

文章编号:0253-9993(2013)05-0728-09

# 煤层气/页岩气开发地质条件及其对比分析

孟召平<sup>1,2</sup>,刘翠丽<sup>1</sup>,纪懿明<sup>1</sup>

(1. 中国矿业大学(北京)地球科学与测绘工程学院,北京 100083;2. 三峡大学 三峡库区地质灾害教育部重点实验室,湖北 宜昌 443002)

**摘要:**从煤层气、页岩气基本概念入手,系统分析了煤层气/页岩气开发地质条件,主要包括成藏地质条件、赋存环境条件和开发工程力学条件3个方面,进一步对煤层气/页岩气开发地质条件进行了对比分析,揭示了煤层气/页岩气开发地质条件的共性和差异性。煤层气/页岩气赋存于煤层/页岩中的一种自生自储式非常规天然气,其富集成藏主要取决于“生、储、保”基本地质条件是否存在、质量好坏以及相互之间的配合关系。在一定埋藏深度范围内煤层气/页岩气都发生过解吸-扩散-运移,并普遍存在“垂向分带”现象,有机质演化程度越高解吸带深度越小,风化带越深解吸带深度越大,解吸带内煤层气/页岩气富集在一定程度上服从于常规天然气的构造控气规律;原生带内煤层气/页岩气富集却可能更多地受控于煤储层/页岩层的吸附特性。不同赋存环境条件下所形成的煤/页岩储层差异性大,使煤/页岩储层中吸附气和游离气相互转化,导致煤层气/页岩气成藏类型、规模和质量等方面的差异性。影响煤层气开发的主要地质因素有:煤层厚度及其稳定性、含气量大小或煤层气资源丰度、构造及裂隙发育与渗透性和煤层气保存条件等方面;影响页岩气开发的主要地质因素包括页岩厚度、有机质含量、热成熟度、含气量、天然裂缝发育程度和脆性矿物含量等。

**关键词:**煤层气;页岩气;开发地质;对比分析

**中图分类号:**P618.11;P618.13 **文献标志码:**A

## Geological conditions of coalbed methane and shale gas exploitation and their comparison analysis

MENG Zhao-ping<sup>1,2</sup>, LIU Cui-li<sup>1</sup>, JI Yi-Ming<sup>1</sup>

(1. College of Geosciences and Surveying Engineering, China University of Mining and Technology(Beijing), Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Geological Hazards on Three Gorges Reservoir Area, Ministry of Education, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

**Abstract:** Based on the basic conceptions of coalbed methane (CBM)/shale gas, the geological conditions of coalbed methane/shale gas exploitation are systematically analyzed, which mainly includes the following three aspects: the geological conditions of reservoir formation, the conditions of occurrence environment and engineering mechanics conditions of exploitation. Furthermore, the geological conditions for extracting coalbed methane and shale gas are comparatively analyzed. The similarities and differences of the geological conditions between coalbed methane and shale gas are also revealed. Coalbed methane/shale gas is a kind of unconventional natural gas which is self-generated and self-stored in coal seam/shale. Their enrichment accumulations depend primarily on the existence and the quality of basic geological conditions of source-reservoir-preservation as well as their mutual cooperative relations. All coalbed methane/shale gas within a certain burial depth have undergone desorption-diffusion-migration process, and the phenomenon of vertical zoning exists universally. The higher evolution degree of organic matters, the smaller the depth of de-

收稿日期:2013-01-10 责任编辑:韩晋平

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)资助项目(2012CB214705);“十二五”国家科技重大专项:山西晋城矿区采气采煤一体化煤层气开发示范工程(2011ZX05063);山西省煤层气联合研究基金资助项目(2012012014);国家自然科学基金资助项目(41172145, 41030422)

作者简介:孟召平(1963—),男,湖南汨罗人,教授,博士生导师,博士。E-mail:mzp@cumb.edu.cn

sorption zone, while the deeper of weathered zone, the greater depth of desorption zone. The enrichment of the coalbed methane/shale gas in the desorption zone to a certain extent complies with the rules of structure controlling gas accumulation in the conventional natural gas accumulation; whereas the enrichment of the coalbed methane/shale gas in the primary zone is more controlled by the characteristics of coal seam/shale's adsorption. The coal/shale reservoir varies from occurrence environment conditions, on which adsorbed gas and free gas in coal/shale reservoir transforms into each other, which results in the differences of the coalbed methane/shale gas in reservoir type, scale, quality and other aspects. The main geological factors affecting the CBM development are coal seam thickness and its stability, gas content or resource abundance of CBM, structure and fracture, permeability and preservation conditions of CBM, etc. The main geological factors affecting the development of shale gas include shale thickness, organic matter content, thermal maturity, gas content, nature fracture and brittle mineral content, etc.

**Key words:** Coalbed methane; shale gas; exploitation geology; comparison analysis

煤层气和页岩气是世界上已进行商业开发的两种重要的非常规天然气资源<sup>[1-2]</sup>。我国煤层气产业已进入商业化生产阶段<sup>[1]</sup>;而我国页岩气开发尚处于起步阶段,目前主要在四川盆地及其周缘开展开发试验<sup>[2]</sup>。美国1821年开始页岩气勘探,但规模化开发和产量快速增长始于2003年应用水平井钻井技术,2011年年产量已接近 $1\ 800 \times 10^8 \text{ m}^3$ (引自资料\*),约占其天然气总产量的23%<sup>[3]</sup>,分析北美页岩气开发地质条件,主要表现为黑色页岩的有机碳(TOC)含量大于2%,有机质成熟度( $R_o$ )为1.1%~3.5%,页岩单层厚度大于15 m,脆性矿物(石英、斜长石)含量大于40%,黏土含量小于40%,处于斜坡或凹陷区,保存条件较好等<sup>[4-6]</sup>。随着北美页岩气勘探开发区带的快速扩展和页岩气产量的大幅飙升,页岩气迅速成为天然气勘探开发新热点<sup>[7-9]</sup>。2005年以来,国内学者从生气条件、储层条件和保存条件及页岩开发技术等方面开展了相关的研究工作,页岩气研究在四川盆地及其周缘取得了显著进展和成效<sup>[10-16]</sup>。2010年,我国在四川盆地南部率先实现页岩气突破,威201等多口井在下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组海相页岩地层获得工业气流。

煤层气/页岩气开发地质条件是指与煤层气/页岩气开发工程活动有关的地质条件和工程力学条件的综合。这些因素包括煤层气/页岩气的成藏地质条件、赋存环境条件和开发工程力学条件等方面<sup>[1]</sup>。煤层/页岩层既是生气层又是储集层,其储集和产出机理就比常规天然气储层复杂的多。因此对于煤层气/页岩气开发,既要研究煤层气/页岩气的生成、储集和保存等成藏条件;又要研究煤层气/页岩气的赋存环境条件;还要研究煤层气/页岩气开发工程力学

条件及工艺技术等问题。尽管相关部门和学者已开展了页岩气的地质调查与开发试验研究工作,但主要集中在资源地质评价方面,对开发地质条件则缺乏相应的研究工作。煤层气与页岩气均为自生自储式非常规天然气资源,在成藏地质条件、赋存环境条件和工程力学条件等方面都有诸多共性,但也存在一定的差异性,且它们在诸多盆地伴生存在,因此,研究煤层气/页岩气开发地质条件及其评价的共性和差异性对指导我国煤层气和页岩气勘探开发具有重要意义。

## 1 煤层气/页岩气开发地质条件

页岩气与煤层气一样都属于自生自储式的非常规天然气。煤层气是主要以吸附状态赋存于煤层中的非常规天然气;而页岩气(Shale Gas)是主要以吸附和游离状态赋存于富含有机质页岩/泥岩中的非常规天然气。煤层气/页岩气的解吸与吸附是可逆过程,在温度、压力条件变化下相互转化。富含有机质的页岩,在地质作用下,生成的大量烃类(油、气),部分被排出、运移到渗透性岩层(如砂岩、碳酸盐岩等)中,聚集形成了构造、岩性等油气藏,其余部分仍滞留在页岩中,富集成页岩气藏。长期以来,暗色富含有机质页岩/泥岩在油气勘探开发中一直被作为烃源岩层,或阻挡油气层中油气继续向上运移的封盖层。实际上,页岩与煤储层一样,既是生气层又是储集层,具有自生自储特征。在煤层气/页岩气在富集成藏条件、赋存环境条件和开发的工程力学条件诸多方面具有共性。

### 1.1 煤层气/页岩气成藏地质条件

常规天然气有生、储、盖、运、圈、保基本成藏地质条件;而煤层气/页岩气赋存于煤层/页岩中的一种自

\* 肖贤明. 中国南方古生界页岩气赋存富集机理和资源潜力评价. 国家重点基础研究发展计划(973)资助项目(2012CB214700)阶段研究报告,2012

生自储式非常规天然气,其富集成藏主要取决于“生、储、保”基本地质条件是否存在、质量好坏以及相互之间的配合关系。煤层气/页岩气开发地质条件不仅决定于煤层气/页岩气成藏地质条件,还取决于煤层气/页岩气赋存环境条件以及煤层气/页岩气开发工程力学条件,它们在煤层气/页岩气开发过程中缺一不可,且相互联系。

煤层气/页岩气成藏地质条件包括生气条件、储气条件和保存条件,这些因素相互耦合作用从而决定了煤层气/页岩气在储层中的富集程度,并控制煤层气/页岩气开发效果。

### 1.1.1 生气条件

一定厚度的煤层和富有机质页岩层是煤层气/页岩气形成的物质基础,它既提供气源,又提供储集空间。煤/页岩储层厚度越大,资源总量越多,相同条件下气井的单井日产气量和累计总产气量也越高,气井的衰减越晚,稳定生产周期越长,对煤层气/页岩气开采越有利。

美国五大页岩气勘探开采区的页岩净厚度为9.14~91.44 m,其中产气量较高的Barnett页岩和Lewis页岩的平均厚度在30.48 m以上<sup>[11]</sup>。对于页岩气,页岩层中有机碳(TOC)含量越高,越有利于页岩气的富集,一般认为TOC含量>2%时,页岩气才具有商业开采价值。

煤层气/页岩气成因类型相同,可以形成于有机质演化的各阶段,包括生物成因气和热成因气。煤/页岩的物质组成和有机质热演化程度是煤/页岩生气的物质基础。干酪根类型是衡量有机质产烃能力的参数,不同类型的干酪根同时也决定了产物以油为主还是以气为主。一般来说,I型干酪根和II型干酪根以生油为主,III型干酪根则以生气为主。美国页岩气盆地的页岩干酪根主要以I型干酪根与II型干酪根为主,也有部分III型干酪根,而且不同类型干酪根的页岩都生成甲烷气。页岩中分散有机质的丰度及成烃母质类型是油气生成的物质基础,而有机质的成熟度则是油气生成的关键。干酪根只有达到一定的成熟度才能开始大量生烃和排烃。在低熟阶段(0.4%~0.6%),有机质就可以向烃类转变。随着成熟度的增加,早期所生成的原油开始裂解成气。美国五大页岩盆地页岩的热成熟度分布范围在0.4%~2.0%,可见在有机质生烃的整个过程都有页岩气的生成。不同类型的干酪根在热演化的不同阶段生烃量也不同<sup>[17]</sup>。

煤岩、煤质和页岩的矿物成分及有机质含量差异主要是通过其生气条件和吸附性能的不同影响煤/页岩

岩层含气量大小;同样关系到煤/页岩储层条件和工程力学特性,不同成因类型煤/页岩中矿物组成及有机质含量存在差异。有机质丰度及其热演化程度越高,煤/页岩的生气量越大;并且有机质热演化程度影响到煤/页岩储层储气空间发育性质和煤/页岩的吸附、解吸特性,此外很大程度上还会影响煤/页岩储层的渗透性和工程力学特征。

由于形成页岩气藏的页岩往往都是盆地中的主力源岩或重要源岩,且呈大面积区域分布,页岩气分布不受构造控制,没有(或无明显)圈闭界限,含气范围受烃源岩面积和良好封盖层控制,资源规模大,可采程度低(一般介于10%~35%)<sup>[18]</sup>,因此页岩气藏分布面积往往与有效烃源岩面积较为统一。从构造位置上看,页岩气藏往往位于构造低部位、凹陷或盆地中心,与煤层气一样,即所谓的向斜控气理论。

我国与美国区域地质条件明显不同,美国是一个单一大陆的一部分,而我国则是由一些小型地台、中间地块和众多微地块及其间的褶皱带镶嵌起来的复合大陆。从古地温场和热史、生烃史的演化来看,美国的煤变质以深成变质作用为主,煤阶主要为中、低煤阶烟煤;而我国高煤阶煤除了印支期的深成变质作用外,在燕山期普遍经历了异常高的古地热场演化,二次生气过程强烈,煤阶大幅度提高,达到了贫煤和无烟煤阶段。如我国无论是在华北、华南,还是在西北和东北地区,我国高煤阶煤的形成无一例外是在岩浆活动或地热异常等热事件作用下形成的,一般都经历了1~2个生气高峰,并且在异常高的古地温场下发生的二次生气作用生气量巨大,为煤层气的形成富集提供了强大的气源,而且由于岩浆的侵入,还极大地改善了煤层的渗透性,加上生烃史和构造史的良好配置,因此,我国高煤阶煤层的含气性普遍较好,含气饱和度普遍较高;页岩气也具有类似特征,如我国华南下古生界海相页岩,自印支运动以来,遭受了多次构造运动改造,构造复杂,热演化程度普遍超过1.5%,特别是下寒武统,处于高一过成熟演化阶段, $R_o$ 为3.0%~4.0%,最高可达6%,比北美目前进行工业开采的页岩地层的成熟度普遍偏高,在一定程度上影响了下古生界页岩气的富集。

### 1.1.2 储层条件

煤/页岩作为储层,具有两方面的特性:一方面在压力作用下,煤/页岩层具有容纳气体的能力;另一方面煤/页岩层具有允许气体流动的能力。储层条件包括煤/页岩储层的厚度、孔渗性、含气性和吸附与解吸特性等,是煤层气/页岩气开发地质研究的一个重要内容。

煤层气/页岩气主要依赖于煤基质或页岩中有机质的吸附性,煤/页岩吸附性的高低主要取决于煤/页岩的物质组成、化学结构、有机质演化程度、水分含量等内在因素。同时,吸附性受温度、压力等因素共同作用,并控制煤/页岩储层的含气性。有机碳既是页岩生气的物质基础,也是页岩吸附气的载体之一。在相同的地质条件及演化阶段下,页岩生烃强度、吸附气量大小及新增游离气能力与页岩中有机碳含量呈明显的正相关关系。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要高。页岩气除了被有机质表面所吸附之外,还可以吸附在黏土的表面。在有机碳含量接近和压力相同的情况下,黏土含量高的页岩所吸附的气体量要比黏土含量低的页岩高;而且随着压力的增大,差距也随之增大<sup>[19]</sup>。

煤/页岩层含气性是决定煤层气/页岩气的产能及其开发潜力的重要参数。煤/页岩的含气性包括煤/页岩层气含量和控制煤/页岩层含气量的储层压力和含气饱和度。一方面煤/页岩储层压力和含气饱和度控制煤/页岩层含气量分布;另一方面煤/页岩储层压力决定着煤/页岩层对甲烷等气体的吸附能力和解吸能力,是影响煤层气/页岩气开发的重要参数。游离气含量也会随着压力的增加而增加,两者基本上呈线性关系。在气井排采时,煤/页岩储层压力越高,越容易降压排采,越有利于煤层气/页岩气开发。

孔隙度是描述储层特性的一个重要方面。页岩储层超致密,孔隙类型多样,孔隙大小以微-纳米级为主,显示出较低的孔隙度(<10%);而煤储层具有由孔隙-裂隙组成的双重孔隙结构,孔隙范围比较广,中高煤阶以中小孔和微孔为主,低煤阶以大孔为主。煤孔隙率的大小与煤级有关,变化在2%~25%。褐煤的孔隙率高,在12%~25%,而低中煤级烟煤的孔隙率较低,在2%~5%。高煤级烟煤以后,由于分子排列规则化,孔隙率又有所升高,在5%~10%。

渗透性作为衡量多孔介质允许流体通过能力,它是影响煤层气/页岩气井产能的关键参数,又是煤层气/页岩气中最难测定的一项参数。由于页岩储层致密且非均质性强,孔隙度和渗透率非常低,且影响因素十分复杂,主要受控于煤/页岩的物质组成、结构、地质构造、天然裂隙发育程度、埋深、地应力和有机质演化程度,其中地应力的大小和应力状态对煤/页岩储层渗透性具有重要影响。国内外许多学者曾就地应力对储层渗透性的影响进行过实验测试和理论分

析。煤/页岩储层的渗透率对地应力极为敏感,且渗透率随着地应力的变化而呈负指数变化<sup>[20-23]</sup>。页岩地层中的裂缝系统由自生裂缝系统、构造裂缝系统两部分构成,具商业价值的页岩气依赖于地层中天然气裂缝的发育规模,构造转折带、褶皱-断裂发育带是页岩气高产的重要场所,但太靠近断层也不利于页岩气形成富集。

### 1.1.3 保存条件

沉积岩性和构造对煤层气/页岩气赋存产生影响。地质构造一方面表现在地壳的升降与剥蚀会改变地层温压条件,打破原有的动态平衡,特别是成煤后或富有机质页岩形成后的主要构造运动对煤层气/页岩气保存影响明显,构造抬升剥蚀形成的煤/页岩层上覆有效地层厚度可以维持地层压力及相态的平衡,并阻止地层水的垂向交替。煤/页岩层的埋藏历史受控于构造运动发展阶段,每一阶段构造运动的性质决定了该阶段煤/页岩层的埋藏特征,进而控制着煤/页岩层的生烃演化历程;另一方面断裂活动可使封盖层产生裂隙或使其断开形成气体运移通道,也可形成良好的侧向封堵而使煤层气/页岩气得以保存,由此影响到煤层气/页岩气的保存和逸散特征。

在褶皱构造的背斜轴部,煤/页岩储层裂隙发育,煤/页岩储层渗透性相对较好;而褶皱构造的向斜轴部煤层埋藏深度相对较大,储层压力相对较高,煤/页岩层含气量相对较高,即所谓的向斜控气理论。高煤级煤层气的赋存方式主要以吸附态气体为主,气体的富集受压力控制明显。地质构造中的向斜核部常形成地层水的向心流动机制并因此形成较高的水压头,地层压力越大,越有利于煤层气的吸附和煤层气富集<sup>[24]</sup>。对于低煤级煤层气而言,由于发育的孔隙结构,使其具有储集游离气的客观条件,当地层受到构造抬升或剥蚀时,地层压力降低并使其平衡被打破,气体解吸后游离到储层中的中孔或大孔中赋存,游离气的运聚和富集具有常规天然气特征。

良好的封盖层可以减少构造运动过程中煤层气和页岩气的向外渗流运移和扩散散失,保持较高地层压力,维持最大的吸附量,减弱地层水对煤层气和页岩气造成的散失。我国晚古生代以来构造运动的多期叠加与改造,对煤层气/页岩气聚集、逸散历史及可采性产生了深刻影响,导致煤层气/页岩气成藏条件异常复杂。因此,在勘探过程中,应该在构造改造强烈的背景下,寻找构造活动相对较弱的区域进行煤层气/页岩气勘探。

## 1.2 煤层气/页岩气赋存环境条件

煤/页岩储层处在特定的环境条件(地应力、地

温和地下水)之中,赋存环境因素是地球内能以不同形式在地壳上的表现,煤层气/页岩气开发地质条件受控于地应力场、地下水压力场和地温场等多场耦合作用。

煤层气与页岩气主要以3种形式赋存在煤/页岩层中,即吸附在煤/页岩基质孔隙表面上的吸附状态,分布在煤/页岩的孔隙及裂隙内呈游离状态和溶解在煤/页岩水中呈溶解状态。煤层气的赋存状态随不同煤化程度有较大差异,并随赋存环境条件而发生变化。高煤级煤层气主要为吸附态;而低煤级煤层气由于具备储层游离气的客观条件其游离气占有一定的比例。页岩气主要由吸附气和游离气组成,且吸附气含量随着埋藏深度的增加而增高,变化梯度由快变慢,其中吸附气占总气量的比例为20%~80%<sup>[25]</sup>;吸附气的存在,使其明显区别于常规气和致密气;游离气的存在,使其又有别于煤层气。由于赋存环境条件如地应力场环境、地下水的压力场环境和地温场环境的变化,使煤/页岩储层中吸附气和游离气产生转化。

煤层气/页岩气开发是通过特定的工程及其开发方式改变煤层气/页岩气赋存环境条件,如地应力场环境、地下水的压力场环境和地温场环境使储层条件发生变化的过程,从而使煤、页岩层中吸附的甲烷气解吸出来(图1)。因此正确分析煤/页岩储层赋存环境条件及多场耦合特性,对于煤层气/页岩气有效开发具有重要意义。

测裂缝发育,而产能不理想的原因。因此,现今地应力的增大对低渗透煤层气/页岩气储层的渗透率有较大的影响。随着现今地应力的增大或有效应力的增大,渗流空间减少,渗透率下降。在煤层气/页岩气开发过程中,随着储层压力下降,有效压力增加,煤层气/页岩气储层渗透率下降。对生产过程中地应力和储层压力变化过程的研究,将有助于煤层气/页岩气的合理开采,减少煤/页岩储层伤害,提高最终采收率。

### 1.2.2 地下水压力场

地下水压力场控制着煤层气/页岩气的保存和运移,是影响煤层气/页岩气富集和后期生产的重要地质因素。对煤层气/页岩气富集规律的控制,可概括为两种作用:一是煤层气/页岩气随地下水运移逸散作用,致煤煤层气/页岩气散失;二是水力封闭控气作用,则有利于煤层气/页岩气保存。在地下水活动比较强烈的地区,地下水的交替比较频繁,在这一过程中,由于水的交替作用将煤/页岩层中的甲烷带走,导致煤层气/页岩气含量降低;相反,地下水活动比较弱的地区,煤/页岩层含气量一般都比较小。相对页岩气,煤层气受水文地质条件影响更明显,对于高煤级煤储层来说,高水矿化度的地区一般为水力封闭或水力封堵的地区,是煤层气形成的极为有利因素;相反,我国西北、东北低煤阶区中生物成因气占有一定比例,低矿化度地层水有利于甲烷菌的生存,使得次生生物气得到有效补充,因此,低矿化度的地区则更有利于低煤级煤层气的形成富集。地下水压力场对煤层气/页岩气开采,尤其是煤层气开采产生重要影响。排水降压是目前煤层气井生产的惟一措施,排水降压的效果直接控制着煤层气井产能的大小;与煤层气相比,页岩气生产过程中无需排水,生产周期长,一般30~50 a。因此,煤储层的水文地质条件成为控制煤层气井产能的重要因素。

### 1.2.3 地温场

地温场是有机质热演化成烃作用的关键,有机质热演化过程是由温度、压力和有效受热时间控制的化学动力学过程,地温场控制煤层气/页岩气赋存状态,由于地温变化导致煤层气/页岩气吸附-解吸作用的转化。煤/页岩储层温度是影响煤层气/页岩气形成富集条件的敏感因素,直接影响到煤层气/页岩气的吸附能力和解吸能力。从储集角度分析,温度高,则煤/页岩的吸附能力降低,煤/页岩的储集能力降低;而从开发角度来说,温度越高,煤/页岩中甲烷的解吸能力增强,有利于煤层气/页岩气产出。因此研究煤层气/页岩气赋存的地温场条件对于揭示煤层气/页岩

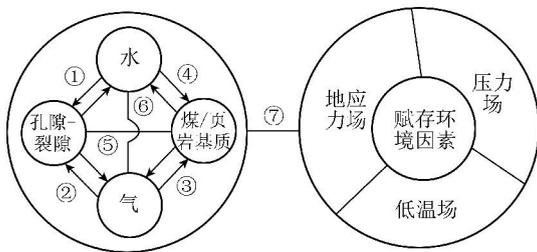


图1 煤/页岩储层多相介质多场耦合作用示意

Fig. 1 Diagrammatic sketch of coupled multiple fields in multiple-phase materials for coal/shale reservoir

- ①,②—渗流作用;③—吸附与解吸作用;④—物理化学作用;  
⑤—物理学作用;⑥—溶解作用;⑦—多场耦合作用

#### 1.2.1 地应力场

地应力是岩石成岩作用的主导因素之一,也是油气运移的主要动力之一,影响煤/页岩储层渗透性和压裂裂缝的形态和扩展方向。在地应力的作用下,煤/页岩储层渗透率按负指数函数关系急剧下降,裂缝逐渐趋于闭合,这可解释随储层压力下降,相应地有效应力增加,使产量快速递减的原因;另一方面,从试井渗透率统计分析中还可以发现,在地应力的作用下,裂缝趋于闭合,这就是煤/页岩储层为什么取芯观

岩气赋存状态及气体产出规律具有理论和实际意义。

### 1.3 煤层气/页岩气开发的工程力学条件

煤/页岩储层属于低孔低渗非常规储层,由于煤/页岩储层的渗透率都很低,仅靠井眼圆柱侧面作为排气面是远远不够的,所以必须采取人工强化增产措施。利用以钻井水力压裂为关键技术的一整套工艺过程对煤/页岩储层进行改造,是当今世界开发煤层气/页岩气所用的主要技术。

水力压裂通常要向钻孔中注入高压液体并限制其在预定井段压开煤/页岩储层。煤/页岩储层压裂时,煤/页岩储层物理力学性质、原岩地应力和节理裂隙分布以及施工参数等因素共同决定压裂裂缝的形态、方位、高度和宽度,其中煤/页岩储层岩石物理力学性质是煤/页岩储层压裂成缝、裂缝扩展及发育的重要因素。

对于低孔低渗双重介质的煤层气/页岩气,在生产中的产气机理大致相同,包括解吸、扩散和非达西渗流过程。虽然页岩气与煤层气在诸多方面相似,由于煤储层与页岩储层条件和煤层气/页岩气赋存状态的差异性,煤层气/页岩气开发技术也有所不同。

目前煤层气开采主要是通过抽排煤层中的地下水,从而降低煤储层压力,使煤层中吸附的甲烷气解吸释放出来;而页岩气开采是采用大型、多级水力体积压裂和水平井分段压裂技术,页岩气开采不需要排水降压采气,而是须排气降压解吸采气,其显著特征是气体产出以非达西流为主,生产过程中基本不产生水或产水很少<sup>[2]</sup>。

页岩气井的产气量一般在前几年较高,主要是由于井眼瞬间连通的裂缝网络内游离气体和连通孔隙内的气体容易进入井眼造成的;但随之缓慢减小,并维持 10~30 a 不变,所产气主要是来自页岩基质扩散和解析出的气体;而煤层气、致密岩性气及多数常规天然气的开采过程均有大量的水产出,其中煤层气须排水降压解吸采气,在实际排采中可分为 3 个阶段<sup>[1]</sup>: I 阶段为排水降压阶段,煤储层压力高于煤层解吸压力,主要产水,同时伴随有少量游离气、溶解气产出; II 阶段为稳定生产阶段,煤储层压力降至煤层解吸压力,产气量相对稳定,并逐渐达到产气高峰(通常需要 3~5 a),产水量下降到一个较低的水平上; III 阶段为产气量下降阶段,产少量水或微量水,该阶段的煤层气开采时间最长,并维持 10~15 a。

煤层是自然界中由植物遗体转变而成的成层可燃沉积矿产,由有机质和混入的矿物质所组成。煤层在含煤岩系中常常赋存于一定的层位,与其他共生的岩石类型构成特定的沉积序列,其力学性质相对于其

他岩类要低。由于煤的力学强度低,特别是抗拉强度低,使得煤岩容易开裂;由于泊松比高,使得地层水平应力增大导致地层难以开裂,因此煤岩破裂的难易程度需视具体情况才能得出结论。煤岩的低弹性模量和高泊松比将导致裂缝长度减小、宽度增大。在煤层中形成水力裂缝的宽度与弹性模量成反比。由于宽度增加,在相同的施工排量下,裂缝长度增加将受到限制,因此,煤层气井压裂施工排量远远高于常规砂岩气井,常常达到 8 m<sup>3</sup>/min 以上排量。

页岩是指颗粒直径小于 4 μm,主要由黏土矿物和数量不等的粉砂级石英以及有机质等组成。泥岩/页岩为黏土岩(泥质岩)类,岩石中含有纹理、页理,且粉砂含量小于 5% 者为页岩;无纹理、页理者为泥岩;岩石中含有纹理、页理,粉砂含量 5%~24% 者为含粉砂页岩,无纹理、页理者为含粉砂泥岩;岩石中含有纹理、页理,粉砂含量 25%~49% 者为粉砂质页岩,无纹理、页理者为粉砂质泥岩<sup>[26]</sup>。泥岩/页岩主要沉积在洪积平原、湖泊、三角洲,以及陆棚和海洋环境。泥岩/页岩的力学性质取决于组成泥岩/页岩的矿物成分和有机质含量<sup>[27]</sup>。不同沉积模式下的富有机质页岩储层矿物组成有较大变化。泥岩/页岩脆性矿物含量是影响页岩基质孔隙和微裂缝发育程度、含气性及压裂改造方式等的重要因素。页岩中黏土矿物含量越低,石英、长石、方解石等脆性矿物含量越高,岩石脆性越强,在外力作用下越易形成天然裂缝和诱导裂缝,形成树状或网状结构缝,有利于页岩气开采。而高黏土矿物含量的页岩,塑性强,吸收能量强,以形成平面裂缝为主,不利于页岩体积改造。美国产气页岩中石英含量为 28%~52%,碳酸盐含量为 4%~16%,总脆性矿物含量为 46%~60%。

由于页岩具有低孔隙度、低渗透率特性,产气量不高,而开放的矩形天然裂缝弥补了这一不足,大大提高了页岩气产量。裂缝的存在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。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,只有那些低泊松比、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<sup>[28]</sup>。

## 2 煤层气/页岩气开发地质主要特征及评价对比

### 2.1 煤层气/页岩气开发地质主要特征

煤层气/页岩气的基本成因与常规天然气没有实质性差别,在一定埋藏深度范围内煤层气/页岩气都发生过解吸—扩散—运移,并普遍存在“垂向分带”

现象,有机质演化程度越高解吸带深度越小,风化带越深解吸带深度越大,解吸带内煤层气/页岩气富集在一定程度上服从于常规天然气的构造控气规律;原生带内煤层气/页岩气富集却可能更多地受控于煤储

层/页岩层的吸附特性。煤层气/页岩气开发地质条件诸多方面具有共性,但也存在一定的差异性。煤层气与页岩气及其与其他天然气藏的主要特征及其对比见表 1。

表 1 页岩气/煤层气与其他天然气藏的主要特征对比

Table 1 Main characteristics contrast between shale gas/coalbed methane and other natural gas reservoirs

主要参数	常规砂岩气	致密砂岩气	页岩气	煤层气
生气条件	有机质来源	他生(富有机质页岩、煤系地层等)	他生(富有机质页岩、煤系地层等)	自生(富有机质页岩;TOC>2.0%),分散有机质
	有机质类型	I, II, III型	I, II, III型	I, II, III型
	有机质成熟度	达到生气阶段	达到生气阶段	达到生气阶段
储层条件	储层岩性	砂岩、碳酸盐岩等	砂岩、碳酸盐岩等	页岩/泥岩
	物质组成	矿物质	矿物质	矿物质+有机质
	孔隙结构	单孔隙结构或双重孔隙结构	单孔隙结构或双重孔隙结构	双重孔隙结构
	孔隙大小	大小不等	中、小孔	纳米级孔隙
	孔隙度/%	较高,一般>10,且变化较大	<10	<10
	渗透率/( $10^{-15} \text{ m}^2$ )	较高,一般>0.1,且变化较大	<0.1	<0.001
	气体赋存方式	游离	游离	吸附+游离
储层压力	一般正常至略低于正常压力	多为高异常地层压力	异常高压或异常低压	
保存条件	构造、岩性或地层	构造、岩性或地层	岩性、构造、水动力条件	岩性、构造、水动力条件
盖层条件	存在盖层	存在盖层	存在或无盖层	存在或无盖层
运移条件	存在运移	存在运移	无运移	无运移
圈闭条件	存在圈闭	存在圈闭	无明显圈闭	无明显圈闭
储层工程力学条件	岩石力学性质	强度高,弹性模量高,泊松比小	强度高,弹性模量高,泊松比小	强度较低,弹性模量较低,泊松比较高
	应力敏感性	弱	强	强
开发特点	开采范围	圈闭内	圈闭内	大面积连片开采
	产能	自然产能高,产量高	自然产能低,产量较高	自然产能低,产量低
	压裂改造	低渗透储层才需压裂	需压裂	需压裂
	渗流特点	达西渗流为主	非达西渗流为主	非达西渗流为主,一般不产水或产水很少

## 2.2 煤层气/页岩气开发地质条件评价

### 2.2.1 煤层气开发地质条件评价

煤层气开发地质选区是指区内煤层发育、含气量高,煤层气资源丰度高、潜力大、可采性好和可供开发的区带。对比美国煤层气盆地与我国煤层气开发实际,形成商业性煤层气开发的地质条件为:主力煤层单层厚度大于 1.5 m,累计厚度大于 4 m,煤层气含量应不小于  $8 \text{ m}^3/\text{t}$  或资源丰度大于  $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,煤层的埋藏深度在 300 ~ 1 500 m,裂隙相对发育,地应力相对较低,且渗透性和保存条件较好等条件<sup>[1]</sup>,评价参数及标准见表 2。

### 2.2.2 页岩气开发地质条件评价

对比北美页岩气产区与中国页岩气勘探实践,形

成工业价值页岩气的开发地质条件应为:富有机质页岩必须具备较高有机质丰度(TOC 含量>2%)、热成熟度  $R_o > 1.1\%$ 、脆性矿物含量(石英、长石等矿物)大于 40%、低黏土矿物含量(<30%)、吸附气含量高(> $0.4 \text{ m}^3/\text{t}$ )、页岩厚度大于 30 m、埋藏深度小于 4 500 m、渗透率  $K > 0.001 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ ,孔隙度  $\phi > 4\%$ 、含水饱和度  $S_w < 45\%$ 、成气后保存条件较好、存在超压以及较高弹性模量( $E > 3 \text{ GPa}$ )和低泊松比( $\mu < 0.25$ )等特征<sup>[2,28]</sup>(图 2)。主要评价参数如图 2 所示。

## 3 结 论

(1)煤层气/页岩气是赋存于煤层/页岩中的一

种自生自储式非常规天然气,其富集成藏主要取决于“生、储、保”基本地质条件是否存在、质量好坏以及相互之间的配合关系。煤层气/页岩气开发地质条件

不仅决定于煤层气/页岩气富集成藏条件,还取决于煤层气/页岩气赋存环境条件以及煤层气/页岩气开发工程力学条件。

表2 煤层气开发地质评价标准

Table 2 Evaluation criteria of coalbed methane exploitation geology

评价项目	美国	中石油勘探开发研究院廊坊分院(1993)	地矿部华北石油地质局	煤层气项目经理部	中国矿业大学	本文
煤层埋深/m	300 ~ 900	300 ~ 1 500		500 ~ 1 500	<1 000	<1 500
镜质组最大反射率 $R_o$ /%	0.7 ~ 1.6	可探索高阶煤	中煤阶	0.7 ~ 1.5		中、高煤阶
煤层厚度/m	0.6 ~ 5.0	>1	>8	累积>10,单层>0.6	>2	单层>1.5, 累计厚度>4.0
含气量/( $m^3 \cdot t^{-1}$ )	8.5	高阶煤15,低中煤阶8~10	>12	10	>8	含气量>8, 资源丰度>1
渗透率 $K/(10^{-15} m^2)$	3~4	测试方法问题	中煤阶高镜质组	>1	裂隙发育	裂隙相对发育, 地应力相对较低, $K>0.1$
构造条件	相对稳定	稳定区、裂缝发育部位		盆地内斜坡带或向斜部位		盆地内斜坡带或向斜部位
水文条件	承压水区	承压水区		承压水区水压封堵		弱交替区和滞流区、承压水区
盖层	泥岩、页岩	泥页岩、砂岩区为盖层时可探常规气		>10 m 泥岩、碳酸盐岩		存在盖层, 保存条件好

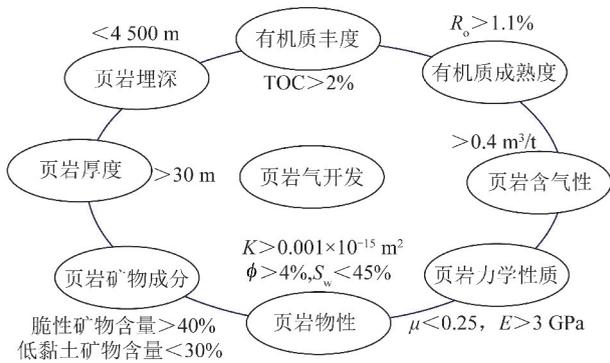


图2 页岩气开发地质评价关键地质参数  
Fig. 2 Geological key parameters of shale gas exploitation assessment

(2)煤层气/页岩气的基本成因与常规天然气没有实质性差别,在一定埋藏深度范围内煤层气/页岩气都发生过解吸—扩散—运移,并普遍存在“垂向分带”现象,有机质演化程度越高解吸带深度越小,风化带越深解吸带深度越大,解吸带内煤层气/页岩气富集在一定程度上服从于常规天然气的构造控气规律;原生带内煤层气/页岩气富集却更多地受控于煤储层/页岩层的吸附特性。

(3)形成商业性煤层气开发的地质条件为:主力煤层单层厚度大于1.5 m、累计厚度大于4 m,煤层气含量应不小于 $8\text{ m}^3/t$ 或资源丰度大于 $1.0 \times 10^8\text{ m}^3/km^2$ ,煤层的埋藏深度在300~1500 m,裂隙相对发

育,地应力相对较低、且渗透性和保存条件较好等条件。

(4)形成商业性页岩气开发的地质条件为:页岩厚度>30 m,且页岩厚度越大,富有机质页岩必须具备较高有机质丰度( $TOC > 2\%$ )、热成熟度 $R_o > 1.1\% \sim 1.2\%$ 、脆性矿物含量(石英、长石等矿物)>40%、低黏土矿物含量(小于30%)、含气量高,成气后保存条件较好、存在超压以及较高弹性模量和低泊松比等特征。

参考文献:

[1] 孟召平,田永东,李国富.煤层气开发地质学理论与方法[M].北京:科学出版社,2010.  
 [2] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质[M].北京:地质出版社,2011.  
 [3] 王社教,李登华,李建忠,等.鄂尔多斯盆地页岩气勘探潜力分析[J].天然气工业,2011,31(12):1-7.  
 Wang Shejiao, Li Denghua, Li Jianzhong, et al. Exploration potential of shale gas in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12):1-7.  
 [4] 蒲伯伶,包书景,王毅,等.页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例[J].石油地质与工程,2008,22(3):33-36.  
 Pu Boling, Bao Shujing, Wang Yi, et al. Analysis on condition of shale gas accumulation: A studying case from shale gas basin in America[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(3):33-36.

- [5] 张林晔,李 政,朱日房.页岩气的形成与开发[J].天然气工业,2009,29(1):124-128.  
Zhang Linye, Li Zheng, Zhu Rifang. The formation and exploitation of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(1): 124-128.
- [6] 李登华,李建忠,王社教,等.页岩气藏形成条件分析[J].天然气工业,2009,29(5):22-26.  
Li Denghua, Li Jianzhong, Wang Shejiao, et al. Analysis of controls on gas shale reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 22-26.
- [7] 页岩气地质与勘探开发实践丛书编委会编.北美地区页岩气勘探开发新进展[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [8] 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.
- [9] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale 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] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [11] 张金川,金之钧,袁明生,等.页岩气成藏机理和分布[J].天然气工业,2004,24(7):51-58.  
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng, et al. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 51-58.
- [12] 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. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China [J]. Nature Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114.
- [13] 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):689-694.  
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 689-694.
- [14] 董大忠,程克明,王玉满,等.中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J].石油与天然气地质,2010,31(3):288-308.  
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region [J]. China Oil and Gas Geology, 2010, 31(3): 288-308.
- [15] 龙幼康.中扬子地区下古生界页岩气的勘探潜力[J].地质通报,2011,30(2-3):344-348.  
Long Youkang. Lower Paleozoic shale gas exploration potential in the central Yangtze area, China [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2-3): 344-348.
- [16] 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.  
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.
- [17] 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.  
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.
- [18] 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.
- [19] Mavor M. Barnett Shale Gas-in-Place Volume Including Sorbed and Free Gas Volume (abs.) [A]. Fort Worth, AAPG Southwest Section Meeting [C]. Texas, 2003.
- [20] Enever J R E, Henning A. The relationship between permeability and effective stress for Australian coal and its implications with respect to coalbed methane exploration and reservoir modeling [A]. Proceedings of the 1997 International Coalbed Methane Symposium [C]. 1997: 13-22.
- [21] McKee C R, Bumb A C, Koenig A. Stress Dependent permeability and porosity of coal [J]. Rocky Mountain Association of Geologist, 1998: 143-153.
- [22] Meng Zhaoping, Zhang Jincai, Wang Rui. Insitu stress, pore pressure, and stress-dependent permeability in the Southern Qinshui Basin [J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2011(48): 122-131.
- [23] 秦 勇,张德民,傅雪海,等.沁水盆地中-南部现代构造应力场与煤储层物性关系之探讨[J].地质论评,1999,45(6):576-583.  
Qin Yong, Zhang Demin, Fu Xuehai, et al. A discussion on correlation of modern tectonic stress field to physical properties of coal reservoirs in central and southern Qinshui Basin [J]. Geological Review, 1999, 45(6): 576-583.
- [24] 姜文利,赵素平,张金川,等.煤层气与页岩气聚集主控因素对比[J].天然气地球科学,2010,21(6):1057-1060.  
Jiang Wenli, Zhao Suping, Zhang Jinchuan, et al. Comparison of controlled factors for coalbed methane and shale gas accumulation [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 1057-1060.
- [25] 邹才能,董大忠,杨 桦,等.中国页岩气形成条件及勘探实践[J].天然气工业,2011,31(12):1-14.  
Zou Caineng, Dong Dazhong, Yang Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 1-14.
- [26] 张鹏飞.沉积岩石学[M].北京:煤炭工业出版社,1990.
- [27] Meng Zhaoping, Xiao Xianming. Analysis of the mechanical property of mudstone/shale in paralic coal measures and its influence factors [J]. Journal of Coal Science & Engineering (China), 2013, 19(1): 1-7.
- [28] 董大忠,邹才能,李建忠,等.页岩气资源潜力与勘探开发前景[J].地质通报,2011,30(2-3):324-336.  
Dong Dazhong, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Resource potential, exploration and development prospect of shale gas in the whole world [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 324-336.