

页岩气革命

Tom Alexander

西南能源公司
加拿大新不伦瑞克省Moncton

Jason Baihly

美国得克萨斯州Sugar Land

Chuck Boyer

美国宾夕法尼亚州匹兹堡

Bill Clark

George Waters

美国俄克拉何马州俄克拉何马城

Valerie Jochen

得克萨斯州College Station

Joël Le Calvez

得克萨斯州休斯敦

Rick Lewis

Camron K. Miller

得克萨斯州达拉斯

John Thaeler

西南能源公司
得克萨斯州休斯敦

Brian E. Toelle

美国科罗拉多州丹佛

《油田新技术》2011年春季刊：23卷，第3期。
© 2011 斯伦贝谢版权所有。

在编写本文中过程中得到以下人员的帮助，谨表谢意：波兰华沙的 Doug Bentley，休斯敦西南能源公司的 Damian Friend，Joanne Hresko，Reese Mitchell，Brad Sylvester 和 Steve Thomson，法国波城的 Vincenzo De Gennaro，美国俄克拉何马州俄克拉何马城的 Hariharan Ramakrishnan，以及休斯敦的 Leah Hogarth。

DSI，ECLIPSE，EcoScope，ECS，ELANPlus，FMI，geoVISION，HiWAY，HRA，Petrel，Platform Express，Sonic Scanner，SonicScope，SpectroLith，StimMAP，StimMAP LIVE，TRA 和 VISAGE 等是斯伦贝谢公司的商标。

1. 地质学家普遍认为小于 4 微米的沉积岩颗粒归于粘土范畴。粉砂颗粒范围约 4 - 62.5 微米。
2. Blyth FGH 和 de Freitas MH: *A Geology for Engineers*，第 7 版。美国马萨诸塞州 Burlington: Butterworth-Heinemann，1984 年。

全球很多公司都在争先恐后地寻找页岩气资源，都希望能找到下一个 **Barnett** 页岩。但是，从这些资源中开发和生产天然气需要的不仅仅是发现富含有机质的页岩和实施水力压裂。随着全球页岩气革命之势越来越活跃，勘探公司发现寻求一套综合方法才是通向成功的必由之路。从过去的经验教训中学习，并不断改善生产方法可能不一定能保证取得成功，但却能大大提高成功的可能性。

自从现代石油和天然气工业形成以来，石油地质学家一直遵循这样一条常规的油气勘探路线：寻找烃源岩，发现可以积聚油气的优质储集岩，识别圈闭油气的机理，最后钻井开采。然而石油勘探开发行业正在经历一次大变革。过去不怎么引起行业兴趣、只是被认为是可能的烃源岩的岩石，如今正作为潜在储层进行勘探，这其中的重点就是发现有机页岩。

位于美国得克萨斯州中部的 **Barnett** 页岩是众所周知的激发业界将页岩视为生产储层而开发的远景区。这种情况代表勘探公司在对资源远景区认识上发生了重要转变。两项能确保经济开采页岩储层的重要技术是钻大位移水平井和实施多级水力压裂。但作业者发现从页岩储层中开发天然气绝非钻水平井和实施水力压裂那么简单。

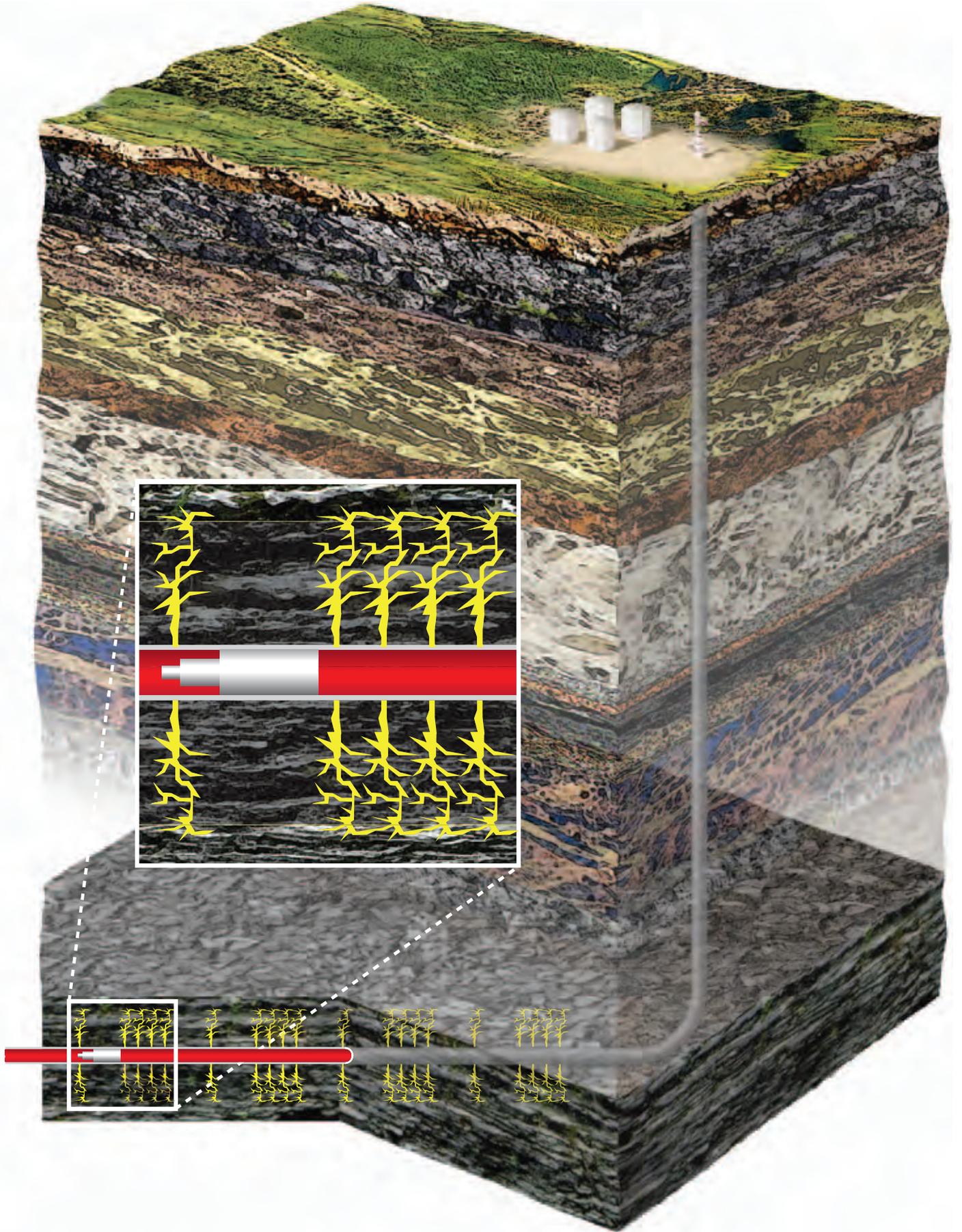
研究页岩气藏的工程师和地质师发现通过充分加强对页岩储层的认识可以针对性地改进开发工艺和技术。最重要的是综合运用多种来源、各种规模的数据来优化钻井、完井、实施

增产措施，最后成功地从这类烃源岩中开采出油气资源。

本文回顾了过去 30 年页岩气开发方面的经验教训，介绍了用于分析页岩气藏的一些工具。一家公司采用综合方法开采其 **Fayetteville** 页岩储层获得了可观回报 - 产气量增加，生产效率得到提高。在另一个实例中，一项大型研究项目对来自美国六个主要页岩盆地的生产测井资料进行了分析，研究结果可能会对钻井和增产作业产生重大影响。

页岩储层特征

页岩属于细粒岩石，由粉砂和粘土级颗粒经压实作用而形成^[1]。地壳沉积物中 60% 是页岩，而且页岩是全球大多数常规油气藏的主要源岩^[2]。因为页岩由泥土形成，因此常被称为泥岩。





▲ 有机页岩。页岩是细粒易碎裂沉积岩，成层出现。页岩可能裂开或沿薄层理破碎成片状（插图）。富含有机质的页岩中总有机碳的含量比其他普通页岩高—总有机碳含量一般为 2 - 10%。富含有机质的热成熟页岩是主要勘探目标。

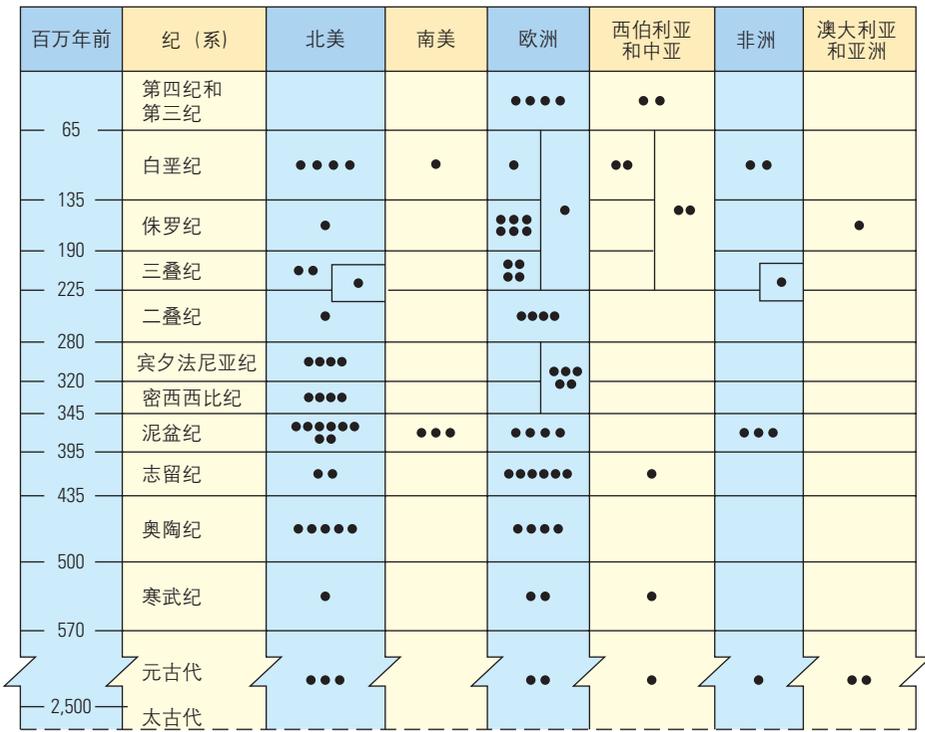
页岩不同于其他粘土岩和泥岩，页岩呈薄层状，且易分裂，这意味着页岩可以沿其薄层理破碎或裂开（左图）。页岩也很容易形成裂缝，具体取决于其成熟度和矿物成分。

尽管页岩十分常见，但能够作为远景类油气资源开发的页岩储层并不多。含气页岩勘探目标是那些富含有机质的沉积岩，其沉积方式足以确保最终形成油气的原始有机质得到有效保存。油气一旦生成后，多数仍被圈闭在超低渗透率的岩石基质中，不能发生运移。

富含有机质的页岩是在特殊条件下形成的—有机质含量高，氧含量低—这种条件把它们与其他类型的页岩沉积层区分开来^[3]。上述条件在各种地质年代都很常见，包括泥盆纪—这一时期的气候很温暖，海平面很高，地表大部分地区被热带海洋覆盖。但泥盆纪并不是形成富含有机质厚层沉积物的唯一时期。目前已经发现了从前寒武纪时期一直到现代形成的富含有机质的页岩（左下图）^[4]。但从满足热成熟标准来分析，大多数页岩储层主要集中在从奥陶纪开始一直穿越整个宾夕法尼亚纪的地质时期。

以动植物遗骸为主要成分的有机质沉淀到湖底或洋底，成为其他动物和细菌的食物。但在缺氧环境条件下，那些本来不及好氧对手消耗食物效率高的厌氧菌就成为唯一能够消耗有机质的菌类。因此，沉积物得以保留大部分原始有机质。今天的黑海就是形成页岩气藏所需的一个封闭的类似环境—缺氧条件使得沉积物中聚集了高浓度有机质（下一页，右上图）^[5]。

随着更多物质积聚下来，下伏淤泥层不断被压实，沉积物埋藏更深，压力越来越大，温度也越来越高，由此也形成了薄夹层。在深海环境下，上述过程发展的很慢，持续很长时间；积聚几个厘米厚就可能需要几千年。由于上覆沉积物的重力作用，挤出了沉积物中的流体，并进一步压实了下伏泥岩层，这些都是岩化作用的必须步骤。有机质经过缓慢的局部高温作用，转化成干酪根—一种不溶性物质，能够生成烃，包括石油和天然气。



▲ 按地质年代划分的海相有机页岩在全球的分布状况。大地构造、地理位置和气候条件都有助于富含有机质沉积物的沉积。富含有机质的海相页岩在全球各地都有发现。（黑点代表富含有机质的海相页岩在每个时代的出现次数）。勘探公司重点勘探那些经过热成熟且其中的干酪根已转化成烃类物质的海相沉积层，并将其作为远景资源进行开发。浅海或淡水沉积的湖相页岩（图中没有显示）也是勘探目标，但从目前的情况看不如海相页岩那么高产。（根据 Tourtelot 的资料修改，参考文献 4）。

不同的有机质生成不同类型的干酪根^[6]。当受热受压到一定程度时，每种干酪根都能生成特定产物：油、湿气、干气和非烃类物质。在埋藏和热成熟过程中，干酪根经历一定程度的温度和压力作用。首先是生油窗，这期间易生油干酪根生成液态石油，易生气干酪根生成湿气（右中图）。该成熟阶段被称为深成作用阶段。随着进一步深埋，干酪根经过干气窗口。经历深变作用阶段后，剩余干酪根转化生成气，深成作用阶段产生的重烃也分解成气。富含有机质的页岩以及在干气窗口进一步受到温度和压力作用的页岩是含气页岩勘探的主要目标。

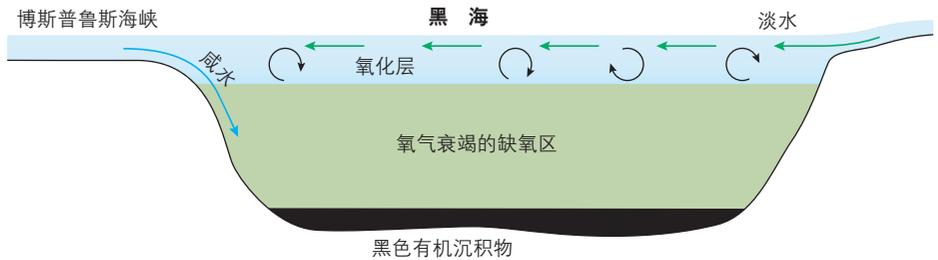
然而，仅仅因为沉积物经历了成熟阶段不一定就说明它们就是优质储集岩。地质师和工程师根据从各种途径收集到的有关地球化学、岩石物理和地质力学方面的特征资料来确定进一步勘探具体含气页岩的可行性。

地球化学分析

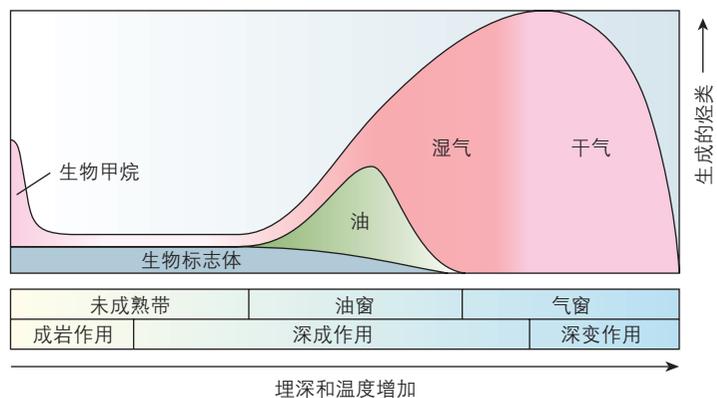
为识别那些有开采潜力的页岩，地质学师需要寻找特定的地球化学特性，通常根据岩心资料进行分析。某些特性可用井下仪器测定；但岩石物理师根据岩心资料对测井记录进行标定以便对井下测量数据进行细化并进行特征描述。充分描述页岩资源所需的地球化学特性包括总有机碳（TOC）、含气量和储气能力、干酪根热成熟度、地层渗透率和岩石矿物成分等。

TOC - 有机页岩从定义上看必须含有有机碳。TOC 决定页岩的资源潜力。TOC 值较高的岩石有机质含量丰富。能够作为勘探目标的页岩 TOC 值一般为 2 - 10%（右下表）。TOC 值高于 10% 的岩石通常还未成熟到可以开发的程度。

- 一些地质学家还认为，如果沉积物沉积速度快于好氧动物的消耗速度，在那些氧含量不是很低的沉积物中也能保留高含量有机质。
- Tourtellot HA: "Black Shale - Its Deposition and Diagenesis", *Clays and Clay Minerals*, 27 卷, 第 5 期 (1979 年 10 月): 313-321。
- Lueschen H: "Black Sea Sediments", <http://www.mbgc.icbm.de/HolgerL/BlackSea.html> (2011 年 9 月 20 日浏览)。
- 关于干酪根类型更多的信息，请参见: Boyer C, Kieschnick J, Suarez-Rivera R, Lewis RE 和 Waters G: "页岩气藏的开采", 《油田新技术》, 18 卷, 第 3 期 (2006 年秋季刊): 18-31。



▲ 富含有机质页岩的现代类似环境。有机质衰竭过程是一个细菌作用的过程，发生在有氧条件下；该条件下也可能发生有限的厌氧细菌活动。黑海是一个分层系统环境，上层是氧化层，下层是缺氧层。淡水（绿色箭头）从河流流入，密度较大的海水（蓝色箭头）从地中海经由博斯普鲁斯海峡流入。由于矿化度和密度不同，混合水仅限于最上部 100 - 150 米（330 - 490 英尺）。表层和底层水混合受到严重限制；海底的水一千年才能交换一次。富含有机质的黑色沉积物积聚到海底。厌氧细菌分解出硫酸盐中的氧气，并释放出硫化氢废气。硫化氢与沉积物中的铁元素可能发生反应，生成黄铁矿（FeS₂），该矿物在富含有机质的页岩储层中很常见。（根据 Lueschen 的资料修改，参考文献 5）。



▲ 油气生成过程中的成熟阶段。埋藏、有机质转化和生成油气的过程可归纳成三个阶段。成岩作用阶段：特点为低温（低于 50°C (122°F)），在此阶段有机质转化成干酪根。细菌可能消化掉部分有机质，并将之转化成生物甲烷；深成作用阶段：一般发生在被进一步深埋，受到更大的地层压力，温度上升到 50 - 150°C (122 - 302°F) 时，期间导致页岩和干酪根中的化学键断裂；深变作用阶段：油气生成过程的最后阶段，温度进一步升高，同时发生各种化学变化，将干酪根转化成碳。在此阶段产生后期甲烷，即干气，同时还产生其他气体包括 CO₂、N₂ 和 H₂S，先前阶段产生的烃类最终也转化成甲烷，温度范围在 150 - 200°C (302 - 392°F) 左右或更高。

总有机碳 (重量%)	资源潜力
< 0.5	很差
0.5 - 1	差
1 - 2	一般
2 - 4	好
4 - 10	很好
> 10	未知

▲ 总有机碳含量与资源潜力之间的关系。

页岩岩样中的总含碳量包括无机碳和有机碳。工程师采用燃烧方法量化有机碳^[7]：先用磷酸处理小部分岩样，清除其中的无机碳，然后干燥沉积物，最后在富氧环境下将其燃烧至 1350°C (2462°F)。其中的有机碳被氧化，生成 CO₂，并通过一个非色散红外检测室流出。可对该检测室进行精细调整，以精确反映 CO₂ 量。测量的气量被转换成 TOC 值，并作为岩石重量百分比进行记录。

储层内的 TOC 值可能变化很大。但由于在很长的层段上取心并进行分析不太现实，岩石物理师通常采用地球化学和常规测井组合系列采集的井下资料量化岩石中的干酪根量，然后再换算出 TOC 值。科研人员根据岩心数据对岩石物理数据进行标定，以验证用于测量 TOC 模型的有效性。

含气量和储气能力 - 气体吸附在页岩中干酪根的表面，而且还自由分布在原生孔隙和次生孔隙中。总气量 (GIP) 是吸附气和自由气的总和。根据储层的初始压力，当自由气产出，孔隙压力下降后，吸附气也会从干酪根表面释放或解吸。然而，最近的研

究表明解吸程度也取决于页岩孔隙尺寸，这一点在科研人员估算资源潜力时必须加以考虑^[8]。

科研人员有时采用罐解吸附作用试验确定岩心中的总气量。新鲜岩心取出后，立即密封到罐中，然后送到实验室进行测试。将气体从罐中去除，测量其体积并分析其组分随时间的变化。根据产气量随时间的变化估算储层条件下岩样的含气量。该分析对岩心从井下取出经历的时间非常敏感。

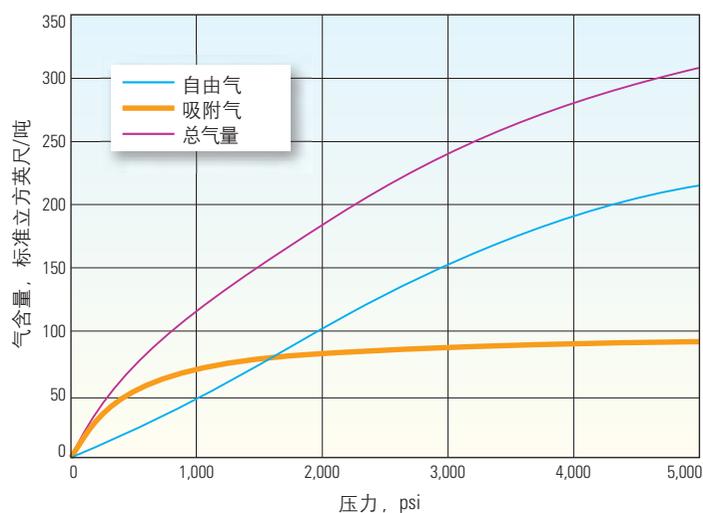
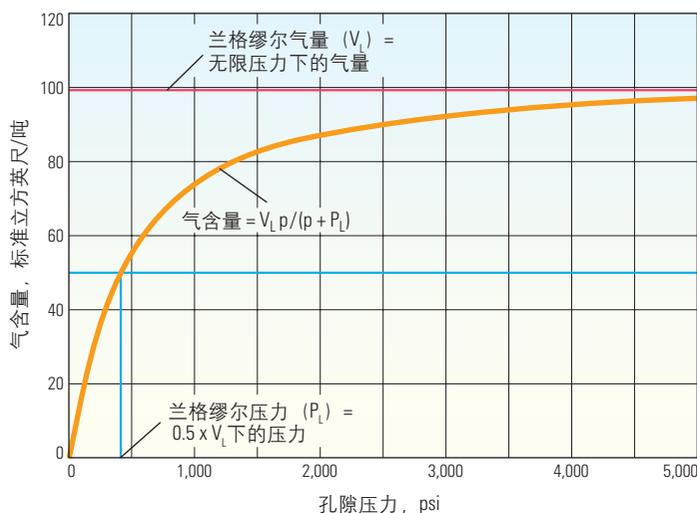
工程师采用估算岩石吸附潜力的压力关系曲线确定页岩的吸附气量。首先把岩样研碎以最大化表面积，加热驱出其中的吸附气，然后放到甲烷气中，不断提高压力，同时保持恒温。岩样的吸附气量（以标准立方英尺/吨表示）可通过兰格缪尔等温线来描述（下图）。有了等温曲线，根据地层的孔隙压力（代表地下储层压力）可确定岩石的储气能力。

工程师根据岩心资料绘制的兰格缪尔等温线通过测井资料得到的 TOC 数据计算吸附气。在减去吸附气所占的孔隙体积后，他们根据测井资料得到的有效孔隙度和含气饱和度计算自

由气量。准确评价含气量需要包括粘土含量及类型、基质密度、地层水和束缚水电阻率、有效孔隙度和含气饱和度等地球化学和岩石物理输入数据。

热成熟度 - 热成熟度与沉积历史有关。随着干酪根长时间暴露于不断上升的高温环境，镜质组（岩石中的细胞壁物质和木质植物组织）经历不可逆变化，反射率增强。测量镜质体反射率 (R₀) 最初是为标定煤的成熟度而开发的方法。

用显微镜测量取自岩样的镜质体至少 30 颗粒才能确定其反射率 R₀：其值一般在 0 - 3%。反射率超过 1.5% 是干气源岩的标志，这是含气页岩的一个有利指标。反射率为 0.6 - 0.8% 表明是生油源岩，0.8 - 1.1% 是湿气源岩。最初，人们认为油和凝析油是页岩开发的不利指标；但一些作业公司已从页岩中成功开发出油和凝析油，在上述情况下，较低的反射率可认为是一个有利指标。反射率低于 0.6% 表明干酪根还不成熟，其所处的温度条件还不足以使有机质转化成油气。



▲ 兰格缪尔等温线和储气能力。兰格缪尔等温线（黄色，左）是根据粉碎岩样测出的，是岩石气体吸附能力的定量指示。兰格缪尔气量，V_L（红色线），是在无限压力下的理论气体吸附量的上限。可根据此曲线确定给定压力 p 下的储气能力。兰格缪尔压力，P_L（蓝色垂直线），是对应一半兰格缪尔气量下的压力。根据兰格缪尔等温线，可根据压力计算具体储层的总气量（GIP）（紫红色，右）。总气量是吸附到干酪根上的吸附气（黄色）和孔隙中的自由气（蓝色）的总和。在低压条件下，吸附是有效的气体储集作用机理。随着压力上升，孔隙气随之增加。目前正在开发的大多数有机页岩储层产出的主要是孔隙气。随着井底流压下降，解吸附作用成为主要生产动力。

渗透率 – 页岩特征评价中最难量化的属性之一是气相渗透率，其范围可能在 0.001 – 0.000001 mD 之间。渗透率是有效孔隙度、含烃饱和度及矿物成分的函数。常规储层的渗透率一般是数百个 mD，比页岩的渗透率高几个数量级。工程师通过驱使流体流过岩心并测量该过程中流体的体积和流速，来测量常规岩石的渗透率。渗透率在 nD 范围内的页岩无法采用这一常规方法。

TerraTek 开发了 TRA 致密岩石分析裂解技术来定量评价非常规地层的超低渗透率^[9]。除渗透率外，TRA 技术还提供体积密度和颗粒密度、总孔隙度和有效孔隙度、含水饱和度和含烃饱和度、含气孔隙度、束缚烃饱和度和粘土束缚水体积等。

储层渗透率也可以通过短期注氮气压降试验进行估测。这种试验得出的是系统渗透率，不仅考虑基质渗透率，也考虑天然裂缝的影响。

矿物成分 – 页岩的矿物成分可能很复杂，各组分的相对含量可能是潜在资源远景区能否成功开发的决定因素。岩样能够提供丰富的地球化学和矿物成分方面的信息，但局限于岩样采集的具体位置。矿物成分通常也根据井下测井仪器采集的岩石物理资料确定，岩石物理资料根据岩心资料进行标定。

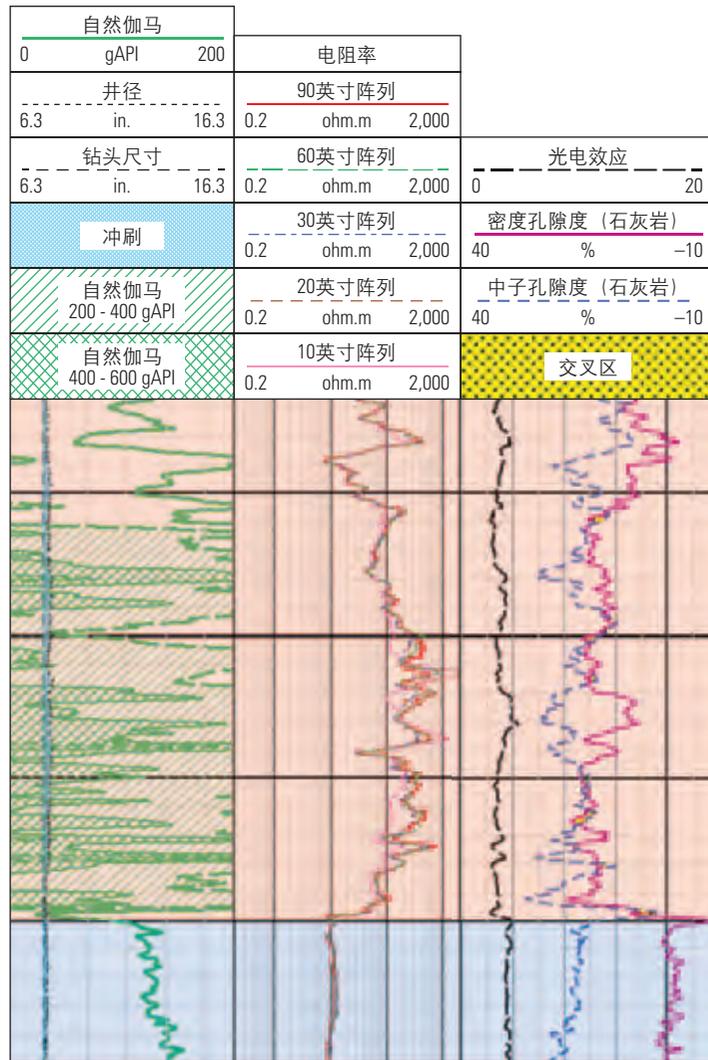
岩石物理资料

用于分析页岩地层岩石物理特性的主要资料与用于分析常规储层所用资料相同，包括自然伽马、电阻率、孔隙度和声波测井等，此外还有中子俘获能谱资料。和常规油气井须具备关键生产指标一样，具有油气生产潜力的页岩也表现出不同于没有生产潜力的页岩特有特征（右上图）。

页岩的岩石物理特征分析首先须进行一项最基本的测井：自然伽马测井。自然伽马测井可指示是否存在富含有机质页岩。有机质中普遍含有高浓度的天然放射性物质 – 钍、钾和铀 – 其

含量比常规储层矿物高。由于富含有机质的页岩中有机质含量较高，其自然伽马数值往往超过 150 gAPI。岩石物理师依据高自然伽马值来识别富含有机质的页岩层；但白垩纪、中生代和第三纪的一些地层可能不会有这一特征。

三组合仪器串，如 Platform Express 综合电缆测井仪，能够测量电阻率和孔隙度，还提供岩石物理特征资料，帮助测井分析师确定潜在含气页岩。例如，含气页岩的电阻率通常比不含气的邻层页岩电阻率高。



▲ 页岩地层测井分析。岩石物理师利用常规三组合测井资料识别富含有机质的潜在页岩层。图中最下面的 50 英尺为一常规页岩层（蓝色阴影）。其自然伽马（第 1 道）读数小于 150 gAPI；电阻率值（第 2 道）较低，且基本不变；密度孔隙度和中子孔隙度（第 3 道）出现分离，且变化范围较小。与常规页岩相比，有机页岩段（红色阴影）的自然伽马读数较高，电阻率高，且变化较大，密度孔隙度也相应较高，中子孔隙度变化较大。有机页岩的中子孔隙度通常较低，这是因为其束缚水体积较小。

- Bernard BB, Bernard H 和 Brooks JM: "Determination of Total Carbon, Total Organic Carbon and Inorganic Carbon in Sediments", 美国得克萨斯州 College Station, TDI-Brooks International and B&B Laboratories, Inc., http://www.tdi-bi.com/analytical_services/environmental/NOAA_methods/TOC.pdf (2011 年 10 月 21 日浏览)。
- Ambrose RJ, Hartman RC, Diaz-Campos M, Akkutlu IY 和 Sondergeld CH: "New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations", SPE 131772, 发表在 SPE 非常规天然气大会上，美国宾夕法尼亚州匹兹堡，2010 年 2 月 23-25 日。
- Boyer 等人，参考文献 6。

含气页岩的孔隙度测量结果也具有明显的特征。通常，常规页岩的密度孔隙度和中子孔隙度之间表现为均匀分离。而对于具有产气潜力的富含有机质页岩而言，二者之间的变化较大，密度孔隙度较高，中子孔隙度较低。出现这种情况的部分原因是岩石中存在气体，降低了氢指数，从而导致中子孔隙度较低。有机页岩的中子孔隙度也可能较低，因为与普通页岩相比，有机页岩中的粘土矿物含量较低。

对密度孔隙度测量而言，构成页岩的矿物成分一般比构成常规储层岩石如砂岩和灰岩的矿物成分体积密度高。而干酪根的体积密度（1.2克/厘米³）比砂岩和灰岩的体积密度低得多，其存在可能导致孔隙度计算值偏高。要精确计算页岩的密度孔隙度，工程师必须知道目标岩石的颗粒密度。颗粒密度主要通过ECS（元素俘获能谱）仪器获得。另外，ECS仪器还提供干酪根体积密度测量，用于校正颗粒密度。

非常规储层特征描述的地层评价重点应放在了解岩石的矿物成分上。通过岩心分析可以确定岩石的特征，但用该方法分析较长层段，既不高效，也不经济。而用诸如ECS等测井仪器进行连续测井能得到元素含量，据此可估算有机页岩中常见矿物的重量百分比。

能谱仪器提供的结果主要包括硅（Si）、钙（Ca）、铁（Fe）、硫（S）、钛（Ti）、钆（Gd）和钾（K）。斯伦贝谢工程师利用SpectroLith岩性处理软件对中子诱发自然伽马能谱仪器测得的能谱数据进行处理，从而分析计算矿物成分和地球化学数据。然后利用基于广泛岩心化学和矿物成分数据库得到的经验关系对SpectroLith输出结果进行标定。根据以上数据可确定基质颗粒密度，并用于计算孔隙度。某些类型和一定含量的矿物成分可能表明岩石容易破碎。测井分析人员利用该信息识别适合布置直井或水平井的层段，并实施

水力压裂处理。利用EcoScope多功能随钻测井仪器也可采集能谱数据。

除矿物成分数据外，能谱测量还提供有关粘土类型的信息。工程师根据粘土类型预测其对压裂液的敏感性，了解地层的压裂特征。某些粘土与水接触会膨胀，进而妨碍生产，并引发诸多作业问题。蒙脱石是最常见的膨胀粘土。通过确定粘土类型可推测其对压裂液的敏感性，但利用取自储层的岩心进行试验则可提供最准确的信息。

粘土类型除了反映压裂液的敏感性外，还是反映岩石韧性的一个指标，韧性高的岩石不易压裂。支撑剂容易嵌入韧性页岩。除此之外，其他类型的页岩可能易碎，容易压裂。含伊利石的页岩适合水力压裂，因为含伊利石说明是脆性页岩，遇水不发生反应。存在蒙脱石则通常表明是韧性粘土。

声波测量，特别是能提供各向异性页岩介质力学属性的声波测量数据，也是了解页岩气井是否能够维持长期生产所需的重要资料。Sonic Scanner声波扫描平台提供的数据可用于优化地质模型、钻井计划和增产措施。声波测井仪能提供的岩石力学属性包括体积模量、泊松比、杨氏模量、屈服强度、剪切模量和抗压强度等。上述参数可以根据纵波、横波和斯通利测量结果进行计算。

薄互层泥质页岩的杨氏模量和泊松比是相对于地层层理面的测量方向的函数。这类各向异性力学特性影响闭合应力，进而影响水力裂缝的高度。Sonic Scanner数据用于估算各向异性力学特性，因此能够据此确定岩石原地应力。

如果纵向和横向测量的杨氏模量差别很大，说明该岩石的闭合应力比各向同性的岩石高。这类各向异性层段岩石一般粘土含量高，而且存在易膨胀粘土。这些粘土含量高的层段不适合布置水平井，也不适合实施水力压裂。这些层段的闭合应力较高，生

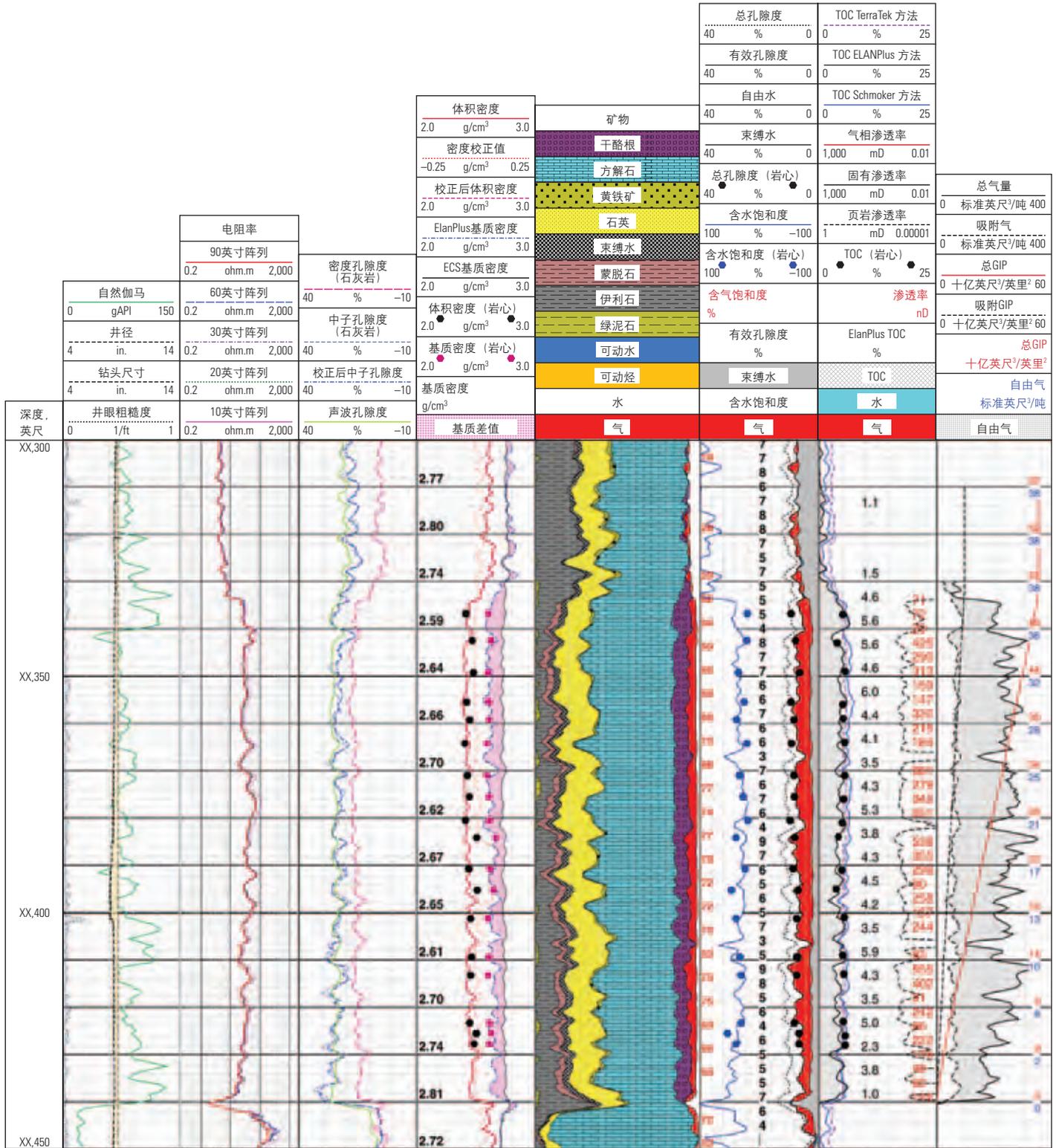
产过程中难以保持裂缝的导流能力，因为支撑剂很可能会嵌入塑性地层内。

声波孔隙度是有利于页岩分析的另一声测井结果。页岩的声波孔隙度一般比中子孔隙度低很多，具体取决于页岩中常见的粘土束缚水体积。如果声波孔隙度比中子孔隙度高得多，说明页岩孔隙中填充的可能是气，而不是水。如果声波孔隙度和中子孔隙度相当，则可能是含油页岩。

测井分析人员还利用井眼成像测井数据，如FMI全井眼地层微成像测井数据，识别天然裂缝和钻井诱发的裂缝，确定裂缝走向和集中位置。根据这些资料，解释人员能确定天然裂缝呈闭合（矿化）还是张开状态。工程师利用该信息优化分支井位，优选水平井射孔簇位置。通过分析钻井诱发的裂缝，工程师还能推测近井应力状态。

虽然采集分支井岩石物理数据的方法有很多，但大多数井在钻分支段前都是直井，并采用全套测井仪器进行了测井。还可用随钻测井仪器采集数据，其优点是能够帮助定向司进行导向并钻入潜在甜点。geoVISION随钻成像能提供电阻率，同时提供井眼成像，用于识别地层层理和裂缝分布情况；SonicScope多极随钻声波测井仪能提供声波测井记录。

可将各种仪器提供的测量进行综合显示。使用同一平台显示地层特性属性，地质师可直接比较分析岩石的质量（[下一页图](#)）。计算的自由气和吸附气以标准立方英尺/吨为单位表示，这一单位是采煤作业中常用的计量单位。有些作业公司将自由气、吸附气和总气量以十亿立方英尺/英里²为单位进行显示。而以十亿立方英尺/段表示的天然气的资源量有助于量化页岩气藏的总潜力。



▲ 页岩综合测井显示。根据常规电阻率(第2道)和孔隙度(第3道)测井仪器计算出含水饱和度和孔隙度。ECS仪器提供矿物成分(第5道)和基质密度(第4道),可改进孔隙度计算结果,区分孔隙度(粉色阴影)和TOC(总有机碳)。还可计算颗粒密度,并用来校正密度孔隙度(第4道)。岩心样品分析数据提供描述储气能力的兰格缪尔等温线,并验证计算结果,确保基于模型的结果有效,如基质密度、体积密度、含水饱和度、总孔隙度和TOC(第4、6和7道上的圆点)。经岩性校正的流体饱和度显示在第6道。地质师利用总气量(GIP)、自由气和游离气(第8道)确定储层的产气潜力。页岩综合测井显示的另外一个特点是第4、6、7和8道上的数字显示结果,地质师可直接从测井曲线读取这些数值。例如,在XX,350英尺处,有效渗透率(第7道上的红色数字)是313 nD,累计自由气量(第8道上的蓝色数字)是32标准立方英尺/吨。在该层段,与大多数有机页岩不同的是自然伽马(第1道)的数值没超过150 gAPI。

综合结果除描述储层岩石物理和地球化学特征外，还有助于工程师确定分支井的着陆深度，以便开始水平钻进（下图）。最佳策略是沿最小水平应力方向钻井，即与最大水平应力垂直的方向。

高质量岩石

2007年的一项研究表明，以当时的商品价格水平，只有不足30%的Barnett页岩并能盈利^[10]。很多资料都是从当时已经完井的气井中收集的，而那时作业公司还在摸索如何合理开发页岩气藏。几口Barnett页岩井的生产测井资料表明30%的射孔孔眼贡献了70%的产气量，在某些井中，50%的射孔孔眼在测井时没有产量贡献^[11]。通过综合考虑所有盆地资料，生产测井数据研究发现将近30%的射孔簇没有贡献产量。上述统计结果表明，如果缺乏测井资料，盲目钻井和进行水力压裂也许不是最佳策略。

钻井前，地质师和工程师应通过分析识别出那些具有良好储层特征和地化特征的地层，然后在这些高质量层段钻井和完井。页岩气藏远景区一般延伸范围较大，整个盆地上其测井特征可能变化不是不大。但层序内那些隐蔽或不太隐蔽的横向非均质特征使某些区域有利于生产和实施水力压裂措施。这些甜点包括产气潜力大的地层—高质量储层（RQ）—和能进行优化压裂措施的地层—良好完井地层（CQ）。地质师建立详细模型进行油藏模拟，以发现具有最佳RQ和CQ的储层。随着钻井和收集更多的资料，能对这些模型进行进一步改进。

地质特征（特别是天然裂缝）会对井的产能产生影响。充分了解裂缝密度和走向及地下应力特征，能帮助工程师更好地布井和优化井间距，并优化水力压裂方案。常规储层可在长距离上进行开采，但远景资源的开发需要优化井距，并最大程度扩大压裂

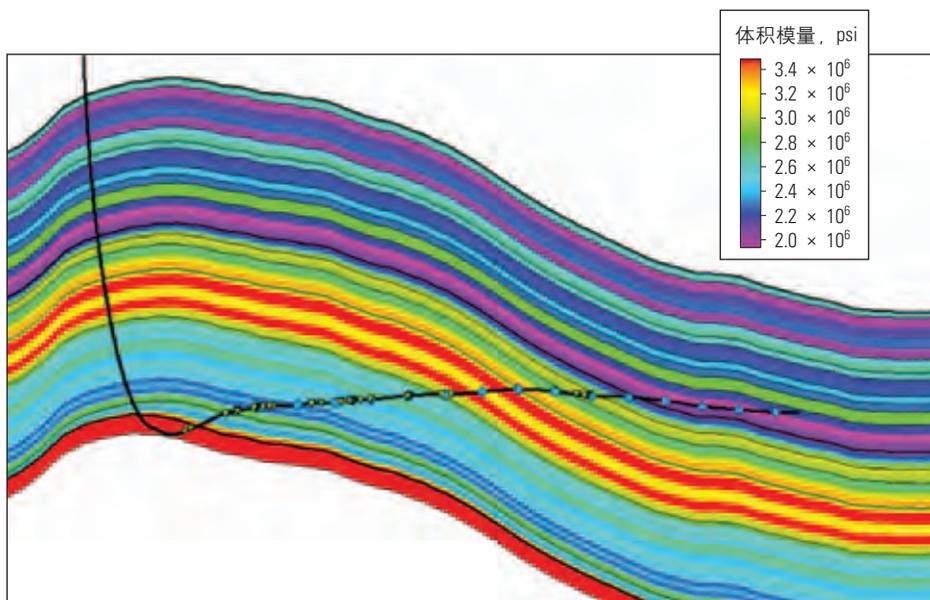
范围。

局部应力状态对钻井和实施增产措施都是重要因素。井筒上的应力分布是构造力、深度和地层厚度的函数，此外还与邻井先前进行增产措施和生产引起的变化有关。为优化井筒稳定性，应沿最小主应力方向钻井。充分了解储层（包括天然裂缝网络）在钻井、增产措施和生产过程中受到应力后如何发生变化是很重要的。生产和诱发应力造成的储层改变将影响分级压裂的设计、射孔位置以及井间距的选择等。这类信息可通过地质力学研究进行量化。

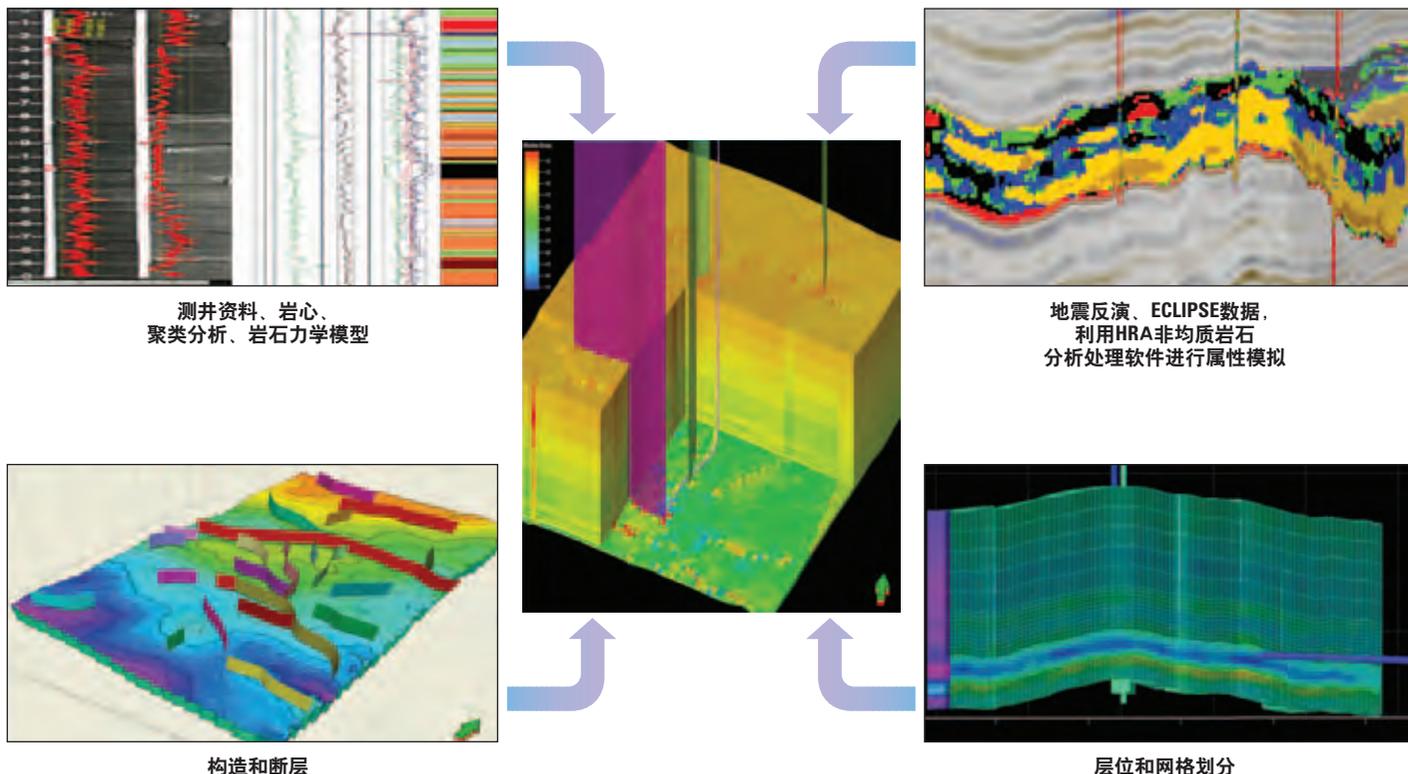
地质力学是工程学的一个分支，应用固体力学、数学和物理学方法来预测岩石对外力的反应^[12]。采矿业和土木工程是应用地质力学较多的学科—长期以来利用地质力学预测和避免灾难性后果—钻井和生产工程师也越来越多地将这些概念应用到油藏开发中。这些分析都要求测量和估测应力，并对材料对应力的响应进行监测。

一个地区的原始应力状态主要由本地区的大地构造和沉积史决定。各种油田生产作业，如钻井影响和注入及开采引起的流体压力改变，也会诱发应力变化。所有这些影响都可以通过构建三维和四维地质力学模型进行模拟。工程师基于模型模拟结果可以预测储层对钻井、增产措施和未来生产的反应。

斯伦贝谢的地球物理师和工程师在Petrel地震-模拟软件中建立了地质力学模型，将ECLIPSE储层模拟软件输出的数据进行综合。工程师利用这些模型进行井眼设计，确定原始应力状态。



▲ 分支井着陆。准确描述储层是开发含气页岩过程中关键的步骤，但分支井钻井不仅仅依靠岩石物理和地球化学分析结果，还必须考虑控制完井质量(CQ)的关键参数。体积模量是反映CQ的一个参数。体积模量大的岩石粘土含量可能较低，因此闭合应力较低，生产过程中支撑剂嵌入地层的可能性也较小。该图是在地质构造和体积模量投影的一个井剖面。分支井的前三分之二在目标层段内。端部剖面位于较低体积模量的岩层，产能较差。端部层段的增产作业不仅比分支井其他部分困难，而且较低体积模量层段的产量也低于较好质量层段的产量。



▲ 井设计中的地质力学分析。VISAGE 模拟器根据地震资料（右上）、Petrel 程序中建立的 3D 模型（右下和左下）和测井及岩心资料（左上）来建立地质力学模型,包括当前应力和力学特性（中）。建立 3D 模型后,可加入时间元素构成 4D 模型。应力变化影响钻井,降低压裂效果,对井的产能产生重大影响。

地球物理师将 ECLIPSE 3D 模拟与 VISAGE 模拟器结合可建立 4D 模型,模拟井下应力大小和方位随时间的变化(上图)。用 ECLIPSE 和 VISAGE 软件组合能模拟单井、多井或整个油田的完整生产史。

利用地震资料还可识别钻井、增产和生产方面的潜在隐患。现有断层在作业公司对页岩层段实施水力压裂措施时也是一个特别麻烦的因素。断层能有效控制裂缝的延伸,将压裂液转向断层系统,不能进入目标层。随后的压裂可能使裂缝延伸至先前压裂过的断层,基本上不能扩大有效压裂体积。断层也是把水力压裂液引向产水层的通道,这很可能导致没有产量

或是明显降低产量。

根据过去 30 年开发 Barnett 页岩气藏获得的经验,工程师认识到开发远景资源需要考虑几方面的因素,其中包括了解目前最大水平应力方向以确定最佳井眼方向,量化天然裂缝密度、特征和相对于最大水平应力方向的方位,充分了解地质力学因素以设计有利于最大化水力压裂面和并考虑裂缝复杂程度的完井方案;了解不同级压裂、不同井压裂产生的裂缝与裂缝间的相互影响情况^[13]。完井工程师必须充分考虑增加井或压裂级数对压裂和钻井成本的影响。3D 和 4D 模型在很大程度上有助于进行上述决策。

水力压裂

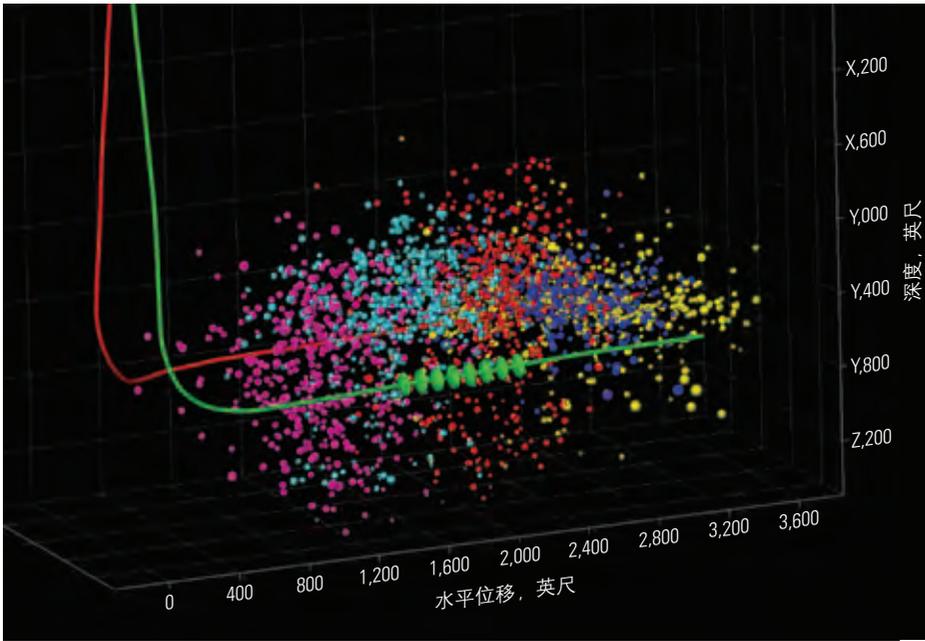
Barnett 页岩气藏的成功开发部分归因于使用了经济高效的滑溜水压裂液进行压裂处理^[14]。但滑溜水并不是唯一用到的压裂液,对某些类型的页岩来说也不一定适合^[15]。在 Barnett 页岩气藏和其他页岩远景区还试验应用了凝胶压裂液、气体辅助压裂液和混合压裂液等^[16]。

没有哪种解决方案适合所有页岩储层。例如,虽然滑溜水对 Barnett 页岩有效,但凝胶压裂液体系相比,滑溜水携带砂粒的能力差,支撑剂容易沉淀,从而限制裂缝导流能力。措施区内接触面有限或丧失导流能力也会造成产量直线下降。

10. Berman A: "What's New in Exploration", *World Oil Online* (2007 年 11 月), <http://208.88.130.69/Article.aspx?id=38918> (2011 年 10 月 11 日浏览)。
11. Miller C, Waters G 和 Rylander E: "Evaluation of Production Log Data from Horizontal Wells Drilled in Organic Shales", SPE 144326, 发表在 SPE 北美非常规天然气大会暨展览会上,得克萨斯州 Woodlands, 2011 年 6 月 12 - 16 日。

12. Zoback MD: *Reservoir Geomechanics*. 纽约市: 剑桥大学出版社, 2007 年。
13. King GE: "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?" SPE 133456, 发表在 SPE 技术年会暨展览会上,意大利佛罗伦萨, 2010 年 9 月 19 - 22 日。
14. 滑溜水压裂液由水和聚合物(通常是聚丙烯酰胺)组成,可降低压裂液通过管柱时的摩阻。

15. King, 参考文献 13。
16. 混合压裂液通常先使用低粘度流体产生复杂裂缝网络系统,在压裂作业结束时使用能够携带高浓度支撑剂的流体打开近井区域地层。



▲ 分支井多级水力压裂过程中的微震监测。通过分析微震资料, 如本 StimMAP 水力压裂缝模拟诊断图, 可使作业者了解水力压裂措施的实际效果。在该例中, 分五级从措施井 (红色线) 泵入压裂液, 同时从第二口井 (绿色线, 绿圆圈表示检波器的位置) 进行监测。第一级 (黄色点) 在分支井端部形成复杂裂缝网络, 但第二级 (蓝色点) 与第一级压裂体积重合。第三和第五级 (红色点和紫红色点) 形成了复杂裂缝。第四级 (青绿色点) 向某一方向延伸, 使某些地方未被压裂。识别压裂缝质量的这些变化对于优化以后的压裂设计、布井和选择适当井间距都很重要。利用诸如 StimMAP LIVE 实时压裂微震监测工具, 可使完井工程师在压裂实施过程中及时调整作业, 从而提高压裂效果。



▲ Arkoma 盆地的 Fayetteville 页岩。西南能源公司对位于美国阿肯色州中北部地区的 Fayetteville 页岩远景区进行了开发。该公司区块 (红方框) 内的地层由于区域断裂和隆起作用而具有复杂的地质构造。

使用滑溜水压裂液须考虑的另一因素是页岩对压裂液的敏感性, 因为某些类型的粘土与水接触后可能发生膨胀。含气压裂液和泡沫压裂液似乎是替代滑溜水压裂液和凝胶压裂液体系的理想选择, 但因为成本较高而未被广泛应用, 一般只在小规模作业中采用。作业公司面临的难题是找到适合于具体页岩的最佳压裂液体系, 同时尽量降低试验成本^[17]。

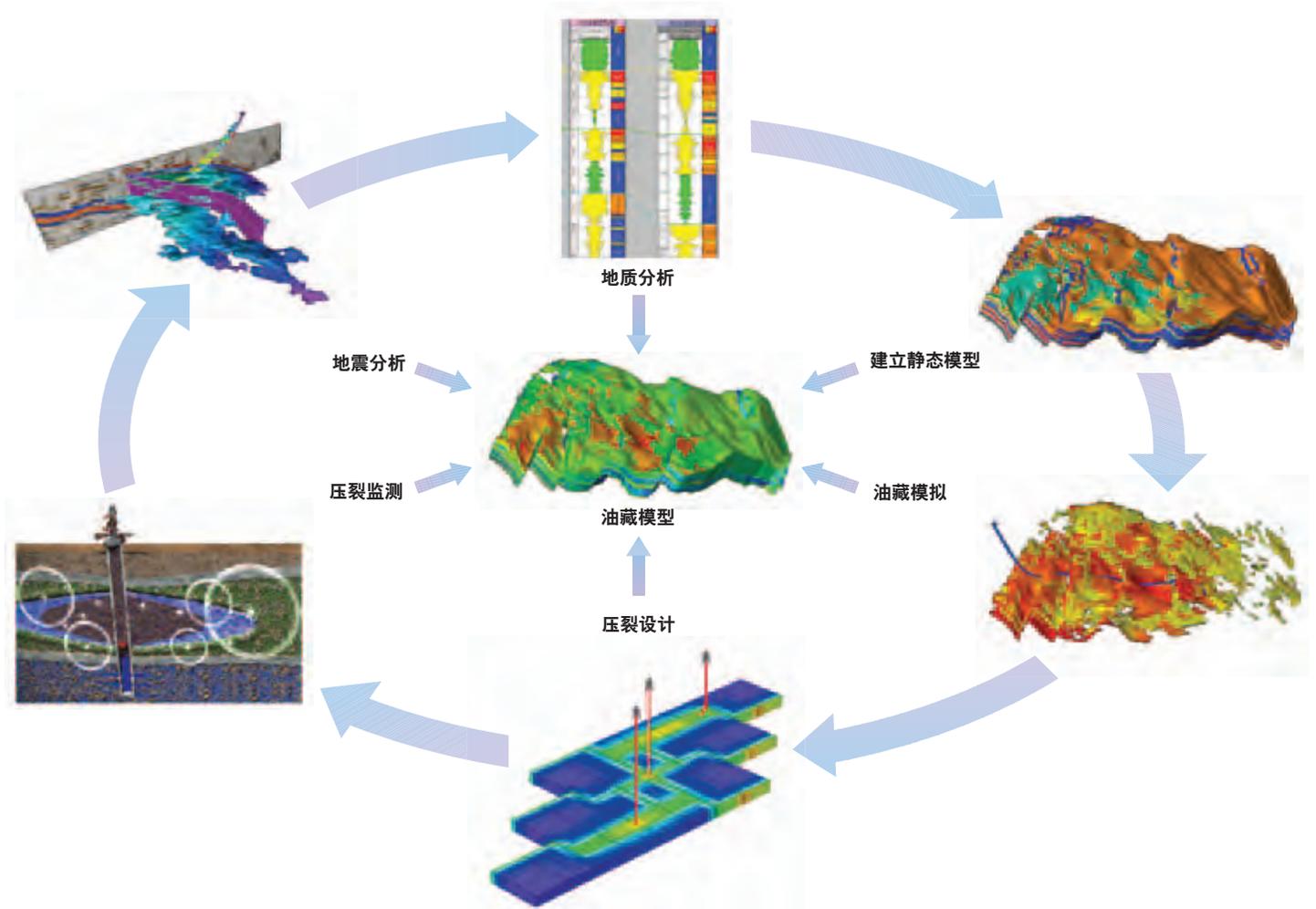
最近, 斯伦贝谢公司在俄罗斯新西伯利亚技术中心的科研人员开发了一套水力压裂设计新方法。HiWAY 高速通道水力压裂技术 (请参见“高速通道压裂新技术”, 第 4 页) 在经过多年的模拟与测试后终于问世, 目前已成功应用于多种环境。在 Eagle Ford 页岩进行的初步试验应用结果表明, 与周围同类井相比, 措施井的产量提高了 32 - 37%。使用该方法能够明显提高增产效果, 从而大大改善边际产能远景区资源的经济效益。

页岩压裂计划中另一种常见做法是把分支井分成等距层段 (左上图)。这一方法忽略了地层垂直和水平方向上的非均质性, 造成压裂作业成本的极大浪费^[18]。但完井工程师可根据钻井过程中收集的资料进行完井设计, 从而改善压裂措施设计。

成功之道

很大程度上因为 Barnett 页岩储层的成功开采, 北美地区过去 10 年勘探开发活动主要集中在含气页岩的勘探上。但最初作业公司并不确定在 Barnett 页岩获得的成功是否能复制到其他页岩远景区。西南能源公司发现的 Fayetteville 页岩是作业公司在 Barnett 页岩基础上扩大页岩气开发最早的储层之一。该公司获得的成功也促使其它作业公司争相开发其他地区的页岩气资源。

Fayetteville 页岩位于美国中部 Arkoma 盆地北部和 Ozark 地区南部 (左图)。西南能源公司在美国阿肯色州北部拥有的区块覆盖密西西比纪海相陆架沉积层, 层厚在 50 - 550 英尺 (15 - 168 米), 深度在 1500 - 6500 英尺 (457 - 1980 米)。由于前寒武纪和寒



▲ 岩石力学模型工作流程和输入信息。工程师和地质师综合利用多种来源的资料建立 3D 岩石力学模型。他们使用岩心地质资料、测井资料以及地震资料建立静态模型。利用油藏模拟软件将垂直井和水平井收集的资料应用到模型中。工程师据此选择井间距,设计水力压裂程序,以最大程度地提高产量。可使用微震资料对模型进行验证,改善后续的压裂作业和井眼规划。随着获取更多新的数据,不断对油藏模型进行更新。

武纪时期的断裂作用,加上晚古生代时期 Ouachita 造山运动过程中的构造挤压造作用,使得该远景区的地质构造极为复杂。

断裂作用形成了大规模东北走向的正断层,而后期的构造运动的特点是形成了向北延伸的逆冲断层。当前最大水平应力沿东北-西南方向,是后期应力松弛作用的结果^[19]。

储层细分为上、中、下 Fayetteville 层段。上 Fayetteville 层段包括含气孔隙度较高的夹层,天然裂缝发育,可采用较低作业压力进行压裂。中 Fayetteville 层段伊利石和蒙脱石粘土含量相对较高,其特征为破裂梯度较高,有效孔隙度较低。下 Fayetteville 层段被细分成三层,中间层是主要目的层,其粘土含量低,含气孔隙度高。在整个下 Fayetteville 层段存在连通和闭合

的天然裂缝。

由于生产动态差异较大,西南能源公司启动了一项多学科研究,以分析 Fayetteville 页岩的特征,识别主要的生产控制因素^[20]。该研究覆盖三个区域,每一区域大约 10 英里² (26 公里²)。利用 Petrel 地震-模拟软件建立的 3D 岩石力学模型是进行分析的关键。为建立该模型,地质师将各种来源的资料进行了系统性综合,包括岩石物理资料、地震勘探资料、岩石力学资料和裂缝模型等(上图)。此外还与 ECLIPSE 储层模拟页岩气模块一起使用了单相流体模型。3D 模型包括双孔隙度选项,用于进行历史拟合及生产预测。

为建立 3D 岩石力学模型,地质师首先利用岩心资料-包括 X 射线衍射、电子显微镜扫描、薄片、镜质体

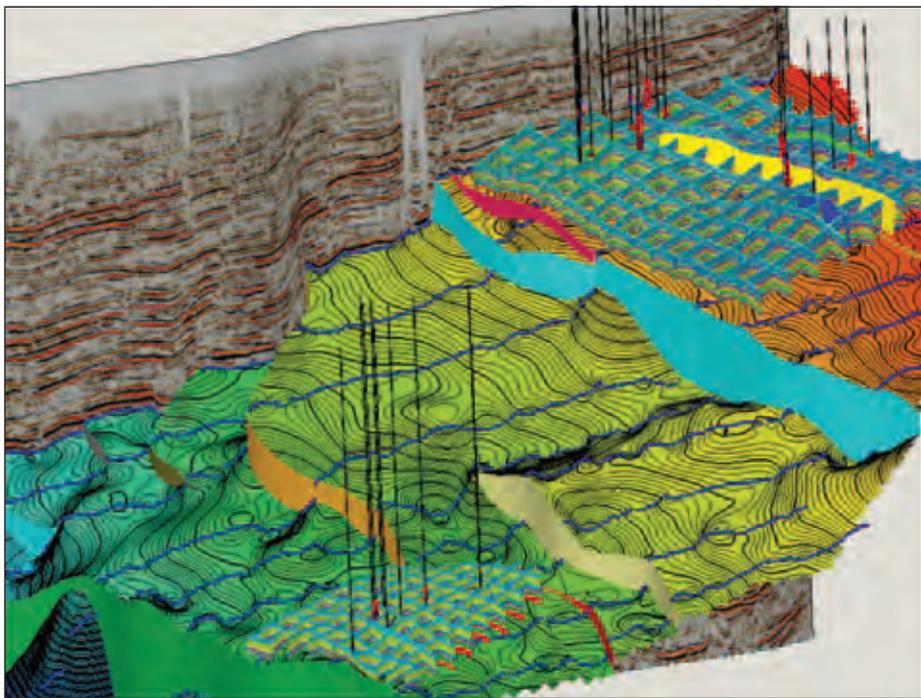
反射率、裂解和 TRA 资料等,按照相应流程建立了地质模型,然后把校准后的测井资料综合到模型中。测井资料包括三组合裸眼井测井、地球化学测井、Sonic Scanner 和 DSI 偶极横波声波成像仪以及 FMI 井眼成像等资料,所有这些都是垂直试验井中采集的。ECS 仪器采集的地球化学资料提供了关键的矿物信息,并利用岩心资料进行了标定。

17. King, 参考文献13。

18. King, 参考文献13。

19. Ramakrishnan H, Peza E, Sinha S, Woods M, Ikeocha C, Mengel F, Simon Y, Pearce P, Kiester J, McKetta S和Jeffers J: "Understanding and Predicting Fayetteville Shale Gas Production Through Integrated Seismic-to-Simulation Reservoir Characterization Workflow", SPE 147226, 发表在SPE技术年会暨展览会上,丹佛,2011年10月30日-11月2日。

20. Ramakrishnan等人,参考文献19。



▲ Fayetteville 页岩 3D 静态地质模型。要了解含气页岩储层上的属性变化，需在储层评价中综合考虑各种资料，确定每个数据项在 3D 模型中空间上的变化情况。在 3D Petrel 岩石力学模型中，可综合利用地震、测井、断层和构造面等资料建立框架模型，然后将岩石物理属性、力学属性和天然裂缝特征数据综合到框架模型中，例如图中所示即为针对 Fayetteville 页岩建立的模型。作业者可通过比较属性立方体（如图中所示）和其他 3D 地质空间信息，优化井位和水力压裂作业。加入生产数据后，可揭示不同种类资料之间的相互关系，有助于工程师了解不同生产驱动因素对井生产动态的影响。这些属性立方体也成为建立单孔隙度和双孔隙度储层模拟模型的基础。

评价页岩气资源的常用参数如兰格缪尔等温线、TOC、原始 GIP 和吸附气与自由气等通常先进行单井测量，然后利用地面 3D 地震勘探结果外推到整个盆地。由于页岩盆地内岩石物理特性的横向变化通常不明显，因此外推时必须考虑更高分辨率数据的变化情况。地质师可把具体岩性与天然裂缝关联起来。根据生产测井资料，工程师可将岩相与压裂后天然气产量提高的层段关联起来。

接下来工程师利用地震资料建立构造模型，然后利用测井资料得到的地球化学数据对模型进一步细化。井下资料包括破裂梯度、泊松比、杨氏模量和天然裂缝密度。根据成像测井资料建立基于离散裂缝网络的裂缝模型，成像测井数据经岩心数据和微震同相轴进行校准。工程师采用 3D 水力

压裂模型方法预测所研究的每口井中每级压裂的裂缝特征。他们对裂缝半长、裂缝高度，裂缝导流能力变化和裂缝几何要素等进行模拟，然后将这些资料应用到油藏模拟模型中。基于成像测井数据得到的天然裂缝方位信息也被综合到模型中。

工程师将来自地质模型的储层特性应用到构造模型中，以进一步改善构造模型。所用储层特性和常规储层一样，包括孔隙度、渗透率和含烃饱和度。但页岩储层的孔隙度需要依据岩心数据进行标定，可能是不同来源数据的平均值。渗透率可从岩心数据得出，尽管直接测定页岩的超低渗透率几乎是不可能的。因此，工程师将岩心孔隙度 - 渗透率转换公式应用于井下测井数据，以计算渗透率。

3D 岩石力学模型还包括流动模拟。

建立超致密岩层的流动模拟模型需要了解其应力状态，因为模型中使用的网格方位会对计算结果产生影响。在 Fayetteville 页岩模拟的案例中，建立的网格一边与最大水平应力方向平行，另一边与水平井井轨迹平行。这一信息由构造模型提供，结果表明当前最大水平应力方向为东北 - 西南方向。

增产效果

工程师将各种资料进行综合建立了全 3D 岩石力学模型，帮助他们分析 Fayetteville 页岩储层的特征（左图）。他们基于该模型制定最佳钻井和完井计划，例如用来分析和改善水力压裂措施。

水力压裂可能是远景资源开发中最昂贵的作业，对气井的有效开采影响最大。根据措施后监测的生产测井数据，完井工程师发现地层应力和油气产量之间有直接的关联（下一页，右上图）。因此，充分了解沿分支井的应力梯度为完井工程师优化压裂措施提供了很好的手段。另外，了解水平应力走向有助于钻井工程师选择最佳井眼轨迹，完成分支井的钻探。沿最小水平应力方向钻井可提高井眼的稳定性。

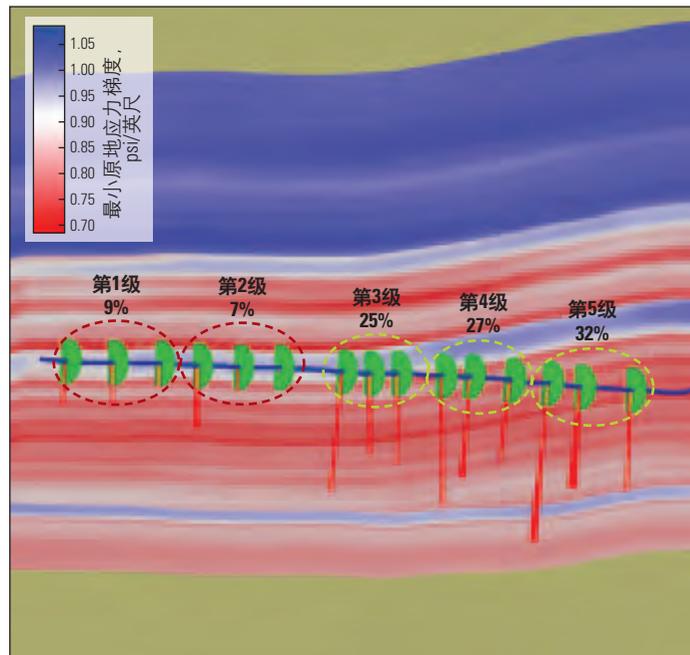
因为有些井的分支井长度超过 5000 英尺（1500 米），沿分支井遇到了储层特性明显变化的情况。3D 岩石力学模型为工程师提供了更为准确的水力压裂设计参数。完成每次增产措施后，根据生产史匹配数据都对裂缝模型进行了更新。

随着研究的不断继续，工程师观察到裂缝高度延伸情况在盆地的不同地方是不一样的。在开发早期，微震资料表明压裂裂缝从下 Fayetteville 页岩段向最上面的 Fayetteville 页岩段延伸。但他们发现某些井没有实现预期生产效果，原因是压裂处理没有达到上部层段。

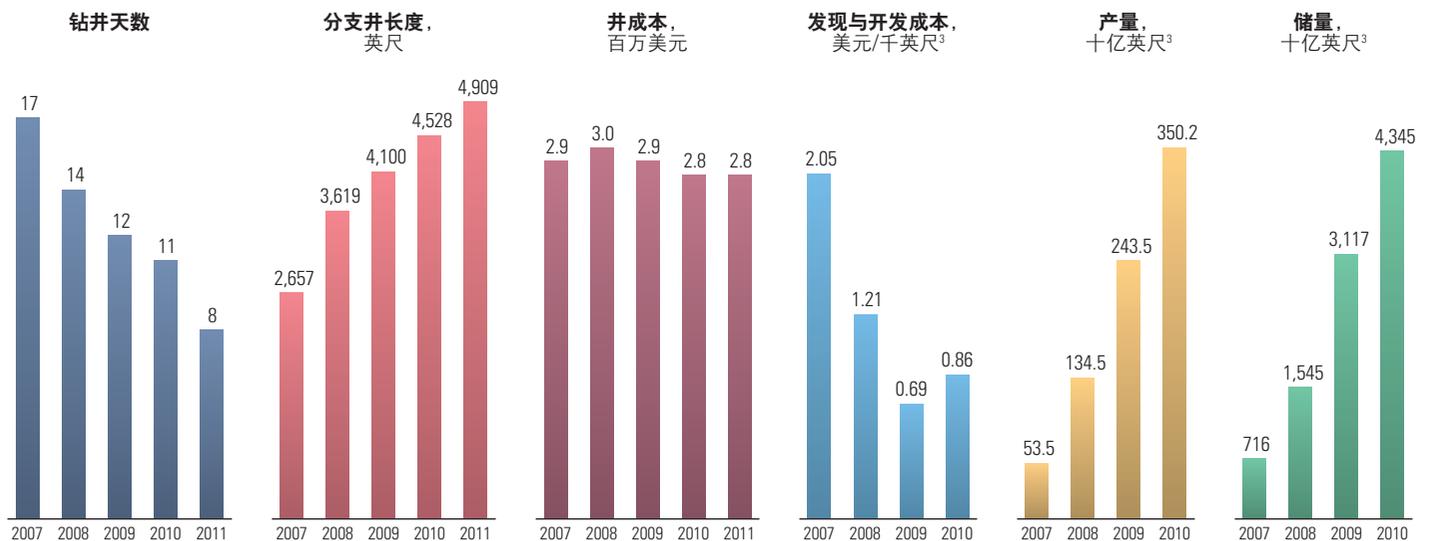
油藏工程师把不同区域裂缝高度的不同归因于 Fayetteville 页岩中部层段的粘土含量较高。粘土含量高引起地层应力增高，从而阻止裂缝向上部层段延伸。工程师通过分析 3D 岩石力学模型发现了这些异常情况。

优化作业流程使 2007 至 2011 年的压裂作业效果不断得到明显改善，包括钻探和压裂长距离分支井段、实施优化压裂措施、提高作业效率等（下图）。完钻一口井所需的天数减少了 52% 以上，虽然平均分支井的长度增加了 84% 以上。平均产量大幅度提高，几乎增加了七倍，但生产成本基本上没有增加。

开发远景资源需要大量的资金，但由于这类资源普遍覆盖较大的地理区域，作业者可通过规模生产和灵活作业等获益。发现和开发甜点区能明显提高经济效益和 ROI，但最终衡量成功与否还是要看产量情况：2011 年 10 月，西南能源公司报告 Fayetteville 页岩储层的天然气产量约为 20 亿英尺³/日（5660 万米³/日）。



▲ 根据生产测井分析得到的产量贡献率。分支井（蓝色线）穿过高（蓝色）、低（红色）地层应力层段。水力压裂措施分五级进行，每级有三个射孔簇（绿色椭圆）。压裂后采集了生产测井数据。每一射孔簇下方的红色线表示归一化到最大贡献率的气产量。每条红色线的长度代表归一化后的流量。前两级（红色虚线椭圆）在端部进行，压裂的是高应力层，只有 16% 的产量来自这两级。其他 84% 的产量都来自后三级（黄色虚线椭圆），压裂的是低应力层段。工程师利用该信息可以识别甜点，并且避开压裂低产能层段。



▲ 不断改善压裂作业效果。从 2007 - 2011 年的四年半期间，西南能源公司将钻井天数（深蓝色）减少了 52%，尽管分支井长度增加了 84% 以上（粉色）。期间井成本（暗红色）基本持平，或略有下降，但发现和开发成本（浅蓝色）大幅度降低。研究期间的产量（金色）和储量（绿色）均大幅提高。（2011 年只是前六个月的数据）。

压裂后评价

优化远景区资源开采最后一个阶段，也是经常被忽略的一个阶段，是进行生产分析。大量工作都集中在确定储层质量，开发识别储层内具有最大潜能层段的复杂模型上。钻井工程师分析井筒特征，通过地质导向使井眼钻入具有最佳 RQ 和 CQ 的区域。完井工程师设计增产计划，试图通过压裂 CQ 最佳的岩层来最大程度提高产量。通过上述努力能够确定潜力最大的生产目标，但基本上没有考虑远景区内小规模属性变化。生产测井提供生产经验数据，并可提供识别具有最大开采潜力地层特征的数据（下图）。

最近进行的一项覆盖美国六个含气页岩盆地的大规模研究项目证明了分析生产测井数据有助于资源远景区的开发^[21]。这项研究试图重点强调那些工程师能够将之并入开发工作流程以提高整体生产效率的特征资料。研究发现只有 20% 的井其所有射孔簇对产量有贡献。在 Arkoma 盆地 Woodford 页岩储层的两口水平井中，只有一半的射孔簇在产气。

有些专家认为页岩气资源是单一岩性构造，而实际上储层特性变化引起的非均质性在垂直方向上也有微小的变化。另外，天然裂缝只在小范围内能够使岩石力学特性发生较大改变。

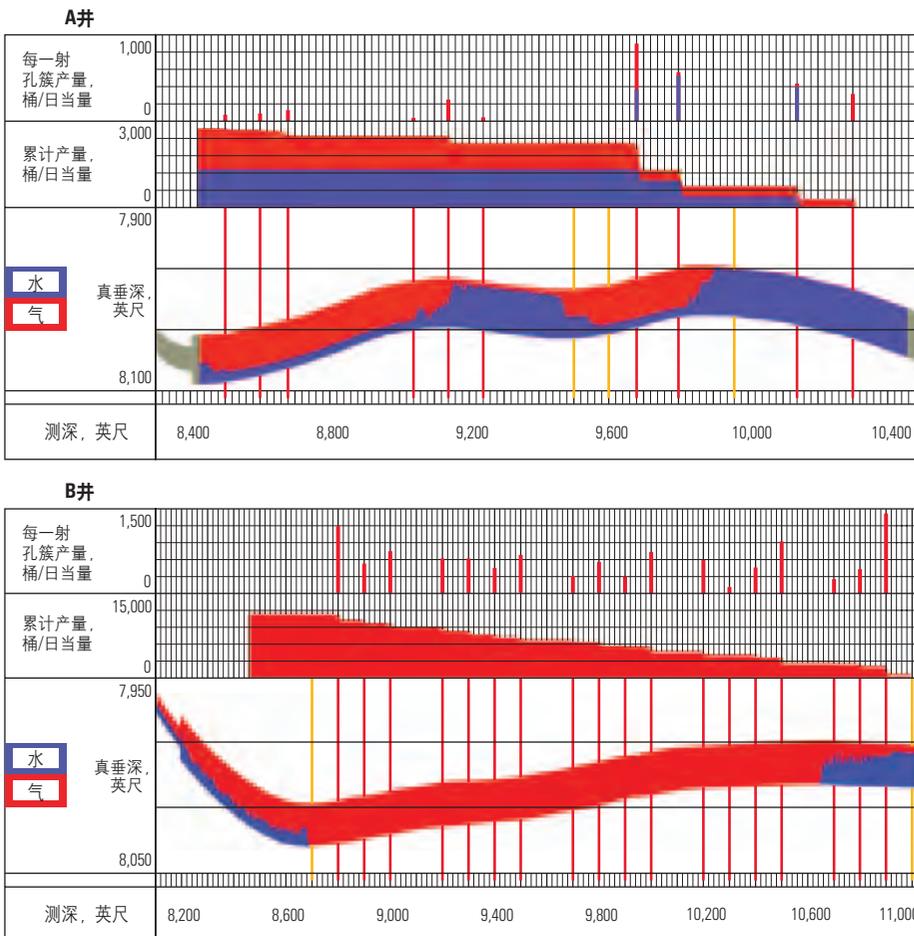
如果增产设计中没有考虑这种变化，压裂井就可能不会达到预期效果。

工程师可根据生产测井资料将气产量与岩石或地质力学特性差异关联起来。通过生产测井数据还可发现对生产可能产生影响的井眼几何形状和完井作业方法。通过分析从 100 多口井收集的生产测井数据，研究人员对页岩气井中进行的各项作业及其对生产的影响进行了评价。

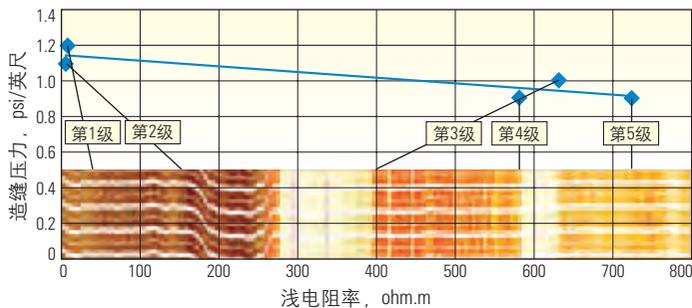
井眼轨迹 - 最初，大部分水平页岩井都是沿上倾方向钻井，倾斜角度超过 90°。这样做有助于压裂液通过重力作用排泄到分支井根部，并有助于压裂液快速排液。在某些页岩气藏开发中，这一措施被在构造上钻分支井的做法替代，而无论其具体井眼轨迹如何。但理想的轨迹应该是倾斜度大于 90°，并尽量减少狗腿度，同时应保持在目的层内。从生产数据明显可以看出这样一种趋势：高流速并能有效排泄压裂液，无论其井眼轨迹如何，并能消除井筒形状引起的不利影响。

分级压裂 - 气井产能的改善效果随压裂级数的增加而提高。增加压裂级数往往与分支井较长有关，这样能增加储层接触面积。然而，研究结果表明每级的长度较短更有利于生产，即使把数据归一化成增加分支井长度后也是如此。因此，尽管分支井长度在近些年呈增加趋势，但每级压裂的长度却减短了。

研究项目分析了压裂级间距（即两级之间的距离）对压裂效果的影响。工程师发现，对大多数页岩远景区而言，间距在 100 英尺（30 米）左右生产效果最好。他们断定，采用上述间距，前面的压裂处理导致的应力增加不会对后面的压裂产生不利影响。但在 Barnett 页岩却出现了例外情况，其压裂间距与产能之间没有明确关联。工程师把这一差异归因于 Fort Worth 盆地特殊的构造环境。因为 Barnett 页岩储层中的天然裂缝与水力压裂裂缝往往成正交，因此在压裂过程中形成



▲ 生产测井数据对比。上图是 Arkoma 盆地两口 Woodford 页岩井的生产测井数据。井眼轨迹上的红色和金色竖线表示射孔簇的位置。红色阴影代表井筒中的气，蓝色阴影代表水。A 井的生产测井数据（上）表明只有三个射孔簇对总产气量有突出贡献，三个射孔簇产出大部分水（最上道表示每一射孔簇的测量流量）。三个射孔簇（金色线）对产量没有任何贡献。B 井的产量（下）比较均匀。大部分射孔簇贡献的产量基本相同，但第一个和最后一个射孔簇（金线）没有贡献。虽然在 B 井端部有水存在，但该井没有显示产水。（根据 Miller 等人的资料修改，参考文献 11）。



	浅电阻率, ohm.m	造缝压力, psi/英尺	归一化产量, 最高产量=1.0
第1级	8	1.2	0.28
第2级	5	1.1	0.22
第3级	632	1.0	0.80
第4级	581	0.9	0.86
第5级	724	0.9	1.0

▲ 电阻率数据、粘土含量和造缝压力。FMI 井眼微电阻率成像（左）能提供矿物成分的定性信息。富含粘土层段对应于第一和第二级压裂的低电阻率层段（深棕色），具有较高的造缝压力（右）。在第三、四、五级观察到的高阻矿物（浅棕色，左）对应于低粘土含量层段。所有级的产量都用第五级的产量进行了归一化处理，第五阶段的气产量最高，其他四级的产量作为该值的分数给出。低电阻率、富含粘土含量的页岩段压裂效果不如高阻页岩段。上述结果表明在水平井中对具有良好 RQ 和 CQ 特征的层段进行压裂效果较好。（根据 Miller 等人的资料修改，参考文献 11）。

复杂裂缝网络。因此，与其它页岩远景区相比，短间距在该页岩中不能带来好的生产效果。这一发现充分说明了解储层的地质环境及其对完井质量的影响非常重要。研究的最后实际结论是，在某一盆地的优化压裂措施不能简单地复制到另一个盆地中。

通过比较理论产量和实测产量，该生产测井研究还分析了分级压裂设计。理论产量定义为各级产量均等时的产量。研究发现每完成两口井（每口井平均八级压裂），至少有一级无产量贡献。此外，很多射孔簇也未达到理论产量水平。这些发现在不同盆地都有其各自特征。美国东北部 Marcellus 页岩产量贡献至少在其理论产量一半以上的压裂级占 18%，而这一比例在路易斯安那州北部和得克萨斯州东部的 Haynesville-Bossier 为 33%。

射孔簇 - 通过分析射孔簇产能并未发现明显的变化趋势，而且结论往往因盆地而异。在 Barnett 页岩，每级通过一个射孔簇压裂效果很好，而在 Woodford 页岩井，每级四个射孔簇比八个射孔簇效果要好得多。除了上述取决于具体盆地的页岩特征外，研究结果还表明每级通过多个射孔簇进行压裂难以实现预期效果。例如，在每级六个射孔簇进行压裂的井，近半数射孔簇在生产测井时没有产量贡献。而每级只有两个射孔簇时平均只有

20% 的射孔簇无产量贡献。目前的发展趋势是每级采用较少的射孔簇。

除了射孔簇数量外，射孔簇间距也对产量产生影响。本项研究中井的射孔簇间距在 36 - 421 英尺（11 - 128 米）不等。研究结果表明射孔簇间距小于 125 英尺（38 米）时效果最好。作业者已认识到射孔簇间距与产能之间存在明显关联，并且在最近的页岩远景区开发项目中都采用了较小的射孔簇间距。然而，和前面的情况一样，这一趋势对在 Barnett 页岩并不适用，在该页岩中，即使射孔簇间距在 175 英尺（53 米）以上也取得了较好的效果。

吸取教训 - 分析表明某些结果因盆地而异，某些结果因井而异，还有一些结果则表明没有一定的趋势。生产测井数据反映的是测井时井中发生的情况，但地质师和工程师可把产量差异与储层特征的横向变化关联起来。例如，成像测井能提供横向变化信息，如裂缝、矿物成分和应力状态的变化。但这些资料在页岩气开发最初的信息收集阶段完成后一般不再收集，因为作业者此时将重点放到提高生产效率和降低成本上，因而很难将生产测井结果与地层特性进行关联。

在一口水平井中，工程师进行了裸眼井 FMI 测量，并在完井和压裂后采集了生产测井数据（上图）。地质师根据 FMI 成像资料得到微电阻率测井记录，据此他们可以定量确定矿物成分。低电阻率往往反映高粘土含量，高电

阻率对应较高质量岩层。粘土含量低的层段地层应力较低、杨氏模量较高，生产过程中更容易维持裂缝导流能力。在这口井进行了五级压裂措施，在粘土含量较低的地层进行的三级压裂比在粘土含量较高的地层进行的另外两级压裂的效果更好。有了上述资料，工程师可优化分级压裂设计、隔离高应力层段、确定射孔簇位置以及支撑剂泵入程序等。

未来的发展

油气工业开发远景资源面临的不仅是技术方面的挑战，还要面临政治、环境和认知等方面的问题。这些问题与全球发现的页岩气资源钻探和开采基本上没有什么关系，但也不应被忽视。我们的行业通常将重点放在技术层面，但其它关键因素也必须给予足够重视。

勘探与生产公司经过 30 年的开发，证明了页岩气远景资源是经济上可行的勘探目标。以前曾被认为没有价值的页岩，如今正在为美国提供大量的天然气。在成功开发有机页岩所带来的低天然气价格环境下，作业者在开发页岩气远景资源时还需继续通过创新、技术和精心设计方案提高盈利能力。

过去十年的发展已经证明，开始于 Barnett 页岩的一场革命没有就此停止。随着技术的进步，页岩气革命将成为全球努力的方向（请参见：“全球页岩气资源概况”，第 28 页）。

- TS

21. Miller 等人，参考文献 11。