高速通道压裂新技术

水力压裂的目的是建立从地层到井筒的流动路径，提高油气井产能。常规压裂技术通常采用支撑剂填充裂缝，保持裂缝开启，从而建立有效生产通道。本文所述的新型压裂技术在整个支撑剂填充区形成高速通道网络，将裂缝导流能力提高几个数量级。通过在几个油气田的成功实施，表明该技术能明显改善油气井的经济生产能力。

Emmanuel d'Huteau
YPF公司
阿根廷Neuquén

Matt Gillard
Matt Miller
Alejandro Peña
美国得克萨斯州Sugar Land

Jeff Johnson
Mark Turner
Encana油气（美国）公司
美国科罗拉多州丹佛

Oleg Medvedev
加拿大艾伯塔省埃德蒙顿

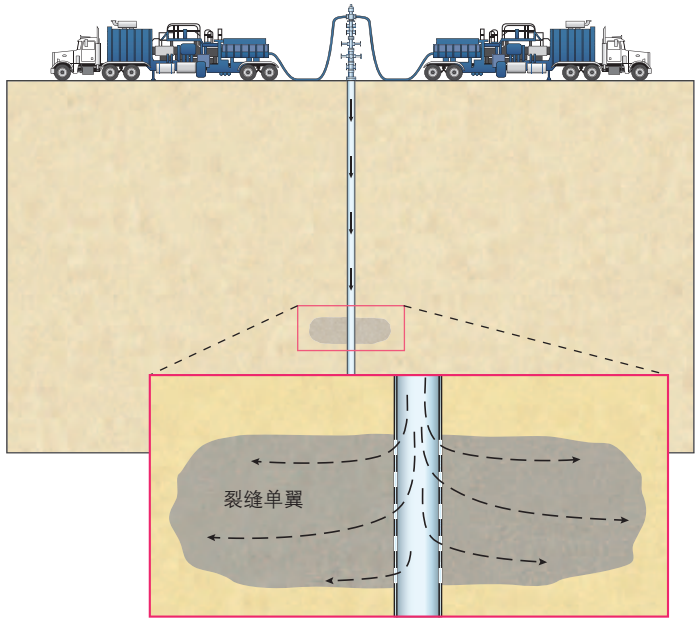
Tom Rhein
Petrohawk能源公司
得克萨斯州Corpus Christi

Dean Willberg
美国犹他州盐湖城

《油田新技术》2011 年秋季刊：23 卷，第 3 期。
©2011 斯伦贝谢版权所有。
ClearFRAC 和 HiWAY 是斯伦贝谢公司的商标。

1947 年，Stanolind 石油天然气公司在美国堪萨斯州西南部的 Hugoton 油田进行了首次水力压裂实验。此后，勘探与生产公司开始广泛采用这种油气藏增产技术提高或延长油井产能。实际上，今天仍在生产的很多油气田，如果没有实施水力压裂，早就不具备经济开采能力。

水力压裂作业过程中，用专业化设备向井中快速泵入压裂液，泵入速度快于压裂液向地层中的渗入速度，从而迫使地层压力上升，使地层破裂，从而产生裂缝（下图）。通过连续泵入压裂液，使裂缝从井筒向地层远处延伸，从而增加导流面积，确保更多油气流向井筒，帮助提高油气井产能。



^ 理想化的裂缝延伸横截面视图。通过连续泵入压裂液（虚线箭头）使裂缝沿最小应力面向两边延伸，形成裂缝单翼。

采用压裂技术，作业公司能更快地回收油气井开发成本，并大幅度提高最终油气产量（下图）。

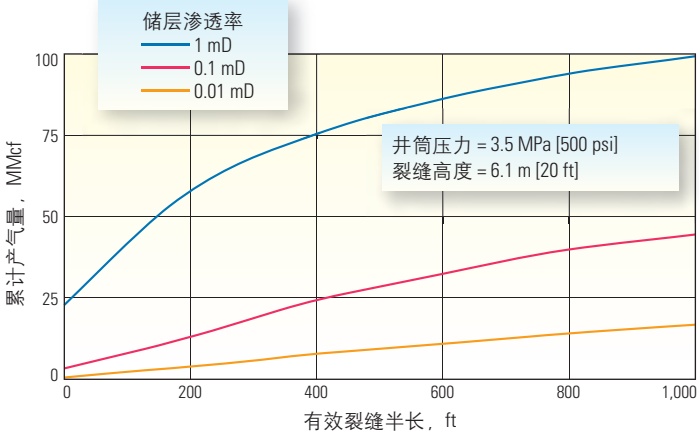
水力压裂过程中，两种重要材料（支撑剂和压裂液）被泵入井中[1]。支撑剂是颗粒状的，用于撑开裂缝，保持新形成的流通路径张开，从而促进油气生产。另外，应仔细分选支撑剂颗粒的粒径和圆度，确保构建高效导流通道，或支撑剂充填层，使流体能从储层流向井筒。某些支撑剂表面有一层树脂涂层，能在泵入井筒后将支撑剂颗粒胶结在一起，从而提高充填层的稳定性。通常，颗粒较大较圆的支撑剂形成的充填层渗透能力更好，用行话来讲，就是充填层的导流能力较高。

压裂措施主要分两个流体泵入阶段。第一阶段，即泵入前置液阶段，在该阶段不注入支撑剂。前置液通过套管射孔孔眼以能够压开地层、形成裂缝的速度和压力被泵入井筒[2]。第二阶段，即泵入支撑剂携带液阶段。携带液把支撑剂通过射孔孔眼送入压开的裂缝。停泵后裂缝在支撑剂上闭合，使得支撑剂在压裂液返排及油气生产期间仍停留在裂缝中。

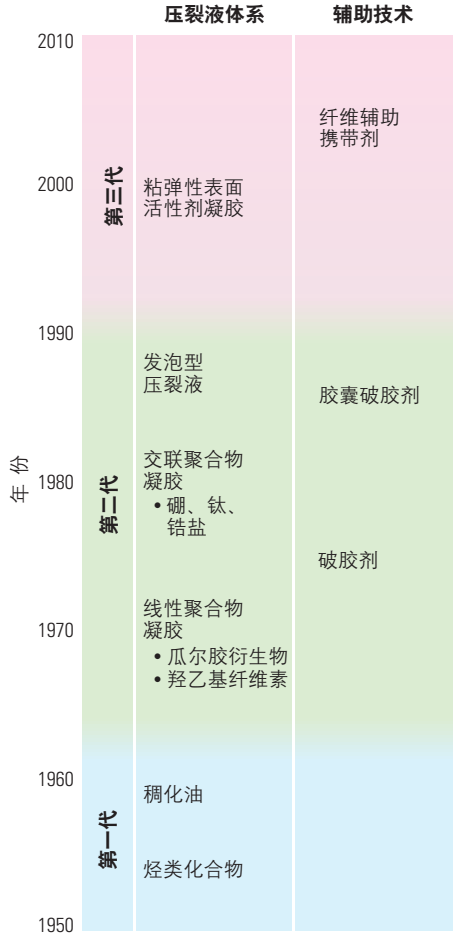
压裂液的粘度应足够大，以便形成裂缝，并尽可能使裂缝延伸较远距离，同时还能将支撑剂从井筒携带到裂缝中。压裂施工完毕，压裂液的粘度必须尽可能降低，保证能够迅速有效地被清出井筒。最好是支撑剂填充层中也不要残留压裂液，否则可能降低裂缝导流能力，阻碍油气生产。

六十年来，化学家和工程师们一直致力于研究开发能够产生理想裂缝的支撑剂和压裂液。因此，这些材料的化学和物理特性多年来也发生了显著变化。支撑剂已从原始材料如果壳，发展到天然砂粒，再到用陶瓷或铝土矿加工的高强度球体。压裂液也从最初的稠化油发展成线性和交联聚合物溶液。将化学破胶剂加入聚合物液后，能够分解聚合物，降低裂缝中残留的聚合物量，同时提高裂缝导流能力（右图）。20 世纪 90 年代后期，斯伦贝谢开发了基本上无残留的压裂液体系，即 ClearFRAC 无聚合物压裂液[3]。用 ClearFRAC 压裂液处理过的支撑剂充填层导流能力接近理论预测值。

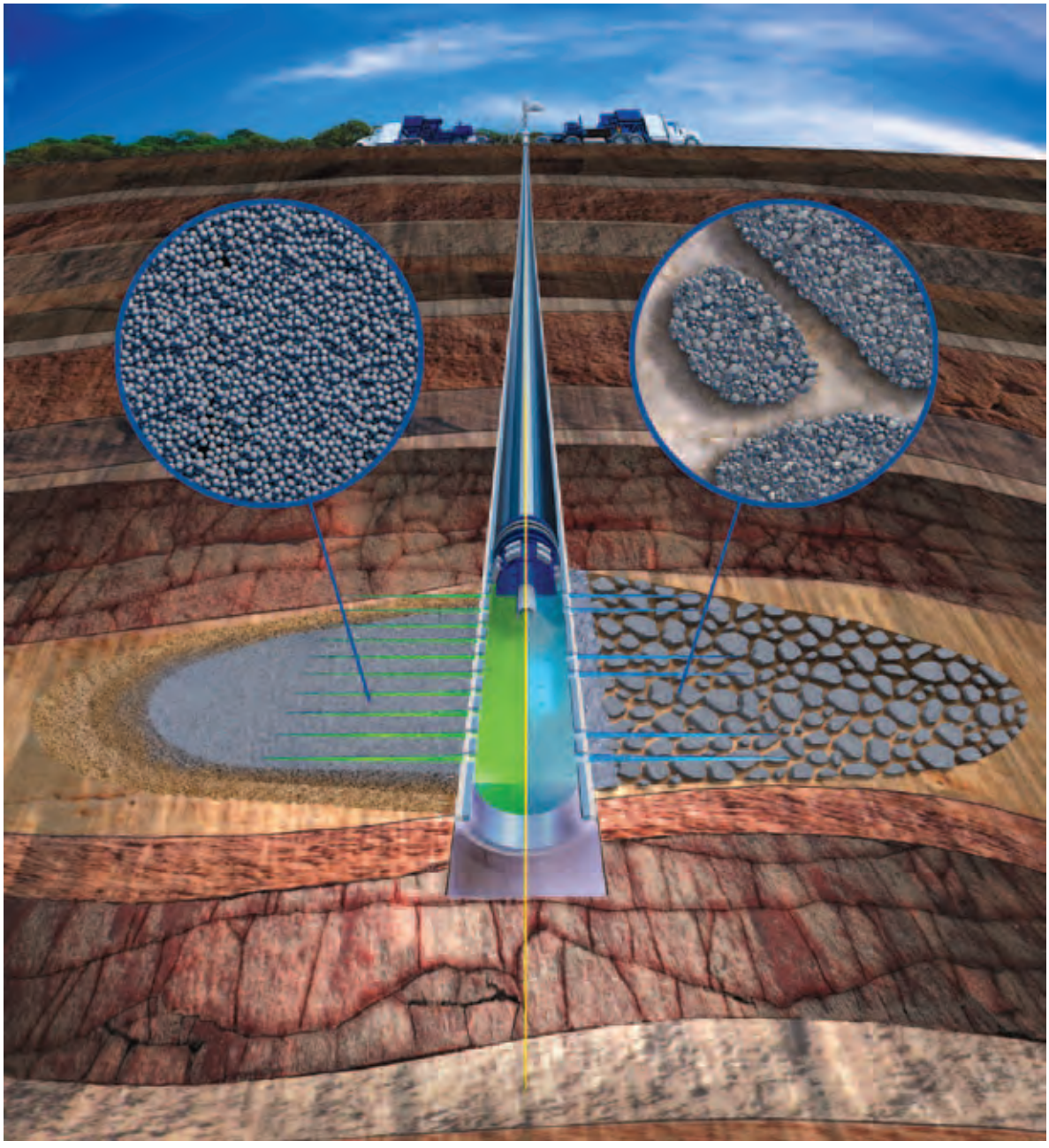
支撑剂充填层的导流能力达到最大后，石油行业开始调查进一步提高水力压裂效果的方法。当工程师们把重点转向建立充填层的不同方式时，他们终于找到了答案。



^ 水力压裂对井产能的影响效果。图中曲线表明三口储层渗透率各不相同的假设生产井经过水力压裂后，产生的裂缝尺寸如何提高了这些井的年天然气产量。裂缝半长是从井筒向一边延伸的距离。储层渗透率越低，水力压裂提高产能的效果越好。



^ 压裂液发展史。早期压裂作业采用烃基压裂液。作业人员常把增稠剂添加到同层产出的油中。水基压裂液，如线性聚合物溶液，于 20 世纪 60 年投入使用。然而，随着井眼越来越深，地层温度越来越高，上述压裂液的粘度就不再适用。为提高压裂液的热稳定性，化学师在压裂液中添加了金属盐，促进交联反应，使聚合物的有效分子量提高了几个数量级。今天，交联聚合物压裂液已广泛用于高温井中，最高适用温度可达 232°C（450°F）。回收处理后的残留压裂液需要添加强氧化剂或破胶剂，分解残余聚合物，降低残液的粘度。胶囊型破胶剂的最终问世进一步提高了氧化剂浓度，降低了支撑剂充填层中残余聚合物量。发泡压裂液允许降低聚合物浓度，进一步提高了支撑剂充填层的清洁度。添加纤维的压裂液提高了压裂液携带支撑剂的能力，进一步降低了聚合物浓度。而新一代压裂液采用了无聚合物、低分子量粘弹性表面活性剂，它们形成的杆状胶束提高了压裂液粘度。当与井下油气物质接触后，压裂液粘度大幅下降，从而提高了残液回收效率，促进有效形成无残液支撑剂充填层。



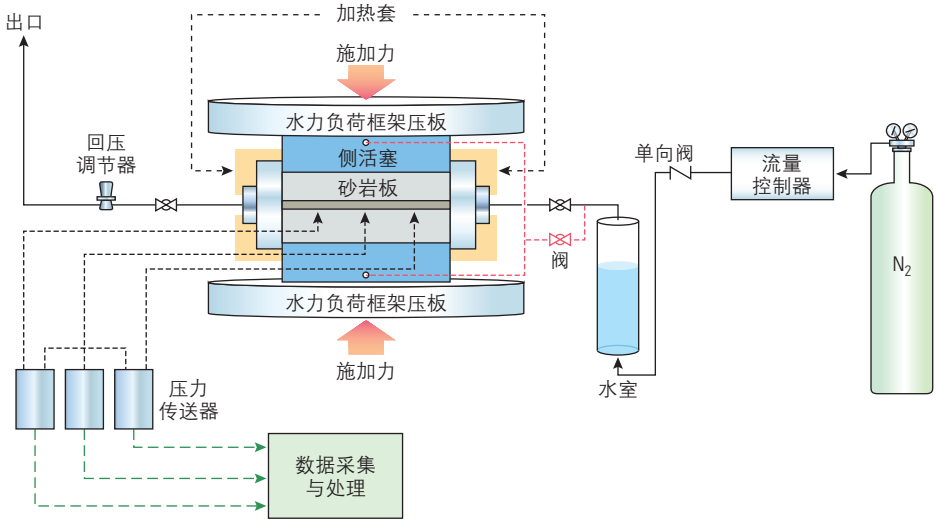
^ 连续和不连续支撑剂充填层。在常规支撑剂充填层（*左*）中，所有的支撑剂颗粒都互相接触。流体流动局限于支撑剂颗粒之间的孔隙。而不连续支撑剂充填层（*右*）由支撑剂聚合块或段组成，形成离散的高速通道网络，允许流体顺利通过。

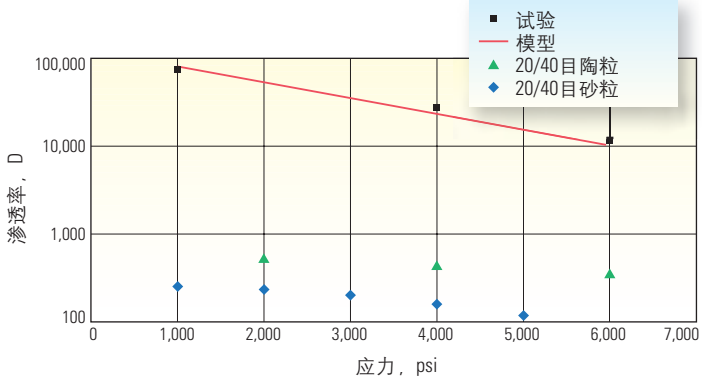
自从水力压裂技术问世后，工程师们就一直努力实现用支撑剂完全充填压开的裂缝 – 换句话说，就是建立连续的支撑剂充填层。那么如果用被高速通道包围的由分散支撑剂块组成的不连续支撑剂充填层充填裂缝的话，效果会如何呢？这种做法把支撑剂充填层的负载任务与提供流动路径分离开来。经过仔细思考，工程师们认为，如果支撑剂充填层设计合理，裂缝的导流能力就会比最清洁的常规充填层的导流能力提高多个数量级（上图）。

1. 关于压裂液和支撑剂的更多信息，请参见：Gulbis J 和 Hodge RM：“Fracturing Fluid Chemistry and Proppants”，Economides MJ 和 Nolte KG（编辑）：*Reservoir Stimulation*，第三版。英国西萨塞克斯 Chichester：John Wiley & Sons 有限公司（2000 年）：7-1–7-23。

2. 射孔孔眼是固井后用射孔枪在套管上射开的孔。常用射孔方法是采用装有聚能射孔弹的射孔枪在套管上射孔。引爆射孔弹形成的短通道穿过套管和水泥环，在井筒和产层之间建立流体流通路径。

3. Chase B，Chmilowski W，Marcinew R，Mitchell C，Dang Y，Krauss K，Nelson E，Lantz T，Parham C 和 Plummer J：“用清洁压裂液提高井的产能”，《油田新技术》，9 卷，第 3 期（1997 年秋季刊）：20–33。





^ 测量支撑剂块网络的导流能力。标准 API 导流腔（*上*）有上下两个钢制压板，靠液压机驱动，施加闭合应力。支撑剂充填层在两个砂岩板之间（通常是贝雷砂岩），形成的“三明治”被放置在承载水力负荷的两个压板组成的框架之间。把压板组合体安装到由两条流线组成的封闭箱后，技术人员泵入单相流体（通常是清水或盐水），使之以 1 – 10 毫升 / 分钟的速度通过支撑剂充填层，然后测量形成的压降并计算充填层的渗透率。也可以加热封闭箱，模拟储层温度。通过在两个砂岩板*（中）*中间置入四段支撑剂，技术人员建立了一个不连续充填层。在 1000 – 6000 psi（6.9 – 41.4 MPa）的闭合应力下测量了充填层的导流能力。用 20/40 目砂粒（蓝色菱形）和 20/40 目陶粒支撑剂（绿色三角形）形成的连续支撑剂充填层的渗透率小于 1000 D。通常，由于支撑剂被挤碎后嵌入砂岩中，随闭合应力减小，渗透率会下降。而用 20/40 目砂粒形成的不连续支撑剂充填层的测量渗透率（黑色正方形）比连续充填层的渗透率增加数个数量级，其趋势和理论预测趋势（红色线）一致。

经过几年的研究与开发，斯伦贝谢的科学家实现了这一目标。他们努力的成果 – HiWAY 高速通道水力压裂技术 – 在储层增产措施领域是一个根本性的进步。本文介绍了 HiWAY 技术在实验室的研究开发以及投入油气田使用的过程。阿根廷和美国等地的应用实例证明通过实施这项技术，油气井产能得到了明显提高。

重新设计支撑剂充填层

俄罗斯新西伯利亚技术中心的科学家们启动了一项雄心勃勃的实验计划，研究不连续支撑剂充填层技术可行性，试图找出一种实施这项技术的方法。实验规模从小型台式实验室模拟系统逐渐发展到拥有标准油田设备的全套实验装备[4]。

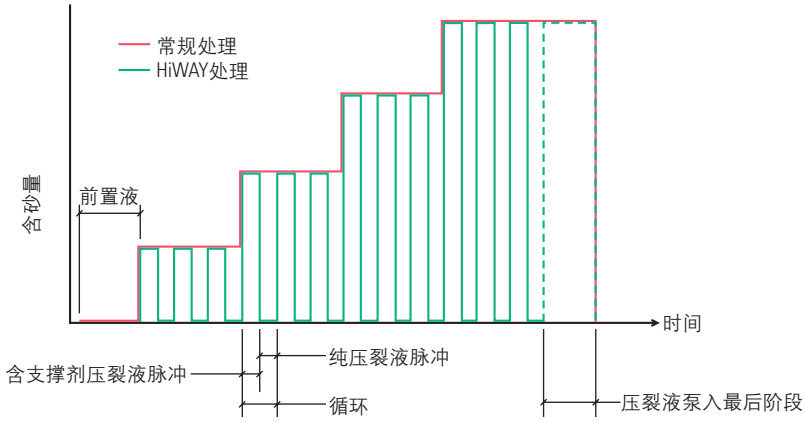
首要任务是验证不连续支撑剂充填层可能带来的导流能力理论改善效果。采用 API（美国石油协会）标准试验方法，工程师把支撑剂置入裂缝模拟系统中。通过该模拟系统施加相当于上覆压力的闭合应力，并测量了以不同流速泵入单相流体穿过充填层所需的力（左图）[5]。然后工程师根据达西定律和纳维尔 - 斯托克斯方程计算了支撑剂充填层的渗透率[6]。计算出的不连续充填层的渗透率和理论模型预测值一致 – 比连续充填层的渗透率高 1.5 – 2.5 个数量级。

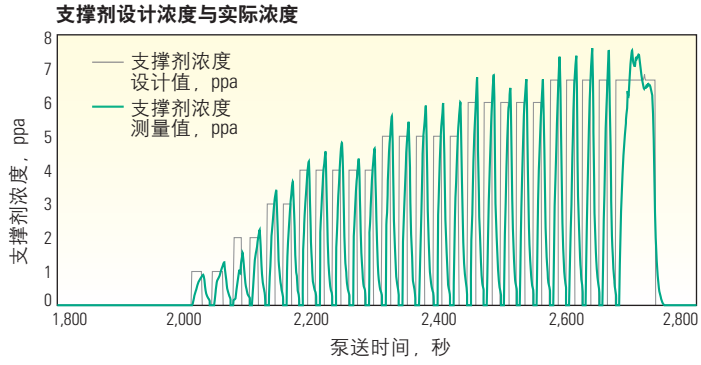
科学家们通过实验验证了不连续支撑剂充填层改善导流能力的效果后，把注意力转向了如何在井下实际裂缝中建立不连续支撑剂块的方法，能够承受流体流动和裂缝闭合引起的应力，并保持畅通的流道。通过建模研究和实验室开展试验，工程师对在裂缝中形成支撑剂块的几个概念进行评价分析，如添加记忆合金纤维，促使支撑剂颗粒在其周围胶结成块，向局部区域置入胶囊型破胶剂，以及断续加热支撑剂携带液等。其中一个最有希望的方法是工程师改变了向井下泵入支撑剂的方式。

采用常规压裂处理技术时，支撑剂分散在所有支撑剂携带液中。然而，如果在泵入支撑剂携带液阶段交替注入含支撑剂和不含支撑剂的脉冲段，那么一系列支撑剂段塞将在裂缝中稳定下来，形成支撑剂块（右图）。

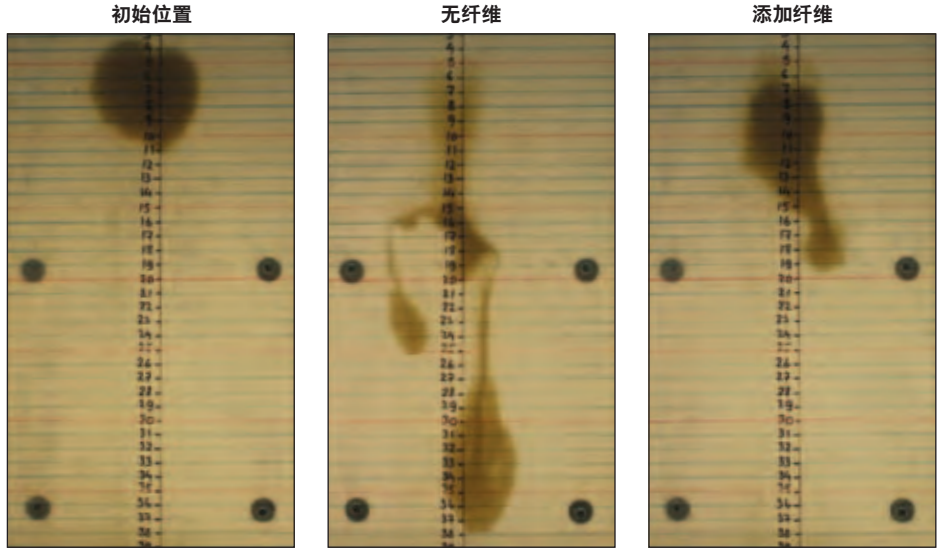
要使脉冲泵入法成功实施，必须确保支撑剂段塞在进入管柱、经过射孔孔眼进入裂缝的过程中不分散。在首次测试这一概念的过程中，工程师在填充了压裂液的透明槽中观察了支撑剂的静态沉淀状况。将含支撑剂的压裂液液样注入试验槽的上部后，工程师能够看到支撑剂随时间产生的沉淀状况。科研人员很快了解到用常规压裂液配置的支撑剂段塞在通过试验槽的过程中会分散。最后科研人员发现向压裂液中添加纤维可显著提高支撑剂段塞的稳定性（右下图）。

随后进行了一系列实验，以评价支撑剂段塞的动态稳定性。试验用装置是一根长达 33 米（108 英尺）、内径为 0.78 英寸（2 厘米）的试验管，这样大小的尺寸可使科研人员测试流量、流体速度和支撑剂浓度是否与裂缝中的流动状态一致[7]。科研人员用一套 X 射线记录系统测量支撑剂段塞的稳定性。



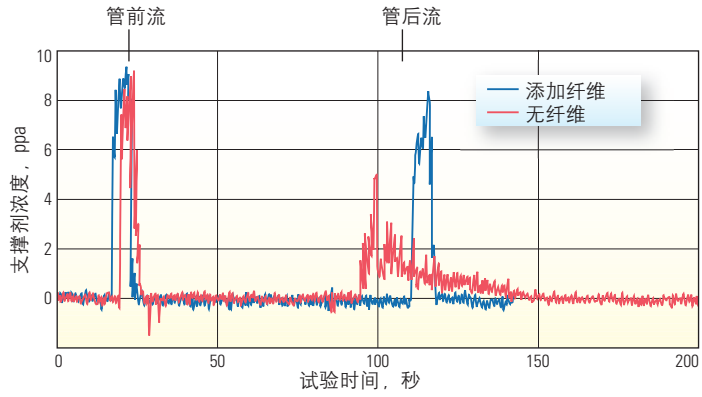


^ HiWAY 技术与常规压裂技术对比。在常规压裂处理泵入支撑剂阶段（上图中红色线），支撑剂分布在所有压裂液中，作业人员通常逐步增加支撑剂浓度。而在 HiWAY 压裂处理泵入支撑剂阶段（绿色线），作业人员交替泵入含支撑剂的压裂液和不含支撑剂的压裂液脉冲。在脉冲泵入期间也可以逐步增加支撑剂浓度。工程师在实际压裂过程中对支撑剂脉冲进行监测（下）。支撑剂浓度一般表示为每加仑压裂液添加多少磅的支撑剂（ppa）。一个 ppa 相当于每加仑压裂液添加一磅支撑剂。注意不要与常用单位磅 / 加仑混淆。水力压裂处理过程中，ppa 能更好地反应油田实际情况。目前还没有公认的相当于 ppa 的国际单位（SI）。



^ 初始支撑剂段塞沉淀实验。支撑剂段塞在充满压裂液的槽中的初始位置在槽的上部（*左*）。如果支撑剂段塞或压裂液中没有添加纤维，30 分钟内支撑剂段塞就会分散开（*中*）。添加了纤维后，支撑剂段塞在两个小时后基本保持原状不变（*右*）。

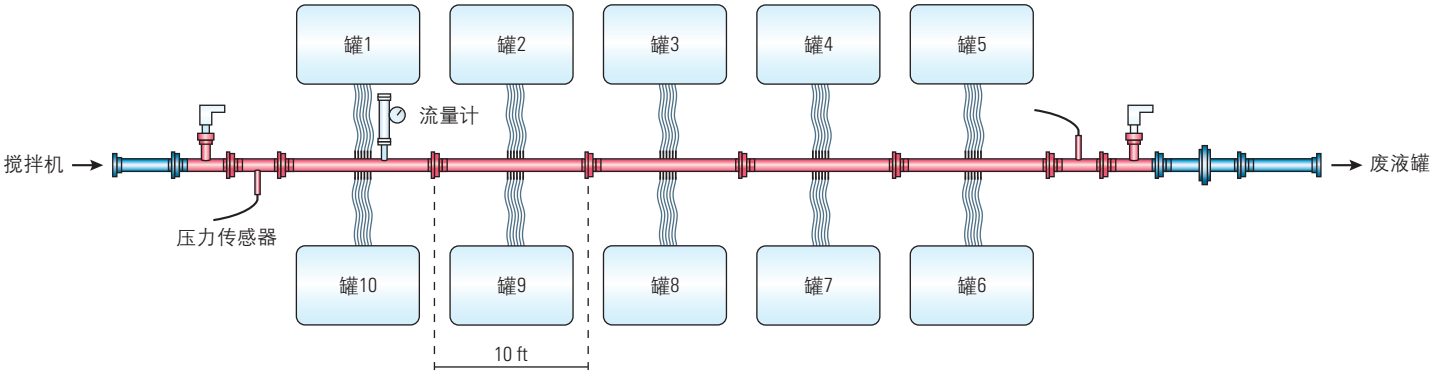
4. Gillard M，Medvedev O，Peña A，Medvedev A，Peñcorada F和d'Huteau E：“A New Approach to Generating Fracture Conductivity”，SPE 135034，发表在SPE技术年会暨展览会上，意大利佛罗伦萨，2010年9月20-22日。
5. 美国石油学会：*API RP 61: Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Permeability*，华盛顿特区：美国石油学会，1989年。
6. 达西定律可以表示为 $q = \frac{k_f w}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$，其中q表示流量，$k_f$表示支撑剂充填层渗透率，w表示支撑剂充填层宽度，μ表示压裂液粘度，Δp/L表示每单位充填层长度上的压降。纳维尔-斯托克斯方程组是一组耦合微分方程，描述了流动流体的流速、压力、温度和密度之间的关系。详细信息请参见：Zimmerman RW和Bodvarsson GS：“Hydraulic Conductivity of Rock Fractures”，*Transport in Porous Media*，23卷，第1期（1996年）：1–30。
7. 有人可能会问圆形管如何能代表槽型实际裂缝。由于圆形管的横截面积相对大于槽型裂缝的横截面积，不稳定影响会更加明显。因此，圆形管这样的几何形状提供了更为保守的稳定性评估结果。

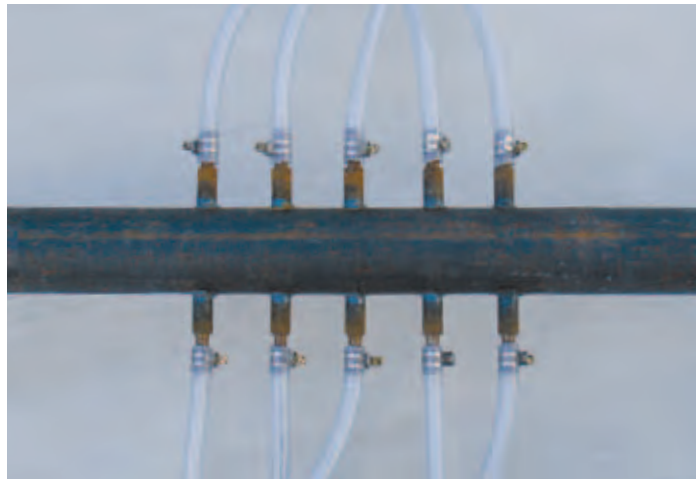


^ 通过管线过程中纤维对支撑剂段塞分散趋势的影响。支撑剂段塞流入和流出 32.9 米（108 英尺）长的管线时分别测量了支撑剂的浓度。与不含纤维的流体（红色）相比，支撑剂段塞在添加纤维的流体（蓝色）中的分散程度要低很多。

由于管径上 X 射线吸收量与支撑剂浓度呈线性比例关系，因此可通过记录支撑剂段塞通过该管前后 X 射线在管壁上的吸收量确定支撑剂段塞的稳定性。试验结果证实纤维能提高支撑剂段塞的稳定性（左图）。

继这些颇有希望的实验室试验后，在美国俄克拉何马州的斯伦贝谢 Kellyville 学习中心（KLC）进行了实际规模试验。这些试验的目的是测试支撑剂段塞在以与实际压裂过程相同的流速通过地面管线、井筒管柱和射孔孔眼时的稳定性。试验设施包括一套现场搅拌机，和一根长约 198 米（650 英尺）、直径 7.6 厘米（3 英寸）的处理管线，连接到搅拌机的排出口（下图）。沿处理管线布置了五组射孔孔眼，每组有 10 个孔，0.95 厘米（0.374





^ 对 HiWAY 概念进行实际规模试验。在斯伦贝谢的 Kellyville 学习中心（KLC），工程师沿处理管线布置了五组射孔孔眼，用两个 275 加仑的搬运罐收集通过每组射孔孔眼的流体（*上和左下*）。每组射孔（*右下*）由 10 个孔组成 – 5 个孔呈成 0° 相位，另 5 个呈 180° 相位。用一台搅拌机混合并泵入流体。

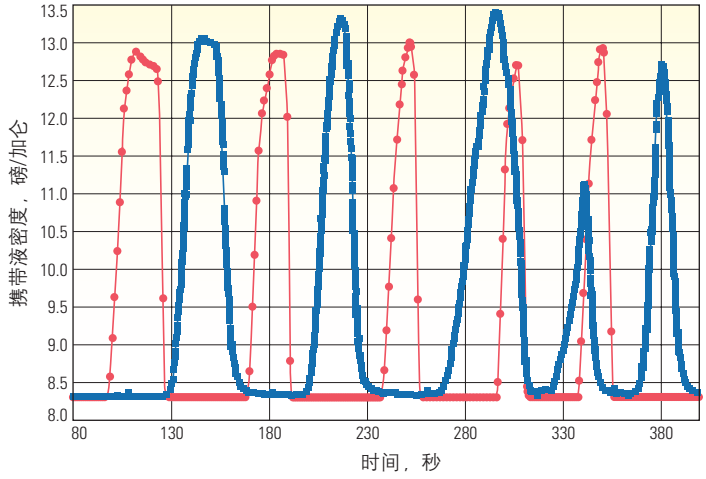
英寸）大小，五个孔成 0° 相位，另五个呈 180° 相位。从这些孔中流出的流体分别收集在 10 个 1.04 米 ^{3}（275 加仑）的搬运罐中。安装了两个密度计，一个在搅拌机排出口，另一个在处理管线的终端，用来测量支撑剂的浓度，监测段塞的稳定性。

斯伦贝谢搅拌机的一个独特功能是配有可编程混频器，能够精确控制压裂液中的支撑剂浓度。搅拌机与一套添加干燥添加剂和液体添加剂的馈线和一套专门添加纤维的系统连接。

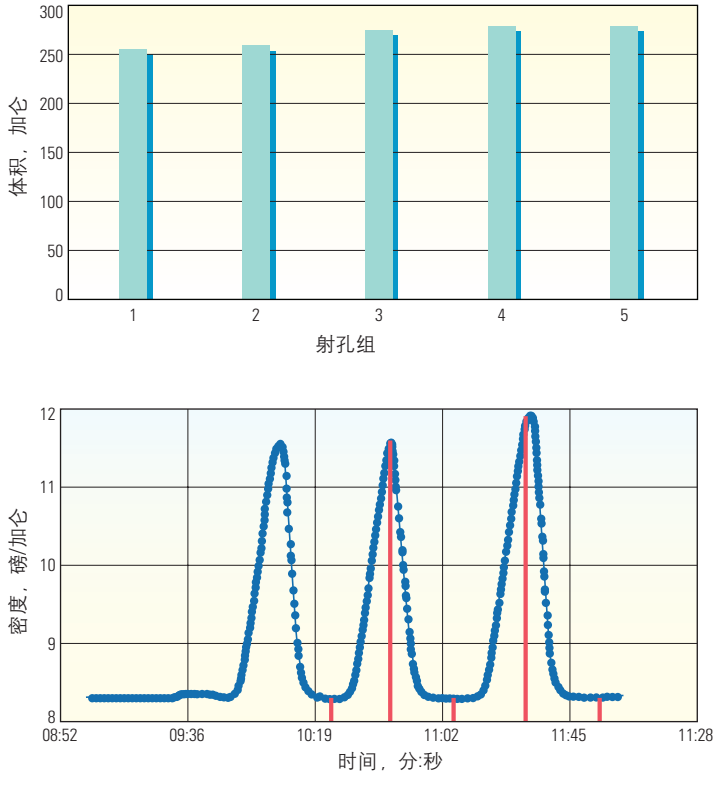
首次 KLC 实验在封闭射孔孔眼的情况下测量了支撑剂段塞的稳定性，试验中支撑剂段塞以 11.6 米 / 秒（38 英尺 / 秒）的流速通过处理管线，对应泵入速度为 2.7 方 / 分（17 桶 / 分）。携带液是硼酸盐交联瓜尔胶体系，其中瓜尔胶浓度为 3.6 千克 / 立方米（30 磅 / 1000 加仑），纤维浓度是 5.0 千克 / 立方米（42 磅 / 1000 加仑）。段塞中的支撑剂浓度是 10 ppa，纤维浓度是 10.0 千克 / 立方米（84 磅 /1000 加仑）。试验结果表明在通过处理管线过程中支撑剂段塞能保持稳定（右上图）。

第二组试验评估了支撑剂通过射孔孔眼仍能保持完整的能力。另外，科研人员还希望检验支撑剂段塞是否能碎开，以便能均匀分配到所有射孔孔眼。每次试验过程中，技术人员都测量了连接到五组射孔上的搬运罐中收集到的全部流体体积。第一组射孔上安装了密度计，连续记录流体密度，从最后一组射孔上人工收集液样。当不含支撑剂的压裂液和含支撑剂的压裂液中都添加了纤维后，搬运罐中收集的流体量是均匀的。密度计记录的流体密度变化也与人工采集的液样密度一致，进一步证实了用支撑剂段塞方法建立不连续支撑剂充填层是可行的（右图）。

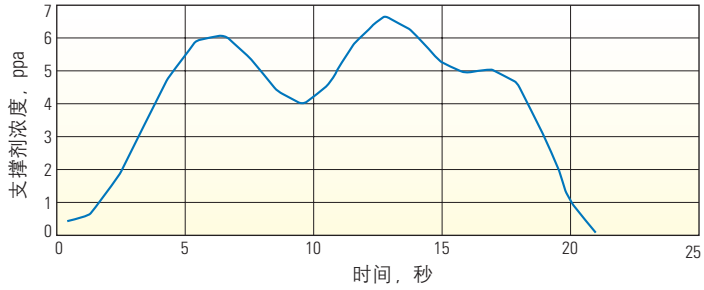
最后，工程师在一口试验井中尝试应用了 HiWAY 技术。在这些环境下，无法直接观察到携带液脉冲的变化情况。



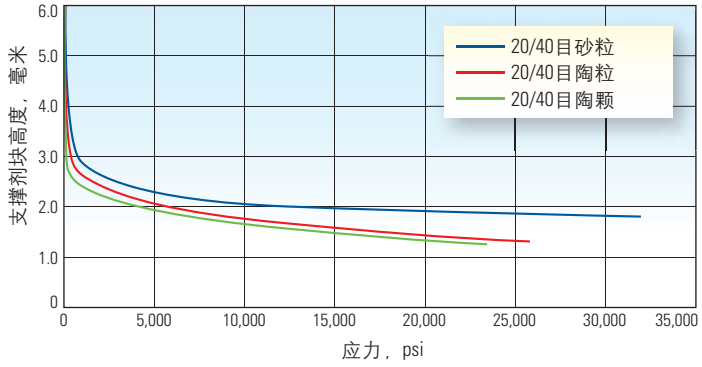
^ KLC 规模试验结果。图中红色曲线表示支撑剂携带液在搅拌机端的密度剖面，蓝色曲线表示支撑剂携带液在处理管线端的密度剖面。携带液以 11.6 米 / 秒的流速通过处理管线的时间是 33 秒。从五组红蓝线峰值可知，携带液密度剖面在处理管线排出端基本上和在搅拌机端的密度剖面相同，表明支撑剂段塞在通过处理管线的过程中经受住了考验。



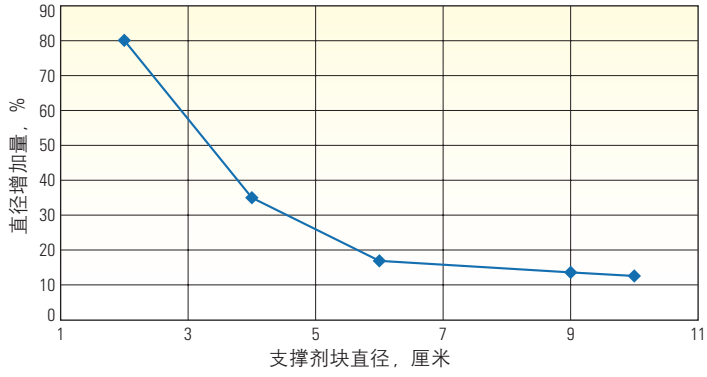
^ KLC 射孔试验。技术人员通过处理管线泵入支撑剂脉冲段，同时监测支撑剂脉冲段通过管线和射孔孔眼时是否保持完整。从五组射孔收集到的漏失液量基本相同（上），表明支撑剂脉冲段能够分开，并能均匀分布到各组射孔。为进一步证实这一结果，技术人员分别用密度计和人工测量的方式在管线开始端第一只罐处（蓝色线）和管线终端第 6 只罐处（红色线）连续测量了脉冲段期间和段间的携带液密度（下），结果证实携带液密度在进口处和出口处也是一致的，证明支撑剂段塞在各组射孔分布均匀，并能保持稳定。



^ 支撑剂脉冲段在试验井中的浓度剖面。图中曲线代表一段持续时间为 15 秒、浓度为 8.3 ppa 支撑剂脉冲段的动态，该脉冲段以 3.99 方 / 分（25 桶 / 分）的速度被泵入井下，通过了 2700 米（8960 英尺）长的井下管柱。工程师通过地面和地下压力数据计算了油管管柱底部的支撑剂浓度。支撑剂脉冲段的持续时间上升到 20 秒，浓度下降到 6.5 ppa 左右。尽管支撑剂初始浓度为 8.3 ppa，因为段塞的持续时间和浓度剖面保持较好，支撑剂分散程度并不严重。



^ 裂缝闭合应力对支撑剂块高度的影响。技术人员测试了用 20/40 目砂粒（蓝色）和两种 20/40 目陶粒支撑剂（红色和绿色）制成的添加纤维支撑剂块受闭合应力的影响。最初支撑剂块的高度是 6 毫米（0.24 英寸）。支撑剂块高度的大部分收缩发生在闭合压力小于 1000 psi 时，随着闭合压力继续增加，收缩速度变慢，出现小幅度进一步收缩。当闭合压力增加到 33000 psi 时 – 远远高于最深井中的闭合压力 – 支撑剂块的剩余高度仍足以维持流体流动。



^ 实验室测量闭合应力下支撑剂足印的扩大程度。技术人员测试了用 20/40 陶粒支撑剂制成的含纤维支撑剂块。闭合应力是 20.7 MPa（3000 psi）。结果表明随着支撑剂块直径的不断增加，足印的相对增加量减少。

因此，工程师记录了泵入过程中地面和井下的压力变化，然后采用数学模型重建了脉冲段通过射孔时支撑剂的浓度剖面（左图）。压力计读数表明含支撑剂的脉冲段能够完整地通过井下管线并顺利进入射孔孔眼。

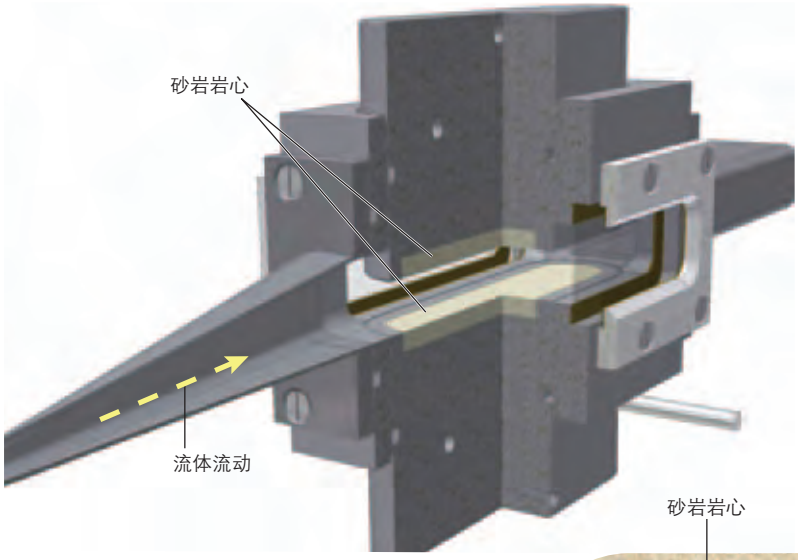
支撑剂块耐久性评估

科研人员证明用搅拌和泵送设备能够建立支撑剂块后，开始重点研究不连续支撑剂充填层置入后的稳定性。经过压裂处理后，支撑剂块必须能够经受住地层闭合压力以及在清井和开采过程中引起的磨蚀力。

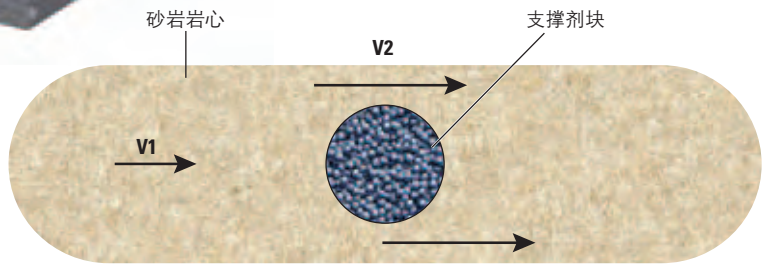
为调查闭合应力的影响，技术人员人工配置了支撑剂块，并将其放入液压机中，液压机上安装了感应器，用于监测液压机滑块之间的距离。然后通过该液压机向支撑剂块施加高达 228 MPa（33000 psi）的压缩载荷。测量的参数包括支撑剂块高度、直径和支撑剂粒度分布。

和预测结果一样，支撑剂块的高度随闭合应力增加而减小；但值得注意的是 80% 以上的收缩量发生在开始施加的 6.9 MPa（1000 psi）的压缩力下。随着压缩力的增加，支撑剂块高度的收缩量越来越小。通过观察支撑剂块，发现最初的收缩是携带液漏失和支撑剂固结引起的。再增压后出现的额外收缩源于支撑剂压实和破碎。中等粒度的支撑剂随压力增大收缩严重。在最高 228 MPa 闭合应力下支撑剂块剩余高度仍能确保有效流动（左中图）。该闭合应力大约比最深的油气井中出现的闭合应力高两倍，表明 HiWAY 技术不会受到压力引起的深度限制。

支撑剂块的直径（足印）随闭合压力增加而增加。然而，闭合试验结果表明每增加一次支撑剂块的直径，足印相对增加量变得越来越不明显（左图）。实验室试验只对数厘米的支撑剂块直径进行了调查。但是，在实际裂缝中，支撑剂块直径可能达几米；因此，工程师认为支撑剂块之间的导流路径不会因为闭合应力而丧失。



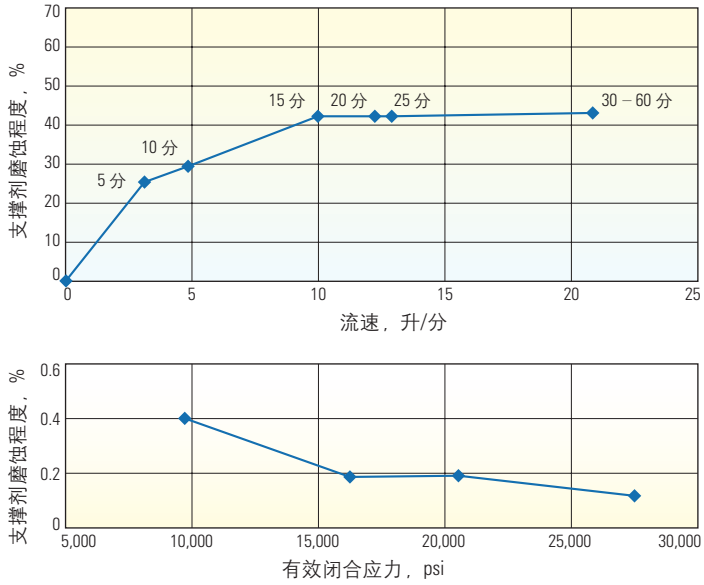
< 测量流体流动引起的支撑剂块磨蚀。工程师制作了一个能够插到液压滑块间的磨蚀评价装置（*左*）。该装置允许施加闭合应力的同时使流体通过。支撑剂块插到两个砂岩岩心之间(*右下*)。流体以两种速度通过装置：V1 是流体面向支撑剂块的速度，V2 是流体通过支撑剂块时因受阻导致增大的速度。该装置出口（图中未显示）处的过滤器对被磨蚀的支撑剂颗粒进行收集。



清洗井筒和生产过程中的流体流动，包括其他导致不稳定情形的潜在事件，也需要进行调查。为了评估这一风险，科研人员制造了一个磨蚀评价装置，可以将其插到液压滑块之间（上图）。磨蚀评价装置内装有两块砂岩岩心，岩心之间是支撑剂块。液压机施加闭合压力时，技术人员以各种流速泵入流体，使之通过支撑剂块，泵入流速相当于或超过正常生产井生产速度。在此过程中技术人员通过观察并测量支撑剂块的损失重量对支撑剂块的磨蚀情况进行评估（右图）。

结果证明几乎所有磨蚀都发生在支撑剂接触流动流体的前几分钟。此外，磨蚀程度随闭合应力增加而逐步减轻，特别是当闭合应力增加到大约 69 MPa（10000 psi）以上后。直观分析发现所有磨蚀都发生在支撑剂块的侧面，而直接与流动流体接触的表面上并没有被磨蚀。

经过上述实验，科研人员相信进入水力裂缝中的支撑剂块能够经受住后续生产等各种作业活动的严厉考验。

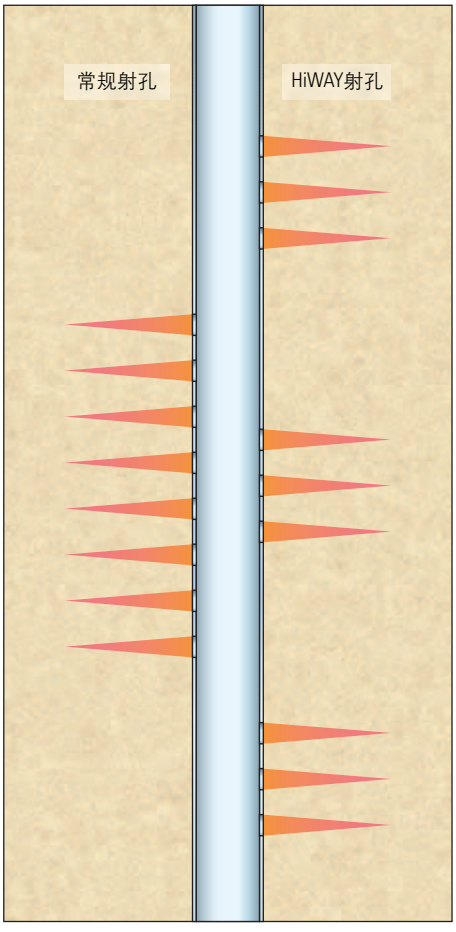


^ 流速和闭合应力对支撑剂块磨蚀程度的影响。最初未受磨蚀的支撑剂块高 1.38 毫米（0.05 英寸），直径 36 – 42 毫米（1.42 – 1.65 英寸），施加的闭合应力是 16.6 MPa（2400 psi）。技术人员逐渐增加流体流速，并对磨蚀评价装置出口处过滤器收集到的支撑剂量进行测量（*上*）。大部分磨蚀发生在前几分钟低流速时（蓝色线）。在较高闭合应力下支撑剂块磨蚀程度显著下降（*下*）。

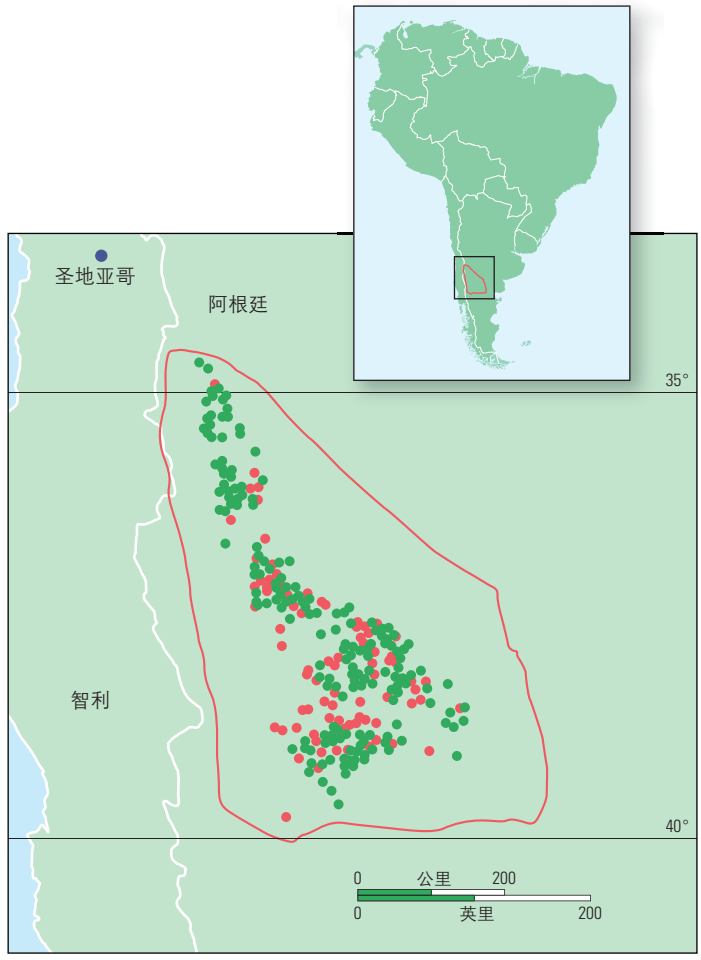
选择现场试验目标

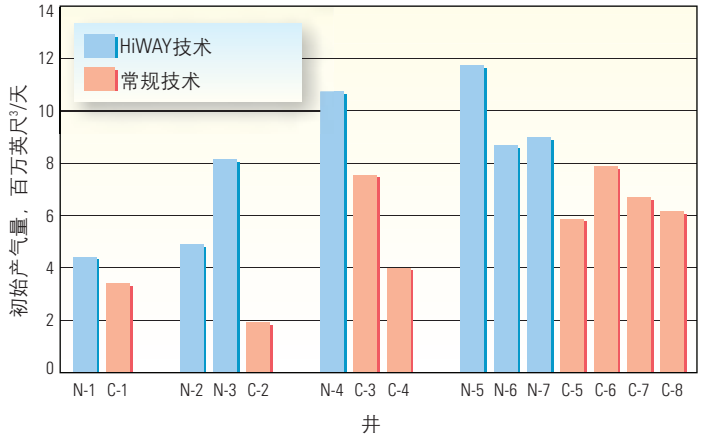
工程师设计了一套保守的现场试验方案，该套方案考虑了几种地层和生产井的重要设计参数。起初工程师决定该技术只用于直井，为确保在裂缝中形成足够长的支撑剂块，他们把射孔设计成多簇射孔，而不是常规的等间距排列（下图）。

工程师还需要考虑产层的特征。对于不连续支撑剂充填层中那些未填充支撑剂的空洞区域，裂缝壁会出现什么变化？如果岩石太疏松或易变形，裂缝壁可能会折曲或流进空隙中，会影响裂缝的导流能力。科研人员转而借鉴相关学科 – 采矿工程的做法。支撑剂块与地下矿井中的矿石柱类似，采矿工程师必须考虑矿石柱与上覆岩石之间的关系。



^ 常规射孔和 HiWAY 射孔方案。通过多簇射孔提高了进入裂缝的支撑剂段塞间的分离效果，从而确保从裂缝到井筒之间的流通路径具有最佳导流能力。

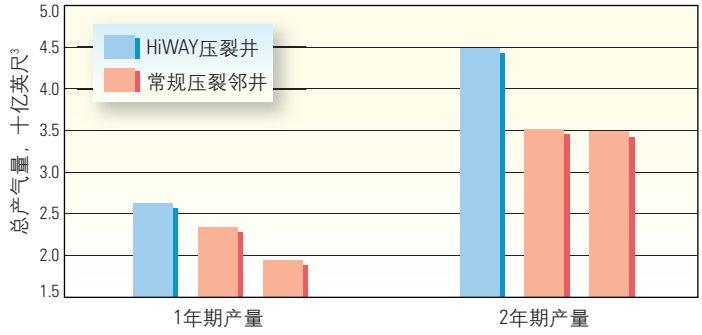




^ HiWAY 技术油田研究结果。Loma La Lata 油田位于阿根廷西南部（*上*），由 YPF 公司经营。该油田既产油（绿色圆点）又产气（红色圆点）。经过 HiWAY 技术处理过的气井最初平均产气量（30 日平均）（*下*，蓝色）为 820 万英尺 ^{3}/ 天，而经过常规压裂技术处理的气井最初平均产气量（橙色）是 540 万英尺 ^{3}/ 天。处理井根据所在位置和油藏特征类似情况分组绘制。

决定地下矿井稳定性的主要参数包括矿柱强度、上覆压力、矿柱和上覆岩层的杨氏模量[8]。科研人员决定首次应用 HiWAY 技术应选在那些地层杨氏模量与裂缝闭合应力比高于 1000 左右的油田。这类地层往往较硬，缺乏弹性。一旦 HiWAY 技术在这类地层取得好的应用效果，工程师就考虑逐步降低限制条件。

科研人员和工程师花费了多年努力来建立理论模型并进行试验，最终才成功开发了 HiWAY 技术。现在他们已清楚如何按照要求挑选试验井，接下来的工作就是将新技术成果从实验室应用到实际在产油气田上。



^ Loma La Lata 气田产量增加情况。阿根廷 Loma La Lata 气田应用 HiWAY 压裂技术后，作业公司看到与实施常规压裂的井相比在第一年就提高了产量，第二年产量提高得更明显。在第二年，经过 HiWAY 技术处理的井（蓝色）比经过常规压裂技术处理的井（橘色）多产出了 29% 的天然气。

阿根廷提高产气量实例

Loma La Lata 气田位于阿根廷西南部，由 YPF 公司经营。该气田有 300 多口井，产量占阿根廷国家天然气产量的 26%。有三个在产区，产层是 Neuquén 盆地的 Sierras Blancas 组砂岩，砂岩粒度从细粒到粗粒不等，储层深度在 2896 米（9500 英尺）到 3200 米（10500 英尺）之间。井底温度和压力分别为 113 – 118°C（235 – 245°F）和 24.1 – 31.0 MPa（3500 – 4500 psi）之间。储层渗透率和孔隙度中等 – 分别为 0.08 – 5 mD 和 12 – 17%。储层杨氏模量在 27600 – 48300 MPa（4 – 7 x10^6 psi）。闭合应力在 27.6 – 41.4 MPa（4000 – 6000 psi）之间。

尽管钻井与压裂作业还在进行，但最近油田产气量还是开始下降。这种趋势，加上阿根廷不断增加的天然气需求，促使该作业公司考虑采取新的气井增产措施。工程师进行了一项 15 口井的油田研究项目，其中 7 口井接受了 HiWAY 技术处理，另 8 口井采用了常规压裂技术[9]。为确保最佳对比效果，所有井都用了相同的压裂液和支撑剂。就压裂后头 30 天的产量而言，采用 HiWAY 高速通道压裂技术的井比采用常规压裂技术的井高出 53%（前一页，右图）。

工程师继续对其中一些井的产量进行了长达两年时间的监测（上图）。HiWAY 技术处理的井累计产气量比常规压裂技术处理的井累计产气量高 29%，按目前的气价计算，相当于增加收入 480 万美元。总之，经过 HiWAY 技术处理后的井不仅初期产气量高，而且能维持高产相当长时间。这一结果也说明不连续支撑剂充填层中的高速通道能保持相当长的时间。鉴于此，YPF 公司继续将 HiWAY 技术压裂处理纳入其开发计划中。

阿根廷研究项目证明 HiWAY 技术对于中等渗透率储层比较有效。在该项目成功完成之后，工程师决定将这项新技术应用到低渗透率含气地层。

致密气藏高速通道压裂实例

美国怀俄明州的 Jonah 气田由 Encana 石油与天然气(美国)公司经营。该气田大部分产量都产自 Lance 组地层，该产层由多个河流相砂岩层段组成，渗透率为 0.005 – 0.05 mD，含气饱和度为 33% – 55%。井底温度为 79 – 118°C（175 – 245°F），地层杨氏模量为 24130 – 41400 MPa（3.5 – 6.0 x 10^6 psi）。闭合压力为 35.9 – 49.6 MPa（5200 – 7190 psi）。由于砂岩层段厚度为 3 – 61 米（10 – 200 英尺）不等，深度在 2290 – 4115 米（7500 和 13500 英尺)之间，并且与粉砂岩和页岩交互，因此增产措施必须分多个阶段进行。

通常该油田的生产井都包括 20 – 50 个砂岩层序，Encana 公司一般将其划分成 10 – 14 个压裂阶段。每一阶段都需要按各自的射孔和压裂设计进行处理。工程师从最深层开始，保留几天的压裂液返排和清洗井筒的时间，然后再向上进行下一个阶段。工程师完成最后一层的射孔和压裂增产措施后，可开始进行生产。

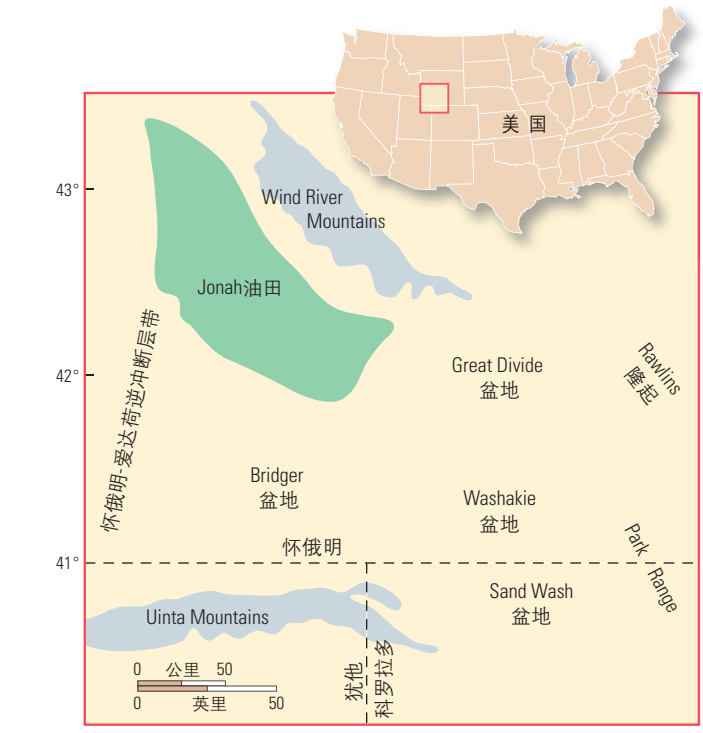
HiWAY 压裂技术在一口井中进行，该井的净产层厚 191 米（626 英尺），分 12 个阶段进行[10]。在附近一口净产层厚度为 204 米（669 英尺）的井中分 12 个阶段进行了常规压裂措施。工程师向两口井中泵入了相同的硼酸盐交联瓜尔胶压裂液和浓度为 4 – 6 ppa 的 20/40 目砂粒支撑剂。由于形成了连通通道，在 HiWAY 压裂井中使用的支撑剂量减少 44%。

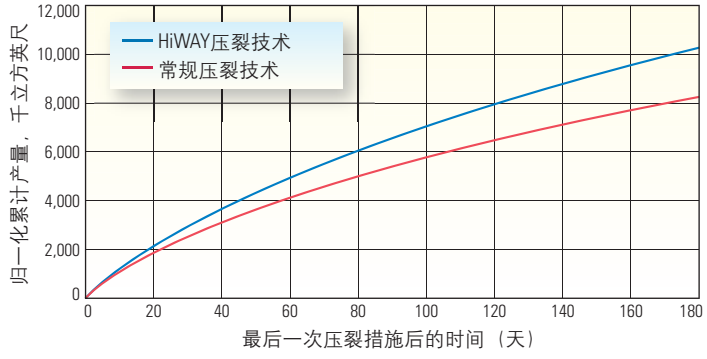
8. 杨氏模量E是一个弹性常数，表示材料受到压力时的变形情况。E值越大，材料抗变形能力越强。

   Sneddon IN: “The Distribution of Stress in the Neighbourhood of a Crack in an Elastic Solid”, *Proceedings of the Royal Society of London A* 187, 第1009 期（1946年10月22日）: 229–260。

9. Gillard等人，参考文献4。

10. Johnson J, Turner M, Weinstock C, PeñaA, Laggan M, Rondon J和Lyapunov K: “Channel Fracturing – A Paradigm Shift in Tight Gas Stimulation”, SPE 140549, 发表在SPE水力压裂技术会议暨展览会上，美国得克萨斯州 Woodlands，2011年1月24–26日。





^ 采用常规压裂技术和 HiWAY 压裂技术的致密气井 6 个月产量的对比。这些井归 Encana 公司所有，位于 Jonah 油田（*上图*）。考虑到两口井在岩性和储层品质上的差异，对产量数据进行了归一化处理。结果表明 HiWAY 压裂井的累计产量比常规压裂井的累计产量高 26%。

作业公司跟踪了这两口井 180 天的生产情况（上图）。HiWAY 技术处理后的井累计产量比常规压裂技术处理后的井累计产量高 26%。这一令人鼓舞的结果促使 Encana 公司进一步开展对比研究。

对 13 口同一层位的井实施了压裂措施 – 其中 5 口采用了 HiWAY 技术，另 8 口采用了常规技术。同前期项目一样，所有井都采用了相同的硼酸盐交联瓜尔胶压裂液和砂粒支撑剂。整个项目分成了 135 个压裂阶段。因为形成高速通道，清井作业进行得很快，回收的压裂液比常规压裂井多 48%。30 天后，HiWAY 技术压裂的井比常规技术压裂的井产量高 23%。模型预测两年后累计产量将比邻井高 17%。

11. Rhein T，Loayza M，Kirkham B，Oussoltsev D，Altman R，Viswanathan A，Peña A，Indriati S，Grant D，Hanzik C，Pittenger J，Tabor L，Markarychev-Mikhailov S和Mikhaylov A：“Channel Fracturing in Horizontal Wellbores: The New Edge of Stimulation Techniques in the Eagle Ford Formation”，SPE 145403，发表在SPE技术年会暨展览会上，丹佛，2011年10月30日-11月2日。

12. 滑溜水压裂液由水和聚合物（通常是聚丙烯酰胺）组成，能够降低压裂液通过管柱时的摩擦力。用滑溜水压裂过程中泵速很高 – 最高可达15.9方/分（100桶/分）。因此需要大量水才能完成一口井的压裂。

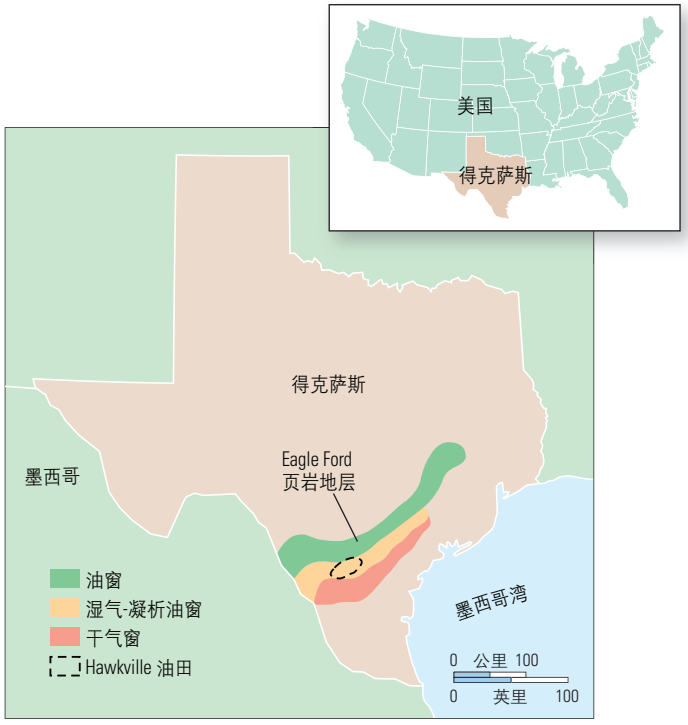
Eagle Ford 页岩压裂实例

美国 Eagle Ford 页岩因其既产天然气又产相当大量的石油和凝析油而备受重视。该页岩具有较高的碳酸盐含量，质地脆，适合压裂。储层从墨西哥东北延伸到得克萨斯州东部，约 80 公里（50 英里）宽，644 公里（400 英里）长，平均厚度 76 米（250 英尺），埋深大约在 1220 – 3660 米（4000 – 12000 英尺）左右（下一页，左上图）。经营得克萨斯州 Cotulla 附近 Hawkville 油田的 Petrohawk 能源公司的工程师对应用 HiWAY 技术能否提高天然气和凝析油产量进行了调查分析[11]。

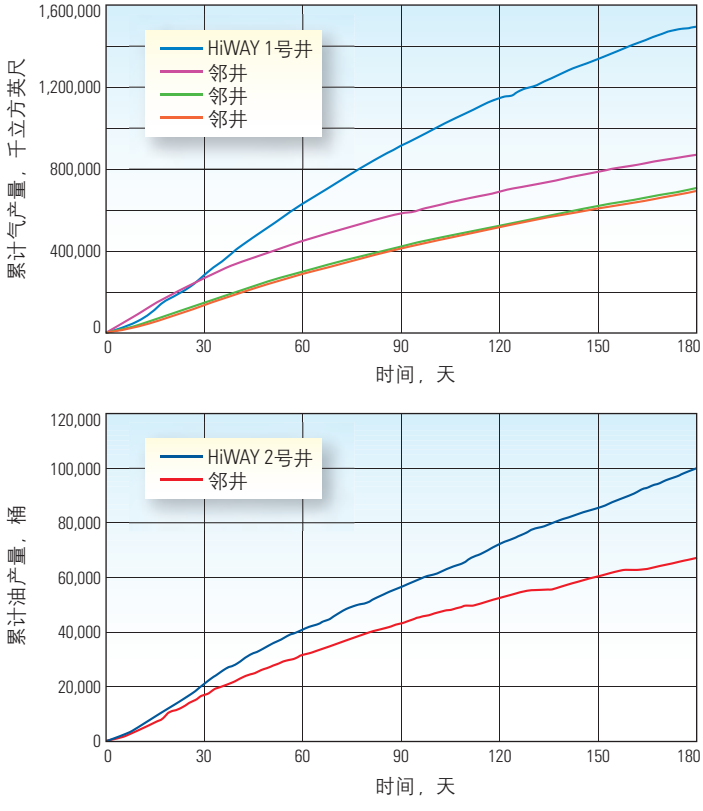
储层特别致密，渗透率只有 100 – 600 nD，孔隙度 7 – 10%。井底温度和压力也很高，分别为 132 – 166°C（270 – 330°F）和 48.3 – 69.0 MPa（7000 – 10000 psi）。杨氏模量低于前文描述的地层 – 在 13800 到 31050 MPa（2.0 – 4.5 x 10^6 psi）之间。无论采用哪种压裂技术，上述条件都会给成功实施压裂措施带来不小的挑战。

Eagle Ford 页岩这一层段的井一般都是水平井，这为 HiWAY 压裂方法的应用又增添了难度。斯伦贝谢的科研人员尚未对斜井开展广泛的高速通道地层建模研究；尽管如此，Petrohawk 公司还是决定尝试这项新技术。Petrohawk 公司挑选了两口井作为首次 HiWAY 评估的目标井，1 号井位于产气区，2 号井位于凝析油层。都有邻井结果可以进行压裂效果对比（下一页，左下图）。Petrohawk 公司用滑溜水或一种混合体系组成的压裂液对邻井进行了压裂处理，在泵入前置液阶段使用滑溜水，在泵入支撑剂阶段使用交联聚合物携带液[12]。斯伦贝谢的工程师选用了硼酸盐交联瓜尔胶压裂液对 HiWAY 目标井实施了压裂处理。

1 号井的初始产气量是 41.1 万方 / 天（1450 万立方英尺 / 天）– 比最高产的邻井产量高 37%。180 天后，累计产气量比同一邻井高 76% 。预期该井最终产气量为 2.52 亿方（89 亿立方英尺）。2 号井的初始凝析油产量为 130 方 / 日（820 桶 / 日）– 比最高产的邻



∧ Eagle Ford 页岩地层。该储层产油、气和凝析油。Petrohawk 公司是得克萨斯州南部 Hawkville 油田的作业者。



∧ 得克萨斯州 Hawkville 油田进行 HiWAY 压裂技术处理后的水平井 6 个月的累计油气产量统计。经过 HiWAY 技术处理（蓝色）后的气井产量（上）和油井产量（下）明显高于邻井的产量。

井高 32%。180 天后，累计凝析油产量比同一邻井高 54% 。

根据以上结果，Petrohawk 公司扩大了 HiWAY 技术的应用，又对另外 10 口井进行了压裂处理，结果表明与最初的试验井产量增势一致。通过实施 HiWAY 技术，使 Eagle Ford 页岩产气量增加了 51%，凝析油产量增加了 46%。

扩大 HiWAY 技术的应用范围

到编写本文时止，已在 8 个国家进行了 2600 多次 HiWAY 压裂处理，成功率高于 99.8%。这一统计数字证实了多年的理论和实验工作已经建立了明确的实用设计和实施标准。

建立不连续支撑剂充填层明显降低压裂处理的成本和环境影响。工程师估计，从全球范围来看，与常规处理方法相比，采用 HiWAY 压裂技术为作业者节约了高于 8618 万公斤（1.9 亿磅）的支撑剂，在将支撑剂运到井场的工作量方面，相当于减少了 7000 次左右的公路运输和 900 次左右的铁路运输。柴油消耗相应减少了约 283.9 方（75000 加仑），CO_2 排放量减少 725750 公斤（160 万磅）。

HiWAY 技术应用范围仍在不断扩大。例如，目前工程师正在想方设法拓宽适合该技术应用的储层类型。现场经验表明，最初制定的关于地层杨氏模量与裂缝闭合应力比的指导原则过于保守。已将该条件从 1000 降低到 350，因此扩大了 HiWAY 技术适合应用的地层类型，尤其是页岩。

在 Eagle Ford 页岩水平井获得的初步成功激励科研人员开展更广泛的模拟和实验工作，研究适合斜井压裂的 HiWAY 技术。至今经过 HiWAY 技术压裂处理的案例中，水平井已占到 69%。将 HiWAY 技术从套管井扩大到裸眼井的研究工作也已经开始。随着作业者将这项技术成功运用到更多类型的井中，可以预见不连续支撑剂充填层技术必将成为一项标准的行业做法。

—EBN