

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.191>



页岩油气资源评价参数之“总有机碳含量”的优选： 以西加盆地泥盆系 Duvernay 页岩为例

王鹏威¹, 谌卓恒², 金之钧¹, 郭迎春^{3*}, 陈 翔⁴, 焦 娇⁵, 郭 穗⁶

1. 中石化石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 加拿大地质调查局(卡尔加里), 卡尔加里 T2L 2A7
3. 中国地质科学院地质力学研究所, 北京 100081
4. 中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100027
5. 中石油经济技术研究院, 北京 100724
6. 临沂大学地质与古生物研究所, 山东临沂 276000

摘要: 总有机碳含量(TOC)是页岩油气“甜点”预测、资源评价的重要评价标准之一。以加西 Duvernay 页岩为例,采用物质平衡的方法恢复原始 TOC,从页岩储层和天然气赋存状态等方面分析现今 TOC 作为评价标准存在的问题。结果表明,Duvernay 页岩原始与现今 TOC 的比值介于 1.69~1.02,且热演化程度越高,原始和现今 TOC 的差异越大。因此,现今(残余)TOC 较低并不意味着原始有机碳含量低。Duvernay 页岩现今(残余)TOC 与有机孔隙的发育不存在直接成因联系,现今(残余)TOC 不是表征页岩储层储集能力的最佳选择。与现今 TOC 相比,兰格缪尔体积与原始 TOC 相关性更好,即,采用原始 TOC 评价页岩吸附能力更合理。因此,认为采用原始 TOC 代替现今(残存)TOC 作为页岩油气资源评价和有利区优选的标准更具有理论意义和实践价值。

关键词: 页岩油气; 总有机碳含量; 西加盆地; 泥盆系; Duvernay 页岩。

中图分类号: P624

文章编号: 1000-2383(2019)02-0504-09

收稿日期: 2018-11-29

Optimizing Parameter “Total Organic Carbon Content” for Shale Oil and Gas Resource Assessment: Taking West Canada Sedimentary Basin Devonian Duvernay Shale as an Example

Wang Pengwei¹, Chen Zhuoheng², Jin Zhijun¹, Guo Yingchun^{3*}, Chen Xiao⁴, Jiao Jiao⁵, Guo Ying⁶

1. SINOPEC Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China
2. Geological Survey of Canada, Calgary T2L 2A7, Canada
3. Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China
4. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China
5. CNPC Economics & Technology Research Institute, Beijing 100724, China
6. Institute of Geology and Palaeontology, Linyi University, Linyi 276000, China

Abstract: Total organic carbon (TOC) content is regarded as one of the important standards for shale oil and gas “sweet spot” prediction and potential resource evaluation. Taking Devonian Duvernay shale in West Canada sedimentary basin as an example,

基金项目: 中国博士后科学基金项目(No. 2017M610150); 国家重大专项(No. 2017ZX05036004-007); 国家自然科学青年基金项目(No. 41602152); 山东省沉积成矿作用与沉积矿产重点实验室开放基金(No. DMSM2017018); 山东省自然科学基金(No. ZR2017PD001)。

作者简介: 王鹏威(1986—),男,博士,从事油气成藏机理与分布和非常规油气的研究。ORCID: 0000-0001-9057-3723. E-mail: lansefengye315@126.com

* 通讯作者: 郭迎春, ORCID: 0000-0003-2969-6323. E-mail: cugcupgych@163.com

引用格式: 王鹏威, 谌卓恒, 金之钧, 等, 2019. 页岩油气资源评价参数之“总有机碳含量”的优选: 以西加盆地泥盆系 Duvernay 页岩为例. 地球科学, 44(2): 504—512.

in this paper uses scanning electron microscope and methane adsorption measurements to discuss the weakness of using measured TOC as parameter for reservoir and gas capacity. Initial TOC was restored, and the measured and initial TOC vs. Langmuir volume was studied to reveal their difference as evaluation parameter. The result suggests that the difference between initial TOC and measured TOC varies significantly with the ratio ranging from 1.69—1.02, which increases with the thermal maturity. Thus, low measured TOC value doesn't represent low initial TOC value. Organic pore growth in Duvernay shale has no correlation with measured TOC, which means that the measured TOC is not the optical parameter to describe shale reservoir. Compared with measured TOC, Langmuir volume exhibits better correlations with initial ones, indicating initial TOC determines gas-adsorption behavior. Thus, in this paper it is evidenced to use initial TOC, rather than measured ones, as shale oil and gas evaluation parameters.

Key words: shale oil and gas; total organic carbon content; West Canada; sedimentary basin; Devonian Duvernay shale.

北美页岩油气资源大规模的商用开发改变了全球油气供给的动态平衡,也给全球能源工业带来了巨大的变化。近几年,受北美页岩油气革命的启发,我国先后在四川盆地、鄂尔多斯盆地等多个地区,开展了大量页岩气富集地质条件评价与勘探开发先导性试验,并在寒武系、三叠系等多个层位取得了重要的突破,展示了我国页岩油气的巨大资源潜力(戴方尧等,2017;蒋恕等,2017;解习农等,2017)。页岩地球化学特征剖析是认识非常规页岩油气富集规律和资源特征第一步,也是页岩油气勘探开发有利区优选、资源评价中至关重要的一步。其中,页岩有机碳含量(TOC)不仅是衡量烃源岩生烃潜力的重要参数,也是评价页岩储层储集能力的重要指标。前人研究结果表明,随着热演化程度的增加,页岩有机质内发育大量纳米级的微孔隙,导致比表面积大大增加,形成了吸附态天然气的主要载体,从而极大地提高了天然气吸附能力.Ko *et al.*(2016)利用美国Maverick 盆地上白垩统Boquillas 未成熟($R_o=0.6\% \sim 0.7\%$)的页岩样品开展的黄金管热解实验结果表明,原始有机碳对有机孔隙的演化和分布具有重要的控制作用。因此,合理、准确的选择页岩 TOC 评价标准对于页岩油气富集规律理论研究和页岩油气勘探目标优选具有重要的意义。

目前,国内外学者针对不同的地区页岩油气富集特征给出了不同的有机碳含量评价标准,但这些标准多是建立在现今残余 TOC 基础之上。例如,Lewis *et al.*(2004)总结美国处于开发中的页岩多为 TOC 大于 2.0% 的富有机质含气页岩。Bowker(2007)认为 Barnett 页岩有利勘探区对应的现今 TOC 的下限值约为 2.5% ~ 3.0%. Schmoker(2002)、李登华等(2009)研究发现页岩中残余 TOC >2.0% 是产气页岩的门限条件。中华人民共和国能源行业标准中页岩气资源评价技术规范(DZ/T0254-2014)规定,我国富有机质页岩的评价标准

为总有机碳含量不低于 1%. 王世谦等(2009)认为四川盆地南部五峰组—龙马溪组页岩层系中高伽马黑色页岩层段的 TOC 值基本都大于 2%. 但是前人研究表明,随着热演化程度的增高,烃源岩中有机碳不断向烃类转化,导致反映有机质丰度的有机碳含量逐渐降低,即:页岩现今(残余)TOC 低并不意味页岩有机母质在热演化过程中没有对油气生成、富集做出贡献。特别是对于高成熟—过成熟阶段的烃源岩而言,现今残余 TOC 与原始 TOC 相比,具有明显的低值(Tissot and Welte, 1978; 胡见义和黄第藩, 1991; 柳广第, 2009)。因此,基于有机碳含量在烃源岩热演化过程中的变化可以推断,直接利用现今残余有机碳含量作为有效页岩的评价标准必然会引起一定的误差。例如,对于原始有机碳含量较高的页岩而言,有机质在热演化过程中生成大量油气,也产生了丰富的有机孔隙,从而形成页岩油气富集的甜点区(Modica and Lapierre, 2012; Chen and Jiang, 2016)。但是由于有机碳在生油气过程中消耗,页岩现今残余 TOC 相对较低,甚至可能表现为低丰度的烃源岩。在这种情况下,利用页岩现今 TOC 作为评价参数,可能误判该页岩为低潜力油气富集区,甚至是无效页岩。

基于上述问题,本文以西加盆地泥盆系 Duvernay 页岩为研究对象,采用 Chen and Jiang(2016)提出的方法恢复原始有机碳含量,并与现今残余有机碳含量展开比较,探讨页岩气勘探优选区 TOC 评价参数的选取,以期为页岩气勘探区优选提供更为合理的科学依据。

1 原始 TOC 恢复模型

国内外学者提出了多种有机质丰度恢复方法,主要包括:自然演化剖面法(王杰和陈践发,2004;秦

建中等,2005);热解模拟实验法(郝石生,1984;庞雄奇等,1988;程克明等,1996;夏新宇等,1998;熊永强等,2004);物质平衡法(金强,1989;Peters *et al.*, 2005; Jarvie *et al.*, 2007; Modica and Lapierre, 2012; Romero-Sarmiento *et al.*, 2013; Chen and Jiang, 2016)等。研究表明,以上方法都是建立在一定的前提条件之下,所以每种方法都存在局限性。例如,自然演化剖面法要求剖面的岩性和有机相相似且源岩的成熟度变化大,但符合条件的剖面非常少见;热解模拟实验法要求样品成熟度低,但满足该要求的样品较少,且用高温短时间的模拟代表高温长地史时期演化导致该方法的可靠性较低;理论推导法是根据源岩热演化与生排烃理论,推导有机碳恢复系数的数学模型,计算过程较复杂,其模型参数受热解模拟实验和人为因素的影响(庞雄奇等,2014)。Peters *et al.*(2005)提出了一套利用热解数据恢复原始 TOC 的方法,该方法在物质平衡计算过程中引入了生产指标(PI)对模型进行校正。但样品储存和处理过程中气体或者挥发性烃类组分的散失会使 PI 值较低,从而导致 TOC 恢复结果偏低。此外,该方法需要假设原始 PI 值,也会给 TOC 恢复结果带来不确定性.Chen and Jiang(2016)从物质平衡角度分析认为原始有机碳含量是由两部分组成:(1)现今残余有机碳;(2)已排出的烃类组分中的碳,并据此建立了 TOC 恢复的模型。与前人方法对比,该方法考虑了烃源岩排烃对 TOC 恢复的影响,从而使恢复结果更加可靠。

该方法的具体步骤为:基于有机质热演化规律,建立烃源岩干酪根转化率模型;计算烃源岩的排烃系数,恢复烃源岩的排烃特征;基于地质模型,建立页岩原始有机碳含量恢复模型。

目前,国外学者已提出了多个关于干酪根的转化率理论计算模型,其中,Justwan and Dahl(2005)、Peters *et al.*(2005)、Jarvie *et al.*(2007)、Modica and Lapierre(2012)等建立的模型已被广泛应用。Justwan and Dahl(2005)根据物质平衡法,提出利用氢指数表征干酪根转化率 T_R ,其具体表达式为:

$$T_R = \frac{1200}{(1200 - H_1)} \frac{(H_1^0 - H_1)}{H_1^0}, \quad (1)$$

其中: T_R 为有机质(干酪根)形成油气过程中的转化率; H_1^0 为有机质的原始氢指数,mg(烃)/g(有机碳); H_1 为现今氢指数,mg(烃)/g(有机碳)。

排烃系数是烃源岩排出的烃量与总生烃量的比

值,其表达式为:

$$f = \frac{\epsilon}{S_1 + \epsilon} = 1 - \frac{S_1(1 - T_R)}{S_2 T_R}, \quad (2)$$

其中: f 为烃源岩的排烃系数; ϵ 为烃源岩排出的烃量, S_1 是烃源岩中残留烃的含量,kg(烃)/t(岩石); S_2 是烃源岩干酪根在热解过程中新生成的烃类,kg(烃)/t(岩石)。

根据物质平衡原理,实测有机碳含量为原始有机碳含量和以烃类为载体排出的有机碳含量的差值与原始和现今岩石体积变化系数的比值:

$$C_{\text{toc}} = \frac{1}{\varphi} (C_{\text{toc}}^0 - \alpha C_{\text{toc}}^0 f T_R), \quad (3)$$

其中: C_{toc}^0 为原始有机质丰度,%; C_{toc} 为当前有机碳丰度,%; α 为可转化碳与总碳含量的比值, $\alpha = H_1^0 / 1200$; φ 为原始和现今岩石体积的变化系数。

原始和现今岩石体积的变化系数可以表达为:

$$\varphi = 1 - \frac{H_1^0}{1000} \frac{C_{\text{toc}}^0}{100} f T_R = 1 - 0.833 \frac{H_1^0}{1200} \frac{C_{\text{toc}}^0}{100} f T_R = 1 - 0.833 \frac{C_{\text{toc}}^0}{100}. \quad (4)$$

将式 4 带入式 3,可得原始有机碳含量的计算模型为:

$$C_{\text{toc}}^0 = \frac{C_{\text{toc}}}{(1 - \alpha f T_R (1 - 0.833 C_{\text{toc}}^0 / 100))}. \quad (5)$$

2 研究区地质概况

西加拿大沉积盆地 Duvernay 页岩油气富集带面积约 $15 \times 10^5 \text{ km}^2$,天然气和原油的地质资源量分别为 $12.5 \times 10^{13} \text{ m}^3$ 和 61.7 亿桶。东北—西南向的 Rimbey-Meadowbrook 礁带将 Duvernay 页岩分为东、西页岩盆地,页岩北部和西北部为 Leduc 组礁体,东南部和西部为碳酸盐岩台地(图 1)。Rokosh *et al.*(2012)研究表明,Duvernay 页岩是西加拿大沉积盆地 Nisku、Leduc 和 Swan hill 等泥盆系油气藏的主要油气来源。目前,Duvernay 页岩油气的勘探区主要集中在西页岩盆地。

Duvernay 页岩主要为灰绿色灰质页岩与泥质碳酸盐岩互层,页岩埋深自东北向西南逐渐增大(1 000~5 500 m),纯页岩厚度薄,页岩净厚度 5~45 m.Duvernay 页岩与 Leduc 碳酸盐岩为同时期沉积,主要沉积于深水、低能的沉积环境。Woodbend 组最大海侵时期的快速沉积导致 Duvernay 页岩中沉积大量有机质,而且其周围沉积的 Leduc 碳酸盐

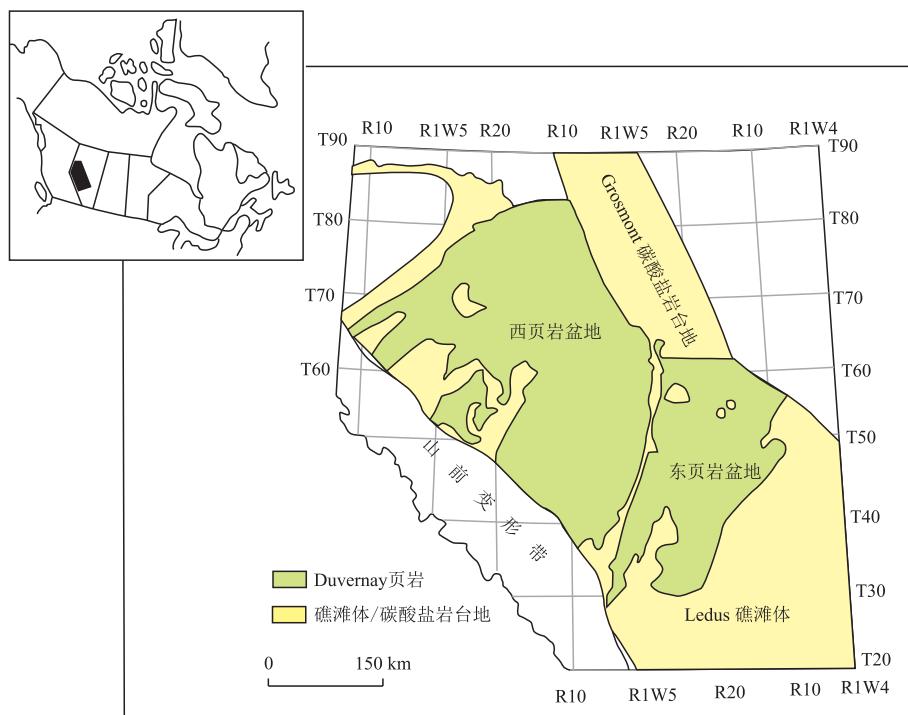


图1 加西盆地泥盆系 Duvernay 页岩的分布

Fig.1 Distribution of Devonian Duvernay shale in West Canada sedimentary basin

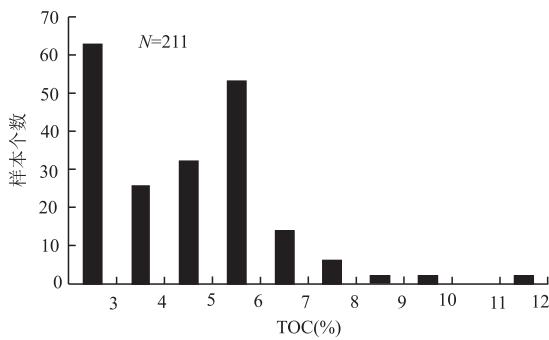


图2 Duernay 页岩有机碳含量直方图

Fig.2 Histogram showing TOC content of Duvernay shale

岩降低了水体循环能力,形成了缺氧沉积环境,有利于Duvernay 页岩有机质保存。

本文共收集 251 个 Duvernay 页岩样品进行热解实验。但由于该实验受多种因素的影响,本文以 $S_2 < 0.5 \text{ mg(烃)/g(有机碳)}$ 、 $T_{\max} < 400^\circ\text{C}$ 为标准剔除部分数据,以确保热解数据的准确性(Chow *et al.*, 1995)。样品热解实验分析表明 Duvernay 页岩有机质丰度变化较大,TOC 介于 0.1%~11.1%,平均值约为 4.5% (图 2)。

受西加拿大盆地构造活动的控制,Duvernay 富有机质泥页岩经历的热史变化相对简单,页岩的热演化程度与埋深具有很好的相关性。总体而言,Duv-

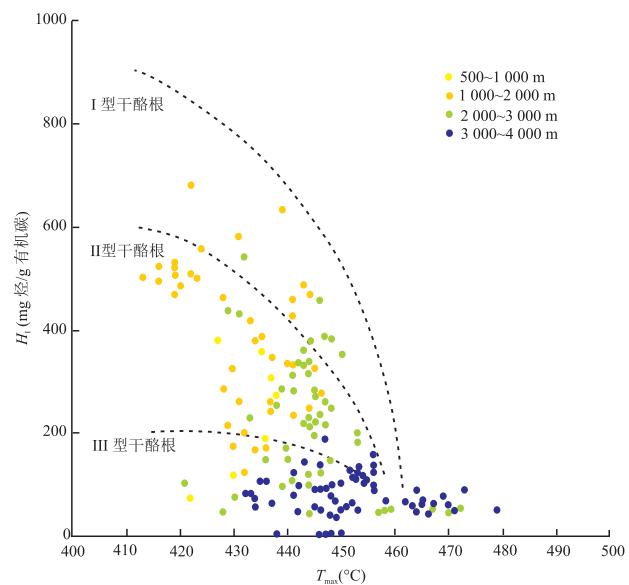


图3 Duvernay 页岩干酪根分类

Fig.3 Kerogen classification of Duvernay shale

ernay 页岩热演化程度随着埋深自东北部向西南逐渐增大,成熟度最高地区为山前带。目前,大部分页岩处于生油一生气窗, R_o 为 0~2.0%。如图 3 所示,500~2 000 m 样品的热演化程度相对较低, T_{\max} 约为 420~440 °C,3 000~4 000 m 样品的热演化程度相对较高, T_{\max} 约为 430~480 °C。

根据热成熟度相对较低的页岩样品(埋深500~2 000 m)判断,Duvernay 页岩有机母质为Ⅱ型干酪根(图 3).且根据氢指数随热演化程度的变化趋势可以推断,Duvernay 页岩原始氢指数(H_i^0)约为530 mg(烃)/g(有机碳).

3 结果

对 Duvernay 页岩样品扫描电镜照片显示(图 4),有机孔隙发育及分布与样品热演化成熟度具有良好的相关性,即有机孔隙的发育受热演化程度的控制(Pommer and Milliken, 2015).但是页岩有机孔隙发育及分布与现今(残余)TOC 含量之间不存在明显的相关关系.例如,图 4a、4b 为未成熟样品(T_{max} 为 427 °C),总有机碳含量 6.33%,页岩有机质内无明显的有机孔隙产生.图 4c、4d 为成熟样品

(T_{max} 为 460 °C),总有机碳含量 4.86%,页岩有机质内发育形状不规则的有机孔隙.图 4e、4f 为高成熟样品(T_{max} 为 481 °C),总有机碳含量 5.31%,页岩有机质内发育形状不规则、大小不均一的有机孔隙.因此,现今 TOC 含量不能作为页岩储层储集油气能力的评判标准.

前人的研究表明,页岩有机碳含量是页岩吸附气体能力的主控因素之一,页岩的有机碳含量越高,其吸附天然气的能力越强(Yang *et al.*, 2016; 纪文明等, 2016).这主要是因为干酪根在热裂解的过程中发育微孔隙,形成大量具有亲油性的表面,从而对气态烃具有较强的吸附能力.对比等温等压条件下 TOC 不同的页岩样品等温吸附曲线可以发现(图 5),页岩样品的现今(残余)TOC 不同,其等温吸附曲线存在一定的差异性;但是与现今 TOC 为 1.36% 的样品相比,TOC 为 0.59% 的样品仍具有较高的吸

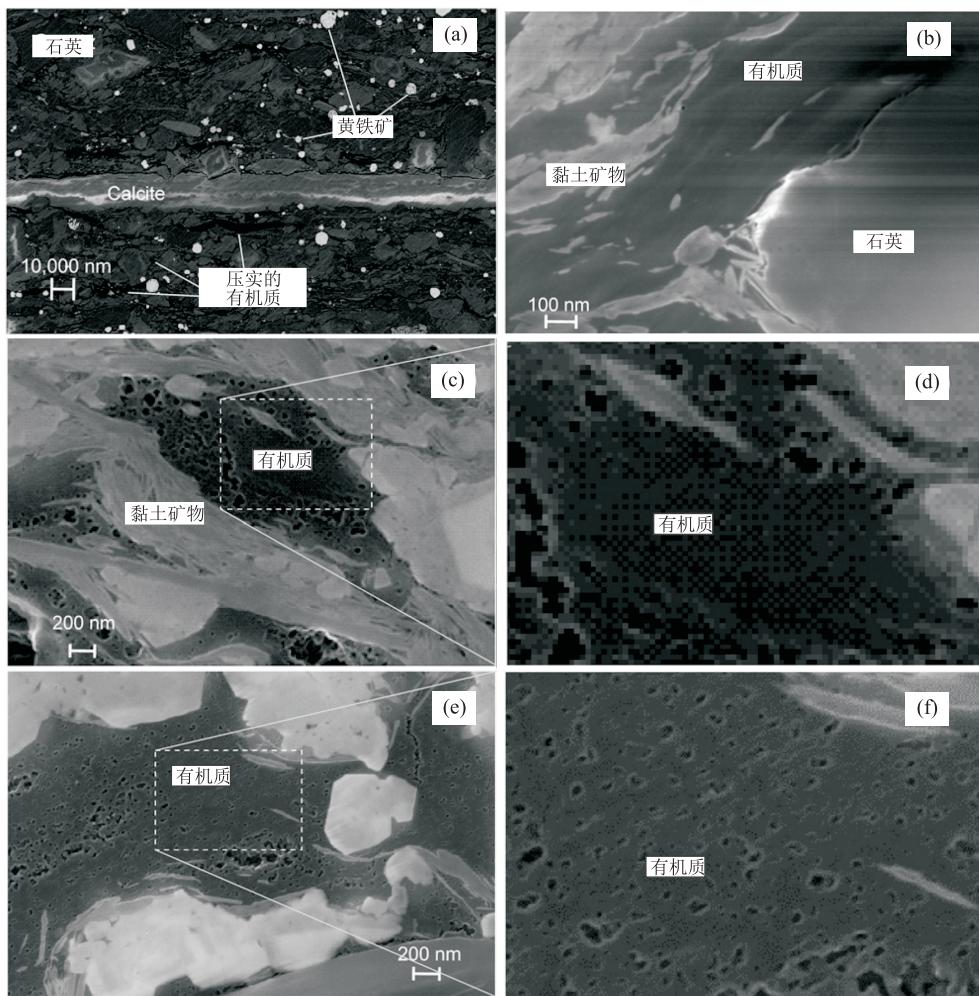


图 4 Duvernay 页岩 SEM 扫描电镜照片

Fig.4 SEM images of Duvernay shale

据 Chen and Jiang(2016)

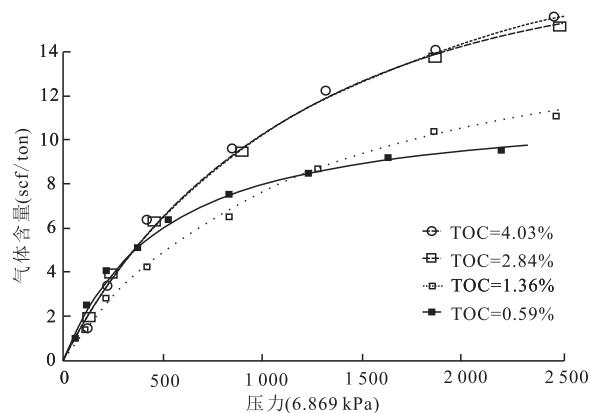


图 5 Duvernay 页岩等温吸附曲线

Fig.5 Sorption isotherms of Duvernay shale

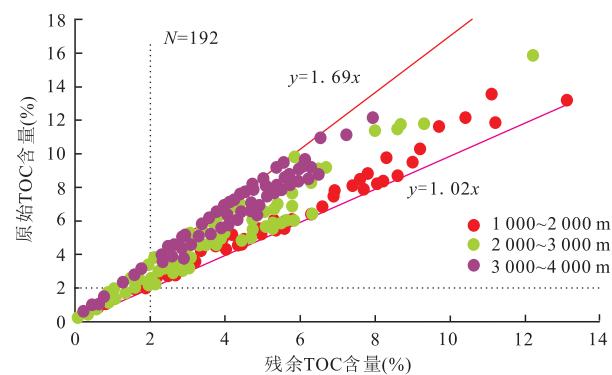


图 7 Duvernay 页岩现今残余 TOC 与原始 TOC 对比

Fig.7 Comparison of original TOC and present TOC in Duvernay shale

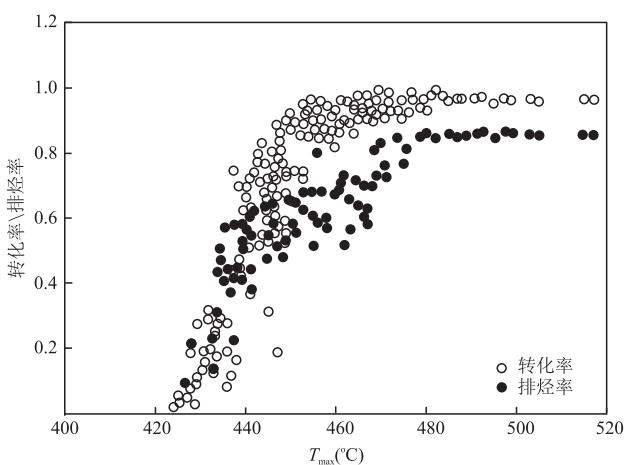


图 6 Duvernay 页岩有机质转化率和排烃率随热演化的变化规律

Fig.6 Variation of transformation ratio and expulsion ratio with T_{max} in Duvernay shale

附能力。由此可以推断,页岩对天然气的吸附能力与现今(残余)有机碳含量不存在直接的因果关系。对于原始有机碳含量较高的样品而言,热解生烃降低原始有机碳含量的同时也生成了大量可供天然气吸附的微孔隙表面,从而为天然气吸附气提供有利的位置。

基于图 3 中实测的热解数据所得到的 H_1^0 值和 H_1 值随 T_{max} 的演化规律以及公式(1)、(2),本文建立了 Duvernay 页岩有机质转化率、排烃率与热演化程度之间的关系图。Duvernay 页岩在 $T_{\text{max}} = 425 \sim 475$ °C 快速生烃,烃源岩转化率从 0.2 快速增加至 0.9 以上。与转化率相比,烃源岩的排烃高峰主要发生在 $T_{\text{max}} = 430 \sim 480$ °C,且排烃表现具有早期增速快($430 \sim 460$ °C)、晚期增速缓慢($460 \sim 480$ °C)的特征,推测可能与原油裂解生气的过程有关(图 6)。

基于图 6 中的烃源岩转化率和排烃率随热演化成熟度的变化关系和公式 3,本文恢复了 Duvernay 页岩原始 TOC。对比现今 TOC 和恢复的原始 TOC 可以发现(图 7),原始 TOC 含量与现今 TOC 的最大比值为 1.69,最小比值为 1.02,且同等条件下,页岩埋深越大,原始 TOC 与现今 TOC 的差异越大。根据恢复模型可知,这主要是由于埋深较大的页岩热演化成熟度较高,原始有机质大量转化为烃类造成。因此,对于高热演化成熟度的烃源岩而言,现今 TOC 较低的页岩并不意味着原始 TOC 低。例如,现今 TOC 为 0.5% 的样品,其原始 TOC 可能高达 0.85%。假设以 TOC > 2% 为判别标准,采用现今 TOC 作为评价参数会导致部分样品判为无效烃源岩。

图 8a 是 Duvernay 页岩现今残余 TOC 平面分布图。受沉积环境的控制,Duvernay 页岩有机质分布范围广泛,在西页岩盆地主要是围绕 Leduc 碱滩体和碳酸盐岩台地形成有机碳含量高值区,TOC 介于 1% ~ 3%;在东页岩盆地机碳含量普遍较高,TOC 介于 3% ~ 7%。图 8b 是利用上述模型和参数恢复的 Duvernay 页岩原始 TOC 平面分布图。对比现今残余 TOC 和恢复的原始 TOC 平面图可以看出,二者具有明显的差异。假设以 TOC > 2% 为判别标准,采用残余 TOC 为评价参数,Duvernay 页岩气可能的富集范围将明显减小,资源潜力的评价结果也会产生明显的偏差。

对比原始 TOC 和现今 TOC 与兰格缪尔体积(VL)(在给定温度条件下单位质量煤饱和吸附气体时吸附气体体积)的关系可以发现(图 9):与现今 TOC 相比,原始 TOC 和 VL 具有更好的相关性。结合页岩气吸附原理可知,原始 TOC 决定了干酪根中微孔隙和比表面的发育潜力,从而控制了页岩气

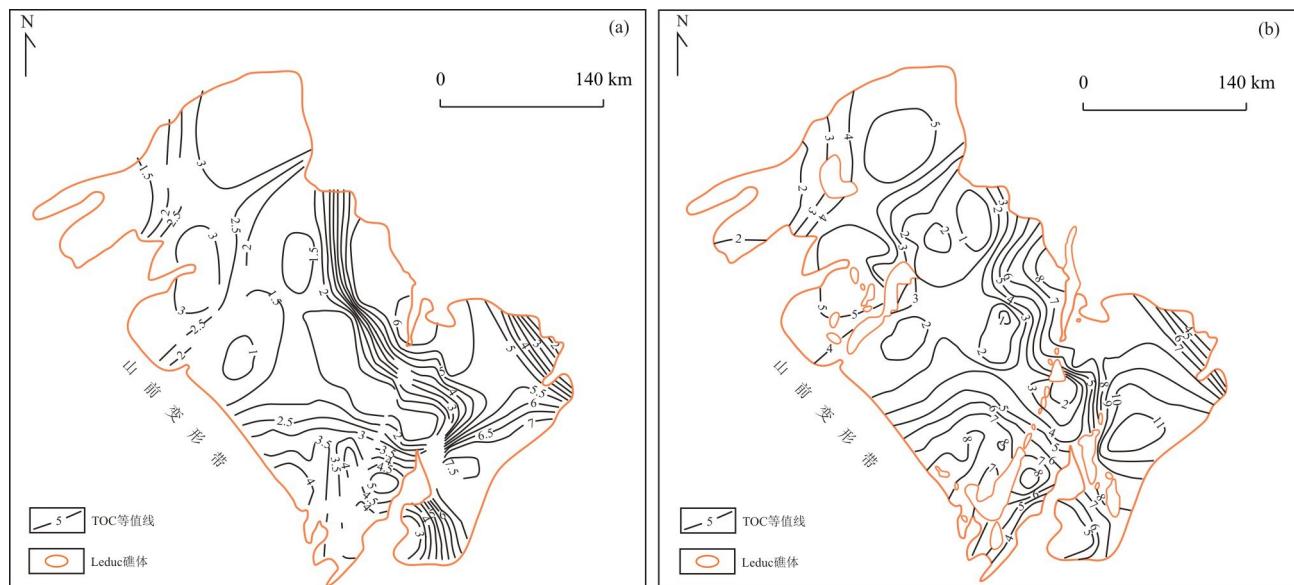


图 8 Duvernay 页岩现今残余 TOC(a)和原始 TOC(b)平面分布对比图

Fig.8 Distribution of original TOC (a) and present TOC (b) in Duvernay shale

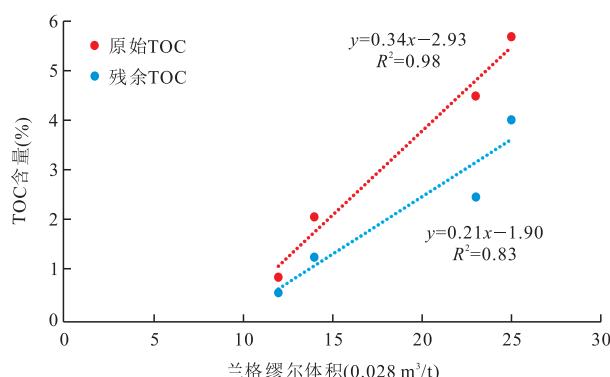


图 9 兰格缪尔体积与 TOC 的关系

Fig.9 The cross plot of Langmuir volume vs. TOC

的吸附能力.因此,采用原始 TOC 作为页岩气赋存方式的评价参数更为可靠.

综上所述,原始 TOC 决定了页岩中油气富集潜力和油气富集区,也决定了页岩储层中天然气的赋存方式.因此,原始 TOC 是页岩油气富集规律和资源评价的基础.

4 结论

(1)Duvernay 页岩现今(残余)TOC 与有机孔隙的发育情况不存在明显的关系,现今(残余)有机碳含量与页岩气吸附能力不存在直接的因果关系,很难根据现今(残余)TOC 判断页岩气吸附能力.因此,现今 TOC 不适合作为表征页岩储层储集

油气能力的参数.

(2)基于有机质转化率、排烃率以及热演化程度恢复 TOC 结果表明,Duvernay 页岩原始 TOC 与现今 TOC 的比值介于 1.69~1.02,且热演化程度越高、原始和现今 TOC 的差异越大,现今(残余)TOC 较低页岩的原始 TOC 可能较高.采用原始 TOC 为参数评价的页岩油气富集区与现今(残余)TOC 含量为参数评价的 Duvernay 页岩气富集区存在明显的差异.

(3)与现今 TOC 相比,兰格缪尔体积与原始 TOC 相关性更好,由此推断,页岩储层中微孔隙的发育潜力主要由原始 TOC 决定,即页岩气的吸附能力主要受控于原始 TOC.

References

- Bowker, K. A., 2007. Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion. *AAPG Bulletin*, 91 (4): 523—533. <https://doi.org/10.1306/06190606018>
- Chen,J., Jiang,F.J., Hu,T., et al., 2016. Experimental Investigation of the Characteristics of Organic Matter Pores in Chang 7 Member Lacustrine Shale from the Ordos Basin due to Organic Matter Evolution Induced by Hydrous Pyrolysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35: 412—424. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.069>
- Chen,Z.H., Jiang,C.Q., 2016. A Revised Method for Organic Porosity Estimation in Shale Reservoirs Using Rock-Eval Data: Example from Duvernay Formation in the

- Western Canada Sedimentary Basin. *AAPG Bulletin*, 100(3): 405—422. <https://doi.org/10.1306/08261514173>
- Cheng, K. M., 1996. The Theory and Practice of Carbonate Oil and Gas Generation. Petroleum Industry Press, Beijing, 68—72(in Chinese).
- Chow, N., Wendte, J., Stasiuk, L.D., 1995. Productivity versus Preservation Controls on Two Organic-Rich Carbonate Facies in the Devonian of Alberta: Sedimentological and Organic Petrological Evidence. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 43(4): 433—460.
- Dai, F.Y., Hao, F., Hu, H.Y., et al., 2017. Occurrence Mechanism and Key Controlling Factors of Wufeng-Longmaxi Shale Gas, Eastern Sichuan Basin. *Earth Science*, 42(7): 1185—1194(in Chinese with English abstract).
- Hao, S.S., 1984. Richness of Organic Matter and Its Evolution Characteristics in Carbonate Source Rocks. *Experimental Petroleum Geology*, 6(1): 71—75 (in Chinese with English abstract).
- Hu, J.Y., Huang, D.F., 1991. Theoretical Basis of Continental Petroleum Geology in China. Petroleum Industry Press, Beijing, 181—196 (in Chinese).
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E., et al., 2007. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4): 475—499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Ji, W.M., Song, Y., Jiang Z.X., et al., 2016. Micro-Nano Pores Structure Characteristics and Its Control Factors of Shale in Longmaxi Formation, Southeastern Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 37(2): 182—195 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, S., Tang, X.L., Steve, O., et al., 2017. Enrichment Factors and Current Misunderstanding of Shale Oil and Gas: Case Study of Shales in U.S., Argentina and China. *Earth Science*, 42(7): 1083—1091 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Q., 1989. The Restoration of Initial Organic Carbon in Source Rocks. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 13(5): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Justwan, H., Dahl, B., 2005. Quantitative Hydrocarbon Potential Mapping and Organofacies Study in the Greater Balder Area, Norwegian North Sea. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*, 6(1): 1317—1329. <https://doi.org/10.1144/0061317>
- Ko, L.T., Loucks, R.G., Zhang, T.W., et al., 2016. Pore and Pore Network Evolution of Upper Cretaceous Boquillas (Eagle Ford-Equivalent) Mudrocks: Results from Gold Tube Pyrolysis Experiments. *AAPG Bulletin*, 100(11): 1693—1722. <https://doi.org/10.1306/04151615092>
- Lewis, R., Ingraham, D., Sawyer, W., 2004. New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/alnoaimi2/docs/Pickens%20Shale%20Gas.pdf>
- Li, D.H., Li, J.Z., Wang, S.J., et al., 2009. Analysis of Controls on Gas Shale Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 29(5): 22—26 (in Chinese with English abstract).
- Liu, G.D., 2009. Petroleum Geology (Fourth Edition). Petroleum Industry Press, Beijing, 119—121 (in Chinese with English abstract).
- Modica, C.J., Lapierre, S.G., 2012. Estimation of Kerogen Porosity in Source Rocks as a Function of Thermal Transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming. *AAPG Bulletin*, 96(1): 87—108. <https://doi.org/10.1306/04111110201>
- Pang, X.Q., Fang, Z.K., Chen, Z.M., 1988. Ancient Abundance of Organic Matter and Its Calculation Method. *Acta Petrolei Sinica*, 1: 19—26 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X.Q., Li, Q.W., Chen, J.F., et al., 2014. Recovery Method of Original TOC and Its Application in Source Rocks at High Mature-Over Mature Stage in Deep Petroliferous Basins. *Journal of Palaeogeography*, 16(6): 769—789 (in Chinese with English abstract).
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. The Biomarker Guide, Volume 1, Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Cambridge University Press, Cambridge, 471.
- Pommer, M., Milliken, K., 2015. Pore Types and Pore-Size Distributions across Thermal Maturity, Eagle Ford Formation, Southern Texas. *AAPG Bulletin*, 99(9): 1713—1744. <https://doi.org/10.1306/03051514151>
- Qin, J.Z., Jin, J.C., Liu, B.Q., 2005. Thermal Evolution Pattern of Organic Matter Abundance in Various Marine Source Rocks. *Oil & Gas Geology*, 26(2): 177—184 (in Chinese with English abstract).
- Rokosh, C. D., Lyster, S., Anderson, S. D. A., et al., 2012. Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential. ERCB/AGS Open File Report, 8.
- Romero-Sarmiento, M.F., Ducros, M., Carpentier, B., et al., 2013. Quantitative Evaluation of TOC, Organic Porosity and Gas Retention Distribution in a Gas Shale Play Using Petroleum System Modeling: Application to the Mississippian Barnett Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 45: 315—330. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeol.2013.07.011>

- geo.2013.04.003
- Schmoker, J. W., 2002. Resource-Assessment Perspectives for Unconventional Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1993—1999.
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Vevlag, Berlin, 1—554.
- Wang, J., Chen, J. F., 2004. Restoration on Organic Matter Abundance of Carbonate Source Rocks: A Case of Middle-Upper Proterozoic Carbonate Rocks in North China. *Natural Gas Geoscience*, 15(3): 306—310 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S. Q., Chen, G. S., Dong, D. Z., et al., 2009. Accumulation Conditions and Exploitation Prospect of Shale Gas in the Lower Paleozoic Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 29(5): 51—58 (in Chinese with English abstract).
- Xia, X. Y., Hong, F., Zhao, L., 1998. Restoration on Generating-Hydrocarbon Potentiality of Source Rocks: A Case of Lower Ordovician Carbonates in Ordois Basin. *Oil & Gas Geology*, 19(4): 307—312 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X. N., Hao, F., Lu, Y. C., et al., 2017. Differential Enrichment Mechanism and Key Technology of Shale Gas in Complex Areas of South China. *Earth Science*, 42(7): 1045—1056 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, Y. Q., Geng, A. S., Zhang, H. Z., et al., 2004. Formation Mechanism of Oil-Formed Gas and Hydrocarbon Generation Potential Restoration of Its Source Rocks. *Natural Gas Industry*, 24(2): 11—13 (in Chinese with English abstract).
- Yang, R., He, S., Hu, Q. H., et al., 2016. Pore Characterization and Methane Sorption Capacity of Over-Mature Organic-Rich Wufeng and Longmaxi Shales in the Southeast Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 77: 247—261. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.06.001>
- 戴方尧, 郝芳, 胡海燕, 等, 2017. 川东焦石坝五峰—龙门溪组页岩气赋存机理及其主控因素. 地球科学, 42(7): 1185—1194.
- 郝石生, 1984. 对碳酸盐生油岩的有机质丰度及其演化特征的讨论. 石油实验地质, 6(1): 71—75.
- 胡见义, 黄第藩, 1991. 中国陆相石油地质理论基础. 北京: 石油工业出版社, 181—196.
- 纪文明, 宋岩, 姜振学, 等, 2016. 四川盆地东南部龙门溪组页岩微—纳米孔隙结构特征及控制因素. 石油学报, 37(2), 182—195.
- 蒋恕, 唐相路, Steve, O., 等, 2017. 页岩油气富集的主控因素及误辩: 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例. 地球科学, 42(7): 1083—1091.
- 金强, 1989. 生油岩原始有机碳恢复方法的探讨. 中国石油大学学报(自然科学版), 13(5): 1—10.
- 李登华, 李建忠, 王社教, 等, 2009. 页岩气藏形成条件分析. 天然气工业, 29(5): 22—26.
- 柳广第, 2009. 石油地质学(第四版). 北京: 石油工业出版社, 119—121.
- 庞雄奇, 方祖康, 陈章明, 1988. 地史过程中的岩石有机质含量变化及其计算. 石油学报, 1: 19—26.
- 庞雄奇, 李倩文, 陈践发, 等, 2014. 含油气盆地深部高成熟烃源岩古 TOC 恢复方法及其应用. 古地理学报, 16(6): 769—789.
- 秦建中, 金聚畅, 刘宝泉, 2005. 海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律. 石油与天然气地质, 26(2): 177—184.
- 王杰, 陈践发, 2004. 关于碳酸盐岩烃源岩有机质丰度恢复的探讨——以华北中、上元古界碳酸盐岩为例. 天然气地球科学, 15(3): 306—310.
- 王世谦, 陈更生, 董大忠, 等, 2009. 四川盆地下古生界页岩气藏形成条件与勘探前景. 天然气工业, 29(5): 51—58.
- 夏新宇, 洪峰, 赵林, 1998. 烃源岩生烃潜力的恢复探讨: 以鄂尔多斯盆地下奥陶统碳酸盐为例. 石油与天然气地质, 19(4): 307—312.
- 解习农, 郝芳, 陆永潮, 等, 2017. 南方复杂地区页岩气差异富集机理及其关键技术. 地球科学, 42(7): 1045—1056.
- 熊永强, 耿安松, 张海祖, 等, 2004. 油型气的形成机理及其源岩生烃潜力恢复. 天然气工业, 24(2): 11—13.

附中文参考文献

程克明, 1996. 碳酸盐岩油气生成理论与实践. 北京: 石油工业出版社, 68—72.