

# 解决碳酸盐岩评价复杂难题

**Mariam Ibrahim Al-Marzouqi**

**Sultan Budebes**

**Emad Sultan**

阿布扎比海洋作业公司  
阿联酋阿布扎比

**Iain Bush**

英格兰盖特威克

**Roger Griffiths**

**Kais B.M. Gzara**

**Raghu Ramamoorthy**  
阿联酋阿布扎比

**Alexis Husser**

美国得克萨斯州Sugar Land

**Ziad Jeha**

**Juergen Roth**

科威特Ahmadi

**Bernard Montaron**

中国北京

**Srinivasa Rao Narhari**

**Sunil Kumar Singh**

科威特石油公司  
科威特Ahmadi

**Xavier Poirier-Coutansais**

Mabruk石油公司

利比亚的黎波里

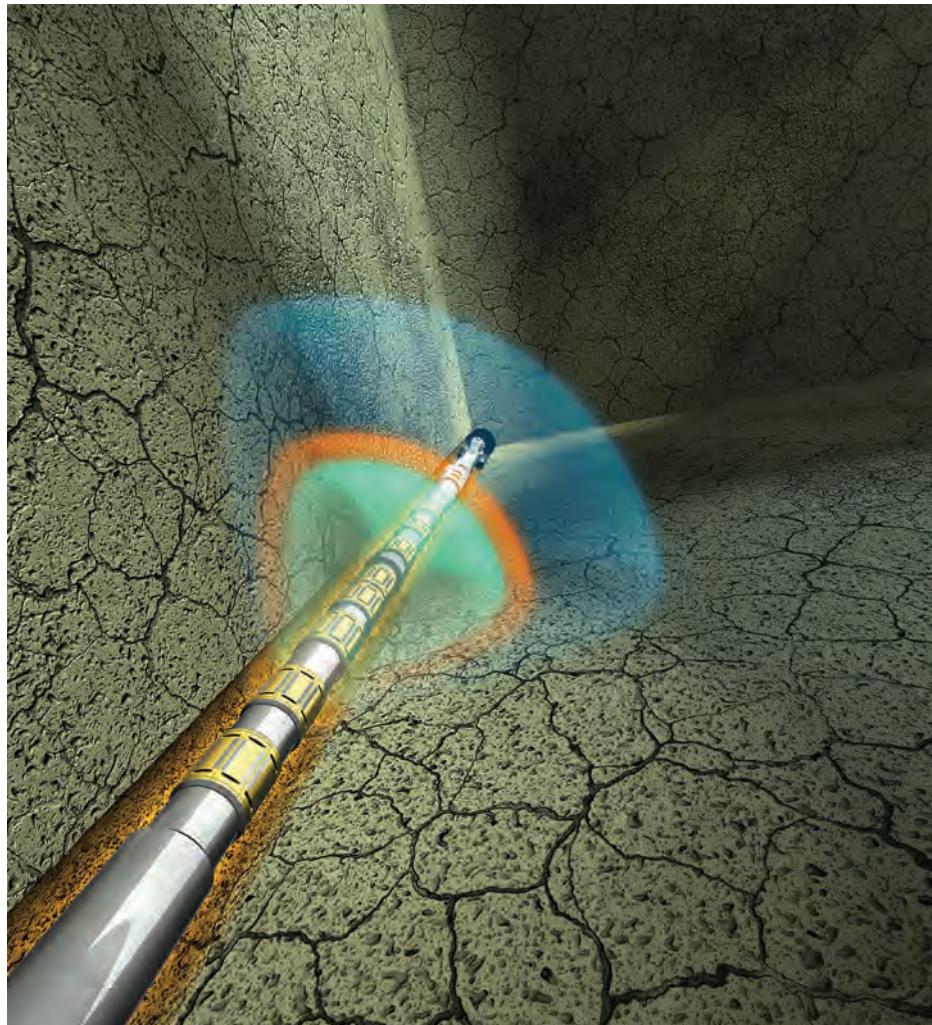
《油田新技术》2010年夏季刊：22卷，第2期。

©2010 斯伦贝谢版权所有。

在编写本文过程中，得到美国马萨诸塞州坎布里奇的Lisa Stewart以及英格兰盖特威克的Joelle Fay的帮助，谨表谢意。

AIT, Carbonate Advisor, DeepLook-CS, EcoScope, ECS, FCM, FMI, HRLA, Litho-Density, MD Sweep, Petrel, Q-Land, Sonic Scanner和SpectroLith等是斯伦贝谢公司的商标。

利用常规测井系列评价基本岩石性质对砂岩储层而言是直接有效的方法，而对评价碳酸盐岩储层可能很困难或几乎不可能。而且，对于碳酸盐岩储层，根据岩石物性分析确定最佳井位通常并不比统计分析方法好多少。然而，采用新的仪器、技术和解释方法，岩石物理师可以解决碳酸盐岩储层评价的复杂难题。利用这些信息，作业公司能够对碳酸盐岩储层进行有效钻探和开采，同时更好地减少不确定因素。



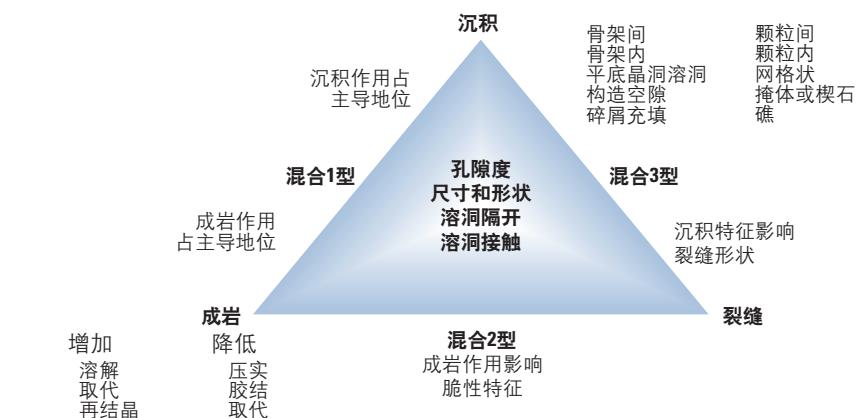
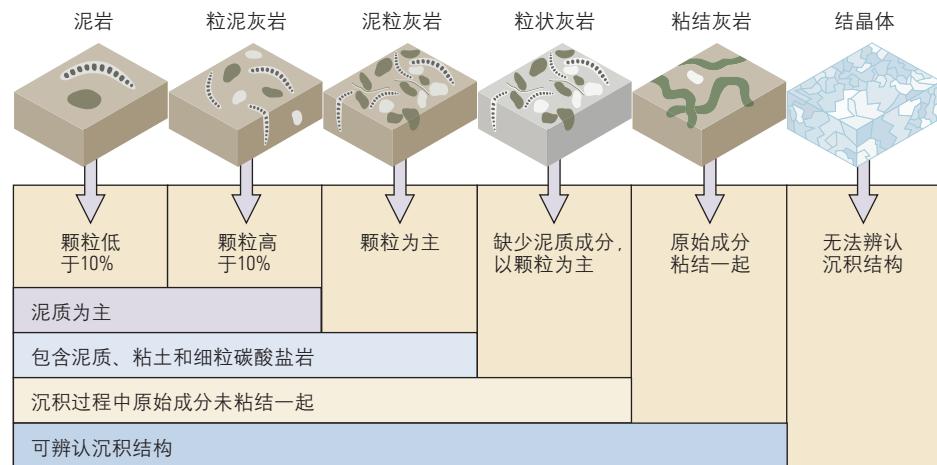
利用常规测井资料描述和评价碳酸盐岩储层可能比较困难。用于确定基本岩石物性参数，如孔隙度、饱和度、渗透率和岩石力学特性的传统方法对硅质碎屑岩非常有效，而用于碳酸盐岩就可能得出不准确的结果。除了评价岩石属性存在困难之外，很多碳酸盐岩的构造呈现横向非均质性；岩石属性在整个油气田变化较大。因此，试图通过多钻井来提高产量最终可能成为一项统计工作：钻井数量大，总有部分井获得成功。

据专家估计，全球60%的石油储量和大量天然气都储存在碳酸盐岩储层中。开发这些困难储层获得的收益将极具吸引力。但要成功开发碳酸盐岩储层，必须使用与开发砂岩大不相同的技术方法，从事碳酸盐岩储层评价和开发的岩石物理专家和石油工程师对此十分清楚。庆幸的是，新仪器的问世能帮助分析人员提高对碳酸盐岩储层的认识，降低碳酸盐岩油气田开发和管理方面的风险。

本文介绍了几项新技术，首先介绍钻井方面的新技术，然后介绍评价复杂碳酸盐岩储层的油田级地震研究方法。其中包括随钻测井（LWD）技术方面取得的进展，帮助地质人员克服使用常规测量方法评价碳酸盐岩时遭遇的困难。还回顾了针对碳酸盐岩储层特征开发的一套一体化软件流程。另外还介绍了一套地震流程方法。与其他资料相结合，这套方法通过检测裂缝走廊，可发现高质量储层段。通过中东地区的研究实例阐释了上述技术的应用情况。

## 与碳酸盐岩有关的问题

碳酸盐岩沉积物几乎在各个方面都与硅质碎屑岩不同，包括起源、沉积过程、成岩作用、油气充填方式和进化过程等<sup>[1]</sup>。对此，文献中有大量例子已充分证明，看起来好像碳酸盐岩已被人们充分了解，因此新技术对碳酸盐岩的评价只是起辅助作用。然而，测井分析人员在评价碳酸盐岩时遇到的问题仍然为新技术和解释方法



▲ 碳酸盐岩分类系统。邓纳姆分类系统（上）于1964年提出，其基础是岩石结构和颗粒尺寸。（根据Akbar等人的资料改编，2000/2001年，参考文献1）。Ahr分类系统（下）发表于2005年，对孔隙几何形状进行绘图，并试图将地层和油田级渗透率预测联系起来。（根据Ahr等人的资料改编，参考文献1）。尽管此类参数对描述碳酸盐岩属性非常重要，但两种分类系统都不能对关键的储层储存能力或流动特征进行适当描述。

的研发提供了重大机会。

问题不在于我们对碳酸盐岩的了解不够；地质学家和岩石物理学家自石油工业发展初期就开始研究和描述碳酸盐岩。他们已经开发出无数分类系统，着重分析碳酸盐岩特征，如结构、孔隙尺寸和岩石内部结构（[上图](#)）<sup>[2]</sup>。但这些努力成果并不等于说我们已经了解了某口井或某个油田内的具体储层属性。

在评价碳酸盐岩储层方面遇到的困难首先是如何用常规测井仪器定量评价储层条件下的矿物、流体和储层构造属性。岩石物理学家用这些测井资料对储层岩石进行特征分析，识别出高质量岩石，指导钻井人员对最佳层位进行钻井。因为碳酸盐岩储层非常复杂，所以储层评价方案总是依

1. 有关碳酸盐岩和碳酸盐岩评价的更多信息，请参见：Akbar M, Petricola M, Watfa M, Badri M, Charara M, Boyd A, Cassell B, Nurmi R, Delhomme J-P, Grace M, Kenyon B和Roestenburg J: “Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates”, *Oilfield Review*, 7卷, 第1期 (1995年1月) : 38-57。  
Akbar M, Vissapragada B, Alghamdi AH, Allen D, Herron M, Carnegie A, Dutta D, Olesen J-R, Chourasiya RD, Logan D, Stief D, Netherwood R, Russell SD和Saxena K: “碳酸盐岩储层评价回眸”，《油田新技术》，12卷, 第4期 (2000/2001年冬季刊) : 42-60。  
Ahr WM, Allen D, Boyd A, Bachman HN, Smithson T, Clerke EA, Gzara KBM, Hassall JK, Murty CRK, Zubari H和Ramamoorthy R: “面对碳酸盐岩难题”，《油田新技术》，17卷, 第1期 (2005年春季刊) : 18-29。
2. 有关碳酸盐岩分类系统，请参见：Scholle PA和Ulmer-Scholle DS: “Carbonate Classification: Rocks and Sediments”，Scholle PA和Ulmer-Scholle DS (编辑) : *A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Texture, Porosity, Diagenesis*. Tulsa: 美国石油地质学家协会, AAPG Memoir 77 (2003年) : 283-292。



▲ 碳酸盐岩的复杂性。碳酸盐岩基质通常比较复杂，它们由不同含量的石灰岩、白云岩和其他矿物组成。孔洞相可成为碳酸盐岩储量的重要组成部分。与那些仅具有基质渗透性的井相比，通过裂缝网络中孔洞间接接触保持连通的井的产能要更高。（图中岩心切片照片经Whiting石油公司许可后使用）。

靠常规取心来分析岩石属性的非均质性。通过取心和岩心分析，确定岩性，定性和定量估算孔隙度和渗透率，获得宝贵的裂缝信息。但是，即使某口井内岩石属性有了定量结论，近井范围外的类似测量数据在油田范围内也可能无效，因为油田范围内的碳酸盐岩固有的非均质性和独特的成岩史决定了这个结果。

岩石物理学家在评价碳酸盐岩时必须克服诸多难题。首先，碳酸盐岩不同于砂岩，碳酸盐岩通常是有机成因的，而且容易发生化学反应和力学反应。通常碳酸盐岩由生活在附近环境（一般是温暖的浅水海洋环境）中动物的骨骼和躯壳组成。那些生物构造是靠动物从海水中吸取的碳酸钙形成的。气候条件、有机物种类和有机物在自身生态系统中的生存方式都是导致碳酸盐岩构造非均质性的因素。

组成砂岩和泥岩沉积的颗粒可能远移数千公里才达到最终的停留地。它们的尺寸、形状和分选类型与沉积环境中的能量大小有很大关系。相比而言，碳酸盐岩沉积物形成后通常不会远离其原生地，这些沉积特征不是那么重要。而且，尽管多数碳酸盐岩储层都是生物起源的，但也发现了非生物起源的深水碳酸盐岩积聚。这些积聚构造跨度很广，也可能充当油

气圈闭。

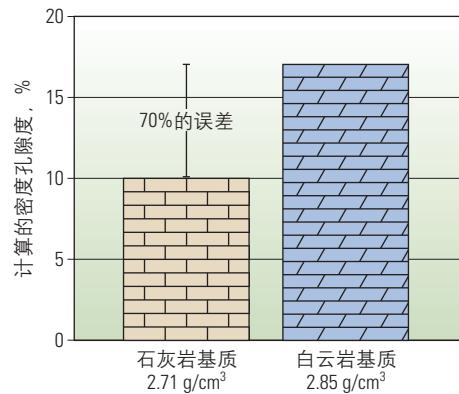
对于那些仍然停留在有机物生长地如珊瑚或藻礁处的生物碳酸盐岩遗骸，地质学家称之为原地碳酸盐岩积聚<sup>[3]</sup>。这类构造因为缺乏碎屑岩所具有的粒间渗透率，通常需要提高内部连通能力才具有生产能力，最常见的形式是天然裂缝（上图）。相反，异地碳酸盐岩沉积由从原生地迁移来的动物躯壳和骨骼遗骸或从被改造沉积层剥蚀掉的生物碎片组成。

一旦碳酸盐岩碎片停止运移，最终它们会胶结起来，通常在岩化过程中通过方解石胶结在一起。因为这类沉积物可能由细颗粒或破壳碎片组成，它们可能具有类似于砂岩的碎屑岩特征。在岩化过程中，沉积物经常经历化学和生物成岩作用，产生容易改变的亚稳定成分（请参见“成岩作用及其对油藏质量的影响”，第14页）。沉积下来后，通过成岩作用，这些沉积岩可能会发生彻底改变，这种改变可能提高储层的油气储藏能力和生产能力（形成孔隙），也可能完全破坏储层（孔隙坍塌）。

最丰富的碳酸盐岩形式是碳酸钙或方解石（CaCO<sub>3</sub>）。还有一种不太稳定的变种，即文石，和方解石具有相同的化学成分。方解石是地球上很常见的矿物之一，占地壳总重量的4%。

其化学不稳定性使得方解石容易转化成其他矿物类型<sup>[4]</sup>。当方解石遇到铁时，能形成菱铁矿（FeCO<sub>3</sub>）。还存在其他不同种类的碳酸盐，每种都具有影响基质密度和结构的独特物理性质。其中最常见的两种碳酸盐岩储集岩是石灰岩和白云岩。石灰岩是指包含方解石的沉积岩形式，但这两个术语通常可替换使用。

确定正确的岩性，无论是石灰岩、白云岩还是两种矿物的混合形式，是碳酸盐岩储层评价的重要环节<sup>[5]</sup>。岩性决定基质密度或颗粒密度，用密度测井仪器计算孔隙度时需要这些密度数据。岩性也可作为其他孔隙度测量输入数据，如热中子和超热中子孔隙度测量。准确的孔隙度值是计算含水饱和度和含油气饱和度的关键输入数据，用来确定流体总体积和估算储量。



$$\phi_{\text{密度}} = \frac{\rho_{\text{基质}} - \rho_{\text{体积}}}{\rho_{\text{基质}} - \rho_{\text{流体}}}$$

$\phi_{\text{密度}}$  = 密度孔隙度

$\rho_{\text{基质}}$  = 基质密度或颗粒密度

$\rho_{\text{体积}}$  = 体积密度测量

$\rho_{\text{流体}}$  = 流体密度

▲ 基质对密度孔隙度测量的影响。利用基质密度数值计算密度孔隙度。如果输入数据未知或不正确，计算出的密度孔隙度误差可能很大。例如，孔隙度为10%的石灰岩体积密度为2.539克/厘米<sup>3</sup>。如果是白云岩，体积密度测量相同时，孔隙度为17%。这一70%的误差对判定具体井是否具有商业开采价值起决定性作用。

## 测量基本属性

孔隙度是基本的岩石物理参数，通常通过测井数据获得，常用体积密度数据计算。密度孔隙度对孔隙流体和岩石基质都很敏感，特别是岩石基质。目前有几种有效计算孔隙度的方法，但都受岩石中流体和矿物的影响。根据环境条件和作业局限性，综合考虑各种测量值，可以减小岩石基质对孔隙度值的影响。

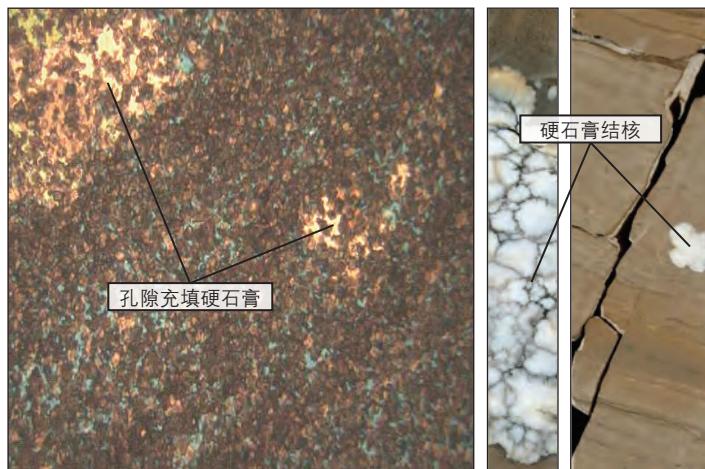
孔隙度测量包括多种方式，如基于岩性的热中子测井仪、与岩性无关的中子测井仪、声波测井仪、热中子俘获能谱测井仪和核磁共振测井仪（NMR）等。在存在气体的环境中，中子和核磁共振孔隙度测井仪无法准确测量，核磁共振测井仪也无法有效测量含有焦油、沥青、微孔隙束缚水和水合物的孔隙。

与NMR和中子测井仪不同，体积密度测井仪可测量流体和岩性。通过两个恒定的输入数据，基质密度（ $\rho_{\text{基质}}$ ）和流体密度（ $\rho_{\text{流体}}$ ），以及测井仪测量的体积密度数据计算密度孔隙度

（ $\Phi_{\text{密度}}$ ）[\(前一页, 下图\)](#)。用于计算孔隙度的流体密度是指充填储层孔隙的流体密度，通常是1.0克/厘米<sup>3</sup>，而基质密度与岩石类型有关。不同类型岩石具有不同的基质密度，石灰岩为2.71克/厘米<sup>3</sup>，白云岩为2.85克/厘米<sup>3</sup>，菱铁矿为3.89克/厘米<sup>3</sup>，砂岩（石英）为2.65克/厘米<sup>3</sup>。

岩性不确定可导致孔隙度计算值误差较大。例如，孔隙度为10%的石灰岩测量的体积密度为2.539克/厘米<sup>3</sup>。

3. Vernon RH: *A Practical Guide to Rock Microstructure*. 英国剑桥: 剑桥大学出版社 (2004年): 34-37。
4. 关于白云岩的形成方式存在诸多不同观点，有些科学家认为生物成因是白云岩的主要来源。有关白云岩的更多信息，请参见: Al-Awadi M, Clark WJ, Moore WR, Herron M, Zhang T, Zhao W, Hurley N, Kho D, Montaron B 和 Sadooni F: “白云岩油气藏评价”，《油田新技术》，21卷，第3期（2009年秋季刊）: 31-44。
5. 有关碳酸盐岩储层评价难题的更多信息，请参见: Ramamoorthy R, Boyd B, Neville TJ, Seleznev N, Sun H, Flbaum C 和 Ma J: “A New Workflow for Petrophysical and Textural Evaluation of Carbonate Reservoirs”，*Petrophysics*, 51卷, 第1期 (2010年2月): 17-31。



▲ 矿物影响。硬石膏只是碳酸盐岩储集岩中存在的诸多矿物的一种。硬石膏在碳酸盐岩中的分布特征可影响储层中流体的流动情况，也可影响孔隙度测定结果。在存在硬石膏结核的情况下，储集岩的孔隙度可能被低估，且不会对流体流动情况产生很大影响（岩心图片，右）。如果硬石膏分布在孔隙结构中（显微照片，左），孔隙度测定值会减小，流体流动能力会降低。（根据Ramamoorthy等人的资料改编，参考文献5）。

而测量的体积密度相同的白云岩孔隙度可能为17%。如果没有正确确定岩石类型，这种在孔隙度计算值上出现的显著差异（70%的误差）可能成为判断是具有商业开采价值还是决定弃井的关键。

基质可由单一的矿物组成，但通常为混合物。计算孔隙度时，如果不考虑低含量矿物，也可能导致结果出现较大误差。硬石膏是石灰岩储层中常见的一种矿物，其体积密度为2.98克/厘米<sup>3</sup>。这种矿物分散在岩石基质中，即使所占百分比很小，也能显著提高体积密度测量值。当硬石膏以结核形式存在时，孔隙度测量值会比真实值小，其原因是测井仪测量是这两类岩石响应的平均结果[\(上图\)](#)。此种储

层看似质量较差，实际上碳酸盐岩部分的孔隙度和渗透率较高，但由于硬石膏的影响使得测量结果不准确<sup>[6]</sup>。

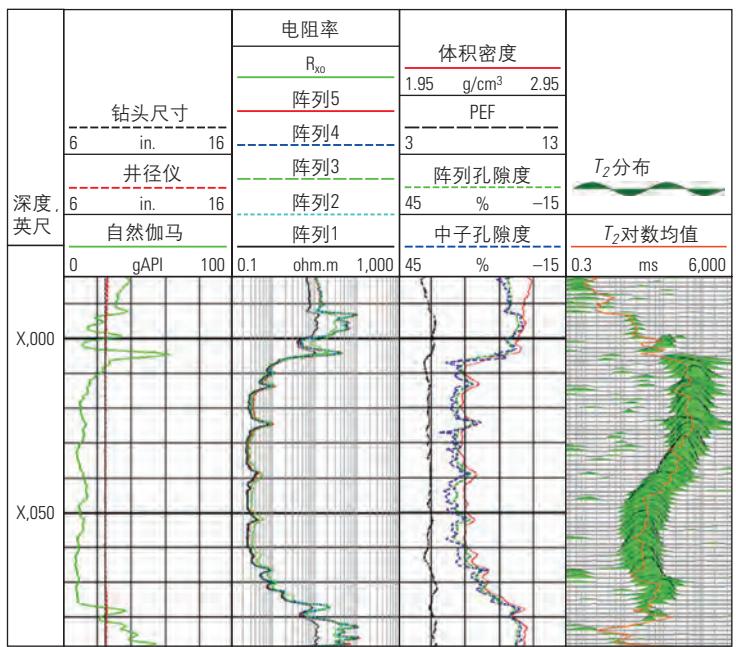
含有重矿物（如硬石膏）的低孔隙度碳酸盐岩是死油气的重要来源。对于研究碳酸盐岩的地质师而言，了解这些矿物如何影响孔隙度测量值和储层产能是至关重要的。岩心分析通常是确定具体油田是否具有商业开采价值的重要因素。测井资料缺乏岩心分析的高分辨率优势，但能连续记录岩石物理特性，如孔隙度和岩性等。

## 复杂性、结构与相对渗透率

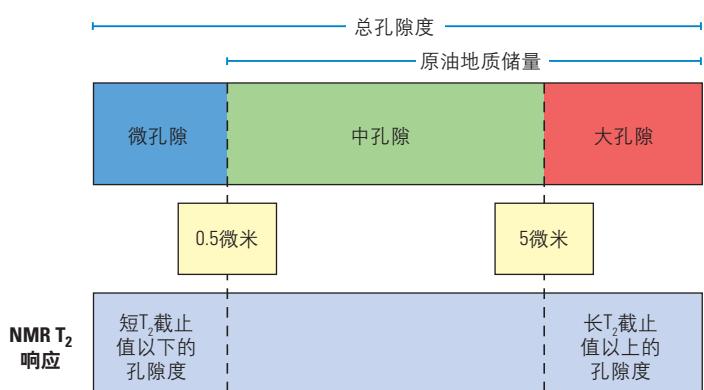
利用测井资料确定岩性最常用的方法或许是测量地层中矿物的光电效应（PEF）。一般用地层密度测井仪测量矿物的光电效应值，如岩性密度测井仪和随钻测井（LWD）密度测井仪<sup>[7]</sup>。

对于砂岩、石灰岩、白云岩和硬石膏而言，光电效应测量可有效区分其中两种矿物，但当存在两种以上的矿物成分时，就需要其他辅助测量。此外，测量结果还受钻井泥浆体系中重晶石的影响，并且井眼状况，如泥饼太厚和井壁不平，也会导致测量无效。

由于成岩史和流体渗透状况不



▲ 孔隙尺寸和几何形状。与电阻率和其他孔隙度测量值相比，NMR测井仪记录的孔隙度测量值对孔隙尺寸和几何形状更敏感。自然伽马测井（第1道）、电阻率测井（第2道）和孔隙度测量（第3道）在图中所示的层段上是一致的。从NMR数据（第4道）中可以看出，X,040英尺以上层段中的孔隙尺寸大幅增加，而在其他测量数据中未发现这一变化。（根据Ramamoorthy等人的资料改编，参考文献5）。



▲ NMR孔隙度划分。在NMR测井仪被引入石油行业时， $T_2$ 分布按照孔隙尺寸进行比例划分。但由于多种原因，人们放弃了这一方法。而这一概念非常适用于碳酸盐岩描述。首先根据 $T_2$ 分布范围确定孔隙尺寸，然后根据这些测量值将孔隙度分成大孔隙度、中孔隙度和微孔隙度。最长的 $T_2$ 分布对应大孔隙度，代表大孔隙和溶洞。最短的 $T_2$ 分布对应微孔隙度。石油运移到含水岩石后，首先替换大孔隙和中孔隙中的水。微孔隙通常保持水充填状态。

同，油田范围内的岩性和矿物含量可能变化很大，因此解决复杂岩性和确定矿物含量的一个比较好的方法是元素热中子俘获能谱测量法。例如，ECS元素俘获能谱测井仪和LWD EcoScope测井仪就可实现此类测量<sup>[8]</sup>。此类仪器测量与矿物成分相对应的特定元素的含量，还可以根据测量结果计算各种基质属性，包括颗粒密度等<sup>[9]</sup>。颗粒密度代表有效的基质密度，并随地层中存在元素的不同而变化。与用固定基质密度值计算出的密度孔隙度相比，用这种方法得到的密度孔隙度数值要更为准确。

结构和孔隙几何形状也是确定储层性质的重要特性，因为仅有正确的矿物和孔隙度测量数据不足以分析碳酸盐岩储层的流动特性。实际上，一些专家认为孔隙几何形状的描述是碳酸盐岩评价中最重要的一步<sup>[10]</sup>。储层沉积及随后发生的溶解、沉淀和再结晶过程通常是孔隙形状和尺寸复杂多变的原因。虽然岩心分析非常耗时，但通过岩心分析能准确确定和量化孔隙几何形状。用三组合测井系列测量标准电阻率和孔隙度时，通常不能测量孔隙尺寸和结构上的变化。而用NMR数据能确定其他常规测井仪器无法探测到的孔隙大小分布变化情况（左上图）。

为了利用测井资料更加准确地评价储集岩质量，专家们开发了一套描述碳酸盐岩孔隙几何形状的技术方法。该方法按照孔隙大小，将孔隙度测量值分成三类：微孔隙（小于0.5微米）、中孔隙（0.5–5微米）和大孔隙（大于5微米）。根据以上划分结果推断储层质量和流体流动特性<sup>[11]</sup>。根据孔隙尺寸划分地层孔隙度要用到基于NMR数据的弛时间 $T_2$ 的特定范围<sup>[12]</sup>。通常利用岩心数据准确确定 $T_2$ 测量值范围（左图）。

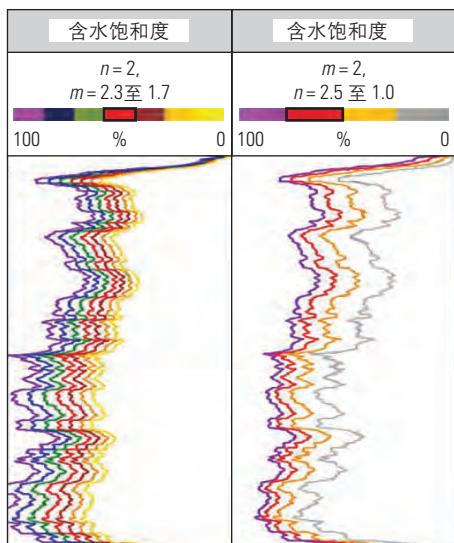
另一种孔隙度划分方法将相对孔隙几何形状同八类储集岩联系起来（下一页，左下图）<sup>[13]</sup>。通过对构造

敏感的测井记录（包括NMR资料、井眼成像、全波形声波测井资料和介电测量资料）进行系统分析，得出三元相图<sup>[14]</sup>。通过对岩心进行压汞毛细压力（MICP）测试，得到类似的三元相图。

在大孔隙评价方面，地球物理师最近开始用声波数据（如利用Sonic Scanner测井仪测量的数据），来估算溶洞孔隙度的比例。这些数据的其中一种应用是用来微调阿尔奇含水饱和度公式中的胶结指数m。溶洞常常会增大胶结指数，而大的粒间孔隙不会。仅利用NMR数据中的大孔隙度可能会增大m的估算值，这是由于测量是以孔隙尺寸而非孔隙形状为基础的。结合根据全波形声波数据获得的溶洞型孔隙度估算值，能提高依据测井数据估算胶结指数的精度。

NMR资料也用于计算渗透率。那些根据经验关系推导出的技术方法，虽然对评价砂岩非常有效，但却不一定能够有效评价碳酸盐岩，因为碳酸盐岩孔隙可能不连通。然而当用水基泥浆钻井时，可根据阵列电阻率测井数据推导出油气层相对渗透率和流量<sup>[15]</sup>。侵入的泥浆滤液好比两相流实验，可用类似于测量岩心相对渗透率的方式对其进行分析。

这一泥浆滤液侵入方法不仅提供原地分流量和相对渗透率的信息，也提高了地层电阻率测量和含水饱和度估算值的精度。处理过程包含正演模拟，以相对渗透率参数化结果、径向侵入模型、岩石物理模型和特定条件下的仪器响应为基础。同计算出的最终流体体积一样，用上述方法获得的地层水电阻率和地层体积电阻率也更



$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t}}$$

$S_w$ =阿尔奇含水饱和度

$R_w$ =地层水电阻率

$R_t$ =地层真电阻率

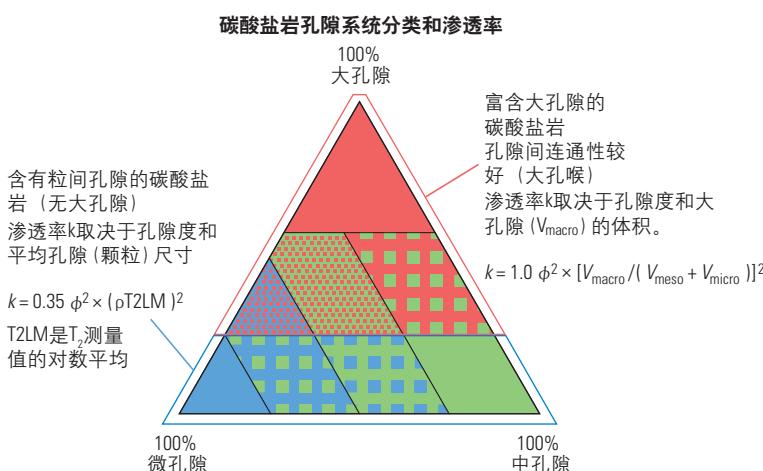
$\phi$ =孔隙度

$a$ =地层因子

$m$ =胶结指数

$n$ =饱和度指数

▲ 阿尔奇含水饱和度公式（下）。孔隙度和地层真电阻率 $R_t$ 是从测井资料得到。 $R_w$ 可根据地层水矿化度获得，也可对产出水进行测量，然后转换成井下温度下的地层水电阻率。变量a、m和n是基于储层特征进行经验拟合。如果没有具体数据，分别假定为1、2和2。敏感度分析（上）展示了m和n值变化对含水饱和度计算结果的影响。先设定n=2，m的取值范围为2.3–1.7（第1道）。然后设定m不变，n从2.5到1.0变化（第2道）。其中的红色曲线是用缺省值m=n=2计算出的基准含水饱和度曲线。（根据Griffiths等人的资料改编，参考文献17）。



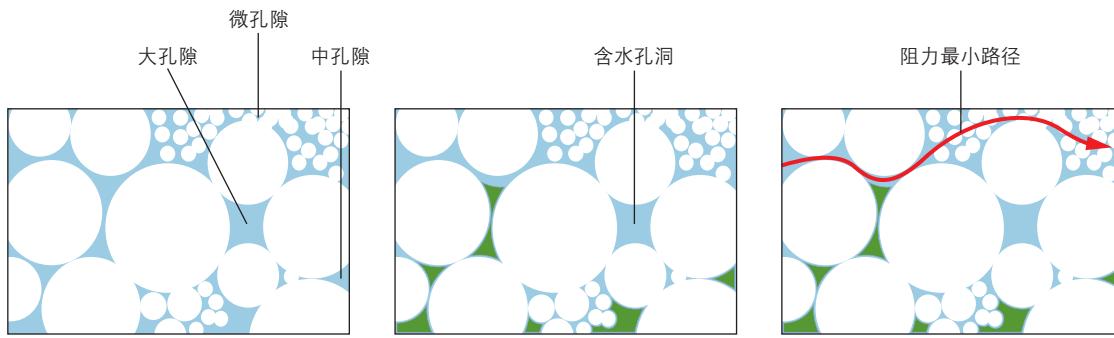
▲ 基于孔隙尺寸的三元相图。碳酸盐岩孔隙几何形状和尺寸是该三元相图的输入数据，从该相图可推断储层质量。在该三角形的左下端，渗透率是颗粒尺寸的函数。在图上侧，渗透率取决于大孔隙体积。在右下角，渗透率是颗粒和孔隙尺寸的函数。

9. 有关中子俘获能谱的详细介绍，请参见：Barson D, Christensen R, Decoster E, Grau J, Herron M, Herron S, Guru UK, Jordán M, Maher TM, Rylander E和White J：“能谱分析：快速岩石物理解释方法的关键”，《油田新技术》，17卷，第2期（2005年夏季刊）：14-33。
10. Archie GE：“Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations”，AAPG Bulletin, 36卷, 第2期 (1952年) : 278-298。
11. Hassall JK, Ferraris P, Al-Raisi M, Hurley JF, Boyd A和Allen DF：“Comparison of Permeability Predictors from NMR, Formation Image and Other Logs in a Carbonate Reservoir”，SPE 88683, 发表在阿布扎比国际石油大会暨展会上，阿联酋阿布扎比，2004年10月10-13日。
12. 在NMR测井中，驰豫时间 $T_2$ 是氢原子与其周围环境相互作用的结果，包括流体、孔隙表面和磁场梯度中扩散的影响。短 $T_2$ 时间对应小孔隙，长 $T_2$ 时间对应大孔隙。
13. Hassall等人，参考文献11。
14. Ramamoorthy等人，参考文献5。
15. 有关该方法的更多信息，请参见：Pamakrishnan TS, Al-Khalifa J, Al-Waheed HH和Cao Minh C：“Producibility Estimation from Array-Induction Logs and Comparison with Measurements

- A Case Study”，SPWLA第38届测井年会论文集，休斯敦，1997年6月15-18日，论文X。

16. 原始阿尔奇公式中没有常数a（曲折度或胶结系数），后来作为校正已知含水储集岩饱和度的一种方法加入到公式中。有关详细信息，请参见：Archie GE：“The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics”，Petroleum Transactions of AIME 146 (1942年) : 54-62。

Winsauer WO, Shearin HM, Masson PH和Williams M：“Resistivity of Brine Saturated Sands in Relation to Pore Geometry”，AAPG Bulletin, 36卷, 第2期 (1952年) : 253-277。



▲ 碳酸盐岩储层流体充填和电阻率测量。水（蓝色）最初充填碳酸盐岩储层的孔隙空间（左）。油（绿色）运移至岩石后，首先进入较大的孔隙。某些不连通的孔隙仍然充填着水（中）。由于电阻率测井仪通过最小阻力路径（红线）测量电阻率，电流可能绕过含油孔隙（右），从而会使电阻率测量值增大。因此测得的电阻率值可能比预期值低很多，不能代表真实的体积电阻率。

准确，这两种参数是用阿尔奇公式计算含水饱和度所必须的输入数据。即使如此，测井分析师发现用阿尔奇公式描述碳酸盐岩储层的流体性质不如用在砂岩储层可靠。

### 阿尔奇公式有什么问题？

1942年，阿尔奇将地层水电阻率、地层孔隙度和地层电阻率与流体饱和度的关系引入计算中，奠定了现代测井解释的基础（[前一页](#)，[右上图](#)）。阿尔奇公式中的变量a、m和n基于储层特征进行经验拟合。如果没

有具体数据，这三个变量通常分别假定为1、2和2<sup>[16]</sup>。该公式的假设前提是孔隙空间形态、孔隙连通能力和岩石的湿润性都非常适合硅质碎屑岩<sup>[17]</sup>。虽然大多数含水饱和度计算方法都利用某种形式的阿尔奇公式，但通常认为该方法在应用于碳酸盐岩评价时会存在某些问题。甚至阿尔奇本人也怀疑他的公式能否有效用于碳酸盐岩评价<sup>[18]</sup>。

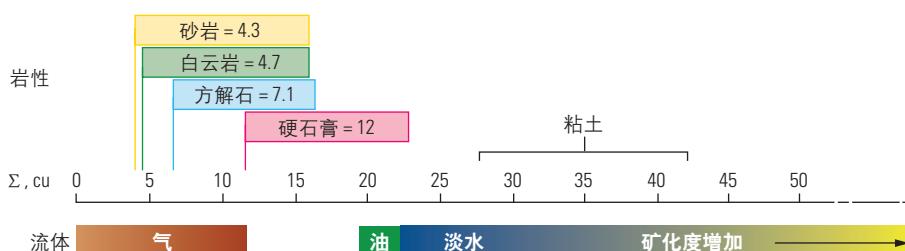
另外，碳酸盐岩的复杂性也使变量a、m和n难以确定，而且这些变量可在整个储层上变化很大<sup>[19]</sup>。将阿尔

奇饱和度计算公式用于碳酸盐岩评价还面临其他问题，包括基质复杂性、孔隙尺寸非均匀性、孔隙形状和分布问题、地层水矿化度变化以及地层真电阻率测量值不确定等。

储层充填过程中产生的一些问题也使得应用阿尔奇含水饱和度公式时遇到一些困难：最初水充填孔隙空间，随后油气进入，充填了复杂的碳酸盐岩结构。大孔隙毛细管入口压力最低，因此油气首先进入大孔隙，之后进入中孔隙，而微孔隙仍保持水充填状态。碳酸盐岩颗粒表面的基本性质是亲油性的，其中通常包含酸性成分。这样，充填油的孔隙可能变成油湿状态，而那些从未充填过油的微孔隙仍然保持水湿状态，导致储集岩出现混合湿润性。

大孔隙中的储层流体首先被天然水或注入水或是钻井滤液驱替出来。由于岩石湿润性发生了变化，流体进入这些孔隙时遇到的阻力最低。流体毛细效应以及原始注入压力和储层压力间在生产过程中的差异，可能导致某些中孔隙仍然充填油，即使大孔隙和微孔隙中仍充填着水。这种情况导致孔隙网络中流体分布非常复杂。因此，近井区域侵入带与原状地层的阿尔奇参数是不同的（[上图](#)）。

碳酸盐岩复杂的湿润性也使得阿尔奇饱和度公式的使用出现问题。与通常是强亲水的砂岩储层不同，大多数碳酸盐岩储层呈现某种程度的亲油特性。中孔隙和大孔隙孔壁上的特亲



$$S_w = \frac{(\Sigma_{\text{体积}} - \Sigma_{\text{颗粒}}) + \phi \times (\Sigma_{\text{颗粒}} - \Sigma_{\text{HC}})}{\phi \times (\Sigma_{\text{水}} - \Sigma_{\text{HC}})}$$

$S_w$  = 地层水饱和度

$\phi$  = 地层孔隙度

$\Sigma_{\text{体积}}$  = 测量的地层俘获截面

$\Sigma_{\text{水}}$  = 水的俘获截面

$\Sigma_{\text{颗粒}}$  = 地层颗粒俘获截面

$\Sigma_{\text{HC}}$  = 烃的俘获截面

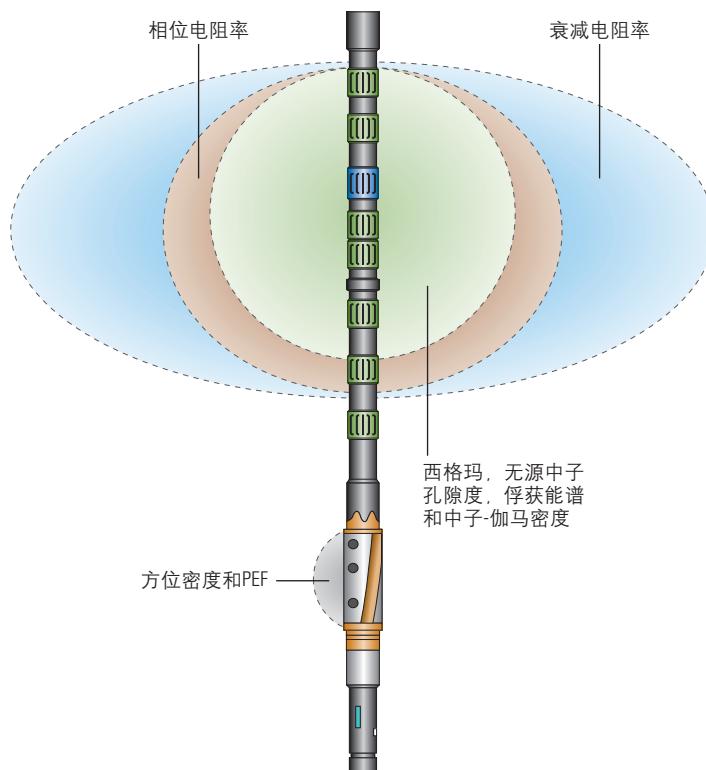
▲ 用来计算含水饱和度的西格玛方程。图中给出了基质西格玛 $\Sigma_{\text{颗粒}}$ 的标准值（上），使用能谱数据可对测量结果进行细化。可用根据测井响应计算出的流体矿化度或直接用产出水样本测得的流体矿化度计算 $\Sigma_{\text{水}}$ 值。西格玛方程（下）提供了一种不依赖于电阻率测量结果的含水饱和度计算方法。

油表面一直与油接触，降低了孔隙岩石中水相的连通能力，使得测量的电阻率值大于用阿尔奇公式预测的电阻率值。

另一方面，泥晶颗粒（一种具有微小孔隙、密实的微米级方解石晶体）是完全水饱和且亲水的，极大地提高了介质中的水连通能力。泥晶的影响抵消了岩石电性能方面的亲油效应。泥晶含量大的碳酸盐岩可与泥质砂岩具有相似的电阻率。泥晶含量极小或不含泥晶的碳酸盐岩（如白云岩）可能出现与亲油岩石典型反应明显相反的表现。可用连通方程模拟这些电阻率特征<sup>[20]</sup>。

在阿尔奇饱和度公式中，地层水电阻率 $R_w$ 假设流体分布简单，为单一数值。复杂流体分布情况，如混合泥浆滤液或注入水，与该模型相背离。储层真电阻率 $R_t$ 也不容易测定。含水微孔隙和中孔隙为传感器电流提供了较低阻力的通路。因此与那些具有均匀孔隙度和流体饱和度，且具有单峰状孔喉或孔隙体尺寸分布的岩石相比，在这种地层中测量的平均体积电阻率值要低的多。上述情况是低电阻率产层的典型表现，会导致油气储量被低估，或是漏掉油气层。

因为上述原因和其他原因，如果不输入变量进行经验调整，就无法用阿尔奇饱和度公式准确评价碳酸盐岩储层。还有一种可替代阿尔奇公式的饱和度计算方法，是用宏观热中子俘获截面测量值西格玛（ $\Sigma$ ，以俘获单位cu测量）推导饱和度，这种方法用于套管井评价已有很多年。其原理是脉冲中子发生器（PNG）产生高能量中子，与周围地层中元素的原子核相互作用。氯离子（Cl<sup>-</sup>）是储层常见的元素之一，主要出现在盐水中，其中子俘获能力最强且俘获截面最大。中子俘获速度主要取决于氯化物的浓度，而后者可能与地层水的数量和矿化度有关。油气的中子俘获能力较低，只要地层水矿化度足够高，使油气和水的西格玛比差有效，就可用西



<sup>▲</sup> EcoScope随钻测井仪。EcoScope仪器拥有紧凑的设计，集电阻率、中子孔隙度、西格玛和中子俘获能谱传感器于一体。电缆测井仪和随钻测井仪一般采用化学源进行中子孔隙度和中子俘获能谱测量。而EcoScope仪器用脉冲中子发生器产生中子，该中子发生器只在泥浆泵入并通过该仪器时产生中子。

格玛计算含水饱和度。

使用西格玛计算含水饱和度需要的输入数据包括地层基质的孔隙度和宏观俘获截面（ $\Sigma_{\text{颗粒}}$ ）、地层水俘获截面（ $\Sigma_{\text{水}}$ ）、油气俘获截面（ $\Sigma_{\text{HC}}$ ）、以及仪器测得的西格玛（ $\Sigma_{\text{体积}}$ ）[\(前一页, 下图\)](#)。如果已知岩性，基质西格玛可以常数输入，或根据元素热中子俘获能谱推导，推导方式类似于确定用于孔隙度计算的颗粒密度。 $\Sigma_{\text{水}}$ 值可直接测量，或用井下测量值估算，或根据产出水样本的矿化度计算。 $\Sigma_{\text{HC}}$ 是方程中对应油气类型的一个常数，根据井下温度和压力条件下预期的流体特征推导。

和电阻率测量相比，西格玛测量的探测深度相当浅。由于钻井过程中泥浆滤液侵入近井地层，因此描述储层原状地层特征的能力会受到很大限制。西格玛测量可能主要对泥浆滤液产生响应。因此不能用在裸眼井中获得的电缆测井西格玛数据评价原状地

层的含水饱和度。只有一种例外，就是当受侵入地层和原状地层保持相似状态时，例如用油基泥浆钻束缚水饱和度下的含油层。这种情况下测量时间不重要，但必须确定被测量地层处于束缚水饱和度状态。

因为套管井西格玛测井数据是在泥浆滤液扩散后获得的，因此比裸眼井测井数据更具优势。即使这样，套管井西格玛测井数据的质量也可能因为套管、水泥和残余泥浆的影响而降低，导致用套管井测井

17. Griffiths R, Carnegie A, Gyllenstein A, Ribeiro MT, Prasodjo A and Sallam Y: “Evaluation of Low Resistivity Pay in Carbonates – A Breakthrough”, SPWLA第47届测井年会论文集，墨西哥韦拉克鲁斯，2006年6月4-7日，论文E。

18. Griffiths等人，参考文献17。

19. Griffiths等人，参考文献17。

20. 有关润湿性和碳酸盐岩，特别是电阻率模拟的详细信息，请参见：Montaron B: “Connectivity Theory – A New Approach to Modeling Non-Archie Rocks”，SPWLA第49届测井年会论文集，苏格兰爱丁堡，2008年5月25-28日，论文GGGG。

仪测量的饱和度和根据裸眼井资料推算的饱和度不同。

另外，可用随钻测井（LWD）仪测量的西格玛值代替电缆测井仪的裸眼井和套管井西格玛测量值。根据诸多因素，如机械钻速（ROP）、地层孔隙度、地层渗透率、泥浆特性、泥浆压力过重程度以及首次钻进地层和获得西格玛值之间的历时，侵入带可能不会延伸至探测深度范围内。在泥浆侵入前获得的随钻数据能够克服电缆式西格玛测量方法固有的诸多局限因素。多年来一直使用的EcoScope仪器就具有这种功能。该仪器是一种多功能随钻测井装置，将电阻率传感器以及用于西格玛和无源热中子孔隙度

测量的PNG集于一体（[前一页图](#)）。EcoScope仪器被认为是无源的，因为一旦不再向PNG供应动力（来自流经仪器的泥浆），它就停止发射中子。相反，化学源是一直“接通”的。

PNG发射中子也能实现热中子俘获能谱测量。与电缆ECS测井仪类似，EcoScope俘获能谱测井仪输出的是元素含量，包括硅（Si）、钙（Ca）、铁（Fe）、硫（S）、钛（Ti）、钆（Gd）、钾（K）、氢（H）和氯（Cl）等。以前EcoScope测井仪无法区分白云岩和石灰岩，但最近经过改进，已能测量镁（Mg）元素的含量（[下图](#)）。这种能力成为区分石灰岩和白云岩的基础。在重晶石加重泥

浆体系中，镁元素含量成为确定地层岩性的关键数据，因为岩性-密度测井仪受重晶石的影响而无法测量PEF值。对于复杂矿物，用能谱测量方法能帮助确定矿物组成，提供有效基质密度或颗粒密度数据，从而能够更准确地计算密度孔隙度。

## 中东地区复杂碳酸盐岩实例

最近，阿布扎比海上某碳酸盐岩油田使用了EcoScope测井仪<sup>[21]</sup>。该油田从1968年开始从早白垩纪、晚侏罗纪、晚二叠纪和早三叠纪储层采油。2006年，道达尔公司决定钻探和开发晚三叠纪（Gulailah）储层和早侏罗纪（Hamrah）储层，之前从未开采过这两个地层。

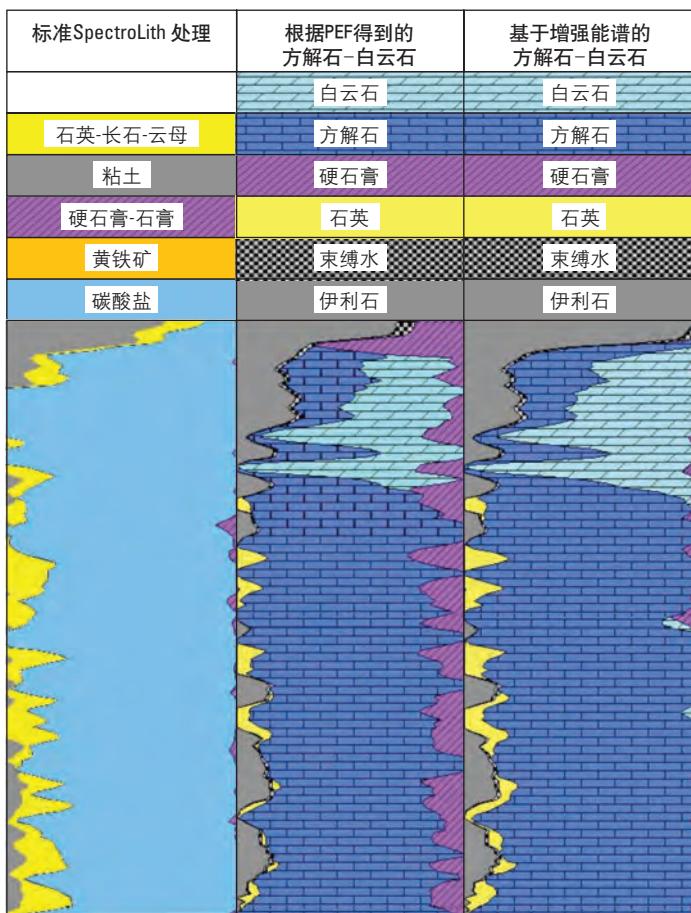
Hamrah储层有50米（164英尺）厚，包含两层，中间被页岩隔开。下层是微晶-极细晶白云岩，层间夹杂石灰岩夹层。上层的粒级在石灰岩、粒泥灰岩和泥粒灰岩之间，含有粒状灰岩和白云岩。孔隙度为6–8%，渗透率从极低到较低。

Gulailah储层厚度250米（820英尺），其中白云岩和硬石膏交替成层。白云岩呈现糖粒状、细晶状和硬石膏状，偶尔出现泥质。孔隙度为8–13%，渗透率从较低到极低。

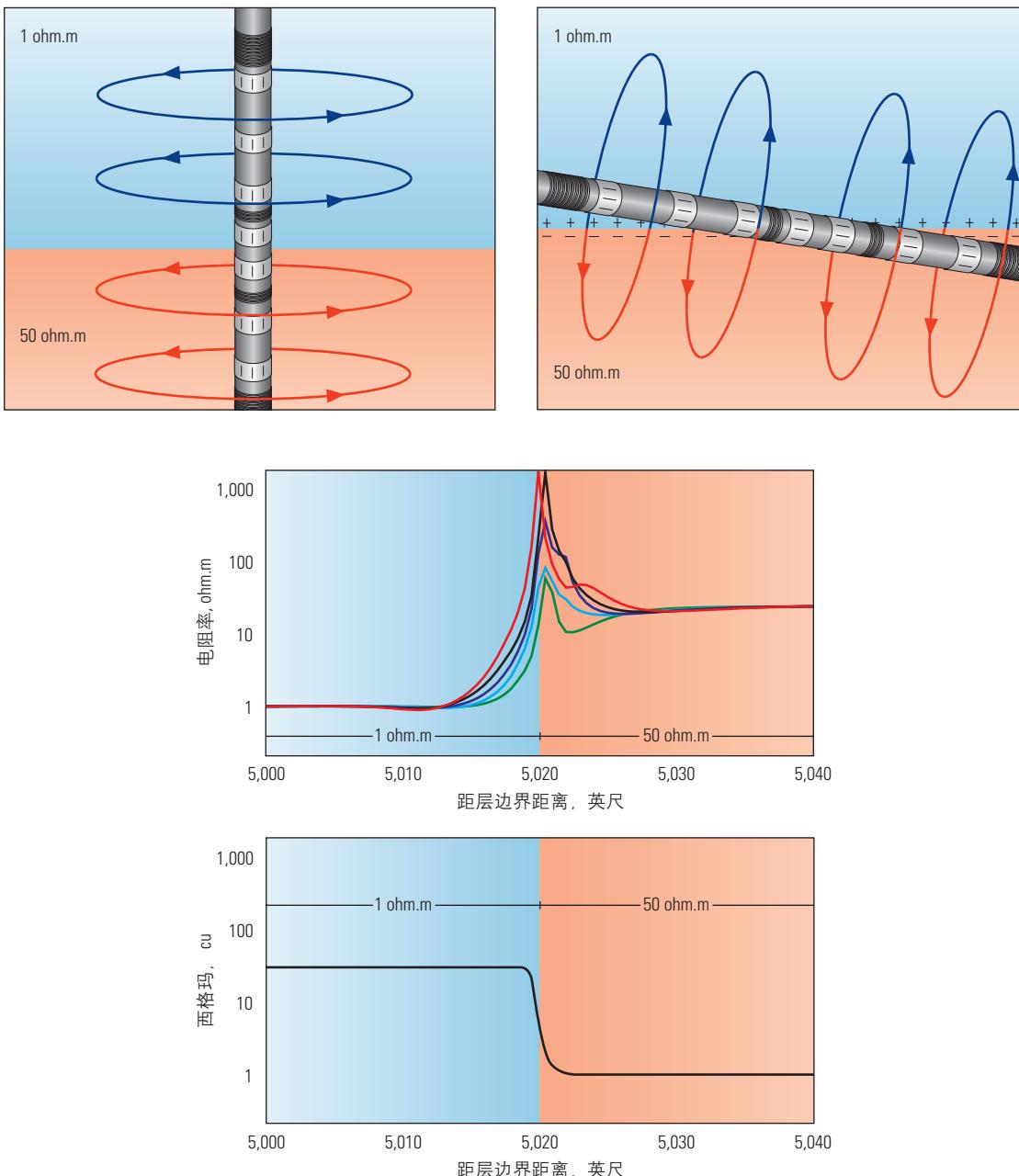
使用密度为1.35克/厘米<sup>3</sup>（11.3磅/加仑）的重晶石加重泥浆钻了斜井。但重晶石大大降低了PEF测量数据的质量。EcoScope测井仪测量的能谱能准确区分白云石和方解石，并能提供基质颗粒密度数据。

在斜井评价中，特别是钻在碳酸盐岩地层，遇到的另一种常见复杂情况是围岩效应引发的电阻率异常现象。当测量范围内具有较大电导率差异时，就会发生上述情况。沿层间界面出现的电磁平均现象和电荷累积会引发极化角，在电阻率曲线上表现为异常脉冲（[下一页图](#)）<sup>[22]</sup>。

虽然直井中的围岩影响一般较小，但对于斜井和水平井而言，当井



**▲ 确定岩性。**如果没有PEF数据或镁测量值，标准SpectroLith处理（左）无法区分方解石和白云石，并且假设所有钙都与方解石有关。当用岩性-密度测井仪测量的PEF值计算岩性时，软件能够区分方解石和白云石（中），但PEF值可受到钻井液中重晶石和井况的影响。中间一道上出现过多的硬石膏就是受到上述影响的结果。如果存在两种以上的矿物，PEF测量值的精确度就会降低。包含镁测量值的能谱测量（右）能区分方解石和白云石，且不受井况和流体性质的影响。其他矿物成分也可以得到准确量化。



▲ 围岩对LWD电阻率测量的影响。平均电阻率测量会影响层界处的输出结果。在与地层近乎垂直的井中（左上），当测井仪穿过电阻率界面时，这些影响趋向于局部化。水平井可能穿过多个电阻率差别较大的层（右上）。这种情况下，电荷会聚集在界面处，导致出现极化角或脉冲，具体情况与探测深度有关，并不代表实际电阻率（中）。如果资料解释过程中不考虑电阻率升高的影响，使用阿尔奇饱和度公式会给出过高的含烃饱和度。西格玛测量（下）不受极化影响，因此能在大斜度井中准确评价含烃饱和度。

接近、穿过和离开层界面时，这种影响在长时段上会很突出。当用阿尔奇饱和度公式计算含烃饱和度时，电阻率受围岩的影响，会得出过高的含烃饱和度数值。

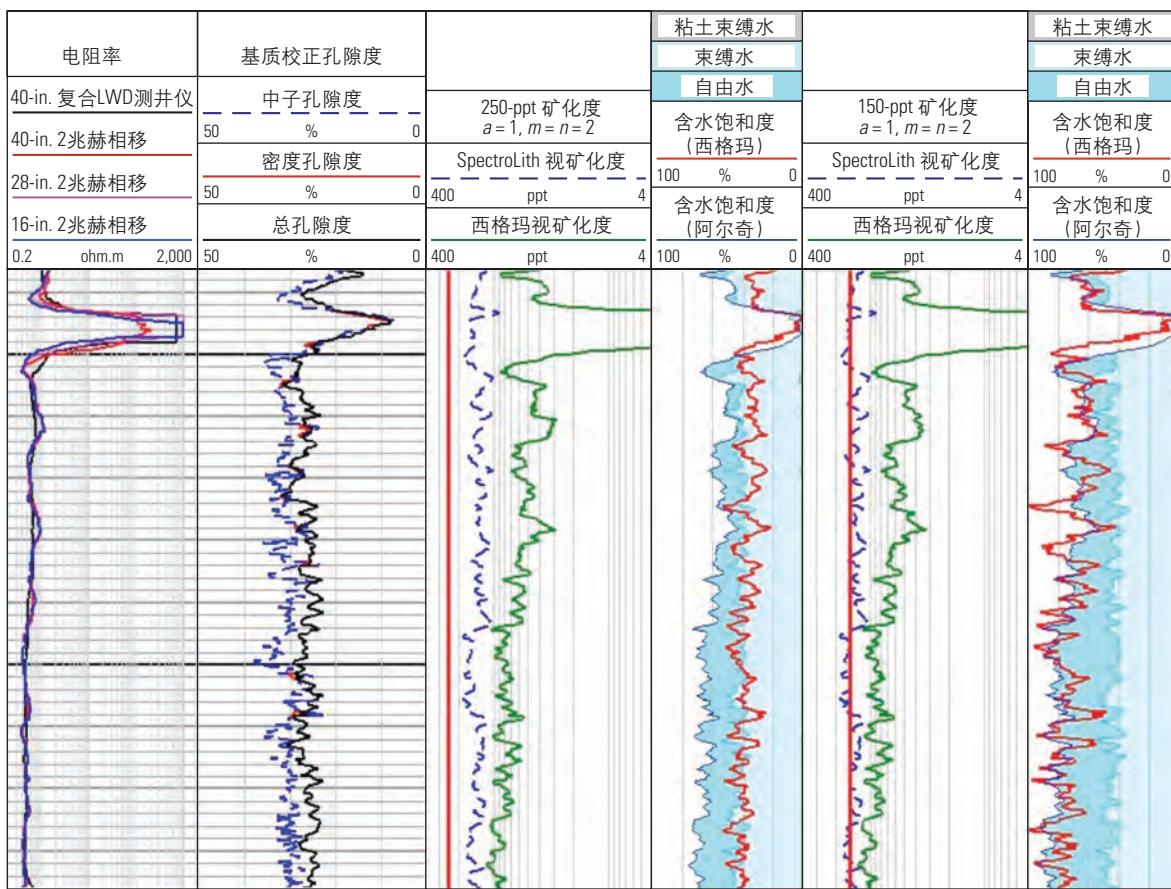
当发生严重泥浆滤液侵入时，西格玛饱和度测量方法优于常规测

量方法的优势就会降低。电阻率响应模拟表明，小于5厘米（2英寸）的侵入对西格玛测量结果的影响可忽略。一般情况下，因为紧跟钻头测量，泥浆还没来得及大量侵入地层，EcoScope测井仪就完成了数据记录。该测井仪中的电阻率传感器

阵列与西格玛测量相结合，能确定测量区域内的侵入程度。

21. Griffiths R和Poirier-Coutansais X: “Complex Carbonate Reservoir Evaluation – A Logging While Drilling Field Example”，论文AA，发表在SPWLA区域研讨会上，阿联酋阿布扎比，2007年4月16-18日。

22. Griffiths和Poirier-Coutansais，参考文献21。



改进的阿尔奇公式和西格玛饱和度测量。假设地层100%水饱和，计算出地层水视矿化度（第3和第5道中的绿色曲线）。根据氯/氢（Cl/H）的能谱比（第3和第5道中的蓝色曲线）计算的视矿化度用来作为对比数据。设 $n=2$ ,  $m=2$ ,  $R_w$ 基于根据井下条件校正的假设矿化度，计算出阿尔奇饱和度（第4和第6道中的蓝色曲线）。分别用两种矿化度（250 ppt和150 ppt）计算西格玛饱和度（红色曲线）。第3和第5道中的红线代表用于每种分析的矿化度输入值。用250 ppt矿化度水进行的分析（第3和第4道）是原始假设条件，显示两种饱和度计算方法得出的结果差异较大。而且，SpectroLith视矿化度（蓝色曲线）与分析用矿化度（红色直线）不一致。在用150 ppt矿化度进行的分析中（第5和第6道），SpectroLith视矿化度曲线（蓝色）与分析矿化度值一致（红线），而且两种饱和度计算方法得出的结果非常一致（第6道）。这种联立解给出了更可信的饱和度值，对地层流体矿化度是一个更合理的选择。在第1道中，浅电阻率和深电阻率没有差异，表示泥浆侵入范围小，西格玛测量可以接受。在第2道中显示了根据能谱数据的基质岩性校正的中子和密度孔隙度。（根据Griffiths和Poirier-Coutansais的资料改编，参考文献21）。

在道达尔的井中，用EcoScope测井仪测量的侵入前西格玛值提供了一种独立于地层电阻率的有效含水饱和度。在这一优势的基础上，岩石物理师确定了适用于阿尔奇含水饱和度公式的输入数据，来匹配西格玛测量结果。由于碳酸盐岩储层的 $R_w$ 通常未知，而同时求解水矿化度可提供实际的 $R_w$ 和 $\Sigma_{\text{水}}$ 输出值，适用于两个方程（上图）。

## 综合评价方法

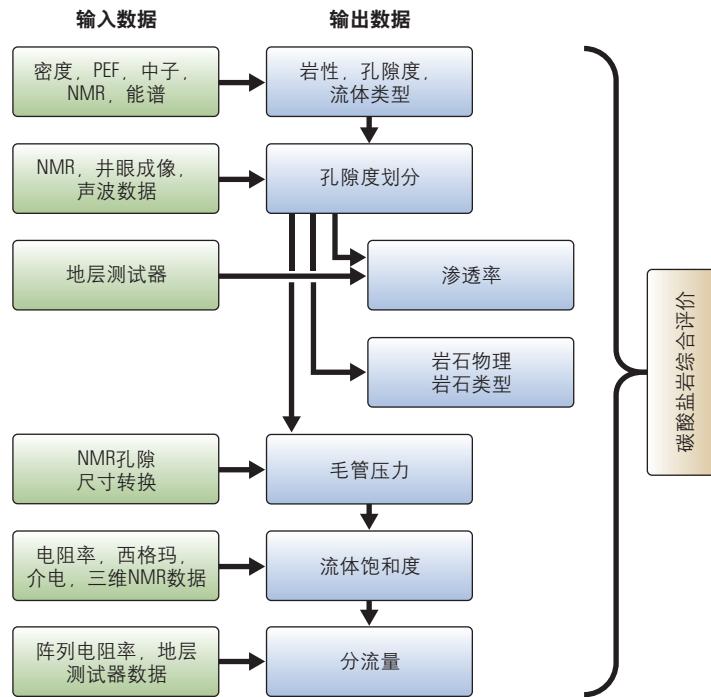
EcoScope测井方法可提供碳酸盐岩储层流体饱和度，但通常无法得到侵入前的西格玛测量值。认识到碳酸

盐岩评价方面的挑战后，斯伦贝谢的科学家设计了一套针对岩石物理和构造评价的流程。该流程集成了标准电缆测井技术与最近引入的测量技术。通过这一系统化方法，将几项分别针对不同方面碳酸盐岩评价的独立技术结合起来。该工作流程后来发展成Carbonate Advisor软件程序（下一页，左上图）。流程中的每个步骤都是必不可少的一部分，帮助后续步骤的顺利完成。

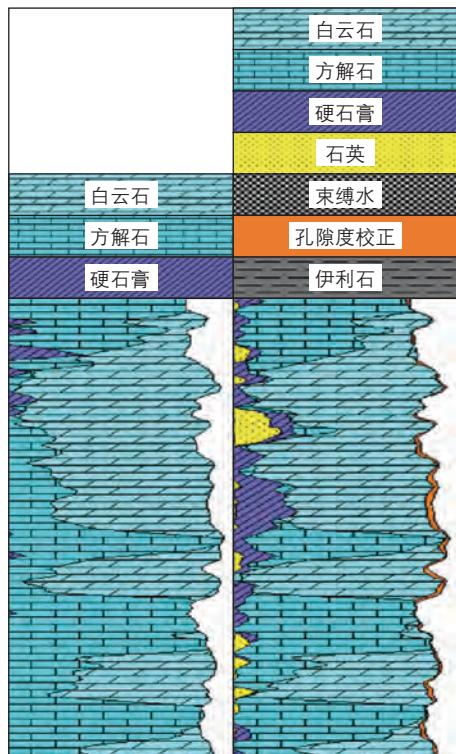
岩石物理师将该方法应用到中东一口白垩纪碳酸盐岩井中，该井使用全面的电缆测井系列进行了测井。测井项目包括阵列电阻率（感应测井和

侧向测井）、自然伽马、密度、热中子和超热中子、NMR、全波声波测井、中子俘获能谱和微电阻率成像测井等。

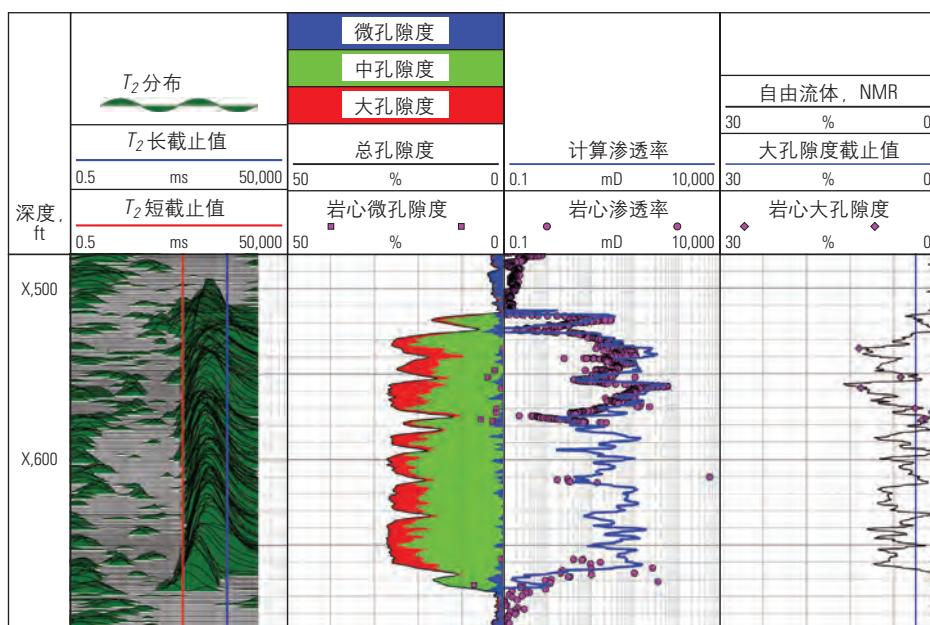
分析从基于流体和基质敏感数据的岩性和矿物学开始，包括NMR信息、密度和中子孔隙度测井、PEF记录及中子俘获能谱数据。岩石物理师根据相关性和井眼环境重点研究某些特殊资料，以获得一个包含所有测量结果的联立解<sup>[23]</sup>。在本案例中，被研究地层的矿物成分主要是方解石和少量的白云石。也观察到了硅质碎屑物和硬石膏（下一页，右上图）。用元素热中子俘获能谱对白云石、硬石膏、



▲ 碳酸盐岩综合分析流程。上述流程图给出了用Carbonate Advisor软件分析碳酸盐岩储层的步骤。



▲ ECS测井仪确定的岩性。ECS和EcoScope测井仪都基于相同的中子俘获能谱测量原理，但二者使用的中子源不同。ECS探测器有一个化学中子源，而EcoScope测井仪使用脉冲中子发生器输出高中子流。确定岩性的传统方法是使用岩性-密度测井仪记录的PEF数据（左）。这种方法最适合包含两种矿物的模型。通过增加ECS测井仪测量的元素含量数据（右），可精细确定岩性，从而提供更准确的密度-孔隙度值，因为颗粒密度能反映真实的矿物组成。图中还显示了使用固定灰岩基质密度和有效颗粒密度（根据ECS矿物分析结果）计算出的孔隙度差异（第2道，橙色阴影）。（根据Ramamoorthy等人的资料改编，经SPWLA的许可使用，参考文献5）。

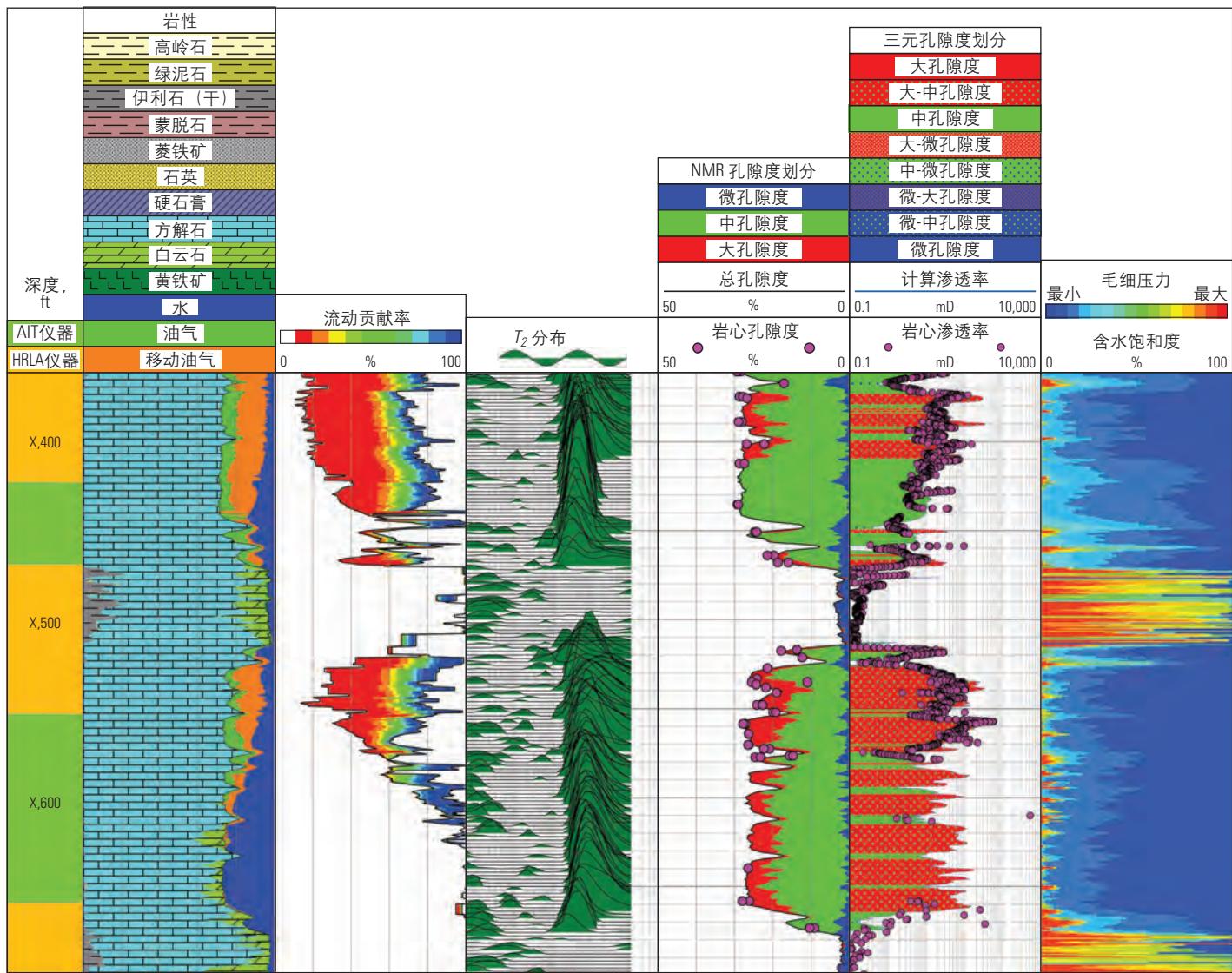


▲ NMR数据的孔隙度划分。基于截止值（可通过岩心分析改进）划分NMR测井仪测量的驰豫时间T<sub>2</sub>的分布（第1道）。在本例中，根据红线（第1道）左侧的驰豫时间T<sub>2</sub>的分布数据计算出的孔隙体积代表微孔隙，对应于第2道中的蓝色阴影区域。岩心测量的微孔隙度同计算出的微孔隙体积绘制在一起，以进行验证对比。第1道中红线和蓝线之间的区域代表中孔隙度，对应于第2道中的绿色阴影部分。大孔隙度（红色阴影）与剩余孔隙度（第1道蓝线右侧）相关。基于岩心数据的渗透率同基于NMR数据计算出的渗透率绘制在一起（第3道）。基于NMR数据计算的自由流体体积可按同样的方式进行划分（第4道）。截止值（蓝线）右侧的流体体积与中孔隙度有关，左侧的体积代表大孔隙度。岩心数据点与计算数据一致。（根据Ramamoorthy等人的资料改编，参考文献5）。

石英和粘土（伊利石）体积进行了定量分析，以获得有效颗粒密度，从而准确确定孔隙度。

接下来根据NMR数据把岩性校正的孔隙度划分成不同的孔隙形状类别，再用井眼成像和全波形声波数据进行精细调整。与岩性和矿物组分不同，孔隙几何形状变化很大，有些层含大量大孔隙，分散其中的主要是中孔隙以及少量微孔隙（左图）。

23. Ramamoorthy等人，参考文献5。



▲综合输出结果。上图是Carbonate Advisor程序输出的最终结果。这些数据综合全面地评价了用于描述碳酸盐岩存储和流动能力的主要特性。岩石物理师可选择特定仪器的数据，并在仪器间选择（深度道，AIT阵列感应成像测井仪，绿色；HRLA高分辨率侧向阵列测井仪，金色）。第1道显示了复杂岩性和流体体积数据，以及根据微电阻率数据分析得出的移动油气（橙色）。流体流动模型基于电阻率数据建立（第2道）。根据NMR数据（第3道）估算的孔隙度被划分成不同类型，结果绘制在第4道上。全三元孔隙度分析（第5道）对确定最佳储集岩非常有效。根据NMR孔隙形状数据计算排泄毛细管压力，如有可能进行调整，与MICP数据匹配，然后与含水饱和度一起绘制在第6道上。其中深蓝色阴影区表示在低毛细管压力下能够被油充填的孔隙空间。阴影区从蓝色逐渐过渡到红色，对应着充填其他孔隙所需的毛细管压力不断提高。因此，与层深在X,500上下的地层（以红色和黄色为主）相比，层深在X,600上下的地层拥有更多的深蓝色阴影，说明其储层质量较高。（根据Ramamoorthy等人的资料改编，参考文献5）。

基于NMR数据划分的孔隙度与基于MICP试验结果的数据具有很好的相关性。分析人员接下来用划分后的孔隙度估算渗透率。这些测井推算数据与小型渗透率仪探针在岩心塞上测量的数值具有较好的对比性。

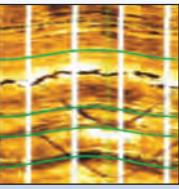
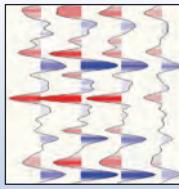
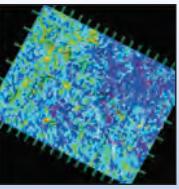
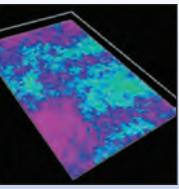
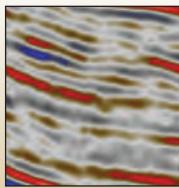
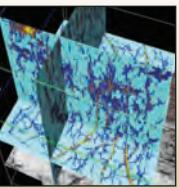
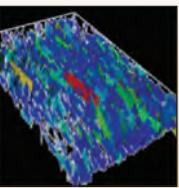
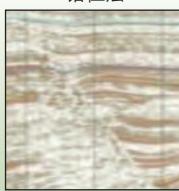
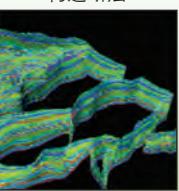
用阵列感应和阵列侧向电阻率测量结果计算相对渗透率和流体饱和度。井中流体矿化度较高，而在主要油气层电阻率较高的情况下，感应电极率测量值不可靠。在这样的地段，

侧向测井数据较可靠。

根据NMR数据转换还计算了排泄毛细管压力<sup>[24]</sup>。因为NMR数据提供的孔隙尺寸来自T<sub>2</sub>分布，假设体积影响和扩散影响很小，考虑T<sub>2</sub>分布，就可以建立毛细管压力和饱和度之间的关系。要把T<sub>2</sub>数据转换成毛细管压力，需要一个小的标定常数。通过比较NMR数据和用类似岩样测量的MICP数据确定这一常数。分析人员使用Carbonate Advisor程序，通过比较

MICP入口压力和根据NMR测井资料计算出的入口压力，人工确定该常数。

利用Carbonate Advisor软件的一体化方法，全面评价用于描述储层存储能力和流体性质的关键特性（上图）。该软件遵循一套工作流程，但在整个过程中，岩石物理师可交互控制如何输入数据，特别是当测量条件不是最佳状态时。

地质特征		地震观察		数据分析		模型	
微观尺度	弥散式裂缝 	地震各向异性		各向异性分析和反演		隐式裂缝模型或DFN	
中等尺度	裂缝走廊 	细微不连续和散射		绘制裂缝集群		裂缝组	
宏观尺度	断层 	错位层		蚊迹跟踪，断层导流能力		构造断层	

▲ 多尺度地震约束裂缝特征描述。裂缝尺度变化范围较大，从非常细小的缝隙到非常大的断层均有存在。了解不同尺度裂缝的分布和特征对描述天然裂缝储层十分重要。裂缝尺度可分成三个范围：微观尺度（小于1米）、中等尺度（10–100米）和宏观尺度（100米以上）。微观裂缝包括层内弥散式缝隙，可在地质层内蔓延，经常能在成像测井记录（如FMI全井眼地层微成像记录）上观察到。通常这类裂缝是建立包含裂缝的地质模型的主要控制因素，如隐性裂缝模型或分散裂缝网络（DFN）。尽管这种弥散式裂缝都小于地面地震波长，但通过地震各向异性分析的地震探测法能检测出大规模密集裂缝群。中等尺度的裂缝走廊和亚地震断层是最难描述的裂缝种类，这类裂缝处于地面地震分辨率的较低端。这些狭窄裂缝跨层界延伸，利用适当的三维地震资料并仔细分析（如用裂缝集群绘图流程进行分析）可以检测出此类裂缝，获得的数据具有微弱的不连续性。因为中等尺度的裂缝走廊渗透率较高，是影响储层动力学特性的主要因素，因此应将其作为单独裂缝组包括在地质模型中。同微观裂缝和中等裂缝相比，用三维地震数据检测宏观断层要相对容易，宏观断层是构造模拟的基础。可用断层检测计算机解释方法，如Petrel地震模拟软件所采用的蚊迹跟踪算法，自动完成断层检测过程，克服人为分析误差。详细分析地震探测得出的断层周围岩石特性，可帮助评估断层的导流能力。

## 地面勘探

前面我们讨论的方法都适用于井下数据采集。由于碳酸盐岩储层的非均质特征，大多数测井仪的浅探测深度可能无法确定最佳井位。例如，成像测井仪记录的裂缝方向可能受局部条件的影响，无法正确反映储层中裂缝的主要走向。然而地震技术取得的最新进展为作业人员提供了一项储层裂缝群探测技术，可利用该技术优化井位。

地面三维地震勘探扩大了调查储层非均质特征的视角，可将调查范围延伸到整个油田。通过地震勘探可全面分析储层性质的变化，如孔隙度、粘土含量和含水饱和度等，但地震勘探的分辨率和检测水平受所用地震波长、勘探设计及其他因素（如近地表噪音）

的影响。最近在地震数据采集工具和处理技术方面取得的进展已提高了有效带宽和信噪比，目前已经能够记录高分辨且高保真的地震数据。在此基础上，地学家就能详细描述碳酸盐岩储层的非均质孔隙度变化和岩性变化，了解其中各种尺度的裂缝网络<sup>[25]</sup>。

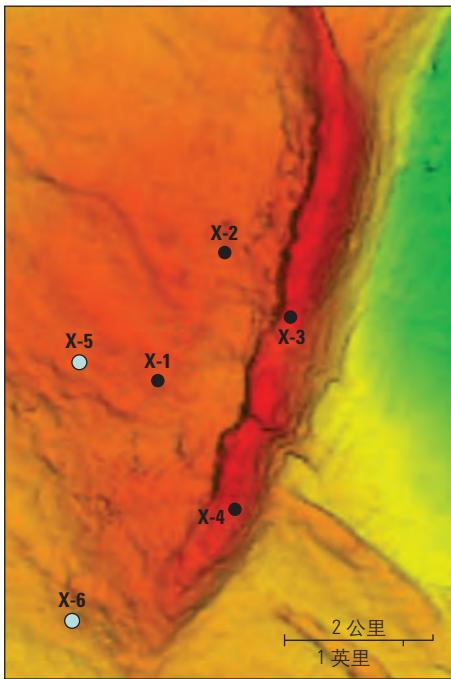
大多数碳酸盐岩储层都自然形成裂缝，从小于一米（3英尺）的微观弥散式裂缝到100米（330英尺）以上的宏观断层不等。中等尺度裂缝（10–100米）以亚地震断层和裂缝群或走廊为主（上图）。一条典型裂缝走廊可包含上千条各种尺寸、密集交织的平行裂缝，形成一个几米宽、数十米高、几百米长的构造体。此类走廊构造的渗透率可超过10达西，是储层中流体流动的主要通道，天然驱动或水

驱时可能最早水淹。因此，要有效管理油田生产并最大化总采收率，准确定位并模拟裂缝走廊是至关重要的一步。

FCM裂缝群绘制技术是用地震数据识别裂缝走廊的一种方法。地学家开发了一套FCM工作流程，用来确定与亚地震断层和裂缝走廊相关的三维

24. 有关计算毛细压力更多的信息，请参见：Ouzzane J, Okuyiga M, Gomaa R, Ramamoorthy R, Rose D, Boyd A和Allen DF: “Application of NMR T2 Relaxation to Drainage Capillary Pressure in Vuggy Carbonate Reservoirs”，SPE 101897，发表于SPE年度技术大会暨展会上，得克萨斯州圣安东尼奥，2006年9月24-27日。

25. Singh SK, Abu-Habib H, Khan B, Akbar M, Etchedocar A和Montaron B: “Mapping Fracture Corridors in Naturally Fractured Reservoirs: An Example from Middle East Carbonates”，First Break, 26卷, 第5期 (2008年5月) : 109-113。



▲ 科威特北部Sabriyah油田的地面地形图。该油田是五个油田中第一个被分析的油田，被认为是研究的关键区域。地学家用FCM流程对现有地震资料进行了评价。根据研究成果钻了X-5井和X-6井。通过这些井的井眼成像和岩心分析，确认了FCM模型预测裂缝群的有效性。

地面地震数据中的不连续性。决定该技术能否成功的两个关键因素是地震采集和处理的适用性。该流程假设组成裂缝走廊的大型天然裂缝群产生一致的构造不连续性，可用三维地震资料检测该不连续性。全套FCM流程将专家解释高质量地震资料和井下测井记录与地质建模和动态模拟结合在一起，能够详细描述天然裂缝储层。

不连续性分析软件可识别出细微的不一致性，在地震资料上表现为轮廓线。一般情况下，提取出的原始轮廓线与储层中的地质不连续性相关，或与数据中的非地质残余特征相关，

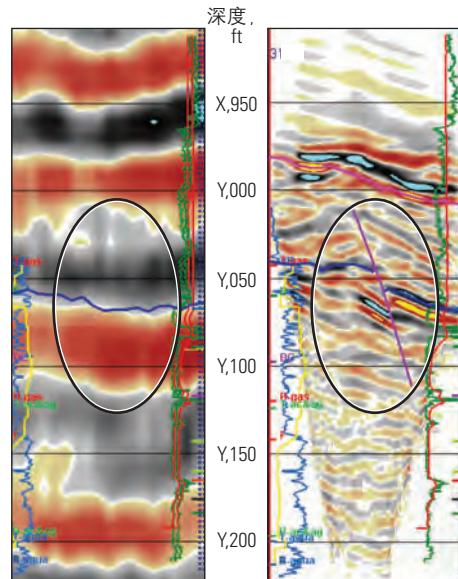
如采集脚印或近地表噪音影响等<sup>[26]</sup>。为集中检测裂缝群，用先验知识限制并校验流程，包括区域和局部构造地质、构造、储层地质力学、岩心分析、井眼成像、声波测井、垂直地震剖面数据、试井资料和生产史等。

结果主要取决于地震采集系统和数据质量，多种因素可导致结果不可信，包括成像质量差、空间和时间带宽窄、信噪比低和采集脚印明显等。因此，对三维地震资料质量有严格的要求，必须能提供有意义的输入数据，才能有效检测裂缝群。可能需要有针对性地设计处理与数据采集流程，特别是当使用单传感器数据时，如Q-Land地震采集系统提供的资料<sup>[27]</sup>。

FCM技术提供了一种完全不同的裂缝储层描述方法。以往通过解释各种地震属性（如方位各向异性观测数据）只能描述弥散式缝隙的特性。但是，有了全方位一体化FCM流程后，也能确定独立裂缝走廊的位置，并将其纳入包含断层和弥散式缝隙的多尺度三维储层模型中。通过多尺度模型动态模拟流体流动情况，并用生产测井进行校准，来验证主要流动通道。作业人员可用该信息确定注水井和生产井井位，以实现储层波及效率最大化，并最大限度地减少水淹。

### 确定井位实例

研究人员用FCM流程模拟了科威特5个侏罗纪碳酸盐岩储层。Sabriyah油田是其中之一，它拥有极具挑战性的构造环境且钻井计划中包括四口新井，因此被选为重点研究区（左上



▲ 井间地震成像。在绝对最佳条件下，用三维地面地震数据（左）能确定数十米的地层特征。井间成像，如DeepLook-CS地震成像，利用放置于不同井中的震源和接收器进行数据采集。通过扩展到千赫兹的高频数据能得到超高分辨率井间成像，并能分辨小到1.5米（5英尺）的特征体。从井间成像（右）可以看出，有一个小地震断层（红紫线）以及复杂多层的储层构造。同样，也可以用此类井间地震成像检验在三维地震体上表现为不连续特征体的裂缝走廊。

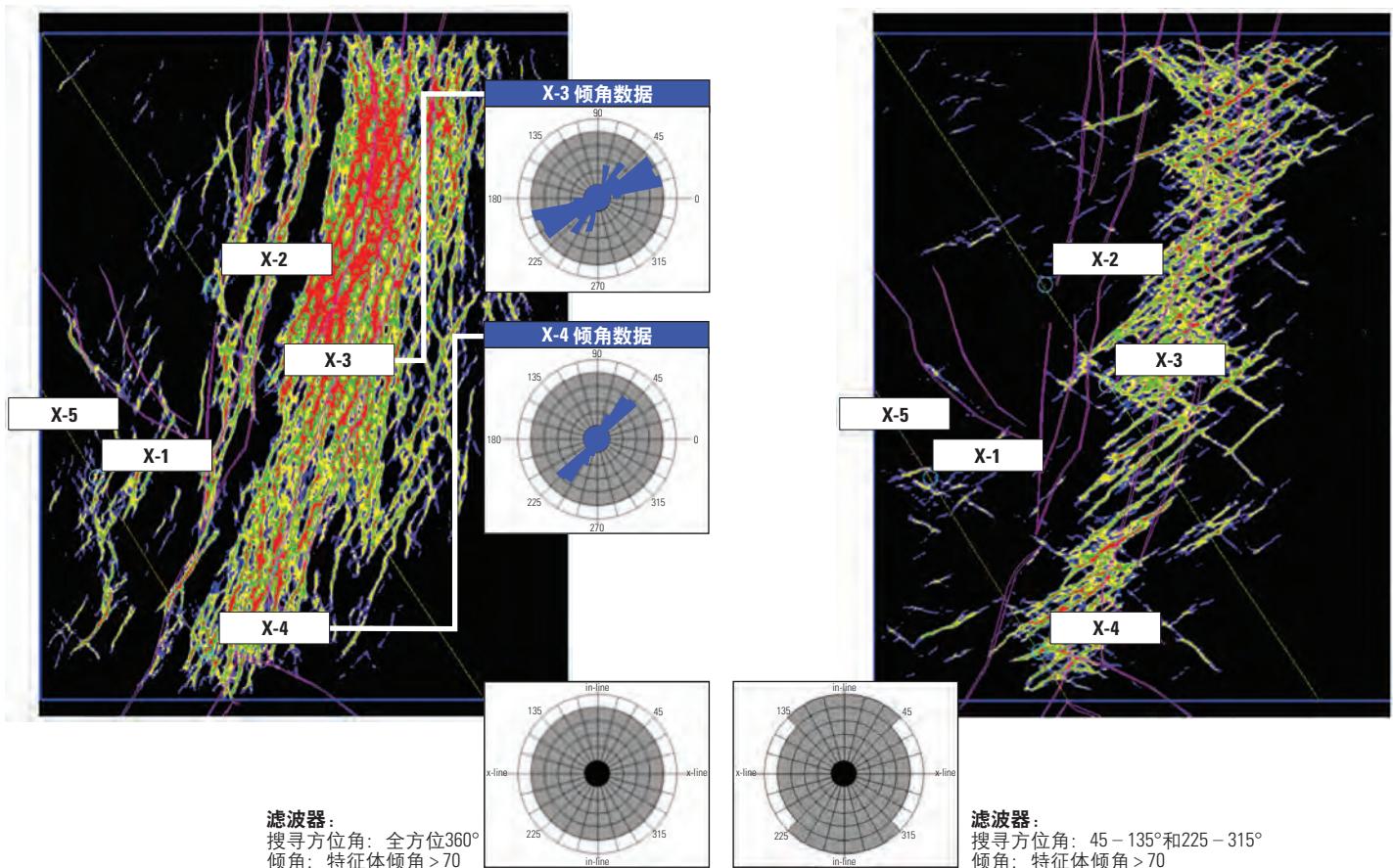
图）。对地震数据初步分析后，确定了贯穿该储层的大量轮廓线。进一步分析这些轮廓线发现，大部分轮廓线沿背斜构造的主轴呈NNE-SSW方向延伸，其他主要沿正交方向延伸（[下一页图](#)）。而井眼成像资料表明裂缝主要走向是ENE-WSW。

上述分析表明，轮廓线主要呈NNE-SSW趋向可能与纵向褶皱引起的裂缝有关，其他的正交轮廓线与从井眼成像数据上识别出的裂缝关联，可能是Riedel剪切裂缝<sup>[28]</sup>。尽管这项有限研究表明该油田存在大量可能与亚

26. 在三维地震时间切片上看到的采集脚印是那些与地面采集系统、失真振幅和反射波相位相关的图案。这种形式的噪音能掩盖真实的地下反射波，应尽可能在解释前去掉。虽然通过FCM流程能检测出这类噪音，但经验丰富的解释员也应该能够将其识别成噪音，而不是裂缝。  
27. Q-Land系统是一套点接收器采集与处理系统，能实时采集30000道地震数据。点接收器数据用变密度记录，用互补数字组合成形

- (DGF)技术处理。经过DGF处理的原始传感器数据提供了纯净的“组合”地震道，这种地震道具有高分辨率和低噪音。  
28. Riedel剪切会形成几何裂缝图形，通常与平移断层系统有关。它们可形成阶梯形图，向其移动方向倾斜10–30度。  
29. Refae AT, Khalil S, Vincent B, Ball M, Francis M, Barkwith D and Leathard M: “Increasing Bandwidth for Reservoir Characterization with Single-Sensor Seismic Data”, *Petroleum Africa* (2008年

- 7月): 41-44。  
30. 正常覆盖次数定义为照亮地下某个采样点或面元的不同炮检位置的个数。每个对应指定面元位置的炮检对将沿不同路径记录反射波，并以正常方位角和偏移距表示。每个面上广泛而又统一的炮检距和方位角分布提供了有关地震储层特征的详细信息。  
31. Singh等人，参考文献25。



△ 精细确定裂缝群。用不带滤波器的不连续提取软件（DES）模型对现有地震资料进行了处理（左），发现裂缝主要沿背斜构造的轴向延伸（NNE-SSW）。而X-3井和X-4井的测井数据表明裂缝走向主要为ENE-WSW（插图）。这是由于NNE-SSW走向的平移断层造成了Riedel剪切裂缝。利用方位角滤波器处理地震数据，结果发现裂缝群具有不同的走向（右）。这些裂缝群的实际方向在原始处理剖面上被掩盖。（根据Singh等人的资料改编，参考文献25）。

地震断层或裂缝走廊有关的构造不连续体，但只能通过进一步调查其他数据，并最终通过钻井来验证该解释。例如，可用超高分辨率井间地震成像数据进行验证（前一页，右图）。

为得到科威特碳酸盐岩储层中裂缝发育情况的详细信息，科威特石油公司（KCO）采用西方奇科的Q-Land技术，在科威特西北Raudhatain油田100公里<sup>2</sup>（38英里<sup>2</sup>）范围内采集了最新三维地震数据。这套系统采用最大位移震源扫描和单传感器接收器（请参见“高质量陆上地震勘探技术”，第28页）。通过优化设计驱动力和震源组合可变的扫描速率，MD Sweep技术可加强低频部分的信号<sup>[29]</sup>。单传感器的布置方式能够实现波场密集采样，有效消除震源产生的噪音。

这种先进的采集设计包含一次宽方位角正方形大面积组合地震勘探，在 $12.5\text{米} \times 12.5\text{米}$ （41英尺 $\times$ 41英尺）的面元上覆盖次数高达990次，且具有长达6公里（3.7英里）的均匀偏移距-方位角分布<sup>[30]</sup>。该设计可有效利用纵波数据描述地震裂缝特征。在西北Raudhatain油田，由于地震反射波受到一系列多次反射地震波（干扰储层的主要反射波）的影响，因此采集难度非常大。目前正在采用先进的数据处理技术抑制多次波，最大程度地从三维地震数据中提取有效信息，从而利用地震采集技术全面指导裂缝描述。

过去，工程师虽然提出裂缝走廊导致早期水淹，但没有有效工具检测它的存在。也曾将在井筒中检测出的

裂缝群加入随机三维模型，解释它们对生产的影响。利用FCM流程识别远离井筒的裂缝群并通过三维图直观化描绘裂缝群的走向，可帮助优化油田开发计划，避免意外水淹<sup>[31]</sup>。

## 未来的发展

人们认为目前全球大部分油气剩余储量都存在于碳酸盐岩中，而碳酸盐岩的复杂性要求石油工程师、地球物理师和地质师通力协作，以进行有效开采。各种解释技术和传感器技术上的逐步改进，将使各领域专家更有效地评价、钻探和开采碳酸盐岩储层。通过综合应用各种方法和技术，石油技术人员正在不断降低碳酸盐岩储层在钻井和最大限度提高采收率方面存在的不确定性。

- TS