

文章编号:0253-9985(2010)04-0463-09

克拉玛依油田六区克下组冲积扇岩石相 及储层质量差异

郑占^{1,2}, 吴胜和^{1,2}, 许长福³, 岳大力^{1,2}, 王伟^{1,2}, 张锋^{1,2}

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学 地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石油天然气股份有限公司 新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:在准噶尔盆地克拉玛依油田六区11口取心井岩心描述的基础上,将该区克下组冲积扇岩石相划分为7种类型。结合沉积微相分析,应用岩心分析化验资料对冲积扇内部储层质量差异及其分布特征进行了研究。分析表明,研究区克下组储层以原生粒间孔隙为主,沉积组构对储层质量差异起控制作用;粗砂岩相和细砾岩相储层为研究区克下组冲积扇中最好的储层;各微相储层质量差异显著,辫流水道和流沟储层质量最好,砂砾坝次之,砾石坝和径流水道较差,漫洪砂体最差;流沟以窄条带状镶嵌于砾石坝和砂砾坝之中,为扇根和扇中内带储层中的高渗通道。

关键词:冲积扇;岩石相;储层质量;克拉玛依油田;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Lithofacies and reservoirs of alluvial fan in the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

Zheng Zhan^{1,2}, Wu Shenghe^{1,2}, Xu Changfu³, Yue Dali^{1,2}, Wang Wei^{1,2} and Zhang Feng^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Faculty of Earth Science, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: On the basis of core description of 11 wells in the block-6 of Karamay oilfield in the Junggar Basin, we recognize 7 types of lithofacies in the alluvial fan of the Lower Karamay Formation. In combination with sedimentary microfacies analysis, we study the quality differences and distribution of reservoirs within the alluvial fans by using core analysis and testing data. The pore space of the Lower Karamay Formation is dominated by primary intergranular pores. Depositional fabric controls the reservoir quality in the study area. The reservoirs of coarse sandstone facies and fine conglomerate facies are the best in the alluvial fans of the study area. The reservoirs of different microfacies are significant different in reservoir quality. The reservoirs of braided channel and gulley microfacies are the highest in quality, followed by the sandy gravel bars. The reservoirs of gravel bar and runoff channel microfacies are fair. The reservoirs of sheetflood microfacies are the worst. Gulley microfacies occur as narrow bands within gravel bars and sandy gravel bars, and act as the high transmissibility pathways for reservoirs in the root fan and inner-middle fan.

Keywords: alluvial fan, lithofacies, reservoir quality, Karamay oilfield, Junggar Basin

冲积扇发育在山谷出口处,主要由暂时性洪水水流冲刷形成、范围局限、形状近似圆锥状的山麓粗碎屑堆积物^[1]。受构造运动、气候、物源等因素

控制,冲积扇储层特征具有很大差异。国内学者曾对准噶尔盆地构造演化及沉积体系进行过大量的研究^[2~8],并分析了该地区冲积扇的演化规律、总体

收稿日期:2010-05-20。

第一作者简介:郑占(1974—),男,博士研究生,石油地质。

基金项目:国家高技术研究发展计划(863计划)项目(2008AA06Z206);国家科技重大专项(2008ZX05009-003);教育部高等学校博士点专项科研基金项目(20060425004)。

特征以及控制因素^[9-15],其中张纪易提出的冲积扇沉积模式对油气田勘探和早期开发起到很大的指导作用^[12]。吴胜和等对准噶尔盆地克拉玛依油田六中区克拉玛依下亚组(克下组)冲积扇的高频基准面旋回进行了研究,将克下组作为一个长期旋回,进一步划分了3个中期旋回、7个短期旋回和若干超短期旋回,总结了基准面旋回内部砂体的分布形式^[16]。黄彦庆等分析了六中区克下组的沉积微相及其含油性^[17]。霍进等研究了六东区克下组砾岩油藏的沉积特征,提出了控制油井生产效果的5个因素^[18]。颜琳娜等利用压汞曲线对六东区克拉玛依组储层的储集空间进行了评价^[19]。然而,在油田开发中后期,需要对油藏内部的储层质量差异进行精细表征,之前的研究仍不能满足开发的需要,主要表现在两个方面:1)对岩石相类型及其沉积特征研究不够;2)对各沉积微相单元的岩石相类型和储层质量差异研究不够精细。本文的主要目的是充分利用克拉玛依油田六区良好的研究条件(密井网、丰富的取心井资料),研究冲积扇岩石相的沉积特征,并进一步对储层的质量差异进行精细分析,为油田中后期开发提供扎实的地质依据。

1 地质背景

1.1 构造及地层概况

克拉玛依油田位于准噶尔盆地西北缘,西临

扎依尔山,呈北东-南西条带状分布,长约50 km,宽约10 km,属单斜构造,自西北向东南阶梯状下降(图1)。油区断裂发育,根据断裂切割情况分为9个区和若干个开发断块。六区为研究区域,其西南以七区和克-乌断裂为界,东与九区相邻,白碱滩断裂将其分为六中区和六东区两个区块。研究区自下而上发育石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系等。三叠系包括百口泉组、克拉玛依下亚组(克下组)、克拉玛依上亚组(克上组)和白碱滩组4个组,其中克下组和克上组为主要含油层系。克下组为本次研究的目的层,分为S6, S7两个砂层组,进一步细分为7个小层: S61, S62, S63, S71, S72, S73, S74。克下组埋藏深度为350~850 m,地层厚度为50~70 m。研究区共有油水井1 085口,平均井距约110 m。

1.2 基本沉积特征

克下组整体为一套粗碎屑沉积物,岩性以砾岩和粗砂岩为主,自下而上碎屑粒度由粗变细,总体上呈正旋回特征。碎屑分选差至中等,磨圆差,以次棱角状和次圆状为主,胶结疏松。整体成分成熟度和结构成熟度低,重矿物以钛铁矿、褐铁矿为主,呈现近源短距离搬运和快速堆积的沉积特征。取心井岩心观察发现洪积层理、泥石流沉积等沉积构造。泥岩以棕红色为主,反映了干旱氧化的沉积环境。前人曾对研究区克下组



图1 准噶尔盆地克拉玛依油田构造位置(据新疆油田分公司修改,2007)

Fig. 1 Structural map of Karamay oilfield in the Junggar Basin(after SINOPEC Xinjiang Oilfield Company, 2007)

沉积相类型进行过大量的研究,认为属于洪积扇沉积^[12,13],即干旱型冲积扇沉积。研究表明,克下组为干旱型冲积扇,按照相层序属于退积型冲积扇。

2 岩石相类型及特征

根据研究区11口密闭取心井的岩心描述,将克下组冲积扇岩石相划分为中砾岩相、砂砾岩相、细砾岩相、粗砂岩相、中-细砂岩相、泥质砂岩相、泥岩相7种类型(图2)。

1) 中砾岩相

主要组分为砾石,分选磨圆极差,砾石含量大于50%,中砾含量大于30%。砾径一般介于2~40 mm之间,平均为20 mm,最大直径约100 mm。细粒物质以不等粒砂、粉砂和泥组成,其中泥质含量较高(图2a)。碎屑物混杂堆积,呈块状或不明显的粒序层理。中砾岩相主要分布于扇根近山口附近,其沉积特征反映了水流迅速由强变弱,碎屑物快速卸载的沉积环境。

2) 砂砾岩相

主要组分为不等粒砂和分选差的砾石,其含量均不超过50%,但砂砾总量大于50%。其中砂

质成分主要为粗砂和中砂,砾石成分为细砾和中砾,中砾含量一般介于10%~30%之间。砾石直径为2~30 mm,平均为8 mm。砂砾岩相碎屑分选差,混杂堆积,呈块状或粒序层理(图2b)。砂砾岩相主要发育于扇中近扇根的位置,沉积特征表明其水流能量较中砾岩相弱,水流持续时间短,碎屑物快速堆积。

3) 细砾岩相

主要组分为细砾,分选差至中等。细砾含量大于50%,中砾含量小于10%,含泥量低,胶结疏松。砾石直径一般为2~5 mm,最大直径为25 mm,平均为3 mm(图2c)。细砾岩相常见交错层理、冲刷面及底部滞留砾石叠瓦构造。细砾岩相分布于扇中辫流水道的近端,为水动力较强的持续性牵引流沉积。

4) 粗砂岩相

主要组分为粗砂,分选磨圆差至中等。粗砂含量大于50%,砾石含量小于30%,含泥量低,胶结疏松。砾径一般为2~4 mm,偶见中砾,最大砾径为20 mm(图2d)。粗砂岩相常见冲刷面、交错层理及底部滞留砾石定向排列。粗砂岩相主要发育于扇中辫流水道的远端以及扇根的流沟,具有明显的牵引流水道冲刷充填特征。

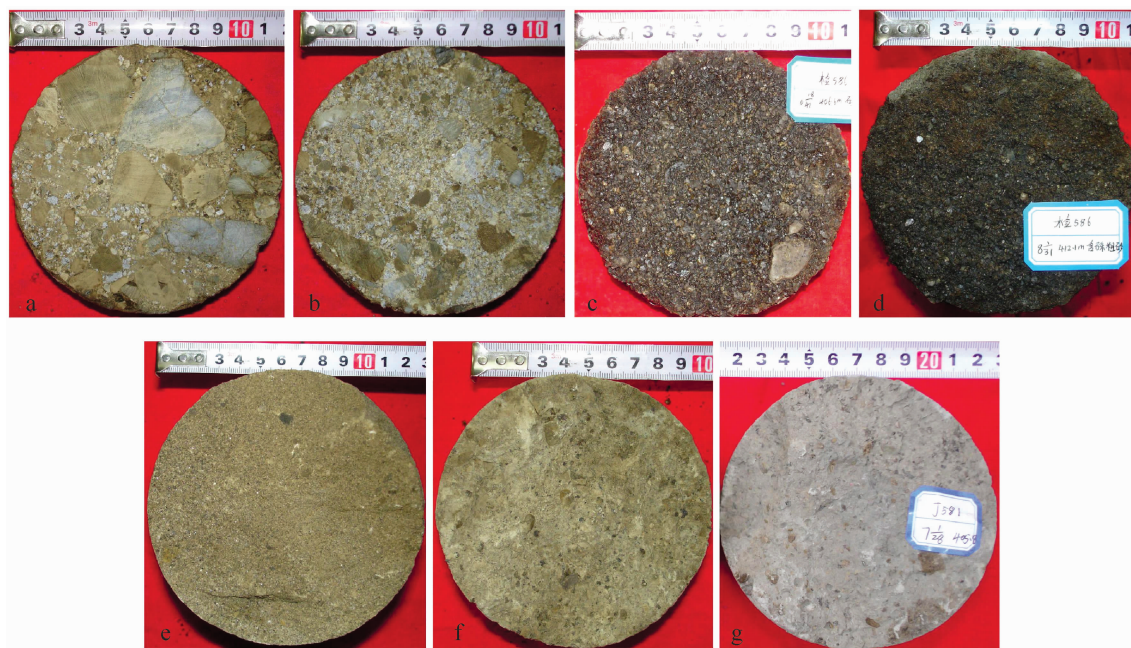


图2 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组岩石相岩心照片

Fig. 2 Core photos showing the lithofacies of the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

- a. 中砾岩相(J583井,422.8 m); b. 砂砾岩相(J583井,422.3 m); c. 细砾岩相(J586井,406.6 m); d. 粗砂岩相(J586井,412.1 m);
e. 中-细砂岩相(J587井,421.1 m); f. 泥质砂岩相(J583井,393.0 m); g. 泥岩相(J581井,405.8 m)

5) 中-细砂岩相

主要组分为中砂和细砂,分选磨圆中等。砾石含量小于10%,砾径一般为2~4 mm(图2e)。中-细砂岩相常见交错层理和冲刷面,主要分布于扇缘的径流水道,为水动力较弱的水道牵引流沉积。

6) 泥质砂岩相

主要组分为不等粒砂,分选差,泥质含量高。碎屑物中常含有少量砾石(小于10%),砾石直径一般为2~8 mm(图2f)。泥质砂岩相层理不明显,一般呈块状。泥质砂岩相主要分布于扇中和扇缘水道的边部,反映出漫洪弱水动力的沉积环境。

7) 泥岩相

主要组分为泥,不纯净,常含有粉砂、不等粒砂和细砾,总体含量一般不超过20%(图2g)。泥岩相多呈块状,主要分布于扇中和扇缘水道两侧,形成于比泥质砂岩相水动力更弱的漫洪和湿地沉积环境。

3 储层质量差异

储层质量主要表现用储层微观孔隙结构和宏观岩石物理参数来描述。在岩石相类型及特征分析的基础上,应用铸体薄片和分析化验数据,研究不同岩石相的储层质量差异,并进一步分析不同微相及不同层位的储层质量差异。

3.1 岩石相储层质量差异

3.1.1 岩石相微观质量差异

应用铸体薄片资料对不同岩石相储层的微观质量差异进行分析。克下组储层孔隙类型主要为原生粒间孔隙,约占95%,次生孔隙(包括粒内溶孔和微裂缝等)占很小的比例,显然,沉积组构(粒度、分选、排列方式、基质含量等)为储层质量差异的主控因素。

粗砂岩相和中-细砂岩相分选中等,粒级单一,主要为砂级颗粒,孔隙直径分布多呈单峰特征(单模态)。粗砂岩相孔隙直径均值为153.6 μm ,孔喉比为4.75,配位数为0.62(图3a)。中-细砂岩相粒度较粗砂岩相细,孔隙直径均值为135.4 μm ,孔喉比为6.28,配位数为0.41。

细砾岩相分选差至中等,以细砾为骨架,孔隙中充填不等粒的砂质颗粒,孔隙直径分布多呈双峰特征(双模态)(图3b)。细砾岩相孔隙直径均值为144.8 μm ,孔喉比为5.41,配位数为0.57。

中砾岩相和砂砾岩相分选差,以砾石为骨架,孔隙部分被砂粒充填,砂粒组成的孔隙又部分被粘土级颗粒充填,孔隙直径分布图一般呈多峰特征(复模态)(图3c)。中砾岩相和砂砾岩相孔隙直径均值为100.04 μm ,孔喉比为7.27,配位数为0.35。

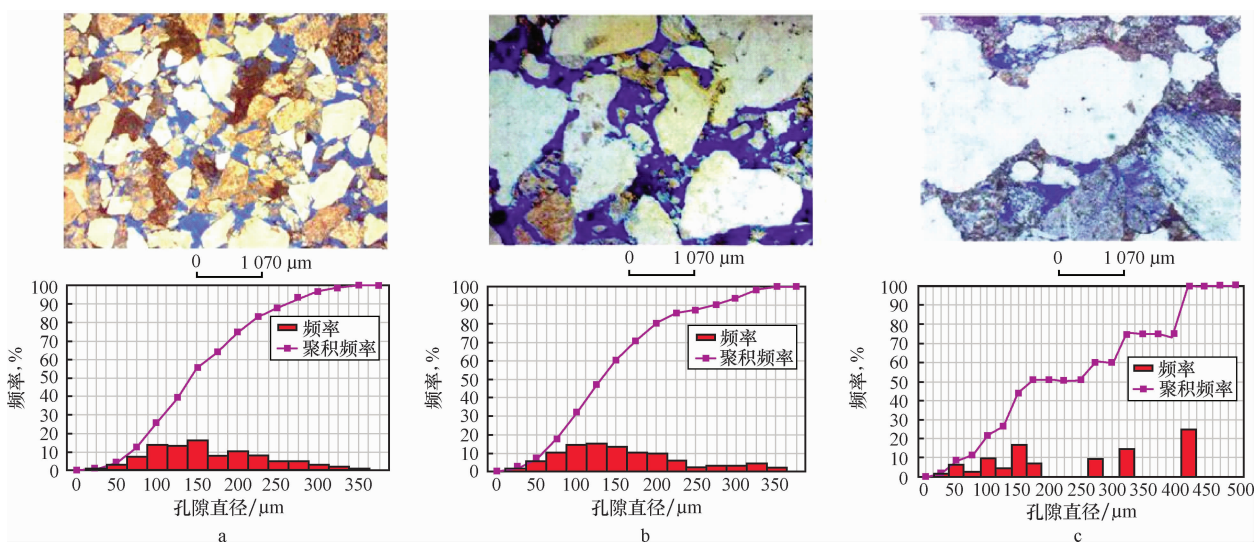


图3 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组岩石相孔隙结构铸体薄片图像、孔隙直径分布

Fig. 3 Images of cast thin sections showing pore structures and pore diameter distribution of the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

a. 粗砂岩相; b. 细砂岩相; c. 砂砾岩相

不同岩石相的孔隙直径大小与分布、孔喉比以及配位数等微观差异与沉积环境有着密切的关系,牵引流水道沉积环境形成的粗砂岩相、中-细砂岩相孔隙结构多呈单模态,细砾岩相多为双模态。洪水快速混杂堆积形成的中砾岩相和砂砾岩相孔隙结构多为复模态。

3.1.2 岩石相物性差异

不同岩石相孔隙度差别不大,平均值为15%~20%,而渗透率却有着显著的差别,平均值介于 $10 \times 10^{-3} \sim 1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(表1)。7种岩石相中,粗砂岩相分选最好,含泥量低,因此渗透率最高,平均为 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;细砾岩相分选较粗砂岩差,平均渗透率为 $800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;中砾岩相和砂砾岩相虽然粒度粗,但分选差,为混杂堆积方式,因此渗透率较粗砂岩相和细砾岩相差,平均值分别为 $70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $320 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。中-细砂岩相分选较好,但粒度细,含泥量较高,渗透率较差,平均为 $130 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;泥质砂岩相含泥量高,平均渗透率为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为差储层。泥岩相主要成分为泥,渗透率低,为非储层。因此,克下组冲积扇储层中质量最好的为粗砂岩相和细砾岩相储层。

3.2 沉积微相对岩石相分布特征的影响及储层质量差异

3.2.1 沉积微相控制岩石相分布特征

沉积环境和沉积微相对岩石相的分布具有控制作用,通过沉积微相的演化分析岩石相的分布特征。冲积扇包括扇根、扇中和扇缘3个亚相,并

进一步分为7种类型:砾石坝、砂砾坝、流沟、辫流水道、径流水道、漫洪砂体和漫洪细粒沉积(包括湿地)。砾石坝为扇根微相单元,岩石相类型为中砾岩相;砂砾坝为扇中内带的微相单元,主要岩石相类型为砂砾岩相;流沟为扇根和扇中内带的微相单元,主要岩石相类型为粗砂岩相;辫流水道为扇中外带微相单元,主要的岩石相类型为细砾岩相和粗砂岩相;径流水道为扇缘的微相单元,主要岩石相类型为中-细砂岩相;漫洪砂体和漫洪细粒沉积两个微相在冲积扇各个亚相中均有分布,漫洪砂体岩石相类型为泥质砂岩相,而漫洪细粒沉积的岩石相类型为泥岩相。各个沉积微相与岩石相的对应关系见表2。

由沉积微相和岩石相剖面中可以看出,克下组底部(S74—S732层)为连续分布的中砾岩相和砂砾岩相,粗砂岩相和泥岩相呈离散状分布,分布范围小,不连续。中部(S731—S721层)细砾岩相和粗砂岩相呈顶平底凸透镜状,自下而上,宽度变窄,厚度变薄,为辫流水道微相。泥质砂岩相位于细砾岩相和粗砂岩相的边部,为漫洪砂体微相。泥岩相与细砾岩相和粗砂岩相垂向上呈互层形式,为漫洪细粒沉积。顶部(S71—S61层)以扇缘漫洪细粒沉积的泥岩相沉积为主,径流水道中-细砂岩相和漫洪砂体的泥质砂岩相呈孤立的薄透镜状(图4)。

克下组冲积扇物源来自北西方向,平面上由内向外岩石相粒度变细,主要岩石相类型依次为中砾岩相、砂砾岩相、细砾岩相、粗砂岩相和泥岩相。鉴于篇幅有限,这里仅以S733层为例,分析研究区克下组冲积扇岩石相的平面分布特征(图5)。可以看出,砾石坝中砾岩相分布局限,呈槽带

表1 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组冲积扇储层岩石相物性特征

Table 1 Petrophysical characteristics of the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

岩石相	孔隙度, %			渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)		
	最大值	最小值	均值	最大值	最小值	均值
中砾岩相	10.3	15.1	24.2	1.20	72.3	247.0
砂砾岩相	11.3	17.2	24.8	4.60	319.3	1 080.0
细砾岩相	16.2	19.1	26.8	10.40	789.1	1 980.0
粗砂岩相	17.6	20.5	24.0	1.80	1 009.4	3 470.0
中-细砂岩相	9.9	15.5	19.8	0.60	127.3	226.0
泥质砂岩相	11.4	16.8	20.7	0.12	6.8	19.2
泥岩相	4.0	16.0	27.8	0.10	0.5	2.3

表 2 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组冲积扇沉积微相与岩石相对应关系

Table 2 Alluvial fan's subfacies and lithofacies correspondence of the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

亚相	微相	主要岩石相
扇根	砾石坝	中砾岩相
	流沟	粗砂岩相
	漫洪砂体	泥质砂岩相
	漫洪细粒沉积	泥岩相
扇中	砂砾坝	砂砾岩相
	流沟	粗砂岩相
	漫洪砂体	泥质砂岩相
	漫洪细粒沉积	泥岩相
扇中外带	辫流水道	细砾岩相、粗砂岩相
	漫洪砂体	泥质砂岩相
	漫洪细粒沉积	泥岩相
扇缘	径流水道	中-细砂岩相
	漫洪砂体	泥质砂岩相
	湿地	泥岩相

状。砂砾坝砂砾岩相发散展宽,呈片状分布。辫流水道呈相互叠置的条带状,顺物源方向由细砾岩相变为粗砂岩相。流沟粗砂岩相呈发散窄条状镶嵌于砾石坝和砂砾坝之中。

3.2.2 沉积微相储层物性差异

通过岩石相和沉积微相分析,利用研究区 247

个岩心分析化验数据,研究了不同沉积微相储层的物性差异(图 6)。统计数据显示,砾石坝孔隙度平均为 15.1%、渗透率为 $72.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。砂砾坝储层质量较砾石坝好,孔隙度平均为 16.4%,渗透率为 $180.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。流沟孔隙度均值为 19.0%,渗透率为 $726.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是扇根和扇中内带中的高渗微相单元。辫流水道孔隙度均值为 20.2%,渗透率为 $988.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。扇缘径流水道主要为中-细砂岩相,水道规模小,孔隙度和渗透率比辫流水道差。漫洪砂体平均渗透率为 $6.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为冲积扇中的差储层。漫洪细粒沉积为非储层。研究表明,辫流水道和流沟储层质量最好,其次为砂砾坝,径流水道和砾石坝储层质量较差,漫洪砂体最差。

3.3 储层质量垂向差异

研究区克下组冲积扇总体上呈正旋回特征,沉积相和岩石相在垂向上呈规律分布(图 7)。沉积相由下而上依次为扇根、扇中内带,扇中外带和扇缘。储层主要岩石相类型向上依次为中砾岩相、砂砾岩相、细砾岩相和粗砂岩相、中-细砂岩相,反映了冲积扇退积的发育过程。沉积相和岩石相的垂向分布,决定着层间储层质量差异(图 8)。

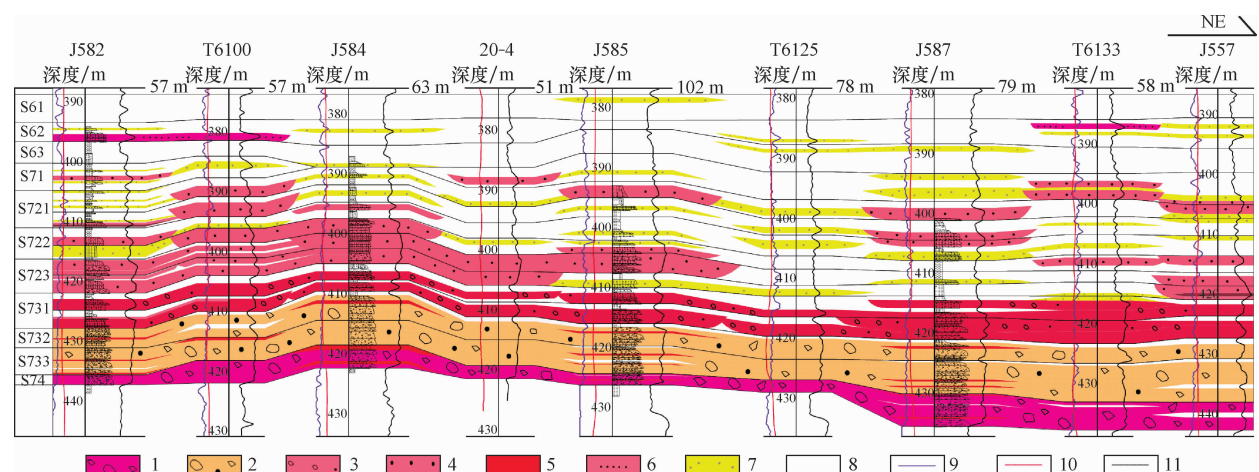


图 4 准噶尔盆地克拉玛依油田六区小井距取心井区克下组岩石相横剖面

Fig. 4 Cross section showing interwell distribution of lithofacies of the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

1. 砾石坝(中砾岩相);2. 砂砾坝(砂砾岩相);3. 辫流水道(细砾岩相);4. 辫流水道(粗砂岩相);5. 流沟(粗砂岩相);6. 径流水道(中-细砂岩相);7. 漫洪砂体(泥质砂岩相);8. 漫洪细粒沉积(泥岩相);9. 自然伽马(30~120 API);10. 自然电位(-40~10 mV);11. 地层电阻率(0~200 $\Omega \cdot \text{m}$)

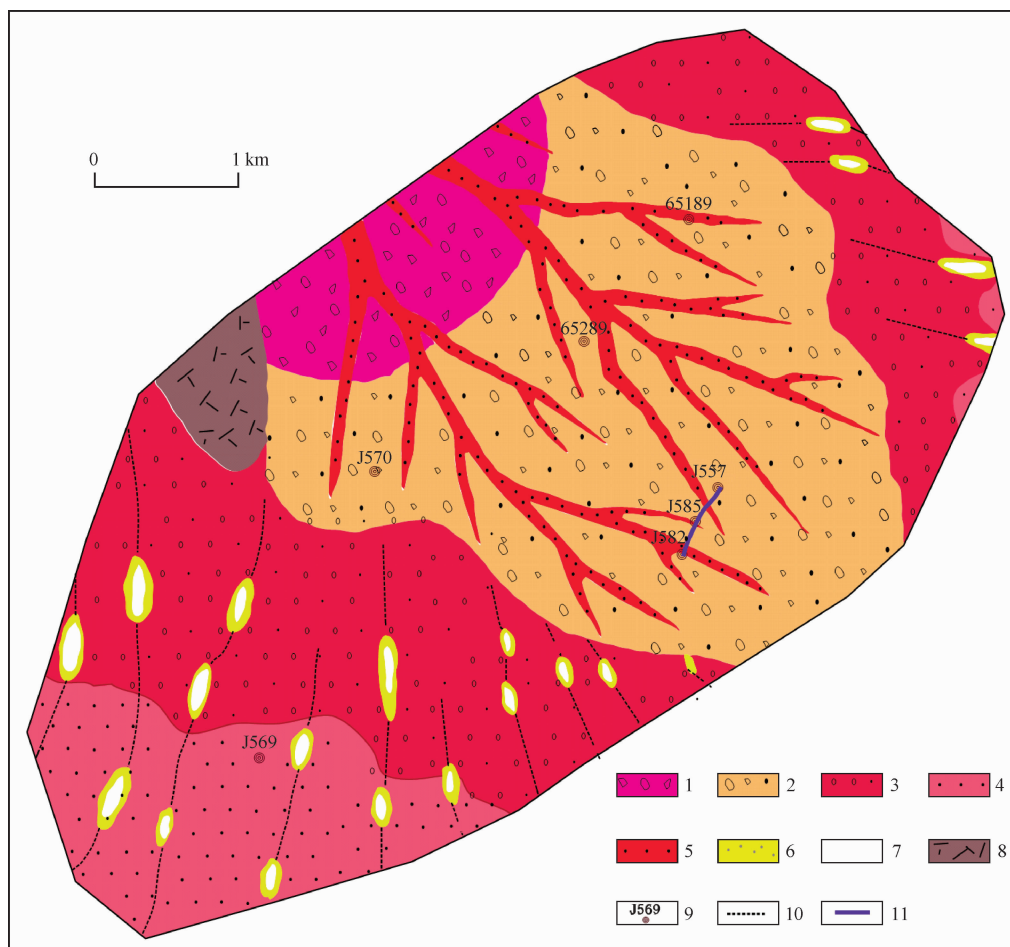


图5 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组 S733 层岩石相平面分布

Fig.5 Planar distribution of lithofacies of layer S733 in the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

1. 砾石坝(中砾岩相);2. 砂砾坝(砂砾岩相);3. 辫流水道(细砾岩相);4. 辫流水道(粗砂岩相);5. 流沟(粗砂岩相);6. 漫洪砂体(泥质砂岩相);7. 漫洪细粒沉积(泥岩相);8. 基岩残丘;9. 取心井号;10. 辫流水道叠置线 11. 连井剖面线

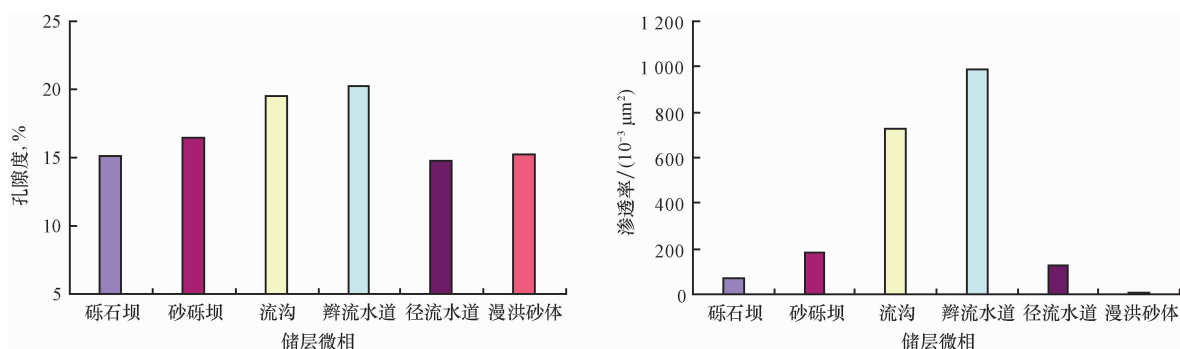


图6 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组沉积微相储层孔隙度、渗透率柱状图

Fig.6 Bar diagrams showing the porosity and permeability of each subfacies in the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

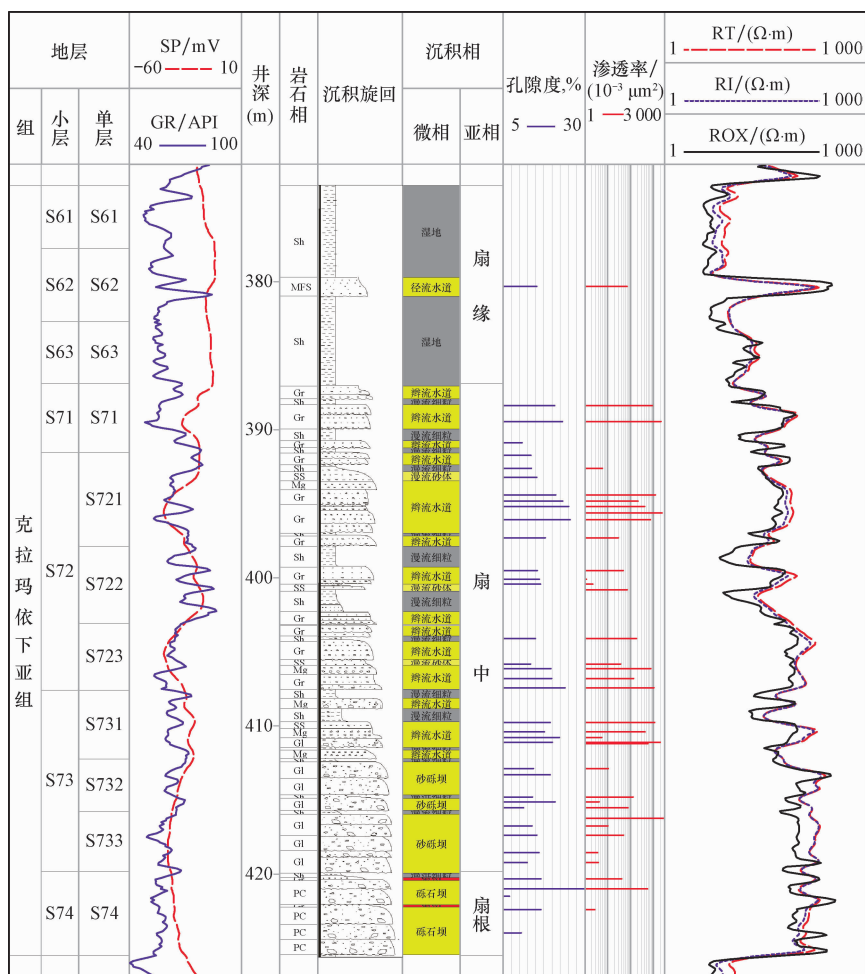


图7 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组 J583 取心井综合柱状图

Fig.7 Generalized geologic section of the Lower Karamay Formation of well J583 in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin
PC. 中砾岩相; GL. 砂砾岩相; Mg. 细砾岩相; Gr. 粗砂岩相; MFS. 中-细砂岩相; SS. 泥质砂岩相; Sh. 泥岩相

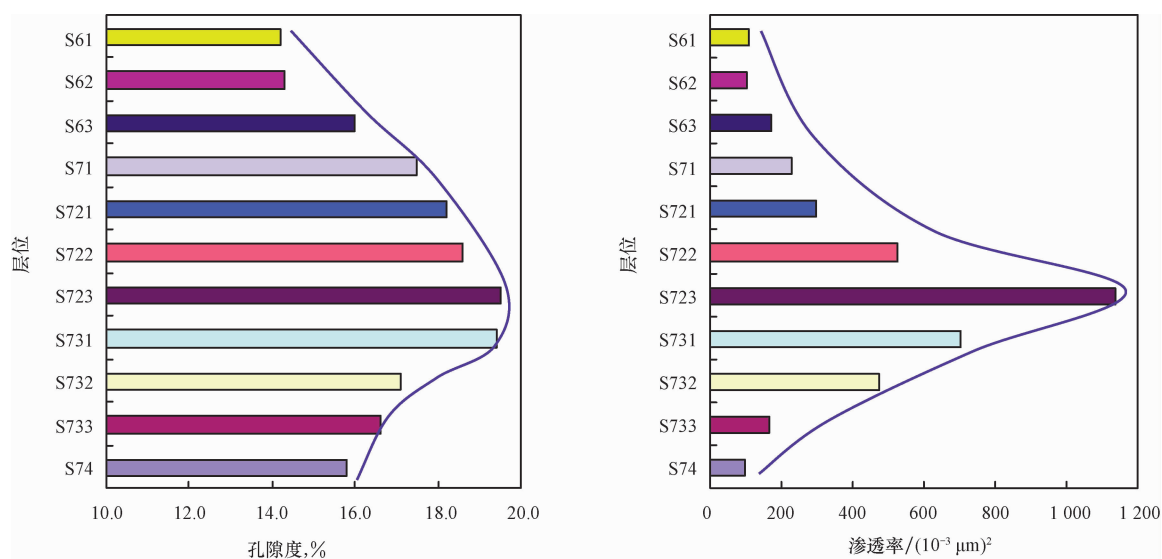


图8 准噶尔盆地克拉玛依油田六区克下组各单层孔隙度、渗透率条形图

Fig.8 Bar charts showing porosity and permeability distribution of each sublayer of the Lower Karamay Formation in the block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin

S74—S732层主要为扇根砾石坝和扇中内带砂砾坝微相,孔隙度和渗透率底部差,向上变好,呈反韵律。S731—S71层主要为扇中外带辫流水道微相,物性好,向上变差,孔隙度和渗透率呈正韵律。S63—S61层扇缘径流水道微相,物性较差。研究表明,克下组为退积型冲积扇,由下而上,储层质量呈规律分布。扇根至扇中内带粒度粗,分选差,向上泥质含量下降,储层质量变好。扇中外带至扇缘储层主要为辫流水道和径流水道沉微相,分选变好,向上粒度变细,泥质含量增加,储层的质量变差。冲积扇中质量最好的储层为垂向序列中部(S731—S722层)辫流水道细砾岩相和粗砂岩相储层。这一规律与洪水作用方式有关,反韵律至正韵律的变化,反映了洪水作用方式的转变,即碎屑物由扇中内带快速混杂堆积方式转变扇中外带牵引流沉积方式。

4 结论

1) 研究区克下组冲积扇岩石相可划分为中砾岩相、砂砾岩相、细砾岩相、粗砂岩相、中-细砂岩相、泥质砂岩相和泥岩相七种类型。其中,中砾岩相和砂砾岩相为洪水快速混杂堆积方式形成的沉积物,细砾岩相、粗砂岩相和中-细砂岩相为水道牵引流沉积物,泥质砂岩相和泥岩相为弱水动力漫洪沉积物。

2) 研究区克下组储层孔隙类型以原生粒间孔隙为主,次生孔隙占很小的比例,沉积组构对储层质量差异起控制作用。质量最好的储层为粗砂岩相和细砾岩相储层,其次为砂砾岩相储层,中砾岩相和中-细砂岩相储层质量较差,泥质砂岩相储层质量最差。

3) 各沉积微相储层质量存在明显的差异,辫流水道和流沟储层质量最好,其次为砂砾坝,径流水道和砾石坝储层质量较差,漫洪砂体储层质量最差。

4) 克拉玛依油田克下组冲积扇为退积型冲积扇,垂向上,孔隙度和渗透率底部呈反韵律,中上部呈正韵律,质量最好的储层位于中部。

参 考 文 献

- 何幼斌,王文广. 沉积岩与沉积相[M]. 北京:石油工业出版社,2007. 162~192
- 汪新伟,汪新文,马永生. 准噶尔盆地南缘褶皱-冲断带的构造变换带特征[J]. 石油与天然气地质,2007,28(3):345~393
- 蔚远江,何登发,雷振宇,等. 准噶尔盆地西北缘前陆冲断带二叠纪逆冲断裂活动的沉积响应[J]. 地质学报,2004,78(5):612~625
- 祁利祺,鲍志东,吴博然,等. 准噶尔盆地西北缘侏罗系展布与层序地层格架特征[J]. 石油与天然气地质,2008,29(2):261~266
- 刘顺生,焦养泉,郎凤江,等. 准噶尔盆地西北缘露头区克拉玛依组沉积体系及演化序列分析[J]. 新疆石油地质,1999,20(6):485~489
- 张顺存,陈丽华,周新艳,等. 准噶尔盆地克百断裂下盘二叠系砂砾岩的沉积模式[J]. 石油与天然气地质,2009,30(6):740~753
- 朱敏敏,张义娜,杨俊,等. 准噶尔盆地侏罗系辫状河三角洲沉积特征[J]. 石油与天然气地质,2008,29(2):244~251
- 雍天寿. 准噶尔盆地晚古生代-新生代岩相古地理[J]. 新疆石油地质,1987,8(2):24~34
- 雷振宇,鲁兵,蔚远江,等. 准噶尔盆地西北缘构造演化与扇体形成和分布[J]. 石油与天然气地质,2005,26(1):86~91
- 雷振宇,卞德智,杜社宽,等. 准噶尔盆地西北缘扇体形成特征及油气分布规律[J]. 石油学报,2005,26(1):8~12
- 蔚远江,李德生,胡素云,等. 准噶尔盆地西北缘扇体形成演化与扇体油气藏勘探[J]. 地球学报,2007,26(1):62~71
- 张纪易. 粗碎屑冲积扇的某些特征和微相划分[J]. 沉积学报,1985,3(3):75~85
- 张纪易. 克拉玛依冲积扇粗碎屑储集体[J]. 新疆石油地质,1980,1(3):33~53
- 关维东. 对洪积扇储集体的几点新认识[J]. 新疆石油地质,1992,13(1):49~54
- 徐春华,孙涛,宋子齐,等. 应用粒度分析资料建立洪积扇沉积环境判别模式[J]. 新疆地质,2007,25(2):187~190
- 吴胜和,伊振林,许长福,等. 新疆克拉玛依油田六中区三叠系克下组冲积扇高频基准面旋回与砂体分布型式研究[J]. 高校地质学报,2008,14(2):157~163
- 黄彦庆,张昌民,汤军,等. 克拉玛依油田六中区克下组沉积微相及其含油气性[J]. 天然气地球科学,2007,18(1):67~70
- 霍进,单朝晖,郑爱萍,等. 六东区克下组砾岩油藏精细描述研究[J]. 特种油气藏,2002,9(5):47~50
- 颜琳娜,李维锋,况昊. 克拉玛依油田六东区克拉玛依组储层特征[J]. 内蒙石油化工,2007,1(3):127~129

(编辑 张亚雄)