

文章编号: 1001-6112(2009)05-0455-07

# 碎屑岩中油气初次运移输导体系分类及特征

康德江

(中国石油天然气股份有限公司 大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712)

**摘要:** 油气初次输导体系对于油气二次运移有着直接影响,甚至关系到最终油气藏规模。参照、类比烃类二次运移输导体系,从微观角度分析入手,基于不同油气微观输导通道的产生和组合形式,将碎屑岩中油气初次运移输导体系分为 3 类,即:正常型、次生型和终结型。正常型输导体系由烃源岩颗粒孔隙喉道和干酪根网络组成,以生烃膨胀而增大的毛细管力为主要动力,油气多以混溶相排出,少量为非混溶相;次生型输导体系由大量烃源岩次生微裂缝构成,源岩内部异常高压是非混溶相油气排替的主要动力,是排烃量最大、效率最高的输导体系类型;终结型输导体系由大量颗粒破裂缝和残存的少量微裂缝构成,剩余异常压力是驱动力,但效率很低,输导作用很小,直至消失。随着盆地中烃源岩埋藏史的变化,正常型与次生型输导体系之间可以在一定程度上相互转化,但终结型输导体系意味着初次运移通道的永久闭合和输导时期的完全终结。

**关键词:** 毛细管力;微裂缝;粒间破裂缝;碎屑岩;初次运移;输导体系

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

## CLASSIFICATION AND CHARACTERISTICS OF HYDROCARBON PRIMARY MIGRATION AND TRANSPORT SYSTEM IN CLASTIC ROCKS

Kang Dejiang

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Daqing Oil Field, CNPC, Daqing, Heilongjiang 163712, China)

**Abstract:** Studies of hydrocarbon primary migration and transport system play an important role in secondary migration, even influencing final reservoir scale. According to researches of transport system during secondary migration, from microcosmic angle, based on generation and combination of different transport channels, the primary transport system in clastic rocks has been divided into 3 types: normal, secondary and terminative. The normal transport system is composed of pore throat and kerogen network. Hydrocarbon (most miscible phase and little immiscible phase) is expelled from source rock by capillary driving force formed from hydrocarbon bulging. The secondary transport system is formed by a large quantity of secondary microcracks. High excess pressure in source rocks is the main force for immiscible hydrocarbon expelling. In the secondary transport system, hydrocarbon expelling quantity is the largest and efficiency is the highest. The terminative system is composed of intergranular cracks and residual microcracks. The low excess pressure acts as the main force. The efficiency is low and the translocation is very weak, even down to vanish. Along with changes of burial history of source rocks in basins, the normal and the secondary transport system can transform reciprocally to certain extent, whereas the terminative system means the end of perpetual close of the primary transport canals and the complete finish of transport period.

**Key words:** capillary pressure; microcrack; intergranular crack; clastic rock; primary migration; transport system

多年油气成藏理论研究和勘探实践表明,油气运移对于油气藏的形成是一个不可缺少的重要环节,输导体系的组成、搭配及其输导能力大小对于油气藏的性质、规模、发育部位甚至形成机制都有

重要的控制作用。初次运移是指烃源岩在热成熟作用过程中,生成的烃类物质在某种动力驱动下从源岩母体排出至输导层的过程<sup>[1~5]</sup>,是油气二次运移、聚集、成藏的重要纽带。初次运移输导体系的

收稿日期: 2008-10-14; 修订日期: 2009-08-02。

作者简介: 康德江(1978-),男,博士,主要从事油气藏形成与保存条件研究。E-mail: kdj78721@163.com。

基金项目: 国家“973”重点基础研究项目(2006CB202300)资助。

能力决定了油气汇集于储集层的第一时间和数量,进而直接影响到油气二次运移的运移方式,直至最终成藏的数量。但是由于微观过程的复杂性和分析方法手段的局限性,目前大多数关于油气输导体系的研究基本上都只局限于油气二次运移输导体系,对于油气初次运移输导体系的研究几乎没有开展,部分学者已有的研究成果<sup>[6,7]</sup>往往多侧重于油气初次运移动力、排替机制和时期等方面,而从源岩内部运移通道所构成的输导体系角度来考虑油气的向外排驱尚属少见。

油气输导体系一般被定义为油气从烃源岩运移到圈闭过程中所经历的所有路径网,包括连通砂体、断层和不整合面;张照录<sup>[8]</sup>认为输导体系应包括输导层和相关围岩。从这个角度来讲,笔者将油气初次运移输导体系暂定义为油气从源岩内部排驱到相邻输导层经历的所有通道系统及其组合形式,主要包括孔隙喉道、次生微裂缝、粒间破裂缝以及干酪根网络。不同地质背景导致了不同输导通道的形成,产生不同的通道组合形式。因此,沉积盆地的差异活动史最终导致了油气初次运移输导体系的不同。笔者试图从油气微观输导通道类型分析入手,结合不同时期及情况下的通道形成和组合,参照油气二次运移的研究方法来探讨碎屑岩中油气初次运移的输导体系,希望对进一步加强油气初次运移研究具有一定参考价值。

## 1 输导体系类型

在源岩的不同演化阶段,其输导通道的组合形式和作用都不尽相同。笔者按照含烃源岩演化史的发展历程,将油气初次运移输导体系从大的方面划分为 3 种类型,即:原生型、次生型和终结型。原生型是指油气通过正常原生输导通道排驱到相邻输导层当中,遵循常规压力差输导方式;次生型是指油气排驱主要通过次生输导通道向临近输导层运移,原有原生型输导通道作用退为次要地位,或不再产生作用;终结型是指油气排替量很小,大都通过颗粒破裂缝和残存源岩微裂缝进行输导,但效率较低,作用很小。

### 1.1 原生型输导体系

该体系的输导通道主要由孔隙喉道和干酪根网络构成,是在烃源岩埋藏深度相对较浅时的组合形式。目前已经提出的众多油气初次运移机制<sup>[9~11]</sup>主要可分为 2 类:一是油气初次排替与源岩中存在的或是动态的水体有关;二是油气呈分散的油珠状逐渐运移,油气初次运移主要以 2 种相态

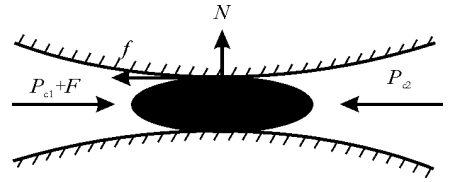


图 1 孔隙喉道中油气受力状态

Fig. 1 Sketch map of stressed state of hydrocarbon in pore throat

进行,但不同地区 2 种相态所占比例有较大差别。向才富等<sup>[12]</sup>认为,油气之所以有以上 2 种相态主要与源岩和储层的盐类浓度有关,同位素分馏同样证明了这一点<sup>[13]</sup>。在烃源岩到达生烃门限后,烃类的排替形式应分成 2 种,一种是油水混溶相排替,另一种是非混溶相排替。Jones<sup>[14]</sup>研究表明,世界范围内发生的主要油气聚集的烃源岩有机质丰度(TOC)平均大于 2.5%,此时已经没有足够的地层水溶解油气,同时存在于孔隙空间中的大量沥青质也表明有非混溶相排替发生,足以说明油气初次运移是以第二种形式进行的。此时的排替动力主要是烃源岩的生烃膨胀力,而阻力主要来自于孔隙壁的摩擦力<sup>[15]</sup>(图 1)。这种孔隙壁的阻力十分巨大,只有满足式(1),即生烃膨胀力大于摩擦力时,油气才可以顺利排出源岩。

$$P_{c1} + F > P_{c2} + f \quad (1)$$

式中: $P_{c1}$ 为烃源岩毛细管压力; $F$ 为生烃膨胀力; $P_{c2}$ 为储集层毛细管压力; $f$ 为孔隙喉道摩擦力。

当然,在烃源岩沉积压实过程中,各个部位的变形情况有较大差别,颗粒之间的孔隙喉道大小相差很大,且呈不规则弯曲,有开启连通的,也有闭合不连通的。油气在其中运移会自然寻找较大的孔隙喉道进行,形成微观“优势通道”,这样油气所遇到的阻力会相对减小<sup>[16]</sup>(图 2)。但实际上,式(1)中的情况发生要求有较大的生烃膨胀率,同时间歇辅以一定的异常压力才可以克服阻力。因而这样的内部作用力往往超过泥岩自身的弹性极限,通常会产生微裂隙,使得输导体系很快转换为过渡型。因此原生型输导体系虽然普遍,但大都只是暂时的。

但是对于特殊的生储组合类型来讲,情况又有所不同。以深盆气为例,此时其发生初次运移的主要输导体系是干酪根网络<sup>[17]</sup>,由于有机岩的脱水作用与煤成油的排驱经常不存在较佳的时间耦合,依靠内在水分排出携带的水溶形式运移是不现实的。而在过压作用下,有机岩中连续的“干酪根网

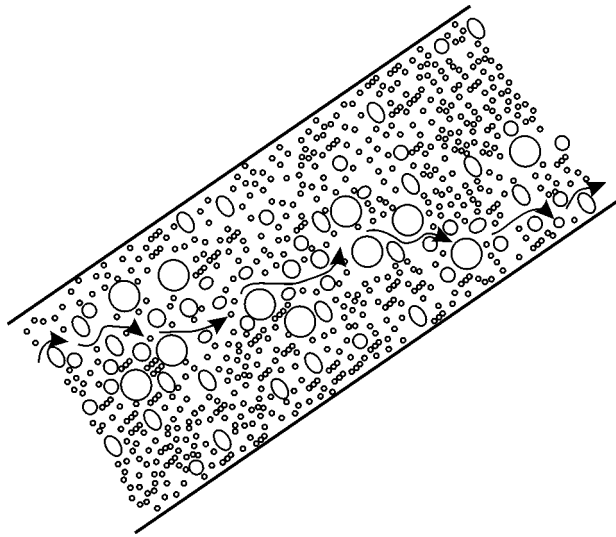


图2 油气优势运移通道模式

Fig. 2 Model of preponderant migration pathway of oil-and-gas

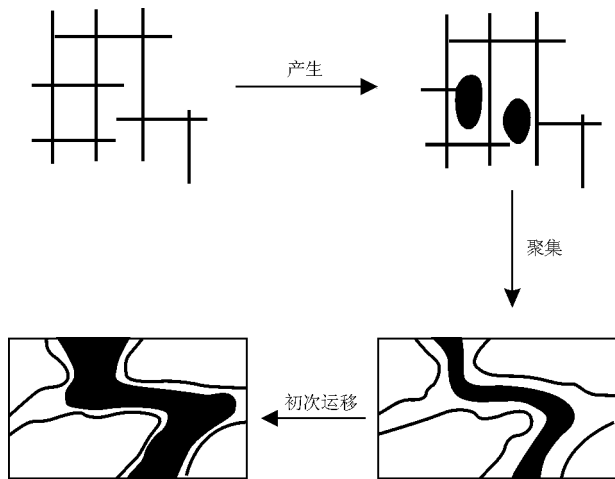
图3 干酪根网络排油模式<sup>[19]</sup>

Fig. 3 Model of oil expelled from kerogen network

络”形成机制使较早的初次运移成为可能<sup>[18]</sup>。Andrew<sup>[19]</sup>研究认为,油气的排出与产生并不是通常意义上的产排同步,油气的排出具有明显的滞后性,产生的油气必须首先充满其内部的干酪根网络“空间”,才能有显著的油气外排发生。其中,最慢速度控制整体排替速度,而油气产生动力控制油气进入干酪根网络“空间”的输导速度,流体流动速度又决定着后面紧接着的向外初次运移速度(图3)<sup>[19]</sup>。

当油气刚刚形成时,由于源岩的颗粒表面为水相所润湿,油气运移阻力相当大,在生烃力作用下呈活塞式排替。但随着油气的逐渐成熟,颗粒表面的水膜逐渐被剥掉,甚至转换为油膜,颗粒最终由亲水性转变为亲油性,毛细管力同时转变为油气的运移动力。在这种动力作用下,油气沿着孔隙喉道

和干酪根网络组成的输导体系进行初次运移<sup>[17]</sup>。

## 1.2 次生型输导体系

在生油气阶段逐渐进入排烃高峰期时,烃源岩的内部生烃膨胀率越来越大。而且在油气初次运移发生的成岩作用晚期,除细小的孔隙喉道外,泥质烃源岩层在构造应力和异常高流体压力的共同作用下,形成幕式开启—闭合水动力微裂隙。因此,如不考虑扩散作用的影响,异常的地层压力是油气运移最重要的动力。而构造应力、温度及其产生的孔隙流体热膨胀等地质因素和作用,实际上都只是改变了流体压力值或压力在烃源岩中的分布状态<sup>[6]</sup>。前人已利用实验证明,埋深致密的泥页岩,如果其中局部流体压力达到周围静水压力的1.42~2.40倍时,就超过了岩石力学强度而产生裂隙,这种局部高压可以由干酪根生成的烃类在高压下膨胀而产生。Tissot等<sup>[20]</sup>也报道过实验情况,一块保持静岩压力44 MPa的页岩,当其内部气体压力达到54 MPa时就产生裂隙,并在内部压力释放后裂隙闭合。因此,在这种异常压力作用下,烃源岩非常容易产生大量次生微裂缝,构成油气初次运移的输导体系。

对于大多数低渗透性烃源岩,Palciauskas<sup>[9]</sup>给出了烃源岩产生微裂缝的极限条件,如式(2)所示:

$$P_w + P_c > \sigma_3 + T_3 \quad (2)$$

式中: $P_w$ 为地层水压力; $P_c$ 为毛细管力; $\sigma_3$ 为水平最小压应力; $T_3$ 为基质弹性强度。

由于渗透率与颗粒大小直接相关,那么在埋藏条件较好的沉积盆地,尤其是富泥质的活跃型沉积盆地当中,地层水压力( $P_w$ )和毛细管力( $P_c$ )会随着颗粒变小而迅速增大,最终导致泥质烃源岩大量微裂缝的产生。国内学者邓敬荣<sup>[21]</sup>通过实验得到,当异常压力体系中的孔隙流体压力超过上覆地层静压力的70%~90%时,异常高压体系就会产生微裂缝,当压力下降到60%时重新闭合,导致厚层泥岩欠压实带顶部或底部快速压实带形成微裂缝,成为油气初次运移的通道。这种作用在有机质顺层发育时表现尤为明显<sup>[16]</sup>。因此,在这种应力状态下,微裂缝成为油气初次运移的主要输导体系。一旦微裂缝输导体系产生,那么它的输导能力基本上与生烃效率相等,也就是说油气的生烃高峰期同样是排替高峰期,最终排替到临近输导层位的油气量应是总生烃量减去残留在干酪根网络与微裂缝系统中的损耗量。由于油气初次运移主要是以聚合体形式出现,因此



往往是幕式涌流<sup>[22]</sup>。根据 Leythaenser<sup>[1]</sup> 的估算,非渗透性烃源岩的最终油气排替效率可高达 90%。其排替模型如图 4 所示。

大量研究<sup>[23~27]</sup>表明,源岩内异常压力普遍存在,是源岩向外排烃的主要驱动力;且随着微裂隙开启,烃类流体向外涌流,压力强度明显下降后,裂缝随之之闭合,进入下一次开启的准备阶段。这个过程十分普遍,除了自身的生烃膨胀力外,更为重要的就是构造运动的促进作用,地应力场的变化,尤其是构造挤压运动,使得烃源岩周围的物理场发生变化,其效果等同于沉积物埋藏深度的变化。这种快速的升降变化使得烃源岩层更容易产生大的异常压力,进而形成大量次生微裂缝,成为油气的输导通道,这一点在大量鄂尔多斯盆地研究中得到了充分验证<sup>[28~32]</sup>。所以这种输导体系是间歇反复、多次产生存在的。当然,由于烃源岩顶底两侧裂缝

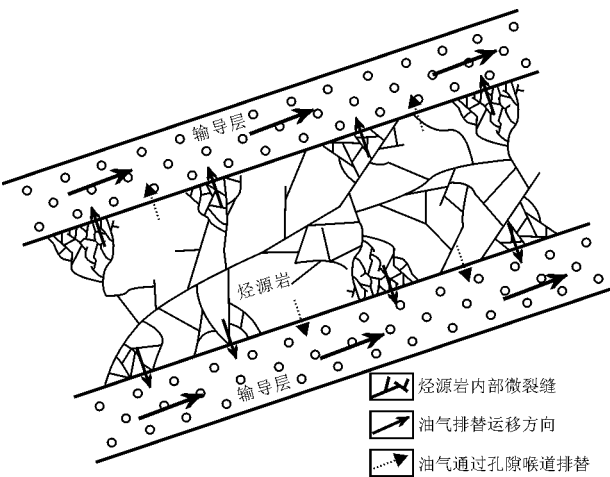


图 4 烃源岩内部微裂缝输导体系概念模型  
Fig. 4 Conceptual model of transport system of microcrack in source rock

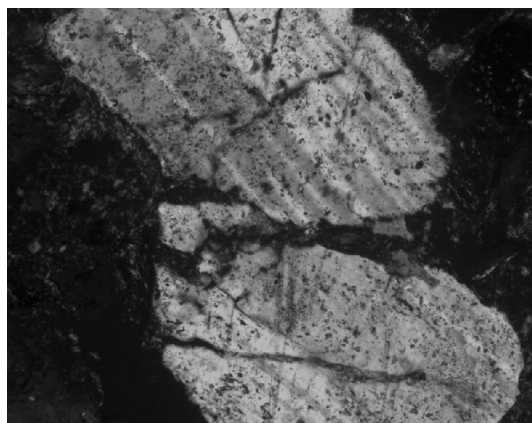
系统发育,使得近砂体两侧的排烃效率明显高于源岩中部,出现所谓的高渗带,这对于形成岩性油气层具有十分重要的意义<sup>[33]</sup>。

### 1.3 终结型输导体系

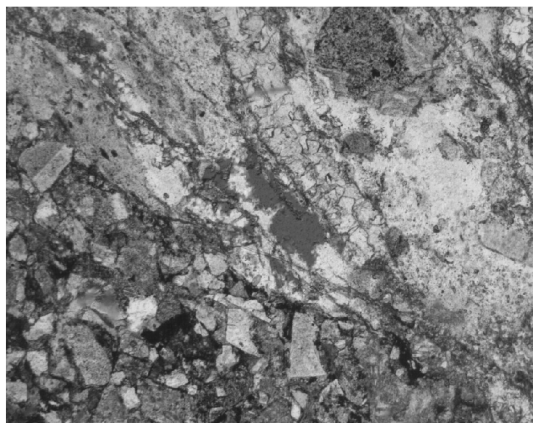
所谓终结型输导体系是因为这种类型的输导体系存在于源岩的生排烃末期,输导的油气数量很少,效率极低,甚至在某些地区不存在,因此是一种较为次要的输导体系。终结型输导体系大都是以由强烈压实导致的颗粒破裂缝和残存的源岩次生微裂缝为主,受到压实作用和地下水体成分的制约。当地层压力达到一定程度,岩石颗粒普遍开始破裂,对于烃类运移来讲是有利的运输通道(图 5a),加之残存的微裂缝使得油气向外排替。但这个过程应是短暂的,因为油气在运移过程中同时会有一定的水体存在,尽管量小,但其携带的各种化学成分的沉淀滞留作用很大,由于矿物胶结充填和成岩作用的强烈胶结及粘土矿物的转化等作用,颗粒破裂及微裂缝被后期充填堵塞(图 5b),导致该输导体系的作用迅速减小,最终消失。应凤祥等<sup>[34]</sup>在柴达木盆地北缘冷湖构造带下侏罗统地层中发现的大量颗粒的粒内缝,充分说明了其存在的普遍性与输导性。

## 2 输导体系时空演化

油气成藏具有较为严格的时序性,与输导体系有关的时间配置关系是决定成藏时序性的重要因素,这不应仅仅对于二次运移来讲,对于初次运移同样重要。在研究中,必须考虑初次输导体系形成与能有效输导油气(特别是微裂缝)之间形成有效配置的时间<sup>[35]</sup>。若仅仅考虑输导体系自身的时间配置,而忽略其与源岩生排烃的时间配置关系,就



a.长石颗粒被压破碎,普通薄片,正100×



b.裂缝内硅质充填物溶解,方解石未见溶解,铸体薄片,单40×

图 5 源岩内部颗粒被压碎及裂缝充填现象

Fig. 5 Phenomenon of crushed grains and filled fissures in source rock

垂向生烃演化模式 排烃量	输导体系 类型	通道组 合类型	烃类排替 方式	优势通道	烃类排替 相态	输导特点	体系存在 时期
	正常型	孔隙 喉道	油气珠连成 凝聚体	颗粒较大及压实 强度相对较弱处 的孔隙喉道	少量混溶相 及大量非混 溶相	排出量少,排烃效率 低,受烃源岩的沉积 相、沉积环境和压实 作用等影响较大	生烃初期
	次生型	以微裂缝和 干酪根网络 为主,辅以孔 隙喉道	连续的烃类沿 裂缝涌流或幕 式排出	脆性强度相对较 大,超过源岩强度 极限形成的微裂 缝网络	非混溶相 和混溶相	排出量较大,排烃效 率很高,间歇式反复 多次输导,受排烃高 峰期和烃源岩类型影 响较大	生排烃 高峰期
	终结型	粒间破裂 缝及少量 微裂隙	残余的少量烃类 以缓流形式排出, 最终消失	未充填的破裂颀 粒缝,或少量残存 的源岩微裂缝	非混溶相	排烃量很少,效率最 低,烃源岩微裂缝大 量闭合,受成岩后作 用制约	强烈压实的 排烃中后期

图 6 油气初次运移输导体系分类及特征

Fig. 6 Characteristics and classification of primary migration transport system of hydrocarbon

不能全面了解和掌握初次运移输导体系在油气运移中的作用,甚至影响对油气二次运移乃至成藏过程的准确判断。

初次运移的输导体系研究与二次运移不同,二次运移多着眼于不同输导通道的组合,在不同构造背景下以一个或多个组合的形式出现,但初次运移输导体系中的通道往往普遍出现,只是在埋深过程中随烃源岩演化成熟排烃而发生演化(图 6)。

在烃源岩逐渐深埋过程中,开始的第一个阶段尚未进入排烃门限,没有大量烃类产生,因此该阶段烃源岩内部压力相对较低,油气在以单个“珠”状产生后,由于毛细管阻力的滞留而逐渐增加形成聚合体,在毛细管压力差逐渐增大作用下排出烃源岩,此时的烃源岩孔隙仍然较大,油气多以混溶相和一定量的非混溶相排替,但由于受源岩成熟度限制,此时正常型输导体系的输导能力和效率还十分微弱。随着烃源岩埋深的加大,其生烃强度进一步增加,逐渐进入烃类的生、排烃高峰期,此时由于生烃膨胀力的加大以及地质构造等作用形成的异常压力的联合作用,在烃源岩内,尤其是顶底的边部,形成大量微裂缝网络,即形成次生型输导体系,取代先前的正常型输导体系。这种输导体系主要由微裂缝和干酪根网络组成,孔隙喉道输导已退为次要。此时的烃源岩可以表面已经改变为亲油性,烃类呈非混溶相、以涌流式大量排出,且效率很高。由于这个时期正好是烃源岩生烃高峰期,因此也相应形成了油气的排替高峰期,通过压实曲线和生烃量曲线及模拟实验可以研究其具体的发育时间<sup>[36~38]</sup>。根据 Palciauskas<sup>[9]</sup>的研究,在厚度为 100 m,但渗透率小于  $0.1 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$  的低渗烃源岩内,在排烃能

力的形式上存在着次生微裂缝明显大于孔隙喉道的趋势。同时从图 7 也可以看出,当源岩渗透率小于  $1 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$  时,就足以使油气通过大量次生微裂缝向外排替,这也从另一个角度说明了微裂缝在超压环境下产生的倾向性和次生型输导体系存在的普遍性与长期性。当然,受内部压力排放积累周期的影响,次生型输导体系往往是间歇式的反复多次形成。当烃源岩排烃期过后,由于内部生烃量的锐减以及强烈的压实作用,导致终结型输导体系产生,由于压实作用的进行使得岩体孔隙度明显减小,异常压力的下降导致大量微裂缝闭合,仅存少量微裂缝开启。但由于强烈的压实作用,导致颗粒破裂,产生大量粒间破裂缝,在某种程度上继续输导残存的烃类。

烃源岩埋深导致生排烃强度和内部异常压力不断反复变化,因此碎屑岩中的油气初次运移输导体系可在某种程度上进行转化,但应仅局限于正常型与次生型输导体系。当烃源岩经历了正常型输导体系进入次生型输导体系后,如果地层受到抬升和剥蚀等地质变化影响,在内部的异常压力一次性排放后,则不会再形成较大的内部超压。同时由于

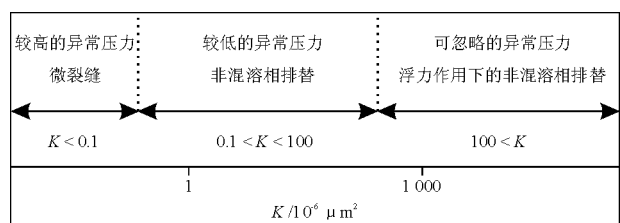


图 7 源岩渗透率、异常压力及油气运移机制之间关系模式<sup>[9]</sup>

Fig. 7 Relationship of source rock permeability, excess pressure and oil-and-gas transport mechanism

烃类产生后发生的水岩反应和水体的淋滤、替代作用,随孔隙度增大,烃源岩又应该可以回到正常型的输导体系,即仍以孔隙喉道输导为主。当然这样的体系变化不利于大规模油气藏的形成,直至烃源岩再次沉降并重新大量生烃,次生型输导体系才能再次形成。可是一旦烃源岩进入了终结型输导体系,大量干酪根已经转换为油气,且孔隙经强烈压实和胶结而明显变小,即使在其他作用的改变下可以有所改善,但已不可能重新转变为正常型和次生型输导体系了。

### 3 结论

输导体系对于油气的聚集成藏起到了至关重要的作用,而烃类的初次运移输导体系则是这个连续过程的起点,其输导能力直接决定了最终的油气成藏效果。通过总结分析前人对油气二次输导体系的研究方法和成果,并结合笔者自身对油气初次运移输导体系的思考,对初次运移的输导体系得到了一些初步的想法。基于油气在烃源岩中的输导通道是输导体系的构成骨架,结合烃源岩生烃不同时期输导通道组合形式的转换,提出了油气初次运移输导体系的 3 种类型。第 1 种是正常型输导体系,在烃源岩生烃初期,由于生烃量很小,故此以原生孔隙喉道为主要的输导通道,由生烃膨胀而增大的毛细管力是主要动力;第 2 种是次生型输导体系,在烃源岩生烃的高峰期,产生的大量次生微裂缝取代孔隙喉道成为主要的输导通道,较高的异常压力是主要动力,由于此时是源岩的生烃高峰,故这种输导体系的排烃量最大,效率最高。第 3 种是终结型输导体系,输导能力最小,残余微裂缝和新生颗粒破裂缝是主要的输导通道,当后期成岩作用强烈且时间较长时,此种输导体系最终消失,烃源岩的排烃自此结束。在不同时期由于盆地埋藏史的变化,导致正常型和次生型输导体系之间可以相互转化,其转化的频率与强度与烃源岩的地质条件变化有关。至于具体的输导时间和输导效率的量化仍是一个难点,还需继续研究。

#### 参考文献:

- Leythaenser D, Mackenzie A, Schaefer R G, et al. A novel approach for recognition and quantification of hydrocarbon migration effects in shale-sandstone sequence[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(2): 196~219
- 田世澄, 孙尚如. 油气初次运移的地球化学效应及排烃类型[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 1990, 15(1): 75~86
- 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 北京: 石油工业出版社,

1994. 32~89
- 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): 21~30
- Rudkiewicz J L, Behar F. Influence of kerogen type and TOC content on multiphase primary migration[J]. Organic Geochemistry, 1994, 21(2): 121~133
- 罗晓容. 油气初次运移的动力学背景与条件[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 24~29
- 王新洲, 周迪贤, 王学军. 流体间歇压裂运移——石油初次运移的重要方式之一[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 20~26
- 张照录, 王华, 杨红. 含油气盆地的输导体系研究[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(2): 133~135
- Palciauskas V V. Primary migration of petroleum[A]. In: Merrill R K, ed. Source and migration processes and evaluation techniques[M]. Tulsa: AAPG, 1991. 13~22
- 陈冬霞, 庞雄奇, 邱楠生等. 砂岩透镜体成藏机理[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2004, 29(4): 483~488
- Braun R L, Burnham A K. PMOD: a flexible model of oil and gas generation, cracking, and expulsion[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1-3): 161~172
- 向才富, 解习农, 庄新国等. 从油气运移探讨有机质在成矿中的作用[J]. 地质论评, 2002, 48(3): 273~278
- 廖玉宏, 耿安松, 卢家烂等. 初次运移中的同位素分馏效应[J]. 沉积学报, 2006, 24(5): 756~762
- Jones R W. Role of geology and geochemistry in hydrocarbon migration[J]. AAPG Bulletin, 1978, 65(2): 198~221
- Lopatin N V, Emets T P, Romanov E A, et al. Petroleum migration and trapping mechanism in fine-grained source rock formation[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 78~79: 395~397
- 苗建宇, 祝总祺, 刘文荣等. 泥岩有机质的赋存状态与油气初次运移的关系[J]. 沉积学报, 2004, 22(1): 169~175
- 张金川, 金之钧. 深盆地成藏机理及分布预测[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005. 20~40
- 张卫彪, 钟宁宁, 任德怡等. 三塘湖盆地侏罗系煤成油初次运移[J]. 中国矿业大学学报, 2000, 29(6): 623~627
- Pepper A S, Corver P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system[J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(4): 417~452
- Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1971. 272~284
- 邓荣敬, 徐备, 漆家福等. 北塘凹陷塘沽新村地区古近系异常高压特征及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(6): 46~51
- Ritter U. Fractionation of petroleum during expulsion from kerogen[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2003, 78~79: 417~420
- Espitalié J, Maxwell J R, Chenet Y, et al. Aspects of hydrocarbon migration in the Mesozoic in the Paris Basin as deduced from an organic geochemical survey[J]. Organic Geochemistry, 1988, 13(1-3): 467~481
- Leythaeuser D, Schaefer R G, Radke M. Geochemical effects



of primary migration of petroleum in Kimmeridge source rocks from Brae field area, North Sea, I: Gross composition of C<sub>15+</sub>-soluble organic matter and molecular composition of C<sub>15+</sub>-saturated hydrocarbons [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1988, 52(3): 701~713

25 关德范, 王国力, 张金功等. 成烃成藏理论新思维[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(5): 425~432

26 陈盛吉, 魏小薇, 王丽英. 川东石炭系气藏烃类注入史研究[J]. *天然气勘探与开发*, 2001, 24(2): 21~29

27 俄罗斯全俄天然气研究所. 地下地热状态是决定含油气盆地远景大小的主要因素之一[J]. *天然气地球科学*, 2002, 13(5~6): 84~87

28 李振宏, 席胜利, 刘新社. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏[J]. *世界地质*, 2005, 24(2): 174~181

29 杨 颀, 郭正权, 黄锦绣. 鄂尔多斯盆地西南部延长组过剩压力与油藏的关系[J]. *地球科学与环境学报*, 2006, 28(2): 49~52

30 王晓梅, 王震亮, 管 红等. 鄂尔多斯盆地延长矿区油气运移

成藏研究[J]. *天然气地球科学*, 2006, 17(4): 485~489

31 张文正, 杨 华, 李剑锋等. 论鄂尔多斯盆地长 7 段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(3): 289~293

32 向才富, 冯志强, 吴河勇等. 松辽盆地西部斜坡带油气运聚的动力因素探讨[J]. *沉积学报*, 2005, 23(4): 719~725

33 刘 震, 赵政璋, 赵 阳等. 含油气盆地岩性油气藏的形成和分布特征[J]. *石油学报*, 2006, 27(1): 17~23

34 应凤祥, 杨式升, 张 敏等. 激光扫描共聚焦显微镜研究储层孔隙结构[J]. *沉积学报*, 2002, 20(1): 75~79

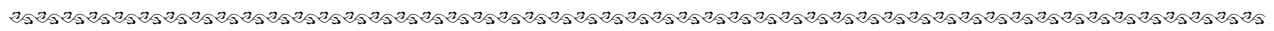
35 姜建群, 胡建武. 含油气系统中流体输导体系的研究[J]. *新疆石油地质*, 2000, 21(3): 193~196

36 张卫海, 查 明, 曲江秀. 油气输导体系的类型及配置关系[J]. *新疆石油地质*, 2003, 24(2): 118~120

37 陈强路, 刘 毅, 朱美茜等. 油气生成、运移模拟实验探讨[J]. *石油实验地质*, 1999, 21(4): 352~356

38 陈中红, 查 明. 东营凹陷烃源岩超压体系特征及勘探意义[J]. *大庆石油地质与开发*, 2004, 23(3): 11~13

(编辑 韩 或)



(上接第 448 页)

参考文献:

1 吴聿元, 周荔青. 松辽盆地主要断陷大中型油气田形成分布特征[J]. *石油实验地质*, 2007, 29(3): 231~237

2 吴 群, 周荔青. 松辽盆地长岭断陷东部大中型火山岩(油)气田形成分布特征[J]. *石油实验地质*, 2009, 31(1): 40~45

3 周荔青, 吴聿元, 张 淮. 松辽盆地断陷层系油气成藏的分带特征[J]. *石油实验地质*, 2007, 29(1): 7~12

4 蒙启安, 门广田, 赵洪文等. 松辽盆地中生界火山岩储层特征及对气藏的控制作用[J]. *石油与天然气地质*, 2002, 23(3): 285~292

5 秦伟军, 刘超英. 松辽盆地长岭断陷火山岩相与天然气成藏关系[J]. *石油实验地质*, 2008, 30(4): 328~332, 339

6 Wu C Z, Gu L X, Zhang Z Z, et al. Formation mechanisms of hydrocarbon reservoirs associated with volcanic and subvolcanic intrusive rocks: Examples in Mesozoic-Cenozoic basins of eastern China[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(1): 137~147

7 Rohrman M. Prospectivity of volcanic basins: Trap delineation and acreage de-risking[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(6): 915~939

8 高有峰, 刘万洙, 纪学雁等. 松辽盆地营城组火山岩成岩作用类型、特征及其对储层物性的影响[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2007, 37(6): 1251~1257

9 张德会, 张文淮, 许国建. 岩浆热液出溶和演化对斑岩成矿系统金属成矿的制约[J]. *地学前缘*, 2001, 8(3): 193~201

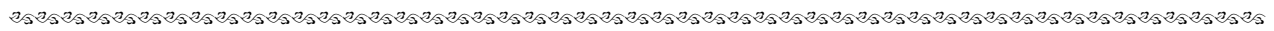
10 Dobson F, Kneafsey T, Hulen J, et al. Porosity, permeability and fluid flow in the Yellowstone geothermal system, Wyoming[J]. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 2003, 123: 313~324

11 高 波, 陶明信, 王万春等. 深部热流体对油气成藏的影响[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2001, 20(1): 30~34

12 Navon O, Hutcheon I D, Rossman G R, et al. Mantle-derived fluids in diamond micro-inclusions[J]. *Nature*, 1988, 335: 784~789

13 刘宝珺. *沉积成岩作用*[M]. 北京: 科学出版社, 1989. 21~22

(编辑 韩 或)



(上接第 454 页)

17 Davies G D, Smith L B. Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(11): 1641~1690

18 包 强, 徐世琦, 刘仲宣等. 资阳地区震旦系裂缝特征及控制因素初探[J]. *天然气工业*, 1996, 16(5): 28~31

19 张月华, 王一刚. 构造溶蚀作用对储层的改造及其意义[J]. *石油学报*, 1991, 12(1): 17~22

20 郑荣才, 胡忠贵, 冯青平等. 川东北地区长兴组白云岩储层的成因研究[J]. *矿物岩石*, 2007, 27(4): 79~84

(编辑 黄 娟)