

<http://www.geojournals.cn/georev/ch/index.aspx>

砂泥岩中异常高流体压力的 定量计算及其地质应用

陈荷立 罗晓容

(西北大学, 西安)

高压异常段中砂泥岩的流体压力常有明显不同,但往往保持同步变化的特点。利用泥岩压实曲线可以计算地下流体压力。一般平衡深度法所得结果接近泥岩的现压力,反推平衡深度法与其它经验关系法所得结果接近砂岩的现压力。泥岩现压力及其压实排水量可作为分析泥岩和砂岩古压力相对分布的借鉴。

根据所得流体压力资料可以判断生油层的排烃深度与时间、油气纵向及平面运移方向与距离,以及有利于油气聚集的地区。

自从本世纪30年代在美国湾岸及巴基斯坦旁遮普地区储集层中发现有高于静水压力的异常地层压力以来^[1],世界上许多地区都相继遇到了类似的情况^[2]。我国各含油气盆地的资料也证实了这种高压储集层的存在。

地下流体压力不仅关系着钻井、试油、固井等工程作业,而且其分布、演化资料也是分析地下应力状态,研究某些构造作用机制,以及探讨油气运移与聚集条件等问题的重要依据^[3,4]。笔者通过对中国陆相含油盆地的研究,在这方面得出了一些新的认识与体会,愿在这里提出与大家商榷。

一、砂泥岩中流体压力的分布特征

长期以来,不少人总是习惯于把地层水的压力看作始终是水比重与深度的函数。但是,越来越多的事实表明:这种关系一般只在近地表一定深度段内保持,在深处则往往出现偏离压力正常增长趋势的异常压力。下图(图1)清楚地表明了上述压力随深度增长的特征。

研究表明,这种高压异常在我国含油盆地中广泛存在,其分布常受地层岩相及岩性组合关系的制约。在纵向上它们大多出现在深一半深湖相以泥质岩为主的岩性致密段,而在平面上则往往随湖相沉积范围的变迁而变迁,随沉积中心的转移而转移。

过去在定量评价异常段中地层的流体压力时,常笼统地认为相邻砂泥岩层的压力是近似相等的^[1]。并以此为理论基础,发展起了以泥岩压实曲线为根据按平衡深度法定量计算相邻砂岩层压力的方法。笔者在近年来的工作中发现:砂泥岩间的压力确有很大的相关性。一般压力异常大都以一个岩性组合层段为单位,实测压力具异常高值的砂岩层一般均位于这种压力异常层段内。但是,在绝大多数情况下,相邻砂泥岩层的具体压力值均存在较大差异。接近相等的情况比较少见^[1]。常见的情况是:

1) 严格说,相邻砂泥岩间的压力完全相等是不可能的,最多只能是过剩压力相等(过剩压力指超过静水压力的部分),因为其间至少应存在有由深度不同而导致的静水压差,只不过该差值相对较小。

本文1987年2月收到,9月改回,胡亚昌编辑

在泥岩具异常高压的层段, 其中砂岩实测原始压力却属于静水压力, 或者按泥岩压实曲线用平衡深度法所得的压力值普遍大于相邻砂岩实测原始地层压力。已有资料表明后期构造作用比较活跃, 或地层时代比较老的一些异常压力不甚发育的地区, 如大港孔店构造带、江陵坳陷中央隆起带、陕甘宁盆地等等, 这种情况表现尤为明显。上述情况很自然地使人联想到不同岩性地层异常压力形成及保存条件的差异问题。

现在大多数人都相信砂岩层中的区域性异常高压主要由相邻泥岩的高压所引起。即当泥质岩因压实与排水不平衡及其它一些原因(水热增压、有机质转化、粘土脱水等等)本身压力开始出现异常高值后, 其超过静水压力的过剩压力将通过各种方式向相邻砂岩层中传递^[1]。在漫长地质时期中, 经不断均衡调整, 砂泥岩中的过剩压力最终可以接近相等。但是, 一个已达压力均衡的层段, 一旦出现某些天然的(如断层或其它构造作用)或人为(如钻井)的扰动, 由于不同岩性对扰动的反应不同, 砂岩可与外界压力迅速调整, 而泥岩受本身渗透性的限制, 其调整作用远不如砂岩进行得快, 这样砂泥岩层间就会出现一定的过剩压力差。当断层活动停止后, 为断层串通段的压力将继续调整。这种调整不仅限于砂岩与砂岩之间, 也包括砂岩与相邻泥岩之间。如果有足够时间, 并且再无新的扰动, 最后砂泥岩二者的流体压力仍可恢复近似相等。如果断层持续活动, 并使砂岩封闭条件完全丧失, 结果将是砂岩中的过剩压力完全消散, 成为具正常静水压力的地层。当断层、裂隙等使砂岩与下部高过剩压力的砂岩串通时, 压力调整的结果也可使得上部砂岩中压力反常增高到大于周围泥岩压力。在这种情况下, 上下砂岩中的压力可能均高于静水压力, 但其随深度的增长梯度却与静水压力梯度接近。推测在长时期内, 经砂岩压力的缓慢消散和砂泥岩压力的持续调整, 最终也会使整个高压层段消失。过剩压力消散的速度取决于当地具体地质条件。

根据上述可以得出这样的推论, 即具区域性高压异常的砂岩层通常应位于泥岩欠压实和压力异常层段中, 而泥岩欠压实和压力异常层段中的砂岩有时却并不一定具异常高压。同时, 异常高压层段中相邻砂泥岩的压力并不一定始终接近相等。我国已有的资料证实, 这种推论是完全符合实际的。

理论上, 只有在砂泥岩层中的压力达到静态平衡, 亦即二者处于同一封闭系统中, 且压力已经调整达到平衡时, 相邻砂泥岩中的压力才可能接近相等。最常见的典型例子是泥岩与被泥岩围限的不规则砂岩体所形成的压力系统。另外, 在砂泥岩层中的压力达动态平衡, 亦砂岩压力向外散失的速度与泥岩对砂岩压力的补偿速度接近平衡时, 也有可能出现二者压力接近相等的局面。此时砂岩的连通性与渗透性则较差。

砂泥岩层在未满足上述条件时, 其间的压力关系可能出现: (1) 砂泥岩层均具异常高压, 但

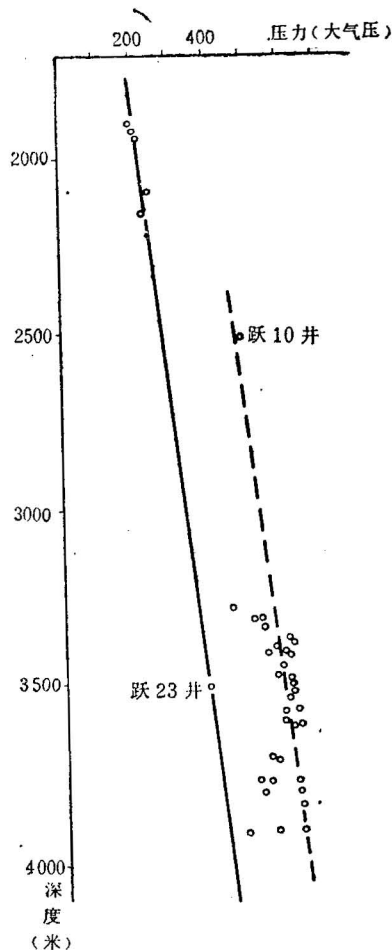


图 1 柴达木茫崖拗陷跃进地区实测压力与深度关系图

Fig. 1 Plot of measured pressure versus depth in Yaojin area of Mangnai Depression, Qaidam

砂岩过剩压力小于泥岩,其差值大小取决于具体地质条件;(2)泥岩具过剩压力、砂岩为正常静水压力,此时泥岩的过剩压力一般不会太高;(3)个别情况下也可出现泥岩具正常压力而砂岩具异常高压,这种情况一般分布都较局限,可能系由于与下部异常高压层串通、承压条件、油气聚集等原因造成的。

二、地下流体压力资料的获得

地下流体压力的取得,最简单、最准确的方法是直接测量。但这种方法受种种条件的限制,只能取得为数有限的与渗透层有关的压力数据。泥岩压实研究工作的开展与应用,为人们提供了一条间接计算地下流体压力的有效途径。并在实践中不断改进,从而使其准确性日益提高。

泥质沉积物在埋藏过程中,孔隙度最初将随深度增加而有规律地降低。继而在其孔隙度与渗透率下降到一定程度时,压实作用产生异常后,孔隙度与深度的关系将偏离上述正常变化趋势,出现异常高值。泥岩孔隙度异常大小将与其中流体压力成正比。已有的流体压力计算方法大多以上述关系为根据,利用各种反映泥岩孔隙度的物理参数进行推算。

计算中应用的方法基本可分为两类:一类是平衡深度法(或等效深度法),另一类是经验关系法。平衡深度法的基本公式为:

$$p_z = \gamma_w z_c + \gamma_b (Z - Z_c) \quad (1)$$

式中: γ_w ——静水压力梯度; γ_b ——深度 $Z - Z_c$ 段岩柱的压力梯度; Z ——计算点的深度; Z_c ——平衡深度,即在以各种物理量表示的压实曲线的正常趋势线上与计算点同值的深度。

从地质意义上考虑,(1)式可理解为:深度为 Z 的泥岩,当埋深在 Z_c 以上时为正常压实,地层流体压力以静水压力梯度增长。埋深达到了 Z_c 以后,排水受到了阻碍并完全停止。继续增加的负荷全部为孔隙流体承担,故流体压力按上覆负荷压力梯度增长。

经验关系法则是以泥岩压实曲线为基础,寻找井下砂岩实测原始地层流体静压与相邻泥岩在压实曲线上偏离正常趋势线远近(偏离值或偏离比)间的经验关系。然后以此为依据,计算未知点的流体压力。

平衡深度法是目前在钻井工程设计及其它研究中应用最为广泛的一种压力计算方法。按照过去的一般认识,在砂泥岩互层的层系中,砂岩的流体压力与紧邻泥岩的流体压力近似相等。因而以平衡深度法求出的压力即代表泥岩层中的地层压力,也代表紧邻砂岩层中的地层压力。但实际上,如前所述,砂泥岩层中的压力往往不等,特别是在多断裂地区,以平衡深度法很难准确地反映砂岩的实际流体压力。

除此以外,平衡深度法也还存在一系列问题。如在公式(1)中, γ_b 的值一般都取235.7Pa/m,该值相当于平均体积密度为2310kg/m³的岩柱的压力梯度。众所周知,不同地区,甚至同一地区的不同深度地层平均体积密度往往并不相同。华北地区曾经根据实测得出岩石体积密度随深度变化的关系式为¹⁾:

$$\ln \gamma_b = 0.051 \ln Z + 0.398 \quad (2)$$

另外,影响地层流体压力的作用不止一个,平衡深度法只考虑了在完全封闭条件下,由上覆负荷增加所产生的最大异常压力。因此严格说,用平衡深度法计算的流体压力不仅往往不能反映砂岩的流体压力。在多数情况下也不能准确反映泥质岩的流体压力。

但是笔者认为,泥质岩渗透率非常小,对其中流体压力的保存条件较好,而且一般情况下,

1) 陈荷立等编著,1984,地层异常压力预测检测讲义,内蒙石油学会,P.92。

压力越高的岩层, 其孔隙度维持原状的能力越高。因此以平衡深度法计算的流体压力尽管与泥岩实际流体压力的绝对值有一定出入, 但其相对大小与实际地层流体压力的相对大小应该是成正比的。所以用这种方法计算得出的压力值, 仍可用来了解研究区压力的相对分布, 和作为历史情况的借鉴。

至于砂岩, 笔者认为在缺乏实测原始储层静压力的新区, 可以沿用一般的平衡深度法初步估算其压力。一旦有了部分砂层压力实测值后, 最好根据本区实测压力值与相应井泥岩压实曲线反推其 γ_b 值。因为, 此时对于任何一实测压力点来说, 其 p_z 、 γ_w 、 Z 、与 Z_c 均为已知的。故按公式(1)可求得 γ_b 值。此时的 γ_b 值, 在意义上已与公式(1)中的不同。它代表由各种因素综合作用结果导致异常段内砂岩压力增长的梯度, 而并非单纯岩柱的压力梯度。在获得一定数量的 γ_b 值后, 可建立起 γ_b 与 $(Z-Z_c)$ 的相关曲线, 作为进一步计算该区未知压力的基础。这种计算方法可以称为反推平衡深度法, 以与一般的平衡深度法相区别。

笔者曾在柴达木盆地茫崖坳陷试用了上述方法^[6]。在16口井47个深度点上作了计算, 并将计算结果绘制成 γ_b 与 $Z-Z_c$ 的关系曲线(图2)。

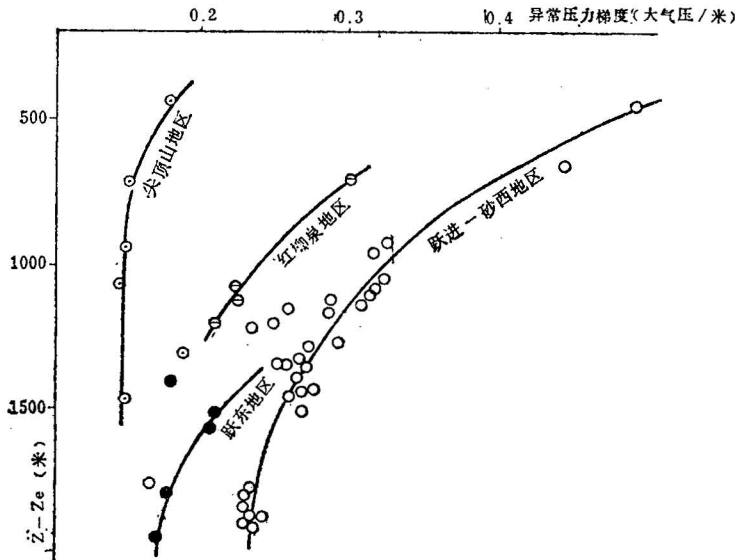


图 2 茫崖坳陷异常压力梯度与深度关系图

Fig. 2 The relationships of abnormal pressure gradient versus depth in Mangnai Depression

由图可见, 整个茫崖坳陷可以划分成几个地区, 这些地区异常压力梯度的变化也有一定的相似性(它们都随测压点距平衡深度距离的增长而降低), 而在数值上有明显的差别。笔者进一步用跃进-砂西地区经验关系曲线计算出的储层压力值, 与实测压力值相比, 其相对误差大部分在 $\pm 3\%$ 以内, 绝大部分不超过 $\pm 5\%$ 。而按一般平衡深度法计算的结果, 其误差远大于上述数值(图3)。

应用偏离值或偏离比等经验关系法计算出的压力, 无疑比一般平衡深度法计算的结果更适用于储集层。在封闭条件较好的地区, 也可较为准确地推测互层泥岩中的流体压力, 并校正平衡深度法计算公式中的参数。

不过, 计算埋深较大地层的压力时, 还需注意正常趋势线的转折问题。众所周知, 岩层的压实不可能无限进行。理论上, 当岩层孔隙度降低到零以后, 其压实程度即不再随埋深而增

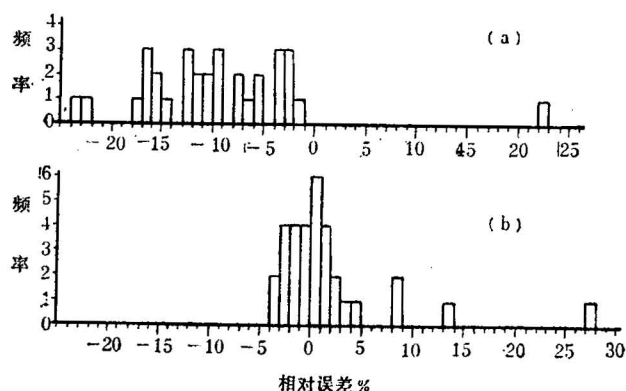


图3 茫崖坳陷计算压力值相对误差频率直方图
(a) 按一般平衡深度法计算; (b) 按反推平衡深度法计算

Fig. 3 The frequency plot of relative error of calculated pressure in Mangnai Depression; (a) by general equilibrium-depth method; (b) by opposite-deduced equilibrium-depth method

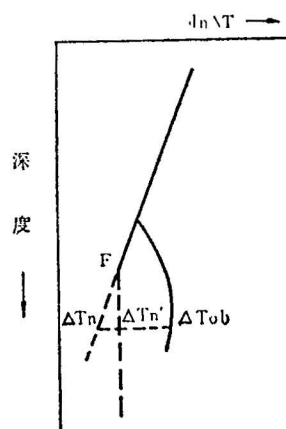


图4 正常趋势的转折对压力计算的影响

Fig. 4 The influence of turn of normal trend for pressure's calculation

加。故某些以半对数关系表示的泥岩压实曲线, 其正常趋势线应有一拐点。例如在常用的声波时差-深度半对数关系曲线中(见图4), 拐点F之上的正常趋势符合于 $\Delta t = \Delta t_0 e^{-cz}$ 的关系, 而拐点F之下则应为一条 $\ln \Delta t = \text{常数}$ 的直线。该常数取决于泥岩骨架时差。在自然界, 泥岩正常压实趋势的转折很可能并不象图4表示的那么突然, 而是循着一条渐变的途径完成的。但为了实用上的方便, 一般仍作为实变式处理。

由于无论偏离值法还是偏离比法, 都是以所用物理参数相对于正常趋势的偏离程度为根据的。故趋势线的变化必然严重影响计算结果。如图4所示, ΔT_{ob} 为异常带任一点的时差值, 该点的偏离值按一般方法计算为 $\Delta T_{ob} - \Delta T_n$ (ΔT_n 为按正常趋势推算该点应有的时差值)。若考虑趋势线的转折, 则偏离值应为 $\Delta T_{ob} - \Delta T_n'$ 。前者显然大于后者, 且二者差值随与拐点距离的增加而增大, 亦即随岩层埋藏深度的增大而增大。

在应用反推平衡深度法或偏离值和偏离比法建立一地区的经验关系时, 实测原始地层压力的准确程度影响极大。应尽量选用该层未经开采、试采等作业井中的压力。而且最好选择该层在整个研究区开采试采前所钻井中的压力, 或者是离开采和试采井较远, 受影响较小井中的压力。此外, 若要取得更为准确的压力计算结果, 还须注意研究区压力分布系统问题。据研究, 一地区的地下压力常常在纵向上或平面上具有一定的分割性、亦即存在有某些压力突变带。这种突变带大多是低渗透性的阻隔带。例如大港孔店南区的孔东断层即为这方面很好的例子¹⁾。由图5可见, 该地区等压线在孔东断层两侧形成明显的不连续。在这种情况下, 必须分别建立断层两侧的经验关系。为此, 应事先了解该区地下压力的大致分布情况。藉助泥岩压实曲线和一般的平衡深度法可以达到这一目的。

如果用这些办法得出的结果还不能令人满意, 那么很可能存在有某些压实曲线上不能反映的, 影响地下压力的因素。此时必须结合各方面的资料寻找这些因素, 进行具体分析。柴达木盆地跃10井是上下地层串通的一个极好例子(见图1)。除此之外, 估计这样的因素可能还有渗透层

1) 陈荷立、罗晓容, 1984, 黄骅坳陷孔店地区地下流体压力的初步研究。

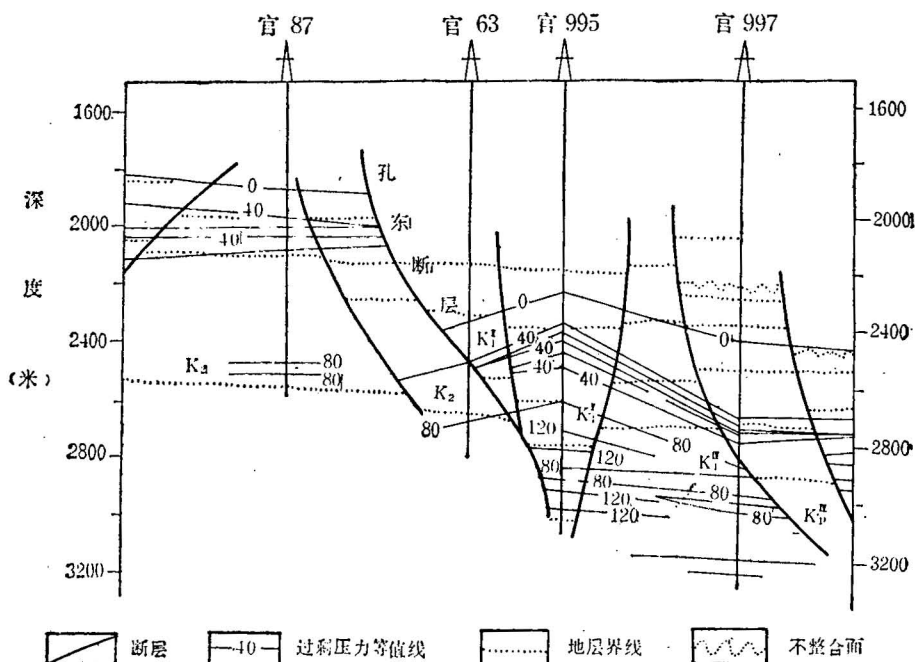


图 5 大港孔店南区孔东断层两侧等压线的分布图

Fig. 5 The pressure profile of both sides of Kongdong in the south of Kongdian, Dagang

的承压条件以及油气的局部富集等等。

三、地下流体压力资料的地质应用

首先必须承认,用上述方法获得的压力资料是地下流体的现压力。众所周知,这种现压力最明显的用途是在钻井和其它工程作业方面。钻井工程为实现平衡钻进,以提高钻井速度、防止事故、降低成本、保护油层,率先提出了压力预测检测问题。我国自从引进了这些方法以后,曾取得了明显的效果。但也有不少失误的例子。究其原因,主要是对地下流体压力分布特征的了解不够,简单借用已有方法与公式。这是在今后工作中急需改进的。此外,流体压力是地下一一种极为重要的地质营力。它可以改变地下应力场,影响和制约某些构造作用。同时它又是孔隙流体(包括油气)运动的主宰。因此用前述方法直接获得的现压力和由现压力得出的有关古压力的信息,在许多有关地质学科中的应用也已取得了令人瞩目的成就。笔者在这方面曾进行过一些研究,下面仅就压力资料在油气运移与聚集条件分析方面的应用谈一些自己的认识。

1. 排烃深度与时间

目前绝大多数石油地质学家都承认,泥质母岩与相邻砂岩层之间的过剩压力差,是促使已生成的油气排出母岩的主要动力。当此压力差增大到足以克服母岩细小毛管孔隙对油气排出的阻力时,排烃即开始进行。另外,当此压差增高到超过泥岩层的抗破碎强度时,泥岩层还可产生极微裂隙^[8],为排烃创造更加有效的通道。因此可以说,异常地层压力的孕育和释放是有效生油层不可缺少的条件。

就目前情况看来,我国绝大多数新生代生油层至今都仍程度不等地保存有欠压实和异常压力的特点,例如泌阳凹陷的核三段^[9],东营凹陷的沙三段^[10],大港油田孔店南区的孔二段^[7]、辽

河西部凹陷的沙三段^[11]、柴达木茫崖坳陷的渐新统^[12]……。甚至松辽盆地中生代生油层也仍保留有这种异常^[12]，陕甘宁盆地三叠系延长统生油层也有欠压实的迹象。这可能是由于这些生油层所处的环境，在条件上十分有利于欠压实的形成和保存。但是，并非所有的生油作用都必然伴随欠压实现象。因此我们还必须通过泥岩压实研究进行具体分析。

通常只要在压实曲线上生油层或相似岩性层段存在有异常，就说明该区具备产生异常的基本地质条件。然而，对于排烃来说，生油层异常高压孕育和释放的历史还必须与其中有机质成熟的历史恰当配合。因此，在进行排烃分析时，不仅要了解该生油层在埋深过程中是否具备产生异常的条件，而且还需了解其异常压力产生的时间和孕育的历史。

目前还没有十分令人满意的办法恢复某地层的具体压实历史。曾有人把平衡深度法中由平衡深度划分成的两段，作为该泥岩的具体压实历程。笔者认为，平衡深度法只能确定出异常压实带中某深度泥岩的等效压实历程。事实上，该泥岩可以通过各种途径达到现在的压实程度。另外，如果采用这种办法，那么在一些地区，同一个岩性层段中的不同泥岩开始产生异常的深度就可能出现较大差别。而据笔者所知，这与实际情况不符。因此笔者认为：在研究一地层截止目前的压实总效果时（例如计算泥岩的现压力与泥岩的总压实排水量等），可以利用平衡深度法。但若确定某泥岩的具体压实历程，则必须根据全区和相似岩性组合层段异常现存的最小深度，并考虑剥蚀和断层等后期抬升的可能影响，以及岩相、岩性纵向与平面变化条件，进行综合分析。这样得出的某生油层在地质时期中开始产生异常的深度，就目前研究水平来看，其误差可能是最小的。

将异常开始产生的深度与有机质成熟深度对比，二者同时具备的最浅深度，即为初次运移可能发生的上限。由此还可进一步得出某生油层初次运移发生的时间。这里需要指出的是，理论上应该认为异常压力释放与有机质成熟二者同时具备的深度才代表可能排烃的深度。由于泥岩并非是完全封闭的，大多数地层在高压产生以后仍同时存在有部分释放作用。这种释放作用可能是不均匀的，间歇的。另外由于地质条件的不同，同一地层的压力释放作用也不可能到处一致，相反，推测是一种此起彼伏，断续发生的过程。因此我们不可能找出一个适用于整个生油层的释放时间，而异常压力开始产生的深度代表运移动力形成的上限。实践证明以此作为判断初次运移的标准，即使可能造成误差，也是进行本项分析时可以允许的^[2]。

2. 排烃方向及垂向运移范围

如前所述，由一般平衡深度法计算出的压力虽在绝对值上不能准确反映泥质岩的流体压力，但可以比较清楚地说明流体压力的相对大小。同时，由于流体压力大小主要受其岩相岩性制约，故一般情况下，剖面中的高低压部分之间，在历史时期中不会发生反向。因此利用上述方法得出压力数据来编制各种单井压力或联井压力剖面图，可用来进行水动力条件分析。这种水动力条件即说明现状，也在一定程度上反映了历史情况。如下图（图6）所示：a图显示有两个水动力系统，上为静水压力系统，下为高压系统。两系统间的纵向水交替能力较差，只在两系统接触带存在有水流由下向上的缓慢释放。而两系统内的各层看来是相互串通的。因二系统内部流体压力基本上均按静水压力梯度增长。换句话说，二系统内部各泥岩层的过剩压力大致相等。推测在此两系统间应存在一个较致密的封闭层，而封闭层上下地层的岩性各自都较均一。b图的形式与a有较大不同，其压力表现有较大波动起伏，这一般是由于该区岩性纵向变化较大所致。高异常层段的致密地层通常较低异常层段多。b图表明该区纵向串通条件很差，每一个最高压力异常点所在的层位都是极好的分隔层。它们将整个剖面划分成几个互不串通或串通较差的水动力系统（见图6）。

1) 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，北京国际地质会议文件。

2) 陈荷立，罗晓容，1986，泥岩压实曲线研究与油气运移分析，石油地质学新进展学术研讨会会议文件，武汉。

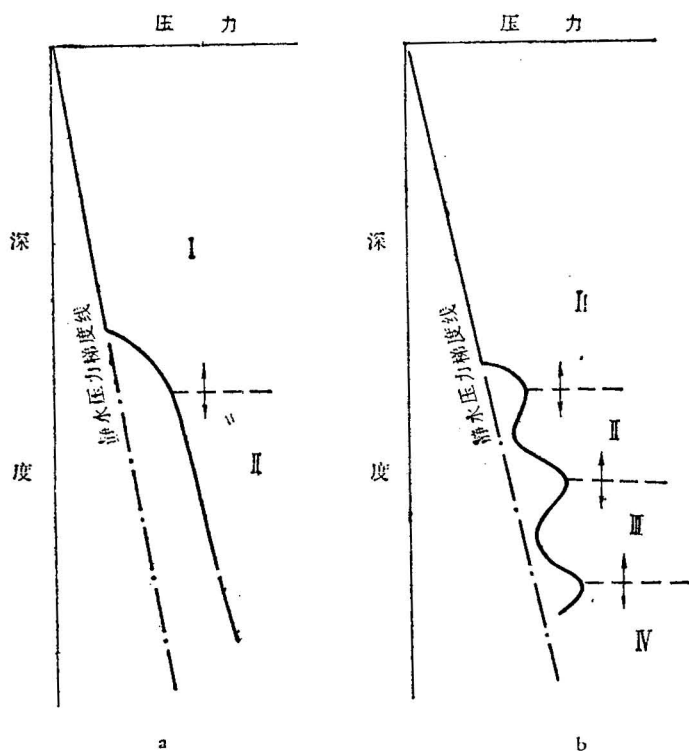


图 6 单井压力剖面图, 示两种不同的压力纵向分布形式

Fig. 6 The pressure profile of single well, showing two different vertical distribution models

同时, 它们又是流体纵向流动的策源地。

一般说来, 生油层中生成的油气将首先进入同一水动力系统内部紧邻的储集层或输导层中。假定后者异常压力相对较高且有通道可资利用, 进入其中的油气有可能继续向上下相邻其它过剩压力较低的储集层或输导层运移。这种纵向运移一般向上应更易于向下, 因为向上穿层运移时浮力是动力, 反之则为阻力。而这种穿层运移的结果, 势必会在一定程度上影响流体压力的纵向分布。

故从流体压力剖面可以大致了解生油层段中的油气向上下运移的可能范围。若图6a所示剖面的生油层位于II段内, 则油气分布在纵向上应基本限于紧邻生油层之下的渗透层以及由此向上至I段下部一段距离的渗透层内, 特别是II段的顶部。b图油气纵向分布基本上应以最高压力层分割的单元为限, 其中压力相对较低部分应更为有利。当然, 这是就这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分析, 并结合流体动力平面分区及储层过剩压力平面分布等方面的资料。

3. 二次运移及聚集条件:

前述根据计算压力数据编制的各种压力剖面及平面图, 还可以清楚地表明研究区流体动力平面分区的状况。在剖面上和平面图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。如前述孔东断层就是这方面一个很好例证 (见图5)。

这样的动力体系平面分区图可作为划分汇油面积时的参考。如果将流体动力体系平面分区图与所涉及层段中储集层的过剩压力等值线图同时考虑, 则还可对油气沿该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。通常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。因而过剩压力梯度相对较小。过剩压力等值线密度应相对稀疏。反之则表现为等值线相对密集。若从聚集条件考虑,那些位于运移指向上的局部低压区,以及过剩压力等值线密集带(特别是该带位于储集层上倾的部位)都是可能形成聚集的有利地区。

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具备过侧向水动力条件。虽然储集层中过剩压力的形成与保存条件远不如泥岩,但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,来近似反映砂岩中古流体压力的相对分布特征。

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。

一般情况下可以认为泥岩排水量可近似反映同一时期相邻砂岩层的交替水量(当然此时必须考虑泥岩压实排水方向向上和向下的分界问题),而在储集层渗透性和地层水粘度平面变化不大时,储集层中水的交替能力又与水压梯度成正比。因此,泥质岩流体排出量平面分布等值线图可以作为定性判断相邻储集层在相应时期内水动力条件的依据。如果可以大致推断出某储集层在不同埋深阶段的渗透率及不同温度下,水的粘度值,则还可进一步根据达西定律从排水量获得研究层段古水压梯度及其变迁的资料

参 考 文 献

- [1] Vysotskiy, I. V, 1977, Current theories about the nature of abnormally high reservoir pressures, Deposits of fossil fuels, Vol. 6, G. K. Hall and Co publishing house, Boston, Massachusetts, U. S. A, p. 7, p. 19.
- [2] 宋秀珍译, (瓦尔特H. 费特尔著)1985, 异常地层压力。石油工业出版社, 第213页。
- [3] 陈荷立等译, (真柄钦次著)1981, 压实与流体运移。石油工业出版社, 第1页。
- [4] 陈荷立等译, (格雷泰纳著)1982, 孔隙压力的基本原理通常所引起的后果及其构造地质含意。石油工业出版社, 第24—31页。
- [5] 陈荷立, 1982, 东营凹陷泥岩声波时差-深度曲线特征及其所提供的地层压力信息。石油钻探技术, 增刊, 第1—10页。
- [6] 陈荷立, 1984, 柴达木盆地跃进一砂西地区地下压力分布的定量预测。石油钻探技术, 第2期, 第1—10页。
- [7] 陈荷立、罗晓容等, 1986, 黄骅拗陷孔店南区含油远景及找油方向。石油学报, 第4期, 第1—9页。
- [8] B. 蒂索等, 1973, 石油生成及运移机理的新资料与数学模拟及其在勘探上的应用。第八届世界石油会议报告论文集, 第一分册, 燃化部科技情报研究所, 第41—54页。
- [9] 陈荷立、汤锡元, 1981, 试论泥岩压实作用与油气初次运移, 石油与天然气地质, 第2期, 第114—122页。
- [10] 陈荷立、汤锡元, 1983, 山东东营凹陷泥岩压实作用及油气初次运移问题探讨, 石油学报, 第2期, 第9—16页。
- [11] 陶一川、范上芝、陈义贤、宋少英, 1986, 辽河西部凹陷超压带的分布及某些初步认识。地球科学, 第3期, 第315—322页。
- [12] 邸世祥等, 1984, 松辽盆地中央拗陷区的泥岩压实作用与油气初次运移。大庆石油地质与开发, 第3卷, 第2期, 第219—227页。

THE QUANTITATIVE CALCULATION OF ABNORMAL FLUID PRESSURE IN ARGILLACEOUS AND ARENACEOUS ROCKS AND ITS GEOLOGICAL APPLICATIONS

Chen Heli and Luo Xiaorong

(*Northwest University, Xi'an*)

Abstract

Usually there is abnormal fluid pressure at a certain depth in continental basins. Its development has a close relationship with the sediments of deep-semideep lacustrine facies which consist mainly of argillaceous rocks.

Now it is believed that the regional abnormal pressure in arenaceous rocks chiefly comes from that of the adjacent argillaceous rocks. As different lithologies have different conditions of formation and maintenance of high pressure, the pressures of adjacent argillaceous and arenaceous rocks are not necessarily equal. However, they often vary synchronously, the former being commonly higher than the latter.

On the basis of mudstone compaction curves, the subsurface fluid pressure can be calculated. The results obtained with the general equilibrium-depth method are suitable for argillaceous rocks. But the results obtained with the opposite-deduced equilibrium-depth method and other empirical relation methods are closer to the present pressure of reservoirs. The present pressure and expulsion quantity of mudstone may be used to analyse the relative distribution of ancient formation pressure.

According to the data of fluid pressures, the depth, time, direction and vertical distance of primary hydrocarbon migration from source rocks can be determined. These data can also help to predict the direction of second migration of hydrocarbons and their favourable accumulation zones.