

四川盆地页岩气藏和连续型—非连续型 气藏基本特征

刘树根 曾祥亮 黄文明 马文辛

(“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室(成都理工大学), 成都 610059)

[摘要] 四川盆地是一个多旋回叠合盆地,发育了两套海相优质烃源岩(下寒武统牛蹄塘组页岩,下志留统龙马溪组页岩),其有机质成熟度高($R_o=1.5\%\sim 6\%$),绝大多数地区普遍不利于页岩气藏的形成;另发育两套海陆过渡相(上二叠统龙潭组和上三叠统须家河组)优质烃源岩,其成熟度相对较低($R_o=0.7\%\sim 3\%$),在川西南—川南地区具有较有利的页岩气勘探前景。四川盆地页岩烃源岩排烃效率高,为大规模油气藏提供了烃源;多存在晚期快速隆升调整过程,为吸附气的解吸创造了条件。页岩气藏经历了早期地质条件优越、生物气高效成藏,中期深埋地腹、原油裂解气快速成藏,晚期快速隆升、脱溶气和解吸气调整成藏等过程。四川叠合盆地油气藏具有多样性特征,发育了从非连续型到连续型完整序列的油气藏类型。典型的非连续型气藏主要是指构造圈闭(以及部分构造-岩性圈闭)气藏,其圈闭相对独立,非连续分布,储集空间类型以孔隙型为主。震旦系威远气田、川东石炭系气田群及川东北下三叠统飞仙关组气藏群等具有相对典型的非连续型气藏特征。非连续型—连续型过渡气藏介于连续型气藏与非连续型气藏之间,呈分散状或连续状分布,圈闭类型多以复合圈闭为主,可发育有裂缝圈闭(川东南二叠系阳新统气藏)及岩性圈闭(上三叠统须家河组气藏)。储集空间以裂缝型或次生溶孔为主,非均质性强,普遍存在异常高压。四川盆地连续型气藏应以页岩气藏为主,但现今未有成功勘探开发页岩气藏的实例。四川叠合盆地具有多旋回构造-沉积演化、优质烃源岩分布的区域性、储层的非均质性和天然气的活动性,及油气成藏经历了生物气、吸附气、裂解气、脱溶气和解吸气演替等多样性特征。因此,四川盆地的油气勘探和研究应形成常规与非常规、连续型与非连续型、原生与次生油气藏的立体勘探和研究局面,尤其应加强非连续型—连续型过渡油气藏特征、形成机理和分布规律的研究。

[关键词] 连续型气藏;连续型—非连续型过渡气藏;页岩气藏;油气勘探;四川盆地

[分类号] TE132.2

[文献标识码] A

页岩气是产自于页岩地层中的天然气,页岩气藏属连续型气藏,为非常规气勘探的重要领域。美国于 1821 年便完成了世界上第一口页岩气生产井^[1,2],现今页岩气藏勘探已取得商业性实质进展^[3~5]。在美国,页岩气井已超过 4 万口,页岩气产量占其天然气总产量的 10% 左右,并且页岩

气产量成指数增长^[6]。美国也是惟一进行页岩气工业规模开发的国家^[7]。近年来,在钻井、完井工艺技术进步和天然气价格高涨推动下,页岩气的勘探领域越来越广,对页岩气资源的认识迅速提高,估计全球最终页岩气资源量将超过 $1000 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[8]。

[收稿日期] 2009-07-06

[基金项目] 国家重点基础研究发展计划“973”项目(2005CB422106);中国石化海相前瞻性项目(PH08001)

[作者简介] 刘树根(1964—),男,博士,教授,博士生导师,从事石油地质的教学和科研工作, E-mail: lsg@cdut.edu.cn。

中国页岩气在勘探、开发方面均落后于西方,对页岩气的研究与勘探开发还处于探索阶段,但步伐较迅速。近几年,不少学者对页岩气成藏条件进行了探讨^[3,4,8,9],特别是针对四川盆地页岩气成藏地质条件进行了初步研究,并认为四川盆地与美国许多页岩气藏盆地(如 Fort Worth 盆地)具有相似的埋藏演化历史,海相烃源岩生烃条件优越,海相页岩气藏资源潜力巨大。其中,四川盆地寒武系页岩气估算资源量为 $(7.14 \sim 14.6) \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[9,10],志留系页岩气估算资源量为 $(2 \sim 4) \times 10^{12} \text{ m}^3$,远远多于两者常规天然气资源量 $(7.2 \times 10^{12} \text{ m}^3)$ ^[10]。

然而,在四川盆地及周缘地区钻达下古生界的探井有近 300 口,却没有一口成功勘探开发页岩气。这一残酷勘探现实迫使石油地质学家不得不产生“四川盆地与美国页岩气盆地(如 Fort Worth 盆地)一样吗?四川盆地页岩气成藏机理究竟如何?页岩气藏对我们研究四川盆地油气藏有何启示?”等等诸多疑问。因此,本文以分析总结四川盆地页岩气藏基础地质条件为基础,初步探讨四川盆地海相页岩气藏成藏机理,进而分析四川盆地连续型-非连续型气藏的基本特征,进一步揭示四川盆地油气藏形成和分布的规律。

1 页岩气藏成藏特征

1.1 页岩气藏基本地质条件

页岩气成藏需要具备如下主要地质条件:沉积地层以泥、页岩为主,单层厚度大($\geq 10 \text{ m}$),泥质含量高(泥、页岩地层中的纯泥岩厚度大于 10%),有机质丰度($\text{TOC} \geq 0.3\%$)及成熟度底限条件要求相对较低($R_o \geq 0.4\%$),孔隙度低($\Phi < 12\%$)等^[4]。对于具有工业勘探价值的页岩气,则更要求埋藏深度小(小于 3 km)、微裂缝发育、吸附气含量高(质量分数 $\geq 20\%$)^[4],产气页岩夹于两套碳酸盐岩硬岩层之间等^[11]。

但是,高产、经济效益好的页岩气藏储层往往分布面积广、埋深适中、厚度大(大于 30 m)、有机质丰度高($\text{TOC} > 2\%$)、成熟程度适中(R_o 介于 1.1%~2.5%)、吸附含气量较高($3 \sim 10 \text{ m}^3/\text{t}$)、黏土含量中等(质量分数 $< 40\%$)和脆性较高(即低泊松比、高杨氏弹性模量)以及围岩条件有利于水力压裂产生裂缝^[12,13]。同时,以海侵体系域黑色页岩为佳,且现今仍处于大量生气阶段或充注

过程中,既保存了较高的残余有机质丰度,储集大量吸附气;又能新增一定孔隙度,容纳足够数量的游离气,有助于提高基质系统的渗透性,使生产气井保持较高产气速率,规模化开发生产的经济效益达到最大化^[14]。同样,液态石油二次裂解和干酪根初次裂解生气有利于高含气量页岩气藏的形成。

1.2 页岩气藏成藏机理

页岩气形成伴随干酪根演化整个阶段,既有生物气、未成熟-低成熟气、热解气,又有原油、沥青裂解气^[14,15]。其成因覆盖了生物化学、热解及裂解等几乎所有可能的有机生气作用模式,它们分别可以在美国不同的页岩盆地中找到实例^[4]。页岩气赋存相态复杂多样,主体上包括了游离态(大量存在于页岩孔隙和裂缝中)、吸附态(大量存在于黏土矿物、有机质、干酪根颗粒及孔隙表面上)、溶解态(微量存在于干酪根、沥青质、残留水以及液态原油中)以及其他可能相态^[4],其中以吸附相态存在的天然气可占天然气赋存总量的 20%(Barnett 页岩)~85%(Lewis 页岩)^[14]。

页岩气藏成藏要素和作用过程均发生在同一岩石单元内,成藏机理复杂,吸附、溶解、活塞式推进、置换式运移均有不同程度发生,具有典型的“自生自储”成藏模式和原地性特点^[3,4]。

综上所述,页岩气具有吸附作用机理和自生自储特点,二次运移不再成为页岩气成藏的主要影响因素和分布预测的主要研究内容,但页岩气分布的隐蔽性特点不可忽视。泥、页岩发育厚度、有机碳含量、孔隙度、渗透率、裂缝发育程度、有机质热演化程度、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^[4]。但作为天然气聚集的特殊类型,吸附作用的存在导致页岩气的成藏条件和要求比其他类型气藏低,即成藏门槛降低,导致页岩气具备大面积存在和分布的潜在条件^[16]。

2 四川盆地页岩气藏基本地质条件

2.1 四川盆地是一个叠合盆地

四川盆地自震旦纪以来整个沉积盖层经历了多次构造运动。盆地沉积演化共经历了震旦纪碳酸盐岩台地初始沉积阶段,中期的寒武纪-志留纪碳酸盐岩台地与浅海陆棚混合沉积阶段,中晚

期的石炭纪—中三叠世碳酸盐岩台地沉积阶段,晚期的晚三叠世至白垩纪陆相盆地发育阶段,及末期古近纪—第四纪褶皱隆升改造阶段(图 1)。这决定了四川盆地主要发育了四套优质烃源岩层系,分别为下寒武统牛蹄塘组页岩、下志留统龙马溪组页岩、上二叠统龙潭组沼泽泥岩和上三叠统须家河组泥页岩(图 1)。

2.2 四川盆地页岩烃源岩特征

2.2.1 海相烃源岩特征

a. 厚度大、生烃强度高、有机质类型好。下寒武统牛蹄塘组(川西南称筇竹寺组)、上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组以富有机质的黑色碳质页岩为主要特征。两套烃源岩的生烃中心在盆地内部具有一定继承性,主要分布在川东(北)及川南地区。下寒武统烃源岩厚度为 100~400 m(表 1);生烃强度一般在 $(5\sim15)\times10^9\text{ m}^3/\text{km}^2$,平均为 $7.6\times10^9\text{ m}^3/\text{km}^2$,在古隆起周边均为高值区^[11,17]。下志留统烃源岩厚度一般在 100~900

m(平均 203 m,表 1),生烃强度达 $25\times10^9\text{ m}^3/\text{km}^2$,其中龙马溪组底部黑色页岩厚度变化于 20~120 m 之间(平均生烃强度 $4.45\times10^9\text{ m}^3/\text{km}^2$)^[11,17,18]。两者有机质类型相同,为 I—II₁型(腐泥组分的质量分数>80%),是优质的油型干酪根。

b. 有机质丰度大、成熟度高、埋藏深、基质致密。下寒武统有机碳的质量分数在 0.2%~9.98%之间(平均为 0.97%,表 1),其中川南地区有机碳的质量分数较高(>2%)^[11],多已进入高成熟—过成熟阶段;R_o 在 2.5%~4.6%(图 2-A),高者达 6%^[5]。上奥陶统有机碳的质量分数在 0.11%~1.7%,平均为 0.56%。下志留统烃源岩有机碳的质量分数在 0.4%~1.6%(龙马溪组底部有机碳质量分数>2%),在川南、川东和川东北地区普遍>1%;R_o 值在 2.4%~4%,一般为 2.4%~3.6%(图 2-B),处于高成熟晚期—过成熟期。由于盆地内部绝大多数出露侏罗系—白

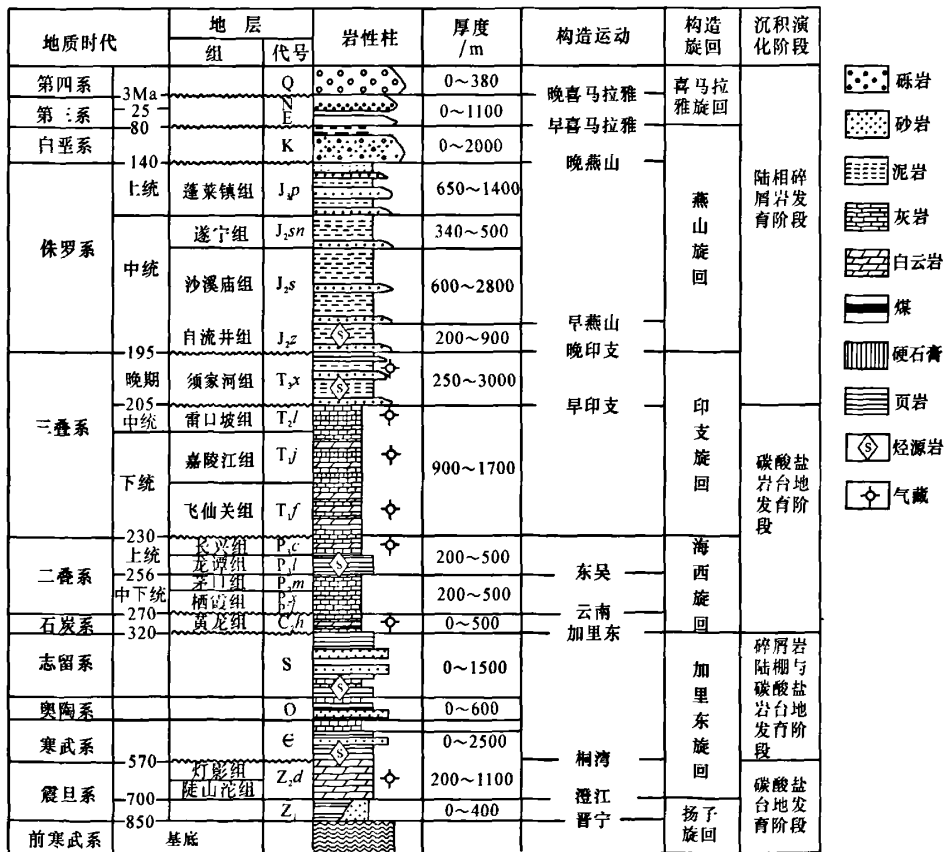


图 1 四川盆地地层发育特征及构造-沉积旋回

Fig. 1 Stratum development characteristics and tectonic-sedimentary cycles in Sichuan Basin

表 1 四川盆地烃源岩页岩气成藏参数对比
Table 1 Comparison of parameters forming shale gas reservoirs in Sichuan Basin

	岩相及 岩性简述	暗色泥质岩 厚度/m	有机质 丰度(TOC)	有机质 类型	有机质 成熟度(R_o)	备注
下寒武统牛蹄塘组(C_{1n})	闭塞盆地或海湾相黑色炭质泥页岩	100~400	0.2%~9.98%之间 (平均为 0.97%)	I—II ₁	2.5%~4.6%, $R_{o,max}$ =6%	干酪根类型好,分布广泛,但盆地绝大多数地区成熟度不利于页岩气成藏
下志留统龙马溪组(S_1l)	闭塞盆地或海湾相黑色炭质泥页岩	100~900,平均为 203	有机碳含量在 0.4%~1.6%(龙马溪组底部有机碳含量>2%)	I—II ₁	2.4%~4%,一般在 2.4%~3.6%	
上二叠统龙潭组(P_3l)	滨海潮坪沼泽相,砂岩及页岩	0.25~125(多数<100)	0.5%~13%,平均 3%左右,一般 3%~5%	III	1.5%~3.5%	潮坪含煤砂岩相有利于页岩气成藏
上三叠统须家河组(T_3x)	滨海潮坪—河流湖泊相砂泥岩煤系地层	10~1500,川西凹陷烃源岩一般厚 400 m 以上	0.25%~6.50%,最高可达 10%	III	0.7%~2.3%,在川西南—川南地区 R_o 值相对较低,仅为 1%左右	川西南—川南地区有利于页岩气成藏

表中部分数据来源于文献[5]。

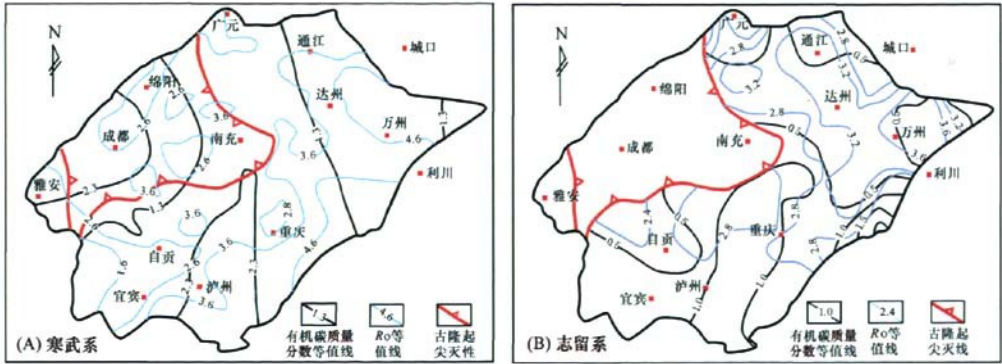


图 2 四川盆地烃源岩成熟度 R_o 与有机碳质量分数(TOC)等值线图
Fig. 2 Contour map of maturity (R_o) and organic carbon content(TOC) of Cambrian hydrocarbon source rocks in Sichuan Basin
(据文献[11]修编)

系,导致寒武系页岩顶面埋深一般在 4~5 km,川东地区一般大于 5~6 km。志留系页岩埋深一般小于 3 km,川南地区埋深一般在 1.6~4.2 km。下古生界烃源岩基质物性致密,孔隙度在 0.5%~1%,微裂隙不发育。

综上,虽然寒武系与奥陶—志留系烃源岩品质优、厚度大、分布广、生烃能力强,但由于其演化成熟度高、埋深大、基质致密(美国产气页岩基质孔隙度值在 3%~14%),盆地内绝大多数地区不利于页岩气成藏。因此,在盆地边缘有机质成熟度相对较低,而且埋深相对较浅,应有利于页岩气成藏。

2.2.2 海陆过渡相烃源岩特征

四川盆地主要发育上二叠统龙潭组、上三叠

统须家河组两套海陆过渡相烃源岩。烃源岩表现出厚度大(达 1.5 km)、生烃能力强($1.0\times10^9\sim1.2\times10^9\text{ m}^3/\text{km}^2$)、有机质丰度高、广覆式分布的特点。其与海相烃源岩最大差异为海陆过渡相有机质类型为Ⅲ型干酪根,有机质成熟度相对较低,达成熟—高成熟阶段,有利于页岩气成藏。

a. 上二叠统烃源岩:上二叠统龙潭组为一套滨海潮坪沼泽相页岩含煤建造,暗色泥质岩厚度 0.25~140 m(多数小于 100 m,表 1),主要有资阳、宜宾和万县三个沉积中心^[19]。干酪根主要为Ⅲ型,部分为Ⅱ₂型, R_o 值在 1.5%~3.5%,达高成熟—过成熟期,但在川东南地区相对较低,在 2%左右^[5]。生气强度以盆地东部通江、阆中至石柱一线以东最高($1.0\times10^9\sim7.5\times10^9\text{ m}^3/\text{km}^2$),

次为都江堰、成都、资阳、南充与绵阳之间($2.0 \times 10^9 \sim 5.5 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$),其余地区均较差^[19]。因此,烃源岩地球化学特征揭示在川东南和川东地区有利于页岩气藏发育。

b. 上三叠统烃源岩:四川盆地上三叠统须家河组主要为一套滨海潮坪—河流湖泊相砂泥岩煤系地层^[20,21]。须一段、须三段、须五段暗色泥页岩层和所夹煤层是主要的烃源岩,干酪根主要为Ⅲ型,具有厚度大、广覆式分布的特点,并由盆地西部向东南部减薄。暗色泥质烃源岩厚度为 10~1 500 m(表 1);以川西凹陷烃源岩最厚,达 1.5 km^[21,22]。有机质丰度主要在 0.25%~6.50%,最高可达 10%;有机质生烃强度达 $12 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[22]。有机质成熟度 R_o 在 0.7%~2.3%,处于成熟—高成熟早期;但在川西南—川南地区 R_o 值相对较低,仅在 1%左右^[5]。因此,川西虽然烃源条件优越,但深埋大;而埋深相对较浅的川西南—川南地区更有利于页岩气成藏。

3 四川盆地页岩气藏成藏机理初探

3.1 四川盆地页岩气藏成藏的特殊性

a. 构造期次多,热演化程度高,晚期隆升幅度大。图 3 为四川盆地寒武系牛蹄塘组、志留系龙马溪组页岩与美国德克萨斯州 Fort Worth 盆地密西西比系 Barnett 页岩成藏组合对比图。该图揭示两套烃源岩所经历的构造、成烃演化史共性与个性共存:(1)均经历了早期快速沉降,初始生油期→主生油期→主生气期→页岩气藏构造调整

期。(2)四川盆地烃源岩经历了生烃停滞期。(3)四川盆地烃源岩演化程度更高,所经历埋深更大。(4)四川盆地自晚白垩世以来(80 Ma 前),牛蹄塘组页岩从 6 995 m 的深度,升降到 3 488 m 的深度,升降了 3 507 m,升降速率 35 m/Ma(以丁山 1 井为例);Fort Worth 盆地在晚白垩世至中晚始新世(75 Ma),Barnett 页岩从 2.8 km 的深度,升降到 1 km 的深度,升降了 1.8 km,平均升降速率约 25 m/Ma;但随后又沉降了约 100 m。

b. 与烃源岩相关的常规油气藏规模大。四川盆地震旦系大面积古油藏和威远震旦系气田气源主要来自于寒武系牛蹄塘组,并且川南震旦系—下古生界气显示多与寒武系牛蹄塘组页岩相关。其中威远气田震旦系古油藏规模高达 $1.7 \times 10^9 \text{ t}$,震旦系气田探明储量 $40.86 \times 10^9 \text{ m}^3$ ^[23]。川东石炭系古油藏($14 \times 10^9 \text{ t}$)和气藏群($257.53 \times 10^9 \text{ m}^3$)烃源岩为下伏的下志留统龙马溪组。川东北二叠系长兴组—下三叠统飞仙关组古油藏(如普光气田下三叠统古油藏达 $0.75 \times 10^9 \text{ t}$,气藏达 $251.1 \times 10^9 \text{ m}^3$)^[24]、及川南下三叠统嘉陵江组气藏群($116.9 \times 10^9 \text{ m}^3$)^[25],烃源岩主要为上二叠统龙潭组。四川盆地自生自储型须家河组气藏三级储量超 $500 \times 10^9 \text{ m}^3$ ^[22]。可见,四川盆地四套海相(含海陆过渡相)烃源岩在地质历史中,均大量向外排出过烃类(液态和气态烃),形成过大规模的古油藏和气藏。

据研究,美国 Fort Worth 盆地泥盆系—宾夕法尼亚系的 13 套灰岩储层中均有来自于石炭系

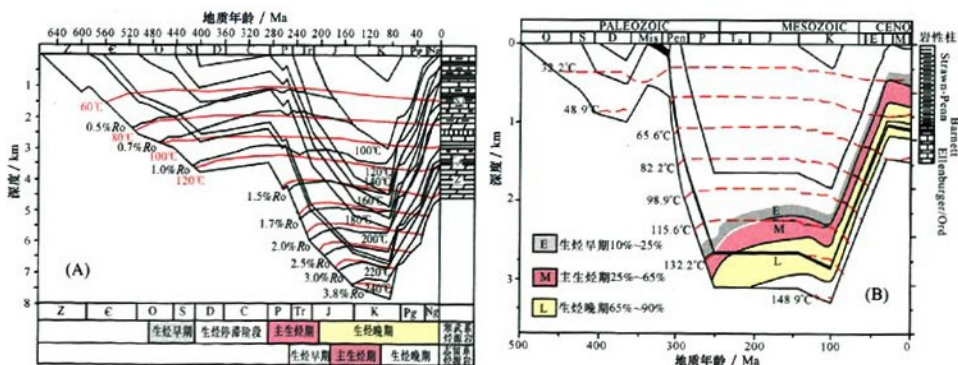


图 3 四川盆地与 Fort Worth 盆地烃源岩成烃演化及成藏组合图

Fig. 3 Diagram showing the histories of generation of source rocks and hydrocarbon accumulation in Sichuan Basin and Fort Worth Basin

(A) 四川盆地东南缘丁山 1 井寒武系与志留系烃源岩成藏组合;

(B) Fort Worth 盆地密西西比系 Barnett 烃源岩成藏组合(据文献[14])

Barnett 页岩生成的石油充注;但 Barnett 页岩却具有世界级的页岩气藏勘探潜力。有关学者认为是因为常规含油气系统中关键时间匹配差和泥页岩封堵性好,从而导致常规油气藏规模小,生成的烃主要残存在页岩内,从而致使页岩气藏规模大^[26]。

因此,四川盆地页岩气成藏机理主要具有如下特殊性:(1)四川盆地为一个构造-沉积多旋回盆地,发育多套优质烃源岩页岩层系;(2)烃源岩热演化程度高($R_o > 1.5\%$),排烃效率高,为大规模古油藏与气藏提供了油气;(3)烃源岩多存在晚期快速隆升过程,为吸附气的解吸创造了条件。

3.2 四川盆地页岩气藏成藏过程初探(图4)

3.2.1 早期地质条件优越,生物气高效成藏

由于四川盆地地下寒武统和下志留统烃源岩均为 I—II₁ 型干酪根,在早期低演化阶段,主要生成液态石油。因此,在天然气最初生成阶段,主要由生物作用所产生的天然气首先满足有机质和岩石颗粒表面吸附的需要;当吸附气量与溶解的逃逸气量达到饱和时,富裕的天然气则以游离相或溶解相进行运移逃散。在 R_o 达到 0.5% 时,有机质开始生成石油,主要以吸附态及游离态就近赋存在烃源岩内部;但当烃源岩吸附量达到饱和时,烃源岩便开始向邻近的高效储集层排烃(如四川盆地寒武系向震旦系排烃,川东志留系向石炭系排烃,川东北上二叠统向长兴组、飞仙关组排烃),在储集层内部形成小型古油藏。若烃源岩周缘无高效输导体系存在,石油在烃源岩内部过度聚积会抑制生烃过程或产生微裂隙增加有效储集空间。结合国外页岩气盆地勘探实例,发现一个盆地如果油气地质条件优越,无论是常规气藏,还是非常规气藏(页岩气藏等),早期均会高效成藏;特别是页岩上下无高效、优质输导体系时,大规模页岩气成藏机率大增^[26]。

3.2.2 中期深埋地腹,原油裂解气快速成藏

随着上覆地层沉积,烃源岩持续深埋,有机质进一步成熟,当 R_o 值约为 0.7%,有机质开始大量生油。此阶段若有构造活动,遭受抬升则经历生烃停滞期(如四川盆地寒武系)。随后,由于上覆地层的沉积,继续深埋,生油持续。 R_o 值达到 1.3%,生油基本结束,开始进入湿气生成阶段。伴随着热成熟度进一步增加,当 R_o 值至 2.0%,该阶段为干酪根生成干气阶段。当 R_o 值达到

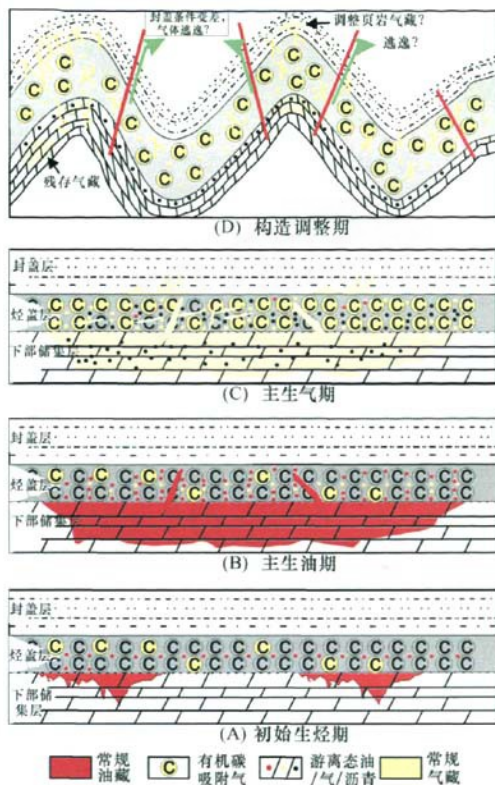


图4 四川盆地页岩气成藏模式图

Fig. 4 Oil accumulation model of shale gas in Sichuan Basin
(以四川盆地寒武系为例)

2.5%,温度达到 150℃ 时,古油藏中原油大量裂解,生成天然气。其中,烃源岩中的干酪根和原油裂解气首先充注烃源岩,被有机碳吸附或以游离态存在于微孔或裂隙中。

原油裂解反应是吸热和体积增大的反应,因此,在相对密闭的系统中,物质密度的变小导致体积的膨胀和压力的提高。天然气的大量生成作用使原有的地层压力得到不断提高,从而产生异常高压,即“高压锅”原理^[3]。随着更多天然气不断地生成,天然气无法全部保存于页岩内部,从而产生以生烃膨胀作用为基本动力的天然气“逃逸作用”。由于页岩间互出现粉—细砂岩类低孔低渗型储层,其限定天然气的运移方式,随着天然气生成量的增加,页岩气藏逐渐向根缘气藏转变,或导致常规圈闭气藏的大范围出现^[3]。

但值得指出的是,若早期存在优质输导体系,

并形成过古油藏,在石油高温裂解过程中,裂解油气藏压力突增,同样会导致圈闭微裂缝发育,部分古油藏原油裂解天然气会突破压力向上覆的泥页岩盖层逃逸,形成次生页岩气藏。

3.2.3 晚期快速隆升,脱溶气和解吸气调整成藏

80 Ma 前以来,燕山—喜马拉雅运动致使四川盆地整体性隆升逾 3 km,在威远地区隆升幅度可达 4 km^[27]。隆升所导致的一系列温度、压力相关效应致使常规裂解气藏大幅度调整,如威远气田,裂解气藏成藏率仅为 4.8%^[23]。页岩气藏吸附气模拟实验揭示,吸附气含量与气藏压力具有正相关性,相关系数可达 99%^[28];此外,溶解气量同样与压力具有正相关性^[23]。

因此,四川盆地内部发育的 4 套页岩气源岩层系,隆升逾 3 km,地层压力骤降 30 MPa,大量吸附气解吸和溶解气脱溶出来,从而导致页岩内部气体的体积急速扩大。当气体压力超过页岩封堵压力时,解吸出来的页岩气会通过微裂隙向上覆岩层逸散,形成次生的构造圈闭和岩性圈闭气

藏(如威远震旦系气藏上覆的寒武系气藏、奥陶系气藏等)。同样,若存在深大断裂,则天然气可发生远距离二次运移至二叠系—三叠系。如气体成分对比研究揭示,川南二叠系与三叠系气藏存在下古生界(寒武系和志留系)烃源岩混源充注^[11,29];同时,志留系烃源岩可能对川东北下三叠统飞仙关组气藏具有贡献^[29]。

此外,燕山期—喜马拉雅期的褶皱作用导致四川盆地地层高角度裂隙发育(图 5);但碳酸盐岩中裂隙多被充填,泥质岩中裂隙多未充填(图 5-D)。四川盆地震旦系—古生界晶洞充填物对比研究表明,在隆升过程中,不同层位流体具有跨层活动的特点,暗示四川盆地区域性几套泥页岩地层和膏质岩盖层封堵能力变弱,局部已丧失,保存条件有所破坏,致使流体跨层流动^[30]。

因此,该阶段导致四川盆地天然气明显具有如下四个特征:(1)天然气早聚晚藏;(2)气体成因因为原油和干酪根裂解气;(3)气藏存在混源充注;(4)常规与非常规气藏均发育。

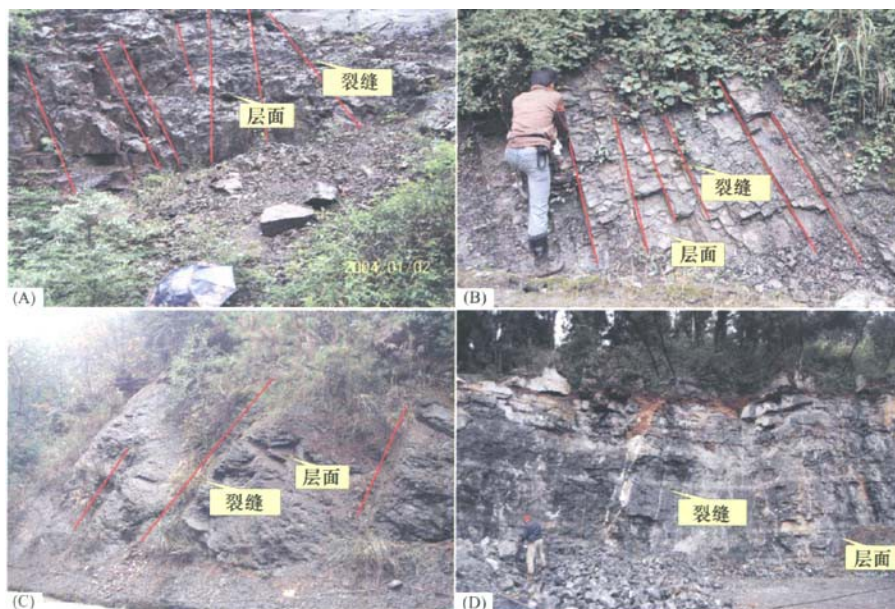


图 5 四川盆地周缘海相烃源岩及储层中的燕山—喜马拉雅期高角度裂缝

Fig. 5 Yanshanian and Himalayan steep fractures of marine source rocks and reservoirs in Sichuan Basin and its peripheral areas

(A)重庆石柱罗家湾下寒武统水井沱组(相当于川东南牛蹄塘组)中高角度裂缝;(B)湖北恩施两河口志留系龙马溪组高角度裂缝;(C)重庆石柱打风坳志留系龙马溪组中高角度裂缝;(D)川东南林滩场—丁山构造带三叠系高角度裂缝系统。裂缝倾角普遍高陡(70°~90°),多穿层或跨层,均被方解石充填

4 四川盆地连续型与非连续型气藏的基本特征

4.1 连续型和非连续型油气藏的基本特征

连续型油气藏与非连续型油气藏在成藏条件与成藏机理方面均存在较大差异,连续型—非连续型(过渡型)油气藏介于两者之间(表 2,图 6)。非连续型油气藏具有明显的圈闭界限和盖层、油气水界限明确、含油饱和度均一、储量为中高丰度、常规技术能够高采等特征,常规圈闭油气藏均是非连续型油气藏。连续型油气藏是指低孔低渗储集体系中油气运聚条件相似、含流体饱和度不均的非圈闭油气藏,具有巨大的储集空间和模糊的油气藏边界,其存在几乎不依赖于水柱压

力^[31],主要指非常规气藏,包括致密砂岩气、页岩气、深盆气、煤层气、浅层微生物气、天然气水合物 6 种主要类型^[20]。

4.2 四川盆地的连续型与非连续型气藏特征

4.2.1 典型的非连续型气藏(图 7)

在已发现的四川盆地大中型气田中,震旦系威远气田、川东石炭系气田群及川东北下三叠统飞仙关组气藏群、川中中三叠统雷口坡组气藏等均具有较为典型的非连续型气藏特征。该类气藏总体具有如下特点:(1)区域上分布不均匀,即川东多,其他地区少;(2)气藏丰度不均一,C₂和 T₁气藏高,其他层系低;(3)主要产气层段在纵向上具有一定的层位性;(4)气藏受构造控制为主,气藏含水边界比较规则完整。

表 2 连续型油气藏与非连续型(常规)油气藏特征对比
Table 2 Characteristics correlation between continuous and discontinuous (conventional) oil & gas reservoirs

	连续型油气藏(非常规圈闭油气藏,据文献[20]修改补充)	连续型—非连续型(过渡型)油气藏	非连续型油气藏(常规圈闭型油气藏,据文献[20]修改补充)
分布位置	盆地中心及斜坡大面积分布,局部富集	盆地任何部位均可分布	圈闭相对独立,非连续分布
储层特征	大规模的低孔渗、特低孔渗非常规储层	介于两者之间	常规储层
圈闭类型	无明显界限的非常规圈闭	介于两者之间	界限明显的常规圈闭
源储关系	自生自储为主	源储关系复杂,常具多源储关系	多源储关系
烃类赋存方式	吸附、游离状态为主,溶解态或络合物形式存在	游离态为主,存在溶解态和吸附态	游离态
运聚动力	浮力不起主要作用,多为一次运移	异常高压、浮力和水动力起主要作用,短距离二次运移	浮力起主要作用,二次运移
渗流特征	非达西渗流为主	非达西渗流—达西渗流	达西渗流
流体特征	流体分异差,无统一的流体界面和压力系统,饱和度差异较大,油、气、水、干层共存	流体分异较差,无统一的界面;油气水关系复杂,背、向斜地区油、气、水共存	按密度分层,界面明显,一般是上油(气)下水
水柱压力	油气聚集不依赖于水柱压力	油气聚集一定程度依赖水柱压力,常存在高压异常和压力封闭	油气聚集过程水柱压力起作用,可存在高压异常
分布特征	大面积分布,流体饱和度不均一、局部富集	大面积分布—集中分布,流体饱和度不均一	集中分布,流体饱和度均一
储量计算	按井控范围	主要按圈闭要素	按圈闭要素
开发工艺	常规技术难开采,采收率较低	介于两者之间	常规技术为主,采收率较高
备注	资源丰度低,无自然产能,产量递减快,生产周期长,风险高	资源丰度中等,有部分自然产能,产量递减较快,生产周期中等,风险较高	资源丰度较高,生产周期相对较短

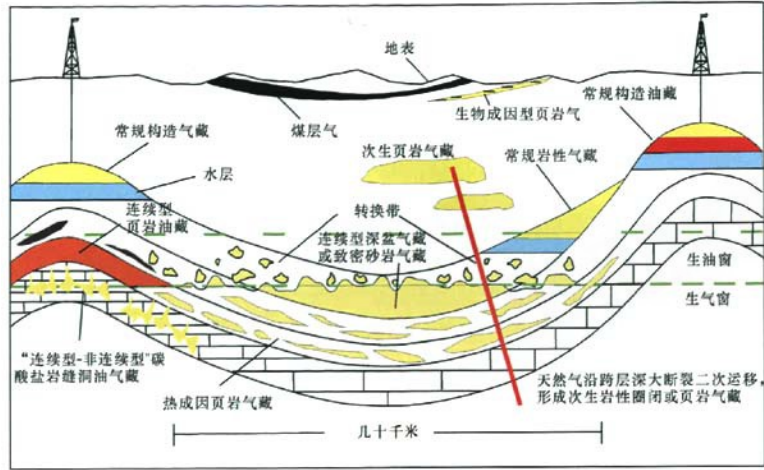


图 6 “非连续型—连续型”油气藏序列分布模式图

Fig. 6 Distribution model of the sequence from continuous to discontinuous petroleum reservoirs

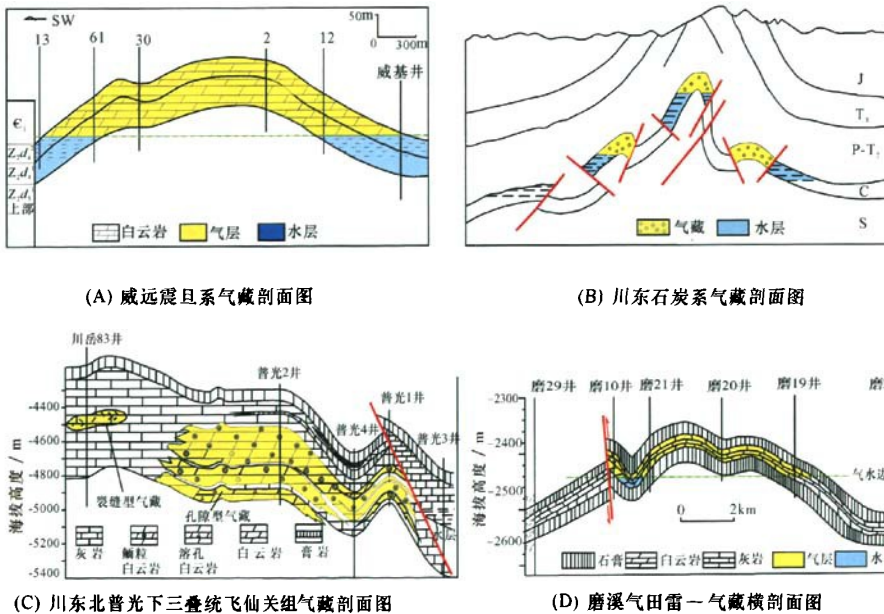


图 7 四川盆地代表性“非连续型”气藏剖面图

Fig. 7 Profiles of the typical discontinuous gas reservoirs in Sichuan Basin

(图 A、图 B 和图 D 据文献[38]; 图 C 据文献[32])

a. 威远震旦系气藏:位于四川盆地西南部威远—龙女寺隆起带上的巨型穹窿背斜之上,是中国发现的储层最古老的气藏。该气藏为背斜型底水块状气藏,有统一的圈闭,闭合面积 850 km²,其中含气面积 216 km²,气藏最大高度为 244 m。气源为上覆的下寒武统黑色碳质页岩生成的油裂解的天然气。储层岩性主要是隐藻白云岩,储集

空间为后期由于古喀斯特作用、白云化作用和深埋溶蚀作用等形成的次生孔隙,为裂缝-孔隙型储层,有效储集层段的平均孔隙度为 3.15%^[29]。其成藏过程和机理为:(资阳—威远)古油藏→原油裂解→天然气大量溶于水中→升降使得带有大量天然气的水向威远运移和天然气脱溶→现今(新生)气藏,属于天然气的脱溶成藏^[27]。

b. 川东石炭系高陡构造气田群:位于川东地区北东向为主的高陡构造带,气田沿构造走向方向圈闭高点呈串珠状分布^[33],共发育有地层-鼻状背斜复合圈闭、地层-断层单斜复合圈闭等8类地层-构造复合圈闭^[34]。川东石炭系气田群不同气藏的天然气具有同源性,成因类型为不同成熟度原油裂解的混合气,气源岩以下伏的下志留统龙马溪组黑色碳质页岩为主^[35],亦混有上覆下二叠统部分成熟度略低于志留系的油页岩裂解气^[36]。储集岩石类型变化大,主要为中石炭统黄龙组喀斯特白云岩、灰岩储层,盖层为上覆的下二叠统梁山组,但存在间接盖层的压力封堵。成藏机理为:压力封闭、流体上下充注、天然气仓储式成藏^[33]。

c. 川东北下三叠统飞仙关组气田群:位于四川盆地东北部的大巴山弧形构造带和川东高陡构造带交汇部分,面积约10 000 km²,已发现有普光、罗家寨、渡口河、铁山坡等7个气田,以及金珠坪、毛坝场等含气构造^[37]。飞仙关组气藏类型主要有如下特征^[24,37]:属于构造-岩性复合型原油裂解气藏,且发育大规模古油藏;烃源岩为上二叠统龙潭组黑色沼泽相泥岩,混有志留系天然气^[17];储层类型多样,但以鲕粒白云岩储层物性最好;高储量丰度和高产量,储量丰度为 $7.3 \times 10^8 \sim 42 \times 10^8$ m³/km²;气藏为常压,压力梯度在0.95~1.30 MPa/km。普光气藏成藏模式为:印支期晚期-燕山期早期古油藏→燕山期深埋油-气转化,沥青残留,形成裂解气藏→燕山期晚期-喜马拉雅期隆升脱气,调整形成现今构造-岩性复合型气藏^[32]。

d. 川中中三叠统雷口坡组气藏:川中磨溪气田雷一1气藏类型属平缓短轴背斜控制的整装气藏。上二叠统龙潭组是雷口坡组气藏的主要气源岩;储层为层状孔隙型储层,具有中孔、低渗、多层及非均质和局部裂缝发育特征;直接盖层为雷一2和雷二段多层硬石膏和膏质白云岩。气藏具有统一压力系统,气水界面基本统一;气井单井产能较低,但有较强的稳产能力;储量丰度较均一。雷口坡组气藏成藏模式为:深大断裂,尤其是断穿上二叠统与雷口坡组的深断层的周期性活动对气藏的形成极为重要,是烃气垂向运移的主要通道;发育良好的连通性储层是形成大中型气田即背斜圈闭的必要条件^[38]。

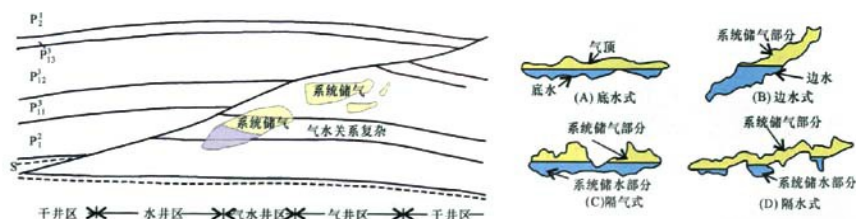
4.2.2 非连续型-连续型过渡气藏

川东南阳新统气藏和川西川中须家河组气藏是四川盆地非连续型-连续型过渡气藏的主要代表。该类气藏介于连续型与非连续型气藏特征之间,两者特征共存:(1)裂缝型圈闭和岩性圈闭发育;(2)气水关系复杂,常存在气水倒置;(3)超压异常及压力封闭;(4)分布不受古隆起控制,斜坡和盆地内部大面积存在,局部集中。

a. 阳新统气藏群:四川盆地中二叠统缝洞型气藏为致密碳酸盐岩单一缝洞气藏,阳新统气藏群由众多缝洞圈闭气藏组成(图8-A)。气藏储集空间为次生孔洞和构造有效缝共同构成的储渗体系,具有基质岩块孔隙度、裂缝孔隙度和基质岩块渗透率都很低(孔隙度均值为0.6%,渗透率多小于 10^{-5} μm²,一般在 $10^{-7} \sim 10^{-9}$ μm²),但裂缝渗透率却高的特征,非均质性强^[39]。阳新统缝洞系统气藏形态极不规则,隐蔽性强,大小差异悬殊;气水关系复杂,存在底水式、边水式、隔气式及隔水式多种类型^[40]。阳新统气藏现今普遍存在超高压异常和压力封闭现象,气藏呈分散状分布(可分布于古隆起、古斜坡、古拗陷任何部位)。气藏地层水体有限,区域上没有连片水体存在,地层水的产出是气藏中天然气弹性驱动的结果^[41]。成藏模式是以自生自储为主,天然气短距离运移、聚集、晚期成藏^[42]。

b. 须家河组气藏群:四川盆地须家河组纵向上发育三套类似“三明治”式的成藏组合,为层状岩性大气区,气藏多存在高压异常。须家河组煤系烃源岩大面积层状蒸发式排烃,盆缘造山带“幕式”冲断挤压背景下多物源间断快速注入形成大平原、小前缘的粗粒三角洲体系,平缓构造背景下低-特低渗透砂体内天然气运聚过程中浮力作用受限,达西和非达西渗流机制共存,形成气-水-干层共生的混相成藏系统^[20](图8-B)。

尽管有学者认为“连续型”的气藏主要发育在中国中部构造稳定的大型陆相拗陷、前陆平缓斜坡或海陆交互环境,并指出四川盆地须家河组为“连续型”气藏^[20];但普遍为大家所接受的观点是四川盆地须家河组气藏成藏模式以构造圈闭控制成藏为主,局部发育岩性气藏。气藏高压则主要是须家河组快速沉积引起的欠压实作用、烃源岩的生烃作用以及后期的构造挤压作用3个主要因素导致^[21]。此外,虽然须家河组气藏气水关系复



(A) 川西南灵音寺-荷包场地区断层缝洞圈闭布井模式及复杂的气水关系

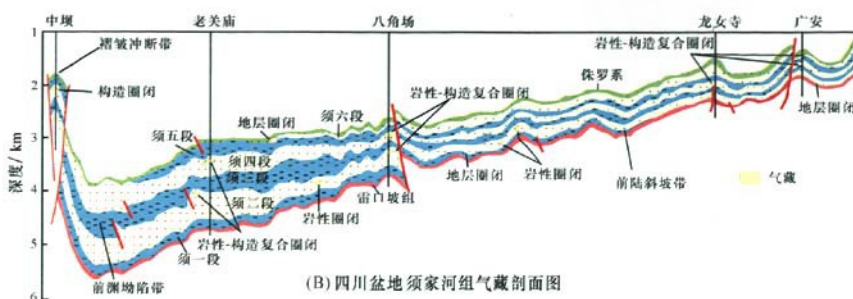


图 8 四川盆地代表性“非连续型-连续型”过渡型气藏剖面图

Fig. 8 Profiles of the typical (continuous-discontinuous) transitional gas reservoirs in Sichuan Basin

(图 A 据文献[39,40]修改;图 B 据文献[20])

杂,但由于不同地区成藏条件、构造和储层分布不一样,导致气水关系差异较大。如在川西地区构造相对较陡,断层和裂缝相对发育,成藏过程中气水分异相对较好,气水关系多以边水为主;而川中地区构造平缓,则不存在气水分异,具有气水过渡带特征^[43]。

此外,“气源丰富、储层致密、源储相通、储盖一体、气水倒置、压力异常”是深盆气的基本特征^[44],因此,有学者认为四川盆地须家河组局部地区局部层位具有深盆气的基本特征,如广安须四段气藏^[45],川西坳陷须二段和须四段气藏^[46]。但是,也有学者认为“深盆气”理论不适用于川西坳陷^[47],并且川西坳陷上三叠统具有“早常规一晚改造”复式成藏模式,与深盆气迥然不同^[48]。

因此,须家河组既不是常规的构造圈闭气藏,也不是深盆气藏,而是连续型-非连续型过渡型气藏群。

4.2.3 典型的连续型气藏

四川盆地四套烃源岩中至今仍未发现一个被证实的典型连续型气藏,其原因可能是晚白垩世以来的褶皱隆升剥蚀作用不利于连续型气藏的形成和保留;但在烃源岩中见较多的气显示,如在筇竹寺(九老洞)组页岩(包括黑色页岩及粉砂

质页岩)系统中 41 口钻井共 68 个页岩层段见气显示。气藏为自生、自储和自盖型,并以吸附态和游离态形式赋存^[49]。此外,页岩气的显示并不受构造因素控制,而与其有效页岩分布相关。吸附气实验揭示,九老洞页岩含气率为 $0.54 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[49]。这表明威远地区下寒武统九老洞组下部含粉砂质黑色页岩中含有一定数量的页岩吸附气。

四川盆地志留系的勘探主要集中在川东及川南地区。志留系虽未形成工业气藏,但地层压力高,气显示层位众多。如在现今 44 个显示层段中,龙马溪组 12 个、石牛栏组(川东称小河坝组) 15 个及韩家店组 17 个,即 72.7% 的显示层位并不位于烃源岩龙马溪组(仅龙马溪组底部泥页岩具有较好的生烃能力)。其中以川南太合场构造 13 井产量最大,达 $7.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,但产量欠稳定。川南龙马溪组页岩含气率最高可达 $0.25 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $0.15 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

可见,四川盆地寒武系和志留系页岩具一定的页岩气勘探潜力,但页岩含气率与美国相比要偏低(最低的圣胡安盆地白垩系 Lewis 页岩也有 $0.42 \sim 1.27 \text{ m}^3/\text{t}$);而且志留系页岩气藏多未原位分布在烃源岩内部,而是遭受后期构造强烈调整的次生页岩气藏。此外,上二叠统与上三叠统

均发育有烟煤,累厚分别可达5~10 m和28 m。其中上二叠统煤岩在成都—永川—习水以西一带广泛发育,含瓦斯率较高,一般可达10~20 m³/t,利于煤层气藏发育^[5]。

因此,四川盆地虽然广泛分布四套优质烃源岩,而且存在多套泥页岩,具备页岩气藏或煤层气藏发育的优良成藏条件;但四套烃源岩演化程度高,现今盆地内部绝大多数地区已处于高成熟—过成熟阶段(特别是寒武系和志留系烃源岩),基本上已丧失生烃能力。另外,存在多套与之相关的非连续型或连续型—非连续型过渡型气藏和古油藏,据物质守恒原理,烃源岩中页岩气藏储量要比国外页岩气藏低得多。此外,燕山—喜马拉雅期的褶皱隆升剥蚀作用,导致四川盆地沉积盖层裂缝发育,流体(包含气体)发生大幅度跨层运动,致使连续型气藏向非连续型或过渡型气藏转变,更进一步削减页岩成藏潜力。可见,四川盆地早期页岩气藏勘探潜力非常巨大;但在漫长的地质历史过程中,随着裂缝和解吸作用的发生和推进,导致现今的勘探前景已大不如前。

但需指出的是,由于四川盆地烃源岩“广覆式”分布、页岩气藏自身隐蔽性及保存条件相对低的特点,在盆地内部非连续型或过渡型气藏相对不发育,及烃源岩演化程度相对较低的地区有可能存在符合工业开发的页岩气藏或煤层气。如川西南—川南地区较浅区段的上三叠统页岩气;华蓥山及其东南侧与南侧一带上二叠统煤层气;川南较浅区段的下志留统页岩气。

5 讨论

四川盆地是中国南方最大的含油气盆地,也是中国一个主要的叠合盆地。叠合盆地演化的多期性、储层的非均质性和天然气的活动性决定了四川盆地油气藏具有多样性特征^[25]。主要表现在:(1)多套含油气组合。四川盆地天然气大部分来自三叠系、二叠系、石炭系和震旦系中,石油则来自侏罗系,纵向上含油气层系达20多个。(2)多种源储组合及油气运聚方式。在四川盆地已发现自生自储(P/P)、近源组合(下生上储(S_1/C_2)、上生下储(E/Z))、远源组合(P/T_{1+2})、自生自储(T_3/T_3)等多种源储组合。(3)多种类型孔隙组合。四川盆地目前已发现孔隙(洞)型、裂缝-孔隙(洞)型、孔隙(洞)-裂缝型及裂缝型等多种类型

孔隙组合,其中裂缝-孔隙(洞)型、孔隙(洞)-裂缝型最为普遍。(4)多裂缝系统特征。多裂缝系统特征是四川盆地储集层非均质性的表现,往往在同一构造上存在不同的裂缝系统。(5)多圈闭类型。四川盆地油气藏赋存方式多样化,除川东南二叠、三叠系裂缝圈闭气藏外,在川东背斜构造上也发现生物礁、地层—构造、岩性—构造等非背斜及复合圈闭气藏。油气藏圈闭类型不同,它们的成藏条件与分布规律也各具特点。因此,四川盆地(曾)发育有从非连续型—连续型完整序列的油气藏类型,将来除继续加强非连续型油气藏的勘探外,还应重视连续型油气藏和连续型—非连续型过渡油气藏的勘探和研究。

四川叠合盆地具有多旋回构造-沉积演化、优质烃源岩分布的区域性、储层的非均质性和天然气的活动性,及油气成藏经历了生物气、吸附气、裂解气、脱溶气和解吸气演替等特征,决定了四川盆地油气勘探的复杂性、长期性和曲折性,同时说明不能用单一的勘探方法、研究思路和成藏理论指导四川盆地不同层位和地区、不同类型油气藏的勘探和研究,即勘探策略和研究思路也应多样化。因此,四川盆地油气勘探和研究应形成常规与非常规、连续型与非连续型、原生与次生油气藏的立体勘探和研究局面,尤其应加强非连续型—连续型过渡油气藏特征、形成机理和分布规律的研究。

6 结论

a. 页岩气是产自于页岩地层中的天然气,属于连续型气藏,常与常规油气藏相伴生;主要来自于生物成因气、热解气、原油或沥青裂解气;主要以游离态、吸附态、溶解态存在;具有典型的自生自储、连续大面积成藏、原地性特点;浮力不是成藏的主要动力。

b. 四川盆地是一个多旋回构造-沉积叠合盆地,共发育四套优质烃源岩,烃源岩厚度大、分布广、生烃强度高、有机质类型好。海相烃源岩有机质类型以腐泥型为主;海陆过渡相以腐殖型为主。相对于其他三套烃源岩,须家河组泥页岩成熟度相对较低($R_o=0.7\%\sim 3\%$),在川西南—川南地区具有较有利的页岩气勘探前景。四川盆地页岩烃源岩排烃效率高,为大规模油气藏提供了烃源;多存在晚期快速隆升调整过程,为吸附气的

解吸创造了条件。页岩气藏经历了早期地质条件优越、生物气高效成藏,中期深埋地腹、原油裂解气快速成藏,晚期快速隆升、脱溶气和解吸气调整成藏的过程。

c. 四川叠合盆地油气藏具有多样性特征,发育了从非连续型到连续型完整序列的油气藏类型。震旦系威远气田、川东石炭系气田群及川东北飞仙关组气藏群等具有相对典型的非连续型气藏特征。非连续型—连续型过渡气藏介于连续型气藏与非连续型气藏之间,圈闭类型多以复合圈闭为主,可发育有裂缝圈闭(川东南阳新统气藏)及岩性圈闭(须家河组气藏)。储集空间以裂缝型或次生溶孔为主,非均质性强,普遍存在异常高压。过渡型气藏呈分散状或连续状分布。

d. 四川叠合盆地具有多旋回构造-沉积演化、优质烃源岩分布的区域性、储层的非均质性和天然气的活动性,及油气成藏经历了生物气、吸附气、裂解气、脱溶气和解吸气演替等多样性特征。这决定了在四川盆地应形成常规与非连续型、连续型与非连续型、原生与次生油气藏的立体勘探和研究局面,尤其应加强非连续型—连续型过渡型油气藏特征、形成机理和分布规律的研究。

[参 考 文 献]

- [1] HARPER J. The Marcellus Shale — An Old “New” Gas Reservoir in Pennsylvania[C]// Published by the Bureau of Topographic and Geologic Survey, Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources. Pennsylvania Geology, 2008, 28(1).
- [2] Schlumberger. Shale Gas White Paper[R]. Schlumberger Marketing Communications, 2005.
- [3] 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.
- [4] 张金川, 汪宗余, 聂海宽, 等. 页岩气及其勘探研究意义[J]. 现代地质, 2008, 22(4): 640—646.
- [5] 黄籍中. 四川盆地页岩气与煤层气勘探前景分析[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 116—120.
- [6] CALDWELL R. Unconventional resources: are they for real? [J]. Scotia Newsletter, 2006, 3: 1—2.
- [7] 赵群, 王红岩, 刘人和, 等. 世界页岩气发展现状及我国勘探前景[J]. 天然气技术, 2008, 2(3): 11—14.
- [8] 董大忠, 程克明, 王世谦, 等. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 33—39.
- [9] 李建忠, 董大忠, 陈更生, 等. 中国页岩气资源前景与战略地位[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 11—16.
- [10] 闫存章, 黄玉珍, 葛春梅, 等. 页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 1—6.
- [11] 王兰生, 邹春艳, 郑平, 等. 四川盆地地下古生界存在页岩气的地球化学依据[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 59—62.
- [12] 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 27—32.
- [13] 王社教, 王兰生, 黄金亮, 等. 上扬子区志留系页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 45—50.
- [14] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921—1938.
- [15] 张林晔, 李政, 朱日房. 页岩气的形成于开发[J]. 天然气工业, 2009, 29(1): 124—128.
- [16] 庞雄奇, 李素梅, 金之钧, 等. 排烃门限存在的地质地球化学证据及其应用[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2004, 29(4): 384—390.
- [17] 朱光有, 赵文智, 梁英波, 等. 中国海相沉积盆地富气机理与天然气的成因探讨[J]. 科学通报, 2007, 52(增刊): 46—57.
- [18] 刘成林, 李景明, 蒋裕强, 等. 川东小河坝砂岩天然气成藏地球化学研究[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(1): 46—49.
- [19] 陈宗清. 四川盆地长兴组生物礁气藏及天然气勘探[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(2): 148—156.
- [20] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307—319.
- [21] 张水昌, 米敬奎, 刘柳红, 等. 中国致密砂岩煤成气藏地质特征及成藏过程——以鄂尔多斯盆地上古生界与四川盆地须家河组气藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 320—330.
- [22] 谢继容, 张健, 李国辉, 等. 四川盆地须家河组气藏成藏特点及勘探前景[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(6): 40—44.
- [23] LIU Shugen, WANG Hua, SUN Wei, et al. Energy Field Adjustment and Hydrocarbon Phase Evolution in Sinian-Lower Paleozoic, Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Geosciences, 2008, 19(6): 700—706.
- [24] 马永生, 蔡勋育, 郭彤楼. 四川盆地普光大型气田油气充注与富集成藏的主控因素[J]. 科学通报, 2007, 52(增刊1): 149—155.
- [25] 刘树根, 汪华, 孙玮, 等. 四川盆地海相领域油气地质条件专属性问题分析[J]. 石油与天然气地质, 2008,

- 29(6):781—792.
- [26] JARVIE D M, CLAXTON B L, HENK F, *et al.* Oil and shale gas from the Barnett Shale, Fort Worth Basin[C]//AAPG Annual Meeting Program. Texas: AAPG, 2001(10): 100.
- [27] 刘树根, 马永生, 孙玮, 等. 四川盆地威远气田和资阳含气区震旦系油气成藏差异性研究[J]. 地质学报, 2008, 82(3): 328—337.
- [28] DANIEL J K R, BUSTIN R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916—927.
- [29] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘, 2006, 13(2): 234—248.
- [30] 刘树根. 中国海相碳酸盐岩层系深层油气成藏机理[R]. 成都: 成都理工大学档案馆, 2009.
- [31] SCHMOKER J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993—1999.
- [32] 马永生, 蔡勋育, 李国雄. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律[J]. 地质学报, 2005, 79(6): 858—865.
- [33] 徐国盛, 刘树根, 袁海峰, 等. 川东地区石炭系天然气成藏动力学研究[J]. 石油学报, 2005, 26(4): 12—17.
- [34] 陈宗清. 川东石炭系地层-构造复合圈闭气藏的预测、分类和评价[J]. 石油学报, 2000, 5(21): 25—30.
- [35] 刘树根, 徐国盛, 梁卫, 等. 川东石炭系气藏含气系统研究[J]. 石油学报, 1997, 18(3): 13—22.
- [36] 陶庆才, 陈文正. 四川盆地天然气成因类型判别与气源探讨[J]. 天然气工业, 1989, 19(2): 1—6.
- [37] 赵文智, 汪泽成, 王一刚. 四川盆地东北部飞仙关组高效气藏形成机理[J]. 地质论评, 2006, 52(5): 708—718.
- [38] 吴游, 张奇. 四川盆地碳酸盐背斜圈闭气藏勘探经验总结及典型气藏分析[R]. 成都: 四川石油管理局地质勘探开发研究院, 1999.
- [39] 吕宗刚. 四川盆地碳酸盐岩裂缝圈闭气藏勘探经验总结及典型气藏分析[R]. 成都: 四川石油管理局川西南矿区、川南矿区, 1999.
- [40] 陈立官, 张长盛. 论在川南阳新统中找气的新途径——排水找气[J]. 天然气工业, 1986, 6(3): 35—40.
- [41] 陆正元, 王洪辉, 张高信, 等. 致密碳酸盐岩缝洞型有水气藏的储量计算——以四川盆地地下二叠统气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(3): 195—198.
- [42] 戴弹申. 四川盆地碳酸盐岩缝洞系统形成条件及分布预测[R]. 成都: 四川石油管理局地质勘探开发研究院, 1995.
- [43] 谢继容, 李国辉, 罗凤姿. 四川盆地上三叠统须家河组储集特征[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2009, 36(1): 13—18.
- [44] 张金川, 金之钧. 深盆气成藏机理及分布预测[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [45] 谭志亮, 何顺利, 兰朝利, 等. 四川盆地广安须家河组气藏的深盆气特征探讨[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2009, 11(11): 8—10.
- [46] 宋岩, 洪峰. 四川盆地川西拗陷深盆气地质条件分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 11—14.
- [47] 王金琪. 鄂尔多斯超大型深盆气区三次理论预测及今后展望[J]. 天然气工业, 2003, 23(3): 1—4.
- [48] 陈昭国. 四川盆地川西拗陷深盆气探讨[J]. 石油实验地质, 2005, 27(1): 32—38.
- [49] 程克明, 王世谦, 董大忠, 等. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 40—44.

Basic characteristics of shale and continuous-discontinuous transition gas reservoirs in Sichuan Basin, China

LIU Shu-gen, ZENG Xiang-liang, HUANG Wen-ming, MA Wen-xin

State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,
Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

Abstract: Sichuan Basin is a polycyclic superimposed basin. There are two sets of high qualitative marine source rocks (Lower Cambrian Niutitang Formation shale and Lower Silurian Longmaxi Formation shale) with high maturity ($R_o=1.5\%\sim 6\%$). Most areas of the basin are not favorable to Niutitang Formation shale and Longmaxi Formation shale gas accumulation. There exist two sets of transitional (marine-nonmarine) type high quality source rocks (Upper Permian Longtan Formation;

Upper Triassic Xujiahe Formation) as well, with relatively low maturity ($R_o=0.7\%\sim 3\%$). There will be a more favorable prospect area for the Longtan Formation and Xujiahe Formation shale gas exploration in the southwest and south of Sichuan Basin. The hydrocarbon expulsion efficiency of the shale source rocks in Sichuan Basin is high and the large scale of conventional gas fields has been formed. Shale gas reservoirs had superior geological conditions in the early stage and went through the biogenic gas efficient accumulation, rapid oil-cracking gas accumulation in the middle deep buried stage, accumulation and adjustment of de-dissolved and desorption gas in the late rapid uplifting stage, and so on. There are various oil & gas reservoirs in Sichuan Basin including continuous, discontinuous and transitional gas pools. Typical discontinuous gas reservoirs are structural trap and structural-lithologic trap gas reservoirs with relatively independent traps and discontinuous distribution and pore-type reservoir rocks. The examples include the Weiyuan Sinian System gas field in South Sichuan, Carboniferous System gas field groups in East Sichuan, Lower Triassic Feixianguan Formation gas field groups in Northeast Sichuan, and so on. The transitional reservoirs have dominant composite traps with fractured traps (Lower Permian Yangxin series gas reservoirs in Southeast Sichuan) and lithologic traps (Upper Triassic Xujiahe Formation gas reservoirs). Main reservoir pore spaces of the transition gas pools are fractures or secondary pores with strong heterogeneity and general overpressure. The distribution of transition gas reservoirs was scattered or continued. Shale gas reservoirs are typical continuous reservoirs, but there has not a successful exploration and development case in Sichuan Basin so far. Sichuan Basin has gone through multiple tectonic-sedimentary evolutions, resulting in regional distribution of high quality hydrocarbon sources, reservoir heterogeneity and gas activity. The hydrocarbon reservoirs have experienced successive and diverse processes, such as biogenic gas, adsorbed gas, oil-cracking gas, desolution gas and desorption gas. Therefore, the oil & gas exploration and research in Sichuan Basin should form dimensional exploration and research strategy, including conventional and unconventional, continuous and discontinuous, primary and secondary reservoirs, especially strengthening the study of characteristics on the formation mechanism and distribution of transitional (continuous-discontinuous) gas reservoirs.

Key words: continuous gas reservoir; (continuous-discontinuous) transitional gas reservoir; shale gas reservoir; oil & gas exploration; Sichuan Basin