

①6 川口油田长6油层组沉积相特征与储集条件

155-158

P618.21

李文厚 柳益群[✓] 冯 乔

(西北大学地质学系, 710069, 西安; 第一作者 48岁, 男, 副教授)

A 摘要 通过对川口地区长6油层组的划分与对比, 结合特征的岩相组合、骨架砂体的几何形态、盆地古地理背景的综合分析, 以及储层的岩性特征和孔隙结构的研究, 认为长6油层组的环境演化代表了浅水台地型三角洲逐渐转变为陆上平原的历史; 曲流河道砂体是区内油气富集有利相带; 长6¹段和长6²段是主力油层。

关键词 沉积特征; 储集条件; 长6油层组; 川口油田

分类号 P588.2

油气, 富集

川口油田位于鄂尔多斯盆地东部斜坡带上, 南距延安市约10 km。其勘探目的层系主要为上三叠统延长组第6岩性段(简称长6)。延长组是以河流—湖泊相为特征的陆源碎屑岩系, 河道砂体十分发育, 这为油气的富集提供了有利的条件。

1 长6油层组的细分与对比

通过地表及钻井剖面的观察, 发现在研究区内有几个比较稳定且可在较大范围内进行对比的岩性—时间标志层, 自下而上将其称为B₁, B₂, B₃, B₄, B₅和B₆。其中分布最广, 特征突出, 在地表及井下最易识别的是长7油层组的一层湖相页岩, 即张家滩页岩B₁。除B₁和B₂标志层外, 其余标志层均为斑脱岩。B₂是长7与长6的分界标志, 在研究区内位于B₁之上约50 m处, 是区内比较稳定的一层斑脱岩, 厚0.1~0.3 m。B₃位于B₂之上20~23 m处, 是长6⁴与长6³的分界标志, 声速尖峰常成对出现, 两尖峰相距约1.5~2.0 m, 组界放在B₃顶部。B₄位于B₃之上28~30 m处, 是长6³与长6²的分界标志, 声速曲线呈单峰或双峰状, 组界放在B₄顶部。B₅位于B₄之上30 m左右, 是长6²与长6¹的分界标志, 声速尖峰不明显, 一般结合沉积正旋回及稳定的厚度划分, 组界放在泥岩顶或上覆砂岩底。B₆位于B₅之上35 m左右, 是长6¹与长4+5的分界标志, 通常是根据岩性上的“细脖子段”的出现划分的。

2 沉积相特征

分析长6油层组的环境演化, 必须兼顾其上下层位。因为从背景资料及前人成果分析^[1], 长6是在长7中期最大湖进之后形成的, 长6期是三角洲建设的高潮期, 到长4+5期则出现了大范围的沼泽平原化。这在时间及空间上构成一个完整连续的湖泊—三角洲—河流沉积体系。因而, 依据沉积序列、骨架砂体的几何形态、岩性组合及相变关系, 概括研究区长7、长6和长4+5的沉积相类型特征如下:

2.1 河流相

河流相主要由块状河道砂岩与河漫滩的砂、泥岩不等厚互层镶嵌而成,是研究区长 6 的主要沉积类型。其中河道砂岩是其最特征的组分,并构成骨架,是本区最重要的储集相。本区的河流沉积主要为中—细粒砂岩,粒度相对较细,砂体平面形态呈带状或串珠状,在剖面上呈上平下凸的透镜状。基底冲刷面起伏明显,最大起伏可达 4 m。砂体厚一般在 10~30 m 左右,横向延伸数百米。砂体内部具典型的曲流河河道砂坝序列(图 1),往往呈完整的单旋回或不完整旋回的反复叠置,垂向上造成特征的正粒序。单旋回的自然电位曲线形态呈钟状,复合旋回呈齿状起伏的箱形(图 2)。

2.2 三角洲相

三角洲沉积主要发育在长 7 及长 6 下部,属于平坦台地型浅水三角洲类型。这种类型的三角洲,是源远流长的混合载荷的曲流河与悬移载荷的低弯度河向湖泊逐渐进积而成的沉积体系。由于内陆淡水湖泊的密度总是小于携泥砂河水的密度,所以在洪水期河水注入时,总是呈底流沿湖盆底部的水下河道把推移载荷搬运到河口以外的湖区。因此,其前缘河口砂坝不发育,河道砂体是其最突出的骨架。其中河道砂体的沉积特征与陆上河道类似,不同的只是侧向上相变为水下沉积。砂岩有时受波浪改造,可见顶部发育浪成沙纹,并夹断续暗色粉砂质条带。野外考察时仅在延河剖面张家滩页岩之上见到保存较好的河口砂坝沉积(图 3)。以粉砂质泥岩及粉砂岩与下伏湖相页岩呈渐变过渡,砂体呈下平上凸的透镜状,自然电位曲线为漏斗状。三角洲平原亚相即三角洲沉积的水上部分,主要发育在长 7 中上部和长 6¹~6²,以分流河道砂和河道间砂泥互层为特征,分流河道通常为富泥的低弯度河或混合载荷的曲流河。

2.3 湖泊相

湖泊相沉积按其沉积物特征可以分为滨湖亚相、浅湖亚相和深湖亚相 3 种类型。川口地区上三叠统主要发育滨湖亚相。其沉积物常以浅湖相黑色页岩与滨湖相细—粉砂岩、粉砂质泥岩互层的方式产出,砂泥岩多呈渐变关系。因此,很难将滨湖亚相与浅湖亚相明确区分开来。细—粉砂岩呈薄—中层状,具浪成波痕、流水波痕及各种沙纹交错层理、变形层理,发育直立虫孔。细砂岩多为下平上凸的透镜状,平面上呈席状,延伸不太远,通常在 100 m 之内即可尖灭。在电性上表现为自然电位曲线低平,偶有小的负突起,高声速时差,高伽玛,中低电阻。粉砂质泥岩及黑色页岩含动植物化石及直立虫孔,常见化石有方鳞鱼片、介形虫、瓣鳃类、叶肢介及植物茎干。

2.4 沉积环境的演变

早中三叠世时,鄂尔多斯地区属华北陆相沉积盆地的一部分,地形呈北高南低、西陡东缓的趋势,以河流沉积为主,湖泊沉积分布局限。到了晚三叠世,华北盆地向西收缩,逐渐形成了鄂尔多斯盆地。上三叠统延长组第一段(T_{3v1})沉积之后,盆地地形出现明显分异,以志丹—甘泉—宜川一线为枢纽,南部以明显的斜坡向盆内部倾没,北部为一地势平坦的台地。研究区位于该平坦台地地区。这种平缓而稳定的基底地形,无疑对上三叠统延长组的发育与演化起到了重要的控制作用。

纵观川口地区长 6 沉积环境的演化,实际上就是一段河流从年轻走向成熟的历史,也是浅水台地三

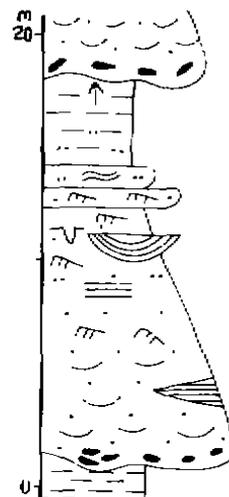


图 1 混合载荷的曲流河沉积序列
(据姚 94 井长 6¹)

Fig. 1 Sedimentary Sequence of the Meandering River of Mixed Load

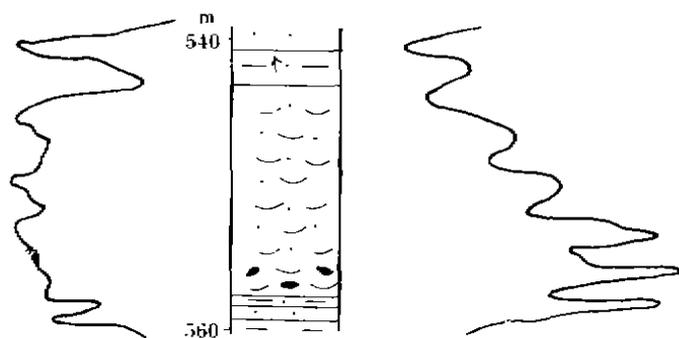


图 2 混合载荷的曲流河河道砂岩电特征图
(据姚 132 井长 6¹)

Fig. 2 Rock-electric Characteristic of the Meandering Load of Mixed River

角洲逐渐淤平为陆上平原的历史。长 6 期的大规模河流沉积,继承了长 7 晚期三角洲平原分流河道沉积的类型特征。早期以富泥的低弯度河沉积为主。随着河流的不断注入,原来就很小的地形差异迅速被沉积物的充填抵消,水流失去了坡度引起的势能,平面上能量分布的差异缩小,使河流下蚀作用趋于平和。流速相对变缓,河曲增大,逐渐向混合载荷的曲流河发展。长 6 早期由于地形坡度及北东方向物源的影响,河流流向以南南西或南西向为主,随着三角洲平原的充填作用及新物源(吕梁古陆)的加入,使长 6 晚期呈现网状交错的河流景观,砂体平面形态可以呈伸长或弯曲带状,也可以呈串珠状、孤岛状,并联合构成向南西方向伸展的三角洲叶体。

2.5 河道砂体是最主要的储集相

川口地区砂体按成因的不同可归纳为曲流河河道砂坝、三角洲前缘水下分流河道、河口砂坝、滨湖砂坝等,其中曲流河河道砂坝是最主要的储集相。这类砂体在平面图上往往组成较宽阔的复杂串珠状条带,单个砂体可以彼此叠置成巨厚层,或为单独的透镜体,四周为岸外的细粒沉积物包围。砂岩一般为中—细粒状,分选较好,次生孔隙较为发育。从目前的情况看,川口油田大都分布在曲流河河道砂坝相带上。

3 储集条件

3.1 储层的岩性及孔隙结构特征

川口地区长 6 油层组的砂层大多在 20 层以下。层厚一般为 1~3 m,极少数大于 4 m,最厚达 20 m。明显比北部的子长—清涧地区砂层层数多,但单层厚度小。砂泥比值大多数在 0.5~2.0 之间。岩石类型多为细粒长石砂岩和粉砂岩,胶结致密。

本区的孔隙主要有原生粒间孔隙、溶蚀粒间孔隙、溶蚀粒内孔隙、填隙物内孔隙和微裂缝。这几种孔隙可互相配置,形成不同的组合。从观察结果看,油气显示较好的储层其孔隙组合类型为溶蚀孔—剩余孔—微裂缝配套型。物性分析资料统计表明,本区孔隙度多为 7%~12%,渗透率多为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度多在 20%~40% 之间,少部分为 40%~60%。

从毛管压力特征看,长 6 油层段多数砂岩的排驱压力大于 1.2 MPa,最高达 11.7 MPa,平均孔喉半径一般小于 $1 \mu\text{m}$,最低为 $0.02 \mu\text{m}$,毛管压力曲线图中进汞曲线多数偏向右上侧,孔隙分布细歪度,孔喉分布略粗歪度。因此,多数砂岩具有排驱压力大、孔喉半径小、孔隙连通性差的特点。

3.2 孔隙结构级别与储层评价

针对本区储层孔隙发育较差的状况,我们在前人对孔隙结构级别分类方案的基础上,结合孔隙组合关系及物理参数,制定了一个适合本区储层孔隙结构级别划分的标准(附表)。

根据附表,将川口地区长 6 储层的孔隙结构级别划分如下:

I_B 级:为本区最好的一种孔隙结构。孔隙度多数为 10%~13%,渗透率 $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力多数为 0.5~1.0 MPa,平均孔喉半径 0.3~0.5 μm ,有较多的溶蚀孔隙和原生孔隙,微孔隙发育,连通性较差。为中孔低渗型储层。

I_A 级:为本区分布最普遍的一种孔隙结构。孔隙度多在 5%~10%,渗透率多数为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,排驱压力为 1.2~4.0 MPa 者占多数,平均孔喉半径大部分为 0.05~0.20 μm ,以微孔隙为主,偶见粒间孔隙,连通性差。为低孔特低渗型储层。

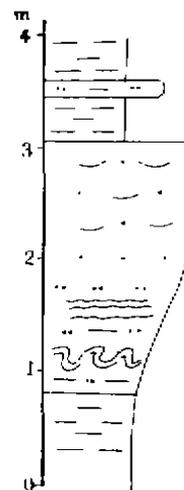


图 3 河口砂坝沉积序列
(据延河剖面长 7)

Fig. 3 Sedimentary Sequence of the Channel-mouth Bar

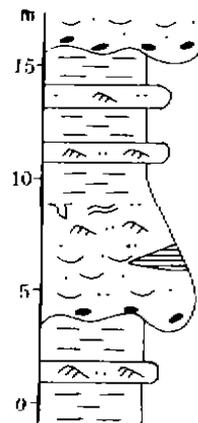


图 4 富泥的低弯度河沉积序列
(据姚 83 井长 7)

Fig. 4 Sedimentary Sequence of the Rich-in-mud Low Sinuosity River

附表 川口地区长 6 孔隙结构级别划分标准
A Standard of Pore Texture Grade of Chang-6 Bed in Chuankou Area

孔隙结构 级 别	孔隙结构参数				主要孔隙类型及连通特征	
	ϕ (%)	K ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	pd (MPa)	Xp (μm)		
I	A	>30	>500	<0.1	<10	溶蚀粒间孔隙和原生粒间孔隙发育,孔隙大,喉道粗,连通性好。
	B	22~30	100~500	0.1~0.5	6~10	溶蚀孔隙和原生孔隙较发育,孔隙大小不均,连通性好。
II	A	17~22	10~100	0.5~1	2~6	溶蚀孔隙、原生孔隙和微孔隙较发育,孔隙大小不均,连通性较好。
	B	10~17	1~10	1~10	0.2~2	溶蚀孔隙和原生孔隙较少,微孔隙较多,孔隙较小,连通性较差。
III	A	5~10	0.1~1	10~40	0.05~0.2	少量粒间孔隙,以微孔隙为主,连通性较差。
	B	<8	<0.1	>40	>0.05	基本无孔隙,或只有极少量微孔隙和孤立孔隙,基本不连通。

III_B级:为本区最差的一种孔隙结构。孔隙度小于 8%,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。排驱压力极大,一般在 4MPa 以上,约一半大于 7 MPa,最高达 11.7 MPa,平均孔隙半径 $<0.05 \mu\text{m}$,基本无孔隙存在或有少量微孔隙及孤立孔隙,为非渗透型储层。

综上所述,可以看出本区上三叠统长 6 油层组的储层整体为低孔低渗型储层。通过统计,发现长 6¹段和长 6²段孔隙结构以 II_A~II_B级为主,而长 6³段和长 6⁴段孔隙结构则以 III_A级为主。也就是说,川口地区长 6¹段和长 6²段是主力油层,长 6³段和长 6⁴段为差油层。

参 考 文 献

- 1 梅志超,彭荣华,杨华等. 陕北三叠统延长组含油砂体的沉积环境. 石油天然气地质, 1989, 9(3): 261~267

责任编辑 张银玲

Sedimentary and Reservoir Characteristics of the Chang-6 Oil-bearing Beds in Chuankou Oil Field

Li Wenhou Liu Yiqun Feng Qiao

(Department of Geology, Northwest University, 710069, Xi'an)

Abstract According to synthetical analyses of the division and contract of the Chang-6 oil-bearing bed and of the characteristic facies association, geometry of the skeletal sandbodies and the paleogeographic pattern, the evolution of the environment during deposition of Chang-6 oil-bearing beds is considered representing the history that the water platform delte was gradually transformed into terrestrial plain. The meander channel sandbodies are the major facies-oil-bearing in this area. The Chang-6¹ and the Chang-6² members are the major reservoirs in chuankou area.

Key words sedimentary characteristic; reservoir terms; the Chang-6 oil-bearing beds; Chuankou oil field