

四川须家河组层序地层格架与 天然气成藏的关系*

李绍虎 吴冲龙 王 华 韩志军

(中国地质大学, 湖北武汉 430074)

须家河组天然气成藏受层序地层格架的控制。III 1 层序先后沉积了包括碎屑岩构成的低位体系域, 泥岩、砂质泥岩构成的水进体系域和砂岩、砂质泥岩、煤层构成的高位体系域, 显示了由川中向川西前积充填的特征; III 2 层序则先沉积了由湖泊及进积三角洲沉积构成的低位体系域, 后又沉积了主要由泥质岩构成的水进体系域, 形成由周缘向盆地内部充填的沉积格局; III 3 层序在沉积了由巨厚盆底扇构成的低位体系域后, 继之形成了由湖泊、退积三角洲沉积体系构成的水进体系域, 后又充填陆源碎屑为主的高位体系域, 亦具由周缘向盆地内部前积充填的沉积特色。水进体系域因其泥岩厚度大, 有机碳丰富为主要烃源岩及区域盖层, 低位体系域和高位体系域由于砂岩孔渗性好是为储集层。川中、川西北以 III 1 层序低位体系域为主, 次为 III 2 层序低位体系域, 川东、川南以 III 3 层序高位体系域占优势。显示天然气成藏分布由须家河组二段低位体系域占优势转变为须家河组五段上部高位体系域为主, 有利储集相带向东迁移的趋势。

关键词 层序地层 格架 天然气 成藏条件 评价 四川

第一作者简介 李绍虎 男 33 岁 讲师 煤、油气地质与勘探

四川叠合盆地的沉积盖层可划分为三个世代六个原型层序, 其中前陆盆地原型层序(III) 为本次研究对象。前陆盆地形成过程中, 由于西部周期性逆冲, 形成三套湖(海) 水进退旋回, 须家河组层序地层正是在前陆盆地原型层序叠合性区域构造、沉积背景上发育的。

1 层序地层格架

通过详细地震、钻孔研究, 四川盆地上三叠统须家河组前陆盆地原型层序(III) 可进一步划分为 3 个层序 8 个体系域(表 1)。

1.1 层序 III 1

层序下部边界为区域不整合面。印支运动早期, 层序发育于川中隆起与龙门岛链之间。最先沉积一套由滨岸碎屑构成的低位体系域, 分布局限; 随后海水越过岛链东侵, 发育一套由海湾泥岩、砂质泥岩构成的海进体系域, 顶部普遍发育生物碎屑灰岩, 地震剖面显示由 NW 向 SE 方向的上超; 之后海水西退, 发育一套由砂岩、砂质泥岩、泥岩和煤层构成的滨岸平原含煤岩系, 为高位体系域, 地震剖面显示向 NW 前积, 朝 SE 方向收敛, 同相轴由 SE 向 NW 方向从

* 本文为国家“八五”攻关项目(85-102-01-01) 专题研究报告的部分成果, 并受国家教委回国人员科研基金资助

强变弱, 反映滨岸碎屑由川中向川西方向前积充填的特征。

表 1 上三叠统须家河组层序地层划分表

层序	体系域	地 层		反射界面	地震反射特征
III-3	III-3-3(H)	须五段	上	T_5^3	顶: 削截 底: 前积
	III-3-2(T)		下		
	III-3-1(L)	须四段		T_5^2	
III-2	III-2-2(T)	须三段		T_5^1	顶: 平行-削截 底: 上超-平行
	III-2-1(L)	须二段		T_5^0	
III-1	III-1-3(H)	须一段	上		顶: 削截 底: 上超-平行
	III-1-2(T)		中		
	III-1-1(L)		下		

1.2 层序 III2

层序下部边界为整合至不整合界面。该层序沉积时, 四川盆地的古构造与古地理格局发生重大变化, 表现为盆地东南侧抬升, 龙门山岛链上升成陆, 海水向西退出, 演变为陆相半咸水湖泊沉积环境。最先沉积的低位体系域由湖泊及进积三角洲沉积构成, 除西南地区外, 形成由周缘向盆地内部充填的沉积格局; 地震剖面上表现为, 川中地区代表低位体系域的弱反射带由厚变薄呈楔形向川西坳陷区插入, 显示由 SE 向 NW 方向的前积充填。随后, 湖泊水体加深扩大, 主要沉积为泥质岩, 仅有少量碳酸盐岩及含煤沼泽沉积, 形成湖泊及退积三角洲沉积体系构成的水进体系域, 由湖盆向四周超覆; 地震剖面显示川西坳陷区向川中上超反射, 同相轴纵向中强相位自下而上向川中迁移。

1.3 层序 III3

层序下部边界为区域不整合面。该层序沉积之前四川盆地发生安县运动^[1, 2], 龙门山上升, 盆地中、东部遭受剥蚀, 下伏须家河组三段(以下简称须三段)在蓬莱镇以东被剥蚀殆尽^[2]。从地震剖面上看, 仍有一个相位可继续向 SE 方向追踪, 川中钻孔显示须三段仍有保存, 只是较少而已。III3 层序低位体系域须家河组四段(以下简称须四段)开始沉积时, 首先于川西坳陷区充填一套巨厚盆底扇沉积(低位体系域早期沉积), 在关基井相应层位发育砾岩(白云岩、灰岩、石英岩等砾石)夹黑色泥岩(图 1)。随后湖泊、进积三角洲沉积体系发育, 形成除西南地区外, 由周缘向盆地内部充填的沉积格局(低位体系域晚期沉积), 地震剖面显示类似于 III2 层序须家河组二段(以下简称须二段)低位体系域的反射, 即弱反射带呈楔形由川中向川西坳陷区插入。此外, 沿 T_5^2 界面(层序下部边界)亦显示反向前积充填结构(图 2), 反映 III3 层序低位体系域须四段由周缘向盆地内部前积充填的沉积特征。低位体系域沉积之后, 地壳趋于稳定, 至须家河组五段(以下简称须五段)下部沉积时, 湖泊水体加深, 形成由湖泊、退积三角洲沉积体系构成的水进体系域, 湖泊较须三段水进体系域沉积时明显向东南迁移。地震剖面显示沿 T_5^3 界面由 NW 向 SE 方向退积上超反射结构(图 2), 具典型水进体系域特征。随后地壳又趋于活跃, 尤以盆地西北部抬升剧烈, 导致湖盆收缩, 充填由陆源碎屑为主的须五段上部高位体系域沉积, 地震剖面上表现为川中朝 NW 方向前积充填, 河道发育, 川西朝 SE 方向前积充填, 总体显示由周缘向盆地内部前积充填沉积格局, 代表典型的高位体系域沉积。

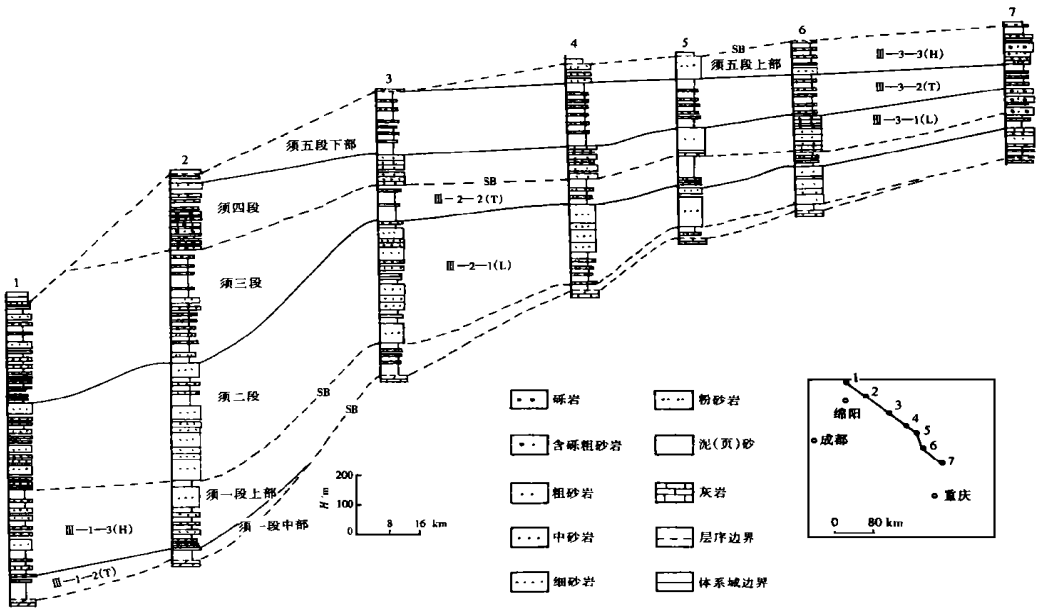


图 1 四川盆地上三叠统江油-华蓥山上三叠统层序格架剖面图

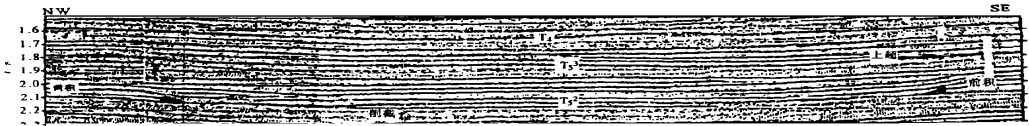


图 2 沿Ⅲ2层序下部边界 T_2^{s2} 反向前积充填结构, 沿Ⅲ2-2水进体系域下部边界由 NW 向 SE 退积上超(玉S22线)

2 天然气藏与层序格架的关系

上三叠统须家河组天然气成藏受层序地层格架控制。

晚三叠世由于地壳升降频繁, 导致水进水退交替进行, 形成沉积物多旋回性, 多呈大段砂、泥岩互层, 这就决定了上三叠统具有多个生储盖组合。其中, 水(海)进体系域为主要生烃源岩, 兼作区域盖层, 低位体系域、高位体系域为储集层。另外, 由于地壳活动的不均衡性, 尤其晚三叠世中后期安县运动, 使盆地西北部抬升加剧, 从而使湖岸线——有利于油气储集的低位、高位体系域滨湖浅滩不断向东南迁移, 导致生储盖垂向配置(组合)自下而上向东南迁移。

须三时、须五早时两次大规模水进, 湖盆沉积中心向东南迁移至金堂-彭县-新津一带, 形成大范围的生烃凹陷区, 源岩以须三段、须五段下部泥岩为主, 兼有须二段、须四段、须五段上部泥岩, 累积厚度超过 1 000 m, 有机碳含量高达 4.82%, 且夹有薄煤层(线), 系生烃有利区, 生气强度 $50 \times 10^8 \sim 100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。凹陷东南侧, 滨浅湖泊沼泽区, 泥岩厚度减至 200~100 m, 有机碳含量平均 1.5% 左右, 但煤层在该区相当发育, 累厚 2~10 m, 为生烃较有利区。再往东南, 则为三角洲平原-泛滥平原沉积区, 虽然暗色泥岩厚度小于 100 m, 但有机碳含量大于 1%, 仍有一定生烃潜力。

须二段、须四段低位体系域及须五段上部高位体系域, 在川西北发育了一系列河流 三角

洲沉积, 川中-川西区南部发育了进积三角洲-滨湖浅滩沉积。岩性为细-中粒长石石英砂岩或岩屑石英砂岩, 累积厚度 300~1 000 m, 孔渗性相对较差, 平均孔隙度 4.02%。局部地区相对较好, 如中西部地区潼 3 井、遂 36 井须二段平均孔隙度分别为 9.49%、8.63%, 平均渗透率分别为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。就是这些孔渗性相对较好的沉积物(尤以进积三角洲-滨湖浅滩)分布区, 成为天然气聚集的有利场所。四川石油管理局已发现的上三叠统须家河组 11 个储量在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上的气田(藏)或含气构造中, 气层集中分布于须二段、须四段及须五段上部, 其中中坝气田 24 口井探明须二段低位体系域天然气储量达 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

上三叠统须家河组有三套生储盖组合, 即 A 组合: 须一段-须三段, B 组合: 须三段-须五段下部, C 组合: 须五段下部-侏罗系白田坝组。这三套生储盖组合在川中西部最佳(图 3), 最佳配置部位自 NW 向 SE 方向由 A $\rightarrow$ (A+ B) $\rightarrow$ C 迁移。

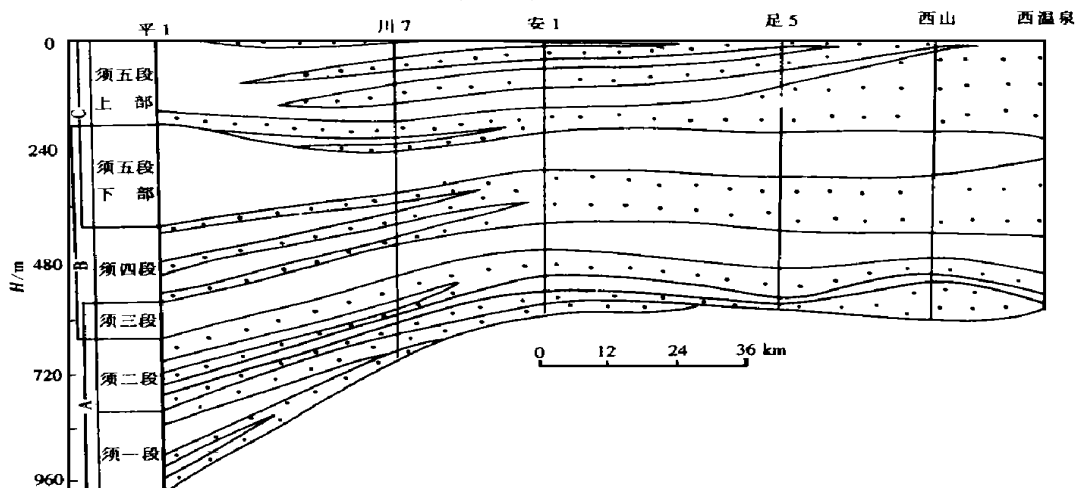


图 3 四川盆地平泉-西温泉须家河组生储盖组合图

A 组合须二段储层中天然气储量最大的产气区位于川西地区, 该区上三叠统总体受超高压控制^[3], 地层压力梯度大于 1.6 MPa/100 m。地层压力垂直分段示意图显示^[4], 须二段为超高压区, B 组合储层须四段地层压力变化不太明显。须二段上下的地层压力异常(差异), 可能预示川西主要气藏仍在须二段内, 其次是须四段。伴随三套组合迁移, 由川西北向川西坳陷至川中, 是否存在地压差异的迁移, 目前还没有进一步作这方面的工作。据郭正吾^[5]研究须家河组之上的侏罗系大安寨段油气, 由川中向川北, 随深度加大依次为: 密度为 0.84~0.82 g/m³ 的常规原油(1500 m) $\rightarrow$ 轻质油和凝析油 $\rightarrow$ 密度小于 0.78 g/m³ 的凝析油和大量的天然气(3 000 m)依次下降的特征表明, 这种变化趋势有可能与其下的上三叠统须家河组烃类聚集有着某些共同之处。

3 天然气潜力评价

四川盆地上三叠统气田(藏)主要分布在川中、川西北地区, 川东、川南气区仅有小规模含气构造。川中、川西北地区以 III 1 层序低位体系域须二段为主, 其次是 III 2 层序低位体系域须四段; 川东、川南则以 III 3 层序高位体系域须五段上部占优势。总体显示由盆地中西部向东、南部, 天然气成藏分布由须二段低位体系域占优势变为须五段上部高位体系域为主的趋

势,反映前陆盆地由西向东拓展,致使有利储集相带向东迁移(表 2)。

表 2 四川盆地上三叠统气田或含气构造一览表

气田(含气构造)	产气层位(体系域)	气田(含气构造)	产气层位(体系域)
龙女寺(含气)*	须二段(L)	中坝(气田)**	须二段(L)
通贤-安岳(含气)*	须二段(L)	孝泉(含气)**	须四段(L)
广安(含气)*	须二段(L)	大兴西(含气)**	须二段(L)
遂南(气田)*	段四段(L) 须二段(L)	黄家场(含气)*	须五段上部(H)
界石场(含气)*	须二段(L)	观音场(含气)	须五段上部(H)
蓬莱(含气)*	须二段(L)	傅家庙(含气)	须五段上部(H)
桂花(含气)*	须二段(L)	合江(含气)	须五段上部(H)
金华(含气)*	须四段(L) 须二段(L)	丹凤场(含气)	须四段(L)
八角场(气田)*	须四段(L) 须二段(L)	纳溪(含气)	须五段上部(H)
九龙山(含气)*	须四段(L) 须二段(L)	卧龙河(气田)	须五段上部(H)

* 位于川中地区; ** 位于川西北地区,其余位于川东南地区

四川盆地已发现的上三叠统气藏中,背斜圈闭及与断层有关的背斜圈闭占 93.3%,探明储量占总探明储量的 99.1%;而与岩性、裂缝等有关非背斜圈闭,仅获遂南气田和通贤-安岳含气区。所探明的背斜圈闭储量除中坝气田可称为大型外,其他都很小,究其原因有两点:其一,上三叠统主要源岩受到不同程度破坏,保存完整的源岩只有Ⅲ1层序海进体系域,因此生储盖组合只有 A 组合最为完整(图 3);其二,已发现的须二段气田或含气构造,除中坝、大兴西、平落坝、孝泉外,皆位于Ⅲ1层序海进体系域源岩东部边界附近,储层多为超致密砂岩^[4],渗透率低,组合配置差。相反,川西中坝气田源岩与储层的配置最佳,加之中坝隆起形成时间早,因此储量相当可观。同样大兴西气田也处于组合最佳配置的位置,但背斜形成时代晚(侏罗系卷入),因而储量不及中坝气田。

4 结论

(1)四川盆地上三叠统须家河组层序地层格架是控制天然气成藏条件的重要因素之一,决定了气藏的烃源岩、疏导层、储集层及封盖层的沉积学特征。尤其是体系域垂向叠置、迁移决定了生储盖组合的类型及气藏的时空定位,致使在天然气勘探过程中,必须超越层序乃至层序组范畴去寻找最有利的天然气储集场所。

(2)上三叠统须家河组天然气生储盖组合分为三种,每一种组合均以水(海)进体系域为主要烃源岩及区域盖层,低、高位体系域进积三角洲砂体作为储集层。由川西北向川东、南,产气层位依次由 A 组合的低位体系域(须二段)→A、B 组合的低位体系域(须二、四段)→C 组合的高位体系域(须五段上部)。以 A 组合保存最为完整,因此 A 组合的储集层,即Ⅲ1层序低位体系域须二段成为四川盆地上三叠统天然气主力产气层,同时也表明体系域垂向叠置、迁移对天然气成藏起着显著的控制作用。

参 考 文 献

1 王金琪,包茨,罗志立,等.四川盆地的形成和发展.见:朱夏,徐旺,编.中国中、新生代沉积盆地.北京:石油工业出版社,1986.129~147

2 王金琪.安县构造运动.石油与天然气地质,1990,11(3):223~234

3 陈绥祖,曾恕蓉.封存箱与上三叠统天然气成藏模式.天然气工业,1994,14(5):24~28

4 王金琪.超致密砂岩含气问题.石油与天然气地质,1993,14(3):169~179

- 5 郭正吾. 四川盆地地质结构特征及其含油气性. 见: 朱夏, 编. 中国中、新生代盆地构造和演化. 北京: 科学出版社, 1983: 172~ 179

RELATION BETWEEN SEQUENCE STRATIGRAPHIC FRAMEWORK AND GAS POOL-FORMING OF XUJIAHE FORMATION, SICHUAN

Li Shaohu Wu Chonglong Wang Hua Han Zhijun
(*China University of Geosciences, Wuhan*)

Abstract

The formation of the gas pools in Xujiache Formation was controlled by its sequence stratigraphic framework. IH1 sequence is constituted by low stand system tract formed of clastic rocks, transgressive system tract formed of sandstone, arenaceous rock and highstand system tract formed of arenaceous rock and coal beds; IH2 sequence contains respectively low stand system tract formed of lacustrine facies and transgressive delta sediments, transgressive system tract formed of argillaceous rocks; IH3 sequence is composed of lowstand system tract with huge thickness of fan deposits in the internal part of the basin, the transgressive system tract with lacustrine and regressive delta sediments, the highstand system tract formed of terrigenous debris. Both IH2 and IH3 sequences show the framework of progradation from periphery to the interior part. It is suggested that the transgressive system tract contains thick mudstone and abundant organic matter, and it should be the main source rock and regional caprock; the lowstand and highstand tracts contain sandstones with favourable porosity and permeability, and should be considered as reservoir rocks.

(上接第 145 页)

KEY TECHNIQUES OF RESERVOIR DESCRIPTION BEFORE TERTIARY OIL RECOVERY

Chen Liang Niu Yanping Xiong Qihua
(*University of Petroleum, Beijing*)

Abstract

In order to provide a more accurate reservoir geological model for reservoir performance prediction, it is necessary to adopt the method of multidisciplinary association and static and dynamic information combination, to build an accurate interpretation model of waterflooding reservoir operating parameter, a textural model and a heterogeneity model before tertiary oil recovery. Therefore, 11 key techniques such as computer information storage, reservoir parameter log interpretation should be used to predict or reveal the distribution regularity of remaining oil. These techniques are usually related to reservoir origin and to the property of the flows within the reservoir.