

页岩油资源评价关键参数——含油率的校正

薛海涛¹,田善思¹,王伟明¹,张文华^{1,2},杜添添^{1,2},穆国栋^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东),山东 青岛 266500; 2. 东北石油大学,黑龙江 大庆 163318]

摘要:页岩油资源评价过程中,常用热解参数 S_1 (游离烃含量)与氯仿沥青“A”含量反映含油性。但由于实验流程的原因,所测得的 S_1 存在着轻烃、重烃的损失,氯仿沥青“A”含量存在着轻烃损失。为了更准确地对页岩油资源进行定量评价,通过对松辽盆地北部青山口组泥页岩有机质成烃动力学研究以及对样品抽提前、后的热解参数进行对比,对氯仿沥青“A”含量进行轻烃补偿校正,对 S_1 进行轻烃、重烃补偿校正,以获得泥页岩总含油率参数。结果表明,松辽盆地北部青山口组泥页岩校正后 S_1 约为校正前 S_1 平均值的4.2倍,校正后氯仿沥青“A”含量约为校正前氯仿沥青“A”含量平均值的1.2倍。校正前 S_1 仅为氯仿沥青“A”含量的0.28倍,校正后 S_1 与氯仿沥青“A”含量基本相同。可见在页岩油的资源评价过程中,对 S_1 与氯仿沥青“A”含量的补偿校正是十分必要的。

关键词:轻烃校正;重烃校正;含油率;页岩油;松辽盆地北部

中图分类号:TE155

文献标识码:A

Correction of oil content—one key parameter in shale oil resource assessment

Xue Haitao¹, Tian Shansi¹, Wang Weiming¹, Zhang Wenhua^{1,2}, Du Tiantian^{1,2}, Mu Guodong^{1,2}

(1. China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266500, China; 2. Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

Abstract: Pyrolysis parameter S_1 (content of free hydrocarbon) and chloroform-extractable bitumen “A” are often used to reflect oil content during shale oil resource assessment. However, due to inherent flaws of experimental procedures, laboratory-measured S_1 values fail to truthfully record the loss of light (bitumen “A” only) and heavy hydrocarbons and the measured bitumen “A” values cannot truthfully record the loss of light hydrocarbons. In order to be more accurate in quantitative assessment of oil shale resources, we performed correlation of these parameters to mend up the losses based on analyses of hydrocarbon genesis kinetics of organic matter and comparison of the parameters before and after extraction experiments on samples from mudstone/shale of the Qingshankou Formation in Songliao Basin. The results show that the correlated average S_1 and bitumen “A” are 4.2 and 1.2 times higher than the measured average ones, respectively. The S_1 equals to bitumen “A” after correction, while the former is only 0.28 times the value of the latter before correction. This indicates the necessity of correction to the two parameters in the resource assessment.

Key words: light hydrocarbon correction, heavy hydrocarbon correction, oil content, shale oil, northern Songliao Basin

能源需求日益攀升、常规油气资源的不断消耗及全球油气供需矛盾日益突出,致使非常规油气资源越来越受到重视。页岩气的勘探、开发在北美取得巨大成功^[1-3],推动了全球页岩气研究热潮^[4-5]。受页岩气开发的启示及天然气价格降低的调控,投资者逐渐将目光投向页岩油^[6-8]。2010年,美国 Bakken 页岩油产量为 $5.31 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ($44.5 \times 10^4 \text{ bbl}/\text{d}$)^[9]。2011年, Eagle Ford 页岩油产量为 $0.85 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ($7.1 \times 10^4 \text{ bbl}/\text{d}$)。俄罗斯西西伯利亚盆地萨累姆油田上侏罗统已产出页岩油 $1000 \times 10^4 \text{ t}$ 。Monterey 页岩累产页岩油约 $119.24 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($10 \times 10^8 \text{ bbl}$)。此外,在加利福

尼亚州中新统的 Antelope 页岩、科罗拉多州白垩系 Niobrara 页岩、英国侏罗系 Kimmeridge 页岩、西伯利亚 Bazhenov 页岩中都有原油产出^[10-12]。

中国的页岩油资源潜力巨大。据美国能源信息署(EIA)2013年预测,全球41个国家页岩油技术可采量可达 $41.41 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($3450 \times 10^8 \text{ bbl}$),其中中国以 $3.82 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($320 \times 10^8 \text{ bbl}$)量位居第三^[13]。中国石化2009年在泌阳凹陷古近系部署了专探页岩油的安深1井^[14],在井深2450~2510m获日产4.68m³的工业油流。2011年,河南油田泌阳凹陷泌页HF1井泥岩段实施多级分段压裂,试获最高日产油23.6m³的工

收稿日期:2015-10-16;修订日期:2016-01-11。

第一作者简介:薛海涛(1975—),男,教授,油气地球化学与非常规油气勘探开发。E-mail:seal999101@sina.com。

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金项目(14CX05012A);国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239005);国家科技重大专项(2016ZX05004-001,2016ZX05007-003)。

业油气流。2011年,中国石油在辽河油田西部凹陷古近系泥页岩段部署了曙古165井,获日产 24 m^3 的工业油流^[15]。濮阳坳陷濮深18-1井在沙河街组三段泥页岩中获 $420\text{ m}^3/\text{d}$ 油流^[16]。

全球页岩油研究还处于起步阶段,资源评价过程必不可少。前人在页岩油评价过程中,通常用热解参数 S_1 (游离烃含量)和氯仿沥青“A”含量分别表征残留烃与残留油含量^[17]。但由于热解参数 S_1 的重烃缺失与氯仿沥青“A”含量的轻烃损失^[18-21],它们都不能独立作为页岩油的含油率参数,致使页岩油资源评价结果偏低。为了更准确地评价页岩油资源,需要对热解参数 S_1 与氯仿沥青“A”含量进行校正。

松辽盆地青山口组是众所周知的一套生烃能力很强的优质烃源岩发育层位,其含油气显示也很广泛,在多口井岩心样品上见含油显示,如哈14井、古平1井、英12井和哈18井等。本次研究以松辽盆地青山口组为例,通过对热解参数 S_1 进行轻烃与重烃校正,对氯仿沥青“A”含量进行轻烃校正,以获得页岩油的含油率参数。

1 含油率参数 S_1 与氯仿沥青“A”含量的异同

在体积法定量评价页岩油资源量中,泥页岩的含油率参数一般为残留烃或残留油含量,它们具有不同的含义。残留烃一般指烃源岩中液态烃的含量,与汽油($\text{C}_4\text{—C}_{12}$ 的烃类混合物)、柴油(烷烃、烯烃、环烷烃、芳香烃、多环芳烃的混合物)等燃料中的烃相当。残留油含量指烃源岩中液态烃加上胶质、沥青质的含量。胶质、沥青质不但对油的性质有重要的影响,它还是重要的化工原料。用于评价页岩油含油率参数 S_1 的岩石热解分析方法的工作原理是:在热解炉中把粉碎后的岩样在 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 恒温 3 min ,由氢离子火焰检测器进行检测,定量分析烃源岩中的游离烃 $S_1(\text{mg/g})$;从 $300\text{ }^\circ\text{C}$

按一定的升温速率,程序升温至 $850\text{ }^\circ\text{C}$,定量检测烃源岩中的干酪根热裂解生成的热解烃 $S_2(\text{mg/g})$ ^[18-21]。用于评价页岩油含油率参数氯仿沥青“A”含量的氯仿抽提方法的工作原理是:将岩石粉碎后装入经抽提的滤纸筒包好,将其装入抽提器样品室中,用氯仿进行抽提,直至从样品室滴下的抽提液荧光减弱至荧光3级以下;将抽提物溶液转移至恒重的称量瓶中挥发至干,并计量空称量瓶与装有氯仿沥青的称量瓶的重量之差即为氯仿沥青“A”的质量(SY/T 5118—2005)。

泥页岩中的有机质包括两部分:可抽提有机质(页岩油)与不可抽提有机质(干酪根)。其中,页岩油包括石油烃类与NSO化合物。氯仿沥青“A”与页岩油的组成最为相似,石油烃类与NSO化合物均测得,但由于氯仿抽提中挥发氯仿的步骤,使得页岩油中可流动性强的 C_{6-13} 的轻烃部分挥发殆尽(松辽盆地青山口组142个泥岩抽提物饱和烃热解气相色谱数据)。 S_1 为页岩油中的石油烃类的一部分,是岩样加热到不超过 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 时挥发出来的低碳数烃类($n\text{—C}_{17}$ 沸点为 $298\text{ }^\circ\text{C}$, $n\text{—C}_{18}$ 沸点为 $302\text{ }^\circ\text{C}$)。然而,进行热解分析所用的岩石样品往往是在岩心库中静置了很长时间, C_{6-9} 的轻烃全部损失^[23],但较氯仿沥青“A”由于实验步骤造成的轻烃(C_{6-13})损失少。同时,岩石通过热解分析在 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 以后热解出来的烃类 S_2 ,如岩石样品为含有干酪根的泥页岩样品,则 S_2 包含三部分:沸点超过 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 的高碳数烃类;NSO化合物 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 后热裂解生成的烃类;干酪根 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 后热裂解生成的烃类。如岩石样品为不含干酪根的砂岩/灰岩样品,则 S_2 仅包含前两部分(图1)。在页岩油资源评价过程中,用氯仿沥青“A”含量代表页岩油量,会忽略在实验操作过程中损失的 C_{6-13} 轻烃部分。用参数 S_1 来代表页岩油量,会忽略沸点高于 $300\text{ }^\circ\text{C}$ 的高碳数烃类、NSO化合物及在样品放置与样品制备过程中挥发出来的轻烃。因此,以氯仿沥青“A”含量与热解 S_1 代表总含油率参量

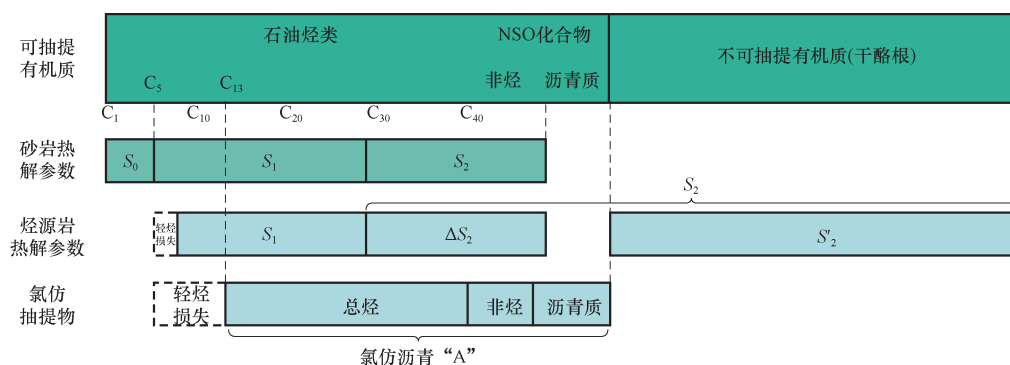


图1 热解参数与氯仿沥青“A”的烃类组分分布(据 Bordenave,1993 修改^[22])

Fig. 1 Pyrolysis parameters and distribution of hydrocarbon composition of chloroform-extractable bitumen “A” (after Bordenave,1993^[22])

将严重低估页岩油含量,对页岩油进行资源评价时,均会造成较大误差,因而需对氯仿沥青“A”含量进行轻烃补偿校正,对热解参数 S_1 进行重烃、轻烃补偿校正。

通过以上分析我们可以认为,地下页岩油应包括两部分:①石油烃类;②NSO 化合物。无论氯仿沥青“A”含量还是热解参数 S_1 都不能代表页岩油的总含油率参数。所以,正确的页岩油资源评价要求我们必须对氯仿沥青“A”含量进行轻烃补偿校正,对热解参数 S_1 进行重烃、轻烃补偿校正。

2 氯仿沥青“A”含量的轻烃补偿校正

前人对轻烃补偿校正的研究较少,且认识并不相同。如 Cooles(1986)认为轻烃大部分损失掉了,约占 35% (C_{6-13}/C_{5+})^[24]; Hunt(1980)认为原油中约有 30% 的轻烃^[25];张林晔(2012)认为约有一半的残留轻烃在岩心静置及分析测试过程中损失^[26]。假设所生成的油气中各组分比例与残留油气中各组分比例近似相等,干酪根生成油气经过初次裂解和二次裂解两部分反应,在初次裂解过程中干酪根直接裂解成 C_{13+} , C_{6-13} 和 C_{1-5} ,在二次裂解过程中干酪根初次裂解生成的 C_{13+} 和 C_{6-13} 会继续发生二次裂解, C_{13+} 裂解成 C_{6-13} 和 C_{1-5} ,初次裂解和二次裂解生成的 C_{6-13} 继续裂解成 C_{1-5} 。对松辽盆地北部青山口组杜 402 井泥页岩样品进行 Rock-Eval 和 PY-GC 实验,样品总有机碳

含量(TOC)为 1.36%, S_1 为 0.64 mg/g, S_2 为 12.53 mg/g,氢指数(HI)为 920 mg/g,镜质体反射率(R_o)为 0.7%,所得实验结果用以表征干酪根初次裂解过程。对大庆轻质油进行金管实验,测得不同温度时轻质油成气转化率,用轻质油裂解成气过程近似表征 C_{6-13} 裂解成气过程(图 2)。在密闭玻璃瓶中对饱和烃和芳烃加热^[27],检测不同温度下的成气转化率,用以表征 C_{13+} 裂解成气过程。根据化学动力学原理^[27] 对干酪根初次裂解过程以及原油二次裂解过程进行化学动力学标定,得到各个反应的化学动力学参数(图 3),将化学动力学参数进行地质应用,结合 Easy R_o 模型计算出不同 R_o 时各个油气组分产率的比例,进而得到不同 R_o 时的氯仿沥青“A”含量轻烃恢复系数($K_{L\text{轻}} = C_{6-13}/C_{13+}$, C_{13+} 用氯仿沥青“A”中的饱和烃与芳烃的总量来代替), $K_{L\text{轻}}$ 约在 25% ~ 160% (图 4)。氯仿沥青“A”含量的轻烃补偿校正系数($K_{L\text{轻}}$)受成熟度和有机质类型双重影响。

由上述氯仿沥青“A”含量轻烃补偿的方法可得到总含油率参数 A^0 :

$$\begin{aligned} A^0 &= A_{\text{实测}} + K_{L\text{轻}} A_{\text{总烃}} \\ &= A_{\text{实测}} + K_{L\text{轻}} A_{\text{实测}} (K_{\text{饱和烃}} + K_{\text{芳烃}}) \end{aligned} \quad (1)$$

式中: $A_{\text{实测}}$ 为氯仿沥青“A”含量实测值, mg/g; $A_{\text{总烃}}$ 为氯仿沥青“A”含量中总烃的量, mg/g; $K_{\text{饱和烃}}$ 与 $K_{\text{芳烃}}$ 为氯仿沥青“A”含量中的比例系数, 无量纲; $K_{L\text{轻}}$ 为氯仿沥青“A”含量的轻烃恢复系数, 无量纲。

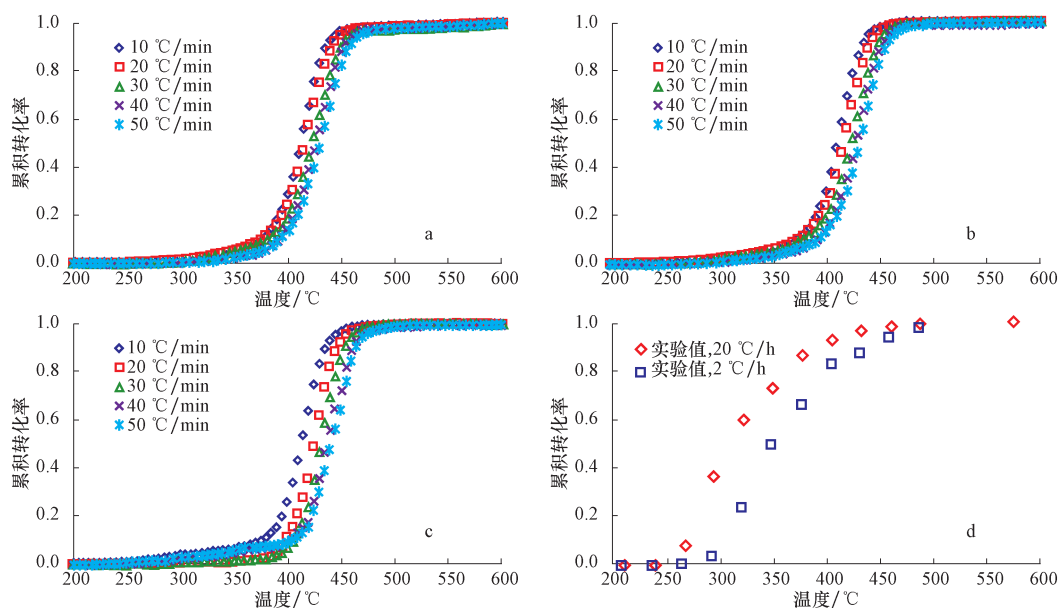


图 2 累积转化率曲线

Fig. 2 PY-GC cumulative conversion rate of samples from D402 well

- a. 杜 402 井 PY-GC 实验干酪根生成 C_{1-5} 累积转化率; b. 杜 402 井 PY-GC 实验干酪根生成 C_{6-13} 累积转化率;
c. 杜 402 井 PY-GC 实验干酪根生成 C_{13+} 累积转化率; d. 大庆轻质油金管实验累积转化率, 用来表征 C_{6-13} 裂解成气动力学特征

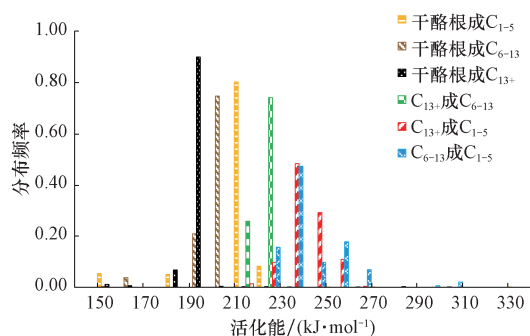


图3 活化能分布直方图

Fig. 3 Activation energy distribution histogram

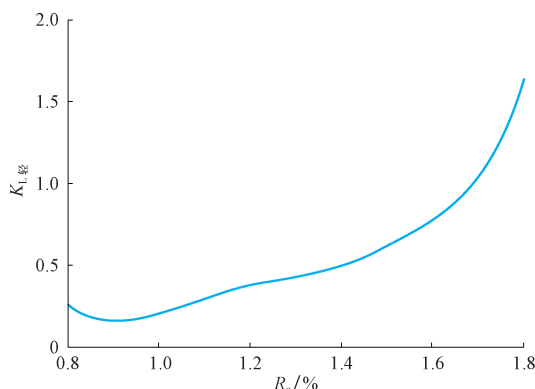
图4 不同演化阶段氯仿沥青“A”含量轻烃恢复系数($K_{L\text{轻}}$)图版

Fig. 4 Chart of light hydrocarbon correction ratio of chloroform-extractable bitumen "A" at various evolutionary stages

3 热解参数 S_1 的重烃、轻烃补偿校正

在对页岩油资源进行评价时,一般采用 S_1 这一参数进行计算。 S_1 为游离烃含量(mg/g),指热解实验升温过程中 300 °C 以前热蒸发出来的、已经存在于源岩中的烃类产物含量^[28]。然而,部分已存在于泥页岩中的重质烃类产物沸点远高于 300 °C,使泥页岩中的残留烃无法在 300 °C 之前被完全热蒸发出来,因此一部分残留烃无法作为 S_1 被检测,而是在 300 °C 之后被当做 S_2 检测^[10,29]。另外,在岩心从井底到达地面的过程中、岩心在岩心库中长时间放置的过程中以及实验前对样品的粉碎过程中,泥页岩中的气态烃(C_{1-5})和轻质液态烃(C_{6-9})已经损失殆尽^[23]。因此,采用热解分析得到的 S_1 并不能代表地下岩石中的残留烃量。地下泥页岩中的原油应该包括以下三部分:①实测 S_1 ; ②热解分析前已经损失的小分子烃类;③被作为 S_2 检测的重质残留烃。所以,对页岩油资源潜力进行评价时需要同时对 S_1 进行重烃校正和轻烃补偿。

3.1 热解参数 S_1 的重烃补偿校正

岩石热解实验得到的热解参数 S_1 只是岩石中总

含油量的低碳数烃类部分。油砂中没有干酪根,热解出的烃类都是砂岩中油所热解出的烃,但是其中 S_1 仅为总含油量($S_1 + S_2$)的一部分。笔者对松辽盆地北部青山口组 35 个油砂样品进行岩石热解实验发现, S_1 平均值为 6.34 mg/g, S_2 平均值为 13.76 mg/g, S_1 仅为总含油量的 31.53%, S_2/S_1 的比值随样品深度的增大而减小(图 5),即油中重烃的比例随成熟度的增大而减小。泥页岩的热解参数 S_1 也存在同样的问题,页岩油中高碳数烃与胶质、沥青质裂解烃会在 S_2 中出现,需要对 S_1 进行重烃校正。

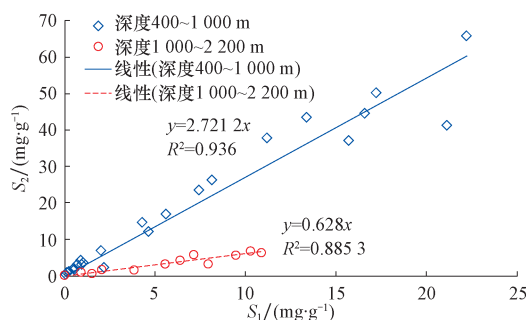
实验方法是:将泥页岩样品粉碎至 100 目,分成两份。对其中一份样品直接进行热解实验测得 S_1 和 S_2 ,另取同一岩石样品先进行氯仿沥青“A”抽提,对抽提后的岩样再进行热解实验测得 S'_2 。直接热解的样品所测 S_2 中既有 300 °C 后热解出的高碳数烷烃、芳烃、胶质、沥青质裂解烃,还含有干酪根裂解烃,而经过抽提后样品所测 S'_2 中只含有干酪根裂解烃。因此, S_2 与 S'_2 的差值(ΔS_2)即为页岩油进入 S_2 中的重质组分。

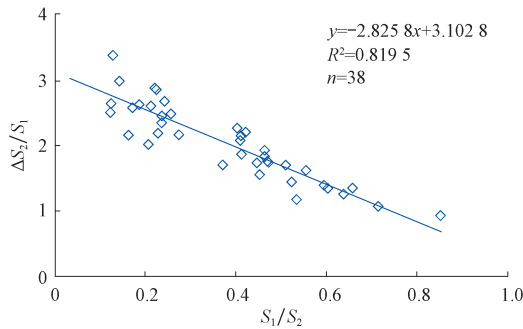
对于 S_1 的重烃校正,本次研究对抽提前、后岩样热解所得的 S_2 进行对比, S_2 与 S'_2 之差(ΔS_2)即为 S_1 所未检测到的那部分重质残留烃含量,即 S_1 的重烃损失量, ΔS_2 与 S_1 的比值即为 S_1 的重烃恢复系数 $K_{重}$ 。通过对松辽盆地北部青山口组 38 个泥页岩样品的实验数据进行分析,发现 S_1 的重烃恢复系数 $K_{重}$ 与表征成熟度的参数 S_1/S_2 有很好的线性关系(图 6), $K_{重}$ 随成熟度增高而减小,与油砂热解数据一致。 S_1 的重烃恢复系数 $K_{重}$ 如下式所示:

$$K_{重} = \frac{\Delta S_2}{S_1} = \frac{S_2 - S'_2}{S_1} = 3.1028 - 2.8258 \frac{S_1}{S_2} \quad (2)$$

3.2 热解参数 S_1 的轻烃补偿校正

由于取心、岩心放置及样品制备等原因,泥页岩中的轻烃会损失一部分,热解参数 S_1 缺少这部分轻烃,所以需要对 S_1 进行轻烃补偿校正。本次研究采用对氯仿沥青“A”含量轻烃校正同样的原理对 S_1 进行

图5 含油砂岩中热解参数 S_1 与 S_2 相关关系Fig. 5 Relationship between S_1 and S_2 in oil-bearing sandstone

图6 重烃恢复系数 $\Delta S_2/S_1$ 与成熟度指标 S_1/S_2 相关关系Fig. 6 Relationship between heavy hydrocarbon correction ratio and S_1/S_2

轻烃补偿校正,但需注意两个方面:①重烃校正后的 S_1 (重烃校正前的 $S_1 + \Delta S_2$) 较氯仿沥青“A”含量中的总烃多出 C_{10-13} 的轻烃部分以及胶质、沥青质裂解的量,重烃校正后的 S_1 是总烃的 1.295 1 倍(图 7a),在轻烃校正时需要将重烃校正后的 S_1 除以该系数以确保与 C_{13+} 相匹配;②上文已指出 S_1 的轻烃损失较氯仿沥青“A”含量小,对 S_1 进行轻烃补偿校正时,需要将多恢复的部分扣除,用重烃校正后的 S_1 减胶质、沥青质裂解(胶质、沥青质产率取廖泽文,2000 中数据的平均值^[30])所得量是总烃的 1.184 3 倍,多恢复的轻烃部分占 C_{13+} 的比例为 $1.184 3 - 1 = 0.184 3$ 。

前人对钻井取心后立即用液氮冷冻的岩心进行分析,认为渤海洼陷 $E_2s^{(下)}$ 亚段泥页岩 S_1 轻烃损失量约为 $S_{1\text{实测}}$ 值的一半^[26]。本次研究的方法对松辽盆地北部青山口组 529 个做抽提前、后对比的泥页岩样品进行了应用(图 8),补偿轻烃的平均值为 0.592 5 mg/g, S_1 的平均值为 1.009 mg/g,轻烃补偿量约为 $S_{1\text{实测}}$ 值 0.59 倍,相比之下,本次研究所求得的恢复系数偏高,我们认为其原因如下:第一,本次轻烃补偿模型中假设轻烃全部损失,且生烃和残留烃中轻烃所占比例相同,而实际上岩样中的轻烃不一定全部损失,且受排影影响,导致残留烃中轻烃所占的比例要小于生烃时轻烃

所占的比例,因此恢复结果比实际情况略大;第二,前人对泥页岩进行轻烃恢复的研究过程中,认为钻井取心后立即用液氮冷冻的岩心没有轻烃损失,而实际上岩心在从井底到地面的过程中,轻烃已有部分损失,因此前人所做的恢复结果比实际情况略小;第三,松辽盆地北部青山口组泥页岩整体成熟度要高于渤海洼陷 $E_2s^{(下)}$ 亚段泥页岩,残留烃偏轻,轻烃损失多。尽管本次研究所得的轻烃补偿系数略为偏大,对于没有残留烃(S_1)轻烃补偿系数地区的页岩油资源评价仍有重要参考价值。

由上述 S_1 重烃校正和轻烃补偿的方法可得到原始残留烃量 S_1^0 :

$$S_1^0 = (S_{1\text{实测}} + S_{1\text{实测}}K_{\text{重}})/1.295 1 + [K_{L\text{轻}} \cdot (S_{1\text{实测}} + S_{1\text{实测}}K_{\text{重}})/1.295 1](1 - 0.184 3) \quad (3)$$

4 校正前、后 S_1 与氯仿沥青“A”含量的对比

通过对松辽盆地北部青山口组泥页岩有机非均质性和无机非均质性的评价和研究,实现了对靶区页岩油资源潜力的评价,并优选出页岩油勘探开发有利区。

以松辽盆地北部青山口组为例,529 个泥页岩样品点显示,校正前 S_1 平均值约为 1.01 mg/g,氯仿沥青“A”含量约为 3.57 mg/g;校正后 S_1 平均值约为 4.21 mg/g,氯仿沥青“A”含量约为 4.30 mg/g。校正前 S_1 与氯仿沥青“A”含量差异巨大, S_1 是氯仿沥青“A”含量的 0.28 倍,校正后 S_1 只比氯仿沥青“A”含量稍小,因为校正 S_1 较氯仿沥青“A”含量缺少一部分胶质、沥青质裂解残余质量。

运用质量法对松辽盆地北部青山口组一段泥页岩的页岩油资源量进行估算。所谓质量法,就是先计算单位质量页岩中页岩油的含量,然后根据页岩的质量计算总的页岩油资源量。

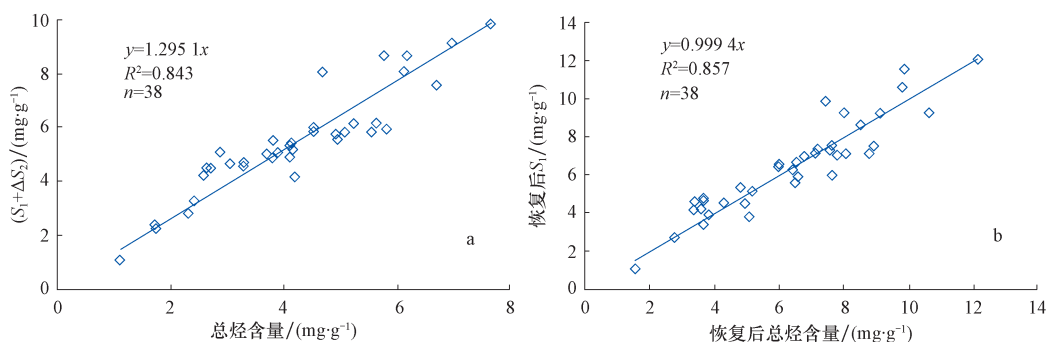


图7 热解参数与总烃含量相关关系

Fig. 7 Relationship between pyrolysis parameters and total hydrocarbon content

a. $S_1 + \Delta S_2$ 与总烃含量相关关系; b. $(S_1 + \Delta S_2) - S_{\text{胶-沥青裂解}}$ 与总烃含量相关关系

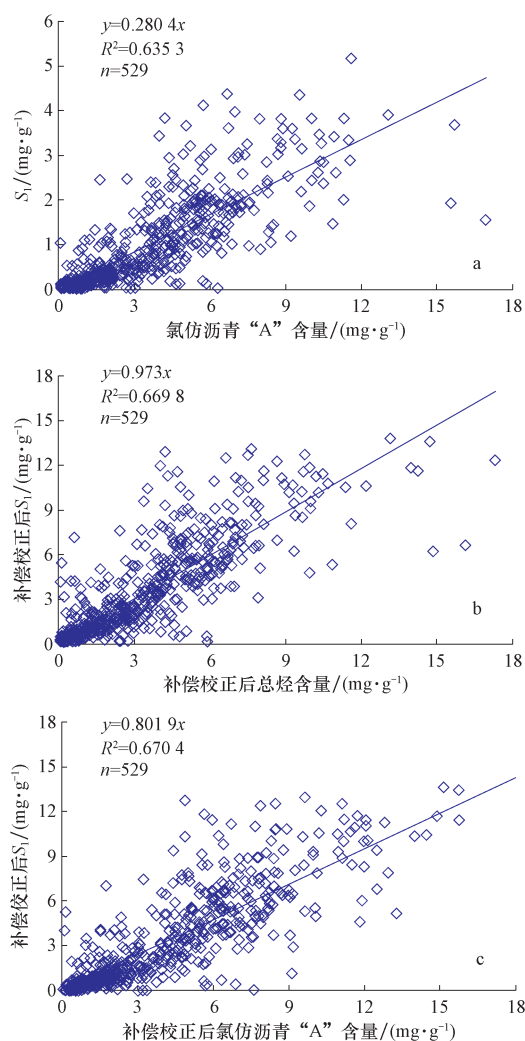


图8 校正前、后的热解参数 S_1 与氯仿沥青“A”含量对比

Fig. 8 Comparison of S_1 and chloroform-extractable bitumen

“A” values before and after correction

a. 校正前 S_1 与氯仿沥青“A”含量相关关系; b. 校正后 S_1 与总烃含量相关关系; c. 校正后 S_1 与氯仿沥青“A”含量相关关系

热解 S_1 法是应用热解参数 S_1 作为页岩油含量的衡量指标。应用热解 S_1 法进行页岩油资源量计算公式为:

$$Q = 0.1SH\rho S_1 \quad (4)$$

式中: Q 为单井页岩油资源强度, 10^4 t/km²; S 为泥页岩面积, km²; H 为单井泥页岩厚度, m; ρ 为泥页岩密度, g/cm³, 依据实测数据本次取烃源岩密度为 2.6 g/cm³; S_1 为单井 S_1 或经重烃、轻烃补偿校正后的 S_1 数据的平均值(用氯仿沥青“A”含量或经轻烃补偿校正后的氯仿沥青“A”含量数据的平均值即为氯仿沥青“A”法), mg/g。

S_1 与氯仿沥青“A”含量作为反应泥页岩含油率的参数, 直接参与计算页岩油资源量, 因此其大小对页岩油资源评价有直接影响。根据体积法分别用补偿校正前、后的氯仿沥青“A”含量与 S_1 分别进行资源评价。根据上述方法, 利用热解参数 S_1 与氯仿沥青“A”含量对松辽盆地北部青山口组泥页岩进行页岩油资源评价, 补偿校正前 S_1 资源量为 64.71×10^8 t, 氯仿沥青

“A”资源量为 191.22×10^8 t; 而补偿校正后 S_1 的资源量为 216.58×10^8 t, 氯仿沥青“A”的资源量为 223.77×10^8 t, S_1 补偿校正后资源量是补偿校正前资源量的 3.35 倍, 氯仿沥青“A”补偿校正后资源量是补偿校正前的 1.17 倍(图 9)。且补偿校正后 S_1 与氯仿沥青“A”资源量等值线图的高值区基本类似, 如在齐家凹陷中部和南部地区、龙虎泡阶地东南部与古龙凹陷北部交界处及三肇凹陷中部和北部地区(图 10)。补偿校正后 S_1 与氯仿沥青“A”资源量与高值区的一致性说明了校正后的 S_1 与氯仿沥青“A”含量能更好地评价页岩油资源量。

S_1 与氯仿沥青“A”含量的补偿校正对页岩油资源评价影响巨大, 补偿校正后的评价结果更加客观。对页岩油资源量进行评价关系到下一步对页岩油勘探开发方针的决策, 因此在对页岩油资源量进行预测时, 及时、准确地对 S_1 进行轻、重烃补偿校正, 对页岩油勘探开发具有重要意义。

5 结论

1) 利用氯仿沥青“A”含量作为含油性参数对页岩油进行资源潜力评价时, 需对氯仿沥青“A”含量进行轻烃补偿。根据有机质生成油气中轻烃组分(C_{6-13})占重烃组分(C_{13+})的比例进行补偿校正, 轻烃补偿系数($K_{L轻}$)随成熟度的增大呈先降低后增大的趋势。

2) 利用 S_1 作为含油性参数对页岩油进行资源潜力评价时, 需对 S_1 进行重烃校正和轻烃补偿。对于 S_1 的重烃校正, 根据抽提前、后岩样热解所得 S_2 和 S'_2 差值 ΔS_2 进行补偿校正, 重烃校正系数与 S_1/S_2 呈负相关关系, 校正公式 $K_{重} = 3.1028 - 2.8258S_1/S_2$; 对于 S_1 的轻烃补偿, 方法与氯仿沥青“A”含量的轻烃补偿相同, 但由于 S_1 轻烃损失较氯仿沥青“A”小, S_1 的轻烃恢复量较氯仿沥青“A”含量小 0.18 倍。

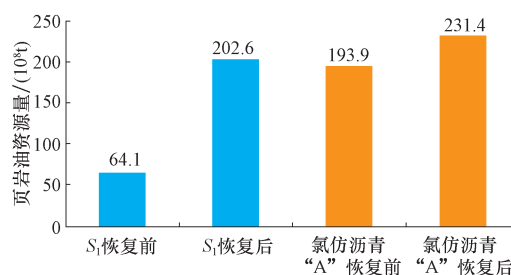


图9 松辽盆地北部青山口组一段泥页岩恢复前、后 S_1 与氯仿沥青“A”页岩油资源量对比

Fig. 9 Comparison of shale oil resource assessment results before and after S_1 and chloroform-extractable-bitumen “A” values being corrected, samples from mudstone/shale in the first member of the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin

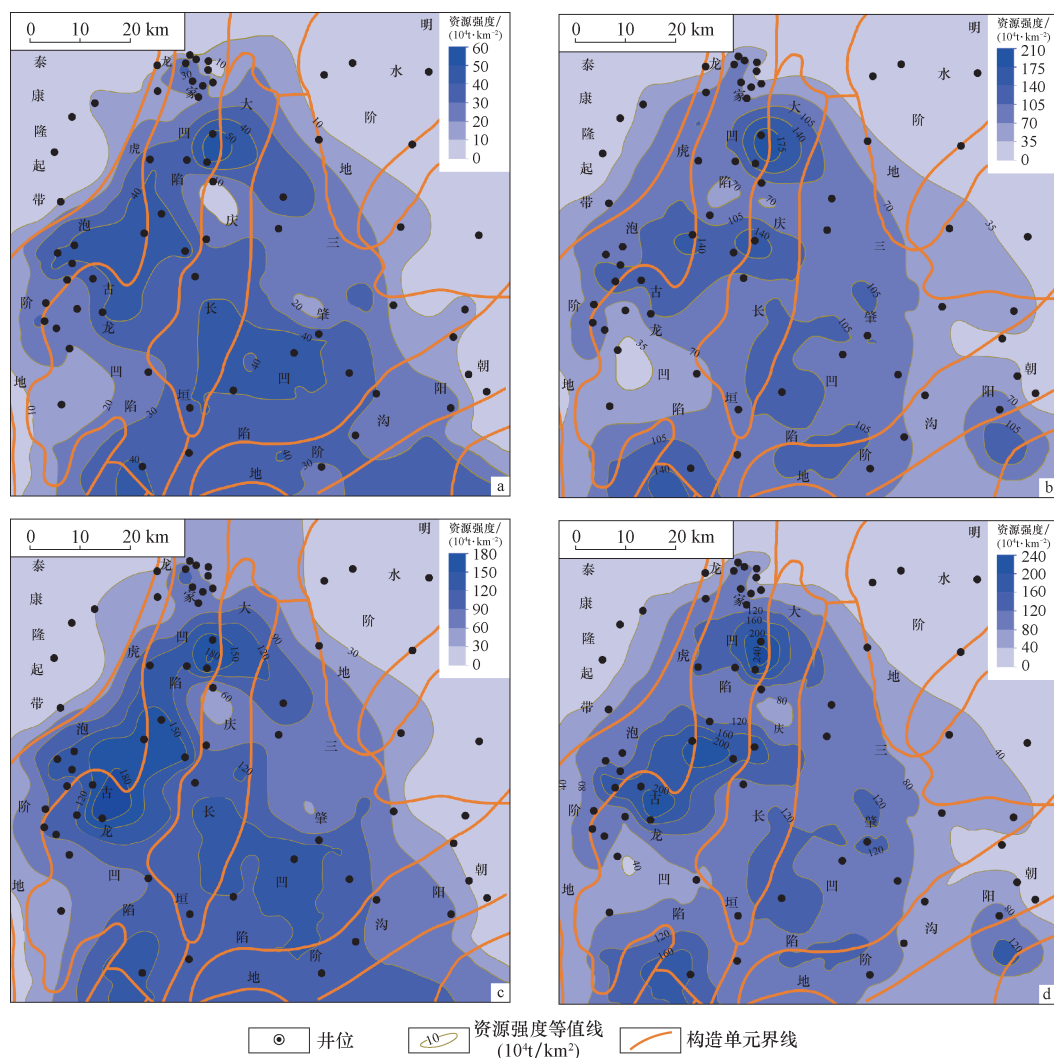


图10 松辽盆地北部青山口组一段泥页岩恢复前、后 S_1 与氯仿沥青“A”页岩油资源强度对比

Fig. 10 Comparison of shale oil resource intensity before and after S_1 and chloroform-extractable-bitumen “A” values being corrected, samples from mudstone/shale in the first member of the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin

a. 恢复前 S_1 资源强度; b. 恢复前氯仿沥青“A”资源强度; c. 恢复后 S_1 资源强度; d. 恢复后氯仿沥青“A”资源强度

3) 以松辽盆地北部青山口组为例, 529 个泥页岩样品点显示, 校正前 S_1 与氯仿沥青“A”含量差异巨大, S_1 是氯仿沥青“A”含量的 0.28 倍, 校正后 S_1 与氯仿沥青“A”含量基本相同, 校正后的 S_1 与氯仿沥青“A”含量更能反应泥页岩中页岩油的含油率。

4) 以松辽盆地北部青山口组一段泥页岩为例, 利用 S_1 法与氯仿沥青“A”法对其进行资源评价, S_1 恢复前的资源量为 64.71×10^8 t, 而恢复后的资源量为 216.58×10^8 t, 是恢复前资源量的 3.35 倍; 氯仿沥青“A”恢复前的资源量为 191.22×10^8 t, 恢复后资源量为 223.77×10^8 t。因此可以看出, 在页岩油勘探开发过程中, 对 S_1 与氯仿沥青“A”含量的补偿校正是十分必要的。

参 考 文 献

[1] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas

systems; The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 475 - 499.

[2] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92: 87 - 125.

[3] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 523 - 533.

[4] Cai N Z, Dong D Z, Wang S J, et al. Geological characteristics and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37 (6): 641 - 653.

[5] Brian H, Schulz H M. Shale gas exploration and exploitation[J]. Marine and Petroleum Geology, 2012, 31 (1): 1 - 2.

[6] Kinley T J, Cook L W, Breyer J A, et al. Hydrocarbon potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, west Texas and southeastern New Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92: 967 - 991.

[7] Kuhn P P, Primio R D, Hill R, et al. Three-dimensional modeling study of the low-permeability petroleum system of the Bakken Forma-

- tion[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96: 1867–1897.
- [8] Kirschbaum M A, Mercier T J. Controls on the deposition and preservation of the Cretaceous Mowry Shale and Frontier Formation and equivalents, Rocky Mountain region, Colorado, Utah, and Wyoming [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97: 899–921.
- [9] EIA. Bakken formation oil and gas drilling activity mirrors development in the Barnett [R/OL]. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=3750>, 2011.
- [10] Jarvie D M, Jarvie B M, Weldon W D, et al. Components and processes impacting production success from unconventional shale resource systems[C]. Search and Discovery Article #40908, 2012.
- [11] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 1—Shale-gas resource systems[C]//Breyer J A. Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century. AAPG Memoir, 2012, 97: 69–87.
- [12] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 2—Shale-oil resource systems[C]//Breyer J A. Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century. AAPG Memoir, 2012, 97: 89–119.
- [13] EIA. Technically recoverable shale oil and shale gas resources; An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States [R/OL]. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshale-gas/>, 2013.
- [14] 吕明久, 付代国, 何斌, 等. 泌阳凹陷深凹区页岩油勘探实践[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(3): 85–88.
Lv Mingjiu, Fu Daiguo, He Bin, et al. The exploration practice of shale oil in deep depression of Biyang Depression [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(3): 85–88.
- [15] 张抗. 从致密油气到页岩油气——中国非常规油气发展之路探析[J]. 中国地质教育, 2012, 82: 11–15.
Zhang Kang. From tight oil and gas to shale oil and gas—The explore and analyse of Chinese development on unconventional oil and gas [J]. Chinese Geological Education, 2012, 82: 11–15.
- [16] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘, 2012, 19(5): 322–331.
Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322–331.
- [17] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249–256.
Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. The investigation on shale oil and gas grading evaluation criteria [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249–256.
- [18] Espitalié J, Madec M, Tissot B, et al. Source rock characterization method for petroleum exploration [C]. Offshore Technology Conference, 1997.
- [19] Lafargue E, Marquis F, Pillot D. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies [J]. Oil & Gas Science and Technology, 1998, 53(4): 421–437.
- [20] Behar F, Beaumont V, De H L, et al. Rock-Eval 6 technology: Performances and developments [J]. Oil & Gas Science and Technology, 2001, 56(2): 111–134.
- [21] 黄文彪, 邓守伟, 卢双舫, 等. 泥页岩有机非均质性评价及其在页岩油资源评价中的应用——以松辽盆地南部青山口组为例[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 704–711.
Huang Wenbiao, Deng Shouwei, Lu Shuangfang, et al. Shale organic heterogeneity evaluation method and its application to shale oil resource evaluation—a case study from Qingshankou Formation, southern Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 704–711.
- [22] Bordenave M L. Geochemical methods and tools in petroleum exploration [M]//Applied Petroleum Geochemistry. Paris: Editions Technip, 1993: 240–243.
- [23] 盛志伟, 葛修丽. 生油岩定量评价中的轻烃问题[J]. 石油实验地质, 1986, 8(2): 139–152.
Sheng Zhiwei, Ge Xiuli. Discussion on light hydrocarbons in quantitative evaluation of source beds. [J]. Experimental Petroleum Geology, 1986, 8(2): 139–152.
- [24] Cooles G P, Mackenzie A S, Quigley T M. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks [J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1–3): 235–245.
- [25] Hunt J M, Huc A Y, Whelan J K. Generation of light hydrocarbons in sedimentary rocks [J]. Nature, 1980, 288: 688–690.
- [26] 张林晔. 陆相盆地页岩油勘探开发关键地质问题研究——以东营凹陷为例 [C]. 页岩油资源与勘探开发技术国际研讨会, 无锡, 2012.
Zhang Linye. The study of the key geologic factors in shale oil exploration and development in continental basin—take Dongying Depression as an example [C]. International Symposium on Shale Oil Resources and Exploration and Development, Wuxi, 2012.
- [27] 卢双舫. 有机质成烃动力学理论及其应用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 84–90.
Lu Shuangfang. Kinetic of hydrocarbon generation of organic matter theory and application [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 84–90.
- [28] 卢双舫, 张敏. 油气地球化学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 19–20.
Lu Shuangfang, Zhang Min. Oil and gas Geochemistry [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 19–20.
- [29] 王安乔, 郑保明. 热解色谱分析参数的校正 [J]. 石油实验地质, 1987, 9(4): 343–350.
Wang Anqiao, Zheng Baoming. Calibration of analytic parameters for pyrolytic chromatography [J]. Experimental Petroleum Geology, 1987, 9(4): 343–350.
- [30] 廖泽文, 耿安松. 沥青质热解动力学研究及其应用初探 [J]. 自然科学进展, 2000, 10(2): 183–189.
Liao Zewen, Geng Ansong. Studies and applications of pyrolytic kinetics of asphaltene [J]. Progress in Natural Science, 2000, 10(2): 183–189.

(编辑 李 军)