

• 油气地质 •

# 页岩气成藏模式研究

刘成林<sup>1</sup>, 葛 岩<sup>1</sup>, 范柏江<sup>1</sup>, 公王斌<sup>1</sup>, 朱玉新<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:** 通过将页岩气与煤层气、深盆气的成藏条件进行对比, 总结了页岩气藏的物质来源、储集条件、运聚条件、成藏要求与保存条件, 建立了页岩气成藏模式。将页岩气成藏分为早期运聚成藏、中期原地聚集成藏和晚期裂缝调整成藏3个阶段, 并结合实例分析了页岩气各阶段的成藏特征。在与美国页岩气藏储集参数分析、对比的基础上, 对页岩气的3种成藏模式进行了总结。早期运聚成藏阶段主要生成生物气, 气体主要以游离相和溶解相的形式运移至构造高部位, 保存于泥页岩原生孔隙中; 中期原地聚集成藏阶段页岩开始大量生成热解气和裂解气, 并在不同的构造部位形成异常压力体系, 页岩气主要表现为原地聚集, 气体主要保存于次生孔隙和少量原生孔隙和微裂缝中; 晚期裂缝调整成藏阶段主要生成干气, 页岩内部构造及成岩裂缝大量发育, 相对封闭的压力体系遭到破坏, 裂缝沟通不同的封闭体系, 页岩气可调整成藏, 由构造低部位向高部位短距离运移。

**关键词:** 页岩气; 气源岩; 成藏模式; 原地聚集; 调整成藏

中图分类号: TE112.1

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2010)05-0001-05

从世界范围看, 页岩气资源前景巨大, 但大多尚未得到广泛勘探开发。泥页岩占全球沉积物总体积的60%, 而页岩气又主要是依赖泥页岩本身来存储, 可以认为, 页岩气应该是天然气资源中比重最大的非常规气体。其中, 美国页岩气开采最早可追溯到1821年, 目前已有页岩气井40 000余口, 年产量达 $168 \times 10^8 \sim 204 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。预测2010年美国页岩气产量占天然气总产量的13%<sup>[1]</sup>。

从中国情况看, 泥页岩储层中的天然气资源量非常巨大。目前已经在四川等局部地区进行了页岩气的勘探开发, 这对全面开展中国页岩气工作、加快页岩气产业的发展、增强能源供给能力将有重要意义<sup>[2]</sup>。借鉴美国、加拿大国外页岩气勘探开发的经验和技术, 系统研究了页岩气成藏机理及成藏条件, 结合中国可能存在页岩气的盆地区域地质资料, 建立了页岩气不同阶段的成藏模式, 优选重点目标区域, 推动页岩气产业的发展进程, 以缓解常规油气的勘探开发压力。

## 1 成藏条件的特殊性

根据美国学者的研究, 裂缝性页岩气是指富含有机质的细粒碎屑岩中储集的甲烷, 或游离于基质

孔隙和天然裂缝中, 或吸附于有机质和粘土矿物表面, 在一定地质条件下聚集成藏并达到经济开采价值<sup>[1]</sup>。中国学者认为, 页岩气是在页岩孔隙和天然裂缝中以游离方式存在、在干酪根和粘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(就近或原地聚集成藏)、多种封闭机理、聚集成藏隐蔽、地层饱含气等地质特殊性<sup>[3]</sup>。

通过对页岩气成藏特征的研究可以看出, 页岩气作为一种非常规能源气体, 与煤层气、深盆气在成藏方面有相似之处<sup>[3]</sup>(表1), 也有其成藏的特殊性, 主要体现在以下5个方面。

第一, 物质来源。页岩气的来源, 在岩性上包括沥青质或富含有机质的暗色、黑色泥页岩、极致密的粉细砂岩或砂质细粒岩, 岩石一般由含量为30%~50%的粘土矿物、15%~25%的粉砂质(石英颗粒)和4%~30%的有机质组成<sup>[2]</sup>。页岩气的工业聚集需要丰富的气源物质基础, 这要求有机质含量达到一定标准, 那些黑色泥页岩通常是页岩气发育的最好岩性。

页岩生成的有机成因天然气包括生物气、低熟—未熟气、热解气、裂解气、高一过成熟气、二次生

收稿日期: 2010-07-07; 改回日期: 2010-08-13。

作者简介: 刘成林, 男, 副教授, 博士, 从事油气资源评价及油气藏形成与分布研究。联系电话: (010) 89731359, E-mail: liuel@cup.edu.cn。

基金项目: 国土资源公益性行业科研专项“东北地区油页岩科学研究基地建设”(201111012)。

表 1 页岩气藏与煤层气藏、深盆气藏成藏要素对比

类型	烃 源 岩	储 集 特 征	排烃、运移、聚集	封盖和圈闭	压 力 特 征	分 布 特 征
页岩气藏	页岩, 厚度大, 分布广, 低—高成熟度	裂缝充当储集空间, 低孔、低渗透	主要以吸附相、游离相形式存在; 运移距离短—无; 原地聚集	自身封盖, 无特定圈闭	多具有异常低压, 也有异常高压	盆地边缘斜坡为主, 盆地中心亦可能
煤层气藏	煤层, 厚度大, 分布广, 富含有机质	裂缝及微孔隙充当储集空间, 裂缝决定渗透率的大小	以游离气、吸附气和溶解气形式存在, 以吸附气为主; 运移距离短—无; 原地聚集	煤层气“圈闭”在煤层微孔隙中, 部分扩散至周围的砂岩中成藏	多具有异常低压, 有利于增大气体的吸附能力	克拉通盆地及前陆盆地, 构造斜坡带或埋藏适中的向斜带
深盆气藏	页岩和煤层, 厚度大, 分布广, 高一过成熟	储集空间为孔隙和裂缝, 低孔、低渗透	游离相为主; 扩散运移, 运移距离短; 就近聚集	底部封盖, 无特定圈闭	多具有异常低压, 也有异常高压, 甚至两者共存	凹陷中心、前陆盆地侧缘和构造斜坡

气、过渡带作用气(生物再作用气)以及沥青生气等, 覆盖了生物化学、热解及裂解等几乎所有可能的有机生气作用模式。

第二, 储集及分布特征。页岩作为页岩气的储层, 并非都有利于成藏, 目前具有工业勘探价值的页岩气藏依赖于页岩地层中裂缝的发育部位。张性裂隙发育在背斜构造缓翼靠近轴部的部分, 向斜范围内也存在张性裂隙; 其次, 只有发育超过有效排烃厚度的烃源岩才能在内部形成原地驻留气藏。所以, 盆地边缘斜坡页岩厚度适当且易形成张性裂隙, 是页岩气藏发育的最有利区域; 盆地中心区域的厚层页岩, 在热裂解生气阶段若能形成大面积的超压破裂缝, 也可形成页岩气藏。

储集页岩气的泥页岩, 其总孔隙度一般小于 10%, 适于含气的有效孔隙度一般不超过总孔隙度的一半, 渗透率则随裂缝的发育程度不同而有较大变化<sup>[4]</sup>。所以页岩气的大规模发育需要相当的储集空间, 即页岩发育还需要一定的地层厚度, 一般要大于 30m。

第三, 运聚及压力条件。页岩所生成的天然气基本上是就近或原地聚集, 其运移距离极短, 具有典型的“自生自储”成藏模式。在某种意义上, 可以认为页岩气藏的形成是天然气在烃源岩中的大规模滞留, 这与煤层气的运聚方式非常相似。

由于页岩气藏作为一个完全封闭的体系而存在, 导致页岩气藏大多具有异常压力。从成岩演化上看, 热裂解生气阶段形成的页岩气藏常具有异常高压, 而生物化学生气成藏方式常导致气藏具有异常低压。对比深盆气藏, 其成藏普遍具有异常低压, 也有少部分具有异常高压甚至异常高压和异常低压共存。因此, 异常压力的存在可以作为页岩气藏的一个识别标志。

第四, 成藏条件。根据前人的研究成果, 页岩气成藏需要具备的主要地质条件为: 沉积地层以泥页

岩为主, 单层厚度不小于 30m, 泥质含量较高(泥页岩地层中的纯泥岩厚度要大于 10%), 有机质丰度(大于等于 0.3%)及成熟度下限条件( $R_o$  为 0.4~2.0)要求相对较低, 储层物性条件差, 孔隙度小于 12%, 渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{2[5]}$ 。对于具有工业勘探价值的页岩气藏, 则要求埋藏浅(小于 3 000m)、裂缝系统发育、吸附气含量高(大于 20%)、区域构造活动较弱, 对页岩的破坏较小等<sup>[6]</sup>。

页岩气藏的成藏要求不高, 但不能忽视页岩气分布的隐蔽性。泥页岩发育厚度、有机碳含量、有机质丰度、孔隙度、渗透率、裂缝发育程度、古构造配合以及后期保存条件等, 均是影响页岩含气量、天然气赋存状态并决定是否具有工业勘探开发价值的主要因素。在勘探开发页岩气藏时仍须多方面考虑<sup>[7]</sup>。

第五, 保存条件。页岩气藏一般形成于烃源岩内部的裂缝发育区, 四周由致密岩层, 主要为泥页岩包围, 只要满足封闭页岩气的条件就能保存页岩气, 但如果页岩裂缝过于发育, 则气藏会被破坏, 页岩气则经过二次运移到达砂岩层储集而成为常规天然气。因此, 页岩中裂缝的发育情况可以成为判断页岩气能否保存的指标, 若裂缝过于发育, 就不能最终形成页岩气藏。所以一般在构造活动影响较小的情况下, 已形成的页岩气藏都是比较容易保存下来的。

## 2 成藏模式

页岩气藏主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中, 是天然气在烃源岩内就近聚集的结果, 其表现为典型的原地成藏模式。结合泥页岩在其成岩发展演化不同阶段的古温度、粘土矿物(伊利石(I)、蒙皂石(S)及伊蒙比(I/S))、镜质体反射率( $R_o$ )、孔隙类型的特征, 笔者从构造、沉积等方面进行了综合研究, 将页岩气成藏分为早期运聚成藏、中期原地聚集成藏和晚期裂缝调整成藏 3 个阶段(图 1)。

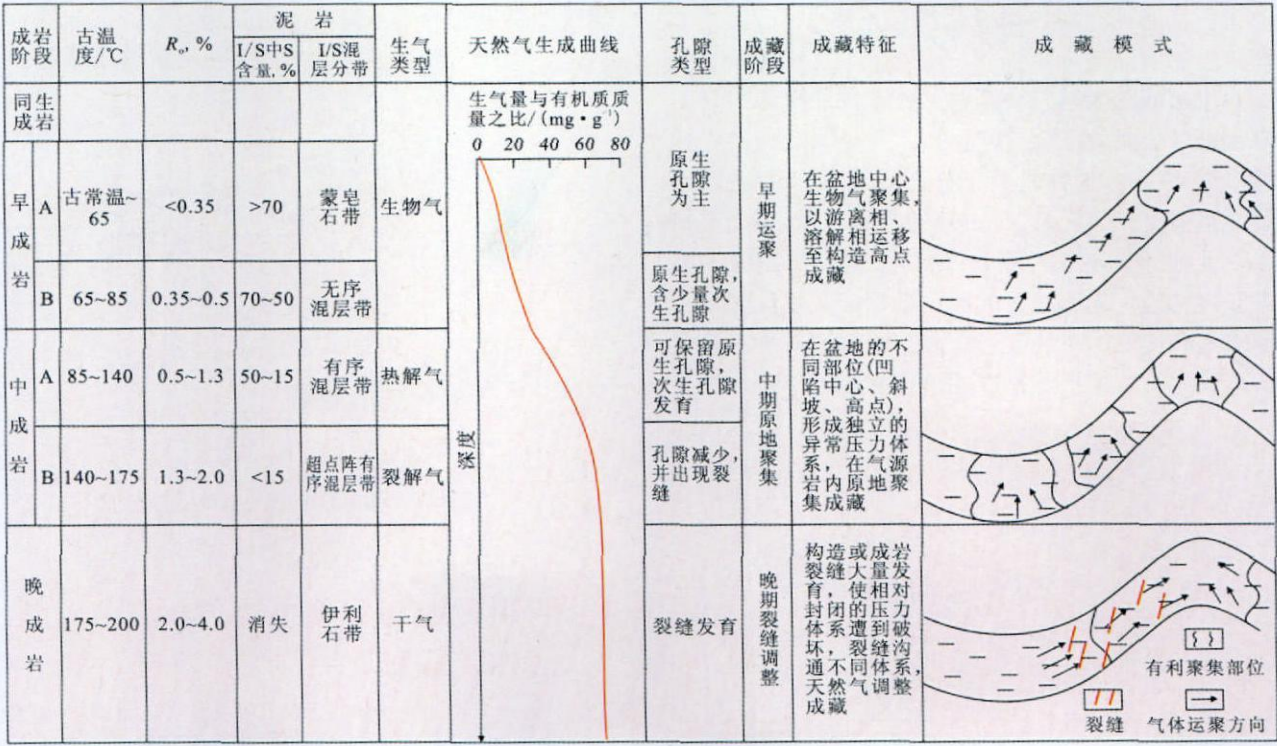


图 1 页岩气各成藏阶段特征

3 实例分析

3.1 早期运聚成藏阶段

柴达木盆地东部三湖地区在第四纪快速沉积了巨厚的暗色湖相地层, 平均沉积速率超过 1mm/a。第四系暗色地层体积超过 30 000km<sup>3</sup>, 已知最大沉积厚度为 3 400m, 平均为 1 800m, 最小残存厚度在南陵丘也达 470m。快速堆积不仅提供了巨厚的气源岩, 而且使沉积有机质在快速堆积中避免了浅表氧化细菌的大量降解, 从而为生物气的缓慢生成创造了条件, 是形成 100 × 10<sup>8</sup> m<sup>3</sup> 以上生物气田的物质基础<sup>[8]</sup>。

在柴达木盆地东部三湖地区湖盆的快速沉积过程中, 形成了多套生储盖组合, 高盐度的水体抑制了有机质的生物降解, 得以大量保存, 形成柴达木盆地东部第四系特有的页岩气成藏模式(图 2)。

柴达木盆地东部三湖地区第四纪波动式水进退和快速沉积既有利于有机质保存, 也有利于在剖面上形成多套生储盖组合, 同时也对天然气的逸散起到了阻滞作用, 目前已在构造高部位发现常规生物气藏<sup>[9]</sup>。值得注意的是, 尚未对气藏下部的泥页岩地层进行钻探。该区第四纪沉积的泥页岩地层虽然孔隙度较大, 但随着埋深的增加, 天然气扩散速率

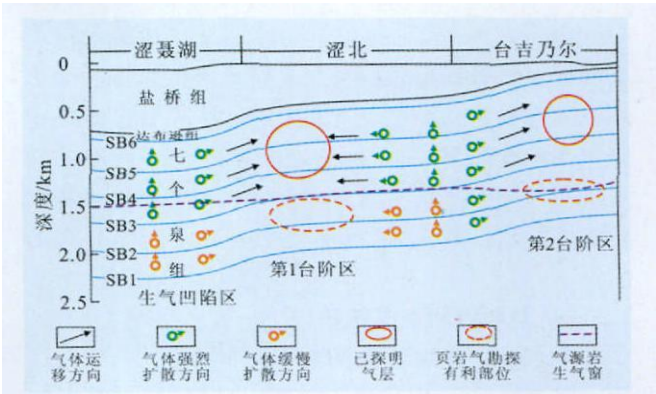


图 2 柴达木盆地东部三湖地区页岩气系统示意

逐渐减慢。在烃源岩有效排烃厚度之下, 气体分子在水动力的共同作用下, 多表现为侧向扩散形式, 有效排烃厚度之下、构造高部位的泥页岩地层推测是页岩气的有利勘探区域。

3.2 中期原地聚集成藏阶段

川西前陆拗陷发育 2 大套气源岩: 上部为上三叠统湖泊沉积体系陆源碎屑岩气源岩, 岩性主要为黑色泥页岩、碳质页岩及煤层, 分布于拗陷的中部和东部; 下部为二叠系—中三叠统局限海台地体系碳酸盐岩气源岩, 几乎分布于整个拗陷。该区泥页岩平均有机碳含量为 2.93%, 氯仿沥青“ A ”含量为 0.436%<sup>[10]</sup>。从须家河组一段至四段, 有机碳含量和氯仿沥青“ A ”含量均呈逐渐增加的趋势, 有机质



类型也从腐泥—腐殖型变为腐殖—腐泥型,且绝大部分生油岩已进入生油气—湿气阶段<sup>[11-12]</sup>。

川西前陆拗陷三叠系及二叠系泥质气源岩与两套致密砂岩频繁互层,更显示了页岩气发育的优越性<sup>[13]</sup>。该区古生界埋深普遍偏大,但由于存在巨厚的泥页岩沉积,是页岩气成藏的主力区域,但当前情况下受到开采技术的限制,深部页岩气的勘探一直未取得突破。局部地区的油气勘探证实浅层泥页岩地层具有良好的生气能力,因此,局部埋藏相对较浅的高碳泥页岩地层是勘探的潜在领域(图3)。

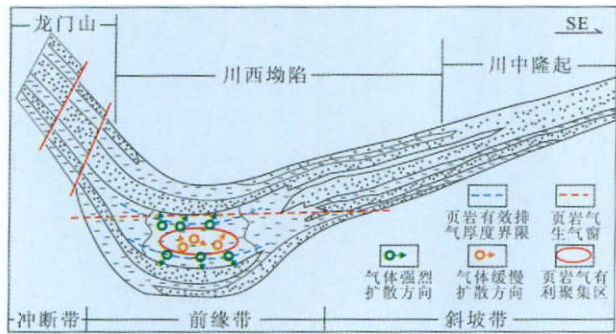


图3 川西前陆拗陷页岩气系统示意

随着埋深的增加,在中期原地聚集成藏阶段泥页岩地层具有局部地层存在异常压力的特点。受水动力和泥页岩孔隙度变化的控制,异常压力多集中在构造高部位、盆地斜坡及盆地中心巨厚的深水沉积地层中。这一阶段天然气表现为原地吸附聚集或短距离扩散,运聚范围集中在异常压力分布的位置。

### 3.3 晚期裂缝调整成藏阶段

川东地区古生代长期处于沉降—沉积中心,烃源岩发育层数多、质量好、厚度大且埋藏浅,是四川盆地页岩气的主要勘探区域。古生界主要发育寒武系、奥陶系、志留系及二叠系深灰—黑色页岩,志留系作为川东地区的主力烃源岩已经得到公认<sup>[14]</sup>。其中,龙马溪组为深水陆棚相的黑色页岩、深灰色泥岩及钙质页岩,属于缺氧、还原环境下的沉积,厚度为300~672m;下部的笔石页岩相烃源岩厚度为100~900m,平均约为400m;黑色页岩厚度为20~70m,为优质烃源岩,其上覆石炭系天然气气源主要来自该套烃源层的贡献,展现出页岩气勘探的良好前景<sup>[15]</sup>。

川东地区页岩地层埋藏较深,表现为低孔、低渗透。但应注意到,在构造作用下,川东地区的构造及成岩裂缝大量发育,非常有利于页岩气的成藏(图4)。以裂缝作为储集空间,储集量将非常巨大,页岩

气的工业化开采从经济上将变得可行。泥岩底部的未穿层构造断层,对页岩气的晚期调整成藏起到了关键的控制作用。

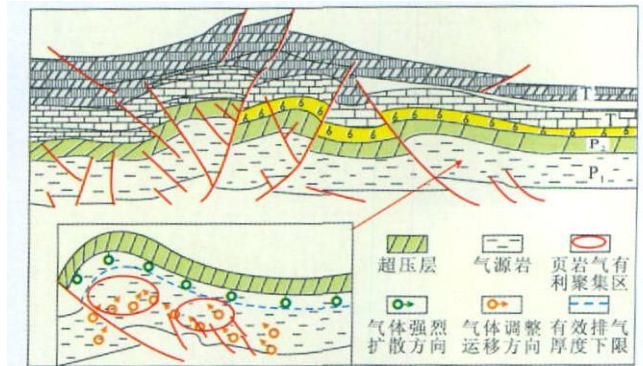


图4 川东地区页岩气系统示意

## 4 四川盆地与北美主要含页岩气盆地气体成藏对比

中国四川盆地与北美各主要含页岩气盆地具有相似的地质条件:均是古生代海相沉积背景下形成的富含有机碳页岩,后期强烈的地质改造也大致相当,富含腐殖型干酪根的泥页岩直接产气及高演化程度下的原油裂解气<sup>[16]</sup>。整体分析可知,四川盆地东部和南部以下寒武统和下志留统页岩为主,层位老但埋深浅,是现今工业技术和经济背景条件下开展页岩气勘探研究的重点目标。

有机质丰富的泥页岩气的演化可分为3个阶段:①有机质成岩作用阶段,生物降解生成甲烷气;②有机质深成作用阶段,热降解生成液态烃和气态烃;③有机质后成作用阶段,液态烃热裂解生成甲烷气。北美地区页岩气既有生物成因,也有热裂解成因。中国四川盆地页岩气多处于成藏的后2个阶段,既有热解气也有干气(表2)。

泥页岩基质孔隙极不发育,多为微毛细管孔隙,渗透率也远小于致密砂岩,属于渗透率极低的沉积岩。但沉积环境、成岩作用、有机质演化、构造应力、水动力条件和围岩特征等诸多因素的综合效应,能够使有机质丰富的泥页岩层形成一定规模、渗透性较好的封闭体系,即裂缝性泥页岩油气藏。这是分布广泛的北美泥盆系页岩只在部分区域具有商业开发价值的主要原因之一。与北美各主要含气页岩盆地相比<sup>[4]</sup>,尽管四川盆地页岩烃源岩的有机质成熟度普遍较高,但仍有页岩气成藏及分布的良好前景。

在美国,不论是在盆地内、盆地边缘还是盆地外

表 2 中国四川盆地与北美主要含页岩气盆地页岩气储层参数对比

国家	盆地	地层	产气层位	$TOC, \%$	吸附气含量, %	$R_o, \%$	天然气类型
美国	Fort Worth	密西西比系	Barnett 组	1~ 12	40~ 60	0. 6~ 1. 6	热解气
	Appalachian	泥盆系	Ohio 组	1~ 4. 5	50	0. 4~ 1. 3	热解气
	Michigan	泥盆系	Antrim 组	1~ 20	70~ 75	0. 4~ 0. 6	热解气
	Illinois	泥盆系	New Albany 组	1~ 25	40~ 60	0. 4~ 1. 0	热解气
	San Juan	白垩系	Lewis 组	1~ 2. 5	60~ 85	1. 6~ 1. 9	热解气—生物气
加拿大	西部盆地	白垩系	White Speckled 组	1~ 11. 9		未成熟—过成熟	热解气
中国	四川盆地	下寒武统	九老洞组	0. 5~ 9. 0		2. 0~ 5. 0	热解气—干气
		志留系	龙马溪组	0. 5~ 4. 0		2. 0~ 4. 5	热解气—干气
		二叠系	龙潭组	0. 24~ 1. 76		1. 3~ 3. 0	热解气

围(残留盆地),均有页岩气藏存在,其主要原因是其中的页岩具有很好的天然气吸附能力并因此具有一定的抗构造破坏能力<sup>[17-19]</sup>。四川盆地古生界主力烃源岩有机质含量高,故可在构造保存条件差异较大的地区分别形成不同含气量及含气特点的页岩气聚集。

5 结论

页岩气成藏的 3 个阶段表现出不同的成藏特征。其中,早期运聚成藏阶段主要储集生物气,页岩气储集空间主要为原生孔隙,含少量次生孔隙。储集体受压力控制较弱,其成藏条件主要受到有效排烃厚度及区域性高盐度水体的控制,页岩气存在短距离运移,构造高部位是页岩气的有利聚集区域。

中期原地聚集成藏阶段主要储集热解气和裂解气,受控因素较多。其中,异常压力特别是异常低压的存在是控制页岩气分布范围的主要因素。此外,局部裂缝、断层、水动力及泥页岩孔隙度变化也是重要的影响因素,因此,在盆地中心、构造斜坡、构造高点都会导致页岩气聚集成藏。页岩所生成的天然气基本上是就近或原地聚集,其运移距离极短,具有典型的“自生自储”成藏特征。

晚期裂缝调整成藏阶段主要储集干气,也可能是原油裂解生气。由于泥页岩表现为低孔、低渗透,异常压力及裂缝将共同主导页岩气的成藏。裂缝沟通不同的成藏体系,导致页岩气短距离向上运移,在构造斜坡及高部位调整成藏。

参考文献:

[1] 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,2007,32(2):392-400.

[2] 刘成林,范柏江,葛岩,等.中国非常规天然气资源前景[J].油气地质与采收率,2009,16(5):26-29.

[3] 张金川,薛会,张德明,等.页岩气及其成藏机理[J].现代地质,2003,17(4):466-470.

[4] 王真.东营凹陷北部沙四段盐下天然气成因及来源[J].油气地质与采收率,2009,16(1):5-8.

[5] 孙超,朱筱敏,李菁,等.页岩气与深盆气成藏的相似与相关性[J].油气地质与采收率,2007,14(1):26-31.

[6] Curtis J B. Fractured shale- gas system[s]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11):1921-1938.

[7] 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.

[8] 魏国齐,刘德来,张英,等.柴达木盆地第四系生物气形成机理、分布规律与勘探前景[J].石油勘探与开发,2005,32(4):84-89.

[9] 李本亮,王明明,魏国齐,等.柴达木盆地三湖地区生物气横向运聚成藏研究[J].地质论评,2003,49(1):93-100.

[10] 王金琪.早聚晚藏——川西坳陷天然气基本特征[J].天然气工业,2001,21(1):5-12.

[11] 郭正吾.四川盆地西部浅层致密砂岩天然气勘探模式[J].天然气工业,1997,17(3):5-9.

[12] 刘树根,马永生,王国芝,等.四川盆地震旦系一下古生界优质储层形成与保存机理[J].油气地质与采收率,2008,15(1):1-5.

[13] 张金川,刘丽芳,唐玄,等.川西坳陷根缘气藏异常地层压力[J].地质前缘,2008,15(2):147-155.

[14] 江兴福,左云安,徐人芬,等.川东地区飞仙关组地层压力分布特征[J].天然气勘探与开发,2003,26(2):1-5,35.

[15] 郭一华.川东地区石炭系储层成岩作用和天然气成藏规律[J].西南石油学院学报,1994,16(1):1-5.

[16] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum system[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11):1851-1852.

[17] 张金川,聂海波,徐宽,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.

[18] Daniel Ross J K, Marc Bustin R. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs[J]. Fuel, 2007, 86(17):2696-2706.

[19] Sawyer W K. A simulation- based spreadsheet program for history matching and forecasting shale gas production[J]. SPE 57439, 1999.



# PETROLEUM GEOLOGY AND RECOVERY EFFICIENCY

Vol. 17 No. 5 2010

## ABSTRACTS

**Liu Chenglin, Ge Yan, Fan Baijiang et al. Study on shale gas accumulation mode. *PGRE*, 2010, 17(5) :1-5.**

Based on the comparison of reservoir accumulation between shale gas, coal-bed gas and deep basin gas, the source, reservoir condition, migration and reservoir formation of shale gas reservoir is herein generalized so as to construct the reservoir mode of shale gas. The shale reservoir may be divided into three stages, the early migration and trapping, medium period in-situ trapping and late fracture deformed trapping, moreover, the reservoir features are further analyzed with respect to reservoir formation by means of analysis of field example. Based on the analysis and comparison with the shale gas reservoir in North America, the 3 reservoir models are generalized. For the reservoir formed by early migration and trapping, the biogenic gas predominates, and the gas is migrated into the pore spaces of shale developed in the high structure zone in form of free and solution phase. For the medium period reservoir, the thermolyzed and pyrolyzed gas predominate and accumulated in different structure position to form the abnormal pressure system, and mainly in the form of in-situ accumulation and preserved mostly in the secondary pores and somewhat in some primary pores and micro-fractures. For the late fracture deformed reservoir, the dry gas predominates, and fractures are well developed and connected in the structure and trapping so as to break the relatively sealing system, and form the new gas reservoir during the short migration from low structural point to the high accumulation zone.

**Key words:** shale gas; gas source rock; reservoir accumulation model; in-situ accumulation; adjusting reservoir accumulation model

**Liu Chenglin**, State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

**Zhou Dongli, Wang Yong, Zhang Xiubo. Analysis on favorable reservoir and accumulation model of igneous reservoir. *PGRE*, 2010, 17(5) :6-10.**

Igneous reservoir has become the focus of petroleum exploration. Compared to the conventional reservoirs, it has its own characteristics. Based on the practice and study on the igneous reservoir developed in the hydrocarbon bearing basin and the igneous reservoirs found in China, the lithofacies and favorable reservoir of igneous rock are discussed herein, including the storage space and reservoir properties. The storage space may be divided into primary and secondary classes which are further subdivided into 19 types. The formation of igneous reservoirs rock is affected by several aspects including the location of hydrocarbon source rocks, storage conditions, tectonic and magmatic activities. It is favorable for the igneous rock reservoirs to be formed that the igneous rock is adjacent to the hydrocarbon source rocks, and the reservoir experienced moderate tectonic movements, and magmatic activity occurred before the hydrocarbon accumulation.

**Key words:** igneous; petroleum reservoirs; lithofacies, reservoir space; magma activities; accumulation conditions

**Zhou Dongli**, School of the Earth Sciences and Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China

**Ni Xinfeng, Wang Zhaoming, Yang Haijun et al. Formation mechanism of Ordovician carbonate karst reservoir in the Northern Tarim Basin. *PGRE*, 2010, 17(5) :11-16.**

The carbonate karst reservoir in the Northern Tarim Basin was largely controlled by lithology, karstification and tectonic evolution. Based on core, normal thin sections, cast thin sections, cathodoluminescence, FMI, seismic and testing data, original sedimentation, karstification and tectonic disruption are thought to be the main mechanisms accounting for the formation of the carbonate karst reservoir in the Northern Tarim Basin. The primary pores and the sedimentary facies are the basic factors controlling the formation of secondary pores. Karstifications are the main factors controlling the reservoir development, that is, the penecontemporaneous karstification, intra-strata karstification, along-strata karstification, buried-hill karstification, and burial dissolution all accounts. And, multiphase superimposed karstification is deformed to form the composite favorable dissolution reservoir. Fractures caused by the tectonic evolution are the key factors which accelerated the reservoir development and controlled its distribution.

**Key words:** karst reservoir; sedimentation; karstification; tectonic disruption; Ordovician; the Northern Tarim Basin

**Ni Xinfeng**, Tarim Oilfield, PetroChina, Korla, Xinjiang, 841000, China

**Liu Ning. Application and analysis on core fracture imaging. *PGRE*, 2010, 17(5) :17-19.**