

文章编号: 1001-6112(2007)04-0391-06

海相碳酸盐岩排烃下限值研究

秦建中¹, 刘宝泉², 郑伦举¹, 张渠¹

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国石油 华北油田 勘探开发研究院 河北 任丘 062552)

摘要: 在灼烧过的方解石和蒙脱石及灰岩和泥岩中分别加入同一种有机质配制成不同有机碳含量的样品进行热解和加水热压模拟实验, 结果表明, 海相碳酸盐岩的烃吸附量一般在 0.35 mg/g 左右, 变化在 0.2~0.85 mg/g 之间; 泥页岩烃吸附量一般在 1.25 mg/g 左右, 变化在 0.46~2.62 mg/g 之间。高成熟—过成熟海相碳酸盐岩排烃下限 TOC 值为 0.08% 左右, 成熟海相富烃碳酸盐岩排烃下限 TOC 值为 0.3% 左右, 排烃下限 TOC 值与烃源岩吸附烃含量、干酪根类型及有机质成熟度有关。

关键词: 热压模拟实验; 热解模拟实验; 排烃下限值; 烃源岩; 碳酸盐; 海相

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

STUDY ON THE LOWER LIMIT OF HYDROCARBON EXPULSION OF MARINE CARBONATE ROCKS

Qin Jianzhong¹, Liu Baoquan², Zheng Lunju¹, Zhang Qu¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Huabei Oil-field, CNPC, Renqiu, Hebei 062552, China)

Abstract: The pyrolysis and hydrous pyrolysis simulating experiments of samples with different TOC which confected by burned calcite, smectite, limestone and mudstone added into the same organic matters respectively, show that the content of adsorpted hydrocarbon by the marine carbonate rock is usually about 0.35 mg/g and the range is 0.2—0.85 mg/g, the content of adsorpted hydrocarbon by the shale is usually about 1.25 mg/g and the range is 0.46—2.62 mg/g. The lower limit of total organic carbon (TOC) is about 0.08% for hydrocarbon expulsion of high-to-over mature marine carbonate rock and about 0.3% for mature marine carbonate rock rich in hydrocarbon. The lower limit of total organic carbon (TOC) for hydrocarbon expulsion is related with the quantity of adsorpted hydrocarbon by source rocks, the type of kergen and the maturity of organic matters.

Keywords: thermal pressure simulation; pyrolysis simulating experiment; the lower limit of hydrocarbon expulsion; hydrocarbon source rock; carbonate; marine

烃源岩排烃下限值是指烃源岩生烃量恰好超过岩石对烃的吸附量而能排烃的最小有机质丰度。显然排烃下限值除受干酪根类型和有机质成熟度影响外, 岩石对烃的吸附性也是一个重要影响因素^[1]。我国海相碳酸盐岩有机质丰度较低, 演化程度大都处于高成熟—过成熟阶段, 在这种情况下, 岩石矿物对排烃的影响就成了主要因素。法国石油研究院和中国石油北京石油勘探开发研究院曾做过矿物质对热解烃影响的模拟实验^[2], 结果表明, 蒙脱石对烃类

吸附能力较强, 而且有促使生成轻质烃类的催化作用; 碳酸盐岩对烃类吸附能力较弱, 但他们用的样品 TOC 均在 0.8% 以上。我国碳酸盐岩 TOC 大都小于 0.5%, 矿物质对这种烃源岩热解烃以及排烃究竟有多大影响, 国内外尚无人研究过。

通过在灼烧过的方解石和蒙脱石及灰岩和泥岩中分别加入同一种有机质配制成不同 TOC 的样品进行热解和加水热压模拟实验^[3~5], 结合井下干酪根类型、成熟度相近而 TOC 不同样品的热解

收稿日期: 2007-03-09; 修订日期: 2007-06-19。

作者简介: 秦建中(1957—), 男(汉族), 河北邯郸人, 教授级高级工程师, 主要从事石油地质和有机地球化学等领域研究工作。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2005CB422102)和中国石化科技攻关项目(P02089)。

模拟实验等方法可深入研究矿物、岩性对热解烃和排烃的影响及烃源岩的排烃下限值^[6~9]。

1 方解石、蒙脱石对排烃影响的模拟实验

1.1 加水热压模拟实验

用于实验的碳酸盐岩样品为奥陶系天然结晶状白色方解石,粘土岩样品为蒙脱石,二者均粉碎至 80~100 目,在高温炉中以 400 °C 灼烧 24 h,残留 TOC 小于 0.01%,按不同比例加入 80~100 目的约旦泥灰岩,配制成 TOC 分别为 0.5%,0.3%,0.2%,0.1%,0.05% 的样品^[3,6]。

实验方法是 将 200~300 g 上述样品放入高压釜中,加入岩样重量 5% 的水,抽空充 N₂ 气反复 3 次,最后抽空,在 350 °C 加热 6 h。反应完毕,在 350 °C 放气,收集热解气、凝析油。冷却至室温后打开反应釜,用 CH₂Cl₂ 冲洗釜壁及釜盖内壁,CH₂Cl₂ 挥发后得到排出的轻质油。排出的气携凝析油+釜壁轻质油称为排出油,排出油与烃气之和称为总排烃量。

实验结果显示,方解石加约旦泥灰岩的油气排出量随 TOC 减小而降低。TOC 为 0.5% 时,岩石排气量为 1.134 mg/g,岩石排油量为 2.618 mg/g,岩石油气总排出量为 3.752 mg/g; TOC 降至 0.2% 时,岩石排气量 0.292 mg/g,岩石排油量 0.839 mg/g,岩石油气总排出量 1.131 mg/g; TOC 为 0.05% 时,油气仍能排出一些,岩石油气总排出量仅为 0.112 mg/g,相当于 TOC 为 0.5% 时的 30%。

蒙脱石加约旦泥灰岩在 TOC 为 0.30% 时,油气排出数量很少。岩石排气量为 0.06 mg/g,岩石排油量为 0.043 mg/g,仅是 TOC 为 0.30% 的方解石油气排出量的 4%~6%,与 TOC 为 0.05% 方解石油气排出量相当。

实验结果表明,方解石对烃的吸附作用较弱,TOC 较高时,对排烃影响不大,TOC 很低时,对排烃的影响加大,但 TOC 为 0.1% 时,仍能排出一定量的油气;蒙脱石对烃的吸附性较强,TOC 为 0.30% 时,在生油高峰也只能排出少量油气,其油气排出量只相当 TOC 为 0.05% 的方解石样品。

方解石排烃量与 TOC 呈线性关系(图 1)。其总排烃量(Q_{排烃})和排油量(Q_{排油})的回归方程式如下:

$$Q_{\text{排烃}} = 8.7414 \text{ TOC} - 0.5741, r = 0.9988 \quad (1)$$

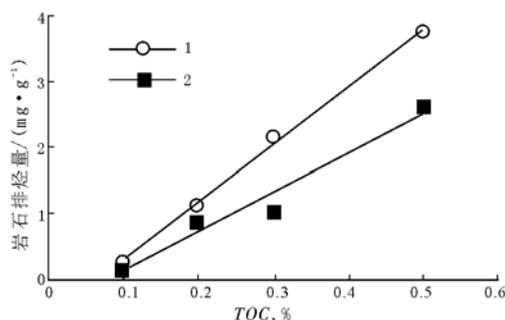


图 1 碳酸盐岩排烃量与 TOC 的关系

1. 排烃量; 2. 排油量

Fig. 1 Relationship between hydrocarbon expulsion of carbonate rock and total organic carbon

$$Q_{\text{排油}} = 6.1012 \text{ TOC} - 0.4223, r = 0.9996 \quad (2)$$

当 $Q_{\text{排烃}} = 0$ 或 $Q_{\text{排油}} = 0$ 时, TOC 均为 0.07%, 即方解石排烃下限值为 0.07%。

依据上面公式,可以计算任一 TOC 方解石样品在生油高峰时的排烃量。例如约旦泥灰岩 TOC 为 19.01%,热解分析($S_1 + S_2$)为 164.20 mg/g,根据(1)式计算, $Q_{\text{排烃}}$ 为 165.60 mg/g,两者极为接近,表明上述计算排烃量的公式是合理的。

1.2 热解模拟实验

实验样品也是蒙脱石和方解石。有机质选取了 3 种具有不同氢指数的样品,它们是约旦泥灰岩、下马岭组页岩干酪根、云南柯渡褐煤,均粉碎至 80~100 目。实验方法是在方解石和蒙脱石中按不同比例加入上述 3 种样品,充分混合均匀,配制成 TOC 约为 5% 至 0.1% 的系列样品各 10 个,然后用 Rock-Eval II 型仪器进行热解分析。

热解模拟实验表明,当 TOC 小于 4% 时,方解石的热解产烃率(I_H)明显高于蒙脱石,TOC 越低相差越多;当 TOC 大于 4% 时,二者相近或蒙脱石略低一些(图 2)。这是因为方解石对烃的吸附作用明显小于蒙脱石,催化作用高于蒙脱石,TOC 小于 4% 时热解烃尚未达到完全吸附饱和。方解石、蒙脱石热解排出烃($S_1 + S_2$)与 TOC 也均呈线性关系。TOC 相同时,方解石的($S_1 + S_2$)也高于蒙脱石。各自回归方程式为:

$$(S_1 + S_2)_{\text{方解石+I型}} = 6.2104 \text{ TOC} - 0.3722, r = 0.9973 \quad (3)$$

$$(S_1 + S_2)_{\text{蒙脱石+I型}} = 6.0738 \text{ TOC} - 2.3934, r = 0.9883 \quad (4)$$

$$(S_1 + S_2)_{\text{方解石+II型}} = 3.6436 \text{ TOC} - 0.2029, r = 0.9959 \quad (5)$$

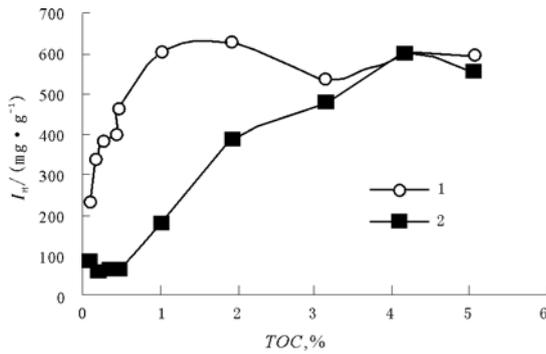


图 2 方解石及蒙脱石对热解 I_H 的影响

1. 方解石+约旦灰岩; 2. 蒙脱石+约旦灰岩

Fig.2 Influence of calcite and montmorillonite on pyrolytic I_H

$$(S_1 + S_2)_{\text{蒙脱石+II型}} = 2.2639 \text{ TOC} - 0.6171, \quad r=0.9773 \quad (6)$$

$$(S_1 + S_2)_{\text{方解石+III型}} = 1.8901 \text{ TOC} - 0.3152, \quad r=0.9990 \quad (7)$$

$$(S_1 + S_2)_{\text{蒙脱石+III型}} = 1.0028 \text{ TOC} - 0.4604, \quad r=0.9679 \quad (8)$$

当 TOC 为 0 时,方解石(3)、(5)和(7)式(S₁+S₂)结果分别为-0.372 2, -0.202 9, -0.315 2 mg/g, 即方解石对热解烃的吸附量为 0.202 9~0.372 2 mg/g 之间, 由此看来干酪根类型对方解石热解烃吸附量影响不大。同理,蒙脱石的热解烃吸附量变化在 0.460 4~2.393 4 mg/g 之间,随干酪根类型变好,热解烃吸附量增大,这可能与生成的热解烃轻重有关。

热解排出烃(S₁+S₂)为 0 时,碳酸盐岩 I—II 型干酪根相应的 TOC 为 0.06% 和 0.056%, 即 I—II 型干酪根排烃下限 TOC 值大约为 0.06%, III 型干酪根大约为 0.167%。同理,蒙脱石 I—II 型干酪根排烃下限 TOC 值大约为 0.39%~0.27%, III 型干酪根约为 0.46%。

当 Q_{排烃}=0 或 Q_{排油}=0 时, TOC 均为 0.07%, 此排烃下限值与热解模拟实验(0.06%)基本一致。

上述模拟实验结果说明,方解石对热解烃的吸附量远小于蒙脱石;排烃下限也远低于蒙脱石。

2 灰岩、泥岩排烃影响模拟实验

2.1 加水热压模拟实验

实验样品为一个灰岩和一个泥岩, TOC 和 (S₁+S₂) 均很低(表 1)。将它们粉碎至 80~100 目,在 400 °C 灼烧 8 h;然后将一定量的 100 目富烃含钙页岩加入灼烧后的灰岩和泥岩中配制样品的 TOC,混匀;加入相当于岩样 20% 的水,人工压制直径 35 mm,长 45 mm 的圆柱体;再用刀切成约 1 cm³ 左右的小块。热压模拟实验时水含量为样品的 10%,模拟温度为 350 °C,部分灰岩为 300 °C,加热时间为 6 h。反应完毕温度降至 250 °C,放气,收集热解气和气携油,用 CH₂Cl₂ 冲洗釜盖、釜内壁及样品表面即得釜壁油,反应后的残样用 CHCl₃ 抽提得残留油。气携油加釜壁油称为总排出油,再加上热解气中的烃气,即为总排烃量。

灰岩和泥岩排油量与 TOC 呈直线关系(图 3A),排油量随 TOC 的减小而降低。关系式如下:

灰岩 300 °C 时

$$Q_{\text{灰岩排油}} = 2.9885 \text{ TOC} - 0.2028, \quad r=0.9935 \quad (9)$$

灰岩 350 °C 时

$$Q_{\text{灰岩排油}} = 2.7707 \text{ TOC} - 0.3216, \quad r=0.9994 \quad (10)$$

泥岩 350 °C 时

$$Q_{\text{泥岩排油}} = 2.155 \text{ TOC} - 0.9045, \quad r=0.9958 \quad (11)$$

当排油量 Q_{排油}=0, 即不排油时,(9) 式中的 TOC 为 0.068%;(10) 式中的 TOC 为 0.116%;(11) 式中的 TOC 为 0.420%。可以说,在生油高峰或模拟温度 350 °C 时,灰岩排油下限值在 TOC 为 0.12% 左右;泥岩排油下限值在 TOC 为 0.42% 左右。还可看出,在相同条件下,灰岩排油量要远大于泥岩排油量,关系式为:

$$Q_{\text{灰排油}} = 1.3061 Q_{\text{泥排油}} + 0.7632.$$

表 1 实验样品灼烧前后分析结果对比

Table 1 Contrast of analytical results of the samples before and after ignition

样品号	灼烧	岩性	碳酸盐, %	层位	TOC, %	S ₁ / (mg·g ⁻¹)	S ₂ / (mg·g ⁻¹)	S ₁ +S ₂ / (mg·g ⁻¹)	T _{max} / °C
G ₁₆₁	未	富烃含钙页岩	24.0	J ₃ s ¹	33.31	0	280.790	280.790	431.0
P _{1S8-2}	未	泥灰岩	55.1	K ₁ d ¹	0.05	0.026	0.024	0.050	468.8
P _{1S8-2}	400 °C, 8 h	泥灰岩		K ₁ d ¹	0.06	0.020	0.000	0.020	433.0
P _{1S1-1}	未	钙质泥岩	37.9	K ₁ d	0.11	0.028	0.015	0.043	514.1
P _{1S1-1}	400 °C, 8 h	钙质泥岩		K ₁ d ¹	0.04	0.030	0.030	0.060	307.0

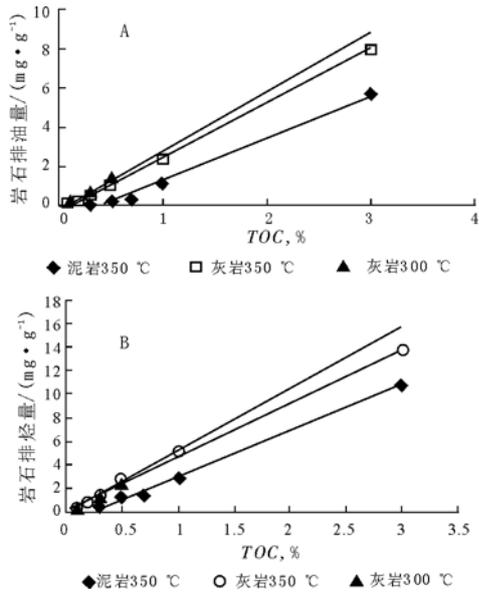


图3 灰岩及泥岩排油量和排烃量与 TOC 的关系
Fig.3 Relationship between the expulsion yields of hydrocarbon and oil of limestone and mudstone and the total organic carbon

当 TOC=0 时, $Q_{灰排油} = -0.3216 \text{ mg/g}$ (350 °C), $Q_{泥岩排油} = -0.9045 \text{ mg/g}$, 此数值表示烃源岩要排油时, 岩石要首先吸附(或饱和)油的数量。泥岩吸附油量为 0.9045 mg/g, 灰岩吸附油量为 0.3216 mg/g, 说明泥岩对油的吸附性比灰岩大得多。

灰岩和泥岩总排烃量(包括油和烃气)与 TOC 也成直线关系, 随 TOC 减小而降低(图 3B)。关系式如下:

灰岩 300 °C 时

$$Q_{灰岩排烃} = 4.6164 \times \text{TOC} - 0.2607 \quad (12)$$

灰岩 350 °C 时

$$Q_{灰岩排烃} = 4.493 \times \text{TOC} - 0.2371 \quad (13)$$

泥岩 350 °C 时

$$Q_{泥岩排烃} = 3.7609 \times \text{TOC} - 1.2324 \quad (14)$$

当不排烃即排烃量 $Q_{排烃} = 0$ 时, 灰岩排烃下限 TOC 值为 0.06% 左右, 泥岩排烃下限 TOC 值为 0.33%。灰岩排烃量大于泥岩, 关系式为: $Q_{灰岩排烃} = 1.195 Q_{泥岩排烃} + 1.236$ 。350 °C 时 TOC 为 0, 泥岩吸附烃量约为 1.2324 mg/g, 灰岩吸附烃量约为 0.2371 mg/g。泥岩吸附烃量远大于灰岩, 为灰岩吸附烃量的 5 倍左右。

2.2 热解模拟实验

岩样同加水热压模拟实验样品(表 1)。在所选取的灰岩和泥岩中, 分别加入不同数量的富烃含

钙页岩, 配制成 TOC 分别为 5.92%, 4.73%, 3.55%, 2.37%, 1.18%, 0.83%, 0.59%, 0.36%, 0.24%, 0.12% 系列样品各 10 个; 然后按常规条件进行热解分析, 测得热解烃量。

灰岩和泥岩的 TOC 越低, 热解烃量也越低, 且均为直线关系(图 4A)。各种 TOC 的灰岩热解烃均比相同 TOC 的泥岩热解烃高。因为 TOC 相同, 分析条件也相同, 造成热解烃量不同的只是岩性的影响, 这表明灰岩比泥岩易于生烃和排烃。

灰岩和泥岩热解排出烃 ($S_1 + S_2$) 与 TOC 的关系式为:

$$(S_1 + S_2)_{灰岩} = 6.8118 \text{ TOC} - 0.8468 \quad (15)$$

$$(S_1 + S_2)_{泥岩} = 6.3798 \text{ TOC} - 2.6177 \quad (16)$$

岩石的排烃下限值即不能排烃或当 ($S_1 + S_2$) = 0 时, 灰岩 TOC 为 0.124%, 泥岩 TOC 为 0.41%。灰岩吸附烃量为 0.8468 mg/g, 泥岩吸附烃量为 2.6177 mg/g, 可见泥岩吸附烃量要远大于灰岩吸附烃量。

实际上, 从冀北坳陷化 1 井中元古界蓟县系 5.20~345.3 m 井段海相烃源岩样品热解分析研究也可以大致推算出灰岩的排烃下限值, 其热解分析结果 ($S_1 + S_2$) 与 TOC 也基本呈线性关系(图 4B), 关系式为:

$$(S_1 + S_2)_{灰岩} = 4.248 \text{ TOC} - 0.349, r = 0.9376$$

当 ($S_1 + S_2$)_{灰岩} = 0 时, TOC 为 0.082%; 当 TOC 为 0 时, ($S_1 + S_2$)_{灰岩} = -0.349 mg/g, 即灰岩排烃下限 TOC 约为 0.08%, 热解烃吸附量约为

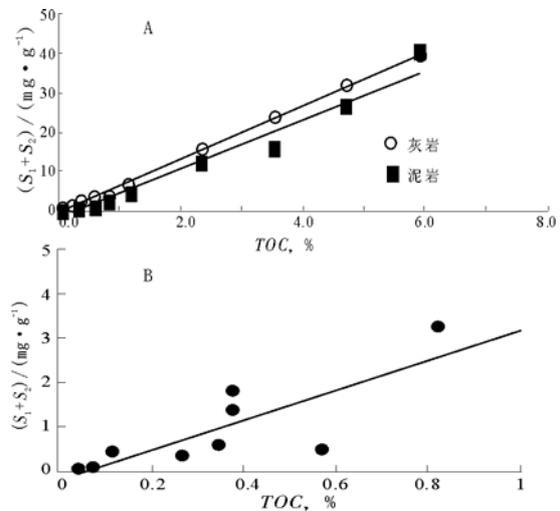


图4 灰岩和泥岩 ($S_1 + S_2$) 与 TOC 的关系
A. 热解模拟实验样品; B. 冀北坳陷化 1 井灰岩

Fig.4 Relationship between ($S_1 + S_2$) of limestone and mudstone and the total organic carbon

0.35 mg/g。这与加水热压模拟及热解模拟实验结果非常接近。

根据热解吸附烃法模拟计算结果计算了 I, II, III 类烃源岩不同吸附烃含量和不同演化阶段的排烃下限 TOC 值,并依据计算结果绘制了各类烃源岩排烃下限值图(图 5)。由图可看出排烃下限值有如下特征:1)排烃下限值与吸附烃含量有关,吸附烃含量越小,下限值越低;吸附烃含量高低主要由岩石矿物组成和有机质含量多少决定。2)排烃下限值与干酪根类型有关,干酪根类型越好,即原始降解潜率越大,排烃下限值越低。3)排烃下限值与有机质成熟度有关,成熟度越高,即原始降解潜率越小,排烃下限值越低。

3 海相烃源岩排烃下限值的确定

3.1 海相灰岩和泥岩烃吸附量

海相碳酸盐岩的烃吸附量一般在 0.35 mg/g 左右,变化在 0.2~0.85 mg/g 之间。灰岩热压加水模拟实验吸附油量大约为 0.20~0.32 mg/g,吸附烃量约为 0.24~0.26 mg/g;方解石热解烃吸附

量约为 0.202 9~0.372 2 mg/g;灰岩热解吸附烃量约为 0.85 mg/g;冀北坳陷化 1 井中元古界蓟县系及羌塘盆地中生界海相碳酸盐岩热解烃吸附量约为 0.35 mg/g 左右。

海相泥页岩烃吸附量一般在 1.25 mg/g 左右,变化在 0.46~2.62 mg/g 之间。泥岩热压加水模拟实验吸附油量约为 0.904 5 mg/g,吸附烃量大约为 1.232 4 mg/g;蒙脱石热解烃吸附量约为 0.460 4~2.393 4 mg/g;泥岩热解吸附烃量约为 2.6177 mg/g;羌塘盆地中生界海相页岩热解烃吸附量约为 2.465 mg/g。

3.2 海相烃源岩排烃下限值

高一过成熟海相碳酸盐岩排烃下限 TOC 值约为 0.08%,成熟海相富烃碳酸盐岩排烃下限 TOC 值约为 0.3%。

对于干酪根为 I—II 型的海相烃源岩来说,高成熟—过成熟碳酸盐岩排烃下限 TOC 值约在 0.08% 左右,变化在 0.05%~0.12% 之间,而成熟富烃碳酸盐岩排烃下限 TOC 值约在 0.3% 左右。方解石热压加水模拟实验排烃及排油下限 TOC 值约为

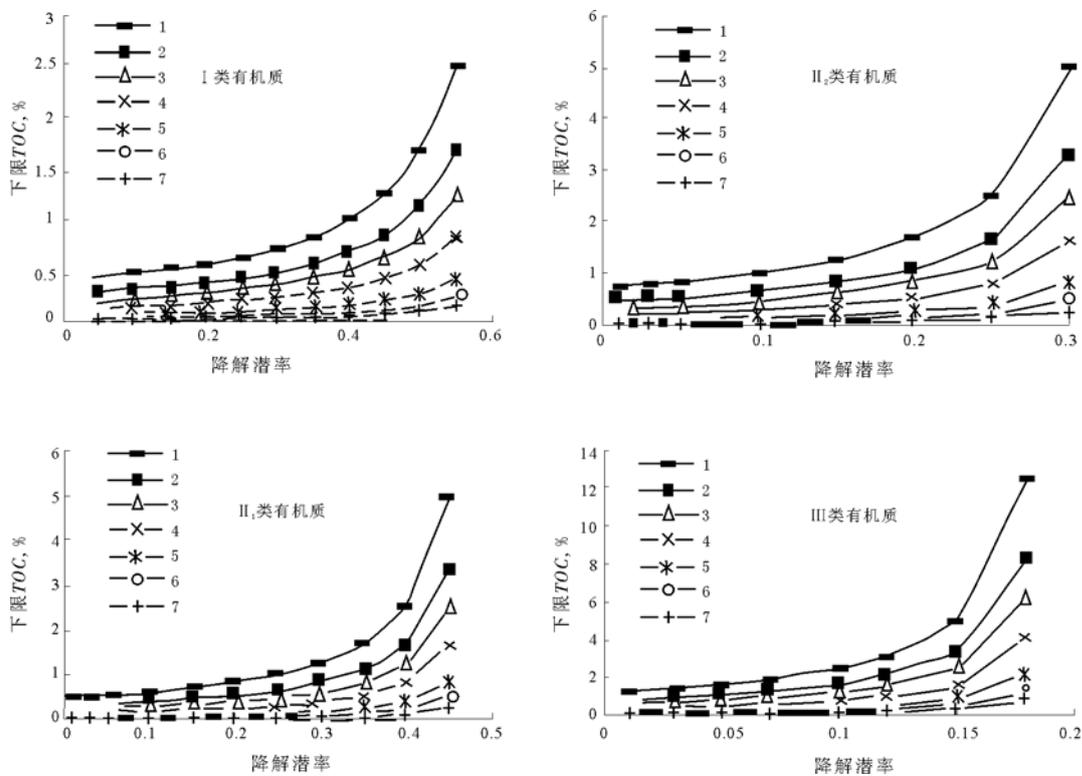


图 5 排烃下限值(TOC,%)与降解潜率(有效碳/原始有机碳)及吸附烃(Q_x,mg/g)的关系

1. Q_x=3; 2. Q_x=2; 3. Q_x=1.5; 4. Q_x=1; 5. Q_x=0.5; 6. Q_x=0.3; 7. Q_x=0.2

Fig. 5 Relationship among the lower limit of hydrocarbon expulsion (TOC, %), degradation potential (ratio of effective carbon to original organic carbon) and hydrocarbon adsorption yield (Q_x, mg/g)

0.07%,热解排烃下限 TOC 值大约为 0.06%;灰岩热压加水模拟实验排油下限 TOC 值约为 0.07%~0.12%,排烃下限 TOC 值约为 0.06%,热解排烃下限 TOC 值约在 0.12%左右;冀北坳陷化 1 井前寒武系及羌塘盆地中生界海相碳酸盐岩热解排烃下限 TOC 值约在 0.08%~0.05%之间。需要指出的是海相碳酸盐岩 TOC 达到排烃下限值并不一定达到形成工业油气藏的排烃下限值,即这里的排烃下限值并不是烃源岩评价标准的下限值,达到烃源岩评价最低标准要比这里的排烃下限值高得多^[10,11]。

海相泥页岩排烃下限 TOC 值一般约为 0.35%,变化在 0.27%~0.46%之间。蒙脱石热压加水模拟实验排烃及排油下限 TOC 值约为 0.30%,热解排烃下限 TOC 值约为 0.39%~0.27%;泥岩热压加水模拟实验排油下限 TOC 值约为 0.42%,排烃下限值约为 0.33%,热解排烃下限 TOC 值在 0.41%左右;羌塘盆地中生界海相页岩热解排烃下限 TOC 值约为 0.37%。同理,这里的排烃下限值并不是烃源岩评价标准的下限值,达到烃源岩评价的最低标准要比这里的排烃下限值高。

4 结论

1)加水热压模拟实验证明,方解石对烃的吸附作用较弱,TOC 较高时,对排烃影响不大,TOC 很低时,对排烃的影响加大,方解石排烃下限 TOC 值为 0.07%。蒙脱石对烃的吸附性较强,TOC 为 0.30%时其油气排出量只相当方解石 TOC 为 0.05%的样品。热解模拟实验表明,方解石对热解烃的吸附量在 0.202 9~0.372 2 mg/g 之间,蒙脱石的热解烃吸附量变化在 0.460 4~2.393 4 mg/g 之间,随干酪根类型变好,热解烃吸附量增大。方解石 I—II 型干酪根排烃下限 TOC 值大约为 0.06%,III 型干酪根大约为 0.17%。蒙脱石 I—II 型干酪根排烃下限 TOC 值大约为 0.39%~0.27%,III 型干酪根约为 0.46%。方解石对热解烃的吸附量远小于蒙脱石,排烃下限也远低于蒙脱石。

2)加水热压模拟实验证明,在生油高峰或模拟温度 350 °C 时,灰岩排油下限 TOC 值为 0.12%左右,吸附油量为 0.321 6 mg/g,吸附烃量为 0.2371 mg/g,排烃下限 TOC 值为 0.06%左右;泥

岩排油下限 TOC 值大约为 0.42%左右,吸附油量为 0.904 5 mg/g,吸附烃量约为 1.232 4 mg/g,排烃下限 TOC 值为 0.33%。泥岩吸附烃量约为灰岩吸附烃量的 5 倍。热解模拟实验表明,灰岩排烃下限 TOC 值为 0.124%,吸附烃量为 0.846 8 mg/g;泥岩排烃下限 TOC 值为 0.41%,吸附烃量为 2.617 7 mg/g,泥岩吸附烃量要远大于灰岩吸附烃量。

3)从冀北坳陷中元古界蓟县系等海相烃源岩样品热解分析也可以大致推算出灰岩的排烃下限 TOC 值约为 0.08%,吸附烃量约为 0.35 mg/g。排烃下限值与吸附烃量、干酪根类型及有机质成熟度有关。

4)海相碳酸盐岩的烃吸附量一般在 0.35 mg/g 左右,变化在 0.2~0.85 mg/g 之间;泥页岩烃吸附量一般在 1.25 mg/g 左右,变化在 0.46~2.62 mg/g 之间。高成熟—过成熟海相碳酸盐岩排烃下限 TOC 值为 0.08%左右,成熟海相富烃碳酸盐岩排烃下限 TOC 值为 0.3%左右。

参考文献:

- 1 吉门 H M. 灰岩中的有机质[A]. 见:甘肃省石油地质所. 石油地质学译文集(第三集)[G]. 北京:科学出版社,1962. 175~183
- 2 邹立言. 生油岩热解快速定量评价[M]. 北京:科学出版社,1986. 124~125
- 3 秦建中,刘宝泉. 加温时间、加水量对模拟实验油气产率及地化参数的影响[J]. 石油实验地质,2002,24(2):152~157
- 4 刘宝泉,蔡冰,方杰. 上元古界下马岭组页岩干酪根的油气生成模拟实验[J]. 石油实验地质,1990,12(2):147~160
- 5 王兆云,程克明,张柏生. 加水热模拟实验气态产物特征及演化规律研究[J]. 石油勘探与开发,1995,22(3):36~40
- 6 赵政璋,秦建中,许怀先等. 青藏高原海相烃源岩的油气生成[M]. 北京:科学出版社,2000. 101~212
- 7 秦建中,刘宝泉. 海相不同类型烃源岩生排烃模式研究[J]. 石油实验地质,2005,27(1):74~80
- 8 秦建中. 中国烃源岩[M]. 北京:科学出版社,2005. 111~248
- 9 秦建中. 羌塘盆地有机质热演化与成烃史研究[J]. 石油实验地质,2006,28(4):350~358
- 10 Jones R W. Comparison of carbonate and shale source rocks [A]. In: Palacas J G ed. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks: AAPG Studies in Geology [G]. Tulsa: AAPG,1984. 163~180
- 11 秦建中,刘宝泉,国建英等. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准[J]. 石油实验地质,2004,26(3):281~286