o(%)法吸收了上述方法的优点,考虑并简化了平行反应过程,依据 Arrhenius 反应方程建立起适用于有机质的化学反应动力学模型,以定量描述镜质体反射率与受热历史、有机质化学组成等之间的关系,被认为是目前最为实用且较为精确的方法^[16~19]。

鉴于前人对该区是否发生二次生烃作用存在着较大的认识分歧,本次研究中,笔者以当前玉门油田研究院所编制的中沟组 and 赤金堡组的剥蚀厚度图为依据,以利用 FMM 技术校正的隆 105 井的镜质体反射率数据为基础,选用当前较为先进的 Easy-*R*_o(%) 数据模拟软件对目前主要的产油次凹——青南次凹的受热史进行了较为详细的研究。在此基础上,结合地质构造演化史和沉积发展史对该区的生烃史进行了分析。

由于赤金堡组沉积时期,受近北东向同生断裂的控制作用,酒西坳陷为一个典型的断陷盆地,坳陷周边地形高差悬殊,使得物源供应充足、沉积

速率较大,早期冲积扇较为发育,沉积了一套粗碎屑岩;随着沉积水体的扩大和不断加深,沉积物变为典型的湖相碳酸盐岩和泥岩沉积。因此,为了较真实地反映赤金堡组的生烃条件,将赤金堡组分为上、下两部分。模拟结果表明,青南次凹隆 105 井区白垩纪的古地温梯度为 30 °C/km,第三纪的古地温梯度为 29 °C/km,显示该区古地温梯度是一个逐渐由高变低的过程。该古地温梯度范围值与陈建平等* 和费琪** 恢复的古地温值比较接近,可代表该区的古地温梯度。

如上所述,本区下白垩统烃源岩为一套典型的湖相白云质泥岩和泥质白云岩,普遍发生生烃滞后现象,镜质体反射率的生烃门限值为 0.7% 左右。图 4 为隆 105 井区各层段烃源岩的成烃演化史,从中可以看出,青南次凹下白垩统烃源岩的主要生油阶段为晚第三纪和第四纪,不存在早白垩世晚期油气的大量生成和运移;赤金堡组的上部和下沟组的下部烃源岩由于在地质历史过程中经历了油气大量生成的成熟阶段,目前部分源岩尚处于生烃的高峰阶段,因此是对本区油气生成具有巨大贡献的源岩;赤金堡组的下部岩层尽管目前已进入了凝析油和湿气阶段,但由于其有机质丰度很低,对油气生成的贡献不大;下沟组上部和中沟组底部的烃源岩层,现处于有机质演化的低成熟阶段,进入生烃门限的时间较短,对生烃的贡献亦不大;中沟组绝大多数烃源岩目前尚处于未成熟阶段,对油气生成的贡献很小。

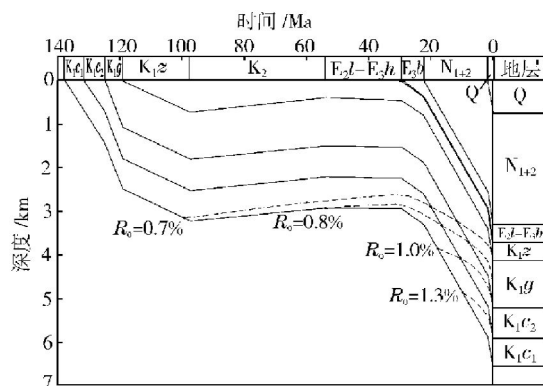


图 4 隆 105 井区各层段烃源岩的成烃演化史

Fig. 4 Hydrocarbon generating evolution of various source rocks in Long 105 wellblock

* 陈建平, 陈建军, 王智诒, 等. 酒西盆地青西坳陷石油地质特征及科学探索井论证. 1999

** 费琪. 酒西盆地石油地质特征及油气远景评价. 1989

参 考 文 献

- 1 玉门油田石油地质志编写组. 中国石油地质志(卷13)玉门油田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989. 84~140
- 2 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. 84~140
- 3 赵应成. 酒西盆地含油气系统与油气勘探方向[J]. 石油实验地质, 1998, 20(4): 362~367
- 4 任战利. 中国北方沉积盆地热演化史研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. 99~122
- 5 陈建平, 黄第藩, 陈建军, 等. 酒东盆地油气生成和运移[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 14~109
- 6 涂建琪, 张大江, 许怀先. 中国侏罗纪煤的激光显微荧光特征及其成熟度意义[A]. 见: 张大江. 第四届全国石油地质实验技术及实验室管理工作交流会议论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2002. 197~200
- 7 Dow W G. Kerogen studies and geological interpretations[J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7: 79~99
- 8 Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence(2nd ed)[M]. Berlin: Springer-Verlag, 1984
- 9 周中毅, 潘长春. 沉积盆地古地温测定方法及其应用[M]. 广州: 广东科技出版社, 1992. 1~57
- 10 任战利, 赵重远, 陈刚. 沁水盆地中生代晚期构造热事件[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(1): 46~48
- 11 尹凤娟, 刘洪福, 华洪. 三塘湖盆地晚二叠世芦苇沟组孢粉组合[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(4): 392~396
- 12 汪新伟, 汪新文, 韩效忠. 运用磷灰石裂变径迹分析十万山盆地的地热史[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 385~390
- 13 Waples D W. Time and temperature in petroleum exploration[J]. AAPG Bull, 1980, 64: 916~926
- 14 Tissot B P, Pelet R, Ungerer P H. Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation[J]. AAPG Bull, 1987, 71(12): 1445~1466
- 15 Burnham A K, Sweeney J J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1989, 53: 2649~2657
- 16 Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. AAPG Bull, 1990, 74(10): 1559~1570
- 17 宋党育, 秦勇. 镜质体反射率反演的 EASY%R。数值模拟新方法[J]. 煤田地质与勘探, 1998, 26(3): 15~17
- 18 徐永元, 徐廉, 郝石生. 多期构造演化盆地复杂地温场对油气生成的影响——以塔里木盆地塔中地区为例[J]. 沉积学报, 1993, 38(2): 155~158
- 19 任战利, 刘池阳, 张小会, 等. 酒东盆地热演化史与油气关系研究[J]. 沉积学报, 2000, 18(4): 619~623
- 20 邱楠生, 金之钧, 王飞宇. 多期构造演化盆地的复杂地温场对油气生成的影响——以塔里木盆地塔中地区为例[J]. 沉积学报, 1997, 15(2): 142~144
- 21 徐永元, 徐廉, 郝石生. 石油的形成与分布[M]. 徐永元, 徐廉, 郝石生, 等译. 北京: 石油工业出版社, 1989
- 22 段毅, 周世新. 塔里木盆地石炭系烃源岩热模拟实验研究——II. 生物标志化合物的组成与演化[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 13~16
- 23 林鹤鸣, 夏邦栋. 下扬子区中生代溧水—南陵拉分盆地的厘定[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(4): 276~281
- 24 徐嘉伟. 郯庐断裂带研究的十年回顾[J]. 地质论评, 1992, 38(4): 316~323
- 25 张云银. 郯庐断裂带含油气性研究[J]. 石油实验地质, 2003, 25(1): 28~32

(上接第283页)

- 二段火山岩的储集特征[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(3): 289~291
- 8 夏邦栋, 李培军, 尚彦军, 等. 下扬子区中生代走滑活动带初析[J]. 石油与天然气地质, 1994, 15(3): 193~200
- 9 尚彦军, 夏邦栋, 林鹤鸣, 等. 下扬子区晚中生代逃逸构造初探[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(3): 177~182