钻井自动化

Walt Aldred
英国剑桥

Jacques Bourque
Mike Mannering
英国Gatwick

Clinton Chapman
Bertrand du Castel
Randy Hansen
美国得克萨斯州Sugar Land

Geoff Downton
Richard Harmer
英国Stonehouse

Ian Falconer
美国得克萨斯州休斯敦

Fred Florence
国民油井华高公司
美国得克萨斯州Cedar Park

Elizabeth Godinez Zurita
墨西哥比亚埃尔莫萨

Claudio Nieto
墨西哥国家石油公司（PEMEX）
墨西哥比亚埃尔莫萨

Rob Stauder
Helmerich & Payne公司
美国俄克拉何马州塔尔萨

Mario Zamora
M-I SWACO
美国得克萨斯州休斯敦

《油田新技术》2012 年夏季刊：24 卷，第 2 期。
©2012 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，谨表谢意：英国剑桥的 Jonathan Dunlop，法国 Roissy-en-France 的 Jean-Paul LeCann，休斯敦的 Eric Maidla，以及得克萨斯州 Sugar Land 的 Jose Luis Sanchez Flores。

Factory Drilling，PowerDrive，PowerV，ROPO 和 Slider 等是斯伦贝谢公司的商标。

FBRM 是 Mettler-Toledo Autochem 公司的注册商标。

IntelliServ 是国民油井华高公司的注册商标。

在追求改善质量、提高盈利能力的过程中，制造行业中的许多企业通过采用自动化流程获得了成功。石油和天然气行业正在寻求在钻井领域复制该成功策略的途径。为了有效地执行复杂、高速的钻进任务，从而使钻复杂井在技术和经济上可行，钻井自动化可能是其中的关键所在。当钻井项目涉及大量井，而这些井在钻进过程中翔实记录了岩性和压力状态，那么作业者就可以利用自动化钻井的复用性，以避免钻井计划中常见的井动态多样性所造成的成本。

长期以来，工程师们将钻井视为一半为艺术，一半为科学。如今，计算机控制的钻井作业（钻井自动化）逐渐成为现实，工程师们的观点正明确倾向于钻井科学观。同大多数上游领域革新一样，钻井自动化的最终目标是给作业者创造经济效益。该技术旨在通过改进工艺，优化机械钻速（ROP），确保井眼质量和整体钻井动态来提高钻井效率，所有这些使作业者能够在最短时间内钻达他们的目标。将钻台和井下自动化融为一体可帮助作业者经济开采那些利用现有技术难以开发的油气藏，同时还确保促进环境保护和人员的健康及安全。由于大批上游领域的专家临近退休，而自动化可提供一种将最佳作业实践和知识系统化的方式，从而使专家技能得以保留。

在生产装配流水线上，自动化已无处不在，通常采取的形式是电脑控制的机器人执行重复性任务。机器不知疲倦、精确无误，且不会像人那样会感到无聊或注意力分散。它们能够达到某种程度的自主性是因为几乎不需要它们做决定，且所处的环境和执行的任务少有不确定性或存在变数。这就是油田开发的批量钻井方法背后的理念，即在井况已被全面掌握的情况下，针对大量井的钻完井作业。

在采用自动化技术方面，钻井行业一直落后于其他行业，但现在已经取得一些进展；高端钻井平台已配备有远程操控的铁钻工和钻杆拆卸机。然而，虽然设备机械化复制完成钻台上重复的钻机任务，使人们远离潜在的危险环境，它还是不同于钻井自动化。自动化钻井过程使作业者以更低的成本钻至油气藏，且安全和可靠性优于手动作业。

自动化钻井过程依托于一个有能力应对充满变数的环境的系统。根据直接输入的地面与井下数据，这些系统必须以保持最佳钻井动态的方式响应外界的变化（如岩性的改变），从而增加有效作业时间、提高效率。减少钻台人员的数量，系统能够远程执行一些任务，这些仅是自动钻井系统带来的副产品，而非最终目标[1]。实际上，自动化系统将尽可能地充分利用司钻的知识和经验而非弃之不用。

钻井文化是上游产业久未采纳自动化的部分原因。钻井人员往往根据其经验和对当地的地质及钻井条件的了解做决定。因此，许多人质疑似乎威胁到他们的技能的钻井自动化系统，该系统要求他们放弃部分对钻井作业的控制或在保守的传统钻井实践中抛开技术限制[2]。从组织的角度来看，自动化系统的主要组成部分需要长期的密切协同，但在钻井过程中部署的系统往往归属于不同公司且可能有不同的动因，使自动化合作举步维艰。

目前研发一套能够自动钻井或钻部分井段的自动化钻井系统的挑战在于向地球深部钻井时的诸多不确定性。在制造行业，流程处理过程中戏剧性事件的发生是意外，而在钻井过程中却是常态。在钻头向总井深钻进过程中，井下压力、温度和岩石特性通常会迅速发生变化。因此，难以将经验丰富的司钻的灵活反应复制并用来应对井下可能发生的多种复杂情况。

钻井过程的自动化不仅取决于计算机控制机械系统的可行性和协同能力，也依赖于信息管理水平：在合适的时间收集必要信息，在此基础上根据经验做出最佳决策。石油行业长期以来一直使用协助司钻在钻台做出决策的软件。这些系统需要人为干预来解释数据，并完成适当的操作，可提供钻井指导而不是实施自动化钻井过程。

1. Pink T，Bruce A，Kverneland H 和 Applewhite B：“Building an Automated Drilling System Where Surface Machines Are Controlled by Downhole and Surface Data to Optimize the Well Construction Process”，IADC/SPE 150973，发表在 IADC/SPE 钻井大会暨展览会上，美国加利福尼亚州圣地亚哥，2012 年 3 月 6–8 日。
2. 对于给定的一套参数，技术极限就是达到最高的钻井动态。它是一种理想化的标准，需要一整套井下条件、钻井工具及技术人员的完美匹配。

自动化钻井过程需要采用系统工程法，即将实时井下和地面数据与钻前模型有机结合的闭合系统。该系统修改操作设置，如泥浆泵排量、大钩载荷和钻柱旋转速度等，以应对不断变化的井下情况[3]。此外，系统使用实时数据自动更新模型，实际上就相当于模拟一个经验丰富的司钻如何决策来应对预测不充分所导致的结果。地面与井下系统的集成程度具有较大的差异性，受制于近钻头传感器及沿钻柱方向传感器的数量，还受制于向井下发出指令及从井下发送测量数据的带宽。这意味着钻井自动化的特性可能因井而异。然而，结果表明，从更多的传感器收集的高频数据促进作业者能力提升以达到钻井技术极限。

钻井自动化的实现途径可以描述为三层架构。第一级是为司钻提供指导的钻井系统，第二级经司钻批准做出决定，第三级贴近一个自主系统，其中司钻（可能并不在井场）的作用相当于监控者，仅在必要时进行干预（下表）。

钻井行业在通向自动化之路上的步伐也曾踌躇不决。1980 左右建造并测试通过的全国自动化钻井机就是建造自动化钻机的早期尝试[4]。因为制造商不能攻克易损传感器在钻井环境下出现故障的难题，这台机器从未商业化。在上世纪 90 年代，许多钻机还建有机械化的钻杆装卸设备，工程师们开发了闭环控制，利用在钻井过程中收集的数据来调整旋转导向钻井系统。

直至最近，在一些关注安全和健康问题的挪威作业者与监管者的敦促下，石油行业才开始加强研究钻井自动化。2007 年，石油工程师协会设立了致力于钻井系统自动化研究的技术部门；该部门的工程师们研究自动化的所有领域，包括完井和生产。本文探讨了这些不断的努力带给业界的钻井自动化所达到的水准，这是将来实现更高效、更安全和更高质量的钻井作业的手段。来自墨西哥和美国的案例研究说明了钻井自动化的应用效果。

第3级	10. 决定一切和自主行动。 9. 自动执行一项行动且只有采取行动时才会通知司钻。 8. 自动执行一项行动且只有被垂询时才会通知司钻。
第2级	7. 执行一项行动并通知司钻。 6. 自动执行之前给司钻一定的时间否决某项行动。 5. 一旦司钻批准选择并执行一项建议。
第1级	4. 建议一项单独的行动计划。 3. 提供一套可选方案，缩小选择范围。 2. 提供一套完整的决策和行动方案。 1. 不提供任何支持，司钻必须做出决定且采取行动。

^ 通向自动化之路。系统及行业以一种可预见的模式由人工转向自动化控制体系。起初，通过建议作业者执行优化的行动方案，位于第一级（*下*）的系统只能执行有限的分析建议功能。位于第二级（*中*）的半自主自动化系统仅当获得司钻批准后，选择并执行一项行动。位于第三级（*上*）的自动化系统自主执行操作，并且行动时会通知司钻。

控制绞车刹车

从历史上看，钻井自动化的目标是模拟人工钻井作业，其核心是使用绞车刹车控制钻压（WOB）。模仿操作人员的自动送钻系统，采用气动控制以保持 WOB 或 ROP 恒定不变。一直以来，当地层地质、压力和温度等钻井条件已经很清楚且逐渐变化时，自动送钻系统要比人工控制略胜一筹。然而，当上述条件发生突变时，自动送钻系统则表现不佳[5]。

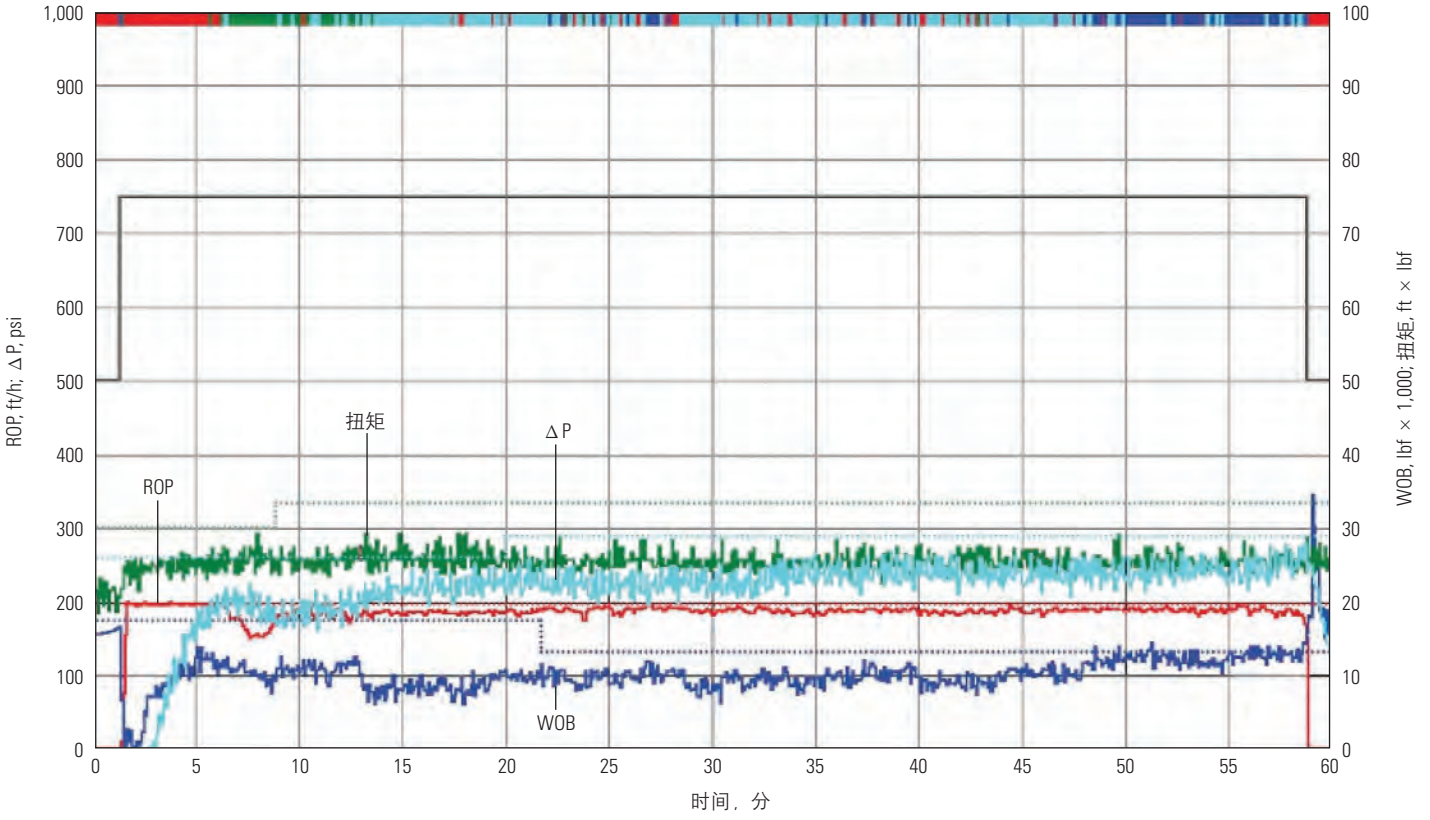
盘式刹车的问世导致电子自动送钻系统的诞生，这款软件用计算机控制算法，来保持 WOB 或 ROP 恒定不变[6]。对自动送钻系统的完善，促使工程师们开发日益复杂的软件，能够简化控制、调整钻井参数以应对钻头钻进时地层特性的变化（下一页图）。

自动送钻系统属于自动化架构的第二层，因为他们依赖司钻的批准。钻井自动化取决于当地钻机设备的自动化及机械化程度，在这些系统的基础上通过整合钻机设备与井下系统实时测量数据来建立钻井自动化。其目标是降低油气藏钻井成本，在安全性、一致性方面赶超人工作业。

钻井过程自动化非常复杂。斯伦贝谢的工程师将流程分割成几个可管理模块，可单独应用或结合运用，最终交付能够自主钻进一个井段的智能系统。这些模块如下：

- 钻机和井下系统集成
- ROP 优化
  - 检测和缓解异常事件
  - 监测并降低井下冲击与振动
- 井筒导向
- 井筒完整性
- 作业程序管理

将收集井下和地面信息的自动化模块与钻机控制系统整合，要求司钻从顶层的监管者转换为处理过程中的一个关键环节。集成系统必须使司钻与其能够直观地进行交互，且在任何时间都可控制钻机。为了实现这一目标，司钻必须了解在处理多项任务时，



^ 现代化自动送钻系统。早期自动送钻系统控制钻井过程的唯一输入参数是钻压，后来发展至多个参数。在本例中，自动送钻系统输出多个参数，其中顶部的多色水平带用颜色表明哪个参数在该点上控制刹车。底部的实线曲线代表参数数据，虚线则是参数设置值。横穿图形中部的水平黑线显示了自动送钻系统的状态。当该线处于低值，自动送钻系统处于关闭状态；上限值表明它已开启。当 90 英尺（27 米）的立跟钻过一段相当均匀的地层时，ROP 功能（红色）控制自动送钻系统打开及钻头离开井底的时间。当 ROP 达到设置值时，一旦钻头自动触底，WOB 和扭矩（分别由深蓝色和绿色曲线表示）就会增加。ROP 和 WOB 曲线变平稳后，扭矩取得控制权。在初级压差控制阶段，尽管 ROP 经历了短暂的间歇控制，当扭矩成为制约因素时，自动送钻系统提高扭矩限制，在钻进大部分立跟的期间，继续在压差控制下钻进（浅蓝色曲线）。压差指的是泥浆马达钻井时的立管压力减去钻头提离井底时的立管压力。当一个立跟快要打完时，钻头遇到较硬岩石，此时切换到 WOB 作为主要控制参数。（根据 Florence 等人的资料修改，参考文献 5）。

自动化系统正在做什么，还必须预测出系统下一步要做什么。因此，与业界之前所持观点相悖，实行自动化后，钻井作业中人为的参与可能是增加而不是减少了。

速度更快

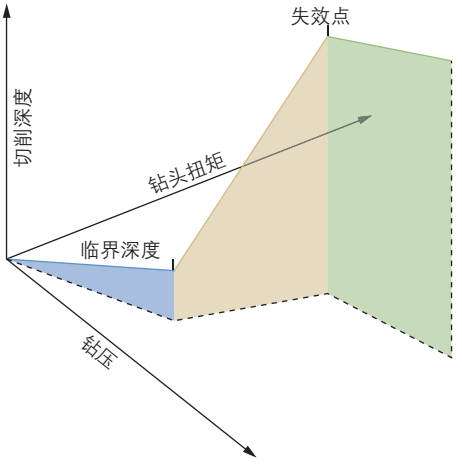
工程师们正将这些必要的计算机控制算法运用于钻井过程的各个方面；这些算法在实现全自动化的各层级都有所体现。大多数基于这些算法所开发的程序具有咨询能力，需要人为干预来启动操作；其他程序属于或接近自主系统，它们无需批准或通知司钻就采取行动，也许最好将其描述为监控下的自主系统。一个这样的算法有助于优化 ROP，已应用于兼有咨询和全控能力的程序。

自动 ROP 优化依赖于这样一个事实：钻头触底时，司钻只能控制三个要素：WOB、每分钟钻柱旋转速度（rpm）和泥浆流量。因而在所创建的自动化 ROP 优化系统中，WOB 和 rpm 设置值直接输入到钻机控制组件[7]。基于这一想法，斯伦贝谢的工程师开发出了 ROPO 机械钻速优化模块。

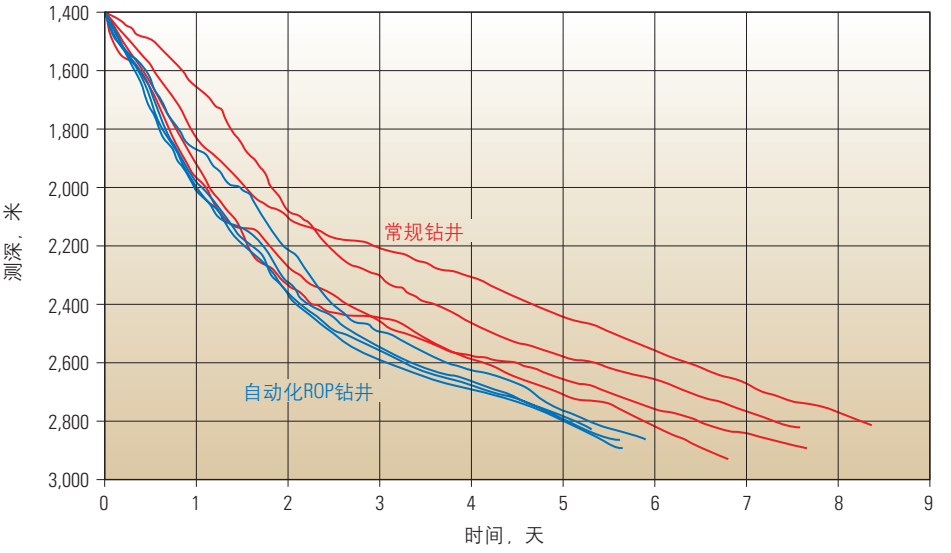
3. 司钻调节天车位置将钻压控制在预期范围内。钻压为钻进时测量的大钩载荷与起钻后测量的大钩载荷数据之间的差值，大钩载荷可用来计算天车下所悬挂钻柱的数量。
4. de Wardt JP 和 Rogers J：“Drilling Systems Automation—A Technology that Is at a Tipping Point”，IPTC 14717，发表在国际石油技术大会上，泰国曼谷，2012 年 2 月 7–9 日。
5. Florence F，Porche M，Thomas R 和 Fox R：“Multiparameter Autodrilling Capabilities Provide Drilling/Economic Benefits”，SPE/IADC 119965，发表在 SPE/IADC 钻井大会暨展览会上，阿姆斯特丹，2009 年 3 月 17–19 日。
6. 有关自动送钻系统的更多信息，请参见：Aldred W，Belaskie J，Isangulov R，Crockett B，Edmondson B，Florence F 和 Srinivasan S：“自动化钻井新技术”，《油田新技术》，17 卷，第 1 期（2005 年春季刊）：42–49。
7. Dunlop J，Isangulov R，Aldred WD，Arismendi Sanchez H，Sanchez Flores JL，Alarcon Herdoiza J，Belaskie J 和 Luppens JC：“Increased Rate of Penetration Through Automation”，SPE/IADC 139897，发表在 SPE/IADC 钻井大会暨展览会上，阿姆斯特丹，2011 年 3 月 1–3 日。

ROPO 算法基于 PDC 钻头 - 地层交互模型和能探测钻头响应变化的数据处理技术。PDC 钻头模型假设钻头与地层的相互作用可基于切削深度分为三个线性阶段（下图）。第一阶段是钻头刚刚开始在底部旋转且达到临界深度前，提高 WOB 几乎不增加切削深度，因而 ROP 较低。第二阶段，提高 WOB 导致切削深度增加。当切削效率继续提高导致失效点时，第三阶段便由此开始，此时钻井液体系已不能充分清洁钻头的切削面，使得切削效率降低[8]。

ROPO 模型描述了钻头实时响应的特点，在一套复杂的约束条件（包括 WOB、扭矩、地面 rpm、ROP 和马达等参数）下，确定 rpm 和 WOB 的最优值，获得最大的 ROP[9]。



^ 自动化 ROP 算法。用 ROP 除以 rpm 估算每转的切削深度，将实时钻井数据绘制在以 WOB、钻头扭矩、切削深度为轴的三维图上。WOB 可以描述为由两部分的总和构成：摩擦和切削。PDC 钻头的钻进是以三种不同的机制建模。在第一阶段（蓝色），低钻压情况下，摩擦力和切削力都增加，这是因为钻头与地层的相互作用主要是磨损的钻头铣刀的摩擦作用。当钻压超过临界点，摩擦力最大时，第二阶段（棕色）开始，因而增加的钻压转化为纯切削作用。钻头通过失效点（岩屑在钻头周围堆积）时，第三阶段（绿色）出现，造成切削效率降低。当钻头钻进新地层时，钻头响应会突然变化，数据点将落在新线上。



^ ROPO 算法的优势。从同一井场钻了八口井，其中四口井使用 ROPO 模块（蓝色），最后切线段的钻速远快于采用常规方法钻进的井（红色）。此外，每口 ROPO 井的钻井时间基本相同。不采用 ROPO 技术钻进该井段的时间为 6.8—8.3 天。而采用 ROPO 方法，钻进同样井段的时间为 5.3—5.8 天。（根据 Chapman 等人的资料修改，参考文献 10）。

在各种环境下钻进了 150000 米（492000 英尺），与手工钻进或采用自动送钻系统钻进的邻井相比，在 ROPO 咨询模式下所钻井的 ROP 平均高出 32%（上图）。当 ROPO 算法应用于闭环自动化或控制模式时，它向钻机控制系统直接发送命令，ROP 提高得更多；控制模式下的 ROP 比咨询模式高 53.1%[10]。

对于涉及到多井项目的作业者来说，节省钻井时间且不损害井筒质量，这是其提高 ROP 的强大动力。在墨西哥 Burgos 盆地，墨西哥国家石油公司计划钻 400 口井，其中有许多井位于 Comitas 油田，该油田的岩性情况已很清楚。典型的钻井难题包括通过以页岩为主的 8.5 英寸井段和以砂页岩互层为特点的 6.125 英寸井段。

通过对 Comitas 油田已钻井的评估，工程师发现通过 8.5 英寸井段的平均 ROP 为 23 米 / 小时（75 英尺 / 小时），通过 6.125 英寸井段的平均 ROP 为 16.15 米 / 小时（52.98 英尺 / 小时），二者均远远低于技术极限。工程师断定，通过提高 ROP 来缩短钻机时间是提高项目经济效益的唯一途径。

工程师首先选择出部分适合 ROPO 应用的井，然后收集邻井的数据，再在 ROPO 模式下钻井，将结果与邻井结果进行对比评估。进行了两个指标的比较：旋转 ROP 和总 ROP。当采用 ROPO 算法钻进 8.5 英寸井段时，旋转 ROP 提高到 55.40 米 / 小时（181.8 英尺 / 小时）。在 6.125 英寸井段，采用 ROPO 算法使平均 ROP 增加到 25.2 米 / 小时（82.6 英尺 / 小时）。在 8.5 英寸与 6.125 英寸井段节省的钻机时间分别为 37% 和 39%。

井眼更光滑

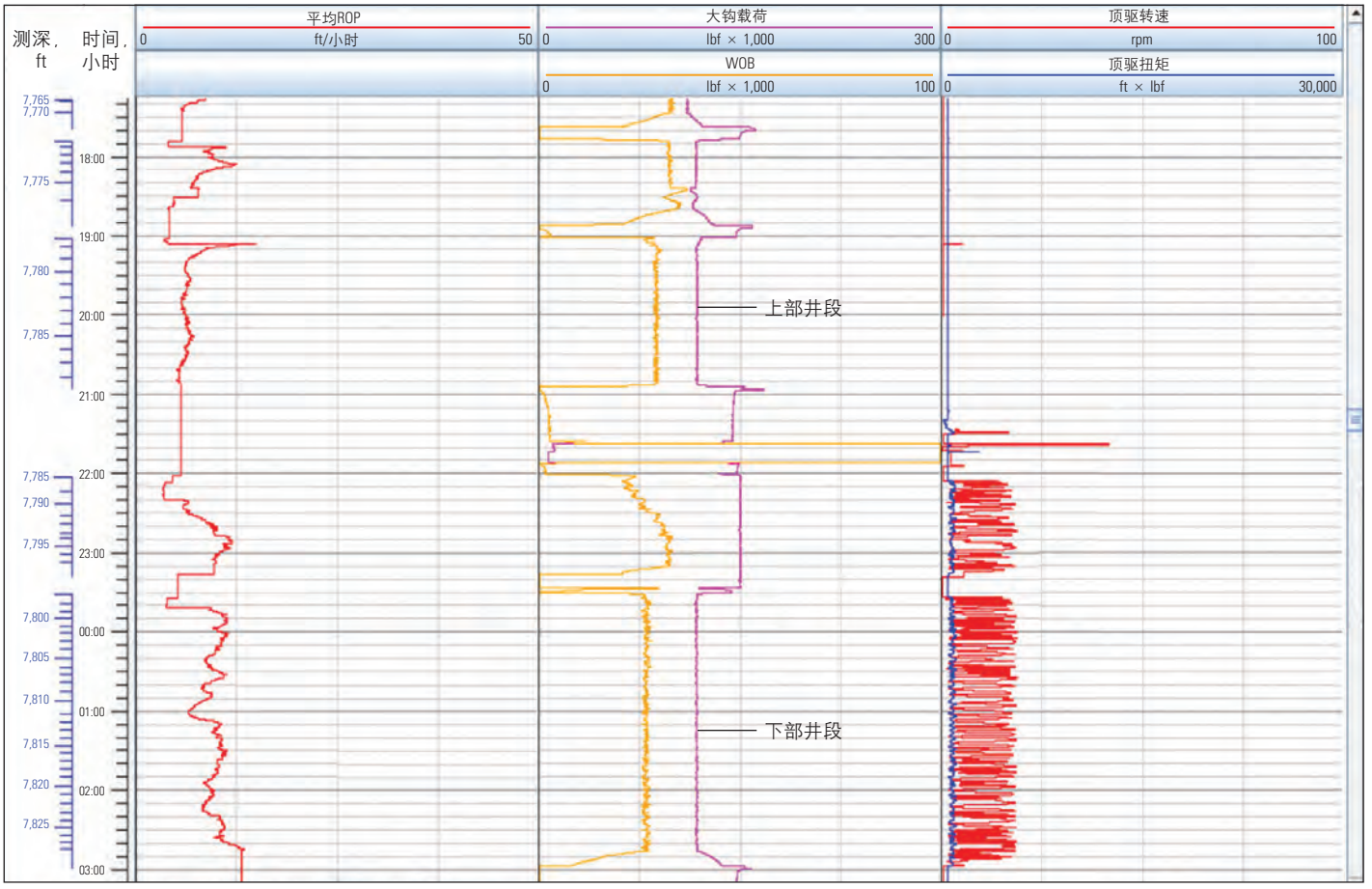
对于大角度井，尤其是地下目标与地面位置之间的水平距离达到数英里的大位移井，一些工程师将轨迹精度作为主要目标，高 ROP 为次要目标。为规划准确的轨迹，定向司钻必须以三维坐标定位井筒，准确执行稳斜和导向。其目的是建立这样一条井眼轨迹，要么是到达遥远的目标点最有效的路径，要么使井筒位于很窄的深度范围内，以使井筒与储层的接触面积达到最大。

定向钻井的某些过程已实现自动

化。PathFinder（斯伦贝谢旗下子公司）的工程师开发出了 Slider 自动地面旋转控制系统，用于井下弯外壳马达的定向钻井。该系统的目的是提高滑动模式下弯外壳马达的钻井效率，具体方法如下：在地面顺时针反复旋转钻柱，然后在不干扰 BHA 工具面方位的情况下逆时针旋转钻柱。Slider 系统将地面扭矩读数反馈给自动控制系统，该系统控制钻柱的摇摆运动，以减少沿钻柱方向的滑动摩擦。同时，该系统减少了把钻具提离井底调整工具面的次数。

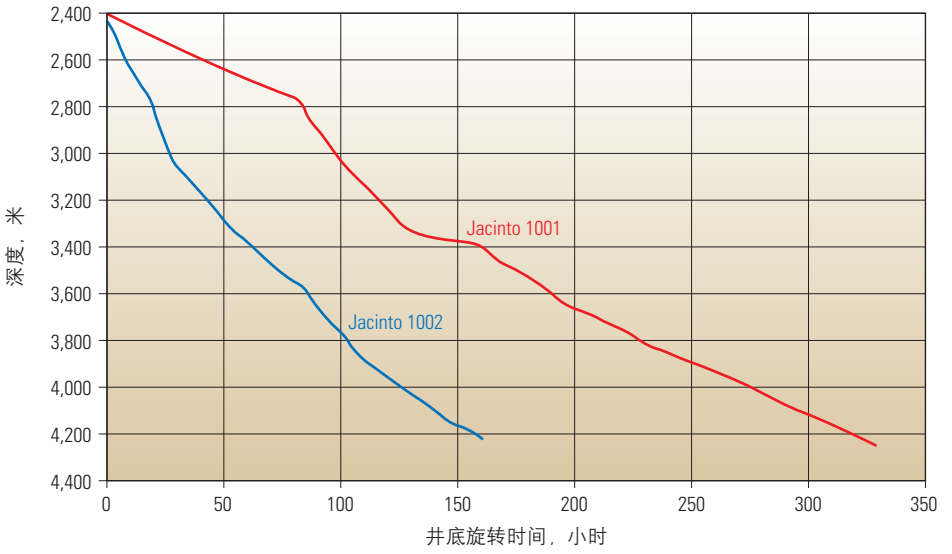
当使用弯外壳泥浆马达改变钻具组合方向时，定向司钻必须经常停钻。然而，Slider 控制系统使 BHA 定向改变而不中断钻井，因此可提高整体 ROP，这是第二个目标。例如，在美国俄克拉何马州 Wood 县，工程师在一口井的增斜段采用 Slider 系统，与人工操作相比，滑动 ROP 增加了 118 %（下图）。

与泥浆马达相比，旋转导向系统（RSS）不涉及滑动操作，所以采用该技术一般可获得更快的 ROP，并钻出更为平滑的井筒。此外，由于钻井时钻柱随之旋转，井眼清洁效率高于滑动模式钻井 [11]。因此可在较低的泵压下钻井，从而降低当量循环密度，减少压裂地层的风险 [12]。



^ ROP 得到显著改善。作业者在 Marcellus 页岩钻探的一口井的两个层段采用滑动钻井模式钻进。上部井段采用人工钻井方式，平均 ROP 为 5.8 英尺 / 小时；下部井段采用 Slider 地面控制系统，ROP 提高到 16.1 英尺 / 小时（第 1 道）。钻压（金黄色）和大钩载荷（紫色）在两个层段基本吻合（第 2 道）。钻下部层段时，Slider 地面控制系统通过调整顶驱旋转速度（红色）保持顶驱的低扭矩（蓝色）（第 3 道）。

8. Detournay E，Richard T 和 Shepherd M：“Drilling Response of Drag Bits：Theory and Experiment”，*International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*，45 卷，第 8 期（2008 年 12 月）：1347–1360。
9. 尽管 rpm 和 WOB 由系统设定，但它们也可能会限制系统。例如，PDC 钻头的设计可能包含所允许 WOB 的最大值或为防止钻头损坏的 rpm 推荐值。
10. Chapman CD，Sanchez Flores JL，De Leon Perez R 和 Yu H：“Automated Closed-Loop Drilling with ROP Optimization Algorithm Significantly Reduces Drilling Time and Improves Downhole Tool Reliability”，IADC/SPE151736，发表在 IADC/SPE 钻井大会上，加利福尼亚圣地亚哥，2012 年 3 月 6–8 日。
11. Melgares H，Grace W，Gonzalez F，Alric C，Palacio J 和 Akinniranye G：“Remote Automated Directional DrillingThrough Rotary Steerable Systems”，SPE/IADC 119761，发表在 SPE/IADC 钻井大会暨展览会上，阿姆斯特丹，2009 年 3 月 17–19 日。
12. 当量循环密度（ECD）是循环钻井液作用于地层的有效密度。ECD 的计算公式：ECD = d + P/（0.052*D），其中 d 是泥浆比重，单位为磅 / 加仑。P 是环空在 D 深度与地面之间的压差（psi），D 是井的真垂深（ft）。



^ 增强下行连接。工程师将自动下行连接用于钻进 Jacinto 1002 井（蓝色）的 12.25 英寸井眼，所用时间比钻进 Jacinto 1001 邻井（红色）的相同层段少 172 小时。Jacinto 1002 井只需要一个钻头与泥浆马达和 RSS 钻具配合，而在 Jacinto 1001 井，RSS 由定向司钻以传统方式控制，需要四个钻头。（根据 Melgares 等人的资料修改，参考文献 11）。

对于大多数旋转导向系统，从地表向 RSS 工具发送导向命令是通过人工调节泥浆泵在不同时间段的流量变化来实现的；司钻操纵泥浆泵，改变工具设置。借助于数字信号，工具导向指令直接发送到泥泵控制器，定向司钻得以远程控制井眼轨迹。

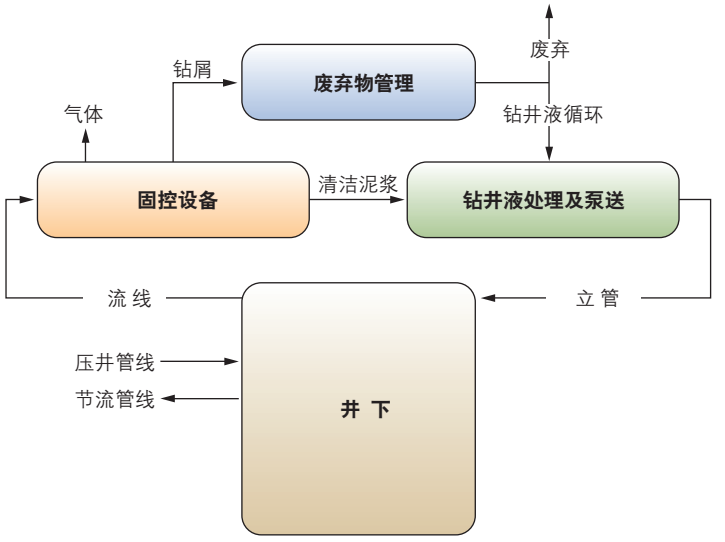
如今，许多旋转导向系统都有一定程度的自主性。例如，保持倾角和方位角不变的命令从地面发送到 PowerDrive 旋转导向系统，迫使 BHA 保持恒定轨迹，无需进一步的地面干预。PowerV 垂直钻井系统通过感知作用于 BHA 并可能使其发生偏离的力，然后导向到垂直方向，由此无需人为干预便可保持井眼的垂直轨迹。

Jacinto 1002 井位于墨西哥南部 Villahermosa 约 150 公里（93 英里），在该井的 12.25 英寸井段实施了这样一次远程自动化导向作业。唯一的邻井 Jacinto1001 钻遇极硬砂岩，导致 ROP 很低。这一层段地层夹层带的无侧限抗压强度范围为 41—83 MPa（6000—12000 psi），造成钻具振动和钻头异常磨损。

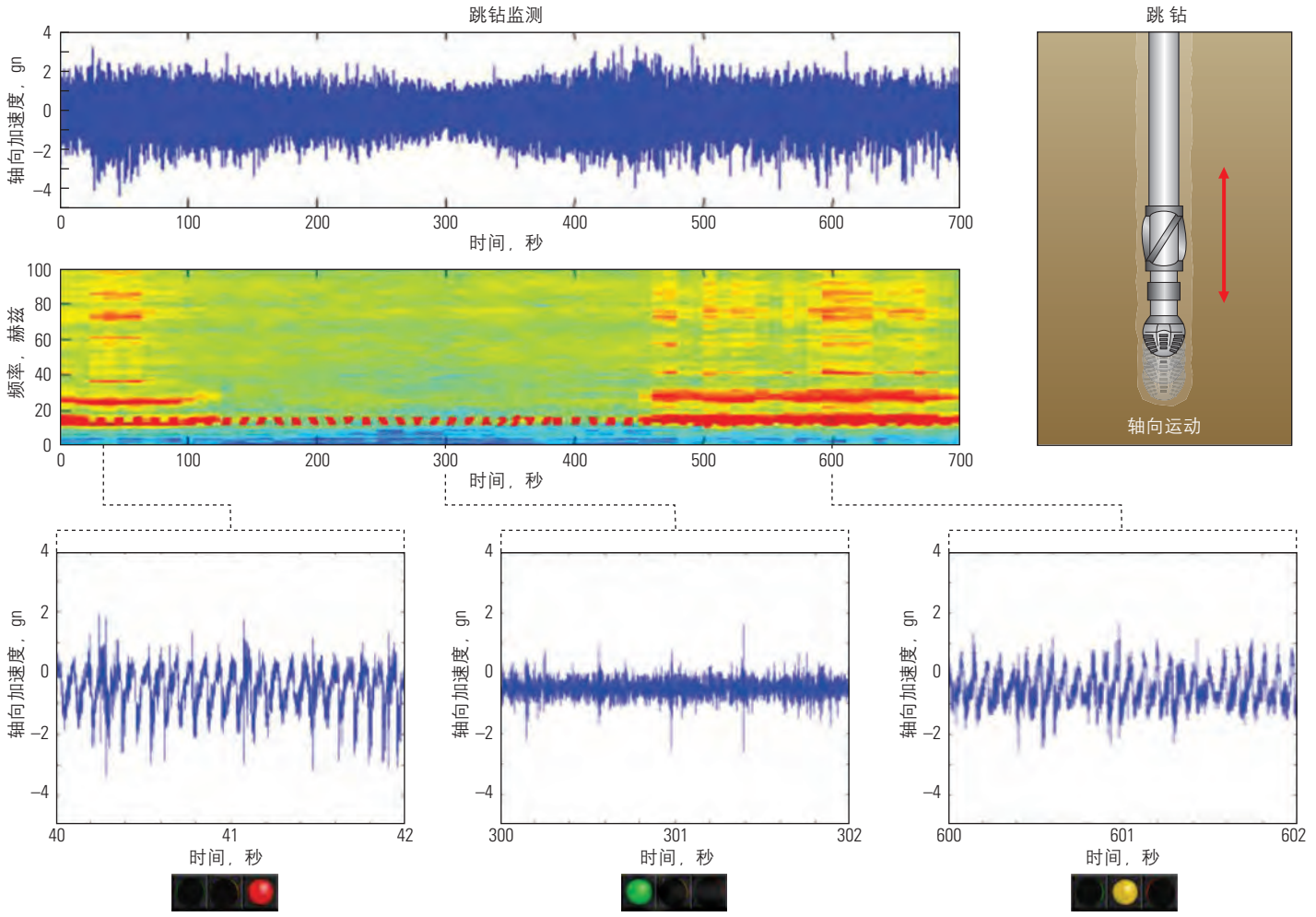
为了应对这些挑战，钻井工程师使用了新的定向钻井系统，该系统将 RSS 工具与泥浆马达动力部分整合在一起。这套系统可以向钻头提供更多能量，以机械方式断开钻头与钻柱的连接，使得钻柱转速低于钻头和 RSS 的转速，从而降低了马达以上钻柱的振动。工程师从一个远程控制中心向 RSS 工具发送了 21 个自动下行控制指令来增斜，使井眼与下一个下套深度相切，用单只钻头钻完 12.25 英寸井段（左上图）[13]。

斯伦贝谢的工程师正在研发一个自动轨迹控制系统，接收实时测量数据来描述 BHA 的导向情况。该系统利用实时井下信息来获得更精确的预测结果，确定适当的导向指令，保证钻井工具沿预定轨迹钻进。目前，该系统在咨询模式下工作，但在现场测试的更新版本能够自主行动，向井下工具发出下行命令，使其成为一个全自动轨迹控制系统 [14]。

地层特征变化或出乎意料，会导致钻头或 BHA 功能异常，需要不断调整 WOB 和 rpm 以应对变化。仅依靠地面测量数据，工程师可能难以甄别某种变化或发生变化时其成因。通常，司钻发现问题并采取纠正措施的时间与事件发生时间之间存在明显的滞后。鉴于上述滞后和影响地面数据的诸多因素，也难怪司钻会做出不当决策—不当决策的最好结局是没有效果，而最坏结局则是造成极为不利影响。



^ 建井流体领域。在钻井过程中各种流体的特性必须保持在临界水平，这些流体存在于各种环境中。自动化钻井测量系统必须能够评估进入和离开井筒的各种流体的情况，并采取必要的纠正措施来调整每个关键环节间的流体性能（箭头）。（根据 Geehan 等人的资料修改，参考文献 16）。



^ 自动化钻井。放置在 BHA 中的井下传感器可采集高频井下测量数据，数据处理后可用来监测钻柱状态。诊断信息实时发送到地面，地面自动化系统对其进行处理，然后适当修改钻井参数，或调整钻台的作业程序。在本例中，高水平的轴向加速度（*左上*）表明存在跳钻现象（*右上*）。跳钻会降低钻井效率，可能会损害钻头的切削结构或 BHA 的组件。频谱图（*中*）确定钻具组合和钻柱的共振频率，说明轴向振动所产生的能量与频率的函数关系。红色对应振动产生的高能量，而绿色对应低能量。能量越高，振动可能更具破坏性。三个区间（*下*）对应于不同的风险水平。高风险跳钻（*下左*）触发地面的红灯报警。正常钻井条件或低风险钻井条件（*下中*）在地面显示为绿灯，表明钻进是安全的。跳钻存在中度风险时会显示黄灯来警示司钻（*下右*）。

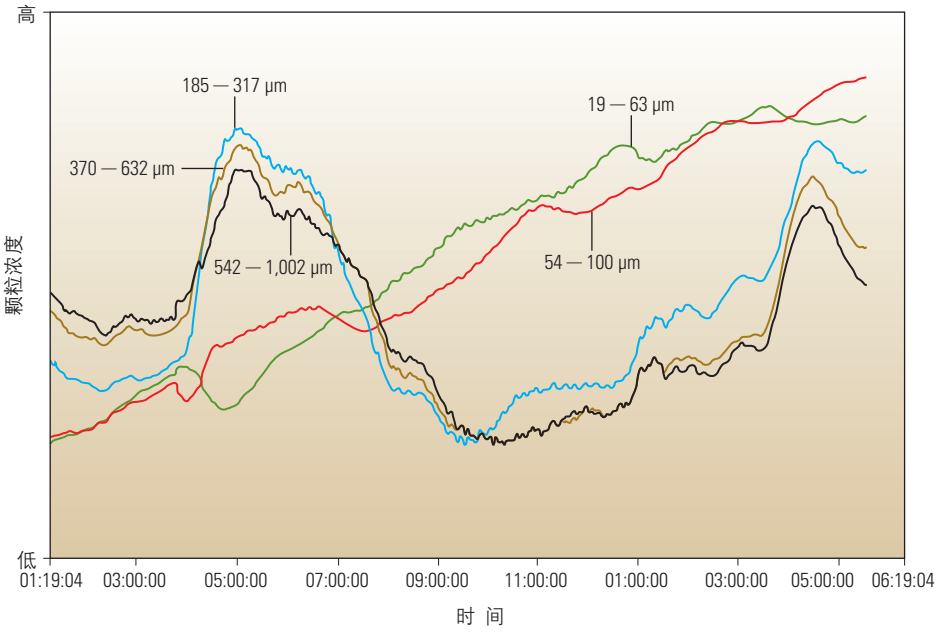
一套新的自动化系统有可能克服这一缺点。系统包括两大部分：新研制的井下传感器，能够高频率采样；有线钻杆，能够将由此产生的大量数据传输到地面。通过迅速解释大量数据，这些自动化系统实时提醒司钻威胁 BHA 的各种现象，比如粘滑、涡旋、轴向冲击和跳钻等[15]。

有线钻杆可以收集沿钻柱的环空压力和温度测量数据，这些数据能使作业者监测整个井筒。算法快速精简这些数据并将其转换成自动化系统的标记和控制信号（上图）。其他算法对数据进行整理，识别事件，必要时启动适当的纠正措施，无需司钻人工干预。

自动流体测量

作业者是否能将钻井液特性维持在规定范围内是影响钻井作业成败的最重要因素之一。建井流体（WCF）领域的自动化涉及四个主要体系。除了流体，WCF 领域还包括流动管道、储罐及工艺设备。这四个系统又分为四方面：流体处理及泵送、井下循环、固相控制和废物管理（前一页，下图）[16]。

13. Melgares 等人，参考文献 11。
14. Pirovolou D，Chapman CD，Chau M，Arismendi H，Ahorukomeye M 和 Penaranda J：“Drilling Automation：An Automatic Trajectory Control System”，SPE 143899，发表在 SPE 数字能源大会暨展览会上，美国得克萨斯州 Woodlands，2011 年 4 月 19–21 日。
15. 有关这些钻井现象的更多信息，请参见：Centala P，Challa V，Durairajan B，Meehan R，Paez L，Partin U，Segal S，Wu S，Garrett I，Teggart B 和 Tetley N：“钻头优化设计”，《油田新技术》，23 卷，第 2 期（2011 年夏季刊）4–17。
16. Geehan T 和 Zamora M：“Automation of Well-Construction Fluids Domain”，IADC/SPE 128903，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。



^ 通过 FBRM 聚焦光束反射测量确定颗粒尺寸分布。在钻 12.25 英寸井段的过程中，工程师将颗粒按照大小分组，以便显示用于增强地层强度的材料。为了测试 FBRM 传感器，工程师给振动筛配备了极易损坏的薄筛网。大约在凌晨三点半，第一层筛网损坏，井队人员观察到 185—1002 微米的粗粒浓度急剧增加（黑色、棕色和蓝色）。一小时后安装了一个新筛网，粗粒浓度降低，直到筛网在上午 10 时左右损坏。较细颗粒（直径分别为 19—63 微米和 54—100 微米）（分别为绿色和红色）浓度一直稳定增加。（根据 Stock 等人的资料修改，参考文献 18）。

控压钻井（MPD）要求工程师使用节流阀来调节井筒背压，以保持恒定的井底压力（BHP）。该技术的出现对 WCF 领域自动化的推进至关重要[17]。节流阀的设置值由水力模型来确定。建立水力模型之后，利用钻井过程中的钻机数据如流量、钻深、转速、扭矩、泥浆密度、温度及流变参数持续更新水力模型。因为流体参数需手动测量，并且样本采集和分析时间与输入到模型的时间之间往往存在时滞，所以测量结果可能成为模型的误差源[18]。

最近，挪威的两家作业公司请求 M-I SWACO（斯伦贝谢旗下子公司）开发自动化钻井液传感器。在作业公司的支持下，M-I SWACO 工程师小组与监管机构协作开发了多种传感器，其中大部分是量身定做或根据其他产业经验改进的。参与本流体测量自动化项目的工程师认为大部分流体测量任务可以远程执行，但流体分析必须现场进行、远程监控。工程师确定了哪些现有传感器可实现远程流体测量，哪些传感器还需要进一步开发。

以前，工程师使用一系列滤网确定粒度分布（PSD），而最近开发的新技术则依靠图像分析，需要用不透明液体来稀释样品。其中一项新技术采用自动化 FBRM 聚焦光束反射测量仪。该传感器直接安装在一个 5 厘米（2 英寸）的流动回路中，回路与在用泥浆池或流动管道连接，用来测量进入井筒或离开环空的流体的 PSD，测量间隔为 1 秒（上图）[19]。

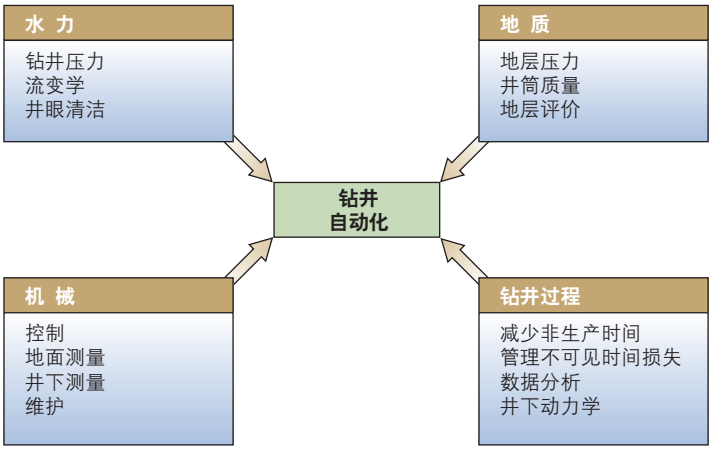
工程师设计了一个自动元素分析和固体含量仪代替传统干馏程序和手动化学滴定法。新分析工具采用 500-eV 源和一个可沿三轴移动的传感器，能够监测其原子量大于镁的任何元素。它也可以测量高重力和低重力环境下的固体含量。分析结果可显示在现有图形界面中，表示为流体配方中所用各种添加剂的浓度。

为制造自动流变仪，团队专注于充分开发现有软件和拓宽仪器的温度范围。因此，他们在流变仪的设计中采用了 API 指定形式的 Couette 锤和转子套，以及 10 秒和 10 分钟的凝胶强度测量结果[20]。标准设备的主要变化是用一个电子测力计代替弹簧连接到测量扭矩的 Couette 锤。测力计的目的是降低温度对测量结果的影响，提高准确度。

自动流变仪生成的数据直接输出到软件中，而软件则更新流动和压力模拟结果，与来自钻机的实时井下数据进行比较。该软件还直接以井场信息传输标准标记语言（WITSML）格式准备及报告测试数据，数据将显示在图形用户界面（GUI）上。

专为该项目设计制造了一个自动电稳定性（AES）仪器，将单点高频电稳定性试验改造为趋势分析。然后可将趋势分析结果与其他测量数据如油 / 水比和粘度等显示在一起。每个测试序列包括七项测量结果；软件排除最大值和最小值，将剩余的五项取平均值，记录并显示在 GUI 上，呈现出一种趋势。AES 仪器直接安装在钻机的流动管道上，可实时测量油基钻井液的电容。工程师因此能够确定水含量变化的瞬时趋势。

17. 有关 MPD 的更多信息，请参见：Elliott D，Montilva J，Francis P，Reitsma D，Shelton J 和 Roes V：“控压钻井新技术及其应用”，《油田新技术》，23 卷，第 1 期（2011 年春季刊）：14–23。
18. Stock T，Ronaes E，Fossdal T 和 Bjerkaas J：“The Development and Successful Application of an Automated Real-Time Drilling Fluids Measurement System”，SPE 150439，发表在 SPE 国际智能能源会议上，荷兰 Utrecht，2012 年 3 月 27–29 日。
19. Stock 等人，参考文献 18。
20. 泥浆剪切应力在泥浆静止一段时间后测量。美国石油学会规定的标准静止时间为 10 秒和 10 分钟，但 30 分钟或 16 小时后也可进行测量。
21. Stock 等人，参考文献 18。
22. Sadlier A，Laing M 和 Shields J：“Data Aggregation and Drilling Automation：Connecting the Interoperability Bridge between Acquisition，Monitoring，Evaluation，and Control”，IADC/SPE 151412，发表在 IADC/SPE 钻井大会暨展览会上，加利福尼亚州圣地亚哥，2012 年 3 月 6–8 日。
23. Sadlier A 和 Laing M：“Interoperability：An Enabler for Drilling Automation and a Driver for Innovation”，SPE/IADC 140114，发表在 SPE/IADC 钻井大会暨展览会上，阿姆斯特丹，2011 年 3 月 1–3 日。



^ 钻井自动化系统所需信息。钻井自动化系统所需的输入信息既相互关联又有区别，因此很难决定应该优先考虑哪些信息。（根据 Sadlier 等人的资料修改，参考文献 22）。

采用双实时传感器进行密度测量给出分析趋势，代表了区别于标准 API 测量技术的一个重大变化，后者使用传统的工业秤。与工业秤法不同，新密度传感器实时更新静态和动态井下压力，且经过温度变化校正。

由于今天普遍使用的振动管密度计能够将传感器采集的温度和密度数据直接传输到模拟软件，M-I SWACO 的工程师在项目中采用了这种密度计。因此，数据可用于模拟软件，并显示在位于钻台和远程操作中心的 GUI 显示器上 [21]。

协同能力：通往自动化的桥梁

随着传感器和软件功能的日益扩展、网络技术的进一步发展，从人工控制转向机器控制的建井任务的类型和数量在持续增加。新的自动化算法在可靠性和工具性能方面已取得重大进展，希望充分发挥这些算法之作用的作业者必将推动业界钻井自动化的发展。作为这一进程的一部分，作业者也将推动行业标准的建立，以便更好地使用这些算法。

完全自动化的钻井过程最终取决于所有组件共享信息的能力。这需要各个部分和处理过程自动、同步地过滤、筛选大量数据并采取相应措施。随钻测井和泥浆录井技术说明在真正的钻井自动化成为现实之前，必须开发收集和协调各数据源的数据聚合系统。在大多数情况下，随钻测井仪器通过泥浆脉冲将数据传输到地面，随后脉冲信号必须被转换成可用数据。这意味着数据只是以近实时的方式而非实时方式提供给用户。同样，作为泥浆录井系统数据源使用的钻屑直到循环到地表之后才可进行取样和分析，但这可能已经是钻屑生成几个小时之后的事了 [22]。

为了有效地利用这些数据，自动、适当地应对钻井状况，需要整个系统的协同，即在钻井期间的恰当时间将人员、工具、设备和信息结合起来（上图）。完全的协同性是自动化的根本。有限的协同性导致自动化孤岛，必须由人工干预将其关联起来，来确保恰当的系统互动。而另一方面，为一些钻机定制的解决方案不仅费用昂贵，还需要人工干预。通过提供远程控制系统，钻机承包商提供了一条协作捷径，但这种方法也可能会受制于为特定钻机、承包商或设备类型配置的系统的限制。

实时数据的传输和获取方式还需要改进。工程师目前正试图在钻井行业应用统一的架构标准，此标准提供了统一的数据访问技术库，可将自动化过程控制中的经验教训与飞机、汽车、航天等行业的自动化结合起来。钻井自动化工程师们特别感兴趣的是这些行业如何使用现有标准、安全配置、认证和实时协同技术来解决冗余度和可靠性问题。自动化钻井技术的重点关注领域就是其他行业如何处理情景意识、系统与人的交互和规划以及系统在遇到突发事件时的紧急措施。

钻井承包商、服务公司、设备制造商和作业者使用各种数据迁移标准。WITSML 是石油行业最常用的数据迁移标准，用来规范各种井监控技术和软件程序之间的接口 [23]。还需要设立一个新标准或扩充现有标准，如用来描述钻机及地面设备的 WITSML，不过需要作业者、服务公司、钻机承包商和设备供应商的共同努力。

为了大规模实施钻井自动化，必须在整个石油行业应用钻机控制标准。除了确保所有自动化钻井设备的一致性之外，承包商还需遵守这些标准，从而为服务商提供一个可供其集成解决方案的可靠平台。这样一个平台应该可以让作业者从全局角度了解钻机。实现这一目标之后，需要转换至特定的钻井平台和特定设备承包商的协议，这些转化需要大量的自定义编码和钻机时间，以保证每个应用程序都是正确的。虽然钻井自动化的先行者需要为内部开发付出成本，但他们会更早地收获自动化带来的经济效益，同时标准化有助于降低整体成本、缩短工程时间。 —RvF