

川口油田长6段油层组储集层特征 与油气富集规律

Reservoir Characteristics and Hydrocarbon Accumulation Regularity of the Chang 6 Oil-bearing Beds in the Chuankou Oil Field, Shaanxi Province

李文厚 柳益群 冯 乔

Li Wenhou, Liu Yiqun and Feng Qiao

(西北大学地质系, 西安, 710069)

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

摘 要 在分析陕西川口油田长6油层组沉积相特征的基础上,对储集层的岩石学特征和成岩作用以及孔隙结构进行了研究。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的有利相带。浊沸石、方解石、绿泥石的胶结、化学压实作用和浊沸石、长石的溶解作用是影响砂岩储集性能的主要因素。孔隙的演化与盆地的演化密切相关。长6油层组及其上下层位构成了一套良好的生储盖组合,长6¹和6²段是川口油田的主力油层。

Abstract Based on analysing sedimentary characteristics of the Chang-6 oil-bearingbeds in the Chuankou oil field, the author has studied petrological characteristics, diagenesis and porosity structure and suggest that the evolution of the environment during deposition the Chang-6 oil-bearing beds represents the history when the water platform delta was gradually transformed into a terrestrial plain. The meander channel sandbodies are the major oil-bearing facies in this area. The cementation of laumontite, calcite and chlorite, the pressure solution, as well as the dissolution of laumontite and feldspar are the main causes to effect reservoir ability of oil-bearing arkoses. The evolution of porosity has a close relationship with the diagenetic history and the evolution of basin. The Chang-6 oil-bearingbeds and its up-down position constitute a good resoure-reservoir-cap rock combination. The Chang-6¹ and the Chang-6² members are the major reservoirs in the Chuankou area.

• 1997-04-23日收到,1997-08-01改回。

延长油矿川口油田地质与试油总结项目资助。

第一作者简介:李文厚,男,1948年出生,副教授,沉积学专业。

主题词 沉积相; 岩石学特征; 成岩作用; 孔隙结构; 储集性能; 陕西; 川口油田

Key words: Sedimentary facies; Petrological characteristics; Diagenesis; Porosity structure; Reservoir characteristics; Shaanxi Province; Chuankou oil field

分类号: P588.2

Classific. code: P588.2

川口油田位于陕西省境内鄂尔多斯盆地东部斜坡带上,西距延安市约10km(图1)。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段),自下而上进一步细分为长6⁴、长6³、长6²和长6¹段。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,为油气的富集提供了有利的条件。许多学者在储集层的研究中都注意到了沉积环境的影响因素(罗蛰潭,1986)。本文就是在盆地的沉积相研究基础上,利用岩矿鉴定、粘土矿物分析和压汞试验等方法,探讨了研究区储层砂体的岩石学特征、成岩作用、孔隙结构特征以及油气富集规律。

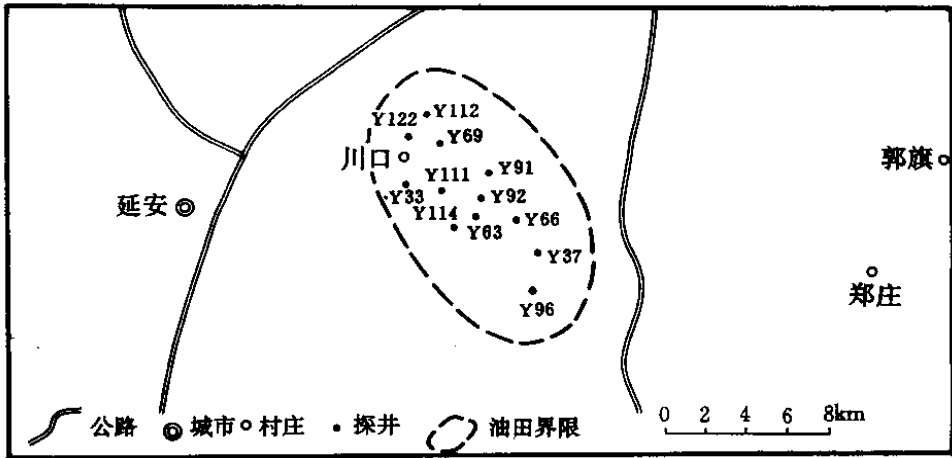


图1 研究区位置及采样井

Fig. 1 Location and sampling sites of study area

1 沉积相特征

分析长6油层组的沉积相特征,必须兼顾其上下层位。因为从背景资料及前人成果分析(梅志超等,1989),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了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。

1.1 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。本区河流沉积的岩性主要为中-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4m。砂体厚一般在10~30m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2),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。

1.2 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浅湖亚相。其沉积物常以浅湖相黑色泥岩与滨湖相细-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(曾少华,1992)。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100m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,常见化石有方鳞鱼鳞片、介形虫、瓣鳃类、叶肢介及植物茎干(曾少华,1992)。

1.3 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(梅志超等,1991)。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 and 长6⁴~6²,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 储集层的岩石学特征和成岩作用

2.1 储集层的岩石学特征

根据常规薄片及铸体薄片的鉴定结果,并参考X光衍射和电镜扫描资料,本区长6油层组岩石学特征如下:

砂层大多在20层以下。层厚一般为1~3m,极少数大于4m,最厚20m。砂泥比大多数为0.5

~2, 长6¹~长6⁴之间无明显差别, 仅少数井的个别井段大于3。岩石多为细粒长石砂岩和粉砂岩, 胶结致密。碎屑组份平均含量, 石英为27.31%~33.46%; 长石为50.02%~55.80%, 其中斜长石为43.40%, 且多为酸性斜长石, 被明显溶蚀; 岩屑为11.67%, 岩屑主要有板岩、泥岩、硅质岩、中酸—中基性火山岩、石英岩、粉砂岩、凝灰岩、片岩、灰岩等。填隙物组份平均含量为12.30%, 主要有方解石、浊沸石及绿泥石, 此外尚有少量自生石英、钠长石及黄铁矿等。分选好的样品平均为61.90%, 分选中等的为35.20%。颗粒间点线状接触平均为56.20%, 线状接触平均为38.10%, 点状接触平均为5.70%。

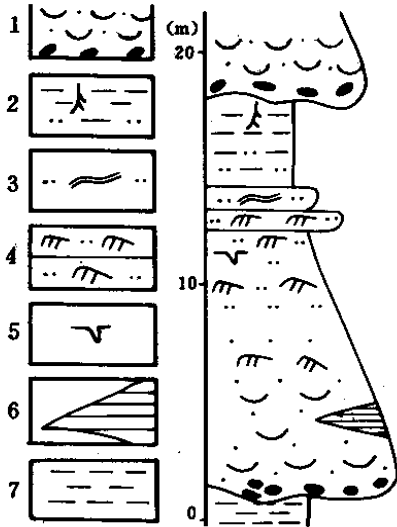


图2 混合载荷的曲流河沉积序列 (Y94井长6¹)

- 1. 具泥砾的槽状交错层理砂岩; 2. 具植物根迹的泥岩和泥质粉砂岩; 3. 具波状层理的粉砂岩; 4. 具沙纹交错层理的粉砂岩; 5. 虫孔; 6. 平行层理; 7. 泥岩

Fig. 2 Sedimentary sequence of the meandering river of mixed load

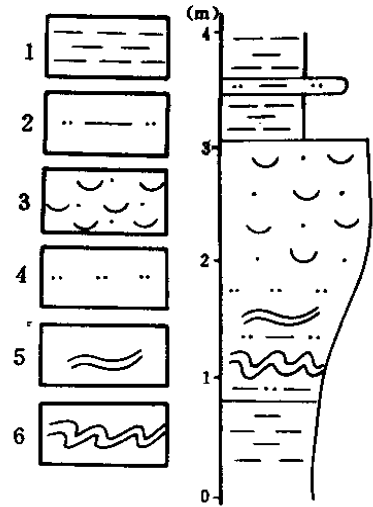


图3 河口砂坝沉积序列 (延河剖面长7)

- 1. 泥岩; 2. 泥质粉砂岩; 3. 具槽状交错层理的砂岩; 4. 粉砂岩; 5. 波状层理; 6. 变形层理

Fig. 3 Sedimentary sequence of the channel-mouth bar

2.2 储集层的成岩作用

晚三叠世时, 本区的物源主要来自盆地北部的阴山褶皱带和东北方向的吕梁古陆 (梅志超等, 1989)。由于阴山褶皱带自晚二叠世以来火山活动持续不断, 因此, 盆地沉积物中不仅含有火山岩岩屑, 而且含有较多的火山碎屑和凝灰质 (梅志超等, 1989)。这些火山物质的存在, 无疑对沉积盆地中砂岩的早期成岩作用有着较大影响, 使本区上三叠统砂岩的成岩作用独具特点。

一般认为, 火山物质往往与沸石的生成有密切的关系。川口地区长6油层组砂岩中浊沸石的分布普遍, 含量一般在3%左右, 少部分可达8%~22%。研究发现, 浊沸石可分为两个主要形成阶段, 第一阶段形成的浊沸石与火山物质水化有关 (梅志超, 1984)。水化的结果使水分子被结合进入矿物晶格, 从而生成水化物。同时, 水化反应是一种放热反应, 其放热效应可能是巨大的, 这就为沸石的形成提供了良好的温度条件。本区砂岩中富钙的斜长石在此过程中变

成了浊沸石，表现为浊沸石沿斜长石的双晶纹或解理缝分布，有些完全变成浊沸石而呈现斜长石假象。第二阶段浊沸石形成于中成岩期。随着埋藏深度加大，成岩作用增强，岩层中的蒙脱石在向伊利石、绿泥石转化的过程中大量脱水，并析出大量的钙、镁、钠、铁阳离子。其中的钠离子形成钠长石（朱国华，1985）；镁、铁离子参与绿泥石的形成，呈薄膜状包绕碎屑颗粒，使原生粒间孔部分被充填而成为残余粒间孔；钙离子则随其后形成浊沸石并充填剩余粒间孔。浊沸石是本区长6油层组砂岩的主要胶结物，它们的析出使砂岩原生孔隙大部分被充填，在降低原始孔隙度方面起了主要作用。但是，另一方面，浊沸石在有机质成熟时期有明显的溶解作用，这种溶解作用恰恰发生在油的运移之前。因此，浊沸石溶蚀孔隙的产生为油的运移和聚集提供了空间，这无疑对本区储层物性的改善奠定了基础（柳益群等，1996）。

本区的碳酸盐矿物是仅次于浊沸石的主要胶结物，主要类型有方解石和铁方解石，白云石次之，铁白云石零星出现。方解石和铁方解石多呈孔隙式充填，有些地方呈连晶式胶结，其形成时间跨度较大，可从浊沸石沉淀之前直到浊沸石溶解之后（柳益群等，1996）。从其相互关系看，铁方解石的析出晚于方解石，由于它们的晶格比方解石稳定，因此不交代方解石，而是与方解石同轴生长，并包绕方解石。部分样品见白云石残留体，它们多被方解石或铁方解石环绕或交代，表明其形成时间较早。铁白云石为细小菱面体，析出时间晚于铁方解石，零星分布。镜下观察发现，本区早期析出的方解石和铁方解石的溶解作用很弱，而且后期析出的方解石和铁方解石又发生在本区主要溶解作用之后，因此，它们对本区储层物性主要起破坏作用。这一点明显表现在岩石的渗透率方面，凡是渗透率较高的样品，其碳酸盐含量必然低。镜下观察含油层段的非均质性，同样发现凡是含油层段几乎均是浊沸石和长石溶蚀孔隙发育段，凡是紧邻的不含油层段主要是方解石、铁方解石胶结段，或者是绿泥石和碎屑云母发育段。由此看来，无论是早期胶结的还是晚期胶结的碳酸盐胶结物，对孔隙的保存均是不利的，对次生孔隙的形成贡献也不大。

广泛分布于本区上三叠统长6油层组砂岩中的自生绿泥石含量不高，然而，在大多数砂岩中，它可占到自生粘土矿物的80%左右，甚至90%以上。它们往往呈针状和针叶状集合体沿碎屑颗粒分布，形成薄膜式胶结。随着成岩作用的进行，它们由颗粒边缘不断向孔隙中心生长，使孔隙空间逐渐缩小。在大部分样品中，由于机械压实使颗粒间以线状接触为主，孔隙几乎全部丧失。然而，在一些分选较好的岩石中，自生绿泥石的薄膜式胶结是使砂岩原始孔隙得以保存的唯一方式。这些粘土环边均匀地包绕在碎屑颗粒外面，阻碍了碎屑颗粒与孔隙水的接触，减少了其他胶结物的沉淀机会，颗粒多呈点状接触，使形成的最稳定的抗压实三角形原生粒间孔得以保留（柳益群等，1996）。此类孔隙的存在对本区储层具有重要意义，在许多样品中均见到油质沥青充填在其中，显然是石油运移后的残留物。在一些含油层段，这些孔隙与浊沸石溶蚀产生的溶蚀孔隙相配合，构成本区最好的储集空间。

钻井取心发现，在有些井段，虽然岩性相同，但油的显示却不同，有些是油斑、油浸砂岩，而相邻不过几厘米的砂岩却毫无油的显示迹象。经镜下观察，发现含油砂岩主要是由于浊沸石和长石发生溶解，从而产生了次生孔隙，这些次生孔隙虽然不多，但却扩大或增加了孔隙喉道，使孔隙的连通性变好，为油的运移和聚集提供了良好的条件。本区的溶解作用至少有两期，第一期以长石、岩屑粒内溶孔与港湾状碎屑为特点，是早期粒间溶孔，后被绿泥石薄膜包绕，应为成岩早期浅埋藏条件下近地表大气淡水淋滤的结果。第二期溶解作用发生于浊沸

石形成之后,表现为浊沸石、长石的较强烈溶解和第一期溶孔的再溶扩大以及方解石的弱溶,应为深溶作用,即有机质达到成熟阶段形成的酸性溶液溶解所致(柳益群等,1996)。总之,溶解作用是有益的,它使本区致密储层得到了一定程度的改善,并使油的运移和聚集成为可能。然而,它又是有限的,没有从根本上改变本区储层低孔低渗的状况。

3 储层的孔隙结构

在整个盆地演化过程所形成的孔隙当中,对目前油气储集有意义的共有三种:压实和胶结后的残余原生粒间孔,深溶作用产生的溶蚀孔隙和在机械压实过程中形成的裂缝。在表生成岩条件下形成的淋滤孔,由于形成较晚,对油的早期储集意义不大。

3.1 孔隙类型

本区的孔隙主要有以下5种类型:

(1) 原生粒间孔隙:指绿泥石呈薄膜状包绕碎屑颗粒后剩余的粒间孔隙,面孔率一般 $< 0.5\%$,最高达 5.5% 。孔隙直径一般为 $0.02\sim 0.15\text{mm}$ 。主要分布在富绿泥石的砂岩中,孔隙多呈孤立状,连通性差。

(2) 溶蚀粒间孔隙:通常可分为两类。一类为成岩早期由于大气水淋滤产生的溶蚀孔隙。此类孔隙多被泥质充填,与原生剩余粒间孔隙不易区分,但有时可见有自生矿物溶蚀残留体,平均面孔率低于 1% 。另一类为溶解作用产生的溶蚀粒间孔隙,孔隙直径一般为 $0.03\sim 0.17\text{mm}$,最大 0.42mm ,面孔率可达 $5\%\sim 8\%$,主要由浊沸石和方解石溶解而成,是本区最好的储集孔隙类型。

(3) 溶蚀粒内孔隙:指长石溶蚀形成的粒内孔隙,多与浊沸石溶蚀伴生,面孔率为 $0.4\%\sim 1.5\%$,最高 3% ,孔隙直径一般在 $0.01\sim 0.20\text{mm}$ 之间。

(4) 填隙物内孔隙:系指自生胶结物中存在的晶间孔隙。此类孔隙细小,一般仅为几个微米或十几个微米,但由于分布广泛,数量可观,因此一旦能与其他孔隙类型相连通,则会产生积极的作用。

(5) 微裂缝:常见的微裂缝是颗粒间缝隙和云母碎屑、长石碎屑的解理缝。这些微裂缝宽度一般小于 $3\mu\text{m}$,有些可被沥青质充填。由于它们形成较早,分布普遍,因此对于粒间孔隙与粒内孔隙的连通起了重要作用。

上述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*。

3.2 常规物性与毛管压力特征

物性分析资料统计表明,本区孔隙度多为 $7\%\sim 12\%$,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 $20\%\sim 40\%$ 之间,少部分为 $40\%\sim 60\%$ 。统计结果具有几个明显的特点:(1)区域上孔隙度和渗透率变化不大,纵向上以长6¹较好;(2)孔隙度大大高于渗透率,说明

* 柳益群等,1994. 陕甘宁盆地东部上三叠统长6油层组储集层研究(研究报告)。

孔隙中有许多是不连通的无效孔隙；(3) 渗透率与碳酸盐含量成正比。

压汞实验是在室内模拟地下流体在岩层中驱替与吸吮的过程，主要与岩层中的毛管力大小有关。毛管力受孔隙半径、流体表面张力及流体与岩石表面的接触角影响，孔隙半径越小，毛管力越大。在压汞实验中，当压力达到一定值时，汞开始进入岩石孔隙中，此时的压力即为门坎压力，川口油田的门坎压力一般为0.5~2.0MPa。门坎压力反映了当油进入储集层中驱替水时所需要s的最小压力，所以根据门坎压力与孔、渗的关系，可以用来确定有效厚度的物性下限。如图4A和4B，分别为川口油田长6¹、长6²油层的门坎压力与渗透率的关系曲线，二者间具有二段式分布规律，其拐点就可作为渗透率的下限，分别为0.13×10⁻³μm²、0.105×10⁻³μm²。

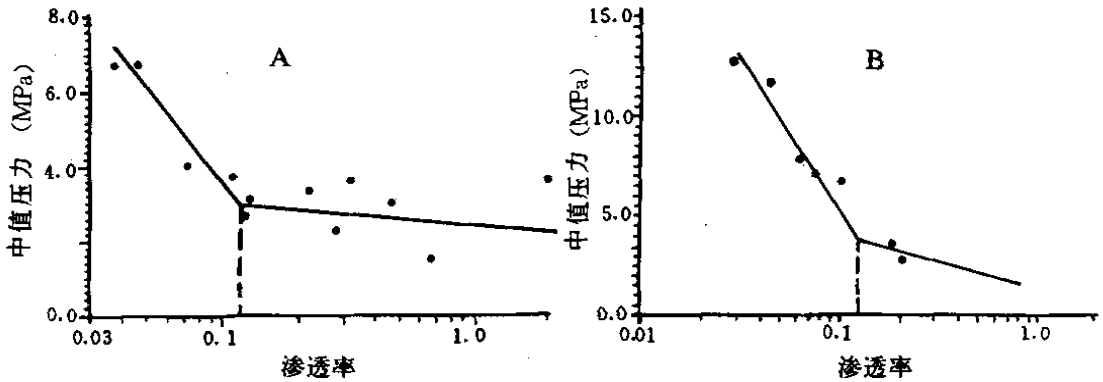


图4 川口油田长6¹ (A) 和长6² (B) 门坎压力与渗透率关系曲线

A、B 分别为长6¹、6²段油层的门坎压力与渗透率关系曲线

Fig. 4 Curves showing the relationship between threshold pressure and permeability of Chang 6¹ (A) and 6² (B) in the Chuankou oil field

随着毛管力的增加，进入岩石孔隙的汞越来越多，汞饱和度升高，当汞饱和度等于50%时，所对应的压力为中值压力。中值压力可以反映岩石的孔、渗变化及岩石的分选程度，所以用中值压力与孔、渗关系也可以确定有效厚度物性下限。如图5A和5B所示，长6¹和长6²的渗透率下限分别为0.124×10⁻³μm²、0.11×10⁻³μm²。

由于毛管力与孔隙半径有关，同理可用孔隙半径来反映有效厚度的物性下限，如图6A和6B，其值分别为0.13×10⁻³μm²、0.11×10⁻³μm²。

从毛管压力特征看，长6油层段多数砂岩的排驱压力大于1.2Mpa，最高达11.7Mpa，平均孔喉半径一般小于1μm，最低为0.02μm，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。

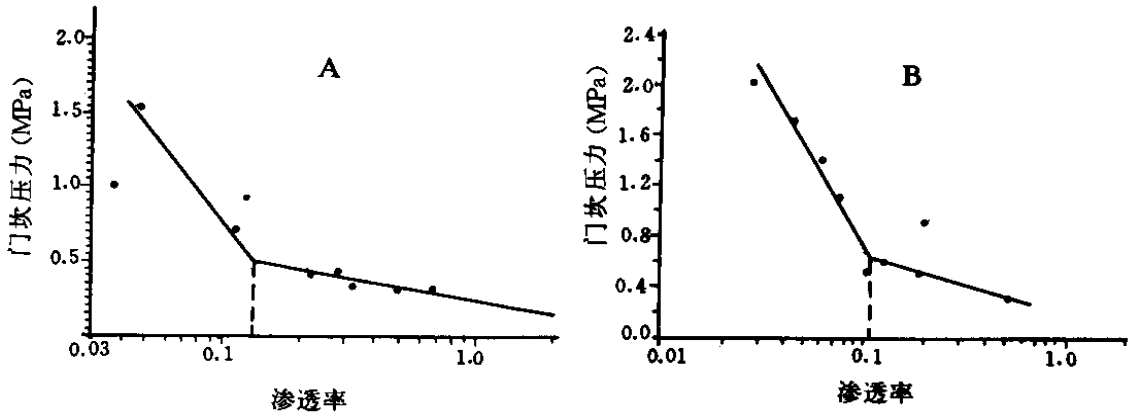


图5 川口油田长6¹ (A) 和长6² (B) 中值压力与渗透率关系曲线

A、B分别为长6¹、6²段油层的中值压力与渗透率关系曲线

Fig. 5 Curves showing the relationship between median pressure and permeability of Chang 6¹ (A) and Chang 6² (B) in the Chuankou oil field

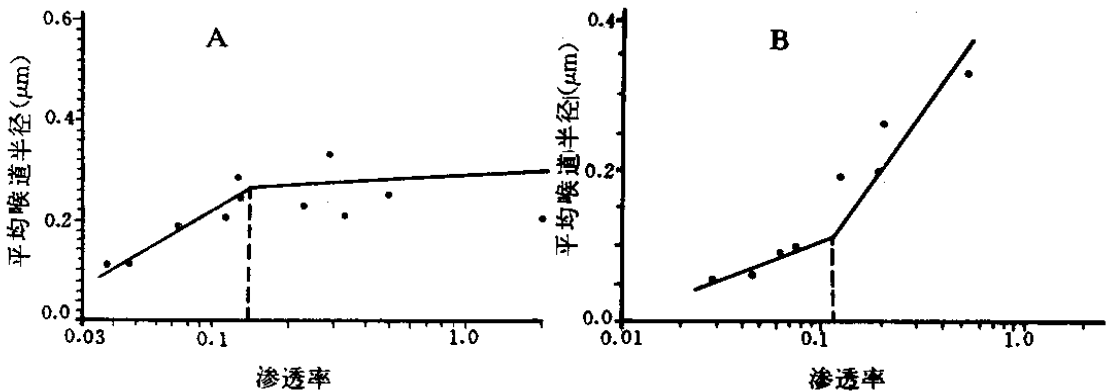


图6 川口油田长6¹ (A) 和6² (B) 平均孔喉半径与渗透率关系曲线

A、B分别为6¹、6²段油层的平均孔喉半径与渗透率关系曲线

Fig. 6 Curves showing the relationship between mean pore throat radius and permeability of Chang 6¹ (A) and Chang 6² (B) in the Chuankou oil field

3.3 孔隙结构级别划分与储层评价

3.3.1 孔隙结构级别划分

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性参数,制定了一个适合本区储层孔隙结构级别划分的标准。

Ⅱ_B: 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0.5~1Mpa,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。

Ⅲ_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1.2~4Mpa者占多数,平均孔喉半径大部分为0.05~0.2 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。

Ⅱ_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7Mpa，最高达11.7Mpa，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（柳益群等，1996）。

3.3.2 储层评价

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渗型储层。通过统计，发现川口地区长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Ⅱ_A级为主。也就是说，本区长6¹段和长6²段是主力油层，其中尤以长6¹段为最好，长6³段和长6⁴段为差油层。

4 油气富集规律

4.1 长6油层组的生、储、盖组合

4.1.1 浅湖相是有利的生油相带

长7中后期的大规模湖进，沉积了区域上广泛分布的黑色湖相页岩。当时区内地形平坦，水体安静，淡水生物大量繁殖，温湿的气候有利于陆地植物的生长，生物的发育为湖相沉积提供了丰富的有机质来源。经后期埋藏和成岩变化，这套黑色页岩具备了有机质丰度高，母质类型好，成熟度较高的特点，各项指标均达到好烃源岩标准。

4.1.2 三角洲平原—平原河流相的河道沉积是主要储集相带

沉积相研究表明，研究区主要油层都发育在三角洲平原—平原河流相的河道砂岩沉积区。其中，混合载荷的曲流河沉积是长6²—长6¹油层段的主要砂体类型，其河道形态弯曲，多期的河道充填物通常为岸外沉积包围。砂岩主要为中—细粒状，在砂比图上表现为复杂的带状及串珠状，宽数百米。下三角洲平原分流河属于富泥的低弯度河道类型，在长6下部较为普遍。它们离油源近，虽然厚度不大，也可能成为仅次于曲流河道砂的储集层。

4.1.3 河道间沉积和岩性致密带是储层的有利遮挡

研究区储层遮挡可分两类，即岩性遮挡和成岩遮挡，前者指与骨架砂体穿插共存的河道间细粒沉积，后者指砂体本身的局部胶结致密带。

4.2 砂体类型与含油性

本区砂体按成因的不同可归纳为滨湖砂坝、三角洲前缘河口坝、水下分流河道砂、下三角洲平原分流河道砂、上三角洲平原—平原河流相的曲流河道砂等。

滨湖砂坝形成于动荡水体环境中，由于上覆水体的反复冲刷、淘洗，砂质纯净，粘土杂质少，原始孔隙度可达35%。但由于厚度不大，呈席状与上下层位大面积接触，易受外部因素的改造，当周围层位流体离子浓度变化时，滨湖砂坝便成为最好的接受化学沉淀的空间，致使孔隙堵塞。因此，在本区不是一个好的储集相带。若流体酸碱度向相反方向转化，也可能形成较好的次生溶孔。

当河流搬运沉积物至河口时，粒度已经很细，迅速卸载的结果是在河口处形成细粒具回旋特征的河口砂坝。分选好、粒度细，以及次棱角状的颗粒外形，使颗粒比表面积相对增大，

更易在颗粒表面形成自生粘土薄膜,这样使砂体保存了部分原始孔隙,在其他胶结物析出之前,孔隙度可达10%~12%。

水下分流河道常常携带了较多的泥基质和黑云母等片状矿物,又由于很快地入湖,冲蚀下伏湖底泥岩,很可能泛起一些湖相细粒物质混入其中,改善其内部孔隙流体性质。砂体的原始孔隙度不高,一般在16%~17%左右。由于孔隙流体受外部水介质扰动而发生变化,长石碎屑颗粒往往发生蚀变,提供浊沸石等胶结物形成所需的离子浓度。但砂体内部结构的不均匀性导致胶结物生长的不均匀,片状的黑云母因压实弯曲变形或定向排布,可以成为遮挡,阻碍孔隙溶液的流动。这种局部的滞留导致胶结物呈斑块状产出,或在后期的溶蚀过程中造成不均匀溶蚀。因此,虽然这类砂体中各种孔隙类型都有,但数量很少,且连通性不好。

下三角洲平原的分流河往往是富泥质的,有较厚的河道间沉积,为相邻河道砂体提供了易于溶蚀碎屑颗粒及粒间胶结物的孔隙流体。砂泥的交互混杂也易于在砂层内形成承压的不均匀,从而影响到化学沉淀物的分布,表现在结构上呈麻斑状。砂体本身原始孔隙度可能不高,孔隙度一般在21%~23%左右,但通过强烈溶蚀作用可产生一定量的粒间溶孔,这种溶孔大多来自酸性孔隙流体对浊沸石的溶解,含量可达3%~5%。

曲流河道砂是区内研究层段上规模相对较大,也较为重要的一类砂体,从沉积相角度分析认为是主要的储集砂体。川口地区长6¹中的大型曲流河道砂体层序底部水动力条件强,是粗粒物质最富集区,常形成大型交错层理。通过对前积层基部的采样薄片观察,该部位富集了黑云母、白云母、绿泥石等片状矿物及磁铁矿等重矿物。柔性组分的富集使颗粒间呈线状紧密接触,且粒间常有蚀变后的假杂基挤入,原生孔隙受到严重破坏,对以后的胶结物析出及溶蚀均有影响,这种现象对于形成储层是不利的。大型交错层理常发育于砂坝中下部的中—细粒砂岩中,所以在这些部位溶蚀形成的次生孔隙比较多见,达8%~10%,可形成好的储集层。一般认为,与沉积构造相关的物质成分及粒度的不均匀分配,往往造成砂体内部非均质性增大,特别是片状矿物的定向排列,常常导致垂直与水平渗透率的差异,从而影响孔隙流体在砂层内的循环。但可以明确的是,大型交错层理砂岩反复叠置,无疑增大了次生溶孔在砂体中所占的比例,提高了砂岩的含油气性。

4.3 储层预测的可行性

通过对川口地区长6油层组沉积相和成岩作用的研究,发现其中的油气大部分以发育于曲流河砂体的次生溶蚀孔隙为储存空间,尤其是在主河道区河道砂岩频繁叠加,呈巨厚的砂体部位。但是对曲流河道砂体内部结构的剖析表明,即使是在巨厚的砂体内也不可能形成饱和的含油状态,这是因为成岩的差异而导致了孔渗的不均一性。那些粒度较粗,大型交错层理发育,胶结物及泥基质含量相对少或遭受强烈溶蚀的砂岩主体部位,则成为相对意义上的成岩遮挡。这也就解释了研究区内油气赋存状态多呈斑状含油的现象,也解释了在某一含油区域内,若干工业油流井之间会出现一两口干井的原因。

由此看来,曲流河主河道砂体的主体部位是油气聚集最佳场所。那么,这一规律是否具有普遍性,至少在研究区范围内是否属于共性,可以通过以下实例来说明问题。

川口地区产量较高的油井,如初月产量大于100吨的井,如Y91井、Y112井、Y113井和Y114井,除个别井位于河道砂体边部,大多位于河道砂体的部位。次生溶孔发育,孔隙度10%

~11%，渗透率中等，也可达 $1.5 \times 10^{-3} \sim 2.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。尤其个别位于河道砂体边部的井，只有在渗透性很好的情况下才能成为高产油井。但是，这样的情况是极个别的。

低产油井的情况稍微复杂些。如区内的 Y92井、Y66井和 Y37井，均符合一般沉积相分析规律，位于河道砂体边部物性相对差的地方，一般原生孔隙数量少，次生溶孔不易发育，孔隙度、渗透率均低，尤其渗透率表现明显，大多 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。但也有相当一部分低产油井位于河道砂体的主体部位，如 Y69井和 Y96井。这就包含了几种可能的情况，一是砂体本身粒度比较细，含较多的粘土杂基或片状矿物，原生孔隙不发育，早期胶结物很容易将孔隙堵塞；二是砂体内部由颗粒或片状矿物定向排列形成的微层理较多，阻碍了孔隙流体的循环，造成孔隙的滞塞；三是后期胶结物非常发育，成连晶状，使孔隙度降为零。也有个别位于砂体主体部位的油井，孔渗性均好，但产量很低，如 Y63井、Y111井和 Y122井，可能是由于四周被致密层封闭，油气无法运移进入孔隙造成。

据统计，次生溶孔发育，渗透性好，产量高的井，占有位于河道砂体主体部位油井的65%~70%。可见，在河道砂体主体部位寻找有利成岩带的方法是可行的，这些部位一般都是相对的油气高产区。对于河道砂体边部，不应一概拒之，若受后期改造，可能导致孔渗性能的改变，成为有利含油区，虽然数量甚微，但可成为油田后期勘探的重点。

参 考 文 献

- 罗蛰潭，王见诚. 1986. 油气储集层的孔隙结构. 北京：科学出版社
- 梅志超，彭荣华，杨华，等. 1989. 陕北上三叠统延长组含油砂体的沉积环境. 石油与天然气地质. 9 (3): 261~267
- 曾少华. 1992. 陕北三叠系延长统湖盆三角洲沉积模式的建立. 石油与天然气地质. 13 (2): 227~235
- 梅志超，林晋炎. 1991. 湖泊三角洲的地层模式和骨架砂体的特征. 沉积学报. 9 (4): 1~11
- 梅志超. 1984. 鄂尔多斯盆地三叠系长石砂岩中的自生浊沸石. 西北大学地质系建系45周年学术论文集，西安：陕西科学技术出版社，95~101
- 朱国华. 1985. 陕甘宁盆地西南部上三叠系延长统低渗透砂体和次生孔隙砂体的形成. 沉积学报. 3 (2): 1~17
- 柳益群，李文厚. 1996. 陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化. 沉积学报. 14 (3): 87~96
- 柳益群，李文厚，冯乔. 1997. 鄂尔多斯盆地东部上三叠统含油砂岩的古地温及成岩阶段. 地质学报. 71 (1): 65~74