

试论泥岩压实作用与油气初次运移

陈荷立 汤锡元

(西北大学地质系)

长期以来一直将泥岩压实作用作为石油初次运移的主要动力,认为母岩中生成的烃类,是以溶解状态随水一起离开母岩进入储层的。近年来由于有机地球化学及其分析技术的飞跃发展,以干酪根热降解为核心的晚期生油理论得到了普遍赞同。而与此同时,在石油生成与初次运移理论间却出现了严重的矛盾。因为,按照以往对压实作用的理解,泥岩在埋藏及压实过程中的排水量只在浅处较大,随着深度加大则迅速降低;又因烃类在水中的溶解度一般仅万分之几,显然晚期成岩阶段的排水量是难以满足石油初次运移需要的。

然而,近年来不断在一些地区的地下深处发现偏离正常压实趋势的泥岩(常称欠压实泥岩),它们具有比正常趋势高的孔隙度,比正常趋势低的密度。同时,常伴有异常高的孔隙流体压力,粘土矿物成分中膨胀性蒙脱石含量降低,蒙脱石-伊利石混层粘土成分以及非膨胀性伊利石成分的增加。对于这种异常压实现象的造成,多数人认为,主要是由于泥岩本身渗透率的降低,阻碍了压实过程中的顺利排水,致使压实与排水不能保持平衡,从而引起孔隙流体压力增加。而这种压力的加大,势必会降低对泥岩骨架的有效压应力,因为按照哈伯特与鲁贝的意见^[1],上覆负荷压力是由岩石骨架与孔隙流体共同负担的。此外,蒙脱石粘土在向伊利石转化过程中,晶格层间吸附水将脱出成为粒间自由水,这种转化也有助于异常高压的形成和孔隙度的加大。

在以上发现的基础上,近年提出了种种与晚期生油理论相适应的石油初次运移的新见解。这些见解可以概括为:异常高压的出现可使泥岩的压实作用推迟,并延缓其中孔隙水的排出;粘土矿物的转化又给予孔隙水以补充,从而使泥岩本身在深处具有足够的烃类运移载体;粘土矿物脱水也使其体积减小,使泥岩比正常压实情况下具较高孔隙度,结果导致渗透率的增加;另外,蒙脱石向伊利石的转化又使泥岩吸附性能减弱。因而,在机械压实、异常流体压力所形成的位能梯度作用下,在晚期成岩阶段,还会出现有利于烃类进行初次运移的条件。

由于地质条件不同,各地区异常压实带是否存在和其出现的深度是不同的。伯斯特认为^[2],在盆地或坳陷中,只有既具生油条件,又具初次运移条件,且二者深度恰相配合时,才能产生有效的生油层,当沉积物到达生油深度的时间晚于初次运移产生的深度的时间时,将只能生成含沥青的页岩或油页岩。这一观点目前已为绝大多数人所承认,并用于勘探实践。

本文以泌阳凹陷为例,对上述问题进行初步探讨。

一 泥岩压实作用的研究

压实是最基本的地质现象之一。沉积物从埋藏起就开始在上覆负荷下压实, 并一直延续到地壳深处。在压实作用下沉积物将失水、致密, 孔隙度不断降低, 密度不断加大。所以, 对于抗压性较弱, 受胶结等作用影响较小的泥岩, 其孔隙度或密度随深度的变化可直接反映压实作用的历史和特征。

按威利等人的大量试验结果^[3], 在具有均匀分布的小孔隙固结地层中, 孔隙度与声波时差之间具有线性关系。可用公式表达如下:

$$\Delta t_{\text{测井}} = \phi \Delta t_{\text{水}} + (1 - \phi) \Delta t_{\text{骨架}} \quad (1)$$

$$\text{或} \quad \Delta t_{\text{测井}} = (\Delta t_{\text{水}} - \Delta t_{\text{骨架}}) \phi + \Delta t_{\text{骨架}} \quad (2)$$

式中 $\Delta t_{\text{测井}}$ ——声波时差, 即声波在单位厚度地层中的传播时间(微秒/米);

$\Delta t_{\text{水}}$ ——地层水的声波时差(微秒/米); $\Delta t_{\text{骨架}}$ ——岩石骨架的声波时差(微秒/米);

ϕ ——岩石的孔隙度。

上式表明, 当岩性均一时, 岩层的声波时差($\Delta t_{\text{测井}}$)基本上可反映其孔隙度的变化。故声波时差与深度关系曲线就成了目前研究泥岩压实作用最常用的手段。

作者绘制了泌阳凹陷不同地区近50口井的声波时差与深度关系曲线。按其形态特征, 可分为三种类型。

I类: 主要分布在凹陷中部及双河镇油田西部的江河地区, 可以泌71、泌60、双8-20、泌32、泌36、双12-24、泌34、泌42、双观15、双12-14等井为代表(图1)。

I类曲线可划分为两段, 浅处为正常压实段, 曲线为一具一定斜率的直线, 基本符合于下述数学表达式:

$$\Delta t = \Delta t_0 e^{-CZ} \quad (3)$$

式中 Δt ——深Z处泥岩的声波时差(微米/秒);

Δt_0 ——外推至地表的声波时差(微米/秒);

e ——自然对数的底;

C ——表示正常压实趋势斜率的常数。

在正常压实段之下, 为异常压实段, 泥岩声波时差偏离了正常趋势, 表明该段泥岩具

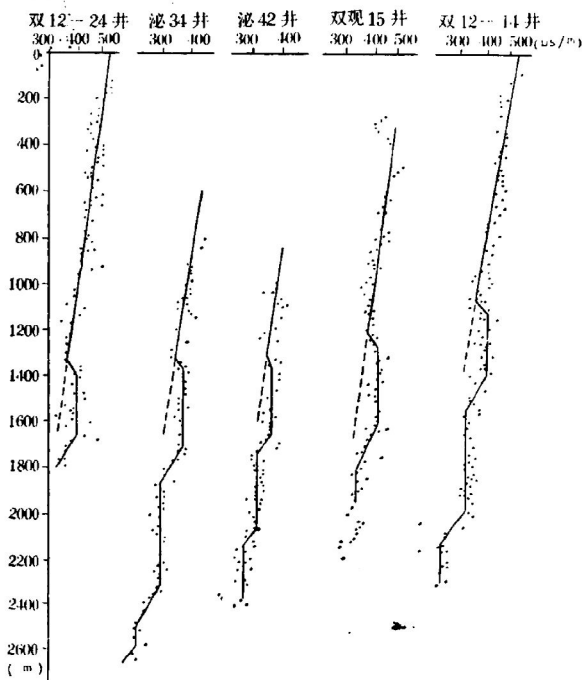


图1 I类声波时差—深度曲线

有欠压实的性质,异常段出现的深度在不同地区略有差异,如在凹陷中部的泌71井较深,为1800米左右;江河地区普遍较浅,如泌60、泌47等井为1500米,双8-20、泌32、泌36等井为1400米,双12-24、泌48、泌42等井为1300米,双观15等井为1200米,双12-14井为1100米。

另外,在江河区曲线的异常压实段中,普遍见有两个快速压实带(声波时差随深度加大递减较快),且其出现的深度相近,多开始在1700—1800米左右与2100—2300米左右。泌71井仅有一个快速压实带。

I类: 主要分布在北部斜坡王集一带,可以泌45、王3、泌53、泌15等井为代表(图2)。

其特点是在正常压实段之下无欠压实段存在(泌45井略有异常,但不明显)。但在正常压实背景上却有一快速压实带出现,其出现深度在泌45井为1800米左右,泌53井为1500米左右,王3与泌15井为1400米左右。

II类: 主要分布在下二门油田,双河镇油田东部双河地区,及西部江河地区的西缘,以下8、下10、下3-9³、下3-11³、泌3、双414³等井为代表(图3)。

这类曲线的特点是无异常段,或异常段极不明显。

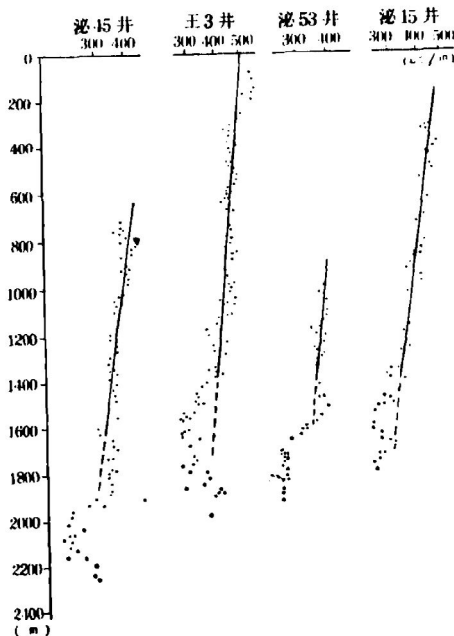


图2 I类声波时差—深度曲线

二 油气初次运移问题探讨

据上述曲线特征,结合泌阳凹陷的地质条件,可得下述一些初步认识,

1. 在同一凹陷的不同地区,压实情况常有较大差异,油气聚集仅与那些既具生油又具初次运移条件的地区紧密联系

造成差异压实的主要原因是其沉积和成岩条件不同,看来关键是排水条件。泌阳凹陷异常压实段仅出现在凹陷中部及江河地区,具异常压实的渐新统桃园组第三段,特别是其上部,泥岩比例大,成层厚,当下沉到一定深度,压实到一定程度时,宜于形成压实与排水的不均衡状态。而北部斜坡带长期处于翘升部位,沉积作用相对较慢,粒度较粗,泥岩成层薄;下二门和双河地区砂岩含量高,断层发育,它们在压实过程中的排水条件都较好。

由于压实情况不同,从而引起不同地区初次运移条件的不同。若结合考虑泌阳凹陷生油层分布(图4),与异常压实段或有利初次运移条件出现的地区,则可以认为

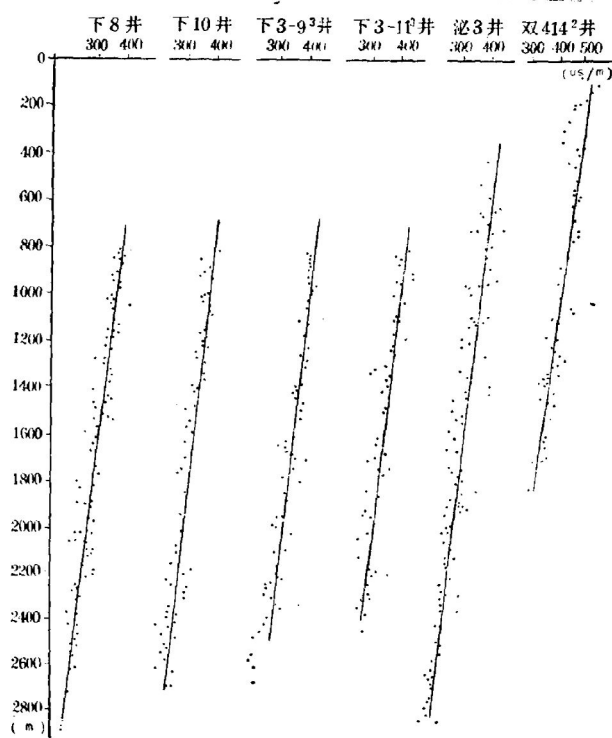


图3 I类声波时差—深度曲线

该凹陷仅中部及江河地区可产生有效生油层。

目前，双河镇油田江河地区拥有泌阳凹陷已知储量的40%左右，双河地区拥有44%左右；下二门油田拥有14%左右。

油气储量的这种分布，看来与有效生油层的分布紧密相关。已发现的油气田皆位于有效生油层分布区的周围或其中，在构造上又处于凹陷斜坡和隆起地带。根据与有效生油层的接近程度，以双河镇含油最好，下二门次之，王集较差。

2. 有机质成熟后的异常压实段，决定该区油气初次运移的可能深度

据南阳油田资料，石油成熟的深度为1600—2800米，其中1600—2100米为低成熟阶段，2100—2800米为高成熟阶

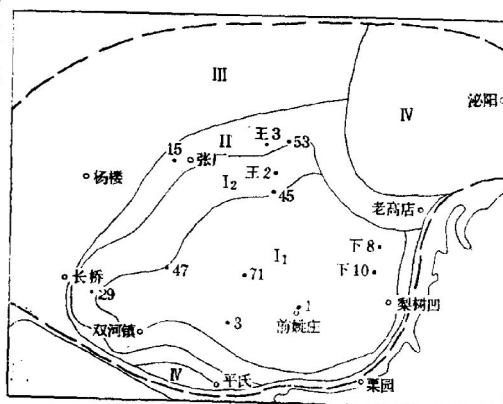


图4 泌阳凹陷核二与核三段生油层分布图

(据河南石油会战指挥部, 1979)

- I₁——最有利生油区
- I₂——有利生油区
- I₃——较有利生油区
- II——不成熟区
- IV——不利生油区

段。而泥岩压实曲线表明, 凹陷中部异常压实段开始出现于1800米左右, 江河地区开始于1400—1500米左右。

由于缺乏深处泥岩压实资料, 异常段的下限难以确切定出, 据一些曲线看, 在2600—2700米左右似已开始消失。

值得提出的是, 我们是以现在不同深度泥岩声波时差随深度的变化, 近似代表泥岩的压实历史, 以推测生油层在埋藏过程中有利初次运移条件的。这样的借鉴当然会有某些误差。如在泥岩压实曲线上, 异常压实段的顶界为一拐点, 拐点之下常常出现有一孔隙度随埋深增大而加大的深度段。如果从一个泥岩层的压实历史来看, 泥岩的这种恢复作用或回弹作用, 在地质上是不好解释的, 真柄钦次还曾用计算证明^[9], 蒙脱石的脱水作用也不足以引起孔隙度的如此增大。

对于压实曲线上拐点以下孔隙度随埋深加大而发生的反向变化, 只能以不同泥岩层在拐点附近所经历的压实历程不同来解释, 如图5所示: 泥岩A为正常压实的, 其所经历的压实历程可用正常压实趋势线来表示, 即从O→A。泥岩B为异常压实的, 它可能是在较泥岩A现在埋深更浅的地方开始出现异常的, 理论上其所经历的压实历程可能为O→B'→B。泥岩C可能经历的压实历程为O→C'→C。(实际上, 更可能的压实历程则是异常出现更早, 尔后逐渐变化至B或C, 而并未经B'、C'点形成突然转折)。因此, 压实曲线本身虽表现有由A→B→C孔隙度的反向增大, 但实际上对任一个别泥岩来说, 可能并不存在这一反向变化。当然, 如果此时泥岩埋深已进入了蒙脱石转化的深度, 则对此一反向变化趋势会有一定影响。总之, 上述情况说明, 从历史的角度来看, 异常压实出现的上限并不是截然的, 而是存在有一过渡带, 其存在范围至少如图5所示。

因此, 可以认为泌阳凹陷有利初次运移的条件, 在中部开始于生油层进入1700—1800米时, 江河地区则可能开始于1600—1700米时。根据泥岩异常压实段的可能消失深度, 并考虑石油成熟的下限, 上述两地区石油初次运移截止的深度可暂定为2800米。

3. 在异常压实段中的快速压实带是油气初次运移最有利的深度段

如图1所示, 在江河地区有两个快速压实带, 泌71井有一个快速压实带。声波时差在曲线上的急速下降代表什么含义呢?

现在我们可以从理论上设想一下某一泥岩在压实过程中声波时差—深度曲线的变化过程。在浅处泥岩压实程度随埋深均匀加大, 声波时差—深度关系曲线表现为一具一定斜率的直线段。泥岩压实程度随埋深继续加大, 当其渗透率开始低于维持压实与排水平衡所需最低限度时, 泥岩开始偏离正常压实趋势。

异常压实带的出现, 标志着其孔隙流体开始具有了异常高压。此时泥岩高压孔隙流体与邻近砂岩层中常压孔隙流体间便形成了一定的位能梯度。这种位能梯度与上覆负荷

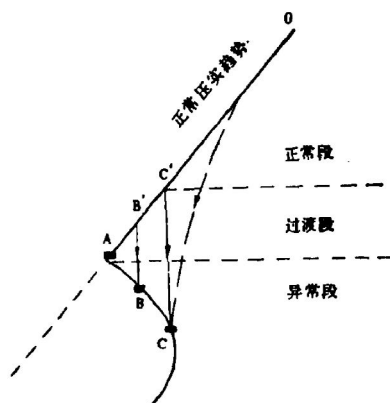


图5 拐点附近泥岩可能压实历程示意图

压力就是泥岩中流体向外运移的主要动力。但是, 泥岩中流体的释放, 必须是在运移动力足以克服泥岩微小孔隙所造成的巨大毛管阻力之后。而流体释放的结果, 将使泥岩孔隙流体压力下降, 有效压应力从而相应加大, 其结果势必造成泥岩压实程度的迅速增加。

如果上述推理是正确的话, 那么, 在声波时差曲线上异常段中的近似垂直线段, 代表着运移动力的孕育过程及少量流体的运移, 声波时差急速降低段才代表着较大量流体释放的过程。

江河地区1700—1800米和2100—2300米, 凹陷中部2100—2300米开始的快速压实带代表的正是这样一个可能有大量流体释放的深度段。北部斜坡虽也有快速压实带(如泌45井1800米左右)但由于在此带之前未有欠压实泥岩存在, 亦即孔隙水保留程度不如江河及中部地区, 故其石油运移载体实际数量应较江河及中部地区大为减少。

江河地区已知储量的纵向分布看来与此二快速压实带有一定的联系(图6)。

值得注意的是, 1700—1800米与2100—2300米两个深度界限在凹陷中的许多曲线上都有异常反映, 尽管反映的形式不同。凹陷中部的泌71井仅存在2100米的快速压实带, 而其异常段开始出现的深度为1800米左右; 北部斜坡的泌45井在正常压实背景上, 于1800米左右出现快速压实带; 王3、泌53等井与泌45井相似的快速压实段出现的深度较浅, 但据研究, 这些井的上部地层都有剥蚀现象; 甚至仔细观察下二门、双河地区的一些无压实

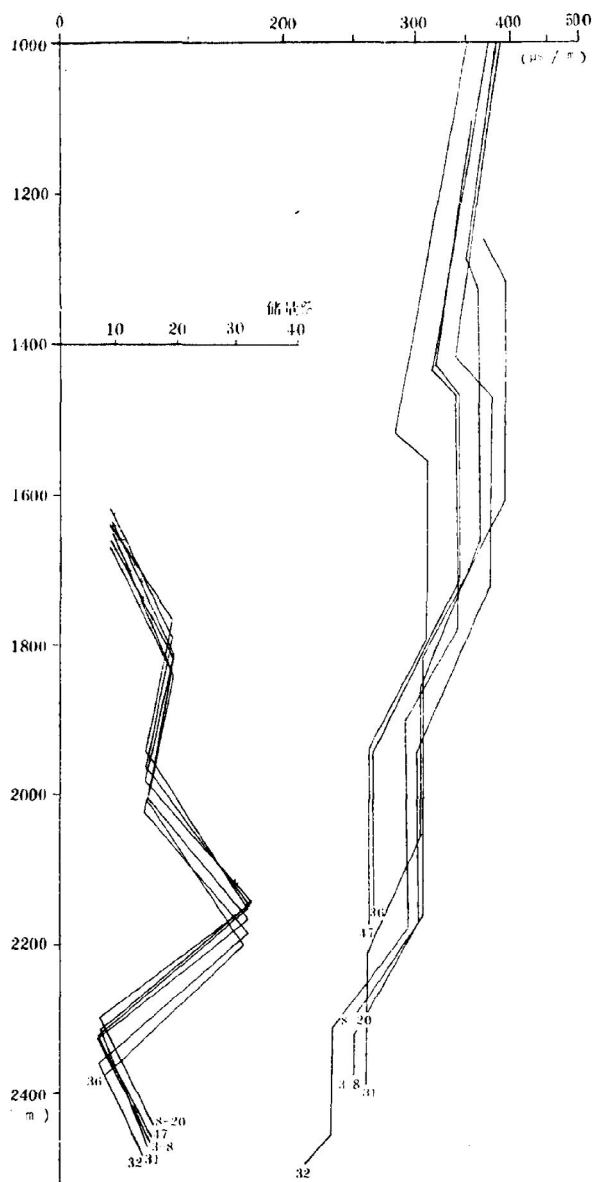


图6 江河地区泥岩压实与储量分布对比曲线

异常曲线,也可在此二深度附近发现一些异常的迹象。

这两个带是否与佩里与豪尔^[9]提出的两个高速脱水带相当,值得进一步研究。因为蒙脱石脱出的水,可进一步增高异常压实段地层的流体压力,提高流体位能梯度,从而可促进泥岩中流体向外运移。在正常压实情况下,蒙脱石的转化可造成两种结果,如排水条件仍能满足新情况下的需要,则产生快速压实带(如北部斜坡带);否则,可促进异常压实带的出现(如凹陷中部泌71井)。

4. 有利初次运移条件出现的深度决定了主要聚油期

过去一般多以生油层沉积之后的第一次构造运动幕作为主要聚油期,但是看来大规模的初次运移并不直接取决于构造运动,而大量油气进入储集层必将导致油气在储集层中的进一步运移和聚集。

泌阳凹陷已知可作为生油层的地层有核三上、核三下和核二段。根据所作各生油层底界在不同时期的埋深图来看,核三下生油层在核三上沉积结束时,仅凹陷中心局部地区进入1700米深度范围;核二期末时进入1700米深度的范围最大;核一期末时,凹陷中部的运移作用已近结束,故可认为核三下的主要聚油期为核二期(图7)。同理,核三上的主要聚油期为核一期(图8)。核二生油层看来才开始进入主要聚油期,且其成熟度也较低(图9)。

5. 高压泥岩段可因压力封闭形成盖层,影响油气纵向分布的深度

据目前所知,泌阳凹陷不同含油区含油层位与深度是不同的。江河地区主要含油层位为核三下,埋深1564.2—2234.2米。双河地区主要含油层位为核三上,埋深980—1770米。下二门的含油层位为核三上与核二段,埋深789—2384.2米。

对于不同地区间储量纵向分布差异的形成,我们可作如下推论:当凹陷中部核三下进入1700—1800

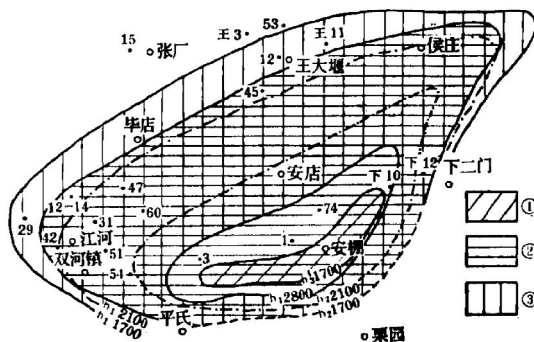


图7 核三下生油层的埋深变化

- ①核三晚期末核三下进入有利初次运移深度的最大范围
- ②核二期末核三下进入有利初次运移深度的最大范围
- ③核一期末核三下进入有利初次运移深度的最大范围
- h_3 1700——核三晚期末核三下底面1700米的等埋深线
- h_2 1700——核二期末核三下底面1700米的等埋深线
- h_1 1700——核一期末核三下底面1700米的等埋深线

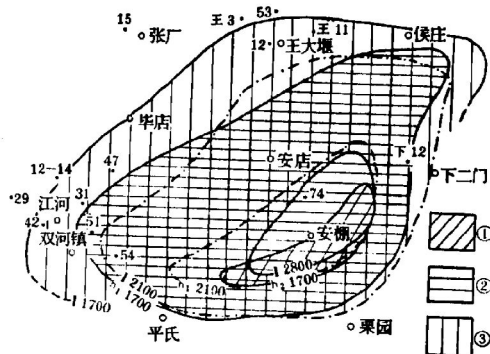


图8 核三上生油层的埋深变化

- ①核二期末核三上进入有利初次运移深度的最大范围
- ②核一期末核三上进入有利初次运移深度的最大范围
- ③廖庄期末核三上进入有利初次运移深度的最大范围
- h_2 1700——核二期末核三上底面1700米的等埋深线
- h_1 1700——核一期末核三上底面1700米的等埋深线
- l 1700——廖庄期末核三上底面1700米的等埋深线

米深度以后,成熟的石油烃开始离开母岩进入相邻储集层。此时由于该区在1800米左右已有欠压实泥岩形成,这种高压泥岩使已进入储集层的石油只能沿侧向向其上倾方向运移。而中部地区核三下生油层真正大量原油运移的时间可能开始于其进入2100米深度(快速压实带)以后,按当时双河构造与下二门构造已形成,再加以凹陷边缘粗相带有利于流体运移,故其主要运移方向推测为沿东、南边缘向双河、下二门等地区。

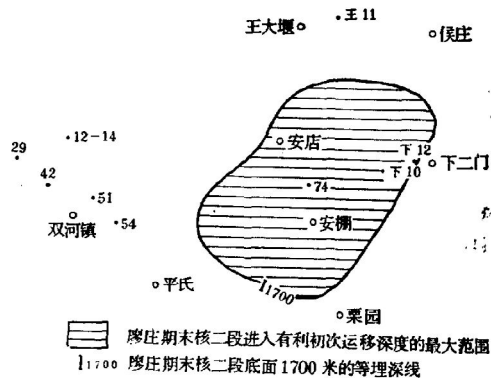


图9 核二段生油层的埋深变化

江河区核三下本身亦具生油与运移条件,由于该区1300—1400米深的高压泥岩段已开始出现,故使其下面的油气,未能通过这一由流体压力和毛管阻力共同形成的良好封闭,而聚集其下。由于盖层良好,埋深较大,故油质较轻,含气量较大。

核三上进入成熟和可运移深度的范围主要为凹陷中部,其运移方向亦为双河及下二门等地区。由于双河地区无高压泥岩,断层发育,盖层欠佳,原油进入该区后曾向上运移了一段距离,故油质较江河区差。

核二段生油层进入成熟和可运移深度的范围和厚度都较小,仅邻近下二门一侧略厚一些。因此,可以认为,下二门多层位含油的原因,一方面决定于多油源,另一方面该区无高压泥岩的阻隔,断层发育,原油进入该区后的垂向运移调整,可能也是一个原因。

总之,由于高压泥岩与其邻接砂岩间孔隙流体压差的存在,从而可有效地阻挡流体通过它进行穿层运移。这样形成的盖层,可称为压力封闭盖层,以区别于靠毛管阻力形成的盖层。这种压力封闭一般要比毛管封闭的效能好。

本文在写作过程中,曾得到南阳油田勘探室和测井站的大力支持,特此表示感谢!

(收稿日期 1980年4月12日)

参 考 文 献

- [1] Hubbert, M.K. and Rubey, W.W., 1959, Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. Geol. Soc. America Bull., Vol. 70, No. 2, P. 115—116.
- [2] Burst, J.R., 1969, Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. AAPG Bull., Vol. 53, P. 73—93.
- [3] Wyllie, M. R. J., Gregory, A.R. and Gardner, G. H. F., 1958, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. Geophysics, Vol. 23, No. 3, P. 459—493.
- [4] Chapman, R. E., 1972, Primary migration of petroleum from clay source rocks. AAPG Bull., Vol. 56, p. 2185—2191.
- [5] Evans, C. R., McIvor, D. K. and Magara, K., 1975, Organic matter, compaction history and hydrocarbon occurrence—Mackenzie Delta, Canada. Proc. 9th. World Pet. Congr., 3, P. 149—157.

- [6] Magara, K., 1971, Permeability considerations in generation of abnormal Pressure. Soc. Pet. Eng. J., Vol. 11, P. 236—242.
- [7] Magara, K., 1975, Reevaluation of montmorillonite dehydration as cause of abnormal pressure and hydrocarbon migration. AAPG Bull., Vol. 59, P. 293—302.
- [8] Magara, K., 1978, Compaction and fluid migration—Development in petroleum science, 9, Elsevier scientific publishing company.
- [9] Petty, E. A. Jr. and Hower, J., 1972, Late-stage dehydration in deeply buried pelitic sediments. AAPG. Bull., Vol. 56, P. 2013—2021.
- [10] Powers, M. C., 1957, Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. AAPG Bull., Vol. 51, P. 1240—1254.

A STUDY OF CLAY COMPACTION AND PRIMARY MIGRATION OF OIL AND GAS

Chen Holi Tang Hsiyuan

(Geology Department, Northwest University)

Abstract

The study, the clay compaction concerned, based on the data of time-depth relationship of acoustic wave transmission from nearly 50 wells in Biying depression proves that, 1) There is usually a great difference of clay compaction in different parts of the same depression, and the oil and gas accumulation are closely associated only with the areas where both hydrocarbon generation and primary migration occurred, 2) The anomalous compaction section of the clay after the organic matter maturation may determine the possible depth of primary migration in this area, 3) The rapidly compacted zones of the anomalous compaction section seem to be the most favourable intervals for the primary migration of the hydrocarbon, 4) The depth, favourable to primary migration, has determined the main stage of the oil and gas accumulation, 5) The highly compacted clay section may form a caprock which sealed by pressure and affect the depth of longitudinal distribution of oil and gas accumulation.