

地震深度成像

目前，有许多勘探目标无法使用常规地震成像方法进行识别，而利用叠前深度成像技术，作业公司可以对包括最复杂构造在内的地质特征进行清晰成像。这种准确的结果可以降低风险并帮助确定储量。

Uwe Albertin
Jerry Kapoor
Richard Randall
Mart Smith
美国得克萨斯州休斯敦

Gillian Brown
Chris Soufleris
Phil Whitfield
英格兰 Gatwick

Fiona Dewey
Wintershall Noordzee 公司
荷兰海牙

Jim Farnsworth
BP 公司
美国得克萨斯州休斯敦

Gary Grubitz
BHP Billiton 公司
美国得克萨斯州休斯敦

Mark Kemme
Clyde 石油勘探公司
荷兰海牙

在编写本文过程中得到以下人员的帮助，谨表谢意：美国得克萨斯州休斯敦的 Ian Anstey，Robert Bloor，George Jamieson，Patrick Ng 和 Erick Zubay；以及英格兰 Gatwick 的 Mark Egan。

1. 覆盖次数是指其信号构成一个记录的炮检对数量。

在上个世纪，地震解释人员普遍采纳在时间域处理和显示的地震图像。在目前许多热点勘探地区，尤其是由于断裂或盐体侵入导致构造复杂和地震速度突变的地区，时间域处理方法可能容易产生使人误解的结果，只有深度成像技术可以确定地下构造特征的形态和真实的位置。在有些情况下，深度域和时间域图像之间的差异，可能会形成或否定一个远景目标，导致构造扩大或缩小圈闭范围、目标偏离数百英尺或数百米以及储量增多或减少等，这种差异可能换来一口代价昂贵的干井而不是一个发现。

本文描述了深度成像技术演变为一种复杂地层特征成像的地震数据处理特殊技术的过程。文中的研究实例介绍了在美国陆上、墨西哥湾和北海地区作业的石油公司是如何利用深度成像技术来改善其钻探成功率的。

地震勘探技术发展大事记

在已经过去的20世纪里，有一些显著的、里程碑式的事件反映出地震勘探技术的进步。虽然许多新技术从引入到实际采纳的成熟期要花费10年时间，但每项技术最终又都创造出新的勘探机会。

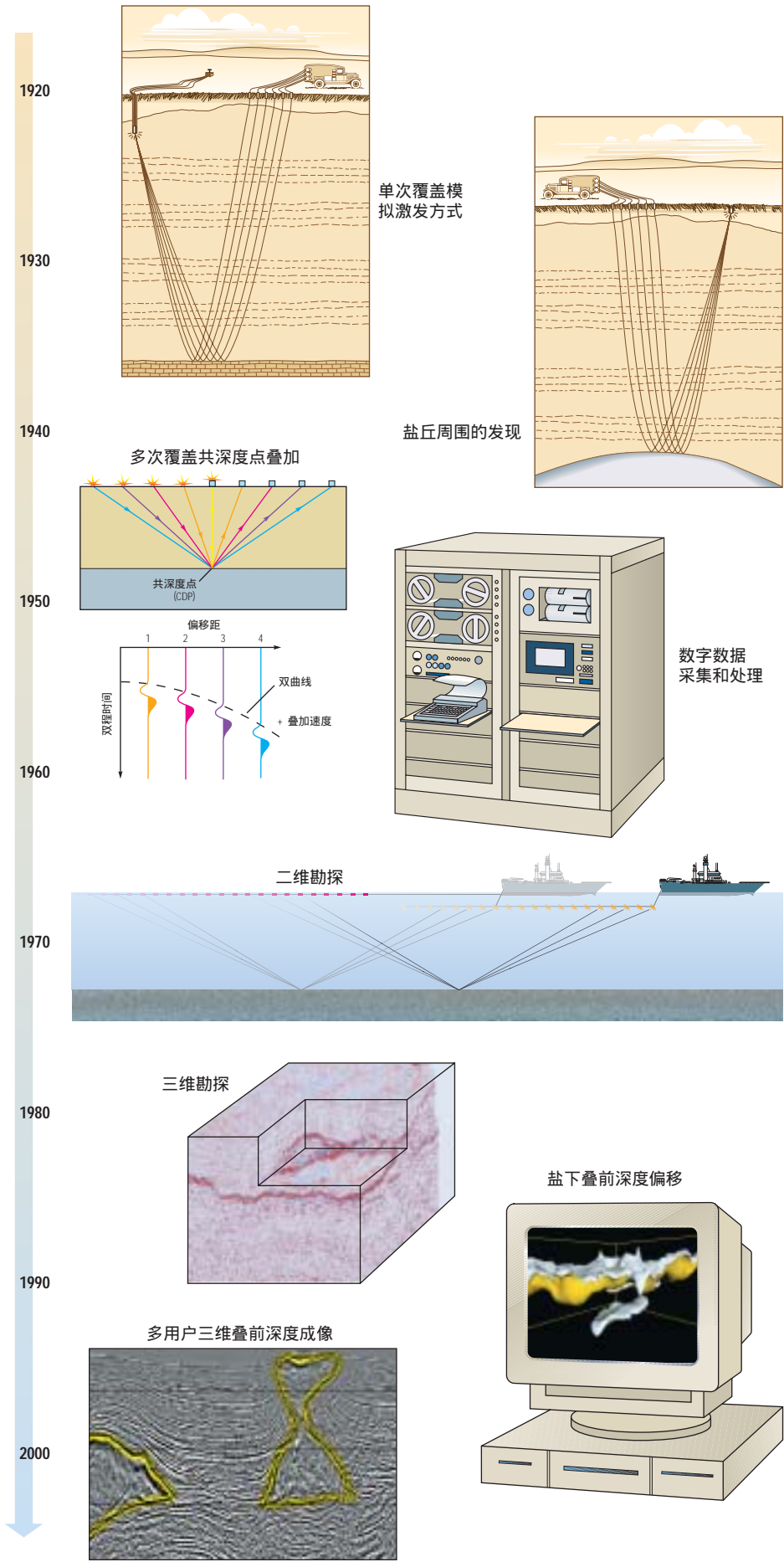
从上世纪20年代开始，人们引入单次覆盖模拟记录方法检测倾斜地层（[下一页](#)）。^[1]在30年代，这项新技术是在盐丘周围获得发现的关键技术，成为标准应用方法。到50年代，出现了共深度点

（CDP）叠加技术实现的多次覆盖地震数据，使信噪比得到明显改善。在60年代，人们引入数字数据采集和处理技术，取代了早期的模拟和光点法，使地震数据质量发生了重大改进，并在世界许多地区获得新的发现。

在整个70年代，数字数据和二维勘探成为常规技术，这些技术一起打开了北海和其它富有挑战性地区的勘探局面。虽然时间域处理技术是标准方法，但人们引入和测试了二维叠后深度偏移方法。首批小规模三维勘探数据在一些已开发油田采集，以便改善油藏划分的能力。在80年代，三维勘探在业内得到更广泛的认同，使勘探行业发生重大变革。道属性和亮点被用作指示油气的地震方法。

到90年代，地震承包商已经在世界各大陆架的宽阔区域日常采集三维勘探数据。三维叠后时间偏移成为了标准实用技术，相对减少了发现成本，而且在实际生产中引入了三维叠前深度偏移。现在，许多作业公司在自己探区没有三维地震资料的情况下不会钻井，而且在一些高风险区域，没有叠前深度成像结果也不会钻井。

目前，深度成像技术正在那些几年前前被认为是高风险的区域里创造新的勘探机会，这项技术正在帮助勘探家在墨西哥湾深水区寻找新的盐下远景区，在北海发现新的储量，而这些发现是过去用常规时间域处理数据无法实现的。



▲各年代地震勘探方法的主要进展。

成像技术介绍

成像是将地震反射波聚焦到其正确的位置上的一种处理方法,它有两个主要成分组成,即叠加和偏移。叠加通过累加在相同点反射的若干地震炮记录可以增加信噪比。用在反射层上覆盖一个匀速水平层这样一个最简单的实例可以说明这种处理。将有着不同间距或偏移距的若干炮检对在一个反射点上产生的记录收集在一起(下图),其中波至时间随偏移距变化的变量叫时差,波至时间随偏移距变化的形状为一条双曲线。在收集的记录被叠加前,必须调整所有记录以便使波至排列成直线,描述这种调整后的偏移距与时间的参数决定了该层的叠加速度。叠加的结果形成了一个单独的记录,即强度被增强的信号,它是在炮检对 midpoint 垂直入射或零偏移距记录的信号。

成像处理的另一个组成部分是偏移,即利用速度模型将反射的地震能量从假设的 midpoint 位置上重新分配到它真实的位置上(下一页,左上图)。在几种

不同等级的偏移中选择一种偏移的原则取决于目标和上覆构造的复杂程度,构造简单和速度变化平缓时可以用简单的偏移程序进行成像,但它们在构造复杂和速度突变时可能无效。^[2]

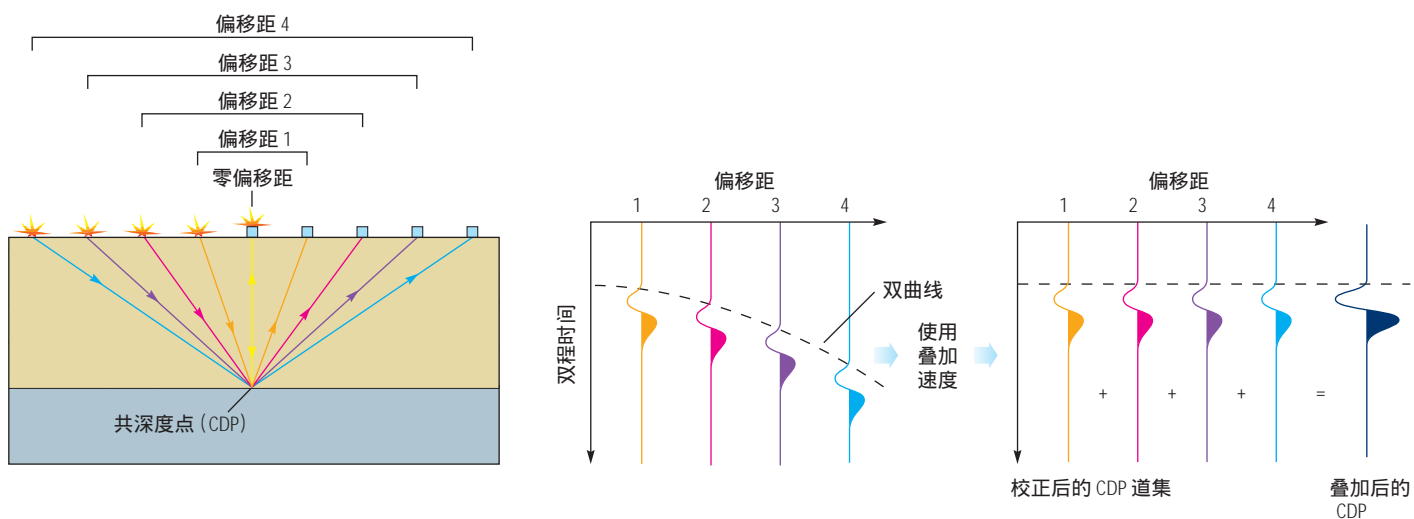
有多种方法可以解描述弹性波在岩石中传播的波动方程实现偏移。偏移算法通常用它们的发明者名字命名,如 Kirchhoff,或用数学解法命名,如有限差分。^[3] 每种偏移都有自己的优点和不足。

偏移可以在两种定义域中进行(时间域或深度域),而且两者可以在叠前或叠后进行。有些成像问题可以用时间偏移解决,但最复杂的问题需要进行深度偏移。在时间偏移中,速度模型或称速度场可以平稳变化(下一页,右上图),这种速度模型用双程时间作为纵轴,地震速度随走时延长而增加,并且横向变化是平缓的。由于这些约束条件对大多数沉积盆地是有效的,所以时间偏移通常是有效的,并在世界大多数地方使用。

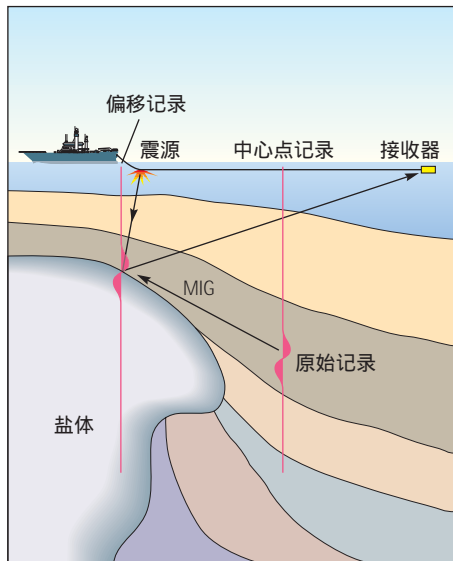
在深度偏移中,速度模型可能在纵向或横向上有很大的差异。深度偏移经常出现在明显弹性特征差异的陡倾断层、褶皱或侵入并置层的地方使用。深度偏移需要在深度上正确定位的速度模型,是一种劳动强度较大的作业。

在叠加后进行的偏移(叠后偏移)是比在叠加前进行的偏移更快捷的方法,因为叠加减少了需要处理的记录数量。为使叠后偏移成功地进行,必须选择好叠加的假设条件:叠加记录的振幅必须代表着垂直入射记录的振幅及反射波至必须近似排列成双曲线。这些假设条件只有在道集记录范围内的岩性与流体含量的变化可以忽略不计和构造比较简单时是有效的。其它任何条件下都要求进行叠前偏移。

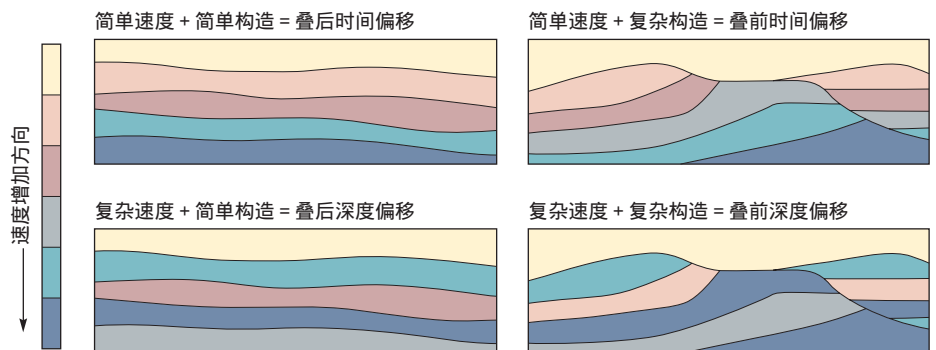
在叠前进行的偏移(叠前偏移)可以解决复杂构造和速度场问题。过去,主要制约叠前偏移的因素是所需的计算能力和在合理的时间内建立速度模型需要的人力与技能。现在,计算技术的进步缓解了这些约束条件。



▲ 一个共深度点(CDP)道集产生的叠加记录。CDP道集是由不同偏移距的若干炮检对在不同共深度点产生的记录共同组成的(左),在时间与偏移距坐标系中显示收集的所有记录(中),其中水平反射层的反射波至形状为一条双曲线,利用叠加速度或偏移距与时间的关系,将波至排列成直线,并通过叠加(右)或累加产生一个单独的记录,它的信噪比要高于所有原始记录。



^ 反射地震能量的偏移处理。针对这个简化的二维实例，偏移通过速度模型，将从炮检对中点记录位置上获得的数据记录重新定位到它真实的位置（MIG）上。在三维情况下，反射波可能会重新分配到震源和接收器控制平面以外的位置上。



^ 4种等级的偏移方法(时间、深度、叠前和叠后)需要的简单与复杂的速度模型和解决的构造问题。左边是叠后偏移需要的模型，右边是叠前偏移需要的模型，其中上面的模型适合时间偏移，而下面的模型适合深度偏移。针对时间偏移而言，速度模型可以平缓变化，但只能随深度变化，且只能有单一性(即总是随深度增加，不能减小)。深度偏移需要更加复杂的速度模型，例如存在横向变化或速度随深度减小等等。叠后偏移用于构造难度较低的模型，而叠前偏移则可以处理非常复杂的模型。

速度模型的建立仍然是一种耗费时间的处理工作，与局部地质现象密切相关。在地层层状分布或断块容易确定的地区，采用逐层方式为深度偏移建立速度模型。首先根据获得的最合适的的数据，建立初始模型，然后通过逐层叠前深度偏移的几次迭代进行修改。可以用所获得的各种信息建立初始速度模型，例如叠加速度、层位解释时间和井眼数据提取的速度值。叠加速度和井下速度可以显示出有代表性的速度走势，这是模型中应该予以考虑的问题。

当构造不是很复杂时，可以相当快地逐层建立和修改整个速度模型。在非常复杂的情况下，需要通过速度分析确定断层或侵入体圈定的块或其它体积，然后为每块逐层建立模型。

在地质现象非常连续的地区，如墨西哥湾，可以用层析或局部速度修改法，圈定一个具有连续沉积层特性的速度模型。一旦定义沉积层速度以后，将在它们的位置经几次深度偏移迭代确定后插入盐体。

在各向异性成为主要影响因素的地区，在代表纵向速度分布的井下速度值与代表横向速度变化的叠加速度之间，可能会出现明显的差异，这些差异需要将各向异性加入速度模型后给予考虑。关于各向异性速度场深度偏移的深入讨论将在本文的后面给出。

作业公司与服务公司之间的合作可以简化建立有效的速度模型过程。作业公司的解释员通常对地层有较好的了解和期望，可以帮助解释速度模型需要的地层边界和盐体特性，服务公司的雇员运用他们的处理经验，结合这些解释结果，帮助建立深度偏移需要的模型。

墨西哥湾的深度成像

墨西哥湾一直是大力提倡叠前深度偏移的现场。^[4] 不同阶段侵入和隆起的盐体建构出复杂的构造，它们对石油勘探而言是一种挑战和刺激。盐体的几何形态变化十分显著，成为油气运移和圈闭的关键因素。盐丘有时看起来植根于更深的含盐层或完全脱离和漂浮。盐

体与沉积层之间最大的地震速度差异高达14500-15200英尺/秒(约4500米/秒)。通常，在差异不高于该数值一半时，就会使时间偏移方法产生问题。

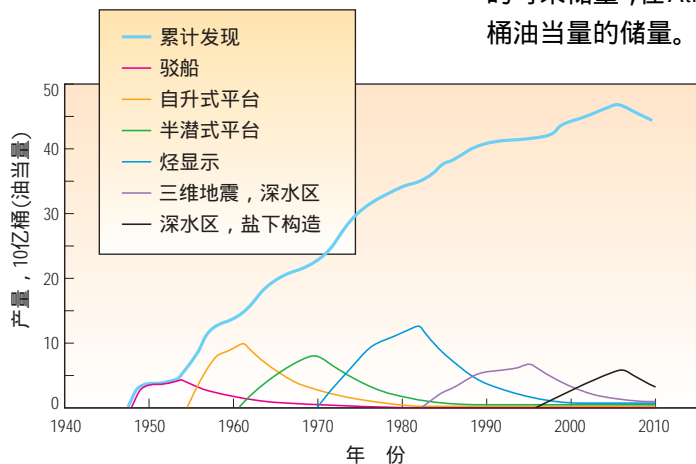
2. 关于叠前、叠后、时间和深度偏移的深入讨论，请参见：Farmer P, Gray S, Whitmore D, Hodgkiss G, Pieprzak A, Ratcliff D和Whitcombe D: "Structural Imaging: Toward a Sharper Subsurface View", 《油田新技术》, 5卷, 第1期(1993年1月): 28 - 41。
3. Kirchhoff 偏移是基于 Kirchhoff 对波动方程的解。
4. Huang S, Ghose S, Sengupta M和Moldoveanu N: "Improvements in 3-D AVO Analysis and Structural Imaging of Dipping Salt-Flank Events Using Amplitude-Preserving Prestack Depth Migration" 《勘探前沿》, 20卷, 第12期(2001年12月): 1328, 1330, 1332, 1334。

Donihoo K, Bernitsas N, Dai N, Martin G和Shope D: "Is Depth Imaging a Commodity? The Impact of New Imaging Technologies and Web-Based Collaboration", 《勘探前沿》, 20卷, 第5期(2001年5月): 486, 488, 490, 492, 494, 496, 543。

Albertin U, Woodward M, Kapoor J, Chang W, Charles S, Nichols D, Kitchenside P和Mao W: "Depth Imaging Examples and Methodology in the Gulf of Mexico", 《勘探前沿》, 20卷, 第5期(2001年5月): 498, 500, 502, 504, 506, 508, 510, 512 - 513。

自从墨西哥湾有油气发现以后,技术进步使产量不断增加(下图)。早期钻井技术曾是影响勘探成功率的关键因素,而现在地震成像技术已经在帮助稳定发现率。

到80年代后期,作业公司开始测试二维叠前深度偏移,作为一种改善对盐丘翼部削蚀地层成像结果的途径。1993年,菲利普斯石油公司、阿纳达科和阿莫科联合体首次宣布,在墨西哥湾 Mahogany 远景区获得一个盐下发现,



▲ 技术突破对墨西哥湾勘探成功率的影响。从早期钻井能力的提高,一直到现代地震方法,每次技术进步都使产量明显增加。

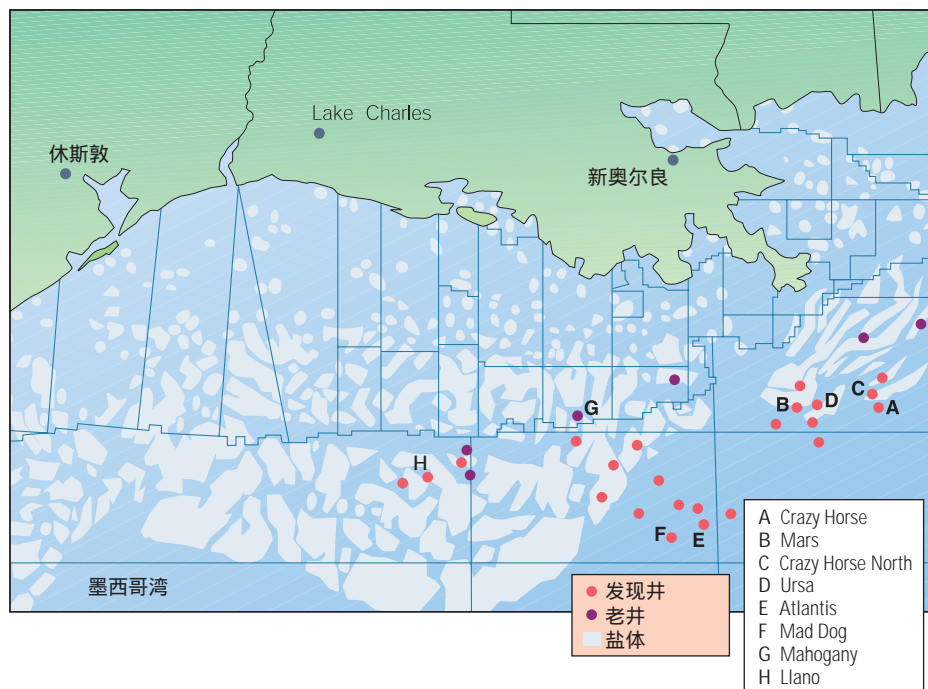
他们将这次成功的发现归功于叠前深度偏移方法。^[5]

目前,石油公司继续在盐体下方进行勘探,其中许多公司还在深水区寻找目标。墨西哥湾现在的一些大型发现集中在深水区—深度超过5000英尺(1500米)(左下图)。在这些地区,单井钻井成本可能超过5000万美元,但钻井结果的价值很大。由BP公司获得的 Crazy Horse 发现拥有10亿桶油当量(BOE)的估算储量。BHP Billiton公司曾宣布,他们在 Mad Dog 获得2.0 - 4.5亿桶油当量的可采储量,在 Atlantis 获得4.0 - 8.0亿桶油当量的储量。

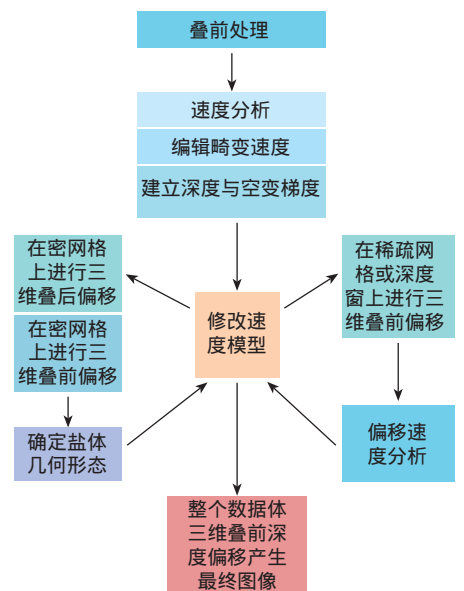
降低风险对深水区作业的公司至关重要,而叠前深度成像是能够帮助降低风险的技术之一。在墨西哥湾的许多发现中都运用了深度成像技术降低钻井风险,如 Crazy Horse, Llano, Mad Dog, Atlantis和其它发现等。对BHP Billiton公司来说,叠前深度成像是 Atlantis, Mad Dog 和西 Atwater 褶皱带走向延伸部分等区域获得这些发现时降低风险和进行评价的关键技术。BP公司认为叠前深度成像的技术突破,成功地帮助描述了 Crazy Horse 远景区的构成要素,并确定了发现井井位。^[6]

对包含盐体的地震数据体进行成像,不同于将数据磁带送去处理并将结果返回解释员进行检验的传统处理方法。盐下成像需要几次偏移和解释的迭代过程(下图),其中许多步骤都以专利处理技术为基础,因而不同的承包商提供的结果间存在差异。

在一般性叠前处理后的第一步是为覆盖盐体的地层建立初始速度模型。在墨西哥湾,典型的沉积层为砂岩-页岩层序,层间没有很强的速度差异,因此通常可以利用叠加速度推导初始速度模型,建立平滑的层速度场描述这些沉积层。

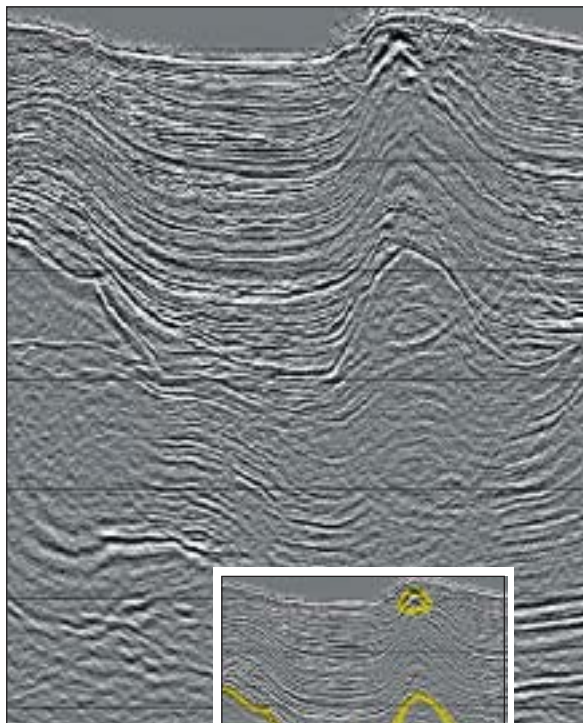


▲ 墨西哥湾深水区的最新发现,其中许多出现在盐体附近。大型新发现都拥有数亿桶估算储量,其中一些发现是借助叠前深度成像法获得的。

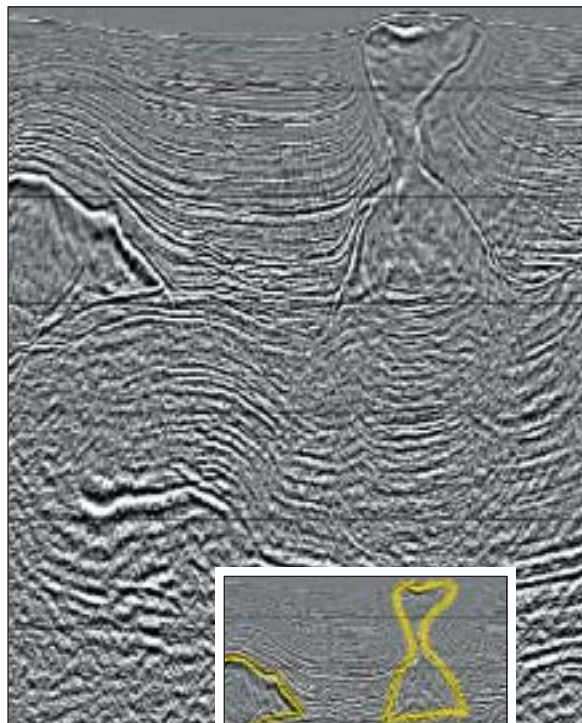


▲ 盐下叠前深度偏移数据处理流程。这种处理是一个由几个步骤交织在一起的复杂过程。建立速度模型本身需要迭代多次叠前深度偏移,以便确定每层的速度及每层的边界几何形态。

叠后时间偏移



叠前深度偏移



▲墨西哥湾 Green Canyon 地区时间偏移结果与深度偏移结果的比较。时间偏移结果（左）显示出两个盐体，每个盐体都使上覆地层隆起和形成丘状。图上左边盐体有丘状顶面和拉平的底面，并在下方形成一个阴影区，右边盐体似乎有两个部分构成：下面一个丘状盐体及脱离出来的一个浮动的枕状盐体。叠前深度成像结果（右）保留了左边盐体的基本形状，不过现在它的底面是倾斜的，然而重要的是，深度成像显示出了下面的地层，而这一区域在时间偏移结果上被遮蔽。经过深度偏移后，右边的侵入盐体成像具有完全不同的形状，沉积层沿一个砂漏状盐体的翼部削蚀，而不是沿背斜构造上升。

第二步是使用该速度模型，并进行修改。速度分析有几种修改模型的方式，绝大多数属于层析成像反演方法范畴。层析成像采用地震数据产生的走时信息改进速度模型，传统的反射波层析成像法采用预测与观察反射波走时之间的差值。^[7]射线追踪法预测共深度点道集上反射波在控制点的波至时间。将每个道集上最浅反射层的实际波至时间形状与预测波至时间进行比较，并用拉平实际波至时间效果最好的速度修改模型。这个步骤很费时间，需要处理和解释专家共同建立能够在所有控制点上符合数据的模型。

下一步是用修改后的速度模型进行深度偏移。偏移后的记录将再次集合并检查波至平滑程度。如果初级时间偏移显示出平滑的盐体顶面或简单的结构，则上覆层的速度可以在叠后深度偏移中

使用，产生盐体顶面图像，如果盐体顶面仍然不规则或结构复杂，则应该使用叠前深度偏移。

在盐体顶面成像和解释后，要用一个均匀的盐体速度充填盐体顶面以下的的数据体，对速度模型进行修改。利用这个新的速度模型，再次对数据体进行叠前深度偏移，并汇集到盐体底面。

在地震图像上使用正确的偏移技术，可能会产生意想不到的变化。墨西哥湾Green Canyon地区一张时间偏移剖

面的解释结果表明，侵入的盐体形成了两个背斜构造（上图），左边盐体有丘状顶面和拉平的底面，并在下方形成一个阴影区，遮蔽了深层的反射波。右边盐体似乎突入一个背斜的顶部并在下面留下一个盐丘。

使用叠前深度成像技术，该图发生了根本性变化。左边盐体仍为丘状，但厚度增大，底面出现倾斜，而且现在可以看到盐体以下的地层。右边盐体整体出现变化，新图像显示出一个单独的沙

5. Westcott ME, Leach MC, Wyatt KD, Valasek PA 和 Branham KL: "Mahogany: Seismic Technology Leading to the First Economic Subsalt Field", 详细摘要文集, 第65届SEG年会暨展览会, 美国得克萨斯州休斯敦(1995年10月8-13日): 1161-1164。

关于盐下勘探问题的深入讨论, 请参见: Farmer P, Miller D, Pieprzak A, Rutledge J 和 Woods R: "Exploring the Subsalt", 《油田新技术》, 8卷, 第1期(1996年春季刊): 50-64。

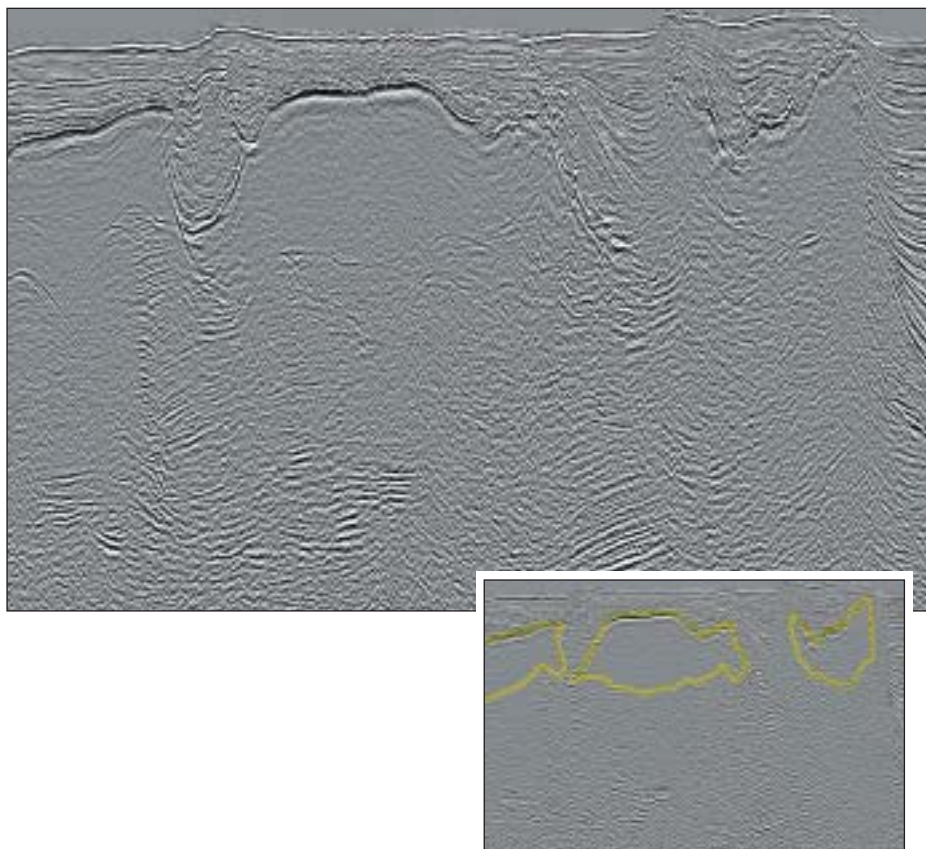
6. Pfau GE, Chen RL, Ray AK 和 Kapoor SJ: "Seeing

Through the Fog: Improving the Seismic Image at Crazy Horse", 发表在AAPG年会上, 2002年3月10-13日, 美国得克萨斯州休斯敦。

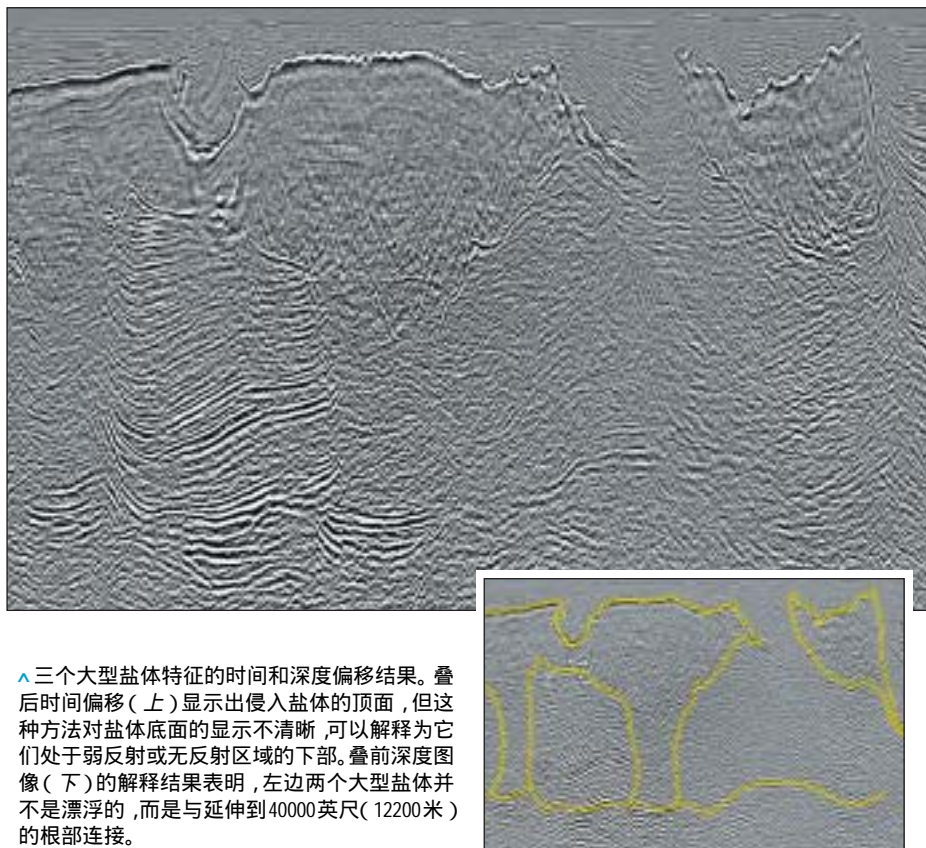
Yielding CA, Yilmaz BY, Rainey DI, Pfau GE, Boyce RL, Wendt WA, Judson MH, Peacock SG, Duppenbecker SD, Ray AK 和 Hollingsworth R: "The History of a New Play: Crazy Horse Discovery, Deepwater Gulf of Mexico", 发表在AAPG年会上, 2002年3月10-13日, 美国得克萨斯州休斯敦。

7. 其它类型的层析成像法可以使用折射波或透射波。

叠后时间成像



叠前深度成像



▲ 三个大型盐体特征的时间和深度偏移结果。叠后时间偏移(上)显示出侵入盐体的顶面,但这种方法对盐体底面的显示不清晰,可以解释为它们处于弱反射或无反射区域的下部。叠前深度图像(下)的解释结果表明,左边两个大型盐体并不是漂浮的,而是与延伸到40000英尺(12200米)的根部连接。

漏状盐体,拥有清晰的圈闭边缘和底面,而不是两个不连接的盐体,而且沉积层沿砂漏状盐体的翼部削蚀,不是沿背斜构造上升。

在 Green Canyon 区域的另一个部分,利用叠后时间偏移,可以相当清楚地成像三个大型枕状盐体的顶面,但见不到底面(左图)。一个合理的解释认为,这些盐体的底面可能位于地震图像弱反射区域下部。在埋藏更深的盐体之间,存在一些层状显示。

叠前深度偏移显示出令人意想不到的不同图像。左边两个大型盐体现在连接到根部,约埋深至 40000 英尺(12200 米)。中间盐体特征的根部约横向展开 3 英里(5 公里)。在两个盐体根部间巨大的空间内充填着逆向根部削蚀的倾斜沉积层。

WesternGeco 公司研究叠前深度偏移的一项成果认为,这种方法能够成像“超过 90°”的倾角,即地层翻转或下面盐体突入。偏移方法记录穿过速度模型到反射层的射线,然后跟踪射线返回地面,这些射线会因入射角度和层间速度差异在各个界面发生弯曲。

通常,仅考虑反射层顶面反射的射线就可以了。然而,在有些情况下,目标的反射波也可能来自底面,如来自下方突入盐体反射波的现象。在偏移中正确考虑这些反射波需要进行长距离的射线追踪。利用这些被称之为弯曲射线的射线,可以清楚地成像突入盐体的下侧。

在来自墨西哥湾的另一个实例中,叠后时间偏移能够成像一个侵入盐体的北翼,但南翼则消失在阴影中(下一页,下图)。时间偏移不使用弯曲射线,而叠前深度成像联合弯曲射线能量以及穿过盐体的能量,显示出陡倾地层和在侵入体南翼方向突入的盐体。

北海的成像

墨西哥湾并不是唯一使用深度成像技术的地区。北海许多地方的构造难度不亚于墨西哥湾的侵入盐体。除了构造活跃的盐体外,北海盆地还展现出分布

广泛的白垩岩和在盐体上、下出现的大型断层，相比之下，墨西哥湾盐体上平缓变化的砂岩 - 页岩层序似乎更简单。

Wintershall Noordzee公司于1968年开始在北海荷兰水域Broad Fourteens盆地的K10和K13区块进行勘探（右图），从那时起已经钻井30余口，圈定了7个生产油田。随着这些油田步入生产晚期，开始采用新技术识别新储量，以延长这一开发高成熟区的生产寿命。^[8]

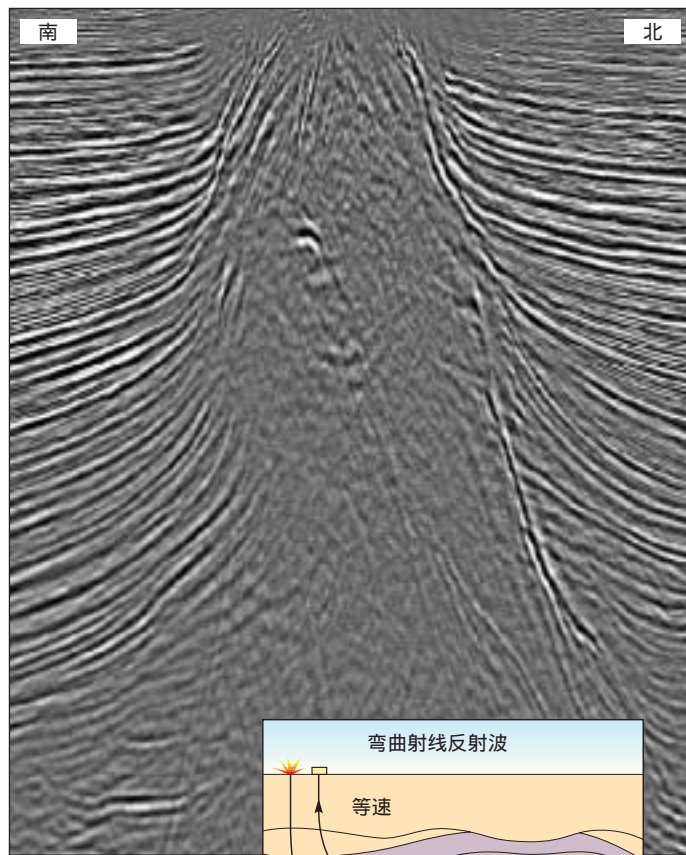
该地区的构造相当复杂，具有大型正断层、逆掩断层和侵入盐体。盐丘周围较大的速度差异和跨越的主断层，使传统地震成像方法产生的构造和断层图像质量很差。一些深部河道插入第三系层序，该层序覆盖在一组厚度与速度均有变化的厚白垩岩上。主要储层（Main Buntsandstein和Rotliegend砂岩）埋藏更深。强振幅碳酸盐岩漂浮体可能会被错误地解释为Top Rotliegend反射层，产生错误的目标。



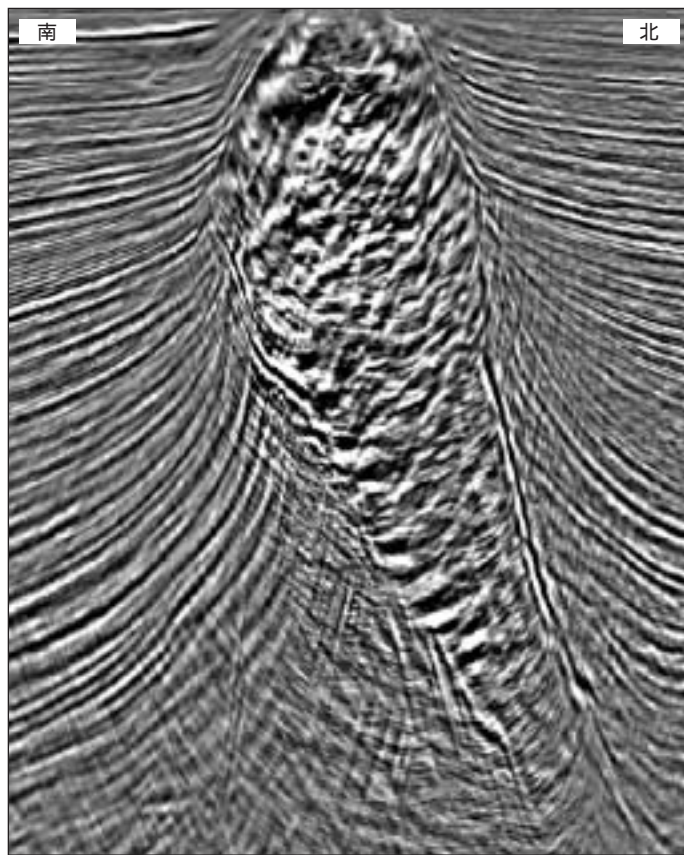
◀ 北海南部Broad Fourteens盆地的K10和K13区块。Wintershall Noordzee公司利用叠前深度成像技术，在这个产气区内得到了储层清晰的地震图像。

8. Dewey F, Whitfield P 和 King M: "Technology Offers New Insight in a Mature Area — A 3D PreSDM Case Study from the Dutch N Sea", 第63届EAGE会议暨技术展览会论文集, 荷兰阿姆斯特丹, 2001年6月11 - 15, 论文编号 A-04。

三维叠后时间成像



三维叠前深度成像



▲ 墨西哥湾突入盐体下方的时间与深度偏移成像结果。叠后时间偏移（左）能成像盐刺穿北侧，但南侧消失在一个突入体产生的阴影中。通过使用弯曲射线（插图）和穿过盐体的射线，叠前深度偏移（右）能够成像陡倾地层和侵入体南侧的突入体。

1996年覆盖了两个区块 50 公里² (19.3 英里²) 面积的一个早期深度偏移项目,显示出成像效果有一些改善,但由于使用了过于简化的速度模拟技术,所以其结果缺失了改善小型构造成像效果所需要的细节。

需要改善成像效果和增加分辨率,以加强对区域地质发展史的了解,以及识别剩余圈闭。1999年,Wintershall 和 WesternGeco公司实施了两个区块的高保真三维叠前深度偏移,这个新项目包括覆盖 880 公里² (340 英里²) 面积的三次三维地震数据。

所有深度偏移项目成功的关键取决于速度模型的精度,为了建立准确的模型,人们采用现代工具与常规技术相结合的方式,开发出一种精细研究方法。

迭代逐层剥离构成了这种分析方法的核心,针对每层情况,综合利用层析

成像和多重速度深度扫描结果推导模型。为了核实每层的速度,建立三维叠前深度偏移的高密度网格,通过深度叠加修改构造模型,同时检查道集,监视和修改速度。这种方式可以对建造的11层模型进行逐层的构造与速度变化的连续与一致性追踪和核实。

新产生的图像比以前的时间和深度偏移数据有明显的改善,尤其是在构造复杂的区域。例如,1996年使用简单速度模型的项目,给出位于复杂断层下面 Rotliegend 砂岩储层顶部极不清晰的图像(下图)。用详细速度模型进行的新的深度偏移,则给出了这个潜在储层极其清晰的图像。

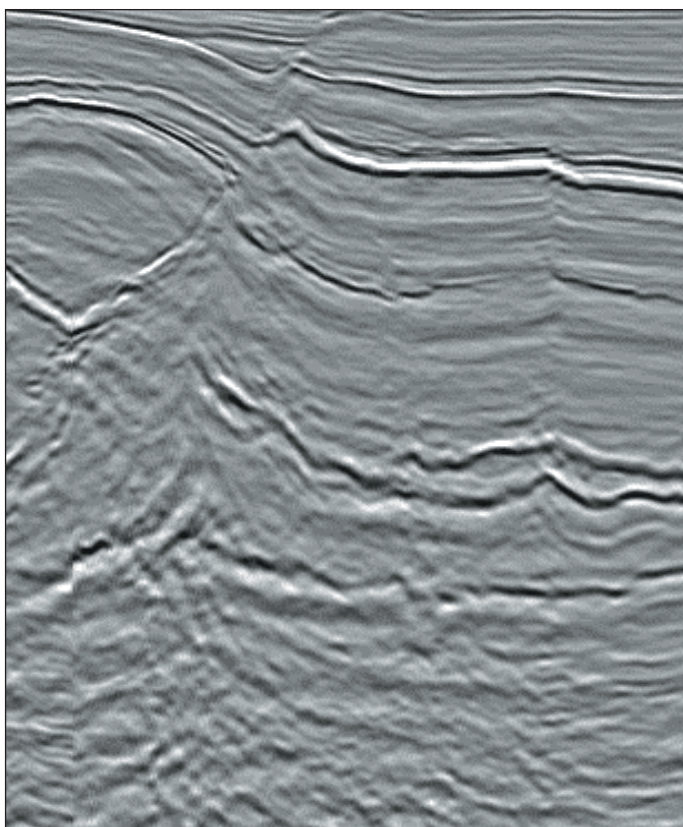
在第二个实例中,有一个特征在正确的深度偏移图像作为 Rotliegend 组的一种“反射”是可以识别的(下一页,上图),但在时间偏移剖面上却很难解释。

这个在时间偏移剖面中看似一个孤立的不连续反射,在深度偏移剖面上则显示为有近似垂直边缘的突变反射。覆盖在该反射上的复杂构造,以及它本身陡倾的侧翼,使这个问题很难用时间偏移来解决,但用深度偏移则完全可以解决。

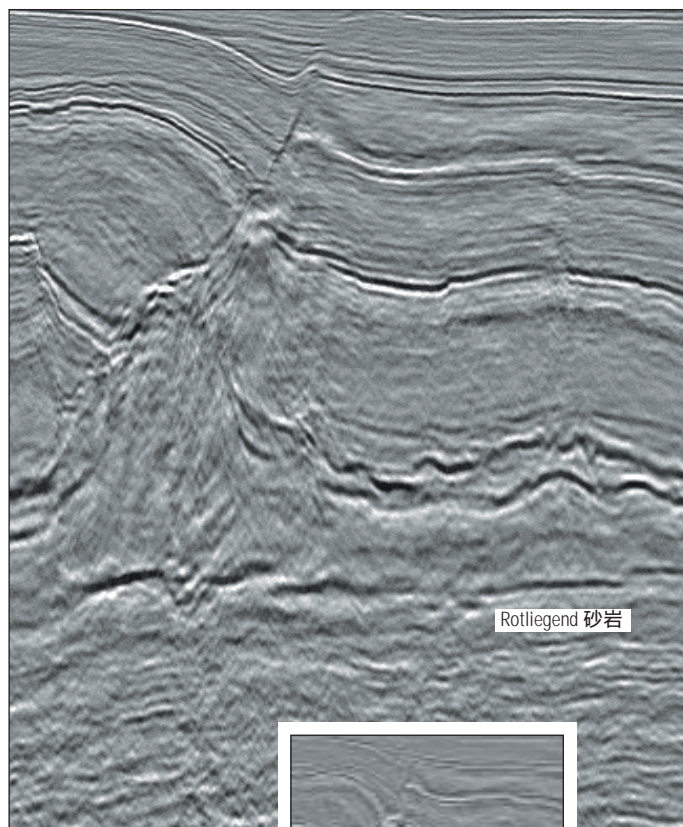
这个项目的成功取决于Wintershall 和 WesternGeco公司地球物理数据处理专家、解释员和研究人员之间的密切合作,以及对所有可以使用的技术进行的筛选和优化。推导详细速度模型而增加的工作量换来 90% 准确率所产生的效益,而不是拿 70% 准确率的结果对付着使用,而且消除了关于高强度作业时间和成本约束方面的疑虑。

该地区全部的重新解释正在进行之中,而且将结合盆地模拟研究,改善生产油田的圈定精度,识别所有未曾检测的储层部分。

1996年的深度成像

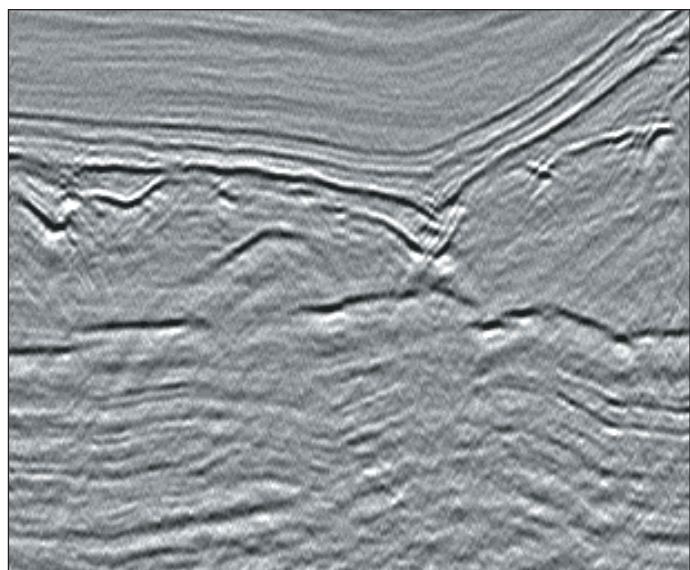


1999年的深度成像

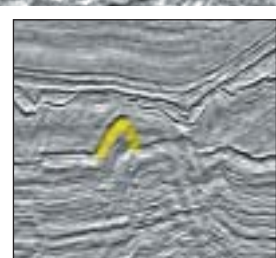
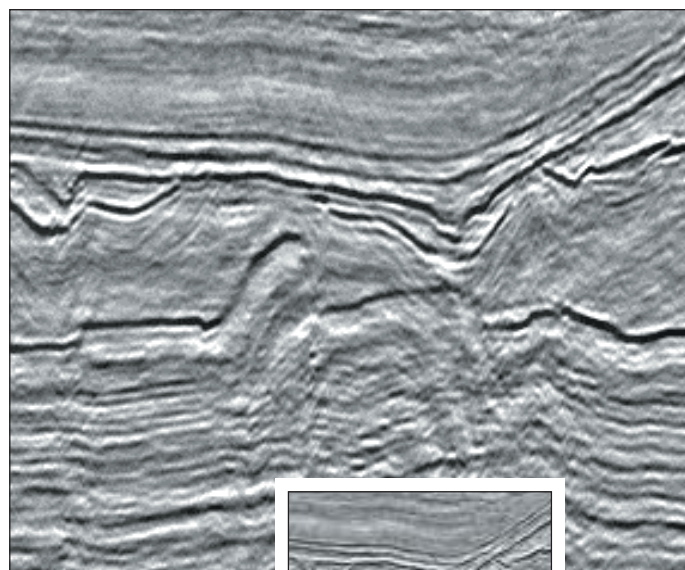


▲用简单与复杂速度模型进行的深度偏移比较。早期项目使用一种简单的速度模型进行深度偏移,产生了复杂断层下面 Rotliegend 砂岩储层顶部极不清晰的图像(左),而用更新、更详细的速度模型进行的深度偏移,则产生了这个潜在储层极其清晰的图像(右)。

时间成像



深度成像



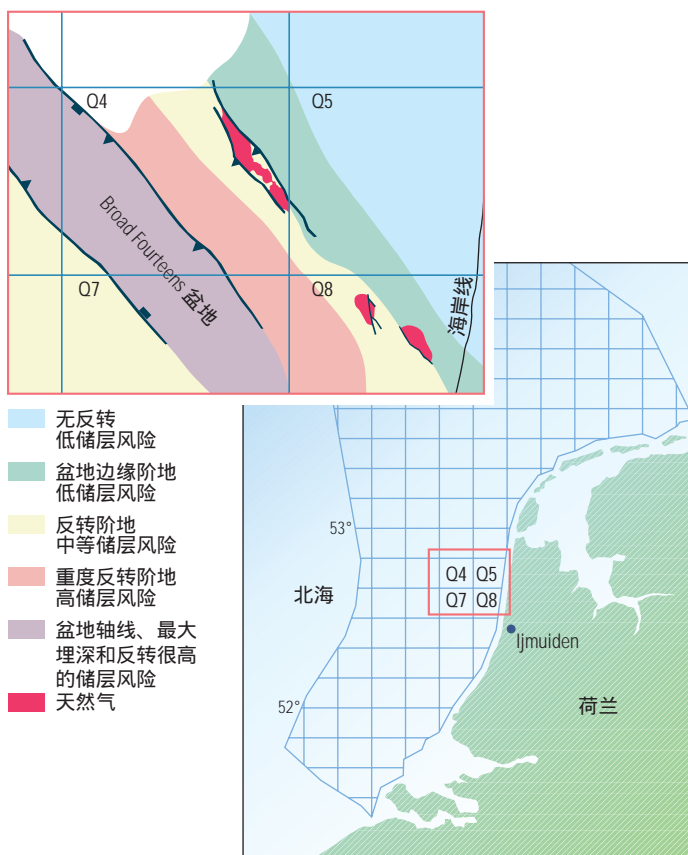
用深度成像技术再现复杂的Rotliegend构造。时间偏移剖面(左)上的一个不规则的层状结构很难解释,在深度偏移图像(右)上,这一特征作为Rotliegend组的一种“反射”是可以识别的。

通过深度成像获得储量

在另一个北海的开发项目中,作业公司利用深度成像技术,改善了储量描述方法,增加了储估算量。

最近, Clyde 石油公司及其合作伙伴利用现代化的深度成像技术,重新对北海荷兰水域Q4和Q8区块已有天然气发现进行了勘探、评价和扩展(右图)。新近发现的Q4气田位于由一系列NW-SE走向断层包围的一个复杂的反转带上(曾经认为是向下而现在认为是随一些再生断层上冲)。这些新气田与Q8区块上两个生产气田同处一个走向带上。在Clyde石油公司开始经营该区块之前,在浅部远景区钻了7口干井。

大地构造发展过程产生了严重变形的构造,而早期的常规地震处理并未给出最佳的结果。在成功地钻完第一口探井以后,进行了综合三维叠前深度偏移,随后进行了全面的重新解释。^[9]



9. Kemme M, Brown G, VanBuuren N 和 Greenwood M: “Depth Imaging Unfolds Complex Geology and Impacts Reserves — The Q4 Story”, 第63届EAGE会议暨技术展览论文集, 荷兰阿姆斯特丹, 2001年6月11 - 15日, 论文编号: P 071。

用深度成像技术再现复杂的Rotliegend构造。Clyde石油勘探公司在北海荷兰水域Q4和Q8区块上经营的气田(红色),色标显示出经历了不同大地构造发展史的区域。

正向、反向和横向运移的复合沉积发展史在储集体上方堆积了盆地沉积。这些陡倾构造的时间偏移图像质量有局限性，而且断层定位存在问题。射线追踪图像和井下地震数据结果表明，根据上覆地层速度模型确定的地层横向位置误差可能达到 300 米（1100 英尺）。

开展叠前深度偏移项目，以便更好地了解构造框架和准确地定位地层，并且希望这些结果对构造规模和开发井计划有明显的影 响。

这次叠前深度偏移处理共输入了约 400 公里²（154 英里²）的四个三维地震数据集，每个数据集都经过了一个相似的、强调噪声衰减和多次波衰减的常规预处理流程。尽管各数据集有不同的取向，但并不需要重新采样。对每次测量使用相位匹配和振幅补偿，以便使所有测量匹配到一个公共基础上。^[10]每个数据集单独进行深度偏移，并在偏移后叠加前合并。

由于地质特性比较复杂，预计会出现明显的速度差异，所以传统的顺序剥层法速度模拟是不能充分解决问题的。

构造模型表明，三维速度模型可以划分出 5 个 NW-SE 走向的独立速度区块，而且在上部分布广泛的第三系地层之下（下图），每个区块划分出最多达 6 个速度层。在每个区块内，速度逐层确定，但各断块的倾角要求速度模型应该按西南到东北方向建立。

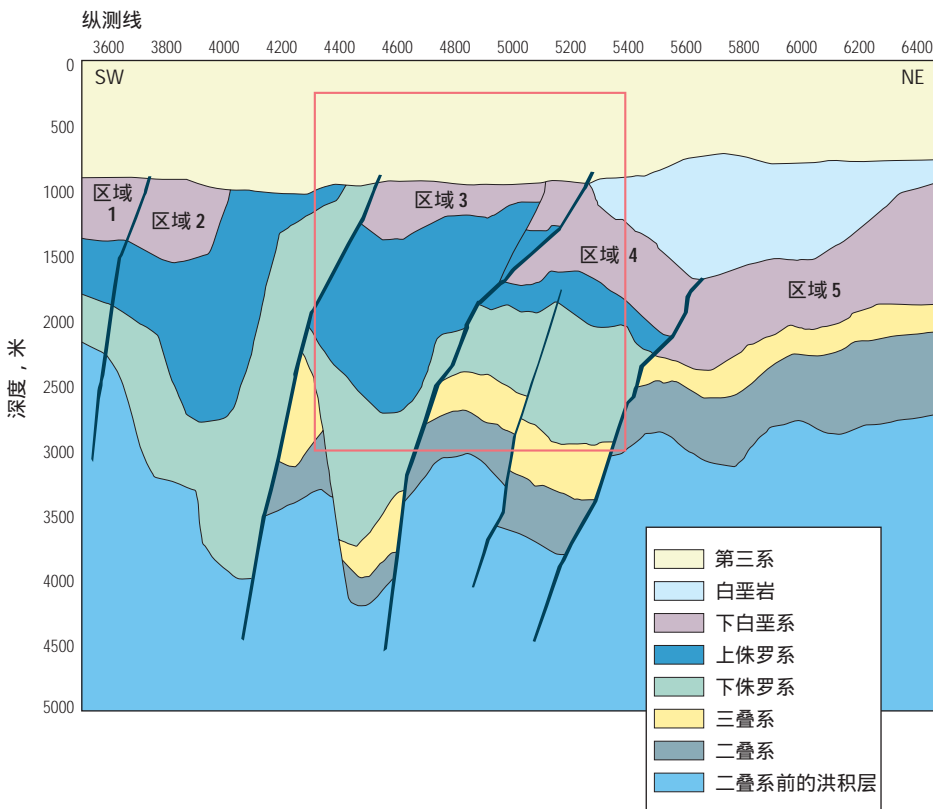
通常，采用叠加速度为一个具体地层推导初始层速度。然而，由于这个复杂地区的叠加速度可信度低，所以采用根据井数据建立的模型。采用以初始速度为基础的系列速度图，输出覆盖目标区域的纵测线三维叠前深度偏移网格。^[11]随后，在深度偏移共成像点道集上，采用交互拾取方式推导最终速度图。^[12]最后，生成一个三维叠前深度偏移纵、横测线的 500 米（1640 英尺）网格。利用这些测线，对速度模型所包含的目标层进行深度解释。

这个程序将在每个断块内逐层迭代进行，直到底层插入速度模型为止。然后，利用最终速度模型，在 25 米 × 25 米（82 英尺 × 82 英尺）的网格上，生成一个完整的三维叠前深度偏移体。进行剩余时差校正，叠加数据，并使用合适的叠后处理方法。

新的深度数据与时间偏移数据相比有明显的改善，加强了解释员对构造模型的了解和断层定位的可信度（下一页，上图）。在没有遭遇缩减储层段风险的情况下，叠前深度偏移实现了靠近主断层的第二口探井的既定目标，而且显示出该断层的位置向西推移，扩大了储层体积。此外，这种经过改善的成像结果还对东部边界断层的解释产生了重要影响。由于按传统偏移方法处理地震数据产生的图像质量较差，该断层被成像为一条东倾的正断层，然而，高分辨能力的新图像显示，这条储层边界断层实际上是一条西倾的逆断层，因而额外增加了一个含气储层断块。

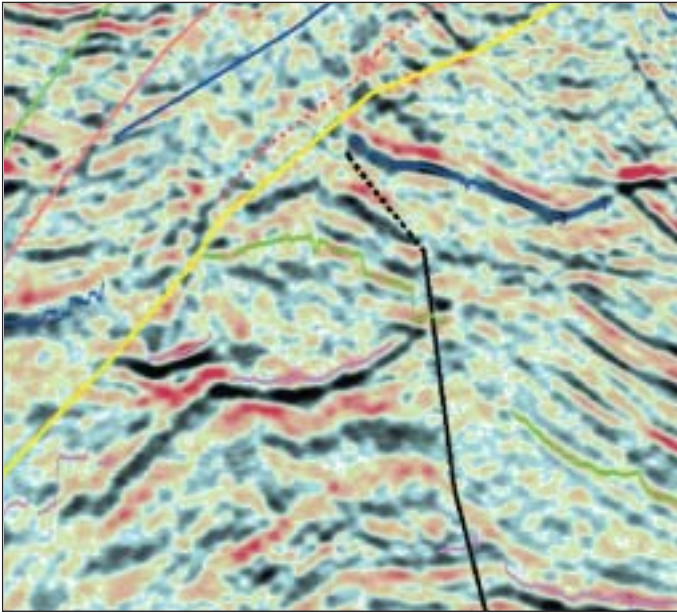
经过修改的构造解释结果在原始天然气地质储量的基础上增加了几乎 50% 的储量（下一页，下图）。同时，良好的地震分辨能力降低了储量估算中的不确定性，并产生了储层内部断层的详细解释结果，降低了滞留未开采部分的风险。

在整个项目运行期间，这种稳健的方法为这一复杂区域建立了准确的速度模型。随后产生的三维叠前深度偏移数据体，明显改善了地震图像的质量和可信度。由于地震勘探质量的改善，不仅明显增加了构造体积，同时良好的数据质量还产生了储层内部断层的详细解释结果，为制定未来 3 - 5 口开发井更可靠的计划提供了依据。2000 年 12 月，仅距第一口探井完钻后两年半的时间，Q4-A 气田即投入生产。

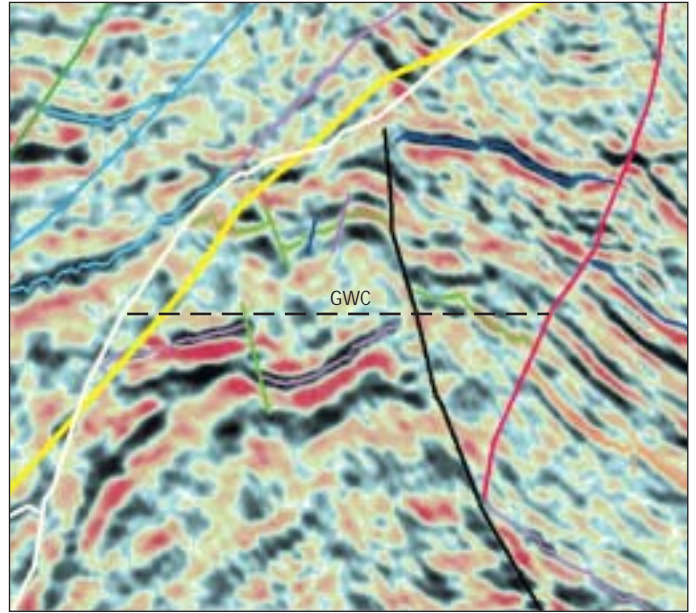


▲ Q4 储层分布区块的速度模型。陡倾断层造成横向并行排列的不同速度层，并将高速层置于低速层上方。红色方框圈出感兴趣的区域。

1996 年的时间成像



1999 年的深度成像

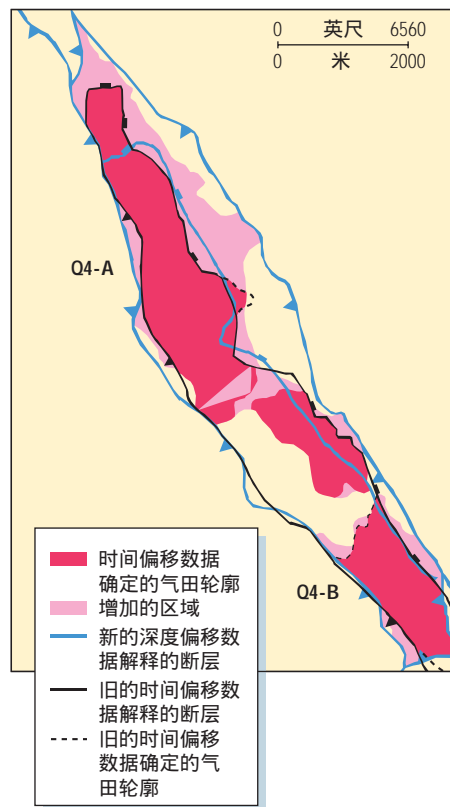


覆盖 Q4 区块储层的时间与深度偏移地震测线解释结果的比较。时间偏移图像解释结果（左）显示出一个西侧由一条逆掩断层（黄色）封闭而东侧有一条东倾正断层（黑色）封闭的储集体，深度偏移图像的解释结果（右）则有明显改动。新的解释结果提升了逆掩断层的高度（白色线），因而向西扩大了储层分布体积，而东侧正断层不再被认为是边界断层。重新评价的储层边界是一条西倾的逆断层（红色），这是以前没有识别到的。此外，新图像还显示出大致的气水界面（GWC）。

陆上叠前深度偏移

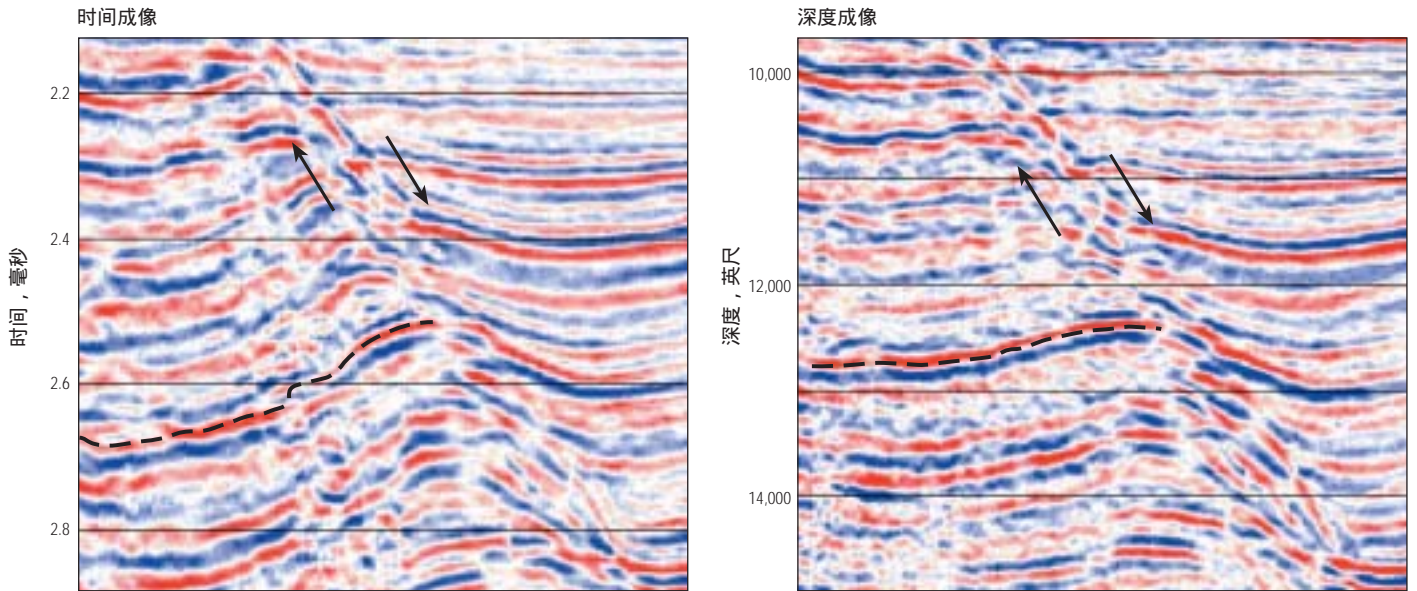
许多陆上勘探远景区都有海上勘探遇到的相同成像问题，但迄今为止，陆上地震勘探在成像复杂构造方面少有成功。不过，现在陆上深度成像项目正在显示出对时间成像方法的改善，其程度与它们在墨西哥湾和北海相似地区的发挥一样。

东得克萨斯的勘探工作因覆盖潜在储层上方的复杂构造错综复杂而很难开展。由于断层产生的阴影遮蔽了深层的形状和分布，所以用时间偏移技术对“断层阴影”中的目标成像是相当困难的，但用深度成像技术可以给出更清晰的图像和更合理的地质特征。



深度偏移地震数据解释结果增加了天然气原始地质储量。深度偏移地震数据的解释结果改变断层位置，使该储层天然气储量增加了近 50%。图上黑色表示旧的断层解释结果，蓝色表示新的断层解释结果，储层规模增加部分用粉红色表示。

10. 地震记录的相位和振幅受采集震源的功率和时标的影响，以及处理的影响，不同的测量彼此间会有变化。因此，综合使用不同测量产生数据集，需要对所有数据集的相位和振幅进行匹配。
11. 纵测线是三维测量中平行于拖缆采集方向的一条地震测线，横测线是垂直于拖缆采集方向的一条地震测线。
12. 共成像点（CIP）道集是所有在要成像的地层某点上反射的记录集合。因此，要搜寻采集排列上所有可能的射线，并采集那些在成像点上反射的射线，才能建立 CIP 道集。



▲得克萨斯南部的一条时间偏移(左)和深度偏移(右)剖面。在时间偏移图像上,错综复杂的速度分布结果在箭头表示的断层左侧形成一个假背斜,而且断层左边的反射波支离破碎,与断层右边的反射波相比几乎不连续。深度偏移剖面显示出断层阴影中缓缓倾斜和连续的构造,时间偏移数据中见到的假构造高点已经变得平缓,而且连续性也得到改善。

下面介绍 WesternGeco 公司在南得克萨斯 100 英里² (256 公里²) 区域进行多用户测量时,用叠前深度偏移技术增加效益的一个实例。覆盖一条大型正断层的常规时间偏移图像显示出该地区的一些典型问题(上图)。在该剖面显示的断层下方,出现一个明显的假背斜或地震反射波“隆起”,而且断层下方的反射波支离破碎,与断层右边的反射波相比几乎不连续,尤其沿解释层位。

这些成像问题是由断层两侧不同速度的岩石并置现象造成的(下一页,左上图)。断层左侧或上升盘的地层,虽然比断层右侧的地层老,但却是超压层,所以地震速度较低。横向速度的差异导致地震射线穿越地层时发生弯曲,射线弯曲使时间域的地震图像发生形变。

深度偏移剖面显示出不同的图像。该剖面上断层左侧的反射波与时间偏移剖面上对应的反射波相比,倾角要平缓一些,假构造高点减弱,且反射波的连续性得到改善。深度偏移剖面的解释使断层下方的地层深度和形状发生变化,这意味着勘探目标发生了变化。

目前,深度偏移技术已经在世界其它一些陆上地震勘探结果存在问题的地区取得成功。WesternGeco 公司已经在世界许多产油国开展三维深度成像项

目,其中包括委内瑞拉、玻利维亚、阿根廷、德国、俄罗斯、哈萨克斯坦、埃及、利比亚、科威特、阿拉伯联合酋长国、叙利亚、中国、澳大利亚和尼日利亚等。

发挥深度偏移技术的全部潜力

虽然现在的各种深度偏移方法比早期的方法更加准确,但仍未能发挥这项技术的全部潜力,需要解决的主要问题集中在速度模型的建立方面,它们决定着产生最佳图像的偏移类型,以及完成深度偏移项目需要的时间。

一些因素可能会使模型建立过程非常复杂。目前已经得到公认的一个因素是各向异性特征。大部分地层在某些物理特征方面是各向异性的,例如弹性特征、渗透率和电磁特征等。^[13]弹性特征各向异性的最简单形式叫横向同性(TI),当地震速度在平行层理方向上有一个速度值而在垂直于层理方向上有不同的值时,就会出现这种现象。在典型的TI各向异性情况下,平行层理的速度要大于横向速度。

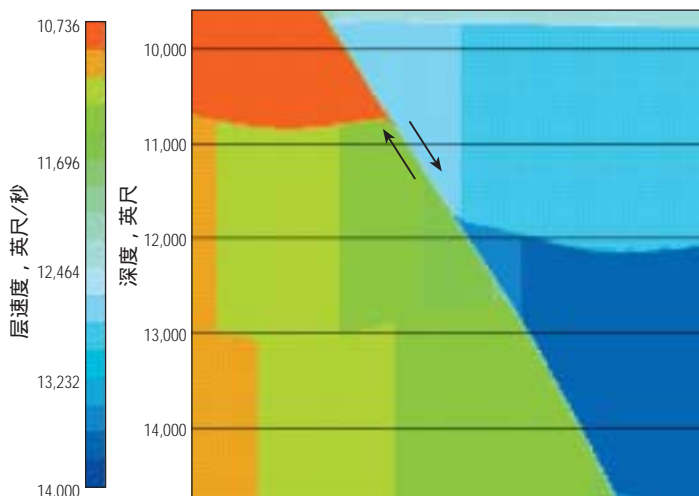
通常,地震数据处理会忽略各向异性因素,然而如果不考虑各向异性的影响会降低数据集的质量。忽略各向异性可能会使构造在纵、横向定位时出现错误。

各向异性的影响会使平面反射层的波至上出现非双曲线形状(下一页,右上图),使大偏移距记录的到达时间早于各向同性速度模型上的预测结果,因为它们在快速水平方向上传播的时间更长。

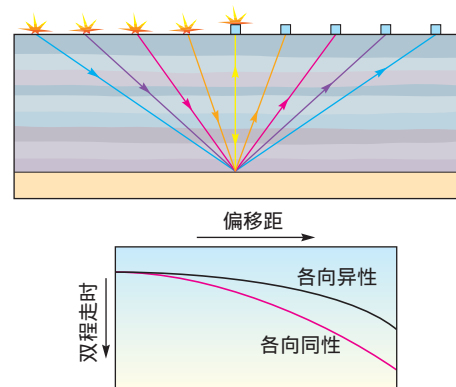
各向异性可以将一些特殊结果代入叠前深度偏移速度模型(下一页,下图)^[14]用各向同性速度模型进行的叠前深度偏移,可以产生被北海侵入盐体翻转成侧立状的沉积层相当清晰的图像,但位于盐体突出阴影中的地层则表示得不像它们应该表示的那样清晰,而且沿盐体底翼轻度倾斜的地层与井中测量的地层深度出现闭合差。如果用盖层中含10%各向异性参数的模型进行叠前深度偏移,则会产生清晰的的图像,而且会与井下数据闭合。

确认哪些成像问题需要各向异性速度模型,以及哪些问题不过是简单地显示速度非均质性,将会使问题更容易解决。

处理专家探讨过哪种偏移方法成像非常复杂地质体的效果最好。Kirchhoff 叠前偏移已经在墨西哥湾盐体和盐下成像中产生了特殊的效果,但有时很难成像不规则盐体下方的特征。因为这种方法使用射线追踪方式,盐体界面形状或位置的微小误差会产生偏移假象。



▲得克萨斯南部勘探中使用的深度偏移速度模型,显示出根据地震数据解释的断层。



▲各向同性和各向异性地层的波至时间与偏移距比较。如果该层为各向同性,波至用红色曲线表示,如果该层为各向异性,则波至用黑色曲线表示。

在类似的区域,有限差分叠前偏移方法可以提供有效的成像结果。这种方法采用波场外推方式替代射线追踪,因此可以产生更好的图像。^[15]

效率的增加和大型计算机系统的使用缩短了叠前深度偏移项目的运行周期,但服务公司仍然要面临大面积深度成像作业和加快作业速度产生的压力。石油公司和承包商应该分担确定现实的时间框架的责任。

深度偏移是解决复杂成像问题的可行方法。在看到深度成像数据与传统时间偏移剖面之间的差别之后,作业公司已经改变了他们对远景区勘探或油藏开发的解释结果和计划。而且,看到一张

地震剖面上存在的差异,自然就会在复杂地区的所有采集数据中继续寻找这种差异。因此,一些作业公司已经要求在深水或其它高风险区域的钻井前进行深度成像。

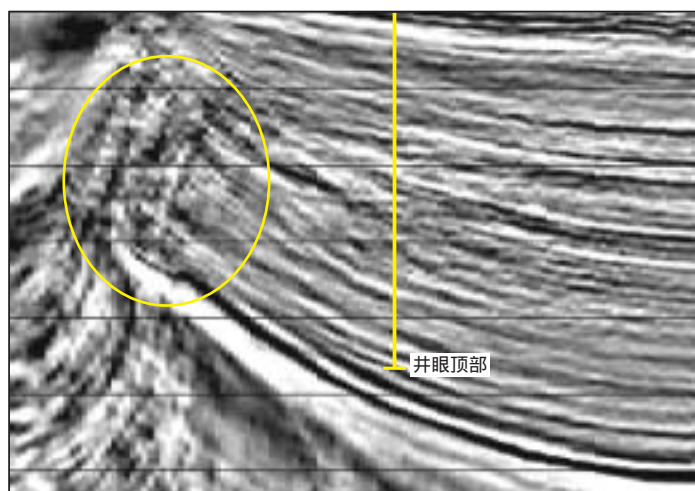
其它一些作业公司因为采集和处理这种有针对性的数据所涉及的成本问题而不愿使用深度成像技术,对于他们来说,这项技术只适合那些超级作业公司使用。然而,在多用户项目中,将深度成像作为一种经济有效的方法,加强对区域石油地质体系的了解,是完全可行的。WesternGeco公司在投机性区域数据集上使用深度成像技术的做法,正在帮助使这项技术适合各种规模的作业公

司使用。

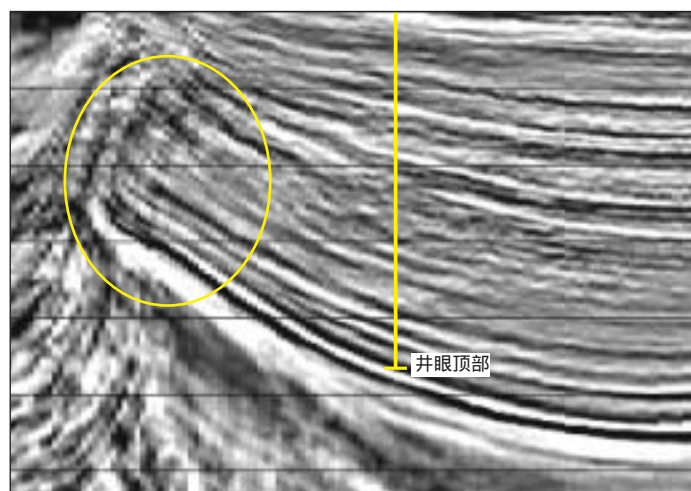
随着更多的作业公司增加对这项技术的了解,这种处理方法将会产生更多的效益。有专家预测,未来的地震数据基本上都将进行深度成像。 —LS

13. Armstrong P, Jreson D, Chmela B, Dodds K, Esmersey C, Hornby B, Sayers C, Schoenberg M, Leaney S 和 Lynn H: "The Promise of Elastic Anisotropy", 《油田新技术》, 6卷, 第4期(1994年10月): 36 - 47。
14. Bloor R, Whitfield P和Fisk K: "Anisotropic Prestack Depth Migration and Model Building", 第63届EAGE会议暨技术展览会论文集, 荷兰阿姆斯特丹, 2001年6月11 - 15日, 论文编号: A-01。
15. Albertin U, Watts D, Chang W, Kapoor SJ, Stork C, Kitchenside P和Yingst D: "Improving Near-Salt-Flank Imaging with Shot-Profile Wavefield-Extrapolation Migration in the Gulf of Mexico", 第64届EAGE会议暨技术展览会论文集, 意大利佛罗伦萨, 2002年5月27 - 30日。

各向同性深度成像



各向异性深度成像



▲北海地区用各向同性(左)和各向异性(右)速度模型进行的叠前深度成像结果。盖层速度含10%各向异性参数后,帮助产生了被侵入岩盐体截断的地层的清晰图像,而且给出的深度与井下数据很好地吻合。