

新一代分离器

传统作业中，作业者不得等到所有钻井液与完井液从新钻储层流出之后，再使其流经分离器进行处理与测量。因此，需要经过较长时间的延迟才能获得流量与流体特征信息。最近对分离器设计中基本组件的创新改进，能够最大限度地减少作业延误并提高数据准确度。

Paul Sims
法国Clamart

《油田新技术》2010年秋季刊：22卷，第3期。
©2010 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：法国 Clamart 的 Francis Allouche；美国得克萨斯州 Sugar Land 的 David Harrison 和 Richard Byrd。

CleanPhase 和 SmartWeir 等是斯伦贝谢公司的商标。

进行试井作业是为了量化储层潜在的油、气和水的流量。可在油田气整个开采周期的任一阶段(勘探、评价、开发或生产)进行试井作业。通过试井和其他测量方法获得的信息具有至关重要的作用，可帮助准确描述油气藏和制定开发战略，从而优化新开发区并改善油气井和油气田动态^[1]。

直到最近，只有在清井后才能利用分离器测量数据量化流量与流体特征。在清井过程中，由于钻井或射孔作业而引入井筒和地层的碎屑和非烃类流体会从地层中流出。常规分离器在设计上无法处理在清井废液中占大多数的大量水和固相，这是产生这种延迟的原因。

清井持续的时间可为数小时或数天，在这一过程中，非储层流体绕过分离器从一个旁通管汇流至低压缓冲罐。之后，一旦测试员发现该井只流出储层流体时，就会人工将管汇的流体转向分离器，测试员就可开始流体测量。

虽然该作业流程已在行业内应用多年，但其存在一定缺陷。例如，当工程师确定已从井中清除钻井泥浆和碎屑后，就会将流体从旁通管汇重新导向至分离器入口，这就破坏了流动稳定性。由于必须等到流体重新达到平衡后才能进行有效测量，因此就会出现延迟。此外，由于井内产出流体要在清井过程中流入低压罐中，因此技术人员必须利用可调节流器在地面控制流速与压力。这种流速并非最佳的流速，会延长将流体提升至地面以及清井所需的时间。

了解整个试井阶段(包括清井)的产量变化对现代试井解释来说必不可少。详细了解产量变化情况可有助于试井解释中反褶积概念的应用，并可帮助分析师更深入地了解储层^[2]。由于流体在清井过程中绕过分离器，就会导致部分流速和产量数据丢失，因此会降低测试结果的可靠性。此外，工程师能够监测清井阶段的进程也是十分重要的，而如果未能正确采集并记录产量数据，就无法进行准确监测。

传统方法

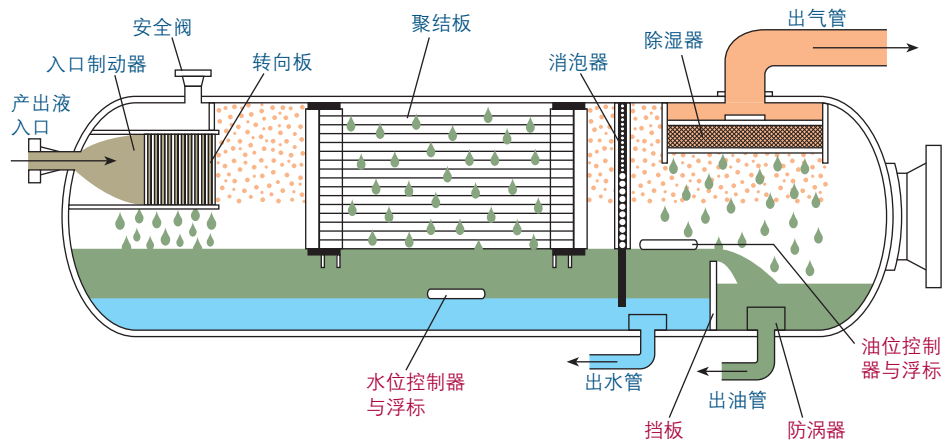
在传统分离器中，流体流入圆筒状容器的一端，并在其中撞击钢挡板。体积膨胀加上速度降低，储层流体就会在重力作用下自然分离，分离成不同密度的水、油和气^[3]。该方法的有效性取决于时间，因此最佳相分离的关键是停留时间。流体在圆筒状容器内停留的时间越长，分离的越完全。

为了让流体在传统容器中停留足够长的时间，技术人员利用挡板在容器底部分隔出几个独立的区域。在紧邻流体入口的第一个区域内，油与水聚集在容器底部，之后油会上升至顶部并越过挡板流至第二个区域，而密度较大的水会留在第一个区域的容器底部。由于流体能够在分离器中停留更长的时间，气体就能够溢至液体上方的空间，并通过容器顶部的除湿器释放出来。上升的油位和水位提升了浮标，到预定的高度后会触动容器底部的气动阀。这样，油和水就会流入不同的计量管线，而气体会从分离器顶部的出口溢出。由于油和水的密度较为相近，设计能够自动控制出水口的浮标是比较困难的，并且大多数作业者必须人工排干含水区。

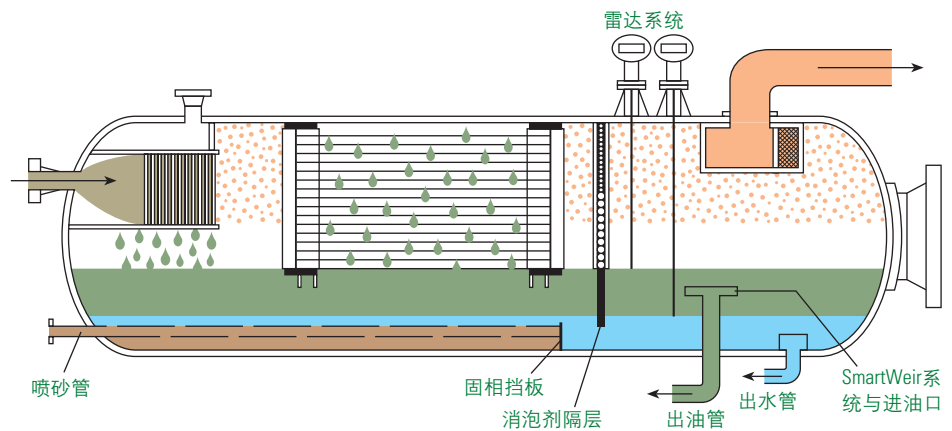
虽然该系统被广为应用了 25 年，但却存在着明显的缺陷。由于该容器设计用于储层流体流动，因此无法容纳清井液所特有的大量水和碎屑，并且如前所述，绕着分离器流动会耗费更多钻机时间。此外，在流动测试阶段，随时都可能出现油和水骤增的情况。采出水突然增加，迅速充满容器的第一个区域，会导致水和油一起排出。

为了解决这些可能出现的问题，斯伦贝谢工程人员开发出了 CleanPhase 试井分离器，以应对清井和储层测试阶段的流体流动问题（右上图）。该新型分离器区别于传统分离器的四大特征为：采用 SmartWeir 相分离技术，而非固定的挡板；采用雷达信号激活控制阀，而非浮标；采用 Coriolis 质量流量计，而非传统的体积流量计；此外，还有一个用于收集并处理固相的隔室。

传统分离器



CleanPhase分离器

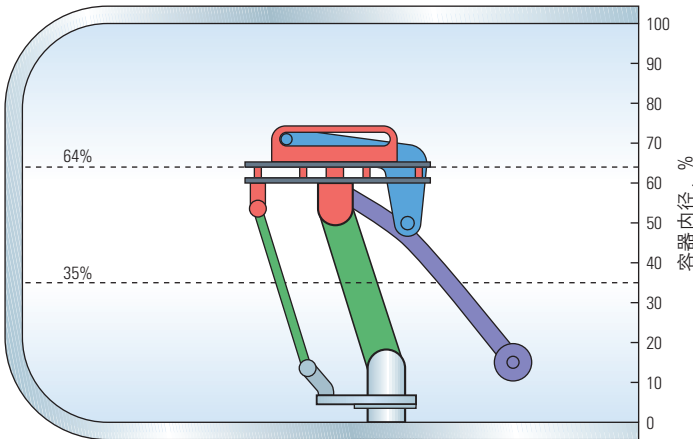


▲ 传统分离器与CleanPhase分离器。传统分离器（上）与CleanPhase分离器（下）拥有相同的设计原理，即从产出液进入容器开始，确保流体在容器内停留足够长的时间，以将油从水中分离出来并漂浮在水的上层。转向板能够减慢流速，而聚结板将油聚集为更大的油滴，这些都提升了分离效果。在传统分离器中，油会越过挡板流至容器的一个独立区域内，而水会留在另一个隔室内。由机械式的水位和油位控制臂（与浮标相连，该浮标会随着液面的升高而上浮）触动阀门（图中未标出），水和油就会沿着各自的管线排出。当到达预定的高度时，就会导致气体或气压释放，从而触动气动阀。气体会通过容器顶端的管线从分离器流出，到达孔板流量计（图中未标出），而在此之前，除湿器会将油滴从气相中移除。安全阀会将气体释放至空气中，以防止容器超压。CleanPhase分离器利用SmartWeir装置取代了传统挡板，该装置的高度可调节，以容纳占优势的各相，同时该装置还包含进油口。在CleanPhase分离器中，双相雷达系统取代了传统的机械液位控制器，可探测气/油界面与油/水界面。这些测量结果与总液位以及油层厚度设置值相关，并可发出信号，以调节油阀和水阀的位置。在容器底部，有一个单独的固体挡板，可收集在清井过程中通常伴随流体产生的固相。这些固相可通过喷砂管清除。

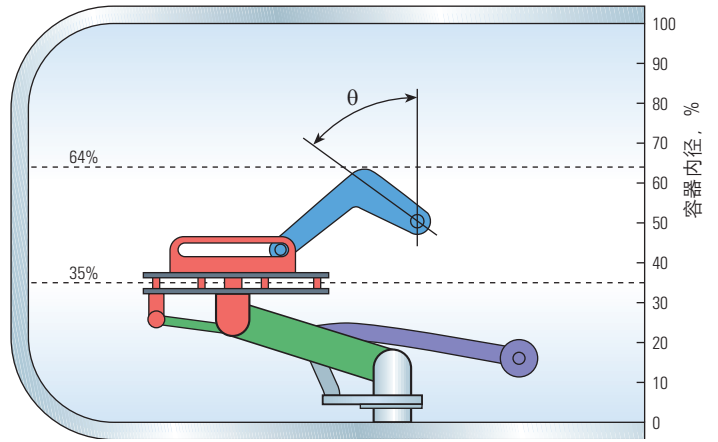
1. 有关试井的更多信息，请参见：Aghar H, Carie M, Elshahawi H, Gomez JR, Saeedi J, Young C, Pinguet B, Swainson K, Takla E 和 Theuveny B: “试井新技术及其应用”，《油田新技术》，19 卷，第 1 期（2007 年春季刊）：44-59。
2. 反褶积是一种数学运算，在此是利用地面流速将井口压力测量值转换为一种可解释的形式。

3. Katapodis L: “Oil and Gas Separation Theory, Application and Design”, SPE 6470, 发表在俄克拉何马城地区大会上，美国俄克拉何马州俄克拉何马城，1977 年 2 月 21-22 日。

较高位置



较低位置



▲ SmartWeir 气动阀门定位器。利用一个电子气动环，手动设置定位器（蓝色）在其支撑臂（紫色）上的角度偏转，就能够移动与 SmartWeir 系统（绿色）相连的进油口（红色），到达期望的高度，显示为容器内径（ID）的百分比。机械装置的作业范围限定了进油口的上限为 64%（左），下限为 35%（右）。

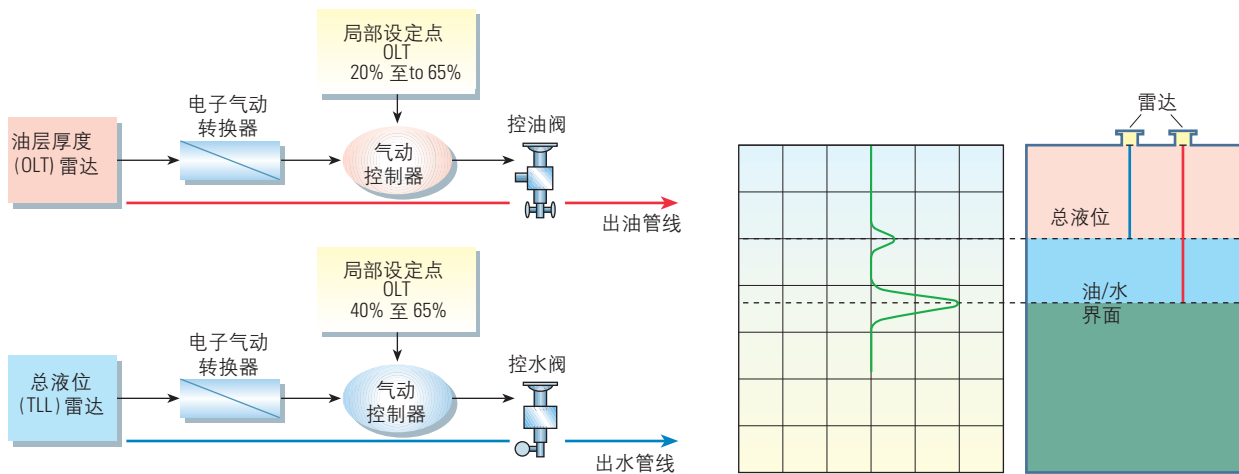
全新解决方案

常规分离器无法处理清井液和流体骤增情况，因为它的挡板为固定式安装，高度（为容器内径的35%）无法改变。这就意味着分离器内可用于存储水或油的空间是固定不变的。相比之下，SmartWeir装置的位置可在垂直方向上变化，将进油口（容器内一个入口，分离出的油通过该入口流入出油管线并流经计量器）放置在容器

内径35%至64%之间的任一位置。

进油口与SmartWeir装置相连，其高度由一个定位器控制（上图）。为了达到最佳分离效果，进油口必须位于油层中部，油层的最小厚度为容器内径的20%。进入点的设计允许形成流至出口的径向流。这就杜绝了涡流效应的产生（在该效应中，蒸汽潜挟会影响流速测量），并降低了窜漏风险^[4]。

能够升高或降低进油口高度就意味着能够随时改变容器的内部结构，以容纳主导相，从而延长停留时间。例如，在清井过程中，水通常是主导相。在分离器中保持高水位，就可在流体排出前，使其在分离器内停留更长时间。测试后期的主导相为油或气，而SmartWeir系统可相应调整，以延长停留时间，从而改善分离效果。



▲ 液位控制。分离器容器（右）顶部的两个雷达传感器向下发射微波脉冲（绿线，右），其反射信号可基于介电常数的差别，探测总液位（TLL）与油/水界面（右）。通过简单的减法运算就能得出油层厚度（OLT）值。（为了方便，将两个雷达信号显示为一个。两个雷达信号都可进行任一测量，但传输协议限定每个信号测量一项）。OLT雷达向电子气动转换器发射4-20毫安的信号，该转换器将其转换为3-15 psi的信号（左上）。随后，该气动信号被传送至OLT气动控制器，若OLT超出控制器设定范围，则气动控制器就会开启控油阀（顶部）。当TLL超出控制器设定范围时，TLL雷达会以相同的方法开启控水阀。

能够让清井液流经分离器，对于试井作业而言十分有利。这样，作业者能够监测并准确测量流量，从而获得回流钻井液和完井液流量的相关信息，并能够帮助工程师提前预测储层产能。

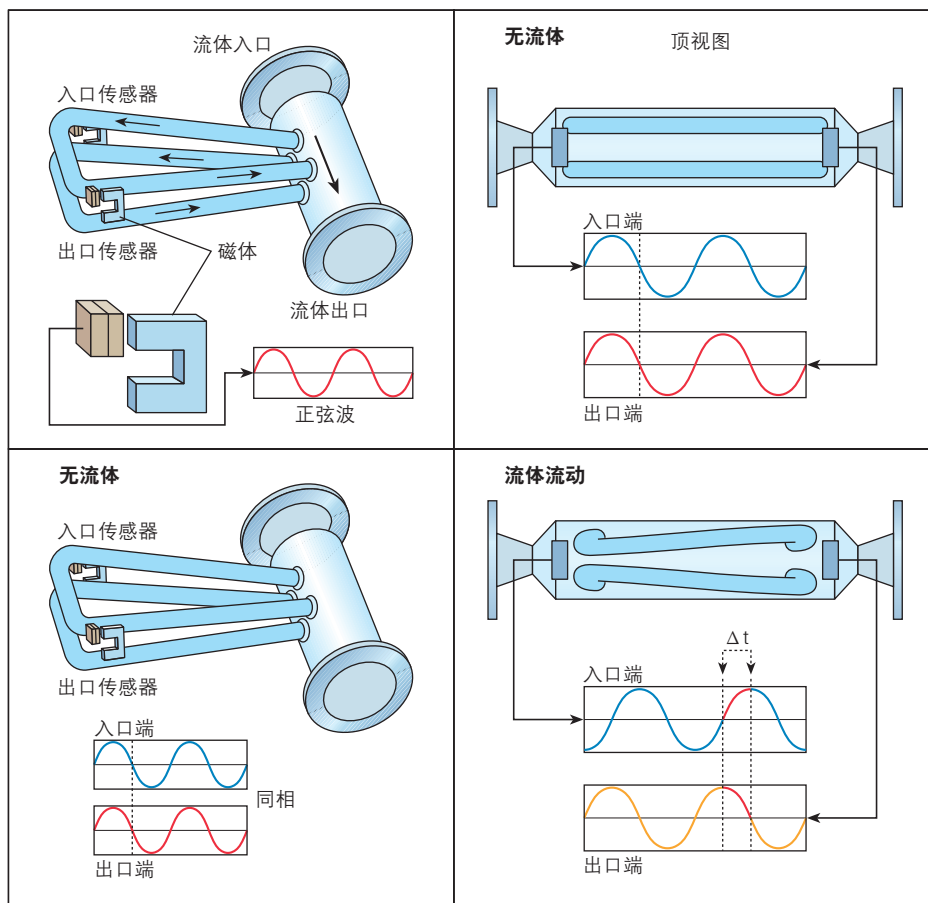
由于流体能够直接流经9.9 MPa (1440 psi) 的容器，而不是流至低压缓冲罐，这样井内流体流速就要高于采用传统清井方案时的流速。这就意味着作业者能够更快地监测并描述储层流体，并在更短的时间内完成试井作业。按照当前的钻机日费计算，此种作业效率可节省大量成本。

在CleanPhase分离器中，油和水并未分隔在单独的隔室内。这就意味着不能像传统分离器一样，由浮标控制油阀和水阀的开启。相反，是由固定在分离器顶端的一个双相雷达系统发出的信号来触发阀门。其中一个信号探测总液位 (TLL)，另一个则记录水/油界面，从而可通过简单的计算获得油层厚度 (OLT) 数据。当雷达控制器探测到预定的OLT时，就会向电子气动转换器发送信号，开启出油管线阀门。同样，当总液位超出预定值时，TLL雷达会执行相同的步骤，开启出水管线阀门 (前一页，下图)。当存在气体时，气体会不断地从分离器顶端的出气口溢出。

质量流量

流体被分离成三相后，各相流体从分离器进入流量计。传统分离器采用体积流量计，而CleanPhase分离器则配备了Coriolis质量流量计，用于测量油、水和气体流速。Coriolis流量计的主要测量优势在于它的测量结果不受流体密度、粘度、压力或温度变化的影响。该流量计没有活动部件，无需人工干预，而传统孔板流量计则需要人工干预。

质量流量计测量流体质量。测试段包含两根振动管，液流平均分成两部分进入两根振动管。流动开始前，



▲ Coriolis流量计。在CleanPhase分离器中，Coriolis流量计为出油管线中的两根平行振动管。当没有流体流动时，穿过传感器的电流 (左上) 在流量计入口端和出口端生成正弦波 (左下，右上)，且彼此同相。流体流经振动管会导致振动管向相反的方向扭转 (右下)，同时正弦波发生相移，系数为 Δt ，能够将其转换成质量流量。

激励线圈使得振动管彼此相对上下振动。每根振动管的入口处和出口处都配备了传感器，即带有磁垫片的线圈。线圈安装在每根振动管的一端，而磁垫片位于另一端。当线圈穿越邻近磁体的磁场时，生成的电压会形成一个正弦波。这就反映出一根振动管相对于另一根的移动情况：反向180度移动，即一根振动管向上移动时，另一根向下移动。因此，入口和出口传感器生成的正弦波彼此同相 (上图)。

然而，在流动过程中，当振动管处于循环的上半圈时，流入其中的流体会产生向下的力。之后，在振动管弯曲处周围流动时已消减了振动管向上动量的流体，从流量计流出时会通过上推振动管来抵抗垂直下降运动。这就会导致振动管扭转。

扭转导致传感器生成的正弦波发生相移，表现为入口端落后于出口端。此种相移为正弦波间的总时间，测量结果以微秒为单位。该相移与质量流量成正比。

振动管的固有振动频率是振动管质量与流体质量的函数。知道振动管的固有共振频率，就可推断出管内包含流体的质量。用该流体质量除以已知的振动管体积，很容易计算出密度。CleanPhase分离器中使用的该流

4. 当游离气泡通过出油管线离开分离器时，会发生蒸汽潜挟现象。窜漏是蒸汽潜挟现象中一种少见，更严重的情况。当分离器中的油位降至只有气体通过出油管线离开分离器时，会发生窜漏。这是一种十分危险的情况，因为会造成下游油罐超压。

时间	客户分离器 产量数据			CleanPhase分离器 产量数据		
	气 MMcf/d	油 bbl/d	水 bbl/d	气 MMcf/d	油 bbl/d	水 bbl/d
15:00	1.26	751	2,634	1.27	756	2,645
15:15	1.26	749	2,628	1.27	754	2,638
15:30	1.25	747	2,621	1.27	747	2,664
15:45	1.24	746	2,621	1.28	738	2,691
16:00	1.23	746	2,618	1.27	750	2,630
16:15	1.22	746	2,620	1.25	752	2,667
16:30	1.22	747	2,621	1.24	757	2,567
16:45	1.22	740	2,597	1.24	748	2,579
17:00	1.21	733	2,571	1.22	739	2,652
17:15	1.21	732	2,568	1.22	738	2,624
17:30	1.21	731	2,565	1.21	744	2,659
17:45	1.21	731	2,565	1.22	734	2,544
18:00	1.21	731	2,565	1.21	737	2,517
18:15	1.21	726	2,548	1.21	无	无
18:30	1.21	722	2,532	1.21	731	2,509

▲ 分离器测量数据对比。在Lahib油田的生产井试井作业中，作业公司要求采用CleanPhase装置验证22口生产井的累计产量。利用CleanPhase分离器，斯伦贝谢能够准确分离并测量各流相。相加的流量数据几乎等同于总产量数据。

量计规定的作业范围为，液体：16 – 2385米³/日（100 – 15000桶/日）；气体：14158 – 1840595米³/日（50 – 6500万英尺³/日）。

应用实例

在许多情况下，由于清井过程会排出非烃类流体或碎屑，因此选择可让流体流经分离器的方法，以节约时间或推断储层潜能。但是，根据不同的作业环境，从一开始就能够捕获并分离清井液也许会带来更直接的回报。

例如，在北海高温高压Franklin油田中，道达尔公司想要回收并重复使用一种昂贵的甲酸铯盐水完井液。斯伦贝谢工程师利用CleanPhase技术回收了100桶（16米³）此种完井液，为作业公司节省了35万美元。

能够让清井液流经分离器会带来诸多优势，是CleanPhase技术的关键。但其基本原理，即延长停留时间以实现更有效的分离和更准确的测量，同样也可创造巨大价值。

在北非的一个油田中，可清楚地看出数据准确度的重要性。苏尔特石油公司发现其在某重要油田中的流量测量数据显著不同于某独立测试公司的数据。在利比亚国家石油公司的管辖下，苏尔特公司在其中央流量测试设施测试了Lahib油田的22口生产井。苏尔特公司获得的总石油与凝析油产量略高于3180米³/日（20000桶/日）。

服务公司利用传统两相分离器测量了液体总流量，并利用含水率估算了产油量。根据服务公司的测量结果，22口井的总石油与凝析油产量为2627米³/日（16500桶/日），比苏尔特的测量值至少低了17%。

苏尔特公司要求斯伦贝谢利用CleanPhase技术验证总流量测量值。在三相试井分离器上配备了Coriolis流量计与电磁测量仪，以监测水流量。

由于分离的更完全，因此能够准确测量这三相。CleanPhase系统测量的总产量为3191米³/日（20068桶/日），与作业公司的最初测量结果基本吻合。

随后，苏尔特公司进行了一次测试，将传统分离器和CleanPhase分离器串联起来，获得了近乎相同的结果（上表）。然而，由于无需在清井过程中绕过分离器所带来的时间与环境优势，苏尔特公司决定在未来的油田作业中用CleanPhase系统代替传统分离器。

未来的发展

试井是成功勘探与生产规划中必不可少的一步。准确的产量测量数据是油田开发方案的核心。除了其他数据（测井、岩心与其他近井测量数据）外，井尺寸、井位、基础设施设计以及大量投资决策都取决于试井作业的储层测试结果。

目前，易于开发的油藏已十分罕见。这就意味着油气勘探、开采与运输作业要比以往更复杂、成本更高。同时，当今偏远地区的潜在回报也更高。这些高风险的投资需要尽快将更准确、更完全的信息传递给决策制定者。

– RvF