

川中气田与苏里格气田“甜点”储层对比研究

杨晓萍 赵文智 邹才能 李伟 陶士振

(中国石油勘探开发研究院)

杨晓萍等. 川中气田与苏里格气田“甜点”储层对比研究. 天然气工业, 2007, 27(1): 4-7.

摘要 四川盆地中部三叠系香溪群与鄂尔多斯盆地苏里格气田主力储层二叠系下盒子组盒8段均具有埋藏深度大、深埋时间长、成岩演化程度高、物性差等特点,属于典型的低孔隙度、低渗透率储层,孔隙度大部分介于4%~6%之间,渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中都发育有相对优质的有效储层(“甜点”),而且大部分油气都储集在这些“甜点”储层中。通过对这两套储层的形成条件对比分析认为,形成“甜点”储层的主控因素主要是层序地层、有利沉积相带、碎屑颗粒的粒度、有机酸性水的溶蚀以及裂缝的发育程度。研究发现,“甜点”储层均发育在具有块状层理的粗砂岩或中—粗砂岩中,纵向上主要分布在中期基准面旋回的中下部;平面上主要分布在三角洲平原和平原—前缘相带的高能分流河道中;此外,裂缝对致密储层储集能力也具有较大的改善作用。

关键词 四川盆地 中部 三叠系 苏里格气田 二叠系 低渗透储集层 有效储层 形成 条件 对比

四川盆地川中三叠系香溪群天然气勘探工作始于1956年,截至2004年底,获天然气探明储量 $377.98 \times 10^8 \text{m}^3$,控制储量 $167.48 \times 10^8 \text{m}^3$,预测储量 $429.73 \times 10^8 \text{m}^3$ 。川中香溪群是四川盆地目前天然气勘探的有利目标之一,特别是近年在川中地区发现的广安气田,初步估算探明+控制储量接近 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$,预示出该区巨大的天然气勘探潜力。50多年的勘探实践表明,川中香溪群成藏地质条件复杂,试气、试采过程中气井产量低,地层压力下降快,后期压力恢复慢,单井控制储量低,这些不利因素给油气勘探带来了很大的挑战。研究认为,川中香溪群油气藏具有低压、低渗透、低丰度的特点,油气显示主要集中在构造—岩性油气藏和岩性油气藏中,相对优质的有效储层(“甜点”储层)控制和影响着油气藏的分布。香溪群地层纵向上可分为6段,储层主要发育在香二、香四和香六层段。储层的主要特点是纵向上厚度大、平面上大面积连片分布,但有效砂岩单层厚度薄、横向变化大、非均质性很强,这给储层预测带来了很大难度。

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地北部的苏里格庙地区,在二叠系山西组和下石盒子组获天然气探明储量达到 $6000 \times 10^8 \text{m}^3$ 。其中盒8段是主力储集层。该气田构造形态为一宽缓的西倾单斜,其上发育多排低缓的鼻隆构造,勘探证实鼻隆构造对天然气聚

集不起作用,有效砂体的横向展布以及储集物性严格控制着气藏的分布,是典型的岩性气藏。

研究发现,川中香溪群储层与苏里格气田盒8段储层具有很多相似之处,它们均具有埋藏深度大、深埋时间长、成岩演化程度高、物性差等特点,都属于典型的低孔、低渗储层,其中都发育有相对优质的有效储层,且大部分油气都储集在这些“甜点”储层中。因此,通过对其“甜点”储层形成条件及主控因素进行对比研究,可以更有效地指导上述地区进一步的油气勘探工作。

一、两个气田储层的共性

(1)都属于典型的低孔低渗储层,孔隙度大部分在4%~6%之间,渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。但是,其中都发育着相对优质的有效储层,这些“甜点”储层孔隙度一般大于8%,渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2)都属于辫状河三角洲沉积,有效储层主要发育在三角洲平原亚相中的高能分流河道中。岩石类型均以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩以及石英岩屑砂岩为主,成分成熟度较高,但碎屑颗粒分选磨圆程度较差,结构成熟度低。

(3)孔隙类型基本相似,都是以岩屑、长石颗粒溶孔和粒间溶孔等次生溶蚀孔隙为主,其次为原生

粒间孔和黏土矿物晶间孔。其中有效储集空间以有机酸性水的溶蚀孔隙为主。

(4) 现今埋深都不大,一般介于2000~3000 m之间,但地质历史时期都曾经经历过深埋阶段,最大埋深在5000 m左右。

二、“甜点”储层形成的控制因素

1. 碎屑颗粒粒度

大量钻井岩心和显微薄片统计结果表明,川中香溪群和苏里格气田盒8段储层的物性与碎屑颗粒粒度关系密切。一般来说,砂岩粒度粗,储层物性就好,大部分孔隙度大于8%、渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的有效砂岩储层的粒度中值都分布于0.40 mm以上的粗砂岩或中—粗砂岩中。主要原因是中—粗粒砂岩中石英、长石含量相对较高,而中—细粒砂岩中岩屑和黏土泥质含量较高。说明中粗粒砂岩沉积时水动力条件强、分选好,原始孔隙度大;中—细粒砂岩沉积时水动力条件弱、分选差,原始孔隙度相对较低,从而造成埋藏期储层成岩作用的差异,因而其储集性能不同。

2. 沉积微相

通过对不同沉积微相的储集性能研究发现,三角洲平原亚相主水系中的高能分流河道微相是“甜点”储层发育的主要部位。高能分流河道砂岩粒度粗、厚度大、物性好,是最重要的优质储集砂体类型。勘探实践表明,在苏里格气田苏6井区,高产井大部分都分布在高能分流河道砂岩中(图1);而且川中香溪群香四段目前已经找到的油气田,也主要分布在三角洲平原主水系中的高能河道发育区(图2)。

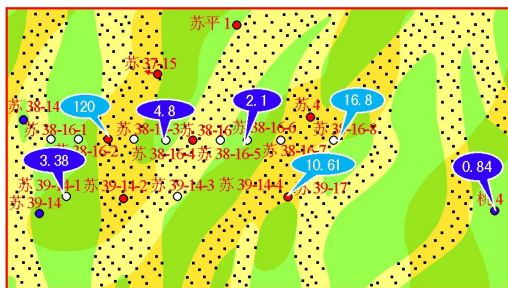


图1 苏6井区高能分流河道与油气产能关系图

3. 成岩作用

中—细砂岩沉积时由于水动力弱、岩屑颗粒和黏土泥质含量高,因而在早成岩阶段受到强烈的压实,使其原始孔隙大大减少;加之中成岩早期的酸性

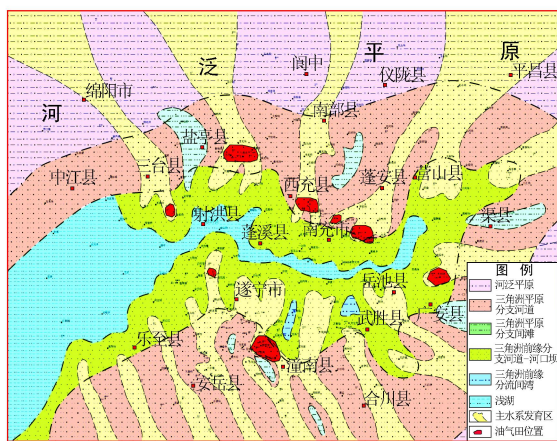


图2 川中地区香溪群香四段沉积相与油气田平面分布图

水不易进入溶蚀形成次生溶孔。因此储层物性变差。而中—粗砂岩主要形成于水动力强的高能河道中,因而岩屑和黏土泥质含量低、压实压溶作用弱,只是在成岩早期形成了部分硅质胶结;后期有机酸性水对其中长石、岩屑等颗粒的溶蚀作用强烈,形成了大量的次生溶孔,大大改善了中—粗砂岩的储层物性。

4. 层序地层

图3是川中充西区块香四段沉积层序与储层发育特征对比图,整个香四段为一个向上变深的中期旋回层序,进一步可分为四个向上变深的短期旋回层序,其中下面两个短期旋回主要由三角洲平原分流河道含粗砂岩和中—粗砂岩组成,砂岩粒度粗,有效砂岩单层厚度大,储层物性相对好,“甜点”储层发育;上面两个短期旋回主要由三角洲平原分流河道过渡为三角洲前缘水下分流河道沉积,尽管砂岩仍然很发育,但是砂岩粒度明显变细,为中细砂岩—细砂岩—粉砂岩的旋回,而且分流河道韵律旋回厚度变小,储层物性变差,“甜点”储层不发育。通过对苏里格气田盒8层序地层与有效储层分布规律研究,也发现层序界面对“甜点”储层具有明显的控制作用,中期基准面旋回的中下部和短期基准面旋回的下部是相对优质储层发育的主要部位(图4)。

5. 裂缝

裂缝的发育常常可以改善低孔、低渗储层的渗透能力,其中宏观裂缝主要是构造作用形成的,具有一定的方向性。裂缝在砂岩低渗透储层中的作用主要表现为提高储层的渗透率和增加储层非均质性的作用。与构造有关的裂缝常常发育在断层的末端、交叉及弯曲外突部位。在苏里格气田储层中,裂缝的发育具有一定的普遍性,并且以构造缝为主,次为

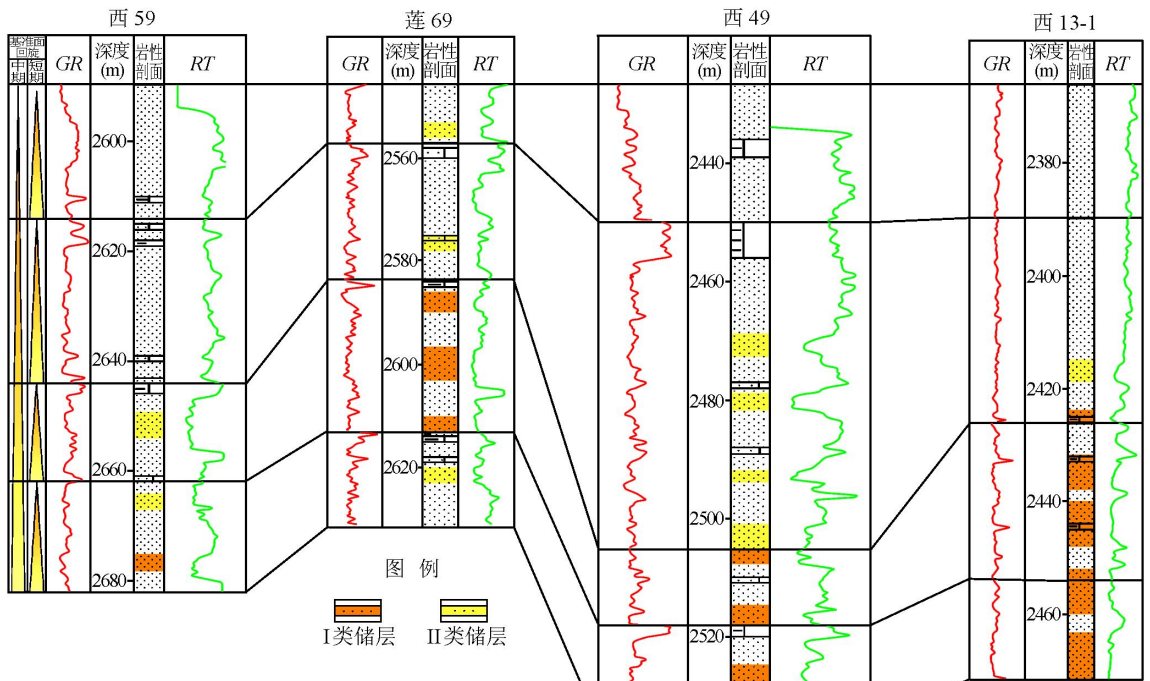


图 3 川中地区充西区块香四段沉积层序与储层发育特征柱状对比图

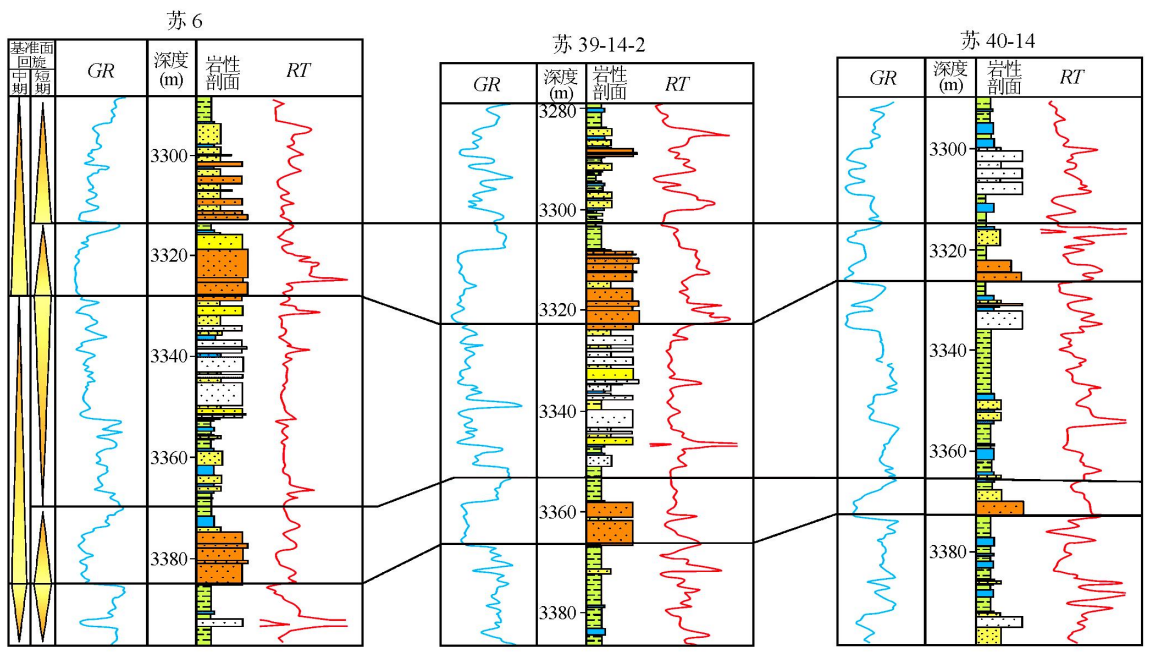


图 4 苏里格气田沉积层序与储层发育特征柱状对比图

溶蚀缝和收缩缝。裂缝对储层的物性有着明显的改善作用。

川中香溪群储层中发育的裂缝可分为构造缝和非构造缝两大类,在川中北部,燕山期形成的东西向、北东向和北西向断裂附近,是构造裂缝发育的有利部位;在川中南部,蓬莱—遂南—磨溪—龙女寺古隆起区,是非构造裂缝发育的主要区带。它们对改

善储层的渗流能力也具有重要作用。

三、结 论

(1) 川中香溪群储层与苏里格气田盒 8 段储层均属于典型的低孔、低渗储层。尽管具有埋藏深度大、深埋时间长、成岩演化程度高、物性差等不利因素,但是由于储层中都发育有相对优质的有效储

层,使大部分油气能够储集在这些“甜点”储层中。

(2)通过对这两套“甜点”储层的形成条件对比分析,认为形成相对优质储层的主控因素主要有:层序地层、有利沉积相带、碎屑颗粒的粒度、有机酸性水的溶蚀作用以及裂缝的发育程度等。研究发现,相对优质储层大部分发育在具有块状层理的粗砂岩和中—粗砂岩中,纵向上主要分布在中期基准面旋回的中下部;平面上主要分布在三角洲平原和三角洲平原—三角洲前缘过渡带的高能分流河道中。

参 考 文 献

- [1] 裘怿楠,等.中国陆相油气储集层[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [2] 薛叔浩,等.湖盆沉积地质与油气勘探[M].北京:石油工业出版社,2001.
- [3] 郑浚茂,应凤祥.煤系地层(酸性水介质)的砂岩储层特征及成岩模式[J].石油学报,1997,18(4):19-24.
- [4] 罗启厚,等.四川盆地中西部三叠系天然气富集条件[J].天然气工业,1996,16(3):40-54.
- [5] 王多云,郑希民,李风杰,等.低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题[J].天然气地球科学,2003,14(2):87-91.
- [6] SURDAM R. Secondary porosity formation in sandstone reservoir[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68:485-493.
- [7] MONCURE G K. Origin of secondary porosity and cement distribution in a sandstone/shale sequence from the frio formation[J]. AAPG memoir 37, 1984:151-162.

(修改回稿日期 2006-12-10 编辑 居维清)