

DOI: 10.3724/SP.J.1140.2014.05095

# 中国非常规天然气资源的基本地质 地球化学特征及特点

龚晓峰<sup>1,2</sup>, 何家雄<sup>2</sup>, 吴从康<sup>1</sup>, 阳军<sup>1</sup>, 李奎<sup>1</sup>, 张扬<sup>1</sup>, 李多华<sup>1</sup>, 朱建成<sup>3</sup>

(1. 四川省广元市苍溪县经济商务和信息化局, 广元 628400; 中国科学院 边缘海地质重点实验室, 广州 510640;

3. 中海油 湛江分公司研究院, 湛江 524057)

**摘要:**致密砂岩气、页岩气、煤层气、天然气水合物是非常规天然气资源的主要类型。我国非常规天然气资源丰富,其中致密砂岩气储量、产量已占全国天然气的三分之一,主要分布在四川盆地与鄂尔多斯盆地,勘探前景十分广阔;煤层气资源量及探明储量较大,但目前勘探开发程度相对较低;页岩气资源量大但目前尚处在勘探探索阶段。近年来,在全球“页岩气革命”热潮的影响下,我国广泛开展了页岩气研究与勘探侦察,证实具备了页岩气形成的物质基础——广泛发育海相、海陆过渡、陆相三套页岩,且最有利突破区是发育早古生代海相页岩的四川盆地;我国天然气水合物资源丰富,目前已在南海及祁连山永久冻土带钻获实物样品,初步预测其具有巨大资源潜力和勘探前景。拟根据目前我国非常规天然气勘探开发现状及研究程度,重点对非常规天然气资源的基本地质地球化学特征及其主要特点进行深入分析探讨,以期对加快非常规天然气勘探开发步伐,促进我国油气能源的大幅增长及降低对外依存度有所裨益。

**关键词:**非常规天然气;地质地球化学特征;气源构成特点;资源潜力;勘探前景

中图分类号:P744.4

文献标识码:A

文章编号:0256-1492(2014)05-0095-11

我国经济的发展带来能源的需求,油气对外依存度持续增高,已超过50%,而常规油气资源的产量接近峰值。近年来北美地区非常规天然气勘探开发取得巨大成功,极大地推动了当地的国民经济发展。我国非常规天然气资源丰富,但与国外先进水平存在较大差距,本文着重分析非常规天然气资源基本的地质与地球化学特征及特点,以期对我国非常规天然气资源的勘探开发有所裨益。

## 1 致密砂岩气基本油气地质特征

致密砂岩气藏系指赋存于低孔隙度和低渗透率砂岩中的、在自然条件下一般难以获得工业产能的天然气藏,属于非常规天然气藏的一种。致密砂岩气藏一般情况下的孔隙度低于12%、渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含气饱和度低于<60%。不同学者在不同的历史时期根据钻井工业的水平及政府税收政策对致密砂岩气划分标准不同。致密砂岩气储量规

模巨大,据估算,目前世界上技术可开采的致密砂岩气储量为 $(10.5 \sim 24) \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,居非常规天然气之首。全球已发现或推测发育致密砂岩气的盆地有70个,主要分布在北美、欧洲和亚太地区。国外所开发的大型致密砂岩气藏主要以深盆地气藏为主,主要集中在加拿大西部和美国西部。我国致密砂岩气藏分布领域广泛,类型多样,主要分布在四川盆地与鄂尔多斯盆地。我国致密砂岩气储量、产量已占天然气的三分之一,勘探前景十分广阔,截止2010年底,累计探明2.88万亿方,占总数的37%,天然气年产量868.19亿方,其中致密气226亿方,占27%<sup>[1-2]</sup>。

### 1.1 致密砂岩气藏地质特征

致密砂岩气藏与常规天然气藏相比,常具有以下地质特征:

(1)低孔渗性。此类气藏,砂岩孔隙度一般低于12%、绝对渗透率低于0.6 md。

(2)含气层分布面积大。阿尔伯达盆地 Elmworth 气藏 67 600 km<sup>2</sup>; 圣胡安盆地气藏 9 325 km<sup>2</sup>。四川已发现气藏 6 000 km<sup>2</sup>; 鄂尔多斯盆地含气面积已达到约  $15 \times 10^4 \text{ km}^2$ ; 吐哈盆地台北凹陷面积 14 800 km<sup>2</sup>。

(3)储量规模大,储量丰度低。已发现致密砂岩

基金项目:国家自然科学基金项目(41176052);国家重点基础研究发展规划项目(2009CB219501)

作者简介:龚晓峰(1985—),男,博士生,主要从事石油地质综合研究, E-mail: gongxiaofengcd@sina.com

收稿日期:2013-10-25;改回日期:2013-12-20. 周立君编辑

气藏的盆地,储量规模一般都超过1 000 亿方。但是储量丰度低,一般不到2 亿方/ $\text{km}^2$ 。阿尔伯达盆地致密天然气藏储量丰度为 $0.46 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,四川盆地白马庙致密天然气藏储量丰度为 $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

(4)单井产能低,一般需要人工改造。改造后初期产量高,产量递减快,长期低产。美国致密砂岩气藏单井产能 $566 \sim 2\,830 \text{ m}^3/\text{d}$ ,储层改造后才可达到 $(1.4 \sim 2.8) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;我国川西坳陷的川39井、川97井等在特殊压裂前须四段测试结果为无产能,但是后期评价中均为气层。

(5)气水关系复杂——油、气、水的重力分异不明显,在毯状致密砂层中气和水呈明显的倒置关系,在透镜体状致密砂岩含气层系中一般无明显的水层,致密气藏一般不出现分离的气水接触面,产水不大,含水饱和度高(大于40%)<sup>[3-4]</sup>。

## 1.2 致密气藏类型

依据致密气藏的源储关系以及气藏特征,可以将致密气藏分为常规致密气藏、深盆致密气藏以及复合致密气藏3种类型。

### (1)常规致密气藏

此类气藏的形成主要缘于埋藏压实导致常规气藏转变为常规致密气藏,气藏在油气大量生成阶段,以浮力为主要运移动力形成常规气藏。随着埋深进一步加大,储层受到压实致密化,浮力不能形成油气藏,原有常规气藏转变为致密常规气藏(图1)。据庞雄奇等研究,常规气藏依靠浮力成藏储层孔隙度有下限值,当储层的孔隙度大于12%时,气藏的成

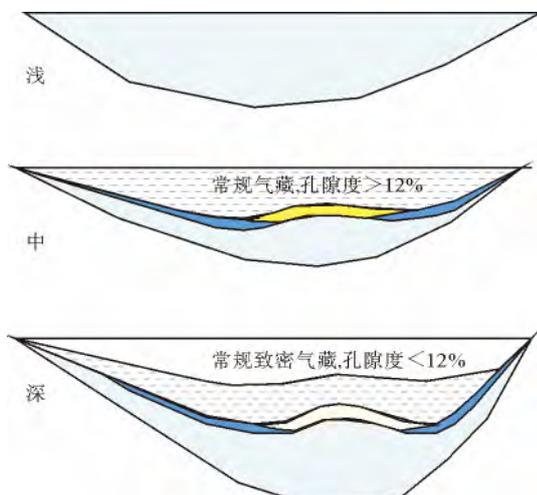


图1 常规致密气藏成因机制(据文献[1])

Fig.1 Genetic mechanism of conventional tight gas reservoirs(from reference [1])

藏作用受浮力控制,表现为“四高”的特征,即高位封盖、高点聚集、高孔富集、高压成藏。油气成藏面积较小,油气勘探注重寻找高点。当储层的孔隙度小于12%时,气藏的成藏作用受分子膨胀力控制,表现为“四低”的特征,即低位倒置、低凹汇聚、低孔富集、低压成藏。油气成藏面积大,油气勘探注重寻找甜点。

归纳致密常规气藏形成有4个主控因素,即上覆区域性盖层(C);目的层上发育有区域性有效盖层;下置致密化储层(D);成藏期储层孔隙度表现为高孔渗;深部古隆起构造(M);成藏期目的层发育有古隆起构造;底部发育烃源灶(S);成藏期深部存在有活跃的烃源灶。基于T-CDMS模式预测常规致密气分布范围。要素纵向有序组合决定成藏层位;要素平面叠加复合决定成藏区带;要素演化有效联合决定成藏时期。

### (2)深盆致密气藏

此类气藏的形成主要缘于在盆地凹陷部位,天然气的分子膨胀作用排驱致密储层的孔隙水而形成的一类气水倒置的气藏。深盆气藏储层致密化过程发生在源岩生排烃高峰期天然气充注之前,与常规致密砂岩气藏相比,其具以下特征:有利构造位置为深部凹陷、向斜中心或构造斜坡;含气储层与气源相接、相连或互相包容,气源岩主要为煤系地层,气源丰富;储盖一体,致密储层普遍含气;上倾方向气水关系倒置,下倾方向无底水。深盆气成藏不受构造圈闭控制,微弱的构造作用是成藏有利条件。北美地区发现的致密砂岩气皆属于此类,如美国圣胡安盆地布兰科气田和加拿大阿尔伯达盆地西部的埃尔姆沃斯、牛奶河、霍得利气田。我国对深盆气藏的勘探和认识滞后于国外,目前还处于初期阶段,仅在鄂尔多斯盆地上古生界取得较大突破<sup>[3-5]</sup>。

据庞雄奇等研究<sup>[1]</sup>,深盆气能够成藏的根本原因是储层致密性和毛细管力配合下的水封天然气作用(图2)。这种水封气作用可以进一步理解为力平衡和物质平衡,如果没有这两种平衡,深盆气藏就不能形成。力平衡即是随着注入储层气量的增加,天然气在其中的膨胀力( $P_e$ )增大,当 $P_e$ 超过了毛管力( $P_c$ )和水静压力( $P_w$ )之和后,天然气就向上整体驱替储层孔隙水,直至前者与后者在储层的量相等或前者小于后者为止。物质平衡即是当源岩向储层中供给的天然气量( $Q_e$ )小于逸散的气量( $Q_{ced} + Q_{red}$ )时,就不能形成深盆气藏,或导致已经形成深盆气藏的分布范围逐渐缩小,直至消失。当源岩供给的天然气量大于逸散的气量时,储层中的天然气

就继续排驱储层中的孔隙水,使深盆地气藏得以形成或使深盆地气藏的范围得以扩大,直至达到深盆地气圈闭的溢出点。

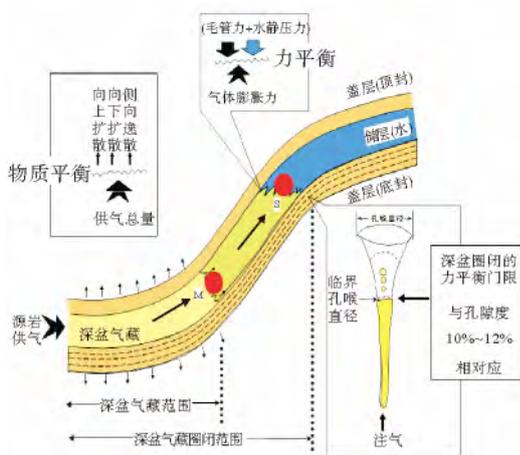


图 2 深盆地致密气藏成因机制(据文献[1])

Fig. 2 Genetic mechanism of deep basin tight gas reservoirs(from reference [1])

### (3)复合致密气藏

此类气藏形成主要经历 4 个阶段,油气早期在浮力的作用下多在构造高部位形成常规气藏。中期随着埋深加大储层致密气藏转化为常规致密气藏,盆地继续沉降,位于盆地中心的广覆式砂岩储层直接接受下伏烃源岩层供烃,在膨胀力的作用下驱替储层的水形成深盆地气藏。两种类型致密气藏连通叠加形成复合致密气藏<sup>[1]</sup>(图 3)。

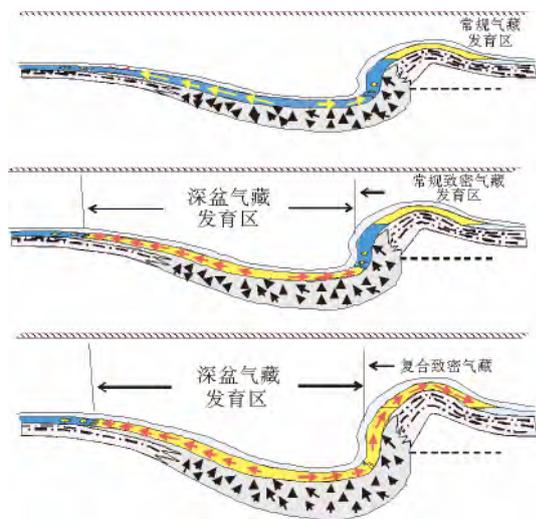


图 3 复合致密气藏成因过程与机制

Fig. 3 Genetic processes and mechanisms of composite tight gas reservoirs

## 2 页岩气地质特征及评价

页岩气为产自极低孔隙度和渗透率、以富有机质页岩为主的储集岩系中的天然气。北美地区的页岩气资源勘探开发最为成功,2000 年北美地区的页岩气年产量突破了  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,至 2010 年该地区的页岩气年产量达到  $1\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,10 年间增长了 10 倍以上。中国为全球除北美以外地区率先发现页岩气的国家。至 2010 年,中国已在富有机质页岩地质特征、页岩气形成与富集地质条件、页岩气远景景区带优选等基础地质理论与认识上取得重要进展;在四川盆地南部古生界、四川盆地北部中生代、鄂尔多斯盆地三叠系等多个地区和多个时代的海相、陆相富有机质页岩中取得页岩气突破和发现,迄今为止,已钻探页岩气井 62 口,其中 10 多口井获页岩气流,最高单井产量 40 余万  $\text{m}^3/\text{天}$ 。初步评价预测我国页岩气资源量约为 134.4 万亿  $\text{m}^3$ ,可采资源量 25 万亿  $\text{m}^3$ <sup>[6-7]</sup>。

### 2.1 页岩气的形成机理

页岩气形成机理是页岩生成的甲烷等天然气滞留于页岩中成藏,属于“自生自储,源内成藏”。甲烷等天然气在页岩微孔(孔径小于 2 nm)中顺序填充,在介孔(孔径为 2~50 nm)中多层吸附至毛细管凝聚,在大孔(孔径大于 50 nm)中甲烷以压缩或溶解态赋存。有机质生气或油裂解成气,天然气先在有机质孔内表面饱和吸附;之后解吸扩散至基质孔中,以吸附、游离相原位饱和聚集;过饱和气初次运移至上覆无机质页岩孔中;气再饱和后,经过二次运移形成常规气藏<sup>[6-7]</sup>(图 4)。

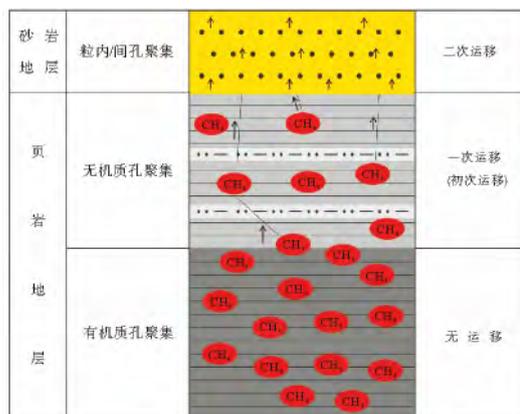


图 4 页岩气形成机理(据文献[6])

Fig. 4 Forming mechanism of shale gas (from reference [6])

## 2.2 页岩气基本地质特征与评价

通过对国内外页岩气气田的分析研究,总结出以下基本地质特征<sup>[8-10]</sup>:

(1)储层低渗致密,纳米级孔隙发育。页岩储层孔隙度一般低于10%,主要分布于2%~8%,美国投入商业开发孔隙度一般>4%。基质渗透率一般低于0.01 md,一般分布于 $10^{-11}$ ~ $10^{-3}$  md之间,美国商业开发渗透率一般>100 nd。页岩纳米级发育,孔径一般小于1  $\mu\text{m}$ ,纳米级孔隙度占总孔隙度的50%~80%。

(2)赋存方式多样,气源多成因并存。页岩气赋存状态主要有游离态、吸附态和溶解态,游离态和吸附态占80%~90%。页岩气来源多样,部分盆地来自于干酪根热解生气(Marcellus页岩气),部分来自于原油裂解气(Barnett页岩气)。

(3)具有自生自储,源内成藏的特征。页岩储层既是烃源岩(一般商业开发区块TOC>2%),同时又是储集层,主要以吸附和游离态赋存。在孔隙和裂隙中(商业开发区块页岩含量在1 m<sup>3</sup>/t以上)。页岩气一般为原地赋存,基本没有经过二次运移,非浮力作用成藏。

(4)丰度相对较低,大面积连续分布。海相页岩沉积面积大,一般超过几万,甚至上百万 km<sup>2</sup>,只要页岩达到成熟生气,都可原地成藏。页岩气丰度相对较低,一般为0.66~3 亿 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>,个别高达22 亿 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>。

(5)无自然产能,需要大型压裂改造。非常规天然气由于特殊的储层结构,渗透率偏低,渗流阻力比常规天然气大。储层不经过改造一般无自然产能。

(6)井产量递减特殊,早期快后期慢。单井产量早期快速递减,中后期递减大幅减缓(递减率:第1年为60%~70%,第2年20%~30%,第3—5年为15%~17%,8年以后降为7%,最后以5%平稳生产)。生产周期长达30~40年。

通过北美页岩气成功勘探开发的经验,页岩气藏成藏的核心评价条件可概括为:页岩有机质总有机碳含量>2%(非残余有机碳);石英等脆性矿物>40%、黏土<30%,以保证压裂的有效性;暗色富有机质页岩成熟度>1.1%;页岩充气孔隙度>2%、渗透率>0.000 1 md;有效富有机质页岩连续厚度>30~50 m。

## 2.3 中国页岩气地球化学特征及特殊性

我国发育海相、海陆交互相以及陆相三类页岩。

不同的沉积环境形成不同的有机质类型。四川盆地古生界寒武系筇竹寺组和志留系龙马溪组两套海相页岩属于I-II<sub>1</sub>干酪根,有利于生油,当Ro值高于1.2%时,页岩先生油,后裂解成气。北方古生界石炭-二叠系、中生界侏罗系含煤层系炭质页岩有机质主要是III型干酪根,在整个成熟演化阶段,以成气为主。实践证明,页岩的含气量为勘探寻找页岩气“甜点区”一项至关重要的地球化学参数。北美与我国四川盆地页岩气样品测试数据表明页岩含气量往往与有机质丰度(TOC)呈正相关性,I与II型干酪根往往具有较高的吸附能力<sup>[6]</sup>。

美国产页岩气盆地主要位于阿巴拉契亚早古生代逆冲褶皱带、马拉松-沃希托晚古生代逆冲褶皱带和科迪勒拉中生代逆冲褶皱带前缘的前陆盆地及其相邻地台之上的克拉通盆地。我国受大地构造位置控制,与美国产页岩气盆地相比,中国的页岩气盆地具有自身的特殊性(表1)。对比美国页岩最重要的两点不同之处<sup>[11-15]</sup>:多期构造运动盆地破坏强度大、保存条件差,有机质热演化史复杂,成熟度高。

中国是由一些小克拉通或小陆块和众多微陆块及其间的造山带组合而成的复合大陆。而北美地台的面积较大,地台刚性强,克拉通盆地在后期的构造运动中遭受的破坏较小。中国3个古生代海相沉积区都不是典型的克拉通盆地,其后中生代还经历了印支、燕山、喜山等复杂的构造运动,许多地区页岩地层被破坏严重。而美国产气页岩在沉积之后,没有经历后期的多次构造运动对盆地的叠加和改造,盆地多保留为原型盆地。

表1 中美页岩气对比

Table 1 Comparison of shale gas in China and the USA

	美国	中国
构造运动	简单,定型早,后期改造弱	复杂,定型晚,多期次构造叠加
页岩沉积类型	海相	海相+陆相
海相页岩时代	较新,晚古生代为主	较老,早古生代为主
热演化史	简单	复杂
成熟度	一般小于2%	海相一般大于2%,陆相一般小于2%
页岩成熟时间	较晚	较早,后期多期叠加
油气类型	油气兼有,以气为主	海相以气为主,陆相以油为主
埋藏深度	较浅	变化较大普遍较深
保存条件	好	差,保存和破坏的分区域性比较明显
技术工艺	比较成熟	刚刚起步

美国主要产气页岩经历的热演化史较简单,成熟度相对较低,处在成熟阶段。与美国主要产气页岩相比,中国海相页岩热演化程度偏高,部分已达过成熟阶段,这与中国海相页岩沉积时代早、经历的地质历史长和经历的构造运动复杂等因素密切相关,导致页岩经历了多期次的生排烃(早期生气、二次生气、沥青生气和残余油生气等)和页岩气的聚集、散失,页岩气藏遭受了多期次的改造、破坏,具有复杂的页岩气聚集机理和过程,使页岩气藏的形成和分布复杂。

### 3 煤层气基本特征

煤层气是煤层自生自储的非常规气态能源,即煤层吸附气,是指煤炭在形成和成熟演化过程中生成的、以吸附状况赋存在煤层内表面上的天然气,亦俗称瓦斯,其主要成分是  $\text{CH}_4$  (甲烷),热值是通用煤的 2~5 倍。煤层气地质成藏特征和勘探开发方式与常规天然气有很大的不同。我国煤层气资源丰富,居世界第三。据煤层气最新资源评价结果,我国煤层气资源量 36.8 万亿  $\text{m}^3$ ,可采资源量 11 万亿  $\text{m}^3$ ,主要分布在华北和西北地区,但目前煤层气勘探开发程度相对较低。

#### 3.1 煤层气的赋存状态

煤层气主要以吸附状态赋存在孔隙内的表面之上,其聚集量与煤层的吸附性密切相关。煤层气藏储层大孔隙的空间主体被水占据,气藏中 80% 的气体吸附在颗粒表面,地层水中含有少量水溶气,部分孔隙中存在游离气(图 5)。比表面是衡量煤岩储层吸附能力的重要因素,由于煤层气多以吸附气的形

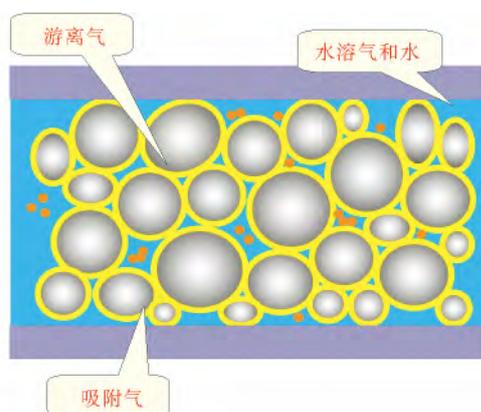


图 5 煤层气的赋存状态

Fig. 5 Occurrence of coalbed methane

式赋存于煤层中,吸附量与微孔的表面积有关,微孔发育使煤的孔隙表面积增大,1 g 煤的表面积可达 100~400  $\text{m}^2$ 。因此,尽管煤储层孔隙很小,但储气能力大<sup>[16-18]</sup>。

#### 3.2 煤层气成因

煤层气的成因具有明显的阶段性和复杂性,目前已有共识性的结论,即煤层气存在生物成因和热成因两大类(表 2)。煤层气的成因类型与成熟度密切相关,煤的演化阶段性决定了煤层气成因的复杂性。不同地区、不同地质背景煤层气的成因类型不同,决定了煤层气成因的复杂性<sup>[19-22]</sup>。

##### (1) 生物成因

煤层气的生物成因是由各种微生物的一系列复杂作用导致有机质发生降解形成的,根据阶段的不同分为原生(早期)生物成因气,主要形成于煤化作用早期阶段(泥炭-褐煤),和次生(晚期)生物成因气,主要形成于煤形成后的构造抬升阶段。其二者的形成并未区别。

表 2 生物成因气和热成因气产气阶段

Table 2 Genetic stage of biogenic and thermogenic gases

煤层气生成阶段	镜质组反射率/%
原生生物成因甲烷	<0.30
早期热成因	0.50~0.80
最大量湿气( $\text{C}_2^+$ )	0.60~0.80
热成因 $\text{CH}_4$ 急剧生成开始	0.80~1.00
冷凝液次生裂解成 $\text{CH}_4$ 开始	1.00~1.35
最大量热成因 $\text{CH}_4$ 开始	1.20~2.00
显著湿气( $\text{C}_2^+$ )生成的最好期限	1.80
显著热成因 $\text{CH}_4$ 生成的最好期限	3.00
次生物成因甲烷	0.30~1.50

原生生物成因气是在成煤作用阶段早期,泥炭和沼泽环境中泥炭和褐煤经细菌的降解作用所生成的气体。由于埋藏浅( $<400\text{ m}$ ),热力作用还不能使有机质结构变化而生烃。在该阶段主要通过各类微生物参与下的生物化学反应使有机质成分和结构发生变化。以甲烷为主的生物成因气主要是在泥炭和沼泽环境中通过微生物对有机质的分解而形成的。由于泥炭或低煤阶的孔隙比表面积有限,加之埋藏浅、压力低、封盖能力弱,对气体的吸附能力低,一般认为原生生物气在煤层中难以保存。

次生物成因气是在煤层后期抬升阶段形成的天然气。在该阶段,煤储层温度、压力等环境条件又

适宜微生物生存,这些微生物通过煤层露头大气降水带入,在相对低的温度条件下代谢湿气、正烷烃和其他低分子有机化合物,生成 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub>。在含煤盆地中,次生物作用活跃并影响气体成分的深度间隔为蚀变带,一般位于盆地边缘或中浅部;不发生蚀变的气体一般出现在盆地深部。次生物气的形成一般时代较晚,其形成和保存需以下条件:煤阶较低(Ro一般低于1.6%);所在区域发生过明显的隆升抬起作用;煤储层有适宜的渗透性;沿盆地边缘有流水补给到煤储层中;有细菌运移到煤储层中;煤储层中具有较高的储层压力和储层集大量气体的圈闭条件。

(2)热成因

随着埋藏深度增加、温度的增高、煤化作用的增强、煤中碳含量增加、煤中的芳香核苯环数增加、侧链和官能团逐渐分解和断裂,在核缩聚、侧链分解引起的分子结构改造和重组过程中,伴随有气液态不断形成,其主要成分是甲烷、二氧化碳和水等。在较高温度下,有机酸的脱羧基作用也可以形成甲烷和二氧化碳。热成因气的生成一般分为早期阶段和主要阶段。煤化作用早期阶段,从高挥发分烟煤中生成气体一般还有乙烷、丙烷及其他湿气成分,在 Ro

达到 1.2 前后为生气的主要阶段(图 6)。

3.3 煤层储集物性

煤层既是烃源岩又是储集层,具有和常规天然气储层明显不同的特征。煤储层是由孔隙和裂隙组成的双孔隙结构介质。煤储层物性控制着煤层气的赋存、运移和产出。

煤中的基质孔隙是吸附态煤层气的主要储集场所,吸附量大小与煤的孔隙发育程度和孔隙结构特征有关。煤基质比表面积大,为煤层气的储集提供了充足的空间。具有中孔、大孔(孔隙半径大于 0.1 μm)的煤层热演化程度低,生气量小于吸附能力,且孔隙的总内表面积小,致使含气饱和度低;反之,孔隙半径小于 0.1 μm 的小孔和微孔总内表面积大,小孔发育,煤热演化程度一般高,生气量大,含气饱和度高。烟煤和无烟煤演化阶段形成的孔隙和裂隙适当,有利于形成煤层气藏。

煤的裂隙为游离气的主要赋存场所,对煤层气的吸附储集作用有限,是煤中流体渗流的主要通道。影响煤储层渗透性的主要内在因素为天然裂隙系统(包括大基质孔隙、割理、外在裂隙)。理论上煤层天然裂隙发育,有利于提高煤层渗透率,渗透率与孔隙

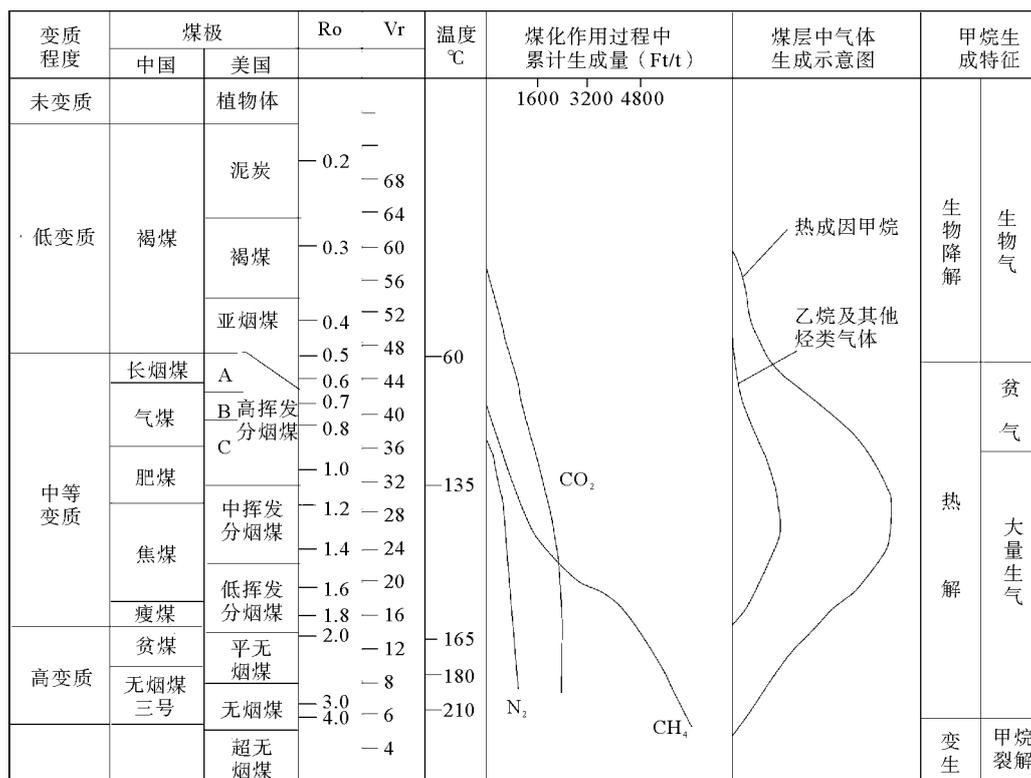


图 6 煤化阶段及气体生成

Fig. 6 Coal forming stage and gas generation

宽度的平方成正比。煤层割理发育,则渗透率高、物性好,有利于煤层气运移;不同煤阶煤的孔径分布具有明显差异:低煤阶煤的大孔所占的比例相对较大,随着煤阶增高,微孔更加发育;物性好、渗透率高的煤层不利于煤层气的保存,含气量低<sup>[23-24]</sup>。

## 4 天然气水合物地质地球化学特征

天然气水合物是一种新型低碳高效的绿色清洁能源。其高效主要体现在标准大气压下,1 m<sup>3</sup>饱和天然气的水合物可释放出 160~180 m<sup>3</sup> 标准状态下的甲烷气体,且其能量密度约是煤及黑色页岩的 10 倍,亦是常规天然气的 2~5 倍。天然气水合物在全球深海海域和永久冻土带的蕴藏量及储量规模极大,故其是自然界中一个不可忽视的巨大能源库。各国对深入研究天然气水合物产生了极大的兴趣,迄今已在 122 个地区发现天然气水合物,其中陆地 36 处,海洋 86 处。中国分别于 2007 年和 2009 年在南海北部神狐深水区和青海祁连山南缘永久冻土带钻获天然气水合物。初步预测南海北部深水天然气水合物远景资源量达 185 亿 t 油当量,南海南部及东海深水 555 亿 t 油当量,我国冻土区天然气水合物远景资源量至少有 420 亿 t 油当量。

### 4.1 天然气水合物组成特点

天然气水合物是由天然气气体和水分子混合形成的一种具有笼状结构的似冰状结晶化合物。由于其形状外观与冰类似,点火即燃,因此亦称“可燃冰”<sup>[25]</sup>。组成天然气水合物的气体主要为烃类气体所组成,且一般多为低分子烃类化合物,有时亦有少量无机组分,如 CO<sub>2</sub> 或 H<sub>2</sub>S 等,但甲烷(CH<sub>4</sub>)等低分子烃类气体居绝对优势,故天然气水合物往往又称为甲烷水合物。天然气水合物的分子式可用 M·nH<sub>2</sub>O 表示,其中 M 表示天然气水合物中的气体分子,n 为水合指数<sup>[26]</sup>,即水分子数。诚然,自然界亦存在以 CO<sub>2</sub> 等非烃气为主的天然气水合物,但相对较少,且分布非常局限或具有特殊的地质背景方可存在。

### 4.2 天然气水合物结构类型

迄今为止的研究表明<sup>[27-29]</sup>,天然气水合物晶体化学结构,主要由作为主体的水分子借助于氢键作用形成不同形状构架的空腔(亦称“笼”),而作为客体的天然气甲烷分子则充填于该构架空腔内部,其

气体分子和水分子之间没有化学计量关系,它们之间主要靠范德华力连接,故亦属于“窗格形”的化合物。根据其构型特点,一般可以将天然气水合物结构类型划分为 3 种不同的结构形式,即 I 型、II 型及 H 型。其中:I 型结构类型的天然气水合物为 12 面和 14 面体,属立方晶体结构,其笼状格架以体心堆积,只能容纳小分子低碳数碳氢化合物或少量小分子非烃气,如甲烷和乙烷(C<sub>1</sub> 和 C<sub>2</sub>) 低碳烃类气,或极微量非烃气体,如 N<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 等;II 型结构类型的天然气水合物为 12 面和 16 面体,多为菱形晶体结构,其笼状格架较大,不但可以容纳甲烷和乙烷(C<sub>1</sub> 和 C<sub>2</sub>),而且还可以容纳较大烃类分子量的丙烷(C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>)和异丁烷(*i*C<sub>4</sub>) 分子;H 型结构类型的天然气水合物为 12 面和 20 面体,属六方晶体结构类型,具有最大的笼状格架,它可以容纳分子直径大于 *i*C<sub>4</sub> 或更大的有机气体分子。II 型和 H 型结构类型的天然气水合物比 I 型在自然界中相对稳定一些,但其赋存与分布均非常局限。因此,自然界中广泛分布和赋存的大量天然气水合物,其水合物结构类型均以 I 型结构为主<sup>[30]</sup>,且分布非常普遍。

### 4.3 天然气水合物成矿气体成因类型及气源构成

天然气水合物主要是由深水海底或冻土带浅层沉积物中生物化学作用形成的生物气(自源)或深部沉积物中有机质成熟热解生成的成熟天然气(他源),通过扩散型和渗漏型等不同运聚方式,进入浅层沉积物具备特定高压低温条件的天然气水合物稳定带中所形成<sup>[31]</sup>。因此,其成矿成藏气体的气源构成特点决定了天然气水合物成因类型。迄今为止全球范围勘查发现的天然气水合物的气源构成,均以甲烷(CH<sub>4</sub>) 为主,一般占气源天然气组成的 95% 以上<sup>[32]</sup>,而不同成因类型的甲烷则代表和表征了其气源类型的形成条件及构成特点的差异,进而指示其来源于不同的生源母质及其形成的地质环境。研究表明,不同生源母质及地质条件下所形成不同成因的甲烷,除了其烃类气组成中甲烷含量差异明显外,更主要的是其具有完全不同的碳同位素值及其组成分布特征,生物化学作用成因甲烷的碳同位素值( $\delta^{13}\text{C}_1$ ) 其分布范围为 -55‰~-94‰,且一般均小于 -55‰,甲烷含量在烃类气组成中至少大于 95%;而有机质热解成熟成因的甲烷之  $\delta^{13}\text{C}_1$  值,其分布范围为 -29‰~-55‰,且一般均大于 -48‰,烃类气组成中甲烷含量小于 85%;有机质高-过成熟热解成因甲烷在烃类气组成中含量高(一般大于 95%),与生物化学作用成因气类似,但其甲烷碳同

位素值  $\delta^{13}C_1$  明显偏重,其分布范围至少在  $-29\%$  ~  $-33\%$  之间。因此,根据甲烷碳同位素组成特征及其在烃类气中的含量,可以分析确定其甲烷成因与生源母质及气源构成特点,进而判识与确定天然气水合物成矿成藏气体的成因类型及气源构成特征。20世纪70年代 Bernard 等提出了利用烃类气组成中  $C_1$  与  $(C_2+C_3)$  比值  $R$  和甲烷碳同位素  $\delta^{13}C_1$  值分析判别与确定甲烷成因类型的图版,并强调指出如果  $C_1$  与  $(C_2+C_3)$  烃类成分比  $R$  值  $>1000$ ,即甲烷含量居绝对优势,且其  $\delta^{13}C_1$  值在  $-90\%$  ~  $-55\%$  之间,亦即  $\delta^{13}C_1$  值小于  $-55\%$  为典型的微生物化学作用成因;而当  $R$  值  $<100$ ,其  $\delta^{13}C_1$  值  $>-55\%$ ,一般均大于  $-48\%$ ,则属热解成熟成因;  $R$  值和  $\delta^{13}C_1$  值介于上述二者之间者,则为生物-热解成熟之混合成因。鉴此,依据形成天然气水合物的甲烷气体的碳同位素特征与烃类气组成比值  $R$  的相互关系(图7),即可综合判识与确定天然气水合物成矿成藏气体的成因类型,剖析其气源构成特点并追踪其气源。

截止2011年资料,据不完全统计,迄今为止全球已经累计发现超过了220个天然气水合物矿点并获得了大量的天然气水合物实物样品,取得了大量的地球化学分析数据及资料<sup>[33-36]</sup>。笔者将这些天然气水合物样品分析获得的烃类气组成之  $C_1$  与  $(C_2+C_3)$  比值  $R$  和甲烷碳同位素值  $\delta^{13}C_1$  等数据及资料,与我国西北部青海祁连山永久冻土带和南海北部深水陆坡神狐调查区(白云凹陷及周缘)钻获的天然气水合物样品和该区所获常规天然气样品分析所获得的  $R$  值和  $\delta^{13}C_1$  值进行了详细的统计分析对比,且将其绘制在  $R$  与  $\delta^{13}C_1$  关系图上(图7),即可明显看到,世界深水海域迄今勘查发现的天然气水合物成因类型,其绝大多数样品均以生物成因甲烷为主,生物-热解成熟混合成因形成的混合气(即由生物成因与热成因气混合构成)次之,而热解成熟成因的成熟-过成熟甲烷气较少。地质条件下生物化学作用成因甲烷,主要是通过微生物还原沉积有机质中的  $CO_2$  所形成。由这种气源供给形成的天然气水合物成因类型,在全球深水海域和陆地永久冻土带均非常普遍,而单纯由热解成因类型之气源供给所形成的天然气水合物,在全球范围的天然气水合物分布区中均较局限,据不完全统计,迄今仅在墨西哥湾、里海、加拿大 Mallik 等局部地区,发育有连通深部气源供给通道的特殊区域被勘查发现,因此,热解成因类型的天然气水合物矿藏矿点非常少,其成矿成藏必须具备良好的运聚通道条件。

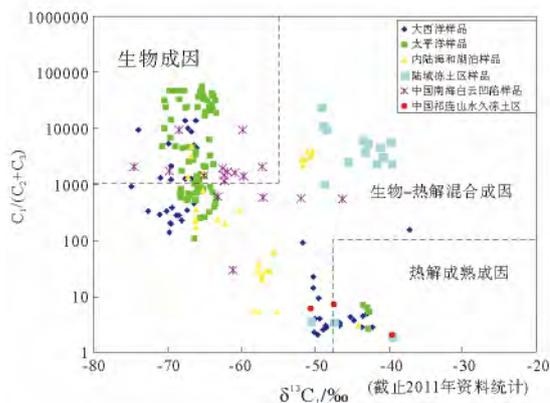


图7 全球不同地区天然气水合物分布特征及矿气体成因类型(据文献[31])

Fig. 7 Distribution pattern and gas source type of gas hydrate in the world (from reference [31])

与世界上迄今发现的天然气水合物样品相比,我国南海北部大陆边缘神狐陆坡深水调查区白云凹陷及周缘,近年来勘查及钻探发现的天然气水合物类型(图8),主要属生物成因和生物-热解混合成因两种类型,但以生物成因类型为主。生物成因类型的天然气水合物  $\delta^{13}C_1$  值分布在  $-74.3\%$  ~  $-55\%$  之间,其烃类气体成分比值  $R$  多为  $900 \sim 1400$ ;而该区生物-热解混合成因(图中亚生物气点群)的天然气水合物  $\delta^{13}C_1$  值则分布在  $-63\%$  ~  $-46.2\%$  之间,其烃类气体成分比值  $R$  多为  $700 \sim 1000$ 。与世界各地已发现天然气水合物样品的烃类气  $R$  值和  $\delta^{13}C_1$  值分布特征相比,南海北部白云凹陷天然气水合物的  $\delta^{13}C_1$  值与全球发现的生物成因类型天然气水合物基本一致,但其烃类气体成分比值  $R$  却明显偏低,表明白云凹陷深水常规天然气和天然

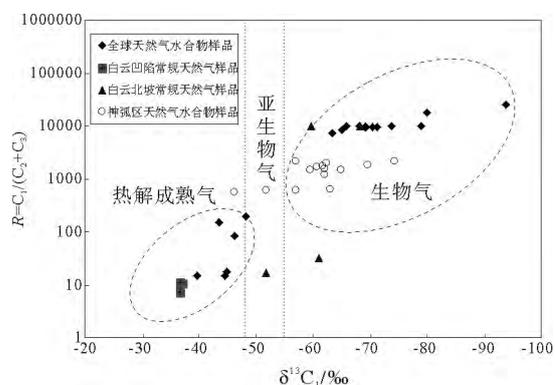


图8 全球天然气水合物成因类型与南海北部天然气水合物及常规天然气对比(据文献[30])

Fig. 8 Comparison of the genetic types of global gas hydrate, gas hydrate from northern South China Sea and conventional natural gas (from reference [30])

气水合物的气源构成中其重烃组分含量相对较高。少量生物-热解混合成因天然气水合物亦与全球已发现的该成因类型天然气水合物碳同位素组成特点一致。我国陆上永久冻土带祁连山木里煤矿区勘查发现的天然气水合物,根据其气源之甲烷  $\delta^{13}C_1$  值,具有热解成熟烃类气特征,天然气水合物之气源甲烷的  $\delta^{13}C_1$  值均大于  $-48\%$ ,一般多在  $-39.5\% \sim -47.4\%$  之间,因此,属于热解正常成熟天然气水合物成因类型(图7),其气源构成及供给,主要来自该天然气水合物稳定带以下的侏罗系陆源有机质在成熟热解阶段所形成的烃类气。

## 5 结论

(1)依据致密气藏的源储关系以及气藏特征,可以将致密气藏分为常规致密气藏、深盆致密气藏以及复合致密气藏3种类型。我国致密砂岩气藏主要以常规致密气藏为主,主要分布在鄂尔多斯盆地与四川盆地。

(2)页岩气形成机理是页岩生成的甲烷等天然气滞留于页岩中成藏,属于“自生自储,源内成藏”。我国页岩气成藏对比美国最重要的两点不同之处:多期构造运动盆地破坏强度大、保存条件差;有机质热演化史复杂、成熟度高。

(3)煤层气是指煤炭在形成和成熟演化过程中生成的、以吸附状况赋存在煤层内表面上的天然气,俗称瓦斯。煤层气成因主要为生物成因和热成因。原生(早期)生物成因气,主要形成煤化作用早期阶段(泥炭-褐煤),和次生(晚期)生物成因气,主要形成于煤形成后的构造抬升阶段,而热成因气在  $R_o$  达到 1.2 前后为主要的生气阶段。

(4)天然气水合物是由天然气气体和水分子混合形成的一种具有笼状结构的似冰状结晶化合物。与世界上迄今发现的天然气水合物样品相比,我国南海北部大陆边缘神狐陆坡深水调查区近年来勘查发现的天然气水合物类型,主要属生物成因类型;我国陆上永久冻土带祁连山木里煤矿区勘查发现的天然气水合物属于热解正常成熟天然气水合物成因类型。

## 参考文献 (References)

[1] 庞雄奇,金之钧,姜振学,等.深盆气成藏门限及其物理模拟实验[J].天然气地球科学,2003,14(3):207-214. [PANG Xiongqi, JIN Zhijun, JIANG Zhenxue, et al. Deep basin gas accu-

mulation threshold and physical simulation experiment [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14 (3): 207-214. ]

[2] 董晓霞,梅廉夫,全永旺.致密砂岩气的类型和勘探前景[J].天然气地球科学,2007,18(3):351-355. [DONG Xiaoxia, MEI Lianfu, QUAN Yongwang. The types and exploration prospects of tight sandstone gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18 (3): 351-355. ]

[3] 姜振学,林世国,庞雄奇,等.两种类型致密砂岩气藏对比[J].石油实验地质,2006,28(3):210-214. [JIANG Zhenxue, LIN Shiguo, PANG Xiongqi, et al. The contrast of two types tight sandstone gas reservoirs [J]. Experimental Petroleum Geology, 2006, 28 (3): 210-214. ]

[4] 张金川,金之钧.阿尔伯达盆地深盆气成藏条件与基本特征[J].国外油气勘探,1999,11(24):400-407. [ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun. The deep basin gas accumulation conditions and basic features of Alberta Basin [J]. Foreign Oil and Gas Exploration, 1999, 11 (24): 400-407. ]

[5] 马新华,王涛,庞雄奇,等.深盆气藏的压力特征与成因机理[J].石油学报,2002,23(5):23-27. [MA Xinhua, WANG Tao, PANG Xiongqi, et al. The pressure characteristics and genetic mechanism of deep basin gas reservoirs [J]. Petroleum Technology, 2002, 23 (5): 23-27. ]

[6] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653. [ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Chinese shale gas formation mechanism, geological characteristics and resource potential [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37 (6): 641-653. ]

[7] 邹才能,张光亚,陶士振,等.全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J].石油勘探与开发,2010,37(2):129-145. [ZOU Caineng, ZHANG Guangya, TAO Shizhen, et al. The geological features, significant discoveries and unconventional petroleum geology about oil and gas exploration in the world [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37 (2): 129-145. ]

[8] 聂海宽,张金川.页岩气藏分布地质规律与特征[J].中南大学学报,2010,41(2):700-708. [NIE Hai kuan, ZHANG Jinchuan. The geological law and characteristics of Shale gas distribution [J]. Central South University newspaper, 2010, 41(2): 700-708. ]

[9] 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, YAUN Mingsheng. Shale gas accumulation mechanism and distribution [J]. Gas Industry, 2004, 24 (7): 15-18. ]

[10] 张金川,聂海宽,薛会,等.中国天然气勘探的2个新领域:根缘气和页岩气[J].中南大学学报:自然科学版,2006,37(S1):12-16. [ZHANG Jinchuan, NIE Hai kuan, XUE Hui, et al. Such as two new areas of Chinese natural gas exploration: contacting gas and shale gas [J]. Central South University: Natural Science Edition, 2006, 37 (S1): 12-16. ]

[11] 聂海宽,何发岐,包书景.中国页岩气地质特殊性及其勘探对策[J].天然气工业,2011,31(11):111-116. [NIE Haikuan, HE Faqi, BAO Shujing. The geological particularity and ex-

- ploration strategy of Chinese shale gas [J]. Gas Industry, 2011, 31 (11):111-116.]
- [12] 聂海宽,张金川,张培先.福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏特征及启示[J].地质科技情报,2009,28(2):87-92. [NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, ZHANG Peixian. Barnett shale gas reservoir characteristics and implications geological science and technology information in Fort Worth Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2009, 28 (2): 87-92.]
- [13] 聂海宽,唐玄,边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,2009,39(4):484-490. [NIE Haikuan, TANG Xuan, BIAN Ruikang. The shale gas reservoirs controlling factors and prospective areas in southern[J]. Petroleum Technology, 2009, 39 (4):484-490.]
- [14] 张金川,姜生玲,唐玄,等.我国页岩气富集类型及资源特点[J].天然气工业,2009,29(12):109-114. [ZHANG Jinchuan, JIANG Shengling, TANG Xuan, et al. Enrichment type and characteristics of resources of Chinese shale gas[J]. Gas Industry, 2009, 29 (12): 109-114.]
- [15] 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. The shale gas reservoirs geological conditions of Sichuan Basin [J]. Gas Industry, 2008, 28 (2): 151-156.]
- [16] 吴俊杰,彭军.煤层气成藏机理研究进展综述[J].内蒙古石油化工,2010,15(1):9-12. [WU Junjie, PENG Jun. The progress review of coalbed methane accumulation mechanism [J]. Inner Mongolia Petrochemical, 2010, 15 (1):9-12.]
- [17] 唐鹏程,郭平,杨素云.煤层气成藏机理研究[J].中国矿业,2009,18(2):94-97. [TANG Pengcheng, GUO Ping, YANG Suyun. Accumulation mechanism of coalbed methane [J]. Chinese Mining, 2009, 18 (2):94-97.]
- [18] 林晓英,苏现波.沁水盆地南部煤层气成藏机理[J].天然气工业,2007,27(7):7-11. [LIN Xiaoying, SU Xianbo. Accumulation mechanism of coalbed methane in Southern Qinshui Basin [J]. Gas Industry, 2007, 27 (7):7-11.]
- [19] 孙俊民.煤层气的成因及地球化学特征[J].焦作工学院学报,1998,17(4):245-248. [SUN Junmin. Causes and geochemical characteristics of coalbed methane [J]. Jiaozuo Institute of Technology, 1998, 17 (4):245-248.]
- [20] 李晶莹,陶明信.国际煤层气组成和成因研究[J].地球科学进展,1998,13(5):467-473. [LI Jingying, TAO Mingxin. International research about composition and genesis of coalbed methane[J]. Earth Science Advances, 1998, 13 (5): 467-473.]
- [21] 高波,马玉贞,陶明信,等.煤层气富集高产的主控因素[J].沉积学报,2003,21(2):17-21. [GAO Bo, MA Yuzhen, TAO Mingxin, et al. The main controlling factors of coalbed methane enrichment and high production [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21 (2):17-21.]
- [22] 胡国艺,刘顺生,李景明,等.沁水盆地晋城地区煤层气成因[J].石油与天然气地质,2001,22(4):319-321. [HU Guoyi, LIU Shunsheng, LI Jingming, et al. Causes of coalbed methane in Jincheng Qinshui Basin [J]. Oil Gas, 2001, 22 (4): 319-321.]
- [23] 王红岩,李景明,刘洪林,等.中国高阶煤层气成藏特征[J].天然气工业,2005,25(12):31-33. [WANG Hongyan, LI Jingming, LIU Honglin, et al. The accumulation Characteristics of Chinese high-end coalbed methane [J]. Gas Industry, 2005, 25 (12):31-33.]
- [24] 孙远茂,朱超.国外煤层气开发的特点及鼓励政策[J].中国煤炭,2001,27(2):55-58. [SUN Yuanmao, ZHU Chao. The development characteristics and encourage policies of foreign coalbed methane[J]. China Coal, 2001, 27 (2): 55-58.]
- [25] Yuri F Makogon. Natural gas: A promising source of energy [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2010 (2): 49-59.
- [26] 郝丽,崔永兴.天然气水合物资源潜力及其开发前景[J].应用能源技术,2009(7):5-6. [HAO Li, CUI Yongxing. Gas hydrate resource potential and development prospects [J]. Energy Applied Technology, 2009 (7):5-6.]
- [27] 何家雄,祝有海,陈胜红.天然气水合物成因类型及成矿特征与南海北部资源前景[J].天然气地球科学,2009,20(2):237-243. [HE Jiaxiong, ZHU Youhai, CHEN Shenghong. Hydrate causes types and of mineralization characteristics and resource prospects in the northern South China Sea [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20 (2):237-243.]
- [28] 何家雄,颜文,祝有海.全球天然气水合物成矿气体成因类型及气源构成与主控因素[J].海洋地质与第四纪地质,2013,33(2):26-36. [HE Jiaxiong, YAN Wen, ZHU Youhai. Global gas hydrate causes types and gas source composition and controlling factors [J]. Marine Geology and Quaternary Geology, 2013, 33(2):26-36.]
- [29] 杨静红,蒋少涌,凌洪飞.天然气水合物的成因及其碳同位素判别标志[J].海洋地质动态,2001,17(8):1-4. [YANG Jinghong, JIANG Shaoyong, LING Hongfei. Gas hydrate causes and carbon isotope discrimination signs [J]. Marine Geology, 2001, 17(8):1-4.]
- [30] Bernard B, Brooks J M, Sackett W M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas source in marine sediments[C]//Proceeding 9th Annual off Shore Technology Conference. Houston: Offshore Technology Conference, 1977: 435-438.
- [31] Kvenvolden K A, Kastner M. Gas Hydrates of the Peruvian outer Continental Margin[C]. ODP Science Results, 1999, 112: 413-440.
- [32] 卢振权,祝有海,张永勤,等.青海祁连山冻土区天然气水合物的气体成因研究[J].现代地质,2010,24(3):581-588. [LU Zhenquan, ZHU Youhai, ZHANG Yongqin, et al. The research gas causes of gas hydrate of Qilian mountain Permafrost zone in Qinghai province [J]. Geoscience, 2010, 24 (3):581-588.]
- [33] Hachikubo A, Krylov A, Sakagami H, et al. Isotopic composition of gas hydrates in subsurface sediments from offshore Sakhalin Island, Sea of Okhotsk [J]. Geo-Marine Letters, 2010, 30(3): 313-319.

- [34] 魏伟,张金华,吝文,等. 天然气水合物成藏机理及主控因素 [J]. 新疆石油地质, 2010, 31 (6): 563-566. [WEI Wei, ZHANG Jinhua, XIN Wen, et al. Gas hydrate forming mechanism and controlling factors [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31 (6):563-566.]
- [35] 王健,邱文弦,赵俐红. 天然气水合物发育的构造背景分析 [J]. 地质科技情报, 2010, 29 (2): 100-106. [WANG Jian, QIU Wenxian, ZHAO Lihong. The structural background analysis of gas hydrates. [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29 (2):100-106.]
- [36] 樊栓狮,刘锋,陈多福. 海洋天然气水合物的形成机理探讨 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15 (5): 524-530. [PAN Shuanshi, LIU Feng, CHEN Duofu. The discussion of marine gas hydrate formation mechanism [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15 (5):524-530.]

## BASIC GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL BACKGROUND OF UNCONVENTIONAL GAS RESOURCES IN CHINA

GONG Xiaofeng<sup>1,2</sup>, HE Jiexiong<sup>2</sup>, WU Congkang<sup>1</sup>, YANG Jun<sup>1</sup>, LI Kui<sup>1</sup>,  
ZHANG Yang<sup>1</sup>, LI Duohua<sup>1</sup>, ZHU Jiancheng<sup>3</sup>

(1. Cangxi Economy Business and Information Bureau, Sichuan Guangyuan, 628400;

2. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, CAS, Guangzhou 510640, China;

3. Zhanjiang Company, CNOOC, Guangzhou 510240, China)

**Abstract:** China is rich in unconventional gas resources of tight sandstone gas, shale gas, coalbed methane and gas hydrates. Tight sandstone gas predominates, of which the reserve and production account for one-third of the whole country, mainly in Sichuan and Ordos Basins. The proven reserves of coalbed methane resources are large, but the level of current exploration and development are relatively low. Shale gas resource has great potential in China. Under the influence of the global “shale gas revolution”, China has rendered extensive exploration in the field recently, but it remains in the stage of exploration. It is confirmed that there are three kinds of shale in China, i. e. the marine shale, terrestrial shale and shale in marine and non-marine transitional sequences. Sichuan is the most favorable area. Gas hydrate resource is mainly in the South China Sea and the permafrost area in the Qilian Mountain. Preliminary estimation shows that there is enormous resource potential for exploration. Based on the current exploration situation and data available, we made an in-depth investigation of the basic geological and geochemical background of unconventional gas resources in China in this paper for the purpose to accelerate the pace of exploration and development of unconventional gases.

**Key words:** unconventional gas; geological and geochemical characteristics; gas sources; resource potential; exploration prospects