

文章编号: 1001-6112(2010)05-0465-05

页岩气富集与高产的地质因素和过程

范昌育^{1,2}, 王震亮^{1,2}

(1. 大陆动力学国家重点实验室(西北大学), 西安 710069; 2. 西北大学 地质学系, 西安 710069)

摘要: 在查阅大量页岩气研究文献的基础上, 考虑到页岩气藏的独特性, 结合与其它页岩气藏的横向对比, 重点剖析并初步总结了影响美国 Fort Worth 盆地密西西比系 Barnett 页岩气富集与高产的地质因素, 提出了相应的地质过程概念模型, 以期对即将到来的中国页岩气的评价、勘探与开发有些许启示。分析认为, 在诸多影响因素中, 热成熟度、造成页岩易压裂性因素的存在以及二者的有效匹配, 是页岩气能否富集与高产的最重要的因素, 其地质过程可归纳为 3 个阶段, 即低熟微裂缝开启生物气逸散阶段、高熟微裂缝胶结裂解气富集阶段、压裂微裂缝开启页岩气高产阶段。

关键词: 热成熟度; 超压; 富集; 裂缝; 页岩气

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

GEOLOGICAL FACTORS AND PROCESS IN ENRICHMENT AND HIGH PRODUCTION OF SHALE GAS

Fan Changyu^{1,2}, Wang Zhenliang^{1,2}

(1. State Key Laboratory for Continental Dynamics (Northwest University), Xi'an, Shaanxi 710069, China;
2. Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China)

Abstract: Based on referring to a large number of Chinese and foreign literatures, considering the peculiarity of shale gas reservoir and combining with the horizontal comparison with other shale gas reservoir, this paper focuses on analyzing and summarizing the geological factors in enrichment and high production of the Mississippian Barnett shale gas in the Fort Worth Basin of United States. Finally, the related conceptual model of geological process is proposed in order to offer a little inspiration for the assessment, the exploration and the development of Chinese shale gas, which will come. By the analysis of the influential factors, it is concluded that the thermal maturity, the factors which exist? in shale and make it fractured more easily and the validity matching of the two aspects are the most important factors that determine the enrichment and high production of shale gas. The geological process can be summarized into three stages: the first stage is that organic matter is in low maturity, micro-fractures are opened and biogenic gas is effusion; the second stage is that organic matter is in high maturity, micro-fractures are cemented and the cracked gas is enrichment; the third stage is that micro-fractures are reopened and the shale gas is highly produced under hydraulic fracturing.

Key words: thermal maturity; overpressure; enrichment; fracture; shale gas

随着国民经济的增长, 像其它能源一样, 天然气的需求量也在不断增加。我国仍处于天然气勘探与开发的早期阶段, 未来几年内, 中国将很有可能面临北美现在所面临的常规天然气产量持续性递减问题, 天然气勘探的重心向非常规天然气的转移只是时间问题。

美国能源部早在 20 世纪 70 年代就进行了非常规的页岩气勘探开发, 发现了地质资源量达(14~22) ×

10¹² m³, 技术可采储量(0.88~2.15) × 10¹² m³^[1] 的页岩气。主要有 5 大页岩气系统, 包括 Fort Worth 盆地密西西比系 Barnett 页岩、Appalachian 盆地泥盆系 Ohio 页岩、Michigan 盆地泥盆系 Antrim 页岩、Illinois 盆地的泥盆系 New Albany 页岩和 San Juan 盆地白垩系 Lewis 页岩, 其中 Fort Worth 盆地以密西西比系 Barnett 页岩为储层的 Newark East 页岩气田, 2005 年年产量接近 141.6 × 10⁸ m³^[2], 现其产量已达 300 × 10⁸ m³ 以上, 已

收稿日期: 2009-12-31; 修订日期: 2010-08-07。

作者简介: 范昌育(1982-), 男, 博士生, 主要从事油气运移成藏研究。E-mail: fcybestorc@163.com。

基金项目: “大型油气田及煤层气开发”国家科技重大专项课题“中西部前陆盆地油气成藏与富集规律”(2008ZX05003-002)。

成为美国第二大气田。目前我国还没有大规模开展过页岩气的资源评价。笔者在查阅大量中外页岩气研究文献的基础上,结合与其它页岩气藏的横向对比,重点剖析并初步总结了影响美国 Fort Worth 盆地以密西西比系 Barnett 页岩气富集与高产的地质因素,提出了相应的地质过程概念模型,以期对即将到来的中国页岩气的评价、勘探与开发有些许启示。

1 研究现状

国外学者最早将页岩气定义为,以吸附、游离或溶解状态赋存于泥页岩中的天然气,它与常规天然气藏最显著的区别是:它是一个自给的系统,页岩既是气源岩,又是储层和封盖层^[3]。国内学者将其进一步定义为,在页岩孔隙和天然裂缝中以游离方式存在、在干酪根和黏土颗粒表面上以吸附状态存在、甚至在干酪根和沥青质中以溶解状态存在的天然气,是连续生成的生物化学作用气、热裂解作用气或两者的混合,在成藏及分布上具有运移距离短、多种封闭机理、聚集成藏隐蔽、地层饱含气等地质特殊性^[4]。页岩气包括 2 种类型:生物成因气和热解气^[5]。比如 Michigan 盆地 Antrim 页岩气为生物成因气^[6],Fort Worth 盆地 Barnett 页岩气为热解气,Illinois 盆地 New Albany 页岩气为两者的混合^[7]。有机质丰度、气含量、有机质类型和有机质的转化程度是评价页岩潜力的关键因素^[8]。岩性特征变化和裂缝发育状况对页岩气藏中天然气的赋存特征和分布规律具有控制作用^[9]。我国的沉积盆地中泥页岩分布广泛,初步研究表明鄂尔多斯盆地三叠系、西北地区侏罗系、南方地区下组合和华北地区石炭—二叠系均为页岩气勘探的有利层系。

2 页岩气富集的地质因素

从富集程度来看,通过重点剖析 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩气藏,主要有以下几个影响因素。

2.1 较高的热演化程度

从美国 5 大页岩系统的对比来看,Barnett 页岩产气量最大,但其 TOC 值与 Ohio 页岩相差不大,远较 Antrim 页岩和 New Albany 页岩小,较 Lewis 页岩大;页岩厚度与 New Albany 页岩接近,较其它页岩小;热演化指标 R_o 值除较 Lewis 页岩小外,较其它页岩大,说明其热演化程度较高(表 1)。可见,热演化程度高是页岩气富集的主要因素之一。Zhao Hank 等^[10]也认为 Barnett 页岩气能够勘探与开发的首要因素是热成熟度,其次为厚度和有机碳含量。事实上,从 8 个取心、岩屑和露头样品的分析计算来看,Barnett 页岩原始总有机碳(TOC_o)平均值为 6.41%,其中有 95%来源于 I 型干酪根,5%来自于 II 型干酪根^[7],有机质丰度并不低,高热演化程度下的 15~60 m 的页岩有效厚度内(表 1),天然气是极为富集的。

同位素分析表明,Barnett 页岩中生物成因气含量较少,主要以热裂解气为主^[3]。热裂解气主要有 2 种来源:1)有机质的初次裂解;2)页岩内残留油的二次裂解^[10]。Daniel 等^[7]进一步将 Barnett 页岩气的形成过程归纳为:1)干酪根降解为气和沥青;2)沥青降解为油和和气(1 和 2 是初次裂解);3)油降解为气和焦炭或焦沥青(二次裂解)(3 的发生主要依靠系统内残留或吸附油的量),这对于 Barnett 页岩天然气资源的巨大潜力贡献很大。Ronald 等^[11]计算认为,Barnett 页岩中液态烃开始裂解的成熟度(R_o)大于 1.1%,较常规的硅质碎屑岩和碳酸盐岩裂解的速度要快。最新研究表明,与常规储层相比,页岩的

表 1 美国 5 套页岩气系统的地质、地球化学和储层参数部分数据^[1]

Table 1 Partial data of the five shale gas system's geological, geochemical and reservoir parameter in America^[1]

参数	Antrim	Ohio	New Albany	Barnett	Lewis
深度/m	183~730	610~1524	183~1494	1981~2591	914~1829
总厚度 m	49	91~305	31~122	61~91	152~579
有效厚度 m	21~37	9~31	15~30	15~60	61~91
TOC/%	0.3~24	0~1.7	1~25	4.5	0.45~2.5
R_o /%	0.4~0.6	0.4~1.3	0.4~1.0	1.0~1.3	1.6~1.88
总孔隙度/%	9	4.7	10~14	4~5	3~53.5
含气量/(标准 $m^3 \cdot t^{-1}$)	1.13~2.83	1.69~2.83	1.13~2.26	8.50~9.91	0.42~1.27
吸附气含量/%	70	50	40~60	20	60~85
储层压力/MPa	2.76	3.45~13.70	2.04~4.05	20.13~26.67	6.62~9.87
气产量/($10^3 m^3 \cdot d^{-1}$)	1.13~14.16	0.85~14.16	0.28~1.42	0.83~8.3	2.83~28.31
储量/($10^6 m^3$ /井)	5.66~33.98	4.25~16.99	4.25~16.99	14.16~42.48	16.99~56.63

注:最新的研究认为 Barnett 页岩的孔隙度为 5%~8%^[7]。

表2 随热成熟度的增加 TOC_o , C_c 和 C_R 的变化和有机质内孔隙度的增加的实验数据^[14]Table 2 Experimental data showing change in TOC_o , C_c , and C_R , and porosity increase with increasing thermal maturity^[14]

近似 R_o /%	TOC_{pd} /%	TOC_o /%	C_c /%	C_c 转化率/%	TR_{HI} /%	C_R /%	C_R 的增加/%	C_c 降解产生的孔隙度/%
0.55	6.41	0	2.32	0	0	4.09	0	0
0.85	5.50	14.2	1.16	50	41	4.34	6.1	2.4
1.40	4.85	24.3	0.23	90	86	4.62	13.0	4.3

注: TOC_{pd} 为现今总有机碳; TOC_o 为原始总有机碳; C_c 为能被转化为烃类和炭质残渣的有机碳; TR_{HI} 为用原始氢指数和现今氢指数所计算的转化率; C_R 为残留有机碳。

吸附作用使得直链烷烃发生了结构弯曲和破坏,导致其 C—C 键裂解所需的能量比预想的要低^[12]; 吸附作用为生成的烃类和迁移的金属提供了亲密的接触,这种接触催化了石蜡向甲烷和碳质残渣的裂解^[13]。

有机质热裂解成气,增加了页岩的储集空间。当固体变成气体时,虽是体积的膨胀,但气体压缩性强,固体的消失为气体提供了储集空间^[7]。Jarvie 等^[14]的研究结果认为,热成熟度达到干气阶段,当 R_o 为 1.4%,原始总有机碳为 24.3%,转化为烃类和碳质残渣的转化率为 90%时,有机质的降解将创造大约 4.3%的孔隙度(表 2)。

2.2 相对较高的孔隙度

孔隙是天然气赖以存在的空间,其大小直接决定了页岩气的储量及富集程度。页岩中孔隙的来源有:1)原生孔隙;2)有机质热裂解产生的孔隙;3)未被胶结的微裂缝;4)超压保存的孔隙。Barnet 页岩中前 2 种孔隙是确定存在的,而第 3 种未被胶结开启裂缝是否存在还有争议,从岩心观察来看,大部分微裂缝为方解石所胶结^[15-16],Bowker 认为如果大量的开启裂缝存在,天然气将运移出页岩到达上覆岩层,也就不会发生天然气的富集和形成超压^[17]。Barnet 页岩中超压的存在已是不争的事实,只是其形成机制目前还处于争论阶段^[17],但超压对孔隙的保存无疑具有积极地意义。

通过非理想气体的 PVT 模型计算,Barnet 页岩在现今压力为 26.2 MPa,温度为 70 °C 条件下,孔隙度为 5%~8%,平均孔隙度为 6%,在这样的孔隙中将存储最大约 4.96 m³/t 的气^[7]。可见,一定的孔隙空间页岩气的富集的重要条件。

2.3 较好的保存条件

天然气要形成富集对保存条件的要求是极为苛刻的,特别是天然气以游离气为主时更是如此。Barnet 页岩中天然裂缝是很发育的,但这些裂缝几乎均为方解石所胶结,封堵了天然气向上覆岩层的逸散^[16]。Barnett 页岩上覆的 Marble Falls 组、Chappel 组、夹层的 Forestburg 组以及其下伏的 Viola

组或 Simpson 组等的灰岩隔层^[18],对 Barnett 页岩气的保存也具有一定的隔挡作用。现今发育的 26.2 MPa 的超压是其保存条件好的有力印证。

3 页岩气高产的地质因素

页岩气以其存在的特殊性,开采的难度较大。富集是高产的基础,但天然气在页岩中能形成富集,不代表它可能被高效采出,形成工业性气流。页岩气是否高产,主要受以下地质因素的影响。

3.1 天然气的流速

热成熟度是评价高流速的页岩气存在的关键参数。低成熟度页岩,生气量小,残留油很少发生裂解,因此而堵塞了孔隙,不利天然气的流动。 C_{20+} 以上的石蜡等残留烃类的含量越高,页岩气的流速就越低,对应于生产曲线的急剧下降^[7]。产生的烃类分子的大小与热成熟度密切相关,在低渗 ($K < 0.003 \times 10^{-3} \mu m^2$) 小孔隙的 Barnet 页岩内,高含量的甲烷增加了天然气的流动性^[13]。所以,经历了高热演化的 Barnet 页岩,天然气流速较高,易于产出。

另外,天然气的流速也受其赋存状态的影响。在页岩气的 3 种赋存状态中,吸附气最不易流动,而游离气和溶解气更易流动。从表 1 可以看出,Barnet 页岩气吸附气量最小,仅占 20%;总含气量中,Antrim 页岩为 1.13~2.83 m³/t,Ohio 页岩为 1.69~2.83 m³/t,New Albany 页岩为 1.13~2.26 m³/t,Barnet 页岩为 8.50~9.91 m³/t,Lewis 页岩为 0.42~1.27 m³/t(表 1),Barnet 页岩含气量最大,其中有 80%为游离气和溶解气。Ross 等^[15]认为页岩吸附能力与残余总有机碳的含量、压力及含水量具有正比关系。高成熟的 Barnet 页岩 TOC 含量较小,这是导致其吸附气含量较少的主要原因。

3.2 潜在的诱发裂缝

Barnett 页岩气的开发主要依靠水力诱发裂缝^[16]。Barnett 页岩不是裂缝性页岩层带,而是一个能够压裂的页岩层带^[17]。被方解石胶结的 Bar-

net 页岩裂缝,在水力作用下,更容易沿这些胶结的应力薄弱带发生破裂^[16-17]。Bowker^[17]认为这就如同在一大块厚玻璃上钻一个洞,然后注高压水直到玻璃破裂,这时的玻璃仅沿一个面发生破裂;如果一开始将玻璃打碎,然后再粘好,重复上面的压裂步骤,玻璃将沿多个面产生破裂。Gale 等进一步通过力学实验分析,认为被胶结的狭窄裂缝对页岩储集性或渗透性没有贡献,但这些裂缝群遵循破裂能量法则的分布,在这些地方可以产生更大的开启裂缝。同时他也认为 Barnett 页岩中为方解石所胶结的、在水力压裂过程中重新开启的裂缝,比起单一的水力裂缝,在井眼中为压裂提供了更大的接触面积^[16]。

同时刚性矿物的含量也极大影响了页岩的脆性,而越脆的页岩越易发生破裂。Barnett 页岩中石英含量较高,使其脆性加强,更易破裂^[7]。

总之,裂缝的胶结作用,粘土、石英和碳酸盐含量在较大范围内的变化,导致了 Barnett 页岩比其他地区的页岩在外力的刺激下更容易产生多角度的裂缝^[19]。

3.3 一定的超压

Barnett 页岩存在超压,其形成机制目前还存在争议,一种认为超压由生烃作用引起,另一种认为由于 Barnett 页岩孔隙的毛管阻力较大,地层构造抬升后,页岩中原来的正常压力被很好的保存,由于现今埋藏较浅,其压力显得比正常压力大。Bowker^[17]更赞同后一种看法,但目前国内研究更偏重于认为构造运动将产生异常低压^[20]。常规的泥岩中的超压是成熟油气发生初次运移的动力。页岩中的异常高压一方面提高了开采过程中天然气的流速;另一方面,在压裂过程中,异常高压能够与水力作用“里应外合”,使压开裂缝朝井眼汇集,提高压裂开采效率。

4 页岩气富集与高产的地质过程

在前面分析的基础上,进一步将页岩气从形成到富集再到高产的过程,归纳为 3 个阶段,即低熟微裂缝开启生物气逸散阶段、高熟微裂缝胶结裂解气富集阶段、压裂微裂缝开启页岩气高产阶段(图 1)。

4.1 低熟微裂缝开启生物气逸散阶段

从同位素分析来看,Barnett 页岩中生物成因气含量较少^[3]。生物成因气形成于有机质未熟—低熟阶段,此时页岩可能尚未被充分的压实固结。加之 Barnett 页岩现今大量被胶结的裂缝主要发育在主断层附近^[17],这些裂缝与常规泥岩中的流

体的异常超压蓄积而产生的破裂裂缝不同,其形成主要与断层相关,这些裂缝在此阶段可能未发生胶结而完全开启。因此,可以推断生物气在形成早期,就有一部分从页岩中逸出,或即使在页岩固结后,生物气也很容易沿断层相关裂缝逸散出页岩而未形成富集。

4.2 高熟微裂缝胶结裂解气富集阶段

有机质在低熟阶段形成的油和残余有机质,在此阶段被裂解为天然气,页岩气主要在此阶段形成。热裂解作用,使固体有机质转变为气体,增加

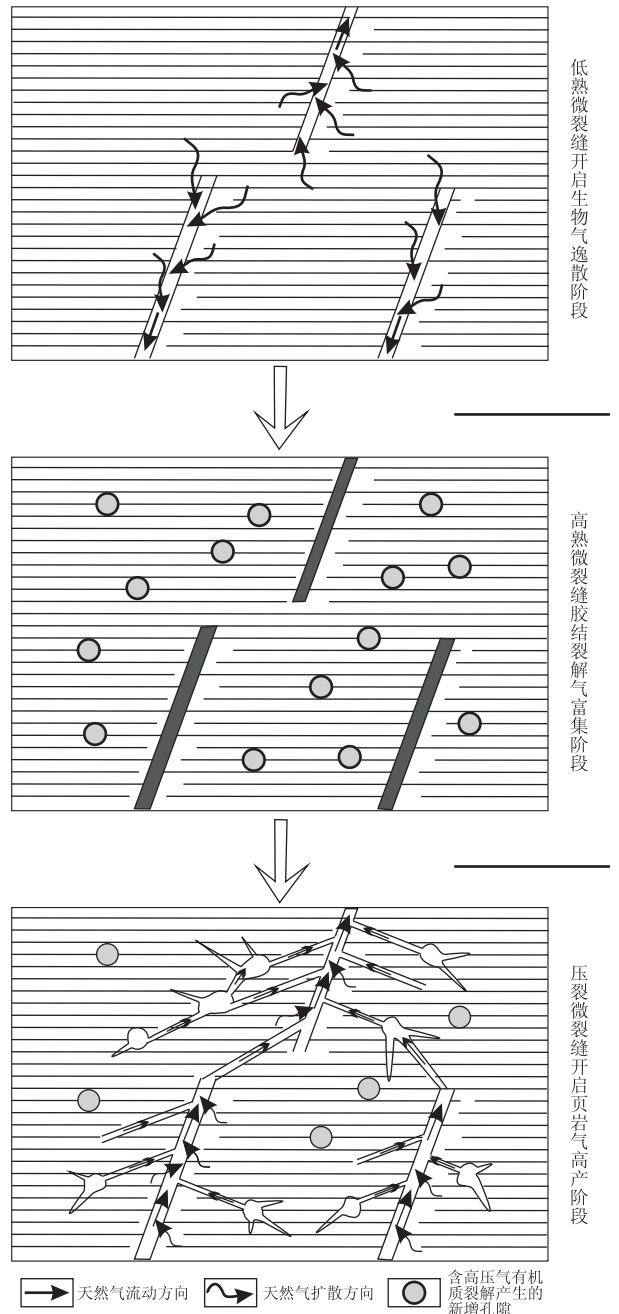


图 1 页岩气富集与高产的地质过程概念模型

Fig. 1 A conceptual model of geological process in enrichment and high production of shale gas

了页岩的孔隙度。前期开启的断层相关裂缝在裂解气未大量产生之前,发生了方解石的胶结充填,为本阶段页岩气的保存富集奠定了基础,同时也为现今超压的产生提供了保障。

4.3 压裂微裂缝开启页岩气高产阶段

水力作用下,那些被方解石胶结的裂缝重新开启,增大了压裂面积,具有较强刚性的 Barnett 页岩产生了更多的新裂缝,并在与页岩内部超压的作用下,使裂缝朝井眼汇集,主要呈游离相和溶解相的页岩气在内部超压的驱动下被高效采出。

5 结论

1)在各种影响因素中,热成熟度、胶结微裂缝和造成页岩易压裂性的刚性矿物的富集以及二者的有效匹配,是页岩气能否富集与高产的最重要的因素。具体体现在:①在够好的有机质类型和丰度条件下,高热演化程度提供了丰富的气源;使大量的有机质转化为天然气,制造了更多的孔隙;使残留总有机碳含量较小,一定程度上影响了天然气的吸附量,更多的天然气以更易采出的游离相和溶解相存在。②微裂缝的胶结阻止了页岩气的逸散;保存了页岩中的超压;刚性矿物富集提高了页岩气压裂开采效率。③裂缝的胶结需在页岩气大量形成之前发生,否则页岩气将难以有效保存和富集。

2)页岩气富集与高产的地质过程可归纳为3个阶段:低熟微裂缝开启生物气逸散阶段、高熟微裂缝胶结裂解气富集阶段和压裂微裂缝开启页岩气高产阶段。

参考文献:

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

[2] RICHARD M P. 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.

[3] RONALD J H, DANIEL M J, JOHN ZIMBERGE, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 445-473.

[4] 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): 151-126.

[5] CLAYPOOL G E. Kerogen conversion in fractured shale petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, Supplement, 1998, 82(13): 5.

[6] MARTINI A M, WALTER L M, Ku T C W, et al. Microbial production and modification of gases in sedimentary basins: A geo-

chemical case study from a Devonian shale gas play, Michigan Basin [J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(8): 1355-1375.

[7] DANIEL M J, RONALD J H, TIM E R, 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.

[8] JARVIE D M, HILL R J, POLLASTRO R M. Assessment of the gas potential and yields from shales: The Barnett Shale model [C]// Cardott B J, ed. Unconventional Energy Resources in the Southern Mid-continent. Conference: Oklahoma Geological Survey Circular 110, 2004: 34.

[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.

[10] ZHAO HANK, GIVENS N B, CURTIS B. Thermal maturity of the Barnett Shale determined from well-log analysis [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 535-549.

[11] RONALD J H, ETUAN Z, BARRY J K, et al. Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.

[12] SHEIKO S S, SUN F C, RANDALL A, et al. Adsorption-induced scission of carbon-carbon bonds [J]. Nature, 2006, 440(9): 191-194.

[13] MANGO F B, JARVIE D M. Catalytic gas in marine shales [C]// AAPG International Conference and Exhibition, Perth, Australia, 2006.

[14] JARVIE D M, LUNDELL L L. Hydrocarbon generation modeling of naturally and artificially matured Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas [C]// Southwest Regional Geochemistry Meeting, The Woodlands, Texas, 1991: 8-9.

[15] ROSS D J K, BUSTIN 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.

[16] GALE J F W, REED R M, HOLDER J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-602.

[17] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.

[18] BOWKER K A. Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin [J]. West Texas Geological Society Bulletin, 2003, 42(6): 4-11.

[19] MARTINEAU D F. Newark East, Barnett Shale field, Wise and Denton counties, Texas [C]// Barnett Shale facgradient variances. AAPG Southwest Section Meeting, Fort Worth, Texas, 2003: 1-4.

[20] WANG ZHENLIANG, CHEN HELI. The distribution and evolution of fluid pressure and its influence on natural gas accumulation in the Upper Paleozoic of Shenmu-Yulin area, Ordos Basin [J]. Science in China Series D: Earth Science, 2007, 50(Supp. II): 59-74.