

二连盆地白音查干凹陷古地温与油气生成的关系

刘春晓^{1,2,3}, 张晓花⁴

(1. 中国科学院海洋研究所 海洋地质与环境重点实验室, 山东 青岛 266071;

2. 中国科学院 研究生院, 北京 100049; 3. 中国石化中原油田分公司 物探研究院, 河南 濮阳 457001;

4. 中国石化中原油田 培训中心, 河南 濮阳 457001)

摘要:白音查干凹陷的热史研究还处于初级阶段,对补测数据进行了古地温恢复、剥蚀厚度等方面的详细研究,得到以下结论:①现今凹陷地温梯度为 $3.06\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,低于二连盆地平均水平 $3.50\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,且地温梯度随构造部位的不同而各异。②洼陷镜质体反射率最大,热演化程度最高,具备了大规模生烃的条件,其中阿二段是凹陷生烃的主力层位。③古地温恢复的结果是凹陷的古地温梯度为 $5.21\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,明显高于现今地温梯度。④赛汉塔拉组沉积以后,凹陷遭受不同程度的剥蚀,剥蚀厚度从850 m到3 970 m不等,生油门限变浅。新生代以来地温梯度减小,生油过程中断。⑤凹陷地质背景决定了白音查干凹陷生油层大部分处于低成熟阶段,断裂带处于凹陷油气运移的指向处,大套地层遭受剥蚀,盖层及油气封堵条件遭受破坏,使低成熟—高成熟原油遭受降解氧化,形成次生降解稠油。

关键词:白音查干凹陷;古地温;热史;油气藏;油气生成

中图分类号:TE122.1

文献标志码:A

文章编号:1672-3767(2011)03-0012-09

Relationship Between Paleogeotherm and Hydrocarbon Generation in the Baiyinchagan Depression, Erlian Basin

LIU Chunxiao^{1,2,3}, ZHANG Xiaohua⁴

(1. Institute of Oceanology, Key Laboratory of Marine Geology and Environment,

Chinese Academy of Sciences, Qingdao, Shandong 266071, China;

2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. Geophysical Research Institute of SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457001, China;

4. Training Center of SINOPEC Zhongyuan Oilfield, Puyang, Henan 457001, China)

Abstract: The study on the thermal evolution history of Baiyinchagan depression is still in preliminary stage. In this paper, Some supplementary observed data were analyzed in detail in such aspects as paleogeotherm restoration, erosion thickness, etc. The conclusions are as follows: ① Current geothermal gradient in this depression is $3.06\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, lower than the average level of $3.50\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ in Erlian basin and the temperature gradient varied with structure locations. ② Both the vitrinite reflectance and thermal evolution level in this area are the largest and highest than other part of the basin respectively. These enabled the large-scale hydrocarbon generation possible in which the Aerduan is the main hydrocarbon generative formation. ③ The recover paleogeothermal gradient is $5.21\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, significantly higher than the present one. ④ After Saihantala sedimentation, this depression underwent multiple erosions in different levels, the denudation thickness was ranging from 850 m to 3 970 m, thus the threshold depth of oil generation became shallow. The geothermal gradient has decreased since Cenozoic and the process of generation was interrupted. ⑤ Restricted by the geological background, most source rocks of Baiyinchagan depression are in

收稿日期:2011-03-09

基金项目:国家自然科学基金项目(40701133);中国博士后科学基金项目(20080440829).

作者简介:刘春晓(1964—),男,河南濮阳人,高级工程师,博士研究生,主要从事石油地质综合研究工作.

E-mail: lcx0072008@sina.com.

low-mature stage. Fracture zone lies on the pathway of hydrocarbon migration, many strata were eroded and the cap rock and sealing conditions were destroyed. Consequently, the low-mature and high-mature crude oil were subjected to oxidation and degradation, forming secondary degradation heavy oil.

Key words: Baiyinchagan depression; paleotemperature; thermal history; hydrocarbon reservoir; hydrocarbon generation

白音查干凹陷构造上位于二连盆地西缘,是二连盆地中的一个重要生油凹陷,生油条件优越。凹陷呈北东向展布,东西长约 150 km,南北宽 15~28 km,面积约 3 200 km²,是发育在海西褶皱基底之上的中生代沉积盆地,为受边界正断层控制而形成的北断南超的箕状凹陷。沉积盖层以中生界下白垩统为主,自下而上地层划分为下白垩统阿尔善组(分为两个段)、腾格尔组、都红木组(分为三个段)、赛汉塔拉组及上白垩统二连达布苏组。该凹陷在构造上可划分为 6 个二级构造单元,自西向东分别是:塔拉断裂构造带、西部凹陷带、白音翁特断裂构造带、嘎顺斜坡带、东部洼陷带和查干超覆带(图 1)。文献[1]—文献[3]对白音查干凹陷的构造、生油、沉积相等作了大量的研究,但对凹陷的热史研究还处于初级阶段,尤其对古地温演化及与油气形成关系的研究工作较为薄弱。本研究围绕现今地温场特征、生油岩的热演化程度对比、凹陷热史恢复、古地温与油气生成的关系等问题作了详细探讨。

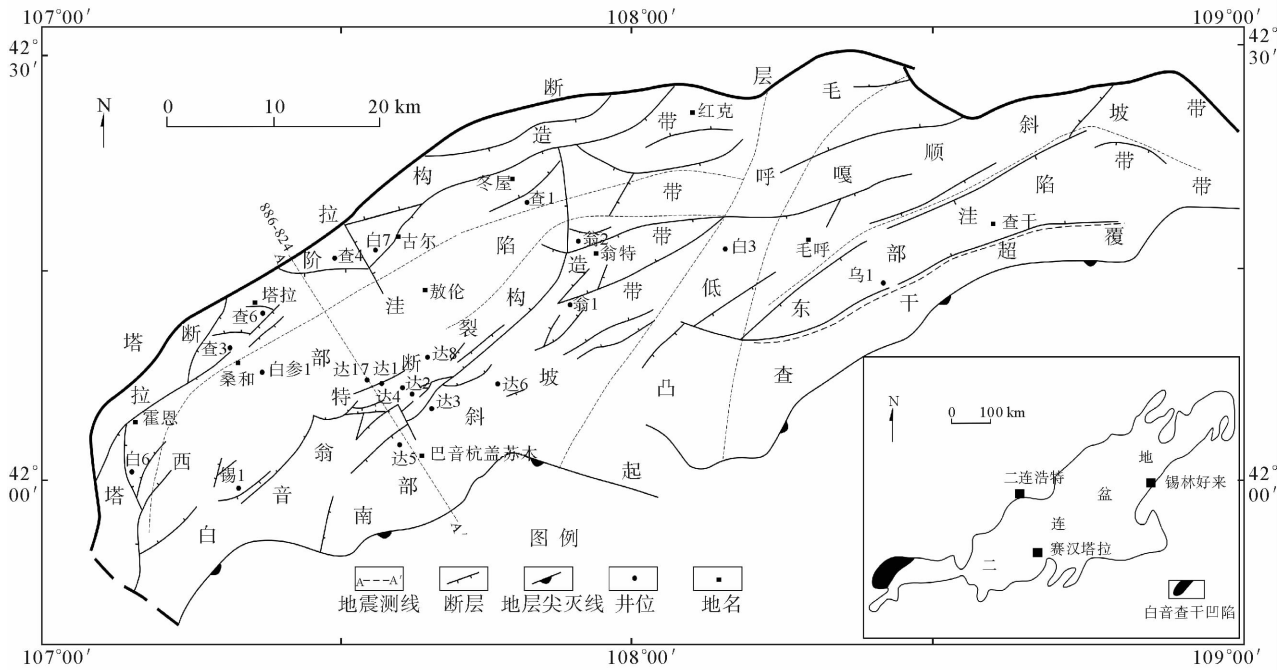


图 1 白音查干凹陷构造单元划分图

Fig.1 Tectonic units of Baiyinchagan depression

1 现今地温特征

本研究对白音查干凹陷 7 口井(白参 1、白 6、白 7、达 1、达 2、达 4、翁 1)进行了地温或井温测井(图 2)。其中,白参 1 井是该凹陷 1985 年 6 月钻探的一口参数井,钻井较深(完钻井深 3 166 m),揭露地层较齐全,数据可靠且能反映生油洼陷特征;通过线形回归求得该井现今地温梯度为 3.06 °C/100 m,并非文献[4]所计算的 3.56 °C/100 m 和 3.39 °C/100 m,主要是当时测井仪器下探深度有限、测试数据较少所造成的。

据白参1、白6、达1等7口井的测温数据可知:

1) 单井纵向上地温梯度分带明显。以白参1井为例,浅层(K_1bs)100~400 m地温梯度为 $2.60\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$; 400~600 m(K_1bd_3)地温梯度为 $4.80\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$; 600~900 m(K_1bd_2)地温梯度为 $4.10\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$; 900~1 400 m (K_1bd_1)地温梯度为 $2.82\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$; 1 400~2 000m(K_1bt)地温梯度为 $2.67\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$; 阿二段 K_1ba_2 (2 000~2 800 m)地温梯度为 $2.825\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$; 而阿一段 K_1ba_1 (2 800~3 050 m)地温梯度为 $2.80\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$ 。研究表明,地温梯度与地层暗色泥岩含量有关,暗色泥岩对从来自基底的热能传导起明显的屏蔽和阻拦作用。阿二段、腾格尔组、都一段暗色泥岩含量较为接近(78.75%, 79.75%, 70.27%),对应的地温梯度也较为接近($2.825\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$, $2.67\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$, $2.82\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$); 都二段和都三段暗色泥岩含量较高(91.47%和98.39%),对应的地温梯度较大($4.10\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$, $4.80\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$); 而浅部赛汉塔拉组由于砂岩含量陡增,岩性变粗,热传导能力增强,地温梯度降为 $2.60\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$ 。

2) 平面上受基底埋深控制。白参1、白7、达2井的基底埋深分别为4 800、1 452和1 549 m,对应的地温梯度($3.06\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$, $2.80\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$, $2.96\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$),以埋深尚未达到基底的1 300 m作比较,白参1井的地温($63.8\text{ }^\circ\text{C}$)明显要高于白7井($58\text{ }^\circ\text{C}$)和达2井($59\text{ }^\circ\text{C}$)的,1 400 m也是如此(白参1、白7、达2井地温分别为 $66.6\text{ }^\circ\text{C}$, $60\text{ }^\circ\text{C}$ 和 $62\text{ }^\circ\text{C}$),这说明地温梯度明显受基底埋深的影响,埋深越大,对热传导的屏蔽和拦截越大,热传导能力越弱,地温就越高。白6的基底埋深5 600 m,埋深大而地温梯度($2.59\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$)小,与岩性粗、泥岩含量超低有关。白6井都三段、都二段、都一段、腾格尔组和阿二段暗色泥岩的含量分别为4.48%, 58.52%, 35.26%, 0和0,其中腾格尔组和阿二段全由紫色泥岩和杂色砂岩组成,较低的暗色泥岩含量决定了白6井的热传导速率增大、传导能力远大于其他井而导致地温梯度比白参1、白7、达2都小。而达1、达4、翁1井较小的地温梯度,则是由基底埋深浅所致。

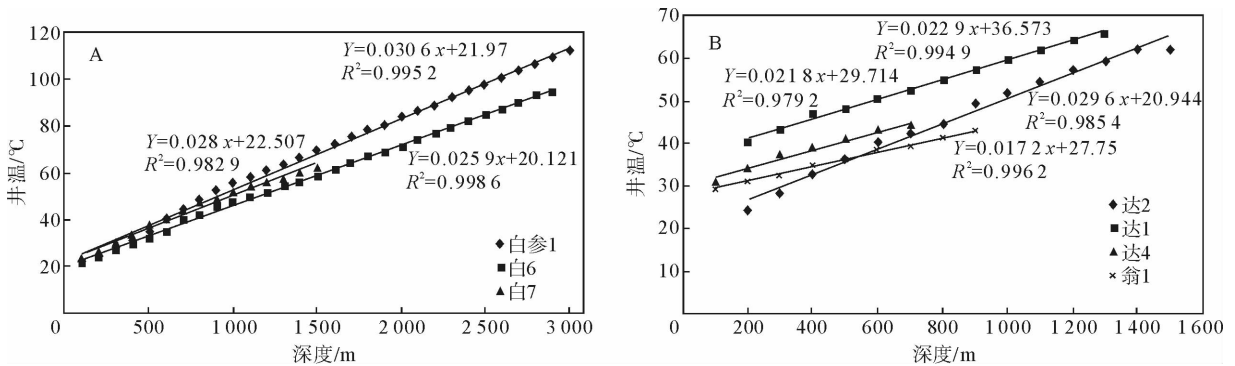


图2 白音查干凹陷典型井现今地温梯度图

Fig. 2 The present geothermal gradient of typical well in Baiyinchan depression

2 生油岩热演化特征

生油岩成熟度是评价盆地油气生成条件的重要因素和基础。以下将从热解温度峰值等方面讨论白音查干凹陷生油岩的热演化特征。

2.1 生油岩热解特征

热解峰温 T_{max} ($^\circ\text{C}$)是生油岩成熟度的重要参数。生油岩中干酪根热降解生成油气时,首先是热稳定性最差的部分先降解,而对其余部分的热解就需要更高的温度。干酪根热解生烃量最大的温度 T_{max} 随成熟度的增加而不断升高,当 $T_{max} > 430\text{ }^\circ\text{C}$ 时,烃源岩即开始进入生烃阶段^[5]。

对白音查干凹陷来说,生油岩的干酪根多以II型为主,少数为I型和III型。因此,生油岩的 T_{max} 下限应为 $435\text{ }^\circ\text{C}$ 。从白参1井最大热解温度 T_{max} 资料来看(图3),洼陷深度小于1 100 m, T_{max} 基本都小于 $435\text{ }^\circ\text{C}$,处于未成熟带中;深度在1 100~2 700 m, T_{max} 值为 $438\sim 482\text{ }^\circ\text{C}$,处于低成熟—高成熟生油带内,并在2 200

m 以后达到 460 °C 以上,说明 2 200 m 左右开始有湿气生成;到 2 710 m, T_{max} 值为 490 °C,处于过成熟带内,进入干气开始生成阶段。

白音查干凹陷南坡地层剥蚀严重,造成残余地层厚度小,埋藏浅;而沉积中心或临近沉积中心,地层剥蚀少,残余地层厚度大,埋藏较深。在南坡,深度 < 600 m 时, T_{max} < 435 °C,处于未成熟带内;深度 600 ~ 2 000 m, T_{max} 为 435 ~ 477 °C,处于低成熟—高成熟生油带内;在 1 200 m, T_{max} 达到 460 °C,开始有湿气生成。

北坡地区样品较少,涉及层位也仅为都红木组。在北坡,深度 < 780 m 时, T_{max} < 435 °C,处于未成熟带内;深度 > 780 m, T_{max} > 435 °C,处于低成熟—高成熟生油带内。

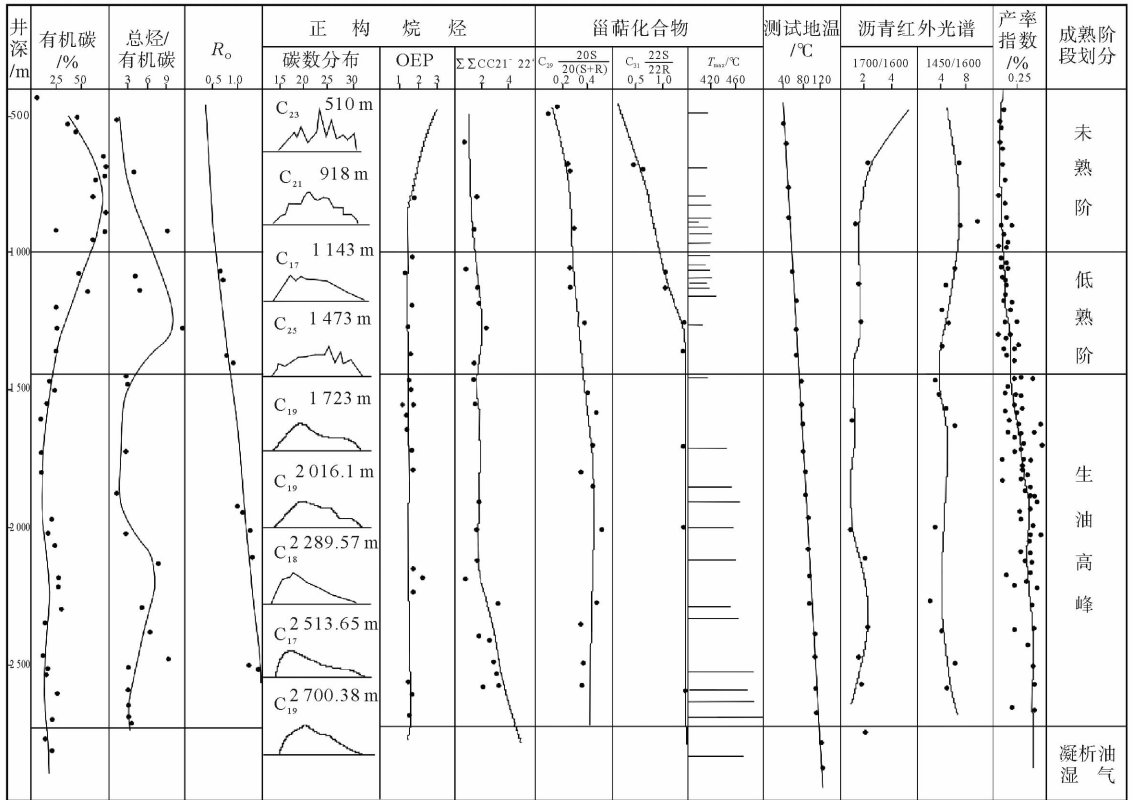


图 3 白参 1 井热演化剖面图

Fig. 3 The thermal evolution profile of well Baican 1

2.2 生油门限的确定

通过凹陷镜质体反射率的分析表明(表 1),洼陷镜质体反射率最大,热演化程度最高。都一段除洼陷外,其他各构造区带镜质体反射率都较低,为未熟—低熟阶段;腾格尔组和阿二段都具有较高的镜质体反射率和热演化程度,具备了大规模生烃的能力,是凹陷生烃的主力层位。

综合分析镜质体反射率(R_o)、烃源岩热解峰温(T_{max})等成熟度指标在剖面上的变化,可以确定凹陷各构造区带的生油门限。西部洼陷及北坡生油门限为 1 100 m,南坡及以西地区为 600 m。不同构造部位,其生油门限有所不同。

从生油岩成熟度特征分析及生油门限的确定可以得出,白音查干凹陷洼陷带赛汉塔拉组、都三段、都二段、都一段中上部并未成熟,都一段中下部、腾格尔组和阿二段处于成熟带内。但都一段中下部与腾格尔组中上部生油岩 R_o 普遍小于 0.70%,处于低成熟阶段,油气未大量生成。只有腾格尔组中下部与阿二段生油岩达到高成熟阶段,油气大量生成,是本凹陷的一大特色,与二连盆地其他凹陷有所不同。

二连盆地各凹陷生油门限深度差异很大,从 900 m 到 2 100 m 都有分布(表 1)。各凹陷内部差异也很

大,如巴音都兰凹陷从 700 m 到 1 400 m 不等,相差达 700 m;在额仁淖尔凹陷淖槽 1 井门限深度为 1 450 m,淖 9 井为 1 200 m,淖 16 井为 1 800 m,相差达 600 m。

从白音查干凹陷各构造区带的生油门限变化来看,生油门限所处的现今地层温度基本都小于 60 °C,低于生油门限所要求的 60~70 °C 温度值。很显然,生油门限的深度主要由古地温和后期构造变动所控制,而非现今地层温度。

白音查干凹陷与二连盆地其他凹陷一样,在早白垩世晚期赛汉塔拉组沉积之后抬升,遭受强烈的剥蚀作用,第三纪以来沉积厚度小。从资料来看,白音查干凹陷第三纪以来沉积厚度小于 100 m,大部分小于 50 m,如达 1 井为 78 m,白 7 井为 7 m,达 3、达 7 等井也都只有几米。凹陷古地温高于现今地温,生油岩成熟度受古地温控制,因此恢复古地温的工作就显得尤为重要。

表 1 二连盆地生油门限深度对比表

Tab. 1 The comparison of oil threshold depth in Erlian basin

凹陷名称	现今地温梯度/(°C/100 m)	门限深度/m	门限现今温度/°C	门限镜质体反射率 R_o /%
巴音都兰	4.20	1 100	51.5	0.67
阿南	3.90	1 250	55	0.53
阿北	3.72	1 400	57.8	0.50
白音查干	3.06	1 100	58.1	0.50
赛汉塔拉	4.00	1 500	56	0.56
额仁淖尔	3.10	1 800	61	0.50
脑木更	3.01	2 100	61	
乌里雅斯太	3.47	1 050~1 250	54.71	0.55
高力罕	3.00	1 800	53.6	0.50
吉尔嘎朗图	3.53	1 380	60	0.69

注:数据来源于文献[4].

3 剥蚀厚度计算和古地温恢复

3.1 剥蚀厚度的计算

1) 不同层位热演化程度对比

白音查干凹陷镜质体反射率(R_o)与深度的关系表明,镜质体反射率随深度的增大而逐渐增大(图 4)。但不同构造区带由于古地温梯度、后期剥蚀厚度的差异,镜质体反射率曲线有所不同,如洼陷带白参 1 井镜质体反射率与深度关系式为 $H = -1 452.2 \ln R_o - 2 047$ (R^2 为 0.954 8),南坡为 $H = -1 790.6 \ln R_o - 2 096.5$ (R^2 为 0.680 9),两者明显不同。

白音查干凹陷发育了三套烃源岩:阿二段、腾格尔组和都红木组一段。其中,都一段(34 个样)泥岩镜质体反射率为 0.36%~0.66%,平均 0.454%,半数以上样品在 0.5% 以下,属未熟—低熟烃源岩。洼陷带白参 1 井为 0.44%~0.66%,平均 0.56%;锡林好来地区 0.38%~0.54%,平均 0.44%;达尔其地区 0.38%~0.63%,平均 0.43%;达尔其西地区 0.38%~0.51%,平均 0.43%;翁特 0.36%~0.51%,平均 0.46%;桑合和古尔都只有一个样,平均为 0.40%。其中,以洼陷带白参 1 井 R_o 最大,热演化程度最高;其次为翁特地区。

腾格尔组(20 个样),镜质体反射率变化范围为 0.37%~1.07%,平均 0.66%,样品在 0.5% 以上的占 85%,地层已达成熟阶段。其中,洼陷带白参 1 井为 0.60%~1.07%,平均 0.83%;锡林好来地区 0.55%~0.89%,平均 0.69%;达尔其地区 0.37%~0.76%,平均 0.57%;达尔其西地区 0.43%~0.59%,平均 0.51%;翁特 0.53%~0.71%,平均 0.59%;桑合只有一个样,为 0.48%。以上各构造区带以洼陷带白参 1 井 R_o 最大,热演化程度最高;其次为锡林好来地区。

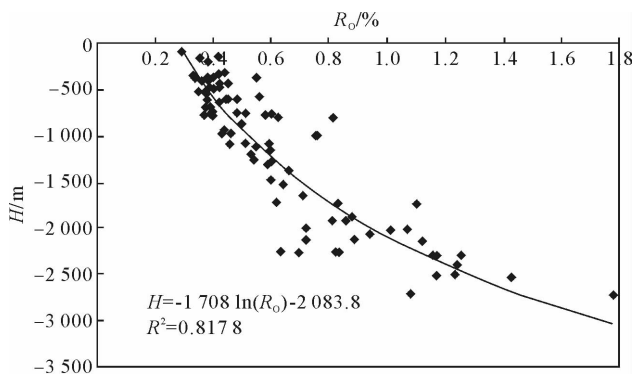


图 4 白音查干凹陷 $H-\ln(R_o)$ 关系图解

Fig. 4 The relation diagram of $H-\ln(R_o)$ in Baiyinchagan depression

阿二段(22个样),镜质体反射率变化范围为0.63%~1.78%,平均1.02%, $R_o \geq 0.70\%$ 的样品有21个,说明地层已达高成熟—过成熟阶段。洼陷白参1井为0.72%~1.08%,平均1.22%;锡林好来地区0.82%,平均0.82%;达尔其地区0.81%~1.10%,平均0.92%;达尔其西地区0.94%,平均0.94%;翁特0.63%~0.88%,平均0.75%。以洼陷白参1井 R_o 最大,热演化程度最高;其次为达尔其与达尔其西地区。

2) 剥蚀厚度计算

白音查干凹陷镜质体反射率(R_o)与深度的关系表明,镜质体反射率随深度的增大而逐渐增大(图5)。但不同构造区带由于古地温梯度、后期剥蚀厚度的差异,镜质体反射率曲线有所不同。洼陷白参1井为 $H = -1452 \ln R_o - 2047$ (R^2 为0.9548);南坡:锡林好来为 $H = -2023.6 \ln R_o - 2468.2$ (R^2 为0.9731),翁特为 $H = -2329.8 \ln R_o - 2674.8$ (R^2 为0.8311),达尔其为 $H = -1023.5 \ln R_o - 1367.7$ (R^2 为0.6881),达尔其西为 $H = -1612.6 \ln R_o - 2179.1$ (R^2 为0.9739);北坡:桑合与古尔为 $H = -1653.2 \ln R_o - 2005.2$ (R^2 为0.9039)。

可以看出,达尔其地区的斜率最大,依次为洼陷、达尔其西、北坡地区,最小为翁特和锡林好来。其中,北坡与达尔其西地区斜率近于相同,但在不同深度达到相同的 R_o 值,说明两者古地温梯度接近,但后期抬升剥蚀厚度不一致。凹陷各构造区带生油门限深度的不同主要是后期剥蚀厚度及古地温梯度差异而引起的,因此,利用镜质体反射率与深度曲线可以恢复地层剥蚀厚度。

利用 R_o 值估算剥蚀厚度时,首先应将 R_o 值转换成最高古地温值,然后求取古地热梯度^[6],不仅考虑了埋藏时间对 R_o 值的效应,而且体现了地史时期古地温梯度随时间的变化。将 R_o 数据转换成最高古地温的动力学模型或经验关系,以目前国际上Burnham、Sweeney^[7]提出的平行化学反应模型最为常见。

采用上述方法对白音查干凹陷部分井进行了剥蚀量的恢复,结果表明:洼陷白参1井剥蚀厚度为700 m;白6为820 m,查2为1060 m;白7为1050 m,查4为1288 m;达51井为1307 m;达1为2009 m,达2为1914 m;达24为1039 m,达5为1940 m,达50为1295 m;翁1为1100 m,查1为1020 m。可以看出,洼陷剥蚀厚度最小,其次是桑合与翁特地区,达尔其与达尔其西地区剥蚀厚度最大。

剥蚀厚度的不同使凹陷不同构造部位的生油门限深度相差很大,因此剥蚀厚度的恢复对于油气资源评价具有重要意义,而镜质体反射率法是恢复凹陷剥蚀厚度的有效方法。

3.2 古地温梯度恢复

二连盆地在早白垩世晚期沉积了赛汉塔拉组之后,整体处于抬升剥蚀期,新生代以来沉积厚度小,因此属于抬升型盆地,恢复的古地温代表了赛汉塔拉组沉积末期的古地温状况。白音查干凹陷也是如此。

本研究采用Barker方法来确定最大古地温^[8],其基本公式为

$$\ln R_o = 0.0096 T_{\max} - 1.4. \quad (1)$$

其中: R_o —平均镜质体反射率,%; T_{\max} —最大古地温。

通过对白音查干凹陷古地温的恢复(图6)。得出凹陷的古地温梯度为5.21 °C/100 m。其中,西部洼陷为6.76 °C/100 m,锡林好来为5.01 °C/100 m,达尔其为7.22 °C/100 m,达尔其西为6.29 °C/100 m,翁特为3.72 °C/100 m,桑合与古尔为5.70 °C/100 m。可以看出,凹陷不同构造部位的古地温梯度有所不同,其中,以达尔其地区为最大,其次为洼陷与达尔其西地区,翁特地区最低。这些数值明显高于凹陷现今地温梯度。

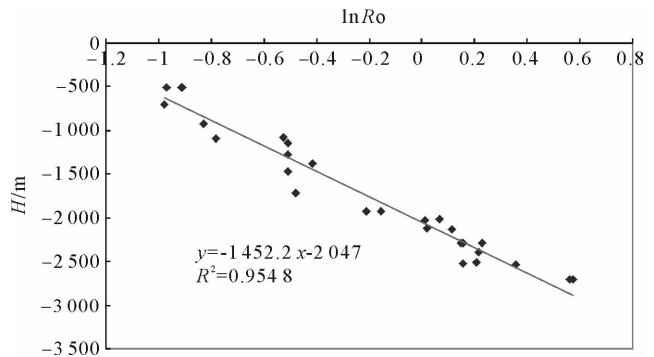


图5 白音查干凹陷白参1井 $H-\ln R_o$ 图解

Fig. 5 The relation diagram of $H-\ln R_o$ of well Baican 1 in Baiyinchagan depression

与二连盆地其他凹陷比较,白音查干凹陷的古地温梯度最大(表 2)^[9],反映出白音查干凹陷除正常沉积外,还可能有异常热力场(如岩浆活动或变质作用等)的存在。

据前人所作的 R_0 - H 关系图上可以看出^[10],曲线斜率在 2 000 m 以下变大,反映了古地温梯度大于现今地温梯度,说明古地温对二连盆地地下白垩统烃源岩起主要控制作用。这与二连盆地的构造、沉积演化史有着密切的关系: K_1ba 沉积时期,全区古地温最高,此后持续降温;燕山运动使本区从一个稳定地块进入相对活动的新时期,形成断陷;下白垩统边断边沉积,间有火山喷发,形成盆地高热的历史时期;到 K_1bt_1 沉积时期,由于强烈的断陷活动还在继续,古地温场仍然较高;而到 K_1bt_2 沉积时期,全区断陷、拉张作用明显减弱,进入拗陷阶段,地温场随之降低。 K_1bs 沉积时期,地壳上隆,古湖衰退,尤其是早白垩世以后的持续抬升和强烈剥蚀,使古地温场持续降温,相同深度的现今地温比古地温降低了 15~25 °C。

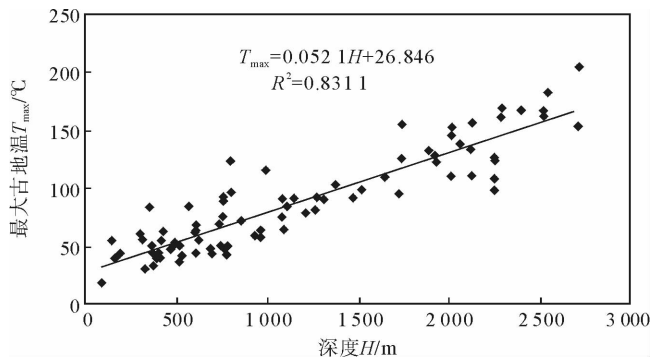


图 6 白音查干凹陷 T_{max} 与深度关系图解

Fig. 6 Relationship between T_{max} and depth of Baiyinshagan depression

表 2 二连盆地古地温梯度与现今地温梯度比较表

Tab. 2 The comparison of the paleogeothermal gradien with the present one in Erlian basin

凹陷名称	现今地温梯度(°C/100 m)	古地温梯度(°C/100 m)
巴音都兰	3.25(巴 5 井),4.20(巴 1 井)	4.80(巴 5 井),5.12(巴 1 井)
阿南	3.88(阿 19 井),3.26(贡 2 井)	5.10(阿 18 井、阿 3 井),4.50(莎 4 井)
阿北	3.36(阿参 1 井)	4.15(阿参 1 井)
乌里雅斯太	3.47(太参 1 井)	5.40(太参 1 井),5.80(太参 2 井)
白音查干	3.06(白参井)	6.74(白参 1 井)
吉尔嘎朗图	3.53(吉 2 井)	5.40(吉 2 井、吉 42 井)
额仁淖尔	2.82(额 16 井)	3.65(额 16 井)
赛汉塔拉	3.35(赛 2 井)	4.00(赛 4 井),3.60(赛 1、6、12、23 井)
高力罕	3.00(高参 1 井)	3.50(高参 1 井)

4 古地温与油气生成的关系

从古地温演化可知二连盆地白音查干凹陷是逐渐降温的,因此要判断生油期次首先要对埋藏史进行恢复,然后考虑烃源岩层古今地温的变化。从白音查干凹陷白参 1 井的埋藏史图(图 6)可知^[1],凹陷主要沉降期在早白垩世早期,阿尔善组烃源岩在都二到都三段沉积时进入主生烃期;腾格尔组烃源岩在都三至赛汉塔拉组沉积时进入主生烃期;都一段在赛汉塔拉组沉积时进入生烃期。白垩纪地温梯度高,生油门限浅,有利于油气的生成;中生代以后,地温梯度减小,古地温降低,生烃作用逐渐停止。如以白参 1 井 1 100 m 对应的最大古地温值为 79 °C 计算,则现今地温 79 °C 对应的埋藏深度为 1 860 m。因此,白音查干凹陷主要生烃期为早白垩世都三至赛汉塔拉组沉积时期。

另外,白参 1 井拟合的各层位地温梯度曲线表明(图 7)^[2],阿二段地温梯度最高 9.94 °C/100 m;其次为腾格尔组,为 8.29 °C/100 m;都红木组最低,为 6.38 °C/100 m。可以看出,白音查干凹陷是一个逐渐降温的凹陷。温度数据也代表了凹陷赛汉塔拉组末期的古地温特点,赛汉塔拉组沉积以后,凹陷遭受不同程度的剥蚀,剥蚀厚度从 850 m 到 3 970 m 不等,使生油门限变浅。加之新生代以来地温梯度减小,西部洼陷带的

都一段中上部生油层的温度低于生油门限值 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, 生油过程中断。同时, 腾格尔组生油层的生油速度放慢。赛汉塔拉组的沉积剥蚀, 使都一段和腾格尔组中上部生油层处于未熟—低熟状态, 成熟生油层仅占生油层总厚度的 $20\% \sim 60\%$ 。新生代以来沉积速率减小, 地温梯度也减小, 生油层的热演化程度未得到提高。因此, 凹陷地质背景决定了白音查干凹陷生油层大部分处于低成熟阶段。

凹陷南部断裂带处于凹陷油气运移的指向上, 形成的油藏由于抬升剥蚀及后期的断裂活动, 大套地层遭受剥蚀, 从而使油藏埋深变浅, 盖层及油气封堵条件遭受破坏, 低成熟—高成熟原油遭受降解氧化, 形成次生降解稠油, 如锡 14 块、达 3 块、达 7 块、达浅 1 块等。

二连盆地其他恢复过古地温的凹陷与白音查干凹陷相似, 如阿南凹陷等, 古地温梯度高, 但生油门限较浅。从腾格尔组沉积时期 (约 120 Ma) 开始到赛汉塔拉组沉积末期 (约 107 Ma), 是油气生成高峰时期。在晚白垩纪到第四纪的漫长地质时期, 生油凹陷遭受抬升剥蚀, 虽然也有厚度约为 $10 \sim 500\text{ m}$ 的沉积, 但由于地温降低, 使得其古地温从未超过赛汉塔拉组沉积末期达到的最高古地温。因此, 在赛汉塔拉组沉积时期已经成熟的腾格尔组下部现今温度已低于 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, 生烃作用已停止。阿尔善组在赛汉塔拉组沉积时期达到生油高峰, 现今地层温度仍处于 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上, 但已远小于曾经到过的最高古地温, 生油过程减缓。对于第三纪以来抬升剥蚀强烈的地区, 如巴音都兰凹陷包楞次凸上的锡 1、锡 2、锡 3 井阿尔善组现今温度远小于 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, 生烃作用已完全停止。其他凹陷虽有一些差异, 但基本情况相似^[3]。

因此, 高古地温场的存在是促使白音查干凹陷及二连盆地生油层在早白垩世赛汉塔拉组沉积时期进入大量生油门限的关键。

5 结论

1) 白音查干凹陷古地温梯度明显高于现今地温梯度。地温场控制着生油门限, 烃源岩的生油门限深度, 从凹陷中心向边缘逐渐变浅。在凹陷中心地温梯度相对较低, 生油门限深度在 $1\ 000\text{ m}$ 左右; 而隆起区或斜坡带, 地温梯度比较高, 生油门限深度在 600 m 左右; 介于以上两者之间的断裂带, 生油门限深度为 900 m 左右。

2) 赛汉塔拉组沉积以后, 凹陷遭受不同程度的剥蚀, 剥蚀厚度从 850 m 到 $3\ 970\text{ m}$ 不等, 生油门限变浅。加之新生代以来地温梯度减小, 使西部洼陷带的都一段中上部生油层的温度低于生油门限值 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, 生油过程中断。与此同时, 腾格尔组生油层的生油速度放慢。赛汉塔拉组的沉积剥蚀, 使都一段和腾格尔组中上部

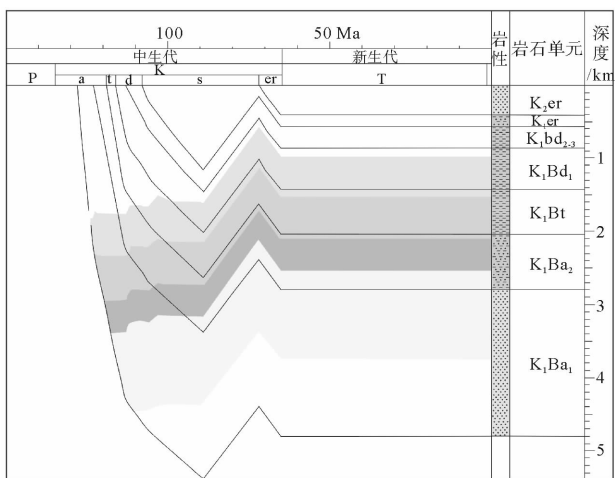


图 7 白音查干凹陷白参 1 井埋藏史图

Fig. 7 The burial history of well Baican 1 in Baiyinchagan depression

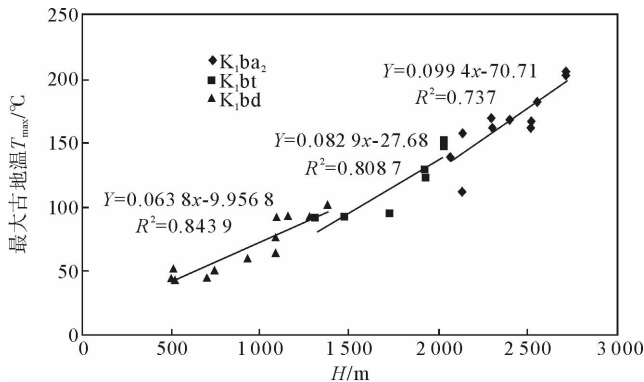


图 8 白音查干凹陷白参 1 井不同层位古地温梯度图

Fig. 8 The paleogeothermal gradient of different layers of well Baican 1 in Baiyinchagan depression

生油层处于未熟—低熟状态。新生代以来沉积速率减慢,地温梯度也减小,因此生油层的热演化程度并未得到提高。

3)白音查干凹陷主要生烃期为早白垩世都三至赛汉塔拉组沉积时期。

参考文献:

- [1]张亚敏,张方东.二连盆地白音查干凹陷成藏特征[J].石油勘探与开发,2010,37(1):32-37.
ZHANG Yamin,ZHANG Fangdong. Reservoir-forming characteristics of Baiyinchagan sag in Erlian basin[J]. Petroleum Exploration and Development,2010,37(1):32-37.
- [2]赵广珍,张家政.白音查干凹陷西洼低熟油特征及成藏规律[J].石油勘探与开发,2001,28(5):28-30.
ZHAO Guangzhen,ZHANG Jiazheng. Characteristics and pool-forming regularity of immature oil in western Baiyinchagan depression,Erlian Basin[J]. Petroleum Exploration and Development,2001,28(5):28-30.
- [3]谈玉明,冯建辉.白音查干凹陷达尔其油田原油地球化学与物性特征[J].地球化学,2003,32(3):271-281.
TAN Yuming,FENG Jianhui. Geochemical characteristics and physical features of Daerqi oilfield,Baiyinchagan depression [J]. Geochemical,2003,32(3):271-281.
- [4]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.
- [5]胡圣标,汪集旸.沉积盆地地热体制研究的基本原理和进展[J].地学前缘,1995(4):171-179.
HU Shengbiao,WANG Jiyang. Sedimentary Basin geothermal system,the basic principles and progress of research [J]. Earth Science Frontiers,1995(4):171-179.
- [6]胡圣标,张容燕.油气盆地热史恢复方法[J].勘探家,1998(4):56-61.
HU Shengbiao,ZHANG Rongyan. Recovery of oil and gas basin thermal history[J]. Explorers,1998(4):56-61.
- [7]BURNHAM A K,SWEENEY J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta,1989,53(10):2649-2656.
- [8]HOOD D,GUTJAHR C C M,HEACOCK R L. Organic metamorphism and generation of petroleum[J]. AAPG Bulletin,1975,59:986-996.
- [9]池英柳,张万选.白音查干凹陷有利勘探目标预测[J].断块油气田,1997,4(6):5-9.
CHI Yingliu,ZHANG Wanxuan. Exploration of the prospective targets in the Baiyinchagan sub-basin[J]. Fault-block Oil & Gas Fields,1997,4(6):5-9.
- [10]张新建,方建明,唐文忠.白音查干凹陷油气成藏特征研究[J].石油与天然气地质,2000,21(1):61-64.
ZAHNG Xinjian,FANG Jianming,TANG Wenzhong. Characteristics of hydrocarbon accumulation in the Baiyinchagan depression[J]. Oil and Gas Geology,2000,21(1):61-64.

(上接第 11 页)

- [3]JING X D,GILLESPIE A,TREWIN B M. Resistivity index from non-equilibrium measurements using detailed in-situ saturation monitoring[C]//Society of Petroleum Engineers SPE 26798, Offshore European Conference, Aberdeen, 1993: 456-464.
- [4]YALE D P. Network modeling of flow storage and deformation in porous rocks[D]. Stanford:Stanford University,1984.
- [5]TAO G. Elastic and transport properties of some sandstones[D]. London:Imperial College of Science, Technology & Medicine, University of London,1992.
- [6]MAN H N,JING X D. Network modeling of strong and intermediate wettability on electrical resistivity and capillary pressure[J]. Advances in Water Resource,2001,24(3-4):345-363.
- [7]FRISCH U,HASSLACHER B,POMEAU Y. Lattice gas automation for the Navier-Stokes equation[J]. Physical Review Letters,1986,56(14):1505-1507.
- [8]KNTZ M,MARESCHAL J C,LAVALLEE P. Numerical estimation of electrical conductivity in saturated porous media with 2D lattice gas[J]. Geophysics,2000,65(3):766-772.
- [9]OKABE H,BLUNT M. Pore space reconstruction using multiple-point statistics[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,2005,46(1-2):121-137.
- [10]DIEDERIX K M. Anomalous relationships between resistivity index and water saturations in the rotliegend sandstone[C]//SPWLA 23rd Annual Logging Symposium, Houston, July, 1982, Paper X.