

页岩油的资源潜力及流动性评价方法

——以西加拿大盆地上泥盆统 Duvernay 页岩为例

谌卓恒¹, 黎茂稳², 姜春庆¹, 钱门辉²

(1. 加拿大联邦地质调查局, 阿尔伯塔, 卡尔加里 T2L2A7; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:页岩油储层集生储盖为一体,具双孔结构,以纳米孔隙为主,储层中油气的流动性是资源商业成功开发的关键地质因素之一。基于常规储层体积法的页岩油资源评价方法受制于单一基质孔隙结构模型,无法依油气在储层中的赋存状态分类评价,不能为资源开发决策提供与油气流动性相关的信息。页岩油的赋存状态主要受烃源岩成熟度和类型控制。Rock-Eval 热解数据含大量与烃源岩类型和成熟度相关信息,结合已知页岩油田的生产数据,我们提出根据页岩油赋存状态的分类评价,并在此基础上将油气资源划分为不可动(吸附),受限和可动三种资源类型,以此定量描述页岩油气资源的流动性。文章以加拿大西部盆地上泥盆统 Duvernay 页岩油田的生产和储层资料为基础,建立资源评价所需页岩油藏参数与热解参数之间的经验模型,采用石油地层体积因子恢复热解样品取样过程中的轻烃损失,并以 8-32-46-9W5 井 Duvernay 页岩油气资源单井评价为例,介绍方法的基本原理及其应用。以该井为中心的区块单元内资源量评价结果经 10% 的采收率折扣后,与邻区按实际生产数据用产量递减方法计算出的结果一致。说明本文提出的基于热解数据和生烃动力学模型的页岩油资源评价方法可行。

关键词:资源评价;赋存状态;可动性;热解数据;轻烃损失校正;页岩油;Duvernay 页岩;西加拿大盆地

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Shale oil resource potential and its mobility assessment: A case study of Upper Devonian Duvernay shale in Western Canada Sedimentary Basin

Chen Zhuoheng¹, Li Maowen², Jiang Chunqing¹, Qian Menhui²

(1. Geological Survey of Canada, Calgary, Alberta, Canada, T2L 2A7;

2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Shale oil reservoir is a source-reservoir-caprock integration characterized by dual-porosity with nano-pores being dominant. Oil mobility in the reservoir is one of the key geological factors for the commercial resource development with success. Shale oil resource evaluation method based on conventional reservoir volumetric approach is subject to the pore structure of simple matrix and not applicable to assess the resources according to their states of occurrence in reservoir. As such it cannot provide adequate information with respect to oil and gas mobility for making resource development decisions. The state of occurrence of shale oil and gas is primarily controlled by the maturity and types of source rocks, and Rock-Eval pyrolysis data contain critical information related to source rock types and maturity. According to the states of oil occurrence in shale reservoir, the oil and gas resources are divided into three categories: non-movable (adsorbed), restricted, and movable resources, to quantitatively describe the mobility of oil and gas in shale reservoir. Combined with the production and reservoir data from the Upper Devonian Duvernay shale oil field in the Western Canada Sedimentary Basin, empirical models are established for assessing resources in terms of shale oil reservoir parameters and pyrolysis data, and then oil formation volume factor is used to estimate the evaporative loss of light hydrocarbons for pyrolysis parameter (S1) during coring and sampling. A single well evaluation of Duvernay shale oil and gas resource potential in Well 8-32-46-9W5 is taken as an example to introduce the principles and demonstrate the application of the proposed method in shale oil resource assessment. The resource potential of the block with Well 8-32-46-9W5 as its core calculated by this

收稿日期:2019-01-01;修订日期:2019-03-18。

第一作者简介:谌卓恒(1955—),男,博士,加拿大联邦地质调查局研究员,石油资源评价。E-mail:zhuoheng@canada.ca。

基金项目:Geoscience for new energy supply; Program of energy research & development.

method and with 10% recovery discounted, is consistent with the result derived from production decline model based on actual production data in adjacent areas, which demonstrates that the shale oil resource assessment method proposed here based on pyrolysis data and hydrocarbon generation kinetics model is feasible.

Key words: resource assessment, state of occurrence, mobility, Rock-Eval pyrolysis data, correction of light hydrocarbon loss, shale oil, Duvernay shale, Western Canada Sedimentary Basin

烃源灶体系内致密和页岩储层已成为北美海相沉积盆地老区油气资源接替的勘探开发热点^[1]。中国陆相盆地页岩油层系分布广泛,保存条件较好,资源丰富,有可能成为老区油气资源接替的突破口^[2]。虽然页岩油资源丰富,但沿用北美技术对陆相页岩油储层压裂后增产效果一般不显著^[3]。对已知页岩油气储层生产数据的分析及页岩油气储层分子模拟结果表明,除储层的矿物成分和力学性质影响压裂效果外,页岩储层孔隙中油气的流动性是制约采收率的主要原因^[4-6]。由于页岩油气储层生储兼容,孔隙介质具二元结构及纳米尺度,油气在页岩储层中的赋存状态较致密储层更为复杂,直接影响流体的流动性。在化学性质上,页岩油储层内大分子重油及沥青质组分与生烃母质干酪根特征接近,两者互溶,多以吸附状态存在^[4,7-9],流动性较差。物理特征上,干酪根网络中纳米孔隙比表面积大,对流体有很强的吸附能力;当孔隙介质的空间尺度与原油分子尺度很接近时,不仅分子间的相互作用进一步增强,流体流动性受到限制,而且可改变流体的相平衡^[10-11]。随温度、压力或孔隙介质的变化,油气组分动态调整,形成的小分子轻质组分趋于在渗透率较高的层段富集;而分子较大,粘度较稠的组分趋向于留在残余有机质丰度高的烃源岩中^[6,12-13]。这些现象也得到实验室模拟实验结果的验证。页岩油不同赋存状态实验研究发现,页岩体系内游离油/吸附油比值与有机碳含量存在负相关关系,这表明干酪根不是液态游离烃赋存的主要场所^[7]。

在页岩油资源评价中,依据油气的赋存状态对资源开展分类评价,不仅可对储层中烃类流体的流动性有一个总体了解,也是圈定潜在生产“甜点”和页岩油资源开发部署的重要依据。常规的储层体积法,依据实验室孔隙度和饱和度测试结果计算页岩油资源量,存在诸多问题:一是通过各种孔隙试验方法得出的结果差别较大,同一样品在不同实验室之间很难得到可对比的实验结果^[14-15];二是实验室条件与储层条件差别甚大,无法提供地下页岩油储层中油气赋存状态有关的真实信息,得到的结果不能对油气资源的流动性做出相应的评价,由此无法为页岩油资源的勘探和开发决策提供相关的信息。

页岩油气储层中油气组分和丰度是烃源岩成岩热演化过程中阶段产物的表征,烃源岩样品热解资料中包含大量与油气组分和赋存状态有关的信息,不同温度阶段的样品热释组分特征可用来推测其相应的赋存状态及组成。本文提出采用热解资料按资源赋存状态分类及其流动性的评价方法,并以加拿大西部盆地 Duvernay 页岩油为例介绍这套方法的应用。

1 评价方法

1.1 页岩油储层特征

页岩由其物理特征页岩而得名。岩性在垂向上频繁交替,微观尺度上矿物成分及其结构多变,具有很强的非均质性,这使得在宏观尺度上相互排斥的功能单元,如源岩-储层,疏导层-盖层,在微观尺度上得以共存。烃源灶中富有机成分的“烃源岩”纹层既生也储,粗相纹层增加储能,在微观尺度上集源、储、盖为一体,形成一个自生自储的油气聚集综合体。为讨论方便,本文将页岩油定义为产于烃源灶生油窗口并赋存于烃源岩自身中的油气资源。因此,页岩油系统是一个集生储盖为一体的特殊含油气系统,与致密油储层的最大区别在于储层的二元结构,即烃源岩既是资源的供体又是载体,页岩油储层由双孔介质组成(干酪根中的有机孔系统和矿物基质中的无机孔系统)。本文中烃源岩储层与页岩油储层为同义词,交替使用。

1.2 页岩油赋存状态分类及各分量的计算

依据不同状态下油气动力学特征的差异来划分油气资源在页岩油储层中的赋存状态,用热解数据来表征不同赋存状态下油气组分的动力学特征。页岩油储层中油气赋存状态可分为两类:游离油气和吸附油气。总烃为两者之和,即实验室热解前样品中就已经存在的石油和天然气。为讨论方便,我们将热解曲线按温度区间,将热释和热解产物分成三部分来表述赋存状态。同一烃源岩中油气赋存状态主要受成熟度控制。图1比较两组不同成熟阶段烃源岩热解曲线的分解和按其相应的活化能重组(详见文献[17])。生油窗口中晚期烃源岩热解曲线(图1a-d)及早期生油阶段热

解曲线(图 1e-h),展示同一烃源岩不同成熟度条件下的热解曲线和组成特征,以及与之对应的油气赋存状态关系。左图为生烃高峰期的热解曲线,大量干酪根已转化成油气(图 1d 红色),其中一部分为大分子重油、沥青或处于吸附状态(图 1d 紫色斜杠部分),残余干酪根不多(图 1d 蓝色部分)。右侧各图所示烃源岩样品刚进入生烃阶段,绝大部分仍为干酪根(与左图比较)。

游离烃为总烃中分子量偏小油气组分,又可分为两部分:一是样品中的残余游离烃(记为 S_{1a} ,图 1a),热解实验温度为 300 °C 或低于 300 °C 条件下 FID 响应,即曲线中 S_1 所代表的组分,其量由热解曲线中的热释部分计算得出^[16]。第二部分是轻烃损失部分,记

为 S_{1L} ,指在样品采集、保存、实验室处理过程中损失的轻烃部分,需要采用其它方法求得,稍后将专门讨论轻烃损失的估计。处于吸附状态的油组分(包括高沸点的烃类)为总烃中的另一部分,其热释温度高于 300 °C,但低于大多数正常干酪根热解温度,常出现在热解曲线的 S_1 与 S_2 两峰之间的部位记为 S_{1b} ,主要为高分子重油及沥青和油中非烃类物质^[4,7]。

本文将烃源岩样品中的游离烃记为 S_{1c} ,吸附油记为 S_{1b} ,Jarvie^[4]将这两者之和称之为总生油量(Total Oil Yield),记为 TOY。这三者间有以下关系:

$$TOY = S_{1c} + S_{1b} \quad (1)$$

单位与热解数据 S_1 相同(mg HC/g rock),为单位重量岩石中的油气含量。

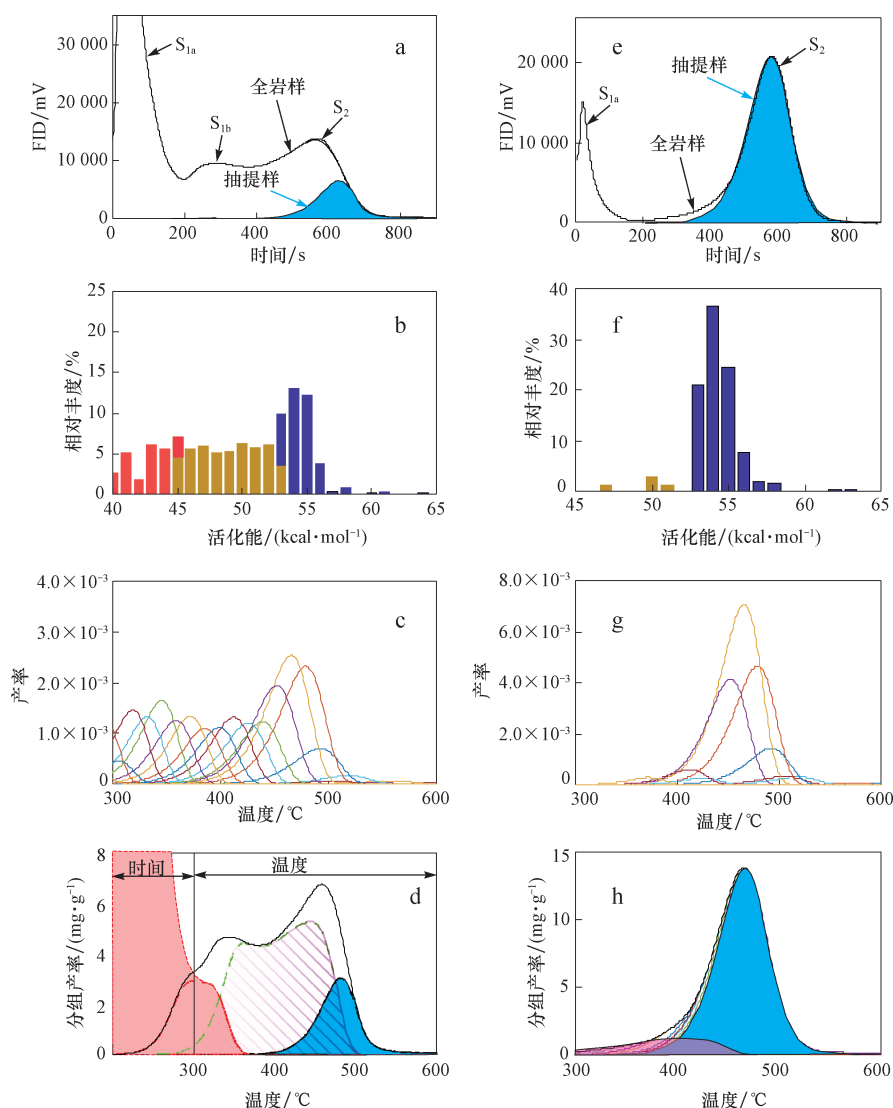


图1 不同成熟度 Rock-Eval 热解曲线与油气赋存状态各组分关系示意图

Fig.1 Schematic diagrams showing the relationship between Rock-Eval pyrolysis graph at diverse maturity stages and petroleum compositions under different states of occurrence

a, b, c, d. 生油高峰; e, f, g, h. 生烃初期

1.3 游离烃及轻烃损失的计算

总游离烃(S_{1C})为残余在样品中的游离烃(S_{1a})与轻烃损失组分(S_{1L})之和:

$$S_{1C} = S_{1a} + S_{1L} \quad (2)$$

单位与热解数据 S_1 相同(mg HC/g rock)。

Michael 等^[18]提出用原油的密度指数 API 与 C_{15} 以下烃的含量来估计 C_{15-} 中轻烃损失。Chen 等^[19]根据物质平衡原理用地化资料来计算 S_1 的轻烃损失量。本文根据不同温压条件下相态平衡原理和热解轻烃损失实验室测试结果,提出采用溶解气的气油比(GOR)或地层体积因子(Formation Volume Factor)来近似页岩油储层中的轻烃损失。这种方法基于以下两个基本事实:1)在取样过程中,岩心从储层取出,样品中油气的相平衡由储层温度压力条件下的状态变到地表条件下的状态,溶解气从油中析出。气体体积比相同质量在储层条件溶解在油中的体积可大几十到上百倍。由于气体膨胀远超出样品本身容量,大部分析出的溶解气在取样过程中就损失掉了,只有少量气体以吸附的形式残留在样品中。2)实验结果表明,残留在样品中气体以及一部分轻烃组分在样品保存和分析制样的过程中也很可能丢失^[20]。Jiang 等^[21]观察到轻烃损失可至 C_{12} ,而 Michael 等^[18]则观察到样品中轻烃组分的损失可到 C_{15} 。

样品保存和制样过程中的轻烃损失量和组分与很多因素有关,例如样品的类型(岩屑或岩心),油气成分和相对含量、烃源岩的成熟度,总有机碳含量,样品本身的状态(完整或破碎),取样后的保存条件(立即用塑料膜封闭保存或用液氮冷冻保存等),以及样品粉碎后是否立即分析等^[18-19,21]。在缺乏取样形式、岩石/样品本身的状态、保存条件、制样流程等信息的情况下,很难对这部分轻烃的损失做精确的计算。因此我们对样品在保存和制样过程中的损失根据实际情况采用一经验系数做一般性校正。记取样过程中的损失量为 S_{1LS} ,保存和制样准备阶段的损失量为 S_{1LP} ,轻烃损失的总量(S_{1L})为:

$$S_{1L} = S_{1LS} + S_{1LP} \quad (3)$$

单位与热解数据 S_1 相同(mg HC/g rock)。具体方法及应用将在实例中根据实际资料予以介绍。

1.4 页岩油储层中吸附油的计算

由于干酪根热降解的早中期产物含有大量高分子量的沥青和重质原油组分,生油窗阶段油吸附现象很常见。例如,济阳凹陷早期生油阶段的始新世-渐新

世沙河街组烃源岩中超过 50% 的总烃量被认为处于吸附状态^[22]的分析表明美国 Barnett 页岩中吸附烃的量可占总烃量的 54%。采用常规实验计算样品中吸附油的含量,Jarvie^[4]建议对同一样品进行两次单独的热解实验,对其中一次用有机溶剂对样品萃取将可溶有机物除去后再做热解。然后通过以下关系式从两个热解结果估算吸附油的含量(S_{1b}):

$$S_{1b} = S_2 - S_{2X} - S_{1X} \quad (4a)$$

式中, S_2 和 S_{2X} 分别为有机溶剂提取前、后热解数据中的生烃潜力, S_{1X} 为抽提后热解的游离烃 S_1 。

Jarvie^[4]认为抽提后热解的游离烃为溶剂污染,应该不计算在吸附油之内。但 Li 等^[22]认为这部分很可能是隔离在纳米孔中的游离组分,抽提的结果削弱对这些游离组分的隔离,使得这部分在抽提后的样品分析中以游离烃的状态出现。本文采纳 Li 等^[22]的算法,即:

$$S_{1b} = S_2 - S_{2X} + S_{1X} \quad (4b)$$

Li 等^[22]提出了根据热释和热解组分生烃动力学的差异,采用热解分析结果直接计算吸附油的数值方法(图2)。方法的原理简单,即通过将样品热解曲线(图2a)转换到活化能变量域(图2b)得样品热释-热解组分混合活化能分布。根据两者动力学差异将代表热释组分的活化能从活化能分布中剔除后,把代表干酪根热解组分的活化能通过生烃动力学模型反演单算干酪根组分的热解曲线(图2c)(其计算得组分含量记为 S_{2Xe_q}),相当于样品用有机溶剂处理后的热解分析结果 S_{2x} 。用数值方法将吸附油从热解烃中剥离出来,其量可用下式计算:

$$S_{1b} = (S_2 - S_{2Xe_q}) \quad (5)$$

方法的基本原理、计算流程的细节及应用实例请参考 Li 等^[22]。

1.5 可动资源量的计算

在页岩油资源量计算中,我们将总生烃量(TOY)按岩石体积转换后的资源量称为地质资源量(in-place),油气在储层条件下不受束缚,能自由流动的部分称之为可动资源量(movable oil)。统计数据表明北美非常规油气具有产能的页岩油层段中的油饱和度指数($OSI = 100 \times S_1/TOC$)一般都大于 100 mg HC/g TOC^[4]。在常规油气勘探中,Behar 等人^[16]将 $OSI > 100$ 称为油显示。尽管影响油气流动性的因素很多,根据已知页岩油生产的经验数据,我们可以将 OSI 值大于 100 mg HC/g TOC 作为页岩油流动性的一种门槛,即该层段中游离烃与吸附油的比率超过临界饱和状态,这些超

出临界饱和和门限的油气不受吸附力和纳米孔束缚限制。因此本文将可动资源丰度(R_{rec} :单位 mg HC/g rock)定义为样品中总游离烃(S_{lc})经临界饱和和量折扣后(超过其样品 TOC 值)的游离烃,即总游离烃中超过 $S_{\text{lc}}/\text{TOC} \times 100 > 100$ 的部分:

$$R_{\text{rec}} = \begin{cases} 0, & S_{\text{lc}} \leq \overline{\text{TOC}} \\ S_{\text{lc}} - \overline{\text{TOC}}, & S_{\text{lc}} > \overline{\text{TOC}} \end{cases} \quad (6)$$

式中 $\overline{\text{TOC}}$ 代表吸附折扣量,相当于样品中 TOC 的百分含量,其单位是 mg HC/g rock。而可动资源量则为可动资源丰度按岩石体积转换后的资源量。

2 应用实例

2.1 西加拿大盆地上泥盆系 Duvernay 组页岩油赋存状态及资源潜力

Duvernay 页岩油产于西加拿大盆地上泥盆系 Duvernay 组处于生油窗口内富含有机质的烃源岩层段,地处阿尔伯塔省的西南部(图 3)。上泥盆 Duvernay 组页岩也是西加盆地泥盆系常规油气系统的主力烃源岩^[24]。近年来采用水平钻井与多级压力的完井技术,这套地层成为北美高产页岩油层之一^[25-27]。Duvernay 组由富沥青质页岩和碳酸盐夹层组成,沉积在生物礁和碳酸盐台地所环绕的局限海,有机物丰度高,残留 TOC 值仍可达近 15%(图 4a),原始氢指数接近 700 (mg HC/g TOC)(图 4b, d)。Duvernay 页岩生的油含

硫低($<0.5\%$),姥鲛烷/植物烷比例为 1.5~2.4^[24],表明为正常盐度,低能缺氧环境下的产物。有机质成熟度由东北部的不成熟到西南部靠前陆盆地变形带的过度成熟,盆地主体 Duvernay 页岩处于生油-生气窗口^[25];烃源岩大规模生气阶段在 $T_{\text{max}} > 465^\circ\text{C}$ 以上,生油窗口位于 $430^\circ\text{C} < T_{\text{max}} < 465^\circ\text{C}$ (图 4c)。

自 2011 年到 2015 年 5 年间,上泥盆统 Duvernay 页岩油气区共钻有 238 口水平多级压裂井,探明储量 2.1 亿桶油,1.2 万亿立方英尺天然气,圈定了三个甜点区,21 个单井页岩油藏和一百多个单井气藏^[25]。获得了一系列页岩油气藏储层及油气特征的资料,可用于页岩油气资源的评价。对 Duvernay 页岩区最新的可采资源估计量为 76.5 TCF 天然气,34.1 亿桶油,62.6 亿桶凝析油^[28]。

生产数据显示在常规油气储层中溶解气的气油比(GOR)与地层体积系数(FVF)存在很好的相关关系^[29]。与常规油气储层类似,页岩油储层中溶解气的气油比与地层体积系数存在很好的相关关系。图 5a 为已探明 Duvernay 页岩油藏中气油比与地层体积系数关系。资料分析显示,成熟度指标 T_{max} 与 GOR 也有很好的经验关系(图 5d)。通过图 5a 和图 5d 中的关系式,我们可以推出一个 T_{max} 与 FVF 的经验关系式:

$$FVF = 1 + \frac{1}{225} 10^{[0.0566(T_{\text{max}} - 415)]} \quad (7)$$

式中,FVF 为烃源岩储层油的地层体积系数(在生油窗口内 FVF 变化在 1~3 之间), T_{max} 为 Rock-Eval 热解曲线中最高产烃率对应的热解温度。

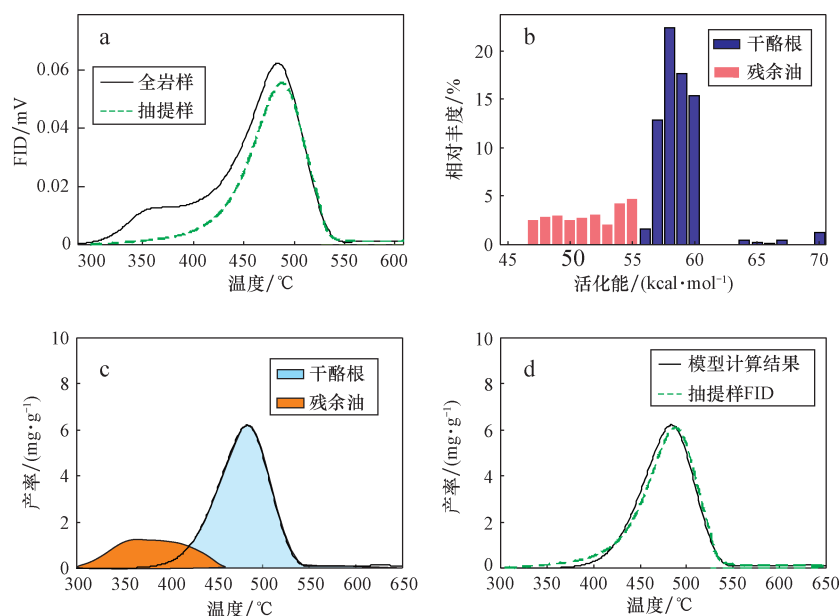


图2 热解分析结果生烃动力学计算吸附油量(包括高沸点烃类)的数值方法示意图

Fig. 2 Kinetic model for estimating petroleum in sorption (including high-boiling hydrocarbons)

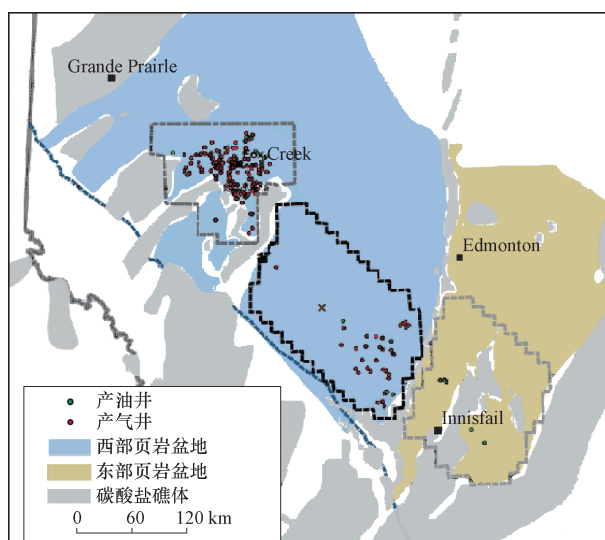


图3 西加拿大盆地 Duvernay 页岩油气资源分布及当前主要勘探目标(据文献[25],修改)

Fig. 3 A map showing the distribution of Duvernay shale oil & gas resources and major exploration areas (modified after reference[25])

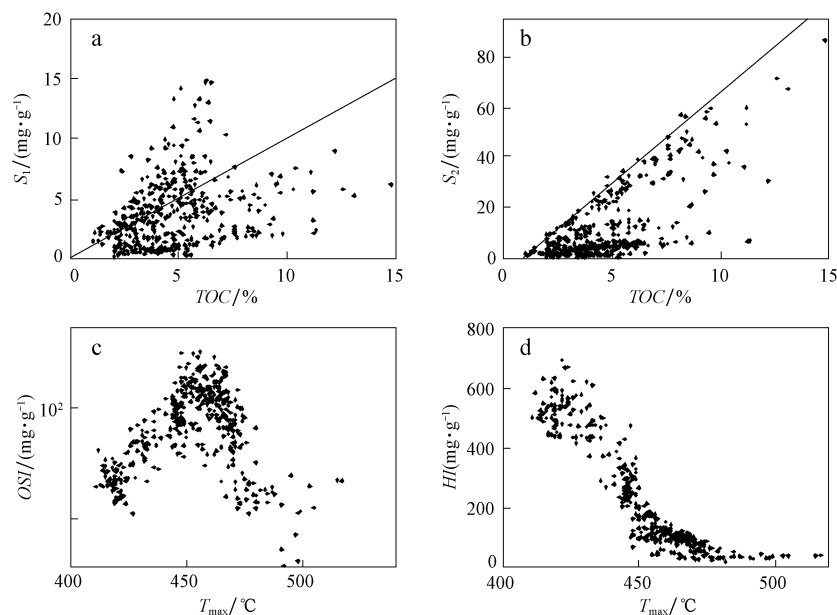


图4 各种热解数据的交汇图展示加西盆地上泥盆统已知 Duvernay 页岩烃源岩的基本特征

Fig. 4 Cross-plots of Rock-Eval parameters showing general characteristics of the known shale source rocks in the Upper Devonian Duvernay Formation, Western Canada Sedimentary Basin

$T_{\max}$ 是一动力学参数,对不同烃源岩,式(7)中的参数会有些变化,应根据实际资料拟合适当的参数。本方法的应用范围为生油窗口之内的烃源岩,对 Duvernay 页岩, $T_{\max}$ 的上限为 465 °C (图 5d)。

对仍处在生烃窗口内页岩油,我们采用原油的地层体积系数(FVF)来计算热解数据中样品采集过程中的轻烃损失:

$$S_{1LS} = S_1 FVF \frac{\rho_{oilS}}{\rho_{oilR}} \quad (8)$$

式中, S_1 为热解数据,代表样品中残余游离烃量(单位: mg HC/g rock); ρ_{oilS} 和 ρ_{oilR} 为地表和储层条件下的原油

密度(单位为 kg/m^3); FVF 为地层体积系数(无量纲)。

如果储层和地面条件下原油密度的差别小于密度资料本身的不确定性,我们直接可用 $S_1 FVF$ 来推断样品采集过程中的轻烃损失量。从式(7)可见 FVF 与 $T_{\max}$ 为幂函数关系,在接近生油窗口的末端,很小的 $T_{\max}$ 异常波动会影响 FVF 的计算。因此在 FVF 计算中我们根据物质平衡原理引进一限制条件,即校正后 S_{1C} 的总量不能超过烃源岩已生油气的量,可用下式来近似:

$$S_{1C} \leq (HI^0 - HI) \times TOC/100 \quad (9)$$

HI 为样品现时氢指数值; HI^0 为初始氢指数(单位为 mg HC/g TOC),可采用经验模型^[27]拟合得出(如图 6a)。

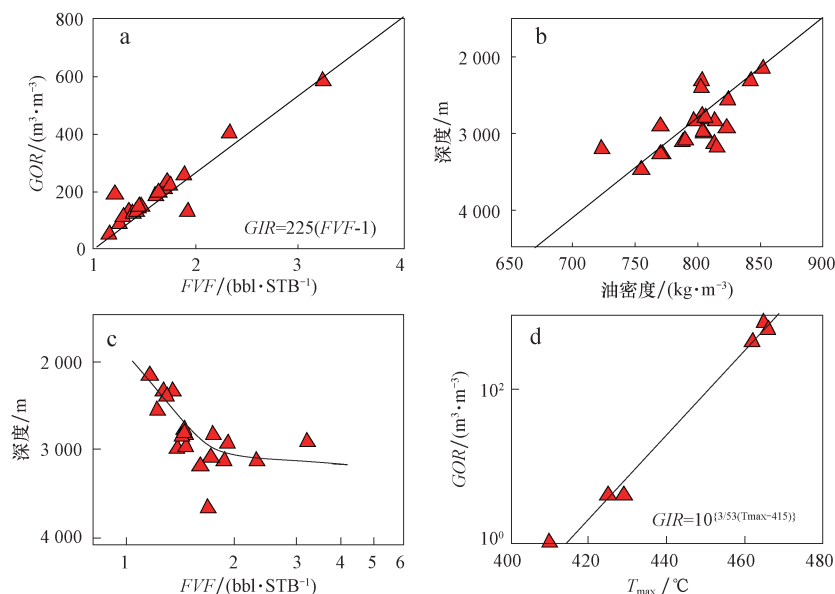


图5 加西盆地上泥盆统 Duvernay 页岩油储层参数的交汇图

Fig 5 Cross-plots of shale reservoir parameters of the Upper Devonian Duvernay Formation, Western Canada Sedimentary Basin

以 8-732-46-9W5 井的单井评价为例介绍本文提出的方法及应用。Duvernay 组页岩在 8-732-46-9W5 井位厚 37 m, 取有 25 个岩心样。热解实验由加拿大联邦地质调查局地球化学实验室分析。分析流程及样品分析结果详见 Jiang 等^[30]。图 6a 中 $T_{\max}$ 处于 410 ~ 425 $^{\circ}\text{C}$ 之间的 HI 的平均值可考虑为原始氢指数 (HI^0) 的近似值。图 6a 标出 8-732-46-9W5 井 Duvernay 页岩段所处的成熟度水平及干酪根的转化程度。

根据 Jiang 等^[21]的轻烃损失实验研究, 保存期间的轻烃损失与时间, TOC 含量, 破碎粒度等因素相关。我们采用实验结果所得平均值 15% 的 S_1 作为样品保存和样品分析准备期间的损失量。FVF 通过方程式 (7) 由 $T_{\max}$ 值计算而得。取样过程中的轻烃损失量由方程式 (8) 计算。

对处于吸附状态的重油和沥青组分, 我们用其中的一个样品的分析流程来介绍方法和应用 (图 7)。根据生烃动力学模型, 将热解曲线转换到活化能域, 剔除活化能分布中代表热释的组分, 然后将代表剩余干酪根的活化能转换回到温度域得一新热解曲线。新老曲线的差代表样品中处于吸附状态和滞留的重油和沥青组分 (图 7)。对每一条热解曲线进行同样的操作, 重油和沥青质的活化能组分占总分布组分的百分比即可求得 S_2 中吸附组分的含量。图 6b 和 6c 为计算所得 Duvernay 组 8-732-46-9W5 井段三种不同状态油气在垂向上的变化。其中图 6b 为样品油气丰度, 6c 将丰度转换为油饱和孔隙度。从图中可见, 大约 3/4 的干酪根已转化为油气, 可动油气占已生油气的一半

略多, 另一半为吸附及流动受限制的油, 由于热演化程度接近生气窗口, 样品中吸附状态的油只占一小部分。

为方便与其它资源评价结果比较, 我们按阿尔伯塔省政府规定的油气勘探开发最小划分单元 (1 平方英里 = 2.59 平方公里) 来计算单井控制的资源量。图 8a 为 8-32-46-09W5 井 Duvernay 组的 GR 曲线, 地层剖面分三段, 上、下两段 (A 和 C) 为沥青质页岩, 是页岩油的勘探目标, 中间 (B) 为灰岩夹层。剔除夹层 B 后沥青质页岩的净厚大约 30 m。根据岩心样品的分析结果, 岩石的密度在 2.35 ~ 2.68 g/cm^3 , 平均值为 2.46 g/cm^3 。从产油井原油分析的资料分析得原油密度在 720 ~ 850 kg/m^3 变化, 均值为 799 kg/m^3 。天然气的密度在 0.68 ~ 0.86 kg/m^3 变化, 均值为 0.78 kg/m^3 。

为展现资源量计算中的不确定性, 我们将参与计算的变量看成随机变量, 并将变量按最小、最大、和均值各拟合成一 beta 分布 (表 1), 然后用蒙特卡洛模拟计算资源量的分布。以 8-32-46-09W5 井为中心一平方英里内的资源量按质量转换成油当量体积得页岩油气的地质资源量如表 2 所示。总地质资源量的期望值为 18.52 百万桶油当量, 其中油 (包括凝析油) 为 10.58 百万桶, 天然气为 7.94 百万桶当量 (表 2)。地质资源的概率分布特征如图 9 所示。若按 10% 的采收率折算, 可采资源量的期望值为 1.85 百万桶油当量。这与邻区按实际生产数据用产量递减方法计算出的结果 2.1 百万桶油当量评价结果^[28] 很接近。说明本文提出的基于热解数据和生烃动力学模型的页岩油资源评价方法可行。

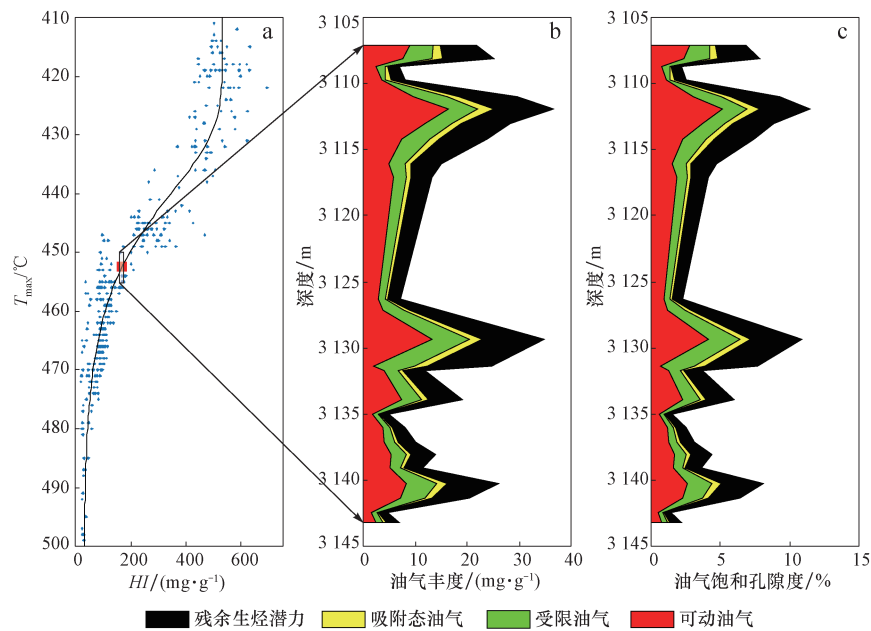


图 6 加西盆地 32-46-09W5 井上泥盆统 Duvernay 组页岩中油气资源及赋存状态组分计算结果

Fig. 6 Duvernay shale oil & gas and its petroleum compositions under various states of occurrence in Well 32-46-09W5, Western Canada Sedimentary Basin

a. Tmax-HI 交汇图展示干酪根的热演化途径及富含有机质页岩所处成熟度水平;b. 8-32-46-09W5 井 Duvernay 组中不同油气赋存状态的资源丰度剖面;c. 8-32-46-09W5 井 Duvernay 组中储层条件下油气饱和和孔隙度剖面

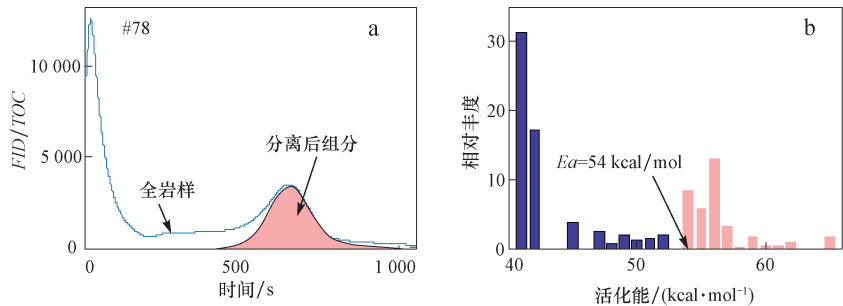


图 7 原始热解曲线(蓝色)及由干酪根活化能计算的干酪根的热解曲线(紫色)

Fig. 7 Original pyrolysis curve (Blue) and calculated pyrolysis curve calculated by kerogen activation energy (Purple)

a. 及相应的活化能分布的分解;b. 蓝色为热释组分,紫色为热解组分

表 1 资源评价中部分评价参数

Table 1 Part of reservoir parameters used in resource assessment

储层参数	最小	平均	最大
面积/km ²	2.59	2.59	2.59
厚度/m	28	30	33
原油密度/(kg·m ⁻³)	720	799	920
天然气密度/(kg·m ⁻³)	0.68	0.85	0.92
岩石密度/(g·cm ⁻³)	2.35	2.46	2.68

3 结论

1) 本文根据 Rock-Eval 热解数据结合生烃动

力学模型提出一种新的页岩油气资源评价的方法,可将页岩油的赋存状态分组计算资源量,并在此基础上将油气资源分为不可动(吸附),受限和可动资源,以解决页岩油气赋存状态分组和资源流动性评价的难题。

2) 依据流体在不同温压条件下相平衡原理和轻烃损失热解分析试验结果,提出了采用石油地层体积系数恢复取样过程中轻烃损失的方法。通过对加拿大西部盆地上泥盆 Duvernay 页岩油生产数据和 Rock-Eval 热解资料的分析,建立了热解数据与资源评价所需油藏参数之间的经验关系,可直接采用热解数据中的 T_{max} 直接估计页岩油储层的地层体积系数,估算取样过程中的轻烃损失。

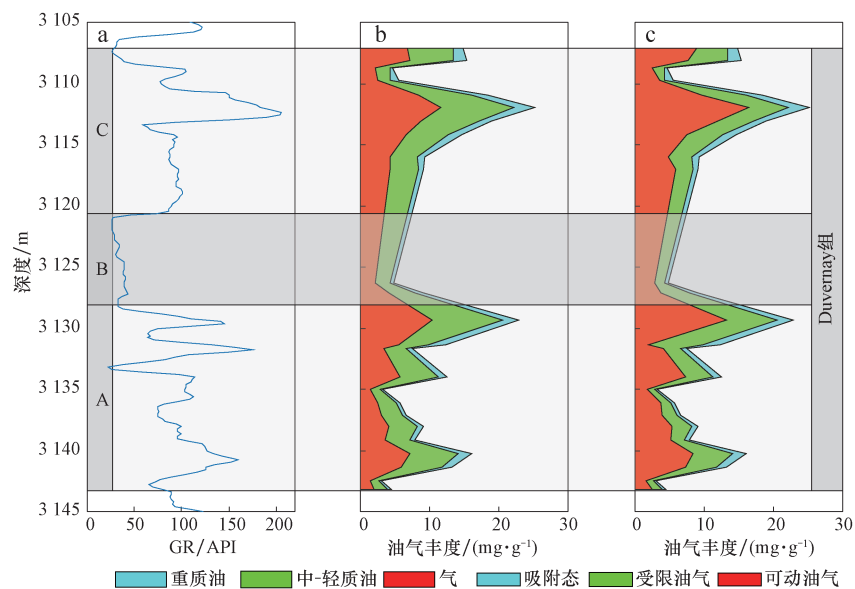


图 8 加西盆地 32-46-09W5 井上泥盆统 Duvernay 组页岩中油气资源按组分分组计算结果

Fig. 8 Resource estimates of different petroleum groups in terms of composition in the Upper Devonian Duvernay shale in Well 8-32-46-09W5, Western Canada Sedimentary Basin

a. 加西盆地 8-32-46-09W5 井 Duvernay 组的 GR 曲线; b. 按资源类型(重质油,中-轻质油和天然气)划分的资源量丰度剖面; c. 及流动性划分的资源丰度剖面

表 2 以 8-32-46-09W5 井为中心一平方英里内 Duvernay 页岩中页岩油气资源的油当量体积

概率/%	10	25	50	75	90	平均值
油 + 气/(10 ⁶ bbl)	11.95	14.61	18.06	22.05	25.59	18.52
油/(10 ⁶ bbl)	6.78	8.37	10.33	12.57	14.68	10.58
气/(10 ⁶ bbl)	5.08	6.22	7.74	9.51	11.07	7.94

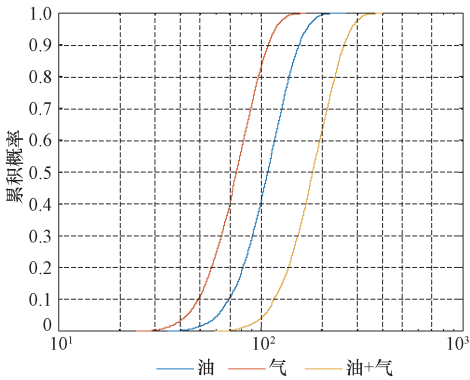


图 9 加西盆地以 8-32-46-09W5 井为中心一平方英里内 Duvernay 页岩中页岩油气资源(分油和天然气当量体积的)概率分布

Fig 9 Distributions of shale oil and gas resource estimates in the section (one square mile) around Well 8-32-46-09W5, Western Canada Sedimentary Basin

3) 本文通过 8-32-46-9W5 井 Duvernay 页岩油气资源评价应用实例,介绍了方法的基本原理及其应用。评价结果显示以该井为中心的区块单元内的资源量,经 10%的采收率折扣后,与邻区按实际生产数据用产量递减方法计算出的结果一致,说明本文提出的基于热解数据和生烃动力学模型的页岩油资源评价方法可行。

参 考 文 献

[1] Jarvie D M. Petroleum Systems in the Permian Basin; Targeting optimum oil production. TCU Energy Institute Presentation. 2018, <https://www.hgs.org/sites/default/files/Jarvie%20Permian%20basin%2C%20HGS%2024%20January%202018%20wo%20background.pdf>

[2] 杨智,邹才能.“进源找油”:源岩油气内涵与前景[J].石油勘探与开发,2019,46(1):1-12.

Yang Zhi, Zou Caineng. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Connotation and prospects of source rock oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development. 2019, 46(1): 173-184.

[3] 王勇,王学军,宋国奇,等.渤海湾盆地济阳拗陷泥页岩岩相与页岩油富集关系[J].石油勘探与开发,2016,43(5):696-704.

Wang Yong, Wang Xuejun, Song Guoqi, et al. Enetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 696-704.

[4] 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 97, 2012; 89 – 119.
- [5] Cander H. Finding sweet spots in shale liquids and gas plays: (with Lessons from the Eagle Ford Shale). Search and Discovery Article # 41093 (2012/2013), Posted May 13, 2013. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/41093cander/ndx_cander.pdf.
 - [6] Akkutlu I Y, Baek S, Olorode O M, et al. Shale resource assessment in presence of Nanopore confinement, URTEC-2670808-MS//Unconventional Resources Technology Conference [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 24 – 26 July, Austin, Texas, USA, 2017. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2670808>.
 - [7] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 842 – 849.
Jiang Qigui, Li Maowen, Qian Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence state and its application [J]. Petroleum Geology and Experiments, 2016, 38(6): 842 – 849.
 - [8] 李志明, 钱门辉, 黎茂稳, 等. 中-低熟湖相富有机质页岩含油性及其赋存形式, 以渤海湾盆地渤南洼陷罗63井及河21井沙河街组一段为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 448 – 456.
Li Zhiming, Qian Menhui, Li Maowen, et al. Oil content and occurrences in low-medium mature lacustrine shales; one case from the 1st Member of Eocene-Oligocene Shehejie Formation in wells Luo-68 and Yi-21, Bonansubag, Bohai Bay Basin, China [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 448 – 456.
 - [9] Abrams M A, Gong C, Garnier C, et al. A new thermal extraction protocol to evaluate liquid rich unconventional oil in place and in-situ fluid chemistry[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 88: 659 – 675.
 - [10] Wang L, Parsa E, Gao Y, et al. Experimental study and modeling of the effect of nano-confinement on hydrocarbon phase behaviour in unconventional reservoirs[J]. SPE, 2014, 169581-MS.
 - [11] 王森, 冯其红, 查明, 等. 页岩有机质缝内液态烃赋存状态分子动力学模拟[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 772 – 778.
Wang Seng, Feng Qihong, Zha Ming, et al. Molecular dynamics simulation of liquid alkane occurrence state in pores and fractures of shale organic matter[J]. Petroleum Exploration and Development 2015, 42(6): 772 – 778.
 - [12] Whitson C H, Sunjerga S. PVT in Liquid-Rich Shale Reservoirs[J]. SPE, 2012, SPE – 155499.
 - [13] Han Y, Horsfield B, Wirth R, et al. Oil retention and porosity evolution in organic-rich shales[J]. AAPG Bulletin, 2017, 101, 807 – 827.
 - [14] Passey Q R, Bohacs K M, Esch W L, et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs [J]. SPE2010, 131350.
 - [15] Bohacs K M, Passey Q R, Rudnicki M, et al. The spectrum of fine-grained reservoirs from “shale gas” to “shale oil”/tight liquids: Essential attributes, key controls, practical characterization [C]//IPTC-16676, 2013, 1 – 16.
 - [16] Behar F, Beaumont V, H L De B Pentead. Rock-Eval 6 technology: performances and development[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2002, 56(2): 111 – 134.
 - [17] Chen Z, Li M, Ma X, Cao T, et al. Generation kinetics based method for correcting effects of migrated oil on Rock-Eval data-an example from the Eocene Qianjiang Formation, Jiangnan Basin, China, International [J]. Journal of Coal Geology, 2018, 195(1): 84 – 101.
 - [18] Michael G E, Packwood J, Holba A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid rich shale plays [C]//Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 2013, 8.
 - [19] Chen J, Pang X, Pang H, et al. Hydrocarbon evaporative loss evaluation of lacustrine shale oil based on mass balance method: Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Depression, Junggar Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 422 – 431.
 - [20] Jarvie D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. Geologica Acta, 2014, 12(12): 307 – 325.
 - [21] Jiang C, Z Chen, Mort A, et al. Hydrocarbon evaporative loss from shale core samples as revealed by Rock-Eval and thermal desorption-gas chromatography analysis: Its geochemical and geological implications [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 70: 294 – 303.
 - [22] Li M, Chen Z, Ma X, et al. A numerical method for calculating total oil yield using a single routine rock-evalpyrogram, a case study of the Eocene Shahejie Formation in Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 191: 49 – 65.
 - [23] Han Y, Mählstedt N, Horsfield B. The Barnett Shale: Compositional fractionation associated with intraformational petroleum migration, retention, and expulsion [J]. AAPG Bulletin, 2015, 99: 2173 – 2202.
 - [24] Creaney S, Allan J, Cole K S, et al. Petroleum generation and migration in the Western Canada Sedimentary Basin [C]//Mossop G D, Shetsen I. Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin [M]. Alberta, 1994.
 - [25] A comprehensive analysis of Alberta's Foremost liquids-rich shale resource [D]. Duvernay Reserves and Resources Report, AER, 2016. https://www.aer.ca/documents/reports/DuvernayReserves_2016.pdf.
 - [26] Macedo R. Duvernay Well encouraging for Encana [J]. Daily Oil Bulletin, 2013, 4(24). www.dailyoilbulletin.com/headlines/2013-04-24/#axzz3xdddAum.
 - [27] Chen Z, Jiang C. A revised method for organic porosity estimation using Rock-Eval pyrolysis data, example from Duvernay Shale in the Western Canada Sedimentary Basin [J]. AAPG Bulletin. 2016, 100(3): 405 – 422. DOI:10.1306/08261514173.
 - [28] Duvernay resource assessment energy briefing note [D]. NEB, 2017, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprlmpdct/rprt/2017dvrm/index-eng.html>.
 - [29] Petro Wiki, 2018, Oil Formation Factor. https://petrowiki.org/Oil_formation_volume_factor.
 - [30] Jiang C, Obermajer, Su A, et al. Rock-Eval/TOC analysis of selected core samples of the Devonian Duvernay Formation from the Western Canada Sedimentary Basin, Alberta [D]. Geological Survey of Canada Open File 8155, 532. <https://doi.org/10.4095/299332>