

New Progress on the Research of Formation Mechanism of Shale Gas Reservoir

Ke Zhang¹, Dongmin Ma^{1,2}, Hailong Xiangli³, Kai Shao⁴

¹Geology and Environment College, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an Shaanxi

²National Energy Key Lab of Coal and Coalbed Methane Co-Mining Technology, Jincheng Shanxi

³Shaanxi Binchang Dafosi Mining Co., Ltd., Xianyang Shaanxi

⁴Shannxi Coalbed Methane Development Company Limited, Xi'an Shaanxi

Email: 18710801048@163.com

Received: Sep. 3rd, 2016; accepted: Sep. 24th, 2016; published: Sep. 27th, 2016

Copyright © 2016 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Alternative energy for shale gas as a conventional natural gas is a very important kind of non-conventional energy resources, and has great potential for development. Based on the research of the domestic and foreign research achievements on shale gas, this paper summarizes the shale gas accumulation conditions and mechanism. Shale gas accumulation conditions have internal and external causes. Internal factors include genetic types, air condition (thickness, mineral composition, maturity, total organic carbon (TOC) content, kerogen type, the degree of thermal evolution, reservoir conditions (humidity), cracks, porosity and permeability), trap conditions, preservation conditions (caprock condition, hydrogeological conditions, structural conditions); external factors include depth, temperature and pressure. At least the formation of shale gas accumulation mechanism links the migration, accumulation and accumulation process of coalbed methane (typical adsorption gas reservoir forming principle), source contacting gas (piston type gas water displacement principle) and conventional gas (displacement of typical migration mechanism) together, with the typical sense of transition in performance characteristics.

Keywords

Shale Gas, Reservoir Forming Mechanism, Reservoir Forming Conditions, Unconventional

页岩气成藏机理研究新进展

张 渴¹, 马东民^{1,2}, 相里海龙³, 邵 凯⁴

¹西安科技大学地质与环境学院, 陕西 西安

²国家能源煤与煤层气共采技术重点实验室, 山西 晋城

³陕西彬长大佛寺矿业有限公司, 陕西 咸阳

⁴陕西省煤层气开发利用有限公司, 陕西 西安

Email: 18710801048@163.com

收稿日期: 2016年9月3日; 录用日期: 2016年9月24日; 发布日期: 2016年9月27日

摘要

页岩气作为常规天然气的接替能源, 是一种非常重要的非常规能源, 开发潜力巨大。在调研了国内外页岩气研究成果的基础上, 总结了页岩气的成藏条件和成藏机理。页岩气的成藏条件有内因和外因。内因包括成因类型、气源条件(厚度、矿物组成、成熟度、总有机碳含量(TOC)、干酪根类型、热演化程度、湿度)、储集条件(裂缝、孔隙度和渗透率)、圈闭条件、保存条件(盖层条件、水文地质条件、构造条件), 外因有深度、温度与压力。页岩气的成藏机理至少将煤层气(典型吸附气成藏原理)、根缘气(活塞式气水排驱原理)和常规气(典型的置换式运聚机理)的运移、聚集和成藏过程联结在一起, 在表现特征上具有典型的过渡意义。

关键词

页岩气, 成藏机理, 成藏条件, 非常规

1. 引言

页岩气, 已经成为全球非常规天然气勘探开发的热点方向和现实领域。

现代页岩气的概念由 Curtis [1]于 2002 年提出: 即存储于天然裂隙和粒间孔隙中的游离气; 或干酪根和沥青中的溶解气; 或干酪根和页岩颗粒表面的吸附气, 称为页岩气。页岩气的聚集方式中, 最基本的是吸附作用; 页岩气中总含量的 20%~85%来自于吸附气。美国作为页岩气研究的先驱, 近些年来有大量研究成果[2]-[5]。国内, 张金川等[6]定义页岩气为: 页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中, 以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集; 在页岩气藏中, 天然气也存在于夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、甚至砂岩地层中, 是天然气生成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。这些储集于页岩层中, 自生自储式的天然气, 称之为页岩气。页岩储层中含有一定的规模和页岩气的开采价值被称为页岩气藏。

2. 成藏条件

2.1. 沉积环境

页岩可形成于陆相、海相及海陆过渡相沉积环境中。富有机质黑色页岩形成, 需要具备两个重要条件: 一是表层水中浮游生物发育, 生产力高; 二是具备有利于沉积有机质保存、聚集与转化的条件。水循环受限的滞留海(湖)盆、陆棚区台地间的局限盆地、边缘海斜坡与边缘海盆地中, 由于水深且盆地隔绝性强, 水体循环性差, 容易形成贫氧或缺氧条件, 是发育黑色页岩的有利环境。综合研究认为, 黑色富有机质页岩主要形成于缺氧、富 H_2S 的闭塞海湾、潟湖、湖泊深水区、欠补偿盆地及深水陆棚等沉积环境中[7] [8]。

杨振恒[9]通过对北美典型克拉通盆地页岩气的成藏模式进行梳理,介绍了密执安盆地 Antrim 页岩气(A型模式)和德拉华盆地 Barnett 页岩气(B型模式)为代表的两种成藏模式。A型模式主要特征为:从盆地周缘较浅至较深部位赋存着具有生物成因和热成因的“二元”成因结构的天然气,依次从生物气过渡到混合气,最后为热成因气。B型模式主要特征为:页岩气生气方式为热成因天然气“原地”生成聚集,在不同成熟度的区域,产出不同热成因类型的天然气。对比四川盆地和鄂尔多斯盆地优质页岩发育及热成熟度特征表明,德拉华盆地 Barnett 页岩气成藏模式(B型模式)对我国页岩气勘探更有意义,密执安盆地 Antrim 页岩气成藏模式(A型模式)对我国页岩气勘探的意义不能忽视。

2.2. 气源条件

2.2.1. 厚度

在美国已经进行了勘探开发的所有地区之中,最大的5个页岩气勘探开采区中,其页岩净厚度围在9.14~91.44 m之间。平均厚度大于30.48 m的Lewis页岩和Barnett页岩,其产气量比较高[10];拥有页岩气藏中页岩厚度最小的为9.1 m,位于密执安盆地 Antrim 页岩气藏。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。当有机碳含量增大和成熟度提高时,拥有页岩气藏的最小页岩厚度可适当的降低。聂海宽[11]依据美国在页岩气勘探开发中取得成果,认为当页岩厚度大于9 m时,才可能具有较好的商业开采价值。董立等[12]认为页岩下限厚度为30 m。

2.2.2. 矿物组成

页岩储层中的脆性矿物主要有石英、长石、方解石等。页岩中矿物组成(即脆性矿物的含量)决定了裂隙的发育程度,而裂隙程度又决定了气体的生产速度。因此,页岩气的产能在很大程度上受到了矿物组成的影响。比如,在同等条件下对页岩进行的压裂,硅含量高的页岩效果好于黏土含量高的页岩,并可以有更多的天然气产出[11]。

2.2.3. 成熟度

成熟度是确定有机质生油、生气或有机质向烃类转化程度的关键指标。有机质向烃类转化的整个过程中都可以形成页岩气,在演化程度较低时,可生成生物成因的页岩气,演化程度较高时,可以通过干酪根热降解、原油热裂解的方式形成热解、裂解成因页岩气。一般情况下,有机质成熟度低,页岩气含量低、产量较小;成熟度越高,含气量、产气量越大,说明页岩气以干酪根热降解、原油热裂解等热成因为主。从目前北美页岩气产层看,它们的 R_o 集中在1.0%~2.0%之间,处于成熟—高熟阶段[13]。

2.2.4. 总有机碳含量(TOC)

总有机碳含量(TOC)是衡量生烃量和生烃强度的关键参数,也是评价烃源岩丰度的重要指标。文献[11]中提到,在已有的生产页岩气藏中表明,有机碳含量高的区域,生气量也相应较大。气体含量(包括吸附气体含量和总气体含量)和有机碳含量之间,呈现出很好的正相关关系。当页岩中的有机质类型较好,并且热演化程度高的情况下,其有机碳含量的下限值就低;而当泥页岩中的黏土矿物含量较高时,其有机碳含量最高时,加之吸附量很大,可开采气量就减少;相应的,该泥页岩作为潜力源岩时其有机含量下限值就越高。我国目前对于泥质油源岩中,有机碳含量的最低标准,确定为0.4%~0.6%;但是,对于泥质气源岩中有机碳含量的下限标准,目前还没有统一的标准。根据美国的生产经验,一般情况下,总有机碳含量大于0.5%时,可认为该源岩是有潜力的[13]。

2.2.5. 干酪根类型

衡量有机质产烃能力中,干酪根类型是重要的参数。干酪根产油为主还是产气为主,取决于不同的

干酪根类型；同时，不同的干酪根类型还影响天然气吸附率和扩散率。根据已有的资料显示，在美国页岩气盆地中，以 I 型干酪根和 II 型干酪根为主，同时有部分 III 型干酪根；但是，无论是何种类型的干酪根，都可生成产量可观的气。实验证明，干酪根的主生气期(某一时期天然气的生成量占总生气量的 70%~80%)因其类型的不同而对应着不同的 R_o 值。I 型干酪根在 R_o 值为 1.2%~2.3% 期间产气，而 II 型干酪根和 III 型干酪根则分别为 1.1%~2.6% 和 0.7%~2.0% [14]。I 型和 II 型干酪根的产物主要是油，而 III 型干酪根的产物主要是气；且不同类型干酪根在不同的演化阶段生气量具有较大的变化[13]。因此，干酪根类型是烃源岩生油气能力的重要影响因素。

2.2.6. 热演化程度

含气页岩的热成熟度 R_o 越高表明生气的可能越大。依据美国的产气页岩经验[14]，在有机质向烃类演化的整个过程中，都有页岩气的生成；其热成熟度从临界值(0.4%~0.6%)到成熟(0.6%~2.0%)整个过程都有。页岩层中的有机质如果达到生烃标准就可以产生天然气，即 R_o 大于 0.4% 时，页岩中就有可能聚集成藏。通常情况下， R_o 在 0.4%~0.6% 时可生成生物成因气； R_o 小于 0.6% 是未成熟阶段；当 R_o 大于 1.0% 时就更容易产气，生气窗的范围为 1.0%~2.0%；但是，当 R_o 大于 1.4% 后生成干气。高产页岩气的评价中，热成熟度是关键参数，而且，热成熟度越高，对于页岩气的生成和产出越有利。

2.2.7. 湿度

页岩中吸附态的天然气含量，受到了湿度的直接影响。当水分和气体同在时，由于气体的吸附能力比水的吸附能力差，因此水分会占据页岩中的部分活性表面，导致甲烷的整体吸附量下降。一般情况下，随着页岩成熟度的增加，湿度减小；因此，页岩的成熟度越高含气量越高。产气速度随着含水量的增高而降低。因此，有利于页岩气产出的区域，其含水量应该较少[11]。

2.3. 储集条件

2.3.1. 裂缝

页岩气以泥岩或页岩及其间的砂质岩夹层为主要储集介质，以吸附态赋存在储集层的孔隙和裂缝中，并且具有低孔低渗、非均质性强等特点。页岩气的赋存形式受到了储集层中孔隙的容积和孔径大小的显著影响。通常，孔隙分为三种，包括微孔、过渡孔和大孔(孔径大小分别为小于 2 nm、2~50 nm、大于 50 nm)。微孔中的气体存在方式主要为毛细管凝结、物理吸附和扩散等；过渡孔中的主要存在形式为层流和毛细管凝结，大孔中的气体存在形式主要为层流和紊流两种形式。所以，微孔中主要是吸附态，过渡孔中是混合态，大孔中为游离态。页岩气藏中，裂缝具有双重效果：当裂缝适中时可以为地层水和天然气提供有利的聚集空间和运移通道，对页岩的总含气量有利；当裂缝总体比例较大时，有可能导致页岩气的逸散[11]。

2.3.2. 孔隙度和渗透率

页岩气藏的储层分析中，孔隙度和渗透率是研究储层特征的重要参数。一般情况下，游离态的天然气和大量的油，有可能存在于页岩中的大量孔隙之中；并且，孔隙度大小决定了页岩中游离态的天然气含量。

页岩气藏是否具有经济开发价值，渗透率是重要的评判参数。页岩的渗透率一般低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，喉道半径平均值小于 $0.005 \mu\text{m}$ ，但会随裂缝发育而大大增加。

2.4. 圈闭条件

页岩气藏没有清晰的气水界面，分布范围受烃源岩控制，形成并富集于烃源岩内部，与烃源岩的分

布范围近似相等。所以，页岩气藏无明显边界，不需要常规意义上的圈闭，气藏内外没有有气和无气的区别，只有含气丰度的区别。

2.5. 保存条件

2.5.1. 盖层条件

页岩本身属于致密层，渗透率极低，因此对页岩气来说，页岩本身就是很好的盖层。

2.5.2. 水文地质条件

不同的水文条件对于页岩气的保存具有不同的作用。一方面地表水所携带的细菌对页岩的生物排烃有显著的作用，另一方面，地层水对于页岩气可进行封堵，又可运移，同时还可溶解，进而打破储层中原有的游离气、溶解气和吸附气之间的动态平衡。

2.5.3. 构造条件

盆地中心或构造低部一般为利于页岩气藏的构造。在破坏最严重的构造油气藏区带，依然可以有页岩气藏的勘探开发前景。例如，在美国发现的一些高产气藏中，其页岩气藏为经历了多次构造运动的古生代地层[10]。

2.6. 深度

页岩气藏的经济价值与效益，由其深度直接控制。目前在美国已发现的页岩气藏中，其大致有 4 个深度段分布范围，深度从 76.2~3658 m。因此，决定页岩气藏发育的因素不是深度的大小，而是该页岩气藏能否进行商业开发。埋藏在深处的页岩气藏，在科学技术的进步之后，也将得到开发。但是，页岩气藏的特征在不同的深度，有着很大的差异。

2.7. 温度与压力

吸附气体的含量主要受到温度的影响；随着温度的增大，加快了页岩中气体分子的运动速度，使得处于吸附态的页岩气含量下降。

通常情况下，气体不论以何种赋存方式存在，都会随着压力的增大其含量都会增加；由于孔隙和矿物质(有机质)的表面积一定，当压力增加到一定值后，含气量的增加就会变得缓慢。

3. 成藏机理

在地层中，页岩多数由浅色粉砂岩和暗色泥岩的薄互层组成。赋存于页岩中的天然气有多种状态。大多数为有机质表面和岩石颗粒上的吸附态，或是存在于裂缝和孔隙之中的游离态，只有极少数的天然气为溶解状态。有机质含量密切影响着以吸附态赋存于页岩中的天然气；同时，游离态天然气和吸附态天然气之间存在着此消彼长的关系。一般情况下，吸附态天然气的含量在 20%~85%之间变化。因此，页岩气介于常规圈闭气(吸附气通常忽略不计)和煤层气(甲烷吸附量大于 85%)之间。除了天然气在液态烃类、孔隙水及干酪根有机质中的溶解机制外，页岩气成藏展现出了非常复杂的多机理递变特点。页岩气藏从吸附聚集的生烃初期，到活塞式运移聚集的大量生烃时期，再到置换式运移聚集的生烃高峰，展现了天然气成藏这一页岩气自身所构成的完整性。

上述页岩气的产生过程，至少将典型吸附气成藏原理(煤层气)、活塞式气水排驱原理(根缘气)、典型的置换式运聚机理(常规气)的运移、聚集和成藏过程联结在一起；经历了从典型吸附到常规游离之间的过渡，展现了页岩气自身独特的成藏机理。由于页岩气藏的形成过程中仅有极短距离或没有运移，并介于吸附态和游离态之间的过渡，因此页岩气藏具有多重机理意义，在表现特征上有典型的过渡意义。

页岩气的成藏机理分为三个阶段[8]:

第一阶段:页岩气与煤层气的成藏机理大致相同,包括页岩气的生成、吸附和溶解逃离(图 1(a))。在最初的生气阶段,由生物作用所产生的页岩气先吸附于岩石颗粒表面和有机质中,一直到吸附气量和溶解的逃逸气量达到饱和后,多出来的页岩气才以游离态或溶解态运移扩散,在适宜的条件下能够为水溶气藏提供丰富的气源。这时的页岩气藏总体含量较低,生成的气藏仅限于以吸附态存在于页岩内部。

第二阶段:在大量产生热裂解气的第二阶段。天然气的形成主要将热化学能转化,即将具有较高密度的有机母质转变成了较低密度的天然气。页岩储层为相对封闭的系统,由于密度变小,使得压力提高和体积膨胀;原有的地层压力随着天然气的不断生成而不断提高,最终使得该地区的地层压力异常高,即所谓的“高压锅”原理。页岩内部沿着脆性薄弱面、应力集中面或岩性接触面在压力升高的作用下,产生了裂缝。此时,若产生的气体集聚于其中,就会形成以游离相为主的工业性页岩气藏。这时由生气膨胀力所促动的成藏过程为页岩气藏形成的主体方式,页岩气形成后就近或原地分布,形成了挤压造隙式的运聚成藏特征(图 1(b))。在此阶段,游离相的天然气以裂隙聚集为主,页岩地层的平均含气量丰度达到较高水平。

第三阶段:随着页岩气不断大量的生成,导致更多的游离的页岩气无法都保存于页岩内部,从而产生以生烃膨胀作用为基本动力的天然气“逃逸”作用(图 1(c))。一般情况下,和页岩间互出现的储层主要为具有低孔低渗特点的粉-细砂岩类,这也导致了页岩气的运移方式为活塞式排水,这种气水排驱方式从页岩开始,在页岩边缘以活塞式推进方式产生根缘气聚集。此时的页岩气聚集已不仅仅是页岩本身,表现为无边、底水和浮力作用发生的地层含气特点。

因此,不论是页岩地层本身还是薄互层分布的砂岩储层,从整套页岩层系考察,均表现为普遍的饱含气性。如果地层中的砂岩含量逐渐增多并逐步转变为以致密砂岩为主,那么页岩气藏逐渐改变为根缘气藏。如果生气量继续增加,则天然气分布范围进一步扩大,直到遇常规储层或输导通道后,天然气受浮力作用而进行置换式运移,从而导致常规圈闭气藏的大范围出现。

4. 结论与认识

1) 北美页岩气已成功开发,我国则处于起步阶段。应结合我国实情,参考已成功经验,尽早探索出适合国情的理论。

2) 页岩气的成藏条件有内因和外因。内因包括成因类型、气源条件(厚度、矿物组成、成熟度、总有机碳含量(TOC)、干酪根类型、热演化程度、湿度)、储集条件(裂缝、孔隙度和渗透率)、圈闭条件、保存条件(盖层条件、水文地质条件、构造条件),外因有深度、温度与压力。

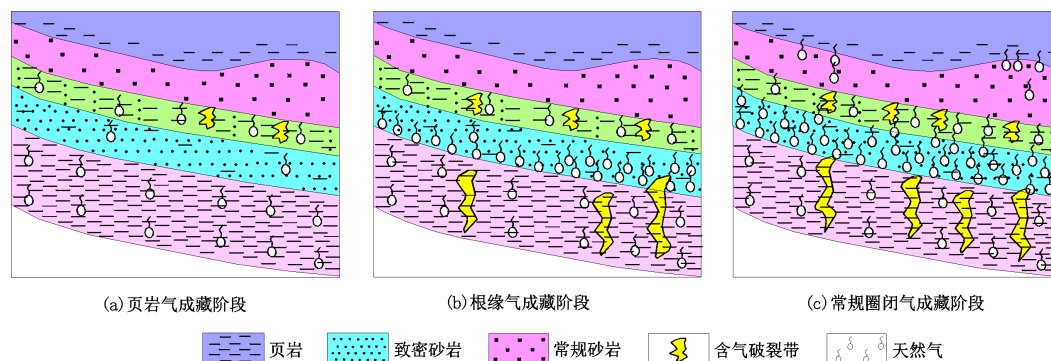


Figure 1. Three phases of gas reservoir forming [4]

图 1. 天然气成藏的 3 个阶段[4]

3) 页岩气是天然气生成之后在烃源岩层内就近聚集的结果, 表现为典型的“原地”成藏模式。页岩气的成藏机理至少包括了煤层气(典型吸附气成藏原理)、根缘气(活塞式气水排驱原理)和常规气(典型的置换式运聚机理)的成藏机理, 在表现特征上具有典型的过渡意义。在页岩气成藏过程中, 吸附机理、活塞式运聚机理及置换式运移机理共同作用, 控制着页岩气藏中吸附态和游离态天然气比例的变化。页岩气成藏机理实质上就是页岩孔隙中的不同赋存方式的天然气空间比例分配问题。

参考文献 (References)

- [1] Curtis, J.B. (2002) Fractured Shale Gas Systems. *AAPG Bulletin*, **86**, 1921-1938.
- [2] Kinley, T.J., Cook, L.W., Breyer, J.A., *et al.* (2009) Hydrocarbon Potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, West Texas and Southeastern New Mexico. *AAPG Bulletin*, **93**, 857-889.
- [3] Dariusz, S., Maria, M., Arndt, S., *et al.* (2010) Geochemical Constraints on the Origin and Volume of Gas in the New Albany Shale (Devonian-Mississippian), Eastern Illinois Basin. *AAPG Bulletin*, **94**, 1713-1743.
<http://dx.doi.org/10.1306/06301009197>
- [4] Zhu, Y.P., Liu, E.R., Alex, M., *et al.* (2011) Understanding Geophysical Responses of Shale-Gas Plays. *The Leading Edge*, **30**, 332-338. <http://dx.doi.org/10.1190/1.3567265>
- [5] Roger, M., Slatt, Y.A. (2011) Merging Sequence Stratigraphy and Geomechanics for Unconventional Gas Shales. *The Leading Edge*, **30**, 274-282. <http://dx.doi.org/10.1190/1.3567258>
- [6] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理及分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
- [7] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型, 特征, 机理及展望[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
- [8] 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, 2013: 37, 127-167.
- [9] 杨振恒, 韩志艳, 李志明, 等. 北美典型克拉通盆地页岩气成藏特征, 模式及启示[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 463-470.
- [10] 邵珠福, 钟建华, 于艳玲, 等. 从成藏条件和成藏机理对比非常规页岩气和煤层气[J]. 特种油气藏, 2012, 19(4): 21-24.
- [11] 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, 30(4): 484-491.
- [12] 董立, 赵旭, 涂乙. 页岩气成藏条件与评价体系[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(1): 18-21.
- [13] 王伟锋, 刘鹏, 陈晨. 页岩气成藏理论及资源评价方法[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 429-438.
- [14] 姜文斌, 陈永进, 李敏. 页岩气成藏特征研究[J]. 复杂油气藏, 2011, 4(3): 1-5.

期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: cce@hanspub.org