

中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法

陈建平^{1,2,3)}, 梁狄刚^{1,2,3)}, 张水昌^{1,2,3)}, 邓春萍^{1,2,3)}, 赵喆²⁾, 张蒂嘉^{1,2,3)}

1) 提高石油采收率国家重点实验室, 北京, 100083; 2) 中国石油勘探开发研究院, 北京, 100083;

3) 中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室, 北京, 100083

内容提要:中国古生界海相高、过成熟烃源岩原始生烃潜力评价问题是一个没有解决的老问题, 至今没有可靠的评价方法与统一评价标准。低成熟元古宇—古生界海相泥岩/页岩与碳酸盐岩地球化学分析揭示, 由于有机质组成不同, 不同时代烃源岩的有机碳含量与热解生烃潜力之间存在着不同的线性关系。按照岩石热解生烃潜力来衡量, 泥岩/页岩与碳酸盐岩作为有效烃源岩的有机质丰度下限没有本质区别, 其有机碳含量必须大于 0.5%; 对于元古宇—下古生界海相烃源岩, 达到中等生烃潜力的有机碳含量必须大于 0.75%。好烃源岩的有机碳含量必须大于 1.5%, 很好烃源岩的有机碳含量大于 2%, 有机碳含量大于 4% 的属于极好的烃源岩; 上古生界海相泥岩各级烃源岩相应的有机碳界线值高于下古生界泥岩。按照低成熟元古宇—古生界烃源岩有机碳含量与热解生烃潜力之间的关系方程, 由有机碳含量基本上可以定量评价高、过成熟的元古宇—古生界烃源岩的原始生烃潜力。

关键词:海相烃源岩; 评价标准与方法; 古生界; 有机碳; 生烃潜力

中国海相烃源岩原始生烃潜力评价问题是影响海相油气勘探决策最基本的问题之一, 也是国内石油地质、地球化学界争议最大、且始终没有解决的老问题。与国外海相富油气盆地相比, 我国海相沉积时代老、碳酸盐岩沉积厚度大、有机质丰度低、有机质热演化程度高(李晋超等, 1998)。中国海相沉积地层的这些特点, 导致了正确认识与评价烃源岩原始生烃潜力的困难。尽管国内很多学者对海相沉积烃源岩进行了大量的探讨研究(周中毅等, 1974; 傅家谟等, 1977, 1984; 傅家谟, 1982, 1989; Fu et al., 1984; 郝石生, 1984; 陈丕济, 1985; 刘宝泉, 1985; 程克明等, 1996; 陈安定, 1996, 2005; 夏新宇, 2000; 梁狄刚等, 2000; 张水昌等, 2002; 饶丹等, 2003; 王兰生等, 2003; 王兆云等, 2004; 秦建中等, 2004; 彭平安等, 2008), 但许多学者将其研究重点放在了碳酸盐岩作为烃源岩的有机质丰度下限讨论上, 并没有建立完善的海相烃源岩原始生烃潜力评价标准与方法。

随着海相油气勘探的不断深入, 人们对海相沉积盆地烃源岩的认识也在逐步深入与改变(腾格尔, 2011), 尤其是近五年来, 陈践发等(2006a, 2006b)、陈建平等(2007)、张宝民等(2007)、梁狄刚等(2008,

2009a, 2009b)、秦建中等(2009, 2010a)、许化政等(2010)、刘光鼎等(2011)对中国海相烃源岩的分布、形成环境、发育模式、有机组成与赋存形式、高过成熟阶段生气潜力与生气成熟度上限等进行了比较深入的研究。这些研究成果使人们对我国海相烃源岩的分布、发育条件及生烃潜力等有了进一步的认识。但是, 仍然没有建立起完整的适合我国古生代海相烃源岩生烃潜力的评价标准与方法。

殷鸿福等(2011)采用地球生物学方法, 对我国南方中上扬子地区海相烃源岩有机质丰度进行了评价, 在一些典型剖面烃源岩的评价方面取得了良好的效果。但是, 该方法不同于传统的烃源岩有机质丰度评价方法, 是一种间接的有机质丰度评价方法, 需要对烃源岩生物有机质的生境、生产率、生物构成、保存环境等进行一系列复杂的分析与研究, 不适合大规模的生产性应用。

如何正确评价我国高、过成熟的古生代海相泥岩与碳酸盐岩的原始生烃潜力? 这一问题长期没有得到解决, 根本原因是我国元古宙—古生代海相沉积盆地成熟度一般很高, 缺乏未成熟—低成熟海相烃源岩。虽然以往一些作者已经发现鄂尔多斯盆地

注: 本文为国家“十五”重点科技公关课题(编号 2004BA616A020-01-01)、中国石油天然气股份公司科技项目(编号 04051-04)及中国石化股份有限公司科技项目(编号 2004-08)共同资助成果。

收稿日期: 2012-02-07; 改回日期: 2012-05-25; 责任编辑: 周健。

作者简介: 陈建平, 男, 1962 年生。教授级高级工程师, 主要从事油气地球化学研究工作。通讯地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 石油地质实验研究中心; 电话: 010-83598619; Email: chenjp@petrochina.com.cn。

西南缘奥陶系平凉组页岩成熟度比较低,但其有机质丰度低(宁宁等,2007;许化政等,2010;马春生等,2011),无法以此建立完整的海相烃源岩原始生烃潜力评价标准。

笔者近 10 年来在对我国海相沉积盆地烃源岩的分布调查研究过程中,发现了几条元古宇—古生界低成熟海相烃源岩剖面,其中有泥岩、页岩,也夹有碳酸盐岩,而且有机质丰度分布范围大,为建立海相烃源岩原始生烃潜力评价标准与方法提供了良好的基础。本文即是通过对这些元古宇—古生界低成熟海相泥岩/页岩、碳酸盐岩有机碳与热解生烃潜力的分析,建立了两者之间的相关关系方程,并在此基础上建立了适合我国古生界海相烃源岩原始生烃潜力评价标准与方法。

1 国内外海相烃源岩评价标准概述

1.1 国外海相烃源岩评价标准

关于海相烃源岩评价,在国际上基本已有一致认识。国外学者以不同时代的碳酸盐沉积盆地为实例,用大量的地质和地球化学资料,详细地论证了碳酸盐烃源岩的特征(Ronov, 1958; Gehman, 1962;

Hunt,1967;Tissot et al.,1984;Palacas,1984),认为优质碳酸盐烃源岩的有机相,通常是缺乏陆源有机质和碎屑而富含藻类,沉积物一般具暗色纹层,它们形成于具较高盐度的缺氧环境中,有机碳含量常大于 1.5%;作为烃源岩的有机质丰度下限最低不小于 0.3%,而且认为这一丰度下限仅为背景值,是烃类满足生油岩吸附后能从中排出烃类所必须达到的临界值。

Peters (1986)提出了描述烃源岩分级的有机碳和热解生烃潜力的界限,Jarvie (1991)进行了补充与修改(表 1),同等生烃潜力级别的碳酸盐岩有机碳含量为泥岩的 1/2。然而,国外学者普遍认为源岩中有机碳含量并不能够很好地反映烃源岩的生烃潜力,还必须考虑源岩中有机质的类型,倾油性组分高的有机质才是生烃潜力尤其是生油潜力高的有机质(Tissot et al.,1984; Jarvie,1991)。因此,在实际应用中通常认为有机碳含量 0%~0.5%之间的源岩生烃潜力不足,是无效烃源岩,有机碳含量在 0.5%~1.0%之间的为临界有效烃源岩,有机碳含量在 1.0%以上才具有足够的生烃潜力,为有效烃源岩(Jarvie,1991)。

表 1 国外海相源岩分级评价标准(基于生油窗早期)(据 Peters,1986 和 Jarvie,1991 修改)

Table 1 Classic interpretation describing source rock generative potential (based on early oil window maturity) (modified from Peters, 1986 and Jarvie, 1991)

生烃潜力 (Generative potential)	页 岩			碳酸盐岩
	TOC (%)	S ₁ (mg/g 岩石)	S ₂ (mg/g 岩石)	TOC (%)
差(Poor)	0~0.5	0~0.5	0~2.5	0~0.2
一般(Fair)	0.5~1.0	0.5~1.0	2.5~5.0	0.2~0.5
好(Good)	1.0~2.0	1.0~2.0	5.0~10.0	0.5~1.0
很好(Very good)	2.0~5.0	>2.0	>10.0	1.0~2.0
极好(Excellent)	>5.0			>2.0

Peters 等(1994)总结了国外对烃源岩的定义及划分源岩生成石油潜力的地球化学指标(表 2),并没有区分泥岩与碳酸盐岩,指出总有机碳并不是一个生油潜力的明确指标,判识烃源岩是否有效(具有生油潜力)必须根据有机质的含量、有机质的类型

和有机质的热演化程度,并认为有效烃源岩的生烃潜力(S₁+S₂)必须大于 2.0~2.5 mg/g。根据表 2 中有机碳、热解 S₁与 S₂不难看出,Peters 等(1994)是按照氢指数 500 mg/gTOC、生烃潜力指数 600 mg/gTOC,也即是典型的Ⅱ₁型有机质,来建立海相

表 2 划分未成熟源岩生烃潜力的地球化学指标(据 Peters 等,1994,略有修改)

Table 2 Geochemical parameters describing the petroleum potential (quantity) of an immature source rock (modified from Peters et al., 1994)

生烃潜力(Generation potential)	TOC (%)	S ₁ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	沥青 A (%)	总烃 (%)
差(Poor)	0~0.5	0~0.5	0~2.5	0~0.05	0~0.03
一般(Fair)	0.5~1.0	0.5~1	2.5~5	0.05~0.10	0.03~0.06
好(Good)	1~2	1~2	5~10	0.10~0.20	0.06~0.12
很好(Very good)	2~4	2~4	10~20	0.20~0.40	0.12~0.24
极好(Excellent)	>4	>4	>20	>0.40	>0.24

烃源岩生烃潜力等级评价标准的。

1.2 国内关于海相碳酸盐岩烃源岩评价

碳酸盐岩作为烃源岩的有效性及其评价问题是我国叠合盆地碳酸盐岩“老”、“少”、“高”特点所决定的特有地质-地球化学问题(钟宁宁等,2004a,2004b)。许多学者认为,尽管碳酸盐岩烃源岩有机碳含量低,但其烃转化率高,作为有效烃源岩的有机碳含量下限也应该比泥岩低;一些学者认为碳酸盐岩有机质丰度的不足可以由其巨大的体积来弥补;还有许多学者提出,我国碳酸盐岩烃源岩成熟度普遍高、过成熟,其原始有机碳含量需要恢复,而且采用了较高的恢复系数(2~3,甚至更高)。因此,对于碳酸盐岩作为有效烃源岩的下限,不同的学者根据不同的资料或方法提出了不同的下限值,范围从 0.05%~0.5%(周中毅等,1974;傅家谟,1982,1989;傅家谟等,1977,1984;郝石生等,1984,1996;陈丕济,1985;刘宝泉,1985;陈安定,1996,2005;程克明等,1996;赵政璋等,2000;夏新宇,2000;梁狄刚等,2000;张水昌等,2002,2004;饶丹等,2003;王兰生等,2003;马力等,2004;王兆云等,2004;秦建中等,2004;马永生,2006;彭平安等,2008)。

对于碳酸盐岩作为有效烃源岩的有机碳下限值低于泥岩的问题,许多学者提出了不同的看法(梁狄刚等,2000;张水昌等,2002,2004;马力等,2004)。梁狄刚等(2000)提出 $\text{TOC}=0.1\%\sim 0.2\%$ 纯碳酸盐岩不能作为有效烃源层;烃源层不必很厚,但必须具有有机质丰度($\text{TOC}\geq 0.5\%$)的层段;海相商业性烃源岩(包括泥质岩和碳酸盐岩)有机碳含量至少不低于 0.5%(高一过成熟区可降低至 0.4%),商业性气源岩的有机碳下限标准应与油源岩标准相近。

张水昌等(2002)对国内外碳酸盐岩的评价进行了广泛的调研,认为碳酸盐岩和碎屑岩岩性不同不会导致其生烃潜力和烃转化率方面的特别差异;在海相地层或碳酸盐岩地层中评价烃源岩,沿用 0.5%作为有机质丰度下限是合适的,低丰度的碳酸盐岩不能成为有效的烃源岩;海相烃源岩的评价可以按照 Peters 等(1994)提出的评价标准,并指出关注古生代海相碳酸盐岩烃源岩的同时,不能忽视其中的泥页岩,甚至其对油气藏的贡献可能更大。

钟宁宁等(2004a,2004b)应用模拟实验和生烃动力学方法对碳酸盐岩生烃的丰度下限、高成熟碳酸盐岩烃源岩有机质丰度恢复问题等进行了深入的研究,提出了碳酸盐岩烃源岩丰度下限应与泥岩相同,TOC 含量大于 0.4%;对于 II 型有机质来说生

烃过程导致的有机碳的变化不大,只有那些生烃潜力很高的 I 型有机质在排烃效率极高的“理想”条件下生烃过程才导致 TOC 有明显的变化。

从发表的文献来看,国内对于海相碳酸盐岩能否作为有效烃源岩问题的争论,主要是围绕两个方面:一是作为烃源岩的有机质丰度下限;二是高、过成熟阶段碳酸盐岩的有机碳含量是否需要恢复。不同学者根据自己掌握的资料及不同的实验方法,提出了不同的观点。笔者认为,对于海相沉积盆地油气勘探前景评价而言,重要的问题并不能局限于碳酸盐岩烃源岩有机质丰度下限的确定与是否要进行有机碳含量恢复,而必须同时考虑碳酸盐岩与泥质岩类烃源岩的生烃问题,并且必须有一套相应的评价标准体系。

2 古生界海相沉积有机质丰度与生烃潜力关系

我国古生代及其更早的海相烃源岩的演化程度一般均达到了过成熟阶段,目前只有极少数区域存在低成熟海相泥岩与碳酸盐岩样品,如京西下花园中新元古界泥岩/页岩,云南禄劝泥盆系泥岩、泥灰岩、灰岩及油页岩,四川盆地西北缘梁山二叠系泥岩与灰岩。这些低成熟烃源岩为探讨适合我国古生界海相烃源岩原始生烃潜力评价标准与方法奠定了基础。然而,遗憾的是到目前为止在国内还没有发现有低成熟的下古生界海相烃源岩。实际上,国外海相盆地中下古生界的烃源岩也非常少,也基本上没有低成熟的海相烃源岩(Klemme et al.,1991)。因此,目前仍然无法建立下古生界烃源岩有机质丰度与生烃潜力的关系。

然而,国内外上古生界泥盆系烃源岩分布比较广泛,我国云南禄劝泥盆系也有低成熟的海相烃源岩,但目前能采集到的样品数量相对较少。西加拿大盆地有大量低成熟泥盆系烃源岩。实际上,在泥盆系及之前地球上基本上没有陆生高等植物,海相沉积地层中有机质的组成具有相似性,以浮游藻类或底栖藻类为主。至石炭纪时期,陆生高等植物开始繁盛,沉积地层中有机质的组成出现较大差异。因此,本文将二叠系独立出来讨论,而将泥盆系、中新元古界代表下古生界海相烃源岩。

2.1 二叠系海相泥岩

四川盆地西北缘梁山梁地区存在目前仍然处于低成熟演化阶段的二叠系泥岩、碳酸盐岩剖面。该剖面二叠系泥岩、碳酸盐岩的热解 $T_{\max}$ 一般在 432

~445℃之间,镜质组反射率在 0.6%~0.8%之间,其中吴家坪组 1 块煤样的镜质组反射率为 0.57%,进一步表明该剖面烃源岩处于低成熟演化阶段。因此,由该剖面可以建立有机碳与热解生烃潜力之间的对应关系,从而可以评估目前处于高、过成熟阶段的上古生界烃源岩在其低成熟阶段的生烃潜力。此外,该剖面二叠系大隆组是一套泥岩、灰质泥岩、硅质泥岩、灰岩、泥质灰岩间互沉积(王一刚等,2006),有机质丰度变化较大,其中泥岩、灰质泥岩和硅质泥岩地层有机质非常丰富,这为建立泥质岩类有机碳含量与热解生烃潜力之间的关系、以及对比泥岩与碳酸盐岩有机质丰度提供了十分有利的条件。

由图 1 可见,该剖面泥质烃源岩有机碳含量与热解生烃潜力(P_g ,即 S_1+S_2)之间存在着很好的线性关系: $P_g=2.86\times\text{TOC}-1.13$,各主要生烃潜力与其对应的有机碳含量见表 3,其中当热解生烃潜力为 0.5 mg/g 时,其有机碳的含量为 0.57%左右;当热解生烃潜力为 2.0 mg/g 时,其有机碳的含量为 1.1%左右。由此可见,低有机碳含量的泥岩并不能成为好的烃源岩。

2.2 二叠系海相碳酸盐岩

图 2 是四川盆地西北缘矿山梁剖面低成熟二叠系碳酸盐岩(灰岩、泥灰岩)有机碳(TOC)与热解生烃潜力(P_g ,即 S_1+S_2)的关系图。由该图可以非常清楚地看出两者之间呈现非常好的线性关系: $P_g=3.33\times\text{TOC}-0.86$,各主要生烃潜力值与其对应的有机碳含量见表 3,其中:当热解生烃潜力为 0.5 mg/g 时,其有机碳的含量为 0.4%左右;当热解生烃潜力为 2.0 mg/g 时,其 TOC 含量为 0.85%左右,当热解生烃潜力为 6.0 mg/g 时,其 TOC 含量为 2.0%左右。由此可见,有机碳含量低的碳酸盐岩肯定不是好的烃源岩。

目前还没有发现低成熟的、高有机碳含量与高生烃潜力的碳酸盐岩,因此不能直接确定热解生烃潜力

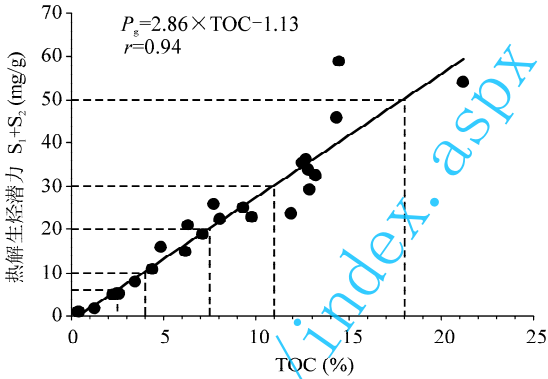


图 1 四川盆地西北缘矿山梁地区二叠系低成熟海相泥岩有机碳含量与热解生烃潜力关系图
Fig. 1 The correlation between TOC and generative potential of the low-mature marine shales (Permian) from Kuangshanliang outcrop section, the northwestern Sichuan basin

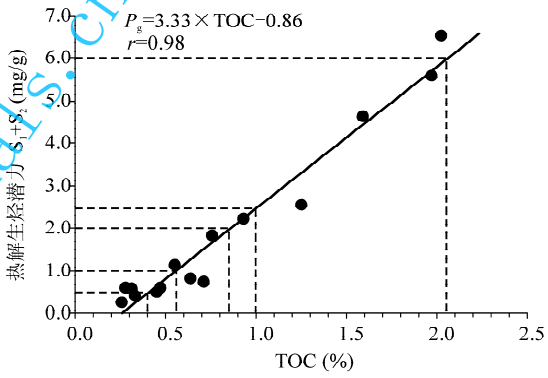


图 2 四川盆地西北缘矿山梁剖面二叠系低成熟海相灰岩有机碳含量与热解生烃潜力关系图
Fig. 2 The correlation between TOC and generative potential of the low-mature marine limestones (Permian) from Kuangshanliang outcrop section, the northwestern Sichuan basin

在 6 mg/g 以上的灰岩对应的有机碳含量。但是,从二叠系灰岩与中新元古界泥质烃源岩具有相似的伸展趋势(图 3)来看,对于有机碳含量大于 2.0%的可

表 3 中国古生界低成熟海相沉积岩有机碳含量与热解生烃潜力对应关系
Table 3 The correlation between TOC and generative potential of the low-mature marine source rocks in the Chinese and the West Canadian Paleozoic basins

地点/时代	岩性	指 标	生烃潜力(mg/g)与TOC对应值 (%)								
		S ₁ +S ₂	0.50	1.0	2.0	6.0	10	20	30	40	50
四川盆地/二叠系	泥岩	TOC	0.57	0.75	1.10	2.50	4.0	7.5	11.0	14.5	18.0
	灰岩		0.40	0.55	0.85	2.00					
云南禄劝/泥盆系	0.30		0.40	0.50	1.20	1.8	3.5	5.2	6.9	8.6	
西加拿大盆地/泥盆系	0.50		0.60	0.80	1.50	2.2	4.0	5.8	7.5	9.3	
京西/中新元古界	泥岩		0.40	0.55	0.90	2.00	2.9	5.0	7.0	9.5	11.5

能灰岩烃源岩,有机碳含量与生烃潜力的对应关系也许可以采用中新元古界泥质烃源岩的相应界线。

2.3 泥盆系海相烃源岩

云南禄劝等地发育有低成熟的海相泥盆系泥岩、油页岩和灰岩,有机碳含量与热解生烃潜力变化很大(图 3a),泥灰岩与泥岩有机碳含量与热解生烃潜力关系基本一致, $P_g=5.93\times\text{TOC}-0.75$,各主要生烃潜力值与其对应的有机碳含量见表 3,其中:当热解生烃潜力为 0.5 mg/g 时,其有机碳的含量仅为 0.3%左右;当热解生烃潜力为 2.0 mg/g 时,其 TOC 含量为 0.5%左右,当热解生烃潜力为 6.0 mg/g 时,其 TOC 含量为 1.2%左右。显然,相应热解生烃潜力对应的有机碳值低于二叠系泥岩与碳酸盐岩。另外,禄劝泥盆系地层中还有有机质高度富集的残殖煤,3 个样品平均有机碳含量达到 54.24%,热解生烃潜力达到 306.75 mg/g,平均生烃指数达到 565 mg/gTOC,与有机质丰度相对较低的泥岩及灰岩基本相当。

西加拿大盆地主要的海相烃源岩中泥盆统 Keg River 组为页岩和泥灰岩,上泥盆统 Duvernay 组烃源岩为深褐色沥青质灰岩、泥灰岩及页岩,深褐色、黑色钙质页岩和泥灰岩(Creaney et al., 1990; Allan et al., 1991; Creaney et al., 1994; Flower et al., 2001)。该盆地低成熟烃源岩的有机碳含量与热解生烃潜力呈现了非常好的相关性(图 3b), $P_g=5.63\times\text{TOC}-2.37$,与云南泥盆系烃源岩非常相似,各主要生烃潜力值与其对应的有机碳含量见表 3,略高于云南泥盆系烃源岩。

2.4 元古宇海相泥岩

华北盆地北部京西下花园地区存在低成熟的中新元古界泥岩、硅质泥岩、油页岩,其成熟度在相应的镜质组(镜状体)反射率在 0.5%~0.7%之间。这些泥岩与油页岩有机碳含量高、与热解氢指数之间也呈现很好的线性关系(图 4), $P_g=4.67\times\text{TOC}-3.33$,当有机碳含量为 0.9%时,热解生烃潜力在 2.0 mg/g 左右;当有机碳含量为 2.0%时,热解生烃潜力在 6.0 mg/g 左右;当有机碳含量为 2.9%时,热解生烃潜力在 10.0 mg/g 左右(表 3),相同热解生烃潜力值对应的有机碳值高于泥盆系烃源岩。

3 海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法

3.1 海相烃源岩有机质丰度下限

正如前述,对于海相碳酸盐岩作为烃源岩的有

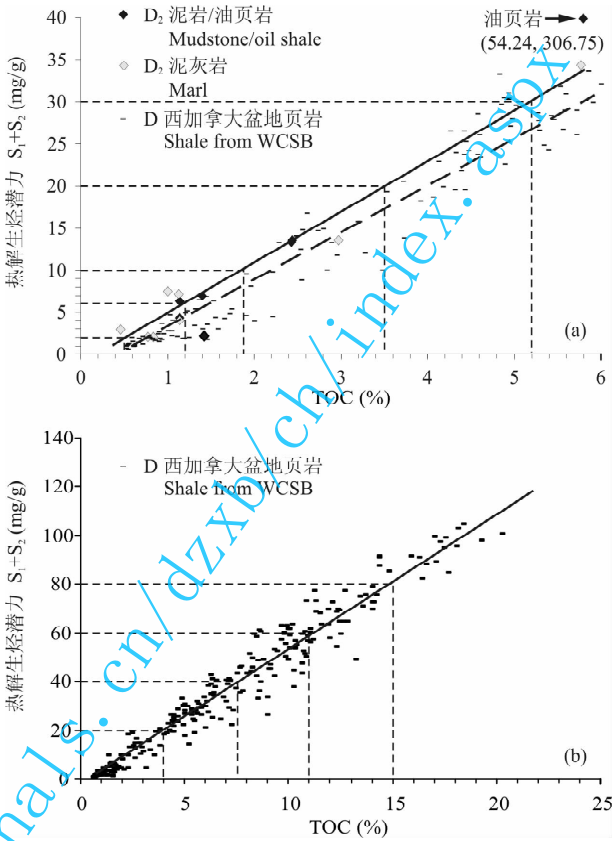


图 3 中国云南与西加拿大盆地泥盆系低成熟烃源岩有机碳含量与热解生烃潜力关系图
Fig. 3 The correlation between TOC and generative potential of the low-mature source rocks from the Devonian in the Yunnan Province, Southwest China and in the Western Canada basin

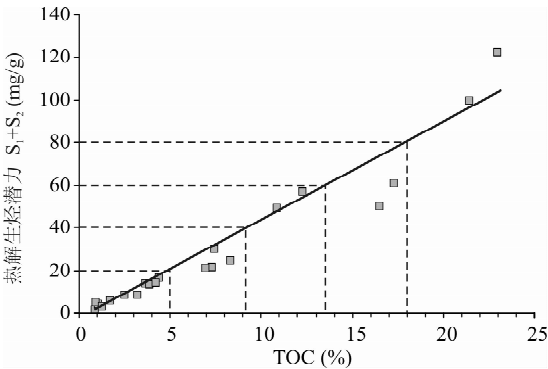


图 4 京西中新元古界下马岭组低成熟烃源岩有机碳含量与热解生烃潜力关系图
Fig. 4 The correlation between TOC and generative potential of the low-mature source rocks from the Xiamaling Formation, Proterozoic, western Beijing, China

机质丰度下限问题,国内不同学者根据自己掌握的

资料及不同的实验方法,提出了不同的下限值,其范围在 0.05%~0.5%之间,争议比较大。应该说,主张低下限值与高下限值的学者各自均有充足的依据。从实验室生烃模拟的角度看,只要是有机质均能生成烃类。从实际勘探角度来看,低有机质含量生成的烃类太少,不足以满足有机质与岩石自身吸附,也即很少有烃类能排出。实际上,在我国海相沉积体系中,除发育大量碳酸盐岩沉积外,还发育大量的粘土碎屑沉积岩,并不缺乏高有机质丰度的泥质烃源岩,争论碳酸盐岩作为烃源岩的有机碳下限是 0.1%、0.2%还是 0.4%或 0.5%并没有多大的实际意义。近些年来,国内学者对于碳酸盐岩作为烃源岩的有机碳下限在未成熟阶段的划分基本上也逐步趋于相近,绝大多数学者认为应该为 0.4%,这与泥质岩的有机质丰度下限是一致的。本文从获得的古生界海相沉积盆地自然演化低成熟样品来探讨对勘探有实际意义的有机质丰度下限。

从图 5 与表 3 可以看出,在有机质丰度比较低的情况下,海相泥岩/页岩、碳酸盐岩有机碳含量与热解生烃潜力之间的对应关系很相似。实际上,在有机碳含量小于 1.0%的情况下,海相沉积的碳酸盐岩、泥岩与准噶尔盆地二叠系湖相泥岩在有机碳含量与生烃潜力之间的关系也几乎没有区别(图 5b),出现差异的是在有机质丰度高的情况下(图 5a)。因此,无论是海相碳酸盐岩、泥岩还是湖相泥岩,作为烃源岩的有机质丰度下限应该基本一致。根据现有资料来看,当热解生烃潜力达到 0.5 mg/g 时有机碳含量可以划定在 0.4%(表 3、图 5),但考虑到生产应用的方便性与实用性,也考虑到这些海相有机质的类型及目前这些低成熟样品可能已经生成了少量烃类、导致测得的生烃潜力有所降低等因素,同时也参考国外对海相烃源岩等级划分,将生烃潜力 0.5 mg/g 作为烃源岩的下限,统一将碳酸盐岩与泥岩烃源岩的有机碳下限确定为 0.5%。

3.2 烃源岩有机质丰度恢复问题

鉴于我国海相碳酸盐岩烃源岩有机质丰度总体较低现状,不少学者认为是生烃作用导致了有机碳含量的降低,提出高、过成熟阶段碳酸盐岩烃源岩的有机质丰度应该进行恢复,尤其是丰度较高、有机质类型好的烃源岩(郝石生,1984,1996;程克明等,1996;马力等,2004;秦建中等,2004;陈安定,2005)。而梁狄刚等(2000)、张水昌等(2002,2004)、钟宁宁等(2004a,2004b)认为一般不需要恢复。

实际上,人们从干酪根热降解生烃理论出发,很

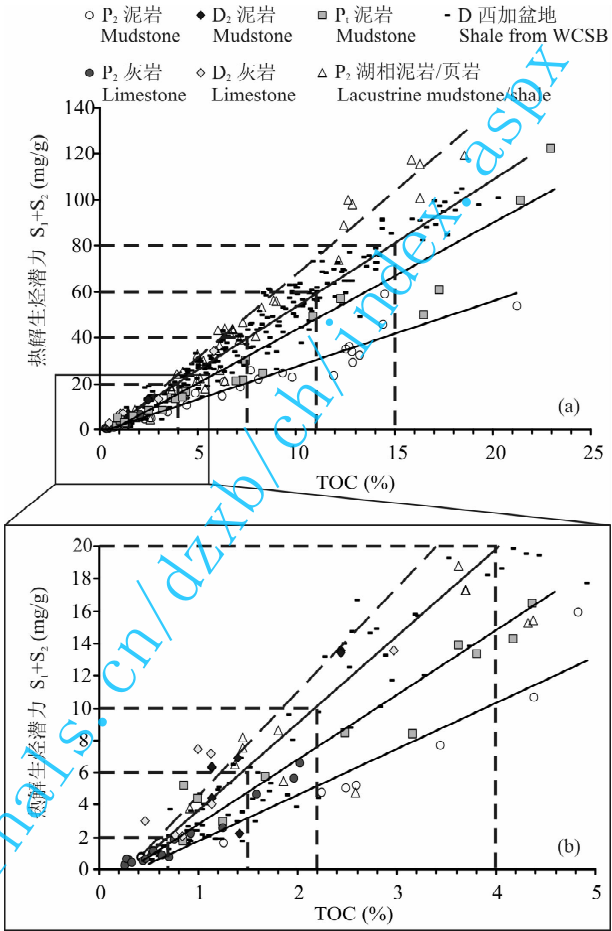


图 5 海相低成熟烃源岩有机碳含量与热解生烃潜力关系图

Fig. 5 The correlation between TOC and generative potential of the low-mature source rocks

自然地把生排烃过程中有机质绝对总量的必然消耗和总有机碳含量(TOC)的降低联系在一起,认为生排烃过程导致了烃源岩中有机质丰度的降低,理论上必须进行恢复。但是,必须注意的是 TOC 反映的不是岩石中总有机物的绝对含量,而是反映其相对含量。生排烃过程中有机质绝对总量的减少并不完全等同于岩石中 TOC 的减少,因为其数值变化显然受到有机物质和岩石无机物质两个方面因素的影响。烃源岩在生烃与排烃过程中虽然有机碳绝对总量不断降低,但同时其无机矿物、水及其他杂原子物质也在损失。不同类型有机质由于其生烃潜力不同,在热演化过程中有机碳绝对量的降低幅度完全不同。生烃过程并不一定导致 TOC 含量的降低,典型的实例是煤演化过程就是一个相对“增碳”的过程。由于一般腐殖煤中的有机质主要来源于陆源高等植物,其演化过程中生成烃类相对较少,而无机矿物、水和其他杂原子成分减少相对较多,随着其演化程度增加 TOC 不

断增加,从褐煤阶段 40%左右至无烟煤阶段 90%左右。钟宁宁等(2004a, 2004b)通过对不同有机碳含量、不同有机质类型烃源岩的模拟实验和物质平衡计算表明,地质条件下的生排烃不会导致 TOC 的明显降低,只有 I 型有机质在生排烃效率极高的理想条件下 TOC 才呈现比较明显的降低。以 II 型有机质为主的碳酸盐岩,在热演化过程中有机碳含量变化不大,并不需要进行恢复计算。

另一方面,如果要进行有机质丰度的恢复必须具备 3 个条件:一是不同类型有机质生烃过程的有机碳恢复系数曲线,二是所评价样品确切的有机质类型,三是所评价样品确切的成熟度。对于少量的样品可能还能进行有机质类型与成熟度相关分析,对于大量样品的评价来说比较困难也不经济,而且对于高过成熟有机质而言,确定其确切的有机质类型是十分困难的,甚至是不可能的。实际上,以往国内外在海相或湖相泥岩的评价中也从来没有进行过有机质丰度的恢复。因此,从烃源岩评价的实际操作来看,有机质丰度恢复显然是一件不容易实现的工作。本文在建立我国古生界海相烃源岩评价标准时也不主张有机质丰度恢复。

3.3 海相烃源岩生烃潜力评价标准

烃源岩的生烃潜力不仅与有机质的丰度有关,而且与有机质的质量也密切相关。因此,建立烃源岩生烃潜力评价标准时必须考虑有机质丰度与有机质类型两个因素。

由图 5 可见,对于古生界海相烃源岩而言,相同有机碳含量条件下生烃潜力存在明显差异。这一差异应该是有机质的性质也即有机质的类型决定的。早古生代及其以前的海相沉积中有机质主要以水生生物(尤其是浮游藻类)为主,有机质的类型也相应地比较好,一般以 I、II 型有机质为主,而 III 型有机质较少,且多是沉积过程中遭受了氧化导致类型变差。国外大量研究表明,对于低成熟海相沉积烃源岩中有机质而言,其干酪根的 H/C 原子比一般在 1.2~1.35 之间,有机质类型一般为 II 型,极少数为 I 型(Tissot et al., 1984, Baskin, 1997)。西加拿大盆地泥盆系低成熟烃源岩的氢指数多数在 400~600 mg/gTOC 左右,属于 II₁型有机质为主,部分小于 400 mg/gTOC,属于 II₂型有机质,少量大于 600 mg/gTOC,属于 I 型有机质(Flower et al., 2001)。

目前在我国发现的中新元古界—古生界低成熟烃源岩的 H/C 原子比一般均在 0.9~1.3 之间,热解氢指数在 200~600 mg/gTOC 之间,表明有机质

类型以 II 型为主,少量为 I 型。其中:京西中新元古界油页岩的氢指数一般在 250~420 mg/gTOC 之间,个别达到 500 mg/gTOC,属于典型的 II₂型有机质为主,II₁型有机质相对较少。云南禄劝泥盆系泥岩、油页岩与泥灰岩氢指数大多数在 400~700 mg/gTOC 之间,属于 I 型或者偏向 I 型的 II₁型有机质,另有一部分氢指数在 250~400 mg/gTOC 之间,属于 II₂型有机质。显然,云南禄劝泥盆系烃源岩有机质类型与西加拿大盆地类似,甚至略好一些。相比之下,京西中新元古界油页岩的有机质类型比泥盆系差一些,这可能与这些烃源岩中有机质主要由底栖红藻构成有关(张水昌等, 2007),通常底栖宏观藻类的生烃能力低于浮游藻类。

晚古生代石炭纪与二叠纪时期,陆生高等植物很发育,在许多盆地形成了含煤沉积地层,有机质的构成相对比早古生代复杂,有机质的类型变化也就比较大。四川盆地梁山剖面海相二叠系大隆组低成熟泥岩的热解氢指数多数在 200~320 mg/gTOC 之间,少数可达 400 mg/gTOC,以 II₂型有机质为主,而其中的泥灰岩类与元古宇海相泥岩有机碳含量与热解生烃潜力趋势一致,表明其有机质类型基本相当。显然,二叠系烃源岩有机质类型比泥盆系烃源岩差一些。与准噶尔盆地二叠系湖相低成熟泥岩相比,后者干酪根 H/C 原子比一般在 0.8~1.6 之间,其中有机质丰度高的烃源岩的 H/C 原子比通常在 1.1~1.4 之间,少数可在 1.4 以上,热解生烃指数也在 500~600 mg/gTOC,属于偏向 I 型的 II₁型有机质(图 5),明显好于四川盆地二叠系海相烃源岩。

从上述已有的低成熟海相烃源岩有机质的类型来看,云南禄劝与西加拿大盆地大量发育的海相泥盆系烃源岩有机质主要为 II₁型有机质为主,代表古生代海相沉积烃源岩中单位有机质生烃潜力较高的烃源岩类型;京西中新元古界下马岭组烃源岩有机质类型属于典型的 II₂型有机质,代表了单位有机质生烃潜力稍低些的古生界海相烃源岩类型;四川盆地二叠系大隆组泥岩有机质类型属于偏差一些的 II₂型有机质,代表了单元有机质生烃潜力更低一些的烃源岩类型。

正如前述,烃源岩的生烃潜力与有机质丰度与类型密切相关,理论上应该按照有机质类型来建立不同的烃源岩生烃潜力评价标准。但是,对于一般以有机碳含量为主要指标的烃源岩生烃潜力评价,考虑有机质类型在实际应用中可行性欠佳。按照海相烃源岩的地质时代或沉积环境特点建立一个相对

客观的评价标准是比较可行的。我们认为,按照云南禄劝与西加拿大盆地泥盆系烃源岩有机碳与生烃潜力的关系来建立下古生界烃源岩的评价标准应该比较可行;按照京西下马岭油页岩与四川盆地大隆组泥灰岩有机碳与生烃潜力的关系建立上古生界海相碳酸盐岩烃源岩的评价标准比较可行;而四川盆地大隆组泥岩有机碳含量与热解生烃潜力关系代表了上古生界含煤沉积体系中一般泥岩类烃源岩,以此可以建立该类烃源岩的生烃潜力评价标准。当然,如果有比较充分的有机类型与沉积环境证据表明上古生界以Ⅱ₁型有机质组成的烃源岩,那么对其生烃潜力的评价完全可以应用下古生界的标准。

按照国际通行的描述烃源岩等级的热解生烃潜力为基本标准,我国不同类型古生界海相烃源岩有

机碳含量分级评价界线见表 4。总体来看,下古生界烃源岩(一般Ⅱ₁型有机质)各级别有机碳含量界线与国外划分海相烃源岩等级标准类似,但对于有机质类型相对差些的二叠系烃源岩(Ⅱ₂型有机质),尤其含煤沉积时期的二叠系海相泥岩,各级别的有机碳含量明显要高些。

值得说明的是,在一般的烃源岩评价中通常还有氯仿沥青 A 和总烃这两个指标,但表 4 中并没有涉及这两个指标。实际上,氯仿沥青 A 和总烃这两个指标与有机质的成熟度关系非常大,即烃源岩在未成熟—低成熟和高—过成熟阶段的含量均很低,只有在主要生油阶段才可能有相对较高,并不是独立的有机质丰度指标,不能客观地反映烃源岩的生烃潜力。

表 4 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价等级划分标准

Table 4 The evaluation criteria of the generation potential for the Paleozoic marine source rocks in China

烃源岩等级	热解生烃潜力 S ₁ + S ₂ (mg/g)	有机碳含量(%)		
		下古生界(Ⅱ ₁ 型)	上古生界(Ⅱ ₂)	上古生界(煤系)
非	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
差	0.5~2.0	0.5~0.75	0.5~1.0	0.5~1.0
中	2.0~6.0	0.75~1.5	1.0~2.0	1.0~2.5
好	6.0~10	1.5~2.0	2.0~3.0	2.5~4.0
很好	10~20	2.0~4.0	3.0~5.0	4.0~7.0
极好	>20	>4.0	>5.0	>7.0

3.4 高一过成熟海相烃源岩原始生烃潜力评价方法

烃源岩的原始生烃潜力受控于有机质丰度与性质。有机碳含量是评价烃源岩有机质丰度最直接的指标,但不是直接评价烃源岩原始生烃潜力的指标。岩石热解方法获得的生烃潜力是烃源岩在某一热演化阶段时刻的残余生烃潜力,也是烃源岩的原始生烃潜力。中国古生界海相烃源岩成熟度普遍很高,岩石热解获得的残余生烃潜力通常很低,不能直接反映其原始生烃潜力。另一方面,烃源岩原始生烃潜力还取决于有机质的性质,其定量还必须反映有机质性质的参数,如 H/C 原子比或类型指数等。然而,对于大量烃源岩样品的评价,应用于酪根有机元素分析或者显微组分定量分析等方法确定其类型是不现实的,而且这些参数随着烃源岩演化程度的改变也发生变化,并不能反映其原始状态,尤其是对于高一过成熟烃源岩甚至是不可使用的。实际上,建立烃源岩的生烃潜力与有机碳含量及有机质类型之间的三元关系也过于复杂,应用上也不具备可操作性。比较可行的方法是以未成熟—低成熟阶段烃源岩有机质为基础,按有机质类型大类,建立生烃潜

力与有机碳含量之间的定量关系,以此来计算烃源岩的原始生烃潜力。

本文前面对我国古生界海相烃源岩有机质类型的分析表明,海相烃源岩中有机质主要为Ⅱ型有机质,但不同时代的有机质类型存在一定的差异。石炭纪—二叠纪由于陆生高等植物比较发育,海相泥岩有机质的组成中陆源有机质的成分也比较多,有机质的类型也相对差一些,这种差异直接反映到有机碳含量与生烃潜力直接的关系上,而且在有机质丰度比较高的情况下反映到原始生烃潜力上的差异更加明显。因此,以目前可以获得的我国古生界(包括元古宇)海相低成熟烃源岩为基础,按下古生界(包括元古宇)、上古生界泥岩、上古生界含煤沉积(不包括煤)三大类源岩求取有机碳含量(TOC)与原始生烃潜力(P_g)之间的回归关系方程,其中:

下古生界: $P_g=5.63\times\text{TOC}-2.37$

上古生界: $P_g=4.67\times\text{TOC}-3.33$

上古生界(煤系): $P_g=2.86\times\text{TOC}-1.13$

由烃源岩的有机碳含量与上述方程,即可定量地计算高、过成熟烃源岩的原始生烃潜力。该方法

虽然不能十分精确地计算烃源岩的真正原始生烃潜力,但基本上可以满足一般生产性的烃源岩评价。根据烃源岩的有机碳含量与残余生烃量,可计算其生成与排出油气的数量,再结合烃源岩的分布体积,即可评估沉积盆地生成与排出油气的总量。

4 结论

(1)中国古生界低成熟海相泥岩/页岩、碳酸盐岩有机碳含量与热解生烃潜力之间存在着良好的线性关系,但不同时代或不同类型烃源岩之间存在明显差异。当有机碳含量低于 1.0% 时,相同有机碳含量的不同时代或不同类型烃源岩的热解生烃潜力差异不明显,有机碳含量大于 1.0% 以后生烃潜力的差异逐渐增大,有机碳含量越高差异越大。碳酸盐岩作为有效烃源岩的有机质丰度下限与泥岩基本一致,其有机碳含量必须大于 0.5%。

(2)按照国际通行的未成熟—低成熟烃源岩热解生烃潜力评价等级标准,我国下古生界海相泥岩/页岩达到中等生烃潜力烃源岩,其有机碳含量基本上在 0.75% 以上,好烃源岩的有机碳含量基本上需大于 1.5%,很好烃源岩的有机碳含量大于 2%,有机碳含量大于 4% 的属于极好的烃源岩。上古生界海相烃源岩由于陆源高等植物输入相对较多,各级别烃源岩的有机碳含量要高于一般下古生界烃源岩,尤其是含煤沉积体系。

(3)中国古生界海相烃源岩有机质类型基本上为 II₁ 型与 II₂ 型,由热演化生烃导致的有机碳含量变化不明显。按照目前有机碳含量,应用低成熟古生界海相泥岩、碳酸盐岩有机碳含量与热解生烃潜力之间的线性关系方程,可以计算高、过成熟阶段烃源岩原始生烃潜力(P_g),其下古生界泥岩为 $P_g = 5.63 \times \text{TOC} - 2.37$; 上古生界为 $P_g = 4.67 \times \text{TOC} - 3.33$; 上古生界含煤沉积体系为 $P_g = 2.86 \times \text{TOC} - 1.13$ 。由上述线性方程计算高、过成熟海相烃源岩的原始生烃潜力可以满足一般生产性烃源岩评价要求。

致谢: 中国石油天然气股份有限公司科技管理部、西南油气田公司、塔里木油田公司、长庆油田公司、中国石油化工股份有限公司科技管理部、南方勘探开发公司、江苏油田公司、华东石油局等有关领导和专家对本文依托项目的完成提供了大力帮助,在此一并致以诚挚的感谢!

参 考 文 献

陈安定. 1996. 陕甘宁盆地奥陶系源岩及碳酸盐岩生烃的有关问题讨

论. 沉积学报, 14 (增刊): 90~99.

陈安定. 2005. 海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论. 石油勘探与开发, 32(2): 23~25.

陈建平, 赵文智, 王招明, 肖中尧, 张水昌, 邓春萍, 孙永革. 2007. 海相干酪根天然气生成成熟度上限与极限生气潜力探讨. 科学通报, 52(增刊 I): 95~100.

陈践发, 张水昌, 鲍志东, 孙省利, 吴庆余. 2006a. 海相优质烃源岩发育的主要影响因素及沉积环境. 海相油气地质, 11(3): 49~54.

陈践发, 张水昌, 孙省利, 吴庆余. 2006b. 海相碳酸盐岩优质烃源岩发育的主要影响因素. 地质学报, 80(3): 467~472.

陈丕济. 1985. 碳酸盐岩生油地球化学中的几个问题. 石油实验地质, 7(1): 3~12.

程克明, 王兆云, 钟宁宁, 郝石生, 汪本善, 张爱云. 1996. 碳酸盐岩油气生成理论与实践. 北京: 石油工业出版社.

傅家谟. 1982. 碳酸盐岩有机质演化特征与油气评价. 石油学报, (1): 1~8.

傅家谟. 1989. 碳酸盐岩有机地球化学. 北京: 科学出版社, 1~50.

傅家谟, 史继扬. 1977. 石油演化理论与实践——石油演化的实践模型和石油演化的实践意义. 地球化学, 6(2): 87~104.

傅家谟, 贾春芬. 1984. 碳酸岩分散有机质的基本存在形式、演化特征与碳酸岩地层油气评价. 地球化学, 13(1): 1~9.

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): 67~70.

李晋超, 马永生, 张大江, 周坤, 黄第藩, 张水昌, 程克明, 徐志川, 李小地. 1998. 中国海相油气勘探若干重大科学问题. 石油勘探与开发, 25(5): 1~2.

梁狄刚, 张水昌, 张宝明, 等. 2000. 从塔里木盆地看中国海相生油问题. 地学前缘, 7(4): 534~547.

梁狄刚, 郭彤彬, 陈建平, 边立曾, 赵喆. 2008. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一), 南方四套区域性海相烃源岩的分布. 海相油气地质, 13(2): 1~16.

梁狄刚, 郭彤彬, 陈建平, 边立曾, 赵喆. 2009a. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(二), 南方四套区域性海相烃源岩的地球化学特征. 海相油气地质, 14(1): 1~15.

梁狄刚, 郭彤彬, 陈建平, 边立曾, 赵喆. 2009b. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三), 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素. 海相油气地质, 14(2): 1~19.

刘宝泉. 1985. 华北地区中上元古界、下古生界碳酸盐岩有机质成熟度与找油远景. 地球化学, 14(2): 150~162.

刘光鼎, 杨长春, 王清晨. 2011. 有利于海相烃源岩形成的物理作用. 地质科学, 46(1): 1~4.

马春生, 许化政, 宫长红, 孙联中. 2011. 鄂尔多斯盆地中央隆起带奥陶系风化壳古油藏与靖边大气田关系. 天然气地球科学, 22(2): 280~286.

马力, 陈焕江, 甘克文, 徐克定, 许校松, 吴根耀, 叶周, 梁兴, 吴少华, 邱蕴玉, 章平澜, 葛瓦瓦. 2004. 中国南方大地构造和海相油气. 北京: 地质出版社, 1~867.

马永生. 2006. 中国海相油气勘探. 北京: 地质出版社, 1~530.

宁宁, 陈孟晋, 孙粉锦, 许化政. 2007. 鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳古油藏的确定及其意义. 石油与天然气地质, 28(2): 280~286.

彭平安, 刘大永, 秦艳, 于赤灵, 张善文, 隋凤贵, 李钜源. 2008. 海相碳酸盐岩烃源岩评价的有机碳下限问题. 地球化学, 37(4): 415~

- 422.
- 秦建中,刘宝泉,国建英,刘井旺,于国营,郭树芝. 2004. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准. 石油地质实验, 26(3): 281~286.
- 秦建中,腾格尔,付小东. 2009. 海相优质烃源层评价与形成条件研究. 石油实验地质, 31(4): 366~372.
- 秦建中,陶国亮,腾格尔,边立曾,谢小敏,付小东. 2010a. 南海相优质页岩的成烃生物研究. 石油实验地质, 32(3): 262~269.
- 秦建中,申宝剑,付小东,陶国亮,腾格尔. 2010b. 中国南海相优质烃源岩超显微有机岩石学与生排烃潜力. 石油与天然气地质, 31(6): 826~837.
- 饶丹,章平澜,邱蕴玉. 2003. 有效烃源岩下限初探. 石油实验地质, 25(增刊): 578~581.
- 腾格尔. 2011. 中国海相烃源岩研究进展及面临的挑战. 天然气工业, 31(1): 20~25.
- 王兰生,李子荣,谢姚祥,陈盛吉,邹春燕,张鉴,谢邦华,万茂霞. 2003. 川西南地区二叠系碳酸盐岩生烃下限研究. 天然气地球科学, 14(1): 39~46.
- 王一刚,应文初,洪海涛,夏茂龙,张静,宋蜀筠,刘划一. 2006. 四川盆地及邻区上二叠统一下三叠统海槽的深水沉积特征. 石油与天然气地质, 27(5): 702~714.
- 王兆云,赵文智,王云鹏. 2004. 中国海相碳酸盐岩气源岩评价指标研究. 自然科学进展, 14(11): 1236~1243.
- 夏新宇. 2000. 碳酸盐岩生烃与长庆气田气源. 北京: 石油工业出版社.
- 许化政,王传刚. 2010. 海相烃源岩发育环境与岩石的沉积序列——以鄂尔多斯盆地为例. 石油学报, 31(1): 25~30.
- 殷鸿福,谢树成,颜佳新,胡超涌,黄俊华,腾格尔,鄧文昆,邱轩. 2011. 海相碳酸盐烃源岩评价的地球生物学方法. 中国科学, 41(7): 895~909.
- 张宝民,张水昌,边立曾,金之钧,王大锐. 2007. 浅析中国新元古一下古生界海相烃源岩发育模式. 科学通报, 52(增刊 I): 58~69.
- 张水昌,梁狄刚,张大江. 2002. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准. 石油勘探与开发, 29(2): 8~12.
- 张水昌,梁狄刚,张宝民,王飞宇,边立曾,赵孟军. 2004. 塔里木盆地海相油气的生成. 北京: 石油工业出版社.
- 张水昌,张宝民,边立曾,金之钧,王大锐,陈践发. 2007. 8 亿多年前由红藻堆积而成的下马岭组油页岩. 中国科学(D 辑), 37(5): 636~643.
- 赵政璋,李永铁,叶和飞,张昱文. 2000. 青藏高原海相烃源岩的油气生成. 北京: 科学出版社, 192~209.
- 钟宁宁,卢双舫,黄志龙,张有生,薛海涛. 2004a. 烃源岩 TOC 值变化与其生排烃效率关系的探讨. 沉积学报, 22(增刊): 73~78.
- 钟宁宁,卢双舫,黄志龙,张有生,薛海涛,潘长春. 2004b. 烃源岩生烃演化过程 TOC 值的演变及其控制因素. 中国科学, 34(增刊 I): 120~126.
- 周中毅,贾蓉芬. 1974. 碳酸盐岩生油岩的有机地球化学、岩石学特征. 地球化学, (4): 278~298.
- Allan J, Creaney S. 1991. Oil families of the Western Canada basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 39: 107~122.
- Baskin D K. 1997. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion. AAPG Bulletin, 81(9): 1437~1450.
- Creaney S, Allan J. 1990. Hydrocarbon generation and migration in the Western Canada sedimentary basin. In: Brooks J, ed. Classic Petroleum Provinces. Geological Society of London Special Publication 50, 189~202.
- Creaney S, Allan J, Cole K S, Fowler M G, Brooks P W, Osadetz K G, Macqueen R W, Snowdon L R, Reidiger C L. 1994. Petroleum generation and migration in the Western Canadian sedimentary basin. In: Mossop G D, Shetsen I, eds. Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin. Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, Calgary, 455~468.
- Fowler M G, Stasiuk L D, Hearn M, Obermajer M. 2001. Devonian hydrocarbon source rocks and their derived oils in the Western Canada sedimentary basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 49(1): 117~148.
- Fu Jiamo, Dai Yongding, Liu Dehan, Jia Rongfen. 1984. Distribution and origin of hydrocarbons in carbonate rocks (Precambrian to Triassic) in China. In: Palacas J G, ed. Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. AAPG Studies in Geology No 18, Tulsa, Oklahoma, 1~12.
- Gelman H M. 1962. Organic matter in limestones. Geochim. Cosmochim. Acta, 26: 885~897.
- Hunt J M. 1967. The origin of petroleum in carbonate rocks. In: Chilingar G V, Bissell J H, Fairbridge R W, eds. Carbonate Rocks—Physical and Chemical Aspects. Amsterdam: Elsevier, 225~251.
- Jarvie D M. 1991. Total organic carbon (TOC) analysis. In: Merrill R K, ed. Source Migration Processes and Evaluation Techniques. American Association of Petroleum Geologists, Treatise of Petroleum Geology Handbook of Petroleum Geology, 113~118.
- Klemme H D, Ulmishek G F. 1991. Effective petroleum source rocks of the World: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. AAPG Bulletin, 75(12), 1809~1851.
- Palacas J G. 1984. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks. AAPG Studies in Geology No 18, Tulsa, Oklahoma, 1~208.
- Peters K E. 1986. Guideline of evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 70(3): 318~329.
- Peters K E, Cassa M R. 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L B, Dow W G, eds. The Petroleum System—from Source to Trap. The American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60: 93~120.
- Ronov A B. 1958. Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to presence of petroleum). Translation in Geochemistry, 5: 510~536.
- Tissot B P, Welte D H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 1~699.

Evaluation Criterion and Methods of the Hydrocarbon Generation Potential for China's Paleozoic Marine Source Rocks

CHEN Jianping^{1, 2, 3)}, LIANG Digang^{1, 2, 3)}, ZHANG Shuichang^{1, 2, 3)},
DENG Chunping^{1, 2, 3)}, ZHAO Zhe²⁾, ZHANG Dijia^{1, 2, 3)}

1) *State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing, 100083;*

2) *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing, 100083;*

3) *Key Laboratory of Petroleum Geochemistry, CNPC, Beijing, 100083*

Abstract

The evaluation of the hydrocarbon generation potential for the Proterozoic—Paleozoic marine source rocks with the highly maturity to over-maturity in China's marine sediment basins has long been disputed, and there have been no applicable evaluation criteria and methods. The geochemical analyses for low-mature Proterozoic—Paleozoic marine mudstone/shale and carbonatic rock reveal that there are distinctive linear relations between the total organic carbon content (TOC) and generation potential of different types of immature or low-mature Proterozoic—Paleozoic marine source rocks. Judged from hydrocarbon potential of rock pyrolysis, there are no big differences of the lowest TOC threshold (TOC must be greater than 0.5%) for the mudstone/shale and marine carbonate, both of which are regarded as effective potential source rocks. The source rock with TOC value less than 0.75% is poor of hydrocarbon potential for the Proterozoic to the Lower Paleozoic marine source rocks, and TOC 0.75%~1.5%, fair; 1.5%~2.0%, good; 2%~4%, very good; >4%, excellent. The TOC limit of each level for the Upper Paleozoic shale is slightly higher than that of the Lower Paleozoic shale. The initial potential of source rocks with highly or over-maturity in China's Proterozoic—Paleozoic marine sediment basins can be calculated by its TOC and the equations obtained from the immature or low-mature marine source rocks.

Key words: marine source rock; evaluation criteria and method; Paleozoic; organic carbon; generation potential