

文章编号: 0253-9985(2009)05-0548-08

四川盆地川中地区须家河组天然气大面积成藏的主控因素

卞从胜, 王红军, 汪泽成, 李永新, 朱如凯, 刘柳红

(中国石油天然气股份有限公司 勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 川中三叠系须家河组地层具有砂泥岩交互、大面积分布的特征, 已发现的广安、合川、八角场等大型气田以及充西等含气构造。这套含气组合平面上分布于川中地区各个不同的构造区域, 纵向上各储层段交互发育。它们成藏背景相似, 但又相互独立, 互不连通, 表现为大面积成藏的地质特征。通过对须家河组成藏地质特征的深入分析认为, 大面积成藏的主控因素包括: ①平缓构造背景下, 大型开放式浅水湖盆广泛发育煤系与砂岩的交互组合, 是大面积成藏的基础; ②优质储层的广泛分布, 是大面积成藏的重要条件, 主要受早印支期古构造、沉积微相以及裂缝的联合控制; ③白垩纪末盆地的整体抬升, 天然气发生膨胀排烃以及储层的分隔化对气藏的保存作用是大面积成藏的重要机制。

关键词: 大面积成藏; 主控因素; 须家河组; 川中地区; 四川盆地

中图分类号: TE122.3 文献标识码: A

Controlling factors for massive accumulation of natural gas in the Xujiahe Formation in central Sichuan Basin

Bian Congsheng, Wang Hongjun, Wang Zecheng, Li Yongxin, Zhu Rukai, Liu Lihong

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

Abstract: The Triassic Xujiahe Formation (T_3x) in central Sichuan Basin features in interbedded sandstone and mudstone and extensive distribution. Many gas fields (e.g., Guang'an, Hechuan and Bajiaochang) and gas-bearing structures (e.g., Chongxi) have been found in this formation. Horizontally, this gas-bearing combination is distributed in different structural zones; vertically, it has many alternating intervals of reservoirs. These reservoirs have similar pooling settings, but they are separated from each other with no communication. According to the analyses of geological features for gas accumulation in T_3x , the main factors controlling massive gas accumulation are considered as the followings: 1) development of alternating coal bed and sandstone combinations in a large open shallow-water lacustrine basin under gentle structural settings; 2) the wide distribution of quality reservoirs under the joint control of paleotectonics, sedimentary micro-facies and fractures in the Indo-Chinese epoch; 3) overall uplifting of the Sichuan Basin at the end of the Cretaceous, gas expulsion through expansion, and reservoir compartmentalization.

Key words: massive accumulation; controlling factor; Xujiahe Formation; central Sichuan area; Sichuan Basin

川中地区指位于四川盆地西侧的龙泉山与东侧的华蓥山两大深断裂之间的北东向带状区域,

构造上属于“川中平缓褶皱带”(图 1)。该地区具有强磁性刚性基底, 其区域构造稳定、沉积盖层所

收稿日期: 2009-12-23

第一作者简介: 卞从胜, 男 (1981-), 博士, 油气成藏。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划 (973) 项目 (2007CB209504)。

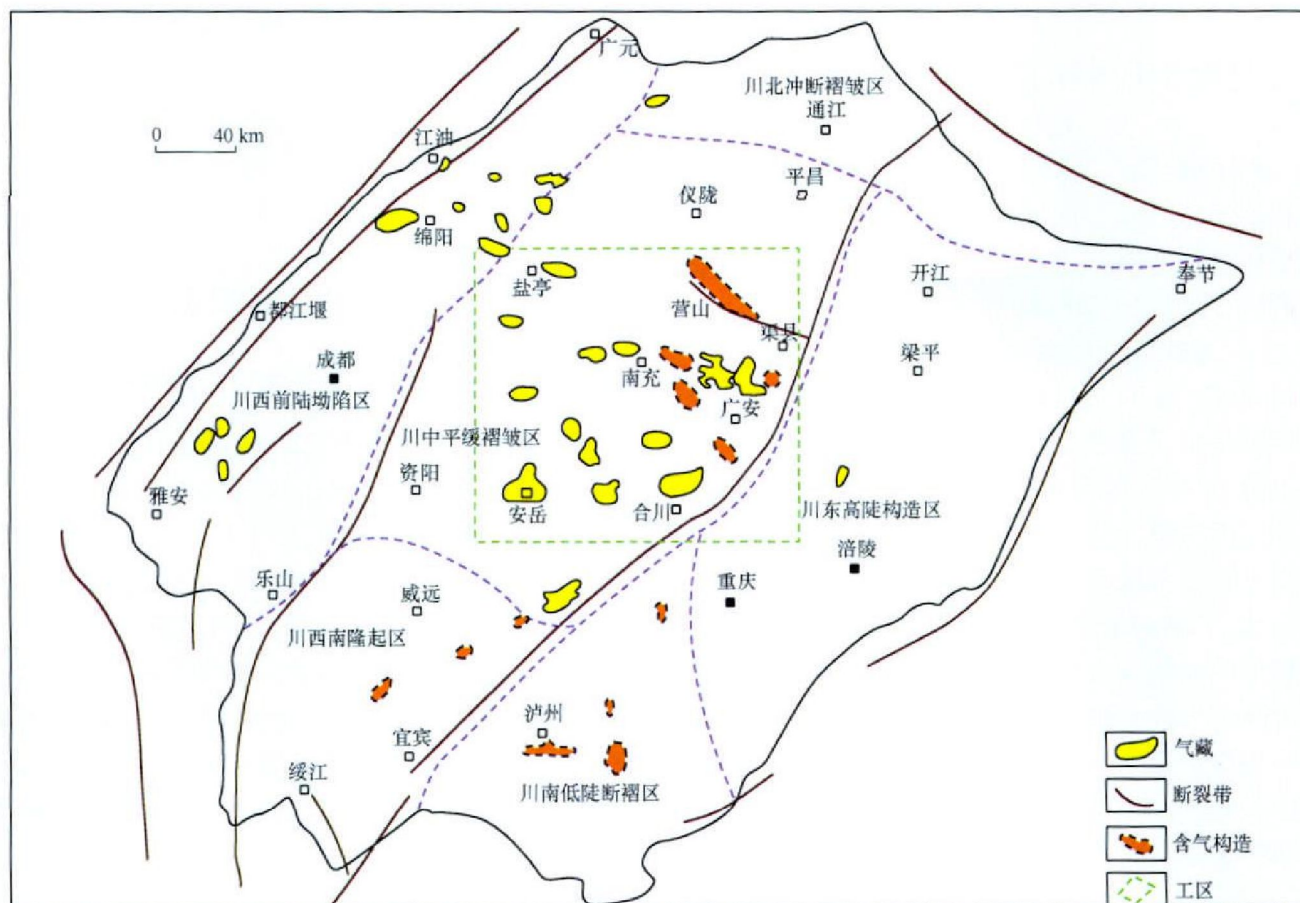


图 1 四川盆地三叠系须家河组气藏分布及工区位置

Fig. 1 Distribution of gas pools in T_3x and location of the study area in the Sichuan Basin

受区域构造应力作用总体较相邻区域弱、断层不发育^[1~3]。研究表明,须家河组地层沉积后主要经历了侏罗纪和早白垩世的深埋作用,平均埋藏深度在 4 500 m 左右,砂岩储层发生了明显的致密胶结作用。晚白垩纪及其以后由于川西龙门山与川北大巴山的逆冲推覆作用,四川盆地整体发生了抬升剥蚀,川中须家河组地层抬升了约 1 500 ~ 2 500 m,现今的埋藏深度为 2 000 ~ 3 000 m,具有西深东浅,北深南浅的单斜构造特征。

1 概况

川中地区上三叠统须家河组为一套内陆河湖交替的碎屑岩含煤地层沉积,自下而上分为 6 段,其中须家河组一段(须一段)、须家河组三段(须三段)、须家河组五段(须五段)以黑色页岩、泥岩为主,夹薄层粉砂岩、砂岩、煤层或煤线,是须家河组气藏的主要烃源岩和盖层。须家河组二段(须二段)、须家河组四段(须四段)、须家河组六段(须六段)以灰色中粒、中—细粒岩屑长

石砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主,是须家河组的主要储气层段。须家河组的一段、三段、五段烃源岩与须二段、须四段、须六段储层纵向上相互叠置,形成了多套优质生储盖组合^[4~5]。

该区天然气勘探始于 1956 年,截至 2008 年底,获天然气探明储量超过 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,发现了八角场、充西、磨溪、广安、合川—安岳、荷包场气田以及营山、白庙等含气构造^[6~7],主要分布于川中地区构造相对高部位和斜坡区,甚至一些凹陷区域也发现了含气层,分布面积非常广泛。同时,这些气田和含气构造在须二段、须四段、须六段均有分布,并在纵向上相互叠加连片,含气规模很大(图 1)。区域上,川中北部地区广安气田为须家河组典型气田,其主力含气层为须四段与须六段的有效砂体,叠加起来的探明储量超过了 $1\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$,含气面积达到了 800 km^2 。川中南部地区的合川—潼南气田为须二段气田,储量规模达千亿立方米,含气面积上千平方千米,是川中南部地区的典型气田。

2 大面积成藏的特征

川中地区上三叠统沉积时期,构造平缓,浅水陆相湖盆广泛发育煤系地层沉积,形成烃源岩和储层相互叠置的“三明治”结构。其中成熟的有效烃源岩,厚度大于 20 m 的占川中地区面积的 80% 以上,其与砂岩的接触面积占整个烃源岩分布面积的 80% (图 2)。为储层中的各类有效砂体大面积成藏提供了充足的气源,形成了多套有效生储盖组合,川中地区天然气大面积成藏的特征具有:①含气面积很大,平面上可达上万平方千米,但气藏不是在一个层系内连片聚集、不具有统一的气水系统;②纵向上多个层段含气,互不连通,但具有相似的成藏条件和成藏地质过程;③平面上相互分隔的气藏大都具有工业油气储量,并在一个层系内叠加连片,构成一个大气田。川中地区目前已经钻至须家河组的探井有 100 多口,测试井中 90% 以上均产气,干井和水井很少,且在须三、

五段源岩层系中的砂岩发现了高产气流,如磨溪气田的磨 119 井在须五段测试获 $31 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流,川中西部的桂花地区在须三段多口井测试产气,这表明整个川中须家河组地层均普遍含气,表现为大面积成藏的地质特征。

3 大面积成藏的主控因素

3.1 源—储三明治结构是大面积成藏的基础

研究表明,川中地区须家河组为自生自储型气藏,气源来自须家河组自身的煤系源岩^[8~10]。纵向上,须一段、须三段、须五段主要为暗色泥岩夹煤层,有机质类型为 II 型,以生气为主。须家河组黑色泥岩平均有机碳含量大于 2%,各段烃源岩的生气强度平均为 $2 \times 10^8 \sim 8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,实测 R_o 值为 1.02% ~ 1.59%,已达到成熟—高成熟演化阶段。各段成熟的烃源岩纵向上与须二段、须四段、须六段储层砂岩呈大面积间互,为各类砂体成藏提供了气源。

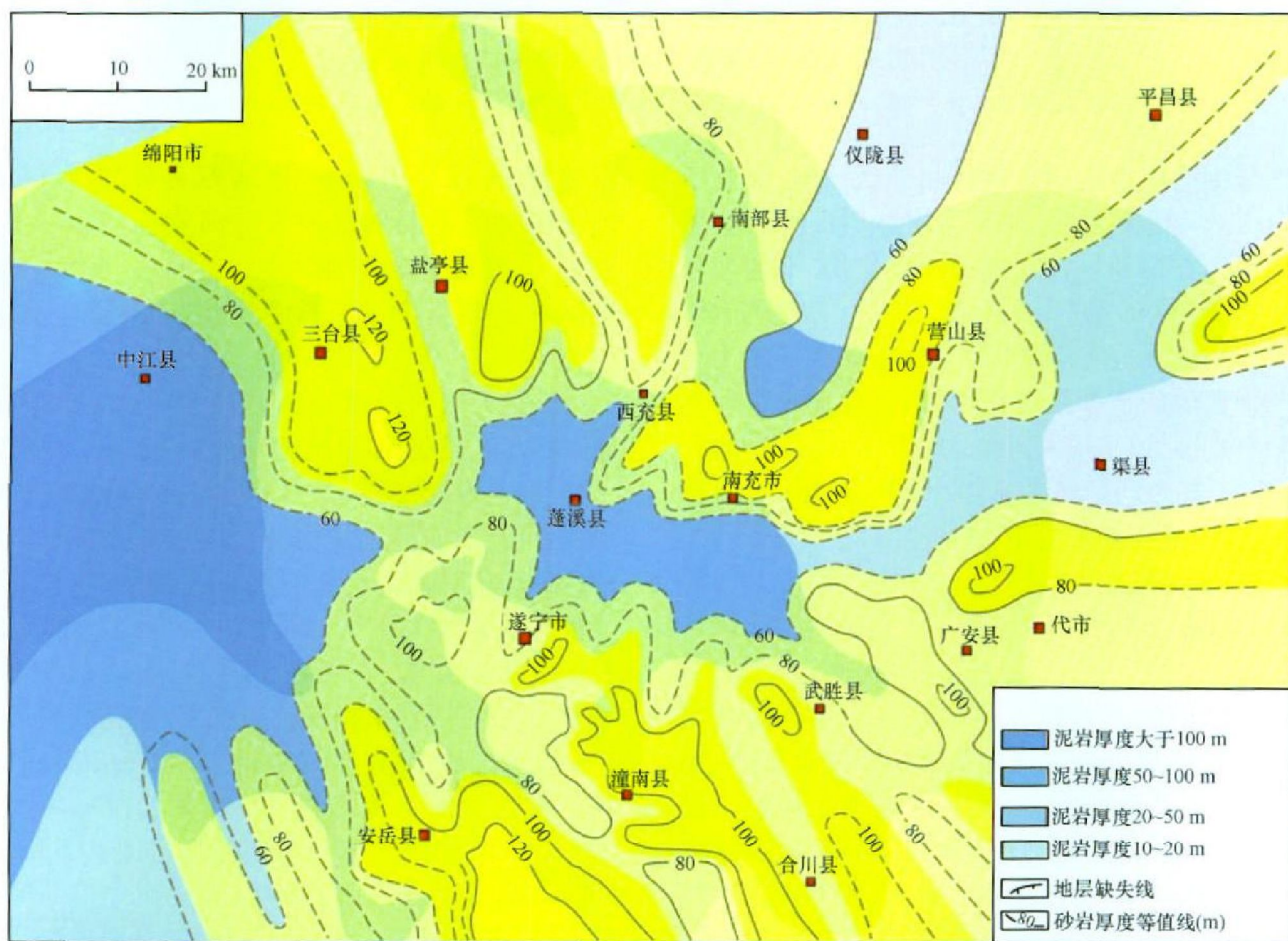


图 2 川中地区须三段泥岩与须四段砂岩厚度叠合图

Fig. 2 Thickness overlay of mudstone in the 3rd member of T_3x and sandstone in the 4th member of T_3x in the central Sichuan Basin

同时,须二段下部沉积了一套平均厚度达 10~20 m 的黑色页岩,是须二段内部与储层间互的直接气源灶。须一段在川西地区沉积了最厚可达上千米的海相和湖相泥岩,后期埋藏深度普遍大于 5 000 m, R_o 超过了 1.50%, 处于生气高峰期。川中地区一直处于川西凹陷的西倾斜坡地区,是天然气运移的长期低势区,因此须二段储层具有得天独厚的气源条件。

3.2 优质储层发育的控制因素

须家河组储层为辫状河浅水三角洲平原与前缘亚相沉积中的中厚层砂体,总体表现为低孔低渗特征,如广安地区须家河组砂岩储层的孔隙度一般为 3%~7%,渗透率一般在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。统计表明,川中地区须家河组储层分布广泛,须二、四段中厚度大于 10 m 的储层分布面积占整个工区的 60% 以上,须六段为 40% 以上,为天然气大面积成藏提供了重要条件。目前在针对低孔渗砂岩气藏的勘探与开发中,由于受开发技术和经济效益的影响,普遍关注的是物性较好的并达到工业开发需求的高孔渗储层或优质储层^[11]的形成和分布特征。

3.2.1 早印支期古地貌对须二段砂体分布的控制

川中地区须二段物性较好的储层分布较广,

南北两侧厚度较大,高孔渗区主要分布在北部的营山以及南部的磨溪、合川等地区。这种分布特征主要与须二段沉积前的古地貌特征有重要关系。

在取心井观察与沉积相分析的基础上,须二段可以划分为上、下两个三级层序。下部层序中,沉积体系主要受雷口坡组古残丘的制约。根据须一段、须二段的厚度统计发现,盆地东部沿华蓥山断裂带分布若干个古隆起(古残丘),以泸州隆起和开江隆起为主。受其影响,川中地区须二段主要由三大沉积体系组成:南部泸州沉积体系、东部开江沉积体系、东北部万源沉积体系。南部沉积体系受泸州隆起控制,东部沉积体系受开江隆起控制,东北部物源沉积体系主要来自大巴山地区^[12]。从须二段北东向连井图上看,该期在隆起带上接受沉积少,而隆起间洼地上接受沉积较多,使得隆起带上及其斜坡部位,水动力较强,砂岩沉积的粒度较粗,泥质含量少,是优质储层发育的部位,而在隆间洼地,河道沉积砂体粒度细,泥质含量高,物性较差(图 3)。

在经历了下部层序的填平补齐之后,古地形相对平缓,地形起伏高差变缓,为大片砂体的卸载提供了条件,早期古隆起对上部沉积体系的控制作用减弱(图 3)。

同时,不同的物源体系对储层的物性及后期的成岩演化有重要的影响^[13 14],根据岩矿分析

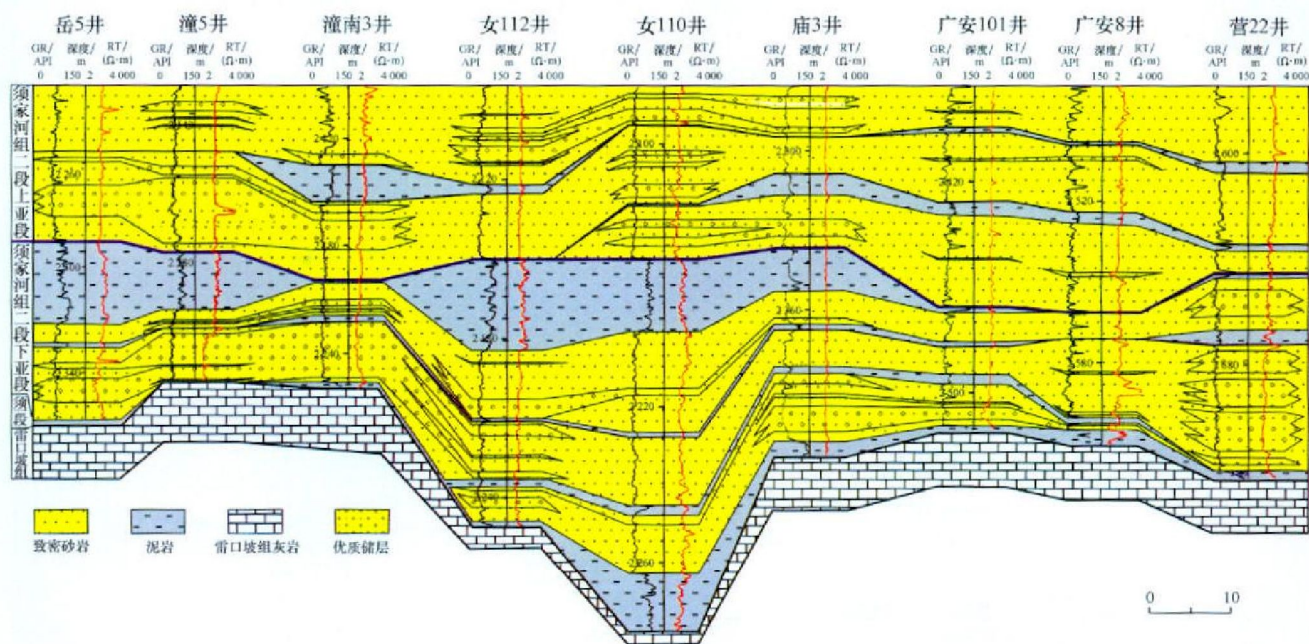


图 3 川中地区须家河组二段沉积储层连井剖面

Fig 3 A well-tie seismic section showing reservoirs in the 2nd member of T₃x in the central Sichuan Basin

可知,北部的物源体系含有较高石英岩,含量为 65%~70%,火成岩的岩屑含量较南部体系要低,相应的岩石中可溶组分下降,是造成须二段砂体物性偏差的重要原因,薄片镜下鉴定其岩石颗粒致密压实,基质孔隙发育较差。营山地区由于储层裂缝较发育,局部地区发育溶蚀孔隙。而南部体系受泸州古隆起的控制,其砂岩石英含量相对北部偏低,主要在 60%~65%左右,相对较高的火山岩岩屑使得砂岩中可溶矿物增多,优质储层分布广泛,如合川—安岳地区须二段是重要的天然气储层。

3.2.2 沉积微相是优质储层形成的主要因素

1) 河道砂坝是储层发育的主要微相类型

须家河组储层主要为辫状河三角洲沉积体系,其中优质储层为三角洲平原和部分前缘分流河道^[15-16]。根据河道沉积的特征及其演化的规律,可以将河道微相划分成 3 段,即河道底部滞留沉积,中部的河道砂坝,以及上部河道沙坪。这 3 个微相中,下部滞留沉积通常在该段底部发育,以砾岩沉积为主,钙质或硅质胶结,物性相对较差。河道砂坝是河道沉积的主体,厚度通常为 10~20 m,以中、粗砂岩为主,发育块状或大型交错层理,硅质或泥质胶结,物性较好。上部的河道沙坪为灰色或深灰色细砂岩,粉砂岩纹层发育,硅质胶结为主,物性差。上亚段的细粒河口坝和泥炭沉积发育,河道砂岩沉积的水动力较下部弱,分选和粒度也相对变差。因此,须家河组储层主要由单河道沉积的河道砂坝构成,且在一个砂坝的内部,下部的物性通常好于上部,而河道沙坪和滞留沉

积通常为致密砂岩。

2) 层序格架下的成岩相与沉积微相共同控制储层的分布

在一个层序旋回内,上升半旋回下部,由于可容空间有限,物源沉积物供给充足, A/S (可容空间/沉积物供给比值) 值最小,河道相互切割,相互叠置,岩性为砂多泥少,河道之间相互连通良好^[17]。此时形成的砂体成分成熟度和结构成熟度都很高,以河道沙坝微相为主,储集物性好,砂体之间连通性良好,有利于埋藏成岩中成岩流体的流动。因此该位置的储集砂体最有利于形成溶蚀成岩相,是优质储层形成的有利地区。

随着周缘山系活动减弱,物源供应减少,三角洲不断萎缩,可容空间增加, A/S 值逐渐变大,河道相互叠置逐渐减少,岩性砂/泥值逐渐变小,河道之间相互连通性变差。此时形成的砂体成分成熟度和结构成熟度都逐渐变低,河道沙坝减少,河道沙坪增多,储集物性变差,且砂体之间连通性差,不利于埋藏成岩流体的流动,储层发育程度相对变差。

川中地区的须四段与须六段砂岩均表现为基准面上升的旋回特征,有效储层主要分布在主分流河道沉积的下部,以中粗砂岩为主,向上粒度逐渐变细,物性变差。如广安 128 井须四段,广安 107 井须六段,潼南 1 井须四段等,均具有河道叠置的特征,其有效储层分布在下亚段(图 4)。因此,川中地区须四段与须六段有效储层主要受沉积微相的控制,并受成岩作用的影响,平面上主要分布在主分流河道叠置的地区,纵向上位于基准面上升的下部。

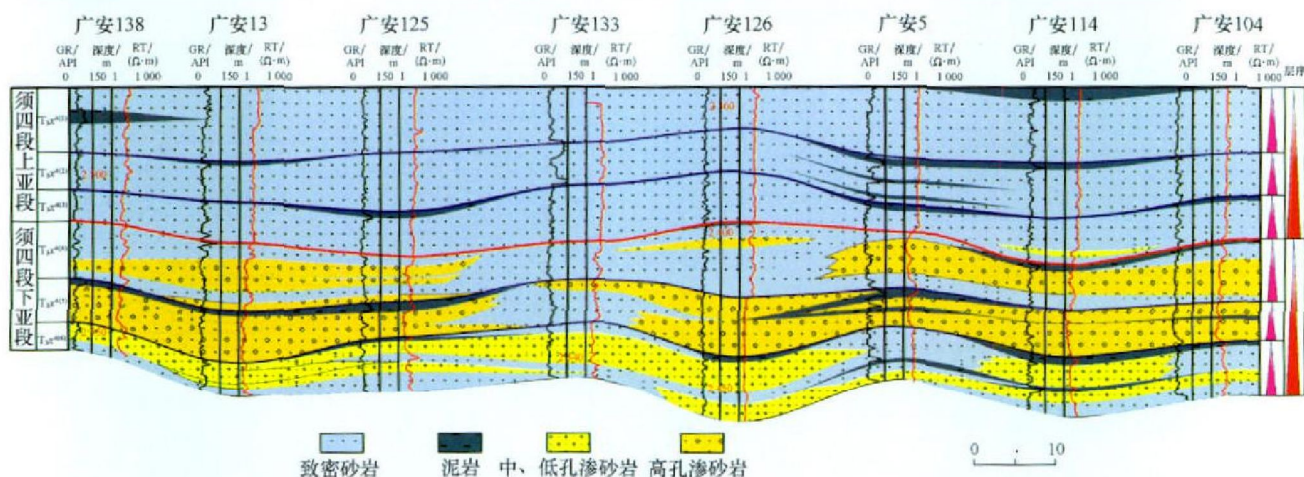


图 4 川中广安地区须四段储层纵向分布特征

Fig 4 Vertical distribution characteristics of reservoirs in the 4th member of T₃x in Guang'an area of the central Sichuan Basin

3.2.3 裂缝的发育提高了储层的物性

通过构造特征分析与气藏解剖发现,须家河组裂缝呈带状发育,主要集中在中、北部,南部地区相对较弱。在致密砂岩的成藏过程中,高孔渗砂岩和裂缝是天然气高效运移的重要通道。早期裂缝可以沟通源岩与储层,使得酸性地层水进入储层发生溶蚀作用,提高孔隙空间,开发过程中单井产能高,如广安 5 井地区、磨溪须二段等^[18-20]。

广安气田的详细解剖发现,其裂缝发育,主要分布在广安背斜西北斜坡的广安 5井区和广安西北平缓部位的广安 124井区,大部分裂缝发育井在钻井中有明显的井漏和气测显示,试气过程中产气量高,如广安 106井须四段,试气产量为 $7.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 不产水,广安 113井为 $4.351 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产水 120 m^3 ,这两口井均位于构造斜坡部位。因此,

裂缝发育提高了储层的渗透性,使得构造低部位和高部位均可以形成经济性较好的气藏(图5)。

川中南部地区裂缝主要分布在磨溪与遂南地区,与乐山—龙女寺古隆起以及雷口坡组的古残丘分布相吻合,以构造缝为主。推断主要在燕山和喜马拉雅期龙门山的挤压作用下,古隆起与古残丘基底坚硬,应力容易在该处集中,从而发育构造缝。

笔者对广安地区的须四段与须六段裂缝进行了深入的研究。广安地区须家河组裂缝主要为构造裂缝,集中分布在广安 124井区和广安 5井区。根据其产状并结合区域构造应力场特征,发现该区发育两期裂缝,第一期为高角度剪切缝,推断为燕山晚期褶皱伴生张裂缝,主要分布在褶皱应力较集中的转折段部位;第二期为喜马拉雅期断层伴生张裂缝,分为与断层共轭后期发展受到断层抑制的北西向裂缝和与断层平行的北西西向裂

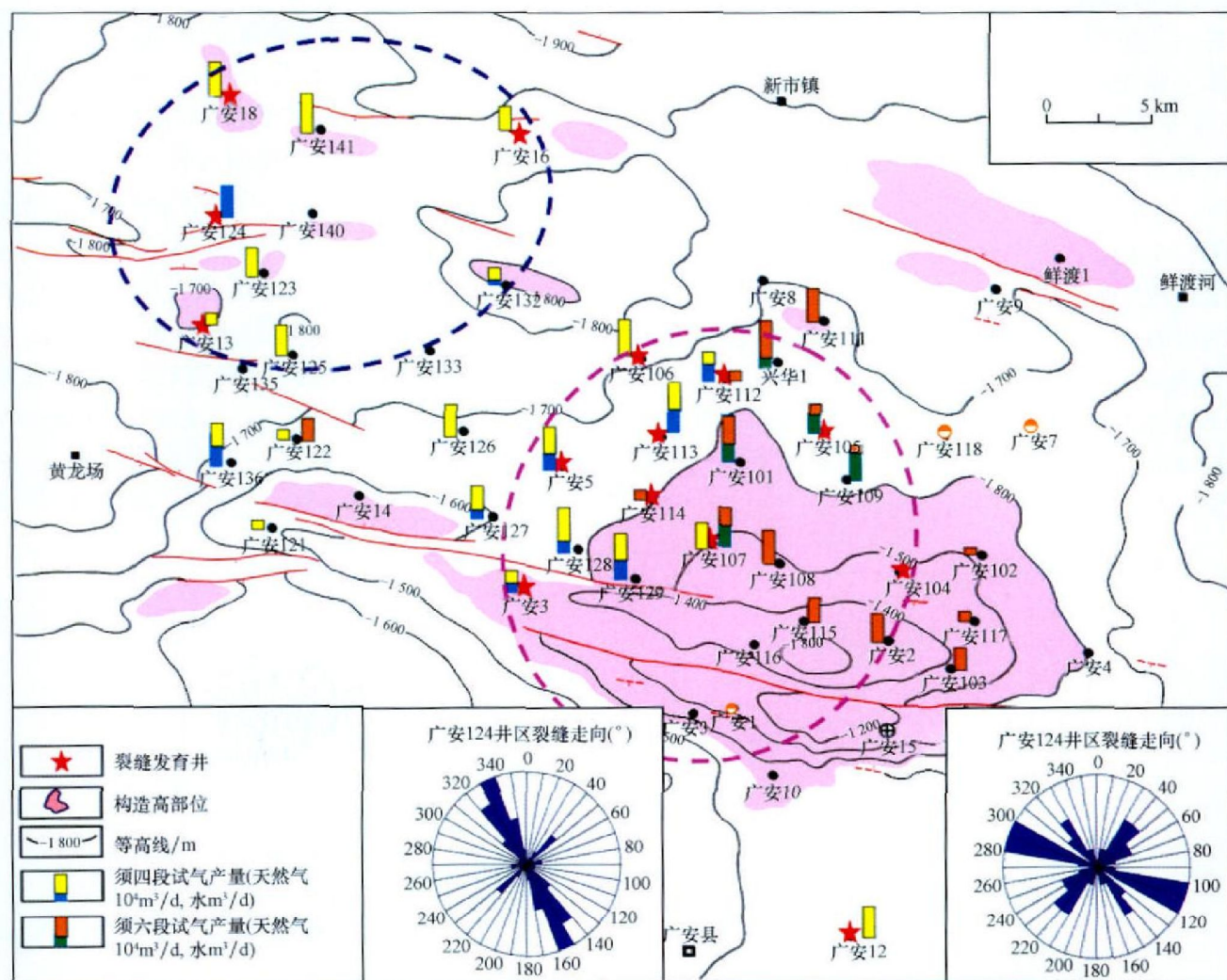


图 5 四川盆地广安地区裂缝发育的方向与组系特征

Fig. 5 Orientations and group features of fractures in Guang' an area of the central Sichuan Basin

缝。第一期裂缝的形成与烃源岩的大量生排烃时间相吻合,促进了该区高渗储层的形成,同时也是天然气运聚成藏的通道,如广安 5 井区。第二期裂缝形成时间晚,储层已经致密化,裂缝必须与优质储层相结合,对气藏起到调整与定型的作用,如广安 124 井区(图 5)。

3.3 大面积成藏的重要机理

3.3.1 抬升卸载排烃成藏机制

四川盆地在白垩纪末期至喜马拉雅期经历了抬升剥蚀作用,根据多种方法推算,在华蓥山以西的川中地区剥蚀厚度普遍超过 1 000 m,最大剥蚀厚度可能超过 2 000 m,且具有从西向东剥蚀厚度增大趋势^[21~23]。一般认为大规模的区域性抬升和剥蚀造成大规模区域性降温与降压过程的发生,使得气源岩生烃作用十分微弱,甚至完全停止。因此,抬升作用之后由有机质热成熟作用所提供的气源很有限。那么,川中地区的构造抬升与地层剥蚀作用如何成为大面积成藏的重要条件,主要从两个方面来认识。

首先,根据川中地区的埋藏与生烃演化史,晚侏罗至早白垩世,地层温度达到 100 ~ 120℃, R_o 达到了 1.0% ~ 1.3%,须家河组煤系源岩处于大量生排烃期。但是,以煤系为主的烃源岩具有较强的吸附烃能力,实验数据表明,在不超过 2 000 m 的埋藏状态下,吸附状态的甲烷占 55.83% ~ 95.63%,成为甲烷在煤层中的主要储存形式^[24]。等温吸附实验表明,当地层压力降低时会有大量煤层气发生脱吸附作用,成为游离气,通过煤层割

理或裂缝系统进入储集层^[25]。

为了评价须家河组的煤层与碳质泥岩的吸附特征和吸附量,选取了广安 101 井、109 井的须三段、须五段和合川 1 井的须二段煤层与碳质泥岩样品进行了吸附—解吸实验(图 6)。在实验温度压力条件下,煤层和碳质泥岩的吸附量随着压力的增加迅速增大,且发现在高压下(压力大于 8 MPa)没有出现吸附量的最大值。在相同的温度压力下,煤层吸附量比碳质泥岩要大许多。根据实验数据,采用崔永君(2005)的吸附势方法得到的吸附量模型^[26],对川中须家河组的煤层和碳质泥岩现今和古埋深的吸附量进行了计算。结果表明,须家河组煤系地层在后期的抬升过程中,其解吸气量可达 $1.2 \times 10^8 \sim 1.6 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。这些烃源岩中释放的游离气可以通过与之接触的高孔渗砂岩和裂缝发生运移进入储集层成藏,是抬升期大面积成藏的重要气源。

其次,根据川中地区须家河组包裹体均一温度分析,其均一温度主要分为 90 ~ 100℃与 110 ~ 130℃两个带。同时根据包裹体的冰点温度可以将其均一温度分为高温和低温两种。冰点温度主要反映了包裹体的含盐度,含盐度高的冰点温度较低。因此,可以用冰点温度来描述包裹体形成时的地层水含盐度^[27]。根据广安地区包裹体冰点温度和均一温度的分布特征,低温包裹体的冰点温度较低,反映该期地层水含盐度较高,属于成岩早中期,烃源岩开始成熟大量生成油气,并且进入储集层阶段。高温包裹体的冰点温度较高,反映其含盐度较高,应该是储层成岩中、后期,地层水

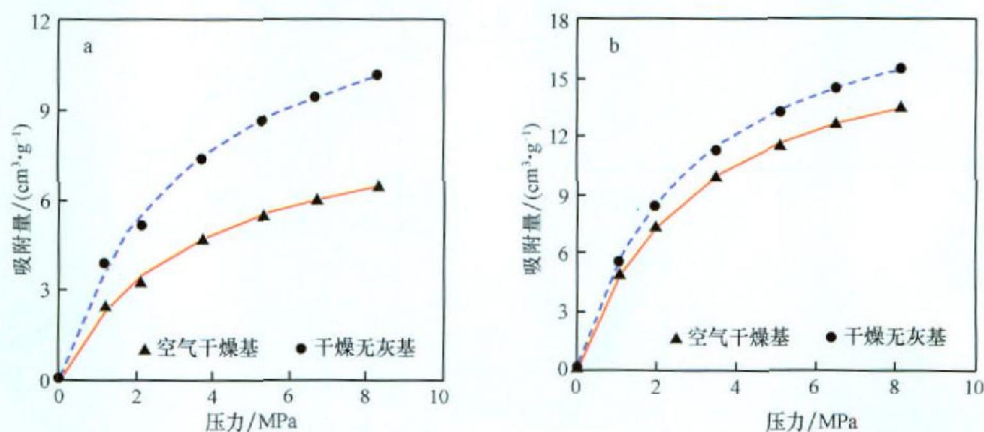


图 6 川中地区须家河组煤层与碳质泥岩吸附实验数据

Fig. 6 Experimental data of absorption in coal bed and carbargillite in T_3 x of the central Sichuan Basin

a. 广安 109 井碳质泥岩; b. 广安 101 井煤层

表 1 广安地区须六段纵向上储层与致密分隔层特征

Table 1 Vertical distribution of reservoirs and tight barriers in the 6th member of T₃x in Guang'an area

储盖组合	厚度 /m	平均孔隙度, %	平均渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	排替压力 / MPa	面积 /m ²	特征
1		2.8	0.05	2.10		区域盖层
	5.0	7.8	0.67	0.85	56.3	气层
2	4.5	2.4		5.63		分隔层
	10.0	12.0	1.30	0.34	159.6	气层
3	8.5	5.0	0.04	1.60		分隔层
	13.0	10.6	0.90	0.49	218.5	气层
4	5.0	5.5	0.03	2.98		分隔层
	4.0	10.0	0.68	1.10	118.0	气层
5	4.5	4.4	0.01	8.38		分隔层
	7.0	9.1	0.78	1.32	59.3	气水同层
6	4.0	5.4		0.94		分隔层
	11.0	9.6	1.20	0.37	51.1	气水同层

大量排出,含盐度不断增大,有机质进入成熟—高熟时期。其中石英微裂隙中发育的大量高温高盐包裹体可能是喜马拉雅期区域构造抬升阶段,岩石在构造应力作用下产生微裂隙,烃类流体膨胀卸压,发生混相涌流的结果。

3.3.2 储层分隔化降低了对天然气成藏的要求

根据对广安须六段以及合川—安岳须二段气藏的研究,气层分隔化很强,高孔渗储层被致密层在纵向和侧向上进行了分隔,如广安须六段气藏由北至南共发育 4 层分布面积较大的致密分隔层。这些分隔层平均厚度为 6 m,渗透率平均为 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以特低孔低渗的细粉砂岩为主,部分为泥岩。须六段气层累计厚度在纵向上平均为 20 m,但由于致密层的分隔,单个气层的平均厚度基本在 10 m 以下。根据气藏盖层的毛细管力封闭原理^[28],须六段气层的物性与致密层的物性的平均差异可以封闭约 175 m 的气柱。因此,气层中的致密层对气柱起到了有效的分隔作用(表 1)。同样在广安须四段与合川的须二段气藏均发育了这样的致密分隔层,使得气藏被分隔化。

因此,致密气藏中分隔层可以将气层分隔成栅状,从而阻止天然气在储层间的侧向流动,气藏分隔性强,导致压力系统多元化。这样降低了气藏的整体突破压力^[29],减小了对盖层质量的要求,且在后期构造抬升过程中,减小了气藏的散失量,有利于须家河组储层的大面积成藏。

4 结论

川中须家河组天然气藏已经展现出巨大的勘探潜力,源储的广泛发育和大面积接触使得须家河组天然气具有大面积成藏的特征。优质储层是大面积成藏中天然气富集的重要因素,沉积微相、成岩相与裂缝的发育联合控制了优质储层的发育,下一步勘探应该注重这些因素的精细刻画和分布规律研究,寻找储层发育的“甜点”。白垩纪末期以来,四川盆地的整体构造抬升使得煤系源岩天然气发生解析膨胀排烃,为大面积成藏提供了重要的气源,可以较为显著的提高须家河组的天然气资源量,值得下一步勘探的重视。

参 考 文 献

- 翟光明. 中国石油地质志(十)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990
- 汪泽成, 赵文智, 张林, 等. 四川盆地构造层序与天然气勘探[M]. 北京: 地质出版社, 2002
- 邓康龄. 四川盆地形成演化与油气勘探领域[J]. 天然气工业, 1996, 12(5): 7~13
- 罗启后, 王世谦. 四川盆地中西部三叠系重点含气层系天然气富集条件研究[J]. 天然气工业, 1996, 12(6): 40~55
- 侯方浩, 蒋裕强, 方少仙, 等. 四川盆地上三叠统香溪组二段和四段砂岩沉积模式[J]. 石油学报, 2005, 26(2): 30~37
- 刘德良, 宋岩, 薛爱民, 等. 四川盆地构造与天然气聚集区带综合研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000
- 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J].

(下转第 565 页)

- 4 邓康龄,何鲤,秦大有,等.四川盆地西部晚三叠世早期地层及其沉积环境[J].石油与天然气地质,1982 3: 204~210
- 5 Wu Xichun. Camian (Upper Triassic) sponge mounds of the Northwestern Sichuan basin. China Stratigraphy Facies and Paleogeology [J]. Facies, 1989, 21: 171~188
- 6 四川省地质矿产局.四川省区域地质志[M].北京:地质出版社,1991
- 7 Logan B W, Rezak R, Ginsburg R N. Classification and environmental significance of algal stromatolites [J]. J Geol, 1964, 72 (1): 68~83
- 8 许效松,刘宝珺,赵玉光,等.上扬子西缘二叠纪—三叠纪层序地层与盆山转化耦合[M].北京:地质出版社,1997
- 9 吴熙纯.川西北晚三叠世卡尼期硅质海绵礁—鲕滩组合的沉积相分析[J].古地理学报,2009 11(2): 125~142
- 10 王正璞,孙玉娟.川西北上三叠统下部碳酸盐台地沉积相及其与藻和其它生物群的关系[J].成都地质学院学报,1981, 8(1): 59~63
- 11 杨荣军,刘树根,吴熙纯,等.龙门山前缘上三叠统马鞍塘组沉积分布特征及其控制因素[J].成都理工大学学报(自然科学版),2008 35(4): 455~462
- 12 Weislogel A L, Stephan A G, Edmund Z C, et al. Detrital zircon provenance of the Late Triassic Songpan-Ganzi complex: sedimentary record of collision of the North and South China block [J]. Geological Society of America, 2006, 34(2): 97~100
- 13 李三忠,张国伟,李亚林,等.秦岭造山带勉略缝合带构造变形与造山过程[J].地质学报,2003 76(4): 469~483
- 14 刘树根,罗志立,赵锡奎,等.龙门山造山带—川西前陆盆地系统形成的动力学模式及模拟研究[J].石油实验地质,2003 25(5): 432~438
- 15 朱日祥,杨振宇,吴汉宁,等.中国主要地块显生宙古地磁视极移曲线与地块运动[J].中国科学(D辑),1998 28(增刊): 1~16
- 16 刘树根,罗志立,赵锡奎,等.试论中国西部陆内俯冲型前陆盆地的基本特征[J].石油与天然气地质,2005 26(1): 37~48
- 17 张波,张进江,杨武岭,等.我国中西部前陆盆地归属及其含油气性评述[J].高校地质学报,2005 11(1): 126~136
- 18 Macqueen R W, Leckie D A. Foreland basins and fold belts [J]. AAPG Memoir, 1992, 55: 193~227

(编辑 张亚雄)

(上接第 555 页)

- 地学前缘,2006 13(2): 234~238
- 8 李登华,李伟,汪泽成,等.川中广安气田天然气成因类型及气源分析[J].中国地质,2007 34(5): 829~837
- 9 王世谦,罗启厚.四川盆地中西部上三叠统煤系地层烃源岩的有机岩石学特征[J].矿物岩石,1997 17(1): 63~70
- 10 杜敏,汪三谷,万茂霞,等.四川盆地上三叠统须家河组天然气地球化学特征及成因类型判识[J].天然气勘探与开发,2007 30(2): 26~30
- 11 杨晓萍,赵文智,邹才能,等.低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J].石油学报,2007 28(4): 57~61
- 12 谢继容,李国辉,唐大海.四川盆地上三叠统须家河组物源供给体系分析[J].天然气勘探与开发,2006 29(4): 1~5
- 13 丁晓琪,张哨楠,周文,等.鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩储层特征及其成因探讨[J].石油与天然气地质,2007 28(4): 491~496
- 14 刘成林,朱筱敏,朱玉新,等.不同构造背景天然气储层成岩作用及孔隙演化特点[J].石油与天然气地质,2005 26(6): 746~753
- 15 张金亮,王宝清.四川盆地中西部上三叠统沉积相[J].西安石油学院学报(自然科学版),2000 15(2): 1~7
- 16 施振生,杨威,金惠,等.川中—川南地区上三叠统沉积相研究[J].沉积学报,2008 26(2): 211~221
- 17 顾家裕,邓宏文,朱筱敏.层序地层学及其在油气勘探开发中的应用论文集[M].北京:石油工业出版社,1997
- 18 王洪辉,陆正元.四川盆地上三叠统砂岩非构造裂缝储层[J].石油与天然气地质,1998 19(1): 35~41
- 19 John C L, Jenny L S, David S S, et al. Natural fractures in the spraberry formation midland basin, Texas: the effects of mechanical stratigraphy on fracture variability and reservoir behavior [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(3): 505~524
- 20 Stephen E L. A method to detect natural fracture strike in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(4): 604~623
- 21 郭正吾.四川盆地形成与演化[M].北京:地质出版社,1996
- 22 刘树根,童崇光.川西晚三叠世前陆盆地的形成与演化[J].天然气工业,1995 15(2): 11~14
- 23 童崇光.新构造运动与四川盆地构造演化及气藏形成[J].成都理工学院学报,2000 27(2): 123~131
- 24 赵文智,汪泽成,王红军,等.中国中、低丰度大油气田基本特征及形成条件[J].石油勘探与开发,2008 35(6): 1~10
- 25 田永东,李宁.煤对甲烷吸附能力的影响因素[J].西安科技大学学报,2007 27(2): 247~251
- 26 崔永君,李育辉,张群,等.煤吸附甲烷的特征曲线及其在煤层气储集研究中的作用[J].科学通报,2005 50(增刊II): 76~82
- 27 卢焕章.流体包裹体[M].北京:科学出版社,2005
- 28 吕延防,付广,于丹.中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献[J].石油与天然气地质,2005 26(6): 742~745, 753
- 29 邓祖佑,王少昌.天然气封盖层的突破压力[J].石油与天然气地质,2000 21(2): 136~138

(编辑 高岩)