

采用综合勘探方法降低风险

综合应用多种勘探技术可以更好地对勘探程度较低的区域有一个比较深入的了解。在巴西海上的某一多客户研究项目中，研究人员利用盆地和含油气系统模型预测出该区域存在多个聚集带，其中的一个聚集带预计蕴藏将近 5.5 亿桶石油地质储量。勘探人员利用主要针对该盆地远景区域的电磁勘探技术发现了与油气聚集带其他指征相一致的高阻异常。

André A. Bender
HRT油气公司
巴西里约热内卢

Ian Bryant
Ravi Chhibber
美国得克萨斯州休斯敦

Tracy Campbell
英国Gatwick

Andrea Lovatini
意大利米兰

Evangelia Mavridou
Daniel B. Palmowski
Oliver Schenk
德国亚琛

Keith Myers
澳大利亚珀斯

Emmanuel Saragoussi
利比亚的黎波里

Paul Xu
IPEX公司
巴西里约热内卢

《油田新技术》2010 年夏季刊：22 卷，第 2 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：里约热内卢的Marcela Alonso Garzon，Patricia Marcolla和Peter Watterson；里约热内卢巴西国家石油公司的Edison Jose Milani，以及德国亚琛的Oliver Swientek。

EM-Connect，Ocean，Petrel和PetroMod等是斯伦贝谢公司的商标。

BrazilGeoData是IPEX公司的商标。

油气田勘探一直都是一项充满风险的作业。为降低这一风险，油气行业投入了大量时间与资金，来开发新技术和新方法。三维地震采集与解释技术的开发是其中一项显著的成果。近年来，随着这些技术以及其他勘探技术的逐渐成熟，将其整合为一个单独的整体解释技术可进一步增强每项技术的优势。

目前，地球物理师可在深度域而非时间域内处理数据集，因此可在地震数据中获得更明确的复杂地层几何构造信息^[1]。分析人员创建了一个地层速度模型，以将传播时间与传播距离关联起来。采用时-深转换以及其他叠前处理技术，或结合地震道数据，也可提高图像的清晰度。

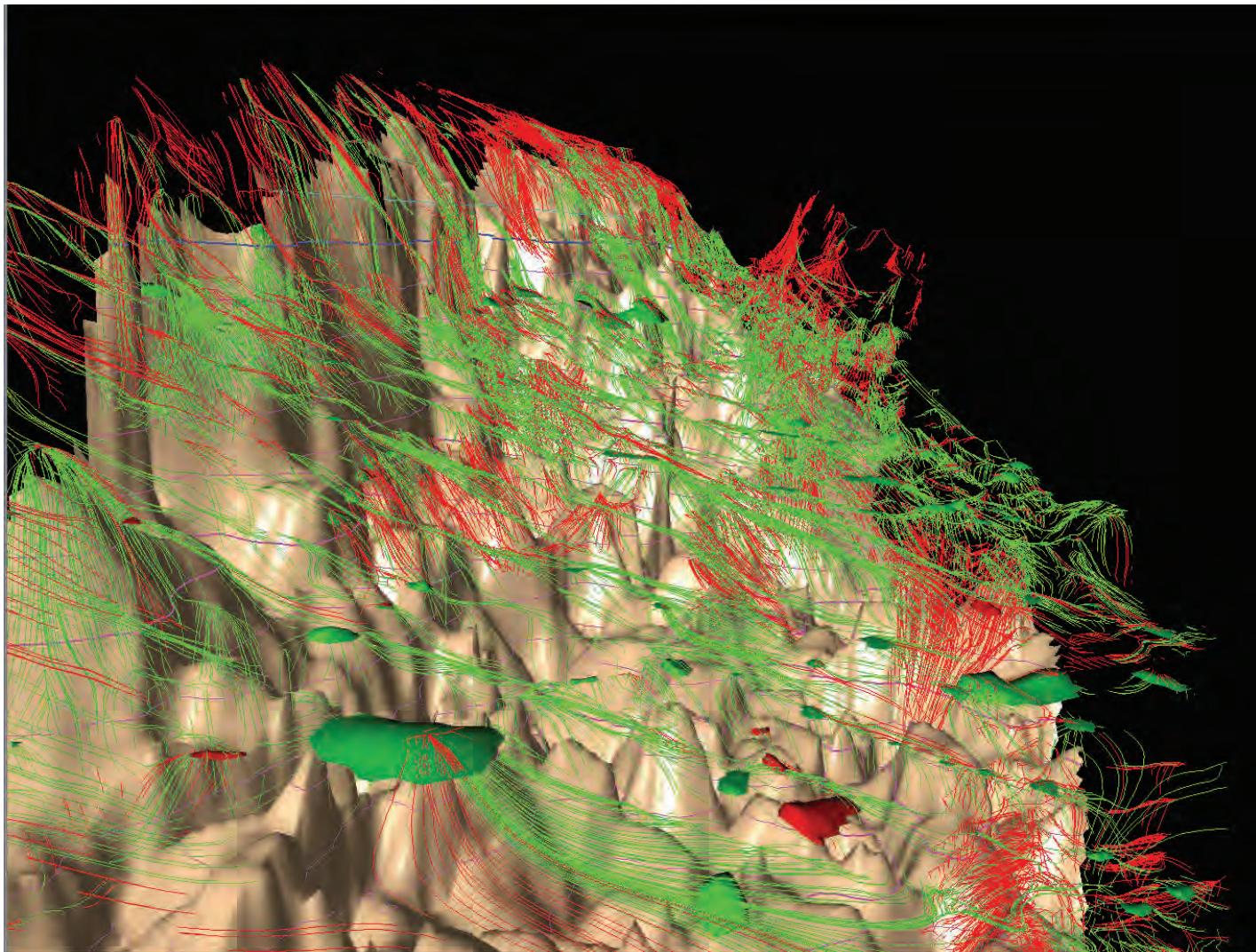
地震探测能够提供圈闭的几何构造信息，但在大多数情况下却不能将油与盐水区分开来。电磁（EM）技术可帮助区分高阻与非高阻岩体^[2]。尽管EM方法不仅仅能够检测到油气资源与盐水间的电阻率差异，但是是否存在电阻率差或许可作为油气资源存在与否的一个重要的指标。结合EM勘探与其他技术以及当地地质资料，可帮助识别或排除其他可能导致高阻异常的因素，如火成岩和盐侵等。在过去的十年间，EM采集与解释技术已日渐趋于完善^[3]。

盆地与含油气系统模拟是另一项勘探技术，该技术也在近年来日趋成熟。确定性正演可在时间三维立方体中模拟岩石单元的埋藏史，以及油气的生成、运移、积聚和保存情况^[4]。

这些数据类型拥有不同的空间分辨率与范围，但每一类型的数据都可提供有关地质属性的信息，这些信息的结合会比单个数据产生更重要的价值。本文介绍了如何整合这些技术以及其他技术，来对巴西勘探程度较低的区域，即Potiguar盆地和Ceara盆地的海上部分进行勘探。该多客户勘探项目的内容包括：通过深度偏移对现有的二维地震数据进行再处理，建立两个盆地的含油气系统模型，采集、处理和解释新EM勘探数据等^[5]。

盆地历史

研究区域位于巴西东北海岸的海上，包括部分Potiguar盆地和部分Ceara盆地。Potiguar盆地由陆上和海上两部分区域构成，陆上部分已进行了大量油气田开发，近海区域开发较少，而深水区还处于未开发状态。Potiguar盆地陆上部分是继Campos盆地和Espírito Santo盆地（这两个盆地均为巴西东南海上盆地）之后的巴西第三大高产盆地^[6]。Potiguar盆地目前拥



有103个油气田，大部分发现于20世纪80年代初。Potiguar盆地2008年的石油产量达到366万米³（2300万桶），而仅拥有四个海上油田的邻近Ceara盆地的产量为44.3万米³（279万桶）^[7]。

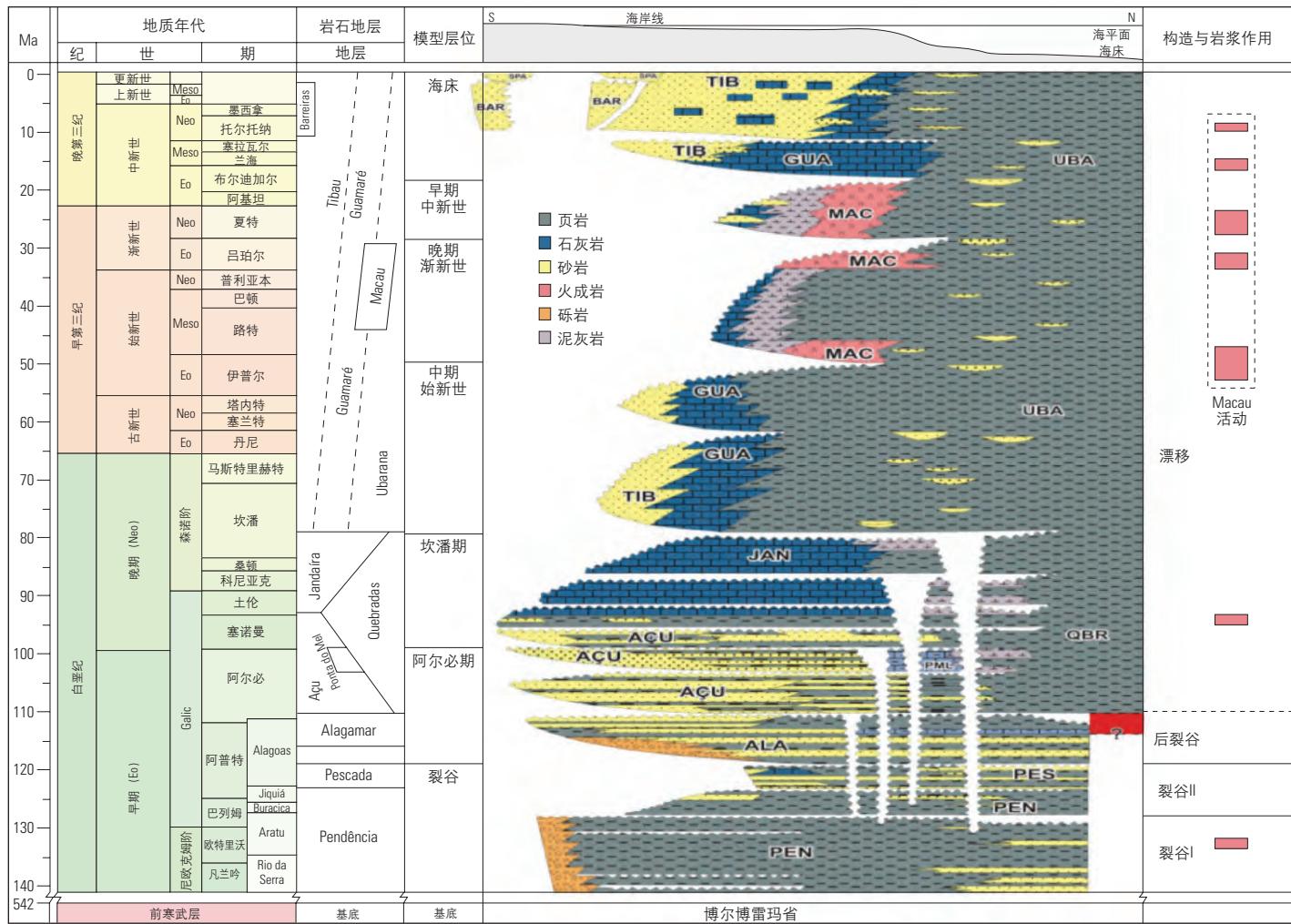
在白垩纪时期，当南美洲和非洲

在冈瓦纳超大陆分裂过程中相互分离时，形成了巴西海上盆地^[8]。随后的地壳构造地质演变在南大西洋的两端形成了包含裂谷、凹陷和漂移层序的沉积盆地。裂谷盆地为狭长沉陷带，在正断层作用下首先形成于原始大西

洋两端。随着形成裂谷盆地的热能的损耗，盆地基底开始沉降，形成凹陷盆地。非洲和南美洲大陆块体在漂移期继续分离。

- Albertin U, Kapoor J, Randall R, Smith M, Brown G, Soufleris C, Whitfield P, Dewey F, Farnsworth J, Grubitz G和Kemme M: “地震深成像”，《油田新技术》，14卷，第1期（2002年春季刊）：2-15。
- Brady J, Campbell T, Fenwick A, Ganz M, Sandberg SK, Buonora MPP, Rodrigues LF, Campbell C, Combee L, Ferster A, Umbach KE, Labruzzo T, Zerilli A, Nichols EA, Patmore S和Stilling J: “电磁法油气勘探”，《油田新技术》，21卷，第1期（2009年春季刊）：4-19。
- 有关CSEM成功降低远景区勘探风险的概述，请参见：Fanavoll S, Hesthammer J,

- Danielsen J和Stefatos A: “Controlled Source Electromagnetic Technology and Hydrocarbon Exploration Efficiency”，*First Break*, 28卷, 第5期（2010年5月）：61-69。
- Al-Hajeri MM, Al Saeed M, Derk J, Fuchs T, Hantschel T, Kauerauf A, Neumaier M, Schenk O, Swientek O, Tessen N, Welte D, Wygrala B, Kornpahl D和Peters K: “盆地和含油气系统模拟”，《油田新技术》，21卷，第2期（2009年夏季刊）：14-29。
 - Hantschel T和Kauerauf AL: *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*。德国海德堡：Springer, 2009年。
 - Lovatini A, Myers K, Watterson P和Campbell T: “An Integrated Approach to Exploration Data in the Potiguar Basin, Offshore Brazil”，*First Break*, 28卷, 第5期（2010年5月）：55-59。
 - Anuario Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2009*。里约热内卢：(ANP) 巴西石油、天然气和生物燃料行业监管机构（2009年）：72（葡萄牙文）。
 - ANP刊物，参考文献6。
 - Katz BJ和Mello MR: “Petroleum Systems of South Atlantic Marginal Basins – An Overview”，Mello MR和Katz BJ（编辑）：*Petroleum Systems of South Atlantic Margins*。塔尔萨：美国石油地质学家协会，AAPG Memoir 73（2000年）：1-13。



▲ 盆地地层结构图。Potiguar盆地的地层（图表部分）形成于裂谷作用时期（最右侧），随后在后裂谷期形成了凹陷盆地，之后在南美洲与非洲的分离过程中发生了大陆漂移。由图表中可见多种火成岩侵入层序的存在（粉色、图表以及最右侧）。在裂谷期，Pendencia地层中最早的源岩位于湖泊环境中。在盆地演化的漂移期，盆地开始下陷，较晚形成的Pescada和Alagamar地层源岩沉积于海洋环境中。源岩中生成的油气运移至阿普特期和塞诺曼-坎潘期新近地层的圈闭中。Ceara盆地（图中未显示）的沉积史与Potiguar盆地相似，该盆地的地层结构中与Pescada和Alagamar地层相对应的部分分别是Mundau和Paracuru地层，同时该模型还假定包含了与Pendencia地层对应的地层结构。八个模型层位（左侧图表的中间部分）中一部分是侵蚀作用的结果，因此这些层位未必与地质年代中的地层单位最高点相对应（左侧）。地层结构图中的一些术语（如MAC和PES等）表示地层名称。（经Pessoa Neto等人的允许修改，参考文献9）。

一个未完全成型的裂谷（衰退裂谷）形成了Potiguar盆地的陆上部分。该盆地的海上部分包含一个被上阿普第阶至第三纪凹陷盆地覆盖的白垩纪裂谷。Potiguar盆地和Ceara盆地的海上部分主要由包括浊积岩层序在内的碎屑沉积物充填沉积^[9]。盆地的充填沉积还包括与火成活动有关的侵入岩和喷出岩（上图）。此处不存在南巴西盆地中常见的厚盐矿床。

大多数陆上油田的源岩都位于海上区域。借助埋藏应力、热量和时间的作用，这些深层海上岩石就像一个

大厨房，对其中包含的油母质进行烹饪，从而生成油气资源。石油必须穿越很长的运移通道，才能从这些海上源岩运移到当前的聚集区^[10]。由于这些已知的海上源岩到海上圈闭的运移通道要短于到陆上油田的运移通道，因此盆地的海上部分成为令人关注的勘探目标。一些主要的西北-东南走向的断层系将源岩与较新的油藏层段连接起来。

开发地质力学模型

西方奇科在这些盆地采集了二维

多客户地震数据集，并在2001年利用叠前时间偏移技术对该数据集进行了处理。这些数据质量不错，但同大多数组多年前的地震数据集一样，当今的处理技术要明显优于采集数据时可用的数据处理方法。2008年，西方奇科利用叠前深度成像技术重新对该数据集进行了处理。

该地理区域的特点使得数据处理工作面临多重挑战，其中包括无规律的底层水；浅层、高速的近岸基底；以及近乎垂直的大落差断层包围了整个盆地。该地震再处理工作的重点是

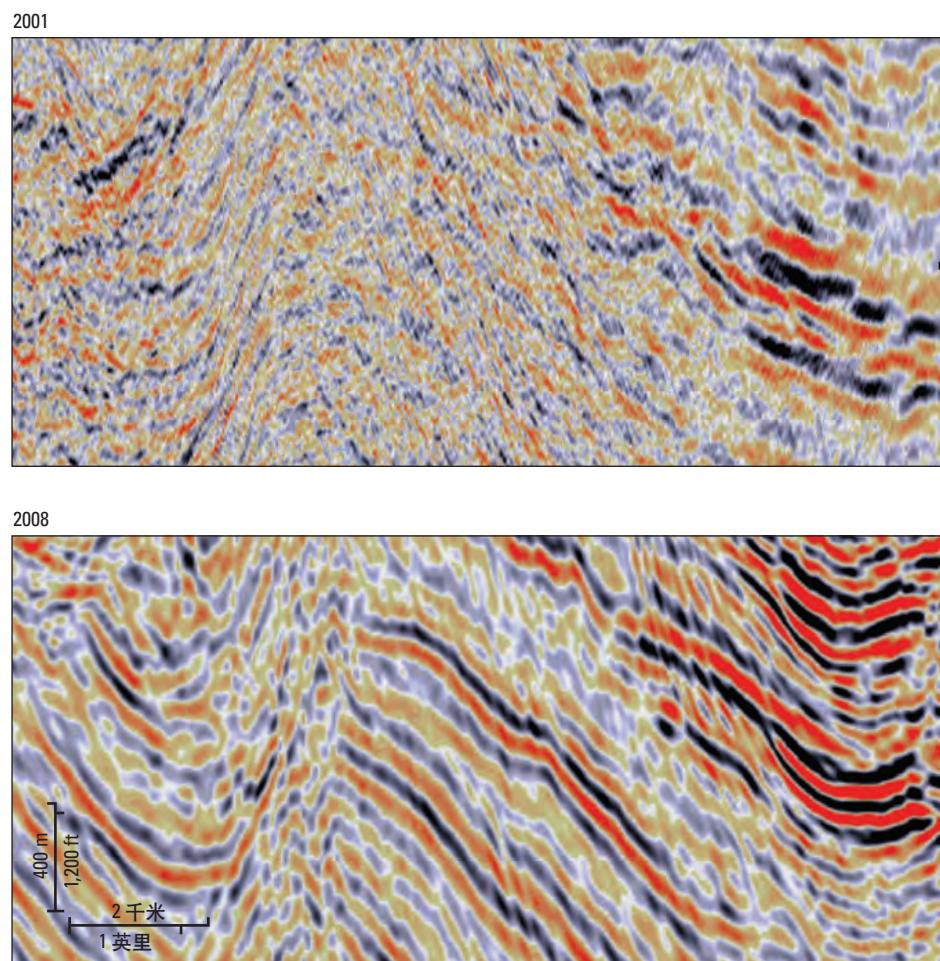
要在保持信号振幅的同时，提高环境噪声和激发噪声的衰减。使用了表面多次波消除技术，对于正确清理和预备数据来说，这是至关重要的一步，为随后利用三维速度模型进行叠前深度偏移做好了准备。^[1]

最初的勘测在一个间隔规律排列的网格中得到了全长10834千米（6732英里）的二维线。西方奇科的地学家开发一种新方法，用来构建适用于当前网格的完整的三维速度模型。这为实现二维数据集的深度偏移提供了一个高效、连贯的方式。与最初的数据处理相比，最新处理的数据集不仅提高了浅层剖面的频谱与分辨率，更提升了深层剖面的断层与反射层清晰度以及连续性（右图）。对于勘探分析工作而言，深层剖面的改进尤为重要，因为深层裂谷前拱起断面中蕴含了盆地中的大部分源岩。获得的基底图像更加清晰，从而能够更明确地描述整个盆地，并提升对含油气系统模型模拟结果的信心。

在Petrel模型中，地学家将这些数据与14口井的测井数据相结合。利用该测井数据，地学家校准了速度模型，从而改进了地震图像的深度转换过程。地震与测井数据的结合是解释盆地结构与地层架构的基础。地学家在盆地间绘制了8个层位：海床、早期中新世上层、晚期渐新世、中期始新世、坎潘期、阿尔必期、裂谷和基底。生成的Petrel三维地质力学模型引入了根据地震与岩性测井数据得出的盆地几何构造数据。该模型作为进一步分析的基础，用于评价含油气系统的开发情况以及对盆地某些部分的EM勘测作业进行设计，从而计算尚未发现的油气资源量，并降低勘探风险。

评价地质风险

勘探作业中最主要地质风险因素与下列情况有关：存在油藏和圈闭、存在充填圈闭的油气资源以及圈闭和油气形成的相对时间。通过模拟盆地



[▲] 改进地震数据处理。2008年（下）利用最新的算法重新处理了2001年（上）处理的地震勘测数据。图像中各种特征的清晰度（如中间偏左部分的结构）明显提升，并具备更高的信噪比，从而能够更好地解释多客户勘测数据。

和含油气系统，可以对上述风险中的一部分进行模拟。虽然地震解释显示出当前存在的可能为油藏的构造，但必须通过更全面的盆地史与地球化学分析，才能评价所有风险因素，尤其是那些与充填和时间有关的因素。

将绘制的八个Petrel层位导出，构建三维PetroMod含油气系统模型，之后再将该模型细分为28层。每层的岩性呈现横向变化，数值基于一个由地震数据、测井数据、重力测量和磁力测量数据以及古沉积环境的地质学解释数据组成的一体化模型（[下一页图](#)）。

西方奇科与综合石油专业公司（IPEX）的专家合作，将IPEX

BrazilGeoData地质和地球化学数据库的数据引入地质力学模型。这些来自陆上和大陆架井的数据可提供关键的信息，涉及源岩生成油气的能力、这

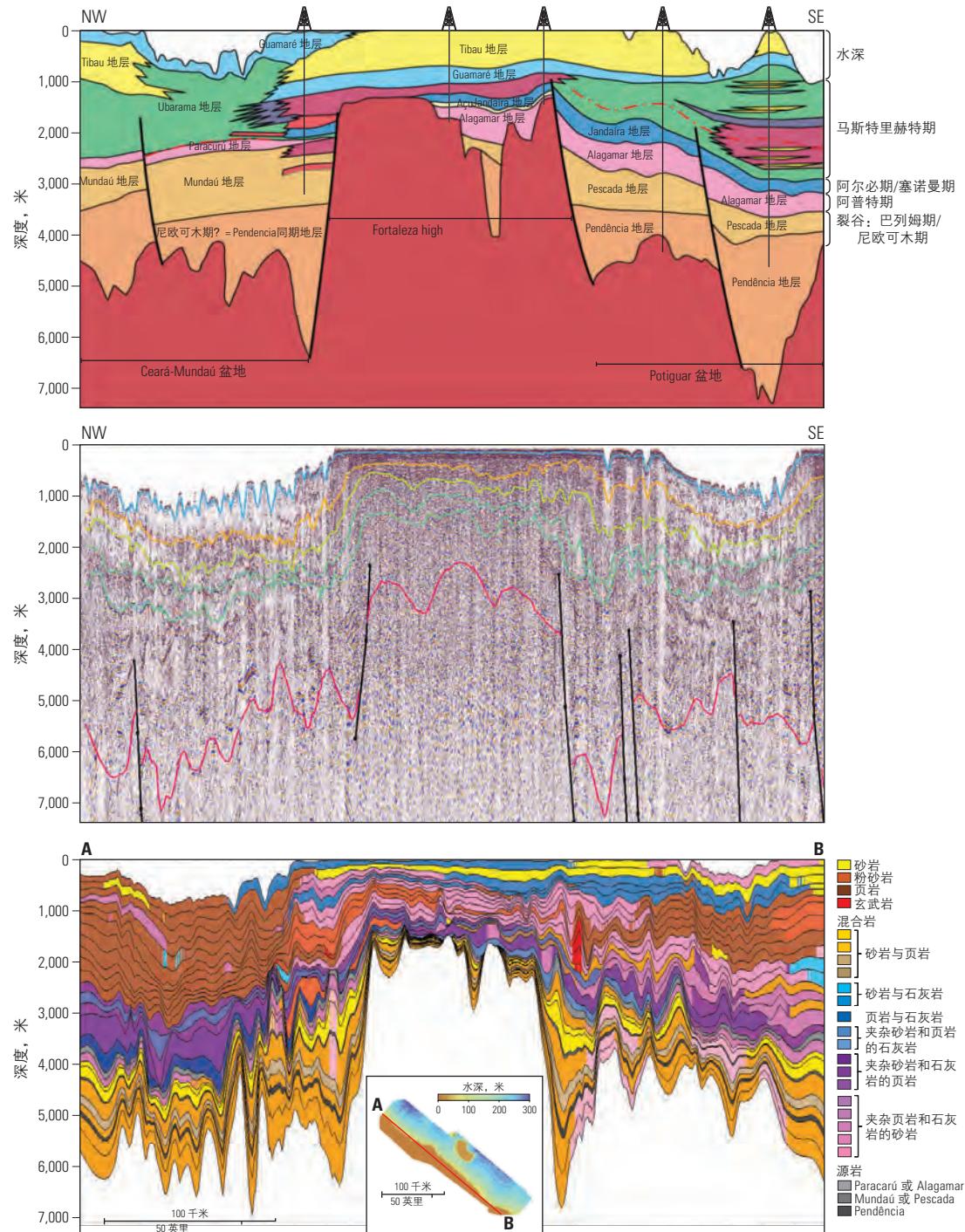
9. Pessoa Neto OC, Manoel Soares U, Fernandes da Silva JG, Roesner EH, Florencio CP和Valentin de Souza CA: “Bacia Potiguar”, *Boletim de Geociencias da Petrobras*, 15卷, 第2期 (2007年11月) : 357-370 (葡萄牙文)。
10. Souto Filho JD, Correa ACF, Santos Neto EV和Trindade LAF: “Alagamar-Acu Petroleum System, Onshore Potiguar Basin, Brazil: A Numerical Approach for Secondary Migration”, Mello MR和Katz BJ (编辑) : *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*。塔尔萨: 美国石油地质学家协会, AAPG Memoir 73 (2000年) : 151-158。
11. 有关多次波和消除技术的更多信息，请参见: Verschuur DJ: “Surface-Related Multiple Elimination: An Inversion Approach”, 博士论文, 荷兰Delft理工大学, 1991年。

些源岩生成的石油成分之间的差别、以及这些石油混合物提高聚集带质量的方式。为了有效地模拟含油气系统以及更好地了解新的勘探机遇，区分这些石油并将其与特定的源岩联系起来是至关重要的。同时，利用这些基本信息还能够对油藏充填史与再充填史进行评估。

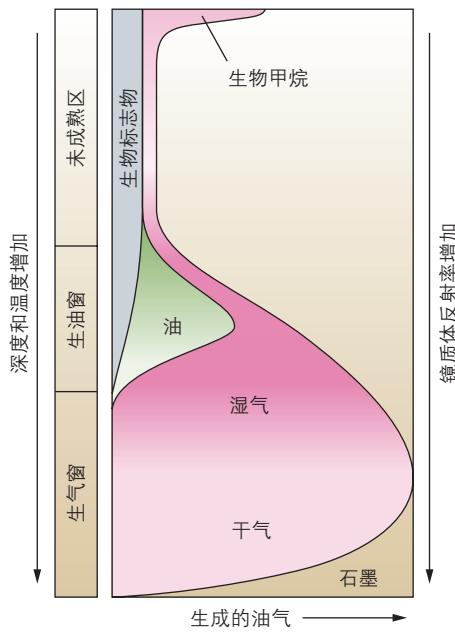
Potiguar盆地至少包含四种源岩相，Pendencia裂谷湖成淡水地层和Alagamar地层的三个层段：Upanema过渡期湖成盐地层、CPT (Camadas Ponta do Tubarao) 海上超盐地层以及Galinhos海上缺氧性地层。Ceara盆地

的Mundau次盆地包含两个源岩相，Mundau和Paracuru。当存在可生成油气的多种源岩及多套含油气系统时，就更需要对这些含油气系统进行三维评价。

基于实用目的，针对两个盆地的模拟均对三个源岩层位展开了研



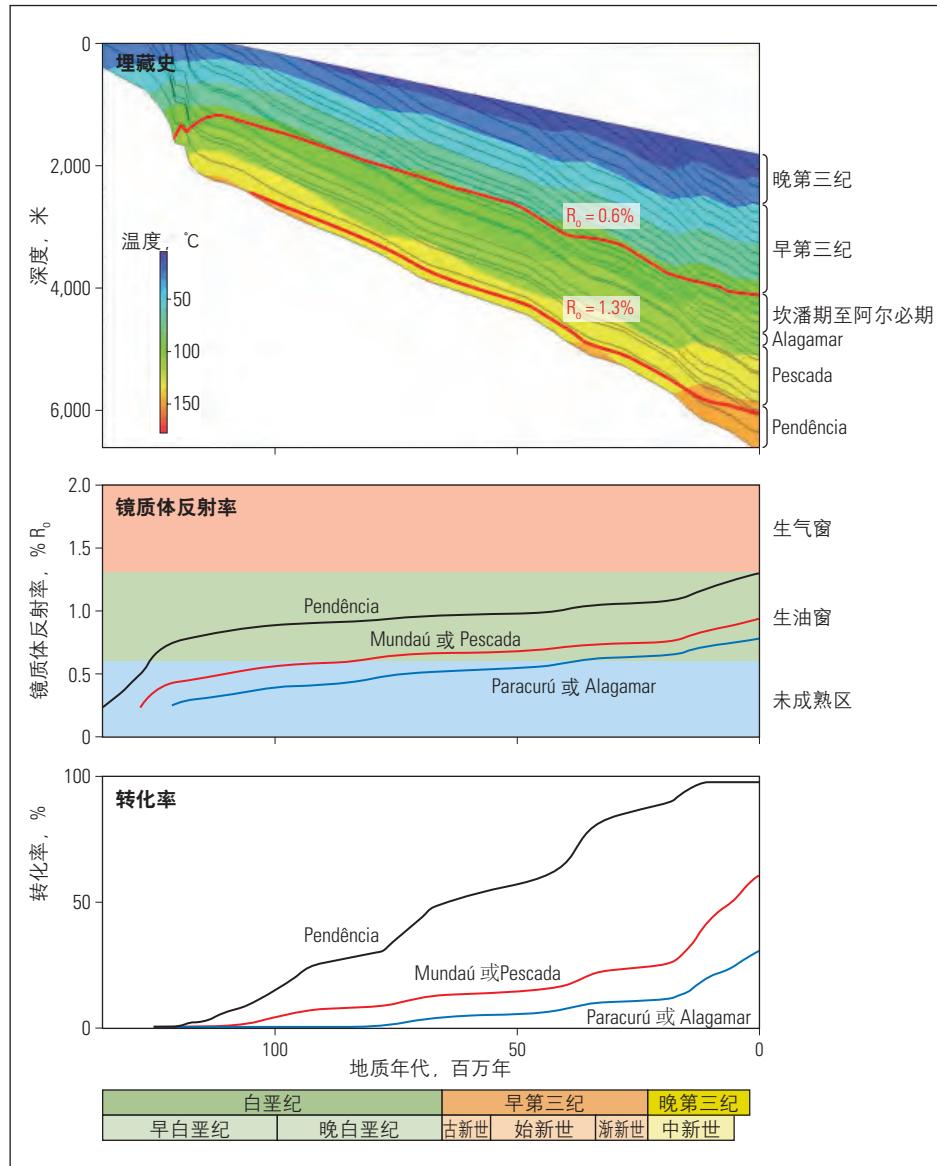
图展示了Potiguar和Ceará盆地剖面图。示意剖面图（上）展示了盆地的主要岩性地层单位。沿着几乎相同的地理界限绘制的地震剖面图（中）展示了部分层位线（橙色、绿色、蓝色和红色）和几个主要的接近垂直的断层（黑色）。地学家基于研究区域14口井的数据，在PetroMod模型中赋上了岩性数值（下），包括岩性地层剖面图（上）中展示的地层信息。研究区域图（插图，下）展示了用于在模型中获得详细岩性剖面数据的AB层位线。地震剖面图的层位线邻近AB层位线，并具有相同的横向伸展范围。岩性地层剖面图（上）并未沿着一条直线展开，但该剖面图接近AB层位线。



▲ 干酪根转化。源岩中的干酪根可转化为油气，具体由埋藏深度和温度决定。在某一特定深度下，当温度达到可生成油气的水平后，随着埋藏深度的增加，湿气逐渐变为干气。镜质体反射率 R_o 代表成熟度，通常数值范围在0.25% R_o （泥炭）至4% R_o （过成熟阶段）之间。

究：Pendencia、Mundau-Pescada和Paracuru-Alagamar。地球化学师利用陆上和邻近大陆架区域的数据，对这些源岩中的石油进行了特征描述。湖成源岩向在产油藏充填了低硫、高API重度（28–42）、高含蜡量（84%）的原油。海上超盐性源岩向油藏充填了较低API重度（大部分为18–30）的原油，但拥有海上缺氧性特征的原油则具备更高的质量。一般来说，在Potiguar盆地中，海上油田的原油比陆上油田的原油更成熟。

PetroMod软件能够模拟盆地随地质时间发展演变的过程。随着埋藏深度的不断增加，富含有机物的岩石逐渐进入到生成油气所需的温度范围内，最初为液相，随后以气相状态存在（[上图](#)）。该模型结合了这两个盆地目前的高热流量数据，其深层区域的热流量为60兆瓦/米²，而巴西其他海上盆地的热流量为40兆瓦/米²。认为热流量随时间发生变化：在盆地形成的早期阶段热流量较高，之后冷却至当



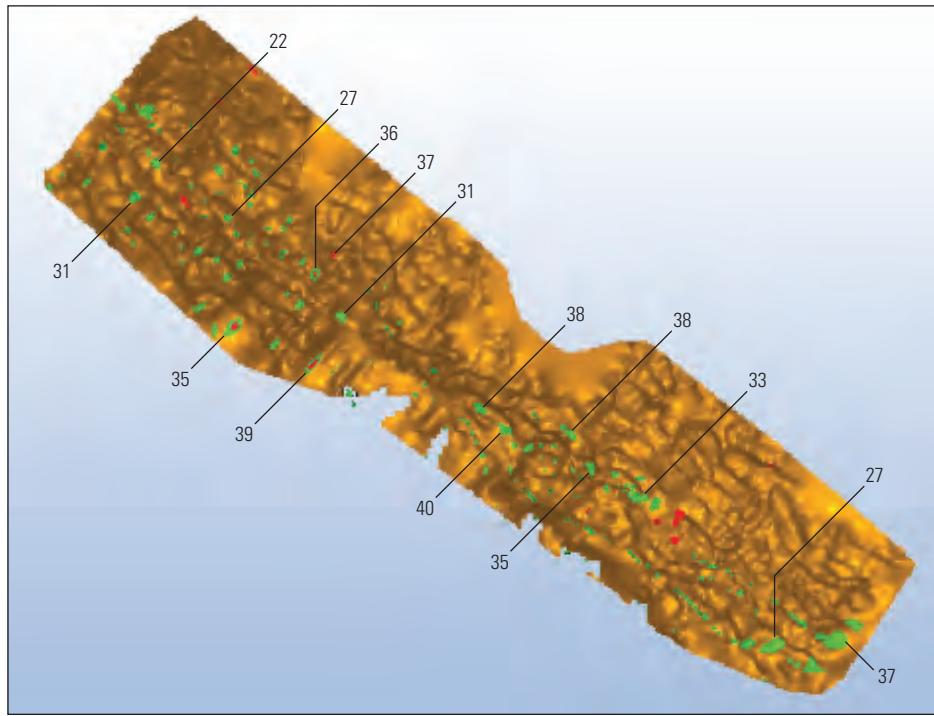
▲ 利用PetroMod模拟Potiguar和Ceará盆地所预测的油气生成情况。随着各层段的相继沉积，较早沉积的层段埋藏更深且温度更高（上，右侧当前时间）。这一例子所描述的油气生成地点位于一水深约为1500米（4900英尺）的斜坡区。预测结果随地点的不同而发生变化。在镜质体反射率约为0.6% R_o 时开始生成石油。在1.3% R_o 时开始出现生气窗（红色曲线）。最深层源岩的顶层为Pendencia层，该层在此位置较早进入生油窗（中），尽管位于最深的层段，但该地层的大部分区域仍处在含气带（图中未标明）。其他地层较晚进入生油窗。转化率（下）代表了源岩的成熟度。Pendencia地层中的干酪根转化已基本完成。部分地层被分成多个模型层段，因此在地层名称与图中所示的模型层段间没有直接的对应。以上三幅图拥有相同的时间轴。

前数值。

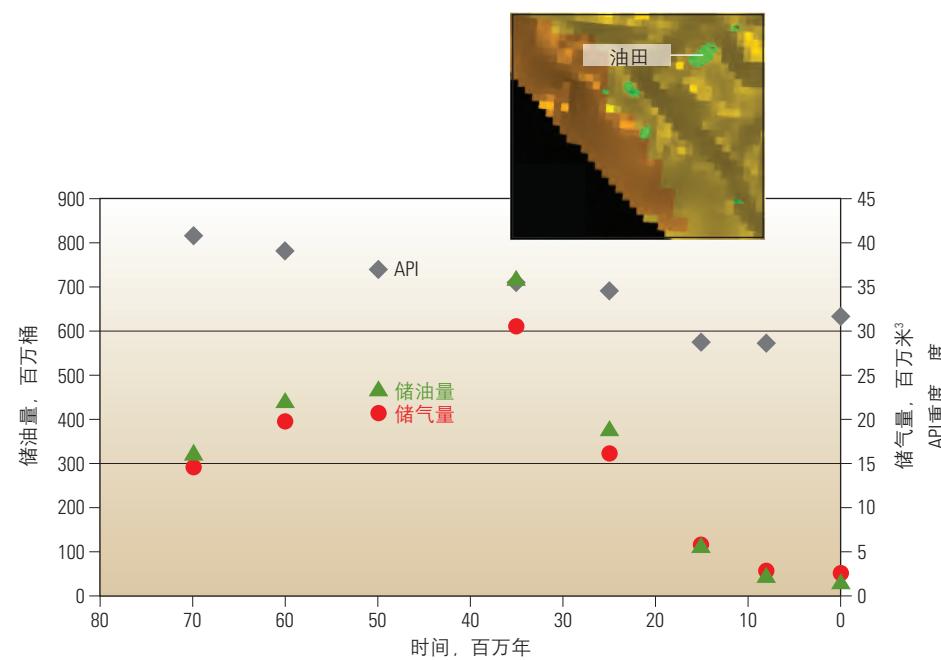
目前，两个盆地的源岩都十分成熟：早期白垩纪Pendencia地层的转化率（有机物质转化为油气的百分比）接近98%。Pendencia地层大部分位于湿气和干气区域，但成熟度取决于研究区域中的位置（[上图](#)）。形成时期

较晚的源岩（Potiguar盆地的Alagamar和Pescada地层以及Ceará盆地的Paracuru和Mundau地层）主要位于生油窗内。

除了确定油气随时间的演化情况外，该模型还能提供有关盖层和圈闭形成时间的信息。要形成油气聚集，



▲ 油气聚集带。盆地与含油气系统模型预测结果显示，在研究区域存在众多液态烃（绿色）和气态烃（红色）聚集带。在预测的油藏达到表面压力与温度条件下，在该油藏计算结果的基础上，获得了这些油气聚集带的一系列API重度值（图中数值）。



▲ Atum油田充填史。在模型的预测结果中，有一个聚集带与Ceara盆地的Atum油田相一致（插图，图像反映模型的网格块尺寸）。预测的当前（时间=0）API重度值（灰色）为32，与油田采出油的API重度值（30）十分一致。模型显示，该聚集带中的石油（绿色）与天然气（红色）体积一直在增加，直到约3500万年前，随着部分油气溢出该圈闭，油气体积开始下降。那时，大量沉积物出现在部分台地上，致使台地倾斜，并导致该区域许多聚集带的规模减小。

圈闭的形成至少要在一定程度上先于油气的生成、运移和积聚。没有合适的时机，就不会形成油气聚集带。

此次对Potiguar和Ceara盆地的研究发现，在多个层段中存在众多油气聚集带。该模型预测结果显示两个盆地中均存在油藏，较大油藏的原始地质原油储量规模大部分介于1.1亿桶（1750万米³）至3.5亿桶（5560万米³）之间。经预测，最大油藏的储量达到5.48亿桶（8710万米³）。通过该模型还发现同样有气藏的存在（左图）。

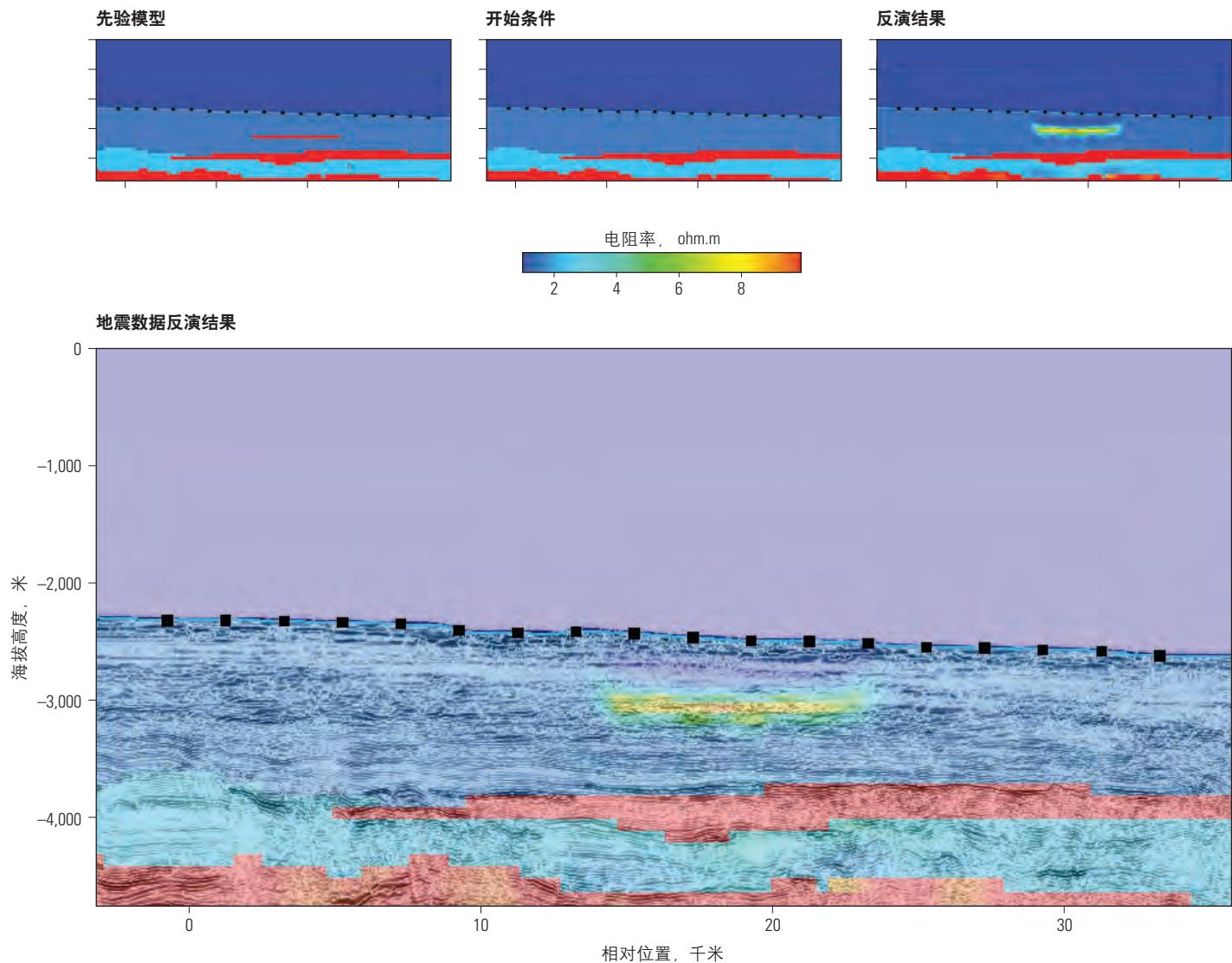
将模拟结果与部分在产油田，如Ceara盆地中的Atum油田联系起来是可能的。PetroMod结果显示了该聚集带随着地质时间的演变情况（左下图）。该圈闭中的油气储量一直在增加，直到约3500万年前。随后在岸进阶段，当大量沉积物出现时，由于台地倾斜部分油气溢出圈闭，致使油气体积下降。

油气的混会影响了该聚集带的API重度值，因此预测出Atum油田的API重度值为32。该油田所产原油的API重度值为30，考虑到需要大量假设来模拟该油田随地质时间的演变过程，这一结果相当一致。

虽然已发现油田很好地证实了模型的预测结果，但勘探项目的目标是要发现新的油气聚集带。盆地与含油气系统模型对单独的地震解释技术来说是一次重要的改进。该模型可模拟盆地随时间的演变过程，因此能够解释相对于圈闭形成的、与油气生成、运移和积聚时间相关的风险。利用远程卫星遥感与电磁（EM）探测技术进行更深入的调查，可进一步降低风险。

识别潜在油气聚集带

Petrel模型中挑选的地震层位能够显示出潜在的目标构造，但不能表明这些构造中是否充填有油气。在海上，远程遥测技术可独立显示可能包含油气聚集带的地理区域：在海洋表



▲ CSEM采集的作业前分析。EM专家基于地震解释数据开发了针对盆地多个区域的电阻率模型，以测试是否具有足够的灵敏度来区分油气藏和基质结构。他们利用先验模型（左上）创建了综合数据。该模型包含大量火成侵入层（红色层）以及位于其上方的假定模拟油藏（红色长方形），这两者拥有相同的电阻率。利用已知的几何构造（而非模拟的油藏）开始这些综合数据的反演（中上）。反演结果清晰地显示出一个油藏（黄色，右上）。具有相同视角的大图（下）显示了更详细的信息，包括用于建立模型的地震数据。图中显示了位于海床之上的接收器的位置（黑色方块），但并未标出震源拖缆。

面的卫星图像中，天然形成的油苗拥有众所周知的特征。水面上的油会妨碍海洋表面波的发展，且与通常的海洋表面相比，这些区域光线反射也不一样。通过查看卫星多条路径的探测结果，解释程序可排除天气或船只经过的短期影响，留下有关天然油苗的可靠证据。

地震层位提供了一个架构，而油苗的位置则将工程人员的评价重点引向特定区域。西方奇科利用针对Petrel软件中可控源电磁（CSEM）插件的

Ocean EM-Connect软件，在Potiguar和Ceara盆地制定了一套CSEM研究方案。在这一工作流程下，地学家可通过精确选择震源线和接收器位置，来优化EM采集作业。

CSEM通常在目标位置和深度为已知或至少假定已知的情况下用于评价远景区。在该项目中，研究人员利用这一方法来获得勘探程度较低盆地的进一步石油地质信息。地学家设计了这一勘测作业，以应对此类信息的匮乏问题。

第一步是要创建一个地下结构的二维半和三维模型，以进行施工前规划与评价。通过评价模型内不同位置的高阻异常，地学家可检查并优化不同采集方案。通过精心选择震源信号序列，可获得近地表（采用高频信号）及深层区域（采用低频信号）的异常图像（[上图](#)）。作业前工作流程可帮助作业者确定专门针对这些盆地特性和几何构造的信号采集参数（[下一页图表](#)）。

由于研究区域面积较大，因此

作业人员对接收器位置和震源拖缆实施了优化，以在几次勘探作业中对最可能存在远景区的区域进行勘测。除了具备与拖缆排成一行的接收线外，采用邻近拖缆的接收线可实现横向覆盖，并提供有关各向异性的更多信息。邻近接收线上的接收器（名为横向接收器）对垂直和水平方向的电阻率分量都很敏感，而沿着拖缆分布的接收器则对垂直电阻率分量最敏感。最终的勘测设计是一个二维和三维几何构造的混合结构，这种分散的三维几何构造所提供的解释类似于宽方位角视图。

船上数据采集的质量控制是每次勘测作业中至关重要的一个因素。船上的地学家会即时得到有关接收器

的光谱和信噪比特性的反馈信息。在数据反演开始之前，已具备高质量数据。该项目最初包含四个目标区域的采集工作，但由于采集工作迅速完成，因此能够在原始预算下采集第五个目标区域的数据。

作业人员首先利用一维各向异性反演对每个接收器的数据进行分析。地学家利用区域规模的层位来限制每个一维反演模型的厚度，因此，唯一不明确的信息即为水平和垂直电阻率。研究人员分析整合了多个一维模型的测试结果，以获得由层位界定的各个层段内的基质电阻率值。这些数据用于构成PetroMod模型中的一个三维体，作为针对所有勘探区域、更详细的二维半和三维各向异性反演的输入

数据^[12]。

在其中一个CSEM勘测区内，几何构造十分复杂，因此地学家跳过二维半反演，直接进行了三维各向异性反演（[下一页图](#)）。在该地位置，利用地震勘探确定了目标区域的构造，并通过PetroMod研究预测了石油聚集带。此外，通过远程遥感研究，还在海洋表面发现了天然形成的油斑。对该构造的CSEM勘测发现了一个电阻率异常。盆地模型在附近标示出的聚集带并未与相同震级的电阻率异常一致，这一情况凸显出将盆地和含油气系统模拟与电阻率评价结合起来的重要性。通过CSEM勘测，还获得了二维地震数据中所缺少的详细构造信息，可利用该信息进一步解释油气聚集

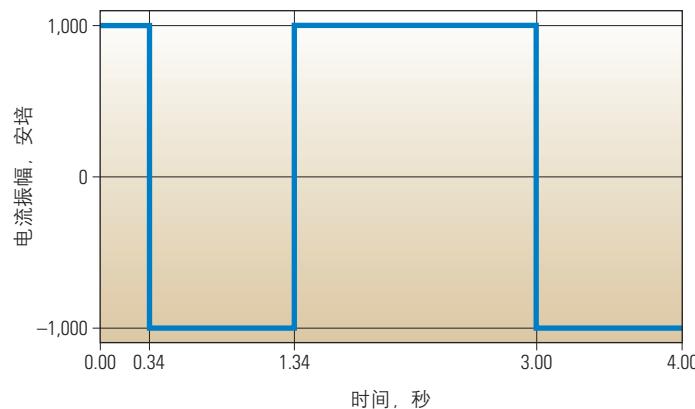
归一化振幅

频率, 赫兹	主测线数据				2千米的横向数据			
	0.125	0.25	0.5	0.75	0.125	0.25	0.5	0.75
晚期渐新世	1.5	1.7	2.3	2.9	3.6	2.75	3.1	3.6
中期始新世	1.3	1.5	1.9	2.5	1.5	1.6	1.8	2.2
坎潘期	1.15	1.22	1.38	1.5	1.25	1.22	1.35	1.4

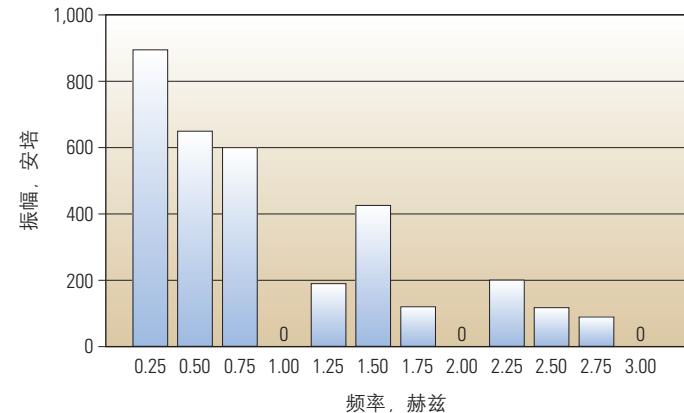
相位差

频率, 赫兹	主测线数据				2千米的横向数据			
	0.125	0.25	0.5	0.75	0.125	0.25	0.5	0.75
晚期渐新世	27°	43°	72°	90°	32°	53°	92°	90°
中期始新世	25°	45°	80°	80°	20°	30°	55°	60°
坎潘期	14°	22°	27°	16°	12°	20°	22°	11°

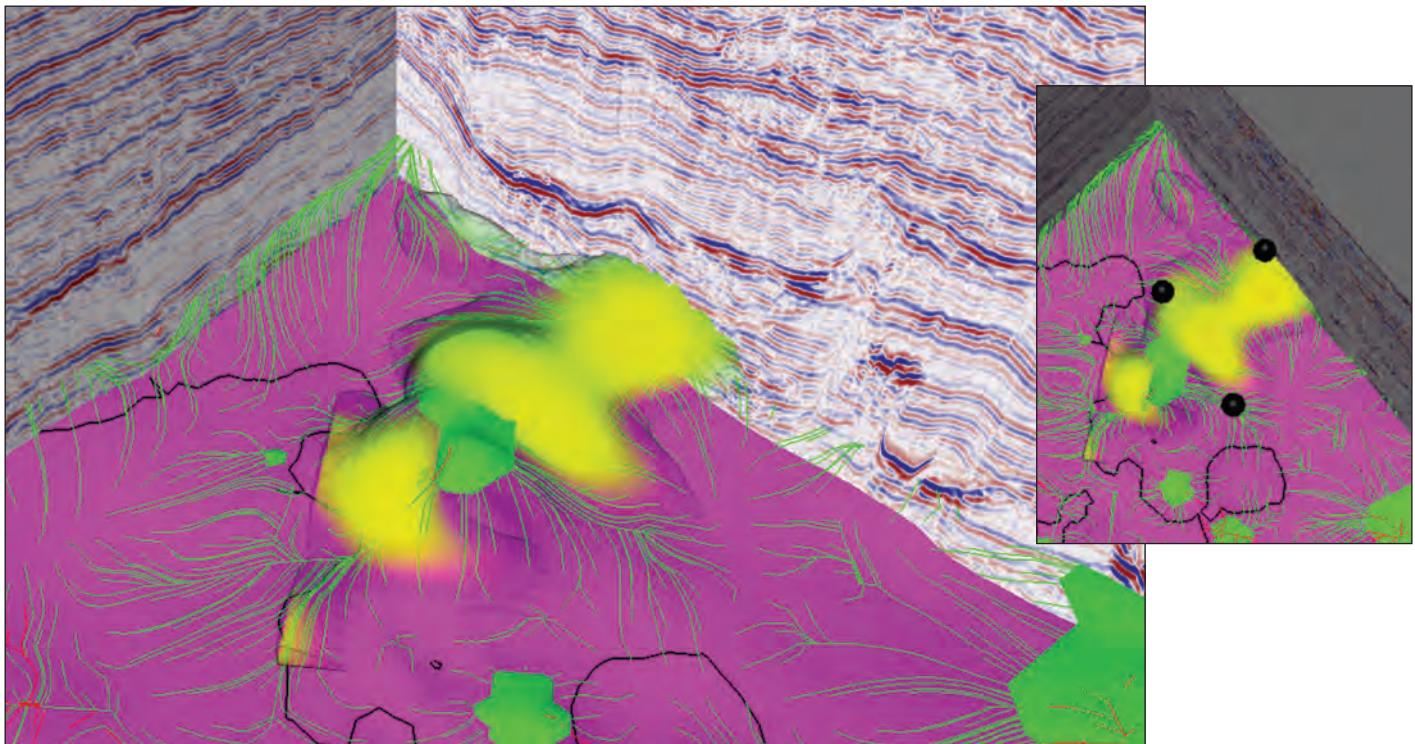
震源波形



震源谱分析



▲ CSEM信号的谱分析。作业前模型将测试油藏置于多个层位（表格，第一列），仅利用一条接收线（主测线数据）和几条邻近接收线（横向数据）进行分析。利用几条邻近接收线的分析方法可获得更详细的解释数据，类似于宽方位角地震勘探。归一化振幅（上表）为信号振幅的比值，相位差（下表）为相位的变化值，在两个表格中，均对存在和不存在测试油藏的情况进行了比较。振幅和相位差值越大，则表明测试油藏位置的最终解释结果的可信度（绿色）越高。归一化振幅和相位差值越小则表明解释结果的可信度越低（黄色至红色）。作业人员基于这些作业前模型以及其他涵盖不同潜在目标位置的模型，绘制了CSEM发射器的方形震源波形图（蓝色，左下），在频率范围内拥有强谐波（右下）。较低的频率进入地层较深，但与高频相比，低频的分辨率较低。



▲ 存在高阻异常的聚集带。Petrel图像中包含地震剖面（背景平面）、基岩层位（紫色）、PetroMod模型预测的从源岩到聚集带的流线（绿色）以及CSEM测量出的高阻异常（黄色）。其中一个聚集带与该高阻异常十分一致。正如卫星图像中展示的数据一样，从上述同一高阻异常图（黄色，插图）中也可发现天然形成的油斑（黑色）在海洋表面的位置。

带。

多客户研究可将一整套不同的数据整合在一起，从而获得更多的信息。地震数据、远程遥测以及含油气系统模拟的一体化整合，可为不同CSEM勘测开发提供指导。通过采用此种一体化方法，该多客户研究项目发现了多个潜在远景区。

通过情形评价进行风险分析

在Potiguar和Ceara盆地中采用的一体化流程旨在降低勘探程度较低区域的勘探风险。得出的结果也包括基

于地质学和地球物理学判断与解释获得的输入数据，这些数据可能会增加不确定性。情形评价可在某种程度上降低这种不确定性。研究人员已多次运行PetroMod模型，以确定在合理值范围内变动几项关键参数所产生的影响。

其中一个不确定因素是源岩层的厚度。斯伦贝谢地学家采用了两种厚度情形方案，与原始基本模型相比，其中一种方案的厚度增加了20%，而另一种则减少了20%。源岩中生成的油气量根据源岩厚度成比例地增加或减少。然而，油气聚集量虽然按照预期出现了增加或减少，但却并未同源岩层厚度成比例，因此表明存在着与源岩厚度假设相关的勘探风险。

由于这两个盆地中的热流量要高于巴西其他地区的热流量，地学家还实施了低热流量情形方案。这一差别影响了石油生成时间数据，但最终结果与预测的当前聚集带拥有相似的储

量和组成，这是因为聚集带发展过程中的其他因素比热流量差别更重要。

考虑到断层对流体运移的影响，第三大测试情形方案为断层的传导率。在模型中，通过改变断层毛细压力来处理这一因素。基本模型具备较低的断层毛细压力。为了模拟开口断层，将该参数值降为零，模拟结果类似于基本模型。另一种极端情况为封闭断层，该方案拥有高毛细压力，并指示主要油藏中存在高储量。

这些备选情形方案指出了模型中假设因素引发的不确定性，即存在的风险。此外，此项研究还表明各项技术的一体化结合可帮助降低勘探风险，并在一定程度上能够量化风险。对Potiguar和Ceara盆地展开的研究向我们展示了更加完整、更加彻底地了解边远地区油气远景的方法。边远盆地的勘探仍存在风险，但在技术上的投入可帮助控制这些风险。 — MAA

12. 有关EM反演方法的更多信息，请参见：Habashy TM和Abubakar A：“A General Framework for Constraint Minimization for the Inversion of Electromagnetic Measurements”，*Progress In Electromagnetics Research*, 46卷(2004年)：265-312。

Mackie RL, Smith JT和Madden TR：“Three-Dimensional Electromagnetic Modeling Using Finite Difference Equations: The Magnetotelluric Example”，*Radio Science*, 29卷, 第4期(1994年7-8月)：923-935。