

文章编号:0253-9985(2008)06-0709-07

成盆成烃成藏理论思维与有限空间生烃模式

关德范¹,徐旭辉¹,李志明²,王捷³

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院,北京 100083;

2. 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;

3. 中国石油化工股份有限公司 胜利油田有限公司 地质科学研究院,山东 东营 257015)

摘要:通过对目前生烃量计算模型的剖析,指出利用残余有机碳计算生烃量的方法在成烃、成藏定量研究方面可能存在问题。此外,从中国东部中、新生代陆相含油气盆地演化规律着手,分析了盆地持续沉降、整体上升以及全面萎缩3个阶段的演化特征及其对成烃、成藏过程的控制作用,探索了盆地中烃源物质演化与孔隙成岩演化之间的关系,提出了有限空间生烃的定量研究新模型。

关键词:有限空间生烃;盆地模拟;成盆成烃成藏;资源评价;中、新生代;陆相含油气盆地;中国东部

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

A study on theories of basin evolution and hydrocarbon generation and accumulation and model of hydrocarbon generation in finite spaces

Guan Defan¹, Xu Xuhui¹, Li Zhiming², Wang Jie³

(1. SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

3. Geological Scientific Research Institute of SINOPEC Shengli Oilfield Company Ltd., Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: An analysis of current models for calculating volume of hydrocarbon generation points out problems that may exist in quantitative study of hydrocarbon generation and reservoiring through calculating volume of hydrocarbon generation by using residual organic carbon. Based on the evolution law of the Mesozoic and Cenozoic basins in East China, the paper analyzes the evolutionary features of basins evolution phases and hydrocarbon accumulation processes, explores the relationship between the hydrocarbon source rock and porous diagenesis, and then builds up a new model for quantitative calculating hydrocarbon accumulation amount in limited spaces.

Key words: hydrocarbon generation in a limited space; basin modeling; basin evolution and hydrocarbon generation; resource evaluation; Mesozoic and Cenozoic; continental petroliferous basin; eastern China

烃源岩评价和生烃量计算是油气资源评价研究的主要内容。目前,这方面的研究思路和理论基础的主要依据仍然是B. P. 蒂索在20世纪70年代提出的“干酪根热降解生烃学说”^[1]。从有机地球化学角度分析,这一学说对海相烃源岩还是陆相烃源岩的评价研究,都已形成了完整的理论和技术方法,实践也证明是较为成熟和实用的。但从石油地质角度思考的话,就会发现这一

学说是就烃源岩而论烃源岩,脱离了盆地石油地质演化全过程的整体分析。按这种思路评价烃源岩并从中优选主力或有效烃源岩是可行的,如果按有机地球化学计算烃源岩的生烃量就存在较多的问题。本文通过对目前用B. P. 蒂索思维计算烃源岩生烃量原理的剖析,加之用成盆成烃成藏理论思维计算烃源岩生烃量的原理与之对比,探讨了生烃量定量评价的新思路和新方法,以引起

收稿日期:2008-09-09。

第一作者简介:关德范(1942—),男,教授级高级工程师,石油地质。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(P05038)。

同行的思考并共同探索。

1 对盆地模拟生烃史模型的剖析

目前油气资源评价生烃量计算主要用盆地模拟生烃史模型。这个模型的基本思路来源于 B. P. 蒂索的“数学模型:对石油和天然气远景评价的一种定量途径”一文。按赵文智、何登发等^[2]所著的“石油地质综合研究导论”一书中介绍,生烃量估算公式如下:

$$Q = 10^{-8} Sh\rho C_r R_c H_r \quad (1)$$

式中: Q 为总生油量, t; S 为有效烃源岩分布面积, km^2 ; h 为有效烃源岩平均厚度, m; ρ 为烃源岩密度, t/km^3 ; C_r 为烃源岩残余有机碳含量, %; R_c 为有机碳恢复系数, 无量纲; H_r 为该演化阶段的产烃率, kg/t (当 H_r 为液态烃产率时, Q 为液态烃生成量; 当 H_r 为气态烃产率时, Q 为气态烃生成量)。

公式(1)是一种纯化学反应方程式,从化学角度分析是完全正确的,但从石油地质角度分析明显存在以下几个问题。

1) 按这种思维计算的生烃量,表示烃源岩中的原始有机碳经热演化都已转化为烃类的理论最大值。如果是这种情况,那么现今烃源岩中就不存在残余有机碳,理论上残余有机碳值等于零。但实际情况是目前标定的有效烃源岩中都含有丰富的残余有机碳,而且越是好的烃源岩中残余有机碳含量越高,地球化学家在很大程度上就是靠残余有机碳值来确认有效烃源岩的。这说明烃源岩中的有机碳并没有全部转化为烃类,只是一部分转化为烃类。因此,正确的估算公式应当是:

$$Q = 10^{-8} Sh\rho (C_r R_c - C_r) H_r \quad (2)$$

式中的 $(C_r R_c - C_r)$ 代表消耗的有机碳(前提是恢复的总有机碳或原始有机碳值正确,有机碳恢复系数合理)。

由于有机碳恢复系数求取存在一定的人为因素,因此有一些研究成果直接选用残余有机碳值代入公式(2)进行计算。这种估算得出的生烃量,只是表示这些残余有机碳如果经过热演化能转化成这么多烃类,但实际情况是这些有机碳并没有转化为烃类,否则就不称其为残余有机碳了。但有一种情况属例外,就是如果烃源岩中的原始有机碳恰好一半经热演化转化成烃类,还有一半残留在烃源岩中,这种情况计算的生烃量能代表实

际转化的烃类,但从理论上或方法上都无法确认这种特例。

因此上述计算公式中,不论是用恢复的原始有机碳还是用残余有机碳计算的生烃量都是不对的。如果再以这种计算错误的生烃量作为基数,选取人为因素很大的所谓“排油系数”和“聚集系数”来求取最终聚集量,并以此聚集量作为指导油气勘探或战略规划的依据,显然风险太大了。

2) 依据 B. P. 蒂索提出的干酪根热降解生烃理论,干酪根热降解过程大致经历了3个演化阶段:①成岩过程的不成熟阶段(低熟阶段,仅生成少量的低熟石油和天然气);②退化过程的成熟阶段,是石油(液态烃)主要生成阶段(Ⅲ型以生气为主的干酪根除外);③交替过程的过成熟阶段,主要是生干气和液态烃裂解生气阶段。由于不成熟阶段生成的油气很少,消耗的有机碳不多,因此Ⅰ型和Ⅱ型干酪根类型的烃源岩在热演化过程主要是经历了生油阶段和生干气阶段。生油阶段所消耗的有机碳数量很大,据秦建中2007年的研究成果,好的Ⅰ型干酪根烃源岩在生油阶段甚至可以消耗原始有机碳的90%左右,因此进入生干气阶段所剩的原始有机碳已很少了。在这种情况下计算烃源岩的生气量,就不能简单按上述公式代入气态烃产率来求取。正确的思维过程应当是分两部分来计算:①首先计算生油阶段的生油量,然后以生油量为基数,计算这些液态烃经裂解生成的气体量,同时要研究裂解阶段 H_2S 和 CO_2 气与裂解气(甲烷)同时生成的条件;②计算原始有机碳减去生油消耗的有机碳,再减去残留有机碳之后的实际所消耗有机碳生干气阶段的气体量。综合分析了上述两个阶段的热演化特征后,才能最终计算气态烃总量(Ⅲ型干酪根的烃源岩可直接用气态烃产率值代入公式计算)。

我国南方海相碳酸盐岩大气田的形成过程,都是先形成大油田之后,大油田之中的液态烃经裂解成为天然气并作为主要气源,再形成现今的大气田。如果不按照这种思路来研究其成烃、成藏过程,仅用上述公式计算生气量和聚集量,显然是不对的。

3) 烃源岩热演化的生烃过程是一种有机地球化学反应。只要是有机地球化学反应就应当具备3个基本条件,即物质成分、外部因素和反应空间。上述公式仅考虑了物质成分(有机质)和外部

因素(温度、压力),忽视了反应空间问题。

我们知道,烃源岩主要由泥质沉积物和有机质组成,是在一个相对封闭的还原环境条件下形成并同时经历了沉积成岩演化过程。在这一演化过程中,泥质沉积物的沉积成岩演化与有机质的热演化是同步进行的。随着埋深的增加,泥质沉积物逐步成岩,经压实作用孔隙度逐渐减小;有机质则随着埋深的增加,经热演化作用有机质逐步成烃并占据了烃源岩(泥岩)的孔隙空间。当生成的烃类全部充满了烃源岩的孔隙空间时,两者达到了平衡状态,即烃源岩的孔隙度不再减小,在上覆岩层的压实作用下,只要没有泄压条件就处于欠压实状态。由于没有了烃类储存的空间,有机质向烃类转化过程受到抑制,没参与热演化的有机质残留于烃源岩之中,成为“残留有机碳”。因此只有达到平衡点时烃源岩孔隙空间充满的烃类,才是具有石油地质意义的真实生烃量。当烃源岩与储集岩或圈闭之间存在压力差时,烃源岩中的烃类被压实排出,随着烃类的排出,烃源岩进一步被压实,孔隙度随之减小,孔隙度减小的空间即为排出烃类所占的空间。因此,某一层段烃源岩的生烃量是受烃源岩生烃阶段所具有的孔隙空间制约的,不可能无休止地连续不断生烃。

2 成盆成烃成藏理论思维与有限空间生烃模式

传统石油地质理论是把沉积盆地作为油气赋存的基本地质单元,不管盆地的大小、形态特征、成因类型等有多么的不同,只要有油气生成、运移、聚集过程的沉积盆地都统称为含油气盆地。因此只要是含油气盆地就应当具有相同或相似的石油地质演化过程和特征,只要认真分析含油气盆地不同发展阶段的石油地质演化特征以及与成烃、成藏过程的内在关联,就可以进一步探讨成盆、成烃、成藏理论的内涵^[3~6]。

通过对中国33个中、新生代含油气盆地(或凹陷)以及国外64个中、新生代含油气盆地(或凹陷)的石油地质演化史分析发现,这些盆地(或凹陷)的演化主要经历了3个发展阶段,即持续沉降发展阶段、整体上升发展阶段和全面萎缩发展阶段。这3个发展阶段都与成烃、成藏过程有着密切的关联。

2.1 盆地持续沉降发展阶段——成烃过程

2.1.1 泥质沉积物(烃源岩)发育区

这一区域的特点是泥质沉积物及其内部所含的有机质同时进行演化,泥质沉积物经历了正常的泥质岩(烃源岩)沉积成岩演化过程,随着加载增压过程,泥质岩逐步压实,孔隙度逐渐减小,主要表现为物理变化。泥质沉积物中的有机物质伴随不断地加载增压,有机质经历了热演化过程,有机质逐步成熟并进入大量生油阶段的同时也就充填(占据)了泥质岩(烃源岩)的孔隙空间,当将烃源岩的孔隙空间全部充满后,理论上烃源岩就处于欠压实状态。此阶段的演化特点是物理、化学变化同步进行,并在持续沉降末期基本达到平衡。因此这一发展阶段,一部分主力烃源岩必定达到了成熟生油阶段,实现了成烃过程。暂且假定生成的石油全部置换烃源岩中的孔隙水,这时孔隙空间应当是烃源岩生油量的理论最大值。按上述思路,就可以用下列公式计算烃源岩的最大生烃量。具体公式如下:

$$Q_{\pm} = HS\Phi r \quad (3)$$

式中: $Q_{\pm}$ 为生油总量, 10^8 t; H 为烃源岩层厚度,km; S 为烃源岩层面积, km^2 ; Φ 为烃源岩镜质体反射率为 R_0 时(镜质体反射率 $R_0 \geq 0.5\%$ 进入成熟阶段后)的孔隙度,%; r 为石油密度, 10^8 t/ km^3 。

这种思维就是有限空间生油模式。之所以提出生油量的理论最大值的概念,是想说明任何一种化学反应都有一个反应空间(容器)的制约问题。烃源岩生油过程是在烃源岩沉积成岩演化中所提供的反应空间中进行的,这种空间就是烃源岩的孔隙空间。孔隙空间对烃源岩而言是一个变量,随着深埋过程的进行,烃源岩的孔隙度逐渐减小,烃源岩的成熟度逐渐增大,生油量增加,当生成的石油完全和其他流体(孔隙中原生水、蒙脱石转化为伊利石时释放出来的结晶水等)充满烃源岩中的孔隙后,生油过程将基本终止。所谓“边生边排”的理解是错误的。在烃源岩有限空间内,只要石油和其他流体从孔隙中排出,烃源岩在上覆岩层压力下孔隙就会相应变小,变小的孔隙空间就等于排出石油和其他流体的体积。

上述提出的有限空间生油量理论最大值是假设孔隙空间全部被石油充满,地下实际情况不可

能是这种极端情况,这就涉及到孔隙空间除石油以外还有多少孔隙水的问题,也就是纯生成的石油有多少的问题。目前这一问题还在深入思考中,比较简单的办法是以目前已发现油田的含油饱和度来计算,原理是烃源岩中排出的石油是与孔隙水以混合状态同时排出的,只有到达圈闭聚集后,在重力作用下,油与水才逐步分离呈现上油下水状态。

按烃源岩有限空间生烃模式,只要用烃源岩镜质体反射率为 R_x 时 ($R_o \geq 0.5\%$ 进入成熟阶段后)的孔隙度减去现今烃源岩孔隙度的差值,就可以作为有限空间已排出的石油量。具体计算公式如下:

$$Q_{\#} = HS\Phi_n r \quad (4)$$

式中: $Q_{\#}$ 为排出油总量, 10^8 t; H 为烃源岩层厚度, km; S 为烃源岩层面积, km^2 ; Φ_n 为烃源岩镜质体反射率为 R_x 时 ($R_o \geq 0.5\%$ 进入成熟阶段后)的孔隙度与现今孔隙度之差, %; r 为石油密度, 10^3 t/ km^3 。

2.1.2 砂质沉积物(储集岩)发育区

这一区域的特点也是加载增压过程。但由于砂质沉积物的物理性质主要表现为弹性物质的特点,经机械压实作用(只要没达到破碎压力的情况下)后产生弹性形变,其物理变化是重力能转换成弹性能的过程,因此随着加载增压砂质沉积物内部的弹性能逐步增加,其内部形成巨大的弹性能。

总之,含油气盆地在持续沉降阶段的石油地质内涵,概括起来是构建了生、储、盖及上覆岩层等主要成藏要素的物质基础。在加载增压的物理场背景下,泥质沉积物和砂质沉积物在经历了一系列的物理和化学变化后,泥质沉积物经成岩过程形成了烃源岩,并有一部分实现了成烃,完成了能量积累,砂质沉积物经成岩过程形成了储集岩,并实现了重力能向弹性能的转化。

2.2 盆地整体上升发展阶段——成藏过程

当含油气盆地由持续沉降阶段转入整体上升遭受剥蚀发展阶段时,盆地物理场性质已经由加载增压过程转为卸载减压过程。伴随着这一过程不论是烃源岩发育区还是储集岩发育区,都将导致处于烃源岩和储集岩内部的巨大能量的释放。

这一释放过程造成了烃源岩与储集岩之间的压力差,促使油气从烃源岩的高压区向储集岩的低压区运移、聚集,也就是油气成藏过程。

2.2.1 烃源岩发育区

由于烃源岩上覆岩层的卸载减压,瞬间的诱发作用导致处于异常高压状态的烃源岩内部减压膨胀产生裂缝或断裂,油气从烃源岩中排出并向低压区运移。随着油气的不断排出,烃源岩在上覆岩层的压实作用下继续压实排烃,直至烃源岩与低压区达到压力平衡为止。所以烃源岩发育区尽管与储集岩发育区同时处于盆地整体上升发育阶段,但由于有上覆岩层压实排烃的过程,即烃源岩孔隙空间减少的过程,因此这一地区上升幅度及剥蚀量均最小,甚至可能由于烃源岩的排烃速率快,排烃量大,不但不剥蚀反而有沉降接受沉积的现象。这就是为什么在盆地整体上升阶段烃源岩发育区的地层遭受剥蚀较少、甚至没有遭受剥蚀,地层保存较完整的原因(例如位于东营凹陷生烃次洼的通6井,东营组地层仅剥蚀6 m多),以及烃源岩发育区总处于高压区的根本所在。

2.2.2 储集岩发育区

这一地区与烃源岩发育区有着明显不同。随着储集岩上覆岩层的剥蚀减压(如位于东营凹陷储集岩发育区的滨540井,东营组地层剥蚀厚度达665 m),其内部积累的弹性能必然向盆地上方和周边地区释放。这一释放过程除造成储集岩内部的低压区甚至负压区外,还由于砂岩回弹力对临近的烃源岩发育区产生一种抽吸力。因此,储集岩发育区与烃源岩发育区伴随着盆地整体上升发展阶段,两者之间始终存在着明显的压力差,而且储集岩发育区总处于低压状态或负压状态。

总之,盆地整体上升遭受剥蚀的卸载减压作用造成的烃源岩发育区与储集岩发育区的压力差,导致油气从烃源岩向储集岩运移。如果储集岩发育区具备圈闭条件,那么油气就聚集在圈闭内形成油气藏。理论上,只要储集岩发育区的各种类型圈闭与烃源岩之间存在压力差,而且这个压力差足以驱使油气进入这些圈闭的话,那么这些圈闭均能形成油气藏。可以把这些不同圈闭类型形成的油气藏称为一个成藏组合体。

2.3 盆地全面萎缩发展阶段——继续成烃、成藏过程

盆地经历了整体上升遭受剥蚀的发展阶段后,对常规的沉积盆地而言,这一阶段结束后盆地就已经全面萎缩消亡。但含油气盆地有很大不同,这主要表现在以下两个方面:

1) 含油气盆地经历了整体上升遭受剥蚀后,盆地整体物质总量明显出现“亏损”,盆地与周边地区出现了新的不平衡,处于“饥饿”状态的盆地需要补充新的沉积物质。在盆地内部由于烃源岩发育区与储集岩发育区的上升速率、剥蚀量等均存在很大差异,导致盆地内物理场和化学场发生了新的变化和产生了新的三相态(固体、液体、气体)的不平衡,因此需要通过升降过程来调整平衡。

2) 盆地整体上升发展阶段以中国东部中、新生代含油气盆地为例,大体经历了几个至十几个百万年,这一期间油气从烃源岩向储集岩运移。在运移过程中,烃源岩内部的流体不断减少,烃源岩不断压实固结,密度增大。储集岩地区由于上升剥蚀造成的“亏损”是由烃源岩运移来的流体来补充,当上亿甚至十几亿立方米的流体占据储集岩的孔隙空间后,使储集岩的密度降低。因此,成藏过程的发生彻底改变了含油气盆地的整体物质结构。为保持这种新的物质结构的平衡,盆地在全面萎缩发展阶段就需要通过小幅度的升降过程来完成这种新的物质平衡。

正因为含油气盆地具有上述两方面的特点,所以含油气盆地经历了整体上升发展阶段以后都有几次小幅度的沉降和上升过程,以维持整体上升阶段末期盆地进入三相物质的平衡过程。这也是为什么含油气盆地往往经历整体上升后,以全面拗陷方式整体沉降,沉降、沉积范围较大,但地层厚度变化不大,属于拗陷型沉降特点的发育过程,及上升过程也是整体上升,但剥蚀厚度及剥蚀时间均较短的主要原因。

盆地在这一阶段的小幅度沉降和短暂的上升过程,对烃源岩和储集岩或圈闭而言,是继续成烃、成藏过程。在烃源岩发育区,早期已成熟的烃源岩在上覆新沉积岩层的压力下继续压实排烃,

同时又有一些烃源岩随着沉降过程进入成熟阶段边沉降边压实排烃。在储集岩和圈闭已充注油气的地区,油气继续充注;同时由于接受新的上覆岩层的作用,其内部内压增加。当再次上升剥蚀时,油气进一步大量充注,不断完善成藏过程。因此,这一发展阶段是现今油气藏主要的成烃、成藏期和完善、定型期。

3 东营凹陷成烃定量模型的探索

3.1 有效烃源岩孔隙度与成熟度演化的定量关系

东营凹陷的原油主要源自沙四上亚段-沙三下亚段烃源岩,个别原油源自沙三中亚段烃源岩。对东营凹陷有效烃源岩成岩演化与成熟度演化的研究表明,有效烃源岩的孔隙度演化与成熟度演化是在同一成岩过程中进行的,两者是相互密切关联的,孔隙度随成岩作用程度增高而有规律地降低,成熟度则随成岩作用程度增高而增大。为此,根据东营凹陷有效烃源岩的孔隙度和成熟度实例分析结果,建立成熟度与深度和孔隙度与深度间的关系,在此基础上确定有效烃源岩孔隙度与成熟度演化的定量关系(表1;图1),初步建立了东营凹陷有效烃源岩有限空间生烃的概念模型。由表1和图1可知,当有效烃源岩的镜质体反射率 R_o (校正后^①)等于0.5%时,其孔隙度为16.5%,所对应的埋藏深度约为1 500 m;当有效

表1 东营凹陷有效烃源岩成熟度 R_o (校正后)与孔隙度、深度的对应关系

镜质体反射率 R_o (校正后), %	孔隙度, %	对应埋深/m
0.50	16.5	1 500
0.60	11.5	2 200
0.70	8.5	2 700
0.80	7.5	3 100
0.90	6.0	3 400
1.00	5.5	3 750
1.10	5.0	4 000
1.20	4.5	4 200

① 鉴于东营凹陷有效烃源岩的镜质体反射率存在抑制作用,采用FAMM技术^[7]对其成熟度值进行了重新厘定,本文均采用校正后的 R_o 值。

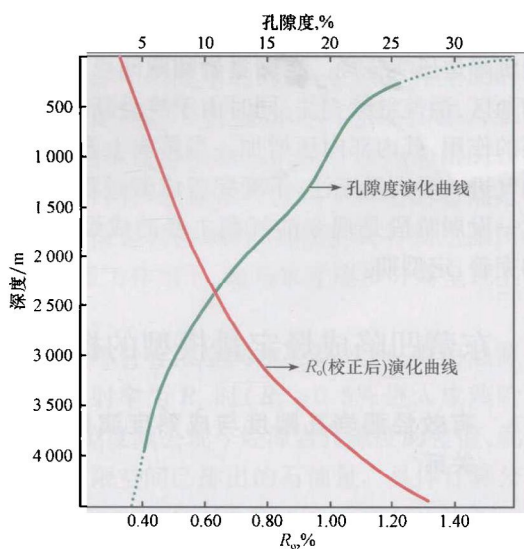


图1 东营凹陷有效烃源岩沉积演化过程中孔隙度与镜质体反射率 R_o (校正后) 关系量版

Fig. 1 Relationship between the porosity and R_o during sedimentary evolution process

烃源岩的镜质体反射率 R_o (校正后) 等于 1.2% 时, 其孔隙度降至 4.5%, 所对应的埋藏深度约达到 4 200 m。

3.2 有效烃源岩 R_o 值的确定

众所周知, 在烃源岩热演化过程中, 有机碳对成烃的贡献取决于干酪根类型。I 型干酪根要比 II 型或 III 型干酪根更容易生成和排出油。I 型干酪根可以贡献 80% ~ 85% 的有机碳, II 型干酪根贡献 45% ~ 60%, 而 III 型干酪根贡献 10% ~ 20% (图 2)。根据张义纲等 (1991) 利用热解模拟实验实测的 H/C 比值与镜质体反射率的关系, 以及 Barrows 等 (1984) 的 H/C 比值与镜质体反射率图版, 绘制了 I, II, III 型干酪根的 H/C 原子比与镜质体反射率之间的 3 条曲线 (图 3)。据此, 建立 I, II, III 型干酪根在不同热成熟阶段所对应的有机碳贡献率 (表 2)。

由此可以反推东营凹陷有效烃源岩演化到一

定程度时, 孔隙空间被生成的油充满时所需要的最低原始有机碳的含量 (表 3)。而东营凹陷有效烃源岩的成熟度研究成果显示, 沙四上亚段有效烃源岩的现今成熟度主要处于 0.70% ~ 1.50%, 沙三下亚段有效烃源岩的现今成熟度主要处于 0.66% ~ 1.30%, 而沙三中亚段有效烃源岩的现今成熟度处于 0.64% ~ 0.95%。另外, 已有的

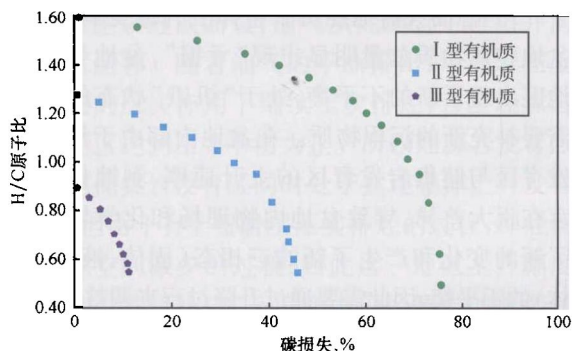


图2 干酪根 H/C 原子比与有机碳贡献的关系^[8]

Fig. 2 Relationship between the kerogen H/C and organic carbon

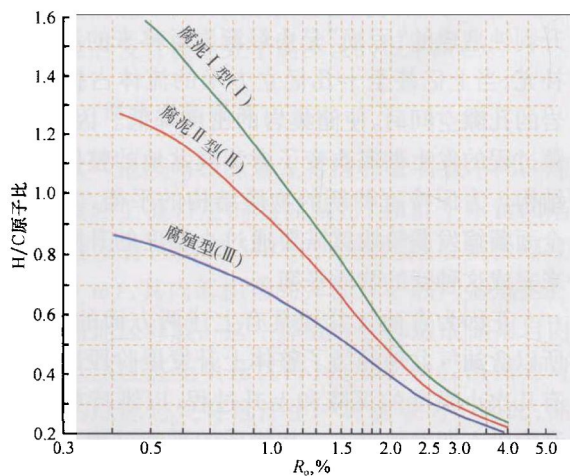


图3 I, II, III 型干酪根的 H/C 原子比与镜质体反射率 R_o 之间的关系曲线^[9]

Fig. 3 Relationship between the H/C of different types of kerogens and R_o

表2 I, II, III 型干酪根类型的烃源岩在不同热演化下的有机碳贡献率

Table 2 Organic carbon contribution in different phases of hydrocarbon evolution

烃源岩热演化阶段	R_o , %									
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	2.0
I 型	10.0	34.0	48.0	57.5	62.0	66.0	68.0	71.5	72.5	75.5
II 型	10.0	15.0	24.0	32.0	36.0	39.0	40.0	41.0	42.0	46.0
III 型	4.5	5.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	10.0	11.0	11.5

表3 东营凹陷不同类型烃源岩不同热演化阶段孔隙度空间全充满油所需要的原始有机碳含量
Table 3 The primary organic carbon content of different types of kerogens that fill up the porosity in different hydrocarbon evolution phases

R_o , %	密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	孔隙度, %	C_1 , %	C_2 , %
0.60	2.20	11.50	11.62	26.36
0.70	2.40	8.50	5.57	11.15
0.80	2.52	7.50	3.91	7.05
0.90	2.60	6.00	2.81	4.84
1.00	2.61	5.50	2.41	4.10
1.10	2.62	5.00	2.12	3.62
1.20	2.63	4.50	1.80	3.14

注: C_1 为 I 型烃源岩孔隙 100% 充满油时的原始有机碳含量; C_2 为 II 型烃源岩孔隙 100% 充满油时的原始有机碳含量。

研究资料表明,沙四上亚段有效烃源岩的有机质类型以 I 型为主,其现今残余有机碳含量一般在 1.5%~4.5%,部分在 5.0%~10.0%;沙三下亚段有机质类型也以 I 型为主,其现今残余有机碳含量一般在 2.0%~3.5%,部分在 5.5%~8.5%;沙三中亚段有效烃源岩有机质类型以 II 型和 I 型为主,其残余有机碳含量一般在 1.0%~3.0%,少量在 3.0%~5.0%。结合表 2 成果,推测东营凹陷沙四上亚段和沙三下亚段有效烃源岩一般成熟度演化至 0.75% 时,其生成的油就可以充满孔隙空间;而沙三中亚段有效烃源岩一般成熟度演化至 0.85% 时,其生成的油才能充满孔隙空间。该结果与东营凹陷已知原油样品的 C_{29} 甾烷 20S/(20S+20R) 比值的低值一般在 0.34 左右(图 4)相吻合。故东营凹陷沙四上亚段和沙三下亚段有

效烃源岩 R_o 值取 0.75%,沙三中亚段有效烃源岩 R_o 值取 0.85%。

根据以上确定的东营凹陷的成烃定量模型,结合东营凹陷 3 套有效烃源岩现今的热演化程度和孔隙度,分别计算了 3 套有效烃源岩的理论最大生油量和排油量。沙四上亚段有效烃源岩的生、排油量最大,沙三下亚段有效烃源岩的生、排油量次之,而沙三中亚段有效烃源岩的生、排油量均较低。

参 考 文 献

- 1 蒂索 B P, 威尔特 D H. 石油形成和分布[M]. 郝石生, 译. 北京: 石油工业出版社, 1982
- 2 赵文智, 何登发. 石油地质综合研究导论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999
- 3 赵靖舟, 张春林, 曹青, 等. 油气成藏地质学的内涵及其在石油地质学中的定位[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 139~142, 180
- 4 关德范, 王国力, 张金功, 等. 成盆、成烃、成藏理论思维[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004
- 5 李德生. 中国石油地质学的创新之路[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(1): 1~11
- 6 康玉柱. 中国古生代海相油气田发现的回顾与启示[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5): 570~575
- 7 Wilkins R W T, Wilmshurst J R, Hladky G, et al. Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal maturity determination in oil exploration? [J]. Organic Geochemistry, 1995, 22: 191~209
- 8 Baskin D K. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(9): 1437~1450
- 9 张义刚. 天然气的生成聚集和保存[M]. 南京: 河海大学出版社, 1991. 38~41
- 10 刘庆. 东营凹陷东辛油田油源分析和成藏过程研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005, 32(3): 263~270

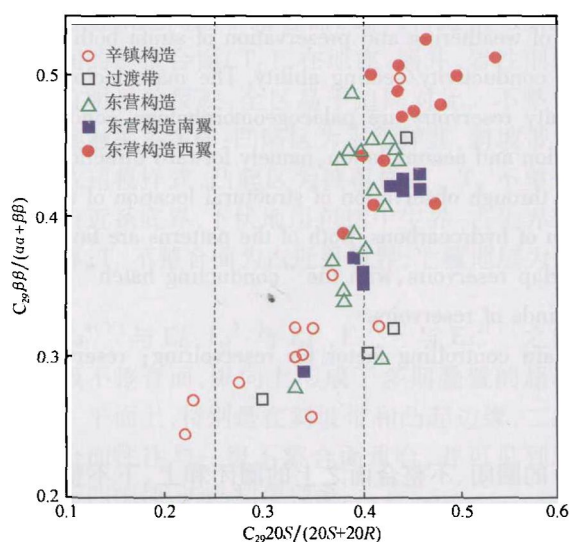


图4 东营凹陷东辛油田原油成熟度图解^[10]

Fig. 4 Sketch map showing the oil maturity of Dongxin oilfield in Dongying Sag

(编辑 李 军)