

文章编号: 1001- 6112(2002) 05- 0427- 04

过成熟碳酸盐烃源岩有机碳含量下限值探讨

——以鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组为例

陈义才¹, 沈忠民¹, 李延军², 郭秀英², 吕 强³, 张 军³, 石晓英³

(1. 成都理工大学, 四川 成都 610059; 2. 西南石油学院, 四川 南充 637000;

3. 长庆石油勘探局 陕西 西安 710001)

摘要: 过成熟阶段碳酸盐生油岩中烃类产物的相态已由油相演化到湿气、干气相。过成熟阶段碳酸盐岩作为气源岩时, 其有机碳含量下限值不仅决定于本身的吸附烃量、有机质类型和热演化程度, 而且排烃机理和排烃条件对它也有一定的影响。该文以鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组过成熟碳酸盐岩为例, 首先通过罐装岩屑酸解烃法、残余气饱和度和全烃地化分析法对吸附气态烃进行定量分析, 估算出有机碳含量下限值为 0.03%~0.06%, 然后结合不同排烃机理对有机碳含量下限值作进一步的探讨。

关键词: 下限值; 有机碳; 烃源岩; 碳酸盐岩; 过成熟; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE135

文献标识码: A

生油层中有机质的生烃量只有满足了生油层自身的吸附而向外排烃时, 才能为油气运移、聚集提供物质基础, 生油层中的生烃量与有机质丰度、热演化程度、母质类型有关。对于已成熟的生油层而言, 有机碳含量是评价生油岩生烃能力的主要指标之一, 因此, 有机碳含量下限值不仅是划分生油岩与非生油岩的重要指标, 而且对油气资源评价以及勘探目标的选择都有重要影响。目前国内外学者对泥岩类烃源岩有机碳含量下限值的认识较为统一, 一般以 0.4%~0.5% 作为下限值^[1], 碳酸盐岩的有机碳含量下限值则分歧较大。国外学者对未成熟—成熟碳酸盐烃源岩有机碳含量下限值的研究结果为 0.2%~0.4%^[2]。国内对高一过成熟碳酸盐岩做了大量研究, 陈丕济等^[3]结合国外研究结果, 建议采用 0.1%~0.2% 作为高一过成熟碳酸盐烃源岩的有机碳含量下限值。郝石生、高岗等^[4]应用数学模型计算塔里木等盆地下古生界过成熟碳酸盐烃源岩的有机碳含量下限值为 0.043%。

碳酸盐生油岩的有机质类型相对单一, 主要为 iv 型和 ㊟ 型。从低成熟到过成熟阶段, 一方面由于成熟度的升高, 烃类的不断生成和排出使有机碳含量逐渐降低; 另一方面当烃类相态由油相转为气相时将导致不同的排烃机理。因此, 碳酸盐生油岩

在过成熟阶段作为气源岩的有机碳含量下限值必然低于它作为油源岩的下限值, 而且不能简单地根据有机质热演化规律从油源岩的下限值外推到过成熟阶段。本文以鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组过成熟碳酸盐岩为研究对象, 从气态烃吸附量、排烃机理等方面, 探讨过成熟碳酸盐气源岩的有机碳含量下限值。

1 烃源岩吸附烃量及有机碳含量下限值

烃源岩有机碳含量下限值, 是指单位重量烃源岩中有机质生烃量等于岩石的饱和吸附烃量时的有机碳量。生油岩吸附烃量愈多, 排烃难度就愈大, 有机碳含量下限值就愈高。因此, 生油岩的吸附烃量是确定烃源岩有机碳含量下限值的重要参数。

1.1 过成熟碳酸盐岩的吸附烃量

碳酸盐生油岩在成熟和高成熟阶段早期的烃类产物主要为油相, 通过岩石抽提和热解等实验分析可以较准确测得吸附烃量; 在过成熟阶段, 吸附烃组成主要为气态烃, 采用岩石抽提和热解分析测得的吸附烃量的误差较大。目前实验室内虽然可以直接测定碳酸盐岩的吸附烃量^[5], 但实验条件与实际地

收稿日期: 2001- 06- 05; 修订日期: 2002- 07- 29.

基金项目: “九五”国家重点科技攻关项目二级专题(96- 110- 04- 04- 02).

作者简介: 陈义才(1963—), 男(汉族), 四川彭州人, 博士生、讲师, 主要从事油气藏形成与分布规律的研究工作。

层的情况还存在较大的差距。鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组除盆地西缘等局部地区处于成熟和高成熟阶段外,其余大部分地区均为过成熟阶段^[6]。该区奥陶系生油岩中吸附烃除了少量液态烃、沥青“*A*”和沥青“*C*”外,主要是气态烃。本文通过多种方法来分析计算过成熟阶段碳酸盐岩中气态烃的吸附量。

1.1.1 罐装岩屑酸解烃法

碳酸盐岩中气态烃吸附有两种形式:一是岩石矿物表面的吸附烃及地层水中的溶解烃气;其二是矿物结构、晶格中包裹的气态烃。前者暴露于地表后由于温度、压力降低而释放出来,可用罐装岩屑录井气代替;后者在一般情况下不易散失,目前大多数是通过岩屑酸解后再收集,称为酸解烃气。根据陕甘宁盆地奥陶系碳酸盐岩 98 个岩屑罐装样品(已摒弃受气层影响的样品)和 9 个样品的酸解烃气的分析结果,每吨岩石的吸附烃气量平均约 161L,酸解烃气量平均为 50L,即每吨生油岩平均吸附烃总量为 211L。

1.1.2 残余气饱和度法

根据多孔介质中多相渗流原理,碳酸盐烃源岩的气态烃在排烃过程中不仅要受到岩石矿物表面吸附、晶格包裹,而且还要受到烃源岩的毛细管束缚。只有当气态烃饱和度大于烃源岩残余气饱和度时,才能产生气相初次运移。岩石的残余气饱和度从宏观上综合反映了岩石吸附气态烃的能力,残余气饱和度越高,吸附能力就越大。因此,可根据烃源岩残余气饱和度来计算每吨岩石的吸附气量:

$$Q_g = 0.1 \cdot \phi \cdot S_{rg} \cdot B_g / R_c \quad (1)$$

式中: Q_g 为标准状态下烃源岩吸附气量, L/t;

ϕ 为烃源岩孔隙度, %;

S_{rg} 为烃源岩残余气饱和度, %;

B_g 为标准状态下气体的体积系数, m^3/m^3 ;

R_c 为烃源岩密度,取 $2.5t/m^3$ 。

计算过程中,根据盆地内 8 口井近 100 个奥陶系碳酸盐烃源岩的岩心物性分析结果,孔隙度在 0.3%~2.4% 之间,取 1.5% 作为烃源岩孔隙度平均值。由于碳酸盐烃源岩的岩心物性条件较差,目前的渗流实验尚难以直接测定其残余气饱和度,根据盆地内中部气田奥陶系马家沟组储层 11 个样品(孔隙度为 7%~9%)的气-水两相渗流实验分析结果,残余气饱和度在 23.65%~31.01% 之间,烃源岩排烃过程中的残余气饱和度可能相对较高,因

此暂时分别取为 15%、20%、25%、30% 和 40%。考虑到奥陶系烃源岩进入过成熟阶段的埋藏深度,分别计算了 3 000~5 000m(地温梯度取 $3^\circ C/100m$,压力系数取 1.0)条件下的吸附气量(表 1)。由表 1 可见,随着烃源岩埋深增加和残余气饱和度升高,吸附气量逐渐增加,当烃源岩埋深在 3 000~5 000m,残余气饱和度为 15%~40% 时,每吨烃源岩的吸附气态烃量在 209.6~816.2L(标准状态)之间。

1.1.3 全烃地化分析法

全烃地化方法是在分析碳酸盐烃源岩中沥青“*A*”、沥青“*C*”的基础上,进一步分析岩石中吸附的气态烃,即应用岩石轻烃分析装置分析烃源岩中吸附轻的组成,并采用正庚烷(比重 $0.6837g/L$)标定法测定各组分在岩石中的含量。岩石吸附轻烃组成包括 C_1-C_{12} ,但是其中甲烷-丁烷含量受取样、分析条件影响,损失较大。作者根据已知的不同热演化气藏天然气组成和岩石轻烃组成对比分析,对岩石吸附烃中甲烷-丁烷的含量进行相应的校正,得到吸附烃中气态烃、轻烃、沥青“*A*”和沥青“*C*”,即包括了 C_1-C_{40} 等各组分的吸附量(表 2)。

1.2 有机碳含量下限值的估算

根据烃源岩有机碳含量下限值的定义,对于已进入生烃门限的烃源岩而言,有机碳含量下限值与吸附烃量和产烃率的关系为:

$$C_{org} = \frac{(1000 \times Q_b + Q_g M / 22.4) \times (100 - D)}{10000 \times D \times K} \quad (2)$$

式中: C_{org} 为烃源岩有机碳含量下限值, %;

D 为烃源岩产烃率, %;

Q_b 为液态烃吸附量, kg/t;

Q_g 为气态烃吸附量, L/t;

M 为气态烃分子量,过成熟阶段干气分子量,取 17.06;

K 为烃类与有机碳的换算系数($K = 1.22$)。

表 1 不同埋深条件下残余气饱和度所对应的吸附气量

Table 1 Quantity of absorbed gas corresponding to residual gas saturation at different burial depths

$S_{rg}/\%$	$Q_g/(L/t)$				
	3 000m	3 500m	4 000m	4 500m	5 000m
15	209.55	234.45	258.15	279.6	311.7
20	279.75	313.05	344.55	373.35	415.65
25	349.2	390.75	430.05	466.2	519.45
30	418.95	468.9	516.15	559.2	623.25
40	559.65	626.1	689.1	746.85	816.15

表2 奥陶系马家沟组碳酸盐烃源岩的吸附烃量

Table 2 Quantity of absorbed hydrocarbons from carbonate source rocks of Ordovician Majiagou formation

样品	层位	岩性	R_o / %	气态烃 / (L/t)	岩石轻烃 / (kg/t)	沥青“A” / (kg/t)	沥青“C” / (kg/t)
水湾沟剖面	O_1m	灰质云岩	1.61	44.3	0.044	0.113	0.10
城川1井	O_1m	灰岩	1.9	80.1	0.040	0.036	0.044
鄂6井	O_1m	云岩	2.5	127.5	0.051	0.072	
甸探1井	O_1m	云岩	3.0	192.2	0.064	0.041	
宜探1井	O_1m	灰岩	3.4	124.3	0.041	0.02	

由公式(2)可见,有机碳含量下限值与吸附烃量呈正比关系,而与产烃率呈反比关系。鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组碳酸盐岩有机质类型以iv型为主,㉔型次之^[7]。根据郝石生、高岗等^[8]对YD碳酸盐岩样品的生烃演化规律的研究结果,在过成熟阶段的产烃率可达50%~70%,将鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩过成熟阶段的平均产烃率取为50%。通过公式(2)分别计算出罐装岩屑酸解烃法、残余气饱和度法、全烃地化法的三组有机碳含量下限值(表3)。

以上三种方法虽然都侧重于气源岩的气态烃吸附量,但由于方法不同,得到的吸附气量亦有差异。罐装岩屑酸解烃法、全烃地化法受实验分析条件的影响,得到的吸附烃量有一定的误差。残余气饱和度法测得的吸附烃量虽然与残余气饱和度参数的选取有直接关系,但能反映出烃源岩吸附的气态烃与埋藏深度的关系。在相同的残余气饱和度下,烃源岩埋深越大,吸附气量越多。因此,综合罐装岩屑酸解烃法、残余气饱和度法和全烃地化法的分析计算结果,奥陶系马家沟组在过成熟阶段的有机碳含量下限值在0.03%~0.06%之间。

2 排烃机理对下限值的影响

碳酸盐烃源岩由于胶结作用发育,固结成岩较早,压实作用的排烃机理受到不同程度的限制。在低成熟—成熟阶段,物理和化学压溶作用对排烃影响相对较大,随着烃源岩热演化程度升高,天然气不

表3 奥陶系马家沟组碳酸盐烃源岩有机碳含量下限值估算结果

Table 3 Estimated lower limit values of organic carbon content in carbonate source rocks of Ordovician Majiagou formation

指标	罐装岩屑酸解烃法	残余气饱和度法	全烃地化法
吸附烃量/(L/t)	211(平均)	139.7~554.1	88~297
产烃率/%	50	50	50
有机碳含量下限值/%	0.015	0.015~0.057	0.007~0.021

断生成,一方面天然气浓度梯度的形成必然引起分子扩散的排烃,另一方面,天然气生成的热膨胀作用将使孔隙流体压力升高而产生微裂缝排烃。因此,在高、过成熟阶段,扩散作用和微裂缝排烃将成为主要的排烃方式。

气态烃的扩散作用主要受浓度梯度的控制,微裂缝排烃则与孔隙流体压力和岩石破裂有关。根据扩散作用排烃机理,只要烃源岩与围岩的天然气浓度梯度存在,就会产生扩散排烃作用。从这方面来看,碳酸盐岩在过成熟阶段的有机碳含量下限值可能更低一些。但是考虑到储层中天然气浓度的影响,特别是碳酸盐岩中储层相对较薄时,储层中天然气浓度的相对升高将会阻碍源岩中天然气的扩散排烃。一般气藏的天然气饱和度可达60%~80%,气水同层的天然气饱和度在20%~50%,T. T. Schowater^[9]认为天然气在储层中二次运移的临界饱和度(即残余气饱和度)一般为10%。由此可见,过成熟阶段碳酸盐烃源岩中的含气饱和度高于10%~20%时才能有利于天然气的扩散排烃。另外,从微裂缝排烃机理来看,只有当天然气饱和度达到一定值时,才有利于气相热膨胀,从而产生微裂缝排烃。

根据公式(2),烃源岩的有机碳含量下限值取决于产烃率和岩石的吸附烃量。只从产烃率来看,假设碳酸盐烃源岩在成熟门限时有机碳含量下限在0.2%~0.4%,到过成熟阶段时产烃率增加到50%,有机碳相应降低到0.1%~0.2%,即热演化作用可以使有机碳含量下限值降低1半。在过成熟阶段,不仅碳酸盐生油岩吸附烃量将远低于成熟门限的吸附烃量,同时,扩散作用和微裂缝的产生也提高了气态烃的排烃能力,这样可能使有机碳含量下限值进一步降低4~5倍,达到0.03%~0.06%。

3 结论与认识

a) 随着热演化程度升高,碳酸盐生油岩在过成熟阶段作为气源岩时,由于产烃率的增加和烃类产

物性质从油相的液态烃向湿气与干气相的气态烃转变,其有机碳含量下限值必然低于它作为油源岩的下限值。

b) 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组碳酸盐岩过成熟阶段的吸附烃中不仅包括沥青“A”和沥青“C”,而且还有大量气态烃。目前虽然难以测量碳酸盐烃源岩在地层条件下的吸附烃量,但根据罐装岩屑—酸解烃法、全烃地化法分析结果和残余气饱和度法对不同埋藏深度温压条件下气态烃吸附量的模拟估算,马家沟组在过成熟阶段的有机碳含量下限值相对较低,在0.02%~0.04%之间。

c) 烃源岩有机碳含量下限值的高低是评价天然气资源前景的重要指标之一,但能否形成工业性天然气藏(田)尚与不同地区天然气的运移、聚集以及保存条件等有关。

参考文献:

[1] 蒂索 B P, 威尔特 D H. 石油形成与分布[M]. 北京: 石油工业

出版社, 1984. 339- 343.

- [2] 帕拉卡斯 J G. 碳酸盐岩石油地球化学及生油潜力[M]. 周坤, 赵国志, 等译. 北京: 科学出版社, 1990. 85- 113.
- [3] 陈丕济. 碳酸盐岩生油地化中几个问题[J]. 石油实验地质, 1985, 7(1): 3- 12.
- [4] 郝石生, 张有成, 刚文哲, 等. 碳酸盐岩油气生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [5] 李 剑, 蒋助生. 高成熟碳酸盐气源岩定量评价标准的探讨[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4): 354- 356.
- [6] 赵孟为. 鄂尔多斯盆地油气形成与运移时间和运移方向的确定与勘探方向[J]. 石油实验地质, 1996, 18(4): 339- 343.
- [7] 李延均, 陈义才, 等. 鄂尔多斯下古生界碳酸盐烃源岩评价与成烃特征[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4): 349- 353.
- [8] 程克明, 王兆云, 钟宁宁, 等. 碳酸盐岩油气生成理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 276- 305.
- [9] Schowater T. T. Mechanics of secondary hydrocarbons in subsurface sedimentary rock[J]. AAPG, 1979, 63(6): 723- 760.

AN APPROACH TO THE LOWER LIMIT VALUES OF ORGANIC CARBON CONTENT IN OVERMATURED CARBONATE SOURCE ROCKS —WITH ORDOVICIAN MAJIAGOU FORMATION IN ORDOS BASIN AS AN EXAMPLE

CHEN Yī-cai¹, SHEN Zhong-min¹, LI Yan-jun²,
GUO Xiuying², LU Qiang³, ZHANG Jun³, SHI Xiaoying³

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Southwest Petroleum Institute, Nanchong, Sichuan 637000, China; 3. Changqing Bureau of Petroleum Exploration Xian, Shannxi 710001, China)

Abstract: The phase state of hydrocarbons formed in carbonate source rocks at overmatured stage change from oil into wet and dry gases. When the carbonate rocks at overmatured stage act as gas-prone source rocks, their lower limit values of organic carbon content depend not only on the content of absorbed hydrocarbons, organic types and thermal evolution levels, but on the mechanisms and conditions of hydrocarbon expulsion to a certain extent. With the overmatured carbonate rocks of Ordovician Majiagou in the Ordos Basin as an example, first the paper made quantitative analyses on absorbed gaseous hydrocarbons generated, using the methods of hydrocarbon acidolysis from tanked cuttings, residual gas saturation, and geochemical analyses of whole hydrocarbons; then estimated the lower limit values of organic carbon content to be 0.03% - 0.06% and further approached on the lower limit of organic carbon content combined with different hydrocarbon expulsion mechanisms.

Key words: lower limit values; organic carbon; hydrocarbon source rock; carbonate rock; overmature; the Ordos Basin