

引用格式:王毅,李俊飞,彭家琼,等.准噶尔盆地SN31井区白垩系清一段一砂组沉积相及储层主控因素分析[J].天然气地球科学,2020,31(2):194-208.

WANG Yi, LI Junfei, PENG Jiaqiong, et al. Fine analysis of sedimentary facies and main controlling factors of reservoir in the first sand group of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area of Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(2): 194-208.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2019.09.006

## 准噶尔盆地SN31井区白垩系清一段一砂组 沉积相及储层主控因素分析

王毅<sup>1</sup>, 李俊飞<sup>1</sup>, 彭家琼<sup>1</sup>, 魏璞<sup>1</sup>, 唐宏<sup>2</sup>, 张顺存<sup>3,4</sup>, 郭晖<sup>3,4</sup>

(1. 中国石油新疆油田分公司石西油田作业区, 新疆克拉玛依 834000;

2. 中国石油华北油田勘探开发研究院, 河北任丘 062552;

3. 中国科学院西北生态环境资源研究院, 甘肃兰州 730000;

4. 甘肃省油气资源研究重点实验室, 甘肃兰州 730000)

**摘要:**准噶尔盆地SN31井区白垩系清水河组地层厚度大多在300 m以上, 储集体横向和纵向变化较大, 不同砂层组的储集性能、物性主控因素及其空间展布规律的研究不够精细, 难以满足油气勘探开发特别是滚动评价的需求。综合岩心观察、薄片鉴定、测井和录井资料分析、扫描电镜分析等多种技术方法, 研究了清一段一砂组的岩石学特征、物性特征、各目的小层的沉积微相分布特征及储层物性主控因素。结果表明: 清一段一砂组储层以细砂岩、砂砾岩、粗砂岩和中砂岩为主, 成分成熟度较低, 结构成熟度中等, 储层物性较好, 属于中孔中渗储层; 研究区主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道、河口坝、席状砂沉积, 并以水下分流河道微相的砂砾岩、粗砂岩和中砂岩储层物性最好; 该区储层物性主要受到沉积作用的控制, 成岩作用的影响较小, 优质储层主要发育于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积微相中。

**关键词:**准噶尔盆地; SN31井区; 白垩系清水河组一段; 沉积相; 储层主控因素

**中图分类号:** TE122.1

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2020)02-0194-15

### 0 引言

石南地区位于准噶尔盆地腹部陆梁隆起西段。2003年初为评价SN21井区头屯河组油藏, 新疆油田公司部署实施了SN4井东三维地震, 通过对SN4井东三维资料进一步精细解释, 在白垩系清水河组发现一强振幅异常体。2004年3月, 在该异常体构造高部位部署SN31井。当年在该井白垩系清水河组2 621.0~2 606.0 m井段试油, 获日产油45.8 m<sup>3</sup>, 日产气5 230 m<sup>3</sup>, 从而发现了SN31井区白垩系清水河组油藏, 随后部署评价井多口井提交了石油地质储量。与该地区白垩系清水河组相关的科研工作也取得了一定的成果, 如: 谢寅符等<sup>[1]</sup>对该区侏罗系—

白垩系之间的风化壳特征进行了研究, 冯动军<sup>[2]</sup>对石南地区早白垩世的沉积体系进行了研究, 赵霞等<sup>[3]</sup>对该区清一段的层序地层特征进行了研究, 唐勇等<sup>[4]</sup>对SN31井区的含油层位归属进行了研究, 岳云雷<sup>[5]</sup>对该区侏罗系三工河组及白垩系清水河组的层序沉积充填特征进行了研究, 并对岩性地层圈闭进行了地球物理识别, 饶政等<sup>[6]</sup>对该区清水河组一段的沉积相及沉积演化进行了研究, 旷红伟等<sup>[7]</sup>对该区清一段的物源进行了分析。

近十余年以来, 针对该区的油气勘探工作变得更加精细, 这两年前人也做了一些研究工作, 包括储层成岩作用特征<sup>[8-9]</sup>、油气成藏条件<sup>[10]</sup>、沉积特征<sup>[11]</sup>等方面, 但由于清一段地层厚度大都在150 m

收稿日期: 2019-04-03; 修回日期: 2019-09-27.

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(编号: 41872145); 甘肃省重点实验室专项(编号: 1309RTSA041)联合资助.

作者简介: 王毅(1973-), 男, 新疆克拉玛依人, 高级工程师, 硕士, 主要从事石油地质学研究. E-mail: wy1234@petrochina.com.cn.

通信作者: 张顺存(1973-), 男, 甘肃定西人, 副研究员, 博士, 主要从事储层地质学与储层地球化学研究. E-mail: zhangshuncun@126.com.

以上,储集体厚度大、岩性复杂、横向变化和纵向变化较大,不同砂层组的储集性能及其空间展布规律的研究不够精细,上述研究成果仍然难以满足油田勘探开发特别是滚动评价的实际需要。因此本文拟对近年来的勘探和评价重点层段——清一段一砂组的主要储集层段的沉积相进行精细分析,查明砂体在横向和纵向上的分布规律,并对其储层物性主控因素进行研究,以期为该区的油气勘探开发及滚动评价提供借鉴。

## 1 区域地质概况

准噶尔盆地是我国西北大型含油气盆地之一,盆地腹部主要由陆梁隆起和中央拗陷2个一级构造单元组成,陆梁隆起西段包括3个泉凸起、基东鼻凸、石西

凸起及三南凹陷、基南凹陷等二级构造单元,石南油田(石南地区)主要位于基东鼻凸上和三南凹陷中(图1)。燕山期在压扭性构造应力场下形成的车—莫古隆起使得石南地区自中侏罗世开始出露水面而遭受剥蚀<sup>[12-13]</sup>,长期的侵蚀风化逐渐造成地貌分异,至侏罗纪末期—白垩纪初期,石南地区呈现出沟谷—残丘的地貌形态特征<sup>[3,14-15]</sup>。清水河组为在古气候由半干旱—干旱转变为湿润,湖面扩大<sup>[16-17]</sup>,盆地内部整体湖侵背景下发育的一套沉积层系<sup>[11,15]</sup>。清水河组下部(清水河组一段)岩性较复杂,底部发育砂砾岩、中粗砂岩,中部发育中砂岩、细砂岩,上部发育粉砂岩、泥岩;清水河组上部(清水河组二段)岩性以砂砾岩、砂岩为主。其中清水河组下部为主要的油气储集层段,是本文的研究层段。

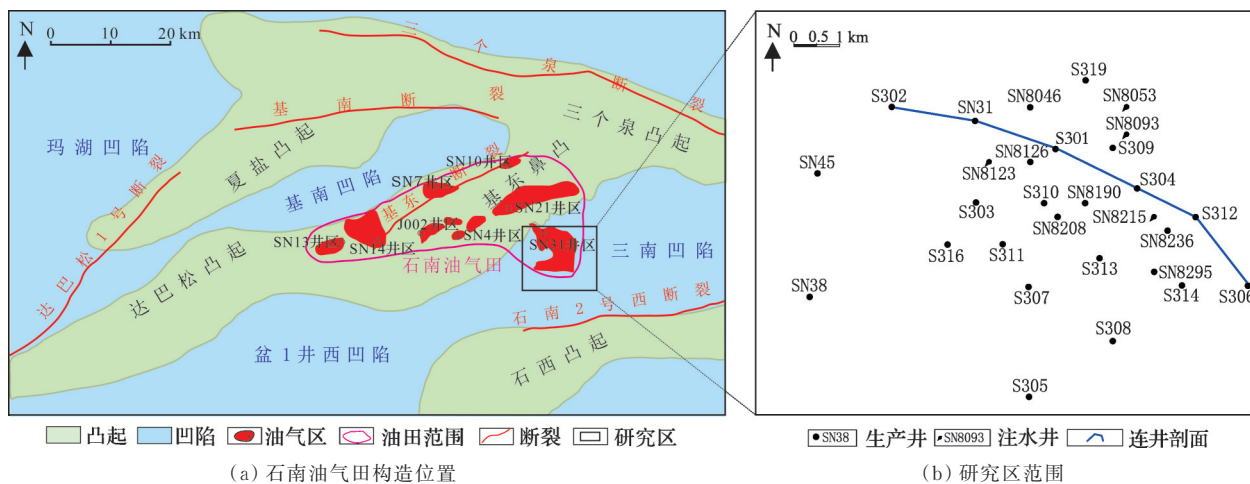


图1 研究区位置图

Fig.1 Location map of the study area

本文研究区为SN31井区(图1),该区白垩系清水河组地层厚度大多在300 m以上,从下到上可以划分为清水河组一段( $K_1q_1$ ,简称清一段)、清水河组二段( $K_1q_2$ ,简称清二段)。其中清一段从上到下又可以划分为清一段一砂组( $K_1q_1^1$ )、清一段二砂组( $K_1q_1^2$ ),本文的研究层位为清一段一砂组,从上到下划分为4个砂层: $K_1q_1^{1-1}$ 、 $K_1q_1^{1-2}$ 、 $K_1q_1^{1-3}$ 、 $K_1q_1^{1-4}$ (表1),由于 $K_1q_1^{1-1}$ 和 $K_1q_1^{1-4}$ 主要是泥岩,基本不发育有利储层,因而本文主要针对 $K_1q_1^{1-2}$ 和 $K_1q_1^{1-3}$ 的沉积相进行精细分析。

## 2 岩石学特征

SN31井区清一段一砂组分布稳定,以灰色—灰绿色细砂岩、中砂岩、粉砂岩、泥质粉、细砂岩与灰色、灰褐色泥岩频繁薄互层为主,夹灰绿色、灰

色、灰白色、杂色砾岩、砂砾岩,整体岩性表现为砂、砾岩与泥岩、泥质粉砂岩互层[图2(a)—图2(c)]。对910个孔隙度数据的样品统计表明,清一段一砂组储层以细砂岩、砂砾岩、粗砂岩、中砂岩为主,含量依次为38%、18%、11%、11%(图3),说明该沉积期水动力条件较强,沉积物粒度较粗;对257个砂岩样品的成分分析表明,清水河组一段砂岩中石英平均含量为28.2%,长石平均含量为17.6%,岩屑平均含量为54.2%,总体属于岩屑砂岩、长石岩屑砂岩(图4),说明砂岩成分成熟度较低,同时结合薄片鉴定认为,砂岩的结构成熟度也比较低。

岩心观察表明,清一段一砂组砂砾岩(含有少量砾岩,主要发育于S306井区,下文同)的泥质杂基含量低,分选较好,砾石磨圆好,以圆状—次圆状为主,大量发育钙质胶结物,反映了较强的不间断的

表 1 SN31 井区白垩系清水河组地层划分方案  
Table 1 The stratigraphic division of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area

系	组	段	砂层组	砂层	小层
呼图壁河组( $K_1h$ )					
清水河组二段( $K_1q_2$ )					
白垩系 (K)	清水河组 ( $K_1q$ )	清水河组一段( $K_1q_1$ )	清一段一砂组( $K_1q_1^1$ )	$K_1q_1^{1-1}$	
				$K_1q_1^{1-2-1}$	
				$K_1q_1^{1-2}$	$K_1q_1^{1-2-2}$
				$K_1q_1^{1-2-3}$	
				$K_1q_1^{1-3-1}$	
				$K_1q_1^{1-3-2}$	$K_1q_1^{1-3-2}$
				$K_1q_1^{1-3-3}$	$K_1q_1^{1-3-3}$
				$K_1q_1^{1-3-4}$	
				$K_1q_1^{1-4}$	
				清一段二砂组( $K_1q_1^2$ )	
侏罗头屯河组系(J) ( $J_2t$ )					

水动力条件,应该属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物[图 2(a)]。同时,还有大量发育于水下分流河道中的含砾粗砂岩、粗砂岩、含砾砂岩、中细粒砂岩等,总体上磨圆程度较高,发育钙质胶结物,表现为较强的水动力条件[图 2(b)]。发育于水下分流河道间的泥质粉砂岩、粉砂岩等大多以灰色、灰绿色为主,波状层理,磨圆较差,分选中等—较好[图 2(c)],反映了水动力条件较弱,与其发育环境相符合。

铸体薄片鉴定结果表明,清一段一砂组砂砾岩、砂岩(包括粗砂岩、中砂岩、细砂岩)的分选性均较好,磨圆度较高,以次棱角状、次圆状为主,泥质杂基含量较少,方解石等钙质胶结物较发育,原始粒间孔隙及残余粒间孔较发育,大多数样品为颗粒支撑结构,孔隙型胶结为主,反映出其沉积时的水动力条件较强,应该属于辫状河三角洲前缘沉积环境[图 2(d)—图 2(f)]。

3 物性特征

SN31 井区清一段一砂组储集砂岩物性条件总体较好。698 块孔隙度样品的分析数据统计显示,孔隙度最小值、最大值、平均值依次为 2.00%、20.00%、12.92%,数据点主要分布于 12%~18% 之间,在 8%~12% 之间分布也较多;692 块渗透率样品的分

析数据统计显示,渗透率最小值、最大值、平均值依次为  $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $760.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $6.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,数据点主要分布于  $(4 \sim 256) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间,并以  $(16 \sim 64) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间为主峰(图 5),说明 SN31 井区白垩系清一段一砂组储层的物性总体较好,属于中孔中渗储层。清一段一砂组的储层主要发育于  $K_1q_1^{1-2}$ 、 $K_1q_1^{1-3}$  砂层中,统计结果显示这 2 个砂层的储层物性存在差异:总体上  $K_1q_1^{1-2}$  砂层储层物性要优于  $K_1q_1^{1-3}$  砂层的储层物性,虽然  $K_1q_1^{1-3}$  砂层的平均孔隙度大于  $K_1q_1^{1-2}$  砂层的平均孔隙度,但其平均渗透率小于  $K_1q_1^{1-2}$  砂层的平均渗透率;同时从直方图上可以看到,  $K_1q_1^{1-2}$  砂层的孔隙度分布相对较集中,渗透率分布也相对较集中(图 5),说明  $K_1q_1^{1-2}$  砂层的储层物性要略优于  $K_1q_1^{1-3}$  砂层的储层物性,其原因可能主要是由于  $K_1q_1^{1-2}$  砂层埋藏深度相对较浅,受压实作用影响较小,故其储层物性(特别是渗透率)相对较好。

铸体薄片研究表明,SN31 井区白垩系清一段一砂组储层的储集空间类型多样。储集空间主要是原生粒间孔(占 51%)和剩余粒间孔(占 38%),另外还有少量的粒内溶孔(占 9%)和微裂缝等。在镜下见到的孔隙类型也主要是原生粒间孔、剩余粒间孔,其他的孔隙类型少见[图 2(d)—图 2(h)]。其中原生粒间孔是分布于颗粒与颗粒之间、未被胶结物等充填的孔隙,在研究区储层中属于主要的储集空间类型,含量也最多(占 51%)[图 2(d)—图 2(e)]。剩余粒间孔隙是分布于颗粒与颗粒之间、被胶结物充填而残留下来未被充填的部分,这类孔隙在研究区储层中占较高的比例,占孔隙总体积的 38% 左右,是一种有效性很好的孔隙[图 2(f)]。粒内溶孔主要是地下流体沿着长石和岩屑等较大的碎屑颗粒节理面等的选择性溶蚀造成的溶蚀空间,这类孔隙在研究区较少发育[图 2(f)—图 2(l)]。微裂缝主要包括构造应力和成岩收缩作用形成的微裂缝,裂缝发育程度较低,对储集空间贡献较小,但可改善储层渗透性,研究区虽然裂缝占岩石内孔隙总体积的比例很小,但其存在沟通了孔隙空间,使孔隙的有效性增加,从而在很大程度上提高了储集岩的渗透率。

同时,SN31 井区白垩系清一段一砂组储层的压汞曲线特征研究表明,研究区储层孔喉连通性较好,进汞效率普遍较高,排驱压力大多低于 0.5 MPa,说明储层孔隙喉道中等,储层孔隙结构较好[图 6(a)的压汞曲线特征代表了研究区 70% 左右样品的压汞曲线特征]。研究区 9 口探井的压汞数据统计表



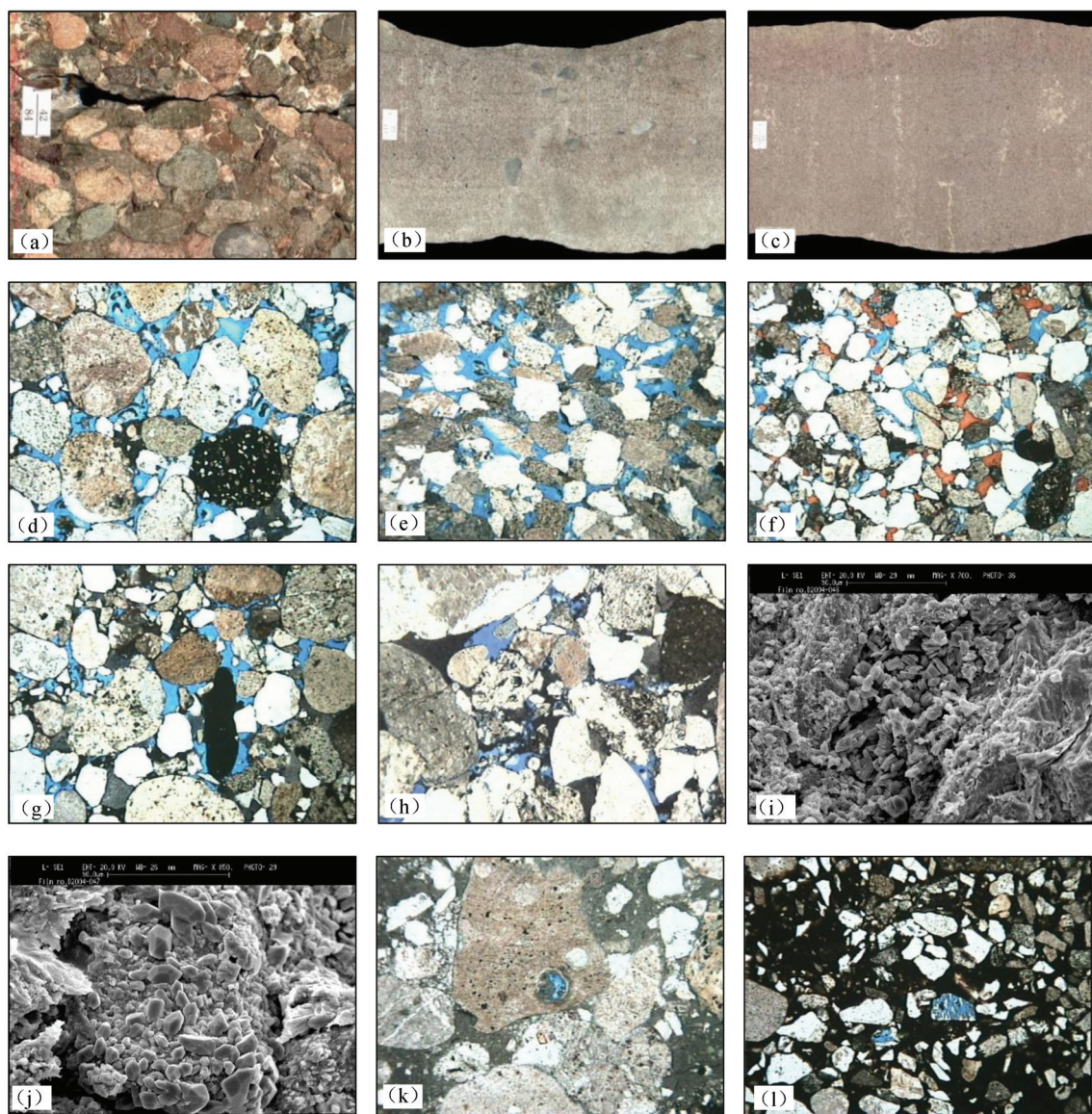


图2 SN31井区白垩系清一段一砂组储层宏观和微观特征

Fig. 2 The characteristic of reservoir of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area

(a)S306井,  $K_1q_1^{1-3}$ , 褐灰色砂砾岩及砾岩, 泥质杂基含量低, 分选较好, 砾石磨圆好, 以圆状—次圆状为主, 大量发育钙质胶结物, 反映了较强的不间断的水动力条件, 属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物; (b)S308井,  $K_1q_1^{1-2}$ , 灰色含砾粗砂岩, 砾石磨圆好, 属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物; (c)S308井,  $K_1q_1^{1-3}$ , 灰色泥质粉砂岩, 块状构造, 属于辫状河三角洲前缘水下分流河道间沉积物; (d)S301井, 2 636.35 m, 褐灰色砂砾岩, 原生粒间孔发育, 分选中等, 次圆状—圆状, 反映了很强的水动力条件, 属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物, (—),  $\times 25$ , 铸体薄片; (e)S305井, 2 726.99 m, 中砂岩的分选好—中等, 次棱角状—次圆状, 颗粒支撑结构, 孔隙型胶结, 原生粒间孔非常发育, 属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物, (—),  $\times 40$ , 铸体薄片; (f)S301井, 2 641.97 m, 褐灰色砾状砂岩, 方解石胶结物非常发育, 分选中等—较好, 棱角状—次棱角状, 孔隙型胶结, 剩余粒间孔较发育, 属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物, (—),  $\times 25$ , 铸体薄片; (g)S301井, 2 640.00 m, 褐灰色砂砾岩, 压实作用较弱, 颗粒呈现线一点接触, 孔隙度为 12.4%, 渗透率为  $21.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , (—),  $\times 25$ , 铸体薄片; (h)S306井, 2 685.65 m, 灰色砂砾岩, 压实作用中等, 部分塑性颗粒受压变形, 颗粒呈现凸凹—线接触, 孔隙度为 9.2%, 渗透率为  $247 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , (—),  $\times 25$ , 铸体薄片; (i)SN31井, 2 615.22 m, 大量蠕虫状高岭石充填于砂岩的粒间孔隙中, 造成了储层物性的降低,  $\times 700$ , 扫描电镜; (j)SN31井, 2 619.22 m, 自生石英集合体充填于粒间孔隙中, 对储层物性造成了破坏,  $\times 850$ , 扫描电镜; (k)S305井, 2 719.98 m, 灰色砂砾岩, 发育少量粒内溶孔, 溶蚀作用不发育, (—),  $\times 40$ , 铸体薄片; (l)S301井, 2 633.35 m, 褐灰色砂岩, 发育少量粒内溶孔, 溶蚀作用不发育, (—),  $\times 40$ , 铸体薄片

明, 平均孔喉半径分布于  $0.64 \sim 5.12 \mu\text{m}$  之间的样品占大多数, 说明平均孔喉半径中等, 储层孔隙结构较好(图6)。

#### 4 清水河组单井及剖面沉积相特征

根据研究区主要岩石类型的粒度分析结果, 绘



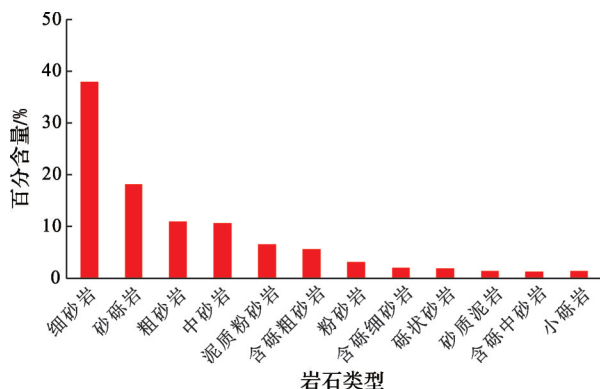


图3 SN31井区白垩系清一段一砂组岩石类型

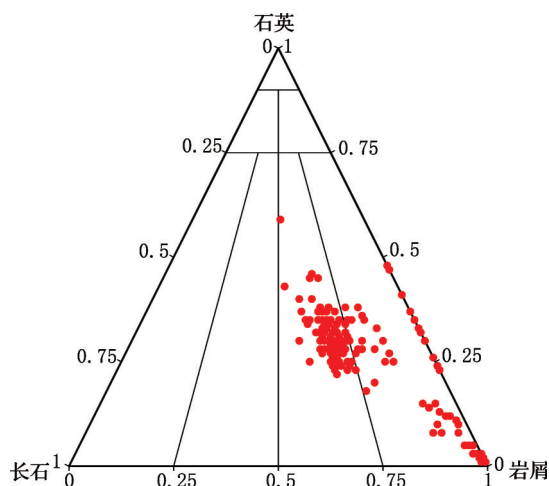
Fig.3 The rock types of first sand group of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area

图4 SN31井区白垩系清一段一砂组砂岩类型

Fig.4 Sandstone types of first sand group of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in study area

制了不同粒度岩石的粒度概率值累积曲线图(图7)。从该图可以看出,砂砾岩和含砾粗砂岩的粒度概率值累积曲线以三段式为主(砂砾岩和含砾粗砂岩的总体含量前文已有交代,图7中灰褐色砂砾岩和灰色含砾粗砂岩的曲线特征分别代表了研究区大多数砂砾岩和含砾粗砂岩的曲线特征,下同),曲线斜率中等,反映了砂砾岩和含砾粗砂岩沉积物主要以跳跃、滚动、悬浮的形式运移,沉积物结构成熟度中等,分选中等一较差,结合研究区沉积背景、岩心特征、沉积相特征的研究,认为这类砂砾岩属于辫状河三角洲前缘水下分流河道(主要是主河道)沉积物,含砾粗砂岩主要属于辫状河三角洲前缘水下分流河道(还有部分主河道)沉积物;中砂岩和中细砂岩的粒度概率值累积曲线以两段式为主,曲线较陡,斜率较大,反映了中砂岩和中细砂岩主要以滚动、悬浮的形式运移,沉积物结构成熟度中等一较

好,分选好一较好,属于辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积物(部分较细的组分属于水下分流河道河口坝或者席状砂沉积物)<sup>[18]</sup>;粉砂岩的粒度概率值累积曲线以两段式为主,斜率中等,反映了粉砂岩主要以滚动、悬浮的形式运移,沉积物结构成熟度中等一较低,分选中等一较低,属于辫状河三角洲前缘水下分流河道间沉积物。综合粒度分析结果,结合岩心特征、薄片特征、测井和录井资料特征,本文认为研究区主要发育辫状河三角洲前缘亚相沉积(基本未见辫状河三角洲平原亚相沉积),并根据沉积物粒度特征、沉积序列等综合特征,细分为辫状河三角洲前缘水下分流河道(包括以砂砾岩沉积物为主的主河道和砂岩沉积物为主的河道)、水下分流河道间、河口坝、席状砂微相。

研究区探井相对较少,取心资料有限,因而在沉积相的研究中运用了大量的测井资料。通过典型探井的取心资料、录井资料、测井资料的分析,总结了不同沉积微相的测井特征,为研究区沉积微相的研究奠定了基础。研究区以砂岩储层为主,非均质性强,其自然电位(SP)呈负异常、平直响应,而自然伽马(GR)受岩石骨架影响小,其形态和幅值能较准确反映岩性特征,因此在总结不同沉积微相的沉积特征时,主要运用自然伽马作为划分依据。总体来看,研究区辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体主要是中层灰色中砂岩,少量中粗砂岩、含砾砂岩、砂砾岩(主要发育于主河道中),GR曲线为低幅块状箱形、齿化箱形;水下分流河道间砂体主要是中薄层灰色泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、泥质砂岩,GR曲线为中高幅漏斗形、齿化箱形;河口坝砂体主要是灰色细砂岩、少量中砂岩,GR曲线为中低幅齿化箱形、漏斗形;辫状河三角洲平原分流河道和分流河道间砂体较少,此处不再赘述。

结合测井特征、岩心观察、薄片鉴定特征,本文选择了S305井、S306井、S307井和S308井进行了清一段一砂组单井沉积相精细研究,并在此基础上,选择了涉及 $K_1q_1^{1-2}$ 和 $K_1q_1^{1-3}$ 2个层位的4条剖面,编绘了剖面沉积相图。由于篇幅所限,下文仅选择S306井进行单井沉积相的讨论,选择S302井—SN31井—S301井—S304井—S312井—S306井连井剖面进行剖面沉积相的讨论。

S306井在清一段一砂组的沉积相为辫状河三角洲前缘亚相,包括水下分流河道、水下分流河道间、河口坝微相,且水下分流河道微相较发育。其

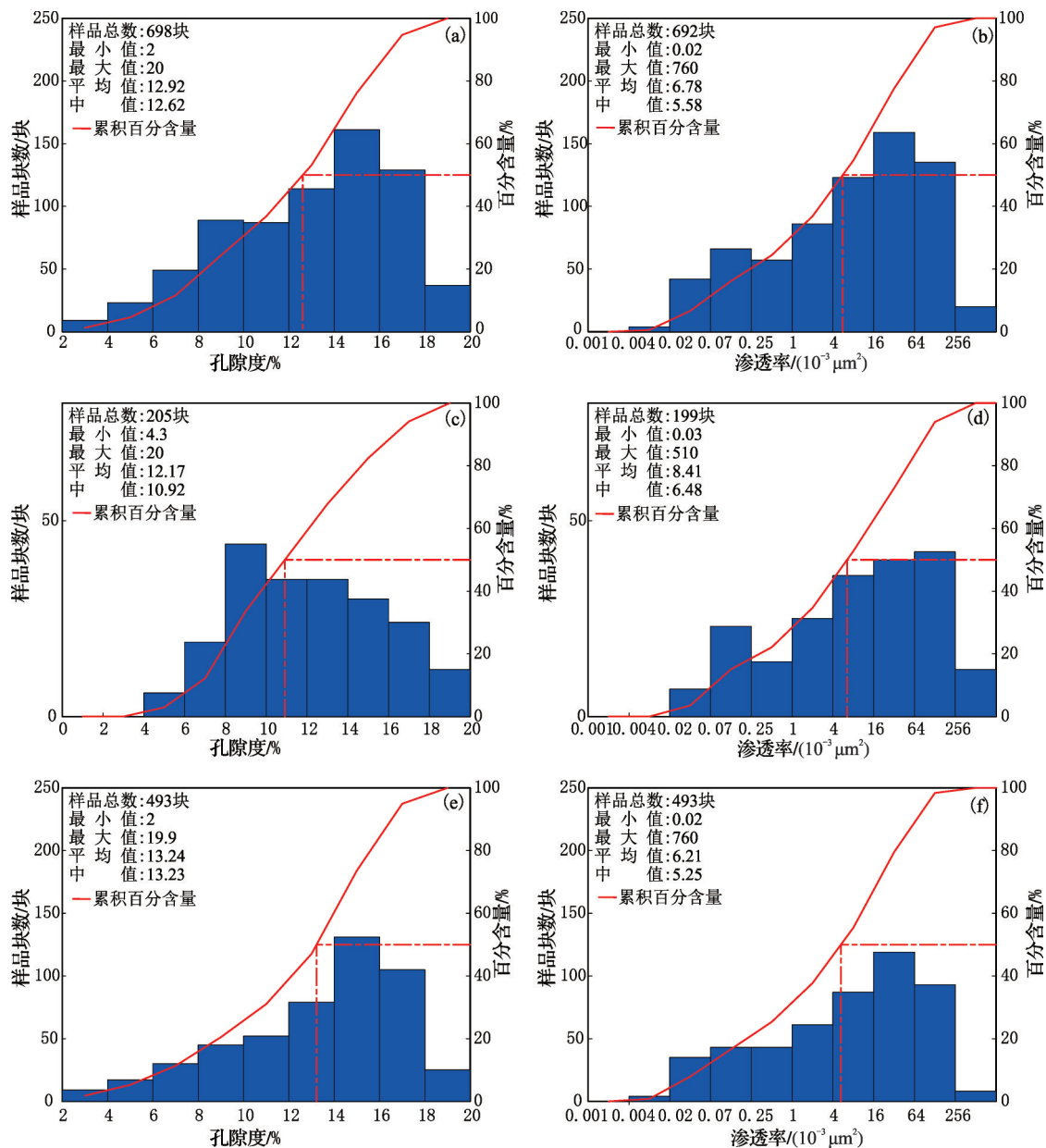


图5 SN31井区清一段一砂组储层物性直方图

Fig.5 The histogram of reservoir property of first sand group of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area

(a)清一段一砂组( $K_1q_1^1$ )孔隙度直方图; (b)清一段一砂组( $K_1q_1^1$ )渗透率直方图; (c)清一段一砂组2砂层( $K_1q_1^{1-2}$ )孔隙度直方图; (d)清一段一砂组2砂层( $K_1q_1^{1-2}$ )渗透率直方图; (e) 清一段一砂组3砂层( $K_1q_1^{1-3}$ )孔隙度直方图; (f)清一段一砂组3砂层( $K_1q_1^{1-3}$ )渗透率直方图

中 $K_1q_1^{1-2}$ 上部为泥质粉砂岩、泥岩,为水下分流河道间沉积;中部粒度变粗,为泥质粉砂岩、细砂岩,属于河口坝沉积;下部为不等粒砂岩、粗砂岩、中砂岩,还见有少量砾岩,分选磨圆一般,颗粒支撑,见有碳酸盐类胶结物,为较强的水动力条件下的沉积物,属于水下分流河道沉积。 $K_1q_1^{1-3}$ 沉积了厚层的绿灰色砂砾岩(研究区除该井外,其他各井砂砾岩不太发育),显示出较强的水动力条件,表明S306井距离物源较近,总体属于水下分流河道(主要是主河

道)沉积(图8)。

S302井—SN31井—S301井—S304井—S312井—S306井连井沉积相剖面为北西—南东向剖面,位于研究区中部并从西北到东南展布,是贯穿研究区的最长剖面(剖面位置见图1),从该剖面可以看出,清水河组主要为辫状河三角洲前缘水下分流河道、水下分流河道间、河口坝沉积,个别井段发育席状砂沉积。从剖面上来看,清水河组物源主要来自剖面东南段,而事实上,此沉积期研究区物源既有



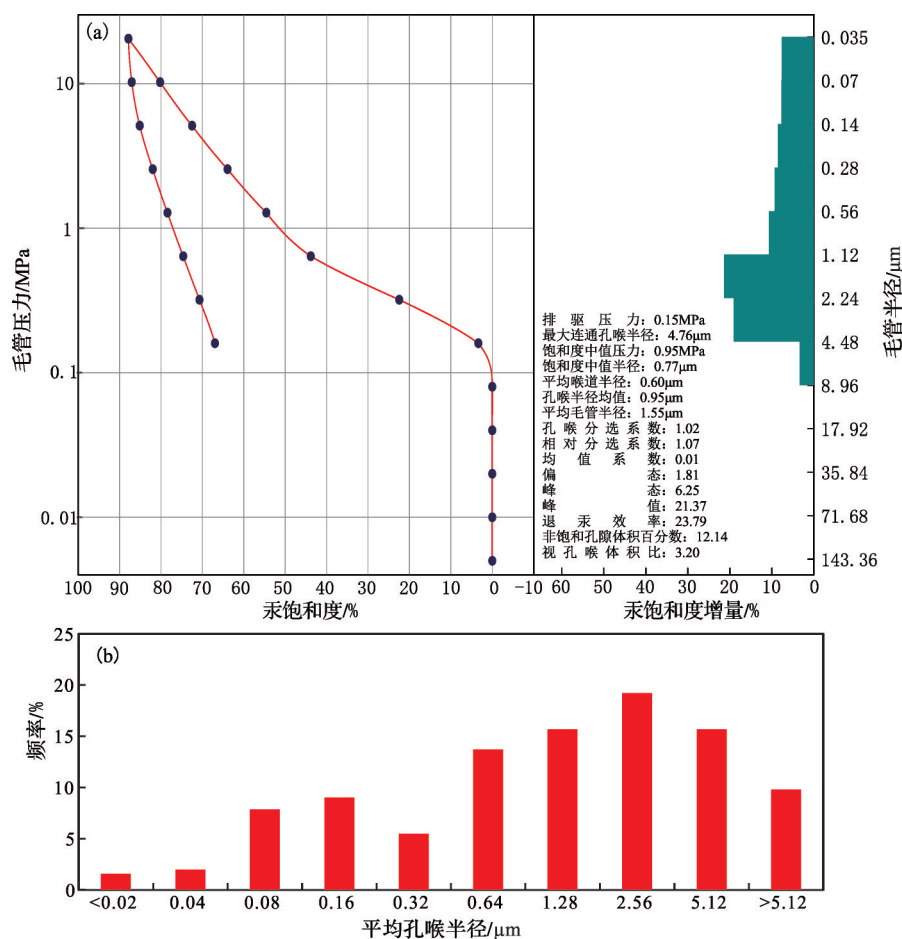


图6 SN31井区清一段一砂组储层孔隙结构特征

Fig.6 The pore structure of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area

(a)石南31井,2616.42 m,压汞曲线特征,孔隙度为15.2%,渗透率为 $5.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; (b)研究区清一段一砂组储层平均孔喉半径分布直方图

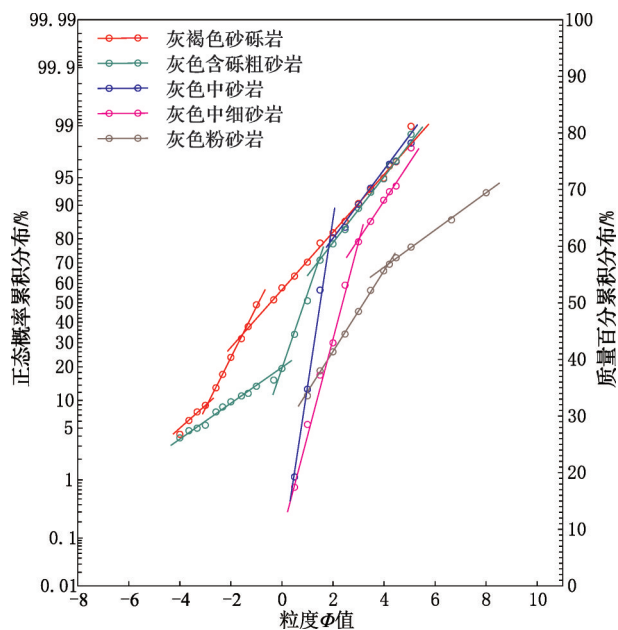


图7 研究区储层的粒度概率值累积曲线

Fig.7 Accumulation curve of particle size probability of reservoirs in the study area

来自研究区北部的,也有来自研究区东部的。 $K_1q_1^{1-3}$ 沉积期,剖面西北段的S302井—S301井中下部发育辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积,上部发育水下分流河道间沉积(SN31井全井段为水下分流河道沉积);剖面中段的S304井下部为水下分流河道和水下分流河道间互层、中部为河口坝、上部为水下分流河道间沉积物;剖面东南段的S312井下部为水下分流河道沉积、上部为水下分流河道间沉积, S306井受东面物源的影响很大,属于水下分流河道沉积(主要是水下分流河道主河道砂砾岩沉积),并且沉积物粒度较粗,为灰绿色,说明该井距离东面物源较近。 $K_1q_1^{1-2}$ 沉积期,继承了 $K_1q_1^{1-3}$ 沉积期的特征,剖面西北段的S302井主要发育席状砂沉积,仅顶部发育薄层水下分流河道间沉积,SN31井下部为河口坝沉积、中部为水下分流河道沉积、上部为水下分流河道间沉积;剖面上其他各井下部为水下分流河道沉积、中部为河口坝沉积、上部为水下分流河道间沉积(图9)。总体来看,该剖面显示

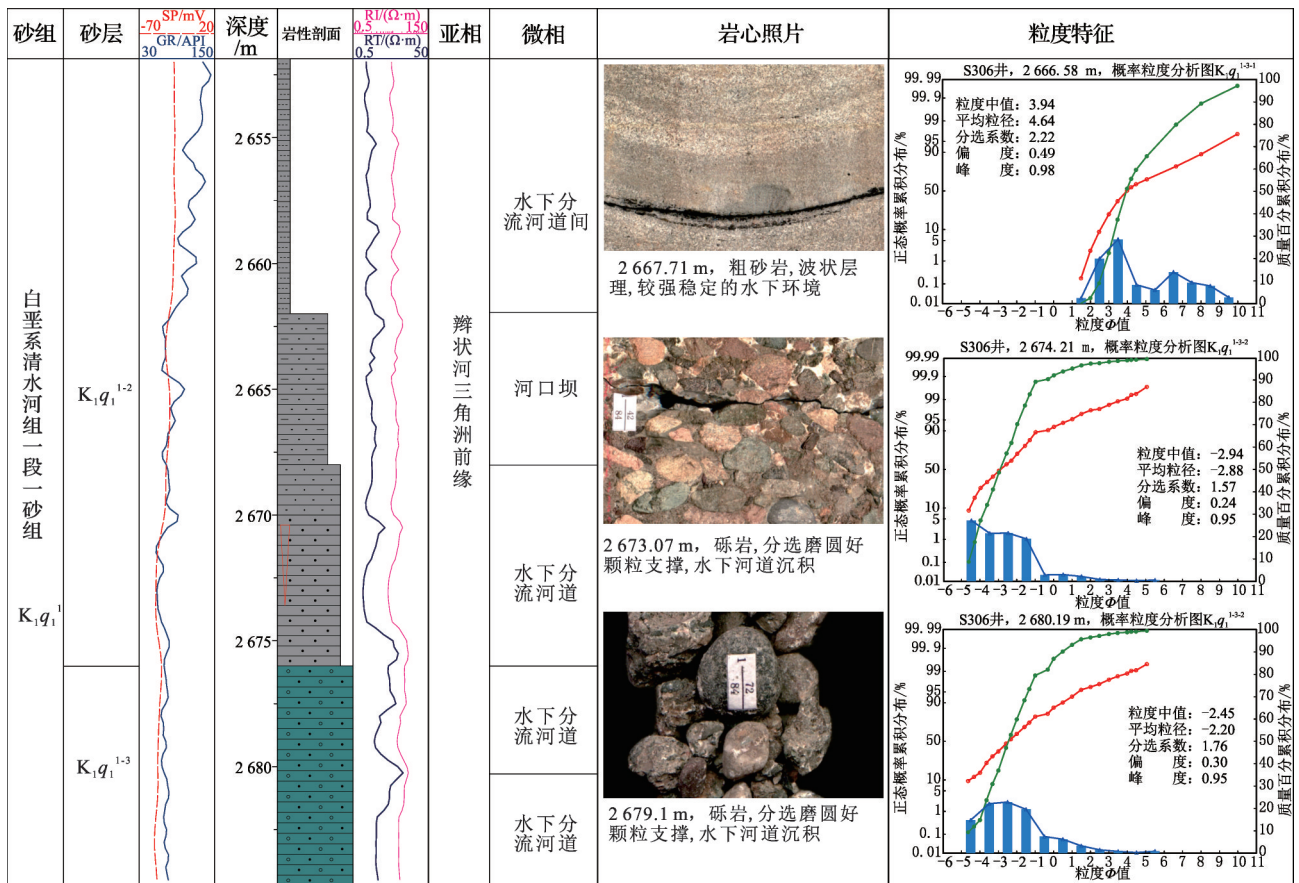


图8 S306井沉积相综合柱状图

Fig.8 Comprehensive histogram of sedimentary facies in Well S306

了从下到上沉积物粒度变细,水体变深的特征。

## 5 清水河组平面沉积相特征

在单井相和剖面相研究的基础上,对SN31井区清一段一砂组3砂层的2、4小层( $K_1q_1^{1-3-2}$ 、 $K_1q_1^{1-3-4}$ )及2砂层的2、3小层( $K_1q_1^{1-2-2}$ 、 $K_1q_1^{1-2-3}$ )的平面沉积相进行了研究。总体上,清一段一砂组沉积期,研究区主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道、河口坝(主要包括水下分流河道间、改造后的水下分流河道砂体、河口坝)、席状砂沉积;物源来自研究区西北面和东面,分别控制了从北向南和从东向西的水下分流河道的发育,在水下分流河道的外围发育河口坝沉积(平面分布所占面积与水下分流河道接近),在河口坝的外围还发育小范围的席状砂沉积(发育于研究区西面)(图10);2个方向的物源在不同小层沉积期控制的水下分流河道的沉积范围有所变化。

西北面物源所控制的两支水下分流河道从北向南延伸:在 $K_1q_1^{1-3-4}$ 沉积期,水下分流河道范围最小,西支延伸到了S303井和S311井之间,东支延伸

到了SN8190井和S304井一带; $K_1q_1^{1-3-2}$ 沉积期,西支仍然在S303井和S311井之间,东支向南延伸明显,到达SN8251井和SN8215井一带; $K_1q_1^{1-2-3}$ 沉积期,西支略向南延伸,到达S311井一带,东支略向南延伸,到达SN8251井和SN8236井南一带; $K_1q_1^{1-2-2}$ 沉积期,西支略向南延伸,到达S311井南一带,东支基本在SN8251井和SN8236井一带。总体上,西北面物源控制的主河道沉积范围在清一段一砂组3砂层的2、4小层及2砂层的2、3小层沉积期,从早到晚,呈现逐渐增加的特点。

东面物源控制的水下分流河道从东向西偏南延伸:在 $K_1q_1^{1-3-4}$ 沉积期,水下分流河道范围最大,延伸到了SN8208井—S307井西—S305井西南一带,从S306井到S304井西一带,还发育水下分流河道主河道(以砂砾岩沉积为主); $K_1q_1^{1-3-2}$ 沉积期,水下分流河道范围略微减小,退缩至S313井—S307井东—S305井西南一带,从S306井到S304井西一带,也发育水下分流河道主河道(以砂砾岩沉积为主),范围略向西南方向增大; $K_1q_1^{1-2-3}$ 沉积期,水下分流河道范围南北向略有减小,但略向西延伸,到达S313井一





S307井西—S305井西南一带,水下分流河道主河道沉积消失; $K_1q_1^{1-2-2}$ 沉积期,水下分流河道范围减小,退缩至S313井—S307井东—S305井一带。总体上,东面物源控制的主河道沉积范围在清一段一砂组3砂层的2、4小层及2砂层的2、3小层沉积期,从早到晚,东西方向上呈现先减小,后增加,再减小的振荡型沉积特点。

同时,基于油田的勘探需求,本文也分析了S307井—S305井一带的砂体发育情况,在S307井—S305井一带的区域,各个层段都有砂体发育,其中以 $K_1q_1^{1-3-4}$ 砂体粒度最粗,以中砂岩、细砂岩为主,厚度也最大,应该在4~6 m之间。 $K_1q_1^{1-2-2}$ 砂体粒度最细,以细砂岩、泥质砂岩(粉砂岩)、粉砂岩为主,厚度较薄,应该在2~4 m之间。该区域砂体主要受控

于东面物源,北面物源的影响相对较小。得出这些认识,主要基于以下考虑:

(1)东面物源所控制的砂体由S306井—S314井—S308井—S305井/S307井一带由东至西延伸,S306井大量发育的砂砾岩、S308井和S305井及S307井大量发育的砂岩(粗砂岩、中砂岩、不等粒砂岩、细砂岩),也可以说明主要物源来自东部。

(2)S305井—S307井一带区域砂体主要受东面物源的控制,而北面物源对其影响较小。因为从S303井到S311井,沉积物粒度变细;并且S303井大量发育细砂岩、细粉砂岩,仅有少量不等粒砂岩,从扇三角洲的沉积模式来看,它们难以延伸到S305井—S307井一带。而S305井—S307井距离东面物源相对较近。

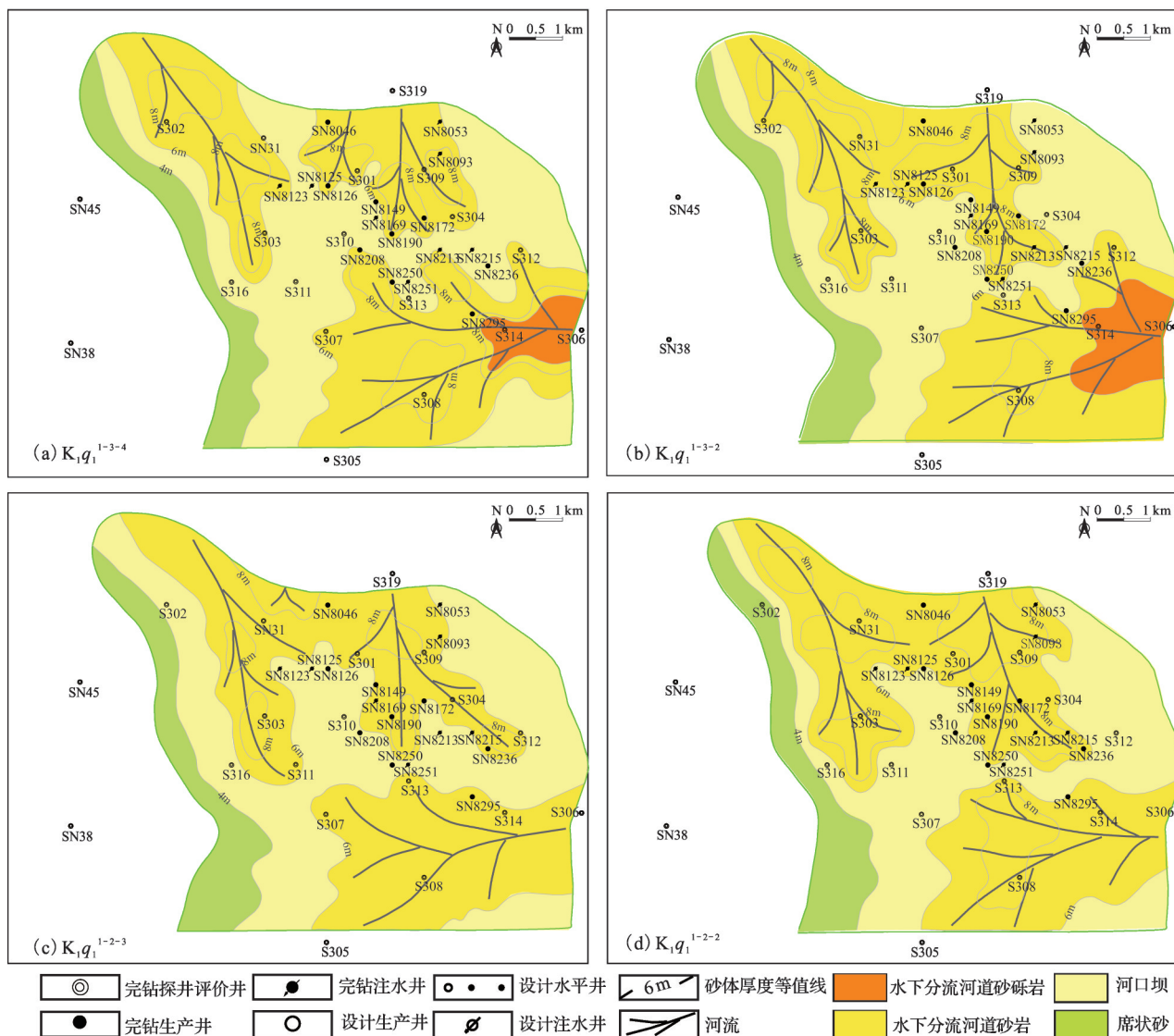


图10 SN31井区沉积相平面特征

Fig.10 Plane of sedimentary facies in SN31 well area



## 6 储层主控因素分析

沉积相研究表明,SN31井区白垩系清水河组一段一砂组主要发育辫状河三角洲前缘亚相,包括前缘水下分流河道、水下分流河道间、河口坝、席状砂沉积。不同沉积微相中发育的沉积物粒度不同,储层物性也存在差异,其中前缘水下分流河道主要发育灰色、灰绿色砂砾岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩(沿着物源方向,向湖盆方向粒度变细,细砂岩主要发育于水下分流河道末端和河口坝微相中),储层物性较好,水下分流河道间主要发育灰色粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩,储层物性较差(图11,图12)。究其原因,对于发育于三角洲前缘的砂岩(包括砂砾岩)来说,储层物性受到其沉积时的水动力所控制的泥质杂基含量的影响非常明显。其中水下分流河道(特别是主河道)由于水动力较强,沉积物粒度较粗,受较强烈的水体淘洗,泥质杂基含量较低,原始粒间孔、剩余粒间孔非常发育(研究区砂岩的储集空间以原始粒间孔、剩余粒间孔为主也说明了该现象),在成岩作用过程中压实作用对储层物性的影响有限,因而储层物性最好;水下分流河道间(主要是粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩等)由于沉积时水动力较弱,沉积物粒度较细,泥质杂基含量相对较高,在泥质杂基润滑作用下,成岩作用过程中,压实作用对储层物性的相对较大,后期溶蚀作用也不太发育,储层物性略差,特别是对于渗透率来说,这种差别更加明显(图11,图12)。

研究区储层物性既受到沉积作用的控制,也受到成岩作用的影响。不同的成岩作用都是在沉积作用的基础上,对储层物性进行建设性或破坏性的影响<sup>[19-26]</sup>,详细讨论如下。

镜下鉴定表明,研究区砂砾岩和砂岩受到的压实作用较弱,碎屑颗粒间以点接触、线接触为主,反映较强压实作用的凸凹接触很少见到,镜下仅可以见到有些塑性颗粒(主要是凝灰岩等火山岩碎屑)受压变形,颗粒间呈现凸凹—线接触,少部分塑性碎屑颗粒出现假杂基化,粒间孔隙仍然比较发育[图2(g)—图2(h)]。图2(g)和图2(h)的样品孔隙度依次为12.4%、9.2%,渗透率依次为 $21.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $247 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,说明压实作用对储层物性的影响较小。同时从图13可以看出,不论是清一段一砂组的2砂层还是3砂层,随着埋藏深度的增加,储层孔隙度并没有出现明显的随埋藏深度的增加

而减小的趋势,说明在该埋深段,压实作用对储层物性的破坏不明显,这也与该区储层的储集空间主要是原生粒间孔和剩余粒间孔相对应。

胶结作用往往充填粒间孔隙,对储层物性的破坏较明显。统计表明,SN31井区白垩系清水河组一段一砂组储层中胶结物类型多样,主要有方解石(平均含量为3.33%,还有少量铁方解石,平均含量为1%)、硬石膏(平均含量为2.11%)、黄铁矿(平均含量为2%)、褐铁矿(平均含量为1%)、硅质(平均含量为1.07%,还有少量次生石英)等。显微镜和扫描电镜下,常见方解石胶结物比较发育,同时还有自生石英颗粒、石英次生加大、种类繁多的黏土矿物等,这些胶结物的发育对储层物性具有一定的破坏作用[图2(f),图2(i)—图2(j)]。虽然研究认为成岩作用早期适量发育的方解石等碳酸盐类胶结物可以提供支撑颗粒骨架作用,能够有效抵御压实作用对储层物性的破坏,在成岩作用后期,这些方解石又可以作为溶蚀作用的物质基础,在孔隙流体性质改变时,发生溶蚀作用,进一步改善储层物性,但扫描电镜鉴定表明,研究区很少见到方解石等碳酸盐类胶结物的溶蚀作用(可能与样品的代表性不够有关)。

溶蚀作用对研究区储层物性具有一定的改善作用,在图13中2730 m上下,储层孔隙度略有增加,说明在该深度可能有次生孔隙发育。然铸体薄片上仅见到少量的粒内溶孔(主要是长石等碎屑颗粒)[图2(k)—图2(l)],因此从总体上看,溶蚀作用所造成的次生孔隙发育量比较少,对储层物性改善程度有限(储层的储集空间中,溶蚀孔隙所占比例较低)。

总的说来,研究区储层主控因素以沉积作用为主,成岩作用的影响较小,优质储层的发育主要受控于沉积作用,泥质杂基含量低、沉积时水动力条件较强的辫状河三角洲前缘水下分流河道砂砾岩、粗砂岩和中砂岩往往成为研究区优质储层。这也与孔隙度和渗透率的关系研究结果相符合: $K_1q_1^{1-2}$ 储层的孔隙度和渗透率的相关性中等,说明粒间孔隙与孔隙喉道匹配性中等,原生粒间孔所占比例较高,粒内孔隙(溶孔)所占比例较低,储层主控因素以沉积作用为主,成岩作用的影响较小; $K_1q_1^{1-3}$ 储层的孔隙度和渗透率的关系与 $K_1q_1^{1-2}$ 储层的相似,储层孔隙度和渗透率的相关性中等,也说明粒间孔隙与孔隙喉道匹配性中等,原生粒间孔所占比例较

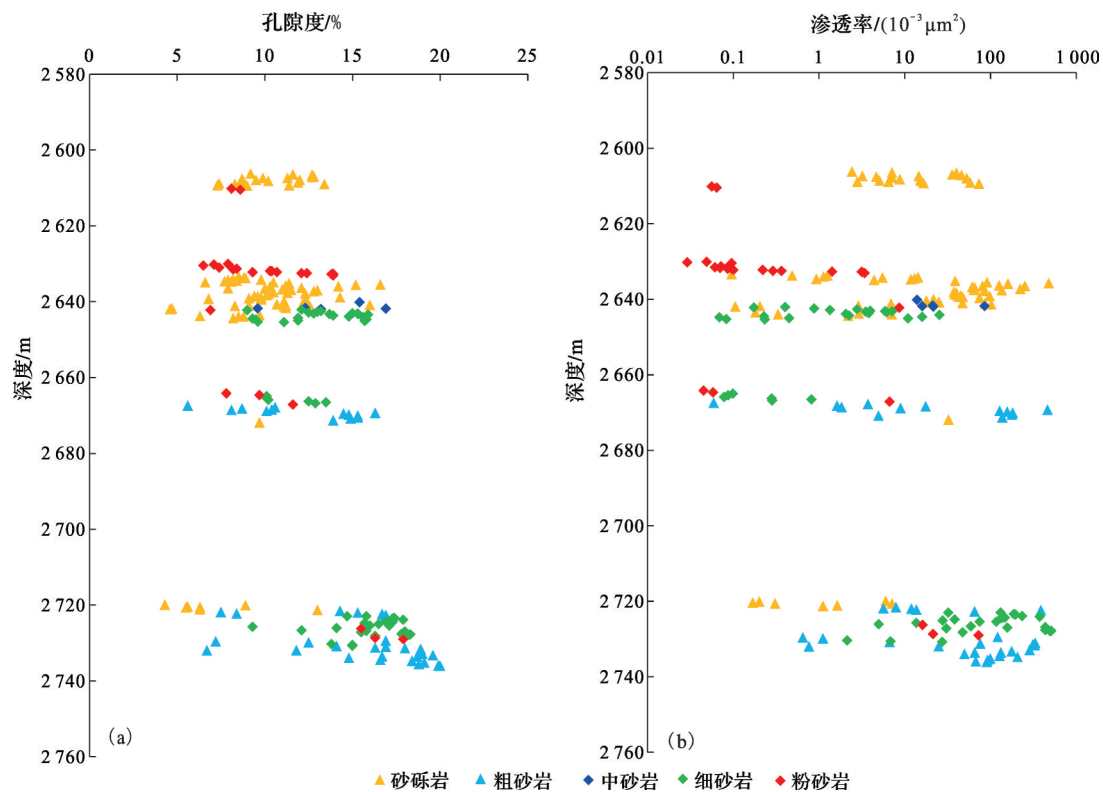
图 11 SN31 井区  $K_i q_i^{1-2}$  不同粒度储层的孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 与深度的关系

Fig.11 The relationship between porosity (a) as well as permeability (b) and depth of particle size in SN31 well area

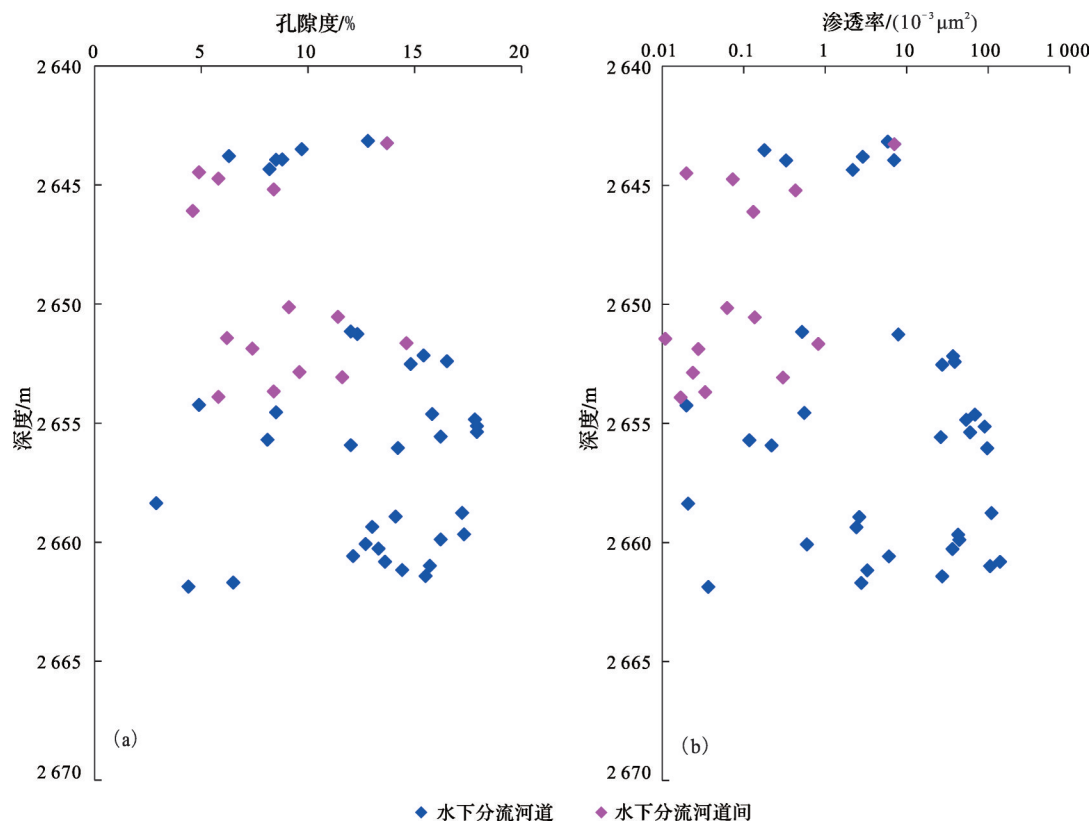
图 12 S304 井  $K_i q_i^{1-2}$  不同沉积微相储层的孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 与深度的关系

Fig.12 The relationship between porosity(a) as well as permeability(b) and depth of sedimentary microfacies in SN31 well area



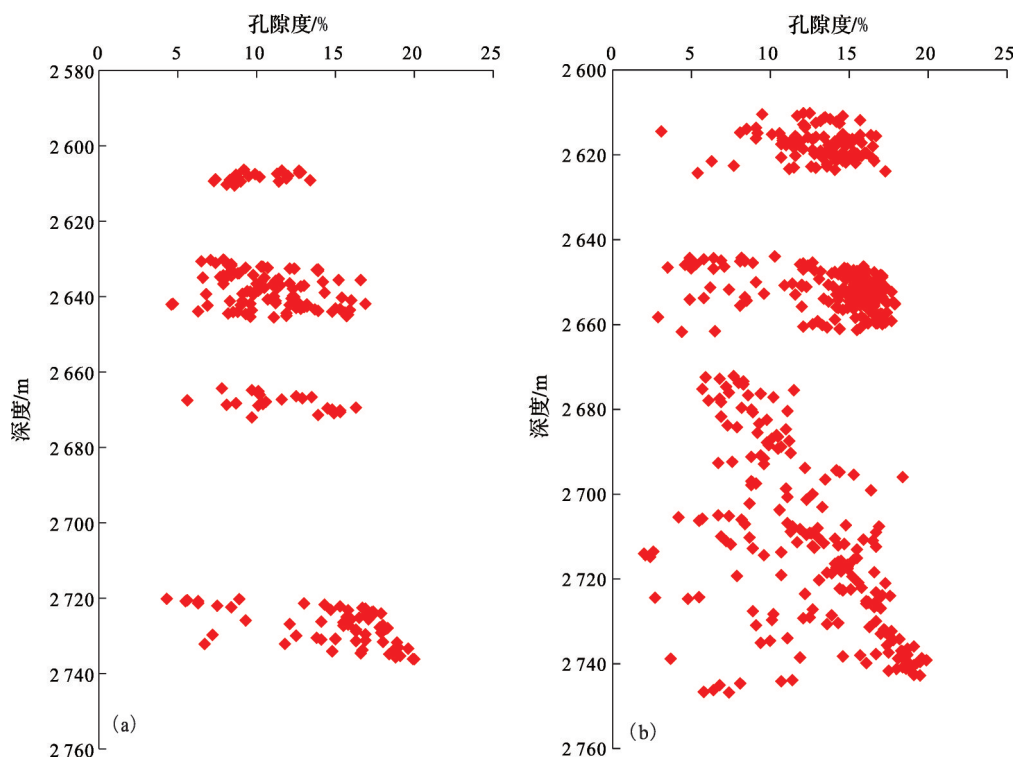


图13 SN31井区  $K_1q_1^{1-2}$  (a) 和  $K_1q_1^{1-3}$  (b) 储层孔隙度与深度的关系

Fig.13 The relationship between porosity and depth of  $K_1q_1^{1-2}$  (a) and  $K_1q_1^{1-3}$  (b) in SN31 well area

高,粒内孔隙(溶孔)所占比例较低,储层主控因素以沉积作用为主,成岩作用的影响较小。

## 7 结论

(1)SN31井区白垩系清水河组一段一砂组储层以细砂岩、砂砾岩、粗砂岩、中砂岩为主,总体属于长石岩屑砂岩、岩屑砂岩,成分成熟度较低,结构成熟度中等;储层的储集空间主要是原生粒间孔和剩余粒间孔,储层物性较好,属于中孔中渗储层。

(2)研究区清一段一砂组主要发育辫状河三角洲前缘沉积,平面上主要包括水下分流河道间、河口坝、席状砂沉积,不同的砂层各沉积微相的分布范围存在差异,这种差异影响了平面上砂体的分布范围及厚度。

(3)研究区储层主要受到沉积作用的控制,成岩作用的影响较小,优质储层主要是发育于辫状河三角洲前缘水下分流河道中泥质杂基含量较低、沉积时水动力条件较强的砂砾岩、粗砂岩和中砂岩。

## 参考文献 (Reference)

- [1] 谢寅符,李洪奇,孙中春.准噶尔盆地石南地区侏罗系—白垩系间风化壳的发现及其地层学意义[J].地质论评,2006,52(1):137-144.
  - [2] 冯动军.准噶尔盆地石南地区侏罗纪—早白垩世沉积体系研究[D].北京:中国地质大学(北京),2006:1-93.
  - [3] 赵霞,于兴河,黄兴文,等.准噶尔盆地石南地区清水河组一段层序地层特征[J].沉积学报,2007,25(5):716-720.
  - [4] 唐勇,周文泉,赵克斌,等.准噶尔盆地石南31井区含油气层位归属与划分[J].新疆石油地质,2007,28(1):119-121.
  - [5] 岳云雷.准噶尔盆地石南地区三工河组—清水河组层序沉积充填特征及岩性地层圈闭识别[D].北京:中国地质大学(北京),2008:1-143.
- XIE Y F, LI H Q, SUN Z C. Discovery of a weathering crust between Jurassic and Cretaceous and its stratigraphic significance in the Shinan area of the Junggar Basin[J]. Geological Review, 2006, 52(1):137-144.
- FENG D J. Study on the Sedimentary System of Jurassic and Early Cretaceous Epoch in Shinan Area of Junggar Basin[D]. Beijing:China University of Geosciences(Beijing), 2006:1-93.
- ZHAO X, YU X H, HUANG X W, et al. Sequence stratigraphic characteristics of the first member of Qingshuihe Formation in Shinan area, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(5):716-720.
- TANG Y, ZHOU W Q, ZAO K B, et al. Geological era adscription and petroliferous formation classification of Shinan-31 well block in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(1):119-121.
- YUE Y L. Filling characteristics of sequence and deposition and recognition of litho-stratigraphic traps of formations from  $J_1s$  to  $K_1q_1$  in Shinan area, Junggar Basin[J]. Beijing: China

- University of Geosciences (Beijing), 2008:1-143.
- [6] 饶政,姚鹏翔,张春光,等.准噶尔盆地石南31井区下白垩统清水河组一段辫状河三角洲相及沉积演化[J].古地理学报, 2008,10(1):43-52.
- RAO Z, YAO P X, ZHANG C G, et al. Braided fluvial delta facies and sedimentary evolution of the member 1 of Qingshuihe Formation of Lower Cretaceous in Shinan 31 well block, Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(1): 43-52.
- [7] 旷红伟,高振中,穆朋飞.准噶尔盆地夏盐凸起石南31井区下白垩统清水河组一段物源分析[J].古地理学报, 2008,10(1): 371-378.
- KUANG H W, GAO Z Z, MU P F. Provenance analysis of the member 1 of Lower Cretaceous Qingshuihe Formation in SN 31 well area in Xiayan uplift of Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(1): 371-378.
- [8] 付爽,纪宝强,李俊飞,等.准噶尔盆地石南地区中侏罗一下白垩统储层成岩作用研究[J].西北地质, 2018, 51(4): 244-254.
- FU S, JI B Q, LI J F, et al. Diagenesis of Middle Jurassic-Lower Cretaceous reservoirs in Shinan area, Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2018, 51(4): 244-254.
- [9] 靳军,向宝立,王剑,等.准噶尔盆地石南地区清水河组一段成岩特征及其油气意义[J].中国石油勘探, 2016, 21(2): 61-68.
- JIN J, XIANG B L, WANG J, et al. Diagenetic characteristics of the first member of Qingshuihe Formation in Shinan area, Junggar Basin, and its petroleum significance [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(2): 61-68.
- [10] 瞿建华,吴涛,费李莹,等.准噶尔盆地石南地区清水河组油气成藏条件[J].新疆石油地质, 2017, 38(6): 658-664.
- QU J H, WU T, FEI L Y, et al. Conditions of oil and gas accumulation in Qingshuihe Formation of Shinan area, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(6): 658-664.
- [11] 高崇龙,纪友亮,任影,等.准噶尔盆地石南地区清水河组沉积层序演化分析[J].中国矿业大学学报, 2016, 45(5): 958-971.
- GAO C L, JI Y L, REN Y, et al. Sedimentary sequence evolution analysis of Qingshuihe Formation in Shinan area of Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2016, 45(5): 958-971.
- [12] 于福生,阿木古冷,杨光达,等.准噶尔盆地车—莫古隆起的构造演化特征及其成因模拟[J].地球学报, 2008, 29(1): 39-44.
- YU F S, A M G L, YANG G D, et al. Tectonic evolution and mechanism analysis of Che-Mo palaeo-uplift in Junggar Basin[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2008, 29(1): 39-44.
- [13] 纪友亮,周勇,祝军,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 Y L, ZHOU Y, KUANG J, 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]. Sci China Earth Sci, 2010, 40(10): 1342-1355.
- [14] 杨帆,侯连华,卫延召,等.准噶尔盆地腹部石南21油藏、石南31油藏新认识[J].中国矿业大学学报, 2015, 44(4): 697-703.
- YANG F, HOU L H, WEI Y Z, et al. New perspective on Shinan 21 and Shinan 31 reservoirs in the central Junggar Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2015, 44(4): 697-703.
- [15] 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): 814-828.
- GAO C L, JI Y L, REN Y, 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): 814-828.
- [16] 方世虎,郭召杰,张志诚,等.准噶尔盆地中生代演化的地层学和沉积学证据[J].高校地质学报, 2004, 40(4): 554-559.
- FANG S H, GUO Z J, ZHANG Z C, et al. Mesozoic tectonic evolution of southern Junggar Basin, northwestern China: Constraints from stratigraphic and sedimentologic evidences [J]. Geological Journal of China Universities, 2004, 40(4): 554-559.
- [17] 焦养泉,吴立群,陆永潮,等.准噶尔盆地腹部侏罗系顶部红层成岩作用过程中蕴藏的车莫古隆起演化信息[J].地球科学:中国地质大学学报, 2008, 33(2): 219-225.
- JIAO Y Q, WU L Q, LU Y C, et al. Evolution of the Chepaizi-Mosuowan palaeo-uplift, Junggar Basin, China: Evidence from diagenesis of late Jurassic red beds [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2008, 33(2): 219-225.
- [18] 朱筱敏,张义娜,杨俊生,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.
- ZHU X M, ZHANG Y N, YANG J S, et al. Sedimentary characteristics of the shallow Jurassic braided river delta, the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(2): 244-251.
- [19] 张顺存,刘振宇,鲁阳,等.成岩作用对克百断裂下盘二叠系砂砾岩储层物性的控制作用研究[J].天然气地球科学, 2010, 21(5): 755-761.
- ZHANG S C, LIU Z Y, LU Y, et al. Diagenesis constrain to physical property of Permian conglomerate reservoir in underlying block of Kebai fault [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(5): 755-761.
- [20] 赵俊兴,黄德才,罗媛,等.鄂尔多斯盆地南部长6段储层成岩作用特征[J].天然气工业, 2009, 29(3): 34-39.
- ZHAO J X, HUANG D C, LUO Y, et al. Diagenetic features of reservoirs in the Chang-6 member, south Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(3): 34-39.
- [21] 王卓卓,梁江平,李国会,等.成岩作用对储层物性的影响及与沉积环境的关系——以鄂尔多斯盆地劳山地区为例.天然气地球科学, 2008, 19(2): 171-177.
- WANG Z Z, LIANG J P, LI G H, et al. Affection of diagenesis



- sis on reservoir properties and its relationship with depositional setting: A case from Upper Triassic Yanchang Formation sandstones, Laoshan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(2): 171-177.
- [22] ZHANG P H, ZHANG J L, LEE Y I, et al. Diagenesis of braided fluvial sandstones and its implications for prediction of reservoir quality: A case study on the Neogene Shawan Formation, Junggar Basin, NW China[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2015, 8(1):29-37.
- [23] 史基安,王琪.影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素[J].*沉积学报*,1995,13(2):128-139.
- SHI J A, WANG Q. A discussion on main controlling factors on the properties of clastic gas reservoirs[J].*Acta Sedimentologica Sinica*, 1995, 13(2):128-139.
- [24] 于兴河,郑凌茂,宋立衡,等.断陷盆地三角洲砂体的沉积作用与储层的层内非均质性特点[J].*地球科学:中国地质大学学报*,1997,22(1):51-56.
- YU X H, ZHENG J M, SONG L H, et al. Features of depositional processes and permeability heterogeneities in deltaic sandbodies in faulted basins[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 1997, 22(1):51-56.
- [25] 朱筱敏,吴冬,张昕,等.东营凹陷沙河街组近岸水下扇低渗储层成因[J].*石油与天然气地质*,2014,35(5):646-653.
- ZHU X M, WU D, ZHANG X, et al. Genesis of low permeability reservoirs of nearshore subaqueous fan in Shahejie Formation in Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(5):646-653.
- [26] 朱筱敏,张守鹏,韩雪芳,等.济阳凹陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究[J].*沉积学报*,2013,31(6):1094-1104.
- ZHU X M, ZHANG S P, HAN X F, et al. On the differences of reservoir quality of Shahejie Fm. in steep slope zones of Jiyang Sag[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(6): 1094-1104.

## Fine analysis of sedimentary facies and main controlling factors of reservoir in the first sand group of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area of Junggar Basin

WANG Yi<sup>1</sup>, LI Jun-fei<sup>1</sup>, PENG Jia-qiong<sup>1</sup>, WEI Pu<sup>1</sup>, TANG Hong<sup>2</sup>, ZHANG Shun-cun<sup>3,4</sup>, GUO Hui<sup>3,4</sup>

(1. Shixi Operation District, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, China;

2. Institute of Exploration and Development of Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu 062552, China;

3. Northwest Institute of Eco-Environment and Resources, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China;

4. Key Laboratory of Petroleum Resources, Gansu Province, Lanzhou 730000, China)

**Abstract:** The first sand group of 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation in SN31 well area of Junggar Basin has thick strata. The lateral and vertical variations of sand bodies restrict the process of exploration, development and rolling evaluation in this area. Based on core observation, thin section, logging and logging data, scanning electron microscopy (SEM) and other technical methods, the lithological characteristics, physical characteristics, distribution characteristics of sedimentary microfacies of the first sand group of 1<sup>st</sup> member of Qingshuihe Formation, and main controlling factors of physical properties of reservoir have been studied. The results show that the reservoir of the first sand group in 1<sup>st</sup> member of Qingshuihe Formation are composed of fine-grained sandstone, sandy conglomerate, coarse sandstone and medium sandstone, with low component maturity, middle structural maturity and good physical properties, which is emphatically defined as medium porosity and medium permeability reservoir. The study area developed the underwater distributary channel, river mouth bar and sheet sand deposits of braided river delta front, and the best physical properties such as sandy conglomerate, coarse sandstone and medium sandstone reservoir are mainly developed in underwater distributary channel microfacies. The physical properties of reservoir in the study area are mainly controlled by sedimentation, and diagenesis has little influence on physical properties of reservoir. The underwater distributary channel of braided river delta front is favorable microfacies for the development of high-quality reservoirs.

**Key words:** Junggar Basin; SN31 well area; 1<sup>st</sup> member of Cretaceous Qingshuihe Formation; Sedimentary facies; Controlling factors of reservoir

**Foundation items:** National Science Foundation of China (Grant No. 41872145); The Key Laboratory Project of Gansu Province (Grant No.1309RTSA041).