

# 古地貌控制下的退积型三角洲沉积特征及 油气地质意义——以准噶尔盆地南缘中东段清水河组为例

司学强<sup>1</sup>, 彭博<sup>1</sup>, 郭华军<sup>1</sup>, 陈希光<sup>1</sup>, 冀冬生<sup>2</sup>, 易俊峰<sup>1</sup>, 李亚哲<sup>1</sup>, 邹志文<sup>1</sup>

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院地球物理研究所

**摘要** 准噶尔盆地南缘多口探井在白垩系清水河组底部储层获得高产油气流,证明清水河组底部发育优质储层,但不同钻井揭示储层特征差异较大。在清水河组沉积前古地貌分析的基础上,结合砂体结构特征、岩矿特征、重矿物组合特征及古水流方向特征分析了清水河组底部砂体沉积相的差异,明确储层砂体的主控因素和分布规律。研究认为清水河组沉积前,准噶尔盆地南缘古地貌呈现南陡北缓的特征,南部为一陡坡区,北部为一个大型的缓坡区,且在缓坡区发育两级坡折。清水河组沉积时期南缘处于湖侵沉积,清水河组沉积初期形成了受古地貌控制的退积型辫状河(扇)三角洲沉积:南部陡坡带发育扇三角洲沉积体系,所形成的砂砾岩储层厚10~30 m;北部缓坡带发育受两级坡折控制的3期退积型辫状河三角洲沉积体系,所形成的砂岩储层厚20~50 m,砂岩储层在南缘中部和东北部大面积分布。北部和东北部物源形成的辫状河三角洲前缘砂体物性相对较优,是清水河组有利的储层发育区。

**关键词** 坡折带; 古地貌; 辫状河三角洲; 扇三角洲; 清水河组; 准噶尔盆地南缘

**中图分类号**: TE122 **文献标识码**: A

**引用**: 司学强,彭博,郭华军,等. 古地貌控制下的退积型三角洲沉积特征及油气地质意义:以准噶尔盆地南缘中东段清水河组为例[J]. 海相油气地质, 2024, 29(4): 401-412.

SI Xueqiang, PENG Bo, GUO Huajun, et al. Sedimentary characteristics of retrogradational delta under paleo-geomorphic control and its petroleum geological significance: a case study of the Qingshuihe Formation in central and eastern part of the southern margin in Junggar Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(4): 401-412.

## 0 前言

准噶尔盆地南缘勘探面积近 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 早期在中浅层发现了独山子、齐古、卡因迪克、霍尔果斯、玛河等油气田<sup>[1-2]</sup>, 近几年深层勘探力度逐步加大, 部署了多口风险探井, 并获得了重大油气勘探突破<sup>[3]</sup>。2020年, 位于南缘中段的呼图壁西背斜的HT1井, 在清水河组底部埋深超过7 000 m的砂岩储层中获得日产气 $61.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、日产油 $106.5 \text{ m}^3$ 的高产油气流。油气勘探的突破证明白垩系清水河组底部发育一套优质高效储层, 目前这套储层成为了准噶尔盆地南缘超深层油气勘探的重要目的层<sup>[4]</sup>。准噶尔盆地南缘多条露头剖面出露清水河组, 可观测到清水河组底部发育厚10~30 m的砂砾岩; 盆地内部的DF1井、HT1井和LT1井在清水河组底部钻遇20~50 m的砂岩储层, 位于南缘北部斜坡的FC1

井、F7井等多口井也钻遇20~30 m的砂岩储层。由露头 and 钻井数据可知南缘清水河组底部储层既有砂砾岩又有砂岩, 厚度为10~50 m。这套相对较薄的储层为何能在南缘广泛分布, 砂砾岩和砂岩的成因及分布有何差异等一系列问题对南缘超深层油气勘探部署至关重要。纵观前人文献, 涉及准噶尔盆地清水河组沉积特征的研究主要集中在准噶尔盆地腹部和车排子地区<sup>[5-10]</sup>, 南缘中段超深层油气勘探起步晚, 对清水河组沉积特征的研究较少<sup>[11]</sup>。本文在露头观测的基础上, 借助最新地震、钻井资料, 对清水河组底部储层的沉积背景、沉积相类型及平面分布特征进行了深入分析, 明确了清水河组沉积前的古地貌特征、储层沉积特征及平面分布规律, 旨在揭示湖盆薄砂体分布主控因素及分布规律, 为准噶尔盆地南缘超深层油气勘探部署提供地质依据。

收稿日期: 2024-07-12; 改回日期: 2024-08-22

本文受中国石油集团公司基础性前瞻性重大科技专项(2023ZZ02)下设课题“叠合盆地中下组合规模储层形成机制与分布规律研究”(2023ZZ0204)资助

**第一作者**: 司学强, 博士, 高级工程师, 矿产普查与勘探专业, 主要从事碎屑岩沉积和储层研究工作。通信地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号; E-mail: sixq\_hz@petrochina.com.cn

## 1 地质背景

准噶尔盆地是典型的叠合盆地,石炭纪以来经历了海西、印支、燕山、喜马拉雅等多期构造运动,早一中二叠世由海槽向陆相湖盆转化,三叠纪至早一中侏罗世形成了陆内坳陷盆地,白垩纪—第四纪由坳陷盆地演化为前陆盆地<sup>[12-13]</sup>。准噶尔盆地南缘平面上可分西、中、东三段,分为4个次级构造单元。西段为四棵树凹陷,中段包括齐古断褶带和霍玛吐背斜带,东段为阜康断裂带(图1),中—东段是本文的主要研究区。自中侏罗世开始,北天山逐步隆升,准噶尔盆地南缘经历了短期的前陆盆地期<sup>[14-16]</sup>,距离北天山最近的齐古断褶带位于前陆盆地的褶皱冲断带,北侧霍玛吐背斜带处于前陆盆地的前渊带,霍玛吐背斜带至莫索

湾凸起之间为前陆斜坡带<sup>[17]</sup>。侏罗纪末,前缘隆起及斜坡带的侏罗系逐层遭受剥蚀,特别是侏罗系喀拉扎组分布面积最小,主要分布于霍玛吐背斜带的中东段<sup>[18-19]</sup>,上覆的白垩系清水河组与侏罗系为角度不整合接触<sup>[20]</sup>。南缘中东段白垩系自下而上可划分为清水河组、呼图壁河组、胜金口组、连木沁组和东沟组。其中,清水河组厚度一般为400~600 m,由北向南逐渐增厚,在霍玛吐背斜带中西部地区最厚达700 m。清水河组的中上部岩性以绿灰色泥岩、砂质泥岩夹灰色粉砂岩为主,底部普遍发育厚10~50 m的薄层砂砾岩或砂岩,整体呈现为湖侵沉积序列。下白垩统的厚层泥岩是清水河组底部储层的区域盖层,中下侏罗统的煤系烃源岩热演化程度高,是有利的烃源岩<sup>[1]</sup>,因此清水河组成藏条件优越。

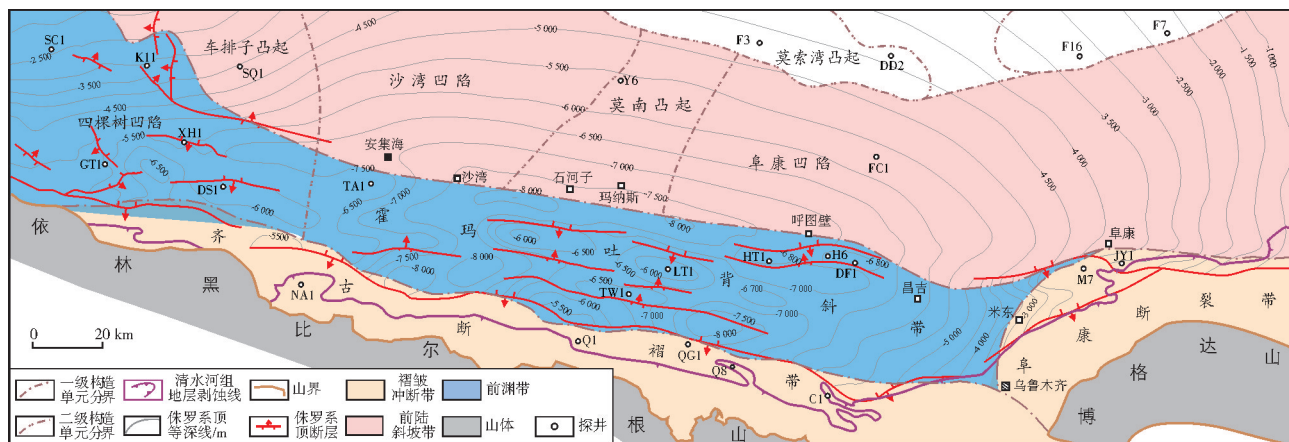


图1 准噶尔盆地南缘构造单元及侏罗系顶构造等值线图

Fig. 1 The structural unit and contour of the top of Jurassic in the southern margin of Junggar Basin

## 2 清水河组沉积前古地貌特征

古地貌特征对沉积相类型、砂体分布具有控制作用,古地貌的恢复有助于判别沉积相类型、预测砂体展布范围等研究<sup>[21-23]</sup>。常用的古地貌恢复方法有沉积学分析法、印模法、层序地层学恢复法等多种方法<sup>[24-25]</sup>。印模法基于填平补齐原理,将待恢复地层开始接受沉积时的界面和结束沉积的界面视为等时界面,然后求取两个界面间的地层厚度,利用地层厚度与古地貌的镜像关系,半定量地反映沉积前的古地貌特征<sup>[26-27]</sup>。如果底界面为剥蚀界面,而顶界面是邻近的最大湖泛面,则该方法的准确程度更高。

准噶尔盆地南缘清水河组底界面是侏罗系和白垩系之间的大型不整合界面,清水河组和上覆的呼图壁河组为整合接触,以这两个界面之间地层厚度镜像编制的古地貌图能够反映清水河组沉积前的古地貌特征。准噶尔盆地南缘以二维地震为主,研究中首先借助钻井对过井地震剖面进行层位标定,确定清水河组顶底界面并开展层位解释,换算后得到该条地震剖面清水河组的地层厚度,按此步骤对多条地震格架线进行地层厚度计算。南缘北部的莫索湾、东北部阜东地区钻井数量相对较多,由钻井分层数据求得清水河组地层厚度。地震与钻井厚度数据相结合编制清水河组地层厚度图,应用印模法得到清水河组沉积前古地貌图(图2a)。



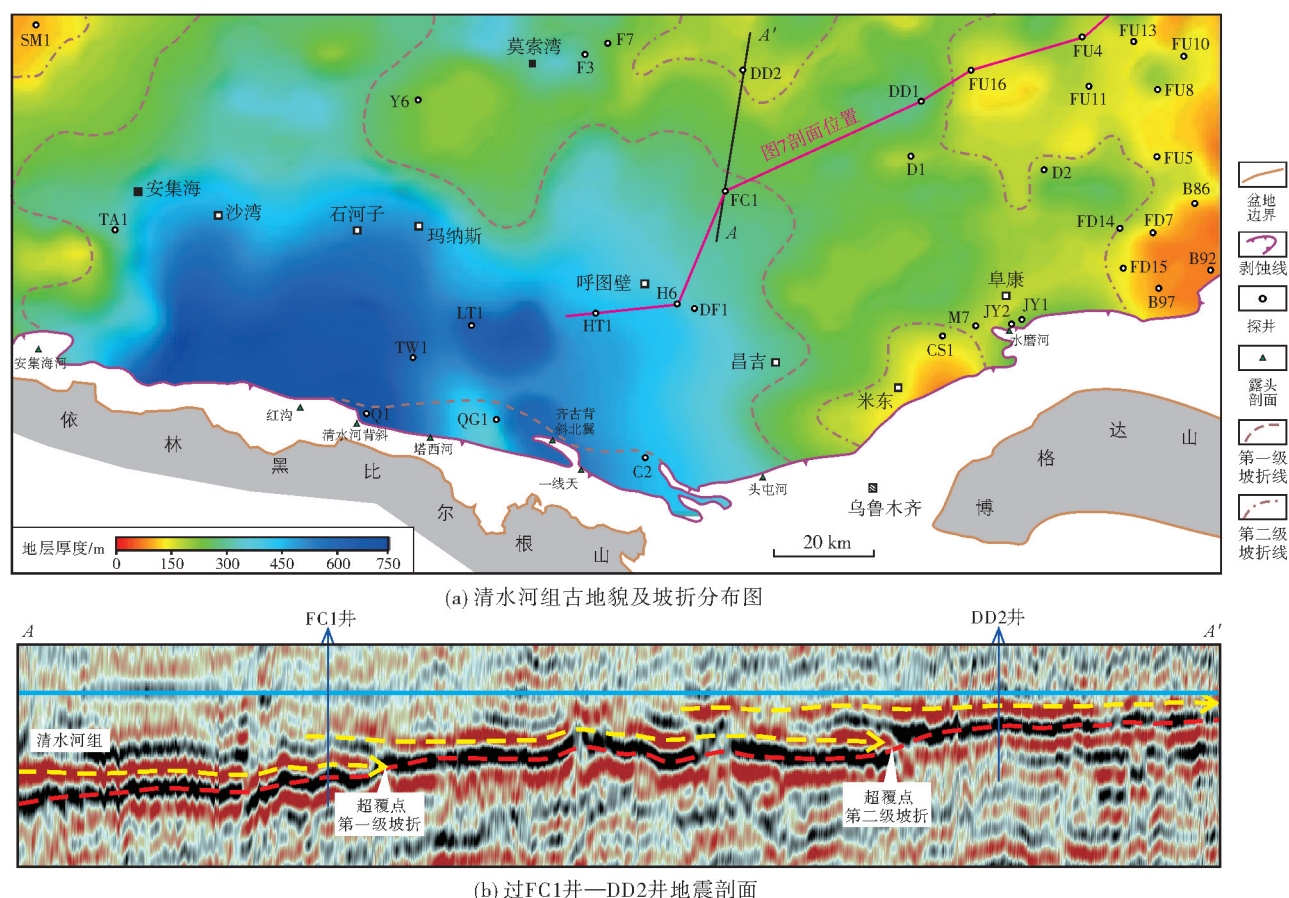


图2 准噶尔盆地南缘白垩系清水河组古地貌图及地震反射特征

Fig. 2 Paleogeomorphic map and seismic reflection characteristics of the Cretaceous Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin

由古地貌图可知,在清水河组沉积前,整个准噶尔盆地南缘呈现南陡北缓的古地貌特征,即南部为一陡坡区,北部为一个大型的缓坡区,沉降中心位于霍玛吐背斜带的中西部。在南缘北侧近南北向的地震剖面上清水河组底部显示明显的向地势高部位超覆的反射特征,如图2b中过FC1井—DD2井的地震剖面可见到两个超覆点,通常湖侵沉积背景下坡折发育处最易形成地层超覆<sup>[28-30]</sup>,因此认为这两个超覆点的位置是发育坡折的位置。其中FC1井南侧坡折处的地势明显低于FC1井北侧坡折。对多条地震剖面的超覆点进行识别,并在平面上组合,明确了南缘北部缓坡带两级坡折的发育位置(图2a)。北天山形成于侏罗纪晚期,在清水河组沉积时期为南缘提供物源<sup>[15,31]</sup>,现今邻近北天山的齐古断褶带构造挤压、抬升强烈,局部出露侏罗系,地震资料品质相对较差,无法识别出坡折的发育位置,但是齐古断褶带北侧是清水河组湖盆区(图2a),研究认为齐古断褶带在清水河组沉积前为湖盆的陡坡区。

### 3 砂体特征与物源分析

#### 3.1 沉积序列结构特征

由露头 and 钻井数据可知南缘清水河组底部储层既有砂砾岩又有砂岩,厚10~50 m,其中砂砾岩主要分布于南缘的南部区域,砂岩主要分布于南缘的北部斜坡区。

以齐古断褶带的安集海河剖面为例,清水河组底部沉积了厚23 m的褐灰色砂砾岩,与下伏的侏罗系齐古组呈不整合接触,向上逐渐变为褐色夹薄层泥岩的含砾中粗砂岩,再向上变为棕色泥岩与灰色粉细砂岩互层,整体呈现为水进沉积序列(图3a)。位于安集海河露头东北部的TA1井,清水河组底部发育厚19 m的绿灰色砂砾岩,向上变为粉砂质泥岩。位于齐古断褶带上的其他露头剖面,以及QG1井(图3b)、QG6井、C2井等井的录井资料均显示清水河组底部发育一套10~30 m厚的绿灰色、灰色砂砾岩,向上变为泥岩与灰色粉细

砂岩互层。露头 and 钻井资料显示南缘南部清水河组底部的砂体结构具有一致性。

位于霍玛吐背斜带的HT1井、LT1井揭示清水河组底部发育厚20~50 m的灰色粉细砂岩、灰色中细砂岩,与下伏的侏罗系喀拉扎组呈不整合接触,砂岩段之上逐渐过渡为灰色泥质粉砂岩与粉砂质泥岩互层沉积,再向上变为灰色泥岩(图3c)。霍玛吐背斜带以北的莫索湾地区、芳草湖地区的钻井显示,清水河组底部也发育20~50 m厚的灰色、褐灰色粉细砂岩、中细砂岩(图3d)。在东部的阜东斜坡区

清水河组砂体厚度有所增大,DD1井清水河组底部发育厚70 m的灰色、褐灰色含砾砂岩、中粗砂岩,向上变为泥质粉砂岩与粉砂质泥岩互层。可见,HT1井、LT1井与南缘北斜坡钻井清水河组底部的砂体结构具有一致性。

综上可知,南缘清水河组底部的砂体结构均表现为自下而上岩性由粗到细的正韵律特征,显示为一个水进的沉积序列,所不同的是南部区域清水河组底部岩性为砂砾岩,而北部区域为砂岩,且北部砂岩厚度大于南部砂砾岩厚度。

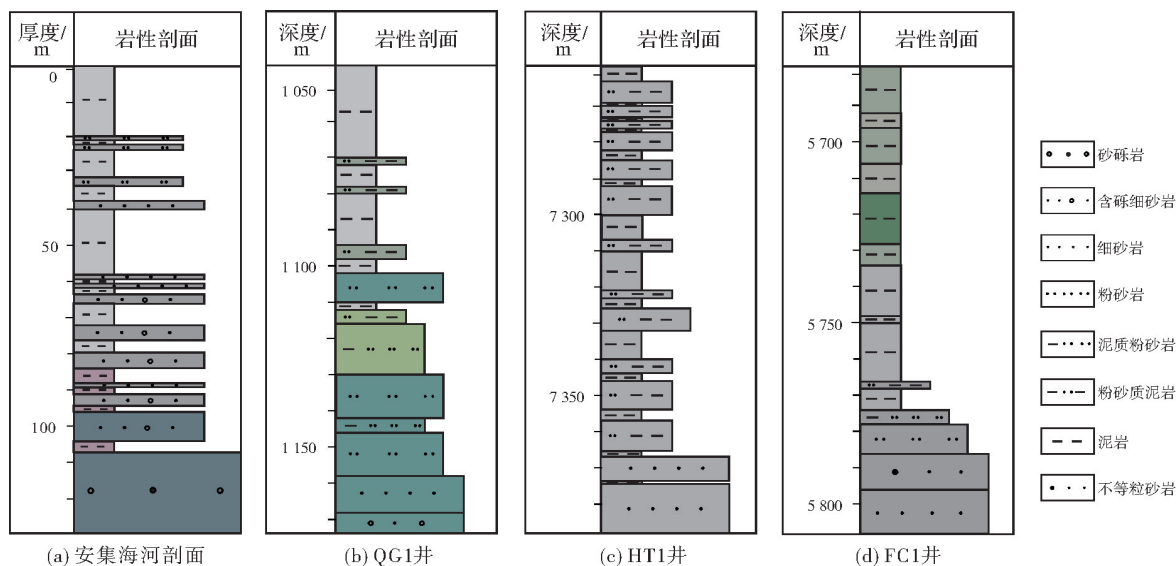


图3 准噶尔盆地南缘白垩系清水河组底部岩性组合特征

Fig. 3 Lithologic assemblages of the bottom of Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin

### 3.2 岩石学特征

南缘南部清水河组砂砾岩中砾石颜色以黑灰色为主,少量为肉红色,磨圆差,以次棱状为主,砾石长轴一般为1~4 cm,最大砾石直径超过5 cm。TA1井岩心砂砾岩砾石颜色及分选与露头砂砾岩相似,但磨圆

略好,以次棱一次圆为主;砾石直径略有差别,一般为1~3 cm(图4a)。由粒度分析可知砂砾岩中砾石的含量一般超过30%,通常为55%~85%,砾石主要为凝灰岩砾石,少量为砂岩砾石,除砾石外还包括砂级碎屑颗粒、胶结物和少量泥质杂基(图4b)。砂级碎屑颗粒含量介于10%~35%,包括岩屑、石英和长石;胶结物

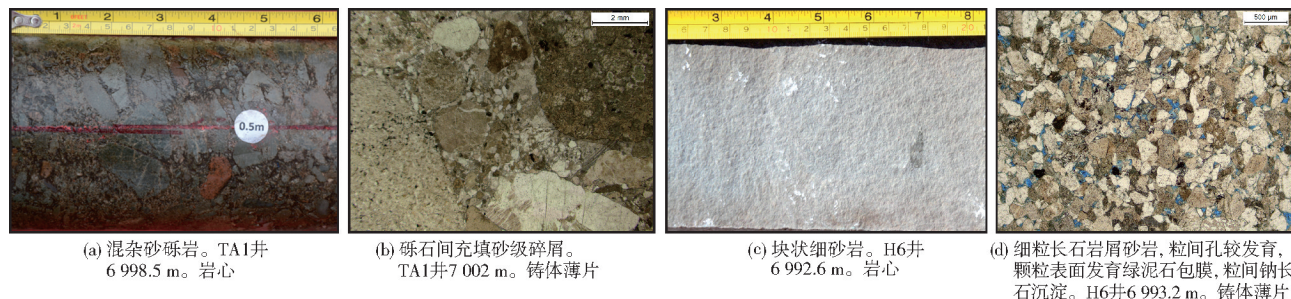


图4 准噶尔盆地南缘清水河组底部储层段岩心及微观特征

Fig. 4 Characteristics of the core and thin section from the reservoir section of Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin



含量介于5%~10%,主要为方解石,其次为黄铁矿、硅质和黏土矿物;泥杂基含量一般为1%~3%。分析认为清水河组砂砾岩成分成熟度和结构成熟度均较低。

南缘北部砂岩碎屑颗粒以中细粒、细粒为主(图4c),整体分选好,磨圆主要为次圆状。矿物成分统计显示的组分含量:石英含量30%~45%,长石含量20%~30%,岩屑含量35%~50%(图4d),泥杂基含量0.5%~3%,胶结物含量2%~5%。胶结物主要为黏土矿物、自生长石和硅质;黏土矿物主要为绿泥石,常呈颗粒包膜形态。砂岩储层段的顶部泥质含量低,中下部泥质含量逐渐增高。

### 3.3 重矿物组合特征

重矿物组合类型及其分布是物源分析的重要依据。准噶尔盆地南缘清水河组主要重矿物有磁铁矿、钛铁矿、褐铁矿、绿帘石、锆石、石榴石、电气石、白钛矿等,重矿物组合有6种类型(图5)。第1类为褐铁矿含量超过50%,其次含白钛矿、磁铁矿

及少量绿帘石的重矿物组合,主要分布在齐古断褶带西段;第2类为褐铁矿和钛铁矿含量之和超过50%,其次含绿帘石、白钛矿、石榴石及少量磁铁矿、锆石的重矿物组合,主要分布在齐古断褶带东段;第3类为绿帘石含量超过50%,其次含少量钛铁矿、磁铁矿、石榴石、锆石的重矿物组合,主要分布在阜康断裂带东部区域;第4类为钛铁矿含量超过50%,其次含石榴石及少量褐铁矿、锆石、电气石、磁铁矿、绿帘石的重矿物组合,主要分布于FC1井东北部和阜康断裂带的JY1井区;第5类为钛铁矿和石榴石之和超过50%,其次为锆石和绿帘石,另外含少量褐铁矿、电气石、白钛矿的重矿物组合,主要分布在车排子凸起东侧;第6类为白钛矿含量超过50%,其次含少量石榴石、锆石的重矿物组合,主要分布在北部芳草湖地区(图5)。根据重矿物组合分布判定准噶尔盆地南缘中东段清水河组物源主要来自南部、东北、北部、西北4个方向,其中南部又可分为齐古断褶带西段、东段,阜康断裂带3个物源区。

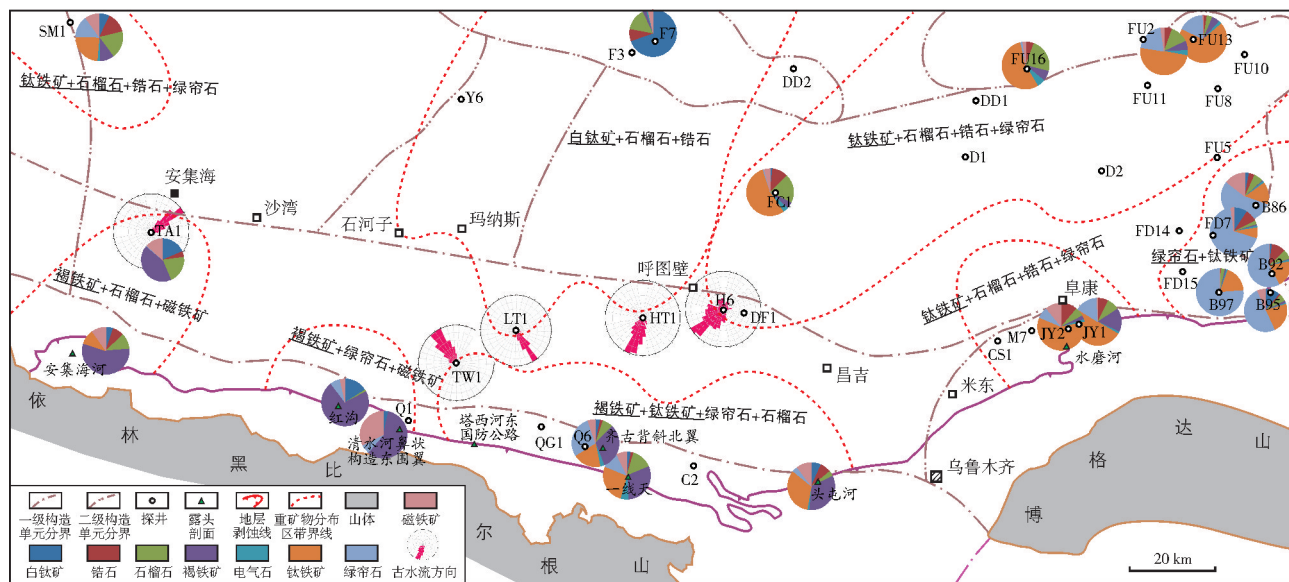


图5 准噶尔盆地南缘清水河组重矿物组合分布及单井古水流

Fig. 5 Heavy mineral assemblages and paleocurrent direction from single wells in the southern margin of Junggar Basin

### 3.4 古水流方向

一般根据消除构造倾角以后的砂岩层理倾向来判别古水流方向<sup>[32-33]</sup>。针对霍玛吐背斜带5口井的倾角测井资料,首先读取能够反映清水河组底部储层段层理产状的蝌蚪图信息,再读取能够反映地层构造倾角的蝌蚪图信息,即邻近储层段

的泥岩层的蝌蚪图信息,然后对砂岩段层理的倾角和倾向进行构造倾角消除,最终得到原始沉积时期的层理的产状信息,从而判断古水流的方向。

对HT1井、H6井、LT1井、TW1井、TA1井共5口井清水河组底部砂体段沉积时期的古水流方向进行分析,发现每口井的古水流方向均在一个范围内摆动,求取古水流方向的最高频率后认为HT1井、

H6井的古水流方向为由北东至南西,LT1井由北北西至南南东,TW1井由南东至北西,TA1井由南西至北东(图5)。综合分析可知,清水河组沉积初期南缘物源以南北双向为主,东西两侧为辅,古水流基本由南缘周缘物源区向位于霍玛吐背斜带中西部的沉降中心汇聚。

## 4 沉积相类型及演化

### 4.1 沉积相类型

准噶尔盆地南缘清水河组沉积前的古地貌具有南陡北缓的特征,控制了清水河组的沉积。根据露头剖面 and 钻井岩心的相标志可以确定,南部物源形成了陡坡近源的扇三角洲沉积,北部物源形成了缓坡远源辫状河三角洲沉积。

#### 4.1.1 扇三角洲

通过对齐古断褶带多条露头剖面的观测以及

TA1井岩心观察,认为南缘中东段南部陡坡区清水河组沉积期发育扇三角洲沉积,在快速湖侵的背景下发育了10~30 m厚的砂砾岩。

安集海河露头剖面显示,清水河组底部褐灰色砂砾岩由多期宽浅型的辫状河道叠置而成,每期河道砂体基本呈现正韵律特征,横向迁移频繁,下伏河道顶部多遭受上覆河道的侵蚀(图6a),部分小型河道砂体厚度较薄,多在20~50 cm,宽度几十厘米到几米不等,砂体常发育槽状交错层理(图6b)。TA1井清水河组取心段砂砾岩泥质含量低,粒间多被方解石胶结物充填(图6c)。由安集海河露头剖面至TA1井,清水河组底部砂砾岩颜色由褐灰色转变为绿灰色,砾石磨圆、分选有变好的趋势,砂砾岩泥质含量有所降低,方解石胶结物含量有所增高,TA1井砂砾岩可见到砾石定向排列,综合分析认为安集海河露头区位于扇三角洲平原亚相,TA1井位于扇三角洲前缘亚相。

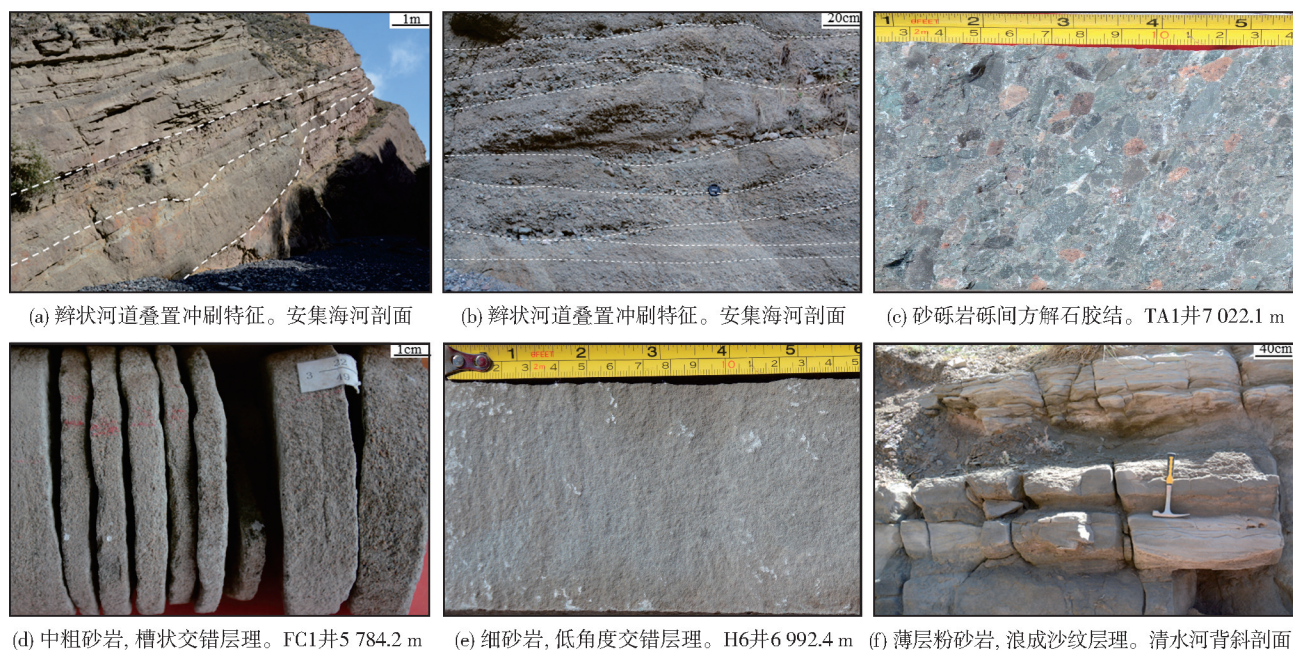


图6 准噶尔盆地南缘白垩系清水河组沉积特征

Fig. 6 Sedimentary characteristics of the Cretaceous Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin

#### 4.1.2 辫状河三角洲

研究区北部斜坡区多口钻井显示清水河组底部砂体以中粗砂岩、粉细砂岩为主,与南部砂砾岩沉积区相比,北部钻井所处位置距离物源区较远。清水河组沉积前古地貌显示研究区北部为一个大型的缓坡带,结合古水流方向分析,认为研究区北部发育北物源辫状河三角洲沉积。

对北部缓斜坡带的DD1井和FC1井清水河组底部砂岩段进行分析,可以发现两口井均具有辫状河三角洲沉积的特征。DD1井清水河组底部砂体总厚78 m,可分成两个正韵律岩性段,上部岩性段为褐灰色,下部岩性段为褐色,呈现湖平面上升的特征,每个正韵律的底部为砾状砂岩,向上变为含砾细砂岩(图7),由下至上两个正韵律岩性段显



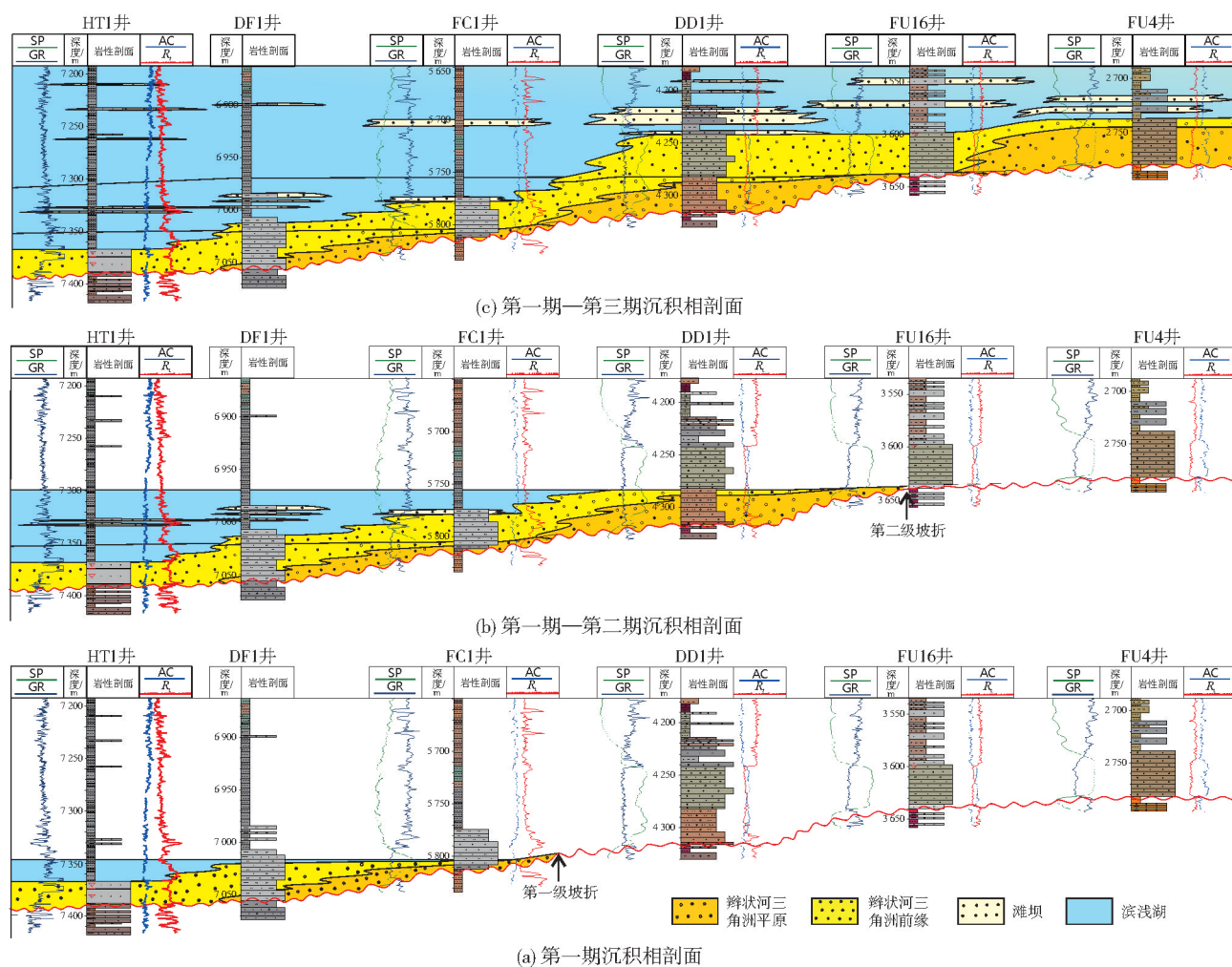


图7 准噶尔盆地南缘北斜坡清水河组两级坡折控制下的退积型辫状河三角洲演化剖面 (剖面位置见图2a)

Fig. 7 Evolutionary sections of retrogradational braided-river delta of the Cretaceous Qingshuihe Formation in northern slope area of the southern margin in Junggar Basin (location is shown in Fig. 2a)

示出由辫状河三角洲平原向前缘过渡的沉积特征。FC1井清水河组底部砂岩段以灰色中—细砂岩、灰色含砾砂岩为主,泥质含量低,发育槽状交错层理(图6d),显示出水下分流河道微相沉积特征,结合岩矿特征、古地貌特征分析,认为FC1井岩性段主体属于辫状河三角洲前缘水下分流河道微相。

由古地貌的坡折发育特征可知HT1井、H6井、LT1井位于第一级坡折之下,其清水河组底部岩性以中细砂岩、粉细砂岩为主,砂体厚度为20~50 m。以H6井为例,砂体总厚度为47 m,取心段未见泥质夹层,中细砂岩层间夹粉砂岩层,未见明显的冲刷面,多发育平行层理或者低角度交错层理(图6e),研究认为取心段受湖泊水体影响较大,应处于辫状河三角洲前缘亚相的远端部位。

### 4.1.3 湖泊

由前述砂体结构的分析可知,无论是钻井还是露头剖面,均在清水河组底部砂岩段、砂砾岩段之上发育薄层砂岩与泥岩的互层沉积。薄层砂岩以粉、细砂岩为主,常常发育浪成沙纹层理,岩层剥离面可见到波痕构造,显示滨浅湖薄层滩砂沉积特征(图6f)。该互层段之上逐渐变为厚层泥岩夹薄层粉砂岩,演化为浅湖—半深湖亚相。

## 4.2 沉积相分布特征

### 4.2.1 纵向演化特征

准噶尔盆地南缘侏罗系喀拉扎组分布范围较局限<sup>[18]</sup>。在齐古断褶带露头区和霍玛吐背斜带北侧的钻井均可见到白垩系清水河组与下伏的侏罗系齐古组接触,可见侏罗纪末南缘前陆盆地的褶皱





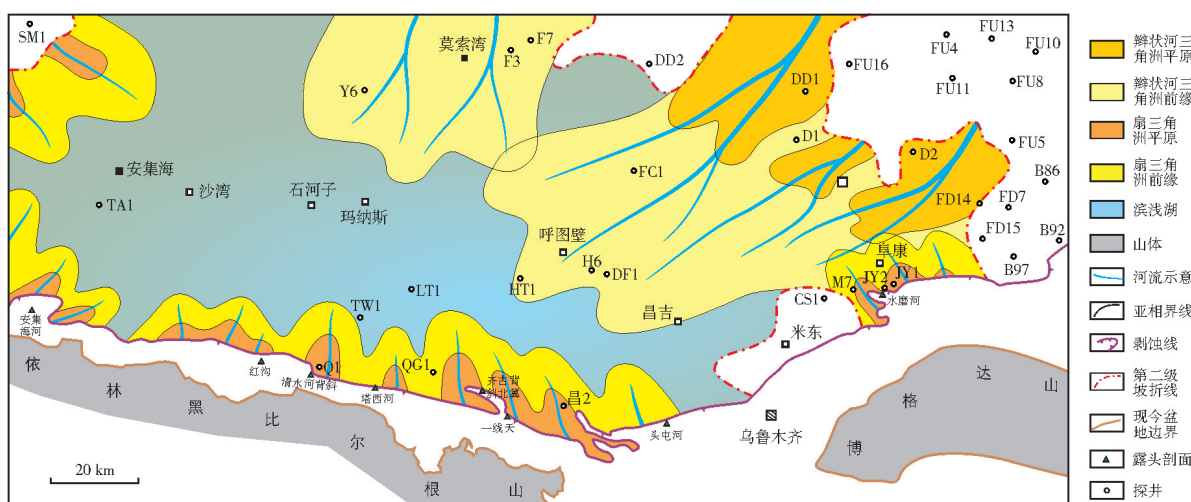


图9 准噶尔盆地南缘中东段清水河组第二期三角洲沉积体系分布

Fig. 9 The second stage delta sedimentary system of Qingshuihe Formation in central and eastern part of the southern margin in Junggar Basin

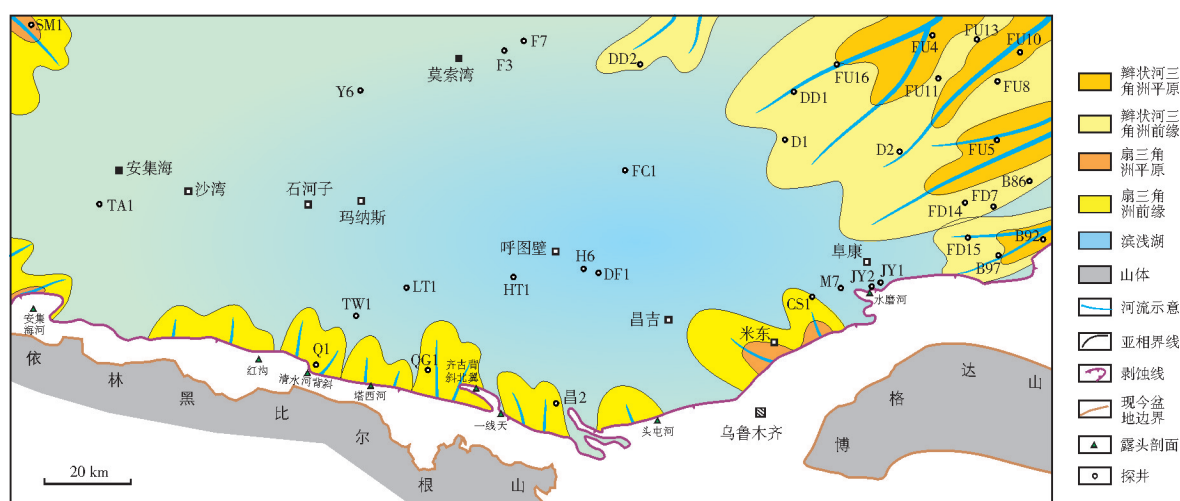


图10 准噶尔盆地南缘中东段清水河组第三期三角洲沉积体系分布

Fig. 10 The third stage delta sedimentary system of Qingshuihe Formation in central and eastern part of the southern margin in Junggar Basin

## 5 油气地质意义

准噶尔盆地南缘冲断带油气资源量大,目前超深层油气发现主要集中于清水河组底部的储层中。清水河组沉积前南缘周边地区处于抬升剥蚀区,进入清水河组沉积时期,南缘处于一个快速湖侵过程,在坡折控制下,三角洲沉积体系自南缘中部逐渐向南北两侧退积,因此在整个南缘的清水河组底部形成了一套稳定分布的砂体。通过分析清水河组底部砂体的沉积特征,认为清水河组沉积初期南缘南部为近物源扇三角洲沉积,北部为远物源辫状河三角洲沉积。南物源扇三角洲形成的砂砾岩储层平面分布范围较小,主要位于南部

陡坡区域,一般厚10~30 m。砂砾岩储层受碳酸盐胶结作用影响较大,储层孔隙度为3%~5%,物性相对较差,但砂砾岩段上覆的粉细砂岩层局部可形成有效储层。北物源辫状河三角洲形成的砂岩储层主要分布在南缘中部及北部的大型缓坡带上,分布面积远大于砂砾岩分布面积,砂岩厚20~50 m。北物源形成的砂岩储层胶结作用弱<sup>[34]</sup>,颗粒表面常见绿泥石包膜,剩余粒间孔发育,孔隙度介于6%~10%,为相对优质储层。

清水河组底部的砂岩、砂砾岩储层是南缘下部成藏组合最顶部的一套储层,上覆巨厚的吐谷鲁群泥岩盖层,下伏高成熟度的中下侏罗统煤系烃源岩,成藏条件优越<sup>[1-2]</sup>,目前也获得了勘探的突破,证

实了这套储层具有巨大勘探潜力。分析认为北部和东北物源形成的辫状河三角洲前缘砂岩储层分布面积超过2 000 km<sup>2</sup>,厚度介于20~50 m,孔隙度达10%左右,油气勘探的潜力较大。

## 6 结 论

(1)准噶尔盆地南缘清水河组沉积前古地貌呈现南陡北缓的特征,南部为一陡坡区,北部为一个大型的缓坡区,地势最低的区域位于霍玛吐背斜带的中西部。根据地震剖面的超覆特征确定北部的缓坡区自低到高发育两级坡折,南部的陡坡区坡折不明显。

(2)准噶尔盆地南缘清水河组呈现湖侵沉积序列,底部发育一套稳定分布的薄层砂砾岩,向上变为湖相的砂泥互层沉积。由露头剖面、岩心、重矿物和古水流方向分析确定南缘南部物源在清水河组底部形成扇三角洲砂砾岩段,北部物源在清水河组底部形成砂岩段,其中北部物源又可分成西北物源、北物源和东北物源。

(3)在古地貌控制下,清水河组沉积初期南缘南北两侧斜坡带形成了退积型三角洲沉积。南部陡坡带发育扇三角洲沉积体系,所形成的砂砾岩呈东西向条带分布;北部缓坡带发育受两级坡折控制的3期辫状河三角洲沉积体系,所形成的砂岩储层厚20~50 m,在南缘中部和东北部大面积分布。东北物源形成的辫状河三角洲砂体可以延伸至霍玛吐背斜带的中东部,分布面积超过2 000 km<sup>2</sup>,物性相对较好,是南缘超深层重要的储层。

## 参 考 文 献

- [1] 雷德文,陈能贵,李学义,等.准噶尔盆地南缘下部成藏组合储集层及分布特征[J].新疆石油地质,2012,33(6): 648-650.  
LEI Dewen, CHEN Nengui, LI Xueyi, et al. The major reservoirs and distribution of lower combination in southern margin of Jungar Basin[J]. Xinjiang petroleum geology, 2012, 33(6): 648-650.
- [2] 邵雨.准噶尔盆地南缘深层下组合侏罗系油气成藏研究[J].高校地质学报,2013,19(1): 86-94.  
SHAO Yu. Hydrocarbon accumulation of the Jurassic deeply-buried lower assemblage in the southern Junggar Basin[J]. Geological journal of China universities, 2013, 19(1): 86-94.
- [3] 杜金虎,支东明,李建忠,等.准噶尔盆地南缘高探1井重大发现及下组合勘探前景展望[J].石油勘探与开发,2019,46(2): 205-215.  
DU Jinhu, ZHI Dongming, LI Jianzhong, et al. Major breakthrough of Well Gaotan 1 and exploration prospects of lower assemblage in southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(2): 205-215.
- [4] 何海清,支东明,雷德文,等.准噶尔盆地南缘高泉背斜战略突破与下组合勘探领域评价[J].中国石油勘探,2019,24(2): 137-146.  
HE Haiqing, ZHI Dongming, LEI Dewen, et al. Strategic breakthrough in Gaoquan anticline and exploration assessment on lower assemblage in the southern margin of Junggar Basin[J]. China petroleum exploration, 2019, 24(2): 137-146.
- [5] 周路,付立,瞿建华,等.车排子地区清水河组分布特征及有利勘探区[J].西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(6): 170-178.  
ZHOU Lu, FU Li, QU Jianhua, et al. Distribution of the Cretaceous Qingshuihe Formation and favorable exploration areas in Chepaizi area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2011, 33(6): 170-178.
- [6] 厚刚福,瞿建华,朱峰,等.古地貌对沉积体系和沉积微相的控制作用分析:以准噶尔盆地腹部白垩系清水河组为例[J].中国矿业大学学报,2018,47(5): 1038-1045.  
HOU Gangfu, QU Jianhua, ZHU Feng, et al. Controlling effect of paleogeomorphology on sedimentary system and sedimentary microfacies: a case study of Cretaceous Qingshuihe Formation in the hinterland of Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2018, 47(5): 1038-1045.
- [7] 孙靖,薛晶晶,王然,等.沙门子地区深层白垩系清水河组气藏成藏研究[J].特种油气藏,2016,23(3): 48-51.  
SUN Jing, XUE Jingjing, WANG Ran, et al. Hydrocarbon accumulation of deep Cretaceous Qingshuihe gas reservoir in Shamenzi[J]. Special oil & gas reservoirs, 2016, 23(3): 48-51.
- [8] 万青青,刘洛夫,肖飞,等.准噶尔盆地车排子地区下白垩统清水河组储层成岩作用及物性影响因素[J].天然气地球科学,2016,27(7): 1264-1276.  
WAN Qingqing, LIU Luofu, XIAO Fei, et al. Diagenesis and factors affecting reservoir properties of the Lower Cretaceous Qingshuihe Formation, Chepaizi area, Junggar Basin, China[J]. Natural gas geoscience, 2016, 27(7): 1264-1276.
- [9] 高崇龙,纪友亮,任影,等.准噶尔盆地莫索湾地区白垩系清水河组沉积演化与有利砂体展布[J].古地理学报,2015,17(6): 813-828.  
GAO Chonglong, JI Youliang, REN Ying, et al. Sedimentary evolution and favorable sandbody distribution of the Cretaceous Qingshuihe Formation in Mosuowan area, Junggar Basin[J]. Journal of palaeogeography, 2015, 17(6): 813-828.
- [10] 方世虎,宋岩,贾承造,等.准噶尔盆地白垩系底砾岩与油气成藏的关系[J].天然气工业,2006,26(5): 13-16.  
FANG Shihu, SONG Yan, JIA Chengzao, et al. Relationship between Cretaceous basal conglomerate and oil/gas reservoiring in the Junggar Basin[J]. Natural gas industry, 2006, 26(5): 13-16.
- [11] 司学强,袁波,郭华军,等.准噶尔盆地南缘清水河组储集层特征及其主控因素[J].新疆石油地质,2020,41(1): 38-45.  
SI Xueqiang, YUAN Bo, GUO Huajun, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of Cretaceous Qingshuihe Formation in the southern margin of Junggar Basin



- [J]. Xinjiang petroleum geology, 2020, 41(1): 38–45.
- [12] 陈书平, 漆家福, 于福生, 等. 准噶尔盆地南缘构造变形特征及其主控因素[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 151–157.  
CHEN Shuping, QI Jiafu, YU Fusheng, et al. Deformation characteristics in the southern margin of the Junggar Basin and their controlling factors [J]. Acta geologica sinica, 2007, 81(2): 151–157.
- [13] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845–861.  
HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin [J]. Oil & gas geology, 2018, 39(5): 845–861.
- [14] 何登发, 陈新发, 况军, 等. 准噶尔盆地车排子—莫索湾古隆起的形成演化与成因机制[J]. 地学前缘, 2008, 15(4): 42–55.  
HE Dengfa, CHEN Xinfu, KUANG Jun, et al. Development and genetic mechanism of Chepaizi–Mosuowan uplift in Junggar Basin [J]. Earth science frontiers, 2008, 15(4): 42–55.
- [15] 方世虎, 赵孟军, 卓勤功. 准噶尔盆地中—新生代构造与沉积演化[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.  
FANG Shihu, ZHAO Mengjun, ZHUO Qingong. Mesozoic Cenozoic tectonic-sedimentary evolution in Junggar Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [16] 周天琪, 吴朝东, 袁波, 等. 准噶尔盆地南缘侏罗系重矿物特征及其物源指示意义[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 65–78.  
ZHOU Tianqi, WU Chaodong, YUAN Bo, et al. New insights into multiple provenances evolution of the Jurassic from heavy minerals characteristics in southern Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(1): 65–78.
- [17] 纪友亮, 周勇, 况军, 等. 准噶尔盆地车—莫古隆起形成演化及对沉积相的控制作用[J]. 中国科学(地球科学), 2010, 40(10): 1342–1355.  
JI Youliang, ZHOU Yong, KUANG Jun, et al. The formation and evolution of Chepaizi–Mosuowan paleo-uplift and its control on the distributions of sedimentary facies in the Junggar Basin [J]. Scientia sinica(terrae), 2010, 40(10): 1342–1355.
- [18] 司学强, 袁波, 彭博, 等. 准噶尔盆地南缘冲断带侏罗系喀拉扎组沉积特征[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(4): 389–398.  
SI Xueqiang, YUAN Bo, PENG Bo, et al. Sedimentary characteristics of Jurassic Kalazha Formation in the thrust belt on the southern margin of Junggar Basin [J]. Xinjiang petroleum geology, 2021, 42(4): 389–398.
- [19] 张昌民, 付文俊, 冀东升, 等. 准噶尔盆地南缘上侏罗统喀拉扎组沉积储层研究进展[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2023, 20(5): 67–80.  
ZHANG Changmin, FU Wenjun, JI Dongsheng, et al. Research progress on the sedimentary reservoirs of the Kalazha Formation in the southern margin of the Junggar Basin [J]. Journal of Yangtze University (natural science edition), 2023, 20(5): 67–80.
- [20] LI Shunli, YU Xinghe, TAN Chengpeng, et al. Jurassic sedimentary evolution of southern Junggar Basin: implication for palaeoclimate changes in northern Xinjiang Uygur Autonomous Region, China [J]. Journal of palaeogeography, 2014, 3(2): 145–161.
- [21] 赵俊兴, 陈洪德, 时志强. 古地貌恢复技术方法及其研究意义: 以鄂尔多斯盆地侏罗纪沉积前古地貌研究为例[J]. 成都理工学院学报, 2001, 28(3): 260–266.  
ZHAO Junxing, CHEN Hongde, SHI Zhiqiang. The way and implications of rebuilding palaeogeomorphology: taking the research of palaeogeomorphology of the Ordos Basin before Jurassic deposition as example [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2001, 28(3): 260–266.
- [22] 程逸凡, 董艳蕾, 朱筱敏, 等. 准噶尔盆地春光探区白垩纪古地貌恢复及其控砂机制[J]. 古地理学报, 2020, 22(6): 1127–1142.  
CHENG Yifan, DONG Yanlei, ZHU Xiaomin, et al. Cretaceous paleogeomorphology restoration and its controlling mechanism on sand-bodies in Chunguang exploration area, Junggar Basin [J]. Journal of palaeogeography, 2020, 22(6): 1127–1142.
- [23] 厚刚福, 王力宝, 宋兵, 等. 坳陷湖盆古地貌对沉积体系的控制作用: 以准噶尔盆地中部侏罗系三工河组二段一砂组为例[J]. 地质学报, 2022, 96(7): 2519–2531.  
HOU Gangfu, WANG Libao, SONG Bing, et al. Analysing the controlling effect of palaeogeomorphology on sedimentary systems: a case study of the Jurassic Sangonghe Formation in the central Junggar Basin [J]. Acta geologica sinica, 2022, 96(7): 2519–2531.
- [24] 吴丽艳, 陈春强, 江春明, 等. 浅谈我国油气勘探中的古地貌恢复技术[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2005, 27(4): 559–560, 586.  
WU Liyan, CHEN Chunqiang, JIANG Chunming, et al. Paleogeomorphic restoring techniques in China's hydrocarbon exploration [J]. Journal of oil and gas technology (J. J. PI), 2005, 27(4): 559–560, 586.
- [25] 鲜本忠, 王震, 马立驰, 等. 沉积区—剥蚀区古地貌一体化恢复及古水系研究: 以渤海湾盆地辽东地区馆陶组为例[J]. 地球科学, 2017, 42(11): 1922–1935.  
XIAN Benzong, WANG Zhen, MA Lichi, et al. Paleodrainage system and integrated paleo-geomorphology restoration in depositional and erosional areas: Guantao Formation in east Liaodong area, Bohai Bay Basin, China [J]. Earth science, 2017, 42(11): 1922–1935.
- [26] 叶蕾, 朱筱敏, 谢爽慧, 等. 沉积古地貌基本恢复方法及实例研究: 以饶阳凹陷沙一段为例[J]. 古地理学报, 2023, 25(5): 1139–1155.  
YE Lei, ZHU Xiaomin, XIE Shuanghui, et al. Restoration methods of sedimentary palaeogeomorphology and applications: a case study of the first member of Paleogene Shahejie Formation in Raoyang Sag [J]. Journal of palaeogeography, 2023, 25(5): 1139–1155.
- [27] 杜一帆, 朱筱敏, 高园, 等. 饶阳凹陷蠡县斜坡古近系沙河街组一段物源特征研究[J]. 地学前缘, 2021, 28(1): 115–130.  
DU Yifan, ZHU Xiaomin, GAO Yuan, et al. Sedimentary provenance of the first member of the Shahejie Formation, Lixian Slope, Raoyang Sag [J]. Earth science frontiers, 2021, 28(1): 115–130.
- [28] 黄薇, 王建功, 赵应成, 等. 松辽盆地拗陷期坡折带特征[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 31–35.  
HUANG Wei, WANG Jiangong, ZHAO Yingcheng, et al. Characteristics of slope break in depression stage of Songliao

- Basin[J]. *Acta petrolei sinica*, 2007, 28(4): 31–35.
- [29] 吕大伟, 李增学, 孙静, 等. 浅析陆相湖盆坡折带理论及其对沉积的控制[J]. *大庆石油地质与开发*, 2008, 27(3): 25–27.
- LV Dawei, LI Zengxue, SUN Jing, et al. Theory of slope break belt in land facies lake basin and its control on sedimentation[J]. *Petroleum geology & oilfield development in Daqing*, 2008, 27(3): 25–27.
- [30] 李啸, 刘海磊, 王学勇, 等. 坡折带砂体成因及分布规律: 以准噶尔盆地车排子地区下白垩统清水河组为例[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(1): 35–42.
- LI Xiao, LIU Hailei, WANG Xueyong, et al. Origin and distribution of sandbody in slope break zone: a case study of the Lower Cretaceous Qingshuihe Formation in Chepaizi area, Junggar Basin[J]. *Lithologic reservoirs*, 2017, 29(1): 35–42.
- [31] 高志勇, 周川闽, 冯佳睿, 等. 中新世天山隆升及其南北盆地分异与沉积环境演化[J]. *沉积学报*, 2016, 34(3): 415–435.
- GAO Zhiyong, ZHOU Chuanmin, FENG Jiarui, et al. Relationship between the Tianshan mountains uplift and depositional environment evolution of the basins in Mesozoic–Cenozoic[J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2016, 34(3): 415–435.
- [32] 王建, 曲永强, 潘建国, 等. 砂砾岩扇三角洲水下前积体测井–地震层序解释新方法[J]. *新疆石油地质*, 2018, 39(5): 597–602.
- WANG Jian, QU Yongqiang, PAN Jianguo, et al. A new method for logging–seismic sequence interpretation of underwater progradation complex in sandy conglomerate fan deltas[J]. *Xinjiang petroleum geology*, 2018, 39(5): 597–602.
- [33] 袁立忠, 戴朝强, 汪瑞良, 等. 成像测井在珠江口盆地惠州凹陷古近系勘探中的应用[J]. *石油天然气学报*, 2012, 34(7): 85–89.
- YUAN Lizhong, DAI Chaoqiang, WANG Ruiliang, et al. The application of imaging logging in exploration of Palaeogene in Huizhou Depression of Pearl–river Mouth Basin[J]. *Journal of oil and gas technology*, 2012, 34(7): 85–89.
- [34] 郭华军, 司学强, 袁波, 等. 准噶尔盆地南缘中段超深层相对优质砂岩储层发育特征及主控因素[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(3): 313–324.
- GUO Huajun, SI Xueqiang, YUAN Bo, et al. The characteristics and main controlling factors of ultra–deep sandstone reservoir in the middle part of the southern margin of Junggar Basin[J]. *Marine origin petroleum geology*, 2022, 27(3): 313–324.

编辑:刘江丽

## Sedimentary characteristic of retrogradational delta under paleo–geomorphologic control and its petroleum geological significance: an example of the Qingshuihe Formation in central and eastern part of the southern margin in Junggar Basin

SI Xueqiang<sup>1</sup>, PENG Bo<sup>1</sup>, GUO Huajun<sup>1</sup>, CHEN Xiguang<sup>1</sup>, JI Dongsheng<sup>2</sup>,  
YI Junfeng<sup>1</sup>, LI Yazhe<sup>1</sup>, ZOU Zhiwen<sup>1</sup>

1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology;

2. Geophysics Institute, Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company

**Abstract:** Many exploration wells in the southern margin of Junggar Basin have obtained high–production oil and gas flow from the Lower Cretaceous Qingshuihe Formation in wells, which proves that high–quality reservoirs is developed in Qingshuihe Formation. Based on the paleo–geomorphologic data, this paper analyzes the differences in sedimentary facies of the bottom sand body of Qingshuihe Formation, the reasons for the stable distribution of sand bodies, and the distribution patterns of different rock types, by combining analysis of the sand body structures, petrologic characteristics, heavy mineral assemblages and paleocurrent characteristics of the reservoir. The study suggests that before the deposition of Qingshuihe Formation, the paleo–geomorphology of the southern margin in Junggar Basin was characterized by the development of a steep–slope area in the south and a large gentle–slope area in the north, whereas two slope breaks were globally developed in the gentle–slope area. During the depositional period of Qingshuihe Formation, the study area was in the process of lake transgression, and retrogradational braided–river deltas and fan deltas were formed under the control of paleo–geomorphology. In the southern steep–slope area, fan deltas depositional system was developed, and the thickness of sandstone and conglomerate reservoirs is at the range of 10–30 m. In the northern gentle–slope area, three stages of regressive braided–river deltas depositional system were developed under the control of two slope breaks, resulting in the widely developed sandstone reservoirs in the middle and northeastern parts of the southern margin in Junggar Basin. The sandstone reservoir formed by northern and northeastern source system with a thickness of 20–50 m and relatively good physical properties, making it a favorable reservoir development area for the Qingshuihe Formation.

**Key words:** slope break; paleo–geomorphology; braided–river delta; fan delta; Qingshuihe Formation; southern margin of Junggar Basin

**SI Xueqiang,** First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology of clastic rocks. Add: No. 920 Xixi Rd., Xihu District, Hangzhou, Zhejiang 310023, China. E–mail: sixq\_hz@petrochina.com.cn