

控压钻井新技术及其应用

Dave Elliott

壳牌勘探与生产公司
荷兰海牙

Julio Montilva

壳牌勘探与生产公司
美国得克萨斯州休斯敦

Paul Francis

荷兰海牙

Don Reitsma

Jaye Shelton
得克萨斯州休斯敦

Vincent Roes

Talisman能源公司
加拿大艾伯塔省卡尔加里

《油田新技术》2011年春季刊：23卷，第1期。
©2011 斯伦贝谢版权所有。

在编写本文过程中得到以下人员的帮助，谨表感谢意：休斯敦的 Sonny Espey, Paul Fredericks, Wayne Matlock, Marie Merle, Mike Rafferty, Roger Suter 以及 Eric Wilshusen。

HOLD 是斯伦贝谢公司的商标。

AUTOCHOKE 和 WARP 是 M-I 有限责任公司的商标。

几十年来，钻井工程师们一直都是采取谨慎控制泥浆比重，使其静水压力高于所钻地层孔隙压力的做法。如今，工程师们发现通过在地面控制压力来控制井底钻井工况具有很大的优势，从而突破了以往在井壁稳定性和地层破裂压力方面遇到的限制。

钻井作业处在高压与低压环境内。异常的地层压力可能会导致机械钻速降低，钻井成本增加，甚至钻井失败。随着这种情况的频繁出现，作业者现在都致力于使用不同于以往的钻井新技术来避免发生压力相关的钻井问题。其中一种新技术便是控压钻井技术（MPD）。

传统的钻井技术通过控制井眼环空的静水压力来防止地层流体进入井筒。最理想的情况：钻井液或泥浆经过钻柱从环空返出期间能够产生一个高于所钻地层孔隙压力但又低于其破裂压力的当量循环密度（ECD）^[1]。钻井专家将这一压力称为破裂梯度。介于孔隙压力和初始破裂压力之间的压

力范围就是钻井窗口，或称为孔隙压力-破裂梯度窗口。一旦ECD超出这一范围，作业人员就必须下套管，开始钻进下面较小的井眼。保持井底压力高于地层孔隙压力梯度的钻井方式称为过平衡钻井（OBD）。自20世纪初期，绝大多数井都是采用这种方式钻进的。但是OBD也有其弊端，其中最大的弊端就是为了平衡地层压力而增加钻井液密度，使得ECD接近地层的初始破裂压力，因此不得不入多级套管来防止井漏。

在某些情况下，尤其是超深水钻井，即使在浅层段，相对于地层强度，孔隙压力也可能很高，这就迫使作业者在钻达目的层之前下入大批套



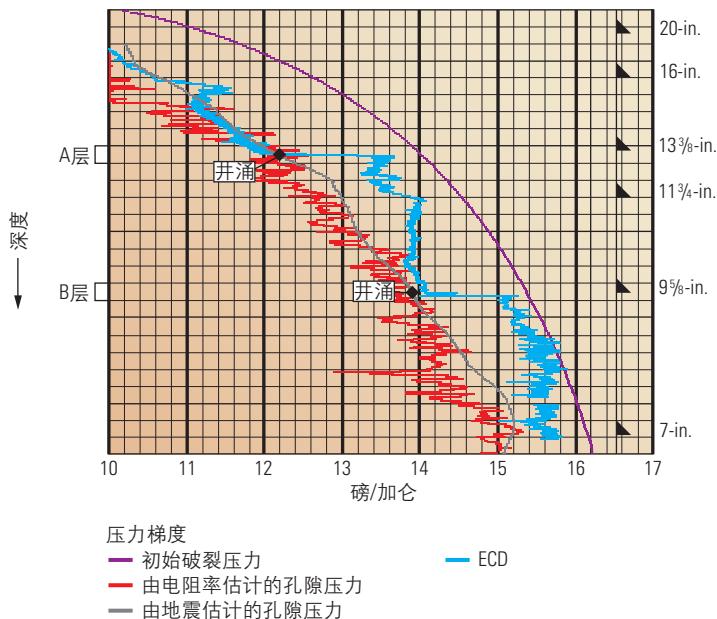
管。结果在总井深处，井眼直径太小，无法容纳具有较大直径、能够开采具有工业价值油气产量的生产油管（右图）。并且，所增加的套管经常会大大增加井的最终成本，使其远超最初预算。

除了以上这些过平衡钻井因素外，泥浆滤液和泥浆固相还会对地层造成损害。固相侵入地层并沉积在孔隙中，可能会减少产量，降低最终采收率。此外，钻井过程中的过平衡还会产生压差卡钻和其他与井眼清洁有关的钻井问题^[2]。解卡作业一般会导致数小时甚至数天的非生产时间。更糟糕的是，尤其当其他情况也发生恶化，例如钻屑聚集，钻柱可能会被永远卡在井下，并有可能报废或者需要进行侧钻（右下图）。

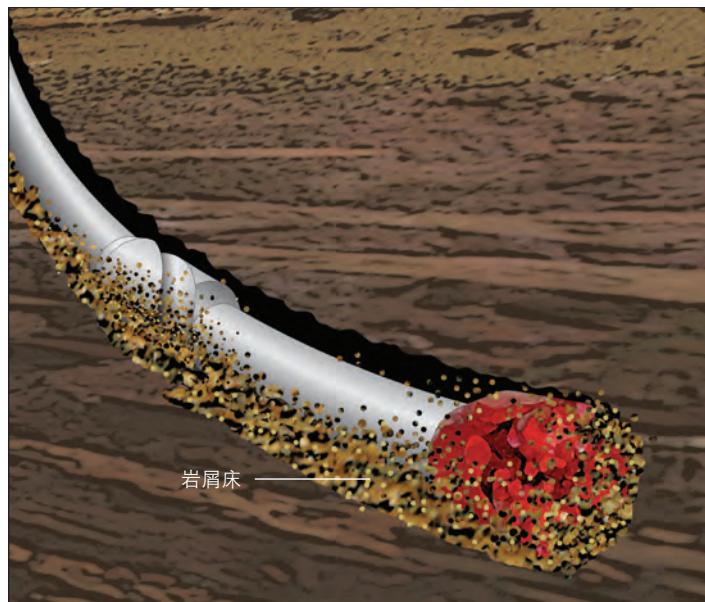
钻井液行业已经研究出化学添加剂和方法来减小因泥浆引起的地层损害和卡钻的严重程度及频率。在20世纪80年代，为了增加井的经济效益，作业者通过钻水平井使井眼接触更多地层，但是他们发现无法将钻井液的ECD保持在破裂梯度以下。因为随着真垂深的增加破裂梯度也随之增加，但是从水平段前端到尾端的破裂梯度保持不变，然而随着井眼长度的增加，摩阻压力损失也会增加。因此必须增加泵压，以保持足够大的循环速度将钻屑从环空携至地面。如果水平段足够长，ECD将导致井底压力（BHP）等于甚至超过地层的初始破裂压力，造成井漏事故。

1. ECD是循环钻井液针对地层产生的有效密度。ECD的计算公式如下： $ECD = d + P / (0.052 * D)$ ，式中d是泥浆比重，单位为磅/加仑，P是井深D到地面的环空压降(psi)，D是井的真垂深(英尺)。

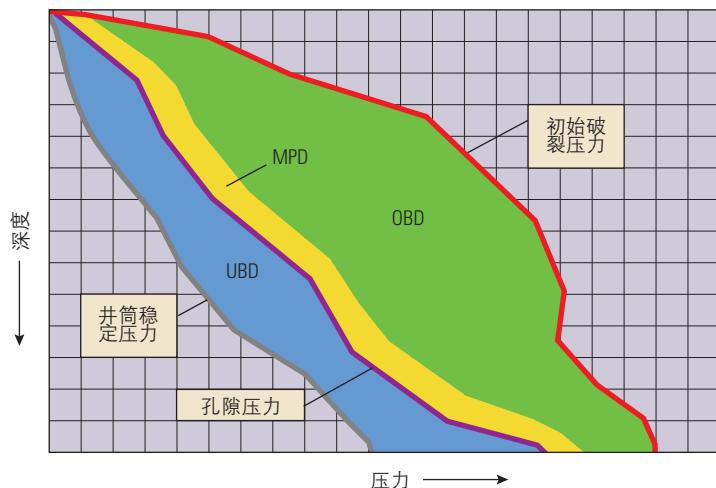
2. 钻柱无法围绕井眼轴线移动（旋转或上下移动）便发生压差卡钻。一般情况下，当较低的储层压力或较高的井筒压力（或二者兼而有之）产生的巨大接触力作用在一大段钻柱上时将会发生压差卡钻。粘滞力是井筒与储层之间的压差和压差所作用面积的乘积。因此，就卡钻来说，较低的压差作用在较大的工作面积与较大的压差作用在较小的工作面积上的效果是一样的。



▲ 常规钻井。针对从A层到B层逐渐增加的孔隙压力（井涌），如果采用过平衡钻井，ECD（蓝线）会随着钻井液比重的增加而增加，从而导致BHP接近初始破裂压力（紫线）。这时就需要下入一层套管来保护地层，从而增加了额外的套管鞋，并且接下来的井眼直径变得更小（黑色三角形）。在深水井中，通常初始破裂压力和孔隙压力之间的窗口比较窄。在本例中，作业者不得不下入六层内径逐级缩小的套管，结果导致井眼太小，无法获得具有工业价值的油气产量。



▲ 岩屑床。尽管钻屑床或固相床（浅棕色）会出现在任何形状的井眼内，但是它们在斜井中尤为常见，沉积在井眼的下部。当泥浆泵关闭，随着钻屑和岩屑（未显示）在环空内沉积从而埋住钻柱，底部钻具组合可能会被卡在钻屑床内。这种现象称为塌落卡钻，在开泵的时候也可能发生。



▲ 控制压力。常规钻井方式主要涉及的问题是在钻井过程中地层流体会流入井内。OBD方式使用钻井液产生的ECD，能够使得BHP高于所钻地层的孔隙压力（紫线），但低于初始破裂压力（红线）。UBD主要用来防止钻井液漏失到地层中，因此需要保持ECD低于孔隙压力，但是要高于维持井壁稳定的压力。这就允许地层流体流出，而避免了钻井液流入地层中。MPD（黄色）的目的是通过使用地面压力维持恒定的BHP来解决钻井问题，这就能够保证在维持BHP低于初始破裂压力的同时，防止地层流体流入井筒。钻井作业中，在某些深度上，OBD和MPD的ECD可能相等。

在钻窄窗口的井或井段时，作业者通过应用欠平衡钻井（UBD）技术来解决井漏的问题，在UBD中钻井液的ECD低于所钻地层的孔隙压力。因此，在钻进过程中地层流体就会从裸露的地层流入井筒，从而防止钻井液流入欠压地层。

但是在增强其大位移井钻进能力的过程中，石油行业遇到了井漏以外的挑战。在钻进这些井时，作业者们遇到各种与压力相关的钻井问题，包括井壁失稳和井控问题。为克服这些挑战，MPD应运而生^[3]。MPD主要用来钻那些既不适应常规OBD又不适应UBD的井，例如在那些不允许燃烧火炬气的区域，或者在钻高渗地层的时候。

在钻钻井窗口足够大的井时，压力损失可以通过控制钻井液性能、泵速和机械钻速而得到控制。斯伦贝谢旗下M-I SWACO公司的钻井液专家已经研发出一种含有微粉剂的钻井液体系。这种WARP体系使用的加重剂由一些比常规重晶石小十倍的微粒组

成，60%微粒的直径小于2微米。根据常识，如此之细的微粒会形成高粘液体，但因为其特殊的生产工艺，WARP钻井液体系具有低粘度、低凝胶强度和低沉降速度的特点^[4]。

这些特点降低了钻井液的ECD，同时确保钻井液具有良好的携岩性能，因此WARP钻井液体系特别适合与MPD结合用于大位移井中。墨西哥湾的一家大型作业公司已经将这一钻井液体系用于其16口MPD井中的13口。

本文讨论了MPD的发展和实践以及所需要的相关技术和装备。来自美国和澳大利亚陆上和海上油气井的案例研究展示了MPD在老油气田、高温高压环境以及裂缝性地层中的应用。

封闭系统

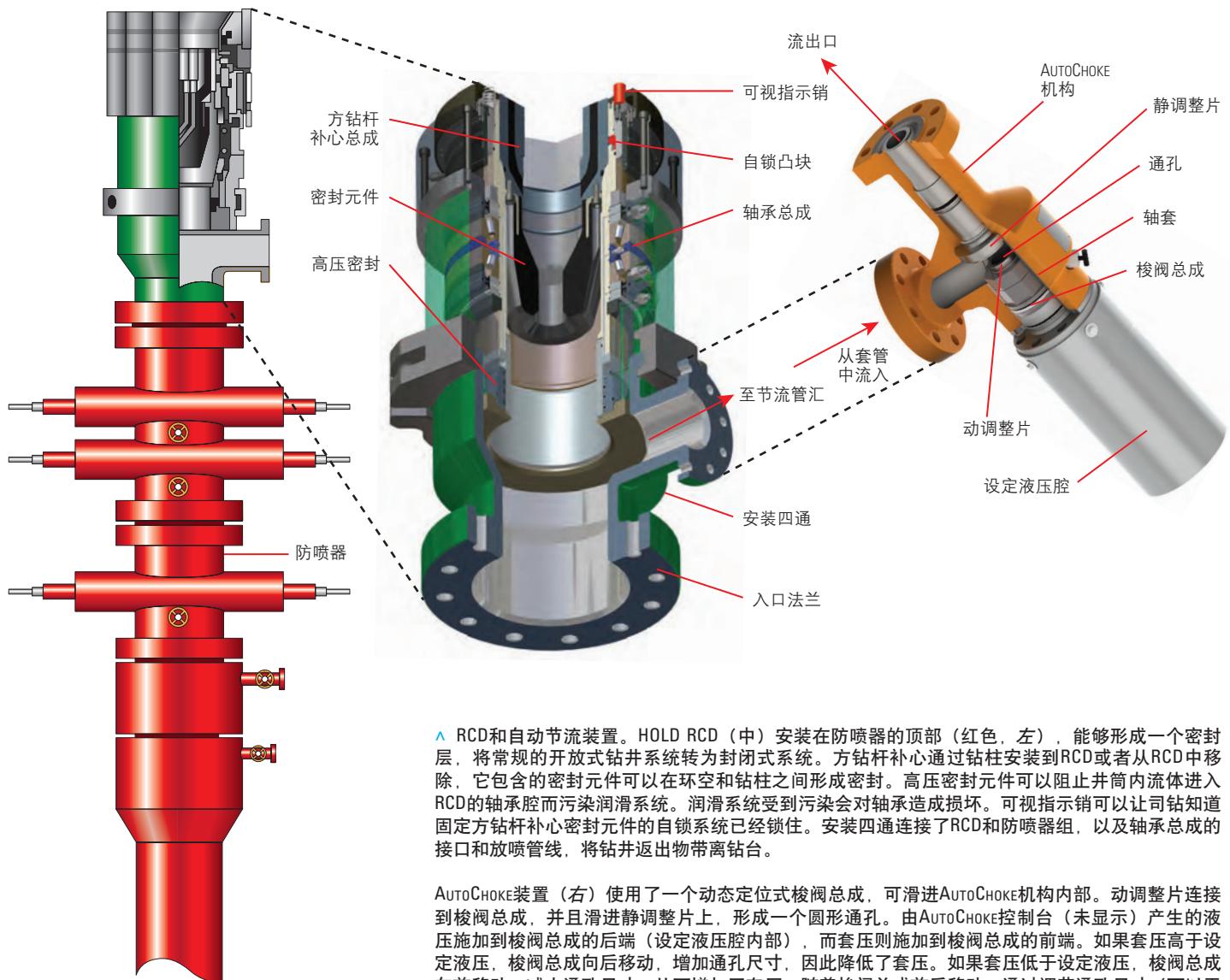
以常规方式钻进的井都是开放式系统。钻井时，钻井液通过钻柱和钻头泵入井下，再通过钻柱和井眼之间的环空返至地面。地面的返回管线连接至振动筛和泥浆池，钻井液通过这

些管线被处理和储存从而再次利用，所有这些返回管线都是在大气中敞开的。

尽管二者区别很大，但UBD和MPD都是封闭系统，都应用了旋转控制装置（RCD）将地层流体和钻井液导至分离器。对于从井眼到地面需要两道屏障的作业者来说，RCD和钻井液就是第一道屏障，而防喷器则是第二道屏障。MPD作业应用RCD形成一个封闭系统，应用节流管汇和回压泵控制井下压力。这样，不论在钻进过程（泥浆泵处于打开状态）还是在接单跟过程（泥浆泵处于关闭状态）中，钻井工程师都可以保持恒定的BHP。

一旦井下压力环境由孔隙压力、破裂压力和井眼稳定压力所确定，就用MPD来维持一个适当的环空压力剖面。其中井眼稳定压力通常由实时指纹对比来确定，环空压力降低就会导致井涌，增加就会导致井漏。因此MPD既能让作业者将ECD控制在一个狭窄的孔隙压力-破裂压力窗口内，同时又能保证井壁稳定性。这一过程主要通过控制环空的回压来实现，同时要考虑影响ECD的各个因素，例如钻井液密度、流变性、环空钻井液流速、循环摩阻以及井眼几何形态等（左上图）^[5]。

将BHP维持在预定的范围内可以将地层损害降到最低、防止泥浆漏失、抑制井涌以及提高机械钻速。MPD还可以允许作业者延长套管下入点，甚至减少一层套管。同时还可以根据井下压力变化做出即时反应，尽可能避免井涌或井漏而无需停钻。此外，由于钻井液比重保持不变，没有必要在以上作业过程中循环泥浆，因此MPD还节省了钻机时间^[6]。



▲ RCD和自动节流装置。HOLD RCD（中）安装在防喷器的顶部（红色，左），能够形成一个密封层，将常规的开放式钻井系统转为封闭式系统。方钻杆补心通过钻柱安装到RCD或者从RCD中移除，它包含的密封元件可以在环空和钻柱之间形成密封。高压密封元件可以阻止井筒内流体进入RCD的轴承腔而污染润滑系统。润滑系统受到污染会对轴承造成损坏。可视指示销可以让司钻知道固定方钻杆补心密封元件的自锁系统已经锁住。安装四通连接了RCD和防喷器组，以及轴承总成的接口和放喷管线，将钻井返出物带离钻台。

AUTOCHOKE装置（右）使用了一个动态定位式梭阀总成，可滑进AUTOCHOKE机构内部。动调整片连接到梭阀总成，并且滑进静调整片上，形成一个圆形通孔。由AUTOCHOKE控制台（未显示）产生的液压施加到梭阀总成的后端（设定液压腔内部），而套压则施加到梭阀总成的前端。如果套压高于设定液压，梭阀总成向后移动，增加通孔尺寸，因此降低了套压。如果套压低于设定液压，梭阀总成向前移动，减小通孔尺寸，从而增加了套压。随着梭阀总成前后移动，通过调节通孔尺寸（可以平衡这两个压力）控制井筒流体或气体的流动。

基本原理

MPD依赖于司钻手动或自动保持精确目标BHP的能力，这一控制能力的关键就是创造一个封闭系统，封闭系统由RCD来实现，RCD有时也称为旋转控制头。旋转钻进时，RCD在钻柱周围形成一个密封层，并且将钻井液导至节流管汇和泥浆池中（[上图](#)）。

当泥浆泵开启钻井液处于循环状态时，司钻可以通过节流管汇来调节环空回压。当泥浆泵关闭，例如在接单跟时，一台专用泵可以向循环系统提供所需的泥浆来补偿系统从动态模式转换到静态模式时损失的ECD。

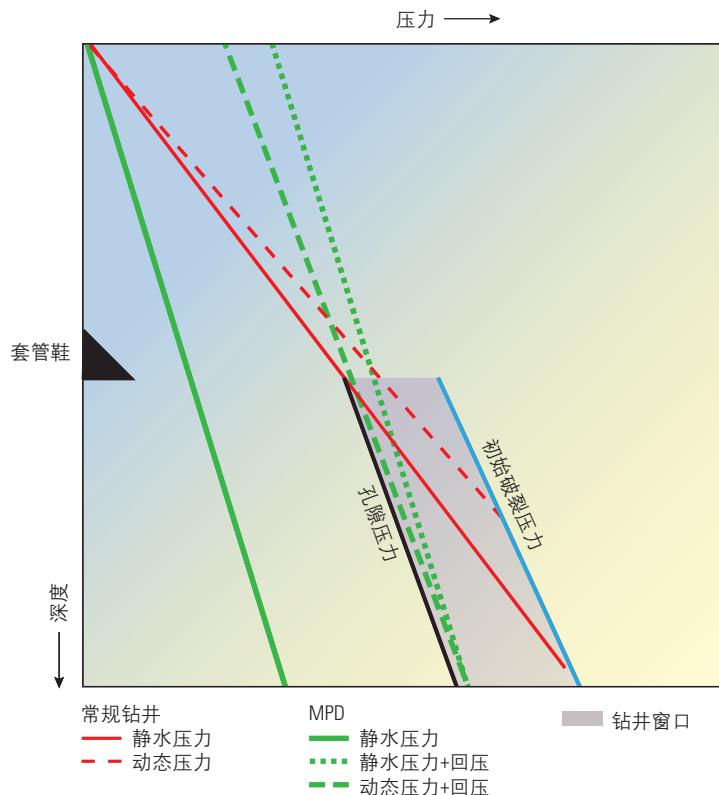
3. Malloy KP, Stone CR, Medley GH Jr, Hannegan D, Coker O, Reitsma D, Santos H, Kinder J, Eck-Olsen J, McCaskill J, May J, Smith K and Sonneman P: “Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not”, IADC/SPE 122281, 发表在IADC/SPE控压钻井与欠平衡作业会议暨展览会上，美国得克萨斯州圣安东尼奥，2009年2月12-13日。

4. Taigbol K, Fimreite G, Prebensen OI, Svanes K, Omland TH, Svela PE和Breivik DH: “Development and Field Testing of a Unique High-Temperature/High-Pressure (HTHP) Oil-Based

Drilling Fluid With Minimum Rheology and Maximum Sag Stability”，SPE 96285, 发表在欧洲海上会议上，阿伯丁，2005年9月6-9日。

5. ECD经常被转换为当量泥浆比重，其值等于静态作业期间产生井下压力所需的泥浆比重，单位为磅/加仑。

6. van Riet EJ和Reitsma D: “Development and Testing of a Fully Automated System to Accurately Control Downhole Pressure During Drilling Operations”，SPE/IADC 85310, 发表在SPE/IADC中东钻井技术大会暨展览会上，阿联酋阿布扎比，2003年10月20-22日。



▲ 钻井液比重和BHP。使用常规钻井方式，要想在套管鞋以下将BHP保持在孔隙压力（黑线）和初始破裂压力（蓝线）之间，由泥浆重量产生的BHP必须高于孔隙压力，这样当泵关闭的时候（红色实线）BHP才可能平衡地层压力，当泵打开的时候（红色虚线）BHP要低于初始破裂压力。MPD允许作业者采用在泵关闭时（绿色实线）其静水压力低于孔隙压力的钻井液。当泵关闭时，地层压力通过增加回压（绿色短虚线）以增加BHP来平衡，无需增加泥浆比重。当泵打开的时候（绿色长虚线），回压减小到特定值，使得所产生的BHP高于孔隙压力但低于初始破裂压力。

针对钻井作业所导致的压力波动所进行的回压控制经常被称为动态压力控制。井下压力等于地面压力加上环空压力，由静态部分和动态部分构成。

动态压力包括摩阻压力损失，其大小随着钻井液的循环状况而改变。因此，当泥浆泵处于关闭状态，动态压力为零，只有静水压力作用在地层上。在钻进过程中泥浆泵处于工作状态时，动态压力可能会随着泵速或泥浆比重的变化而波动，或者由于钻机发生故障、钻屑增加或钻柱旋转而波动（[上图](#)）^[7]。

由于MPD系统具备对环空压力变化做出实时反应的能力，因此作业者使用的钻井液就可以产生足够的ECD来稳定下至钻头、上至井口之间的地层，甚至在钻井液停止循环系统变为欠平衡的时候也是如此。司钻应用

MPD可以在接单根时安全停泵，甚至当泥浆的静水压力低于地层孔隙压力的时候也可以实现。

当钻到地层相对稳定地段，孔隙压力与初始破裂压力之间的窗口较宽，有足够的空间来应对动态和静态井底压差。在这些情况下，对于工况的改变就没有必要做出过于精细的反应。保持恒定的BHP可以通过人工控制节流管汇、泥浆泵和专用泵来实现。

然而对于窄密度窗口、高温高压、高渗透率或者裂缝性油藏以及井眼不稳定的情况，MPD尤为适应。这些情况需要频繁对压力进行精确调整，而这只能通过自动MPD来实现。

在21世纪初，壳牌国际勘探与生产公司的工程师成功研制出了自动MPD系统并且对其进行了测试，该系统包含一套液压控制的节流管汇并且

与环空连接着一个容积泵^[8]。还包括两套计算机系统，一套运行水力模拟模型，另一套作为用户界面，与可编程逻辑控制器共同调节节流管汇。自动MPD系统的目的一有三方面：一是实时自动计算保持恒定BHP所需要的回压；二是控制节流管汇和泥浆泵使其一直能够产生回压；三是提供自动井涌检测。

动态环空压力控制（DAPC）系统实时计算保持预定BHP所需要的回压。这套系统根据实时数据采集情况，通过不断调节液压控制的节流管汇和泵组将回压施加到环空上（[下一页](#)）。

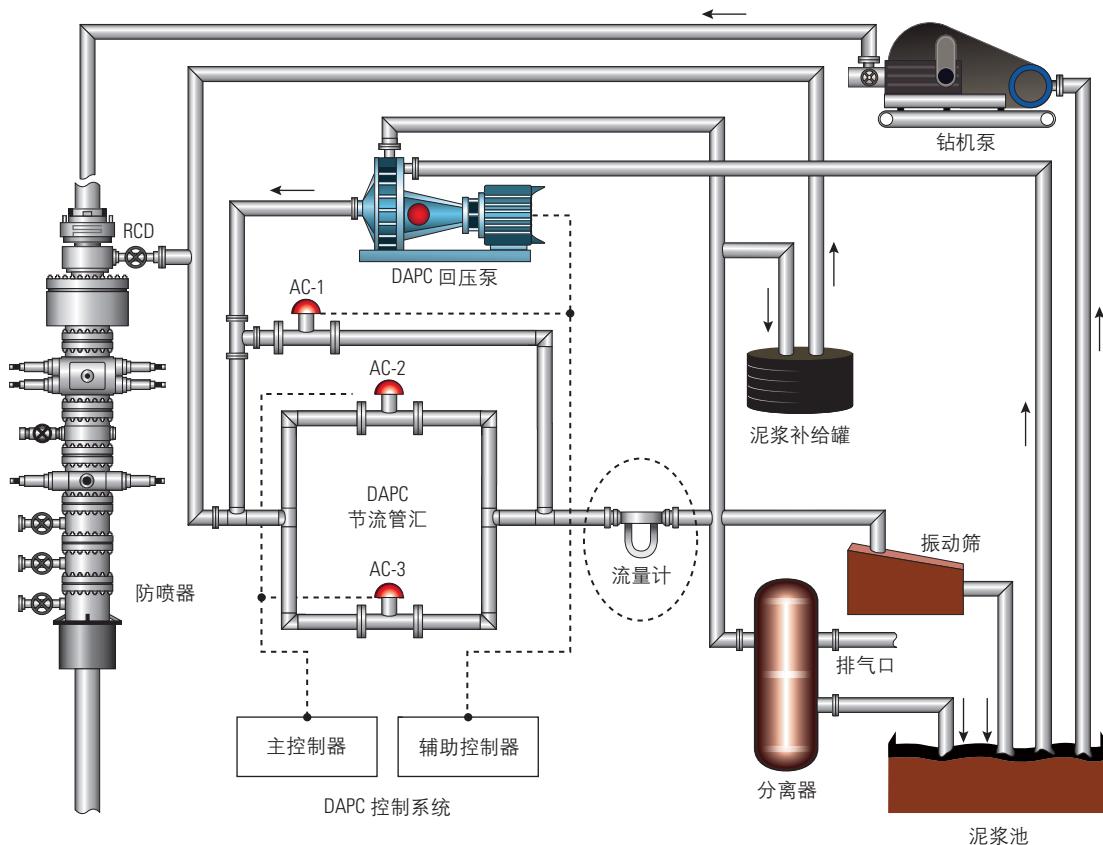
控制系统随着应用不同而不同，但是基本上由以下五个部分组成：

- 单相水力学模型；
- 数据通信接口和历史数据库；
- 图形用户界面（GUI）；
- 比例、积分、微分（PID）控制器；
- 可编程逻辑控制器（PLC）、传感器以及控制器；

钻井工程师应用水力学模型计算出设定的地面压力值，以达到所需的BHP。模型的输入数据包括频繁改变的数据如泵速；静态数值如钻柱的几何形状；以及缓慢改变的数据如泥浆比重和粘度。

采用井场数据传输规范（WITS）二级协议传输数据，这些数据可在内部进行测量并且记入一个历史数据库^[9]。GUI允许作业人员用变量极限值设定系统，以便系统在极限值被突破时发出警报。GUI也适应于手动控制节流管汇和节流阀。控制系统使用PID控制器确定最优的节流阀位置，以此来控制回压^[10]。一个PLC运行多个PID控制器，另一个PLC用来作为确定节流阀位置的传感器接口。

壳牌公司在一个钻井模拟实验设施中测试了DAPC系统，该实验设施包括一个配备全面的钻机和一口深1530米（5020英尺）的直井，带有 $5\frac{1}{2}$ 英寸的套管和 $2\frac{7}{8}$ 英寸的钻柱，均延伸到井底。



▲ 自动化DAPC系统。为了在钻进及接单跟（泵关闭）期间保持恒定的BHP，DAPC系统向节流管汇泵入钻井液来稳定回压，其中节流管汇由节流阀AC-1控制。当泥浆泵重新启动继续钻进时，将回压减小或者关闭。DAPC的控制系统直接连接到实时水力学分析和连续溢流检测系统，通过调节DAPC回压泵和节流阀AC-2与AC-3使BHP保持恒定。流量计（椭圆形虚线）连接到节流管汇的低压端，可以提供流出数据。压力管理人员连续监测流出数据，并与流入数据比较来监测溢流。

经过精心配置之后，将氮气注入环空来模拟气侵，并实时记录了BHP。

为了确定最佳设置，每次测试仅改变一个作业参数。结果显示，DAPC系统有能力大幅度降低井底的压力波动，并且通过微调，工程师可以进一步增强这一能力。测试结果还表明，泵速越大造成的影响就越大。起下钻和钻进测试显示该系统可以在很多工况下补偿压力波动。

壳牌的测试团队还模拟了其他钻井问题，如节流阀堵塞、井眼桥堵和井漏。所有这些情况下，DAPC系统都可以补偿压力损失，保持了恒定的BHP。此外，控制器还可以通过自动节流阀和泥浆泵将模拟的侵入井眼气体循环出井。氮气泵入环空降低了钻井液比重，通过增加地面回压补偿静态压力损失将气体循环出井^[11]。

在Mars平台上的应用

壳牌DAPC系统在墨西哥湾Mars平台上进行了首次深水应用，该平台位于新奥尔良东南大约130英里（209公里），水深约3000英尺（914米）。

在大多数深水油田，孔隙压力与初始破裂压力之间的窗口通常很小。在Mars的案例中，该油田遇到了大范围的衰竭地层。这就使得ECD控制更加关键、更加艰难，因为深水开发通常都是钻大位移井进行开采，因此，井眼会经常反复穿过低压的衰竭地层和高压的未开采储层。

此外，油气开采可能会改变岩石应力特性。因为这些井从1996年就开始生产，油藏和非油藏地层的强度都降低了。因此降低钻井比重会导致井壁的不稳定。然而在对Mars A-14井进行侧钻的过程中，使用高比重钻井液在衰竭地层导致了井漏事故。

7. Reitsma D和van Riet E: “Utilizing an Automated Annular Pressure Control System for Managed Pressure Drilling in Mature Offshore Oilfields”，SPE 96646，发表在欧洲海上会议上，阿伯丁，2005年9月6-9日。

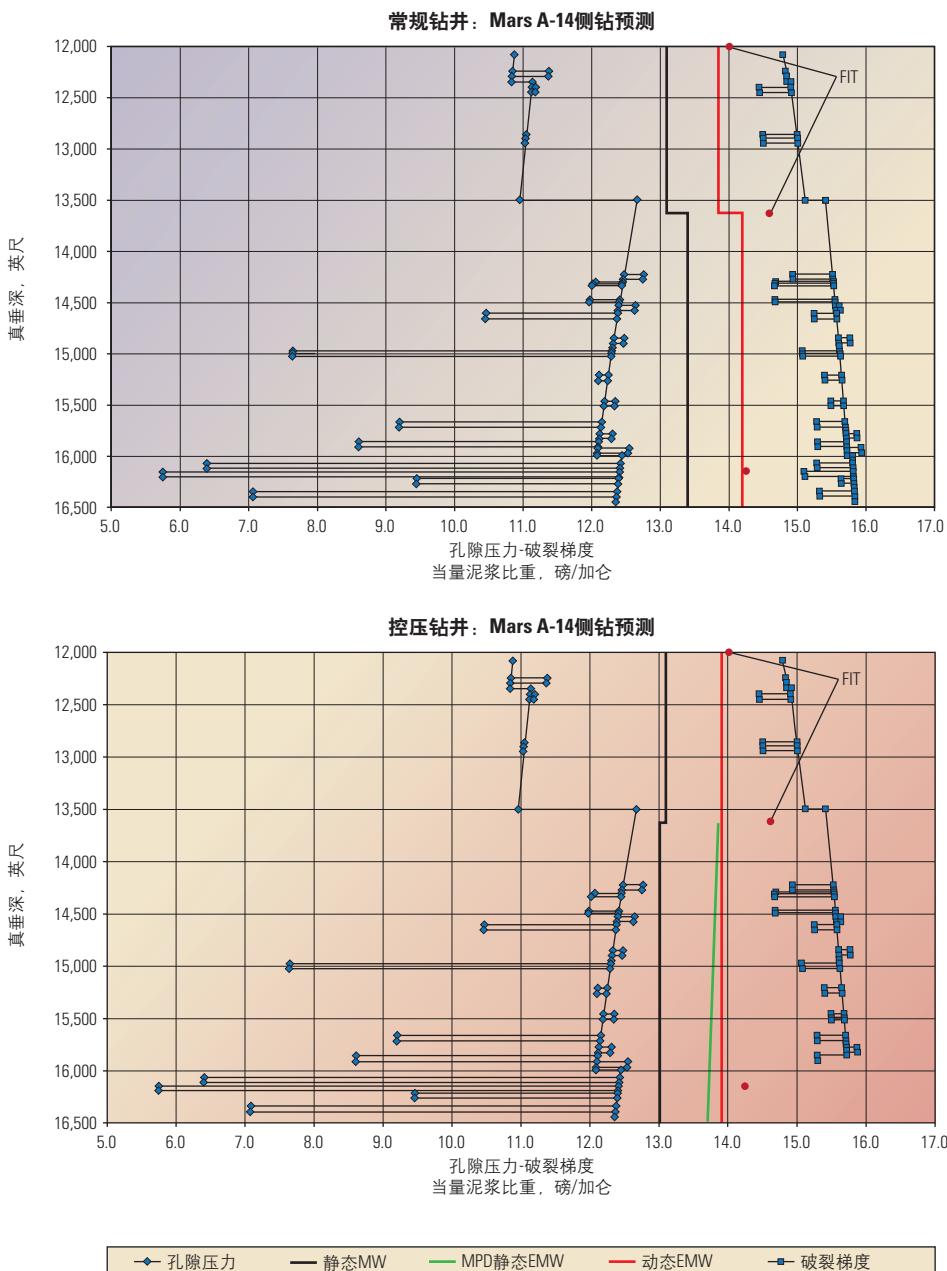
8. van Riet和Reitsma，参考文献6。

9. WITS是一个行业标准通讯格式，用来将各种井场数据从一个计算机系统传输到另一个计算机系统中。WITS数据流由多种离散数据记录类型组成，每一种类型都可以由钻机操作

员打开和关闭，并且可以分配采样率。WITS还可以使远程计算机能够将指令发送到另一台计算机来改变参数，包括数据类型和采样率。

10. PID控制器在很多行业应用中来计算测量变量和所需设定值（例如地面压力）之间的差值。PID控制器能够通过调节输入值降低两者差值。

11. van Riet和Reitsma，参考文献6。



[▲] 深水常规钻井和MPD。根据对壳牌运营的Mars平台上两次失败的侧钻作业的分析，预测出常规钻井（上）将导致ECD在地层完整性试验值（FIT）（红色圆点，上）0.05磅/加仑（0.006克/厘米³）当量泥浆比重（EMW）以内。使用MPD方式（下），可以通过增加525 psi（3.62 MPa）的环空压力减小EMW（绿色），FIT（红色圆点）和ECD之间的窗口将扩大到0.3磅/加仑（0.036克/厘米³）当量值（红色圆点，下）。（根据Roes等人的资料修改，参考文献12）。

A-14井的目的层是被水淹的M1/M2储层，它包含该油田的大部分储量。2003年5月，该井因为出砂而被关闭，随后在2004年进行侧钻作业，以重新进入M1/M2储层。由于井漏和井壁稳定问题，BHA在测深21144英尺（6445米）、真垂深16340英尺（4980米）处掉落，第一次侧钻尝试宣告失败。同样的原因使得工程师无法将膨

胀尾管下到指定深度，导致另一次从以前套管鞋处进行侧钻的尝试也以失败告终。

壳牌公司随后采用了DAPC系统，该系统由其勘探与生产研究团队所研发。在Mars平台，DAPC控制系统经过改进，可与第三方节流控制系统进行通讯。因此DAPC控制器仅限于确定必要的回压，并将回压信息告知节流控

制系统。

使用壳牌公司的水力稳态模型实时计算BHP。该模型包括静态数据如泥浆比重、BHA结构、井眼几何形状和定向数据，并且由钻机数据每秒更新一次。尽管模型计算和实测的BHP比较吻合，但是由于没有很好补偿钻柱旋转，导致了BHP的实际EMW比模型计算结果高出0.2磅/加仑（0.024克/

厘米³）。为了解决这一问题，根据校正的数据对模型进行了人工调整。

该井钻到总井深时，应用的泥浆比重是13.1磅/加仑（1.57克/厘米³），比之前两次侧钻尝试应用的泥浆比重低0.3磅/加仑（0.036克/厘米³）。这主要是因为采用了DAPC，将BHP的设定值相当于13.7磅/加仑（1.64克/厘米³）

[\(前一页图\)](#)。使用这样的钻井液，没有发生井眼不稳定或井漏问题，尾管也顺利下入^[12]。

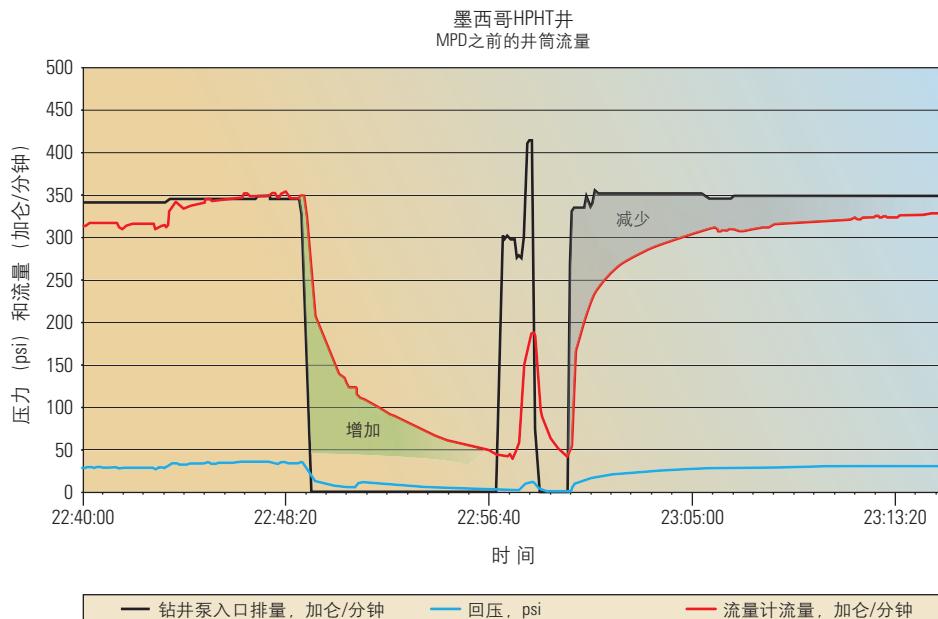
在这次应用取得成功后，壳牌公司决定在另外11口井中应用MPD。在某一油田，应用常规钻井技术多次都未到达总井深，但在应用MPD后，工程师在六口井中都成功钻达目标井深。这一项目在老油田取得了巨大的成功，生产设施也达到了其设计产能。

MPD成功解决了壳牌经营的另外两个深水油田和六口井所遇到的问题，即初始破裂压力、孔隙压力和井眼稳定之间的复杂关系。壳牌公司还将MPD用于解决其他复杂情况，例如对因为衰竭而面临困难的井实施固井作业，安全钻进高温高压（HPHT）层段，钻进在现有HSE标准下传统方法无法作业的井。

高压和衰竭层钻井与固井实例

MPD尤其适用于高压地层钻井。这些井在地下压力不确定，具有复杂的岩性，并且还有不确定的回流，即在泥浆泵关闭之后钻井液从环空中流出的现象。此外，与普通压力地层相比，在高压地层，如果错误判断或者处理不当，井涌很有可能会导致井控事故。

一般情况下，高温高压井由于密度窗口窄并且几乎没有邻井资料而变得更加复杂。面对这种情况，司钻在进行日常作业时必须预备好钻遇高于预期平均压力的情况。例如，在常规钻井作业中，多种预测和监测方法可以帮助减小压力的不确定性。然而对



▲ 指纹对比回流。在墨西哥一口HPHT井中，MPD作业之前，在第二次接单跟时DAPC系统记录了回流的指纹。钻井泵关闭之后（绿色阴影区域），回流的增加量被开泵时的漏失量所补偿，这时作业人员从静态钻井模式转换到动态钻井模式。（根据Fredericks等人的资料修改，参考文献13）。

于高温高压井，一些作业人员不愿意采用孔隙压力预测这种方法。

壳牌公司在压力高度不确定的井上使用了MPD设备。在MPD作业中，在井的不同层段同时使用UBD和MPD，通过常规和有意的诱导井涌，工程师就可以实时确定孔隙压力。拥有精确的孔隙压力数据，作业人员就可以继续钻进，使BHP处于钻井窗口之内并且保持不变。此外，壳牌还对钻井液体系进行了处理，可以增强井眼稳定能力，有效改变破裂梯度，最终增大钻井窗口。

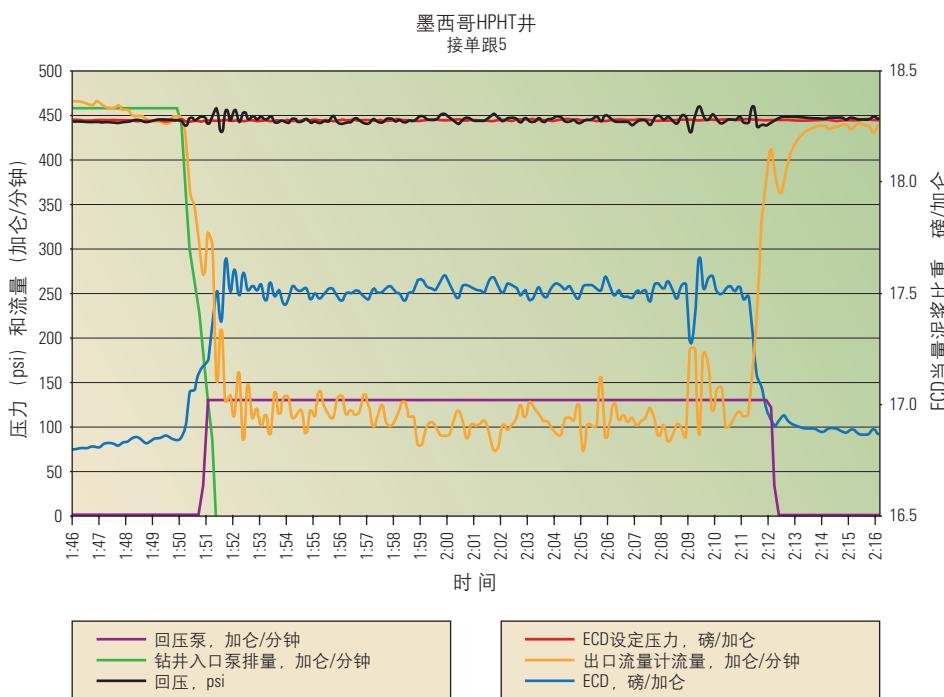
非正常的回流体积往往表明井眼发生了呼吸或膨胀效应。当钻井诱发的裂缝吸收一定体积的钻井液时就会发生这种情况。泥浆泵关闭后，ECD就会降低，这些裂缝就会随之关闭并将钻井液排出，导致泥浆回流至地面。通过记录钻穿水泥塞前后的回流量 – 这个过程称为指纹对比 – 司钻可以确定某口井在关泵时出现的基本回流量 ([上图](#))。当回流量超过了指纹回流量，超出量经常被误认为是井涌，即由压力导致的地层流体侵入井内。

司钻一般通过提高泥浆比重来控制井涌。然而，如果增加的回流体积是因为钻井液回吐效应所致，那么提高泥浆比重会产生严重后果，可能会从微过平衡状态转变为严重过平衡状态，这会导致更加严重的井漏事故。

通过使用MPD设备并且维持恒定的BHP，工程师不仅可以消除动态、静态钻井模式之间的压力波动 – 导致钻井液回吐效应的原因 – 还可以消除任何错误诊断 ([下一页图](#))。并且，自动MPD系统对于压力波动的反应精度和速度使得该系统十分适合迅速识别和解决各种常见钻井隐患，防患于未然^[13]。

有时，一旦发现钻井隐患，作业者会同时采用MPD和其他技术一起解决问题。例如，在美国得克萨斯州Hidalgo县壳牌经营的McAllen-Pharr油田，作业公司要钻遇的产层因断层难以成像，使得产层衰竭程度预测十分复杂。此外，比原始压力低5000 psi

12. Rose V, Reitsma D, Smith L, McCaskill J and Hefren F: “First Deepwater Application of Dynamic Annular Pressure Control Succeeds”, IADC/SPE 98077, 发表在IADC/SPE钻井大会上，美国佛罗里达州迈阿密，2006年2月21-23日。



[▲] 无钻井液回吐效应。在前图提到的同一口HPHT井中，DAPC系统在第五次接单根期间记录的压力数据展示了井眼没有钻井液回吐效应（橙色线）。随着钻井泵的循环开关（绿色），不管是动态还是静态钻井模式，DAPC回压泵的压力和排量（黑线和紫线）都会自动上升或下降以维持ECD的设定压力（红线）和比重（蓝线）。回流或钻井液回吐效应没有造成溢流或漏失，这表明井眼的BHP恒定，并且处于平衡状态。（根据Fredericks等人的资料修改，参考文献13）。

(34 MPa) 的地层经常夹在未开采过的超压砂层之间，因此无法用钻井尾管实现隔离^[14]。

在邻近油田，作业人员在起钻前提高了泥浆比重，当到达尾管下入点时遇到了严重的井漏事故。最后应用尾管或套管钻井解决了上述问题。在尾管或套管钻井中，钻柱被留在井中的尾管或套管替代，因此避免了起钻和提高泥浆比重的需要。

因为所钻储层具有低渗特点，即使在关闭泥浆泵、EMW低于孔隙压力时，也能防止地层流体流入井内，所以尾管钻井才能行之有效。由于压力的不确定性和预期的地层高渗特性，因此在McAllen-Pharr油田仅仅使用尾管钻井技术是不可行的。

于是壳牌公司转而使用自动MPD设备，并通过调整MPD系统以适应陆上的钻井作业。工程师通过减少节流阀和旁通管线的数量减小了节流管汇的尺寸和重量，从而也改进了水动力系统。从三个节流阀减少到两个节流

阀，一个专门用来调节回压，另一个作为备用并自动泄放压力^[15]。还有一台泥浆泵（不是专用泵）在主泥浆泵关闭的时候可以提供回压。

Bales 7井是在该油田应用改进MPD系统的第一口井，该井具有复杂的裂缝，并且几乎没有邻井数据。这就很难对目标砂岩储层的孔隙压力和破裂梯度窗口进行预测。

作业公司计划在测深8700英尺(2652米)处使用7^{5/8}英寸套管鞋。随后再使用常规钻井技术沿着19°的切线方向钻2100英尺(640米)S形的水平段^[16]。接下来，使用接合管和自动MPD系统再钻一个6^{1/2}英寸的垂直井眼至10360英尺(3158米)，之后再使用套管钻井和MPD将6^{1/2}英寸的井段钻到11065英尺(3373米)（[下一页图](#)）。整个6^{1/2}英寸的井段都采用静态欠平衡钻井方法。

ECD的设定值在套管鞋处是14.15磅/加仑(1.7克/厘米³)，在总井深处增加到14.9磅/加仑(1.8克/厘米³)。平

均而言，通过将回压控制在100 psi到200 psi (0.7 MPa到1.38 MPa)之间，MPD系统将ECD控制在设定值±0.12磅/加仑(0.01克/厘米³)之内。在使用常规钻柱钻进的井段，需要将泥浆泵的状态改变16次，其中15次开关泵是为了接单跟，还有一次是为了更换RCD中的密封元件。

第二段6^{1/2}英寸井眼遇到了孔隙压力至少高于上部地层1.5磅/加仑(0.02克/厘米³)的情况。考虑到后面的地层衰竭程度，如果使用常规钻具组合注定要发生严重的井漏事故，所以工程师选择了使用套管钻井技术钻到最后的总井深^[17]。整个井眼段的静态泥浆比重是15.7磅/加仑(1.8克/厘米³)，ECD稳定在16.2磅/加仑(1.9克/厘米³)。

尽管在钻进过程会发生气侵，并且气侵量会随着井深的增加而增加，但是可以将恒定的BHP维持在平均EMW±0.18磅/加仑(0.02克/厘米³)处，其中包括13次泥浆泵状态的改变。使用MPD维持恒定的ECD同时避免井漏，工程师使用3^{1/2}英寸的套管钻柱钻到了总井深。

最终，工程师使用自动压力控制技术对生产套管进行了水泥封固，并在固井之前将井底残渣循环出井，同时维持90 psi (0.6 MPa)的回压。一旦返回的泥浆稳定后，就关闭泥浆泵，安装固井头，并且通过施加200到210 psi (1.38到1.45 MPa)的回压以维持恒定的BHP。固井过程中，当把隔离液泵入井底之后，使用节流管汇将ECD维持在16.2磅/加仑(1.9克/厘米³)。结果这口井成功完成固井作业，没有发生井漏事故。

在McAllen-Pharr井使用MPD设备进行尾管钻井时，侵入气体通过气体分离器循环出井。为了将钻井液的滤失量降到最低，对泥浆比重偶尔进行了调整。壳牌公司综合使用MPD、UBD和尾管钻井技术将套管钻井计划推广到南得克萨斯的其他油田，大大减少了以尾管作为部分应急措施的费用^[18]。

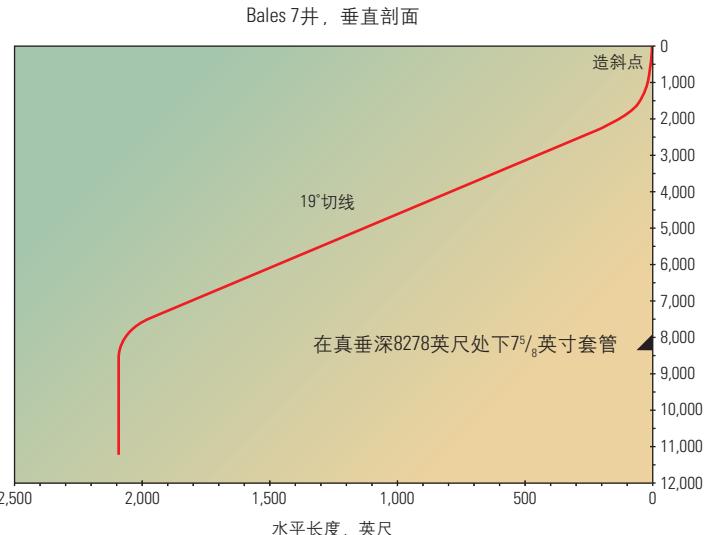
其他应用实例

在封闭钻井系统中应用外部地面回压维持恒定的BHP是一种在窄密度窗口条件下钻井的新方式。在为压力导致的钻井问题寻求解决办法的过程中，作业公司继续为MPD发现新的用武之地。

例如，在成熟盆地，作业公司经常选择从已有井眼进行侧钻，开采漏掉的储量以维持产量。然而由于井眼通过衰竭地层时经常会发生较为严重的井漏，因此这些努力也常常不能取得很好的效果。在这种环境下，经常会遇到例如卡钻或者下套管受阻等钻井问题，所以应用常规钻井技术一般无法开采漏掉的储量。

MPD似乎是一个解决办法，但

13. Fredericks P, Sehsah O, Gallo F和Lupo C: “Practical Aspects and Value of Automated MPD in HPHT Wells”，AADE 2009NTCE-04-04，发表在AADE国家技术大会暨展览会上，新奥尔良，2009年3月31日-4月1日。
14. Montilva J, Fredericks P和Sehsah O: “New Automated Control System Manages Pressure and Return Flow While Drilling and Cementing Casing in Depleted Onshore Field”，SPE 128923，发表在IADC/SPE钻井大会暨展览会上，新奥尔良，2010年2月2-4日。
15. Montilva等人，参考文献14。
16. 关于大位移钻井更多的信息，请参见：Bennetzen B, Fuller J, Isevcan E, Krepp T, Meehan R, Mohammed N, Poupeau J-F和Sonowal K: “大位移井”，《油田新技术》，22卷，第3期（2010年秋季刊）：4-15。
17. 关于套管钻井更多的信息，请参见：Fontenot KR, Lesso B, Strickler RD和Warren TM: “套管定向钻井技术”，《油田新技术》，17卷，第2期（2005年夏季刊）：44-61。
18. Montilva等人，参考文献14。
19. Njoku JC, Husser A和Clyde R: “New Generation Rotary Steerable System and Pressure While Drilling Tool Extends the Benefits of Managed Pressure Drilling in the Gulf of Mexico”，SPE 113491，发表在印度油气技术大会暨展览会上，孟买，2008年3月4-6日。
20. @balance: “Successful Use of Managed Pressure Drilling to Eliminate Losses and Control Influx in Hot Fractured Rock Geothermal Wells”，http://www.atbalance.com/NE_News_Geothermal.html (2010年12月1日浏览)。
21. 关于盐下钻井更多的信息，请参见：Perez MA, Clyde R, D'Ambrosio P, Israel R, Leavitt T, Nutt L, Johnson C和Williamson D: “应对盐下油气藏钻井的挑战”，《油田新技术》，20卷，第3期（2008年秋季刊）：32-45。



▲ 井眼剖面。Bales 7井在 $7\frac{1}{8}$ 英寸套管鞋之前是大斜度井，之后转为直井。然后再分两步钻进产层，目的是顺利通过变化的孔隙压力与初始破裂压力之间的窗口，这一窗口会在某些井段造成井漏，在其他井段造成气体溢流。
（根据Montilva等人的资料修改，参考文献14）。

是还有更加复杂的挑战，因为常规的小井眼侧钻使用的是容积式马达，当容积式马达从滑动模式变为旋转模式时，会造成ECD的连续波动，因此几乎不可能维持恒定的BHP。墨西哥湾一家作业公司的解决办法是将MPD与新一代旋转导向仪器和随钻压力传感器结合使用^[19]。基于该公司的成功，墨西哥湾的其它作业公司正在重新评估通过小井眼侧钻来延长老油田开采期限和增加效益的可能性。

在澳大利亚Cooper盆地地热项目钻井过程中，Geodynamic有限公司发现花岗岩基岩的超压高达5200 psi (36 MPa)。此外，花岗岩当前的应力体系很容易导致溢流和井漏事故。第一口井采用常规钻井技术，作业公司被迫将泥浆密度增加了4.0磅/加仑 (0.5克/厘米³)，以控制从高压基岩中溢出的流体，从而出现了大量的非生产时间 (NPT)。

在随后的两口井中，作业公司采用了DAPC系统，在过压与破裂梯度之间维持平衡。在第二口井，工程师仅仅将泥浆比重提高了0.7磅/加仑 (0.1克/厘米³)，在90分钟内就成功控制溢流。在钻进过程中将回压控制在220到295 psi (1.5到2.0 MPa) 之间，在接单

根过程中控制在525到625 psi (3.6到4.3 MPa) 之间，DAPC系统便成功地将ECD控制在恒定数值。

适用环境

由于其出色的灵活性、连续流体和压力控制功能，MPD无疑是一种更安全、更经济的钻井技术，优于欠平衡或过平衡钻井技术，尤其适用于具有窄窗口或未知钻井窗口的环境。例如，在盐下钻井作业中，MPD曾经被用于在钻遇压裂碎石带时防止井涌。它也曾被用来替代对油中夹带气和压力波动较为敏感的科里奥利质量流量计，用于检测早期气侵^[21]。

要想发挥MPD的最大价值，就必须将其应用到最适合的钻井环境中。尽管MPD经常被视为这样一种技术，即能成功钻进用其他方法无法到达目的层的油气井，但不能认为它就是解决所有钻井问题的万能良方，也不是走投无路时的最后一招。最适合采用MPD的油气井具有如下特点：其邻井井眼不稳定、存在大量井漏；或将会同时钻遇高压未开采地层和衰竭或低压地层。仅根据这些参数便知适合采用MPD的油气井数量将非常之大。

- RvF