

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

杨贵前^{1,2}, 杜社宽¹, 梁爽^{1,2}

(1. 甘肃省油气资源研究重点实验室/中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000;
2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:综合中拐凸起侏罗系八道湾组岩心观察结果及薄片鉴定、扫描电镜、X-射线衍射等分析化验结果,研究其储层岩石学特征、孔隙类型、孔喉结构特征及物性特征等,结果表明:中拐凸起侏罗系八道湾组储层主要为中细砂岩,从八一段到八三段粒度渐粗,具有低成分成熟度、低泥质含量、低胶结物含量、中等结构成熟度特征;其储层类型主要为低孔低渗储层,少数为中孔中渗,主要发育原生粒间孔及残余粒间孔隙,其次为粒间溶孔,粒内容孔发育程度低,呈现细喉道孔喉结构特征。以此为基础对储层物性的影响因素进行分析,结果显示:沉积微相是控制该区八道湾组储层发育的主要因素,粒级粗的砂岩往往物性更佳,是相对优质的储层;压实作用造成的原始孔隙损失占50%以上,是成岩过程中原生孔隙损失的主要因素,胶结作用造成的原始孔隙损失约为14%,是造成储层孔隙损失的次要因素;溶蚀作用造成了研究区内40%以上溶蚀孔隙的发育,对于储集性能的改善有极为重要的作用。

关键词:中拐凸起;八道湾组;控制因素;储层物性

中图分类号:TE122.2

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2017)11-1689-10

引用格式: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. [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.]

0 引言

中拐凸起是准噶尔盆地西部隆起构造的一个二级构造单元,其东南、南部紧临生烃凹陷盆1井西凹陷和沙湾凹陷,东部为达巴松凸起和玛湖凹陷,北部与西部边界正好处于克百断裂带和红车断裂带上,区域构造位置非常有利,是准噶尔盆地富油气区带之一(图1)。研究区内自晚石炭世以来发生了多期构造活动,经历了多类型、多方向的力学变形机制,发育了低角度逆冲断层、高角度逆掩断层、高角度走滑断层、走滑与逆冲兼具的压扭性断层、构造反转断

层、高角度正断层以及相关派生的各类型次级断裂^[1-3],这些性质各异的深浅层断裂在空间内的叠加组合提供了油气运移与聚集的良好通道。以往钻探结果表明,该区具有多层系含油、多期成藏的特点,侏罗系是构造—岩性油藏发育的有利层位,目前已发现了包含拐17、拐201、中佳3及新光1等井区的八道湾组油气藏,新完钻的拐171井在八道湾组试油也获得了高产工业油流,均表明该区八道湾组勘探潜力较大。

已有学者从构造^[1-6]、成藏条件^[7-13]、沉积相及储层预测^[14,15]、成岩演化^[16-18]等不同角度对准噶尔

收稿日期:2017-04-05;修回日期:2017-09-09.

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目(编号:41503048)资助.

作者简介:杨贵前(1988-),男,甘肃兰州人,硕士研究生,主要从事油气地球物理与沉积储层研究.E-mail:guiqianyang@163.com.

通信作者:杜社宽(1963-),男,河南许昌人,副研究员,博士,主要从事地震资料解释与沉积储层研究.E-mail:dsdsk@petrochina.com.cn.

盆地中拐凸起及其周缘地区的各种油气地质问题进行了研究,认为侏罗系具有“深层大藏、浅层小藏”的成藏特点^[3,6,19]。由于油藏规模较小,加之不同区域成藏控制因素各不相同、成藏类型多样,现有的研究成果难以对其勘探开发有效地指导,尤其是2015年发现金龙108井低阻油层以后,使原有的储层认识有了大的转变,亟需对中拐凸起侏罗系储层有较为系统和统一的认识来继续引导该区的勘探开发。在此背景下,为明确该区优质储层的分布状况,笔者展开了岩心观察、铸体薄片观察、扫描电镜分析、X-射线衍射、实验化验资料分析等工作并结合相关测井、录井资料,对其八道湾组储层特征及物性控制因素进行了系统的研究。

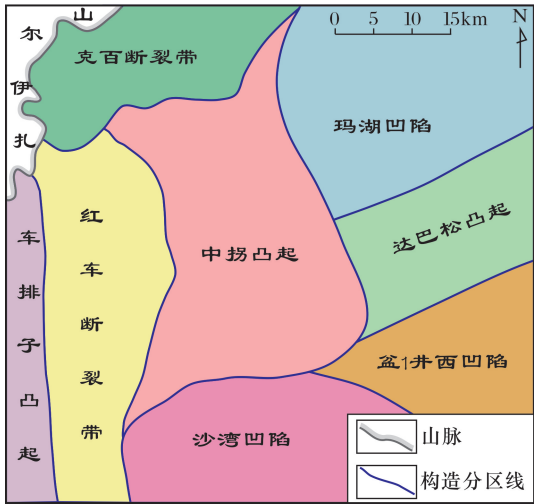


图1 准噶尔盆地中拐凸起位置

Fig.1 Location of Zhongguai Uplift,Junggar Basin

1 储层岩石学特征

中拐地区八道湾组地层由东南向西北方向厚度逐渐减薄,从下往上分为八一段(J_1b_1)、八二段(J_1b_2)和八三段(J_1b_3):八一段发育了一套灰色砂砾岩、含砾砂岩,各级砂岩与灰色、深灰色泥岩及煤层组成的正韵律性互层,每一韵律层由砂砾岩开始向上逐渐过渡为泥岩;八二段主要发育厚层块状泥岩夹薄层灰色粉砂岩及炭质泥岩,泥岩以浅灰绿色为主,局部灰黄色,层理面有少量炭化植物屑;八三段主要发育灰色中、细砂岩,深灰色泥岩、砂质泥岩,灰黑色炭质泥岩夹黑色煤层,砂岩分选良好,具明显韵律性,层理面多见炭化枝杆、碎片和炭屑。

综合录井、岩石薄片及岩心观察资料,研究区八道湾组储层主要分布于八一段和八三段,岩性以粒径0.125~0.5mm的中细砂岩为主,占总体的30%~50%,其次为不等粒砂岩和粗砂岩,分别占总

体的18%~30%和2%~6%,仅八一段发育砂砾岩,占八一段总体积的18.8%。镜下显示砂岩碎屑成分以岩屑为主,含量为32%~86%,平均为50%;石英的含量为3%~50%,平均为27%,并随着粒度的增大(除砂砾岩外)而增加;长石的含量为1%~29%,平均为23%,反映出较低的成分成熟度。根据赵澄林等^[20]提出的碎屑岩成分三角图进行划分,中拐凸起侏罗系八道湾组储集岩类型主要为长石质岩屑砂岩,其次为岩屑砂岩(图2),岩屑成分以凝灰质和中酸性火成岩为主,其次含有少量的石英片岩、石英岩及千枚岩、云母碎片等,反映母岩类型主要为中基性火山岩、花岗岩,判断其物源应来自西部的扎伊尔山脉。碎屑颗粒形态多为次棱角状[图3(a)],其次为次棱角一次圆状或次圆一次棱角状[图3(b)],个别为次圆状,分选性较好,以中等为主,分选性差的不等粒仅为6%,表现为中等程度的结构成熟度[图3(c)];颗粒支撑接触方式以点—线接触为主,点接触、线接触为辅(表1)。

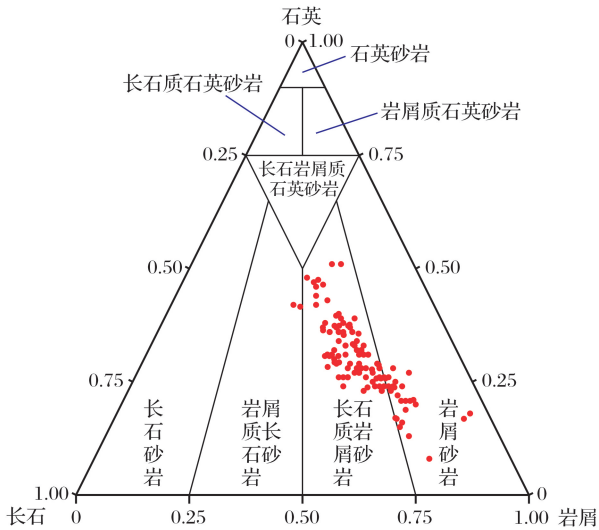


图2 中拐凸起八道湾组碎屑成分三角图

Fig.2 Triangle diagram of detrital components of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

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24口井546块八道湾组储层岩石样品的实测物性资料统计分析,结果表明该区八道湾组储层孔隙度值主要分布在10%~17%之间,平均孔隙度值为13.67%,渗透率值大部分分布在 $(0.16\sim40)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均渗透率值为 $3.02\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,根据我国陆相油田常用储层分类方案,表现为中低孔低渗特征,以低

表1 中拐凸起八道湾组碎屑岩岩矿成分统计

Table 1 The detrital components characteristics of Badaowan Formation in 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 ₁ b ₃	长石质岩屑砂岩为主	31~70	10~47	13~38	中等	次棱角状—次圆状	线接触、点—线接触	孔隙型—压嵌型	凝灰岩为主,少量霏细岩、千枚岩、安山岩等
J ₁ b ₂	长石质岩屑砂岩为主	31~78	17~46	17~30	差	次棱角—次圆状	点接触	接触型	凝灰岩为主,其次为花岗岩、硅质岩和安山岩
J ₁ b ₁	长石质岩屑砂岩为主	29~78	8~44	13~31	中—差	次棱角状—次圆状	点接触、点—线接触	接触型、压嵌型	凝灰岩为主,少量霏细岩、千枚岩、安山岩等

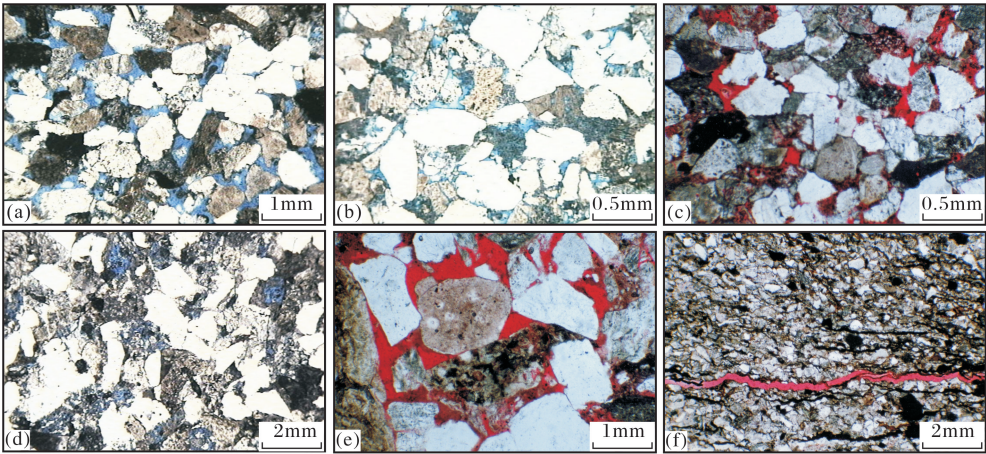


图3 中拐凸起八道湾组储层岩石类型及储集空间微观特征(铸体薄片)

Fig.3 Rock types and micro-characters of Badaowan Formation reservoir in Zhongguai Uplift(casting thin-section)

(a)拐22井,2 363.97m,J₁b,灰色细砂岩,分选性中等、次圆—次棱角状磨圆,原生粒间孔发育,占孔隙体积的70%,残余粒间孔占比28%,溶蚀作用弱,发育粒内溶孔2%,孔隙度为14.8%,渗透率为 $1.22\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $\times 100$; (b)拐27井,3 039.15m,J₁b,浅灰色中细砂岩,分选性中等、次圆—次棱角状磨圆,颗粒支撑,残余粒间孔发育,原生粒间孔次之,溶蚀作用较弱,发育5%粒内溶孔,石英颗粒普遍具锯齿状次生加大,碳酸盐胶结物呈凝块状分布,孔隙度为13.8%,渗透率为 $5.07\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $\times 200$; (c)拐4井,2 703.04m,J₁b,浅灰色中砂岩,颗粒支撑,线接触,长石中轻度泥化,分选好,发育残余粒间孔及粒间溶孔,孔隙度为13.43%,渗透率为 $4.03\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $\times 200$; (d)拐15井,3 028.14m,J₁b,灰色不等粒砂岩,分选差,颗粒支撑,粒间溶孔较发育,可见长石次生加大,菱铁矿团粒具压实变形,孔隙度为5.7%,渗透率为 $0.08\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $\times 50$; (e)拐4井,2 746.05m,J₁b,灰色砂砾岩,溶蚀作用较强烈,发育粒间溶孔(68%)和粒内溶孔(2%),粒间孔占孔隙比30%,孔隙度为13.83%,渗透率为 $33.95\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $\times 100$; (f)拐4井,2 701.17m,J₁b,灰色泥质粉砂岩,微裂缝发育,程度不高,孔隙度为8.85%,渗透率为 $0.53\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $\times 50$

孔低渗储层为主。其中,八一段储层平均孔隙度值为11.7%,平均渗透率值为 $1.87\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,八三段储层平均孔隙度值为14.4%,平均渗透率值为 $3.85\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,整体上从八一段到八三段,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)。

3 储集空间类型

通过对储层样品铸体薄片的观察和扫描电镜等资料的综合分析,发现该区八道湾组储层中的孔隙类型主要为原生孔隙和次生孔隙,残余粒间孔和原生粒间孔是其原生孔隙的主要存在形式,次生粒间溶孔、次生粒内溶孔以及少量微裂缝构成了该区的

次生孔隙。

3.1 原生孔隙

原生孔隙有原生粒间孔和残余粒间孔2种存在形式:原生粒间孔是与岩石成岩同时期形成的原始的粒间孔隙和层、面间缝隙,其特点是随着埋深的增加在压实作用和胶结作用下孔隙空间迅速减小,但并未受到明显的溶解破坏和胶结堵塞;残余粒间孔虽未被溶解破坏却受到了胶结作用的影响而部分堵塞,从而降低了储层孔隙空间。研究区八道湾组储层原生孔隙较发育,相比之下,由于八一段和八二段埋深较大,在较强的压实作用和胶结作用下较多的岩屑塑性颗粒因受到挤压变形而形成假杂基挤入了孔隙空间中,随着胶结物的增多导致其原生粒间

孔[图 3(a)]较八三段发育程度低而残余粒间孔[图 3(b)]较为发育,八三段由于埋深较浅,压实作用较弱而原生粒间孔较发育。

3.2 次生孔隙

次生孔隙是岩石成岩后受到新的地质作用形成的孔隙,研究区内八道湾组主要的次生孔隙为溶蚀

作用形成的粒内溶孔和粒间溶孔及少量构造作用形成的微裂缝。粒间溶孔[图 3(c),图 3(d)]是碎屑粒间杂基和胶结物溶蚀以及碎屑颗粒边与胶结物溶蚀造成的孔隙,常常对储集岩物性具有较好的提升作用;粒内溶孔[图 3(e)]是成岩中晚期酸性流体对碎屑颗粒的溶蚀造成的粒内溶蚀孔隙,发育程度一般

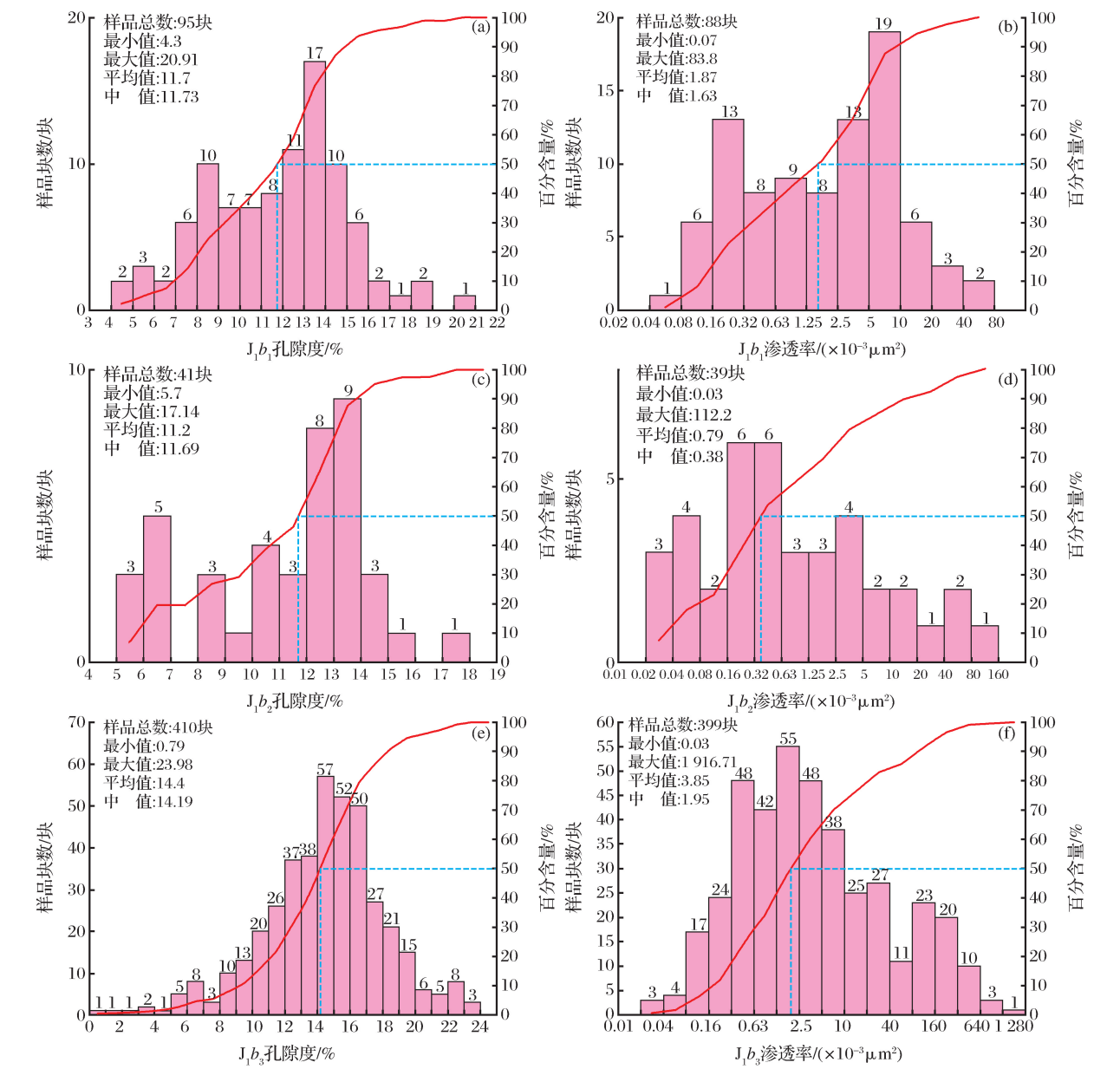


图 4 中拐凸起八道湾组储层孔隙度、渗透率分布特征

Fig.4 The distribution of porosity and permeability of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

较低,对储集岩物性的改善作用很小。

得益于研究区内丰富的可溶组分和砂岩中酸性流体的存在,八道湾组储层的溶蚀作用普遍发生,粒间溶孔较为发育,为储层物性的改善起到了一定作用。受构造活动和沉积作用影响,研究区内也发育

了少量的微裂缝[图 3(f)],虽不能有效改善储层孔隙度,但往往可以作为有效的运移通道而起到连通孤立孔隙、改善储层渗透性的作用。

3.3 孔隙喉道特征

通过对中拐凸起八道湾组 193 个储层样品的实

测压汞参数进行统计,从中值压力、排驱压力、最大孔喉半径、分选系数、中值半径、非饱和孔隙体积百分数等主要孔喉结构参数分析,侏罗系八道湾组砂岩储层的孔喉平均毛管半径为 2.2 μm ,最大孔喉半径为 8.62 μm ,平均排驱压力为 0.6MPa,退汞效率为 37.6%,孔喉体积比为 1.9%。可以看出,八道湾组砂岩喉道多为细喉道,少数表现为微喉特征(表 2)。

4 储层控制因素

中拐凸起侏罗系八道湾组碎屑岩储层为砂砾岩、砾岩、砂岩、含砾砂岩等,储层物性差异较大,表现出较高的非均质性,其物性的好坏主要受到沉积环境(沉积相带)和成岩作用的影响。

4.1 沉积环境

研究区八道湾组地层整体上埋藏深度差异不大,最大埋深差值在 400m 以内,成岩环境较为相似,主要发育于辫状河三角洲—湖泊沉积环境下,砂

体类型主要为辫状河三角洲前缘分流河道、辫状河三角洲平原辫状河道和滨浅湖滩坝砂体。通过对研究区内不同沉积微相砂体的物性进行统计分析,发现各沉积微相间的沉积特点不同、沉积的砂体类型不同,导致储层物性相差较大(表 3)。其中以水下分流河道砂体的物性最优,河道间沉积因泥质含量高而物性较差,滨浅湖沉积的砂坝由于泥质的不均匀沉积而使孔隙度变化较大,孔隙度值低至 5%、高至 20%以上,而辫状河三角洲平原辫状河道砂体的孔隙度又明显高于辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体的孔隙度,表明沉积相带对研究区内八道湾组储层影响较大。以拐 4 井为例,拐 4 井 J₁b₁发育辫状河三角洲前缘砂体,内部砂体结构呈现多期河道叠置特征,每期河道二元结构特征明显,物性值高低反映多个高能的辫状河道砂体物性好于低能的河道侧翼砂体,可明显看出随着沉积微相的不同,储层孔隙度差异显著(图 5)。

表 2 中拐凸起八道湾组储层压汞参数统计
Table 2 The mercury injection parameters of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

层位	孔隙度 /%	渗透率 /($\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)	中值压 力/MPa	中值半 径/ μm	排驱压 力/MPa	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	喉道 类型
J ₁ b ₃	14.35	28.76	3.59	0.7	0.54	8.62	37.03	1.97	2.45	20.1	157	细喉,微喉
J ₁ b ₂	14.48	23.71	3.51	0.29	0.32	3.79	48.84	1.15	1.02	17.1	4	微喉
J ₁ b ₁	11.25	7.65	6.34	1.79	0.88	3.36	38.83	1.83	0.9	29.0	32	细喉,微喉

表 3 中拐凸起八道湾组储层不同沉积微相砂体孔隙度与渗透率对比
Table 3 Porosity and permeability of different microfacies of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

沉积微相砂体	孔隙度/%		渗透率/($\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)	
	分布范围	平均值	分布范围	平均值
辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体	5.7~23.98	14.89	1.03~2 053.83	58.97
辫状河三角洲前缘水下分流河道间砂体	1.8~13.95	6.86	0.03~43.26	3.67
滨浅湖砂体	5.4~21.14	11.06	0.03~112.2	8.45
辫状河三角洲平原辫状河道砂体	5.81~22.96	15.68	0.97~2 641.09	73.52

沉积环境对原生孔隙的影响程度也反映在孔隙度与渗透率的线性相关性上^[21]。通过对研究区内八道湾组砂岩储层的孔隙度和渗透率进行相关性分析,该区八道湾组储层孔隙度和渗透率相关性较好(图 6),孔隙度值大都在 10%以上,渗透率值也都在 1 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以上,反映出储层具有良好的均质性,储层物性与孔喉对应关系良好,反映出受成岩作用的影响较弱,亦即沉积环境是控制储层物性的主要因素,同时表明区内储集岩主要发育了原生粒间孔隙,次生孔隙发育程度较低,储层内部流体的渗流

通道主要为原生粒间孔喉和部分的次生溶蚀孔,与铸体薄片观察结果一致。

综合以上分析,沉积环境决定了中拐凸起八道湾组储层的物性优劣,是其物性的主要控制因素。

4.2 成岩作用

4.2.1 压实作用

压实作用在沉积物埋藏早期阶段对储层物性的破坏作用非常明显。中拐凸起八道湾组地层的压实与压溶作用强度较强,砂岩颗粒基本为线接触[图 3(b)]。在八道湾组地层早成岩期的酸性成岩

介质与颗粒溶蚀作用中,酸性成岩介质阻止了砂岩钙质的胶结,使砂岩粒间空间缺乏支撑,砂岩抗压性相对较低,尤其是长石与火山岩的选择性溶蚀,使砂岩骨架支撑力降底,发生压碎作用。细砂岩、中砂岩、粗砂岩、砂砾岩等随着埋藏深度的增加,压实作用增强,孔隙度逐渐变小(图 7)。但在埋深 2 900m 以下,由于次生溶蚀孔隙的产生,储层孔隙度有局部变大的趋势。

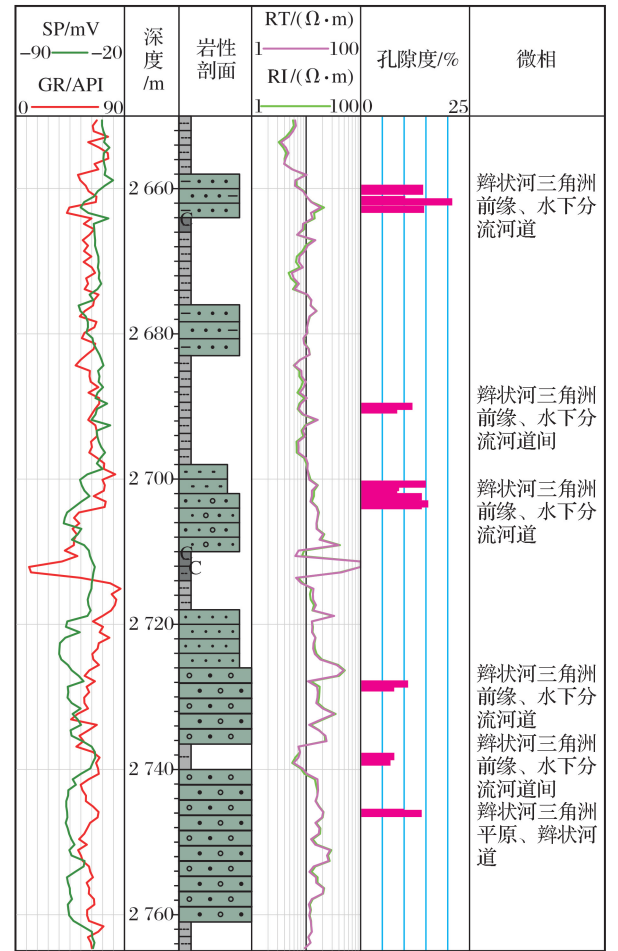


图 5 拐 4 井沉积微相与孔隙度

Fig.5 Sedimentary microfacies and porosity of Well Guai 4

4.2.2 胶结作用

在沉积物的压实成岩过程早期,岩石中的一些矿物在压力作用下溶解在水中并渗入沉积物颗粒间的空隙中,随着浓度的增加,矿物又重新结晶并与沉积物碎屑颗粒粘在一起,可以有效地抵御压实,从而保护原生孔隙。至沉积成岩后期,随着胶结作用的继续进行和大量胶结物的粒间堆积,孔隙常常因为被堵塞而降低储层的孔隙度。通过对研究区内 68 口井 712 块样品的 X-射线衍射资料和扫描电镜资料统计分析,结果表明:中拐凸起侏罗系八道湾组砂

岩储层泥质杂基含量较低,粗粒级砂岩低于细粒级砂岩,平均含量低于 2%,胶结物总量平均为 3.81%~4.58%,以高岭石、含铁方解石及菱铁矿为主[图 3(d)],其次为铁白云石、硅质等;黏土矿物以富含自生高岭石为主,其次为伊/蒙混层、伊利石和绿泥石,其中,高岭石平均含量介于 48%~52%之间,呈蠕虫状、微晶集合体状分布于碎屑颗粒间充填孔隙,伊/蒙混层、伊利石和绿泥石的含量分别为 20%~24%、10%~16%和 14%~16%,产状主要为粒间搭桥状以及分布于颗粒表面呈包膜状。伊/蒙混层中蒙皂石所占的比例(即混层比)纵向上变化不大,平均在 26%~33%之间[图 8]。

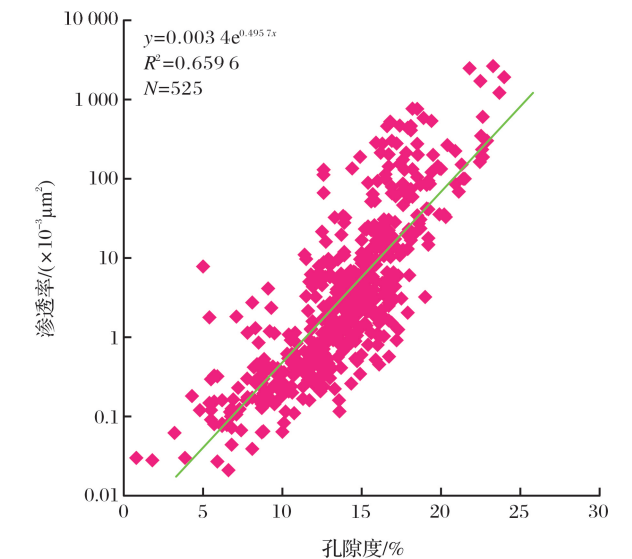


图 6 中拐凸起八道湾组储层孔隙度—渗透率相关分析
Fig.6 Relationship between permeability and porosity of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

在八道湾组砂岩储层成岩演化过程中,由于形成的各种自生矿物的总量较低(平均在 5.0%~11.0%之间),以(含铁)方解石、高岭石、硅质为主(具油气显示的砂岩中常见到黄铁矿),另外还发育少量的铁白云石,表现出弱胶结作用特征。在埋藏初期,成岩温度小于 60℃,储集岩中胶结物含量太低,支撑碎屑颗粒骨架的作用不强,颗粒接触方式为点接触,因此压实作用对储层的破坏作用较强,为弱绿泥石胶结;进入早成岩阶段 B 期,成岩温度在 65~85℃之间,随着胶结物含量增高,较多的胶结物会阻塞砂砾岩中的孔喉,使后期溶蚀作用较难进行,在一定程度上降低了储层孔隙度,而此时压实作用较强烈,岩石呈半固结状态,颗粒间接触方式为点—线接触,表现为硅酸盐、高岭石的溶解及硅质、高岭

石、铁方解石的胶结、交代作用;到中成岩 A 期,成岩温度已经达到 80~140℃,颗粒间接触方式已经为线接触,此时高岭石、硅质胶结减缓,发育(铁)方解石胶结,溶解作用大量发育使储层次生溶蚀孔隙发育,物性有所提升(图 7,图 9)。

通过对压实作用和胶结作用所造成的原始孔隙

度的减少量做定量分析(图 10),发现中拐凸起八道湾组砂岩储层孔隙度均值为 13.8%,压实作用破坏的原始孔隙占比在 18%~80%之间,平均压实减孔率为 53.5%,而胶结破坏的原始孔隙占比在 1%~50%,平均胶结减孔率为 14%,可见压实作用对原始孔隙的破坏程度远高于胶结作用,因此压实作用

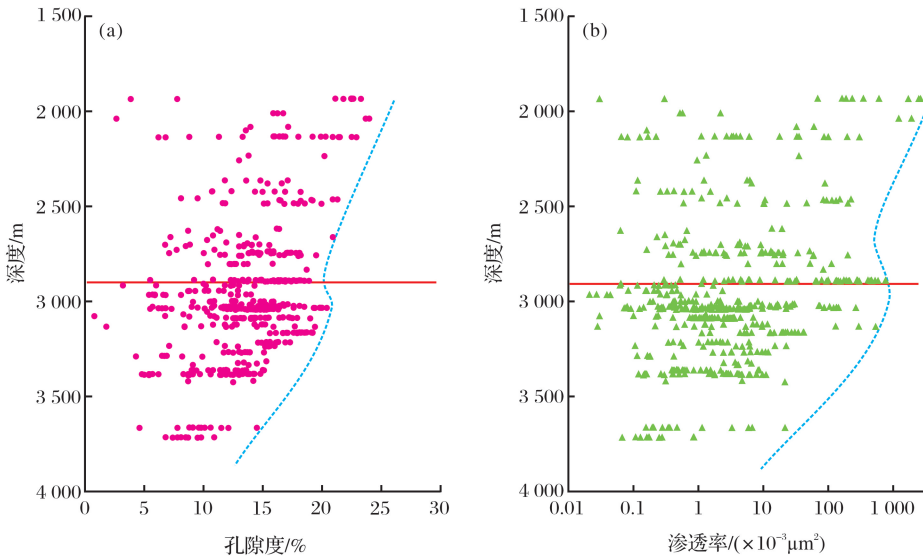


图 7 中拐凸起八道湾组储层物性与深度关系

Fig.7 Relationship between porosity and depth of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

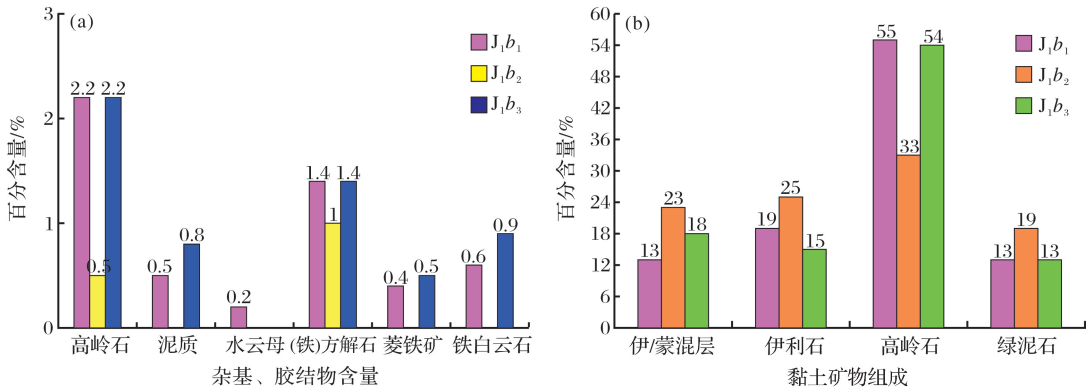


图 8 中拐凸起八道湾组碎屑岩黏土矿物组成和杂基、胶结物含量

Fig.8 Clay minerals and matrix and cement of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

是原生孔隙损失的主要因素,而胶结作用次之。

4.2.3 溶蚀作用

碎屑岩中的胶结物、颗粒、自生矿物、杂基等在一定的成岩环境中都可以发生一定程度的溶蚀作用,这是造成碎屑岩储层次生孔隙发育的重要因素。通常情况下,随着埋藏深度的增加,压实作用逐渐增强,孔隙度会相应地逐渐减小;但若储层中富含易溶组分,则在成岩演化过程中,产生的酸性流体将促使易溶组分溶解,导致孔隙增大,储层物性变好。如

图 7,在深度小于 2 900m 时,压实作用使孔隙度和渗透率逐渐下降,当深度超过 2 900m 时由于溶蚀作用的发育,孔隙度和渗透率均有所改善。

研究区八道湾组砂岩颗粒溶蚀非常普遍[图 3(a)—图 3(e)],具有丰富的可溶组分,主要溶蚀物为粒间杂基、沸石类胶结物和碳酸盐类等胶结物,并具溶蚀压碎特征,这与八道湾组含煤地层相对较强的酸性成岩环境有关。以拐 4 井为例,其 2 703.04m 样品孔隙度值为 13.43%,渗透率值为

4.03×10⁻³ μm², 粒间溶孔发育程度较低[图 3(c)], 33.95×10⁻³ μm², 粒间溶孔占了总孔隙体积的 68% [图 3(e)]. 可以看出, 随着深度增加和溶蚀作用程

成岩阶段		地温 /℃	有机质		胶结作用						溶解作用		颗粒 接触 类型
阶段	期		R_o /%	成熟 阶段	绿 泥 石	方 沸 石	长 石	硅 质	高 岭 石	(铁)方 解石	高岭石 胶结物	硅酸盐 岩屑颗粒	
早成岩阶段	A	古常 温 ~ 65	<0.35	未成熟									点
	B	65 ~ 85	0.35~0.5	半成熟									点— 线
中成岩阶段	A	85 ~ 140	0.5~1.3	低成熟 成熟									线
	B	140 ~ 175	1.3~2.0	高成熟									线—凹凸
晚成岩阶段		175 ~ 200	2.0~4.0	过成熟									凹凸 缝合线

图 9 中拐凸起八道湾组储层成岩演化序列

Fig.9 Division of diagenetic stage of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

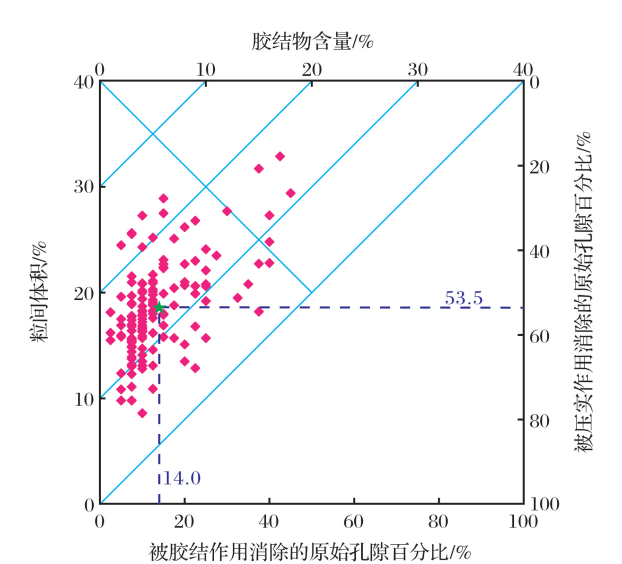


图 10 中拐凸起八道湾组储层压实作用和胶结作用对孔隙演化的影响综合评价

Fig.10 Overall assessment of effect of compaction and cementation on pore evolution of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift

度增高, 储层孔隙度和渗透率均有了一定的提高。
根据研究区八道湾组砂岩储层样品的铸体薄片资料统计, 结果表明溶蚀孔占整个八道湾组储层样

品孔隙的 43%, 可见溶蚀作用对于中拐凸起八道湾组储层物性的改善有极为重要的作用。

5 结论

- (1) 中拐凸起侏罗系八道湾组储层主要为中细砂岩, 砂岩砾石成分以凝灰质和酸性火成岩为主, 具有中等结构成熟度、低成分成熟度、低泥质含量、低胶结物含量特征, 物源来自于西部的扎伊尔山脉。
- (2) 中拐凸起侏罗系八道湾组储层孔隙类型以原生粒间孔和残余粒间孔为主, 其次发育粒间溶孔, 呈现喉管道孔喉结构特征; 储层类型以低孔低渗储层为主, 少数为中孔中渗储层, 随着八一段到八三段岩性粒级由细变粗和埋深变浅, 储层物性相对较优。
- (3) 中拐地区侏罗系八道湾组储层控制因素主要为沉积相带, 粒级粗的砂岩往往是相对优质的储层, 其次为后期成岩作用, 其中压实作用是成岩过程中原生孔隙损失的主要因素, 塑性岩屑的发育加速了砂岩的压实, 胶结作用是储层孔隙损失的次要因素, 溶蚀作用对储集性能的改善有积极的作用。

参考文献 (References)

[1] Cui Bingfu, Wang Haidong, Kang Sufang, et al. On petroleum

- migration and accumulation of Cheguai area in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(1): 36-38. [崔炳富, 王海东, 康素芳, 等. 准噶尔盆地车拐地区石油运聚规律研究[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(1): 36-38.]
- [2] Yan Shibang, Hu Wangshui, Li Ruisheng, *et al.* Structural features of contemporaneous thrust faults in Hongche fault belt of Junggar Basin [J]. Lithology Reservoirs, 2008, 20(1): 64-68. [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.]
- [3] Xia Xianbo, Jin Jun. Characteristics of Jurassic structural geology and analysis of exploration potential in the Che-Guai area of Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2003, 8(4): 29-33. [夏显佰, 靳军. 准噶尔盆地西北缘车一拐地区侏罗系构造地质特征与勘探潜力分析[J]. 中国石油勘探, 2003, 8(4): 29-33.]
- [4] Lu Bing, Zhang Jin, Li Tao, *et al.* Analysis of tectonic framework in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(3): 283-289. [鲁兵, 张进, 李涛, 等. 准噶尔盆地构造格架分析[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(3): 283-289.]
- [5] Liu Yinhe. Jurassic sedimentation, tectonics and petroleum distribution in Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999(5): 12-15. [刘银河. 准噶尔盆地侏罗系沉积构造与油气分布[J]. 石油勘探与开发, 1999(5): 12-15.]
- [6] 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. [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.]
- [7] Pan Jianguo, Tan Kaijun, Tang Yong, *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): 16-22. [潘建国, 谭开俊, 唐勇, 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): 16-22.]
- [8] Tian Ying, Gu Yanling, Song Xinping, *et al.* Genesis and accumulation of Jurassic oil and gas in Zhongguai area of Junggar Basin [J]. Science & Technology Information, 2012(2): 140-140. [田英, 谷艳玲, 宋新萍, 等. 准噶尔盆地中拐地区侏罗系油气成因及成藏分析[J]. 科技资讯, 2012(2): 140-140.]
- [9] Zhao Libin. The Geochemistry of Petroleum Pool Forming of Zhongguai Uplift in Junggar Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2005. [赵力彬. 准噶尔盆地中拐凸起油气成藏地球化学研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2005.]
- [10] Gao Jin, Cao Zhe. Shale gas accumulation conditions of lower Jurassic in Junggar Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2016(1): 37-45. [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(1): 37-45.]
- [11] Wang Zhuochao, Ye Jiaren. Modeling of pool-forming dynamics for Jurassic in Cheguai area, northwest edge of Junggar Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(2): 63-67. [王卓超, 叶加仁. 准噶尔盆地西北缘车拐地区侏罗系成藏动力学模拟[J]. 地质科技情报, 2010, 29(2): 63-67.]
- [12] Lv 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. [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.]
- [13] Liu Cuimin, Xiang Baoli, Meng Haojin, *et al.* Oil/Gas origin of Jurassic reservoirs in Zhongguai bulge, Junggar Basin [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2008, 31(2): 26-27. [刘翠敏, 向宝力, 孟皓锦, 等. 准噶尔盆地中拐凸起侏罗系油藏油气成因分析[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(2): 26-27.]
- [14] Wu Yuhua, 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(6): 590-592. [吴雨韩, 吴采西, 瞿建华, 等. 克拉玛依中拐地区三工河组 and 八道湾组沉积相新认识[J]. 新疆石油地质, 2010(6): 590-592.]
- [15] Tan Kaijun, Pan Jianguo, Yao Qingzhou, *et al.* The formation conditions and main controlling factors of Jurassic lithologic reservoirs in Cheguai area, Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(2): 41-44. [谭开俊, 潘建国, 姚清洲, 等. 车拐地区侏罗系岩性油气藏形成条件及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(2): 41-44.]
- [16] Zhang Shuncun, Zhong Weijun, Liang Zeliang, *et al.* Reservoir diagenesis characteristics of Jurassic Badaowan Formation in Cheguai area, Junggar Basin [J]. Lithology Reservoirs, 2011, 23(5): 49-55. [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.]
- [17] Wu Xiaozhi, Jiang Yiqin, Li Baihua. Predominant factor and forecasting of reservoir of Zhongguai-5-8 zone's Permian Jiamuhe Formation in northwest margin, Junggar Basin [J]. Xinjiang Geology, 2010, 28(2): 174-179. [吴晓智, 蒋宜勤, 李佰华, 等. 准噶尔盆地西北缘中拐一五八区佳木河组储层主控因素及发育区预测[J]. 新疆地质, 2010, 28(2): 174-179.]
- [18] Wu Heyuan, Tang Yong, Chang Qiusheng. Genesis of sandy conglomerate reservoirs cemented by zeolites in Jiamuhe Formation of Zhongguai Swell, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(3): 281-288. [吴和源, 唐勇, 常秋生. 准噶尔盆地中拐凸起佳木河组沸石类胶结砂砾岩储集层成因机理[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(3): 281-288.]
- [19] Liu Zhizhou. Structural Characteristics and Hydrocarbon Accumulation Conditions of the Zhongguai Uplift [D]. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2002: 21-93. [刘志舟. 中拐凸起构造特征与油气成藏条件分析[D]. 中国石油勘探开发研究院, 2002: 21-93.]
- [20] Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology [M]. Third Edition. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 102.

- [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.]
- [21] Yin Jianguo,Liu Xu,Bai Yu,*et al.*The characteristics of depositional facies and their influence on reservoir properties in Fudong Slope, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015,26(supplement 2):23-32.[殷建国,刘旭,白雨,等.准噶尔盆地阜东斜坡区沉积相特征及其对储层物性的控制作用[J].天然气地球科学,2015,26(增刊2):23-32.]

Reservoir characteristics and controlling factors of the Jurassic Badaowan Formation in Zhongguai Uplift, Junggar Basin

Yang Gui-qian^{1,2}, Du She-kuan¹, Liang Shuang^{1,2}

(1.Key Laboratory of Petroleum Resources, Gansu Province/Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Science, Lanzhou 730000, China;
2.University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: A comprehensive study of Badaowan Formation in Zhongguai Uplift is performed, including the reservoir petrology, pore types, pore structure and material characteristics by using the core analysis, thin section identification, scanning electron microscopy and X-ray diffraction analysis. The results indicate that the Badaowan Formation reservoir belongs to a low-porosity-low-permeability reservoir, with few part of medium-porosity-medium-permeability reservoir; Med-fine grained sandstone mainly developed and the coarse grain size gradually becomes bigger with the depth increasing from one segment to three segments of Badaowan Formation. It shows the characteristics of low compositional maturity, low clay content, low cement content and medium textural maturity; The pore types showing fine throat structure characteristics. Sedimentary microfacies are the main factors controlling the development of the Badaowan Formation, coarse grained sandstones are often relatively high quality reservoirs. The compaction is the main factor of primary pore loss which caused the original pore loss more than 50%, and the development of plastic debris accelerates the compaction of sandstone. Cementation is the secondary factor of reservoir pore loss which caused almost 14% original pore loss. The dissolution has a very positive effect on reservoir performance and caused the dissolution pore to increase over 40%.

Key words: Zhongguai Uplift; Badaowan Formation; Controlling factors; Reservoir physical property