

文章编号: 1000-0550(2010) 05-1037-09

四川盆地上三叠统须家河组气藏类型 与富集高产主控因素

李 伟¹ 邹才能¹ 杨金利² 王 坤³ 杨家静² 吴亚东¹ 高晓辉¹

(1. 中国石油勘探开发研究院提高石油采收率国家重点实验室 北京 100083;

2 中国石油西南油气田公司 成都 629000; 3 中国石油大学 北京 102249)

摘 要 四川盆地上三叠统须家河组, 由于强烈的成岩作用, 砂岩厚而致密, 储层非均质性强, 多类型天然气藏发育。其主要发育八种常规气藏与两种非常规气藏。其中岩性气藏、构造—岩性复合气藏等规模大, 储量丰富, 是重要气藏类型, 主要发育于川中地区; 水溶气藏也很发育, 产量高, 潜力大, 广泛分布于川中—川西的平缓斜坡区与拗陷区, 是四川盆地未来重要发展方向。须家河组天然气藏大多具有近源、高压、含凝析油、含水, 分布广、规模大, 气、水关系复杂等特点。由于不同地区的沉积、成岩、构造等方面的不同, 其天然气成藏的主控因素差异较大。如川中地区主要控制因素是岩性, 川西冲断带则主要是构造与裂缝, 川北主要是裂缝与岩性。因此, 储集体、构造与裂缝等是须家河组天然气聚集成藏的三大主控因素, 这三大要素的有效组合也是天然气富集高产区形成的关键。

关键词 四川盆地 上三叠统 须家河组 气藏类型 聚集规律 主控因素

第一作者简介 李伟 男 1963 年出生 高级工程师 沉积学及石油地质 E-mail lw@petrochina.com.cn

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

1 勘探概况

四川盆地面积约 $18.8 \times 10^4 \text{ km}^2$, 盆地西缘为龙门山冲断带、西北缘为米仓山冲断带、东北缘为大巴山冲断带; 盆地西北部为前陆拗陷, 东南部为冲断高陡构造带, 川中南部为拗陷至川东高陡构造的过渡区、具低缓背斜与缓坡构造特点, 川中北部为褶皱斜坡区^[1]。上三叠统须家河组全盆地分布, 主要为陆相河流—三角洲—湖泊碎屑岩沉积体系^[2-7], 纵向上泥岩与砂岩呈厚层间互式发育, 其中须一段、须三段、须五段及须六段上部以泥岩沉积为主, 须二段、须四段与须六段下部主要发育致密砂岩, 各砂岩段厚度在 $80 \sim 180 \text{ m}$ ^[7]。其有利勘探区域位于华蓥山以西的川中、川北与川西地区, 面积约 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$, 埋深 $1\,500 \sim 6\,000 \text{ m}$, 最新计算的天然气资源量约 $3.25 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[8]。

该层系天然气勘探始于 20 世纪 50 年代^[2-4], 2004 年以前以构造圈闭勘探为主, 发现了中坝、八角场、充西与磨溪等气藏, 探明天然气地质储量约 $650 \times 10^8 \text{ m}^3$; 2005 年以来相继在川中发现广安、荷包场、合川、安岳等规模型岩性气藏, 探明天然气地质储量

数千亿立方米。该层系除川中—川南过度带勘探程度较高外, 其它地区勘探程度还很低, 尤其在营山、龙岗、剑门等地区不断获得新发现, 展现其整体都具有良好的天然气勘探前景。为此, 有必要对其天然气藏的类型与富集高产主控因素进行探讨与总结, 以便更好地推动须家河组的天然气勘探。

2 气藏类型与特征

2.1 天然气藏主要类型

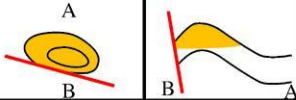
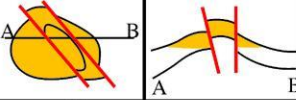


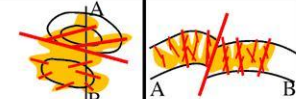

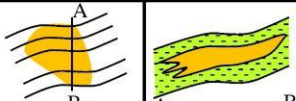
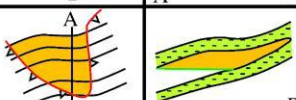
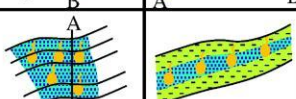
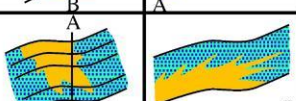
油气藏的分类大多按成因来划分, 这样有利于预测与油气勘探^[9, 10]。根据四川盆地须家河组目前的发现与其特殊性, 主要发育常规与非常规两大类共 10 种天然气藏(表 1)。常规天然气藏主要由构造、裂缝、地层与岩性等因素控制, 其中构造成因的只有断背斜气藏, 构造岩性复合成因的气藏主要有裂缝—断背斜气藏、背斜—岩性气藏、断背斜—岩性气藏、构造—裂缝气藏等 4 种, 岩性气藏预测有成岩圈闭气藏与透镜体气藏 2 种, 地层油气藏预测有地层上倾尖灭气藏等。非常规天然气藏主要由流体特性控制, 预测主要发育水溶气藏^[10]与毛细管压力封堵气藏^[11, 12]等 2 种。

收稿日期: 2010-05-20 收修改稿日期: 2010-06-01

© 1994-2013 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

表 1 四川盆地上三叠统须家河组天然气藏主要类型统计与预测

Table 1 List of the main types statistics and prediction of the Upper Triassic Xujiahe Formation gas reservoir, Sichuan Basin

气藏主要类型		气藏主要特征		气藏实例	现状与分布预测
		平面特征	剖面特征		
常规气藏	构造气藏	断背斜气藏		中坝须二气藏	目前发现极少
	构造岩性复合气藏	裂缝—断背斜气藏		邛西、张家山、莲花山等气藏	主要发育于川西冲断带
		背斜—岩性气藏		合川主体、九龙山、荷包场、潼南等气藏	川中—川南过渡带，储量规模很大
		断背斜—岩性气藏		广安须六、八角场、广安须四、充西等气藏	川中中北部区，储量规模较大
		构造—裂缝气藏		龙岗须六气藏	川中北部区目前发现较少
	岩性气藏	成岩圈闭气藏		安岳北部、遂南、广安须六北部、莲池等气藏	平缓斜坡区单体规模较小
		透镜体圈闭气藏		剑阁部分须三气藏	平缓斜坡区目前发现较少
	地气层藏	地层上倾尖灭气藏		预测在须家河组砂岩段上倾尖灭地区	目前没有发现
	非常规气藏	水溶气藏		蓬基井高压水溶气藏、女108井区	应该广泛发育于川中—川西凹陷区
		毛细管压力封堵气藏		目前没有明确界定	应该广泛发育于致密砂岩中

2.2 天然气藏发育特征

四川盆地须家河组天然气藏中,除地层上倾尖灭气藏与毛细管压力封堵气藏为预测外,其他气藏都有发现,基本特征如表 1 所示。目前发现储量最多的是复合类气藏中的断背斜—岩性气藏与背斜—岩性气藏,成岩圈闭气藏与裂缝断背斜气藏也较发育。

断背斜气藏:这类气藏发育较少,目前仅发现中坝须二段气藏,分布于龙门山北段山前冲断带,探明天然气地质储量约 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[13]。其断背斜构造形成于印支期,定型于喜山晚期,其闭合高度 830 m,

闭合面积 49.1 km^2 ,含气面积 24.5 km^2 ,含气高度 537 m,实际有效含气层厚度约 120 m,含气充满度仅 22.4%;储层为致密砂岩,最大孔隙度 15.67%,一般在 3%~10%,平均值 6.5%左右,渗透率一般均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;地层压力高,天然气产量高,如中 4 井获气 $58 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,油 19 t/d 酸化后产气 $69.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 凝析油 25.3 t/d 气源来自须家河组一段的暗色泥岩^[13,14]。

裂缝—断背斜气藏:这类气藏有一定的发现,如邛西、莲花山、张家山等气藏,主要分布于龙门山南段

山前冲断带^[15], 发现天然气三级地质储量数百亿立方米。这类气藏具有储层厚、地层压力较高、产量高的特点。储层主要是须二段, 厚达 30~140 m, 主要为孔隙—裂缝型致密砂岩, 孔隙度在 4% 上下; 地层压力系数为 1.25 左右; 产量多为 $10 \times 10^4 \sim 90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 如邛西 4 井产气 $89.34 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 无阻流量达 $210 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

背斜—岩性气藏: 这类气藏大规模发现, 如合川、潼南、安岳、荷包场须二段气藏与九龙山须三段气藏等, 主要分布于川中—川南过渡带与川西北山前冲断带南部等地的宽缓背斜或平缓凸起区, 是规模储量聚集的主要气藏类型, 已发现三级储量约 $4000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。川中—川南过渡带的这类气藏, 多为常压气藏, 发育于大段致密砂岩段中, 气层占砂岩段厚度的 20%~30%, 厚 15~30 m, 低孔低渗为主, 孔隙度 6%~15%, 渗透率一般 $0.01 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[16]。其气藏气水关系复杂, 天然气聚集主要受储集体分布的控制。平缓背斜构造顶部含气饱和度较高, 可达 50%~60%, 天然气产量较高, 多为 $2 \times 10^4 \sim 10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 也有高产井, 如合川 001-1 日产气 $31.49 \times 10^4 \text{ m}^3$; 构造翼部含气饱和度较低, 多为 4%~5%, 且物性越差, 束缚水饱和度越高, 气水分异差, 气产量偏低, 多为 $0.5 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产时往往有水, 少部分井含少量凝析油。

断背斜—岩性气藏: 这类气藏发现较多, 如广安^[17-19]、八角场^[20]、充西、磨溪等气藏, 主要分布于磨溪—龙女寺褶皱带以北的川中地区, 在须二段、须四段与须六段中都有发育, 也是规模储量聚集的主要气藏类型, 目前探明天然气地质储量约 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。这类气藏也主要发育于大段致密砂岩段中, 储层厚度占砂岩段的 10%~40%, 厚约 15~35 m, 多为特低孔特低渗, 孔隙度 5%~10%, 渗透率一般 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属裂缝—孔隙型储集体。这类气藏的气、水关系也很复杂, 其受岩性、构造与裂缝的多重控制。目前发现既有高压、超高压气藏, 也有常压气藏, 如八角场须四段气藏地层压力系数为 1.7~1.8 充西须四段气藏压力系数为 1.4~1.5 广安须四气藏压力系数为 1.4 广安须六气藏压力系数为 1.0~1.2。这类气藏的构造顶部气水分异较好, 含气饱和度高, 可达 70%, 气产量相对较高, 多为 $5 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 构造翼部的含气饱和度低, 多为 45%~55%, 气产量也较低, 多为 $0.5 \times 10^4 \sim 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 且产气, 也产水, 多含凝析油。

构造—裂缝气藏: 这类气藏有一定发现, 但目前发现规模较小, 主要分布龙岗地区, 须二段、须四段与须六段都有发现, 主要是须六段。其储层主要是裂缝型储集体, 基质孔隙度多在 3% 以下, 须六段存在较好的储集体, 少数储集体的孔隙度可达 5%~12%。其天然气的分布极其复杂, 天然气可能主要聚集于每个裂缝体系中构造位置相对较高的区域, 具高压高产特征, 目前已有数口井获得发现, 都为纯气层。

成岩圈闭气藏: 成岩圈闭也称物性封闭圈闭^[9], 这类圈闭在须家河组致密砂岩中广泛发育^[21], 由于其在断裂与裂缝的组合下, 常与构造圈闭组合形成规模模型的构造岩性气藏, 仅在斜坡区才有独自成藏的可能。目前认为遂南、莲池与安岳北部、广安北部须六等含气区存在较典型的成岩圈闭气藏。这类气藏多发育于厚层砂岩段中, 单层厚度多为 3~5 m, 也有少部分可达 10~15 m, 主要是由物性相对较好的储集体(孔隙度 5%~10%)与致密砂岩(4%以下)组成。其天然气产量相对较低, 多为 $0.5 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产气也产水, 多含凝析油。

砂岩透镜体圈闭气藏: 这类圈闭应该广泛发育, 由于在川中地区, 其主要以粉细砂为主, 强烈的成岩作用使其十分致密, 只有在靠近物源的区域, 由于颗粒较粗, 可以保存较多的孔隙, 而成为储集体。目前仅在剑阁—九龙山地区的须三段上部发现局部砂岩透镜体气藏。潜力与规模还不明朗。

地层上倾尖灭气藏: 这类圈闭气藏目前还没有发现。由于须家河组一段的沉积边界位于川中的西部地区, 如果有储集体, 其靠近气源中心, 应该有一定的发育条件。

水溶气藏: 这类气藏应该在盆地中西部地区广泛发育, 目前最典型的是蓬基井区的须家河组水溶气藏。其在 20 世纪 50 年代主要产水, 日产水达 3000 多 m^3 , 产微量气^[22]。经过数十年的地下水开采, 目前日产水数百方, 而天然气的产量由 10 年前的约 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升到了 $11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该水溶气藏没有构造圈闭, 为裸眼测试, 产水、产气段为须家河组砂岩。在川中地区早期高产水、晚期高产气的井也还有不少, 如女 301 高产盐水, 15 年后气水同产^[23]。因须家河组地层水发育^[24], 水溶气资源十分丰富, 根据前人预测, 四川盆地仅柘坝场须家河组水溶气资源量就达 $1124 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[23]。

毛细管压力封闭气藏: 这一类气藏目前没有明确地对已发现气藏进行界定, 但根据须家河组致密砂岩

中束缚水的含量分析,有的束缚水饱和度可达 40%~60%,因此形成毛细管压力封闭气藏是可能的^[12-25]。目前在一些构造位置相对较高的地区存在气层之间的夹层水,如南充气藏的充深 1 井两气层之间存在低产地层水^[26],很有可能是局部毛细管压力封闭形成。这一类气藏也有学者称之为“深盆气”,具有气水倒置现象^[27]。但本人认为“深盆气”并不一定要气水倒置,气水倒置也不一定是“深盆气”,只是毛细管压力封闭气藏发育于盆地深部而已。这种气藏只要有致密储层存在与良好气源条件,可以发育于盆地任何位置,它只是致密砂砾岩储层中气藏的一种。

总之,四川盆地须家河组天然气藏具有类型多、近源、多高压、高含水、较高产、低丰度、分布广、规模大、气水关系复杂等特点。从目前的发现与须家河组储层发育的现状来看,平缓斜坡区,应该是各种岩性气藏与非常规气藏的混合体,这种混合聚集可以形成天然气的连续聚集区^[28],呈现大规模天然气聚集区的态势,如合川—潼南天然气聚集区、安岳天然气聚集区等。

3 天然气富集高产主控因素

四川盆地华蓥山褶皱带以西的广大地区,须家河组存在良好的气源条件^[2,29]。而在不同区带,由于构造背景、沉积特点、储层发育程度与地层流体压力等方面的不同,其富集高产的主控因素差异很大,不能一概而论。由于川中是天然气勘探的主要区域,下面将重点讨论川中地区天然气富集高产的主控因素。

3.1 川中平缓褶皱区

四川盆地中部平缓褶皱区是指东至华蓥山、西至龙泉山、南至合川—安岳、北至八角场—营山的广大地区。该地区的构造背景为褶皱低隆—褶皱斜坡特征,须家河组二、四、六段主要为三角洲沉积体系,须家河组烃源岩生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 30 \times 10^8 \text{ m}^3$,目前发现了三级储量约 $6000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其天然气富集高产的主要控制因素是储层发育程度、构造起伏及裂缝发育程度等的联合作用,且不同的要素所起控制作用不同。

3.1.1 储集体的控制作用

四川盆地中部平缓褶皱区,三角洲平原主干河道的分布控制砂岩储集体的发育,同时也通过储集体的发育来控制气藏的规模与分布。须家河组的砂岩主要集中在须二、须四、须六段,其主要特点是厚度巨

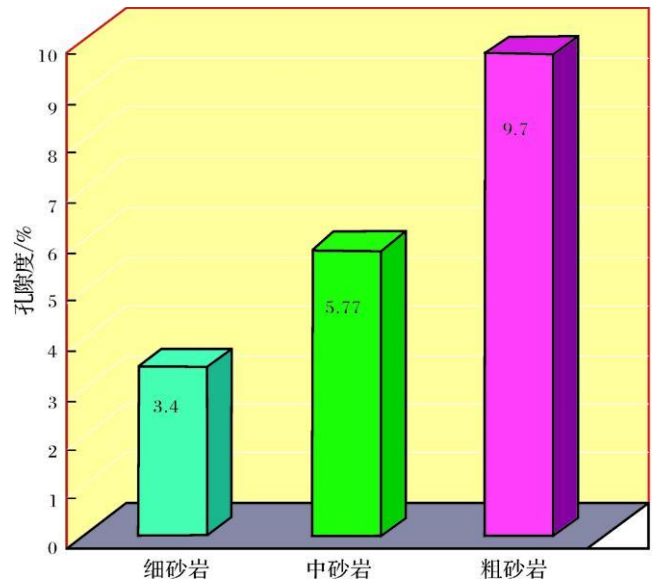


图 1 川中地区须家河组不同类型砂岩孔隙度统计分析对比图

Fig 1 Analysis and comparison chart about different types of sandstone porosity statistics in Xujiache Formation, Central Sichuan area

大、分布广泛,储层主要发育于这些致密砂岩中,以低孔低渗与非均质性强为特点。并且砂岩越粗,储层物性越好^[8,22,29](图 1)。因此主干河道中高能河道砂岩物性较好,是川中地区主要储集层,如广安 102 井须六段 2 029~2 032.5 m,其底部为滞留沉积的砂砾岩与砾岩,砾石为石英岩与燧石,并含少量泥砾,中上部发育块状的中粗长石岩屑砂岩,顶部为细粒长石岩屑砂岩,显示三角洲平原分流河道沉积的特征(图 2)。从现有的气井分布来看,多数产量高的气井分布于主干河道叠置发育区。如广安须六段气藏中(图 3),相对产量高的井位于两个中粗砂岩发育的主干河道叠置发育区,即广安 111 井与广安 2 井区。在这两个井区,物性较好的中粗砂岩多层叠置发育,其中广安 2 井发育 5 层约 40 m 的中粗砂岩,广安 111 井区发育 6 层约 30 m 的中粗砂岩。而其它地区主干河道砂岩发育较差,多发育薄层中粗砂岩 1~2 层,厚度在 5 m 以下。正因为主干河道对有利储层的控制作用,造成了其天然气聚集量较大差异。主干河道叠置发育区,储层厚度大,多 20~40 m,天然气储量规模大,如广安气田须六气藏探明天然气地质储量近 800 亿 m^3 ,充西主体气藏发现天然气地质储量约 200 亿 m^3 ,八角场探明天然气地质储量 300 多亿 m^3 ;主干河道侧翼地区,储层也较发育,厚度多为 5~20 m,天然气储量规模较大,如广安气田须四气藏探明天然气储

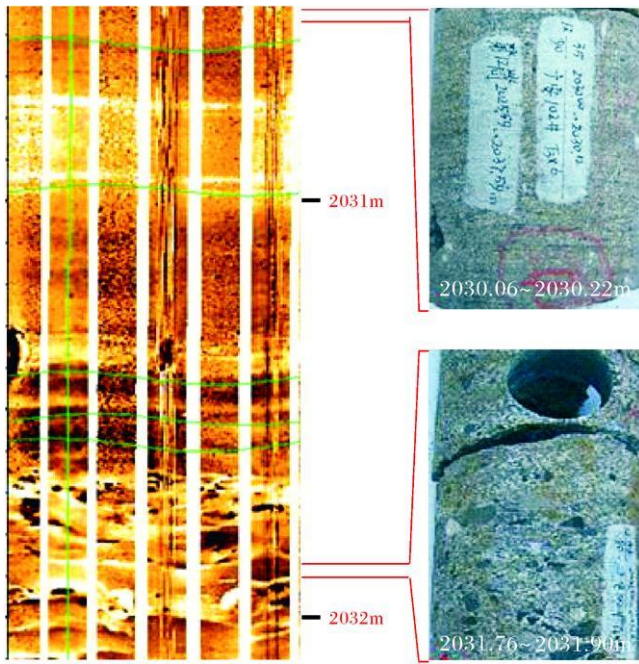


图 2 广安 102 须六段 2 030 06~ 2 032 12 m 三角洲平原分流河道沉积成像测井与岩心对比图

Fig 2 Comparison chart between imaging logging and core in delta plain branch channel sediment Well Guang'an 102 Xu6 member 2 030 06~ 2 032 12 m

量 500 多亿 m^3 , 充西西部莲池地区, 发现天然气地质

储量约 100 亿 m^3 ; 而非主干道叠置带发育区, 有效储层厚度较薄, 多为 5 m 以下, 天然气储量规模很小, 如八角场西侧的秋林地区, 主干道不发育, 储层较薄 3~ 8 m, 目前没有获得天然气储量。因此, 储集体存在明显非均质性, 并受主干道叠置带的规模与发育位置的控制, 同时也控制气藏的形成规模与分布位置。

3 1. 2 构造的控制作用

在有储集体的前提下, 古隆起背景与正向构造的大小控制天然气的运聚方向与富集, 构造起伏程度控制气藏内的气水分异程度。合川—安岳是乐山—龙女寺古隆起区的一部分, 八角场、营山—公山庙、广安等背斜构造也是古隆起发育区。川中地区的这些继承性的古隆起, 印支期已见雏形, 历经燕山至喜山期形成现今背斜构造, 这种继承性的古隆起在西部凹陷须家河组开始生烃时起, 就一直是油气运移的有利指向区。目前发现的纯气层均分布在构造幅度较大的高部位, 而产水井主要在构造位置相对较低的幅度平缓地区。如合川、八角场、广安、充西、磨溪等产气井均分布在背斜构造的高部位。这些气田, 由于存在背斜或断背斜构造背景, 地层起伏度较大, 有利于气水重力分异作用进行, 又有利于天然气聚集成藏, 因此是有利的天然气聚集场所。而在构造相对较低的金

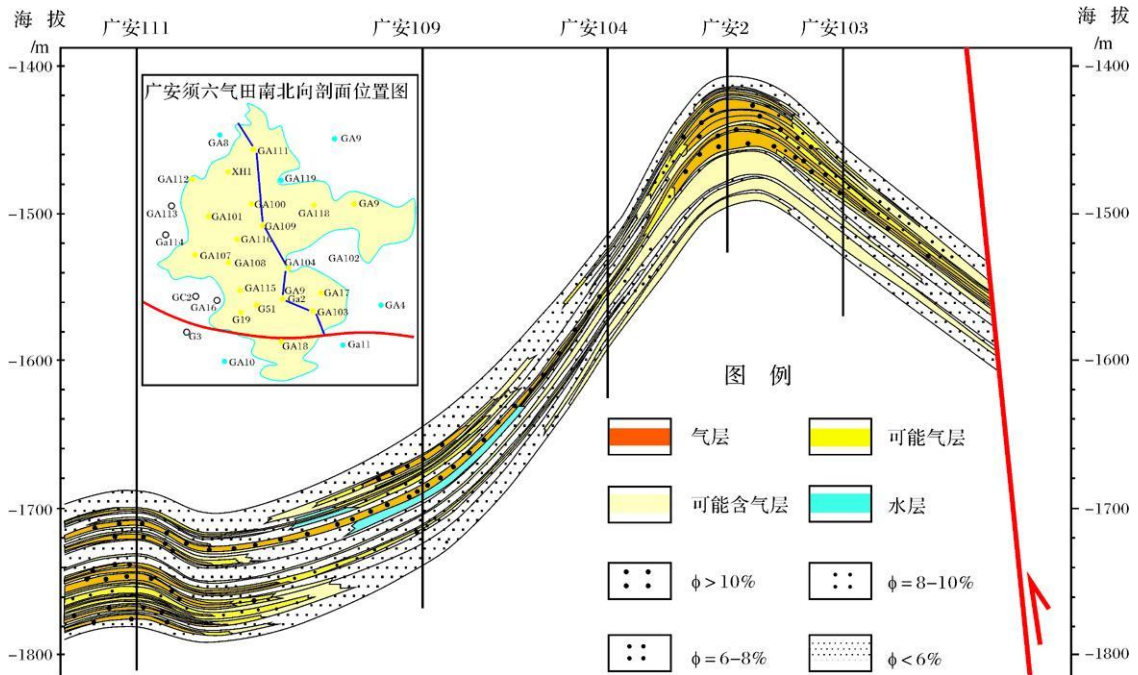


图 3 四川盆地广安构造须六段气田气藏储层物性变化与含气性变化剖面图

Fig 3 The Cross-section of the changes of reservoir properties and gas enrichment in Xu6 Member gasfield Guang'an structure, Sichuan Basin

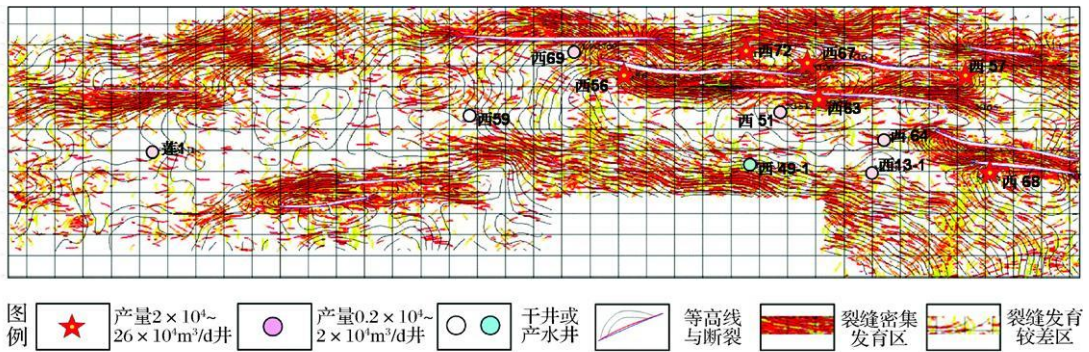


图 4 四川盆地中部充西构造须四段顶构造与裂缝叠合分析及其与天然气产能对比图

Fig 4 Analysis of structure of Upper Xu4 Member together with crack and comparison with gas production, Chongxi Structure, Western Sichuan Basin

华、桂花、罗渡及兴华 1 井等区带, 天然气产量以中低为主, 而且多为气水同层, 表明其气水分异相对较差, 气的丰度相对较低。如广安构造平缓斜坡区岩性气藏储量丰度约为 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$, 且含水饱和度高, 达 50% ~ 60%, 气、水同出; 而构造高部位可达 $3.5 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$, 含水饱和度低, 为 30% ~ 40%, 不产水 (图 3)。因此, 古隆起与正向构造有利于天然气运聚, 较大的构造起伏程度有利于天然气聚集后的气、水分异, 并有利局部富气区的形成。

3.1.3 裂缝的控制作用

裂缝控制天然气的运移与产能特征。川中地区燕山运动前主要以抬升为主, 燕山—喜山转化为断弯褶皱, 并受挤压应力的影响而产生逆断层。尽管断层在地质历史过程中不同阶段经历了开启、闭合, 但从现今发育大断层的八角场、南充、广安、充西等构造都获得了工业气流看, 须家河组地层中的断层对油气的破坏作用是小的, 而是在一定程度上, 断层附近的裂缝可对油气的再分配起作用。如充西获得高产井均位于断层末梢及断层交汇处的裂缝发育区 (图 4), 这些井在钻井过程中常见气侵、井喷、井漏等显示。断层附近裂缝普遍较发育, 裂缝主要起到沟通相邻储集体、改善储集体渗流通道的作用。钻遇了裂缝的井, 单井产量成倍增长, 如西 57 井, 该测井解释有 8 段储层, 从成像测井图看有明显的裂缝特征; 测试产油 6.6 t/d 产气 $8.04 \times 10^4 \text{ m}^3 / \text{d}$ ^[26]。另外, 还有西 56、西 57、西 72 等井的天然气单井产量在 $2 \times 10^4 \sim 26 \times 10^4 \text{ m}^3 / \text{d}$, 而裂缝不发育的井, 天然气单井产量多小于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3 / \text{d}$ 如西 51 井为 $0.25 \times 10^4 \text{ m}^3 / \text{d}$ 西 59 为干井等。这表明裂缝起到了很好的运移通道和储集的功能。

由此可知, 川中地区天然气的成藏主要受岩性的控制, 而富集高产受储集体、构造与裂缝的联合控制。

3.2 川西冲断带

四川盆地西部冲断带主要分布于龙门山山前与米仓山山前^[1]。其褶皱构造、裂缝十分发育^[30]; 气源充足, 生气强度达 $40 \times 10^8 \sim 80 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$; 而储集体因为川西冲断带、成岩作用强烈, 砂砾岩孔隙度多在 2% ~ 5% 以下, 储层十分致密。从目前的气藏特征来看, 构造圈闭与裂缝发育程度是该区天然气成藏的主要控制因素^[30-31], 而原始沉积引起的岩性变化控制作用较小。当然, 储集体略微好一些的地区, 天然气也相对要富集。因此, 构造、裂缝与储集体的联合作用同样是须家河组天然气富集高产的关键。

3.3 川北低平褶皱带

四川盆地北部低平褶皱带^[1]是指营山—八角场构造带以北、大巴山与米仓山山前冲断带以南的广大平缓地区, 为侏罗纪—白垩纪的沉积拗陷区。其气源条件较好, 生气强度为 $20 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3 / \text{km}^2$ 。该区因喜山期的构造作用不强烈, 仅发育低平的小型褶皱, 而中、大型构造圈闭不发育。又由于侏罗纪、白垩纪的快速深埋, 须家河组砂岩十分致密, 储层物性比川西冲断带还差, 孔隙度多在 3% 以下。要寻找规模天然气聚集区, 必须要寻找裂缝较发育、储层物性相对较好的区带。因此, 该区天然气的成藏主要受裂缝发育程度与较好储集体的分布控制, 当然构造位置相对较高的局部更有利于富集高产。因此, 裂缝、储集体与构造仍是该区须家河组天然气富集高产的三大联合控制因素。

3.4 须家河组天然气富集高产模式

综合上述成藏规律, 我们建立了须家河组富集高

产的模式图 (如图 5)。在有高能河道发育、又有一定构造幅度、还存在较好裂缝发育的地区是最有利的

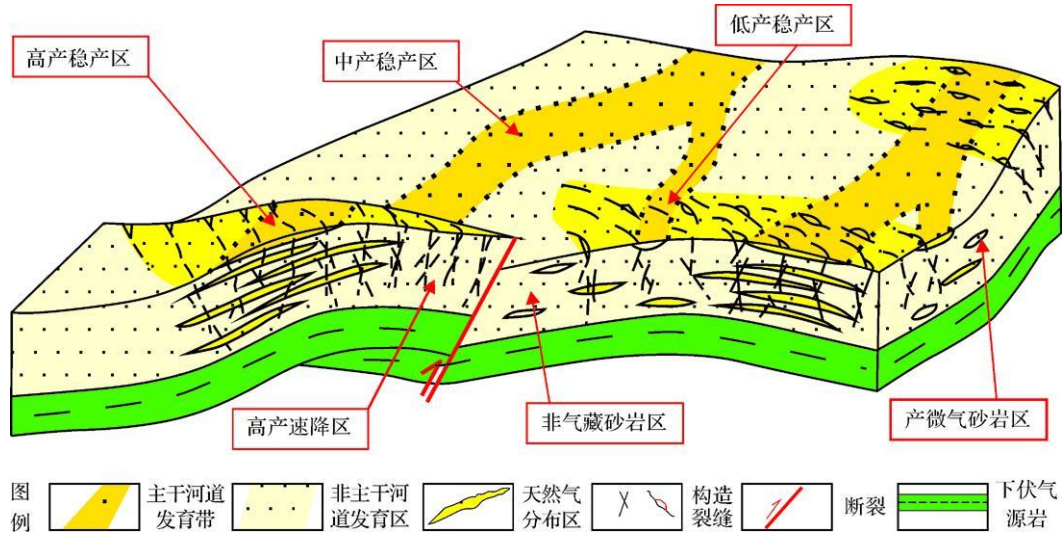


图 5 四川盆地地区上三叠统须家河组天然气富集高产模式图
 Fig 5 Model of gas enrichment with high productivity in Upper Triassic Xujiahe Formation Sichuan Basin

产富集区, 单井往往能高产、稳产; 在缓坡区, 如果存在高能河道储集体, 由于其物性相对较好, 一般能形成中产天然气井, 而且日产量相对稳定; 在有构造裂缝的发育区, 如果没有高能河道储层的发育, 往往是高产速降的产能特征; 在构造裂缝发育, 而高能河道发育差、储集体规模小、叠置个数少, 又构造起伏程度较低的地区, 往往是低产稳产特征; 在正向构造与裂缝不发育的地区, 如果只有小型高能河道储集体发育, 往往是低产也不稳产; 在构造平缓、裂缝不发育、高能河道储层不发育的地区, 则多为干层或水层。

总之, 有利储层的分布控制着天然气的分布、构造控制天然气的富集与气水分异程度、裂缝控制储集体连通性与天然气产能, 三者的有效组合是形成高产富集区的关键。

4 结论

四川盆地上三叠统须家河组致密砂岩中发育 8 种常规天然气藏与 2 种非常规天然气藏, 其中构造—岩性复合气藏丰度高、储量规模大、产量高, 是勘探的重点方向; 岩性气藏虽含水高、丰度较低, 但分布广、面积大, 也是增储上产的重要组成部分; 非常规天然气资源也十分丰富, 尤其是水溶气的勘探与开发要引起关注, 是四川盆地天然气发展的重要新领域。

四川盆地须家河组天然气主要分布区, 其天然气成藏的主控因素存在差异, 如川中平缓褶皱区, 岩性是天然气成藏的关键; 川西北冲断带, 构造与裂缝的

有效配置是天然气成藏的关键; 川北低平褶皱区, 裂缝与有利储集体的联合是天然气成藏的关键。虽然其不同地区天然气成藏的主控因素存在差异, 但富集高产的主控因素相同, 即有利储集体控制气藏的分布, 构造控制天然气的富集, 裂缝控制天然气的产能, 三者的有效结合是形成天然气富集高产区的

致谢 在该研究过程中, 罗启后教授给予了具体指导, 西南油气田公司勘探处、勘探事业部、勘探开发研究院、川中油气矿、川西北气矿、蜀南气矿等给予了帮助与支持, 在此表示衷心的感谢!

参考文献 (References)

- 1 四川油气区石油地质志编写组. 中国石油地质志 (卷十、四川油气区) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989 [Editorial Committee of Sichuan Oil and Gas Regions. China Petroleum Geology (Vol 10 Sichuan oil and gas regions) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989]
- 2 罗启厚, 王世谦, 等. 四川盆地中西部上三叠统沉积相与生油条件研究 [R]. 成都: 四川石油管理局勘探开发研究院, 1994 [Luo Qihou, Wang Shiqian, et al. Research of Sedimentary Facies and Conditions of Oil-generation in Upper Triassic in Central-west Sichuan Basin [R]. Chengdu: Exploration and Development Institute, Sichuan Petroleum Administration, 1994]
- 3 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉, 等. 四川盆地形成与演化 [M]. 北京: 地质出版社, 1996 [Guo Zhengwu, Deng Kangling, Han Yonghui, et al. Formation and Evolution of Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996]
- 4 邓康龄. 四川盆地形成演化与油气勘探领域 [J]. 天然气工业, 1992, 12(5): 7-12 [Deng Kangling. Formation and evolution about

- Sichuan Basin and new exploration field [J]. *Nature Gas industry*, 1992, 12(5): 7-12]
- 5 董崇光. 四川盆地构造演化与油气聚集 [M]. 北京: 地质出版社, 1985 [Tong Chongguang Tectonic Evolution and Hydrocarbon Accumulation in Sichuan Basin [M]. Beijing Geological Publishing House 1985]
 - 6 郑荣才, 戴朝成, 朱如凯, 等. 四川类前陆盆地须家河组层序一岩相古地理特征 [J]. *地质论评*, 2009, 55(4): 484-495 [Zheng Rongcai Dai Chaocheng Zhu Rukai *et al* Sequence-based lithofacies and paleogeographic characteristics [J]. *Geological Review*, 2009, 55(4): 484-495]
 - 7 张健, 李国辉, 谢继容, 等. 四川盆地上三叠统划分对比研究 [J]. *天然气工业*, 2006, 26(1): 12-15 [Zhang Jian Li Guohui Xiè Jirong *et al* Division and contrast of the Upper Triassic in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry* 2006, 26(1): 12-15]
 - 8 邹才能, 李伟, 杨晓萍, 等. 川中地区香溪群层序地层研究与气藏目标评价 [R]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2005 [Zou Caineng Li Wei Yang Xiaoping *et al* Stratigraphical Research and Reservoir Objective Evaluation about Xiangxi Group, Central Sichuan [R]. Beijing Research Institute of Petroleum Exploration and Development PetroChina 2005]
 - 9 胡见义, 徐树宝, 刘淑萱, 等. 非构造油气藏 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1986 [Hu Jianyi Xu Shubao Liu Shuxuan *et al* Non-structural Oil and Gas Reservoir [M]. Beijing Petroleum Industry Press 1986]
 - 10 王允诚, 孔金祥, 李海平, 等. 气藏地质 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004 [Wang Yuncheng Kong Jinxiang Li Hai ping *et al* Gas Reservoir Geology [M]. Beijing Petroleum Industry Press 2004]
 - 11 陈冬霞, 庞雄奇, 邱楠生, 等. 砂岩透镜体成藏机理 [J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2004, 29(4): 483-488 [Chen Dongxia Pang Xiongqi Qiu Nansheng *et al* Accumulation and filling mechanism of lenticular sandbody reservoirs [J]. *Earth Science Journal of China University of Geosciences* 2004, 29(4): 483-488]
 - 12 Berg R P. Capillary pressure in stratigraphic trap [J]. *AAPG Bulletin*, 1975, 59(6): 939-959
 - 13 安凤山, 王信, 叶军. 对中坝须二段气藏圈闭分析的思考 [J]. *天然气工业*, 2003, 23(4): 8-12 [An Fengshan Wang Xin Ye Jun Analysis about the Xu2 Member trap in Zhongba gas reservoir [J]. *Nature Gas Industry*, 2003, 23(4): 8-12]
 - 14 何鲤, 曾庆庸. 中坝气田须二气藏成藏地质条件储层沉积特征和勘探新区建议 [J]. *中扬油气勘探*, 1998, 37: 1-10 [He Li Zeng Qingyong Pool-forming geological conditions reservoir sediment characteristics and the proposed new area for exploration in Zhongba Xu2 Gas Reservoir [J]. *Zhongyang Oil and Gas Exploration*, 1998, 37: 1-10]
 - 15 唐立章, 张贵生, 张晓鹏. 川西须家河组致密砂岩成藏主控因素 [J]. *天然气工业*, 2004, 24(9): 4-8 [Tang Lizhang Zhang Guisheng Zhang Xiaopeng Main controlling factors on the tight sandstone accumulation in Xujiahe Formation, Western Sichuan [J]. *Nature Gas industry*, 2004, 24(9): 4-8]
 - 16 蒋裕强, 王立恩, 高阳, 等. 荷包场地区须家河组须二段有效储层研究 [J]. *天然气技术*, 2009, 3(3): 17-22 [Jiang Yuqiang Wang Liren Gao Yang *et al* Effective reservoirs research in Xujiahe Formation Xu2 Member Hebaochang area [J]. *Natural Gas Technology*, 2009, 3(3): 17-22]
 - 17 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]
 - 18 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* Accumulation condition about Xujiahe Formation gas reservoir in Guang'an area [J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(6): 1-5]
 - 19 徐伟, 杨洪志, 陈中华. 广安地区须六段气藏特征及开发策略 [J]. *天然气工业*, 2007, 27(6): 19-21 [Xu Wei Yang Hongzhi Chen Zhonghua Xu6 Member gas reservoir characteristics and development strategies in Guang'an area [J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(6): 19-21]
 - 20 姜均伟, 张英芳, 李伟, 等. 八角场地区香四段气藏的成因与意义 [J]. *断块油气田*, 2009, 16(1): 16-19 [Jiang Junwei Zhang Yingfang Li Wei *et al* Causes and significance of Xiang4 Member gas reservoir in Bajiaochang area [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field* 2009, 16(1): 16-19]
 - 21 陈义才, 蒋裕强, 郭贵安, 等. 川中地区上三叠统天然气成藏机理 [J]. *天然气工业*, 2007, 27(6): 27-30 [Chen Yicai Jiang Yuqiang Guo Guian *et al* Upper Triassic gas accumulation mechanism in Central Sichuan [J]. *Natural Gas Industry* 2007, 27(6): 27-30]
 - 22 李伟, 杨晓萍, 等. 川中地区上三叠统香溪群有利储层与油气水分布规律研究与富集区块评价 [R]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2005 [Li Wei Yang Xiaoping *et al* Research of Favorable reservoirs and Distribution of Water Oil and Gas and Evaluation of Accumulation Area in Upper Triassic Xiangxi Group Central Sichuan Region [R]. Beijing Research Institute of Petroleum Exploration and Development PetroChina 2005]
 - 23 杨远聪, 李绍基, 朱江, 等. 水溶气——四川盆地新的天然气资源 [J]. *西南石油学院学报*, 1993, 15(1): 16-22 [Yang Yuancong Li Shaoji Zhu Jiang *et al* Water-soluble gas A new resource of natural gas in Sichuan Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute* 1993, 15(1): 16-22]
 - 24 李伟, 杨金利, 姜均伟, 等. 四川盆地中部上三叠统地层水成因与天然气地质意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2008, 36(4): 428-435 [Li Wei Yang Jinli Jiang Junwei *et al* Origin of Upper Triassic Formation water in Middle Sichuan Basin and its natural gas significance [J]. *Petroleum Exploration and Development* 2008, 36(4): 428-435]
 - 25 Bynes A P. Aspects of permeability capillary pressure and relative permeability properties and distribution in low-permeability rocks important to evaluation damage and simulation [R]. *Rocky Mountain Association of Geologists and Rocky Mountain Region of Petroleum*

- Technology Transfer Council: Petroleum Systems and Reservoirs of Southwest Young Symposium, September 19, 2003
- 26 唐大海, 刘兴刚, 赵正望, 等. 充西气田须四段气藏成藏条件研究 [J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(4): 9-13 [Tang Dahai, Liu Xinggang, Zhao Zhengwang, *et al.* Research of Xu4 member gas accumulation condition in Chongxi gasfield [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2006, 29(4): 9-13]
- 27 赵玲军, 张金川, 蒲军, 等. 川西坳陷高压异常与深盆地气成藏 [J]. 西北油气勘探, 2005, 17(3): 1-6 [Zhao Lingjun, Zhang Jinchuan, Pu Jun, *et al.* Abnormal high pressure and deep basin gas accumulation in west Sichuan Depression [J]. Northwest Oil and Gas Exploration, 2005, 17(3): 1-6]
- 28 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 [Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, *et al.* Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiache Formation giant gas province, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 307-319]
- 29 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 [Xie Jirong, Zhang Jian, Li Guohui, *et al.* The characteristics of gas reservoir and prospect of exploration in Xujiache Formation, Sichuan Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition, 2008, 30(6): 40-44]
- 30 曹烈, 安凤山, 王信, 等. 川西坳陷须家河组气藏与古构造关系 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 224-229 [Cao Lie, An Fengshan, Wang Xin, *et al.* Relationship between palaeostructure and gas reservoirs in Xujiache Formation in Western Sichuan Depression [J]. Oil and Gas Geology, 2005, 26(2): 224-229]
- 31 丁玉兰, 李爱国, 李海涛, 等. 川西南部须家河组气藏勘探开发评价 [J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(1): 1-4, 14 [Ding Yulan, Li Aiguo, Li Haitao, *et al.* Evaluation of exploration and development of Xujiache Formation gas reservoirs in south region of West Sichuan [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2008, 31(1): 1-4, 14]

Types and Controlling Factors of Accumulation and High Productivity in the Upper Triassic Xujiache Formation Gas Reservoirs, Sichuan Basin

LI Wei¹ ZOU Caineng¹ YANG Jinli² WANG Kun³
YANG Jiajing² WU Yadong¹ GAO Xiaohu¹

(1 State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Exploration and Development Research Institute, PetroChina, Beijing 100083

2 Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 629000;

3. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249)

Abstract Because of the strong diagenesis, sandstone in Upper Triassic Xujiache Formation is thick and tight, reservoir heterogeneity is very strong, various types of gas reservoirs are developed. Major developed eight conventional gas reservoirs and two unconventional gas reservoirs. The lithological gas reservoir, structure-lithological reservoir having large scale and abundant reserves are important gas reservoirs and mainly developed in the Mid-Sichuan area. Water-soluble gas reservoir with high yield and great potential is also developed, widely distributed in the gentle slope and the Depression in the central-west Sichuan region, is the important development direction in Sichuan Basin. The Xujiache Formation gas reservoirs adjacent the source have high pressure, contain condensate oil and water, distributed widely, and their scale is large and relationship between water and gas is complex. As different areas have different characters of deposition, diagenesis and structure, the main controlling factors in gas accumulation are quite different. Therefore, the distribution of reservoir, tectonic background and the degree of fracture development are the major three controlling factors of the gas accumulation in Xujiache Formation gas reservoirs, the main control factor of accumulation and high productivity is the effective combination of the three elements.

Key words Sichuan Basin; Upper Triassic; Xujiache Formation; types of gas reservoirs; accumulation law; main control factor