

2011



页岩气入门



李新

安东石油技术（集团）有限公司

2011/3/30

目 录

第一章 页岩气成藏机理及控制因素.....	3
第一节 页岩气及其特征.....	3
第二节 页岩气的成藏机理.....	4
第三节 页岩气的成藏过程及特征.....	15
第四节 页岩气成藏的主控因素.....	23
第二章 页岩气藏的开采技术.....	28
第一节 储层评价技术.....	30
第二节 页岩气藏勘探途径.....	38
第三节 页岩气开采技术.....	41
第三章 中国页岩气前景评价.....	52
第一节 中国页岩气成藏条件分析及勘探方向.....	52
第二节 页岩气成藏模式和选区条件.....	58

第一章 页岩气成藏机理及控制因素

页岩气 (Shale gas), 是一种重要的非常规天然气类型, 与常规天然气相比, 其生成、运移、赋存、聚集、保存等过程及成藏机理既有许多相似之处, 又有一些不同点。页岩气成藏的生烃条件及过程与常规天然气藏相同, 泥页岩的有机质丰度、有机质类型和热演化特征决定了其生烃能力和时间; 在烃类气体的运移方面, 页岩气成藏体现出无运移或短距离运移的特征, 泥页岩中的裂缝和微孔隙成了主要的运移通道, 而常规天然气成藏除了烃类气体在泥页岩中的初次运移以外, 还需在储集层中通过断裂、孔隙等输导系统进行二次运移; 在赋存方式上, 二者差别较大, 首先, 储集层和储集空间不同 (常规天然气储集于碎屑岩或碳酸盐岩的孔隙、裂缝、溶孔、溶洞中, 页岩气储集于泥页岩粘土矿物和有机质表面、微孔隙中。), 其次, 常规天然气以游离赋存为主, 页岩气以吸附和游离赋存方式为主; 在盖层条件方面, 鉴于页岩气的赋存方式, 其对上覆盖层条件的要求比常规天然气要低, 地层压力的降低可以造成页岩气解吸和散失。页岩气的成藏过程和成藏机理与煤层气极其相似, 吸附气成藏机理、活塞式气水排驱成藏机理和置换式运聚成藏机理在页岩气的成藏过程中均有体现, 进行页岩气的勘探开发研究, 可以在基础地质条件研究的基础上, 借助煤层气的研究手段, 解释页岩气成藏的特点及规律。

第一节 页岩气及其特征

页岩 (Shale), 主要由固结的粘土级颗粒组成, 是地球上最普遍的沉积岩石。页岩看起来像是黑板一样的板岩, 具有超低的渗透率。在许多含油气盆地中, 页岩作为烃源岩生成油气, 或是作为地质盖层使油气保存在生产储层中, 防止烃类有机质逸出到地表。然而在一些盆地中, 具有几十—几百米厚、分布几千—几万平方公里的富含有机质页岩层可以同时作为天然气的源岩和储层, 形成并储集大量的天然气 (页岩气)。页岩既是源岩又是储集层, 因此页岩气是典型的“自生自储”成藏模式。这种气藏是在天然气生成之后在源岩内部或附近就近聚集的结果, 也由于储集条件特殊, 天然气在其中以多种相态存在。这些天然气可以在页岩的天然裂缝和孔隙中以游离方式存在、在干酪根和粘土颗粒表面以吸附状态存在, 甚至在干酪根和沥青质中以溶解状态存在。我们把这些储存在页岩层中的天然气称为页岩气 (Shale gas)。页岩气是指赋存于暗色泥页岩、高碳泥页岩及其夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、甚至砂岩中以自生自储成藏的天然气聚集。

美国地质调查局油气资源评价组（1995）认为页岩气系统属于典型的非常规天然气藏即连续性天然气聚集。Curtis（2002）对页岩气进行了界定并认为，页岩气在本质上就是连续生成的生物化学成因气、热成因气或两者的混合，它具有普遍的地层饱含气性、含气面积大、隐蔽聚集机理、多种岩性封闭以及相对很短的运移距离特点，它可以在天然裂缝和孔隙中以游离方式存在、在干酪根和粘土颗粒表面上以吸附状态存在，甚至在干酪根和沥青质中以溶解状态存在。因此，可以将页岩气概括为：主体上以吸附和游离状态赋存于泥页岩地层中的天然气聚集。

我国学者张金川等（2004）认为，页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中，以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集。在页岩气藏中，天然气也存在于夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、甚至砂岩地层中，为天然气生成之后在源岩层内就近聚集的结果，表现为典型的“原地”成藏模式。从某种意义上来说，页岩气藏的形成是天然气在烃源岩中大规模滞留的结果。

我们通过对国内外关于页岩气形成及聚集方式描述的分析，从成因、赋存机理两方面说明页岩气的概念、涵义。页岩气是由烃源岩连续生成的生物化学成因气、热成因气或两者的混合，在烃源岩系统（页岩系统：页岩及页岩中夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、甚至砂岩）中以吸附、游离或溶解方式赋存的天然气。与常规天然气藏相比，页岩气藏具有以下几个特点：①早期成藏，天然气边形成边赋存聚集，不需要构造背景，为隐蔽圈闭气藏；②自生自储，泥页岩既是气源岩层，又是储气层，页岩气以多种方式赋存，使得泥页岩具有普遍的含气性；③天然气运移距离较短，具有“原地”成藏特征；④对盖层条件要求没有常规天然气高；⑤赋存方式及赋存空间多样：吸附方式（有机质、粘土颗粒表面微孔隙）、游离方式（天然裂缝和孔隙）或溶解方式均可（在干酪根和沥青质中）；⑥气水关系复杂；⑦储层孔隙度较低（通常小于 5%）、孔隙半径小（以微孔隙为主），裂缝发育程度不但控制游离状页岩气的含量，而且影响者页岩气的运移、聚集和单井产量；⑧在开发过程中，页岩气井表现出日产量较低，但生产年限较长的特点。

第二节 页岩气的成藏机理

前面已述，在页岩系统中页岩气不单一是指存在与裂缝中的游离相天然气，也不单一是指服从常规成藏机理的天然气聚集。页岩气成藏与常规气藏有很大的不同，它属于“连续型”天然气成藏组合。“连续型”天然气成藏组合由美国地质调查所在 1995 年美国油气资源全国评价中提出（Gautier et al. 1995），是在研

究非常规油气系统和常规油气系统之间随意性更小、更有地质根据的区别的结果。“连续型”天然气成藏组合，实际上就是在一个大的区域（通常是区域范围内）不是主要受水柱压力的影响天然气成藏组合。根据不同的成藏条件，页岩气赋存方式表现为：吸附方式、游离方式、溶解方式；成藏机理表现为典型的吸附机理、活塞运聚机理或置换运聚机理；在成藏特征上介于煤层气、根缘气（深盆气）和常规天然气三大类气藏之间。因此，页岩气成藏体现出非常复杂的多机理多阶段过程，是天然气成藏机理序列中的重要组成（据张金川等，2003）。页岩气成藏机理按成藏过程可以分成：生成机理（主导地位是成因机理）、赋存机理、运聚机理、产出机理。

一、页岩气生成机理

通过对页岩气组分特征、成熟度特征分析，页岩气是连续生成的生物化学成因气、热成因气或两者的混合。生物成因气是有机物在低温下经厌氧微生物分解作用形成的天然气；热成因气是有机质在较高温度及持续加热期间经热降解和裂解作用形成的天然气。相对于热成因气，生物成因的页岩气分布极限，主要分布盆地边缘的泥页岩中，在美国研究比较深入的五个盆地的五套页岩中，密执安盆地和伊利诺斯盆地发现了生物成因的页岩气藏，并且是勘探目标中的主要构成(Schoell, 1980; Malter 等, 2000)。

1. 生物成因

在页岩气中有一部分是生物成因气，通过在埋藏阶段的早期成岩作用或近代富含细菌的大气降水的侵入作用中厌氧微生物的活动形成；生物成因气，生成于细菌的甲烷生成作用，菌生甲烷占世界天然气资源总量的20% 以上(Rice, 1993)。微生物成因气最普遍的标志是甲烷的 $\sigma^{13}\text{C}$ 值很低 ($<-55\text{‰}$)。此外，由于一些中间微生物作用产生了 CO_2 副产品，所以可以根据 CO_2 的存在和同位素成分来判断是否为生物作用形成的天然气。因为微生物作用仅产生了大量甲烷($>1\text{mol vol.}\%$)，一般高链烃类是因热成因而形成，因此天然气的总体化学特征也可以表明了其成因。由于不同的生烃机理可以导致相似的同位素值和组分值，所以区分气体成因是非常复杂的。一些次生作用，如运移、细菌氧化和二者的共同作用由于改变了主要诊断特征而使生气机理的识别变得更加复杂。

①页岩生物成因气的生成

导致甲烷生成的有机质分解作用由不同的微生物群体完成的（Mah 等，1977）。生物成因作用可以通过两种方式：二氧化碳的还原作用、醋酸盐的发酵作用生成甲烷。

醋酸盐发酵作用： $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$ （反应1）

CO_2 还原作用： $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ （反应2）

在菌生甲烷的形成过程中二氧化碳还原作用和醋酸盐发酵作用是同时作用的。但是在不同的情况下，他们所生成的数量是不同。据同位素成分分析，大多数古代生物成因气聚集可能是由二氧化碳还原作用生成的，而近代沉积环境中两种作用都广泛存在。近地表的、年轻的、新鲜的沉积物可以通过上述两种作用形成生物气。商业性天然气聚集中生物成因气的主要形成途径是二氧化碳的还原。

生成甲烷的还原作用所需的二氧化碳主要有三种来源：(1)低温下，浅层二氧化碳源，有机质经微生物作用（硫酸盐还原和发酵）而发生的氧化作用；(2)较高温下，深层二氧化碳源有机质的热脱羧作用；(3)较大深度处生成的热成烃类的分蚀作用。研究表明形成商业聚集的页岩气藏需要多种来源的二氧化碳。

②页岩气生物成因作用的条件

页岩生物成因作用受几个关键因素控制。富含有机质的泥页岩是页岩气形成的物质基础，缺氧环境、低硫酸盐环境、低温环境是生物成因页岩气形成的必要外部条件，足够的埋藏时间是生成大量生物成因气的保证。另外，产菌甲烷个体的孔隙空间平均直径为 $1\mu\text{m}$ ，因此菌类繁殖需要一定的空间，页岩中有机质富集的细粒沉积物的孔隙空间很有限，但是，富含有机质的细粒页岩中的裂隙可以为生物提供生存繁殖空间。

2. 热成因

热成因作用主要指随着埋深的增加，温度、压力增大，泥页岩中大量的有机质由产甲烷菌的代谢发生的化学降解和热裂解作用。干酪根降解过程中，首先产出可溶的有机质沥青，然后是原油，最后是天然气。有机质的热模拟试验表明，在沉积物的整个成熟过程中，干酪根、沥青和原油均可以生成天然气，对于有机质丰度和类型相近或相似的泥页岩，成熟度越高，形成的烃类气体越多。页岩的有机质成熟度 R_o 在 $0.4 \sim 1.88\%$ 之间，所以页岩中的沉积物可以连续生成天然气。在成熟作用的早期，天然气是主要通过干酪根经降解作用形成；在晚期阶段，天然气是主要通过干酪根、沥青和石油裂解作用形成的。与生物成因气相比，热成因气生成于较高的温度和压力下，因此，在干酪根热成熟度（镜煤反射率 R_o ）增加的方向上，热成因气在盆地地层中的体积含量呈增大趋势。另外，热成因气也很可能经过漫长的地质年代和构造作用从页岩储层中不断泄漏出去。在 Antrim 页岩气研究中，采用甲烷/（乙烷+丙烷）比例和产生乙烷（ $\text{C}\delta^{13}$ ）的同位素组成确定出其中的热成因气所占体积较小（小于 20%），主

要为生物成因气。

总之，在页岩气的形成是热成因和生物成因共同作用的结果。页岩气形成的根本是经微生物作用和热作用可以生成甲烷等烃类的埋藏有机质。有机质的丰度和类型对于页岩气的形成至关重要，温度、压力和还原环境是页岩气形成的必要条件。

二、页岩气赋存机理

与常规天然气和根缘气不同，对于页岩气来说，页岩既是烃源岩又是储集层，因此，无运移或极短距离运移，就近赋存是页岩气成藏的特点；另外，泥页岩储层的储集特征与碎屑岩、碳酸盐岩储层不同，天然气在其中的赋存方式也有所不同。认识和了解页岩气在储集层中的赋存机理是理解页岩气成藏机理的重要组成部分。由于页岩气在主体上表现为吸附或游离状态，体现为成藏过程中的没有或仅有极短的距离的运移。页岩气可以在天然裂缝和粒间孔隙中以游离方式存在，在干酪根和粘土颗粒表面上以吸附状态存在，甚至在干酪根和沥青质中以溶解状态存在。生成的天然气一般情况下先满足吸附，然后溶解和游离析出，在一定的成藏条件下，这三种状态的页岩气处于一定的动态平衡体系。

1. 吸附机理

页岩中页岩气的含量超过了其自身孔隙的容积，用溶解机理和游离机理难以解释这一现象。因此，吸附机理就占据着主导优势地位。吸附机理是通过吸附作用实现的，该过程可以是可逆或不可逆的。吸附方式可分为物理吸附和化学吸附。吸附量与页岩的矿物成分、有机质、比表面积（孔隙、裂隙等）、温度和压力有关。

(1) 吸附方式

物理吸附作用一般认为是由范德华分子力引起的。能发生多级吸附，据能量最小原理得出固体总是优先选择能量最小一个能级范围内的分子吸附，接着进行下一能级的分子吸附。物理吸附是页岩的主要吸附方式，具有吸附时间短、可逆性、普遍性、无选择性。

化学吸附作用是物理吸附作用的继续，当达到某一条件是就可以发生化学作用（包括化学键的形成和断裂）。化学吸附所需的活化能也比较大，所以在常温下吸附速度比较慢（据张开，1996）。页岩气的化学吸附具有吸附时间长、不可逆性、不连续性、有选择性。两者共同作用使页岩完成对天然气的吸附，但两者所处占主导优势的地位随成藏条件以及页岩和气体分子等改变而发生变化。吸附作用开始很快，越后越慢，由于是表面作用，被吸附到的气体分子容易从页岩颗

粒表面解吸下来，进入溶解相和游离相，在吸附和解吸速度达到相等时，吸附达到动态平衡。

(2) 吸附气量

通过对美国五套页岩系统的吸附气量（吸附气所占体积百分比）研究：安特里姆页岩：70%；俄亥俄页岩：50%；新奥尔巴尼页岩：40~60%；巴讷特页岩：20%；刘易斯页岩：60~85%。

吸附气量数学表示：

$$\text{由兰氏理论方程} \quad V = \frac{V_m b p}{1 + b p}$$

式中：V—吸附体积； V_m —单分子层体积；p—压力；b—与温度和吸附热有关的常数。 V_m 与比表面积有关。

$$V_m = \frac{\Sigma V_0}{N_0 \sigma_0}$$

式中： V_0 —标准状态下气体分子体积， cm^3 ； N_0 —阿佛加德罗常数； Σ —比表面积， cm^2/g ； σ_0 —一个吸附位的面积

$$\text{将兰氏理论方程转化为直线方程：} \quad \frac{p}{V} = \frac{1}{V_m b} + \frac{1}{V_m} p$$

以 p/V 对 p 做图，可以得到一条直线，从其斜率和截距可以求出 V_m 和 b 值。

(3) 吸附能力

页岩气在页岩储集层中一部分以吸附态存在，页岩吸附能力的大小决定页岩中气的富集程度。最直接的表现是吸附气量的大小。页岩对天然气具有较强的吸附能力，这与页岩和天然气分子结构的性质有关。页岩除了具有一种双重孔介质结构，还具有较大的内表面积。特别是裂隙对天然气分子的吸附起到关键的作用。

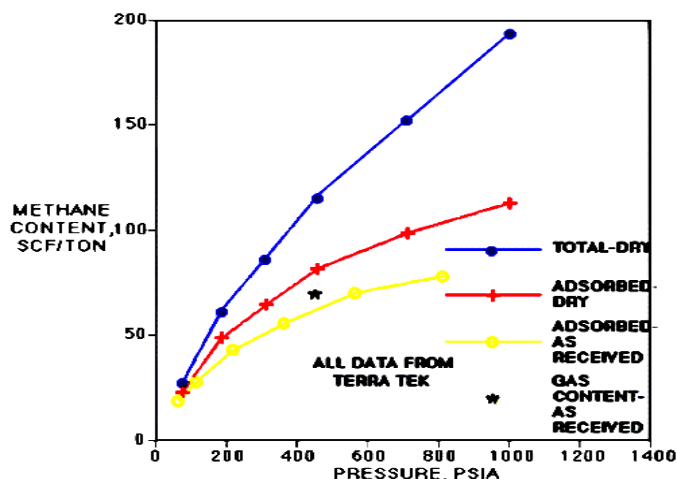
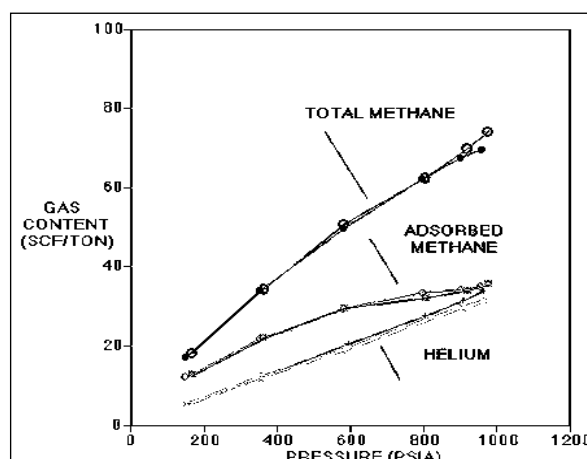
吸附等温线：与常规天然气藏不同，部分页岩气以吸附方式赋存，当气体产出储层压力下降时，吸附气以非线性的方式释放。在页岩气研究中，利用恒温下的吸附实验做出吸附气等温线，可以较直观地反映出页岩的吸附特性，从而了解页岩对页岩气的吸附能力和压力对应关系。

例如一个肯塔基俄亥俄页岩吸附等温线（图 1-1）。该图显示了三条曲线：上部一条曲线是吸附和充填在自由孔隙空间的总甲烷量（Total Methane）；中部一条曲线显示了页岩中的吸附甲烷量（Adsorbed Methane）；下部一条曲线显示了氦气（Helium）可以被忽略的吸附，仅仅充填在自由孔隙空间中。吸附曲

线解释了当压力减小时非线性自然解吸附作用性能。被测量岩样的等温吸附线应当包含本地的水和沥青含量（图 1—2）。如果测量的是干燥的岩样，应该修正进行水含量和沥青含量修正，这样能够降低总含气量两个以上百分点。可靠的吸附等温线测量显示，对于相同的岩样其含气量测量具有较好的一致性。对于不同的页岩，总甲烷等温线的含气量与岩石的总有机含碳量较好的正相关联系。

图 1—1 总甲烷含量、吸附甲烷含量与压力的关系

图 1—2 总吸附量与压力的关系



图中：Total Methane—总甲烷量；Adsorbed Methane—吸附甲烷量；Helium—氦气；Total-dry—干样中总甲烷量；Adsorbed-dry—干样中吸附甲烷量；Adsorbed as received—修正后吸附甲烷量；Gas content as received—修正后气体含量。

(4) 吸附能力的控制因素

页岩对页岩气的吸附能力直接决定吸附气量的大小，因此有必要对研究页岩吸附能力的控制因素进行研究。在众多的因素中，页岩组成、孔隙裂缝度、孔隙结构、温度、压力等对控制着页岩的吸附能力具有明显的控制作用。

①页岩组成

页岩主要由粘土矿物、粉砂质（石英颗粒）、有机质组成。石英等粉砂级矿物颗粒主要充填于页岩的孔隙中，造成孔隙变小，从而减少了供天然气分子吸附的比表面，所以矿物质含量高，不利于天然气分子的吸附；粘土矿物具有层间和晶间微孔隙，增大了颗粒的比表面积，因此粘土矿物含量高，有利于天然气分子的吸附；总有机质含量与吸附量关系密切，在相同压力下，总有机碳含量较高的页岩比其含量较低的页岩的甲烷吸附量明显高（图 1—3）。

②裂缝、孔隙

一般泥页岩的裂缝、孔隙发育会使孔隙度增高,进而增大页岩中颗粒的比表面积,因而,裂缝、孔隙的增加不但对游离方式天然气的赋存有利,还有利于提高页岩的吸附能力。

③孔隙结构

岩石的孔隙结构,关系到比表面积的大小,从而对岩石的吸附有很大影响。

④温度

气体吸附是放热过程,要提高岩石的吸附能力,需要控制并降低温度。无论是物理吸附,还是化学吸附,温度升高引起解吸趋势的增加,会降低岩石的吸附能力(据张开,1996)。

⑤压力

前面已述,页岩对天然气分子的吸附能力与压力的关系密切,从吸附等温线上可以看出,岩石中的吸附气含量随压力的增加而增大。

2. 游离机理

游离状态的页岩气存在于页岩的孔隙或裂隙中,气体可以自由流动,其数量的多少决定于页岩内自由的空间。这一部分自由气体,称为游离态气体。当气体分子满足了吸附后,多余的气体分子一部分就以游离状态进入岩石孔隙和裂隙中。

游离气量数学表示:

$$\text{对理想气体, 状态方程为: } PV = \frac{M}{\mu RT}$$

式中: V—气体体积; cm^3 ; M—气体质量, kg; μ —摩尔质量, kg/mol ; T—绝对温度, K; P—气体压力, MPa。

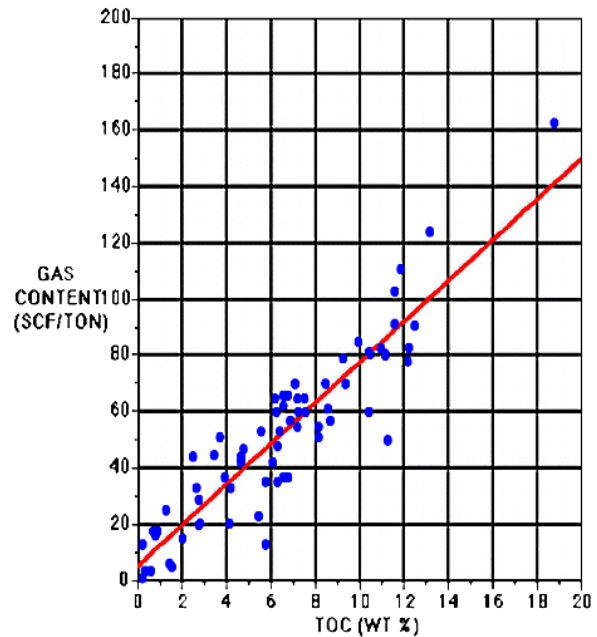


图 1-3 吸附气含量与总有机碳含量的关系

$$pV = ZnRT$$

$$n = \frac{M}{\mu} \text{---(mol)}$$

$$pV = \frac{ZMRT}{\mu}$$

$$\text{其中 } Z = \frac{V_T}{V_I}$$

$$\text{所以得: } V_{\text{游}} = V = \frac{nRTZ}{p}$$

式中：Z—气体压缩系数：在一定温度下，随压力改变，气体体积的改变率。

从中可以看出，游离气体的含量的大小取决于孔隙体积、温度、气体压力和气体压缩系数。

3. 溶解机理

当天然气分子从满足吸附后很可能进入液态物质中发生溶解作用。页岩气一部分以溶解态存在于干酪根、沥青和水中。溶解机理主要以间隙充填和水合作用的形式表现出来。

(1) 间隙充填

页岩气体分子和液态烃类接触，由于分子的扩散作用进入干酪根和沥青等烃类分子间的空隙中的作用，称为间隙充填。间隙充填主要受温度和压力影响较大。

(2) 水合作用

页岩中气体分子和水分子相互作用结合或分解的过程为水合作用。这是一个可逆过程当结合和分解的速度相等时它们的达到了一种动态平衡。

(3) 溶解气量

由亨利定律知：
$$p_b = K_c C_b$$

式中： p_b —溶质在液态物质上的蒸气平衡分压，Pa； C_b —气体在液态物质中的溶解度， mol/m^3 ； K_c —亨利常数。

将上式变形得：
$$C_b = \frac{1}{K_c} p = K'_c p$$

式中： K_c —溶解常数。

得出溶解气量：
$$n = C_b V_b$$

式中： V_b —溶液的体积， m^3 。

$$V_{\text{溶}} = f(Z, C_b, V_b, R, T, p)$$

该定律表明，在一定温度下气体在液体中气体的溶解度与压力成正比。溶解度取决于液体的温度、矿化度、环境压力和气体成分等。

4. 综合赋存机理

页岩气以上述三种机理赋存并不是相互独立的，一成不变的，当页岩生烃量发生变化或外界条件改变时，三种赋存机理的表现形式可以相互转化。

页岩气量综合表达：

$$V = \alpha V_{\text{游}} + \beta V_{\text{吸}} + \gamma V_{\text{溶}}$$

$$V = \alpha \cdot \frac{ZnRT}{p} + \beta \cdot \frac{V_m bp}{1 + bp} + \gamma \cdot \frac{ZC_b V_b bp}{P}$$

式中： α 、 β 、 γ 分别是页岩气游离态、吸附态、溶解态综合赋存系数。

三、页岩气运聚机理

常规天然气在储集层中主要以游离状态为主，吸附状态的少，而页岩气主要以吸附状态（一般大于 50%）和游离状态赋存于低孔隙、低渗透的页岩储集层中，所以其富集因素则不同于常规天然气。页岩气的生气层是页岩层，储集层也是页岩层（或页岩中的粉砂质泥页岩夹层等），页岩气的运移始终限制在页岩中，导致了页岩气的运移距离短的特点。总的来说，页岩中生成的天然气一部分将赋存在页岩层表现出典型的吸附机理，并当生气量达到一定规模的调整运移时表现出典型的活塞式运聚机理，同时有一部分天然气运移出页岩表现出典型的置换式运聚机理。下面分阶段说明。

1. 赋存阶段

该阶段生物成因和热成因同时作用。主要特点是温度和压力比较低，天然气生成量比较大，沉积层压实不彻底，孔隙度和含水量均较大，所以本阶段出现三种状态的页岩气。但主体上为吸附态并存在一定量游离态。随生气量和埋深的增加，其含水量和孔隙有较大幅度的降低，页岩被压缩，游离态和溶解态的页岩气运移出页岩层。伴随这一过程的发生，吸附量增多。该阶段天然气有扩散作用存在，主体上表现了典型的吸附机理。

2. 调整阶段

当溶解、吸附达到饱和以及自由空间（孔隙）被天然气占据满时，而页岩层还继续产气时，积存于页岩中的天然气量逐渐增加。当达到一定量时必然会使页岩内压力不断的增大，当内压力超过地层负荷重量的外压力时，页岩体就会产生微裂隙。游离态的页岩气就可以通过微裂隙运移，将天然气排出，内压力逐渐减小，以前造出的微裂隙可能会闭合。但页岩层产气仍在继续，产气量又开始增加，

重复以上过程。裂隙的产生并不是一成不变的，而是在不断产生新的裂隙，最终形成天然裂隙网络。当天然气被排出时也就是微裂隙闭合时，页岩内压力和外压力达到一种动态平衡。这一动态平衡始终贯穿天然气的造隙和排出过程。

该阶段，是天然气的造隙及排出，由于天然气的生成来自于化学能的转化，可以形成高于地层压力的排气压力，从而导致岩石薄弱面小规模破裂。由于泥页岩中缺乏大规模的断裂作用将以排出的天然气及时运移出去，天然气就近在裂缝中保存。天然气主体上表现为由生气膨胀力所推动成藏作用，近源分布且无浮力作用，构成了活塞运聚特征，与根缘气具有相同机理（据张金川等，2003）。

①**气膨胀力**：由页岩气温度变化和势能变化引起的机械膨胀力。页岩中生气膨胀力同时对页岩、地层水和天然气产生作用。

②**活塞式运聚机理**：与通常条件相反，如果地层岩石足够致密，储层孔隙半径足够狭小，则当压力较大的天然气被充足其中时，天然气与孔隙壁之间所形成的束缚水膜厚度也就足够薄，阻断了地层水穿越天然气所在孔隙段的流动，运移过程中天然气顶、底界的地层水之间无法通过自由流动（地层水介质的非连续性条件）来实现势能交换，则气水排驱或天然气的运移过程服从活塞式原理，表现为天然气从底部对地层水的整体推移作用，边、底水无以存在，浮力作用无法产生，出现天然气位于地层水之下的气水倒置分布关系，当气柱的高度规模足够大时，形成典型意义上活塞式机理（图 1-4）。

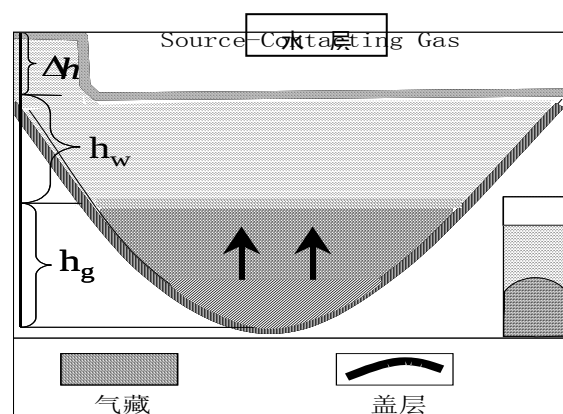


图 1-4 典型活塞式机理（据张金川等，1997 修改）

③**置换式运聚机理**：如果天然气的生存量继续增加，则彼此连通性较差的裂隙网络组合构成较大的裂缝（运移高速通道），浮力作用促使天然气以置换式向泥页岩层外运移，为常规圈闭气的气藏打开了通道（据张金川等，2003）。该阶段孔隙度比以前明显增大，主游离态的天然气占优势地位，同时扩散作用也有很大的提高。表现为常规天然气运聚机理。

四、页岩气产出机理

当页岩层压力降到一定程度时，页岩中被吸附的气体开始从裂隙表面分离下来，成为页岩气的解析。由于节理中的压力降低，解析出的气体和游离态、溶解

态天然气混合通过基质孔隙和裂隙扩散进入裂隙网络中,再经裂缝网络等输导系统流向井筒。页岩气的产出可以分为三个阶段。

第一阶段: 随着井筒附近中压力微幅度的降低,首先产水,井筒附近只有单相流动。

第二阶段: 当储层压力继续降低时,开始有一部分甲烷从页岩孔隙和裂隙中解析出来,并和游离态的天然气混合,开始形成气泡,阻碍着水的流动,水的相对渗透率下降,但气体不能流动,无论在基质还是在节理中,气泡都是孤立的,并不相互连接为非饱和单相流。

第三阶段: 当储层压力进一步降低时,有更多的气体解析出来,水中含气达到饱和,气泡相互连接成线状,气的相对渗透率大于增大,随着压力下降,饱和度降低,气产量不断上升,呈现两相流状态。

上述三个阶段是连续的过程,随时间的推进,从井孔向周围的地层逐渐蔓延。这是一个循序渐进的过程,脱水降压时间较短,波及的范围较大,吸附气的解析范围越来越大。从美国主要的五个页岩气系统的产水量和产气量分析得出,页岩气产量常呈现出来负的下曲线(图1—5)。开始水产量较高,随着排水采气作业的持续进行,水产量逐渐降低,而单井产气量逐渐上升,一般在开采的两年后达到高峰,此后缓慢降低。与常规天然气的单井生产相比,页岩气单井日产量较小(一般小于 $1000\text{m}^3/\text{D}$),但是,日产量稳定(产量下降较慢)、生产周期较长。

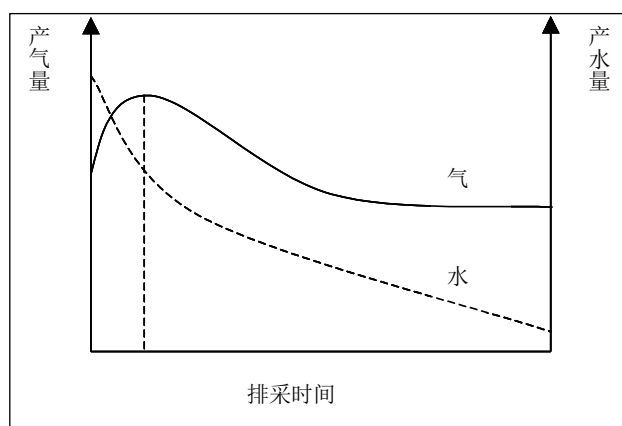


图 1—5 页岩气生产曲线示意图

五、页岩气异常压力

根据成藏机理分析,页岩气原生的地层压力为高异常特征。在国外有页岩气藏为异常高压和异常低压的两种理论。但从美国五套页岩气系统参数可以看出(表1—1),页岩气藏既有高异常地层压力,也有低异常地层压力,还有个别为常压。产生理论分析与实际不相符合的主要原因在于构造的抬升或沉降运动。由于页岩气地层压力的封闭性好,当已经成藏的页岩气发生相对的构造抬升或沉降运动时,原始的页岩气藏地层压力得到了一定程度的滞留,从而产生了更高或相对降低的异常地层压力(据张金川等,2003)。页岩气藏的发育通常与高异常地层压力保持一致,据“构造抬升泄压”说,低异常压力是构造抬升后上覆岩层卸

载而形成的。但横向上的挤压也能产生异常压力。

表 1—1 美国五套页岩气系统地质、地化、储层参数究(据 Curtis, 2002)

性质	安特里姆页岩	俄亥俄页岩	新奥尔巴尼页岩	巴讷特页岩	刘易斯页岩
深度 (ft)	600-2400	2000-5000	600-4900	6500-8500	3000-6000
总厚 (ft)	160	300-1000	100-400	200-300	500-1900
净厚 (ft)	70-120	30-100	50-100	50-200	200-300
井孔温度 °C	75	100	80-105	200	130-170
TOC (%)	0.3-24	0-4.7	1-25	4-50	0.45-2.5
镜质体反射率%	0.4-0.6	0.4-1.3	0.4-1.0	1.0-1.3	1.6-1.88
总孔隙度 (%)	9	4.7	10-14	4-5	3-5.5
含气饱和度 (%)	4	2.0	5	2.5	1-3.5
含水饱和度 (%)	4	2.5-3.0	4-8	1.9	1-2
渗透率厚度 kh(md-ft)	1-5000	0.15-50	NA	0.01-2	6-400
含气量 (scf/ton)	40-100	60-100	40-80	300-350	15-45
吸收气 (%)	70	50	40-60	20	60-85
储层压力 (pis)	400	5000-2000	300-600	3000-4000	1000-1500
压力梯度 (pis/ft)	0.35	0.15-0.40	0.43	0.43-0.44	0.20-0.25
井价值美元 1000	180-250	200-300	125-150	450-600	250-300
完井值美元 1000	25-50	25-50	25	100-150	100-300
产水量 (b/day)	5-500	0	5-500	0	0
产气量 (mcf/day)	40-500	30-500	10-50	100-1000	100-200
井间距 (ac)	40-160	40-160	80	80-160	80-320
采收率 (%)	20-60	10-20	10-20	8-15	5-15
总资源量 bcf/section)	6-15	5-10	7-10	30-40	8-15
储量 (mmcf/day)	200-1200	150-600	150-600	500-1500	600-2000
历史产油地	Ostego County	Pike County	Harrison County	Wise County	San Juan&Rio
参考资料	Michigan	Kentucky	Indiana	Texas	County New

第三节 页岩气的成藏过程及特征

页岩系统的地层组成：多为暗色泥页岩夹浅色泥质粉砂岩、粉砂质泥页岩的薄互层。在页岩系统中，天然气的赋存状态多种多样。除极少量的溶解状态天然气以外，大部分均以吸附状态赋存于岩石颗粒和有机质表面，或以游离状态赋存于孔隙和裂缝之中。吸附状天然气与游离状天然气含量之间呈彼此消长关系，其中吸附状态天然气的含量变化于 20 %~85 % 之间。因此从赋存状态观察页岩气介于煤层吸附气（吸附气含量在 85 % 以上）和常规圈闭气（吸附气含量通常

忽略为零)之间(张金川等, 2004)。页岩气成藏体现出了非常复杂的多机理递变特点,除天然气在孔隙水、干酪根有机质以及液态烃类中的溶解作用机理以外,天然气从生烃初期时的吸附聚集到大量生烃时期的活塞式运聚,再到生烃高峰的置换式运聚,体现出了页岩气自身所构成的完整性天然气成藏机理序列。

一、页岩气的成藏过程

页岩气成藏作用过程的发生使页岩中的天然气赋存相态本身也构成了从典型吸附到常规游离之间的序列过渡,因而页岩气成藏机理研究具有自身的独特意义,它至少将煤层气(典型吸附气成藏过程)、根缘气(活塞式气水排驱过程)和常规气(典型的置换式运聚过程)的运移、聚集和成藏过程联结在一起。由于页岩气在主体上表现为吸附状态与游离状态天然气之间的递变过渡,体现为成藏过程中的无运移或极短距离的有限运移,因此页岩气藏具有典型煤层气、典型根缘气和典型常规圈闭气成藏的多重机理意义,在表现特征上具有典型的过渡意义。页岩气的成藏过程可以划分为三个成藏阶段。

1. 第一阶段(页岩气成藏阶段)

该阶段是天然气在页岩中的生成、吸附与溶解逃离(图 1—6 ①),具有与煤层气成藏大致相同的机理过程。在天然气的最初生成阶段,主要由生物作用所产生的天然气首先满足岩石中有机质和粘土矿物颗粒表面吸附的需要,当吸附气量与溶解的逃逸气量达到饱和时,富裕出来的天然气则以游离相或溶解相进行运移逃散,条件适宜时可作为水溶气藏的形成提供丰富气源。此时所形成的页岩气藏分布限于页岩内部且以吸附状态为主要赋存方式,总体含气量有限。

2. 第二阶段(根缘气成藏阶段)

在热裂解气大量生成过程中,由于天然气的生成作用主要来自于热化学能的转化,它将较高密度的有机母质转换成较低密度的天然气。在相对密闭的系统中,物质密度的变小导致了体积的膨胀和压力的提高,天然气的大量生成作用使原有的地层压力得到不断提高,从而产生原始的高异常地层压力。由于压力的升高作用,页岩内部沿应力集中面、岩性接触过渡面或脆性薄弱面产生微裂缝,天然气与孔隙壁之间所形成的束缚水膜阻断了地层水穿越天然气所在孔隙段的流动(浮力作用),此时页岩气藏的形成在主体上表现为由生气膨胀力所促动的气排水活塞式成藏过程,天然气原地或就近分布,构成了挤压造隙式的运聚成藏特征(图 1—6 ②)。在通常情况下,与页岩间互的致密粉砂岩夹层,具有低孔低渗特点,它限定了天然气通过气排水的活塞式运移、聚集逐渐形成根缘气藏。此时的天然气聚集已经超越了页岩本身,表现为无边、底水和浮力作用发生的地层含气特点,

从整套页岩层系考察，不论是页岩地层本身还是薄互层分布的粉砂岩储层，均表现为普遍的饱含气性在该阶段，游离相的天然气以裂隙聚集、孔隙为主，页岩地层的平均含气量丰度达到较高水平。

3. 第三阶段（常规气成藏阶段）

随着更多天然气源源不断地生成，则彼此连通性较差的裂隙网络组合构成较大的裂缝网络，可以作为天然气游离赋存场所和运移高速通道，由于空间的增大，天然气的运移方式由活塞式转变微置換式。如果生气量继续增加，则天然气分布范围进一步扩大，直到遇常规储层或输导通道后，天然气受浮力作用而进行置換式运移，从而导致常规圈闭气藏的大范围出现(图 1—6 ③)。

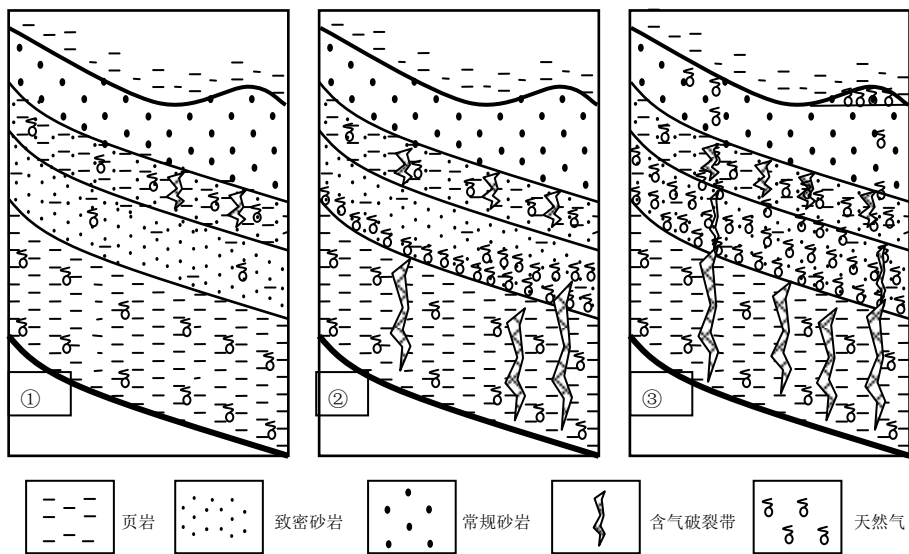


图 1—6 页岩气成藏的三个阶段（据张金川等，2004）

注：①页岩气成藏阶段；②根缘气成藏阶段；③常规圈闭气成藏阶段图

二、页岩气藏的基本地质特征

与煤层气类似，富含有机质的页岩本身可以作为页岩气的气源岩，又可以作为储集层，页岩气的赋存方式、成藏机理和成藏过程与常规天然气有很大不同，因此，页岩气藏具有独特的地质特征。

1. 页岩系统本身自组生储盖体系

在页岩气藏中，富含有机质的页岩是良好的烃源岩，页岩中的有机质、粘土矿物、沥青质等，以及裂隙系统和粉砂质岩夹层又可以作为储气层，渗透性差的泥质页岩为页岩气藏充当封盖层。

烃源岩：含有大量的有机质含量、分布广泛、厚度较大的泥页岩。可以生成大量的天然气，并且具有供气长期稳定持续的特点。

储集层：与常规天然气的砂岩储集层不同（表 1-2），其要的特点：①储集岩

为泥页岩及其粉砂岩夹层；②微孔隙、裂缝是页岩气储集的主要空间，裂缝发育程度和走向变化复杂。一般页岩裂缝的宽度在 2 毫米内，裂缝密度一般较大；③天然气的赋存状态多变性（据张金川等，2003）。吸附、游离是页岩气赋存的主要方式，少量以溶解方式赋存；④岩石物性较差。因为页岩较为致密，孔隙度、渗透率都比常规储层岩石低，仅在裂缝发育处，渗透率才能有所改善，但对孔隙度的改善不明显。

盖层：在常规天然气藏中，因为泥页岩较为致密、渗透率较低，通常可以作为盖层。虽然页岩气的赋存方式与常规天然气有所不同，但是致密的泥页岩仍然对页岩气藏具有封盖作用。美国的五大页岩气系统盖层的岩性多变，包括页岩（阿巴拉契亚盆地和福特沃斯盆地）、冰碛岩（密执安盆地）、斑脱岩（圣胡安盆地）和页岩/碳酸盐岩（伊利诺斯盆地）（Curtis 和 Faure，1997；Hill 和 Nelson，2000；Walter 等，2000）。

2. 页岩气成藏具有隐蔽性，圈闭类型为裂缝圈闭

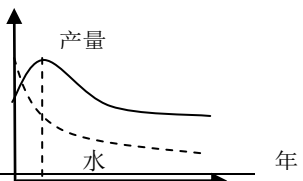
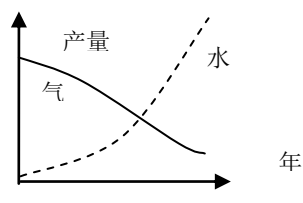
页岩气的赋存方式和赋存空间的特殊性，决定了页岩气藏具有隐蔽性特征和裂缝型圈闭。构造圈闭对页岩气藏的形成并不起主导作用，但是一个长期稳定的构造背景，对页岩气聚集可能具有一定的积极作用。泥页岩的孔隙较小且不发育，游离状态的页岩气主要赋存于裂缝系统中，泥页岩中的裂缝发育带往往是页岩气的有利聚集带，因此，裂缝型圈闭是页岩气藏的主要圈闭类型。裂缝产生的原因主要是上文中提到的气体的连续生产所产生的页岩内外压力差，另外构造作用也是产生裂缝的原因之一。

3. 页岩具有普遍含气性特征，但含气量较低、含大分子烃饱和度低

由于泥页岩既是烃源岩、又是储集层，页岩气可以以吸附方式赋存，因此页岩具有广泛的含气性，在大面积内为页岩气所饱和（Curtis 和 Faure，1997；Hill 和 Nelson，2000；Walter 等，2000）。与根缘气藏的地层普遍含气性机理不同，页岩气藏普遍含气性的内涵较广，在岩性上包括了泥页岩、致密的砂岩或砂质细粒岩，在赋存状态上包容了吸附、游离与溶解，在成藏机理上则包含了吸附与扩散、溶解与析出、活塞与置换等运聚过程。在通常情况下，泥页岩与致密砂岩（泥质粉砂岩与粉砂质泥岩等）之间的互层分布为这种多相态、多机理的地层普遍含气性提供了有利条件。

表 1—2 页岩储气层和常规砂岩储气对比表

对比项目	页岩储层	砂岩储层
岩石成分	矿物质、有机质	矿物质
生气能力	有	无

气源	本层	外源
储气方式	吸附、岩性圈闭	圈闭
储气能力（相对）	较高	较低
孔隙度	一般小于 10%	一般大于 5%
孔隙大小	多为中微孔	大小不
孔隙结构	双重孔隙结构	单孔隙或多孔隙结构
裂隙	发育裂隙系统	发育或不发育
渗透性	0.001~2 毫达西	高低不等
毛管压力	具有较高的束缚水饱和度	可以为油气动力或阻力
比表面积（相对）	较大	低
储量估算	孔隙体积法不实用	可以用孔隙体积法
开采范围	较大面积	圈闭以内
井距（相对）	小	大
断裂	断裂可以增加裂隙形成	断裂可以起圈闭
储层中的水	一般阻碍气的产出，一般先排水	推进气的产出，不需要先排水
气水作用机理	活塞式，可以为置换式	置换式
开采深度	较浅	不等
产气量（相对）	低	高
储层压力	差别较大，400~4000psi	产气的动力
生产曲线	负下降曲线，产气量先上升，很快达到高峰后缓慢下降 	下降曲线 
压裂	一般需要压裂，需要人工造隙，处理压力相对较高	低渗透储层才需要压裂，容易产生新的裂缝，处理压力相对较低

因为页岩较为致密，孔隙度、渗透率都比常规储层岩石低，使得页岩的含气量较低，页岩的含气量变化幅度较大，从 $0.4\text{m}^3/\text{t}$ 到 $10\text{m}^3/\text{t}$ ，一般小于 $5\text{m}^3/\text{t}$ 。同时由于页岩的孔隙半径小，所以大分子烃饱和度含量较低。

4. 页岩气成藏条件与储量丰度关系复杂

我们选取美国正在进行商业性开采的 5 套页岩层系的成藏条件参数—热成熟度（镜煤反射率 R_o ）、储层厚度（Thickness）、总有机碳含量（Toc）和页岩气资源特征参数—吸附气含量（Absorbed Gas）、页岩气资源丰度（GIP）作图，进行页岩气的有机地化特征与地质特征比较，发现关系图形状各异（图 1—7），五项关键参数之间的关系有出人意料的变化，说明，页岩气成藏条件与储量丰度关系复杂。因为页岩较为致密，孔隙度、渗透率都比常规储层岩石低，使得页岩的含气量较低，页岩的含气量变化幅度较大，从 $0.4\text{m}^3/\text{t}$ 到 $10\text{m}^3/\text{t}$ ，一般小于 $5\text{m}^3/\text{t}$ 。同时由于页岩的孔隙半径小，所以大分子烃饱和度和含量较低。

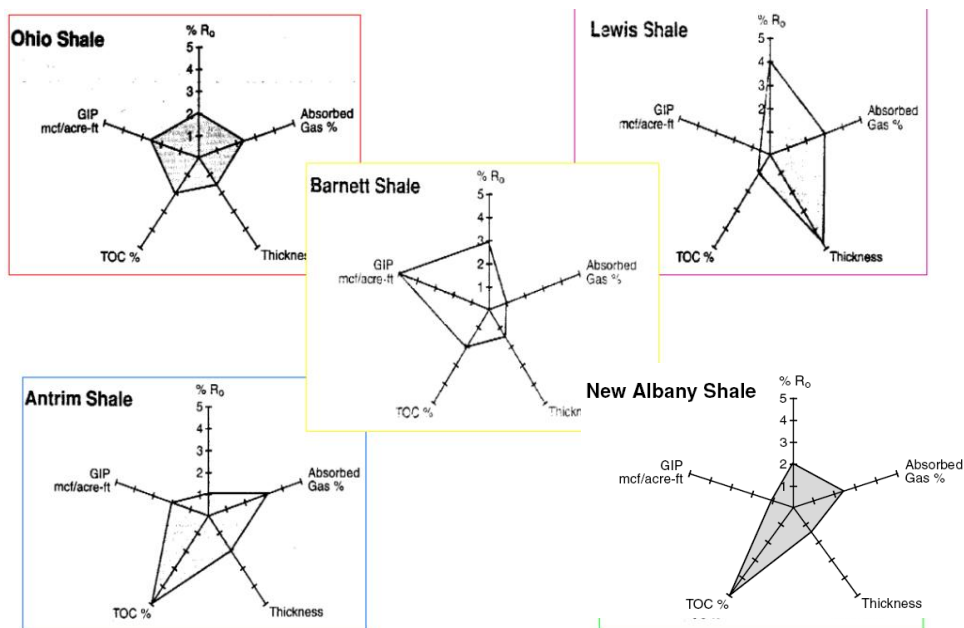
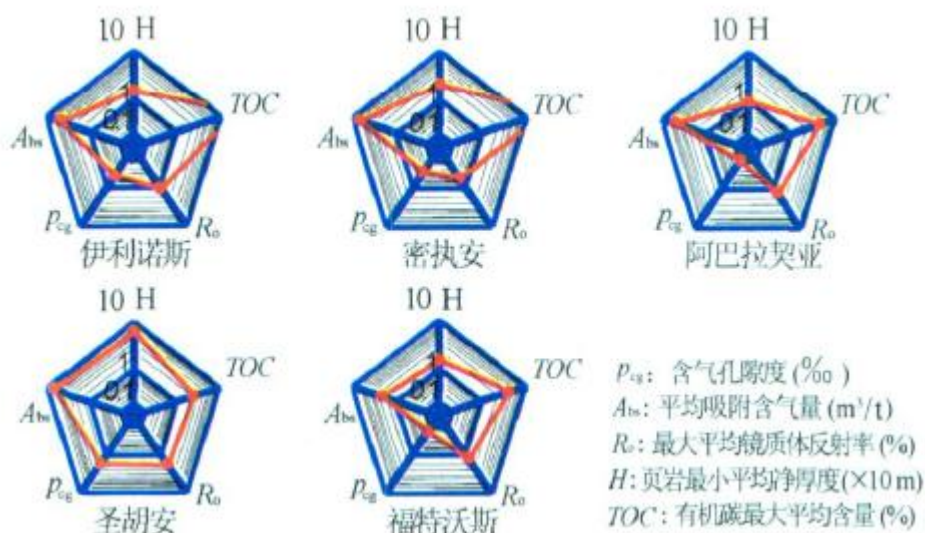


图 1—7 美国五大含气页岩地球化学特征与地质特征对比图
(据 Hill 和 Nelson, 2000)



美国不同盆地页岩气成藏条件的互补性图(数据选自Curtis , 2002)

页岩气成藏边界条件

广义上的页岩气普遍发育且分布广泛,但要形成具有工业勘探开发价值的页岩

岩气尚需具备相应的地质条件。结合对美国具有工业勘探开发价值页岩气的统计研究,可对页岩气的形成条件简单作一讨论。按照常规的烃源岩评价指标,有机碳含量(TOC) 0.5 %和成熟度(R_o) 0.5 %是有效烃源岩的底限边界,但由于页岩气的成藏机理和过程特殊,其中天然气的聚集不需要考虑运移、圈闭等复杂条件。

因此有机碳含量和成熟度等条件不再苛刻。在有机碳含量0.3 %、有机质成熟度0.4 %、岩石总孔隙度3 %、净页岩厚度6 m 等条件下亦可分别形成页岩气。在页岩气成藏条件中,尽管某一项地质要素要求条件很低,但其他地质条件的补偿将会使页岩气具有更好的产能。对比分析美国不同盆地的页岩气成藏地质条件发现,各影响因素之间具有不同程度的相互弥补性(图1)。在圣胡安盆地上白垩统的Lewis 页岩,有机碳含量及其成熟度、吸附气含量等各项主要因素均较好,页岩地层总含气量较高;在密执安盆地泥盆系的Ant rim 页岩,有机质成熟度较低但平均有机碳含量较高,弥补了成熟有机质生气量不足的局限性;在福特沃斯盆地泥盆系的Barnett 页岩,虽然页岩地层厚度有限且孔隙度较小,但有机质含量及成熟度较高,致使地层总含气量较高。进一步,为了使聚集的页岩气具有更好的工业勘探开发价值,还要求聚气的页岩最大埋藏深度小于4 000 m (目前的经济有效深度)。

5. 页岩气富集带以裂缝发育为特征

裂缝发育在大部分页岩中,以多种成因(压力差、断裂作用、顺层作用等)的网状裂缝系统为特征。在页岩中裂缝、溶蚀页理缝是主要的储集空间。次要储集空间:钙质条带中的溶孔、生物体腔孔、晶间孔、粒间孔等。粒间孔主要是指砂质及泥质双重孔隙。在钙质泥页岩互层为主的夹薄层砂岩的地层中,具有泥页岩裂缝、层理缝和薄层砂岩孔隙等储集空间。裂缝发育带不但提供了游离态页岩气赋存的空间,而且为页岩气的运移、聚集提供了输导通道,并且对页岩气的开发十分有利。美国页岩气的开发实践证明只有裂缝发育的页岩气藏不需压裂就可以获得工业气流,多数的页岩气藏必须经过压裂才能达到工业产量要求。页岩气虽然具有地层普遍含气性特点,但目前具有工业勘探价值的页岩气藏或甜点主要依赖于页岩地层中具有一定规模的裂缝系统。在美国的大约 30000 口钻井中,钻遇具有自然工业产能的裂缝性甜点的井数只有大约 10 %,表明裂缝系统是提高页岩气钻井工业产能的重要影响因素。除了页岩地层中的自生裂缝系统以外,构造裂缝系统的规模性发育为页岩含气丰度的提高提供了条件保证。因此,构造转折带、地应力相对集中带以及褶皱—断裂发育带通常是页岩气富集的重要场所。

6. 页岩气由生物成因气和热成因气组成

前面已述,页岩气可以分为:生物成因气和热成因气,两种成因的页岩气可以同时存在于页岩气藏中,但由于成藏条件的不同,表现出不同的主导地位。随不同时期条件的改变,两者的含量比例可以发生相互的转变。

7. 页岩气藏具有异常高压特征

常规储层由于其孔隙度大,渗透率高,对压力的传导有利,是一个相对开放的压力系统,因此压力系统与地层压力接近。对较厚页岩储层孔隙度小、渗透率低,是一个相对封闭的压力系统,由于欠压实作用和天然气量的增多、生气膨胀力等作用容易形成高

压异常带,平均压力梯度在0.343psi/ft。原生页岩气藏以高异常压力为特征,当发生构造升降运动时,其异常压力相应升高或降低。因此页岩气藏可为高异常、正常或低异常压力特征(据张金川等,2003)。从美国已发现页岩气的统计规律来看,页岩气藏既有高异常地层压力,也有低异常地层压力。产生理论分析与统计结果不相符合的主要原因在于构造的抬升或沉降运动,由于页岩气储层为致密的地层所构成,其间的孔隙地层水无法进行有效的流动,因此地层压力的封闭性相对较强。当已经成藏的页岩气发生相对的构造抬升或沉降运动时,原始的页岩气藏地层压力得到了一定程度的滞留,从而产生了更高或相对降低的异常地层压力。根据这一特点,页岩气藏的发育通常与高异常地层压力保持一致,除非在页岩气成藏后发生了较大幅度的构造沉降运动。但在使用这一原理进行异常地层压力分析时,需要对是否具有良好的封闭性条件进行确定,否则可能产生恰好相反的分析结果,统计资料表明,页岩气藏的地层压力系数可有较大幅度变化。除此之外,水平方向的构造挤压作用亦对页岩气藏地层压力的发育产生重要影响,这种作用可以通过势场分析方法予以考虑,通常情况下,页岩气藏存在于流体的高势能区。

8. 页岩气成藏机理上具有递变过渡特征

从成藏机理中,页岩气表现出明显的从煤层气—根缘气—常规气的过渡,即体现在吸附机理中的吸附气含量上,煤层气(75—95%)—页岩气(大于50%)—常规气(表现典型游离态)。

9. 页岩气藏以产量低、生产周期长为特征

由于泥页岩岩性致密、孔隙度和渗透率较低,以及赋存方式多样,因此,页岩气生产以产量低、生产周期长为特征,并呈现负下降曲线特征,产气量由低先上升,很快达到高峰后缓慢下降。

第四节 页岩气成藏的主控因素

鉴于页岩气的生成、运移、富集特点，页岩气成藏主要受泥页岩矿物组成、有机质含量及类型、热演化程度、构造作用及裂缝发育程度等因素控制。

1. 岩性及矿物组成

页岩作为岩石通常被定义为“细粒的碎屑沉积岩”，但它在矿物组成（例如粘土质、硅质和碳质等）、结构和构造上却多种多样。尽管含气页岩通常被称作“黑色页岩”，这对于我们在页岩气的研究中可能是个误导。页岩的岩性多为沥青质或富含有机质的暗色、黑色泥页岩（高炭泥页岩类），岩石组成一般为30%~50%的粘土矿物、15%~25%的粉砂质（石英颗粒）和1%~20%的有机质，多为暗色泥岩与浅色粉砂岩的薄互层。页岩的矿物组成包括一定数量的碳酸盐、黄铁矿、粘土质、石英和有机碳。

Barnett页岩在岩性上是由含硅页岩、石灰岩和少量白云岩组成。总体上，岩层中硅含量相对较多（占体积的35%~50%）而粘土矿物含量较少（<35%）。Lewis页岩为富含石英的泥岩，其总有机碳含量变化在0.5%~2.5%之间。Antrim页岩由薄层状粉砂质黄铁矿和富含有机质页岩组成，夹灰色、绿色页岩和碳酸盐岩层。

2. 岩石有机地化特征

泥页岩有机地化特征不但影响着岩石的生气能力，而且对岩石的储集能力（尤其是吸附能力）具有重要的控制作用。富含有机质页岩中生成天然气的数量主要取决于以下三个因素：①岩石中原始沉积的有机物质的数量，即岩石中的有机碳含量；②不同类型有机物质成因的联系和原始生成天然气的能力，即有机质类型；③有机物质转化成烃类天然气的程度，有机质热演化程度。前两个因素主要取决于沉积位置的环境，而第三个主要取决于沉积后热演化的强度和持续时间，或是在最大埋深下的压实变质作用。

有机质含量的控制作用：页岩中有机质含量对页岩气成藏的控制作用主要体现在页岩气的生成过程和赋存过程中。岩石中总有机碳含量不仅在烃源岩中是重要的，在以吸附和溶解作用为储集天然气方式的页岩气储层中也是很重要的。

有机质的含量是生烃强度的主要影响因素，它决定着生烃的多少，因此，对页岩气成藏的具有重要的控制作用。Schmoker将有机质超过2%（包括2%）的泥盆系页岩定为“富有机质的”页岩。页岩气藏要求大面积的供气，而有机质页岩的分布和面积决定有效气源岩的分布和面积；从裂缝中聚集的天然气以大面积的活塞式整体推进为主要方式，因此必须有大量的天然气生成；页岩气藏要求源岩长期生气供气过程，而有机质含量决定生气量的一个主要因素。高的有机碳含量

意味着更高的生烃潜力（图 1-8）。

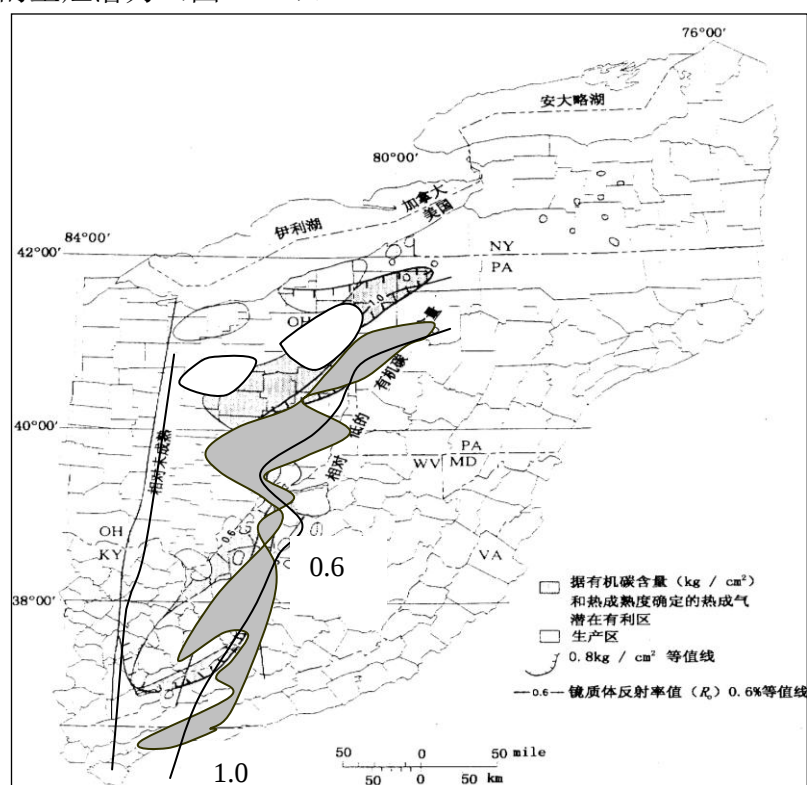


图 1-8 阿巴拉契亚盆地中泥盆系页岩产气区有机碳含量和热成熟度的关系（据 Schmoker, 1993）

页岩的总有机碳含量与页岩对气的吸附能力之间存在正相关的线性关系。在相同压力下，页岩有机碳含量越高，甲烷吸附量越高。在对 Antrim 页岩总有机碳含量与含气量关系的研究中发现，页岩的含气量主要取决于其总有机碳含量。有机碳含量进而影响到页岩气的产量，在有机碳含量高的地区页岩气的产量比有机碳含量低的地区要高。而且总有机碳含量还可

以帮助我们准确地确定储层中的岩石孔隙度和含水饱和度。含气页岩中的总有机碳含量一般在 1.5%—20%。Barnett 页岩的总有机碳含量平均在 4.5%，未熟的岩石露头高达 11%—13%。

干酪根类型：页岩中干酪根的类型，可以为我们提供有关烃源岩可能的沉积环境的信息。干酪根的类型不但对岩石的生烃能力有一定的影响作用，还可以影响天然气吸附率和扩散率。一般来说，在湖沼沉积环境形成的煤系地层的泥页岩中，富含有机质，并以腐殖质的 III 型干酪根为主，有利于天然气的形成和吸附富集，煤层气的生成和富集成藏也正好说明了这一点（煤层中有机质的含量更加丰富，煤层的含气率一般为页岩含气率气的 2—4 倍）。在半深湖—深湖相、海相沉积的泥页岩中，I 型干酪根的生烃能力和吸附能力一般高于 II 型或 III 型干酪根。

镜煤反射率（热成熟度）：在热成因页岩气的储层中，烃类气体是在时间、

温度和压力的共同作用下生成的。热成熟度可以帮助我们了解储层中是以石油为主，还是以天然气为主或是不产油气。干酪根的成熟度不仅可以用来预测源岩中生烃潜能，还可以用于高变质地区寻找裂缝性页岩气储层潜能，作为页岩储层系统有机成因气研究的指标。干酪根的热成熟度也影响页岩中能够被吸附在有机物质表面的天然气量。含气页岩的热成熟度通常用 R_o 来表示，对于质量相同或相近的烃源岩，一般来说 R_o 越高表明生气的可能越大（生气量越大），裂缝发育的可能性越大（游离态的页岩气相对含量越大），页岩气的产量越大。热成熟度控制有机质的生烃能力，不但直接影响页岩气的生气量，而且影响生烃后天然气的赋存状态、运移程度、聚集场所。适当的热成熟度配合适宜的生烃

条件使生气作用处于最佳状态。

以俄亥俄东部和宾夕尼亚西北部产页岩气区为例，但如 Schmoker (1993) (图 1-8) 所示，他们位于东面的 $0.8\text{kg}/\text{cm}^2$ 有机质等值线和西面 R_o 为 0.6% 的等值线之间。如果泥页岩具有足够的厚度和裂缝孔隙度，这些地区可能是勘探和开采页岩气的有利远景区。

3. 泥页岩厚度及埋深

泥页岩的厚度和埋深也是控制页岩气成藏的关键因素。形成工业性的页岩气藏，泥页岩必须达到一定的厚度，才能成为有效的烃源岩层和储集层。泥页岩的埋深不但影响页岩气的生产和聚集，而且还直接影响页岩气的开发成本，泥页岩埋深达到一定的深度（一定的温度、压力条件）才能形成烃类气体（包括生物成因气、热成因气）；随着埋深的增加，压力逐渐增大，孔隙度减小，不利于游离气富集，但有利于吸附气的赋存。

一个好的页岩气远景区其页岩的厚度大多在 90m 到 180m。在西阿肯色州的 Fayetteville 页岩厚度在 15m—21m，在东 Arkoma 大约是 180m，到了密西西比海湾的一些地方达到了 305m (Ratchford, 2006)，坎佩尼阶的 Lewis 页岩有 305m 英尺到 450m 厚。页岩气储层的埋藏深度从最浅的 76m 到最深的 2438m，大多数介于 760m 到 1370m。例如，新 Albany 页岩和 Antrim 页岩有 9000 口井在 76m 到 610m。在阿巴拉契亚盆地页岩、泥盆纪页岩和 Lewis 页岩，大约有 20,000 口井是在 915m 到 1525 英尺。而 Barnett 页岩和 Woodford 页岩埋藏更深，Caney 页岩和 Fayetteville 页岩的埋深在 610m 到 1830m。

4. 构造作用

构造作用对页岩气的生成和聚集有重要的影响，其影响作用主要体现在以下几个方面：首先，构造作用能够直接影响泥页岩的沉积作用和成岩作用，进而对泥页岩的生烃过程和储集性能产生影响；构造作用还会造成泥页岩层的抬升和下

降,从而控制页岩气的成藏过程;构造作用可以产生裂缝,可以有效改善泥页岩的储集性能,对储层渗透率的改善尤其明显。

5. 裂缝

(1) 裂缝对页岩气成藏的控制作用

裂缝对页岩气的运移和聚集的影响作用是显而易见的。泥页岩中裂缝系统发育可以有效的提高储层的裂缝孔隙度,增大游离气的聚集量,发育的泥页岩裂缝作为输导系统能够促进页岩气的运移,对页岩气的开采和常规气藏的形成有利,但是,早期形成太过发育的裂缝系统,使储层的封闭性遭到破坏,造成天然气聚集分散或者散失,不利于页岩气藏的保存。

通常饱含气的泥页岩储层具有很低的渗透率,其孔隙空间太小,即使微小的甲烷分子也不能容易通过。需要多组连通的天然裂缝才能使页岩气进行商业开采。由于页岩中极低的基岩渗透率,开启的、相互垂直的或多套天然裂缝能增加页岩气储层的产量(Hill, 2000)。在上覆岩层的压力下及地壳运动的作用下,岩石中可能会产生天然裂缝。储层中压力的大小决定裂缝的几何尺寸,通常集中形成裂缝群。目前,只有少数天然裂缝十分发育的页岩并不采取增产措施便可进行天然气商业性生产。在其它的大多数情况下,成功的页岩气井需要进行水力压裂,形成人工裂缝。

(2) 裂缝发育度的控制因素

裂缝孔隙度:是指对裂缝发育程度的微观度量。裂缝对储层物性的影响主要表现在其对储集空间的调整和渗滤通道的形成。对页岩气,是主要的储集空间(游离状)。呈网络状发育裂缝,能彼此沟通,并使孔隙和喉道连通,且使有效孔隙和喉道与宏观裂缝连通起来。裂缝的发育受到以下两个作用的控制:

断裂作用:大规模的断裂作用可以使裂缝发育程度增大,可以波及到很多地区。断裂作用在一定程度上控制着页岩气的成藏,控制着页岩层中天然气的运移方向、成藏规模、成藏气量。页岩内天然气的运移基本上是依靠裂隙作为通道的,裂隙的发育主要依靠断裂作用的造隙功能。页岩气的成藏规模受到诸多因素的控制,但适度的断裂作用创造的裂隙网络和裂缝网络为其扩展和延伸起到关键的作用,但是过度的断裂作用可以使储层破坏,造成天然气聚集分散。断裂作用形成的裂缝网络可以吸附和保存大量的天然气,从而提高成藏气量。

导致产能系数和渗透率升高的破裂作用,可能是由于干酪根向沥青转化的热成熟作用(内因)或者构造作用力(外因),或者这两者产生的压力引起。此外,这些事件可能发生在截然不同的时间。对于任何一次事件来说,页岩内的烃类运移的距离均相对较短。位于页岩上部或下部的常规储层也可能同时含有作为烃源

岩的这套岩层生成的油气 (Cole 等, 1987)。

顺层滑脱作用：也许近水平的层面滑脱作用，是前陆区产烃构造圈闭和储层孔隙性的唯一最广泛流传的机理 (Milici, 1980a)。在条件适宜的沉积层中滑脱作用是造成顺层裂缝孔隙带的首要机理。滑脱带中构造迁移和形变作用适宜的地区，有效裂缝孔隙度发育较好。过度滑脱带裂缝性储层的破坏及原来含气量的严重损失。

Harris 和 Milici (1997) 描述阿巴拉契亚断褶带中滑脱构造的性质及附属裂缝的形成 (图 1—9)。认为, 一定地层层序中近水平的滑脱带的位置和特性受微妙的岩性变化控制。页岩层 (尤其是富含有机质的情况) 是盆地的主要烃源岩, 在遭受构造形变的场合从这些烃源岩层中释放出来的气体会产生裂缝。

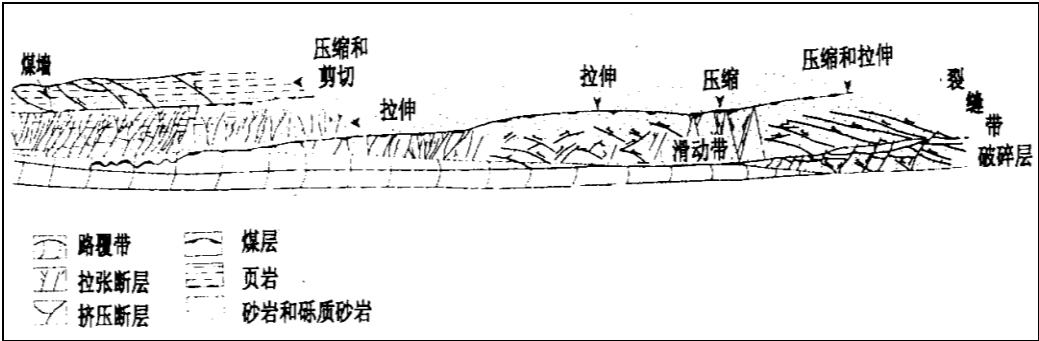


图 1—9 早宾夕尼亚地层中与滑脱带有关的裂缝的一般分布型式

裂缝网络具有改善储层性质和增加产能的双重作用。一方面，裂缝通过扩大储集空间，增加页岩气的储量；另一方面，裂缝可以贯通残余孔隙体积，提高页岩层的渗透能力，使在其中封存的天然气释放出来，并能加速吸附气的解析，形成渗流网络提高页岩气的产能。Patcher D. G. 和 Martin P. (1976 年) 等人通过取自美国东部地区的大量岩心观察和研究得出以下两点认识：一是裂缝的发育具有一定的方向性，裂缝发育的走向为北东 $40^{\circ} \sim 50^{\circ}$ ，与阿巴拉契亚山脉走向相同，表明褐色页岩的裂缝是构造成因，其分布亦受构造控制；二是产气量高的井，都处在裂缝发育带内，而裂缝不发育地区的井，则产量低或不产气，说明天然气生产与裂缝密切相关。而近期在 Barnett 页岩的研究中，关于原生天然裂缝的重要性具有争议：一些近期的研究发现 Barnett 页岩中天然裂缝的存在阻碍了人工裂缝。

第二章 页岩气藏的开采技术

过去150年所钻的数百万口油气井在达到其目标深度之前，都钻透了大量页岩层段。既然页岩层段的暴露如此普遍，是否每口干井实际上都是潜在的页岩气井呢？当然不是，页岩气只有在某些特定条件下才可以被开采出来。

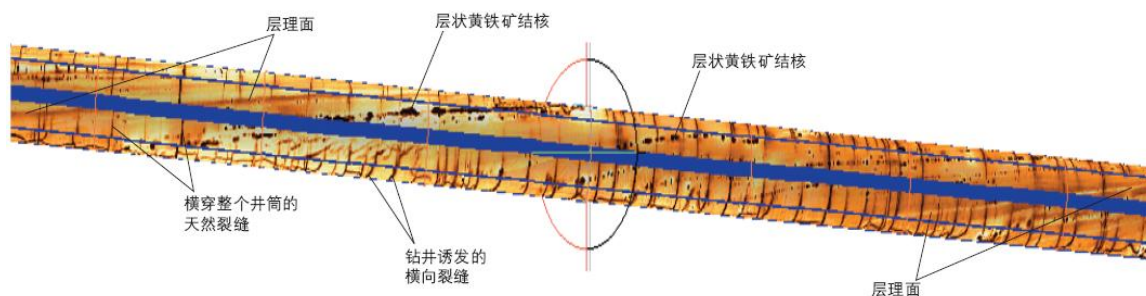
页岩是一种渗透率极其低的沉积岩，通常被认为是油气运移的天然遮挡。在含气油页岩中，气产自其本身，页岩既是气源岩，又是储层。天然气可以储存在页岩岩石颗粒之间的孔隙空间或裂缝中，也可以吸附在页岩中有机物的表面上。对常规气藏而言，天然气从气源岩运移到砂岩或碳酸盐岩地层中，并聚集在构造或地层圈闭内，其下通常是气水界面。因此，与常规气藏相比，将含气页岩看作非常规气藏也就理所当然了。

美国地质调查局(USGS)认为，页岩气产自连续的气藏。USGS列举了16个特征，所有这些特征都可能在连续气藏中出现。与含气页岩有关的独特特征包括区域性分布，缺少明显的盖层和圈闭，无清晰的气水界面，天然裂缝发育，估算最终采收率(EUR)通常低于常规气藏，以及极低的基岩渗透率。

此外，其经济产量在很大程度上还依赖于完井技术。尽管页岩具有很多明显的不利因素，但是美国已经将某些具有合适页岩类型、有机质含量、成熟度、孔隙度、渗透率、含气饱和度以及裂缝发育等综合条件的页岩作为开采目标。一旦经济上可行，非常规天然气开采活动将呈现出一派繁荣的景象。天然气需求的日益增长以及油田新技术的不断发展，促进了页岩气远景区的勘探与开发。在美国这一趋势正在扩大，天然气价格的不断上扬和每年23万亿英尺³(651.82亿米³)的天然气消耗量推动了其陆上钻井活动的发展。勘探与生产公司正在租赁数十万英亩的矿区钻井权，而先进的钻完井技术正在帮助作业者扩大已知页岩气盆地的范围。这些远景区同时也促进了技术的发展，使人们对这种普通的碎屑岩有了更深入的认识，并且推动了评价页岩资源的新设备、新技术的发展。

气藏开发

岩石内必须具备足够的通道以使天然气流入井筒，产至地面。在页岩中，气源岩中裂缝引起的渗透性在一定程度上可以补偿基质的低渗透率。因此将页岩作为开采目标的作业者应事先考虑系统渗透率，即由页岩基质和天然裂缝的综合渗透率。为了更好地利用储层中的天然裂缝，并且使井筒穿越更多储层，越来越多的作业者都在应用水平钻井技术(下图)。虽然该技术在石油工业中并不是一项新技术，但它对扩大页岩气成功开发的战果却有着重大的意义。



钻井穿过裂缝

FMI 全井眼微电阻率扫描成像测井显示出水平井钻遇的裂缝和层理特征。钻井诱发的裂缝沿着钻井轨迹顶部和底部出现，但沿着该井筒侧面终止，井筒侧面的应力最高。井筒钻穿的原有天然裂缝以垂直线的形态穿过井筒的顶部、底部和侧面。图中颜色较深的黄铁矿结核非常明显，与层理面平行出现。

通过得克萨斯州中北部Fort Worth盆地Barnett 页岩的开发进程可以清楚地看到水平钻井的作用。1981年，Mitchell 能源公司开始在该地区钻了第一口直井，15年以后井的数量才超过300口。2002年，在收购Mitchell公司后，丹文能源公司开始在该地区钻水平井。截至2005年，水平井数量已超过2000口。此外，Barnett页岩实际钻井经验表明，从水平井中获得的估计最终采收率大约是直井的三倍，而费用只相当于直井的两倍。除水平井技术之外，其它技术也发挥了重要作用。如作业者通过采用三维地震解释技术能够更好地设计水平井轨迹。由于采用了该技术，作业者将Barnett 页岩钻井活动扩展了那些原来被一直误认为没有产能、含水且位于页岩下方的喀斯特白云岩区域。

一般情况下，作业者通过沿垂直于最大水平应力方向钻井的方法来增加井筒与裂缝相交的可能性，从而打开更多的页岩表面进行开采。但是，常规的定向钻井技术可能受到扭矩和阻力的影响，扭矩和阻力通常是司钻在井筒造斜过程中由滑动和旋转所造成的。在更复杂的井眼轨迹中，扭矩和阻力可能限制横向位移，加大测井难度。为了避免上述问题的发生，在开采较直的、曲折度不大的井时，可采用旋转导向系统。某些情况下，从水平段底部到顶部的倾角变化低于 0.5° 。

诸如geoVISION随钻成像之类的随钻测井系统已应用于某些油气井，以解决水平井测井存在的一些问题。应用该系统后可以在整个井筒长度范围内产生电阻率成像和井筒地层倾角分析。成像测井提供构造信息、地层信息和力学特性信息，用于优化随后的完井作业。例如，成像能够将地层天然裂缝和钻井诱发裂缝进行比较，帮助作业者确定射孔和油井增产的最佳目标。在Barnett 页岩远景区，利用这些测井得到的成像资料来识别地震资料无法识别的断层以及与之相关的从下伏喀斯特白云岩中产水的天然裂缝群。

在进行加密钻井时，井眼成像有助于识别邻井中的水力裂缝，从而帮助作业者将注意力集中在储层中原先未被压裂部分的增产措施上。井中是否有钻井诱发裂缝的存在及钻井诱发裂缝的方向对确定整个水平井的应力变化及力学特性非常有用。这一信息在减轻Barnett 页岩完井难度及降低相关费用方面也起到了很大的作用。

第一节 储层评价技术

通过分析测井和取心资料进行页岩气储层评价。利用成像测井技术识别裂缝和断层，对页岩进行分层；利用声波测井技术识别裂缝方向和最大主应力方向，为实施气井增产措施提供基础数据；利用岩心分析来确定孔隙度、储层渗透率、泥岩组分、流体和储层敏感性，确定TOC和吸附等温曲线。

测井和取心是页岩气储层评价的两种主要手段。Schlumber 公司应用测井数据，包括ECS (Elemental Capture Spectroscopy) 来识别储层特征。单独的GR 不能很好地识别出粘土，干酪根的特征是具有高GR值和低Pe值。成像测井可以识别出裂缝和断层，并能对页岩进行分层。声波测井可以识别裂缝方向和最大主应力方向，进而为气井增产提供数据。岩心分析主要是用来确定孔隙度、储层渗透率、泥岩的组分、流体及储层的敏感性，并分析测试TOC 和吸附等温曲线。

一、烃源岩潜力评估技术

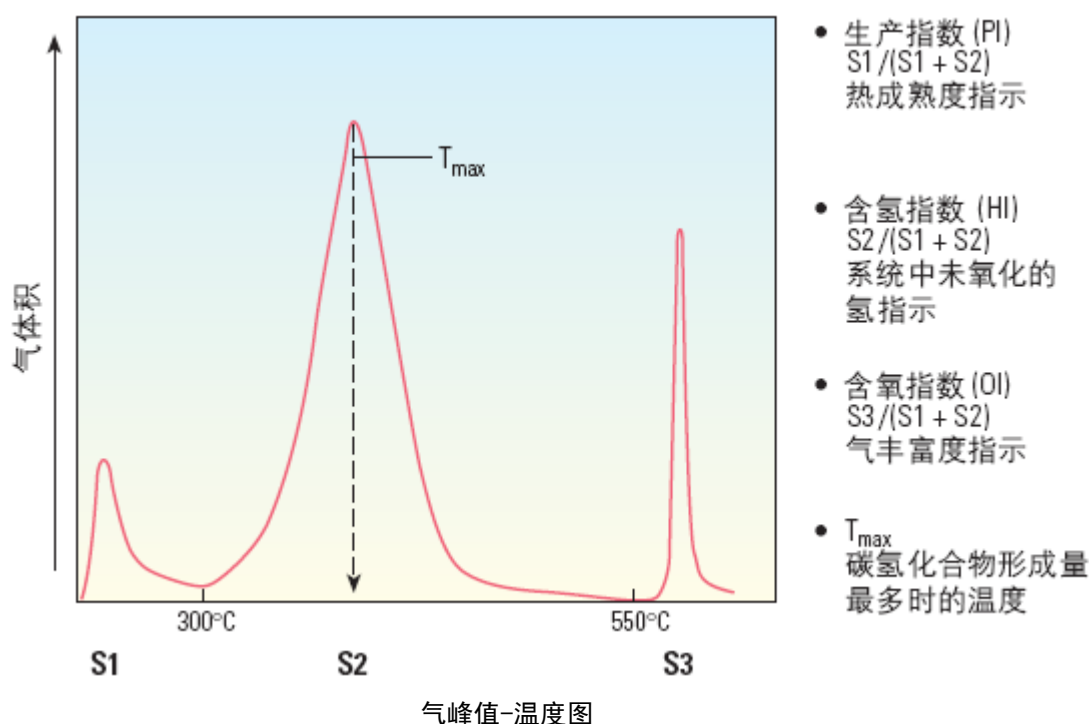
烃源岩评估主要通过对页岩岩样的地球化学分析结合对先前所钻井测井资料的详细评价结果来完成。对全直径岩心、井壁取心、岩屑及露头岩样进行地球化学测试。其主要目的是为了确定岩样是否含有丰富的有机物，以及是否可以形成碳氢化合物。一般情况下，岩石中有机物含量越高，其源岩潜力越大(下表)。已经开发了多种复杂的地球化学技术来评估岩样中总有机质含量(TOC)及岩样的成熟度。TOC值可以从经过去杂质处理并被置于1200° C (2192° F)温度下燃烧的重量为1 克(0.0022 磅)的粉碎岩样中取得。干酪根中的碳被转换成一氧化碳和二氧化碳。碳的具体转化数量可以在红外线室中得到测定，然后转换成总有机质含量，以岩石质量百分比的形式进行记录。如果最初的筛选测试证明岩样含有足够丰富的有机物，则将对这些岩样实施更多测试。

总有机质含量， 重量百分比	干酪根质量
< 0.5	很差
0.5 到 1	差
1 到 2	一般
2 到 4	好
4 到 12	很好
> 12	极好

源岩的有机质含量

通常认为页岩的总有机质含量(TOC)的最小截止值为0.5%。一些地学家认为另一种极端情况是有机物含量可能过多，多余的干酪根将可能会填充碳氢化合物将要占据的孔隙空间。

为了进一步描述有机物的丰富程度，许多地球化学实验室都采用法国石油研究院开发的程序化热解技术。该技术已经成为源岩地球化学测试的工业标准，测试过程中只需使用50—100毫克(0.00011—0.00022磅)的粉碎岩石，整个测试过程也只需大约20分钟。在热解测试中，每个岩样都需要在各个不同的温度控制范围内受热。在受热的第一阶段[加热至300° C(572° F)]，游离烃从岩石基质中释放出来[20]。当第二阶段温度增加到550° C(1022° F)时，释放出热裂化作用下形成的挥发性碳氢化合物。除碳氢化合物外，干酪根在温度从300° C增加到390° C(572° F—734° F)的过程中释放出二氧化碳。热力作用下的有机化合物释放可以通过火焰电离检测器测得。

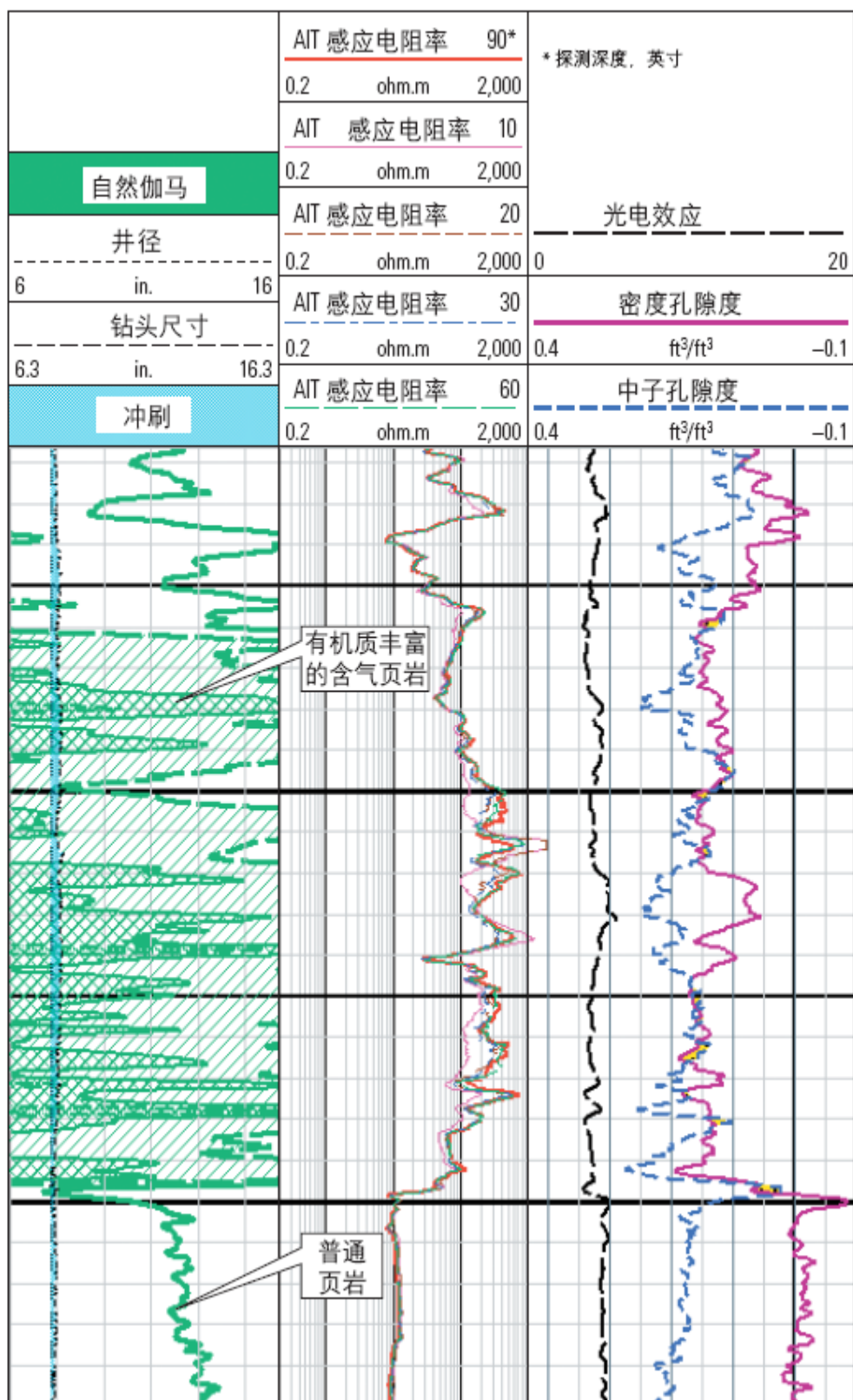


分两个阶段对岩样加热。S1 峰值表明第一阶段加热至300° C时每毫克岩石受热后释放出来的游离碳氢化合物数量。S2峰值表明第二阶段加热至500° C时干酪根受热裂化后产生的碳氢化合物数量。从该曲线中我们可以了解岩石中的残余油潜能，或者埋藏深度和热度继续增加后岩石仍然能够产出的碳氢化合物量。S3 峰值表明干酪根受热后释放出来的二氧化碳的体积。 T_{max} 值可以大致指示源岩成熟度。

上述测量结果和温度数据被记录在图表中后显示出三个明显的峰值(上图)。这三个峰值为地球化学家提供了干酪根中氢、碳和氧相对含量的信息[22]。为确定干酪根的类型及油气潜能提供了依据。碳氢化合物释放量最大时的温度与S2 高点对应，称作 T_{max} ，样品的热成熟度与 T_{max} 值有关。鉴定岩样成熟度的另外一个指标是镜质体反射率。作为干酪根的一个关键部分，镜质体是植物细胞壁中木质素和纤维素受热转变后形成的一种发光物质。随着温度的增加，镜质体经历复杂的、不可逆转的芳构化反应，导致反射率增大。镜质体反射率最早用来确定煤炭的等级或成熟度，该技术后来被用于对干酪根热成熟度的评估。由于反射率随温

度的增加而增大，因而可以通过使用该指标来评估碳氢化合物形成的各个温度范围。这些范围又可以被进一步划分成油窗或气窗。

通过一个配有油浸物镜及光度计的显微镜可以测量反射率(R_o)。根据玻璃或矿物反射率标准仔细对镜质体反射率进行刻度，反射率测量反映反射到原油中的光度百分比(R_o)。如果通过多个岩样测试后确定了镜质体反射率均值，则该均值被称为 R_m 。作为热成熟度的一个指标，各类有机物中的 R_o 值都不尽相同。这就说明第一类有机物的碳氢化合物生成的起点与第二类有机物碳氢化合物生成的起点不同。而且由于形成气窗所需的温度范围大于油窗的温度范围，因而气的 R_o 值也相应地大于油的 R_o 值。通过上述描述可以得出以下结论：成熟度值高($R_o > 1.5$)通常表示干气占主导优势，成熟度值中等($1.1\% < R_o < 1.5\%$)表示在该范围内的低端，气有不断向油转化的趋势。在 $0.8\% < R_o < 1.1\%$ 范围的低端能够发现湿气。 R_o 值低($0.6\% < R_o < 0.8\%$)时油占主导地位，而 $R_o < 0.6\%$ 则表明干酪根发育不成熟。 R_o 值本身容易使人产生误解，应与其它测量结果权衡后才能应用。其它常见的成熟度指标包括基于显微镜测量的孢子颜色的热变指数(TAI)、热解温度评估以及建立在小化石齿测量基础上的牙形石色变指数(CAI)。由于镜质体反射率的普遍性，这些指数通常与 R_o 值有关。



含气页岩测井结果。与普通页岩相比，含气页岩具有自然伽马强度高、电阻率大、地层体积密度和光电效应低等特征。

可以通过测井资料对页岩的其它性质进行评价，在某些情况下，这些测井曲线具有明显的特征(上图)。高自然伽马强度被认为是页岩中干酪根的函数。通常情况下干酪根能形成一个使铀沉淀下来的还原环境，从而影响自然伽马曲线。高

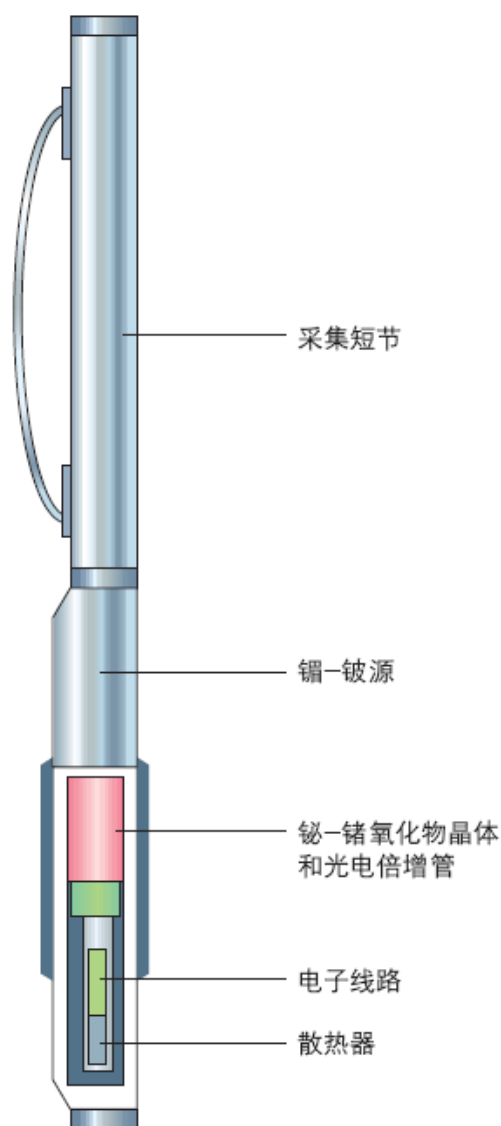
含气饱和度导致高电阻率，但电阻率也会随着流体含量和粘土类型而变化。粘土含量及干酪根的存在能降低地层体积密度，干酪根的比重较低，介于0.95 — 1.05 克/厘米³之间。还可以根据测井资料确定页岩中复杂的矿物组分以及源岩孔隙空间内的游离气体体积。通过综合应用常规三组合和地球化学测井资料，斯伦贝谢的岩石物理学家可以确定页岩中的有机碳含量并计算吸附气的含量。地球化学测井资料也能帮助岩石物理学家分辨粘土类型以及各自体积。这些信息对计算生产能力、确定随后的水力压裂作业中应使用流体的类型起着关键作用。

ECS探头记录和分析中子与地层作用后感生的自然伽马能谱。通过这些测量可以获得准确的地层成分评价结果，包括粘土、碳酸盐、硬石膏、石英、长石和云母等。

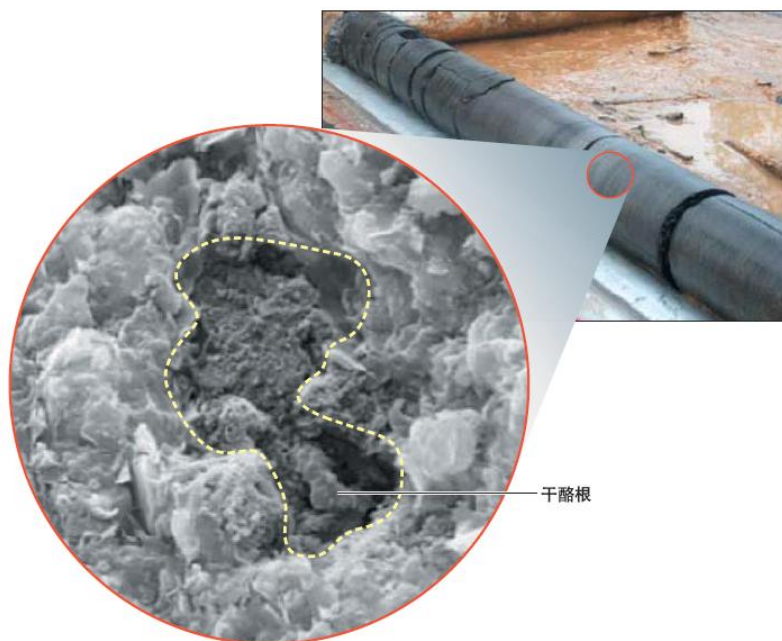
ECS(元素俘获能谱)探头及Platform Express综合电缆测井仪器与先进的解释技术结合后用以评估Barnett页岩及其它盆地中的含气饱和度和天然气地质储量，确定岩性特征。ECS 探头应用中子感生的俘获自然伽马能谱测定硅、钙、硫、铁、钛、钒、氯、钡和氢的含量(上图)。

上述数据与诸如对利用中子感生自然伽马能谱仪器获得的能谱进行处理的SpectroLith 岩性处理解释技术一起应用。通过SpectroLith 技术的应用，可以确定地层中粘土、石英-长石-云母、碳酸盐、黄铁矿或硬石膏的含量。

应用在SpectroLith 处理中的元素在干酪根中并不存在。因而虽然可以准确表示岩性，但是却无法对有机物进行表述。与此相比，用Platform Express仪器得到的测井资料则受干酪根的影响。比如还原环境下铀元素的存在使干酪根的自然伽马强度很高，前文对此已作过描述。仅仅依靠自然伽马资料来确定粘土含量容易高估粘土含量。而由于ECS和Platform Express之间存在差异，可以将两者结合起来使用以减少可能出现的岩性方面的错误，从而定量确定干酪根含量及孔隙度(下图)。



ECS 元素俘获能谱仪器



页岩中干酪根的扫描电子显微镜照片。有机质的存在导致碳氢化合物以吸附气的形式存在于孔隙性有机物的表面活性区域。同时，干酪根也为页岩基质创造了混合润湿性环境，使干酪根附近的页岩呈现油湿特征，而远离干酪根的区域则呈现水湿特征。（图片由TerraTek 公司的Barbara Marin 提供。

Barnett页岩综合结果图显示测井资料、岩性和矿物解释及流体评估综合数据，是综合应用ECS 和Platform Express 得到的结果，可以帮助作业者确定天然气地质储量以及根据矿物组成和渗透率确定射孔位置。同样，解释得到的矿物组成和孔隙度资料有助于确定在何处钻分支井。在某些地区，作业者利用矿物曲线图来识别页岩中的石英、方解石或白云石。这些矿物的存在增加了地层的脆性，从而有助于改善水平井中的造缝。以上分析是绘制地层、干酪根成熟度及温度-深度图的基础。结合泥浆录井评价和岩石物理分析，地学家可以了解干酪根的成熟程度，寻找可能存在具有经济价值的天然气藏。钻井工作开始后，可对新获得的岩屑或岩心进行测试以评价页岩中的矿物及有机质含量。

二、烃源岩综合评价技术

泥页岩类基质孔隙极不发育（浅层孔隙度可大于10 %，2300m 以下深度通常小于10 %），多为微毛细管孔隙，渗透率也远小于致密砂岩，属于渗透率极低的沉积岩。但沉积环境、成岩作用、有机质演化、构造应力、水动力条件和围岩特征等诸多因素的综合效应，能够使有机质丰富的泥页岩形成一定规模、渗透性较好的封闭体系，即裂缝性泥页岩油气藏。这是分布广泛的北美泥盆系页岩只在部分区域具有商业开发价值的主要原因之一，也是油气公司将页岩气的经济、技术可采储量置于首位的重要原因。北美勘探开发公司通常要在确定天然气成因、页岩气分布面积、有效厚度、可能的生产机制以及基本控制影响经济开采的不利因素之后，才可能有效动用页岩气储量。因此，与常规油气藏钻井之后随即投产的模式

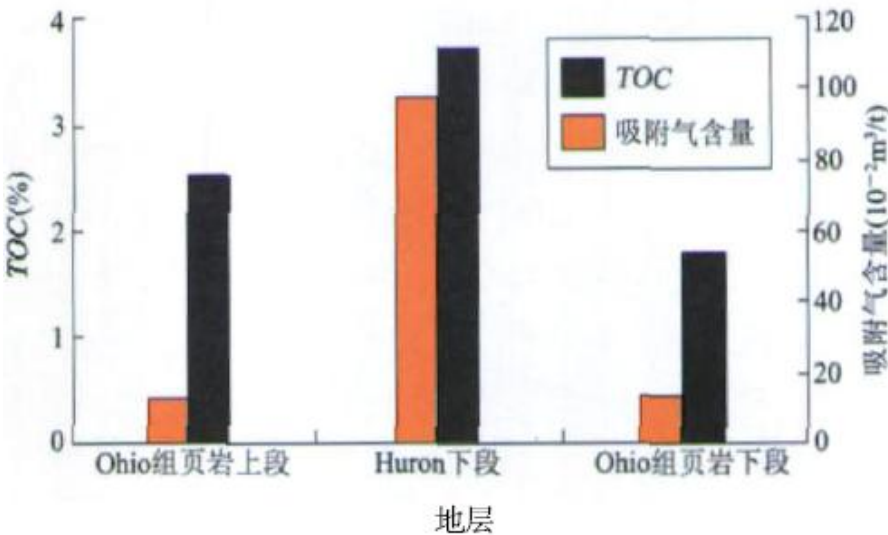
不同,页岩气资源投入商业开发的前提是综合评价。

页岩气资源评价总体面临两个核心问题:①作为储集层是否具有足够的天然气地质储量;②是否具备足够的渗流能力与条件实现经济开采。因此,储集层中赋存的天然气体积、储集层渗透率是评价页岩气藏的关键参数,有机质丰度、成熟度、甲烷吸附能力、孔隙度、含气饱和度、储集层有效厚度、矿物组成、裂缝发育范围与方向及其围岩的封闭能力都是页岩气资源量计算和经济评价涉及的必要内容。美国科罗拉多矿业学院石油勘探开发中心Curtis JB 主任对 Barnett 组(Fort Worth 盆地)、Ohio 组(Appalachian 盆地)、Ant rim 组(Michigan 盆地)、New Albany 组(Illinois 盆地)和Lewis 组(San Juan 盆地) 5 套商业性页岩气层的热成熟度、甲烷吸附气含量、储集层厚度、总有机碳含量和单储系数等关键参数进行了归纳和对比,结果显示差异较大。综合分析认为,尽管每个页岩气藏都有其特殊性,但仍有一些共同点。

三、烃源岩储层评价参数

1. 总有机碳含量(TOC)

Kentucky 东部Appalachian 盆地页岩气主产区BigSandy 气田的主力气层是泥盆系Ohio 组页岩Huron 下段烃源岩。图2 显示Huron 下段烃源岩储集层的TOC值比上下紧邻的页岩高,甲烷吸附气含量也丰富得多,说明TOC不仅是衡量烃源岩生烃潜力的重要参数,有机质作为吸附气的核心载体, TOC 值的高低会导致吸附气发生数量级变化。评价非常规页岩气资源,既要考虑生烃潜力,也要重视不溶有机质与吸附气之间的依存关系,合理确定TOC起算值和储集层有效厚度。若不溶有机质丰度比较低,页岩吸附气含量大幅度减少,形成具有经济开采价值的页岩气藏的概率就比较低。



注:吸附气含量为标准条件下数值

图2 Big Sandy 气田泥盆系页岩 TOC 与甲烷吸附气含量(据文献[21],有修改)

此外,Fort Worth 盆地T. P. Sims # 2 井Barnett组页岩、Appalachian 盆地Chat tanooga 组页岩TOC(y) 与页岩气产率(x) 之间还存在 $y = 27.538 x$

+67. 886和 $y = 66. 59 x + 60. 154$ 的线性关系, 其他页岩产层也多具有类似特征。根据这些正相关模型, 结合TOC 与页岩密度的负相关性, 利用常规测井曲线便可识别成熟的优质烃源岩, 连续计算页岩段的含气量, 为优选目的层提供关键参数。

2. 吸附气含量高

前面提到, 页岩气主要由两部分构成: 烃源岩不溶有机质(干酪根) 和岩石颗粒表面的吸附气, 粒间孔隙和天然裂隙中的游离气。页岩气井生产寿命通常比较长, 部分甚至高达30a , 产量年递减率一般小于5 % (多数为2 %~3 %) 。许多研究认为页岩气井稳产期较长的原因与储集层吸附气含量密切相关, 页岩气后一阶段生产的天然气主要来自基质中的吸附气, 吸附是页岩储集层中的天然气得以保存的主要方式之一, 吸附气解吸是页岩气生产的重要机制。虽然Curtis (2002) 的统计显示, 各主要产层的吸附气和游离气构成比例非常不同, 吸附气含量范围较宽, 约20 %~ 85 % , Barnett 组页岩最低(仅20 %) , 其余均在40 % 以上[20] ; 不过, 从随后的Barnett 组页岩实验研究和开采情况看, 吸附气20 % 的评估值偏低。Fort Worth 盆地Newark East 油气田T. P. Sims # 2 井不同深度Barnett 组页岩甲烷等温吸附曲线表明, 当压力低于某一数值时, 吸附气可占天然气总产量的40 %~60 % ; Mavor (2003) 也指出, Barnett 组页岩吸附气含量应当高于GRI (天然气研究协会) 的估算值, 约占原始天然气地质储量的61 % [12 , 23] 。所以, Barnett 组页岩吸附气含量取40 %~60 % 比较合适。由此可见, 对于产量、可采储量丰富的页岩储集层, 吸附气含量可能至少占天然气总产量的40 % 左右(见表2) , 构成比例可观, 再次说明吸附气含量是预测页岩储集层产能的关键参数之一。

表2 北美页岩气储集层参数对比

国家	页岩	盆地	地层	TOC (%)	R _o (%)	吸附气 (%)	石英 (%)	单井储量 (10 ⁷ m ³)	天然气 类型
美国	Barnett 组	Fort Worth	密西西比系	1~12 (R _o > 1.1 % 条件下, 平均 4.5)	0.6~1.6	40~60	35~50	2.8~7.0	热解气
	Ohio 组	Appalachian	泥盆系	1~4.5	0.4~1.3	(50)	45~60	0.4~1.7	热解气
	Antrim 组	Michigan	泥盆系	1~20	0.4~0.6	70~75	20~41	0.6~3.4	生物气
	New Albany 组	Illinois	泥盆系	1~25(8)	0.4~1.0	40~60	(50)	0.42~1.7	热解气+生物气
	Lewis 组	San Juan	白垩系	1~2.5	1.6~1.9	60~85	50~75	1.7~5.6	热解气
加拿大	White Speckled 组	WCSB	白垩系	1~11.9(1.69)	未成熟~过成熟		50~70		

注: 数据来源于 Curtis(2002) 、USGS-CSUG、GCS 等; 括号内数据为平均值; WCSB 指加拿大西部沉积盆地

3. 页岩气储集层石英含量高

页岩的矿物成分较复杂, 除高岭石、蒙脱石、伊利石等黏土矿物以外, 还混杂石英、长石、云母等许多碎屑矿物和自生矿物。页岩可分为黑色页岩、钙质页岩、硅质页岩、炭质页岩、铁质页岩、油页岩等类型。北美裂缝性页岩气的综合评价中往往采用地层元素分析(ECS) 手段, 通过谱分析图观测页岩的矿物含量。表2 显示页岩储集层的石英含量多超过50 % , 有些高达75 % , 且多呈黏土粒级, 常以纹层形式出现, 而有机质、石英含量都很高的页岩脆性较强, 容易在外力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝, 有利于天然气渗流。该现象一方面说明岩性、岩石矿物成分是控制裂缝发育程度的主要内在因素, 另一方面说明并不是所有优质烃源岩都能够形成具有经济开采价值的裂缝性油气藏, 那些低泊松比、高弹性模量、富

含有机质的脆性页岩才是页岩气资源的首要勘探目标。

4. 天然裂缝系统发育程度直接影响页岩气开采效益

世界页岩气资源很丰富,但尚未得到广泛勘探开发,根本原因是致密页岩的渗透率一般很低(小于1mD),那些页岩气已经投入开发利用的地区往往天然裂缝系统比较发育。例如Michigan盆地北部Antrim组页岩生产带主要发育北西向和北东向两组近垂直的天然裂缝;Fort Worth盆地Newark East气田Barnett组页岩气产量高低与岩石内部微裂缝发育程度有关;Illinois盆地New Albany组页岩经济可采储量也与裂缝系统相关。从生产角度来看,页岩气井的初产高,但开始几年递减快(第一年可能递减60%~70%左右);单井产能也很悬殊,日产量可由几千立方米到数万立方米不等,高产井并非集中分布。这些状况说明裂缝改善了泥页岩的渗流能力,裂缝既是储集空间,也是渗流通道,是页岩气从基质孔隙流入井底的必要途径;裂缝性泥页岩储集层各向异性很强,页岩气可采储量最终取决于储集层内裂缝产状、密度、组合特征和张开程度。因此,页岩气藏的勘探目标应首选那些拥有较高渗透能力或可改造条件的泥页岩裂缝发育带,合理确定有利的页岩气分布面积,不应当仅考虑是否属优质烃源岩,因为优质烃源岩仅是页岩气储量评价的一个方面,且统计结果尚未显示页岩气的地质储量与产能之间存在着比较好的相关性。

总而言之,裂缝性泥页岩储集层天然气构成模式与常规天然气藏不同,相当部分页岩气以吸附状态存在,吸附量受储集层有机质丰度、地层压力等因素控制。气藏投入开发后,初期产量来自页岩的裂缝和基质孔隙,随着地层压力降低,页岩中的吸附气逐渐解吸,进入储集层基质中成为游离气,经天然和诱导裂缝系统流入井底,即吸附气的解吸是页岩气开采的重要机制之一。预测具有裂缝与孔隙双重介质的泥页岩储集层产能,若忽视吸附作用的效应,可能远远低估其资源潜力,若忽视储集层岩石物理学特性及裂缝系统的发育条件,则可能高估页岩气开采价值。在划分有效页岩储集层时,须重视页岩有机质丰度、地层压力、岩性、物性及裂缝发育程度对产气能力的影响。在大套泥页岩定量评估过程中,须采用测井多参数判别与测试资料相结合的方法建立研究区气层判别标准。利用地震技术定量预测裂缝发育的有利区域,仍然是研究人员探索和努力的方向。以岩心实验为基础,利用集地质、钻井、测井和地震资料为一体的勘探开发油藏描述工作平台,通过相关评价模型对厚层泥页岩目的层进行连续定量解释,计算资源量与可采储量,确定初始产能与递减率、生产机制,是页岩气综合研究的主要内容。

第二节 页岩气藏勘探途径

1. 勘探原则

页岩气藏主控地质因素及分布规律,对四川盆地页岩气藏勘探原则的探讨很有启示,仍需进行完善,有针对性地具体化。页岩气藏勘探尽可能先于有机碳含量较高区域内进行,特别是有机碳含量大于2%的区域,应优先对黑色页岩较发育的区域进行勘探。页岩镜质体反射率大于0.14%的区域,有利于寻找页岩气藏。对于

含沥青的过于成熟区域要慎重勘探。陆相和海相页岩气藏勘探应彼此顾及, 首先勘探沉积较中心区域, 有所发现的条件下, 再逐步扩大勘探范围。陆相中的湖相和三角洲相是较为有利的优先勘探区域。也更应该了解区域内海相—海陆过渡相—陆相的纵向时空变化规律, 寻求纵向上追踪勘探。裂缝发育区域的诊断就是关键环节, 优选构造转折带, 地应力较集中带、褶皱—断裂带重点勘探, 现今的中深级埋藏深度是勘探重点, 海相沉积页岩的过大抬升区域, 要进行侦察性勘探。较稳定沉积地区的浅层应以生物气藏勘探为重点, 中深层要以凝折气藏勘探为重点。暗色页岩单层厚度一般大于30 m较适合勘探, 应结合有机碳的含量进行综合选择。暗色页岩层流体高势能区是勘探的重点, 游离页岩气高压异常带应优先勘探, 而吸附高压异常带勘探可推后进行, 低压异常带勘探要慎重, 也不放过低压异常中仍有较大的产出能力的可能性。暗色页岩类型及目前所处的演化阶段, 要用演化模型预测其对扩散天然气的封闭能力及演化阶段。也可以由现有的发现去深化认识, 促使地质研究开展。页岩气藏成藏与构造圈闭关系一般不明显, 预示隐蔽性页岩气藏具有广泛性。也应优先对构造—岩性圈闭、褶皱—断层圈闭先进行勘探, 这与储集层内天然裂缝较为发育有关。对于海相生成含钙质较多的地带宜于先勘探, 也可能与溶蚀连通裂缝出现有关。四川盆地暗色页岩气藏勘探潜力很大, 盆地东部和南部志留系是勘探的战略重点, 川南地区更是勘探的突破口, 要作为国内勘探示范区进行优先勘探。中石油获准承担的“中低丰度天然气藏大面积成藏机理与有效开发的基础研究”和“非均质油气藏地球物理探测的基础研究”国家级别的973科技计划项目, 应尽可能将川南地区志留系暗色页岩气藏勘探列入其中。对于有关的新兴命题研究, 也应纳入博士后工作站命题选向, 扩大研究领域和范围, 超前进行多种技术储备和新尝度, 争创世界一流的研究成果, 展示科研的中国特色。四川盆地内其它地区要在前期全面资源调查的基础上, 从中筛选出较有利勘探区块, 进行勘探可行性深入评价, 中下侏罗系和二叠系大隆组是深入评价的重点。本着先易后难、先浅后深的原则进行前期勘探, 要以发现促科研。川南老气区要实施立体勘探途径, 降低勘探投入和风险。老井上试或下试, 充分利用原有的地质资料重新再认识。对原有钻井气显示较好的井段, 优先进行试气; 已获得气产量较好的井, 最好转入先期试采, 以录取地质资料深化认识为目的, 并探讨开采技术新途径。试采强度要科学确定, 不宜追求过大的开采速度。对于试气中的气产量暂时较低的井, 要进行增产措施攻关试验, 不能盲目增加试验井数量。措施攻关试验要有可行性论证、施工方案和施工结果评价, 立足不断获取明显增产效果。暗色页岩气藏勘探自主进行, 可吸收国际上的专业人才参与, 发挥其专业特长和专业技能。

2. 钻采工程技术探讨

钻井技术是动用页岩气储量的关键页岩气藏属于资源型聚集带 (resource plays), 要实现有效动用, 地质储量并非主要障碍, 问题在于有多少经济和技术可采储量。为了获取比较高的收益率, 除了天然气市场价格因素以外, 利用钻井、完井工程设计技术和油气井增产工艺, 通过优选目的层段、加快钻井速度、提高单井产能、延长开采期限, 达到成本控制的目的, 是页岩气开采过程中的重要环

节。

暗色页岩气藏勘探属于世界范围内较边缘的专业学科领域, 钻采工程技术探讨和攻关, 重在于强化基础研究, 地质与工程两大专业要全力配合, 提高技术创新和技术集成再创新的针对性和实用性。要扩大技术探讨的思路, 不能相互排斥。钻井和完井要采用现有的先进技术。老井上试或下试是立体勘探中的有效途径。对于原有的直井和斜井, 特别是地层孔隙流体高压异常状态下, 可进行氮气超正压射孔, 如果要用液垫, 须防泥质膨胀。处理孔眼附近地层因钻井、固井和射孔所引起的堵塞。采用现有的有机和无机盐复合防膨技术, 也是一条重要技术途径。水力喷射孔能有效降低措施泵注压力, 利于压裂集中造缝, 甚至于与相关措施联作一次性进行。高含钙质的暗色页岩地层, 可用乙醇酸进行水力喷射孔作业, 发挥应有的多种功能。裸眼割缝衬管完井技术有广泛的适用性, 尤其是新钻的井眼易于采取这种完井方式, 钻井显示很好的井尤其应采用此完井方式。为了稳定井壁, 也可以在井壁与割缝衬管间充填掺纤维的陶粒。水平井是暗色页岩气藏勘探评价的重要手段, 对于原来有较好气显示的老井, 可进行套管开窗侧钻水平井作评价, 也可降低增产措施的技术难度。其中有待于用裂缝诊断技术确定水平井段延伸的方位。用空气作循环介质在暗色页岩中钻进, 稳定井壁在于增加注气压力, 新疆油田已成功地进行过超浅层水平井钻井作业, 其原理可应用。

暗色页岩气藏增产措施要有明显的针对性, 在压裂沟通地层更多天然裂缝的基础上, 防止地层内泥质膨胀是技术关键环节。高能气体压裂, 除非井壁附近地层内有天然裂缝存在, 否则有限长度的人工微缝难以达到沟通的目的。压胀松动压裂是在最小压应力与最大压应力之比值小于或等于0.115~0.130的条件下才适用的, 这是分级燃爆下产生的叠加波作用的结果。对于致密储集层更有效, 可以用页岩进行室内评价实验。因适宜于深井作业, 可与其它措施配合实施。更值得开展层内液相燃爆技术攻关, 只要前期地层有较好的吸收能力, 便可直接进作业; 在裸眼水平井段仍可尝试, 裸眼应是较小直径, 可与加砂压裂配合进行。含钙质较多的暗色页岩地层, 可用乙醇基压裂液压裂造人工裂缝, 结合乙醇酸酸化一次性进行。施工作业的前缘可集中泵注液氮泡沫, 利于减少液氮用量, 便于作业后一次性尽快喷通地层, 达到高效排液的目的。对于高含钙质的低压异常暗色页岩气藏, 在地层吸收条件较好时, 可直接采用乙醇泡沫酸酸化工艺技术。地层堵塞严重最好先进行酸浸作业, 防止将大量无机堵塞物分散挤入地层内, 在此基础上可进行加砂压裂作业。二氧化碳泡沫压裂液携砂作业是较佳的技术途径, 拥有多方面的技术优势。乙醇基压裂液携砂作业仍有较好前景, 这是针对甲醇基的有害弱点而取代的。前置胶束酸加砂压裂在国内取得成效, 对于胶束酸的配制应有针对性。排水采气工艺技术可能会排上用场, 尤其是利于被吸附的页岩气解吸。注采可配套进行, 用注入井注入的二氧化碳, 发挥增能驱页岩气的作用, 置换被吸附的页岩气, 将有害的气体封存在地层内, 不能出现与开采井发生明显二氧化碳气窜。

第三节 页岩气开采技术

一、射孔优化技术

定向射孔的原则。定向射孔的目的是沟通裂缝和井筒，减少井筒附近裂缝的弯曲程度，进而减少井筒附近的压力损失，为压裂时产生的流体提供通道。

定向射孔的目的是沟通裂缝和井筒，减少井筒附近裂缝的弯曲程度，进而减少井筒附近的压力损失，为压裂时产生的流体提供通道。通过大量页岩气井的开发实践，开发人员总结出定向射孔时应遵循的原则，即在射孔过程中，主要射开低应力区、高孔隙度区、石英富集区和富干酪根区，采用大孔径射孔可以有效减少井筒附近流体的阻力。在对水平井射孔时，射孔垂直向上或向下。

二、压裂技术

美国在页岩气商业开发早期，主要以压力方式实现增产。目前，一些公司已开发出了一种轻质压裂支撑物，其比重较低，一般为1.25~1.75，比普通石英砂(比重为2.65)低得多。经生产实践证明，这种支撑物易于输送到裂缝网络的末端，形成有效裂缝。另外，使用低粘度低伤害的压裂液，可以增加页岩井的初始和累计产量。在施工过程中，一般采用清水这种低成本压裂液，这是因为水是一种低粘度流体，更容易产生复杂的裂缝网络。在选择支撑物时，一般区域里的最大支撑物密度约为 179.745kg/m^3 ，在大多数区域不会超过0.2 ppa(每年百分率)。在压裂过程中应注意以下几点：避免采用高粘度胶体压裂液，这样可以产生两条对称的长裂缝；压裂过程中的高初始压力可导致对井筒附近的伤害；避免水泥/泥浆引入裂缝；适当的酸化可减少伤害；微地震可以检测出没有被压裂改造的区域。在Newark 东页岩气田，压裂后直井的产气速度为 $(0.14\sim 5.7)\times 104\text{m}^3/\text{d}$ 以上，预计这些井的最终采出量一般应为 $(2\ 831\sim 7\ 077)\times 104\text{m}^3$ ，但实际采出量却达到了 $1.98\times 10^8\text{m}^3$ 。

含气页岩中的天然裂缝虽然具有一定的作用，但是通常无法提供经济开采所需的渗透通道。多数含气页岩都需要实施水力压裂。压裂使更多的页岩范围暴露于井筒的压降条件下。页岩中水平井周围紧密排列的水力压裂裂缝能够加快天然气的开采速度。

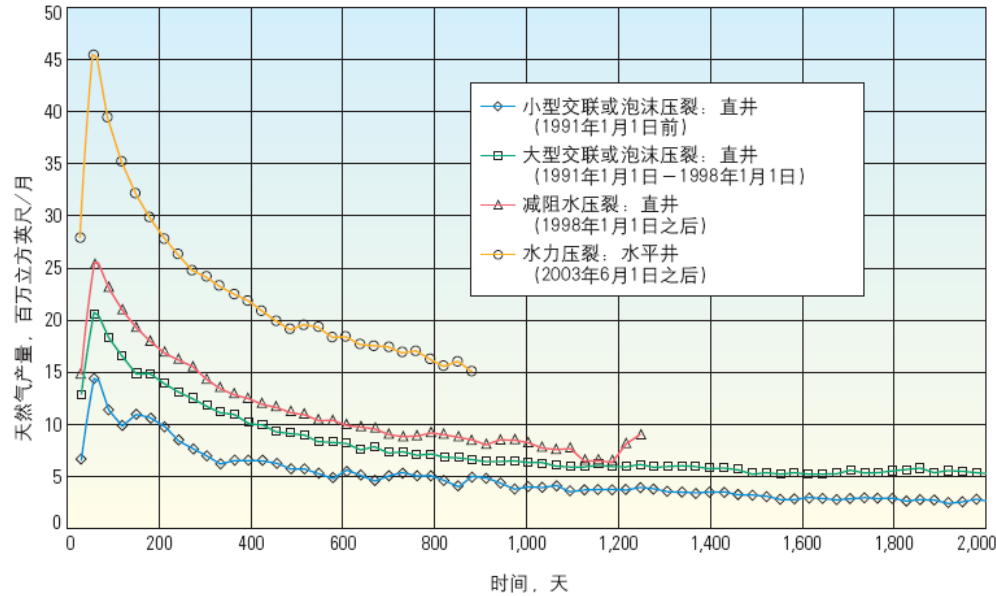
作业者通常在中等深度(一般在5000 — 10000 英尺(1524 — 3048 米)之间)的高压页岩中泵入低粘度水基减阻流体和支撑剂进行增产处理[35]。而在深度较浅或油气藏压力较低的页岩中，则泵入氮泡沫压裂液。高压条件下泵入的液体在页岩中产生裂缝。这些裂缝可以从井筒向外在页岩中延伸上千英尺。从理论上讲，支撑剂颗粒嵌入裂缝，停泵之后可使裂缝保持开启状态。

Barnett页岩开采过程中曾采用过多种增产措施。在20 世纪80 年代中期之前，对Barnett页岩下部采用二氧化碳和氮气泡沫增产处理[36]。随后又实施了大型水力压裂措施(下图)。该措施平均每次需要耗费60万加仑(2270米³)的交联凝胶和140万磅(63.5万公斤)的支撑砂。增产作业虽然提高了估算最终采收率，

但是昂贵的完井费用和低天然气价格使该远景区的经济效益不佳。直到1997年，才停止进行大型水力压裂作业，此时Mitchell 能源公司开始对使用减阻水增产措施进行评估。



Barnett页岩大型水力压裂作业现场。在该单级增产措施中，将100 多个装满水的压裂罐运往井场并放置在井场周围。泵送装置、管汇和监测设备等则被放置在井场中心附近的井口周围。由于采用了新的完井方法，现在所需的材料和设备少了很多。现在，作业者将井筒分成一些小层段，并对其实施多级增产处理。这一新方法改善了油气井动态，降低了完井成本。



采用新技术改善井动态。多年来随着钻井和压裂技术的不断发展，Barnett页岩增产作业的效果不断得到改善。

这些增产措施能产生长而宽的裂缝通道，所使用的交联液大约是大型压裂措施的两倍，而泵入的支撑剂体积还不到大型水力压裂的10%。与大型水力压裂相比，虽然在油气井动态方面改善不是很明显，但其成本却下降了65% 左右。现在，减阻水增产措施已成为Barnett页岩中最为常见的增产措施(上图)。而且，增产

作业费用的下降允许作业者对Barnett页岩上部层段实施完井，从而使估算最终采收率提高20% 以上。尽管在Barnett页岩压裂过程中一般使用水和砂粒，但是其它页岩远景区的作业者发现，压裂过程中存在水力压裂裂缝中支撑剂充填不充分的情况。该现象可能是由于压裂液产生的裂缝宽度不够，不足以容纳支撑剂颗粒所造成的，也可能是因为泵入裂缝的砂粒从携砂液中快速脱离悬浮状态而造成的。上述两种原因都导致形成较小裂缝，使渗透率难以达到预定的目标值。为了克服以上难题，一些作业者采用了ClearFRAC 无聚合物压裂液或FiberFRAC 纤维基压裂液技术来延长支撑剂悬浮时间。使用ClearFRAC 液的目的

的是为了将支撑剂送入裂缝深处。除了支撑剂本身以外，ClearFRAC 液中不含可能降低裂缝渗透率的固相成分，并且可以与富含有机物的页岩配伍。

FiberFRAC液中的纤维使支撑剂砂粒处于悬浮状态，直至裂缝在砂粒闭合并将其锁定。最后流体中的纤维溶解，从而增加裂缝中流体的流动能力。以上两种流体都将支撑剂保留在裂缝中，因而在井开井生产时，裂缝还能保持开启状态。

二十世纪90 年代末，Mitchell 能源公司开始实施其它新的增产试验。结果表明，重复压裂措施对原先使用凝胶液完井的油气井最有效。微地震监测数据表明，这些处理能够激活与最大水平应力垂直的天然裂缝。但这种裂缝激活反应通常不会发生在粘性流体中。因此，对于那些原先应用减阻水措施完井的井实施重复压裂通常效果不太明显。

含气页岩井在经济上获得成功除了天然气价格上涨和水平钻井技术提高这两个因素之外，经济、有效的增产作业实践也是关键。

三、二次压裂增产技术

Barnett 的大部分页岩气井都进行了二次压裂，二次压裂后可接近或超过初次压裂时的产量。采用直井对Barnett 页岩气开发时，初期产量迅速递减，之后逐渐稳定。二次压裂能够使Newark 东老(直)井有效增产，特别是对上世纪90 年代末以前的井二次压裂效果明显。这项技术被进一步应用到比较新的井中，在一般情况下，二次压裂后井的产气速度能达到或超过原始产气速度。这种方法已成功应用到那些经济效益较差的井，这表明多次压裂对某些井来说是有经济效益的。

四、钻井技术

1. 页岩储集层钻井成本

北美主要页岩气储集层埋深约76~2591m，大致分布在3 个范围，随埋深加大，钻井成本成倍增长(见表3)。对于埋藏深的Barnett 组页岩，研发新技术或改进常规钻井方法以加快钻井速度，弥补深度导致的成本增加，控制投入与产出比格外重要。埋藏较浅的Ant rim 组页岩则相对容易回收资本。

表3 美国页岩储集层深度与钻井成本对比

页岩气储集层	埋深(m)	钻井成本 (\$1000)
New Albany 组和 Antrim 组	76~610	125~250
Ohio 组和 Lewis 组	914~1524	250~300
Barnett 组和 Woodford 组	1829~2743	450~600

2. 页岩储集层的钻采技术

如前所述,裂缝的发育程度是页岩气运移聚集、经济开采的主要控制因素之一,但统计表明仅有少数天然裂缝十分发育的页岩气井可直接投入生产,其余90 %以上的页岩气井需要采取压裂等增产措施沟通天然裂缝[22],提高井筒附近储集层导流能力。Fort Worth 盆地Barnett 组页岩埋藏较深,地层压力较高,其开发历程(见表4)印证了钻采技术的不断更新(如N₂ 压裂、泡沫压裂、凝胶压裂、清水压裂、水平井钻探技术)带来的成果,致使更多的油气勘探开发公司参与Barnett 组页岩气聚集带开发。按照日产量高低排序,主要有Devon 、XT0、Conoco Phillip s、EnCana 、EOG、Chesapeake 等能源公司,其中Devon 能源公司占据主导地位。

表4 Fort Worth 盆地Barnett 组页岩气开发历程

年份	年产量(10 ⁸ m ³)	开发井数量(口)	重要事件及开发效果
1985	0.3	12	1982 年第一口发现井完钻,采用 N ₂ 泡沫压裂改造储集层 1986 年 Mitchell 能源公司试验大型水力压裂技术(MHF),1990 年广泛实施,同时终止 N ₂ 辅助压裂的方式
1990	0.8	66	1985—1989 年平均单井最终可采储量(EUR)为 9.8 ×10 ⁶ m ³ (0.35bcf)
1995	5.6	242	1992 年 Mitchell 能源公司在盆地核心区钻第一口水平井 1997 年试验携砂量少的水力压裂(LSF),随后推广
1999	11.2	517	1998 年 Devon 能源公司在 Barnett 组页岩下伏地层 Viola 组尖灭点外侧钻探 2 口水平井 1985—1999 年平均单井最终可采储量(EUR)为 2.4 ×10 ⁷ m ³ (0.86bcf)
2000	21.8	698	Devon 能源公司 2000 年开始打加密井,并在盆地核心区 and 外围 Viola 组尖灭点外侧测试钻垂直井和
2001	36.7	1171	水平井,清水压裂技术成熟,全面应用
2002	56.6	1771	1985—2002 年平均单井最终可采储量(EUR)为 3.4 ×10 ⁷ m ³ (1.23bcf)
2003	84	2340	Devon、EOG、Hallwood 等能源公司在 Fort Worth 盆地核心区和外围开始大量钻探水平井,其中
2004	106.4	3500	Devon 公司所辖核心区域 2005 年累计产量达到 2.8 ×10 ¹⁰ m ³ (1tcf),可采系数由 2002 年的 9 %
2005	138.6	4200(推算)	~10 %上升为 2004 年的 10 %~12 %,2006 年为 16 %

注:资料主要参考美国 DOE/ EIA-M063(2005)、Hart Energy 出版公司 Advances In Unconventional Gas(2007)

20 世纪80 年代初Mitchell 能源公司(2001 年被Devon 能源公司收购)采用泡沫压裂技术提高垂直井产能,产量增幅有限。自20 世纪90 年代后期以来,各种先进的水平井钻完井技术、压裂技术(如清水压裂、多段压裂、重复压裂)和压裂实时监测技术(如微地震测绘)使Barnett 组页岩储集层改造成本降低70 %,地层伤害降低,储集层有效厚度增加,烃类排泄面积扩大,单井产能和生产潜力大大提高,如1985 年至1989年、1999 年和2002 年3 个时期平均单井最终可采储量(EUR)依次为9.8 ×10⁶ m³ (0.35bcf)、2.4 ×10⁷ m³ (0.86bcf)和3.4 ×10⁷ m³ (1.23bcf),产区也由Wise、Dendon 和Tarrant 构成的核心区向外围逐渐拓展,克服了Barnett 组页岩上下灰岩层的限制,避免了Ellenburger 组白云岩层的水侵,使可采储量在气窗范围内(Ro值大于1.1 %)得到最大程度动用。与2000 年相比,2005 年产量翻了5 倍以上(见表4)。按照Quicksilver 公司公布的数据, Fort Worth 盆地外围区域Johnson 区水平井日

产量已达到 $5.9 \times 10^4 \sim 1.4 \times 10^5 \text{ m}^3$ ($2.1 \sim 5 \text{ mmcf}$) 水平。需要注意的是, 页岩储集层改造技术的应用始终不能脱离地质条件的约束, 要针对页岩储集层特点优选压裂层位和施工工艺, 才能取得比较好的开发效果和经济效益。对于埋藏较浅、地层压力较低的储集层通常采用N₂ 泡沫压裂。清水压裂的压裂液中一般已加入适量抑制剂, 但仍要求储集层中膨胀性蒙脱石含量不能很高, 原因是其水敏性强, 遇水易膨胀、分散和运移, 导致岩石渗透率下降, 所以, 利用X₂衍射和SEM测试结果分析黏土矿物的类型和含量十分必要。

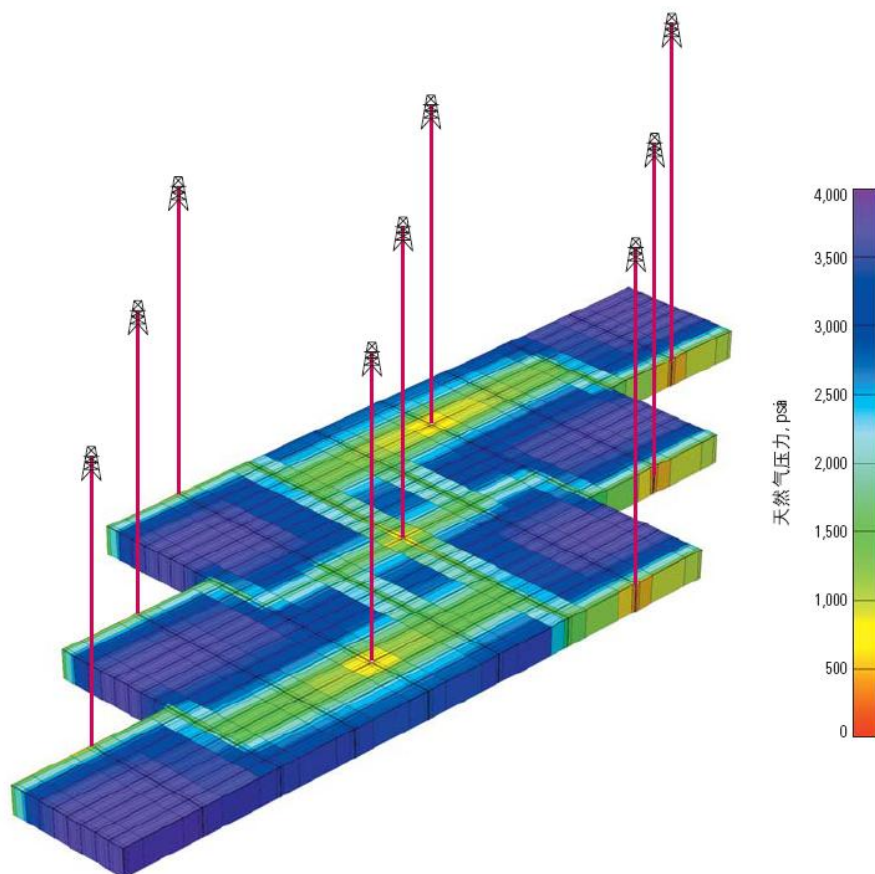
五、水平井增产技术

在页岩气资源中, 页岩中的裂缝作为储积空间。页岩即是生气层也是产气层, 但是通常渗透率低, 产量也很低。水平钻井成本只有直井2倍, 但产量可达到直井的4倍; 再进行多层段压裂, 产生垂直缝能达到很好的效果。压裂中尽量产生复杂的裂缝、保证井筒和主裂缝间的连通并减小裂缝扭曲度。常用的压裂液包括: 胶化硝酸甘油、高能气体、氮气和二氧化碳泡沫、液态二氧化碳、低温氮气。

水平井技术的应用可以使无裂缝或少裂缝通道的页岩气藏得到有效的经济开发。水平井也需要压裂, 如果不压裂则不能产气。将测斜仪和微地震技术相结合, 对Newark 东油气田的微裂缝进行测量, 其结果显示压裂后直井的排水区域又长又窄, 平均约为 $915 \times 152 \text{ m}$ (Fisher 等, 2002)。根据这个数据, 作业人员推测对水平井压裂时, 诱导裂缝垂直于钻井方向, 这样能够产生一个平行于储层的排水区域, 因此扩大了总的排采面积。Newark 东油气田水平井的初始产气速度一般比直井快2~3 倍。根据岩石遮挡垂直裂缝发展的强度不同, 采用不同的完井步骤。在具有这种遮挡层的部位, 作业者一般不会对井筒生产段进行固井, 并且可能采用单步或多步进行压裂。当遮挡层缺失或出现无法遮挡裂缝扩展的某些问题时 (例如遮挡层很薄或存在断层), 生产段就会固井, 并且采用多步压裂。在任何情况下均采用水力压裂。每步压裂液的体积为 $(284 \sim 751) \times 10^4 \text{ L}$ 以上, 主要取决于水平井分枝的长度, 通常为 $150 \sim 1070 \text{ m}$ 以上。Scott (2005) 分析了在Barnett 页岩采用水平井技术的两个原因: 一是对水平井分枝进行压裂可使Newark 油气田的核心区域产量大幅度提高; 二是与所观测的结果相关, 在那些缺少遮挡或遮挡层很薄的区域, 水平井压裂比直井压裂更能使裂缝保持在Barnett 储层的目的段中。

六、页岩气藏模拟技术

大多数气藏模拟器都是对常规气藏进行模拟分析, 常规气藏中天然气储存在单一孔隙系统中。但是页岩气藏模拟则需要采取不同的方法。有限差分模拟器 (如ECLIPSE 油气藏模拟软件中的页岩气藏模块) 认为天然气储存在致密页岩基质的孔隙空间内, 并吸附在页岩有机物上, 游离气则蕴藏在页岩地层的天然裂缝内。



ECLIPSE油气藏模拟。标色后的页岩层模型显示九口垂直气井开采15年后的压力衰竭趋势。水力压裂裂缝以及天然裂缝相互交错组成网络通道，天然气通过这些通道从地层流入井内。

在建立气藏单井和整个气田模型时，这些气藏模拟器可以使作业者将所掌握的有关岩石的全部信息都包括进去。气藏的特性，如产层有效厚度、气藏压力、温度、气含量、含水饱和度、天然裂缝几何形状、岩石基质孔隙度、总有机质含量以及甲烷吸附等温线函数等都可以容易地包括在模型中。以上信息为作业者评估天然气地质储量奠定了基础。

还可以将来源于增产后模拟和微地震解释的基质渗透率测量数据及水力压裂裂缝几何形状数据结合到模型中。根据实际天然气和水产量对模型进行调整，可以评估系统渗透率。通过建立完全符合实际油气井生产动态的模型，作业者能够预测一个地区的估算最终采收率(上图)。

通过油气藏模拟可以实施多种类型的敏感性分析，这一点尤其重要。分析包括优化井设计，权衡水平井与直井之间的利弊，优化增产设计的次数与规模，根据不同的布井方案确定最佳钻井井位。上述分析为今后建立在科学、技术和经济基础上的开发决策创造了条件。

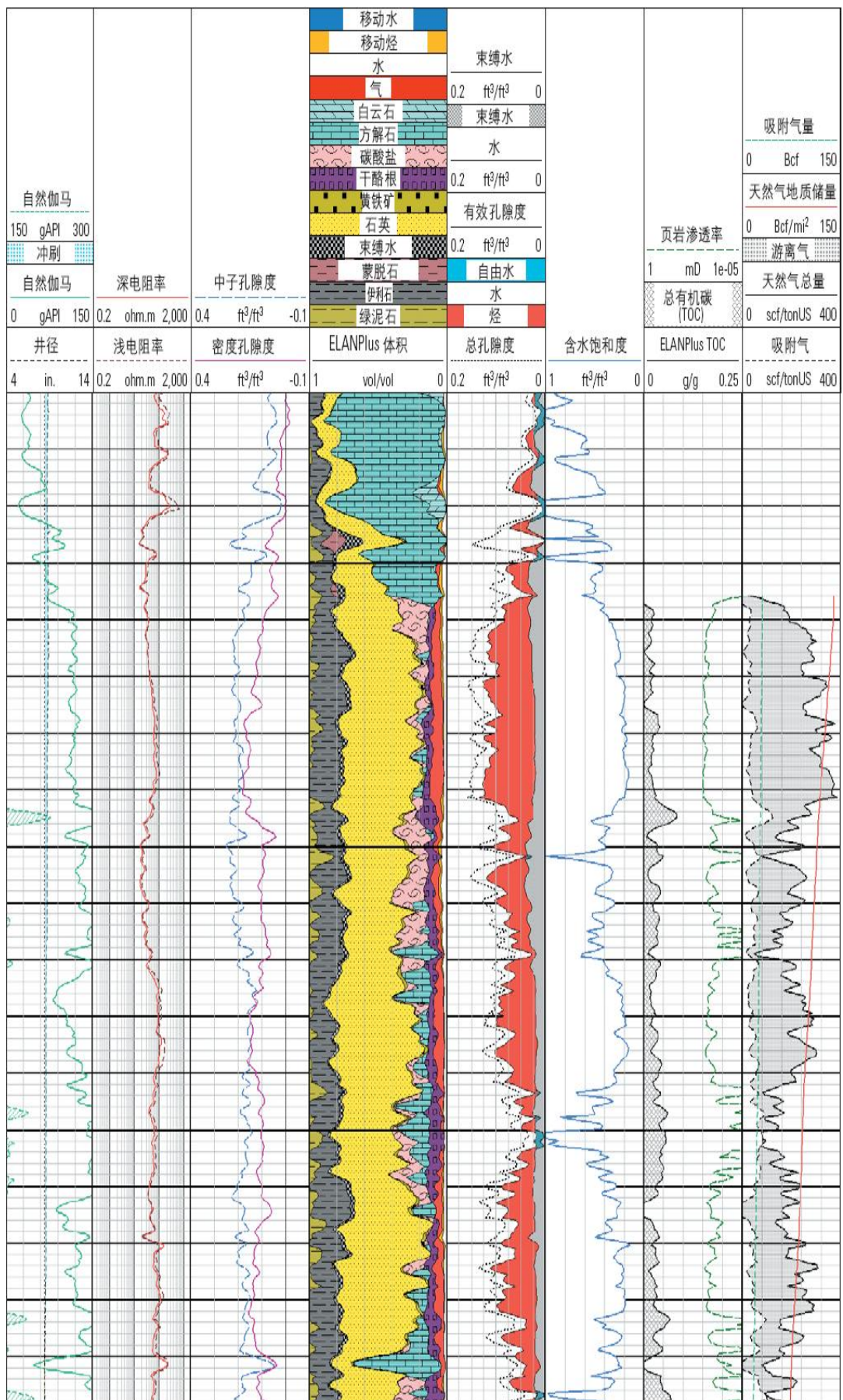
七、天然气地质储量评估技术

页岩气产量是否可以长期保持经济产量开采主要取决于原始天然气地质储

量、完井质量及基岩渗透率这三个因素。其中天然气地质储量通常是远景区经济评价的关键参数，其重要性高于基岩渗透率和完井质量。

对于已充分开发的盆地，页岩气开采代表其已处于最后的开采阶段，通常具有很多油田研究和已钻油气井资料。因而在钻新井之前，诸如露头剖面、富含有机质页岩的油田地质图以及早期钻井数据等资料对地下页岩气开发的初步评估具有一定的意义。除岩性以外，早期油气井中具有天然气显示的泥浆录井资料、色谱分析记录和天然气火焰电离检测气读数尤其重要。岩屑通常经过过滤、清洗和风干处理，然后封存在岩样箱内。在适当的时候，这些岩屑将被送往实验室用于有机质含量和成熟度的分析。在开发页岩气钻井活动早期，取心在地层评价方案中具有重要的意义。页岩取心为地学家确定天然气地质储量提供了直接数据。

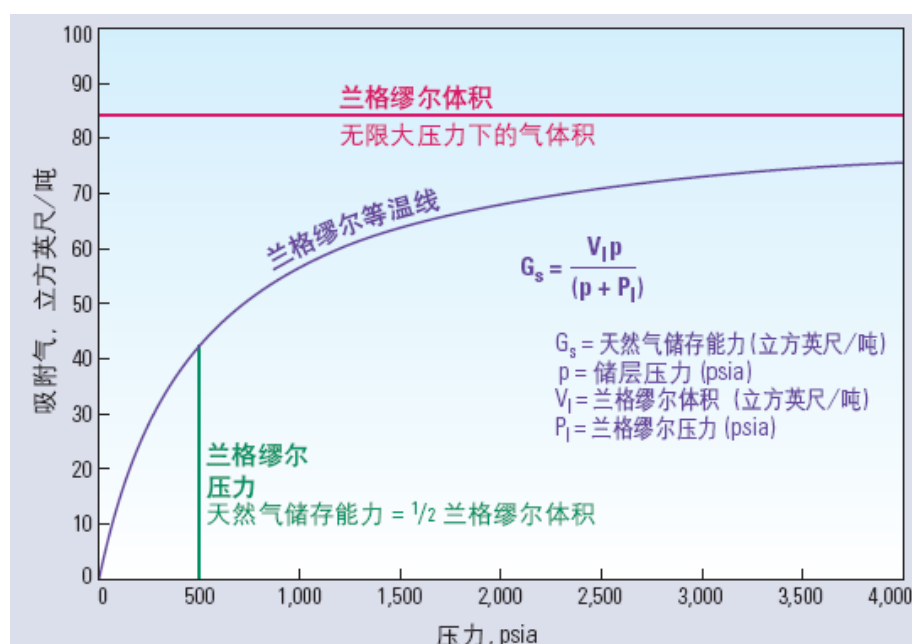
天然气蕴藏在孔隙空间及裂缝内，或吸附在页岩内有机物的活性表面(下图)。上述两种间隙气与吸附气一起构成全部页岩天然气。确定在油气藏条件下间隙气与吸附气的比例后，地学家可以运用多种手段评估天然气地质储量。



利用Platform Express和ECS测井得到的Barnett页岩综合测井结果。前3道曲线是Platform Express仪器的测量结果。第4道是根据以Platform Express 和ECS数据为基础的含气页岩岩石物理模型得到的结果，这些数据通过ELANPlus高级多矿物测井分析软件进行了处理。该程序有助于对矿物成分、干酪根、含气孔隙度和含水孔隙度进行定量分析。其它道用来量化总孔隙度和有效孔隙度、含水饱和度、总有机物含量、基岩渗透率、天然气地质储量和累计产气量。对游离气和吸附气，都计算出其天然气地质储量和累计产气量。第4道所描述的几个因素是页岩气远景区成功开采的关键。除了干酪根和含气孔隙外，Barnett 页岩还含有数量较多的石英和碳酸盐，这两种矿物使地层更脆弱，从而更容易进行压裂。粘土矿物成分主要是伊利石，一般情况下，伊利石不容易与压裂液起化学反应。

在井场，对新取出的岩心进行整理以运往实验室进行分析。该岩心的部分可能被封存在罐内并送往配有特殊装备的实验室实施罐吸附测试。测试过程中将对岩心中释放出来的天然气体积和组分随时间的变化进行测量。罐吸附测试测量释放出来的天然气总量，而不测量吸附气及间隙气的具体比例，也不对其与压力之间的依赖关系进行评价。因而还必须进行其它测量。

实验室工作人员将压碎后的页岩放入岩样室，然后对其增压。通过对恒定油藏温度条件下岩样室的分析，分析人员可以建立起页岩气实际PVT关系的吸附等温线(请参见“兰格缪尔等温线”)。



吸附气储存。兰格缪尔等温线(蓝色)显示-饱和岩样在特定压力下所能吸附的天然气体积。压力下降会导致甲烷按照蓝线描述的动态轨迹脱离吸附状态。随着压力的下降，天然气解吸附能力以非线性的形式加强，因而本例中岩样在压力为3500 psi (24.2 MPa)时所吸附的甲烷量约为74 立方英尺/ 吨。当压力从该点开始下降时，脱离吸附状态的天然气相对较少，而一旦压力下降到500 psi (3.4 MPa)，该页岩所能吸附的天然气中有一半将脱离吸附状态，剩余的天然气将在压力小于500 psi 的条件下全部脱离吸附状态。

吸附在干酪根表面上的甲烷与页岩中游离甲烷处于平衡状态。兰格缪尔等温线就是用来描述某一恒定温度下的这种平衡关系的。该关系涉及两个参数：兰格缪尔体积和兰格缪尔压力。前者描述的是无限大压力下的气体体积，而后者描述气含量等于二分之一兰格缪尔体积时的压力。

将一压碎的页岩岩样加热以排除其所吸附的天然气，然后对其进行岩心分析，可获取兰格缪尔参数值。随后将岩样置于一密封容器内，在温度恒定的甲烷环境下不断对其加大压力，测得其所吸附的天然气量，将结果与兰格缪尔方程式拟合后就形成等温线(上图)。

对于符合类似曲线的页岩，吸附作用是在低压(低于100 psi)条件下储存天然气非常有效的机理。相反，高压条件下，当吸附气接近高于2000 psi (13.8 MPa)的渐近线时则吸附效率不佳。

另外一项用于专门分析低渗透率、低孔隙度地层岩样的技术是由斯伦贝谢旗下的TerraTek 公司开发的。这种被称为致密岩石分析(TRA)的专有热解技术可以对含气页岩岩样提供综合评价(下表)。

岩样号	体积密度	颗粒密度	干颗粒密度	孔隙度	含水饱和度	含气饱和度	可动油饱和度	含气孔隙度	束缚烃饱和度	束缚粘土水	渗透率	总有机质含量
	g/cm ³	g/cm ³	g/cm ³	体积百分比	孔隙体积百分比	孔隙体积百分比	孔隙体积百分比	体积百分比	体积百分比	体积百分比	毫达西	重量百分比
1	2.48	2.622	2.645	6.65	15.16	81.4	3.43	5.42	0.5	6.21	270	3.77
2	2.436	2.559	2.584	6.26	18.5	76.44	5.05	4.79	1.29	7.03	230	6.75
3	2.48	2.633	2.652	6.87	15.43	83.9	0.66	5.77	0.5	6.8	270	3.36
4	2.327	2.487	2.509	7.74	13.09	83.02	3.87	6.43	0.73	6.67	347	7.41
5	2.373	2.539	2.558	7.58	11.17	85.92	2.9	6.52	0.34	2.63	359	5.95
6	2.461	2.605	2.63	6.87	16.26	80.42	3.32	5.53	0.99	7.19	298	5.04

TerraTek 致密岩石分析技术。特殊岩心测量对颗粒密度、孔隙度、流体饱和度、渗透率和含气页岩总有机质含量等进行分析和描述。在该数据集中，含气饱和度、孔隙度和渗透率测量值等均表明该气藏为高潜能气藏。

吸附等温线数据作为油藏压力的函数，可以用来直接评估有机物吸附天然气的最大能力。TRA 含气孔隙度数据也是油藏压力的函数，可直接提供间隙气测量结果。吸附等温线和含气孔隙度与罐解吸附测量数据结合，能提供完整的天然气地质储量描述结果。该信息为油气藏模拟提供了关键数据，并能指示间隙气和吸附气对诱发裂缝系统的相对贡献。

岩心分析经验表明，成熟、热成因的页岩主要被间隙气所饱和，吸附气所占比例在50% 到10%。相反，未发育成熟、生物成因的页岩主要被吸附气所饱和，间隙气所占比例很小。同时页岩孔隙空间中还被不同比例的水、气及可动油所饱和。

储层性质最佳的页岩通常含油和含水饱和度低、间隙气饱和度高，因而气相相对渗透率也较高。该类页岩中有机物含量在中等以上，有机物发育程度较高，其组织结构反映出孔隙度和渗透率在埋藏过程中保存较好。因此，为了对天然气地质储量进行评估，实验室测量必须能够对天然气和液体饱和度、孔隙度、基质渗透率、有机物含量和成熟度、有机物在恒定油藏温度下吸附天然气的能力(是油藏压力的函数)等进行直接评价。

最后，测井分析数据，特别是根据岩心分析所得的实际油藏性质标定后的测井分析数据，是利用孔隙度和气饱和计算进行天然气地质储量可靠预测的基础。以测井资料为基础的模型也可以用于预测横向范围有限区域内邻井中的特性，从而有助于对盆地的非均质性进行评价。

八、评价页岩气藏潜力

评价页岩气藏的潜力涉及到对多种因素正反面影响的权衡，包括页岩矿物成分和结构、粘土成熟度、干酪根类型及成熟度、流体饱和度、吸附和间隙气储存机理、埋藏深度、温度和孔隙压力等。其中，孔隙度、流体饱和度、渗透率和有机质含量等对于确定页岩储层是否具有进一步开发价值非常重要(下表)。

关键储层参数。美国多个页岩气盆地的经验表明，要想实现经济开采，页岩气藏必须符合或超过以上参数值。

参 数	最低值
孔隙度	>4%
含水饱和度	<45%
含油饱和度	<5%
渗透率	>100 毫微达西
总有机质含量	>2%

页岩气产自非均质性严重的地层这一现实加大了储层评价的复杂性。页岩在水平和垂直方向上的性质都会发生突变，高潜能储层段与质量较差的层交互并存。储层岩层可能在相对较短的距离内横向延伸或尖灭，而页岩总厚度则保持不变。描述储层特性以及了解造成局部非均质性的沉积和环境因素，是页岩气藏勘探和开发过程中面临的主要挑战。

通过分析岩心和测井资料，地质学家可以评价井筒范围的非均质性。通过对岩屑进行岩石学分析可以确定页岩类型，再结合多井TOC测量数据和测井分析，能够对盆地中储层潜力进行初步评估。通过上述数据的分析，地质学家可以确定天然气地质储量、储层潜力及其随深度的变化。这些数据是评估储层是否可以经济开采的基础，也是确定完井目标储层单元，以及评价横向和垂向完井成本—效益的基础。

从页岩中开采天然气所受到的最大限制可能来自岩石内的孔喉。TerraTek公司的研究人员曾将各个不同类型的页岩和不同盆地中的井产能与基质渗透率数值做过比较。这些分析得到的经验表明，渗透率低于100 毫达西是经济开采页岩气远景区的下限。这一限制似乎与完井质量及气含量无关。

最后，发现页岩气藏的关键在于各有利地质参数的综合，如热史、天然气含量、储层厚度、基质岩石特性和裂缝等。

第三章 中国页岩气前景评价

第一节 中国页岩气成藏条件分析及勘探方向

页岩气的勘探开发始于美国，自从1821年在美国纽约Chautauqua县的第一口工业性天然气钻井在泥盆系Dunkirk页岩(8m深度时产出裂缝气)中发现页岩气，至今已经有180多年历史，尤其是20世纪80年代以来，由于认识到了页岩气吸附机理，美国页岩气的勘探开发得到了快速发展。2006年美国拥有超过39500口页岩气井，页岩气产量达到了 $7245 \times 10^8 \text{ft}^3$

($204 \times 10^8 \text{m}^3$)，占美国总天然气产量的8%，页岩气总资源量估计在 $500 \sim 600 \times 10^{12} \text{ft}^3$ 范围内，是已投入工业性开发的三大非常规天然气类型(即致密砂岩气或称根缘气、煤层气、页岩气)之一，成为重要的天然气替代能源。近年来，加拿大、澳大利亚、俄罗斯等国也相继开展了页岩气的勘探和研究工作，但目前，除了美国以外还没有见到有关页岩气商业化开采的报道(T. Ahlbrandt, 2001)，其原因要么是对页岩气的资源潜力和经济价值的认识不足，要么是页岩气井的产量和回收期未达到商业化标准，而不是缺乏潜在的产气泥页岩系统。随着世界能源消费量的猛增和供需矛盾的日益突出，非常规天然气资源引起了普遍重视，不少国家将页岩气、煤层气、油砂、油页岩等非常规油气资源的勘探开发提上了重要议事日程，将其列为21世纪重要的补充能源，加大了勘探开发和综合利用力度。

自20世纪60年代以来，在中国东部的油气勘探中，陆续发现了一些泥页岩裂缝型油气藏(如四川盆地下古生界、沁水盆地上古生界泥页岩在钻井过程中气测异常强烈，甚至发生井喷)，只是作为常规油气勘探中的一些局部发现，并未引起足够的重视，研究不够深入，没有认识页岩气的吸附机理，页岩气的勘探开发没有实现突破。近年来，中国一些学者受美国页岩气成功开发的启示，加强了页岩气的形成条件和成藏机理研究，但是针对页岩气的勘探工作还未展开。目前，中国石油、中国石化针对页岩气相继开展了一些区域性、局部性的基础研究工作，取得了一些的研究成果，初步展示了中国页岩气勘探巨大的资源潜力。页岩气是目前经济技术条件下，天然气工业化勘探的重要领域和目标，页岩气勘探一旦突破并形成产能，将对缓解中国油气资源接替的压力具有重大而深远的意义。

一、页岩气藏特征及成藏机理

页岩气，以及煤层气、致密砂岩气、溶解气、天然气水合物通称为非常规天然气资源，与常规天然气相比，页岩气在成藏条件及成藏机理等方面既有相似之处，又有不同点。John B. unis认为页岩气系统基本上是生物成因、热成因或者二者混合成因的连续型天然气聚集，页岩气可以是储存在泥页岩天然裂隙和粒间孔隙内的游离气，也可以是干酪根和页岩黏土颗粒表面的吸附气或是干酪根和

沥青中的溶解气。中国学者张金川等(2004)认为页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中,以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集,为天然气生成之后在源岩层内就近聚集的结果,表现为典型的“原地”成藏模式。从某种意义上来说,页岩气藏的形成是天然气在烃源岩中大规模滞留的结果。我们通过对国内外关于页岩气形成及聚集方式描述的分析,从成因、赋存机理两方面说明页岩气的概念、含义。页岩气是由泥页岩(作为烃源岩)连续生成的生物化学成因气、热成因气或两者的混合,在页岩系统(作为储集岩)中以吸附、游离或溶解方式赋存的天然气。页岩系统包括:页岩及页岩中呈夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,甚至砂岩。

页岩气藏的特征体现在生成、运移、赋存、聚集、保存等方面:(1)早期成藏。页岩气的生烃条件及过程与常规天然气藏相同,泥页岩的有机质丰度、有机质类型和热演化特征决定了其生烃能力和时间,但是页岩气边形成边赋存聚集,不需要构造背景,为隐蔽圈闭气藏;(2)自生自储,泥页岩既是气源岩层,又是储气层,页岩气以多种方式赋存,使得泥页岩具有普遍的含气性;(3)页岩气运移距离较短,具有“原地”成藏特征;(4)对盖层条件要求没有常规天然气高;(5)赋存方式及赋存空间多样:吸附方式(有机质、黏土颗粒表面微孔隙)、游离方式(天然裂缝和孔隙)或溶解方式(在干酪根和沥青质中)均可;(6)气水关系复杂;(7)储层孔隙度较低(通常小于5%)、孔隙半径小(以微孔隙为主),其含气量较低,裂缝发育程度不但控制游离状页岩气的含量,而且影响者页岩气的运移、聚集和单井产量;(8)在开发过程中,页岩气井日产量较低,但生产年限较长。

页岩系统属于“连续型”天然气成藏组合(Gautier,等,1995; Schmoker, 1995),实际上就是在一个大的区域(通常是区域范围内)不是主要受水柱压力影响的天然气成藏组合。由于页岩气在生成、运移、赋存、聚集成藏过程中的复杂性,使得页岩气在成藏特征、产出机理上介于煤层气、根缘气(或称深盆气)和常规天然气三大类气藏之间。页岩气生成机理:生物成因气(在微生物作用下通过二氧化碳的还原作用、醋酸盐的发酵作用生成甲烷)、热成因气(在较高的温度压力下通过干酪根降解作用,干酪根、沥青和石油裂解作用生成形成);赋存机理:吸附方式、游离方式和溶解方式;运聚机理:吸附式运聚机理、活塞式运聚机理、置换式运聚机理;产出机理:日产量不高、初期上升、然后缓慢下降、生产年限长。页岩气成藏过程经历三个阶段:页岩气成藏阶段、根缘气成藏阶段、常规气成藏阶段。

二、中国的泥页岩裂缝型油气藏与美国的页岩气藏

对美国的页岩气系统和中国的泥页岩裂缝型油气藏进行了分析、对比,寻找出了在泥页岩勘探和研究中认识上的异同点,初步分析了中国页岩气勘探开发没有突破的原因。中国的“泥页岩裂缝型油气藏”概念与美国现今的“页岩气藏”在认识上存在差异,主要表现在:一是烃类的赋存方式不同,中国的“泥页岩裂缝型油气藏”强调的是游离方式赋存,美国的“页岩气藏”强调的以吸附、游离,甚至以溶解方式赋存;二是烃类的相态不同,中国的“泥页岩裂缝型油气藏”认

为内部储集的是油和气，美国的“页岩气藏”内部储集的是气；三是成藏机理上不同，中国的“泥页岩裂缝型油气藏”主要为置换式运聚成藏机理，美国的“页岩气藏”成藏机理复杂，包含吸附气成藏机理、活塞式气水排驱成藏机理和置换式运聚成藏机理；四是赋存空间不同，中国的“泥页岩裂缝型油气藏”的赋存空间是裂缝及孔隙，美国的“页岩气藏”的赋存空间多样，黏土矿物及有机质表面、裂缝及孔隙、干酪根及沥青中。

虽然中国在多个盆地的泥页岩中发现的油气藏，由于在理论研究上认识的局限性和勘探工作中对泥页岩油气显示不够重视，导致至今页岩气勘探没有出现大的突破，停留在小规模裂缝型油气藏阶段，针对页岩气成套的勘探开发技术、研究方法和理论也没有形成。已经习惯把富含有机质的泥页岩视为烃源岩，其主要功能是生烃，即使见到油气显示，认为是裂缝中残余一些微不足道的油气，从未认识到它作为储层的功能；在实际的勘探工作中，仅仅盯着碎屑岩、碳酸盐岩储层，对泥页岩的油气显示往往忽略，即使油气显示强烈，也很少选择测试（尤其是气显示）；在研究工作中，自我限定了泥页岩裂缝的游离态油气的模式，很少考虑有机质、黏土矿物、微孔隙等对烃类气体的吸附和溶解，进而影响了勘探思路 and 效果。

三、中国页岩气成藏条件

目前，进行商业开发的五大页岩气系统：美国密执安盆地Antrim页岩、阿巴拉契亚盆地Ohio页岩、伊利诺斯盆地New Albany页岩、福特沃斯盆地Bartlett页岩和圣胡安盆地Lewis页岩，其成藏条件参数——热成熟度（镜煤反射率 R_o ）、储层厚度（Thickness）、总有机碳含量 Toc 与页岩气资源特征参数——吸附气含量（Absorbed Gas）、页岩气资源丰度GIP存在很大的差异，通过分析认为页岩气成藏受泥页岩的厚度及分布、有机地化特征、孔渗条件、裂缝发育程度、盖层条件等的综合控制。

1. 中国南方下组合页岩气成藏条件分析

在中国南方发育多套暗色—黑色泥页岩，尤其是下组合的下寒武统、上奥陶统和下志留统泥页岩，具有面积大、时代老、有机质丰富、成熟度高等特点，与美国东部地区盆地页岩气成藏条件极为相似，页岩气资源潜力较大。

下寒武统泥页岩：面积较大，整个长江流域均有分布，厚度为50—500m不等；有机碳含量多在2.0%以上，最高可达13.64%，平均为2.77%；母质类型以I型干酪根为主，少量为II型干酪根，泥页岩的干酪根 $\delta^{13}C$ (PDB) 在-29.82‰~-32.92‰之间，平均值为-30.88‰，成烃潜力大；上扬子与下扬子地区泥页岩演化程度较高， R_o 一般大于3%，最高可达7%，中扬子地区演化程度稍低， R_o 多在2.0%~3.0%之间，部分小于2.0%。

上奥陶统（五峰组）泥页岩：在中、上扬子地区，泥页岩厚度不大（4—10m），但分布稳定，下扬子地区泥页岩厚度可达400m以上；在中、上扬子地区，有机碳含量一般1.0%~2.0%，最高可达6.47%，平均为1.68%，下扬子地区泥页岩有机碳含量多小于1.0%；母质类型以I型干酪根为主，干酪根的 $\delta^{13}C$ (PDB) 在-27.93‰

~-32.54%之间，平均值为-29.52%；泥页岩演化程度较高，上扬子与下扬子地区Ro一般为2.0%~3.0%，下扬子苏州一带Ro大于4.0%，中扬子地区演化程度稍低，一般小于2.0%。

下志留统(龙马溪组)泥页岩：厚度分布变化较大，上扬子地区，泥页岩厚度较大，最厚可达500m以上，在中、下扬子地区厚度一般小于200m；在中、上扬子地区，泥页岩有机碳含量在0.5%~2.0%之间，最高可达4.23%，平均为1.66%，下扬子地区泥页岩有机碳含量多小于1.0%；母质类型烃源岩母质以I型干酪根为主，混有少量的II型干酪根，泥质烃源岩干酪根的 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB)相对下伏层位的烃源岩有所偏正，为-28.17%~-29.05%，平均值为-28.85%；泥页岩演化程度与上奥陶统基本一致，上扬子与下扬子地区Ro一般为2.0%~3.0%，下扬子苏皖地区Ro大于4.0%，中扬子地区演化程度稍低，一般小于2.0%。

页岩气显示特征：我们收集到的四川盆地14口井泥页岩段发现气测异常。威远地区的威5、威9、威18、威22和威28等井下寒武统泥页岩均见气浸井涌和井喷，气测异常共11处，厚度范围为0.2~3.75m不等，累计总厚度为18.1m，其中威5井，钻遇2795~2798m泥页岩段发现气浸与井喷，后测试日产气 $2.46 \times 10^4 \text{m}^3$ ，酸化后产气 $1.35 \times 10^4 \text{m}^3$ ；阳深2、宫深1、付深1、阳63、阳9、太15和隆32等7口井在下奥陶统龙马溪组发现气测异常20处，厚度为0.5~51.25m，累计总厚度为167.88m，其中阳63井3505~3518.5m黑色页岩酸化后，产气 $3500 \text{m}^3/\text{d}$ ，隆32井3164.2~3175.2m黑色碳质页岩初产气 $1948 \text{m}^3/\text{d}$ 。另外，高科1井的下寒武统泥页岩、丁山1井下组合三个层系也发现了气测异常。

2. 鄂尔多斯盆地三叠系页岩气成藏条件分析

鄂尔多斯盆地现今形态为一不对称的矩形向斜盆地，东翼宽350km，构成盆地的主体，为一个西倾的大单斜，倾角不足 1° ，称为伊陕斜坡。构造变形从盆缘向盆内由强到弱有规律变化，沉积盖层厚度达5000~7000m，自下而上主要发育有四套有效烃源岩，下古生界海相碳酸盐岩烃源岩；上古生界海相碳酸盐岩烃源岩；上古生界石炭一二叠系煤和暗色泥岩类烃源岩；中生界三叠系延长组湖相暗色泥岩烃源岩。其中下古生界海相碳酸盐岩烃源岩和上古生界海相碳酸盐岩烃源岩以碳酸盐岩为主，且埋藏较深，石炭一二叠系煤系暗色泥页岩在盆地内部埋藏较深，一般大于3000m，不利于页岩气的勘探，因此我们仅对三叠系泥页岩的页岩气资源潜力进行分析。

三叠系延长组，分布于盆地南部 $10 \times 104 \text{km}^2$ 的范围内，主要生油层为长4+5一长9段，暗色泥岩总厚为300~500m。其中长7段处于湖盆发展的全盛期，为盆地中生界主要的烃源岩建造，母质类型以腐殖一腐泥型为主，厚30~160m；有机碳含量为1.0%~5.28%，氯仿沥青“A”含量为0.1%~0.67%，烃含量为331—5218mg/L，其中长7段，有机碳含量为2.45%~5.28%，氯仿沥青“A”含量为0.25%~0.67%，烃含量为1847~5218mg/L，属好的烃源岩；延长组长4一长8段泥岩干酪根无定形颗粒和壳质组含量较高，有机质类型多为偏腐泥型的混合型，其中长7段大部分样品碳同位素一般小于-26‰，表现为腐泥型或接近腐泥型；长7段在盆地内大

部分地区处于成熟阶段，局部地区向高成熟阶段过渡，吴旗—庆阳—富县一带已进入成熟阶段晚期， R_o 大于1.0%；延长组大套的泥岩地层中经常夹杂有砂岩夹层，这些砂岩夹层中的孔隙为游离的页岩气提供了储集的空间，泥页岩本身也具有一定的孔隙空间，野外露头样品的实测资料，孔隙度总体都小于10%，另外，三叠系延长组泥页岩发育多组裂缝（曾联波，等，2007），孔隙和裂缝发育可以有效增加泥页岩的比表面积，加上较高的有机碳和黏土矿物含量，不仅有利于游离状态页岩气的富集，而且可以增加泥页岩的吸附能力。

延长组泥页岩在钻井过程中气测异常活跃，初步展示了良好的页岩气资源勘探前景。中富18井在长7、长8段的油页岩发育段（910~960m）出现明显的气测异常，而深感应曲线也出现高阻；庄167井在长7段下部泥页岩段（1840~1870m）出现了明显的气测异常；庄171井在长7段的下部和长8段上部泥页岩段（1835~1865m）出现了明显的气测异常。

3. 华北地区石炭一二叠系页岩气成藏条件分析

华北地区石炭一二叠系为一套海陆交互相—陆相含煤碎屑建造，包括暗色泥岩、煤岩和碳质泥岩，目前已在渤海湾盆地的冀中坳陷、黄骅坳陷南部、东濮坳陷文留、沁水盆地、淮南淮北等地区发现煤层气藏，暗色泥岩和碳质泥岩具有较好生烃条件，并且在多口钻井中泥页岩段见到气测异常，展示了页岩气良好的勘探前景。

石炭一二叠系暗色泥岩在华北地区均有分布，厚度为100~400m不等，在南华北地区厚度较大可达300~400m以上，在济宁—新汶地区厚度可达300m以上；有机碳含量为0.57%~4.59%，氯仿沥青“A”含量为0.012%~0.251%，生烃潜力为0.42~2.86kg/t，其中济阳坳陷、东濮凹陷，平均有机碳含量分别为2.45%、2.26%；干酪根类型以III为主，部分属II₂，为以生气为主的烃源岩；石炭一二叠系暗色泥岩多处于成熟和高成熟阶段， R_o 一般在0.60%~2.0%之间，局部达到3.0%~7.0%，达到过成熟阶段。

对收集到的沁水盆地12口井的录井资料进行复查，其中沁1井、沁2井、沁4井、畅1井、老1井、阳2井等6口井的12个井段气测显示异常，显示厚度为1.2~100m不等，累计总厚度为473.7m，老1井、畅1井录井描述，泥页岩岩心取出放入水中气泡连续不断，含气量较大。

4. 准噶尔盆地侏罗系页岩气成藏条件分析

准噶尔盆地中下侏罗世统为含煤层系，自下而上包括八道湾组（煤岩、泥岩、碳质泥岩）、三工河组（主要为泥岩）、西山窑组（煤岩、泥岩、碳质泥岩）。新一轮油气资源评价结果表明，该盆地煤层气资源丰富，煤层气主要为褐煤阶段的原生生物甲烷气和长焰煤—气肥煤阶段的热成因甲烷气，地质资源量为 $38698 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，可采资源量为 $8078 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

准噶尔盆地广泛分布中下侏罗统暗色泥岩，厚度为100—800m不等，盆地的中南部和西北部泥页岩厚度较大，最厚可达800m以上，在盆地的东北部和西南部厚度较小，而在盆地的东南部几乎泥页岩分布；泥页岩平均有机碳含量为

1.52%~2.61%，平均氯仿沥青“A”含量为0.04%~0.05%；干酪根类型以Ⅲ、Ⅱ₂为主；暗色泥岩Ro一般在0.43%~0.86%之间，处于低成熟和成熟阶段，成熟区位于盆地中南部和西北部。

柴3井录井共发现气测异常9层，其中4段为泥页岩(西山窑组和三工河组各2段)，厚度为2.4~12.0m，累计厚度为21.5m。盆地模拟结果：泥岩和碳质泥岩生气量为 $57.53 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，排气量为 $35.35 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，残留泥页岩中的烃类气体 $22.18 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。准噶尔盆地中下侏罗世统页岩气资源丰富。

四、页岩气有利发育区预测

根据页岩气的生成、运移、富集特点，综合运用泥页岩分布及厚度、有机碳含量、热演化程度、油气显示等参数，对中国南方地区下寒武统、上奥陶统及下志留统，鄂尔多斯盆地三叠系，华北地区石炭一二叠系、准噶尔盆地侏罗系的页岩气有利发育区进行了预测。

中国南方下寒武统有利区：中扬子地区的渝东—鄂西一带及下扬子苏皖地区，有机碳含量为1.0%~12.64%，平均为2.77%，以I型干酪根为主，Ro为2%~5%，厚度较大，为100~300m，且层位稳定，生烃强度平均达 $(5 \sim 20) \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。但Ro大，生烃早，构造运动强，可能为页岩气发育的不利因素；上奥陶统有利区：中扬子地区的川西南—鄂西一带，其五峰组页岩有机碳含量较高，为0.8%~6.0%，平均为1.68%，以I型干酪根为主，Ro大约为1%~4%，有利于天然气生成。但五峰组页岩厚度小，仅为4~20m，且Ro大，生烃比较早、构造运动强烈，可能会影响到页岩气的储集及保存；下志留统有利区：川北宣汉—汉中地区及中扬子地区渝东一带，下志留统龙马溪组页岩的有机碳含量较高，为0.5%~2.0%，平均为1.66%，以I型干酪根为主，Ro为2%~3%，厚度为30~300m，生烃强度平均达 $(2 \sim 15) \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。

鄂尔多斯盆地延长组页岩气的有利发育区位于盆地中南部地区，长7段泥页岩厚度为100~200m，有机碳含量大于2.0%，以腐殖—腐泥型干酪根为主的混合型干酪根(Ⅱ₁)，Ro大于1.0%，生烃强度大于 $5 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。其中定边—华池—富县的“L”形区域是最有利发育区内，向外围泥页岩气的潜力逐渐变小。

华北地区石炭一二叠系页岩气的有利发育区位于沁水盆地、济阳坳陷、东濮凹陷等地区，这里泥页岩厚度较大、有机碳含量高、热演化程度适中、油气显示活跃。

准噶尔盆地中下侏罗统页岩气的有利发育区位于盆地南部奎屯—昌吉，该地区泥页岩厚度为500—800m，平均有机碳含量2.0%左右，干酪根类型以Ⅲ、Ⅱ₂为主，Ro大于0.50%，处于成熟阶段。

五、建议

中国沉积盆地中广泛分布着富含有机质的泥页岩，这些泥页岩厚度大、成熟度高、生烃能力大，油气显示活跃，具有较大的勘探开发前景，鉴于中国油气资源供需日趋严峻的形势，建议加强页岩气资源的选区评价工作，促进油气勘探

领域的拓展和页岩气资源的勘探开发；页岩气资源的勘探开发是一个全新的课题，中国页岩气方面的研究力量和勘探开发技术比较薄弱，针对页岩气藏的勘探工作投入很少、研究程度较低，建议加大页岩气资源的研究力度和勘探投入，形成中国的页岩气资源储备和勘探开发特色技术；根据我们的初步评价结果：中国南方的下组合泥页岩、华北盆地石炭一二叠系泥页岩、西北侏罗系泥页岩等层系具有较好的页岩气勘探前景，建议通过老井复查优选有利井段进行试气和试采，力争突破一点，以点带面，开创页岩气勘探新局面；中国的煤系沉积盆地大多含有厚层的富含有机质的泥岩和碳质泥岩，在煤层气探井钻井过程中，这些泥岩段气测异常比较普遍，目前中国煤层气的勘探开发进入了重要的攻坚阶段，预计今后几年投入的工作量会有较大的增长，因此，建议中国在煤层气勘探工作中兼顾页岩气的勘探，对泥页岩层予以重视，有利于页岩气藏的及早发现，提高整体综合勘探效益。另外，根据国外页岩气的勘探经验，分布在盆地内部生烃强度较高、并且裂缝比较发育的泥页岩，是页岩气有利的发育区，在勘探中应给予足够的重视。

页岩气勘探开发始于美国，并且取得较好的地质效果和经济效益，2006年页岩气产量达到了 $204 \times 10^8 \text{m}^3$ 。美国的页岩气藏与中国发现的泥岩裂缝型油气藏在认识上存在一定差异，导致中国页岩气勘探开发没有突破。本文通过对页岩气藏特征和成藏机理的分析总结，认为中国沉积盆地中泥页岩分布广泛，并且厚度较大、有机碳含量较高、热演化适中、气测显示活跃，页岩气资源潜力较大。初步研究表明中国南方地区下组合、华北地区石炭一二叠系、鄂尔多斯盆地三叠系、西北地区侏罗系是页岩气勘探的有利层系。

第二节 页岩气成藏模式和选区条件

从世界范围看，页岩气资源前景巨大，但大多尚未得到广泛勘探开发。泥页岩占全球沉积物总体积的60%，而页岩气又主要是依赖泥页岩本身来存储，可以认为，页岩气应该是天然气资源中比重最大的非常规气体。其中，美国页岩气开采最早可追溯到1821年，目前美国有页岩气井40000余口，年产量已跃升至 $168 \times 10^8 \sim 204 \times 10^8 \text{m}^3$ 。预测2010年美国页岩气产量占天然气总产量13%。

从国内情况看，中国泥页岩储层中的天然气资源量也非常巨大。目前已经在四川等局部地区进行页岩气的勘探开采，这对全面开展中国页岩气工作、加快页岩气产业的发展、增强能源供给能力将有重要意义。借鉴国外(北美、加拿大等)页岩气勘探开发的经验和技术，系统研究页岩气成藏机理及成藏条件，通过对常规井资料的复查，研究控制页岩气成藏的各关键参数，建立页岩气评价体系，优选重点目标区域，推动页岩气产业的发展进程，以缓解常规油气的勘探开发压力。

一、成藏条件的特殊性

根据美国学者的研究，裂缝性页岩气(fractured shale gas)指富含有机质的细粒碎屑岩中储集的甲烷，或游离于基质孔隙和天然裂缝中，或吸附于有机

质和黏土矿物表面,在一定地质条件下聚集成藏并达到经济开采价值。国内学者认为,页岩气是在页岩孔隙和天然裂缝中以游离方式存在、在干酪根和黏土颗粒表面上以吸附状态存在、甚至在干酪根和沥青质中以溶解状态存在的天然气,是连续生成的生物化学作用气、热裂解作用气或两者的混合,在成藏及分布上具有运移距离短(就近或原地聚集成藏)、多种封闭机理、聚集成藏隐蔽、地层饱含气等地质特殊性。

通过对页岩气成藏特征的研究,可以看出页岩气作为一种非常规能源气体,与煤层气、深盆气在成藏方面具有极强的可比性(表1)。

表 1 页岩气藏与煤层气藏、深盆气藏成藏要素对比

气藏类型	烃源岩	储集特征	排烃、运移、聚集	封盖和圈闭	压力特征	分布特征
页岩气藏	页岩,厚度大,分布广,低—高成熟度	裂缝充当储集空间,低孔、低渗	游离相和溶解相,扩散为主,其次吸附,运移距离短—无,原地聚集	自身封盖,无特定圈闭	多具异常低压,也有异常高压	盆地边缘斜坡为主,盆地中心亦可能
深盆气藏	页岩和煤层,厚度大,分布广,高一过成熟	储集空间为孔隙和裂缝,低孔、低渗	游离相为主,扩散运移,运移距离短,就近聚集	底部封盖,无特定圈闭	多具异常低压,也有异常高压,甚至共存	凹陷中心、前陆盆地侧缘和构造斜坡

通过对比可以看出,页岩气在成藏方面与其他两种非常规气体成藏有相似之处,也有其成藏的特殊性,体现在以下几个方面。

1. 物质来源

页岩气的来源,在岩性上包括了沥青质或富含有机质的暗色、黑色泥页岩、极致密的粉细砂岩或砂质细粒岩,岩石组成一般为30%~50%的黏土矿物、15%~25%的粉砂质(石英颗粒)和4%~30%的有机质。页岩气的工业聚集需要丰富的气源物质基础,这要求有机质含量达到一定标准,那些“肥沃”的黑色泥页岩通常是页岩气发育的最好岩性。

页岩中的天然气生成具有有机成因的几乎所有可能,包括了生物气、低熟—未熟气、热解气、裂解气、高一过成熟气、二次生气、过渡带作用气(生物再作用气)以及沥青生气等,覆盖了生物化学、热解及裂解等几乎所有可能的有机生气作用模式。

2. 储集及分布特征

页岩作为页岩气的储层,但并非都有利于成藏,目前具有工业勘探价值的页岩气藏依赖于页岩地层中裂缝的发育部位。张性裂隙发育在背斜构造缓翼靠近轴部的部分,向斜范围内也存在张性裂隙;其次,只有发育超过有效排烃厚度的烃源岩才能在内部形成原地驻留气藏。所以,盆地边缘斜坡页岩厚度适当且易形成张性裂隙,是页岩气藏发育的最有利区域;盆地中心区域的厚层页岩,在热裂解生气阶段若能形成大面积的超压破裂缝,也可形成页岩气藏。

储集页岩气的泥页岩,其总孔隙度一般小于10%,而含气的有效孔隙度一般不及总孔隙度的一半,渗透率则随裂缝的发育程度不同而有较大变化。所以页岩气的大规模发育需要相当的储集空间,即页岩发育还需要一定的地层厚度,一般要在30m以上。

3. 运聚及压力条件

页岩所生成的天然气基本上是“就近”或“原地”聚集，其运移距离极短，具有典型的“自生自储”成藏模式。在某种意义上，可以认为页岩气气藏的形成是天然气在源岩中的大规模滞留，这与煤层气的运聚方式非常相似。

由于页岩气藏作为一个完全封闭的体系而存在，导致页岩气藏大多具有异常压力。从成岩演化上看，热裂解生气阶段形成的页岩气藏常具异常高压，而生物化学生气成藏方式常导致气藏具异常低压。对比深盆气藏，其成藏普遍就具异常低压，也有的具异常高压甚至异常高压和异常低压共存。因此，异常压力的存在可以作为页岩气藏的一个识别标志。

4. 成藏要求

根据前人的研究成果，页岩气成藏需要具备如下主要的地质条件：沉积地层以泥/页岩为主，单层厚度大于(或者等于30m)，泥质含量较高(泥/页岩地层中的纯泥岩厚度要大于10%)，有机质丰度($Toc \geq 0.3\%$)及成熟度底限条件要求相对较低($Ro \geq 0.4\%$)，孔隙度低($\varphi < 12\%$)，渗透率偏差等。对于具有工业勘探价值的页岩气气藏，则更要求埋藏深度小(小于3km)、裂缝系统发育、吸附气含量高(大于等于20%)、区域构造活动较弱，对页岩的破坏较小等。

页岩气藏的成藏要求不高并不表示可以忽视页岩气分布的隐蔽性，泥/页岩发育厚度、有机碳含量、有机质丰度、孔隙度、渗透率、裂缝发育程度、古构造配合以及后期保存条件等，均是影响页岩含气量、天然气赋存状态并决定是否具有工业勘探开发价值的主要因素。在勘探开发页岩气藏时，仍然要多方面考虑。

5. 保存条件

页岩气气藏的封盖条件特殊。它不依赖于常规圈闭的形成而存在，页岩气藏一般形成于烃源岩层内部的裂缝发育区，四周由致密泥页岩包围，只要满足封闭页岩气的条件就能保存页岩气，但如果页岩裂缝过于发育，则气藏会被破坏，页岩气则经过二次运移到达砂岩层储集而成为常规天然气。因此。页岩中裂缝的发育情况可以成为判断能否保存页岩气的一个平衡点。超过了这个点就不能最终形成页岩气藏。所以一般在构造活动影响较小的情况下，已形成的页岩气藏都是比较容易保存下来的。这也可见页岩气的资源量还是很可观的。

二、页岩气成藏模式

1. 页岩气成藏模式

页岩气主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中，是天然气生成之后在烃源岩层内就近聚集的结果，表现为典型的“原地”成藏模式。本文结合泥页岩在其成岩发展演化不同阶段古地温、黏土矿物、 Ro 、孔隙类型的特征，从构造、沉积等方面综合研究，将页岩气分为早期运聚成藏阶段、中期原地聚集成藏阶段、晚期裂缝调整成藏阶段三个阶段(图1)。

2. 实例分析

1) 早期运聚成藏阶段—柴东三湖地区

柴达木盆地东部三湖地区在第四纪以高速度沉积了巨厚的暗色湖相地层，平均沉积速率超过1mm/a。快速堆积不仅提供了巨厚的气源岩，而且使沉积有机质

在快速堆积中避免了浅表氧化细菌的大量降解，从而为生物气的缓慢生成创造了条件。本区第四纪湖泊沉积，一是面积大，二是厚度大，估算第四系暗色地层体积在30000km²以上。暗色砂、泥岩沉积厚度之大，在国内外第四系中是罕见的，已知最大沉积厚度为3400m，平均为1800m，最小残存厚度在南陵丘也有470m，大规模的第四纪湖相沉积，为生物气的形成提供了良好的气源条件，是形成百亿立方米以上生物气田的物质基础。

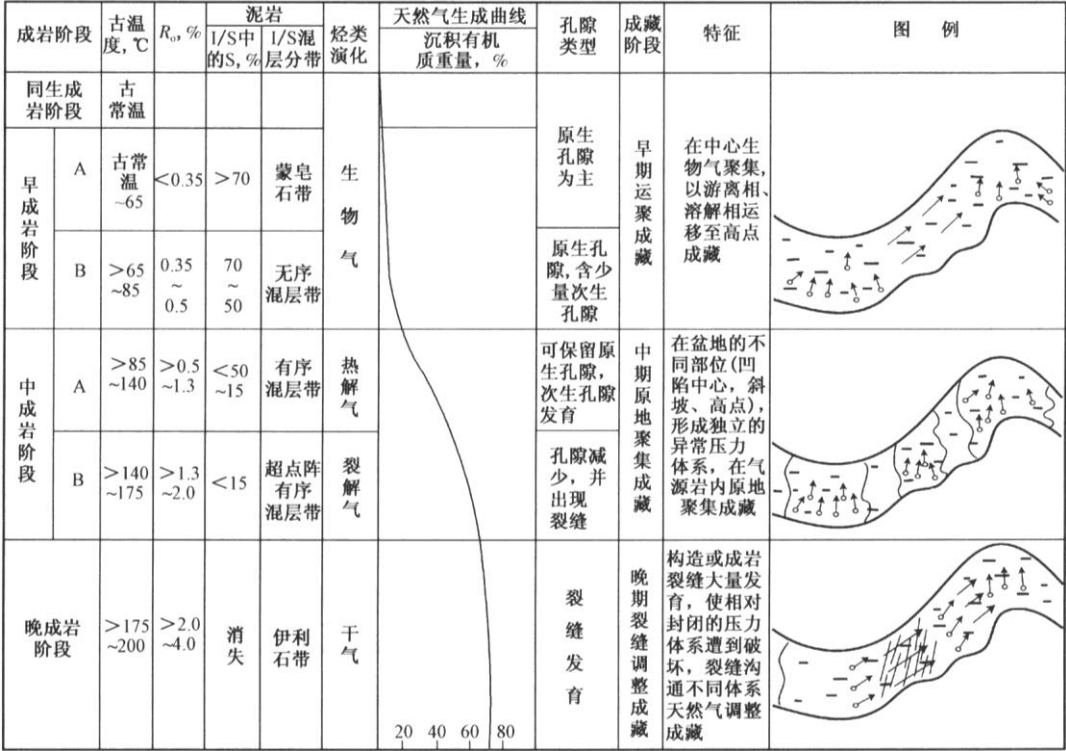


图 1 页岩气各成藏阶段特征

柴达木东部三湖地区为干旱寒冷的内陆湖盆快速沉积，形成了多套生、储、盖组合，湖盆内高盐度的水体抑制了甲烷菌在浅表条件下的活动，生物气在浅表条件下生成少但散失也少，形成柴达木盆地东部第四系特有的页岩气成藏模式（图2）。

区内波动式水进水退和快速沉积既有利于有机质保存也有利于在剖面上形成多套生储盖组合，同时也对天然气的逸散起到阻滞作用，目前已在构造高部位发现常规生物气藏。值得注意的是并未对气藏下部的泥页岩地层进行钻探，而这些地区如图2所示，推测为页岩气成藏的有利区域。第四系页岩地层虽然其孔隙度，但随着埋藏深度的增加，天然气扩散速率逐渐减慢。在气源岩有效排烃厚度之下，气体分子在水动力共同作用下，多表现为侧向扩散形式，有效排烃厚度下的构造高部位推测是页岩气的有利勘探区域。

2) 中期原地聚集成藏阶段——川西前陆拗陷地区

川西前陆地区有两大套气源岩：上部为上三叠统湖泊沉积体系陆源碎屑岩气源岩，下部为二叠系一中三叠统局限海台地体系碳酸盐岩气源岩。在平面上，上部碎屑岩气源岩。主要分布于拗陷的中部和东部，下部碳酸盐岩气源岩几乎分布

从须家河组一段至四段, 有机碳含量和氯仿沥青含量都有逐渐增加的趋势, 有机质类型也从腐泥一腐殖型变为腐殖一腐泥型, 且绝大部分生油岩已进入生油气一湿气阶段。

随着埋藏深度的增加,中期原地聚集成藏阶段泥页岩地层表现为局部的异常

压力。受水动力和泥页岩孔隙度变化的控制影响，异常压力多集中在如图2所示的构造高部位、盆地斜坡及盆地中心坳陷巨厚的深水沉积。这一阶段天然气表现为原地吸附聚集或短距离扩散，运聚范围集中在异常压力分布的位置。

3) 晚期裂缝调整成藏阶段——川东地区

川东地区古生代长期处于沉降—沉积中心，烃源岩发育层数多且质量好，厚度大且埋藏浅，构成了四川盆地页岩气勘探的主体方向。古生界主要发育了寒武系、奥陶系、志留系及二叠系深灰—黑色页岩，志留系作为川东北地区的主力烃源岩已经得到公认。其中，龙马溪组为深水陆棚相的黑色页岩、深灰色泥岩及钙质页岩，属于缺氧、还原环境下的沉积，厚度为300~672m；下部的笔石页岩相烃源岩平均厚度约为400m，变化在100~900m之间；黑色页岩厚度变化在20~70m之间，为一套优质烃源岩，其上覆石炭系天然气气源主要来自该套烃源层的贡献，展现出页岩气勘探的良好前景。

如图4所示，川东地区页岩地层埋藏较深，表现为低孔、低渗。但应注意到，川东地区在构造作用下，构造及成岩裂缝大量发育，非常有利于页岩气的成藏。以裂缝作为储集空间，储集量将非常巨大，页岩气的工业化开采从经济上将变得可行。图4中所示泥岩底部未穿层的构造断层，对于页岩气的晚期调整成藏起到关键的控制作用。

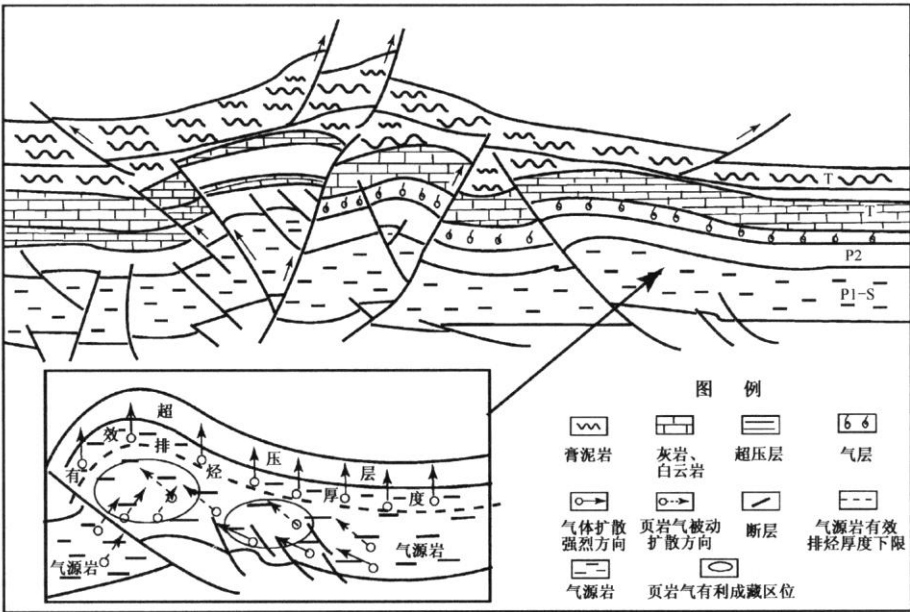


图 4 川东地区页岩气系统不意图

3. 四川与北美页岩气成藏对比

四川盆地与美国东部地区页岩气发育盆地具有相似的地质条件，均是古生代海相沉积背景下形成的富含有机碳页岩，后期大幅度的构造抬升和强烈的地质改造程度也大致相当，富含腐殖型干酪根的泥/页岩直接产气及高演化程度下的原油裂解气导致盆地具有页岩气勘探的良好前景。整体分析，四川盆地东部和南部以下寒武统和下志留统页岩为主，层位老但埋深浅，是现今工业技术和经济背景条件下开展页岩气勘探研究的重点目标。

有机质丰富的泥页岩在持续的演化过程中可以通过三个阶段生成气态烃并聚集成藏：(1)有机质成岩作用阶段，生物降解生成甲烷气；(2)有机质深成作用阶段，热降解生成液态烃和气态烃；(3)有机质后成作用阶段，液态烃热裂解生成甲烷气。北美页岩气既有生物成因，也有热裂解成因页岩气。中国四川盆地页岩气多处于成藏的后两个阶段，既有热解气也有干气。

泥页岩类基质孔隙极不发育，多为微毛细管孔隙，渗透率也远小于致密砂岩，属于渗透率极低的沉积岩。但沉积环境、成岩作用、有机质演化、构造应力、水动力条件和围岩特征等诸多因素的综合效应，能够使有机质丰富的泥页岩形成一定规模、渗透性较好的封闭体系，即裂缝性泥页岩油气藏。这是分布广泛的北美泥盆系页岩只在部分区域具有商业开发价值的主要原因之一，也是油气公司将页岩气的经济、技术可采段烃源岩。

四川盆地页岩生气能力及页岩气成藏条件优越，埋藏深度小(小于3km)、有机碳含量高，含气量大的页岩分布区域是有利的勘探目标区带。与美国的五套含气页岩相比，尽管四川盆地页岩烃源岩的有机质成熟度普遍较高，但仍有页岩气成藏及分布的良好前景。

在美国，不论是在盆地内、盆地边缘、还是盆地外围(残留盆地)，均有页岩气的勘探生产，尤其是构造破坏强烈但页岩埋藏较浅、有机质含量较高的地区也是页岩气勘探生产区，主要原因是其中的页岩具有很好的天然气吸附能力并因此具有一定的抗构造破坏能力。四川盆地古生界主力烃源岩有机质含量高，故可在构造保存条件差异较大的地区分别形成不同含气量及含气特点的页岩气聚集。

三、评价标准

由于当前中国页岩气的勘探开发尚处于起步阶段，理论研究不够深入、开采技术水平薄弱，缺乏实际工作经验，因此对页岩气的选区要综合考虑地质条件、经济效益、环境影响等多方面的因素。对于成藏条件好、开采效益高、利于现今技术开采的地区首先开采，对情况复杂、现今技术不能充分开采的地区则留待将来开采。

根据美国、加拿大等国外页岩气开采经验，结合中国页岩气发育情况，国内的页岩气选区要满足如下基本条件。

对于某个地区的评价分值可以用以下公式计算：

$$p = \sum_{i=1}^2 q_i p_{ij}$$

$$q_i = \frac{1}{ni} \sum_{j=1}^{ni} q_{ij} p_{ij} \quad (i=1, 2, \dots)$$

式中p——评价得分；

q_i ——地质或开发利用条件的权值；

- p_i ——地质或开发利用条件的得分；
 p_{ij} ——各指标得分；
 q_{ij} ——各指标权值；
 n_i ——地质或开发利用条件指标的个数。

四、前景分析

对于页岩气的勘探和开发，要在深入研究页岩气的物质来源、储集特征、成藏要素、运聚条件、保持条件等成藏条件的基础上，结合页岩气藏的选区条件，在现有的经济和技术条件下进行。中国页岩气资源前景广阔，但要形成工业性还有一段路要走，需要进行大量的研究准备工作。

中国海相沉积广泛，中、上元古界和古生界分布面积达 $300 \times 10^4 \text{km}^2$ 以上，且各主要层系均有良好的烃源岩，演化程度普遍很高。页岩气藏多已进入中期原地聚集成藏阶段及晚期裂缝调整成藏阶段，主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木三大盆地。其中扬子地台及其周缘志留系沉积了巨厚的泥页岩地层，且烃源岩有机质丰度高，应当引起注意。

中国中、新生代陆相湖盆的有效烃源岩系以暗色泥质岩为主，生气潜力巨大。特别是柴达木盆地第四纪厚层的泥质沉积，天然气多为生物甲烷气，推测页岩气仍处于早期运聚成藏阶段，且埋藏深度较浅，有利于页岩气的勘探和开发。虽然渤海湾、松辽等东部陆相盆地中发现的裂缝性泥页岩油气藏位于“生油窗”范围，以产油为主，但泥页岩储层基本是各凹陷的优质烃源岩，有机质丰富，类型好，已进入成熟阶段，且厚度大、分布稳定，仍有可能形成丰富的页岩气资源。

通过将页岩气与煤层气、深盆气的成藏条件进行对比，总结页岩气藏的物质来源、储集条件、运聚条件、成藏要求与保存条件，建立起页岩气的成藏模式，并结合实例分析其成藏三个阶段的主要特征。在美国页岩气藏分析、对比的基础上，结合中国的沉积，构造情况，提出页岩气的选区条件，并分析了中国页岩气资源的前景。