第10卷第2期　　石　油　实　验　地　质　　Vol.10, No.2
1988年6月　　EXPERIMENTAL PETROLEUM GEOLOGY　　June, 1988

断陷盆地中油气运移研究方法的探讨

李　明　诚

（中国地质大学·北京）

油气的生成、运移、聚集受控于断陷盆地的演化和断裂活动。构造演化的旋回与异常流体压力的旋回往往具有一致性，生油岩成熟后断裂活动既能作运移的通道、又可形成圈闭；用动态分析法解释压实曲线能较可靠地获得有效生油层和排烃深度的信息；用地化资料追索运移路线和计算排烃率时要注意到干扰因素太多。应把以上三方面资料综合应用、互相验证，用“时序”的观点加以分析，才能在油气运移的研究中获得比较信服的结果。

油气运移是发生在地质历史过程中的事件，人们既不能直接进行观察又很难在试验室中进行模拟，因此目前油气运移的研究大多停留在推理的阶段。面对这种情况，作者认为单纯从地质、地球物理测井或地球化学的方法来研究运移问题都很难获得可靠的结果；如果采用地质、地球物理、地球化学三方面综合研究的方法也许能获得较为可靠的结果。下面就此问题探讨如下。

一、从盆地的演化、断裂的活动来研究运移问题

石油是蕴育于盆地中的产物。石油的生成、运移和聚集受盆地控制与盆地的演化分不开。在我国东部中新生代断陷盆地中，不同级次的张性同生正断层不仅控制了盆地的早期快速沉降和异常高压生油层的形成，而且后期的活动为异常压力的释放和油气运移提供了通道和动力。因此盆地构造演化的旋回期与异常流体压力的旋回期往往具有同步的一致性。从石油地质的角度看，生油岩成熟后的断层活动期很可能就是油气运移的主要时期。

断裂活动使砂泥岩层系的地层在断层两盘从新配置。当砂泥岩对置时，泥岩中生成的油气就可以横穿断层面运移到砂岩中去；如果砂岩另一端又被泥岩层封堵，则可能在砂岩层一侧形成一定数量的油气聚集；当超过断层面封闭的临界高度时，则油气可沿断层面垂直运移。所以断层是我国东部断陷盆地砂泥岩层系中形成圈闭的主要因素，又是油气垂直运移的重要通道。两者既矛盾又统一是一个问题的两个方面。正是由于断裂活动造成两盘不同岩性的地层对置，使油气发生横穿断层面和沿断层面的运移，结果形成了我国东部断陷盆地中油气呈“阶梯状”运移的模式（图1）。这种模式又可以说明在同一断层的一侧或两侧的多层油藏，并不一定是单一油源沿同一断层垂直向上运移的结果。例如，盛产凝析油的板桥凹陷，凝析油层与油层间互，过去一直解释不好，如果从来自不同层位的油源岩，沿不同的阶梯往上运移聚集，作者认为也许更为合理。

在生油层中单靠断层排烃是不够的，而微裂隙才是油气运移更广泛、更重要的通道。实际上宏观的断层也是在无数个微破裂的基础上形成的。因此我们还要进一步研究在拉张应力场中产生微裂隙的条件。在正常压实下的地层一般很难产生张性破裂。如果地层具异常流体压力就有可能产生张性破裂，我们可以简单地从摩尔（Mohr）图上看出（图2）。由于地层中具有异常流体压力，使σ_1和σ_3的值减小向左侧移动，首先与破

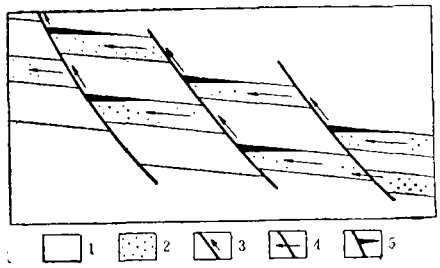

图1 我国东部断陷盆地中“阶梯状”运移模式示意图

1.泥岩 2.砂岩 3.沿断层面运移 4.横穿断层面运移可能的油气聚集

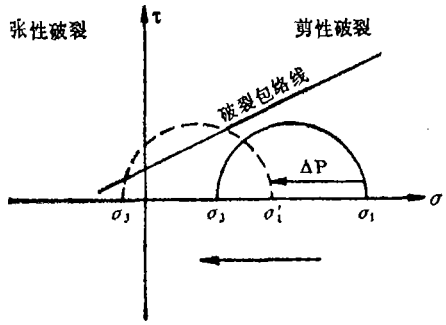

图2 当地层流体具异常高压时，摩尔圆向左侧移动产生破裂

裂包络线相交产生剪性破裂；如果异常压力足够大，则可以使摩尔圆进入负值区产生张性破裂。现在的问题是地层流体要具有多大的异常高压力才产生张性微裂隙呢。当然超过上覆有效压应力σ_1时，无疑可以产生张性微裂隙；现在看来只要大于σ_3就有可能使摩尔圆部分进入负值区从而产生张性微裂隙。σ_1与σ_3在不同岩性的地层中，随不同埋深有不同的比值，一般在0.6—0.8的范围内。根据这些原理我们可以认为，那些能在浅处形成欠压实的异常高压层是最容易产生微裂隙。因为此时σ_1、σ_3比较小、而异常流体压力又较大。例如，松辽盆地的嫩江一、二段和青山口一段之所以是好的生油层，作者认为其原因之一，就是它埋藏浅而异常压力又大，可以产生微裂隙。根据我们在黄骅拗陷的初步研究，发现歧口凹陷S_1中厚层泥岩产生微裂隙的深度约在3500m，与异常压力突然有减少是一致的；在南部孔店地区K_2段厚层泥岩产生破裂的深度约在2900m，与异常压力有减少也是一致的。我们认为这一深度很可能就是异常压力释放的深度也就是生油层的排烃深度。

因此，我们要从石油地质的观点加强盆地演化史、断裂活动史以及区域应力场和岩石可能产生张性破裂深度等方面的研究。

二、从压实曲线上来研究运移问题

目前人们普遍认为生油层中的异常高压是油气运移的主要动力，而具有异常高压的欠压实地层在压实曲线上又能明显地表现出来，因此它为我们提供了研究的信息。

但作者认为，不能简单地根据现在测得的声波时差或孔隙度曲线来分析，而应当用动态的、历史的方法来分析。即认为欠压实曲线段不能代表泥岩压实的历史，否则将违

反泥岩压实不可逆性的根本原理。因此，欠压实段上的每层泥岩有它各自的排液历史。如（图3）所示欠压实生油层C的历史是ϕ_0—$\phi c'$—ϕc—ϕc_1—ϕc_2所组成的曲线，其中欠压实消失的历史要根据具相似岩性组合段或具相似砂泥比组合段所走的轨迹来确定。例如，松辽盆地古龙凹陷的嫩江组一、二段与青山口组一段是两套岩性组合相当（或砂泥比相当）的生油岩系，而埋深1500m左右的嫩江组一、二段却比埋深2300m左右的青山口一段的欠压实和异常压力大的多，从而我们可以类比地推断，当青山口组一段过去埋深到1500m时，也应具现在嫩江组一、二段的欠压实和异常高压，现在变小了，正说明青山口组一段在1500m以下的继续埋深过程中异常压力有释放，1500m又进入门限深度，因此它是最好的有效生油层，而现在具最大异常压力的嫩江组一、二段，则主要起着压力封闭层的作用，因此大庆油田的主要油层（葡萄花、高台子萨尔图）均集中在这两套地层之间。又例如黄骅拗陷的板桥凹陷，沙一中生油段的砂泥比约为8%是峰值很大的欠压实和异常高压层，而砂泥比与之相当的S_3生油段其欠压实和异常压力则比沙一中小，说明S_3段地层在埋深过程中欠压实地层遭受后期压实，孔隙流体和异常压力得到释放，因此是最好的有效生油层，而目前具最大异常压力的沙一中则主要是压力封闭层，板桥凹陷目前发现的六个含油气层组均在这两段地层之间。根据动态分析的方法，我们认为，那些曾经在浅处可以形成欠压实和异常压力的生油层，而如今异常压力得到释放甚至消失的是最好的有效生油层；门限深度以下生油层异常压力的释放段应当就是主要的排烃深度段和主要的时期。

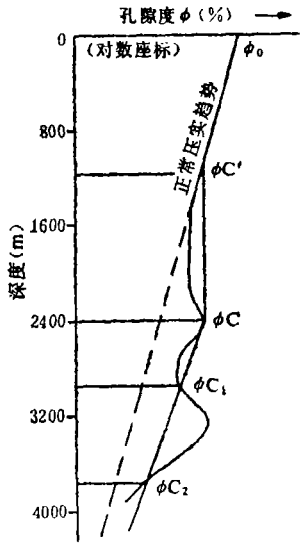

图3欠压实泥岩C的压实曲线

虽然我们说目前具有高峰值的欠压实和异常压力生油层主要起着压力封闭的作用，不是好的有效生油层，但也并不是它们绝对不排出流体。这就要借助多口井的资料，对比该段在同岩相区内横向上欠压实孔隙度随埋深的变化情况，来确定其排液的程度。例如歧口凹陷沙一中生油段随着向凹陷中心埋深加大，起初欠压实孔隙度没有什么变化，到3500m以后孔隙度开始减少，我们认为这很可能是在该深度上产生微裂隙的结果，说明在一定条件下也有排烃作用。因此，我们强调要尽可能多的、完整的获得泥岩压实曲线，以便结合岩性组合在剖面上纵向研究以及在平面上横向对比生油层中欠压实孔隙的变化趋势，从而判断其排烃的深度和排烃的好坏。

三、从地球化学方面来研究油气运移

过去，油气运移的问题大都根据地球化学的资料来研究，诸如油源对比、追索运移路线、计算初次排烃量等等，这方面的资料很多，这里只提出几个要注意的问题。

第一，利用地化指标追索运移路线，必须在油源对比的基础上进行。然而油源对比

又受到运移的分异作用和其他多种作用的影响，往往使地化的结果很难达到预期的效果。现在的问题看来是如何首先选择相对稳定的指标来对比油源，然后再选择相对变化的指标来追索运移路线。两者也是既矛盾又统一的问题。

第二，计算初次排烃量或排烃率的问题。初次排烃量（率）是油区评价的重要参数。目前计算这一参数大多采用生烃量减去残留烃量等于排烃量的地化方法。这一方法不仅在理论上尚有探讨之处，就是在计算生烃量和残留烃量的方法上也各有不同，使计算的结果出入很大。目前国内按上述方法计算出的排烃率普遍高于10%的传统数值，有的高达80%以上。这种结果势必产生一个问题，即如此大的排烃率将不能利用目前残留烃含量的多少来评价生油岩的好坏程度。过去人们根据砂岩中一次采油率不会超过30—35%，多次采油后其采收率也很难达到45—50%，从而推断泥岩中的排烃率只能大大低于这个数字。最近Leythaesuer等人（1983）在挪威Spitsbergen岛，对老第三系和早白垩统320多米的砂泥岩层采集150多个样品，经过地化分析研究后，发现在砂层之间的薄页岩和邻近砂岩界面处的厚页岩中的正C_{15}烷含量与厚页岩中部的正C_{15}含量相比，差不多排出了90%左右，而正C_{25}烷以上的组份则很少排出甚至等于零。计算的结果说明排出率随组份的含碳数增加而减少。就整个可溶有机质（包括烷烃、芳香烃以及杂原子化合物）而言，其排出率大约为23%。因此我们在计算时还必须把某一组份的排出率和全石油的排出率区分开，不能混为一谈。以上这些情况都说明高排烃率是值得怀疑的。但是作者认为还存在另一种可能，即传统的低排烃率是错误的。因为排烃作用是发生在漫长地质时期中的过程，其最终的排烃率可能是高的，不能用人为短期的采收率来对比。另外从总烃—残留烃/总烃的计算公式看，当总烃量一定时要想排烃率高残留烃就应当小。如果以排烃率高为好生油岩，那么正与目前以残留烃高为好生油岩相矛盾。显然人们同意排烃率高的是好生油岩，也就是说残留烃越少生油岩应当越好。这一点与用动态法分析压实曲线的道理很相似，即认为目前具高峰值异常压力的生油层，其排烃作用不如异常压力变小或消失的生油层。这两种观点不仅在逻辑推理上有相同之处，也许在内容上还有连系。很可能是目前高峰值异常压力的生油层排烃少、残留烃高、贡献小；而异常压力得到释放或消失的生油层排烃多、残留烃少、贡献大。这一观点是否正确有待进一步证明，这里仅作为一个问题提出来考虑。总之，目前地球化学在理论上和实际应用上都存在着很多矛盾和分歧。再加上高精度的微量分析受岩层的不均质性、母质的类型、丰度、成熟度的影响很大，而且还受取样、仪器、操作人员以及经济条件的影响。因此我们不能只根据地球化学的结果，最好还要结合其他的资料和方法来相互验证。

第三，为此目的作者认为可以利用初次运移的物理模式直接计算排烃量。因为油气都是流体，它们主要赋存于地层的各种孔隙空间中。孔隙空间的减少意味着孔隙流体的排出，而石油排出的主要相态不外乎水相和油相两种。作者根据这两种运移模式的原理提出了两种计算排烃量的方程。若按水相运移模式则可根据式（1）近似地计算。

$$Q_w = V\left(\frac{\phi_m - \phi_2}{1 - \phi_m}\right) \cdot D_{Ts} \cdot \rho_o \qquad (1)$$

式中Q_w为水相运移的排烃（石油）量（t）；V为有效生油岩的体积（m^3）；ϕ_m为生油岩在门限深度时的孔隙度（%）；ϕ_2为生油岩现埋深的孔隙度，

（%）；D_{T_s}为石油在生油岩最大埋深时温度为T_s下的溶解度（ppm）；ρ_o为石油的地下密度（t/m^3）。

在计算时还要考虑蒙脱石成岩排出层间水的问题，如果这一作用发生在门限深度以上则不考虑，如果发生在门限深度以下，则要根据地层的具体情况适当增加排液体积。另外也要考虑水热作用，由于温度升高水体膨胀表现为水的比容变大，在正常压实下这意味着水体的增加，所以也要适当增加排水体积。如果现地温与古地温有变化，则D_{T_s}要选用最大埋深、最高古地温下的溶解度。若按油相运移模式则可根据式（2）近似计算，

$$Q_o = V\left(\frac{\phi_m - \phi_2}{1 - \phi_m}\right) S_o \cdot \rho_o \qquad (2)$$

式中：Q_o为油相运移的排烃（石油）量（t）；S_o为含油饱和度，（%）；其他符号同上式。

式（2）S_o若以Dickey提出的1%为临界运移饱和度来进行计算其结果应为最小值；如果以目前生油岩中的残余油饱和度代表排油时的饱和度来进行计算其结果应为最大值。不难看出，如何科学地、准确地获得各种参数是利用上述方程进行计算的关键。

通过以上三个方面的综合研究，我们就能较为可靠地获得排烃深度、排烃时期、有效生油岩、排烃量（率）、油源对比以及油气运移路线等方面的资料。有了这些资料，我们就可以从“时序”的观点来综合分析。所谓“时序”就是各种地质事件，它们在时间上和空间上发生和配置的顺序。这种分析对解决油气运移和聚集的问题尤其重要。下面例举黄骅拗陷中区歧口凹陷的资料来说明。

根据歧口凹陷油源对比的资料，说明聚集在东营、馆陶、明化镇地层中的油是来自S_3的生油层，而不是来自邻近的$S_{1中下}$生油层。对于地化分析的这一结果是否可靠，我们就可以用综合分析的方法从时序的角度来加以验证。首先从盆地的演化和断裂的活动来分析，就可以得知渐新世为断陷湖盆的最大发育期，其中S_3和S_1期是最大的两个断裂活动期，在此期间相应地沉积了S_3段和$S_{1中下}$段两套生油岩系。它们的门限深度分别是2600m和2800m，因此S_3生油层和$S_{1中下}$生油层分别在东营期和明化镇期开始生油。再从压实曲线上来分析，$S_{1中下}$生油层目前是高峰的异常压力层，根据岩性组合大体相似的S_3段过去在$S_{1中下}$的深度上也应是高峰值的异常压力生油层，在之后的继续埋深过程中异常压力逐渐释放比现在的$S_{1中下}$小，所以可认为S_3生油层比$S_{1中下}$生油层不仅成熟早而且排烃好是该区的有效生油岩。这种分析与断裂活动也是一致的，根据生长指数可知S_3与S_1期是断层的最大活动期，S_3生油层中异常压力的释放与S_1期的断裂活动有关，而$S_{1中下}$生油层当其成熟时断裂活动已基本停止，因此从断裂活动做为油气运移的通道来看，也是S_3生油岩比$S_{1中下}$生油岩好。综合上述分析，可以认为S_3生油层中成熟了的烃随着断层的活动、异常压力的释放，有可能发生横穿断层面和沿断层面的“阶梯式”运移，并在东营、馆陶、明化镇地层中聚集。这里还必须解决为什么$S_{1中}$高峰值异常压力层没有起到压力封闭的问题。这个问题单纯从空间位置上看好象不易理解，但从时间上看则容易解决，因为在Ed末期，当S_3生油岩成熟排烃时，根据生长指数推出北大港断层下降盘$S_{1中}$欠压实异常高压泥岩与上升盘S_3欠压实异常高压泥岩在断层两盘尚未并置没有形成统一的压力封闭；而到$N_{m上}$时期，当$S_{1中下}$生油岩成熟排烃时两盘欠压实异常

高压泥岩并置形成统一的压力封闭，使$S_{1中下}$生成的油气沿断层面往上运移受到阻障（图4）。通过时序的分析，上述油源对比的结果就可以得到较为合理的解释。

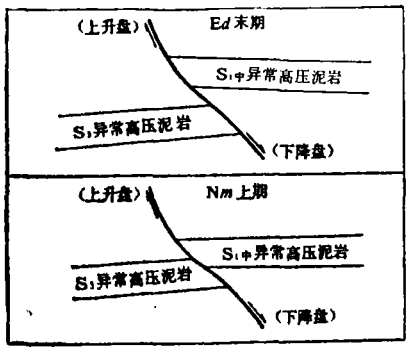

图4 断层活动使异常高压泥岩在断层两盘并置形成顶部压力封闭示意图
（据李勇1986，改编）

除此之外，我们还可以进一步研究$S_{1中下}$异常高压生油层的排烃情况，根据横向上对比该层欠压实孔隙度的变化，发现在3500m深度以下孔隙度变小表示有排烃作用，推测是产生微裂隙的结果。因此，在本层中由水下河道形成的一些浊积砂体，很可能就是首先捕集油气的地方。所以，在$S_{1中下}$段地层中完全有可能找到原生油气藏，这也是歧口凹陷重要的勘探方向。

上述探讨的内容是最近两年来在教学和科研上的一点体会，这方面的工作还刚刚开始，这里提出仅供参考，作者相信今后还会不断得到补充和修正。

（收稿日期：1986年11月5日）

参 考 文 献

[1] 李明诚，1985，利用压实曲线研究初次运移的新方法，石油学报，第4期。

[2] 陈发景等，1983，我国东部白垩纪—早第三纪蒸发岩和生油岩沉积的区域构造背景，石油和天然气地质，第2期。

[3] Chapman, R.E., 1983, Petroleum geology, Elserier-Amsterdam-Oxford-Newyork.

[4] Grelener, P.E., 1979, Pore Pressure: fundamentals, general ramifications and implications for structural geology, AAPG Continuing Education Course Note Series 4.

[5] Jones, P.H., 1983, Role of geopressure in the hydrocarbon and water system, AAPG. studies in geology, No.10.

[6] Leythaeuser, D.etal, 1984, A novel approach for recognition and guantification of hydrocarbon migration effects in shale-sandstone seguence, AAPG.Vol.68, No.2.

METHODOLOGY FOR THE RESEARCHES ON OIL/GAS MIGRATION IN FAULTDOWN BASINS

Li Mingcheng

(China University of Geosciences Beijing)

Abstract

Generally speaking, the generation and migration of oil and gas are essentially controlled by the evolution of a basin and faultings. The tectonic evolutionary cycles of a basin tend to be consistent with those of abnormal pressure of fluids.The period of faulting is most likely to be the main stage of oil/gas migration as the hydrocarbons become mature. The juxtaposition of sandstones and mudstones is resulted by faulting at both sides of a fault. Thereafter, oil/gas could migrate across or along the fault plane, i.e. "stair-step" migration pattern. Such a migration pattern indicates that a fault plane can act not only as a migration path, but also as a trap. The data of the effective beds and the depth for hydrocarbon expulsion can be obtained by the interpretation of compact curves using dynamic analysis.

Caution shoud be taken on applying geochemical data for oil/source rock correlation, tracing the migration path and calculating the expulsion rate of hydrocarbons because geochemical analysis would be interfered by many factors. The traditonal evaluation of source rocks based on the amount of residual hydrocarbons is not reliable enough.

With the concept of "time sequence" , the convinced results of the researches on oil/gas migration can be achieved only by the integrated analysis on the various data and informations mentioned above, which would checked by each other.