

泥岩压实曲线研究与油气运移条件分析

陈 荷 立 罗 晓 容

(西北大学)

表示泥岩孔隙度(或反映孔隙度的其他物理量)与深度关系的泥岩压实曲线,是进行油气运移特别是初次运移分析时最常用和最为有效的基础资料之一。通过对泥岩压实曲线的分析,不仅可以掌握泥岩压实的现状并在一定程度上了解其压实历史,而且可以定量推断地下流体压力的分布现状和演化。后者已被普遍视为地下流体(包括油、气、水)运动的主宰。

目前已在世界范围内广泛开展了以泥岩压实研究为基础的油气运移分析,并取得了很大的成果。但必须承认,还存在不少值得进一步探讨的问题。特别是,在中国特殊大地构造背景上形成的一系列陆相盆地,沉积沉降速度变化快,岩相岩性纵横向关系复杂,后期构造运动强烈,其泥岩压实过程及流体压力分布具有一些特殊的、国外学者尚未注意的规律和问题。笔者近年来在我国几个主要含油气盆地进行了这方面的研究工作,现将工作中的一些初步认识与体会写出来,与大家商榷。

一、泥岩压实曲线特征及其形成条件

由于泥岩孔隙度的直接系统测量在实际工作中很难做到,而在利用各种手段得到的反映孔隙度的物理量中,声波时差受其他因素影响最小,故目前的泥岩压实曲线多用测井声波时差与深度表示。

笔者曾先后根据南阳、东营、大港、柴达木、江汉、陕甘宁等地区的声波测井资料编制了大量泥岩压实曲线,实例见图1。

为了检验用声波时差编制的泥岩压实曲线,笔者曾在一些地区进行了泥岩孔隙度-深度曲线、容积密度-深度曲线与相应井或地区声波时差-深度曲线的对比。对比结果清楚地表明了欠压实带高孔隙度与低容积密度的特征。

根据对这些压实曲线的观察,笔者发现它们有不少相似特征,现分述如下。

1. 正常压实与异常压实

由图1可见,尽管在这些泥岩压实曲线上,反映孔隙度变化的 ΔT 值有一定的离散度,个别点甚至偏离较大,但它们的总体趋势均十分明显:最初声波时差随深度增加而不断降低,到某一深度则不再降低,或降低速度减慢,或反向增大。而在此总背景上,各曲线尚有程度不等的次一级起伏。

各地区压实曲线的总趋势表明,我国大部分含油盆地泥岩,都可根据压实情况划出两个带,即正常压实带和异常压实(或欠压实)带。在正常压实带,泥岩声波时差随埋

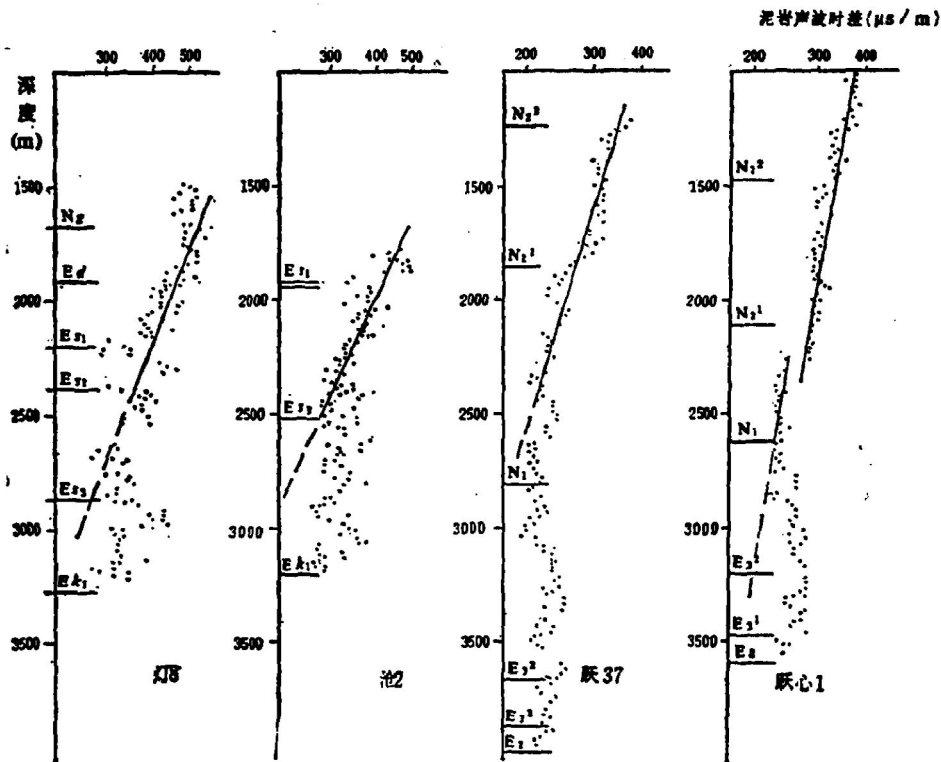


图1 泥岩压实曲线实例

深增加而规律地递减。而在欠压实带，声波时差随深度的变化偏离正常趋势。据分析，欠压实带的分布主要受所在地区沉积相或地层岩性及其组合关系的制约，它们通常都以泥岩为主，岩性致密。

例如，山东东营凹陷大部分井压实异常开始出现于沙三段。该区沙三段中下部是湖盆发育极盛时期沉积的以巨厚泥质岩为主的深湖相沉积，分布极为广泛。值得提出的是，该区沙三中—沙三上地层中欠压实泥岩分布的平面范围，还有随深湖区分布范围缩小而缩小的明显趋势^[1]。

柴达木茫崖坳陷第三系具欠压实特征的井大部分分布在当时的稳定湖相沉积区，且异常层位自西向东抬高。这一特征恰与该区地质时期中湖盆中心不断东移的情况相吻合^[1,2]。

在黄骅坳陷孔店南区，主要的欠压实带是孔店组水下扇扇端—深湖相以厚层泥岩为主的沉积。另外，下列两种沉积在局部地区也有不稳定的异常出现。一是滨浅湖相较厚泥岩夹砂岩沉积，常被含石膏层段覆盖，少数本身即是含石膏沉积。二是以冲积扇扇端—扇端相为主的砂泥岩薄互层，岩性侧向变化剧烈，泥岩中常夹砂质条带，砂岩中常夹泥质条带^[2]。据36口井此类异常带砂岩类型统计，细砂岩约占30%多，粉砂岩约占60%多。而据19口井20多段此类薄互层中砂岩的渗透率统计，细砂岩渗透率主要分布在10

1) 陈荷立等, 1982, 茫崖坳陷泥岩压实研究及油气初次运移条件分析。

2) 陈荷立, 1984, 泥岩压实研究在柴达木盆地茫崖坳陷油气初次运移条件分析中的应用。北京国际石油地质会议论文。

至 15 mD 之间, 粉砂岩渗透率大都 < 10 mD。

上述实例以及我国其他一些盆地的已知情况表明, 陆相湖盆中异常压实的产生, 绝大部分与深一半深湖相以泥质岩为主的沉积密切相关。换句话说, 它们的形成条件似乎与可能生油区十分相近。但除此而外, 个别地区也可由多种因素配合而形成对异常压实有利的条件。

2. 异常压实带的起始深度

笔者在研究中发现, 大部分地区都有一个相对统一的异常段现今起始深度, 且各地区的现今起始深度彼此之间有一定的相似性。这种情况看来与当前流行的关于欠压实形成主要机理的理论是吻合的, 它表明压实异常的产生与岩层渗透性的降低有关。只有当岩层随埋深增大, 渗透率下降到一定程度时, 才具备形成欠压实条件。但是对于一个地层剖面来说, 压实作用又并非均匀地随深度增加逐渐递进。它们在很大程度上受着岩性条件的控制, 同时, 相邻砂泥岩彼此间的影响也十分显著。因此, 实质上泥岩压实作用的进行和异常压实的产生通常以层段为基本单位, 而不是以单独的层, 更不是以深度为基本单位。由于层段顶界埋深的起伏, 岩相岩性条件在侧向上的轻微变化, 以及后期断层、不整合等的影响, 异常现今起始深度在一个地区只表现为相对统一, 而不可能绝对一致。

另外, 笔者还曾发现一些非常有趣的现象。孔店南区大部分压实曲线在下部均有较稳定的幅度较高的异常存在。各井稳定异常带顶界声波时差值的对比表明, 它们在全区几乎非常一致, 大都位于 $300 \mu\text{s}/\text{m}$ 附近。与孔店南区同属黄骅拗陷的板桥地区, 甚至同属一个华北盆地的中原油田和山东济阳拗陷, 异常开始产生时的 ΔT 值也都很相近。而江汉盆地异常出现时的 ΔT 值却较低, 柴达木盆地则更低。它们的压实异常基本上开始出现在 $200 \mu\text{s}/\text{m}$ 左右 (图 1)。

上述情况的产生, 看来绝非偶然巧合。由于泥岩孔隙度与渗透率间存在有紧密的相关性, 因此也可以把 300 或 $200 \mu\text{s}/\text{m}$ 看作是某一渗透率值的代表。从异常压实形成的基本原理考虑, 它所反映的应该是该区泥岩得以维持压实与排水平衡的最小临界值。华北盆地与江汉、柴达木盆地在沉积和成岩条件上存在明显差异, 另据粘土矿物成分分析资料, 后两地区也与华北不同, 自地表开始即以伊利石为主, 很少有蒙脱石成分^{1)[3]}。因此, 300 与 $200 \mu\text{s}/\text{m}$ 的差别, 很可能与这些地区各自的沉积和成岩条件有关。其次是否也说明粘土成分对异常压实可以起一定促进作用, 还有待进一步研究证实。

3. 压实曲线的起伏

如前所述, 在压实曲线总趋势的背景上, 曲线本身还常有一定的起伏波动, 其中异常段往往尤为明显。经对比发现, 在异常压实段中, 一般泥质岩和其他致密层所占比例越高, 层段总体渗透性越低, 则偏离正常趋势线越远, 反之则越近。这种情况说明了岩性及其组合条件对压实异常的大小具有明显的控制作用, 同时也进一步证明了压实作用以层段为基本单元的特点。

1) 戴贤忠等, 1983, 江汉盆地下第三系泥岩粘土矿物组合特征和沉积环境的探讨, 江汉石油勘探开发研究院刊, 第2期。

但在正常压实段,有时一些碳酸盐、膏盐含量较高的层段也会引起层段整体向 ΔT 值较低方向偏离。如在柴达木、大港孔店南区均见有这种情况。此外,断层、不整合等构造现象也会对压实曲线的总趋势带来不同程度的干扰(图2)。正是以上所述种种原因,常常使得压实曲线的总体趋势不明显,正常与异常压实不易分辨。特别是一些测井曲线较短的地区,往往很难准确判断单井的正常趋势。笔者曾在孔店南区、江汉盆地以及陕甘宁盆地等地区,试以小区块范围内多条曲线叠合求出综合趋势线,然后再移植到该范围各个单井上去,获得了令人满意的结果。

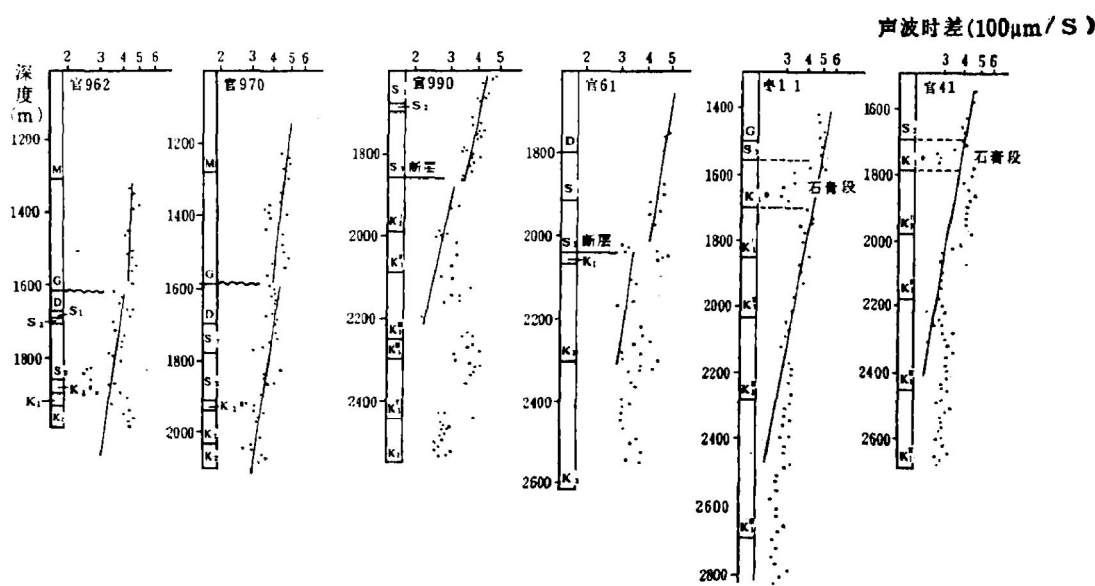


图2 岩性变化、断层、不整合对压实曲线总趋势的影响

(图中M、G、D、S、K分别表示明化镇组、馆陶组、东营组、沙河街组、孔店组)

上述情况表明,尽管泥岩压实作用受多种地质因素的制约和影响,但在较小范围内,特别是受同一构造因素控制的较小范围内,这些因素有可能比较接近。这样,就为充分利用已有测井资料提供了一条可行的途径。

此外,压实曲线在上述起伏的基础上一级波动,这种波动主要是由于各泥岩层岩性成分、成层条件及局部差异所造成的。

二、泥岩压实过程分析及排烃深度的确定

泥岩压实曲线目前一个很重要的用途就是确定泥质母岩的排烃深度。为解决此问题,必须了解泥岩压实的历程。

真柄钦次(1978)曾指出^[4]:在沉积条件不变时,泥岩压实曲线可近似代表该区任一泥岩的压实历史。但是正如前面所述,泥岩压实程度与岩性组合关系十分密切。如果再考虑影响压实作用的沉积速度、构造作用等等条件,显然位于不同岩性组合中的泥岩压实历程是不可能相同的。因此把反映现在不同深度泥岩压实程度的曲线,直接看作该区所有泥岩的压实历史是有问题的,除非该区地质环境始终没有什么变化,但看来这几乎是不可能的。

那么,究竟如何恢复某一深度泥岩的压实历史呢?对于目前尚处于正常压实段的泥岩,看来认识是统一的,它基本上应按正常趋势表征的途径压实。不过,就现在所知,我国新生代的绝大部分生油层,例如我国济阳坳陷的沙三段,孔店南区的孔二段,柴达木盆地的渐新统干柴沟组等等,甚至部分中生代生油层,例如大庆和陕甘宁等地区的生油层,都程度不等地保持有欠压实的特征。这可能是由于生油层中的排烃作用不可能进行得十分完全,当流体排出、压力下降到不能克服毛管阻力时,尽管仍有过剩压力存在,向外释放也必然要暂时停止。另外,也可能是由于油气生成地区所具有的条件一般,适于欠压实的继续存在。

对于异常带中任一深度泥岩的压实历程,目前还较难具体确定。真柄钦次曾提到,对于平衡深度法的基本公式,从地质上可以这样来理解:在平衡深度以上泥岩是正常压实的,其中流体压力按静水压力梯度增长,而在平衡深度以下,流体的排出完全停止了,故压力按上覆负荷压力梯度增大。值得注意的是,真柄钦次在这里指出的是泥岩的等效压实历程,即从压实效果来说,这样的压实历程与泥岩真正的压实历程相当。事实上,泥岩达到现在压实程度的可能历程是很多的。因此,在研究某泥岩在达到目前埋深后的总体压实效果时,估算泥岩的现今压力可以利用平衡深度法。但用来研究其压实历史则会造成较大误差。

例如,在确定泥质母岩开始产生异常的深度时,若用平衡深度法,对同一岩性组合层段中不同深度的泥岩,就会得出不同的、甚至相差很大的结果,如图3中a、b、c泥岩开始产生异常的深度分别为a'、b'、c'。事实上,如前所述,笔者发现同一地区现今异常起始深度往往很接近,另外,同一层段各泥岩压实程度的变化往往也很有规律。对于剖面中的致密层段,压实程度总是从上下向中部递减。推测对于这样一个层段中的各泥岩层来说,很可能是在大致到达同一深度(即达到某一渗透率临界值)时,开始产生异常的。只是由于层段中部封闭程度较上下两侧更高,故其压实程度的增加通常较两侧更慢。图3中ma、mb、mc分别示意表示了泥岩a、b、c的可能压实历程。按照这一论点,对一些地区泥岩压实曲线中异常段顶界的孔隙度反向增大现象也可以得出比较完善的解释。

鉴于以上种种情况,笔者认为在尚未找到更有效的确定泥岩压实确切历程的办法以前,先可以根据全区相似岩性组合段现存异常压实带的最浅深度,并考虑可能存在的剥蚀、断层等后期抬升作用的影响,以及岩相岩性纵横向变化,综合分析确定研究层段异常压实开始形成的近似深度下限。

理论上,对确定排烃深度来说,关键应该在于确定泥质母岩中过剩压力开始释放的深度。事实上,压实曲线只表征了各段泥岩现在的压实程度,而它在达到现在压实程度

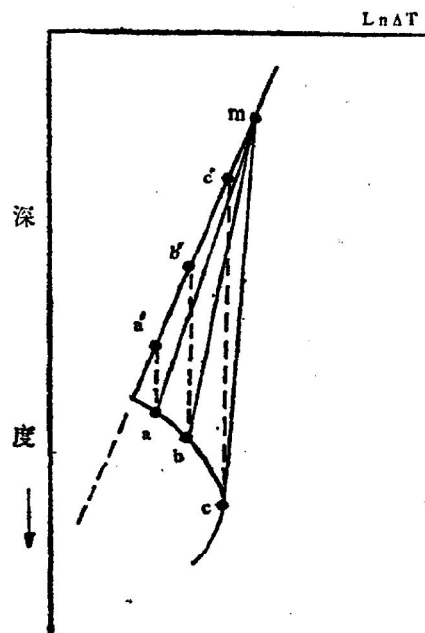


图3 异常段泥岩可能压实历程示意图
a'、b'、c'为泥岩a、b、c的平衡深度,
m为到达泥岩临界渗透率值时的深度。

前的可能释放历史,从压实曲线上并不能获得很好的启示。因为某泥岩在历史时期中由压力增大或释放所引起的曲线幅度变化已在历史时期中完成。图4示意表示了这种情况,图中曲线表示的是异常带中同一段泥岩几种可能的压实历程(不同符号的线段表示的是该泥岩段及其上相邻正常压实段在历史时期中的位置),它们在达到现今压实程度前可以有完全不同的压实历史,如在历史时期的某个阶段中其过剩压力(异常幅度)可以始终没有变化,压实作用按与正常趋势相同的斜率进行(I曲线);也可以递减,压实作用以比正常压实更高的速度进行(II曲线);也可以递增,压实作用以较正常压实较低的速度进行(III曲线)。而在上述3种情况下均有流体释放。由图可见,在所表示的历史时期中,流体释放量以II最多, I次之, III最少。当然,推测这种释放作用可能并不象图示的那样均匀,而是间歇的,不均匀的。只有第IV种情况才表示该层段可能没有释放作用。这是一种完全封闭、毫无泄漏的情况,看来这种情况在自然界并不多见。因为尽管泥岩是低渗透性的,但并非无渗透性。若考虑到其他增压作用,即使第IV种情况也仍可有部分释放。

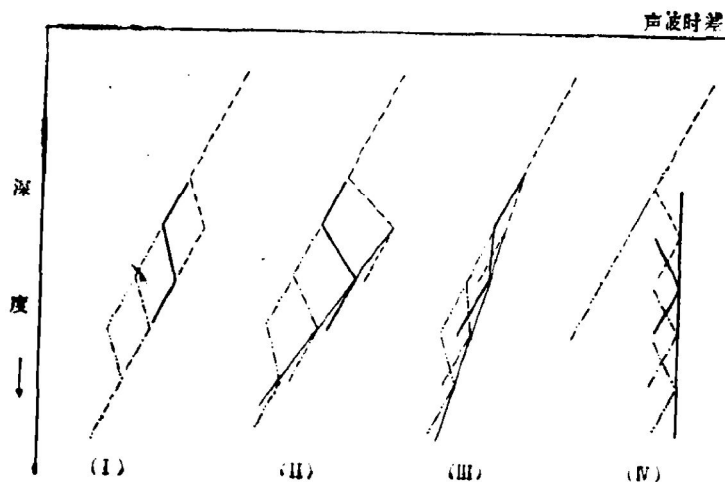


图4 某层段的可能压实历程

由此可见,一般地层在出现异常后仍有部分释放作用,同时释放本身很可能又是不均匀的,对于同一地层则可能是不统一的,此起彼伏的。这样就给过剩压力释放时间的确定带来很大困难。同时,看来具体确定某一地区某一深度泥岩确切释放时间也没有很大实际意义。但是任一生油地层只有在开始有异常压力孕育以后才开始具备释放油气的可能。换言之,异常压力产生的深度是油气释放的深度上限。因此,笔者认为,可以把生油岩已孕育异常压力、有机质也已成熟的最浅深度,看作是实际开始排烃的深度。这样做,看来所带来的误差是排烃分析所允许的。另外,也只有这样做才是目前切实可行的。

最后值得提出的是曾有人以泥岩在压实曲线上偏离正常压实趋势幅度的大小作为判断其在历史时期中过剩压力释放多少的依据,认为偏离越多,说明过去释放越少。这种看法是十分片面的。实际上,目前偏离值的大小是多种因素作用的最终结果,偏离值大的可能是异常产生得早,孕育的压力高,释放的少;但也可能是原来压力更高,虽大量

释放，仍残留很高的压力。一些偏离值小的泥岩也可能曾经过大量释放，但也可能很少甚至没有释放，其原来孕育的压力就低。因此，生油岩在压实曲线上的位置并不能说明其好坏。

三、地下流体压力分布研究及油气运移条件分析

Hubbert 与 Rubey (1959) 认为，对于孔隙介质应存在有如下关系^[5]：

$$S = P + \sigma$$

式中 S ——上覆负荷压力；
 P ——流体压力；
 σ ——孔隙介质承受的有效应力。

故泥岩压实程度应该也是其中孔隙流体压力的具体表征。

以往大多数人笼统认为：紧邻砂泥岩层间的压力应是近似相等的，因此，根据泥岩压实曲线计算出的压力，既代表泥岩的压力，也代表相邻砂岩的压力。但是，笔者将用平衡深度法算出的压力与相邻储层实测原始静压力对比时，却出现了三种情况：其一，所有欠压实带中的储层实测压力均为超压的，与平衡深度法计算值相接近；其二，凡实测超压的储层均位于欠压实带中的高异常部位，且其过剩压力大小与欠压实程度之间有明显相关性；其三，泥岩具欠压实，但其中储层实测原始静压却属静水压力，在这种情况下，泥岩的欠压实程度一般不高。就已知情况来看，在我国属于第一种情况的并不多见，它们多分布在异常压力较发育、梯度较高的一些地区。而第二种与第三种情况看来更为多见。

尽管平衡深度法本身仍存在有某些缺陷（例如，未考虑不同地区不同深度岩石体积密度的变化，未考虑除压实与排水不平衡以外其他因素对高压增长的作用等等），因而由其所获泥岩压力值会带有一定误差，但从以上情况仍可清楚地看出，相邻砂泥岩层的压力并不始终是接近相等的。不可否认，砂泥岩间的压力有很大相关性，砂岩区域性异常高压主要源于相邻泥岩层的高压，同时，又反过来影响相邻泥岩层的高压。但是，由于不同岩性对高压形成、保存以及后期扰动（例如断层作用）的反应不同，故相邻砂泥岩层的压力只有经长期调整并达平衡后才是接近相等的。这种平衡可以是静态的，也可以是动态的。即砂岩层段形成一个封闭体系，其中压力经长期调整已接近相等，或砂岩压力外泄的速度与泥岩对其压力补充的速度接近平衡。否则，砂泥岩层的压力也可以出现差异。不过一般情况下，砂泥岩层的压力变化多是同步的，只是砂岩压力通常低于相邻泥岩。

鉴于上述压力分布特征，我们仍可以应用由泥岩压实曲线按平衡深度法转换成的压力曲线，来分析研究区现在的压力体系，以及压力的相对分布关系。

另外，考虑到各岩性组合层段间的相对压实程度一般不会发生反向（换句话说，目前压实曲线的相对起伏基本上是历史情况的延续），用上述方法计算得出的压力剖面，不仅表征了各层段间目前的情况，而且也可大致反映其历史景观（砂岩对古压力的保持要差得多）。

众所周知，流体流动的主要驱动力为其过剩压力，流体总是趋向于从高过剩压力区向低过剩压力或静水压力区流动。因此，我们根据压力剖面上的过剩压力分布，就可以

确定流体(包括油气)流动的方向和划分不同的水动力体系。

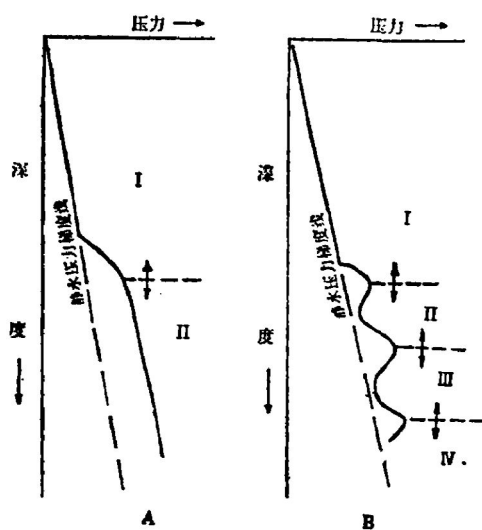


图5 单井压力剖面, 示两种不同的压力纵向分布形式

例如,图5-A所示情况,基本上可划分为两个水动力体系:上为静水压力体系(I),下为高压体系(II)。两体系内部各层间看来串通较好,因其中压力基本按静水压力梯度增长。推测二体系间可能存在一个较致密的起封隔作用的层段。在此剖面中,地层水的纵向流动应较差,只有I、II两段分界处,可能有从II向I的缓慢流动。事实上,缓慢地流动同样可以维持压力梯度的存在,特别是对渗透性极低的泥岩更是如此。梯度越大,表明其流动条件越差。

图5-B显然与5-A不同,其压力曲线起伏波动较大,估计这是由于岩性纵向变化较大和较频繁所致。由图5-B可见该区流体纵向串通条件较差,每个高压层段形成一个流体流动

的分水岭,它们将整个剖面划分成了几个互不串通或串通极差的层段。而每个分水岭又都是流体纵向流动的策源地,其方向指向相邻低压区。

如若串通层段中包括有生油层,一般说来,其生成的油气将首先进入同一水动力体系内部所包含的储集层中,因为砂岩的压力绝大多数低于其相邻泥岩层。此后在条件适合时,才能进行穿层运移。其纵向穿越层段的条件决定于过剩压力、浮力、毛管阻力间的关系。一般说来,这种纵向运移向上应更易于向下,因为向上时油气浮力是动力,而向下时浮力是阻力。

根据流体压力剖面,还可以进一步估计油气纵向运移的可能范围。若图5-A所示的生油层位于II段内,则油气在纵向上应主要分布于生油层上下以及生油层向上至I下部一段距离的范围内,特别是II段的顶部。图5-B油气的纵向分布一般以最高压力点分割的单元为限。当然以上是就一个单井剖面来说的,若全面评价一个地区的情况,则必须进行联井剖面对比,并考虑流体压力平面分区及储集层过剩压力平面分布等方面的资料。

联井压力剖面及压力平面图可以清楚地表明研究区流体动力平面分区的状况。在这些剖面上具不同流体动力体系地区间的分界常表现为流体压力的突变。如孔店南区的孔东断层就是这方面一个很好的例子。那里断层两侧的等压线表现为明显的不连续(图6)。

这样的水动力体系平面分区图可作为划分汇油面积时的参考。如果将流体压力体系平面分区图与其涉及层段中储集层的过剩压力等值线图同时考虑,则还可对储集层侧向运移的可能方向、难易程度、运移距离等得出一些认识。一般说,流体总是从高过剩压力地区向低过剩压力地区运移,而流体交替较易的方向,或流体流动量相对较大的方向,压力均衡作用必然较强,因而过剩压力等值线密度应相应稀疏。反之则表现为等值线相对密集。

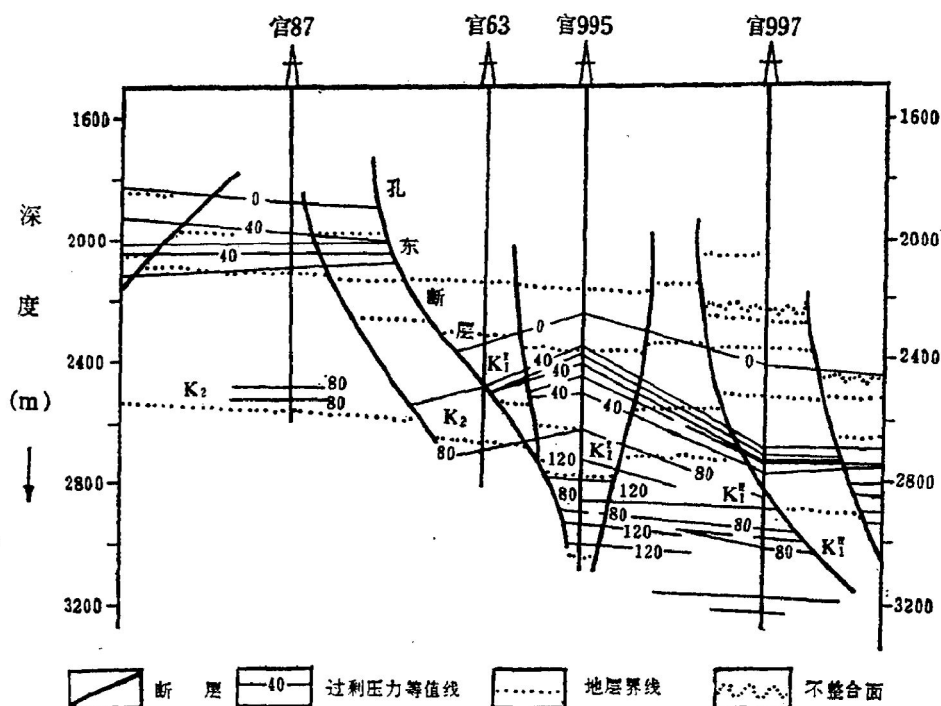


图6 孔东断层附近等压线图

值得指出的是，一些地区的储集层可能目前并不存在过剩压力梯度，但这种情况并不能说明其在历史时期中从未有过侧向运移水动力条件。由于储集层中过剩压力的形成与保存条件远不如泥岩，而它们之间往往具有同步变化关系，因此，在作侧向运移条件分析时可采用相邻泥岩的过剩压力平面图。另外，考虑到储集层中流体的压力主要受相邻泥岩压实水流的控制，故也可以利用泥岩压实排水量图判断各相应时期的水动力方向。对于此问题，限于篇幅，不再详述。

参 考 文 献

- [1] 陈荷立、汤锡元，1983，石油学报，第2期。
- [2] 陈荷立等，1986，石油学报，第4期。
- [3] 华宝钦，1983，沉积学报，第4期。
- [4] 真柄钦次，1978，压实与流体运移。陈荷立等译，1981，石油工业出版社。
- [5] Hubbert, M.N. and Rubey, W.W., 1959, Geo.Soc.America Bull., Vol.70, No.2.

STUDY OF MUDSTONE COMPACTION CURVES AND ANALYSIS OF MIGRATION CONDITIONS OF OIL AND GAS

Chen Heli Luo Xiaorong

(Northwest University)

Abstract

Mudstone compaction curves are the most basic data in studying migration, especially the primary migration, of oil and gas. Through the study of some main oil- and gas-bearing basins in our country, it has been found that most of the compaction curves can be divided into two sections, normal and abnormal. The abnormal section usually appears at the depth of more than 2000 m; its vertical and horizontal distributions are mainly controlled by sedimentary facies as well as lithology and their association.

With the synthetical study of the compaction curves, the compaction history of source rocks can be recovered, furthermore, the primary hydrocarbon-escape depth and the development of effective source rocks can be inferred. The pressure profiles, which are converted from the compaction curves, are the foundation to distinguish hydrodynamic system and to analyse the possible direction, degree and distance of oil and gas migration in that area.

第十二届世界石油大会在休斯敦举行

第12届世界石油大会于1987年4月26日至5月1日在美国休斯敦市召开,来自大约70个国家的1500名代表及能源部门的官员出席;与此同时,海城科技会议亦在休斯敦市举行,约有25000人出席。此次大会侧重于研讨石油工业的经营方法,会议主题为“推展石油科技,掌握能源未来的策略”。会议共有8个大会报告,33个专题,1个工作组报告,4个专题报告。

1.关于油价:与会者一致认为必须限制在一个能为上游工业和下游工业、生产者和消费者、当今利润和长期利益等各方面所能承受的水平上,提出“平衡价格”——即在一定幅度内的波动价格概念,认为90年代将为20美元/桶,到21世纪初可能为40美元/桶。

2.关于石油生产前景:两次石油冲击后,石油消费水平有所下降。就全世界范围估计,石油产量的高峰期业已过去。

3.关于石油资源前景:会上出现几个估计数,各人均与四年前的估计值相近。(a)从1975年起原油产量已大于当年探明储量,从1980年起天然气年产量也大于当年探明储量;从总体上看,或以五年平均值看,原油和天然气的保存储量呈下降趋势。(b)四年内无重大突破,北极圈内勘探工作(阿拉斯加外海、鄂毕河口三角洲等)均告失败,美国西部逆掩断层下也无重要发现。新发现的油气田规模小,成本高。(c)目前全球保有储量,按现今开采水平计算,在21世纪30年代前不会出现全球性的石油资源危机。(d)今后除新的前沿地区外(北极圈内、深水盆地、陆上边远荒漠地带),新增大型油气田的可能性较小,主要为中小型油气田或扩充边界油气田。此外,由于改进采油技术(即提高采收率)或提高油价,保有储量可相应上升,从40%至1倍。