

准噶尔盆地中拐凸起侏罗系三工河组储层特征及控制因素

梁爽^{1,2,3}, 杜社宽^{1,2}

1. 中国科学院西北生态环境资源研究院, 兰州 730000

2. 甘肃省油气资源研究重点实验室, 兰州 730000

3. 中国科学院大学, 北京 100049

摘要 中拐凸起作为准噶尔盆地的一个正向二级构造单元,其成藏背景对油气勘探开发非常有利。选取三工河组主要钻井的岩芯和薄片进行岩石特征学的观察与鉴定,以及X衍射,测井录井,扫描电镜,压汞化验资料分析等手段对三工河组砂岩储层的物性及主控因素进行研究。结果表明:三工河组储层砂岩以长石质岩屑砂岩和岩屑砂岩为主,从三工河组一段到三工河组二段的颗粒逐渐变粗并且颗粒分选以好—中等为主,具有砂岩结构成熟度中等、成分成熟度较低等特征。三工河组储层局部呈低孔—低渗,主要孔渗特征还是以中孔—中渗为主。辫状河三角洲前缘水下分流河道等沉积微相控制着储层孔隙和砂岩粒度的发育。根据资料统计分析储层成岩演化期,认为储层致密性受压实与胶结作用影响最大,进入储层成岩后期,溶蚀作用在一定程度上改善了储层的孔隙度,并在增大储层孔隙度的同时为生成油气创造了良好的运移条件。

关键词 储层物性;中拐凸起;三工河组;主控因素

第一作者简介 梁爽,男,1992年出生,硕士研究生,油气地球物理与沉积储层,E-mail:1515243618@qq.com

通信作者 杜社宽,男,副研究员,E-mail:dsk@petrochina.com.cn

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

中拐凸起是西北缘地区被东南两大凹陷区环绕的二级构造单元,约1 500 km²的油气富集地区历来是油气勘探开发的有利靶向区(图1)。新疆油田公司近些年在中拐凸起及周缘地区滚动勘探中均有突破性发现。其中在油气井G4、G9、G17、G25、JL5井发现了八道湾组、三工河组工业油气流,显示该区域拥有良好油气勘探前景。前人已对西北缘中生代三叠系、侏罗系进行了物性与控藏因素研究,但对于热点区如侏罗系三工河组的砂岩储集特征及控藏因素研究较少。为打破掣肘研究区油气勘探进程的一系列因素,需要阐明研究区储层物性、沉积相和成岩作用并结合构造演化明确目标区物性特征及控藏因素,为准确合理预测研究区油气勘探开发提供科学支持。

本文研究区为中拐地区侏罗系三工河组(J_{1s}),该组从下到上划分为三工河组一段(J_{1s1}),三工河组二段

(J_{1s2})、三工河组三段(J_{1s3})。研究区发育多期构造运动叠加导致该地区发育多个不整合界面。研究区目标构造所在的位置处于西北缘克百断裂带与红车断裂带的转换部位,由H₃井东断裂、红山嘴东断裂及中拐南断裂所控制的凸起主体,为典型的宽缓的石炭纪—二叠纪鼻状古隆起构造^[1-3],其成藏背景非常有利。玛湖凹陷、盆1井西凹陷发育多套烃源岩,风城组、下乌尔禾组及侏罗系烃源岩发育于沙湾凹陷二叠系地层。以往钻探结果表明,该区具有多层系含油、多期成藏的特点,目前已发现了包括G16、G20、G28、JL108、JL5井等井区的三工河组油藏(图1)。由于目标地层油藏的规模较小,且不同区域储层发育模式不同,加之储层砂体形态的多样性,以现有对该地区储层特征的剖析资料来指导该区油气勘探具有很大的难度,因此有必要对该地区的储层砂体做进一步深入的分析。

前人已从不同的研究角度如构造的类型和分

收稿日期:2018-04-28; 收修改稿日期:2019-01-16

基金项目:中科院“十三五”科技创新基金项目(135CCJJ20160524)[Foundation: The 13th Five-Year Plan of the Chinese Academy of Sciences, No. 135CCJJ20160524]

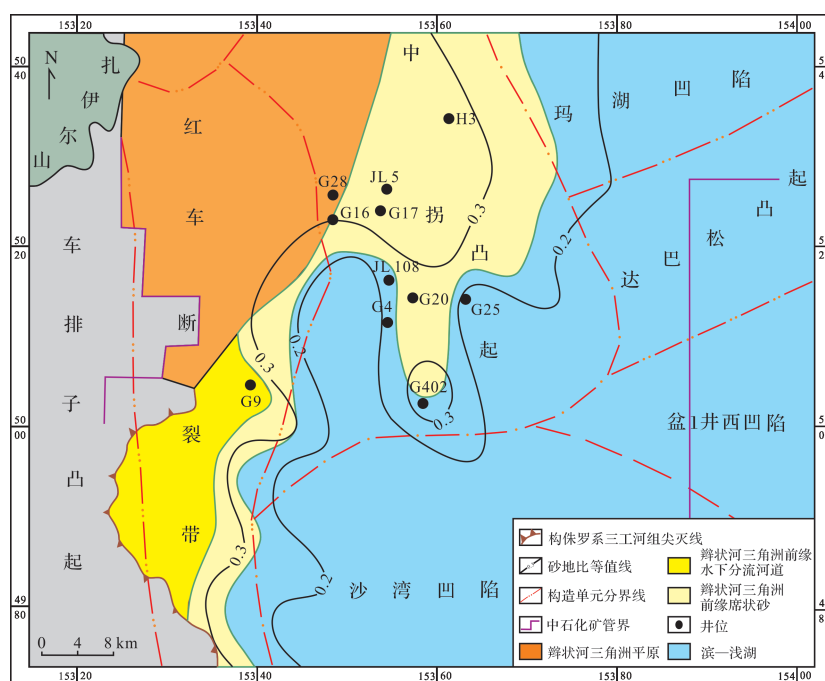


图1 中拐凸起地区沉积相平面分布图

Fig.1 Sedimentary facies distribution map of Zhongguai Uplift, Junggar Basin

类^[4-6],有油气成藏过程与条件^[7-14],沉积相同储层预测之间的关系^[15-18]、储层成岩模式与演化模式^[19-21]等方面对中拐凸起各类关于油气的相关问题做了一些调查,普遍得出中拐侏罗系地层有深层有规模大藏,浅层有小藏的成藏特征^[5,7,22]。结合前人的研究成果,为进一步阐明目标区优质储层的^[22-23]分布情况,笔者对研究区岩芯、铸体薄片、扫描电镜、X射线衍射、实验化验资料进行了分析,并结合测井、录井资料,对研究区内的侏罗系三工河组在储层特征和物性控制因素做了相关分析。

1 储层岩石学特征

通过对三工河组储层岩石薄片观察并结合数点统计可知(图2),其主要岩石类型为长石质岩屑砂岩,其次为岩屑砂岩,并含有少量的岩屑质长石砂岩。

其中三工河组一段岩屑含量比较高,为28%~73%,石英含量为12%~45%,长石含量为15%~27%;三工河组二段一砂组岩屑含量较高,为15%~78%,石英和长石含量几乎相等,分别为10%~45%、10%~40%;三工河组二段二砂组岩屑含量占主要部分,约为32%~57%,石英含量为25%~45%,长石含量为12%~28%(表1)。三工河组二段二砂组岩屑含量相

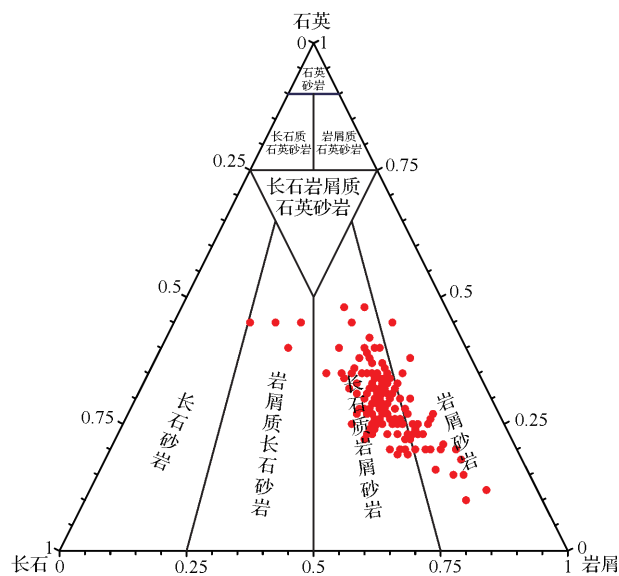


图2 中拐凸起三工河组岩石类型

Fig.2 Triangle plot of detrital components of Sangonghe Formation in Zhongguai Uplift

对其他两个组相对较低,可能受到压实作用的影响相对较小。通过薄片观察和统计认为,三工河组一段储层砂体颗粒分选好—中等,磨圆以次棱角—圆状为主,接触方式以点—线接触为主(图3b),胶结类型则以接触式、压嵌式为主,岩屑成分主要为凝灰岩。三工河组二段一砂组颗粒分选好—中等,磨圆

表1 中拐凸起三工河组碎屑岩岩石成分统计

Table 1 Properties of detrital components in Sangonghe Formation, Zhongguai Uplift

层位	岩石类型	岩屑/%	石英/%	长石/%	颗粒分选	磨圆程度	接触方式	胶结类型	岩屑主要成分
J ₃ s ₂ ¹	长石岩屑砂岩	15~78	10~45	10~40	好—中等	次棱角—次圆状	线接触	孔隙型、压嵌型	凝灰岩为主,其次为花岗岩
J ₃ s ₂ ²	岩屑砂岩	32~57	25~45	12~28	中等	次圆—次棱角状	点接触、线接触	压嵌型、孔隙型	凝灰岩为主,其次为泥岩
J ₃ s ₁	长石岩屑砂岩	28~73	12~45	15~27	好—中等	次棱角—次圆状	点、线接触	接触式、压嵌式	主要为凝灰岩

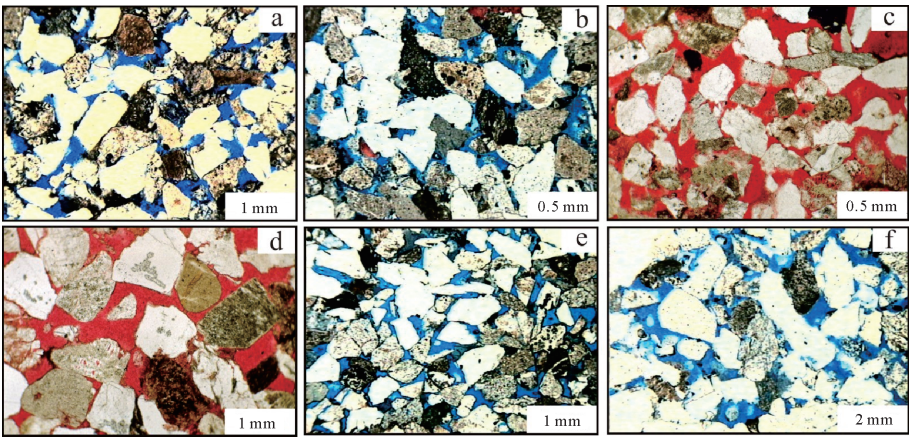


图3 中拐凸起三工河组储层储集孔隙特征(铸体薄片)

(a)G17井,2 263.97 m,J₃s₂¹,为中灰色细砂岩,分选性好—中等,次棱角—次圆状磨圆,原生粒间孔约占孔隙体积的65%,溶蚀作用较弱,胶结类型为孔隙型和压嵌型,孔隙度约为15%,渗透率为 $1.12\times 10^{-3}\mu\text{m}^2,\times 100$; (b)G19井,3 139.14 m,J₃s,灰色中砂岩,分选性好—中等,次棱角—次棱状磨圆,接触方式以点、线接触为主,胶结类型为接触式与压嵌式,原生粒间孔发育,残余粒间孔次之,溶蚀作用较弱,发育5%粒内溶孔,具锯齿状次生增大的石英颗粒普遍分布,凝灰岩分布的碳酸盐胶结物较为普遍,孔隙度约为13.5%,渗透率为 $5.27\times 10^{-3}\mu\text{m}^2,\times 300$; (c)G001井,2 803.04 m,J₃s₂²,灰色中砂岩,接触方式为点、线接触,长石质砾石轻度泥化,孔隙胶结类型以压嵌式、孔隙型为主,发育粒间溶孔,孔隙度为12.43%,渗透率为 $4.23\times 10^{-3}\mu\text{m}^2,\times 200$; (d)G6井,3 228.14 m,J₃s,以浅灰色不等粒砂岩为主,分选性中等,次棱角—次棱状磨圆,粒间溶孔较发育,接触方式以点、线接触为主,胶结类型为接触式与压嵌式,孔隙度为6.8%,渗透率为 $0.07\times 10^{-3}\mu\text{m}^2,\times 40$; (e)G20井,2 646.05 m,J₃s₂²,深灰色砂砾岩为主,孔隙溶蚀较为发育,颗粒分选中等,次圆—次棱角状磨圆,粒间溶孔占比65%、粒内溶孔占比3%,孔隙度为12.92%,渗透率为 $32.96\times 10^{-3}\mu\text{m}^2,\times 100$; (f)G21井,2 601.17 m,J₃s₂²,浅灰色砂岩,颗粒分选中等,次圆—次棱角状磨圆,接触关系以点、线接触为主,胶结类型以压嵌式与孔隙式为主,孔隙度为8.85%,渗透率为 $0.63\times 10^{-3}\mu\text{m}^2,\times 40$

Fig.3 Rock types and microcharacteristics of Sangonghe Formation reservoir in Zhongguai Uplift (casting thin-sections)

度为次棱角—次圆状,接触方式为线接触,胶结类型为孔隙型与压嵌式(图3a),岩屑主要成分以凝灰岩为主,其次为花岗岩。三工河组二段二砂组颗粒分选中等,磨圆程度以次圆—次棱角状为主,接触方式为点接触与线接触,胶结类型为压嵌式和孔隙式(图3c),岩屑主要成分以凝灰岩为主,其次为泥岩。颗粒的接触关系整体上为线接触,反映了储层经历了一定的压实作用。

综合大量的录井资料,岩芯观察统计及岩石薄片显微镜下鉴定,研究区三工河组储层主要分布于三一段(J₃s₁)、三二段一砂组(J₃s₂¹)和三二段二砂组(J₃s₂²),岩石颗粒粒径为1.115~0.45 mm,大约占总体的32%~53%,中细砂岩构成了这部分储层的主要岩石颗粒类型。其次为不等粒砂岩和粗砂岩,分别占总体的17%~32%和3%~7%,而砂砾岩占三工河一段

全部含量的18.8%。通过扫描电镜,发现砂岩碎屑成分以岩屑为主,其含量约为30%~85%,平均为47%;石英的含量为2%~45%,平均为25%,并随着砂砾岩以外的岩石粒度的增大而增加;长石含量约为2%~25%,其平均值约为25%,反映其具有较低的成分成熟度。对研究区的碎屑岩岩石成分分析可以发现,中拐地区侏罗系三工河组砂岩的碎屑成分以岩屑为主,含量为29%~78%,平均为50%,反映较低的成分成熟度,岩屑成分以中酸性火成岩及凝灰质为主。

2 储层物性特征

孔隙度和渗透率是衡量储层物性优劣和划分储层类型的2个基本参数。通过对研究区34口井三工河组储层岩石样品的实测物性资料统计分析,对三工河组储层岩石样品进行物性分析发现,其孔隙度

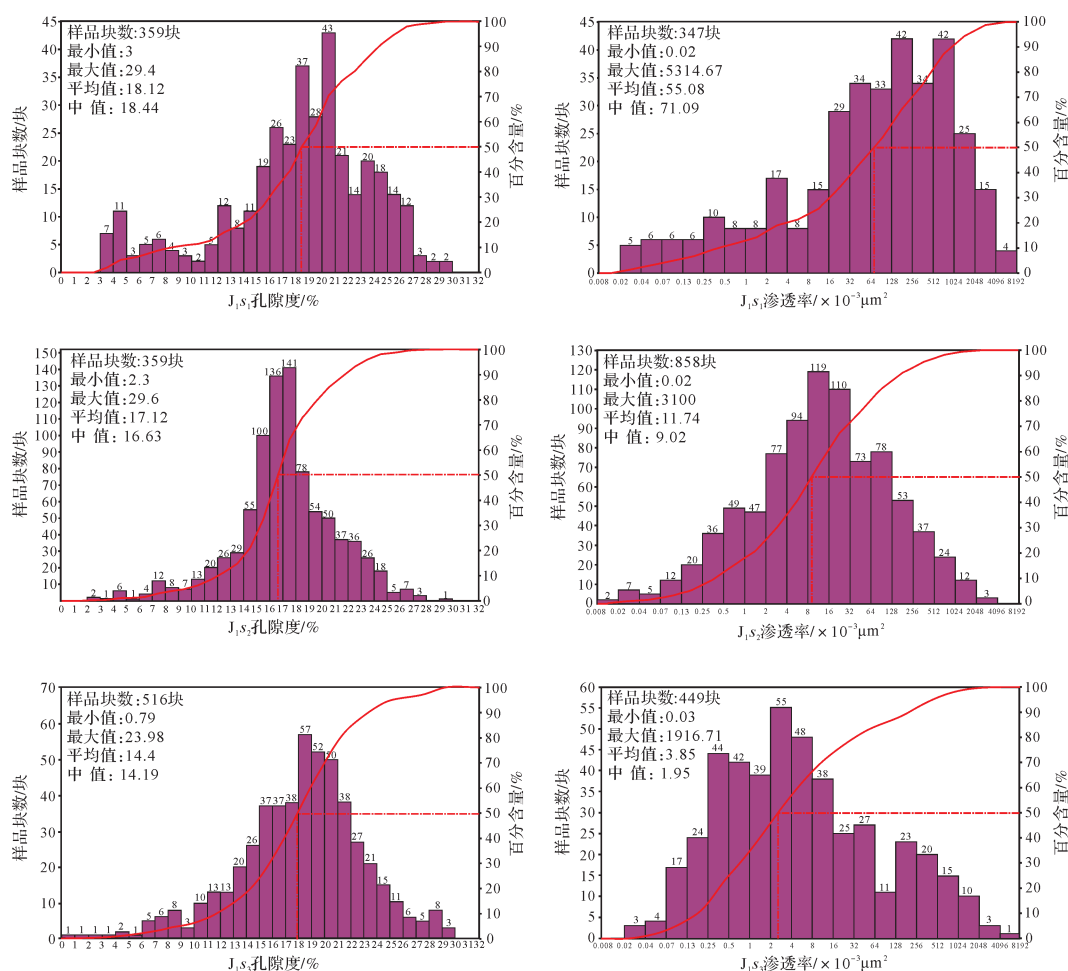


图4 中拐凸起三工河组碎屑岩孔隙度、渗透率分布直方图

Fig.4 Distribution of porosity and permeability of Sangonghe Formation in Zhongguai Uplift

主要为12%~18%,平均孔隙度为17.65%;渗透率分布在 $(0.13\sim46)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均渗透率约为 $28.42\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,三工河组一段(J_{1s1})储层平均孔隙度为18.12%,平均渗透率为 $55.08\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;三工河组二段(J_{1s2})储层平均孔隙度为17.12%,平均渗透率为 $11.74\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;三工河组三段(J_{1s3})储层平均孔隙度为17.86%,平均渗透率为 $10.72\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表现为三工河组一段的储层物性较三工河组二段的储层物性要好。根据陆相油田常用储层划分方案可知,中孔中渗特征为三工河组储层主要特征。整体上从三一段到三三段,随着砂岩粒级越粗和埋深越浅,孔隙度值和渗透率值有所增加,储层物性表现相对较好(图4)。

对研究区目的层386个岩石样品的压汞参数、孔喉结构特征方面进行统计发现(表2),侏罗系三工河组砂岩的平均毛管半径为 $6.84 \mu\text{m}$,孔喉体积比为3.3,最大孔喉半径为26.94,而平均排驱压力为0.26,

平均退汞效率为27.8,从中可以看出三工河组砂岩喉道多为细喉道。由压汞曲线特征分析可知(图5),压汞曲线平缓段较发育,为典型的I类A型反映目标储层非均质性较强,同时,也反映了目标层为一个良好储层。砂砾岩喉道多为中细喉道,其压汞曲线发育平缓段,表现出目标储层良好的储集性特征。

3 储层控制因素

根据岩石样品的岩石学特征分析可知,中拐凸起侏罗系三工河组碎屑岩储层组成为砂砾岩、砾岩、砂岩、含砾砂岩等,由于其储层均质性良好,储层物性差异变化不大,因此成岩作用和沉积环境对于侏罗系三工河组储层物性有着重要影响^[24]。

3.1 沉积环境

通过对不同沉积微相与孔隙发育程度的关系进行分析认为,中拐地区储层性质优劣主要受控于沉

表2 中拐凸起三工河组碎屑岩压汞参数统计表

Table 2 Mercury-injection parameters of Sangonghe Formation in Zhongguai Uplift

层位	孔度/%	渗透率 10^{-3} / μm^2	中值压力 /MP	中值半径	排驱压力 /MP	最大孔喉半 径/ μm	退汞效率/%	孔喉体积 比/%	平均毛管 半径/ μm	非饱和孔隙 体积/%	样品数量 /个
J ₃ s ₂ ¹	17.72	36.06	2.52	1.42	0.33	12.41	30.95	2.67	3.88	20.54	260
J ₃ s ₂ ²	17.92	72.51	2.06	1.22	0.30	26.94	23.24	4.30	8.58	14.95	113
J ₃ s ₁	19.97	29.16	3.14	2.67	0.16	13.82	29.22	3.03	8.06	21.81	13

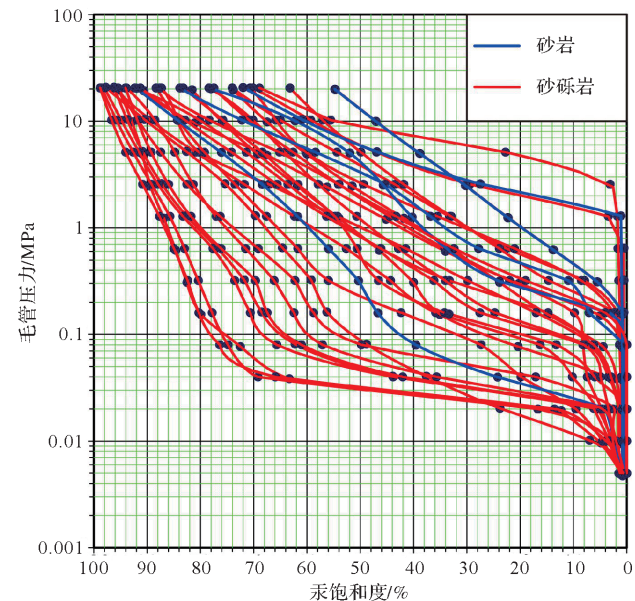


图5 中拐凸起侏罗系三工河组碎屑岩压汞曲线

Fig.5 Mercury-injection curves for detrital rock in Sangonghe Formation, Zhongguai Uplift

积相带。由测井曲线分析发现,各沉积微相间在沉积特点和砂体类型上也有所不同。以拐402井为例,在拐402井三工河组地层发育辫状河三角洲前缘砂体。从测井图中可以明显看到因为沉积微相的不同导致储层孔隙的差异较为明显,使得研究区目标储层的物性差异很大,高能的辫状河砂体的物性相对低能量的河道侧翼砂体较好^[25](图6)。综上分析得知,决定中拐凸起三工河组储层物性优劣的主要控制因素是沉积环境。

中拐凸起侏罗系三工河组为扇三角洲—湖泊沉积体系^[7,16],扇三角洲平原辫状河道、前缘水下分流缘砂坝砂体孔隙度为19.13%,渗透率为 $2.32\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,物性相对最差(图7)。这些储层物性差异表明,扇三角洲前缘水下分流河道砂体和平原辫状河道砂体是研究区内物性较好的储层,沉积相控制着储层物性的横向展布,是影响中拐侏罗系三工河组储层物性的重要因素。

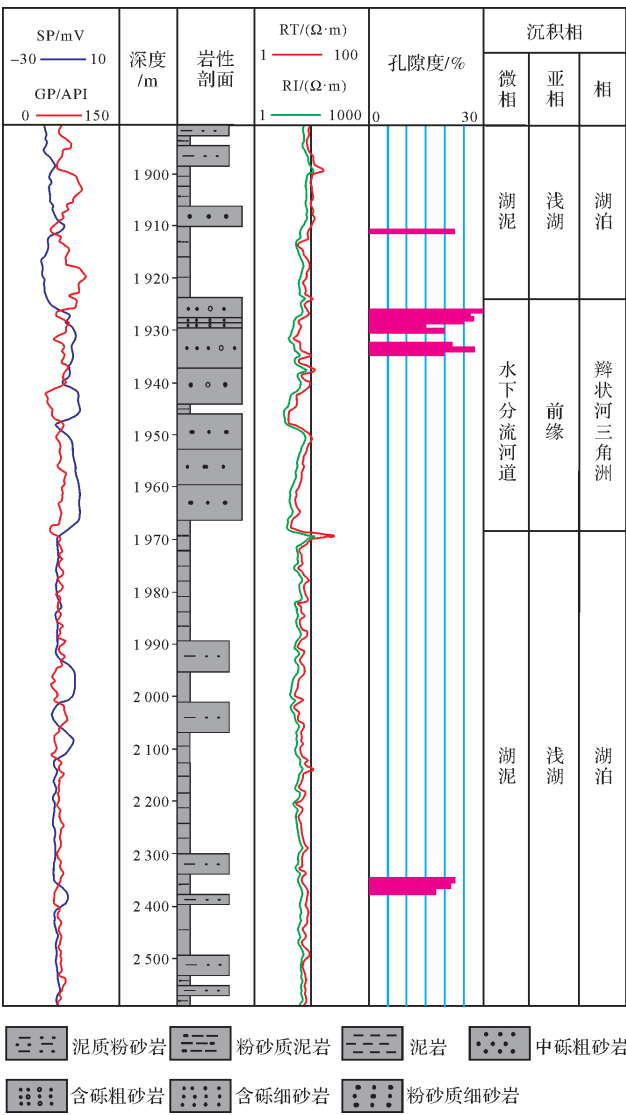


图6 中拐凸起拐402井沉积微相与孔隙度

Fig.6 Sedimentary microfacies and porosity from Well Guai 402

3.2 成岩作用

3.2.1 压实作用

成岩压实是导致储层原生孔隙损失的一个重要作用。中拐凸起三工河组在沉积物形成的早期阶段受压实破坏作用比较明显,储层颗粒间表现为线—凹凸接触关系,表明储层埋藏过程中经历了较强的

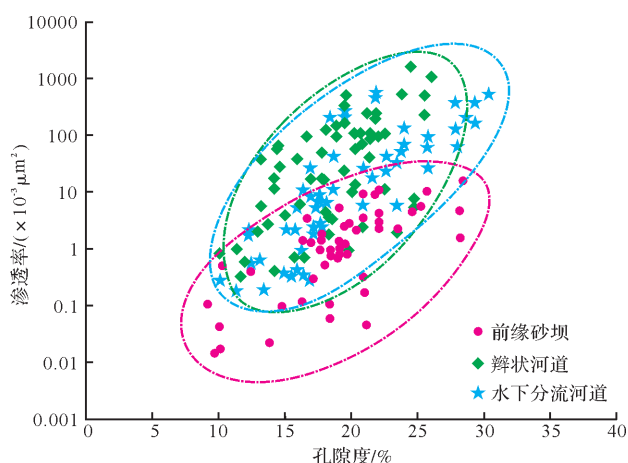


图7 不同沉积微相孔隙度与渗透率关系

Fig.7 Plot of porosity vs. permeability for all sedimentary microfacies types

压实与压溶作用。由孔隙度随埋藏深度的变化(图8a)可知,随着埋藏深度的增加,储层孔隙度有逐渐下降的趋势;且在同一深度范围内,粗砂岩储层的孔隙度要比中砂岩和细砂岩储层的孔隙度高,说明粒度较粗的砂岩储层往往预示着较好的储层。

研究储层中可见火成岩屑变形严重并且出现溶蚀长石颗粒破碎严重及长石颗粒呈现剪切破裂的情况时,显示储层受到了极大的压力。中拐地区三工河组非含煤地层砂岩压实作用在研究区三工河组表现为砂岩颗粒以线状、点状接触为主,粒间空间较发育。

塑性岩屑的发育加速了砂岩的压实,塑性岩屑主要富集于三工河组的细粒级砂岩和西山窑组砂岩

中,在中等成岩作用下,这类碎屑基本被压实变形并充当假杂基,储层不仅孔隙度呈现线性减小同时储层在渗透率方面也呈现指数减小(图8b),表明了对储层渗透率影响更为显著的因素是塑性岩屑与粒级的相互作用。

3.2.2 胶结作用

胶结作用对储层的破坏性程度仅次于压实用。中拐凸起侏罗系三工河组的胶结物主要以高岭石、菱铁矿以及含铁方解石组成,此外还含有铁白云石以及硅质等,同时其胶结作用方式以孔隙式、镶嵌式以及胶结作用再生方式进行胶结,其中以假杂基形式出现的是以千枚岩为代表塑性岩屑。中拐凸起三工河组储层填隙物主要由黏土矿物,即高岭石、绿泥石、伊利石与蒙脱石混层组成。黏土矿物作为岩石的主要组成部分,对成岩环境较为敏感。在一般的情况之下,当地层水呈酸性条件时,有利于长石溶蚀形成高岭石黏土矿物。反之,当水介质呈碱性时,则有利于蒙皂石和伊蒙混层的形成和保存,因此除了压实作用于中拐三工河组砂岩储层之外,对储层演化有较大控制作用的当属自生黏土矿物的胶结充填作用,所以高含量的黏土矿物对储层物性具有重要的影响。

根据研究区内48口井512块样品的黏土矿物X射线衍射资料进行统计分析,结果表明:中拐凸起侏罗系三工河组储层砂岩黏土矿物以富含自生高岭石为主要特征。高岭石、伊蒙混层、绿泥石包括伊利石是三工河组储层黏土矿物中的组成成分,其中作为

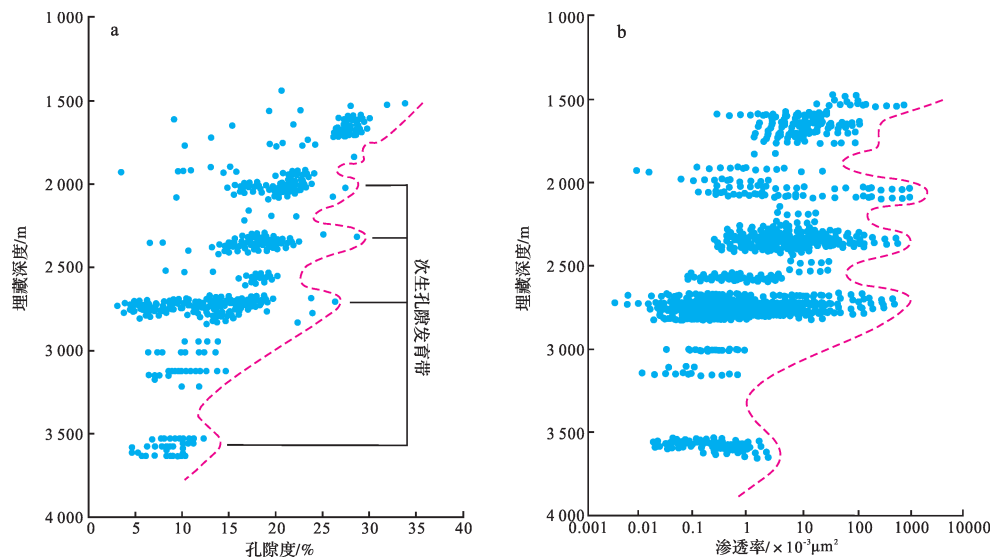


图8 中拐凸起三工河组储层物性与深度关系图

Fig.8 Plot of porosity vs. depth, Sangonghe Formation, Zhongguai Uplift

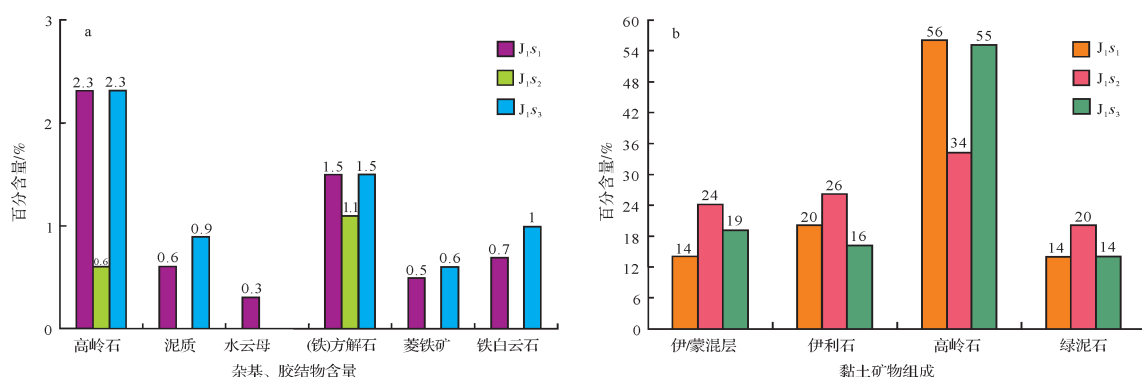


图9 中拐凸起三工河组碎屑岩黏土矿物组成

Fig.9 Clay mineral composition of clastic rocks in the Sangonghe Formation, Zhongguai Uplift

主要黏土矿物的高岭石以蠕虫状和微晶集合体形式充填在三工河组储层碎屑岩孔隙中,其平均含量约为47%~53%。其余黏土矿物作为次要成分以粒间搭桥的包膜形态分布于颗粒储层颗粒表面,包括伊蒙混层、伊利石及绿泥石在内的次要黏土矿物占比依次介于18%~21%及18%~23%、13%~18%之间。经过统计得知伊蒙混层含量处于20%~24%的蒙皂石所占混层比变化不大(图9)。由于含有相对量较高的高岭石,而高岭石微粒在孔隙中易发生迁移,因此,中拐凸起的三工河组砂岩储层具有一定的速敏性。

研究区碎屑岩物性变差的原因主要有压实和胶结等两种破坏性成岩作用,两种令储层物性变差的作用影响储层物性的程度各有不同(图10)。通过对两种破坏性成岩作用的定量分析,发现中拐凸起三工河组砂岩储层孔隙度均值为14.5%,压实作用破坏的原始孔隙占比在17%~79%之间,平均压实减孔率为51%,而胶结破坏的原始孔隙占比在2%~48%,平均胶结减孔率为13%,可见压实作用对原始孔隙的破坏程度远高于胶结作用,由此可见压实作用是对中拐侏罗系三工河组储层物性破坏性最强的成岩作用,是使储层物性损失的主要因素,其次才是胶结作用。

砂岩自生胶结物在三工河组储层中主要以(含铁)方解石、高岭石以及硅质为主,平均含量介于5%~11%之间,关于三工河组储层总体胶结作用较弱是指目标储层在成岩过程中其自身各种自生胶结矿物含量占比总量较低。同时,具有油气显示的砂岩中除了发育少量的白云石以外还可以常见到黄铁矿。与早期成岩B期不同的是在早期成岩A期可以发现方解石胶结和沸石胶结。典型地层如西山窑组。塑性岩屑的发育加速了砂岩的压实,塑性岩屑

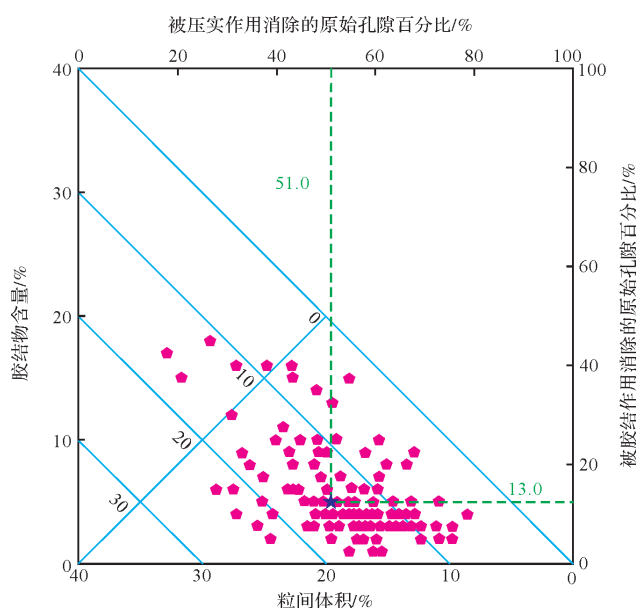


图10 压实作用与胶结作用对孔隙演化影响评价

Fig.10 Assessment of the impact of compaction and cementation on pore evolution

主要富集于三工河组的细粒级砂岩和西山窑组砂岩中,在中等成岩作用下,这类碎屑基本被压实变形并充当假杂基。

3.2.3 溶蚀作用

通过统计分析发现,碎屑岩中颗粒、杂基胶结物以及自生矿物的溶蚀作用是三工河组碎屑岩储层次生孔隙发育的关键因素。孔隙度一般会随着压实作用的增强而相应变小,然而若储层成岩过程中,易溶组分被相应的酸性流体溶解,储层的孔隙度则会增大,渗透率也会变好,相应储层的物性也会变好。中拐侏罗系三工河组储层出现了丰富的可溶组分,并有明显的溶蚀压碎特征,如碳酸盐类、粒间杂基类和沸石类等易溶组分,出现此类现象同三工河组一直

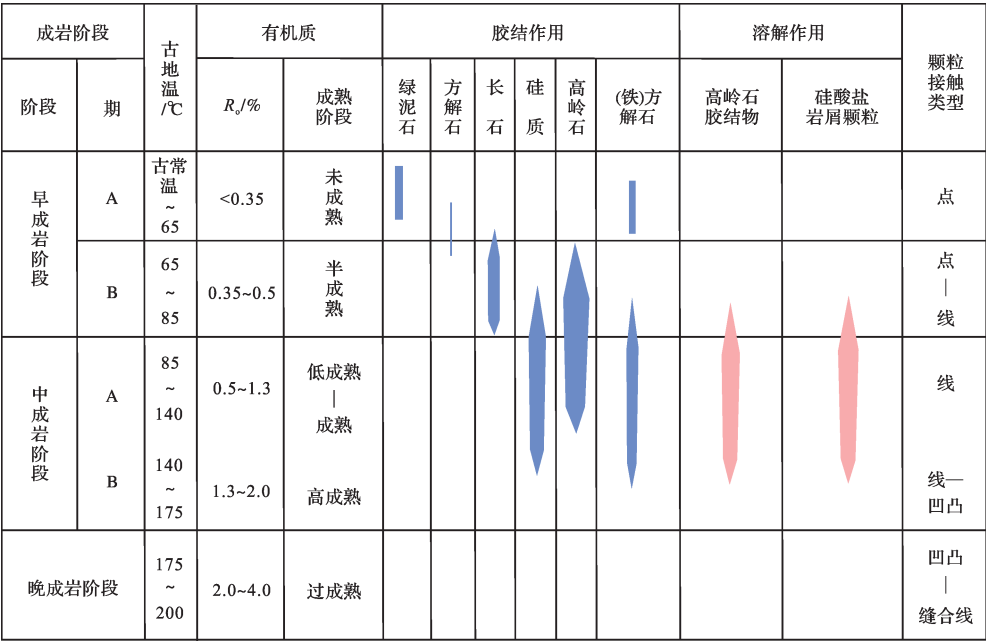


图 11 三工河组成岩演化序列图

Fig.11 Divisions of diagenetic stages of the Sangonghe Formation, Zhongguai Uplift

以来存在的较强酸性成岩环境是分不开的(图 11)。

通过统计分析中拐侏罗系三工河组样品的铸体薄片资料,表明了三工河组因溶蚀作用形成的占比高达 43% 的溶蚀孔对研究区目标储层物性的改善有着非常关键的作用(图 3)。以往存在的次生孔隙成因说与原生孔隙成因说,是对溶蚀作用作用于砂岩从而形成孔隙类型的两种不同认识,此次研究认为,溶蚀作用的主要对象为颗粒(火山岩屑和长石)并且这种作用普遍存在于各类储层中,并非胶结物如方解石等的溶蚀。薄片常见到颗粒溶蚀,而紧邻被溶蚀颗粒的方解石与白云石不溶,被方解石交代的长石残余溶蚀,而交代方解石不溶。研究区目标层煤层早期酸性成岩介质相较于邻层较晚同岩石颗粒发生溶蚀作用,成岩过程中长石、火山岩发生了溶蚀现象,由于砂岩颗粒骨架因酸性介质而较早的发生了解蚀,砂岩骨架发生了碎裂现象。同时,砂岩抗压性与空间支撑力的欠缺也因酸性成岩介质妨碍砂岩钙质的胶结作用导致进一步加剧^[26]。

综上所述,研究区储层物性的主控因素以沉积环境为主,成岩作用为辅。辫状河三角洲前缘水下分流河道微相的沉积物由于粒度较粗,因而物性最好,压实作用造成了储层物性约 40% 的损失,储层孔隙的主要损失来自塑性岩屑对砂岩压实作用,其次为胶结作用,起辅助支撑作用的是溶蚀作用,均为中

拐侏罗系三工河组有利的建设性成岩作用^[27]。

4 结论

- (1) 中拐凸起侏罗系三工河组组储层主要以中细砂岩为主,具有低成分成熟度、低泥质含量、低胶结物含量特征,储层中主要母岩类型如花岗岩、中基性火山岩等砾石成份。
- (2) 研究区储层岩性颗粒从埋深变浅相应的由细变粗,三工河组孔隙类型次要发育粒间溶孔并以发育原生粒间孔和剩余粒间孔为主;压汞曲线叠合图中曲线发育平缓,表明研究区发育均质储层,具体表现为呈现出的细喉道孔喉结构特征;成岩作用及成岩演化序列方面,压实、胶结与溶蚀作用对中拐三工河组的成岩作用也有着密切的关系,总体来讲,强压实作用、弱胶结作用及弱溶蚀作用在成岩特征上呈现“一强两弱”特征,储层类型除了少数部分为中孔中渗储层以外,其余都以低孔低渗储层为主。砂岩型储层孔隙类型主要为原生孔隙,整体物性较好,砂体发育,油气藏形成和断裂、岩性侧向遮挡有关。
- (3) 沉积相带为中拐地区侏罗系三工河组储层主要控制因素,到了后期成岩过程中压实作用成为储层原生孔隙损失的主要因素,这一切都发在如粗粒级的砂岩储层等相对优质的储层上。

参考文献(References)

- [1] 吴孔友,刘波,刘寅,等. 准噶尔盆地中拐凸起断裂体系特征及形成演化[J]. 地球科学与环境学报, 2017, 39(3): 406-418. [Wu Kongyou, Liu Bo, Liu Yin, et al. Characteristics, formation and evolution of fault system in Zhongguai Uplift of Junggar Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2017, 39(3): 406-418.]
- [2] 孟家峰,郭召杰,方世虎. 准噶尔盆地西北缘冲断构造新解[J]. 地学前缘, 2009, 16(3): 171-180. [Meng Jiafeng, Guo Zhaojie, Fang Shihu. A new insight into the thrust structures at the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(3): 171-180.]
- [3] 严世帮,胡望水,李瑞升,等. 准噶尔盆地红车断裂带同生逆冲断裂特征[J]. 岩性油气藏, 2008, 20(1): 64-68. [Yan Shibang, Hu Wangshui, Li Ruisheng, et al. Structural features of contemporaneous thrust faults in Hongche fault belt of Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2008, 20(1): 64-68.]
- [4] 王居峰,邓宏文,蔡希源. 准噶尔盆地中部侏罗系层序地层格架[J]. 石油勘探与开发, 2005, 3(1): 23-26. [Wang Jufeng, Deng Hongwen, Cai Xiyuan. Jurassic sequence stratigraphic frames in the middle Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 3(1): 23-26.]
- [5] 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): 261-267. [Qi Liqi, Bao Zhidong, Wu Boran, et al. Distribution and sequence stratigraphic framework of the Jurassic strata on the northwestern margin of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(2): 261-267.]
- [6] 赵东娜,朱筱敏,董艳蕾,等. 准噶尔盆地车排子地区下白垩统层序地层格架及主控因素分析[J]. 沉积学报, 2013, 31(6): 1070-1080. [Zhao Dongna, Zhu Xiaomin, Dong Yanlei. Sequence stratigraphic framework of Lower Cretaceous and its main controlling factors in Chepaizi area, Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(6): 1070-1080.]
- [7] 潘建国,谭开俊,杨志东,等. 准噶尔盆地侏罗系岩性油气藏成藏条件及控制因素[J]. 石油地质与工程, 2007, 21(1): 1-4. [Pan Jianguo, Tan Kaijun, Yang Zhidong, et al. Study on petroleum accumulation elements of Jurassic lithologic reservoir and its controlling factors in Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(1): 1-4.]
- [8] 金之钧. 叠合盆地油气成藏体系研究思路与方法:以准噶尔盆地中部地区油气藏为例[J]. 高校地质学报, 2011, 17(2): 161-169. [Jin Zhijun. Methods in studying petroleum accumulation systems in a superimposed basin: A case study of petroleum reservoirs in the central Junggar Basin [J]. Geological Journal of China Universities, 2011, 17(2): 161-169.]
- [9] 王昌桂. 中国西北侏罗系油气成藏特征[J]. 地学前缘, 2000, 7(4): 487-495. [Wang Changgui. Characteristics of Jurassic reservoirs in Northwest China [J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4): 487-495.]
- [10] 杨文孝,赵铮亚. 准噶尔盆地侏罗系勘探进展及成藏特征[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(6): 467-470. [Yang Wenxiao, Zhao Zhengya. Advancing exploration of Jurassic in Junggar Basin and its secondary hydrocarbon pools formation and enrichment [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23(6): 467-470.]
- [11] 高帅,马世忠,庞雄奇,等. 准噶尔盆地腹部侏罗系油气成藏主控因素定量分析及有利区预测[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2016, 46(1): 36-45. [Gao Shuai, Ma Shizhong, Pang Xiongqi, et al. Quantitative analysis on Jurassic reservoir controlling factors and prediction of favorable reservoir areas in Junggar Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2016, 46(1): 36-45.]
- [12] 郭继刚,王绪龙,庞雄奇,等. 准噶尔盆地南缘中下侏罗统烃源岩评价及排烃特征[J]. 中国矿业大学学报, 2013, 42(4): 595-605. [Guo Jigang, Wang Xulong, Pang Xiongqi, et al. Evaluation and hydrocarbon expulsion characteristics of the Middle-Lower Jurassic source rock in the southern margin of Junggar Basin [J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2013, 42(4): 595-605.]
- [13] 高劲,曹喆. 准噶尔盆地地下侏罗统页岩气形成条件[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(1): 37-45. [Gao Jin, Cao Zhe. Shale gas accumulation conditions of Lower Jurassic in Junggar Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(1): 37-45.]
- [14] 张日静. 准噶尔盆地腹部下侏罗统三工河组物源体系分析[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(5): 540-542. [Zhang Yuejing. Provenance analysis of Jurassic Sangonghe Formation in hinterland of Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(5): 540-542.]
- [15] 张冬玲,鲍志东,王建伟,等. 准噶尔盆地中部下侏罗统三工河组二段沉积相及储层特征[J]. 古地理学报, 2005, 7(2): 185-196. [Zhang Dongling, Bao Zhidong, Wang Jianwei, et al. Sedimentary facies and reservoir characters of the member 2 of Sangonghe Formation of Lower Jurassic in central Junggar Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2005, 7(2): 185-196.]
- [16] 吴雨韩,吴采西,瞿建华,等. 克拉玛依中拐地区三工河组和八道湾组沉积相新认识[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(6): 590-592. [Wu Yuhang, Wu Caixi, Qu Jianhua, et al. New cognition of sedimentary facies of Sangonghe and Badaowan Formations in Karamay Zhongguai area [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(6): 590-592.]

- [17] 王彭,梁则亮,朱雨萍,等. 准噶尔盆地西北缘中拐凸起石炭系火山岩储层裂缝预测[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(5): 1-5. [Wang Peng, Liang Zeliang, Zhu Yuping, et al. Prediction of the carboniferous volcanic reservoir fractures of Zhongguai Uplift in northwestern margin of Junggar Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2012, 2(5): 1-5.]
- [18] 杨贵前,杜社宽,梁爽. 准噶尔盆地中拐凸起侏罗系八道湾组储层特征及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(11): 1689-1698. [Yang Guiqian, Du Shekuan, Liang Shuang. Reservoir characteristics and controlling factors of the Jurassic Badaowan Formation in Zhongguai Uplift, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(11): 1689-1698.]
- [19] 张顺存,仲伟军,梁则亮,等. 准噶尔盆地车拐地区侏罗系八道湾组储层成岩作用特征分析[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(5): 49-55. [Zhang Shuncun, Zhong Weijun, Liang Zeliang, et al. Reservoir diagenesis characteristics of Jurassic Badaowan Formation in Che-Guai area, Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(5): 49-55.]
- [20] 鲁新川,孔玉华,常娟,等. 准噶尔盆地西北缘克百地区二叠系风城组砂砾岩储层特征及主控因素分析[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 474-481. [Lu Xinchuan, Kong Yuhua, Chang Juan, et al. Characteristics and main controlling factors of sand-gravel stone reservoir of Permian Fengcheng Formation in Kebai area, Northwest Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 474-481.]
- [21] 孙靖,薛晶晶,曾德龙,等. 准噶尔盆地腹部深层八道湾组致密储层特征及主控因素[J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(1): 1-10. [Sun Jing, Xue Jingjing, Zeng Delong, et al. Deep tight reservoir characteristics and main controlling factors of Badaowan Formation in the central Junggar Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017, 41(1): 1-10.]
- [22] 刘志舟. 中拐凸起构造特征与油气成藏条件分析[D]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2002: 21-93. [Liu Zhi-zhou. Structural characteristics and hydrocarbon accumulation conditions of Zhongguai uplift [D]. Beijing: China Petroleum Exploration and Development Research Institute, 2002: 21-93.]
- [23] 赵澄林,朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 3版. 北京: 石油工业出版社, 2001: 102. [Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary petrology [M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 102.]
- [24] 朱世发,朱筱敏,吴冬,等. 准噶尔盆地西北缘下二叠统油气储层中火山物质蚀变及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 77-85. [Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Wu Dong, et al. Alteration of volcanics and its controlling factors in the Lower Permian reservoirs at northwestern margin of Junggar Basin [J]. Oil and Gas Geoscience, 2014, 35(1): 77-85.]
- [25] 曲永强,王国栋,谭开俊,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组次生孔隙储层的控制因素及分布特征[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(增刊1): 50-63. [Qu Yongqiang, Wang Guodong, Tan Kaijun, et al. Controlling factors and distribution characteristics of the secondary pore reservoirs of the Triassic Baikouquan Formation in the Mahu slope area, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(Suppl. 1): 50-63.]
- [26] 侯连华,邹才能,匡立春,等. 准噶尔盆地西北缘克一百断裂带石炭系油气成藏控制因素新认识[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 513-517. [Hou Lianhua, Zou Caineng, Kang Lichun, et al. Discussion on controlling factors for Carboniferous hydrocarbon accumulation in the Ke-Bai fractured zone of the northwestern margin in Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 513-517.]
- [27] 吕锡敏,任战利,方乐华,等. 准噶尔盆地中拐凸起侏罗系岩性油藏控制因素[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(5): 703-707. [Lü Ximin, Ren Zhanli, Fang Lehua, et al. Dominant factors of the Jurassic stratigraphic reservoir in Zhongguai Uplift of Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(5): 703-707.]

Reservoir Characteristics and Factors Controlling the Jurassic Sangonghe Formation in Zhongguai Uplift, Junggar Basin

LIANG Shuang^{1,2,3}, DU SheKuan^{1,2}

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

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

3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

Abstract: As a positive sub-tectonic unit in the Junggar Basin, the accumulation background of the Zhongguai Uplift is very favorable for gas exploration. The physical properties and main controlling factors of the Sangonghe Formation sandstone reservoir were studied by observing the petrographic characteristics of rock cores and thin sections in selected main wells, and by X-ray diffraction (XRD) analyses, well logging, scanning electron microscopy (SEM) and mercury injection, revealing that the sandstone reservoir consists mainly of feldspathic litharenite and lithic sandstone. Particles in phase 2 of the Sangonghe Formation are larger than those in phase 1 and were mainly of average size, with medium structure maturation and low composition maturation. The porosity and permeability of the reservoir was low in places, but it was mainly of medium porosity and permeability. Sedimentary microfacies at the fore-edge of underwater distributary channels in braided river deltas accounted for pore and sand particle development in the reservoir. Analyses of the evolution over this period indicated that reservoir compactness was mainly influenced by compaction and cementation; following the latter, dissolution may have increased the porosity of the reservoir to some extent and offered favorable pathways for gas accumulation.

Key words: reservoir physical properties; Zhongguai Uplift; Sangonghe Formation; controlling factors