第一章　概　　述

泥页岩井壁稳定问题带有普遍性，在世界许多油田都存在，也一直没有能得到很好的解决。随着世界石油工业的不断发展，勘探开发领域的拓宽，地质构造日趋复杂，钻井深度不断增大，井壁稳定问题也更加突出，由于井眼失稳造成的事故损失十分巨大。据有关资料介绍，世界范围内平均每年用于处理井眼失稳的费用高达5亿美元之巨，消耗的时间约占钻井总时间的5%～6%。在我国，井壁不稳定问题也十分严重，如准噶尔盆地南缘地区从60年代开始钻探，所钻的几口探井均由于井壁不稳定而未能钻达目的层，其中1994年开钻的呼2井井径扩大率平均达50%，卡钻、阻卡事故频繁发生，使得钻井成本高达每米10000元之巨。另塔西南巴楚地区曲3井在3600～4300m井段由于井壁坍塌及缩径，造成多次卡钻，其平均机械钻速仅为0.75m/h，而琼002井也由于井壁不稳定问题使得全井平均机械钻速仅为1.48m/h，钻井成本高达每米7000元以上。而在吐哈油田，据238口井的抽样调查，由于井眼失稳造成的井漏、井塌及卡钻损失钻井时间达5818h，漏失钻井液16230m^3，电测成功率仅为68%，电测过程中测井仪器遇阻、遇卡的现象屡见不鲜。可见，对井壁失稳问题进行深入细致的研究并提出解决措施势在必行，它对于提高各油田的勘探开发速度，大大降低钻井成本具有十分重要的意义。

泥页岩井壁稳定问题是一个世界性难题，众多的科技工作者和工程技术人员几十年来为解决此问题做出了坚持不懈的努力，使井壁稳定技术得到长足的发展，但由于问题的复杂性，该问题仍没有得到很好解决。对于泥页岩发生井壁失稳的原因，大体可分为两个方面：一方面为钻井液化学因素，另一方面为地层力学因素。长期以来，由于受石油钻井工程发展历史的影响，研究的焦点多集中于化学防塌机理方面的研究。在这方面，钻井液研究者进行了大量行之有效的工作，从化学角度出发，研制出抑制泥页岩水化、分散、膨胀和实现离子活度平衡的新型钻井液处理剂和配方，使井眼失稳现象大为减少，井壁稳定技术取得长足进展。但是，至今仍未能彻底解决水化程度弱的脆性泥页岩井壁坍塌问题及塑性地层的缩径卡钻问题。人们在钻井实践中逐渐认识到井壁失稳不仅同岩石的理化性质有关，且与井壁的受力状态有关。从力学上说井壁坍塌是由于井壁岩石所受的应力超过其本身的强度，使岩石产生剪切破坏而引起的。钻井液侵入地层一方面使地层产生膨胀增大岩石所受的力，另一方面减弱泥页岩的强度从而使井壁更易坍塌。但由于从钻井液化学的角度无法分析井壁失稳的力学机理和确定出能控制井壁失稳的合理钻井液密度值，因此，解决井壁坍塌问题仅通过使用优质钻井液是不够的，有必要从岩石力学角度出发，通过井壁力学稳定性研究得出能控制井壁失稳的钻井液密度范围，再配合使用优质钻井液，才有可能使得泥页岩井壁稳定问题得到彻底的解决。

本书根据国内外的研究现状结合我国塔里木油田轮南、东河塘、英买力、齐满和南喀构造，吐哈油田的丘陵和鄯勒构造，新疆油田的玛湖和呼图壁构造，南海石油公司的崖城、鹰歌海、北部湾构造、渤海石油公司的BZ－34构造以及塔西南巴楚地区的曲苦恰克构造等十几个构造的实际情况对井壁失稳的力学机理、井壁稳定的力学模型建立，以及钻井液侵入对井壁稳定的影响等进行了深入细致的分析。

第二章　地应力的测定及分层地应力的计算

岩石是地球表面的物质，在漫长的地质年代里，由于地质构造运动等原因使地壳物质产生了内应力效应，这种应力称为地应力，它是地壳应力的统称。其来源主要有：

（1）地层本身的自重；

（2）地层温度不均；

（3）地层中的水压梯度；

（4）板块边界的挤压；

（5）地幔热对流；

（6）地质构造运动；

（7）地球旋转；

（8）岩浆侵入。

可见形成地应力的因素极为复杂，它是随时间和空间变化的。对于石油工程所涉及的研究范围，属于区域性的地应力，其主要来源可归结为：岩体的自重和地质构造运动产生的构造应力。通常地应力大小可用三个主地应力来表示：一个是上覆地层压力，另二个为最大、最小水平主地应力。由于地质构造运动的方向性，两个水平向的地应力是不同的。

上覆地层压力由岩石的自重产生，可由密度测井曲线求得：

$$\sigma_z = \int_0^H \rho(z) g \mathrm{d}z \tag{2-1}$$

式中　σ——深度为H处的上覆地层压力；

ρ（z）——地层密度，由密度测井求得，它是深度 z 的函数；

g——重力加速度。

两个水平向的主地应力应通过试验法来求得。目前，比较公认而又可靠的测定深部地层地应力的方法有现场水力压裂试验法和室内声发射试验法。作者通过大量的试验及分析研究，完善和改进了上述两种方法，形成了一套比较完善的地应力测试技术。

第一节　现场水力压裂试验法测定地应力

现场水力压裂试验法测定地应力是根据试验测得的地层破裂压力、瞬时停泵压力及裂缝重张压力反算地应力。为了能较准确地求得地应力，现场水力压裂试验应遵守以下步骤进行：

（1）下套管固井后，钻开几米裸眼井段。

（2）用水泥车以恒定的低速度泵入泥浆，记录下井口压力随泵入时间的变化曲线，直至地层产生破裂。

（3）地层破裂后，继续向井内泵入流体至裂缝延伸到离开井壁应力集中区，即6倍井眼半径以远时（估计从破裂点起约历时3～5min左右，约合300～400L流体），进行瞬时停泵，记录下瞬时停泵压力。

(4) 停泵压力平稳后，重新开泵，记录下裂缝重张压力。典型的水力压裂试验曲线见图2－1所示。从图中可以确定以下压力值：

1) 地层破裂压力 p_f：为井眼所能承受的最大内压力，是地层破裂造成泥浆漏失时的井内液体压力。

2) 瞬时停泵压力 p_s：瞬时停泵，裂缝不再向前扩展，但仍保持开启，此时 p_s 应与垂直裂缝的最小地应力值相平衡，即有 $p_s=\sigma_{h2}$。

3) 裂缝重张压力 p_r：瞬时停泵后启动注入泵，从而使闭合的裂缝重新张开。由于张开闭合裂缝所需的压力 p_r 与破裂压力 p_f 相比，不需要克服岩石的拉伸强度 S_t，因此可以近似地认为破裂层的拉伸强度等于这两个压力的差值，即：$S_t=p_f-p_r$。

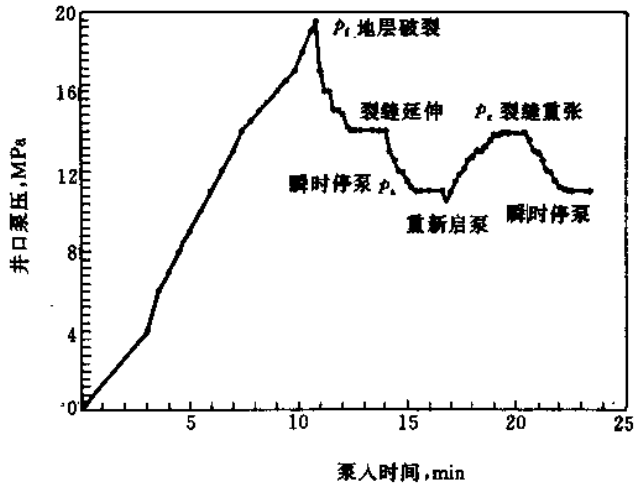


图2－1　琼002井水力压裂试验曲线

日期：1994.1.31；井深：4340m；钻井液密度：1.70g/cm³；

孔压系数：1.20g/cm³；p_f=19.5MPa；p_s=11.0MPa；p_r=14.0MPa；S_t=5.0MPa

利用上述三个压力值，根据多孔弹性介质理论可以得到反算地应力的公式为：

$$\begin{cases}\sigma_{h2}=p_s\\ \sigma_{h1}=3\sigma_{h2}-p_f-\alpha p_p+S_t\\ S_t=p_f-p_r\end{cases}\qquad(2-2)$$

式中　σ_{h1}，σ_{h2}——分别为最大，最小水平主地应力；

p_p——地层孔隙压力；

S_t——地层抗拉强度；

α——有效应力系数；

p_r——裂缝重张压力；

p_f——地层破裂压力；

p_s——瞬时停泵压力。

从图2－1所示巴楚地区琼002井地层破裂压力试验曲线中可以得到如下数据：

破裂压力：p_f=19.5MPa

停泵压力：$p_s=11.0$MPa

重张压力：$p_r=14.0$MPa

井　　深：$H=4340$m

泥浆密度：$\rho_m=1.70$g/cm^3

孔隙压力：$p_p=1.20$g/cm^3

由此求得的地应力为：

$\sigma_{h1}=113.98$MPa

$\sigma_{h2}=84.78$MPa

对应的地应力梯度为：

$G_{h1}=0.0263$MPa/m

$G_{h2}=0.0195$MPa/m

$G_{h1}/G_{h2}=1.35$

第二节　声发射凯塞尔效应法测定地应力

前面已经介绍了水力压裂法测定地应力的原理及方法，但这种方法费用昂贵，有时难以成功，而且测试结果受岩石性能的影响较大（如地层渗透性的影响等）。为此，作者经过实验模索分析，完善了在室内用岩心声发射凯塞尔效应测定地应力的方法。

利用声发射凯塞尔效应法测定地下岩层的地应力，首先是由 Kanagawa（1977）提出的，当对取自现场的岩样在室内进行匀速加载时，岩样中由于裂纹的出现将产生一系列声信号，当所加载达到岩样在地下所受过的最大应力时，岩样中产生的声信号将有一个突然显著的增加，这种现象称为凯塞尔效应，它不仅在岩石类材料中存在，在其它材料中也同样能观察到（Kaiser，1953）。利用岩石的凯塞尔效应，通过观察岩样在加载过程中发出的声信号变化，即可测出岩样在地下所受到的地应力。

利用声发射凯塞尔效应法测定地应力，国内外研究者进行了大量行之有效的研究工作（T、Kanagawa 1977，Sumio Yoshikwa 1989）。然而由于该法实验技术复杂，而且测定结果受岩心保存条件和时间（指岩样从井下取出至开始试验所经过的时间）等因素的影响较大，因而至今仍没有形成一套完善的测定方法。而利用声发射凯塞尔效应法来测定三个主地应力，在国内外所进行的研究则极少。作者通过大量实验，对声发射法测定地应力的原理、方法、过程、实验结果处理及影响因素进行了深入细致的研究，建立了一套完善的实验方法。用所建立的方法对三个油田的地应力进行了实测。并对实测结果用水力压裂法进行了验证，两者有很好的一致性。说明了声发射法测定地应力的可行性。

一、声发射法测定地应力的原理

上面我们已经简单地介绍了声发射凯塞尔效应法测定地应力的原理。但实际上取自地下的天然岩心在室内进行重新加载时，其应力—声发射信号曲线上的凯塞尔点有时很难分辨。通过实验发现，岩石除具有凯塞尔效应外，当对试样进行第二次加载时，在第一次加载试验的凯塞尔点处，仍将有一个孤立而又显著的声发射信号突变，这种现象我们称为声发射抹录不尽现象。通常，声发射抹录不尽现象比凯塞尔效应更为明显，也更便于分辨。图 2－2 所示为大理岩试样的三次加载曲线（取样深度为 700m）。第一次加载至 11.0MPa，在 8.2MPa

处岩石的声发射信号明显加大，这即是岩石的声发射凯塞尔效应点，这说明岩石在地下所受的地应力约为 8.2MPa。在第二次加载的声发射一载荷曲线中声发射信号有两个突变点：一个在 7.5MPa 载荷处，为抹录不尽点，另一个在 11.5MPa 处，为对应于第一次所加最大载荷的凯塞尔点。在第三次加载曲线中，声发射信号亦有两个突变点：一个在 11.3MPa（第一次所加最大载荷处）为抹录不尽点，另一个为 19.2MPa（第二次所加最大载荷处）为凯塞尔点。而在第一次加载的凯塞尔点处，声发射抹录不尽现象消失。

图 2－2 还表明，抹录不尽点较凯塞尔点裹为明显。一般凯塞尔点载荷要比岩石所受的最大应力略大，而抹录不尽点则略小，两者的误差在 7%以内。上述分析表明，地应力可通过岩心的声发射凯塞尔效应和抹录不尽现象来测定。如果在第一次加载过程中，凯塞尔点不明显，则可进行第二次加载，来寻找抹录不尽点。通过对比上述两次加载的声发射曲线，凯塞尔点能更准确地获得。从而测出岩心取出井底前在地下所受最大应力即地应力值。

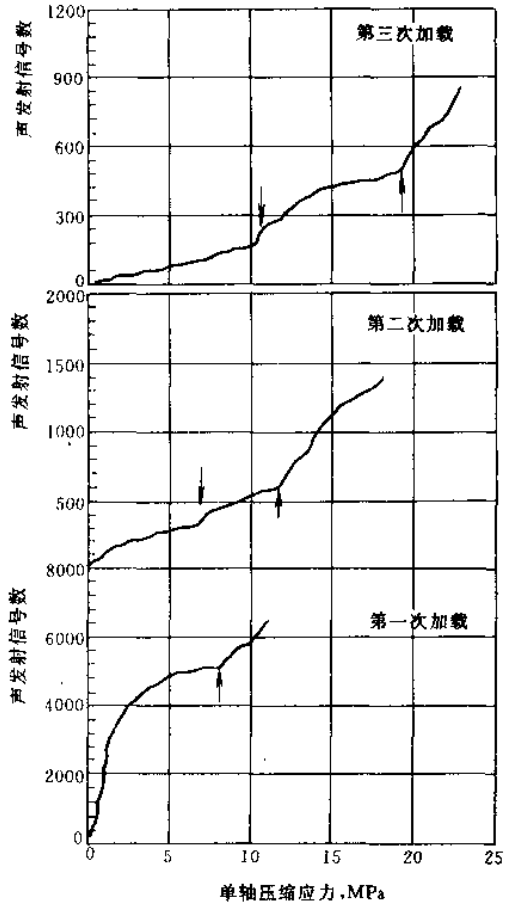


图 2－2　大理岩试样重复加载声发射试验曲线

箭头↑表示凯塞尔点；↓表示抹录不尽点

为了测定岩样在地下所受的三个主地应力（一个垂直方向，二个水平方向主地应力），

可通过对岩样在不同方向取心进行试验来得到。一般要测得三个主地应力，则至少应在四个方向（一个垂直方向，三个各相隔45°角的水平方向）取出四个小岩心，然后通过声发射法测得该四个岩心在地下所受的正应力，并将其代入（2－3）式即可求得试样在地下所受的三个主地应力：

$$\begin{cases} \sigma_{h1}=\dfrac{\sigma_1+\sigma_3}{2}+\dfrac{\sigma_1-\sigma_3}{2}\sqrt{1+\tan^2 2\alpha} \\ \sigma_{h2}=\dfrac{\sigma_1+\sigma_3}{2}-\dfrac{\sigma_1-\sigma_3}{2}\sqrt{1+\tan^2 2\alpha} \\ \tan 2\alpha=\dfrac{\sigma_1+\sigma_3-2\sigma_2}{\sigma_1-\sigma_3} \\ \sigma_v=\sigma_\perp \end{cases} \tag{2-3}$$

式中 σ_1、σ_2、σ_3——水平方向三个各相隔45°岩心的凯塞尔点正应力；

$\sigma_\perp$——垂直方向岩心的凯塞尔点正应力；

σ_{h1}、σ_{h2}——最大、最小水平主地应力；

σ_v——上覆地层压力。

如果试样为定向岩心，则最大、最小水平主地应力的方向亦可通过实验得到。

二、声发射试验测定地应力的步骤和方法

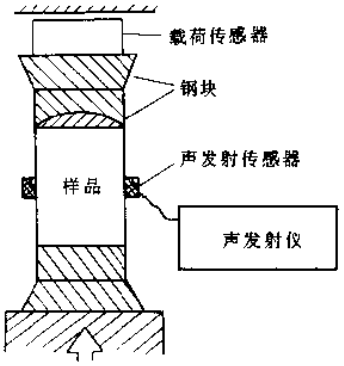
1．试验步骤

（1）将取自现场的岩心在室内重新取心。每个样品组至少包括四个试样，其中一个取自垂直方向（平行井眼轴线），另三个取自水平面内互成45°角的三个方向。为了确保测试结果更为准确可靠，可在同一油田区块同时取几组试样进行试验。

（2）将加工好的试样在室内进行重复加载试验，测出岩样受载过程中的声发射信号随载荷的变化曲线。

（3）在第二次加载声发射—载荷变化曲线中，找出声发射抹录不尽点，参照抹录不尽点载荷值，在第一次加载声发射—载荷曲线中，确定出凯塞尔点。取凯塞尔点和抹录不尽点载荷的平均值，作为岩心在地下所受的最大正应力。

（4）将测得的三个水平方向岩样的正应力值代入公式（2－3），即可求得岩样在井下所受的最大、最小水平主地应力。上覆地层压力即为垂直方向岩样的凯塞尔点应力。这里有一点需要说明，室内声发射凯塞尔效应法测得的地应力为有效地应力。



MTS电液伺服加载系统

图2－3 声发射试验系统

2．实验装置

图2－3所示为实验装置图，它包括MTS电液伺服控制加载系统、LOCAN－AT 14Ch声发射仪、声发射探头及载荷传感器等。MTS电液伺服控制加载系统给岩石施加一个匀速增大的压缩载荷（加载速度可任意设定），两个声发射探头（对称地用耦合剂固定在岩样的中部）用于探测岩样受载过程中产生的声发射信号，其感应频率为40～100kHz。岩石所受的压缩应力用载荷传感器来测量。声发射信号和载荷传感器的电信号，经过放大后被送到LOCAN－AT 14Ch声发射接收仪（它是美国PAC公司生

产的当今最先进的声发射接收仪）进行记录和处理。最后声发射仪将绘出声发射信号数、声发射能量及其变化率随载荷的变化曲线。此外，在数据处理过程中环境噪音会自动被过滤掉。

岩样是一个直径为 25mm，长约 40～60mm 的圆柱体。在样品端面与上下垫块间有一个直径为 25mm，厚约 1mm 的铜片，其目的是用来减少端面摩擦和机械噪音，并保证岩样端面与垫块接触良好。岩样可能受到的弯曲载荷通过保持岩样两端面平行和使用“和尚头”加载头来消除。

三、声发射法实测地应力结果

用所介绍的方法对我国三个油田的地应力进行了测定，试验岩心的岩性及取样深度见表 2－1，其中图 2－4、图 2－5、图 2－6 分别为三个油田垂直方向岩心的声发射信号—载荷曲线，从中可以看出，岩心在第二次加载中的抹录不尽现象较第一次加载曲线中的凯塞尔效应更为明显，也更便于分辩。因此重复加载试验是十分必要的。

表 2－1　试验岩样的性质

No	井号	岩性	井深 m	试验日期	取心日期
1	Q－002	灰岩	4340	1994.4	1994.1
2	Ks－1	细粒砂岩	5624	1994.4	1993.5
3	Ya21－1	砂岩	4304	1994.6	1993.6

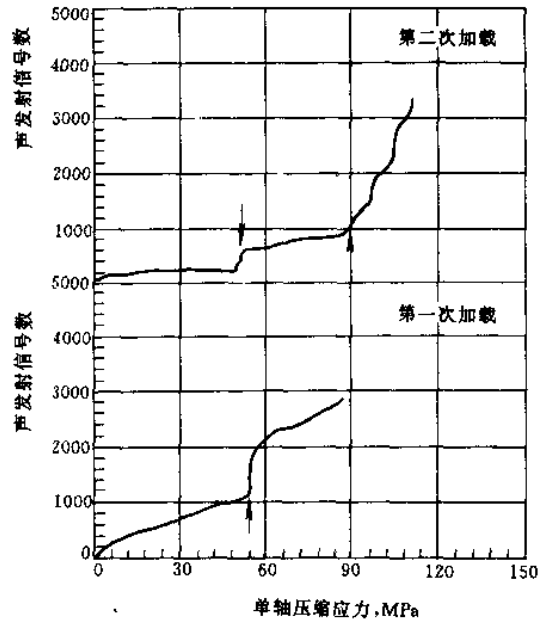


图 2－4　1 号试样重复加载声发射试验曲线

箭头↑表示凯塞尔点；↓表示抹录不尽点

由声发射试验曲线确定的1、2、3号岩心（垂直方向试样）的凯塞尔效应点应力和抹录不尽点应力见表2－2。从表2－2可以看出，各试样抹录不尽点应力均小于凯塞尔点应力，两者的误差在8%以内．通常，取它们的平均值作为测得的地应力值。

表2－2的结果还表明，由声发射凯塞尔效应法测得的上覆地层压力梯度约为0.012MPa/m，它远低于实际上覆地层压力（约为0.023MPa/m）。造成这种差别的原因可以认为是声发射信号是岩石受载时，其内部结构出现微破裂所产生的，而这种破裂又是由岩石所受的有效应力控制的。因此，凯塞尔点和抹录不尽点应力应是岩石在地下受到的有效应力（有效地应力）。根据孔隙弹性理论有：

$$\sigma = \sigma_1' + \alpha p_p \tag{2-4}$$

式中 σ——地应力；

σ'——有效地应力；

p_p——孔隙压力；

α——Biot系数。

将测得的有效地应力代入（2－4）式，即可得到地层的实际地应力值。对于表2－2所列三块岩心，加上孔隙压力后声发射法测得的上覆地层压力梯度分别为：0.0238、0.0241、0.0234MPa/m，这与实际值是十分一致的。在表2－3列出了声发射法测得的三个油田的地应力值（包括一个上覆地层压力，二个水平方向主地应力），从中可以看出不同的构造区域，不同深度地层，地应力的大小及分布相差很大。

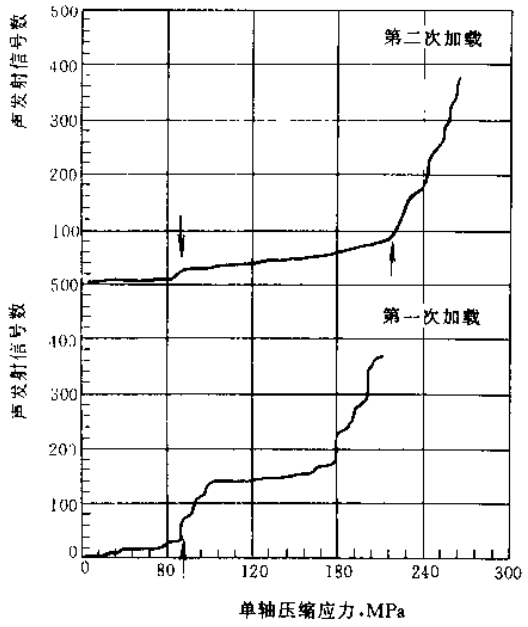


图2－5 2号试样重复加载声发射试验曲线

箭头↑表示凯塞尔点；↓表示抹录不尽点

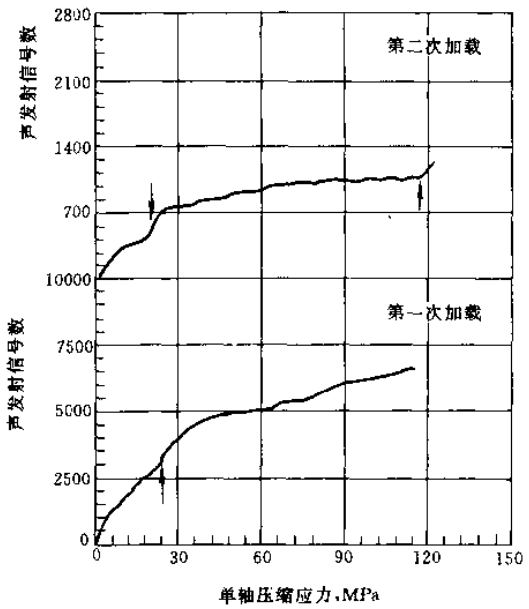


图 2－6　3 号试样重复加载声发射试验曲线

箭头↑表示凯塞尔点；↓表示抹录不尽点

表 2－2　试验测得的凯塞尔点和抹录不尽点应力

岩　心　号	凯塞尔点应力 MPa/m	抹录不尽点应力 MPa/m	平　均　应　力 MPa/m	误　　差 %
1－1	0.0124	0.0115	0.0119	4.0
2－1	0.0124	0.0116	0.0120	4.0
3－1	0.0111	0.0104	0.0108	3.4

注：表中给出的应力用应力梯度表示以便于对比。

表 2－3　声发射法水力压裂法测得的地应力对比

岩　心　号	地应力（声发射法） MPa/m			地应力（水力压裂法） MPa/m		误　差 %	
	σ_v	σ_{h1}	σ_{h2}	σ'_{h1}	σ'_{h2}	$\frac{\sigma_{h1}-\sigma'_{h1}}{\sigma_{h1}}$	$\frac{\sigma_{h2}-\sigma'_{h2}}{\sigma_{h2}}$
1	0.0238	0.0268	0.0196	0.0263	0.0195	1.9	0.5
2	0.0241	0.0276	0.0185	0.0289	0.0215	−4.5	−13.9
3	0.0234	0.0222	0.0177	0.0217	0.0177	2.3	0

为了证明声发射法测定地应力的准确性，用取心井同一地层的水力压裂试验数据，计算出了同深度处的地应力，结果亦列在表 2－3 中。对试验结果进行对比分析，发现两种方法的结果十分吻合，其平均最大误差不超过 4%。这说明用声发射凯塞尔效应法在室内测定深部地层的地应力是可行的，且具有足够的精度。

上面的分析研究表明了声发射法测定地应力的如下几个结论：

（1）地下岩石不仅对它所受的最大应力具有记忆性（凯塞尔效应），而且在第二次加载时还具有声发射抹录不尽现象。

（2）利用岩石的声发射凯塞尔效应和抹录不尽现象，通过重复加载试验可在室内测定深部地层的地应力。

（3）地层的三个主地应力可通过在不同方向取心进行试验来测得。声发射法测出的地应力结果为有效地应力。实际的地应力应加上孔隙压力的作用。

（4）由于凯塞尔效应与岩石性质有关，因此试样取出地面后应立即密封并尽快进行试验。一般试样取出地面后的放置时间应不超过1年。

（5）试样必须是高强度，致密砂岩或灰岩。

（6）以上测试方法假定上覆压力为垂直方向的主地应力。

第三节　部分油田区块的实测地应力值

利用水力压裂试验法及声发射凯塞尔效应法对新疆地区塔里木油田、吐哈油田、克拉玛依油田的地应力进行了测定，测定结果见表2－4、表2－5。

表2－4　新疆地区各油田地应力测试结果

油田构造区块	井号	井深 m	层位	岩性	破裂压力当量密度 g/cm³	地应力当量密度，g/cm³			
						水力压裂试验法		声发射凯塞尔效应法	
						σ_{h1}	σ_{h2}	σ_{h1}	σ_{h2}
塔里木油田	轮南2井	4020	白垩系	砂岩	2.01	2.45	1.75		
	东河1井	5673		细砂岩				2.12	1.60
	英八井	4556	第三系	砂岩	1.68	2.34	1.60		
	东秋5井	2555			2.42	3.07	2.18		
克拉玛依油田	呼2井	2845.6	安集海河	砂岩	2.06	2.73	1.82		
	玛湖2井	506	艾里克湖	砂岩	1.36	2.14	1.48		
	玛湖4井	500	吐谷鲁组	砂岩	1.47	2.28	1.57		
	玛湖2井	2635	侏罗系	砂岩	1.42	2.26	1.56		
	玛湖7井	2668	三叠系	砂岩	1.72	2.52	1.74		
	玛湖4井	3483	三叠系	砂岩	2.05	2.45	1.67		
	玛湖2井	3300	三叠系	砂岩				2.40	1.65
吐哈油田	勒3井	2977	侏罗系	砂岩	1.79	2.50	1.79		

注：表中σ_{h1}、σ_{h2}分别代表最大、最小水平主地应力，g/cm³。

表2－5　新疆塔西南地区地应力测试结果

油田构造区块	井号	井深 m	层位	岩性	破裂压力当量密度 g/cm³	地应力当量密度，g/cm³			
						水力压裂试验法		声发射凯塞尔效应法	
						σ_{h1}	σ_{h2}	σ_{h1}	σ_{h2}
巴楚地区	琼002井	4340		石灰岩	2.14	2.63	1.95	2.68	1.96
巴楚地区	曲3井	600		砂岩	2.24	2.81	2.08		
巴楚地区	曲3井	4307			2.02	2.63	1.95		
巴楚地区	曲4井	4277			2.16	2.75	2.04		
巴楚地区	曲5井	2100			2.24	2.81	2.08		
柯克亚地区	柯深1井	5025		砂泥岩	2.46	2.89	2.15		
柯克亚地区	柯深1井	5624		砂岩				2.76	1.85
巴楚地区	伽1井	3934.9		砂岩				2.70	1.94

注：表中σ_{h1}、σ_{h2}分别代表最大、最小水平主地应力，g/cm³。

125363

结果表明，对于不同的构造区域，不同性质的地层其地应力大小是不同的，而且相差较大，对于新疆地区，靠近山前的构造区域地应力较大（如东秋5井，柯深1井），而相对平缓地区的地应力较小（如轮南地区）。这正是造成不同地区及不同地层井壁稳定性相差极大的根本原因。此外，还可以看出，新疆地区的地应力分布特点为：

最大水平地应力（为2.34～2.89）＞上覆地层压力（平均为2.3～2.4）＞最小水平主地应力（1.48～2.18）。

第四节　分层地应力计算模型

地应力的实测结果表明，不同构造区域不同深度地层，其三个主地应力的大小不同，而且相差很大。不同地层中主地应力的差别是与其岩石性质，例如弹性模量和泊松比的大小有很大关系的，因此，在井壁稳定性研究中，应考虑分层地应力的影响。

对于不同构造区域，由于地质构造运动的激烈程度不同，其地应力分布规律是不同的，对于地质构造运动激烈的地区，其水平主地应力受构造地应力的影响较大，此时地应力分布规律一般有：

$$\sigma_{h1}>\sigma_v>\sigma_{h2} \qquad (\text{或 } \sigma_{h1}>\sigma_{h2}>\sigma_v)$$

而对于较为平缓的区域，例如海湾地区的连续沉积盆地，构造运动在地应力的形成中不占主导作用，此时的地应力分布符合下述规律：

$$\sigma_v>\sigma_{h1}>\sigma_{h2}$$

因此，分层地应力的计算模型与构造运动有关，对于不同的构造区域，应使用不同的分层地应力计算模型。

一、构造平缓地区的分层地应力计算模型

对于构造平缓地区，其水平主地应力主要来自于上覆地层压力，另一部分来源于地质构造应力。此时分层地应力计算模型为：

$$\begin{cases}\sigma_{h1}=\left(\dfrac{\mu}{1-\mu}+\beta\right)(\sigma_z-\alpha p_p)+\alpha p_p\\ \sigma_{h2}=\left(\dfrac{\mu}{1-\mu}+\gamma\right)(\sigma_z-\alpha p_p)+\alpha p_p\end{cases} \tag{2-5}$$

式中　σ_{h1}、σ_{h2}——分别为最大、最小水平主地应力；

σ_z——上覆地层压力；

p_p——地层孔隙压力；

α——有效应力系数；

μ——地层泊松比；

β、γ——表征构造运动激烈程度的构造应力系数，对某一构造区域，它们为常数。

二、构造运动比较剧烈地区的分层地应力计算模型

对于这些地区，水平主地应力的很大部分来源于地质构造运动产生的构造地应力。不同性质的地层由于其抵抗外力的变形特点不同，因而其承受的构造力也是不同的。根据组合弹簧构造运动模型推导出的分层地应力计算模型为：

$$\begin{cases}\sigma_{h1}=\dfrac{\zeta_1 E_s+2\mu_s(\sigma_v-\alpha p_p)}{2(1-\mu_s)}+\dfrac{\zeta_2 E_s}{2(1+\mu_s)}+\alpha p_p \\ \sigma_{h2}=\dfrac{\zeta_1 E_s+2\mu_s(\sigma_v-\alpha p_p)}{2(1-\mu_s)}-\dfrac{\zeta_2 E_s}{2(1+\mu_s)}+\alpha p_p\end{cases} \tag{2-6}$$

式中 σ_{h1}，σ_{h2}——分别为最大、最小水平主地应力；

E_s，μ_s——分别为地层的静态弹性模量和静态泊松比；

p_p——地层孔隙压力；

α——有效应力系数；

σ_v——上覆地层压力，可通过密度测井数据求得；

ζ_1，ζ_2——表征构造运动激烈程度的构造应力系数，对于某一特定构造应力场，它们为常数，由试验确定。

从（2-5）式、(2-6）式可以看出，同一地区不同地层处的地应力是不同的，它与地层本身的弹性模量、泊松比及构造应力系数 ζ_1、ζ_2 或 β、γ 密切相关，构造应力系数 ζ_1、ζ_2 或 β、γ 可通过实测得到的该区某地层的地应力反算求得。将求得的构造应力系数代入（2-5）式、(2-6）式，结合地层弹性参数的确定，即可求得该区各个地层不同井深处的地应力。

三、计算示例：新疆克拉玛依油田呼2井分层地应力计算结果

首先由该井水力压裂试验数据（见图2-7），确定了该井2690～2726m井段的地应力：

最大水平主地应力梯度：$\sigma_{h1}=0.00273$MPa/m

最小水平主地应力梯度：$\sigma_{h2}=0.00182$MPa/m

上覆地层压力梯度：$\sigma_v=0.00234$MPa/m（由密度测井曲线求得）

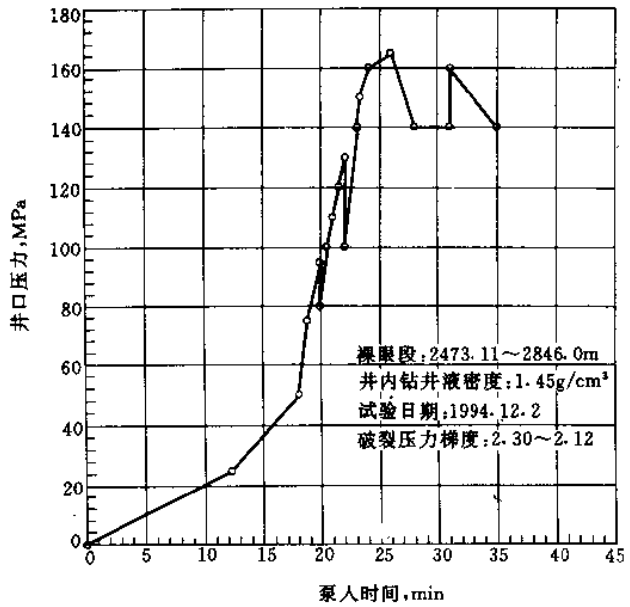


图2-7 呼2井水力压裂试验曲线

由于呼2井地处天山山前构造带，因此应用公式（2-6）计算分层地应力。将测得的该

井 2690～2726m 井段测井数据求得的地层弹性模量和泊松比（求取方法将在第四章详述）代入（2－6）式，求得的该区的构造应力系数为：

$$\zeta_1 = 0.006321$$

$$\zeta_2 = 0.003354$$

将构造应力系数 ζ_1、ζ_2 代入（2－6）式，再结合测井资料解释求得各地层的岩石弹性模量及泊松比，可求得该井不同井深处的三个主地应力（上覆地层压力由密度测井曲线求得），所得结果见图 2－8。从图 2－8 中所示地应力变化剖面中可以看出，不同井深处其地应力大小不同而且相差很大。呼 2 井 2500～3550m 井段最大水平主地应力在 0.022～0.032 MPa/m 之间，远大于上覆地层压力，最小水平主地应力在 0.016～0.022 MPa/m 之间。地应力大小除了表示在其绝对数值外，还取决于其最大和最小水平地应力的比值。该区地应力大是造成呼 2 井井壁严重坍塌的根本原因所在。

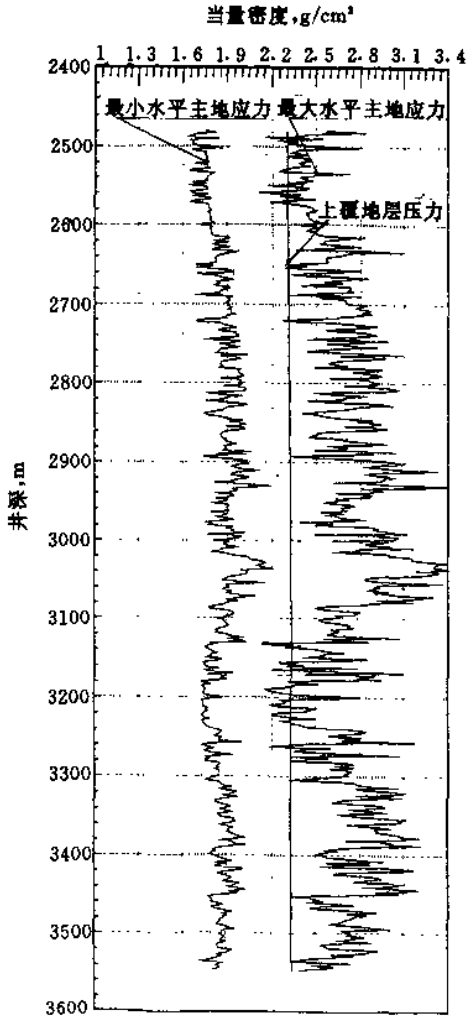


图 2－8　呼 2 井三个主地应力随井深的变化

第三章　井壁坍塌和破裂的力学分析

井壁稳定问题包括钻井过程中的井壁坍塌或缩径（由于岩石的剪切破坏或塑性流动）和地层破裂或压裂（由于岩石的拉伸破裂）两种基本类型（见图 3－1 和图 3－2），其定量

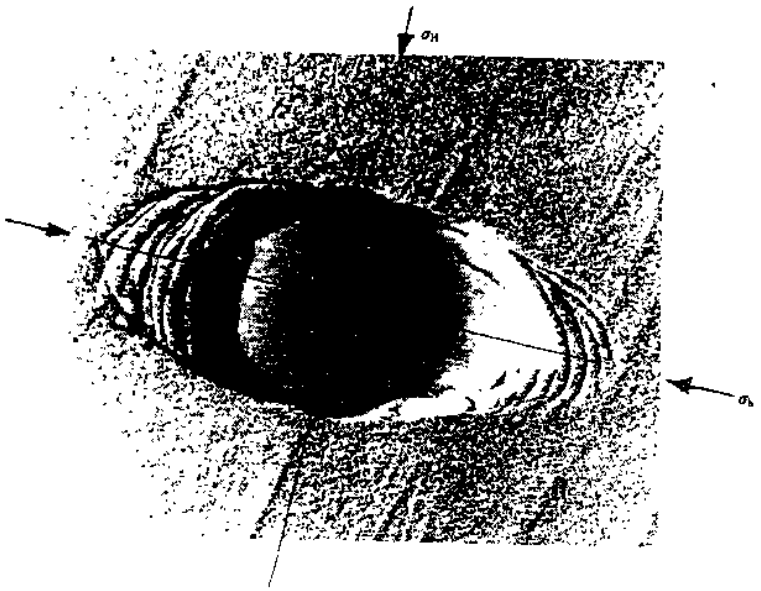


图 3－1　井眼剪切坍塌破坏

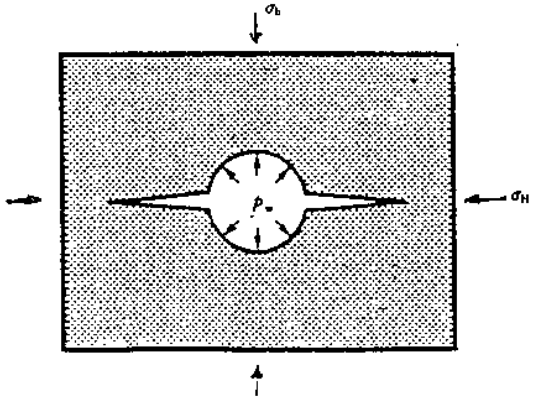


图 3－2　井眼拉伸破坏

的研究在于确定地层不坍塌（不缩径）、不压漏的钻井液密度范围，以便为钻井井身结构设计及合理钻井液密度的确定提供依据。影响井壁稳定的因素主要有地应力、井壁的应力分布、地层的力学性质、井斜角、方位角、井壁岩石的渗透率及孔隙度、地层倾角及钻井液的性能等。这里先分析垂直井的井壁稳定性，暂不考虑钻井液性能对井壁稳定的影响（井斜角、方位角、地层水化的影响在后面再单独详述）。

众所周知，处于地层深处的岩石受有上覆地层压力、水平向地应力及地层孔隙压力的作用，在井眼钻开前，地下岩层处于应力平衡状态，井眼钻开后，井内泥浆柱压力取代了所钻岩层原先的对井壁的支撑，破坏了地层的原有应力平衡，引起井眼周围应力重新分布。

第一节　井壁围岩中的应力

通常井壁岩石所受的应力状态可用径向应力 σ_r、周向应力 σ_θ、垂向应力 σ_z 及剪应力 τ_z 来表示。对于垂直井 $\tau_z=0$，此时应力状态可简化为 $\{\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z\}$。对于岩石产生剪切破坏的情况，一般 $\sigma_\theta>\sigma_z>\sigma_r$（本研究取压应力为正号），即 σ_z 为中间应力。在研究井眼稳定时，可以不考虑上覆压力 σ_z 的影响，而把它简化为平面应变问题来分析。

根据线性孔隙弹性理论，在井壁为可渗透的情况下（即钻井液和地层水可以互相渗透流动），可求得图 3－3 所示井眼计算模型中距井轴 r 处的有效应力为：

$$\sigma'_r=\frac{\sigma_{h1}+\sigma_{h2}}{2}\left(1-\frac{r_i^2}{r^2}\right)+\frac{\sigma_{h1}-\sigma_{h2}}{2}\left(1-4\frac{r_i^2}{r^2}+3\frac{r_i^4}{r^4}\right)\cos2\theta+\frac{r_i^2}{r^2}p_i$$

$$-\alpha p\ (r)\ +\delta\left[\frac{\xi}{2}\left(1-\frac{r_i^2}{r^2}\right)-f\right]\ (p_i-p_p) \tag{3-1a}$$

$$\sigma'_\theta=\frac{\sigma_{h1}+\sigma_{h2}}{2}\left(1+\frac{r_i^2}{r^2}\right)-\frac{\sigma_{h1}-\sigma_{h2}}{2}\left(1+3\frac{r_i^4}{r^4}\right)\cos2\theta-\frac{r_i^2}{r^2}p_i-\alpha p\ (r)$$

$$+\delta\left[\frac{\xi}{2}\left(1+\frac{r_i^2}{r^2}\right)-f\right]\ (p_i-p_p) \tag{3-1b}$$

$$\sigma'_z=\sigma_v-\mu\left[2\ (\sigma_{h1}-\sigma_{h2})\ \frac{r_i^2}{r^2}\cos2\theta\right]+\delta\ [\xi-f]\ (p_i-p_p)\ -\alpha p\ (r) \tag{3-1c}$$

$$\tau_{r\theta}=\frac{\sigma_{h1}-\sigma_{h2}}{2}\left(1-3\frac{r_i^4}{r^4}+2\frac{r_i^2}{r^2}\right)\sin2\theta \tag{3-1d}$$

$$\xi=\alpha\ (1-2\mu)\ /\ (1-\mu)$$

式中　σ'_r，σ'_θ，σ'_z 和 $\tau_{r\theta}$——径向、切向、垂向的有效正应力和剪应力；

σ_{h1}，σ_{h2}——水平向最大和最小主地应力；

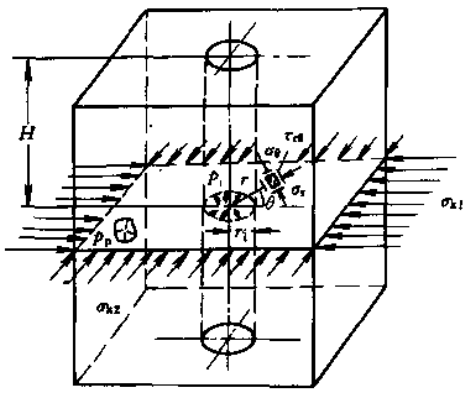


图 3－3　井壁应力计算模型图

σ_{h1}，σ_{h2}—两个水平向的主地应力；p_p—地层孔隙压力；

p_i—井眼中的液体压力；r_i—井眼半径

σ_v——上覆压力；

α——有效应力系数（Biot 系数），$\alpha=1-C_r/C_B$；

C_r，C_B——岩石的骨架压缩率和容积压缩率；

f——地层的孔隙度；

μ——岩石的泊松比；

δ——系数，井壁有渗透流时 $\delta=1$，否则 $\delta=0$；

$p(r)$——距离 r 处的孔隙压力，设钻井液渗入地层符合达西平面径向流规律且渗流范围为：$r_i \leqslant r \leqslant 10r_i$，则可近似地取 $p(r)=p_i-(p_i-p_p)\cdot\lg(r/r_i)$。

本书规定压应力为正号，拉应力为负号，故 $\sigma_{h1}>\sigma_{h2}>0$。

第二节　井壁上的应力

在井壁上，有 $r=r_i$，则公式（3－1）可简化为：

$$\sigma'_r=p_i+\delta f(p_i-p_p)-\alpha p(r) \tag{3-2a}$$

$$\sigma'_\theta=-p_i+\delta[\xi-f](p_i-p_p)+\sigma_{h1}(1-2\cos2\theta)+\sigma_{h2}(1+2\cos2\theta)-\alpha p(r) \tag{3-2b}$$

$$\sigma'_z=\sigma_v+\delta[\xi-f](p_i-p_p)-2\mu(\sigma_{h1}-\sigma_{h2})\cos2\theta-\alpha p(r) \tag{3-2c}$$

$$\tau_{r\theta}=0 \tag{3-2d}$$

当井壁为不可渗透时，

$$\sigma'_r=p_i-\alpha p_p \tag{3-3a}$$

$$\sigma'_\theta=\sigma_{h1}(1-2\cos2\theta)+\sigma_{h2}(1+2\cos2\theta)-p_i-\alpha p_p \tag{3-3b}$$

$$\sigma'_z=\sigma_v-2\mu(\sigma_{h1}-\sigma_{h2})\cos\theta-\alpha p_p \tag{3-3c}$$

$$\tau_{r\theta}=0 \tag{3-3d}$$

第三节　井壁应力的非线性修正

以上的分析是假设井壁围岩为线弹性体的情况下得出的，实际上，泥页岩的弹性模量与围压有关，一般随围压 σ_3 的增加，弹性模量 E 也明显增大，且呈非线性关系。表 3－1 列出了新疆地区轮南油田侏罗系泥页岩的弹性模量随围压变化的试验结果，两者的变化关系见图 3－4，其关系可用下式表达：

$$E=E_0\sigma_3^n \tag{3-4}$$

式中　σ_3——围压，MPa。

E_0 和 n 为与岩石性质有关的常数，根据试验数据通过曲线回归得到：

表 3－1　轮南地区侏罗系泥页岩不同围压下弹性模量

岩心号	围压，MPa	弹性模量，MPa
1	0	1.83×10^3
2	60	3.73×10^3
3	25	3.79×10^3

$$E_0 = 2736\text{MPa} \qquad n = 0.1$$

Guenot，Santarelli 等人的研究表明，用线弹性理论计算出的保持井壁稳定所需的钻井液密度值与实际值相比偏大，因此，为了取得更为合理的结果，必须考虑围岩弹性模量变化对井壁应力的影响，即应对岩石非线性特性对应力的影响进行修正。

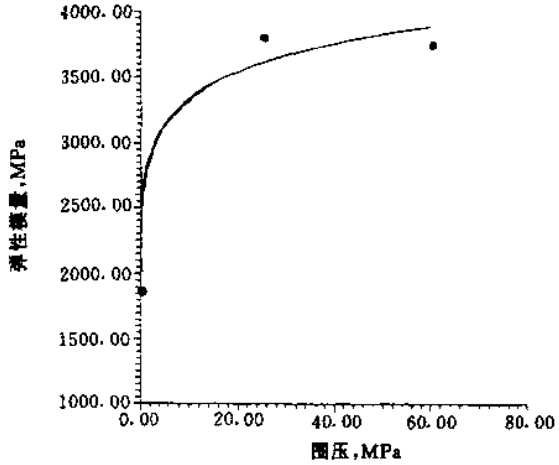


图 3－4　塔里木轮南地区侏罗系泥页岩弹性模量随围压的变化

Santarelli 对均匀水平地应力作用下，无孔隙压力作用时，考虑岩石弹性模量与围岩相关的井壁应力进行了计算，把井内壁的径向应力 σ_r 视为最小应力，据此得出：

$$E = E_0 \sigma_r^n \tag{3-5}$$

经过推导得到修正后的井壁围岩应力 σ_r 和 σ_θ 的表达式为：

$$\sigma_r = \sigma_h \left\{ \left[\left(\frac{p_i}{\sigma_h} \right)^{1-n} - 1 \right] \left(\frac{r_1}{r} \right)^N + 1 \right\}^{\frac{1}{1-n}} \tag{3-6}$$

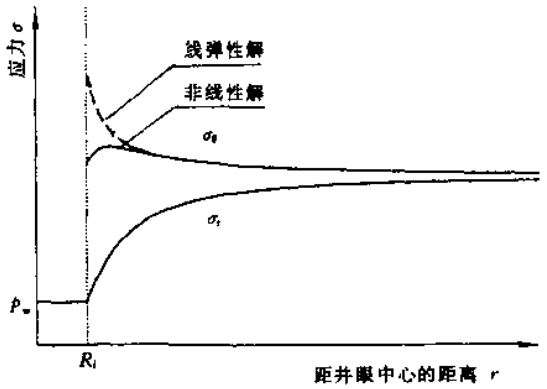


图 3－5　考虑地层非线性时井壁应力分布图

$$\sigma_\theta = M\sigma_r - \frac{N}{1-n}\sigma_t^n \sigma_h^{1-n}$$

$$N = \frac{1}{1-\mu}\left[(2\mu-1)(1-n) - 1\right]$$

$$M = \frac{\mu(1-n)-1}{(1-n)(1-\mu)}$$

式中 μ——岩石的泊松比；

σ_h——远场均匀地应力。

当 $n=0.1$，$\mu=0.2$ 时，上式计算的井眼应力分布图如图 3－5 所示，从图中可以看出：

(1) 考虑了弹性模量的非线性变化后得到的 σ_θ 值要比线弹性的低，当井内压力 p_i 较小时，这种差别就更加明显了。

(2) 应力差 $(\sigma_\theta - \sigma_r)$ 不是在井壁上达到最大值，其最大值发生在距井壁一定深处的某个位置上，因此，井眼围岩破坏不一定发生在井壁上，而是可能发生在距井壁一定距离的某个位置。

对于非均匀地应力的情况，当考虑了弹性模量随围压变化时，无法求得井壁围岩应力分布的解析式，这里用均匀地应力情况下求得的围岩应力降低系数来对非均匀地应力下的井壁应力进行修正。

在均匀地应力下：

$$\sigma_\theta^n = 2\sigma_h - p_i \qquad \text{(线弹性解)}$$

$$\sigma_\theta^b = \frac{\mu(1-n)-1}{(1-n)(1-\mu)}p_i - \frac{(2\mu-1)(1-n)-1}{(1-\mu)(1-n)}p_i^n \sigma_h^{1-n} \qquad \text{(非线性解)}$$

取 $\sigma_h = \frac{\sigma_{h1}+\sigma_{h2}}{2} = 0.021H$，$p_i = 0.12H$，$\mu=0.25$，$n=0.1$（试验结果），将它们代入上两式，则可求得应力降低系数：

$$\eta = \sigma_\theta^b / \sigma_\theta = 0.95$$

因此，非均匀地应力作用下，井周围岩中的切向有效应力计算公式（3－1b）应修正为：

$$\sigma'_\theta = \eta\left[\frac{\sigma_{h1}+\sigma_{h2}}{2}\left(1+\frac{r_i^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_{h1}-\sigma_{h2}}{2}\left(1+3\frac{r_i^4}{r^4}\right)\cos 2\theta - \frac{r_i^2}{r^2}p_i\right] - \alpha p\ (r)$$

$$+\delta\left[\frac{\xi}{2}\left(1+\frac{r_i^2}{r^2}\right) - f\right](p_i - p_p) \qquad (3-7)$$

而井壁上在 $\theta=90°$ 和 270° 处的有效切向应力公式（3－2b）和（3－3b）也应分别修正为：

有渗流时，$\sigma'_\theta = \eta\left[3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} - p_i\right] + (\xi - f)(p_i - p_p) - \alpha p_i$ (3－8a)

无渗流时，$\sigma'_\theta = \eta\left[3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} - p_i\right] - \alpha p_p$ (3－8b)

在以后的分析计算中，我们均取系数 $\eta=0.95$ 对切向应力的计算结果进行修正，而 σ'_r 仍分别为（3－2a）式和（3－3a）式保持不变。

第四节　井壁坍塌压力的计算

从力学的角度来说，造成井壁坍塌的原因主要是由于井内液柱压力较低，使得井壁周围岩石所受应力超过岩石本身的强度而产生剪切破坏所造成的，此时，对于脆性地层会产生坍

塌掉块，井径扩大，而对塑性地层，则向井眼内产生塑性变形，造成缩径。井壁坍塌与否与井壁围岩的应力状态、围岩的强度特性等密切相关。前面我们已经介绍了井壁围岩应力的计算，下面介绍岩石的强度特性及地层坍塌压力的计算方法。

一、岩石的强度条件（强度准则）

井壁岩石的破坏，对于软而塑性大的泥岩表现为塑性变形而缩径。对于硬脆性的泥页岩一般表现为剪切破坏而坍塌扩径。

剪切破坏如图 3－6 所示，剪切面的法向和 σ_1 的夹角等于 β，法向正应力为 σ，剪应力为 τ。根据库仑—摩尔的研究，岩石破坏时剪切面上的剪应力必须克服岩石的固有剪切强度 C 值（称为粘聚力），加上作用于剪切面上的内摩擦阻力 $\mu\sigma$，即：

$$\tau \geqslant C + \mu\sigma \tag{3-9}$$

式中 μ ——岩石的内摩擦系数，$\mu = \tan\Phi$；

Φ ——岩石的内摩擦角。

式（3－9）称为库仑—摩尔强度准则，可用两个以上不同围压的三轴压缩强度试验进行确定。式（3－9）亦可用 σ_1 和 σ_3 坐标图上的直线来表示（见图 3－7）。因此，式（3－9）可用主应力 σ_1 和 σ_3 改写成：

$$\sigma_1 = m\sigma_3 + \sigma_C \tag{3-10}$$

$$m = \tan\alpha = \cot\left(45° - \frac{\Phi}{2}\right)$$

σ_C 为单轴抗压强度，$\sigma_C = \dfrac{2C\cos\Phi}{1-\sin\Phi}$ (3－11)

或 $\sigma_1 = \sigma_3\cot^2\left(45° - \dfrac{\Phi}{2}\right) + 2C\cot\left(45° - \dfrac{\Phi}{2}\right)$ (3－12)

当岩石孔隙中有孔隙压力 p_p 时，库仑—摩尔准则应用有效应力表示为：

$$(\sigma_1 - \alpha p_p) = (\sigma_3 - \alpha p_p)\cot^2\left(45° - \frac{\Phi}{2}\right) + 2C\cot\left(45° - \frac{\Phi}{2}\right) \tag{3-13}$$

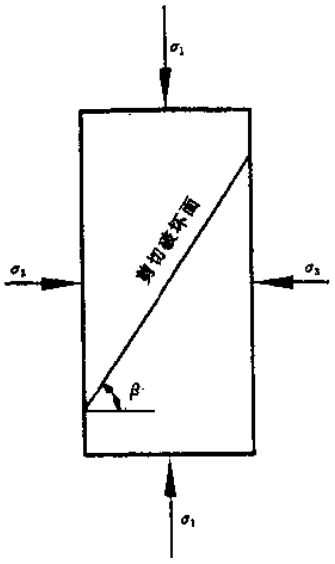


图 3－6 岩石剪切破坏

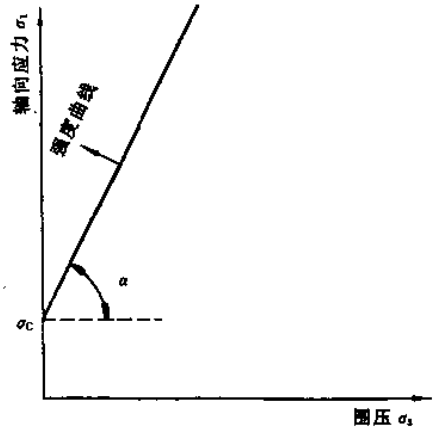


图 3－7 用主应力表示的强度曲线

可见，粘聚力和内摩擦角是表征岩石是否破坏的两个重要参数。从公式（3－13）可以看出：库仑—摩尔准则中没有考虑中间主应力 σ_2 的影响。如果计入 σ_2 的影响，有三维库仑—摩尔强度准则可资利用，不过公式十分复杂不便应用。两者所得结果相差不大，因此三维准则极少使用。这里我们介绍另一个强度准则：德鲁克—普拉格准则（比三维库仑—摩尔强度准则简单些），其表达式如下：

$$J_2^{\frac{1}{2}} - RI_1 - K_f = 0 \tag{3-14}$$

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \tag{3-15}$$

当有孔隙压力时，用 $I'_1 = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) - 3\alpha p_p$ 代替（3－14）式中的 I_1

$$J_2 = \frac{1}{6}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2] \tag{3-16}$$

$$R = \sqrt{3}\sin\Phi / 3\sqrt{3 + \sin^2\Phi} \tag{3-17}$$

$$K_f = \sqrt{3}C\cos\Phi / \sqrt{3 + \sin^2\Phi} \tag{3-18}$$

二、井壁坍塌处的应力

从（3－13）式可以看出，岩石剪切破坏与否主要受岩石所受到的最大、最小主应力控制，σ_3 与 σ_1 的差值越大，井壁越易坍塌，从井壁岩石受力状态分析中，可以发现岩石的最大、最小主应力分别为周向应力和径向应力，这说明导致井壁失稳的关键是井壁岩石所受的周向应力 σ_θ 和径向应力 σ_r 的差值，即 $\sigma_\theta - \sigma_r$ 的大小。差值越大，井壁越易坍塌。由于水平地应力是非均匀的，即 $\sigma_{h1} \neq \sigma_{h2}$，所以井壁上的周向应力是随 θ 角而变化的（θ 角为井壁上点的矢径与最大地应力方向的夹角）。图 3－8 所示为 σ_θ 随 θ 角的变化曲线，从图中可以看出，在 $\theta = 90°$ 和 $\theta = 270°$ 处，σ_θ 值最大。因此，该两处的差应力值达到最大（因为 σ_r 在井壁各处为常数，与 θ 无关），是井壁发生失稳坍塌的位置。

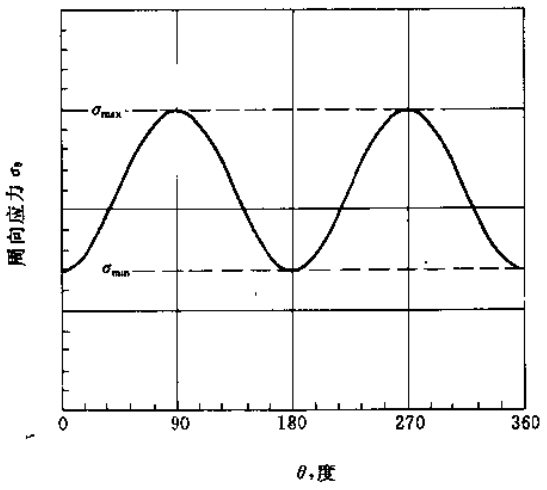


图 3－8　井壁上周向应力 σ_θ 随 θ 角的变化

注：θ 角为某点矢径与最大水平主地应力方向的夹角

由于泥页岩的渗透率极低，因此，在钻井液性能良好情况下，可以不考虑钻井液向地层渗透，而把泥页岩井壁近似看作为不渗透井壁。

极据上面的分析可知，井壁坍塌失稳是发生在 $\theta = 90°$ 和 270°处，在该处的有效差应力

$\sigma'_\theta - \sigma'_r$ 有最大值，此时井壁坍塌处的有效应力公式为：

$$\begin{cases} \sigma'_r = p_i - \alpha p_p \\ \sigma'_\theta = \eta\ [3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} - p_i]\ - \alpha p_p \\ \tau_{r\theta} = 0 \end{cases} \tag{3-19}$$

三、用库仑—摩尔强度准则计算坍塌压力

式（3－19）中的 σ'_θ 和 σ'_r 分别为井壁坍塌处的最大和最小有效主应力，将它们代入库仑—摩尔强度条件（3－12）式，便可求得保持井壁稳定所需的钻井液密度计算公式为：

$$\rho_m = \frac{\eta\ (3\sigma_{h1} - \sigma_{h2})\ - 2CK + \alpha p_p\ (K^2 - 1)}{(K^2 + \eta)\ H} \times 100 \tag{3-20}$$

式中 $K = \cot\left(45° - \frac{\Phi}{2}\right)$；

H ——井深，m；

ρ_m ——钻井液密度，g/cm^3；

C ——岩石的粘聚力，MPa；

η ——应力非线性修正系数；

σ_{h1}，σ_{h2}——水平地应力，MPa。

应该指出，（3－20）式只代表保持井壁上该地层不允许有任何坍塌崩落的钻井液密度值，如果允许地层有一定的井径扩大率，这对某些易塌夹层有时是必要的，因为钻井液密度的设计要顾及裸眼段大部分地层的稳定性的需要，对于少数强度低要求高密度钻井液来保持稳定性的地层，若情况不是很严重，也只好让其有些剥落掉块。设其井径扩大系数为 $\beta = r/r_i$（r_i 为钻头半径，r 为井眼扩大处的半径），要计算允许有井径扩大系数为 β 时的钻井液密度公式，应该用式（3－1a）和（3－1b）在设定 $\delta = 0$ 后代入库仑—摩尔准则，其结果为：

$$\rho_m = \frac{\eta p - 2CK + \alpha p_p\ (K^2 - 1)\ - QK^2}{\beta^2\ (K^2 + \eta)\ H} \times 100 \tag{3-21}$$

其中

$$p = \frac{\sigma_{h1} + \sigma_{h2}}{2}\ (1 + \beta^2)\ + \frac{\sigma_{h1} - \sigma_{h2}}{2}\ (1 + 3\beta^4)$$

$$Q = \frac{\sigma_{h1} + \sigma_{h2}}{2}\ (1 - \beta^2)\ - \frac{\sigma_{h1} - \sigma_{h2}}{2}\ (1 - 4\beta^2 + 3\beta^4)$$

四、用德鲁克—普拉格准则计算坍塌压力

将式（3－19）的 σ'_θ 和 σ'_r 及式（3－3c）代入德鲁克—普拉格准则（3－14）式，得地层坍塌压力的当量钻井液密度计算公式为：

$$\rho_m = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4b}}{2H} \times 100 \tag{3-22}$$

其中

$$B = -3\sigma_{h1} + \sigma_{h2}$$

$$b = \frac{1}{6}\left[(3\sigma_{h1} - \sigma_{h2})^2 + \ (3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} - \sigma_v)^2 + \sigma_v^2\right]$$

$$- \ [R\ (3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} + \sigma_v - 3\alpha p_p)\ + K_f]^2$$

式中 R、K_f ——地层强度参数。

五、考虑渗透作用时地层坍塌压力的计算

考虑渗透作用时井壁坍塌处的三个主地应力为：

$$\begin{cases}\sigma'_r = p_i - \alpha p_i + f\ (p_i - p_p) \\ \sigma'_\theta = \eta\ [3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} + (\zeta - f)\ (p_i - p_p)] - (1+\alpha)\ p_i \\ \tau'_{r\theta} = 0\end{cases}$$

将上式代入库仑—摩尔强度准则（3－6）式得地层坍塌压力的计算公式为：

$$p_m = \frac{\eta\ [3\sigma_{h1} - \sigma_{h2} - (\xi - f)\ p_p] + K^2 p_p f - 2CK}{(1-\alpha+f)\ K^2 - \eta\ [\xi - f - 1 - \alpha]} \times \frac{100}{H} \tag{3-23}$$

其中 $\xi = \alpha\ (1-2\mu) / (1-\mu)$；

式中 f——地层的孔隙度；

μ——岩石的泊松比；

α——Biot 系数；

η——应力非线性修正系数。

六、井壁岩石的拉伸崩落

井壁产生坍塌崩落的另一个原因是井内泥浆柱压力小于低渗地层的孔隙压力，使井壁岩石产生拉伸崩落。它多发生于过渡带的欠压实超压低渗泥页岩层中，此时坍塌压力的当量钻井液密度由下式给出：

$$\rho_b = \frac{1}{H}\ (p_p - S_t) \tag{3-24}$$

式中 S_t——地层的拉伸强度，MPa；

p_p——地层的孔隙压力，MPa。

第五节　地层破裂压力的计算

从力学上说，地层破裂是由于井内钻井液密度过大使井壁岩石所受的周向应力超过岩石的拉伸强度而造成的，即 $\sigma'_\theta = -S_t$（S_t 为拉伸强度）。从式（3－2b）中可以看出，当 p_i 增大时，σ'_θ 变小，当 p_i 增至一定程度时，σ'_θ 将变成负值，即岩石所受周向应力由压缩变成拉伸，当这种拉伸力大到足以克服岩石的抗拉强度时，地层即产生破裂造成井漏，破裂发生在 σ'_θ 最小处，即 $\theta = 0°$ 或 180°处，此时 σ_θ 值为：

$$\sigma_{\theta 1} = 3\sigma_{h2} - \sigma_{h1} - p_i \tag{3-25}$$

由于 σ_θ 变成拉伸，非线性修正系数不考虑。另外由于破裂主要发生在砂岩层，且井内压力远大于孔隙压力，因此井壁的周向应力要较大地受到钻井液向地层渗透产生渗透压力的影响，钻井液向地层渗透产生的渗透压力可用下式计算：

$$\sigma_{\theta 2} = \left(\alpha\ \frac{1-2\mu}{1-\mu} - f\right)\ (p_i - p_p) \tag{3-26}$$

综合考虑地应力及渗透压力作用时，有效周向应力 σ'_θ 为：

$$\sigma'_\theta = \sigma_{\theta 1} + \sigma_{\theta 2} - \alpha p_i$$

将 $\sigma_{\theta 1}$，$\sigma_{\theta 2}$ 代入上式有：

$$\sigma'_\theta = 3\sigma_{h2} - \sigma_{h1} - p_i + \left(\alpha\ \frac{1-2\mu}{1-\mu} - f\right)\ (p_i - p_p) - \alpha p_p \tag{3-27}$$

将 σ'_θ 代入破裂准则：

$$\sigma'_\theta = -S_t \tag{3-28}$$

可求得拉伸破裂时井内液柱压力即破裂压力：

$$p_f=\frac{3\sigma_{h2}-\sigma_{h1}-\left(\alpha\frac{2-3\mu}{1-\mu}-f\right)p_p+S_t}{1-\alpha\frac{1-2\mu}{1-\mu}+f} \tag{3-29}$$

若不考虑地层的渗透作用（对低渗泥页岩地层），则地层破裂压力的计算公式为：

$$p_f=3\sigma_{h2}-\sigma_{h1}-\alpha p_p+S_t \tag{3-30}$$

式中 p_f——地层破裂压力；

S_t——岩石的抗拉强度；

μ——泊松比。

将两个分层地应力计算模式代入（3－30）式得到两个地层破裂压力预测模式：

$$\rho_f=\frac{1}{H}\left\{\left(\frac{2\mu_s}{1-\mu_s}-K\right)(\sigma_v-\alpha p_p)+\alpha p_p+S_t\right\} \tag{3-31}$$

$$\rho_f=\frac{1}{H}\left\{\frac{\xi_1 E_s}{1-\mu_s}-\frac{2\xi_2 E_s}{1+\mu_s}+\frac{2\mu_s}{1-\mu_s}(\sigma_v-\alpha p_p)+\alpha p_p+S_t\right\} \tag{3-32}$$

式中 σ_v——所求地层的垂向地应力即上覆压力（可由密度测井求得），MPa；

μ_s——地层的静态泊松比；

E_s——地层的静态杨氏弹性模量，MPa；

S_t——地层的抗拉强度，MPa；

$K=\beta-3\gamma$；

ξ_1、ξ_2、β和γ——构造应力系数。

第六节　地层坍塌压力和破裂压力的计算及影响因素分析

根据上面介绍的地层坍塌压力和破裂压力计算方法，对各种条件下的地层坍塌压力和破裂压力进行计算。计算参数取自克拉玛依油田呼2井安集海河组，各参数的具体值如下：

井深（垂直井）：$H=2857$m；　　岩性：泥岩

地应力梯度：$\sigma_{h1}=2.73$MPa/100m；$\sigma_{h2}=1.82$MPa/100m

地层孔隙压力系数：$p_p=1.2$；有效应力系数：$\alpha=0.4$

地层强度参数：$C=11.08$MPa；$\Phi=19.8°$；$S_t=2$MPa

将上述参数代入（3－20）式和（3－30）式计算所得地层坍塌压力和破裂压力当量密度分别为：

$$\rho_m=1.78\text{g/cm}^3 \qquad \rho_f=2.32\text{g/cm}^3$$

当时井内实用钻井液密度仅为1.40g/cm³，远小于地层坍塌压力，因而造成了井壁严重坍塌，井径扩大率达25%～30%，井最终导致坍塌卡钻而侧钻。该区地层易坍塌的原因主要有二个，一是呼2井地处天山山前构造带，地应力大，另一个为该地层的强度低。

上述计算是假设地层不渗透，井径扩大率为零的条件下得出的，若上述条件或地应力、地层强度不同，则所得结果将发生变化，下面就分析地层坍塌压力和破裂压力的影响因素。

一、地层渗透性的影响

若为渗透性地层，则钻井液向井壁渗透会产生渗透压力，并导致井眼周围的孔隙压力发生变化，从而影响地层坍塌压力和破裂压力。在计算参数仍取呼2井数据的条件下，考虑渗

透作用时的地层坍塌压力和破裂压力计算结果为：

$$p'_b = 1.81 g/cm^3 \quad p_f = 2.08 g/cm^3$$

与前述不考虑渗透作用时的结果相比，坍塌压力略有提高（增加2%左右），破裂压力降低约10%，也就是说渗透作用的结果使井壁更易坍塌和更易压裂，降低了井壁稳定性。因此，在井壁上形成致密不渗透泥饼对保持井壁稳定是十分重要的。

二、地应力的影响

地应力是造成井壁岩石产生剪切和拉伸破坏的根本力源，因此地应力的大小将直接影响地层的坍塌压力和破裂压力，从（3－19）式和（3－30）式中可以看出，地应力和破裂压力不仅与两个水平主地应力有关，而且与两个水平主地应力的比值（即地应力的非均匀性）密切相关。

1. 地应力非均匀性的影响

图3－9所示为最小水平主应力为恒定值（$\sigma_{h2}=1.82$）时，地层坍塌压力和破裂压力随地应力非均匀系数 K（$K=\sigma_{h1}/\sigma_{h2}$）的变化曲线，可见随 K 值增加，地层坍塌压力近似线性增大，而破裂压力近似线性降低。当 K 值由1（均匀地应力的情况）增加至2时，坍塌压力由0.9增加至2.6。增加了约2.9倍，破裂压力由3.15降低至1.35，降低了约2.33倍，可见地应力非均匀性对地层坍塌压力和破裂压力的影响是十分巨大的。另外，从图3－9还可以看出，对于呼2井的条件，当地应力非均匀系数为1.63（即 $\sigma_{h1}=1.63\sigma_{h2}$）时，地层坍塌压力等于地层破裂压力，若非均匀系数再进一步增大，则地层坍塌压力要大于地层破裂压力，此时无法进行正常钻进，因为要使井壁不坍，则使用的钻井液密度应大于地层坍塌压力，此时必然会造成地层破裂产生漏失。

山前构造带由于地质构造运动激烈，产生了较高的构造地应力，而构造地应力具有明显的方向性，因此，地应力非均匀性（σ_{h1}/σ_{h2}）也较大，此时井壁极易产生坍塌和破裂，而且坍塌压力和破裂压力值也更为接近，井壁稳定性极差且难于处理，这是造成山前构造带井壁不稳定，钻井复杂的根本原因所在。对于不存在构造应力的地区，两个水平主地应力相等，此时 $K=1$ 为均匀地应力的情况，井壁最为稳定。

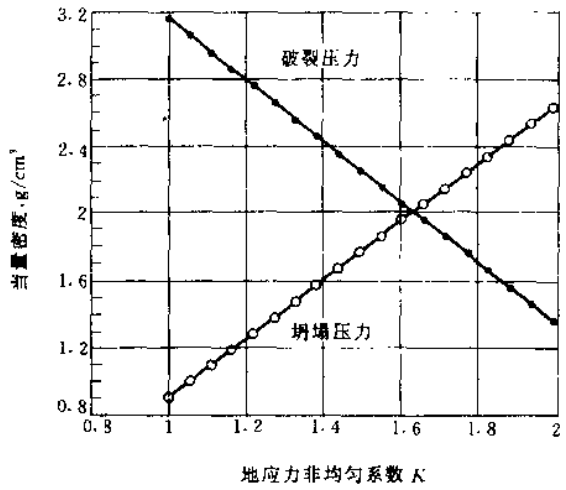


图3－9　地层坍塌压力和破裂压力与地应力非均匀系数的关系

计算时：σ_{h2}为恒定值，其它计算参数取自呼2井安集海河组

2. 地应力大小的影响

图 3－10 所示为在 $\sigma_{h1}/\sigma_{h2}=1.50$ 为恒定值的条件下（其它参数仍取呼 2 井数据），计算所得的地层坍塌压力和破裂压力与地应力 σ_{h1} 值间的关系曲线。可见随 σ_{h1} 增大，地层坍塌压力和破裂压力均近似线性增加，且破裂压力的增加速度要大于坍塌压力的增加速度，此时只须相应提高钻井液密度，可保持井壁稳定，但钻井液密度过高会造成渗漏、粘卡和钻速缓慢等一系列复杂问题，同样不利于井壁稳定。从图 3－10 还可以看出，地应力由 2.0MPa/100m 增至 3.0MPa/100m 时坍塌压力由 1.25 增至 1.95，增加速度约小于地应力的增加速度，而破裂压力则由 1.5 增至 2.55，与地应力的增加速度基本相同，也就是说，井壁稳定性与地应力大小近似为线性关系。

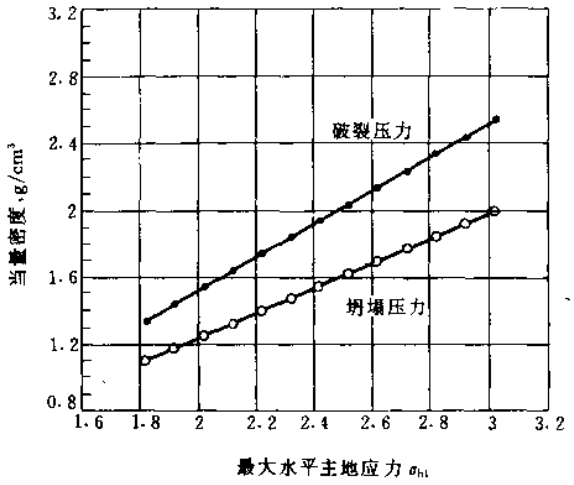


图 3－10 地层坍塌压力和破裂压力与地应力值的关系

计算时：$\sigma_{h1}/\sigma_{h2}=1.50$，其它计算参数取自呼 2 井安集海河组

三、地层强度对坍塌压力的影响

地层坍塌是由于井壁岩石所受应力超过岩石的强度，使地层产生剪切破坏而造成的，因此，地层坍塌压力必然严重受到地层强度的制约。图 3－11、图 3－12 所示为地层坍塌压力随地层强度参数 C、Φ 值的变化曲线，从图中可以看出，随强度参数 C（粘聚力）和内摩擦角 Φ 的增大，坍塌压力降低，即防止井壁失稳所需的钻井液密度要小，井壁较稳定。从图中还可以看出，坍塌压力与 C 值近似为线性变化关系，与 Φ 值近似为双曲线变化关系。

地层破裂压力随地层抗拉强度 S_t 的增加而略有增大，但由于岩石的抗拉强度一般在 2～10MPa 之间变化，对破裂压力的贡献不大，因此，地层抗拉强度在破裂压力的计算中不是主要影响因素，但地层性质（包括弹性模量和泊松比）严重影响地应力的大小（见式（2－5）和式（2－6）），因而严重影响地层破裂压力，这是造成不同地层破裂压力大小悬殊的根本原因。

四、地层孔隙压力对坍塌压力和破裂压力的影响

影响地层坍塌压力和破裂压力的另一个重要因素是地层孔隙压力（或有效应力系数），图 3－13 所示为地层坍塌压力和破裂压力随地层孔隙压力的变化曲线，从图中可以看出，随

αp_p 的增加，地层坍塌压力及破裂压力均增大，但破裂压力的增长速度小于坍塌压力的增加速度。因此，孔隙压力越大，安全钻进的钻井液密度范围越小，当孔隙压力增大至一定程度后，坍塌压力将等于破裂压力，此时无法进行正常钻进。此外，地层孔隙压力增加，保持井壁稳定所需的钻井液密度要增大，这不仅严重影响钻速，而且增加井壁渗透，使井周的孔隙压力增大，从而进一步降低井壁的稳定性，形成恶性循环，大大增加井眼的复杂程度。因此，异常高压层属不稳定地层。

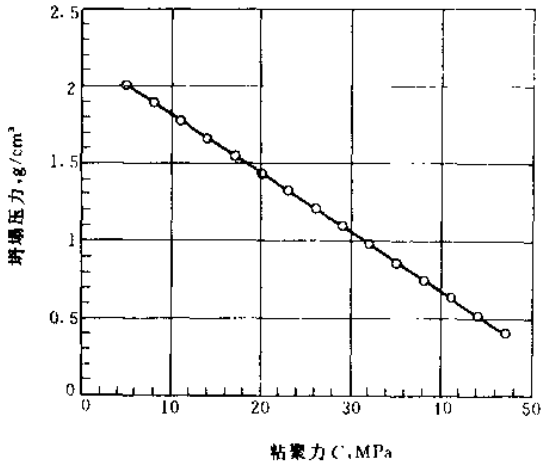


图 3－11　地层坍塌压力随岩石粘聚力的变化曲线
计算参数取自呼 2 井安集海河组

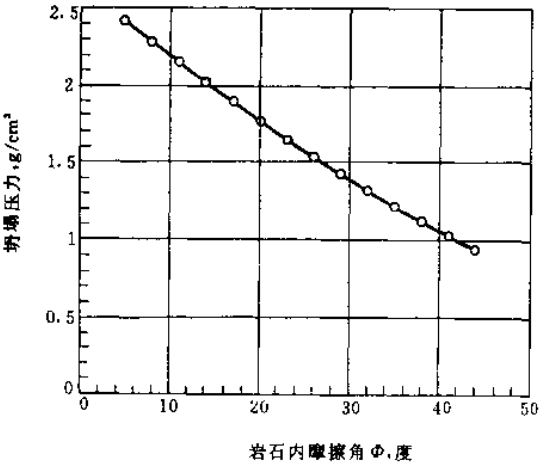


图 3－12　地层坍塌压力随岩石内摩擦角的变化曲线
计算参数取自呼 2 井安集海河组

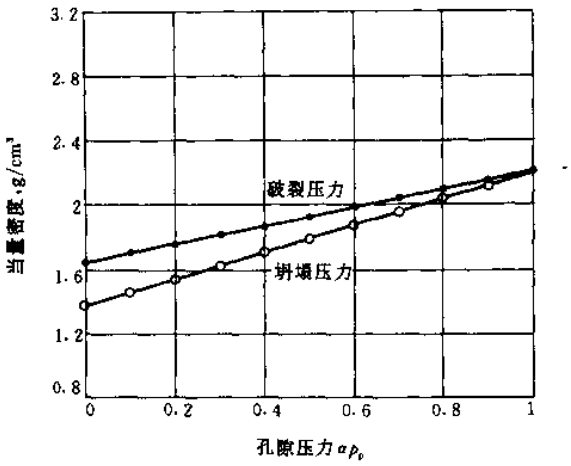


图 3－13　地层坍塌压力和破裂压力随孔隙压力的变化

计算参数取自呼 2 井安集海河组

五、地层坍塌压力与井径扩大率的关系

上面的计算结果均是假设地层不产生任何坍塌的前提下得出的，若实际钻井过程中，允许某些地层（如弱固结薄夹层）有一定程度的坍塌，则所需的钻井液密度可适当降低。图 3－14 所示为不同允许井径扩大率条件下的地层坍塌压力。从图中可以看出，对于所取计算参数，随允许井径扩大率的增加，地层坍塌压力大大降低，当井径扩大率由 5% 增至 50% 时，地层坍塌压力由 2.0 降至 0.4，降低了近 5 倍，因此，一般钻开井眼后，井壁不可能立即一次坍塌过多，而是先小范围破坏坍塌后，再逐步向纵深发展。当井壁坍塌至一定程度后，井壁应力集中减弱及坍塌层上下地层的制约，会最终形成一个稳定的井眼。稳定的井眼形状与地应力、钻井液密度和地层强度有关。

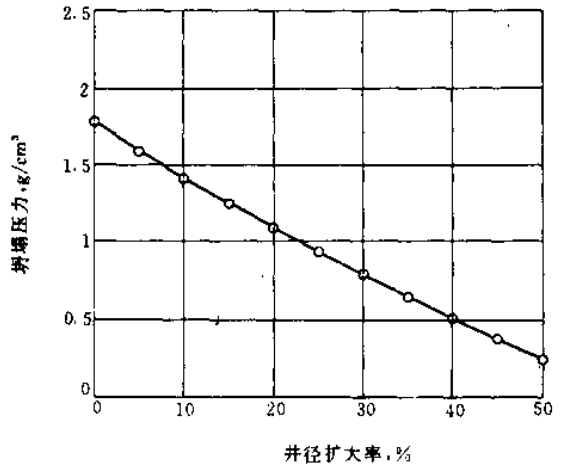


图 3－14　不同井径扩大率条件下的地层坍塌压力

计算参数取自呼 2 井安集海河组

六、其它影响因素

（1）地层的破碎程度：地层破碎或富含节理裂隙，钻井液易侵入其中，浸入的深度也大，这是不利于井壁稳定的。这方面的情况将在第七章用离散元法进行具体的计算分析。

（2）钻井液性能影响：对防塌作用来说，应要求钻井液具有低失水、高粘度、不易与地层产生水化作用而湿化侵入地层。对于裂隙性地层还应具有封堵裂隙的作用，这将在第五章的钻井液水化作用中进行专门的研究。

（3）井斜角和方位角的影响：对于不同地应力条件，尤其是当最大地应力是水平方向或是垂直方向时，其影响规律是不相同的。

第四章　泥页岩强度的测定

前面的分析表明：井壁不稳定是由于井壁岩石所受应力超过其本身的强度使地层产生剪切破坏或拉伸破坏而造成的，也就是说井壁稳定性与地层强度是密切相关的。因此，如何准确确定泥页岩的强度参数及物理力学参数在井壁稳定性研究中是至关重要的。作者通过试验模索及数据回归分析，建立了4种确定泥页岩强度参数及物理力学参数的方法：

（1）室内岩心三轴强度试验法；

（2）人造岩心强度试验对比法；

（3）露头岩心强度试验对比法；

（4）测井资料解释处理确定岩石的特性参数。

第一节　室内三轴强度试验测定岩石的强度参数

确定地层强度直观而又最为可靠的方法是对现场岩心进行模拟室内温压条件下的三轴强度试验。通过室内强度试验，可以测出泥页岩的强度参数、弹性模量、泊松比及纵、横波速度等数据。虽然室内试验所用的岩样是完整的，其尺寸与整个地层相比是很小的，但考虑到在地应力作用下，地层中的微小裂缝多处于闭合状态，岩心的试验结果对地层特性仍具有一定代表性。

一、试验方法

由于井壁围岩处于三向应力状态，所以对岩石力学状态的测定不能靠简单的单轴压缩试验方法，而必须在一定的围压和温度作用下进行试验测定，以模拟井下温压条件，取得具有代表性的数据。

本研究采用常规三轴压缩试验方法，在给定的温度条件下，对圆柱形岩样的横向施加液体围压 $\sigma_3=p_c$（见图4-1），然后逐渐增大轴向载荷，测出岩石破坏时的轴向应力 σ_1，并绘出应力—应变曲线。

为了防止围压油侵入岩样，岩样需用抗温耐油的护套封裹。根据不同围压下的强度试验结果，可绘制出岩石强度包络线（见图4-2所示），并据此求出岩石的粘聚力 C 值和内摩擦角 Φ 值。

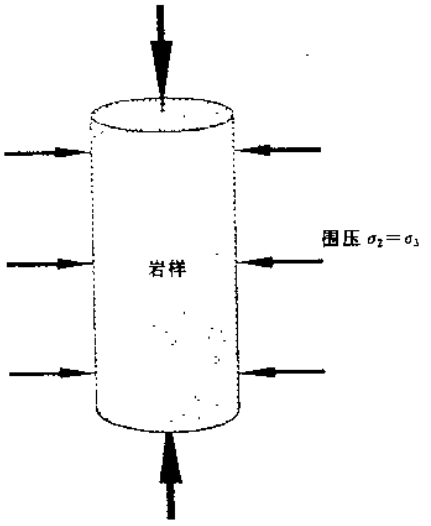


图4-1　常规三轴压缩试验（$\sigma_1>\sigma_2=\sigma_3$）

1. 岩样的制备

由于取自现场的岩心一般形状不规则，不能直接用于试验，故试验前需对岩心进行加工。室内加工岩心的过程是先用 ϕ34.5 的金刚石取心钻头在现场岩心上套取一个 ϕ34.5 的圆柱形试样，然后将圆柱形试样两端车平、磨光，使之达到国际岩石力学学会规定的试验标准，加工好的岩样尺寸为 ϕ34.5×（60～90mm）。

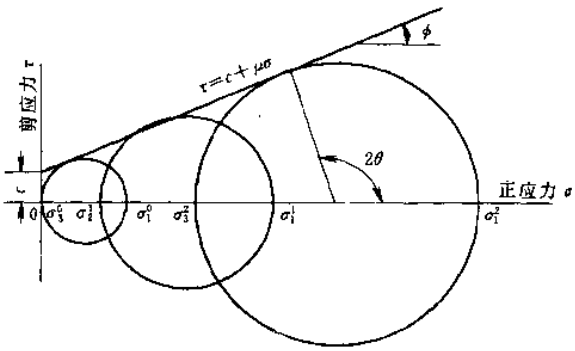


图 4－2　岩石破坏强度曲线

一般在 ϕ100 的现场岩心的同一横截面上可以取得 2～3 个 ϕ34.5 的试样，这样可以节省宝贵的现场岩心。由于泥页岩属水敏性岩石，在室内取心过程中应用特殊的清洗液以防止泥页岩崩解。另外，根据现场岩心的大小及数量情况，试样尺寸还有 ϕ50 和 ϕ25 两种，加工方法与上述方法相同。

2．试验设备

高温高压三轴强度试验装置的结构示意图见图 4－3 所示。全套装置由高温高压三轴室、围压加压系统、轴向加压系统、加温恒温系统、数据自动采集控制系统、以及声波测试系统等 6 大部分组成。

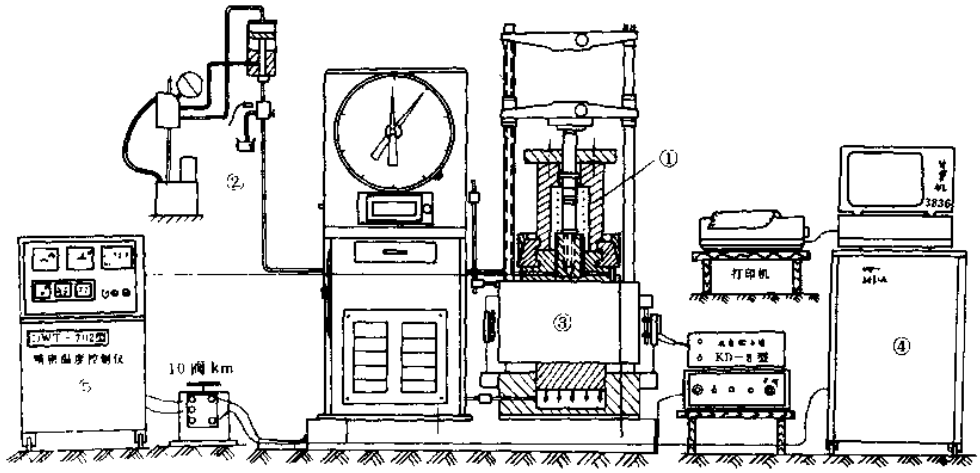


图 4－3　高温高压三轴岩石强度试验装置示意图

①高温高压釜；②围压加压系统；③轴向加压系统；④HP3054A 数据采集控制系统；⑤加温恒压系统

高温高压三轴室的设计指标为围压 200MPa，温度 200℃，可容纳岩样的尺寸为 ϕ50，高压釜内部设计成在加载过程对围压有自补偿功能，可以自行抵消围压所产生的柱塞上顶力，从而在三轴试验时压力机加在岩样上的纵向压强便等于岩样上的差应力，操作使用十分方便，三轴室中的围压靠一台液压泵及增压系统来提供，试验中岩样的应力用压力表指示。三轴室内安装有绕管式电阻丝内加热器，用来给岩样加温。三轴室中的温度由釜内热电偶和 DWT－702 型精密温度控制仪来控制，它能控制三轴室的温度升到设置值并自动使之保持恒定。岩样的应力由釜外载荷传感器来测量，岩样的应变由 LVDT 差动变压器式位移传感器或在岩样上粘贴电阻应变片来测量。试验过程中的载荷、应变信号测量由计算机控制的 HP3054A 数据采集控制系统进行数据自动采集、储存、处理并同步绘出应力—应变曲线。

岩样的纵、横波速度由釜内的纵、横波探头来测量。

3．试验过程

（1）加工好的岩样套上能长时间抗油和耐压的特制密封套（使岩样与围压油隔开），装

入高压釜内。

（2）加围压到设定值。

（3）打开 HP3054A 数据采集系统，调好程序，一切进入准备状态，开启液压机给试样施加载荷，由数据采集系统采集记录加载过程中岩样的应力、应变，直至岩样产生破坏，停止加载。同时由超声波仪测量系统测出加载过程中岩样的纵、横波速度。

（4）实验结束，数据采集系统绘出应力—应变曲线。

二、试验结果及分析处理方法

试验测得的泥页岩典型的应力—应变曲线，见图 4－4、图 4－5。从试验曲线中可以看出，在所加温度条件下，井下天然岩心的破坏均属脆性破坏，这与现场泥页岩井壁的失稳破坏大多为坍塌掉块造成井径扩大的情况是相吻合的。所试验新疆地区岩样的性质及试验结果见表 4－1。表 4－1 中岩石的破坏强度为试件破坏时的轴向应力值，试验围压为 5～45MPa 之间，温度为 80～150℃之间，基本上覆盖了 1000～5000m 井深范围内的温度压力条件。试验过程中还测出了岩石受载过程中的横向应变及纵、横波速度，用以计算岩石的动、静态弹性模量和泊松比。

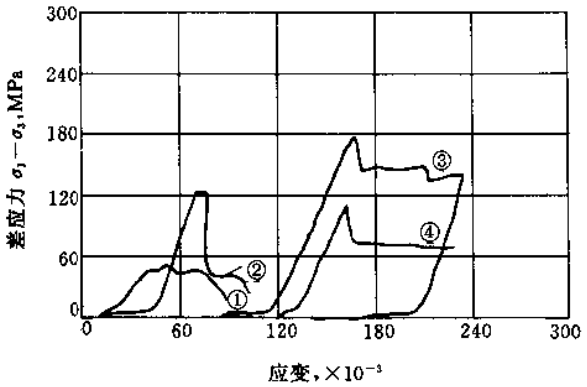


图 4－4　轮南地区侏罗系泥岩应力应变曲线

曲线①：$\sigma_3=0$，$T=20$℃；　曲线②：$\sigma_3=15$MPa，$T=130$℃；

曲线③：$\sigma_3=60$MPa，$T=130$℃；　曲线④：$\sigma_3=25$MPa，$T=130$℃

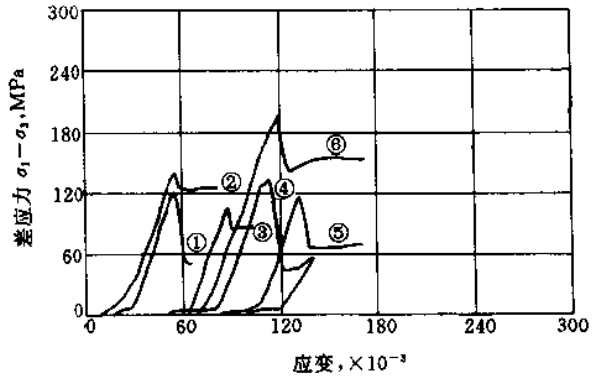


图 4－5　轮南地区石炭系灰色泥岩应力－应变曲线

曲线①：$\sigma_3=15$MPa，$T=130$℃；　曲线②：$\sigma_3=60$MPa，$T=130$℃；

曲线③：$\sigma_3=15$MPa，$T=130$℃；　曲线④：$\sigma_3=60$MPa，$T=130$℃；

曲线⑤：$\sigma_3=60$MPa，$T=115$℃；　曲线⑥：$\sigma_3=60$MPa，$T=115$℃

1. 岩石强度参数的确定方法

在第三章岩石的破坏准则中已介绍了脆性泥页岩的强度特性可用库仑—摩尔强度准则进行描述，库仑—摩尔强度准则认为岩石的破坏主要是剪切破坏引起的，当岩石破坏面上的剪应力大于岩石本身的粘聚力与该面的内摩擦力之和时，岩石即产生剪切破坏，用公式表示为：

$$\tau \geqslant C + \mu\sigma$$

用主应力 σ_1、σ_3 来表示则为：

$$\sigma_1 = \sigma_3 \cot^2\left(45° - \frac{\Phi}{2}\right) + 2C\cot\left(45° - \frac{\Phi}{2}\right) \tag{4-1}$$

式中 C——岩石的粘聚力；

Φ——岩石的内摩擦角；

μ——岩石的内摩擦系数（$\mu = \tan\phi$）。

C、Φ 值是与岩石性质有关的两个常数，它与岩石的类型及结构等有关，对于不同类型岩石，C、Φ 不同，它们由强度试验确定。将试验测得的每组岩心至少两个围压（σ_3）条件下的破坏强度（σ_1）代入公式（4-1），即可反算出岩石的强度参数 C、Φ 值。若同一组岩心进行了多个围压下的强度试验，则可由（4-1）式通过线性回归的方法来求得强度参数 C、Φ 值，此时的结果将具有更好的代表性。

2. 岩石弹性模量、泊松比的确定

根据试验测得的岩样应力—纵向应变及应力—横向应变曲线，可求得岩样的弹性模量和泊松比。

弹性模量：$E_s = \dfrac{\Delta\sigma}{\Delta\varepsilon_1}$ (4-2)

泊松比：$\mu_s = -\dfrac{\Delta\varepsilon_2}{\Delta\varepsilon_1}$ (4-3)

式中 E_s、μ_s——分别为岩石弹性模量和泊松比；

$\Delta\sigma$——轴向应力增量；

$\Delta\varepsilon_1$——轴向应变增量；

$\Delta\varepsilon_2$——横向应变增量。

注意，计算弹性模量和泊松比时，应确保所取应力、应变增量是在岩石处于弹性状态（即应力—应变关系为线性），否则将导致测量结果产生较大的误差。

表 4-1 克拉玛依油田玛湖地区泥页岩强度测试结果

序号	井号 层位 岩性	井深 m	试验围压 MPa	破坏强度 MPa	强度参数		声速，m/s		泊松比	密度 g/cm³
					C，MPa	Φ，(°)	v_p	v_s		
1	玛2井 侏罗系 砂泥岩	1560.5～ 1562.08	40	132.5	20.59	17.97	2105	1543		2.19
2			20	94.6			2070	1454		2.19
3	玛2井 侏罗系 泥岩	1949.9～ 1953.1	10	106.0	30.18	19.70	2967	2050	0.20	2.53
4			30	146.4			2876	2109		2.43

续表

序号	井号 层位 岩性	井深 m	试验围压 MPa	破坏强度 MPa	强度参数		声速，m/s		泊松比	密度 g/cm³
					C，MPa	Φ，(°)	v_p	v_s		
5	玛2井 三叠系 砂岩	2653.6～ 2661.8	40	219.1	32.16	28.16	3704	2380	0.3	2.80
6			20	163.38			3657	2353		2.83
7	玛2井 三叠系 砂岩	2661.8～ 2665.0	40	201.1	36.11	23.62	3240	2225	0.27	2.52
8			20	157.3			3146	2312	0.22	2.50
9	玛2井 三叠系 砂岩	3066.6～ 3068.98	30	146.4	32.52	17.97	2906	2084	0.23	2.38
10			10	108.5			2880	2116		2.43
11	玛2井 二叠系 砂泥岩	3235.6～ 3237.6	40	166.9	16.31	24.31	3478	2341	0.18	2.56
12			0	50.7			3510	2376		2.55
13	玛4井 二叠系 砂岩	3578.83～ 3586.51	40	180.3	17.55	29.89	3304	2200	0.18	2.47
14			10	90.59			3313	2243		2.49
15	玛2井 侏罗系 泥岩	1469.60～ 1491.42	30	76.1	18.52	4.98	2175.6	1791.1	0.142	2.20
16			20	64.2			2302.8	1831.8		2.18
17	玛2井 二叠系 泥岩	3534～ 3532.94	23	100.3	7.64	31.40	2405.4	2079.4	0.302	2.35
18			10	59.1			2683.0	2010.0		2.37
19	玛2井 三叠系 泥岩	2651.6～ 2653.6	10	96.3	18.78	30.48	2738.0	2014.3		2.38
20			0	65.7			2742.2	1936.1		2.32
21	玛4井 二叠系 泥岩	3578.83～ 3580.54	40	195.2	30.48	25.20	3304.7	3278.3		2.47
22			10	120.8			2200.0	2215.3		2.52
23	玛4井 二叠系 泥岩	3605.20～ 3610.96	30	143.3	61.3	3.02	3438.1	2382.1		2.39
24			20	124.3			3066.7	2123.1		2.50
25	玛4井 二叠系 泥岩	3605.0～ 3612.0	20	89.6	11.37	26.72	4319.4	2439.2		2.44
26			0	36.9			3817.7	3229.1		2.41

第二节　用人造岩心确定泥页岩的强度

由于泥页岩大多在非储集层，现场取心量小，而且取出的岩心大多数已破碎，无法制备成天然岩心试样，这就为通过室内强度试验来确定泥页岩的强度增加了难度。为此，作者也专门研究了采用破碎的岩心材料制造人造岩样的方法，再用人造岩样进行三轴强度试验，并使之与天然岩心进行对比，得出了人造岩心与天然岩心间强度的对比关系，为通过人造岩心来求取天然岩心的强度提供了一种新的途径。人造泥岩岩样系将取自现场的天然泥岩岩心材料（已做完强度试验）或破碎的岩心或岩屑捣碎，研磨成粉过 80 目筛，放在盛有一定活度盐溶液的干燥器中静置 4 天以上，使其吸收一定的含水量（可根据需要来选定盐溶液的类型及其浓度），然后根据需要称出岩粉量，装入特制的空心圆柱状的压制模具内，在压机上加压约 350MPa 的压力压实成岩样。所压成岩样的密度，只比天然岩心的密度小约 0.1g/cm^3 左右（由于压制压力大于 350MPa 后，用 20CrMn 钢制成的厚壁模具出现了塑性变形，所以现在压成的岩样密度达不到天然岩心的密度值）。

由于压制的岩粉来自天然岩心或岩屑材料，其矿物组分未产生变化，只要按原始岩心含水量压成的岩样，其密度能达到天然岩心的密度或其压实程度能与天然岩心相比，则人造岩样的强度理应与天然岩心的强度可以相比（当然天然岩心的层理、裂隙结构无法复制）。换言之，泥页岩的强度应与其压实程度成正比。

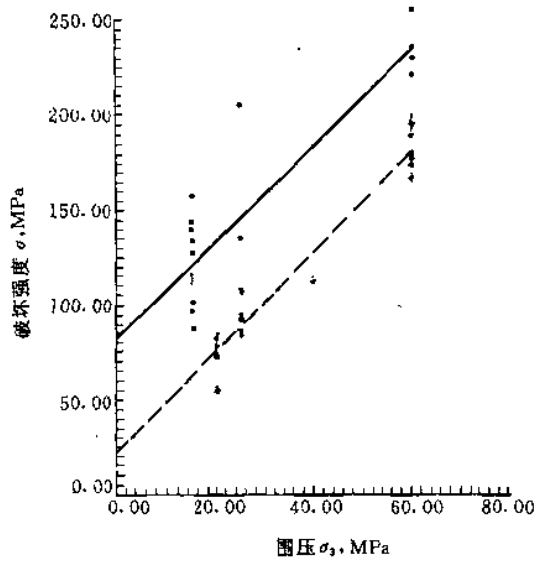


图 4－6　塔里木油田人造岩心强度对比图

- - -人造岩心；——天然岩心

根据塔里木地区天然岩心和人造岩样的强度试验结果回归出的两者的强度曲线见图 4－6，图中实线为天然岩心的强度曲线，虚线为人造岩样的。从图中可以看出，两者的强度曲线基本平行，即无论何种围压（σ_3）下，人造岩样与天然岩心的强度相差一个定值，这个定值对于本次试验条件下得出的结果为 60.7MPa。上述分析表明，对于没有完整岩心或没有进行取心的泥页岩地层，可以用泥页岩岩屑制成人造岩心来确定实际地层的强度。其求取方法为：将测出的人造岩心的强度加上 60.7MPa 即作为该岩心天然状态的强度。此方法作为试验数据的补充对于工程上有重要的意义。

用上述方法对塔里木油田英买力地区、齐满地区、吐哈鄯勒构造的泥页岩地层进行了强度测定，所得结果与现场实际符合很好，说明上述用人造泥页岩岩心来测定地层强度的方法是可行的。如果改善压制模具的强度提高压制压力，估计可使人造岩样的强度更接近于天然岩心的强度。

第三节　用露头岩心确定泥页岩的强度

前面介绍了用现场岩心和人造岩心确定泥页岩强度的方法，但对于确定新探区未钻开地层的强度时，上述二种方法均不适用，为此，作者通过实验摸索，得出了用露头岩心通过强度对比试验来确定未钻开地层强度的方法。

研究是针对新疆克拉玛依油田呼图壁构造呼2井的情况进行的，呼2井安集海河组、紫泥泉子组及东沟组地层为三个易坍层，当钻穿安集海河组后，钻井液密度已提至1.9g/cm^3，在进一步钻进过程中，多次发生井漏，且钻速十分缓慢，为此，拟提前下入技术套管封固上部不稳定井段，但对下部紫泥泉子组及东沟组地层的强度（即稳定性）不掌握，使得难以决断。为了对上述三个地层的井壁稳定性进行对比分析，对取自上述地层露头岩心及钻开层段的天然岩心进行了强度对比试验。试验是在模拟井下温压条件下进行的。

试验方法及使用的试验设备与前面介绍的相同。露头岩心于1995年7月取自齐古油田。将取自现场的岩心（包括井下岩心和露头岩心）在室内进行重加工，共获得21块岩样，并分别进行了不同条件下的强度测定。根据试验结果绘出的各地层强度曲线见图4－7和图4－8。从强度曲线中可以发现如下规律：

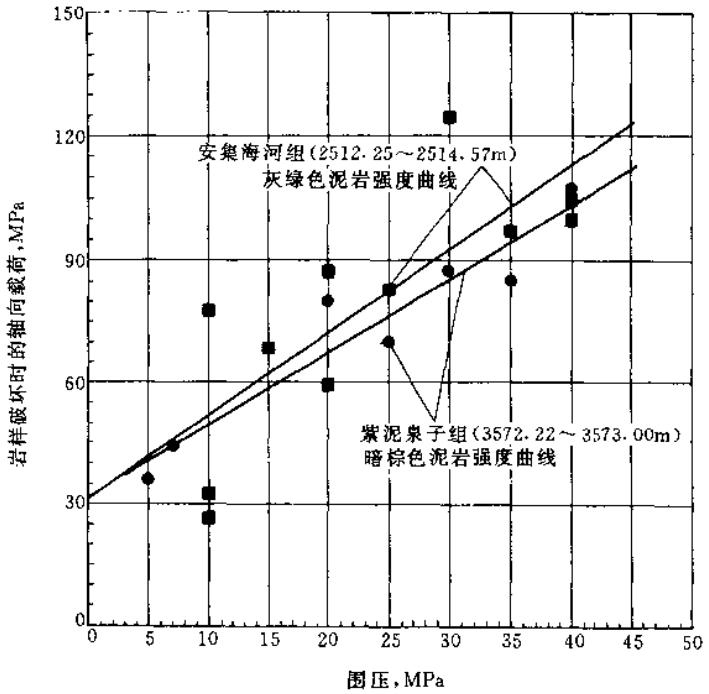


图4－7　呼2井各地层井下天然岩心强度曲线

（1）同一地层井下天然岩心的强度要大于露头岩心的强度。

（2）紫泥泉子组上部棕色泥质粉砂岩的强度与安集海河组上部灰绿色泥岩的强度十分相近（强度曲线几乎重合）。

（3）东沟组上部地层强度大于紫泥泉子组中部地层强度；紫泥泉子组中部地层强度大于紫泥泉子组上部地层强度。

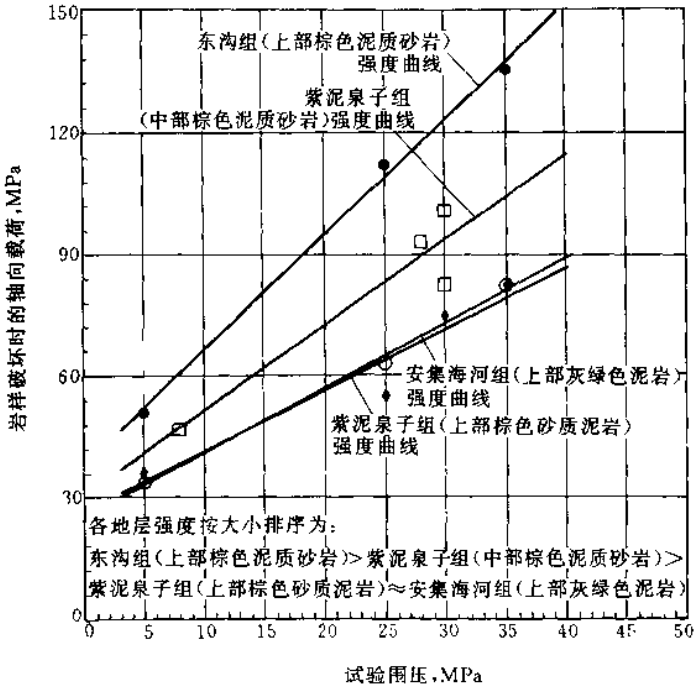


图 4－8　呼 2 井各地层露头岩心强度曲线

表 4－2　各地层强度大小对比（以围压为 35MPa 时的强度为准）

地　层	岩　性	相对强度值	修正成井下天然岩样的强度系数
安集海河组	井下天然灰绿色泥岩 (H=2512～2514m)	1	1
	露头灰绿色泥岩	0.81	0.98
紫泥泉子组上部	井下天然暗棕色泥岩 (H=3572.22～3573.00m)	0.92	0.92
	露头棕色砂质泥岩	0.77	0.94
紫泥泉子组中部	露头棕色砂质泥岩	1.02	1.27
东沟组上部	露头棕色砂质泥岩	1.34	1.68

为了便于分析，假定安集海河组上部天然灰绿色泥岩的强度为 1，则其它各地层的强度见表 4－2（以围压为 35MPa 条件下岩石的破坏强度为依据）。从表中所列安集海河组及紫泥泉子组上部露头岩心和井下天然岩心强度数据中，可以得出各地层的强度比为：

东沟组上部:紫泥泉组中部:紫泥泉组上部:安集海河组上部

=1.68:1.27:0.92:1

也就是说东沟组上部地层强度是安集海河组上部地层强度的 1.68 倍，紫泥泉子组中部的为 1.27 倍，而紫泥泉组上部的为 0.92 倍（它小于安集海河组强度）。

安集海河组及紫泥泉子组的露头岩心和天然岩心强度的比值分别为 0.81 和 0.837，平均为 0.823，这是由于它们埋藏深度不同造成的。这说明当深度增加 2500～3500m，同层位岩石的强度增大（1/0.81～1/0.837）倍。通常，可以近似认为上述地层露头岩心的强度为天然岩心强度的 0.823 倍。也就是说，对于未钻开的地层可以通过测出对应层位的露头岩心强度，并除以系数 0.823 来近似求得井下天然岩心的强度。经过修正后各地层的强度列在表 4－2 中，从表 4－2 中可以看出，由露头岩心经过修正后测出的地层强度与用天然岩心测定的强度十分接近。

第四节　声波法测定岩石的强度参数及弹性参数

一、声波法测定岩石的强度参数

采用天然岩样确定地层的 C 、Φ 值固然是比较精确的一种方法，然而泥页岩的岩心取之不易，且试验费用昂贵，更重要的是不能对所有的地层都进行试验，所以无法对地层的坍塌压力和破裂压力进行连续预测。

利用测井资料确定地下岩层的强度参数 C 、Φ、S_t 和弹性参数 E、μ 值，进而实现地层坍塌压力和破裂压力的连续预测是一项很有希望的新的应用技术，其原理是地层的强度力学特性与其纵、横波速度（或时差）之间存在着一定量关系，只要通过室内的试验研究，寻找出它们之间的定量关系，便可将其应用于井壁稳定的力学分析研究中，并可编制成“井壁稳定力学分析（BSMA）”程序。

Deer 和 Miller（1966）根据大量的室内试验结果曾建立了砂泥岩的单轴抗压强度和动态杨氏模量以及岩石的泥质含量 V_{cl}之间的关系：

$$\sigma_c = (0.0045 + 0.0035 V_{cl})\ E_d \tag{4-4}$$

式中　σ_c 和 E_d 的单位均为 MPa，V_{cl}为泥质百分含量。

后来，Coates（1980，1981）又提出了沉积岩的粘聚力 C 和单轴抗压强度 σ_c 的经验关系式：

$$C = 3.626 \times 10^{-6} \sigma_c K_d \quad \text{MPa} \tag{4-5}$$

式中　K_d——岩石的动态体积压缩模量。

$$K_d = E_d / 3\ (1 - 2\mu_d) = \rho\left(v_p^2 - \frac{4}{3} v_s^2\right)$$

根据纵、横波在岩石中的传播特性可推得动态弹性模量 E_d 和泊松比 μ_d与纵波速度 v_p 和横波速度 v_s 间的关系式：

$$E_d = \rho v_s^2 (3v_p^2 - 4v_s^2) / (v_p^2 - 2v_s^2) \tag{4-6}$$

$$\mu_d = (v_p^2 - 2v_s^2) / 2(v_p^2 - v_s^2) \tag{4-7}$$

因此根据（4－4）式～（4－7）式可推得：

$$C = A\ (1 - 2\mu_d) \left(\frac{1 + \mu_d}{1 - \mu_d}\right)^2 \rho^2 v_p^4\ (1 + 0.78 V_{cl}) \tag{4-8}$$

式中　A——常数，取决于公式推导的条件和所采用的计算单位。

式（4－8）中的 v_p 亦可用纵波时差 $1/\Delta t_p$ 来代替，因为波速和时差是互为倒数的。地

层密度 ρ、纵波时差 Δt_p 或波速 v_p 以及泥质含量 V_{cl}，均可由测井资料求得。而动态泊松比 μ_d，对于泥页岩来说，一般在 0.2 ~0.3 之间。研究表明在此范围内，μ_d 的改变对 C 值的影响极小，当 μ_d 从 0.2 变至 0.3 时，C 值仅增加 2%。所以在计算泥页岩的 C 值时，可取 $\mu_d=0.25$，这样根据声波测井、密度测井、伽马测井资料我们就可根据式（4－8）求得地层粘聚力 C 值。

对岩石的另一个强度参数内摩擦角 Φ 的计算，在斯伦贝谢公司推出的力学稳定性测井（MSL）软件中假定所有岩石的内摩擦角为 30°，这与实际情况是不相符合的，岩石的类型、颗粒大小等均对 Φ 有很大影响。一般岩石的 Φ 值与 C 值存在着一定的对应关系，其相关关系的建立应根据试验数据的回归来实现。根据玛湖油田 13 组岩心的实测强度参数值，通过回归分析得到泥页地层内摩擦角 Φ 与粘聚力 C 间的相关关系式为：

$$\Phi=36.545-0.4952C \tag{4-9}$$

式中 Φ——内摩擦角；

C——粘聚力。

岩石的另一个强度参数 S_t（抗拉强度）可通过下式求得：

$$S_t=(0.0045+0.0035V_{cl})E_d/12$$

式中 E_d——动态弹性模量，由（4－6）式求得；

V_{cl}——泥质含量。

二、测井资料确定泥页岩的静态弹性参数

在预测地层的坍塌压力和破裂压力的过程中，需要掌握地层的弹性模量和泊松比，前面已经推导出了地层动态弹性模量和动态泊松比与其纵、横波声速间的相关关系，但这种动态性质反映的是地层在瞬间加载时的力学性质，与地层所受载荷为静态的不符，因而不能直接应用于实际。在以往的研究中是先求出岩石的动态弹性参数，再建立动、静参数间的相关转变关系来求取静态参数。在“七五”期间，我们通过室内岩石力学动、静弹性参数的同步测试试验，建立了砂岩的动、静弹性参数转换关系式为：

$$\mu_s=A_1+B_1\mu_d$$

$$E_s=A_2+B_2E_d$$

式中 μ_s、μ_d——分别为静态和动态泊松比；

E_s、E_d——分别为静态和动态弹性模量；

A_1、B_1、A_2、B_2——转换系数，与岩性及岩石所受应力有关。

根据华北油田砂岩的试验结果回归得到的各系数值为：

$$A_1=0.24543-0.155483\lg\sigma$$

$$K_1=0.050248+0.364781\lg\sigma$$

$$A_2=198.4+1810.2\lg\sigma$$

$$K_2=0.066184+0.160931\lg\sigma$$

式中 σ——岩石所受差应力（上覆地层压力与测井时泥浆柱压力之差）。

目前，泥页岩的静态弹性模量和泊松比与其声速间的相关性研究较少，尚没有成熟的模式可以借用。作者通过大量试验研究，建立了这种相关关系，并应用于地层井壁稳定的分析中。

试验原理是将取自地下的岩心在室内进行模拟井下温压条件下的三轴加载试验，测出不

同围压、轴向载荷条件下岩心的纵、横向波速及静态模量和泊松比，再通过多元非线性回归分析建立它们的相关关系。

第五节　地层有效应力系数的确定

沉积岩是多孔介质，其孔隙中含有一定的压力流体，因此，孔隙压力对岩石的强度会产生明显的影响。一般说来，孔隙压力越大，岩石骨架所受的有效应力和强度也越小，但其影响的程度取决于其孔隙度的大小、孔隙间的连通情况、渗透率以及进入孔隙的流体的化学属性。在流体相对于岩石组分说来是化学惰性时，它的化学影响可忽略不计。

特查希（Terzaghi）1923 年提出了用有效应力的概念来衡量孔隙压力对岩石应力的这个影响，设对岩石施加正应力 σ 和孔隙压力 p_p 时，岩石骨架实际上只承受的有效应力 σ' 为两者之差值，即

$$\sigma' = \sigma - p_p \tag{4-10}$$

式中　σ'——有效正应力；

p_p——孔隙压力；

σ——正应力。

由于泥页岩的孔隙度和渗透率很小，毕奥特（Biot）在研究多孔材料的弹性性质时提出应对（4-10）式修正为：

$$\sigma' = \sigma - \alpha p_p \tag{4-11}$$

$$\alpha = 1 - C_r/C_B \tag{4-12}$$

式中　α——有效应力系数（Biot 系数），对于多数沉积岩 $f \leqslant \alpha \leqslant 1$；

f——岩石的孔隙度；

C_r——岩石骨架的体积压缩率；

C_B——岩石的容积压缩率。

岩石的有效应力系数 α 值在岩石井壁力学稳定性研究中是一个十分重要的参数，只有当岩石的孔隙度和渗透性足够大时可以近似的取 $\alpha = 1$，对于泥页岩类致密岩石 $\alpha < 1$。作者采用声波法测定 α 值，以高度致密的板岩及石英 分别作为泥页岩及砂岩的骨架来测定岩石骨架的体积压缩系数，而用实际岩心测定岩石的容积压缩系数。

用声波仪分别测出泥页岩、砂岩和板岩及石英的纵横波传播速度，并测出两者的密度值，则可用下式计算系数 α 值：

$$\alpha = 1 - \frac{\rho\left[3v_p^2 - 4v_s^2\right]}{\rho_g\left[3v_{pg}^2 - 4v_{sg}^2\right]} \tag{4-13}$$

式中　ρ、ρ_g——分别为岩石及岩石骨架（板岩或砂岩）密度，g/cm^3；

v_{pg}、v_{sg}——分别为地层骨架的纵、横波速度，m/s；

v_p、v_s——分别为地层的纵、横波速度，m/s。

试验测得的板岩（泥页岩骨架）的参数为：

$$\rho = 3.16 g/cm^3$$

$$v_p = 3182.0 m/s$$

$$v_s = 1928.4 m/s$$

石英（砂岩骨架）的参数为：

$$\rho = 2.65\text{g/cm}^3$$
$$v_p = 5750\text{m/s}$$
$$v_s = 3090\text{m/s}$$

地层的纵、横波速度和密度可在室内用声波仪测得或分别由声波测井及密度测井曲线中得到，代入（4－13）式即可求得地层的有效应力系数，进而求得有效应力。

在室内对取自塔里木油田的泥页岩岩心的有效应力系数进行了测定，测量数据及计算的 α 值见表 4－3。

表 4－3 所列测定结果的平均值 $\alpha = 0.40$，可作为泥页岩的有效应力系数（在缺乏数据时）。

表 4－3 声波法测有效应力系数结果

岩心号	纵波速度 m/s	横波速度 m/s	密度 g/cm³	α
150	3084.2	2293.5	2.64	0.59
151	2908.6	2005.9	2.64	0.50
152	2894.7	1793.5	2.56	0.36
153	2894.7	1793.5	2.56	0.36
板岩	3182.9	1928.4	3.16	

第五章　泥页岩井壁稳定的力学与化学耦合分析

研究钻井液对井壁失稳的影响应当与井壁稳定力学相结合，着重研究钻井液与泥页岩作用所产生的水化应力和井壁泥页岩的吸附水状况（是距井轴半径和时间的函数）及对围岩的应力分布、弹性模量和强度参数的影响。因为归根到底，井壁岩石的破坏和失稳都是力（包括岩石应力和化学应力）的作用结果。

第一节　钻井液和泥页岩的水化作用

泥页岩是一种由水敏性粘土矿物组成的岩石，其与钻井液的相互作用是必然的，然而由于它结构和组分上的特点，对于采用不同的钻井液体系，这种作用的差别也是很大的。

一般说来，从钻开井眼开始，泥页岩地层与钻井液在井下压力和温度条件下的接触会产生以下的相互作用：（1）离子交换；（2）泥页岩和泥浆中水的化学势（或称活度）差异产生了水的运移渗透作用；（3）泥页岩中的孔隙毛管力作用产生的水分渗析；（4）在井底压差作用下泥浆中的水沿泥页岩的微裂隙侵入。总的结果一般是使泥页岩吸水膨胀产生水化应力，有的岩石产生分散，有的不分散但增多裂缝，扩展裂缝，减弱了强度。

Chenevert，Mody，Hale 和 Steiger 等研究了这种水化应力，在假定泥页岩具有半透膜的条件下（即水分子可以进出泥页岩但离子则不能），水化应力的数值可由钻井液和页岩中水的活度（化学势）所决定。水化应力等于：

$$P_\pi = \frac{RT}{V}\ln\alpha_w \tag{5-1}$$

$$\alpha_w = \frac{(A_w)_m}{(A_w)_{sh}}$$

式中　R——气体常数，$R=0.083$（L·atm）/（mol·K）；

T——绝对温度，K；

V——纯水的偏摩尔体积，$V=0.018$L/mol；

$(A_w)_m$——钻井液的活度；

$(A_w)_{sh}$——页岩的活度。

由（5-1）式可知，当 $(A_w)_m > (A_w)_{sh}$ 时，$\ln\alpha_w$ 为正值，泥页岩将从钻井液中吸水，产生水化膨胀，增大井壁的孔隙压力，减弱强度，这不利于井壁的稳定，反之，泥页岩产生解吸脱水，减小井壁的孔隙压力，强度增大等有利于井壁的稳定，因此，从活度平衡的理论出发，要求降低钻井液的活度。研究表明，控制调节钻井液中不同盐的含量或使用特殊的处理剂可以改变钻井液的活度。表 5-1 中列出了一些溶液的活度可供选择钻井液组分时参考。泥页岩的活度较难确定，笔者认为首先应掌握地层条件下泥页岩的含水量，这大概可以用已知地层水成分和矿化度情况下，去恒湿器内使岩样与溶液活度达到平衡后（静置至少 15 天）测量得到。然后用同样道理做出该页岩的吸附等温线（用已知不同活度的溶液在恒湿器内与页岩进行活度平衡），该曲线给出页岩的含水与其活度的关系，于是在测得地层在地下含水

量的条件下便可得到该页岩的活度值。

表 5－1　一些溶液的活度

溶　液	活　度	溶　液	活　度
纯水	1.00	2.8%KCl	0.99
6.0%NaCl	0.97	15.7%KCl	0.98
11.7%NaCl	0.925	11.4%KCl	0.95
20%NaCl	0.83	14.3%KCl	0.935
27%NaCl	0.75	19.5%$MgCl_2$	0.94
5.49%$CaCl_2$	0.95	5.0%甘油	0.99
11.61%$CaCl_2$	0.90	10.0%甘油	0.98
23.61%$CaCl_2$	0.80	20.0%甘油	0.96
51.06%$CaCl_2$	0.55	5%甘油＋5.7%KCl	0.97
71.53%$CaCl_2$	0.35	10%甘油＋5.7%KCl	0.94
$CaCl_2$ 饱和溶液	0.295	KH_2PO_4 饱和溶液	0.96
$ZnCl_2$ 饱和溶液	0.10	$Ca(NO_3)_2$ 饱和溶液	0.505
KBr 饱和溶液	0.84	$K_2Cr_2O_7$ 饱和溶液	0.98

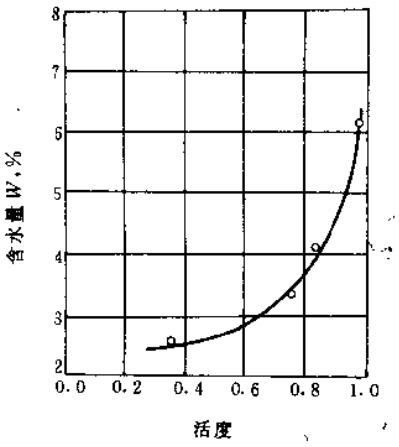


图 5－1　大港沙一段页岩的吸附等温线

图 5－1 是我们对大港油田沙一段页岩做出的吸附等温线例子，根据该曲线，如此页岩地下含水为 4.0%，则可查得其活度为 0.82。

但是（5－1）式是在页岩为半透膜的假定下得出的，半透膜的假设还有待研究证实，且（5－1）式只能反映井壁岩石与钻井液直接接触所产生的水化现象，而未能描述井壁内岩体中水化过程的应力变化。为了分析水化应力作用，我们认为，必须首先通过试验，在模拟井下环境的钻井液作用下掌握以下规律和数值：

（1）井周泥页岩岩体中的含水量 W 随距离 r 和时间 t 的变化规律。

（2）在垂直层面和平行层面方向上，泥页岩的吸水膨胀应变 ε_μ 和 ε_h 和其吸水量 W 间的关系。

（3）泥页岩在给定条件下对钻井液的吸水能力，或即吸水扩散渗透常数 C_f 值（其定义将在后面介绍）。

一、模拟试验装置

为了研究水化作用，我们首先利用常规三轴试验机改装成一套有钻井液循环的模拟井眼水化的试验装置（图 5－2），可对空心圆柱形泥页岩样品施加轴压（模拟上覆压力）、围压（模拟水平向地应力）和孔眼压力（模拟井内液柱压力），在高压三轴室外用电热丝加热使岩样升温（模拟地层温度）。

轴向载荷由液压式压力机提供，最大轴向负荷为 980kN，一台 WY30－3A 型液压稳压器通过电磁阀和气控液压阀控制压力的输出，自动稳压周期长，可输出不同压力而互不干扰，最大输出压力为 30MPa，精度在 0.2MPa 左右，本试验使用了两个液压输出通道，一个用于恒定围压，一个用于稳定轴压。钻井液循环系统由一台 ZJ－63/32 型耐腐蚀的往复式柱塞计量泵来实现，该泵采用 N 型摆轮进行排量调节，液力端用高强度不锈钢制成，最大排

量为 63L/h，最大工作压力 32MPa。用手摇泵通过液压油—钻井液转换器给钻井液循环系统加压以保持循环压力。

岩样的加温由釜外电热加温，经液压油把均匀温度传给岩样，设定的温度由釜内热电偶及一台 DWT－702 型温控仪对系统进行自动恒温，控制精度可达±0.5℃。

数据采集系统为 HP－3054A 型，与各种传感器配合可测量、控制多种电压，电流和电阻形式的信号。本试验中测量了岩样的轴向应变（设在釜外的差动变压器式位移计）、轴向载荷（釜外载荷传感器）、围压和钻井液循环系统的进出口压力（用表盘式压力表或电阻应变式的液压传感器测量）。

试验用的空心岩样多数系人工压制的，材料取自井场捞取的井下掉块或岩屑，冲洗干净，烘干，碾碎过 100 目筛，然后放入模具中在 690kN 载荷下压制成外径 102mm，内径 10mm，高度 100mm，含水量为 6.0%的试件（压制压力达 88MPa），岩样的密度达到 2.1～2.2 g/cm^3 左右。

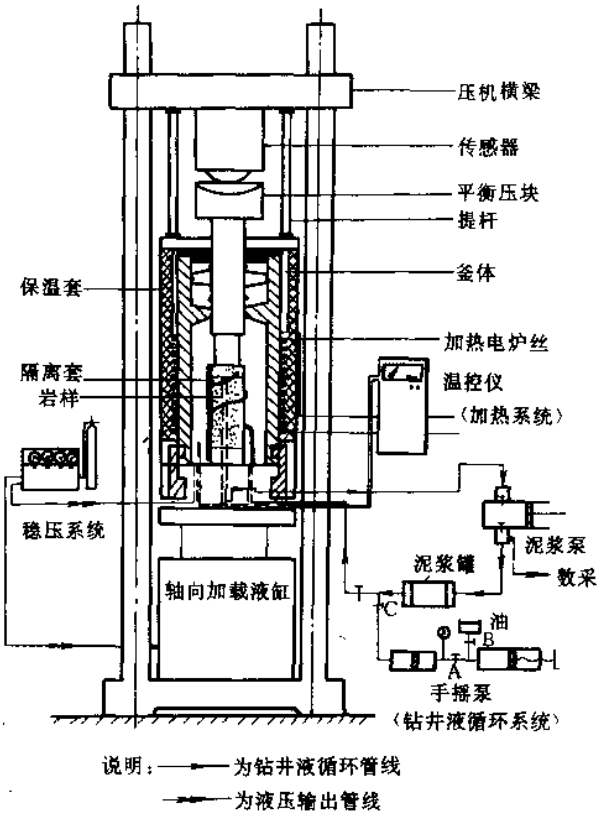


图 5－2　模拟水化试验设备图

二、试验程序

岩样用隔离套封裹后装入高压室，将配制好的试验钻井液装入罐中，检查试验系统各部分，使之处于正常工作状态。试验开始前，首先启动压力机对岩样略加少许轴向载荷，再用 WY30－3A 稳压器给高压室加围压至 5MPa，然后打开温控仪给高压室加热使岩样温度升至 70℃，再将围压升到试验值，调节压力机载荷至所需的值（轴向应力值）。用手摇泵给泥浆罐加压至试验值，调节泥浆泵排量，开动泥浆泵进行钻井液循环，试验开始计时。

在试验过程中靠数采控制系统使上述各项试验值保持恒定，并记录监测这些数据随时间的变化。记录下的量为岩样的轴向应变随时间的变化。

预定的试验时间结束时，进行降温卸载，迅速取出岩样，将其沿直径方向劈开，并沿轴线方向劈开以观察岩样的浸水情况和破坏情况，并沿半径方向以不同距离取样，用烘干称重法测量不同半径处的含水量。

三、试验结果及分析

本试验用取自大港油田下第三系沙河街组，埋深 1800m 左右的泥页岩岩屑制成试样，材料中的粘土矿物或分为伊利石 29.3%、伊蒙混层 55.4%、高岭石和绿泥石各占 2.6%和 2.7%，基本上不属于分散膨胀型泥页岩，为中等水化程度。

使用的钻井液有基浆（用蒙脱土和淡水配成）、复钾基钻井液和聚合物钻井液三种。

试验可得到以下具有规律性的结果：

1. 孔壁周围不同半径处的吸水量变化（图 5－3）

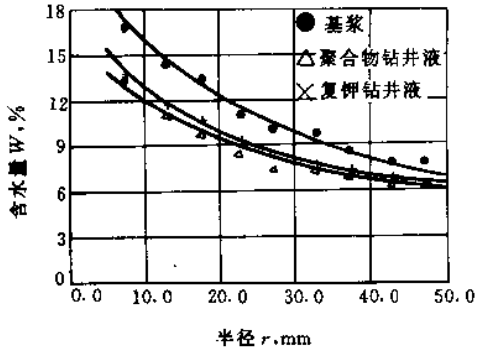


图 5－3　孔壁周围不同半径的吸水量变化

人造岩样，试验时间 $t=10$h，

$\sigma_r=24$MPa，$p_m=15$MPa，

$p_c=17$MPa，$W_0=6\%$

由于岩样尺寸关系，试验一般进行 10h。由试验曲线可以看出：

（1）在岩样孔壁上的含水量最大，达到饱和值 W_s，对于所试验的泥岩，W_s 约等于 14%～18%，对于不同钻井液略有差别。

（2）吸水量随距孔轴半径的增大而减小，在给定时间内，$W=f(r)$系非线性关系。可以预期，如果岩样尺寸很大，当时间 t 足够大时，当 r 达到一定值后由于吸水渗透阻力增大使该处泥岩停止吸水，W 值将趋于原始地层含水量 W_0，本试验经 10h 后，当 $r=50$mm 时，含水量大约达到了原始值 6% 左右。

（3）$W(r,t)$曲线形状与钻井液类型及其配方有关。对于本试验，用蒙脱土和淡水配制的基浆对岩样的作用最强，复钾钻井液次之，聚合物钻井液的作用最弱。因此本试验可以对不同钻井液的优越性进行检验比较。

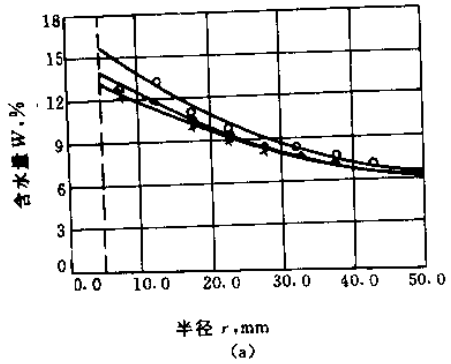
（4）钻井液循环压力对泥页岩吸水有影响，（如图 5－4 所示），从图 5－4 可以看出，人造岩样和天然岩样有同样的吸水规律。在同一作用时间里，随着钻井液循环压力的增大，在相同半径处的泥岩含水量有所增加。这意味着，提高钻井液的密度一方面可以降低井眼围岩的应力水平，有利于井壁的稳定；另一方面钻井液压力大，泥岩吸附水的渗透压差要增大，使泥页岩的含水量升高，从理论上讲水分入侵的深度亦会有所增大，从而降低了井壁岩石的强度，这是不利于井壁稳定的。因此，从水化角度来分析，用提高钻井液密度来防塌应当要适度，尤其是对于含有微裂隙，节理的脆性泥页岩，钻井液中的水分在高液柱压力下会侵入很深。而且侵入的速度也快。图 5－4（b）中的第 2 条曲线是用含有裂隙的岩样做的，因此尽管液压较小（只有 4MPa），作用时间也短（只有 18h），但岩样的含水量却比第 3 条曲线（$p_m=10$MPa，$t=24$h）的大。可见，对于碎裂、节理性地层不应一味提高钻井液的密度，应采用能对井壁裂隙口处起封堵作用的钻井液处理剂（例如磺化沥青）以减缓、阻止水分的侵入，减少泥页岩的吸水，提高井壁的稳定性。

吐哈油田鄯勒构造的八道湾煤层因富含裂隙节理，不宜采用过高的钻井液密度就是这个道理。

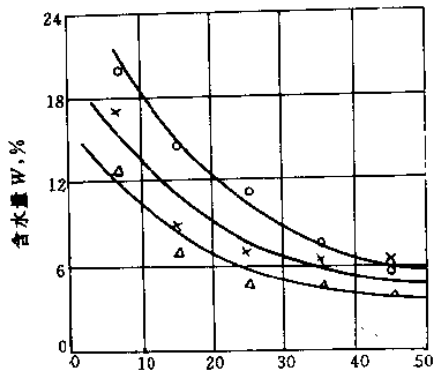
2. 孔壁周围泥页岩吸水随时间的变化规律

在进行了不同时间的上述试验后切开岩样测量不同半径处的含水量，可以绘成岩样吸水量随时间的变化曲线（图 5－5）。

从图 5－5 可以看出，在靠近孔壁处，因为直接与钻井液接触。吸水速度很快，含水量迅速接近饱和值（对该泥岩与复钾钻井液，W_s 约等于 15%）。在岩样截面的中间部位，水分在岩样中的渗透迁移需要较长时间，经过 10h 后，含水量约达到 11 %，而在岩样的外表面上，因离开钻井液循环孔眼更远，水分的吸附速度和吸附量大大减弱，经过 10h 后，只有 7%（即水分的增量只有 1%左右）。



(a)



(b)

图 5－4　钻井液循环压力对泥页岩吸水的影响

(a) 人造岩样，W_0=6%复钾钻井液；(b) 天然岩样（大港沙一段），W_0=2.83%复钾聚合物钻井液

如果岩样尺寸更大些，随着时间的继续延长，可以预期各半径处的含水量还会有所增大，但 $W=f(r, t)$ 的规律可在图 5－5 曲线的基础上进行外推得到。

当试验 5～8h 后切开岩样，观察发现，在岩样的横断面上出现了环状的水化带，水化带的边缘虽然不是十分清晰，但可以看出从内到外由于吸水量的差别，出现了颜色由深到浅的变化。此外，还发现孔壁周围先后出现了径向和周向的裂纹，可能是由于开始孔壁上应力最大又首先与钻井液接触，水化作用先产生了径向裂纹，促进了水分子向岩石中侵入，尔后由于最大应力转移到井壁内点上从面转向形成平行孔壁的周向裂纹。关于水化作用使孔壁内点处出现是大应力的分析，我们在后面将会讨论到。

上述试验结果推广应用于井下实际情况，我们对井周水化可以得到如下的认识：

(1) 泥页岩与钻井液在井下压力和温度条件下的作用结果，导致围岩吸水形成水化带。水化带范围的大小取决于地层和钻井液的特性、液柱压力、钻井液与地层的作用时间、地层和钻井液的温度等。目前的测井技术还难以确定泥页岩水化带的深度范围，但估计如地层不

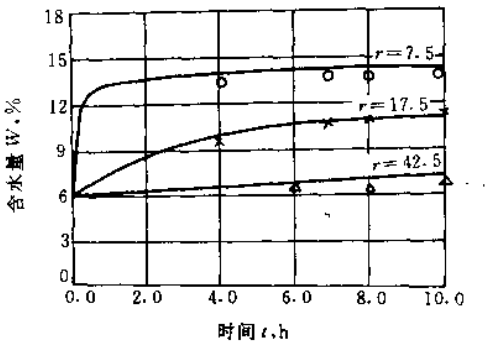


图 5-5 不同半径处岩样含水量随时间的变化
复钾钻井液，人造岩样 $\sigma_2=24$MPa，$p_m=15$MPa，$p_c=17$MPa，$W_0=6\%$

存在天然裂隙的条件下，水化带的最终半径大约数倍于井眼半径，若以 8/2″井眼而言，钻井液水侵入地层的深度不到 1m。

(2) 井壁上的泥页岩吸水量会很快达到饱和值 W_s，该值与钻井液性质有关，而与作用时间长短关系不大。水化带边缘处的地层含水接近于原始含水量 W_0 值。

(3) 由于井周水化带的形成，使井周围岩变成了随半径而变化的变含水、变模量和变强度的复杂岩体介质。因此，在分析井壁稳定力学与化学耦合问题时必须对这“三变”材料进行定量研究。

根据 C.H.Yew 的意见，井周的水化可以用一个水分的扩散方程来描述。令 q 为井壁泥页岩的水分吸附质量流量，$W(r,t)$ 为距井轴 r 处时间为 t 时的吸附水量重量百分比，在柱坐标情况下，水分吸附的基本方程为：

$$\frac{1}{r}\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}r}\left(r\frac{\mathrm{d}W}{\mathrm{d}r}\right)=\frac{1}{C_f}\left(\frac{\mathrm{d}W}{\mathrm{d}t}\right) \tag{5-2}$$

边界条件为 $r=a$，$W=W_s$（饱和含水量）

$r\to\infty$，$W=W_0$（地层原始含水量）

式中 C_f——吸水扩散渗透常数，由试验确定，与泥页岩和钻井液性质及作用的温度和压力有关。

由图 5-3、5-4 及 5-5 可知，井壁表面上的吸水会迅速达到饱和值 W_s，此值与钻井液性质有关。从井壁防塌而言，要求钻井液与页岩作用产生的 W_s 值应尽可能少。C.H.Yew 提出方程 (5-2) 的解可写为：

$$W(r,t)=W_0+(W_s+W_0)\left[1+\int_0^\infty e^{-C_f\zeta^2 t}\frac{J_0(\zeta r)Y_0(\zeta a)-Y_0(\zeta r)J_0(\zeta a)}{J_0^2(\zeta a)+Y_0^2(\zeta a)}\frac{\mathrm{d}\zeta}{\zeta}\right] \tag{5-3}$$

其中 $J_0(\ )$ 和 $Y_0(\ )$ 分别是零阶第一类和第二类 Bessel 函数。(5-3) 式亦可用数值方法求解。

Yew 认为，方程 (5-3) 中的吸附扩散常数 C_f 可以从图 5-6 所示的水分吸附试验中测得。由于试验条件是一维的，描述水分吸附的特征方程可写为：

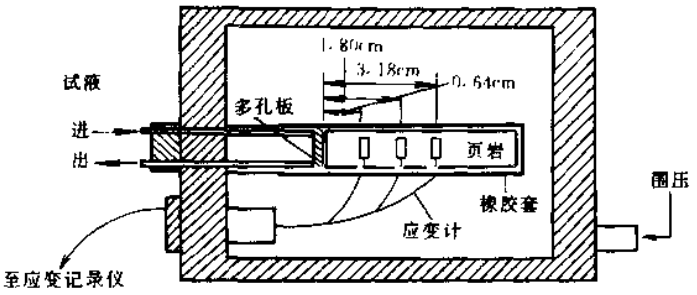


图 5-6 流体浸入页岩的一维水化试验

$$C_f \frac{d^2W}{dx^2} = \frac{dW}{dt} \tag{5-4}$$

边界条件为：

$x=0$ 时，　　$W=W_s$

$x\to\infty$ 时，　　$W=W_0$

方程（5－4）的解为：

$$W(x) = W_0 + (W_s - W_0)\ \mathrm{erfc}\left(\frac{x}{2\sqrt{C_f t}}\right) \tag{5-5}$$

其中　erfc（　）为误差补偿函数。

把（5－5）式与实测的水吸附数据（图 5－7）拟合，即可求得泥页岩的吸水扩散常数 C_f（图中曲线为拟合曲线）。

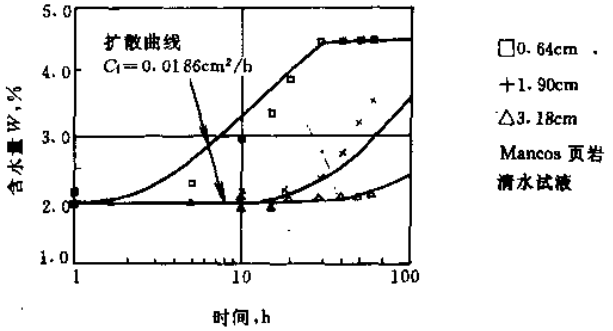


图 5－7　$W(x)$ 的一维试验结果（无围压）

（Chenevert，1970）

Chenevert 给出 Pierre 页岩与水接触时，吸附扩散常数 $C_f=0.0434\mathrm{cm}^2/\mathrm{h}$；与 4% NaCl 溶液接触时，$C_f=0.0146\mathrm{cm}^2/\mathrm{h}$；与 20% NaCl 溶液接触时，$C_f=0.0068\mathrm{cm}^2/\mathrm{h}$。而 Mancos 页岩与水接触时，$C_f=0.0186\mathrm{cm}^2/\mathrm{h}$。因此 C_f 值是随页岩类型及溶液性质而变的。

根据上面的分析和讨论，我们计算绘出了当 $C_f=0.0134\mathrm{cm}^2/\mathrm{h}$，$W_s=10.0\%$，$W_0=3.0\%$ 时，在实际地层情况下，不同时间 t，泥页岩的含水量随距离 r 或 $(\frac{r}{a})$ 的变化曲线，如图 5－8 所示。由此看出，泥页岩水化的关键数据之一是要求得扩散渗透系数值。C.H. Yew 和 M.E. Chenevert 的一维吸附试验尚未在有围压条件下做出结果来，而且含水量的散据是在试验进行某一时刻后取出岩样切取样品后测定的，因此要做这种试验需要用很多具有相同性质的岩样，这实际上是很难能满足的。因此，我们认为，可以在图 5－6 所示试验的基础上加以改进完善，研制出能对容器加温加压，对天然岩样用试验泥浆在有压力下循环并能连续测量记录下岩样不同位置的含水变化和应变变化（包括垂直层面和平行层面的水化应变）的试验装置。这是我们下一步要继续研究的课题。

3．泥页岩水化产生的膨胀应变

由于井下实际的情况是只有井壁一面直接与泥浆接触，井壁围岩是靠渗透作用（化学势差包括离子交换作用和压力差包括毛管压力作用）将泥浆中的水分吸附进来，并逐渐向深处扩散传递。在吸水过程便产生了膨胀应变，从而导致水化应力的出现。为了计算水化应力，

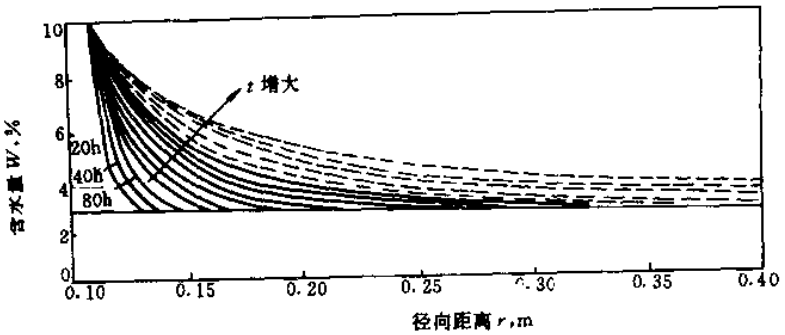


图 5－8　8 1/2″井眼围岩水化程度随时间和径向距离的变化

C_f=0.0134cm²/h，W_s=10%，W_o=3%

必须首先掌握膨胀应变量与吸附水量间的关系，而且为了使这种关系接近井下情况，应该在模拟井下条件下进行试验，尤其是压力的作用对泥页岩的膨胀变形是不能忽视的，因为自由膨胀量要比有压力下的膨胀量大得多，是不能用来分析实际问题的。

我们曾采用与图 5－2 类似的试验方法，测量了泥页岩吸水过程的体积应变随水侵时间的变化规律。试验时岩样内孔压力为 5MPa，液体为清水，岩样的围压为 10～20MPa，岩样外径和内径分别为 53mm 和 10mm。平均体积膨胀应变用容积法测定，即当岩样产生体积膨胀时从高压室中用高压计量泵抽出部分液压油以保持恒定的围压。人造岩样为取自大庆油田的泥页岩材料压制的，其粘土矿物成分与大港油田泥页岩十分相近（即含伊利石 47%，伊蒙混层 41%，高岭石 9%，绿泥石 3%），试验的结果示于图 5－9 中。

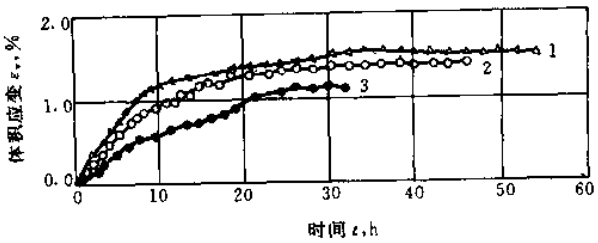


图 5－9　不同围压下泥页岩的吸水膨胀曲线

1－p_c=10MPa；2－p_c=15MPa；3－p_c=20MPa

由于直接测取泥页岩吸水量与应变的关系十分困难，目前尚无人在围压下做出试验结果。我们根据图5－5中的第二条曲线（即 $W=f(t)$，$r=17.5$mm）和图5－9的 $\varepsilon_B=f(t)$，p_c=15MPa 的规律绘出了泥页岩的平均吸水量和产生平均体积膨胀应变 ε_B 的关系曲线（见图 5－10 的曲线 1）。采用图 5－5 中第二条曲线作为依据的理由是因为我们认为该曲线的含水量为 $r=17.5$mm 处的，基本位于岩样截面的中部，其含水量可以代表平均值。

我们把 C.H.Yew 和 M.E.Chenevert 在零围压下对 Mancos 页岩与清水接触的一维试验（见图 5－6）所得到的垂向应变 ε_v 和含水量的关系曲线亦绘在图 5－10 中（曲线 2）以进行比较。由图可见，没有围压和有围压的试验结果差别很大，因此无围压下的膨胀数据是不能应用于井下实际情况的。

由于泥页岩的沉积与成岩过程的条件，其垂直于层理方向的膨胀应变 ε_v 大于平行层理方向的膨胀应变 ε_h，并有：

$$\varepsilon_h = m\varepsilon_v,\ 0 < m \leqslant 1 \tag{5-6}$$

设 $m=0.75$，则有 $\varepsilon_B = 2.5\varepsilon_v$ 或 $\varepsilon_v = 0.4\varepsilon_B$ (5-7)

图 7-10 中的曲线可表达为：

对于曲线 2，$\varepsilon_v = K_1(\Delta W) + K_2(\Delta W)^2$，$K_1=0.0708$，$K_2=11.08$

对于曲线 1，$\varepsilon_B = K_3(\Delta W) + K_4(\Delta W)^2$，$K_1=0.0834$，$K_2=2.08$

式中 $\Delta W = W - W_0$ 为含水增量。

如果把曲线 1 转为 $\varepsilon_v = f(\Delta W)$，则有：

$$\varepsilon_v = 0.0333(\Delta W) + 0.832(\Delta W)^2$$

上面已经提到，需要研制新的水化试验装置，用这个装置在解决测定水分扩散渗透系数 C_f 值的同时，还可以测量出岩样的吸水增量和其垂向及横向应变的变化关系。如使用天然岩样试验，还可测得含有天然裂隙岩样的吸水应变数据。

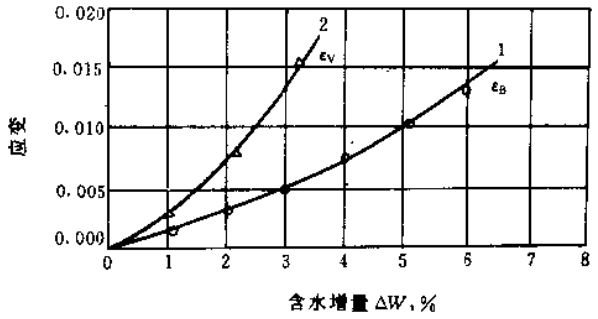


图 5-10 泥页岩吸水量与膨胀应变的关系曲线

1－p_c=15MPa；2－p_c=0MPa

第二节 含水量对泥页岩弹性模量和强度参数的影响

前已述及，井壁围岩水化的结果变成了变含水、变模量和变强度的复杂介质。因此，为了评价围岩水化后的稳定性，必须研究含水量对泥页岩的模量和强度的影响。这项工作是十分费时面繁杂的，由于需要用天然岩心制成的样品进行试验更增加了它的难度，这些影响规律的取得非短期内所能做到的。我们根据 3 年来对西部油田获得的岩心的试验以及本研究室以往所积累的试验数据资料进行综合利用分析，初步得出了以下的规律，有不尽完善之处，有待今后再积累数据加以充实完善。

一、含水量对泥页岩弹性模量的影响

从图 5-11 可以看出，泥页岩水化后含水量的增大，对其杨氏弹性模量的影响是巨大的，一般泥页岩在地层埋藏条件下的原始含水量为 0.2%～0.4%左右，其弹性模量 $E=1\times10^4\sim4\times10^4$MPa，当含水量增大后，模量迅速降为 10^3MPa 数量级，同时会在应力作用下急

剧增大弹性应变量。用数学来描述 $E=f\ (W)$ 可表达为：

$$E=4\times10^{4}\exp\ [-11\ (W-0.02)^{\frac{1}{2}}]\ \text{MPa} \qquad (5-8)$$

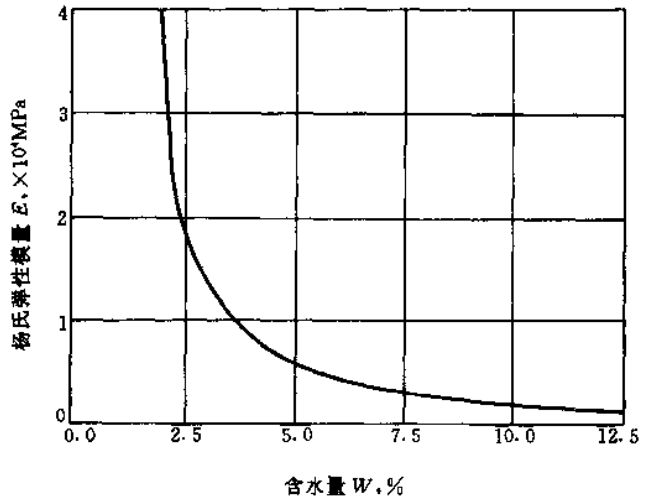


图 5－11　含水量对泥页岩弹性模量的影响

含水量对泥页岩泊松比 μ 的影响可用图 5－12 来表示。

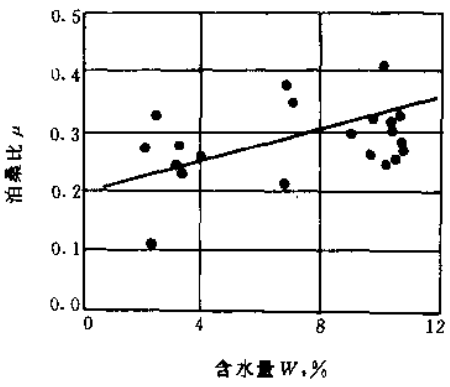


图 5－12　含水量对泥页岩泊松比值的影响

图 5－12 的 $\mu=f\ (W)$ 的关系可用一直线方程进行简化，即

$$\mu=0.2+1.3W \qquad (5-9)$$

图 5－12 的试验数据是在围压为 0～20MPa 条件下测得的，在原始地层含水量的情况下（2%～4%），一般泊松比值为 0.25～0.4，当含水量超过 10%～12%，μ 值可增到 0.5，即变成了完全塑性的材料。

二、含水量对泥页岩强度参数的影响

这里的强度参数主要指粘聚力 C 值和内摩擦角 Φ 值。

图 5－13 给出泥页岩的含水量对其粘聚力 C 值的影响。

从图 5－13 可以看出，含水量的增大会急剧降低泥页岩的粘聚强度。但是由于泥页岩的埋深 H 不同，其压实的程度差别很大，表现在岩石的密度有明显差别，致使 $C=f\ (W)$ 亦有区别，在图 5－13 中给出了不同埋深的三条曲线。但从总体上都可用直线方程来进行描述，即泥页岩含水量为 W 时的粘聚力 C 值可按下式求得：

$$C=C_{B}-K_{s}\ (W-W_{B}) \qquad \text{MPa} \qquad (5-10)$$

式中　C_{B}——该岩石已知含水量 W_{B} 时的粘聚力；

$W-W_{B}$——含水增量，%；

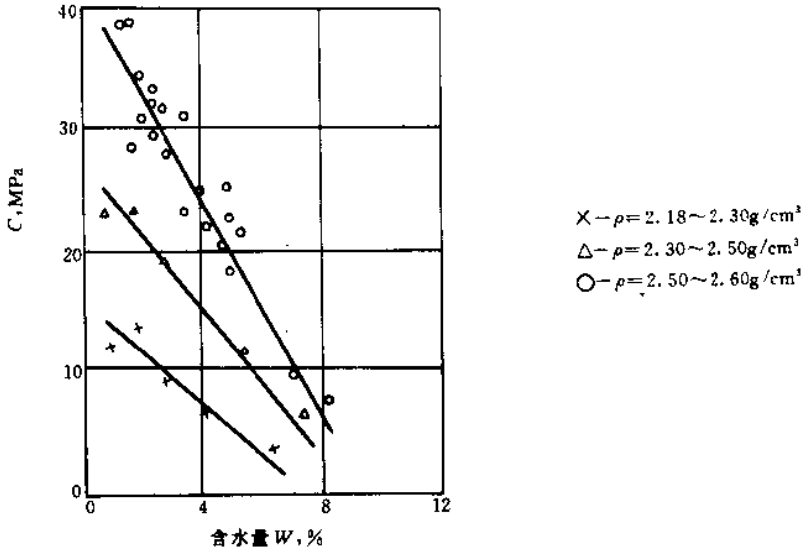


图 5－13　含水量对泥页岩粘聚强度的影响

K_s——系数，其值与岩石的埋藏深度 H 和岩石密度 ρ 有关：

当 $H=1500\sim2500$m，或 $\rho=2.18\sim2.30$，有 $K_s=250$；

当 $H=2500\sim4000$m，或 $\rho=2.30\sim2.50$，有 $K_s=350$；

当 $H=4000\sim5500$m，或 $\rho>2.50\sim2.60$，有 $K_s=450$。

含水量对内摩擦角 Φ 的影响可用图 5－14 来描述。

欲求含水量为 W 时的 Φ 值可采用下式，即

$$\Phi=\Phi_B-187.5\ (W-W_B) \tag{5-11}$$

式中　Φ_3——该岩石已知含水量为 W_B 时的内摩擦角；

$W-W_B$——含水增量，%。

于是，上述 E、μ、C、$\Phi=f\ (W)$ 的关系为计算水化后井壁围岩的应力及评价井眼的稳定性提供了依据。

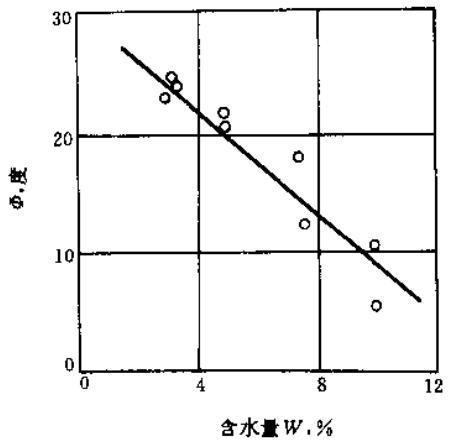


图 5－14　含水量对泥页岩内摩擦角的影响

第三节　水化作用下井眼围岩应力的计算

在圆柱坐标下，泥页岩吸水后，在平面应变条件下，其应力—应变关系可表示如下：

$$\begin{cases}\varepsilon_r=\dfrac{1}{E}\left[\sigma_r-\mu\left(\sigma_\theta+\sigma_z\right)\right]+\varepsilon_h\\ \varepsilon_\theta=\dfrac{1}{E}\left[\sigma_\theta-\mu\left(\sigma_r+\sigma_z\right)\right]+\varepsilon_h\\ \varepsilon_z=\dfrac{1}{E}\left[\sigma_z-\mu\left(\sigma_r+\sigma_\theta\right)\right]+\varepsilon_v=0\end{cases}\tag{5-12}$$

式中　σ_r，σ_θ，σ_z——井壁围岩中的径向、切向和垂向应力分量；

ε_r，ε_θ，ε_z——井壁围岩中的径向、切向和垂向应变分量；

ε_h，ε_v——泥页岩吸水后产生的横向和垂向膨胀应变，$\varepsilon_h=m\varepsilon_v$。

E，μ——泥页岩的弹性模量和泊松比，但在这里并不是常数，其值是地层含水量的函数，由于地层水化后，其含水量随半径 r 而变，故有 E、$\mu=f(r)$ 即是随径向位置而变的。

将上式改写为以应变表示应力的形式得到：

$$\begin{cases}\sigma_r=\dfrac{E}{(1-2\mu)(1+\mu)}\left[(1-\mu)\varepsilon_r+\mu\varepsilon_\theta-(m+\mu)\varepsilon_v\right]\\ \sigma_\theta=\dfrac{E}{(1-2\mu)(1+\mu)}\left[(1-\mu)\varepsilon_\theta+\mu\varepsilon_r-(m+\mu)\varepsilon_v\right]\\ \sigma_z=\dfrac{E}{(1-2\mu)(1+\mu)}\left[\mu\varepsilon_r+\mu\varepsilon_\theta-(1-\mu+2\mu m)\varepsilon_v\right]\end{cases}\tag{5-13}$$

考虑井周围岩的平衡方程：

$$\frac{\mathrm{d}\sigma_r}{\mathrm{d}r}+\frac{\sigma_r-\sigma_\theta}{r}=0\tag{5-14}$$

几何方程：

$$\begin{cases}\varepsilon_r=\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}r}\\ \varepsilon_\theta=\dfrac{u}{r}\end{cases}\tag{5-15}$$

式中　u——径向位移。

则有：

$$\begin{aligned}\frac{\mathrm{d}\sigma_r}{\mathrm{d}r}=\frac{E}{(1-2\mu)(1+\mu)}\Bigg\{&(1-\mu)\frac{\mathrm{d}\varepsilon_r}{\mathrm{d}r}+\mu\frac{\mathrm{d}\varepsilon_\theta}{\mathrm{d}r}\\&+\left[-\frac{\mathrm{d}\mu}{\mathrm{d}r}+\frac{(1-\mu)}{E}\frac{\mathrm{d}E}{\mathrm{d}r}+\frac{(1+4\mu)(1-\mu)}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{\mathrm{d}\mu}{\mathrm{d}r}\right]\varepsilon_r\\&+\left[\frac{\mathrm{d}\mu}{\mathrm{d}r}+\frac{\mu}{E}\frac{\mathrm{d}E}{\mathrm{d}r}+\frac{(1+4\mu)\mu}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{\mathrm{d}\mu}{\mathrm{d}r}\right]\varepsilon_\theta\\&+\left[-\frac{\mathrm{d}\mu}{\mathrm{d}r}-\frac{(m+\mu)}{E}\frac{\mathrm{d}E}{\mathrm{d}r}-\frac{(1+4\mu)(m+\mu)}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{\mathrm{d}\mu}{\mathrm{d}r}\right]\varepsilon_v-(m+\mu)\frac{\mathrm{d}\varepsilon_v}{\mathrm{d}r}\Bigg\}\end{aligned}\tag{5-16}$$

由（5-13）式～（5-16）式经过演算，可得到用径向位移表达的井周围岩的平衡状态方程：

$$\frac{d^2u}{dr^2}+\left[-\frac{1}{1-\mu}\frac{d\mu}{dr}+\frac{1}{E}\frac{dE}{dr}+\frac{(1+4\mu)}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{d\mu}{dr}+\frac{1}{r}\right]\frac{du}{dr}$$
$$+\left[\frac{1}{1-\mu}\frac{d\mu}{dr}+\frac{\mu}{(1-\mu)E}\frac{dE}{dr}+\frac{(1+4\mu)\mu}{(1-2\mu)(1+\mu)(1-\mu)}\frac{d\mu}{dr}-\frac{1}{r}\right]\frac{u}{r}$$
$$=\frac{m+\mu}{1-\mu}\left[\left(\frac{1}{m+\mu}\frac{d\mu}{dr}+\frac{1}{E}\frac{dE}{dr}+\frac{(1+4\mu)}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{d\mu}{dr}\right)\varepsilon_v+\frac{d\varepsilon_v}{dr}\right] \tag{5-17}$$

其中 $\frac{dE}{dr}=\frac{dE}{dW}\frac{dW}{dr}$，$\frac{d\mu}{dr}=\frac{d\mu}{dW}\frac{dW}{dr}$ 可由水化应力试验测得。根据式（5－8）和（5－9）可得到：

$$\frac{dE}{dW}=-\frac{2.2\times10^5}{(W-0.02)^{\frac{1}{2}}}\exp\left[-11\ (W-0.02)^{\frac{1}{2}}\right] \tag{5-18}$$

$$\frac{d\mu}{dW}=1.3 \tag{5-19}$$

在给定地层与泥浆作用时间 t 时，$\frac{dW}{dr}$ 可由图 5－8 计算得到。

以上方程的边界条件为：

$$\begin{cases} r=a\ （井眼半径）处，\sigma_r=p_i\ （井内压力） \\ r\to\infty 时，\sigma_r=S \end{cases} \tag{5-20}$$

S 为假设的远场水平地应力。对于非均匀地应力的情况，后面将另加讨论。

为了计算方程（5－16）及（5－20），作者采用有限差分方法。为了建立差分格式，先将 r 轴分为一组等距线段：

$$r=r_k=r_a+Kh,\ K=0,\ 1,\ \cdots,\ n$$

取 nh 为充分大数以保证

$$r_n\gg r_0$$

在 r 方向的步长为右。

将方程（5－17）写为以下形式：

$$\frac{d^2u}{dr^2}+A\frac{du}{dr}+B\frac{u}{r}=F \tag{5-21}$$

其中

$$A=-\frac{1}{1-\mu}\frac{d\mu}{dr}+\frac{1}{E}\frac{dE}{dr}+\frac{(1+4\mu)}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{d\mu}{dr}+\frac{1}{r}$$

$$B=\frac{1}{1-\mu}\frac{d\mu}{dr}+\frac{\mu}{(1-\mu)E}\frac{dE}{dr}+\frac{(1+4\mu)\mu}{(1-2\mu)(1+\mu)(1-\mu)}\frac{d\mu}{dr}-\frac{1}{r}$$

$$F=\frac{m+\mu}{1-\mu}\left[\left(\frac{1}{m+\mu}\frac{d\mu}{dr}+\frac{1}{E}\frac{dE}{dr}+\frac{(1+4\mu)}{(1-2\mu)(1+\mu)}\frac{d\mu}{dr}\right)\varepsilon_v+\frac{d\varepsilon_v}{dr}\right]$$

将

$$\left(\frac{d^2u}{dr^2}\right)_i=\frac{1}{h^2}(u_{i+1}-2u_i+u_{i-1}) \tag{5-22}$$

及

$$\left(\frac{du}{dr}\right)_i=\frac{1}{2h}(u_{i+1}-u_{i-1}) \tag{5-23}$$

代入（5－21）式，得：

$$\left(1+\frac{1}{2}hA_i\right)u_{i+1}+\left(-2+h^2B_i\right)u_i+\left(1-\frac{1}{2}hA_i\right)u_{i-1}=h^2F_i \tag{5-24}$$

对于边界条件（5－20）式可写为：

在 $r=a$ 处：$(1-\mu)\frac{d\mu}{dr}+\mu\frac{u}{r}=(m+\mu)\varepsilon_v+\frac{(1-2\mu)(1+\mu)}{E}p_i$ (5－25)

在 $r=b$（$>>a$）处：$(1-\mu)\frac{du}{dr}+\mu\frac{u}{r}=(m+\mu)\varepsilon_v\frac{(1-2\mu)(1+\mu)}{E}S$　　(5-26)

将$\left(\frac{du}{dr}\right)_i=\frac{1}{h}(u_{i+1}-u_i)$代入（5-25）和（5-26）式，得：

$$(1-\mu_0)u_1+\left[\frac{\mu_0}{r_0}h-(1-\mu_0)\right]u_0=h\left[(m+\mu_0)\varepsilon_{v0}+\frac{(1-2\mu_0)(1+\mu_0)}{E_0}p_i\right] \tag{5-27}$$

$$-(1-\mu_{n-1})u_n+\left[\frac{\mu_n}{r_n}h-(1-\mu_n)\right]u_n=h\left[(m+\mu_n)\varepsilon_{vn}+\frac{(1-2\mu_n)(1+\mu_n)}{E_n}S\right] \tag{5-28}$$

据此，可用有限差分法进行数值求解，得到井壁围岩吸水产生的位移场，然后把得到的位移代入（5-12）式～（5-16）式，计算出井壁围岩由于吸水产生的应变分布。

式（5-20）的远场水平地应力是考虑为均匀的情况。在非均匀地应力条件下，井壁围岩的应力分布不再满足轴对称条件，加之围岩材料常数随 吸水量而变，因此计算泥页岩水化所产生的应力分布将更加困难，必须采用有限元方法计算。为此，我们提出一种简单有效的算法。

设非均匀水平地应力分别为 σ_{h1}和 σ_{h2}（$\sigma_{h1}>\sigma_{h2}$）：

（1）首先令边界条件中的 S 为：

$$S=\frac{1}{2}(\sigma_{h1}+\sigma_{h2}) \tag{5-29}$$

按上述方法求解围岩吸水产生的应力分布。

（2）然后，根据有限元方法计算由地应力的非均匀性引起的应力分布，再叠加到按（1）步求解的应力中去。当然，在计算过程中仍应考虑不同 r 处围岩含水量不同引起的 E 和 μ 值的变化。

此步中的地应力非均匀分量为：

$$\begin{cases}S_H=\sigma_{h1}-S=(\sigma_{h1}-\sigma_{h2})/2\\ S_h=\sigma_{h2}-S=(\sigma_{h2}-\sigma_{h1})/2\end{cases} \tag{5-30}$$

第四节　水化作用下保持泥页岩井壁稳定的钻井液密度

由于钻井液对井壁泥页岩的水化作用，使得围岩变成变含水、变模量和变强度的复杂岩体介质，在近壁围岩中的应力分布与水化前将有很大变化，本节将以一个计算例子加以说明。水化的结果，最危险的应力状态点不再位于井壁上而在井壁的某个内点处，且该点会随着水化时间的变化向离开井壁的深处移动，即随时间的动态变化。我们在模拟水化试验时所观察到的岩样中出现微裂隙大概与此危险应力有关，这个应力导致井壁岩石的屈服和破裂，从而形成井壁垮塌，使井径扩大。这是我们的初步想法。

但是井壁岩石的屈服，破裂需要根据各点处的应力状态并结合该点处的含水，即根据泥页岩的强度依赖于其含水量的特性，由（5-10）式及（5-11）式进行判定。

计算示例：

设一垂直井井深 5000m，上覆地层应力 $\sigma_r=110$MPa，水平地应力为 $\sigma_{h1}=117$MPa，σ_{h2}

=80MPa，井内压力 p_i=62.5MPa（钻井液密度 1.25g/cm³），地层孔隙压力 p_p=57.5MPa（压力系数 1.15），孔隙度 f=0.2，Biot 常数 α=0.4，泥页岩的吸水扩散常数 C_f=0.0134cm²/h，井眼半径 a=0.108m，井壁表面的饱和含水量给定两个情况：（1）W_s=0.10，（2）W_s=0.06，地层的原始含水量 W_o=0.03。

计算的结果分别示于图 5－15～图 5－17 中。

由于不同时间 t，泥页岩含水量增量随 r 的变化是不同的，因此在不同时刻井周围岩的应力分布也不同。图 5－15 绘出了 W_s=0.10 和 0.06 两种情况下的应力分布。由图 5－15 可以看出：

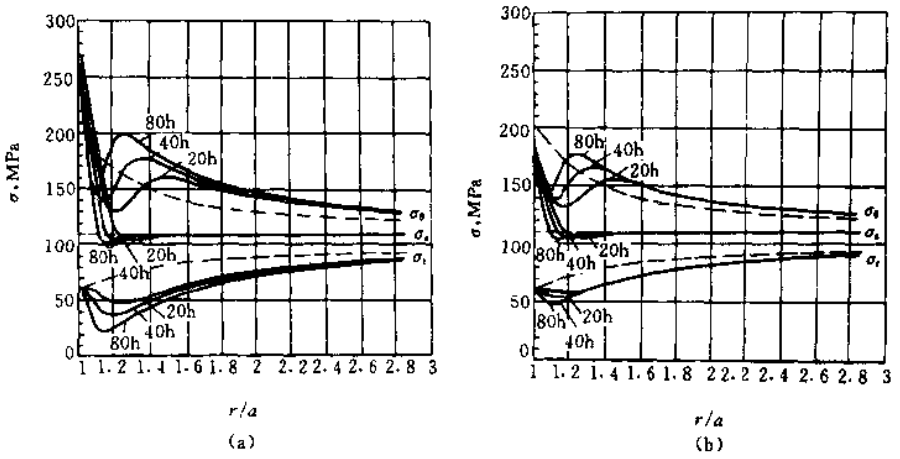


图 5－15　井周围岩的应力分布（$\theta=\pi/2$）
p_m=1.25g/cm³；——有水化；----无水化
(a) W_s=0.10，W_c=0.03；(b) W_s=0.06，W_c=0.03

（1）泥页岩水化的结果与无水化情况相比，应力分布有了很大变化；切向应力 σ_θ 呈S形变化，先减小后增大，径向应力也是先减后增。浸泡时间不同，其变化规律基本相同，但浸泡时间越长，其差值（$\sigma_\theta-\sigma_r$）也越大。这个差应力在井壁上及在距离井壁一定距离处达到最大值，但由于井壁上的含水量最大，强度值降低最多，此处仍为最易失稳点，但如钻井液密度偏低，其它各点也会进入失稳状态，井可以根据钻井液的密度值估计井壁坍塌的范围（见图 5－16 所示）。总之，水化的结果使井壁稳定性变小，时间越长，越不易稳定，从而描绘出由于钻井液的浸泡产生的井壁失稳的动态变化过程。

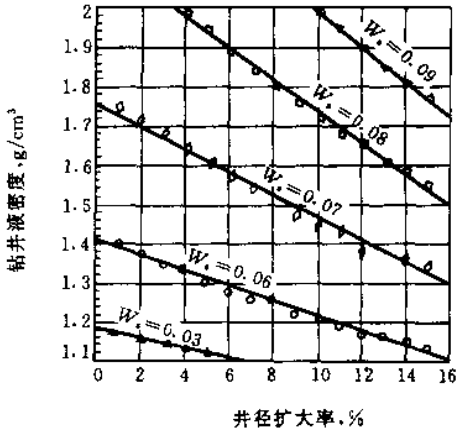


图 5－16　不同 W_s 时的井径扩大率与钻井液密度的关系
t=80h　W_c=0.03

（2）在没有天然裂隙的情况下，水化作

用的范围一般集中于近壁 $r=2a\sim3a$ 的距离内。

(3) 钻井液的性能对水化作用影响很大。图 5－15 (b) 井壁表面的含水量比图 5－15 (a) 要小 0.04，其应力分布就相对好些，井壁也会相对稳定些，这也可以从图 5－16 中看得出来。图 5－16 是根据 (5－10) 式和 (5－11) 式泥页岩强度随其含水增量 ΔW 增大而减弱 (计算时设该泥页岩 $W_0=0.03$ 时，$C=28$MPa，$\Phi=30°$) 所计算的结果。图中示出对于不同 W_s 值 (即对于不同的钻井液)，在给定浸泡时间 80h 后保持不同的井径扩大率时所需的钻井液密度值的图版。钻井液质量越差，井壁表面的 W_s 越大，保持一定的井径扩大率所需的钻井液密度就越大。在使用同一钻井液时，要控制较小的井径扩大率，所需的密度就要大些。若钻井液及其密度已给定，则井眼扩大率将随浸泡时间 t 的延长而增大，这是个动态变化过程 (见图 5－17)。根据图 5－17 可以估算出在给定井眼扩大率时的允许裸眼浸泡时间。

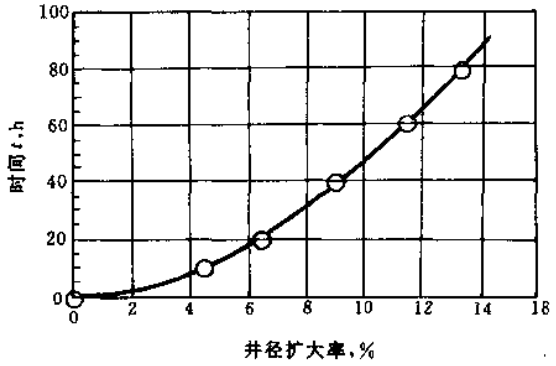


图 5－17　给定钻井液及其密度时井眼扩大率随浸泡时间的变化

$\rho_m=1.6$g/cm^3，$W_s=0.08$，$W_0=0.03$

上面的分析只是初步的探讨，采用了摩尔—库仑弹性准则判断应力达到极限时的屈眼和破裂，由于一些泥页岩水化后变成了软岩，具有明显的塑性性质，而判断其屈服变形需要考虑其强度超过峰值后的性态，即峰后应变软化特性。这就需要用更为复杂的屈服面模型 (例如帽子模型) 对井壁的失稳变形进行弹性和塑性计算。对于非脆性页岩，此时，井壁可能不是垮塌扩径，而是变形缩径问题，面且井径收缩的时间效应也不会是由于水化作用，岩石本身水化后所具有的蠕变特性也将起作用，这些问题有待于今后的继续深入研究。

第六章　利用测井资料建立地层的孔隙压力、坍塌压力和破裂压力剖面

钻井过程中，合理钻井液密度的确定是十分重要的，尤其是新疆地处山前构造带，钻井过程中遇到了高压盐水层、高压气层，坍塌页岩和塑性软泥岩层，产生了一系列的井下复杂问题。钻井液密度低了，压不住高压层发生溢流、喷出；钻井液密度过大造成储层严重损害并在易漏层段发生地层破裂，钻井液漏失；高密度钻井液易产生压差卡钻，频繁遇阻，钻速减慢，井壁浸泡时间长；钻井液密度控制不当，不足以平衡井壁岩石的应力和强度又造成缩径或井壁坍塌；更难对付的是，如果裸眼段的地层孔隙压力梯度和破裂压力梯度异常接近时，为了压住高压地层，液柱压力已相当高，加上起下钻的压力激动和循环压力波动就足以压漏地层，在这种情况下除了精心操作外，更重要的是要掌握住维持井眼稳定的三条压力剖面，即地层孔隙压力剖面（PGP）、地层坍塌压力剖面（BGP）和地层破裂压力剖面(FGP)。它给出了地质剖面上这三个压力不同压力梯度地层的层数、压力梯度值及其所处深度，从而为正确设计井身结构，确定套管下深和控制防止喷、漏、塌、卡事故的钻井液密度提供了科学的依据。

第一节　建立三个地层压力剖面的“BSMA”程序

第二章已经分析了地层坍塌压力和破裂压力的计算方法，结果表明，决定三个地层压力剖面的主要因素有：(1) 探区地应力的现状，包括上覆应力和构造应力；(2) 井壁围岩的应力状态；(3) 地层的岩性，弹性模量和强度；(4) 地层的孔隙压力；(5) 钻井液与地层的相互作用等。

Schlumberger 测井公司从 70 年代起开始研究用测井资料解释地层力学问题，先后提出岩石力学性质测井（MECHPRO）、力学稳定测井（MSL）和井眼力学程序系统（IMPACT)。后者是近 2～3 年才研究成功的，它比起前两个程序来有了不少改进，已考虑了三向不等的地应力和地层的动静弹性常数的转换。但是，并未分层计算地应力和孔隙压力，而且没有形成三个压力剖面的设计，只是估算了钻井液密度的高低限的允许范围，在我国逐渐形成了为探井设计绘制三个压力剖面的理论和方法，研究了井眼稳定力学分析系统程序(BSMA)。在下面 5 个方面的问题作了大量的研究工作：

(1) 井眼围岩应力分析及井壁岩石的坍塌和破裂的预测模式。

(2) 岩石弹性参数及强度参数与声波速度间的相关模式。

(3) 地应力的测定方法及分层地应力的计算模式。

(4) 孔隙压力剖面建立方法的完善。

(5) 泥页岩吸水产生的水化应力的计算及其对井壁稳定的影响。

BSMA 程序框图见图 6－1 所示。

一、BSMA 程序需输入的数据

(1) 实测的某深处地层的地应力值或构造应力系数。

(2) 测井数据（包括声波、密度、伽玛测井或泥质含量）或实测的各地层强度参数和弹

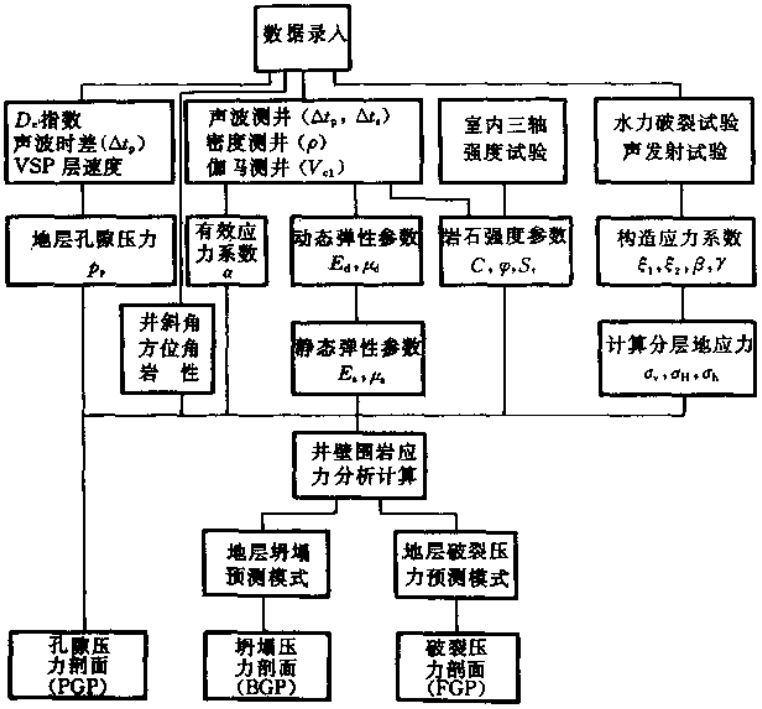


图 6－1　“井壁稳定力学分析（BSMA）程序”程序框图

性参数。

(3) 井斜角和方位角（分析大斜度井或水平井时）。

(4) 实测地层压力数据点。

(5) 允许的井径扩大率、钻井周期。

(6) 地层孔隙度、渗透率（缺乏数据时可不输入）。

二、“BSMA”程序的特点与创新

(1) 考虑了非均匀地应力的影响，提出不同地层其地应力大小是不同的，应该分层计算。针对不同构造特点有二种分层地应力计算模型可资选用。

(2) 通过大量实验的数据回归分析，首次建立了泥页岩强度参数（包括粘聚力 C 值和内摩擦角 Φ 值）、静态弹性模量和静态泊松比与岩石所受应力、岩石的声波速度、岩石密度及泥质含量间的相关关系式，为利用测井资料求取泥页岩强度参数和弹性参数并进而预测三个地层压力剖面提供了必不可少的基础依据。对砂岩地层也建立了动、静弹性参数间的转换关系式。

(3) 考虑了岩石的非线性变形性质，并提出用地层非线性系数来修正井壁应力。

(4) 泥页岩井壁坍塌的模式考虑了剪切破坏和欠压实高压层的拉伸崩落。

(5) 考虑了泥页岩吸水产生的水化应力和钻井液向井壁渗透产生的渗透力的作用。

(6) 对不同地层，程序中逐点计算有效应力系数。

(7) 综合考虑了井斜角、方位角、钻井周期、井径扩大率等对井壁坍塌压力和破裂压力的影响。

(8) 在地层孔隙压力的计算中，根据泥页岩的压实与孔隙压力的相关规律，采用邻井的声时差资料进行预测或本井的 D_c 指数进行随钻检测。如果有 VSP 层速度的资料，亦可用来

预测孔隙压力（但用来预测未钻新地层的孔隙压力则精度较差）。在地层压力计算中，对不同地质年代的地层，应分别建立声波时差（或 D_c 指数）正常趋势线。

三、"BSMA" 程序的功能

（1）.垂直井、大斜度井、水平井地层三个压力剖面的绘制。

（2）整个井深剖面内各地层的三个主地应力，地层静、动态弹性参数，岩石强度参数 C、Φ 值和 S_t 值的计算。

（3）不同钻井液性质、钻井周期、井径扩大率、井斜角、方位角、地层孔隙度、渗透率情况下的井壁稳定性分析。

利用轮南 30 井的岩心测试结果和声波测井曲线，用编制的"井壁稳定力学分析"程序对该井各地层钻井过程中保持井壁稳定所需的钻井液密度进行了计算，计算结果见表 6－1。表中还列出了该井对应层位现场所用的实际钻井液密度及井径扩大率。从表中可以看出，当现场实际采用的钻井液密度小于用上述方法计算的钻井液密度时，井眼不稳定，此时井径扩大率在 45%～100%之间。当实用值大于或等于计算值时井眼比较稳定，此时井径扩大率在 0～20%。以上说明利用测井资料求出的地层坍塌压力与现场符合较好，是可信的。利用室内试验确定岩石强度参数来计算钻井液密度值的方法，所反映的只是该层位的平均力学性质，而利用测井资料解释可以获得整个井深剖面内连续的防塌钻井液密度值，有更大的实用价值。

表 6－1　根据声波测井资料求得的保持井壁稳定所需的钻井液密度

井号 层位	井深 m	纵波时差 μs/m	强度参数		钻井液密度，g/cm³		井径扩大率，%
			C，MPa	Φ，(°)	计算值	现场值	
LN30 井 侏罗系	4604	256.6	19.5	29.94	1.20	1.20	0
	4607	222.0	34.3	15.9	1.37	1.20	41
	4613	305.8	9.6	31.35	1.34	1.20	70.6
	4620	334.6	6.7	31.65	1.39	1.20	44.7
LN30 井 石灰系	4650	240	25.2	28.54	1.14	1.20	64.7
	4770	248	22.0	29.4	1.46	1.20	84.7
	4780	240	25.2	28.59	1.18	1.20	21.0
	4785	240	25.2	28.59	1.15	1.20	20.0
LN30 井 三叠系	5255	208.4	44.4	10.5	1.49	1.23	100.0

第二节　我国部分油田三个压力剖面的确定及井壁稳定性分析

一、南海莺歌海崖城构造 21－1－2 井的三个压力剖面

南海崖 21 构造系勘探开发新区，由于井下存在高压气层，常常发生井涌及井漏，导致在该区所钻的二口探井均中途报废，造成了巨大的经济损失。为了指导该区第三口探井的钻进，以崖 21－1－2 井的测井资料及录井资料为依据，作出了该区地层的三个压力剖面，见图 6－2 所示。

首先，经过现场地层破裂试验和岩心的声发射凯塞尔效应试验得到崖城构造的地应力构造系数（采用第一个破裂压力模式）为 $\beta=0.664$，$\gamma=0.325$，$K=-0.310$，证明当今该区地应力场为正断层构造所控制。其地层孔隙压力剖面是用声波时差测井资料、VSP 层速度和 D_c 指数录井数据做出的。坍塌压力剖面和破裂压力剖面是分别按（3－20）式和（3－31）式绘制的。从图 6－2 所示崖 21－1－2 井的三个压力剖面中可以看出：在 4600m 以下

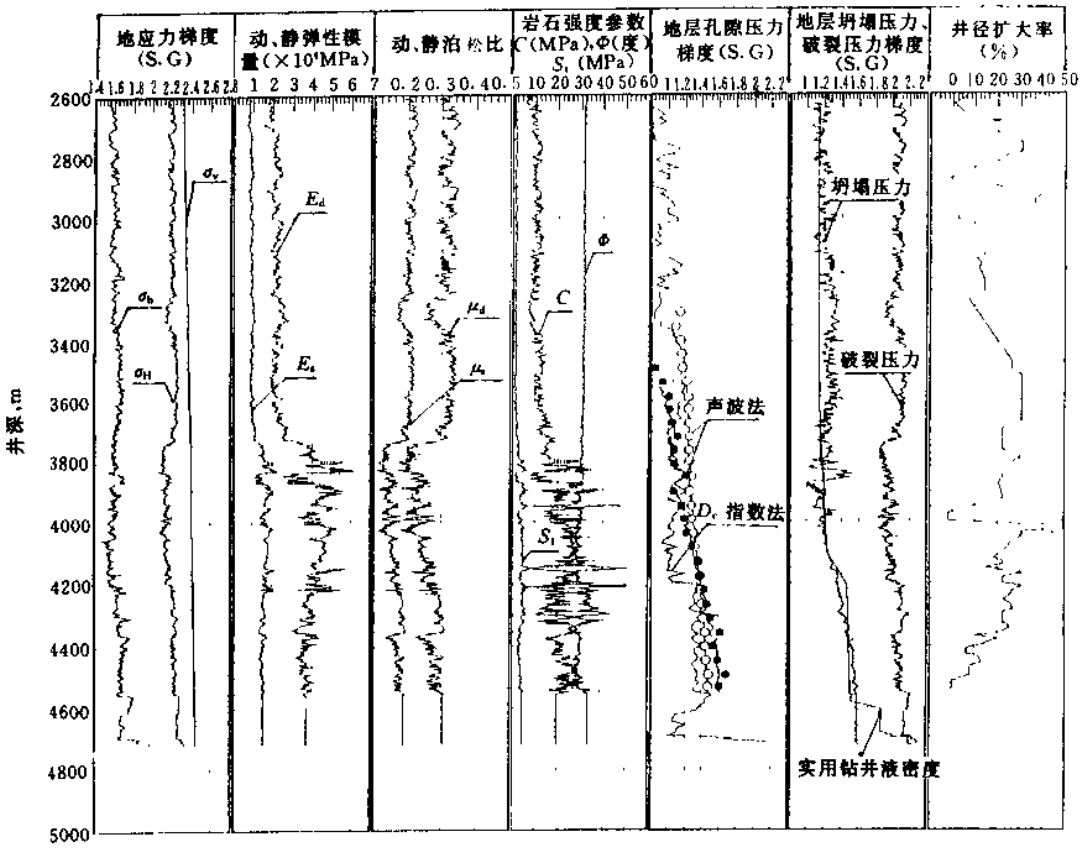


图 6－2　南海崖 21－1－2 井地层孔隙压力、坍塌压力和破裂压力剖面

存在特高异常压力地层，钻井液当量密度达 2.16g/cm³，而该层计算出的破裂压力当量密度只有 2.30g/cm³，可见两者十分接近，这是该井钻不下去，最终导致弃井报废的原因。这个例子说明三条剖面线对于钻探新区深井的重要性。从图 6－2 还可以看出：

(1) 上部地层（井深小于 4000m）的井径扩大率达到 15%～40%，这是由于实用钻井液密度小于剪切坍塌压力当量密度所致。

(2) 在 4000m 以下虽然钻井液密度大于剪切坍塌压力当量密度，仍有 20%～30% 的井径扩大率，这是因为泥浆柱压力仍小于泥页岩中的孔隙压力，从而产生了井壁拉伸崩落的结果。但在孔隙压力小的井段，采用大的钻井液密度应当考虑避免产生粘卡事故。

(3) 在 4700m 左右为了防喷加大钻井液密度，但上部井段将被压裂，因此要注意防漏并采取堵漏措施。

(4) 三条剖面还提供了设计井身结构和套管下深的依据，根据曲线，技术套管应下到 4550m，否则难以处理下部井段钻进时压井与上部井段漏失的矛盾。

(5) 程序中还同时绘出了三个主地应力剖面及地层动、静弹性参数、强度参数等随井探的变化。结果表明，对不同地层，其地应力大小及强度参数、弹性参数是不同的，在井壁稳定性分析中必须逐点计算。

计算结果经过现场使用验证，表明与实际情况符合很好，说明所编程序及所用计算方法是正确的。

二、新疆玛湖油田玛湖 2 井地层坍塌压力和破疆压力剖面

玛湖油田系新探区，深度大、地层复杂，从百碱滩组、克上组、百口泉组到下乌尔禾组均存在严重的井塌现象，玛 2 井的漏失 149m^3，玛 4 井漏失 291m^3，经济损失愈百万元。为此，该区的地层坍塌压力和破裂压力剖面是十分重要的。

利用所编制程序，以玛湖油田玛 2 井的声波、密度、伽玛测井数据为依据对该地区地层坍塌压力和破裂压力进行了计算。计算所得的玛 2 井地层坍塌压力和破裂压力剖面见图 6－3。此外通过计算还求出了玛湖地区整个井身剖面内三个主地应力随井深的变化（见图 6－1）。

从图 6－3、图 6－4 所示玛 2 井地层坍塌压力和破裂压力剖面及地应力分布中我们可以看出如下规律：

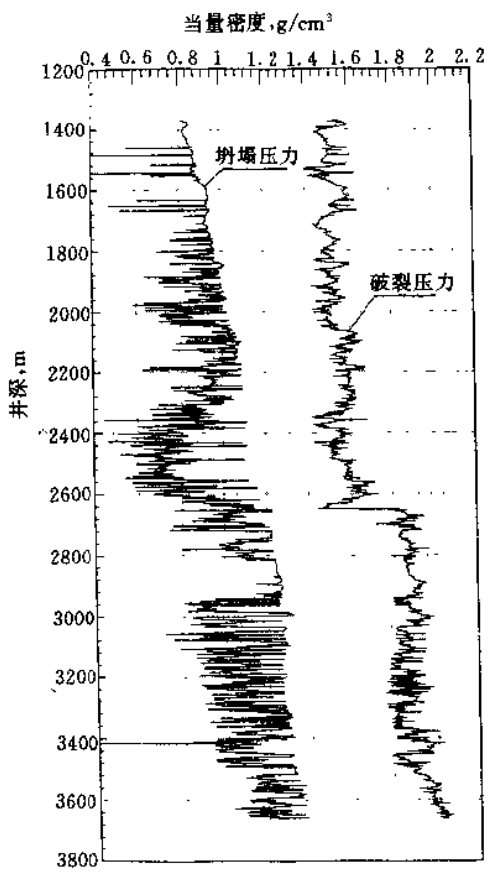


图 6－3　玛湖 2 井地层坍塌压力和破裂压力剖面

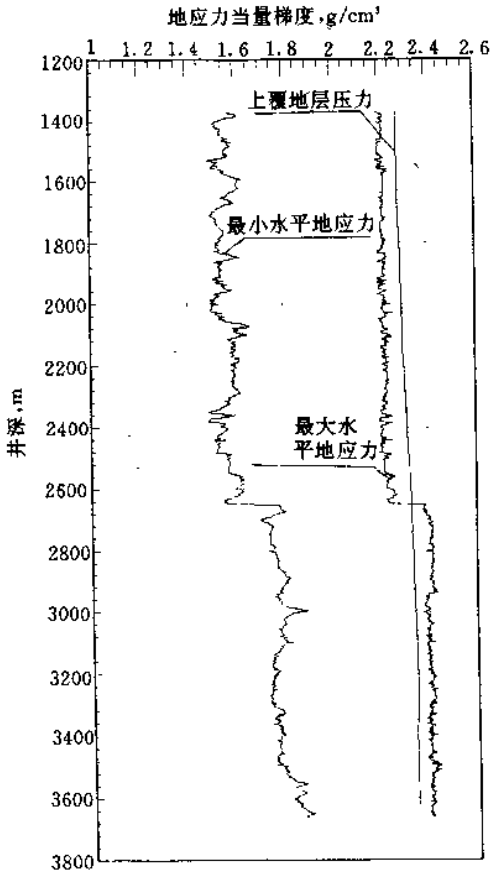


图 6－4　玛湖 2 井三个主地应力随井深的变化

（1）同一构造区域，不同地层（弹性参数不同）其地应力大小是不同的，面且变化较大。玛湖油田在侏罗系与三叠系之间存在不整合面，发生过两个不同时期的构造运动。造成以该不整合面为分界线的上、下两个截然不同的地应力场，上部地层地应力较小，使得其易产生漏失，而不易坍塌，而下部地层地应力较大，因面易坍塌，且相对上部来说不易漏失。地应力测试计算结果为：

侏罗系以上地层地应力梯度为：

最大水平主地应力：σ_H=0.0220～0.0225MPa/m

最小水平主地应力：σ_h=0.0150～0.0163MPa/m

侏罗系以下地层地应力梯度为：

最大水平主地应力：σ_H=0.024～0.0244MPa/m

最小水平主地应力：σ_h=0.0175～0.019MPa/m

（2）玛2井的坍塌压力剖面表明，上部地层坍塌压力较小（即不易坍塌），下部地层坍塌压力略高，其坍塌压力的具体值为：

至侏罗系底界（2650m左右）	1.05～1.150g/cm^3
至三叠系底界（3480m左右）	1.25～1.35g/cm^3
二叠系以下	1.35～1.40g/cm^3

要保持井壁不坍塌，实用钻井液密度应大于地层坍塌压力。

（3）地层破裂压力的研究计算结果表明，玛湖油田上部地层破裂压力较低，为易漏失地层。玛湖油田各地层破裂压力的具体值为：

侏罗系底界（2650m左右）	1.42～1.65g/cm^3
至三叠系底界（3480m左右）	1.70～1.80g/cm^3
二叠系以上（3480m以下）	1.84～1.90g/cm^3

上述研究结果为玛湖油田井身结构设计及合理钻井液密度的确定提供了科学依据，交付使用后取得良好的效果。

三、新疆呼图壁构造呼2井的三个地层压力剖面

呼2井为新疆南缘地区的一口重点预探井，位于新疆南缘地区准葛尔盆地天山山前构造带。该井井深，地层复杂，在安集海河组及紫泥泉子组存在巨厚水敏性泥页岩地层，钻井过程中井壁缩径、坍塌严重（如该井安集海河组2500～2750m井段，其平均井径扩大率达到40%～60%），这使得该井起下钻频繁遇阻井导致了多次恶性卡钻事故，从而严重影响了该井的钻探速度，为此，对该井的地应力、地层孔隙压力、地层坍塌压力和破裂压力进行了研究确定。

本研究利用呼2井安集海河组及紫泥泉子组2573～3550m井段的测井资料，对安集海河组及紫泥泉子组的地层坍塌压力和破裂压力进行了计算，并用实用钻井液密度与计算结果进行了对比分析，所得呼2井地层坍塌压力和破裂压力剖面见图6－5所示，在图中还绘出了地层孔隙压力剖面和实用钻井液密度。

根据图6－5所示呼2井地层坍塌压力和破裂压力剖面，可以发现该井的坍塌压力和破裂压力分布具有如下规律：

（1）从呼2井地层破裂压力剖面中可以看出，该井安集海河组地层破裂压力梯度在2.08～2.50之间（井深范围：2475～3150m），属不易漏失层。图6－5中所示两个破裂压力试验数据点（其中第一点井深为2630m处，未压裂），与计算所得的地层破裂压力是基本一致的，说明了计算结果的可靠性。

（2）呼2井下部地层（井深3150～3550m）的破裂压力梯度在3300m以上井段为2.15～2.40之间，属不易漏失层。在3300～3550m井段破裂压力梯度为2.0～2.2之间，相对该井使用钻井液密度来说易产生破裂造成井漏。该井段最小破裂压力梯度为1.98（井深3530m处），是最易发生漏失处，钻井过程中应特别注意。因该井使用的钻井液密度高达1.92，若加上环空压耗，或起下钻造成的压力激动，极易造成地层破裂而发生井漏。

（3）由岩石强度试验结果计算所得的安集海河组2512.5m的地层坍塌压力系数为1.48，与用测井资料求得的地层坍塌压力相比要大0.1左右（见图6－5），这主要是由于试验所用

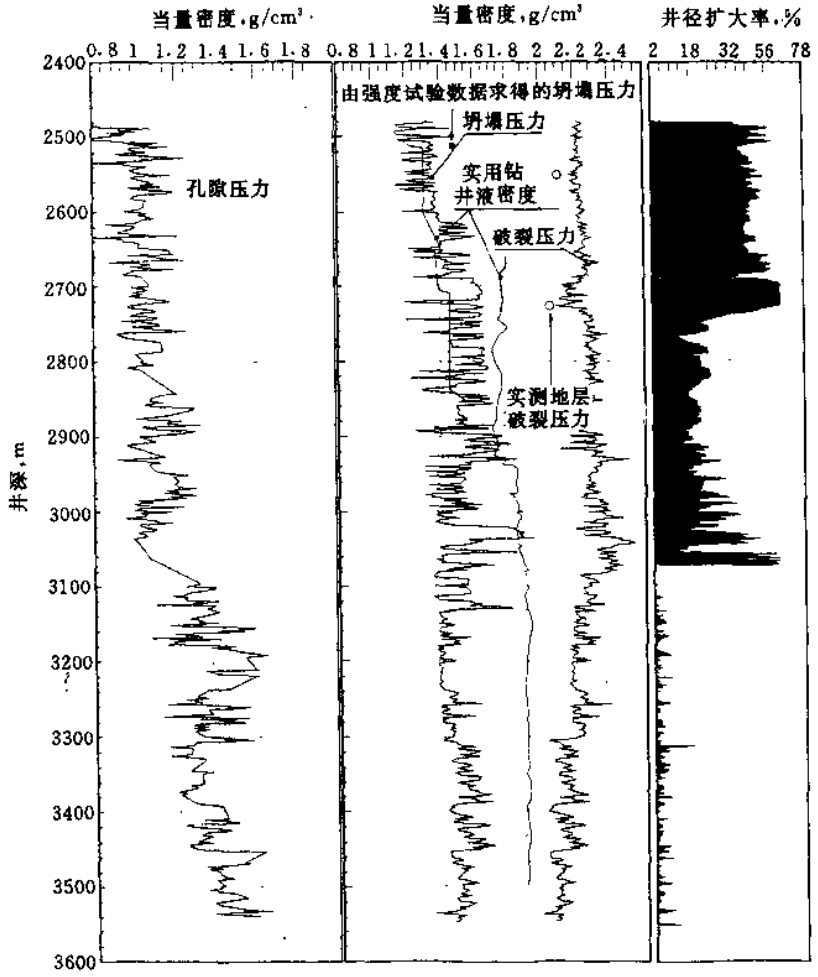


图 6－5　呼 2 井地层孔隙压力、坍塌压力及破裂压力剖面

岩心在室外放置时间过长，导致岩石局部结构变化使其强度降低而造成的。说明实际地层的强度比测定值要大。

（4）计算所得呼 2 井各地层段的坍塌压力系数分别为：

2470～2610m　　γ_B＝1.35～1.40

2690～2890m　　γ_B＝1.60～1.65

2900～2940m　　γ_B＝1.75～1.80

2940～3020m　　γ_B＝1.60～1.62

3020～3130m　　γ_B＝1.75～1.85

3150～3300m　　γ_B＝1.40～1.60

3300～3440m　　γ_B＝1.55～1.70

3440～3550m　　γ_B＝1.40～1.50

从上述所列各井段的坍塌压力中可以看出，该井易坍层段在 2900～3130m，而下部井段相对来说比较稳定。

（5）计算还发现，呼 2 井两个易坍塌层中一个为薄砂、泥岩互层（2900～2940m 井段），

另一个为薄疏松砂岩层（3020～3040m），这说明比较疏松的砂岩层或薄砂泥岩互层是易坍塌层，而大段纯泥页岩层反而不易坍塌。

（6）将计算结果与实用钻井液密度进行对比，发现有如下几处钻井液密度的选用不尽合理：

1）侧钻前：在2473～2852m，实用钻井液密度为1.30～1.45g/cm^3，远小于地层坍塌压力，不利于保持井壁稳定，将导致井壁的大量坍塌，井径测井曲线（见图6－6）表明，该井段的井径扩大率为65%，就充分说明了这一点。

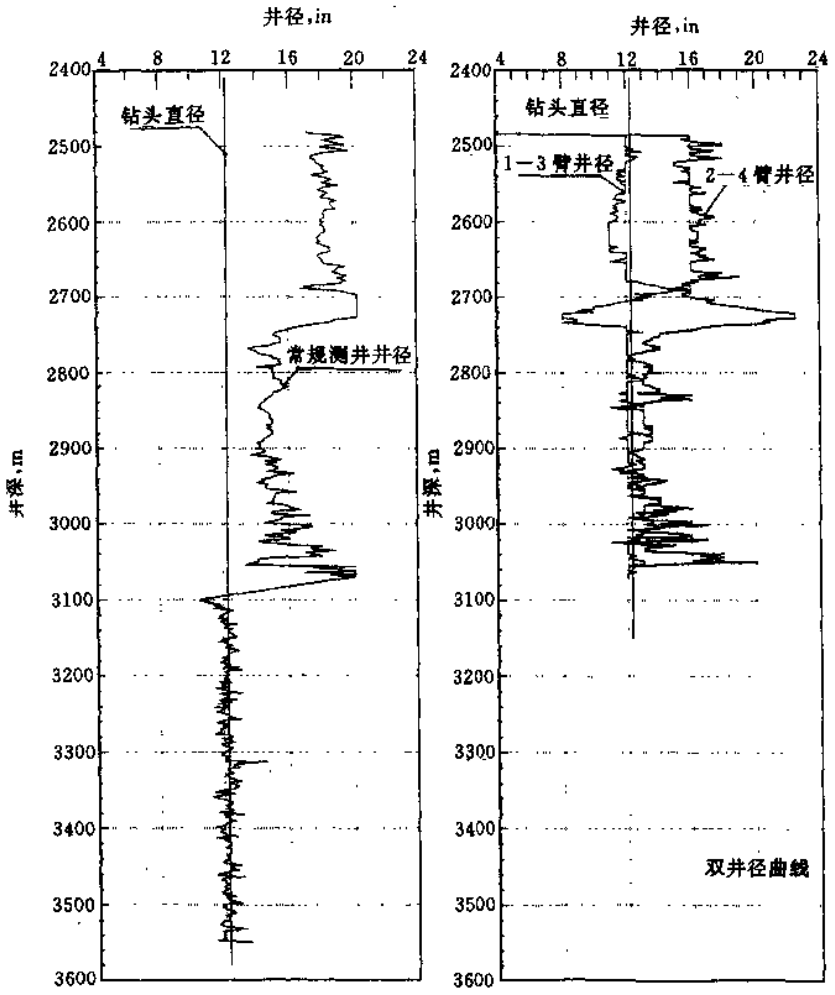


图6－6　呼2井井径测井曲线

2）侧钻后：在2680～2840m井段，实用钻井液密度为1.73～1.80g/cm^3，偏大，这将大大影响机械钻速，并使粘卡可能性增大，该井段的钻井液密度选用1.68～1.70g/cm^{3}为好。

3）在2900～2940m井段，实用钻井液密度为1.75g/cm^3，偏低，将造成井壁坍塌，从2900m开始应将钻井液密度提高至1.80g/cm^3。

4）在3020m处，实用钻井液密度为1.85g/cm^3，比坍塌压力低，该井段井径扩大率也达45%～65%。应将钻井液密度提高至1.87～1.88g/cm^{3}左右。

5）目前，该井段的钻井液密度最大提至 1.92g/cm^3，使用密度过高，在安集海河组最大钻井液密度用至 1.85g/cm^3 左右即可保持井壁不坍塌。

6）在 3150m 以下井段，地层坍塌压力系数在 1.4～1.6g/cm^3 之间，使用 1.92g/cm^3 的钻井液密度过高，但为了保持上部地层的稳定，又无法降低钻井液密度，这势必大大影响机械钻速，井使井下钻进复杂。应采取适当的防粘卡措施。此外，在进行井身结构设计时，应综合考虑上述因素。

（7）呼 2 井卡钻原因分析：呼 2 井共发生 5 次卡钻。第一次发生在 1994 年 12 月 2 日，当时井深为 2852m，钻井液密度为 1.45g/cm^3。分析原因是由于当时使用钻井液密度远小于地层坍塌压力（1.60～1.65g/cm^3），使井壁发生大量坍塌而造成的坍塌卡钻。其后四次卡钻，分析原因均为粘卡（压差卡钻）。从井眼轨迹图（图 6－7 所示）可以看出，由于侧钻在井深 2930m 处有一严重狗腿，而当时使用的钻具中 ϕ203×ϕ76 的钻铤在几次卡钻中均通过该点，钻具与井眼间隙小，加上使用的钻井液密度较大（为 1.92g/cm^3），因而极易造成粘

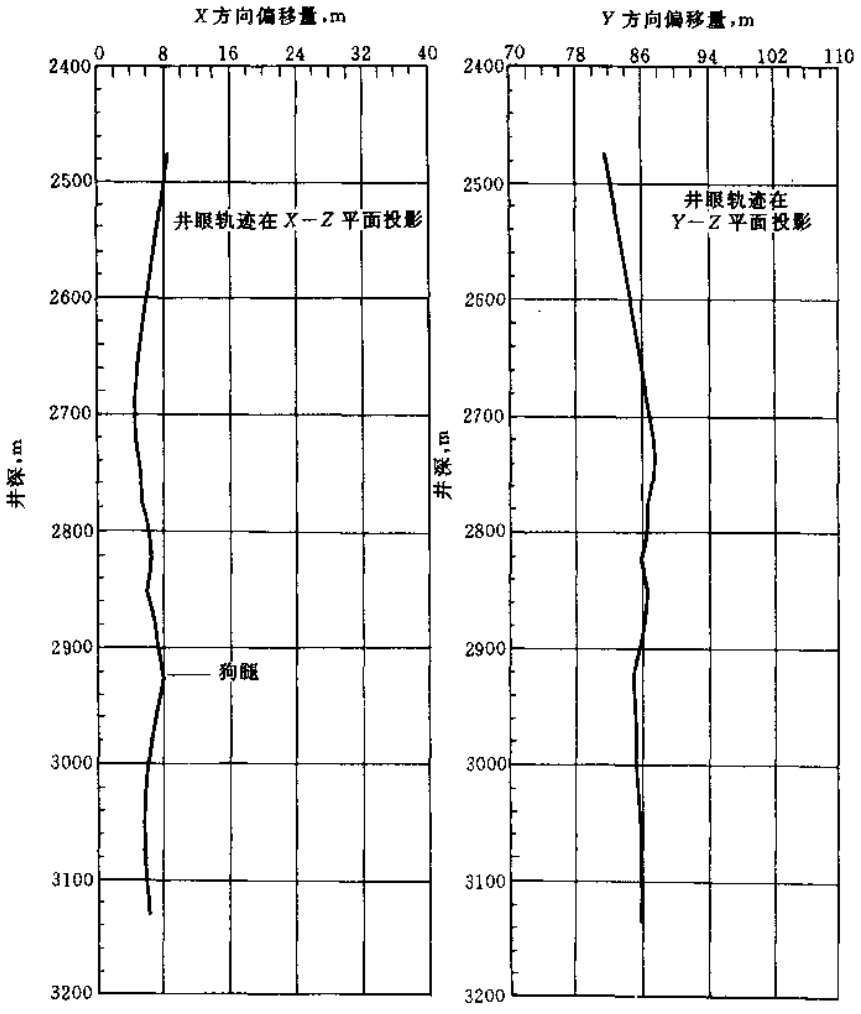


图 6－7　呼 2 井井眼轨迹图

卡。这是造成呼2井在2900m至3132m井段起下钻频繁遇阻并导致四次卡钻的主要原因。当井深进一步增加，钻铤不经过该狗腿度所在井段后，钻井事故明显减少，充分说明了上述分析是合理的。

(8) 根据室内三轴试验测得的呼2井天然岩心及露头岩心强度参数求得的各地层坍塌压力见表6-2。从表6-2中可以明显看出，呼图壁构造安集海河组及紫泥泉子组上部为易坍塌层，其坍塌压力达1.83～1.86g/cm^3。紫泥泉子组中部及东沟组地层较为稳定，其坍塌压力分别为1.55～1.31g/cm^3。

表6-2 呼图壁构造各地层保持井壁稳定所需的钻井液密度

地层	岩性	强度参数		地层坍塌压力
		C, MPa	Φ, (°)	g/cm^3
安集海河组上部	天然灰绿色泥岩	11.03	19.8	1.83
紫泥泉子组上部	天然暗棕色泥岩	11.78	16.38	1.86
紫泥泉子组中部	露头棕红色泥质砂岩	*10.54	20.78	1.55*
东沟组上部	露头棕红色泥质砂岩	11.26	28.60	1.31*

注：*表示由露头岩心强度参数经过修正后求得的地层坍塌压力。

呼2井的上述研究结果经现场验证，与实际情况符合很好。在该井紫泥泉子组中下部及东沟组地层的钻探中起了重要的指导作用，且将为该区下一步的钻探提供了基础定量的设计依据。

四、塔里木油田轮南和东河塘地区地层坍塌压力

根据取自轮南地区三个地层岩心的强度试验测出的各地层的强度，绘出的各地层强度曲线见图6-8所示，由此得到的侏罗系、三叠系、石炭系地层的强度参数C、Φ值见表6-3。将C、Φ值代入坍塌压力计算公式（3-21）中，可求得各地层保持井壁稳定所需的钻井液密度随井深的变化曲线，见图6-9所示。在计算时假设地应力随井深线性增大。在图6-9中未画出石炭系棕色泥页岩的曲线，因为该层强度较大，比较稳定，需要的泥浆密度较小。根据图6-9所示侏罗系、三叠系、石炭系的坍塌压力曲线，可以得到如下结论：

表6-3 轮南油田各地层泥页岩强度参数

地层	岩性	强度参数	
		C, MPa	Φ, (°)
侏罗系	灰色泥页岩	23.95	26.6
三叠系	灰色泥页岩	26.2	24.9
石炭系	灰色泥页岩	36.6	18.2
石炭系	棕色泥页岩	30.2	33.0

(1) 侏罗系和三叠系地层的稳定性比较接近，在4500～5000m井深范围内用1.20～1.30g/cm^{3}密度的钻井液可保持井壁稳定。

(2) 石炭系棕色泥页岩的强度较大，比较稳定，所需的钻井液密度较低，钻井时不必担心该层有坍塌失稳的危险。

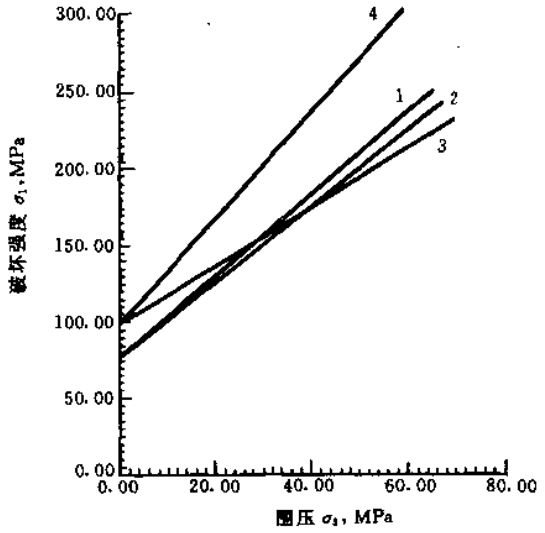


图 6-8 塔里木轮南地区泥页岩强度曲线

1—侏罗系；2—三叠系；3—石炭系灰色泥页岩；4—石炭系棕色泥页岩

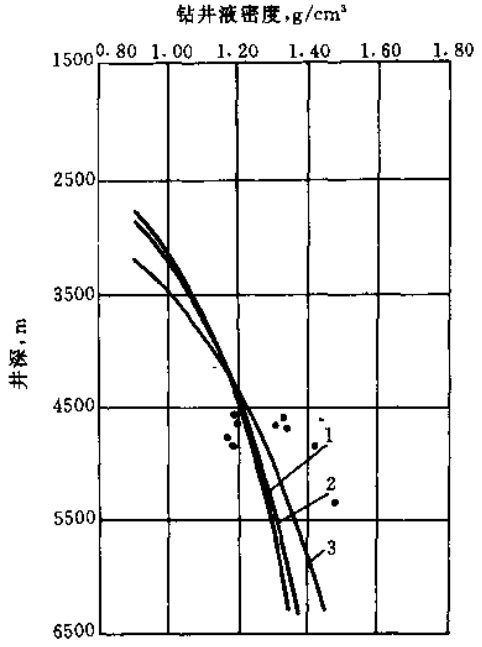


图 6-9 轮南地区地层坍塌压力随井深的变化曲线

1—侏罗系；2—三叠系；3—石炭系；点“·”为实用钻井液密度数据

(3) 石炭系灰色泥页岩的强度较差，埋藏越差，钻井时所用的钻井液密度应较钻侏罗系和三叠系地层要大些，在4500～5000m范围内建议可用钻井液密度1.22～1.38g/cm³，若考虑油层压力系数较高，需用 ρ_m>1.40g/cm³，但泥页岩孔隙压力系数不大，则井壁不会出现坍塌问题，现场采用高密度 ρ_m=1.60g/cm³ 以上的钻井液，纯粹是由于油层压力高的缘故。

(4) 上述计算未考虑井内液柱压力波动问题，在实际操作时对钻井液密度略作调整或限制起下钻的速度以控制在易坍地层段的井内压力波动。

用同样的方法绘出了东河塘地区地层坍塌压力随井深的变化。由于该区没有取得完整的水力压裂试验数据，无法测得地应力。故计算时仍取轮南地区的地应力数据，即水平向两个主地应力梯度分别为：

$$G_{h1}=0.0245\text{MPa/m}$$

$$G_{h2}=0.0175\text{MPa/m}$$

北京石油勘探开发研究院曾对东河1井5671～5675m和东河3井5683～5687m处的岩心在室内进行了声发射凯塞尔效应试验，测得的地应力数据为：

$$G_{h1}=0.0212\text{MPa/m}$$

$$G_{h2}=0.0160\text{MPa/m}$$

与轮南地区的地应力相比，这个数据偏低，但为了对比，作者同时采用这两种地应力分别计算出保持井壁稳定所需的钻井液密度值。

由于东河塘地区侏罗系地层为易坍层，故对取自侏罗系的12块岩样进行了模拟井下温压条件下的三轴强度试验，由此得到的强度曲线见图6-10所示。通过回归得到东河塘地区

侏罗系泥页岩地层的强度参数为：

$$C = 25.2\text{MPa}$$

$$\Phi = 22.0^\circ$$

将地应力及强度参数代入式（3－21），得到两种地应力下侏罗系地层坍塌压力随井深的变化曲线（见图 6－11）。从图中可以看出，地应力梯度值的差别导致了显然不同的结果。在相同井深下，钻井液密度相差约为 0.2g/cm³。

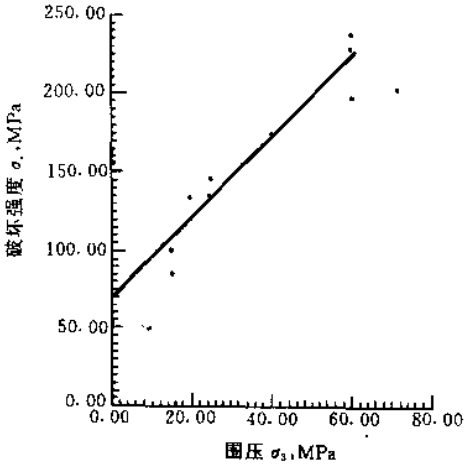


图 6－10　东河塘地区泥页岩强度曲线

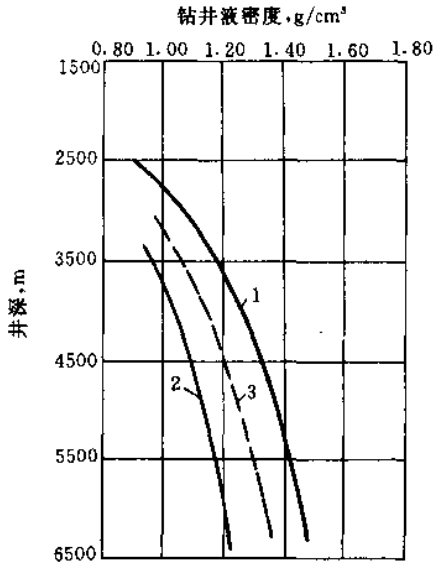


图 6－11　东河塘地区侏罗系地层坍塌压力随井深的变化

1—σ_{h1} = 0.0245MPa/m　σ_{h2} = 0.0175MPa/m；

2—σ_{h1} = 0.0212MPa/m　σ_{h2} = 0.0160MPa/m；

3—推荐的钻井液密度曲线

由于声发射法测定超过 5000m 井深处的地应力可靠性较差，而东河塘地区又缺完整的地层破裂试验数据。因此，建议采用上述两条曲线的中间值，即图 6－11 中的虚线（曲线 3）作为推荐的钻井液密度曲线。根据曲线 3，可推荐钻侏罗系地层应用密度为 1.20～1.30g/cm³ 的钻井液（深度 4500～5500m）。

第七章　煤层井壁稳定的离散单元法分析

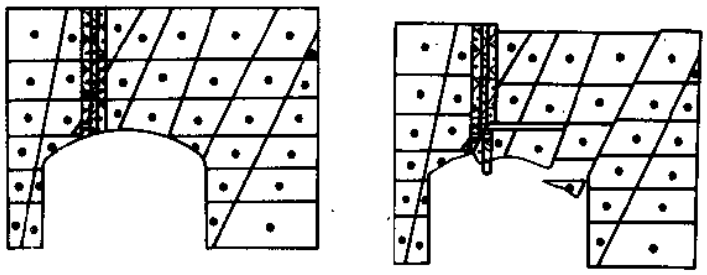
Maury 和 Sauzy 研究气井的井壁稳定问题时发现导致井壁不稳定的另一个因素——剪切位移。如果钻井液密度不合理，使得与井壁交叉的天然裂缝重新张开时，沿着裂缝的应力快速释放，相对的两个裂缝面就会发生剪切滑移而使井壁剥落，这主要是对裂隙发育的破碎性地层面言。根据产生剪切滑移位错的节理区域和剪切位移的大小可判断井壁是否稳定。

通过观察吐哈露头煤试样，可知煤结构上的不连续性，岩体为许多层面和节理面所切割，切割节理单元之间距离在 2～10mm 之间，煤层属于节理裂隙发育的易破碎性地层。

作者利用处理节理岩体的离散单元法对煤层井眼周围的应力、位移及裂缝张开情况进行了一系列分析计算。通过计算发现，对裂隙发育的地层除了需合理的钻井液密度以外，钻井液性能极为重要，井壁有渗流和不可渗透时结果相差很大。当井壁不可渗透时，可通过提高钻井液密度到合理值防止井壁垮塌；当井壁有渗流时，钻井液密度越大，渗流速度越大，缝间流体压力越大，裂缝越易张开而引起剪切滑移。节理的渗透系数不同，裂缝张开的区域和大小也不同。

第一节　离散单元法的基本原理

离散单元法是 Cundall 在 70 年代提出的一种数值计算方法，特别适用于节理岩体的应力分析。离散单元法以受节理裂隙切割的块体为出发点，将研究区域划分为单元（见图 7－1 (a)）。单元因受节理等不连续面控制，在运动过程中，单元节点之间可以分离，即一个单元与相邻节点可以接触，也可以分开（见图 7－1 (b)）。单元之间的相互作用力可以根据力和位移的关系求出，而个别单元的运动则完全根据该单元所受的不平衡力和不平衡力矩的大小按牛顿运动定律确定。



(a)　　(b)

图 7－1　离散单元模型

离散单元法中所用的求解方法有静态松弛法和动态松弛法两种。其中，动态松弛法是把非线性静力学问题化为动力学问题求解的一种数值方法，利用有限差分法在计算机上按时步进行迭代并遍历整个块体集合，直到对每一块体都不再出现不平衡力和不平衡力矩为止。

离散单元法的单元可以是刚性块体单元，也可以是变形单元。刚性块体单元的基本方程

包括：

物理方程：
$$\begin{cases} F_n = K_n \cdot U_n \\ \Delta F_s = K_s \cdot \Delta U_s \end{cases} \tag{7-1}$$

运动方程：
$$\bar{a} = \frac{\bar{F}}{m} \tag{7-2}$$

式中 F_n——单元接触面的法向力；

ΔF_s——剪切力增量；

K_n——法向刚度系数；

K_s——节理的剪切刚度系数；

U_n——假定的单元之间的叠合量；

ΔU_s——两块体之间的相对剪切位移；

$\bar{a}$——加速度向量；

$\bar{F}$——单元所受的合力；

m——单元的质量。

可变形单元除了刚体位移以外，单元本身还有弹性变形，可采用拉格朗日差分法求解单元本身的变形。以下计算中采用了可变形单元模型。计算程序采用的是通用的二维离散元DEM程序。

第二节 煤层井眼的离散单元计算

一、离散单元仿真模型的建立

图7-2为模拟煤层井眼的离散单元计算模型。图中圆形井眼近似用一个正八边形代替，其对角线长$2R$为0.22m（$2R$为钻头直径），地层取2.2m×2.2m的正四边形，两个方向受到非均匀地应力σ_{h1}、σ_{h2}的作用，正八边形内作用有均匀的泥浆柱压力p_i。为减小计算量，网格划分从中间向四周逐渐变稀，其中井壁附近的块体单元尺寸按被节理和裂隙分割成的煤块体大小设计。计算中假设块体单元和节理本构关系为弹塑性本构关系，服从摩尔—库仑破坏准则。

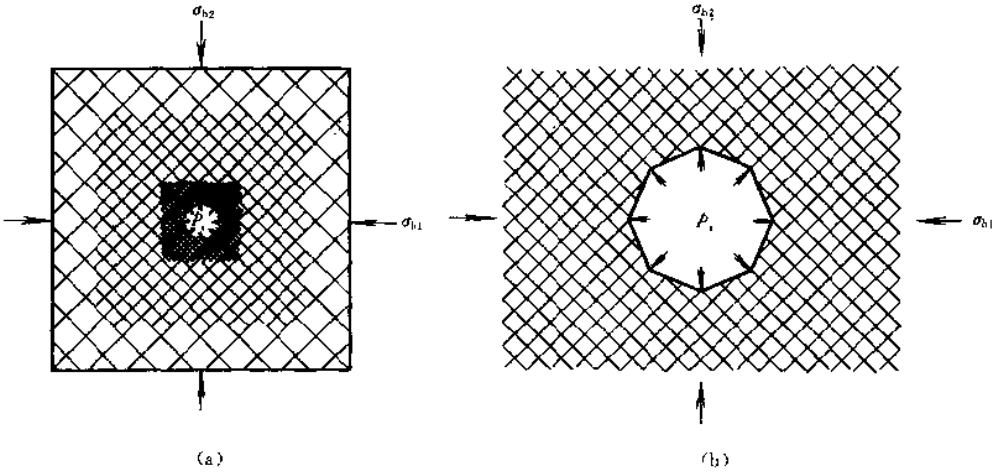


图7-2 煤层井眼的离散元计算模型
(a) 模型单元划分；(b) 井眼周围局部放大后的网格

二、井壁不可渗透与可渗透计算结果比较

为了简化计算，首先不考虑地应力，仅考虑泥浆柱压力的作用，所用泥浆柱压力为15MPa。分井壁不可渗透与可渗透两种情况，井壁渗透程度用渗透系数 JP 的大小来表示，JP 越大，渗透性越好，JP 越小，越接近不可渗透情况。JP 与流体粘度成反比，与节理张开度平方成正比。图 7－3 为井眼受均匀压力时的主应力分布（包括方向和大小——以线段长短表示）。图 7－4 和图 7－5 分别为节理张开情况和位移分布。图 7－6 为三种不同渗透系数下的渗流速度及流体渗透区域。

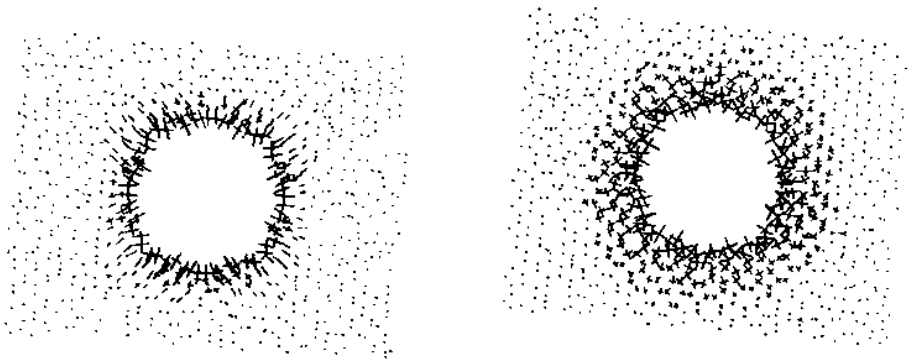


图 7－3　井眼受均匀压力时的主应力分布
(a) 不可渗透；(b) 可渗透，$JP=0.05$

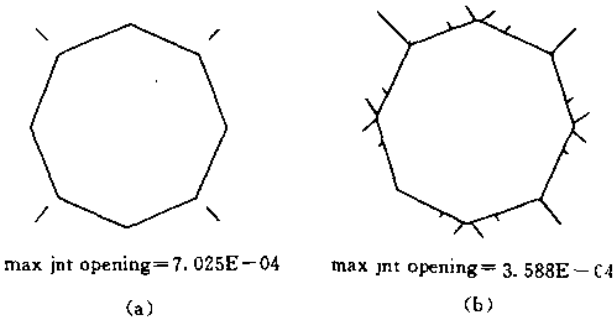


图 7－4　井眼受均匀压力时节理张开情况
(a) 不可渗透；(b) $JP=0.05$；(c) $JP=0.005$；(d) $JP=0.0005$

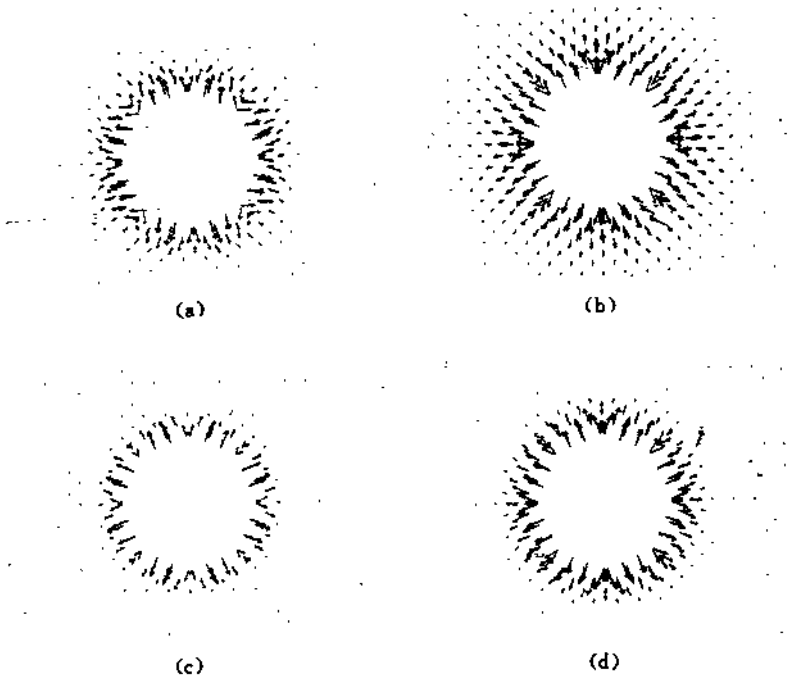


图 7－5　井眼受均匀压力时的位移分布

(a) 不可渗透，最大位移 3.993mm；(b) $JP=0.05$，最大位移 0.572mm；
(c) $JP=0.005$，最大位移 1.120mm；(d) $JP=0.0005$，最大位移 1.479mm

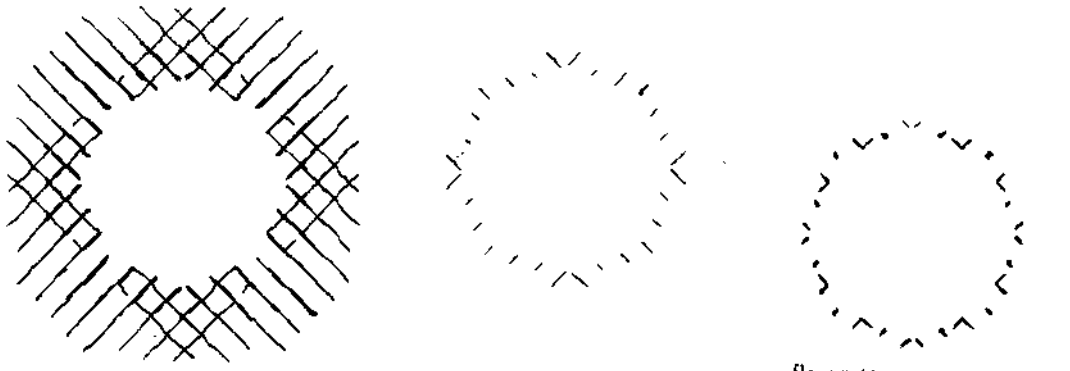


图 7－6　井眼受均匀液柱压力时的流动区域

(a) $JP=0.05$，最大流速 2.963×10^{-5}m/s；(b) $JP=0.005$，最大流速 2.362×10^{-5}m/s；
(c) $JP=0.0005$，最大流速 2.643×10^{-6}m/s

经分析，可得出如下几条规律：

（1）考虑流体渗透到裂缝中时，节理张开的区域远大于不可渗透情况。渗透系数 *JP* 越小，节理张开的区域越小。不可渗透时由于节理局部张开，所以最大张开度较渗透时大。当 *JP* 相当小时，节理的张开情况接近不可渗透情况。

（2）仅考虑均匀液柱压力作用时，井眼周围位移指向地层方向，井壁不可渗透时的位移远大于渗透时的值。*JP* 越小，位移越大，当 *JP* 相当小时，位移接近不可渗透的值。

（3）考虑渗流情况，*JP* 值增大时，流速增加，流体浸入裂缝的区域增加，*JP* 很小时，渗流区域也很小，接近不可渗透情况。

以上结果是仅有液柱压力时的一些规律性结论，下面模拟井眼围岩实际受力情况，考虑非均匀地应力和液柱压力同时作用，地应力参考第一章的计算结果给定，液柱压力 30MPa，对井壁可渗透（$JP=0.05$）与不可渗透两种情况进行了计算，受力后的单元见图 7－7，其节理张开情况见图 7－8。考虑渗流时的流体渗入区域见图 7－9。井壁不可渗透时，节理的最大相对剪切位移为 0.629mm；考虑渗流时，节理最大相对剪切位移为 3.886mm。从图 7－7～图 7－9 可以看出，有渗流时节理张开区域大，张开距离和剪切位移也大，同样的外力条件，有渗流时左下角块体已张开但没完全脱离，而井壁不可渗透时就没有剪切滑移，能很好地保持井壁稳定。

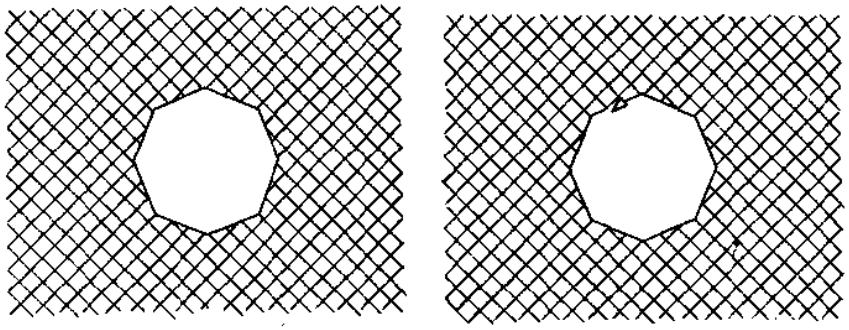


图 7－7　受力后的单元块体

（a）可渗透；（b）不可渗透

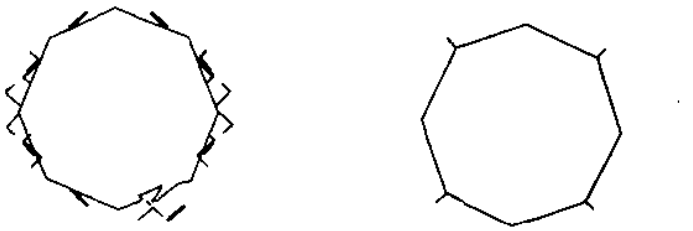


图 7－8　受地应力和液柱压力同时作用时节理张开情况

（a）可渗透，$JP=0.05$；（b）不可渗透

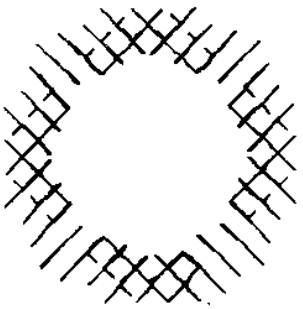


图 7－9　渗流区域及最大流速

$JP=0.05$

通过以上一系列的计算结果比较，使我们获得一个总的认识，对于裂隙发育地层，要保持井壁稳定，除了合理的钻井液密度值外，钻井液性能极为重要。如果泥饼质量差，流体浸入裂缝使节理的有效正应力大大减小，节理张开区域变大，张开距离也变大。由于流体的浸入和节理的张开，导致块体周围因为没有压力降而变得松散，松散的块体很容易被钻井液冲刷掉。如果渗流系数 JP 很小，就可以大大减小因渗流造成的井眼不稳定，而减小 JP 可通过降低钻井液的失水和增加粘度以获得优质泥饼及采用具有封堵作用的处理剂来实现。同时还应减缓钻井液对井壁的冲刷从而避免将所有变得较为疏松的块体都冲走。

需要补充说明的是，从国外一些研究者的工作和我们的计算中发现，流体渗入井壁的区域是有限的，在未压破地层时，虽然钻井液没有多少漏失，但井不排除渗流的可能性，所以切不可根据钻井液的漏失判断渗流的存在。

三、井壁不可渗透时防塌钻井液密度

国外学者的研究发现，当井壁不可渗透时，钻井液密度越大，节理张开区域越小，井壁越稳定。作者对井壁不可渗透情况求出了保持井壁稳定的钻井液密度值。煤层的物理力学参数的设置参照国内外关于煤强度力学特性的研究成果，结合吐哈露头煤试验结果和声波资料的分析解释，可大致确定如下：

地层密度 $\gamma=1700\text{kg/m}^3$，弹性模量 $E=7.5\times10^9\text{Pa}$

体积模量 $K=6.25\times10^9\text{Pa}$，剪切模量 $G=2.85\times10^9\text{Pa}$

粘聚力 $C=6.8\times10^6\text{Pa}$，摩擦系数 $F=0.5$

节理法向刚度 $JK_N=1.0\times10^{10}\text{Pa/m}$

节理切向刚度 $JK_S=3.3\times10^9\text{Pa/m}$

取井深 3000m 进行计算，地应力由测井资料解释得到。钻井液密度从 1.0g/cm^3 到 1.5g/cm^3，每次增加 0.1g/cm^3 分别进行了计算，还分析计算了井内没有钻井液柱压力的情况。受力变形后的块体如图 7－10，井周位移分布如图 7－11，节理的张开情况如图 7－12。图 7－11（a）、（b）、（c）分别对应井内没有钻井液柱压力、钻井液密度 1.2g/cm^3 和 1.5g/cm^3 三种情况，对应的节理面最大剪切位移分别为 8.765mm、3.777mm 和 1.123mm，最大位移分别为 3.505cm、1.309cm 和 0.2939cm。

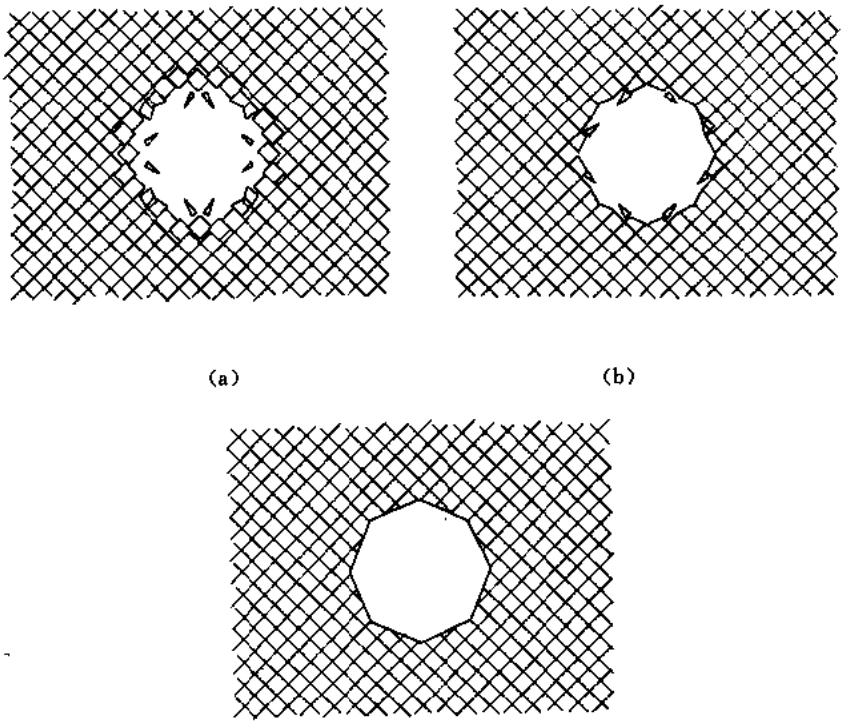


图 7－10　井壁不可渗透，受非均匀地应力和钻井液柱压力共同作用的块体分布
(a) $\rho_i=0$；$\rho_i=1.2g/cm^3$；(c) $\rho_i=1.5g/cm^3$

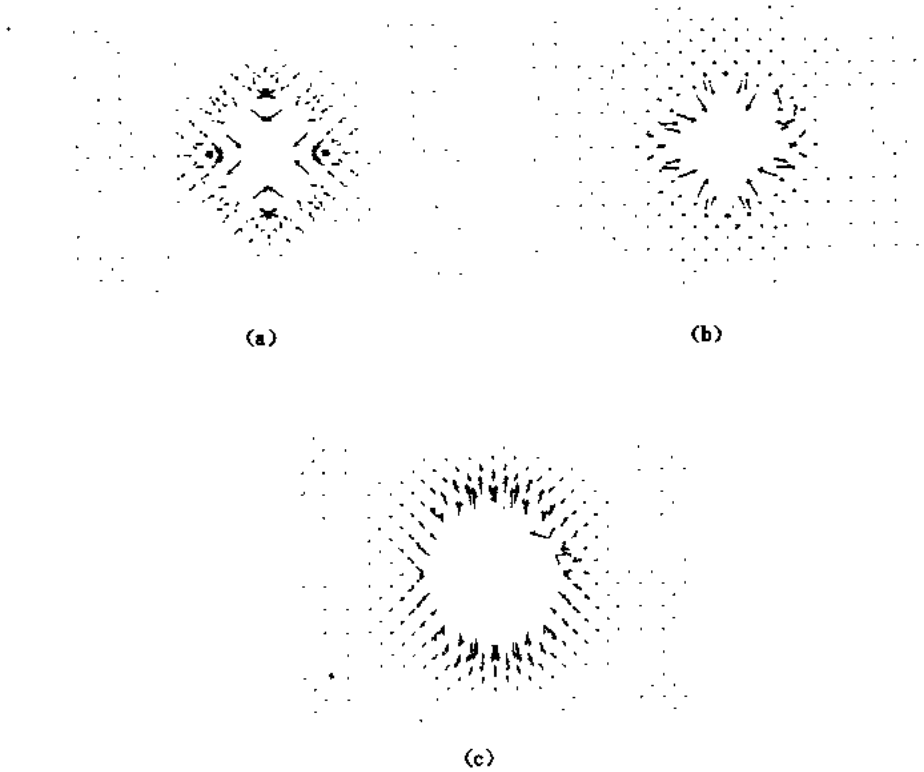


图 7－11　井壁不可渗透，受非均匀地应力和钻井液柱压力共同作用的井周位移分布
(a) $\rho_i=0$，最大位移 3.505cm；(b) $\rho_i=1.2g/cm^3$，最大位移 1.309cm；
(c) $\rho_i=1.5g/cm^3$，最大位移 0.2939cm

通过每次增加0.1g/cm³的钻井液密度值进行计算，发现钻井液密度为1.5g/cm³时节理几乎没有张开，节理面的剪切位移也很小。小钻井液密度时块体位移指向井轴方向，随着钻井液密度的增大，块体位移减小；当密度增大到一定值时，块体位移改变符号，方向指向地层。钻井液密度为1.5g/cm³时块体位移很小，且方向指向地层。从块体变形运动情况看，钻井液密度为1.5g/cm³时井周单元保持完好，说明井壁很稳定。

从分析图7－11三种情况可得出如下结论：

（1）钻井液密度越大，块体位移越小，且逐渐改变方向，从小密度时指向井轴变为高钻井液密度时指向地层。

（2）随着钻井液密度的升高，节理张开的最大距离和张开的区域减小，直到趋于完全闭合。

（3）钻井液密度越高，节理面之间的最大剪切位移越小，滑落掉块也就越少。

由上面的变化规律可知，对所取物理参数，当井壁不可渗透时，钻井液密度在1.5g/cm³以上能保持井壁稳定。这与测井资料解释的结果基本相符。所有物理参数的进一步校准依赖于地下八道湾煤块的三轴强度试验，参数的准确与否直接影响计算结果的可靠性。

实际煤块节理分布并不像图7－2那样规则，节理与最大水平地应力的方向不可能全为45°，而是任意排列，我们不可能了解到地下节理方向，所以上面的计算对实际问题作了大大简化，Santarelli的研究结果和我们的计算都发现，节理方向不同，对同一钻井液密度对应的节理张开程度也不一样，因而防止井壁不产生剪切掉块的钻井液密度值也不一样。对该组物理参数，改变节理方向与最大水平地应力成不同角度（从0°～90°），使井壁不产生剪切滑移掉块的临界钻井液密度变化从1.2g/cm³到1.6g/cm³。所以搞清地下节理与主地应力的相对方位对合理选择钻井液密度极为重要。

考虑渗流时，一方面，钻井液密度的增大有利于裂缝的闭合，利于保持井壁稳定；另一方面，钻井液密度增大，渗流速度也加快，流体浸入裂缝使节理的有效正应力减小得更快，节理张开区域和距离变大，这不利于井壁稳定。通过对井壁有渗流时进行的计算，发现钻井液密度增大时，后者起主要作用，钻井液密度越大，节理张开越多，井壁越不稳定。所以当泥饼质量不好时，钻井液密度的提高只会使井壁不稳定性变得更加严重。考虑井壁有渗流时合理钻井液密度的确定难度很大，影响因素也很多，这需要进一步的研究和计算分析工作。

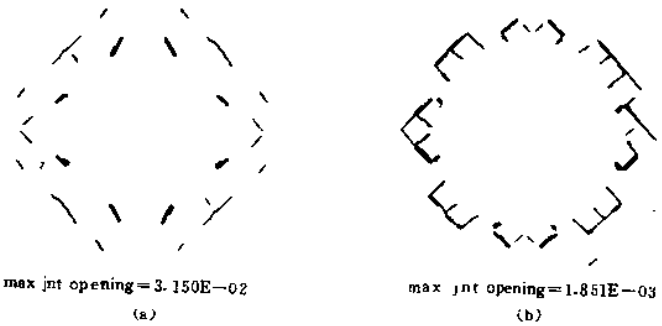


图7－12　井壁不可渗透，受非均匀地应力和钻井液柱压力共同作用的井周节理张开情况

(a) $\rho_1=0$；(b) $\rho_1=1.2g/cm^3$

第三节 结　论

对煤层展开的一系列离散单元数值计算，使我们对节理裂隙发育的易破碎性地层井壁稳定问题有了新的认识。

（1）对同一钻井液密度值，井壁不可渗透时稳定性优于井壁有渗流的情况。井壁有渗流时节理张开的区域、节理间距及相对两个节理面之间的剪切滑移都远大于井壁不可渗透时的值。

（2）如果泥饼性能优良，井壁不可渗透，则钻井液密度越高，张开的节理裂隙越少，节理张开的距离和剪切位移也越小。井眼周围块体位移随着钻井液密度的升高而减小，方向从小钻井液密度时指向井轴变为高钻井液密度时指向地层。这说明钻井液密度的升高有利于保持井壁稳定。对八道湾煤层计算出井壁不出现掉块时的钻井液密度值为 $1.5g/cm^3$。

（3）当井壁有钻井液渗入时，流体的渗入使得节理面的有效正应力大大减小，节理张开距离变大，井周渗入钻井液的块体变得疏松，松散的块体很容易被循环的钻井液冲刷掉而造成井径扩大。钻井液密度越高，流速越大，张开的节理面越多，节理张开的距离越大，井壁越不稳定。

（4）地层中节理、裂隙分布的方位不同，同一钻井液密度对应的节理张开区域和张开的距离也不同，所需保持井壁稳定的钻井液密度值也不一样。这要求数值计算的网格尽量接近地下实际裂隙分布情况和走向，各物理力学参数按照地层实际试验值选取，以提高计算结果的可靠性。进行定向工程取心将有助于提高计算与实际情况的符合性。

离散单元法用于破碎性地层的井眼稳定分析在国内还是首次，国外这方面的工作也不多见，考虑渗流情况的计算软件就更少。由于时间关系，作者只是做了一些探索性工作，得出了具有实际意义的一些规律性结论。各物理量间的定量关系以及考虑渗流时控制井壁稳定钻井液密度的确定等都需要做进一步的研究和计算工作。本问题的进一步研究不仅具有很大的实用价值，而且还具有很高的学术价值。

要解决煤层井壁稳定问题，应将选择合理的钻井液密度和优质钻井液配方结合起来。钻井液密度可由三条压力剖面确定，这样可以防止塌、卡、漏、喷。钻井液配方应使能产生优质泥饼，提高屏蔽封堵能力，将渗流系数减小到最小，防止因渗流造成的井壁不稳定。同时还应尽量减小井壁冲刷和泥浆柱压力波动。只有各方面紧密配合，才能防止因井壁不稳定引起的各种事故，保证安全顺利地钻进。

参 考 文 献

[1] 邓金根，黄荣樽．油田深部地层地应力测定的新方法．石油大学学报，1996

[2] 黄荣樽．水力压裂裂缝的起裂和扩展．石油勘探与开发，1981（5）

[3] 张景和，黄荣樽．应用地层倾角仪技术确定地应力的主方向．石油勘探与开发，1987（2）

[4] Yew，C.H.Li.Y.Fracturing of deviated well.SPE 16930，1987

[5] 刘建中，李自强．对水压致裂应力测量理论的实验与分析．岩石力学与工程学报，1986（3）

[6] Deng Jingen，Wang KangPing.In－situ stress determination at Great depth by using acoustic emission technique.Rock Mechanics Procedings of 35th U.S.Symposium，P245－250，June 1995，U.S.A

[7] Deng Jingen，Huang Rongzun.Experimental Modeling and numerical analysis of well casing loading hy Rock Creep.Proceedings of the 1st North American Rock Mechanics Symposium，P233－240，June 1994，U.S.A

[8] 黄荣樽，邓金根．石油工程岩石力学研究进展．石油大学学报，Vol 17，July 1993，P50－59

[9] 邓金根，黄荣樽.200MPa，200℃高温高压三轴岩石蠕变仪的研制．中国岩石力学与工程学报，Vol.12，NO.1，1993，P63

[10] 邓金根，王康平．油井套管，水泥环组合体抗非均匀围岩外载的强度特性．中国岩石力学与工程学报，Vol.13，NO.2，1994

[11] 邓金根，黄荣樽．流变地层中套管外载的计算方法．钻探技术，Vol 22，NO.4，1994

[12] M.A.Addis.垂直井眼和斜井眼稳定性的试验研究．见：井壁稳定技术译文集．石油工业出版社，1991

[13] Erling FJaer，et al.Petroleum related rock mechanics.ELesvier Science Publishing Inc.1992

[14] 徐同台．井塌原因及防塌措施探讨（Ⅰ，Ⅱ）．钻井液与完井液，1988（1）（2）

[15] M.R.Mclean，M.A.Addis.井眼稳定性分析：现有分析方法的回顾及现场应用.SPE19941

[16] Bradley.W.B.Mathematical Stress Cloud－Strain Cloud can Predict borehole failure.Oil and Gas J，Vol.77，No.8，Feb.PP.92－102，1979

[17] Veeken.C.A.M，Walters.J.V，Kenter.C.J，Davies D.K.Use of Plasticity Models for Predicting Borehore Stability.Proc.Int，Symp，ISIM－SPE，Pau.France，Aug，PP.835－844，1989

[18] Santarelli.F.J.Theoretical and Experimental Investigation of the Stability of the Axisym.metric Wellbore，1987

[19] Haimson.B.C，Herrick.C.G.Borehole breakouts and insitu stress.Proc.12th.Ann ETCF－ASME Drilling Symp.Houston，PP17－22.1989

[20] Pariseau.W.G.Plasticity theory for anisotropic rocks and soils.Proc.10th U.S.Symp.on Rock Mech.Austin，PP267－295.1986

[21] Hoek.E, Brown.E.T.Under ground Excavations in Rock., London, PP131－182.1980
[22] 陈生官主编．水平井钻井技术．机械工业出版社，1990.8
[23] 黄荣樽，白家祉等．斜直井井壁张性裂纹的位置及走向与井眼压力的关系．石油钻采工艺，1993.5.Vol.15
[24] Chine.H.Yew 和 Martin.E.Chenevert 等．由水吸附引起的井眼应力分布 .SPE19536
[25] Z.H.Zhou, R.Z.Huang, Y.F.Cheng.Constitutive Equations of shale and Clay Swelling: Theoretical Model and Laboratory Test Under Confining Pressure.SPE22382
[26] F.K.Mody , A.H.Hale.Borehole－stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drlling－fluid/Shale Interactions.JPT Nov.1993
[27] A.H.Hale F.K.Mody.The Influence of Chemical Potential on Wellbore Stability.SPE Drilling & Complection, September 1993
[28] 楼一珊，庄锦江，黄荣樽等．岩石动静弹性参数相关性研究及其应用．江汉石油学院学报，1986.6
[29] 黄荣樽，庄锦江，一种新的地层破裂压力预测方法．石油钻采工艺，1986.3
[30] M.A.Addis. 垂直井眼和斜井眼稳定性的试验研究．见：井壁稳定技术译文集．石油工业出版社，1991
[31] Tony Addis, David Boulter et al.The Quest for Borehole Stability in the Cusiana Field, Colombia.Drilling, Apr/July 1993
[32] 王泳嘉，邢纪波．离散单元法及其在岩土力学中的应用．东北工学院出版社，1991
[33] Santarelli F.J.Mechanisms of Borehole Instabitity in Heavily Fractured Rock Media.Int.J.rock Mech.Sci.Geomech.Abstr., Vol.29, No.8, PP457－467, 1992