

# 页岩气储层评价因素研究

胡昌蓬<sup>1</sup> 徐大喜<sup>2</sup>

1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

2. 中国石油长庆油田第四采气厂, 内蒙古 乌审旗 017300

## 摘要:

为研究页岩气储层评价中主要参数的作用,有必要分析各参数的影响机理。在调研国内外研究进展的基础上,以美国五大盆地页岩气勘探开发认识为参考,分析总有机碳含量、含气量、温度和压力等参数对储层评价和开发的作用。发现页岩气储层评价比常规储层研究更复杂,多项评价参数对储层有正反两方面的影响,单一控制因素的优劣不能定性评价储层,页岩气体储集包含吸附态、游离态、溶解态,吸附解吸作用使其渗流规律异于常规储层,因此页岩气储层有利区块的优选需要进行多种指标的综合考虑。

## 关键词:

页岩;评价;含气量;吸附解吸;优选

## 文献标识码:A

文章编号:1006-5539(2012)05-0038-05

## 0 前言

随着全球能源需求的增加,以及水平井和水力压裂技术的进步,尤其是以 Barnett 页岩为代表的北美页岩气的开发,使得过去主要作为烃源岩和盖层的页岩储层引起广泛关注。中国页岩气资源潜力约  $30 \times 10^{12} \sim 100 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,可采资源量约为  $7 \times 10^{12} \sim 45 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[1]</sup>,与美国相近。中国页岩气勘探开发总体处于探索和突破阶段,主体是在地质条件、成藏控制因素等方面进行研究,并与美国五大页岩气盆地进行对比分析。目前,中石油、中石化在四川、重庆、贵州等地已经完钻一批先导试验井,获得了工业油气流,大规模的工业开发尚需进一步的探索,预计到 2015 年全国页岩气产量将达  $65 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

国内外专家学者在页岩气藏定义<sup>[2-3]</sup>、研究方法<sup>[4]</sup>、

成藏储集机理<sup>[3,5-6]</sup>、影响因素<sup>[6-8]</sup>、战略选区<sup>[9-10]</sup>等方面进行深入研究,页岩气储层的评价优选包括成藏控制因素:总有机碳含量、储层厚度、有机质成熟度、矿物组成、温度、压力、孔渗参数等;后期储层改造因素:埋深、裂缝、岩石力学性质等。中国页岩气成藏、地质情况与美国略有不同<sup>[1,5,11]</sup>。在页岩气储层优选上可以借鉴但不能照搬美国模式。

## 1 页岩气成藏控制因素

### 1.1 总有机碳含量(TOC)

总有机碳含量(TOC)是影响页岩储层物性的主要参数之一,一方面页岩中有机质含量控制着气体含气量,如美国主要页岩气含气量与 TOC 含量有较好的正向相关性,TOC 含量越高,对气体的吸附能力越强<sup>[7]</sup>,

## 收稿日期:

2012-07-22

## 基金项目:

教育部科学技术研究重大计划“页岩气流动机理与产能预测模型研究”资助项目(311008)

## 作者简介:

胡昌蓬(1985-),男,山东东营人,助理工程师,硕士,主要研究方向为非常规油气开发。

见图1;另一方面页岩中有机质是孔隙空间和渗流通道的主要提供者,有机质本身孔隙度和渗透率远高于岩石基质,且对裂缝的发育和分布有一定影响。美国五大页岩气盆地 TOC 含量普遍较高:密歇根盆地的 Antrim 页岩和伊利诺伊州盆地的 New Albany 页岩 TOC 含量约在 1%~25%之间;福特沃斯盆地的 Barnett 页岩和圣胡安盆地的 Lewis 页岩约在 0.45%~4.5%之间<sup>[11]</sup>。国内四川盆地成藏条件较好的筇竹寺组页岩 TOC 含量在 1.0%~11.07%,龙马溪组页岩 TOC 含量为 0.51%~4.88%,最高达 9%<sup>[2]</sup>,相较美国五大页岩气盆地,四川盆地 TOC 含量分布范围较小,含量略低。

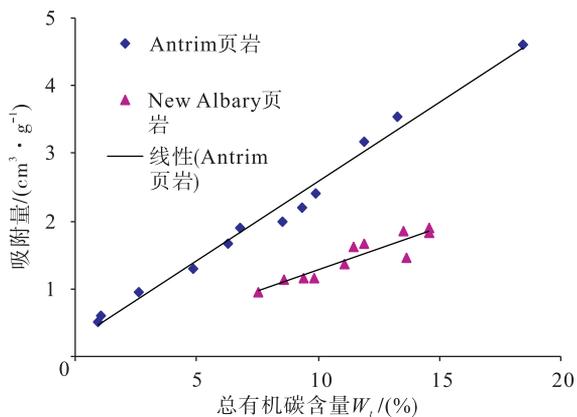


图1 页岩吸附气量与 TOC 含量曲线

关于 TOC 含量是否有下限值没有明确界定,一般工业开采页岩区块 TOC 含量 $>2\%$ ,黄勇斌等人<sup>[9]</sup>利用含气量反演法、测试法得到 TOC 含量 $>1\%$ 的页岩才有较好的含气性和产能。若页岩气储层热演化程度高<sup>[12]</sup>或采用更先进的水平井钻井工艺和压裂工艺,TOC 含量下限可以更低。

## 1.2 储层厚度

页岩储层厚度是计算储量的重要参数,美国五大盆地开采区净厚度在 9.14~91.44 m 之间<sup>[3-4,8]</sup>,地球科学家没有明确关于页岩层下限厚度的认识,以 Barnett 页岩为例,目前也没有关于其下限的储层厚度,30 m 足够生产商业性气流,而 15 m 则可能太薄。储层厚度下限也要考虑其他因素,如 TOC 含量和有机质成熟度,例如密歇根盆地的 Antrim 页岩 TOC 含量远高于 Barnett 页岩,其储层厚度 10 m 即可达到生产下限<sup>[13]</sup>。页岩储层厚度并不是核心指标,以富含有机质的页岩储层厚度作为评价更准确。

## 1.3 有机质成熟度 ( $R_0$ )

有机质成熟度 ( $R_0$ ) 是评价页岩气藏品性的关键参数,有机质热演化程度越高表明有机质生成的气体越多,页岩内部剩余气量越大,转化过程中形成的微

超压环境增加吸附气体含量,同时在有机质热演化过程中形成有机质孔隙明显增加页岩孔隙空间,有机质的减少相对增加脆性矿物含量,更易形成裂缝,Jarvie<sup>[14]</sup>研究发现总有机质含量在 7% 的页岩,转化 35% 的有机碳可形成 4.9% 的孔隙空间。现在普遍认为页岩中有机质内微孔隙和渗透率远好于骨架矿物孔隙,是气体重要的存储空间和运移通道。但美国主要产气页岩  $R_0$  为:  $1.0\% < R_0 < 2.0\%$ <sup>[10]</sup>,热演化程度并不高,说明形成工业性的页岩气藏并不需要极高的  $R_0$ ,有学者认为,过高的  $R_0$  产生的气体积聚压力会破坏页岩的盖层保护作用,使页岩气体逸散,降低储层资源量。

## 1.4 矿物组成

页岩矿物组成主要由石英、长石等脆性矿物和伊利石、蒙脱石等粘土矿物组成,对页岩气藏物性有两方面的作用。一是高脆性矿物含量容易产生天然裂缝和应力诱导裂缝<sup>[13]</sup>,后期人工压裂时,高脆性矿物含量更易造成裂缝的形成和延伸,且石英作为支撑物易维持渗流通道;二是粘土矿物是页岩中除有机质外另一吸附气体的场所,其他条件相近的情况下,吸附气量随粘土矿物增加而增加,但是粘土矿物颗粒易堵塞渗流通道,且不利于后期储层改造。Sagar 等人<sup>[15]</sup>通过大量的石英、方解石、TOC 含量、孔隙度实验数据,统计回归定义了三种岩相,指出最优的 A 类岩相矿物组成,并通过实际生产数据验证 A 类岩相储层开发效果最好。通常页岩储层中石英等脆性矿物含量 $>40\%$ ,粘土矿物含量 $<30\%$ <sup>[12]</sup>。

## 1.5 温度和压力

温度升高可以将有机质转化成更多的天然气和天然气成分,同时,气体分子随温度升高而运动加快,气体分子平均自由程增大,减少储层吸附气含量。压力主要影响吸附气含量,一般表现出良好的正向相关性,但随着压力升高,增加的吸附量越来越小,趋于平缓。储层吸附气含量除与温度和压力有关外,还与有机质类型和孔隙微观结构有关<sup>[7,16-19]</sup>,见图 2~4。

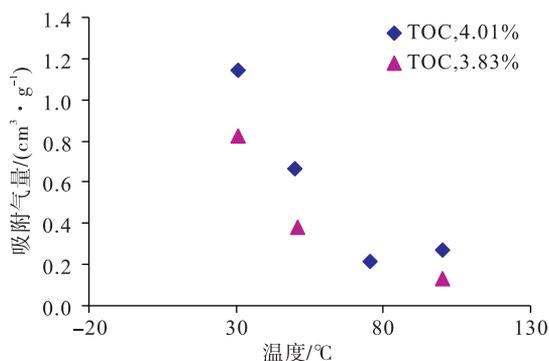


图2 不同储层温度下页岩吸附气量曲线

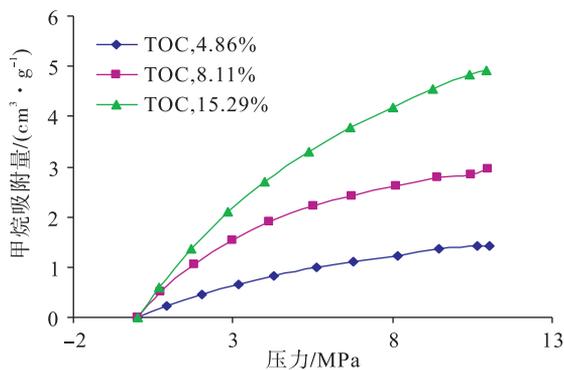


图3 甲烷吸附量与压力曲线

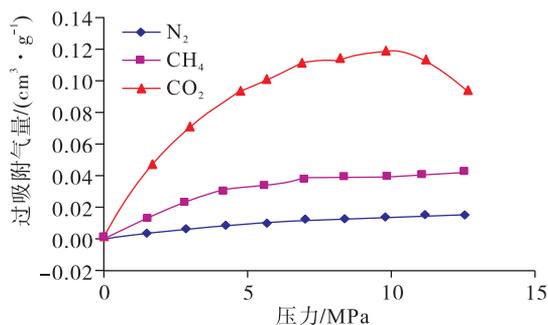


图4 页岩对不同气体吸附气量曲线

### 1.6 孔渗参数

页岩储层是典型的低孔超低渗储层,其孔隙结构与常规储层差异极大,孔隙度和渗透率数值比常规低渗储层低几个数量级。孔隙度直接关系到储层的含气量,渗透率则表征气体运移的能力。许多学者对页岩储层孔隙结构和物性参数进行了研究,Nelson<sup>[20]</sup>采用氩离子抛光技术获得高品质的页岩样品薄片,在扫描电镜下清晰地呈现了页岩的微观形貌。Robert等人<sup>[21]</sup>采用扫描电子显微镜和核磁共振对Barnett页岩进行观察,发现Barnett页岩孔隙空间主要包含微米级孔隙和纳米级孔隙两大类,尤以纳米级孔隙为主,一般孔隙直径在100 nm左右,孔喉直径在10~20 nm。页岩的纳米级孔隙结构决定了页岩极低的渗透率。Wang等人<sup>[22]</sup>和Sonderdeld等人<sup>[23]</sup>统计的北美页岩气藏渗透率为 $10 \times 10^{-6} \sim 12 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$ 。纳米级渗透率和孔隙度使得准确测定这些参数需要采用非稳态的压力脉冲法。瞬态脉冲法最早由Brace<sup>[24]</sup>提出用于测量花岗岩的渗透系数,经过Dicker等人<sup>[25]</sup>和Jones<sup>[26]</sup>在计算模型和求解方法方面的改进,已经成为一种非常有效的测量超致密极低渗透率岩心的方法。Yasser等人<sup>[27]</sup>发现渗透率各向异性在20%~31%,其值基本保持不变,但所有测试样品绝对渗透率随有效围压的增加表现出非线性递减。Cui等人<sup>[28]</sup>建立了在压力衰减过程中的吸附修正模型,孔渗参数的分析要结合沉积环境、矿物成分、地质构造等,Sagar等人<sup>[15]</sup>发现孔隙度与石

英、方解石都有一定的相关性,见图5,孔隙度和渗透率也表现出一定的相关性。

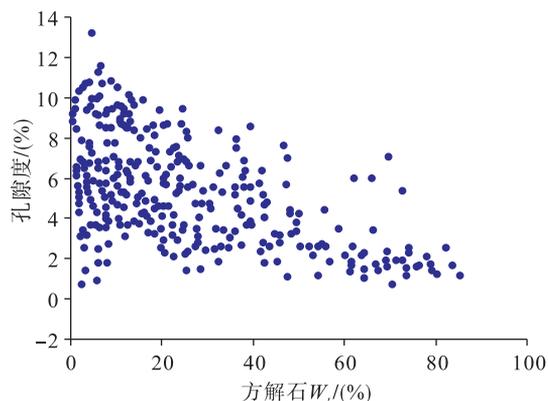


图5 孔隙度与方解石含量关系曲线

## 2 储层改造因素

### 2.1 埋深

埋深一方面对储层物性造成影响,随深度增加,压力和温度的增高导致页岩储层孔隙结构的变化:一是高压带来孔隙度和渗透率降低,二是温度升高降低吸附气含量;另一方面埋深增加导致钻完井成本增加降低储层的经济价值。美国页岩气埋深变化较大,从182.88~2 590.8 m都有分布<sup>[29]</sup>,加之美国先进的钻井技术和对能源的需求,埋深并非美国页岩气开发的首要考虑问题,目前埋深超过3 300 m的Haynesville页岩和Delaware页岩已经取得了较好的开发效果。中国页岩气资源埋深普遍大于美国五大盆地,其中预测有利区块吐哈盆地中下侏罗统泥页岩埋深在200~4 500 m,松辽盆地下白垩统泥页岩在3 500~4 000 m<sup>[13]</sup>。

### 2.2 裂缝

许多学者已经对页岩中裂缝的作用进行了深入研究<sup>[11,13,30]</sup>,比较确定的是从气体储集性上,裂缝的广泛发育可以改善页岩储层纳米级孔隙结构,增加气体吸附和游离空间,但裂缝对气体运移和压裂施工改造效果的作用则没有统一认识。裂缝可以增加储集空间、提高储层渗流能力,但是开启裂缝可能导致气体流失,降低储层含气量。2004年Matthews给出了比较合理的解释,被胶结物封堵的裂缝带已经破坏了岩石的整体性,是岩石的薄弱区,在压裂施工改造过程中,使得单一方向扩展的诱导裂缝向更多方向发散,提高高压裂效果。2005年Suarez通过思想实验证实了这一点,但是对于天然开启裂缝,效果相反,天然开启裂缝消除了裂缝前段使裂缝延展的力,裂缝延伸距离短,效果差。早期Mitchell和Chevron在Barnett页岩裂缝比较发育的断层构造部位附近寻找勘探开发井位,但实际生产效果比没有断层构造的区域差,Bowker认为

断层构造结构中的天然裂缝使得水力压裂沿着断层带传播进入下部 Viola 和/或 Ellenburger 地层, 导致 Barnett 页岩层被低估。扩散、气体富集、岩石可压裂能力的综合作用使得 Barnett 页岩成为一个成功的储层。2004 年 Miller 认为 Barnett 页岩是一个可以被压裂的层位。

### 2.3 岩石力学性质

页岩的低孔超低渗储层特性决定了页岩气若想获得工业性油气流, 必须通过大规模的水平井和人工压裂提高储层的导流能力。页岩钻井中的长水平段, 复杂多级压裂技术、同步压裂技术的成功实施必须考虑岩石力学性质, 而且岩石力学参数影响裂缝的形态、方位、高宽度<sup>[31]</sup>, 决定了页岩储层改造的效果。蒋裕强等人<sup>[2]</sup>认为页岩储层泊松比  $\mu > 0.25$ , 杨氏模量  $> 20\ 000\ \text{MPa}$ 。

## 3 结论

a) 页岩气储层评价相较常规储层影响因素更多。如 TOC 含量、含气量等, 是多种因素综合作用的结果, 单独一项指标的优劣不能评价储层性质, 页岩储层的评价和有利区块的优选需考虑多种因素。

b) 页岩气是典型的自生自储非常规气藏, 储层 TOC 含量、气体储集的状态、开发过程中的吸附解吸作用等问题成为认识和勘探这类储层的主要因素。

c) 完井技术和压裂施工改造决定性地影响页岩气的商业开发, 商业性的页岩气开发必须通过水平井和大规模的人工压裂形成裂缝网络提高页岩储层导流能力来实现, 研究储层岩石力学性质为井型设计和裂缝网络分布提供基础。

#### 参考文献:

- [1] 邹才能, 董大忠, 杨桦, 等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. 地质勘探, 2011, 31(12): 5-9.
- [2] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 7-12.
- [3] 白兆华, 时保宏, 左学敏. 页岩气及其聚集机理研究[J]. 天然气与石油, 2011, 29(3): 54-57.
- [4] 张卫东, 郭敏, 姜在兴. 页岩气评价指标与方法[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 1093-1099.
- [5] 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): 641-652.
- [6] 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): 484-490.
- [7] Hill D G, Lombardi T E, Martin J P. Fractured Shale Gas Pot-

tial in New York [J]. Northeastern Geology & Environment Science, 2004, 26(8): 1-49.

- [8] 李武广, 杨胜来, 殷丹丹, 等. 页岩气开发技术与策略综述[J]. 天然气与石油, 2011, 29(1): 34-37.
- [9] 黄勇斌, 李其荣, 高贵冬, 等. 蜀南地区下古生界页岩气勘探潜力评价及区带优选[J]. 天然气工业, 32(1): 25-27.
- [10] 姜福杰, 庞雄奇, 欧阳学成, 等. 世界页岩气研究概况及中国页岩气资源潜力分析[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 198-211.
- [11] Curtis J B. Fractured Shale-gas Systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [12] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 69-75.
- [13] Bowker K A. Barnett Shale Gas production Fort Worth Basin: Issues and Discussion [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [14] Jarvie D. Evaluation of Hydrocarbon Generation and Storage in Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas [R]. Texas: Humble Geochemical Services Division, 2004.
- [15] Sagar V K, Chandra S R, Sondergeld C H. Petrophysical characterization of Barnett Shale [C]. SPE 131770, 2010.
- [16] Daniel J K, Ross R M. Shale Gas Potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, Northeastern British Columbia, Canada [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(1): 51-75.
- [17] Daniel J K, Ross R, Marc Bustin. 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.
- [18] 李政. 东营凹陷页岩气勘探潜力初步评价 [D]. 成都: 成都理工大学, 2011.
- [19] Chareonsuppanimit P, Sayeed A M, Robinson R L, et al. High-pressure Adsorption of Gases on Shales: Measurements and Modeling [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 95(6): 34-36.
- [20] Nelson P H. Pore Throat Sizes in Sandstones, Tight Sandstones, and Shales [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 1-13.
- [21] Robert G L, Robert M R, Stephen C R, et al. Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale [J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.
- [22] Wang F P, Reed R M, John A, et al. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales [C]. SPE 124253, 2009.
- [23] Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky J T, et al. Petrophysical Consideration in Evaluation and Production Shale Gas Resources [C]. SPE 131768, 2010.

- [24] Brace W F. Permeability of Crystalline and Argillaceous Rocks [J]. International Journal of Rock Mechanics Mining Sciences and Geomechanics, 1980, 17(3): 241-251.
- [25] Dicker A I, Smits R M. A Practical Approach for Determining Permeability From Laboratory Pressure-pulse Decay Measurements [C]. SPE 17578, 1988.
- [26] Jones S C. A Technique for Faster Pulse-decay Permeability Measurements in Tight Rocks [J]. SPE Formation Evaluation, 1997, 12(1): 19-25.
- [27] Yasser M M, Sondergeld C H. Measuring Low Permeabilities of Gas-sands and Shales Using a Pressure Transmission Technique [J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2011, 17(4): 1135-1144.
- [28] Cui X, Bustin A M M, Bustin R M. Measurements of Gas Permeability and Diffusivity of Tight Reservoir Rocks: Different Approaches and Their Applications [J]. 2009, 9(4), 208-223.
- [29] Schmoker J W. Resource-assessment Perspectives for Unconventional Gas Systems [J]. 2002, 86(11): 1993-1999.
- [30] 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]. 2007, 91(4): 475-499.
- [31] 李金柱, 李双林. 岩石力学参数的计算及应用 [J]. 测井技术, 2003, 27(增刊): 15-18.

