

非常规天然气

# 页岩气赋存形式和初始原地气量(OGIP)预测技术

王飞宇<sup>1</sup>, 贺志勇<sup>2</sup>, 孟晓辉<sup>1</sup>, 包林燕<sup>1</sup>, 张 慧<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 100083;

2. Zetaware Inc., Sugar Land, TX., USA)

**摘要:**页岩气有利区或核心区评价的关键是确定页岩初始原地气量(OGIP)的空间分布,页岩气赋存形式介于致密砂岩气与煤层气之间,主要呈 3 种状态:孔隙中游离气、固体有机质吸附气、油和水溶解气,温度和压力条件控制 3 种状态气体的量和相互转化。游离气量主控因素是页岩孔隙度和气体饱和度,吸附气量主控因素是有机质数量和有机质成熟度,溶解气量的主控因素是页岩中残留油的数量。提出了页岩气中游离气量、吸附气量和溶解气量的算法,并在油气系统模拟软件 Trinity 3D 中实现页岩气 OGIP 量空间分布计算,以 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩为例展示了这一技术的实际应用。

**关键词:**页岩气;初始原地气量(OGIP);游离气;吸附气;溶解气;油气系统模拟

**中图分类号:**TE122.2

**文献标识码:**A

**文章编号:**1672-1926(2011)03-0501-10

**引用格式:**王飞宇,贺志勇,孟晓辉,等.页岩气赋存形式和初始原地气量(OGIP)预测技术[J].天然气地球科学,2011,22(3):501-510.

## 0 引言

页岩气一般指的是存在于富有机质泥页岩层段中具有商业性产出的天然气。美国能源部预计美国页岩气产量在 2010 年将达到 1 220 亿  $m^3$ ,约为 2007 年产量(330 亿  $m^3$ )的 4 倍<sup>①</sup>,美国的页岩气主要产自 7 个区带,包括泥盆系—石炭系 5 个海相页岩气区带(Barnett 页岩、Fayetteville 页岩、New Albany 页岩、Marcellus 页岩和 Antrim 页岩)和侏罗系—白垩系 2 个海相页岩气区带(Haynesville 页岩和 Eagle Ford 页岩)。随着美国页岩气资源量的不断增加和产量在近年来的飞速发展,页岩气不仅已成为天然气勘探和开发领域的热点,而且改变了全球能源经济的格局。我国页岩气资源调查与勘探开发仍处于起步阶段,目前对中国页岩气资源潜力作了初步估算,并在中国南方以下寒武统和  $O_3-S_1$  黑色页岩为目标,开始了页岩气勘探和开发工作<sup>[1-6]</sup>。页岩气资源评价和勘探目标优选的关键是确定页岩初始原地气量(Original Gas

In-place,OGIP)的空间分布,认识页岩中原地气量的控制因素<sup>[7-10]</sup>。

本文以美国 6 个典型页岩气盆地(Barnett 页岩、Haynesville 页岩、Fayetteville 页岩、New Albany 页岩、Marcellus 页岩、Antrim 页岩)的数据为基础(图 1),并结合中国海相和湖相泥页岩具体数据,讨论了页岩气中天然气的赋存形式和控制因素,目的是建立页岩中游离气量、吸附气量、溶解气量和初始原地气量(OGIP)的计算方法,更合理地评价页岩气 OGIP 的空间分布,为页岩气勘探区带评价提供工具。

## 1 页岩气系统的含义

页岩气的工业开发最早在海相石炭系 Barnett 页岩中取得成功,Barnett 页岩是一套海相富含有机质(目前 TOC 值一般为 5%,初始 TOC 值约为 7%)页岩。北美不同页岩气区带特征存在很大差别,近年来在有机质含量中等(TOC 值介于 1%~2%之间)

收稿日期:2011-01-13;修回日期:2011-04-11.

基金项目:国家油气专项(编号:2008ZX05007-001);国家自然科学基金(编号:40772087)联合资助.

作者简介:王飞宇(1963-),男,浙江黄岩人,教授,从事油气地质和地球化学及油气系统定量模拟分析工作. E-mail:fywang@cup.edu.cn.

① Pollastro R. Shale reservoir systems: overview and case histories. 2010 中美页岩气资源评价工作会议.

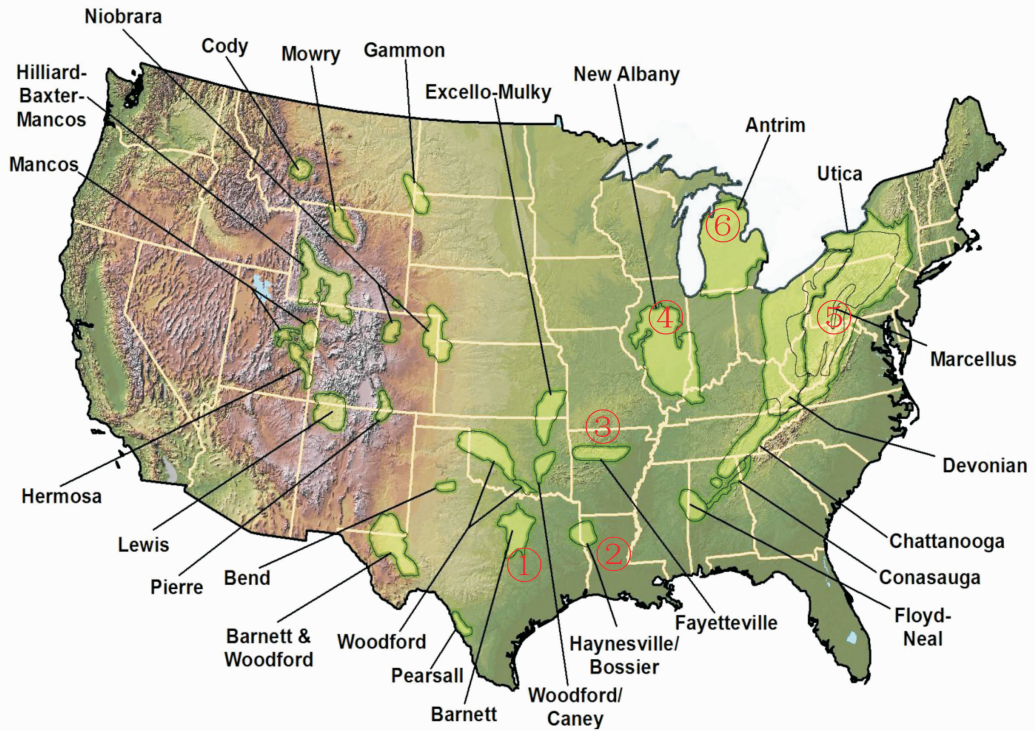


图 1 美国页岩气盆地分布特征<sup>①</sup>

其中 6 个典型页岩气盆地数据用于建立页岩气初始原地气量(OGIP)计算模型:①Barnett 页岩 C<sub>2</sub>;②Haynesville 页岩 J<sub>3</sub>;③Fayetteville 页岩 C<sub>2</sub>;④New Albany 页岩 C<sub>1</sub>;⑤Marcellus 页岩 D<sub>2</sub>;⑥Antrim 页岩 D<sub>3</sub>

泥页岩层段页岩气开发也取得成功(如上白垩统 Lewis 页岩)。页岩气的含义随着页岩气工业的快速发展经历了变化,早期页岩气一般指富含有机质(TOC 值一般大于 2%)源岩层段中商业性产出的天然气,而目前普遍将页岩气定义为细粒低渗透地层单元(主体为源岩层)中自生自储的天然气<sup>①</sup>,对页岩气系统观念上的改变表现为 2 个方面:

(1) 页岩气的储集并不局限于严格意义上的泥页岩层段:页岩气保存在泥页岩中,同时也有一部分可能赋存在这一地层单元的薄层状的粉砂岩甚至砂岩和碳酸盐岩层中,这是由地层单元非均质性特点决定的,在主体为泥页岩的地层中也含有粉砂岩甚至砂岩和碳酸盐岩层。目前页岩气指主体为泥页岩层段自生自储的天然气,同时也包括了泥页岩层段中其他致密岩层中天然气,关键在于页岩气的开发必须要用水力压裂技术增加储集层的渗透率,页岩气方能成功开发。

(2) 页岩气的源岩范围更广泛:页岩气包括了热裂解成因的热解气和细菌降解成因的生物气。热解气源岩不仅包括了海相倾油型源岩,而且包括了有机质含量中等(TOC 值主体介于 1%~2%之间),初始氢指数并不很高( $I_H$  值介于 200~300 mg/g<sub>TOC</sub> 之

间)的泥页岩。以前认为页岩气主要是源岩残余油的热裂解形成,目前认为只要每吨岩石生成天然气量大于 2.83 m<sup>3</sup>(相当于 TOC 值为 1%和  $I_H$  值为 225 mg/g<sub>TOC</sub> 源岩生气量),便可形成有勘探经济价值的页岩气区带。因此,页岩气源岩的关键在于认识单位体积源岩的生气量。

## 2 泥页岩中天然气的数量和赋存形式

图 2 说明了页岩、煤层和致密砂岩中天然气赋存形式上的相互关系,煤层气在地下条件下几乎全部为吸附气,并且在地下条件下煤层中天然气多呈不饱和状态,因此,只有排水降压,压力降低到对应的天然气饱和压力,方能有煤层气从煤层中脱附排出。致密砂岩中天然气全部为游离气。泥页岩中天然气赋存形式介于致密砂岩气与煤层气之间,三者之间并不存在截然的界线,而是存在过渡关系。页岩气包括了孔隙中游离气、固体有机质吸附气、油和水溶解气,不同地区页岩气不仅初始原地气量有很大的变化范围,而且游离气、吸附气和溶解气的相

<sup>①</sup> [http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/naturalgas\\_general/Shale\\_Gas\\_Primer\\_2009.pdf](http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/naturalgas_general/Shale_Gas_Primer_2009.pdf).

对比例也不同,如 Antrim 页岩主体是吸附气<sup>[11-13]</sup>,而 Haynesville 页岩游离气占 60%以上<sup>[14]</sup>。北美的一些页岩气实例表明,页岩气并非完全赋存于泥页岩层段中,用致密气(Tight Gas)综合表达更为合理。

已有的页岩气开发生产的探井数据说明生产的最初阶段主要是游离气和溶解气<sup>[8]</sup>,近年来 Haynesville 页岩和 Eagle Ford 页岩的快速开发证

明了游离气和溶解气对页岩气开发的重要意义<sup>[14-15]</sup>,这也是页岩气开发较煤层气更具经济效益的主要原因。

图 3 显示了页岩气与煤层气吸附曲线的差别,吸附气量是压力的函数,在页岩气开发生产的典型地下深度的压力条件下,吸附量与压力之间并没有强烈的函数相关性,天然气脱附比较困难。

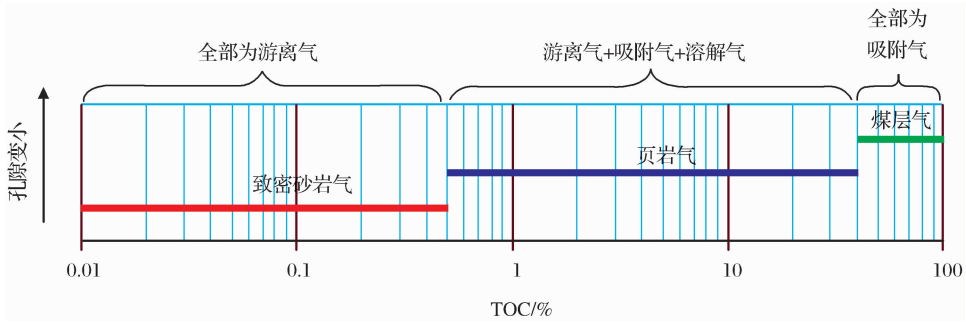


图 2 页岩气、煤层气和致密砂岩气在赋存形式上的关系

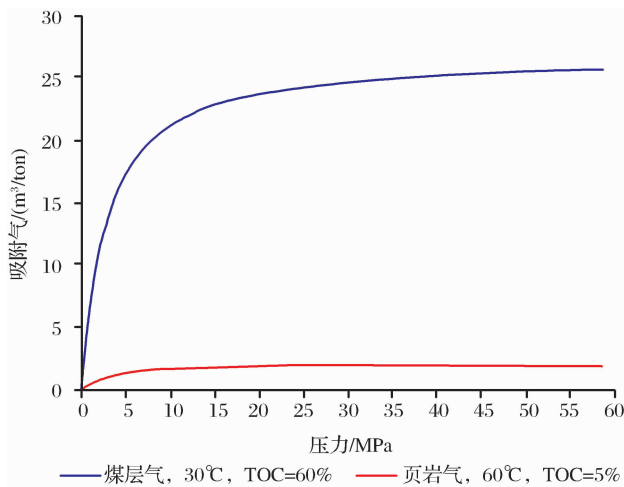


图 3 页岩气(有机相 B)和煤层气(有机相 F)甲烷吸附曲线的差别( $VR_0=2.0\%$ )  
(有机相定义据 Pepper 等<sup>[16]</sup>)

图 4 列出了美国若干典型页岩气盆地页岩初始原地气量(OGIP)与 TOC 关系,浅埋藏生物成因的 Antrim 页岩和 Albany 页岩中天然气主要是吸附气<sup>[11-13]</sup>,其页岩初始原地气量(OGIP)与有机质含量 TOC 呈现明显正相关关系,每 1% TOC 对应页岩初始原地气量约为  $0.20 \text{ m}^3/\text{t}$ 。热成因的 Barnett 页岩和 Haynesville 页岩,由于其中游离气和溶解气贡献更为重要,其页岩初始原地气量(OGIP)与 TOC 正相关性相对较差。

大量的页岩气原地气量数据给出了源岩残余气量的实际值范围(图 4),目前已证实海相源岩中原

地气量可高达  $100 \text{ mg}/\text{g}_{\text{TOC}}$ ,大大高于石油工业界广泛应用的 Pepper 等<sup>[16-18]</sup>提出的源岩排烃模型中残余气量值(约为  $20 \text{ mg}/\text{g}_{\text{TOC}}$ ),Pepper 等<sup>[16]</sup>提出源岩残余气量模型主要是根据煤吸附气量数据建立的,没有综合考虑源岩中游离气、吸附气和溶解气的数量。因此,源岩生烃、排烃量计算时必须修正源岩排烃模型中残余气量,这样才能得出符合目前地质事实的常规和非常规天然气资源量及相对比例。

## 2.1 游离气

孔隙中游离气对页岩气区带和目标来说最为重要,Barnett 页岩气开发的核心区游离气在总原地气中所占比例一般在 40%~50%以上(图 5)(图中列出了数据控制点,右上方红色线圈为 Barnett 页岩气开发的核心区),Haynesville 页岩中游离气在总原地气中所占比例在 60%以上<sup>[9]</sup>。游离气含量受页岩孔隙度和饱和度控制,根据研究建立的泥岩压实曲线,从最大埋藏深度可大致计算出页岩的孔隙度,另一方面,页岩中天然气饱和度与孔隙度呈现明显负相关关系,较低孔隙度下天然气饱和度较高,5%的页岩孔隙度约对应 70%的天然气饱和度,10%的页岩孔隙度约对应 50%的天然气饱和度。从泥页岩孔隙度和天然气饱和度,参考温压条件可计算出游离气含量。若埋深 3 000 m 天然气密度约为  $220 \text{ kg}/\text{m}^3$ ,若天然气饱和度为 60%,则 1%岩石孔隙度游离气量可达  $0.76 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

泥页岩孔隙度是页岩气储层评价的关键参数,Luffel 等<sup>[19-20]</sup>建立了泥页岩孔隙度测定的实验室方

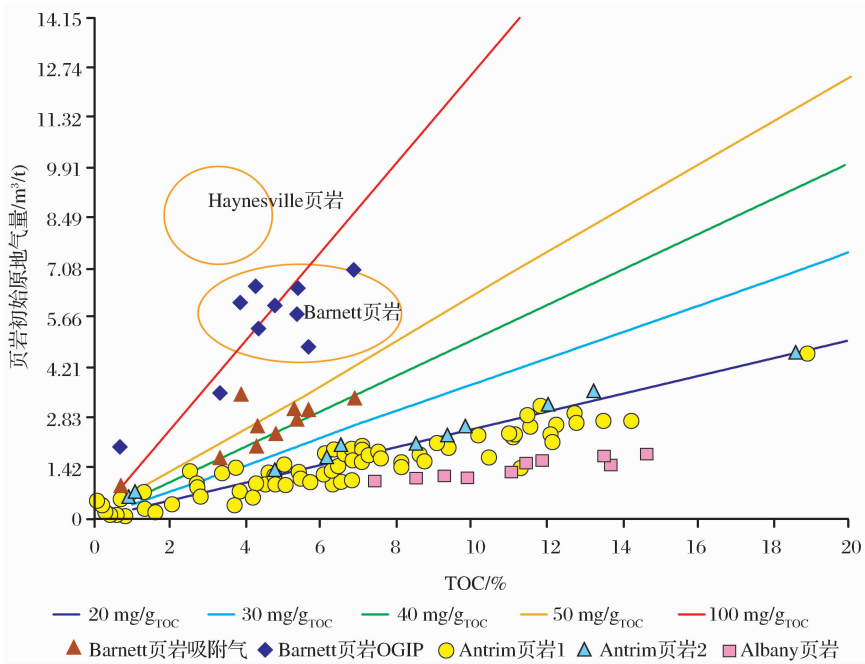


图4 美国典型页岩初始原地气盆地页岩气量(OGIP)与 TOC 关系

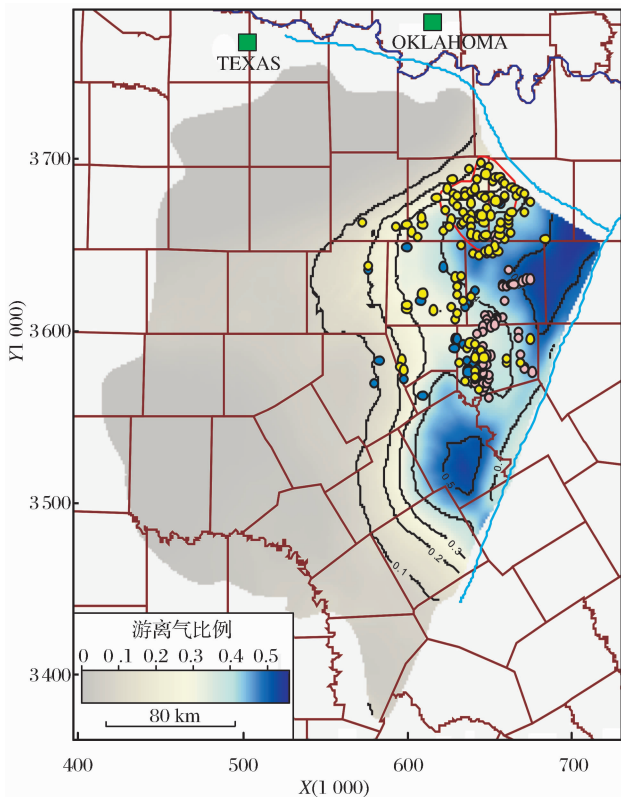


图5 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩游离气占初始原地气量(OGIP)中的比例

3%~10%之间。泥页岩孔隙可分为无机孔隙和有机质中孔隙,前者随压实作用加大指数式降低,后者在有机质热裂解过程中有机质中微孔隙会增加<sup>[21]</sup>。泥页岩的埋深一般大于3 000 m,孔隙度一般小于10%,超压带泥页岩孔隙度相对较高。中国南方寒武系和志留系页岩因为经历过高温深埋,其孔隙度多在5%以下,较低孔隙度则导致游离气量偏低。

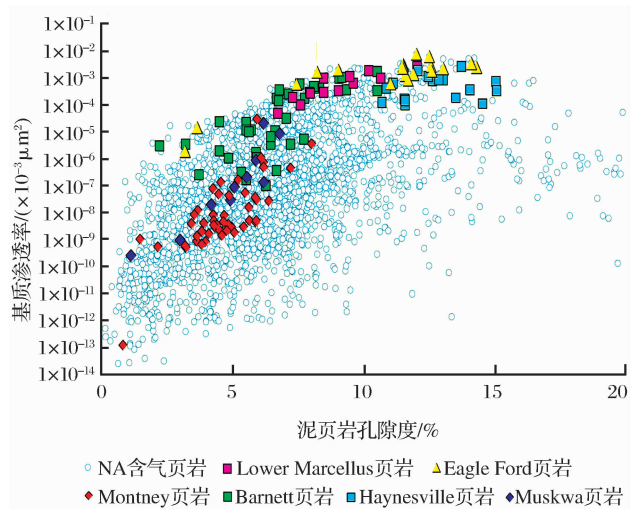


图6 美国典型页岩气盆地页岩的孔隙度和渗透率 (据 Core lab, 2010, 数据, NA 为北美)

样品数为 3 051 个,样品破碎到 20~35 目,样品不包括古生代以前页岩(<1 828.8 m)

法(GRI法),并进一步用测井数据外推到整个泥页岩层段,方法的要点是选取破碎的岩样用氮置换法和汞置换法测定泥页岩孔隙度。图6列出了美国典型页岩气盆地页岩的孔隙度和渗透率数值分布,目前较好开发的北美海相页岩气,其页岩孔隙度多在

### 2.2 吸附气

泥页岩中固体有机质(干酪根)能够吸附大量天然气,国内已有主要是煤在低温阶段(30~50℃)的

天然气吸附曲线的研究,主要适用于浅埋藏(小于1 000 m)的煤层<sup>[22-23]</sup>。天然气吸附容量随着压力增高而增加(图 3),另外,它也受有机质类型和成熟度的影响<sup>[19]</sup>,但这些吸附模型并不适用描述埋深主要在1 500 m 以下的页岩有机质的吸附特征,因为有机质的吸附容量随温度增高降低。

我们根据已有的有机质吸附实验数据和 Hildenbrand 等<sup>[24]</sup>建立的煤吸附容量随温度压力变化模型基础上,建立了地质条件温度和压力协同变化下有机质吸附甲烷气模型,图 7 显示在 10 MPa/km 和 35°C/km温压条件下,煤吸附甲烷的能力随深度的变化函数关系,在埋深约 1 000 m 处出现甲烷吸附容量的最大值,反映了温度与压力对气体吸附容量控制的竞争关系。

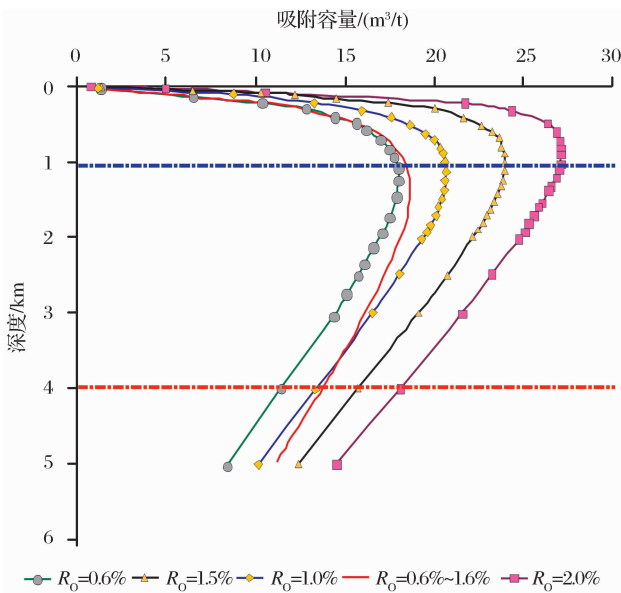


图 7 有机质吸附甲烷气模型(据 Hildenbrand 等<sup>[24]</sup>修改)

不同成熟度煤吸附能力不同,图 7 中每条曲线为不同成熟度煤的吸附容量曲线,对于已知成熟度,可选择特定的曲线计算吸附容量。在油气系统模拟软件(如 Trinity3D)中可自动计算源岩成熟度,所以吸附容量是埋藏史和热历史的函数。

图 8 列出了 60°C 下不同 TOC 海相页岩(有机相 B,  $VR_0=2.0\%$ ) 吸附曲线模型,在这一成熟度阶段(埋深为 3 000 m 时),TOC 为 5% 海相页岩甲烷吸附容量约为 1.8 m<sup>3</sup>/t,每 1% TOC 甲烷吸附容量为 0.36 m<sup>3</sup>/t。已有的四川盆地龙马溪组( $S_1l$ )黑色页岩(TOC 值介于 2%~4% 之间)40°C 下甲烷吸附容量实测数值约为 1.2~1.6 m<sup>3</sup>/t<sup>[4-6]</sup>,与我们建立的海相页岩(有机相 B,  $VR_0=2.0\%$ ) 吸附曲线模型基本一致。

图 9 为海相页岩(有机相 B, TOC=5%,  $VR_0=$

2.0%) Langmuir 吸附气量随深度(温度)的变化,图 9 中列出了 Barnett 页岩、Haynesville 页岩和 Antrim 页岩地质埋深条件下的天然气吸附容量。如果海相页岩 TOC 值为 5%,甲烷吸附容量在 2 000 m 时只有 1.42~1.70 m<sup>3</sup>/t,3 000 m 时只有 1.13~1.42 m<sup>3</sup>/t (图 9),目前大部分页岩气原地气量(图 4)大大高于这个数值,5% TOC 的 Barnett 页岩 OGIP 典型值为 4.25 m<sup>3</sup>/t,3% TOC 的 Haynesville 页岩 OGIP 典型值为 8.5 m<sup>3</sup>/t,说明吸附气在许多热成因页岩气中并非占主导地位。在 Barnett 页岩和 Haynesville 页岩埋深的压力条件,解附和吸附作用对压力变化不敏感,束缚在有机质的吸附气生产缓慢,而游离气和溶解气则快速生产。Antrim 页岩埋深多在 100~800 m 之间,TOC 值为 5% 时,埋深为 400~500 m 的 Antrim 页岩 OGIP 典型值为 1.13~1.42 m<sup>3</sup>/t(图 4),指示生物成因的 Antrim 页岩气主体为吸附气。

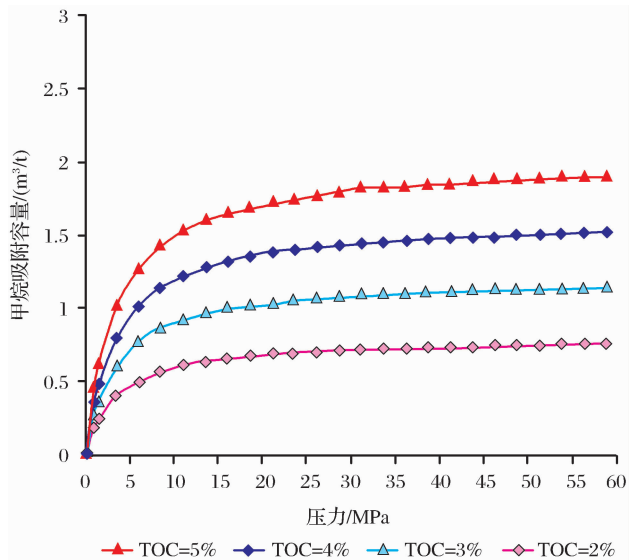


图 8 60°C 下不同 TOC 海相页岩吸附曲线特征

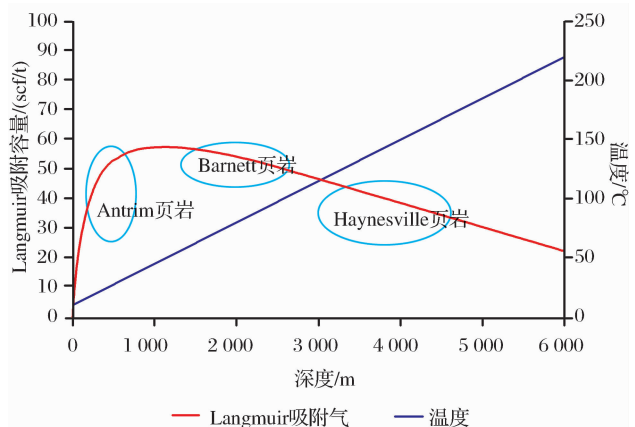


图 9 海相页岩 Langmuir 吸附气量随深度的变化特征  
有机相 B, TOC=5%,  $VR_0=2.0\%$

通过对比图 4 页岩气原地气量数据与图 9 页岩天然气吸附容量数值,可以从理论上和实际数据上理解吸附气量在页岩总原地气量中所占比例。显然,生物成因的 Antrim 页岩气主体为吸附气,页岩原地气量几乎等同于吸附气量,而热成因的页岩气原地气量则大大高于有机质吸附容量,吸附气仅占原地气量的  $1/2 \sim 1/5$ 。

### 2.3 溶解气

页岩残余油中气体的溶解度是非常高的,典型值为  $n \times 10^2 \text{ m}^3/t_{\text{油}}$ ,而水中气体的溶解度比较低,只有约  $n \text{ m}^3/t_{\text{水}}$ ,采用 PVT 模型可计算溶解气的量。利用干酪根生烃动力学、原油裂解动力学和源岩有机地球化学数据,可定量计算溶解气对 OGIP 的贡献。在生油窗阶段,天然气主要溶于源岩中残留油之中,在成熟度较低阶段( $R_o < 1.4\%$ ),源岩中能否形成游离相天然气主要取决于源岩有机相(或源岩初始氢指数  $I_H$ )和生烃动力学。在较低成熟度阶段( $R_o < 1.4\%$ ),溶解气可能对初始原地气量(OGIP)有明显贡献,如果页岩处于过成熟阶段( $R_o > 2.0\%$ ),这一阶段溶解气对初始原地气量(OGIP)贡献很少。

我们认为中国东部高有机质丰度湖相源岩初始氢指数高( $\text{TOC} > 2\%$ ,  $I_H > 600 \text{ mg/g}_{\text{TOC}}$ ),成熟度  $R_o < 1.4\%$  在地下源岩中难以形成游离相天然气,这一成熟阶段生成的天然气溶解于油之中,只有在抬升或压力降低条件下天然气才能出溶。中国南方过成熟页岩中氯仿沥青“A”含量一般介于  $0.1 \sim 1 \text{ mg/g}_{\text{TOC}}$  之间,  $2\,000 \sim 3\,000 \text{ m}$  埋深下溶解气量只有  $0.05 \sim 0.5 \text{ m}^3/t_{\text{TOC}}$ ,因此过成熟页岩中溶解气量在 OGIP 中贡献很小。

不同地区页岩气量和天然气赋存形式上存在差别,后者表现为游离气量、吸附气量、溶解气量和相对比例上。另一方面,同一页岩气区带,开发的不同阶段,特别是早期和晚期,产出天然气的来源也不同。国内已有一些文献对页岩气赋存形式存在一些的误导,表现在 2 个方面:一是认为页岩气主体是吸附气<sup>[6]</sup>,甚至采用类似于煤层含气量测试的方法测定页岩气原地气量,实际上这只能反映页岩中吸附气量,可能大大低于页岩的原地气量;二是过于强调高有机质丰度,认为只有 TOC 大于  $2\%$  页岩层段才会有页岩气勘探价值。前已述及,若页岩气主体是游离气,则孔隙度是关键因素,典型如 Haynesville 页岩;若页岩气主体是吸附气,则有机质丰度是关键性因素,典型如 Antrim 页岩。值得重视的是有机

质在高过成熟阶段演化导致次生微孔隙的发育,高过成熟的 Marcellus 页岩由于经历了深埋或高过成熟,页岩无机孔隙已很低,有机质演化贡献了次生孔隙,Marcellus 页岩中高有机丰度( $\text{TOC} = 5\% \sim 10\%$ )指示高孔隙度,高比表面积和吸附气量。

### 3 产页岩气岩石 TOC 值下限

产页岩气岩石 TOC 值下限大致在  $1\%$ ,这可以从岩石 TOC 值和初始氢指数( $I_H$ )估算,每吨岩石要生成  $2.83 \text{ m}^3$  天然气,需要源岩  $\text{TOC} = 1\%$  和  $I_H = 225 \text{ mg/g}_{\text{TOC}}$ ,简单计算如下:

—— $1\% \text{ TOC} = 10 \text{ kg} / t_{\text{岩石}}$

——它生成  $2.25 \text{ kg}$  天然气

——天然气密度  $0.8 \text{ kg/m}^3$ ,生成天然气  $2.83 \text{ m}^3$ 。

我们对全球典型源岩的统计分析表明:无论是海相泥页岩还是湖相泥页岩,抑或煤系源岩,未熟和低熟阶段有机质丰度(TOC)与有机质类型( $I_H$ )呈现明显相关性,海相源岩在未熟—低熟阶段,TOC 值小于  $1\%$ ,源岩  $I_H$  值一般小于  $200 \text{ mg/g}_{\text{TOC}}$ ,湖相源岩 TOC 值小于  $1\%$ , $I_H$  值一般小于  $160 \text{ mg/g}_{\text{TOC}}$ 。只有高丰度源岩(TOC 值大于  $2\%$ ),其  $I_H$  才大于  $500 \sim 600 \text{ mg/g}_{\text{TOC}}$ 。从以上简单计算说明产页岩气岩石 TOC 下限不宜低于  $1\% \text{ TOC}$ 。

### 4 页岩气初始原地气量(OGIP)分析技术

在油气系统分析软件(Trinity 3D)上,目前已实现页岩气原地气量定量评价。根据源岩生烃动力学、源岩残留油量和气量、有机质吸附模型、相态 PVT 模拟 4 个方面算法,通过分析源岩特征(有机质丰度和  $I_H$ 、页岩厚度)、有机质成熟度和埋藏热历史,可获得初始原地气量(OGIP)、游离气量、溶解气量和吸附气量的空间分布(图 10),从而实现页岩气区带和目标优选。我们在 Trinity3D 中已建立页岩气分析工具<sup>①</sup>,具体说明如下:

吸附气:改进的 Langmuir 吸附公式(等温吸附),基于 Hildenbrand 等<sup>[24]</sup>煤吸附容量模型,建立了地质条件有机质吸附模型,考虑了温度、有机质成熟度和水因素。

溶解气:应用 Trinity3D PVT 模拟分析溶解气量,原地天然气密度和气油比变化。

游离气:根据实测泥页岩孔隙度数据,或泥岩孔隙度随深度或成熟度的变化关系,来定义泥页岩的

① <http://www.zetaware.com>.

孔隙度。

地质格架演化和P—T历史:在Trinity中建立地质模型,埋藏热历史(抬升和剥蚀),定义烃源岩,P—T历史对于页岩气原地气量评价十分重要。

校正:根据美国6个典型页岩气盆地(图1所示的Barnett页岩、Haynesville页岩、Fayetteville页岩、New Albany页岩、Antrim页岩和Marcellus页岩)OGIP数据及平面上变化(基于地理和地质图形),用等温吸附数据和岩心脱附数据,检验模型的准确性。

页岩气初始原地气量(OGIP)评价时,游离气量主控因素是页岩孔隙度和气体饱和度,吸附气量主控因素是有机质数量和有机质成熟度,溶解气量的主控因素是页岩中残留油的数量。

应用典型地区实测数据校定模型和地质参数,应用盆地和油气系统分析软件(Trinity 3D)通过分

析页岩中3种状态天然气(孔隙中游离气、固体有机质吸附气、油和水中溶解气)量,最终获得页岩气初始原地气量(OGIP)的分布图。页岩气开发最初产出的气体产量受游离气和溶解气含量的控制,较高成熟度的页岩虽然生成的天然气量更多,并且随有机质成熟度增高天然气吸附量增大,但是高成熟度在另一方面意味着更高的压实作用程度和更高的温度,对应较低的泥页岩孔隙度和残留油量,导致较低的游离气量和溶解气量。溶解气在中等成熟度阶段意义重大,能够帮助提高最初的气体产生率。随着开发过程孔隙压力和游离气含量降低,吸附气体能够扩散进入孔隙空间而有助于维持页岩气产率。页岩气勘探的甜点位于最高总天然气量和具有相对较高游离气量的地区,从页岩气初始原地气量(OGIP)和游离气量的分布图,可以圈定出页岩气开发的核心区。

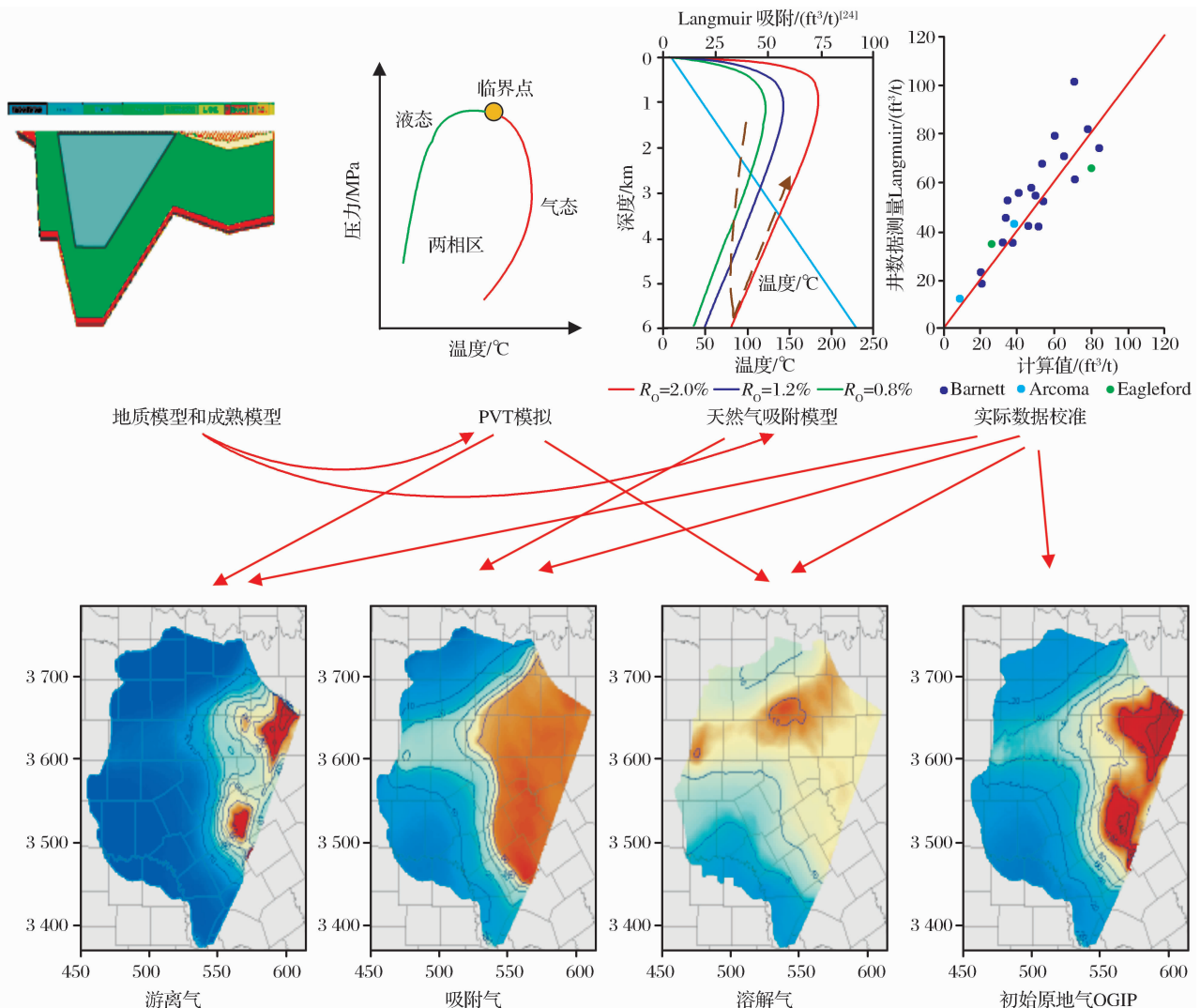


图10 应用油气系统分析软件(Trinity 3D)分析页岩气产量方法,分别计算游离气量,吸附气量和溶解气量,得出页岩气初始原地气量(OGIP)

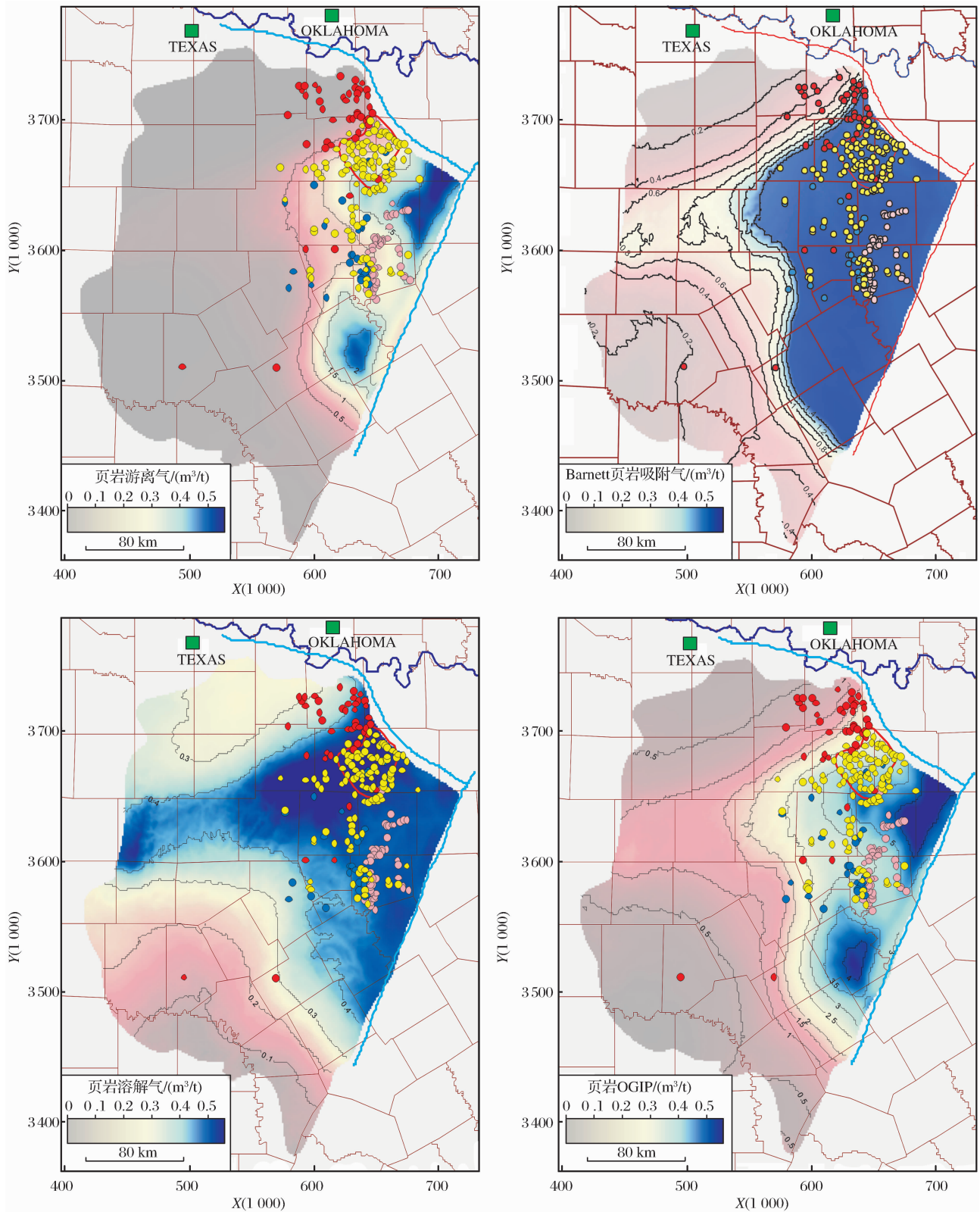


图 11 Barnett 页岩游离气量、吸附气量、溶解气量和 OGIP 的空间分布

## 5 应用实例

Fort Worth 盆地 Barnett 页岩已成为全球页岩气勘探和开发的典范, 并已成为目前美国最大的天然气

田, 目前已有超过 14 400 口页岩气生产井, 2000 年以来, 累计生产的天然气已达到 2 260 亿  $\text{m}^3$ 。Fort Worth 盆地地质格架和 Barnett 页岩埋深, 厚度和地球化学特征已在 AAPG Bulletin 2007 年第 4 期 Fort



Worth 盆地 Barnett 页岩专辑中作了系统论述<sup>[25-27]</sup>, Barnett 页岩为海相 II 型源岩, 平均初始有机碳含量约为 7%, 初始生烃潜力约在 500 ~ 600 mg/g<sub>TOC</sub>, 页岩气源岩干酪根初次裂解和源岩中残余油的次生裂解, 页岩中孔隙度主要源于有机质的热裂解。

用 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩积累的大量实际数据, 可以用于检验我们建立的页岩气 OGIP 定量分析技术的可靠性。图 11 列出了计算的 Barnett 页岩游离气量、吸附气量、溶解气量和 OGIP 的空间分布和数据控制点, 右上方红色线圈为 Barnett 页岩气开发的核心区。

计算值与实测数据(图 11 中黑圈黄点)基本相似, 说明我们可以通过模拟分析技术, 结合有限的实际数据标定, 得出页岩气游离气量、吸附气量、溶解气量和 OGIP 量的空间分布。

## 6 结论

(1) 页岩气气体赋存形式介于致密砂岩气与煤层气之间, 页岩气初始原地气量(OGIP)包括了游离气量、吸附气量和溶解气量 3 个部分, 热成因页岩气中游离气和热成因的页岩气原地气量则大大高于有机质吸附容量, 游离气量和溶解气量所占比例一般大于 50%, 吸附气仅占原地气量的 1/2 ~ 1/5, 只有生物成因的页岩气主体为吸附气, 页岩原地气量几乎等同于吸附气量。

(2) 游离气量主控因素是页岩孔隙度和气体饱和度, 吸附气量主控因素是有机质数量和有机质成熟度, 溶解气量的主控因素是页岩中残留油的数量, 温度和压力条件控制 3 种状态气体的量和相互转化。目前已基本建立泥页岩中游离气量、吸附气量和溶解气量算法, 并实现在油气系统模拟分析软件中计算游离气量、吸附气量、溶解气量和 OGIP, 从而更好地认识页岩气资源量空间分布规律, 为页岩气勘探目标优选, 圈定页岩气勘探核心区提供基础。

(3) 以 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩为例, 展示页岩气初始原地气量(OGIP)以及游离气量、吸附气量和溶解气量分析技术的实际应用。

### 参考文献:

[1] Li Jianzhong, Dong Dazhong, Chen Gengsheng, *et al.* Prospects and strategic position of shale gas resources in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 11-16. [李建忠, 董大忠, 陈更生, 等. 中国页岩气资源前景与战略地位[J]. *天然气工业*, 2009, 29(5): 11-16.]

[2] Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, *et al.* Research status and trends of shale gas in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 689-690. [陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势[J]. *石油学报*, 2010, 31(4): 689-690.]

[3] Wang Xiang, Liu Yuhua, Zhang Min, *et al.* Conditions of formation and accumulation for shale gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(2): 350-356. [王祥, 刘玉华, 张敏, 等. 页岩气形成条件及成藏影响因素研究[J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(2): 350-356.]

[4] Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Shiqian, *et al.* An evaluation method of shale gas resource and its application in the Sichuan basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 33-39. [董大忠, 程克明, 王世谦, 等. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J]. *天然气工业*, 2009, 29(5): 33-39.]

[5] Wang Shiqian, Chen Gengsheng, Dong Dazhong, *et al.* Accumulation conditions and exploitation prospect of shale gas in the lower Paleozoic Sichuan basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(5): 51-58. [王世谦, 陈更生, 董大忠, 等. 四川盆地地下古生界页岩气藏形成条件与勘探前景[J]. *天然气工业*, 2009, 29(5): 51-58.]

[6] Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, *et al.* Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(2): 225-230. [蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. *石油学报*, 2010, 31(2): 225-230.]

[7] Curtis J B. Fractured shale gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.

[8] Bowker K A. Barnett shale gas production, Fort Worth basin: Issues and discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523-533.

[9] Daniel J K R, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(1): 87-125.

[10] Li Yanli. An approachment of reserves of shale gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(3): 466-470. [李艳丽. 页岩气储量计算方法探讨[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(3): 466-470.]

[11] Martini A M, Budaj J M, Walter L Y, *et al.* Microbial generation of economic accumulations of methane within a shallow organic rich shale [J]. *Nature*, 1988, 383(6596): 155-158.

[12] Martini A M, Walter L Y, TIM 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.

[13] Martini A M, Walter L Y, Jennfier C M. Identification of microbial and thermogenic gas components from upper Devonian black shale cores, Illinois and Michigan basin [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(3): 327-339.

[14] Brittenham M D. Unconventional Discovery Thinking in Resource Plays, Haynesville Trend, North Louisiana, Search and

- Discovery Article # 110136(2010), Adapted from Presentation at Forum [R]. Discovery Thinking, at AAPG Annual Convention, New Orleans, Louisiana, April, 11-14, 2010.
- [15] Robertson G. From First Idea to 10TCF in 10 Months; Discovery of Eagle Ford Shale in Hawkville Field, Search and Discovery Article # 110137(2010), Adapted from Presentation at Forum [R]. Discovery Thinking, at AAPG Annual Convention, New Orleans, Louisiana, April, 11-14, 2010.
- [16] Pepper A S, Corvi P J. Simple kinetic models of petroleum formation, Part I: Oil and gas generation from kerogen [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(8): 291-319.
- [17] Pepper A S. Estimating the Petroleum Expulsion Behavior of Source Rocks; A Novel Quantitative Approach [M] // Petroleum Migration (Eds W. A. England and A. J. Fleet), Special. Publ. Geol. Soc., 1991, 59: 9-31.
- [18] Pepper A, Corvi P. Simple kinetic models of petroleum formation, Part III; Modeling an open system [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(4): 417-452.
- [19] Luffel D L, Guidry F K. New core analysis method for measuring reservoir rock properties of Devonian shale [J]. JPT, 1992, 11: 1184-1190.
- [20] Luffel D L, Guidry F K, Curtis J B. Formation evaluation in Devonian shale through application of new core and log analysis methods [J]. JPT, 1992, 11: 1192-1197.
- [21] 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.
- [22] Cui Yongjun, Li Yuhui, Zhang Qun, *et al.* Methane sorption character curve of coal and its application in CBM reservoir assessment [J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(supplement 1): 76-81. [崔永君, 李育辉, 张群, 等. 煤吸附甲烷的特征曲线及其在煤层气储集研究中的应用 [J]. 科学通报, 2005, 50(增刊 1): 76-81.]
- [23] Zhang Qun, Cui Yongjun, Zhong Lingwen, *et al.* Temperature-pressure comprehensive adsorption model for coal adsorption of methane [J]. Journal of China Coal Society, 2008, 33(11): 1272-1278. [张群, 崔永君, 钟玲文, 等. 煤吸附甲烷的温度-压力综合吸附模型 [J]. 煤炭学报, 2008, 33(11): 1272-1278.]
- [24] Hildenbrand A, Krooss B M, Busch A, *et al.* Evolution of methane sorption capacity of coal seams as a function of burial history: A case study from the Campine basin, NE Belgium [J]. International Journal of Coal Geology, 2006, 66: 179-203.
- [25] Pollastro R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 551-578.
- [26] 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.
- [27] Hill R J, Zhang E T, Katz B J, *et al.* Modeling of gas generation from the Barnett shale, Fort Worth basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.

## Occurrence of Shale Gas and Prediction of Original Gas In-place (OGIP)

WANG Fei-yu<sup>1</sup>, HE Zhi-yong<sup>2</sup>, MENG Xiao-hui<sup>1</sup>, BAO Lin-yan<sup>1</sup>, ZHANG Hui<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 100083, China;  
2. Zetaware Inc., Sugar Land, TX, USA)

**Abstract:** The key of assessment of shale gas is to evaluate the spatial distribution of original gas in-place (OGIP) to delineate the core area. The occurrence of shale gas is interim between tight sandstone gas and coalbed gas. Shale gas is composed of free gas in pores, adsorbed gas in the solid organic matter, solution gas in the residual oil and water. Pressure-temperature conditions control the partitioning among three gases and reciprocal transformation. The key controlling free gas, adsorbed gas and solution gas are porosity of shale, amount and maturation of organic matter, amount of residual oil in shale, respectively. The algorithm of free gas, adsorbed gas and solution gas in shale has been designed to quantify the spatial distribution of original gas in-place (OGIP) in the Trinity 3D petroleum system modeling software. Case studies of Barnett shale in the Fort Worth basin are used to show the application of integrated organic maturation, adsorption and PVT simulation to predict the original gas in-place (OGIP) of shale gas.

**Key words:** Shale gas; Original gas in-place (OGIP); Free gas; Adsorbed gas; Solution gas; Petroleum system medeling.