

文章编号: 1001-6112(2007)03-0280-06

海相优质烃源岩形成重质油与固体沥青潜力分析

秦建中¹, 李志明¹, 刘宝泉², 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 华北油田分公司 勘探开发研究院, 河北 任丘 062552)

摘要:通过中国海相烃源岩、浮游藻、底栖藻等大量热压生排烃模拟实验与南方海相碳酸盐岩层系储层固体沥青发育特征相结合, 认为海相优质烃源岩具备形成大量重质油及固体沥青的潜力。主要依据为: 海相烃源岩主要成烃生物——浮游藻热压生油模拟实验表明在成熟早期(R_o 为 0.45%~0.7%)就出现生油高峰, 可以大量生成以非烃+沥青质为主的重质油, 每吨 TOC 生成的原油最高可达 1 000 kg 以上, 它也是形成储层固体沥青的主体; 海相未成熟优质烃源岩(I-II₁ 型干酪根, TOC 大于 2%) 在成熟早期也可以大量生成以非烃+沥青质为主的重质油, 每吨 TOC 总生油量可达 300 kg, 约占最高生油量的 50% 以上, 总生烃量的 40% 以上, 它随干酪根类型变差、有机质丰度减小(TOC 小于 2%)、碳酸盐含量变低(小于 5%)而逐渐减少; 中国南方二叠系、下志留统龙马溪组海相优质烃源岩在成熟早期形成的重质油及在准同生至成岩作用早期呈悬浮态运移出来的沉积有机质, 经后期埋深高温裂解与聚合可以大量形成储层固体沥青。

关键词:海相; 优质烃源岩; 重质油; 固体沥青; 潜力分析

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

THE POTENTIAL OF GENERATING HEAVY OIL AND SOLID BITUMEN OF EXCELLENT MARINE SOURCE ROCKS

Qin Jianzhong¹, Li Zhiming¹, Liu Baoquan², Zhang Qu¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

2. Exploration and Production Research Institute, Huabei Oilfield, CNPC, Renqiu, Hebei 062552, China)

Abstract: It is concluded that excellent marine source rocks have the great potential of generating heavy oil and solid bitumen, by combining the results of a great deal thermal pressure hydrocarbon generation and expulsion simulating experiments of marine source rocks, pelagic algae and benthic algae with the reservoir solid bitumen and their characteristics in marine carbonate rock in Southern China. The main evidences are as follows: (1) Thermal pressure simulating experiments of oil generation of the pelagic algae as the main hydrocarbon generation organism in marine source rock show that the maximum yield of oil appears at the early mature stages ($R_o = 0.45\% - 0.7\%$), a great quantity of heavy oil with asphaltene and non-being dominant can be generated at this stage, and the peak value of yield per ton TOC can reach to 1 000 kg. The heavy oil is the main component of forming solid bitumen in reservoirs. (2) Immature excellent marine source rock (type I - II₁ kerogen and TOC > 2%) can also generate a mass of heavy oil dominated by asphaltene and non-hydrocarbons at early mature stage. The total oil yield per ton TOC can reach to 300 kg, which accounts for about 50% maximum oil yield and 40% of the total hydrocarbon yield. The total yield of heavy oil gradually decreases following the kerogen type becoming poor, the organic matter content decreasing (TOC < 2.0%) and the carbonte content (< 5%) reducing. (3) The heavy oils generated from the excellent marine source rock at the early mature stage and the suspending organic matters moving out at the penecontemporaneous to early diagenesis in the Permian and Silurian stratums in Southern China, can form lots of soild bitumens by later burial and high temperature cracking and polymerization.

Keywords: marine; excellent source rock; heavy oil; solid bitumen; potential analysis

收稿日期: 2007-02-25; **修订日期:** 2007-04-10。

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油气地球化学勘探研究工作。

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)。

世界重质油(API 小于 20 度或密度大于 0.94 g/cm^3)资源量十分巨大,原始已探明地质储量已经达 $8.630 \times 10^8 \text{ t}$,其中委内瑞拉和加拿大超重质油占总量的一半以上^[1]。我国预测资源量约 $198 \times 10^8 \text{ t}$,重质油、常规原油和天然气地质储量所占比例分别为 53%,25%和 22%,重质油地质储量相当于常规油气储量之和。重质油除粘度高外,硫含量、金属含量、酸含量和氮含量也较高,可能与海相腐泥型烃源岩或与海侵有关的湖相腐泥型油母页岩有关。中国南海珠江口盆地新近系生物礁中的重质油、塔里木盆地塔河油田奥陶系及志留系沥青砂岩中的重质油或沥青、加拿大巨型地表沥青砂岩中的重质油等均可能与海相腐泥型烃源岩中的成烃生物在成熟早期(相当于 R_o 在 0.45%~0.7%之间)形成的重质油(也称低熟油、未熟—低熟油或未熟油^[2])有关。实际上,中国南方海相 T_2-Z 碳酸盐岩层系中,普遍在碳酸盐礁滩和砂岩储层中发育或见到高演化固体沥青^[3~6],它可能主要是海相优质烃源岩在成熟早期形成的储层重质油藏(以非烃+沥青质+芳烃为主)后期再经历埋深加温演化及高温裂解与聚合演变而成的。例如,四川盆地普光气田下三叠统飞仙关组(T_1f)—上二叠统长兴组(P_2ch)台地边缘浅滩相、生物礁相及台地蒸发岩相储层中固体沥青含量一般在 2.95%~3.78%之间;建南气田 C_2, P_2ch, T_1f^8 主产层和威远气田上震旦统灯影组(Z_2dn)等储层中也普遍见到固体沥青;黔中麻江、翁安地区等 $P-C$ 储层中固体沥青含量一般在 2.01%~4.69%之间,志留系沥青砂岩中固体沥青含量平均 3.42%左右。

为了研究重质油和储层固体沥青的成因,本文在 5 000 余块中国海相烃源岩样品精细筛选和比较的基础上^[7~14],通过海相未成熟腐泥型烃源岩、浮游藻、底栖藻等热压模拟实验结果与重质油和储层高演化固体沥青特征相结合,研究海相优质烃源岩在成熟早期生成和排出重质油的潜力。热压模拟实验装置和实验条件与青藏海相烃源岩研究相似^[15,16],样品用量 50~160 g,颗粒大小采用 2.5~10 mm,加水量为样品重量的 5%~10%,各模拟温度点恒温 24 h。模拟产物通过色谱法或重量法进行定量,随气排出的油称之为气携油,高压釜盖、内壁和岩石表面附着的油状物为釜壁油,残样用氯仿抽提沥青“A”即残留油。

1 海相浮游藻与底栖藻的对比

1.1 未成熟—低成熟阶段的海相浮游藻

浮游生物或浮游藻类是海相优质烃源岩的主要

成烃生物。本次研究样品为中国南海浮游藻,其热压模拟产油率见图 1A。从中可以看出:1)原始浮游藻可溶有机质含量为 44.31 kg/t ;当模拟温度在 $150 \sim 200 \text{ }^\circ\text{C}$ 时(相当于 R_o 在 0.32%~0.45%之间),每吨 TOC 总油产率(残留可溶有机质+釜壁油+气携油)就达到 $663.94 \sim 1151.81 \text{ kg}$,约有 56%~95%的浮游藻几乎均变为可溶有机质;当模拟温度在 $250 \sim 275 \text{ }^\circ\text{C}$ (相当于 R_o 在 0.50%~0.70%之间)时,每吨 TOC 总油产率为 $987.55 \sim 1049.34 \text{ kg}$,约有 83%~95%浮游藻成为重质油。2)海相浮游藻生油高峰很早,在模拟温度 $200 \text{ }^\circ\text{C}$ 时出现生油最高峰,其生油活化能很低,它可能与生物体中氧氮硫等杂原子基团的断裂有关,生成的产物并非“重质油”,只是可溶有机质;模拟温度 $275 \text{ }^\circ\text{C}$ 时出现次生油最高峰(图 1A),其生油活化能也相对较低,它可能与带氧氮硫等长链烃基团的键断裂有关,生成的应为“重质油”。3)海相浮游藻生油第一个最高峰与残留可溶有机质有关,第二个次高峰与残留超重质油、釜壁重质油和气携油有关。

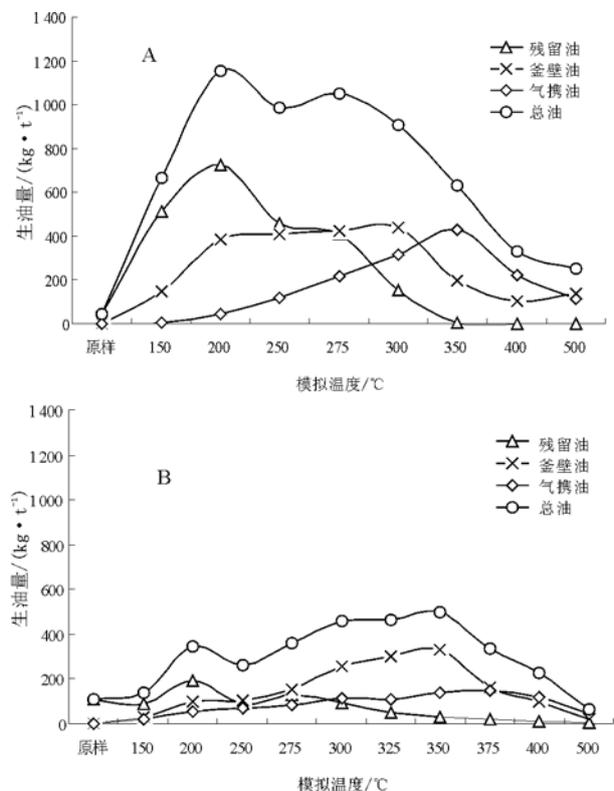


图 1 海相浮游藻和底栖藻油产率随热压模拟温度的变化

图中的生油量是指每吨 TOC 生成的油量。

A. 浮游藻; B. 底栖藻

Fig. 1 Changes of oil yields of the marine pelagic algae and benthic algae following the thermal pressure simulation temperatures

与之形成鲜明对比的是,海相底栖藻原始可溶有机质含量为 109.79 kg,还高于浮游藻。但是,当模拟温度到 150~200 °C 时,每吨 TOC 总油产率为 135.88~343.79 kg,只有 11%~30% 的底栖藻变为可溶有机质,仅相当于浮游藻对应温度段的 20%~30% (图 1); 当模拟温度在 250~275 °C 时,每吨 TOC 总油产率为 263.6~359.95 kg,也只有浮游藻对应温度段的 26%~35%。底栖藻热压模拟生油高峰与浮游藻明显不同,在 350 °C 时出现生油最高峰(图 1B),其生油活化能相对较高,它可能与相对中短链烃类基团的键断裂有关,生成的应为正常原油。但在模拟温度 200 °C 时也出现生油次高峰,其生油活化能也很低,与浮游藻相同,可能与生物体中氧氮硫等杂键基团的断裂有关,生成的并非“重质油”,只是可溶有机质。海相底栖藻生油最高峰主要与釜壁油和气携油有关,次高峰主要与残留重质油有关。

因此,海相浮游藻类总生油量远大于底栖藻,最高生油量约相当于底栖藻的 2~3 倍。其生油高峰提前,约为模拟温度 275 °C,相当于 R_o 为 0.70% 左右,相对底栖藻模拟温度要提前 75 °C 左右, R_o 要低 0.40% 左右。

1.2 海相浮游藻热压模拟早期产物主要是沥青质和非烃

浮游藻原样可溶有机质(氯仿沥青“A”)为 1.103 4%,相当于每吨 TOC 含 44.3 kg,主要由沥青质(60.8%)和非烃(35.4%)组成,饱和烃只有 3.8%,芳烃几乎为零。热压模拟温度 150~220 °C 时,尽管沥青“A”含量猛增到 45%~64%,每吨 TOC 总油达到 663.94~1 151.81 kg 之间,仍由沥青质(81.09%)和非烃(18.41%)组成,饱和烃和芳烃几乎为零。此时,可溶有机质可能是生物体中氧氮硫等杂原子基团(羧基、羰基等)断裂的产物,所需活化能很低,形成的可溶有机质很重,难以排出,在烃源岩中部分可能与不溶有机质相结合形成“干酪根”,伴随着 CO_2 气(每吨 TOC 产 $0 \rightarrow 128.14 m^3$), N_2 , H_2S 等的形成,烃气及 H_2 很低。热压模拟温度 250 °C 时,沥青“A”和总油有所降低,仍由沥青质(59.59%)和非烃(40.41%)组成,这可能与脱羧基、羰基有关,伴随着 CO_2 气成倍增加(图 2)。

热压模拟温度 275 °C 时,总油再次增加,主要是气携油及釜壁油增加所致,残留“A”有所降低,沥青质 62.9%,非烃 37.1%,为生油高峰期,其活化能也相对较低,是带氧氮硫等长链烃类基团键断裂的产物,生成以沥青质+非烃为主的“重质油”。当模拟温度大于 350 °C 时,烃气大量生成,它是前

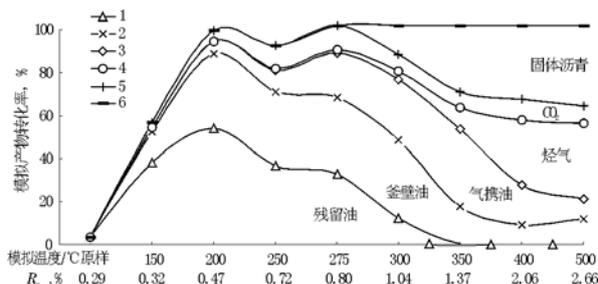


图 2 海相浮游藻热压模拟产物总有机碳转化率随模拟温度及相应镜质体反射率的变化

1. 残留油; 2. 残留+釜壁油; 3. 总油; 4. 总烃; 5. 总烃+CO₂; 6. 模拟产物有机碳总转化率

Fig. 2 Changes of TOC transformation of the marine pelagic algae thermal pressure simulation products following the simulation temperature and corresponding vitrinite reflectance

期形成总油中饱和烃 C-C 键、芳烃+非烃+沥青质及不溶有机质中烷基侧链和 C-C 键裂解的产物,所需活化能较高,但远未达到芳环断裂的能量。

因此,浮游藻的热压模拟实验结果表明,浮游藻生重质油能力极强,不需要生成干酪根,在较低温度下本身就可发生热降解生成大量重质油,生成重质油高峰在 R_o 为 0.66% 左右,有机碳转化率可达 91%。从物质守恒定律来看,伴随着重质油高温裂解,大量烃气(有机碳最高转化率约 35%~43% 之间)生成,还有芳烃+非烃+沥青质中等芳环杂基团进一步缩聚成更复杂、更大的含杂原子的化合物即“固体沥青”,有机碳最高转化率约 38%~47% 之间(图 2)。

实际上,海相底栖藻也可以生成原油、烃气和固体沥青,只是其数量要比浮游藻低,油相对要“轻”,生油高峰也相对靠后,这与它们的有机质类型、结构有关,前者多为长链烃基团,后者多为中短链烃基团,断裂所需活化能要求更高一些。

2 海相优质烃源岩在成熟早期生成重质油的潜力

海相优质烃源岩这里主要是指:1)干酪根类型为腐泥型(I)或偏腐泥型(II₁);2)有机质丰度高,一般 TOC 大于 2%;3)盆地相、台地凹陷或泻湖相形成的烃源岩,沉积水体多为咸化一半咸化的封闭稳定沉积环境,具有一定的碳酸盐含量(大于 5%);4)已经成熟并能运移出油气的烃源岩,多指含钙或钙质页岩。

2.1 海相未成熟腐泥型烃源岩在成熟阶段早期可以生成大量的重质油

海相未成熟优质烃源岩样品选自青藏高原羌

塘盆地西长梁附近侏罗系上统含钙页岩 G₁₆₁, 碳酸岩含量为 24%, R_o 为 0.25%, T_{max} 为 431 °C, TOC 为 29.51%, S₁ + S₂ 为 207.79 mg/g, 干酪根中腐泥组含量在 80% 以上, I_H 为 704 mg/g, 沥青含量已达 2.29%, 转化率“A”/TOC 为 10.67%, HC/TOC 达到 3.46%, 表明已经开始生重质油, 以非烃(54.85%)和沥青质(12.69%)为主(表 1)。其热压生排烃模拟实验结果见图 3A, 与浮游藻(图 1A)热压生排烃模拟实验结果基本一致, 只是缺少模拟温度 250 °C 以前的生“可溶有机质”高峰, 因烃

源岩样品本身已超过此成熟度。

在模拟温度小于等于 300 °C 或 R_o 小于等于 0.87% 时, 随模拟温度或 R_o 的增加, 总生油量急剧增加, 其族组分中芳烃、沥青质含量相对增加, 烃气产量很低, 表明生油高峰以前, 主要是干酪根热降解带芳环基团的长链烃或沥青质(小干酪根)为主。

当模拟温度 250 °C (相当于 R_o 为 0.63%) 时, 每吨 TOC 总生油量已达 300 kg, 约占最高总生油量(模拟温度 300 °C)的 53%, 占总生烃量(模拟温度 450 °C)的 44% 左右。此时, 总油主要由沥青质(35.41%)和非烃(34.15%)组成(表 1), 表明海相 I 型未成熟富烃含钙页岩在成熟早期(相当于 R_o 在 0.45%~0.7% 之间)就可以生成大量的重质油(也称为低熟油)。

当模拟温度 300 °C (相当于 R_o 为 0.87%) 时, 海相 I 型未成熟富烃含钙页岩达到生油高峰, 每吨 TOC 最高生油量为 563 kg, 相当于该样品每吨页岩可生油 166 kg。其模拟生油高峰相对浮游藻类迟后了 25 °C, 相对底栖藻提前了 50 °C, 原因可能是: 1) 页岩中有机质以浮游生物为主, 也混有少部分高等植物或底栖生物; 2) 原始页岩样品热演化程度高于浮游藻类; 3) 页岩中以不溶有机质即干酪根为主; 4) 页岩中矿物或微量元素的催化作用等。

表 1 未成熟优质烃源岩模拟实验总油族组成

Table 1 Group composition of total hydrocarbons in immature excellent source rock simulation experiment

样品	模拟温度/°C	饱和烃, %	芳烃, %	非烃, %	沥青质, %	饱和烃/芳烃	沥青质+非烃, %	沥青质+非烃+芳烃, %
羌塘盆地富烃页岩	原样	16.04	16.42	54.85	12.69	0.98	67.54	83.96
	250	12.76	17.68	34.15	35.41	0.72	75.31	87.24
G _{16190S} (J _{3s})	275	15.13	26.62	29.00	28.67	0.57	57.67	84.29
	300	16.38	28.15	24.26	31.21	0.58	55.47	83.62
(J _{3s})	325	16.83	22.74	18.89	40.05	0.74	58.94	81.68
	350	19.43	33.19	30.66	15.68	0.59	46.34	79.53

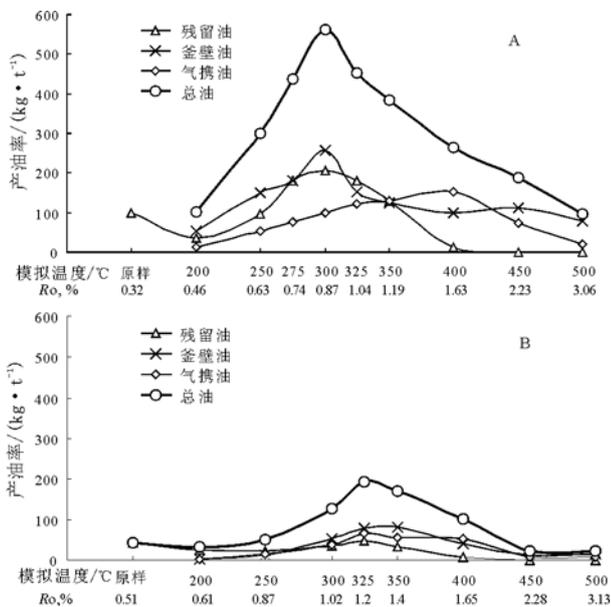


图 3 海相烃源岩热压模拟油产率随温度及镜质体反射率的变化

图中的产油率是指每吨 TOC 的产油率。

A. I 型富烃含钙页岩; B. II 型富烃泥岩(碳酸盐含量 0.58%, TOC 为 7.55%)

Fig. 3 Changes of oil yields of the marine source rocks in thermal pressure simulation following temperatures and vitrinite reflectance

2.2 重质油的形成与海相优质烃源岩密切相关

海相、湖相及煤系烃源岩石油生成、热压模拟实验和油气勘探实践^[12,15~18]表明, 重质油的形成与干酪根类型、有机质成熟度、沉积环境和有机质含量密切相关。

重质油的形成与源岩干酪根类型密切相关^[19]。在成熟阶段早期(R_o 为 0.45%~0.7%), 腐泥型—偏腐泥型(I—II₁ 型)优质烃源岩每吨 TOC 总产油率很高, 最高可达 300 kg, 约占总生油量的 50% 以上(图 3A), 总生烃量的 40% 以上; 混合型(II₂ 型)烃源岩总产油率明显降低, 每吨 TOC 一般在 30~50 kg 之间, 约占总生油量的 15%~25%(图 3B), 总生烃量的 6%~10%; 而腐殖型或煤质(III 型)烃源岩总产油率很低, 每吨 TOC 一般小于 20 kg。I—II₁ 型优质烃源岩所产的油以非烃+沥青质为主, 油的密度一般大于 1 g/cm³, 为重质油; II₂ 型烃源岩所产的油为正常原油, 油的密度一般在 0.82~0.9 g/cm³ 之间; 而 III 型烃源岩所产的油一般以饱和烃+芳烃为主, 油的密度一般小于 0.82 g/cm³, 为轻质油或凝析油。I—II₁ 型优质烃源岩生油高峰一般在成熟阶段中早期, 相当于 R_o 在 0.7%~0.8% 之间; II₂ 型烃源岩生油高峰一般在成熟阶段中期, 相当于 R_o 在 0.8%~1.0%

之间;而Ⅲ型烃源岩生油高峰一般在成熟阶段中晚期,相当于 R_o 在 1.0%~1.2%之间。

重质油的形成与源岩有机质成熟度密切相关。无论是Ⅰ型、Ⅱ型还是Ⅲ型烃源岩所生成的油均是随成熟度的增加由重到轻再到凝析油气,尤其是Ⅰ—Ⅱ型优质烃源岩所生成的油。随成熟度的增加由成熟早期的重质油到成熟晚期的轻质油再到高成熟的凝析油气,并伴随固体沥青的产生。

重质油的形成与源岩碳酸盐含量及沉积环境密切相关^[20]。海相优质烃源岩中碳酸盐含量一般大于 5%或沉积水体为咸化一半咸化的封闭沉积环境(潟湖相等),干酪根中多为带氮氧硫等长链烃基团的Ⅰ—Ⅱ型,生油活化能也相对较低,在成熟早期有利于重质油的形成。例如,云南茂山中泥盆统海相几乎不含碳酸盐的混合型(干酪根 H/C 原子比 1.06)泥岩(图 3B),其生油高峰在 R_o 约为 1.2%的成熟中后期,相对含钙页岩迟后了许多;模拟温度 250 °C 时每吨 TOC 总生油量只有 50.52 kg,仅相当于海相Ⅰ型未成熟富烃含钙页岩相同温度下的 17%左右;生成的产物也以饱和烃+芳烃为主的正常原油。这与海相Ⅰ型未成熟富烃含钙页岩成熟早期形成大量重质油形成鲜明对比。

随着优质烃源岩中碳酸盐含量的增加或沉积水体由淡变咸,生油高峰一般要相对提前,成熟阶段早期生成的油也相对变重一些,甚至海相碳酸盐岩在准同生至成岩作用早期就有沉积有机质(浮游藻类等)的排出,它是碳酸盐岩中沉积显微有机质(浮游藻类等)在准同生至成岩作用早期通过水淋滤(渗流、压实、脱水、云化、溶蚀、矿物转变和交代作用等)呈悬浮态运移出来。四川盆地东北部普光气田普光 6 井上二叠统长兴组在台地边缘浅滩相蒸发坪亚相生屑亮晶云岩薄片中就见示底渗流物中含有机质(沥青)的证据(图 4a)。

重质油的形成与源岩有机质含量也密切相关^[21]。海相烃源岩热压模拟实验表明,海相优质烃源岩的产油率、生排油占总生烃量比例及总生烃量明显高于相同类型的低有机质丰度烃源岩(TOC 小于 1%),特别是有机碳变化在 0.2%~1.0%的海相烃源岩,随着有机质丰度的减小,产油率、生烃量逐渐减少。例如,云南茂山中泥盆统 TOC 为 0.87%的低成熟($R_o=0.54%$)Ⅱ型泥岩(H/C 原子比 1.18,碳酸盐含量 0.58%)每吨 TOC 总油产率(325 °C)最高只有 73.1 kg,仅相当于海相Ⅰ型未成熟优质含钙页岩最高油产率的 13%;而青藏高原措勤盆地白垩系

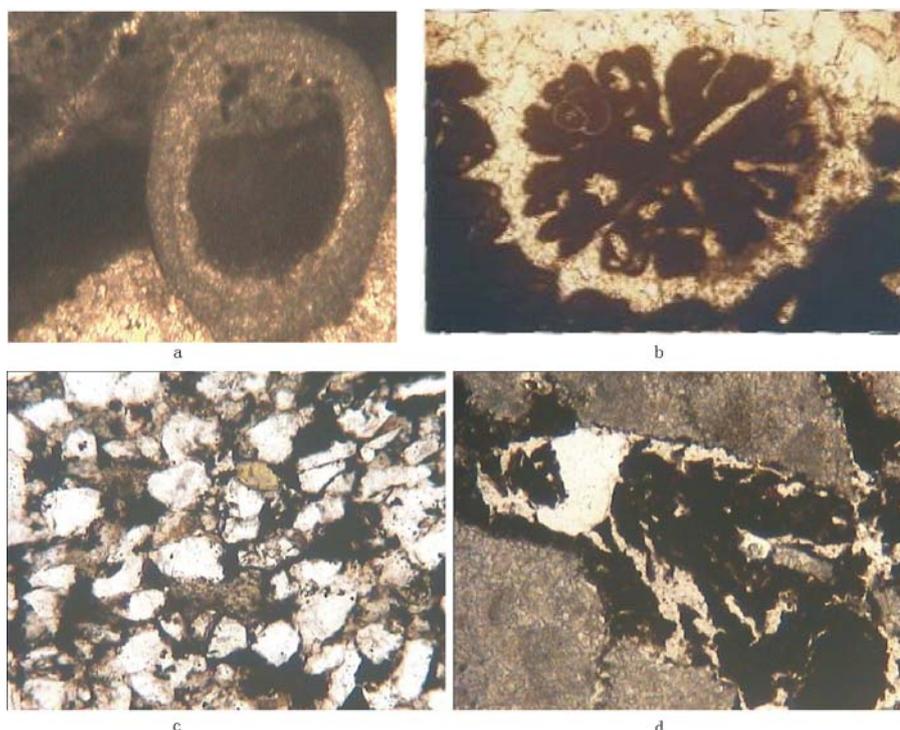


图 4 海相碳酸盐岩层系储层中的重质油与固体沥青
 a. 四川盆地 P_1ch 台地边缘浅滩相生屑亮晶云岩薄片中的示底渗流物,44-B120-1(10×4); b. 南海新近系某井 2 016.9 m 岩心生物礁含稠油薄片,六射珊瑚,小腹足;c. 麻江地区志留系含固体沥青砂岩薄片,63322-1(10×10);
 d. 四川盆地普光气田普光 6 井 P_1ch 白云岩薄片中的固体沥青,75-B197 ×25

Fig. 4 Heavy oils and solid bitumen in the marine carbonate reservoir

TOC为0.31%的低成熟混合型泥灰岩每吨TOC总油产率最高为106.8 kg,也仅相当于海相I型未成熟优质含钙页岩最高油产率的19%。看来,只有海相优质烃源岩(TOC大于2%) 在成熟早期才具备形成大量重质油的潜力。

2.3 海相优质烃源岩在成熟早期具备大量形成重质油和固体沥青的潜力

海相优质烃源岩在成熟早期形成大量重质油与高演化固体沥青潜力巨大。一是优质烃源岩有机质丰度高(一般TOC大于2%),母质以浮游生物为主的I-II₁型干酪根,其每吨TOC生重质油潜力可达300 kg以上;二是优质烃源层虽然厚度一般只有几十米,往往为最大海侵期分布面积广或潟湖优质页岩—礁滩生物碎屑碳酸盐岩组合,易于重油运移成藏;三是优质烃源层在成熟早期形成的重质油藏深度并不大,一般在2000 m左右,储层埋深可更浅一些,原生或晶间孔隙空间往往较大,若伴随构造运动,很容易发生大规模运移形成重质油藏。例如,南海珠江口盆地新近系生物礁中的重质油(图4b),储集空间为新近系生物礁及滩的原生孔隙,埋深只有1200~2100 m,重质油可能就是附近相变的潟湖相优质烃源岩所生。实际上,加拿大巨型地表沥青砂中的重质油、塔里木盆地塔河奥陶系5000 m以下的稠油藏及志留系沥青砂岩的重质油,均可能为海相优质烃源岩中的浮游藻类在成熟早期形成的以非烃+沥青质为主的重质油演变而来。

其实,海相优质烃源岩中的浮游藻类早期形成的以非烃+沥青质为主的重质油,后期再经历埋深加温演化或轻质油气的充注或高温裂解聚合,容易演变为储层固体沥青。中国南方四川盆地川东北普光P₂-T₁、建南气田C₂-T₁滩或生物礁储层中、中部威远气田Z₂dn储层中以及黔中麻江地区T₂-C储层中、翁安明心寺组(C₁m)等储层中普遍见到固体沥青,其储量相当大。它们多源于与本区二叠系潟湖相或盆地相的黑色页岩(局部地区为层段)、下志留统龙马溪组(S₁l)约15~40 m的黑色页岩和下寒武统下部约50~100 m的黑色页岩等3套优质烃源层在成熟早期形成的重质油藏,后经埋深高温裂解聚合演变成成为固体沥青。这3套优质烃源层均属I-II₁型干酪根,TOC大于2%,最高可达14%以上。川东北普光气田上二叠统长兴组生物礁或滩白云岩储集层,在印支期(T₂末),埋深约2000 m左右,晶间孔溶蚀孔发育,二叠系潟湖或盆地相及S₁l优质烃源岩正处于大量

形成重质油的成熟早期,很容易运移形成重质古油藏,后期再埋深经高温裂解聚合演变成目前储层固体沥青(图4c,d)。这可以从普光6井P₂ch 5280~5385 m的台地边缘浅滩相和台地边缘生物礁相残余固体沥青面孔率在60%以上,包裹体均一温度约60~70℃之间,推算古油藏原油密度约为1 g/cm³得到证实。

3 结论

1)海相浮游藻生重质油能力极强,每吨TOC生油能力最高可达1000 kg以上,以非烃+沥青质为主,有机碳转化率可达90%以上,高峰在R_o为0.66%左右;海相底栖藻生油能力低于浮游藻类,生油量仅相当于浮游藻的30%~50%,生油高峰在R_o为1%左右,相对浮游藻迟了许多,产物也应为正常原油。重质油在高温时除大量裂解为烃气外,其杂基团和芳环等还进一步缩聚成固体沥青,有机碳转化率约在38%~47%之间。

2)海相未成熟腐泥型烃源岩与浮游藻相似,在成熟早期可以生成大量的重质油,也以沥青质和非烃为主,在R_o为0.63%时,其每吨TOC总生油量已达300 kg,约占最高生油量的50%以上,占总生烃量的40%以上,其模拟生油高峰相对浮游藻迟了25℃,相对底栖藻提前了50℃。

3)海相优质烃源岩(I-II₁型干酪根,TOC大于2%等)在成熟早期(R_o为0.45%~0.7%),每吨TOC总产油率可达300 kg,约占总生油量的50%以上,总生烃量的40%以上,产物以非烃+沥青质为主;随成熟度的增加由成熟早期的重质油到成熟晚期的轻质油再到高成熟阶段的凝析油气;生油高峰相对提前,一般R_o在0.7%~0.8%之间。碳酸盐含量大于5%或沉积水体为咸化一半咸化封闭沉积环境的海相优质烃源岩有利于形成重质油。海相烃源岩产油率随有机质丰度(TOC小于2%)的减小而逐渐减少,即海相优质烃源岩(I-II₁型干酪根,TOC大于2%等)在成熟早期具备大量生成重质油的潜力。

4)中国南方二叠系、下志留统及下寒武统海相优质烃源岩在成熟早期形成的重质油及海相碳酸盐岩在准同生至成岩作用早期呈悬浮态运移出来的沉积有机质经后期埋深高温裂解、聚合可以形成大量的储层固体沥青。

4)中1井的中1-88样品中具有较高的 C_{28} 甾烷含量、较低的重排甾烷含量、大于 C_{26} 的高碳数三环萜烷高,与中下寒武统烃源岩相类似;中13井、中1井的中1-67、中1-69样品中 $C_{27} > C_{28} \ll C_{29}$,与上奥陶统泥灰岩及塔中主垒带的低 C_{28} 、低三芳甲基甾烷的原油有一定成因联系和相似性。

5)中1井油砂族组成的碳同位素组成呈规则碳同位素分布曲线的变化;中13井中的非烃及沥青质碳同位素相对偏负,可能反映了多期油气充注的特征。

6)塔中地区西北部中1井区志留系油砂(及沥青砂岩)的油源主要来自于中下寒武统烃源岩^[12],同时也有后期(晚期)的上奥陶统烃源岩的烃类充注叠加^[3~5]。

参考文献:

- 1 刘大锰,金奎励,王凌志. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的特性及其成因[J]. 现代地质,1999,13(2):169~175
- 2 刘洛夫,赵建章,张水昌等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的形成期次及演化[J]. 沉积学报,2000,18(3):475~479
- 3 肖中尧,卢玉红,桑红等. 一个典型的寒武系油藏:塔里木盆

地塔中62井油藏成因分析[J]. 地球化学,2005,34(2):155~160

- 4 赵孟军,张宝民,肖中尧等. 塔里木盆地奥陶系偏腐殖型烃源岩的发现[J]. 天然气工业,1998,18(5):32~38
- 5 王大锐,宋力生. 论我国海相中上奥陶统烃源岩的形成条件:以塔里木盆地为例[J]. 石油学报,2002,23(1):31~34
- 6 张水昌,张宝民,王飞宇等. 塔里木盆地两套海相有效烃源层: I. 有机质性质、发育环境及控制因素[J]. 自然科学进展,2001,11(3):261~267
- 7 王飞宇,刘长伟,朱雷等. 塔里木盆地台盆区寒武系烃源岩有机成熟度[J]. 新疆石油地质,2002,23(5):372~375
- 8 王飞宇,张水昌,张宝民等. 塔里木盆地寒武系海相烃源岩有机成熟度及演化史[J]. 地球化学,2003,32(5):461~467
- 9 杨威,魏国齐,王清华等. 塔里木盆地寒武系两类优质烃源岩及其形成的含油气系统[J]. 石油与天然气地质,2004,25(3):263~267
- 10 于炳松, Dong Hailiang, 陈建强等. 塔里木盆地寒武统底部高熟海相烃源岩中的有机质的赋存状态[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2004,29(2):198~202
- 11 赵宗举,周新源,郑兴平等. 塔里木盆地主力烃源岩的诸多证据[J]. 石油学报,2005,26(3):10~15
- 12 罗宪婴,赵宗举,孟元林. 正构烷烃奇偶优势在油源对比中应用:以塔里木盆地古生界为例[J]. 石油实验地质,2007,29(1):74~77

(上接 285 页)

参考文献:

- 1 道格拉斯·兰尼尔. 重油:21世纪的重要能源[J]. 中国能源,1999,(6):29~30
- 2 黄第藩,张大江,王培荣等. 中国未成熟石油成因机制和成藏条件[M]. 北京:石油工业出版社,2003. 前言,137~176,428~456
- 3 谢增业,田世澄,魏国齐等. 川东北飞仙关组储层沥青与古油藏研究[J]. 天然气地球科学,2005,16(3):283~288
- 4 张林,魏国齐,吴世祥等. 四川盆地地震旦系:下古生界沥青产烃潜力及分布特征[J]. 石油实验地质,2005,27(3):276~280
- 5 马力,陈焕疆,甘克文等. 中国南方大地构造和海相油气地质[M]. 北京:地质出版社,2004. 1~867
- 6 马永生. 中国海相碳酸盐岩油气资源、勘探重大科技问题及对策[J]. 海相油气地质,2000,5(1-2):15
- 7 秦建中. 青藏高原羌塘盆地海相烃源层的沉积形成环境[J]. 石油实验地质,2006,28(1):8~14
- 8 秦建中. 青藏高原羌塘盆地中生界主要烃源层分布特征[J]. 石油实验地质,2006,28(2):134~141
- 9 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. 1~63
- 10 秦建中. 青藏高原羌塘盆地有机相展布与成烃模式[J]. 石油实验地质,2006,28(3):264~273
- 11 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

- 12 秦建中. 中国烃源岩[M]. 北京:科学出版社,2005. 111~251,368~437
- 13 秦建中. 青藏高原羌塘盆地油源及运移过程[J]. 石油实验地质,2006,28(5):450~457
- 14 秦建中. 青藏高原羌塘盆地油气资源潜力分析[J]. 石油实验地质,2006,28(6):566~573
- 15 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
- 16 秦建中,刘井旺,刘宝泉等. 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
- 17 Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1978. 1~486
- 18 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 [M]. Tulsa: AAPG, 1984. 163~180
- 19 秦建中. 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
- 20 秦建中,刘宝泉,郑伦举等. 海相碳酸盐岩生排烃能力研究[J]. 石油与天然气地质,2006,27(3):348~355
- 21 秦建中,金聚畅,刘宝泉. 海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律[J]. 石油与天然气地质,2005,26(2):177~184