

有关油气初次运移问题的探讨

李明诚

(武汉地质学院北京研究生部)

初次运移不仅是石油地质学中的基本理论问题，而且对油气的实际勘探工作也有极其重要的指导意义。遗憾的是，至今这一课题仍处于众说纷云的不解状态。本文就几个问题大胆地提出一些看法供大家参考，望能起到抛砖引玉的作用。

一、毛细管压力的问题

在一些有关油气地质的文献中，常常在把毛细管压力说成是初次运移阻力的同时又把它说成是动力。到底如何来认识这一重要问题，看来仍有讨论的必要。

众所周知，单管中的毛细管压力可用下列公式表示：

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

式中， P_c ——毛细管压力（达因/厘米²）；
 σ ——界面张力（达因/厘米）；
 θ ——润湿角；
 r ——毛细管半径（厘米）。

毛细管压力指向非润湿相。在亲水介质中油是非润湿相，毛细管压力指向油（图1a）。在亲油介质中水是非润湿相，毛细管压力指向水（图1b）。

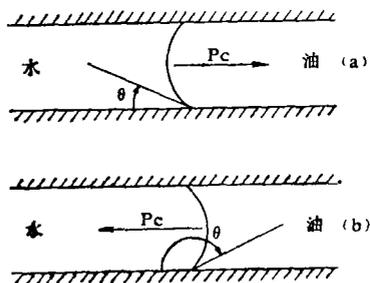


图1 毛细管压力的指向

根据琼格坦和卡维尔 (Jungten and Karweil) 的测量和外推，泥质岩在2000米深处其孔隙直径大约为50—100Å (1Å = 10⁻¹⁰米)。在亲水介质中，油水界面张力取地面值30达因/厘米时，按上述单管情况计算则毛细管压力分别为240—120公斤/厘米²。这就是说，非润湿相的油要通过亲水的单根毛细管必须克服上述毛细管压力，可见阻力是很大的。

然而，地下生油岩的孔隙空间是由大小不同的毛细管组成，大多属不均一润湿，形成部分亲水、部分亲油。孔隙流体也是有油有水，油水相间。在这种情

况下，显然是不能用单根毛细管来计算生油岩中毛细管压力的大小和指向。初次运移的总方向是指向储集层（或运载层）的。因此，油气在毛细管组成的三维空间中运移，必然会经过不同管径的毛细管。在生油岩油水相间、不均一润湿情况下，油所受到的阻力实际上是毛细管压力差（图2）。用公式可表示为：

$$P_c = 2\sigma \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right)$$

式中， r_t ——生油岩喉道半径（厘米），
 r_p ——生油岩孔隙半径（厘米）。

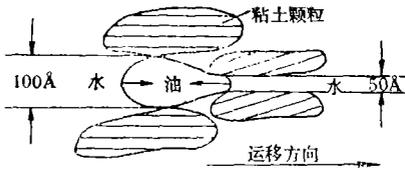


图2 亲水性生油岩油相运移所受毛细管阻力图

如果2000米深处正好是直径50Å和100Å的毛细管相通，而运移方向又指向小毛细管，则此时所受毛细管阻力为：120公斤/厘米² - 240公斤/厘米² = -120公斤/厘米²。负号表示受到与运移方向相反的阻力。同理，水在亲油部分中运移也受到上述同样大小的阻力。

在生储层界面上，这种毛细管压力差可以直接把生油层亲水部分细小毛管中的油排替到储集层较大孔隙中去；在生油层亲水部分内，也可以把油从细小毛管中排替到较大孔隙中，使其相对集中，以有利于进一步运移。只在这两种情况下，毛细管压力对初次运移才具有积极意义。除此而外毛细管压力均表现为阻力。

中等比重（0.8753~0.8521）的原油，70°F（21.11°C）时的界面张力（ σ ）大约为21达因/厘米。油水界面张力随温度增加而降低的梯度大约为0.1达因/厘米°F（据Schowalter, 1979）。如果地温梯度3°C/百米，2000米深处地温为75°C（167°F）， σ 值约为12达因/厘米。对于直径50Å和100Å的孔隙，其毛细管压力分别为48公斤/厘米²和96公斤/厘米²。此时，毛细管阻力下降为48公斤/厘米²，而不是120公斤/厘米²。照此推论下去，到4000米深处，地温135°C（275°F）时，界面张力基本上消失，毛细管阻力也就不复存在了。从另一方面分析，如果生油岩孔隙结构均一， r_t 与 r_p 相差很小， $\left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p}\right)$ 这一项也就很小。那么无论孔径的绝对值大小如何，其毛细管阻力也必然很小。根据以上两点可以推测，进入成熟期的生油岩，其毛细管阻力未必一定那么大。可见，毛细管压力主要表现为阻力。但在地下生油层中，毛细管阻力不像单根毛管中那么大，很可能小得多。

但当泥质岩为盖层时，情况就完全不同。具细小孔隙的泥岩直接盖覆在具大孔隙的储层之上。两者孔径相差好几个数量级（一般是几十埃与几千一几万埃之比）。正是这个界面起着封闭作用。

由于气水界面张力70达因/厘米（地面值）是油水界面张力30达因/厘米（地面值）的两倍多，因此气体要穿过水湿性盖层，所受到的毛细管阻力比油大。虽然气的密度小，浮力比油大，但按斯科沃尔特（Schowalter, 1979）烃柱封闭高度的史密斯（Smith, 1966）方程进行计算，发现在9个对比数据中有8个都是封闭的气柱高于油柱（表1）。

$$H = \frac{P_{dB} - P_{dR}}{(\rho_w - \rho_H) \times 0.433}$$

式中： H ——油水接触面以上可以封闭的最大烃类高度（英尺）；

P_{dB} ——盖层的地下烃类——水驱替压力（磅/英寸²）；

P_{dR} ——储层的地下烃类——水驱替压力（磅/英寸²）；

ρ_w ——水的地下密度（克/厘米³）；

ρ_H ——烃类地下密度（克/厘米³）；

0.433——单位换算系数；

这一结果说明，从毛细管封闭的角度来看，水湿性盖层封闭气比油容易。由此盖层并非一定要膏盐层。

盖层封闭能力变量计算表

表1

系 统	封闭计算中 的临界变量	低 值	封闭能力计 算值(英尺)	实 际 数 值	封闭能力计 算值(英尺)	高 值	封闭能力计 算值(英尺)
油	界面张力	5.0	12.5	10	28	35	124
	水 密 度	1.0	32	1.05	28	1.2	20
水	油 密 度	0.5	19	0.68	28	0.9	69
	界面张力	25	31	50	66	70	95
气	水 密 度	1.0	74	1.1	66	1.2	60
	气 密 度	0.01	61	0.1	66	0.3	82

(据Schowotey)

假设条件：(1)亲水岩石；(2)盖层汞—空气系统排替压力220磅/英寸²；(3)储层油水排替压力1磅/英寸²；(4)静水条件。

二、有关运移期的问题

目前普遍存在生油期与运移期是否一致的提法，推论是如果一致则排烃效率高，否则排烃效率低。这就是说还存在一个独立的运移期。例如，某些石油地质家把成岩中期，孔隙度达30~10%、蒙脱石等矿物大量脱水时的深度定为运移期。肯定了运移期的深度以后，反过来再考虑在该深度范围内油气是否大量生成，从而评价运移期与生油期是否一致，并预测大油藏形成的可能性（表2）。

从表中看出，好像只有当地温梯度为3~3.5°C/百米时才最好。这恐怕不会是普遍的情况。作者认为，有油气生成才有油气运移，地温梯度高，油气生成早，则运移亦早；地温梯度低，油气生成晚，其运移也晚，只有独立的生油期而无独立的运移期。不能用某一地温梯度或深度去推算运移是否可能发生，而应当分析生油期中有没有初次运移的条件（包括相态，动力和通道等），而不是在肯定了运移期之后再看是否大量生油。

在实际研究中，目前常用泥岩正常压实曲线上的急速压实段来确定初次运移期，主要根据是在这一深度段上有较多的流体排出，把排液期与初次运移的排烃期等同起来。

初次运移时(1500~2800米)的温度与形成油藏关系表 表 2

地 温 梯 度 (°C/100米)	运 移 深 度 的 温 度 (°C)		有最大油藏的可能性
	1500米	2800米	
1.5	37.5	57.0	低
2.0	45.0	71.0	较 低
2.5	52.5	85.0	较 好
3.0	60.0	99.0	高
3.5	67.5	113.0	高
4.0	75.0	127.0	较 好
4.5	82.0	141.0	较 低
5.0	90.0	155.0	低

(据青柳宏一, 1977)

若按油相运移的观点则并非有利的排烃期, 因为此刻油相很难达到两相运移的临界饱和度。更好的时期倒是在大量排水期之前或以后的阶段。

现在又发展为用异常压实带上的急速压实段(即异常压力消失段)来确定运移期。主要论点是随着异常高压的释放而排烃。这一看法虽然在道理上讲得过去, 但是用曲线上的异常压力消失段来表示还是有问题的。因为曲线上异常值最大处为压力封闭, 其下的急速压实段通常代表下排烃带。如果单纯用这一段表示排烃期的话, 那就必然得出油只能向下运移而不能向上运移的结论。这显然是不正确的。

如果将压实曲线与地球化学资料结合起来共同判断初次运移期, 正如马格拉(Magara, 1978)等人在加拿大、日本和尼日利亚等地所做的那样(图3), 则受干扰较少可能也较准确。

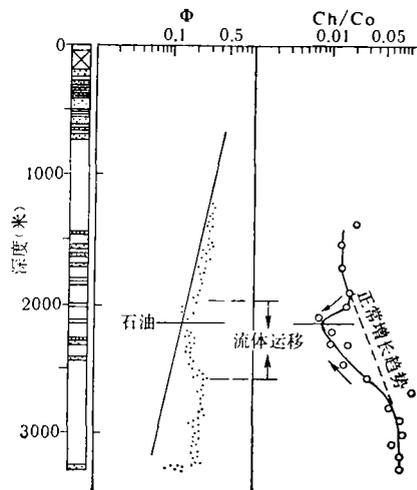


图3 尼日尔三角洲某井孔隙度—深度与Cn/Co(烃类中碳/总有机碳)—深度图(据藤田, 1977)

三、欠压实与异常高压的问题

如果某一地层欠压实, 其孔隙流体压力必高于该处静水压力。欠压实与油气关系密切, 总的说来有四个方面。(1) 促进有机质的热成熟。欠压实地层含有较多的流体明显的水热作用使其比同等深度的正常压实地层具有较高的地温, 有利于加速有机质向油气的转化。对时代较新的生油岩尤其具有意义。(2) 推迟泥岩的压实作用, 延缓孔隙流体排出时间, 再加上蒙脱石的大量脱水提供了地下深处的水源, 有利于烃类呈水溶

液状态运移。(3) 异常高压是驱使油气进行初次运移的潜在动力。马格拉(1978)根据公式：

$$P = P_w Z_e + P_{bw} (Z - Z_e),$$

式中, P ——流体压力(磅/英寸²)；

P_w ——静水压力梯度(取0.44磅/英寸²/英尺)；

P_{bw} ——上覆负荷压力梯度(取1磅/英寸²/英尺)；

Z ——岩层埋藏深度(英尺)；

Z_e ——平衡深度即与 Z 处孔隙度相当的深度(英尺)。

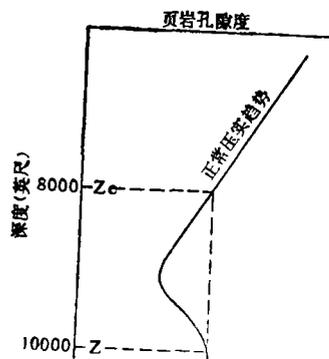


图4 欠压实层流体压力计算示意图(据马格拉, 1978)

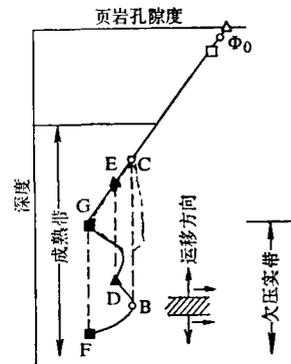


图5 异常高压层确定油气运移方向示意图(据马格拉改编)

计算了美国湾岸地区10000英尺深处欠压实层中流体的压力(图4)。通过公式计算 $P = 5500$ 磅/英寸²。而10000英尺深度正常静水压力值应为4400磅/英寸²，其异常压力值则为： $5500 - 4400 = 1100$ 磅/英寸² (77公斤/厘米²)。如果进一步考虑水热作用，根据湾岸地区地温梯度2.5°C/百米，欠压实地层处于半封闭状态，上覆压力梯度值取1.4，求得 $P = 6300$ 磅/英寸²，其异常压力值为 $6300 - 4400 = 1900$ 磅/英寸² (133公斤/厘米²)。如此巨大的压力差显然是油气初次运移的动力。(4) 异常高压层也是最好的盖层，它不仅能封闭油气也可以封闭水。因此，在剖面上它可以确定油气运移的大方向(图5)。从图中不难看出，欠压实页岩B埋深至C处即停止排出流体，成为异常高压层。但上覆D页岩此时尚处于正常压实状态，有C—E段流体排出。由于下伏B页岩已形成压力封闭，因此流体只有向上或沿水平方向排出。同理，B页岩下面的F页岩，此时也处于正常压实状态，有C—G段流体排出。因为上覆B页岩已形成压力封闭，流体只有向下或沿水平方向排出。这里要注意的是只有当异常高压层本身是生油层时才有上述几方面的意义，如果是非生油层那就只能起盖层的作用。

另据逻辑推断，如果异常高压生油层始终保持欠压实状态，那么在其他条件相同情况下，排出的流体一定比那些已经消失异常压力的生油层少。因此，当有多层生油岩存在时，首先应当考虑那些已经释放能量，过去曾是现在已经不是异常高压的生油层。因

为它们对现在聚集的油气可能贡献最大。如果生油岩只有一层，而且至今仍保持异常高压状态，那么也应当用平衡深度 (Z_0) 的概念判断它形成的时间。如果在油气藏形成以前，则能肯定异常高压的作用；如果在油气藏形成以后，则对现存的油气聚集作用不大。有人把异常高压生油层叫有效生油层。难道非异常高压生油层就没有排烃作用？还有的把欠压实带中多次出现的异常段解释为间歇排烃作用，这也有探讨之处。一般认为压实作用是不可逆的，同一地层在遭受压实后又大幅度“回弹”起来，显然是不大可能的。那么现今曲线上多次出现的异常段很可能是反映多层情况，而不能看成为某一层间歇排烃的历史。

虽然异常高压在理论上与油气的生成、运移和聚集有密切关系，但是这种关系在实际中如何正确认识，尤其是在压实曲线上如何判断还远没有解决。琼斯 (Jones, 1978) 把异常压力的形成与消失叫做流体压力循环，并用盆地构造的演化来解释这一循环，得出这一周期可以保持在10~20百万年或更长的时间里。他用构造演化控制异常压力，异常压力反过来又促进构造变动的观点来认识异常压力的形成、消失以及与油气的关系。这一观点所提出的整体研究的思路和方法，可供借鉴。

(收稿日期，1983年5月6日)

参 考 文 献

- [1] 莱复生, A. I., 1975, 石油地质学, 地质出版社。
- [2] 张万选、张厚福, 1981, 石油地质学, 石油工业出版社。
- [3] 蒂索B. P., 威尔特D. H., 1978, 石油形成和分布油气勘探新途径。石油工业出版社, 1982。
- [4] 真柄钦次, 1978, 压实与流体运移, 石油工业出版社。
- [5] Berg, R. R. 1975, Capillary pressure in stratigraphic traps. A. A. P. G. Bull., V. 59, No.6.
- [6] Dickey, P. A. 1975, Possible primary migration of oil from source rock in oil phase. A. A. P. G. Bull., V. 59, No.2.
- [7] Price, L. C. 1976, Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration. A. A. P. G. Bull., V.60, No.2.
- [8] Neglia, S. 1979, Migration of fluids in sedimentary basins, A. A. P. G. Bull., V. 63, No.4.
- [9] Schowalter, T. T., 1979, Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. A. A. P. G. Bull., V. 63, No.5.
- [10] Problem of petroleum migration. Edited by W. H. Roberts, III and R. J. Cordell, A. A. P. G. Studies in Geology, No.10, 1980.

DISCUSSION ON PRIMARY MIGRATION OF HYDROCARBONS

Li Mingcheng

(Beijing Department of Postgraduates, Wuhan College of Geology)

Abstract

In general, capillary is a resistance to primary migration of hydrocarbons. Only under certain conditions can capillary pressure be effective. As regards the closed regime of capillary, gas is more easily sealed than oil.

Migration stage changes with hydrocarbon generation stage. In fact, there is no fixed migration stage. It is better to make use of compaction curve in combination with geochemistry data to define the migration stage.

Compaction and abnormal highpressure are closely related to each other. During migration of petroleum an important role is assigned to geopressure. But in practice, how to correctly understand this role and how to judge from the compaction curve still remain unsolved.

陕西富平、蒲城首次发现晚奥陶世笔石化石

渭北地区奥陶纪地层分布十分广泛，其岩性：下部为块状、厚层状灰岩、白云岩，上部为薄层、角砾状灰岩、泥质灰岩夹页岩。该区地处中国东部和西部两个不同构造单元的衔接带上。

西安地矿所付力浦据该地层所含三叶虫、腕足类、珊瑚等化石认为这套地层，除中、下奥陶统外，还发育有上奥陶统。1975年的华北奥陶系专题会议上，有些同志否认本区存在上奥陶统。1981年西北大学陈景维等同志在铜川、富平、白水及蒲城一带工作结果认为，在中奥陶统峰峰组的浅水台地相厚层白云岩之上，整合覆盖着一套厚约800米的深灰色薄板状灰岩夹角砾状灰岩和黄褐色凝灰岩，属深海相沉积，可与西部的平凉组对比，并命名为赵老峪组。

1981年笔者与沈锦辉等在富平金粟山、蒲城尧山实测剖面中，于厚层白云岩之上的所谓“平凉组”的深灰色薄板状灰岩中首次发现了晚奥陶世笔石化石。经鉴定为 *Orthograptus truncatus socialis* Lapw. 与耀县桃曲坡发现的笔石一样。这是一类个体相当短小的直笔石（笔石体长不到1Cm，宽1.5mm，胞管复缘直，口缘平微外展，在5mm内有6—7个胞管，侧面观倾角约为36°—39°，胞管长度1.5mm±，掩盖1/3，胎管刺及两个底刺清楚）。易与属内其他种相区别。这种笔石曾见于英国、澳大利亚、北美的上奥陶统以及我国华南五峰组，耀县背锅山组，其时代当属晚奥陶世。与直笔石共生的

(下转第66页)