电潜泵在智能人工举升中的应用

曾一度被认为仅适用于高成本和高产能油井开发的智能井技术，现正被越来越多地用于提高老油气田的价值。尤其是装配有电潜泵（ESP）的油井，更加适合于这种新旧技术的结合。在已配有井下电缆和保护器的ESP井中安装监控装置，简单易行且成本相对较低。

John Algeroy
美国得克萨斯州 Rosharon

智能控制不仅仅适用于复杂和高度仪表化的油井，它还可能为老油田的生产实践带来革命性的变化。一些作业者已发现将实时控制与电潜泵作业紧密结合可使他们受益颇丰。

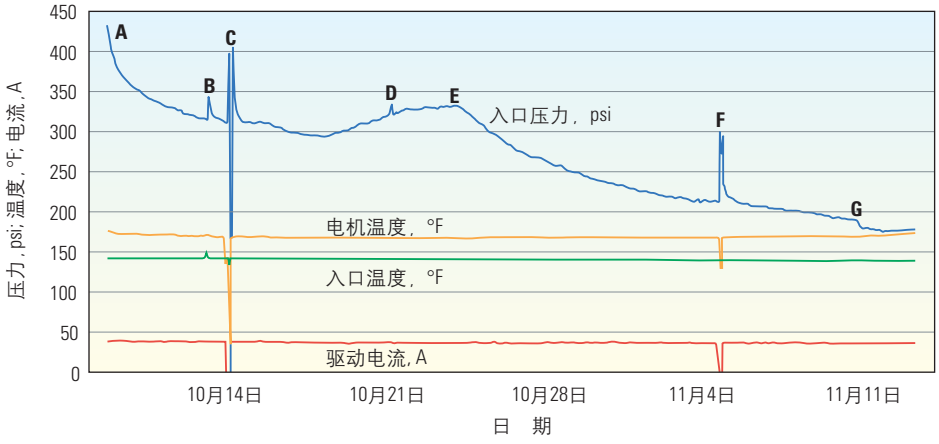
多年来，作业者一直在从地面上监控ESP的性能。作业者可通过调节发送至井泵变速传动马达控制器的信号频率来避免泵送作业过早出现故障。利用这一调节，还可避免ESP欠载，从而提高产量。为找到最佳作业范围，工程师在设计泵的过程中采用实时数据和模拟的方法，以满足每口井的具体要求。双向远程通讯技术的使用，使作业者可在较远的距离对泵送性能进行监控。

最近，工程人员通过将用于储层管理的智能井技术与ESP远程监控技术相结合进一步推动了上述概念的发展。这两种技术的结合使泵送作业得到优化，从而显著地提高流量或最终的储量采收率。在多层完井作业中，作业者可利用井下流量地面控制阀在井内改变或切断来自不同产层的流量，而无需修井作业，从而节约成本并降低风险。永久型井下温度和压力计可在井下监测各个产层，提示工程人员何时需要开采新产层或关闭停产层，从而无需事先进行生产测井来识别干扰水层或产气层。

在编写本文过程中得到以下人员的帮助，谨表谢意：得克萨斯州 Rosharon 的 Ryan Cox；休斯敦的 Ramez M. Guindi 和 Grant Harris，以及得克萨斯州 Sugar Land 的 Barry Nicholson。

espWatcher，FloWatcher，MultiPort，MultiSensor，Phoenix，QUANTUM，RapidSeal 和 REDA 等是斯伦贝谢公司的商标。

1. Konopczynski MR，Moore WR 和 Hailston JJ：“ESPs and Intelligent Completions”，SPE 77656，发表在 SPE 技术年会暨展览会上，得克萨斯州圣安东尼奥，2002 年 9 月 29 日 -10 月 2 日。
2. Vachon G 和 Bussear T：“Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology”，SPE 93617，发表在 SPE 亚太石油与天然气会议暨展览会上，雅加达，2005 年 4 月 5-7 日。
3. 有关电潜泵更多的信息，请参见：Bremmer C，Harris G，Kosmala A，Nicholson B，Ollre A，Pearcy M，Salmas CJ 和 Solanki SC：“电潜泵技术新进展”，《油田新技术》，18 卷，第 4 期（2006/2007 年冬季刊）：30-43。
4. Oyewole P：“Application of Real-Time ESP Data Processing and Interpretation in Permian Basin “Brownfield” Operation”，IPTC 10927，发表在国际石油技术大会上，卡塔尔多哈，2005 年 11 月 21-23 日。



^ 利用 espWatcher 监控系统对 ESP 进行监控。在西得克萨斯的一口油井中开泵作业后，最初测得的入口压力（A）稳定在 300 psi（2.1 MPa）以上，比设计估计值高大约 150 psi（1.0 MPa）。工程人员对临近一口注水井上破损的节流器进行了修复，从而注入量得到了控制（E），最终测得的流压为 200 psi（1.4 MPa），基本与设计标准一致。在每周进行一次的化学处理过程中，由于当泵还在运作时关闭了出油管线，导致出现了意外峰值（B 和 D）。生产工程师很快发现，为了更换下游一只泄漏阀门现场作业者已将油井关闭（C）。工程师通过遥控的方式将泵启动，同时确保泵的初期运转正常，并在初期压降期间对事件进行了监控。之后，工程人员将油井关闭，并远程启动以进行日常维护，然后又重新将其启动（F）。通过增加变速电机的频率，产量得到了最大限度提高（G）。

智能流体控制装置和传感器可辅助ESP作业，提高产油量，降低产水量，并在产层中形成更大的压差。采用这两种装置后，作业者可使用更小型的ESP、气体分离器和气体处理设备，因而可降低节涌及液流中气体对泵造成的损坏[1]。此外，在ESP举升井的修井作业中，流体控制阀可对地层起到保护作用（右图）。

尽管具备这些优点，但长久以来人们一直认为ESP举升井中的智能技术是油井作业中的奢侈品，仅适合一些主要的作业公司及大型独立作业公司。目前，大多数油井仍采用传统监控方法，包括通过在地表测绘电流数据确定泵送效率以及利用声学测量方法确定液面深度等。这些方法要求作业者经常去井场收集数据，并需要手动调节泵，因此需要大量人力且效率低下。

然而，最近一些成熟产油区（这些产区油气产量主要来自需要人工举升的低压油田）的小型作业公司已开始利用实时数据处理和解释技术来降低成本和改善油藏管理。其中许多作业公司通过实践认识到，将智能技术与ESP相结合后，其应用效果在具有易于出水层的油井中尤为明显。例如，印度尼西亚的一家作业公司安装了一个单独的开关阀，用来控制来自一下部易出水层的流入物。安装在井底的应变仪通过测量产生的静水压差，检测到采出液流中含水。检测到水后，立刻将该层段封闭，直至水锥消失。随后该层段被恢复生产直至再次出现上述情形。通过重复循环上述作业步骤，这个在过去很可能被放弃掉的低压产层为作业公司带来了10万桶（15900米^3）的石油产量[2]。

加强远程监控技术的使用

借助日益先进的技术（如斯伦贝谢的高级举升服务和espWatcher电潜泵监控系统），可实现在井场对ESP性能数据及井下和地面能量数据进行实时采集。这些数据被送到技术中心，由专家进行分析。这些专家能够远程执行ESP起动、停止和速度控制等操作[3]。

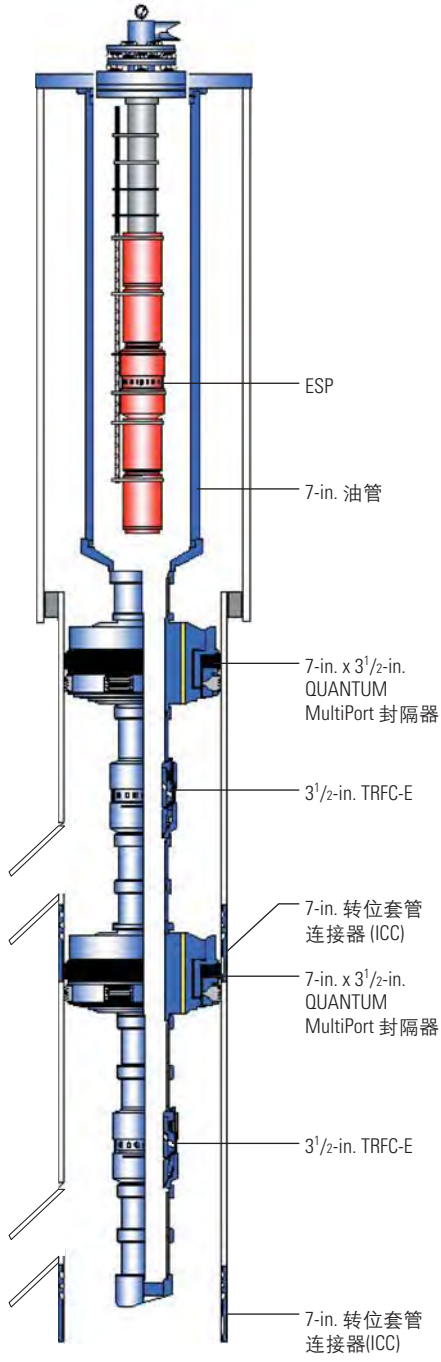
同时，工程人员可以根据泵、电机、油井和储层动态极限，对数据进行处理并与预置的警报进行比较。警报可通过无线电、电邮、电话和传真等方式发送至相关部门。由于专家能够分析泵送失败的原因并找到解决办法，利用上述流程可以对油气井生产进行远程恢复，从而大大缩短生产中断时间。由于能够节省人力成本并能避免产量损失，这一作业方式可显著提高作业的成本效益。

如果具备先进的计算机模拟系统和工程软件包，就可根据现场流体数据对井泵的性能进行模拟，并将其与每个特定井泵的标准试验性能曲线进行对比。然后根据油井模型对油井动态进行分析。利用每个节点的压力数据并结合完井和流体性质资料，可对油井和储层进行定期诊断分析并能轻松识别出存在问题的ESP井[4]。

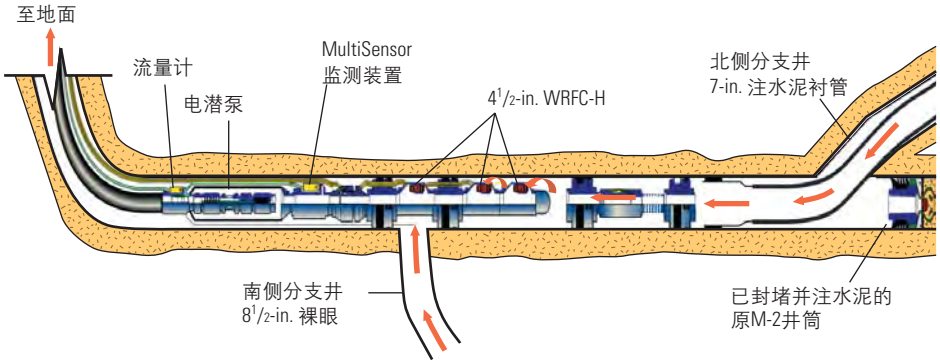
例如，在西得克萨斯的二叠纪盆地中，作业人员采用了espWatcher系统实时记录泵送数据（前一页图）。开泵后，油井压力稳定在了高于设计预期压力的水平上。在接下来的几周时间里，由于一口相邻注入井中的节流器出现了坏损，导致实际注入量是预期注入量的3.5倍。含水量的增加造成了动力的浪费。其后，作业者修复了节流器并控制住了注入量，最终使流压基本符合设计标准。

此外，由于在每周例行的化学处理作业中，当泵仍在运转时关闭了管线，因此出现了意外峰值。作业人员对作业过程进行了调整，使油井在化学处理过程中仍能继续生产，而泵电机升高的温度可以忽略不计。与传统的电流强度测量法相比，压力和温度测量法更容易发现此类事件。

有时，这些实时远程监控方法可带来即时显著的效果，经常能够让作业者迅速收回投资。以西得克萨斯的另一口井为例，一家小型作业公司的电机出现过热后，实时数据触发了警报系统并将紧急情况通知给工程师。这为该公司节省了大量更换受损电机



^ 油井完整性。可以远程控制的流体控制阀除了能够在不借助钻机修井的情况下改变或调整产层，还能在拟定的ESP更换作业中保持关闭状态，从而将地层和侵入性压井液隔离开来。如图所示，可在起出ESP之前，将3½英寸的电驱动可收回式油管流体控制（TRFC-E）阀关闭。这样就可以在取下ESP密封装置时，防止井筒中的流体流入产层。这一优点在老油田和压力衰竭地层的修井作业中具有特殊的意义，因为流体侵入会严重破坏储层并造成最终采收率的显著降低。



^ Wytch Farm油田历史性的第一次。M-15井是第一口成功地将在地面操控的流体控制装置安装在ESP下部的油井。流体控制装置被安装在约5300米（17390英尺）的深处，井筒斜度超过85°。利用ESP上部的流量计及其下部的用于电潜泵完井的MultiSensor油井监测装置，可实现对油井动态的监测。

的费用。另一家作业公司则通过持续监测油井动态并根据井动态调整泵速优化并维持了生产。

应用于ESP井的配备有液压或电力驱动井下流动控制系统的智能井技术将是实时远程监控技术的未来发展趋势。例如，ESP分级中的一个关键要素是目标层的生产指数（PI）。PI值按照压力每下降一个单位（psi）产出多少桶油进行计算。PI值错误（或者更常见的情形是PI值随时间发生了变化）经常会导致流速高于或低于泵的设计流速。在这种情况下，可能会因为过载而使泵超负荷运转或者由于欠载而达不到最佳产量。借助可变更设置的智能流体控制阀（相当于一个井下节流器），作业者可增加或减少进入井筒的流量，从而调节压降。随后可设置变速驱动器，来优化电潜泵性能[5]。

概念验证

在ESP举升的智能井中，提高井下压力和温度计量仪的监测能力对于优化生产同样是非常重要的。利用这些永久型传感器，工程师可根据在节流阀处测量的压差计算流量，并根据在整个井筒内测定的静水压差确定密度[6]。

1999年，为了控制产水量，BP公司将井下流体控制技术和ESP共同应用在了其位于英格兰多塞特Wytch Farm油田M-15油井中，这是这两项技术第一次联合应用在单个完井作业中。在20世纪90年代，Wytch Farm油田是一个大位移钻井技术的试验场。在那里产生了多项钻井记录，包括第一口10公里长（6.2英里）的大位移井。除了作为重要的基础技术（如旋转导向钻井设备）试验基地，该项目还使BP公司得以在岸上向那些环境敏感型的海上油气藏进行钻进。

M-15井具有两条分支，连接被断层分隔的储层段。Wytch Farm油田的这口M-15井在钻进时打破了多项记录。其北侧分支的位移在当时所有的多分支井中是最长的－3400米（11155英尺），另外其使用的射孔枪也是当时最长的－1800米（5905英尺）。完井中使用的设备包括一个REDA闭式电潜泵和三个液压传动侧装桶式可回收电缆流体控制阀（WRFC-H），控制阀有六个工作位置，包括完全打开和完全闭合（左图）。工程人员成功地将一种流体控制装置安装在了ESP下部，这在业内还是第一次。在ESP的上部还装有流量计，同时紧挨着ESP的下部安装有用于电潜泵完井作业的MultiSensor油井监测装置。流量计用于测量经过泵的总流量，而MultiSensor系统用于测量分支井中的温度、振动和入口压力，同时通过泵用电缆传送信号[7]。

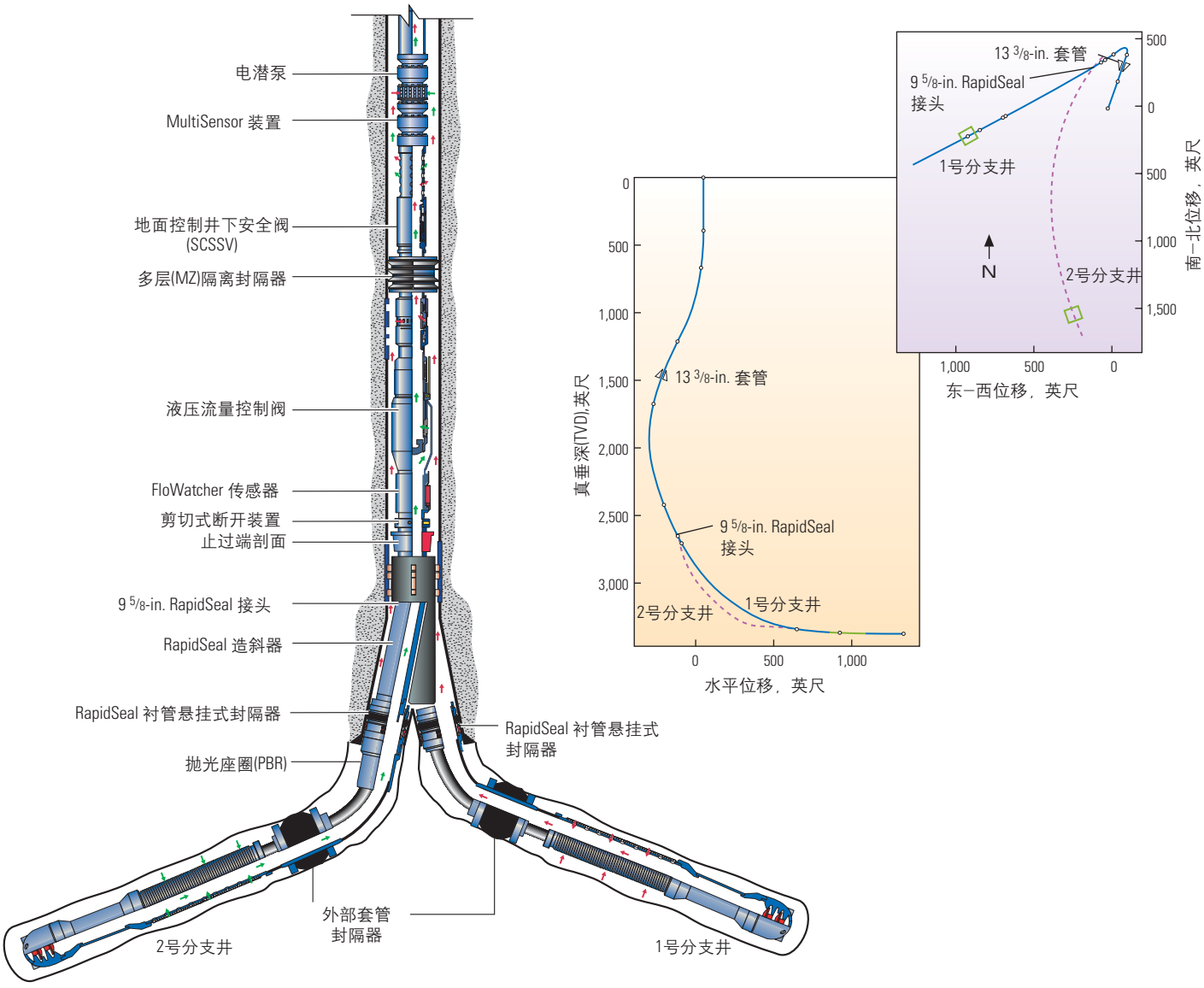
BP公司首先对北侧分支井开采了大约六个月的时间，开采期间WRFC-H全部打开。之后将其关闭。关井时的产液量约为11000桶/日（1748米³/日），其中3000桶（477米³）为石油。当北侧分支井的生产得到控制后，南侧分支井开始了全面生产。综合产液量稳定在4000桶/日（638米³/日），含水率为25%。净产油量与北侧分支井关闭之前的净产油量相当[8]。因此，作业者得以对预期的早期水侵进行控制，从而增加了100万桶（158900米³）的石油产量。

2002年，中国海洋石油总公司（CNOOC）钻进并完成了世界第一口TAML六级多分支井。该公司在作业过程中采用与上述类似的方式应用了井下流体控制系统和永久型传感器（下一页图）[9]。同样，位于印度尼西亚爪哇海上的NE Intan A-24井也采用了液压驱动阀，来尽可能减少水侵并有选择性地控制来自两个分支井中的流量。MultiSensor测量仪对每个分支井中的压力、温度和流量进行了实时测量，而REDA ESP举升系统对石油生产进行了优化。

通过结合ESP、多分支井和远程监

5. Vachon G和Furui K：“Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology by Using Downhole Chokes to Optimize ESP Performance”，SPE 93621，发表在第14届SPE中东石油和天然气展览暨会议上，巴林，2005年3月12-15日。
6. Vachon和Furui，参考文献5。
7. 有关Wytch Farm油田M-15井完井更多的信息，请参见：Algeroy J，Morris AJ，Stracke M，Auzerais F，Bryant I，Raghuraman B，Rathnasingham R，Davies J，Gai H，Johannessen O，Malde O，Toekje J和Newberry P：“遥控油藏”，《油田新技术》，11卷，第3期（1999年秋季刊）：18-29。
8. Algeroy J和Pollock R：“Equipment and Operation of Advanced Completions in the M-15 Wytch Farm Multilateral Well”，SPE 62951，发表在SPE技术年会暨展览会上，达拉斯，2000年10月1-4日。
9. TAML（多分支井分级体系）六级分级体系以分支接合处的压力完整性为基础进行分类。六级分支井利用配有可调节接口和不可调节大直径分流器的密封套管来实现。http://www.taml.net/newsite/classification.asp（2007年11月28日浏览）。

   有关TAML级别更多的信息，请参见：Afghoul AC，Amaravadi S，Boumali A，Calmeto JCN，Lima J，Lovell J，Tinkham S，Zemlak K和Staal T：“连续油管：新一代技术”，《油田新技术》，16卷，第1期（2004年春季刊）：38-57。
10. 有关NE Intan A-24井更多的信息，请参见：Fraija J，Ohmer H，Pulick T，Jardon M，Kaja M，Paez R，Sotomayor GPG和Umudjoro K：“多底分支井建井技术新进展”，《油田新技术》，14卷，第3期（2002年秋季刊）：52-69。
11. 有关水管理更多信的信息，请参见：Arnold R，Burnett DB，Elphick J，Feeley TJ III，Galbrun M，Hightower M，Jiang Z，Khan M，Lavery M，Luffey F和Verbeek P：“水管理－变废为宝”，《油田新技术》，16卷，第2期（2004年夏季刊）：26-41。



^ 高级完井作业。CNOOC 位于印度尼西亚爪哇海的这口井结合了 RapidSeal 多分支完井系统、液压流体控制阀、井下传感器、REDA ESP 和 Phoenix 人工举升井下监测系统，是第一口 TAML 六级智能多分支井（左）。经过流体控制阀后，2 号分支井中的流体（绿色箭头）与 1 号分支井中的流体（红色箭头）混合。利用这一装置，作业者可利用两个井眼对同一层段进行开采，并可有选择性地调节流量。油井示意图（右）展示了在 $9^5/_8$ 英寸 RapidSeal 接头下部的每条分支井的钻进轨迹。

控技术的优势，CNOOC不仅控制了含水量，还获得了其它益处。多分支井利用两个井眼对同一储层进行开采，而仅需一个井槽。这节省了钻进和完成第二口井上部井段的成本，使 CNOOC 的投资回报率实现了最大化。同时，CNOOC利用智能井技术对每个分支井的流量进行远程监控，更好地进行油藏管理，实现了产量和储量采收率的提高[10]。

利用老办法解决新问题

许多 ESP 举升井利用智能井技术改善了油藏管理，尤其是减少了过早产水量。今天，世界各地的作业者广泛利用这一技术来确定出水源并利用其在多层完井中将出水量控制在最小范围内。这些应用往往带来的是产量和储量采收率的提高。

由于石油工业的油气生产越来越向偏远地区转移，而在这些地区，高出水量会显著提高成本，因此预计ESP举升智能井技术将会越来越具有吸引力。例如，在海上作业中，为了防止水流至地面造成数量有限的平台处理设施负荷过重，业界不得不投入大量的经费，来研究消除和处理井下水的方法[11]。

鉴于井下水分离技术还有待检验，而业内的一些投资巨大的深水项目通过利用ESP开采出了大量的石油，井下流体控制阀和传感器技术至少可以作为一种过渡性的产水问题解决方案。 —RvF