

烃源岩生烃潜力的恢复探讨

——以鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩为例

夏新宇 洪 峰 赵 林

(石油勘探开发科学研究院, 北京 100083)

烃源岩生烃潜力的不同恢复方法(热模拟实验法、元素法、降解率法、动力学法)都限于干酪根降解生烃理论的范畴。原始有机质类型较好、烃产物平均 H/C 较低以及高成熟烃源岩中间生成的液态烃排出较完全时, 计算出的有机碳恢复系数要比相反的情况大很多。生烃量的计算是否准确依赖于上述条件确定得是否合理。生烃潜力恢复结果表明鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩是较差的烃源岩。

关键词 烃源岩 碳酸盐岩 生烃潜力 有机碳 恢复 鄂尔多斯盆地

第一作者简介 夏新宇 男 28 岁 博士后 天然气地质学

烃源岩生烃潜力恢复就是求取烃源岩在进入生烃门限时所具有的生烃能力。鄂尔多斯盆地奥陶统存在着大量高纯度的海相碳酸盐岩, 有机质含量低(平均 TOC 均在 0.20% 左右), 热演化程度高(盆地中部 $R_o > 2.0\%$)。这部分高演化烃源岩沉积厚度大、沉积面积广, 对其生烃能力的认识是评价该地区资源量的关键。许多学者认为碳酸盐岩原始母质类型好(主要为腐泥型有机质), 高演化情况下有机质转化程度及排烃效率高等原因造成了有机碳含量较低, 并用不同方法对其原始生烃潜力进行了恢复。本文拟总结生烃潜力的不同恢复方法, 在此基础上讨论各种恢复的有效性以及鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩的生烃潜力。

1 烃源岩原始生烃潜力的不同恢复方法

1.1 纯实验模拟法

该方法进行有机碳及原始生烃潜力的恢复, 一般是选取成熟度较低的相同有机质类型的烃源岩进行加热, 测量不同热演化阶段(一般以 R_o 来表示)的生烃量或热解参数, 得到经验公式或图版, 然后应用于自然高演化烃源岩样品的恢复。这种方法是归纳性的, 不直接考虑干酪根生烃过程中反应物-生成物之间量的制约关系, 例如邬立言等^[1]利用泌阳盆地低成熟碳酸盐岩进行模拟实验得到的恢复图版, 庞雄奇等^[2]对不同 KTI (干酪根类型指数)值的泥岩进行模拟实验得到的经验公式, 以及郝石生等^[3]利用低成熟碳酸盐岩进行模拟实验得到的一组经验公式。

1.2 理论计算法

理论计算法虽然也需要一些实验数据, 但主要是演绎性的, 是从干酪根生烃过程中反应

物-生成物之间量的制约关系出发的。

1.2.1 元素法

元素法是根据残余有机质的 H/C 和 O/C 推断有机碳恢复系数。如果考虑到干酪根演化过程中以 H_2O 和 CO_2 形成脱出的氧原子量基本相等,可写出如下方程式

$$C_x H_{mx} O_{nx} \rightarrow C_{x'} H_{m'x'} O_{n'x'} + uCO_2 + 2uH_2O + vCH_p \quad (1)$$

式中 m, n 为原始有机质的 H/C, O/C; m', n' 为残余有机质的 H/C, O/C; p 为烃产物的累积平均 H/C。由物质平衡可解得有机碳恢复系数为

$$K_c = \frac{x}{x'} = \frac{p + p n' / 4 - m' - n'}{p + p n / 4 - m - n} \quad (2)$$

原始生烃潜率为

$$D_0 = \frac{v}{x} = \frac{K_c - K_c n / 4 - n' / 4 - 1}{K_c} \quad (3)$$

根据有机质类型确定出 m, n, p , 再根据测得的 m', n' 就可以进行恢复。

1.2.2 降解率法

这种方法是由物质平衡推出原始有机碳、残余有机碳和残余生烃潜力之间存在量的关系,忽略干酪根降解产生 CO_2 的量(这部分量很少)。郝石生^[3]等提出的计算公式是

$$P_0 = \frac{P_r}{R_c(1-D)} \quad (4)$$

$$P_0 = \frac{R_c + P_r - 1}{R_c} \quad (5)$$

式中 P_0 为原始生烃潜力; P_r 为残余生烃潜力; R_c 为有机碳恢复系数; D 为干酪根降解率^[3]。

程克明等提出的公式是

$$K_s = K_c \frac{D_{\text{原}}}{D_{\text{残}}} \quad (6)$$

$$K_c = \frac{1 - D_{\text{残}}}{1 - D_{\text{原}}} \quad (7)$$

式中 K_s 为生烃潜力恢复系数; K_c 为有机碳恢复系数; $D_{\text{原}}$ 为原始降解率; $D_{\text{残}}$ 为残余降解率。由有机质类型确定 $D_{\text{原}}$ 、再用 Rock-Eval 热解仪测出 $D_{\text{残}}$ 后就可进行恢复^[4]。

上述两组公式是基于同样原理的不同表达形式,可以证明上述(4)式与(7)式等价,(5)式与(6)式等价。一般用该方法恢复的原始生烃潜力减去残余生烃潜力来计算排烃量,但应注意对高成熟样品的 S_1 峰要小于实际吸附烃的量,所以存在一定的系统误差。

1.3.3 动力学法

卢双舫^[5]在有机质成烃的动力学研究中亦提出了原始生烃潜力的计算公式

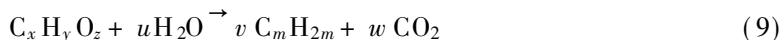
$$I_H^0 = I_H + (I_H X_0 + B_0 - B) + I_H X_g \quad (8)$$

式中 I_H^0 为原始生烃潜力; I_H 为热解实测氢指数; B 为残油量(由氯仿沥青“A”或热解烃指数校正而得); B_0 为原生沥青量。上式的关键在于求得 X_0, X_g (分别为干酪根的成油转化率和成气转化率),这须由动力学模型及其实验标定的参数来计算^[5]。

2 讨论

2.1 各种恢复方法都限于干酪根降解生烃理论的范畴

已有的烃源岩生烃潜力恢复方法(包括热模拟实验及各种理论推导)都是以蒂索的干酪根热解生烃理论为基础,即源岩有机质受热自身降解产生烃以及少量的 H_2O , CO_2 。这是一个重要的前提,确保了残余有机质与原始有机质存在某种量的关系。如果按其他生烃机制,则不存在这种关系,这些“逆推”方法就都不可行。例如,按有机质-地热流体相互作用生烃的理论*,则可以有如下的反应



这时就无法用残余有机碳恢复原始有机碳(实际生烃潜力将比恢复值高)。

另外,源岩有机质与地质体中氧化剂之间的氧化-还原反应在各种恢复方法中也是无法考虑的,例如有机质与膏盐的反应



虽然目前尚不知这种反应会消耗多少有机质,但如果不考虑这类反应,所做的生烃潜力恢复将偏大。

2.2 原始有机质类型的确定是进行恢复的关键

不同的有机质在相近的演化阶段生烃能力相差很大,在高演化程度下其有机碳恢复系数可以差很多(I型有机质可以达到2,而III型只有1.3,见下文),因此判断原始有机质类型是恢复的关键。我国的下古生界碳酸盐岩,其母质自然是海洋生物形成的腐泥型有机质(干酪根碳同位素组成所确定的必然是这一结果),但问题在于这部分有机质在生烃之前是否已经遭到氧化而导致类型变差(由I型转变为II, III型),是存在的争议之处。

2.3 有机碳恢复系数受最终烃产物平均 H/C 影响

影响有机质降解率的一个重要因素是烃类产物的平均 H/C (即 5~7 式中的 p)。例如用元素法对 I 型有机质进行恢复,取原始 H/C = 1.45, 原始 O/C = 0.04, 假设能降解到脱去全部的氢原子和氧原子,所得到的就是恢复系数和降解率的极限。当最终产物平均 H/C 为 2 时(只生成原油),降解率极限值为 70.5%, 有机碳恢复系数为 3.5; 而最终产物平均 H/C = 4 时(相当于干酪根以及中间产物全部降解为甲烷,并且中间产物未运移出烃源岩之外),这时恢复系数的极大值为 1.57, 降解率为 35%。由这两种极端的情况可以看出有机碳恢复系数受最终烃产物平均 H/C 影响。另外还可以看出,由于热模拟实验的烃产物与实际地质情况总是有些差别(前者往往含有一些氢气、烯烃,并且“热解油”的组成也与实际原油不同), Rock-Eval 热解的 S_2 峰与实际油气在 H/C 上也有一定区别,因此这两种方法恢复生烃量及降解率在理论上就存在一定误差。

2.4 中间产物排出与否影响到恢复结果

在高成熟阶段原油开始裂解为天然气,这种裂解可能在源岩外进行(即成熟阶段形成的原油多数已排出),也可能在源岩内进行(即成熟阶段形成的原油多数未排出,在一些有机碳丰度较低的碳酸盐岩会出现这种情况),在后一种情况下残余产物(稠油、沥青乃至碳渣)留在源岩内,使得残余有机碳、残余全岩热解参数与原始有机碳、原始生烃潜力之间的关系以及降解率

* 张景廉. 指出辽河盆地存在地热流体与古生界碳酸盐岩中有机质相互作用产生的油气(讲学内容). 1998.

不同于前一种情况。在鄂尔多斯盆地, 奥陶系风化壳气藏中未发现大量储层沥青的存在, 由此判断下奥陶统的碳酸盐岩在成熟阶段形成的原油(无论其多少) 未排出源岩而在原地裂解, 即是一个实例。以往在对该地区碳酸盐岩进行有机质恢复时大都未考虑此点, 用随生随排热模拟实验法取得的恢复结果必然偏大; 计算表明用降解率法(采用全岩样品的热解参数) 按 I 型有机质去恢复也会导致生烃量、尤其是排烃量的结果严重偏大。实际上, 若考虑到原地降解, 即使将原始有机质看作 I 型, 该地区碳酸盐岩有机碳恢复系数的上限也仅为 1. 57(见 2. 3 节)。

2.5 有机碳恢复系数的极限值

在上述用元素法求得有机碳恢复系数的过程中, 当中间生成的油气产物均排出源岩, 并且残余有机质 H/ C, O/ C 达到 0 时(相当于完全石墨化), 就得到该系数的极限值。本文按不同热演化阶段干酪根的元素组成、烃产物的 H/ C(表 1) 用迭代法计算出不同阶段的降解率及有机碳恢复系数(表 2), 从中可见, 按干酪根降解生烃理论, 烃源岩产生的油气为随生随排时, 各种有机质的有机碳恢复系数的理论极限值是: I 型为 2. 62, II 型为 1. 85, III 型为 1. 30。该计算结果介于陈丕济^[6]和金强^[7]的计算结果之间, 推测原因在于陈文对烃产物 H/ C 的取值较为粗略, 而金文采用 Sax by 的实验结果, 与实际干酪根及烃产物的组成有一定差别。

表 1 不同类型干酪根在不同热演化阶段的元素组成及烃产物的 H/C*

演化阶段	烃产物 H/ C	残余有机质 H/ C			残余有机质 O/ C		
		I 型	II 型	III 型	I 型	II 型	III 型
成熟前期	1. 95	1. 45~ 0. 85	1. 20~ 0. 80	0. 80~ 0. 70	0. 040~ 0. 032	0. 075~ 0. 045	0. 170~ 0. 100
成熟后期	3. 00	0. 85~ 0. 60	0. 80~ 0. 60	0. 70~ 0. 60	0. 032~ 0. 030	0. 045~ 0. 038	0. 100~ 0. 085
高成熟期	3. 95	0. 60~ 0. 45	0. 60~ 0. 45	0. 60~ 0. 45	0. 030~ 0. 028	0. 038~ 0. 034	0. 085~ 0. 055
过成熟期	4. 00	0. 45~ 0. 00	0. 45~ 0. 00	0. 60~ 0. 00	0. 028~ 0. 000	0. 034~ 0. 000	0. 055~ 0. 000

表 2 不同类型有机质在不同阶段的降解率及有机碳恢复系数

演化阶段	I 型				II 型				III 型			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
成熟前期	1. 950 0	2. 14	52. 75	52. 75	1. 950 0	1. 49	31. 67	31. 67	1. 950 0	1. 05	3. 05	3. 05
成熟后期	2. 037 0	2. 39	57. 51	4. 76	2. 102 0	1. 62	37. 03	5. 36	2. 498 6	1. 10	6. 40	3. 34
高成熟期	2. 075 9	2. 54	59. 93	2. 42	2. 179 5	1. 72	40. 53	3. 50	2. 700 7	1. 16	10. 72	4. 32
过成熟期	2. 316 2	2. 62	60. 87	0. 94	2. 557 6	1. 85	43. 99	3. 46	3. 342 7	1. 30	18. 85	8. 13

A 为烃产物累积平均 H/ C; B 为有机碳恢复系数; C 为累积降解率/ %; D 为阶段降解率/ %

3 鄂尔多斯下奥陶统碳酸盐岩原始生烃潜力评价

如前所述, 鄂尔多斯盆地地下奥陶统碳酸盐岩的残余 *TOC* 平均在 0. 20% 左右。即使将其原始生油母质全部看做 I 型(即生烃前未遭到氧化), 取有机碳系数的极限值 2. 62 进行恢复, 其原始有机质含量也只有 0. 5% 左右。由此可以说明:

* 徐正球. 鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩天然气形成机制. 1993

(1) 鄂尔多斯盆地地下奥陶统碳酸盐岩以较差的烃源岩为主, 这一点可以同俄罗斯东西伯利亚尤罗勃钦气田的源岩作比较。该气田源岩为元古界里费系(相当于我国震旦系), 成熟度也很高(R_o 为 $1.6\% \sim 2.0\%$ 以上), 但其暗色泥岩、泥灰岩、泥质白云岩平均残余 TOC 为 0.7% , 最高达 4% ; 油气田外围相应层位 TOC 平均在 $2.4\% \sim 7.4\%$, 最高达 8.7% 。俄罗斯地球化学家认为不含泥质的纯碳酸盐有机质含量很低, 不能做有效生油层^[8]; 而鄂尔多斯盆地地下奥陶统海相烃源岩即使进行有机碳恢复, 其原始 TOC 尚不及尤罗勃钦油气田高成熟-过成熟烃源岩的残余 TOC 值。

(2) 鄂尔多斯盆地地下奥陶统碳酸盐岩原始有机质含量较低(平均不到 0.5%), 那么其原始有机质类型不大可能相当于 I 型。这是因为, 有机质的类型虽然理论上由 H/C 和 O/C 决定, 与 TOC 无关, 但很难设想碳酸盐岩中低丰度的有机质会具有好的有机质类型。原因在于, 如果低含量的有机碳是沉积条件较为氧化造成的, 那么氧化作用同样会造成有机质类型变差; 如果有机碳含量较低并非沉积时的氧化作用造成的, 那么有机质在浓度较低(即不过量)的情况下更容易遭到后来成岩作用、淡水淋滤过程中的氧化破坏。

鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩样品的数据也说明了这一点。5 个干酪根样品元素分析结果为 O/C 从 0.08 到 0.15, 平均 0.12; 与范氏图上 I 型有机质演化轨迹相去甚远, 均属较差的 III 型干酪根。实际上对于有机质含量较低的碳酸盐岩, 按 I 型有机质去恢复生烃潜力未必合理; 而按 II, III 型去恢复, 恢复系数又太小, 无多大意义。

表 3 为鄂尔多斯盆地几个井点的下奥陶统碳酸盐岩分别按不同的有机质类型进行生烃能力评价的计算结果(均采用降解率法进行恢复), 可以看出, 按不同的前提进行生烃能力评价其资源量评价结果可相差 10 倍。本文认为位于膏盐湖相沉积中心较还原环境的榆 9 井按 II 型恢复、位于开阔海处氧化环境的城川 1 井按 III 型恢复较为合理, 即榆 9 井碳酸盐岩平均排烃量为每克岩石 0.87mg , 城川 1 井为 0.34mg , 参照当地下奥陶统岩石厚度, 两处排烃强度分别为

表 3 鄂尔多斯盆地古生界烃源岩有机碳恢复系数及排烃量

前 提 条 件					按Ⅰ 型恢复		按Ⅰ 型恢复		按Ⅱ 型恢复		按Ⅲ型恢复	
成熟阶段形成原油排出源岩否					排出		未排出		未排出		未排出	
原始降解率					60%		35%*		28%*		16%*	
地	层	<i>N</i>	<i>C</i> _残	<i>S</i> _残	<i>K</i> _c	<i>S</i> _排	<i>K</i> _c	<i>S</i> _排	<i>K</i> _c	<i>S</i> _排	<i>K</i> _c	<i>S</i> _排
下奥陶统	城川 1 井	77	0.28	0.26	2.26	4.49	1.36	1.44	1.26	0.97	1.08	0.34
	召探 1 井	18	0.19	0.10	2.38	3.20	1.46	1.08	1.32	0.75	1.13	0.32
	富探 1 井	25	0.19	0.14	2.34	3.14	1.44	1.03	1.30	0.71	1.11	0.27
	榆 9 井	45	0.27	0.27	2.28	4.13	1.40	1.31	1.27	0.87	1.08	0.28
上古生界灰岩		5	2.49	0.31	**	**	**	**	1.37	11.2	1.18	5.35
上古生界泥岩		11	4.74	0.64	**	**	**	**	**	**	1.18	10.10

注: * 为用元素法求得的极限值, N 为样品数, $C_{残}$ 为平均残余 $TOC/\%$, $S_{残}$ 为平均残余生烃潜力/ $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$, K_c 为计算出的有机碳恢复系数的平均值, $S_{排}$ 为计算出的排烃量的平均值/ $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ 。

** 表示源岩干酪根类型不属此类, 未做恢复。

$19.8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 和 $7.7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。与之对比, 表中也列出了该盆地上古生界烃源岩相应的数值, 其排烃量灰岩大于 5 mg/g , 泥岩大于 10 mg/g , 可见与上古生界烃源岩相比, 下古生界碳酸盐岩是很差的气源岩。

4 结 语

不同的生烃潜力恢复方法各具优缺点。元素法理论性最强,但实验测定上成本较高;热模拟实验法如能取得本盆地低熟样品,就有较强的针对性,但也存在成本高、与自然演化未必吻合的问题;降解率法快捷、简便,能直接计算出排烃量,且不需要热演化程度的参数,但其 S_1 、 S_2 峰的组成亦与实际情况有所差别;动力学法能定量地求出各演化时期的生烃潜力,但同样需热模拟实验来标定参数,且依赖于模型是否合理、参数发生多解时能否选取到真值。最重要的是,所有方法都必须依赖事先假定的原始有机质类型、元素组成、中间产物排出效率,这些条件确定得是否合理直接影响到生烃量计算的准确程度。另一方面,元素法能提供不同情况下生烃潜力恢复的上限值,有较强的理论意义,可以用来定性判断其他方法取得的恢复系数是否合理。通过文中分析可以认为鄂尔多斯盆地地下奥陶统碳酸盐岩生烃潜力较差。

参 考 文 献

- 1 邬立言,顾信章,盛志纬,等. 生油岩热解快速定量评价. 北京: 科学出版社, 1986. 30~ 31
- 2 庞雄奇,方祖康,陈章明. 地史过程中的岩石有机质含量变化及其计算. 石油学报, 1988, 9(1): 17~ 24
- 3 郝石生,高岗,王飞宇,等. 高过成熟海相烃源岩. 见: 程克明,王兆云,钟宁宁,等编. 碳酸盐岩油气生成理论与实践. 北京: 石油工业出版社, 1996. 276~ 303
- 4 程克明,王兆云. 高成熟和过成熟海相碳酸盐岩生烃条件评价方法研究. 中国科学(D辑), 1996, 26(6): 537~ 543
- 5 卢双舫. 有机质成烃动力学理论及其应用. 北京: 石油工业出版社, 1996. 91~ 94
- 6 陈丕济. 碳酸盐岩生油地化中几个问题的评述. 石油实验地质, 1985, 7(1): 3~ 12
- 7 金强. 生油岩原始有机碳恢复方法的探讨. 石油大学学报(自然科学版), 1989, 13(5): 1~ 10
- 8 邱中建,张一伟,李国玉,等. 田吉兹、尤罗勃钦碳酸盐岩油气田石油地质考察及对塔里木盆地寻找大油气田的启示和建议. 海相油气地质, 1998, 3(1): 49~ 56

RESTORATION ON GENERATING-HYDROCARBON POTENTIALITY OF SOURCE ROCKS: A CASE OF LOWER ORDOVICIAN CARBONATES IN ORDOIS BASIN

Xia Xinyu Hong Feng Zhao Lin

(Scientific Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing)

Abstract

Different restoring methods of hydrocarbon generation potential of source rock, including simulation method, element balance method, degradation ratio method and dynamic method are discussed. These methods are all restricted to the realm of hydrocarbon generation, theory of kerogen degradation. The accuracy of restoration results depend sensitively on the initial organic matter type, mean hydrogen/carbon ratio of hydrocarbon products and oil expulsion efficiency from high mature source rock. The restoration coefficients of total organic carbon in different condition all have maximum values. Restoration results show that Lower Ordovician carbonate in the Ordos Basin is poor source rock.