

描述裂缝三维形态的压裂前后地层评价

S.A. Holditch, Texas A & M U.
 B.M. Robinson W.S. Whitehead
 S.A. Holditch & ASSOCS. Inc.

何百平 译
 唐养吾 校

一、引言

水力压裂早已成为低渗透储层最有效的增产措施。穿透深的裂缝能明显地提高井的产能和最终采收率，使无经济开采价值的井变为具有高经济效益的井。许多文章已证明高导流能力的长裂缝在低渗透储层中的作用⁽¹⁻⁵⁾；然而另一些文章又明确指出，建立和支撑长裂缝是一项艰难的任务⁽⁶⁻⁸⁾。

已经认识到一些不能达到高导流能力的长裂缝的一般性原因。裂缝高度过于延伸可能是压裂效果不好的最常见的原因。长期以来认识到，岩层间的应力变化以及流体沿裂缝流动所造成的过高压都会影响裂缝的维度尺寸。在过去五到十年期间，进行了许多大型水力压裂作业。根据对这些作业的分析，明确地认识到裂缝内的压力过高很容易克服邻近岩层的围应力，使高度增长过大⁽⁹⁻¹⁰⁾。

大型压裂作业时，如果裂缝内的压力接近邻层内的应力，裂缝就能很容易地沿水平和纵向两个方向延伸。当这种情况出现时，预测裂缝形态变得更加困难。如果要计算裂缝穿透距离和支撑裂缝的维度尺寸，了解裂缝形态是非常重要的。

显然，要想准确地计算裂缝形态和范围，就需要在压前对地层进行正确的评价。实际上，所有低渗透储层都是多序的。低渗透气藏通常包括有砂岩、粉砂岩和页岩交互层。这些交互层有不同的性质，如不同的厚度、孔隙度、流体饱和度、渗透率、杨氏模数和就地应力等。为了应用更完善的新三维裂缝设计模型，就必须正确地确定这些复杂的层状储层的三维空间⁽¹¹⁻¹⁴⁾。

评价压裂作业同压裂设计同等重要。不难理解，为了弄清压裂作业期间出现了什么和改进下一口井的压裂作业设计，在压后进行准确的地层评价是必要的。有些文献已明确指出，如果要想在压后进行准确的地层评价，则必须在压前进行准确的地层评价⁽¹⁵⁾。如果有些变数在压裂前的测井、取心和试井分析中未确定出来，那么未知因素太多就不能获得正确解。

能不能在压裂期间实时算出或在压裂之后算出裂缝的形态和范围，对储层的开发方案能否取得成功是非常重要的。在过去几年间，许多小组进行了鉴别裂缝的研究工作⁽¹⁶⁻¹⁸⁾。这些研究试图利用遥感技术标绘水力裂缝形态。此外，GRI（天然气研究所）最近开始着手进行一项综合研究，试图通过实时地改变作业参数来控制裂缝形态。如果石油界要想了解如何优化低渗透储层的压裂作业并从中得到最大经济利益，重要的是要发展一套压前和压后的地层评价方法，以便相当精确地计算出压开的和支撑的裂缝的形态和范围。

二、压裂前的地层评价

1. 地 质 研 究

综合评价地层的第一阶段应从地质分析入手。为能确定沉积环境，研究区域地质是很重要的。主要是确定沉积物是如何沉积的，沉积环境是否有利于形成席状或透镜状储层。

为了优选水力压裂作业参数，应当优选裂缝长度 (L_f) 与泄流半径 (R_e) 的比值。对席状储层来说，可以通过预测各种裂缝长度和泄流面积的未来净收益现值来优选裂缝长度和井距。因此，裂缝长度和井距的最佳组合就是在给定的经济标准下能获得最高现值的组合。

然而对透镜状储层来说，则有赖于地质专家确定出最可能的泄流半径。有了估算的泄流面积，工程师们就能确定出获得最高现值所需的裂缝长度。区域地质研究有助于了解将要压裂储层的可能规模和形态。

在完成区域地质研究之后，应在压裂作业井区附近进行局部的地质研究。为了对压裂设计和裂缝做三维评价，也必须知道局部地区的三维地质特征。作出压裂处理地层以及邻近地层内不同岩层的横剖面图、构造图和等厚图，对压裂设计是很重要的。为了正确运用三维裂缝设计模型，必须知道或估算出包括砂岩、粉砂岩和页岩井段在内的所有岩层的厚度和面积范围。如果要用三维储层模型来分析产量和不稳定试井的压力数据，以算出支撑裂缝的维度尺寸，了解渗透性产层井段的体积、形态和面积范围也是重要的。

2. 取心和岩心分析

取心和岩心分析是评价地层最重要的步骤之一。实地观测岩层物质，测定储层的物理化学性质，对地层综合评价有无法估价的作用。准确的岩心分析要从恰当的现场处理岩心入手。有可能时，应定向取心。从岩心筒内取出岩心时，要细心，尽量不使岩心破碎。要用擦布擦去岩心上的钻井泥浆，并且给岩心做标记，以便于在岩心处理试验室内能正确地将岩心重新组合在一起。岩心要一英尺一英尺地测量，并标上深度。当岩心处理试验室收到岩心后，要将岩心组合在一起，并做详细描述。为了能与裸眼测井曲线对应，应进行岩心伽马射线测井，对岩心作深度校正。

通常情况下，地层都是多层系统，因此对所有层都要取心，这是很重要的。通常比较注意测定生产井段的渗透率、孔隙度和含水饱和度。这些参数是确定储层油、气地质储量和预测开采速度必不可少的。为了计算压开的裂缝维度尺寸，需要知道储层非开采层段的力学性质和应力分布。当试图确定粉砂岩、泥岩或页岩等不同岩层对纵向裂缝延伸的遮挡作用时，知道泊松比、杨氏模数和裂缝的韧度是很重要的。

分析一个复杂岩性储层的地球物理测井资料时，岩心是绝对不可缺少的。目前工业中采用的许多测井分析方法需要进行经验校正，才能用于特定地层的评价。研究特殊地层测井资料与岩心的相关性，有利于改进页岩体积、孔隙度和含水饱和度的计算。

岩心分析方法可分为以下几类：

(1) 定性直观分析——用常规的显微镜、扫描电子显微镜、X射线衍射仪研究岩层物质。描述岩心物质以及孔隙、喉道尺寸和形状，对于压裂流体系统的设计是十分重要的。孔

隙内充填的粘土和存在的小孔隙喉道，会导致流体的敏感性问题。

(2) 常规定量分析——为了粗略估计孔隙度、渗透率、流体饱和度和岩性，需进行常规岩心分析。在估算油、气地质储量和预计产量时需要这些参数。在取心后24—48小时内要进行常规分析，因为有时需要根据此分析结果确定一口井应当完井还是报废。

(3) 特殊岩心分析——特殊岩心分析常常包括两个阶段。第一阶段是在复原状态条件下简单地重复测定孔隙度和渗透率。经常可观测到，地下渗透率值比在基本上不承受应力的条件下测得的值小一到二个数量级。此特殊岩心分析阶段也可以扩展到包括测定毛管压力、相对渗透率、胶结系数、饱和度指数和阳离子交换能力。所有这些参数都可用来改善储层油、气地质储量的计算，提高开采速度和最终采出量。一般来说，只对多层储层中可能生产油气的井段的岩心才进行这些测定。

特殊岩心分析的第二个阶段与地层的力学性质有关。应在取出的全部岩心上，包括对裂缝高度延伸起遮挡作用的非生产井段的岩心上测定泊松比、杨氏模数和裂缝韧度。还可做其他的岩心试验，确定地层的嵌入压力。此外，还可进行裂缝导流能力试验，以便帮助工程师选择最佳导流能力所必需的支撑剂的类型、数量和大小。

3. 测井和测井分析

地层评价中最重要的问题是要获得高质量的裸眼测井曲线。为了使获得准确测井曲线的机遇最大，应当：(1) 采用低失水泥浆；(2) 用中等速度钻井，尽量减少井眼的扩大和泥浆的冲刷；(3) 在测井作业之前，必须确信测井仪器的维护、保养和校准都符合要求。要求测井服务公司监控质量。具备了准确的测井曲线，才能进行准确的计算和作出正确的决定。

地层评价工程师的任务应是根据测井分析结果做出每一个决定。对于分析人员来说，每口井的测井数据是最经济有效的数据。取得岩心和钻柱测试资料通常比取得测井资料昂贵得多，因此，岩心和裸眼测试主要用于校准测井曲线和改进测井解释。

某些测井仪器在“致密”储层中的测量精度不高。然而通常发现，大多数测井评价问题不是由于测井仪器的精度不高引起的，而是由于测井模型太简单或者不适合于复杂岩性的评价所造成的。测井分析人员应采用现代测井分析概念，来计算生产层泥质含量、流体含量和井眼的不规则性，而标准测井分析方法通常是不考虑这些问题的。采用 Waxman-Smits 公式^[19]、双水模型^[28]、Raymer-Hunt-Gardner 声变换方程^[21]和其他现代分析方法能大大改进利用测井资料评价地层的准确性。然而，选择正确的方法应知道岩性和矿物组成。因此，取得详细的岩心分析资料对于准确的评价一个储层甚至是更为关键的问题。

评价地层的力学性质是地层评价中非常重要的问题。泊松比能用于计算岩层中的就地应力，因此很重要。应用线性-弹性应力-应变理论推导的方程进行设计计算时，杨氏模数对裂缝宽度的计算是有影响的，因此也很重要。如果进行了声波测井并且记录了全声波形，同时又有密度测井曲线，则可用下述方程来计算这些重要的岩石力学性质。

泊松比

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \quad (1)$$

剪切模数

$$G = 1.34 \times 10^{10} \rho_s / \Delta t^2 \quad (2)$$

杨氏模数

$$E = 2G(1 + \gamma) \quad (3)$$

力学性质资料最主要的用途之一是用于确定多层系地层中的应力剖面。为了设计产层范围内的压裂作业，有必要了解就地应力和准确的应力剖面。即使不太可能将裂缝限制在产层范围内，准确的就地应力计算值可用来进行压裂施工设计，以达到最大的效果。Hubbert和Willis提出了一个计算地层中水平应力梯度的计算式^[22]：

$$S_x = \left(\frac{\gamma}{1 - \gamma} \right) (S_z - P_g) + P_g + S_{t_g} \quad (4)$$

方程(4)表明，如果知道泊松比(γ)，总上覆岩层应力梯度(S_z)，储层压力梯度(P_g)和作用于地层上的外力产生的应力梯度(S_{t_g})，则可计算出总水平应力梯度(S_x)。方程(4)的头两项包含泊松比、上覆岩层应力梯度和储层压力梯度，都是从弹性应力-应变理论推导出的。如果能准确地求出所要求的这三个参数，则可以计算出方程(4)中的头两项。方程(4)中的第三项是外作用力产生的应力梯度，应实验确定。 S_{t_g} 项用来描述外力产生的应力。这样的力存在于靠近大冲断层的构造压缩区内。在靠近山脉或深部封闭盐层或页岩侵入的地区也可能存在大的水平应力。其他的因素，如一个盆地的埋藏史或热力作用等因素，不能通过计算求出，必须测定。

正如Hubbert和Willis最先所指出的，在构造和缓区，外力产生的应力往往很小，常常使用岩石的弹性分力计算断裂梯度。在这样的地区，大多数裂缝是纵向的。在构造压缩或多构造力作用的地区，常常很难准确算出水平应力梯度。应通过注入试验测出这些应力梯度，以使用现场资料凭经验确定外力产生的应力梯度 S_{t_g} 的值。

4. 试井研究

仔细地分析地质、岩心和测井资料，并且做出了“储层内含有工业油、气储量和应当完井”的决定之后，为进一步评价地层，应做一系列压前试井设计，并分析试井结果。试井的主要目的是评价地下储层渗透率、井壁阻力效应、原始储层压力，以及诸如就地应力和有效滤失系数等储层的其他性质。在下套管之前进行一些压前试井是有可能的。在低渗透地区，根据裸眼钻柱测试数据做出任何重大决定都要特别慎重^[23]。

在多数情况下，压裂前试井是在下套管后进行的。因此，射孔方法和射孔效率变得很重要。为了探讨下套管井的试井问题，假定射孔质量是好的，不会影响试井的分析结果。

5. 储层动态

确定特定储层的潜在流量也是进行压前试井的一个主要目的。虽然有许多方法^[24]可用于分析早期开采资料，但压力恢复试井是确定储层流动参数的最好方法。要确定砂层尖灭或附近的断层等这些储层的非均质性，在压力恢复试井之前必须有足够长的生产时间，以便在关井之前储层的不连续性在井中有所反映^[25]。

对无限作用边界储层以稳定速度生产的情况来说，径向流动方程为分析压前试井资料提供了基础。在Lee的著作中对径向流动方程进行了全面推导^[26]。

为了能卓有成效地开发低渗透储层，必须要知道地层渗透率、井壁阻力效应和原始储层压力。如果不能从压前试井中得到地下渗透率的可靠数据，则压裂后的试井分析工作就更加困难。同时，优选压裂作业中裂缝长度和支撑剂也更加困难。在某些情况下，低产能井可能实际上并不需要压裂。低产能井压前试井结果可能表明，只有个别层位具有非常高的井壁阻力系数或比较低的储层压力。可能认为，其他形式的处理，如酸化，是这种储层真正需要的增产措施。

为了确定渗透率、井壁阻力效应和储层压力的准确数值，必须进行压前不稳定试井。不进行压前试井，将很难合理地设计或分析水力压裂作业。

6. 就地应力试验

本文已讨论了力学性质的重要性，并且叙述了用岩心和测井资料计算力学性质和应力梯度的方法。然而重要的是，由测井和岩心资料求出的数值应当用实际测量的应力值做验证，以便使所有的方法都能得出相互一致的评价。

就地应力试验的方法是使流体注入的排量刚好能压开地层。一旦形成微裂缝就立即停泵，就地应力值即能测定^[27-29]。

在现场测定就地应力是不容易做到的。在许多情况下，射孔的影响以及裂缝延伸到测试层之外都会使测定的结果失真。然而，通过连续监测井下压力和进行小液量的注入-返排试验，常常可测出就地应力的精确值。如果测井、岩心所计算的以及由注入-返排试验所测定的就地应力剖面都一致，就可以认为地层评价是完美的。

7. 测试压裂 (Mini-Frac Tests)

测试压裂或注入-滤失试验是另一种能提供有价值资料的试验。这些试验所采用的液量通常比就地应力试验大。试验中采用的流体也应当接近于实际压裂作业所采用的流体。向井筒注入流体的速度应能保证产生裂缝，然后停泵测量压力随时间的递降。从理论上讲，在给定裂缝高度（或相反）的情况下是可以计算出滤失系数的。因此，任何旨在为求出滤失系数而设计的压前试验，应该与确定裂缝高度的试验结合，或者尽量使这两个变量组合在一起。

在注入试验之后，用伽马射线-井温测井曲线一般能确定裂缝高度的最小值；然而，当裂缝离开井筒时，测井不能探测出下套管井以外的裂缝，因此，不能不加选择地将注入试验后所取得的生产测井结果用于设计大规模压裂作业。

根据压前注入试验，也能够确定水力裂缝的预计方位^[28,29,30]。用三轴井下地震仪结合测试压裂注入试验来绘制裂缝的方向，可能是最有希望的一种方法。现场研究表明^[18,19]，将定向取心、三轴井下检波器和地层倾斜仪的测试结果作对比，预测裂缝方位取得了较好的重复性。

8. 压裂前地层评价概念小结

要使压裂前的地层评价获得成功，最重要的问题在于运用各种不同的方法对研究的地层进行三维描述。例如，如果岩心分析渗透率与不稳定试井分析得到的渗透率不接近，则压前的地层评价可能是靠不住的。同时，从测井、岩心和试井中能确定出一个一致的应力剖面

也很重要。

文献[31—35]提供了如何用地质、测井、岩心和试井资料取得准确和满意的压前地层评价的实例。这些文章以及其他文章都表明，本文中所讨论的各种方法可成功地用于评价和设计低渗透储层的压裂。

三、裂 缝 模 型

1. 二 维 模 型

资料收集的程度常常决定了为解决工程问题而采用的模型的完善程度。在过去数年期间，大多数压裂作业规模都很小，泵入时间短。对于这样的压裂作业，从来都没有足够的时间使裂缝在纵向上延伸很远。因此，预计的裂缝延伸主要是二维的。采用一个具有固定高度的模型，能计算出裂缝宽度和长度。石油工业目前所采用的二维模型是二十到三十年前研制出来的。根据假设的几何形态，可将这些模型分为三种不同的类型。图1、2和3分别表示这三种类型的几何形态。

图1描述了Howard和Fast所采用的平行板几何图形^[36]。这两位作者最先发表了能用来确定裂缝范围的方程。继Howard和Fast之后，Perkins和Kern基于在纵向和水平方向上裂缝都是椭圆形的假定，提出了一个计算裂缝宽度分布的方法^[37]。图2绘出了椭圆形几何图形。最后，Khristianovitch和Zeltow^[38]最先提出了石油工业中常采用的第三类几何图形，后来Geertsma-deklerk^[39]和Daneshy^[40]运用了这些图形。图3绘出了此类裂缝的形态。

所有的二维模型，除假设的几何图形外，都做了一些共同的假定。不同的作者运用这些假定来推导他们的计算式。所有的作者都假定地层是均质和各向同性的。这样的假定不仅用于一般的孔隙度和渗透率，同时也用于对压裂有影响的其他参数，如泊松比和杨氏模数。其他假定还包括：（1）地层的形变可以由线性弹性应力—应变理论推导出来；（2）压裂液的作用类似于纯粘滞液；（3）不考虑裂缝内凝胶和砂粒分布的影响；（4）裂缝内流体流动为层流；（5）垂直裂缝形态为长方形。所有研究过二维模型的作者基本上都采纳了这些和其他相类似的假定。

人们能够容易地挑出某些作者假定中的一些毛病；然而，在很多场合下，向裂缝设计模型输入数据的数量和精确性并不能保证采用更完善的模型。Geertsma和Haafkens在他们的文章中对预测二维垂直裂缝宽度和范围的理论做了非常恰当的对比^[41]。

显然，如果详细研究二维模型，会发现所有二维裂缝设计模型都存在一些共同的问题。首先，所有模型都假定了裂缝的形态。一些人坚持一种形态，可能会否定另外一种形态，这是不足为奇的。然而可以肯定，只是极少数裂缝具有图1、2和3中的最简单形态。如果在层状、低渗透地层中进行压裂作业，则裂缝的形态会更加复杂，例如，如图4所示。

其次，到目前为止所有发表过的二维模型都假定，流体滤失与时间的平方根呈线性关系。文献中已有充分的证据说明，在滤失几小时后这样的假定可能就无效了。为了更好地模拟滤失，采用数值解法比文献中介绍的分析解法要好。

最后，已发表的所有二维模型还假定，压裂液的粘度不随时间和裂缝的空间而变化。这个假定也不是很真实的。因此，可以用二维方程的数值解法来消除或尽量减小该假定的局限

性。

2. 三 维 模 型

从理论上讲,从压前的地层评价可以得到足够的资料,因此应用三维裂缝设计模型不仅能确定裂缝的维度尺寸,还可确定裂缝的形态。石油工业中已有许多文章描述了拟三维模型、简化的三维模型以及一些全三维模型^[11-14]。拟三维模型是将两个二维模型组合在一起来计算裂缝长度和相对于长度的裂缝高度。简化三维模型是以岩石的力学性质为基础来确定裂缝形态,而不详细解裂缝内流体流动问题。目前正在研究全三维模型,它能用于解三维弹性问题和裂缝内流体的二维流动问题。全三维模型很复杂,要求大容量计算机进行有效的计算,并且在石油工业中尚处于初期发展阶段。

本文的目的不是详细地讨论裂缝模型,而是区分采用三维模型时对输入数据的要求与简单的二维模型有何不同。如果石油工业真希望靠低渗透储层的压裂来改善采油工艺和提高采收率,就必须对设计压裂施工的模型和为模型提供数据的数据筛选方法进行改进。

正如前述,要求进行大规模压裂的大多数储层都是多层的高度层状非均质的储集层。这些层通常含有砂岩、粉砂岩、泥岩和页岩的交互层序。在某些情况下,在碎屑岩层序中可能夹有煤层和碳酸岩层。要想充分利用现有和未来的三维裂缝设计模型的能力,尽可能准确地弄清这些层是非常重要的。为更好地确定一个储层的三维特性,往往要花费大量的时间、人力和资金。

即使地层分层描述非常准确,并输进了三维模型,但也远远没有解决逼真模拟预期的裂缝形态的问题。在压裂作业设计中,携带支撑剂的交联液在井下的粘度是最重要的未知数之一。目前实际的做法是采用根据室内推导的粘度资料计算的流体粘度。看来,这些室内得到的数值不太可能代表裂缝中出现的实际值。

然而,令人鼓舞的是,几个研究机构正在研究这个问题,已接近取得可靠而又具有重复性的压裂液粘度数据。天然气研究所正在资助一个研究项目,研究在模拟井筒条件下能测定压裂期间实际压裂液性质的系统。运用此技术可监控质量,实际的流体性质既可用于实时压裂分析,也可用于压裂后的裂缝分析。

四、现场资料收集

天然气研究所位于伊利诺斯州芝加哥城,目前负责一项庞大的提高供气量和降低天然气开采成本的研究项目。天然气研究所提出了一个综合性的现场资料收集和分析的研究方案,以便提高必需通过压裂才能达到经济产量的低渗透储层的采收率。

深入了解水力压裂工艺是提高采收率的关键问题之一。为此,必须改进对将要压裂的储层的认识。天然气研究所已经制定了一项计划,从低渗透含气砂层收集尽可能广泛和准确的资料,以便充分确定和评价储层和形成的水力裂缝的三维形态。

在协同选择的研究井上,已开始全面进行地质研究、取心、测井、试井、压裂作业监测和裂缝鉴别研究等项目。选择的研究对象有两个:一个是东得克萨斯湾-北路易斯安那州含盐盆地的Travis Peak-Hosston层;另一个是科罗拉多州Piceance盆地的Corcoran和Cozette层。

天然气研究所采取的技术方法是独特的，它将科学家和工程师派到“现场”，这些科学家和工程师装备有能实时分析试井和压裂作业数据所必需的电子设备和计算机。这就是说，当压裂作业或试验正在实地开展期间就能对数据进行分析。为了能收集必要的资料，专为此研究项目建造了一个活动的测试和控制装置。待该装置完善后，可以用三维裂缝模型预测裂缝形态和范围。如果能成功地预测出裂缝形态，就可尝试采取控制压裂液粘度或注入速度的办法来控制裂缝的延伸。

目前，活动测试和控制装置能够测量和分析生产测试、井底压力恢复和下降试井、就地应力测试和水力压裂作业等资料。

五、设备及其能力描述

活动测试和控制装置由三个主要部分组成：（1）生产测试装置；（2）数据收集车；（3）主计算机车。

生产测试装置包括测量气、油、水流量，地面压力和流动温度所需的一切电子设备。此外，自动调节嘴子由计算机操作，可将产量控制在定压或定产范围内。产气量测量的精确范围可小到5,000标准英尺³/日和大到400万标准英尺³/日。

数据收集车收集和存储现场监测的一切数据。除了上述的气井测试数据外，在一次压裂作业或一次注入试验期间收集的数据包括总注入量、井底压力、地面注入压力、流体密度、基液粘度、酸碱度和温度。图5和图6分别示意性地表示一口井测试和压裂作业期间的参数测量图。到1986年中，还要配备一台能在模拟井下条件下测量并记录携带支撑剂的交联压裂液流变性质的装置。

主计算机车装备有一台现场实时分析水力压裂作业所必需的VAX11/750计算机及其辅助硬件。此装置的任务是根据压裂施工中所收集到的数据来计算水力裂缝的三维形态。目前正在研制一个复杂的供主计算机车内使用的三维裂缝模型。此外，根据实时分析和人为的信息，计算机可以对作业参数提出修改意见。修改作业方案的目的是：（1）尽量减少脱砂的机会；（2）尽量减小裂缝高度的扩展；（3）使压裂作业获得最高的现值经济利益。

六、压裂后地层评价

1. 返排动态

在泵送压裂液之后，密切监视井的压降数据和初期的返排动态是很重要的。如果压降数据表明，在压裂作业后几小时以内水力裂缝尚未闭合，则应该认为支撑剂将在敞开的裂缝中沉降，并且会沉积到产层之外。因此，合理的做法是在压裂作业之后立即用非常小的嘴子返排，以有助于裂缝闭合。返排时采用2/64到4/64英寸嘴子。采用这些小的嘴子可把流速控制在每分钟1/8到1/4桶。这样低的流速应该说能最大限度地减少裂缝中支撑剂的移动，同时又能使裂缝内压力下降。

当裂缝内的压力降到最低的压应力以下时，裂缝闭合，并夹持住支撑剂，然后可以放大嘴子。不主张在压裂作业后用大嘴子返排。嘴子应逐渐增加到6/64英寸，当井的产液量增加

78
14086

并开始大量产出压裂液时，再将嘴子增大到8/64、10/64或12/64英寸。但要谨慎从事，不要急剧地给支撑剂增加应力，造成支撑剂压得太碎或嵌入裂缝面。

在整个返排期间，应监测并记录下油、气、水的产量以及油管流动压力。这些数据对分析一口井压后的开采动态是重要的。当监测油管流压递降时，应尽量保持流速稳定。然而，应确定压降值的上限，以尽量降低施加于裂缝中支撑剂的应力。经过一段相当长的时间生产后，油、气和水的产量已基本稳定，然后往井内下井下压力计测压。

在进行压力恢复试井之前，延长压降期的期限可以提高压后不稳定试井分析的可靠性。在许多情况下，为彻底返排压裂液和在降压不稳定试井期间储层的非均质性能在井筒内有反映，可能需要1—2个月的开采期。如果为了取资料的需要必须缩短开采期，则应将井开到气-水比基本稳定为止。为了返排掉大部分压裂液，常常至少需要7—14天自喷开采期。如果自喷开采期太短，并且气-水比每天都在变化，不稳定试井分析结果则难以置信。

2. 压力恢复试井分析

压力计下井后，在压力恢复试井关井前的几个小时内应监测井底流压。在水力压裂井中，用井下压力计实测井底压力往往十分重要，这样就可以最大限度地减小仅靠地面压力数据换算的方法所造成的误差。当气井产出压裂液和（或）凝析油时，这一点特别重要。应用准确的资料常常能够进行准确的储层分析。

有几种方法可用于分析水力压裂井的不稳定压力试井资料^[15]。半对数分析法和样版曲线分析法是主要的方法。这两种手工计算方法能可靠地用来确定地层渗透率、单翼裂缝长度以及裂缝导流能力的初步近似值。用有限差分储层模拟程序来拟合开采和压力恢复数据动态史可能是分析压后不稳定试井压力数据的最准确方法^[15]。有限差分储层模型可以像一个二维一相模型那样简单，也可以像一个三维三相模型那么复杂。在与裂缝设计模型一起使用时，为进行分析所要求的完善程度往往取决于可用的输入数据的质量。

在本文前述的层状低渗透储层中，为了使一口井压裂后测出的生产数据和压力恢复数据能取得圆满的历史拟合，通常要使用三维模型。为了能卓有成效地运用一个三维模型，必须准确地知道所有不同岩层的渗透率、孔隙度、有效厚度和裂缝性质。因此，准确地记录和分析岩心、测井和压前试井资料，对于圆满地取得所有这些数据与压裂后动态史的拟合是很关键的。而且，采用恰当的三维裂缝设计模型，对裂缝形态和范围做出合理的三维评价也是很必要的。

3. 预测开采动态

在用三维储层模型圆满地模拟了返排动态、压降试井资料和压力恢复试井动态之后，下一步就应该预测所分析的储层的未来开采动态了。只有圆满地预测出未来的动态，才会对一口特定井的历史拟合和分析有把握。通过不断对分析和预测的动态进行校正，并将实际动态与预测动态做比较，才能不断地修正储层分析。

1

在很多情况下，储层的动态可能与储层模型所预测的并不一致。这时，应全面地和连续地分析压裂前的地层评价资料、压裂中得到的资料和压裂后井的动态资料，以便弄清造成不吻合的可能原因。如果由于裂缝长度太短造成井的开采效果不好，那就要在以后的设计中考虑造成和支撑较长的裂缝。如果怀疑是裂缝导流能力的问题，那就应研究采用较高强度的

支撑剂或较大的支撑剂浓度，以提高裂缝的导流能力。压裂后的返排方法也应当严格审查。

压后地层评价的目的是要将所有掌握的数据联系起来，以便更好地了解储层和水力压裂裂缝，从而改进以后的完井工作。

七、现场效果综述

天然气研究所在东得克萨斯盆地的Travis Peak地层应用了本文提出的地层评价方法。活动测试和控制装置是专门为了分析该区研究井的试验数据而建造的，研究中的试验包括生产测试、井底压力恢复试井、就地应力试验和水力压裂作业。用活动测试和控制装置收集和 分析的数据、详细的地质研究以及对取心和测井资料进行的综合性分析，正导致准确的三维地层评价。如果输入三维模型的数据准确，就有可能搞清水力压裂作业中实际发生的情况。

在1984和1985年期间，在东得克萨斯和西北路易斯安那的八口井中进行了协同研究。这些井均在Travis Peak/Hosston层中完井。第九口井在Cotton Valley层中完井，用来帮助评价数据收集车与主计算机车之间的信息传递，以及评价裂缝分析软件和图形。

表 1 1984和1985年间取心数据表

| 井 名 称 | 取心编号 | 取 心 井 段 (英尺) | 岩心长度 (英尺) | 备 注 |
|--|------|-----------------|--------------|--------------------|
| Clayton Williams, Jr公司 Sam Hughes 1号井 | 1 | 6834—6853 | 17.7 | 包括Travis Peak“A”砂层 |
| | 2 | 7044—7083 | 39.0 | 以粉砂岩和粉砂为主 |
| | 3 | 7083—7110.4 | 27.4 | 包括洁净砂层段 |
| ARCO 油气公司 B.F.Phillips 1号井 | 1 | 8134—8188 | 0 | 取心钻头被地层夹紧 |
| | 2 | 8188—8236 | 45 | 包括洁净的生产砂层 |
| | 3 | 8237—8278 | 33 | 包括洁净的生产砂层 |
| | 4 | 8367—8397 | 28 | 包括厚页岩层部分 |
| Ashland 勘探公司 S.F.O.T.1号井 | 1 | 9665—9702.3 | 33.4 | 以粉砂岩和泥岩为主 |
| | 2 | 9702.3—9729.2 | 25.8 | 以粉砂岩和泥岩为主 |
| | 3 | 9729.2—9783.8 | 53.9 | 包括洁净的生产砂层 |
| | 4 | 10080.3—10083.9 | 0.4 | 岩心筒遇卡 |
| | 5 | 10083.9—10118.4 | 30.3 | 层状砂岩和泥岩 |
| | 6 | 10118.4—10172.0 | 36.8 | 层状砂岩和泥岩 |
| Prairie 生产公司 A.T.Mast“A”1号井 | 1 | 8623.0—8654.7 | 24.4 | 以砂岩为主 |
| | 2 | 8655.0—8684.5 | 26.2 | 63%砂岩 |
| | 3 | 9143.0—9144.0 | 0.5 | 岩心筒遇卡 |
| | 4 | 9144.0—9182.4 | 38.4 | 上半部为砂岩,底部为泥岩 |
| | 5 | 9183.0—9201.0 | 17.6 | 层状砂岩和泥岩 |
| | 6 | 9202.0—9237.0 | 35.0 | 以极细粒砂为主 |
| | 7 | 9930.0—9932.0 | 0.8 | 岩心筒遇卡 |
| | 8 | 9932.0—9949.7 | 16.3 | 层状砂岩和泥岩 |
| | 9 | 9950.0—9956.0 | 5.1 | 岩心筒遇卡 |
| | 10 | 9956.0—9987.0 | 30.5 | 层状砂岩和泥岩 |
| | 11 | 9987.0—9992.0 | 4.5 | 岩心筒遇卡 |
| 总 计 | 24 | | 570.0 | |

表 1 列出了1984和1985年期间在东得克萨斯地区取出的岩心。总共取出岩心 570 英尺。

表 2 1984和1985年间常规及特殊岩心分析汇总表, 岩心分析数

| 井 名 称 | 常 规 试 验 | 围压与 渗透率 的关系 | 含水饱和 度与渗透 率的关系 | 电阻率 指 数 | 地 层 因 数 | 毛管压力 | 围 压 与孔隙 度的关系 | 声 速 |
|---|------------|-------------------|----------------------|------------|------------|------|--------------------|-----|
| ClaytonWilliams.Jr.公司 Sam Hughes 1号井 | 44 | 12 | 12 | 11 | 12 | 9 | 8 | 8 |
| ARCO油气公司 B.F.Phillips 1号井 | 104 | 18 | 9 | 10 | 13 | 12 | 16 | 17 |
| Ashland勘探公司① S.F.O.T.1号井 | 182 | 6 | 0 | 1 | 10 | 0 | 13 | 13 |
| Prairie生产公司 A.T.Mast"A"1号井 | 192 | | | | | | | |

① 试验仍在进行。

表 3 1984和1985年间测井工作量明细表

| 测 井 方 法 | C.William, Jr. 公司Hughes井 | ARCO公司 Oliver井 | ARCO公司 Phillips井 | Ashland公司 S.F.O.T.井 | Prairie公司 Mast井 |
|------------|-----------------------------|-------------------|---------------------|------------------------|--------------------|
| 双侧向测井 | | | × | | |
| 双感应测井 | × | × | × | × | × |
| 球聚焦测井 | × | × | × | × | × |
| 岩性-密度测井 | × | × | × | | × |
| 补偿密度测井 | | | | × | |
| 补偿中子测井 | × | × | × | × | × |
| 常规声波测井 | × | | | × | |
| 长源距声波测井 | × | × | × | × | × |
| 伽马射线测井 | × | × | × | × | × |
| 自然电位测井 | × | × | × | × | × |
| 微侧向测井 | × | | | × | |
| 微电极测井 | × | × | × | × | |
| 电磁传播测井 | × | × | × | × | × |
| 自然伽马射线能谱测井 | × | | × | × | × |
| 感应伽马射线能谱测井 | | | × | × | × |
| 微球聚焦测井 | | × | × | | |
| 地层倾角测井 | × | | × | × | × |
| 水泥胶结-变密度测井 | × | | × | × | |
| 水泥评价测井 | | | × | × | |
| 数字声波测井 | | | | × | × |
| 碳氧比测井 | | | | × | |

为了取得有代表性的砂岩、粉砂岩、泥岩和页岩样品，在取心作业中采取了专门的措施。表 2 汇总了 1984—1985 年期间完成的常规和特殊岩心分析。为了加深对 Travis Peak 地层中不同岩层的了解，打算增加取心。

表 3 列出了在不同井上进行特殊测井的明细表。值得注意的是，不是在每一口井都进行了所有的测井。随着研究的进展，打算把测井数目削减到最少，但又要保证仍能最大限度地得到地层评价资料。

表 4 列出了到目前为止所监测的压前注入试验。值得指出的是，这些试验包括应力试验和测试压裂。从这些试验取得的资料对于确定滤失系数和根据应力剖面资料计算形成的裂缝高度是十分有用的。附录 A 提供了一口 Travis Peak 地层井压前地层评价的结果。这些结果为使用本文的数据收集准则来全面描述储层提供了实例。

表 4 1984和1985年间压前注入试验统计表

| 井 名 称 | 试验类型 | 射孔井段 (英尺) | 岩 性 | 备 注 |
|--------------------------------|------|--------------------|-------|--------------|
| ARCO油气公司 Hollingsworth 3 号井 | 应 力 | 8714—24 8750—58 | 砂 岩 | 地面压力 |
| ARCO油气公司 B.F.Phillips 1号井 | 应 力 | 8316—18 | 砂 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| Ashland勘探公司 S.F.O.T. 1号井 | 测试压裂 | 8190—8383 | 砂 岩 | 地面压力 |
| | 应 力 | 10160 | 粉 砂 岩 | 地面压力 |
| | 应 力 | 9905 | 页 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 应 力 | 9754 | 砂 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 测试压裂 | 9580—90 9748—58 | 砂 岩 | 井下压力，由环形空间泵入 |
| Prairie生产公司 Mast A-1井 | 应 力 | 10080—82 | 泥 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 应 力 | 10010—12 | 粉 砂 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 应 力 | 9980—82 | 粉 砂 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 应 力 | 9784—85 | 页 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 应 力 | 9515—17 | 砂 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 测试压裂 | 9515—9690 | 砂 岩 | 井下压力，由环形空间泵入 |
| | 应 力 | 8872—74 | 砂 岩 | 井下压力，井下关井工具 |
| | 测试压裂 | 8830—74 | 砂 岩 | 井下压力，由环形空间泵入 |

表 5 汇总了压前和压后生产测试及压力恢复试井取得的数据。显然，这些数据，特别是压后生产数据对分析压裂作业是非常重要的。大部分裂缝模拟都是致力于预测已形成裂缝的形态和范围，然而真正需要计算的是支撑剂所支撑的裂缝的维度。只有根据压后地层评价资料并且利用三维有限差分模型，才能确定支撑的裂缝维度。有时很难处理好支撑裂缝维度与预计的裂缝维度之间的关系。因此，此研究项目的一个任务是收集准确的数据，以便更深入地了解已形成的裂缝维度与支撑裂缝维度之间所存在的关系。附录 B 提供了压后地层评价实例。

表 6 列出了使用活动测试和控制装置监测压裂作业的所有井的资料，主要任务之一是完善水力压裂作业所有地面和井下关键参数的实时数据监测、收集和分析。这样做，将能向裂缝模型提供准确的输入参数。

表 5 1984年压前和压后开采及压力恢复试井数据表

| 井 名 称 | 测试类型 | 射孔井段 (英尺) | 测试期限 (小时) | 备 注 |
|---|-------|--------------|--------------|---|
| ARCO油气公司 Hollingsworth 3号井 | 压前开采和 | 8714—24 | 196 | 开井 76 小时, 关井 120 小时; 抽吸诱喷, 日采 气量小于 3000 标准英尺 ³ |
| | 压力恢复 | 8750—58 | | |
| | 压后开采和 | 8714—24 | 307 | 开井 254 小时, 关井 53 小时; 只产水, 层段报 废 |
| Clayton William, Jr. 公司 Sam Hughes 1号井 | 压前开采和 | 6838—6842 | 116 | 开井 75 小时, 关井 41 小时; 自喷产气 58 万标 准英尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测量压力恢 复 |
| | 压力恢复 | | | |
| | 压前开采 | 6838—6842 | 16 | 得克萨斯州铁路委员会气井产能测试; 绝对 无阻流量=98万标准英尺 ³ /日 |
| ARCO油气公司 G.Oliver 1号井 | 压后开采 | 8224—8383 | 450 | 用天然气研究所的气体分离器监测生产 |
| ARCO油气公司 B.F.Phillips 1号井 | 压后开采和 | 8190—8383 | 708 | 开井 384 小时, 关井 324 小时; 自喷产气 180 万 标准英尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测压力恢 复 |
| | 压力恢复 | | | |
| Ashland 勘探公司 S.F.O.T. 1号井 | 压前开采和 | 9580—90 | 270 | 开井 50 小时, 关井 220 小时; 自喷产气 17 万标 准英尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测压力恢复 |
| | 压力恢复 | 9748—58 | | |
| | 压后开采 | 9580—90 | 672 | 开井 14 天, 关井 14 天; 未用活动测试和控制装 置收集数据, 而是由操作人员提供的 |
| Prairie 生产公司 A.T.Mast "A" 1号井 | 和压力恢复 | 9748—58 | | |
| | 压前开采和 | 9515—9690 | 192 | 开井 4 天, 关井 4 天; 自喷产气 10.5 万标准英 尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测压力恢复 |
| | 压力恢复 | | | |
| | 压后开采和 | 9515—9690 | 1080 | 开井 27 天, 关井 18 天; 自喷产气 40 万标准英 尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测压力恢复 |
| | 压力恢复 | | | |
| | 压前开采和 | 8830—74 | 299 | 开井 161 小时, 关井 138 小时; 自喷产气 18.5 万 标准英尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测压力恢 复 |
| | 压力恢复 | | | |
| | 压后开采和 | 8830—74 | 1008 | 开井 3 周, 关井 3 周; 自喷产气 55 万标准英 尺 ³ /日; 用高精度井下压力计测压力恢复 |
| | 压力恢复 | | | |

表 6 1984和1985年间压裂作业统计表

| 井 名 称 | 作 业 日 期 | 射 孔 井 段 (英尺) | 用 液 量 (加仑) | 支 撑 剂 (磅) | 测 定 及 记 录 的 数 据 | | | | | | |
|------------------------------------|------------|--------------------|---------------|--------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | | | | 流 速 | 压 力 | 密 度 | 温 度 | 酸 度 | 粘 度 | 交 联 |
| ARCO油气公司 Hollingsworth 3号井① | 84年 5月 31日 | 8714—24 8750—58 | 168000 | 324400 | × | × | × | | | | × |
| ARCO油气公司 G.Oliver 1号井 | 84年 8月 2日 | 8224—8383 | 220000 | 265000 | × | × | × | × | | | × |
| ARCO油气公司 B.F.Phillips 1号井 | 84年 9月 3日 | 8190—8383 | 211700 | 428400 | × | × | | | | | |
| American Petrofina公司 Bright 1号井 | 84年 11月 9日 | 11490—11750 | 365000 | 1022000 | × | × | × | × | | | × |
| Ashland 勘探公司 S.F.O.T. 1号井 | 85年 4月 19日 | 9580—90 9748—58 | 140000 | 275000 | × | × | × | | | | × |
| Ashland 勘探公司 C. Christian 1号井 | 85年 4月 30日 | 9642—54 9728—46 | 140000 | 328000 | × | × | × | | | | × |
| Prairie生产公司 Mc Faddin“D” 1号井 | 85年 1月 19日 | 8655—75 | 65000 | 114000 | × | × | × | × | × | × | |
| Prairie生产公司 Mc Faddin“C” 1号井 | 85年 1月 27日 | 8904—9358 | 201000 | 602000 | × | × | × | × | | | × |
| Prairie 生产公司 A.T.Mast“ A” 1号井 | 85年 6月 17日 | 9515—9690 | 200000 | 390000 | × | × | × | × | × | × | × |
| Prairie生产公司 A.T.Mast“ A” 1号井 | 85年 9月 17日 | 8830—8874 | 100000 | 395000 | × | × | × | × | × | × | × |

① 服务公司记录的数据,由操作人员提供。

符 号 说 明

γ —泊松比;

Δt_c —压缩波传播时间, 秒/英尺;

Δt_s —剪切波传播时间, 秒/英尺;

G—剪切模数, 磅/英寸²;

ρ_b —容积密度, 克/毫升;

E—杨氏模数, 磅/英寸²;

L_f —单翼裂缝长度, 英尺;

R_w —泄流半径, 英尺;

S_x —最小水平应力梯度, 磅/英寸²/英尺;

S_z —上覆岩层应力梯度, 磅/英寸²/英尺;

P_p —孔隙压力梯度, 磅/英寸²/英尺;

$S_{t,z}$ —构造应力梯度, 磅/英寸²/英尺。

附录A 得克萨斯州Smith县Chapel Hill气田ARCO石油天然气公司 B.F. Phillips 1号井的压前地层评价小结

ARCO石油天然气公司B.F. Phillips 1号井曾在Travis Peak地层上部 8,190—8,383 英尺井段进行了取心,测井和测试。实际上,本文前面已描述过的所有测试和分析,都是对该井段内的砂层进行的。

用该井取出的岩心进行了详细的沉积研究、宏观描述和岩石分析。此外,还做了下述常规和特殊岩心分析。

1. 常规分析:

孔隙度;

颗粒密度;

未施加应力的空气渗透率;

加有应力的空气渗透率;

阳离子交换能力;

饱和状态分析。

2. 特殊分析:

空气渗透率与有效围压的关系;

空气渗透率与盐水饱和度的关系;

电阻率指数;

地层因数与有效围压的关系;

毛管压力;

孔隙度与有效围压的关系;

声速。

进行了全套裸眼测井(表3),从中确定了有效含气厚度、孔隙度、含水饱和度、力学性质和就地应力梯度(图7)。在8,316—8,318英尺砂岩井段进行了一组就地应力试验(图8和图9)。在该井中未进行压前流动试井和压力恢复测试,然而取得了足够的岩心和测井资料来评价不同砂层的渗透率分布。根据这些可利用的资料,确定了Travis Peak储层完井井段(8,190—8,383英尺)的下述数据:

| | |
|-------------------------------|-------|
| 总有效厚度(英尺) | 35.5 |
| 平均孔隙度(%) | 8.51 |
| 平均含水饱和度(%) | 47.2 |
| 平均含气孔隙度(%) | 4.5 |
| I型砂层的渗透率(毫达西) | 0.008 |
| IA型砂层的渗透率(毫达西) | 38.5 |
| II型砂层的渗透率(毫达西) | 5.5 |
| 就地应力梯度(磅/英寸 ² /英尺) | 0.67 |
| 原始储层压力(磅/英寸 ² 绝对) | 4100 |

上述渗透率值实际上是用承受应力的干岩心测定的平均值。因为未考虑含水饱和度,所

以测定值偏高。用大量岩样测定了相对渗透率，表明干岩心的渗透率值太高，高35—50倍。总之，这些数值毕竟为单个砂层提供了可靠的渗透率相互对比资料。

根据沉积和宏观研究，对完井井段内的不同砂层逐层进行了分类。这些砂层将在下面予以扼要介绍，并且在图10裸眼测井剖面中予以说明。

I型砂层：为浅海湾内的潮汐水道或向前推进的潮坪。砂层向上变细，渐变为粉砂岩和泥岩。此型砂层侧向连续性好，并且总的来说是低级储层岩石。

IA型砂层：总的来说属I型砂层，含有许多页岩夹层，因此使伽马射线测井曲线很不规则。此类型砂层内发现有最高渗透率，然而高渗透率的面积分布很有限，因为在附近的邻井中发现页岩夹层厚度急剧变薄，数量增加。

I型砂层：是一个高能潮坪，此潮坪向前急剧变化，覆盖在下伏的页岩之上。此型砂层的特点是上、下边界剧变，并且是本研究中平面上连通最大的砂层。虽然在此型砂层中测出的渗透率也非常高，但总的来说此层非常薄，只有2—5英尺。

II型砂层：为多种混合岩性潮坪。此类型砂层具有波状交错层理、潜穴和粉砂岩及泥岩薄层等特征。由于含泥量增加，为非常低级的储层岩石。

上述地质分析对预计这些砂岩储层的平面延伸提供了非常有价值的资料。据此分析，很明显，由于特高渗透性储层的面积或厚度小，其天然气储量可能只占原始地质储量的一小部分。因此，为了经济地采出较低渗透层内的大部分天然气，似乎需要长裂缝。表7给出了所确定的压裂作业设计。假定预计的纵向裂缝高度为260英尺（根据测井分析），作业所达到的支撑裂缝长度为700英尺。

表7 得克萨斯州Smith县ARCO油气公司B.F. Phillips 1号井压裂作业方案

| 流 体 类 型 | 液 量(加 仑) | 支撑剂浓度(磅/加仑) | 支撑剂总量(磅) |
|---------|----------|-------------|----------|
| 滑性液 | 36000 | 预处理液 | 0 |
| 50磅凝胶 | 84000 | 前置液 | 0 |
| 50磅凝胶 | 21000 | 1 | 21000 |
| 50磅凝胶 | 47250 | 3 | 141750 |
| 50磅凝胶 | 31500 | 4 | 126000 |
| 40磅凝胶 | 27950 | 5 | 139750 |

| | |
|------------|------------|
| 50与40磅凝胶总量 | 211700加仑 |
| 支撑剂总量 | 428500磅 |
| 泵排量 | 25桶/分 |
| 支撑剂类型 | 20/40目湿太华砂 |

附录B 得克萨斯州Smith县Chapel Hill气田ARCO石油天然气公司B.F. Phillips 1号井压后评价小结

过去，只是在压裂之后才开始分析压裂作业，然而现在，由于有了计算机，可以完成

更多的压裂作业分析。运用这些计算机，可以编制出实时的 Nolte 图（减去裂缝闭合压力的井底作业压力与时间的关系图）。

在压裂作业期间对压力的分析可定性反映裂缝的延伸方式。然而，为了对裂缝性质做出定量解释，则必须用有限差分裂缝模拟程序进行更严格的分析。资源工程机构运用自己的三维压裂模型和从 Phillips 井收集到的压裂作业数据，完成了裂缝几何形状的定量分析。

根据资源工程机构的分析，预计在 B.F. Phillips 1 号井中所形成的裂缝维度如下：

| | |
|---------------|------|
| 造缝长度（英尺） | 1900 |
| 支撑长度（英尺） | 800 |
| 造缝（井筒处）宽度（英寸） | 0.3 |
| 造缝（井筒处）高度（英尺） | 390 |

大约在压裂作业 24 小时之后，1 号井开井，产出的液体进入压裂液储罐。24 小时后，该井产气约 70 万标准英尺³/日，48 小时后产气量超过 180 万标准英尺³/日。图 11 是该井关井进行压力恢复试井之前的开采曲线。当时 Phillips 1 号井的日产气量为 170 万标准英尺³，日产油 70 桶（58°API），日产水 120 桶，井底流压为 2,440 磅/英寸²。

图 12 是用拟压力和拟时间表示的压后井底压力恢复数据的 Horner 图。尽管进行了常规分析，但根据地质描述、岩心和测井分析得出的 Travis Peak 储层在纵向和水平向上存在的非均质性表明，使用近似分析方法不能提供可靠的结果。因此，必须用一个复杂的三维全隐式储层模型来分析压后动态。

运用地质研究的成果，将单个砂层的物理性质和预计的范围大小输入三维储层模型。每个层的水平延伸范围（泄流面积）是在沉积史已知条件下，根据预计的渗透率和孔隙度的连续状况确定的。根据测井和岩心分析研究初步估算的每层的孔隙度、含水饱和度和有效厚度，也输入模型。

所用的水力裂缝的物理性质与资源工程机构所计算的相同。但仅用了支撑长度和宽度数据，因为这些性质构成了裂缝的“有效”部分。

这一储层模型示意于图 13。它描述了模拟储层所采用的方法。只模拟了储层的对称部分，约占 1/4 的面积，而不是整个储层。图 13-A 代表低渗透厚层段，面积大，拥有大量天然气地质储量（I 型砂层）。图 13-B 表示在大模块的顶部有一个小模块，它代表面积小、厚度薄的高渗透砂层（IA 型砂层）。在图 13-C 中，位于小模块顶部的第三模块代表了 I 型砂岩，面积与低渗透厚层的相同，但厚度薄，而渗透率很高。最后，图 13-D 中用模型的一侧表示水力裂缝。

然后，运用这些估算的储层及裂缝特征，对储层压后的实际开采和压力恢复数据进行历史拟合。应用试凑法确定出储层和裂缝的组合。从而使一口井的实际开采和压力动态史达到最精确的拟合。

图 14 是压后实测压力恢复数据的最终拟合曲线。采用了与从地质研究、测井和岩心分析，以及水力裂缝模拟所确定的储层特征和裂缝相近似的资料，很好地拟合了这些数据。模拟开采和压力恢复数据时所采用的数据见下表：

压后动态分析取得了极好的结果，这就可以令人相信，所研制的 Phillips 1 号井的实际储层和裂缝的参数模型是准确的。此项分析很吸引人的一点是，它主要采用了分别由地质、岩石物理、岩心和水力裂缝模拟研究得出的相同的结果来进行分析的。在分析过程中，在实