

文章编号: 0253-2697(2006)05-0046-05

东营凹陷烃源岩排油机理

张卫海 陈中红 查明 曲江秀

(中国石油大学地球资源与信息学院 山东东营 257061)

摘要: 东营凹陷主力烃源岩生成的油气主要以油相形式从烃源岩中排出, 水溶相是未熟油—低熟油初次运移的主要形式, 在高成熟阶段, 气溶相则为主要运移形式。幕式排油是烃源岩系统演化过程中的一种重要排油方式, 此时烃类以混合相形式运移。虽然东营凹陷烃源岩系统在一定时间和空间内具有相对滞排特征, 但滞排使超压得到积累和“幕式”释放, 因而厚层烃源岩仍具有较高的排油效率, 其滞排系数(残留烃与生烃量比值)基本小于 0.4。

关键词: 东营凹陷; 烃源岩; 排油机理; 幕式排烃; 油气运移; 排油效率

中图分类号: TE112.12 文献标识码: A

Hydrocarbon expulsion mechanism for source rock in Dongying Depression

Zhang Weihai Chen Zhonghong Zha Ming Qu Jiangxiu

(Faculty of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum, Dongying 257061, China)

Abstract: The main manner of hydrocarbon expulsion from the main source rocks in Dongying Depression is oil phase, and that in immature phase is water-dissolving phase, and the manner of hydrocarbon expulsion in the high mature phase is gas phase. Episodic expulsion is an important manner in the evolution of source rocks, and hydrocarbon migration is in the manner of mixed phase. There was “stagnant expulsion” comparatively in the thick mud of Dongying Depression in some time and space, but the over pressure in source rocks could be accumulated, and hydrocarbon could be expelled in episodic manner as the overpressure exceeded the resistance of source rocks. So the thick mud still had higher expulsion efficiency, and the coefficient of stagnant expulsion was below 0.4.

Key words: Dongying Depression; source rock; hydrocarbon-expulsion mechanism; episodic expulsion; oil-gas migration; hydrocarbon-expulsion efficiency

烃源岩是含油气系统和油气成藏的基础, 烃源岩的排烃是油气从生成到成藏这一过程的初始环节。尽管烃源岩排烃研究在资源评价中具有重要的意义, 但一直被认为是石油地质领域中的薄弱环节。有效烃源岩是指既有油气生成又有油气排出的岩石, 排烃过程在某种程度上控制了盆地内油气藏的分布。有机质含量高是有效烃源岩的基本特征, 但只有生成的油气能有效排出才是真正有效的烃源岩, 因此对烃源岩排烃机理的研究是确定有效烃源岩的基础。笔者以东营凹陷牛 38 井沙河街组烃源岩为例, 探讨了东营凹陷烃源岩的排油机理。

1 主控因素

烃源岩的排烃过程是一个复杂的地质过程, 是烃源岩受各种地质因素综合作用的结果。为了更清晰地了解排烃过程及各因素对排烃作用影响的大小, 按事

物发展的一般规律, 将这些地质因素划分为内因及外因(图 1)。其中, 有机质类型、丰度决定了烃源岩的生烃潜力, 而有机质的成熟度反映了有机质的演化程度, 因此有机质类型、丰度及其成熟度反映了生烃母质的特征, 是烃源岩能否排烃的内因, 对排烃起决定作用^[1]。

对东营凹陷牛 38 井沙河街组烃源岩生排油的计算分析表明, 有机质类型对生、排油作用有显著影响。如 I 型干酪根的原始生油潜量平均为 44.82 mg/g, 而 III型干酪根为 1.36 mg/g, 前者是后者的 33 倍; I 型干酪根的排油量平均为 18.9 mg/g, 而 III型干酪根为 0.7 mg/g, 前者是后者的 27 倍^[2]。有机质丰度其实也受有机质类型的控制, 形成于不同沉积环境的不同类型的有机质, 其丰度有着明显差异。以东营凹陷为例, 发育于沙三下亚段的 I 型有机质形成于湖泊水体较深位置。由于温度或盐度的变化, 水体容易出现分层, 湖泊

基金项目: 国家“十五”重点科技攻关项目“济阳坳陷下第三系有效烃源岩分布与评价”(2001BA605A-09-21)资助。

作者简介: 张卫海, 男, 1963 年 1 月生, 1986 年毕业于华东石油学院石油地质专业, 现为中国石油大学(华东)地球资源与信息学院副教授, 主要从事石油地质学的教学与科研工作。E-mail: zhangwhen@163.com

底部处于缺氧状态, 厌氧细菌活动较为频繁, 水体表现为较强还原环境, 这使得一些勃发的水生藻类腐烂后容易得到较好保存, 因此有机质丰度较高, 一般在2%以上。特别是发育于其中的油页岩的厚度虽然较薄,

但有机质丰度一般在5%以上, 有的甚至达到10%。其生、排油能力强, 为高丰度的优质烃源岩。而发育于沙三中、上亚段的Ⅲ型或Ⅱ型有机质形成于滨浅湖或三角洲等开放性环境中, 受氧化作用影响, 有机质不能

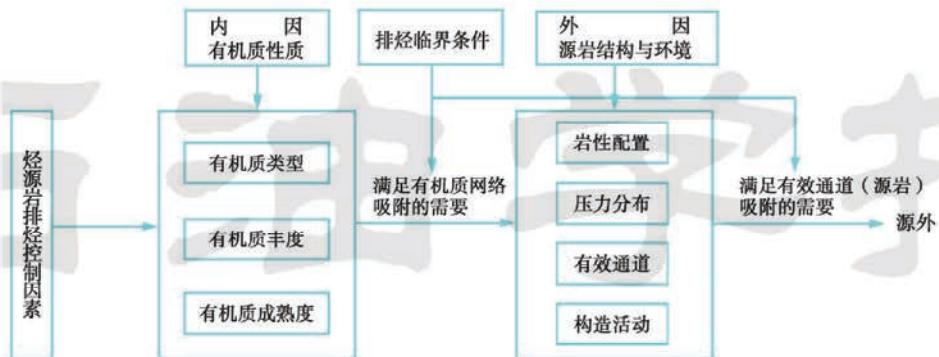


图1 烃源岩排烃控制因素

Fig. 1 The factors of controlling hydrocarbon expulsion from source rocks

得到较好保存, 因此, 其有机质丰度较低, 一般在1%以下。对东营凹陷烃源岩的生、排油研究结果显示, 其有机质丰度与生油潜量和排油量呈一定的线性关系, 即

$$S_o = 12.286C_{to} - 8.3381 \quad (R^2 = 0.9594) \quad (1)$$

$$S_p = 0.0678C_{to}^2 + 4.5239C_{to} - 2.4823 \quad (R^2 = 0.8077) \quad (2)$$

式中 C_{to} 为有机碳含量, %; S_o 为生油潜量, mg/g; S_p 为排油量, mg/g。

外因可以理解为源岩的内、外部环境, 包括源岩的结构特征(岩性配置等), 源岩内有效的运移通道、压力的分布、微裂缝的发育情况以及外部的各种构造运动等地质作用。外因对烃源岩排油的效率及结果都有着重要影响, 如东营凹陷烃源岩岩性结构的多样性, 造成了烃源岩排油的非均质性^[3]。东营凹陷沙三段、沙四段高压层(致密钙质层)的顶部附近发育的大量垂直的微裂缝, 被认为是烃源岩幕式排油的产物, 与常规条件下烃源岩中的油气以稳态渗流形式向外扩散或水溶式运移相比, 在构造运动或超压条件下发生的幕式排油通常是形成大规模油气田的重要基础。

烃源岩排油有一个临界条件(或排油门限), 即烃源岩内必须产生足够的烃类, 在满足干酪根网络及有效通道的吸附需要后才能形成规模排油^[4]。因此, 排油门限实际上表示烃源岩排油的一种潜在临界状态。

2 排油相态

目前已经提出多种烃源岩排油模式, 如盆地热水

垂直运移^[5]、甲烷—二氧化碳气体增溶运移^[6]、连续油相运移^[7]、气相扩散运移^[8]、气相溶液运移^[9]等模式。在一个比较理想状态的连通孔隙网络中, 油相是排油的主要相态。但由于地下地质条件的复杂性, 实际情形却并非如此。从沉积盆地烃源岩层系中普遍发育超压情况来看, 泥岩的渗透率极低, 源岩层内的水分不能有效排出。对东营凹陷源岩孔隙微观特征的观察表明^[10], 其孔隙多呈伸长、压扁状态, 而压扁的粘土矿物平行于岩层面相互叠置, 造成岩层内特别是垂直岩层面方向上的大量延伸孔隙被堵塞。随着源岩厚度的增加, 源岩的整体渗透效果趋近于零状态。在此状态下, 油气要从源岩内排出, 必须通过张开的微裂缝, 因而油气沿着微裂缝呈幕式涌流模式排出成为这种条件下较为合理的解释, 其排油的动力是源岩层内集聚的异常高压以及构造运动对源岩形成的破坏。

对东营凹陷烃源岩的分析表明, 其粘土矿物的转化开始于1500m左右, 在3000m左右基本完成, 它与岩石孔隙度急剧变化的突变压带及紧密压实带的上部相对应, 并且在进入成熟油排油阶段时, 伊-蒙转化过程基本完成(图2)。因此, 对于东营凹陷而言, 烃源岩成熟阶段生成的原油主要以油相游离态的形式排出; 在烃源岩高演化阶段, 气相可能成为主要运移相态; 不均衡压实及生烃增压导致源岩破裂, 使得幕式涌流成为重要的排油方式, 此时油气水呈混溶相运移。但从上面的分析可以看出, 油相可能是东营凹陷石油初次运移的主要形式, 其表现为含油饱和度较高, 而蒙脱石脱水作用可能是研究区未熟—低熟油初次运移的载体和条件。

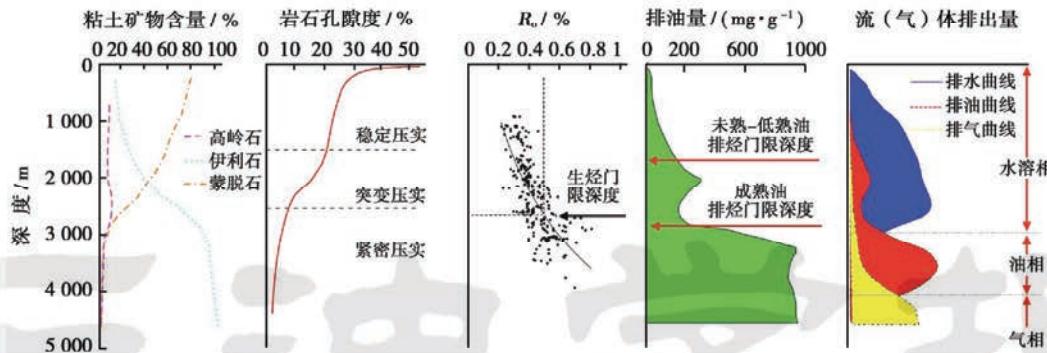


图 2 东营凹陷烃源岩生、排油演化模式

Fig. 2 The evolving mode of hydrocarbon generation and expulsion from source rocks in Dongying Depression

3 排油门限

确定烃源岩排油临界状态是研究烃源岩排油作用的重要环节及有效手段。学者们提出了不同的概念,如排油临界饱和度^[11]、排油临界饱和量^[4, 12]、排油门限^[13]、运移门限及有效运移门限^[14]等概念来表征排油的临界状态,并对其展开了积极的研究^[15-16]。但由于不同学者的研究角度及研究手段、条件等的差异,对烃源岩排油临界状态的确定并未完全达成一致。

利用热解获得的地球化学资料及测试获得的残余有机碳含量(在样品少的井区可以通过有限的样品测试信息与测井响应建立相互联系,再利用这种联系从测井信息中获得残余有机碳含量)可以计算生油量、排油量等各种参数^[17]。

用具有一定有机碳丰度的烃源岩所排出的油量(A_{hc} , mg/g)可以表征烃源岩的排油能力,并且可以直接利用 A_{hc} 在深度剖面的变化来确定排油门限。

由图 3 可见,牛 38 井的 A_{hc} 包络线在烃源岩剖面(厚层泥岩夹薄层砂岩)上呈现“大肚子型”,在 2 950 m 处 A_{hc} 为最低值(300 mg/g),从该点向下 A_{hc} 值逐渐增大,在 3 070 m 处到达最高值(800 mg/g)。由于烃源岩排油之前必先满足干酪根网络与源岩吸附的需要,故在 A_{hc} 达到 300 mg/g 时才开始进入排油门限,才能形成一定规模的烃类排出,因此将 2 950 m 视为该段烃源岩的排油门限深度,将 3 070 m 视为烃源岩开始进入排油高峰期的深度。

不同有机质类型的烃源岩排油有着显著差异。图 3 反映各种类型有机质的 A_{hc} 曲线变化基本一致,在 2 950 m 处 I 型及 II 型有机质都能达到排油门限,但 III 型有机质由于生烃及排油能力非常有限,未到达排油门限,基本为无效有机质。不同有机质进入排烃高峰期时,其排油能力仍存在一定差别,在 3 070 m 处 I 型、II₁ 型、II₂ 型及 III 型有机质的 A_{hc} 值分别为 800 mg/g、

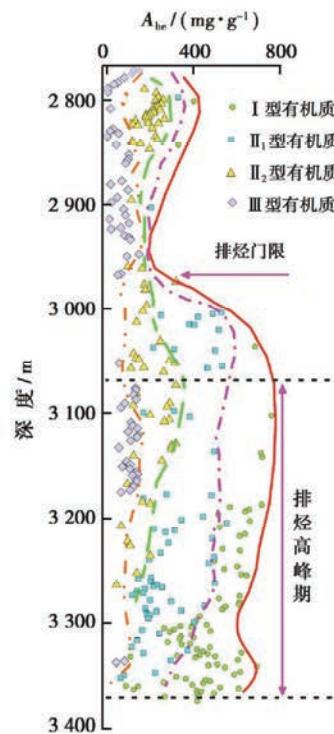


图 3 牛 38 井各种类型有机质排油能力随深度的变化

Fig. 3 Relation of hydrocarbon expulsion capacity for all kinds of organic matters with depth in Niu 38 Well

600 mg/g、380 mg/g 和 160 mg/g。

由 A_{hc} 值可以计算出该点排烃时的含油饱和度 S_{hc} ,计算式为

$$\Phi S_{hc} \rho_o / \rho_s = A_{hc} C_{to}$$

式中 Φ 为源岩孔隙度,%; ρ_o 为原油密度,g/mL; ρ_s 为源岩密度,g/mL。

源岩密度可以直接由密度测井资料求得。根据井区的试采资料,将地下高温高压状态的原油密度定为 0.8 g/mL。经过测井资料及相关地质分析,取源岩初始孔隙度为 62%。深度 H 处的孔隙度按下式计算:

$$\Phi = 0.62 \exp(-0.000624H)$$

计算结果表明, 在 2 950 m 和 3 070 m 深度排烃时源岩的含油饱和度分别为 8.56% 和 64.42%。

对研究结果进一步分析可发现, 有机质丰度与 S_{hc} 值呈现一定的相关性(图 4), 同时该结果也体现了有机质丰度对生排油的控制作用。

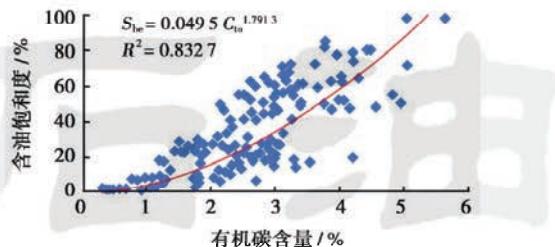


图 4 有机碳含量与排烃时含油饱和度的相关性分布

Fig. 4 The relativity between total organic carbon and oil saturation when hydrocarbon was expelled from source rock

4 排油过程的演化

对排油过程演化的研究是一个不断发展的过程, 从盆地模拟时进行资源评价的“压实排液”模型逐渐过

渡到成熟盆地资源评价时的“压实—压裂(微裂缝)双阶段排油”模型^[18-20]。

对于厚层源岩而言, 其排油过程为压实—欠压裂—压裂的循环过程。厚层源岩的压实过程存在严重的不均衡性, 即源岩界面上的压实作用能够正常进行, 流体能够正常排出, 而源岩内部的压实作用却受到一定阻碍, 形成“滞排带”。但只要泥岩的渗透率不为零, 其排油过程就总是存在的, 因而所谓的“滞排带”是相对的。泥岩边缘与砂岩输导层相邻, 排油效率高, 相对而言, 泥岩中央地带的烃不能有效疏散, 导致其检测到的泥岩残留烃含量总是高于边缘。只要源岩内部流体孔隙压力没有超过岩石的破裂强度, 烃源岩内部较高的孔隙度就能得到维持, 烃类就难以排出, 这种相对滞排特征在一定时间内总是存在的。但从漫长的地质历史看, 由于源岩内部剩余能量的积累及外界构造运动的破坏, 这种相对滞排状态终会被打破, 烃类可以迅速得到释放。因此从时间序列上看, 伴随着厚层源岩内部流体压力的积累和释放, 发生幕式排液作用的源岩也是经历着从压实—欠压实—压裂的循环演化过程(图 5)。

由于滞排过程是相对的, 故可以运用滞排系数 k

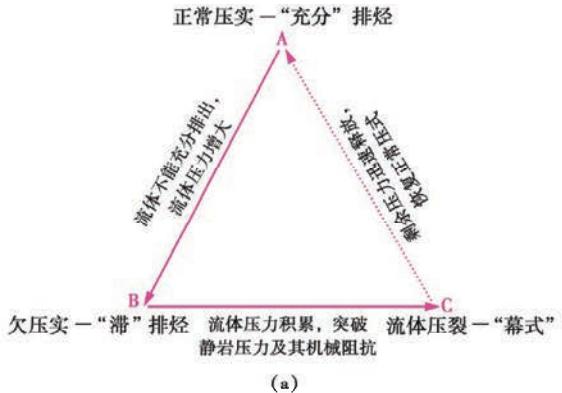


图 5 三端元排油概念模型

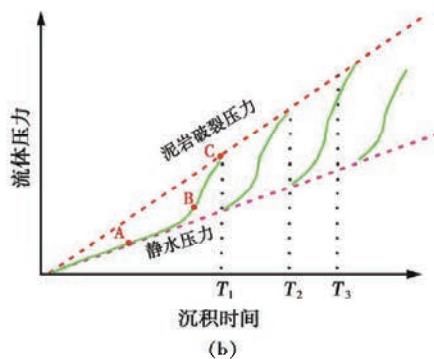
Fig. 5 The conception model of hydrocarbon explosion in three stages

(烃源岩中的残留烃与生烃量的比值)来更好地表达该概念, 即:

$$k = S_1/Q = S_1/(S_0 - S_2)$$

式中 S_1 为现今测得的烃源岩中的可溶烃量, mg/g; S_2 为现今测得的烃源岩中的热解烃量, mg/g; Q 为生烃量, mg/g; S_0 为烃源岩的原始生烃潜量, mg/g。 S_0 可以通过有机碳含量等参数求取。滞排系数越小, 表明排油效率越高。

东营凹陷沙三中下、沙四上亚段烃源岩中普遍发育异常高压, 平面上超压围绕生油洼陷呈环带状分布。樊 41 井超压体系的地球化学特征显示, 压实不均衡是形成沙三中亚段(Es_3^3)异常高压的主要原因, 生烃作用是形成沙四上亚段(Es_4^1)超压的主要机制, 而沙三下亚



段(Es_3^3)同时具备压实不均衡及生烃作用的双向增压效应。从滞排系数的分布来看, 超压体系内的 k 值较上部的常压体系仅有微弱的提高, 而且 k 值小于 0.4, 表明超压体系可以有效地排油(图 6)。

5 结 论

(1) 东营凹陷主力烃源岩生成的油气主要以油相形式运移, 水溶相可能是未熟油—低熟油初次运移的主要形式, 在高成熟阶段气溶相为主要运移形式。幕式排油是烃源岩系统演化过程中的一种重要排油方式, 此时烃类以混合相形式运移。

(2) 东营凹陷牛 38 井源岩的临界排油量为 300 mg/g, 临界排油饱和度约为 8.56%。

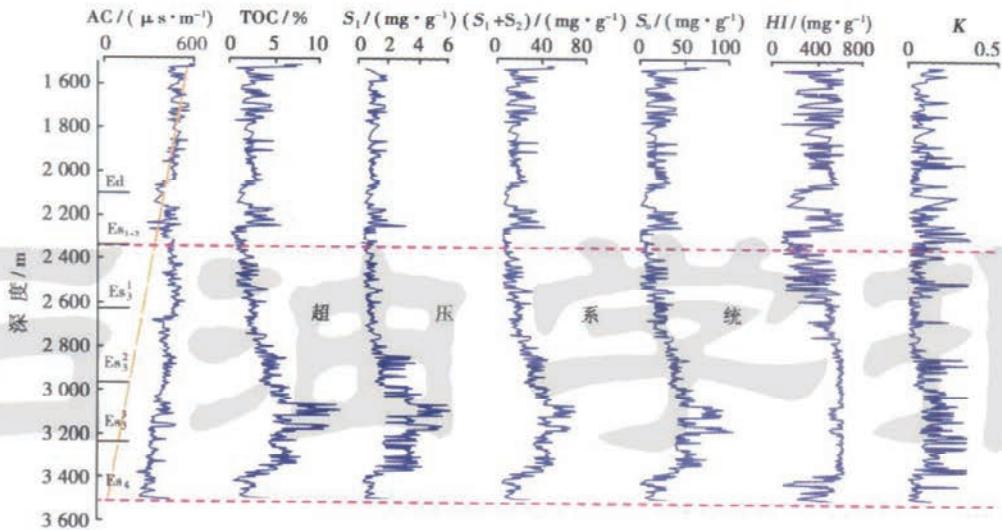


图 6 樊 41 井烃源岩超压体系的地球化学特征

Fig. 6 The geochemical characteristics of over-pressure systems in source rocks of Fan-41 Well

(3) 虽然东营凹陷烃源岩存在一定时间和空间内存在相对滞排特征,但滞排使超压得到积累和幕式释放,因此厚层烃源岩仍具有较高的排油效率,其滞排系数小于 0.4。

参 考 文 献

- [1] 陈中红,查明. 烃源岩排油作用研究现状及展望[J]. 地球科学进展, 2005, 20(4): 459-466.
- [2] 陈中红,查明,金强. 东营凹陷牛 38 井沙河街组烃源岩生排油评价[J]. 地质科学, 2004, 39(3): 356-366.
- [3] 陈中红,查明. 济阳坳陷古近系烃源岩结构及排油的非均一性[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 45-47.
- [4] 庞雄奇. 排油门限控油气理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 1-100.
- [5] Price L C. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration[J]. AAPG Bulletin, 1976, 60(2): 213-244.
- [6] Bray E E, Foster W R. A process for primary migration of petroleum[J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(1): 107-114.
- [7] Magara K. Mechanisms of natural fracturing in a sedimentary basin[J]. AAPG Bulletin, 1981, 65(1): 123-132.
- [8] Leythaeusers D, Schaefer R G, Yukler A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(4): 408-429.
- [9] Neglia S. Migration of fluids in sedimentary basins[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(4): 573-598.
- [10] 刘传联,舒小辛,刘志伟. 济阳坳陷下第三系湖相生油岩的微观特征[J]. 沉积学报, 2001, 19(2): 293-298.
- [11] Dickey P A. Possible primary migration of oil from source rocks in oil phase[J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(2): 337-344.
- [12] McAuliffe C D. Oil and gas migration: Chemical and physical constraints[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 761-781.
- [13] 庞雄奇,陈章明,陈发景. 排油气门限的基本概念、研究意义与应用[J]. 现代地质, 1997, 11(4): 510-521.
- [14] 王新洲,周迪贤,王学军. 烃源岩中残留死油量与运移门限值的讨论[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(2): 17-23.
- [15] 姜振学,庞雄奇,金之钧,等. 门限控烃作用及其在有效烃源岩判别研究中的应用[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2002, 27(6): 689-695.
- [16] 周海燕,庞雄奇. 应用排烃门限理论评价汤原断陷泥质烃源岩[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 25-28.
- [17] 陈中红,查明,王克,等. 烃源岩生排油研究方法进展[J]. 地学前缘, 2003, 10(3): 86.
- [18] 郝石生,柳广弟,黄志龙,等. 油气初次运移的模拟模型[J]. 石油学报, 1994, 15(2): 21-31.
- [19] 柳广弟,黄志龙,郝石生. 烃源岩生排油组分法模型研究与应用[J]. 沉积学报, 1997, 15(2): 130-133.
- [20] 张卫华,陈荣书,陈习峰,等. 分阶段排油模拟模型研究[J]. 石油实验地质, 1999, 21(4): 357-363.

(收稿日期 2005-10-24 改回日期 2005-12-12 编辑 王 秀)