

文章编号: 1000-0550(2000)01-0146-05

低丰度高演化海相碳酸盐烃源岩 有机质原生性研究^①

李延钧¹ 陈义才¹ 徐志明¹ 吕强² 石晓英² 左智峰²

1(西南石油学院 四川南充 637001) 2(长庆石油勘探局 西安 710021)

摘要 碳酸盐烃源岩有机质原生性直接影响到其生烃能力的客观评价, 特别对于低丰度高演化海相碳酸盐烃源岩生烃能力评价的影响尤为严重。文章阐述了碳酸盐岩的普遍存在运移沥青, 以及识别烃源岩有机质原生性的各种方法, 并以鄂尔多斯盆地古生界为例, 建立了一套适合于低丰度高演化海相碳酸盐烃源岩有机质原生性识别的有效方法。

关键词 海相碳酸盐烃源岩 有机质原生性 有效烃源岩 运移沥青 岩石热解

第一作者简介 李延钧 男 1966年出生 讲师 油气应用地球化学与地质学

中图分类号 P593 **文献标识码** A

1 原生烃源岩识别的重要性

碳酸盐岩既可作生油层, 又可作为储集层, 也就是说碳酸盐岩具有生油层和储集层双重特征。实际上作为生油层和储集层的碳酸盐岩形成于不同的沉积相带, 生油层一般发育于低能环境, 它们的泥质含量较重, 而作为储集层的碳酸盐岩常发育于潮坪的高能环境, 此外后期的风化、淋滤、改造及构造作用也可使碳酸盐岩成为储集层, 尤其是构造裂缝或微裂缝常成为油气运移通道或重质油(包括各类沥青)滞留空间。因此, 碳酸盐岩易被外来沥青或自身早期残留沥青所充填, 这种现象在高、过成熟碳酸盐烃源岩中尤为普遍。四川盆地碳酸盐岩研究结果来看, 碳酸盐岩被污染, 即外来沥青的充填非常严重, 如四川盆地川中中、下三叠统碳酸盐岩大部分受到外来油气污染, 只在潼6井找到一块未被外来沥青充填的嘉陵江组样品, 它与同一地区雷口坡、嘉陵江组受污染样品明显不同, 表现在: ①未被污染样品镜下发现有机质是星点状均匀分布, 而污染样品有机质沿裂缝或裂隙分布, 为次生沥青所充填; ②生标物与污染样品明显不同, 污染样品与实际的沥青来源一上二叠统源岩相似。

塔里木盆地塔中、塔北地区主力油气来源于下古生界, 由于构造运动的作用, 而具有多期多源叠加

的特点^[1], 致使碳酸盐烃源岩有机质原生性受到影响, 给下古生界油气源进一步细分及生烃能力的评价带来了困难。

对于鄂尔多斯盆地古生界低丰度碳酸盐烃源岩而言, 有机质原生性的识别尤为重要。碳酸盐岩演化程度一般达到高、过成熟阶段, 油气经历了长时期的演化过程; 风化溶蚀、溶孔带(如风化壳)及岩石裂隙的普遍存在; 沉积的碳酸盐岩层厚度大, 重质沥青或油不易排出; 高、过熟天然气沿膨胀裂隙向上运移过程中, 携入大量外来沥青(运移沥青)并滞留于途中; 下古生界碳酸盐烃源岩有机质丰度低, 稍有污染会给丰度、类型、成熟度等参数带来较大的偏差, 从而使生烃能力的评价以及资源量估算的可靠性降低。

由于运移沥青的出现, 给碳酸盐烃源岩有机质生烃能力评价带来三方面的影响:

(1)有机质含量偏高, 如四川盆地川中磨溪气田雷口坡组碳酸盐岩, 凡是有机质丰度高($C_{org} > 0.2\%$)的样品, 镜下发现有裂缝存在, 并被外来沥青充填, 所以这种高值是一种假象。又见表1所列, 鄂尔多斯盆地两口井原生性识别前后残余有机碳含量相差较大, 而未识别前的统计值与之相比偏高许多, 最大差值可达0.099%, 对于本身丰度低的高演化碳酸盐岩而言, 这样的误差对其生烃能力的评价的

① “九五”国家重点科技攻关二级专题(96-110-04-04-02)成果之一

表 1 烃源岩原生性识别前后残余有机碳含量(%)数据统计比较表

Table 1 The data comparison of COT before and behind the indigenous characteristics of Organic matter

| 井号 | 富探 1 | | 召探 1 | |
|------|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| | 寒武系 | 马五段 | 马三段 | 马四段 |
| 岩性 | 白云岩 | 白云岩 | 白云岩 | 灰岩 |
| 识别前 | $\frac{(0.14 \sim 0.37)}{0.236(5)}$ | $\frac{(0.12 \sim 0.65)}{0.289(10)}$ | $\frac{(0.10 \sim 0.41)}{0.193(4)}$ | $\frac{(0.16 \sim 0.45)}{0.277(3)}$ |
| 识别后 | $\frac{(0.14 \sim 0.23)}{0.17(3)}$ | $\frac{(0.12 \sim 0.25)}{0.19(5)}$ | $\frac{(0.10 \sim 0.16)}{0.18(3)}$ | $\frac{(0.16 \sim 0.22)}{0.19(2)}$ |
| 前后差值 | 0.066 | 0.099 | 0.013 | 0.087 |

注: (最小值~最大值)/平均值(样品数)

影响显然不容忽视。

(2)影响成熟度的确定与评价,如塔里木盆地上古生界的成熟度,不同研究者确定的结果相差悬殊。又如川中磨 30 井雷口坡组碳酸盐岩 R_o (沥青反射率转换)出现两组不同的数据,平均值分别为 1.45% 和 1.70%,后者高于该地层的实际演化程度($R_o=1.40\%$ 左右),而与该区上二叠统烃源岩成熟度一致,说明后一组沥青不是原生的。

(3)此外,对有机质的类型和性质的判断也有影响。

因此,识别碳酸盐烃源岩有机质的原生性是一切工作的基础和前提,对低丰度高演化海相碳酸盐烃源岩有机质的生烃能力的评价至关重要。

2 原生烃源岩识别方法

2.1 方法概述

Peter 和 Moldovan^[2]根据前人的研究,总结出四种源岩原生性的判识方法:①有机质的转化率和产率与干酪根成熟度是否一致;②抽提物与干酪根成熟度(CPI 和 R_o)是否一致;③抽提物与干酪根同位素是否匹配;④抽提物生标物与干酪根热解产生的生标物是否相似。“八·五”期间我们又针对高熟烃源岩的特点,利用薄片镜下观察与同一地区同一层位源岩抽提物生标物横向对比的方法,识别碳酸盐烃源岩有机质的原生性,应用效果较好。纵观以上各种方法,都是从理论上研究烃源岩的原生性,而对于一个盆地或区带的生烃评价,需要大量的原始地化分析数据,不可能每个样品都进行原生性研究。而且,对于演化程度十分高的海相碳酸盐岩分布区,多已达到过熟阶段,沥青存在形式趋于固化(如碳化沥青颗粒),难以在镜下观察其成因。鉴于此,我们

从岩性资料及最常用的原始热解数据入手,根据热解原理及成烃理论建立一套低丰度碳酸盐烃源岩有机质原生性识别简便而实用的方法。

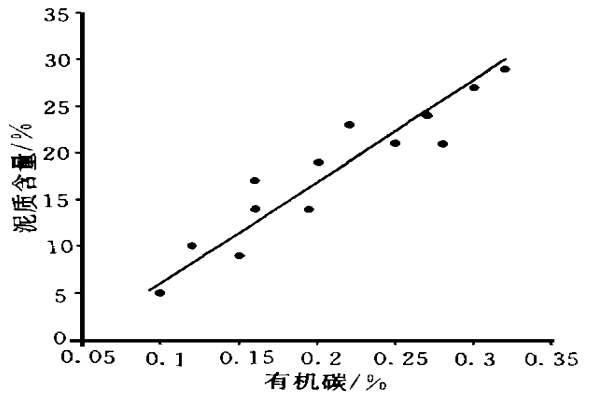


图 1 鄂 7 井奥陶系碳酸盐岩有机碳与泥质含量相关图
Fig. 1 Relationship between the organic carbon and mud content in Ordovician carbonate rock of E 7 well

2.2 原生性识别方法

2.2.1 岩性识别

低能环境常发育碳酸盐烃源岩,由于水体相对安静,岩性细腻致密,泥质含量高,颜色相对较暗^[3],有机质相对富集,以泥晶、微晶等细粒碳酸盐岩或含泥、泥质碳酸盐岩(包括泥灰岩)为主。有机质多呈星点状均匀分布于碳酸盐岩颗粒间基质中,其中的泥质部分吸附有机质能力相对较强,因此泥质含量高的碳酸盐岩有机质丰度也高,如鄂尔多斯盆地鄂 7 井奥陶系碳酸盐岩有机碳含量与泥质含量成正比关系(见图 1)。高能环境由于水体动荡,不利于有机质的富集,岩石颗粒粗,孔隙发育,泥质含量低,较为纯净,颜色相对较浅,多以粗粒碳酸盐岩为主,如粗晶、鲕状、角砾状等碳酸盐岩,这一类碳酸

盐岩可作为储层, 为非烃源岩, 对其地化分析数据应剔除。此外, 明确了存在裂缝或裂隙的碳酸盐岩即使属于烃源岩, 但其地化分析数据不具原生性, 也应剔除掉。事实上, 所谓原生性识别包括两方面的含义: 一是烃源岩有机质的原生性识别, 便于生油层与储集层之分, 进而确定真正有效烃源层; 二是地化参数及原始生油资料的原生性识别, 以便选取真正代表烃源岩地球化学特征的原始数据及参数。

2.2.2 热解数据判断法

(1) 热解参数及其意义

法国石油研究院 Espitalie、Tissot 等人设计了 Rock-Eval 生油岩评价仪, 可以快速热解生油岩, 测定其中的有机质受热挥发和降解的烃类, 以及有机二氧化碳量, 用以判断生油岩的产油潜力和有机质类型, 并以热解烃峰的峰顶温度 T_{max} 来判断生油岩的成熟度。目前的仪器还可测得有机碳含量, 并可计算出多项地化参数, 用于生油岩快速评价。

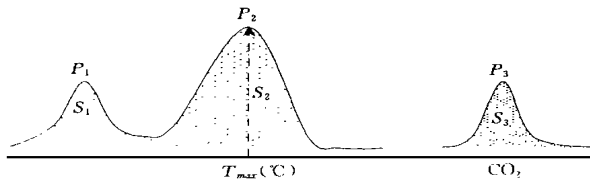


图2 快速热解结果示意图

Fig. 2 The result diagram of Rock-Eval

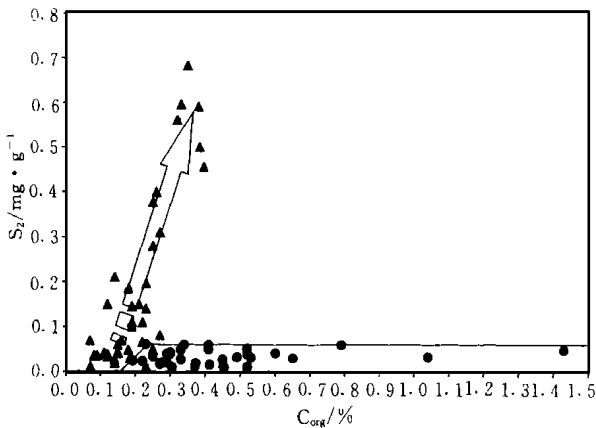


图3 岩石热解烃 S_2 与有机碳含量关系图

Fig. 3 Relationship between pyrolysed hydrocarbon S_2 and organic carbon content in source rock

热解温度在 300°C 及 $300\sim 500^{\circ}\text{C}$ 间分别可获得可溶烃峰 (P_1) 和热解峰 (P_2), 热解后由热导鉴定器可检测在 400°C 前收集的有机质残余碳燃烧成的 CO_2 峰 (P_3) (见图 2), 它们的峰面积分别代表 S_1 、

S_2 和 S_3 量:

S_1 —岩石中可溶烃含量 (mg 烃/ g 岩石或 kg 烃/ t 岩石), 表示现有烃的潜力;

S_2 —干酪根热解烃量 (mg 烃/ g 岩石或 kg 烃/ t 岩石), 为剩余的生成潜力;

S_3 —岩石有机质热解产生的 CO_2 量 (mgCO_2/g 岩石), 表示岩石中有机物的含氧量。

(2) 热解数据判断法

根据热解原理及其参数意义, 以鄂尔多斯盆地为例, 对大量的热解原始数据观察和分析, 发现其中有一部分数据出现异常情况, 即热解烃 S_2 (残余生烃潜力) 与残余有机碳含量不存在相关关系, 即使有机碳含量高达 0.5% 以上, 热解烃量 S_2 仍十分低, 均不大于 0.10 mg 烃/ g 岩石, 大多数分布在 0.05 mg 烃/ g 岩石以下, 如图 3 所示。而在这些异常点附近所取的数据却与之不同, 其热解烃量 S_2 与残余有机碳含量存在着一定的关系, 随有机碳含量的增大, 热解烃量 S_2 也相应增加, 分布于另一区域带内。这些异常点我们认为外来沥青充填或固化 (碳化) 沥青残留, 导致有机碳含量偏高, 而热解烃量却十分低, 为非原生烃源岩的典型特征。

实际上, 统计这些异常点的岩性发现: 其中鲕状云岩和角砾状云岩占到近 50% , 没有详细岩性描述的云岩、灰质云岩及灰岩分别占到 31% 、 9% 和 13% , 而其它泥质岩类等却未发现 (见图 4), 说明异常点的原始样品的确为储层部位, 且充填有运移沥青。表明从原始热解数据上可以直接判断碳酸盐烃源岩有机质的原生性, 从而可以有选择的取舍地化分析数据。

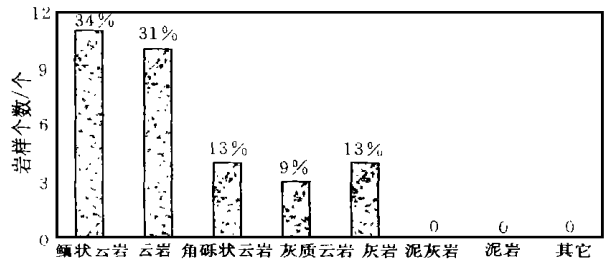


图4 热解参数异常样品岩石类型分布图

Fig. 4 The rock-type distribution of the sample with abnormal pyrolyses parameter

因此, 我们可以岩性—热解原始数据相结合判断烃源岩有机质及其地化参数的原生性。即先将低能环境下沉积的暗色泥晶、微晶、泥质、含泥碳酸盐

岩作为烃源岩为以识别,然后剔除热解烃量与残余有机碳含量无线性关系的样品,进而筛选出有效烃源岩,从而识别这些样品所含有有机质的原生性。尽管该方法会受到有机质类型的影响,但在广覆型海相碳酸盐岩的具体条件下,其实际应用效果较好。

此外,由于运移沥青的影响,也往往导致热解峰(S_2)的前移,热解峰温 T_{max} 偏低,以至高演化碳酸盐烃源岩 $T_{max} < 435^\circ\text{C}$ (生烃门限)的异常情况。因此,热解峰温 T_{max} 异常偏低也是原生性烃源岩判断的一个方面。

3 结论与建议

(1)在低丰度海相碳酸盐烃源岩生烃能力评价中,有机质的原生性识别十分重要,它是碳酸盐岩烃源岩一切地化研究工作的基础和前提。

(2)碳酸盐岩原生性烃源岩识别包括两方面的含义:一是烃源岩有机质的原生性识别,确定有效烃源层;二是原始地化数据的原生性识别,以便选取真

正代表烃源岩地化特征的地化参数。

(3)岩性—热解原始数据相结合判断烃源岩有机质及其地化参数的原生性方法在广覆型海相碳酸盐岩分布区的应用效果较好,对于我国低丰度高演化海相碳酸盐岩较为适用,有利于客观评价这些碳酸盐岩烃源岩的生烃能力。

(4)由于碳酸盐岩中运移或滞留沥青的普遍存在,烃源岩样品的选择和原始地化数据的应用应十分谨慎,只有首先进行烃源岩原生性识别,才可保证碳酸盐岩有机地球化学研究结果的准确性。

参 考 文 献

- 1 李延钧.塔中地区油气源及成藏时期研究[J].石油勘探与开发,1998,25(1):11~14
- 2 Peters K E, Moldovan J M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular fossils in Petroleum and ancient sediments[M]. New Jersey, Prentice Hall, Inc. 1993. 190~210
- 3 Palacas J G. 主编,周坊等译,碳酸盐岩地球化学及生烃潜力[M].北京:石油工业出版社,1990.17~25

The Study on Indigenous Characteristics of Organic Matter in Marine Carbonate Hydrocarbon Source Rock with Low Abundance and High Evolution

LI Yan-jun¹ CHEN Yi-cai¹ XU Zhi-ming¹
LU Qiang² SHI Xiao-yin² ZUO Zhi-feng²

1(Southwest Petroleum Institute Nanchong Sichuan 637001) 2(Changqing Petroleum Administration Bureau Xi'an 745000)

Abstract

The indigenous characteristics of organic matter in carbonate hydrocarbon source rock directly influences the precise evaluation of its hydrocarbon generation capability especially on marine carbonate rock with low organic matter abundance and high thermal evolution. The paper discusses that migration bitumen distribute widely in carbonate hydrocarbon source rock, meanwhile, all methods to distinguish primary or secondary organic matter in rocks are introduced in this paper. Finally, a series of measures to determine indigenous characteristics of organic matter carbonate source rock are proposed on the basis of the analyses of carbonate source rock of Lower Paleozoic in Ordos Basin.

The so-called recognition of indigenous characteristics of hydrocarbon sources rock deals with two aspects: the first is the recognition of indigenous characteristics of organic matter so as to distinguish sources rock and reservoir and then determine the effective sources rock. The second is the recognition of indigenous characteristics of geochemical parameters and firsthand information so as to choose them which could really reflect the characteristics of sources rock.

The carbonate rock has the dual properties of source rock and reservoir, and the later alteration and tectonic action could make it become reservoir, especially the tectoclass or microcracks usually being the migration route or the detained space of bitumen, this phenomenon is widely distributed in the high-over mature car-

bonate source rock, such as Sichuan Basin, Tarim Basin and Eerduosi Basin. The existence of migration bitumen will result in three kinds of influence on the evaluation of capability of hydrocarbons generation of organic matter in carbonate rock: First, the content of organic matter tends to be high. Second, maturation of organic matter is difficult to be determined and evaluated. In addition, it is difficult to determine the type and quality of organic matter. Therefore, the recognition of indigenous characteristics of organic matter in carbonate rock is the basis and prerequisite of all the geochemical research.

On the whole, all the existed methods studying the indigenous characteristics of source rock lay particular emphasis on theory. Hence, this paper begins with rock type information as well as common used the pyrolysis data. Based on the pyrolysis principle and hydrocarbon generation theory, this paper established a series of measures that simply and practically determine the indigenous characteristics of organic matter in the carbonate source rock

1. Recognition of rock type: The carbonate source rocks usually exist in low energy environment. Due to water body being relatively quite, the rock is fine and close, mud content is high, colour is relatively dark and the rock is relatively rich in organic matter. For the water body is turbulent, the rock grain is coarse, mud content is low, the rock is relatively poor in organic matter, and the rock type is dominated by coarse-grain carbonate rock. This kind of carbonate rock could be used as reservoir but non-source rock, whose geochemical analytical data should be removed.

2. Rock pyrolysis parameter: On the basis of pyrolysis principle and parameter, taking Ordos Basin as an example, the authors observe and measure a great deal of pyrolysis data. It is discovered that the abnormal samples whose pyrolysed hydrocarbons S_2 is not proportional with the content of organic carbon resulted from filled migration bitumen and solid bitumen. They leads to high content of organic carbon and very low pyrolysed hydrocarbons S_2 , which is typical features of non-indigenous source rock.

Thus we could appraise the indigenous characteristics of organic matter in source rock and geochemical parameters by the means of combining rock type with primary pyrolysis data. Though this method might be affected by organic matter type, its practical effect is good in these areas widely covered by marine carbonate rock.

Key words marine carbonate source rock indigenous characteristics of organic matter effective hydrocarbon source rock migration bitumen rock pyrolysis