

文章编号: 0253-2697(2009)04-0484-08

# 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测

聂海宽 唐玄 边瑞康

(中国地质大学教育部海相储层演化与油气富集机理重点实验室 北京 100083)

**摘要:** 在系统研究美国页岩气成藏理论和成藏条件的基础上,分析了页岩气成藏的主要控制因素,分为内部因素和外部因素:前者指页岩本身的因素,包括有机质类型和含量、成熟度、裂缝、孔隙度和渗透率、矿物组成、厚度、湿度等;后者主要包括深度、温度和压力等。其中,有机质类型和含量、成熟度、裂缝及孔隙度和渗透率是控制页岩气成藏的主要因素。结合主要影响参数,建立了预测页岩含气的种类、比例和页岩气藏发育有利区的参数模型。运用此模型类比研究发现,中国南方古生界海相页岩层中,寒武系和志留系是页岩气发育的最有利层系。寒武系页岩气藏发育最有利区位于四川盆地和米仓山一大巴山前陆以及渝东、黔北、湘西—江南隆起北缘一线;志留系页岩气藏发育最有利区位于上扬子的四川盆地和米仓山一大巴山前陆和渝东—鄂西一带、中扬子鄂北以及下扬子苏南等地。并对各有利区的泥页岩指标进行分析,以期为中国页岩气早期评价提供参考。

**关键词:** 页岩气; 主控因素; 中国南方; 寒武系; 志留系; 页岩气有利区

中图分类号: TE122.9

文献标识码: A

## Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China

NIE Haikuan TANG Xuan BIAN Ruikang

(Key Laboratory for Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Accumulation Mechanism of the Ministry of Education, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

**Abstract:** On the basis of the pool-forming theory and conditions for shale gas in the United States, the controlling factors for shale gas accumulation were analyzed and divided into internal and external factors. The internal control factors include the type, content and maturity of organic matters, and the fracture, porosity, permeability, mineral composition, thickness, humidity of shale. The external control factors include reservoir depth, temperature and pressure of formation. Among them, the type, content and maturity of organic matters, as well as the fracture, porosity and permeability of shale are the main factors for generating shale gas reservoir. The favorable areas for developing shale gas reservoirs were predicted by using parameter model. The analogical analysis based on the model suggests that the Cambrian system and the Silurian system are the most favorable strata for developing of shale gas reservoirs among the marine Paleozoic strata in South China. The most favorable areas of the Cambrian are located in Sichuan Basin, the Micangshan-Dabashan foreland, the northern Guizhou Province, West Hunan Province, East Chongqing and the north part of Jiangnan uplift. The most favorable areas of the Silurian are located in Sichuan Basin, the Micangshan-Dabashan foreland and East Chongqing, West Hubei Province of Upper-Yangtze River, North Hubei Province of Middle-Yangtze River and South Jiangsu Province of Lower-Yangtze River. The indexes of shale in the favorable areas were analyzed to provide reference for early evaluation of shale gas in China.

**Key words:** shale gas; controlling factors; South China; Cambrian system; Silurian system; favorable areas of shale gas

页岩气是美国勘探开发最早和最成功的天然气类型之一,目前已成为美国成功勘探开发的3大类非常规天然气之一,目前已发现5个商业化生产的页岩气盆地,可采储量大约为 $(8\ 778\sim 21\ 521)\times 10^8\text{ m}^3$ <sup>[1-2]</sup>。2006年,美国大约有39 500口页岩气生产井,产量占全美天然气产量的8%<sup>[3]</sup>。张金川等<sup>[4-6]</sup>对页岩气进行了界定,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,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。Curtis<sup>[2]</sup>、Mavor<sup>[7]</sup>、Montgomery等<sup>[8]</sup>、Jarvie等<sup>[9]</sup>、李新景等<sup>[10]</sup>也都对页岩气的概念和特征进行了讨论,并提出了页岩气吸附态的赋存机理。

基金项目:国家自然科学基金(No. 40672087和No. 40472073)和国家重点基础研究发展规划(973)项目(2005CB422106)联合资助。

作者简介:聂海宽,男,1982年4月生,2005年毕业于中国地质大学(北京),现为中国地质大学(北京)在读博士研究生,主要从事油气成藏机理和非常规天然气地质学习和研究工作。E-mail: niehaikuan@126.com

吸附态的赋存方式是页岩气被成功勘探开发的关键。

### 1 内部控制因素

美国页岩气的勘探开发实践表明, 几乎所有的页岩气藏都不相同, 控制其成藏的因素差别也很大(表 1)。在系统分析美国页岩气藏特征的基础上, 结合天然气成藏和分布序列, 分析了页岩气基础理论、成藏条件以及成藏主控因素。控制页岩气成藏的因素可

以分为内部因素和外部因素: 内部因素是指页岩本身的因素, 主要包括有机质类型及含量、成熟度、裂缝、孔隙度和渗透率、矿物组成、厚度、湿度等; 外部影响因素也较多, 但对于具体的页岩气藏来说主要包括深度、温度与压力等。其中内部因素中的有机质类型和含量、成熟度、裂缝以及孔隙度和渗透率是控制页岩气成藏的主要因素, 正确评价这些参数的作用及其影响对合理评价页岩气藏具有重要意义。

表 1 美国含气页岩主要特征

Table 1 Main characteristics of shale gas in American

| 盆地    | 页岩名称       | 时代   | 气体成因    | 埋藏深度/m     | 厚度/m     | 干酪根类型       | 有机碳含量/%   | 镜质体反射率/% |
|-------|------------|------|---------|------------|----------|-------------|-----------|----------|
| 阿巴拉契亚 | Ohio       | 泥盆纪  | 热解气     | 610~ 1524  | 91~ 610  | II          | 0.5~ 23.0 | 0.4~ 4.0 |
| 密执安   | Antrim     | 泥盆纪  | 生物气     | 183~ 730   | 49       | I           | 0.3~ 24.0 | 0.4~ 0.6 |
| 伊利诺斯  | New Albany | 泥盆纪  | 热解气、生物气 | 183~ 1494  | 31~ 140  | II          | 1.0~ 25.0 | 0.4~ 0.8 |
| 福特沃斯  | Barnett    | 早石炭世 | 热解气     | 1981~ 2591 | 61~ 152  | II          | 1.0~ 13.0 | 1.0~ 2.1 |
| 圣胡安   | Lewis      | 早白垩世 | 热解气     | 914~ 1829  | 152~ 579 | III为主, 少量II | 0.5~ 3.0  | 1.6~ 1.9 |

| 盆地    | 含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> ) | 吸附气含量/% | 甲烷含量/% | 总孔隙度/%    | 渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ) | 地层压力系数     | 压力梯度/(kPa·m <sup>-1</sup> ) |
|-------|--|---------|--------|-----------|---|------------|-----------------------------|
| 阿巴拉契亚 | 1.70~ 2.83                             | 50      | 80~ 95 | 2.0~ 11.0 | < 0.1                                   | 0.35~ 0.92 |                             |
| 密执安   | 1.13~ 2.83                             | 70      |        | 2.0~ 10.0 | < 0.1                                   | 0.81       |                             |
| 伊利诺斯  | 1.13~ 2.64                             | 40~ 60  | 72~ 76 | 5.0~ 15.0 | < 0.1                                   | 0.99       | 4.84                        |
| 福特沃斯  | 8.49~ 9.91                             | 40~ 60  | 77~ 93 | 1.0~ 6.0  | 0.01                                    | 0.99~ 1.02 | 12.21                       |
| 圣胡安   | 0.37~ 1.27                             | 60~ 88  |        | 0.5~ 5.5  | < 0.1                                   | 0.46~ 0.58 | 4.97                        |

注: 据文献[2, 3, 8, 11, 12], 数据由英制单位换算。

#### 1.1 有机质类型及含量

有机碳含量是页岩气聚集成藏最重要的控制因素之一, 不仅控制着页岩的物理化学性质, 包括颜色、密度、抗风化能力、放射性和硫含量, 也在一定程度上控制着页岩裂缝的发育程度, 更重要的是控制着页岩的含气量。福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏生产表明, 气体产量大的地方, 有机碳含量对应也高<sup>[12]</sup>, 有机碳含量和气体含量(包括总气体含量和吸附气含量)有很好的正相关关系(图 1)。同时干酪根类型也影响着气体含量、赋存方式及气体成分。不同类型的干酪根, 其微观

组分不一样, 微观组分也是控制气体含量的主要因素。

关于页岩气藏形成的有机碳下限值, 很多学者都进行过研究。Jarvie 等<sup>[13]</sup>认为有机碳含量和热成熟度是决定页岩产气能力的重要变量; Schmoker<sup>[14]</sup>认为产气页岩的有机碳含量(平均)下限值大约为 2%; Bowker<sup>[12]</sup>则认为获得一个有经济价值的勘探目标有机碳下限值为 2.5%~ 3%。福特沃斯盆地 Newark East 气田 Barnett 页岩气藏不同深度钻井岩屑取样分析的有机碳含量为 1%~ 5%, 平均为 2.5%~ 3.5%(图 2), 但鉴于钻井岩屑测量的有机碳受稀释效应的影响<sup>[9, 15]</sup>而普遍偏低, 岩心分析的平均有机碳含量较高, 为 4%~ 5%<sup>[16]</sup>。阿巴拉契亚盆地 Ohio 页岩 Huron 下段的总有机碳含量约为 1%, 产气层段的总有机碳含量可达 2%<sup>[2]</sup>。由于有机碳的吸附特征, 其含量直接控制着页岩的吸附含气量, 所以, 要获得具有工业价值的页岩气藏, 有机碳的平均含量应大于 1%, 随着开采技术的进步, 有机碳下限值可能会降低至 0.3%。

#### 1.2 成熟度

美国主要产页岩气盆地页岩成熟度变化较大, 从未成熟到成熟均有发现。Curtis<sup>[2]</sup>、Martini 等<sup>[17]</sup>及张金川等<sup>[4, 6]</sup>指出页岩气的成因包括生物成因、热成因以及两种成因的混合。根据页岩成熟度可将页岩气藏分

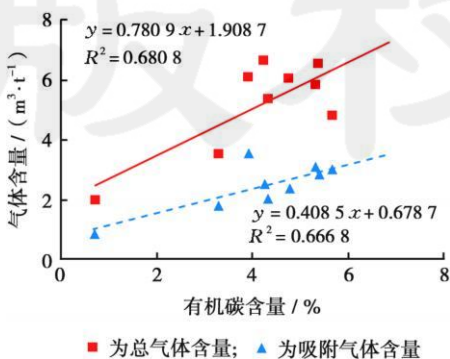


图 1 有机碳含量与气体含量的关系<sup>[12]</sup>

Fig. 1 Relationship between total organic carbon content and gas content

为对应的3种类型:高成熟度页岩气藏、低成熟度页岩气藏以及高低成熟度混合页岩气藏。

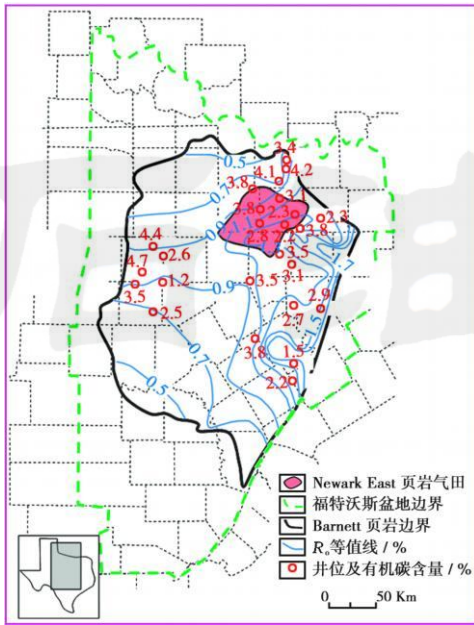


图2 福特沃斯盆地 Barnett 页岩有机碳含量及成熟度等值线<sup>[15]</sup>

Fig. 2 Total organic carbon and thermal maturity in Barnett shale of Fort Worth Basin

低成熟度页岩气藏主要是生物成因,基本上为埋藏后抬升,经历淡水淋滤而形成的二次生气<sup>[2,17]</sup>。密执安盆地 Antrim 页岩的镜质体反射率仅为 0.4%~0.6%<sup>[18]</sup>,显示了较低的热成熟度并处在生物气阶段,为低成熟度的页岩气藏。伊利诺斯盆地南部深层的天然气是热成因的,而来自盆地北部浅层的天然气为热成因和生物成因的混合<sup>[19]</sup>,为高低成熟度混合页岩气藏。

圣胡安盆地 Lewis 页岩气藏和福特沃斯盆地中 Barnett 页岩气藏中的天然气主要来源于热成熟作用,为高成熟度的页岩气藏。福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏的天然气是由高成熟度( $R_p \geq 1.1\%$ )条件下原油裂解形成的<sup>[9]</sup>,Barnett 页岩气藏产气区的成熟度西部为 1.3%,东部为 2.1%,平均为 1.7%<sup>[15,20]</sup>(图2)。阿巴拉契亚盆地页岩成熟度的变化范围为 0.5%~4.0%<sup>[14]</sup>,产气区的维吉尼亚州和肯塔基州为 0.6%~1.5%,宾夕法尼亚州西部为 2.0%,在西弗吉尼亚州南部最高可达 4.0%,且只有在成熟度较高的区域才有页岩气的产出<sup>[21]</sup>。由此可见,页岩的高成熟度(大于 2%)不是制约页岩气成藏的主要因素,相反,成熟度越高越有利于页岩气成藏。

成熟度不仅决定天然气的生成方式,还决定气体的组分构成。页岩气藏生产的天然气除甲烷之外,还

有二氧化碳、氮气、乙烷甚至丙烷等。二氧化碳在生物成因的页岩气藏中更为常见。天然气组分对页岩气藏整体的经济价值有一定的影响作用,并能对判断天然气是生物成因或热成因提供证据。成熟度同时还控制着气体的流动速度。由于气体的成因和赋存方式不同,高成熟度页岩气藏比低成熟度页岩气藏的气体流动速度要高<sup>[13]</sup>。随着成熟度的增大,气体的产生速度也加快(图3),因为高成熟度的干酪根和业已生成的原油均裂解为天然气,并有大量天然气生成。在镜质体反射率大约为 1%时(对于热成因的页岩气藏而言),气体的生成速度是没有商业价值的(还取决于深度等其他因素)<sup>[13]</sup>,因为这时仍处在生油窗,生成的天然气溶解在石油中,很少以气体的方式产出。

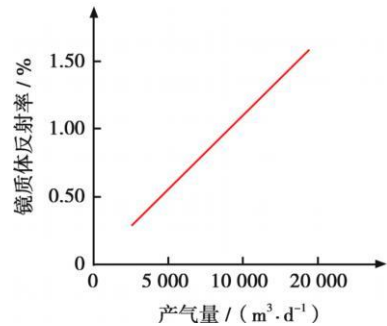


图3 页岩成熟度和产气速度之间关系(据文献[13]修改)

Fig. 3 Relationship between shale thermal maturity and gas production speed

从页岩中残留的油气相对数量可以判断页岩的成熟度。成熟度最高的页岩只有干气,次成熟的页岩可能含有湿气,成熟度再低的页岩只有液态石油(生物化学成因的页岩气除外)。准确判断页岩成熟度是精确预测商业价值页岩气藏的关键。

### 1.3 裂缝

裂缝在页岩气藏中的具体作用,很多学者都进行过研究<sup>[2,8,12]</sup>,但都没有得出确定性结论。但有一点是公认的,即裂缝有助于页岩层中游离态天然气体积的增加和吸附态天然气的解析<sup>[2]</sup>。裂缝发育程度是决定页岩气藏品质的重要因素。一般来说,裂缝较发育的气藏,其品质也较好。实际上,裂缝对页岩气藏具有双重作用:一方面裂缝为天然气和地层水提供了运移通道和聚集空间,有助于页岩总含气量的增加。页岩具有非常低的原始渗透率,如果天然裂缝发育不够充分,就需要进行压裂来产生更多的裂缝,以使有更多的裂缝与井筒相连,为天然气解析提供更大的压降和面积。另一方面,如果裂缝规模过大,可能导致天然气散失。Bowker<sup>[12]</sup>曾指出,在福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏中裂缝非常发育的区域,天然气的生产速度最低,其高



产井基本上都分布在裂缝不发育的地方。因此 Barnett 页岩气藏的勘探不是寻找裂缝,而是寻找易扩散、高气体含量和能进行压裂的页岩区。Barnett 页岩气藏并不是一个真正意义上的“裂缝性气藏”,而是一个可以被压裂的页岩气藏。

目前普遍认为,在相同的力学背景下,有机碳含量、石英含量等是影响裂缝发育的重要因素<sup>[11]</sup>。阿巴拉契亚盆地的钻井表明,滑脱及其相关的伸展和收缩裂缝带更倾向于在富含干酪根的黑色页岩中发育,而不是在夹层的灰色页岩和粉砂岩中发育,黑色页岩通常比其附近灰色页岩的裂缝发育程度较高,裂缝频率也较高,并且裂缝通常在岩性界面处终止<sup>[11]</sup>。因此,裂缝发育程度与页岩层厚度存在一定相关性。石英含量的高低也是影响裂缝发育的重要因素,富含石英的黑色页岩脆性较强,裂缝的发育程度比富含方解石且塑性较强的灰色页岩强烈。Nelson<sup>[22]</sup>认为除石英之外,长石和白云石也是黑色页岩段中的易脆组分。因此,在相同的构造背景下,预测页岩的岩性、颜色、厚度以及矿物成分是准确判断裂缝发育程度的基础。

#### 1.4 孔隙度和渗透率

在常规储层分析中,孔隙度和渗透率是储层特征研究中最重要两个参数,这对于页岩气藏同样适用。页岩中可能含有大量的孔隙并且在这些孔隙中含有大量的油和游离态的天然气,孔隙度大小直接控制着游离态天然气的含量。在阿巴拉契亚盆地 Ohio 页岩和密执安盆地 Antrim 页岩中,局部孔隙度可高达 15%,游离气体积占孔隙总体积的 50%<sup>[11]</sup>。渗透率是判断页岩气藏是否具有开发经济价值的重要参数。页岩的基质渗透率非常低,一般小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均吼道半径不到  $0.005 \mu\text{m}$ <sup>[12]</sup>,但随裂缝的发育而大幅度提高。储层“总”渗透率与储层中天然裂缝系统的发育程度相一致,这通常通过测井和生产数据分析来确定。由于页岩具有低的渗透率,因此就需要产生大量的裂缝(人工压裂)来维持商业生产。

#### 1.5 矿物组成

大多数页岩含有很多的黏土,然而 Barnett 页岩的黏土含量并不高。在寻找 Barnett 型页岩气藏中,勘探工作者必须寻找可以被压裂的页岩,这些页岩的黏土含量小于 50%,能被成功压裂。X 射线衍射分析表明:构成 Antrim 页岩的主要矿物组成为石英、黏土和碳酸盐,次要矿物组成为黄铁矿、干酪根、长石、高岭石和绿泥石<sup>[23]</sup>。气体的生产速度依赖于裂缝的发育程度,而裂缝发育程度取决于页岩的矿物组成,故页岩的矿物组成在很大程度上影响着页岩气的产能。例如富含硅的页岩比富含黏土的页岩易于压裂,同等情况

下可以采出更多的天然气。矿物组成分析能对页岩压裂提供进一步的资料,同时也能为钻井和完井提供参考。

#### 1.6 厚度

页岩厚度控制着页岩气藏的经济效益,根据页岩厚度及展布范围可以判断页岩气藏的边界。到目前为止,具有经济价值页岩气藏的页岩厚度下限还没有被明确提出来<sup>[12]</sup>。密执安盆地 Antrim 页岩气藏页岩的最小厚度大约为 9.1 m,福特沃斯盆地的 Barnett 页岩气藏 30.5 m 的页岩厚度已被证明具有商业开采价值<sup>[12]</sup>。页岩厚度可由有机碳含量的增大和成熟度的提高而适当降低。鉴于美国在不同盆地中取得了巨大的页岩气勘探开发效益,笔者建议具有良好页岩气开发商业价值的页岩厚度下限为 9 m。

#### 1.7 湿度

页岩的湿度直接影响着吸附态天然气的含量。岩石润湿后,因为水比气吸附性能好,从而会占据部分活性表面,导致甲烷吸附容量降低。湿度往往随页岩成熟度增加而减小,故成熟度高的页岩含气量可能更高。密执安盆地 Antrim 页岩气藏、伊利诺斯盆地 New Albany 页岩气藏以及阿巴拉契亚盆地北部湖区 Ohio 页岩气藏的湿度均较大,含气饱和度较低,而演化程度较高的阿巴拉契亚盆地南部 Ohio 页岩气藏、圣胡安盆地 Lewis 页岩气藏和福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏(平均含水饱和度为 25%<sup>[16]</sup>)则含水较少,含气量较高。含水量高将降低气体的生产速度,导致处理产出水的麻烦,所以有利的页岩气区应该是产水较少的区域。

## 2 外部控制因素

影响页岩气成藏的外部因素很多,包括大地构造背景、地质演化等。该文主要就其深度、温度与压力等进行讨论。

#### 2.1 深度

深度直接控制着页岩气藏的经济价值及其经济效益。美国发现的页岩气藏通常分布在 762~3658 m 范围的 4 个深度段<sup>[2,11]</sup>。①深度段小于 1000 m,伊利诺斯盆地 New Albany 页岩气藏和密执安盆地 Antrim 页岩气藏大约有 9000 口井,深度范围是 200~610 m;②深度段为 1000~1600 m,阿巴拉契亚盆地 Ohio 页岩气藏和圣胡安盆地 Lewis 页岩气藏大约有 20000 口井,分布深度为 915~1524 m;③深度段为 1600~2600 m,福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏和阿科马盆地 Fayetteville(Arkansas)和 Caney(Oklahoma)页岩气藏分布较深,为 1981~2591 m;④深度段为 2600~3600 m,如帕落杜罗盆地 Bend 页岩气藏中气井的深

度在 2515~2896 m 之间,阿科马盆地 Woodford 页岩气藏气井深度分布范围是 1729~3657 m,黑勇士盆地 Floyd 页岩气藏气井的深度为 1524~3658 m。

由此可见,页岩气藏深度变化较大,深度不是页岩气藏发育的决定因素,关键问题是该页岩气藏是否具有商业开发价值。随着科技和工艺的进步,埋藏更深的页岩气藏也将得到开发。但深度不同,页岩气藏的特征也有较大差别(表 2)。

表 2 页岩气藏埋藏深度与气藏特征

Table 2 Shale gas reservoir burial depth and its characteristics

| 浅层(< 1000 m) | 深层(> 1000 m) |
|--------------|--------------|
| 低压力          | 高压           |
| 低成熟度         | 高成熟度         |
| 生物成因或热成因     | 热成因          |
| 低气体饱和度       | 高气体饱和度       |
| 高吸附气含量       | 低吸附气含量       |
| 高孔渗          | 低孔渗          |
| 陡峭的等温吸附线     | 平缓的等温吸附线     |
| 低成本          | 高成本          |

## 2.2 温度与压力

温度主要影响着吸附气体含量,温度增高,气体分子的运动速度加快,降低了吸附态天然气的含量,这也是福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏中吸附气含量较少的原因之一。一般情况下,随压力的增大,无论以何种赋存方式存在的气体,含量都呈增大趋势,但压力增大到一定程度以后,含气量增加缓慢,因为孔隙和矿物(有机质)表面是一定的,前者控制游离态气体含量,后者控制吸附态气体含量。当压力较低时,吸附态气体含量相对较高,如圣胡安盆地 Lewis 页岩气藏具有异常低地层压力梯度,为 4.97 kPa/m,吸附态天然气含量高达 88%,而福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏具有微超高压梯度的特征,为 12.21 kPa/m,其吸附态气体的含量最高为 60%,最低为 40%<sup>[2]</sup>。

## 3 地质综合评价

天然气藏一个重要的参数就是含气丰度,即单位体积烃源岩生成的气体量<sup>[8]</sup>。含气量是一个重要因素,为获得一个有经济价值的页岩气藏,就必须有足够的原地含气量<sup>[12]</sup>,这就对页岩的各项指标都必须有下限要求且相互之间具有良好的匹配关系。20世纪80年代认识到页岩气的吸附性机理及其对天然气的聚集作用以来,美国页岩气资源量、储量及产量得到迅速上升。正确分析气体的赋存类型及含气量变化影响因素对准确评价页岩气藏非常重要,但准确判断吸附态气体的含量是一件非常困难的事情,需要在这方面进行

进一步的探索。

页岩气藏作为一种非常规天然气藏,具有非常规气藏的典型特征,诸如含气量以及各种赋存状态天然气所占的比例、有机碳含量、成熟度、裂缝、孔隙度和渗透率、深度、厚度、矿物组成等,这些主要地质参数变化较大。很多学者尝试利用各种参数对页岩气藏进行预测<sup>[2,17,24-25]</sup>: Shiley 等<sup>[24]</sup>认为在伊利诺斯盆地肯塔基州可以根据岩心中铁离子的百分含量变化来预测天然气聚集的有利区; Cruits<sup>[2]</sup>指出,页岩的产气能力及页岩气分布主要取决于有机碳含量、干酪根类型以及热成熟度,盆地中心部位是最好的页岩气发育区;而 Martini 等<sup>[17]</sup>从生物气地球化学观点分析认为,盆地边缘具有生物化学气的条件,也是页岩气发育的有利区; Hill 等<sup>[25]</sup>认为有机碳、热成熟度、厚度、吸附气所占比例和天然气地质储量等特征控制了美国 5 大页岩气盆地中页岩气藏的总体特征。美国页岩气的勘探开发表明,页岩气产出最好的地区必须有高的有机碳含量、厚度、孔隙度和渗透率以及适当的热成熟度、深度、裂缝、湿度、温度压力等良好匹配的区域。正如勘探所证实的一样(表 3),综合利用各种地质参数来进行页岩气藏的勘探预测,已在福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏中取得了良好的效果,也将为其他页岩气藏的勘探提供参考。

表 3 预测页岩气藏关键参数的最小值

Table 3 The smallest indexes of key parameters in shale gas reservoir forecast

| 参 数                            | 最小值     |
|--------------------------------|---------|
| 有机碳含量/%                        | > 0.3   |
| 成熟度 $R_o$ /%                   | > 0.4   |
| 孔隙度/%                          | > 1     |
| 渗透率/( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ ) | > 0.001 |
| 厚度/m                           | > 9     |

## 4 中国南方页岩气藏有利区预测

中国南方地区(四川盆地、十万大山、思茅盆地等)具有与美国东部盆地(阿巴拉契亚盆地、福特沃斯盆地、密执安盆地等)相似的页岩气成藏地质条件和构造演化历史,均属于古生代海相沉积盆地,页岩分布面积广、厚度大,热演化程度高,经历了复杂的构造运动,泥页岩不仅是盆地内常规气藏的烃源岩,而且还具备页岩气成藏的地质条件。鉴于中国页岩气研究处在起步阶段,可供研究的资料较少,主要选取有机碳含量、成熟度、厚度及含气量等指标,采用综合信息叠合法对页

页岩气发育有利区进行预测。结合以上对美国页岩气藏主控因素的分析, 认为中国南方地区页岩热演化程度较高,  $R_o$  普遍大于 2%, 其页岩有利区预测的深度和厚度指标可类比福特沃斯等盆地页岩气藏的最大深度和最小厚度, 分别为 3800m 和 9m, 成熟度达到 1.0% 即可(对热成因的页岩气而言)。

中国南方共发育了 4 套区域性黑色页岩和 8 套地区性黑色页岩<sup>[26-30]</sup>。根据各套泥页岩的沉积环境、有机质类型和含量、成熟度、厚度以及含气量等指标, 并结合美国主要页岩气藏的参数指标分析, 认为中国南方页岩气藏的最有利层段主要是寒武系和志留系。

#### 4.1 寒武系

早寒武世梅树村期和筇竹寺期, 南方地区整体处于统一的古地理背景之下, 形成一套中国南方古生界最好的烃源岩之一。下寒武统烃源岩发育在大陆边缘的内陆架盆地和斜坡区, 在北侧的南秦岭海槽以及南部的滇黔海槽、扬子深海、江南深海沉积了大套的黑色页岩和碳质页岩<sup>[27]</sup>。

下寒武统泥页岩有机碳含量普遍较高, 其中下扬子区最高为 5.98%, 最低为 0.74%, 平均为 2.77%,

平均厚度为 139.4m; 中扬子区为 0.86%~5.66%, 平均为 1.96%, 平均厚度为 239.2m; 滇黔桂地区有机碳含量为 0.74%~4.27%, 平均为 1.86%, 平均厚度为 209.8m; 四川盆地平均有机碳含量为 0.69%, 平均厚度为 183.8m<sup>[27,31]</sup>。通过实验测得的地表样品在 10.35MPa(大约相当于埋深 1000m) 的吸附含气量为 1.51m<sup>3</sup>/t, 与美国主要页岩气藏的含气量相当。但由于是露头样品, 不同程度的氧化可能导致有机碳含量降低, 因此, 地下页岩的含气量要比实验测得的大些(志留系样品亦存在此问题)。

下寒武统页岩气藏最有利发育区位于四川盆地和米仓山—大巴山前陆以及渝东、黔北、湘西—江南隆起北缘一线(图 4)。米仓山—大巴山前陆、江南盆地与美国阿巴拉契亚盆地寒武系页岩沉积环境相当, 分别在扬子地台的南北缘形成了开阔的陆棚沉积环境, 沉积了灰黑色及黑色页岩、碳质页岩、硅质页岩, 有机碳含量普遍大于 2.0%, 成熟度  $R_o$  大于 2.0%, 厚度平均大于 50m, 具备页岩气形成的良好条件。如在米仓山的南江和大巴山的城口两地, 实测的平均有机碳含量分别为 2.08% 和 2.58%, 平均  $R_o$  均为 2.22%<sup>[32]</sup>, 是形成页岩气藏的良好有利区。

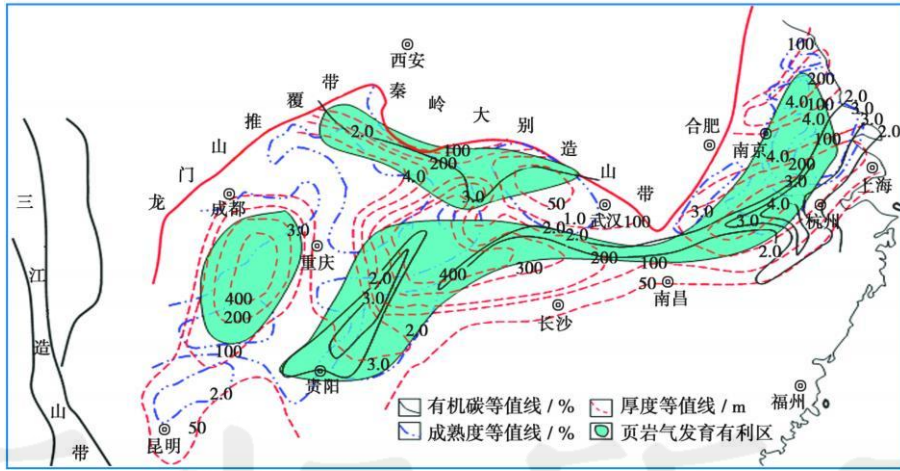


图 4 中国南方下寒武统黑色页岩层系页岩气藏最有利发育区预测

Fig. 4 The most favorable areas of shale gas reservoir in lower Cambrian of South China

#### 4.2 志留系

加里东运动以后, 在扬子地台东南缘形成前陆盆地, 即江南浅海和中上扬子浅海—滨海前陆盆地, 另外还存在南秦岭次深海, 沉积了下志留统龙马溪组笔石页岩, 为南方一套很好的烃源岩<sup>[27]</sup>。下志留统龙马溪组为黑色、深灰色碳质、硅质泥页岩, 主要形成于闭塞、半闭塞滞留海盆环境, 最大厚度可达 300m。有机碳含量高, 中扬子地区黄陵背斜东翼王家湾地区的平均值为 2.13%, 川东为 1%~3%, 其

中在石柱复向斜和利川复向斜的有机碳含量分别为 2.06% 和 1.74%<sup>[27]</sup>。成熟度  $R_o$  普遍大于 1%, 达到生气阶段。通过实验测得的地表样品在 10.35MPa(大约相当于埋深 1000m) 时的吸附含气量为 1.37m<sup>3</sup>/t, 与美国主要页岩气藏的含气量相当, 是页岩气成藏的有力区域。

下志留统页岩气藏最有利发育区位于四川盆地和上扬子的米仓山—大巴山前陆和渝东—鄂西一带、中扬子的鄂北以及下扬子的苏南等地(图 5)。米仓山—



大巴山泥页岩有机碳含量平均大于 2%，成熟度大于 1.5%，厚度普遍大于 50 m；渝东—鄂西地区的有机碳含量平均大于 2%，成熟度  $R_o$  大于 2%，厚度普遍大于 100 m；下扬子的苏南有机碳含量平均大于 1.5%，成熟度  $R_o$  大于 2%，平均厚度大于 100 m。在米仓山的

南江和大巴山的城口两地，实测的平均有机碳含量分别为 2.98% 和 3.24%，平均成熟度  $R_o$  分别为 1.91% 和 1.66%<sup>[32]</sup>，均达到了页岩气成藏的有机碳、成熟度指标，具备了形成页岩气藏的基本条件，是页岩气藏发育有利区。

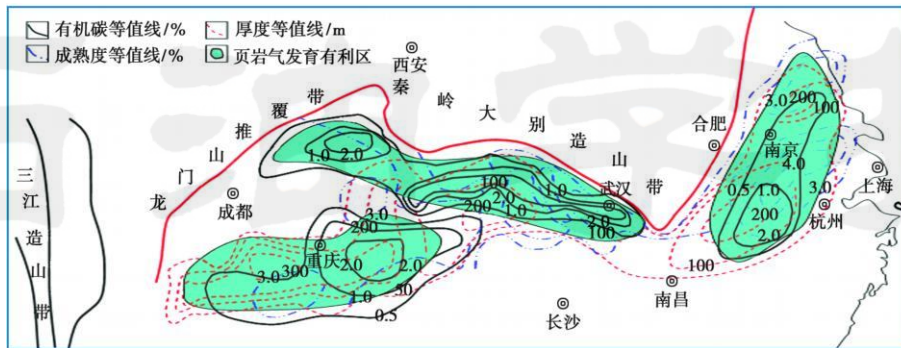


图 5 中国南方下志留统黑色页岩层系页岩气藏最有利发育区预测

Fig. 5 The most favorable areas of shale gas reservoir in lower Silurian of South China

## 5 结论

有利于页岩气藏发育的条件是有机碳含量高(大于 2%)、有机质成熟度高、厚度大(大于 30 m)、深度适中,发育天然裂缝体系,且含气量高的黑色页岩层、粉砂岩以及细粒砂岩层。页岩气藏作为一种非常规天然气藏,在美国取得了成功的勘探和开发经验,在很大程度上得益于成藏理论的进步和勘探技术的迅速发展,其中最主要是认识到吸附气的赋存特点。综合运用已有的各种页岩资料并采用各种先进的分析手段,特别是借鉴美国页岩气成功的理论和经验,有望使中国的页岩气勘探取得事半功倍的效果。

中国南方地区除四川盆地已经发现了一大批天然气田外,其他地区的油气勘探进展缓慢。结合南方地区页岩发育特点及美国页岩气勘探理论和经验分析研究认为,南方地区下寒武统和下志留统具备页岩气发育的良好条件,是南方页岩气发育最有利的层系,所以,有必要以非常规“页岩气”理论来指导南方的油气勘探,以期取得“柳暗花明”的效果。

致谢 徐波、张培先、宋小薇、姜生玲、王艳芳、王刚、张德明等在资料收集和整理方面完成了部分工作,中国地质大学(北京)张金川教授在论文的完成过程中给予大力支持和帮助,在此一并表示衷心感谢。

### 参考文献

[1] Hill D G, Nelson C R. Reservoir properties of the Upper Cretaceous Lewis Shale, a new natural gas play in the San Juan Basin [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(8): 1240.  
[2] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin,

2002, 86(11): 1924-1938.

- [3] Warlick D. Gas shale and CBM development in North America [J]. Oil and Gas Financial Journal, 2006, 3(11): 4-5.  
[4] 张金川, 薛会, 张德明, 等. 页岩气及其成藏机理 [J]. 现代地质, 2003, 17(4): 466.  
Zhang Jinchuan, Xue Hui, Zhang Deming, et al. Shale gas and its accumulation mechanism [J]. Geoscience, 2003, 17(4): 466.  
[5] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布 [J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.  
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.  
[6] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件 [J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.  
Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geology conditions of shale gas accumulation in Sichuan Basin [J]. 2008, 28(2): 151-156.  
[7] Mavor Matt. Barnett Shale gas in-place volume including sorbed and free gas volume: AAPG Southwest Section Meeting, Texas, March 1-4, 2003 [C]. Fort Worth: Texas, 2003.  
[8] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas shale play with multi-trillion cubic foot potential [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.  
[9] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.  
[10] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示 [J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.  
Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400.

- [11] Hill D G, Lombardi T E. Fractured gas shale potential in New York[M]. Colorado: Arvada, 2002: 1-16.
- [12] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [13] Jarvie D M, Hill R J, Pollastro R M, et al. Evaluation of unconventional natural gas prospects, the Barnett Shale fractured shale gas model: European Association of International Organic Geochemists Meeting, Poland, September 8-12, 2003[C]. Poland: Krakow, 2003.
- [14] Schumaker J W. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs[J]. AAPG Bulletin, 1981, 65(7): 1285-1298.
- [15] Pollastro R M, Jarvie D M, Hill R J, et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 405-436.
- [16] Bowker K A. Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin[J]. West Texas Geological Society Bulletin, 2003, 42(6): 4-11.
- [17] Martini A M, Walter L M, Ku T C W, et al. Microbial production and modification of gases in sedimentary basins: A geochemical case study from a Devonian shale gas play, Michigan basin[J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(8): 1355-1375.
- [18] Rullkötter J R, Marzi, Meyers P A, et al. Biological markers in Paleozoic sedimentary rocks and crude oils from the Michigan basin: Reassessment of sources and thermal history of organic matter[G]//Schidowski M. Early organic evolution: Implications for mineral and energy resources. Berlin: Springer-Verlag, 1992: 324-335.
- [19] Comer J B, Hasenmueller N R, Mastalerz M D, et al. The New Albany Shale Gas Play in Southern Indiana[M]. Indiana: Bloomington, 2006: 1-32.
- [20] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [21] Milici R C, Swezey C S. Assessment of Appalachian Basin oil and gas resources: Devonian Shale-Middle and Upper Paleozoic total petroleum system[M/OL]. Denver: USGS Information Services, 2006[2008-09-18]. <http://pubs.usgs.gov/ofr/ofr20061237/>
- [22] Nelson R A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs: Contributions in petroleum geology and engineering[M]. Houston: Gulf Publishing Company, 1985: 320.
- [23] Manger K C, Curtis J B. Geologic influences on location and production of Antrim Shale gas[J]. Devonian Gas Shales Technology Review (GRI), 1991, 7(2): 5-16.
- [24] Shiley R H, Cluff R M, Dickerson D R, et al. Correlation of natural gas content to iron species in the New Albany shale group[J]. Fuel, 1981, 60(8): 732-738.
- [25] Hill D G, Nelson C R. Gas productive fractured shales-an overview and update[J]. Gas TIPS, 2000, 6(2): 4-13.
- [26] 孙肇才, 郭正吾. 中国南方古、中生界海相油气勘查研究[M]. 北京: 科学出版社, 1993: 1-25.
- Sun Zhaocai, Guo Zhengwu. South China Paleozoic, Mesozoic marine facies hydrocarbon prospect and study[M]. Beijing: Science Press, 1993: 1-25.
- [27] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质(上册)[M]. 北京: 地质出版社, 2004: 1-200.
- Ma Li, Chen Huanjiang, Gan Kewen, et al. Geostructure and marine facies hydrocarbon geology of South China: Volume one[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004: 1-200.
- [28] 陈洪德, 倪新锋, 刘文均, 等. 中国南方盆地覆盖类型及油气成藏[J]. 石油学报, 2008, 29(3): 317-323.
- Chen Hongde, Ni Xinfeng, Liu Wenjun, et al. Overlay relationship of basins and hydrocarbon accumulation in South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3): 317-323.
- [29] 马立桥, 董庸, 屠小龙, 等. 中国南方海相油气勘探前景[J]. 石油学报, 2007, 28(3): 1-7.
- Ma Liqiao, Dong Yong, Tu Xiaolong, et al. Petroleum prospect of marine sequences in South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 1-7.
- [30] 张水昌, 朱光有. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 1-8.
- Zhang Shuichang, Zhu Guangyou. Gas accumulation characteristics and exploration potential of marine sediments in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 1-8.
- [31] 文玲, 胡书毅, 田海芹. 扬子地区寒武系烃源岩研究[J]. 西北地质, 2001, 34(2): 67-74.
- Wen Ling, Hu Shuyi, Tian Haiqin. A study on hydrocarbon source rock of Cambrian in Yangtze area, China[J]. Northwestern Geology, 2001, 34(2): 67-74.
- [32] 腾格尔, 高长林, 胡凯, 等. 上扬子北缘下组合优质烃源岩分布及生烃潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(2): 254-259.
- Teng Geer, Gao Changlin, Hu Kai, et al. High quality source rocks of Lower Combination in the Northern Upper-Yangtze Area and their hydrocarbon potential[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(2): 254-259.

(收稿日期 2008-09-18 改回日期 2008-12-10 编辑 熊英)