

页岩气藏形成条件分析^{*}

李登华 李建忠 王社教 李新景

中国石油勘探开发研究院

李登华等. 页岩气藏形成条件分析. 天然气工业, 2009, 29(5): 22-26.

摘要 美国页岩气生产时间长、资料丰富,剖析该国典型的页岩气藏有利于清晰认识页岩气成藏的主控因素。按天然气成因将页岩气藏分为热成因型、生物成因型和混合成因型,分析了美国具有代表性的典型气藏。研究表明,热成因型页岩气藏主要受页岩热成熟度控制,生物成因型页岩气藏的主控因素为地层水盐度和裂缝。根据美国页岩气生产实践,总结出有利的热成因型页岩气藏的储层特征为: $TOC > 2\%$,厚度大于等于 15 m, R_o 介于 $1.1\% \sim 3\%$,石英含量大于等于 28%。在此基础上,优选出四川盆地南部下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组 2 套海相页岩作为有利勘探目标,并预测湖相页岩也能形成具有商业价值的页岩气藏。

关键词 美国 页岩气 气藏类型 主控因素 热成熟度 储集层特征 裂缝

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.005

1 页岩气藏类型及成藏主控因素

页岩气藏按其天然气成因可分为两种主要类型:热成因型和生物成因型,此外还有上述两种类型的混合成因型。鉴于美国的页岩气生产时间最长、资料最丰富,剖析该国典型的页岩气藏将会对其主控因素有较清晰的认识。

1.1 热成因型页岩气藏

热成因型页岩气又可分为 3 个亚类:高热成熟度型,如美国 Fort Worth 盆地的 Barnett 页岩气藏;低热成熟度型,如 Illinois 盆地的 New Albany 页岩气藏;混合岩性型,即大套页岩与砂岩和粉砂岩夹层共同储气,如 East Texas 盆地的 Bossier 页岩气藏^[1]。其中最典型代表是 Fort Worth 盆地的 Barnett 页岩气藏。

1.1.1 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩气藏地质背景

Fort Worth 盆地位于美国得克萨斯州中北部,面积约 38 100 km²,为古生代晚期 Ouachita 造山运动形成的前陆盆地。其最大沉积厚度 3 660 m,地层自下而上依次为前寒武系、寒武系、奥陶系、石炭系、二叠系和白垩系(图 1),其中下石炭统 Barnett 页岩上覆上石炭统 Marble Falls 石灰岩,下伏奥陶系 Vi-

ola 石灰岩。在盆地的东北部,Barnett 页岩由 Forestburg 石灰岩分隔为上、下两部分^[2]。Barnett 页岩顶面构造为一单斜,气藏不受构造控制,面积约 15 500 km²,埋深大于 1 850 m,可采资源量 2.66×10^{12} m³ (USGS, 2008)。气田可分为两个区:核心区,Barnett 页岩下部发育 Viola 石灰岩;外围区,缺失 Viola 石灰岩,Barnett 页岩直接与饱含水的下奥陶统 Ellenburger 组石灰岩接触。核心区页岩厚度大于 107 m,外围区页岩厚度大于 30 m^[3](图 2)。

1.1.2 勘探概况

早在 20 世纪 50 年代,美国 Fort Worth 盆地密西西比系 Barnett 页岩就见到良好气显示;1981 年,Mitchell 能源公司大胆地对 Barnett 页岩段进行了氮气泡沫压裂改造,从而发现了 Barnett 页岩气田。随着钻完井技术的不断改进,气田的面积不断扩大,产量飞速增长。2007 年,Fort Worth 盆地近 8 500 口 Barnett 页岩气生产井的年产量为 305.6×10^8 m³。自 1982 年投产以来累计产气 $1\,018.8 \times 10^8$ m³,页岩含气量(甲烷)为 9.9 m³/t,平均地质储量丰度 3.8×10^8 m³/km²。

1.1.3 主控因素分析

Barnett 页岩为缺氧和上升流发育的正常盐度下的海相深水沉积。产气的黑色页岩矿物的体积组

^{*}本文受到中国石油天然气集团公司科技攻关项目(编号:2008B-0502)的资助。

作者简介:李登华,1972 年生,高级工程师,博士;现主要从事非常规油气勘探与资源评价工作。地址:(100083)北京市学院路 20 号 910 信箱油气资源规划所。电话:(010)62098666,13671363172。E-mail:ldh0709@petrochina.com.cn

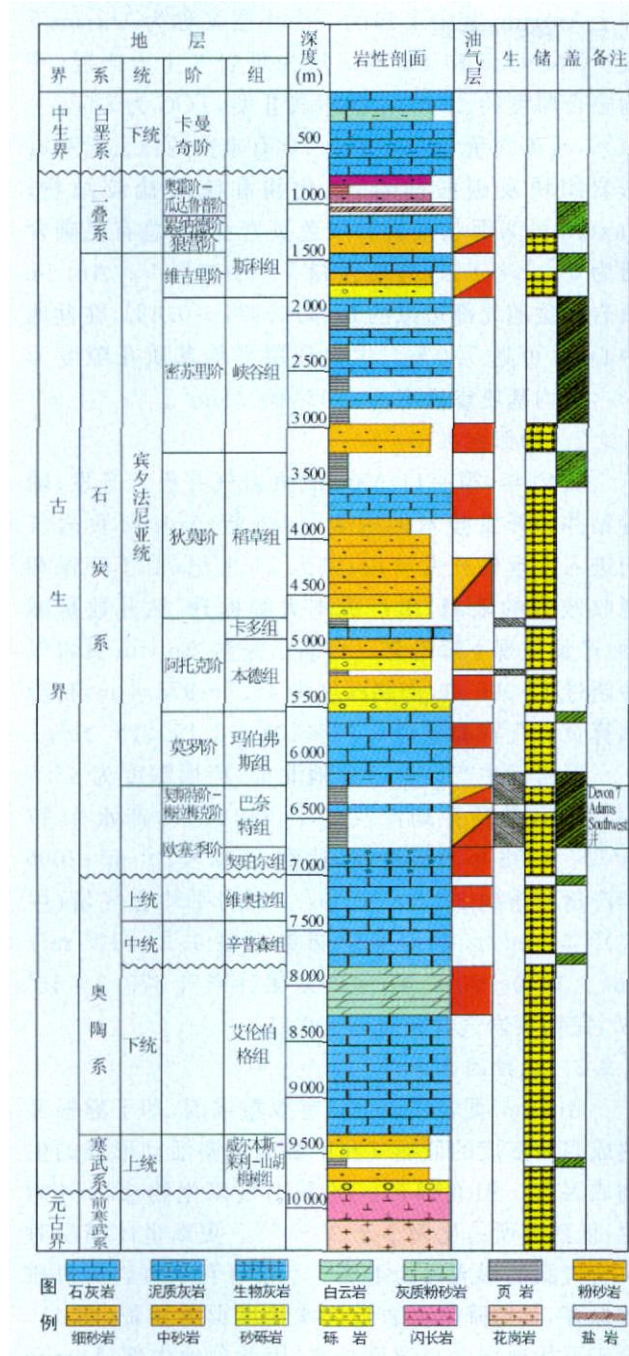


图 1 Fort Worth 盆地地层综合柱状图

成为:石英约 45 %,黏土(主要是伊利石,含少量蒙脱石)占 27 %,方解石和白云石占 8 %,长石占 7 %,有机质占 5 %,黄铁矿占 5 %,菱铁矿占 3 %,还有微量天然铜和磷酸盐矿物。根据矿物、结构、生物和构造等,Barnett 页岩的岩相主要划分为 3 种:层状硅质泥岩、薄片状灰泥和含生物碎屑的泥粒灰岩。各岩相普遍富集黄铁矿和磷酸盐,常见碳酸盐岩团块。页岩的主要测井响应特征为低电阻率、高自然伽马^[4]。

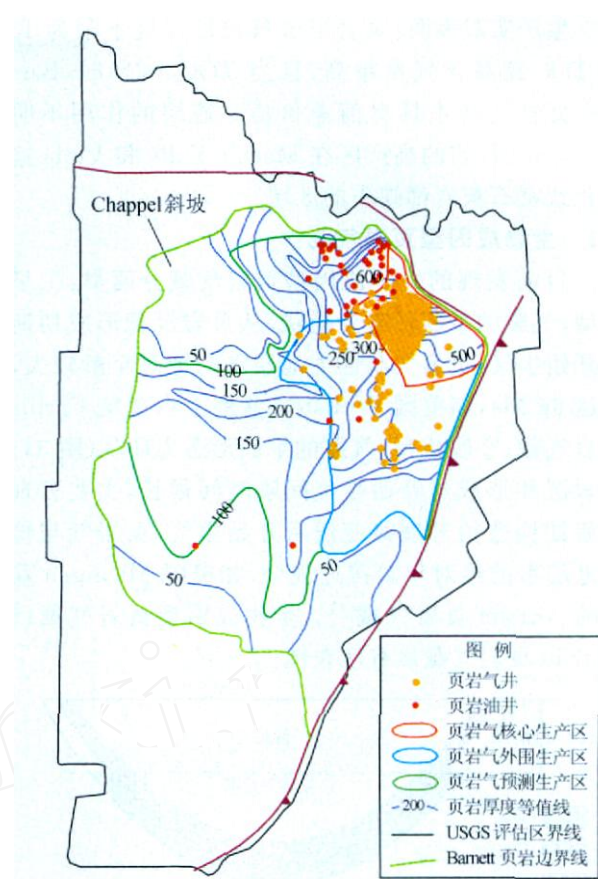


图 2 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩等厚图
(据 Richard M. Pollastro 修改)

Barnett 页岩干酪根以混合型为主,低硫倾向于生油; TOC 平均值约 4.5 %,露头区的 TOC 为 11 % ~ 13 %; R_o 的分布范围为 0.5 % ~ 1.9 %;吸附气含量约 20 %,游离气含量达 80 %;产区平均孔隙度 6.0 %,渗透率为 $(0.15 \sim 2.5) \times 10^{-9} \mu m^2$ ^[5]。

页岩的热成熟度 (R_o) 是热成因页岩气成藏的主控因素。绝大部分 Barnett 页岩气井分布在 R_o 1.1 % 的范围内。当 $0.6 \% < R_o < 1.1 \%$ 时,页岩会产正常的黑色石油。由于石油分子直径较大,容易阻塞页岩孔吼,不利于页岩气的成藏^[1]。在 R_o 1.1 % 的区域,发现存在裂解气^[6]。这不仅提供了新的气源,而且使页岩孔喉更加畅通。

鉴于页岩物性较差,很多人会认为宏观裂缝对热成因页岩气成藏起积极的作用,实际上这种观点是不正确的。Barnett 页岩肉眼可识别的裂缝数量有限,宏观裂缝均被方解石和石英等矿物充填,且宏观裂缝越发育产气量越低。这说明宏观裂缝不利于页岩气的保存^[5]。真正对储层起改善作用的是微裂缝。由于 Barnett 页岩石英含量很高,储层脆性大,微裂缝极为发育,它们是天然气运聚的主要通道。

生产实践表明:页岩形成气藏的厚度下限为 15 m;*TOC* 越高含气量越高,且当 *TOC* 2 % 时,Barnett 页岩气藏才具有商业价值。盖层的作用不明显,实际上目前的高产区在 Marble Falls 和 Viola 这两套致密石灰岩都缺失的区域。

1.2 生物成因型页岩气藏

目前发现的生物成因型页岩气藏分两类: 早成型,气藏的平面形态为毯状,从页岩沉积形成初期就开始生气,页岩气与伴生地层水的绝对年龄较大,可达 66 Ma,如美国 Williston 盆地上白垩统 Carlile 页岩气藏; 晚成型,气藏的平面形态为环状(图 3),页岩沉积形成与开始生气间隔时间很长,主要表现为后期构造抬升埋藏变浅后开始生气,页岩气与伴生地层水的绝对年龄接近现今,如美国 Michigan 盆地的 Antrim 页岩气藏^[7]。生物成因型页岩气藏以 Antrim 页岩气藏最有代表性。

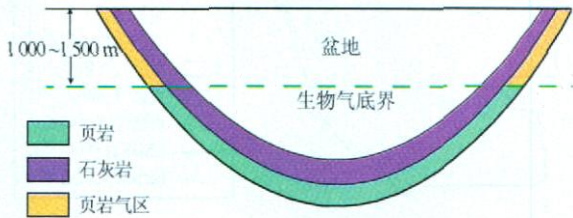


图 3 生物成因型页岩气藏分布示意图

1.2.1 Antrim 页岩气藏的地质背景

Michigan 盆地地位于美国东北部,为一椭圆形的内克拉通盆地,面积约 $31.6 \times 10^4 \text{ km}^2$,地跨美国和加拿大,构造简单,最大沉积厚度约 5 200 m。地层自下而上为前寒武系、寒武系、奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、侏罗系和第四系^[8]。

Antrim 页岩为晚泥盆世海相深水页岩,厚约 244 m,埋深 0 ~ 1 006 m。该页岩由富含有机质的黑色页岩、灰色和绿色页岩以及碳酸盐岩互层构成,自下而上可分为 4 个小层:Norwood、Paxton、Lachine

和上 Antrim,其中下部的 3 个小层又称为 Antrim 下段。Norwood 和 Lachine 层为页岩气主力产层,平均叠合厚度约 49 m,干酪根属 型, *TOC* 为 0.5 % ~ 24 %,石英含量 20 % ~ 41 %,含有丰富的白云岩和石灰岩团块及碳酸盐岩、硫化物和硫酸盐胶结物; Paxton 段为泥状灰岩和灰色页岩互层,总有机碳含量为 0.3 % ~ 8 %,硅质含量 7 % ~ 30 %^[9]。Antrim 页岩在盆地北部边缘的 *R₀* 为 0.4 % ~ 0.6 %,在盆地中心 *R₀* 可达 1.0 %。主力产层平均基质孔隙度为 9 %,平均基质渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.2.2 勘探概况

1940 年,第一口 Antrim 页岩气井投入开发;随着钻井和开发技术的进步,1986 年 Antrim 页岩气田进入大规模开发阶段;进入 21 世纪,由于环保和税收政策的限制,生产成本大幅提升,钻井数量减少,产量呈现下降趋势。目前已完钻 Antrim 页岩气井超过 12 000 口,产层深度为 45.7 ~ 975.4 m,初步估算页岩气资源量为 $0.99 \times 10^{12} \sim 2.15 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

页岩气主产区位于盆地北部,产层深度为 45.7 ~ 457 m,单井平均产气约 $3\,300 \text{ m}^3/\text{d}$,产水 $4.77 \text{ m}^3/\text{d}$ 。1998 年产量最高,达到 $55.2 \times 10^8 \text{ m}^3$;2006 年产量回落到 $39.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。页岩平均含气量(甲烷) $3.54 \text{ m}^3/\text{t}$,平均地质储量丰度 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。1940 ~ 2007 年,主产区累计产气 $679.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,完钻页岩气井超过 9 000 口。

1.2.3 主控因素分析

Antrim 页岩气似乎具有双重成因,即干酪根经热成因而形成的低熟气和甲烷菌代谢活动形成的生物成因气。但北部产区的采出气以生物成因气为主,低熟气所占比例小于 20 %^[10]。更新世冰碛层对页岩气藏的形成极为重要。不仅有利于页岩有机质的保存,且对降低页岩地层水盐度贡献显著(图 4)。由于下伏地层含高浓度盐水,因此盆地中部 Antrim 页岩地层水盐度很高。研究表明:地层水 Cl^- 含量

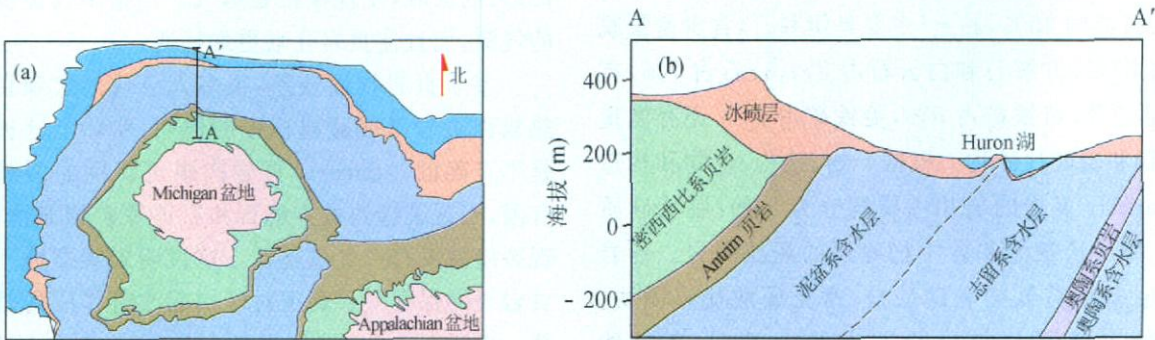


图 4 Michigan 盆地 Antrim 页岩分布图(据 Anna M. Martini 修改)

高于 4 mol/L 就会严重抑制甲烷菌的生长^[11]。而盆地边缘更新世冰碛层淡水和大气淡水的充注,使得地层水盐度降低,甲烷菌产气活跃。目前生物气为主的产区主要分布在盆地边缘,地层水 Cl^- 含量低于 4 mol/L。

裂缝是 Antrim 页岩气藏的主控因素之一。东北和北西向两组近直立的裂缝发育,纵穿整个泥盆系,横贯盆地北部。这些裂缝通常未被胶结或者仅有很薄的方解石包覆层,其垂向延伸为数米,水平延伸可达几十米。在主产区以外,尽管也钻到了富含天然气的 Antrim 页岩,但由于天然裂缝不发育,渗透率很低而不具备商业价值^[12]。

2 页岩气藏形成条件

2.1 有机质丰度

美国主力产气页岩有机质丰度均较高。其中产生物气页岩 TOC 平均为 6%;产热成因气页岩 TOC 平均为 3%^[9]。生产实践表明:页岩总有机碳含量大于 2% 才有工业价值。

2.2 热成熟度

对于热成因型气藏,随着页岩 R_o 的增高,含气量将会逐渐增大。主要有两个原因:一是有机质生成烃后,体积缩小会产生超微孔隙,有利于页岩气的保存;二是 $R_o > 1.1\%$ 后,页岩油开始裂解生气。但是当 $R_o > 3\%$ 后,有机质进入过成熟期,生气量明显减少^[13],而且有机质的大量减少也不利于吸附气的形成。鉴于 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩气藏主要分布在 $R_o = 1.1\%$ 的区域,因此 R_o 介于 1.1%~3% 的范围是热成因型页岩气藏的有利分布区。

对于生物成因型气藏,页岩 R_o 越高,TOC 越低,越不利于生物气的形成。根据 Michigan 盆地 Antrim 页岩气藏和 Illinois 盆地 New Albany 页岩气藏的分布规律,生物成因型页岩气藏主要分布在 $R_o = 0.8\%$ 的范围内^[11]。

2.3 沉积相

虽然美国产气页岩均为海相,但笔者认为,只要页岩有机质的丰度和硅质含量足够高,陆相环境同样能形成具有工业价值的页岩气藏。例如鄂尔多斯盆地上三叠统湖相沉积的延长组 7 段张家滩页岩和延长组 9 段李家畔页岩^[14-15],裂缝发育,钻井气测异常活跃,其中庄 167、庄 171 和中富 18 等井均见到良好的页岩气显示。

2.4 储集特征

美国 5 大页岩气主产盆地页岩 SiO_2 含量一般

超过 30%^[9]。硅质含量越高页岩脆性越大,越有利于形成裂缝。虽然断层和开启的宏观裂缝对热成因型页岩气藏保存不利,但硅质含量高利于后期的压裂改造,形成裂缝。而生物成因型页岩气藏则相反,越是断裂发育的地方,地层水越活跃,而甲烷菌的生理活动也越积极,形成的气量越大。

页岩的物性对产量有重要影响。产气页岩基质孔隙一般大于 4%,有效含气孔隙一般大于 2%,基质渗透率一般大于 $1 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$ 。

2.5 保存条件

页岩本身既是储层又是盖层,因此对盖层的要求比较宽松。但断裂对页岩气的保存影响巨大。热成因型页岩气藏主要靠微裂缝运聚,断层和宏观裂缝起破坏作用,因此强烈的构造活动不利于该类型气藏的保存。而生物成因型气藏的形成与活跃的淡水交换密切相关,裂缝不仅是地层水的通道,也是页岩气的运聚途径,故构造运动反而起积极作用。

3 我国页岩气的勘探前景

我国不仅海相页岩分布广泛,湖相页岩也很发育。海相页岩纵向上主要分布在中、古生界,横向上主要分布在南方(包括四川盆地等)、华北(包括鄂尔多斯、渤海湾及南华北等盆地)和西北(包括塔里木、准噶尔等盆地)3 大区域^[16-20]。湖相页岩纵向上主要分布在新、中生界,横向上主要分布在东北(松辽盆地)、华北(包括鄂尔多斯和渤海湾等盆地)和西北(包括吐哈、准噶尔等盆地)3 大区域。

目前四川盆地发现的页岩气显示最多,其中以下寒武统竹寺组和下志留统龙马溪组两套页岩最为有利。下寒武统竹寺组页岩形成于深水陆棚相带,主要分布在川南、川北和川东—鄂西。地层厚度由北向南增大,最厚可达 955 m;埋深 1 000 m~6 000 m,川南最浅。页岩 TOC 为 0.2%~10%,其中下部最高;演化程度除广元矿山梁地区较低外(R_o 为 0.59%),其余地区均很高(R_o 为 2.5%~4.0%);页岩石英含量较高,如威远地区为 30.8%~43.6%;页岩气显示丰富,集中分布于川南地区,如威 5 井 1966 年获页岩气 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

下志留统龙马溪组页岩也形成于深水陆棚相带,主要发育在四川盆地东部和南部。地层厚度为 20~115 m,川南泸州地区最厚可达 80 m;埋深 1 600~4 200 m,东西浅、南北深。页岩 TOC 为 0.1%~8.3%,其中底部最高;演化程度除广元矿山梁地区较低外,其余地区均较高(R_o 为 2.0%~4.0%);页

岩石英含量较高,如威远地区为14.5%~76.2%;页岩气显示活跃,主要分布于川南地区,如阳63、隆32和威寒8等井已获低产页岩气。

因此,笔者建议将四川盆地的川南地区作为中国页岩气勘探的首选区带。

4 结论

1) 页岩气藏大面积连续分布,不受构造控制,可分为热成因型、生物成因型和混合型3种,是现实的非常规天然气资源。

2) 美国有利的热成因型页岩气藏的储层特征是: TOC 2%,厚度大于等于15 m, R_o 介于1.1%~3%,石英含量大于等于30%。

3) 热成因型页岩气藏主要受页岩热成熟度控制,生物成因型页岩气藏主要受地层水盐度和裂缝控制。

4) 我国页岩气勘探潜力巨大,其中川南地区下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组两套海相页岩是非常有利的勘探目标。

在研究过程中, Daniel M. Jarvie、Frank Mango、Farzam Javadpour、Peter Liu 和高端琪先生给予了热情指导,特致以真诚的感谢。

参 考 文 献

- [1] JARCIE D M, RONALD J HILL, TIM E RUBLE, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG, 2007, 91 (4): 475-499.
- [2] POLLASTRO R M, DANIEL M JARVIE, RONALD J HILL, et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend Arch-Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG, 2007, 91 (4): 405-436.
- [3] LOUCKS R G, STEPHEN C RUPPEL. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG, 2007, 91 (4): 579-601.
- [4] HICKEY J J, BO HENK. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett Shale, Mitchell 2 T. P. Sims well, Wise County, Texas [J]. AAPG, 2007, 91 (4): 437-443.
- [5] GALE J F W, ROBERT M REED, JON HOLDER. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments [J]. AAPG, 2007, 91 (4): 603-622.
- [6] HILL R J, JARVIE DM, ZUMBERGE J, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin [J]. AAPG, 2007, 91 (4): 445-473.
- [7] SHURR G W, JENNIE L RIDGLEY. Unconventional shallow biogenic gas systems [J]. AAPG, 2002, 86 (11): 1939-1969.
- [8] CATACOSINOS P A, DANIELS P A. Early sedimentary evolution of the Michigan basin [J]. Geological Society of America, 1991, Special paper: 248-256.
- [9] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG, 2002, 86 (11): 1921-1938.
- [10] MARTINI A M, LYNN M WALTER, TIM C W KI, et al. Microbial production and modification of gases in sedimentary basins: a geochemical case study from a Devonian shale gas play, Michigan Basin [J]. AAPG, 2003, 87 (8): 1355-1375.
- [11] MARTINI A M, LYNN M WALTER, JENNIFER C M. Identification of microbial and thermogenic gas components from Upper Devonian black shale cores, Illinois and Michigan Basin [J]. AAPG, 2008, 92 (3): 327-339.
- [12] HILL D G, NELSON C R. Gas productive fractured shales: an overview and update [J]. Gas Tips of Gas Research Institute, 2000, 6 (2): 4-13.
- [13] DOW W G. Kerogen studies and geological interpretations [J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7 (2): 79-99.
- [14] 夏义平, 焦贵浩, 徐礼贵, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统层序地层模式的探讨 [J]. 中国石油勘探, 2007, 12 (6): 8-13.
- [15] 姚泾利, 赵永刚, 雷卞军, 等. 鄂尔多斯盆地西部马家沟期层序岩相古地理 [J]. 西南石油大学学报, 2008, 30 (1): 33-37.
- [16] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国天然气勘探的两个重要领域 [J]. 天然气工业, 2007, 27 (11): 1-6.
- [17] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2008, 28 (6): 136-141.
- [18] 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.
- [19] 叶军, 曾华盛. 川西须家河组泥页岩气成藏条件与勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2008, 28 (12): 18-25.
- [20] 张林晔, 李政, 朱日房, 等. 济阳坳陷古近系存在页岩气资源的可能性 [J]. 天然气工业, 2008, 28 (12): 26-29.

(修改回稿日期 2009-03-10 编辑 罗冬梅)

ture

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.004

CHEN Geng-sheng (professor of senior engineer), born in 1963, is mainly engaged in research of gas geology and pooling.**Add**: No. 3, Sec. 1, Fuqing Rd., Chengdu, Sichuan Province 610051, P. R. China**Tel**: +86-28-8601 1112 **E-mail**: xchengs@petrochina.com.cn**Analysis of controls on gas shale reservoirs**

LI Deng-hua, LI Jian-zhong, WANG She-jiao, LI Xin-jing

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 5, pp. 22-26, 5/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: America has the longest history and the most abundant data of shale gas production. A deep understanding of the main control factors on shale gas reservoirs can be achieved through analyzing the typical gas shale reservoirs in America. Analyses of the main shale gas basins in America show that gas shale reservoirs can be classified into thermal genetic type, biogenetic type and mixed genetic type, in which the thermal genetic type is mainly controlled by thermal maturity of shale, while the major controlling factors of the biogenetic type are salinity of formation water and fractures. Practices of shale gas production in America reveal that favorable gas shale reservoirs of thermal genetic type are characterized by $TOC \geq 2\%$, thickness ≥ 15 m, $1.1\% \leq R_o \leq 3\%$, and quartz content $\geq 28\%$. Based on these understandings, two sets of marine shale in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation and the Lower Silurian Longmaxi formation in the southern Sichuan basin are selected as favorable exploration targets. It is predicted that commercial gas shale reservoirs also can occur in lacustrine shale.

KEY WORDS: America, shale gas, gas reservoir type, main control factor, thermal maturity, reservoir feature, fracture

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.005

LI Deng-hua (senior engineer), born in 1972, holds a Ph.D degree and is mainly engaged in petroleum exploration and resource assessment of unconventional gas resources.

Add: Mail Box 910, No. 20, Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, P. R. China**Tel**: +86-10-6209 8666 **Mobile**: +86-13671363172 **E-mail**: ldh0709@petrochina.com.cn**Geologic controls on accumulation of shale gas in North America**LI Xin-jing¹, LU Zong-gang², DONG Da-zhong¹, Cheng Ke-ming¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 5, pp. 27-32, 5/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Great success of Barnett shale gas production in the Fort Worth basin has promoted worldwide exploration and development of shale gas. Analysis of the geologic features and knowledge of the regional geologic settings of the producing shale gas plays in North America are helpful for establishing shale gas accumulation patterns, searching for effective gas shale reservoirs, delineating of sweet points, and enhancing shale gas recovery. Shale gas of various geneses and various maturities accumulate in the Jurassic and Devonian-Mississippian in the craton basins and foreland basins of North America. Generally, the gas is mainly produced from the major source rocks of the petroleum system, especially the dark shale (type -) of TST deposited in a low-energy reducing environment with ascending current. Depositional environment and thermal maturity are the main factors controlling shale gas accumulation, while the level of fracture network development determines the commercial value of gas shale reservoirs. Therefore, palaeoclimate, palaeogeographic conditions, sedimentary environment and tectonic action jointly contributed to the formation and effective production of shale gas in North America.

KEY WORDS: North America, shale gas, geologic feature, reservoir, organic matter abundance, source rock, play

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.006

LI Xin-jing holds a Ph.D degree. She is mainly engaged in comprehensive research of petroleum geology and assessment of shale gas resources.