文章编号:1673-5005(2017)04-0054-011 doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2017.04.007

基于变系数 ΔlogR 技术的烃源岩 TOC 精细评价

陈海峰[1,2], 王凤启[1,2], 王 民[3], 于惠宇[4]

(1. 东北石油大学地球科学学院,黑龙江大庆 163318; 2. 东北石油大学非常规油气成藏与开发省部共建重点实验室,黑龙江大庆 163318;3. 中国石油大学非常规油气与新能源研究院,山东青岛 266580;
4. 中国石油勘探开发研究院西北分院,甘肃兰州 730020)

摘要:海拉尔盆地乌尔逊凹陷主力烃源岩层(南一段)烃源岩非均质性强,总有机碳(TOC)波动明显,利用有限的测试样品表征整套烃源岩层的生烃潜力具有较强的不确定性;烃源岩层的测井响应表现为高自然伽马、高声波时差、中等电阻率,易于识别,但是烃源岩测井评价参数的通用性差,难以建立起具有普遍适用性的 TOC 预测公式。针对上述问题,采用变系数 ΔlogR 技术评价该区烃源岩 TOC,将 ΔlogR 技术中的经验参数视为待定系数,从模型参数地质意义出发,通过针对单井和"分区、分相"预测模型中的待定参数,完成全区 120 口井 TOC 测井评价,利用测井计算 TOC 实现烃源岩分级评价,通过"钻井定频率、层序定展布"的方法,得到南一段不同丰度级别烃源岩的厚度。结果表明,变系数 ΔlogR 技术预测 TOC 误差平均为 16.6%,比传统方法平均降低 19.9%;南一段差烃源岩厚度一般 15~20 m,中等烃源岩厚度一般 10~20 m,优质烃源岩的厚度一般 20~45 m;南一段差烃源岩、中等烃源岩、优质烃源岩的体积分别为 0.46×10^{11}、1.08×10^{11} 和 1.59×10^{11} m^3。

关键词:测井; 烃源岩; 总有机碳; 变系数 ΔlogR 技术; 乌尔逊凹陷; 海拉尔盆地

中图分类号: TE 122.3 **文献标志码**: A

引用格式:陈海峰,王凤启,王民,等. 基于变系数 ΔlogR 技术的烃源岩 TOC 精细评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学报),2016,41(4):54-64.

CHEN Haifeng, WANG Fengqi, WANG Min, et al. TOC evaluation using variable-coefficient ΔlogR model [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2016,41(4):54-64.

TOC evaluation using variable-coefficient ΔlogR model

CHEN Haifeng[1,2], WANG Fengqi[1,2], WANG Min[3], YU Huiyu[4]

(1. *Geoscience College, Northeast PetroleumUniversity, Daqing* 163318, *China*;
2. *Province Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Reservoir and Development, Northeast Petroleum University, Daqing* 163318, *China*;
3. *Research Institute of Unconventional Petroleum and Renewable Energy in China University of Petroleum, Qingdao* 266580, *China*;
4. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development China Northwest Branch, Lanzhou* 730020, *China*)

Abstract: The source rocks in the First Member of Nantun Formation of Wuerxun sag, Hailaer Basin are characterized by strong organic heterogeneity with large variations in total organic carbon(TOC) values, resulting in the organic abundance of source rocks which cannot be represented by limited and discrete test samples. Source-rock sections can be easily recognized by high natural gamma ray, high interval transit time and medium resistivity logging response, but it is difficult to establish a universal TOC prediction formula, because the key parameters in ΔlogR model vary from well to well. Unlike in conventional approaches where ΔlogR is approximated empirically, an new approach that assumes ΔlogR as unknow parameters (k and a) is applied. In the variable-coefficient ΔlogR model, "k" is predicted according to single well, whereas "a" is predicted in the light of zones and facies. This variable-coefficient ΔlogR model is applied to 120 wells. Sources rocks in the First Mem-

收稿日期:2016-04-26

基金项目:国家自然科学基金项目(41402110);中央高校基本科研业务费专项(14CX05017A)

作者简介:陈海峰(1974-),男,副教授,博士,研究方向为地球物理测井与油气资源评价。E-mail:chf_bj@126.com。

ber of Nantun Formation are divided into three grades according to the relationship between measured TOC and Hydrogen index (I_H). TOC limit for poor source rocks, medium source rocks and excellent source rocks are 1.0% and 2.0%, thus logging-derived TOC is used to classify source rocks. Within the sequence stratigraphic framework, the depth of source rocks of various grades is determined by calculating thickness ratio of various-grade source rocks in system tracts of single well and by using the Kriging interpolation between all the wells. The results show that logging calculated TOC by the variable-coefficient ΔlogR model agrees well with the measured values. The TOC predicting error by the variable-coefficient ΔlogR model is about 16.6%, with 19.9% reduction than the traditional ΔlogR model. For the three rock types, poor source rocks, medium source rocks, and excellent source rocks, their depths are 15–20 m, 10–20 m, and 20–45 m; and their volumes are 0.46×10^{11} m^3, 0.46×10^{11} m^3, and 1.08×10^{11} m^3, respectively. These three types account for 14.7%, 34.5%, and 50.8% of total source rocks in volume.

Keywords: well logging; source rocks; total organic carbon (TOC); variable-coefficient ΔlogR model; Wuerxun sag; Hailaer Basin

乌尔逊凹陷是海拉尔盆地内油气资源较为富集的地区之一[1-2],中国第一次资源评价预测油气资源量为 5.56×10^8 t,第二次资源评价预测油气资源量为 1.89×10^8 t,第三次资源评价预测油气资源量为 3.39×10^8 t,三轮油气资源评价结果出入较大,同时,目前该区的油气勘探程度较低,近年来鲜有工业油井被发现,有必要进一步论证油气资源潜力。烃源岩是油气生成的物质基础[3-5],烃源岩精细评价是客观评价油气资源潜力的重要前提。在乌尔逊凹陷,以往的油气资源评价均利用岩心测试地球化学指标(主要是总有机碳含量,TOC)的平均值代表整套烃源岩层的生烃能力[6],然而该区烃源岩的非均质性强、测试样品有限且离散、不同有机质含量烃源岩的生、排烃能力存在差别[7-8],导致"平均法"预测的油气资源量具有较大的不确定性。换言之,研究区新一轮的资源评价须建立在丰富的评价数据和烃源岩分级评价的基础上,即须开展烃源岩精细评价。在烃源岩精细评价方法中,最高效的是测井评价技术[9-10]。高分辨率的测井资料不仅可提供丰富的 TOC 数据[11-13],评价结果能够指导烃源岩分级评价[14],结合层序地层分布还能够预测不同丰度级别烃源岩的厚度分布和发育体积[15-16]。烃源岩 TOC 测井评价技术已经比较成熟,ΔlogR 技术、多元回归、神经网络等方法都有较多成功应用的实例[14-21]。其中,ΔlogR 技术所需资料容易获取且可操作性较强,在烃源岩 TOC 评价中应用最为广泛[17-22]。变系数 ΔlogR 技术[23-24]将 ΔlogR 技术内对 TOC 敏感的经验参数当成待定系数,依据研究区实际资料厘定待定系数的值,改善了 ΔlogR 技术对陆相高泥质、低 TOC 含量烃源岩 TOC 的评价效果。笔者以乌尔逊凹陷主力烃源岩层(南一段)为研究对象,以岩心测试 TOC 和常规测井曲线为基础,针对该区烃源岩非均质性强、富含泥质、TOC 含量偏低、烃源岩测井评价参数的通用性差的特点,采用变系数 ΔlogR 技术评价烃源岩 TOC。从模型参数的地质意义出发,通过基于单井和"分区、分相"预测待定系数的方法,实现烃源岩 TOC 的准确预测。

1　基本地质特征

海拉尔盆地位于内蒙古自治区呼伦贝尔盟西南部,是松辽盆地最重要的接替领域。乌尔逊凹陷南邻贝尔凹陷,北与红旗、新宝力格凹陷局部连通,呈南北向展布,为一个西断东超的箕状断陷。盆地基底为前古生界和古生界,沉积盖层自下而上为下白垩统的塔木兰沟组、铜钵庙组、南屯组、大磨拐河组、伊敏组,上白垩统的青元岗组和新生界的第三、第四系。富含有机质的暗色泥岩主要发育在南屯组、大磨拐河组和伊敏组,其中,大磨拐河组和伊敏组由于绝大部分暗色泥岩尚未生烃而无法成为有效的烃源岩层[12]。南屯组自下而上又可分为南一段和南二段:南一段时期曾发生大规模湖侵,深湖—半深湖暗色泥岩大面积发育,是重要的烃源岩层;南二段时期水体变浅,辫状河三角洲砂泥互层发育,油气储集层较发育。乌尔逊凹陷目前钻井 169 口,钻穿南一段井 120 口,研究区油流井 72 口。

2　目标层烃源岩特征

本次将研究区烃源岩精细评价的对象确定为南一段,原因有二:一是乌尔逊凹陷中机质丰度高、类型好、生排烃能力强的优质烃源岩主要发育在南一段[6],油源对比表明该区的原油主要来自南一段[1],生烃模拟显示南一段烃源岩的生、排烃量均超过全区源岩生、排烃总量的 90%[15],即南一段为起控藏作用的主力烃源岩层;二是南一段钻井中有

35 口井进行了较为系统的烃源岩取样分析,开展了高分辨率层序地层研究[26-27],具备开展烃源岩精细评价的地质基础,但此项工作还未开展。

2.1 有机地球化学特征

南一段地层埋深 1 250 ~ 3 250 m,地层岩性主要为暗色泥岩夹薄层砂岩。暗色泥岩的沉积环境包括湖相和辫状河三角洲相,颜色以灰黑色和灰色为主,厚度一般为 50 ~ 100 m,最厚超过 120 m。暗色泥岩实测 TOC 值为 0.2% ~ 9.8%,平均值为 2.41%,局部 TOC 平均为 7.68%,氯仿沥青"A"平均为 0.498%,达到优质烃源岩级别[7]。暗色泥岩有机质主要源于低等水生生物,典型特征是饱和烃气相色谱以 nC_{19} 为主峰,饱和烃 $\delta^{13}C$ 分布在 −29.37‰ ~ −33.58‰[7]。暗色泥岩镜质体反射率 R_o 值为 1.0% ~ 1.4%,处于生烃高峰阶段。暗色泥岩 TOC 波动频繁,如 W23 井(图 1),该井岩心实测 TOC 分布在 0.2% ~ 5.5%,其中 2 750 ~ 2 100 m 的烃源岩 TOC 数值可达到其他深度段的 2 倍以上,若利用岩心实测 TOC 的平均值代表整段烃源岩 TOC 含量,则夸大了低 TOC 烃源岩的发育比例,掩盖了高 TOC 烃源岩,显然不利于客观评价油气资源潜力。

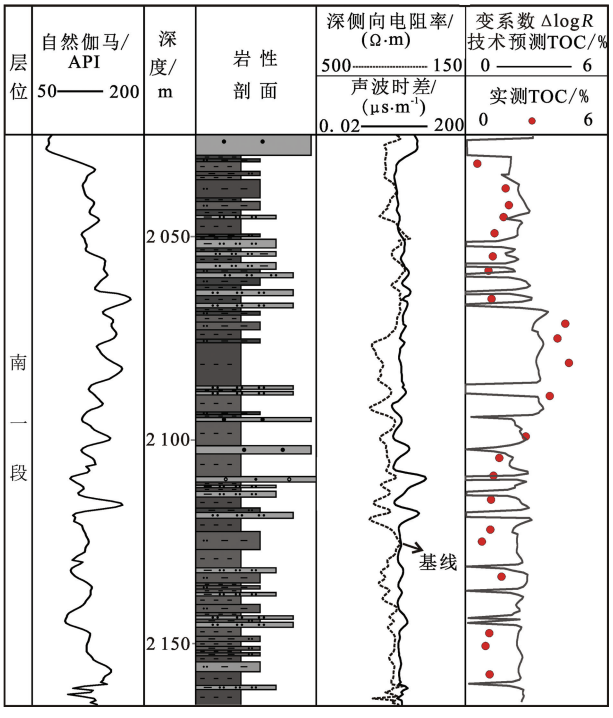

图 1 乌尔逊凹陷南一段烃源岩有机非均质性及测井响应(乌 23 井)

Fig. 1 Organic heterogeneity and logging response of source rocks in the First Member of Nantun Formation of Wuerxun sag(well Wu23)

2.2 测井响应特征

烃源岩层识别是测井评价烃源岩 TOC 的基础,南一段烃源岩层具有高自然伽马、高声波时差、中等阻率测井响应,与砂岩层的测井响应区别明显,烃源岩层易于识别(图 1)。从图 1 还可以看出,烃源岩层的 TOC 数值与声波时差和电阻率叠合后的"幅度差"具有较好的相关性:TOC 较低时,如 2 050 ~ 2 070 m,"幅度差"也较低;随着烃源岩层 TOC 含量增高,如 2 070 ~ 2 100 m,"幅度差"也呈增大趋势。显然,研究区烃源岩层在测井曲线上不仅容易识别,而且 TOC 与"幅度差"呈正相关趋势,符合利用 $\Delta\log R$ 技术评价 TOC 的前提。

然而,$\Delta\log R$ 技术在研究区的应用效果并不理想,即对大多数井烃源岩 TOC 预测误差较大。以 W23 井为例,经过反复验证,$\Delta\log R$ 技术[14]中唯一的待定参数 R_o 取值 1.2%,由图 1 中 TOC 计算结果可知,$\Delta\log R$ 技术预测 TOC 与岩心实测 TOC 除了在个别点比较接近以外,多数测点两者明显分离,测井预测 TOC 与实测 TOC 的平均相对误差达到 38.8%(图 1)。分析认为,$\Delta\log R$ 技术预测 TOC 误差大的原因在于其模型参数的通用(针对性)差:①根本原因是研究区烃源岩非均质性强、泥质含量高、TOC 含量低,导致单井之间烃源岩的测井响应并不完全一致,因此对应的 TOC 预测公式也不完全相同,进而采用同一预测公式必然导致 TOC 预测误差;②直接原因是 $\Delta\log R$ 技术中模型参数的针对性差,已有研究表明[18-20],在模型框架不变的情况下,通过调整模型中解释参数,TOC 预测效果可得到明显改善。

综上分析可知,乌尔逊凹陷烃源岩层的测井响应明显,测井特征符合利用 $\Delta\log R$ 技术预测烃源岩层预测 TOC,但是较强的地层非均质性使得 $\Delta\log R$ 技术的应用效果不佳,依据研究区实测资料修正 $\Delta\log R$ 模型中的解释参数是提高 TOC 预测精度可行的方法。

3 变系数 $\Delta\log R$ 技术在研究区的应用

采用变系数 $\Delta\log R$ 技术评价南一段烃源岩 TOC,重点探讨模型中两个关键待定系数的确定方法,通过针对性地确定这两个待定系数,实现了烃源岩 TOC 的准确预测。

3.1 模型的方法原理

变系数 $\Delta\log R$ 技术预测烃源岩 TOC 的公式为

$$\Delta\log R = k(\log R - B) + (1-k)(\Delta t - B). \quad (1)$$

$$w(\mathrm{TOC}) = a\Delta\log R + b. \quad (2)$$

式中,R 为电阻率, Ω · m;Δt 为声波时差, μs/m;B 为基线值,基线位置对应贫有机质的细粒岩处,具体按照文献[17]中方法确定;w(TOC)为总有机碳;b 为有机碳含量的背景值,根据实测 TOC 统计得到研究区 b 取值 0.2;k 和 a 为两个关键的待定系数,是重点探讨的对象。

3.2　待定系数的确定

3.2.1　待定系数的确定原则

从待定系数的地质意义出发,建立待定系数 k 和 a 的厘定方法。为了便于论述,选取研究区测井曲线质量好且进行 TOC 系统取样分析的井,利用网格搜索法[19]分别得到单井待定系数 k、a 与 TOC 预测误差的关系曲线(图 2 和图 3),记 TOC 误差最小值对应的 k、a 分别为"最优 k 值"和"最优 a 值"。

待定系数 k 能够改变声波时差和电阻率在 ΔlogR 中的相对比重,由于声波时差主要对有机质中的干酪根响应,电阻率主要对烃类响应,因此 k 的地质意义是调整模型识别干酪根和烃的能力[20]。此外,待定系数 k 值还具有削弱干扰因素,突出 TOC 测井响应的作用[23]。由于烃源岩生、排烃过程本身具有较强的非均质性,加上干扰 TOC 测井响应的因素异常复杂(包括岩性、物性、流体矿化度等),导致单井之间的"最优 k 值"不尽一致,甚至出现较大差异。如图 2 所示,Wd3 井(图 2(a))和 Wd1 井(图 2(c))代表三角洲前缘相,两者的岩性组合和 TOC 值均相当,将 Wd1 井"最优 k"值应用于 Wd3 井 TOC 预测,则 Wd3 井 TOC 预测误差从 18.6% 增加至 35.1%,误差增加 16.5%;同理,S33 井(图 2(b))和 S35 井(图 2(d))代表湖相沉积,两者岩性组合和 TOC 值也相当,将 S33 井"最优 k"值应用于 S35 井 TOC 预测,则 S35 井 TOC 预测误差从 16.3% 增加至 21.4%,误差增加 5.1%。此外,Wd1 井(氯仿沥青 A 平均值 0.028%)有机质中烃的含量明显比 Wd3 井(氯仿沥青 A 平均 0.011%)、S33 井(氯仿沥青 A 平均 0.021%)和 S35 井(氯仿沥青 A 平均 0.015%)高,这很可能是该井待定系数 k 值偏高的原因。

总之,受烃源岩非均质性的影响,单井之间"最优 k 值"不尽一致,更重要的是,TOC 预测误差对 k 值比较敏感,"借用"其他井的 k 值预测 TOC 很容易导致较大的误差,因此将待定系数 k 的厘定原则确定为依据单井计算。

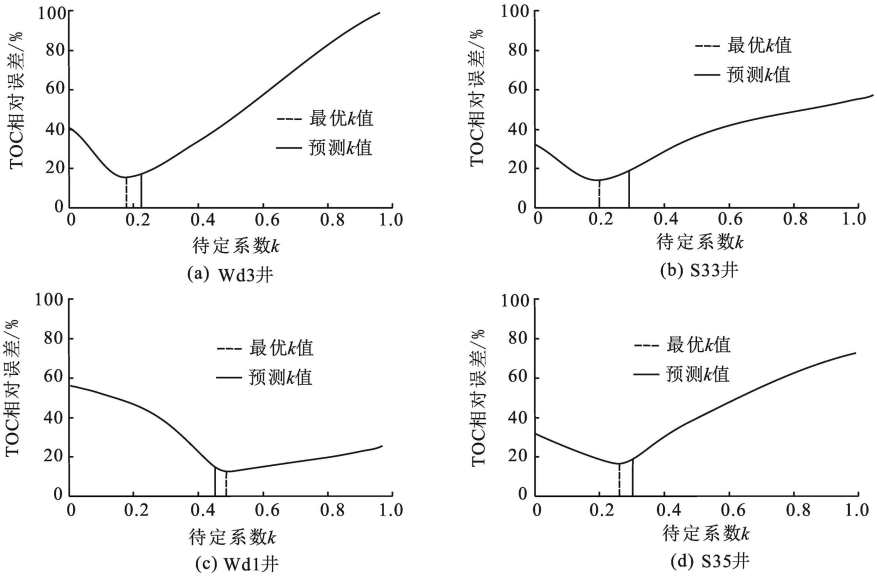

图 2　待定系数 k 与 TOC 预测误差的关系

Fig. 2　Relationship beteween TOC prediction errors and parameters k

受有机质来源、保存、演化等影响,相同 ΔlogR 值代表的 TOC 值可能不同,如 TOC 数值相同的未成熟烃源岩与成熟烃源岩,后者通常因含烃而表现出更大的电阻率和 ΔlogR 值,因此待定系数 a 的地质意义是反映 ΔlogR 代表 TOC 大小的能力[24]。同一层位的、邻井之间的烃源岩的沉积环境、有机质来源、保存、演化程度等通常相近,进而相同 ΔlogR 值代表的 TOC 值相当。如图 3 所示,将均代表三角洲前缘的 Wd1 井(图 3(c))的"最优 a 值"应用于 Wd3 井(图 3(a))TOC 预测,S33 井 TOC 预测误差从 18.9% 增加至 19.5%,误差仅增加 0.6%;将均代表湖相的 S35 井(图 3(d))的"最优 a 值"应用于

S33(图 3(b))井 TOC 预测,S33 井 TOC 预测误差从 16.8%增加至 20.1%,误差仅增加 3.3%。Wd1 井和 S35 井烃源岩沉积环境不同,两者的"最优 a 值"差别较大,互用彼此的"最优 a 值"则会导致较大的 TOC 误差。可见,尽管不同单井之间"最优 a 值"也存在波动,但是利用同一沉积环境中邻井的 k 值预测 TOC 并不会引入较大的 TOC 误差,因此将待定系数 a 的厘定原则确定为依据周边井确定。

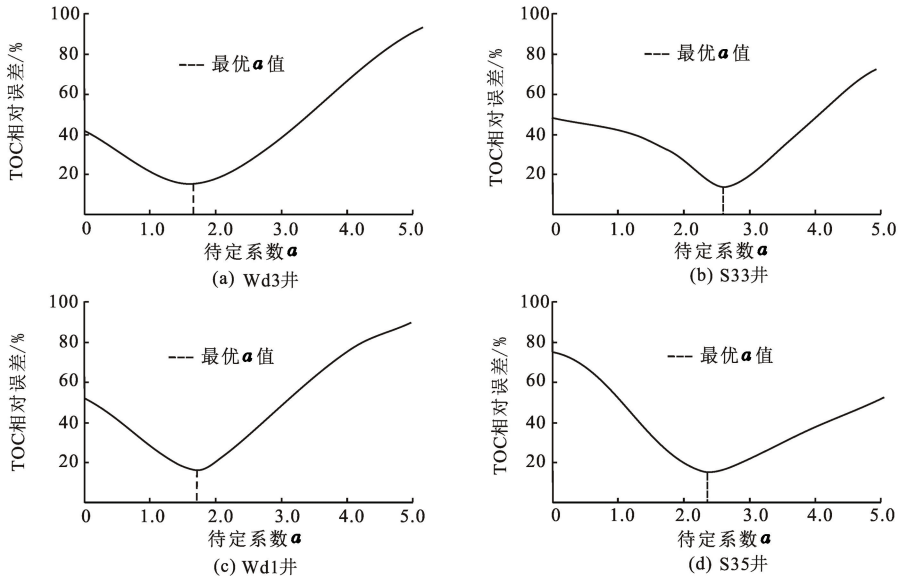

图 3 待定系数 a 与 TOC 预测误差的关系

Fig. 3 Relationship between TOC prediction errors and parameter a

3.2.2 待定系数 k 的预测

前人[24]通过理论分析和实例论证,建立了基于单井"log$R$–Δt"交会图预测待定系数 k 的方法。该方法统称所有干扰 TOC 测井响应的因素为"干扰因素",指出待定系数 k 的实质是"干扰因素"导致声波时差曲线(t)和对数电阻率曲线(log$R$)的变化比例,即"log$R$–Δt"交会图的斜率。待定系数 k 的求取步骤为:①提取出目标层中与烃源岩互层发育的粉砂岩、粉砂质泥岩层;②针对提取出的粉砂岩、粉砂质泥岩层,以对数电阻率(log$R$)为横坐标,以声波时差(Δt)为纵坐标,构建交会图;③利用最小二乘法拟计算交会图的斜率,计算得到 k 值,记为"预测 k 值"。

图 4 为研究区 35 口 TOC 系统取样井中"预测 k 值"与"最优 k 值"的对比结果,可见"log$R$–Δt"交会图法得到的"预测 k 值"与基于单井实测 TOC 优化计算的"最优 k 值"非常吻合,两者相关度的平方(R^2)达到 0.92。同时,从典型井 k 与 TOC 预测误差关系曲线看(图 2(a) ~ 图 2(d)),"预测 k 值"与"最优 k 值"对应的 TOC 误差非常接近,表明"预测 k 值"计算 TOC 效果可靠,切实可行。根据 35 口井统计,"预测 k 值"导致 TOC 相对误差平均增加 4.2%,可信度较高。

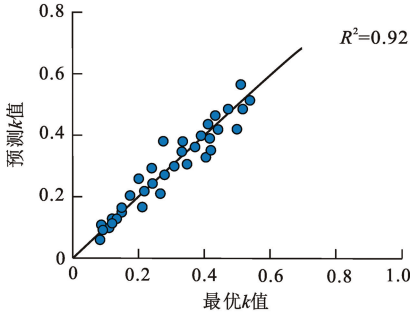

图 4 单井预测 k 值与最优 k 值的对比关系

Fig. 4 Comparition between predicted k and ideal k for 35 single wells

3.2.3 待定系数 a 的预测

图 3 分析表明待定系数 a 在同一区带、同一沉积环境的邻间之间变化不大,说明"分区、分相"预测 a 值是可行的。为此,依据南一段的展布形态和烃源岩发育环境的差异,将南一段分为南部洼陷区和北部洼陷区,将烃源岩沉积环境分为湖相和辫状河三角洲相。表 1 统计了不同区带、相带中具有实测 TOC 井的待定系数 a 的优化计算结果。

分析可知:①同一区带同一沉积环境之间 a 值分布稳定,平均绝对偏差不超过 0.32,说明分区、分相预测待定系数 a 是可行的;②同一区带不同相带之间 a 值相差较大,说明分相带预测 a 值是必要的;③不同区带同一相带之间 a 值也存在一定

的差异,说明分区带确定 a 值也是有实际意义的。实际应用过程中,对应缺少实测 TOC 而无法计算“最优 a 值”的井,待定系数 a 取对应区带、相带 a 的平均值。

表 1　待定系数 a“分区、分相”方法预测结果

Table 1　Predicting results of parameter a for different facies and areas

区带	沉积相	最优 a 值	平均值	平均绝对偏差
北部洼陷	湖相	2.27 ~ 2.68	2.35	0.29
	三角洲	1.22 ~ 1.61	1.37	0.15
南部洼陷	湖相	2.04 ~ 2.35	2.13	0.32
	三角洲	1.39 ~ 1.79	1.59	0.21

3.3　模型应用效果检验

统计变系数 ΔlogR 技术和传统 ΔlogR 技术在 35 口取样井、450 个取样点的应用效果,表 2 中列出了部分数据点的计算结果。其中,变系数 ΔlogR 技术中的待定系数 k 利用“$\log R-\Delta t$”交会图法计算,待定系数 a 按照“分区、分相”方法确定;ΔlogR 技术中的唯一的待定参数 R_0 依据实测值确定,缺少化验数据的井通过 R_0–深度的关系的趋势线估算。

分析表明,变系数 ΔlogR 技术预测 TOC 与实测 TOC 值的平均相对误差为 16.6%,对 TOC 低值(小于 2%)和高值(大于 2%)部分预测结果都比较可靠;而 ΔlogR 技术预测 TOC 与实测 TOC 值的平均相对误差多数超过 20%,平均达到 36.5%。变系数 ΔlogR 技术比传统 ΔlogR 技术平均降低 19.9%,而且井剖面上看(图 5),变系数 ΔlogR 技术预测 TOC 与岩心实测 TOC 基本吻合,测井计算 TOC 曲线准确地反映了实测 TOC 的垂向变化。

表 2　变系数 ΔlogR 技术与传统 ΔlogR 技术 TOC 预测结果

Table 2　TOC calculating results of variable-coefficient ΔlogR technology and traditional ΔlogR technology

区带	井号	深度/m	岩性	沉积相	待定系数 k	待定系数 a	实测 TOC/%	变系数 ΔlogR 技术		传统 ΔlogR 技术	
								预测 TOC/%	相对误差/%	预测 TOC/%	相对误差/%
南部洼陷	*WD*3	1435.77	灰色泥岩	三角洲	0.18	2.05	0.52	0.55	5.8	0.68	30.8
	*WD*3	1434.77	灰色泥岩	三角洲	0.18	2.05	1.59	1.36	−14.5	1.21	−23.9
	*WD*1	1452.31	灰色泥岩	三角洲	0.43	1.43	0.63	0.72	14.3	0.85	34.9
	*WD*1	1443.61	灰色泥岩	三角洲	0.43	1.43	1.22	1.38	13.1	0.93	−23.8
	*W*27	1921.39	灰色泥岩	三角洲	0.27	1.59	1.26	1.09	13.5	1.61	19.3
	*W*27	1928.79	灰色泥岩	三角洲	0.27	1.59	1.35	1.51	11.9	1.67	23.7
	*W*23	2071.52	灰黑色泥岩	湖相	0.25	2.33	5.51	5.17	−6.2	3.68	−33.2
	*W*23	2085.31	灰黑色泥岩	湖相	0.25	2.33	3.98	3.78	−5.0	2.51	−36.9
	*W*35	2673.52	灰黑色泥岩	湖相	0.21	2.07	1.92	2.22	15.6	1.65	−14.1
	*W*35	2677.32	灰黑色泥岩	湖相	0.21	2.07	1.70	2.03	19.4	1.41	−16.4
	*W*9	1466.00	灰黑色泥岩	湖相	0.15	2.32	3.18	3.36	5.7	2.05	−35.5
	*W*9	1472.00	灰黑色泥岩	湖相	0.15	2.32	2.91	2.78	−4.5	1.76	−36.7
北部洼陷	*S*22	2119.00	灰色泥岩	三角洲	0.19	1.25	0.99	1.15	16.2	1.35	36.4
	*S*22	2080.00	灰色泥岩	三角洲	0.19	1.25	1.50	1.55	3.3	1.87	24.7
	*S*27-2	1952.73	灰色泥岩	三角洲	0.11	1.22	0.80	0.71	11.3	1.17	46.3
	*S*27-2	1955.73	灰色泥岩	三角洲	0.11	1.22	1.06	1.22	15.1	1.39	31.1
	*T*1	1355.00	灰色泥岩	三角洲	0.27	1.53	1.38	1.42	2.9	1.76	−27.5
	*T*1	1277.50	灰黑色泥岩	三角洲	0.27	1.53	2.03	1.77	−12.8	1.74	−14.3
	*S*35	2162.80	灰黑色泥岩	湖相	0.26	2.61	3.44	3.02	−12.2	2.42	−27.1
	*S*35	2168.88	灰黑色泥岩	湖相	0.26	2.61	3.88	4.56	17.5	2.41	−37.7
	*S*33	2047.96	灰黑色泥岩	湖相	0.21	2.25	4.52	4.04	−10.6	3.15	−29.4
	*S*33	2047.21	灰黑色泥岩	湖相	0.21	2.25	5.62	5.12	−8.9	3.88	−30.8
	*S*103	1953.43	灰黑色泥岩	湖相	0.31	2.35	5.62	6.58	17.1	3.35	−40.4
	*HC*4	2100.00	灰黑色泥岩	湖相	0.18	2.13	4.79	3.95	−17.5	3.15	−34.2
	*HC*4	2120.00	灰黑色泥岩	湖相	0.18	2.13	4.26	3.58	−16.0	2.66	−37.6
	*S*103	1953.63	灰黑色泥岩	湖相	0.31	2.35	7.88	6.65	−15.6	4.26	−45.9

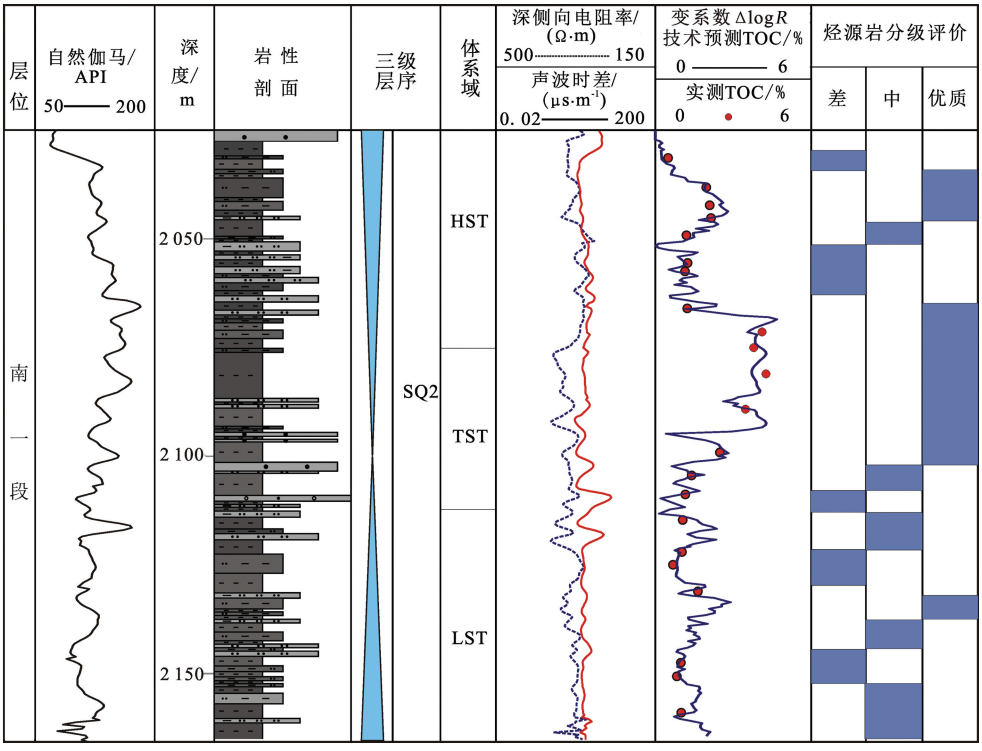

图 5　W23 井南一段烃源岩 TOC 测井评价结果

Fig. 5　TOC predicting results of source rocks in the First Member of Nantun Formation of well Wu23

4　研究区烃源岩精细评价结果

在验证变系数 $\Delta\log R$ 技术可行性的基础上,将其应用于钻穿南一段且全区覆盖的 120 口井烃源岩 TOC 评价。在建立烃源岩分级评价标准的基础上,依据测井计算 TOC 实现烃源岩分级评价和体系域中各级别烃源岩发育频率的确定,采用“钻井定频率、层序控展布”的方法,落实不同丰度级别烃源岩的厚度分布和体积。

4.1　烃源岩分级评价标准

不同丰度级别烃源岩的生排烃能力不同,对油气成藏的贡献也不同,因此开展烃源岩分级评价对客观评价油气资源潜力是必要的[15]。TOC 和氢指数(I_H)都反映烃源岩的生烃能力,两者的交会图在烃源岩分级评价中已被证明具有较强的可行性[11]。依据研究区南一段烃源岩实测 TOC 和氢指数(I_H)的关系(图 6),按照 TOC 将乌尔逊凹陷烃源岩分为三级:TOC 含量介于 0.4% ~1.0% 时,I_H 随着 TOC 的增大缓慢增加,该部分烃源岩的生烃能力较差,评价为差烃源岩;TOC 含量介于 1.0% ~2.0% 时,I_H 随着 TOC 的增大迅速增加,烃源岩生烃能力较强,评价为中等烃源岩;TOC 含量大于 2.0% 时,I_H 随着 TOC 的增大缓慢或趋于稳定,该部分烃源岩的生烃能力很强,评价为优质烃源岩。杨涛涛等[12]根据物质平衡原理得到乌尔逊凹陷优质烃源岩 TOC 值下限为 2.0%,本次确定的优质烃源岩 TOC 下限值与其一致。

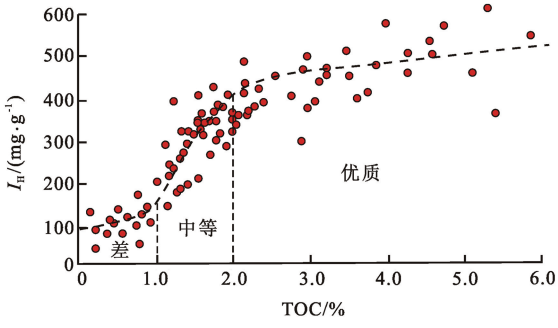

图 6　乌尔逊凹陷南一段烃源岩 TOC 与 I_H 的关系

Fig. 6　Relationship between TOC and I_H of sources rocks in the First Member of Nantun Formation

4.2　不同级别烃源岩的厚度分布

研究区南一段由一套完整的三级层序构成,发育位体系域(LST)、水进体系域(TST)和高位体系域(HST)[27]。在烃源岩分级评价的基础上,根据测井 TOC 曲线计算得到单井各体系域内不同丰度界别烃源岩的厚度比例,即“钻井定频率”。以 W23 井为例(图 5),其 TOC 计算参数见表 1,该井优质烃源岩在低位体系域中的厚度比例约为 5%,水进体系域中优质烃源岩比例约为 75%,高位体系域中优质烃源岩的厚度比例约为 35%,即优质烃源岩主要发

育湖侵体系域和高位域;中等级别烃源岩在各体系域均有发育,低位域内中等源岩厚度比例约为 50%,水进体系域内中等源岩厚度比例约为 20%,高位域内中等烃源岩厚度比例约为 30%;差烃源岩主要分布在低位域,厚度比例约为 50%,水进体系域内差源岩厚度比例约为 2%,高位域内差烃源岩厚度比例约为 5%。同理,可得到其他 119 口井中不同体系域内不同级别烃源岩的发育频率。

在"钻井定频率"的基础上,结合地震分层和井间插值方法实现无井区烃源岩分布预测,通过分层序累加的方法获取不同丰度级别烃源岩的厚度分布,即"层序控展布"。操作方法如下:①以体系域为基本单元,在同一体系域内,在已知井间通过克里金插值的方法,获取无井区不同级别烃源岩的厚度比例,由体系域厚度和烃源岩的发育频率的乘积得到该体系域中某一级别烃源岩的厚度;②按此方法得到其他体系域中相应级别烃源岩的厚度;③对所有体系域同一级别烃源岩厚度进行累加,得到该级别烃源岩厚度分布。

图 7 为南一段不同级别烃源岩的厚度分布,其中,差烃源岩具有分布面积大、厚度薄的特征,分布面积与南一段面积相当,厚度一般为 15 ~ 20 m,凹陷四周相对发育,向湖盆中心厚度略微增大(图 7(a));中等级别烃源岩具有发育面积大、厚度中等的特征,累计厚度大于 10 m 的中等烃源岩的分布面积约占南一段面积的 80%,厚度一般为 10 ~ 25 m,南一段北部和南部发育程度大致相当(图 7(b));优质烃源岩具有发育面积中等、厚度大的特征,累计厚度超过 25 m 的优质烃源岩的分布面约占南一段面积的 55%,厚度一般为 25 ~ 45 m,局部最厚超过 65 m,南一段北部和南部各发育一个厚度高值区,北部发育程度略高(图 7(c))。

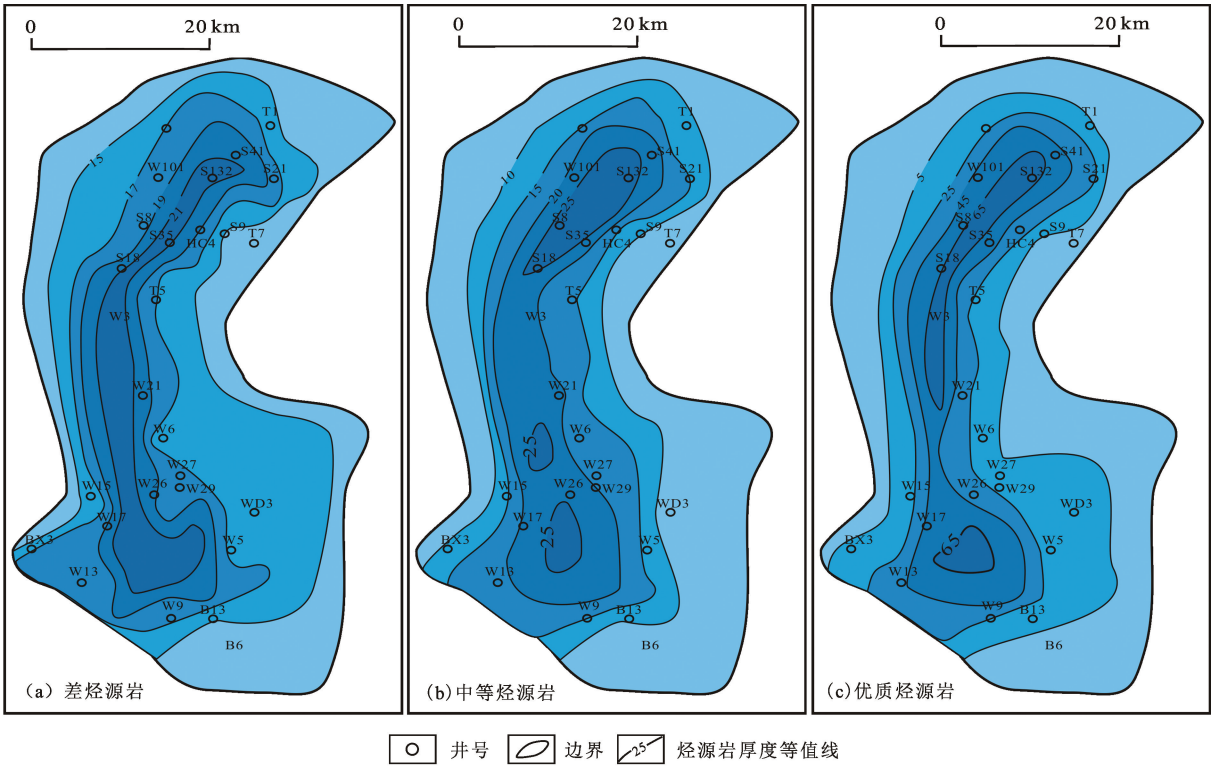

图 7　乌尔逊凹陷南一段不同级别烃源岩厚度分布

Fig. 7　Depth contour map of source rocks of various grades in the First Member of Nantun Formation of Wuerxun Sag

4.3　不同级别烃源岩的体积

对南一段进行 1 km×1 km 网格划分,以网格为单元,对图 7 中不同丰度级别烃源岩的厚度和面积进行积分,得到差烃源岩的体积为 0.46×10^{11} m^3,中等烃源岩的体积为 1.08×10^{11} m^3,优质烃源岩的体积为 1.59×10^{11} m^3(图 8)。进一步计算得到南一段烃源岩总体积为 3.13×10^{11} m^3,差级别烃源岩的体积比例为 14.7%,中等级别烃源岩的体积比为 34.5%,优质烃源岩的体积比例为 50.8%。

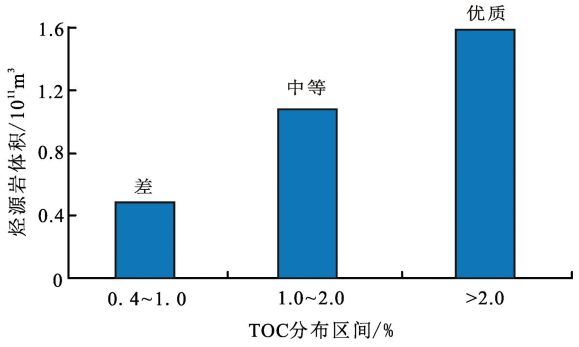

图 8 乌尔逊凹陷南一段不同级别烃源岩体积比例

Fig. 8 Volume ratio of source rocks of different grades in the First Member of Nantun Formation

5 结 论

(1)研究区主力烃源岩层(南一段)烃源岩的非均质性强,$\Delta\log R$ 技术采用经验公式(参数)预测该区 TOC 平均相对误差达到 36.5%,评价结果无法有效地指导勘探实践。

(2)变系数 $\Delta\log R$ 技术将传统 $\Delta\log R$ 技术中的经验参数视为待定系数(k 和 a),通过利用"$\Delta\log R-\Delta t$"交会图预测待定系数 k 和"分区、分相"法预测待定系数 a,变系数 $\Delta\log R$ 技术预测 TOC 与实测 TOC 的平均相对误差为 16.6%,比传统方法平均降低 19.9%,实现了南一段烃源岩 TOC 准确评价。

(3)依据实测 TOC 与氢指数(I_H)的关系将南一段烃源岩分为 3 级,应用过程中采用测井计算 TOC 指导烃源岩分级。以 120 口单井 TOC 测井评价结果和精细的地震分层为基础,通过"钻井定频率、层序定展布"的方法,得到南一段差烃源岩厚度一般为 15 ~ 20 m,中等烃源岩厚度一般为 15 ~ 20 m,优质烃源岩的厚度一般为 20 ~ 45 m,差烃源岩、中等烃源岩、优质烃源岩的体积分别为 0.46×10^{11}、1.08×10^{11} 和 1.59×10^{11} m^3,体积比例分别为 14.7%、34.5% 和 50.8%。

参考文献:

[1] 吴海波,李军辉,刘赫. 乌尔逊-贝尔凹陷岩性-地层油藏形成条件及分布规律[J]. 中南大学学报(自然科学版),2015,46(6):2178-2187.
WU Haibo, LI Junhui, LIU He. Formation condition and distribution rule of lithologic and stratigraphic reservoirs in Wurxun-Beir Sag[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(6): 2178-2187.

[2] 平贵东,吕延防,范立民,等. 海拉尔盆地乌尔逊-贝尔凹陷油气富集规律及主控因素分析[J]. 中南大学学报(自然科学版),2013,44(10):4167-4178.
PING Guidong, LÜ Yanfang, FAN Limin, et al. Rules and main controlling factors of hydrocarbon enrichment of Urxun-Beier Depression, Hailar Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2013,44(10):4167-4178.

[3] 吴红烛,黄志龙,柳波,等. 马朗凹陷哈尔加乌组烃源岩分布和生烃演化与石炭系成藏关系[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(1):22-31.
WU Hongzhu, HUANG Zhilong, LIU Bo, et al. Relationship between distribution, hydrocarbon generation and evolution of source rock in Haerjiawu formation and Carboniferous hydrocarbon accumulation in Malang sag, Santanghu Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2014,38(1):22-31.

[4] 孙耀庭,徐守余,张世奇,等. 沾化凹陷多元供烃成藏特征及成藏模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(6):42-49.
SUN Yaoting, XU Shouyu, ZHANG Shiqi, et al. Reservoir characteristics and reservoir forming model of multi element service supply in Zhanhua sag [J] Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2015,39(6):42-49.

[5] 程亮,刘德华,夏志刚,等. 江汉盆地潜江凹陷新沟嘴组致密油成藏模式与分布规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(6):34-41.
CHENG Liang, LIU Dehua, XIA Zhigang, et al. Accumulation model and distribution regularity of Xingouzui Formation tight oil in Qianjiang sag, Jianghan Basin[J] Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2015,39(6):34-41.

[6] 刘新颖,邓宏文,邸永香,等. 海拉尔盆地乌尔逊凹陷南屯组优质烃源岩发育特征[J]. 石油实验地质,2009,31(1):68-74.
LIU Xinying, DENG Hongwen, DI Yongxiang, et al. Highquality source rocks of Nantun formation in Wuerxun Depression, the Hailaer Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009,31(1):68-74.

[7] 张林晔,孔祥星,张春荣,等. 济阳坳陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义[J]. 地球化学,2003,32(1):35-42.
ZHANG Linye, KONG Xiangxing, ZHANG Chunrong, et al. High quality oil prone source rocks in Jiyang depression[J]. Geochemica,2003,32(1):35-42.

[8] JARVIE D. Evaluation of hydrocarbon generation and storage in the Barnett shale, Ft. Worth Basin, Texas[R]. Texas: Humble Geochemical Services Division,2004.

[9] PASSEY Q R, CREANEY S, KULLA J B. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(5): 1777-1794.

[10] KADKHODAIE-ILKHCHI A, REZAEE M R, RAHIMPOUR-BONAB H. A committee neural network for prediction of normalized oil content from well log data: an example from South Pars Gas Field, Persian Gulf[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, 65(1/2): 23-32.

[11] 金涛,高日胜,高彩霞,等. 从烃源岩测井评价结果看冀中坳陷饶阳凹陷勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 406-412.
JIN Tao, GAO Risheng, GAO Caixia, et al. Suggestion of exploration prospect in Raoyang Sag of Jizhong Depression from the logging evaluation results of source rock [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 406-412.

[12] 杨涛涛,范国章,吕福亮,等. 烃源岩测井响应特征及识别评价方法[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 414-422.
YANG Taotao, FAN Guozhang, LÜ Fuliang, et al. The logging features and identification methods of source rocks [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 414-422.

[13] 郭泽清,孙平,刘卫红. 利用 ΔlogR 技术计算柴达木盆地三湖地区第四系有机碳[J]. 地球物理学进展, 2012, 27(2): 626-633.
GUO Zeqing, SUN Ping, LIU Weihong. The carbon calculation by ΔlogR technology in Sanhu area of Qridos basin[J]. Progress in Geophysics, 2012, 27(2): 626-633.

[14] 杨少春,王娜,李明瑞,等. 鄂尔多斯盆地崇信地区三叠系延长组烃源岩测井评价[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 470-476.
YANG Shaochun, WANG Na, LI Mingrui, et al. The logging evaluation of source rocks of Triassic Yanchang Formation in Chongxin area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 470-476.

[15] 卢双舫,马延伶,曹瑞成,等. 优质烃源岩评价标准及其应用:以海拉尔盆地乌尔逊凹陷为例[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2012, 37(3): 535-544.
LU Shuangfang, MA Yanling, CAO Ruicheng, et al. Evaluation criteria of high-quality source rocks and its applications: taking the Wuerxun Sag in Hailaer Basin as an example[J]. Earth Science—Journal of China University of Geocsiences, 2012, 37(3): 535-544.

[16] 王宗礼,李君,罗强,等. 利用测井资料精细评价冀中坳陷廊固凹陷烃源岩[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 430-437.
WANG Zongli, LI Jun, LUO Qiang, et al. Fine evaluation of source rock with logging data in Langgu sag of Jizhong depression [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 430-437.

[17] 张志伟,张龙海. 测井评价烃源岩的方法及其应用效果[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(3): 84-87.
ZHANG Zhiwei, ZHANG Longhai. A method of source rock evaluation by well logging and its application result [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(3): 84-87.

[18] 雷涛,周文,杨艺,等. 塔里木盆地塔中地区海相烃源岩测井评价方法[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(4): 89-94.
LEI Tao, ZHOU Wen, YANG Yi, et al. Logging evaluation method for marine source rocks in middle Tarim Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2010, 22(4): 89-94.

[19] 朱光有,金强,张林晔. 用测井信息获取烃源岩的地球化学参数研究[J]. 测井技术, 2003, 27(2): 104-109.
ZHU Guangyou, JIN Qiang, ZHANG Linye. Using log information to analyze the geochemical characteristics of source rocks in Jiyang Depression [J]. Well Logging Technology, 2003, 27(2): 104-109.

[20] 刘超. 测井资料评价烃源岩方法改进及应用[D]. 大庆:东北石油大学, 2011.
LIU Chao. Evaluating source rock using logging data: improvement and application [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2011.

[21] 胡慧婷,卢双舫,刘超,等. 测井资料计算源岩有机碳含量模型对比及分析[J]. 沉积学报, 2011, 29(6): 1199-1205.
HU Huiting, LU Shuangfang, LIU Chao, et al. Models for calculating organic carbon content from logging information: comparison and analysis[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(6): 1199-1205.

[22] 刘超,卢双舫,黄文彪,等. ΔlogR 技术改进及其在烃源岩评价中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2011, 30(3): 27-31.
LIU Chao, LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, et al. ΔlogR technique: improvement and its application in source rocks evaluation[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2011, 30(3): 27-31.

[23] 刘超,卢双舫, 薛海涛. 变系数 ΔlogR 方法及其在泥页岩有机质评价中的应用[J]. 地球物理学进展, 2014, 29(1): 312-317.
LIU Chao, LU Shuangfang, XUE Haitao. Variable-coefficient ΔlogR model and its application in shale organic evaluation[J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(1): 312-317.

[24] 刘超,印长海,卢双舫. 变系数 ΔLg*R* 烃源岩测井评价技术关键参数厘定方法及应用[J]. 天然气地球科学,2015,26(10):1925-1931.
LIU Chao, YIN Changhai, LU Shuangfang. Predicting key parameters for variable-coefficient ΔLg*R* logging technique and its application in source rocks evaluation [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1925-1931.

[25] 高军义,刘志宏,吴相梅,等. 海拉尔盆地乌尔逊凹陷构造变形对沉降中心迁移的控制[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2014,44(1):15-24.
GAO Junyi, LIU Zhihong, WU Xiangmei, et al. Structural deformation control over the subsidence center, migration of Wuerxun sag in Hailar Basin[J]Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2014, 44(1): 15-24.

[26] 柳成志,李军辉. 海拉尔盆地乌尔逊凹陷南屯组层序地层及沉积体系分析[J]. 地层学杂志,2013,37(3):303-312.
LIU Chengzhi, LI Junhui. Sequence stratigraphy and sedimentary system of analysis the nantun formation in Wuerxun depression in Hailaer Basin[J]. Journal of Stratigraphy, 2013,37(3):303-312.

[27] 吴海波,李军辉,刘赫. 海拉尔盆地乌尔逊–贝尔凹陷层序构成样式及油气成藏模式[J]. 岩性油气藏,2015,27(5):155-160.
WU Haibo, LI Junhui, LIU He. Sequence architecture pattern and hydrocarbon accumulation model of Lower Cretaceous in Wuerxun-Beier Depression, Hailaer Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2015,27(5):155-160.

(编辑 修荣荣)