

川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布形成机理

陈涛涛,贾爱林,何东博,邵辉,季丽丹,闫海军

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:川中地区须家河组致密砂岩气藏因气源供应不足形成了气水过渡带;因成藏充注较早导致了区域大面积含气;因砂岩储层致密造成了气水混杂分布;由局部构造幅度控制了气水分异程度;由储层裂缝提供了气水渗流通道。该区须家河组气藏气水分布的形成机理可归纳为:晚三叠世末至晚侏罗世的未熟-低熟天然气在局部构造控制下于构造闭合高点处形成纯气顶;早白垩世-古近纪大量生成的天然气因砂岩储层致密而无法完全驱替出孔隙水,形成气水混杂分布格局;古近纪以来的喜马拉雅运动形成大量裂缝,改善了储层物性,在裂缝发育带聚集成藏。

关键词:气水分布;致密砂岩气藏;须家河组;川中地区

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Mechanisms of gas-water distribution in tight sandstone gas reservoirs of Xujiahe Formation, central Sichuan Basin

Chen Taotao, Jia Ailin, He Dongbo, Shao Hui, Ji Lidan, Yan Haijun

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

Abstract: Tight sandstone gas reservoirs of the Xujiahe Formation in central Sichuan Basin were observed to have many features. They contain gas-water transition zones that may be due to inadequate supply of gas from source rocks, pervasive gas distribution possibly as a result of early gas charging during gas accumulation, mixed gas/water distribution because of the tightness of sandstone reservoirs, control of local structural amplitude on gas-water differentiation and fractures acting as seepage channels for gas and water. The gas-water distribution pattern in the reservoirs may be explained as follows: immature-low mature gas that were generated during the Late Triassic to Late Jurassic accumulated and formed the pure gas cap on structural high under the control of local structure; the large amount of gas generated during the Early Cretaceous to Paleogene could not completely displace pore water due to the tightness of sandstone reservoir, resulting in mixed gas/water distribution; the physical properties of the reservoirs were greatly improved by numerous fractures formed during the Himalayan movement since the Paleogene. All these conditions worked together to form the present tight gas reservoirs in the formations of the basin.

Key words: gas-water distribution, tight sandstone gas, Xujiahe Formation, Central Sichuan area

致密砂岩气藏以其资源丰富、产量巨大的优势,已经成为国内外天然气产业的重要支撑^[1]。而须家河组作为四川盆地致密砂岩气藏开发的主力层位,分布众多攸关该盆地储量增长和产量接替的关键性气藏。截至2011年底,四川盆地上三叠统须家河组的地质储量即已达 $1.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (探明 $7\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,控制+预测 $5\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$),形成了继鄂尔多斯盆地苏里格气田之后所发现的又一个储量超过万亿方的大气区。须家河组气藏遍布整个四川盆地,但以川中地区最为发育,集中了目前盆地内须家河组已发现储量的80%,相继发

现了八角场、广安以及合川潼南等数个大气田^[2]。川中地区须家河组各气藏具有致密砂岩气藏的典型特征,即储层物性条件差(有效孔隙度3%~13%,基质渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),区域大面积含气,水体呈局部连续分布,没有统一的气水界面^[3-4],但与典型致密砂岩气藏相比,该区各须家河组气藏储层中可动水饱和度普遍较高。这一差异导致该区各须家河组气藏气井在压裂改造后普遍出水,产量递减快,稳产条件差,自然产能低,井筒积液严重。因此,需要对川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布的形成机

收稿日期:2013-01-05;修订日期:2014-03-20。

第一作者简介:陈涛涛(1983—),男,博士研究生,天然气开发地质。E-mail:chentao1983@163.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(2007CB209506)。

理有清晰的认识,以助在后续开发中寻找富气区,避开富水区,提高各气藏的整体动用程度。

1 气水分布特征

川中地区须家河组致密砂岩气藏的气水分布整体呈现气水过渡带的特征,区域大面积含气,气水混杂分布,气水界限不明显,剖面上气层和气水层混杂分布,气水倒置现象普遍(图1),平面上富气区和富水区交替出现,甜点分布效应显著(图2);在微观上,致密砂岩储层大孔隙中的可动水比例普遍较高。

各气藏的气水分布特征为:1)构造高部位以气层为主,具有少量的边水或底水,是整个气藏的“甜点区”。2)构造低部位具有气水过渡带的特征,其中的高渗区储层可动水含量较高,以发育气水层或水层为主,低渗区储层束缚水比例较高,以发育含气层为主。3)储层裂缝发育部位气水分异程度高,大量发育富气区,形成了低幅平缓构造背景下的另一种“甜点区”。

2 形成因素

2.1 气源供应不足

川中地区须家河组各气藏的气源供应比较单一,均由其下伏煤系地层单独供气,再加上各气藏储层较为致密,非均质性较强,造成各气藏成藏过程以近源成藏、垂向充注为主^[5]。须家河组地层自下而上可细分为须一至须六段;其中须一、三、五段为煤系地层,利于天然气的生成,并具有较好的封盖作用^[6];须二、四、六段为灰色砂岩,利于天然气的储集。天然气碳同位素分析以及天然气组分分析表明,川中地区须家河组各气藏的气源是明确的,须二气藏由须一段充注而成,须四气藏由须三段充注而成,须六气藏由须五段充注而成^[7-9]。

各煤系地层的生烃强度介于 $5 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,生烃强度偏弱^[10],再加上各气藏储层较为致密,非均质性较强,造成该区各须家河组气藏的充满程度普遍不高,气水分布整体呈现气水过渡带的特征。各气藏的充满程度与供气煤系地层的发育程度紧密相关:须五段厚度最大($>120\text{m}$),故须六气藏充注程度较高,达56%~61%;须三段厚度次之(50~80 m),则须四气藏产水较大;须一段烃源岩厚度最薄,且在很多地方缺失,则须二气藏分布区域有限,仅在须一段比较发育的区域才有分布,而须四和须二气藏的充满度仅有30%左右。

2.2 成藏充注较早

根据成藏年代学及成岩演化研究结果,须家河组气藏烃源岩的生气排烃期始于须四段沉积期(晚三叠世末期),终于晚白垩世;砂岩储层的致密化过程则要晚于生气排烃期,介于早白垩世—古近纪,即须家河组气藏成藏过程为先聚集成藏后再致密成藏(图3)^[11],而先成藏再致密的直接结果是川中地区须家河组各气藏整体大面积含气。

晚三叠世末至晚侏罗世为天然气初次运聚期,须一、须三及须五3个煤系地层形成的未熟—低熟天然气垂向运移到致密化程度不高的砂岩储层中,并被古构造优先捕集成藏,在闭合度较大的构造带发育区形成了纯气顶;早白垩世—古近纪为天然气主要聚集成藏期,大量生成的天然气向附近储层运移,因砂岩储层的致密化程度已经较高,新生成的天然气难以大规模地驱替掉储层孔隙中的水,仅以弥散的气泡分布其中,形成该区须家河组气藏气水混杂分布格局;古近纪以来为气藏再分配定型期,喜马拉雅运动产生断层及裂缝,烃类发生运移、调整和再分配,而该阶段气藏抬升、生气排烃停止及温压条件改变使成岩后生作用异常强烈,以致储层更致密,最大限度地保存了原生气藏^[12]。

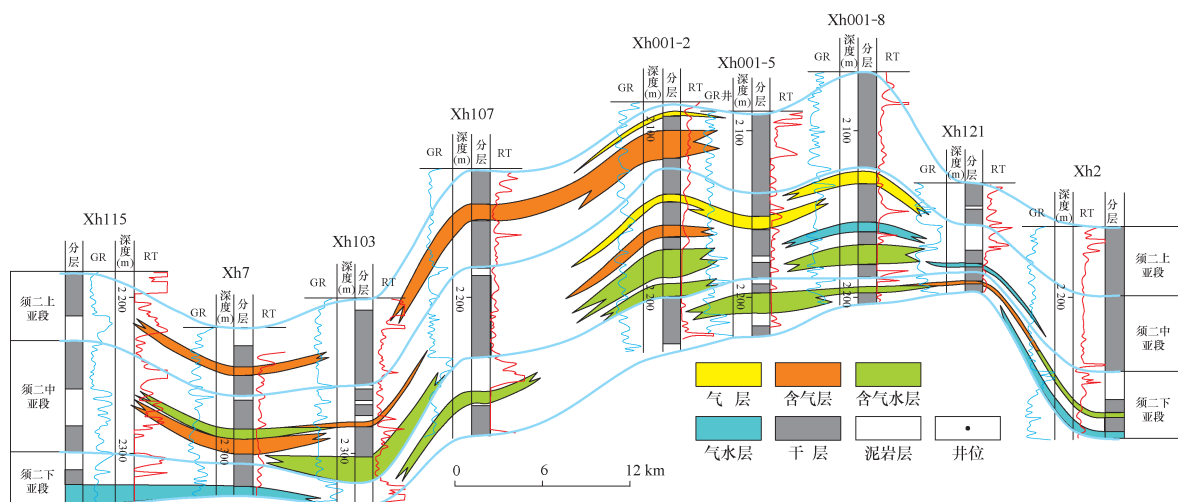


图1 川中地区须家河组典型气藏气水分布剖面

Fig. 1 Profile of gas-water distribution of typical Xujiahe gas reservoir in central Sichuan Basin

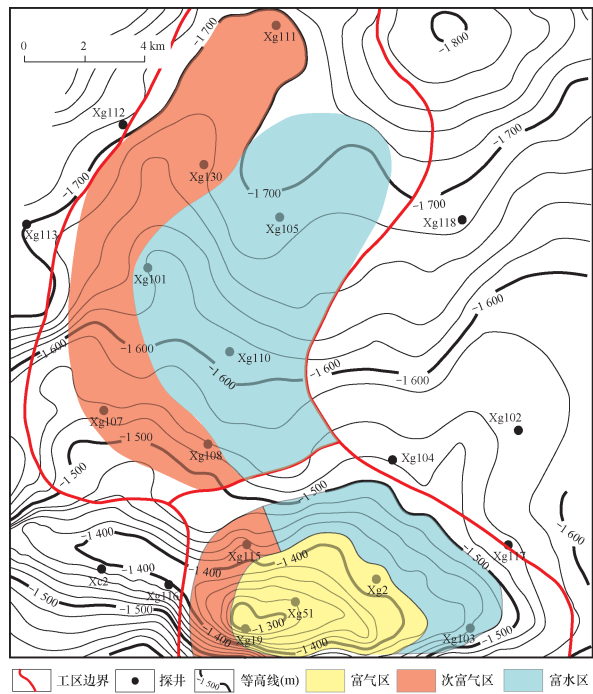


图2 川中地区须家河组典型气藏气水分布平面
Fig. 2 Plane gas-water distribution of typical Xujiahe gas reservoir in central Sichuan Basin

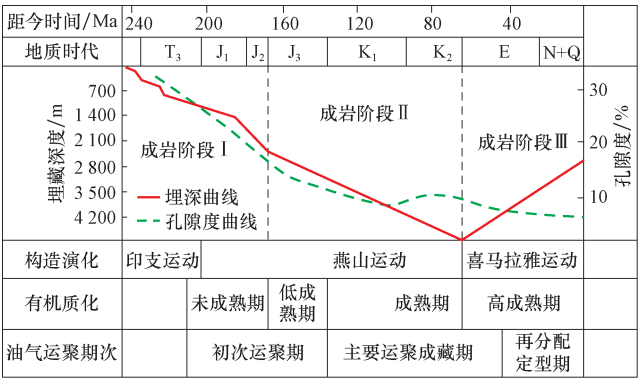


图3 川中地区须家河组致密砂岩气藏成藏演化综合图
Fig. 3 Diagram showing the evolution of Xujiahe tight sandstone reservoirs in central Sichuan Basin

2.3 砂岩储层致密

在砂岩储层中,孔喉大小是控制气体上浮的关键

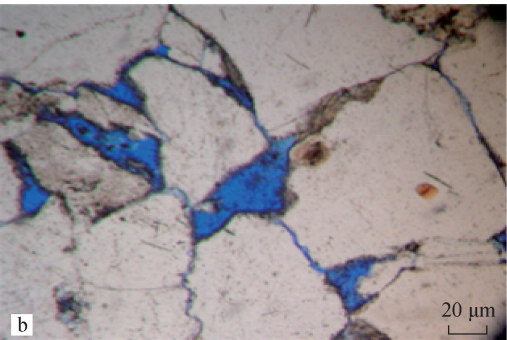
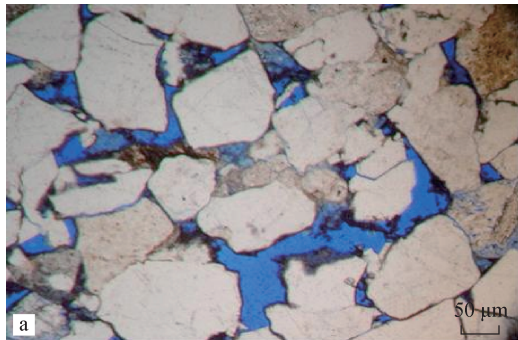


图4 川中地区须家河组储层岩石薄片显微照片

Fig. 4 Micrograph showing thin sections of the Xujiahe reservoirs in central Sichuan basin

a. 广安 128 井,须四段,铸体薄片,孔隙缩小型喉道,呈网状连通孔隙;b. 广安 127 井,须四段,铸体薄片,片状喉道连通粒间孔

因素,高渗砂体中的大孔喉允许气体快速通过,浮力成为该孔喉背景下气泡受到的主要作用力,而致密砂岩储层小孔喉中的连续水相能有效阻止气体的向上运移,毛细管力成为该孔喉背景下气泡受到的主要作用力^[13-15]。因此,对于川中地区各致密砂岩气藏来说,砂岩储层致密也是各气藏呈现气水过渡带特征、无明显气水界面的重要原因。

该区家河组气藏的致密砂岩储层发育中细粒为主的长石岩屑砂岩、岩屑砂岩岩相,经过一系列成岩作用的改造(破坏性的压实作用、胶结作用和建设性的溶蚀作用、破裂作用),致使砂岩储层的原生孔隙在成岩作用中几乎被破坏殆尽,孔隙类型以残余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔为主,3种孔隙类型即占总孔隙的70%以上^[16-17];孔隙形态不规则,孔径较小;喉道类型以缩颈型、片状为主,喉道宽0.1~1 μm,呈交叉状、树枝状分布,喉道内径较为细窄(图4a,b)^[18-19]。

在该区须家河组气藏开始充注的早期,砂岩储层的致密程度较低,最开始进入砂岩储层孔隙中的天然气主要受到浮力的作用,浮力很容易克服毛细管力而使气体上浮,在有利的构造圈闭中聚集成常规气藏。随着砂岩储层致密程度的加深,控制天然气运动的主要作用力变成了毛细管力,天然气在强大的源储压差下,克服毛细管力,以不连续、脉冲式的方式在致密砂岩孔隙水中沿优势带指状突进,形成了气水混杂分布的气水过渡带(图5a,b,c)。

2.4 局部构造发育

在致密砂岩气藏成藏过程中,气水需要有足够的构造幅度进行重力分异,缺乏足够的构造幅度则会导致气水混杂在一起。对于总体发育低幅平缓构造的川中地区各致密砂岩气藏来说,气水分异不彻底、气水混杂一体是在该构造背景下所呈现的必然结果,仅能在局部构造幅度发育部位找到一些气水分异相对彻底的“甜点区”。

从成因上来讲,形成纯气顶所需要的构造幅度与

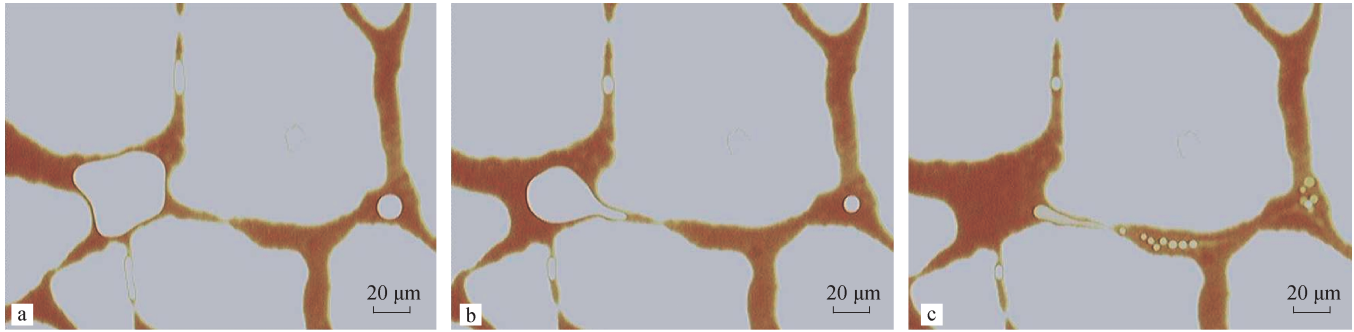


图 5 川中地区须家河组储层气水驱替模拟(据中国石油勘探开发研究院廊坊分院)

Fig. 5 Gas-water displacement simulation of the Xujiahe reservoirs in central Sichuan Basin(Based on Research Institute of Petroleum Exploration and Development-Langfang Branch,Petrochina)

a. 气体初始滞留大孔中;b. 压力增大,气泡开始变形;c. 气泡以非连续相运移

储层条件有关^[20]。储层孔喉条件越差,毛管力越大,水在致密砂岩孔喉中上升的高度就越高,即气水过渡带就越高,从而形成气顶所需要的构造幅度就越大。根据须家河组致密砂岩气藏的储层物性与气柱高度之间的统计关系表明,气水分异所需的构造幅度与储层物性呈负相关的关系:当孔隙度大于 10% 时,气藏完成彻底的气水分异所需的构造幅度大于 105 m;当孔隙度介于 8%~10% 时,气藏完成彻底的气水分异所需的构造幅度大于 280 m;当孔隙度介于 6%~8% 时,气藏完成彻底的气水分异所需的构造幅度大于 400 m (图 6)。根据对川中地区须家河组各气藏的构造幅度进行统计,广安气田须六气藏 A 区顶部的构造幅度最

为发育,构造闭合度为 344 m,在其储层物性条件下,气水分异相对较为彻底,其余各气藏则因构造幅度发育程度不够,气藏整体呈现气水混杂一体的格局。

2.5 储层裂缝发育

川中地区须家河组气藏储层裂缝普遍发育,裂缝类型主要为高角度的剪切缝和低角度的张裂缝。对该区裂缝的成因分析后发现,各须家河组气藏的致密砂岩储层主要发育两期裂缝,第一期为形成于燕山运动晚期因受推覆挤压作用而与褶皱相伴生的张裂缝,在褶皱应力比较集中的转折端分布较多;第二期为形成于喜马拉雅运动时期因受逆冲推覆作用而与断层相伴

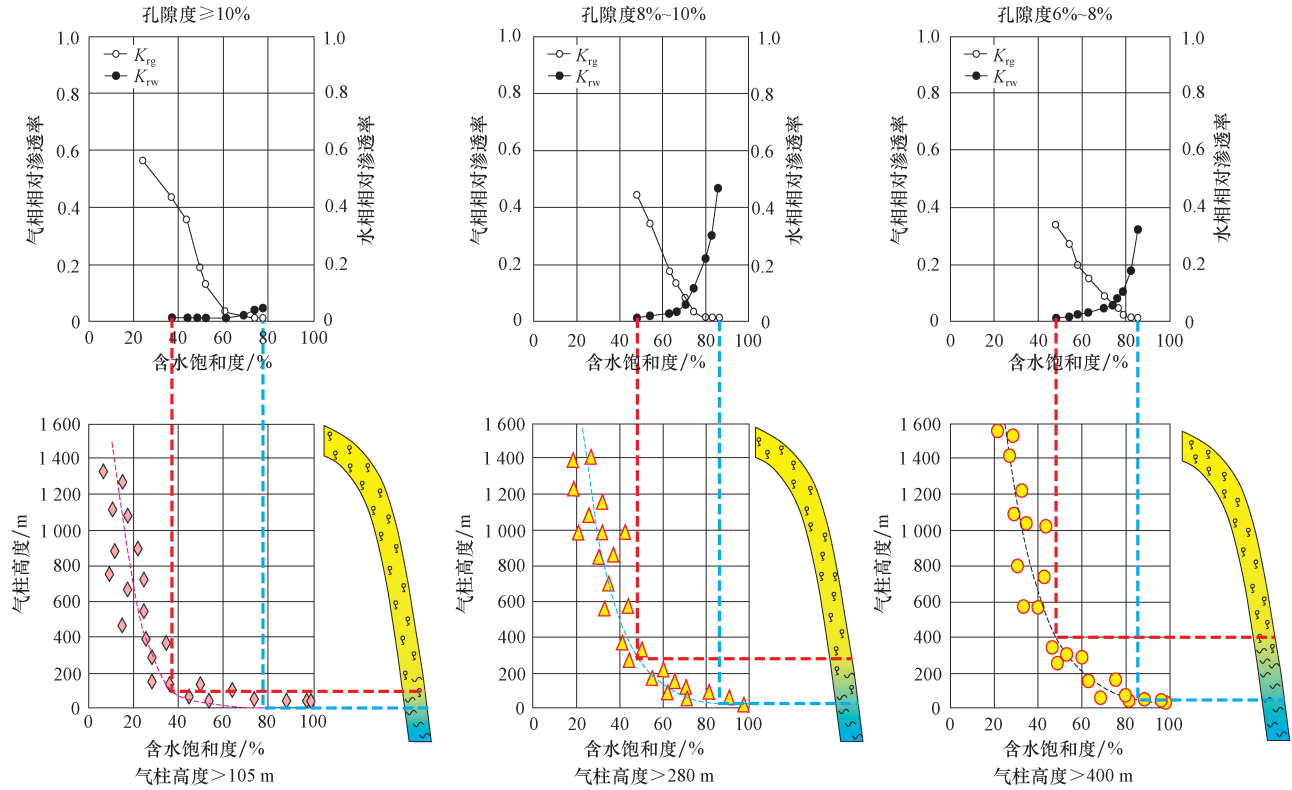


图 6 川中地区须家河组储层物性与气柱高度之间的相关关系

Fig. 6 Correlation between physical property and gas column of the Xujiahe reservoirs in central Sichuan Basin

K_{rg} : 气相相对渗透率; K_{rw} : 水相相对渗透率

生的剪切缝,在与断层平行的方向分布较多。这两期裂缝均在须家河组致密砂岩气藏的形成和调整过程中发挥了重要的通道作用^[21-23]。

发生在侏罗纪—白垩纪的燕山运动以及发生在第三纪的喜马拉雅运动,一方面使得须家河组的砂岩储层更加致密,另一方面使得砂岩储层在构造应力的作用下发育了大量的断裂和裂缝。储层裂缝的发育则极大地改善了砂岩储层的渗透性,使原本已被致密化封存的须家河组原生气藏发生了活化,恢复了渗流能力,使其具备了商业开采价值。此外,在川中地区须家河组气藏成藏过程中,因裂缝改善了致密砂岩储层的渗流通道,利于气驱水过程的进行,在裂缝发育的上倾端砂体中形成了较为彻底的气水分异,形成了低幅平缓构造背景下除局部构造幅度发育区之外的另一类型“甜点区”。

3 形成机理

川中地区须家河组致密砂岩气藏的形成始于晚三叠世末期,因此时砂岩储层的致密程度较低,在晚三叠世末至晚侏罗世的天然气初次运聚阶段中,由煤系有机质形成的天然气充注到更早阶段形成的构造圈闭中,并在浮力的作用下,聚集在各构造幅度发育部位的顶部,构造幅度对成藏起着主要的控制作用,形成了一系列的构造气藏。但因煤系地层生烃强度有限,各构造气藏的充注程度普遍较低。成藏过程中排出的有机酸造成易溶颗粒型自生矿物难以形成,使得储层在随后的压实、胶结等成岩作用下逐渐变得致密^[24-26]。

早白垩世—古近纪的天然气主要聚集成藏阶段,天然气大量生成,但须家河组储层在成岩演化和燕山运动的作用下致密程度已经很高。处于生烃高峰期的煤系地层在强大的源储压差下,将生成的天然气突破毛细管力的阻塞,充注到致密砂岩储层中,在储层中呈弥散状分布,形成了气水混杂分布的格局。砂岩储层的致密化阻塞了天然气的运移,反过来,已经致密的砂岩储层却将须家河组气藏有效地封存下来,阻止了已形成的气藏在以后阶段中的逸散。在该阶段中燕山运动产生的大量张裂缝为天然气在致密砂岩气藏中的运移提供了优势通道和储集空间,以致在致密砂岩气藏开发过程中裂缝发育区成为非常重要的有利目标区。

进入第三纪后,须家河组砂岩储层的致密程度普遍较高,加上其内部煤系地层的生烃高峰也已经结束,整个气藏的气水分布格局基本上固定下来了。但在喜马拉雅运动的作用下,须家河组致密砂岩气藏进入了“活化”阶段。该阶段发生的构造沉降与抬升使得原有的构造圈闭与现今的地形不符,部分气水倒置的现象因此而起。更重要的是,喜马拉雅运动发育的大量

裂缝使得致密储层的物性得到了显著的改善,在裂缝发育段重新聚集成藏,在原来不易于形成气藏的部位形成了大量的优质气藏。

4 结论

1) 川中地区须家河组致密砂岩气藏的气水分布整体表现为气水过渡带特征,区域大面积含气,气水混杂分布,气水界限不明显,气水倒置现象普遍;微观上表现为致密储层的大孔隙中普遍存在可动水。局部构造和裂缝发育区域是主要的富气区,围绕这两个区域的甜点效应显著,构造低部位和普遍致密区域则分别发育富水区 and 次富气区。

2) 该区各致密砂岩气藏气水分布形成因素包括气源供应不足、成藏充注较早、砂岩储层致密、局部构造发育、储层裂缝发育等方面:气源供应不足形成了气水过渡带;成藏充注较早导致了区域大面积含气;砂岩储层致密造成了气水混杂分布;局部构造幅度控制了气水分异程度;储层裂缝提供了气水渗流通道。

3) 该区致密砂岩气藏的形成分为3个阶段:晚三叠世末至晚侏罗世的未熟—低熟天然气在局部构造控制下于构造闭合高点处形成纯气顶;早白垩世—古近纪大量生成的天然气因砂岩储层致密而无法完全驱替出孔隙水,形成气水混杂分布格局;古近纪以来的喜马拉雅运动形成大量裂缝,改善了储层物性,在裂缝发育带聚集成藏。

参 考 文 献

- [1] 童晓光,郭斌程,李建忠,等.中美致密砂岩气成藏分布异同点比较研究及意义[J].中国工程科学,2012,14(6):9-30.
Tong Xiaoguang, Guo Bincheng, Li Jianzhong, et al. Comparison study on accumulation & distribution of tight sandstone gas between China and the United States and its significance[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 9-30.
- [2] 卞从胜,王红军,汪泽成,等.四川盆地致密砂岩气藏勘探现状与资源潜力评价[J].中国工程科学,2012,14(7):74-80.
Bian Congsheng, Wang Hongjun, Wang Zecheng, et al. Exploration status and potential evaluation of tight gas in Sichuan Basin[J]. Engineering Science, 2012, 14(7): 74-80.
- [3] Law B E. Basin-centered gas system[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [4] Shanley K W, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis[J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(8): 1083-1121.
- [5] 赵靖舟,李军,曹青,等.论致密大油田成藏模式[J].石油与天然气地质,2013,34(5):573-583.
Zhao Jingzhou, Li Jun, Cao Qing, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 573-583.
- [6] 史集建,李丽丽,吕延防,等.致密砂岩气田盖层封闭能力综合评价——以四川盆地广安气田为例[J].石油与天然气地质,2013,

- 34(3):307-314.
- Shi Jijian, Li Lili, Lü Yanfang, et al. Comprehensive evaluation on the sealing capability of cap rocks in tight sandstone gasfield—a case study from Guang'an gasfield in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3):307-314.
- [7] 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):829-836.
- Li Denghua, Li Wei, Wang Zecheng, et al. Genetic type and source of gas in the Guang'an gasfield, central Sichuan[J]. Geology in China, 2007, 34(5):829-836.
- [8] 唐跃, 王靓靓, 崔泽宏. 川中地区上三叠统须家河组气源分析[J]. 地质通报, 2011, 30(10):1068-1613.
- Tang Yue, Wang Liangliang, Cui Zehong. An analysis of the gas source in the Upper Triassic Xujiahe Formation, central Sichuan Basin[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(10):1068-1613.
- [9] 戴金星, 倪云燕, 邹才能, 等. 四川盆地须家河组煤系烃气碳同位素特征及气源对比意义[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(5):519-529.
- Dai Jinxing, Ni Yunyan, Zou Caineng, et al. Carbon isotope features of alkane gases in the coal measures of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin and their significance to gas-source correlation[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(5):519-529.
- [10] 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4):473-484.
- Dai Jinxing, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4):473-484.
- [11] 罗文军, 彭军, 杜敬安, 等. 川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化——以大邑地区为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2):287-295.
- Luo Wenjun, Peng Jun, Du Jing'an, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression; an example from Dayi region[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2):287-295.
- [12] 车国琼, 龚昌明, 汪楠, 等. 广安地区须家河组气藏成藏条件[J]. 天然气工业, 2007, 27(6):1-5.
- Che Guoqiong, Gong Changming, Wang Nan, et al. Gas accumulation condition in the Xujiahe group of Guang'an area[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(6):1-5.
- [13] Berkenpas P G. The Milk River Shallow Gas Pool; Role of the Updip Water Trap and Connate Water in Gas Production From the Pool[R]. SPE 22922, 1991.
- [14] Cook J E, Goodwin L B, Boutt D F. Systematic diagenetic changes in the grain-scale morphology and permeability of a quartz-cemented quartz arenite[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(6):1067-1088.
- [15] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3):329-340.
- [16] 张响响, 邹才能, 朱如凯, 等. 川中地区上三叠统须家河组储层成岩相[J]. 石油学报, 2011, 32(2):257-264.
- Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Reservoir diagenetic facies of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2):257-264.
- [17] 王婧, 徐国盛, 曹俊峰, 等. 川中须家河组储层成岩作用及对孔隙演化的影响[J]. 天然气技术与经济, 2011, 5(3):7-10.
- Wang Jing, Xu Guosheng, Cao Junfeng, et al. Effect of Diagenesis on Pore Evolution of Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2011, 5(3):7-10.
- [18] 谢武仁, 杨威, 杨光, 等. 川中地区上三叠统须家河组砂岩储层孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3):435-440.
- Xie Wuren, Yang Wei, Yang Guang, et al. Pore structure features of sandstone reservoirs in the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Central Part of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3):435-440.
- [19] 季丽丹, 贾爱林, 何东博, 等. 川中广安地区上三叠统须家河组特征及控制因素分析[J]. 现代地质, 2009, 23(6):1100-1106.
- Ji Lidan, Jia Ailin, He Dongbo, et al. Analysis on controlling factors and characteristic of Xu-6 sandstone reservoir (Upper Triassic) in Guang'an region, Central Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2009, 23(6):1100-1106.
- [20] 郭泽清, 李本亮, 张林, 等. 低幅度构造天然气成藏的闭合度下限探讨——以柴达木盆地三湖地区为例[J]. 地质科学, 2008, 43(1):34-49.
- Guo Zeqing, Li Benliang, Zhang Lin, et al. Discussion on minimum closure for low-amplitude structural natural gas pool; a case study from Sanhu area in the Qaidam Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2008, 43(1):34-49.
- [21] 欧莉华, 时志强, 钱利军. 川中地区广安构造上三叠统须家河组裂缝充填矿物的 ESR 研究[J]. 物探化探计算技术, 2010, 32(3):265-269.
- Ou Lihua, Shi Zhiqiang, Qian Lijun. A research on ESR dating of minerals in fractures of upper triassic Xujiahe formation in Guang'an structure, central Sichuan basin[J]. Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration, 2010, 32(3):265-269.
- [22] 卞从胜, 王红军. 四川盆地广安气田须家河组裂缝发育特征及其与天然气成藏的关系[J]. 石油实验地质, 2008, 30(6):585-590.
- Bian Congsheng, Wang Hongjun. Developmental features and the relationship between fractures and gas accumulation in the Xujiahe formation of Guang'an gasfield, the Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(6):585-590.
- [23] 白斌, 邹才能, 朱如凯, 等. 四川盆地九龙山构造须家河组二段致密砂岩储层裂缝特征、形成时期与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4):526-535.
- Bai Bin, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Characteristics, timing and controlling factors of structural fractures in tight sandstones of the 2nd member of Xujiahe Formation in Jiulong Mountain structure, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4):526-535.
- [24] 蔡希源. 深层致密砂岩气藏天然气富集规律与勘探关键技术——以四川盆地川西坳陷须家河组天然气勘探为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6):707-714.
- Cai Xiyuan. Gas accumulation patterns and key exploration techniques of deep gas reservoirs in tight sandstone; an example from gas exploration in the Xujiahe Formation of the western Sichuan Depression, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6):707-714.
- [25] 郝国丽, 柳广地, 谢增业, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3):427-434.
- Hao Guoli, Liu Guangdi, Xie Zengye, et al. Gas-water distributed pattern in Xujiahe formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3):427-434.
- [26] 卞从胜, 王红军, 汪泽成, 等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(5):548-565.
- Bian Congsheng, Wang Hongjun, Wang Zecheng, et al. Controlling factors for massive accumulation of natural gas in the Xujiahe Formation in central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(5):548-565.